

한국 원자력발전의 온실가스 저감 기여도 및 경제적 효과 분석

조병옥[†] · 김신종 · 김점수

서울과학기술대학교 에너지환경대학원

(2010년 9월 10일 접수, 2010년 11월 20일 수정, 2010년 11월 20일 채택)

An Analysis on Korean Nuclear Power's Contribution to the GHG Emission Reduction and the Economic Effect

Byung-Oke Cho[†], Shin-Jong Kim and Jum-Su Kim

The Candidates for Ph. D., Department of Energy Policy, SNUT.

(Received 10 September 2010, Revised 20 November 2010, Accepted 20 November 2010)

요 약

본 논문은 한국의 원자력발전소 가동에 따른 온실가스 저감 기여도와 국민경제적 효과를 평가하였다. 한국의 2009년 원자력 발전량과 국가에너지기본계획에 의거한 추정 발전량에 온실가스 배출계수를 적용한 결과, 원자력발전이 온실가스 배출량의 저감과 전기요금의 인상억제, 화석연료의 수입대체 등에 긍정적으로 기여하고 있는 것으로 분석되었다. 향후 국가에너지의 안정적·경제적 조달과 기후변화에 대응하기 위하여 원자력발전의 비중이 확대될 필요가 있는 것으로 보인다.

주요어 : 원자력발전, 온실가스 감축, 경제적 효과, 한국

Abstract— This study is to assess the reduction of greenhouse gas emission and economic contribution by operating nuclear power plants in Korea. According to the results of applying greenhouse gas emission coefficients to the current nuclear power generation and the estimated nuclear power generation of national energy master plan, it is confirmed quantitatively that nuclear power contributes to reducing greenhouse gas emission, controlling inflation, and substituting import of fossil energies. For the reliable and cost-effective supply of energy and the active responsiveness to climate change, a continuous expansion of nuclear power is implied to be necessary.

Key words : Nuclear Power, Green House Gas(GHG) Reduction, Economic Effect, Korea

1. 서 론

세계 각국은 온실가스의 지속적 배출로 인한 지구 환경오염 방지와 석유, 석탄, 가스 등 화석연료의 고갈 가능성 등에 대응하기 위해 적극 노력하고 있다. 구체적으로 지속가능 발전을 위한 새로운 성장 동력으로 녹색기술 및 산업을 육성하면서, 그 일환으로

경제성과 친환경성을 갖춘 에너지로서 원자력발전의 증설 또는 신규 도입을 추진하고 있다.

국제원자력기구(IAEA, 2010)는 세계적으로 가동 중인 원전이 438기로서 총 372 GWe의 설비용량을 보유하고 있으며, 향후 신규 발전설비 규모가 지속적으로 증가하여 2020년에는 445~543 GWe, 2030년에는 2009년 현재 설비용량의 2.2배 정도인 807 GWe에 이를 것으로 전망하고 있다. 또한 경제개발협력기구/원자력기구(OECD/NEA, 2008)는 원전 설비용량이 2007년 372 GWe에서 2050년에는 2009년 현재 용량의 1.5~3.8배

[†]To whom corresponding should be addressed.
The Candidates for Ph. D., Department of Energy Policy, SNUT.
172 Gongreung 2-dong, Nowon-gu, Seoul, 139-743, Korea
Tel : 02-974-6009; E-mail : jeontag@hotmail.com

인 580~1,400 GWe까지 증가할 것으로 예측하고 있으며, 세계원자력협회(WNA, 2010) 역시 2100년에 원전설비 규모가 5.6배 정도인 2,062 GWe에 이를 것으로 전망하고 있다. 이에 따라 세계 전력소비에서 원자력이 차지하는 비중은 2008년 13.5%에서 2030년에 16.6%, 2050년에는 17.0%까지 확대될 것으로 예상된다(IAEA, 2010). 이러한 원자력 비중 확대에 따라 에너지부분 온실가스 배출량도 2020년 30.9 Gt으로 정점에 달한 후 2030년에는 26.4 Gt으로 감축될 것으로 전망된다(IEA, 2009).

그러나 이와 같은 세계적 추세 속에 한국의 원자력 발전에 대한 분석은 미흡하며, 특히 온실가스 배출량 감소효과와 물가인상 억제 및 화석연료의 수입대체 등에 대한 계량적인 분석이 부족한 것으로 나타났다.

이에 따라 본 논문은 원자력발전의 확대 가능성이 높아지는 가운데 한국에서 원자력발전이 온실가스 배출량 감축과 물가인상의 억제 및 화석연료의 수입대체 등에 기여할 수 있는 정도를 계량적으로 분석하기로 한다. 우선 2010년 현재 한국에서 가동 중인 원전 20기가 실현하고 있는 온실가스의 저감과 경제적 효과를 분석하고, 이후 제1차 국가에너지기본계획(2008)에 의거하여 'BAU(Business As Usual) 기준 전력수요 전망'과 '2030년 목표안 기준 전력수요 전망'을 분석하여 원자력발전의 확대에 따른 온실가스 저감 효과와 경제적 성과를 추정해 보기로 한다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. I절 문제제기에 이어 II절에서는 환경과 경제성 측면에서의 원자력의 역할에 대한 선행연구를 검토해 보고, III절에서는 본 연구를 위한 가설설정과 분석방법을 제시하고, IV절에서는 분석결과에 대해 논의한다. V절에서는 요약 및 시사점과 한계점을 제시하기로 한다.

2. 선행연구

에너지 소비와 지구환경오염과 관련하여, 국제에너지기구(IEA, 2009)는 세계에너지 소비가 2007년 12,013 MTOE에서 2030년 16,790 MTOE까지 증가할 것으로 전망하는 가운데, 2030년 1차 에너지에서 차지하는 에너지원별 비중은 여전히 석유(30%), 석탄(29%), 천연가스(21%)에서 높ی 나타나며, 원자력의 비중은 5.7%로 추정하고 있다. 이에 따라 에너지 분야 온실가스 배출은 2007년 29 Gt에서 2030년에는 발전분야 17.8 Gt, 산업분야 6.2 Gt, 수송분야 9.3 Gt 등 총

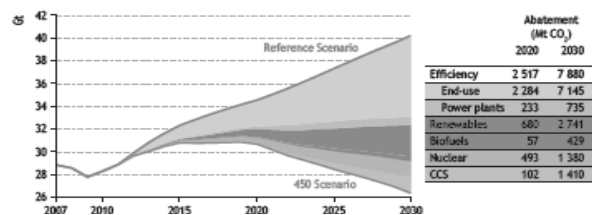
40 Gt으로 지속적으로 증가하여 2030년 세계 온실가스 배출량(56.5 Gt)의 71%에 달할 것으로 예측하고 있다.

또한 기후변화에 관한 정부간 패널(IPCC, 2007)은 기후변화의 피해를 최소화하기 위해서는 대기 중의 이산화탄소 농도를 445~490 ppm으로 제한하여야 한다고 주장하고 있다. 이러한 450 ppm 시나리오는 에너지 소비증가 억제정책을 바탕으로 온실가스 배출이 2020년에 43.7 Gt으로 정점에 도달한 후 2030년에는 37.1 Gt 까지 감소할 것이라는 것을 가정하고 있다. 이를 위해서 유럽 등 주요 OECD 국가는 온실가스 배출총량제를 확대시행하고, 원자력과 신재생에너지를 기반으로 하는 발전량을 2030년 세계 전체 발전량의 55%까지 확대할 필요가 있는 것으로 추정하고 있다.

아래 Fig. 1은 '기준 시나리오' 대비 '450 ppm 시나리오'를 달성하기 위한 온실가스 감축수단을 나타낸 것으로, 효율개선이 가장 중요하며 아울러 원자력과 신재생, 탄소포집 및 저장기술(Carbon Capture and Storage, CCS)의 기여도가 큰 것을 알 수 있다(IEA, 2009).

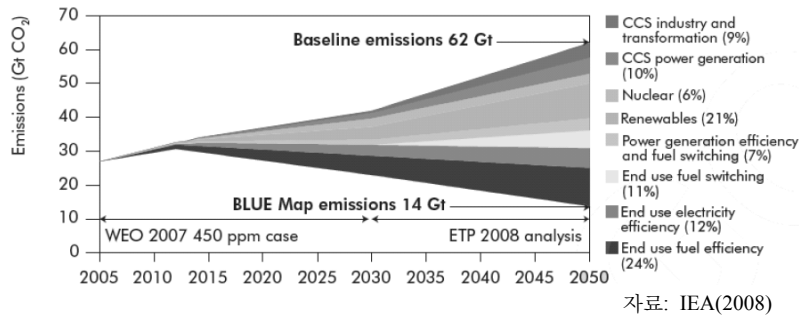
국제에너지기구(IEA, 2008)는 세계 각국 정부가 현재의 온실가스 정책을 고수한다고 가정한 베이스라인 시나리오를 따를 경우 2050년까지 석유수요가 70% 이상 증가하고 온실가스는 2005년 27 Gt에서 2050년 62 Gt으로 약 130% 증가할 것으로 예측하고 있다. 그리고 세계의 온실가스 배출량을 2050년까지 현 수준으로 회복(ACT Map)하거나 2005년 현재의 반으로 줄이기(BLUE Map) 위해서는 다양한 기술로드맵이 필요하다고 분석하고 있다. 특히 온실가스 배출량을 혁신적으로 줄여나가기 위해서는 에너지 효율향상, 재생에너지, 탄소포집 및 저장기술과 함께 원전의 대규모 보급 필요성을 제기하고 있다(Fig. 2 참조).

한편, IAEA(2006)가 전원(電源)별 온실가스 배출



자료: IEA(2009)

Fig. 1. 에너지부문 CO₂ 배출량 감축 시나리오



자료: IEA(2008)

Fig. 2. 대기 중 온실가스 농도 감축기술

특성을 비교한 결과, 원자력은 연료연소로 인한 온실가스 배출이 없고, 우라늄의 채굴, 농축, 발전소 운영 및 해체 등 전 과정에서 발생하는 온실가스 배출량을 고려하더라도 다른 화석연료의 1~2%에 불과하며, 재생에너지와 같거나 낮은 온실가스를 발생시키는 것으로 나타났다.¹⁾ 이것은 세계 전력량의 15%를 차지하는 원자력 발전이 16%를 점유하고 있는 수력발전과 유사한 온실가스 감축효과를 가지고 있는 것을 입증하고 있다.

한국수력원자력(2009)은 발전부문에 있어 태양광, 풍력, 바이오 에너지 등 신재생에너지가 기후변화 대응의 한 축이기는 하지만, 품질 좋은 대형 전력체계가 아니라 분산전원이며, 가격 경쟁력의 약세, 새로운 환경문제 야기 등으로 인해 대규모 에너지 수요를 단기 기간에 안정적으로 공급하기에는 한계가 있다고 분석하고 있다. 따라서 기존의 에너지 체계 속에서는 기후변화 대응의 대안으로 원자력에너지 비중은 더욱 증가할 수밖에 없다고 예측하고 있다.²⁾

Sovacool(2008)과 Beerten 등(2009)은 이전의 입증된 원자력발전소의 온실가스 배출에 대한 전주기평가(Life cycle assessment)를 활용하여 원자력발전소의 온실가스 배출계수를 연구하였다. 원자력발전소로부터 방출되는 온실가스 범위는 1.4 gCO_{2e}/kWh에서 288 gCO_{2e}/kWh까지로 나타났고, 그 평균값은 66 gCO_{2e}/kWh이다.

에너지 소비와 온실가스 배출량간 관계에 대한 국가별 분석으로서, Liu 등(2009)은 중국의 2050년까지 발전소 전망을 발전소에 대한 기준 시나리오(baseline

scenario)와 온실가스 완화 시나리오(mitigation scenario)로 구분하여 신규 발전설비 수요를 예측하고 있다. 온실가스 완화 시나리오에 따르면, 온실가스 배출량은 2010년에 37억 톤에서 2040년까지 약 66억 톤으로 완만한 상승추이를 보이다가 포화상태에 이룬 후 2050년에는 55억 톤으로 감소하게 된다. 이는 원자력발전, 신재생에너지, 그리고 탄소 포집 및 저장기술(Carbon Capture and Storage, CCS)의 개발에 기인하는 것으로 분석되고 있다.

Menyah 등(2010)은 1960~2007년 동안 미국의 원자력과 신재생에너지의 온실가스 저감효과에 대한 상관관계를 분석하고, 원자력이 온실가스 저감에 효과가 있다고 주장하고 있다. Besmann(2010)은 원자력 발전소에 의한 온실가스 저감효과를 평가하는 방법으로서 미국을 대상으로 원자력 발전을 석탄발전으로 대체하여 산출한 결과 2050년까지 온실가스 저감 시나리오에서 원자력이 장기적인 온실가스 저감방안이 될 수 있을 것으로 분석하고 있다.

다음으로, 원자력 비중의 확대가 국민경제에 미치는 영향에 대해 살펴보면, WNA(2008)는 낮은 가격의 석탄 연료를 직접 사용하는 지역을 제외하고는 원자력발전이 사용후 핵연료와 원자력발전소 폐쇄를 고려하더라도 타 전원과 비교하여 가격 경쟁력이 있다고 평가하고 있다.³⁾ 또한 IAEA(2008)는 원자력발전소에 사용되는 우라늄은 정치적으로 안정된 지역에 고루 분포하고 있으며, 우라늄 가격 폭등과 공급 불안 문제가 화석에너지에 비하여 상대적으로 적고, 세계적인 가용 자원량도 기술적인 활용 전략에 따라 충분한 것으로 평가하고 있다.

한국은 2010년 현재 20기의 원전을 보유하고 있으며 원전운영을 통해 약 35% 전력을 공급하고 있다.

1) 발전원별 온실가스 배출계수(단위: gCO_{2e}/kWh) : 석탄 991, 수력 8, 풍력 14, 원자력 10.

- 자료: IAEA, A Guide of life-cycle GHG emissions from electric supply technologies, 2006

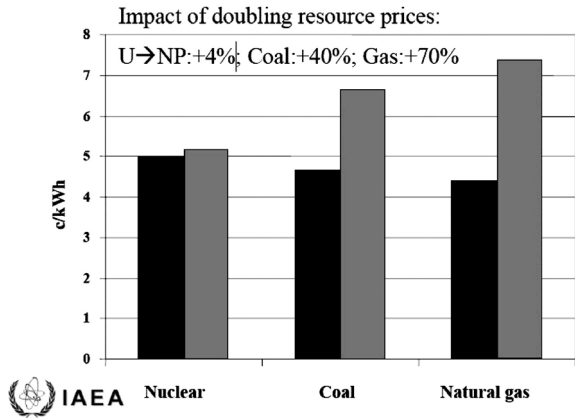
2) 원자력발전과 환경산업의 융합적 발전방안 연구(한수원, 2009).

3) The Economics of Nuclear Power(WNA, 2008).

Table 1. 발전원별 전력거래 정산단가

구 분	원자력	석탄화력	LNG	중 유	수 력
거래단가 (원/kWh)	35.56	62.15	129.51	147.20	104.58

자료: 한국전력거래소(2010)



IAEA Nuclear Coal Natural gas
자료: IAEA(2009)

Fig. 3. 연료가격 2배 상승시 발전단가 영향

특히 원자력발전은 원전연료의 재료인 저농축 우라늄의 수입 외에는 모두 국산화가 가능하기 때문에 준국산 에너지라고 할 수 있다. 따라서 원자력발전은 에너지의 해외의존도 완화에 기여하고 있으며, 연료비축이 용이하여 에너지 안보에 기여하고 있는 것으로 평가되고 있다. 또한 한국의 원전은 다른 발전원에 비해 발전원가가 저렴하여 경제성이 높은 것으로 나타나고 있다. 한국전력거래소(2010)의 2009년 발전원별 정산단가에서 원자력발전은 가장 저렴한 발전원으로 분석되고 있다(Table 1 참조).

다음으로 원자력발전은 발전원가에서 차지하는 연료비의 비중이 낮기 때문에 연료가격 변동 영향이 타전원에 비해 훨씬 적은 것으로 평가된다. Fig. 3에서 보여 주는 바와 같이 연료 가격이 2배 상승했을 때 발전단가는 석탄발전이 40%, 천연가스 발전이 70% 증가하는 반면, 원자력발전은 4% 증가에 그치는 것으로 나타나고 있다(IAEA, 2009).

이와 같은 선행연구의 결과, 발전부문의 온실가스 감축에 있어서 원자력은 상용화된 저탄소발전기술 중에서 공급규모와 효과가 크며, 경제성, 공급안정성 측면에서도 뛰어난 장점을 가진 지속가능 에너지라고 판단된다. 다만 한국 원자력의 온실가스 감축 및 경제적 효과에 대한 분석이 부족하고 정량적인 평가방법론이 미흡한 것으로 평가된다.

3. 연구방법론

3-1. 가설 설정

본 논문에서는 한국의 원자력발전 비중 확대 정책에 따른 온실가스 감축효과와 국가 경제에 기여하는 바를 분석하고자 한다.

2010년 현재 한국 내 가동원전 및 향후 건설될 원전 설비용량의 증가로 인한 온실가스 저감 기여도 및 경제성 효과를 중장기적인 전원개발계획과 비교하여 구체적으로 계량 평가한 연구결과는 없는 것으로 판단된다. 따라서 전주기평가(Life Cycle Assessment, LCA)에 따른 국제원자력기구(IAEA, 2006)의 온실가스 배출계수를 국내 전문기관(한국전력거래소)에서 개발한 계수와 비교 적용하여 분석할 필요가 있다.

원자력발전에 의한 온실가스 감축효과는 원자력발전을 대체하는 발전원의 구성에 따라 달라질 수 있으나 본 논문에서는 분석의 편의상 원자력발전을 원자력과 같은 기저전원의 역할을 수행하고 온실가스 배출이 가장 많은 유연탄발전으로 대체하는 방법을 적용하기로 한다(Besmann, 2010).

2008년 발표된 정부의 제1차 국가에너지기본계획에는 원자력발전의 설비 비중을 2006년 26%에서 2030년 41% 수준까지 제고하는 내용을 가지고 있다. 그러나 2030년까지의 전원별 설비 및 발전량 비중에 대한 전망치가 없기 때문에 2030년까지 정확한 전원 구성비에 따른 예상 발전량을 산정할 수 없다. 따라서 2030년까지의 원자력 비중 확대에 따른 온실가스 감축효과는 제4차 전력수급기본계획상의 2020년 전원구성이 2030년까지 유지된다는 전제조건과 국가에너지기본계획에 의한 2030년 에너지 수요 감소율과 원자력발전 점유율 증대를 전제조건으로 사용하여 분석을 수행하기로 한다.

이러한 전제조건 하에 본 논문은 아래와 같은 가설을 설정하여 원자력발전 비중 확대에 따른 온실가스 감축 및 국민경제적 효과를 정량적으로 검증하는 것을 목적으로 한다.

가설 1 : 한국의 원자력발전소 운영으로 국가 온실가스 배출량이 저감되고 향후 원자력발전

4) 교육과학기술부(2008)에는 한국의 2030년 발전설비 비중을 가스 17.9%, 유연탄 30.9%, 원자력 40.6%로 제시하고 있으며, 석유, 신재생 등 나머지 전원에 대한 전망치가 없고 발전원별 발전량 전망치가 없다.

의 비중 확대는 국가 중기 온실가스 감축 목표 달성에 기여할 것이다.

가설 2 : 한국의 원자력발전 비중이 증가하면 전기 요금 인상요인이 억제되고 화석연료의 수입대체 효과 등으로 국민경제에 도움을 줄 것이다.

3-2. 분석 방법

3-2-1. 온실가스 배출계수

한국전력거래소(2009)에서 개발한 ‘발전단 온실가스 배출계수’는 기본적으로 각 발전소에서 생산된 전력량(MWh) 대비 사용하는 연료별 온실가스 배출량의 합으로, 식(1)과 같이 계산된다.

$$EF_{electricity} = \frac{\sum_{ij} GHG\ Emission_{ij}}{\sum_j \neq ration_j} \quad (1)$$

EF_{electricity} : 발전단 온실가스 배출계수(Emission Frequency)
 GHG Emission_{ij} : j 발전소에서 사용된 i 연료에 의한 온실가스 배출량
 $\sum_j \neq ration_j$: j 발전소의 발전실적(MWh)

동 온실가스배출계수는 모든 발전소의 발전량과 온실가스 배출량으로 산정되며, 국내에서 공급되는 전력 생산에 따른 전체 온실가스 배출량의 추이를 비교

분석할 수 있다. 이를 기반으로 발전원별 발전량 및 온실가스 배출량을 통하여 발전원별 배출계수를 산정하는 것이 가능하다. Table 2는 2008년도 ‘발전단 온실가스 배출계수’를 나타낸 것이다.⁵⁾

그러나 발전단 온실가스 배출계수는 발전소에서 사용하는 연료의 연소에 의한 온실가스 배출을 계산한 것으로 발전소 건설, 운영 및 폐기 시까지의 전주기 특성을 반영하지 못하며, 특히 원자력발전의 온실가스 배출계수를 생산하지 않고 있다는 한계점을 가지고 있다.

이러한 문제를 해결하기 위하여 연료연소에 의한 직접적 배출과 간접적 배출을 고려한 전주기 평가방식이 세계적으로 다양하게 연구되고 있다(Sovacool, 2008; Beerten 등, 2009). IAEA(2006)는 발전원별 온실가스 배출에 대한 전주기 평가자료를 통해 발전소 건설, 운영 및 폐지의 전 과정에서 발생하는 온실가스 배출을 계산한 값을 발표하였다. 특히 원자력발전소는 건설, 운영, 폐로뿐만 아니라 원전연료 제조과정에서 발생하는 온실가스량도 계산하여 반영하였다. Fig 4는 각 전원별로 온실가스 배출량 범위와 평균값을 나타낸 것으로 12개 발전소를 대상으로 평가한 석탄은 750~1,250 gCO_{2e}/kWh의 범위로 평균 991 gCO_{2e}/kWh의 온실가스를 배출한다. 반면, 원자력의 경우는 15개의

5) 원자력발전은 발전 과정에서 핵연료 연소로 인한 온실가스 배출이 전혀 없기 때문에 한국전력거래소에서 개발한 온실가스 배출계수에 원자력발전은 포함되어 있지 않다.

Table 2. 2008년도 발전단 온실가스 배출계수(단위 : tCO₂/MWh)

발전단 평균	화력중합	무연탄	유연탄	중유	가스화력	가스복합	내연기관
0.4494	0.8066	1.0176	0.9503	0.7707	0.5740	0.4037	0.6658

자료: 한국전력거래소, 2009

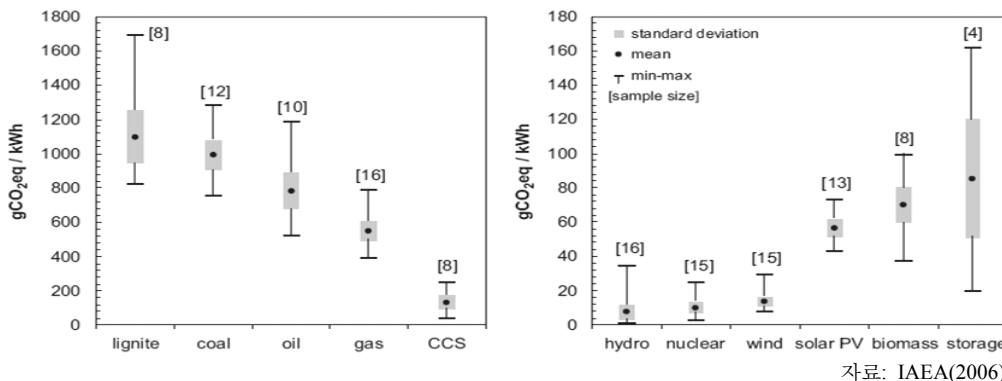


Fig. 4. 발전원별 온실가스 배출계수(단위: gCO_{2e}/kWh)

자료: IAEA(2006)

Table 3. 발전원별 온실가스 배출계수 평균값
(단위: gCO_{2e}/kWh)

석 탄	석 유	LNG	태양광	수력	풍력	원자력
991	782	549	57	8	14	10

자료: IAEA(2006)

발전소를 대상으로 하였으며 2.8~24 gCO_{2e}/kWh의 범위로 평균 10 gCO_{2e}/kWh의 온실가스를 배출한다. Table 3은 Fig 4에서 점(•)으로 표시된 전원별 온실가스 배출량의 평균값을 정리한 것이다. 온실가스 배출계수는 Fig. 4 및 Table 3에서 제시하는 발전원별 온실가스 배출량 범위에서 평균값을 적용하였다(sovacool, 2010).

따라서 본 논문에서는 한국전력거래소 온실가스 배출계수와 IAEA 온실가스 배출계수를 사용하여 온실가스 배출량을 계산하고 그 결과를 검토하여 적용계수를 결정하기로 한다.

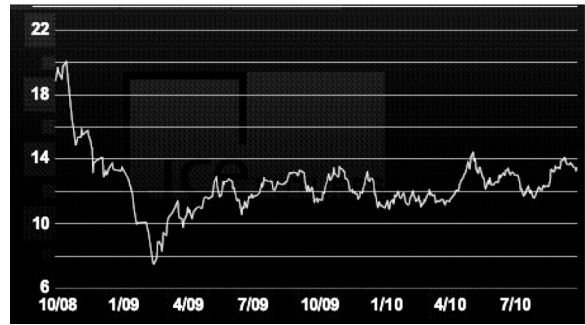
3-2-2. 온실가스 감축효과

2009년의 원자력발전량에 의한 온실가스 감축효과와 2005년 대비 증가한 2020년의 원자력발전량 및 2030년의 원자력발전량에 의한 온실가스 감축효과는 원자력과 같은 기저전원의 역할을 수행하고 온실가스 배출이 가장 많은 유연탄발전을 원자력발전으로 대체하는 방법을 적용하여 계산하기로 한다(Besmann, 2010). 식(2)는 원자력발전량에 의한 온실가스 감축효과를 계산하는 산식이다.

$$\text{원자력발전에 의한 온실가스 감축 효과} \quad (2) \\ = \text{원자력발전량(MWh)} \times \text{유연탄발전 온실가스 배출계수}(t\text{CO}_2e/\text{MWh})^6$$

또한 국가전원개발계획상 원자력발전의 비중이 확대되면 상대적으로 타 전원의 비중이 낮아지게 된다. 그런데 원자력 발전량의 증가에 따른 온실가스 감축효과를 분석하기 위해 필요한 타 전원의 구성비에 대한 공식적인 자료가 없다. 따라서 본 논문에서는 2030년의 원자력 비중확대에 따른 온실가스 감축효과를 평가하기 위하여 국가에너지기본계획의 ‘BAU’ 전원구성은 제4차 전력수급기본계획의 2020년 전원구성이 2030년까지 유지되며, 동 계획의 ‘목표안’에 대해서

6) 발전원별 온실가스 배출계수(tCO_{2e}/MWh)는 IAEA에서 발표한 전원별 전주기 온실가스 배출계수에서 원자력 배출계수를 차감한 값을 사용한다.



자료: 유럽탄소거래소(ECX) 홈페이지

Fig. 5. 유럽기후거래소 탄소배출권(CER) 가격 추이

Table 4. 한국의 2009년도 화석연료 수입현황⁷⁾

구 분	수입액	수입량	수입단가
석 탄	99.9억 US\$	103.3백만 톤	123,439원/톤
석 유	507.6억 US\$	835.2백만 배럴	776원/리터
가 스	138.7억 US\$	25.8백만 톤	686,189원/톤

자료: 에너지경제연구원(2010)

는 원자력, 신재생 및 화력발전 비중을 가정하여 평가하기로 한다.

3-2-3. 경제적 효과

원자력발전에 의한 경제적 효과는 온실가스 감축에 의한 이득과 화석연료 수입 대체효과로 나누어 분석하기로 한다. 먼저 온실가스 감축에 따른 경제적 효과는 화력발전을 원자력발전으로 대체할 경우 감축되는 온실가스를 유럽기후거래소(Europe Climate Exchange, ECX)에서 탄소배출권 거래를 한다는 것을 전제로 하였다.

여기에서 가장 중요한 요소는 탄소배출권 가격을 결정하는 것이다. Fig. 5의 유럽기후거래소의 탄소배출권(CER) 가격 추이를 보면 2008년 20유로 선에서 2009년 2월 7유로까지 하락하다가 상승하여 11유로에서 14유로까지 등락을 거듭하고 있다. 본 논문은 최근 1년간의 탄소배출권 평균값인 12유로를 기준으로 하여 온실가스 감축에 따른 경제적 효과를 계산하기로 한다.

다음으로, 에너지 수입 의존도가 높은 한국은 원자력발전이 화석연료를 대체할 경우 발생하는 화석연료 수입대체 효과도 국가 경제에 미치는 영향이 크다. 2009년도 한국의 화석연료 수입현황을 살펴보면 Table 4와 같이 석탄은 1억 330만 톤으로 수입액은 99.9억 달

7) 적용환율 : 1276.40원/US\$(2009년 평균, 한국은행통계), 1배럴 =159리터.

리, 석유는 8억 3,520만 배럴로 507.6억 달러, 그리고 가스는 2,580만 톤으로 138.7억 달러이다.

다음으로 2008년 9월 한국전력 경영통계에서 발표한 발전원별 연료 소비율⁸⁾을 기준으로 원자력발전이 화력발전을 대체할 경우의 연료 감축량을 구하여 이것에 Table 4의 수입단가면 곱하면 식(3)과 같이 수입대체 효과가 계산된다.

$$\begin{aligned} & \text{원자력발전에 의한 화석연료 수입대체 효과} \quad (3) \\ & = \text{원자력발전량} \times \text{화석연료 연료소비율} \times \text{화석} \\ & \quad \text{연료 수입단가}(2009\text{년}) \end{aligned}$$

4. 분석 결과

4-1. 가설검증의 결과

4-1-1. 원자력발전소 운영에 따른 온실가스 감축 기여도

한국은 2010년 현재 설비용량 17,716 MW 규모의 원자력발전소 20기를 운영하고 있으며, 2009년도 국내 원자력발전량은 147,771백만 kWh에 이른다. 만일 2009년을 기준으로 원자력발전으로 유연탄발전을 대체했을 때 온실가스 감축효과를 한국전력거래소와 IAEA에서 발표한 발전원별 온실가스 배출계수⁹⁾를 적용하여 각각 계산해보면 식(4) 및 식(5)와 같다.

$$\begin{aligned} & \text{원자력발전에 의한 온실가스 감축효과} \\ & \text{(전력거래소 자료 기준)} \quad (4) \\ & = \text{원자력발전량} \times \text{온실가스 배출계수} \\ & = 147,771,000 \text{ MWh} \times 0.9503 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \\ & = 140,426,781 \text{ tCO}_2\text{e} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{원자력발전에 의한 온실가스 감축효과} \\ & \text{(IAEA 자료 기준)} \quad (5) \\ & = \text{원자력발전량} \times \text{온실가스 배출계수}(\text{원전} \\ & \quad \text{온실가스 배출계수 차감한 값}) \end{aligned}$$

8) 석탄(유연탄) 372 kg/MWh, 석유(중유) 232 L/MWh, 가스(LNG) 136 kg/MWh.
9) 온실가스 배출계수는 IAEA에서 2006년 발표한 발전원별 전주기 배출계수를 사용하였으며, 원자력발전의 온실가스 배출계수(0.01 tCO₂/MWh)를 차감한 값을 사용하여 계산함으로써 원자력발전을 유연탄발전으로 대체시의 순수한 온실가스 감축효과를 계산하였다.

$$\begin{aligned} & = 147,771,000 \text{ MWh} \times 0.981 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \\ & = 144,963,351 \text{ tCO}_2\text{e} \end{aligned}$$

Table 5는 전력거래소에서 개발한 온실가스 배출계수를 사용하여 유연탄발전을 원자력발전으로 대체할 경우 온실가스 감축량과 유럽탄소거래소의 탄소거래가격을 적용한 온실가스 저감 이득을 계산한 결과이다. 원자력발전으로 유연탄발전을 대체했을 때 2009년 기준으로 연간 약 1억 4,043만 tCO₂e의 온실가스가 덜 발생하게 되는데, 이는 2007년도 한국의 온실가스 총 배출량(6억 2천만 tCO₂e)의 22.7%, 2007년도 국내 전력부문 온실가스 총 배출량(1억 6,700만 tCO₂e)의 84%에 해당하는 막대한 양이다. 이를 배출권거래가격으로 환산하게 되면 약 2조 9,900억 원의 경제적 효과가 있는 것으로 추정된다.

Table 6은 국제원자력기구(IAEA)에서 개발한 온실가스 배출계수를 사용하여 유연탄발전을 원자력발전으로 대체할 경우 온실가스 감축량과 유럽탄소거래소의 탄소거래가격을 적용한 온실가스 저감 이득을 계산한 결과이다. 원자력발전으로 유연탄발전을 대체했을 때 2009년 기준으로 연간 온실가스 감축량은 약 1억 4,496만 tCO₂e으로 2007년도 한국의 온실가스 총 배출량(6억 2천만 tCO₂e)의 23.4%, 2007년도 국내 전력부문 온실가스 총 배출량(1억 6,700만 tCO₂e)의 86.8%에 해당한다. 이를 배출권거래가격으로 환산하게 되면 약 3조 865억 원의 경제적 효과가 있는 것으로 추정된다.

Table 5. 유연탄발전 대비 원자력발전량 효과(전력거래소 자료 기준)

구 분	온실가스 배출계수* (tCO ₂ e/MWh)	온실가스 감축량 (tCO ₂ e)	온실가스 저감 이득**
유연탄	0.9503	1억 4,043만 톤	2조 9,900억 원

* 전력부문 온실가스 배출계수 개발(2009, 전력거래소)
** 탄소거래가격(12유로/tCO₂e) × 1,774.35원/유로('09년 평균) = 21,292원/tCO₂e

Table 6. 유연탄발전 대비 원자력발전량 효과(IAEA 자료 기준)

구 분	온실가스 배출계수* (tCO ₂ e/MWh)	온실가스 감축량 (tCO ₂ e)	온실가스 저감 이득**
유연탄	0.981	1억 4,496만 톤	3조 865억 원

* IAEA에서 발표한 배출계수에서 원자력발전 온실가스 배출계수(0.01)를 차감한 값
** 탄소거래가격(12유로/tCO₂e) × 1,774.35원/유로('09년 평균) = 21,292원/tCO₂e

Table 5와 Table 6을 비교하면, 한국전력거래소와 국제원자력기구(IAEA)에서 각각 발표한 온실가스 배출계수를 사용하여 계산한 온실가스 감축효과는 큰 차이가 없는 것으로 나타났다. 따라서 앞으로는 한국의 실례를 적용한 한국전력거래소의 온실가스 배출계수를 사용하여 온실가스 감축효과를 산출하기로 한다.

또한 한국정부(2009)는 2005년도 기준으로 2020년의 국가 온실가스 감축목표를 BAU 대비 30%(약 2억 4,400만 tCO_{2e}) 감축하는 것으로 설정하였다.¹⁰⁾ 제4차 전력수급기본계획(2008)에 따라 2020년까지 추가로 원자력발전소 11기가 건설되어 총 31기의 원자력발전소가 운영될 것으로 예상된다. 제4차 전력수급기본계획의 2020년 원자력발전량 전망치는 249,848 GWh으로, 2005년의 146,779 GWh에 비해 약 103,069 GWh 증가할 것으로 예상된다. 이를 유연탄발전으로 대체한다면 식(6)에서 계산된 바와 같이 약 9,795 만 tCO_{2e}의 온실가스 감축효과가 있으며, 이는 2020년 국가 온실가스 감축목표인 2억 4,400 만 tCO_{2e}의 40%에 해당하는 양일 것으로 추정된다.

2020년 신규 원자력발전량에 의한 온실가스 감축효과 (6)

$$= [(2020년 원자력발전량) - (2005년 원자력발전량)] \times \text{온실가스 배출계수(유연탄)}$$

$$= 103,069,000 \text{ MWh} \times 0.9503 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

$$= 97,946,471 \text{ tCO}_2\text{e}$$

4-1-2. 한국의 원자력발전 확대에 따른 온실가스 감축 및 기여도 분석

한국의 원자력 확대정책은 2008년에 발표된 제1차 국가에너지기본계획과 제4차 전력수급기본계획에 표현되어 있다. 이제 상기 계획에 기반을 두고 2030년 원자력 비중 확대를 고려한 온실가스 저감효과를 계량적으로 분석하고자 한다.

국가에너지기본계획에 따른 ‘BAU 전력 수요전망’은 현재의 소비 형태와 정책이 지속될 경우 전력수요 예측치를 의미하며 수요관리, 신·재생설비 및 원자력 확대 등 정부의 정책의지가 반영되지 않은 것을 전제로 한다. 동 계획에 따른 전력수요 ‘목표안’은 2030년까지 정부의 에너지 정책 목표를 달성한다는 전제로

10) 정부는 2020년 온실가스 감축목표를 온실가스 배출전망치 8억 1,300만 톤의 30%인 2억 4,400만 톤으로 설정하였다(2009.11.17).

Table 7. 2030년까지 전력수요 전망(단위: 천TOE)

구 분	2006	2020	2030
BAU	29,990	43,897	50,336
목표안	29,990	40,567	44,119
목표안 - BAU		△ 3,330	△ 6,217

자료 : 국가에너지기본계획('08. 8)

에너지 수요를 전망한 것이다. 에너지원단위를 2006년 0.347 TOE/천\$에서 2030년 0.185 TOE/천\$로 2006년 대비 47% 개선하고, 총에너지의 석유비중을 33%로 감소시키며, 총에너지 대비 신·재생에너지비중 및 원자력 설비 비중을 각각 11%와 41%로 확대하는 것을 목표로 하고 있다. Table 7에 나타난 바와 같이 국가에너지기본계획에서 전망한 BAU 전력수요는 2020년 43,897 천TOE에서 2030년 50,336 천TOE로 증가하는 것으로 전망된다. 정부의 에너지정책이 반영된 목표안 전력수요는 2020년 40,567 천TOE, 2030년 44,119 천TOE로 증가하나 BAU 전력수요와 비교할 경우에는 2020년 3,330 천TOE, 2030년 6,217 천TOE가 감소하는 것으로 전망된다.

Table 7의 TOE 단위의 전력수요 전망을 전제로 손실률(소내소비율 4.07%, 송배전손실률 4.12%)¹¹⁾을 감안하여 식(8)에 따라 소요 발전량을 계산하면, Table 8과 같이 2030년의 BAU 전력수요 기준 발전량은 640,562 GWh이고 목표안 전력수요 기준으로는 561,446 GWh의 전력이 필요한 것으로 계산되며 그 차이는 79,116 GWh이다.

발전량(GWh) (7)

$$= \text{전력수요(천TOE)} \times \text{발열량(TOE/MWh)} \times (1 + \text{소내소비율}) \times (1 + \text{송변전손실율})$$

$$= \text{전력수요(천TOE)} \times 11.744186 \text{ TOE/MWh}^{12)} \times (1.0407) \times (1.0412)$$

11) 2008년 국내 발전설비 평균 소내소비율 및 손실률, KEPCO 전력통계(2009).

12) 에너지기본법 시행규칙 제5조 별표 [에너지열량환산기준]의 순발열량 기준으로 1TOE를 전력량단위(MWh)로 환산하였다.
 - 1 TOE : 에너지원별 열량을 원유1톤에 해당하는 열량으로 환산한 값
 - 원유 1 ton 열량 : 10,100 kcal/kg × 1,000 kg = 10,100,000 kcal
 - 1 MWh당 소요열량 : 860 kcal/kWh × 1,000 kWh/1 MWh = 860,000 kWh
 - 1 TOE = 10,100,000 kcal ÷ 1 MWh/860,000 kcal = 11.744186 MWh

Table 8. 2030년까지 전력수요 전망 기준 발전량(단위 : GWh)

구 분	2006	2020	2030
BAU	381,645	558,621	640,562
목표안	381,645	516,245	561,446
목표안 - BAU		△ 42,377	△ 79,116

Table 9. 2030년 발전량 기준 온실가스 배출량
(단위 : 만 tCO_{2e})

구분	BAU	목표안	목표안 - BAU
온실가스 배출량	24,229.7	15,864.7	△ 8365

다음으로 Table 8의 전력수요 전망을 전제로 산출한 발전량을 발전원별 비중을 고려하여 2030년의 온실가스 배출량을 계산하였다. BAU안에서는 제4차 전력수급기본계획의 2020년 발전원별 비중¹³⁾이 2030까지 연장된다고 가정된 상태에서 국내 발전원별 온실가스 배출계수¹⁴⁾를 적용하여 온실가스 배출량을 식(8)과 같이 계산하였다. 목표안에서는 과학기술부(2008) 자료를 참고하여 발전원별 비중에 있어 원자력 설비 증설에 따른 원자력 발전비중을 59%, 유연탄 발전비중을 28.8%로 가정하고, 신재생에너지 발전비중은 총 에너지 비중 11% 달성노력과 신재생에너지공급의무제(Renewable Portfolio Standard, RPS) 도입에 따른 설비증설을 고려하여 10%, 나머지 2.2.%는 LNG 발전이 담당하는 것으로 가정하고 국내 발전원별 온실가스 배출계수를 적용하여 온실가스 배출량을 식(9)와 같이 계산하였으며, 그 결과를 정리하면 Table 9와 같다.

2030년 BAU 기준 온실가스 배출량 (8)

$$= (\text{유연탄발전량} \times \text{유연탄 배출계수}) + (\text{LNG 발전량} \times \text{LNG 배출계수}) + (\text{국내탄발전량} \times \text{국내탄 배출계수}) + (\text{유류발전량} \times \text{유류 배출계수})$$

13) 2020년 에너지원별 발전량 전망(지식경제부, 제4차 전력수급 기본계획, 2008).

- 원자력 45.8%, 유연탄 37.3%, 신재생 4.7%, 집단(LNG) 4.0%, 양수 1.1%, 국내탄(무연탄) 0.6%, 유류(중유) 0.2%

14) 전력부문 온실가스 배출계수, 한국전력거래소(2009).
(단위 : tCO_{2e}/MWh)

발전단 평균	화력 종합	무연탄	유연탄	중 유	가스 화력	가스 복합	내연 기관
0.4494	0.8066	1.0176	0.9503	0.7707	0.5740	0.4037	0.6658

$$= (640,562 \text{ GWh} \times 37.3\% \times 0.9503 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}) + (640,562 \times 4.0\% \times 0.4037) + (640,562 \times 0.6\% \times 1.0176) + (640,562 \times 0.2\% \times 0.7707)$$

$$= 24,229.7 \text{ 만 tCO}_{2e}$$

2030년 목표안 기준 온실가스 배출량 (9)

$$= (\text{유연탄발전량} \times \text{유연탄 배출계수}) + (\text{LNG 발전량} \times \text{LNG 배출계수})$$

$$= (561,446 \text{ GWh} \times 28.8\% \times 0.9503 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}) + (561,446 \times 2.2\% \times 0.4037)$$

$$= 15,864.7 \text{ 만 tCO}_{2e}$$

Table 9에서 계산된 바와 같이 수요관리 및 탄소저감 정책을 반영하지 않은 BAU로 평가한 2030년 온실가스 배출량은 2억 4,230만 tCO_{2e}인 반면, 원전 및 신재생에너지 공급 확대정책이 반영된 목표안에서의 2030년 온실가스 배출량은 1억 5,864만 tCO_{2e}으로, 약 8,365만 tCO_{2e}이 추가 감소하는 것으로 나타났다. 추가적인 감축량 8,365만 tCO_{2e} 중에서 약 1,000만 tCO_{2e}은 국가에너지기본계획(2008)에서 전망된 2030년 기준 수요 감소량인 12.4%로 인한 온실가스 감축량이며¹⁵⁾, 나머지 감축량 7,365만 tCO_{2e}은 원자력발전 및 신재생에너지 공급확대에 따른 감축량으로 볼 수 있다. BAU 대비 목표안의 원자력과 신재생에너지의 증가 비율을 보면, 원자력은 47.9%에서 59%로 11.1% 증가하고 신재생에너지는 4.7%에서 10%로 5.3% 증가한다고 가정하였으므로, 이중 2/3를 차지하는 약 4,910만 tCO_{2e}는 원자력 비중확대에 따른 감축효과로 볼 수 있다. 이는 2007년 국가 전체 온실가스 배출량(6억 2,000만 톤)의 약 8%에 해당하는 값으로, 2020년부터 2030년까지 원자력발전소 10기 내외의 추가 건설을 고려할 때 발전소 1대 건설에 따른 국가 온실가스 저감은 2007년 기준 전체 온실가스 배출량의 0.8%를 저감하는 효과를 기대할 수 있는 것이다.

또한 식(6)에서 계산한 방법으로 국가에너지기본계획에 의한 2030년의 추정 원자력발전량(414,667 GWh)에 유연탄발전 온실가스 배출계수를 적용하면 원자력 발전에 의한 총 온실가스 저감효과는 식(10)과 같이 약 3억 9,406만 tCO_{2e}에 이른다.

15) 추가 감축량(7,183만 tCO_{2e}) × 12.5% = 900만 tCO_{2e}.

2030년 신규 원자력발전량에 의한

온실가스 감축효과 (10)

$$\begin{aligned}
 &= [(2030년 원자력발전량) - (2005년 원자력 발전량)] \times \text{온실가스 배출계수(유연탄)} \\
 &= 414,667 \text{ GWh} \times 0.9503 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \\
 &= 394,058,050 \text{ tCO}_2\text{e}
 \end{aligned}$$

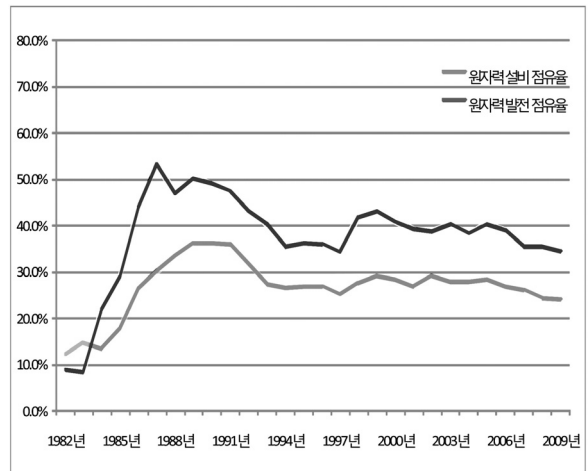
4-1-3. 원자력발전소 운영에 따른 경제적 효과

한국은 1978년 고리1호기(587 MW)를 가동한 이후 1983년 고리2호기(650 MW), 1985년 고리3호기(950 MW) 등 지속적인 신규 원전 건설을 추진하여, 2010년 현재 20기에서 전체 전력소요량의 약 35%를 공급하고 있다. 또한 원전설비 국산화와 기술개발을 꾸준히 추진하여 우수한 운영실적과 건설 경험을 토대로 최근 최초의 해외 원전수출이 성사된 바 있다(지식경제부, 2010). Fig. 6은 1982년 이후 원자력발전의 설비 점유율과 발전량 점유율을 나타낸 것이다. 원자력 발전은 설비 점유율이 증가함에 따라 전체 발전량도 지속적으로 증가하여 1987년에 53.1%로 정점에 이른 후 1997년 34.3%로 감소하였다. 이후 원전 발전량 점유율은 다시 증가세를 보이다가 2005년 울진6호기 준공 이후부터는 가동을 시작하는 신규 원전이 없어 발전량 점유율이 점점 낮아지고 있는 경향을 보이고 있다.

다음으로 Fig. 7의 1982년부터 2009년 현재까지 소비자 물가지수 및 전기요금 추이를 살펴보면, 소비자 물가지수는 과거 30여 년 동안 지속적으로 증가한 반면, 전기요금은 1980년대 중반부터 1990년경까지 오히려 낮아지는 경향을 보이고 있으며 1990년 이후에도 물가지수와는 달리 안정적인 추세를 보여준다(한국전력공사, 2009). 이는 Fig. 6에서 나타낸 바와 같이 원자력발전의 도입 증가와 그 점유율 증가에 기인하는 바가 크며 원전 도입 증가에 따라 원자력발전이 안정적인 기저부하 공급 및 전기요금 안정화에 크게 기여하고 있음을 알 수 있다(지식경제부, 2010).

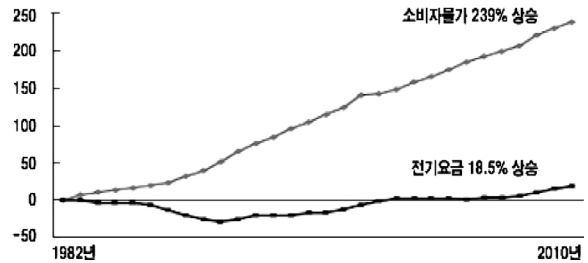
또한 원자력발전은 준 국산에너지로서 화석연료 수입 대체효과¹⁶⁾도 크다고 볼 수 있다. 2030년의 원자력 발전량은 Table 8의 ‘목표안’에 따르면 331,233,314 MWh으로 2009년 원자력발전량 147,771,000 MWh 대비 183,462,314 MWh가 증가하게 된다. 이 발전량

16) 수입 대체효과란 원자력발전량을 화력발전으로 대신할 경우 소요되는 연료수입액을 말한다.



자료 : 한국수력원자력(2010)

Fig. 6. 원자력발전 설비 및 발전 점유율 추이



자료: 한국전력공사 Homepage(2010)

Fig. 7. 소비자 물가지수와 전기요금 추이

을 유연탄 발전으로 대체한다고 가정할 때, 2030년도 원자력발전 증가량에 의한 유연탄 수입대체 효과는 식(11)과 같이 6,825만 톤의 유연탄 수입이 증가하고 이를 비용으로 환산하면 8조 4,245억 원에 이른다.

2030년도 원자력발전 증가량에 의한

유연탄 수입대체 효과 (11)

$$\begin{aligned}
 &= \text{원자력발전 증가량} \times \text{유연탄 연료소비율}^{17)} \times \\
 &\quad \text{유연탄 수입단가('09년)} \\
 &= [(561,446,000 \text{ MWh} \times 59\%) - 147,771,000 \text{ MWh}] \\
 &\quad \times 372 \text{ kg/MWh} \times 123,439\text{원/톤} \\
 &= 6,825\text{만 톤} \times 123,439 \text{ 원/톤} \\
 &= 8\text{조 } 4,245 \text{ 억원/년}
 \end{aligned}$$

17) 연료소비율이란 내연기관 등의 원동기에서 발생하는 기계에너지에 대한 소비연료의 비율이다. 일반적으로 g/kWh라는 단위로 표시한다. 연료소비율은 열효율과 반비례하므로, 이 값이 작을수록 열효율은 높아진다. 여기서 유연탄 연료소비율은 1 MWh를 생산하는 데 소비되는 유연탄의 양으로 한국전력경영통계('08. 9)에서 발표한 자료를 사용하였다.

5. 요약 · 시사점 및 한계

세계 각국은 온실가스의 지속적 배출로 인한 지구 환경 오염 방지와 석유, 석탄, 가스 등 화석연료의 고갈 가능성 등에 대응하기 위해 적극 노력하고 있으며, 그 일환으로 경제성과 친환경성을 갖춘 에너지로서 원자력발전의 증설 또는 신규 도입을 추진하고 있다. 본 논문은 이러한 원자력발전 확대 정책의 타당성을 계량적으로 확인하기 위해 원자력발전소 가동에 따른 온실가스 저감 기여도 및 경제적 효과를 분석해 보았다.

한국은 원자력발전소를 운영함으로써 2009년 기준으로 약 1억 4천만 tCO_{2e}의 온실가스 감축효과를 얻고 있으며 향후 2020년에는 신규원전 추가 운영으로 국가 중기 온실가스 감축목표의 40%에 해당하는 약 9,795만 tCO_{2e}의 온실가스 저감효과를 거둘 것으로 예상된다. 또한 국가에너지기본계획상 2030년에도 약 4,910만 tCO_{2e}의 추가 저감 효과가 있을 것으로 추정된다.

또한 1982년 이후부터 2009년 현재까지 소비자 물가지수가 239% 증가한 반면 전기요금이 18.5%만 인상된 것은 발전원가가 저렴한 원자력발전소의 도입증가와 그 점유율 증가에 기인함을 알 수 있다. 아울러 2030년의 원자력발전량 증가로 인한 유연탄 수입 대체효과는 6,825만 톤으로 8조 4,000억원에 이를 것으로 추정된다.

본 연구가 갖는 정책적 시사점은 첫째, 환경성·경제성이라는 원자력발전의 강점을 최대한 활용하고 온실가스 감축을 통한 기후변화 해결수단으로서 원자력발전에 대한 적극적인 정책적 지원이 필요하다. 국가에너지기본계획에서는 부지확보 등 원전건설 여건과 기술경제적 불확실성을 고려하여 2030년의 원자력발전 설비비중의 목표를 41% 수준으로 설정하고 있으나, 기저전원으로서 또한 온실가스 저감목표를 안정적으로 달성하기 위하여 원전 설비용량을 동 계획에서 고려된바 있는 2030년의 최대 가능용량까지 확대할 필요가 있다.

둘째, 원자력발전은 발전과정에서 전혀 온실가스를 배출하지 않는 청정에너지원임에도 불구하고 원자력 발전을 통한 온실가스 저감량을 교토의정서의 청정개발체제(Clean Development Mechanism; CDM) 수단으로 인정받지 못하고 있다. 따라서 원자력이 CDM 수단으로 인정받을 수 있도록 정부는 국가시책으로 방향을 잡고 미국, 중국, 일본 등 원자력 CDM에 적극

적인 국가들과 협력하는 외교적 지원이 필요하다. 원자력발전이 CDM 수단이 되면 한국 원자력기술의 수출이 탄력을 받게 될 뿐만 아니라 수출을 통해 온실가스 감축실적을 인정받게 되고 나아가 녹색성장을 가속화시키는 효과를 얻을 수 있을 것이다.

셋째, 원자력의 친환경성 및 경제성에 대한 이해도를 제고할 수 있도록 국내 원자력발전소 건설, 운영, 해체, 핵연료주기까지 고려한 온실가스 전주기평가 기술을 개발하고 이를 활용하여 온실가스 배출에 대한 평가를 주기적으로 시행해야 한다.

아울러 본 연구의 한계점은 첫째, 원자력발전 비중 확대에 따른 전체 전원별 구성 비율에 대한 전망이 국가에너지기본계획에는 없어 전원 구성에 대한 가정을 사용하여 온실가스 감축효과를 분석하였다는 것이다. 그러나 향후 연구에서는 정확한 전원 믹스와 다양한 시나리오를 통한 원자력발전의 역할의 분석이 필요하다.

둘째, 본 논문은 2030년까지의 전력 수요를 2008년 국가에너지기본계획 자료를 기반으로 예측하였다. 그러나 현재의 에너지소비 패턴을 고려하면 2030년 전력 수요전망이 이전의 전망치보다 상향될 것으로 예상되며 2010년 현재 한국에서 국가에너지기본계획의 개정을 추진 중이므로 향후 이를 근거로 온실가스 배출량을 재산정할 필요가 있다.

셋째, 본 논문은 원자력발전에 대한 경제성 평가지표로서 선진국에 비하여 저렴한 전기요금으로 인한 제품생산성 향상 및 국민총생산(GDP) 증액효과, 그리고 원전 해외수출시 직·간접인 경제 파급효과를 종합 추정하지 못하였는데, 향후 보완이 필요하다.

넷째, 본 논문에는 원자력발전에 대한 사회적 수용성을 고려하지 않았다. 향후 연구에는 원자력발전소 안전성에 대한 우려, 사용후 연료 처리 문제 등 일반 국민의 사회·문화적 수용성이 고려된 종합적 평가가 필요하다.

참고문헌

1. Sovacool, B.K., Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey, *Energy Policy* 36, 2008.
2. IAEA, A Guide of life-cycle GHG emissions from electric supply technologies, 2006.
3. IAEA, Energy Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, 2010.

4. IAEA, Energy Security: IAEA Activities and the Role of Nuclear Power, 2009.
5. IEA, Energy Technology Perspective, 2008.
6. IEA, World Energy Outlook, 2009.
7. IPCC, The Fourth Assessment Report, 2007.
8. Beerten, J.; Laes, E.; Meskens, G.; D'haeseleer, W., Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal, *Energy Policy* 37, 2009.
9. Menyah, K.; Rufael, Y.W., CO₂ emissions, nuclear energy, renewable energy and economic growth in the US, *Energy Policy* 38, 2010.
10. OECD/NEA, Nuclear Energy Outlook, 2008.
11. Liu, Q.; Shi, M.; Jiang, K., New power generation technology options under the greenhouse gases mitigation scenario in China, *Energy Policy* 37, 2009.
12. Besmann, T.M., Projections of US GHG reduction from nuclear power new capacity based on historic levels of investment, *Energy Policy* 38, 2010.
13. WNA, Nuclear Century Outlook, 2010.
14. WNA, The Economics of Nuclear Power, 2008.
15. 교육과학기술부, 원자력이용의 선도적 역할을 위한 정책 방안 제안에 관한 연구, 2008.
16. 국무총리실 등, 제1차 국가에너지기본계획, 2008.
17. 에너지경제연구원, 에너지 통계 월보, 2010. 5.
18. 에너지기본법 시행규칙, 제5조 별표 에너지열량환산기준, 2010.
19. 유럽기후거래소(ECX) 홈페이지, 2010.
20. 지식경제부, 원자력발전백서, 2010.
21. 지식경제부, 제4차 전력수급기본계획, 2008.
22. 한국전력 경영통계, 한국전력 발전원별 연료소비율, 2008. 9.
23. 한국전력거래소, 전력부문 온실가스 배출계수 개발, 2009.
24. 한국전력거래소, 전력판매정산단가, 2010.
25. 한국전력공사, 2008년 국내발전설비 평균 소내소비율 및 손실율, *KEPCO 전력통계*, 2009.
26. 한국전력공사 홈페이지, 소비자물가와 전기요금 변동률, 2010.
27. 한국수력원자력(주), 발전연보, 2010.
28. 한국수력원자력(주), 원자력발전과 환경산업의 융합적 발전방안 연구, 2009.