Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers Vol. 23, No.5, pp. 50~57 May 2009 논문 23-5-7

배출권거래효과를 반영한 적정 전원설비구성비 산출

(Calculation of Optimal Fuel Mix Considering Emission Trading on Electricity Market)

김발호* · 강동주 · 김차근 · 김학만**
(Bal-Ho Kim · Dong-Joo Kang · Cha-Keun Kim · Hak-Man Kim)

요 약

교토 프로토콜이 2008년 발효됨에 따라, 온실가스를 감소시키기 위한 다양한 옵션들이 검토되고 있다. 그 중 전력산업의 발전부문은 온실가스를 배출하는 주요 원인으로서, 향후 온실가스 배출감소를 위한 노력이 요구되고 있다. 발전부문에서 석탄화력 부문은 특히 배출가스가 많은 발전원으로서 저렴한 발전원가로 인해 현재의 전원구성에서 차지하는 비중이 높은데, 배출가스 부문에 대한 규제가 강화되고, 이러한 요소가 비용화 될수록 타 발전원으로의 점진적인 대체가 요구된다. 본 논문은 전원구성 변화에 의한 배출권거래의 경제적 효과를 분석하고, 이러한 배출권 제약조건을 고려한 최적 전원구성을 산출하는 방법을 제안하고자 한다.

Abstract

The Kyoto Protocol finally entered into force in 2008. In this respect, it is imperative to explore different options to reduce greenhouse gas emissions for developing countries under the framework of the Kyoto Protocol. One of the main sources of CO_2 gas emission is fossil fueled power plants, thereby emission reduction could be achieved by substituting fossil fuel by non-fossil fuel sources on electric power generation sector. This paper presents the method for evaluating the effectiveness of emissions trading by fuel mix change. The cost of Fuel mix is formulated considering the economic effects of emission trading in electricity market. And the optimal fuel mix is proposed under the given emission constraints.

Key Words : Emissions Trading, Fuel Mix, Electric Market, Emission Constraints

1. 서 론

2005년 2월 16일 교토의정서가 발효되었고, 현재 POST2012 기후변화 대응체제에 대한 협상이 공식적으로 진행 중이다. 기후변화협상에서 '발리로드맵'을 채택함으로써, 2013년부터는 선진국은 물론 우리나라를 포함한 개발도상국도 온실가스 감축 대상국에 포함된다. 구체적인 감축량은 제시되지 않았으나 우리나라는 최소 두 자릿수 감축량 적용이 불가피할 것으로 전문가들이 예상하고 있다. 이에 따라 정부는 우리나라의 에너지 다소비적 산업구조를 고려

* 주저자 : 홍익대학교 전자전기공학부 부교수
* 교신저자 : 인천시립대학 전기공학과 교수
Tel : 02-320-1462, Fax : 02-320-1119
E-mail : bhkim@hongik.ac.kr
접수일자 : 2009년 2월 19일
1차심사 : 2009년 3월 2일
심사완료 : 2009년 3월 31일

하여 기후변화협약에 의한 경제적 손실을 최소화하고, 지속적인 성장이 가능할 수 있도록 대응책을 마련하고 있다.

2007년 8월 정부는 온실가스 감축을 위한 시장 유인수단으로써 국내배출권거래제(Domestic Emission Trading, DET)의 도입을 추진키로 하였다. 국내 배출권거래제의 도입은 장기적으로 에너지 절약 및 향후 온실가스 감축 의무부담에 대비하기 위한 국가차원의 정책수단으로서 그리고 비용 효과적인 온실가스 감축유도를 위한 방안으로 활용될 전망이다. 이와 함께 청정개발체제(Clean Development Mechanism, CDM)의 활용, 온실가스 저감기술 개발, 신재생에너지 확대 보급 등 국익을 최대화 할 수 있는 온실가스 감축정책이 펼쳐지고 있다[1].

2004년 기준 우리나라 온실가스 배출량에서 에너지부문이 약 83[%]를 차지하고 있으며, 그 중 발전부문이 33[%]를 차지하고 있다[2]. 발전부문이 단일부문으론 우리나라 온실가스 배출량의 가장 많은 부분을 차지하고 있으므로, 국내 배출권거래시장에서 배출권의 수요와 공급을 상당 부분 담당할 것으로 예상된다[3]. 배출권거래제의 도입 목적이 국익의 최대화라면 발전부문 역시 이를 위해 함께 움직여야 한다. 에너지 산업의 경쟁력 확보가 선행 되어야 지속 가능한 성장을 한다고 볼 때, 발전부문의 배출권 거래제의 효과적 활용하기 위한 국가적 대응전략이 필요하다[4].

최근 기후변화협약에 대응하기 위하여 전력분야에서도 많은 연구가 이루어지고 있으며, 특히 발전사별 대응방안을 마련하기 위한 연구와 배출권 거래제와 관련된 국제적 운영방안 마련을 위한 연구가 중점적으로 진행되고 있다.

국가적 차원에서 기후변화협약에 대한 구체적 대응전략이 아직은 마련되지 않은 실정이기에, 국내 상황에 대한 면밀한 조사가 더 많이 이루어져야 할 것이다. 대응책 마련에 있어서 단순히 선진국을 벤치마킹하는 정도로 지나친다면, 국내 경제전반에 기후변화협약이 악영향을 끼칠 수 있다. 국가 차원의 면밀한 조사를 통하여 장기적/국가적 관점에서 포괄적으로 문제를 다루어야 할 것이다. 이를 위해선 다양한 사례에 대해서 많은 연구가 있어야 할 것이다.

본 연구에서는 CO_2저감 목표치에 따라 시나리오를 나누어 경제적 전원구성비를 찾는 방법을 제시하고, 이를 이용하여 전원구성비의 변화를 통한 배출권거래제의 대응전략을 모색하여 보고자 한다. 즉 절대 목표 감축량에 따른 전력산업 대응 전략을 마련하여 그 경제성을 평가해보도록 하겠다.

이 방법을 통하여 POST2012 전력산업에 배출권거래제를 효과적으로 활용하기 위한 경제적 전원구성비를 제시할 수 있으며, 반대로 전력산업에서 전원구성비의 변화를 통한 기후변화협약 대응전략을 마련할 수 있을 것이다. 이는 배출권거래제의 도입에 따른 전력부문의 정책을 마련 할 때 경제적 효용성을 판단할 수 있는 방안으로 활용될 수 있을 것이다.

2. 배출권거래제와 전력산업

2.1 배출권거래 현황과 전망

배출권 거래시장의 규모가 커질 뿐 아니라, 배출권 가격 자체도 상승할 것이라고 전망된다. 배출권 거래가 처음 시작했을 당시 7유로 수준에서 1년 만에 20유로를 상회하였다. 지금은 21유로 수준을 유지하고 있지만, 다음과 같은 이유로 배출권 가격이 지속적으로 상승할 것이란 전망을 내어본다.

첫째, 그동안 몇 개국에서 실험적 차원에서 시행되던 배출권 거래제가, 교토의정서의 발효시점인 2008년과 POST2012에 시행/확대된다. 따라서 아직 시장에서 실현되지 않은 배출권 수요가 회원국 내부의 제도마련이 가시화되면서 배출권 가격의 인상은 탄력을 받을 것이라 생각한다. 그림 1은 ECX (European Climate Exchange)에서 거래되는 CO_2배출권에 대한 2008년 1월까지의 선물거래량이다. 그림을 보면 유럽 국가들이 교토의정서 발효시점에 접어 들면서 거래량이 점차 증가하고 있는 것을 볼 수 있다. 물론 단기적으로 개발도상국들의 CDM사업으로 가격상승이 크게 상승하지는 않을지 모르나, 2012년 개발도상국까지 포함한 발리로드맵이 발효되면 배출권 가격의 인상은 더욱 탄력을 받을 것이다.

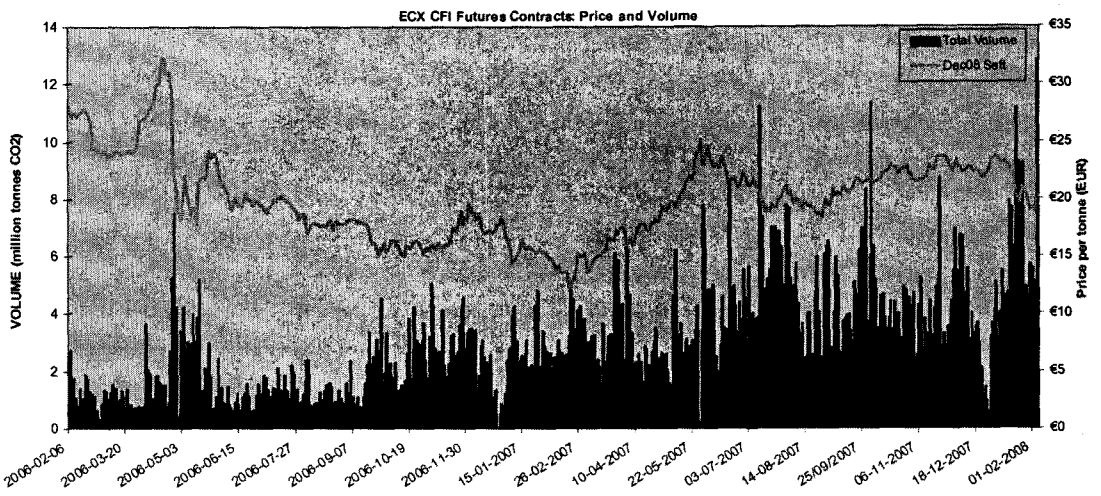

그림 1. ECX CFI 선물거래량[1)]
Fig. 1. ECX CFI Futures Contracts

둘째, 교토의정서에 따라 유럽연합(EU) 국가들과 일본 등 38개국은 내년부터 2012년까지 온실가스 배출량을 1990년 대비 평균 5.2[%] 감축해야 한다. EU는 2005~2007년 역내 국가들이 할당량을 초과할 경우 CO_2 톤 당 40유로, 2008~2012년엔 톤 당 100유로의 벌금을 매긴다. 벌금 수준이 올라감에 따라서 배출권을 확보하려는 경쟁적 입찰이 이루어질 가능성이 있다.

셋째, 국제유가의 상승이 배출권가격의 인상동인으로 계속 작용할 것으로 보인다[5]. 원유가격의 인상은 이에 연동된 천연가스의 가격 인상을 가져온다. 이는 수요자들로 하여금 저렴한 대체연료인 유연탄을 선호하도록 만들 것이며, 종국에는 배출량 증가를 가져올 것으로 본다.

넷째, 빈번해지는 유럽의 홍수, 미국의 허리케인, 동남아의 해일피해 등 지구온난화로 인한 피해가 점점 더 커지고 있다. 지속적으로 상승하는 지구온난화에 대한 전 세계적인 우려와 관심 속에 향후 기후변화협약을 둘러 싼 논의가 더욱 가속화되고 의무감축국인 아닌 나라들에게도 압력이 가해질 것으로 보인다.

이상의 이유에서 배출권 가격은 계속 상승할 것으로 보인다.

2.2 배출권거래제와 전력산업

2004년 기준 우리나라 온실가스 배출량에서 에너지부문이 약 83[%]를 차지하고 있으며, 그 중 발전부문이 전체 배출량의 약 33[%]를 차지하고 있다. 더욱이 가정·상업부문, 수송부문등 타 부문의 온실가스 배출비중의 축소가 전환부문으로 이전될 가능성이 높아지고 있다.

표 1에 나타난 전환부문의 가파른 증가세는 온실가스 배출량이 많은 유연탄의 사용의 증가 때문에 이루어졌다. 더욱이 발전부문은 산업고도화 및 소득증대로 인해 전력소비가 증가하여 2040년에는 온실가스배출 비중이 42[%]까지 상승할 것으로 예상된다. 단일 부문으로 최대의 배출량을 차지하고 있는 전력산업의 발전부문은 타 부문에 비해 온실가스양의 측정과 관리가 용이하다고 볼 수 있으며, 정책적으로 온실가스 감축이 가능하고 배출권거래비용의 내재화를 쉽게 이루어낼 수 있다. 따라서 우리나라가 온실가스 감축의무에 참여할 경우, 온실가스 저감에 따른 비용을 최소화하기 위한 에너지 포트폴리오를 구축할 때, 전력시장과 배출권시장이 유기적 연계의 필요성이 강조된다[6].

1) 출처, http://www.europeanclimateexchange.com

표 1. 에너지부문 온실가스 배출[2]
Table 1. GHG Emissions in Energy Industry

[단위 : CO_2백만톤([%])]

구 분	'90	'95	'00	'02	'03	'04	증가율 ('90~'04)
산업부문	87.6 (35.4)	133.5 (35.9)	153.1 (34.9)	160.1 (33.9)	161.1 (33.5)	158.1 (32.3)	4.3
수송부문	42.4 (17.1)	77.2 (20.7)	87.1 (19.9)	94.9 (20.1)	97.9 (20.3)	96.6 (19.7)	6.1
가정 · 상업	67.2 (27.1)	70.4 (18.9)	64.0 (14.6)	62.1 (13.1)	61.4 (12.8)	60.1 (12.3)	-0.8
공공 · 기타	7.0 (2.8)	4.7 (1.3)	4.0 (0.9)	4.3 (0.9)	4.9 (1.0)	4.7 (0.9)	-2.9
전환부문	38.0 (15.3)	83.2 (22.4)	125.9 (28.7)	146.8 (31.0)	151.2 (31.4)	165.0 (33.7)	11.1
탈루성	5.4 (2.2)	3.2 (0.9)	4.4 (1.0)	4.8 (1.0)	5.0 (1.0)	5.7 (1.2)	0.4
계	247.7 (100.0)	372.1 (100.0)	438.5 (100.0)	473.0 (100.0)	481.4 (100.0)	490.2 (100.0)	5.0

2.3 배출권 거래시 전원별 비용 상승분

배출권거래비용을 연간변동비에 반영할 경우 평준화된 전원별 변동비상승분은 다음과 같다. 그러나 아직 배출량 감축수준에 대한 구체적 협의가 되지 않았기 때문에, 두 가지의 시나리오를 상정해 그 결과를 추정해보는 방식을 취하였다.

위의 경우는 지난 교토의정서에 의한 감축안을 우리나라 발전부문에 적용한 경우로 1990년 대비 5[%]의 감축을 할 경우 2010년 전원별 변동비 상승분이다.

표 3은 현재 유럽연합(EU)집행위원회가 공개한 세부실천계획에 근거하여 비용 상승분을 예측하여 보았다.

표 2. 1990년 대비 5[%] 감축안 시행 시 배출권 가격 시나리오 별 2010년 전원별 발전비용 상승분[2)]
Table 2. Forecasted Generation Cost Increase based on 3 Emission Cost Scenarios in 2010 under 5[%] Emission Reduction Scheme compared to 1990

(단위 : 원/톤)

배출권 가격 / 전 원	13,000원 (원/톤-CO_2)	32,000원 (원/톤-CO_2)	50,000원 (원/톤-CO_2)
중 유	8.82원	21.70원	33.91원
석 탄	7.28원	17.92원	28.00원
LNG	4.25원	10.45원	16.33원

표 3. 2005년 대비 20[%] 감축안 시행 시 배출권 가격 시나리오 별 2010년 전원별 발전비용 상승분[3)]
Table 3. Forecasted Generation Cost Increase based on 3 Emission Cost Scenarios in 2010 under 20[%] Emission Reduction Scheme compared to 2005

(단위: 원/톤)

배출권 가격 / 전 원	13,000원 (원/톤-CO_2)	32,000원 (원/톤-CO_2)	50,000원 (원/톤-CO_2)
중 유	4.49원	10.95원	17.10원
석탄	3.67원	9.04원	14.12원
LNG	2.14원	5.27원	8.24원

2) "제3차 전력수급계획"_ 2010년 예상발전량 기준

3) "제3차 전력수급계획"_ 2010년 예상발전량 기준

이는 앞서 표 2보다 많이 완화된 수준으로 실제 배출량 감축수준에 대한 구체적 협의가 이루어지지 않았기 때문에 다음과 같이 추이를 살펴보았다. 이처럼 기후변화협약의 이행은 전력산업부문에 하나의 제약 조건으로 작용하는 배출권제한 때문에 결국에 비용 상승을 가져올 수밖에 없다. 그 비용이 온실가스 저감장치의 설비를 위한 투자비가 되던, 혹은 배출권을 사오는 비용이 되던, 혹은 CDM 사업의 추진이 되기 전에는 발생하지 않는 비용이 발생하는 것이다. 위의 경우는 단순히 배출권을 구입한다는 가정 하에 전원별 비용 상승분을 계산해본 것이다. 그러나 이때 전원구성의 변화를 통한 배출권 구입비용의 변동은 고려하지 않았다.

3. 전원구성비별 배출권거래비용

3.1 분석 방법

본 연구에서는 절대배출량 수준을 만족하게 만드는 전원구성[4]을 먼저 만든 후 그 전원구성변화를 만드는데 필요한 추가적 발전비용과 배출량제약을 늘리기 위한 배출권구입비용을 비교하여 시나리오의 유효성을 판정한다. 시나리오의 '유효성이 있다'라고 함은 추가된 비용이 배출권 구입비용보다 작을 때를 말하며, 결과적으로 배출권가격 경제적 효용성을 판단할 수 있다. 분석방법을 간단히 도식화하면 다음과 같다.

즉 절대배출량 수준을 만족하기 위해서 전원구성비를 변화시킬 것이고, 이는 추가적인 비용이 발생된다. 그러나 전원별로 변동비와 고정비 그리고 배출계수가 다르기에 전원구성이 달라질 때 마다 추가되는 비용이 달라진다. 전원구성비에 변화를 주는 요소는 감축량에 대한 전원별 분담량의 차이이다. 이 방법을 이용하여 도출된 결과는 정책적으로 이끌어 나갈 전력 산업의 전원구성비이다. 감축목표수준에 따라 전원구성비가 변화할 것이고, 이를 통하여 변화된 전원구성비는 배출권제약으로 인한 추가적 비용을 줄이는 기준이 될 수 있을 것이다.

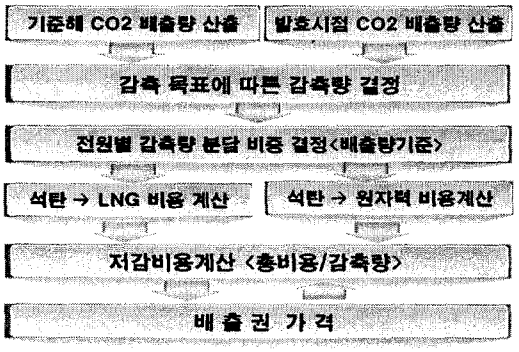

그림 2. 전원구성 변화에 의한 저감비용 분석 방법
Fig. 2. Assessment of Cost Effectiveness by Fuel Mix Change

3.2 사례연구

온실가스 유럽연합(EU)의 세부실천계획이 2008년 1월 23일 발표되었다. EU에서는 배출권거래제를 통하여 2020년까지 발전회사의 온실가스 배출 허용량을 2005년에 비해 21[%] 줄어들 것으로 예측하고 있다. 한편 우리나라에선 2007년 12월 17일 국무총리 주재로 기후변화대책위원회를 열고 2012년까지 국가 온실가스 배출량을 2005년 수준으로 동결하는 것을 목표로, 국가 차원의 강력한 온실가스 감축정책을 올해부터 시작하기로 하였다. 따라서 사례연구는 이점을 착안하여 큰 시나리오 분류를 해보고, 다시 시나리오를 나누어 비용 증감액을 추정하고 이를 통하여 배출권거래제의 경제적 효용성을 판단해 본다.

단, 할당된 배출권은 100[%] 무상제공을 가정하고, 경매는 고려하지 않는다.

시나리오 I-1의 경우 석탄발전의 발전량 감축을 통하여 배출량 감축을 이루어내고 이중 60[%]는 LNG가 부담, 나머지 40[%]는 원자력이 부담하는 경우의 사례이다. 이 경우는 시장에서 배출권 가격(원/C-톤)이 103,350원 이상으로 형성될 때 타당성을 가진다.

4) 본 연구의 전원구성비는 전원별 설비구성비가 아닌 전원별 발전량구성비이다. 발전량에 의한 도출은 배출량을 쉽게 산출할 수 있을 뿐 아니라 비용평가를 쉽게 할 수 있다. 또한 전원별 발전량의 비가 정해진다면 이를 활용 전원별 설비구성비도 도출 가능할 것으로 본다.

표 4. 배출량 감축분 분담 시나리오
Table 4. Scenarios for Emission Reduction Allocation

시나리오	절대목표량	변경 사항	방 법 (배출량 감축분 분담)
시나리오 I	2005년 대비 배출량 20[%]감축	2020년 전원별 예상발전량	석탄 → LNG 석탄 → 원자력
시나리오 II	2005년 대비 배출량 유지	2012년 전원별 예상발전량	석탄 → LNG 석탄 → 원자력

표 5. 시나리오 I-1
Table 5. Scenario I-1

연 료	발전량 ([Gwh])	증감량 ([Gwh])	연간 비용 증감액	배출권 가격 (원/C-톤)	배출권 구입 비용
중유	3,317		2조2021억원	25,000	5327억원
석탄	204,520	-156,800		50,000	1조653억원
LNG	77,627	+116,217		100,000	2조1306억원
원자력	225,063	+40,583		150,000	3조1959억원

시나리오 I-2의 경우 석탄발전의 발전량 감축을 통하여 배출량 감축을 이루어내고, 이중 50[%]는 LNG가 부담, 나머지 50[%]는 원자력이 부담하는 경우의 사례이다. 이 경우는 시장에서 배출권 가격이 69,870원 이상으로 형성될 때 타당성을 가진다. 즉 원자력의 발전확대가 전체적인 저감비용수준을 줄이는 효과를 가지고 있다는 것을 볼 수 있다. 따라서 전력산업이 배출권 거래를 통하지 않고 절대 목표량을 만족시킬 수 있는 현실적 대안이 원자력 발전의 확대라고 볼 수 있다.

시나리오 I-3의 경우 석탄발전의 발전량 감축을 통하여 배출량 감축을 이루어내고, 이중 40[%]는 LNG가 부담, 나머지 60[%]는 원자력이 부담하는 경우의 사례이다. 이 경우는 시장에서 배출권 가격이 36,400원 이상으로 형성될 때 타당성을 가진다. 원전이 배출 감축량의 분담정도에 따라서 추가 비용이 크게 변화함을 확인할 수 있다. 위의 두 사례를 분석해 보면 원자력발전의 확대가 LNG발전에 비하여 석탄발전량비중의 축소를 줄이는 것을 볼 수 있다. 또한 원전의 확대를 통하여 전체 비용의 축소를 가지고 온다는 것을 재확인할 수 있다. 결과적으로 배출량 감축분에 대한 원자력의 부담정도가 배출권거래제 도입 후 전력부문의 비용증감에 큰 영향을 미친다.

표 6. 시나리오 I-2
Table 6. 시나리오 I-2

연 료	발전량 ([Gwh])	증감량 ([Gwh])	연간 비용 증감액	배출권 가격 (원/C-톤)	배출권 구입비용
중 유	3,317		1조4888억원	25,000	5327억원
석탄	204,520	-147,577		50,000	1조653 억원
LNG	77,627	+96,847		100,000	2조1306억원
원자력	225,063	+50,730		150,000	3조1959억원

마지막으로 시나리오 I-4의 경우는 다음과 같은 결과를 보였다.

표 7. 시나리오 I-3
Table 7. Scenario I-3

연 료	발전량 ([Gwh])	증감량 ([Gwh])	연간 비용 증감액	배출권 가격 (원/C-톤)	배출권 구입비용
중 유	3,317		621억원	25,000	5,327억원
석탄	204,520	-129,130		50,000	1조653억원
LNG	77,627	+58,109		100,000	2조1,306억원
원자력	225,063	+71,021		150,000	3조1,959억원

시나리오 I의 경우 2005년 대비 발전부분 배출량 20[%]감축을 목표로 한 2020년도의 발전량의 전망치와 이에 따른 배출권거래의 유효성이다. 시나리오 II는 2012년까지 국가 온실가스 배출량을 2005년 수준으로 동결하는 것을 목표를 추진하였을 때, 배출권거래비용과 발전량 변동치를 추산해보고 이를 통하여 배출권거래의 유효성을 판단하여 보았다.

상기 시나리오들을 종합해 보면 2012년에 2005년

표 8. 배출량 제약(배출권가격 36,400원 수준)을 고려한 발전원 구성방안
Table 8. Fuel Mix Option considering the Emission Constraints (Emission Trading at 36,400원/C-톤)

구 분		원자력	석 탄	LNG	석 유	수력/기타	총합계
2005(실적)		146,779 (40.3)	134,964 (37.0)	60,820 (16.7)	16,422 (4.5)	5,654 (1.6)	364,639 (100)
2012	3차계획	173,762 (36.7)	186,556 (39.3)	97,197 (20.5)	9,642 (2.0)	7,056 (1.5)	474,213 (100)
	제시안	211,430 (44.6)	100,947 (21.3)	145,138 (30.6)	9,642 (2.0)	7,056 (1.5)	474,213 (100)
2020	3차계획	225,063 (43.4)	204,520 (39.4)	77,627 (15.0)	3,317 (0.6)	7,808 (1.5)	518,335 (100)
	제시안	285,939 (55.2)	66,167 (12.8)	155,104 (29.9)	3,317 (0.6)	7,808 (1.5)	518,335 (100)

표 9. 시나리오 II - 2012년 배출량이 2005년 대비 동결된 경우
Table 9. Scenario II - Emission Fixed at 2012 compared to 2005's

시나리오	감 축 분 담 량	연간비용증가분 시나리오유효성 (배출권가격 (원/C-톤))	전원별 발전량([Gwh])		전원별 증감률([%])
시나리오 II-1	석탄 → LNG (60[%]) 석탄 → 원자력(40[%])	1조3626억원	석탄	89,532	-52.01
		103,350원이상	LNG	169,109	+73.99
			원자력	198,874	+14.45
시나리오 II-2	석탄 → LNG (50[%]) 석탄 → 원자력(50[%])	9212억원	석탄	95,239	-48.95
		69,870원이상	LNG	157,123	+61.65
			원자력	205,152	+18.06
시나리오 II-3	석탄 → LNG (40[%]) 석탄 → 원자력(60[%])	4798억원	석탄	100,947	-45.89
		36,400원이상	LNG	145,138	+49.32
			원자력	211,430	+21.69
시나리오 II-4	석탄 → LNG (30[%]) 석탄 → 원자력(70[%])	384억원	석탄	106,654	-42.83
		2,910원이상	LNG	133,153	+36.99
			원자력	217,708	+25.29

대비 배출량 동결을 이루어 내려면 감축량의 약 68[%]수준을 석탄→원자력으로 대체 하는 것이 효과적이다. 그렇게 된다면 현재의 배출권가격(21유로/CO_2-톤) 수준에서 충분히 유효성을 가진 전원구성의 변화라고 볼 수 있을 것이다. 2012년과 2020년 배출권 가격(원/C-톤)이 36,400원 이상을 유지한다면 결과적으로 다음과 같은 발전원을 구성하는 것이 더욱 효과적이라 볼 수 있다.

4. 결 론

전력분야에 온실가스 배출규제는 추가적 비용 상승의 위험요소이다. 그러나 배출권시장과의 연계 운영을 통하여 추가비용의 신속한 내재화를 이루어낼 수도 있으며, 장기적/국가적 시점의 접근을 통하여 리스크를 효과적으로 관리 및 헤지할 수 있을 것으로 판단된다.

본 연구는 전력산업에 주어질 절대 목표량에 대하여 배출권 거래제의 경제적 효용성, 반대로 대응전략의 효용성을 비용을 가지고 분석할 수 있는 방법을 제시하였다. 이를 통하여 시나리오를 나누어 POST2012에 전력산업의 전원구성비의 변화를 통하여 배출권거래제를 대응방안을 모색하여 보았다 앞서 살펴보았지만, 현실적으로 유일한 대안은 원전의 확대이나, 원전의 건설기간이 10년 이상임을 생각하면 이르다고 말할 수 없다. 국가의 감축량 목표를 충족시키고, 경제적이면서 안정적 전원공급을 위해선 원전의 확대가 불가피하며, 현재 논의 중인 '전력수급2030비전'의 수립에는 이 부분이 반드시 고려되어야 할 것이다. 배출권거래소가 온실가스 감축을 위한 시장 유인수단으로써 역할을 할 수 있기 전엔 정부 주도의 정책이 있어야 할 것이다. 배출권거래소를 만들어 놓았다고 끝나는 것이 아니다. 도입초기에 많은 시행착오가 있을 것을 예상하고, 현 시점에선 정부가 나서서 POST2012 의무감축에 대한 대비를 해야 할 것으로 생각된다. 그리고 전력산업이 단일 부문으로서 온실가스 배출량의 가장 많은 부분을 차지하고 있기에, 국내 배출권시장에 있어서 배출권 수요와 공급에 상당부분을 차지할 것을 예상하면 앞서 열거된 시나리오 수준에 따라 국내배출권거래의 양과 가격에 가장 큰 영향을 미칠 것으로 판단된다. 따라서 전력 산업과 배출권 거래와의 연결고리 역시 중요한 열쇠가 될 전망이다.

References

[1] 임재규,국내 GHG감축을 위한 정책 포트폴리오에 대한 연구, 에너지 경제 연구원, 2001.

[2] 에너지자원정책본부, 자원 · 에너지 주요통계, 산업자원부, 2006.10.

[3] 경영기획처, 원전산업의 기후변화협약 대응방안에 관한 연구, 한국수력원자력(주), 2006. 11.

[4] 에너지경제연구원, 온실가스 배출권거래제 활용을 위한 발전부문 기반구축 모델개발, 산업자원부, 2005. 11.

[5] 경영기획처, 원전산업의 기후변화협약 대응방안에 관한 연구, 한국수력원자력(주), 2006. 11.

[6] W. E. Montgomergy(1972), "Markets in Licenses and Efficient Pollution Control Programs," Journal of Economic Theory, Vol.5, Issue 3, pp.395~418.

◇ 저자소개 ◇

김발호 (金發鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동대학원 졸업(박사). 1999년~현재 홍익대학교 전자전기공학부 부교수.

강동주 (姜東周)

1975년 9월 9일생. 1999년 홍익대 공대 전자전기제어공학과 졸업. 2001년 동대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 2001년~현재 한국전기연구원 근무. 현재 홍익대학교 공대 전자전기공학부 박사과정 재학중.

김차근 (金且根)

1972년 7월 18일생. 2003년 중앙대학교 신문방송대학원 졸업(석사). 2009년 서울산업대학교 IT정책전문대학원 박사과정. 현재 공주영상대학 영상연출과 교수.

김학만 (金學萬)

1966년 2월 11일생. 1991년 성균관대 공대 전기학과 졸업. 1993년 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동대학원 전기공학과 졸업(박사). 1996년 10월~2008년 2월 한국전기연구원 선임연구원. 현재 인천시립대학 전기과 교수.