

신재생에너지 발전기술과 국가 온실가스 감축목표 평가*

조 경 엽** · 김 영 덕***

논문초록

본 연구의 목적은 온실가스 감축의 경제적 비용과 신재생에너지 발전 기술의 보급 확대 가능성을 평가하는 동시에 신재생에너지 발전 기술이 존재하는 상황에서 보다 비용 효과적인 새로운 국가 온실가스 감축 경로를 추정하는데 목적을 두고 있다. 이를 위해 본 연구는 시점간 배출권 거래가 가능하면서 신재생에너지 발전 기술이 내생적으로 결정되는 완전 동태적 CGE 모형을 구축하였다. 본 연구는 신재생에너지 발전 기술이 온실가스 감축에 따른 GDP 손실과 배출거래가격을 큰 폭으로 감소시킨다는 것을 보여주고 있다. 그러나 신재생에너지 발전 기술이 확대됨에도 불구하고 분석기간 동안 GDP가 BaU 수준보다 증가하지는 않을 전망이다. 신재생에너지 발전기술이 없다면 시점간 배출권거래가 현재에서 미래로 판매하는 형태로 이루어지지만, 신재생에너지 발전기술이 도입되면 정 반대 형태로 거래가 이루어진다. 이는 신재생에너지 발전기술 보급이 시간이 지날수록 확대되어 미래의 저감비용이 현재의 저감비용보다 낮아지기 때문이다. 따라서 신재생에너지 보급이 상대적으로 저조한 시기에 국가감축목표를 낮게 설정하고, 신재생에너지 발전기술 보급이 활발한 시기에 감축목표를 높이는 방향으로 설정해야 한다. 현재 한국의 국가온실가스 감축 목표를 2020년에 30%에서 25%로 낮추고 2050년에는 50%에서 60%로 높이는 방향으로 재설정할 경우 GDP 손실은 연평균 0.3%p 감소하는 것으로 추정된다.

핵심 주제어: 신재생에너지 발전기술, 시점간 배출권거래, 온실가스 감축 경로

경제학문헌목록 주제분류: Q2, O3

투고 일자: 2011. 7. 18. 심사 및 수정 일자: 2012. 3. 2. 게재 확정 일자: 2012. 4. 10.

* 이 논문(저서)은 2010년도 정부재원(교육과학기술부 인문사회연구역량강화사업비)으로 한국연구재단의 지원을 받아 연구되었음(NRF-2010-330-B00247) (김영덕).

** 제1저자, 한국경제연구원 선임연구위원, e-mail: glcho@keri.org

*** 교신저자, 부산대학교 경제통상대학 경제학부 부교수, SSK 기후변화와 비교법제 연구사업단 소속, e-mail: ydkim@pusan.ac.kr

I. 서론

정부는 2020년의 국가온실가스 감축목표를 기준균형(BaU: Business as Usual) 대비 30%를 감축하겠다고 발표하였다. 2020년 이후의 구체적인 감축목표를 발표하지는 않았지만 향후 감축목표는 2020년보다 강화된 수준으로 결정될 것이 분명하다. 온실가스 감축은 다양한 측면에서 경제적 비용을 유발한다. 온실가스 감축은 기업에게 청정연료로의 대체, 에너지 효율향상, 신기술 도입 등의 노력을 요구한다. 온실가스를 감축하기 위한 이러한 노력은 생산자 비용을 상승시켜 생산이 감소하고 최종 재화의 판매 가격이 상승하게 된다. 최종 재화의 가격 상승은 내수는 물론 수출이 감소하는 원인으로 작용하여 경제성장이 둔화되는 결과를 가져온다.

그럼에도 불구하고 정부가 온실가스 감축에 강한 자신감을 보이는 이유는 온실가스 감축목표가 강화될수록 신재생에너지와 같은 녹색기술 도입이 촉진되어 오히려 경제가 성장할 수 있다고 믿고 있기 때문이다. 이러한 자신감은 온실가스 감축과 경제성장을 동시에 달성하겠다는 “저탄소-녹색성장 정책”에 분명하게 들어나 있다. 그러나 이병태(2010)는 태양광, 풍력등과 같은 신재생에너지 발전 기술은 과거의 IT 기술과 달리 성장을 견인하는 모멘텀 기술로 발전하기에는 한계를 가지고 있다고 주장하고 있다.¹⁾ 과거 IT 기술과 달리 신재생에너지 발전 기술은 온실가스 감축이라는 꼬리표를 달고 있으며, 초기의 대규모 투자를 요구할 뿐만 아니라 설치 가능한 지역도 제한적이라는 한계를 가지고 있다. 따라서 신재생에너지 발전 기술이 성장 동력으로 작용할 가능성은 매우 불확실할 뿐만 아니라 도입이 되더라도 상당한 시간이 요구될 가능성이 높다. 따라서 신재생에너지 발전 기술은 더디게 개발되고 온실가스 감축은 빠른 시일 내에 이행되어야 한다면 온실가스 감축은 정부의 기대와 달리 경제성장을 둔화시킬 것이 분명하다.

따라서 2020년부터 2050년에 걸친 장기적인 온실가스 국가감축목표를 설정하는데 있어 중요한 것은 온실가스 감축이 어느 정도 경제적 손실을 가져오는지를 평가

1) 성장을 견인하는 모멘텀 기술은 초기의 버블과정을 통해 형성된 자본을 통해 기술혁신이 일어나고, 이는 산업구조의 변혁을 가져오는 역할을 하게 된다. 따라서 모멘텀 기술은 풍부한 자본을 바탕으로 규모의 경제가 가능하고, 성능은 지속적으로 향상되는 반면 가격은 지속적으로 하락하는 특성을 가지게 된다. 이러한 혁신은 새로운 시장을 창출하고 산업구조를 변혁하는 양의 피드백을 형성하게 된다.

하는 것이다. 그리고 신재생에너지가 온실가스 감축에 따른 경제적 비용을 얼마큼 상쇄할 수 있는 지를 평가해야한다. 이러한 평가에 기초하여 신재생에너지 발전 기술의 보급수준에 따라 국가 온실가스 감축목표가 설정되어야 한다. 예를 들어, 국가감축목표가 2020년의 30%에서 점진적으로 증가하여 2050년에 BaU 대비 50%가 된다고 가정한다면, 동일한 감축량을 이행하더라도 신재생에너지 보급수준에 상응하는 보다 비용효과적인 감축경로(path)가 존재할 수 있다. 따라서 온실가스 감축에 따른 경제적 손실과 신재생에너지의 보급에 상응하는 새로운 국가감축 경로를 추정하는 것이 본 연구의 목적이다.

이를 위해서는 온실가스 감축이 신재생에너지 발전 기술을 유인하는 내생적 성장 모형이 요구된다. 또한 온실가스 배출권의 시점 간(intertemporal) 저축(banking)과 대부(borrowing)가 가능하여 온실가스 감축 시기를 유연하게 조정할 수 있는 완전 동태적인 모형이 요구된다. 환경정책으로 유인된 기술진보(ITC: Induced technology)를 강조한 연구로는 Goulder and Schneider(1999), Gerlagh and Zwaani(2003), 조경엽·나인강(2003)을 꼽을 수 있다.

Goulder and Schneider(1999)는 환경정책이 R&D에 대한 투자를 유인하고 이에 따라 기술이 진보한다는 내생적 성장모형을 제시하고 있다. 이들은 환경정책에 따라 유인된 기술진보(ITC: Induced technology)를 개별 기업에게 R&D 투자를 요구하는 경합적인 기술진보와 경제전체에 무상으로 파급(spillover)되는 비경합적인(nonexcludable) 기술진보로 구분하고 있다. 이와 같은 내생적 성장모형에 기초하여 이들은 감축목표가 주어져 있다면 ITC가 GDP 손실을 줄이는 역할을 하지만 감축목표가 아닌 탄소세가 주어져 있다면 GDP 손실은 오히려 증가하는 것을 보여주고 있다. GDP 손실이 증가하는 이유는 ITC가 온실가스를 더 많이 줄이는 방향으로 작용하기 때문인 것으로 분석하고 있다.

반면 Gerlagh and Zwaani(2003)는 ITC가 도입되면 장기적으로 GDP의 순이익이 달성될 수 있다는 것을 보여주고 있다. 이들은 에너지를 화석연료(탄소배출)와 청정연료(탄소 무배출)로 구분하여 모형에 반영하고 있다. 그리고 학습효과에 의하여 기술은 화석연료 사용을 줄이는 방향 또는 비화석연료 생산을 증가시키는 방향으로 발전한다고 가정하고 있다. 따라서 이들 모형에서 온실가스 감축은 초기에는 주로 에너지절약으로 달성되지만 장기적으로는 탄소 저배출 기술에 의해 달성된다. 따라서 장기에 있어서는 에너지사용을 줄이지 않아도 저감목표량을 달성할 수 있기

때문에 온실가스감축과 경제성장을 동시에 달성할 수 있다는 결과를 도출하고 있다.²⁾

조경엽·나인강(2003)은 Goulder and Schneider(1999)의 모형을 한국경제에 적용하고 있는데, ITC가 온실가스저감비용과 GDP 손실을 큰 폭으로 줄이는 것으로 분석하고 있다. 이들은 ITC를 반영할 때 단기적으로 톤당 저감비용을 42%, GDP 손실은 1%p 줄이며, 장기적으로는 톤당 저감비용이 73%, GDP 손실이 1.8%p 줄어드는 효과가 있는 것으로 추정하고 있다. 그러나 R&D 투자비용과 저감비용간의 대체효과(trade off)와 R&D 투자와 물적자본 투자 간의 구축효과로 인해 저감비용과 GDP손실은 여전히 발생하는 것으로 분석하고 있다.

적정 온실가스 감축시기와 관련된 연구로는 Wlgley et al. (1996), Ha-Duong et al. (1997), Goulder and Mathai(1999), Cho et al. (2010) 등을 꼽을 수 있다. 이들 연구는 기술이 어떻게 축적되느냐에 따라 결과가 매우 달라 질 수 있음을 보여주고 있다. 기술이 환경정책과 상관없이 외생적으로 주어진 것으로 가정한 Cho et al. (2010) 연구는 감축목표가 점진적으로 증가한다면 비용이 낮은 현재에 보다 많은 온실가스를 감축하는 것이 비용 효과적(cost effective)라는 것을 보여주고 있다. Ha-Duong et al. (1997)은 온실가스 감축 기술이 학습효과(LBD: learning by doing)로 축적된다고 가정하고 있다. 이들은 현재의 감축행위가 기술 축적에 기여하기 때문에 현재에 보다 많은 온실가스를 감축하는 것이 바람직하다고 주장하고 있다. 반면 Wlgley et al. (1996)은 기술은 점진적으로 시간을 두고 진보하기 때문에 기술진보로 온실가스 감축 비용이 충분히 낮아질 때까지 기다리는 것이 바람직하다고 주장하고 있다. Goulder and Mathai(1999)는 기술이 R&D 투자로 축적되는 경우와 LBD에 기초하여 축적되는 경우로 나누어 분석하고 있다. 이들은 기술이 R&D 투자로 축적된다면 현재에서 미래로 감축시기를 이동하는 것이 정당화 될 수 있음을 보여주고 있다. LBD로 축적된 기술이 감축시기에 미치는 영향은 매우 불확실하다고 주장하고 있다.

본 연구는 이러한 기존의 기술진보에 대한 연구를 바탕으로 온실가스 저감을 위한 신재생에너지관련 기술진보가 내생적으로 결정되는 모형을 구축하였다. 본 연구에서 고려한 신재생에너지는 태양광 및 풍력으로써 온실가스를 배출하지 않는 그린

2) 그러나 이들 모형에서 연도별 GDP 변화를 현재가치로 환산한 총 GDP는 온실가스 감축의무가 시행되면 감소하는 것으로 나타나고 있다.

(green) 전력을 생산한다고 가정하였다. 신재생에너지 발전 기술은 온실가스 배출 자체를 줄이기도 하고 기존의 생산기술과 융합하여 사회전체의 생산성을 향상시키는 방향으로 작용하기도 한다. 이와 같은 특성을 반영하기 위해 본 연구는 Glouder and Schneider(1999), Glouder and Schneider(1999), 조경엽·나인강(2003)과 같이 R&D 투자로 축적되는 신재생에너지 발전 기술이 모형 내에서 결정되는 내생적 성장모형을 구축하였다. 그리고 Gerlagh and Zwaani(2003)와 같이 화석연료(탄소배출)를 사용하여 생산되는 기존(conventional) 전력과 신재생에너지를 사용하여 생산되는 그린 전력(탄소 무배출)로 구분하고 있다. 따라서 본 연구에서는 Glouder and Schneider(1999), 조경엽·나인강(2003)과 같이 온실가스 감축은 생산성 향상에 따른 에너지절약으로 달성될 수 있을 뿐만 아니라 Gerlagh and Zwaani(2003)와 같이 탄소 무배출 연료(대체에너지)로 전환함으로써 달성될 수 있다.

신재생에너지 보급 수준을 고려한 새로운 온실가스 감축경로를 도출하기 위해 본 연구는 Cho et al. (2009)과 같이 시점간 배출권 거래제를 모형에 반영하였다. Cho et al. (2009)은 배출권의 저축(banking)과 대부(borrowing)가 허용되는 완전 동태적 CGE 모형을 통해서 배출의 저감시점을 달리함으로써 보다 비용 효과적으로 온실가스 감축을 달성할 수 있음을 보여주고 있다. 이들 모형에서 배출권거래 방식은 저축과 대부가 가능하지 않아서 1년 마다 배출권 거래가 정산되는 단위기간(annual) 정산 배출권거래제와 저축(banking)과 대부(borrowing)가 허락되고 일정 정산기간(budget period)에 대해서 배출권이 정산되는 예대 가능한(bankable) 다기간정산 배출권거래제로 구분하고 있다. 단위기간정산 배출권거래제에서는 회계연도의 후반기로 갈수록 저감량이 증가하기 때문에 배출권가격도 함께 증가하게 된다. 그러나 다기간정산 배출권거래제 하에서는 모든 회계연도에 동일한 가격이 형성되기 때문에 회계연도의 전반기에는 배출권가격이 단위기간정산 배출권거래제의 배출권가격보다 높고 반대로 후반기에는 낮게 형성된다. 이러한 가격격차로 인해 시점간 거래가 발생하게 된다. 다시 말해서 단위기간정산 배출권거래제보다 가격이 낮게 형성되는 전반기에는 판매를 하고, 가격이 높은 후반기에는 구매를 하는 형태로 거래가 발생하게 된다. 이와 같은 결과는 후반기에 갈수록 감축량이 증가하기 때문이다. 만약 기술진보가 빠르게 진행될 경우 이들과 다른 결과를 초래할 수 있다.³⁾ 본고에서는 신재생에너지 관련 기술진보가 내생적으로 결정될 때 보다 비

용 효과적인 감축목표 경로(path)를 찾기 위해, Cho et al. (2009)의 분석틀을 그대로 수용하면서 기술진보가 내생적으로 결정되는 모형을 시도하였다.

본고의 구성은 다음과 같다. 제Ⅱ장에서는 분석모형을 간략히 설명하였고, 제Ⅲ장에서는 동태적 연산일반균형 모형을 이용하여 국가 온실가스 감축목표와 신재생 에너지를 평가하고 보다 비용효과적인 새로운 온실가스 감축경로를 제시하고 있다. 제Ⅳ장에서는 본고에서 제시한 분석결과를 바탕으로 정책적 시사점을 설명하고 결론을 도출하였다.

Ⅱ. 분석모형

1. 기본모형⁴⁾

신재생에너지 발전 기술을 제외하면 기본적으로 조경엽(2010) 모형과 동일하다. 따라서 수식을 통한 가계의 효용극대화 문제와 생산단계별 산업의 비용 최소화 문제는 설명을 생략하기로 한다. 조경엽(2010) 모형은 신고전학파의 성장모형에서 출발하고 있다. 신고전학파의 성장모형은 모든 변수가 균등하게 성장(balance growth)한다는 의미를 내포하고 있다. 성장률이 g 만큼 성장한다고 가정하면 기준 균형의 성장경로를 도출할 수 있다. 예를 들어 변수 Y_t^* 의 성장경로는 $(1+g)^{t-1}Y_0^*$ 로 정의 된다. 여기서 Y_0^* 는 기준연도의 균형 값을 의미한다.⁵⁾ 그리

3) Cronshaw and Kruse (1996)는 예대가능한 배출권 경쟁시장에서 기업은 저감비용의 현재가치를 최소화하도록 총배출량을 시점간 배분한다고 설명하고 있으며, Rubin(1996)은 이를 확장하고 일반화하여 기업이 배출권을 저축하고 대부하는 것이 가능한 경우에 배출권과 배출권가격의 시간에 대한 움직임을 도출하고 있다. 이들은 모두 예대가능한 배출권거래제가 저감비용의 현재가치를 최소화하는 자원배분을 이루고 있다는 점을 강조하고 있다. 반면에, Kling and Rubin (1997)은 예대가능한 배출권거래제 하에서 개별 기업의 시점간 배출권 배분이 반드시 사회적인 후생을 최적화하는 것은 아닐 수 있음을 제시한다. 한계저감비용이 상승하는 경우, 기업은 초기에 과도하게 배출을 줄이고 비용이 높아지는 미래 시점에 배출을 상대적으로 많이 할 수 있도록 배출권을 저축하려는 유인을 가질 수 있음을 논의하고 있다.

4) 수식을 통한 기본모형에 대한 자세한 설명은 지면의 한계로 생략하기로 한다. 보다 자세한 내용은 조경엽(2010)을 참조하기 바란다.

5) 균등성장을 가정할 경우 모형에서 도출되는 성장경로가 현실에서 추정되는 성장경로와 매우 상이한 모습을 보이게 된다. 따라서 본 연구에서는 자본의 생산성을 조정하여 현실경제의 성장률과 일치시켰다.

고 균형가격 P_t^* 는 $\frac{1}{(1+r)^{t-1}}P_0^*$ 로 이자율로 할인된다. 여기서 P_0^* 는 기준연도의 균형가격을 의미한다. 정책이 변할 경우 경제는 기준균형의 성장경로에서 벗어나 새로운 균제상태로 접근하여 성장을 지속하게 된다. 따라서 정책변화에 따른 새로운 성장경로를 기준균형의 성장경로와 비교함으로써 정책을 평가하게 된다.

본 연구에서 경제 주체는 가계, 기업, 정부로 구성된다. 가계는 소비와 여가로 구성된 시점간(intertemporal) 효용을 극대화하는 경제주체로서 노동과 자본을 기업에 대여함으로써 소득을 얻고 이를 소비와 저축으로 지출하게 된다. 총 저축은 가계저축, 정부저축, 해외저축으로 구성되며 총 저축은 총투자로 이어져 자본형성에 기여하게 된다.

기업은 재화를 생산하여 소비재화, 투자재화, 정부재화, 중간재화로 국내에 판매하고 나머지는 수출로 수입을 얻는다. 재화판매로 얻은 수입은 노동, 자본, 중간재화를 구매함으로써 모두 지출된다. 정부는 법인세, 근로소득세, 소비세, 관세를 통해 세금을 걷어 정부지출과 가계이전으로 지출한다. 기업에서 구매하는 중간재화는 국내재화와 수입재화의 불완전대체관계로 구성된 아밍튼복합재화(Armington composite goods) 형태로 생산된다. 대외거래는 소국개방모형을 가정하여 수입가격은 주어진 것으로 가정하였다.

본 연구는 2007년을 기준연도로 하여 2050년까지 총 53기간을 분석대상기간으로 설정하였다. 매기는 자본축적과 기술진보에 의해 연계된다. 가계는 현재의 소비와 여가 그리고 미래의 소비를 고려한 시점간 효용을 극대화하기 때문에 전 기간이 동시에 연산되는 완전동태모형이다. 분석 대상산업은 석탄, 석유, 가스 등 화석연료 생산산업과 전력, 기타제조, 운수업, 서비스 산업으로 총 7개 산업으로 구성된다. 화석연료를 세분한 이유는 온실가스 감축으로 발생할 수 있는 에너지원간 대체효과를 반영하기 위함이다. 신재생에너지는 태양광 및 풍력 등 그린 전력을 생산하는 에너지원으로 정의하였다.

2. 신재생에너지

앞서 설명한 신고전학파의 성장모형에 다음과 같이 신재생에너지 발전 기술을 반영하여 조경엽(2010)의 기본모형을 내생적 성장모형으로 확대하였다. Glouder and

Schneider (1999) 와 같이 신재생에너지 발전 기술은 R&D 투자비용을 요구하는 경합적인 요인과 외부효과를 유발하는 비경합적인 요인으로 구분된다. 비경합적인 기술은 생산비용을 유발하지 않으면서 각 산업의 생산성 향상에 기여하게 된다. 그러나 경합적인 신재생에너지 발전 기술은 R&D 투자를 통해서 형성되고 그린 전력을 생산하는데 하나의 투입요소로 간주된다. 따라서 경합적인 기술은 그린 전력을 생산하는데 생산비용으로 간주된다.

외부성을 가지는 비경합적인 기술진보를 가정하면 i 부문의 생산함수를 다음과 같이 규모에 대한 수확 체증의 함수로 쓸 수 있다.

$$Y_{i,t} = \phi(A)_{i,t} \left[\alpha \overline{KLE}_{i,t}^\rho + (1-\alpha) XA_{i,t}^\rho \right]^{\frac{1}{\rho}} \quad (1)$$

여기서 Y 는 최종재화를 의미하고, \overline{KLE} 는 자본, 노동, 에너지의 복합재화를 의미하고, \overline{E} 는 그린 전력을 포함한 에너지 복합재화를 의미하며, XA 는 중간재화를 의미한다. 외부효과를 유발하는 $\phi(A)_{i,t}$ 를 제외하면 식 (1)은 규모에 대한 수확 불변이 성립된다. 그러나 $\phi(A)_{i,t}$ 가 포함되면 식 (1)은 규모에 대한 체증함수가 되기 때문에 일반균형의 원칙에 위배되게 된다.⁶⁾ 이를 해결하기 위해서 본 연구는 Markusen (1990, 2002)의 제시한 연산 방법을 이용하였다. 식 (1)을 Markusen (1990, 2002)이 제시한 함수형태로 다음과 같이 전환하여 연산하였다.⁷⁾

$$Y_{i,t} = (Y_{i,t}^{\beta_t}) F(V_{i,t}) \quad 0 < \beta_t < 1 \quad (2)$$

여기서 $Y_{i,t}^{\beta_t}$ 는 외부효과($\phi(A)_{i,t}$)로 인한 생산증가분을 의미하며, β_t 는 규모에 대한 체증정도를 나타내는 변수를 의미한다. 식 (2)를 이용한 Markusen (1990, 2002)의 연산 방법은 부록에 자세히 설명하였다.

6) 일반균형이 성립하기 위해서는 영의 이윤(zero profit), 시장 청산(market clearance), 소득 균형(income balance) 3가지 조건이 충족되어야 한다.

7) 본 연구에서 이용한 MPSGE (Mathematical Programming System for General Equilibrium) 프로그램에 외부성을 가지는 생산함수를 적용하기 위해서 Markusen (2002)의 제시한 방법을 원용하였다.

Markusen (1990, 2002) 은 β 를 변수가 아닌 모수(parameter)로 정의하고 있지만, 본 연구에서는 신재생에너지의 도입 정도에 따라 외부효과의 정도가 달라 질 수 있다는 점을 고려하여 이를 변수로 가정하였다.

$$\beta_t = \frac{A_t^{1/\gamma}}{A_t} - 1, \quad \gamma < 1 \quad (3)$$

이는 신재생에너지 생산기술이 진보할수록 β 가 커지게 되어 규모에 대한 체증효과가 커진다는 의미를 내포하고 있다.

신재생에너지 관련 기술은 다음과 같은 형성법칙에 따라 축적된다.

$$A_{t+1} = (1 - \delta_a)A_t + v_a RD_t \quad (4)$$

$t+1$ 기의 신기술 수준 A_{t+1} 은 감가상각(δ_a)을 제외한 현재의 신기술 A_t 에서 R&D 투자가 더해져 축적된다. 여기서 v_a 는 R&D투자가 기술축적에 기여하는 정도를 나타낸다. 다시 말해서 v_a 가 1보다 크다면 R&D 투자가 아주 성공적이어서 기대 이상으로 기술이 진보하는 반면 v_a 가 1보다 작다면 투자에 비해 기술진보가 성공적이지 못하다는 것을 의미한다. 신기술이 현재는 경제성이 없어서 도입이 되지 않는 기술로 정의된다면 v_a 는 1보다 작아야 한다. 만약 v_a 가 0.5라면 1단위 신기술을 생산하기 위한 비용이 기존의 화석연료를 사용하는 기술에 비해 약 2배 비싸기 때문에 경제성이 없어 현재는 도입되지 않는다는 의미를 내포하고 있다. 그러나 온실가스감축으로 인해 기존의 화석연료의 비용이 상승하게 되면 신기술의 투자비용이 크다 할지라도 경제성이 확보되어 시장에 도입될 수 있다.

신재생에너지를 사용하여 생산되는 t 기의 그린 전력($Y_{green,t}$)과 기존 전력($Y_{conv,t}$)은 다음과 같은 최적화 조건에 따라 도입된다.

$$\min \quad P_{conv,t} Y_{conv,t} + P_{green,t} Y_{green,t} \quad (5)$$

$$s.t. \quad p_{conv,t} < P_{green,t} \quad \text{if } \nu_a < 1 \quad (6)$$

$$Y_{green,t} = 0 \quad \text{if } P_{conv,t} < P_{green,t} \quad (7)$$

$$Y_{conv,t} = \phi(A_t)f(K_t, L_t, XA_t, E_{fossil,t}, CO_{2,t}) \quad (8)$$

$$Y_{green,t} = \phi(A_t)f(K_t, L_t, XA_t, A_t) \quad (9)$$

여기서 $P_{conv,t}$ 기존 전력의 가격을 의미하며, $P_{green,t}$ 은 그린 전력의 가격을 의미한다. 식 (6)과 식 (7)은 그린 전력이 현재 경제성이 없어 시장에 도입되지 않는다는 현실을 반영하기 위한 조건들이다. 현재 온실가스 감축이 시행되지 않고 있고, 신재생에너지에 R&D 투자 효율이 낮은 상태에 있어 $P_{green,t}$ 는 $P_{conv,t}$ 보다 높다.

온실가스 감축을 이행해야한다면 식 (8)에서 보듯이 온실가스 배출은 생산비용을 상승시키는 요인으로 작용하게 되어 기존 전력의 가격은 상승하게 된다. 식 (9)는 그린전력의 생산함수를 보여주고 있다.⁸⁾ 본 연구에서 기존 전력과 그린 전력 한 단위 생산하는데 필요한 노동, 자본, 중간재화의 양은 동일하다고 가정하였다. 따라서 그린전력 생산과 기존 전력 생산비의 차이는 생산에 투입되는 신재생에너지관련 기술 사용비용, 화석연료 투입 비용, 온실가스 저감비용의 차이에서 발생한다. 따라서 온실가스 감축이 강화될수록 그리고 신재생에너지에 대한 R&D 투자 효율이 향상될수록 그린 전력의 경제성은 좋아져 시장에 보급되는 양이 늘어나게 된다. 그린 전력과 기존 전력의 생산기술이 모두 볼록(concave) 함수라 가정하면 생산량이 증가할수록 한계생산성은 체감하게 되어 균형에서는 $P_{conv,t} = P_{green,t}$ 같아지게 된다. 즉 한계비용이 같아지는 ($mc_{conv,t} = mc_{green,t}$) 점에서 기존의 전력과 신재생에너지를 이용한 전력 생산이 결정되게 된다.

이와 같이 신재생에너지 발전 기술은 R&D 투자를 통해 축적이 되고 R&D 투자는 비용을 수반하고 기존 투자를 구축하기 때문에 그린 전력의 도입이 GDP 손실을 가중시킬 가능성이 존재한다. 반면 신재생에너지 발전 기술이 축적되고 그린전력의 생산이 증가하면 온실가스 감축비용이 낮아지고 외부효과로 인한 생산성 향상으로 GDP가 증가할 가능성도 함께 존재한다. 따라서 본고는 중단기적으로 R&D 투자 비용으로 인해 온실가스 감축이 GDP 손실을 유발할 수 있지만 장기적으로는 온실가스 감축과 더불어 GDP도 함께 증가할 수 있는 가능성을 포괄한 모형이라 할 수 있다.

8) 본 연구에서 노동, 자본, 중간재화는 기존전력생산과 그린전력 생산에 동일한 량이 투입된다고 가정하였다.

3. 배출권거래

배출권거래제 등 환경규제는 투입재화 간, 생산요소 간, 산업 간, 소비재화 간 왜곡을 초래할 뿐만 아니라 자원의 시점 간(intertemporal) 왜곡도 초래한다. 예를 들어, 배출권의 저축(banking)과 대부(borrowing)가 허용되는 예대 가능한 배출권 거래제가 적용되면 배출의 저감시점을 달리함으로써 이윤극대화를 추구하게 된다. 배출 저감 시기의 변화는 생산, 투자, 나아가 소비의 시점간 패턴에 영향을 미치게 된다.

본 고에서 온실가스저감 방식은 크게 개별이행과 배출권거래방식으로 나누어지고, 배출권 거래 방식은 배출권의 예대가능여부에 따라 다시 두 가지로 분류된다. 하나는 시점간(intertemporal) 저축과 대부가 허용되어 시점간 거래가 허용되는 다 기간 정산 배출권거래제이고, 다른 하나는 시점 간 거래가 허용되지 않는 단위기간 정산 배출권거래제이다.⁹⁾ 시점간 거래가 허용되지 않기 때문에 단위기간 배출권거래제에서는 주어진 감축목표가 매기 달성되어야 한다. 반면 다기간 배출권거래제에서는 주어진 매기의 감축목표가 매기 달성되지 않아도 되지만 주어진 기간 전체의 감축목표가 주어진 기간에 달성되어야 한다.

배출권거래에 참여하는 기업은 자신의 저감비용과 배출권 거래가격을 비교하여 배출권 판매와 구매 그리고 저축(banking)과 대부(borrowing)를 결정하게 된다. 개별 저감비용이 배출권 거래가격보다 높은 산업은 배출권을 구매하고 생산을 늘리는 것이 비용 효과적(cost-effectiveness)인 저감방법이 되며, 반대로 개별 저감비용이 배출권 거래가격보다 낮은 산업은 배출권을 판매함으로써 더 많은 이윤을 추구할 수 있다. 결국 모든 산업의 한계저감비용(mc)이 배출권 거래가격(P_{carb})이 일치하는 점에서 균형이 형성되고, 이때 배출권거래에 참여한 산업 j 와 k 의 의무 저감량을 최소비용으로 달성하게 된다. 즉 균형에서는 저감비용 $mc_j = mc_k = P_{carb}$ 의 조건이 성립된다.

온실가스는 에너지원에 따라 상이한 배출량을 보이고 있으며, 원료로 사용되는 에너지는 이산화탄소를 배출하지 않기 때문에 동일한 에너지를 사용하더라도 산업

9) 일관성을 상실하지 않는 단축된 표현으로 저축과 대부가 가능하지 않는 배출권거래제를 편의상 단위기간정산 배출권거래제로, 정산기간을 다기간으로 설정하고 그 기간 동안 저축과 대부가 가능한 배출권거래제를 다기간정산 배출권거래제로 표현하기로 한다.

에 따라 상이한 배출계수를 가질 수 있다. j 를 i 산업과 가계를 대변하는 색인이라고 하면, 가계와 산업에서 사용하는 에너지와 이산화탄소배출과의 관계를 수식으로 표현하면 다음과 같다.

$$FE_{fe,j,t} = \min [\alpha XA_{fe,j,t}^e, (1-\alpha)CO2_{fe,j,t}] \quad (10)$$

$FE_{fe,j,t}$ 는 부록에 수록된 j 산업에서 사용한 아밍톤 화석연료 복합재화($XA_{fe,j,t}^e$)와 이산화탄소($CO2_{fe,j,t}$)가 복합된 화석연료복합재화를 의미한다. 하첨자 fe 는 석탄, 석유제품, 천연가스를 대변한다. 그리고 위첨자 e 는 에너지효율향상을 반영한 유효에너지수요를 의미한다. 즉 $XA_{fe,t}^e = aeei_{fe,t}XA_{fe,t}$ 로서 에너지효율향상 $aeei$ 는 연료별, 산업별로 차이가 있다고 가정하였다.¹⁰⁾ 식 (20)과 같이 $CO2_{fe,t}$ 와 화석연료를 레온티에프 함수로 정의하는 이유는 $CO2_{fe,t}$ 배출은 에너지와 특정한 배출계수로 고정되어 있기 때문이다.

개별이행시 산업과 가계의 비용최소화 문제는 다음과 같다.

$$\min P_{xa,fe,j,t} XA_{fe,j,t}^e + P_{carb} CO2_{fe,j,t} \quad (11)$$

$$s.t. \quad FE_{fe,j,t} = \min [\alpha XA_{fe,j,t}^e, (1-\alpha)CO2_{fe,j,t}] \quad (12)$$

$$s.t. \quad CO2_{fe,j,t} = \lambda_{fe,j} XA_{fe,j,t}^e \quad (13)$$

$$s.t. \quad \sum_{fe} CO2_{fe,j,t} = \chi_{j,t} \sum_{fe} CO2_{fe,j,t,bau} \quad (14)$$

여기서 $\lambda_{fe,j}$ 는 j 의 fe 에너지 사용에 따른 이산화탄소 배출계수를 의미한다. 개별 에너지원에 부과되는 $\chi_{j,t}$ 는 환경규제로 인한 배출허용률을 의미한다. 따라서 t 기의 j 부문에서 배출하는 배출량은 기준시나리오의 이산화탄소 배출량 $CO2_{fe,j,t,bau}$ 의 $\chi_{j,t}$ 만큼을 배출해야 한다는 제약 조건이 추가된다.

$P_{carb,coal,j,t} = P_{carb,oil,j,t} = P_{carb,lng,j,t} = P_{carb,j}$ 가 비용최소화의 균형 값이 된다. 각 산업과 가계는 에너지원별 저감비용을 일치시킴으로서 최소비용으로 주어진다.

10) 에너지 효율향상에 대한 모수 값은 조경업(2010)과 동일한 값을 사용하였다.

목표를 달성하게 된다. 따라서 j 부문 모두는 연도마다 다른 저감비용 $P_{carb,j,t}$ 에 직면하게 된다. 이와 같이 산업간 배출권거래 없이 개별적으로 이행하는 경우는 직접 규제(commend and control)와 동일한 효과를 가진다.

단위기간정산 배출권거래제, 즉 t 시점에 j 부문간 배출권거래제가 허용될 경우의 비용최소화 문제는 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$\min \sum_j (P_{xa,fe,j,t} XA_{fe,j,t}^e + P_{carb} CO_{2,fe,j,t}) \quad (15)$$

$$s.t. \quad FE_{fe,j,t} = \min [\alpha XA_{fe,j,t}^e, (1 - \alpha) CO_{2,fe,j,t}] \quad (16)$$

$$s.t. \quad CO_{2,fe,j,t} = \lambda_{fe,j} XA_{fe,j,t}^e \quad (17)$$

$$s.t. \quad \sum_j \sum_{fe} CO_{2,fe,j,t} = \chi_{j,t} \sum_j \sum_{fe} CO_{2,fe,j,t,bau} \quad (18)$$

개별이행과 다른 점은 배출권거래제에 참여하는 j 부문 전체의 비용을 최소화 한다는 점과 각 부문의 배출허용기준은 충족되지 않더라도 j 부문 전체의 배출허용기준만 충족하면 된다는 것이다.

$$P_{carb,coal,j,t} = P_{carb,coal,c,t} = P_{carb,oil,j,t} = P_{carb,oil,c,t} = P_{carb,lng,t} =$$

$P_{carb,lng,c,t} = P_{carb,t}$ 가 균형 값으로 도출된다. 에너지원별 뿐만 아니라 모든 부문의 저감비용이 일치할 때 j 부문 전체의 저감목표를 최소비용으로 달성하게 된다. 따라서 j 부문 모두는 t 기에 동일한 배출권 거래가격($P_{carb,t}$)에 직면하게 된다.

다기간정산 배출권거래제, 즉 정산기간 동안 예대가능한 시점간 배출권거래가 허용될 경우의 비용최소화 문제는 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$\min \sum_t \sum_j (P_{xa,fe,j,t} XA_{fe,j,t}^e + P_{carb} CO_{2,fe,j,t}) \quad (19)$$

$$s.t. \quad FE_{fe,j,t} = \min [\alpha XA_{fe,j,t}^e, (1 - \alpha) CO_{2,fe,j,t}] \quad (20)$$

$$s.t. \quad CO_{2,fe,j,t} = \lambda_{fe,j} XA_{fe,j,t}^e \quad (21)$$

$$s.t. \sum_t \sum_j \sum_{fe} CO_{2,fe,j,t} = \sum_t \chi_{j,t} \sum_j \sum_{fe} CO_{2,fe,j,t,bau} \quad (22)$$

정산기간 동안 시점간 배출권거래제가 허용되는 경우, 예산기간 $(s-t)$ 기간 동안 j 부문의 전체비용을 최소화하는 문제로 요약된다. 시점간 거래가 허용되면 $(s-t)$ 기간 전체의 배출허용기준만 충족하면 된다. 따라서 t 시점에 국한된 배출권 거래제와 달리 기간별 j 부문 전체의 허용기준은 충족되지 않아도 된다. 일차조건으로부터,

$$P_{carb,coal,j,t} = P_{carb,coal,c,t} = P_{carb,oil,j,t} = P_{carb,oil,c,t} = P_{carb,lng,t} =$$

$$P_{carb,lng,c,t} = P_{carb,coal,j,s} = P_{carb,coal,c,s} = P_{carb,oil,j,s} = P_{carb,oil,c,s} =$$

$P_{carb,lng,j,s} = P_{carb,lng,c,s} = P_{carb}$ 가 균형 값이 된다. 이와 같이 모든 에너지, 산업, 기간에 걸쳐 하나의 거래가격이 형성된다.

Ⅲ. 분석 결과

1. 분석을 위한 전제조건 및 분석 시나리오¹¹⁾

국가 온실가스 감축목표가 2020년에 BaU 대비 30% 감축하는 것으로 정해져 있지만 경제성장률과 에너지효율향상에 대한 가정에 따라 실제 감축해야하는 온실가스량은 매우 상이할 수 있다. 본 연구는 경제성장을 기초로 BaU 배출량을 추정하였다. KDI의 성장률 전망으로부터 연도별 성장률을 <표 1>과 같이 다시 추정하여 모형에 반영하였다.¹²⁾ <표 1>에서 보듯이 GDP는 2008년에 3.6%에서 지속적으로 하락하여 2050년에는 성장률이 1.2%까지 하락할 전망이다.

11) 모형에 사용되는 사회회계행렬과 같은 기본 입력 데이터와 관련된 설명은 생략하기로 한다. 자세한 내용은 조경엽 (2010)에 수록되어 있다.

12) 본 모형은 완전 동태적 모형으로 구축되어 있어 사전적으로 주어진 전망율과 연산이 끝난 사후적 전망율과 차이가 발생하여 KDI의 전망과 본 연구에서 추정한 전망율과 차이가 발생한다.

〈표 1〉 GDP 성장률 (단위: %)

연도	GDP성장률
2008	3.6
2010	3.6
2015	3.4
2020	3.1
2025	2.5
2030	2.1
2035	1.7
2040	1.5
2045	1.3
2050	1.2

〈표 2〉 BaU 배출량, 허용량 및 저감량 (단위: 백만 tCO₂, %)

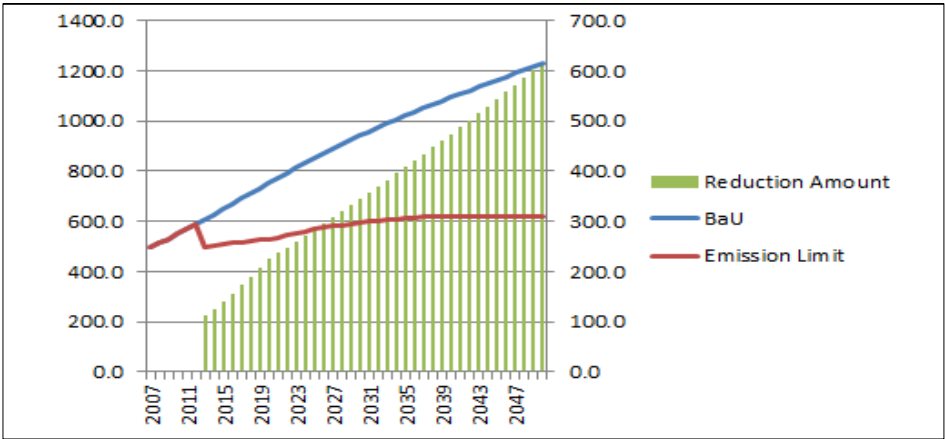
	BaU	Emission Limit	Reduction Amount	Reduction Rate
2007	495.1	495.1	0.0	0.0
2013	607.3	496.0	111.3	18.3
2015	648.1	507.6	140.4	21.7
2020	753.5	527.4	226.1	30.0
2025	851.4	567.6	283.8	33.3
2030	941.1	596.0	345.1	36.7
2035	1021.2	612.7	408.5	40.0
2040	1095.5	620.8	474.7	43.3
2045	1164.8	621.2	543.6	46.7
2050	1232.9	616.4	616.5	50.0

BaU 성장률에 따라 추정된 이산화탄소 배출량과 저감량은 〈그림 1〉와 〈표 2〉에서 찾아볼 수 있다.¹³⁾ 〈표 2〉에서 보듯이 2020년의 BaU 배출량은 7억 5,350만

13) 기준 시나리오의 배출량 전망은 다음과 같이 추정된다. 우선 산업연관표로부터 도출되는 산업별 그리고 가계의 에너지소비액을 에너지경제연구원이 추정한 에너지소비량과 일치시키는 전환계수를 추정하였다. 에너지소비량에 에너지원별 배출계수를 적용하여 산업별 그리고 가계의 이산화탄소 배출량을 추정하였다. 이와 같이 추정된 이산화탄소 배출량은 에너지경제연구원이 발표하는 산업별 그리고 가계의 이산화탄소배출량과 일치하지 않기 때문에 에너지효율향상 계수를 통해 조정하였다. 에너지효율향상 계수는 기준시나리오와 감축정책시나리오에서 동일하게 사용된다, 따라서 에너지효율향상으로 인한 온실가스 감축비용이 영향을 받지 않도록 모형이 설계되었다.

tCO2에 달할 전망이다. BaU 대비 30%를 감축할 경우 2020년에 배출허용량은 5억 2,740만 tCO2에 달한다. 따라서 2020년에 감축할 온실가스량은 2억 2,610만 tCO2에 달한다. 감축률은 시간이 지남에 따라 점차 증가하여 2030년에는 BaU 대비 약 37%, 2040년에는 약 43%, 2050년에는 약 50%에 이른다. 이에 따른 2030년의 감축량은 3억 4,510만 tCO2에 달하며, 2050년의 감축량은 6억 1,650만 tCO2에 달할 전망이다.

〈그림 1〉 BaU 배출량, 허용량 및 저감량 (단위: 백만 tCO2)



위와 같은 감축목표를 달성하는 수단과 신재생에너지 발전 기술도입 여부에 따라 <표 3>과 같이 분석 시나리오를 설정하였다. 본 연구에서 분석 대상으로 채택한 감축정책은 크게는 직접규제(commend control)와 배출권거래제로 나뉘지며, 배출권거래제는 단위기간 정산 배출권거래제(A_TRD)와 다기간 정산 배출권거래제(P_TRD)로 나뉜다. 시나리오 1에서 3은 모두 신재생에너지 발전 기술 도입이 없는 경우로써 단지 감축정책 종류에 따라 구분이 된다. 시나리오 1의 감축 수단은 개별산업마다 주어진 목표를 직접 달성해야 하는 직접규제이며, 시나리오 2의 감축 수단은 단위기간 배출권거래제, 시나리오 3의 감축수단은 다기간 배출권거래제이다. 따라서 시나리오 1 ~ 시나리오 3을 비교함으로써 정책 수단의 효율성을 평가할 수 있다. 신재생에너지 발전 기술은 시나리오 4와 시나리오 5에서 도입되는 것으로 가정하였다. 신재생에너지 발전 기술이 존재하는 상황에서 단위기간 배출권거래제가 허용되는 경우가 시나리오 4이고 다기간 배출권거래제가 도입되는 경우가

시나리오 5이다. 따라서 시나리오 2와 시나리오 4 그리고 시나리오 3과 시나리오 5를 비교함으로써 신재생에너지 발전 기술의 효과를 평가할 수 있다.

앞서 설명하였듯이 단위기간 정산 배출권거래제는 매 기간 주어진 감축의무를 이행해야 하기 때문에 매기간 단위당 저감비용(배출권거래가격)이 상이하게 나타나나 다. 이러한 상황에서 배출권의 저축(saving)과 대부(borrowing)이 허용되면 저감비용인 높은 기간에는 적게 그리고 감축비용이 낮은 기간에는 많은 양을 감축하는 것이 비용효과적인 감축방법이 된다. 따라서 신재생에너지 발전 기술 도입이 없는 상황에서 시점간 배출권 거래규모는 시나리오 2와 시나리오 3을 비교함으로써 알 수 있다. 신재생에너지 도입으로 인한 시점간 거래는 시나리오 4와 시나리오 5를 비교 함으로써 알 수 있다.

〈표 3〉 신재생에너지 도입 여부와 감축정책에 따른 시나리오

	온실가스 감축정책	신재생에너지 발전 기술 도입 여부
시나리오 1 (scn 1)	Commend and Control	No
시나리오 2 (scn 2)	단위기간정산 배출권거래제	No
시나리오 3 (scn 3)	다기간정산 배출권거래제	No
시나리오 4 (scn 4)	단위기간정산 배출권거래제	Yes
시나리오 5 (scn 5)	다기간정산 배출권거래제	Yes

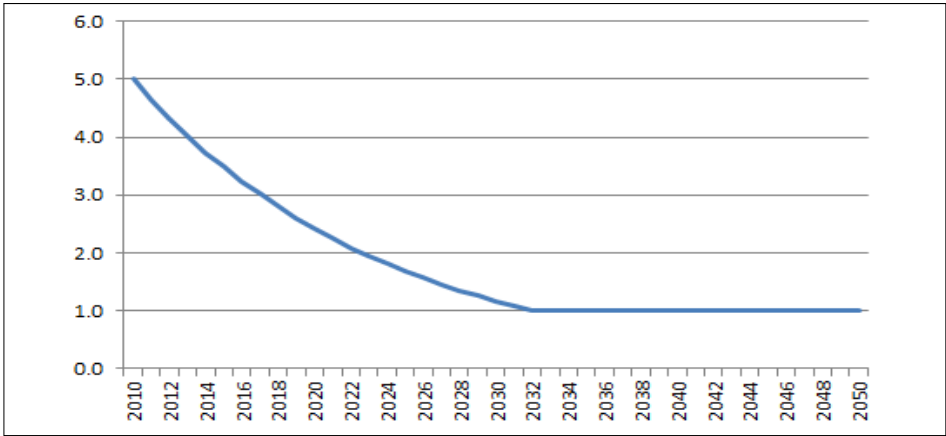
2. 신재생에너지 관련 입력 데이터

신재생에너지 발전 기술은 경제성이 없어 현재 도입되지 않는 기술로 정의된다. 이와 같은 신기술의 정의는 식 (4)에 나타난 v_a 에 반영된다. 앞서 설명하였듯이 v_a 가 1보다 작다면 신재생에너지 발전 기술에 대한 R&D 투자효율이 낮아 그린 전력의 가격이 기존 전력의 가격보다 비싸다는 것을 의미한다.

〈그림 2〉는 v_a 의 역수로 신기술 도입비용을 보여주고 있다. MIT의 환경연구소의 평가에 따르면 현재 풍력발전단가는 가장 저렴한 석탄발전단가에 비해 1.12~1.19배 높은 것으로 평가되고 있다. 태양광발전단가는 석탄발전단가에 비해 4.8~10.7배 높으며, 가스 발전 단가에 비해 4~9.6배 높은 것으로 평가되고 있다.¹⁴⁾

14) 에너지원별 발전단가에 대한 자세한 내용은 조경업(2010)에 수록되어 있다.

〈그림 2〉 기존 전력 대비 그린전력 가격 배수 (단위: 배)



이러한 평가에 기초하여 본고에서는 신재생에너지 발전단가가 화석연료 발전 단가에 비해 2010년 현재 5배 높으나 점차 도입 비용이 낮아져 2013년에 4.0배, 2020년에 2.4배 높고, 2032년 이후에는 화석연료 발전단가와 같은 수준으로 낮아진다고 가정하였다.

3. 시나리오별 GDP 변화

앞서 설명하였듯이 시간이 지남에 따라 온실가스 감축 의무량은 증가한다. 따라서 그린 전력이 도입되지 않는 경우 GDP 손실도 시간이 지남에 따라 점차 증가할 것으로 예측된다. 〈표 4〉에서 보듯이, 시나리오 1(scen 1)에서 GDP 손실은 2020년에 3.42%에 달하다가 시간이 지남에 따라 점차 증가하여 2030년에 5.51%, 2040년에 8.12%에 달하고 2050년에는 11%를 상회할 전망이다.

단위기간 배출권거래제가 도입되는 시나리오 2(scen 2)의 GDP 손실은 시나리오 1에 비해 감소하는 것으로 분석된다. 시나리오 2의 2020년의 GDP 손실은 3.09%, 2030년에 4.81%, 2040년에 6.84%, 2050년에 9.00%로 추정된다. 따라서 시나리오 1에 비해 시나리오 2의 GDP 손실은 2020년에 0.34%p, 2030년에 0.7%p, 2050년에 2.01%p 줄어든 전망이다. 이는 직접규제 보다는 시장메커니즘을 이용한 배출권거래제가 온실가스 감축에 보다 비용 효과적인 수단임을 의미한다. 직접규제 대신 단위기간 배출권거래제를 도입하면 GDP 손실을 연평균 1.12%p씩 줄일 수

있는 것으로 평가된다.

다기간 배출권거래제가 도입되는 시나리오 3(scen 3)에서 GDP 손실은 2020년에 3.12%, 2030년에 4.81%, 2040년에 6.67%, 2050년에 8.57%에 달하는 것으로 전망된다. 이를 단위기간 배출권거래제가 허용되는 시나리오 2와 비교하면, 2030년 이전에는 시나리오 2의 GDP 손실이 적은 반면 2030년 이후에는 시나리오 3의 GDP 손실이 적은 것으로 나타나고 있다. 다기간 배출권거래제에서 배출권의 예대(saving and borrowing)가 가능하기 때문에 이와 같은 결과가 발생한다. 뒤에서 더 자세히 살펴보겠지만 그런 전력이 도입되지 않는 경우 시간이 지날수록 저감비용은 상승하게 된다. 따라서 시점 간 예대가 허용되면 상대적으로 저감비용이 저렴한 시기에 감축 의무량 보다 더 많은 온실가스를 줄이고 저감비용이 높은 시기에 감축 의무량 보다 적게 줄이게 된다. 이러한 시점간 감축량 변화가 두 시나리오 간의 GDP 손실의 차이를 유발하는 것으로 분석된다. 시점별로 두 시나리오 간의 GDP 손실의 차이가 발생하고 있지만 연평균으로 보면 시나리오 3이 시나리오 2보다 GDP 손실이 0.15%p 작을 전망이다. 따라서 보다 유연성이 증가하는 다기간 배출권거래제가 단위기간 배출권거래제보다 온실가스 감축에 효율적인 것으로 분석된다.

다음은 신재생에너지 발전 기술 도입이 GDP 변화에 미치는 효과를 살펴보기로 하자. 단위기간 배출권거래제가 허용되면서 신재생에너지 발전 기술이 도입되는 시나리오 4의 경우 GDP 손실은 2020년에 0.97%, 2030년에 1.68%, 2040년에 2.15%, 2050년에 0.57%로 추정되고 있다. 이를 신재생에너지 발전 기술이 도입되지 않는 시나리오 2에 비해 GDP 손실 감소폭은 2020년에 2.12%p, 2030년에 3.13%p, 2040년에 4.69%p, 2050년에 8.43%p에 달할 전망이다.

신재생에너지 발전 기술의 도입과 다기간 배출권거래제가 허용되는 시나리오 5에서 GDP 손실은 2020년에 0.90%, 2030년에 1.40%, 2040년에 1.69%, 2050년에 0.51%에 달할 전망이다. 단위기간 배출권거래제의 경우와 같이 다기간 배출권거래제에서도 신재생에너지 발전 기술 도입은 GDP 손실 폭을 크게 줄이는 것으로 평가되고 있다. 신재생에너지 발전 기술이 도입되지 않는 시나리오 3과 비교해서 시나리오 5의 GDP 손실은 2020년에 2.22%p, 2030년에 3.41%p, 2040년에 4.98%p, 2050년에 8.06%p에 달할 전망이다. 이와 같이 신재생에너지 발전기술의 도입으로 GDP 손실은 매우 큰 폭으로 줄어들지만 분석기간 동안 GDP가 증가하지는 않을 전망이다. 따라서 신재생에너지 발전 기술도입 만으로는 온실가스 감

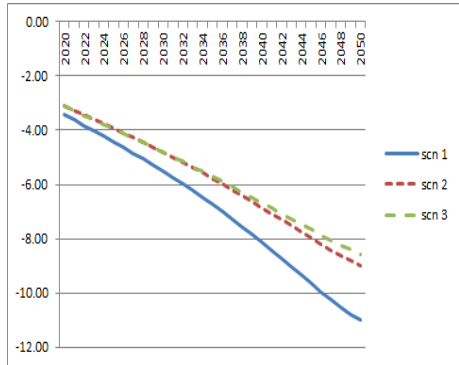
축과 경제성장을 동시에 달성하지 못할 것으로 평가된다.

신재생에너지 발전 기술이 도입되는 상황에서 단위기간 배출권거래제와 다기간 배출권의 효용성을 GDP 손실측면에서 평가하기 위해 시나리오 4와 시나리오 5를 비교하기로 한다. 시나리오 4에 비해 시나리오 5의 GDP 손실은 2020년에 0.07%p, 2030년에 0.28%p, 2040년에 0.46%p, 2045년에 0.39%p, 2050년에 0.06%p 적은 것으로 평가되고 있다. 신재생에너지 발전 기술이 확대될수록 저감 비용은 점차 낮아진다. 따라서 배출권의 예대가 허용되면 현재보다 미래에 더 많은 온실가스를 감축하는 것이 비용 효과적인 수단이 되기 때문에 두 시나리오 간의 GDP 손실 격차가 2040년까지 확대되다가 2040년에 이후에는 점차 줄어드는 것으로 나타난다.

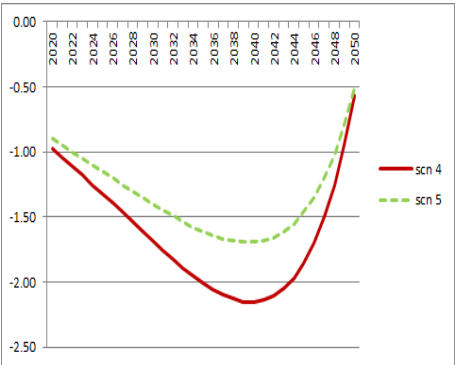
〈표 4〉 시나리오별 GDP 변화 (%)

	scn 1	scn 2	scn 3	scn 4	scn 5
2020	-3.43	-3.09	-3.12	-0.97	-0.90
2025	-4.43	-3.93	-3.95	-1.32	-1.15
2030	-5.51	-4.81	-4.81	-1.68	-1.40
2035	-6.73	-5.78	-5.71	-2.01	-1.61
2040	-8.12	-6.84	-6.67	-2.15	-1.69
2045	-9.66	-7.99	-7.66	-1.85	-1.46
2050	-11.01	-9.00	-8.57	-0.57	-0.51
연평균	-7.28	-6.16	-6.01	-1.65	-1.35

〈그림 3〉 신재생에너지 발전기술이 존재하지 않는 경우의 GDP 변화 (%)



〈그림 4〉 신재생에너지 발전기술이 존재하는 경우의 GDP 변화 (%)



3. 저감비용과 시점간 배출권거래

시나리오 1의 경우 각 산업은 각각의 감축의무를 개별적으로 이행해야 하기 때문에 산업별 저감비용이 상이하게 나타난다.¹⁵⁾ 〈표 5〉에서 보듯이 저감비용이 가장 큰 산업은 서비스 산업으로써 CO₂ 톤당 저감비용은 2020년에 약 19만원으로 추정되고 있으며, 다음은 가계의 저감비용이 높게 나타나고 있다. 전력산업의 CO₂ 톤당 저감비용은 2020년에 약 5만 3천원으로 추정되며 제조업의 저감비용은 2020년에 약 5만 7천원, 운수업의 저감비용은 약 5만 7천원으로 추정된다. 이와 같이 산업별 저감비용의 차이는 석탄 의존도, 청정연료로의 대체 정도, 재화의 가격탄력성 등 다양한 요인에 의해 영향을 받게 된다. 현재 석탄의존도가 높으나 청정연료로의 대체가 수월한 산업의 저감비용은 상대적으로 낮게 나타나게 된다. 재화와 가격탄력성이 높으며 재화의 가격 상승에 따라 생산량 감소가 큰 폭으로 떨어지기 때문에 온실가스 감축이 자동적으로 감소하게 된다. 따라서 재화의 가격탄력성이 높은 산업의 저감비용은 상대적으로 낮게 나타난다.

〈표 5〉 개별이행 시 부문별 저감비용

	전력산업	제조업	운수업	서비스산업	가계
2020	52780	56673	57124	189696	92666
2025	56090	57300	55441	204392	95009
2030	59100	58097	53445	225691	98655
2035	61640	59164	51251	243257	104331
2040	64184	60880	49053	260390	113225
2045	67241	63797	47059	278247	126428
2050	72980	70318	46022	305729	148557

단위기간 배출권거래가 허용되는 시나리오 2에서 배출권거래가격은 2020년에 60,641원/tCO₂에 달하며, 2030년에 62,292원/tCO₂, 2040년에 64,772원/tCO₂, 2050년에 67,720원/tCO₂으로 추정된다. 앞서 언급하였듯이 다기간 배출권거래제가 허용되면 모든 기간의 배출권거래가격이 동일하게 형성된다. 〈표 6〉에서 보듯이 시나리오 3의 배출권거래가격은 63,882원/tCO₂으로 추정된다.

15) 본 연구에서 저감비용은 톤당 한계저감 비용 또는 배출권거래가격과 동일한 의미로 사용된다.

단위기간 배출권거래의 경우 시간이 지날수록 감축 의무량이 증가하기 때문에 배출권 거래가격이 상승하게 된다. 이와 같이 시점별 저감비용의 차이 때문에 시점간 배출권 거래가 발생하게 된다. 다시 말해서 다기간 배출권거래가 허용되면 저감비용이 낮은 시기에 온실가스를 많이 줄여 저축하였다가 저감비용이 높은 시점에 저축한 배출권을 사용한다면 전체 저감비용이 감소하기 때문에 시점간 배출권 거래가 발생한다.

신재생에너지 발전 기술이 없는 경우 시점간 배출권거래는 <그림 6>과 같이 이루어진다. <그림 6>에서 음의 수는 저축을 의미하며, 양의 수는 대부 또는 구매를 의미한다. <그림 6>에서 보듯이 주어진 감축의무량보다 2020년에 4.2백만 tCO₂를 더 감축하고 이를 저축하여 미래로 대부하게 된다. 반면 2040년 이후에는 2040년 이전에 저축한 배출권을 대부받아 감축의무량 보다 더 적게 감축하게 된다. 이는 Cho et al. (2010) 와 일치하는 결과이다.

다음은 신재생에너지 발전 기술 도입이 저감비용에 미치는 효과를 살펴보기로 하자. 단위기간 배출권거래가 허용되는 시나리오 4에서 배출권거래가격은 2020년에 58,228원/tCO₂에 달하며, 2030년에 50,724원/tCO₂, 2040년에 34,342원/tCO₂, 2050년에 13,365원/tCO₂으로 시간이 지남에 따라 배출권거래가격이 급속히 하락하고 있음을 알 수 있다. 이는 시간이 지날수록 신재생에너지의 발전 기술이 발달하고 그린 전력 공급이 큰 폭으로 증가하기 때문이다. 신재생발전 기술이 존재하지 않는 시나리오 2와 비교해보면 시나리오 4의 배출권가격은 2020년에 톤당 2,413원 줄어들었으며 2050년에는 54,355원 줄어들었다. 따라서 신재생발전 기술도입으로 인해 톤당 배출권거래가격 하락효과는 2020년에 4.0%에 달하고 2050년에 80.3%에 달하는 것으로 추정된다.

다기간 배출권거래제가 허용되는 시나리오 5에서 배출권거래가격은 CO₂ 톤당 36,200원으로 전망된다. 신재생에너지 발전 기술이 도입되지 않는 시나리오 3에 비해 CO₂ 톤당 거래가격은 27,682원 하락하는 것으로 추정된다. 따라서 신재생에너지 발전 기술 도입으로 인한 배출권거래가격 하락 효과는 43.3%에 달할 전망이다.

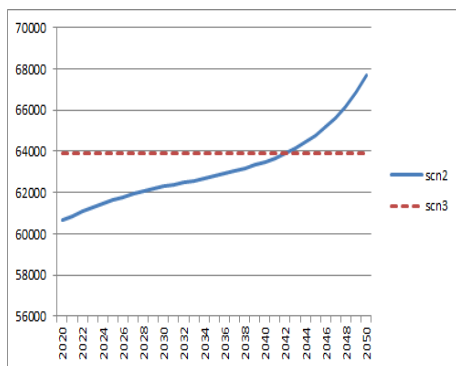
<그림 8>은 신재생에너지 발전 기술이 존재하는 상황 하에서 시점간 배출권거래를 보여주고 있다. 시나리오 4에서 살펴보았듯이 신재생에너지 발전기술이 도입되면 시간이 지날수록 저감비용은 지속적으로 하락하게 된다. 따라서 <그림 7>에서

보듯이 2040년을 기점으로 단위기간 배출권거래가격은 다기간 배출권거래가격 보다 낮은 수준에서 결정된다. 이는 신재생에너지 발전기술이 존재하지 않는 경우와 정 반대의 결과이다. 따라서 <그림 8>에서 보듯이 신재생에너지 발전기술이 존재하는 경우 시점간 배출권거래 패턴도 정 반대의 모습으로 나타나고 있다. 저감비용이 상대적으로 높은 2040년 이전에는 저감비용이 낮은 미래로부터 배출권을 빌려 주어진 감축 의무량보다 적게 감축할 인센티브가 존재하게 된다. 반대로 저감비용이 상대적으로 낮은 2040년 이후에는 주어진 감축의무량보다 더 많이 감축하여 이를 2040년 이전으로 대부할 인센티브가 존재한다. 따라서 미래로부터 빌려온 배출권량은 2020년에 35.3백만 tCO₂에 달할 전망이다. 그리고 2040년 이후 최근 시점으로 판매하는 배출권은 2045년에 47.9백만 tCO₂, 2050년에 122.9백만 tCO₂에 달하는 것으로 추정된다.

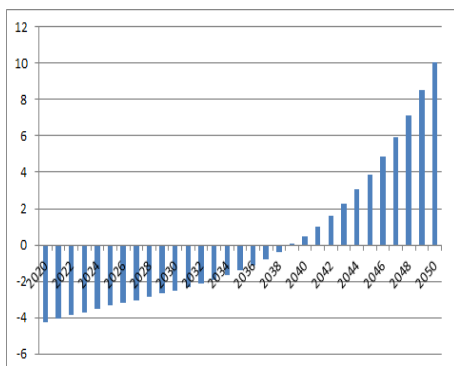
<표 6> 시나리오별 배출권거래 가격 (원/tCO₂)

	scn 2	scn 3	scn 4	scn 5
2020	60641	63882	58228	36200
2025	61654	63882	55619	36200
2030	62292	63882	50724	36200
2035	62805	63882	43530	36200
2040	63504	63882	34342	36200
2045	64772	63882	23853	36200
2050	67720	63882	13365	36200

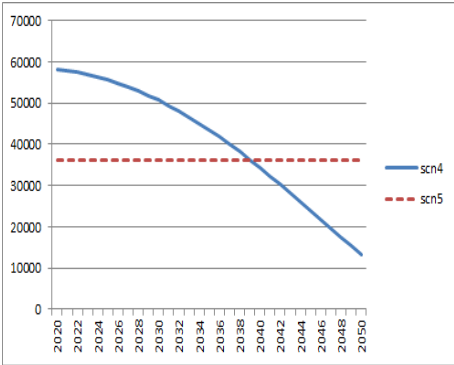
<그림 5> 신재생에너지 발전기술이 존재하지 않는 경우 배출권거래제 가격 (원/tCO₂)



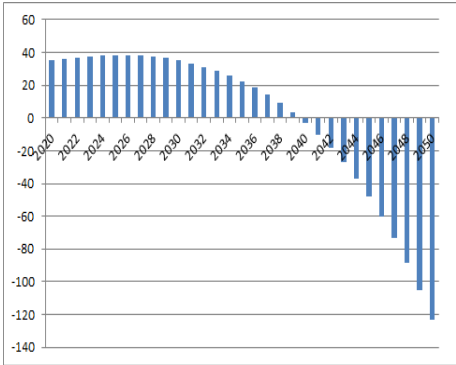
<그림 6> 신재생에너지 발전기술이 존재하지 않는 경우 시점간 배출권 거래량 (백만 tCO₂)



〈그림 7〉 신재생에너지 발전기술이 존재하는
경우 배출권거래제 가격 (원/tCO2)



〈그림 8〉 신재생에너지 발전기술이 존재하는
경우 시점간 배출권 거래량 (백만 tCO2)



4. 새로운 국가감축목표

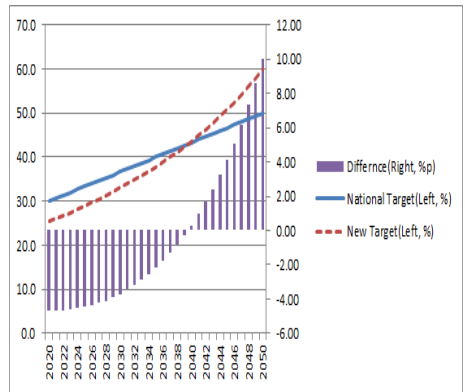
한국의 국가감축목표가 2020년에 BaU대비 30% 감축하는 것으로 결정되었다. 2020년 이후 국가감축목표는 아직 정해지지 않았지만 향후 지속적으로 증가하여 할 전망이다. 본 연구에서는 한국의 국가감축목표가 〈그림 9〉에 나타난 실선과 같이 2050년에 BaU 대비 50%에 달할 때 까지 지속적으로 증가한다고 가정하였다.

시나리오 4와 시나리오 5에서 살펴보았듯이 신재생에너지 발전 기술이 도입되면 미래의 저감비용이 현재의 저감비용보다 낮아지기 때문에 예대(saving and borrowing)을 통해 현재에는 상대적으로 적게 감축하고 미래에 많이 감축하는 것이 비용효과적인 수단이 된다. 이는 상대적으로 저감비용이 높은 시점에 감축목표를 낮게 설정하고 저감비용이 낮은 시점에 감축목표를 높게 설정하는 것과 동일한 효과를 유발한다. 즉 배출권을 구매하는 시기에는 배출허용량을 구매량만큼 높여주고 반대로 배출권을 판매하는 시기에는 판매량만큼 배출허용량을 낮게 설정해주면 단위기간 배출권거래제는 다기간 배출권거래제와 동일한 결과를 도출할 수 있다. 이러한 관점에서 BaU 대비 새로운 국가감축목표를 도출하면 2020년에는 현재의 감축 목표보다 약 4.6%p 낮은 25.4%, 2030년에는 3.7%p 낮은 33.0%로 설정하는 것이 바람직하다. 반대로 2045년에는 현재의 감축목표보다 4.1%p 높은 50.8%로 그리고 2050년에는 10%p 높은 60%로 설정하는 것이 요구된다. 이와 같이 국가감축 목표를 조정할 경우 GDP 손실은 연평균 0.3%p씩 감소할 것으로 전망된다.¹⁶⁾

〈표 7〉 한국의 온실가스 국가감축목표와 새로운 감축목표

	국가감축목표 (BaU 대비 %)	New Target (BaU 대비 %)	차이 (%p)
2020	30.0	25.4	-4.6
2025	33.3	28.9	-4.5
2030	36.7	33.0	-3.7
2035	40.0	37.8	-2.2
2040	43.3	43.6	0.3
2045	46.7	50.8	4.1
2050	50.0	60.0	10.0

〈그림 9〉 한국의 온실가스 국가감축목표와 새로운 감축목표



5. 신재생에너지 발전기술 도입이 전력생산에 미치는 효과

시나리오별 기존 전력 생산량 변화는 〈표 8〉에서 찾을 수 있다. 개별적으로 감축 의무를 이행하는 시나리오 1의 경우 온실가스 감축에 따른 기존 전력량은 2020년에 10.8% 감소하고 2050년에는 29.7% 감소할 전망이다. 단위기간 정산 배출권거래제가 허용되는 시나리오 2에서는 2020년에 13.2% 감소하고 2050년에는 33.2% 감소하는 것으로 나타나고 있다. 이와 같이 배출권거래제가 도입되면 개별이행에 비해 전력생산이 더 큰 폭으로 감소하는 이유는 전력산업은 타 산업에 비해 한계저감 비용이 상대적으로 낮아 배출권을 판매할 인센티브가 존재하기 때문이다. 배출권을 판매하기 위해서는 주어진 감축 의무량보다 더 많은 온실가스를 줄여야 한다. 이와 같이 감축의무를 초과하는 온실가스 감축이 전력생산을 더 감소시키는 역할을 하게 된다.

다기간 배출권거래제가 허용되면 단위기간 배출권거래제에 비해 2040년 이전은 전력생산 감소폭이 크고 2040년 이후는 감소폭이 작은 것으로 나타나고 있다. 이는 앞서 살펴본바와 같이 시점간 배출권거래를 위해 상대적으로 저감비용이 낮은 시점에 감축을 많이 하고 저감비용이 높은 시점에 적게 감축하기 때문이다.

신재생발전 기술이 도입되는 경우 시나리오 4와 시나리오 5에서 보듯이 기존 전

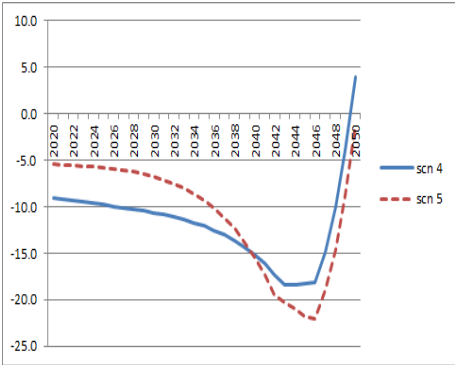
16) 이는 시나리오 4와 시나리오 5의 연평균 GDP 손실의 차이를 의미한다. 〈표 4〉 참조.

력 생산은 큰 폭으로 감소하게 된다. <표 8>에서 보듯이 시나리오 4에서 기존 전력은 2020년에 15% 감소하다가 2050년에는 78.9%까지 감소할 전망이다. 다기간 배출권거래제의 경우 2020년에는 11.2% 감소하고 2050년에는 90.6%까지 감소할 것으로 전망된다.¹⁷⁾ 이는 온실가스 감축은 화석연료를 이용하여 생산되는 기존 전력의 가격이 큰 폭으로 상승하여 그린전력으로 빠르게 대체되기 때문이다.

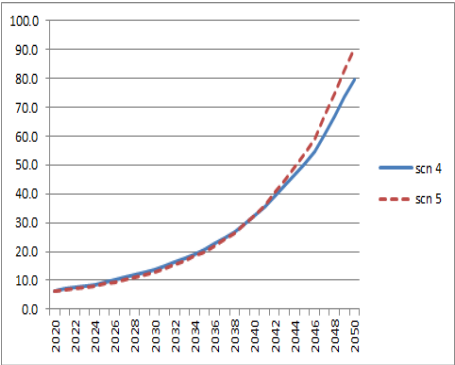
<표 8> 시나리오별 기존 전력과 그린전력 생산변화

	기존 전력량 변화					총 전력량 대비 그린전력 비중		그린전력 포함한 총 전력량 변화	
	scn1	scn2	scn3	scn4	scn5	scn4	scn5	scn4	scn5
2020	-10.8	-13.2	-13.6	-15.0	-11.2	6.4	6.1	-9.1	-5.5
2025	-13.6	-16.0	-16.3	-18.2	-14.0	9.3	8.7	-9.8	-5.8
2030	-16.5	-18.9	-19.1	-22.9	-18.9	13.8	13.0	-10.6	-6.8
2035	-19.5	-22.1	-22.2	-30.4	-27.5	20.8	20.0	-12.1	-9.3
2040	-22.8	-25.5	-25.5	-42.6	-42.8	32.3	32.5	-15.2	-15.4
2045	-26.2	-29.2	-28.8	-59.5	-63.7	50.4	53.7	-18.3	-21.7
2050	-29.7	-33.2	-32.2	-78.9	-90.6	79.7	90.5	3.9	-1.0

<그림 12> 그린전력을 포함한 총 전력량
변화 (%)



<그림 13> 총 전력에서 그린 전력이
차지하는 비중 (%)



17) 신재생에너지 발전기술이 도입되고 다기간 배출권거래제가 허용될 경우 미래의 저감비용이 상대적으로 현재의 저감비용보다 낮기 때문에 저축과 대부를 통해 현재는 감축을 적게 하고 미래에 감축을 많이 하게 된다. 따라서 2020년의 기존전력 생산 감소가 시나리오 5에서 타 시나리오에 비해 상대적으로 적은 것으로 분석된다.

총 전력에서 그린 전력이 차지하는 비중을 살펴보면 시나리오 4에서 2020년에 6.4%에 달하고 이후 꾸준히 증가하여 2050년에는 약 80%에 달할 것으로 추정된다. 시나리오 5의 경우 그린 전력의 보급률이 90%를 상회할 것으로 전망된다. 이와 같이 그린 전력의 보급률이 확대되어도 2050년을 제외하고 모든 기간에서 총 전력의 생산량은 감소하는 것으로 나타나고 있다. 시나리오 4의 경우 총 전력 생산은 2020년에 9.1% 감소하고 2040년에는 15.2%감소하다가 2050년에는 3.9% 증가하는 것으로 나타나고 있다. 시나리오 5의 총 전력 생산은 BaU 대비 2020년에 5.5% 감소하고 2040년에 21.7%감소할 전망이다.

6. 민감도 분석

본 연구는 시나리오 4를 바탕으로 다음과 같이 3가지의 민감도 분석을 수행하였다. 첫 번째는 ν_a 와 관련된 것으로 신재생에너지 발전단가가 시나리오 4(scen 4)에서 보다 빠르게 감소하여 5년 일찍 화석연료의 발전단가와 같아진다고 가정하였다.¹⁸⁾ 첫 번째 민감도 분석은 sen 1로 명시되어 있다.

두 번째 민감도 분석(sen 2)은 초기의 신재생에너지 발전기술 수준과 R&D 투자 규모와 관련된 것이다. 본 연구에서 신재생에너지 발전기술은 식 (4)와 같이 축적된다고 가정하고 있다. 이와 같은 신재생에너지 발전 기술이 모형에 도입되기 위해서는 초기의 신재생에너지 발전기술 수준과 R&D 투자 규모에 대한 가정이 필요하다.¹⁹⁾ 앞에서 살펴본 시나리오 분석에서는 초기의 신재생에너지 발전기술 수준과 초기의 R&D 투자규모는 같다고 가정하였다. 그리고 초기의 R&D 투자 규모는 기존 전력 생산에 사용되는 화석연료의 15%라고 가정하였다. 두 번째 민감도 분석에서는 초기의 R&D 투자가 15%에서 20%로 증가한다고 가정하였다.²⁰⁾

세 번째 민감도 분석(sen 3)은 비배재성을 가지는 기술의 외부효과 수준(external scale)과 관련되어 있다. 본 연구에서는 외부효과가 신재생에너지 발전 기술 수준과

18) 앞서 살펴본 시나리오 분석에서 신재생에너지 발전단가는 2032년에 같아진다고 가정하였다.

19) 두 개의 신재생에너지 발전기술의 성장률이 동일하다고 가정하더라도 초기의 출발점(initial point)이 어디냐에 따라 다른 성장 경로를 가지게 된다.

20) 시나리오 4와 시나리오 5에서 초기의 R&D 투자 규모는 약 1조 8천억원에 달하며 민감도 분석에서 R&D 투자 규모는 2조 4천억으로 증가한다.

연계되어 모형 내에서 결정되지만 식 (3)에서 보듯이 모수 값 γ 의 크기에 의해서도 영향을 받는다. 시나리오 4에서 γ 를 0.03으로 설정하였으나 민감도 분석 3에서는 이를 0.04로 가정하였다.

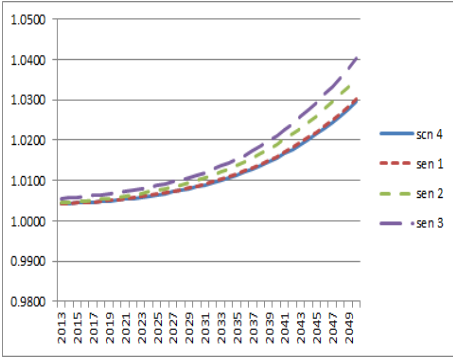
〈그림 12〉에서 보듯이 γ 가 0.04로 증가하면 외부효과가 2050년에는 1.04까지 증가하게 된다. 외부효과가 1.04라 것은 신재생에너지 발전기술로 인해 모든 산업의 생산량이 4%씩 추가적으로 증가한다는 의미이다. 〈그림 12〉에서 보듯이 외부성은 γ 값이 동일하더라도 신재생에너지 발전 기술 수준에 의해서도 영향을 받기 때문에 초기의 R&D 투자가 증가하는 sen 2의 외부성효과도 시나리오 4의 외부성보다 크게 나타나고 있다.

〈그림 13〉에서 보듯이 시나리오 4에 비해 모든 민감도 분석의 결과가 한계저감 비용이 감소하는 것으로 나타나고 있다. 특히 초기의 R&D 투자 규모가 증가하는 sen 2에서 감소효과가 두드러지게 나타나고 있다. sen 2에서 톤당 한계저감 비용은 2020년에 54,435원 2050년에는 6,369원으로 추정된다. 이는 시나리오 4에 비해 2020년에 약 3,800원, 2050년에 약 7,000원 낮은 비용이다.

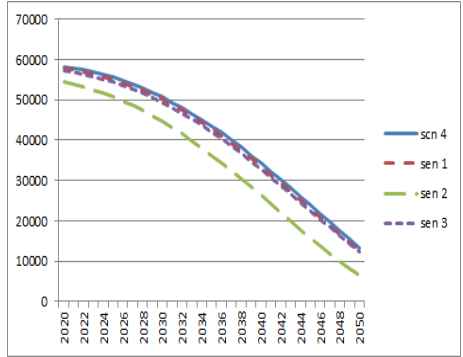
〈그림 14〉는 민감도 분석별 GDP 변화를 보여주고 있다. 저감비용과 마찬가지로 모든 민감도 분석결과가 시나리오 4에 비해 GDP 손실 폭이 작아지는 것으로 나타나고 있다. 특히 초기의 R&D 투자 규모가 증가하는 sen 2와 외부성이 증가하는 sen 3의 경우 2050년 경에 GDP가 증가하는 것으로 나타나고 있다.

〈그림 15〉에서 보듯이 그린 전력 도입 비중은 sen 2에서 큰 폭으로 증가하고 sen 1과 sen 3은 시나리오 4와 큰 차이를 보이지 않고 있다. 초기의 R&D 투자 규모가 증가하여 신재생에너지의 성장경로가 한 단계 upgrade 된다면 그린 전력의 도입 비중이 확대되고 저감비용이 크게 하락하여 GDP 손실이 크게 감소하게 된다. 외부성이 증가하면 GDP 손실은 크게 줄어들지만 저감비용과 신재생에너지 발전기술 보급 확대에는 크게 기여하지 못하는 것으로 평가된다. 외생적으로 주어진 신재생에너지 발전단가는 온실가스 저감비용, GDP, 그린 전력 생산에 큰 영향을 미치는 것으로 나타나고 있다. 이는 외부적으로 주어진 생산단가가 감소하더라도 모형 내에서 결정되는 그린 전력 생산량은 온실가스 감축에 따른 기존 전력 생산비용 변화와 도입 가능한 신재생에너지 발전 기술의 규모 등에 의해 더 크게 영향을 받기 때문인 것으로 분석된다.

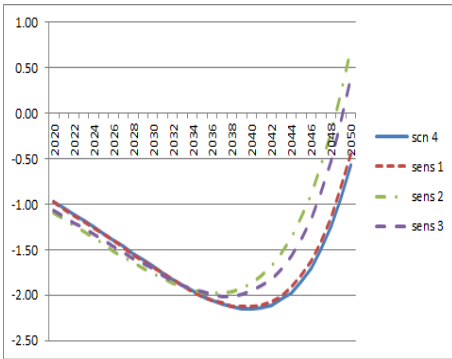
〈그림 12〉 External Scale 변화



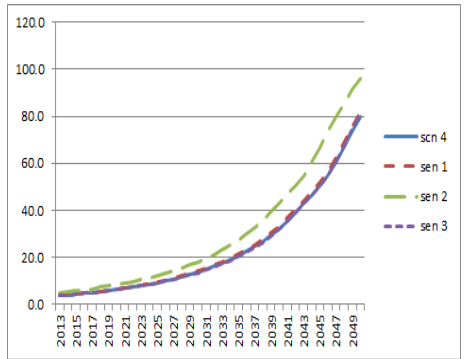
〈그림 13〉 저감비용 변화 (원/tCO2)



〈그림 14〉 GDP 변화 비교 (%)



〈그림 15〉 총 전력 대비 그린전력 비중 (%)



IV. 결 론

정부는 온실가스를 2020년에 BaU 대비 30%를 줄이겠다는 국가 온실가스 감축 목표를 발표하였다. “저탄소-녹색성장 정책”에 나타난바와 같이 정부는 국가온실가스 감축목표를 경제가 성장하는 가운데 달성할 수 있다고 주장하고 있다. 이와 같은 정부의 자신감은 온실가스 감축의 경제적 비용을 과소평가하고 녹색기술의 역할을 과대평가한 결과로 보인다. 과거 IT 기술과 달리 태양광, 풍력과 같은 신재생에너지 기술은 온실가스 감축이라는 꼬리표를 달고 있고, 초기의 대규모 투자를 요구할 뿐만 아니라 설치 가능한 지역도 매우 제한적이라는 한계를 가지고 있다. 따라서 신재생에너지 발전 기술은 더디게 개발되고 온실가스 감축은 빠른 시일 내에 이행해야 한다면 정부의 기대와 달리 온실가스 감축은 경제성장을 둔화시킬 가능성이

높다.

이에 본 연구는 온실가스 감축의 경제적 비용과 신재생에너지 발전 기술의 보급 확대 가능성을 평가하였으며, 신재생에너지 발전 기술이 존재하는 상황에서 보다 비용 효과적인 새로운 국가 온실가스 감축 경로를 제시하는데 목적을 두고 있다. 이를 위해 본 연구는 시점 간 배출권거래가 허용되면서 신재생에너지 발전 기술이 내생적으로 결정되는 연산 가능한 일반균형모형을 구축하였다. 본 연구의 분석 시나리오는 배출권거래제와 신재생에너지 발전 기술의 도입여부에 따라 총 5개의 시나리오로 구성된다.

시나리오별 실증분석결과를 요약하면 다음과 같다. 개별이행보다는 단위기간 배출권거래제가 효율적이며, 단위기간 배출권거래제보다는 다기간 배출권거래제가 보다 효율적인 정책수단으로 평가된다. 그러나 신재생에너지 발전기술 도입이 없다면 다기간 배출권거래제가 허용되더라도 GDP 손실은 매우 크게 나타난다. 연평균 GDP 손실은 시나리오 1에서 7.3%, 시나리오 2에서 6.2%, 시나리오 3에서 6.0%에 달할 전망이다. 신재생에너지 발전기술 도입은 GDP 손실을 낮추는데 크게 기여할 것으로 평가된다. 시나리오 4의 연평균 GDP 손실은 1.6%로 추정되면 시나리오 5의 연평균 GDP 손실은 1.4%로 추정된다. 신재생에너지 발전 기술이 도입되면 GDP 손실이 큰 폭으로 줄어들기는 하지만 분석기간 동안 GDP가 양의 속도로 전환되는 않는 것으로 평가된다.

신재생에너지 발전기술이 배출권거래가격을 낮추는데도 크게 기여하는 것으로 평가된다. 시나리오 2에서 배출권거래가격은 2020년에 60,641원/tCO₂이고 2050년에는 70,318원/tCO₂으로 평가된다. 그러나 신재생에너지 발전기술이 도입되는 시나리오 4에서는 2020년에 58,228원/tCO₂, 2050년에 13,365원/tCO₂으로 추정된다. 따라서 신재생에너지 발전 기술 도입은 배출권거래가격을 2020년에 4% 그리고 2050년에 80%하락시키는 결과를 가져온다. 다기간 배출권거래제의 경우에도 신재생에너지 도입으로 배출권거래가격이 36,200원/tCO₂에서 27,682원/tCO₂으로 하락하여 약 43.3%의 하락효과가 발생한다.

신재생에너지 발전기술은 시점간 배출권 거래형태를 완전히 바꿀 전망이다. 신재생에너지 발전기술이 없다면 저감비용은 감축목표량이 증가하는 미래로 갈수록 커지기 때문에 현재 시점에서 미래로 배출권을 판매하게 된다. 그러나 신재생에너지 발전기술이 도입되면 미래로 갈수록 저감비용이 낮아지기 때문에 미래에서 현재로

배출권을 판매하게 된다.

이와 같은 시점간 배출권 거래형태는 국가감축목표를 수립하는데 중요한 시사점을 제공한다. 신재생에너지 보급이 상대적으로 저조한 시기에 감축목표를 낮게 설정하고, 신재생에너지 발전기술 보급이 활발한 시기에 감축목표를 높게 설정하는 것이 동일한 감축목표를 보다 비용 효과적 감축수단이 된다. 본 연구의 분석결과가 보여 주듯이 신재생에너지 발전기술이 시간을 두고 보급이 확대된다면 국가감축목표를 현재에는 낮게 설정하고 미래에 높게 설정해야 한다. 따라서 현재 한국의 국가온실가스 감축 목표를 2020년에 30%에서 25%로 낮추고 2050년에는 50%에서 60%로 높이는 방향으로 재설정할 필요성이 있다. 이와 같이 국가감축목표를 재조정할 경우 GDP 손실은 연평균 0.3%p 감소할 전망이다.

신재생에너지 발전 기술로 생산된 그린전력의 총 전력에서 차지하는 비중이 최고 80%~90%까지 증가하는 것으로 추정되고 있다. 그러나 그린 전력 비중이 큰 폭으로 증가하기는 하지만 총전력 생산은 BaU 수준에 비해 감소하는 것으로 평가되고 있다. 따라서 과거 우리가 경험했던 IT 기술과 달리 신재생에너지 발전기술은 전력 생산규모를 확대하고 새로운 성장 동력을 창출하는 데는 한계가 있는 것으로 평가된다. 이는 앞서 지적한바와 같이 신재생에너지 발전기술은 온실가스 감축이라는 꼬리표가 달려 있고 대규모 투자를 요구하며 설치 가능한 지역이 제한적이기 때문인 것으로 평가된다.

■ 참 고 문 헌

1. 조경엽, “국가온실가스 감축목표 평가와 시사점,” 한국경제연구원, 2010.
(Translated in English) Cho, G.L., *Evaluation of the National Greenhouse Gas Reduction Target and Its Implications*, Korea Economic Research Institute (KERI), 2010.
2. 조경엽·나인강, “온실가스 저감정책과 기술진보,” 『경제학연구』, 제51집, 제3호, 2003.
(Translated in English) Cho, G.L. and I. Na, “Greenhouse Gas Reduction Policy and Technological Progress,” *Kyong Je Hak Yon Ku*, Vol. 51, No. 3, 2003.

3. Buonanno, P., C. Carraro and M. Galeotti, "Endogenous Induced Technical Change and the Costs of Kyoto," *Resource and Energy Economics*, 25, 2003.
4. Cho, G.L., Y.D. Kim, and H.S. Kim, "Allocation and Banking in Korean Permits Trading," *Resources Policy*, 2009.
5. Cronshaw, M.B. and J.B. Kruse, "Regulated Firms in Pollution Markets with Banking," *Journal of Regulatory Economics*, 9, 1996.
6. Gerlagh, R, van der Zwaan, BCC, 2002, "Gross World Product and Consumption in a Global Warming: Model with Endogenous Technological Change," *Resource and Energy Economics*, 25, 2003, pp.35-57.
7. Goulder L.W. and S.H. Schneider, "Induced Technological Change and the Attractiveness of CO2 Abatement Policies," *Resource and Energy Economics*, 21, 1999.
8. Goulder L.W. and K. Mathai, "Optimal CO2 Abatement in the Presence of Induced Technological Change," *Journal of Environmental Economics and Management*, 39, 2000.
9. Ha-Duong M., M. Grubb, and J.C. Hourcade, "Optimal Emission Paths Towards CO2 Stabilization and the Cost of Deferring Abatement: The Influence of Inertia and Uncertainty," workingpaper, CIREN, Montrouge, France, 1999.
10. Lau, M., A. Pahlke, and T. Rutherford, "Approximating Infinite-Horizon Models in a Complementarity Formate: A Primer in Dynamic General equilibrium Analysis," *Journal of Economic Dynamic & Control*, 26, 2002.
11. Lee, B.T., "Will Green Technology Bring Another Bubble Economy?," in 『Studies for Low Carbon and Green Growth in Korea』 eds. by Cho, G.L., 11-04, *Korea Economic Research Institute*, 2011.
12. Markusen, J.R., "Micro-Foundation of External Economies," *Canadian Journal of Economics*, 23, No. 3, 1990.
13. _____, "General Equilibrium Modeling using GAMS and MPSGE: Tutorial," mmo, University of Colorado at Boulder, 2002.
14. Rubin, J.D., "A Model of Intertemporal Emission Trading, Banking, and Borrowing," *Journal of Environmental Economics and Management*, 31, 1996.
15. Wigley T.M.L., R. Richels, and J. Edmonds, "Economic and Environmental Choices in the Stabilization of Atmospheric CO2 Concentrations," *Nature*18, January, 1996.

〈부록 1〉 수확체증 함수의 연산 방법

기술에 대한 비배제성으로 수확체증의 문제가 발생한다. 본 연구는 다음과 같은 방법으로 연산 가능한 일반균형 균형 틀 내에서 다음과 같은 방법으로 연산하였다. 우선 앞서 설명한 식 (1)을 Markusen(1990, 2002)이 제시한 함수형태로 전환하였다.

$$Y_{i,t} = (Y_{i,t}^{\beta_t}) F(V_{i,t}) \quad 0 < \beta_t < 1 \quad (\text{A-1})$$

여기서 $Y_{i,t}^{\beta_t}$ 는 외부효과($\phi(A)_{i,t}$)로 인한 생산증가분을 의미하며, β_t 는 규모에 대한 체증정도를 나타내는 변수를 의미한다.

Markusen(1990, 2002)은 β 를 변수가 아닌 모수(parameter)로 정의하고 있지만, 본 연구에서는 신재생에너지의 도입 정도에 따라 외부효과의 정도가 달라 질 수 있다는 점을 강조하기 위해서 이를 변수로 가정하였다.

$$\beta_t = \frac{A_t^{1/\gamma}}{A_t} - 1, \quad \gamma < 1 \quad (\text{A-2})$$

이는 신재생에너지 생산기술이 진보할수록 β 가 커지게 되어 규모에 대한 체증 효과가 커진다는 의미를 내포하고 있다. 그리고 $F(V)_{i,t}$ 는 규모에 대한 수학 불변인 항목 $\left[\alpha KLE_{i,t}^{\rho} + (1-\alpha)XA_{i,t}^{\rho} \right]^{\frac{1}{\rho}}$ 을 의미한다.

식 (A-1)는 다음과 같이 다시 쓸 수 있다.

$$Y_{i,t} = F(V_{i,t})^{1/(1-\beta_t)} = Y_{i,t,0} + Y_{i,t,1} \quad (\text{A-3})$$

여기서 $Y_{i,t,0}$ 는 투입요소와 중간재화로 생산된 생산량으로써 규모에 대한 수학 불변이 성립한다. 따라서 최적화 조건을 적용하면 $Y_{i,t,0}$ 는 일반균형 틀 내에서 결정될 수 있다. 외부효과인 추가적인 생산량 $Y_{i,t,1}$ 은 다음과 같이 모형 내에서 결정된다.

$$Y_{i,t,1} = F(V_{i,t})^{1/(1-\beta_t)} - Y_{i,t,0} = Y_{i,t,0}^{1/(1-\beta_t)} - Y_{i,t,0} \quad (\text{A-4})$$

이와 같이 외부효과로 추가된 생산이 가계의 수입으로 배분된다고 가정하면, 가계가 받은 총 가치($Y_{i,t,1} + Y_{i,t,0}$)는 i 산업이 수확불변의 생산기술로 생산한 가치 $Y_{i,t,0}$ 보다 많아 시장 청산 조건이 충족되지 않는다. 따라서 이러한 불균형을 해소하기 위해 가계가 추가분만큼 i 산업에 $s_{i,t}$ 율로 보조를 한다고 가정하였다. $p_{i,t}$ 를 i 산업의 최종재화에 대한 생산자 가격이라고 가정하고, $q_{i,t}$ 를 소비자 가격이라고 가정하면, 시장청산 조건이 성립하기 위해서는 $q_{i,t}(1 - s_{i,t}) = p_{i,t}$ 가 성립되어야 한다. $s_{i,t}$ 는 모형 내에서 다음과 같이 결정된다.

$$q_{i,t}(Y_{i,t,0}^{1/(1-\beta_t)}) = p_{i,t}Y_{i,t,0} \quad \text{or} \quad (1 - s_{i,t}) = Y_0^{\beta_t/(1-\beta_t)} \quad (\text{A-5})$$

$$s_{i,t} = Y_{i,t,0}^{\beta_t/(1-\beta_t)} - 1 \quad \text{or} \quad s_{i,t} = Y_{i,t,1}/Y_{i,t,0} \quad (\text{A-6})$$

Renewable Energy Technology and the National Greenhouse Gas Reduction Target in Korea

Gyeong Lyeob Cho* · Youngduk Kim**

Abstract

This paper evaluates the practical applicability of induced technologies utilizing renewable energy (hereafter renewable technologies) and attempts to find new cost-effective paths to reduce greenhouse gas in the presence of renewable technologies. For these purposes, we build a fully dynamic CGE model, in which intertemporal emission trading is possible and renewable technologies are determined endogenously. This paper shows that renewable technologies can reduce GDP loss and lower emission trading price considerably. However, since the spread of renewable technologies will grow faster over time and, as a result, the future reduction cost will become lower than the present reduction cost, the national reduction target should be set in accordance with the diffusion level of renewable technologies. According to this optimal reduction path, the Korean national greenhouse gas reduction target should be adjusted down from 30% to 25% for 2020, and up from 50% to 60% for 2050. Throughout these adjustments of the national reduction target, we expect smaller GDP loss by 0.3%p a year on the average.

Key Words: technologies utilizing renewable, intertemporal emission, greenhouse gas reduction path

Received: July 18, 2011. Revised: March 2, 2012. Accepted: April 10, 2012.

* Senior Research Fellow, Division of Public Policy Research, Korea Economic Research Institute, 27-3, Yeouido-dong, Yeongdeungpo-gu, Seoul 150-880, Korea, Phone: +82-2-3771- 0042, e-mail: glcho@keri.org

** Associate Professor, Department of Economics, Pusan National University, Jangjeon2-dong, Geumjeong-gu, Busan 609-735, Korea, Phone: +82-51-510-3777, e-mail: ydkim@pusan.ac.kr