

# 에너지-기후변화정책 연계를 위한 신재생발전의 성과분석: 제약비용함수접근법<sup>†</sup>

이명현\*

**요약** : 본 논문에서는 국내 발전산업에 대한 비용함수를 추정하고 계수에 대한 시뮬레이션을 통하여 신재생에너지 투입 확대가 화석에너지 수요와 전력공급가격에 미치는 파급효과를 분석한다. 신재생에너지는 풍력, 태양광, 바이오, 연료전지, 수력 등 여러 에너지원을 통합한 개념으로서 산정방식의 일반화 문제와 자료의 제약 등의 이유로 각 에너지원의 상용 단가를 하나의 투입 가격으로 객관적으로 산정하는 것은 용이하지 않다. 이러한 현실적 한계를 고려하여 적정 수준의 신재생에너지 투입을 전제로 제약비용함수(restricted cost function)를 도출한 다음, 공급관계식(supply relation)을 결합하여 추정을 위한 방정식체계를 구성한다. 특히 신재생에너지의 암묵가격(shadow price)을 산출함으로써 신재생에너지 투입 확대로 인한 기업의 잠재적 비용부담의 변화추이를 분석한다.

**주제어** : 신재생에너지, 제약비용함수, 공급관계식, 암묵가격, CO<sub>2</sub> 잠재감축량, 전력공급가격, 발전산업

**JEL 분류** : C32, L94, Q41, Q42, Q54

접수일(2018년 2월 2일), 수정일(2018년 3월 9일), 게재확정일(2018년 3월 19일)

<sup>†</sup> 이 논문은 2018년 해양수산부 재원의 KIMST 해양에너지 융복합 인력양성 과제(과제번호 20140505)의 지원과 2017년 대한민국 교육부와 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임(NRF-2017S1A5A2A01023267).

\* 인하대학교 국제통상학과, 교수, 교신저자(e-mail: leemh@inha.ac.kr)

# A Study on Performance Analysis of New Renewable Energy Power Generation for Energy-Climate Change Policy Linkage: A Restricted Cost Approach

Myunghun Lee\*

**ABSTRACT :** In this paper, we simulate the contribution of an increasing renewable energy to demands for fossil fuels and power supply price by estimating a cost function for the Korean electric power generation sector. Since the renewable energy is a composite input, it is not feasible to compute the price index for renewable energy due to data limit. We estimate a restricted cost function, which is derived by minimizing the costs of fossil fuels conditional on the quantity of renewable energy set to its optimal level, jointly with supply relation. In particular, derivation of the shadow price of renewable energy would make it possible to analyze potential costs incurred by power plants.

**Keywords :** Renewable energy, Restricted cost function, Supply relation, Shadow price, Potential CO<sub>2</sub> reduction, Power supply price, Electric power generation industry

---

Received: February 2, 2018. Revised: March 9, 2018. Accepted: March 19, 2018.

\* Department of International Trade, Inha University, Corresponding author(e-mail: leemh@inha.ac.kr)

## I. 서론

세계 195개국이 참가한 2015년 12월 제21차 기후변화협약 당사국 총회(COP21)에서는 신기후변화체제 합의문인 파리협정을 채택하였다. 지구 평균온도 상승 제한을 1.5°C 이하로 한층 강화하여 2021년부터 선진국과 개도국에 관계없이 온실가스 감축을 의무화하였으며 각국은 5년마다 상향된 목표를 제출하고 2023년부터 5년 간격으로 이행여부를 검증받아야 한다. 한국은 2030년 온실가스 예상배출량 대비 감축 목표를 37%를 설정하였다. 2017년 정부의 8차 전력수급기본계획에 의하면 온실가스 및 미세먼지 감축을 위하여 원전·석탄발전을 단계적으로 축소하고, 신재생에너지와 LNG의 비중을 점진적으로 확대하기로 하였다.<sup>1)</sup> 전체 발전에서 원전·석탄발전이 차지하는 비중을 2017년 현재 75.6%에서 2030년 60%로 낮출 방침이다.

탈원전을 선언하고 신규 원전 6기 건설계획을 취소하며, 수명이 다한 원전은 연장 없이 즉각 폐쇄하기로 함으로써 원전 수를 현재 24기에서 2030년까지 18기로 줄인다. 이와 함께 30년 이상 노후 석탄발전소 10기를 2022년까지 조기 폐쇄하고, 신규 석탄발전소 건설을 전면 중단하며, 현재 건설 중인 공정률 10% 미만의 석탄발전소 9기 가운데 6기를 LNG로 전환하기로 하였다. 대신 모자라는 전력생산을 위하여 LNG 발전설비 가동률을 현재 40%대에서 60%로 높이고, 전체 전력생산에서 신재생에너지가 차지하는 비중을 현재 4.7%에서 태양광과 풍력 중심으로 2030년까지 20%로 확대하기로 하였다. 발전단가가 가장 저렴한 원전(68원/kWh)과 석탄(73.8원/kWh) 발전소 건설을 중단하고 발전단가가 상대적으로 비싼 LNG(101.2원/kWh) 발전소 가동률을 높이고 신재생에너지(156.5원/kWh) 비중을 확대할 경우 장기적으로 전력요금 인상이 불가피할 전망이다.

정부가 제시한 신재생발전 비중 목표 달성 여부는 신재생에너지 사업화에 대한 R&D 투자를 통하여 주어질 목표 시점까지 국내 신재생발전기술을 선진국 수준으로 근접시킬 수 있느냐에 달려있으며 이를 위해서는 신재생에너지산업에 대한 정책적 지원과 육성요구가 요구되며 이를 이행하는 데 많은 시간과 예산이 수반된다. 발전부문에서 사업용으

1) 전력 1kWh 생산하는 데 발생하는 CO<sub>2</sub> 배출량을 에너지원별로 비교하면, 석탄과 가스의 경우 각각 991g과 549g인 반면 태양광과 풍력은 각각 54g와 14g으로서 신재생에너지의 비중확대는 온실가스를 획기적으로 감축시키는 데 매우 효과적인 정책수단이다.

로 태양광(2004년), 풍력(1998년), 바이오(2002년), 연료전지(2006년) 등 현대적 방식을 가동하기 시작한지 10년 이상이 경과하였다. 따라서 향후 신재생에너지의 비중을 확대하는 과정에서 R&D 투자의 속도 및 규모를 조정을 통한 효율성 제고를 위하여 그동안의 신재생에너지의 투입 성과에 관한 전반적인 평가 및 진단이 요구된다. 특히 전력을 생산하는 데 있어서 기존 화석연료에서 신재생에너지로의 대체가 얼마만큼 순조롭게 진행되며 이를 통하여 CO<sub>2</sub>의 잠재적 감축량은 어떻게 되는지, 실제 추가 비용부담은 어느 정도인지, 전력가격은 얼마만큼 인상요인이 생기는지 등 신재생에너지 투입이 전력산업에 미치는 잠재적 제반 파급효과를 측정하고 분석하는 작업이 필요하다. 특히 전력가격의 파급효과에 대한 분석은 에너지 및 산업정책적 측면에서 매우 중요하다. 즉 신재생발전의 확대로 발전단가가 상승하여 중·장기적으로 전력가격의 인상으로 이어질 경우 국내 제조업 제품의 대외 가격경쟁력을 저해하는 요인으로 작용할 뿐만 아니라 정부의 안정적 물가관리에 상당한 어려움이 수반되기 때문이다. 만약 신재생발전의 확대로 비교적 큰 폭의 전력가격 인상으로 나타날 경우 신재생발전의 기술 향상으로 발전단가의 하락이 현실화될 때까지 신재생에너지 비중확대의 속도를 조절하는 신축적인 정책운영이 요구된다.

본 논문에서는 신재생발전의 파급효과를 계량적으로 측정하는 데 있어서 비용함수 접근법을 사용한다. 이때 신재생에너지는 풍력, 태양광, 바이오, 연료전지, 수력 등 여러 에너지원을 통합한 개념으로서 관련 자료의 부족 등으로 단일 투입가격으로 산정하기가 용이하지 않다. 이러한 현실적 한계를 우회하는 방법으로 신재생에너지의 투입량을 적정수준으로 준고정시켜(quasi-fixed) 도출한 제약비용함수(restricted cost function)를 추정한다. 아울러 발전산업에 대한 제약비용함수의 이윤극대화 조건을 이용하여 공급관계식(supply relation)을 도출한 후 제약비용함수와 공급관계식으로 구성된 연립방정식체계를 동시에 추정한다.

신재생에너지 확대의 경제적 파급효과를 측정할 기존 선행연구들은 주로 시계열 분석을 통하여 경제성장과의 인과관계를 규명하는 데 초점이 맞추어 왔으며 산업이나 기업의 행태를 분석한 연구는 거의 이루어지지 않았다. 국가별 자료를 사용하여 신재생에너지 증가와 경제성장 간 인과관계 검증(causality test)을 실시한 연구로서 Apergis and Payne (2009)은 차분된 생산함수의 패널 모형을 고려하여 경제성장과 신재생에너지와

의 관계를 고찰하였으며, 에너지소비와 경제성장 간에는 단기적으로는 단방향 인과 관계가, 장기적으로는 쌍방향 인과 관계가 존재함을 입증하였다. Chang et al. (2015)은 신재생에너지와 성장 간의 관계를 G7 국가의 패널 자료에 기반하여 분석한 결과, 신재생에너지와 경제성장 간의 양방향 인과관계가 성립하는 것으로 나타났다.

이명현(2015)은 국내 제조업에 대한 거리함수를 추정하여 신재생에너지의 암묵가격, 화석연료와의 대체가능성, 그리고 생산성 파급효과를 측정하는 등 신재생에너지 투입에 대한 기업의 최적화 행태를 분석하였다. 분석결과, 신재생에너지의 암묵가격은 1992~2012 기간에 걸쳐 매년 평균 17%씩 증가하는 것으로 나타났으며, 신재생에너지와 화석연료의 대체가능성은 상호 낮은 것으로 측정되었다. 신재생에너지 투입량을 1% 늘릴 경우 산업 생산성은 연평균 약 0.04% 감소하는 것으로 나타났다. 그러나 거리함수 접근법의 내재적인 방법론적 한계로 인하여 신재생에너지 투입 확대가 재화의 공급가격에 미치는 영향에 대한 분석은 이루어지지 않았다.

정부의 정책변화나 기업 혁신이 재화의 공급가격에 미치는 파급효과를 분석하기 위해서는 추정가능한 공급관계식 도출이 가능한 비용함수접근법을 사용하는 것이 바람직하다. Lee (2013)는 전력집약도가 높은 상위 3개의 국내 제조업 부문의 비용함수를 추정하여 전력요금 인상이 전력수요 및 공급가격에 미치는 효과를 조사하였다. 시뮬레이션 결과, 다른 조건들이 일정불변할 때 전력요금이 10% 상승하면 전력수요는 업종별로 8~10.1% 범위의 감소폭을 기록하였으며, 재화 공급가격은 TV 및 통신장비 업종에서만 유의적으로 평균 0.16% 감소하는 것으로 나타났다. 이명현(2016)은 국내 발전산업의 암묵비용함수를 추정하여 화석연료의 효율적 배분을 통한 비용절감 및 전력공급가격의 인하 효과 등을 분석하였다. 분석결과, 1990~1996년 기간 동안 연평균 24.7%의 연료비용 절감율과 5.9%의 최대 전력가격 인하율이 추산되었다.

본 논문의 체계는 다음과 같이 구성되어 있다. II장에서는 국내·외신재생에너지 산업의 현황과 신재생에너지 확대정책을 소개하였고, III장에서는 실증분석을 위한 계량모형을 제시하였다. IV장에서는 신재생에너지 수요 관련 제반 가격탄력성에 대한 공식을 도출하였다. V장은 분석결과 및 해석 내용을 담았으며, VI장은 결론부분이다.

## II. 국내·외 신재생에너지 산업 현황 및 확대정책

수출입은행의 2014년 1분기 세계 신재생에너지 산업동향조사에 의하면 신재생에너지 발전기술의 향상으로 발전단가는 지속적으로 하락하여 풍력의 경우 이미 2014년 기준 1MWh당 80달러로 기존 화석연료와 비교하여 원가경쟁력에서 대등한 수준에 이르렀으며 태양광의 발전단가는 1MWh당 150달러로 아직 높은 수준이나 태양광 모듈가격의 꾸준한 하락으로 2012년 300달러에서 불과 2년도 지나지 않아 절반으로 낮아진 추세를 감안하면 향후 하락속도는 더 가파르게 이루어질 전망이다. 국내의 태양광발전은 2009년 1kWh당 711원에서 2014년 평균 250원까지 하락하였으나 아직까지 기존 에너지원과 비교하여 충분한 원가경쟁력을 확보하지 못하고 있는 상황이다(이명헌, 2017).

친환경 측면에서 비교우위가 있는 신재생에너지는 이처럼 경제성도 개선되고 있는 추세이지만 화석연료에 비해 원가경쟁력이 아직 떨어지며, 초기시설 투자비용이 높고 설비이용률이 낮다는 점은 신재생전력 공급을 확대하는 데 걸림돌로 작용하고 있다.<sup>2)</sup> 많은 국가들이 기후변화 대책과 에너지 장기 수급전략에 따라 신재생에너지 이용률 제고와 보급 확대를 위하여 신재생발전 사업자에게 적용되는 다양한 형태의 정책수단을 도입하고 있다. 대표적으로 신재생에너지 발전사업자에게 발전차액을 지원하는 발전차액지원제도(Feed-In-Tariff: FIT)와 발전량의 일정 비율 이상을 신재생에너지로 공급하도록 요구하는 신재생에너지 의무할당제(Renewable Energy Portfolio Standard: RPS) 등이 있다. 한국은 이러한 세계적인 흐름과 추세에 비해 신재생에너지 공급의 확대정책은 다소 미흡한 편이다. 한국의 경우 전체 발전량에서 신재생발전이 차지하는 비중은 2007년 2.17%에서 매년 조금씩 증가하여 2013년에는 3.52%까지 확대되었으나 OECD 34개국 중 가장 낮았다.

FIT는 발전단가가 상대적으로 높은 신재생에너지에 의한 전력의 실제 거래가격이 정부의 기준가격에 미달할 경우 신재생에너지 발전사업자에게 그 차액만큼 지원해 주는 제도이다. FIT는 신재생발전 사업자의 수익 보장을 통한 투자의 안정성을 확보시켜줌으

2) 설비이용률은 한정된 공간에서 얼마나 많은 전력을 생산할 수 있는지 나타내는 지표로서, 원전이 92%로서 가장 높고 석탄발전과 가스발전은 각각 85%와 60%, 풍력과 태양광은 각각 32%와 20%이다. 이는 동일 시설면적에서 태양광으로 발전을 할 경우 석탄발전의 1/4, 풍력은 1/3의 전력생산만 가능하다는 의미이다.

로써 적은 발전시설 규모의 중소기업들의 참여와 다양한 종류의 신재생에너지 개발 및 공급을 유도할 수 있는 장점을 갖고 있으나 정부의 재정 부담이 늘어나는 문제를 해결해야 한다. RPS는 일정규모 이상의 발전설비를 갖춘 사업자에게 총발전량의 일정비율이 상을 신재생에너지를 사용할 것을 의무화한 제도이다. RPS는 FIT와는 달리 정부의 재정 부담이 없고 공급량 예측이 가능한 반면 발전단가가 낮은 신재생에너지로 편중된다는 한계가 있다. 발전사업자가 신재생에너지 설비를 이용하여 직접 전력을 생산할 경우 정부는 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, REC)를 발급하며, 의무공급량을 충족시키지 못하는 사업자는 부족량만큼 타사업자로부터 REC를 매입해야 한다.

한국은 2002년부터 FIT를 도입하여 신재생발전 비중을 늘리는 데 소기의 성과를 이루었으며, 재정부담의 이유로 2011년 FIT에서 RPS로 대체한 후 2012년 시범 단계를 거쳐 2013년에 본격적으로 시행하였다. 국내 공급의무자 대상은 2015년 현재 에너지 공기업 및 민간사업자 등을 포함한 17개사이며, 신재생발전 비율 목표는 <표 1>에서 나타난 것처럼 2012년 2%에서 시작하여 매년 확대되어 2024년 10%로 설정되었다.

<표 1> 연도별 RPS 의무공급량 비율

| 연도     | '12 | '13 | '14 | '15 | '16 | '17 | '18 | '19 | '20 | '21 | '22 | '23 | '24 이후 |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------|
| 비율 (%) | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.0 | 3.5 | 4.0 | 4.5 | 5.0 | 6.0 | 7.0 | 8.0 | 9.0 | 10.0   |

자료: 신재생에너지 개발이용 보급촉진법(2014년 개정).

출처: 이명현(2017).

한국은 2011년 전체에너지에서 신재생에너지가 차지하는 비중이 1.7%로서 OECD 국가 중 가장 낮았다(IEA). 제4차 신재생에너지 기본계획에 따라서 정부는 1차 에너지 공급에서 신재생에너지가 차지하는 비중을 2035년 11% 달성을 목표로 설정하고 기간 별로 2020년 5%, 2025년 7.7%, 2030년 9.7%로 점진적으로 끌어올리기로 하였다. 에너지원별로는 폐기물에너지와 수력 등 기존의 고전적 방식에 편중된 에너지원 간 공급 불균형을 완화하기 위하여 <표 2>에서 제시한 바와 같이 2014년에 67%를 기록한 폐기물

에너지의 비중을 2035년까지 29.2%로 축소하고 태양광과 풍력의 비율을 각각 4.9%와 2.6%에서 14.1%와 18.2%로 확대할 계획이다. 2014년 비중이 1%에도 못 미치는 태양열과 지열은 2035년 8% 전후로 설정되어 가장 높은 예상 증가율을 나타냈다. 2014년 두 번째로 비중이 큰 바이오는 2035년에 풍력의 점유율과 비슷한 수준에 이르게 될 전망이다.

〈표 2〉 신재생에너지원별 비중 목표

(단위: %)

| 에너지원 \ 연도 | 2014 | 2025 | 2035 |
|-----------|------|------|------|
| 태양열       | 0.5  | 3.7  | 7.9  |
| 태양광       | 4.9  | 12.9 | 14.1 |
| 풍력        | 2.6  | 15.6 | 18.2 |
| 바이오       | 13.3 | 19.0 | 18.0 |
| 수력        | 9.7  | 4.1  | 2.9  |
| 지열        | 0.9  | 4.4  | 8.5  |
| 해양        | 1.1  | 1.6  | 1.3  |
| 폐기물       | 67.0 | 38.8 | 29.2 |

자료: 산업자원부(2014), 「제4차 산·재생에너지 기본계획」, 2014. 9.

출처: 이명현(2017).

### III. 분석모형

부분 정태균형 모형에서 준-고정(quasi-fixed) 요소인 발전설비 자본( $k$ )과 석탄( $c$ ), 석유( $o$ ), 가스( $g$ )의 화석에너지, 신재생에너지( $r$ ) 등의 가변(variable) 생산요소를 투입하여 전력( $Q$ )을 생산하는 전력산업의 총(aggregate) 생산함수는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$Q = Q(k, \mathbf{f}, r, t), \quad (1)$$

여기서  $\mathbf{f} \in R_3^+$  은 화석에너지 벡터이며  $t$ 은 기술변화를 고려한 시간지표이다. 풍력, 태양광, 수력 폐기물에너지 등의 통합(composite) 개념의 신재생에너지는 일종의 ‘비가격(unpriced)’ 투입요소로서 가격 산출이 현실적으로 어렵기 때문에 신재생에너지가 포함



된 생산함수의 특성을 분석하는 데 있어서 비용함수를 직접 추정하는 것은 불가능하다.

이러한 문제를 해결하기 위하여 Lau (1976), McFadden (1978), Berndt and Morrison (1981), Halvorsen and Smith (1986)을 따라서  $r$ 이 적정수준에서 투입된다는 전제하에 준-고정 요소  $k$ 와 함께 주어진 것으로 간주하고 화석에너지비용의 최소화를 통하여 다음과 같이 제약비용함수를 도출할 수 있다 (Lee, 2008).

$$RC = RC(k, \mathbf{w}_f, r, Q, t), \quad (2)$$

여기서  $\mathbf{w}_f \in R_3^+$  은 화석에너지의 가격벡터이다.  $k$ 은 자본투입함수로서 비체감성(non-decreasing), 오목성(concavity), 1차동차성(linear homogeneity)이 성립할 경우 식 (2)은 다음과 같이 제약에너지비용함수로 나타낼 수 있다.

$$REC = REC(\mathbf{w}_f, r, Q, t), \quad (3)$$

여기서  $REC(= RC/k)$ 은 자본스톡 한 단위당 화석에너지비용이다.

전력산업의 시장구조에 따라 기업 수입이 영향을 받는 일반적인 상황을 고려하면 기업이 ‘인지(perceived)’ 한계수입은 다음과 같이 정의할 수 있다 (Atkinson and Halvorsen, 1998; Ellis and Halvorsen, 2002).

$$MR^s = P + Q \frac{\partial P^s}{\partial Q}, \quad (4)$$

여기서  $P$ 은 전력가격이다.  $\partial P^s / \partial Q$ 은 ‘인지’ 역수요곡선의 기울기로서 기업 간 전략적 행위를 고려한 기업의 생산량에 대한 가격 변화효과를 반영한다. 식 (3)의 제약에너지비용에 대한 한계비용과 ‘인지’ 한계수입을 일치시킴으로써 이윤극대화를 만족시키는 공급관계식을 도출하면 다음과 같다.

$$P = \frac{\partial REC}{\partial Q} - Q \frac{\partial P^s}{\partial Q}, \quad (5)$$

여기서  $\partial REC/\partial Q$ 은 한계제약에너지비용이며,  $-Q(\partial P^s/\partial Q)$ 은 시장지배력에 상응한 가격 markup이다. Diewert (1982)를 따라서 ‘인지’ 역수요방정식을  $P^s(Q) = \delta(t) - \theta(t)Q$ 로 나타낼 경우 공급관계식 (5)은 다음과 같이 정리할 수 있다.

$$P = \frac{\partial REC}{\partial Q} + \theta(t) Q, \quad (6)$$

여기서  $\delta(t)$ 와  $\theta(t)$ 은 시간에 대한 다항식이다.

제약에너지비용함수를 추정하기 위하여 식 (3)에 초월대수함수 형태를 취하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \ln REC = & \alpha_0 + \alpha_Q \ln Q + \alpha_r \ln r + \alpha_t t + 0.5\gamma_{QQ} (\ln Q)^2 + 0.5\gamma_{rr} (\ln r)^2 \quad (7) \\ & + \sum_i \beta_i \ln w_i + 0.5 \sum_i \sum_j \gamma_{ij} \ln w_i \ln w_j + \sum_i \gamma_{iQ} \ln w_i \ln Q \\ & + \sum_i \gamma_{ir} \ln w_i \ln r + \gamma_{Qr} \ln Q \ln r, \quad i, j = c, o, g, \quad \gamma_{ij} = \gamma_{ji}, \quad i \neq j; \end{aligned}$$

여기서 시간지표  $t$ 는 전이변수(shift variable)이다. 제약비용함수가 화석에너지 가격에 대하여 선형 동차성(linear homogeneity)을 만족시키기 위하여 다음의 제약조건을 가한다.

$$\sum_i \alpha_i = 1, \sum_i \gamma_{ij} = \sum_j \gamma_{ij} = \sum_i \sum_j \gamma_{ij} = \sum_i \gamma_{iQ} = \sum_i \gamma_{ir} = 0, \quad i, j = c, o, g. \quad (8)$$

식 (7)을 추정하는 데 있어서 유효 자유도를 추가 획득하기 위하여 통상적으로 셰퍼드 (Shephard) 정리를 이용하여 다음과 같이 각 화석에너지의 비용뮌방정식( $M_i$ )을 도출한 다음, 식 (7)과 함께 하나의 연립방정식 체계로 추정한다.

$$M_i = \frac{\partial \ln REC}{\partial \ln w_i} = \frac{w_i f_i}{REC} = \beta_i + \sum_j \gamma_{ij} \ln w_j + \gamma_{iQ} \ln Q + \gamma_{ir} \ln r, \quad i, j = c, o, g. \quad (9)$$

공급관계식을 추정가능한 형태로 나타내기 위하여 식 (7)로부터  $\partial REC/\partial Q$ 을 도출

하여 식 (6)에 대입하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned}
 P = & (\alpha_Q + \gamma_{QQ} \ln Q + \sum_i \gamma_{iQ} \ln w_i + \gamma_{Qr} \ln r) \\
 & \times \exp (\alpha_0 + \alpha_Q \ln Q + \alpha_r \ln r + \alpha_t t + 0.5 \gamma_{QQ} (\ln Q)^2 + 0.5 \gamma_{rr} (\ln r)^2 \\
 & + \sum_i \beta_i \ln w_i + 0.5 \sum_i \sum_j \gamma_{ij} \ln w_i \ln w_j + \sum_i \gamma_{iQ} \ln w_i \ln Q \\
 & + \sum_i \gamma_{ir} \ln w_i \ln r + \gamma_{Qr} \ln Q \ln r) / Q + \theta(t) Q, \quad i, j = c, o, g,
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

여기서 시간의 다항식인  $\theta(t)$ 의 차수는 실증분석 결과에 따라 결정된다.

제약에너지비용함수 방정식 (7)과 각 화석에너지의 비용뭉 방정식 (9)로 구성된 연립 방정식 체계를 동차성 제약조건 (8)을 충족시키면서 공급관계식 (10)과 결합하여 반복-비선형 켈너(Zellner) 분석기법으로 추정한다. 각 화석에너지의 비용뭉을 합산하면 1이 되므로 비용뭉방정식 간 선형 독립적 관계가 성립한다. 따라서 공분산행렬의 비정칙 (singularity)을 방지하기 위하여 특정 한 화석에너지 비용뭉방정식을 연립방정식에서 제외되어야 하며 어느 화석에너지가 선택되든지 관계없이 추정결과는 동일하다.

#### IV. 신재생발전 성과분석

제약에너지비용함수의 추정계수를 사용하여 신재생에너지와 석탄, 석유, 가스 등의 화석연료 간 대체성 여부 및 정도를 분석하기 위하여 수요의 자기 또는 교차 가격탄력성을 측정한다. 이를 토대로 신재생에너지 투입 확대 시 CO<sub>2</sub> 잠재감축량을 추산하고, 신재생에너지 사용의 실제비용으로 해석할 수 있는 신재생에너지의 암묵가격(shadow price)을 산출하여 신재생발전의 잠재적 비용부담의 추이를 추적한다. 공급관계식의 추정계수를 사용하여 신재생발전 1% 늘릴 경우 전력공급가격의 파급효과에 대한 시뮬레이션 분석을 실시한다.

##### 1. 신재생에너지의 수요탄력성 측정

신재생에너지 투입을 1% 확대할 경우 화석에너지 수요의 반응정도를 시뮬레이션하

기 위해서는 신재생에너지와 화석에너지 간 대체관계 여부 및 수요의 가격탄력성을 측정해야 한다. 신재생에너지와 화석연료 사이의 대체가능성을 분석하는 데 있어서 신재생에너지의 투입이 적정수준으로 주어진 상태를 가정한 단기 탄력성보다는 모든 투입 요소가 가변적인 장기 탄력성을 사용하는 것이 바람직하다. 장기 수요가격탄력성은 총 에너지비용함수로부터 쉐퍼드 정리를 적용하여 다음과 같이 산출할 수 있다.

$$E_{ij} = \frac{w_j \cdot EC_{ij}}{EC_i}, \quad i, j = c, o, g, r, \quad (11)$$

여기서  $EC$ 은 총에너지비용함수로서 제약에너지비용함수( $REC$ )에 신재생에너지비용을 합산한 비용이다. 그리고  $EC_i = \partial EC / \partial w_i$ ,  $EC_{ij} = \partial^2 EC / \partial w_i \partial w_j$ 이다.

Brown and Christensen (1982)을 따라서  $EC$ 와  $REC$ 의 도함수 값 사이의 관계를 활용하여  $REC$ 부터 식 (11)을 도출할 수 있으며 수요의 자기 및 교차 가격탄력성 산출 공식을 정리하면 다음과 같다.

$$E_{ii} = \frac{\gamma_{ii} - M_i + (M_i)^2}{M_i} - \frac{(\gamma_{ir} + M_i M_r)^2}{H \cdot M_i}, \quad i = c, o, g, \quad (12)$$

$$E_{ij} = \frac{\gamma_{ij} + M_i M_j}{M_i} - \frac{(\gamma_{ir} + M_i M_r)(\gamma_{jr} + M_j M_r)}{H \cdot M_i}, \quad i, j = c, o, g, \quad i \neq j, \quad (13)$$

$$E_{ir} = \frac{M_r (\gamma_{ir} + M_i M_r)}{H \cdot M_i}, \quad i = c, o, g, \quad (14)$$

$$E_{ri} = -\frac{\gamma_{ir} + M_i M_r}{H}, \quad i = c, o, g, \quad (15)$$

$$E_{rr} = \frac{M_r}{H}, \quad (16)$$

여기서  $M_i$ 은 식 (9)에서 정의한 각 화석에너지의 비용뭉이며,  $M_r$ 은 호텔링(Hotelling) 정리에 따라서  $M_r \equiv \partial \ln REC / \partial \ln r = -w_r \cdot r / REC$ 가 성립한다.  $H \equiv \gamma_{rr} - M_r + (M_r)^2$ 이다.

Allen (1938) 편(partial) 대체탄력성은 수요의 교차 가격탄력성과 다음의 관계가 성립한다.

$$\sigma_{ij} = \frac{E_{ij}}{TM_j}, i, j = c, o, g, r, i \neq j, \quad (17)$$

여기서  $TM_j$ 는 각 요소  $j = c, o, g, r$ 의 투입비용이 총에너지비용에서 차지하는 비용뭉이며  $TM_j = M_j / (1 - M_r)$ 가 성립한다.

## 2. 신재생에너지 투입의 과급효과 분석

신재생에너지 투입을 확대할 경우 화석에너지 수요에 미치는 영향을 탄력성 형태로 분석하기 위하여 다음과 같이  $E_{ir}$ 와  $E_{rr}$ 의 추정치를 사용하여 시뮬레이션을 실시한다.

$$\partial \ln f_i / \partial \ln r = (\partial \ln f_i / \partial \ln w_r) / (\partial \ln r / \partial \ln w_r) = E_{ir} / E_{rr}, i = c, o, g. \quad (18)$$

신재생에너지와 화석에너지 간 대체관계가 성립한다면 신재생에너지의 투입을 늘릴 경우 각 화석에너지 수요 감소로 인한 CO<sub>2</sub>의 잠재 감축량을 다음과 같이 추산할 수 있다.

$$dCO_2 = \sum_i df_i \times (cv^i / 10^7) \times tc^i \times cr^i \times (44/12), i = c, o, g, \quad (19)$$

여기서  $df_i$ 는 화석에너지별 감소량(톤, k $\ell$ ),  $cv^i$ 는 발열량(kcal/kg, kcal/ℓ),  $tc^i$ 는 탄소 배출계수(톤/TOE),  $cr^i$ 는 연소율을 나타낸다.<sup>3)</sup>

3) 1 석유환산톤(TOE)은  $cv/10^7$ kcal로 정의된다.

풍력, 태양에너지, 바이오에너지, 해양에너지, 수소에너지, 연료전지 등을 지칭한 신재생에너지는 통합 개념의 시장 단가를 산출하는 것은 거의 불가능하여 시장 가격이 존재하지 않은 일종의 비가격 투입요소이다. Hotelling 정리를 이용하여 제약비용함수(7)을  $\ln r$ 로 편미분함으로써 다음과 같이 신재생에너지의 암묵가격을 산출할 수 있다. 암묵가격의 연도별 궤적을 살펴봄으로써 신재생발전에 대한 실제 비용의 변화추이를 분석할 수 있다.

$$\widehat{p}_r^s = -\frac{\partial \ln REC}{\partial \ln r} \cdot \frac{REC}{r} = -[\alpha_r + \gamma_{rr} \ln r + \sum_i \gamma_{ir} \ln w_i + \gamma_{Qr} \ln Q] \cdot \frac{REC}{r}. \quad (20)$$

신재생에너지의 투입 증가가 전력공급가격에 미치는 효과를 탄력성 형태로 측정하기 위하여 다음과 같이 공급관계식(10)을  $\ln r$ 로 편미분한다.

$$\begin{aligned} \widehat{\epsilon}_{Pr}^s = \frac{\partial \ln P}{\partial \ln r} &= -\frac{\partial P}{\partial \ln r} \cdot \frac{1}{P} = \frac{1}{Q} \times \exp(\alpha_0 + \alpha_Q \ln Q + \alpha_r \ln r + \alpha_t t) \\ &+ 0.5\gamma_{QQ}(\ln Q)^2 + 0.5\gamma_{rr}(\ln r)^2 + \sum_i \beta_i \ln w_i + 0.5 \sum_i \sum_j \gamma_{ij} \ln w_i \ln w_j \\ &+ \sum_i \gamma_{iQ} \ln w_i \ln Q + \sum_i \gamma_{ir} \ln w_i \ln r + \gamma_{Qr} \ln Q \ln r \\ &\times [\gamma_{Qr} + (\alpha_Q + \gamma_{QQ} \ln Q + \sum_i \gamma_{iQ} \ln w_i + \gamma_{Qr} \ln r) \\ &\times (\alpha_r + \gamma_{rr} \ln r + \sum_i \gamma_{ir} \ln w_i + \gamma_{Qr} \ln Q)] \cdot \frac{1}{P}. \end{aligned} \quad (21)$$

## V. 분석 결과

본 연구의 실증분석을 위하여 국내 발전산업의 2000~2015년 기간의 연도별 시계열 자료를 사용하였다. 통계자료의 출처는 한국전력의 연간 『한국전력통계』와 에너지경제연구원의 『에너지통계연보』이다. 전력 생산량( $Q$ )은 화력발전량에 신재생에너지의 소수력과 대체에너지 발전량을 합산한 총량을 사용하였다. 석탄 투입량( $c$ )은 유연탄 사용량을, 석탄가격( $w_c$ )은 유연탄 수입가격을 사용하였다. 석유 투입량( $o$ )은 중유 사용량을, 석유가격( $w_o$ )은 한전 『경영통계』의 발전용 B-C유 가격을 사용하였다. 가스 투입량

( $g$ )와 가스가격( $w_g$ )는 각각 LNG 사용량과 LNG 수입가격을 사용하였다. 신재생에너지 투입량( $r$ )은 소수력과 대체에너지 발전설비 용량의 합으로 측정하였다. 전력 공급가격( $P$ )는 전력 판매단가로 측정하였다. 추정방정식 (7)에 나타난 변수에 사용될 통계자료를 요약하여 <표 3>에서 제시하였다. 대수형태의 변수는 중간연도 2008년에서 1로, 시간 지표는 0이 되도록 표준화하였다.<sup>4)</sup>

<표 3> 통계자료 요약

| 변수    | 단위      | 평균     | 표준편차   | 최대     | 최소     |
|-------|---------|--------|--------|--------|--------|
| $Q$   | TWh     | 181.77 | 40.516 | 234.30 | 120.02 |
| $r$   | GW      | 1.508  | 1.795  | 5.789  | 0.033  |
| $w_c$ | 원/kg    | 87.23  | 39.02  | 153.12 | 38.55  |
| $w_o$ | 원/l     | 467.49 | 232.08 | 858.33 | 211.03 |
| $w_g$ | 원/kg    | 556.81 | 221.54 | 891.23 | 286.53 |
| $REC$ | 10억원/GW | 479.00 | 247.75 | 914.95 | 181.36 |
| $M_c$ | -       | 0.421  | 0.066  | 0.545  | 0.337  |
| $M_o$ | -       | 0.140  | 0.075  | 0.291  | 0.059  |
| $M_g$ | -       | 0.439  | 0.065  | 0.564  | 0.356  |
| $P$   | 원/kWh   | 85.60  | 13.78  | 111.57 | 73.88  |

제약비용함수와 공급관계식의 계수를 도출하기 위하여 식 (8)을 제약조건으로 설정하고 식 (7), (9), (10)로 구성된 연립방정식체계를 동시에 추정하였다. 추정결과 방정식별  $R^2$  값은 0.62~0.98의 범위를 나타냈으며, 특히 제약비용함수와 공급관계식의  $R^2$  값이 각각 0.98과 0.93을 보임에 따라 두 방정식의 설명력은 매우 높음을 알 수 있다. 두 방정식의 각 계수에 대한 추정치와 표준오차는 <표 4>에 제시하였다. 공급관계식 (10)에서 시간의 다항식인  $\theta(t)$ 는 2차일 경우 최적의 통계결과를 얻었다. 총 25개 계수 가운데

4) 변수에 대한 표준화작업을 하는 이유는 식 (12)~(17)를 이용하여 계산한 에너지 수요의 가격탄력성과 에너지 간 대체탄력성에 대하여 Kmenta (1986)를 따라서 각 표준오차를 도출하는 데 용이하기 때문이다. 이때 식 (12)~(17)는 식 (7)의 제약비용함수 계수로만 구성되어 수요 및 대체탄력성의 전체 표본기간 평균값을 얻게 되며 연도별 값을 구할 수 없는 점이 한계이다. 통상적으로 횡단면자료를 사용할 경우 평균값을, 시계열 자료인 경우 중간연도 값을 표준으로 삼는다. 여기서 2008년을 표준화 시점으로 사용할 경우 각 연도의 자료를 표준 연도 값으로 단순 디스플레이터시킴으로써 2008년 값으로 환산한 결과를 도출하게 된다.

13개가 1%수준에서, 2개는 5%수준에서 유의적인 것으로 나타났다.

〈표 4〉 모형 추정결과

| 계 수           | 추정치               | 계 수           | 추정치               |
|---------------|-------------------|---------------|-------------------|
| $\alpha_0$    | 0.0929(0.0295)**  | $\gamma_{cQ}$ | -0.1482(0.1722)   |
| $\alpha_Q$    | 0.8116(0.5197)    | $\gamma_{oQ}$ | 0.1104(0.2012)    |
| $\alpha_r$    | -0.1623(0.0617)** | $\gamma_{gQ}$ | 0.2586(0.1462)*   |
| $\alpha_t$    | 0.0439(0.0091)**  | $\gamma_{cr}$ | 0.0345(0.0218)    |
| $\alpha_c$    | 0.4660(0.0106)**  | $\gamma_{or}$ | -0.0182(0.0245)   |
| $\alpha_o$    | 0.1321(0.0088)**  | $\gamma_{gr}$ | -0.0163(0.0176)   |
| $\alpha_g$    | 0.4019(0.0125)**  | $\gamma_{QQ}$ | 5.1728(3.5418)    |
| $\gamma_{cc}$ | 0.2765(0.0243)**  | $\gamma_{Qr}$ | -0.5556(0.3893)   |
| $\gamma_{co}$ | -0.0692(0.0238)** | $\gamma_{rr}$ | 0.0470(0.0451)    |
| $\gamma_{cg}$ | -0.2073(0.0278)** | $\delta_0$    | 76.389(1.090)**   |
| $\gamma_{oo}$ | -0.0921(0.0463)*  | $\delta_t$    | -1.2572(0.2229)** |
| $\gamma_{og}$ | 0.1613(0.0604)**  | $\delta_{tt}$ | 0.5116(0.0353)**  |
| $\gamma_{gg}$ | 0.0460(0.0758)    |               |                   |

주: 괄호 안의 숫자는 표준오차이며, \*\* (\*) 표시는 1% (5%) 수준에서 유의적임을 나타냄.

<표 4>의 추정 계수를 사용하여 신재생에너지의 투입 확대가 발전비용을 증가시키고 향후 전력가격의 상승으로 이어질 수 있는 잠재성 여부를 확인하는 데 있어서 제약비용 함수의 해당 계수에 다음의 제약조건을 부여함으로써 가설검증을 실시하였다.

$$\alpha_r = \gamma_{rr} = \gamma_{cr} = \gamma_{or} = \gamma_{gr} = \gamma_{Qr} = 0. \tag{21}$$

$\chi^2$  분포를 이용하여 제약식 (21)의 귀무가설을 검증한 결과, 1% 유의수준(자유도, 5)에서의 임계치 15.08에 대하여  $\chi^2$ 의 통계량은 16.36이 산출되어 귀무가설은 기각되었다. 이는 신재생에너지 투입 확대는 발전비용의 상승을 통한 잠재적 전력가격 인상요인으로 작용할 수 있음을 의미한다.

공급관계식 (10)에서 시장지배력에 대한 가격 markup의 계수를 다음과 같이 제약하여 ‘발전산업의 시장지배력은 존재하지 않는다.’의 귀무가설을 검증하였다.



$$\delta_0 = \delta_t = \delta_{tt} = 0. \quad (22)$$

1% 유의수준(자유도, 3)에서의 임계치 11.34에 대하여  $\chi^2$ 의 통계량은 7719.5로 산출됨에 따라 제약식 (22)은 강하게 기각되었다. 이는 한국전력이 국내 전력공급을 독점하는 상황을 고려할 때 매우 현실에 부합한 검증결과라고 볼 수 있다.

식 (12)~(16)를 계산하여 각 에너지요소에 대한 수요탄력성을 측정된 결과는 <표 5>에 제시하였다. 석탄을 제외하고 석유, 가스, 신재생에너지에 대한 자기가격 탄력성은 예상한대로 음수 값으로 나타났다. 탄력성 크기를 비교하면 석유수요가 1보다 크게 자기가격 변화에 대하여 가장 민감하게 반응하였으며, 신재생에너지, 가스의 순으로 높았다. 석유의 발전단가가 비교적 비쌀 뿐 아니라 석유발전에 대한 비중이 축소되는 추세임을 감안하면 석유투입은 유가변화에 탄력적인 반응을 보인 것으로 해석할 수 있다. 석탄의 수요탄력성은 양수로 추정되었지만 그 값은 거의 0에 가까울 뿐만 아니라 통계적 유의성이 확보되지 않았다. 석탄은 발전원가가 가장 저렴하고 의존도가 가장 높아서 가격 변화에 수요는 거의 유의적으로 반응하지 않음을 알 수 있다.

<표 5> 에너지원에 대한 수요 탄력성 추정결과

| 탄력성      | 추정치             | 탄력성      | 추정치            |
|----------|-----------------|----------|----------------|
| $E_{cc}$ | 0.0440(0.0586)  | $E_{cr}$ | 0.0608(0.0248) |
| $E_{oo}$ | -1.6151(0.3799) | $E_{rc}$ | 0.1746(0.0512) |
| $E_{gg}$ | -0.5538(0.1825) | $E_{og}$ | 1.5190(0.4363) |
| $E_{rr}$ | -0.6888(0.8171) | $E_{go}$ | 0.4992(0.1434) |
| $E_{co}$ | -0.0313(0.0535) | $E_{or}$ | 0.2064(0.1684) |
| $E_{oc}$ | -0.1103(0.1994) | $E_{ro}$ | 0.1681(0.8753) |
| $E_{cg}$ | -0.0735(0.0637) | $E_{gr}$ | 0.1398(0.0380) |
| $E_{gc}$ | -0.0852(0.0738) | $E_{rg}$ | 0.3462(0.0940) |

주: 괄호 안의 숫자는 표준오차임.

화석연료 간 교차 가격탄력성을 비교, 분석하면, 먼저 석탄과 석유, 석탄과 가스 간 교차 가격탄력성은 모두 절대값 0.1 이하의 음수로 추정됨에 따라 석탄은 석유와 가스에

대하여 모두 약한 보완적 관계를 보였다. 이러한 결과는 식 (17)을 계산하여 <표 5>에 제시한 대체탄력성 추정결과를 통해서도 확인할 수 있는데, 석탄과 석유, 석탄과 가스 간 대체탄력성 모두 -0.2의 음수로 추정되었다. 이는 석탄에 의존도가 상대적으로 높은 기존 발전설비 구조 하에서 석탄에서 석유, 가스로 대체하는 데 많은 비용이 수반되어 단기간에 비석탄의 비중을 늘리기가 쉽지 않음을 의미한다. 석유와 가스 간 교차탄력성은 양수의 비교적 큰 값으로 추정되어 두 연료는 서로 강한 대체관계를 나타냈다. 세부적으로는 가스가격 변화에 대한 석유수요가 석유가격 변화에 대한 가스수요보다 3배정도 더 탄력적으로 반응하였다. <표 5>에서 보는 바와 같이 에너지 간 대체탄력성 가운데 석유와 가스 간 대체탄력성 값이 가장 크게 추정되었다.

신재생에너지와 화석연료 간 교차탄력성이 모두 양수로서 신재생에너지와 화석연료는 상호 대체관계인 것으로 측정되었다. <표 6>에서 제시한 것처럼 화석연료 가운데 석유가 신재생에너지와 가장 강한 대체관계를 나타냈고, 석탄과 신재생에너지 간의 대체성이 가장 낮았다. 석탄과의 관계에 있어서는 석탄 가격변화에 대한 신재생에너지수요가 신재생에너지 가격변화에 대한 석탄수요보다 거의 3배 가까이 더 탄력적으로 반응을 보였다. 석유의 경우 신재생에너지 간 교차탄력성의 양 방향 큰 차이는 없었다. 가스는 가스 가격변화에 대한 신재생에너지수요의 교차탄력성이 반대방향보다 2배 이상 더 크게 추정되었다. 신재생에너지 가격변화에 대한 화석연료 수요의 교차탄력성은 석유, 가스, 석탄 순으로 높았다. 신재생에너지 산업에 대한 정부의 정책지원과 공급부품의 기술 혁신으로 신재생에너지의 발전단가는 지속적으로 하락하는 추세이다. 신재생에너지 가격이 1% 하락할 경우 다른 조건들이 불변일 때 석유와 가스 수요는 각각 0.2%와 0.14% 감소하며 석탄수요는 0.06%로서 감소폭이 상대적으로 줄어든 것으로 나타났다.

<표 6> 에너지원 간 대체탄력성 추정결과

| 탄력성           | 추정치             | 탄력성           | 추정치            |
|---------------|-----------------|---------------|----------------|
| $\sigma_{co}$ | -0.2751(0.4706) | $\sigma_{og}$ | 4.3926(1.2616) |
| $\sigma_{cg}$ | -0.2126(0.1841) | $\sigma_{or}$ | 1.4786(1.2064) |
| $\sigma_{cr}$ | 0.4354(0.1776)  | $\sigma_{gr}$ | 1.0012(0.2719) |

주: 괄호 안의 숫자는 표준오차임.

<표 1>에서 보는 것처럼 RPS 의무공급비율이 점점 늘어남에 따라 신재생에너지발전의 비중은 지속적으로 확대될 예정이다. 식 (18)을 이용하여 신재생에너지 투입 확대가 각 화석연료수요에 미치는 파급효과를 분석할 수 있다. 신재생에너지 투입을 1% 확대 시 중간연도 2008년을 기준으로 석탄수요는 0.08% 감소하고, 석유와 가스수요는 각각 0.3%와 0.2% 대체되는 것으로 측정되었다. 따라서 식 (19)을 계산하여 화석연료의 수요 감소로 인한 화석연료별 CO<sub>2</sub>의 잠재 감축량을 추산한 결과, <표 7>에서 제시한 바와 같이 신재생에너지 투입을 1% 확대할 경우 2008년 기준으로 석탄에서는 14만톤, 석유는 1만 9천톤, 가스로부터는 6만 4천톤, 합계 22만톤 가량의 CO<sub>2</sub> 배출량 감축이 가능한 것으로 나타났다. 특히 석탄의 경우 신재생에너지 확대에 의한 수요 감소율이 가장 작음에도 CO<sub>2</sub> 감축량이 가장 많은 것은 화석연료 수요 가운데 석탄이 차지하는 비중이 가장 높을 뿐 아니라 탄소배출계수가 상대적으로 크기 때문이다.

<표 7> 신재생에너지 1% 확대 시 화석연료별 CO<sub>2</sub> 잠재 감축량 시뮬레이션 결과

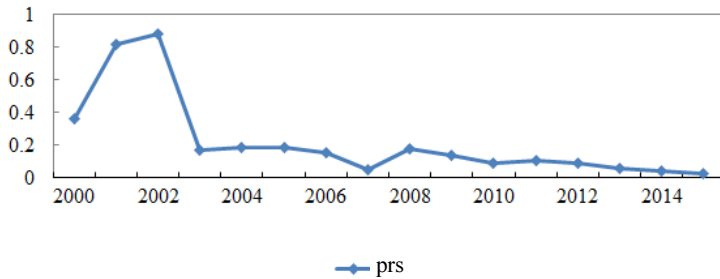
(만 톤)

| 석탄     | 석유    | 가스    | 합계     |
|--------|-------|-------|--------|
| 14.016 | 1.917 | 6.446 | 22.380 |

식 (19)을 이용하여 추산한 신재생에너지에 대한 연도별 암묵가격의 변화궤적을 살펴 보았다. <그림 1>에서 ‘prs’로 표기된 신재생에너지 암묵가격의 변화추이를 분석하면 표본기간 초반 (2000~2002)에는 비교적 큰 값을 유지하다가 2003년에 급격히 하락한 후 안정적인 하향추세를 이어갔다. 이는 발전단가가 높은 신재생발전사업자에게 발전 차액을 지원하기 위하여 2002년에 도입된 FIT 제도의 영향으로 신재생에너지 확대의 비용부담이 크게 낮아졌기 때문인 것으로 해석할 수 있다. 실제 신재생발전 설비용량은 2001년과 2002년 35MW 규모에서 2003년 119MW로 3배 이상 큰 폭으로 증가되었다. 2003~2015년 기간에 걸쳐 신재생에너지 암묵가격의 연평균 감소율을 계산하기 위하여  $\hat{p}_t^s$ 을 시간지표  $t$ 에 대하여 1차 선형방정식으로 OLS 회귀분석을 실시한 결과 암묵가격은 매년 평균적으로 3.8%씩 하락하는 것으로 측정되었다. 특히 재정부담으로 2011년 FIT를 폐지하고 2012년 시범운영을 거쳐 2013년부터 본격적으로 시행한 RPS 제도의

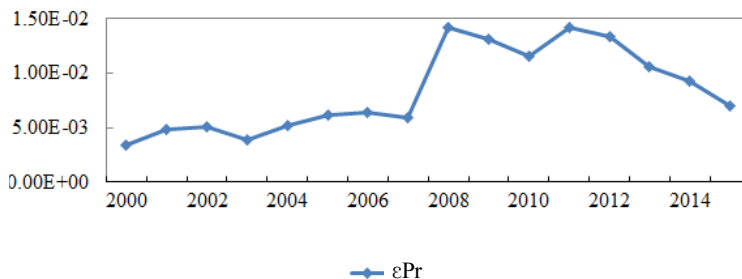
도입 이후에도 신재생에너지의 암묵가격은 하락하는 추세를 유지하였다. 이는 FIT에서 RPS으로의 전환이 신재생발전의 실제비용을 증가시키는 요인으로 작용하지 않았음을 의미한다.

〈그림 1〉 신재생에너지 암묵가격 연도별 변화 추이



신재생에너지의 투입 확대가 전력공급가격에 미치는 영향을 분석하기 위하여 식 (21)을 산정하였다. 연도별로 계산된 파급효과의 탄력성 값을 <그림 2>에서 ‘εPr’로 표기하여 변화추이를 살펴보았다. 2000~2015년 기간 동안 신재생발전 설비증가에 대한 전력공급가격의 탄력성은 평균 0.0084로 측정되었으며 최소 0.0035 (2000년)에서 최대 0.0142 (2008년)의 범위를 나타냈다. ‘εPr’이 2000~2007년 기간에 걸쳐서는 조금씩 상승하는 추세를 보이다가 2008년에 큰 폭으로 증가한 후 하향추세로 반전하는 양상이다. 2008년 전후로 크기를 비교하면 2000~2007년 기간 평균 0.0051을 기록한 반면 2008~2015년 기간 평균값은 0.0117이었다.

〈그림 2〉 연도별 신재생에너지의 전력 공급가격 파급효과



2000~2015년 기간을 대상으로 신재생발전 설비를 1% 확대할 경우 전력공급가격은 평균 0.01%에도 못 미치게 상승한 것으로 측정됨에 따라 신재생발전의 증가의 전력공급가격에 대한 인상효과는 미미한 것으로 나타났다. 분석기간을 2008~2015년으로 좁혀서 설정해도 0.01%에서 크게 벗어나지 못하는 상승효과를 기록하였다. 이러한 결과에 대한 해석과 도출 배경은 다음과 같이 설명할 수 있다. 전체 발전량에 대한 신재생발전 비중이 2010년 이전까지 1%대에서 등락을 보이다가 2011년에 큰 폭으로 늘어난 한 후 지속적인 증가추세를 이어왔지만 2014년 현재 5% 미만에 머물고 있는 실정이다. 또한 <표 2>에서 보는 것처럼 신재생발전이 기존 폐기물에너지, 수력에 편중되고, 풍력과 태양광 등과 같이 초기 발전부지 확보 및 설비 투자에 상당한 비용이 소요되는 현대식 신재생에너지에 대한 의존도가 아직 낮은 시기를 고려하면 전력공급가격의 인상을 초래할 정도의 발전단가 상승은 이루어지지 않았음을 알 수 있다. 실제 <그림 1>에서 나타난 바와 같이 신재생에너지의 투입 비용으로 측정한 신재생자본의 암묵가격이 2003년부터 비교적 낮은 수준에서 형성되어 완만하게 지속적으로 하락하여 왔다. 향후 신재생발전 비중이 점차 확대되고 현대식 신재생에너지 비율이 증가할 경우 신재생발전 비용의 상승으로 인한 전력공급가격의 잠재적 인상폭은 점진적으로 커질 것으로 예상된다.

## VI. 결론

새 정부 출범 후 발표 한 8차 전력수급기본계획의 골자는 원전·석탄발전의 단계적 감축과 신재생에너지·LNG 발전 확대라고 할 수 있으며, 이는 발전단가가 상대적으로 높은 에너지원로의 전환, 확대가 전망됨으로써 전력가격의 인상을 야기시킬 수 있다. 특히 태양광과 풍력 등 신재생에너지는 날씨에 따라 발전량이 들쭉날쭉 하여 안정적 전력수급 관리에 어려움이 예상된다. 신재생에너지의 사업화 및 발전기술의 진보 속도와 에너지원별 발전설비 간 호환의 기술적 제한으로 인한 에너지원 간 대체 등이 순조롭지 못할 경우 정부의 전력수급 목표 달성에 차질을 빚게 된다.

본 연구는 신재생에너지 비중확대와 경제성장과의 인과관계를 주로 고찰한 기존 분석 방법론과 차별화하여 미시경제학적 관점에서 국내 발전산업을 대상으로 신재생에너지 확대가 미치는 제반 파급효과에 대한 종합적인 분석을 실시하고, 그 결과를 토대로 신

기후변화체제하에서의 효율적인 기후변화정책과 신축적인 에너지정책을 수립하는 데 필요한 다양한 기초자료를 제공하고자 하였다. 구체적으로 국내 발전산업의 신재생에너지와 석탄, 석유, 가스 등의 화석연료 간 대체성 여부 및 정도를 분석하기 위하여 2000~2015년 기간을 대상으로 비용함수접근법을 사용하여 이들 에너지원 간 수요의 자기 또는 교차 가격탄력성을 측정하였다. 이를 토대로 신재생에너지 투입 확대 시 CO<sub>2</sub> 잠재감축량을 추산하고, 신재생에너지 사용의 실제비용을 반영하는 신재생에너지의 암묵가격을 산출하여 신재생발전의 잠재적 비용부담의 변화추이를 살펴보았다. 연립방정식시스템으로 비용함수와 결합, 추정된 공급관계식의 추정계수를 사용하여 신재생발전 1% 확대 시 전력공급가격에 미치는 파급효과에 대한 시뮬레이션 분석을 실시하였다.

신재생에너지와 화석연료는 서로 대체관계인 것으로 측정되었다. 석유가 신재생에너지와 가장 강한 대체관계를 보였으며, 석탄과 신재생에너지 간의 대체성이 가장 낮았다. 신재생에너지 가격이 1% 하락할 경우 다른 조건들이 불변하면 석유, 가스, 석탄 수요는 각각 0.2%, 0.14%, 0.06% 감소하는 것으로 나타났다. 신재생ener지를 1% 추가 투입하면 석탄, 석유, 가스 수요는 각각 0.08%, 0.3%, 0.2% 대체되는 것으로 측정되었으며, 이로 인한 CO<sub>2</sub>의 잠재 감축량은 석탄에서 14만톤, 석유는 1만 9천톤, 가스로부터 6만 4천톤, 총 22만톤 정도로 추산되었다.

신재생에너지 암묵가격은 2003년 이후 안정적인 하향추세를 나타냈는데 이는 신재생에너지 투입을 확대하기 위하여 2002년에 도입된 FIT (2012년 RPS로 대체)가 신재생발전 비용단가의 하락에 영향을 미쳤기 때문인 것으로 해석된다. 신재생발전 설비 1% 증설 시 발생하는 전력공급가격의 잠재적 인상폭은 평균 0.01%에도 못 미치는 것으로 추정되었다. 이는 본 연구의 분석기간 동안 총발전량에 대한 신재생발전 비중이 아직 낮은 수준일 뿐 아니라 초기 발전설비 투자비용이 높은 풍력, 태양광 등 대신 폐기물 등 재래식 에너지원에 대한 의존도가 상당히 높은 상황을 반영한 결과로 해석할 수 있다. 정부의 ‘8차 전력수급기본계획’과 ‘재생에너지 3020 이행계획’에 의하면 향후 신재생발전 비중과 현대식 신재생에너지 비율의 증가가 예상되는 만큼 전력공급가격의 점진적 인상은 불가피할 것으로 보인다.

본 연구의 한계로서 분석 대상인 신재생발전의 파급효과에 초점을 맞추는 과정에서 총발전량 가운데 30%대의 전력을 공급하는 원전에 대한 성과분석은 이루어지지 못한

점을 지적할 수 있다. 문재인정부는 전력생산에서 신재생에너지의 사용비율을 점증적으로 확대하고 원전 비중을 축소하는 탈원전 에너지정책을 장기적 국정과제로 추진하기로 하였다. 하지만 에너지 공급의 안정화와 전력수급의 균형을 추구하는 데 있어서 원전의 경제성과 환경친화성을 고려하면 제로원전을 지향하는 대신 원전의 활용도를 유지해야 한다는 것이 전문가들의 보편적 견해이다. 이에 원전 비중은 일정 범위 내에서 등락을 거듭할 전망이다. 그 변화에 따라 발전비용과 전력공급가격에 상당한 영향을 미치게 된다. 향후 연구과제로서 원자력을 전력 생산함수의 투입요소에 추가로 포함시켜 원자력과 화석연료, 원자력과 신재생에너지 간 대체관계 등을 측정하고, 원전 축소가 전력공급가격에 미치는 파급효과를 분석하고자 한다.

## [References]

- 이명헌, 『탄소경제학』, 학현사, 2017.
- 이명헌, “국내 발전 산업에 대한 생산요소 간 효율적 배분의 비용절감 및 전력공급가격 파급효과,” 『경제연구』, 제34권 제3호, 2016, pp. 87~104.
- 이명헌, “국내 제조업에 대한 비가격 신재생에너지의 암묵가격, 대체가능성, 생산성 파급효과 분석,” 『자원·환경경제연구』, 제24권 제4호, 2015, pp. 727~745.
- Allen, R. G. D., *Mathematical Analysis for Economists*, London: Macmillan, 1938.
- Apergis, N. and J. E. Payne, “Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from the Commonwealth of Independent States”, *Energy Economics*, Vol. 31, 2009, pp. 641~647.
- Atkinson, S. E. and R. Halvorsen, “Parametric Tests for Static and Dynamic Equilibrium”, *Journal of Econometrics*, Vol. 85, 1998, pp. 33~50.
- Berndt, E. R. and C. J. Morrison, “Capacity Utilization Measures: Underlying Economic Theory and an Alternative Approach”, *American Economic Review*, Vol. 71, 1981, pp. 48~52.
- Brown, R. S. and L. R. Christensen, “Estimating Elasticities of Substitution in a model of Partial Static Equilibrium: An Application to U.S. Agriculture 1947 to 1974”, in: E.R. Berndt and B.C. Field(eds.), *Modeling and Measuring Natural Resource Substitution*.

- Cambridge, Massachusetts: M.I.T. Press, 1982.
- Chang, T., R. Gupta, R. Inglesi-Lotz, B. D. Simo-Kengne, D. Smithers, and A. B. Trembling, “Renewable Energy and Growth: Evidence from Heterogeneous Panel of G7 Countries Using Granger Causality”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 52, 2015, pp. 1405~1412.
- Diewert, W. E., “Duality Approaches to Microeconomic Theory”, in: K.J. Arrow and M.D. Intriligator, M.D. (eds.), *Handbook of Mathematical Economics*, Vol. 2. North-Holland, Amsterdam, 1982.
- Ellis, G. M. and R. Halvorsen, “Estimation of Market Power in a Nonrenewable Resource Industry”, *Journal of Political Economy*, Vol. 110, 2002, pp. 883~899.
- Halvorsen, R. and T. R. Smith, “Substitution Possibilities for Unpriced Natural Resources: Restricted Cost Function for the Canadian Metal Mining Industry”, *Review of Economics and Statistics*, Vol. 68, 1986, pp. 398~405.
- Kmenta, *Elements of Econometrics*, NY: Macmillan, 1986.
- Lau, L. J., “A Characterization of the Normalized Restricted Profit Function”, *Journal of Economic Theory*, Vol. 12, 1976, pp. 131~163.
- Lee, M., “Environmental Regulations and Market Power: The Case of the Korean Manufacturing Industries”, *Ecological Economics*, Vol. 68, 2008, pp. 205~209.
- Lee, M., “Measurement of Market Power for the Environmentally Regulated Korean Iron and Steel Manufacturing Industry”, *Resources Policy*, Vol. 36, 2011, pp. 249~254.
- Lee, M., “The Effects of an Increase in Power Rate on Energy Demand and Output Price in Korean Manufacturing Sectors”, *Energy Policy*, Vol. 63, 2013, pp. 1217~1223.
- McFadden, D., “Cost, Revenue, and Profit Functions”, in: M. Fuss and D. McFadden(eds.), *Production Economics: A Dual Approach to Theory and Application*, Vol. 1. Amsterdam: North-Holland, 1978.