

전력계통 모의를 통한 에너지세제 개편의 전력가격 및 조세수입에 대한 영향 연구

김윤경* · 박광수** · 조성진***

요약: 본 논문은 2014년 7월과 2015년 7월부터 시행된 발전용 유연탄 과세와 LNG 세율 변경을 중심으로 세제 개편의 시나리오들을 설정하여 2029년까지의 SMP, 정산단가, 조세수입에 대한 영향을 추정하고, 시나리오 1(기준시나리오)의 값들과 비교하였다. 추정에서는 우리나라의 전력계통과 전력시장 운용방식에 특화된 모형과 전력수급기본계획 등의 정부 계획자료를 이용하여 전력계통 모의 실험을 실시하였다. 발전용 유연탄에 과세하고 조세중립성을 확보하기 위해 LNG에 대해서도 과세하는 경우에 단기에 SMP는 시나리오 1의 경우에 비해서 낮아진다. 원자력발전의 경우는 과세를 하여도 발전비용이 다른 발전원의 발전비용보다 작고, 원자력발전이 SMP를 결정하는 시간대가 거의 없기 때문에 과세가 SMP에 미치는 영향은 거의 없다. 따라서 SMP와 정산단가의 동조화관계가 성립한다면, 단기에 발전용 유연탄에 대한 과세로 에너지소비의 전력화현상을 둔화시키는 것은 어렵다. 그러나 중·장기에는 석탄발전설비가 충분히 확보되면 발전용 유연탄에 대한 과세는 SMP를 상승시키므로 세제 개편의 형태가 단기에 발전용 유연탄에만 과세하고 신규 유연탄 발전설비가 충분히 도입된 이후에 LNG에 대한 세율을 조정하면 에너지세제 개편으로 전기요금을 인상시켜서 전력수요를 감소시키려는 목적은 달성할 수 있을 것이다. 중·장기에는 발전설비의 확충으로 LNG복합발전기의 이용률이 낮아지므로 LNG에 대한 세율이 정산단가에 영향을 미치지 못한다. 원자력발전에 대한 과세는 SMP에 대한 영향과는 달리 정산조정계수의 영향으로 정산단가를 상승시켰다. 중·장기에 에너지세제가 갖는 순효과는 전력공급력의 확대에 따른 정산단가 하락이 에너지세제 부과에 따른 정산단가 상승을 상쇄시키는 정도에 따라서 달라질 것이다. 과세대상 중에서 원자력발전의 경우에 과세하는 경우에 추가적으로 발생하는 조세수입이 가장 컸다. 에너지세제의 형태와 조세수입의 관계를 보면 발전용 유연탄에 대한 세율이 높을수록, 그리고 원자력발전에 신규로 조세를 부과할수록 조세수입은 커진다.

주제어: 에너지세제, SMP, 정산단가, 조세수입, 전력계통모의

JEL 분류: H2, N7, Q43

접수일(2015년 3월 31일), 수정일(2015년 6월 5일), 게재확정일(2015년 9월 15일)

* 이화여자대학교 사회과학대학 경제학전공 부교수, 제1저자(e-mail: yoonkkim@ewha.ac.kr)

** 에너지경제연구원 에너지정보통계센터 에너지수급연구실 선임연구위원(e-mail: kspark@keei.re.kr)

*** 에너지경제연구원 전력정책연구본부 전력정책연구실 연구위원, 교신저자(e-mail: chosj0327@keei.re.kr)

Impacts of Energy Tax Reform on Electricity Prices and Tax Revenues by Power System Simulation

Yoon Kyung Kim*, Kwang Soo Park** and Sungjin Cho***

ABSTRACT : This study proposed scenarios of tax reform regarding taxation on bituminous coal for power generation since July 2015 and July 2014, estimated its impact on SMP, settlement price, tax revenue from year 2015 to year 2029. These scenarios are compared with those of the standard scenario. To estimate them, the power system simulation was performed based on the government plan, such as demand supply program and the customized model to fit Korea's power system and operation. Imposing a tax on bituminous coal for power generation while maintaining tax neutrality reducing tax rate on LNG, the short-term SMP is lowered than the one of the standard scenario. Because the cost of nuclear power generation is still smaller than costs of other power generation, and the nuclear power generation rarely determines SMPs, the taxation impact on SMP is almost nonexistent. Thus it is difficult to slow down the electrification of energy consumption due to taxation of power plant bituminous coal in the short term, if SMP and settlement price is closely related. However, in the mid or long term, if the capacity of coal power plant is to be big enough, the taxation of power plant bituminous coal will increase SMP. Therefore, if the tax reform is made to impose on power plant bituminous coal in the short term, and if the tax rate on LNG is to be revised after implementing big enough new power plants using bituminous coal, the energy demand would be reduced by increasing electric charges through energy tax reform. Both imposing a tax on power plant bituminous coal and reducing tax rate on LNG increase settlement price, higher than the one of the standard scenario. In the mid or long term, the utilization of LNG complex power plants would be lower due to an expansion of generating plants, and thus, the tax rate on LNG would not affect on settlement price. Unlike to the impact on SMP, the taxation on nuclear power plants has increased settlement price due to the impact of settlement adjustment factor. The net impact of energy taxation will depend upon the level of offset between settlement price decrease by the expansion of energy supply and settlement price increase by imposing a tax on energy. Among taxable items, the tax on nuclear power plants will increase the most of additional tax revenue. Considering tax revenues in accordance with energy tax scenarios, the higher the tax rate on bituminous coal and nuclear power, the bigger the tax revenues.

Keywords : Energy tax, SMP, Market clearing price, Tax revenue, Electricity power system simulation

Received: March 31, 2015. Revised: June 5, 2015. Accepted: September 15, 2015.

* Associate Professor, Department of Economics, Ewha Womans University(e-mail: yoonkkim@ewha.ac.kr)

** Senior Research Fellow, Korea Energy Economics Institute(e-mail: kspark@keei.re.kr)

*** Corresponding author, Research Fellow, Korea Energy Economics Institute(e-mail: chosj0327@keei.re.kr)

I. 서론

우리나라에서는 2011년 9월 15일에 순환 단전 사태가 발생하였다. 이 사태를 계기로 정부는 에너지정책을 기존의 공급 확보 중심에서 수요 관리 중심으로 전환시키고 있다. 그리고 정부는 낮은 전기요금 수준으로 다른 에너지원에 대한 수요가 전기에너지로 전환되어 전력소비가 급증하는 문제를 해결하기 위해서 에너지가격체계의 개편을 추진하고 있다.

제2차 에너지기본계획(2014, 이하 2차 에기본)에서 제시한 에너지원별 가격지수를 보면 2005년을 100으로 할 때에 2012년에 도시가스는 175, 등유는 160이지만, 전력은 133이다. 소비추이를 보면 2005년을 100으로 할 때에 2012년에 도시가스는 107, 등유는 56이지만, 전력은 140이다. 과거에 비해서 석유제품들, 도시가스 등의 가격은 크게 상승하였지만, 전기요금은 물가 등을 고려하여 요금 인상을 최소로 하였고 이는 에너지소비의 전력화현상(electrification)을 가속화시켰다.

2차 에기본에서는 에너지가격체계의 합리적 개편의 일환으로 기존 비과세였던 발전용 유연탄에 개별소비세를 부과하는 방안을 제시하고 있다. 발전원으로 사용되는 특정에너지원에 대해서 조세가 부과되면 전력가격은 상승하고, 이를 통해서 에너지원간 상대가격 구조가 개선되면서 전력에 대한 수요는 감소한다. 이는 에너지소비의 전력화현상을 완화시킬 수 있다. 이에 따르면 발전용 유연탄에는 24원/kg의 세율을 적용하지만, 초기에는 탄력세율을 적용하여 18원/kg을 과세한다. 조세 형평성(tax equity), 조세 중립성(tax neutrality), 에너지원 간의 상대가격 개선을 위하여 전력의 대체재인 LNG, 등유, 프로판가스의 세율은 각각 60원/kg에서 42원/kg, 104원/L에서 72원/L, 20원/L에서 14원/L로 인하한다.

산업통상자원부와 기획재정부는 2014년 2월에 개별소비세법 시행령 일부 개정안을 공표하였고, 2014년 7월부터 전력 소비가 과도하게 증가하는 것을 억제하기 위해 발전용 유연탄에 개별소비세를 새롭게 부과하고 있다. 발전용 유연탄, LNG과 프로판가스(가정·상업용)에는 2차 에기본의 세율을, 등유에는 63원/L을 적용한다. 발전용 유연탄에는 한시적으로 하한탄력세율 30%를 적용하여 순발열량 기준으로 5,000kcal/kg 이상에 대해서 19원/kg, 그 미만은 17원/kg의 개별소비세를 부과하였다.

2015년 7월에 개정된 개별소비세법 시행령 일부개정령에 따르면 발전용 유연탄에 대한 세율은 발열량 기준 5,000kcal/kg 이상의 고열량탄에 22원/kg, 저열량탄에 24원/kg을 부과하여 기본세율로 환원되었다. 그리고 LNG에 대한 하한탄력세율도 종료되어 기본세율 60원/kg으로 환원되었다.

본 논문에서는 정부와 기존연구에서 제시한 다양한 에너지세제 개편안들을 기초로 하여 우리나라가 추가적으로 세제 개편을 추진할 때에 실현가능성이 상대적으로 높다고 할 수 있는 에너지세제 개편안 시나리오들을 설정한다. 그리고 시나리오별로 에너지세제가 개편되었을 때에 우리나라의 전력시장에 나타날 영향을 계통한계가격(System Marginal Price, SMP), 전기요금, 조세수입의 변화 측면에서 파악한다. 전기요금에 대한 영향은 정산단가에 의한 영향을 대리변수로 이용한다.

분석대상으로는 기저부하의 전원에 해당하는 발전용 유연탄과 첨두부하의 전원에 해당하는 LNG를 선정한다. 석유발전이 우리나라 발전에서 차지하는 비중은 2011년에 1.9%, 2012년에 2.7%로 낮기 때문에 분석대상에서 제외하였다. 원자력발전에는 2차 예기본에서 제시한 외부비용 최대 추정값¹⁾을 내재화한 개별소비세를 적용하여 분석대상에 포함시킨다.

에너지세제의 개편이 SMP, 전기요금, 조세 수입에 가져올 변화를 살핀 선행연구들은 적고, 분석방법도 한계점을 가지고 있다. 에너지세제에 대해서 살핀 선행연구들은 현행 전력시장제도 및 전력계통 운영의 특징을 반영하지 않고 대부분 회계적 방법을 이용하여 분석하였다. 이에 비해서 본 논문은 분석에서 현행 우리나라 전력시장제도 및 계통시스템 특징을 현실적으로 반영한 전력시장모형 M-Core를 이용한다. 이를 통하여 우리나라의 전력시장을 실제로 반영한 분석결과를 도출한다.

본 논문의 결과는 우리나라의 현행 전력시장제도와 전력계통 운영의 특징을 반영하며, 다양한 에너지세제 시나리오들을 설정한 것에 기초한다. 따라서 우리나라의 전력시장에서 발생할 에너지세제 개편에 의한 결과와 문제점을 도출하므로 에너지세제 개편에 따른 정책 효과를 극대화하면서 부작용을 최소화할 수 있는 정책 대안을 제시할 수 있을 것이다.

1) 산업통상자원부(2014).

본 논문은 다음과 같이 구성된다. II는 선행연구이다. 에너지 세제, 특히 전력부문에 대한 과세가 전력시장 및 전력가격에 미친 영향들을 분석한 국내외 연구들을 정리한다. III은 전력계통 모의 프로그램 M-Core의 구조, 모의를 위한 기초입력자료, 에너지세제 시나리오 설계에 대하여 서술한다. IV는 시나리오별 추정 결과이다. 에너지세제 시나리오별로 추정된 SMP, 정산단가 및 조세수입을 시나리오 1의 해당 값들과 비교하여 발전용 연료인 유연탄, LNG, 원자력발전에 대한 세금 부과 영향을 파악한다. V는 결론이다.

II. 선행연구

1. 국내선행연구

지상호·김신아(2013)는 개별소비세법 시행령 일부 개정안의 주요 내용을 이용하여 한국전력의 전력구입비 변동분과 전기요금 인상 효과를 분석하였다. 이 연구는 회계적 방법과 시나리오 설정을 이용하였고, 발전용 유연탄에 대한 세금(18원/kg) 부과와 LNG에 대한 세율 인하(60원/kg → 42원/kg)를 적용하였다. 분석기간은 6차 수급계획을 고려하여 2027년까지로 하고 있다.

분석결과에 따르면 발전용 유연탄에만 과세하는 경우에 한국전력의 전력구입비 증가액은 2015년에 15,211억 원이며, 분석대상을 2020년까지로 한 추정에서 연평균 비용증가액은 약 20,997억 원이다. 발전용 유연탄 과세에 따른 전력구입비 증가는 6차 수급계획의 전기요금을 2015년에 2.46%, 2020년에 3.99%, 2027년에 3.24%로 인상시킬 것으로 전망하였다. 발전용 유연탄 과세와 LNG 세율 인하를 동시에 적용하면 2015년의 전기요금을 1.92%, 2020년에 3.62%, 2027년에 2.21% 상승시킨다. 이에 근거하여 지상호·김신아(2013)는 LNG 세율 인하에 따른 SMP 하락 효과가 발전용 유연탄 과세에 따른 SMP 상승 효과보다 작아서 전체적으로 SMP는 상승한다고 전망하였다.

김태현 외(2014)는 발전용 유연탄에 대한 세율 유형을 5가지로 설정하고, 각 세율을 적용하여 전력거래단가, 전력생산비용, 전력산업기반기금, 부가가치세 등을 고려한 최종소비자가격을 이용하여 에너지세제 개편안에 따른 전력가격 변화를 추정하

였다. 이 연구는 회계적 방법, CGE, 시나리오 설정을 이용하였다. 설정한 과세수준을 보면 비수송용 유류 및 LNG에 30% 하한 탄력세율을 적용하여 LNG는 42원/kg, 등유는 63원/L, 프로판가스는 14원/L 이다. 분석결과에 따르면 2012년 실적에 대비하여 전력가격은 유연탄에 30원/kg의 세율을 부과한 개편안 1의 경우에 4.47%(5.03원/kWh), 유연탄에 21원/kg의 세율을 부과하는 개편안 2의 경우에 2.95%(3.33원/kWh) 만큼 인상된다.

이 연구는 에너지세제 개편이 갖는 장점으로 다음의 세 가지를 언급하였다. 첫 번째로 에너지세제 개편은 에너지원간 상대가격을 조정하므로 전력과 비전력간의 에너지수급구조 왜곡을 시정하고, 에너지 낭비를 방지하며, 에너지수급 구조를 효율화한다. 더하여 세제 개편을 조세중립적으로 시행하면 국민들의 세제 개편에 의한 부담을 완화시키므로 국민들의 수용성도 증가시킬 수 있다. 두 번째로 세제 개편으로 전력수요가 감소하면 단기에는 LNG 발전에 대한 수요를, 장기에는 신규 발전설비를 필요로 하지 않게 되므로 높은 비중의 유연탄 발전에 대한 수요를 감소시킬 수 있어 온실가스 배출을 감소시킨다. 세 번째로 에너지세제의 개편으로 발생하는 조세 수입을 사용하여 저소득층의 에너지이용 접근성과 에너지복지를 향상시킬 수 있다.

김승래(2011)는 지속가능한 녹색성장을 달성하기 위한 조세·재정체제 개편의 근거, 정책 방안의 설계, 이에 따른 파급효과 등을 분석하였다. 이 연구는 에너지세제 개선요인들을 고려하여 에너지세제의 환경친화적 기능을 강화하는 방향으로 5가지의 시나리오를 구성하였다. 시나리오별 세수, 물가, 소득분배효과를 일반균형적 파급효과 분석방법으로 추정하였다. 세수 효과에 대한 분석 결과에 따르면 CO₂ 배출에 의한 외부효과의 내재화로서 탄소세를 신규로 도입하는 시나리오에서 9.1조 원, 기존 에너지과세에 OECD 평균세율을 적용하는 시나리오에서 9.2조 원, 에너지과세의 물가연동을 추가하는 시나리오에서 1.6조 원, 기존 에너지세제에 반영되지 않은 외부비용을 모두 고려하는 시나리오에서 10.6조 원, 이상의 모든 경우들을 고려하는 시나리오에서 30.7조 원의 세수가 증가한다. 김승래(2011)는 탄소세 도입 및 기존 에너지세제의 조정을 통한 세율 인상은 시나리오별로 0.13~1.32%의 물가상승을 유발시킨다고 평가하였다.

〈표 1〉 국내선행연구

	세제 형태	분석방법	세제 개편안 및 분석결과
지상호·김신아 (2013)	발전용 유연탄에 18원/kg, LNG에 대한 세율 인하 60원/kg → 42원/kg	회계적 방법, 시나리오	- 발전용 유연탄 과세 시의 전기요금 증가율은 2015년에 2.46%, 2020년에 3.99%, 2027년에 3.24%임. - 발전용 유연탄 과세와 LNG 세율 인하의 병행에서 전기요금 증가율은 2015년에 1.92%, 2020년에 3.62%, 2027년에 2.21%, SMP 113.19원/kWh(적용 전보다 1.52원/kWh 만큼 상승)임.
김태현 외 (2014)	발전용 유연탄에 30원/kg과 21원/kg, 중유에 63원/L, 비수송용 유류에 하한탄력세 -30%, 수송용 유류에 대한 미조정과 조세 중립	회계적 방법, CGE, 5가지의 시나리오	- 최종소비자가격을 이용하여 에너지세제 개편안에 따른 전력가격 변화를 추정함. - 발전용 유연탄에 대한 60원/kg 부과 시에 전력가격은 2.95%(3.33원/kWh) 인상함.
김승래 (2011)	에너지세제의 환경친화적 기능 강화	CGE, 시나리오	- 세수 증가는 탄소세 도입 시에 9.1조 원, 기존에너지과세에 OECD 평균세율 적용 시에 9.2조 원, 에너지과세의 물가연동 시에 1.6조 원, 미반영 외부비용의 전체 적용 시에 10.6조 원, 이상의 경우들 모두 적용 시에 30.7조 원임.
강만옥 (2011)	배출권가격 25€/C-ton, 주요국의 탄소세 평균세율	회계적 방법, 2가지 시나리오	- 탄소세에 의한 조세수입 효과는 9조 3,000억 원~10조 6,000억 원, CO ₂ 감축효과는 96만 톤~130만 톤임.

강만옥 외(2011)는 에너지 사용에 따른 외부비용을 시장가격에 내재화하기 위해서 탄소세 및 친환경적 에너지세제 개편이 필요하다고 주장하였다. 분석에서는 회계적 방법을 이용했고, 탄소세율 부과 형태에 따라서 2가지의 시나리오를 구성하였다. 시나리오 1은 IPCC의 에너지원별 CO₂ 배출계수와 Cambridge Econometrics의 배출권가격(25€/C-ton)을 반영한 에너지원별 단위당 CO₂ 배출비용을 적용하였다. 시나리오 2는 스웨덴, 노르웨이, 핀란드, 덴마크, 독일, 스위스, 캐나다의 에너지원별 탄소세 평균세율과 동일한 세율을 우리나라에 부과하였다.

분석결과에 따르면 세수 효과는 시나리오 1에서 9조 3,000억 원, 시나리오 2에서 10조 6,000억 원이었다. Kakwani 지수(K)²⁾를 이용한 탄소세 부과의 소득재분배 추정

2) Kakwani 지수는 조세집중도지수에서 세전 지니계수를 차감한 값이다. 이 값이 0보다 작으면 역진적 조세, 0이면 비례세적 조세, 0보다 크면 누진적 조세이다.

결과에 따르면, 탄소세 부과는 역진적 특성을 나타내서 상대적 취약 계층인 저소득층의 조세 부담을 증가시킨다. 이에 탄소세 도입에 대한 사회적 수용성을 제고하려면 탄소세 수입의 일정 부분을 빈곤층 지원, 저소득층에 대한 소득 보조 등으로 활용해야 한다고 언급하였다.

2. 국외선행연구

Wild, Bell and Foster (2012)는 행위자 기반 모형(Agent-Based Modelling)을 기초로 개발한 AMES(American Agent-Based Modelling of Electricity Systems)을 수정·확장하여 호주의 실시간 에너지시장과 보조서비스시장을 반영한 행위자 기반 국가 전력시장모형(Agent based model of the National Electricity Market)을 구축하였다. AMES는 일일전 전력시장(day ahead electricity market)과 현물시장(spot market)의 운영 절차, 법적 내용 등을 포함하므로 전력도매시장 구조, 지역간 혹은 주(state)간 전력유통·거래, 송·배전망 제약, 경제급전 등에서 나타나는 호주의 전력시스템 특징을 포함한다.

이 연구는 AMES를 이용하여 온실가스 감축을 위한 비가격 수단인 배출권거래제 혹은 가격 수단인 탄소세가 전력도매시장과 소매시장의 가격에 미치는 영향을 추정하였다. 분석 결과에 따르면 탄소가격(\$/t-CO₂) 부과 후의 단위당 소매전기요금은 탄소가격에 대한 가정에 따라서 23.14~26.43Cents/kWh이었다. 이는 탄소가격 부과 이전(BAU)의 소매전기요금보다 0.73~4.02Cents/kWh(3.3~17.9%)만큼 높다. 탄소가격을 내재화한 경우의 소매전기요금과 인상률은 주(state)마다 다르지만, 모든 주에서 전기요금은 상승한다.

Wachirangsrikul *et al.* (2013)은 태국을 대상으로 동태 CGE 모형을 이용하여 탄소세 부과 정책이 CO₂ 배출과 거시경제에 미치는 영향을 분석하였다. 이 연구는 BAU 시나리오, 탄소세 150baht/톤의 저(低)탄소세 부과 시나리오, 탄소세 450baht/톤의 평균 탄소세 부과 시나리오, 탄소세 750baht/톤의 고(高)탄소세 부과 시나리오를 구성하였다. 시나리오별로 CO₂ 감축률과 전기요금 상승에 따른 경제성장률의 변화를 추정한 결과에 따르면, 온실가스 배출은 BAU 시나리오에 비해서 低탄소세 부과 시나리오에서 0.5%, 고탄소세 부과 시나리오에서 2.2% 감소한다. 이 연구는 고

탄소세 부과 시나리오가 단기에 저탄소세 부과 시나리오보다 거시경제에 더 큰 영향을 미치지만 그 크기는 태국 경제가 감내할 수 있는 수준이라고 평가하였다. 온실가스 감축 효과의 크기는 단기보다 10년의 장기에 더 크다고 언급하였다.

탄소세 부과에 따라 전력생산비용은 증가하지만, 전기요금 상승률은 BAU 시나리오 대비 저탄소세 부과 시나리오에서 단기에 2.1%, 장기에 1.98% 로 감소한다. 전기요금 인상 효과는 고탄소세 부과 시나리오에서 단기에 6.5%, 장기에 5.9% 였다. 이러한 결과들에 근거하여 Wachirarangsrikul *et al.* (2013)는 탄소세 부과가 경제성장에 큰 영향을 미치지 않으며, 높은 수준의 탄소세를 부과하여도 거시경제에 대한 영향은 크지 않다고 평가하였다.

Voorspools *et al.* (2005)은 전력계통 운영 모의모형 PROMIX³)를 이용하여 벨기에를 대상으로 1차 에너지에 대한 세제(energy tax on primary energy use)와 탄소세가 전원 믹스에 미치는 영향을 추정하였다. 1차 에너지원에 대한 세제는 보다 높은 효율을 갖는 발전원의 이용률을 높이는 목적을, 그리고 탄소세는 온실가스 배출이 많은 전원을 배출이 적은 전원으로 대체하는 목적을 갖는다. 더하여 이 두 가지 조세는 모두 전원별 경제급전 우선순위(economic dispatch)에 영향을 미쳐 전원 믹스를 조정한다는 목적을 갖는다. 분석결과에 따르면 최종에너지에 대한 과세는 최종소비자들의 행태에만 영향을 미치고 생산자들의 전원 믹스를 변화시키는 유인을 제공하지 않으므로 에너지원에 대한 과세는 최종에너지보다 1차 에너지에 부과하는 것이 효과적이다.

벨기에 전력시장을 대상으로 한 모의 결과에 따르면, 가장 비용효과적인 탄소세는 1~15€/t-CO₂ 이다. 1€/t-CO₂ 보다 낮은 세율은 온실가스를 감축시키지 못하고, 15€/t-CO₂ 보다 높은 세율은 온실가스를 추가로 저감시키지 못하면서 전력생산비용과 세수만을 증가시킨다. 최적탄소세 추정값은 13€/t-CO₂ 이다. 그리고 1차 에너지에 대한 가장 비용효과적 세율은 0.2€/GJ이다. 세율이 0.2€/GJ 보다 낮으면 1차 에너지 소비에 변화를 초래하지 못하고, 1€/GJ보다 높으면 1차 에너지 소비는 절감시키지 못하면서 전력생산비용만을 높인다. 모의 결과 따르면 탄소세는 에너지세가 유발하는 것과 동일한 에너지 소비량 절약 효과 외에, 더 큰 온실가스 감축 효과를

3) ENPEP, MARKAL, MIDAS GOLD, MODEST, POWRSYM, UPLAN-E와 유사한 전력계통 모의 프로그램이다.

갖는 것으로 추정되었다. 이 연구는 분석 결과들에 근거하여 에너지세제와 탄소세 중에서 탄소세가 더 효율적이라고 결론지었다.

〈표 2〉 국외선행연구

	대상국	세제형태	분석방법	세제 개편안 및 분석결과
Wild <i>et al.</i> (2012)	호주	배출권거래제, 탄소세	행위자 기반 국가 전력시장모형	- 탄소가격 부과 후의 소매전기요금은 23.14~26.43 Cents/kWh이며, BAU 보다 0.73~4.02 Cents/kWh 만큼 높음.
Wachirarangsrikul <i>et al.</i> (2013)	태국	탄소세	CGE, 시나리오	- 탄소세 부과로 전기요금 상승률은 BAU 대비 低탄소세 부과에서 단기에 2.1%, 장기에 1.98%, 高탄소세 부과에서 단기에 6.5%, 장기에 5.9% 임.
Voorspoels <i>et al.</i> (2005)	벨기에	1차 에너지 세제, 탄소세	모의	- 비용효과적 탄소세는 1~15 €/t-CO ₂ , 최적탄소세 세율은 13 €/t-CO ₂ 임. 비용효과적 1차에너지 세율은 0.2 €/GJ임.

III. 시나리오 설계 및 분석 모형

1. 에너지세제 시나리오의 설정

에너지세제 시나리오 11개에서 설정하는 과세대상과 세율은 국내선행연구에서 설정한 시나리오, 국내선행연구들의 분석 결과들, 2차 예기본의 세율, 개별소비세법 일부 개정안 등의 내용을 기초로 한다. 시나리오들은 3가지의 세제 기준을 갖고 있다. 이는 발전용 유연탄에 대한 과세 여부와 세율 수준, LNG에 대한 세율 수준, 원자력발전에 대한 과세 여부이다. 시나리오 1, 2, 3, 4는 병렬관계이며, 나머지는 하위시나리오에 해당한다. 원자력발전에 대한 과세는 원자력발전의 연료가격에 과세하는 형태이며, 2차 예기본에서 고려하는 외부비용에 대한 최대추정값(5.75원/kWh)을 내재화하는 것이다.⁴⁾

4) 2차 예기본에 따르면 원자력발전 1,000MW의 이용율 80% 하에서 외부비용의 최대추정값은 5.75원/kWh이다. 본 분석에서는 원자력발전의 외부비용을 세금으로 과세하지만, 원전사고위험 대응비용과 같은 외부비용을 원전발전비용에 반영하는 국가 또는 조세로 내재화하는 국가는 없다. 원자력발전의 사고에 대한 대응은 원자력손해배상제도의 개선을 통해서 이루어져야 하며, 보험료 인상에 따른 발전비용 증가분은 원자력발전의 직접비용에 반영되어야 한다. 원전사고 대응비용은 불특정한 시점에 필요한 비용이므로 부담금

시나리오 1은 기준시나리오이며, 발전용 유연탄, LNG, 원자력발전에 대해서 2014년 7월 1일 이전의 세율을 적용한다. 이 경우에 발전용 유연탄과 원자력발전에 대해서는 과세하지 않고, LNG에 대한 세율은 60원/kg이다(<표 3> 참조). 시나리오 2, 3, 4는 조세중립성을 위하여 LNG에 대한 세율을 기존의 60원/kg에서 42원/kg로 낮추어 고정시키고, 원자력발전에 대해서는 과세하지 않지만, 발전용 유연탄에 대한 개별소비세를 변화시키는 경우이다. 시나리오 2는 2014년 7월에 개정된 개별소비세법 일부 개정안을 적용한 것이다. 개별소비세 일부 개정에 따르면 발전용 유연탄에 대한 개별소비세는 발열량 기준 5,000kcal/kg 이상의 고열량탄에 17원/kg을, 그 이하의 저열량탄에 19원/kg을 부과한다. LNG에 대해서는 18원/kg의 하한탄력세율을 적용한 42원/kg을 적용한다. 분석에서는 평균세율 18원/kg을 적용한다. 시나리오 3은 2015년 7월에 개정된 개별소비세법 시행령 일부개정령을 반영한 것이다. 개별소비세법 시행령 일부개정령에 따르면 발전용 유연탄에 대한 세율은 발열량 기준 5,000kcal/kg 이상의 고열량탄에 22원/kg, 저열량탄에 24원/kg을 부과한다. 분석에서는 평균 세율 23원/kg을 적용한다. LNG에 대해서는 하한탄력세율 42원/kg을 적용한다. 시나리오 4는 발전용 유연탄에 상한탄력세율의 개별소비세를 부과한 경우이며, 30원/kg을 적용한다.

〈표 3〉 에너지세제 시나리오와 시나리오별 하위시나리오

시나리오	유연탄(원/kg)	LNG(원/kg)	원자력발전(원/kWh)	원전 과세 여부
1	0	60	0	X(비과세)
1-1			5.75	○(과세)
2	18 (하한탄력세율)	42	0	X
2-1			0	X
2-2			5.75	○
3	23 (기본세율)	42	0	X
3-1			0	X
3-2			5.75	○
4	30 (상한탄력세율)	42	0	X
4-1			0	X
4-2			5.75	○

으로 부과하여 적립하는 것이 적합할 것이다. 원전사고위험비용, 정책비용 등과 같은 외부비용을 개별소비세로 부과하고 이를 이용하여 일반예산으로 미리 재정지출하면, 미래에 심각한 원전사고가 발생하였을 때에 국채를 발행하여 피해비용을 감당해야 한다. 이는 이중과세의 가능성을 갖는다.

시나리오 1-1은 시나리오 1의 세율과 마찬가지로 발전용 유연탄에 대해서 과세하지 않고 LNG에 대한 세율을 60원/kg으로 한다. 그러나 원자력발전에 대해서는 5.75원/kWh를 과세하여 시나리오 1과 차별성을 갖는다.

시나리오 2-1, 3-1, 4-1은 LNG에 대한 세율을 60원/kg으로 고정시키고, 원자력발전에 대해서는 과세하지 않지만, 발전용 유연탄에 대한 세율을 18원/kg, 23원/kg, 30원/kg으로 변화시키는 경우이다. 시나리오 2, 3, 4의 경우에 LNG에 대해서 42원/kg의 세율을 적용하지만, 시나리오 2-1, 3-1, 4-1은 LNG에 대한 세율을 60원/kg으로 하는 차이를 갖는다.

시나리오 2-2, 3-2, 4-2는 발전용 유연탄에 대한 세율을 18원/kg, 23원/kg, 30원/kg으로 변화시키고, LNG에 대한 세율을 60원/kg으로 고정시킨다. 그리고 원자력발전에 대해서는 5.75원/kWh를 과세한다. 시나리오 2, 3, 4의 경우는 원자력발전에 대해서 과세하지 않지만, 시나리오 2-2, 3-2, 4-2는 원자력발전에 대해서 과세한다는 차이를 갖는다.

2. 분석모형: M-Core

1) M-Core 개요⁵⁾

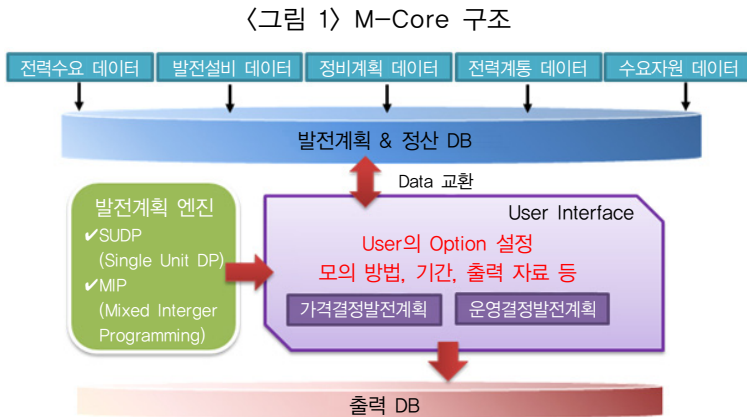
본 논문에서는 에너지세계 개편으로 변화하는 연도별 SMP, 정산단가, 조세수입의 정도를 추정하기 위해서 엔지니어링 모형(Engineering model) 기반 전력계통 모의 전산모형 M-Core를 사용한다. M-Core는 우리나라의 전력계통과 전력시장 운용 방식에 특화된 전력시장 시뮬레이터로서 장·단기를 대상으로 전력계통 모의를 수행한다. M-Core는 우리나라의 전력시스템을 반영한 가격결정발전계획과 운영발전계획에 대한 모의를 통해 전원별, 그리고 발전기별로 SMP, 발전량, 이용률, 연료사용량, 정산단가 등을 도출한다. SMP의 경우는 시간대별로, 월별로, 연도별로 도출할 수 있다.

M-Core는 전력거래 전일의 발전기별 입찰량을 기초로 가격결정발전계획 모듈에서 추정된 SMP와 전력계통에 영향을 주는 제약조건들을 고려한 실제계통운전에서

5) M-Core에 대한 보다 상세한 내용은 부록 1, 장인의공간(2011a), 장인의공간(2011b), 김형태 외(2012), 노동석(2013), 박광수·조성진(2014)을 참조한다.

도출된 발전량 정보를 이용하여 정산금액을 도출한다. 변동비 반영(Cost-Based Pool, CBP)의 우리나라 전력시장에서 정산금액은 생산된 전력에 지불하는 에너지가격 (Scheduled Energy Payment, SEP), 중앙급전발전기 설비 보상 성격의 용량요금 (Capacity Payment, CP), 보조서비스(Uplift)에 대한 보상 금액을 이용한다.

M-Core의 구성은 <그림 1>과 같으며, 발전계획 모의를 위한 입력력 데이터베이스, 발전계획 모의를 수행하는 최적화 엔진, 사용자인터페이스(user interface)로 구성된다. 발전계획 모의에는 발전설비, 전력계통, 전력수요 등과 같은 입력자료가 필요하며, 이는 입력 DB(Data Base)로 관리된다. 발전계획 모의 후에 생성된 가격결정발전계획, 운영발전계획 등의 결과는 출력 DB로 관리한다. 입력자료, 출력자료는 <표 4>와 같다.



자료: 장인의 공간(2011a), 노동석(2013)

<표 4> M-Core 입력 및 출력 자료

구분	자료명	
입력 자료	<ul style="list-style-type: none"> - 전력수요(육지/제주) 데이터 - 발전기의 기술적 특성정보 - 복합발전기의 GT/ST 모델링 - 월별 발전기별 연료가격 	<ul style="list-style-type: none"> - 발전기 제약운전(상한/하한/고정) - 중앙급전발전기 신설·폐지 및 정비계획 - 복상조류, 제주 HDVC 한계량 - 송전손실계수
출력 자료	<ul style="list-style-type: none"> - 가격발전 계획, 운영발전 계획 결과 - 한계가격 결정 결과 - 정산 결과(정산보정계수 반영) 	<ul style="list-style-type: none"> - 발전기별 소내전력량, 연료량 등 - 복상조류량, HDVC 조류량

자료: 장인의 공간(2011b), 노동석(2013)

2) 전력계통 모의를 위한 기초입력자료

M-Core에 사용하는 기초입력자료는 7차 수급계획에 적용된 자료를 준용한다. 전력수요에 대해서는 7차 수급계획의 목표수요 전망치를 이용한다. 7차 수급계획에 따르면 우리나라 2012년 전력소비량(실적)은 477,592GWh이며, 2029년의 전력소비량은 656,883GWh으로 예측된다. 전력시장모형을 운용하려면 시간대별 장기 전력수요 자료가 필요하다. 따라서 7차 수급계획의 최대전력수요 및 연간 전력수요량 전망치에 과거 시간대별 수요 패턴을 이용한 스케일링 기법을 적용하여 장기 시간대별 전력수요를 생성하고, 이 생성자료를 입력자료로 사용한다.

전력수요 입력자료에서는 총전력수요량 외에 지역별 전력수요량으로 수도권, 비수도권, 제주권을 구분하여 반영한다. 이는 지역별 전력수요량, 특히 수도권 전력수요량 전망에 따라서 계통제약이 달라져서 수도권 SMP가 상이하게 결정되어 전체 SMP에 영향을 미치므로 전체 전력수요량에 대한 수도권 비율을 정확히 예측해야 한다. 7차 수급계획에 따르면 전체 최대전력수요 대비 수도권 비율은 2015년의 38.32%(동계 최대전력수요 기준)에서 2029년의 34.08%로 하락할 것으로 예측된다. 이에 분석에서는 이 전망치를 적용한다(<표 5> 참조).

<표 5> 제 7차 전력수급기본계획의 최대전력수요 대비 수도권 전력수요 비율(%)

'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29
38.32	38.32	37.79	37.29	36.87	36.51	36.05	35.69	35.36	35.12	34.89	34.67	34.47	34.27	34.08

발전설비에 대해서는 7차 수급계획의 연도별 신규설비 및 폐지 계획을 반영한다. 7차 수급계획에 따르면 2029년까지 폐지설비는 6,760MW(고리1호기 포함)이며, 적정 설비예비율 22% 달성을 위해 필요한 신규설비 용량은 3,456MW이다. 신규설비는 2028년과 2029년에 1,500MW의 원전 2기를 건설하여 확충할 계획이다. 신규 집단에너지 발전설비는 각 설비의 규모, 발전형식 등을 기존 유사설비와 대비하여 반영한다. 발전기의 공급가능용량은 90% 출력 시의 평균값을, 온도에 따른 출력 변화가 큰 LNG복합발전기는 계절별, 월별 공급가능용량의 실적을 고려한다. 계속운전을 하고 있는 고리 1호기는 2017년 6월 말, 그리고 계속운전이 결정된 월성 1호기는 2022년 12월 말에 폐로하는 것으로 가정한다. 기존 건설의향이 반영된 발전설비

와 7차 수급계획에서 반영된 발전설비의 진입일과 폐지일은 7차 수급계획의 발전설비건설계획표의 값을 적용한다.

연료비, 운전유지비에 대한 자료는 7차 수급계획에서 인용한다. 계획예방정비(Maintenance Outage Rate, MOR), 고장정지율(Forced Outage Rate, FOR), 소내전력률 등과 같은 특성자료는 7차 수급계획의 값을 적용한다. 7차 수급계획에 따르면 계획예방정비일수는 원자력발전 1,400MW와 1,500MW의 경우에 기준안은 31일, 상한안은 64일이고, 석탄발전의 경우에 500MW에서 24일, 1,000MW에서 31일이며, LNG복합은 450MW에서 27일, 900MW에서 27일이다.⁶⁾ 본 연구에서는 원자력발전의 계획예방정비기간을 기준안 31일로 적용한다.⁷⁾ 신규설비에 대한 연료원별 등가고장정지율(Equivalent Forced Outage Rate, EFOR)은 원자력발전이 5.3%, 석탄발전 4.7%, LNG복합화력이 5.8%, 양수발전이 1.1%이다. 소내전력률은 원자력발전(1,400MW 및 1,500MW)의 경우에 4.8%를, 석탄발전의 경우에 500MW와 1,000MW에 각각 4.5%와 4.9%를, LNG복합의 경우에 450MW와 900MW에 각각 2.0%와 2.6%를 적용한다. 열소비율(Heat Rate, H/R), 연료비 등은 비용평가위원회 의결자료(2013년 12월)의 발전소별 연료비와 열소비율로 도출한 7차 수급계획의 추정치를 적용한다.

송전손실계수(Transmission Loss Factor, TLF)는 한국전력거래소 비용평가위원회(2015)의 2015년 적용 발전기별 정적손실계수 산정치를 반영한다. 신규발전설비의 경우에 유사발전기 설비를 참고하여 TLF를 추정하여 반영한다. Ramp rate, 최소운전시간(Minimum Up Time, MUT), 최소정지시간(Minimum Down Time, MDT), 기동비용, 열소비율, 한계손실계수, 최소출력값 등과 같은 개별 발전기의 특성자료는 한국전력거래소비용평가위원회(2015)의 자료를 적용한다. 수력발전과 양수발전의 발전패턴은 실적이용률 및 실적입찰자료를 참고하여 모의에 적용한다.

송전제약, 연료제약, 열공급제약 등과 같은 자기제약자료는 한국전력거래소가 제공하는 자료를 이용한다.⁸⁾ 송전제약에서는 권역을 수도권, 비수도권, 제주권로 분할하

6) 2차 예기본에 따르면 원자력발전에 대한 충분한 안전점검과 정비를 실시하여 가동중에 발생하는 고장정지를 최소화하기 위해서 표준정비일수는 기존의 30일에서 35일 이상으로 확대한다.

7) 기준안은 과거 10년간의 원전 예방정비계획기간 실적을 이용한 것이므로 전력시장의 실제 운영상황을 반영할 수 있다.

8) 한국전력거래소는 송전제약, 연료제약, 열공급제약 등과 같은 자기제약자료는 공개하지 않는다. 분석에 사용한 자료는 저자들의 요청에 따라 연구목적으로 한정하여 한국전력거래소가 제공하였다.

여 수도권 북상용통용량 및 제주 초고압직류송전(High Voltage Direct Current, HVDC) 연계선 용통전력량을 반영한다. 모의를 위한 송전제약 전망의 입력자료는 한국전력공사의 2027년까지의 송전선 보강 자료, 한국전력거래소의 2027년까지의 북상조류 물량(MW) 전망 자료이며, 이 자료들에 과거 시간대별 송전제약패턴을 반영하여 사용한다. 2028 ~ 2029년의 송전제약 전망은 2027년의 전망값을 적용한다.

연료제약은 국내탄 또는 LNG의 수급에서 발생하는 제약이다. 대상은 영동화력, 동해화력, 서천화력의 석탄화력발전소와 광양복합발전소이다. 입력자료로서는 최근 3년간의 월별, 시간대별 연료사용량의 평균값을 이용하며, 2029년까지 정해진 해당 발전기의 제약물량(MW)을 적용하였다. M-Core는 국내탄에 대한 연료제약만을 반영할 수 있으므로 광양복합발전소에 대해서는 상한제약을 설정한다.

열공급제약은 지역난방을 공급하는 열병합발전소에서 난방용 열을 공급하기 위해서 발전기가 가동되는 경우에 생산되는 전력을 경제급전 원칙과 무관하게 운영발전계획에 반영되고 있는 점을 반영하는 것이다. 열공급제약 입력자료는 한국전력거래소의 발전기별 실적, 시간대별 패턴 등을 고려하여 추정한 전망치이다. 신규 열병합발전은 유사발전기를 참조하여 열제약 패턴을 생성하고 이를 입력자료로서 적용하였다.

연료자료에 대해서는 7차 수급계획의 전월별 연료가격을 적용한다. 원자력, 석탄, 유류의 기준 열량단가는 2014년 1월~2015년 2월의 평균가격을, LNG 열량단가는 국제유가와와 시차(5개월)를 고려하여 2015년 1월~2015년 5월의 평균단가를 적용한다.

〈표 6〉 기준용량가격(CP)

기준: 2015. 1. 1

발전기별 기준용량가격(2007년 1월 이후 적용)

구분	발전기 기준용량가격 (원/kWh)	송전접속단가 (원/kWh)	수전전력 기본요금 단가 (원/kWh)	기준용량가격 합계 (원/kWh)
발전기(제주제외)	7.17	0.18	0.11	7.46
제주 발전기	22.05	-	-	22.05
국내탄 발전기	24.43	0.18	0.11	24.72

지역별 용량가격계수(RCF), 적용시점: 2015년 1월 1일(전력거래일 기준)

구분	수도권	비수도권	제주
지역별 CP 계수	0.9356	0.9356	D1.0

자료: 한국전력거래소 비용평가위원회(2015)

우리나라의 경우에 연도에 따라서 시간대별 용량가격계수와 지역별 가격계수가 다르다. 분석에서는 용량가격(CP)에 대해서 2015년 1월 1일 기준의 기준용량가격, 지역별 용량가격계수, 시간대별 용량가격계수를 적용하고, 이 값이 불변이라고 가정한다. 2015년에 적용할 기준용량가격, RCF는 <표 6>과 같다.

발전원별 정산조정계수는 개정된 비용평가 세부운영규칙의 전원별 정산조정계수(2015년 하반기부터 적용)을 반영하며, 이는 <표 7>과 같다. 원자력, 국내탄 및 일반발전기의 정산조정계수는 전원별로 차등하여 적용하지만, 유연탄발전의 경우는 발전자회사별로 차등하여 적용할 수 있다.9)

<표 7> 발전원별 정산조정계수 적용치

원자력		유연탄	LNG복합 (중유 포함의 일반발전기)	국내탄
경수로	중수로			
0.6368	0.6368	0.5401	1.0000	1.0000

자료: 한국전력거래소 비용평가위원회(2015)

<표 8> 시나리오별 적용 열량단가

단위: 천원/Gcal

시나리오	발전용 유연탄	LNG	원자력
1	15.59	58.01	1.93
1-1	15.59	58.01	4.36
2	18.78	56.87	1.93
2-1	18.78	58.01	1.93
2-2	18.78	58.01	4.36
3	19.72	56.87	1.93
3-1	19.72	58.01	1.93
3-2	19.72	58.01	4.36
4	20.85	56.87	1.93
4-1	20.85	58.01	1.93
4-2	20.85	58.01	4.36

주: 7차 수급계획의 발전원별 기준 열량단가는 경수로 1.93천원/Gcal, 중수로 1.97천원/Gcal, 유연탄 18.78천원/Gcal, 국내탄 22.45천원/Gcal, LNG 56.87천원/Gcal, 중유 79.24천원/Gcal, 경유 154.73천원/Gcal, 등유 118.73천원/Gcal이다. 이는 2014년 7월 개정 개별소비세법을 반영하여 유연탄에 평균 18원/kg의 세율과 LNG에 42원/kg의 세율을 포함한 것이다.

9) 석탄발전기의 정산조정계수는 발전자회사 5사의 정산조정계수 평균치(0.5401)를 적용한다.

〈표 9〉 전력계통 모의를 위한 입력자료별 출처와 내역

자료명	출처	내역
시간대별 장기전력수요	7차 전력수급계획	연간 최대전력수요와 전력수요량 전망에 과거 시간대별 수요패턴을 이용한 스케일링기법 적용
수도권 전력수요량	7차 전력수급계획	전국의 전력수요량에 대한 수도권 수요 비율
발전설비	7차 전력수급계획	연도별 신규설비 및 폐지 계획, 불확실성 대응 설비
집단에너지 신규발전설비	7차 전력수급계획	설비의 규모, 발전형식 등의 측면에서 기존유사설비를 참고하여 반영
원자력발전의 건설지연	7차 전력수급계획	신월성 2호기, 신고리 3, 4호기의 상업운전은 각각 2014년 7월, 2015년 9월에 시작
연료비, 운전유지비, 계통 및 연료계약	7차 전력수급계획	7차 수급계획의 기준 열량단가 및 운전유지비 반영, 계통 및 연료계약은 과거 실적과 6차 수급계획 자료를 보정하여 반영
개별 발전기 특성자료	7차 전력수급계획, 한국전력거래소 비용평가자료(2015)	MOR, FOR, 소내전력률, Ramp rate, MUT, MDT, 기동비용, 열소비율, 한계손실계수, 최소출력값 등
연료가격, 열소비율, 열량간다 등	7차 전력수급계획	2014년 1월~2015년 2월의 월별 비용평가자료의 평균, LNG는 2015년 5월의 열량단가 적용
송전손실계수	한국전력거래소	신규발전설비는 유사발전기 설비를 참고하여 추정하여 반영
수력발전, 양수발전의 발전		2014년의 실적이용률 및 실적입찰자료
송전계약	한국전력공사, 한국전력거래소	2029년까지의 송전선 보강 자료, 복상조류 물량 전망에 과거 시간대별 송전계약 패턴 반영
연료계약	한국전력거래소 내부자료	영동화력, 동해화력, 서천화력의 석탄화력발전소, 광양복합발전소의 최근 3년간 월별, 시간대별 연료 사용량의 평균값과 계약 물량(MW)
열공급계약	한국전력거래소	발전기별 과거 실적, 시간대별 패턴 등 고려한 추정
연료가격, 열량	7차 전력수급계획	시나리오별 세율 적용 후의 발전형태별 연료가격 및 열량단가 추정
용량가격	한국전력거래소 비용평가자료(2015)	2015년 1월 1일 기준의 용량가격, 지역별 및 시간대별 용량가격계수에 대한 물변 가정
정산조정계수	한국전력거래소	2015년 하반기의 원자력발전 및 유연탄발전의 조정계수, 일반발전기(LNG복합 및 석유발전기)에 대해서 1 적용

시나리오별로 적용하는 열량단가는 7차 수급계획의 유연탄, LNG, 원자력발전의 기준열량단가(원/Gcal)에 각 시나리오의 개별소비세 세율을 적용한 값이며, <표 8>과 같다. <표 9>는 전력계통 모의 M-Core를 운영할 때에 이용하는 입력자료별 출처와 내역을 정리한 것이다.

IV. 에너지세제 시나리오별 추정 결과

1. 에너지세제 시나리오별 SMP 추정

발전연료에 대한 과세가 계통한계가격에 가져오는 변화 정도를 추정하려면 에너지세제 시나리오별로 장기 SMP를 추정하고, 이를 시나리오 1의 SMP와 비교해야 한다. 추정기간은 7차 수급계획의 전망기간과 동일하며, 2029년까지이다.

에너지세제 시나리오들의 내용을 M-Core에 적용하여 추정한 시나리오별 SMP는 <표 10>이다. 2029년까지의 에너지세제 시나리오별 SMP 추정 결과를 보면 SMP는 2015년의 값(98원/kWh)보다 낮아지며, 2029년에는 75원/kWh으로 예측되었다. 이는 대규모의 신규 석탄발전기가 가동하고, 석탄발전의 발전비용이 저렴하여 현재 대부분의 시간대에서 SMP를 결정하던 LNG복합발전을 대체하기 때문이다. 시나리오 1의 SMP 경향이 에너지세제 시나리오에서도 나타나서 2022년까지 모든 시나리오에서 SMP는 하락한다. 2023년부터는 하락 경향은 사라지고 미비한 변화를 보이기는 하지

<표 10> 시나리오별 SMP 추정 결과

단위: 원/kWh

연도	시나리오 1(기준)	시나리오 -1-1	시나리오 2	시나리오 2-1	시나리오 2-2	시나리오 3	시나리오 3-1	시나리오 3-2	시나리오 4	시나리오 4-1	시나리오 4-2
2015	98.38	98.38	96.99	98.73	98.73	98.74	99.80	99.80	100.70	102.17	102.17
2016	94.19	94.19	93.70	95.48	95.48	95.43	97.11	97.11	92.90	97.97	97.97
2017	88.75	88.75	89.56	90.97	90.97	92.38	92.71	92.71	88.01	90.52	90.52
2018	88.77	88.77	89.11	91.24	91.24	94.03	92.65	92.65	87.45	90.04	90.04
2019	89.77	89.77	89.73	91.61	91.61	94.29	93.03	93.03	88.21	90.14	90.14
2020	89.88	89.88	89.63	91.54	91.54	94.37	93.68	93.68	88.03	89.97	89.97
2021	88.37	88.37	88.81	90.48	90.48	91.26	92.42	92.42	86.81	89.08	89.08
2022	78.86	78.86	82.56	84.66	84.66	77.79	81.89	81.89	77.74	78.80	78.80
2023	77.97	77.97	83.82	85.42	85.42	76.81	80.70	80.70	77.05	78.00	78.00
2024	76.26	76.26	82.14	83.22	83.22	74.37	77.55	77.55	75.41	76.26	76.26
2025	77.66	77.66	82.97	83.65	83.65	76.21	80.55	80.55	76.42	77.32	77.32
2026	78.30	78.30	82.98	84.35	84.35	77.41	80.93	80.93	77.43	78.37	78.37
2027	77.33	77.33	82.46	83.37	83.37	74.80	77.98	77.98	75.71	76.58	76.58
2028	74.47	74.47	76.18	79.78	79.78	71.06	72.97	72.97	72.56	73.19	73.19

만 수준을 유지한다. 신규 발전기 건설 지연, 송·배전망 건설 지연, 에너지 및 환경 정책 여건 변화 가능성, 전력수요의 불확실성, 발전연료 가격의 변동성, 신재생에너지 목표량 달성 여부 등과 같이 SMP 결정에 영향을 미치는 많은 변수들을 미래의 수급 불확실성으로 고려한다면, SMP 추정 결과는 과소추정이라고 할 수 있다. 그러나 공급예비력은 현재보다 개선될 것이므로 SMP가 중·장기에 하향할 가능성은 높다.

에너지체제의 유형에 따라서 시나리오별로 추정한 SMP는 시나리오 1의 SMP보다 높을 수도 낮을 수도 있다. LNG에 대한 세율을 42원/kg으로 하면서 발전용 유연탄에 대한 세율이 18원/kg(하한탄력세율), 23원/kg(기본세율), 30원/kg(상한탄력세율)로 변화하는 경우(순서대로 시나리오 2, 3, 4)를 보면, 유연탄에 대한 세율이 높게 부과되더라도 SMP가 낮아지는 연도가 발생한다. 현재는 전력공급설비가 부족하여 대부분의 SMP를 LNG복합발전이 결정한다. 따라서 LNG 가격이 하락하면 SMP는 시나리오 1의 SMP에 비해서 단기에 낮아진다. 그러나 2016년부터 석탄화력발전 등이 도입되어 전력공급설비가 충분해지므로 석탄발전이 SMP를 결정하는 비율이 높아질 것이다. 이에 발전용 유연탄에 대한 과세는 SMP를 시나리오 1의 SMP보다 높게 만든다. 시나리오 2의 경우에는 2020년(2017년과 2018년 제외)까지, 시나리오 3의 경우에는 2021년까지 시나리오 4의 경우에는 2015년까지 SMP는 낮아진다. 이를 변화율로 보면 발전용 유연탄 과세는 SMP를 시나리오 1의 SMP와 비교하여 과세 크기에 따라서 단기에 1%~2%만큼 낮추는 경우도 있지만, 1% 미만으로 상승시키는 경우도 있다. 설비에비율이 낮은 경우에는 LNG복합발전이 대부분의 SMP를 결정하므로 에너지체제 시나리오별로 추정한 SMP에서 차이가 발생할 수 없지만, 설비에비율이 높은 경우에는 석탄발전이 SMP를 결정하므로 에너지체제 시나리오별로 추정한 SMP에 차이가 발생하게 되며 유연탄에 대한 세율이 높을수록 SMP가 더 높다. 시나리오 2(유연탄 18원/kg, LNG 42원/kg 과세)의 경우는 중·장기에 SMP가 시나리오 1의 SMP보다 더 커서 2024년이 가장 높은 SMP이고 이후에 감소하며, 증가율은 1.46%(2029년)~7.71%(2024년)이다. 시나리오 3(유연탄 23원/kg, LNG 42원/kg 과세)의 경우는 중·장기에 SMP가 시나리오 1의 SMP보다 낮아지며, 감소율은 1.14%(2026년)~5.11%(2029년)이다. 시나리오 4(유연탄 30원/kg, LNG 42원/kg 과세)의 경우는 2015년을 제외하고 전체 분석대상 기간에 SMP가 시나리오 1의

SMP보다 낮아지며, 감소율은 0.83%(2017년)~1.72%(2028년)이다.

시나리오 1(유연탄 비과세)과 시나리오 2(유연탄 18원/kg)를 비교하면 상대적으로 설비예비율이 낮은 2015년과 2016년의 경우에 LNG 세율이 시나리오 1에서 시나리오 2처럼 하락하면서 시나리오 2의 SMP가 낮아지지만, 2017년부터는 SMP를 결정하는 유연탄발전이 많아지면서 시나리오 2의 SMP가 높아진다. 2013년부터는 시나리오 3이 여전히 유연탄에 대한 높은 세율을 유지하지만, 시나리오 3의 SMP가 시나리오 2의 SMP보다 더 낮아진다. 이러한 현상은 시나리오 3(유연탄 세율 23원/kg)과 4(유연탄 세율 30원/kg)의 경우에도 발생하고 있다. 이는 유연탄을 사용하는 일부 열병합발전기(집단에너지)와 연료제약을 받는 일부 LNG복합발전의 변동비 순위 변화에 기인한 것으로 추론된다.

에너지세제 시나리오와 시나리오 내의 하부시나리오(시나리오 2와 2-1, 3과 3-1, 4와 4-1)를 대상으로 SMP를 비교하면, LNG 개별소비세 42원/kg에 60원/kg으로 인상할 때에 SMP는 더 높아진다. 하부시나리오에서 원자력발전에 대한 과세 여부(시나리오 1과 1-1, 2-1과 2-2, 3-1과 3-2, 4-1과 4-2)는 SMP를 변화시키지 않는다. 공급예비력이 충분해지는 2020년 전·후에는 석탄발전기들이 대부분의 SMP를 결정하게 되므로 원자력발전에 대한 과세는 지속적으로 SMP에 거의 영향을 미치지 않는다. 이는 원자력발전에 대한 5.75원/kWh의 세율 부과가 발전단가 순위 변동에 영향을 미치지 못하기 때문이다. 그러나 전력수요가 낮은 심야시간대에는 원자력발전이 SMP를 결정할 수 있으므로 원자력발전에 대해서 과세하는 경우의 SMP가 비과세하는 경우의 시나리오들의 SMP보다 소폭으로 상승할 수 있다.

2. 에너지세제 시나리오별 정산단가 추정

에너지세제 시나리오별 전기요금의 변화를 살펴려면, 그리고 시나리오 1의 전기요금과의 차이를 도출하려면 전기요금을 구성하는 한국전력의 전력구매단가(원/kWh), 송·배전·판매비용, 적정투자보수 등의 각 항목에 대한 예측값을 필요로 한다.¹⁰⁾

10) 전력구매단가(원/kWh)는 한국전력이 전력시장과 전력구매계약(Power Purchase Agreement, PPA)를 통해서 구입하는 총구매금액을 총판매량으로 나눈 값이다. 최종소비자가격은 적정원가와 적정투자보수의 합인 총괄원가에 10%의 부가가치세와 3.7%의 전력산업기반기금을 반영한다.

그러나 이 항목들에 대한 예측은 용이하지 않다.¹¹⁾ 이에 본 논문에서는 송·배전·판매단가, 신재생에너지 정산비용 등과 같이 추정이 어려운 전기요금 구성항목들은 일정하다고 가정하고, 불변의 정산조정계수를 적용하여 시나리오별 정산단가(원/kWh)를 추정한다. 여기에서 정산단가는 총정산금액(= SEP + CP + Uplift)을 총수요량(송전단기 기준 발전량)으로 나눈 값이다. 그리고 정산단가의 추정값을 이용하여 시나리오별 정산단가 변화율을 추정한다. 여기에서 도출한 시나리오별 정산단가와 정산단가의 변화율은 전기요금과 전기요금의 변화율에 대한 대리변수가 된다.¹²⁾

<표 11>은 에너지세제 시나리오별 정산단가 추정 결과이다. 에너지세제 시나리오별로 정산조정계수를 적용하여 도출한 정산단가들을 보면 에너지세제 시나리오의 SMP 추이와 유사하다. 각 시나리오와 하부시나리오를 비교하면 LNG에 대한 세율이 높을수록 정산단가는 높다. 그러나 원자력발전에 대해서 과세한 경우의 정산단가를 보면 원자력발전에 대한 과세가 발전사업자의 발전비용에 영향을 미치므로 과세를 하지 않은 경우의 정산단가보다 높다.

시나리오 2, 3, 4의 정산단가는 대부분의 분석대상기간에서 시나리오 1의 정산단가보다 높다. 시나리오 1의 정산단가와 비교하면 발전용 유연탄에 상한탄력세율을 적용하는 시나리오 3(발전용 유연탄 30원/kg 과세)의 정산단가가 가장 높다. 시나리오 2, 3, 4(발전용 유연탄 18원/kg, 23원/kg, 30원/kg 과세, LNG 세율 42원/kg)의 정산단가를 보면, 유연탄에 대한 세율이 인상되면서 정산단가는 높아지지만 이러한 일반적 현상이 발생하지 않는 연도도 추정되었다. 2021년까지 시나리오 3의 정산단가가 시나리오 2의 정산단가보다 높지만, 2022년부터는 시나리오 3의 정산단가는 시나리오 2의 정산단가보다 낮아진다. 이 현상은 에너지세제 시나리오별 SMP 추정 결과와 유사하며, 유연탄에 대한 세율이 인상되면서 연료제약 발전기(광양복합발전), 석탄열병합발전, 최저효율의 유연탄 발전 간의 변동비 순위가 바뀌기 때문이다.

11) 예측이 용이하지 않은 이유는 다음과 같다. 첫 번째로 전력구매단가에 적용되는 정산조정계수는 정책의 영향을 받아 결정되므로 사전적으로 예측하기 어렵다. 두 번째로 신재생에너지 비중의 확대에 따른 신재생에너지 구입비용 변화, 재생에너지 의무할당제(RPS) 시행에 따른 신재생에너지 발전인증서(REC)의 장기 시장거래가격, 6차 수급계획의 수요 관리 목표 달성을 위한 투자비용 불확실성 등을 고려해야 한다. 세 번째로 송·배전·판매비용에 대한 정확한 정보가 공개되지 않는다. 네 번째로 향후 원자력발전의 안전성 강화 비용, 사후처리비용의 증가 가능성이 있다. 다섯 번째로 온실가스 감축정책과 관련된 불확실성 등이 있다.

12) 에너지세제 시나리오별 전기요금을 추정할 때에 이와 같은 대체가정은 부적합하다. 그러나 시나리오 1의 전기요금 대비 각 시나리오의 전기요금 변화를 분석하는 경우에 대체의 가정은 결과의 유효성을 낮추지 않는다.

〈표 11〉 시나리오별 정산단가 추정 결과

단위: 원/kWh

연도	시나리오 1(기준)	시나리오 1-1	시나리오 2	시나리오 2-1	시나리오 2-2	시나리오 3	시나리오 3-1	시나리오 3-2	시나리오 4	시나리오 4-1	시나리오 4-2
2015	84.66	85.32	84.71	85.94	86.60	86.29	87.03	87.69	88.11	89.13	89.79
2016	81.00	81.69	81.74	82.96	83.65	83.32	84.46	85.15	81.96	85.53	86.22
2017	76.66	77.38	78.37	79.32	80.03	80.65	80.86	81.58	78.07	79.78	80.50
2018	76.92	77.64	78.24	79.69	80.42	81.96	80.99	81.71	77.82	79.61	80.33
2019	77.76	78.47	78.85	80.13	80.84	82.34	81.47	82.18	78.51	79.85	80.56
2020	78.52	79.21	79.44	80.76	81.45	83.05	82.56	83.26	79.03	80.38	81.08
2021	77.69	78.40	79.02	80.19	80.90	81.01	81.82	82.53	78.26	79.86	80.57
2022	71.80	72.53	75.26	76.78	77.51	72.15	75.08	75.81	72.45	73.21	73.95
2023	70.88	71.63	75.81	77.00	77.75	71.15	73.91	74.66	71.61	72.30	73.04
2024	69.52	70.30	74.43	75.26	76.03	69.17	71.44	72.22	70.17	70.79	71.56
2025	70.34	71.11	74.92	75.43	76.19	70.39	73.49	74.25	70.78	71.44	72.20
2026	70.88	71.63	75.02	76.02	76.77	71.34	73.87	74.63	71.61	72.29	73.05
2027	70.08	70.86	74.47	75.16	75.94	69.29	71.57	72.36	70.21	70.84	71.62
2028	67.70	68.55	69.63	72.19	73.04	66.21	67.59	68.44	67.50	67.96	68.81

발전용 유연탄에 과세하지 않고, LNG에 60원/kg을 과세하고, 원자력발전예 5.75 원/kWh을 과세하는 시나리오 1-1의 정산단가는 시나리오 1의 경우에 비해서 최대 0.87원/kWh(2029년) 더 높고, 이는 1.28% 인상된 것이다. 시나리오 1에 대한 시나리오 2, 2-1, 2-2(발전용 유연탄 18원/kg 과세, LNG 42원/kg 또는 60원/kg 과세, 원자력발전 비과세 또는 5.75원/kWh 과세)의 정산단가 변화율을 보면 시나리오 2-2(발전용 유연탄 18원/kg 과세, LNG 42원/kg 과세, 원자력발전 5.75원/kWh 과세)의 경우가 가장 크고, 최대변화율은 2023년의 6.87%이다. 시나리오 2(발전용 유연탄 18원/kg 과세, LNG 42원/kg 과세, 원자력발전 비과세)의 경우에 정산단가는 시나리오 1의 정산단가보다 최대 2.06% 증가한다(2029년).

세금을 과세하는 모든 시나리오에서 중·장기의 정산단가는 2015년도 정산단가보다 낮게 추정되었고, 그 차이는 점차로 커진다. 이러한 추정결과로부터 중·장기에 에너지세제 개편에 의한 전기요금 상승효과는 전력공급설비 확대에 따른 전기요금 인하효과를 상쇄할 만큼 크지 않고 전기요금이 크게 상승하지 않을 것이라고 추정할 수 있다. 이는 발전용 유연탄에 대한 과세로 전기요금의 상대가격을 인상시켜

서 에너지소비의 전력화현상을 해소하겠다는 정부의 정책 목표가 달성되기 어려울 수 있다는 것을 의미한다. 그러므로 정부가 정책 목적을 달성하려면 발전용 유연탄에 적용하는 세율을 기본세율 24원/kg 보다 높은 수준으로 적용해야 하며, 상한탄력 세율 30원/kg도 고려할 수 있다. 장기에 송전망 건설 지연, 발전기 건설 지연, CO₂ 배출 및 신재생에너지 정책 여건, 발전 연료가격 변동 등 전기요금에 영향을 주는 다양한 불확실성이 존재하지만, 원자력발전, 석탄발전 등과 같은 전력공급설비가 확충되어 전력구매단가가 하락하면 발전용 유연탄에 대해서 높은 세율을 부과하는 방안도 고려할 수 있다.

시나리오 2, 3, 4와 시나리오 2-1, 3-1, 4-1의 정산단가 인상 효과는 유사하다. 전자와 후자의 차이는 LNG에 대한 세율의 유지 여부이다. 시나리오 3-1과 같이 발전용 유연탄에 23원/kg를 과세하고 LNG에 60원/kg을 과세하여도 중·단기에 정산단가 상승율은 5% 미만이므로 사회적으로 수용 가능할 것이다.¹³⁾ 한국전력공사의 2014년의 3분기 누적 연결결산 잠정실적 4조 9,179억 원과 순이익 2조 3,218억 원, 정부의 2011~2013년의 전기요금 인상을 고려하면 에너지세제가 추가적으로 과세된다고 하여도 충분한 예비력이 확보되어서 정산단가가 하락하면 정부의 고시 전기요금을 높이지 않아도 판매사업자의 원가회수율이 마이너스의 값을 갖지는 않을 것이다. 더하여 소비자들도 정부의 고시 전기요금이 상승하지 않기 때문에 과세를 반대하지는 않을 것이다.

원자력발전에 과세를 하면 정산단가는 시나리오 1의 정산단가보다 높고, 시나리오 2-2(발전용 유연탄 18원/kg 과세)의 경우에 최대 9.69%(2023년), 시나리오 3-2(발전용 유연탄 23원/kg 과세)의 경우에 최대 6.42%(2017년), 시나리오 4-2(발전용 유연탄 30원/kg 과세)의 경우에 최대 6.44%(2016년)만큼 인상된다. 앞 절의 시나리오별 SMP 추정 결과를 보면 원자력발전에 대한 과세는 SMP를 변화시키지 않았다. 그러나 정산단가는 정산조정계수의 영향으로 변화하게 된다. 원자력발전에 과세 혹은 비과세하는 시나리오의 추정 결과를 비교하면 과세의 정산단가가 비과세의 정산단가보다 높다.¹⁴⁾

13) 장후석(2012)은 기존의 설문조사들을 인용하여 우리나라 국민들의 경우에 전기요금의 10% 인상까지는 수용가능하다고 언급하였다. 설문자의 약 54.7%가 전기요금의 10% 인상을 수용하였다.

3. 에너지세제 시나리오별 조세수입 변화

에너지세제의 변화는 조세수입의 변화를 가져오므로 에너지세제 시나리오별로 조세수입을 추정하였다. 에너지세제 시나리오별 조세수입은 <표 12>와 같다. 조세수입은 유연탄에 대한 세율이 높을수록, 그리고 LNG에 대한 세율이 높을수록 증가한다. 원자력발전에 과세(5.75원/kWh)하는 경우의 조세 수입은 비과세의 경우에 비해서 크게 증가한다.

<표 12> 시나리오별 조세수입 추정 결과

단위: 억 원

연도	시나리오 1(기준)	시나리오 -1-1	시나리오 2	시나리오 2-1	시나리오 2-2	시나리오 3	시나리오 3-1	시나리오 3-2	시나리오 4	시나리오 4-1	시나리오 4-2
2015	9,898	19,556	20,531	23,501	33,159	24,298	27,274	36,931	29,533	29,554	39,212
2016	7,974	18,388	21,174	23,569	33,983	25,480	27,886	38,301	31,481	31,493	41,907
2017	6,347	17,756	21,784	23,695	35,104	26,566	28,493	39,902	33,237	33,253	44,663
2018	6,598	18,644	22,014	24,000	36,046	26,813	28,813	40,859	33,510	33,525	45,571
2019	7,212	19,470	22,679	24,850	37,109	27,533	29,725	41,983	34,303	34,318	46,577
2020	7,386	19,686	23,199	25,421	37,721	28,166	30,406	42,706	35,108	35,120	47,420
2021	7,039	19,811	23,213	25,329	38,100	28,253	30,389	43,160	35,290	35,304	48,076
2022	5,403	18,825	23,222	24,852	38,274	28,576	30,223	43,645	36,019	36,058	49,480
2023	5,269	19,184	23,072	24,661	38,577	28,416	30,019	43,935	35,839	35,880	49,796
2024	5,144	19,714	22,603	24,155	38,725	27,848	29,408	43,979	35,140	35,176	49,747
2025	5,279	19,801	22,905	24,497	39,020	28,193	29,804	44,326	35,553	35,588	50,110
2026	5,387	19,944	23,059	24,684	39,243	28,377	30,013	44,572	35,783	35,817	50,377
2027	5,102	20,352	22,563	24,100	39,352	27,794	29,347	44,599	35,075	35,112	50,364
2028	4,670	21,273	21,209	22,618	39,222	26,158	27,580	44,183	33,036	33,073	49,676
2029	4,724	21,973	20,727	22,150	39,400	25,531	26,969	44,218	32,203	32,240	49,489

주: 연료원별 연료소비량은 운영발전계획의 추정치를, 발전량은 발전단 기준을 적용한다.

14) 원자력발전에 대한 과세를 반영한 에너지세제 개편은 외부비용을 포괄적으로 포함하여 고려한 후에 적정 세율을 도출하는 것이 필요하다. 이 과정은 원자력발전이 갖는 외부불경제(negative externality), 외부경제(positive externality)를 포함한 외부비용에 대한 정의의 설정, 원자력발전의 외부비용 구성 항목에 대한 조사, 항목별 외부비용의 적용 여부, 항목별 조세 부과율의 정치·경제적 타당성 또는 근거, 조세 혹은 준조세 성격의 부담금 반영 여부, 조세 분류(과세 주체, 세수의 용도, 다른 조세의 부과 여부 등), 세목, 세율에 대한 검토 등을 필요로 한다.

시나리오 1의 과세대상은 LNG복합발전이며, 개별소비세 세율로서는 60원/kg으로 부과하고 석탄발전에는 과세하지 않는다. 이 경우에 세수는 중장기적으로 감소하여 2015년의 9,898억 원에서 2029년의 4,724억 원이 된다. 2010년대 후반에 많은 신규 석탄발전설비가 전력시장에 진입하여 설비에비율이 높아지고 침투부하를 담당하는 LNG복합발전의 이용률이 급감하게 되므로 조세수입도 감소한다. 그러나 유연탄에 과세하면 세제 수입은 크게 증가한다. 2015년 7월 이후부터 개정된 유연탄 개별소비세 세율(평균 23원/kg)과 LNG 세율(60원/kg)을 적용하는 시나리오 3-1의 조세수입을 보면 시나리오 1의 조세수입과 비교해서 최대 2조 4820억 원의 조세수입이 추가된다(2022년 기준).

LNG에 대한 세율이 42원/kg으로 일정하고 원자력발전에 대해서는 과세하지 않고 발전용 유연탄에 대한 세율이 18원/kg, 23원/kg, 30원/kg으로 변화하는 시나리오 2, 3, 4의 조세수입을 보면, 시나리오 2의 경우에 2조 531억 원~2조 3,222천억 원이다. 시나리오 3의 경우에는 시나리오 2의 경우에 비해서 조세수입이 더 커지며, 2조 4,298억 원~2조 8,576억 원이다. 시나리오 4의 경우에 조세수입은 더욱 증가하며, 2조 9,533억 원~3조 6,019억 원이다.

LNG에 대한 세율이 60원/kg으로 일정하고 원자력발전에 대해서는 과세하지 않고 발전용 유연탄에 대한 세율이 18원/kg, 23원/kg, 30원/kg으로 변화하는 시나리오 2-1, 3-1, 4-1의 조세수입을 보면, 이 시나리오들은 LNG에 대한 세율을 인하하지 않으므로 LNG에 대한 인하 시나리오들(시나리오 2, 3, 4)보다 큰 조세수입을 갖는다. 시나리오 2-1(발전용 유연탄 18원/kg 과세)의 조세수입에 비해서 시나리오 3-1(발전용 유연탄 23원/kg 과세)의 조세수입은 약 1.2배, 시나리오 4-1(발전용 유연탄 60원/kg 과세)의 조세수입은 약 1.4배 증가한다.

시나리오 1과 시나리오 2의 조세수입의 차이는 최대 1조 7,819억 원(2022년)이며, 2022년 이후에 하락하지만 모든 연도에서 1조 원 이상의 차이를 갖는다. 원자력발전에 대한 과세 여부가 다른 2가지 시나리오인 시나리오 1(원자력발전 비과세)과 시나리오 1-1(원자력발전 과세)의 조세수입 차이는 최대 약 1조 7,249억 원(2029년)이며, 조세수입의 차이는 2015년을 제외하고 매해에 1조 원 이상이다. 시나리오 4에서 조세수입의 차이는 더욱 커지며, 1조 9,635억 원~3조 616억 원이다. 조세수입 차이

는 발전용 유연탄에 대한 세율이 높을수록, 그리고 원자력발전에 신규로 조세를 부과할수록 커진다.

V. 결론

에너지세제의 개편은 발전부문과 전력시장의 가격측면에서, 더하여 세제가 바뀌는 것이므로 조세수입에도 영향을 미친다. 그러나 에너지세제 개편 영향을 분석한 선행연구들은 우리나라 전력시장제도, 전력계통시스템 등을 고려하지 않고 회계적 방법을 이용하였다. 제도가 도입되었을 때에 유도되는 결과를 예상하려면 우리나라의 실정이 반영된 추정결과를 도출하는 것이 필요하다. 이를 위해서는 현행 전력시장 운용규칙을 토대로 개발되고 우리나라의 전력시장이 작동하는 원리를 표현하고 있는 모형과 전력수급기본계획과 같은 정부의 계획 자료를 이용하는 것이 필요하다.

본 논문에서는 발전용 유연탄 과세를 중심으로 다양한 세제 개편의 내용을 담은 시나리오들을 설정하고, 각 시나리오를 대상으로 우리나라의 전력계통과 전력시장 운영방식에 특화된 모형을 적용하여 전력계통모의실험을 실시하여 에너지세제 개편이 2029년까지의 SMP, 정산단가, 조세수입에 미치는 영향을 추정하였다. 그리고 7차 수급계획의 전제조건들을 반영한 시나리오 1의 SMP, 정산단가, 조세수입과 세제 개편 시나리오들의 SMP, 정산단가, 조세수입을 비교하여 에너지세제 개편에 의한 영향을 추정하였다.

발전용 유연탄에 개별소비세를 부과하고 조세중립성을 확보하기 위해 LNG 개별소비세를 인하하면 단기에 SMP는 낮아진다. SMP와 정산단가의 동조화관계가 성립하는 경우에 발전용 유연탄에 대한 과세는 단기에 SMP를 하락시키므로 발전용 유연탄에 대한 과세를 통해서 전기요금을 인상시켜 에너지소비의 전력화현상을 둔화시키겠다는 정책의 의도는 효과를 갖지 못할 것이다. 중·장기에 석탄발전설비가 충분히 확보되면 석탄발전이 SMP를 결정하는 횟수가 늘어나므로 발전용 유연탄에 대한 과세는 SMP를 상승시킨다. 세제 개편의 형태가 단기에 발전용 유연탄에만 과세하고 신규 유연탄 발전설비가 충분히 도입된 이후에 LNG에 대한 세율을 조정하면 에너지세제 개편으로 전기요금을 인상시켜서 전력수요를 감소시키려는 목적은 달

성할 수 있을 것이다. 따라서 LNG에 대한 세율 조정은 2017년 이후로 연기하는 것이 정책의 목적에 부합한다.

원자력발전 과세의 시나리오들에 대한 분석결과를 보면 과세가 SMP에 미치는 영향은 거의 없다. 원자력발전에 과세(5.75원/kWh)를 하여도 원전의 발전비용이 다른 발전원의 발전비용보다 작고, 원전이 SMP를 결정하는 시간대가 거의 없기 때문이다.

에너지세제 시나리오에 따른 정산단가 영향을 보면 발전용 유연탄에 대한 세율이 높을수록 정산단가는 높아진다. 원자력발전 과세 시나리오의 경우에 SMP는 거의 변화하지 않았지만, 정산조정계수의 영향으로 정산단가는 변화하였다. 유연탄과 LNG의 세율은 변화가 없고 원자력발전에 과세 혹은 비과세하는 에너지세제 시나리오의 추정 결과를 비교하면 과세의 정산단가는 비과세의 경우보다 높다. 발전용 유연탄 과세는 단기에 정산단가에 영향을 거의 미치지 않는다. 중·장기에는 예비력이 충분히 확보되면서 정산단가가 인하되고, 이 인하는 발전용 유연탄에 대한 과세가 가져올 정산단가의 인상 효과를 상쇄시킨다. 이러한 결과들에 기초하면 중·장기에 에너지세제가 갖는 순효과는 전력공급력의 확대에 따른 정산단가 하락이 에너지세제 부과에 따른 정산단가 상승을 상쇄시키는 정도에 따라서 달라질 것이다.

에너지세를 부과하면 조세수입은 증가한다. 원자력발전에만 과세하는 경우에 추가적으로 발생하는 조세수입이 가장 컸다. 에너지세제의 형태와 조세수입의 관계를 보면 발전용 유연탄에 대한 세율이 높을수록, 그리고 원자력발전에 신규로 조세를 부과할수록 커진다.

여기에서 제시한 분석결과는 우리나라의 전력시장이 시장기능에 의해서 결정되지 않고, 전력도매시장의 정산단가에 정산조정계수를 적용하고, 정부가 전기요금규제를 실시하여 정책으로부터 영향을 받고 있다는 점들을 고려하지 못하고 있다. 더하여 신규 발전설비, 송·배전망 등의 건설 지연에 따른 공급측면에서의 불확실성, 수요관리 목표에 대한 달성, 수요예측의 전망에 대한 오류 등에 따른 수요측면에서의 불확실성, 전력산업구조개편, 정부승인 차액계약제도, 온실가스 감축정책, 분산형 전원 확대 정책, 신재생에너지 제도 등과 같은 전력시장제도 및 정책 측면에서의 불확실성에 따라 분석결과도 달라질 수 있다. 이러한 항목들이 모형에 적용되어 개선하는 과정이 필요하다.

[References]

1. 강만옥·강광규·조정환, 「탄소세 도입 및 에너지세제 개편방안 연구」, 녹색성장연구 2011-17, 한국환경정책·평가연구원, 2011.
2. 김승래, “우리나라의 친환경 에너지세제 정책과제와 개선방향 분석,” 「에너지경제연구」, 제10권, 제2호, 2011, pp. 143~167.
3. 김태현·박광수·최도영·이상열, 「국가에너지수급분석 - 에너지세제 개편안 연구 - 」, 에너지정보통계센터 출연과제 기본보고서, 에너지경제연구원, 2014.
4. 김형태·이성우, 김규민, 권민성, 김욱, 정해성, “SUDP 알고리즘을 이용한 SMP 예측에 관한 연구”, 「2012년 대한전기학회 추계학술대회 논문집」, 2012. 10, pp. 424~425.
5. 노동석, 「원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구」, 기본연구보고서 2013-27, 에너지경제연구원, 2013, pp. 149~160.
8. 법제처, 기획재정부공고 제2014-20호, 개별소비세 시행령 일부개정, 2014.
9. 법제처, 대통령령 제26343호, 개별소비세법 시행령 일부개정, 2015.
10. 산업통상자원부, “제2차 에너지기본계획”, 산업통상자원부, 2014.
11. 장인의공간, “발전계획과 전력계통 모의기법”, 내부자료, 장인의공간, 2011a.
12. 장인의공간, 「M-core 사용자 설명서 v.1.3」, 장인의공간, 2011b.
13. 장인의공간, 전력시장 분석모형 M-Core 개선 및 입력 DB 구축, 장인의공간, 2013.
14. 장후석, “원자력에너지 안정성에 대한 대국민 조사-원자력에너지 필요성은 공감, 그러나 내 집 앞 건설은 곤란! 전기료 인상도 NO”, 「지속가능 성장을 위한 VIP REPORT」, 12-04(통권 제505호), 현대경제연구원, 2012.
15. 지상호, 김신아, 「유연탄과세 영향분석 및 대응방안」, 「KEPCO 경제경영연구원 CEO REPORT」, 제14-6호, 2014.
16. 지식경제부, “제7차 전력수급기본계획(안)(2015~2029)”, 지식경제부, 2015.
17. 한국전력거래소 비용평가위원회, “비용평가위원회 의결자료”, 한국전력거래소, 2015.
18. 한국전력거래소, “전력시장운영규칙(2014. 12. 31 개정)”, 발간자료, 한국전력거래소, 2015.
19. 한국전력거래소, “발전설비 기본 입력 자료 산정”, 내부자료, 한국전력거래소, 2012b.
20. 한국전력거래소, “전력수급기본계획 반영설비 건설이행 현황”, 내부자료, 한국전력거래소, 2014.

21. 한국전력거래소, “전력시장운영실적” 각 호, 한국전력거래소, 2014.
24. OECD/IEA, *Energy Prices and Taxes - Quarterly Statistics First Quarter 2014*, OECD/IEA, 2014.
25. Voorspools, K., I. Peersman, and W. D'haeseleer, “A comparative analysis of energy and CO₂ taxes on the primary energy mix for electricity generation,” *International Journal of Energy Research*, 29, 2005, pp. 879~890.
26. Wachirarangrikul, S., C. Sorapipatana, N. Puttanapong, and J. Chontanawat, “Impacts of Carbon Tax levy on Electricity Tariff in Thailand using Computable General Equilibrium Model,” *Journal of Energy Technologies and Policy*, Vol. 3, No. 11, 2013, pp. 220~228.
27. Wild, P., P. W. Bell, and J. Foster, “The Impact of Carbon Pricing on Wholesale Electricity Prices, Carbon Pass-Through Rates and Retail Electricity Tariffs in Australia,” *EEMG Working Paper*, #5, Energy Economics and Management Group, School of Economics, University of Queensland, 2012.
28. 기획재정부, 2014. 7, www.mosf.go.kr
29. 산업통상자원부, 2014. 7, www.motie.go.kr

〈부록 1〉 M-Core 모형 구조

M-Core 모형은 연간 발전계획 모의를 위하여 최적화 엔진에 우선순위, LR(Lagrangian Relaxation)법, SUDP(Single Unit Dynamic Programming)에 기초한 알고리즘을 적용하였다. SUDP(Single Unit Dynamic Programming) 알고리즘은 라그랑지완화법(Lagrangian Relaxation, LR)과 동적계획법(Dynamic Programming, DP)을 혼합한 형태이다. 이 알고리즘은 개별 발전기에 대한 모델링을 실시하고, 여기에 LR법을 적용하여 발전기의 최소비용화를 달성하도록 한다. 그리고 DP법을 이용하여 발전기의 시간별 기동과 정지의 최적화를 추구한다.

라그랑지완화법은 라그랑지승수(Lagrange multiplier)를 사용하여 문제의 목적함수에 제약조건을 추가한 함수를 이용한다. 식 (1)을 목적함수로 하고, 식 (2)와 식 (3)을 각각 제약부등식(Equality constraint), 제약등식(Equality constraint)으로 하는 문제가 있을 때, 완화(Relaxation)를 사용하게 되면 제약조건들을 라그랑지승수 λ 와 μ 를 사용하여 목적함수에 가중합(weighted sum)한다.

$$\text{Minimize } f(x) \tag{1}$$

$$\text{Subject to } g(x) \leq 0 \tag{2}$$

$$h(x) = 0 \tag{3}$$

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \lambda g(x) + \mu h(x) \tag{4}$$

식 (4)에서 라그랑지 함수 L은 문제의 제약조건들을 만족한다는 가정($g(x) \leq 0$, $h(x)=0$) 하에서 λ 와 μ 가 0보다 크거나 같으면 문제의 목적함수 $f(x)$ 보다 항상 작은 함수가 된다.

기동정지계획에서의 목적함수는 식 (5)처럼 개별 발전기 기동비용($startupcost_i$)과 개별 발전기의 발전비용(F_i)의 합을 최소화하는 것이고, 이 목적함수를 최소로 할 때의 U_i 가 해당 시간의 발전기 기동 및 정지 계획이 된다. 이때 제약조건은 식 (6)이며, 시스템 제약조건인 수급균형을 표현한다. 식 (7)은 개별 발전기에 대한 제약조건(decoupled constraint)으로 각 발전기의 출력제약이다.

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + \text{startupcost}_{i,t}] U_i^t \quad (5)$$

$$\text{Subject to } P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t = 0 \quad (6)$$

- F_i i번째 발전기의 발전비용
- P_i^t i번째 발전기의 t 시간의 발전량
- $\text{Startupcost}_{i,t}$ i번째 발전기의 t 시간의 기동비용
- U_i^t i번째 발전기의 t 시간의 기동/정지 표시기(기동 시 1, 정지 시 0)
- P_{load}^t t 시간의 계통부하
- P_i^{min} i번째 발전기의 최소출력
- P_i^{max} i번째 발전기의 최대출력
- T 총모의시간
- N 총발전기수

식 (5)에 LR 방법을 적용하여 식 (6)을 고려하고 라그랑지승수(Lagrange multiplier) λ 를 사용하면, 라그랑지함수 식 (7)을 도출할 수 있다. 식 (8)를 개별 발전기의 발전 비용 최소화 문제로 디커플링(Decoupling)하면 식 (9)와 같다. LR 방법을 이용하여 전체 발전비용의 최소화라는 원래의 문제를 개별 발전기의 발전비용 최소화문제로 디커플링하여 해를 도출할 수 있다.

$$L(P, U, \lambda) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + \text{Startupcost}_{i,t}] U_i^t + \sum_{t=1}^T \lambda^t (P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t) \quad (7)$$

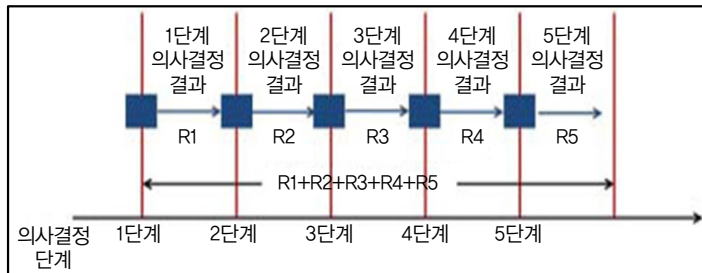
$$L(P, U, \lambda) = \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_i^t) + \text{Startupcost}_{i,t}] U_i^t - \lambda^t P_i^t U_i^t \} \right) \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_i^t) + \text{Startupcost}_{i,t}] U_i^t - \lambda^t P_i^t U_i^t \} \quad (9)$$

DP법은 최적원칙(Optimality principle)을 조건으로 하며, 이는 문제의 최적해가 그 부분 문제들의 최적해를 반드시 포함해야 한다는 것을 의미한다. <부록 그림 1>은 DP법의 사례이다. DP법은 (R1 + R2 + R3 + R4 + R5)의 전체 결과 합을 일괄

적으로 최적화하지 않고, 단계별 최적화를 실시한다. 먼저 5단계에서의 최적화는 5 단계 이전의 의사결정을 고려하지 않고, 5단계에서 고려될 수 있는 환경을 가정하여 R5를 최적화한다. 그리고 4단계에서의 최적화는 4단계 이전의 의사결정은 고려하지 않고, 4단계에서 고려될 수 있는 환경을 가정하여 (R4 + R5)를 최적화하는 것이다. 이러한 형태로 백 트래킹(Back tracking)을 수행하면서 결국에 1단계의 의사결정과정을 최적화하고, 이는 전체의 최적화가 된다.

〈부록 그림 1〉 동적계획법(Dynamic programming)에 의한 의사결정과정



자료: 장인의공간(2011a)

〈부록 2〉 M-Core 모형의 예측 정도

2008년 및 2011년을 대상으로 SMP의 실적과 M-Core의 SMP 추정값을 비교한 결과에 따르면 월별 단위로는 실적과 상당한 오차가 발생하지만, 연간 단위로 평균값을 비교하면 두 값은 유사하다(<부록 표 1> 참고).

〈부록 표 1〉 2008년 및 2011년에 대한 SMP 실적과 M-Core의 SMP 추정값 비교

단위: 원/kWh

2008년													
월	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	평균
실적	105.21	104.79	109.57	110.40	107.41	105.15	117.14	103.66	126.64	143.51	166.96	166.96	121.71
M-Core	103.38	102.96	107.80	105.26	107.70	111.38	132.23	100.91	117.63	127.56	159.65	182.47	121.58
2011년													
실적	130.42	120.74	122.53	116.33	116.29	117.23	114.90	112.53	128.27	121.86	138.48	144.47	123.68
M-Core	127.86	118.89	120.95	116.75	117.07	117.77	112.72	107.13	127.02	121.81	136.24	142.31	122.21

자료: 장인의공간(2013)