

2030년 온실가스 감축 목표를 달성하기 위한 전력부문의 탄소가격 반영 세제 개편 연구*

조성진** · 김윤경***

요약

본 연구는 2030 NDC 온실가스 배출량 목표를 달성하는 방법 중 하나인 탄소가격을 부과하는 세제 개편 시나리오 2가지를 설정하여 상대연료비, 상대세율, 온실가스 배출량, 대기오염물질 배출량, 전기요금 인상률을 분석하였다. 시나리오 1은 현행 개별소비세를 강화하여 유연탄에 120.0원/kg, LNG에 122.9원/kg의 세율을 부과한다. 시나리오 2는 현행 개별소비세를 탄소가격 부과 체계로 대체하여 70,000원/tCO₂의 탄소가격을 유연탄에 142.5원/kg, LNG에 193.4원/kg의 세율을 부과한다. 분석결과에 따르면 시나리오 1과 2 모두 2030년 NDC의 온실가스 배출량 목표를 달성하며, 제9차 전력수급기본계획의 발전량 기준시나리오 대비 시나리오 1과 2의 SO_x와 미세먼지는 58~59%, NO_x는 28~29% 감소하여 환경성이 더 크다. 그러나 2030년 기준 전기요금은 시나리오 2에서 23.7% 증가하여 시나리오 1의 증가율보다 6.6%p 더 크다. 이에 정부는 상대적으로 전기요금 인상수준이 낮은 시나리오 1을 선호할 수 있지만, 탄소 저감을 위한 에너지세제 개편을 설계할 때에 과세대상, 과세표준, 연료원별 상대세율, 전기요금, 대기오염물질 발생량, 세수 활용법 등을 종합하여 고려하여 합리적이고 수용성이 큰 방식을 채택해야 한다.

주요 단어 : 탄소가격, 에너지세제, 전력부문, 2030 NDC
경제학문헌목록 주제분류 : Q3, Q1, H2

* 이 논문은 2022년도 에너지경제연구원 기본연구보고서 『탄소중립을 위한 에너지세제 개편 방향 연구: 전력부문을 중심으로』의 일부를 발췌한 것이다.

** 에너지경제연구원 에너지탄소중립연구본부 선임연구위원(주저자) (e-mail: chosj0327@keei.re.kr)

*** 이화여자대학교 경제학과 교수(교신저자) (e-mail: yoonkim@ewha.ac.kr)

I. 서 론

우리나라는 2021년 12월에 2030 국가 온실가스 감축 목표(Nationally Determined Contributions, 이하, 2030 NDC 목표)와 2050 탄소중립 시나리오를 확정하였다(외교부·환경부, 2021; 탄소중립녹색성장위원회, 2021). 2030 NDC 목표 상향안에서 우리나라는 2030년 온실가스 목표 배출량을 2018년에 비해서 약 40% 감소시킨 436.6백만 톤으로 정하였다.¹⁾ 이 중에서 전력부문(전환부문)은 149.9백만 톤을 줄여야 하며, 이는 2018년에 비해서 44.4%를 감축하는 것이다.

온실가스 배출량을 줄이는 방법은 기술적 측면과 금전적 측면으로 구분할 수 있다. 2030 NDC 목표에서 제시한 방법들, 예를 들어 전력수요측면에서 혁신기술 등을 도입하여 수요관리 수단 이행력을 강화하고, 전력공급측면에서 화석연료 발전의 비중을 축소하고, 신재생에너지를 확대하고, 암모니아 등 무탄소 연료 혼소 등을 추진하는 것은 기술적 측면에 해당된다. 이에 비해 2050 탄소중립 시나리오에서 제시한 방법, 즉 탄소중립에 효과적인 탄소가격 부과 체계를 구축하는 것은 금전적 측면에 해당한다.²⁾

탄소가격 부과 체계는 탄소 배출로 초래되는 부정적 외부효과를 교정적 조세의 형태로 가격에 내부화시켜 사람들의 유인체계를 바꾸고 의사결정을 변화시킨다. 전

1) 2030 NDC는 2015년 6월에 처음으로 수립되었고, 2016년 12월에 NDC 이행 구체화를 위한 「2030 NDC 달성을 위한 기본 로드맵」을 마련했고, 2018년 7월에 로드맵을 기설정 국가 감축 목표 중 국내 감축 규모를 확대하는 형태로 수정되었다. 그리고 2019년 12월에 수정된 NDC 목표를 UN에 제출했다. 정부는 2021년 4월에 2030 NDC 상향 계획을 국제사회에 발표하여 제출했던 2030 NDC 목표를 상향 설정하였으며, 이것이 「2030 NDC 상향안」이다. 수정된 2030 NDC에서 전환부문의 온실가스 감축목표는 192.7백만톤이었으나, 「2030 NDC 상향안」에서는 149.9백만톤으로 강화되었다

2) 온실가스 배출에 대한 규제 중에서 석탄발전상한제 등은 직접규제로, 교정적 조세, 배출권거래제 등은 시장 기능을 이용한 가격 규제로 구분할 수 있다.

력부문에서 탄소가격 부과 체계를 이용하여 부정적 외부효과를 내부화하면 요금이 변화하므로 소비량이 달라지고 사회적으로 바람직한 최적 생산량을 달성하게 된다. 그리고 발전연료간의 대체를 유도하므로 온실가스 배출량과 대기오염물질 배출량도 감소시킨다. Resources for the Future(2019)는 상대적으로 낮은 탄소가격으로 큰 탄소 저감 효과가 발생할 수 있는 분야로 전력분야를 제시하기도 하였다.³⁾ 이처럼 탄소가격 부과 방법은 2030년 NDC 목표를 달성해야 하는 전력부문의 온실가스 배출 저감 방법으로 유용하다.

탄소가격을 부과할 때는 현행 조세체계를 활용할 수도 있고, 신규 환경세를 중심으로 한 조세체계를 구성할 수도 있다. 우리나라는 탄소와 관련된 부정적 외부효과를 내부화시키기 위해 전력부문의 에너지세제부담금을 실시하고 있으며, 환경성에 대한 고려에 따라 개정되고 있다. 한국조세재정연구원(2018)은 전력부문에서 유연탄과 LNG의 환경비용 상대비율을 1.07:1로 제시하였고, 이에 따라 2018년 「개별소비세법」 개정에서 최초로 환경 외부성을 반영하여 유연탄 세율을 인상하고 LNG 세율을 인하하였다(기획재정부, 2018). 전력부문에 대한 현행 세제부과금은 환경성을 반영하고 있어 탄소중립 달성과 같은 방향성을 가지므로 이 세제부과금 체계를 폐기하고 새로운 환경세 체계를 구축하는 것은 현실적이지 않다. 전병목 외(2012)는 기존의 세제 체계를 활용하는 탄소가격 부과 체계의 장점으로 제도 설계가 간편하고, 설계에 수반되는 행정비용이 작고, 정치권과 납세자의 수용성이 지속된다는 점을 들었다.⁴⁾

이에 본 연구에서는 전력부문이 2030 NDC 목표를 달성하는 방법으로 현행 개별소비세 체계를 활용하는 경우와 신규 세제 체계를 이용하는 경우의 효과를 전기요금, 온실가스 배출, 대기오염물질 배출 관점에서 정량적으로 비교하고 운영 방향을

3) 산업부문에 대한 탄소가격 부과는 저탄소 설비 교체와 기술 개발에 시간이 필요하고, 탄소 누출(carbon leakage) 등의 문제가 발생할 수 있다. 건물부문과 가정부문에 대한 탄소가격 부과에는 저탄소 기술 개발, 설비 교체 등의 제약이 존재하고, 특히 가정부문에 대한 탄소가격 부과는 정치적 마찰 등 수용성 문제를 갖는다. 이에 비해 전력부문에 대한 탄소가격 부과는 화석연료 발전원별 상대가격 변화와 이에 따른 수요 억제 영향만을 고려하면 된다.

4) 단점으로 탄소배출에 비용을 부과한다는 본래 취지가 희석될 수 있고, 탄소중립 달성을 위한 일관된 정책 기조를 유지하기 어렵다고 지적했다.

제시한다. 이때 전력부문이 2030 NDC 목표를 달성하도록 하는 탄소가격을 추정하여 유연탄과 LNG의 세율에 반영한다. 한국조세재정연구원(2018), 조성진·박광수(2018) 등은 에너지세제 개편 방식으로 대기오염물질의 부정적 외부비용만을 고려하여 현행 에너지세제 체계에 전력부문의 환경외부성을 내부화하는 방식만을 고려하였다. 이에 비해 본 연구는 전력부문을 대상으로 대기오염물질 외에 온실가스에 대한 탄소비용을 반영하는 세제 체계 대안을 고려한다.

본 논문은 다음과 같이 구성된다. II장에서는 우리나라 전력부문에 대한 에너지세제의 현황과 문제점을 제시한다. III장에서는 에너지세제 개편 시나리오 분석에 사용하는 분석모형 M-Core를 설명한다. IV장에서는 분석에서 사용한 전제들, 에너지세제 개편 시나리오의 설정과 설명을 기술하고, 시나리오별 전기요금, 온실가스 배출량, 대기오염물질 배출량에 대한 분석 결과를 제시한다. 그리고 분석 결과를 기반으로 시나리오별 차이점을 도출한다. V장은 결론이다.

II. 전력부문에 대한 에너지세제 현황 및 쟁점

1. 전력부문에 대한 에너지세제 현황

전력부문의 제세부담금은 연료원별 및 용도별로 상이하게 부과된다. <표 1>은 전력부문의 연료원별 제세부담금 현황이다.⁵⁾ 원료원별로 보면, 개별소비세(국세, 보통세)는 유연탄, LNG, 유류에 과세하지만, 무연탄(국내탄), 원자력, 산업용 유연탄은 비과세이다. 기본세율은 유연탄 46원/kg, LNG(발전용) 12원/kg이다. 그렇지만, 유연탄 세율은 과세기준으로 탄소함량을 사용하지 않고 에너지함량(발열량)을 사용하며, 탄력세율을 적용하여 순발열량이 5,500kcal/kg 이상이면 49원/kg을, 5,500

5) 「대기환경보전법」에 따라 화력발전이 부과하는 대기오염물질배출부과금을 부과하지만, 부과액이 매우 작아 <표 1>에서는 제외한다.

kcal/kg미만 5,000kcal/kg 이상이면 46원/kg, 5,000kcal/kg 미만이면 43원/kg을 과세한다.⁶⁾

용도별로 보면, 발전용 LNG(직수입과 자가발전을 포함)의 세율은 열병합 발전용(집단에너지, 자가열병합)과 연료전지용의 세율보다 높다. 일반 발전용에는 수입부과금이 적용되나, 다른 용도에 대한 수입부과금은 100% 환급된다. 유연탄의 경우, 일반 발전용에는 46원/kg의 기본세율을 적용하지만, 산업용(유연탄 열병합발전)에는 비과세한다.

〈표 1〉 2021년 기준 전력부문에 대한 제세부담금 현황

| | | 구분 | 발전용 | | | | |
|-----|----------------------------|----|------------------------|--------------------------------------|-------|------------------|------------|
| | | | 유연탄 | LNG | 원자력 | 수력 ¹⁾ | 전기 |
| | | 단위 | 원/kg | 원/kg | 원/kWh | 원/kWh | kWh |
| 조세 | 관세 | 기본 | | 3% | | | |
| | | 할당 | | 2%(동절기) | | | |
| | 개별소비세 | 기본 | 46 | 12(발전용) 60(도시가스) | | | |
| | | 탄력 | 49, 46, 43 | 8.4, 12, 42 ⁵⁾ | | | |
| | 지역자원시설세 | | 0.3원/kWh (0.84원/kg) | 0.3원/kWh (2.49원/kg) ⁶⁾ | 1 | 2 | |
| 부담금 | 수입부과금 | | | 3.8 ⁷⁾ | | | |
| | 품질검사수수료 | | | | | | |
| | 안전관리부담금 ²⁾ | | | | | | |
| | 전력산업기반기금 | | | | | | 전기요금의 3.7% |
| | 원자력연구개발기금 ³⁾ | | | | 1.2 | | |
| | 사용후핵연료 관리부담금 ⁴⁾ | | | | 4.6 | | |
| | 방사성폐기물관리비용 | | | | 0.3 | | |
| | 원자력안전관리부담금 | | | | 0.7 | | |

6) 그러나 2023년 6월 30일까지 한시적으로 순발열량이 5,500kcal/kg 이상이면 41.6원/kg, 5,500kcal/kg 미만이면 39.1원/kg, 5,000kcal/kg 미만이면 36.5원/kg의 탄력세율을 적용한다. 발전용 LNG의 개별소비세율도 2023년 6월까지 한시적으로 10.2원/kg을 적용한다.

-
- 주 1 : 수력에서 양수를 제외함.
- 주 2 : 발전용 LNG의 안전관리부담금은 면제하지만, LPG에는 4.5원/kg, 그 외 LNG에는 3.9원/m³를 부과함.
- 주 3 : 원자력기금은 원자력연구개발기금과 원자력안전관리부담금으로 구분되며, 원자력연구개발기금은 전전년도 발전량에 1.2원/kWh을 곱하여 부과함.
- 주 4 : 사용후핵연료관리부담금과 방사성폐기물관리비용은 2021년도 징수 실적(각각 732,032백만원, 45,280백만원)과 원전 발전량 실적(158,015MWh)을 기반으로 도출하였고, 원자력안전관리부담금은 2021년 법정부담금 실적(111,668백만원)을 이용하여 세율을 추정함.
- 주 5 : 탄력세율로 열병합용 및 연료전지용 LNG에 8.4원/kg, 발전용 LNG에 12.0원/kg, 산업용 등 비발전용 LNG에 42.0원/kg을 적용함.
- 주 6 : 제9차 전력수급기본계획의 발열량과 열소비율을 적용하여 세율 단위를 kg으로 환산함.
- 주 7 : 열병합 발전용 LNG의 수입부과금은 면제되며, 발전용 외에는 24.242원/kg의 세율을 적용함.
- 자료: 「지방세법」, 「대기환경보전법」 시행령

전력부문에는 지방세로 지역자원시설세를 부과한다. 세율은 화석연료 0.3원/kWh, 원자력 1.0원/kWh, 수력발전 2.0원/kWh이며, 유연탄과 LNG의 세율을 원/kg으로 환산하면 각각 0.84원/kg, 2.49원/kg이다(조성진·박광수, 2020). 2024년 1월 1일부터 지역자원시설세의 세율은 화력발전의 경우에 0.3원/kWh에서 0.6원/kWh으로 인상된다.

전력부문에는 조세 외에 다양한 부담금과 기금이 부과되고 있다. LNG에 수입부과금으로 3.8원/kg을 부과하고 안전관리부담금을 면제하지만, 다른 수입연료에는 수입부과금을 부과한다. 원자력에는 원자력연구개발기금, 원자력안전관리부담금, 방사성폐기물관리비용, 사용후핵연료 관리부담금, 사업자 지원금을 부과한다. 수력발전과 무연탄 발전에는 부담금을 면제한다. 전력소비에는 전기요금의 3.7%의 전력산업기반기금이 부과된다.

대기오염물질 배출사업장(화석연료발전소 포함)에는 대기배출부과금을 부과한다. 대기배출사업장(1~3종)에는 먼지, SO_x, NO_x에 기본배출부과금을, 배출허용기준 초과사업장(1~5종)에는 허용치를 초과한 배출량에 초과배출부과금을 적용한다. 미세먼지, SO_x, NO_x에 대한 기본배출부과금과 초과배출부과금 요율은 동일하며, 각각 770원/kg, 500원/kg, 2,130원/kg이다.

2. 전력부문에 대한 에너지세제의 문제점

전력부문에 부과되는 에너지세제의 문제점은 다음과 같다. 우선 연료원별로 환경 관련 외부비용⁷⁾을 개별소비세와 지역자원시설세에 일부 반영하고 있지만, 적절한 수준은 아니다. 유연탄에 대한 개별소비세의 과세표준은 에너지함량(발열량)을 기준으로 하여 환경오염물질을 더 많이 배출하는 유연탄의 세율이 더 낮다. 발열량 5,000kcal/g 미만의 석탄 세율은 43원/kg으로 발열량 5,000kcal/kg 이상의 석탄 세율인 46원/kg 보다 더 낮다. 그리고 원/kg으로 환산한 지역자원시설세도 유연탄 세율(0.84원/kg)이 LNG 세율(2.49원/kg)보다 낮다.

두 번째로 에너지원간 형평성을 충분히 반영하고 있지 않다. 관세는 LNG와 석유류 제품에만, 수입부과금은 LNG에만 부과된다. 원자력, 무연탄, 열병합용 유연탄은 개별소비세를 면세한다. 그리고 용도별로 세율을 차등하고 있다. 연료가 환경과 인체에 주는 피해를 무시하고 세금을 면세하거나, 다른 용도에 비해 과도하게 낮은 세율을 적용하는 것은 시장에 잘못된 신호를 준다.

세 번째로 세목간 세율이 충분히 연계되어 있지 않다. 환경성을 강화하는 형태로 개별소비세와 지역자원시설세를 개편할 때는 두 세목간 세율에서 연료원별 전환이 이루어지는 상대세율을 고려해야 한다. 2018년 「개별소비세법」 개정은 전력부문에 서 유연탄과 LNG의 환경비용 상대비율 1.07:1을 반영하여 유연탄 세율을 인상하고 LNG 세율은 인하하였다. 그러나 조성진·박광수(2018)에 따르면, 유연탄과 LNG의 급전순위 역전으로 연료 전환을 유도하려면 LNG 대비 유연탄 세율은 2배 이상이어야 한다.

네 번째로 부정적 외부효과를 내부화한 에너지세제가 전력도매시장가격(System Marginal Price, SMP)과 최종소비자 요금에 반영되고 있지 않다. 요금구조에 외부비용이 반영되면 경제급전 우선순위를 역전시켜 연료전환 효과를 갖고, 동시에 요금 인상에 따른 수요 억제 효과도 발생하므로 교정적 조세의 비용효과성을 달성할 수 있다. 그러나 외부비용의 요금 반영이 어려운 시장구조와 요금제도에서의 세제 정책은 탄소 감축에 기여하지 못한다(World Bank, 2016).

7) 온실가스, 대기오염물질, 방사성물질, 원전사고위험 등

다섯 번째로 전력부문에 대한 개별소비세는 과세대상이 이질적이고, 부과 근거가 법령에 명시되지 않아 모호하다. 개별소비세의 과세대상에는 사치성 제품, 담배, 자동차 등도 포함되어 있지만, 세수의 60%는 화석연료에서 발생한다. 일반적으로 개별소비세는 사치성 제품 소비 억제와 환경오염물질 외부비용의 내부화를 근거로 부과된다고 하지만, 법령에는 이 부과 근거가 명확하게 기재되어 있지 않다. 이처럼 개별소비세에는 물품세적 성격과 교정세적 성격이 모두 포함되어 있어 연료원별로 부과되는 세율 중에서 환경의 외부비용에 해당하는 것을 구분하기 어렵다. 이는 개별소비세를 에너지세제 수단으로 하여 온실가스를 줄이려는 세계적 동향과 괴리되고, 탄소세 등과 같은 탄소가격 부과 수단과 중복된다.⁸⁾

Ⅲ. 분석모형

미국, 유럽국가 등의 전력시장이 가격입찰제도(Price bidding)를 사용하는 것에 비해서, 우리나라의 전력시장은 변동비 반영(Cost based pool) 시장이다. 변동비 반영 시장에서는 가격결정발전계획에서 시간대별 SMP를 결정하고, 운영발전계획에서 계통운영을 시행한다.

해외와 다른 우리나라의 전력시장 구조를 분석대상으로 하므로 국내 전력시스템과 시장정산제도를 반영한 엔지니어링 전산모형 M-Core를 이용한다(장인의공간, 2011).⁹⁾ M-Core 모형은 우리나라의 전력시장 운영에서 사용하는 가격결정발전계획과 운영발전계획의 입력자료, 목적함수, 제약조건을 반영한다. 이 모형은 결정론적(deterministic) 분석모형으로 시장 모의에 필요한 설비구성, 전력수요, 예방정비

8) 이영숙 외(2019)은 개별소비세가 갖는 부과 목적의 모호성, 친환경 세계와의 연계성 부족, 과세대상의 이질성, 편중된 세율, 탄소국경세 대응 연계성 부족 등을 지적했다.

9) M-Core 모형은 한국전력거래소, 한국전력, 발전자회사, 민간발전사, 연구기관, 학계 등에서 이용되고 있다. M-Core의 알고리즘, 외생변수, 결정변수 등에 대해서는 조성진 외(2019)를 참고한다.

실적, 각종 제약을 외생적으로 결정한다. M-Core모형에서 발전기별 모델링은 LR(Lagrangian Relaxation)법으로 전력생산 비용을 최소화하고, SUDP(Single Unit Dynamic Programming)법으로 비용을 최소화시키는 시간대별 발전기 기동·정지계획을 최적화한다.¹⁰⁾

M-Core의 최적화 알고리즘에서 기동정지계획의 목적함수는 발전기의 기동비용과 개별 발전기의 발전비용을 더한 값을 최소화하는 식(1)이다. 이 목적함수를 최소화할 때의 U_i^t 가 해당 시간에서의 발전기 기동·정지 계획이다. 제약조건은 시스템 제약조건¹¹⁾인 수급균형문제로 식 (2)이며, 식 (5)는 각 발전기의 출력 제약으로 개별 발전기 제약조건(decoupled constraint)이다.

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

$$\text{subject to } P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t = 0 \quad (2)$$

| | |
|---------------|---|
| F_i | 제 i 번째 발전기의 발전비용 |
| P_i^t | 제 i 번째 발전기의 t 시간의 발전량 |
| Startupcostit | 제 i 번째 발전기의 t 시간의 기동비용 |
| U_i^t | 제 i 번째 발전기의 t 시간의 기동/정지 표시기 (기동 시 1, 정지 시 0) |
| P_{load}^t | t 시간의 계통 부하 |
| T | 전체 모의시간 |
| N | 전체 발전기 대수 |

10) LR 방법은 대규모 전력계통에 대한 발전기 기동정지계획에 널리 활용된다.

11) 다수의 발전기 출력이 동시에 고려되어야 하는 coupled constraint이다.

LR법을 사용하여 식(1)과 식(2)를 식(3)의 라그랑지함수로 한다. 식(3)에서 λ 는 라그랑지 승수이다. 식(4)는 식(3)에서 상수항을 뺀 식이다.¹²⁾ 식(4)는 개별 발전기의 발전비용을 최소화하는 식이며, 식(5)는 식(4)를 디커플링한 것이다. LR 방법으로 전체 발전비용의 최소화를 개별 발전기의 발전비용 최소화로 디커플링해서 해를 도출한다.

$$L(P, U, \lambda) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + Startupcost_{i,t}] U_i^t + \sum_{t=1}^T \lambda^t (P_{load}^t - \sum_{i=1}^N P_i^t U_i^t) \quad (3)$$

$$L(P, U, \lambda) = \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_i^t) + Startupcost_{i,t}] U_i^t - \lambda^t P_i^t U_i^t \} \right) \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^T \{ [F_i(P_i^t) + Startupcost_{i,t}] U_i^t - \lambda^t P_i^t U_i^t \} \quad (5)$$

IV. 에너지세제 개편 시나리오 분석

1. 전제¹³⁾

M-Core 모형을 이용하여 우리나라 전력시장을 시뮬레이션하기 위해 입력자료들

- 12) 수요와 발전의 동시 최적화는 어려워서 LR법에서 부하(수요)는 외생적으로 주어진 값(deterministic)으로 간주하고 각 시간대의 수요를 충족하는 발전기 출력(λ)을 반복하여 도출한다.
- 13) 2023년 1월에 확정 공고된 제10차 전력수급기본계획에서는 전원구성에 원자력발전의 계속 운전, 암모니아 및 수소 혼소 등을 반영하였다. 그리고 전력수요에서 데이터센터와 타부문의 전기화(electrification) 등을 반영하여 2030년 전력수요 전만으로 제9차 전력수급기본계획의 542.3TWh보다 많은 572.8TWh을 제시하였다. 더하여 에너지원별 열량단가에서도 2020년 1월 ~ 2021년 12월의 실적 평균을 적용하였다. 이러한 요인들의 복합적 영향으로 유연탄과 LNG의 경제급전순위를 역전시키는 세율 수준은 달라질 것이다.

을 설정한다. 기준은 제9차 전력수급기본계획의 발전량 기준시나리오(이하, 발전량 기준시나리오)이다. 발전량 기준시나리오는 정부가 시행을 검토하고 있는 석탄발전량 제약¹⁴⁾과 배출권거래비용의 변동비 반영 제도¹⁵⁾를 고려하고 있지 않다. 발전량 기준시나리오에 따르면, 2019년에 40.4%인 석탄 발전량은 2030년의 34.2%로 비중이 감소한다. 그리고 2030년에 전력부문 온실가스 배출량은 2.049억톤이다. 2030년의 온실가스 배출량 전망치는 2030 NDC 보다 약 0.5억톤 더 많다. <표 2>는 발전량 기준시나리오에서 전망한 2030년 연료원별 발전 비중이다.

<표 2> 제9차 전력수급기본계획 발전량 기준시나리오의 발전원별 비중

단위: %

| 연도 | LNG | 석탄 | 원자력 | 양수 | 신재생 | 기타 | 계 |
|-----------|------|------|------|-----|------|-----|-----|
| 2019년(실적) | 25.6 | 40.4 | 25.9 | 0.6 | 6.5 | 1.0 | 100 |
| 2030년 | 19.0 | 34.2 | 25.0 | 0.7 | 20.8 | 0.3 | 100 |

자료: 산업통상자원부(2020), 제9차 전력수급기본계획

연도별 설비구성과 목표 전력수요는 제9차 전력수급기본계획의 값을 이용한다. 수력, 양수, 신재생발전, 열병합발전 등 열제약 발전기의 시간대별 발전패턴은 2019년 실적자료를 이용한다. 연료원별 예방정비 및 고장정지일은 제9차 전력수급기본계획에 적용한 값들을 이용한다. 이를 적용하면 원전이용률은 약 79~80%이다. 연료원별 배출계수는 제9차 전력수급기본계획에 적용한 값을 이용한다.

열량단가(원/Gcal)는 2018년 「개별소비세법」 개정을 적용하여 2019년 5월~2020년 4월의 평균을 적용하며, 유연탄 24,346원/Gcal, LNG 복합 40,987원/Gcal이다. 이 열량단가는 에너지세제 개편을 통해 유연탄과 LNG의 경제급전 순위 역전을 유도하기 위해서 필요하다. 제9차 전력수급기본계획의 연료원별 열소비율, 발열량, 소내소비율을 이용하여 산정한 연료원별 연료비는 유연탄 51.9원/kWh, 원자력 6.0원/kWh, LNG복합(직도입) 66.0원/kWh이다. LNG에서는 한국가스공사의 평균요

14) 석탄발전상한제도

15) 2022년부터 시행하고 있다.

금과 직도입 요금을 구분한다.¹⁶⁾

본 연구에서는 제9차 전력수급기본계획의 열량단가를 사용하지만, 열량단가 수준은 연료비 수준과 연료간 상대가격에 영향을 미친다. 제9차 전력수급기본계획의 열량단가를 적용한 연료비에서는 유연탄(51.0원/kWh)이 LNG복합(직도입, 66.0원/kWh)보다 14.1원/kWh 더 작다. 이에 비해 2021년 5월~2022년 4월의 열량단가(실적, 유연탄 31.480원/Gcal, LNG 복합 75,262원/Gcal)를 적용한 연료비 단가는 유연탄(67.1원/kWh)이 LNG복합(121.2원/kWh)보다 54.1원/kWh 더 작다. 이처럼 유연탄과 LNG의 열량 단가 수준 여하는 두 연료원간의 상대가격이 바뀌고, 결과적으로 이 두 연료 간 경제급전순위를 역전시킬 수 있는 상대세율 수준을 바꾼다.

탄소가격을 반영한 에너지세제 개편은 유연탄과 LNG의 상대 연료가격 변화에 따른 경제급전 순위 역전과 전기요금 인상으로 전력수요를 억제하고 탄소를 저감시킨다. 전력수요 억제에 의한 탄소 저감량을 추정하려면, 전기요금 인상에 따른 소비변화를 파악해야 하므로 조성진(2022)에서 추정된 총전력수요의 가격탄력성 -0.11을 이용한다.¹⁷⁾

2. 시나리오 구성

탄소가격을 반영한 에너지세제 개편에 따른 전기요금, 온실가스 배출량, 대기오염물질(SO_x, NO_x, 미세먼지) 배출량 영향을 분석하기 위해 시나리오분석을 실시한다.¹⁸⁾ 기준시나리오는 제9차 전력수급기본계획의 발전량 기준시나리오이며, 전력부문의 온실가스 배출목표는 2030 NDC 상향안의 149.9백만톤으로 설정한다.

비교대상으로 고려하는 전력부문의 에너지세제 개편 시나리오는 2가지로 모두 2030 NDC의 온실가스 배출 목표를 달성한다.¹⁹⁾ 그러나 시나리오 1은 개별소비세

16) 제9차 전력수급기본계획에서는 한국가스공사의 평균요금을 적용하던 LNG발전기들은 장기적으로 직도입 LNG발전으로 전환될 것으로 예상하였다.

17) 수요의 가격탄력성 추정치의 t-value는 -2.29로 95%의 신뢰수준에서 통계적으로 유의하다.

18) 시나리오에서 탄소가격은 탄소세율이다.

19) 온실가스 외부비용을 반영하는 피구세(Pigouvian tax)는 최적 수준의 세율 설정을 위한 사회

중심의 현행 세제 체계를 활용하여 유연탄과 LNG의 세율을 조정해 2030 NDC 온실가스 배출 목표를 달성하는 시나리오이다. 여기에서 유연탄과 LNG의 세율에는 한국조세재정연구원(2018)의 온실가스 외부비용 추정치를 모두 반영하고, 유연탄에는 전력부문의 2030년 NDC 목표 달성이 가능하도록 세율을 추가한다. 시나리오 1의 유연탄과 LNG의 세율은 기존에 부과되던 개별소비세율을 포함하여 각각 120.0 원/kg, 122.9원/kg이며, 상대세율은 0.98:1이다.

시나리오 2는 현행 개별소비세 부과 체계를 탄소가격 부과 체계로 대체하여 탄소가격 부과만으로 2030 NDC의 온실가스 배출 목표를 달성하는 시나리오이다. 이 시나리오는 현행 개별소비세의 부과 근거에 탄소의 외부비용을 반영한다는 점을 명확하게 제시하고 있지 않아 해외에서 탄소무역장벽이 구체화될 때에 현행의 개별소비세로는 온실가스 감축 크레딧을 인정받기 어려울 수 있다는 점을 반영하여 설정하였다. 더하여 현행 개별소비세는 에너지함량(열량)을 기준으로 과세하므로 환경성을 고려하고 있지 않다는 점도 반영하였다.

M-Core를 이용하여 온실가스 감축 목표인 2030 NDC의 온실가스 감축 목표를 달성하기 위한 세율을 추정한 결과에 따르면 이 값은 70,000원/tCO₂ 이상이다. 이에 시나리오 2에서는 2030 NDC의 온실가스 감축목표 달성 세율 70,000원/tCO₂ 을 원/kg로 환산하여 유연탄에 142.5원/kg, LNG에 193.4원/kg의 세율을 적용한다. 상대세율은 0.74:1 이다. <표 3>은 시나리오별 설명과 차이점을 정리한 것이다.

<표 3> 시나리오별 구성과 적용 세율

| 시나리오 | 시나리오 구성 | 적용 세율 (원/kg 환산) | |
|------------|--|--------------------|------|
| | | 유연탄 | LNG |
| 기준 시나리오 | <ul style="list-style-type: none"> · 제9차 전력수급기본계획의 발전량 기준시나리오 · 석탄발전량 제약방식과 배출권거래비용 불포함 · 현행 개별소비세율 | 46.0 | 12.0 |

적 피해비용을 추정하기 어렵다. 이에 Baumol and Oates(1988)는 외생적으로 결정된 오염수준에서 한계저감비용 달성이 가능한 세율을 결정하는 차선의 방식을 제안하였다.

| 시나리오 | 시나리오 구성 | 적용 세율 (원/kg 환산) | |
|--------|--|--------------------|------------------|
| | | 유연탄 | LNG |
| 시나리오 1 | <ul style="list-style-type: none"> · 현행 개별소비세 부과 체계를 이용하여 2030년 NDC 목표 달성 가능 세율로 설정 · 현행 개별소비세율을 상향하고 유연탄 세율 추가 상향으로 두 연료원간 경제급전순위 역전 · 유연탄과 LNG의 상대세율 비율 0.98:1 · 과세기준: 에너지함량(열량) | 120.0 (74.0) | 122.9 (110.9) |
| 시나리오 2 | <ul style="list-style-type: none"> · 현행 개별소비세를 탄소가격 부과 체계로 대체 · 전력시장모형에서 도출한 전력부문의 2030 NDC 목표 달성 가능 탄소가격 70,000원/tCO₂을 유연탄과 LNG의 세율에 탄소가격으로 부과 · 유연탄과 LNG의 상대세율 비율 0.74:1 · 과세기준: 탄소함량 | 142.5 (0) | 193.4 (0) |

주: ()는 현행 개별소비세 세율에 추가로 부과하는 세율임.

<표 4>는 각 시나리오에서의 유연탄과 LNG 세율을 이용하여 열량단가와 연료비 단가를 추정한 것이다. 시나리오 1의 유연탄과 LNG의 연료비 단가는 시나리오 2보다 약 8원/kWh 더 낮다. <표 3>에서 제시했듯이 과세기준은 시나리오 1에서 에너지함량(열량)이고 시나리오 2에서 탄소함량으로 다르기 때문에 연료원간 경제급전 순위를 역전시키는 상대세율이 달라지고, 각 시나리오에서 연료비 단가 차이도 달라진다. 그러나 제9차 전력수급기본계획의 설비구성과 전력수요 하에서 유연탄과 LNG 복합발전의 경제급전 순위 역전이 뚜렷이 발생하려면 전력부문의 2030년 NDC 온실가스 배출량 목표를 달성하는 유연탄과 LNG의 연료비 단가는 각각 시나리오 1에서 79,4원/kWh와 79,4원/kWh, 시나리오 2에서 87.7원/kWh와 87.8원/kWh로 각 시나리오 내에서는 유사하여야 한다.

<표 4> 시나리오별 열량단가와 연료비 단가

| 시나리오 | 세율(외부비용 반영, 원/kg) | | 열량단가 (원/Gcal) | | | 연료비단가 (원/kWh) | | |
|--------|-------------------|---------------|---------------|-------------|-----------|---------------|-------------|-----------|
| | 유연탄 | LNG | 유연탄 | LNG (평균 요금) | LNG (직도입) | 유연탄 | LNG (평균 요금) | LNG (직도입) |
| 기준시나리오 | 46.0 | 12.0 | 24,346 | 49,611 | 40,987 | 51.9 | 79.9 | 66.0 |
| 시나리오 1 | 120.0 (74.0) | 122.9 (110.9) | 37,226 | 57,890 | 49,266 | 79.4 | 93.3 | 79.4 |
| 시나리오 2 | 142.5 | 193.4 | 41,136 | 63,153 | 54,529 | 87.7 | 101.7 | 87.8 |

주: ()는 현행 개별소비세 세율에 추가로 부과하는 세율임.

3. 분석결과

<표 5> 및 <표 6>은 세제 개편 시나리오별 연료원별 세율과 전력수요의 가격탄력성을 반영하여 추정된 전기요금, 온실가스 배출량, 대기오염물질(SO_x, NO_x, 미세먼지) 배출량, 저감율을 추정한 결과이다. 기준시나리오 대비 시나리오 1과 2의 전기요금은 모두 인상되며, 인상률은 각각 17.1%, 23.7%이다. 현행 개별소비세 체계를 탄소가격 부과 체계로 대체하는 시나리오 2의 요금 인상률이 현행 개별소비세 체계만을 활용하는 시나리오 1보다 약 6.6%p 더 높다. 시나리오 1과 시나리오 2는 모두 2030 NDC의 온실가스 배출 목표를 달성하는 세제 개편 방안이지만, 시나리오 1에 적용되는 과세기준은 에너지함량(열량)이고 시나리오 2에 적용되는 과세기준은 탄소함량으로 다르다. 과세기준이 다르기 때문에 2030 NDC 감축목표를 달성할 수 있는 유연탄과 LNG의 세율도 다르고, 연료비 단가가 상대적으로 높은 시나리오 2의 전기요금 인상률이 시나리오 1보다 더 크게 나타난다.

2030년 온실가스 배출량 전망치는 시나리오 1에서 149.6백만톤, 시나리오 2에서 147.5백만톤이다. 2가지 시나리오와 같이 세제 개편을 하면 2030년 NDC 목표는 달성된다. 시나리오 1과 2의 대기오염물질 배출 저감율은 기준시나리오에 대비하여 SO_x와 미세먼지는 약 58~59%, NO_x는 약 28~29%이다.

〈표 5〉 2030년 기준 SMP, 정산단가 및 전기요금 인상률

| 시나리오 | 시나리오별 SMP (원/kWh) | 시나리오별 정산단가 (원/kWh) | 기준시나리오 대비 정산단가 인상률(%) | 기준시나리오 대비 전기요금 인상률(%) |
|--------|----------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|
| 기준시나리오 | 67.9 | 79.1 | - | - |
| 시나리오 1 | 83.6 | 97.8 | 21.3 | 17.1 |
| 시나리오 2 | 90.8 | 105.1 | 29.6 | 23.7 |

주 : 전기요금 인상률은 정산단가 증감률에 과거 10년간 도매시장의 전력정산금과 소매시장의 전력판매금의 평균비율 80%를 곱하여 추계함. 정산단가에 신재생에너지 정산금액은 제외함.

〈표 6〉 2030년 기준시나리오별 온실가스 및 대기오염물질 감축 효과

| 시나리오 | 온실가스 배출량 (백만 tCO2) | SOx 배출량 (톤) | NOx 배출량 (톤) | 미세먼지 배출량 (톤) |
|--------|-----------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| 기준시나리오 | 209.2 | 27,336.1 | 32,083.2 | 1,300.0 |
| 시나리오 1 | 149.6 (-28.5%) | 11,452.0 (-58.1%) | 23,150.4 (-27.8%) | 544.2 (-58.1%) |
| 시나리오 2 | 147.5 (-29.5%) | 11,210.3 (-59.0%) | 22,836.6 (-28.8%) | 532.7 (-59.0%) |

주 1: 기준시나리오는 제9차 전력수급기본계획의 발전량 기준시나리오로 2030년 온실가스 배출량은 2,049억톤임.

주 2: () 는 기준시나리오 대비 감축률(%)임.

추정결과에 따르면, 2030 NDC 감축 목표를 달성하기 위해 현행 개별특별소비세를 개편하여 세율 수준을 높이거나 탄소가격을 부과하는 경우에 모두 감축 목표를 달성한다. 그리고 이 두 가지 시나리오에서 대기오염물질도 저감되며, 그 저감의 정도도 유사하다.

온실가스와 대기오염물질 저감 정도는 유사하지만, 시나리오 1은 현행 개별소비세 체제를 유지하고 시나리오 2는 기존의 세제 체제를 대체하여 탄소가격을 부과하므로 적용 형태에서 차이를 갖는다. 시나리오 1은 현행 체제를 유지하기 때문에 II장 2절에서 언급한 에너지세제의 문제점들을 대부분 해결하지 못한다. 이에 비해서 시나리오 2와 같이 탄소가격 부과 형태로 세제를 개편하는 형태는 과세표준으로 탄소합량을

사용하고 있으므로 환경오염물질을 더 적게 배출하는 오염원에 더 낮은 세율을 적용하므로 환경성을 강화하는 형태이며, 탄소중립정책과 일관성을 갖는다. 그리고 탄소의 외부비용을 부과한다고 명확하게 제시하고 있지 않은 현행 개별소비세 체제와 달리 기존의 세제 형태에서 벗어나 탄소가격을 부과하므로 해외에서 탄소무역장벽을 구체화할 때 온실가스 감축 크레딧을 인정받을 수 있는 가능성을 높일 수 있다. 더하여 2030 NDC 온실가스 목표를 달성하는 세율을 적용하므로 기존의 개별소비세와 혼재되지 않고 탄소가격 부과 수단으로써의 역할을 단독으로 담당한다.

그러나 전기요금측면에서 분석대상 시나리오들은 모두 제9차 전력수급기본계획 발전량 기준시나리오 하에서의 전기요금 수준을 시나리오 1은 17.1%, 시나리오 2는 23.7% 높인다. 이와 같은 요금 상승을 온실가스 저감에 대한 비용으로 수용하더라도 상승 수준이 상대적으로 더 낮은 체제 개편이 선호될 것이다. 2030년 기준으로 전기요금은 탄소가격 부과 체계 방안인 시나리오 2(23.7%)는 개별소비세 체계 활용 방안인 시나리오 1(17.1%)보다 전기요금 인상율이 6.6%p 더 높다. 상대적으로 더 높은 전기요금 인상율은 세제 개편에 대한 수용성을 낮추게 된다.

이처럼 세제 체제 개편 형태에 따라서 상대적으로 성과를 거둘 수 있는 측면이 상이하다. 따라서 탄소 저감 목표와 전기요금에 대한 영향만을 고려하는 것이 아니라, 세수 및 재원 활용 방식에 따른 영향, 정치적 마찰, 조세 저항 등이 종합적으로 고려되어야 한다.

V. 결 론

본 연구에서는 2030 NDC 온실가스 배출량 목표를 달성하는 2가지의 에너지세제 개편 시나리오를 설정하여 세제 개편 형태별 상대연료비, 상대세율, 전기요금, 온실가스 배출량, 대기오염물질 배출량을 비교하고 세제 개편 유형의 효과를 분석하였다. 시나리오 1은 현행 개별소비세 체제를 활용하면서 세율을 높여 전력부문의 2030

년 온실가스 목표를 달성하고, 시나리오 2는 현행 개별소비세를 탄소가격 부과 체계로 대체하여 전력부문의 2030년 온실가스 목표를 달성한다. 그러나 전기요금에서는 2030년 기준으로 탄소가격 부과 체계 방안이 개별소비세 체계 활용 방안보다 전기요금 인상율이 더 높게 분석되었다.

이처럼 전력부문에서 2030 NDC 목표 달성과 같은 탄소 저감을 위해서 세계 개편을 할 때, 과세대상, 과세표준 등의 설정은 연료원별 상대세율, 전기요금 등에 다른 수준의 영향을 미친다. 그러므로 정부는 온실가스 감축수단으로 에너지세제 개편을 설계할 때 적용 방식에 따라 영향이 다르게 나타난다는 점과 유연탄과 LNG에 적용하는 연료비(또는 열량단가) 전제에 따라 온실가스 감축 목표를 달성하는 상대세율에 차이가 발생한다는 점을 고려해야 한다.

현행의 개별소비세를 활용하면 세계 체계를 설계하는 것이 용이하고 설계에 드는 행정비용도 작아진다, 그리고 상대적으로 낮은 전기요금 인상은 정치권과 납세자 수용성에서도 유리하다. 그러나 이러한 방식은 탄소배출에 비용을 부과하는 본래의 취지를 희석할 수 있고, 탄소중립 달성을 위한 정책 기조를 일관되게 유지하기 어렵다. 현재 우리나라는 전력부문에서 배출권거래제를 시행하여 탄소가격을 부과하고 있으므로 이러한 현실을 감안하여 전력부문의 2030 NDC 온실가스 감축 목표를 달성하기 위하여 현행 개별소비세 부과 체계와 배출권거래제를 함께 활용할 수도 있을 것이다. 이에 탄소가격 부과 세제 개편은 탄소중립정책의 일관성을 유지한다. 더하여 탄소가격 부과 방식은 현행 개별소비세의 부과근거에 명확하게 탄소의 외부비용을 반영한다는 것이 없어 앞으로 EU, 미국 등에서 탄소무역장벽을 구체화할 때에 개별소비세로 온실가스 감축 크레딧을 인정받기 어려울 수 있다는 측면을 완화시킬 수 있다. 그리고 현행 개별소비세가 에너지함량(발열량)을 기준으로 하므로 환경성을 고려하지 않는다는 측면도 보완할 수 있다.

일반적으로 낮은 탄소가격 하에서도 전력부문은 연료원간 급전 순위를 바꿀 수 있어 온실가스를 감축할 때에 다른 부문보다 비용효율성을 가질 수 있다. 그러므로 탄소비용 부과에 의한 정책효과를 극대화하려면 해당 비용이 도매시장가격과 최종 전기요금에 반영되는 시장제도가 정립되어야 한다. 정부는 탄소 저감을 위한 에너지세

2030년 온실가스 감축 목표를 달성하기 위한 전력부문의 탄소가격 반영 세제 개편 연구

제를 개편할 때 탄소 저감 목표와 전기요금에 대한 영향만이 아니라, 세수 및 자원 활용 방식에 따른 영향도 종합적으로 검토해야 한다. 정치적 마찰, 조세 저항 등을 고려하여 효율성을 조금 희생하고 수용성을 높이는 차선책(second-best policy)도 제시할 수 있다.

접수일(2023년 2월 10일), 수정일(2023년 3월 13일), 게재확정일(2023년 3월 13일)

◎ 참고 문헌 ◎

- 기획재정부(2018). “2018년 세법개정안 상세본.” 보도자료. 7월 30일.
- 산업통상자원부(2020). “제9차 전력수급기본계획(2020~2034).” 발표자료. 12월 28일.
- 외교부·환경부(2021). “상향된 ‘2030 국가 온실가스 감축목표(NDC)’ 유엔기후변화협약 사무국 제출.” 공동보도자료. 12월 23일. https://www.mofa.go.kr/www/brd/m_4080/view.do?seq=371966 (검색일: 2022.06.25.).
- 이영숙·박정환·김재혁(2019). 에너지세계 현황과 쟁점별 효과 분석. 서울: 국회예산정책처.
- 장인의공간(2011). 발전계획과 전력시장 모의기법. 장인의공간 M-Core 설명자료.
- 전병목·성명재·전영준(2012). 탄소세와 에너지과세의 조화방안. 연구보고서 12-06. 세종: 한국조세재정연구원.
- 조성진(2022). 탄소중립을 위한 에너지세계 개편 방향 연구: 전력부문을 중심으로. 기본연구보고서 22-06. 울산: 에너지경제연구원.
- 조성진·박광수(2018). 발전부문 에너지전환 달성을 위한 세계 개편 방안 연구. 기본연구보고서 18-07. 울산: 에너지경제연구원.
- 조성진·박광수(2020). 발전부문 지역자원시설세 개선 연구. 기본연구보고서 20-06. 울산: 에너지경제연구원.
- 조성진·윤태연·김윤경(2019). “제7차 및 제8차 전력수급기본계획 전원 구성 전환에 따른 경제성 및 환경성 변화 분석 연구.” 자원·환경경제연구 28(2): 201-229.
- 탄소중립녹색성장위원회(2021). “2050 탄소중립 시나리오안.” 보도자료. 10월 18일. <https://2050cnc.go.kr/base/contents/view?contentsNo=10&menuLevel=2&menuNo=12> (검색일: 2022.06.25.).
- 한국조세재정연구원(2018). 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구. 세종: 기획재정부.
- Baumol, W., and Oates, W.(1988). *The Theory of Environmental Policy, 2nd edition.*

Cambridge : Cambridge University Press.

Resources for the Future(2019). “Carbon Pricing 101.” Report, 2019.03. <https://www.rff.org/publications/explainers/carbon-pricing-101/> (검색일: 2022.08.07.).

World Bank(2016). “State and Trends of Carbon Pricing 2016.” Report, Washington, D C. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/25160/9781464810015.pdf?sequence=7&isAllowed=y>

<웹사이트>

「개별소비세법」 [법률 제18582호]. <https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95> (검색일: 2022.07.20.).

「대기환경보전법」 시행령 [대통령령 제32621호]. <https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EB%8C%80%EA%B8%B0%ED%99%98%EA%B2%BD%EB%B3%B4%EC%A0%84%EB%B2%95> (검색일: 2022.07.14.).

「지방세법」 [법률 제17893호]. <https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EC%A7%80%EB%B0%A9%EC%84%B8%EB%B2%95> (검색일: 2022.07.06.).

ABSTRACT

Tax reform to reflect Carbon pricing of Power sector
for 2030 NDC GHG emission target*

Sung Jin Cho** and Yoon Kyung Kim***

This study compared the relative fuel cost, relative tax rate, greenhouse gas (GHG) emission, air pollutant emission, and electricity rate increase rates by setting two scenarios that impose carbon pricing, one of the 2030 NDC GHG emission targets. In order to achieve the 2030 GHG emission target, scenario 1 should strengthen the current individual consumption tax to set the tax rate of 120.0 won/kg for bituminous coal and 122.9 Won/kg for LNG, and scenario 2 should replace the current individual consumption tax with the carbon price system to set the carbon price to 70,000 Won/tCO₂. Both scenarios 1 and 2 achieve the 2030 NDC GHG emission target, and compared to the baseline scenario, SO_x and PM in scenarios 1 and 2 decreased by 58~59% and NO_x decreased by 28~29%, making it more environmentally friendly. As of 2030, the government may preferred scenario 1 because electricity price increased by 23.7% in scenario 2, 6.6%p more than the increase rate in scenario 1. However, when designing an tax reform to reduce carbon emission, the government should adopt a reasonable and acceptable method that comprehensively considers tax base, relative tax rate by fuel source, electricity price, air pollutant emission, and tax revenue utilization and etc.

Key Words : carbon pricing, energy tax, power sector, 2030 NDC

* Acknowledgements : This paper is an excerpt from the report of the Korea Energy Economics Institute 『A Study on the Direction of Energy Tax Restructuring for Carbon Neutrality: Focusing on the Power Sector』 in the form of an academic journal.

** Senior Research Fellow, Korea Energy Economics Institute (First author), chosj0327@keei.re.kr

*** Professor, Ewha Womans University (Corresponding author), yoonkkim@ewha.ac.kr