

에너지세제 및 공공요금체제 조정의 경제적 효과

2014. 12.

홍성훈·강성훈·허경선

서 언

조세정책은 우리의 모든 경제활동에 영향을 미치며, 우리 경제가 에너지를 공급하고 소비하는 방식에도 중요한 영향을 미친다. 우리나라의 에너지 체계를 보면, 휘발유, 경유, 천연가스를 비롯한 일부 에너지원에만 세금이 부과되고 있고, 에너지 소비에 있어 큰 비중을 차지하는 전력 부문에 대해서는 세금이 거의 부과되고 있지 않다는 것을 알 수 있다. 과거에는 발전 에너지원에 과세하지 않고 발전 단가를 낮게 유지함으로써 국민들에게 전기를 값싸게 공급하고자 하는 정책이었을 것이다. 하지만 이로 인해 에너지 수요가 전기로 쏠리면서 전기 수급이 불안정해지고 전기 수요 피크시기마다 국민들이 큰 불편을 겪어왔다. 즉 원자력, 유연탄 등의 발전 에너지원에 대해 비과세하여 전기를 저렴하게 공급하는 정책이 당위성을 잃은 것이다.

발전 부문에 과세하는 방법은 두 가지로 생각해볼 수 있다. 첫 번째 방법은 최종 소비 단계에서 전기에 직접 과세하는 것인데, 이 경우 정부가 소비 세율을 조정하여 시장에 직접 가격신호를 보내 수요를 조절하도록 할 수 있다. 하지만 전기소비세제도는 발전 과정에서 사업자들에게 효율성을 제고할 유인을 주지 못한다는 단점을 보이기도 한다. 두 번째 방법은 발전 단계에서 에너지원에 대해 세금을 부과하는 것이다. 화력 발전용 석탄이나 원자력 발전 우라늄에 대해 과세하는 것이 그러한 예이다. 이 경우 여러 발전 에너지원에 대해 개별적으로 과세하기 때문에 세율을 차별적으로 설정하여 효율이 높은 에너지원에 대해 세금을 경감하고 에너지원의 효율적인 사용을 유도할 수 있다. 하지만 이 조세정책은 만약 전기의 최종 가격을 정부가 규제한다면, 에너지원에 과세한다고 하더라도 전기의 최종 가격이 변화하지 않을 수 있는 단점을 가지고 있다.

본 보고서에서는 총에너지수입이 중립적인 발전용 석탄세 및 원자력세 도입 방안을 검토한다. 아울러 이를 전기 소비세와도 비교한다. 각각의 에

너지세계 조정 시나리오에서는 세율 설정, 세수입, 에너지원별 가격변동, 물가영향 등을 분석한다.

본 보고서는 본원의 홍성훈·강성훈·허경선 박사가 공동으로 집필한 것이다. 집필 과정에서 저자들은 원내외의 전문가들로부터 조언과 도움을 받고 익명의 심사자들로부터도 심사 의견을 받아 연구의 완성도를 높일 수 있었다고 전하고 있다. 아울러 저자들은 자료 수집 및 정리에 도움을 준 허윤영·이은경 전문연구원, 이슬 연구원과 최미영 주임연구행정원에게 감사의 뜻을 표하고 있다.

마지막으로 본 보고서는 저자들의 개인적인 견해를 반영한 것으로서, 보고서의 내용이 본원의 공식적인 입장을 대변하는 것은 아님을 밝히고자 한다. 보고서의 출간에 이르기까지 애써주신 모든 분께 심심한 감사를 드린다.

2014년 12월

한국조세재정연구원

원장 옥 동 석

요약 및 정책시사점

경제가 성장하고 국민들의 생활수준이 높아지면 에너지에 대한 수요도 증가한다. 석유, 석탄, 가스, 원자력, 태양광, 풍력 등 다양한 에너지원이 있고, 이들에 대한 수요는 에너지원의 상대 가격에 의해 영향을 받는다. 에너지 가격구조에는 국제 에너지 가격이나 환율 등 국제적이고 거시적인 변수도 큰 영향을 미치지만, 조세정책도 그에 못지않은 영향을 미친다. 예를 들어, 에너지 수요의 전기쏠림 현상이 일어나는 배경으로 두 가지 원인을 생각해 볼 수 있다. 첫째, 개별소비세, 환경세 등 다양한 세금이 부과되고 있는 휘발유, 경유, 천연가스에 비해 주요 발전 에너지원인 유연탄과 원자력에 대해서는 지금까지 거의 세금이 부과되지 않았다. 둘째, 정부 규제로 설정되는 전기의 최종 소비자 가격이 전기 대체 에너지원의 가격에 비해 상대적으로 싸다.

사실 전기요금이 상대적으로 낮게 유지될 수 있었던 것은 유연탄, 원자력 등의 주요 발전 에너지원에 대해 지금까지 거의 세금이 부과되지 않았기 때문이기도 하다. 여기서 거의 세금이 부과되지 않았다고 함은 원칙적으로 부가가치를 창출하는 모든 거래활동에 부과되는 부가가치세를 제외하면 다른 세금이 부과되지 않았다는 뜻이다. 아마도 과거에는 발전 에너지원에 과세하지 않고 발전 단가를 낮게 유지함으로써 국민들에게 전기를 값싸게 공급하고자 정책적으로 그리하였을 것이다. 하지만 이로 인해 에너지 수요가 전기로 쏠리면서 전기 수급이 불안정해지고 전기 수요 피크시기마다 국민들이 큰 불편을 겪어왔다. 즉 원자력, 유연탄 등의 발전 에너지원에 대해 비과세하여 전기를 싸게 공급하는 정책이 당위성을 잃어가고 있는 것이다.

발전 부문에 과세하는 방법은 크게 두 가지로 나뉜다. 첫 번째 방법은 최종 소비자 또는 기업이 전기를 소비하는 단계에서 과세하는 것이다. 이러한 경우 정부가 전기에 대한 소비세율을 조정함으로써 전기의 최종 소비자 가격에 영향을 미칠 수 있고, 소비자와 기업에게도 직접적으로 가격신호를 보내

전기 수요를 조절하도록 관리할 수 있다. 하지만 전기소비세제도의 단점은 전기를 생산하는 발전 과정에서 에너지를 효율적으로 전환하는 에너지원에 대해 다른 에너지원에 비해 더 큰 실효세부담이 가중될 수 있다는 데 있다. 즉 생산된 전기에 대해 일정한 세율로 세금이 부과되기 때문에, 발전 효율이 높아 동일한 열량을 사용하여 더 많은 전기를 생산하는 에너지원에 대해 더 많은 세금이 부과되는 것이다. 마찬가지로 동일한 에너지원을 사용하더라도 더 효율적인 발전 시설을 갖추고 있다면 더 많은 세금이 부과될 것이다.

두 번째 방법은 발전 단계에서 에너지원에 대해 세금을 부과하는 것이다. 화력 발전용 석탄이나 원자력 발전 우라늄에 대해 과세하는 것이 그러한 예이다. 이러한 경우 여러 발전 에너지원에 대해 개별적으로 과세하기 때문에 세율을 차별적으로 설정할 수 있고 이러한 장점을 활용하여 발전 효율이 높은 에너지원에 대해 세금 부담을 경감하여 발전 과정에서 에너지원의 효율적인 사용을 유도할 수 있다. 하지만, 만약 전기의 최종 소비자가격이 정부에 의해 적극적으로 규제되고 있다면 에너지원에 과세한다고 하더라도 전기의 최종 소비자가격에는 직접적인 영향을 미치지 않을 수 있다. 정부가 발전 연료에 과세하여 발전 사업자들이 더 세금을 부담한다고 하더라도 이를 반영하여 전기가격을 인상하지 않는다면, 소비자나 기업에게 전기 수요를 조절하도록 가격신호를 보낼 수 없는 것이다.

본 보고서에서는 발전 에너지원에 과세하는 방안을 검토하기 위해 석탄세와 원자력세 도입 시나리오를 분석한다. 2012년을 기준으로 석탄 화력은 우리나라 전체 발전량의 약 39%를, 원자력은 약 30%를 생산하여, 우리나라의 발전 에너지원 중에서 가장 큰 비중을 차지한다. 그리고 이미 언급한 바와 같이 우리 정부는 지금까지 발전용 석탄(유연탄) 및 원자력에 대해서는 거의 세금을 부과하지 않았다. 주요국의 과세 사례를 보면, 영국, 일본, 이스라엘 등이 발전용 유연탄에 과세하고 있으며, 독일, 프랑스, 스웨덴, 일본 등이 원자력 발전에 과세하고 있다.

먼저 석탄세 도입 시나리오 분석에서는 먼저 열량 또는 이산화탄소 배출량을 기준으로 용도 및 에너지원에 따른 세율을 조정한다. 여기서 시나리오 별로 세율을 계산할 때는 총에너지세수입에 변화가 없고 비수송용 천연가스

에 대한 세율을 동일하게 유지한다고 전제한다. 그러면 시나리오에 따라 발전용 유연탄에 대한 세율이 킬로그램당 30원에서 97원까지 다양하게 분포한다. 이에 따라 유연탄 화력 발전 사업자들은 약 2조 4천억원에서 7조 7천억원까지 세금을 추가로 부담해야 한다. 하지만 모든 시나리오에서 공통적으로 발전용 유연탄 과세로 증가하는 세금 수입을 다른 에너지원에 대한 세금을 경감하는 데 쓰도록 전제하기 때문에 정부의 입장에서는 세수에 변화가 없다. 그리고 시나리오에 따라 유연탄 과세로 인해 유연탄의 평균 가격이 약 21%에서 69%까지 오를 수 있을 것으로 전망되었다.

이어서 원자력세 도입 시나리오에 대해서도 분석한다. 원자력 발전에 대해 과세하는 방법은 크게 세 가지로 구분해 볼 수 있다. 첫째, 발전 연료인 우라늄에 과세하는 방법이 있다. 독일과 일본은 우라늄에 대해 과세한다. 둘째, 원자력 발전으로 생산된 전기에 과세하는 방법이 있으며, 스웨덴이 이러한 제도를 채택하고 있다. 셋째, 원자력 발전소에 대해 정액(lump-sum)으로 과세하는 방법이 있으며, 프랑스가 이렇게 과세하고 있다. 본 보고서에서는 첫째와 둘째 방법을 중심으로 검토한다.

먼저 우라늄에 과세하는 경우 우라늄의 수입단가에 일정 비율로 세금을 부과한다고 가정한다. 예를 들어, 2012년 평균 수입단가를 기준으로, 수입단가의 100%로 세금을 부과한다면 세율은 그램당 약 954원이 되고, 세수입은 약 7천 1백억원이 될 것으로 보인다. 하지만 원자력 발전비용에서 연료인 우라늄 구입비용이 차지하는 비중은 약 10% 정도로 상당히 작다. 그러므로 우라늄에 과세하는 방식으로 최종 전기가격에 실질적인 영향을 줄 수 있을 정도로 세금을 부과하려면 우라늄의 그램당 세율을 더욱 높게 설정해야 한다. 한편 원자력 발전으로 생산한 전기에 과세하는 경우 전력량 단위인 킬로와트시(kWh)당 세율을 설정한다. 앞의 석탄세 시나리오 분석에서처럼 천연가스의 세율을 기준으로 천연가스 열량과 전기 열량에 비례하도록 전기의 세율을 산정하면 킬로와트시당 11원이 되고, 세수입은 2012년 원자력 발전량을 기준으로 약 1조 7천억원이 될 것으로 예상된다.

석탄세 및 원자력세 도입 방안을 종합하여 네 가지 종합 시나리오를 검토한다. 첫 번째 종합 시나리오에서는 유연탄에 킬로그램당 30원, 우라늄에

그램당 954원의 세율로 과세하는 경우를 상정한다. 이로 인해 발전 사업자들이 추가적으로 부담할 세금이 그대로 전기요금으로 전가된다면 요금이 평균적으로 약 6.7% 상향 조정되어야 할 것으로 보인다. 두 번째 종합 시나리오에서는 유연탄에 킬로그램당 30원, 원자력 발전 전기에 킬로와트시당 11원의 세율로 과세하는 경우를 가정한다. 추가적인 세금 부담이 요금으로 그대로 전가되면 전기요금은 약 8.7% 인상되어야 할 것으로 보인다. 마지막 두 시나리오에서는 앞의 두 시나리오들을 바탕으로 각각 이들과 동일한 세 수입을 유지하는 전기소비세를 도입하는 경우를 상정한다. 즉 발전 에너지원에 대한 과세가 이미 도입이 되었다고 가정하고, 이들을 폐지하면서 새로 전기소비세를 도입하되 세수입에 변동이 없도록, 전기소비세의 세율을 계산하는 것이다. 첫 번째 유연탄 및 우라늄 과세 시나리오와 세수 중립적인 전기소비세의 세율은 킬로와트시당 약 6.6원이고, 두 번째 유연탄 및 원자력 전기 과세 시나리오와 세수 중립적인 세율은 킬로와트시당 약 8.6원인 것으로 계산되었다. 그리고 전기요금 인상에 따라 물가상승률은 약 0.15%p에서 0.19%p 정도 증가할 것으로 예상되었다.

목 차

I. 서론	15
II. 에너지세제 및 부담금 현황	24
1. 에너지세제 및 세수	24
가. 세제 현황	24
나. 세수 현황	29
2. 에너지부담금	31
가. 부담금 제도 현황	31
나. 부담금 징수 현황	35
III. 주요국의 에너지세제: 발전 부문을 중심으로	37
1. 전력 수급 현황: OECD 회원국을 중심으로	38
2. 전력 관련 에너지세제 현황: OECD 회원국을 중심으로	46
IV. 석탄세 도입 방안 연구	61
1. 주요국의 석탄세 과세 사례	61
2. 석탄세 도입 시나리오 분석	63
가. 열량 또는 배출량 기준에 따른 전반적인 세제 조정 시나리오	65
나. 상대 세율을 고정한 유연탄 과세 시나리오	78
3. 소결	86

V. 원자력세 도입 방안 연구	91
1. 주요국의 원자력세 과세 사례	91
가. 해외 원자력 발전 현황과 과세 현황	91
나. 벨기에	94
다. 스페인	96
라. 스웨덴	98
마. 독일	99
바. 헝가리	100
사. 일본	100
아. 프랑스	102
2. 원자력세 도입 방안에 대한 시나리오 분석	103
가. 연료(우라늄) 과세	103
나. 원자력 발전 전기 과세	105
3. 소결	108
VI. 종합 분석 및 시사점	110
1. 에너지세제 종합 시나리오의 구성과 방법	110
2. 전력 생산 및 판매 단계와 전기요금 변동 과정	111
3. 시나리오 분석 결과	114
4. 물가파급 효과	121
5. 소결	123
참고문헌	127

표목차

〈표 I-1〉 용도 및 에너지원에 따른 에너지세 부담 분포: 열량 기준	16
〈표 II-1〉 에너지세제 현황(2014년 7월 기준)	27
〈표 II-2〉 특정자원분 지역자원시설세의 납세의무자, 과세표준 및 세율	29
〈표 II-3〉 에너지세수 현황	30
〈표 II-4〉 교통·에너지·환경세 및 개별소비세 세수 현황(2012년 신고)	30
〈표 II-5〉 연도별 과세 대상별 지역자원 시설세 부과액 추이	31
〈표 II-6〉 화석연료·에너지 부담금의 종류	33
〈표 II-7〉 에너지 관련 부담금 및 수수료 요율(2014년 7월 현재)	35
〈표 II-8〉 에너지부담금 징수 실적	36
〈표 III-1〉 2011년 세계 주요 국가들의 생산 및 최종 소비량	40
〈표 III-2〉 OECD 국가들의 전기가격: 1978~2012년	41
〈표 III-3〉 구매력 평가 US달러 변환 OECD 회원국 전기가격	43
〈표 III-4〉 2012년 에너지원별 OECD 총전기 생산량	44
〈표 III-5〉 OECD 국가들의 전기 수요: 1960~2011년	45
〈표 III-6〉 EU 에너지세제 지침서에 나타난 에너지원별 최저 세율	48
〈표 III-7〉 국가별 전기소비세 및 1차 에너지 조세제도 도입 현황	52
〈표 III-8〉 국가별 에너지원별 평균 실효세율 I	53
〈표 III-9〉 국가별 에너지원별 평균 실효세율 II	53
〈표 III-10〉 국가별 에너지원별 평균 실효세율 III	54
〈표 III-11〉 국가별 용도별 평균 실효세율: 전력	54
〈표 III-12〉 2013년 전기요금과 세금: 산업용	55

〈표 III-13〉 2013년 OECD 국가들의 전기요금과 세금: 가정용	56
〈표 III-14〉 국가별 전기 생산에 사용되는 주요 1차 에너지	58
〈표 IV-1〉 주요국의 석탄세 및 전기 소비세 과세 사례	62
〈표 IV-2〉 용도 및 에너지원에 따른 세율, 열량, 배출량 비율	64
〈표 IV-3〉 시나리오별 상대 세율: 열량 기준 또는 배출량 기준을 적용하는 경우 ·	66
〈표 IV-4〉 시나리오 1 계산 결과	69
〈표 IV-5〉 시나리오 2 계산 결과	70
〈표 IV-6〉 시나리오 3 계산 결과	71
〈표 IV-7〉 시나리오 4 계산 결과	72
〈표 IV-8〉 시나리오 1에서의 가격조정효과	74
〈표 IV-9〉 시나리오 2에서의 가격조정효과	75
〈표 IV-10〉 시나리오 3에서의 가격조정효과	76
〈표 IV-11〉 시나리오 4에서의 가격조정효과	77
〈표 IV-12〉 시나리오별 상대 세율: 유연탄 상대 세율을 설정하는 경우	79
〈표 IV-13〉 시나리오 5 계산 결과	80
〈표 IV-14〉 시나리오 6 계산 결과	81
〈표 IV-15〉 시나리오 7 계산 결과	82
〈표 IV-16〉 시나리오 8 계산 결과	83
〈표 IV-17〉 시나리오 5에서의 가격조정효과	84
〈표 IV-18〉 시나리오 6에서의 가격조정효과	85
〈표 IV-19〉 시나리오 7에서의 가격조정효과	85
〈표 IV-20〉 시나리오 8에서의 가격조정효과	86
〈표 IV-21〉 유연탄 세수 비교: 발전용 과세 및 모든 용도 과세	87
〈표 IV-22〉 유연탄 세수 비교: 하한 탄력 세율 적용	89

〈표 V-1〉 세계 원자력 발전 현황	91
〈표 V-2〉 벨기에 원자력 발전 원자로 현황과 폐쇄 예정 연도	94
〈표 V-3〉 벨기에의 원자력 개발위험 보상금 부과 주체와 세액	95
〈표 V-4〉 스페인 원자력 발전 원자로 현황과 폐쇄 예정 연도	96
〈표 V-5〉 스페인의 원자력 발전 폐기물에 부과되는 세금	98
〈표 V-6〉 일본의 핵연료세 개요(2012년 4월 기준)	101
〈표 V-7〉 프랑스의 원자력 발전 관련 세금	103
〈표 V-8〉 원자력 발전용 우라늄 수입량	104
〈표 V-9〉 원자력 발전용 우라늄에 대한 직접 과세 시나리오(2012년 기준)	105
〈표 V-10〉 원자력 발전량, 거래량, 구입액 및 단가	106
〈표 V-11〉 열량기준 전력 세율 설정	107
〈표 V-12〉 원자력 발전 과세 세수 전망(2012년 발전량 기준)	108
〈표 V-13〉 발전연료 과세로 인한 전력시장 구입단가 변동(2012년 기준)	109
〈표 VI-1〉 에너지세제 시나리오 구성	111
〈표 VI-2〉 전력 구입과 전력 판매(2008~2013년)	113
〈표 VI-3〉 전기요금 산정을 위한 총괄원가 산정 방법	114
〈표 VI-4〉 에너지세제 시나리오별 전력시장 거래단가 변동	116
〈표 VI-5〉 에너지세제 시나리오별 전력 구입단가 변동	118
〈표 VI-6〉 에너지세제 시나리오별 세수와 전기요금 변동	119
〈표 IV-7〉 소비자물가 상승효과	123

그림목차

[그림 III-1] 2012년 OECD 국가들의 전기가격	42
[그림 III-2] OECD 국가들의 에너지 사용과 CO ₂ 배출량에 대한 평균 실효세율	47
[그림 III-3] 전기 생산에 사용되는 에너지에 대한 평균 실효세율	49
[그림 III-4] 2013년 OECD 국가들의 전기요금과 세금: 가정용	57
[그림 III-5] 2013년 가정용 전기가격과 세금 간의 연관성	57
[그림 V-1] 국가별 원자력 발전 비중(2013년)	93
[그림 VI-1] 전력 생산 및 판매 단계	112

I. 서론

경제가 성장하고 국민들의 생활수준이 높아지면 에너지에 대한 수요도 증가한다. 석유, 석탄, 가스, 원자력, 태양광, 풍력 등 다양한 에너지원이 있고, 이들에 대한 수요는 에너지원 사이의 상대 가격구조에 의해 영향을 받는다. 전체적인 에너지 수요를 다양한 에너지원에 적절히 분산하여 에너지 공급에 차질이 없도록 하는 데 에너지 가격구조가 중요한 역할을 한다. 에너지 가격구조에는 국제 에너지가격이나 환율 등 국제적이고 거시적인 변수도 큰 영향을 미치지만, 조세정책도 그에 못지않은 영향을 미친다. 예를 들어, 에너지 수요의 전기쫄림(electrification) 현상이 일어나는 배경으로 두 가지 원인을 생각해 볼 수 있다. 첫째, 개별소비세, 환경세 등 다양한 세금이 부과되고 있는 휘발유, 경유, 천연가스에 비해 주요 전기 생산 에너지원인 유연탄과 원자력에 대해서는 지금까지 거의 세금이 부과되지 않았다. 둘째, 정부 규제에 설정되는 전기의 최종 소비자가격이 전기 대체 에너지원의 가격에 비해 상대적으로 싸다.

사실 전기요금에 상대적으로 낮게 유지될 수 있었던 것은 유연탄, 원자력 등의 주요 발전 에너지원에 대해 지금까지 거의 세금이 부과되지 않았기 때문이기도 하다. 여기서 거의 세금이 부과되지 않았다고 함은 원칙적으로 부가가치를 창출하는 모든 거래활동에 부과되는 부가가치세를 제외하면 다른 세금이 부과되지 않았다는 뜻이다. 과거에는 발전 에너지원에 과세하지 않고 발전 단가를 낮게 유지함으로써 국민들에게 전기를 값싸게 공급하고자 하는 정책이었을 것이다. 하지만 이로 인해 에너지 수요가 전기로 쏠리면서 전기 수급이 불안정해지고 전기 수요 피크시기마다 국민들이 큰 불편을 겪어왔다. 즉 원자력, 유연탄 등의 발전 에너지원에 대해 비과세하여 전기를 저렴하게 공급하는 정책이 당위성을 잃어가고 있는 것이다.

이렇게 비과세 혜택을 받아온 원자력, 유연탄 등의 발전 에너지원과 달리, 휘발유, 경유, 천연가스 등의 에너지원에 대해서는 환경세나 개별소비세가 부과되고 있고 세율도 상당히 높은 편이다. <표 I-1>은 OECD(2013)에서 발췌한 것으로, 우리나라에서의 용도별, 에너지원별 에너지 세율 및 과세 소비량을 보여주고 있다. 다양한 에너지원 사이의 세율 및 소비량을 비교하기 위해서는 단위를 통일해야 하는데, 여기서는 열량 단위를 기준으로 하여 각각을 비교하고 있다. 세율의 경우에는 원/GJ 단위로 환산하고, 소비량은 TJ 단위로 환산한다. 그리고 용도와 에너지원의 종류를 구분하여 각각의 경우에 세율과 소비량을 열량단위로 환산하여 보여준다. 여기서 에너지 용도는 크게 수송(transport), 난방 및 전환(heating & process use), 발전(electricity) 등으로 구분되며, 각 용도 내에서 에너지원이 휘발유, 경유, LPG, 중유, 천연가스, 석탄, 원자력 등으로 다시 나누어진다.

<표 I-1> 용도 및 에너지원에 따른 에너지세 부담 분포: 열량 기준

(단위: 원/GJ, TJ)

용도	에너지원	세율	과세소비량
수송	휘발유	22,577.69	343,821.40
	경유	14,721.99	593,205.00
	LPG	12,307.19	201,294.02
	기타 수송용 유류	708.02	68,366.34
	항공유	0.00	11,214.01
난방 및 전환	경유	4,281.85	96,265.52
	등유	2,979.55	144,435.21
	LPG	477.51	116,163.80
	중유	487.24	298,282.58
	농림어업용 면세유	0.00	83,367.89
	기타 면세유	0.00	261,728.22
	주거용 천연가스	992.65	346,025.08
	산업용 천연가스	992.65	375,076.99
	전환용 천연가스	992.65	66,048.84
	기타가스	0.00	78,003.15
	주거산업용 무연탄	0.00	267,283.83
	전환용 무연탄	0.00	358,685.55
	신재생	0.00	110,058.22

〈표 1-1〉의 계속

용도	에너지원	세율	과세소비량
발전	천연가스	822.47	560,542.54
	석유	205.83	152,359.77
	석탄	0.00	1,936,531.20
	원자력 및 신재생	0.00	1,638,178.28

자료: OECD(2013), Figure 19.1(p. 152), <http://dx.doi.org/10.1787/888932766624>.

이 표에서 주목할 점은 수송용 에너지원인 휘발유, 경유, LPG 등이 다른 에너지원에 비해 상당히 많은 세금을 부담하고 있다는 것이다. 하지만 에너지 소비량에서 보면 수송용 소비는 난방 및 전환용, 발전용 소비에 비해 상대적으로 적은 수준이다. 그러므로 이를 통해 용도 및 에너지원에 따라 구분해볼 때 몇몇 부문에 세금 부담이 치우치고 있다는 점을 확인할 수 있다. 그리고 열량 단위(GJ)가 아닌 이산화탄소 배출량 단위(CO₂톤)로 세율과 소비량을 비교하더라도 용도별, 에너지원별로 세금을 부담하는 것에 비대칭성이 존재한다는 사실에는 변화가 없다.¹⁾

현실적으로 이러한 세금부담 비대칭 현상을 한 번에 바로 잡기는 어려울 것이다. 에너지 소비가 우리의 일상생활과 밀접히 관련되어 있는 만큼 에너지원에 대한 조세정책을 조정하는 것 역시 민감한 사안이기 때문이다. 하지만 우선 세금부담 비대칭 현상으로 에너지 가격구조가 왜곡되고 이로 인해 국민들의 에너지 소비 방식도 왜곡될 수 있다는 점을 명확히 인식해야 할 필요가 있다. 그리고 이로부터 에너지 가격구조를 합리화하기 위해 조세정책을 활용하는 방안에 대해 사회적 논의를 시작할 필요가 있다. 본 보고서의 목적은 이러한 사회적 논의를 시작하기 위해 필요한 연구 결과를 제시하는 데 있다.

발전 부문에 과세하는 방법은 크게 두 가지로 나뉜다. 첫 번째 방법은 최종 소비자 또는 기업이 전기를 소비하는 단계에서 과세하는 것이다. 이러한

1) 탄소배출량을 기준으로 환산한 에너지세부담 비교 결과는 OECD(2013)의 Figure 19.2(p. 153)에서 찾을 수 있다.

경우 정부가 전기에 대한 소비세율을 조정함으로써 전기의 최종 소비자가격에 영향을 미칠 수 있고, 소비자와 기업에게도 직접적으로 가격신호를 보내 전기 수요를 조절하도록 관리할 수 있다. 하지만 전기소비세제도의 단점은 전기를 생산하는 발전 과정에서 에너지를 효율적으로 전환하는 에너지원에 대해 다른 에너지원에 비해 더 큰 실패세부담이 가중될 수 있다는데 있다. 즉 생산된 전기에 대해 일정한 세율로 세금이 부과되기 때문에, 발전 효율이 높아 동일한 열량을 사용하여 더 많은 전기를 생산하는 에너지원에 대해 더 많은 세금이 부과되는 것이다. 마찬가지로 동일한 에너지원을 사용하더라도 더 효율적인 발전 시설을 갖추고 있다면 더 많은 세금이 부과될 것이다. 그러므로 전기소비세는 정부가 조세정책을 통해 소비자와 기업에게 바로 전기 수요를 조절하도록 가격신호를 보낼 수 있다는 장점이 있지만, 발전 효율이 높은 에너지원이나 발전시설에 대해 세금부담이 가중될 수 있어 발전 과정에서 에너지원의 효율적인 사용을 유도하기 어렵다는 단점이 있다.

두 번째 방법은 발전 단계에서 에너지원에 대해 세금을 부과하는 것이다. 화력 발전용 석탄이나 원자력 발전 우라늄에 대해 과세하는 것이 그러한 예이다. 이러한 경우 만약 전기의 최종 소비자가격이 정부에 의해 적극적으로 규제되고 있다면 에너지원에 과세한다고 하더라도 전기의 최종 소비자가격에는 직접적인 영향을 미치지 않을 수 있다. 정부가 발전 연료에 과세하여 발전 사업자들이 세금을 더 부담한다고 하더라도 이를 반영하여 전기 가격을 인상하지 않는다면, 소비자나 기업에게 전기 수요를 조절하도록 가격신호를 보낼 수 없는 것이다. 한편 여러 발전 에너지원에 대해 개별적으로 과세하기 때문에 세율을 차별적으로 설정할 수 있고 이러한 장점을 활용하여 발전 효율이 높은 에너지원에 대해 세금부담을 경감하여 발전 과정에서 에너지원의 효율적인 사용을 유도할 수 있다.

OECD 회원국에서의 가정용 전기가격을 비교하면 우리나라의 전기가격이 다른 나라에 비해 상당히 낮다는 것을 알 수 있다. 2012년 기준으로 우리나라의 전기가격은 93.1달러/MWh로 OECD 평균의 절반 이하이며, 우리나라는 멕시코와 함께 전기가격이 가장 낮은 나라에 해당한다. 그리고 구매력

환산 지수를 활용하여 전기가격을 비교하더라도 이러한 사실에는 큰 변화가 없다.

한편 다른 OECD 회원국과 비교하여 우리나라는 전기가격의 연간 증가율이 상대적으로 낮다는 것도 확인할 수 있다. 이는 아마도, 전기가격을 우리 정부가 적극적으로 규제하고, 전기와 관련된 에너지 세금부담이 거의 없거나 매우 적고, 상대적으로 발전 단가가 낮은 원자력과 석탄화력 발전의 비중이 높기 때문일 것이다. 그리고 우리나라에서 전기 수요의 증가율을 다른 OECD 회원국과 비교해보면 우리나라의 증가율이 가장 크게 나타난다는 것을 알 수 있다. 이는 아마도 전기의 최종 소비가격이 낮게 유지되기 때문일 것이다.

OECD 회원국에서 에너지 열량 또는 이산화탄소 배출량을 기준으로 용도별 및 에너지원별 실효세부담률을 비교하면, 우리나라의 실효세부담률이 낮다는 것을 알 수 있고, 발전 부문에 한정하면 더욱 낮게 나타남을 확인할 수 있다. OECD 평균 실효세부담률은 GJ당 3.28유로이며, 국가별로 GJ당 0.18유로(멕시코)에서 6.58유로(룩셈부르크)까지 다양하게 분포한다. 우리나라의 실효 세부담율은 GJ당 1.76유로이다. 대체로 우리나라를 비롯한 아시아 국가와 동유럽 국가에서는 실효세부담률이 낮게 나타난다. 반면 유럽연합(EU) 국가의 경우에는 실효세부담률이 상대적으로 높으며, 이는 다양한 1차 및 2차 에너지원에 대해 최저 세율을 권고하고 있는 「2003 EU 에너지세제 지침(2003 EU Energy Taxation Directive)」을 준수하기 때문이다.

발전 에너지원에 과세하는 방안을 검토하기 위해 석탄세와 원자력세 도입 시나리오를 분석한다. 2012년을 기준으로 석탄화력은 우리나라 전체 발전량의 약 39%를, 원자력은 약 30%를 생산하여, 우리나라의 발전 에너지원 중에서 가장 큰 비중을 차지하고 있는 것들이다. 그리고 이미 언급한 바와 같이 우리 정부는 지금까지 발전용 석탄(유연탄) 및 원자력에 대해서는 거의 세금을 부과하지 않았다. 주요국의 과세 사례를 보면, 영국, 일본, 이스라엘 등이 발전용 유연탄에 과세하고 있으며, 독일, 프랑스, 스웨덴, 일본 등이 원자력 발전에 과세하고 있다.

먼저 석탄세 도입 시나리오 분석에서는 먼저 열량 또는 이산화탄소 배출량을 기준으로 용도 및 에너지원에 따른 세율을 조정한다. 여기서 시나리오별로 세율을 계산할 때는 총에너지세수입에 변화가 없고 비수송용 천연가스에 대한 세율을 동일하게 유지한다고 전제한다. 그러면 시나리오에 따라 발전용 유연탄에 대한 세율이 킬로그램당 30원에서 97원까지 다양하게 분포한다. 이에 따라 유연탄 화력 발전 사업자들은 약 2조 4천억원에서 7조 7천억원까지 세금을 추가로 부담해야 한다. 하지만 모든 시나리오에서 공통적으로 발전용 유연탄 과세로 증가하는 세금 수입을 다른 에너지원에 대한 세금을 경감하는 데 쓰도록 전제하기 때문에 정부의 입장에서는 세수에 변화가 없다. 그리고 시나리오에 따라 유연탄 과세로 인해 유연탄의 평균 가격이 약 21%에서 69%까지 오를 수 있을 것으로 전망되었다. 이러한 분석에 추가하여 발전용 유연탄만이 아닌 전체 유연탄 소비에 대해 과세하는 경우와 탄력세율을 적용하는 경우에 대해서도 살펴본다.

이어서 원자력세 도입 시나리오에 대해서도 분석한다. 원자력 발전에 대해 과세하는 방법은 크게 세 가지로 구분해 볼 수 있다. 첫째, 발전 연료인 우라늄에 과세하는 방법이 있다. 독일과 일본은 우라늄에 대해 과세한다. 둘째, 원자력 발전으로 생산된 전기에 과세하는 방법이 있으며, 스웨덴이 이러한 제도를 채택하고 있다. 셋째, 원자력 발전소에 대해 정액(lump-sum)으로 과세하는 방법이 있으며, 프랑스가 이렇게 과세하고 있다. 이 보고서에서는 첫째와 둘째 방법을 검토한다.

먼저 우라늄에 과세하는 경우 우라늄의 수입단가에 일정 비율로 세금을 부과한다고 가정한다. 2012년 평균 수입단가를 기준으로 하여 수입단가의 20%에 해당하는 세금을 부과한다면 세율은 우라늄이 그램당 약 191원이 된다. 만약 수입단가의 100%까지 세금을 부과한다면 세율은 그램당 약 954원이 된다. 이에 따른 세수입은 약 1천 4백억원에서 7천 1백억원까지 이를 것으로 보인다. 하지만 전체 원자력 발전 비용에서 연료인 우라늄 구입 비용이 차지하는 비중은 약 10% 정도로 상당히 작다. 그러므로 우라늄에 과세하는 방식으로 최종 전기가격에 실질적인 영향을 줄 수 있을 정도로 세금을

부과하려면 우리나라의 그램당 세율을 더욱 높게 잡아야 한다. 참고로 독일의 원전 연료세는 우리나라 또는 플루토늄 그램당 145유로(약 20만원)에 이를 정도로 세율이 높다.

한편 원자력 발전으로 생산한 전기에 과세하는 경우 전력량 단위인 킬로와트시(kWh)당 세율을 설정한다. 앞의 석탄세 시나리오 분석에서처럼 천연가스의 세율을 기준으로 천연가스 열량과 전기 열량에 비례하도록 전기의 세율을 산정하면 킬로와트시당 11원이 된다. 그리고 이에 따른 세수입은 2012년 원자력 발전량을 기준으로 약 1조 7천억원 규모일 것으로 예상된다.

지금까지 살펴본 석탄세 및 원자력세 도입 방안들을 종합하여 네 가지 종합 시나리오들을 검토한다. 첫 번째 종합 시나리오에서는 유연탄에 킬로그램당 30원, 우리나라에 그램당 954원의 세율로 과세하는 경우를 상정한다. 이로 인해 발전 사업자들이 추가적으로 부담할 세금이 그대로 전기요금으로 전가된다면 요금은 평균적으로 약 6.7% 상향조정되어야 할 것으로 보인다. 두 번째 종합 시나리오에서는 유연탄에 킬로그램당 30원, 원자력 발전 전기에 킬로와트시당 11원의 세율로 과세하는 경우를 가정한다. 추가적인 세금 부담이 요금으로 그대로 전가되면 전기요금은 약 8.7% 인상되어야 할 것으로 보인다. 마지막 두 시나리오에서는 앞의 두 시나리오들을 바탕으로 각각 이들과 동일한 세수입을 유지하는 전기소비세를 도입하는 경우를 상정한다. 즉 발전 에너지원에 대한 과세가 이미 도입이 되었다고 가정하고, 이들을 폐지하면서 새로 전기소비세를 도입하되 세수입에 변동이 없도록, 전기소비세의 세율을 계산하는 것이다. 첫 번째 유연탄/우리나라 과세 시나리오와 세수중립적인 전기소비세의 세율은 킬로와트시당 약 6.6원이고, 두 번째 유연탄/원자력전기 과세 시나리오와 세수중립적인 세율은 킬로와트시당 약 8.6원인 것으로 계산되었다. 그리고 전기요금 인상에 따라 물가상승률은 약 0.15%p에서 0.19%p 정도 증가할 것으로 예상되었다.

본 보고서와 관련된 기존 문헌을 살펴보면 다음과 같다. 우선 김승래·김지영(2010)은 녹색성장을 위해 사회적 비용을 반영한 합리적인 에너지세제 개편이 필요함을 강조하면서 탄소세 도입의 정당성을 주장하고 있다. 특히

탄소세가 사회적 비용을 내재화하는 기능을 유지하면서 미래의 지속성장을 위한 재정 지원을 동시에 고려하는 방향으로 고안되어야 한다고 주장하였다. 뿐만 아니라 탄소세제를 배출권거래제도와 점진적으로 혼합하는 방향으로 에너지세제 개편이 진행되어야 한다고 주장하였다.

한편 전병목·성명재·전영준(2012)은 배출권거래제도에 탄소세 도입이 어떻게 이루어져야 하는지를 해외 사례 및 일반균형모형을 사용하여 분석하고 있다. 이 연구에서 살펴본 해외 사례의 특징은 크게 세 가지로 구분된다. 첫째, 에너지세제의 과세표준이 확대되는 방향으로 이루어지고 있다. 둘째, 탄소세 도입 방법도 과세범위에 따라 다르게 나타난다. 셋째, 탄소세 도입으로 인해 추가적인 세수입이 현저하게 증가하지 않았다. 이런 관점에서, 우리나라의 경우 2015년 배출권거래제도가 시행예정이기 때문에 탄소세가 배출권 거래제도 적용 대상이 아닌 산업 등에 초점을 두고 도입되어야 함을 강조하고 있다. 일반균형모형을 사용한 이들의 경제성 분석을 살펴보면, 탄소세 도입 초기에는 경제성장률이 감소하지만, 중장기적으로는 성장률이 증가한다. 이 결과를 토대로 탄소세 도입이 점진적으로 이루어져야 함을 주장하였다.

그리고 허경선·성명재·김승래(2012)는 에너지 관련 세제, 비과세·감면, 보조금제도가 나아가야 할 방향을 제시한다. 이 연구에서는 (1) 에너지세제와 관련하여 과세 대상 범위를 석유류에서 그 외의 다른 에너지원으로 확대해야 하고, (2) 에너지세율도 적정 수준으로 인상해야 하며, (3) 에너지 사용에 대한 비과세·감면을 줄이고, 유가보조금도 단계적으로 폐지하고, (4) 친환경 에너지 절약에 대한 비과세·감면을 확대해야 한다고 주장하였다.

한편 Advani et al.(2013)에 따르면 에너지원에 과세하는 목적은 사회적 비용을 내재화하는 것뿐만이 아니라 정부의 세수입을 확보하는 데도 있다. 이러한 주장은 경제학에서 이미 널리 알려진 최적 조세 또는 램지 규칙(Ramsey's Rule, Ramsey, 1927)에 근거하고 있다. 램지 규칙에 따르면 수요가 비탄력적인 상품에는 세율을 높이고 탄력적인 상품에는 세율을 낮추어 정부가 목표로 하는 세수입을 확보하는 데 발생하는 경제적 왜곡을 최소화할 수 있다. 탄력적인 상품일수록 세율로 인한 가격 상승에 수요가 민감하

게 반응하여 줄어들기 때문에 비탄력적인 상품에 더 높은 세율을 적용하여 세금 부과로 인한 소비행태 변화를 줄일 수 있는 것이다. 하지만 세제의 효율성을 강조하는 램지 규칙을 현실에서 엄격히 적용하는 것은 매우 어려울 것이다. 효율성 이외에도 세제의 형평성을 고려한다면, 비탄력적인 상품에 더 높은 세율로 세금을 부과해야 한다는 주장이 사회적 형평성을 고려하지 못하는 것으로 받아들여질 수 있기 때문이다.

본 보고서는 다음과 같이 구성된다. 우선 제Ⅱ장에서는 우리나라의 에너지 세제 및 부담금 현황에 대해 정리한다. 이어서 제Ⅲ장에서는 발전 부문을 중심으로 하여 주요국의 에너지세제를 살펴보고, 용도 및 에너지원별 실효세율에 대해서도 분석한다. 그리고 제Ⅳ장과 제Ⅴ장에서는 각각 발전 부문에서 석탄세와 원자력세를 도입하는 방안에 대해 시나리오 분석을 수행한다. 이러한 분석 결과를 종합하며 제Ⅵ장에서는 발전 부문에 과세하는 것과 전기소비세를 도입하는 것의 장단점을 비교하고, 전기요금에 미치는 영향에 대해서도 간략히 살펴본다.

II. 에너지세제 및 부담금 현황

1. 에너지세제 및 세수²⁾

가. 세제 현황

에너지의 거래 및 소비와 관련된 세금에는 관세, 개별소비세, 교통·에너지·환경세, 교육세, 주행세, 부가가치세가 있다. 구체적으로 우리나라에서 석유류에 대해 과세하는 소비세 중 국세로는 원칙적으로 모든 재화와 용역을 대상으로 과세하는 일반소비세인 부가가치세, 특정 재화나 용역을 대상으로 선택적으로 과세하는 소비세제로서 교통·에너지·환경세, 개별소비세, 이들 세목에 대한 부가세(surtaxes)로서 교육세가 있으며, 지방세로 자동차세 주행분이 있다.

1) 관세

수입되는 에너지에 대한 관세는 수입가격에 관세율을 곱하여 결정되는 바, 현재 유류 및 가스에 대하여는 3%의 관세율이 적용되고 있으며, 석탄류에 대해서는 현재 관세가 없다. 한편, 대내외 경제 여건에 따라 정해진 수량 한도 내에서 관세율을 40%까지 감면하는 할당관세제도가 운용되고 있는 바, 원유의 관세율이 3%라고 할 때 1.8~3% 범위에서 인하된 할당관세율을 설정할 수 있다. 2014년 7월 기준으로 부탄 및 프로판에는 0%, LNG에는 2%의 할당관세가 적용되고 있다.

2) 홍성훈·허경선(2013) pp. 2~4를 바탕으로 2014년 7월 기준으로 데이터 및 법령을 업데이트하여 제작성함.

2) 개별소비세

유류 및 가스에 대한 개별소비세는 종량세로, 소비수량에 세율을 곱하여 결정되고 있는 바, 2008년 1월 1일부터 특별소비세에서 개별소비세로 세목명이 변경되었다. 각 품목별로 세율이 정해져 있고, 그 세율의 30% 범위에서 탄력세율을 조정할 수 있다. 예를 들어, 현행 부탄의 세율은 킬로그램당 252원이고, 탄력세율은 킬로그램당 275원이 적용되고 있다.

유류 및 가스, 유연탄에 대해서는 개별소비세가 부과되고 있으나 무연탄에 대해서는 개별소비세가 과세되지 않고 있다. 특히, 2013년 세계개편안³⁾을 통하여 전기와 다른 에너지(LNG·등유 등)간 상대 가격 차이로 에너지 수요가 전기에 과도하게 집중되는 현상을 완화하기 위하여 발전용 유연탄에 대한 개별소비세 과세를 신설하였다.⁴⁾ 유연탄에 대하여 킬로그램당 24원의 개별소비세를 과세하고, LNG와의 형평성을 고려하여 교육세는 비과세한다. 다만, 집단에너지사업자가 사용하는 유연탄 및 발전사업 외의 용도로 사용되는 유연탄은 면세하였다.⁵⁾

3) 교통·에너지·환경세

교통시설 투자재원의 지속적인 확보를 위하여 휘발유·경유에 대하여 부과하였던 교통세는 대중교통의 편의성 증진과 에너지·환경 관련 투자재원으로 사용될 수 있도록 그 명칭을 2007년 1월 1일부터 교통·에너지·환경세로 변경하였다. 교통·에너지·환경세도 종량세로, 소비수량에 세율을 곱하여 결정되는 바, 휘발유와 경유에 대해 부과되며, 세율의 30% 범위에서 탄력세율을 조정할 수 있다. 현행 우리나라의 휘발유에 대한 동 세율은 리터당 475원이고, 탄력세율은 리터당 529원이며, 경유의 세율은 리터당 340원이고, 탄력세율은 리터당 375원이 적용되고 있다.

3) 국세청(2014), p. 284

4) 「개별소비세법」 제1조 제2항, 「개별소비세법 시행령」 제2조의 2

5) 2014. 7. 1. 이후 수입신고 또는 제조장에서 반출하는 분부터 적용(「개별소비세법」 제1조 제2항, 시행령 제2조의 2)

한편, 교통·에너지·환경세는 2015년까지 한시적으로 운영되는 목적세로, 그 세수입이 정해진 비율에 따라 교통시설 특별회계 80%, 환경개선 특별회계 15%, 에너지 및 자원시설 특별회계 3%, 광역·지역발전 특별회계 2%로 배분된다.

4) 교육세

에너지와 관련된 교육세는 교통·에너지·환경세액 또는 개별소비세액을 과세표준으로 삼아 부과되는 부가세(surtax)이다. 휘발유와 경유에 대한 교육세는 각 교통·에너지·환경세액의 15%로 부과되고 있는 바, 휘발유 교육세율은 리터당 79.35원, 경유 교육세율은 리터당 56.25원이다. 한편, 부탄·등유·중유·부생유에 대한 교육세는 각 개별소비세액의 15%로 부과되고 있는 바, 부탄 교육세율은 리터당 41.25원, 등유 및 부생유 교육세율은 리터당 9.45원, 중유 교육세율은 리터당 2.55원이 적용되고 있다.

5) 자동차세 주행분

자동차세 주행분(주행세)은 교통·에너지·환경세액을 과세표준으로 삼아 부과되는 부가세(surtax)로 지방세이다. 현행 우리나라의 휘발유와 경유에 대한 자동차세 주행분은 각 교통·에너지·환경세액의 26%로 부과되고 있으며, 휘발유에 대한 세율은 리터당 137.54원이고, 경유의 경우에는 리터당 97.50원이 적용되고 있다.

6) 부가가치세

면세 품목인 무연탄을 제외하고, 전력을 포함하여 모든 에너지에 대해 부가가치세가 과세되고 있는 바, 에너지에 대한 부가가치세는 거래가격에 세율 10%를 곱하여 결정된다. 특히, 부가가치세 과세표준인 거래가격에는 개별소비세, 교통·에너지·환경세, 교육세, 주행세 등이 모두 포함되는 바, 부가가치세율이 10%로 고정되어 있다고 하더라도, 개별소비세율이 인상되어

거래가격이 오르면, 부가가치세액도 함께 인상되게 된다. 또한, 조세특례로서 농·임·어업용 및 연안여객선박용으로 공급되는 유류와 도서지방에서의 자가발전에 사용할 목적으로 공급되는 유류와 같은 일부 에너지 거래에 대해서는 한시적으로 2015년까지 부가가치세가 면세되고 있다.

지금까지 살펴본 에너지세제 현황을 2014년 7월 기준으로 정리하면 <표 II-1>과 같다.

<표 II-1> 에너지세제 현황(2014년 7월 기준)

(단위: %, 원)

구분	단위	관세		개별소비세		교통 에너지 환경세		교육세	주행세	부가가치세
		기본	할당	기본	탄력	기본	탄력			
휘발유	ℓ	3	-	475	-	475	529	79.35	137.54	10
경유	ℓ	3	-	340	-	340	375	56.25	97.50	10
부탄	kg	3	0	252	275	-	-	41.25	-	10
프로판	kg	3	0	20	14 ²⁾	-	-	-	-	10
LNG	kg	3	2	60	42	-	-	-	-	10
등유	ℓ	3	-	90	63	-	-	9.45	-	10
중유	ℓ	3	-	17	-	-	-	2.55	-	10
부생유	ℓ	3	-	90	63	-	-	9.45	-	10
무연탄	kg	무세	-	-	-	-	-	-	-	면세
유연탄	kg	무세	-	24 ¹⁾	19 ^{3)/17⁴⁾}	-	-	-	-	10
전력	kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	10

주: 1) 발전용 유연탄에 한하여 과세하며, 집단에너지사업자가 사용하는 유연탄 및 발전사업 외의 용도로 사용되는 유연탄은 면세

2) 가정·상업용에 한하여 적용

3) 순발열량(순발열량: 연료의 연소과정에서 발생하는 수증기가 흡수한 열을 제외한 발열량을 말함)이 킬로그램당 5,000킬로칼로리 이상인 물품: 킬로그램당 19원

4) 순발열량이 킬로그램당 5,000킬로칼로리 미만인 물품: 킬로그램당 17원

자료: 국가법령정보센터(<http://www.law.go.kr>) 해당 조문을 참조.

1. 관세: 관세율표 제27류

2. 개별소비세: 「개별소비세법」 제1조 제2항

3. 교통 에너지 환경세: 「교통·에너지·환경세법」 제2조 제1항, 「교통·에너지·환경세법 시행령」 제3조의2

4. 교육세: 「교육세법」 제5조

5. 주행세: 「지방세법」 제136조

6. 부가가치세: 「부가가치세법」 제30조

7) 지역자원시설세

지역자원시설세는 종전의 지역개발세와 공동시설세를 통합하여 2011년부터 도입되었다. 지역자원시설세는 지방세이며 지방자치단체의 일반재정수입 재원이 된다. 지역자원시설세는 크게 특정자원에 대한 과세와 특정부동산에 대한 과세로 구분되며, 특정자원분은 기존의 지역개발세를, 특정부동산분은 기존의 공동시설세를 흡수한 것이다.⁶⁾

여기서는 특정자원분 지역자원시설세에 대해 살펴본다. 특정자원분 지역자원시설세란 지역의 균형개발 및 수자원 보호 등에 소요되는 재원을 확보하기 위하여 자연자원을 활용하는 자나 자원을 개발하는 자에게 부과하는 목적세로 과세 대상은 발전용수, 지하수, 지하자원,⁷⁾ 컨테이너, 원자력발전, 화력발전이다. 특히, 화력발전은 2011년 3월 29일 「지방세법」 개정으로 지역자원시설세 과세 대상에 포함되어 2014년 1월 1일부터 시행되었는 바, 정책목적은 화력발전을 지역자원시설세의 과세 대상에 포함시킴으로써 수력발전과의 공평과세를 도모하고 자주재원을 확충하기 위한 것이다. 이에 따라 2014년 1월 1일 이후부터는 화력발전에 대하여 화력발전량 킬로와트시(kwh)당 0.15원의 세율이 적용되고 있다. 특정자원분 지역자원시설세의 과세 대상별 납세의무자와 과세표준 및 세율은 <표 II-2>에 제시된 바와 같다.

-
- 6) 특정부동산분 지역자원시설세란 소방시설, 오물처리시설, 수리시설 및 기타 공공시설에 필요한 비용을 충당하기 위하여 부과하는 지방세로, 과세대상은 이러한 시설로부터 이익을 받는 자의 건축물, 전반 및 토지이며, 납세의무자는 특정부동산의 소유자이다(「지방세법」 제142조 2항, 제143조).
 - 7) 지하자원은 석회석, 고령토, 규석, 규사, 구조토, 형석, 활석, 흑연, 불석, 사문석, 운모 등으로 석탄과 「광업법」 제3조 제3호에 따른 광구 중 연간매출액이 10억원 이하인 광구에서 채광된 광물은 제외된다.

〈표 II-2〉 특정자원분 지역자원시설세의 납세의무자, 과세표준 및 세율

과세대상	납세의무자 ¹⁾	과세표준 ²⁾	세율 ²⁾
발전용수	흐르는 물을 이용하여 직접 수력발전(양수발전 제외)을 하는 자	발전에 이용된 물 10m ³ 당	2원
지하수	음용수	지하수를 개발하여 먹는 물로	지하수 1m ³ 당
	온천수	제조·판매하거나 목욕용수로	지하수 1m ³ 당
	기타 지하수	활용하는 등 지하수를 이용하기 위하여 채수(採水)하는 자	기타 지하수 1m ³ 당
지하자원	지하자원을 채광(採鑛)하는 자	채광된 광물가액	1,000분의 5
컨테이너	컨테이너를 취급하는 부두를 이용하여 컨테이너를 입항·출항시키는 자	컨테이너 티이유(TEU)당	1만 5천원
원자력발전	원자력을 이용하여 발전을 하는 자	발전량 킬로와트시(kWh)	0.5원
화력발전	석탄·석유·천연가스 등 화석연료를 이용하여 발전을 하는 자	발전량 킬로와트시(kWh)당	0.15원

주: 1) 「지방세법」 제143조

2) 「지방세법」 제146조

자료: 지방세법, 국가법령정보센터(<http://www.law.go.kr/main.html>).

지역자원시설세의 납세의무자는 직접 수력발전을 하는 자, 음용 및 목욕용으로 지하수를 채수(採水)하는 자, 지하자원을 채광(採鑛)하는 자, 컨테이너를 취급하는 부두를 이용하여 컨테이너를 입·출항하는 자 및 원자력을 이용하여 발전하는 자, 그리고 석탄·석유·천연가스 등 화석연료를 이용하여 발전을 하는 자이다. 특정자원에 대한 지역자원시설세는 발전에 이용된 용수의 10m³당 2원, 채수된 지하수 1m³당 200원(온천수 100원), 기타 지하수는 1m³당 20원, 지하자원은 광물가액의 0.5%, 컨테이너 1TEU당 1만 5천원, 원자력 발전량 1kwh당 0.5원, 화력발전 1kwh당 0.15원을 부과한다.

나. 세수 현황

에너지 관련 세수입 현황을 세목별 연도별로 정리하면 〈표 II-3〉과 같다. 다만 『국세통계연보』에서는 제조장 출고분 기준의 세액만을 제시하고 있어, 수입분의 비중이 큰 천연가스, 부탄(LPG) 등으로부터의 세수입에 대한 통계를 〈표 II-4〉가 함께 보여주고 있다. 한편 〈표 II-5〉는 연도별 과세 대상별

지역자원시설세 수입 추이를 보여준다.

〈표 II-3〉 에너지세수 현황

(단위: 억원)

	국세					국세 총계	지방세		지방세 총계	총계
	개별소비세 (유류)		교통·에너지· 환경세		부가 가치세 (유류)		자동차세 주행분	지역 자원 시설세		
	세액	교육세	세액	교육세						
2006	16,664	2,446	110,965	16,551	36,145	182,771	27,098	714	27,812	210,583
2007	14,822	2,179	114,558	17,128	35,553	184,240	32,703	806	33,509	217,749
2008	10,673	1,614	107,118	15,984	43,133	178,522	30,814	821	31,635	210,157
2009	10,595	1,545	123,860	18,495	35,857	190,352	32,871	807	33,678	224,030
2010	10,526	1,530	129,530	19,354	44,322	205,262	31,691	854	32,545	237,807
2011	9,413	1,376	129,922	19,488	46,939	199,829	32,411	815	33,226	233,055
2012	8,296	1,202	132,298	19,845	59,167	220,808	33,452	840	34,292	255,100

주: 1. 개별소비세와 교통·에너지·환경세는 제조장 출고분 기준 납부할 세액
2. 지역자원시설세는 특정자원분 중 발전용수 및 원자력에 대한 부과세액임

자료: 부가가치세(유류분) 외 국세: 국세청, 『국세통계연보』, 각 연도.

부가가치세(유류분): 한국자동차산업협회 『한국의 자동차산업』, 각 연도.

자동차세 주행분, 지역자원시설세: 안전행정부, 『지방세정연감』, 각 연도.

〈표 II-4〉 교통·에너지·환경세 및 개별소비세 세수 현황(2012년 신고)

(단위: 억원)

구분	2011			2012		
	제조장 출고분	수입분	합계	제조장 출고분	수입분	합계
교통·에너지·환경세	129,922	729	130,651	132,299	3,221	135,520
휘발유	58,090	1	58,091	59,731	78	59,809
경유	71,832	728	72,560	72,568	3,143	75,711
개별소비세(유류)	9,443	30,345	39,788	8,296	30,207	38,503
등유	3,579	64	3,643	3,064	34	3,098
중유	986	495	1,481	551	822	1,373
부탄	4,408	7,339	11,747	4,222	7,265	11,487
프로판	167	438	605	157	376	533
부생유	131	-	131	127	0	127
천연가스	172	22,009	22,181	175	21,710	21,885

주: 세수는 제조장출고분과 수입분의 합계 금액임

자료: 기획재정부 내부자료.

〈표 II-5〉 연도별 과세 대상별 지역자원 시설세 부과액 추이

(단위: 억원)

연도	특정자원분 (1)						특정 부동산분 (2)	합계 (3)=(1)+(2)
	발전용수	지하수	지하자원	컨테이너	원자력	소계		
2000	89	60	14	730	-	894	3,607	4,502
2001	66	76	14	708	-	864	3,661	4,525
2002	83	72	15	784	-	954	3,889	4,843
2003	114	79	16	829	-	1,038	4,290	5,328
2004	102	76	16	912	-	1,105	4,885	5,990
2005	91	77	16	917	-	1,101	4,718	5,818
2006	87	79	34	923	627	1,750	5,415	7,165
2007	90	87	31	80	716	1,003	5,663	6,666
2008	82	79	29	-	739	929	6,145	7,074
2009	75	75	30	-	732	911	6,174	7,085
2010	93	74	28	-	761	957	6,759	7,715
2011	102	70	32	-	713	917	7,477	8,394
2012	86	75	34	-	754	949	8,149	9,099

자료: 안전행정부, 『지방세정연감』, 각 연도.

2. 에너지부담금⁸⁾

가. 부담금 제도 현황

에너지와 관련된 부담금은 크게 화석연료의 이용, 전력과 열의 공급 및 이용, 원자력의 공급 및 이용 등의 3가지로 분류할 수 있다.

첫째, 화석연료의 이용과 관련된 부담금은 안전관리부담금, 석유 및 석유 대체연료의 수입·판매 부과금, 광물수입 판매부과금, 광해방지의무자부담금이 있다. 안전관리부담금은 가스의 안전관리 및 유통구조 개선을 위하여 액화석유가스(LPG)의 제조판매, 액화석유가스(LPG)와 액화천연가스(LNG) 수입에 대하여 부과하고 있다. 또한, 석유의 수급 및 가격안정을 위하여 원유,

8) 홍성훈·허경선(2013), PP. 4-8을 바탕으로 2014년 7월 기준으로 데이터 및 관련 법령을 업데이트하여 재작성함.

석유제품 및 천연가스의 수입에 대하여는 수입부과금을, 고급휘발유 및 부탄의 판매에는 판매부과금을 부과하고 있다. 광물을 수입하거나 판매하는 자에 대하여는 광물수입판매부과금을 부과하고 있으며, 광산개발로 발생하는 광해요인 사전 방지 및 지속가능한 광산개발을 도모하기 위한 목적으로 광해방지의무자에게는 광해방지사업과 산림·토지복구사업에 대하여 광해방지의무자부담금을 부과하고 있다.

둘째, 전력과 열의 공급 및 사용과 관련된 부담금은 전기사용자일시부담금, 전력산업기반기금부담금, 집단에너지 공급시설 건설비용부담금이 있다. 농어촌 전기공급사업 대상 지역에서 전기를 사용하는 자에게는 전기를 공급하려는 지역의 시설공사 비용에 충당하기 위하여 전기사용자 일시부담금을 부과하고 있으며, 전력산업의 지속적인 발전과 기반조성에 필요한 재원 확보 목적으로 전기사용자에게 전력산업기반기금부담금을 부과하고 있다. 또한, 타 난방방식과의 형평성을 유지하기 위하여 신규 공동주택 및 건물 소유자 또는 사업주체/기존 공동주택 및 건물소유자에게 집단에너지를 사용하고자하는 또는 사용하고 있는 주택 및 건물에 대하여 집단에너지 공급시설 건설비용 부담금을 부과하고 있다.

셋째, 원자력의 공급과 이용에 관련된 부담금은 사용 후 핵연료 관리부담금, 원자력연구개발사업 비용부담금, 원자력관계사업자 등의 비용부담금이 있다. 방사성폐기물 관리사업 중 사용 후 핵연료 관리사업을 원활하게 수행하기 위한 재원 확보 차원에서 사용 후 핵연료 발생자에게는 사용 후 핵연료 관리부담금을 부과하고 있으며, 발전용 원자로 운영자에게는 원자력연구개발 소요재원을 확보하기 위한 목적으로 원자력연구개발사업 비용부담금을 부과하고 있다. 또한, 원자력안전규제 사업에 필요한 재원을 마련하기 위하여 원자력관계사업자에게는 비용부담금을 부과하고 있다.

〈표 II-6〉 화석연료 · 에너지 부담금의 종류

	부담금	Energy/ 자동차	제정 연도	근거법	부과목적	부과 대상	주관 기관
1	안전관리 부담금	LPG, LNG	1996	고압가스 안전관리법 제34조의 2	가스의 안전관리 및 유통구조 개선	액화석유가스 제조판매, 액화석유가스 또는 액화천연가스 수입	산업통상 자원부
2	석유 및 석유대체 연료의 수입판매 부과금	석유, 천연 가스	1994	석유 및 석유대체연료 사업법 제18조~ 제19조의 2 및 제3조	석유의 수급 및 가격안정	수입부과금(원유, 석유제품 및 천연가스의 수입), 판매부과금(고급휘발유 및 부탄의 판매)	산업통상 자원부
3	광물수입 판매부과금	광물	1994	광업법 제87조	광물의 수급과 가격 안정 및 광업의 개발 촉진 및 광해 방지 사업의 지원	광물을 수입하거나 판매하는 자	지식 경제부
4	광해방지 의무자 부담금	광물	2005	광산피해의 방지 및 복구에 관한 법률 제24~26조	광산개발로 발생하는 광해요인 사전 방지 및 지속가능한 광산개발 도모	광해방지사업, 산림 · 토지복구사업	산업통상 자원부
5	전기사용자 일시부담금	전력	1984	농어촌전기 공급사업촉 진법	농어촌전기공급사업 촉진법에 의거 전기를 공급하려는 지역의 시설공사 비용에 충당	농어촌 전기공급사업 대상지역에서 전기를 사용하려는 자	산업통상 자원부
6	전력산업기반 기금부담금	전력	2000	전기사업법	전력산업의 지속적인 발전과 기반조성에 필요한 재원확보	전기의 사용	산업통상 자원부
7	집단에너지 공급시설 건설비용 부담금	지역 난방	1991	집단에너지 사업법 제18조	타 난방방식과의 형평성을 유지하기 위하여 공사비부담금을 부과	집단에너지를 사용하고자 하는 또는 사용하고 있는 주택 및 건물	산업통상 자원부
8	사용후 핵연료 관리부담금	원자력	2008	방사성폐기물 관리법 제15조	방사성폐기물관리사업 중 사용후 핵연료 관리 사업의 원활한 수행	사용후핵연료	산업통상 자원부

〈표 II-6〉의 계속

	부담금	Energy/ 자동차	제정 연도	근거법	부과목적	부과 대상	주관 기관
9	원자력 연구개발사업 비용부담금	원자력	1996	원자력진흥법 제13조	원자력연구개발사업 소요자원 확보	발전용원자로 운영자가 원자료를 운전하여 생산된 전년도 전력량	미래창조 과학부
10	원자력관계 사업자 등의 비용부담금	원자력	1986	원자력안전법 제111조	원자력산업의 진흥 촉진 및 원자력안전규제 사업에 필요한 자원 마련	발전용원자로시설 안전 심·검사, 연구용/교육용 원자로시설 안전 심·검사, 핵연료주기시설 안전 심·검사, 방사성폐기시설 안전 심·검사 등	원자력 안전 위원회

자료: 홍성훈·허경선(2013), p. 8을 참조하여 기획재정부, 『2013년 부담금운용종합보고서』 관련 내용을 발췌하여 업데이트 한 후 표로 재구성함.

에너지원에 부과되는 부담금 및 기금 등에는 수입·판매부과금, 안전관리 부담금, 품질검사수수료, 전력산업기반기금이 있다. 원유와 석유제품에는 리터당 16원, 그리고 천연가스(LNG)는 톤당 2만 4,242원의 수입부과금이 부과되고 있으며, 고급휘발유는 리터당 36원, 부탄에 대해서는 톤당 6만 2,283원의 판매부과금이 부과되고 있다. 가스에 대한 안전관리부담금의 요율은 액화석유가스(LPG)의 경우 징수물량 1kg당 4.5원, 액화천연가스(LNG)의 경우 징수물량 1m³당 3.9원이 부과되고 있다. 전력산업기반기금은 전기사용자 전기요금의 3.7%를 부담요율로 책정하고 있다. 석유제품에 대한 품질검사수수료는 1리터당 0.469원⁹⁾이며, 액화석유가스에 대한 품질검사수수료는 국내판매 물량 기준 킬로그램당 0.027원으로 고시되어 있다.¹⁰⁾

9) 「석유제품의 품질기준과 검사방법 및 검사수수료에 관한 고시」

10) 「액화석유가스의 품질기준과 검사방법검사수수료 및 검사 소요경비 지원방법 등에 관한 고시」

〈표 11-7〉 에너지 관련 부담금 및 수수료 요율(2014년 7월 현재)

	수입부과금	판매부과금	안전관리 부담금	품질검사 수수료	전력산업 기반기금	
원유	16(원/ℓ)	-	-	-	-	
휘발유	16(원/ℓ)	(고급휘발유) 36(원/ℓ)	-	0.469(원/ℓ)	-	
경유	16(원/ℓ)	-	-	0.469(원/ℓ)	-	
LPG	부탄	-	62,283(원/톤)	4.5(원/kg)	0.027원/kg	-
	프로판	-	-	4.5(원/kg)	0.027원/kg	-
LNG	24,242(원/톤)	-	3.9(원/m³)	-	-	
등유	16(원/ℓ)	-	-	0.469(원/ℓ)	-	
중유	16(원/ℓ)	-	-	0.469(원/ℓ)	-	
유연탄	-	-	-	-	-	
무연탄	-	-	-	-	-	
전력	-	-	-	-	3.70%	

자료: 김승래(2011), 허경선·성명재·김승래(2012), p. 59를 참조하여 업데이트한 후 기획재정부, 『부담금 운용종합보고서』, 2014 관련 내용을 발췌하여 표로 재구성함.
국가법령정보센터(<http://www.law.go.kr/>).

나. 부담금 징수 현황

에너지 관련 부담금의 귀속주체는 국가(중앙정부)의 특별회계와 지금, 공공기관 등으로 지정되어 있으며, 2013년 징수실적을 분야별로 나누어 살펴 보면, 화석연료 관련 부담금의 징수실적은 2조 1,937억원, 전력 및 지역난방, 원자력 관련 부담금의 징수실적이 각각 2조 76억원, 5,620억원으로 집계되었다. 한편, 광물수입·판매부과금은 부담금을 부과할 수 있는 근거 법률은 있으나 하위 법령이 마련되지 않아 실제 부담금을 부과하지 않고 있다.¹¹⁾

11) 기획재정부(2014), p. 27.

〈표 11-8〉 에너지부담금 징수 실적

(단위: 백만원)

분 야	부담금	구분	귀속주체	징수실적							
				2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
화석연료	1 인진관리부담금	LPG, LNG	국가	에너지 및 자원사업특별회계	104,076	110,306	104,960	118,365	116,493	131,975	128,580
		석유 및 석유대체연료의 수입판매부과금	국가	에너지 및 자원사업특별회계	1,844,895	1,882,968	1,787,673	1,944,789	1,958,365	2,007,480	2,054,832
	3 광물수입판매부과금	석탄	국가	에너지 및 자원사업특별회계	*관련 법 자체가 미비하여 부과, 징수되지 않고 있음 ²⁾						
		광해방지 의무자 부담금	석탄	국가	10,510	10,235	5,968	9,274	11,833	7,962	10,308
화석연료 소계				1,959,483	2,003,509	1,898,601	2,072,428	2,086,691	2,147,417	2,193,720	
전기열	5 전기사용자 일시부담금	전력	공공·관공 등 한국전력공사	5	5	4	4	25	10	5	
	6 전력산업기반기금부담금	전력	국가	1,044,086	1,110,614	1,191,735	1,349,536	1,472,869	1,665,660	1,829,615	
	7 집단에너지 공급시설 건설비용부담금	지역난방	공공·관공 등 개발단 에너지사업자	198,365	249,499	214,443	211,732	173,750	186,564	178,008	
전기열/지역난방 소계				1,242,456	1,360,118	1,406,182	1,561,272	1,646,644	1,852,234	2,007,628	
원자력	8 사용후핵연료관리부담금	원자력	국가	-	-	179,182 (3,576,265) ¹⁾	296,526	239,526	298,016	333,013	
	9 원자력 연구개발사업 비용부담금	원자력	국가	178,499	171,532	181,149	177,325	176,969	184,912	176,579	
		원자력관계사업자 등의 비용부담금	원자력안전기술원	원자력안전기술원	35,302	36,510	39,237	45,322	50,365	51,300	52,454
	원자력 소계				213,801	208,042	399,568	519,173	466,860	534,228	562,046

주: 1) 2009년 개발생 부담금 부과액으로 방사성폐기물관리법 부칙 제5조에 의해 법 시행(2009.1.1) 이전에 발생한 사용후핵연료에 대해 부과한 부담금은 법 시행일로부터 5년이 경과한 날로부터 15년간 분할 징수
2) 기획재정부(2014), p. 27.

자료: 기획재정부, '부담금운용종합보고서', 각 연도중 관련내용을 발췌하여 표로 재구성하고, 홍성훈 · 허경선(2013), p. 8을 참조하여 2014년 7월 기준으로 내용을 업데이트 함.

Ⅲ. 주요국의 에너지세제: 발전 부문을 중심으로

전기는 우리 삶을 풍요롭게 해주는 중요한 에너지원이다. 전기 없이 산다는 것은 상상하기 힘들 정도로 우리는 전기에 많이 의존하며 살고 있다. 그렇기 때문에 전기가 안정적으로 공급되는 것은 상당히 중요하다. 전기가 안정적으로 공급되기 위해서는 전기요금이 적정 수준에서 결정되어야 한다. 그 이유는 전기를 무제한적으로 공급할 수 없는 상황에서 전기요금이 지나치게 저렴하게 결정될 경우 전기 수요가 급증하게 되고, 이는 결국 전기 수급 문제를 초래하기 때문이다. 우리나라의 전력은 오랜 기간 동안 상당히 저렴하게 공급되어 왔다. 이러한 현상이 나타난 이유는 전기요금이 수요와 공급에 의해 결정된 것이 아니라 정부가 전기요금 인상을 억제해 왔기 때문이다. 이러한 정책으로 경제 주체들의 전력 사용비용이 크게 절감되었지만, 지나치게 저렴한 전기요금으로 인해 매년 전기 수급 문제가 발생하고 에너지원간 상대 가격의 왜곡 정도가 더욱 심화되었다. 이러한 문제를 해결하기 위해서는 다음의 두 가지 방안을 고려해 볼 수 있다. 첫 번째는 전기 사용에 직접 과세하는 방안이고, 두 번째는 전기 생산에 사용되는 1차 에너지에 과세하는 방안이다. 전기 사용에 직접 과세하는 경우에는 소비자에게 직접적으로 가격 인상신호를 주기 때문에 전기의 효율적 사용을 유도할 수 있게 된다. 하지만, 이러한 조세정책으로 인해, 전기 생산 과정에서 에너지원들이 비효율적으로 사용될 가능성이 있다(OECD, 2013).¹²⁾ 예컨대, 전기 생산에 사용되는 에너지원 중 천연가스는 다른 화석 연료 에너지원들에 비해 가장 에너지 효율적이다. 하지만, OECD 국가들의 경우를 보면, 천연가스는 석탄 등과 같은 다른 에너지원들의 경우와 비교하여 높은 실효세율을 적용받고 있다(OECD, 2013).¹³⁾ 한편, 전기 생산에 사용되는 1차 에너지원들에 직접

12) p. 46 인용

과세하는 경우에는 이러한 문제점이 발생하지 않는다. 하지만, 1차 에너지원에 세금을 부과하게 되면 전기요금에 상승압력을 발생시키는 것은 사실이지만, 세금이 전기요금 인상에 어느 정도 기여를 하는지는 명확하지 않다. 즉, 1차 에너지의 효율적 사용은 유도할 수 있지만 2차 에너지인 전기의 합리적 소비를 유도하지 못할 가능성이 존재한다.

우리나라는 에너지원들 사이에 상대 가격 왜곡을 완화하고 전기요금을 정상화하기 위해, 2014년 7월부터 발전용 유연탄에 과세하기 시작하였으며, 최근 원자력세에 대한 논의가 다시 제기되고 있다. 이러한 상황에서 향후 우리나라 전기 에너지 사용과 관련하여 합리적인 조세정책 방향을 제시하기 위해, OECD 회원국에서의 전력 관련 조세정책을 살펴보고, 이를 우리나라의 경우와 비교·분석하고자 한다.

1. 전력 수급 현황: OECD 회원국을 중심으로

〈표 Ⅲ-1〉은 OECD 국가들의 전기의 총공급량과 최종 소비량을 보여주고 있다. 우리나라의 전기 총공급량과 최종 소비량은 〈표 Ⅲ-1〉에서 보는 바와 같이 OECD 평균보다 높은 수준에 있다. 하지만, 〈표 Ⅲ-2〉에서 제시된 가정용 전기가격을 비교해보면, 우리나라의 전기가격은 다른 OECD 국가들의 경우와 비교하여 상당히 낮은 수준임을 알 수 있다. 2012년 기준으로 우리나라 전기가격은 93.1달러/MWh로 OECD 평균보다 2배 이상 낮다. [그림 Ⅲ-1]을 살펴보면, 우리나라는 멕시코와 함께 2012년 기준 전기가격이 가장 낮은 그룹에 있음을 알 수 있다. 〈표 Ⅲ-3〉에 제시된 구매력평가를 사용하여 US달러로 환산한 전기가격을 국가별로 비교해도 이러한 결과는 크게 변하지 않는다. 또한, 〈표 Ⅲ-2〉와 〈표 Ⅲ-3〉을 살펴보면, 다른 OECD 국가들보다 우리나라는 전기가격의 연도별 증가율이 상대적으로 훨씬 작음을 알 수 있다. 이러한 현상이 나타나는 이유는 (1) 전기가격에 대한 정부의 규제

13) p. 46 인용

가 심하고, (2) 전기와 관련된 에너지세 부담이 상대적으로 낮으며(그림 Ⅲ-2 참조), (3) 전력생산단가가 상대적으로 저렴한 원자력과 석탄의 발전 비중이 높았기 때문이다(표 Ⅲ-4 참조). 이렇게 저렴한 전기가격은 에너지 원간의 상대 가격을 왜곡시키고 소비자들의 비합리적인 소비행위를 조장하게 된다. 최근 나타나고 있는 전기쏠림 현상이 그 대표적인 예라고 할 수 있다. 1973년 이후 우리나라의 전기 수요 연평균 증가율을 살펴보면, <표 Ⅲ-4>에 제시된 것처럼, OECD 국가들 중 우리나라에서 가장 크게 나타나고 있다.

결론적으로 우리나라의 전기가격은 OECD 국가들의 경우와 비교하여 상당히 낮다. 이로 인해 우리나라는 매년 전기 수급 문제가 발생하고 있다. 정부는 이러한 문제를 해결하기 위해 2014년 7월부터 발전용 유연탄에 개별 소비세가 부과되기 시작하였다. 또한, 최근 전기 생산에 기저발전으로 사용되고 있는 원자력 사용에 과세를 하자는 논의가 제기되고 있다. 하지만, 이러한 조세정책은 1차 에너지의 효율적 사용을 유도할 수 있지만, 전기요금을 적정수준으로 올릴 수 있을지 미지수이다. 우리나라의 전기요금은 다소 복잡한 단계를 걸쳐 결정된다. 특히, 한국전력공사가 전기요금을 제안한다 하더라도 정부의 협의를 거쳐야만 최종적으로 결정될 수 있다. 즉, 1차 에너지에 부과된 세금이 온전히 전기요금에 반영되지 않을 가능성이 존재한다. 뿐만 아니라, 수입 에너지원의 세계가격 등이 인하되어 1차 에너지세로 인한 전기요금 인상 압력을 어느 정도 상쇄될 가능성이 있다. 예컨대, 최근 유연탄 세계가격 등이 인하하면서 발전용 유연탄세로 인한 전기요금 인상 압력이 어느 정도 상쇄되고 있다. 이러한 문제점을 해결하기 위해서는 2차 에너지인 전기 사용에 과세를 하는 방법을 고려해 볼 수 있다. 즉, 전기 사용에 개별소비세를 도입하는 것이다. 전기 사용에 대한 개별소비세는 직접적으로 전기요금의 가격 인상을 가져올 수 있으며 소비자들의 합리적인 소비행위를 유도할 수 있게 된다. 하지만, 이 경우, 앞서 언급한 바와 같이, 전기 생산에 사용되는 에너지원들이 비효율적으로 사용될 가능성이 존재한다.

〈표 III-1〉 2011년 세계 주요 국가들의 생산 및 최종 소비량

(단위: TWh)

OECD 국가	총생산	추정된 최종 소비
Australia	252.6	210.9
Austria	65.7	61.5
Belgium	90.2	80.2
Canada	637.0	518.9
Chile	65.7	58.7
Czech Republic	87.5	56.7
Denmark	35.2	31.3
Estonia	12.9	6.6
Finland	73.5	80.2
France	562.0	419.5
Germany	608.7	520.6
Greece	59.4	51.8
Hungary	36.0	34.5
Iceland	17.2	16.0
Ireland	27.7	24.6
Israel	59.6	48.3
Italy	302.6	301.8
Japan	1051.3	939.4
Korea	523.3	471.1
Luxembourg	3.7	6.5
Mexico	295.8	225.7
Netherlands	113.0	107.5
New Zealand	44.5	39.5
Norway	128.1	105.4
Poland	163.5	121.9
Portugal	52.5	48.4
Slovak Republic	28.7	24.8
Slovenia	16.1	12.6
Spain	291.4	239.9
Sweden	150.4	124.6
Switzerland	64.6	58.6
Turkey	229.4	183.8
United Kingdom	367.8	318.0
United States	4,349.6	3,789.9
OECD Total	10,867.0	9,339.9
OECD 평균	319.6	281.6

자료: IEA(2013)의 〈표1.1〉의 총생산과 최종 소비량에 대한 자료를 인용하였으며, OECD 평균은 저자 계산.

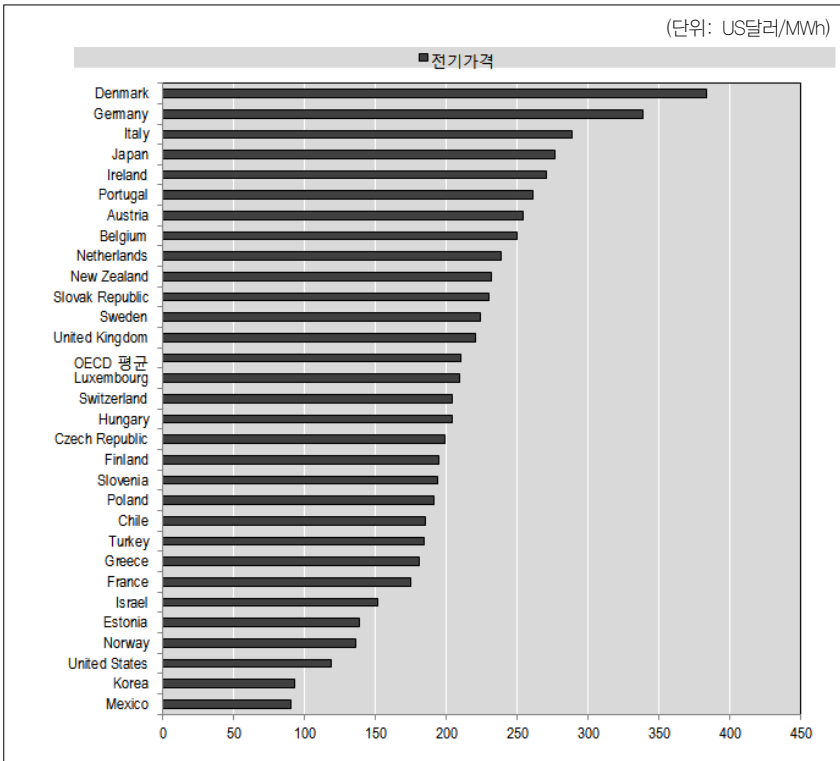
〈표 III-2〉 OECD 국가들의 전기가격: 1978~2012년

(단위: US달러/MWh)

OECD 국가	1978	1980	1990	2000	2010	2011	2012
Australia	38.7	43.3	71.7	63.2	-	-	-
Austria	79.8	101.3	155.7	117.5	257.6	272.9	253.9
Belgium	114.9	141.0	166.6	132.3	231.7	264.4	249.9
Canada	24.1	28.4	53.1	52.9	94.5	-	-
Chile	-	-	41.2	85.4	208.8	210.7	185.4
Czech Republic	34.4	38.5	26.7	54.4	185.5	210.7	198.9
Denmark	67.9	101.6	164.5	197.4	356.3	409.2	383.4
Estonia	-	-	-	-	127.1	136.6	138.9
Finland	57.7	69.3	102.8	77.8	175.4	213.6	194.9
France	80.5	114.1	150.1	101.7	165.3	187.1	174.8
Germany	85.4	100.5	163.8	120.6	318.7	352.0	338.8
Greece	63.0	74.4	118.5	70.8	158.4	173.1	180.5
Hungary	-	31.8	38.8	65.3	218.6	218.9	204.2
Ireland	56.3	76.7	131.3	101.4	232.6	259.5	270.3
Israel	-	-	-	93.0	139.5	148.6	151.4
Italy	50.0	76.9	156.7	135.5	263.2	278.9	288.4
Japan	93.1	117.3	176.8	214.0	232.2	260.9	276.8
Korea	66.5	98.1	96.2	83.8	83.2	88.6	93.1
Luxembourg	68.5	85.5	123.8	99.3	215.5	220.3	209.3
Mexico	35.2	52.4	45.8	68.3	89.7	95.2	90.2
Netherlands	82.4	114.5	117.2	131.1	221.2	237.9	238.2
New Zealand	23.9	33.5	54.7	60.1	182.6	214.2	231.8
Norway	28.4	35.4	73.3	57.8	175.8	170.7	136.0
Poland	-	22.6	10.3	65.5	179.1	198.5	190.9
Portugal	46.6	71.1	147.3	119.5	215.2	245.7	260.7
Slovak Republic	34.4	38.5	27.7	50.1	213.0	241.7	229.6
Slovenia	-	-	-	-	185.5	201.9	193.4
Spain	57.3	80.0	189.7	117.1	246.7	295.3	-
Sweden	46.5	59.1	87.9	-	218.0	248.2	224.0
Switzerland	66.0	72.5	110.7	111.3	180.0	222.3	204.2
Turkey	77.0	62.6	50.6	84.4	184.1	169.4	184.7
United Kingdom	52.2	87.2	118.5	106.7	183.1	211.2	220.7
United States	43.1	53.6	78.5	82.0	115.8	117.2	118.8
OECD 평균	58.3	71.8	101.7	97.3	195.4	218.6	210.5

자료: IEA(2013)의 〈표3.7〉을 인용하였으며 OECD 평균은 저자 계산.

[그림 III-1] 2012년 OECD 국가들의 전기가격



자료: IEA(2013)의 <표3.7>에서 제시된 2012년 OECD 국가들의 전기가격을 저자가 그림으로 재작성.

〈표 III-3〉 구매력 평가 US달러 변환 OECD 회원국 전기가격

(단위: US달러/MWh)

OECD 국가	1978	1980	1990	2000	2010	2011	2012
Australia	34.5	38.1	66.9	82.9	-	-	-
Austria	80.4	97.7	139.9	141.6	230.2	231.7	233.0
Belgium	91.6	113.4	153.0	161.1	202.5	219.2	223.9
Canada	24.3	28.6	49.4	63.8	79.9	-	-
Chile	-	-	77.6	161.6	266.5	253.4	227.0
Czech Republic	-	-	86.9	147.8	248.5	267.7	282.0
Denmark	47.7	74.2	114.6	189.9	256.1	279.0	282.2
Estonia	-	-	-	-	180.3	181.4	196.1
Finland	51.6	55.8	64.8	84.8	143.1	163.6	161.4
France	67.7	86.4	120.8	117.5	143.6	155.3	157.6
Germany	73.6	84.3	140.4	135.4	296.8	314.9	329.7
Greece	96.4	108.8	162.8	111.7	167.6	174.3	201.7
Hungary	-	78.4	108.7	170.9	352.1	336.8	348.5
Ireland	66.4	76.5	124.8	114.4	205.9	222.9	251.7
Israel	-	-	-	110.2	130.0	132.2	143.8
Italy	66.2	87.1	137.7	179.9	248.5	251.7	283.8
Japan	72.6	107.4	135.1	148.8	183.0	195.1	212.6
Korea	93.8	139.3	124.5	126.9	116.7	119.7	128.4
Luxembourg	56.7	67.7	113.3	114.6	175.2	170.9	172.0
Mexico	62.4	71.5	90.6	105.8	142.9	144.6	141.9
Netherlands	63.5	88.3	104.5	159.3	196.4	202.8	222.2
New Zealand	29.3	38.5	60.1	91.8	167.1	177.4	187.1
Norway	18.7	21.7	47.2	55.7	117.3	105.1	85.7
Poland	-	-	36.3	154.5	291.6	312.9	328.5
Portugal	81.1	115.2	208.2	185.4	255.5	278.8	326.9
Slovak Republic	-	-	72.928	146.4	307.4	327.2	336.7
Slovenia	-	-	-	-	214.7	225.1	234.1
Spain	77.7	90.6	188.3	173.1	258.3	295.7	-
Sweden	33.6	39.3	59.3	-	173.2	180.0	171.0
Switzerland	49.9	58.1	77.0	101.5	124.6	136.5	134.4
Turkey	77.0	83.5	80.6	186.6	289.3	274.3	305.1
United Kingdom	63.7	75.8	109.1	110.9	177.6	194.2	204.7
United States	43.1	53.6	78.5	82.0	115.8	117.2	118.8
OECD 평균	60.9	76.1	104.5	130.6	201.8	214.2	221.1

자료: IEA(2013)의 〈표3.9〉를 인용하였으며 OECD 평균은 저자 계산.

〈표 III-4〉 2012년 에너지원별 OECD 총전기 생산량

(단위: TWh)

OECD 국가	Fossil Fuels	Nuclear	Hydro	Geo-thermal	Solar/wind	Bio fuels & waste	Total
Australia	228.3	-	14.1	-	7.6	2.3	252.3
Austria	16.7	-	43.4	0.0	2.8	5.4	68.4
Belgium	26.2	40.3	1.7	-	4.6	5.8	78.6
Canada	145.0	96.4	380.1	-	13.4	10.8	645.8
Chile	42.8	-	19.2	-	0.4	6.0	68.4
Czech Republic	48.3	30.3	3.0	-	2.6	3.4	87.6
Denmark	15.2	-	0.0	-	10.3	4.9	30.4
Estonia	10.5	-	0.0	-	0.4	1.0	12.0
Finland	18.8	23.0	16.8	-	0.8	11.0	70.4
France	46.3	425.4	62.5	-	19.5	7.5	561.2
Germany	365.9	99.5	28.1	0.0	76.3	47.8	617.6
Greece	48.5	-	4.6	-	4.5	0.3	57.8
Hungary	15.8	15.8	0.2	-	0.8	1.8	34.4
Iceland	0.0	-	12.3	5.2	-	-	17.6
Ireland	22.2	-	1.0	-	4.0	0.5	27.7
Israel	60.4	-	0.0	-	0.3	0.0	60.7
Italy	201.6	-	43.8	5.6	32.9	12.4	296.3
Japan	888.5	11.2	85.7	2.5	8.8	37.0	1,033.8
Korea	365.8	154.9	6.3	-	2.2	1.8	531.0
Luxembourg	2.4	-	1.2	-	0.1	0.2	3.8
Mexico	244.4	8.8	31.9	5.8	3.3	1.9	296.0
Netherlands	83.9	4.0	0.1	-	5.3	8.9	102.2
New Zealand	12.6	-	22.8	6.2	2.1	0.6	44.3
Norway	2.8	-	142.9	-	1.6	0.6	147.9
Poland	144.5	-	2.5	-	4.7	10.4	162.0
Portugal	26.0	-	6.6	0.2	10.7	3.2	46.6
Slovak Republic	7.3	15.5	4.4	-	0.6	0.8	28.6
Slovenia	5.7	5.5	4.1	-	0.2	0.3	15.7
Spain	144.8	61.4	24.1	-	61.2	5.6	297.1
Sweden	4.7	63.5	78.6	-	7.2	11.4	165.5
Switzerland	1.1	25.4	40.3	-	0.2	2.6	69.7
Turkey	174.2	-	57.9	0.9	5.9	0.7	239.5
United Kingdom	246.9	70.4	8.2	-	20.7	17.0	363.2
United States	2,946.9	799.7	298.1	19.6	156.7	78.7	4,299.8
OECD Total	6,614.7	1,951.0	1,446.5	46.0	472.8	302.5	10,833.5
OECD 평균	194.6	108.4	42.5	4.6	14.3	9.2	318.6

자료: IEA(2013)의 〈표2.2〉를 인용하였으며 OECD 평균은 저자 계산.

〈표 III-5〉 OECD 국가들의 전기 수요: 1960~2011년

(단위: TWh,%)

OECD 국가	1960	1973	1990	2000	2009	2010	2011	연평균 증가율	
								60-73	73-11
Australia	17.6	52.5	134.3	179.9	217.4	220.2	222.5	8.8	3.9
Austria	11.6	25.9	43.6	52.6	60.3	62.7	63.0	6.4	2.4
Belgium	13.4	35.8	59.1	79.2	79.7	85.9	83.4	7.9	2.3
Canada	98.9	223.2	433.1	503.5	491.2	533.3	547.1	6.5	2.4
Chile	-	7.6	15.8	37.1	54.5	55.3	58.5	-	5.5
Czech Republic	-	34.1	53.0	52.3	57.1	59.3	58.5	-	1.4
Denmark	4.6	16.1	28.9	33.0	32.4	33.1	32.4	10.1	1.9
Estonia	-	-	7.5	5.4	7.1	7.4	7.2	-	-
Finland	8.0	27.2	59.5	76.5	78.4	84.8	81.5	9.9	2.9
France	65.2	160.0	323.3	410.4	447.6	471.8	445.1	7.1	2.7
Germany	106.5	337.6	481.0	501.4	512.0	543.8	536.5	9.3	1.2
Greece	1.9	13.0	29.7	45.0	56.8	55.3	53.9	16.0	3.8
Hungary	-	18.6	33.0	30.9	35.3	36.0	36.4	-	1.8
Iceland	0.5	2.1	3.9	7.1	15.8	15.9	16.2	12.4	5.6
Ireland	1.9	6.2	12.0	20.4	25.4	25.6	25.1	9.7	3.7
Israel	-	7.6	18.2	38.6	45.4	49.1	49.5	-	5.1
Italy	47.6	125.8	218.8	279.3	299.9	309.9	313.8	7.8	2.4
Japan	99.3	421.7	758.8	956.5	950.3	1014.4	953.7	11.8	2.2
Korea	-	12.8	94.4	263.1	414.7	458.5	481.0	-	10.0
Luxembourg	1.4	3.0	4.1	5.8	6.1	6.6	6.5	6.2	2.1
Mexico	-	31.6	100.2	166.7	208.5	215.3	233.1	-	5.4
Netherlands	14.7	46.1	75.5	100.9	109.4	112.7	113.5	9.2	2.4
New Zealand	5.7	15.9	28.5	34.8	38.5	39.6	39.1	8.3	2.4
Norway	27.2	61.0	97.4	110.5	112.6	119.7	111.7	6.4	1.6
Poland	24.0	67.2	109.2	108.8	122.2	129.3	132.3	8.2	1.8
Portugal	2.8	8.3	24.0	38.9	48.8	50.6	49.1	8.8	4.8
Slovak Republic	-	12.3	23.4	22.5	24.3	25.1	25.8	-	2.0
Slovenia	-	-	9.4	10.7	11.4	12.1	12.7	-	-
Spain	14.6	60.7	129.2	194.7	247.2	250.2	245.2	11.6	3.7
Sweden	29.3	69.4	130.7	131.1	126.3	135.0	127.6	6.9	1.6
Switzerland	15.9	29.0	46.6	52.4	57.5	59.8	58.6	4.7	1.9
Turkey	2.4	10.5	46.8	98.3	156.9	172.1	186.1	12.1	7.9
United Kingdom	117.5	242.5	284.4	340.3	330.0	337.5	325.9	5.7	0.8
United States	688.0	1715.9	2712.6	3589.8	3724.7	3892.7	3882.6	7.3	2.2
OECD Total	-	3901.4	6629.7	8578.1	9205.7	9680.3	9615.1	-	2.4
OECD 평균	56.8	125.4	190.7	140.2	166.1	179.3	289.9	1.2	1.3

자료: IEA(2013)의 〈표2.13〉을 인용.

다음 절에서는 전력과 관련된 OECD 국가들의 조세정책을 살펴보고, 우리나라의 합리적인 조세정책 방향을 조금 더 면밀히 논의하고자 한다.

2. 전력 관련 에너지세제 현황: OECD 회원국을 중심으로

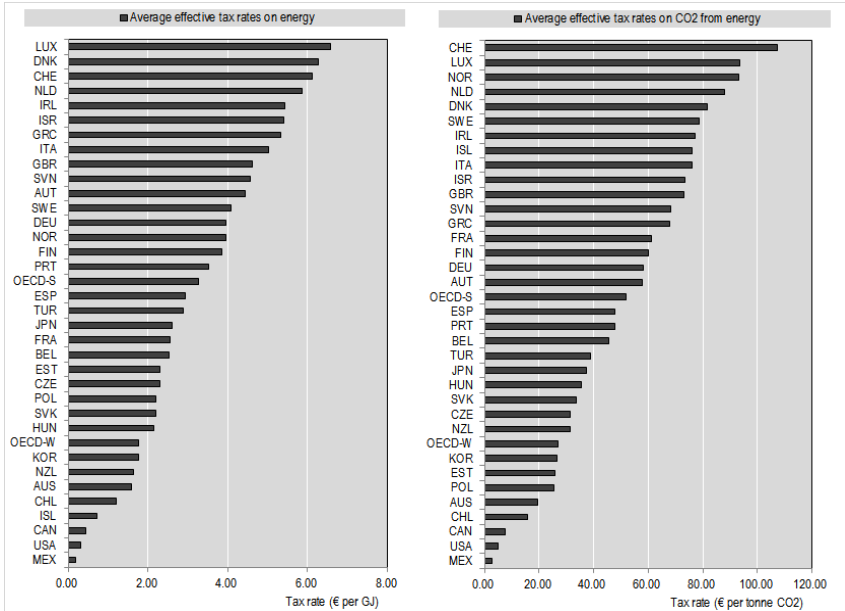
OECD(2013)은 OECD 회원국을 중심으로 각 국가의 에너지세제와 에너지 사용에 대한 구체적인 정보를 제공해주고 있다. 본 소절에서는 OECD(2013)의 자료 및 연구 결과를 토대로 주요국의 에너지세율을 비교·분석하고, 다른 OECD 국가들과 비교하여 현재 우리나라의 에너지세율이 어느 정도인지 살펴보고자 한다. 또한, 전기 에너지와 관련된 OECD 국가들의 조세체계를 면밀히 살펴보고, 이를 토대로 정책적 시사점을 도출하고자 한다.

[그림 III-2]는 에너지 사용 및 CO₂ 배출량에 대한 OECD 국가들의 평균 실효세율을 보여주고 있다. 에너지 사용에 대한 평균 실효세율을 먼저 살펴보면, OECD 평균 실효세율은 GJ당 3.28유로이며 GJ당 0.18(멕시코)유로에서 6.58유로(룩셈부르크)로 다양하게 분포되어 있다. 우리나라의 평균 실효세율은 GJ당 1.76유로로 OECD의 평균 실효세율보다 50% 이상 낮다. 대체로 우리나라를 비롯한 아시아 국가들과 동유럽 국가들에게서 이러한 현상이 나타나고 있다. 주로 높은 평균 실효세율을 가지고 있는 국가들은 유럽연합(EU) 회원국들이다. 이는 유럽연합(EU) 회원국들이 「2003 EU 에너지세제 지침서(2003 EU Energy Taxation Directive)」를 반영하여 에너지 조세정책을 운용하고 있으며, 이 지침서에는 1차·2차 에너지원들에 대해 세율 최저한(minimum tax rates)을 정해놓고 있기 때문이다(OECD, 2013; <표 III-6> 참고).¹⁴⁾ 또한, 탄소세를 도입한 국가들을 살펴보면 덴마크, 아이슬란드, 아일랜드, 노르웨이, 스웨덴, 스위스 등으로 EU 회원국들이 상대적으로 환경세 도입에 적극적인 태도를 보이고 있는 것도 또 다른 이유이다. 이러한 결과

14) 2003 EU 에너지세제 지침서에서 정한 최저세율은 에너지원별로 다양하게 설정되어 있으며 특히, 석유류 관련 최저세율이 상대적으로 높게 설정되어 있다(OECD, 2013). 이는 온실가스 배출뿐만 아니라 교통 혼잡 등의 사회적 외부비용이 반영된 것으로 보인다.

는, [그림 Ⅲ-2]에서 제시된 바와 같이, CO₂ 배출량을 기준으로 추정된 평균 실효세율에서도 유사하게 나타나고 있다.

[그림 Ⅲ-2] OECD 국가들의 에너지 사용과 CO₂ 배출량에 대한 평균 실효세율
(단위: 유로/GJ, 유로/CO₂톤)



자료: OECD(2013, p31)의 (Figure 4) 인용.

결론적으로, 우리나라는 OECD 국가들의 경우와 비교하여 에너지세부담이 큰 국가가 아님을 알 수 있다. 이러한 현상은 전력의 경우 더 강하게 나타나고 있다. [그림 Ⅲ-3]에서 보는 바와 같이, 전력 사용 또는 전력 생산에 사용된 에너지에 대한 우리나라의 평균 실효세율은 다른 국가들의 경우보다 상당히 낮음을 알 수 있다. 따라서 지나치게 낮은 에너지가격 그리고/또는 에너지원 간의 상대 가격 왜곡으로 인해 합리적인 에너지 소비가 이루어지지 않는 상황에서, 우리나라의 에너지세부담을 적정수 준으로 올리는 것은 중요한 의미를 가진다.

〈표 III-6〉 EU 에너지세제 지침서에 나타난 에너지원별 최저 세율

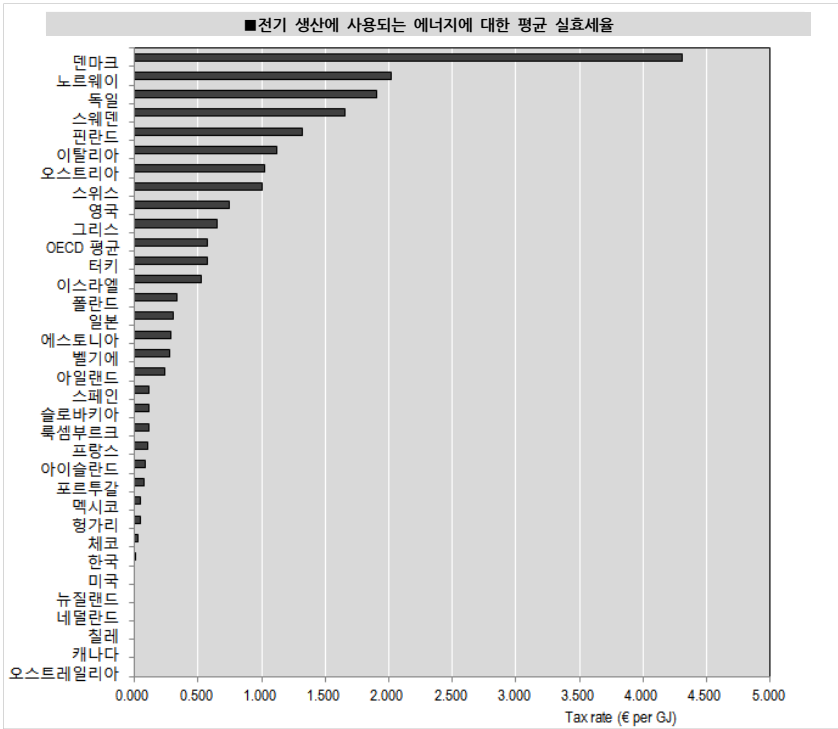
(단위: 유로)

에너지		최저세율	단위	GJ당	CO ₂ 톤당
휘발유	가연	421	1,000 litres	12.69	183.07
	무연	359	1,000 litres	10.82	156.11
경유	프로펠란트	330	1,000 litres	9.19	123.99
	난방 및 에너지전환	21	1,000 litres	0.58	7.89
등유	프로펠란트	330	1,000 litres	9.19	123.41
	에너지전환	21	1,000 litres	0.59	8.24
중유	난방	15	1,000 kilograms	0.37	4.82
LPG -프로판	프로펠란트	125	1,000 kilograms	2.64	41.88
	에너지전환	41	1,000 kilograms	0.87	13.74
	난방	0	1,000 kilograms	0	0
천연가스	프로펠란트	2.6	1 gigajoule	2.60	46.35
	전환, 가정용난방	0.3	1 gigajoule	0.30	5.35
	산업/상업용난방	0.15	1 gigajoule	0.15	2.67
석탄	가정용난방	0.3	1 gigajoule	0.30	3.17
	산업/상업용난방	0.15	1 gigajoule	0.15	1.59
전기	산업/상업용	0.5	1 megawatt hour	0.14	2.29
	가정용	1	1 megawatt hour	0.28	4.57

자료: OECD(2013, p.32)의 Box의 그림을 저자가 재구성하여 인용.

[그림 III-3] 전기 생산에 사용되는 에너지에 대한 평균 실효세율

(단위: 유로/GJ)



주: 이 그림에 표시된 평균 실효세율에는 전기 소비세 등이 반영되어 있음
 자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자계산.

전력과 관련하여 우리나라의 에너지세부담을 적정수준으로 올리기 위해서는 크게 세 가지 방법을 생각해 볼 수 있다. 첫째는 전기 생산에 사용되는 1차 에너지에 직접적으로 과세하는 방법이고, 둘째는 2차 에너지인 전기에 소비세를 직접 부과하는 방법이며, 마지막으로 이 두 가지 방법을 동시에 사용하는 것이다. <표 III-7>을 살펴보면, (1) 1차 에너지원에만 세금을 부과하는 국가는 우리나라를 포함하여 이스라엘, 멕시코, 스위스로 총 4개국 이 있고, (2) 2차 에너지인 전기에만 세금을 부과하는 국가는 오스트리아, 체코, 에스토니아, 핀란드, 독일, 헝가리, 아이슬란드, 아일랜드, 룩셈부르크, 노르웨이, 포르투갈, 슬로바키아, 스페인, 영국으로 총 14개국 이 있으며, (3)

1차 에너지원과 전기에 모두 과세하고 있는 국가는 벨기에, 덴마크, 프랑스, 그리스, 이탈리아, 일본, 네덜란드, 폴란드, 스웨덴, 터키로 총 10개국이다. 그밖의 오스트레일리아, 칠레, 뉴질랜드는 1차 에너지와 전기 모두에 과세를 하고 있지 않다. 하지만, 칠레와 뉴질랜드는 가정용 전기에 대해 부가가치세를 운용하고 있다. 캐나다와 미국은 1차 에너지 및 전기에 연방세(federal tax)는 없는 반면, 주세(state tax) 또는 지방세(local tax)가 있는 경우가 존재한다.

일반적으로 OECD 국가들 사이에서는 전기 소비세가 널리 사용되고 있으며, 일부 국가들은 전기 소비세와 함께 1차 에너지원에 과세를 하고 있다. <표 Ⅲ-8>은 1차 에너지원에만 과세를 하고 있는 국가들의 에너지원별 평균 실효세율을 보여주고 있다. 2013년 기준으로 우리나라와 멕시코는 석유류에만 과세를 하고 있으며 석유류에 대한 평균 실효세율은 각각 GJ당 0.25달러와 0.14달러로 OECD 평균보다 약 3배 이상 낮다. 우리나라는 최근 에너지원 사이의 가격 불균형을 완화시키기 위해 2014년 7월부터 발전용 유연탄에 과세하기로 결정하였으나, OECD 평균과 비교하여 여전히 낮은 수준일 것으로 판단된다. 이스라엘은 석탄과 천연가스의 경우보다 석유류에 부과하는 세금이 GJ당 2.41달러로 상당히 높다. 하지만, 석탄은 전기 생산에 66%를 차지하고 있으며 석유류(예: 디젤)는 전체 에너지의 2%만을 차지하고 있다. 스위스는 천연가스와 석유류에 주로 높은 세금을 부과하고 있으며 다른 나라와 달리 폐기물에도 세금을 부과하고 있다. 하지만, 스위스는 전기 생산의 92%를 비과세 영역인 수력과 원자력에서 감당하고 있음을 간과해서는 안 된다.

<표 Ⅲ-9>는 전기에만 과세하고 있는 국가들의 에너지원별 평균 실효세율을 보여주고 있다. <표 Ⅲ-9>에서 보는 바와 같이, CO₂ 등과 같은 오염물질 배출이 상대적으로 적거나 없는 천연가스와 재생가능 에너지에 평균 실효세율이 높게 나타나고 있으며 이는 오염물질 배출이 많은 석탄의 경우보다 더 높다. 특히, 오스트리아는 전기 생산에 중요한 역할을 하고 있는 재생가능 에너지와 천연가스의 실효세율이 다른 국가의 경우와 비교하여 가장 높게 나타나고 있다.¹⁵⁾ 이는 석탄, 바이오연료, 폐기물 등보다 재생가능 에너지와 천연가스가 더 효율적이기 때문인 것으로 판단된다. 즉, 재생가능 에너지와

천연가스가 전기를 생산할 때 에너지 손실이 다른 에너지원들에 비해 상대적으로 적다는 것을 의미하며, 이는 에너지 과세표준(tax base)을 줄이는 결과를 초래한다. 전기를 주로 생산하는 에너지원들은 국가별로 다를 수 있지만 이러한 결과는 체코 등 다른 모든 국가들에게서 공통적으로 나타나고 있다.

〈표 Ⅲ-10〉은 1차 에너지와 전기 모두에 과세하는 국가들의 에너지원별 평균 실효세율을 보여주고 있으며, 이 세율에는 전기 소비세가 암묵적으로 반영되어 있다. 이 그룹 국가들에서도 에너지원들의 사회적 외부비용규모와 반비례로 세금이 부과되고 있다. 즉, 상대적으로 사회적 외부비용이 높은 석탄에는 세금이 낮게 부과되고 외부비용이 적은 천연가스에는 가장 높은 세금이 부과되고 있다. 국가별로 살펴보면, 그리스와 폴란드는 석탄을 주로 사용하여 전기를 사용하고 있지만, 석탄에 부과되는 세금은 상대적으로 효율적이고 친환경적인 천연가스의 경우보다 낮다. 일본 역시 원자력과 재생에너지가 전기 생산에 중요한 역할을 하고 있지만 천연가스 등에 세금이 상대적으로 높게 부과하고 있다.¹⁶⁾ 터키에서는 전기 생산에 있어 석탄과 천연가스를 주요 에너지원으로 사용하고 있지만, 천연가스에만 오직 과세가 이루어지고 있다. 결과적으로 전기 소비세를 도입한 국가들은 에너지의 효율성을 고려하지 않기 때문에 효율이 좋은 에너지를 더 사용할 유인이 없는 것으로 보인다(OECD, 2013).¹⁷⁾

전기 소비세를 도입한 국가들 중 사용자별로 세율을 다르게 적용하는 국가들이 있다. 〈표 Ⅲ-11〉을 살펴보면, 이들 국가들은 평균적으로 가정용에 가장 높은 세금을 부과하고 있으며 산업용 및 에너지 전환에 가장 낮은 세금을 부과하고 있다. 〈표 Ⅲ-12〉와 〈표 Ⅲ-13〉을 살펴보면, 오스트리아, 캐나다, 한국, 미국을 제외한 모든 OECD 국가들은 가정용 전기에 부가가치세를 부과하고 있으나 산업용 전력에는 일본, 노르웨이, 터키만 부가가치세를 부과하고 있다. 이는 전기 소비세를 도입한 국가들이 산업 경쟁력 강화에

15) 재생가능 에너지와 천연가스는 전기 생산에 사용되는 전체 에너지 중 각각 47%와 26%를 차지한다.

16) 재생가능 에너지와 원자력의 평균 실효세율은 전기소비세가 반영되어 추정된 것으로 판단된다.

17) p. 46 인용

중점을 두고 에너지 조세체계를 운용하고 있는 것으로 판단된다.

한편, [그림 Ⅲ-4]와 [그림 Ⅲ-5]를 살펴보면, 가정용 전기에 소비세 그리고/또는 부가가치세를 부과하고 있는 국가들 중 전기가격에서 세금의 비중이 큰 국가일수록 전기가격이 높은 경향이 있다. 이는 전기소비세 또는 부가가치세가 전기요금에 직접적으로 반영되고 있음을 보여준다. 이 때, 세전 가격도 각 국가별로 차이가 나는데 이는 전기를 생산하는데 있어서 사용하는 주요 에너지원과 그 가격이 각 국가마다 다르기 때문이다(〈표 Ⅲ-14〉 참고).

〈표 Ⅲ-7〉 국가별 전기소비세 및 1차 에너지 조세제도 도입 현황

OECD 국가	전기소비세	전기 생산에 사용된 일부 또는 모든 에너지에 과세
오스트레일리아	No	No
오스트리아	Yes	No
벨기에	Yes	Yes
캐나다	No	No-연방세, Yes-지방세
칠레	No	No
체코	Yes	No
덴마크	Yes	Yes
에스토니아	Yes	No
핀란드	Yes	No
프랑스	Yes	Yes
독일	Yes	No
그리스	Yes	Yes
헝가리	Yes	No
아이슬란드	Yes	No
아일랜드	Yes	No
이스라엘	No	Yes
이탈리아	Yes	Yes
일본	Yes	Yes
한국	No	Yes
룩셈부르크	Yes	No
멕시코	No	Yes
네덜란드	Yes	Yes
뉴질랜드	No	No
노르웨이	Yes	No

〈표 III-7〉의 계속

OECD 국가	전기소비세	전기 생산에 사용된 일부 또는 모든 에너지에 과세
폴란드	Yes	Yes
포르투갈	Yes	No
슬로바키아	Yes	No
스페인	Yes	No
스웨덴	Yes	Yes
스위스	No	Yes
터키	Yes	Yes
영국	Yes	No
미국	NO-연방세, Yes-주세(state tax)	No

자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자가 재작성.

〈표 III-8〉 국가별 에너지원별 평균 실효세율 I

(단위: 유로/GJ)

OECD 국가	석탄	이탄	바이오 연료	폐기물	천연 가스	석유류	재생가능 에너지	수력	원자력
이스라엘	0.36	0.00	0.00	0.00	0.06	2.41	0.00	0.00	0.00
한국	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.00	0.00	0.00
멕시코	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00
스위스	0.00	0.00	0.00	0.97	2.53	1.26	0.00	0.00	0.00
평균	0.09	0.00	0.00	0.24	0.65	1.02	0.00	0.00	0.00

자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자가 재계산.

〈표 III-9〉 국가별 에너지원별 평균 실효세율 II

(단위: 유로/GJ)

OECD 국가	석탄	이탄	바이오 연료	폐기물	천연 가스	석유류	재생가능 에너지	수력	원자력
오스트리아	1.82	0.00	1.31	1.31	2.58	0.00	3.26	0.00	0.00
체코	0.11	0.00	0.00	0.00	0.13	0.03	0.00	0.00	0.00
에스토니아	0.86	0.00	0.00	0.00	0.52	0.22	1.01	0.00	0.00
아일랜드	0.18	0.18	0.00	0.00	0.18	0.91	0.00	0.00	0.00
포르투갈	0.11	0.00	0.11	0.11	0.15	0.00	0.25	0.00	0.00
평균	0.62	0.04	0.28	0.28	0.71	0.23	0.90	0.00	0.00

자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자가 재계산.

〈표 III-10〉 국가별 에너지원별 평균 실효세율 III

(단위: 유로/GJ)

OECD 국가	석탄	이탄	바이오 연료	폐기물	천연 가스	석유류	재생가능 에너지	수력	원자력
그리스	0.24	0	0.67	0.67	1.85	1.56	0	0	0
일본	0.72	0	0	0	0.78	0	0.54	0	1.05
폴란드	0.52	0	0	0.68	0.76	0.37	0.68	0	0
터키	0	0	0	0	0.88	0	0.54	0.54	0
평균	0.37	0.00	0.17	0.34	1.07	0.48	0.44	0.14	0.26

자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자가 재계산.

〈표 III-11〉 국가별 용도별 평균 실효세율: 전력

(단위: 유로/GJ)

OECD 국가	농업용	가정용	상업용	산업용	전기 수송용	에너지 전환 등
벨기에	0.00	0.21	0.63	0.42	0.00	0.42
덴마크	1.61	17.48	2.26	2.26	2.26	0.00
핀란드	0.95	2.34	2.34	0.95	0.00	0.00
프랑스	0.05	0.15	0.05	0.28	0.00	0.00
독일	1.76	2.35	2.35	1.76	1.31	0.00
헝가리	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00
아이슬란드	0.00	0.09	0.09	0.09	0.00	0.09
이탈리아	0.00	1.73	1.73	0.95	0.07	0.00
룩셈부르크	0.14	0.14	0.14	0.07	0.14	0.07
네덜란드	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
노르웨이	0.00	4.19	1.30	1.30	0.00	1.30
슬로바키아	0.00	0.00	0.14	0.14	0.14	0.14
스페인	0.00	0.14	0.14	0.07	0.00	0.00
스웨덴	0.88	4.77	0.88	0.88	0.00	0.88
영국	0.00	0.74	0.75	0.75	0.74	0.00
평균	0.36	2.29	0.86	0.67	0.31	0.19
과세국가 평균	0.90	2.86	0.92	0.72	0.77	0.48

자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자가 재계산.

〈표 III-12〉 2013년 전기요금과 세금: 산업용

(단위: US달러/MWh, %)

OECD 국가	세전 가격	세금		세금 합계	소비자 가격	세금비중
		소비세	부가가치세			
오스트레일리아	-	-	-	-	-	-
오스트리아	111.69	29.48	-	29.48	141.17	20.88
벨기에	107.30	21.12	-	21.12	128.29	16.46
캐나다	78.68	-	-	9.61	88.29	10.88
칠레	118.02	-	-	-	118.02	-
체코	147.39	1.43	-	1.43	148.82	0.96
덴마크	105.38	4.98	-	4.98	110.36	4.52
에스토니아	107.50	17.40	-	17.40	124.90	13.93
핀란드	97.61	9.30	-	9.30	107.04	8.68
프랑스	108.09	23.94	-	23.94	132.03	18.13
독일	102.92	66.53	-	66.53	169.46	39.26
그리스	114.81	23.37	-	23.37	138.18	16.91
헝가리	124.39	8.31	-	8.31	132.70	6.26
아일랜드	172.64	-	-	-	172.64	-
이스라엘	107.84	-	-	-	107.84	-
이탈리아	204.77	116.16	-	116.16	320.93	36.19
일본	198.22	4.70	10.15	14.85	213.06	6.97
한국	-	-	-	-	57.80	-
룩셈부르크	109.69	5.71	-	5.71	115.41	4.95
멕시코	121.53	-	-	-	121.53	-
네덜란드	98.27	14.74	0.00	14.74	112.88	13.06
뉴질랜드	90.49	-	-	-	90.49	-
노르웨이	54.96	-	13.75	13.75	68.71	20.01
폴란드	100.25	6.15	-	6.15	106.40	5.78
포르투갈	152.19	-	-	-	152.19	-
슬로바키아	179.15	-	-	-	179.15	-
슬로베니아	109.43	16.33	-	16.33	125.76	12.99
스페인	135.06	6.91	-	6.91	141.97	4.86
스웨덴	89.67	0.77	-	0.77	90.43	0.85
스위스	127.72	4.85	-	4.85	132.58	3.66
터키	120.76	4.85	22.60	27.46	148.21	18.52
영국	130.11	4.12	-	4.12	134.23	3.07
미국	-	-	-	-	68.10	-

자료: IEA(2014)의 자료를 이용하여 저자가 재작성.

〈표 III-13〉 2013년 OECD 국가들의 전기요금과 세금: 가정용

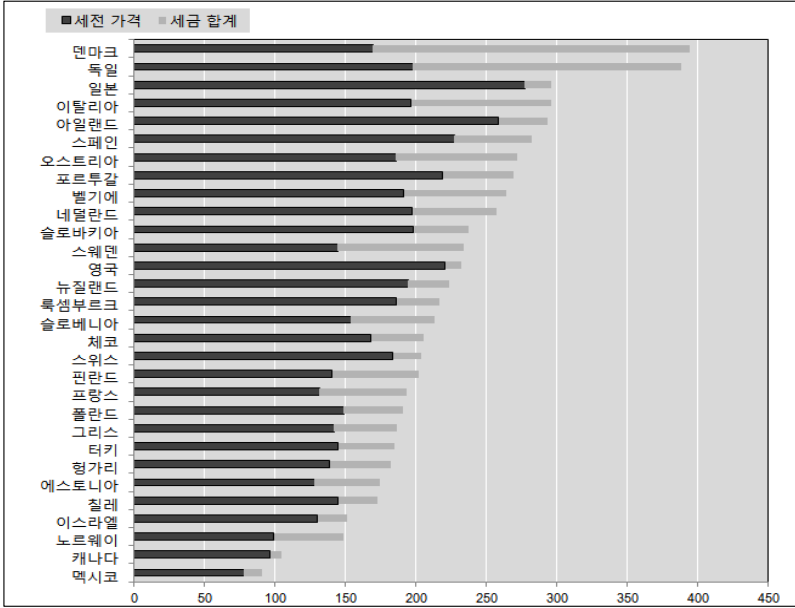
(단위: US달러/MWh, %)

OECD 국가	세전 가격	세금		세금 합계	소비자 가격	세금비중
		소비세	부가가치세			
오스트레일리아	-	-	-	-	-	-
오스트리아	185.92	40.77	45.29	86.19	271.98	31.69
벨기에	191.24	26.03	46.75	72.78	263.88	27.58
캐나다	96.60	-	-	8.21	104.80	7.83
칠레	144.82	-	27.52	27.52	172.34	15.97
체코	168.35	1.53	35.69	37.22	205.57	18.10
덴마크	169.28	145.96	78.85	224.81	393.91	57.07
에스토니아	128.15	17.53	29.15	46.68	174.83	26.70
핀란드	140.64	22.58	39.18	61.75	202.39	30.51
프랑스	131.49	33.39	28.57	61.95	193.44	32.03
독일	198.01	127.89	61.89	189.77	387.78	48.94
그리스	141.90	23.17	21.45	44.62	186.52	23.92
헝가리	139.02	5.44	37.54	42.97	181.99	23.61
아일랜드	258.43	-	34.93	34.93	293.36	11.91
이스라엘	130.16	-	21.30	21.30	151.61	14.05
이탈리아	196.79	72.24	26.86	99.10	295.89	33.49
일본	277.32	4.70	14.10	18.79	296.12	6.35
한국	-	-	-	-	87.10	-
룩셈부르크	186.45	17.53	12.22	29.75	216.20	13.76
멕시코	78.31	-	12.53	12.53	90.84	13.79
네덜란드	197.48	15.14	44.62	59.76	257.24	23.23
뉴질랜드	194.26	-	29.10	29.10	223.36	13.03
노르웨이	99.05	19.75	29.69	49.45	148.49	33.30
폴란드	148.95	6.15	35.67	41.82	190.77	21.92
포르투갈	218.99	-	50.33	50.33	269.32	18.69
슬로바키아	198.41	-	39.18	39.18	238.11	16.45
슬로베니아	154.05	21.91	36.92	58.83	212.88	27.64
스페인	227.22	11.69	43.03	54.58	281.81	19.37
스웨덴	144.63	42.38	46.68	89.05	233.69	38.11
스위스	183.71	4.85	15.10	19.96	203.67	9.80
터키	144.92	11.61	28.18	39.79	184.71	21.54
영국	220.92	-	11.09	11.09	232.01	4.78
미국	-	-	-	-	121.10	-

자료: IEA(2014)의 자료를 이용하여 저자가 재작성.

[그림 III-4] 2013년 OECD 국가들의 전기요금과 세금: 가정용

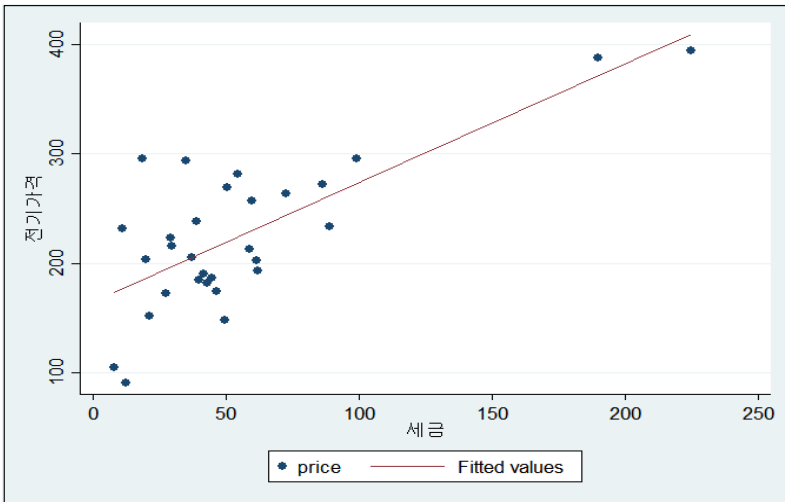
(단위: US달러/MWh)



자료: IEA(2014)의 자료를 이용하여 저자가 재작성.

[그림 III-5] 2013년 가정용 전기가격과 세금 간의 연관성

(단위: US달러/MWh)



자료: IEA(2014)의 자료를 이용하여 저자가 그림으로 재작성함.

〈표 III-14〉 국가별 전기 생산에 사용되는 주요 1차 에너지

OECD 국가	주요 1차 에너지
오스트레일리아	석탄
오스트리아	재생가능 에너지
벨기에	핵연료
캐나다	재생가능 에너지(수력)와 핵연료
칠레	석탄
체코	석탄
덴마크	석탄
에스토니아	오일 셰일(Oil Shale)
핀란드	핵연료
프랑스	-
독일	-
그리스	석탄
헝가리	핵연료
아이슬란드	수력
아일랜드	천연가스
이스라엘	석탄
이탈리아	천연가스
일본	재생가능 에너지와 핵연료
한국	석탄
룩셈부르크	천연가스
멕시코	천연가스
네덜란드	-
뉴질랜드	재생가능 에너지
노르웨이	재생가능 에너지(수력)와 핵연료
폴란드	석탄
포르투갈	석탄
슬로바키아	핵연료
스페인	핵연료
스웨덴	핵연료
스위스	핵연료
터키	천연가스
영국	천연가스
미국	석탄

자료: OECD(2013)의 자료를 이용하여 저자가 재작성.

우리나라는 현재 전기 생산에 기저 발전으로 사용하고 있는 발전용 유연탄(1차 에너지)에 과세를 하고 있다. 이 조세정책의 주요 목적은 에너지원 간 상대 가격 왜곡을 완화시키고 전기요금을 적정 수준으로 올려 소비자들의 합리적인 에너지 소비를 유도하는 것이다. 또한, 이와 더불어 최근 발전용 유연탄세와 유사한 정책 목적을 가진 원자력세 도입에 대해 논의가 진행되고 있다. 과연 이러한 조세정책이 정책 목적을 달성할 수 있을까? 이 질문에 대답하기 위해서는 우리나라 전기요금이 어떻게 결정되는지 살펴볼 필요가 있다. 우리나라의 전기요금은 전기공급에 소요된 적정 원가에 적정 투자보수를 합한 총괄원가를 보상하는 수준에서 결정되는 것을 원칙으로 하고 있다. 또한, 한국전력공사는 총괄원가를 전력거래가격, 송배전 비용, PPA (Power Purchase Agreement)를 반영하여 산정하고 정부와 협의하여 최종 전기요금을 결정하게 된다. 이때, 전력거래가격은 시장가격으로 용량가격과 계통한계가격을 합해 산출된다. 여기서, 용량가격은 고정비 성격을 갖는 보상가격으로 전력을 생산하지 않더라도 고정적으로 발생하는 유지비용을 보상해주기 위한 것이며, 계통한계가격은 전력시장가격으로 전력생산에 사용된 에너지원 중 최종 단계에 사용되는 에너지원의 가격을 의미한다. 계통한계가격의 예를 들면, 전력을 생산하는 데 원자력, 석탄, 중유가 사용되었다면, 계통한계가격은 중유가격으로 결정된다. 그 이유는 에너지원의 단가가 저렴한 에너지원을 중심으로 전력을 생산하기 때문이다. 원자력과 석탄은 기저발전으로 그 발전 단가가 가장 저렴하며 중유, LNG 순으로 그 단가가 비싸진다. 그러므로 이 두 에너지원들을 우선적으로 사용하여 전력을 생산하고 이 두 에너지원들이 생산할 수 있는 전력량보다 더 많은 전력이 필요하게 되면 중유, LNG 등의 에너지를 사용하여 전력을 생산하게 된다. 이와 같이, 우리나라는 전기요금이 결정되기까지 여러 단계를 거치게 된다. 그렇기 때문에 발전용 유연탄이나 원자력에 세금을 부과한다 하더라도 이것이 계통한계가격뿐만 아니라 전기요금에도 반영되지 않을 가능성이 높다. 또한, 한국전력공사가 총괄원가를 합리적으로 산정하였다 하더라도 정부의 협의를 거쳐 최종적으로 전기요금을 결정하기 때문에 정부의 정책방향이 전기요금

에 큰 영향을 미친다. 물론, 1차 에너지원에 과세를 할 경우, 전기 생산에 있어서 에너지원들의 효율적 사용을 유도할 수 있지만, 1차 에너지원에 부과된 세금이 전기요금 인상에는 온전히 반영되지 않아 소비자들의 합리적인 에너지 소비를 유도하지 못할 가능성이 있다. 오히려, 합리적인 에너지 소비를 유도한다는 측면에서는 전기 소비세가 더 바람직할 수 있다. 그 이유는 전기 소비세는 전기를 사용하는 사람들에게 직접적으로 세금을 부과하기 때문이다. 하지만, 다른 OECD 국가들의 경우에서 나타나듯, 전기 생산에 사용되는 에너지원들의 효율적 사용이 이루어지지 않을 가능성이 높다.

본장에서는 전력과 관련된 주요 OECD 국가들의 조세체계를 살펴보았으며, 이들 국가들의 가장 큰 특징은 다음과 같다.

- OECD 국가들 사이에서는 전기 소비세가 보편적으로 도입되었다.
- 전기 소비세를 도입한 국가들은 전기 생산에 효율적인 에너지원일수록 실효세율이 높게 적용되는 경향이 있다.
- 전기 소비세/부가가치세를 도입하고 있는 국가들의 전기가격이 상대적으로 높은 경향이 있다.

현재 우리나라는 전기 요금을 적정 수준으로 올리고 소비자들의 합리적인 사용을 유도해야 할 필요성이 있다. 이런 상황에서 발전용 유연탄세를 강화하고 원자력세를 도입하는 방안을 고려해 볼 수 있으나, 전기요금을 적정 수준으로 올리는 데에는 현실적으로 한계가 존재한다. 이러한 한계를 극복하기 위해서는 전기 소비세를 도입하는 방안을 고려해 볼 필요가 있다.

IV. 석탄세 도입 방안 연구

이 장에서는 발전 부문에서 소비하는 유연탄(이하, '발전용 유연탄')에 대해 개별소비세(이하, '석탄세')를 부과하면서 기존의 에너지세는 감면하여 전체적으로 세수 중립성을 만족하는 에너지세제 조정 시나리오에 대해 검토한다. 시나리오 분석에 들어가기에 앞서 발전용 유연탄에 대한 주요국에서의 과세 사례를 간략히 정리해본다.

1. 주요국의 석탄세 과세 사례

여기서는 주요국에서의 석탄세 과세 사례를 영국, 일본, 이스라엘을 중심으로 살펴본다. 영국과 일본의 경우 발전용 석탄에 세금을 부과하면서 동시에 전기 소비 단계에서도 세금을 부과하고 있다. 하지만 이스라엘은 발전용 석탄에 대해서만 세금을 부과한다. 그리고 전기 소비에 대해 직접 과세하는 사례로 프랑스에 대해서도 살펴본다. 대다수의 유럽연합 국가들은 「EU 에너지세제지침(EU Energy Taxation Directive)」을 따라 전기 소비에 직접 과세하고 있는데, 프랑스의 사례를 대표로 하여 살펴보는 것이다.¹⁸⁾

영국에서는 기후변화세(Climate Change Levy) 및 탄소가격하한제(Carbon Price Floor)를 통해 발전 에너지원 및 전기에 대해 모두 과세하고 있다. 2013년 4월 기준으로 전기 소비에 대한 기후변화세의 세율은 5.24파운드/MWh이고, 발전용 유연탄에 대한 탄소가격하한제의 세율은 44.264펜스/GJ

18) 「EU 에너지세제지침」은 용도 및 에너지원에 따라 최저 세율을 설정하여 EU 회원국들에 권고하고 있다. 전기에 대한 최저 세율은 0.54유로/MWh이고, 석탄에 대한 최저 세율은 2.04유로/GJ이다. 주목할 점은 석탄에 대한 세율이 질량 단위(kg)가 아닌 열량 단위(GJ)로 설정되어 있다는 것이다(참고: http://ec.europa.eu/taxation_customs/taxation/excise_duties/energy_products/legislation).

이다. 영국 정부는 앞으로도 이러한 세율을 계속 인상할 예정이라고 한다. 여기서 주목할 것은 발전용 유연탄에 대한 세율이 질량 단위가 아닌 열량 단위로 설정되어 있다는 점이다.

일본에서는 석유석탄세를 통해 발전용 석탄에 과세하면서 전원개발촉진세를 통해 전기 소비세도 동시에 부과하고 있다. 석유석탄세의 경우 지구온난화대책세를 포함하여 세율을 단계적으로 인상할 예정이며, 2014년 4월 기준으로 세율은 1,140엔/톤이다. 그리고 전원개발촉진세는 최종 소비 단계에서 전기에 세율 0.375엔/kWh로 과세되고 있다.

이스라엘에서는 석탄세를 발전용 석탄에 대해서만 부과하고 있으며 2011년 기준으로 세율은 43.3세켈/톤이다. 그리고 프랑스에서는 전기에 소비세를 부과하고 있는데 용도에 따라 구분하여 산업용 전기 소비에 대한 세율은 15.78유로/MWh이고, 가정용 소비에 대한 세율은 23.66유로/MWh이다. 다음 <표 IV-1>에서는 영국, 일본, 이스라엘, 프랑스에서의 석탄세 및 전기 소비세 과세 사례를 정리하여 보여주고 있다.

〈표 IV-1〉 주요국의 석탄세 및 전기 소비세 과세 사례

국가	석탄세	전기 소비세
영국	탄소가격하한제 세율 44.264펜스/GJ	기후변화세 세율 5.24 파운드/MWh
일본	석유석탄세 (발전용 석탄) 세율 1,140엔/톤	전원개발촉진세 세율 0.375엔/kWh
이스라엘	발전용 석탄 세율 43.3세켈/톤	없음
프랑스	없음	산업용 15.78유로/MWh 가정용 23.66유로/MWh
EU 에너지세제 지침	최저세율 권고 2.04유로/GJ	최저세율 권고 0.54유로/MWh

자료: 홍성훈·강성훈(2014). 『석탄세 및 전기 소비세 부과 기준 국제비교 연구』.

2. 석탄세 도입 시나리오 분석

시나리오 분석에 들어가기에 앞서 용도 및 에너지원 별로 현행 세율, 열량, 이산화탄소 배출량의 상대적인 비율을 비교해본다. 용도는 크게 수송용과 비수송용으로 구분하는데, 비수송용은 난방용, 전환용, 발전용 등을 모두 포함한다. 개별 용도 내에서 에너지원에 따라 다시 구분을 하는데, 수송용 에너지원에는 휘발유, 경유, LPG 부탄, CNG 등이 포함된다. 여기서 CNG는 수송용으로 쓰이는 LNG를 의미한다. 한편 비수송용 에너지원에는 LNG, LPG 프로판, 등유, 중유, 부생유, 유연탄 등이 포함된다. 여기서 유연탄은 발전용 유연탄으로 한정한다. 유연탄은 산지에 따라 다양한 열량 분포를 보이며 이에 따라 용도도 다양하다. 발전, 제철, 시멘트 산업 부문 등에서 주로 유연탄을 사용한다.

〈표 IV-2〉는 용도 및 에너지원에 따른 세율, 열량, 이산화탄소 배출량의 상대 비율을 보여준다. 여기서 현행 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세의 세율을 합계한 것이다.¹⁹⁾ 그리고 열량은 킬로칼로리 단위의 순발열량을 의미하는데, 순발열량이란 에너지원이 연소할 때 발생하는 수증기의 잠열을 제외한 발열량을 의미한다. 참고로 수증기의 잠열을 모두 포함하는 발열량은 총발열량이라고 부른다.

수송용과 비수송용을 구분하여 각각 상대 비율을 계산한다. 수송용 에너지원의 경우에는 휘발유를 기준으로 하여 그 상대 비율이 100이 되도록 하고, 비수송용 에너지원의 경우에는 등유를 기준으로 하여 그 상대 비율이 100이 되도록 한다. 휘발유와 등유는 각각의 용도 구분 내에서 현행 세율이 가장 높은 에너지원이다. 앞으로의 논의에서 현행 세율의 상대 비율은 상대 세율, 순발열량의 상대 비율은 상대 열량, 이산화탄소 배출량의 상대 비율은 상대 배출량이라고 부르기로 한다. 〈표 IV-2〉에서 볼 수 있듯이 수송용 에

19) 에너지세제 조정에 대해 가능한 범위를 넓혀 종합적으로 분석하고자 2014년 초를 '현행' 에너지세제의 기준 시점으로 가정한다. 참고로 2013년 12월 유연탄에 대한 개별소비세 과세안이 국회를 통과하였으며 2014년 7월부터 시행될 예정이다. 현행 세제의 시점을 2014년 7월 이전으로 잡으면, 유연탄 과세에 따른 효과를 전체적인 에너지세제 조정 시나리오와 함께 검토할 수 있다.

너지원의 상대 세율은 다음과 같이 나타난다.

휘발유 : 경유 : 부탄 : CNG = 100 : 71 : 42 : 8

한편 비수송용 에너지원의 상대 세율은 다음과 같다.

LNG : 프로판 : 등유 : 중유 : 부생유 : 유연탄 = 58 : 19 : 100 : 19 : 100 : 0

마찬가지로 상대 열량과 상대 배출량에 대해서도 수송용과 비수송용 에너지원을 구분하여 비율을 찾아볼 수 있다.

〈표 IV-2〉 용도 및 에너지원에 따른 세율, 열량, 배출량 비율

구분		현행		열량 기준		CO ₂ 배출량 기준	
		세율	비율	열량	비율	배출량	비율
수송용	휘발유	746	100	7,230	100	0.00208	100
	경유	529	71	8,420	116	0.00258	124
	LPG 부탄	316	42	10,900	151	0.00285	137
	CNG (수송용 LNG)	60	8	11,780	163	0.00275	132
비수송용	LNG (비수송용 LNG)	60	58	11,780	144	0.00275	113
	LPG 프로판	20	19	11,050	135	0.00289	118
	등유	104	100	8,200	100	0.00244	100
	중유	20	19	9,360	114	0.00300	123
	부생유	104	100	8,200	100	0.00244	100
	유연탄 (발전용)	0	0	5,890	72	0.00229	94

주: 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (순발열량) kcal/리터, (배출량) tCO₂/리터

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (순발열량) kcal/kg, (배출량) tCO₂/kg

3. 상대비율은 수송용의 경우 휘발유 100 기준, 비수송용의 경우 등유 100 기준

자료: 세법, 에너지법 에너지열량 환산기준, 에너지관리공단(<http://co2.kemco.or.kr/toe/toe.aspx>).

이제 <표 IV-2>에서 정리한 상대 세율, 상대 열량, 상대 배출량을 바탕으로 석탄세를 도입하기 위한 에너지세제 조정 시나리오를 검토한다. 우리가 검토하는 시나리오들을 크게 두 가지로 분류할 수 있다. 첫 번째 분류에 해당하는 시나리오 1부터 4에서는 상대 열량 또는 상대 배출량을 기준으로 전반적으로 세율을 조정하는 방안에 대해 검토한다. 이어서 두 번째 분류에 해당하는 시나리오 5부터 8에서는 유연탄을 제외한 다른 모든 에너지원들에 대한 상대 세율을 현행 상대 세율과 같도록 고정하고 유연탄에 대해 새로 과세하는 방안에 대해 검토한다. 다만 여기서 상대 세율을 고정한다고 하더라도 조정 후의 세율이 현행 세율과 달리 설정될 수 있음을 주의할 필요가 있다. 상대 세율과 비례하도록 조정 세율이 하향 또는 상향 조정될 수 있기 때문이다. 그러므로 이러한 경우 현행 세율과 조정 세율 사이의 세율의 변화율은 에너지원들 사이에 동일하게 나타날 것이다.

가. 열량 또는 배출량 기준에 따른 전반적인 세제 조정 시나리오

먼저 시나리오 1과 2에서는 수송용 에너지원의 상대 세율을 현행 상대 세율로 고정하고, 비수송용 에너지원의 상대 세율을 상대 열량 또는 상대 배출량에 따라 설정하도록 한다. 시나리오 1에서는 비수송용 에너지원의 상대 열량을 상대 세율로 가정하고, 시나리오 2에서는 상대 배출량을 상대 세율로 전제한다. 이어서 시나리오 3과 4에서는 모든 용도 및 에너지원에 대해 상대 열량 또는 상대 배출량에 따라 상대 세율을 설정한다. 시나리오 3에서는 각각의 용도 내에서 순발열량과 비례하도록 상대 세율을 가정하고, 시나리오 4에서는 이산화탄소 배출량과 비례하도록 상대 세율을 전제한다. 지금까지 설명한 개별 시나리오에서의 상대 세율 가정을 정리하면 <표 IV-3>과 같다.

〈표 IV-3〉 시나리오별 상대 세율: 열량 기준 또는 배출량 기준을 적용하는 경우

구분		시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4
수송용	휘발유	100	100	100	100
	경유	71	71	116	124
	LPG 부탄	42	42	151	137
	CNG (수송용 LNG)	8	8	163	132
비수송용	LNG (비수송용 LNG)	144	113	144	113
	LPG 프로판	135	118	135	118
	등유	100	100	100	100
	중유	114	123	114	123
	부생유	100	100	100	100
	유연탄 (발전용)	72	94	72	94

개별 시나리오에서는 우선 현행 세율과 2013년 소비량을 기준으로 세수입을 계산한다. 그리고 시나리오별로 주어진 상대 세율에 조정 계수를 곱하여 조정 세율을 계산한 후 이를 2013년 소비량에 곱하여 조정 후 세수입을 계산한다. 그리고 현행 세율 기준 세수입과 조정 세율 기준 세수입의 차이로 세수 증감을 계산한다. 이러한 계산과정에서 중요한 가정은 세율이 변화하더라도 소비량에 변화가 없다는 것이다. 즉 용도 및 에너지원에 따른 수요탄력성이 매우 작아 수요가 세율 변화에 대해 매우 비탄력적이라고 암묵적으로 가정하고 있는 셈이다.²⁰⁾

그리고 네 시나리오에서는 공통적으로 전체 에너지세수입에 변화가 없는 에너지세제 조정방안에 대해 검토한다. 즉 용도 및 에너지원에 따른 구분에 상관 없이 세수중립적인 조정방안을 분석하는 것이다. 그러므로 만약 비수송용 에너지원에서 추가적인 세수입이 발생한다면, 예를 들어, 유연탄 과세에 의해 세수입이 증가한다면, 세수중립성을 만족하기 위해서는 수송용 에너지원에 대해 세율의 하향 조정이 있어야 할 것이다. 개별 시나리오에서는

20) 용도 및 에너지원별로 수요의 가격탄력성을 추정하여 세율 변화에 따른 소비량 변화를 시나리오 분석에 반영할 수 있다. 하지만 용도 및 에너지원별로 탄력성을 추정하는 문제는 본 보고서의 범위를 넘어서는 것으로 판단되어 여기서는 고려하지 않는다.

에너지원별 조정계수를 통해 세수중립성을 만족하기 위해 세율을 얼마나 조정해야 하는지 결정한다. 여기서 시나리오별로 조정 계수를 선택하는 데 있어 다음과 같이 전제한다.

전제 1. 총에너지세수입에 변화가 없다.

전제 2. 비수송용 LNG에 대한 조정 세율을 현행 세율과 동일한 수준에서 유지한다.

전제 3. 각 용도 내에서는 동일한 조정 계수를 적용한다. 다만 수송용 에너지원에 적용하는 조정 계수와 비수송용 에너지원에 적용하는 조정 계수가 다를 수 있다.

이상의 세 전제를 바탕으로 개별 시나리오에서 세수중립성을 만족하는 조정 세율을 유일하게 결정할 수 있다. 개별 시나리오에서는 수송용과 비수송용 에너지원에 대해 각각 상대 세율이 주어진다. 전제 2에 의해 비수송용 LNG의 조정 세율이 현행 세율과 같은 60원/kg이 되도록 하는 비수송용 에너지원 조정 계수를 계산한다. 그러면 전제 3에 의해 이 조정 계수로부터 다른 비수송용 에너지원에 적용할 조정 세율을 계산할 수 있다. 달리 말하면 비수송용 에너지원에 적용하는 조정 세율을 시나리오에서 주어진 상대 세율에 비례하면서 비수송용 LNG에 적용하는 세율은 현행과 같은 60원/kg이 되도록 하여 계산하는 것이다. 즉 시나리오별로 LNG에 대한 현행 세율에 비례하도록 세율을 조정하는 것이다. 비수송용 에너지원에 대한 조정 세율을 결정하였으므로, 조정 후 세수입을 계산하고, 이를 현행 세수입과 비교하여 세수 증감을 계산한다. 그러면 비수송용 에너지원 전체에서의 세수 증감도 계산할 수 있다.

여기서 검토하는 네 가지 시나리오에서는 공통적으로 비수송용 에너지원으로부터 추가적인 세수입이 발생한다. 비수송용 에너지원에 따라 세수 증

감이 달리 나타나고, 시나리오에 따라 증감액의 크기에 차이가 있지만, 유연 탄에 대해 새로 세금을 부과하기 때문에, 비수송용 에너지원으로부터의 세 수입을 전반적으로 증가한다.

전제 1에서 총에너지세수입에 변화가 없다고 가정하였으므로, 비수송용 에너지원에서 증가하는 세수입만큼을 수송용 에너지원의 세수입에서 줄여야 한다. 그런데 전제 3에서 동일 용도 내에서는 동일한 조정 계수를 적용하기로 하였으므로, 시나리오별로 주어진 상대 세율에 조정 계수를 조정해가며 곱하여 수송용 에너지원 세수입의 감소분이 비수송용 에너지원 세수입의 증가분과 같아지는 수송용 에너지원의 조정 계수를 유일하게 결정할 수 있다. 그리고 이를 바탕으로 수송용 에너지원별 조정 세율과 조정 후 세수입을 계산할 수 있다.

다음 표들은 시나리오별로 계산한 조정 세율과 세수입 증감액을 보여준다. 여기서 세수입 금액 추정값을 참고할 때는 주의할 필요가 있다. 이 추정값은 2013년 기준 소비량 자료에 근거하고 있는데 이 소비량에는 에너지세 면세를 적용받는 물량이 포함되어 있다. 유류 소비량이 면세유를 포함하고 있기 때문에 세수 추정값이 세수 실적에 비해 상당히 클 수 있다. 다만 세수입 금액의 절대치가 아닌 조정 전과 후의 세수입 증감분을 참고할 때는 세수입 과대추정 문제가 일어나지 않는다. 면세유 소비량이 에너지세제 조정 전과 후에 동일하게 유지된다면 세수증감에는 영향을 미치지 않기 때문이다.

〈표 IV-4〉 시나리오 1 계산 결과

에너지원 구분	현행세율		소비	세수	상대 세율	조정 계수	조정 세율	소비	세수	세수 증감
	A	B	B	C=A*B	D	E	F=D*E	G=B	H=F*G	I=H-C
휘발유	746	11,672	11,672	8,705,986	100	6.62	662	11,672	7,731,628	-974,357
경유	529	22,738	22,738	12,022,666	71	6.62	470	22,738	10,677,112	-1,345,554
LPG 부탄	316	5,108	5,108	1,615,426	42	6.62	281	5,108	1,434,630	-180,795
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	60,431	8	6.62	53	1,007	53,667	-6,763
수송용 계				22,404,509					19,897,038	-2,507,470
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	2,416,738	144	0.42	60	40,279	2,416,737	0
LPG 프로판	20	3,028	3,028	60,551	135	0.42	56	3,028	170,397	109,846
등유	104	2,992	2,992	309,621	100	0.42	42	2,992	124,943	-184,679
중유	20	7,372	7,372	144,114	114	0.42	48	7,372	351,432	207,318
부생유	104	256	256	26,496	100	0.42	42	256	10,692	-15,804
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	0	72	0.42	30	79,693	2,390,790	2,390,790
비수송용 계				2,957,521					5,464,991	2,507,470

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

〈표 IV-5〉 시나리오 2 계산 결과

에너지원 구분	현행세율		소비		세수		상대 세율		조정 계수		조정 세율		소비		세수		세수 증감	
	A	B	B	B	C=A*B	D	D	D	E	E	F=D*E	F=D*E	G=B	G=B	H=F*G	H=F*G	I=H-C	I=H-C
휘발유	746	11,672	11,672	100	8,705,986	100	100	6.03	6.03	6.03	603	603	11,672	11,672	7,040,035	7,040,035	-1,665,951	-1,665,951
경유	529	22,738	22,738	71	12,022,666	71	71	6.03	6.03	6.03	428	428	22,738	22,738	9,722,045	9,722,045	-2,300,621	-2,300,621
LPG 부탄	316	5,108	5,108	42	1,615,426	42	42	6.03	6.03	6.03	256	256	5,108	5,108	1,306,303	1,306,303	-309,123	-309,123
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	8	60,431	8	8	6.03	6.03	6.03	49	49	1,007	1,007	48,867	48,867	-11,564	-11,564
수송용 계					22,404,509										18,117,250	18,117,250	-4,287,259	-4,287,259
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	113	2,416,738	113	113	0.53	0.53	0.53	60	60	40,279	40,279	2,416,738	2,416,738	0	0
LPG 프로판	20	3,028	3,028	118	60,551	118	118	0.53	0.53	0.53	63	63	3,028	3,028	190,902	190,902	130,350	130,350
등유	104	2,992	2,992	100	309,621	100	100	0.53	0.53	0.53	53	53	2,992	2,992	159,257	159,257	-150,364	-150,364
중유	20	7,372	7,372	123	144,114	123	123	0.53	0.53	0.53	65	65	7,372	7,372	482,502	482,502	338,388	338,388
부생유	104	256	256	100	26,496	100	100	0.53	0.53	0.53	53	53	256	256	13,629	13,629	-12,867	-12,867
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	94	0	94	94	0.53	0.53	0.53	50	50	79,693	79,693	3,981,752	3,981,752	3,981,752	3,981,752
비수송용 계					2,957,521										7,244,779	7,244,779	4,287,259	4,287,259

- 주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원
 2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원
 3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산
 4. 소비 2013년 기준

〈표 IV-6〉 시나리오 3 계산 결과

에너지원 구분	현행세율		소비	세수	상대 세율	조정 계수	조정 세율	소비	세수	세수 증감
	A	B	B	C=A*B	D	E	F=D*E	G=B	H=F*G	I=H-C
휘발유	746	11,672	11,672	8,705,986	100	4.19	419	11,672	4,889,789	-3,816,196
경유	529	22,738	22,738	12,022,666	116	4.19	488	22,738	11,093,567	-929,100
LPG 부탄	316	5,108	5,108	1,615,426	151	4.19	632	5,108	3,226,203	1,610,777
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	60,431	163	4.19	683	1,007	687,480	627,049
수송용 계				22,404,509					19,897,039	-2,507,470
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	2,416,738	144	0.42	60	40,279	2,416,737	0
LPG 프로판	20	3,028	3,028	60,551	135	0.42	56	3,028	170,397	109,846
등유	104	2,992	2,992	309,621	100	0.42	42	2,992	124,943	-184,679
중유	20	7,372	7,372	144,114	114	0.42	48	7,372	351,432	207,318
부생유	104	256	256	26,496	100	0.42	42	256	10,692	-15,804
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	0	72	0.42	30	79,693	2,390,790	2,390,790
비수송용 계				2,957,521					5,464,991	2,507,470

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

〈표 IV-7〉 시나리오 4 계산 결과

에너지원 구분	현행세율		소비		세수		상대 세율		조정 계수		조정 세율		소비		세수		세수 증감	
	A	B	B	B	C=A*B	D	D	D	E	E	F=D*E	F=D*E	G=B	H=F*G	H=F*G	I=H-C	I=H-C	
휘발유	746	11,672	11,672	100	8,705,986	100	100	3.76	3.76	376	376	376	11,672	4,386,634	4,386,634	-4,319,352		
경유	529	22,738	22,738	124	12,022,666	124	124	3.76	3.76	466	466	466	22,738	10,599,735	10,599,735	-1,422,931		
LPG 부탄	316	5,108	5,108	137	1,615,426	137	137	3.76	3.76	515	515	515	5,108	2,630,427	2,630,427	1,015,001		
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	132	60,431	132	132	3.76	3.76	497	497	497	1,007	500,453	500,453	440,023		
수송용 계					22,404,509									18,117,250	18,117,250	-4,287,259		
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	113	2,416,738	113	113	0.53	0.53	60	60	60	40,279	2,416,738	2,416,738	0		
LPG 프로판	20	3,028	3,028	118	60,551	118	118	0.53	0.53	63	63	63	3,028	190,902	190,902	130,350		
등유	104	2,992	2,992	100	309,621	100	100	0.53	0.53	53	53	53	2,992	159,257	159,257	-150,364		
중유	20	7,372	7,372	123	144,114	123	123	0.53	0.53	65	65	65	7,372	482,502	482,502	338,388		
부생유	104	256	256	100	26,496	100	100	0.53	0.53	53	53	53	256	13,629	13,629	-12,867		
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	94	0	94	94	0.53	0.53	50	50	50	79,693	3,981,752	3,981,752	3,981,752		
비수송용 계					2,957,521									7,244,779	7,244,779	4,287,259		

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

이제 시나리오별로 계산한 조정 세율을 이용하여 각각의 시나리오에서 용도 및 에너지원별로 가격조정 효과가 어떻게 나타나는지 살펴본다.

시나리오 1에서는 수송용 에너지원의 상대세율을 현행 상대세율로 고정하고 비수송용 에너지원의 상대 세율을 상대 열량과 비례하도록 설정하였다. 여기서 비수송용 LNG에 대한 조정세율을 60원/kg으로 고정하였기 때문에 유연탄에 대한 조정 세율은 30원/kg이 되었다. 유연탄의 상대열량이 LNG 상대 열량의 절반이기 때문이다. 이에 따라 유연탄 2012년 평균 수입가 140원/kg을 기준으로 유연탄에 대한 세율 인상분이 가격에 그대로 전가된다고 가정하면 유연탄의 가격이 약 21.4% 오를 것으로 나타났다. 그리고 현재 비수송용 에너지원 중에서 상대적으로 낮은 세율을 적용하고 있는 프로판과 중유의 경우에는 상대 열량을 기준으로 세율을 조정하면서, 세율과 가격이 모두 상승할 것으로 나타났다.

하지만 나머지 에너지원에 대해서는 세율과 가격이 모두 감소하는 것으로 나타났는데, 이는 세수중립성에 의해 유연탄, 프로판, 중유 등의 소비로부터 추가적으로 발생한 세수입이 나머지 에너지원에 대한 세율을 하향 조정하는데 쓰이기 때문이다. 수송용 에너지원의 경우에는 상대 세율을 현행 상대세율로 고정하였기 때문에 세율 변동률이 모두 동일하게 약 -11.2%로 나타난다. 하지만 개별 수송용 에너지원의 평균 가격이 다르고, 뿐만 아니라 세율 증감의 크기도 다르기 때문에, 가격 변동률은 서로 다르게 나타난다. 계산 결과에 따르면 휘발유의 가격 변동률이 약 -4.2%로 가장 클 것으로 보인다. 그리고 경유의 가격이 약 3.3% 떨어지고, 부탄의 가격도 약 2.3% 낮아질 것으로 나타났다.

〈표 IV-8〉 시나리오 1에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분		평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동
		A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100
수송용	휘발유	1,986	746	662	-83	-11.2	-4.2
	경유	1,806	529	470	-59	-11.2	-3.3
	부탄	1,573	316	281	-35	-11.2	-2.3
	CNG	858	60	53	-7	-11.2	-0.8
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	56	36	181.4	2.4
	등유	1,394	104	42	-62	-59.6	-4.4
	중유	1,084	20	48	28	143.9	2.6
	부생유	1,394	104	42	-62	-59.6	-4.4
	유연탄	140	0	30	30	-	21.4

시나리오 2에서는 수송용 에너지원의 상대세율을 현행 상대 세율과 같게 설정하고 비수송용 에너지원의 상대세율을 이산화탄소 배출량과 비례하도록 전제하였다. 비수송용 LNG에 대한 세율을 60원/kg으로 고정하면 이산화탄소 배출량에 비례하여 유연탄에 대한 조정세율은 50원/kg이 된다. 동일하게 1kg이 연소하였을 때 LNG는 약 2.75kg의 이산화탄소를 배출하고, 유연탄은 약 2.29kg의 이산화탄소를 배출하므로, 유연탄은 동일한 질량의 LNG와 비교하여 약 83%의 이산화탄소 배출량을 내기 때문이다.²¹⁾ 유연탄에 대한 세율이 50원/kg이고, 세금이 모두 가격에 전가된다고 가정하면, 가격변동률이 약 35.7%일 것으로 나타났다. 그리고 시나리오 1에서와 마찬가지로 현재 상대적으로 낮은 세율을 적용하고 있는 프로판과 중유의 경우에는 상대 배출량을 기준으로 세율을 조정하기 때문에 세율과 가격이 모두 오르는 것으로 나타났다.

21) 앞서 살펴본 바와 같이 단위 질량당 유연탄은 LNG가 주는 열량의 절반을 만들어낸다. 그러므로 동일한 열량을 주는 유연탄과 LNG의 상대 배출량 비율은 166 : 100이 된다. 두 에너지원을 각각 이용하여 동일한 열량을 얻고자 한다면 유연탄을 이용하는 경우 이산화탄소 배출량이 약 66% 더 많은 셈이다.

하지만 다른 모든 에너지원에 대해서는 세율과 가격이 인하되었다. 세수 중립성 가정에 의해 유연탄, 프로판, 중유 소비로부터 발생하는 추가적인 세 수입이 다른 에너지원 소비에 의한 세금부담을 경감하는데 쓰이기 때문이다. 수송용 에너지원의 경우 세율이 약 19.1% 인하될 것으로 나타났다. 가격은 휘발유의 경우 7.2% 정도 떨어지고, 경유의 경우 5.6%, 부탄의 경우 3.8% 떨어질 것으로 보인다. 비수송용 에너지원에서는 등유의 세율을 50원/리터 하향 조정하고, 이에 따라 가격이 약 3.6% 하락하는 것으로 나타났다.

〈표 IV-9〉 시나리오 2에서의 가격조정효과

(단위: 원 %)

구분		평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동
		A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100
수송용	휘발유	1,986	746	603	-143	-19.1	-7.2
	경유	1,806	529	428	-101	-19.1	-5.6
	부탄	1,573	316	256	-61	-19.1	-3.8
	CNG	858	60	49	-11	-19.1	-1.3
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	63	43	215.3	2.8
	등유	1,394	104	53	-50	-48.6	-3.6
	중유	1,084	20	65	46	234.8	4.2
	부생유	1,394	104	53	-50	-48.6	-3.6
	유연탄	140	0	50	50	-	35.7

시나리오 3에서는 열량과 비례하도록 상대 세율을 설정하였다. 수송용 에너지원에서는 휘발유의 열량을 기준으로 개별 에너지원의 열량에 비례하도록 세율을 설정하고, 비수송용 에너지원에서는 등유의 열량을 기준으로 각각의 에너지원에 따라 열량에 비례하도록 세율을 설정한다. 비수송용 LNG의 조정세율을 60원/kg으로 고정하였기 때문에, 열량 비례에 따라, 유연탄의 세율은 30원/kg이 된다. 유연탄에 새로 세금을 부과하면서 수입 평균 가격을 기준으로 가격이 약 21.4% 상승할 것으로 나타났다. 이는 시나리오 1에서와 동일한 결과인데, 비수송용 에너지원에 대해 상대 열량에 비례하도록

세율을 조정한다는 전제가 두 시나리오에 공통적으로 적용되기 때문이다.

그러나 수송용 에너지원의 경우에는 결과가 다르게 나타난다. 상대 열량을 기준으로 세율을 조정하기로 전제하면서 세율이 상당한 수준에서 변화하기 때문이다. 휘발유의 경우 조정 세율이 419원/리터로 현행 세율 746원/리터에 비해 327원/리터 감소하고, 이에 따라 세율 변동률은 약 -43.8%에 이르는 것으로 나타났다. 가격은 약 16.5% 인하될 수 있는 것으로 보인다. 경유의 경우에는 세율 변동률이 약 -7.7%이고 가격 변동률은 -2.3인 것으로 나타났다. 하지만 현행 세율이 상대적으로 낮은 부탄과 CNG의 경우에는 열량에 비례하도록 세율을 조정하면 세율 및 가격이 크게 상승할 수밖에 없을 것으로 보인다. 부탄의 세율은 약 99.7% 오르고, 가격은 약 20.0% 오를 것으로 보인다. 그리고 CNG의 세율을 약 1037.6% 오르고, 가격은 72.6% 오를 것으로 보인다. 현재 CNG는 수송용 에너지원으로서 따로 과세되고 있지 않으며, 용도에 상관없이 모든 LNG 소비에 공통적으로 적용하는 세율 60원/kg으로 과세되고 있다. 이를 다른 수송용 에너지원의 세율에 비례하도록 조정하려면 큰 폭의 세율 상승이 불가피하다.

〈표 IV-10〉 시나리오 3에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분	평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동	
	A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100	
수송용	휘발유	1,986	746	419	-327	-43.8	-16.5
	경유	1,806	529	488	-41	-7.7	-2.3
	부탄	1,573	316	632	315	99.7	20.0
	CNG	858	60	683	623	1037.6	72.6
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	56	36	181.4	2.4
	등유	1,394	104	42	-62	-59.6	-4.4
	중유	1,084	20	48	28	143.9	2.6
	부생유	1,394	104	42	-62	-59.6	-4.4
	유연탄	140	0	30	30	-	21.4

시나리오 4에서는 이산화탄소 배출량에 비례하도록 세율을 설정하였다. 수송용 에너지원에서는 휘발유의 열량을 기준으로 개별 에너지원의 열량에 비례하도록 세율을 설정하고, 비수송용 에너지원에서는 등유의 열량을 기준으로 각각의 에너지원에 따라 열량에 비례하도록 세율을 설정한다. 비수송용 LNG의 조정세율을 60원/kg으로 고정하였기 때문에, 배출량 비례에 따라 시나리오 2에서처럼 유연탄의 세율은 50원/kg이 된다. 이에 따라 수입 평균 가격을 기준으로 가격이 약 35.7% 상승한다. 이는 시나리오 2에서와 같은 결과인데, 비수송용 에너지원에 대해 상대 배출량에 비례하도록 세율을 조정한다는 가정이 두 시나리오에 공통적으로 적용되기 때문이다.

하지만 수송용 에너지원의 경우에는 세율 및 가격 변동이 다르게 나타난다. 휘발유와 경유의 세율 및 가격은 떨어지고, 부탄과 CNG의 세율 및 가격은 오를 것으로 보인다. 휘발유의 경우에는 세율이 370원/kg 감소하여, 세율 변동률이 -49.6%에 이르고, 경유의 경우에는 세율이 63원/kg 감소하여, 세율 변동률이 -11.8%에 이르는 것으로 나타났다. 이에 따라 휘발유의 가격은 18.6% 인하되고, 경유의 가격은 3.5% 인하될 수 있을 것으로 보인다.

〈표 IV-11〉 시나리오 4에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분	평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동	
	A	B	C	D=C-B	$E=(D/B) \times 100$	$F=(D/A) \times 100$	
수송용	휘발유	1,986	746	376	-370	-49.6	-18.6
	경유	1,806	529	466	-63	-11.8	-3.5
	부탄	1,573	316	515	199	62.8	12.6
	CNG	858	60	497	437	728.1	50.9
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	63	43	215.3	2.8
	등유	1,394	104	53	-50	-48.6	-3.6
	중유	1,084	20	65	46	234.8	4.2
	부생유	1,394	104	53	-50	-48.6	-3.6
	유연탄	140	0	50	50	-	35.7

나. 상대 세율을 고정한 유연탄 과세 시나리오

유연탄을 제외한 나머지 에너지원들에 대해서는 상대 세율을 고정하고 유연탄에 대해서만 새로 과세하는 방안에 대해 검토한다. 모두 네 가지 시나리오를 다루는데, 개별 시나리오에 따라 유연탄의 상대 세율에만 차이가 있고, 다른 에너지원들에 적용하는 상대 세율은 현행 상대 세율과 동일하다고 가정한다.

시나리오 5에서는 유연탄의 상대 세율이 29라고 가정하는데, 이는 LNG의 상대 세율 58을 기준으로 LNG와 유연탄의 열량 비율 58:29에 비례하도록 설정한 값이다. 시나리오 6에서는 유연탄의 상대 세율이 72라고 가정하는데, 이는 등유의 상대 세율 100을 기준으로 등유와 유연탄의 열량 비율 100:72에 비례하도록 설정한 값이다. 시나리오 7에서는 유연탄의 상대 세율이 48이라고 가정하는데, 이는 LNG의 상대 세율 58을 기준으로 LNG와 유연탄의 이산화탄소 배출량 비율 58:48에 비례하도록 설정한 값이다. 시나리오 8에서는 유연탄의 상대 세율이 94라고 가정하는데, 이는 등유의 상대 세율 100을 기준으로 등유와 유연탄의 이산화탄소 배출량이 비율 100:94에 비례하도록 설정한 값이다. 참고로 등유와 LNG는 비수송용 에너지원 중에서 세수입 규모가 가장 큰 두 에너지원이다.

요약하자면, 시나리오 5부터 8에서는 현행 상대 세율 체계를 존중하면서 유연탄에 대해 신규 과세하는 방안을 검토하되, 비수송용 에너지원 중에서 세수입규모가 가장 큰 두 에너지원인 등유와 LNG를 기준으로 하여 각각의 열량 또는 이산화탄소 배출량에 비례하도록 유연탄에 대해 상대 세율을 설정하고 있다. 시나리오별 상대 세율에 대한 가정을 정리하면 <표 IV-12>와 같다.

〈표 IV-12〉 시나리오별 상대 세율: 유연탄 상대 세율을 설정하는 경우

구분		시나리오 5	시나리오 6	시나리오 7	시나리오 8
수송용	휘발유	100	100	100	100
	경유	71	71	71	71
	LPG 부탄	42	42	42	42
	CNG (수송용 LNG)	8	8	8	8
비수송용	LNG (비수송용 LNG)	58	58	58	58
	LPG 프로판	19	19	19	19
	등유	100	100	100	100
	중유	19	19	19	19
	부생유	100	100	100	100
	유연탄 (발전용)	29	72	48	94

시나리오 5부터 8에 적용하는 분석의 전제는 이전의 시나리오 1부터 4에 적용하는 전제와 동일하다. 이를 다시 한 번 정리하자면 다음과 같다. 첫째, 2013년 소비량을 기준으로 세제 조정 전과 후에 소비량에 변화가 없다고 전제한다. 둘째, 앞의 전제 1에서처럼, 전체 에너지세수입에 변화가 없어야 한다는 제약 조건을 두고 시나리오를 분석한다. 셋째, 전제 2에서처럼, 비수송용 LNG에 대한 조정 세율을 현행 세율 60원/kg과 동일한 수준으로 유지한다고 가정한다. 넷째, 전제 3에서처럼, 용도를 구분하여 각각의 용도 내에서 시나리오별로 주어진 상대 세율을 조정계수로 비례적으로 조정하여 조정 세율을 계산한다. 이미 설명한 바와 같이, 전제 1부터 3에 의해 상대 세율 체계가 주어지면 조정 세율을 유일하게 계산할 수 있다. 이러한 계산 결과를 다음 표들로 정리하였다.

분석 결과에 있어 이전의 시나리오들과 다른 점은 비수송용 에너지원들에 적용하는 조정 세율에 변화가 없다는 점이다. 그래서 유연탄을 제외한 다른 비수송용 에너지원들로부터의 세수입에 변화가 없는 것으로 나타난다. 이는 시나리오 분석에 있어 비수송용 에너지원에 대한 상대 세율이 현행 상대 세율과 동일하다고 가정하고, 유연탄에 대한 조정 세율이 현행 세율과 같다고 전제하였기 때문이다.

〈표 IV-13〉 시나리오 5 계산 결과

에너지원 구분	현행 세율		소비		세수		상대 세율		조정 계수		조정 세율		소비		세수		세수 증감	
	A	B	B	B	C=A*B	D	D	D	E	E	F=D*E	F=D*E	G=B	H=F*G	H=F*G	I=H-C	I=H-C	
휘발유	746	11,672	11,672	100	8,705,986	100	100	6.66	6.66	6.66	666	666	11,672	7,776,968	7,776,968	-929,018		
경유	529	22,738	22,738	71	12,022,666	71	71	6.66	6.66	472	472	22,738	10,739,725	10,739,725	-1,282,942			
LPG 부탄	316	5,108	5,108	42	1,615,426	42	42	6.66	6.66	283	283	5,108	1,443,043	1,443,043	-172,382			
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	8	60,431	8	8	6.66	6.66	54	54	1,007	53,982	53,982	-6,449			
수송용 계					22,404,509									20,013,718	20,013,718	-2,390,790		
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	58	2,416,738	58	58	1.04	1.04	60	60	40,279	2,416,738	2,416,738	0			
LPG 프로판	20	3,028	3,028	19	60,551	19	19	1.04	1.04	20	20	3,028	60,551	60,551	0			
등유	104	2,992	2,992	100	309,621	100	100	1.04	1.04	104	104	2,992	309,621	309,621	0			
중유	20	7,372	7,372	19	144,114	19	19	1.04	1.04	20	20	7,372	144,114	144,114	0			
부생유	104	256	256	100	26,496	100	100	1.04	1.04	104	104	256	26,496	26,496	0			
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	29	0	29	29	1.04	1.04	30	30	79,693	2,390,790	2,390,790	2,390,790			
비수송용 계					2,957,521									5,348,311	5,348,311	2,390,790		

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

〈표 IV-14〉 시나리오 6 계산 결과

에너지원 구분	현행 세율		소비	세수	상대 세율	조정 계수	조정 세율	소비	세수	세수 증감
	A	B	B	C=A*B	D	E	F=D*E	G=B	H=F*G	I=H-C
휘발유	746	11,672	11,672	8,705,986	100	5.49	549	11,672	6,403,778	-2,302,208
경유	529	22,738	22,738	12,022,666	71	5.49	389	22,738	8,843,397	-3,179,269
LPG 부탄	316	5,108	5,108	1,615,426	42	5.49	233	5,108	1,188,243	-427,183
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	60,431	8	5.49	44	1,007	44,450	-15,980
수송용 계				22,404,509					16,479,869	-5,924,640
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	2,416,738	58	1.04	60	40,279	2,416,738	0
LPG 프로판	20	3,028	3,028	60,551	19	1.04	20	3,028	60,551	0
등유	104	2,992	2,992	309,621	100	1.04	104	2,992	309,621	0
중유	20	7,372	7,372	144,114	19	1.04	20	7,372	144,114	0
부생유	104	256	256	26,496	100	1.04	104	256	26,496	0
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	0	72	1.04	74	79,693	5,924,640	5,924,640
비수송용 계				2,957,521					8,882,161	5,924,640

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

〈표 IV-15〉 시나리오 7 계산 결과

에너지원 구분	현행 세율		소비	세수	상대 세율	조정 계수	조정 세율	소비	세수	세수 증감
	A	B	B	C=A*B	D	E	F=D*E	G=B	H=F*G	I=H-C
휘발유	746	11,672	11,672	8,705,986	100	6.13	613	11,672	7,158,749	-1,547,237
경유	529	22,738	22,738	12,022,666	71	6.13	435	22,738	9,885,986	-2,136,680
LPG 부탄	316	5,108	5,108	1,615,426	42	6.13	260	5,108	1,328,331	-287,095
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	60,431	8	6.13	49	1,007	49,691	-10,740
수송용 계				22,404,509					18,422,757	-3,981,752
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	2,416,738	58	1.04	60	40,279	2,416,738	0
LPG 프로판	20	3,028	3,028	60,551	19	1.04	20	3,028	60,551	0
등유	104	2,992	2,992	309,621	100	1.04	104	2,992	309,621	0
중유	20	7,372	7,372	144,114	19	1.04	20	7,372	144,114	0
부생유	104	256	256	26,496	100	1.04	104	256	26,496	0
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	0	48	1.04	50	79,693	3,981,752	3,981,752
비수송용 계				2,957,521					6,939,273	3,981,752

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 개별소비세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

〈표 IV-16〉 시나리오 8 계산 결과

에너지원 구분	현행 세율		소비	세수	상대 세율	조정 계수	조정 세율	소비	세수	세수 증감
	A	B	B	C=A*B	D	E	F=D*E	G=B	H=F*G	I=H-C
휘발유	746	11,672	11,672	8,705,986	100	4.88	488	11,672	5,697,910	-3,008,076
경유	529	22,738	22,738	12,022,666	71	4.88	346	22,738	7,868,618	-4,154,049
LPG 부탄	316	5,108	5,108	1,615,426	42	4.88	207	5,108	1,057,267	-558,159
CNG (수송용 LNG)	60	1,007	1,007	60,431	8	4.88	39	1,007	39,551	-20,880
수송용 계				22,404,509					14,663,346	-7,741,163
LNG (비수송용 LNG)	60	40,279	40,279	2,416,738	58	1.04	60	40,279	2,416,738	0
LPG 프로판	20	3,028	3,028	60,551	19	1.04	20	3,028	60,551	0
등유	104	2,992	2,992	309,621	100	1.04	104	2,992	309,621	0
중유	20	7,372	7,372	144,114	19	1.04	20	7,372	144,114	0
부생유	104	256	256	26,496	100	1.04	104	256	26,496	0
유연탄 (발전용)	0	79,693	79,693	0	94	1.04	97	79,693	7,741,162	7,741,162
비수송용 계				2,957,521					10,698,683	7,741,162

주 1. 휘발유, 경유, 등유, 중유, 부생유 단위 (세율) 원/리터, (소비) 백만리터, (세수) 백만원

2. 부탄, CNG, LNG, 프로판, 유연탄 단위 (세율) 원/kg, (소비) 천톤, (세수) 백만원

3. 세율은 교통에너지환경세, 교육세, 주행세를 합산

4. 소비 2013년 기준

이제 시나리오별로 계산한 조정세율을 이용하여 각각의 시나리오에서 용도 및 에너지원별로 가격조정효과가 어떻게 나타나는지 살펴본다.

시나리오 5의 분석 결과에 따른 유연탄 세율은 30원/kg인데, 이로 인해 수입 평균 가격을 기준으로 가격이 약 21.4% 오를 것으로 보인다. 한편 유연탄 과세로 늘어나는 세수입을 수송용 에너지원들에 대한 세율을 경감하는데 사용할 경우 휘발유가격은 약 4.0%, 경유가격은 약 3.1%, 부탄가격은 약 2.1% 인하될 수 있을 것으로 나타났다.

〈표 IV-17〉 시나리오 5에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분		평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동
		A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100
수송용	휘발유	1,986	746	666	-80	-10.7	-4.0
	경유	1,806	529	472	-56	-10.7	-3.1
	부탄	1,573	316	283	-34	-10.7	-2.1
	CNG	858	60	54	-6	-10.7	-0.7
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	20	0	0.0	0.0
	등유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	중유	1,084	20	20	0	0.0	0.0
	부생유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	유연탄	140	0	30	30	-	21.4

시나리오 6에서의 분석에 따른 유연탄 세율은 74원/kg인데, 이로 인해 유연탄가격이 약 53.1% 상승할 수 있을 것으로 보인다. 반면 휘발유가격은 약 9.9%, 경유가격은 약 7.7%, 부탄가격은 약 5.3% 낮아질 것으로 보인다.

〈표 IV-18〉 시나리오 6에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분		평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동
		A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100
수송용	휘발유	1,986	746	549	-197	-26.4	-9.9
	경유	1,806	529	389	-140	-26.4	-7.7
	부탄	1,573	316	233	-84	-26.4	-5.3
	CNG	858	60	44	-16	-26.4	-1.8
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	20	0	0.0	0.0
	등유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	중유	1,084	20	20	0	0.0	0.0
	부생유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	유연탄	140	0	74	74	-	53.1

시나리오 7의 분석 결과에 의하면 유연탄에 적용하는 세율은 50원/kg이 되어야 한다. 이 경우 유연탄의 가격은 약 35.7% 오를 것으로 나타났다. 하지만 총에너지세수 중립성을 충족하기 위해 유연탄 과세로 인한 세수입 증가분을 수송용 에너지원의 세율을 경감하는 데 활용하면, 휘발유의 가격을 약 6.7%, 경유의 가격을 약 5.2%, 부탄의 가격을 약 3.6% 인하할 수 있을 것으로 보인다.

〈표 IV-19〉 시나리오 7에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분		평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동
		A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100
수송용	휘발유	1,986	746	613	-133	-17.8	-6.7
	경유	1,806	529	435	-94	-17.8	-5.2
	부탄	1,573	316	260	-56	-17.8	-3.6
	CNG	858	60	49	-11	-17.8	-1.2
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	20	0	0.0	0.0
	등유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	중유	1,084	20	20	0	0.0	0.0
	부생유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	유연탄	140	0	50	50	-	35.7

시나리오 8에서 분석한 유연탄의 세율은 97원/kg이었다. 이 경우 유연탄의 수입 평균 가격은 약 69.4% 증가할 것으로 보인다. 만약 세수중립성을 존중하기 위해 수송용 에너지원에 대해 세율을 경감한다면 휘발유의 가격은 약 13.0%, 경유의 가격은 약 10.1%, 부탄의 가격은 6.9% 낮아질 것으로 보인다.

〈표 IV-20〉 시나리오 8에서의 가격조정효과

(단위: 원, %)

구분		평균 가격	현행 세율	조정 세율	세율 증감	세율 변동	가격 변동
		A	B	C	D=C-B	E=(D/B)×100	F=(D/A)×100
수송용	휘발유	1,986	746	488	-258	-34.6	-13.0
	경유	1,806	529	346	-183	-34.6	-10.1
	부탄	1,573	316	207	-109	-34.6	-6.9
	CNG	858	60	39	-21	-34.6	-2.4
비수송용	LNG	858	60	60	0	0.0	0.0
	프로판	1,514	20	20	0	0.0	0.0
	등유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	중유	1,084	20	20	0	0.0	0.0
	부생유	1,394	104	104	0	0.0	0.0
	유연탄	140	0	97	97	-	69.4

3. 소결

지금까지 유연탄 과세를 포함한 에너지세제 조정 시나리오에 대해 검토했다. 개별 시나리오에서 유연탄의 세율과 세수를 정리하면 다음과 같다.

시나리오 1, 3, 5에서는 LNG에 대한 현행 세율 60원/kg을 기준으로 LNG와 유연탄의 세율이 순발열량에 비례하도록 전제하였다. 그 결과 유연탄에 대한 세율은 30원/kg이 되었다. 유연탄 과세로 인한 세수 증가분이 약 2조 3907억원 정도일 것으로 전망되었다.

시나리오 2, 4, 7에서는 LNG에 대한 현행 세율 60원/kg을 기준으로 LNG와 유연탄의 세율이 이산화탄소 배출량에 비례하도록 전제하였다. 이러한

전제하에서 유연탄의 세율은 50원/kg이 되었다. 유연탄 과세로 세수입이 약 3조 9817억원 증가할 것으로 나타났다.

시나리오 6에서는 등유에 대한 현행 세율 104원/kg을 기준으로 등유와 유연탄의 세율이 둘의 순발열량에 비례하도록 유연탄에 대한 세율을 74원/kg으로 설정하였다. 이로 인한 세수입 증가분은 5조 9246억원 정도일 것으로 전망되었다.

그리고 시나리오 8에서는 등유에 대한 현행 세율 104원/kg을 기준으로 등유와 유연탄의 세율이 둘의 이산화탄소 배출량에 비례하도록 유연탄에 대한 세율을 97원/kg으로 설정하였다. 이로 인해 세수가 약 7조 7411억원 늘어날 것으로 예상되었다.

〈표 IV-21〉 유연탄 세수 비교: 발전용 과세 및 모든 용도 과세

(단위: 원/kg, 백만원)

구분	세율	발전용 세수	모든 용도 세수
시나리오 1	30	2,390,790	3,564,990
시나리오 2	50	3,981,752	5,937,328
시나리오 3	30	2,390,790	3,564,990
시나리오 4	50	3,981,752	5,937,328
시나리오 5	30	2,390,790	3,564,990
시나리오 6	74	5,924,640	8,834,436
시나리오 7	50	3,981,752	5,937,329
시나리오 8	97	7,741,162	11,543,116

지금까지의 시나리오 분석에서는 유연탄에 과세하면서 용도를 구분하여 발전용 유연탄에 대해서만 과세한다고 가정하였다. 하지만 우리나라에서 유연탄은 제철용이나 시멘트제조용으로도 쓰이며, 모든 용도를 포함하여 전체 유연탄 소비에 대해 과세하는 방안을 검토할 수 있을 것이다. 2013년 기준으로 발전용 유연탄 소비는 약 7,969만톤이지만 모든 용도를 포함한 유연탄 소비는 약 1억 1,883만톤이다. 모든 용도의 유연탄에 대해 과세하면서 우리

가 지금까지 검토한 시나리오별 세율을 그대로 적용하는 경우 세수 전망을 비교하면 <표 IV-21>와 같다.

시나리오 1, 3, 5에서처럼 30원/kg인 세율을 모든 용도의 유연탄 소비에 대해 적용하면 세수가 약 3조 5649억원 증가할 것으로 보인다. 시나리오 2, 4, 7에서와 같이 50원/kg인 세율을 모든 용도의 유연탄 소비에 대해 적용하면 세수 증가분이 약 5조 9373억원에 이를 것으로 보인다. 시나리오 6에서처럼 유연탄의 세율을 74원/kg으로 설정하고 모든 용도에 대해 과세하면 세수가 약 8조 8344억원 늘어날 것으로 보인다. 시나리오 8에서 보듯이 유연탄에 대한 세율을 97원/kg으로 설정하고 모든 용도에 대해 과세하면 세수가 약 11조 5431억원 증가할 것으로 예상된다.

한편 「개별소비세법」 제1조 제7항에서는 법정 세율의 30% 범위에서 대통령령으로 세율을 조정할 수 있도록 하고 있다. 이를 탄력 세율이라 부르며, “국민경제의 효율적 운용을 위하여 경기 조절, 가격 안정, 수급 조정에 필요한 경우와 유가변동에 따른 지원사업의 재원 조달에 필요한 경우”에 탄력 세율을 설정할 수 있도록 하고 있다.

지금까지의 시나리오 분석에서는 법정 세율을 시나리오별로 다르게 설정하는 방안에 대해 검토한 것이라고 볼 수 있다. 그런데 지금까지 과세하지 않았던 유연탄에 대해 새로 과세를 하면서 세율을 높은 수준으로 설정한다면 발전용 유연탄을 사용하는 화력발전사업자들과 궁극적으로 전기를 소비해야 하는 국민들에게 상당한 부담이 될 수 있다. 그러므로 과세 초기의 부담을 완화하기 위해 탄력 세율제도를 활용하여 한시적으로 법정 세율을 하향 조정하는 방안에 대해 검토할 수 있을 것이다.

〈표 IV-22〉 유연탄 세수 비교: 하한 탄력 세율 적용

(단위: 원/kg, 백만원)

구분	하한 탄력 세율	발전용 세수	모든 용도 세수
시나리오 1	21	1,673,553	2,495,493
시나리오 2	35	2,787,226	4,156,130
시나리오 3	21	1,673,553	2,495,493
시나리오 4	35	2,787,226	4,156,130
시나리오 5	21	1,673,553	2,495,493
시나리오 6	52	4,147,248	6,184,106
시나리오 7	35	2,787,226	4,156,130
시나리오 8	68	5,418,814	8,080,181

법정 세율이 동일하다고 하더라도 탄력 세율을 설정하는 방안에 대해서는 여러 가지로 서로 다른 서브시나리오를 설정할 수 있을 것이다. 하지만 여기서는 탄력 세율 설정에 따른 세수효과만을 간략히 비교하기 위해 하한 탄력세율을 설정하는 방안에 대해 검토한다. 하한 탄력 세율이란 「개별소비세법」에서 허용하는 법정 세율의 30% 범위에서 가장 낮은 세율을 설정하는 것을 의미한다.

시나리오 별로 하한 탄력 세율을 적용하는 경우의 세수효과를 정리하면 〈표 IV-22〉과 같다. 시나리오 1, 3, 5에서는 유연탄의 세율이 30원/kg이었으므로, 하한 탄력 세율은 21원/kg이 된다. 이러한 탄력 세율로 발전용 유연탄에 대해 과세하면 세수가 약 1조 6,735억원 늘어나고, 모든 용도의 유연탄에 대해 과세하면 세수가 약 2조 4,954억원 늘어날 것으로 보인다.

시나리오 2, 4, 7에서는 유연탄의 세율이 50원/kg이었다. 하한 탄력 세율을 적용하여 이 세율을 35원/kg으로 낮추면서 발전용 유연탄에 대해 과세하면 세수 증가분이 약 2조 7,872억원이고, 모든 용도의 유연탄에 대해 과세하면 세수 증가분이 약 4조 1,561억원일 것으로 예상된다.

시나리오 6의 유연탄 세율 74원/kg에 하한 탄력 세율을 적용하면 52원/kg이 되고, 이 세율로 발전용 유연탄에 대해 과세하면 세수가 약 4조 1,472

억원, 모든 용도의 유연탄에 대해 과세하면 세수가 약 6조 1,841억원 증가할 것으로 보인다. 시나리오 8에서의 유연탄 세율은 97원/kg이었는데 하한 탄력세율을 적용하면 68원/kg이 되고, 발전용 유연탄에 대해서만 과세하면 세수입이 약 5조 4,188억원, 모든 용도의 유연탄에 대해서만 과세하면 세수입이 약 8조 801억원에 이를 것으로 나타났다.

V. 원자력세 도입 방안 연구

1. 주요국의 원자력세 과세 사례

가. 해외 원자력 발전 현황과 과세 현황

2014년 8월 현재 31개 국가에서 436개의 원자력 발전용 원자로가 운영 중이며 71개의 원자력 발전용 원자로가 건설 중에 있다(IAEA, 2014). 원자력 발전은 세계 전력생산의 12.3%를 담당하고 있으며 이 중에서 13개 국가는 전체 전력생산의 1/4 이상을 원자력 발전에 의존하고 있다.

원자력 발전량이 가장 큰 국가는 미국, 프랑스, 러시아, 한국, 중국, 캐나다, 독일 순이며 이 중 미국의 발전량과 프랑스의 발전량이 790.2TWh와 405.9TWh로 압도적으로 크게 나타나고 있다.

〈표 V-1〉 세계 원자력 발전 현황

(단위: 개, MW, TWh, %)

국가	운영중인 원자력 발전 원자로	원자력 발전설비 용량	원자력 발전량	원자력 발전 비중
미국	104	102,657	790.2	19.4
프랑스	58	63,130	405.9	73.3
러시아	33	23,643	161.7	17.5
한국	23	20,721	132.5	27.6
중국	20	16,038	104.8	2.1
캐나다	19	13,500	94.3	16
독일	9	12,068	92.1	15.4
우크라이나	15	13,107	78.2	43.6
영국	16	9,243	64.1	18.3
스웨덴	10	9,474	63.7	42.7

〈표 V-1〉의 계속

(단위: 개, MW, TWh, %)

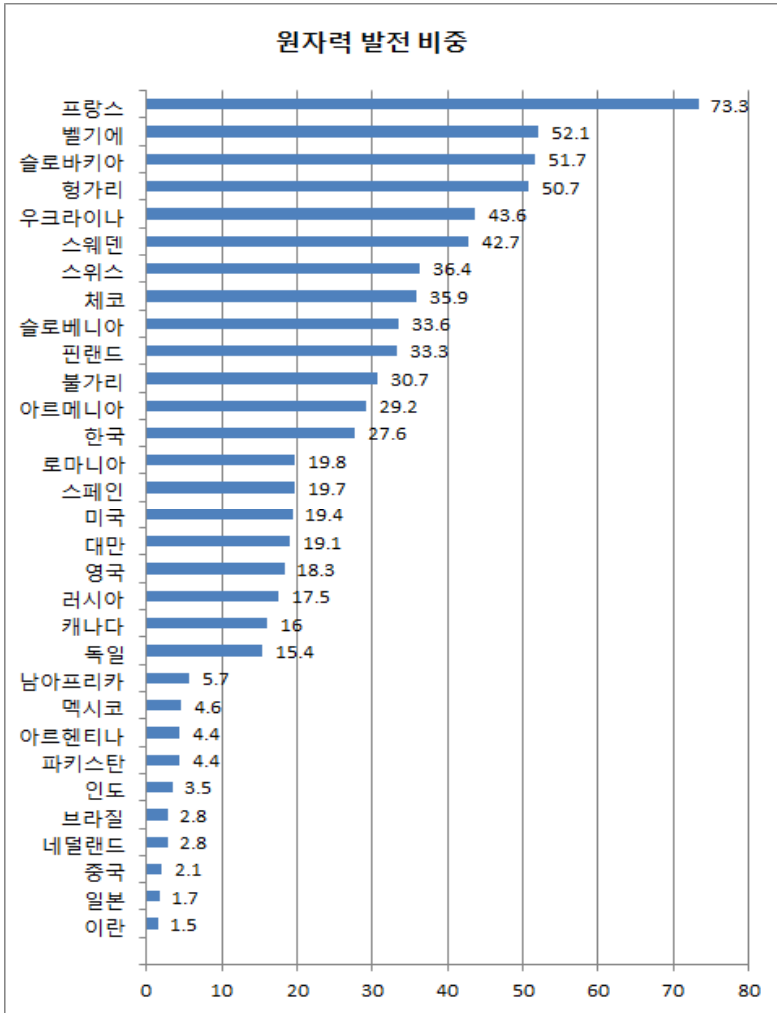
국가	운영중인 원자력 발전 원자로	원자력 발전설비 용량	원자력 발전량	원자력 발전 비중
스페인	8	7,567	54.3	19.7
벨기에	7	5,927	40.6	52.1
대만	6	5,032	39.8	19.1
인도	21	5,308	30.0	3.5
체코	6	3,884	29.0	35.9
스위스	5	3,308	25.0	36.4
핀란드	4	2,752	22.7	33.3
슬로바키아	4	1,815	14.6	51.7
헝가리	4	1,889	14.5	50.7
일본	50	4,421	13.9	1.7
브라질	2	1,884	13.8	2.8
남아프리카	2	1,860	13.6	5.7
불가리	2	1,906	13.3	30.7
멕시코	2	1,330	11.4	4.6
루마니아	2	1,300	10.7	19.8
아르헨티나	2	935	5.7	4.4
슬로베니아	1	688	5.0	33.6
파키스탄	3	690	4.4	4.4
이란	1	915	3.9	1.5
네덜란드	1	482	2.7	2.8
아르메니아	1	375	2.2	29.2
전체	441	377,643	2358.9	NA

자료: IAEA PRIS database, 2014.

전체 전력생산에서 원자력 발전이 차지하는 비중을 살펴보면 프랑스가 73.3%로 압도적으로 높게 나타나고 있다. 벨기에가 52.1%, 슬로바키아가 51.7%, 헝가리 50.7%로 전력생산의 절반 이상을 원자력 발전에 의존하고 있다. 우크라이나 43.6%, 스웨덴 42.7%, 스위스 36.4%로 그 다음 순위를 보이고 있다.

[그림 V-1] 국가별 원자력 발전 비중(2013년)

(단위: %)



자료: IAEA PRIS database, 2014.

해외에서 원자력에 대한 과세는 상당수의 국가에서 찾아볼 수 있다. 벨기에, 독일, 헝가리, 스웨덴, 일본, 프랑스에서 원자력에 대한 과세를 실시하여 왔으며, 스페인에서는 2012년 원자력에 대한 과세를 새롭게 도입하였고, 프랑스도 원자력 발전에 대한 과세의 확대를 추가적으로 고려 중이다.

나. 벨기에

1974년에 처음으로 원자력 발전을 시작한 벨기에는 현재 7개의 원자력 발전용 원자로가 2개의 원자력 발전소에서 운영 중이다. 벨기에의 원자력 발전량은 세계에서 12번째이지만 전력생산에서 원자력 발전이 차지하는 비중은 52.1%로 전 세계에서 2번째로 높다. 2003년에 벨기에는 원자력 발전소를 단계적으로 폐쇄하는 법안을 통과시켰는데 이 법에 따르면 원자력 발전소를 신규로 건축하지 않고 현재 운영 중인 7개의 원자로가 40년 수명에 도달하면 차례로 폐쇄하는 것이다. 이에 따르면 2015년에서 2025년 사이에 현재 운영 중인 7개의 원자력 발전용 원자로가 폐쇄될 계획이다. 그러나 CO₂ 감축 목표 달성과 원전 폐쇄 이후 에너지 대체계획 마련을 위해 원자로 폐쇄를 늦춰야 한다는 주장이 계속적으로 제기됨에 따라 2012년 입법을 통해 2015년에 예정되어있던 Tihange 1의 폐쇄를 2015년으로 10년 연장하였다.

〈표 V-2〉 벨기에 원자력 발전 원자로 현황과 폐쇄 예정 연도

원자력 발전 원자로	설비용량	도입연도	폐쇄 예정 연도	
			40년 면허기간	2012년 중반 입법
Doel 1	433 MWe	1974	2014	2015
Doel 2	433 MWe	1975	2015	2015
Doel 3	1006 MWe	1982	2022	2022
Doel 4	1047 MWe	1985	2025	2025
Tihange 1	962 MWe	1975	2015	2025
Tihange 2	1008 MWe	1982	2022	2023
Tihange 3	1054 MWe	1985	2025	2025
전체(7)	5943 MWe			

자료: World Nuclear Association, 2014.

벨기에에는 3가지 종류의 원자력 관련 세제가 있는데 국세로 부과되는 원자력 생산세(Nuclear production tax)와 수수료 형태인 방사능위험 부담금(Fees for ionizing radiation), 지방세 형태의 원자력 개발위험 보상금

(Compensation for nuclear exploitation nuisance)이 있다.

원자력 생산세(Nuclear production tax)는 정부의 세입을 위해 원자력 발전에 대해 과세하는 것이며 전체 세액을 정부가 결정하여 이 세액을 전년도 발전량에 따라 원자력 발전 사업자들에게 분배한다. 2008년에서 2011년까지 원자력 생산세는 매년 2.5억유로가 부과되었으나 2012년에 원자력 생산세를 두 배로 인상하는 입법이 통과됨에 따라 기존에 2.5억유로였던 원자력 생산세가 5.50억유로로 증가하였다. 2012년도의 전체 원자력 생산세 5.50억유로(7.4억USD)는 전년도 발전량에 따라 분배되었는데 원자력 발전회사인 Electrabel가 4.79억유로, EDF Luminus와 EDF Belgium가 0.70억유로를 분담하게 된다(Nucnet, 2014). 벨기에 정부는 2013년 원자력 생산세는 4.75억유로로 감소될 것으로 발표하였다(eurelectric, 2014).

방사능위험 부담금(Fees for ionizing radiation)은 원자력의 위험으로부터 국민을 보호하기 위해 필요한 행정, 운영, 연구, 투자비용을 부담하기 위한 목적으로 부과하고 있다. 부담요율은 정부의 원자력 안전기구에 지불하는 비용은 1년에 2,048.00유로/MW이고, 내무부(Federal department of internal affairs)에 지불하는 비용은 637.2818유로/MW이다.

원자력 발전소에 인접한 일부 지자체에서는 원자력 개발위험 보상금(Compensation for nuclear exploitation nuisance)을 부과하고 있다. Tihang 원자력 발전소 주변의 Hue 지자체에서는 1년에 2,960,000유로를 부과하고 있으며, 그외 지자체는 861.834.9유로를 부과하고 있으며 지자체의 소방 담당부서에 740,000유로를 부과하도록 하고 있다.

〈표 V-3〉 벨기에의 원자력 개발위험 보상금 부과 주체와 세액

과세부담 주체	세액
Tihang 원자력 발전소 주변의 Huy 지자체	2,960,000유로/년 추가발전설비용량에 따라 증가
Tihang 원자력 발전소 주변의 다른 지자체	851,834.87유로/년
지자체 소방부서	740,000유로

자료: eurelectric, 2014.

다. 스페인

1968년에 처음으로 원자력 발전을 시작한 스페인에는 현재 7개의 원자력 발전용 원자로가 운영 중이다. 벨기에의 원자력 발전량은 세계에서 11번째이고 전력생산에서 원자력 발전이 차지하는 비중은 19.7%이다. 스페인은 2011년까지 집권했던 사회주의 정부에서 원자력 반대 정책을 펼친 결과, 원자력 발전소의 신규건설을 하지 않고 원자력 발전 원자로의 40년 면허증 기간이 완료되면 폐쇄할 예정이었다. 그러나 2011년 국회에서 원자력 발전 원자로의 운영기간을 40년으로 제한하는 조항을 삭제하였으며, 2012년 산업계에서는 면허증 기간을 20년 연장해 달라고 요청하였다. 이러한 산업계의 요청과 원자력 발전에 우호적인 정치적 분위기로 인해 원자력 발전 원자로의 만료를 연장해 주는 추세이다.

〈표 V-4〉 스페인 원자력 발전 원자로 현황과 폐쇄 예정 연도

원자력 발전 원자로	설비용량 (MWe)	도입 연도	상업적 운영연도	소유자(%); 운영자	면허증 만료
Almaraz 1	947(1015)	1981	1981	Iberdrola 53%, Endesa 36%, Union Fenosa 11%; CNAT	2020. 6.
Almaraz 2	956	1983	1984		2020. 6.
Asco 1	996	1983	1984	Endesa (100%); ANAV	2021. 10.
Asco 2	992	1985	1986	Endesa (85%); ANAV	2021. 10.
Cofrentes	1063	1984	1985	Iberdrola (100%); Iberdrola	2021. 3.
Trillo 1	1003	1988	1988	Iberdrola (48%); CNAT	2014. 11.
Vandellos 2	1045	1987	1988	Endesa (78%); ANAV	2020. 7.
Total (7)	7002				

자료: World Nuclear Association, 2014.

2012년 말에 통과된 「지속가능한 에너지법(Energy Sustainability Act 15/2012)」은 정부의 재정결핍을 해결하기 위해 도입되었다. 스페인의 전력

요금 규제는 전기요금을 낮은 수준으로 동결하여 전력을 생산하기 위해 사용된 비용조차 회복하기 어려운 수준이었다. 또한 1998년에 도입된 신재생 에너지보조금(feed in tariff)은 엄청난 규모의 재정문제를 야기하게 되었다. 신재생에너지 보조금이 전체 국가전력시스템 비용 200조유로의 절반을 차지할 정도가 되었지만 전기요금에 대한 규제는 점차 높아져 가는 신재생에너지 비용을 감당하기 어렵게 하였다. 신재생에너지에 대한 보조금은 2012년 90조유로, 2013년 93조유로에 달했다(WNA, 2014). 이러한 문제를 극복하기 위하여 「지속가능한 에너지법」에서는 네 개의 환경세를 신설하였고 소비세의 과세범위를 확대하였다. 첫 번째 세금은 전기생산가치에 대해 부과하는 것으로 모든 전력발전회사의 소유자는 7%의 세금을 정부에 납부해야 한다. 두 번째 세금은 수력발전에 부과되는 것이며 나머지 두 개의 세금은 원자력 발전에 부과하는 것이다. 전기생산가치에 대한 세금(Tax on the value of the production of electricity energy)은 전기생산으로 인해 발전소 소유주에게 지불해야할 금액의 7%에 해당하는 금액을 과세하고 있다. 이 세금은 발전원의 종류에 상관 없이 모든 전기발전사업자에게 부과되는 세금이다.

원자력 발전에 부과되는 두가지 세금은 첫째, 원자력 발전으로 인한 사용 후 핵연료 및 방사능 폐기물의 생산에 대한 세금과 두 번째, 원자력 발전으로 인한 사용 후 핵연료 및 방사능 폐기물의 저장에 대한 세금이다. 첫 번째 세금은 원자력 발전에 사용된 핵연료와 폐기물이 원자력 발전 원자로에서 영구적으로 제거된 양에 대해 부과하는 것이고 두 번째 세금은 발전소에 임시로 저장된 사용 후 핵연료와 방사성 폐기물에 대해 부과하는 것이다.

〈표 V-5〉 스페인의 원자력 발전 폐기물에 부과되는 세금

(단위: 유로)

구분	종류	세율
사용후 핵연료와 방사성 폐기물 생산세	사용후 핵연료, 고준위 방사성 폐기물	2,190/kg of heavy metal
	중·저준위(medium and low) 방사성 폐기물	6,000/m ³
	저준위(very low) 방사성 폐기물	1,000/m ³
사용후 핵연료와 방사성 폐기물 저장세	사용후 핵연료	70/kg of heavy metal
	그외 고준위 방사성 폐기물	30,000/m ³
	중·저준위(medium and low) 방사성 폐기물	10,000/m ³
	저준위(very low) 방사성 폐기물	2,000/m ³

자료: Eurelectric, 2014.

Rozas, 2014.

스페인은 원자력 발전 폐기물 처리에 소요되는 비용을 충당하기 위하여 기존에도 네 가지의 부담금을 부과하고 있었다. 새로운 세금의 도입으로 동일한 목적으로 부과되던 기존의 부담금에도 조정이 있을 것으로 기대되었으나 아직까지 부담금도 이전과 동일하게 부과되고 있다(Rozas, 2014).

이외에도 지역별로 지역 내에 위치한 환경영향을 유발하는 발전시설에 대해 지방세의 형태로 세금을 부과하고 있는데 원자력 발전소와 수력 발전소, 그 외 발전소에 대해 모두 부과하고 있다. 세율도 발전원 종류에 따라 세율을 부과하거나 배출하는 오염물질의 종류에 따라 각각 다르게 과세하고 있다.

라. 스웨덴

스웨덴은 1972년에 원자력 발전을 시작하였으며 현재 10개의 원자력 발전 원자로가 전체 전력의 42.7%를 생산하고 있다. 1980년에 정부는 원자력 발전을 점차 줄여나가기로 결정했으나 2010년 6월에 국회는 이러한 정책을

반대하는 표결을 하였다. 1997년 스웨덴의 에너지 정책은 1980년에 계획했던 원자력 발전 폐쇄의 기간을 연장할 것을 결정하였다.

스웨덴은 원자력 발전에 많은 세금을 부과하고 있다. 현재 원자력 발전에 부과하는 세금은 약 0.67유로/kWh에 해당하는데 이는 원자력 발전의 운영비용의 약 1/3에 해당한다.

1990년대 말 정부는 원자력 발전에 원자력세(Nuclear Tax)를 매월 5514SEK/MWh로 부과하기 시작하였는데 이는 약 2.8~3.0ore/kWh(약 0.30~0.32유로/kWh에 해당)하는 것으로 원자력 발전이 다른 발전원보다 가격경쟁력이 저하되도록 하였다. 이 세금은 2006년 1월에 10,200SEK/MWh(약 0.6유로/kWh에 해당)으로 인상되어 이전보다 거의 두배로 증가하였다. 2008년에는 24% 증가하여 12,684SEK/MWh이 되었으며 전체 40조SEK에 해당하는 세입을 거두었다. 이는 4.35억 유로에 해당하며 즉 0.67유로/kWh에 해당한다. 이는 스웨덴 전체 원자력 발전 운영비용의 1/3에 해당하는 금액이다. 2007년 이전에는 전기 발전량에 비례하여 부과하였지만 2008년 이후로는 원자력 발전 설비 용량에 대하여 부과하고 있다(WNA, 2014; Eurelectric, 2014).

마. 독일

독일의 원전 연료세(nuclear fuel rod tax)는 독일의 원자력 발전소 폐쇄정책의 변화로 인해 도입되었다. 독일은 2022년까지 원자력 발전소 17기를 완전히 폐쇄한다는 정책을 고수하였으나 2010년 이러한 방침을 바꿔 원전 17기의 폐쇄시기를 평균 12년 연장하는 대신 원전 연료세를 납부하도록 하였다. 원전 연료세는 2011년 1월부터 부과되어 왔으며, 원자로에 장전된 핵연료를 과세 대상으로 하여 2016년 1월까지 부과될 것이다. 구체적으로, 독일 내 상업용 원자력 발전 원자로에서 사용되는 핵연료 중 플루토늄 239, 241, 우라늄 233, 235에 대해 1그램당 145유로(196달러)로 원전 연료세를 과세하였다. 독일은 2011년~2016년에 걸쳐 합계 138억유로의 원전 연료세를 부과하였으며 매년 23억유로의 세입을 거둘것으로 예상된다. 그러나 다수의 독일 원자력 발전 사업자가 여러 독일 법원들에 원전 연료세의 합법성에 대해

소송을 제기하고 납부액의 환불을 요청하고 있으며 현재 이에 대한 소송이 진행 중이다(한국과학기술정보연구원, 2013; 한국원자력산업회의 2010).

바. 헝가리

헝가리는 1982년에 원자력 발전을 시작하였으며 현재 Paks 원자력 발전소가 운영하는 4개의 원자로를 운영하고 있다. 헝가리는 전체 발전의 50.7%를 원자력 발전에 의존하고 있으며 헝가리 정부는 원자력 발전의 확대에 매우 적극적인 입장을 취하고 있다. 헝가리 국회는 2개의 원자로를 추가로 건설하기로 결정하였으며 추가 원자로는 2023년 이후 운영에 들어가게 된다. 헝가리는 1998년에 원자력 발전의 사용 후 핵연료와 방사성 폐기물의 처리와 저장비용을 마련하기 위하여 원자력 발전에 부담금을 부과하고 있다. 부담금은 중앙 원자력 재정 기금(Central Nuclear Financial Fund)으로 쌓이게 되고 핵연료, 방사성 폐기물의 관리와 처리에 소요되는 비용을 지불하게 된다. 정부소유기관인 'Public Limited Company for Radioactive Waste Management (PURAM)'에서 폐기물 관리와 처리를 모두 담당하고 있으며 이 기금의 사용을 주관하고 있다.

부담금의 효율은 핵연료와 방사성 폐기물의 관리 및 처리에 소요되는 모든 비용을 충당할 수 있도록 결정되고 있고 2012년에 Paks 원자력 발전소는 19,329.4MHUF(약 6.44억유로)를 부담금으로 납부하였다.

사. 일본

일본은 국세인 전원개발 촉진세에서 전력에 대해 과세하고 있으며 지방세인 핵연료세 및 사용 후 핵연료세에서 지역에 위치한 원자력 발전소의 핵연료 사용량에 과세하고 있다. 핵연료세는 1976년 후쿠이현에서 처음 도입되었고 2012년 현재 13개 도부현에서 핵연료세, 핵연료물질 등 취급세로 부과하고 있으며 2개시에서는 별도로 사용 후 핵연료세를 부과하고 있다(최병호 외, 2013). 핵연료세와 관련세의 도입 취지는 원자력 발전소가 위치한 지역

에 대해 생활 환경의 정비나 민생안정 대책비용을 확보하는 것이 주된 목적이다. 핵연료세가 도입되던 1970년대 후반에는 세율이 핵연료가격의 5%정도였으나 이후 점차 증가하여 2012년에는 핵연료가격의 8.5%에서 13%의 세율로 부과되고 있다.

〈표 V-6〉 일본의 핵연료세 개요(2012년 4월 기준)

과세 종목	지자체	최초 과세연도 (세율)	세율	비고
핵연료세	후쿠이	1976(5%)	① 핵연료가격의 8.5% ② 45,750엔/천kW(3개월간)	2011년부터 원자로 설치·운영에 대해 과세함
	후쿠시마	1977(5%)	증가할 10%, 종량할 8,000엔/kg	
	에히메	1979(5%)	핵연료가격의 13%	
	사가	1979(5%)	핵연료가격의 13%	
	시마네	1980(5%)	핵연료가격의 13%	
	시즈오카	1980(5%)	핵연료가격의 13%	
	가고시마	1973(7%)	핵연료가격의 12%	
	미야기	1983(7%)	핵연료가격의 12%	
	니이가타	1984(7%)	핵연료가격의 14.5%	
	홋카이도	1988(7%)	핵연료가격의 12%	
이시가와	1992(7%)	핵연료가격의 12%		
핵연료 등 취급세	이바라기	1978(5%)	① 핵연료가격의 13% ② 46,000엔/kg ③ 1,219,000엔/m ³ ④ 1,219,000엔/本 ⑤ 81,100엔/m ³ ⑥ 3,900엔/m ³	1999년부터 핵연료세에서 핵연료 등 취급세로 변경하면서 과세 대상을 4개로 확대, 2011년부터 6개로 확대함
	아오모리	2004(10%) (당면 12%)	① 19,100엔/kg ② 9,000엔/천kW(3개월간) ③ 핵연료가격 13% ④ 19,400엔/kg ⑤ 1,300엔/kg(8,300엔/kg) ⑥ 27,500엔/m ³ ⑦ 845,400엔/本	2004년 4개 과세 대상으로 출발, 현재 7개로 확대함

자료: 日本總務省, 「地方税の概要」, <http://mext-atm.jst.go.jp/atomica>, 최병호·이근재(2013), p.64에서 재인용

각 전력회사들로 구성되는 전기사업연합회에 따르면, 9개 전력회사가 지불한 핵연료세는 2010년도에 총 242억엔, (후쿠시마 사고가 발생해 원전 가동이 멈춘)2011년도에 총 59억엔, 2012년도에는 67억엔이었다.

아. 프랑스

프랑스는 원자력 발전이 프랑스 전체 전력의 73.3%를 공급하고 있는 대표적인 원자력 발전 의존도가 매우 높은 국가이다(IAEA, 2014). 프랑스는 원자력 발전에 대하여 두가지 세금을 부과하고 있다. 첫 번째는 원자력 시설 설치에 대한 세금(Tax on nuclear installations)이고 두 번째는 설치가 완료된 발전시설에 대한 세금(Tax on installed electric power)으로 매년 1월 1일 기준으로 설치 완료된 발전소에 대해 부과한다. 원자력 시설 설치에 대한 세금은 원자력 발전소 건설이 공시된 날부터 시설 설치가 완료된 기간까지 부과된다. 2006년에 세가지의 세금이 원자력 시설 설치에 대한 세금에 추가되었는데, 연구세(Research Tax), 부과세(Accompaniment tax), 기술방송세(Technological broadcasting tax)가 여기에 해당한다. 2011년에는 방사능과 원자력 안전 기구(Institute for radiation and nuclear safety)를 재정지원하기 위해 또 다른 새로운 세금이 추가되었다.

설치가 완료된 발전시설에 대한 세금은 모든 종류의 발전원에 대해 부과되며 발전원별로 세율을 각각 적용한다. 원자력 발전소에 대해서는 50MW 이상의 설비용량을 갖춘 발전소에 대해 kW당 2.913유로를 부과하고 있다. 원자력 발전소에 대해 세금을 부과하기 시작한 것은 2010년부터이다.

〈표 V-7〉 프랑스의 원자력 발전 관련 세금

세금 종류		부과대상 및 추가세금	세율
원자력 시설 설치 세금		원자력 발전소 건설이 공시된 날부터 시설 설치가 완료된 기간까지 부과	3,583M€ × 계수(1~4) * 계수는 종류와 발전량에 따라 결정됨
	연구세, 부과세, 기술방송세		0.28M€ × 원자로 수 × 계수 (2012년엔 7.87)
	원자력 안전기구 재정지원세		380k€/원자로 × 계수 (2012년엔 1.65)
완료된 발전시설 세금		50MW 이상의 원자력, 열 발전소	2.913€/kW
		100kW 이상의 신재생 발전소	7€/kW
		100kW 이상의 수력 발전소	2.913€/kW
		육지 풍력 발전소	14.113 €/kW

자료: Eurelectric, 2014.

프랑스는 지난 대선에서 원자력 발전비율의 축소를 공약으로 내 걸었으며, 이에 따라 2013년 12월 프랑스 정부는 이 비율을 2025년까지 50%로 낮추고 이를 신재생 에너지 및 에너지효율 개선조치로 대체할 것을 다시 확인하였다. 정부의 원자력 발전소 축소정책 및 에너지 효율 개선, 신재생 에너지 비용충당을 위해 많은 자금이 필요하며 이를 위해 원자력 발전소 수익금 및 이산화탄소 배출에 대해 세금을 부과함으로써 충당하겠다는 계획이다. 따라서 향후 원자력 발전소에 대한 세금이 추가로 도입될 것으로 예상된다.

2. 원자력세 도입 방안에 대한 시나리오 분석

가. 연료(우라늄) 과세

원자력 발전에 대해 과세하는 방법은 크게 두 가지로 나누어 생각해볼 수 있는데, 첫째, 발전 연료인 우라늄에 대해 직접 과세하는 방법과 둘째, 원자

력 발전으로 생산된 전력에 대해 과세하는 방법이다.

원자력 발전의 연료인 우라늄에 대해 직접 과세하는 경우 우라늄 단위무게에 대해 과세하는 방법과 우라늄 가격의 일정 비율을 세율로 정하도록 하는 방안을 고려할 수 있다. 아래 표에서 보는 것과 같이 원자력 발전용 우라늄의 수입량과 수입단가는 매년 꾸준히 증가하는 추세이며 전체 수입액도 증가하고 있다. 2012년에는 2011년보다 수입량이 줄어들면서 전체 수입액도 6억 9천 5백만달러로 감소하였다.

〈표 V-8〉 원자력 발전용 우라늄 수입량

(단위: 톤 U, 백만달러, 백만달러/톤 U)

연도	수입량 A	수입액 B	평균 수입단가 C=B/A
2005	714	286	0.40
2006	737	339	0.46
2007	823	489	0.59
2008	883	729	0.83
2009	913	722	0.79
2010	824	615	0.75
2011	907	807	0.89
2012	748	695	0.93

자료: 『에너지통계연보 2013』.

본 보고서에서는 우라늄 단위가격의 일정 비율을 세율로 정하는 방법을 우선적으로 고려해 보기로 한다. 즉, 우라늄의 수입단가에 대해 20%, 40%, 60%, 80%, 100%를 세율로 설정하는 것이다. 우라늄의 2012년 평균 수입단가인 954,231원/kg의 20%를 세율로 설정한다면, 우라늄에 대한 세율은 190,846원/kg이 될 것이다. 우라늄 수입단가의 40%, 60%, 80%, 100%로 세율을 설정하는 경우에는 세율은 각각 381,693원/kg, 572,539원/kg, 763,385원/kg, 954,231원/kg으로 점차 올라가게 될 것이다. 각각의 세율을 적용할 때, 세율을 수입단가의 20%로 하면 전체 세수는 1,428억원이 될 것으로 예

상되며, 40%, 60%, 80%, 100%로 할 때는 각각 2,855억원, 4,283억원, 5,710억원, 7,138억원이 될 것으로 예상된다.

하지만 원자력 발전 비용에서 원료인 우라늄의 구입비가 차지하는 비중(10.2%)²²⁾이 크지 않기 때문에, 원자력 발전 과세를 통한 전기가격의 실질적인 상승이 이루어지도록 우라늄에 대한 세율을 정하려면, 상당히 높은 수준의 세율로 설정해야 한다는 문제점이 있다. 독일의 원전 연료세의 경우 연료 1g당 145유로를 부과하고 있어 환산할 경우 아래 세율보다 훨씬 높은 수준에서 세율이 결정되고 있음을 알 수 있다.

〈표 V-9〉 원자력 발전용 우라늄에 대한 직접 과세 시나리오(2012년 기준)

(단위: 톤, 백만원, 원/kg)

수입량 A	수입액 B	평균 수입단가 C=B/A	세율 D	세수(백만원) E=D×A
748	713,765	954,231	(수입단가의 20%) 190,846	142,753
			(수입단가의 40%) 381,693	285,506
			(수입단가의 60%) 572,539	428,259
			(수입단가의 80%) 763,385	571,012
			(수입단가의 100%) 954,231	713,765

주: 2012년 수입액 6억 9천 5백만달러를 2014.7.25. 기준환율 1,027.00원/달러로 환산
자료: 『에너지통계연보 2013』.

나. 원자력 발전 전기 과세

원자력에 과세하는 두 번째 방법은 원자력 발전으로 생산된 전력에 대해 직접 과세하는 방법이다. 연도별로 원자력 발전량, 발전 비율, 거래단가 등의 추이를 2005년 이후 2012년까지 살펴보면 전력 공급에서 원자력 발전이 차지하는 비율은 점차적으로 감소하고 있어 2005년에는 전체 발전량에서 원자력 발전이 차지하는 비율이 40.3%에 달했지만 2012년에는 29.5%로 감소

22) 고경민·정범진, 2012.

하였다. 원자력 발전량과 전력 거래량도 2005년 이래로 소폭의 상승만 있었으며, 원자력 거래 단가는 2005년의 39.41원/kWh에서 2012년 39.61원/kWh으로 소폭 증가하였다. 이 기간 동안의 물가상승률을 고려한다면 원자력 거래단가는 실질적으로 하락한 것이라고 볼 수 있다.

〈표 V-10〉 원자력 발전량, 거래량, 구입액 및 단가

(단위: GWh, %, 백만원, 원/kWh)

연도	발전량 합계 A	원자력 발전량 B	원자력 발전 비율 C=B/A	원자력 전력 거래량 D	원자력 구입액 E	원자력 거래단가 F=E/D
2005	364,639	146,779	40.3	140,367	5,532,000	39.41
2006	381,181	148,749	39.0	142,115	5,456,000	38.39
2007	403,125	142,937	35.5	137,040	5,400,000	39.40
2008	422,355	150,958	35.7	144,255	5,642,000	39.11
2009	433,604	147,771	34.1	141,123	5,030,000	35.64
2010	474,660	148,596	31.3	141,894	5,633,000	39.70
2011	496,893	154,723	31.1	147,763	5,793,000	39.20
2012	509,574	150,327	29.5	143,548	5,686,000	39.61

자료: 『에너지통계연보 2012』.

원자력 발전에 과세하는 세율을 결정하는 데 있어서는 유연탄 세율 설정에 활용되었던 열량기준지표(세율/석유환산계수)를 활용할 수 있다. 발전기준 전력의 석유환산계수는 0.211이며, 이를 이미 세율이 존재하는 다른 에너지원인 LNG, 등유, 중유의 실행 세율에 적용하여 동일 열량을 기준으로 한 전력의 세율을 계산하면 각각의 경우에 전력의 세율은 11원/kWh, 23원/kWh, 4원/kWh으로 계산된다.

본 보고서에서는 이 중에서도 LNG의 열량기준지표를 활용한 세율 11원/kWh을 원자력 발전의 기본 세율로 하고, 기본 세율의 30% 범위로 설정할 수 있는 탄력 세율을 감안하여 하한 탄력 세율 8원/kWh과 상한 탄력 세율 14원/kWh을 함께 고려하도록 한다.

〈표 V-11〉 열량기준 전력 세율 설정

(단위: 원, 원/kWh)

열량기준	실행 세율 A	석유환산계수 B	세율/계수 C=A/B	전기 석유환산계수 (발전 기준) D	전기세율 E=C×D
LNG	60	1,178	51	0,211	11
등유	90	0,820	110	0,211	23
중유	17	0,936	18	0,211	4

자료: 「에너지법」, 에너지관리공단 홈페이지, 「세법」.

LNG 열량기준 세율을 적용하여 원자력 발전에 대한 세율을 설정한 후, 각각의 세율을 설정했을 때 예측되는 세수입을 전망하기 위하여 2012년 원자력 발전량에 대해 세율을 곱하여 세수입을 전망한 결과는 아래 표에서 보는 바와 같다. 원자력 발전량에 대해서 기본 세율 11원/kWh로 과세하는 경우, 세수입이 약 1조 6,536억원일 것으로 예상된다. 하한 탄력 세율 8원/kWh로 원자력 발전량에 과세하면 1조 2,026억원의 세수입이 예상되며 상한 탄력 세율 14원/kWh를 적용할 경우 2조 1,046억원의 세수입을 예상할 수 있다.

원자력 발전에 대한 과세가 필요하다는 의견은 최근 에너지세계 개편안에 대한 다양한 논의에서도 제안되고 있다(시장경제연구원, 2013; 박원석, 2013). 기후정의세²³⁾에 대한 법안 발의에서 제시된 원자력 발전에 대한 과세율은 2.5원/kWh~7.5원/kWh으로 제시되고 있으며 시장경제연구원의 보고서(2013)에서는 16.55원/kWh의 세율을 제안하고 있다. 이러한 세율을 적용하여 세수에 대한 예상 수입을 계산해보면 적게는 3,758억원에서 2조 4,879억원으로 나타나고 있다.

23) 박원석 의원실, 2013

〈표 V-12〉 원자력 발전 과세 세수 전망(2012년 발전량 기준)

(단위: 원/kWh, GWh, 백만원)

		세율 A	원자력 발전량 B	세수 C=A*B
LNG 기준 열량과세	기준	11	150,327	1,653,597
	탄력 하한	8		1,202,616
	탄력 상한	14		2,104,578
기후 정의세 (2013)	목표치 10%	2.5		375,818
	목표치 20%	5		751,635
	목표치 30%	7.5		1,127,453
시장경제연구원 (2013)		16.55		2,487,912

자료: 「2013년 한전통계속보」, 시장경제연구원(2013), 박원석(2013).

3. 소결

이상에서는 원자력 과세 방안에 대한 시나리오를 연료에 대한 과세와 원자력 발전에 대한 과세라는 두 가지로 분석해 보았다. 원자력 연료에 대한 과세는 발전연료에 대한 직접 과세라는 측면에서 다른 발전연료와의 과세 형평성을 제고한다는 장점이 있다. 하지만 과세의 실효성을 높이기 위해서는 과세율을 매우 높게 설정해야 한다는 점과 원자력 발전 시스템의 특성상 수입되는 연료의 양과 발전으로 직접 소비되는 양이 일정 기간 내에는 직접적으로 일치하지 않는다는 단점이 있다. 반면, 원자력 발전량에 대해 과세하는 방법은 발전연료에 대해서는 간접적인 과세이기 때문에 다른 발전연료 과세 방법과는 차이가 있다. 하지만 실제 발전되는 양에 대한 과세이기 때문에 원자력 발전에 대해서는 직접적인 과세가 될 수 있다.

앞서 분석된 두 가지 방법의 상세 안에 대한 시나리오를 종합하여 보면 각각의 세율을 적용했을 때에 아래 표에서 보는 바와 같은 전력시장 거래단가의 인상을 예측할 수 있다. 물론 원자력에 대한 과세가 거래가격으로 전

부 반영된다는 가정 하에서 이러한 거래단가의 인상이 발생할 것이다.

원자력 연료에 과세하는 경우 수입단가의 20%, 40%, 60%, 80%, 100%를 세율로 설정할 경우 원자력 발전의 거래단가는 현재의 39.61원/kWh에서 각각 2.4%, 4.8%, 7.2%, 9.6%, 12.0% 높아질 것이다. LNG의 열량기준으로 환산하여 원자력 발전에 과세하는 경우 탄력 하한인 8원/kWh, 기본세율 11원/kWh, 탄력 상한인 14원/kWh을 적용한다면 각각의 경우에 원자력 발전 거래 단가는 현재의 거래 단가보다 20.2%, 27.8%, 35.3% 증가할 것으로 예상된다.

〈표 V-13〉 발전연료 과세로 인한 전력시장 구입단가 변동(2012년 기준)

(단위: 원/kg, 원/kWh, %)

	세율	원자력 발전 전력시장 거래단가 A	추가단가 B	구입단가 인상 비율 B/A
원자력 연료 과세	(수입단가의 20%) 190,846	39.61	0.95	2.4
	(수입단가의 40%) 381,693		1.90	4.8
	(수입단가의 60%) 572,539		2.85	7.2
	(수입단가의 80%) 763,385		3.80	9.6
	(수입단가의 100%) 954,231		4.75	12.0
원자력 발전 과세	(탄력 하한) 8		8.00	20.2
	(기본 세율) 11		11.00	27.8
	(탄력 상한) 14		14.00	35.3

자료: 「전력통계속보」, 2013년 6월.

「에너지통계월보」, 2013.7.

VI. 종합 분석 및 시사점

1. 에너지세제 종합 시나리오의 구성과 방법

본장에서는 앞서 개별적으로 살펴보았던 발전용 유연탄 과세와 원자력 과세를 종합하여 살펴보고, 개별 발전연료 과세를 전기소비세로 전환했을 경우에 대하여 각각의 세율과 전기요금 변동, 세수의 변동에 대해서 분석하고자 한다. 각각의 시나리오에 대한 과세방안은 다음 표에서 볼 수 있는 바와 같이 구성하였다. 우선 첫 번째 시나리오 A는 유연탄과 원자력발전 연료인 우라늄에 동시에 과세하는 방안으로 유연탄에 30원/kg, 수입되는 우라늄에 954원/g의 세율로 과세하는 방안이다. 두 번째 시나리오 B는 유연탄에는 동일하게 과세하지만 원자력에 대해서는 원자력 발전량에 대하여 11원/kWh의 세율로 과세하는 방안이다. 시나리오 C와 D는 발전 연료에 과세하는 대신 전기에 대한 소비세를 도입하는 방안이다. 이 경우에는 유연탄과 원자력에 과세하지 않고 대신 전기에 대한 소비세만을 부과하도록 한다. 시나리오 C와 시나리오 D는 각각 시나리오 A와 B를 세수중립적으로 전기 소비세로 전환했을 경우 부과되는 전기 소비세율을 적용하기로 하며 전력 판매량에 과세하는 것으로 한다. 시나리오 A의 유연탄과 우라늄에 과세하였을 때 발생하는 추가 세수 변동분을 전기 판매량으로 나누어 전기 판매량에 대한 추가 단가 변동을 구할 수 있으며 이를 전기에 대한 소비세율로 활용하고자 한다. 이와 같이 세수가 변하지 않도록 고정시켜 놓고 각각의 시나리오에 적합한 전기 소비세율을 계산하면 시나리오 C의 경우 판매되는 전기에 대하여 6.62원/kWh의 세율이 산정되었고, 시나리오 D에는 8.63원/kWh의 세율이 산정되었다.

〈표 VI-1〉 에너지세제 시나리오 구성

	시나리오 구성	과세 대상 에너지원			과세방법
		유연탄	원자력	전기	
시나리오 A	유연탄 30원/kg과 우라늄 996원/g의 세율로 과세	30원/kg	우라늄 954원/g		유연탄 소비량에 과세, 우라늄 수입량에 과세
시나리오 B	유연탄 30원/kg, 원자력 발전 11원/kWh의 세율로 과세	30원/kg	원자력 발전 11원/kWh		유연탄 소비량에 과세, 원자력 발전량에 과세
시나리오 C	시나리오 A에 대한 세수 중립적인 전기소비세	-		6.62원 /kWh	전력판매량에 과세
시나리오 D	시나리오 B에 대한 세수 중립적인 전기소비세	-		8.63원 / kWh	전력판매량에 과세

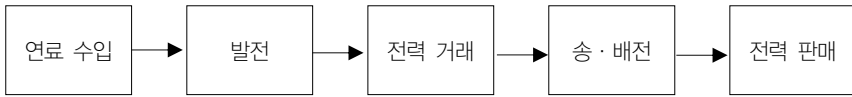
에너지세제 부과가 전력요금에 미치는 영향을 분석하기 위해서는 우선 전력의 생산 및 판매 단계에 대한 이해가 필요하다. 전력생산을 위해 필요한 에너지원이 수입된 후 각 에너지원별로 발전소에서 발전이 이루어지고, 발전소에서 생산된 전력은 한국전력거래소에서 거래가 이루어진다. 구입된 전력은 송·배전을 통해 생산자에게서 소비자로 이동하고 이를 통해 전력판매가 이루어진다. 따라서 연료에 부과하는 세제는 연료의 수입과 소비 단계에서 추가 비용으로 발생하며, 발전량에 부과하는 세제는 발전비용에 추가된다. 전기 소비세와 같이 판매하는 전력에 부과하는 세제는 전력 생산과 판매의 최종 단계인 전력 판매단계에 전부 추가된다.

2. 전력 생산 및 판매 단계와 전기요금 변동 과정

본 시나리오에서는 연료에 부과된 세제로 인한 추가비용이 발전비용에 전부 반영되고, 추가된 발전비용이 전력 거래단가에 100% 반영된다는 가정 하에 분석을 진행하고자 한다. 또한 전력 거래단가의 변동분이 전력 판매가격

에도 100% 전가된다는 것을 가정하고 있다. 시나리오의 종합 분석을 위해 사용된 자료는 각각의 시나리오를 일관성 있게 비교하기 위해 2012년 자료를 사용하였다.

[그림 VI-1] 전력 생산 및 판매 단계



전력 거래는 크게 전력시장에서 이루어지는 전력 거래와 PPA(Power Purchase Agreement) 계약에 의해 이루어지는 거래로 나누어진다. 원자력, 유연탄, 무연탄, 석유류, 천연가스, 복합, 수력 등 대규모 발전 전력은 전력 시장을 통해 거래가 이루어 지고, 복합화력, 구역전기, 바이오, 태양광 발전은 PPA 사업자로부터 구입한다. 아래 표에서 보는 바와 같이 전력시장을 통해 구입하는 양은 2013년 기준 47만 9,287기가와트이며 PPA 사업자에게서 구입하는 양은 1만 6,892기가와트로 전력시장을 통해 구매하는 비율이 96.6%에 달한다. 전력시장에서 거래되는 전력은 전력 구입단가가 88.23원/kWh로 매우 싼 반면에 PPA 사업자를 통해 구매하는 전력의 구입단가는 187.1원/kWh로 매우 높은 편이다.

〈표 VI-2〉 전력 구입과 전력 판매(2008~2013년)

(단위: MWh, 원/KWh)

	전력구입						전력판매	
	전력시장 구입		PPA 구입		합계		전력 판매량	전력판매 단가
	전력 구입량	전력구입 단가	전력 구입량	전력구입 단가	전력 구입량	전력구입 단가		
2008	392,430,651	68.5	12,389,202	179.86	404,819,853	71.91	385,070,137	78.76
2009	405,689,921	66.47	9,476,411	159.1	415,166,332	68.58	394,474,637	83.59
2010	440,863,017	73.29	14,228,337	154.27	455,091,354	75.82	434,160,228	86.12
2011	462,356,727	79.69	14,638,439	172.78	476,995,166	82.54	455,070,261	89.32
2012	471,799,913	90.32	17,400,164	186.7	489,200,078	93.75	466,592,949	99.1
2013	479,286,615	88.23	16,892,263	187.1	496,178,878	91.6	474,848,580	106.33

자료: 한국전력공사, 『한국전력통계』, 2014, p. 112.

전력의 구입단가의 변동으로 인한 전기 판매요금 영향을 산정하는 것은 좀 더 복잡한 과정이 필요하다. 현재 전기요금은 원가의 변동을 반영하여 총괄원가를 보상하는 수준에서 이루어지는 것을 원칙으로 하고 있으나 전기 요금의 변동은 정부와 협의 과정을 거쳐 이루어지고, 실제 요금의 변동 시기와 요금의 수준은 상당히 경직되어 있어 총괄원가를 적시에 충분히 반영하고 있다고 보기 어렵기 때문이다.

전기요금을 산정하는 기본 원칙은 전기 공급에 소요된 취득원가 기준에 의한 총괄원가를 보상하는 수준에서 결정하는 것이다. 전기요금 산정을 위한 총괄원가 산정방법은 「전기사업법 시행령」 제7조 제2항에 의거하여 「전기요금 산정을 위한 적정원가 및 적정이윤의 기준 등에 관한 세부사항을 규정한 발전사업 세부허가 기준, 전기요금 산정기준, 전력량계 허용오차 및 전력계통 운영업무에 관한 고시」(산업통상자원부 고시 제2014-82호, 2014.5.21)에 따라 산정하고 있다. 이상의 고시 내용을 정리하면 다음과 같이 요약할 수 있다.

총괄원가는 적정 원가와 적정 투자보수로 이루어지며 적정 원가는 영업비

용, 법인세, 영업 외 손익을 포함하고 있다. 이 중에서 영업비용은 매출원가와 판매비, 관리비로 이루어지며 전력 구입비용이 매출원가에 포함된다. 따라서 유연탄과 원자력에 과세하는 경우 세금으로 인한 추가비용이 100% 전가된다면 이는 전력 구입비용을 통해 매출원가에 반영되고 결과적으로 총괄원가에 반영된다고 가정할 수 있다.

〈표 VI-3〉 전기요금 산정을 위한 총괄원가 산정 방법

-
- 총괄원가 = 적정원가 + 적정투자보수
 - 적정원가 = (영업비용 + 법인세 + 영업 외 손익)
 - 영업비용 = 매출원가 + 판매비 + 관리비
 - 적정 투자보수 = 요금기저 × 적정 투자보수 비율
-

3. 시나리오 분석 결과

에너지세제 부과로 인해 변동되는 전력가격을 산정하기 위해서 우선 에너지원에 부과되는 세제로 인해 추가되는 비용을 계산하였다. 추가되는 비용(C)은 에너지원별 세율(A)에 과세 대상에 따라 소비량/수입량/발전량(B)을 곱하여 계산할 수 있다. 추가되는 비용이 전력시장에서 거래되는 전력단가에 전부 반영된다고 가정하면, 추가되는 비용(C)을 전력시장에서 거래되는 거래량(D)으로 나눠주면 각 단위 전력당 추가되는 전력 거래단가(E)를 계산할 수 있다. 이렇게 추가된 전력시장 거래단가(E)를 기존의 전력시장 거래단가(F)와 합산하면 새롭게 변동된 전력시장 거래단가(G)를 산정할 수 있다. 전력시장 거래단가의 변동 비율은 추가된 전력시장 거래단가(E)를 기존 전력시장 거래단가(F)로 나누면 계산이 가능하다. 이와 같은 과정을 거쳐 에너지세제를 부과했을 때 발전과 거래단계에서 추가되는 단가를 계산하면 아래 표와 같다.

유연탄과 우라늄에 동시에 과세하는 시나리오 A는 30원/kg과 954원/g으로 부과했을 때 추가되는 비용이 각각 2조 3,741억원과 7,137억원이다. 이 추가되는 비용은 전력시장 거래단가를 유연탄 발전 전력은 12.86원/kWh, 원자력 발전 전력은 4.75원/kWh를 추가하게 되어 기존의 전력거래단가를 각각 79.20원/kWh와 44.36원/kWh로 상승시킨다. 시나리오 A의 세율을 적용했을 때 유연탄 발전 전력의 거래단가는 19.4% 인상되고 원자력 발전의 거래단가는 12.0% 인상된다.

유연탄과 원자력 발전에 동시에 과세하는 시나리오 B는 유연탄에 30원/kg과 원자력 발전에 11원/kWh로 부과했을 때 추가되는 비용이 각각 2조 3,741억원과 1조 6,536억원이다. 이 추가되는 비용은 전력시장 거래단가를 유연탄 발전 전력은 12.86원/kWh, 원자력 발전 전력은 11.0원/kWh를 추가하게 되어 기존의 전력거래단가를 각각 79.20원/kWh와 50.61원/kWh로 상승시킨다. 시나리오 B의 세율을 적용했을 때 유연탄 발전 전력의 거래단가는 19.4% 인상되고 원자력 발전의 거래단가는 27.8% 인상된다. 시나리오 B를 시나리오 A와 비교했을 때 유연탄 발전에는 차이가 없지만 원자력 발전에는 시나리오 B의 세율이 두 배 정도 높다는 것을 알 수 있다.

전력 판매량에 과세하는 시나리오 C와 D는 전력 생산 및 판매의 맨 마지막 단계인 전력 판매단계에서 부과되기 때문에 전력의 발전 및 거래 단계에서는 전기 소비세 부과가 영향을 미치지 않는다.

〈표 VI-4〉 에너지세제 시나리오별 전력시장 거래단가 변동

(단위: 백만원, GWh, 원/kWh, %)

	세출		소비량/ 수입량/ 발전량 (2012년)	추가비용	전력 시장 거래량	거래 단가 상승분	전력 시장 거래 단가	전력 시장 변동 거래 단가	거래 단가 변동 비율
	에너지원	A	B	C=A*B	D	E=C/D	F	G=E+F	H=E/F
시나리오 A	유연탄 (원/kg)	30	79,136 (천톤)	2,374,080	184,604	12.86	66.34	79.20	19.4
	우리늄 (원/g)	954	695 (Million USD)	713,765	143,548	4.75	39.61	44.36	12.0
시나리오 B	유연탄 (원/kg)	30	79,136 (천톤)	2,374,080	184,604	12.86	66.34	79.20	19.4
	원자력 (원/kWh)	11	50,9574 (GWh)	1,653,597	143,548	11.00	39.61	50.61	27.8
시나리오 C	전기 (원/kWh)	6.62							
시나리오 D	전기 (원/kWh)	8.63							

주: 모든 자료는 2012년 기준임

자료: 한국전력통계, 『2014, 2013 에너지 통계연보』.

시나리오에 따라 에너지세제를 부과했을 때 세수의 변동과 전기요금에 미치는 영향을 분석하기 위하여 시나리오 A와 B는 발전 단계에서 세금부과로 인해 추가된 비용이 전기요금의 전력 구매비용에 100% 반영된다고 가정하였다. 또한 전력 구매비용의 변동분이 전기요금 산정을 위한 총괄원가에 100% 반영되고, 원가보상률(총수입/총괄원가)이 100%라는 가정하에 총괄원가가 판매수입과 동일하다고 가정하였다. 이럴 경우 전기요금의 변동분은 총괄원가의 추가분을 전체 판매량으로 나눈 금액이 될 것이다. 시나리오 C와 시나리오 D는 판매되는 전력에 부과하는 전기 소비세만 있으므로 세제의 부과가 전력 판매요금이 결정된 후에 추가되는 방법으로 전기요금의 변동을 산정하였다.

시나리오 A와 B에서 유연탄과 원자력에 부과된 세금은 에너지원별 전력 거래단가에 반영된다. 유연탄 발전 전력과 원자력 발전 전력의 전력시장 구입단가가 인상된다면 그 인상분(C)만큼 에너지원별 전력 비율에 따라 전체 전력 구입단가가 인상(D)될 것이다. 전력 거래시장에서 전력 구입단가의 인상분(E)은 전체 구매전력량 중에서 전력시장에서 구입되는 전력량의 비율만큼 최종 전력단가(J)에 영향을 미칠 것이다.

유연탄과 우라늄에 동시에 과세하는 시나리오 A의 세율을 적용했을 때 전력시장 거래단가는 유연탄 발전 전력은 12.86원/kWh, 원자력 발전 전력은 4.75원/kWh를 추가하게 되어 결과적으로 전력시장에서 거래되는 전력 거래단가를 6.48원/kWh 인상시킨다. 이는 결과적으로 전력 구입단가를 6.25원/kWh 인상시키게 된다. 유연탄과 원자력 발전에 동시에 과세하는 시나리오 B의 세율을 적용했을 때 전력시장 거래단가는 유연탄 발전 전력은 12.86원/kWh, 원자력발전 전력은 11원/kWh를 추가하게 되어 결과적으로 전력시장에서 거래되는 전력 거래단가를 8.38원/kWh 인상시킨다. 이는 결과적으로 전체 전력 구입단가를 8.08원/kWh 인상시키게 된다.

전력 판매량에 과세하는 시나리오 C와 D는 전력 생산 및 판매의 맨 마지막 단계인 전력 판매 단계에서 부과되기 때문에 전력의 거래 및 구입 단계에서는 전기 소비세 부과가 영향을 미치지 않는다.

〈표 VI-5〉 에너지세제 시나리오별 전력 구입단가 변동

(단위: 원)

	세율	전력 시장 거래 단가	추가 단가	전력시장 전력 거래 단가 변동	전력 구입단가 변동분	전력 구입단가	전력 구입 단가 변동 비율	변동 전력 구입 단가	
	A	B	C	$D=C^*$ 에너지원별 거래량 비율	$E=D^*$ 전력 시장 구입 비율	F	$I=E/F$	$J=E+I$	
시나리오 A	유연탄 (원/kg)	30	66.34	12.86	6.48	6.25	93.75	6.70%	100
	우라늄 (원/g)	954	39.61	4.75					
시나리오 B	유연탄 (원/kg)	30	66.34	12.86	8.38	8.08	93.75	8.60%	101.83
	원자력 (원/kWh)	11	39.61	11					
시나리오 C	전기 (원/kWh)	6.62							
시나리오 D	전기 (원/kWh)	8.63							

주: 모든 자료는 2012년 기준임

자료: 한국전력통계, 『2014, 2013 에너지 통계연보』.

발전연료와 전기에 에너지세제를 부과할 경우 발생하는 전기요금의 변동을 산정하기 위하여 우선 각 시나리오별로 새로운 에너지세제의 부과로 인해 추가되는 비용(B, C)을 산정하였다. 그리고 앞장에서 설명한 바와 같이 이러한 추가비용이 총괄원가에 100% 반영된다는 가정을 활용하여 각 시나리오별로 추가되는 금액을 전기 판매량(D)으로 나누어 전기 판매단가의 변동분(F)을 계산하였다. 그리고 이 인상분을 기존의 판매단가에 반영하여 새로운 전기 판매단가(G)를 계산하였다. 그리고 시나리오의 각 단계별로 추가되는 비용은 에너지세제 부과로 인해 신규로 발생하는 세수이므로 각 에너지원별 추가비용을 합산하여 각 시나리오별 세수를 계산하였다.

유연탄과 우라늄에 과세하는 시나리오 A를 적용한다면 전기요금은 6.62

원/kWh이 증가될 것이며 이는 기존 전기요금을 6.7% 인상하는 것에 해당한다. 시나리오 A를 적용했을 때 추가되는 세수는 유연탄 과세로 인한 2조 3,741억원과 우리늄 과세로 인한 7,138억원을 합한 3조 878억원에 이를 것이다. 유연탄과 원자력 발전에 과세하는 시나리오 B를 적용한다면 전기요금은 8.63원/kWh원이 추가될 것이며 이는 기존 전기요금을 8.7% 인상하는 것에 해당한다. 시나리오 B는 시나리오 A보다 원자력 발전에 대한 세율이 좀 더 높게 책정되었기 때문에 세수 역시도 시나리오 A보다 큰 것으로 나타났다. 시나리오 B를 적용했을 때 추가되는 세수는 유연탄 과세로 인한 2조 3,741억원과 원자력 발전 과세로 인한 1조 6,536억원을 합한 4조 277억원에 이를 것이다.

〈표 VI-6〉 에너지세제 시나리오별 세수와 전기요금 변동

		세율	연료/ 발전단계 추가비용	판매단계 추가비용	전기 판매량	전기판 매단가	전기판 매단가 변동	변동전 기판매 단가	세수
		A	B	C	D	E	F	G=E+F	
시나리오 A	유연탄 (원/kg)	30	2,374,080		466,593	99.1	6.62 (6.7%)	105.72	3,087,845
	우리늄 (원/g)	954	713,765						
시나리오 B	유연탄 (원/kg)	30	2,374,080				8.63 (8.7%)	107.73	4,027,677
	원자력 (원/kWh)	11	1,653,597						
시나리오 C	전기 (원/kWh)	6.62		3,087,845			6.62 (6.7%)	105.72	3,087,845
시나리오 D	전기 (원/kWh)	8.63		4,027,677			8.63 (8.7%)	107.73	4,027,677

주: 1. 모든 자료는 2012년 기준임

2. 세율, 전기판매단가, 전기판매단가 변동, 변동 전기판매 단가: 원/kWh

3. 연료/발전단계 추가비용, 판매단계 추가비용, 세수: 백만원

자료: 한국전력통계, 『2014, 2013 에너지 통계연보』.

전기에 직접 과세하는 시나리오 C와 D는 시나리오 A와 B를 세수 중립적으로 적용하는 것이기 때문에 시나리오 A와 B의 세수와 동일하며, 전기요금 변동 폭도 6.7%와 8.7%로 동일하다. 그러나 아래 표에서 보는 바와 같이 시나리오 A와 B는 발전 단계에서 과세되지만 시나리오 C와 D는 판매 단계에서 과세되기 때문에 전기요금 변동에 대한 확실성에서 큰 차이가 발생한다. 시나리오 C와 D는 전기요금 결정이 이루어진 후 맨 마지막 단계에서 추가되기 때문에 과세하는 세율이 그대로 100% 전기요금 인상으로 실현된다. 그러나 시나리오 A와 B는 과세 단계 이후로 복잡한 전력 생산 및 판매의 단계를 거치면서 비용전가가 얼마나 이루어질지에 대해 확실히 단언하기 어렵다. 현재와 같이 전력 거래시장이 계통한계가격에 따라 전력 거래가격이 결정되는 구조하에서는 유연탄과 원자력에 과세를 하여 추가 비용이 발생한다고 하더라도 유연탄과 원자력의 거래단가가 가장 낮기 때문에 추가 비용이 전력거래 가격에 100% 반영되기는 어려운 구조이다. 설사 전력 거래가격에 100% 반영된다고 하더라도 현재 전기요금 결정구조와 방법으로는 추가되는 비용이 전기요금에 전부 반영되기는 매우 어렵다. 실제 전기요금의 원가보상률이 100%를 유지하였던 적은 거의 찾아보기 어려우며 특히 공공요금을 낮게 유지하는 물가안정정책 등으로 인하여 전기요금의 인상이 지연되어 왔고 따라서 전기요금의 원가보상률이 충분히 달성되지 못하고 있다. 또 전기요금이 용도별로 세분화되어 있고 누진제와 복잡한 요금할인제도 등으로 인하여 실제 소비자가 지불하는 전기요금은 매우 다양하기 때문에 추가비용이 반영된다 하더라도 실제 소비자가 요금 인상을 체감하는 정도는 각각 다르게 나타난다. 따라서 발전연료 과세로 인한 전기요금 인상이 가격 신호로 소비자의 수요를 조절하기에는 너무나 많은 불확실성의 단계를 거쳐야 한다는 단점이 있다.

반면 전기에 직접 과세하는 시나리오 C와 D의 경우 전기 판매에 부과하기 때문에 전기요금에 바로 100% 반영된다는 특징이 있다. 따라서 전기요금 인상에 대해 정확한 예측이 가능하며 가장 직접적인 효과를 기대할 수 있다.

4. 물가파급 효과

여기서는 발전용 유연탄세와 원자력세 등의 도입이 소비자 물가에 어떠한 영향을 미치는지 살펴본다. 이를 위해, 본 연구에서는 한국은행에서 제공하고 있는 산업연관표를 사용하고자 한다. 산업연관표는 국민 경제를 여러 산업부문으로 나누고 각 산업부문에서의 투입(input), 산출(output), 그리고 각 산업부문 간에 거래된 재화와 서비스의 전체 흐름을 보여준다(한국은행, 2009). 이러한 산업연관표는 특정 품목의 가격이 변화하였을 때, 이것이 경제 전반에 어떠한 영향을 미치는지 분석하는 데 유용하게 사용된다. 분석을 위해 전기 생산에 투입되는 수력, 화력, 원자력, 기타 발전의 가격이 에너지 세제로 인해 평균적으로 일정 비율(예: 5%) 증가한다고 가정하고 이러한 가격 증가가 소비자 물가지수에 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. 이를 위해서는 산업연관표와 소비자 물가지수의 코드매칭이 필요하다. 즉, 산업연관표의 품목과 소비자 물가의 전체품목을 품목별 가중치를 반영하여 대응시키는 작업이 필요하다. 보다 정확하게 코드매칭을 위해, 본 연구에서는 가장 세분화된 403 산업부문에 대한 산업연관표를 사용하였다.²⁴⁾ 여기서는 가격 변동률 모형을 이용하며, 이 모형의 식은 다음과 같다.²⁵⁾

$$\dot{P}^d = (I - A^d)^{-1} (A^m \dot{P}^m + A_s^d \dot{P}_s^d + A_s^m \dot{P}_s^m + \dot{V})$$

여기서 주요 변수들의 설명은 다음과 같다:

- \dot{P}^d : 국산품 가격 변동률(%) 행렬
- A^d : 국산품 투입계수 행렬
- P^d : 국산품 가격 행렬
- A^m : 수입품 투입계수 행렬
- P^m : 수입품 가격 행렬

24) 본 연구에서는 2009년 기준 산업연관표를 사용하고 있다.

25) 보다 구체적인 모형설명은 한국은행(2009, pp.137~148)을 참조하기 바란다.

- A_s^d : 가격이 변동된 국산품에 대한 투입계수 행렬
- P_s^d : 국산품에 대한 변동된 가격 행렬
- A_s^m : 가격이 변동된 수입품에 대한 투입계수 행렬
- P_s^m : 수입품에 대한 변동된 가격 행렬
- \dot{V} : 부가가치 변동률(%)

전력가격 인상이 물가에 어떠한 영향을 미치는지 분석하기 위해, 본 연구는 수입품 가격 및 부가가치의 변동이 없다고 가정하였다. 이 가정을 위의 식에 적용하면 다음과 같다.

$$\dot{P}^d = (I - A^d)^{-1} (A_s^d \dot{P}_s^d)$$

또한, 다음과 같은 시나리오들을 설정하고 각 시나리오별로 전력요금 인상에 따른 물가상승효과를 추정하였다.²⁶⁾

- 전력요금이 에너지가격 인상으로 5% 증가하였다.
- 전력요금이 에너지가격 인상으로 8% 증가하였다.
- 전력요금이 에너지가격 인상으로 12% 증가하였다.
- 전력요금이 에너지가격 인상으로 15% 증가하였다.

전력요금 인상으로 인한 상품의 가격 변동률을 계산하고 이 추정치에 소비자물가 지수의 가중치를 반영하여 물가상승효과를 추정하였다. 각 시나리오별 물가상승효과는 <표 IV-7>에 제시되어 있다. 시나리오 분석 결과를 살펴보면, 전력요금이 5%, 8%, 12%, 15% 인상될 경우, 소비자물가 지수는 각각 0.112%, 0.180%, 0.269%, 0.337% 상승 압력을 받는 것으로 보인다.

26) 본 연구는 수력, 화력, 원자력, 기타 발전의 가격 인상이 전력요금 인상에 온전히 반영되었다고 가정하고 시나리오 분석을 수행하였다.

〈표 IV-7〉 소비자물가 상승효과

(단위: %)

시나리오		물가 변동률
시나리오 1	전력요금 5% 인상	0.112
시나리오 2	전력요금 8% 인상	0.180
시나리오 3	전력요금 12% 인상	0.269
시나리오 4	전력요금 15% 인상	0.337

앞절의 종합 시나리오에서 분석한 바에 따르면, 시나리오에 따라 전기 요금이 평균적으로 약 6.7%에서 8.7% 정도 인상될 유인이 발생하는 것으로 전망된다. 그러므로 이에 따른 물가상승률의 변화는 약 0.15%p에서 0.19%p에 이를 것으로 예상된다. 예를 들어, 연간 물가상승률이 2%라면, 전기요금 조정에 따라 물가상승률이 2.15 ~ 2.19%로 상향 조정될 가능성이 있는 것이다.

5. 소결

본장에서는 에너지세 과세방안에 대해 네 가지 시나리오를 만들어 각각의 예측 결과를 산출하였다. 시나리오 A는 유연탄에 30원/kg에 과세하고 원자력 발전연료인 우라늄에 직접 954원/g을 과세하는 방안이며, 시나리오 B는 유연탄에는 앞 시나리오와 동일하게 30원/kg에 과세하지만, 원자력 발전에 대해서는 원자력 발전량에 대하여 11원/kWh로 과세하는 것이다. 시나리오 C와 D는 전기에 대해 과세하고 있으며 각각의 세율은 시나리오 A와 B를 적용했을 때 발생하는 세수와 동일하게 전기 과세로 인한 세수가 발생하도록 세수중립적으로 정하였으며, 각각 6.62원/kWh와 8.63원/kWh로 설정하였다.

시나리오 A와 B는 전기의 발전단계에서 발전 에너지원에 직접 과세하는 방안으로 발전 에너지원 간의 세금부담 형평성을 제고할 수 있어 발전원의

구성에 영향을 미칠 수 있다. 그간 유연탄과 원자력은 발전연료의 70% 정도를 차지하여 왔으나 과세의 대상이 아니어서 가스나 유류와 같은 다른 발전 에너지원과 과세의 대상이 아니어서 가스나 유류와 같은 다른 발전 에너지원과 과세하는 방안은 앞서 지적하였던 바와 같이 복잡한 전력 거래시장의 가격 결정방식과 전기요금 결정방식의 경직성으로 인해 새로운 과세로 인한 추가 비용이 전기요금 인상에 어떻게 영향을 미칠지 정확히 예측하기 어렵다는 불확실성이 존재한다. 즉, 정부가 발전 연료에 과세하여 발전 사업자들이 더 세금을 부담한다고 하더라도 이를 반영하여 전기가격을 충분히 인상하지 않는다면, 발전연료에 대한 과세만큼 전기요금의 인상이 발생하지 않을 것이다. 따라서 전기요금 인상을 통해 소비자나 기업에게 전기 수요를 조절하도록 충분한 가격신호를 보낼 수 없는 것이다. 그러나 시나리오 A와 B처럼 여러 발전 에너지원에 대해 개별적으로 과세하는 방안은 에너지원에 따라 세율을 차별적으로 설정할 수 있고 이러한 장점을 활용하여 발전 효율이 높은 에너지원에 대해 세금 부담을 경감하여 발전 과정에서 에너지원의 효율적인 사용을 유도할 수 있다는 장점이 있다.

반면 시나리오 C와 D에서 전기 소비 단계에서 전기에 직접 과세하는 방안은 과세하는 세율이 그대로 전기요금 인상으로 나타난다는 확실성이 있다. 따라서 기존의 과도한 전기 수요를 관리하기 위해 전기가격 인상을 목적으로 에너지 과세를 실시한다면 시나리오 C와 D처럼 전기에 직접 과세하는 방법이 더욱 확실한 효과를 기대할 수 있을 것이다. 또한 전기가격 인상으로 전력 수요를 줄이고자 한다면 전기에 대한 가격 인상폭이 높은 시나리오 B와 D가 전력 수요관리 측면에서는 좀 더 효과적일 수 있다. 이러한 경우 정부가 전기에 대한 소비세율을 조정함으로써 전기의 최종 소비자가격에 영향을 미칠 수 있고, 소비자와 기업에게도 직접적으로 가격신호를 보내 전기 수요를 조절하도록 관리할 수 있기 때문이다. 하지만 전기소비세 제도의 단점은 전기를 생산하는 발전 과정에서 에너지를 효율적으로 전환하는 에너지원에 대해 다른 에너지원에 비해 더 큰 실효 세부담이 가중될 수 있다는 데 있다. 즉 생산된 전기에 대해 일정한 세율로 세금이 부과되기 때문에, 발

전 효율이 높아 동일한 열량을 사용하여 더 많은 전기를 생산하는 에너지원에 대해 더 많은 세금이 부과되는 것이다. 마찬가지로 동일한 에너지를 사용하더라도 더 효율적인 발전 시설을 갖추고 있다면 더 많은 전기를 생산하게 되고 따라서 더 많은 세금이 부과될 것이다. 그러므로 전기 소비세를 정부가 조세정책을 통해 소비자와 기업에게 바로 전기 수요를 조절하도록 가격신호를 보낼 수 있다는 장점이 있지만, 발전 효율이 높은 에너지원이나 발전시설에 대해 세금부담이 가중될 수 있어 발전 과정에서 에너지원의 효율적인 사용을 유도하기 어렵다는 단점이 있다.

이러한 전기요금의 인상은 소비자 물가를 포함한 국민경제에 다양한 영향을 미친다. 앞 장에서는 산업연관표를 활용한 전기요금의 인상이 물가에 미치는 영향을 분석하였다. 예를 들어, 전력요금이 각각 5%, 8%, 12%, 15%만큼 인상될 경우, 소비자 물가지수는 각각 0.112%, 0.180%, 0.269%, 0.337%씩 상승 압력을 받는 것으로 나타났다. 에너지과세 종합 시나리오에 따라 전기요금이 평균적으로 약 6.7%에서 8.7% 정도 인상될 경우, 이에 따른 물가상승률의 변화는 약 0.15%p에서 0.19%p에 이를 것으로 예측되었다. 그러나 전기요금의 인상은 전력 수요를 줄이지만 이로 인한 효과는 본 분석에 포함하지 못하였다. 전기요금 조정으로 인한 다양한 산업연관효과는 다음 연구에서 분석할 계획이다.

참고문헌

- 고경민·정범진, 「원자력의 경제성: 쟁점 검토와 해결 과제」, 『에너지경제연구』, 제11권 제2호, 2012. 9.
- 국세청, 『개정세법해설』, 2014.
- _____, 『국세통계연보』, 각 연도.
- 기획재정부, 『2013년도 부담금운용종합보고서』, 2014.
- 산업통상자원부·에너지경제연구원, 『에너지통계연보』, 각 연도.
- 안전행정부, 『지방세정연감』, 각 연도.
- 에너지경제연구원, 『중기에너지수요전망(2012~2017)』, 2013.
- 한국은행, 『2009년 산업연관표』, 한국은행, 2011.
-
- 김승래·김지영, 『녹색성장 세제의 설계와 경제적 효과: 탄소세 도입을 중심으로』, 한국조세재정연구원, 2010. 12.
- 에너지정의행동·박원석 의원실, 「일본의 핵연료세·사용후 핵연료세 현황과 시사점」, 2013. 12.
- 전병목·성명재·전영준, 『탄소세와 에너지과세의 조화방안』, 한국조세재정연구원, 2012. 12.
- 최병호·이근재·김필현, 『사용후핵연료 저장에 대한 지방세과세가능성 연구』, 한국지방세연구원, 2013. 11.
- 한국과학기술정보연구원, 「독일법원, 유럽 사법재판소에 원전 연료세에 대한 예비판결 요청」, 『글로벌동향브리핑』, 2013. 12. 6.
- 한국원자력산업회의, 「독일의회, 원전 연장운전 위한 탈원자력정책 개정안 가결」, 해외동향, 2010. 11.
- 한국자동차산업협회, 「한국의 자동차산업」, 각 연도.

- 한국전력공사, 『제83호 (2013년) 한국전력통계』, 한국전력공사, 2014. 5.
- 허경선·성명재·김승래, 『친환경에너지세제 개편을 위한 주요 쟁점 분석 및 세입·세출 개선방안 수립 연구』, 녹색성장위원회 연구용역 보고서, 2012. 2.
- 허경선, 「에너지 세제개편 논의: 원자력과 전기 과세를 중심으로」, 『재정포럼』, 한국조세재정연구원, 2014. 2.
- 현대경제연구원, 「원전의 ‘드러나지 않는 비용」, 현대경제연구원 현안과 과제, 2012.
- 홍성훈·강성훈, 『석탄세 및 전기 소비세 부과 기준 국제비교 연구』, 한국조세재정연구원, 2014.
- 홍성훈·허경선, 『에너지 가격체계 합리화에 대한 연구: 조세정책을 중심으로』, 한국조세재정연구원, 2013.

- Advani, Arun, Bassi Samuela, Bowen Alex, Frankhause, Sam, Johnson Paul, Leicester, Andrew, Stoye, George, *Energy Use Policies and Carbon Pricing in the UK*, Institute for Fiscal Studies, 2013.
- Eurelectric, *Taxes and Levies on Electricity in 2012*, 2014.
- Eurelectric, *TFiscal Flash Electricity 2013: Developments in Tax Policies Relevant to the European Electricity Industry in 2013*, 2013.
- International Atomic Energy Agency, Power Reactor Information System (PRIS), <http://www.iaea.org/PRIS/home.aspx>, 2014.
- International Energy Agency, *Energy Prices and Taxes*, 1st Quarter 2014.
- Jose A. Rozas, “Taxation on Nuclear Waste in Spain,” *International Journal of Environmental Protection and Policy* 2(2), 2014, pp. 96~103.
- Nucnet, “Electrabel To ‘Reconsider’ Nuclear After Belgium Tax Ruling,” <http://www.nucnet.org/all-the-news/2014/07/23/electrabel-to-reconsider-nuclear-after-belgium-tax-ruling>, 2014. 7. 23.
- OECD, *Taxing Energy Use: A Graphical Analysis*, OECD Publishing, 2013.
- Ramsey, Frank, “A Contribution to the Theory of Taxation,” *Economic*

Journal, 37, 1927, pp. 47~61.

World Nuclear Association, “Nuclear Power in Belgium,”

<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Belgium/>, 2014. 7.

국가법령정보센터(<http://www.law.go.kr>)

국가통계포털(<http://kosis.kr/>)

EPSIS 전력통계정보시스템(<https://epsis.kpx.or.kr/>)

에너지세제 및 공공요금체계 조정의 경제적 효과

홍 성 훈 · 강 성 훈 · 허 경 선

본 보고서에서는 총에너지세수입이 중립적인 발전용 석탄세 및 원자력세 도입방안을 검토한다. 아울러 이를 전기 소비세와도 비교한다. 개별 에너지세제 조정 시나리오에서는 세율 설정, 세수입, 에너지원별 가격변동, 물가영향 등을 분석한다. 석탄세 도입 시나리오에서는 열량 또는 이산화탄소 배출량을 기준으로 세율을 설정하는데, 시나리오에 따라 발전용 유연탄에 대한 세율이 킬로그램당 30원에서 97원까지 다양하게 분포한다. 원자력세 도입 시나리오에서는 연료인 우라늄에 과세하는 것과 원자력 발전으로 생산한 전기에 과세하는 것을 함께 분석한다. 2012년 평균 우라늄 수입단가를 기준으로, 수입단가의 100%로 세금을 부과한다면 세율은 그램당 약 954원이 되고, 세수입은 약 7천 1백억원이 될 것으로 보인다. 한편 천연가스의 세율을 기준으로 천연가스 열량과 전기 열량에 비례하도록 전기의 세율을 산정하면 킬로와트시당 11원이 되고, 세수입은 2012년 원자력 발전량을 기준으로 약 1조 7천억원이 될 것으로 보인다. 이상에서 검토한 석탄세와 원자력세를 함께 도입하면 전기요금에 평균적으로 약 6.7~8.7% 상향 조정되어야 하며, 이에 따라 물가상승률은 약 0.15%p에서 0.19%p 정도 증가할 것으로 예상되었다.

Energy Taxation and Electricity Pricing in Korea

Sunghoon Hong · Sung Hoon Kang · Kyoungsun Heo

We analyze energy tax reform scenarios to introduce coal and nuclear taxes in Korea. These scenarios are set to respect tax revenue neutrality and to adjust tax rates on various energy sources with respect to their energy content or carbon emission. We also examine scenarios to introduce an electricity consumption tax. In the coal-tax scenarios tax rates are set from KRW 30 to 97 per kilogram of bituminous coal used for electricity. In the nuclear-tax scenarios tax rates are set at KRW 954 per gram of uranium or at KRW 11 per kilowatt-hour of electricity generated by nuclear power plants. If both coal and nuclear taxes are introduced, electricity prices are expected to be adjusted upward by 6.7 to 8.7 percent on average, and in terms of the consumer price index, inflation rate will be shifted by 0.15 to 0.19 percentage point.

■ 저자약력

홍 성 훈

서울대학교 경제학부 졸업
미국 Vanderbilt University 경제학 박사
현, 한국조세재정연구원 부연구위원

강 성 훈

한양대학교 경제학과 졸업
미국 Michigan State University 응용경제학 박사
현, 한국조세재정연구원 부연구위원

허 경 선

서울대학교 생물교육학과 졸업
미국 Indiana University 행정학 박사
현, 한국조세재정연구원 부연구위원

자료 수집 및 정리

이은경 한국조세재정연구원 전문연구원
허윤영 한국조세재정연구원 전문연구원
이 슬 한국조세재정연구원 연구원

연구보고서 14-07

에너지세제 및 공공요금체제 조정의 경제적 효과

발	행	2014년 12월 31일
저	자	홍성훈 · 강성훈 · 허경선
발	행	인 옥동석
발	행	처 한국조세재정연구원
주	소	339-007 세종특별자치시 한누리대로 1924
전	화	(044)414-2114(代)
홈	페이지	www.kipf.re.kr
등	록	1993. 7. 15. 제21-466호
정	가	6,000원
조	판 및 인쇄	(주)정인&D (02)3486-6791~6
I	S B N	978-89-8191-737-1 93320
