

RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도 도입을 고려한 전기요금변화에 관한 연구

논 문

58-4-8

A Study on the Change in Production Costs and Electricity Tariffs with the Introduction of Renewable Portfolio Standard

홍희정* · 한석만** · 김발호†

(Hee-jung Hong · Soek-man Han · Bal-ho Kim)

Abstract - Recently, Korea government decided to introduce RPS (Renewable Portfolio Standard) mechanism which requires electricity providers to gradually increase the amount of renewable energy sources such as wind, solar, bioenergy, and geothermal. As a consequence, it is expected that the long-term fuel mix would be changed to result in more expensive production and the increased production costs would be distributed to the rate payers via electricity tariffs. This paper presents the change in long-term fuel mix in year 2020 with the four RPS scenarios of 3%, 5%, 10% and 20%, and the methodologies for collecting the increased production costs through new tariff schedule. The studies on long-term fuel mix have been carried out with the GATE-PRO (Generation And Transmission Expansion PROgram) optimization package, a mixed-integer program developed by the Korea Energy Economics Institute and Hongik university. Three methodologies for distributing the production costs to the rate payers have also been demonstrated.

Key Words : RPS, Production Costs, Electricity Tariffs

1. 서 론

우리나라의 대체에너지 보급은 선진국에 비하여 상당 수준 뒤떨어져있다. 특히 신재생에너지의 발전량은 전체 발전량의 1.08% 수준으로 선진국에 비해 미약한 실정이다[1]. 신재생에너지는 지속가능한 에너지 공급체계를 위한 미래 에너지원으로서 환경 친화적이며, 무제한 공급 및 재생이 가능한 에너지원이다. 이러한 신재생에너지는 초기투자비용이 큰 단점이 있으나, 화석에너지의 고갈문제와 환경문제에 대한 핵심 해결방안이라는 점에서 정부는 신재생에너지에 대한 과감한 연구개발과 보급정책 등을 추진하고 있다.

앞으로 정부는 신재생에너지 공급비율을 2011년까지 5%로 확대하는 것을 목표로 설정하였고, 현재 신재생에너지 발전에 대한 발전차액지원제도를 시행하고 있다[2]. 이는 각 전원별로 기준가격이 정해지고 보장기간을 10년 이상으로 하여 한전 및 정부의 재정적 부담을 크게 만들기 때문에, 정부가 목표를 달성하기 위해서는 발전차액지원제도만으로는 미흡한 실정이다. 그러므로 RPS 제도가 가장 효과적인 정책으로 대두되고 있다. 이는 정부가 발전사업자에게 의무량을 설정해주고, 가격은 시장에 의해 결정되기 때문에 수요가 보장되고 관련 사업이 활성화 되어 신재생에너지 이용보급이

촉진될 수 있고, 재정부담 완화의 효과가 있다. RPS가 추진될 경우 우리나라의 장기전원구성에 상당한 변화가 예상되며, 이러한 변화는 단기설비비용(급전) 패턴에 영향을 미치게 되고, 궁극적으로는 전력생산비용의 변화를 반영하는 전기요금 제도의 변화가 불가피할 전망이다.

본 연구에서는 에너지경제연구원과 홍익대학교에서 공동으로 개발한 단일모선 계통의 시스템 및 전원구성 모형인 GATE-PRO(Generation And Transmission Expansion PROgram) 모형을 이용하여 RPS 제도 도입이 국내 장기전원구성에 미치는 영향과 RPS 제도의 내용(시나리오)에 따른 발전비용의 변화가 전기요금에 미치는 영향을 분석한다. 그리고 보다 효과적이고 시장친화적인 RPS 제도 도입 및 추진에 대한 사전 분석을 실시하여, 이로 인한 전력시장에의 영향에 대한 다각적인 인식을 제공하고자 한다. 또한 RPS 도입 후 전력생산비용의 증가와 평균발전단가의 상승으로 인하여 전기요금의 변화가 있을 것을 예상하고, 현재 교차보조를 시행하고 있는 용도별 요금제의 단점을 보완하는 방법을 제안하고자 한다.

2. RPS 제도가 국내 장기 전원구성에 미치는 영향 분석

2.1 RPS 제도

RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도는 발전사업자나 판매사업자에게 발전량이나 판매량의 일정부분을 신재생에너지원으로부터 공급하도록 의무수준을 할당하고 각 사업자

* 준 회원 : 홍익대학 전기정보제어공학과 석사과정

** 정 회원 : 홍익대학 전기정보제어공학과 박사과정

† 교신저자, 정회원: 홍익대 전기정보제어공학과 부교수·공학

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

접수일자 : 2009년 2월 6일

최종완료 : 2009년 2월 26일

에게 신재생 에너지원으로부터 공급한 전력량만큼의 REC(Renewable Energy Certificate, 신재생에너지발전인증서)를 주어, 의무수준 초과분만큼의 REC를 의무수준 달성에 미달한 사업자에게 판매할 수 있도록 하는 신재생에너지 보급제도이다[3]. RPS 제도 하에서 각 사업자는 신재생에너지 인증전원으로부터 전력을 공급하거나 또는 의무수준을 초과 달성한 다른 사업자로부터 REC를 구매함으로써 자신에게 할당된 REC 목표량을 채울 수 있다. 신재생에너지 보급을 위한 제도는 크게 보아 가격규제의 발전차액지원제도와 물량규제의 RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도로 대별되는데, 발전차액지원제도는 신재생에너지 보급을 위해 정책기관이 기준가격을 설정해서 공급물량을 유도하는 방식이고, RPS 제도는 정책기관이 목표물량을 설정해 놓고 시장에서의 가격설정을 유도하는 방식이다. 규제와 시장의 관계로 설명하면 기준가격 의무구매제도인 발전차액지원제도는 신재생에너지 가격이 정책적으로 설정되면 공급물량은 이에 따라 시장에서 결정되는 반면에 쿼터제도인 RPS 제도는 목표물량이 규제에 의해 정해지면 그 물량을 달성할 수 있는 가격이 시장에서 결정되는 방식이다. 즉, 정책기관의 입장에서 볼 때 발전차액지원제도는 가격을 규제하는 방식이고 RPS 제도는 물량을 규제하는 방식이라 할 수 있다.

2.2 전원구성모형 개요

2.2.1 모형의 개념

GATE-PRO(Generation And Transmission Expansion Program) 모형은 러시아 ESI에서 제안한 ORIRES 수리기법을 적용하여 한국에너지경제연구원과 홍익대학교에 의해 프로그램으로 구현되었으며[4], 본 연구에서는 신재생에너지 전원을 고려한 설비계획 방법론 제안을 위해 GATE-PRO 모형을 이용하였다[5]. 이는 특정 목표연도에서의 최적 설비수준을 도출하는 정적 선형계획 모형으로서 계절 및 시간대별 부하를 이용한다. 또한 시간대별 부하 처리 및 다양한 제약조건 처리가 가능하고 입력자료 작성성이 상대적으로 간편하다는 장점을 갖는다. 그러나 전원개발계획의 연구대상 기간 동안의 연도별 설비계획 도출 및 설비에비율을 활용하므로 공급신뢰도 기준을 이행하기 위한 최적 설비계획 결과를 도출하기 어렵다는 단점을 갖기 때문에 기존의 WASP 모형을 병행 활용하였다.[6]

2.2.2 모형의 정식화

(1) 목적함수

특정목표 연도에서의 발전설비 운전비용과 신규 발전설비 투자비용의 합을 최소화시키는 최적 설비계획의 목적함수는 (식1)과 같다.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^I \sum_{y=1}^Y \sum_{t_y=1}^{48} C_i \tau_{i,t_y} x_{i,t_y} + \sum_{i=1}^I K_i (r + b_i) \text{ADD}_i \text{PU}_i \quad (1)$$

단, i 는 발전설비의 전원유형을 나타내며, y 는 계절을 나타내는 지수이며, t_y 는 해당 계절 내 근무일(1~24) 및 비근무

일(25~48)의 각 시간대를 나타낸다. τ_{i,t_y} 는 해당 계절 내 근무일수와 비근무일수를 나타낸다. C_i 는 i 전원유형 설비의 운전(평균연료)비용(원/kWh)을 나타낸다. K_i 는 i 전원유형 설비 증설 시 소요되는 단위용량 당 투자비(원/kW), PU_i 는 i 전원유형 설비의 단위용량(kW), r 은 투자보수율(rate of return), b_i 는 i 전원유형 발전설비의 연간 고정비율을 의미한다. 또한, x_{i,t_y} 는 결정변수로서 각각 i 전원유형 발전설비의 t_y 시간대 운전용량(kWh) 및 목표연도에서의 i 전원유형 발전설비의 신규 증설용량(kW)을 의미한다.

(2) 제약조건

안정적인 계통운영을 수행하기 위해서는 연중 최대부하가 발생하는 시점에서의 총 공급용량이 예비력을 포함한 최대 부하수요량보다 커야한다. (식2)는 이러한 제약조건을 정식화한 것으로 총 발전설비용량의 합이 최대 부하수요에 필요 예비력을 합한 값보다 커야함을 의미한다. 여기서 Peak는 최대 부하수요를 의미하고 RES는 계통의 필요예비력을 의미한다.

$$\sum_{i=1}^I \text{ADD}_i \text{PU}_i \geq \text{Peak} + \text{RES} \quad (2)$$

전력계통은 매 순간 수급균형이 이루어져야 하는 특성을 갖는다. (식3)은 수급균형 제약조건을 나타내는 것으로서 계절별 시간대별 부하에 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 합한 값과 같거나 커야한다. 이러한 제약조건은 다음과 같이 정식화 되고, 여기서 P_{t_y} 는 계절별 시간대별 부하 수요를 의미하고, x_{2,t_y}^{char} 는 t_y 시간대에서 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 나타낸다.

$$\sum_{i=1}^I x_{i,t_y} \geq P_{t_y} + x_{2,t_y}^{char} \quad (3)$$

GATE-PRO 모형에서는 전원유형에 따른 발전량은 설비의 유지·보수 등 다양한 요인을 감안하여 계절별로 제한을 가할 수 있도록 하고 있다. (식4)는 계절, 전원유형 발전설비의 이용 가능한 최대 운전용량이 설비용량에서 차지하는 비율을 나타낸다. 는 전원유형의 총 설비용량을 의미한다.

$$a_{i,y}^m X_i \leq x_{i,t_y} \leq a_i X_i \quad (4)$$

2.2.3 발전설비 자료

발전설비 관련 자료는 비신재생에너지 전원 및 신재생에너지 전원으로 구분하며, 비신재생에너지 전원에는 수력(Hydro Power Plant), 화력설비는 LNG 복합(Gas CC), 석탄화력(Coal), 석유화력(Oil)으로 구분하며, 원자력(Nuclear Power Plant), 양수(Pumped Storage Power Plant)로 구분된다. 신재생에너지 전원에는 태양광(Solar Cell), 풍력(Wind), 매립지가스(LFG), 연료전지(Fuel Cell), 소수력

(Hydro-Small)이 있다. 각 전원유형별 기존 발전설비용량은 2006년 발전설비용량을 적용하였으며, 2006년 실적자료는 제3차 전력수급기본계획을 참고하였다.[7] 또한 제3차 전력수급계획에서는 2020년의 전원별 적정 구성비가 주어졌으나, 본 연구에서는 RPS 제도 도입에 따른 전원구성비의 변화를 분석하기 위하여 제3차 전력수급기본계획에 제시된 적정 구성비를 무시하고, 전원별 최대 발전설비용량은 각각 상한 값 100,000 MW로 가정한다. 이 상한 값은 2006년의 설비용량의 총 합보다 큰 것이므로 상한 값이 무한하다고 보면 된다.

표 1 비신재생에너지 전원 발전설비 데이터 (단위:MW)
Table 1 Nonrenewable Energy Generations data (Unit:MW)

TYPE	현 설비용량	증설 가능한 최대 용량	단위설비용량
HYDRO	1,529	100,000	300
LNG	17,437	4,700	500
OIL	4,686	100,000	500
COAL	18,465	100,000	500
NUCLEAR	17,716	100,000	1,000
PSPP	3,900	100,000	300

표 2 신재생에너지 전원발전설비 데이터 (단위:MW)
Table 2 Renewable Energy Generations data (Unit:MW)

TYPE	현 설비용량	증설 가능한 최대 용량	단위설비용량
SOLAR	8	100,000	1
WIND	164	100,000	40
LFG	101	100,000	50
FUEL	0.27	100,000	1
HYDRO	45	100,000	10

비신재생에너지 전원의 발전설비 운전비용은 연료비만으로 정의한다. 표 3의 전원유형별 연료비 단가는 KPX의 자료를 반영하였다.[8] 양수 발전설비의 연료비 단가는 심야에 발생하는 양수 발전설비의 pumping을 고려하여 석탄화력 발전설비의 연료비 단가를 적용하였다. 반면에 신재생에너지 전원의 발전설비 운전비용은 연료비가 0에 가까우므로 운전유지비용만으로 정의하였다. 신재생에너지원은 각 전원 및 용량에 따라 운전유지비용이 상이하며, 2000년대 중반에 본격적으로 신재생에너지사업이 추진되었기 때문에 국내 발전사업자의 운전유지비에 대한 자료가 유효하지 않아, 2006년도에 발표된 '신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS 제도와 연계방안' 최종보고서의 각 전원별 표준 운전유지비단가를 지표로 하여 운전비용을 정의한다.[9]

표 3 비신재생에너지 전원유형별 발전설비 연료비단가
Table 3 Nonrenewable Energy fuel cost

단위	HYD.	LNG	OIL	COAL	NUC.	PSPP
원/MWh	0	86,090	83,487	18,200	3,048	18,200

표 4 신재생에너지 전원유형별 발전설비 운전비용단가
Table 4 Renewable Energy fuel cost

단위	SOLAR	WIND	LFG	FUEL	HYD.
원/MWh	10,160	4,272	17,877	6,556	8,562

2.2.4 부하 및 계절특성 자료

부하특성 자료로는 시간대별 부하를 이용하며, 매 시간대별 부하는 근무일(weekday)과 공휴일(weekend)로 구분한다. 시간대별 부하패턴은 2006년 시간대별 발전량을 바탕으로 작성하였으며, 최대부하는 제3차 전력수급계획을 토대로 수요관리 후의 값 71,810MW을 적용하였다. 전력계통은 매 순간 수급균형이 이루어져야 하는 특성을 갖기 때문에 비신재생에너지 전원의 각 계절별, 시간대별 발전량은 계절별 시간대별 부하와 양수발전을 위해 필요한 설비용량을 합한 값과 같거나 커야 한다. 신재생에너지 전원의 각 계절별, 시간대별 발전량은 계절별, 시간대별 부하와 같거나 커야 한다.

일반적으로 시간대별 수요는 각기 다르지만 계산상의 편의를 위해, 부하특성 자료는 1년을 4계절로 구분하였고, 각 계절의 주중과 주말의 대표일의 시간대별 부하를 입력 자료로 활용한다.

표 5 우리나라의 주중/주말 일수 (단위:일)
Table 5 Weekday/Wenkend days (Unit:day)

단위(일)	주중	주말
겨울	64	28
봄	63	28
여름	60	30
가을	62	30

주중(근무일) 및 주말(공휴일)일수는 우리나라의 주 5일제 시행 이후의 일수를 적용하였으며, 그 결과는 위의 표와 같다.

2.3 RPS 제도를 고려한 설비계획 방법론

2.3.1 비신재생에너지 전원의 설비계획

본 연구에서는 목표연도(2020년)의 전체 발전설비 운전비용과 신규 발전설비 투자비용 지출을 최소화하는 해와 최적 전원구성에 관한 결과를 도출한다. 전원구성 모형을 위 사례계통에 적용할 경우 설비계획 결과는 다음과 같다. 표 6은 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원의 발전설비 증설용량 및 발전기 대수를 보여준 것이다. 연료비가 저렴한 원자력발전과 수력발전설비가 경제적 우위를 갖게 되어 신규설비로서 증설되었다. 그러나 RPS 제도의 의무량이 커질수록 비신재생에너지 전원의 발전량이 줄어들었으며, 의무량이 낮을 때와, 높을 때의 수력발전 증설비율이 27.5%, 원자력발전은 50% 증설 비율이 줄어든 것을 확인할 수 있다. 이는 건설비가 비교적 비싼 수력발전과 원자력발

전설비의 설비증설 비율이 낮아짐을 알 수 있다. 또한 설비 증설계획의 감소로 비신재생에너지 전원의 총비용의 감소가 발생하였다.

표 6 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원발전 설비 증설용량 및 발전기 대수 (단위 : MW)

Table 6 Nonrenewable energy GF(E)C and unit for the introduction of RPS, in 2020

TYPE	HYD.	LNG	OIL	COAL	NUC.	PSPP
단위용량 (MW)	300	500	500	500	1,000	300
RPS 3 % 증설용량 (대수)	12,000 (40)	0	0	0	18,000 (18)	0
RPS 5 % 증설용량 (대수)	11,700 (39)	0	0	0	17,000 (17)	0
RPS 10 % 증설용량 (대수)	11,100 (37)	0	0	0	15,000 (15)	0
RPS 20 % 증설용량 (대수)	8,700 (29)	0	0	0	9,000 (9)	0

다음 그림 1은 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원의 발전설비용량에 관한 것이다. 2006년 설비량과 RPS 제도 의무량에 따른 2020년 발전설비 증설용량의 합을 나타낸 것이다. 비신재생에너지 전원은 미래 수요증가에 따른 건설비는 비싸지만 연료비가 낮은 수력, 원자력 발전의 설비 증설이 발생하였으며, 의무량이 커질수록 발전량이 증가하므로 이 두개의 전원은 설비증설 비율이 감소한 것을 알 수 있다.

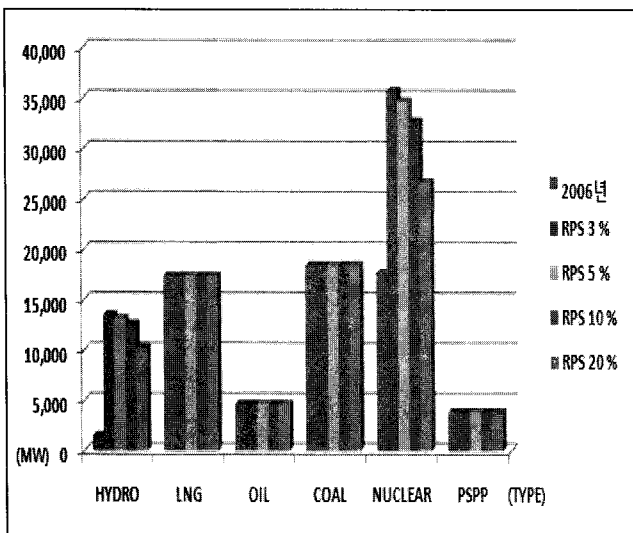


그림 1 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원 발전 설비용량

Fig. 1 Nonrenewable energy Generation capacity for the introduction of RPS, in 2020

2.3.2 신재생에너지 전원의 설비계획

본 연구에서는 목표연도(2020년)의 전체 발전설비 운전비용과 신규 발전설비 투자비용 지출을 최소화하는 해와 최적 전원구성에 관한 결과를 도출한다. 신재생에너지 전원만을 이용한 전원구성 모형을 위 사례계통에 적용할 경우 설비계획 결과는 다음과 같다. 표 7은 RPS 제도 의무량에 따른 신재생에너지 전원의 발전설비 증설용량 및 발전기 대수를 보여준 것이다. RPS 제도의 의무량이 커질수록 신재생에너지 전원 중에서 건설비가 비교적 낮은 풍력발전과 LFG발전의 설비증설이 증가되었음을 알 수 있다. 풍력발전과 LFG발전의 건설비는 비슷하나 LFG 발전의 높은 설비비용률과 큰 단위용량에 의해서 LFG발전의 설비증설이 큰 폭으로 상승하였음을 알 수 있다. 또한 현재 발전차액지원제도 하에서 가장 각광받고 있는 태양광발전은 더 이상 설비증설이 없는 것으로 보아 RPS 제도가 도입됨에 따라 다른 신재생에너지 전원에 비해 경쟁력이 떨어진다는 것을 알 수 있다.

표 7 RPS 제도 의무량에 따른 신재생에너지 전원발전설비 증설용량 및 발전기대수 (단위 : MW)

Table 7 Renewable energy GF(E)C and unit for the introduction of RPS, in 2020

TYPE	SOLAR	WIND	LFG	FUEL	HYD.
단위용량 (MW)	1	40	50	1	10
RPS 3 % 증설용량 (대수)	0	40(1)	3,600 (72)	0	0
RPS 5 % 증설용량 (대수)	0	160 (4)	6,050 (121)	0	0
RPS 10 % 증설용량 (대수)	0	480 (12)	12,200 (244)	0	0
RPS 20 % 증설용량 (대수)	0	1,080 (27)	24,550 (491)	0	0

다음 그림 2는 신재생에너지 전원의 2006년 설비량과 RPS 제도 의무량에 따른 2020년 발전설비 증설용량의 합을 나타낸 것이다. 풍력, LFG의 설비증설이 도출 되었으며, RPS 3 %와 RPS 20 %일 때의 설비증설 용량은 약 6배 이상 증가한 것으로 볼 수 있으며, 신재생에너지 전원 중 풍력발전, LFG발전의 설비 비중이 높은 것을 알 수 있다. 하지만 풍력발전의 경우 발전시설을 건설하기 위한 지리적인 한계가 있고, LFG발전 또한 현재 잠재량을 알 수 있는 자료가 없으므로 이 두 가지 전원 모두 이러한 한계는 고려하지 않는다. 또한 우리나라에 존재하는 발전설비는 동일한 기술적, 경제적 특성을 갖는 것으로 가정하였을 경우의 GATE-PRO 모형에 의한 목표연도(2020년)의 각 전원 유형별 설비용량이다.

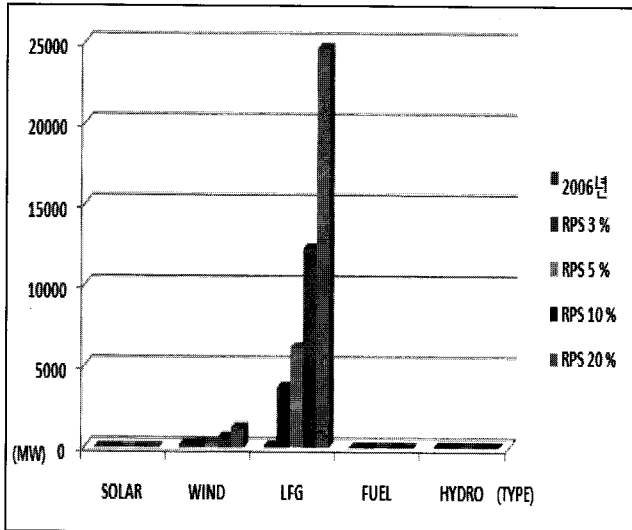


그림 2 RPS 제도 의무량에 따른 신재생에너지 전원 발전설비용량

Fig. 2 Renewable energy Generation capacity for the introduction of RPS, in 2020

3. RPS 제도가 국내 전기요금 변화에 미치는 영향 분석

3.1 국내 전기요금 체계

현행 우리나라의 전기요금체계는 전기를 사용하는 용도에 따라 주택용, 일반용, 산업용, 교육용, 농사용, 가로등의 6가지 종별로 구분하여 운영하고 있으며, 종별 전기공급비용, 에너지정책 등 여러 가지 요인이 반영되어 종별 간 요금수준에 차이가 있다. 이는 부하형태가 유사한 소비부문으로 구분된 용도별 전기사용패턴에 따라 종별 전기공급비용의 차이가 발생되며, 전기요금이 저소득층·농어민 보호, 에너지 절약, 산업경쟁력 제고 등 국가의 각종 정책요인을 반영하고 있기 때문이다. 예를 들면, 산업용의 경우 전력손실이 적은 특고압(공급전압 154 kV 이상)으로 공급받는 고객의 비중이 높으며, 공급원가가 낮은 심야시간대의 사용량이 많은 등 부하율이 좋은 특성으로 타 종별에 비해 전기공급비용이 낮은 점이 상대적으로 저렴한 요금이 적용되고 있는 요인이다. 또한, 소비부문의 에너지 절약을 유도하기 위해 주택용과 일반용에 대하여는 상대적으로 높은 요금을 적용하고, 산업경쟁력 향상 및 농·어민 보호를 위해 산업용과 농사용에 대해서는 낮은 요금을 적용하는 등 국가정책적 요인이 반영되어 종별 간 요금수준에 차이가 발생하게 된다. 특히, 주택용 요금은 에너지 소비절약을 유도하고 동시에 저소득층을 보호하기 위해 사용량이 증가함에 따라 순차적으로 높은 단가가 적용되는 누진제를 적용하고 있으며, '74년 1차 석유파동 이후 도입된 이래 현재는 6단계 11.7배의 구조로 되어 있다.

표 8 용도별 판매단가

Table 8 Electricity Tariffs

종별	적용범위	요금체계	판매단가
주택용	주거용	6단계 누진요금제	94.78
일반용	공공, 영업용	계절별차등 (7~8월 고율) 1,000kW 이상 시간대별차등	97.68
교육용	학교, 박물관	계절별차등 (7~8월 고율)	77.20
산업용	광업, 공업용	계절별차등 (7~8월 고율) 300kW 이상 시간대별차등	64.56
농사용	농업, 어업용	단일요금 (감, 을, 병 차등)	42.45
가로등	가로, 보안등	단일요금	71.47
평균			77.85

3.2 RPS 제도 도입에 따른 전력생산비용 변화

앞에서 살펴본 결과 RPS 제도 도입에 따른 비신재생에너지 전원과 신재생에너지전원의 설비가 RPS 의무량에 따라 변화하는 것을 알 수 있었다. RPS 제도 도입에 의하여 생산자가 신재생에너지 전원을 사용하여 발전의 일정량을 생산하도록 의무화하게 되고 건설비가 비싼 신재생에너지 전원의 설비증설을 피할 수 없으므로 전력생산비용과 평균발전단가는 상승할 것이다.

표 9 RPS 제도 의무량에 따른 전력생산비용

(단위 : 조원)

Table 9 Production cost for the introduction of RPS, in 2020

RPS 의무량	3 %	5 %	10 %	20 %
비신재생에너지 비용	6.584	6.360	5.803	4.710
신재생에너지 비용	1.845	3.154	6.424	12.960
총 비용	8.429	9.514	12.227	17.670

위의 표 9는 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원과 신재생에너지 전원의 전력생산 비용을 나타낸 것이다. 비신재생에너지 전원은 RPS 제도 도입에 따라 비신재생에너지 전원의 신규설비용량 증설 비율의 감소로, 비신재생에너지 전원의 전력생산비용은 감소하였다. 하지만 신재생에너지 의무량이 증가함에 따라 투자비가 비싼 신재생에너지 전원의 발전설비의 증설로 인하여 비신재생에너지 전원과 신재생에너지 전원의 합은 증가하였음을 알 수 있다.

표 10 RPS 제도 의무량에 따른 평균발전단가, 2020년
Table 10 Average generation cost

RPS 의무량	평균발전단가 [원/MWh]
3%	135,573
5%	138,524
10%	140,337
20%	140,336

위의 표 10는 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원, 신재생에너지 전원을 모두 고려한 평균발전단가이다. 현재 2006년 자료에 의한 신재생에너지를 고려하지 않은 평균발전단가는 58,553원이다. 이에 비하여 RPS 제도를 도입 후 평균발전단가가 2배 이상 상승하였음을 알 수 있다. 향후 RPS 제도 도입하는 경우, 우리나라에서 의무부담자는 한전 및 발전사업자, 소비자가 될 가능성이 있다. 신재생에너지 전원에 의한 전력이 비신재생에너지 전원에 의한 전력과의 경쟁력이 생기기 전까지는 의무부담자에게 일정한 국가의 지원이 있어야 할 것이다. 이는 전력산업기반기금으로 충당이 가능할 지에 대하여 생각해 보아야 할 것이다.

3.3 전력생산비용 증가에 따른 전기요금의 변화

용도별 전기요금의 변화를 이용하여 RPS 제도 도입에 따른 전기요금의 변화를 살펴보고자 한다. 2006년 평균발전단가와 RPS 제도 의무량에 따른 비신재생에너지 전원, 신재생에너지 전원을 모두 고려한 2020년의 평균발전단가를 살펴보면 다음과 같다. RPS 제도 도입을 고려하지 않은 2006년도와 비교할 때 RPS 의무량에 따른 2020년도의 평균발전단가가 증가하는 것을 알 수 있다. 이는 RPS 제도 도입에 따라 발전사업자나 판매사업자가 할당된 신재생에너지의 의무수준 달성을 위하여 신규 설비를 투자함에 따라 투자비용이 증가하고, 이는 평균발전단가의 상승으로 이어짐을 알 수 있다. 또한 RPS 의무량이 3%에서 20%까지 증가함에 따라 평균발전단가의 상승폭이 커지는 것은 계획에 의한 점차적인 설비증설이 아닌 RPS 제도 도입을 앞두고 정해진 기간 내에 신재생에너지 설비를 위한 대폭적인 투자가 이루어짐을 미루어 짐작할 수 있다.

표 11 RPS 도입 시 평균발전단가 변화
Table 11 The Change of Avertage generation cost for the introduction of RPS

년도	RPS 목표수준(%)	평균발전 단가(원)	2006년도 대비 비율
2006	기준	58,553	1
	3%	135,572	2.32
2020	53%	138,524	2.37
	10%	140,337	2.40
	20%	140,336	2.40

RPS 제도를 도입하여 발전사업자나 판매사업자로 하여금 신재생에너지원으로부터 전력을 공급하도록 의무적으로 할당함으로써 추가적인 비용이 발생할 수 있는데, 이 추가적

비용은 최종적으로 소비자 요금인상으로 이어진다. 즉, 판매사업자에게 의무부과 할 경우에는 그 추가적인 비용이 곧바로 소비자요금으로 전가되고 발전사업자에게 의무부과 할 경우에는 발전사업자의 원가상승에 따른 도매전력가격 상승으로 이어져 최종적으로 판매사업자의 구매원가상승이 최종 소비자의 전기요금에 전가된다. 그러므로 본 연구에서는 추가적인 비용을 소비자의 전기요금 인상으로 100% 전가된다고 가정한다. 이는 전기요금의 경우 매우 정책적인 요소가 강하고 실무자의 입장이 아닌 연구자로서의 한계가 있으므로 이러한 가정이 타당하다고 생각한다.

3.3.1 종별 동일 인상을 적용 시의 전기요금 변화

현행 전기요금제도 중 용도별 전기요금제도는 특징에 있어서 소비부문에 대한 에너지 절약 유도를 목적으로 주택용은 6단계(11.7배) 누진요금을 적용하여 저소득층 보호와 과다소비를 억제하고, 일반용은 타종별보다 높은 요금을 적용하고 있다. 또한 생산 및 교육 부문은 저렴한 요금으로 지원하는데 이는 물가안정 및 국제경쟁력 강화, 교육재정 지원을 위해 마진 없는 공급원이 수준을 유지한다.[10]

먼저 RPS 제도 도입에 따른 평균발전단가의 상승을 동일 인상율로 적용하는 방법이 있다. 이것을 간단한 식으로 나타내면 다음과 같다.

$$P_{ir} = P_{i0} \times r$$

여기서 P_{i0} 는 i 종 현재 판매단가를 의미하고, r 은 RPS 의무량에 따른 증가비율이다. 그러므로 P_{ir} 은 RPS 의무량에 따른 평균발전단가 상승과 동일한 인상율을 적용한 i 종의 판매단가를 의미한다. 각 종별 동일한 인상율을 적용한 전기요금의 변화는 다음과 같다.

표 12 RPS 도입 시 각 종별 전기요금 변화
Table 12 The Change of Electricity Tariffs

종별	판매단가				
	RPS X	RPS 3% (2.32배)	RPS 5% (2.37배)	RPS 10% (2.40배)	RPS 20% (2.40배)
주택용	94.78	219.89	224.63	227.47	227.47
일반용	97.68	226.62	231.50	234.43	234.43
교육용	77.20	179.10	182.96	185.28	185.28
산업용	64.56	149.78	153.01	154.94	154.94
농사용	42.45	98.48	100.61	101.88	101.88
가로등	71.47	165.81	169.38	171.53	171.53
평균	77.85	180.61	184.50	186.84	186.84

위의 표에서는 평균발전단가의 상승을 전기요금에 전가할 때 모든 종별의 전기요금 각 종별로 동일인상율을 적용한 결과이다. RPS 의무량이 3%일 때에는 2.32배, 5% 일 때에는 2.37배, 10%, 20%일 때에는 큰 차이 없이 2.4배의 전기요금이 인상됨을 알 수 있다.

3.3.2 종별 역가중치를 적용 시의 전기요금 변화

현행 요금체계는 용도 구분이 우선되며, 용도별 구분 외에 계약전력별, 전압별로 보다 세분화되어 있다. 전기의 사용용도에 따라 주택용, 일반용, 교육용, 산업용, 농사용, 가로등 등으로 구분되어 있으며, 용도별 부하 패턴에 따른 원가의 차이를 반영하기 위해 부하패턴이 유사한 소비부문별로 구분한 것이다. 용도별로 구분하는 목적은 저소득층 및 농어민 보호 차원의 복지, 에너지 소비절약을 유도하고 특정 소비자 그룹에 대한 정책적 교차보조를 실행하기 위함이다. 그 동안 공기업 독점체제에서 전기요금을 단순히 비용 회수 차원을 넘어 소비자 그룹간의 소득재분배나 특정 소비자 그룹에 대한 지원을 위한 정책 수단으로 사용하여 왔다. 그러나 시간이 흐르면서 상황의 변화에도 불구하고 교차보조가 관성적으로 지속되면서 실질적인 비용회수가 어려워지고, 당초 목적인 바의 정책효과도 불분명해져 전반적인 경제적 효율성을 저해하고 있다. 따라서 소비자 간의 형평성과 편익 제고를 위하여 현행 전기요금체계의 교차보조를 축소하기 위한 노력이 필요하다[11].

본 연구에서는 RPS제도 도입 후 평균발전단가 상승분이 모두 전기요금의 인상으로 이어질 것을 가정하였다. 이러한 전기요금의 상승은 최종소비자에게 비용부담으로 나타나는 데 각 종별 동일한 비율로 증가시킨다면 현행 전기요금제도 하의 각 종별 원가보상률 중 종합적인 원가보상률 93.80보다 높은 99.20, 104.90을 차지하는 주택용과 일반용 소비자의 불만이 가중될 것이다. 또한 상대적으로 저렴한 요금을 지불하는 산업용, 농사용 소비자에게는 적정수준 이상의 과다 소비가 발생하는 반면, 상대적으로 비싼 요금을 지불해야 하는 주택용, 일반용 소비자에게는 적정수준 이하로 전력소비를 감소시키고 원가부담을 떠넘기는 상황이 된다. 그러므로 전기요금의 상승을 각 종별에 대하여 동일한 비율로 증가시키는 것이 아니라 각 종별 원가보상률을 고려한 역가중치를 적용하여 소비자 그룹간의 형평성 저해와 사회적 후생손실을 완화하는 방법을 제안하고자 한다.

역가중치를 적용한 방법이란 평균발전단가 상승으로 인한 요금인상 시 모든 종별에 대하여 동일한 비율로 증가시키는 것이 아니라 각 종별 원가보상률을 고려한 역가중치를 적용하여 인상하는 방법이다. 기존요금이 타 종별에 비해 높은 경우는 역가중치를 적용하면 동일한 비율을 적용할 때보다 완만하게 증가하고, 기존요금이 타 종별에 비해 낮은 경우에는 역가중치를 적용하면 동일한 비율로 증가할 때보다 오히려 증가폭이 커지게 된다. 본 연구에서는 현행 전기요금의 종합적인 원가보상률 93.80을 각 RPS 의무량에 따른 평균발전단가 상승비율만큼 증가시킨 후 각 종별에 해당하는 원가보상률과의 차이를 역가중치로 적용하였다. 그 방법을 간단한 식으로 나타내면 다음과 같다.

$$P_{iw} = \frac{P_{ic} \times R_{ar}}{P_{ac}}$$

$$P_{ic} = R_{ir} \times \{R_{ac} \times r - R_{ic}\} \times 100$$

여기서 P_{ic} 는 원가보상률을 고려한 i 종 가격, R_{ar} 은 RPS

의무량에 따른 평균 원가보상률, P_{ac} 는 원가보상률을 고려한 평균가격을 나타낸다. 그리고 원가보상률을 고려한 i 종 가격인 P_{ic} 를 구하기 위한 R_{ir} 은 RPS 의무량에 따른 i 종 원가보상률, R_{ac} 은 평균 원가보상률, R_{ic} i 종 원가보상률을 나타낸다. RPS 의무량이 3%일 때의 주택용 판매가격을 예를 들면 다음과 같다.

표 13 역가중치 적용 시 RPS 제도 의무량 3%일 때의 주택용 판매가격

Table 13 Residence Electricity Tariffs considering inverse weight method

i	P_{i0}	P_{ir}	P_{ic}
주택용	94.78	$94.78 \times 2.32 = 219.89$	$219.89 \times \{93.80 \times 2.32 - 99.20\} \times 100 = 260.39$
	R_{ar}	P_{ac}	역가중치 적용시 판매가격
	180.61	223.63	$\frac{260.39 \times 180.61}{223.63} = 210.30$

종별 동일 인상을 적용 시 RPS 의무량이 3%일 때에는 전기요금이 2.32배 상승하는데 이에 역가중치를 적용하면 주택용은 2.22배, 일반용은 2.11배로 완만한 요금인상을 보이며, 산업용은 동일한 비율을 적용할 때와 비슷한 2.36배 증가하는 것을 알 수 있다. 또한 상대적으로싼 요금을 지불해온 교육용과 농사용, 가로등에 대해서는 각각 2.42배, 3.34배, 2.56배와 같이 큰 폭으로 상승하는 것을 알 수 있다. 또한 RPS 의무량이 5%, 10%, 20% 일 때에도 역가중치를 적용하면 이와 비슷한 양상으로 상승함을 알 수 있다.

표 14 RPS 제도 도입 시 종별 역가중치 적용 종별 전기요금 변화

Table 14 The Change of Electricity Tariffs considering inverse weight method

종별	판매 단가	RPS 3%		RPS 5%	
		동일비율 적용	역가중치 적용	동일비율 적용	역가중치 적용
주택용	97.68	219.89	210.30 (2.22)	224.63	215.19 (2.27)
일반용	77.20	226.62	206.30 (2.11)	231.50	211.51 (2.17)
교육용	64.56	179.10	186.48 (2.42)	182.96	190.23 (2.46)
산업용	42.45	149.78	152.68 (2.36)	153.01	155.86 (2.41)
농사용	71.47	98.48	141.91 (3.34)	100.61	143.35 (3.38)
가로등	77.85	165.81	183.09 (2.56)	169.38	186.39 (2.61)
평균	77.85	180.61	180.61	184.50	184.50

종별	판매 단가	RPS 10%		RPS 20%	
		동일비율 적용	역가중치 적용	동일비율 적용	역가중치 적용
주택용	97.68	227.47	218.12 (2.30)	227.47	218.12 (2.30)
일반용	77.20	234.43	214.62 (2.20)	234.43	214.62 (2.20)
교육용	64.56	185.28	192.48 (2.49)	185.28	192.48 (2.49)
산업용	42.45	154.94	157.78 (2.44)	154.94	157.78 (2.44)
농사용	71.47	101.88	144.24 (3.40)	101.88	144.24 (3.40)
가로등	77.85	171.53	188.38 (2.64)	171.53	188.38 (2.64)
평균	77.85	186.84	186.84	186.84	186.84

3.3.3 종별 비용균등 배분 시의 전기요금 변화

종별 전기요금체제에서 물가안정과 국제경쟁력 강화 등의 목적으로 타 종별에 비하여 비교적 싼 가격으로 공급을 받는 산업용, 농사용, 교육용의 전기요금과는 달리 주택용은 누진율을 적용하거나 일반용은 타 종별보다 높은 요금을 적용한다. 2007년도 기준으로 종별 요금격차로 인하여 발생한 11,650억원 중 산업용 3,434억원, 농사용 4,852억원, 가로등 319억원 등의 부족액을 주택용이 8,224억원, 일반용은 3,426억원을 대신 담당했다. 이로 인한 주택용, 일반용 고객의 불만의 점차적으로 증가하고 있다. 이러한 상황에서 RPS 도입으로 인한 전력생산비용의 상승분을 모든 종별에 동일 인상을 적용하는 것은 형평성을 저해한다고 할 수 있다.

이러한 종별간의 격차를 줄이기 위하여 비용균등 배분 방법을 제안하고자 한다. 이 방법은 판매단가의 평균 77.85원을 100으로 환산하여 각 종별로 백분율과의 차를 균등하게 배분하는 방법을 의미한다. 이것을 간단한 식으로 표현하면 다음과 같다.

$$P_{ic} = P_{ir} - (P_{ip} - 100)$$

$$P_{ip} = (P_{i0} \times 100) / P_{a0}$$

여기서 P_{ir} 은 RPS 의무량에 따른 동일 인상을 적용 시 판매단가이고, P_{i0} 는 i 종 현재 판매단가, P_{a0} 는 평균 판매단가이다. RPS 의무량이 3%일 때의 주택용 판매가격을 예를 들면 다음과 같다.

표 15 비용균등 배분 시 RPS 제도 의무량 3%일 때의 주택용 판매가격
Table 15 Residence Electricity Tariffs considering equal distribution method

i	P_{i0}	P_{a0}	P_{ip}
주 택 용	94.78	77.85	$(94.78 \times 100) / 77.85 = 121.75$
	$P_{ip} - 100$	비용균등 배분 시 판매가격	
	21.75	$219.89 - 21.75 = 198.14$	

표 16 RPS 제도 도입 시 종별 비용균등 배분 시 종별 전기요금 변화

Table 16 The Change of Electricity Tariffs considering equal distribution method

종별	판매 단가	백분 화	RPS 3%		RPS 5%	
			동일 비율 적용	비용 균등 배분	동일 비율 적용	비용 균등 배분
주택용	97.68	125.47	219.89	198.14 (2.09)	224.63	202.88
일반용	77.20	99.17	226.62	201.15 (2.06)	231.50	206.03
교육용	64.56	82.93	179.10	179.94 (2.33)	182.96	183.80
산업용	42.45	54.53	149.78	166.85 (2.58)	153.01	170.08
농사용	71.47	91.80	98.48	143.96 (3.39)	100.61	146.08
가로등	77.85	100.00	165.81	174.01 (2.43)	169.38	177.58
평균	77.85		180.61	180.61	184.50	184.50

종별	판매 단가	백분 화	RPS 10%		RPS 20%	
			동일 비율 적용	비용 균등 배분	동일 비율 적용	비용 균등 배분
주택용	97.68	125.47	227.47	205.73	227.47	205.73
일반용	77.20	99.17	234.43	208.96	234.43	208.96
교육용	64.56	82.93	185.28	186.11	185.28	186.11
산업용	42.45	54.53	154.94	172.02	154.94	172.02
농사용	71.47	91.80	101.88	147.35	101.88	147.35
가로등	77.85	100.00	171.53	179.02	171.53	179.02
평균	77.85		186.84	186.84	186.84	186.84

종별 동일 인상을 적용 시 RPS 의무량이 3%일 때에는 전기요금이 2.32배 상승하는데 비용균등 배분 시에는 주택용은 2.09배, 일반용은 2.06배로 완만한 요금인상을 보이며, 교육용은 동일한 비율을 적용할 때와 비슷한 2.33배 증가하는 것을 알 수 있다. 또한 상대적으로 싼 요금을 지불해온 산업용과 농사용, 가로등에 대해서는 각각 2.58배, 3.39배, 2.43배와 같이 큰 폭으로 상승하는 것을 알 수 있다. 또한 RPS 의무량이 5%, 10%, 20% 일 때에도 비용균등 배분하면 이와 비슷한 양상으로 상승함을 알 수 있다.

3.4 분석종합

현행 용도별 요금체제에서는 각 용도별 요금이 해당 용도의 전력공급원가를 충실하게 반영하고 있지 않아 효율적 배분이 이루어지지 못하고 사회적 후생 감소를 초래하는 경향이 있다. 2012년 RPS 제도 도입에 따른 전력생산비용의 상승은 소비자의 부담으로 다가올 것은 분명하다. 하지만 현재 종별요금체제에서 판매단가의 차이는 크지 않다 하더라도 RPS 의무량에 따른 평균발전단가의 상승과 동일한 비율을 적용할 때 의무량이 증가함에 따라 각 종별 판매단가는

큰 차이를 나타낸다. 그러므로 각 종별 판매단가 특성에 따라 다른 요금의 적용 방법이 필요하다. 앞에서 살펴본 방안들을 종합적으로 살펴볼 때, 주택용의 경우 역가중치 방법보다는 비용균등방법에 의할 때 더 완만하게 상승함을 알 수 있고, 농사용의 경우 비용균등방법에 의하면 더욱 가중된 전기요금을 내야함을 알 수 있다.

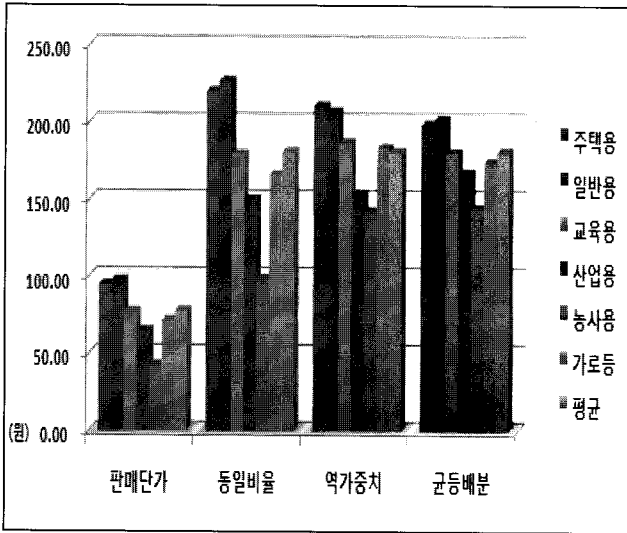


그림 3 각 적용 방법에 따른 판매단가의 변화
Fig. 3 The Change of Electricity Tariffs

현재의 발전차액지원제도가 계속 유지된다고 가정할 경우 전력산업기반기금이 부담해야 할 차액지원규모는 향후 더욱 크게 상승할 것으로 보이는데 RPS 제도로 대체될 경우에는 바로 이 부분을 소비자 요금상승으로 대체해야 할 것이다. 이와 같은 추가적인 비용발생은 현재의 기술수준으로 볼 때 신재생에너지생산의 단가가 전통적인 에너지원의 단위 생산비보다 높기 때문에 나타나는 현상으로써, 소비자 요금의 상승을 경제적으로 설명하면 별도의 기금으로 그 비용을 지불하고 있던 환경요인과 같은 외부효과를 시장가격결정과정으로 내재화시킨 결과 나타난 현상이라고 설명할 수 있다. 전력요금 상승은 신재생에너지를 통한 전력생산이 환경보전 등 지속가능한 사회발전을 위해 필요한 조치라는 인식과 이로 인한 전력가격의 상승을 최종소비자가 부담해야 한다는 사실을 소비자가 인식하고 공감대를 형성해야 할 필요성이 있다. 또한 더 나아가 기금에서 보전을 하거나 비용전가 대상자를 최종 소비자뿐만 아니라 의무대상자에게까지도 확대할 수 있는 적절한 방안을 모색하는 대안이 필요하다.

4. 결론 및 향후연구

본 연구에서는 단일모선 계통의 시스템 및 전원구성 모형을 이용하여 RPS 제도 도입이 국내 장기 전원구성에 미치는 영향에 대하여 분석하였고, RPS 의무량 변화에 따른 평균발전비용과 전기요금 변화에 관한 분석을 수행하였다.

본 연구는 RPS 도입에 따른 미래의 전원구성 전망에 대한 사전 정보를 제공하는 데에 그 의의가 있다. 발전사업자 및 한전은 이러한 결과를 바탕으로, 경제적 조건 하에서 효율적인 투자성과를 얻기 위한 재무적, 정책적 대책을 마련할 수 있을 것이다. 그러나 현행 전력시장(CBP: Cost Based Price)의 경우 신재생에너지 증가는 수요의 감축으로 작용하여 SMP(SMP: System Marginal Price)의 하락을 유발할 것이며, 이로 인하여 기존 발전설비의 존립에 있어 문제점을 야기할 수도 있다. 시장가격의 하락은 또한 신재생에너지 발전원의 원가회수에도 큰 문제점으로 작용할 수 있으므로 신재생에너지의 도입은 현 CBP시장의 큰 수정이 요구될 것이므로 전력시장과 RPS제도의 도입과의 관계도 고려해 보아야 할 부분이다.

전기요금에 대한 영향의 경우, RPS 제도 도입에 따른 신재생에너지원의 설비 증설로 인하여 평균발전단가의 상승이 최종소비자 요금상승으로 이어지므로, 현재의 종별 저가요금 우대에 대한 정책적 근거를 분명히 하여 그 실제대상에게만 직접적으로 혜택이 돌아가도록 요금을 설계하되, 장기적으로는 원가에 근접하게 단계적으로 인상해 가면서 추가적인 요금부담은 직접보조의 확대를 통해 해소해 나가야 할 것이다. 또한 정책적 요소의 왜곡을 최소화하여 소비자의 부담을 줄이고 소비자의 소비패턴에 기초한 요금체계로의 개선이 필요하다 할 것이다.

감사의 글

본 연구는 지식경제부의 지원에 의하여 한국전력공사 경영연구소(과제번호 : R-200702-210, 과제명 : 전력시장모의시스템 구축) 주관으로 수행된 과제임.

참고 문헌

- [1] 신혜경, “배출권거래와 공급신뢰도(LOLP)를 고려한 설비계획 방법론개발에 관한 연구”, 2007
- [2] 김발호, “배출권제도가 장기 전원구성에 미치는 영향 분석”, 2007.05
- [3] 한국전력거래소, “RPS 제도의 개요 및 도입방안(1)”, 2008
- [4] 김발호 외, “동북아 전력연계의 경제성 분석에 관한 연구”, 2005.12
- [5] 산업자원부, “동북아 전력계통연계를 위한 기반구축연구(1)”, 2005.11
- [6] 김영창, “발전설비 투자이론”, 예경 M&B, 2006.7
- [7] 산업자원부, “제3차 전력수급기본계획(2006~2020년)”, 2006.12
- [8] 한국전력거래소, “2008년 발전설비현황”, 2008
- [9] 산업자원부, “신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계 방안”, 2006.03
- [10] 에너지경제연구원, “전기요금체계의 문제점과 개선 방안”, 2007.11
- [11] 한국전력, “요금실무, 전력요금제도 및 향후추진과제”, 2007

저 자 소 개



홍희정 (洪希 姪)

1982년 03월 30일생. 2007년 홍익대 전자
전기공학부 졸업. 2009년 동 대학원 전기
정보제어공학과 졸업(석사).

Tel : 02-320-1192

Fax : 02-320-1193

E-mail : peakola@hanmail.net



한석만 (韓錫萬)

1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자
전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기
정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대
학원 박사과정

Tel : 02-320-1192

Fax : 02-320-1193

E-mail : hseokman@gmail.com



김발호 (金發鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교
전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력
공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무.
1992년 Univ. of Texas at Austin 전기
공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸
업(공박). 1999년~현재 홍익대학교 전기
정보제어공학과 부교수

Tel : 02-320-1462

Fax : 02-320-1119

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr