

## 신·재생에너지 의무비율할당제(Renewable Portfolio Standards) 국내도입시 고려사항에 관한 연구

장한수·최기련·김수덕\*

아주대학교 대학원 에너지학과

(2004년 12월 27일 접수, 2005년 4월 11일 채택)

### Conditions to Introduce the Renewable Portfolio Standards in Korea

Hansoo Chang, Kiryun Choi and Suduk Kim<sup>†</sup>

Department of Energy Studies, Graduate School, Ajou University

(Received 27 December 2004, Accepted 11 April 2005)

#### 요 약

RPS(Renewable Portfolio Standards)란 전력의 일정 양 또는 비율을 신·재생에너지에 의하여 충당하도록 의무화하는 제도로써 정부지원에 의존한 신·재생에너지 보급을 시장기능에 의하여 활성화하려는 새로운 정책도구이다. 본 논문은 이와 같은 RPS 제도의 국내 도입에 대비하여 RPS의 기본 개념과 시장기구 하의 운용방식, 정책실제 시 고려사항 등을 살펴보았다. 이를 통하여 신·재생에너지 전망 및 계획상의 문제점과 RPS 도입에 따른 전력시장에서의 효과 등을 확인하고, 최종적으로는 향후 RPS 도입을 위한 정책제언을 도출한다.

**주요어** : 의무비율할당제, 신·재생에너지, 전력시장

**Abstract** — RPS (Renewable Portfolio Standards) is a policy tool to disseminate renewable energies through market mechanism. RPS promotes renewable power generation by obligating electricity market participants to deliver the required amount of electricity from renewable energies. To promote and encourage renewable energies, Korean government is considering to introduce RPS to domestic market in the near future. The purpose of this paper is to analyze the definition and market mechanism of RPS and to review key considerations in its design. In conclusion, we recommend some prerequisite in its introduction to Korea.

**Key words** : RPS (Renewable Portfolio Standards), New and renewable energy, Electricity market

#### 1. 서 론

지속가능성이나 기후변화협약 등의 문제에 대처하기 위하여 정부에서는 그동안 신·재생에너지 개발·보급을 위하여 많은 노력을 기울여 왔다. 그러나, 보급률은 2002년 1.4%로 선진국과 비교할 때 뒤떨어진 생산기술과 높은 설치비로 인한 경제성 확보가 여전히 걸림돌로

작용하기 때문에 정부 의존적인 산업수준에 머무르고 있다.

이러한 상황을 타개하고자, 정부에서는 신·재생에너지 발전전력에 대한 우선구매제도를 시작으로 2002년 5월 신·재생에너지이용 발전전력 차액지원제도를 시행하여 민간투자를 촉진하는 등 근본적인 시장변화를 추구하고 있다. 또한 정부는 신·재생에너지보급률을 2006년 3%, 2011년 5%까지 끌어올린다는 목표를 세우고 기존의 보조금, 차액보전, 용자지원제도를 강화할 계획이며, 여기에 소요되는 예산은 약 10조원에 이를 것으로 추산되고 있다. 그러나, 막대한 예산이 소요되는 신·재생에너지사업을 정부가 지속적으로 책임지고 이끌어가기 보다는 정부개입을 최소화하면서 시장기능을 활성화

<sup>†</sup>To whom correspondence should be addressed.  
Department of Energy Studies, Graduate School, Ajou University  
Tel: 031-219-2689  
E-mail: suduk@ajou.ac.kr

하여 민간투자를 촉진할 수 있는 정책도구가 요구된다.

신·재생에너지 의무비율 할당제(Renewable Portfolio Standards; RPS)는 이러한 목적을 달성하고자 전력의 일정 양 또는 비율을 일정기간 내에 신·재생에너지를 이용한 전력생산으로 충당하도록 의무를 부과하는 제도이다. 국제적으로 볼 때, 현재 RPS를 가장 활발하게 시행하고 있는 국가는 미국<sup>1)</sup>이라 볼 수 있으며, 이 밖에 호주, 일본, 벨기에, 오스트리아, 스웨덴, 이탈리아 등이 있다. 이들 국가의 RPS 도입 및 시행시기는 90년대 후반에서 최근 2000년 즈음이며, 2001년 EU는 신·재생에너지 발전전력촉진에 관한 지침을 선택하고 2010년까지 12%의 신·재생에너지원에 의한 전력생산 목표를 세우고 국가별로 목표치를 제시하였다. 최근, 일부국가에서는 고정가격에 의한 매수구매제도 또는 정부에 의한 일괄입찰 및 낙찰가격에 의한 매수의무제도로부터 RPS 제도로 이행하고 있는 것으로 보인다. 참고로 미국, 일본, 호주는 RPS 제도를, 독일은 고정가격에 의한 매수구매 제도를 실시하고 있다.

RPS가 신·재생에너지 도입 촉진을 지원하기 위한 시장경제 논리에 근거한 선도적인 접근방식이라는 인식 하에 여러 국가들이 새로운 정책 매커니즘으로 채택하였다. 하지만 이의 시행 경험은 아직 미미한 상태이다. RPS 역시 기존의 다른 정책들과 마찬가지로 성공적으로 설계·시행될 수도 있고, 그렇지 못할 수도 있다. 앞서 설명한 바와 같이 현재까지 RPS를 무리 없이 도입 또는 시행한 국가들이 있는 반면, 미국의 여러 주들과 유럽 국가들에서 부적합한 목표치 설정, 신·재생에너지의 적합성에 관한 지나치게 광범위한 지침, 불명확한 규정들, 소비자의 동요 등으로 인하여 RPS 관련 법제의 개정에 관한 논의에 재고의 여지를 남겨 놓았다.

RPS가 비록 긍정적인 측면을 가지고 있는 것으로 판단되더라도 성공적인 도입여부는 신·재생에너지 발전 기술수준, 설비설치 및 이용조건, 국민적 관심, 정부의 정책의지, 기존의 보급제도 등과 관련이 있기 때문에, 국내의 신·재생에너지 산업현황과 현재 실시하고 있는 선진국과의 비교를 통해 도입 타당성 여부에 대한 충분한 검토가 필요하다. 더욱이, 현재까지 국내에서는 RPS에 대한 본격적인 논의가 진행되지 못하고 있으며, 관련자료도 매우 부족한 상황이기 때문에 일부에서는 도입논의 자체가 시기상조라는 지적도 있다.

본 논문에서는 이러한 상황을 고려하여 RPS 제도의 국내 도입을 위한 기초적 정책 제언을 하고자 한다. 이

를 위하여 먼저 2절에서는 신·재생에너지 보급 촉진정책의 필요성과 최근의 국제적 정책방향, RPS의 기본 개념과 시장기구에서 RPS가 갖는 의미에 관해 알아본다. 이를 바탕으로 3절에서는 RPS제도의 국내 도입시 고려해야 할 사항에 대하여 정리함으로써 정책설계 요소에 대하여 알아보도록 한다. 4장에서는 이러한 정책설계 요소들을 어떠한 방식으로 정책에 반영할 수 있는지를 살펴보기 위해 RPS 시행경험이 있는 해외사례와 국내외 신·재생에너지의 현황을 검토한다. 즉, 국외의 시행 사례, 국내 관련연구 현황, 신·재생에너지 발전실적, 전망 및 계획상의 문제점과 RPS 도입에 따른 경제적 영향 등을 확인한다. 마지막으로 결론에서는 향후 국내 신·재생에너지 시장에 RPS 제도 도입을 위하여 필요하다고 판단되는 요소를 제시하고자 한다.

## 2. 신·재생에너지와 RPS의 개요

### 2-1. 신·재생에너지 보급제도와 RPS

현재의 기술수준으로는 신·재생에너지의 단위비용이 전통적인 에너지의 생산비에 비해 높은 것으로 나타나지만, 장기적인 관점에서는 경쟁력을 가지게 된다. 즉 신·재생에너지는 환경요인과 같은 외부요인(externality)을 고려할 때 장기적인 사회적 편익이 있는 것으로 파악되고 있다.<sup>2)</sup> [그림 1]의 (a)는 현재의 경제적 관점에서 계산된 신·재생에너지의 비용을 나타냈으며, (b)는 장기적 사회비용 관점에서 본 신·재생에너지의 잠재력을 보여주고 있다. (b)와 같이 보조금이 폐지되고, 외부효과가 포함되면 기존기술의 비용은 점차 증가할 것이고, 신·재생에너지 관련 상용기술이 발달되면서 생산비용은 감

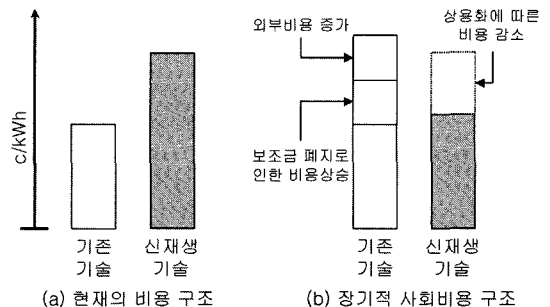


그림 1. 현재와 미래의 신·재생에너지 비용 구조.  
출처 : Berry and Jaccard, 2001.

1) 미국의 RPS 제도는 13개 주(Arizona, California, Connecticut, Iowa, Maine, Massachusetts, Minnesota, Nevada, New Jersey, New Mexico, Pennsylvania, Texas, Wisconsin)에서 시행 중이며 주정부별로 제도상의 차이가 있다.  
2) 프로젝트 비용에 상대적 환경편익, 연료비 변동성 저감 편익, 연료 공급의 안정성 편익, 새로운 일자리 창출을 통한 편익, 자산구성 범위 확대에 따른 편익, 에너지 저장, 기타 기술개발에 따른 편익 등이 있다(Seller, 2002).

소하게 될 것이다. 그러나, 신·재생에너지 기술개발에 대한 시장실패가 존재한다면, 현재의 제도 하에서 기술개발을 가속화하는 데에는 한계가 있다. 즉, 사회적 비용관점에서는 신·재생에너지가 바람직한 에너지자원으로 인정될 수 있으나, 시장에서는 이윤극대화의 측면을 최우선으로 고려하여 투자하는 경향이 있고, 이 경우, 신·재생에너지 투자는 사회적으로 바람직한 수준에 못 미치는 결과를 낳게 된다. 이러한 상황을 개선하기 위해서는 정부의 개입이 필요하며 다음과 같이 크게 네 가지의 지원책을 고려할 수 있다.

첫째, 환경오염을 유발하는 에너지원에 대한 비용을 인상시킨다. 여기에는 기존기술에 대한 보조금의 축소 또는 폐지, 높은 에너지 관련 세율, 오염유발 비용, 기술제약의 강화, 오염물질 배출 제한 등이 포함된다. 둘째, 신·재생에너지에 대한 직접적인 금융지원으로써, 세제우대, 저리융자, 우선구매제도 등이 포함된다. 에너지가격에 대한 보조금은 다양한 형태가 존재할 수 있으며, 지원금은 정부 또는 소비자가 지불하는 요금의 일부에서 충당한다. 셋째, 신·재생에너지에 대한 간접지원을 통한 상용화를 촉진시키는 방법으로써, 실증 프로젝트, 평가, 연구개발, 훈련 등에 대한 지원 등을 예로 들 수 있다. 넷째, 신·재생에너지에 대한 시장 점유율 증가를 위한 자발적 또는 의무적 제도 장치로써, 생산자의 자발적 협약(Voluntary Agreement : VA), 신·재생에너지에 대한 추가적 부담에 자발적으로 참여하도록 하는 요금제도(예, 녹색가격제도 등), RPS 등이 포함된다.

1970년대 석유파동 이후 선진국에서는 위의 첫 번째부터 세 번째 방법을 주로 이용하였다. 그리고 개발도

상국에서는 화석연료에 대한 보조금 삭감조치가 주로 취해졌으며, 간접적 지원은 거의 모든 국가에서 지속적으로 추진되어 왔다. 그러나, 최근에는 정부주도의 직접개입보다는 정부개입을 최소화하면서 시장기능을 활성화할 수 있는 네 번째 제도를 도입하고 있는 추세이며, 특히 RPS에 대한 관심이 높아지고 있다.

2-2. 시장 기구와 RPS

RPS는 발전사업자가 총 발전량 중 일정할당량을 신·재생에너지원으로 공급하거나 전기판매사업자가 판매량 중 일정비율을 신·재생에너지원에 의해 생산된 전력을 판매하도록 의무화하는 제도로, 그 적용대상자는 원칙적으로 전기판매사업자(소매상)로 하되 필요에 따라 발전사업자, 송배전사업자에게 적용할 수 있다.

대상사업자는 스스로 신·재생에너지발전 설비를 갖춰서 의무할당량을 확보하거나, 신·재생에너지발전사업자로부터 신·재생에너지전력을 구매하여 의무량을 충당할 수 있으며, 필요에 따라 인증기관에서 발행한 RECs(Renewable Energy Credits)를 구매할 수도 있다. 의무비율 또는 의무 할당량을 채우지 못하거나, 과다 공급한 경우는 각각의 물량을 대상사업자에게 판매 또는 구매할 수 있도록 거래를 인정하는 제도로 TREC(Tradable Renewable Energy Credits), 또는 TC(Tradable Certificate)가 있다.<sup>3)</sup> TC는 실질적인 송전이 없더라도 크레디트를 확보한 전력회사로부터 크레디트를 구매하는 방법인데, 이는 2000년대에 들어서면서 미국의 텍사스, 애리조나, 위스콘신 등지에서 도입된 방법으로 실제 전력을 생산하지 않더라도 크레디트 인증을 받은 발전사업자로부터 크

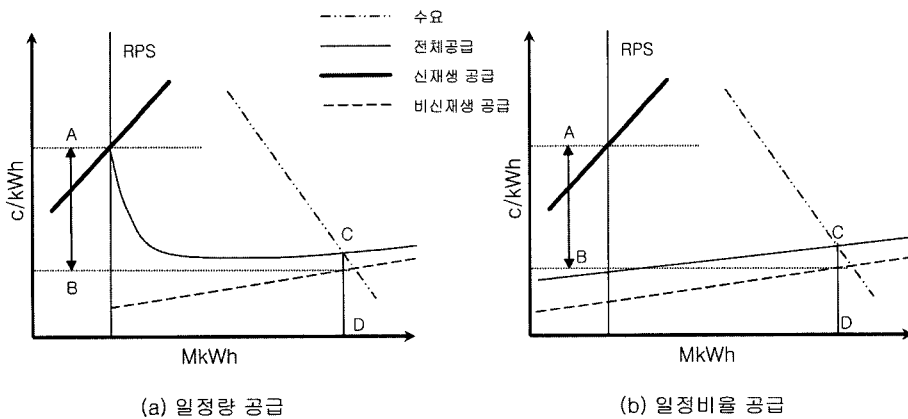


그림 2. 전력시장에서 RPS 유형별 효과. 출처 : Berry, 2002.

3) 이러한 거래접근방식에 따라 소매업자들은 스스로의 발전연료믹스에 재생에너지원을 포함, 유지시키는 대신에 제 3자가 발전하고 인증기관으로부터 인증된 크레디트를 구매할 수도 있음.

레디트를 구매하여 의무할당량을 충족하는 방식이다(Berry, 2002).

RPS 도입에 따른 시장 가격 결정은 [그림 2]와 같이 공급 전력 중 일정량을 RPS로 설정하는 경우((a) 참조)와 일정비율을 RPS로 설정하는 경우((b) 참조)로 각각 구분할 수 있다.

[그림 2]의 (a)에서 일정량을 공급하도록 수직 축과 평행한 RPS가 설정되면, 기존의 공급시스템에 비하여 경제성이 떨어지는 현 상황을 반영하여 상당히 높은 수준의 공급비용이 요구되는 신·재생전력 공급곡선을 가정할 수 있고, 그에 따라 신·재생에너지의 시장가격이 결정됨을 알 수 있다. 신·재생전력 공급곡선은 최소 비용이 소요되는 기술에 의해서 구성되는 것으로 가정하여 다양한 신·재생 발전기술이 적용된다. (a)에서 RPS를 충족시키기 위해 시장에서는 신·재생에너지를 우선적으로 공급하고 나머지를 기존의 전통적 방식으로 공급하는 것으로 가정한다. 따라서 기존의 에너지 공급곡선은 '0'에서 시작하는 것이 아니라, RPS 수직선 이후에서 시작된다. 전체공급곡선을 유추하기 위해서는 RPS 충족 비용을 비신·재생에너지공급비용 전체에 균등하게 배분함으로써 전체 비용을 충족한다는 가정을 한다.<sup>4)</sup>

한편, 수요곡선과 전체공급곡선이 만나는 지점의 공급량은 D가 됨을 알 수 있으며, D점에 해당하는 전통적 전력공급곡선에 의한 가격과 RPS와 신·재생공급곡선이 만나는 점의 차이 즉, AB를 신·재생에너지의 프리미엄으로 볼 수 있다. 이 신·재생에너지의 프리미엄은 TC와 일치한다.<sup>5)</sup>

[그림 2] (b)에서는 전체 공급량 중 일정비율(N%)을 RPS로 설정하는 경우에 대한 것이다. (a)와 비교할 때 전체공급곡선과 비신·재생공급곡선이 다른 것을 볼 수 있다. 이는 일정비율을 설정하는 만큼 비신·재생공급곡선은 '0'에서부터 공급이 가능하기 때문이다. 여기서, 전체공급곡선은 간단한 계산을 통하여 유추가 가능하다.<sup>6)</sup> 이렇게 얻어진 전체공급곡선과 수요곡선이 만나는 지점의 공급량을 나타내는 D점에서의 비신·재생에너지공급 가격을 구하면, 앞서와 같이 신·재생에너지에 대한 프리미엄을 구할 수 있다.

[그림 2]에서 살펴본 RPS 도입에 따른 시장기구에 대

한 이해를 근거로 정리하여 보면, 주어진 제약 하에서 신·재생에너지원에 의한 전력공급을 시장기능에 맡겨 합리적인 가격이 형성될 수 있는 장치가 RPS인 것이다. Berry와 Jaccard(2001)는 RPS 도입의 효과를 다음과 같은 세 가지로 정리하였다.

첫째, RPS는 신·재생에너지 생산자에게 지속적인 비용절감의 유인을 제공하며, 비용절감의 효과가 소비자에게 돌아가도록 만들 수 있다. 이는 신·재생에너지 생산자간의 RPS 점유율 경쟁에 의해 달성될 수 있다. 둘째, RPS는 일정 수준의 시장점유율 달성이 목표이므로, 이는 정부의 정책 목표와 직접적으로 연계될 수 있다. 따라서, 정부 당국은 RPS 목표를 설정한 후, 이산화탄소 저감과 같은 환경 목표 달성에 어떻게 기여할 수 있지를 보여줄 수 있다. 셋째, RPS는 다른 정책들과 비교하여 볼 때 정부개입을 최소화한다. 이유는 정부예산이 투입되지 않고, 소비자가 신·재생에너지에 대한 추가적 비용을 지불하며, 정부의 평가보다는 시장력에 의하여 신·재생에너지원이 선택되기 때문이다.

### 3. RPS 정책설계를 위한 고려 사항

앞에서 RPS와 시장기구에 대하여 살펴보았다. 본 절에서는 이를 바탕으로 RPS 정책설계를 위하여 고려하여야 할 사항에 대하여 알아보고자 한다. 이들 고려사항에 대한 논의는 유럽의 3개국, 미국의 9개 주, 호주에서의 RPS 도입 시행과 관련한 주제를 평가한 결과로 얻어진 Berry and Mark Jaccard(2001)와 미국 에너지성의 지역관련 연구과제로 이루어진 Wiser *et al.*(2003)을 바탕으로 한다. 의 논의에 주로 의존하고 있다. RPS 정책설계 시 고려되어야 하는 사항으로는 목표 설정(selection of target), 적용가능성(applicability), 유연성체계(flexible mechanism), 규제당국의 책무(administrative responsibility), 그 외 요인들로 크게 구분하여 볼 수 있다. 이들 요인들은 서로 독립적이지 않고 긴밀하게 관련이 있으나 편의상 각각 따로 나누어 살펴보하고자 한다.

#### 3-1. RPS 목표 설정

RPS 시행에 있어서 가장 핵심적이면서 민감한 사안

4) 따라서, 전체공급곡선은 비신·재생에너지 공급비용과 RPS 충족을 위한 신·재생에너지 공급비용의 합을 총 공급된 에너지의 양으로 나누어줌으로써 얻어진다.

5) 즉, 전력회사는 AB 이상의 비용을 주고서는 TC를 구입하지 않는데 AB 만큼의 비용과 자체적인 발전 또는 외부에서 전력을 구매하여 전력을 공급할 수 있기 때문이다. 반대로 신·재생에너지공급회사는 AB 이하의 프리미엄으로는 판매하지 않는데 이유는 AB가 신·재생에너지공급 비용의 최저치이기 때문이다.

6) 전체공급량을 Q, RPS 비율을 N, NQ에 해당하는 신·재생에너지공급곡선상의 비용을 R, (1-N)Q에 해당하는 비신·재생에너지공급곡선상의 비용을 C라고 하면, 전체공급비용은 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$Q \text{ 생산을 위한 평균공급비용} = \frac{RNQ + C(1-N)Q}{Q} = RN + C(1-N)$$

은 RPS 목표 설정이다. 이는 RPS 목표에 따라 그 본래 목적인 시장기능 활성화 달성 기능 여부가 결정되기 때문이다. 목표 설정에는 목표량(비율) 설정, 목표 달성의 시기, 대상 신재생목표 배분(발전원별, 신규 설비별, 전력망 접근성별, 용량별, 발전 지역별) 및 비용 상한선과 목표 조정 등의 내용을 고려해야 한다.

첫째, 목표량설정이란 목표량의 설정에 따른 영향을 감안하여야 한다는 것이다. 즉, 목표량 수준이 발전산업을 환경친화적으로 이끌 수 있도록 높게 설정되는 것이 이상적이겠지만, 과도하게 높을 경우 전력요금의 상승을 야기하게 된다. 또한, 목표량에 따라 신·재생에너지지원간 또는 기술간의 경쟁에 영향을 미친다. 즉, 목표량이 너무 높은 경우, 고도의 경쟁력이 있는 대규모 신·재생에너지 프로젝트만이 경쟁력을 갖게 됨에 따라 시장 경쟁이나 혁신의 유인은 감소하게 된다. 환언하면, 과도하게 목표치를 높게 설정한 경우, 중소규모의 신·재생에너지 프로젝트를 통해서도 목표치 달성이 불가능하므로, 프로젝트 시도부터 차단되는 경우가 발생한다. 그에 따라 자본능력을 갖추고 있는 거대 프로젝트만이 생존하게 되고 경쟁을 자극할 만한 유인이 사라짐에 따라 기술에 대한 투자 또는 혁신의 유인이 줄어들게 되는 것이다. 따라서, 적정수준의 목표량 설정을 위해서는 신·재생에너지 공급곡선에 대하여 파악하는 일이 특히 중요하다.

둘째, 목표 달성의 시기, 역시, 목표 설정에 있어서 중요한 고려사항이다. 목표를 비용효과적으로 달성하기 위해서는 적절한 기간이 요구된다. 그런데, 그러한 시기는 목표치의 크기와 적절한 발전원(eligible resource)에 의해 결정된다. 예를 들어, 기존의 설비로는 목표치를 달성하기 곤란하다면, 새로운 설비에 투자할 충분한 시간이 필요할 것이다. phase-in 기간도 필요한데 신규 설비 적용을 위한 시간과 정부의 중간 점검 등을 위해서이다.

RPS에 대한 장기 예측이 가능하여 전력구매자와 판매자가 장기계약을 많이 체결하게 된다면 목표 달성의 기간과 안정성은 더욱 중요한 요소가 될 것이다. 이는 신·재생에너지와 같이 초기 자본비용이 높은 기술에 있어서 안정적인 수입을 보장하는 장치가 매우 중요하기 때문이다.

셋째, 대상 신재생목표 배분이란 신·재생에너지간 경쟁을 유도하도록 전체 신·재생에너지에 대한 하나의 목표가 존재하는가, 아니면 각각의 신·재생에너지에 대하여 개별적인 목표가 설정되어 있는가를 의미한다. 전자의 경우 최소비용의 관점에서는 선호될 수 있지만, 공급 다양화 측면에서 부정적일 수 있고 개발 당시에는 경제성이 떨어지는 신기술 출현을 억제하는 단점이 있다. 즉, 현재는 기술적으로 경쟁력을 확보하지 못한 신·재생에너지가 궁극적으로는 경제성을 갖추고 상용화될 잠

재력을 가지고 있다고 하더라도, 전체 RPS 시장에서는 경제성이 있는 하나의 신·재생에너지원만이 지배적인 위치를 점하게 될 가능성이 높다. 한편, 후자의 경우 개별 신·재생에너지원의 다양성 측면에서는 긍정적일 수 있으나, 경제성 확보를 위한 기술혁신의 유인이 덜하다는 단점이 존재한다. 이처럼 RPS 목표를 어떻게 배분하는가의 문제는 신·재생에너지 시장의 활성화와 신·재생에너지 기술 개발 측면에서 상충되는 면이 있으므로, RPS 정책설계를 위한 필수 고려요소라고 하겠다. 국내의 경우, 신·재생에너지 생산의 90% 이상을 폐기물 부분에서 충당하고 있다는 사실을 감안하면, 목표치의 배분에 대한 더욱 면밀한 검토가 요구된다.

대상 신재생목표 배분과 관련하여 위에서 언급한 내용은 Berry와 Jaccard(2001)를 바탕으로 하여 검토한 부분이나, 여기서는 발전원(eligible resource)과 관련된 요소<sup>7)</sup>도 목표치의 배분에 포함시켜 고려하여야 한다고 판단한다. 발전원과 관련된 요소로, 신·재생에너지에 대한 명확한 정의, 즉 신·재생에너지원 범주에 대한 엄격한 기준을 적용하여 목표치 배분에 포함시킬 것인가의 여부, 기존 신·재생에너지까지 RPS 제도에 적용시켜 배분할 것인가의 여부, 송전망에 접근 가능한 신·재생에너지원만 포함할 것인지 그렇지 않은 신·재생에너지원도 포함하여 배분할 것인지에 대한 여부, 설비 용량에 대한 일정 기준을 두고 기준에 따라 목표치를 배분할 것인가의 여부, 마지막으로, 수입 설비의 포함 여부등도 함께 고려하여야 할 것으로 판단된다.

넷째, 비용 상한선과 목표조정은 RPS의 목표달성과 관련이 있다. RPS 제도는 목표달성에 초점을 두었기 때문에 목표가 과도하게 높으면 신·재생에너지 사용과 연관된 전기요금 급등의 위험(risk)이 있다. 따라서, 이러한 위험을 감소시키기 위해서 다양한 방법으로 비용 상한을 설정할 수 있다. 예를 들어, 신·재생에너지를 이용한 전력 공급자 또는 소비자가 신·재생에너지 시장을 운용하기 위하여 TC를 사용한다면, RPS 정책 담당자는 가격상한과 동일한 무수한 인증서를 발행한다. 생산자가 이러한 인증서를 구매할 수 있는 경우는 신·재생에너지 가격이 가격상한을 초과할 때이다. RPS 정책 담당자는 이러한 자금을 신·재생에너지 촉진을 위한 다양한 방편에 사용할 수 있다.

부기적 방법으로 정책비용에 대한 효율적인 상한이 될 수 있는 벌과금(penalty)을 제정할 수도 있다. 즉, 목표

7) Berry와 Jaccard(2001)에 의하면, 발전원과 관련된 요소를 목표 설정과 같은 수준의 항목으로 보고 RPS 설계의 고려 사항을 5개로 정리하였으나, 본 논문에서는 발전원 부분은 목표치의 배분 문제로 귀결되는 것으로 보고 배분의 하위 요소로 구분하여 정리하고자 한다.

달성비용이 벌과금 가격을 초과하는 경우, RPS 제도 적용을 받는 관계자는 단지 벌과금을 지불하기만 하면 된다. 그러나, 가격 상한과 벌과금의 가치는 정책비용이나 RPS의 복잡성에 따라 평가되어야 한다. 인증이나 벌과금과 관련이 없더라도, 어떠한 수준을 초과하는 비용 수준이 된다면, 정책담당자는 목표치를 하향 조정할 수 있다. 이때, 목표 수정을 위해서는 적절한 유예기간이 요구된다. 특히, 목표 수정으로 인하여 신뢰도나 예측가능성이 떨어져서는 안되며, 이러한 보장이 없을 경우 장기적으로 심각한 결과를 초래할 수 있다.

### 3-2. 적용 가능성(Applicability)

적용 가능성과 관련된 요소에는 지역적 제한을 고려한 기준의 적용 가능성, 특정 시장 참여자에 대한 기준의 적용 가능성, 발전용량 또는 에너지에 대한 적용 가능성 등이 포함된다.

첫째, 지역적 제한을 고려한 적용 가능성이란, 적용 가능성에 의해서 한정되는 범위와 환경 또는 다른 목표의 한정범위가 일치한다면, 지역적 제한을 고려한 적용 가능성의 관점에서 RPS는 가장 효과적인 것이라는 점이다. EU에서는 신·재생에너지를 온실가스 저감 목표에 대한 명백한 구성요소로써 간주하여, EU 전역에 적용 가능한 RPS를 모색하는 이유로 들고 있다. 그러나, 그에 대한 거래에 있어서 물리적인 제한은 반드시 고려되어야 한다.

어떠한 형태로든지 크레딧(Credit) 거래가 허용되지 않는다면, 일부 국가에서는 국가간 전력망 연결이 곤란하여 RPS 이행에 지장을 초래하게 된다. 이러한 경우 초기부터 각각의 전력망이 연계된 지역 내에서 RPS를 설정하는 것이 훨씬 용이하다. Berry와 Jaccard(2001)는 위와 같이 물리적 전력망 연계에 대하여 지역적 제한을 강조하였으나, 국내 적용을 위해서 포함되어야 할 요소는 해당지역에서 풍부한 신·재생에너지원에 대한 고려이다. 즉, 지역별로 풍부한 자연자원에 대한 반영을 하여야만 바람직한 신·재생에너지원의 개발을 달성할 수 있게 되는 것이다.<sup>8)</sup>

둘째, RPS에 적용되는 시장참여자인 의무를 이행할 대상자를 의미하며 RPS 제도를 통하여 이러한 시장참여자를 구분해 내어야만 한다. 적용 가능한 시장참여자는 발전사업자, 도매 전력 구매자 또는 중개인, 소매 공급자와 소비자 등이 포함된다.

덴마크와 같은 경우는 RPS를 최종 소비자와 연계시키려 하는데 RPS의 목적을 소비자에게 명확하게 전달

하기 위한 정책의도에 의한 것이다. 한편, 이태리의 경우 생산자에 대한 의무부과의 용이성이 매우 중요하다고 확신하여 국가 전체적으로 소규모 사업자를 제외한 100개 가량의 사업지만 RPS 의무를 이행하고 있다. 미국의 RPS 도입은 각 주마다 상황은 다르지만 전력산업 구조개편 완성단계에서 공익위원회의 결정에 따라 전력 판매업자가 일정비율의 신·재생에너지 발전전력을 구입하도록 강제하고 있다. RPS 도입 초기에 있는 일본은 각 지역별 전력회사가 발전 및 송배전 기능을 병행하고 있으며 따라서 의무부담비율 대상은 전력회사이다. 텍사스 주의 경우 주(州) 전체 부하의 80%를 차지하는 전력소매업자가 부담하도록 되어있다.

셋째, 발전량과 설비용량에 대한 적용 가능성도 고려의 대상이다. 설비용량 기준은 향후 전력을 생산할 경우 조사하기 쉽다는 측면이 있으나, 발전량 기준은 바람직한 환경적 측면과 연관되어 있으며, 개별 프로젝트로부터 전력생산을 최대화하려는 유인을 제공한다.

넷째, 특정 전력상품 선호에 대한 우려는 소매경쟁(retail access) 또는 자발적 녹색가격제도를 시행하는 지역에서는 RPS와 이른바 녹색전력시장간<sup>9)</sup>의 상호작용에 대한 우려의 목소리가 있었다는 점을 의미한다. 예를 들면, 기준이 생산기업 위주로 적용된다면 판매자는 요구조건을 맞추는 단일품목의 녹색 발전원을 선택하여 녹색전력을 구매하려는 소비자에게 프리미엄을 받고 판매하기만 하면 된다. 이는 RPS 시행에 따른 효용을 축소시키게 되며, 형평상의 문제를 발생시키게 된다. 이러한 문제를 방지하기 위하여, 일정수준의 기준을 설정하고, 어떠한 제품이든지 그 기준을 충족하면 '녹색' 발전원으로 판매될 수 있도록 한다. 부수적으로는 정부의 소비자 교육활동을 통하여 소비자가 최소 요건을 알고 제품을 선택할 수 있도록 홍보하는 방안도 있다.

### 3-3. 유연성 체제(Flexibility Mechanism)

RPS 적용에 있어서 개별 생산자 또는 전체 시장에 대한 각각의 사례별로 유연성이 존재한다면 동일한 목표를 더욱 경제적으로 달성할 수 있는 최적안이 존재할 것이다. 이러한 제도를 누가, 어떤 시스템을 갖추고, 어떤 방법으로 운영하느냐에 따라 RPS 운영의 성공요인이 될 수 있기 때문에 이에 대한 충분한 사전 검토가 필요하다. 여기서는 정산체제와 발전사업자간 거래, 그리고 TC 거래의 장단점에 관하여 살펴본다.

첫째, 정산체제(Account Balancing Mechanism)는 유연성을 강화하는 하나의 방안으로 RPS 적용 대상 사업

8) 국내의 경우, 풍력자원이 우수한 제주도의 특성을 고려하는 등의 예를 들 수 있다. 미국의 경우에도 지역별 특성을 고려하여 일정 범주를 정하고 원별로 다른 목표량을 정하고 있다.

9) 개별 소비자가 자발적으로 신·재생에너지원에 대한 비용을 부담하도록 장려할 수 있는 시장을 의미한다.

자에게 정산기간 선택과 연간 RPS 달성 기간에 대한 융통성을 부여하는 것이다.

둘째, 사업자간 거래(Trading Mechanism)를 허용하여 유연성을 향상시킬 수 있다. 즉, 어떤 사업자는 RPS를 초과 달성하고, 어떤 사업자는 달성하지 못한 경우라도 전체 집계를 통해서 RPS 목표가 달성되도록 할 수 있다. 이를 통하여 RPS 달성비용을 상당히 낮출 수 있는데, 최저의 비용으로 신·재생에너지를 생산하는 업체를 활용하여 최대의 전력생산을 달성할 수 있기 때문이다. 미국의 일부 지역에서는 TREC의 형태와 중앙 통제식 교환 방식에 의하여 거래가 이루어지고 있다. 또한, 네덜란드와 덴마크에서는 그와 관련한 인증제도를 운영 중이지만, 인증제도가 거래에 필수적인 요인은 아니다.

셋째, TC 거래의 장단점을 잘 이해하여 유연성을 향상시키는 방향으로 정책을 수립해야 한다. 우선, RPS 가격결정기구와 TC의 장점은 다음과 같이 몇 가지로 요약할 수 있다. ① 발전설비를 갖추지 않고 있거나 운전할 수 없는 전력공급자가 크레디트를 구입하여 RPS를 충족할 수 있도록 한다. ② 예기치 못한 기기고장이나, 수요 폭증, 설비자체의 결함 등으로 신·재생에너지를 이용하는 전력공급자가 전력을 공급하지 못하는 경우에 크레디트를 구매하여 의무를 이행할 수 있다. ③ RPS 시행 이후 수년간 크레디트를 거래함으로써 발전사업자는 신·재생에너지에 대한 자체 투자의 시간을 확보할 수 있으며, 관련 정보 등을 RPS 관련 의사결정과정에서 반영할 수 있다. ④ RPS 달성 비용을 낮출 수 있다. 즉, 규모의 경제를 실현함으로써 전체 비용을 낮추는 효과를 발휘할 수 있는 것이다. ⑤ 송전비용과 보조서비스(ancillary service)에 대한 비용을 절감할 수 있다. ⑥ 지리적 거리 또는 송전설비 미비 등의 물리적 제약을 크레디트 거래를 통하여 극복함으로써 전력을 공급할 수 있다.

RPS 가격결정기구와 TC의 단점은 다음과 같이 요약해 볼 수 있다. ① 실질적인 에너지를 공급하는 것이 아니기 때문에 소비자의 에너지 수요를 충족시키지 못한다면, 소비자에게 받아들여지지 않을 수도 있다. ② 지역에 따른 제도적 수용범위 내에서만 TC가 통용될 수 있다.

### 3.4. 규제당국의 책무(Administrative Responsibilities)

RPS 시행을 위해서는 규제당국은 그에 합당한 다음과 같은 책임이 있으며 이는 RPS 정책 담당자나 위임

을 받은 전문 기구에 의해 이행될 수 있다. RPS 목표의 설정, 신·재생에너지 인증, 이행에 대한 감독, 그리고 불이행시 벌금설정과 징수 등은 RPS 시행을 위해서 규제당국이 가져야 하는 책임의 대표적인 예이다. 우선, RPS 목표는 정부가 정하는 수준을 상회하는 선에서 결정될 가능성이 높는데 이유는 환경적 목표, 경제발전, 전기료 급등에 대한 우려 등의 민감한 요인이 상충된다. 신·재생에너지 인증은 송배전 사업자에게 위탁될 수 있는데, RPS 운용을 담당하는 정부 당국의 주기적 검토를 받도록 한다. 환경규제 당국은 신·재생에너지원의 정의에 관한 조언을 할 수 있을 것이다. 이행에 대한 감독(Compliance Monitoring)은 송배전업자가 대행할 수 있는데, 전력망에 연계된 설비의 생산에 대한 정보를 이미 보유하고 있기 때문이다. 전력망에 연계되지 않은 신·재생 발전원의 RPS 이행 감독을 위해서는 인증을 위하여 더욱 복잡한 과정이 필요할 것이며 다른 기관의 개입이 필요하게 된다. 그리고 불이행시 벌금설정과 징수 등의 제재는 정부의 관련위원회에서 할 수 있을 것이며, 송배전업자나 환경관련 기구에서 업무를 대신할 수 있다.

기타 요인 중 우리나라의 경우 특히 고려하여야 할 사항으로는 전력산업구조개편 진행과 기후변화협약 대응 강화를 위한 방안의 측면 등이 있다. 전력산업의 주체는 크게 발전사업자, 도매사업자, 소매사업자, 시장운영자로 분류되므로, RPS는 어느 사업자를 대상으로 하느냐에 따라 운영방법이 달라진다. 만약 소매사업자가 존재하고 발전사업자를 자유롭게 선택할 수 있다면 이들에게 일정비율의 RPS 의무가 부과될 때 우선 전력직판의 문제, 가격의 문제, 송배전료의 문제, 크레디트 운영과 관련한 문제가 제기된다. 그러나 발전사업자에게 의무비율이 강제되는 경우, 발전사업자는 설비의 직접 투자여부, 발전비용의 부담, 발전원의 적정성, 의무비율의 합리성 등 소매사업자와는 다른 새로운 문제에 직면하게 된다. 이는 곧 RPS 관련 법제도의 운영방식이 다르다는 것을 의미하는 것으로 전력산업의 구조는 RPS 도입에 있어 매우 중요한 의미를 가진다. 현재, 국내의 경우 전력산업 구조개편논의가 중단되어 있다는 점을 감안하면, 향후 구조개편 추이에 따른 RPS 관련 논의를 진행하는 것이 바람직할 것이다. 참고로, 산업자원부(2003b)에 의하면, RPS를 1단계(발전 경쟁단계)의 전력 의무구매제도 및 대체에너지발전 전력기준가격 적용 단계 이후, 도매경쟁단계로 진행되는 시점부터 도입하는 것으로 설정해 두고 있다.<sup>10)</sup>

10) 2011 공급목표 5% 실현을 위하여 매년 일정비율(0.5%)을 증가시켜 단계별로 적용  
 - 1단계(발전 경쟁단계) : 신·재생에너지 발전전력 우선구매 제도 및 신·재생에너지발전 전력기준가격 적용  
 - 2단계(도매 경쟁단계) : 우선구매제도 폐지 및 신·재생발전 전력의 의무할당량 설정, 기준가격 계속 적용  
 - 3단계(소매 경쟁단계) : 기준가격지원제도 폐지 및 RPS 적용

기후변화협약의 논제가 이산화탄소배출 저감에 초점이 맞추어지는 최근의 추세를 고려한다면 발전부문의 지속적인 이산화탄소 배출량 증가는 심각한 문제가 아닐 수 없다. 선진국에서는 이산화탄소 저감을 위한 직·간접적인 수단으로 탄소세, 배출총량관리, 발전량당 이산화탄소배출원단위, 연료 믹스의 조절, 자발적 협약 이외에 분산전원으로 신·재생에너지를 이용한 발전전력 확대를 핵심대응수단으로 인식하고 다양한 지원정책을 추진하고 있다. 여기에는 녹색가격제도(Green Pricing)와 RPS가 유용한 방법으로 각광을 받고 있다. 특히, RPS는 정부입장에서 확실한 저감목표를 실현할 수 있고 대외적으로 기후변화협약에 대한 적극적인 홍보 및 효과를 가시화 할 수 있는 것으로 선호된다는 점을 감안하면 RPS 목표설정과 이산화탄소 저감 목표는 항상 동시에 고려하여야 하는 요소가 될 것이다.

한편, 교토의정서에서 채택되어 시행중인 청정개발체제(Clean Development Mechanism : CDM)는 RPS와 다소 상충되는 측면이 있음을 고려하여 RPS 시행 시 그 득실에 대한 여부를 반드시 감안하여야 한다. 즉, CDM 사업 이행시 저감의무가 없는 국가(host)에서 신·재생 관련 프로젝트가 시행될 경우, 신·재생에너지 이용에 대한 법적, 제도적 의무가 없는 경우에만 CDM 사업으로 인정받을 수 있다. 따라서 우리나라에 저감의무가 없는 상태에서 CDM 사업으로 인정받기위한 노력을 경주하는대신 RPS를 시행한다면 신·재생에너지를 통하여 전력을 공급하는 프로젝트가 CDM 사업으로 인정받기는 어렵게 될 것이다.

#### 4. RPS 관련 국내외 신·재생에너지 현황

본 절에서는 선진국에서 시행되고 있는 RPS 위주의 신·재생에너지 보급 촉진제도에 대한 구체적 내용을 알아본 후에 RPS 관련 국내 연구현황과 신·재생에너지

발전실적 및 전망에 대하여 살펴보도록 한다.

##### 4-1. 선진국의 시행 사례

신·재생에너지 보급 촉진을 위하여 미국,<sup>11)</sup> 일본,<sup>12)</sup> 호주, 독일 등에서 시행중인 관련 제도를 정리하면 <표 1>과 같다. 여기서, 독일은 기준가격에 의한 매수 의무 제도를 실시하고 있다. 이 외에도 영국, 네덜란드, 덴마크 등이 이 제도를 도입하고 있다. 영국은 신·재생에너지 보급에 전인차 역할을 한 NFFO(Non-Fossil Fuel Obligation)를 2002년에 종결하고 새로운 지원 메커니즘인 재생에너지의무부담(Renewable Obligation; RO)으로 이행을 진행 중이다. 그 이유는 전력산업의 규제철폐와 민영화, 경쟁시장원리의 도입에 따라 시장규제에 기반한 NFFO를 더 이상 추진할 합리적 근거를 상실함에 따라서 2001년부터 경쟁원리에 입각한 RO를 도입하기에 이르렀다. 의무부담비율은 2003년에 총 전력공급량의 5%로 하고 2010년까지 10%로 증가시키고 2025년까지 시행할 계획이다.

네덜란드는 1998년 유럽 최초로 RPS를 도입한 국가로, 배전회사에 대해서만 실시하고 있다. 현재 의무비율은 전력판매량의 1.8%에 해당되며, 의무비율은 스스로의 발전이나 타사가 발전한 녹색전력인증(Green Labels)을 구매하여 충족할 수 있다. 녹색전력인증은 독립기관인 KEMA-ECC에 의해 10 MWh 단위로 발행되어 시장에서 거래되고 있다. 덴마크는 전력산업의 규제철폐에 따라 재생에너지의 경쟁력을 확보하기 위해 1999년 3월 덴마크 의회에서 2000년까지 RPS를 도입, 실시하기로 합의하였으며, 재생에너지전력 의무부담은 정부에 의해 최종 소비자에게 부과(현재는 10%, 2003년까지 20%)된다.

<표 2>는 관련국의 신·재생에너지 도입 촉진제도 관련 법규와 그 세부 내용을 정리한 것이다.

참고로, 독일의 예에서와 같이 기존의 고정가격매수제도를 이제까지 논의된 신·재생에너지 보급 촉진 수단

11) 미국의 경우, 1990년대 중반부터 시작된 미국 전력산업구조개편의 일환으로 8개 주가 RPS 정책을 채택하였고, 2002년말까지 4개 주가 추가되어 현재는 12개 주가 시행 중이며, 그 밖에도 5개주가 강제조항은 아니고 자발적인 RPS 제도를 실시하고 있다. 미국의 RPS형태는 대상재생에너지원, 대상사업자, 비용부담 등과 관련하여 주마다 차이가 있으며, 재생에너지인증(RECs)의 시장거래는 현재 매사추세트 등 일부 주에서만 시행되고 있으나 장기적으로 모든 주가 시행할 계획으로 있다(DSIRE 참조).

12) 일본은 “전기사업자에 의한 신에너지 등의 이용에 관한 특별조치법”을 통해 신에너지 등의 보급확대를 위해 전기사업자에 대해 일정량 이상의 신에너지 등의 의해 발전된 전력의 이용을 의무화함으로써 신에너지 등의 이용을 촉진하도록 하였으며, 이 신에너지 등 전기이용법은 2003년 4월부터 시행되고 있으나 2002년 12월 6일부터 미리 시행되어 신에너지 등 발전설비의 인증을 받도록 하였다. 경제산업부 장관은 종합자원에너지조사회 및 환경부장관, 농림수산부장관, 국토교통부장관의 의견을 청취하여, 신에너지 등 전기의 이용목표를 설정한다. 대상에너지는 풍력, 태양광, 지열, 수력(수로식의 1000kW 이하의 수력발전), 바이오매스(동식물에 근거한 유기물로 있는 에너지원으로 이용가능한 것)로 대상사업자는 전기사업자(일반사업자, 특정전기사업자, 및 특정규모전기사업자)이며 매년 판매전력량에 따라 일정비율 이상을 신에너지 등 전기의 이용을 의무화하며, 전기사업자는 RPS 의무를 이행하기 위해 1) 스스로 발전하든지, 2) 타회사로부터 신에너지 등 전기를 구입하든지, 3) 타사로부터 신에너지 등 전기 상당량(크레딧)을 구입하든지 하여야하며, 전기사업자는 경제성 또는 기타 사정을 감안하여 가장 유리한 방법을 선택할 수 있다. 또 RPS 기준을 위반하였을 경우 100만엔 이하의 벌금을 내야한다(산업자원부, 2003b).



표 1. 주요 선진국의 신·재생에너지 도입촉진 관련제도.

국 가	대상에너지	대상설비	목 표	비용부담
미 국 (Texas)	태양광(태양열 포함), 풍력, 지열, 수력, 바이오매스, 매립지로부터 발생하는 메탄가스 등	1999년 9월 1일 이후에 설치 및 가동된 설비(다만, 기존설비도 의무행의 대상이 되는 offset 제도가 있음)	2009년 1월 1일까지 200만 kW 신·재생에너지 전력설비 증설(1999년 실적은 88만 kW)	Green pricing program으로 총담
일 본	태양광, 풍력, 폐기물, 바이오매스, 중·소수력, 지열	-	2010년까지 총 에너지의 3.1%(수력과 지열 제외)	-
호 주	태양광, 태양열온수, 풍력, 지열, 수력, 매립가스, 하수에 의한 가스, 바이오게통 폐기물, 지방자치단체 고체 쓰레기 연소, 연료전	1997년 1월 1일 이후의 신설 또는 용량 보강 설비	2010년까지 95억 kWh 증가(2010년 예상수요의 약 4%)	전기요금에 추가해 소비자가 부담
독 일	태양광, 풍력, 지열, 수력, 바이오매스, 매립쓰레기 또는 하수에서 발생하는 메탄, 광산가스	설치년도 제한 없음	2010년까지 총에너지 소비에서 차지하는 신·재생에너지 비율을 2배로 증가(10%~12.5%)	모든 송전사업자간에 부담을 평준화시킨 상태에서, 전력요금에 부과

표 2. 선진국의 신·재생에너지 도입촉진 법규 및 의무비율 산정기준.

국 가	법 규	의무비율 산정기준
미 국 (Texas)	City Council Resolution No. 990211-36	판매전력시장에서의 점유율에, 매년도 목표설비량에서 산정된 발전전력량을 곱한 량에서 상계 가능한 발전전력량을 뺀 량이 할당량이며, 이에 상당하는 증서(전자증서)를 취득해 다음해 3월 31일까지 정부에 제출, 의무 미달량이 할당량의 5% 이내이면 벌금 없이 다음해 취득분에서 증서 차용이 가능하며 그 이상의 미달분에 대해서는 US \$ 50/1000 kWh 또는 당해 기간의 증서 시장평균 가격의 2배 가운데 적은 금액을 벌금으로 지불
일 본	전기사업법, 신에너지법	경제 산업성 자원에너지청은 2010년도의 전력 판매량에 있어서 신·재생에너지 전력량의 목표 비율을 달성하기 위해 신·재생에너지 발전 사업자에게 증서를 발행하며 전력 소매사업자는 할당된 의무량에 상당한 증서를 매년 경제 산업성 장관에게 제출
호 주	Electricity Supply Act (1995), Renewable Action Agenda (1999)	10만 kW 이상의 전력을 송전망으로부터 구입하는 전력도매(소매)사업자는 매년 당해 년도의 전력판매량에 정부가 결정한 비율을 곱한 량(Quota)에 해당하는 증서(전자증서)를 취득해, 다음해 2월까지 정부에 제출, 의무량에서 미달된 부분이 할당량의 10% 이내일 경우, 벌금 없이 다음 해로 이월 가능하나, 10%를 초과한 부분에 대해서는 57호주달러/1000 kWh의 벌금(세금포함)을 정부에 지불해야 하나, 3년 이내에 미달 분을 취득할 경우에는 벌금을 환급 받을 수 있음
독 일	EFL(Electricity Feed Law), Renewable Energy Sources Act	전력회사(송배전사업자)는 신·재생에너지원별로 정부가 정한 고정가격으로, 발전사업자가 판매를 희망하는 신·재생에너지 전력을 구입하도록 의무화(발전사업자는 발전소로부터 가장 가까운 계통을 가진 전력회사에 판매)

인 RPS와 비교하면 RPS의 특징을 잘 이해할 수 있는 점이 있다. 우리는 이를 도입의 효과, 발전원 선택의 용이성, 비용절감효과, 그리고 경쟁효과의 측면에서 비교해 볼 수 있다.<sup>13)</sup>

4.2. RPS 관련 국내 연구현황 및 대상 시장규모

현재 RPS 도입과 관련된 본격적인 국내연구는 전무하다고 보아도 무방할 정도이다. 김정인(2001)은 신·재

생에너지 정책의 도입에 대한 논의를 진행하면서, 경쟁체제의 도입, 녹색가격제도 도입관련, 덴마크의 RPS가 가격 보장에서 경쟁으로 이행하여 확산된 예를 제시하였다. 또한, 부경진(2001)은 선진국의 녹색가격제도에현황을 소개하면서, RPS에 대해 간략히 소개한 바 있다. 최근의 자료인 산업자원부(2003b)에서는 11쪽 그림의 '대체에너지 산업 활성화 및 보급 인프라구축' 내 4개 항목 중 하나로 '시장기반 활성화를 위한 기초수요확보'라

표 3. 연도별 신·재생에너지 공급비중과 증가율.

(단위 : TOE)

구분	'93	'94	'95	'96	'97	'98	'99	'00	'01	'02
1차에너지(A) (천TOE)	126,879	137,234	150,437	165,209	180,639	165,932	181,365	192,888	198,410	209,112
증가율(%)	9.4	8.2	9.6	9.8	9.3	△8.1	9.3	6.4	2.8	5.4
신재생에너지 공급량(B)	649.6	777.9	908.5	1,161.90	1,421.30	1,715.70	1,900.60	2,131.00	2,457.6	2,922.30
증가율(%)	17.6	19.8	16.8	27.9	22.3	20.7	10.8	12.1	15.3	18.9
B/A×100(%)	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	1	1.1	1.1	1.2	1.4
태양열	14,141	16,839	22,083	32,016	45,543	43,957	42,105	41,689	37,174	34,777
태양광	2,016	2,153	2,245	2,560	3,078	3,747	4,486	5,051	5,911	6,735
바이오	58,830	57,239	59,174	50,421	67,582	63,178	64,949	82,004	82,457	116,790
폐기물	545,550	678,832	804,496	1,056,440	1,282,457	1,577,194	1,760,510	1,977,662	2,308,001	2,732,515
소수력	28,785	22,538	20,435	20,349	22,451	27,228	27,123	20,456	20,933	27,645
풍력	313	303	108	87	202	369	1,460	4,171	3,148	3,720
지열	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122
합계	649,635	777,904	908,541	1,161,873	1,421,313	1,715,673	1,900,633	2,131,033	2,457,624	2,922,304

출처 : 산업자원부 외, 2003.

는 정책목표를 설정해 두고 있으며, 여기에서 ‘RPS 도입검토’를 하나의 연구 주제로 제시하고 있다. 이 보고서는 간략한 RPS에 대한 소개와 신·재생에너지 중장기 보급 추진목표 및 체계에서 원론적인 추진 목표와 방향을 제시하고 있다. 특히, 신·재생에너지를 이용할 발전우선구매제도와 이에 필요한 각 신·재생에너지 원별 기준가격 등이 산정되어 있는 등 향후 RPS 국내 도입시 고려해야 할 기초자료를 많이 포함하고 있다.

이와 같이, RPS에 대한 본격적이고도 직접적인 연구는 없다고 하더라도, 국내시장에서 RPS 적용이 가능한 대략적인 규모와 목표설정에 대한 내역은 산업자원부(2003b)와 산업자원부 외(2003)를 통해 산출하여 볼 수 있다.

<표 3>은 우리나라의 ‘연도별 신·재생에너지 공급비중과 증가율’ 실적을 신·재생에너지원별 자료와 통합하여 TOE 단위로 환산·비교해 본 자료이다. 신·재생에너지 전체로 보아 1993년 이후 그 절대치와 1차 에너지에 대한 구성비도 계속 증가를 보이는 것으로 나타난다. 그러나, 그 수준은 <표 4>에서도 알 수 있듯이 전 체발전량 대비 신·재생 발전량은 0.097%, 신·재생에너지 전체에 대한 발전량 비중은 0.89%로 매우 미미한 수준이다.<sup>13)</sup> RPS는 신·재생에너지 중 발전에만 적용되는 것으로, 이 발전총량을 따지더라도 0.1%가 되지 않는다는 것은 기존의 신·재생 발전량을 모두 RPS로 인정한다고 하더라도 매우 미미한 실적이 된다는 것을 알 수 있다.

13) 고정가격매수제는 발전사업자에게 있어 충분한 유인이 될 만한 수준으로 가격이 설정된다면 효과가 크지만, 고정가격을 항상 적절한 수준으로 설정하기가 어려워 기대했던 도입효과가 달성되지 않을 가능성이 높으며, 발전원의 선택이라는 측면에서 보면, 발전사업자로부터 요청이 있을 경우, 발전시설에 가장 가까운 계통을 관리하는 전력사업자가 고정가격으로 매수해야 할 의무를 가진다는 점에서, 전력사업자는 신·재생에너지 전력에 관한 전원선택의 자유가 없다. 비용절감의 효과면에서 고정가격에 의한 매수가 보증되기 때문에, 발전사업자 측에 비용절감 인센티브가 작용하기 어렵고, 경쟁효과 측면에서 신·재생에너지 발전시설에 가장 가까운 전기사업자가 매수요청에 응해야 할 의무가 있어서 고정가격 매수제는 신·재생에너지 발전의 지역적 편재성이 전기사업자간 경쟁에 불평등한 영향을 미칠 가능성이 있다. 그러나 RPS는 가격이 아닌 수량(Quota)을 설정하기 때문에, 예상했던 신·재생에너지 전력 도입이 기대에서 크게 벗어날 가능성이 적고, 전력사업자가 스스로 발전, 증서+전력 구입, 증서만 구입하는 3가지 방법 가운데 하나를 선택할 수 있어, 전원선택의 용이성 높다. 또, 시장원리가 효과적으로 작동할 경우 발전사업자간의 경쟁을 촉진, 비용절감 인센티브 크다. RPS에 의하면, 신·재생에너지 전력 구입에 따른 추가비용은 증서의 매매를 통해, 모든 의무대상자에 의해 비용부담 평준화가 적용되므로, 의무대상자간의 경쟁중립성 및 비용부담의 공평성이 유지된다는 장점이 있다.

14) <표 4>와 <표 5>의 2002년 실적에서 TOE로 표시된 신·재생에너지 전체량이 미미한 크기이지만 서로 차이가 난다. 통계치의 취합상 관리가 필요한 부분으로 판단된다.

표 4. 2002년 신·재생에너지발전 실적.

(단위 : TOE)

	태양광	풍력	폐기물소각발전	LFG	소수력	신·재생전체 (C)	총발전량 (C)	(C/D)%
신·재생전체(A)	6,735	3,720	2,732,515	116,790	27,645	2,887,405		
신·재생발전(B)	510	1,279	8,221	6,086	9,508	25,605	26,352,025	0.097164
비율(B/A)(%)	7.57	34.38	0.30	5.21	34.39	0.89		
신·재생발전 (MWh)(B/C)(%)	5,927 (1.99)	14,880 (5.0)	95,612 (32.11)	70,783 (23.77)	110,579 (37.13)	297,781	306,474,064	0.097164

주 : 1 MWh=859,845.2 kcal=0.08598452 TOE

출처 : 에너지관리공단(2003.4) 발체 재편집

표 5. 신·재생에너지 발전차액 보전제도 시행실적.

구분	소수력발전		LFG 발전		계	
	거래량 (MWh)	금액 (백만원)	거래량 (MWh)	금액 (백만원)	거래량 (MWh)	금액 (백만원)
'01년	1,580	30	3,525	38	5,105	68
'02년	46,016	1,315	35,912	578	81,928	1,893
'03년	119,279	3,049	92,047	1,612	211,326	4,660
합계	166,875	4,394	131,484	2,228	298,359	6,621

주 : '03년도 지원실적은 잠정치임.

출처 : 에너지관리공단 내부 자료

<표 4>에 따르면 2002년 현재 국내 발전전력 비중이 가장 높은 신·재생에너지원은 소수력이며, 다음으로 폐기물소각, LFG(Land-Fill Gas : 매립지 가스), 풍력, 태양광 순으로 나타나고 있다. 소수력은 전국에 고르게 분포되어 있고 개발 잠재량이 높다고 평가되나, RPS를 도입할 경우, 기존의 소수력을 이용한 발전을 RPS에 의한 발전원으로 인정할 것인가의 여부는, 앞서 3장에서 지적한 바와 같이 또 다른 논의의 대상이 된다고 하겠다. 폐기물소각에 의한 발전은 설비특성상 설치장소에 한계가 있으나 전국적으로 분포되어 있다. LFG는 최근 관심이 높아지면서 시설용량이 점차 커지고 있으며, 각 지자체 및 민간의 투자가 있기는 하나, 매립지의 특성상 한계가 있을 것으로 보인다. 풍력은 현재 제주도, 대관령 등 풍량이 많은 곳을 중심으로 투자가 진행중이며 자원의 특성상 일부 부존풍력자원이 많은 곳에 한정될 가능성이 많다. 태양광은 전국의 어느 곳에서도 발전이 가능하기 때문에 잠재량은 많다고 판단되나 현재 설치단가가 높은 단점이 있다.

한편, <표 5>는 신·재생에너지 발전차액 보전제도의 시행실적이다. 이는 소수력과 LFG 발전에 해당되는 내역으로 이들 실적만 보면, 2001년 대비 2003년 거래량

이 40배 이상, 금액은 60배 이상 증가한 것으로 나타났다. <표 4>에 따르면 소수력과 LFG 발전은 신·재생전체발전량에서 60.9%를 차지하고 있다. 이는 RPS 시행에 따라 신·재생에너지 보급 촉진 비용의 일부분이 시장기구에서 자체 충당된다는 것을 감안할 때, 차액보전제도에 의해 소요된 정책비용 중 절감할 수 있는 대강의 규모를 추정가능하게 한다.<sup>15)</sup>

<표 6>은 신·재생에너지 공급 전망치로, 국내에서 RPS 적용이 가능한 신·재생에너지 잠재량을 파악하기 위하여 정리한 것이다.

여기서 눈여겨볼 사항은 정부가 제시한 신·재생에너지의 목표기준치는 대수력을 포함한 수치라는 점이다. 이는 앞서 살펴 본 바에서도 알 수 있듯이, 신·재생에너지의 기준에서 수력을 포함시킬지의 여부와 포함시키더라도 소수력이나 이를 통한 새로운 에너지의 창출만을 고려하려고 하는 시도와는 배치되는 것으로 판단된다. 따라서, 대수력을 제외한 신·재생에너지 전망치(R1)를 정부목표 기준치로 삼는 것이 합당한 것으로 볼 수 있으며, 이 경우, 현재의 목표를 달성하기 위해서는 추가적인 신·재생에너지 개발이라는 과제가 수반된다. 특히, R1을 정부 목표치 기준으로 한다면, RPS 적용대상이 되

15) 즉, 현재의 차액보전제도는 납세자로부터의 예산원을 확보하여 운용하고 있지만, RPS 시행에 따라 전요금납부자가 비용을 부담함으로써, 간접적 방식의 교차보조를 수정하게 되는 것이다. 태양광, 풍력, 폐기물소각발전 등의 차액보전에 소요된 재원의 전체규모는 현재 파악된 바 없다.

표 6. 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
총에너지소비량(A)	215,825	223,218	230,949	237,589	243,664	250,486	257,513	263,555	269,323	274,978
총발전량(B)	24,815	25,794	26,746	27,616	28,414	29,188	29,894	30,552	31,206	31,812
정부신·재생목표(C)	4,317	5,112	6,051	7,128	8,090	9,218	10,507	11,886	13,466	15,124
전체총계(R1)	3,385	4,344	5,006	5,919	6,975	7,942	9,173	10,228	12,127	14,275
(R1/A)×100	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2
(R1/B)×100	13.6	13.1	12.7	12.3	11.9	11.6	11.3	11.1	10.8	10.6
(R1/C)×100	78.4	66.2	55.9	47.5	41.8	36.7	32.2	28.5	25.1	22.4
전체총계(R2)	4,451	5,412	6,073	7,001	8,053	9,029	10,275	11,384	13,335	15,531
(R2/A)×100	2.1	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6
(R2/B)×100	17.9	17.3	16.6	16.1	15.7	15.2	14.9	14.6	14.3	14.0
(R2/C)×100	103.1	87.1	73.6	62.4	55.0	48.3	42.4	37.4	33.1	29.4
발전총계(RE1)	76	140	207	302	424	576	751	1,173	1,763	2,225
(RE1/A)×100	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
(RE1/B)×100	0.31	0.29	0.28	0.28	0.27	0.26	0.25	0.25	0.24	0.24
(RE1/C)×100	1.76	1.49	1.26	1.07	0.94	0.82	0.72	0.64	0.56	0.50
(RE1/R1)×100	2.25	3.22	4.14	5.10	6.08	7.25	8.19	11.47	14.54	15.59
발전총계(RE2)	442	507	574	674	788	951	1,132	1,572	2,180	2,660
(RE2/A)×100	0.20	0.20	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.17	0.16	0.16
(RE2/B)×100	1.78	1.71	1.65	1.60	1.56	1.51	1.48	1.45	1.42	1.39
(RE2/C)×100	10.24	8.65	7.30	6.20	5.46	4.80	4.21	3.72	3.28	2.92
태양열(a)	41	53	74	102	134	169	208	258	318	385
태양광(a)	3	4	10	22	40	65	103	192	341	448
태양광(e)	1	1	3	8	14	22	35	66	117	154
풍력(a)	13	38	68	126	230	361	652	882	1,311	1,456
풍력(e)	5	13	24	43	79	124	224	303	451	571
소수력(a)	50	55	62	111	170	229	298	367	446	534
소수력(e)	17	19	21	38	59	79	103	126	154	184
수소에너지(a)	-	-	-	-	-	0	0	1	1	1
IGCC(a)	-	-	-	-	7	7	7	184	375	545
IGCC(e)	0	0	0	0	7	7	7	184	375	545
폐기물(a)	3,080	3,850	4,350	5,050	5,630	6,150	6,870	7,110	7,540	8,930
바이오(a)	197	342	436	495	737	768	801	833	1,050	1,082
바이오(LFG)	53	106	159	212	265	291	318	344	371	397
연료전지(a)	-	0	0	0	1	4	15	77	147	226
연료전지(e)	0	0	0	0	1	4	15	77	147	225
해양에너지(a)	-	-	-	1	1	143	143	211	432	432
해양에너지(e)	0	0	0	0	0	49	49	72	148	148
지열(a)	1	3	6	12	23	42	70	109	161	226

주 : R·신·재생에너지전체, RE·신·재생에너지전력, 1·대수력 제외, 2·대수력포함, (a)·발전포함 신·재생, (e)·신·재생 발전(항목전체)

출처 : 산업자원부(2003b), 대한민국정부(2003), 산업자원부 외(2003)를 참조 재구성

는 신·재생에너지 발전량 전망에 대해서는 다음과 같은 문제점을 지적할 수 있다.

수력을 제외한 신·재생에너지 발전량(RE1/R1)은 2011년 14.5%가 될 때까지 계속 늘어난다. 그러나, 이 목표를 전체 발전량에 대해 살펴보면(RE1/B), 오히려 그 비중이

2003년 0.31%에서 2011년에는 0.24%로 발전량에서 차지하는 비율이 줄어들어 신·재생에너지 발전공급확대라는 목표와는 불일치하는 전망치를 내고 있다.<sup>16)</sup> 즉, RPS 적용 대상이 될 신·재생에너지 전망과 신·재생에너지 발전량 전망에 대한 재검토를 필요하다는 점을 시사하고 있다.

16) <표 4>에서 2002년 신·재생발전량이 전체 발전량대비 0.097%이라는 것을 감안한다면, <표 6>에서 0.31%로 약 3배 이상 증가하는 결과는 자료의 잘못이라고 보여진다.

표 7. 적용대상 전원별 기준가격.

대상전원	기준가격(원/kWh)	
	자가용설비	사업용설비
태양광	716.40	
풍력	계통한계가격(SMP)+일반발전기 용량정산금(CP)	107.66
소수력	계통한계가격(SMP)+일반발전기 용량정산금(CP)	73.69
조력	62.81	
매립지가스	계통한계가격(SMP)+일반발전기 용량정산금(CP)	20 MW 미만 65.20
		20 MW 이상~50 MW 이하 61.80
폐기물소각(RDF 포함)	계통한계가격(SMP)+일반발전기 용량정산금(CP)	

출처 : 산업자원부, 2003a.

주 : 전기사업법 제31조 제2항, 동법 시행령 제19조 제2항에 따라 자가용전기설비를 설치한 자가 전력시장에서 전력거래를 할 수 있는 경우는 자가 생산한 전력의 연간 총 생산량의 50% 미만의 범위 안에서 전력을 거래함.

4.3. RPS 국내도입의 경제적 영향 평가

앞서 살펴 본 바와 같이, 관련 모든 연구에서 선행되어야 하는 것은 기존의 신·재생원별 에너지공급실적, 발전실적 등을 포함하는 자료를 세부적으로 정비하여 관련 데이터베이스를 구축하고 중장기 전망시 고려되었던 사항 등을 면밀히 분석, 문제점을 파악하는 작업이라 하겠다. 아래에서는 기존의 신·재생 발전시장규모에서 RPS를 국내에 도입할 경우, 나타날 변화의 형태와 효과가 어떠한 것인지를 간략히 살펴본다.

RPS 도입에 따른 효과를 판단하여 보려면 두 개의 시장 - ① 의무비용, 의무 할당량을 채우지 못하거나, 과다공급한 경우는 각각 해당부분을 대상사업자에게 판매 또는 구매할 수 시장인 TREC 시장과, ② 추가적인 공급비용에 따른 소비자의 추가비용을 판단해 볼 수 있는 소매시장 - 을 분석하고 그에 따른 최종소매가격과 공급량의 변화를 살펴보아야 한다. 이 분야의 연구는 아직 매우 초보적인 단계라 할 수 있다. 그 큰 이유 중의 하나는 관련 업계에서 투자비 관련 자료 노출을 꺼리고 있기 때문이다. 또 다른 이유는 실제 관측된 신·재생 에너지 생산량을 파악하거나, 아니면 실제 생산될 것으로 판단되는 에너지의 생산량 평가를 위해 필요한 주어진 지역의 다년간의 실측된 기초자료가 부족하다는 점이다.

본 논문에서는 가능한 범위 내에서 파악된 태양광 발전과 풍력의 경우, 경쟁시장의 조건을 주었을 경우 결정된 TREC 가격을 산정해 보았다.<sup>17)</sup> 적정 이윤을 보장하는 수준의 내부수익율을 6.15%(LIBO+4%)<sup>18)</sup>를 고려할 경우 태

양광 발전의 기준가격은 753원/kWh으로 검토되었다. 풍력 발전의 TREC 가격산정의 경우에는 대관령의 실제투자비를 기준으로 위와 같은 내부수익율을 보장하기 위한 가격 수준으로는 87.4원/kWh이 산정되었다. 기타 신·재생 에너지원에 대하여서는 투자비산정을 위해 필요한 기초자료가 확보되지 않은 관계로 아래 <표 7>에서와 같이 산업자원부(2003a)에 의거한 기준가격을 그대로 적용하기로 하였다.

RPS 도입이 소매시장에 미치는 영향의 분석에는 이에 따른 전력시장의 변화, 즉, 전력가격과 수요의 변화 크기를 살펴보는 것이 필요하다. 우선, TREC 시장에서의 가격이 결정되면 이것이 신·재생 발전량의 공급단가가 될 것이며 이는 할당비율만큼의 가중치를 가지면서 소매가격의 상승에 영향을 주게 될 것이다. 상승된 새로운 소매가격은 용도별 가격탄력성에 의해 용도별 전력소비량에 영향을 주게 된다. 가격은 한국전력(2004)를 기준으로 얻은 소매가격과 2002년 8월 1일부터 2003년 7월 31일까지의 기간 동안 확인된 시간대별 SMP와 수요량 자료를 이용하여 얻어진 연평균 SMP 값인 52.901384원/kWh를 가격산정의 기준으로 삼았다. 또, 용도별 가격탄력성자료는 박광수 외(2004)를 이용하였다. 분석을 위한 기본 시나리오는 정부가 목표로 하는 신·재생대체에너지 보급기준을 전제로 하여 그 가운데서 발전량과 관련되는 부분만을 명시하여 설정하였으며, 이 기본 시나리오에 의하면 2011년 기준으로 신·재생에너지 발전이 총발전량에서 차지하는 비중이 3.09%, 2020년 기준으로는 8.0%에 이르는 것으로 나타난다.<sup>19)</sup>

17) 김수덕 외(2004) 참조.

18) Jung, 2002.

19) 여기서 실제 사용된 자료는 실제 정부목표치와는 약간의 차이를 보이는 KEEI BAU 전망을 따른 것임을 밝힌다. 그 이유는 용도별 전력수요 예측량이 구분되어 있고 2020년까지의 전망이 포함되어 있어, 본 논문의 목적상 분석에 편리하다. 2015, 2020년의 신·재생에너지 기준설정은 2011년 신·재생에너지를 이용한 발전량 소계 중 태양광, 풍력, 소수력, LFG가 차지하는 비중이 그대로 유지된다는 가정 하에서 이루어졌다.

표 8. 2005년 BAU대비 1.0배의 RPS 의무비율 시나리오.

(단위 : GWh)

용도	가격	총수요량	가격 탄력성	RPS를 시행할 경우								
				용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합	총수요 감소	태양광	풍력	소수력	LFG
산업	60.30	163,419	0.285	0.016	0.212	162,044	1,210	165	20	138	125	928
수송	60.30	2,845	0.074	0.114	0.212	2,823	21	1	0	2	2	16
가정	88.00	49,365	0.025	0.103	0.310	48,995	366	4	6	42	38	281
일반	100.59	109,531	0.074	0.767	0.354	108,691	812	29	13	92	84	623
합계	78.08	325,161	.	1.000	0.331	322,554	2,409	198	39	274	248	1,848

표 9. 2010년 BAU대비 1.0배의 RPS 의무비율 시나리오.

(단위 : GWh)

용도	가격	총수요량	가격 탄력성	RPS를 시행할 경우								
				용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합	총수요 감소	태양광	풍력	소수력	LFG
산업	60.30	190,828	0.285	0.079	1.986	184,345	4,631	1,852	364	1,672	697	1,897
수송	60.30	4,276	0.074	0.361	1.986	4,161	105	11	8	38	16	43
가정	88.00	59,974	0.025	0.151	2.898	58,454	1,468	51	115	530	221	602
일반	100.59	143,355	0.074	0.410	3.313	139,490	3,504	361	275	1,265	528	1,436
합계	78.97	398,433	.	1.000	2.667	386,450	9,707	2,275	763	3,506	1,462	3,977

표 10. 2015년 BAU대비 1.0배의 RPS 의무비율 시나리오.

(단위 : GWh)

용도	가격	총수요량	가격 탄력성	RPS를 시행할 경우								
				용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합	총수요 감소	태양광	풍력	소수력	LFG
산업	60.30	214,036	0.285	0.107	4.920	198,185	10,431	5,420	1,120	4,305	1,466	3,540
수송	60.30	4,702	0.074	0.413	4.920	4,438	234	31	25	96	33	79
가정	88.00	69,810	0.025	0.141	7.181	66,172	3,483	155	374	1,437	489	1,182
일반	100.59	176,729	0.074	0.339	8.208	166,789	8,778	1,162	943	3,623	1,233	2,979
합계	79.76	465,277	.	1.000	6.354	435,584	22,925	6,768	2,462	9,462	3,221	7,781

시뮬레이션의 결과는 <표 8, 9, 10>에 정리되어 있다. 용도별 소비자가격, 총수요량과 계산에 사용된 가격탄력성 값이 표의 왼편에 제시되어 있으며, 오른쪽 편 값들은 BAU 시나리오에 의해 RPS를 도입하였을 경우 나타나는 전력시장의 변화를 5년 간격의 연도별로 정리한 것이다. 이 시뮬레이션의 결과는 실제 해당 신·재생에너지를 생산하기 위해 어떠한 지역에 설비투자가 필요하고 과연 그러한 투자가 해당 신·재생에너지의 생산을 가능하게 하는 잠재부존량이 있는지 등의 내용에 대해서는 전혀 고려한 바가 없다. 다만 정부의 목표치를 이용하였고 정부가 이러한 목표치 산정 시에 이러한 문제점들을 모두 감안하였을 것을 전제로 분석을 시도한 것임을 밝혀둔다.

### 5. 결 론

본 논문에서는 정부 개입을 최소화하면서 시장기능을 이용한 지속가능한 신·재생에너지 보급을 위한 제도로 선진국에서 주목 받고 있는 RPS를 국내에 도입할 경우 고려할 사항에 대하여 알아보았다. 이를 위하여 RPS의 기본 개념과 시장기구 하의 운용방식, 정책설계 시 고려사항, 선진국의 사례, 국내 신·재생에너지 연구현황 및 시장규모 등에 관한 내용을 파악하였다.

주지하는 바와 같이 RPS 제도는 신·재생에너지 보급이 지속가능하도록 하기위해 시장기능을 이용하고자 하는 제도이다. 그렇지만, RPS 제도 단독으로 신·재생에너지 시장을 활성화할 수 있다고 판단하기에는 이 제도에 대한 시행실적과 결과에 대한 평가에 아직 부족한

점이 많다는 지적이다(Langniss *et al.*, 2003). 그러나, 신·재생에너지의 보급촉진은 지속가능성 확보, 기후변화협약 대응, 에너지 안보 등의 문제에 대한 ‘장기적’인 대안 중의 하나로 인식할 수 있다. 이를 위하여 신·재생에너지 공급을 위한 경제체제를 도입하고, 시장의 자발적인 투자를 유발하도록 하는 정책설계가 필수적이나 여기에는 많은 사전적 준비가 필요하다는 것이 본 연구에서 확인한 주요내용이라 하겠다.

따라서 현재로는 기존의 보조금제도, 차액보존제도, 연구개발 지원 등의 시책과 함께 RPS 도입을 위해 논의된 정책 설계시의 고려사항들 - 목표설정(selection of target), 적용가능성(applicability), 유연성 체계(flexibility mechanism), 규제당국의 책무(administrative responsibility), 기타 요인 - 을 염두에 두고 지속적인 연구가 필요하다고 판단된다. 관련 해외사례를 철저히 분석하고 장단점을 파악한 후, 우리나라 실정에 맞는 기준을 갖춘 RPS 제도는 어떠한 형태인가에 대한 연구를 진행하는 것 또한 매우 중요하다. 앞서 확인한 바와 같이, 국내 신·재생에너지에 의한 발전실적, 중장기 전망 등의 기초적인 자료를 좀 더 세밀한 데이터베이스로 구축하고, 신·재생 에너지의 지역별 잠재부존량 파악 등의 기초자료를 마련하고 정비하는 것이 매우 중요한 일이라 하겠다.

### 참고문헌

1. 대체에너지개발보급센터. 2003년도 대체에너지 분야별 기술자료, 2003.
2. 김수덕 외. 신·재생에너지 의무비율 할당제(RPS) 도입을 위한 경제적 파급효과 분석, 에너지경제연구원 연구보고서, 2004.
3. 김진오. 경쟁력전력시장에서의 재생에너지 활성화 방안 연구, 에너지경제연구원, 2002.
4. 김정인. 지속가능한 에너지를 위한 정책 전망과 과제, 에너지절약을 위한 제2회 정책포럼, 2001.
5. 대한민국정부. 제2차 국가에너지기본계획(2002~2011), 2003.
6. 박광수 외. 전력수요 가격탄력성 추정 및 활용방안 연구, 에너지경제연구원, 2004.
7. 부경진 외. 녹색가격제도(Green Pricing)의 국내 도입에 관한 연구, 정책연구보고서 2001-06, 에너지경제연구원, 2001.
8. 산업자원부. 대체에너지이용 보급촉진을위한 기본계획 수립연구, 1998.
9. 산업자원부. 신·재생에너지구입요금산정기준에 관한 연구, 1999.
10. 산업자원부. 대체에너지 기술보급 종합 대책, 2000.
11. 산업자원부. 대체에너지보급 확대를 위한 제도개선방안 연구, 2001.
12. 산업자원부. 원자력발전과 대체에너지공존 활성화 방안, 2002.
13. 산업자원부. 고시 2003-61호 대체에너지이용발전전력의 기준가격지침, 2003a.
14. 산업자원부. 대체에너지보급목표 달성을 위한 세부 실행계획 수립연구, 2003-N-PS04-P-01, 2003b.
15. 산업자원부. 에너지관리공단, 에너지·자원기술개발사업 관련법령 및 규정, 2003.
16. 산업자원부 외. 2002년도 대체에너지보급 통계, 2003.
17. 에너지관리공단. 2002년 대체에너지보급관련자료집, 2003.
18. 한국전력. 경영통계, 2004.
19. Abe, J.D.; Alexander, L.R.; Clark, C.F.; Rosen, R.A. NETS: Capturing Electricity Information in New England, *The Electricity Journal*, 1999, 12(4), 46-54.
20. Bernow, S.; Dougherty, W.; Duckworth, M. Renewables Portfolio Standard Prices in a Competitive Context, *The Electricity Journal*, 1997, 10(6), 2.
21. Bernow, S.; Dougherty W.; Duckworth, M. Quantifying the Impacts of a National, Tradable Renewables Portfolio Standard, *The Electricity Journal*, 1997, 10(4), 42-52.
22. Berry, D., The Market for Tradable Renewable Energy Credits, *Ecological Economics*, 2002, 42(3), 369-379.
23. Berry, T.; Jaccard, M. Renewable Portfolio Standard: Design Considerations and an Implementation Survey, *Energy Policy*, 29(4), 263-277.
24. Berry, T.; Jaccard, M. The Renewable Portfolio Standard: Design Considerations and an Implementation Survey, *Fuel and Energy Abstracts*, 2002, 43(4), 272.
25. Bolinger, M.; Wiser, R.; Milford, L.; Stoddard M.; Porter, K. States Emerge as Clean Energy Investors: A Review of State Support for Renewable Energy, *The Electricity Journal*, 2001, 14(9), 82-95.
26. Chupka, M.W. Designing Effective Renewable Markets, *The Electricity Journal*, 2003, 16(4), 46-57.
27. Database of State Incentives for Renewable Energy (DSIRE), <http://www.dsireusa.org/>.
28. Energy Information Administration, Impacts of a 10-Percent Renewable Portfolio Standard, 2002a.
29. Energy Information Administration, Addendum: Impact of Renewable Fuels Standard/MTBE Provisions of S. 517, 2002b.
30. Energy Information Administration, The National Energy Modeling System (NEMS): An Overview 2003, 2003a.
31. Energy Information Administration, Analysis of a 10-Percent Renewable Portfolio Standard, 2003b.
32. Energy Information Administration, Addendum: Analysis

- of a 10-Percent Renewable Portfolio Standard, 2003c.
33. Energy Information Administration, Supplement to Analysis of a 10-Percent Renewable Portfolio Standard, 2003d.
  34. Ericsson, Karin, Suvi Huttunen, Lars J. Nilsson and Per Svenningsson, Bioenergy policy and market development in Finland and Sweden, Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online, 2003.
  35. Espey, S. Renewables Portfolio Standard: A Means for Trade with Electricity from Renewable Energy Sources?, Energy Policy, 2001, 29(7), 557-566.
  36. Fan, J.; Sun, W.; Ren, D.M. Renewables Portfolio Standard and Regional Energy Structure Optimisation in China, Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online, 2003.
  37. Haddad, B.M.; Jefferiss, P. Forging Consensus on National Renewables Policy: The Renewables Portfolio Standard and the National Public Benefits Trust Fund, The Electricity Journal, 1999, 12(2), 68-80.
  38. Jung, Y. Growth of Energy Demand and Supply Diversification in the NE Asia Symposium on Pacific Energy Cooperation 2002 at Hotel Okura, Tokyo, 2002.
  39. Klass, D.L. A Critical Assessment of Renewable Energy Usage in the USA, Energy Policy, 2003, 31(4), 353-367.
  40. International Energy Agency, Standing Group on Long-Term Co-Operation Committee on Energy Research and Technology, IEA In-Depth Report of Swedish Energy Policies 2004, Draft Report of Sweden, IEA/SLT/CERT, 2004.
  41. Langniss, O.; Wiser, R. The Renewables Portfolio Standard in Texas: an Early Assessment, Energy Policy, 2003, 31(6), 527-535.
  42. Lauber, V. REFIT and RPS: Options for a Harmonised Community Framework, Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online, 2003.
  43. Minnesotans for an Energy-Efficient Economy, Projected Impact of a Renewable Portfolio Standard on Minnesotas Electricity Prices, MN Building Suite 600, 46 East Fourth Street, St. Paul, MN 55101, USA.
  44. OECD/IEA, Renewables Information 2002, 2002.
  45. Payne, A.; Duke, R.; Williams, R.H. Accelerating Residential PV Expansion: Supply Analysis for Competitive Electricity Markets, Energy Policy, 2001, 29(10), 787-800.
  46. Rader, N.A.; Norgaard, R.B. Efficiency and Sustainability in Restructured Electricity Markets: The Renewables Portfolio Standard, The Electricity Journal, 1996, 9(6), 37-49.
  47. Sissine, F. Renewable Energy: Tax Credit, Budget, and Electricity Production Issues, Congressional Research Service Reports, National Library for the Environment, National Council for Science and the Environment, 1725 K Street, Suite 212, Washington, DC, 20006.
  48. State Energy Conservation Office, Renewable Energy and Your Electric Utility, 111 East 17th Street, Room 1114, Austin, Texas 78774, USA.
  49. Tillman, D.A. Biomass Cofiring: The Technology, the Experience, the Combustion Consequences, Biomass and Bioenergy, 2000, 19(6), 365-384.
  50. Tonn, B.E.; Schweitzer, M. Institutional and Programmatic Suggestions for Satisfying Public Policy Responsibilities in a Retail Competitive Electric Industry, Energy Policy, 1997, 25(1), 29-42.
  51. Winkler, H. Renewable Energy Policy in South Africa: Policy Options for Renewable Electricity, Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online, 2003.
  52. Wiser, R.; Porter, K.; Grace, R.; Kappel, C. Evaluating State Renewables Portfolio Standards, prepared for National Geothermal Collaborative, 2003.
  53. Wiser, R.; Pickle S.; Goldman, C. Renewable Energy Policy and Electricity Restructuring: A California Case Study, Energy Policy, 1998, 26(6), 465-475.