

# 한국의 RPS제도 이행 점검과 개선 방향

이성호\*

전북대학교 산학협력단, 전주시, 100-141

## Review and Suggestion of Korean RPS Scheme

Seongho Lee

Industrial Cooperation Foundation, Chonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju, Korea, 561-756

**ABSTRACT:** For the dissemination of new and renewable energy, Korean government introduced a renewable portfolio standard (RPS) scheme in 2012 after terminating feed-in tariff (FIT) scheme that was introduced in 2004. With the RPS scheme, 64.7% of its own goal (95.7% in PV and 63.3% in non-PV) was achieved in 2012 and 67.2% of that (94.9% in PV, 65% in non-PV) was achieved in 2013. The deployment of PV systems met the goal very well and that of non-PV did not. Recently, Korean government revised the target year of supplying 10% electricity from new and renewable energy from 2022 to 2024 and released a couple of measures on PV area. Recent studies showed that the bankability of a project plays a key role for PV dissemination. Therefore, the dissemination should be assessed from the point of bankability under the RPS scheme and a little adjustment is necessary to achieve the goal. Especially, installing a small size PV (<100 kwp) system needs a minimum REC price or a FIT scheme. In non-PV area, permission process is a common bottleneck and the related regulation should be eased. In addition, to achieve the long term goal, an implementing scenario has to be prepared. Currently, the portion of the waste-gas energy originated from fossil fuel is too large among the new and renewable energy sources and the portion should be lowered or eliminated in the 10% of electricity supply goal. Seoul Metropolitan Government (SMG) has its own FIT scheme for PV dissemination from 2014 SMG and revised the PV tariff from 50 to 100 won/kwh in effective of 2015. It is worth to spread the other provinces.

**Key words:** Renewable, Dissemination, RPS, FIT

### 1. 서론

우리나라의 신재생에너지 정책이 본격화한지<sup>1)</sup> 10년이 경과하였으나 아직 뚜렷한 보급의 성과를 이루었다고 평가하기 이르다고 보인다. 지난 10년은 2004년부터 본격화한 고유가의 지속과 2005년 발표된 교토체제 속에 세계 각국이 재생에너지의 개발과 보급을 위해 각축을 벌여온 시기이다. 지난 주 페루 리마에서의 COP20 합의는 (내년 프랑스 파리에서의 COP21 합의에서 구체화되어야 하겠지만) 세계 이산화탄소 배출의 40%를 점하는 발전부문의 근본적 변화를 요구하고 있다고 생각된다.

우리나라는 전력수급기본계획을 수립할 때에도 신재생에너지는 주요 고려사항이 아니다. 국가온실가스감축계획이 마련되어 있어 실행단계이지만 재생에너지정책은 아직 탄력을 받지 못하고 있다. 신재생에너지는 수소, 연료전지, IGCC (석탄을 액화하거나 가스화한 에너지)의 3가지 신에너지와 태양광, 태양

열, 풍력, 바이오, 수력, 지열, 해양, 폐기물에너지의 8종을 재생에너지라 정의하고, 이 두 개념의 줄임말이라는 사실을 아는 국민이 많지도 않다. 국제적으로 재생에너지 통계기준이 세계에너지기구(IEA)에서 정한 기준이 있음에도 우리나라는 그 기준을 따르지 않고 있다. 그 기준은 지속가능성과 생명체 기원이다. 예를 들어 태양에너지, 풍력에너지, 바이오에너지 등과 같이 고갈되지 않고 재생산되는 에너지원인 경우와 태양과 달의 중력의 작용으로 발생하는 조력발전, 그리고 지구 내부의 에너지인 지열에너지 등은 지속가능한 재생에너지로 분류한다. 같은 폐기물일지라도 목재류, 하수슬러지, 분뇨, 폐식용유 등 생물 기원은 재생가능에너지로 분류하지만 비닐, 플라스틱, 자동차 폐유 등 화석연료 기원은 재생가능에너지가 아니다.

우리나라는 신재생에너지의 개념 혼란으로 초래하는 일어난 두 가지가 아니다. 국제기준의 재생에너지 통계와 우리나라 정부에서 발표하는 신·재생에너지 통계의 차이로 발생하는 혼란은 익히 알려져 있다. 문제의 핵심은 중앙정부나 지방정부에서 무엇에 정책적 노력을 기울여야하는지가 혼동되는 것이며, 이는 정책수단과 목표가 흔들린다는 점이다.

\*Corresponding author: leeseongho21@gmail.com

Received November 19, 2014; Revised November 29, 2014;

Accepted November 29, 2014

최근 화력발전 온배수를 신재생에너지에 포함하려는 시도는 이런 개념 혼란에서 비롯된 대표적인 사례로 보인다. 버려지는 폐열을 재활용하려는 시도는 존중되어야 하나 이는 어디까지나 에너지 절약(saving) 정책이나 효율(efficiency) 제고 정책으로 분류하고 필요한 예산은 재생에너지가 아닌 절약이나 효율 예산에서 편성함이 옳다. 또한 화석연료 기원의 폐기물은 재생에너지에서 시급히 제외해야 한다. 정유공장의 폐가스나 자동차 폐유, 시멘트 켄른 등은 정부의 인센티브정책이 없어도 재활용되어 왔으며, 앞으로도 그러할 것이다. 그리고 신에너지의 개발과 보급 역시 국가가 재정을 투자해야 하는 사업이기는 하지만 재생에너지 정책과는 구별하여 진행하여야 한다.

우리나라는 지난 2003년 발전차액지원제도가 입법화한 뒤 2004년 기준가격이 공포됨으로써 2004년부터 2011년까지 우리나라 신재생에너지의 보급에 크게 기여하였다.<sup>2)</sup> 2010년 신재생에너지법 개정을 통해 신재생에너지의 보급 수단으로 공급의무화제(RPS)가 채택됨으로서 발전차액지원제도는 2011년 말까지 일몰제로 사라지게 되었다.

한편 법 개정을 둘러싸고 당시 많은 논란이 제기되었으며, 현재에도 다양한 문제제기가 지속되고 있다. 발전차액지원제도와 공급의무화제는 각 장단점이 존재하며 세계 각국마다 자국의 실정에 맞추어 실시하고 있다. 우리나라의 발전차액지원제도는 기준가격제(FIT, feed-in tariffs) 제도의 하나이다. 세계적으로 FIT제도의 우수성은 널리 알려져 있으며, 지난 10년간 재생에너지 보급에 크게 기여하였다. RPS제도 역시 재생에너지 보급의 주요수단으로 널리 활용되고 있는 제도이다. 어느 제도가 절대적으로 우수하다는 평가를 내리기 보다는 서로 장단점이 존재한다고 보아야 한다. 제도가 도입되었다고 바로 성과가 나타나는 것은 아니다. 오히려 제도를 잘 운영하지 못하면 성과를 내기 어려우며, 어느 제도이든 끊임없이 수정하고 보완함으로써 성과를 낼 수 있다. 실제 영국, 이태리 등 여러 나라에서 RPS제도와 FIT제도를 혼용하고 있으며, 또 그 추세는 늘고 있다. 우리나라도 RPS 제도 시행 3년이 지나는 시점에서 다각도에서의 평가가 필요하며, RPS제도 자체의 보완과 기타 필요한 정책적 조치가 병행되어야 할 것이다.

여기에서는 우리나라 RPS제도 시행 과정에서 제기된 문제점을 살펴보고 필요한 정책적 조치가 무엇이 있는지를 살펴보고자 한다. 그동안 정부에서도 몇 차례 제도를 보완하여 왔으며, 앞으로 보완계획도 발표하였다.

- 1) 산업자원부에 신재생에너지가 처음 만들어지고 2004년을 신재생에너지 원년으로 선언하고 신재생에너지의 개발, 보급, 산업화를 본격 추진함.
- 2) 정부는 태양광발전이 2008년 상한선인 500MW에 도달하자 상한선을 늘이지 않고, RPS제도를 도입하기로 방침을 정하고 2009년부터 2011년까지 RPA (renewable energy portpolio agreement)를 통해 3년 동안 100 MW의 시장을 조성, 운영하게 된다.

## 2. 재생에너지 일반 현황

일반적으로 환경오염과 지구온난화 방지를 위해 화석연료 사용을 자제하고 지속가능한 재생에너지원의 사용을 늘리기 위해 세계 각국이 노력하고 있다. REN21에 따르면 2013년 말 기준 144개국에서 재생에너지를 확대하기 위한 정책목표나 수단이 있다고 한다. 이는 화석연료에 비해 상대적으로 약한 재생에너지의 경제성을 보완하여 보급을 활성화함으로써 에너지 안보를 실현하고, 나아가 산업과 일자리를 창출하기 위한 정책 수단으로 인식하고 있다고 보여진다. 재생에너지 정책은 크게 규제정책과 인센티브정책으로 나뉘어질 수 있으며, 조세정책과 재정정책이 이를 뒷받침하고 있다.

EU는 2020년까지 온실가스를 20% 절감하고, 에너지 효율을 20% 높이며, 재생에너지 공급율을 20% 가지 확대한다는 지침(Directive)이 발효 중이며, 지난 2014년 11월에는 2030년까지 온실가스 40% 절감 30% 효율 제고 및 최소 27% 재생에너지 공급에 원칙적인 합의를 이룬바 있다. 미국은 2025년까지 2005년 기준 26~28% 온실가스 저감을 약속하였고, 중국은 2030년 이전에 온실가스 배출의 최고치를 이루고 에너지원단위를 BAU 기준 35~45% 감축해 나가겠다고 국제사회에 약속하였다.

사실 각 나라의 모든 기후정책의 핵심은 에너지정책이며, 전력정책이라고 해도 과언이 아니다. 세계 이산화탄소 발생의 40%와 온실가스의 25% 정도를 차지하는 전력부문의 대책이 수반되지 않고는 목표달성이 불가능할 것이기 때문이다.

그리고 각국의 전력에서의 기후정책은 석탄발전을 가스발전으로 바꾸거나 CCS(carbon capture & storage) 장치를 한 청정 석탄화력, 그리고 재생에너지 발전과 (논란은 있으나) 원자력 발전 등이 그 수단이 되고 있다. 실제로 최근 몇 년 동안 유럽과 미국에서는 석탄발전이 가스발전으로 대체되는 추세가 뚜렷하며, 최근에는 중국까지 환경오염이 심각해지자 기준 이하의 석탄발전을 강제 퇴출한 바 있으며, 이를 자제하겠다고 하고 있다. 한편 CCS 장치를 구비한 석탄 화력이 실제 상업적으로 등장하기에는 상당한 시일이 소요될 것으로 평가되고 있다. 원자력발전은 일본의 후쿠시마 사고 이후 한계를 가질 것으로 보여진다. 결국 전력 부문에서의 전환은 재생에너지가 가장 현실적 대안으로 급부상하고 있다. 이미 풍력발전은 경제성 측면에서 화석연료와 경쟁 가능한 것으로 평가 받아 왔으나 태양광발전은 최근 수년간의 가격하락이 이 같은 새로운 전망을 가능하게 하였으며 이는 2014년 IEA PVPS의 보고서에서 확인할 수 있다.

재생에너지의 가능성과 잠재 역량에 대한 인식의 차이는 존재하지만 환경과 기후변화 방지를 위해 재생에너지의 역할 강화에 반대하는 전문가는 많지 않다.

또한 세계 주요국들은 태양광, 풍력 등 재생에너지의 산업화

- 3) IPCC 5차 보고서에서도 2030년 이후의 장기 정책 옵션으로 보고 있다.

와 보급을 활성화하기 위해 다양한 정책적 노력을 기울이고 있다. 최근 태양광발전 모듈 등을 둘러싸고 미국, 유럽 등이 중국을 상대로 무역 분쟁을 벌이는 사례는 시사하는 바가 크다.

특히 지난 10여년은 풍력발전 및 태양광발전 기술의 획기적 진전이 있었던 시기이며, 실제 해마다 보급 증가율이 두 자릿수를 기록하였으며, 앞으로도 당분간 그러할 것으로 IEA는 전망<sup>4)</sup>하고 있다. 그리고 이는 각국의 정책적 노력에 의해 가능하였다. 각국의 재생에너지에 대한 투자 역시 지난 10년 동안 꾸준히 증가해 왔다. REN21에 의하면 세계 재생에너지의 보급을 위한 정책 수단으로 전력부문에서는 FIT (Feed in Tariffs)를 채택한 나라, 주, 지방이 98개, RPS (Renewable Portfolio standard)/Quota를 채택한 나라, 주, 지방이 77개, 경매(Tendering)를 채택한 나라, 주, 지방이 55개이다. 냉·난방정책으로 열 의무화(Heat Obligation) 제도를 채택한 나라, 주, 지방이 19개이며, 교통 정책으로 바이오연료 혼합 의무제(Biofuel Blend mandate)를 채택한 나라, 주, 지방이 63개로 나타난다. 우리나라는 현재 전기 부문에는 RPS 제도가 시행 중에 있으며, 교통부문에는 RFS (Renewable Fuel Standard)가 입법이 완료되어 2015년 시행 예정이며, 냉난방 부문의 RHO (Renewable Heat Obligation)는 제4차 신재생에너지 기본계획에서 향후 검토하는 것으로 되어 있다.

### 3. FIT와 RPS 제도

우리나라의 발전차액지원제도는 일반적으로 기준가격제도(FIT)의 한국식 제도라고 할 수 있다. 2003년 입법되고, 2004년 기준가격이 고시됨으로써 발효되어 2011년까지 우리나라 신재생에너지 개발과 보급에 기여 하였다. 발전차액지원제도는 신·재생에너지 발전사업자에게 자신이 생산한 전기를 한전에 계통한계가격<sup>5)</sup>으로 팔고 계통한계가격과 정부가 정한 가격과의 차이를 보전해주는 제도이다. 결국 신·재생에너지발전사업자는 정부가 정한 가격에 전기를 팔수 있는 제도이므로 기준가격제도입에는 틀림없다. 그러나 우리나라의 발전차액지원제도는 재원을 전력산업기반기금<sup>6)</sup>에서 보전해 주었다. 기준가격제도(FIT)와 공급의무화제도(RPS)를 시행하는 대부분의 나라는 소요 재원을 전기 소매 요금에 전가하고 있다.

일반적으로 기준가격제도(FIT)는 신재생에너지 전력을 장기 판매 계약을 제공함으로써 신재생에너지의 개발을 지지하는데 초점이 맞추어진 에너지 공급정책으로 정의할 수 있다. 장기 판매계약은 통상 20년이 많고 15~25년까지 Kwh당 가격으로 체

결하고 있다. 요금은 대개 균등화발전비용(LCOE, Levelized Cost Of Energy)을 기초로 적정이윤을 보장하는 선에서 결정되며, 신재생에너지의 기술발전에 따라 지속적인 시스템가격의 가격의 하락에 맞추어 전기 가격의 적기의 적정한 수준의 조정이 매우 중요하다. 전기 가격(Tariffs)은 에너지원별로 다르게 책정하며, 같은 에너지 원이라고 해도 크기와 위치, 형태에 따라 다르게 책정하기도 한다. 성공적인 기준가격제도는 첫째, 발전비용에 맞는 적절한 판매가격과 둘째 장기간의(15~25)의 안정적 판매계약 셋째, 계통연계의 우선 보장이라고 할 수 있다. 독일 등 성공적인 나라의 경우 위 세 가지가 잘 이루어지고 있다. 특히 기준가격제도의 장점은 투자할 의지가 있으면 누구나 자신의 의사와 수준에 맞추어 투자할 수 있다는 것이다.

공급의무화제(RPS)는 특정 시기까지 신재생에너지로부터 생산한 전기의 목표 또는 비율을 정하고, 이를 달성토록 의무화함으로써 신재생에너지의 개발과 보급을 확산하고자 한 제도이다. 공급의무화제는 발전사업자 또는 전기 판매사업자가 의무를 부과 받는다. 의무사업자는 신재생에너지 발전소를 자체 건설하거나 또는 시장에서 구매하게 되는데, 그 구매는 신재생에너지 발전 인증서(REC, Renewable Energy Certificate)를 구매함으로써 의무를 이행하게 된다. 이때 인증서 구매에 따른 추가 비용은 전기 소매 혹은 도매 요금에 반영하여 회수할 수 있도록 하고 있다. 신재생에너지 발전사업자는 전기 판매 수입과 인증서 판매 수입을 통해 자신의 투자 이익을 실현하는 구조이다. 따라서 신재생에너지발전사업자의 경우 적정가격의 인증서 판매가 결정되지 않을 경우 파이낸싱이 불가능하여 실제 사업이 진행되지 못한다. 또한 의무사업자의 경우 정해진 물량을 정해진 기간에 건설해야하므로 이를 조달하기 위해 통상 경매 등 경쟁을 통해 가격을 정하고 사업자를 정하게 된다. 의무 이행기간은 통상 1년으로 하지 만 그 이상으로 하기도 한다. 의무 이행을 위한 유연성 제도로 다음 해로 이월하는 बैं킹과 다음년도 분을 당해 연도로 빌려 쓰는 차용<sup>7)</sup> 등을 두기도 한다. 신재생에너지의 원별 경제성이 차이가 나므로 경제성이 약한 에너지에 대한 투자가 이루어지지 않는 단점을 보완하기 위해 인증서에 가중치를 차등 부여함으로써 이를 완화하고 있다. 결국 공급의무화제의 승패는 시장에서 신재생에너지 개발자나 사업자의 활발한 활동을 보장하느냐와 의무사업자의 추가비용을 지속적으로 보전가능한가에 달려 있다고 본다.

한편 우리나라에서는 FIT제도를 RPS제도로 변경하면서 RPS 제도가 우월한 제도인양 주장하는 경우가 많았다. 그러나 신재생에너지의 활발한 투자를 위해서는 파이낸싱이 가능한 여건을 어떻게 조성할 것인가가 관건이다. 이에 영국과 미국의 연구 사례를 보자.

영국은 RO를 시행하다가 FIT를 병행하고 있는데 FIT도입의 배경이 된 아래 글(SGR Newsletter · Winter 2011 · Issue 39)이 시사

4) IEA, Energy Technology Perspectives 2014

5) 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)은 하루에도 시간대 별로 가격이 변하는 변동가격이다.

6) 이는 전기요금의 3.7%를 전력산업기반기금으로 모아 전력산업 인프라 및 연구 개발 등에 사용하는 재원이다.

7) borrowing

하는 바가 크다. 골자는 공급의무화제에서는 인증서를 거래함으로써 이익을 실현하는데 인증서 가격을 예측하기 곤란하고, 이는 돈을 벌리기 어렵게 만든다. 결국 공급의무화제에서 소비자들은 FIT보다 더 많은 비용을 지불하게 된다. 또 다른 David Elliott의 논문에 의하면 실제 2005~2006년 RO의 영국의 풍력발전의 경우 3.2 p/kwh, FIT의 독일의 풍력발전의 경우 2.6 p/kwh로 나타나고 있다.

### RO versus FiT<sup>8)</sup>

Under the Renewables Obligation (RO), electricity suppliers must meet specified targets for supplying from renewable sources each year. They can pass on the extra cost of doing so to consumers. In return, the suppliers get Renewable Obligation Certificates ('ROCs') for each eligible megawatt hour (MWh) sold. If they manage to get more ROCs than they need to meet their obligation, they can sell them on; if they miss their target they can buy in from others. This means the ROCs have a market, and a market value. But the value of the ROCs varies. This makes it hard for developers to predict future earnings, and therefore hard to borrow money to fund projects. Interest rates on borrowings for RO projects are higher than those under the guaranteed price FiT system – where future earnings are known many years in advance. So under the RO, consumers must be charged more than they are charged under a FiT for the same type of project.

In the FiT system, each MWh of renewable electricity produced attracts a pre-set tariff when it is fed into the grid. This is why earnings can be calculated in advance and interest rates kept low. The FiT also has a built in price reduction ('degression') formula to reflect expected improvements in technology and markets (typically 2% per annum, depending on the technology), so costs are guaranteed to come down with time. By contrast, under the RO, the same number of ROCs is always given per MWh supplied, regardless of the state of development of the technology and its market. This can lead to excess earnings via ROCs by projects whose generation costs have fallen. So far, overall, around £1 billion more than was actually needed has been paid out by consumers – making the RO even more expensive. The RO mechanism has now been adjusted so that the number of ROCs varies according to the technology, making it a little more like a FiT. However, all onshore wind projects, for example, still get the same number of ROCs per MWh supplied, regardless of their level of development. So the excess payment problem to mature projects still persists.

미국의 재생에너지연구소 (NREL, New Renewable energy laboratory (Cory et al., 2009; Rickerson et al., 2007; Grace et al., 2008))의 연구에서도 일반적으로 재생에너지의 투자를 활성화하기 위해서는 파이낸싱이 가능한지 여부가 중요하다고 보고 있다. FIT제도는 고정가격으로 장기간의 전기 판매를 보장함으로써 파이낸싱이 가능하도록 하여 민간 투자를 활성화하는데 초점을 맞춘 정책으로 파악하고 있다. 반면 공급의무화제에서는 투자자본의 회수 불확실성으로 비용이 증가하는 것으로 이해한다.

Regardless of the policy instrument used, recent findings suggest that complex revenue streams with multiple components (especially if they are not fixed) tend to reduce the transparency and predictability of the investment environment. This can likely lead to higher return on equity requirements, less investment, or both (Dinica 2006, de Jager and Rathmann 2008, Deutsche Bank 2009). To the extent that FITs provide a single long-term revenue stream, they can reduce investment risks and increase the rate of RE deployment. However, other procurement mechanisms can theoretically achieve the same objective, provided they offer the same, or similar, foundational elements.

위의 영국과 미국의 연구에서 가장 중요한 것은 투명성과 예측가능성이 투자의 관건이라고 보고 있으며, 어느 제도이든 이를 해결하는 것이 중요하다고 보고 있다.

실제 우리나라에서도 신재생에너지 투자는 에너지관리공단 입찰에서 인증서 판매계약을 확정하거나 아니면 의무사업자와 인증서 직거래 승인을 받은 프로젝트여야 은행에서의 파이낸싱이 가능하다. 결국 소수의 의무사업자에게 다수의 발전사업 희망자의 경쟁구도가 발생하고 있다. 실제로 태양광발전의 경우 발전사업 희망자가 많아 경쟁이 치열하며, 소수의 의무사업자에게 인증서 판매 승인을 얻기 위해 MW당 5천만원의 프리미엄이 붙는다고 한다. 이 때의 인증서 판매가격은 에너지관리공단에서 낙찰된 인증서 평균 가격의 98%에 계약하기로 하고 있다. 2014년도 하반기에는 의무사업자로부터 에너지관리공단에 인증서 구매의뢰 물량이 없었으며, 2015년도에도 태양광발전의 무량(사업권)의 대부분을 주요 모듈 제조업자와 설치업자들이 이미 가져간 상태이기 때문에 에너지관리공단의 인증서 구매 의뢰 물량이 많지 않을 것이라고 예측하고 있다.

## 4. 우리나라의 공급의무화제도 (RPS)

우리나라는 제4차신재생에너지기본계획에서 2035년 1차 에너지의 11%를 신재생에너지로 공급하고, 우리나라 총 전력의 13.4%를 신재생에너지로 공급하겠다고 하고 있다. 위의 목표가 OECD 각국에 비해 지나치게 낮다는 평가가 있지만 이를 달성하기 위한 구

8) SGR Newsletter · Winter 2011 · Issue 39

체적 정책과 플랜이 미흡한 것도 사실이다. 목표 자체가 상대적인 비율로 되어 있어 총에너지소비가 얼마나 늘거나 줄거나 달라지겠지만 현재 신재생에너지 보급에서 목표달성에 가장 주요한 수단은 역시 전기 공급의무화제(RPS)와 연료 공급의무화제(RFS)이다.

우리나라는 2012년부터 공급의무화제(RPS)를 시행하고 있다. 의무발전사업자는 한전 발전자회사 6개와 발전 공기업 2개(수자원공사, 지역난방공사), 그리고 민간발전사 중 연간 전기 공급량이 500 Mwh가 넘는 6 개 회사(SK E&S, GS EPS, GS 파워, 포스코에너지, 엠피씨윌촌전력, 평택에너지서비스)이다. 이들 의무대상자는 의무이행기간을 1년으로 하며, 자신들이 공급하는 총 전력 대비 신재생에너지 전력을 2012년 2%, 2013년 2.5%, 2014년 3%, 2015년 3.5%, 2016년 4% 2017년 5%, 2018년 6%, 2019년 7%, 2020년 8%, 2021년 9%, 2022년 10%를 공급하도록 의무화하였다(2014년 초 2017년 4.5%, 2018년 5%, 이후 순차적으로 바뀌어 2024년 10% 의무화로 변경되었다.). 시행 초기 각 사업자의 의무량 중 이월할 수 있는 범위는 20%였으나 최근 30%로 확대하였다. 우리나라의 공급의무화제에서의 특징은 IGCC, 연료전지, 폐가스 등이 공급의무화제에 포함되어 있다는 점이다. 사실 이들 에너지는 국제기준의 재생에너지에 포함되지 않으며, 특히 폐가스는 공급의무화제가 시행되지 않아도 이미 정유사 등에서 재활용되는데 정유사에 특혜를 준다는 비판이 있었음에도 제도 설계 초기에서부터 지금까지 유지되고 있다. 인증서의 가중치는 최대 2까지로 하고 신재생에너지 원별로 각기 다른 가중치를 부여하고 있다. 태양광발전은 일반 신재생에너지와의 경제성 차이가 커 별도의 할당을 하였으며, 발전소의 위치, 크기, 형태에 따라 가중치를 다르게 부여하였다. 또한 소규모 사업자에 대한 대책으로 에너지관리공단을 통한 인증서 경매를 통해 소규모사업자 선정 비율을 정하고 있다.

산업부는 최근(2014. 12. 8) 공급의무화제 시행에 관련한 제도개선사항을 발표하였다. 개선 추진사항으로 소규모 사업자에 대한 다음의 대책을 담고 있다. 첫째, 에너지관리공단의 인증서 구매의뢰 물량 중 30%를 100 KW 이하 발전사업자에게 구매하던 것을 의뢰 물량의 50%로 확대한다. 둘째 저압 연계 적용 대상을 발전 용량 100 Kw 미만에서 500 KWp미만으로 상향한다. 셋째, 현물 인증서 시장을 월 2회 개설을 월 4회로 늘리며, 거래 활성화를 위해 가격정보도 제공하고 재응찰도 가능한 쌍방향 입찰제로 개선한다. 넷째, 기타 사항으로 도서지역의 미세통연계지역의 인증서 발급 근거를 마련하고 에너지원별 정책심의회 등을 활성화하여 개선사항들을 발굴해 나가기로 한다. 또 하나 중요한 것으로 국가 REC 관리방안이다. 국가 REC는 RPS시행 이전에 보급된 신재생에너지 발전소에서 발생하는 REC인데 이를 활용하여 시장조절용으로 활용하였으나 오히려 시장을 교란한다는 비판이 있어 왔다. 이에 대한 개선책으로 REC 수급동향을 분기별로 국가REC 포함하여 발표하기로 하고, 국가 REC가

격을 현물시장 가격을 고려하여 합리적으로 정하겠다고 한다. 나아가 국가 REC 배분기준도 합리적으로 마련하겠다고 하였다.

## 5. 최근(2014. 12. 8) 공급의무화 제도보완에 대한 평가

정부 발표 자료는 “2012년 RPS 도입 이래 신재생 투자 및 관련 산업 육성에 괄목한 만한 성과를 시현했다”고 한다. 그 구체적인 사례로 “시행 2년 만(14년 9월 기준)만에 FIT 지원 10년간 건설된 설비 용량의 3배 수준의 발전설비를 증설”한 것과 “FIT 대비 국산제품 사용 비중이 확대된 점” 그리고 FIT에 비해 60% 수준의 발전단가 시현을 통해 비용절감효과가 6,500억으로 추산한다“고 밝히고 있다. 그러나 위의 3배 설치, 국산제품 비율 증가의 지적은 사실이기에는 하나 그 결과가 FIT제도에서 RPS제도로 바뀌었기 때문에 발생한 일이라고 보기는 곤란하다. 오히려 같은 기간 FIT를 제대로 시행했다면 훨씬 많은 투자와 산업육성에 도움이 되었을 것이라는 것이 바른 평가일 것이다. 제도의 일관성과 투명성은 신재생에너지의 투자와 산업육성에 가장 중요한 요소이다. 기존 발전차액지원제도에서 설치 상한선을 풀었다면 몇 배 더 큰 성과를 가져올 수 있었으며, 지금과 같이 우리나라 태양광산업이 쇠락하지는 않았을 것이다. 비용절감 부분 역시 아전인수 식 해석이다. 이는 태양광발전의 기술발전에 따른 세계적인 현상으로 우리나라의 제도와는 관계없는 일이다.

산업부의 소규모 사업자에 대한 조치는 진일보한 것으로 보인다. 100 KWp 미만의 소형 사업자에게 구매하는 인증서를 의뢰물량의 30%에서 50%로 확대하겠다는 것은 바람직한 일이다. 그러나 의뢰 물량 자체가 없었던 2014년 하반기를 되돌아보면 의뢰물량 자체를 늘리는 대책이 없다면 의미가 없다. 첫째 태양광발전의 **년간 할당량 자체를 늘려** 구매 의뢰 물량을 늘리거나 둘째 의무사업자로 하여금 의무물량의 **일정 비율을 구매 의뢰 하도록 의무화**하는 방식이 도입되어야 50%로 늘리는 취지가 살아날 것이다. 근본적으로 의무사업자는 장기간의 REC 관리를 감안하면 소형사업자를 기피할 수밖에 없기 때문에 관리 비용을 상쇄하는 높은 가중치를 부여하거나 별도 할당량을 의무화하지 않으면 소규모사업자의 문제는 해결하기 곤란하다. 외국의 많은 나라들처럼 소규모 태양광발전에 대한 부분적 기준가격제(FIT) 재도입도 생각해 보아야 한다.

저압연계 용량을 100 KWp에서 500 KWp로 확대한 것은 만사지탄이 있다. 한전의 배전 관리의 보수적 입장 때문이기는 하나 보다 일찍 변경했어야 했다. 다만 한전 접속비용이 700만원에서 3000만원으로 늘어나야 하는지는 의문이다(이는 향후 전문가의 검토가 필요해 보인다.).

현물시장에서의 거래 횟수를 늘리고, 가격정보 제공과 재입찰

도 가능한 쌍방향 입찰제는 미실현 인증서의 거래를 늘리는데 도움이 될 수 있다. 그러나 현물시장에서의 인증서보다 저렴하게 구입할 수 있는 대규모 국가REC가 존재한다면 그 의미는 쇠퇴하게 된다. 소형에 대해서는 가중치 우대에도 불구하고 현물시장에서 ‘인증서의 최소가격’이 보장될 필요가 있다. 최근의 계통한계가격(SMP)의 하락과 인증서 가격의 불확실성은 파이낸싱을 불가능하게 함으로써 사실상 소규모 발전사업자의 시장 퇴출을 의미할 수도 있다. 국가REC는 현물시장 가격이 국가가 정한 최대가격을 초과할 때 시장 가격 안정 대책으로 작용하는데 사용되어야 한다.

국가 REC 관리기준을 구체적으로 어떻게 마련하겠다는 것인지 는 나와 있지 않다. 애초의 공급의무화제도의 설계가 국가가 관리하는 REC (발전량)를 감안한 의무량의 설계였다면 각 발전의무자로 하여금 의무년도 개시 전에 국가REC를 경매로 구입하도록 하면 어떨까? (이때 국가 REC 최대 구입량은 자기 의무량의 일정 비율(20%)을 초과할 수 없도록 한다.) 어떠한 관리 기준은 국가 REC가 신재생발전시설을 늘려 가는데 도움이 되어야 하며, 의무사업자가 의무량을 소홀히 할 수 있는 안전판으로 작용해서는 곤란할 것이다.

## 6. 우리나라 공급의무화제에 대한 추가 제안

우리나라의 정책 환경은 매우 열악하다. 어느 제도가 도입되거나 폐지될 때 관련 이해 당사자나 전문가의 충분한 검토와 동의가 생략된 채 관료의 자의적 판단과 의지에 따라 좌우되는 경우가 많다. 2008년 정부가 바뀐 뒤, 우리나라 발전차액지원제도를 폐지되고 공급의무화제를 시행하겠다는 방침이 세워지고 법이 개정되기까지 신재생에너지 산업계 및 전문가의 반대에도 불구하고 관료의 의지와 강압에 따라 법이 개정되는 과정을 지켜보았다. 현재 화력발전 온배수 이용을 신재생에너지에 포함하려는 시도 역시 관료의 오만과 불통이 빚어내는 비극이다.

12, 8 정부의 대책에 포함되지 않은 사항을 중심으로 우리나라 공급의무화제와 관련한 몇 가지 주제에 대한 의견을 제안하고자 한다.

### 6.1 의무이행률 점검과 대책

2012년 의무이행율은 64.7% (태양광 95.7%, 비태양광 63.3%), 이행연기 26.3%, 미이행 9.0%이다. 2013년 의무이행율은 67.2% (태양광 94.9%, 비태양광 65.2%) 이행연기 29.1%, 미이행 8.2%이다. 2012년의 경우 의무이행량 중 자체건설이 41.6%, 외부구매가 12.7%, 국가REC가 45.7%이다. 2013년의 의무이행량 중 자체건설이 40.0%, 외부구매가 23.5%, 국가REC가 36.5%이다. 이 실적은 국가소유 REC의 99.5%가 판매된 결과이므로 이대로 가다가는 2014년의 경우 이행율이 더 나빠질 가능성이 높아 보인다.

또한 제도 시행 3년 동안 태양광발전은 공급 의무량을 달성하는데 비태양광은 의무량을 달성하지 못하는 이유를 분석하

여야 한다. 역으로 태양광의 의무 할당량을 높혀 전체의 이행율을 높힐 수도 있다.

특히 비태양광 에너지 원 중에서 풍력발전이 기대보다 가장 저조한데 그 이유는 인허가 문제가 첫째이고 둘째는 송전망에 대한 정부 노력의 미비라고 보여진다. 인허가 문제는 시대를 따라 오지 못하는 기존 규제의 경직성에서 비롯되므로 산업부가 적극 나서서 해당 정부 부처의 관련 규정을 정비하도록 설득해 주어야 한다. 송전망 문제는 투자비용 보다는 인허가와 관련된 규정 자체의 문제가 더 크기 때문에 정부의 역할이 매우 중요하다. 예를 들어 해상풍력의 REC 가중치를 차등 부여(5 Km이내의 경우 1.5REC, 5 km 이상은 2.0REC 부여)한 것으로 정부의 역할을 다한 것이 아니다. 송전망의 계획과 건설에서 한전이 모든 정보와 투자 계획을 가지고 있으므로 산업부가 적극적인 역할을 해야 하는 이유이다. 이미 신규 화력발전과 원자력발전을 허가할 경우 송배전망에 대한 검토를 산업부에서 챙기고 있지 않은가?

최근의 상황은 SMP가격이 하락한 조건과 REC가격 역시 해마다 내려가는 추세에서 민간의 파이낸싱 조건은 더욱 나빠질 것으로 예상되는바 이에 대한 대책이 강구되어야 한다.

### 6.2 폐가스, 시멘트 킬른, 자동차 폐유는 재생에너지에서 제외해야 한다.

우리나라 기존의 발전차액지원제도에서 지원하는 에너지원은 태양광, 풍력, 수력, 바이오, 조력, 연료전지 발전 정도이었다. 공급의무화제가 시행되면서 IGCC발전과 폐기물발전(특히 폐가스발전)이 지원 대상 전원에 포함되었다. 폐가스 발전은 지원이 없어도 정유공장이나 산업현장에서 재활용되고 있는 에너지원이다. 굳이 넣은 이유는 손쉬운 폐가스 발전을 많이 함으로써 신재생에너지 보급 목표 달성에 도움이 된다는 관료의 숨은 의도 때문이다. 그러나 이를 통해 폐가스 생산자에게 불로소득을 주고 있으며, 재생에너지 재원을 낭비하는 효과를 가져 오고 있다. 국가가 에너지정책을 재생에너지 중심으로 가지 못하더라도 신재생에너지법 시행령 규정을 개정하여 신재생에너지 통계 기준도 바로 잡아야 하며, RPS 제도에서 국가가 지원해야 할 에너지원을 재정비 할 필요가 있다.

### 6.3 보급목표 달성을 위한 다양한 시나리오를 준비해야 한다(장기목표, 에너지원별 목표 등).

2035년 장기 보급 목표에 대해 논할 시기는 아닌 것으로 보인다. 그러나 1차 에너지 대비 11%, 전력의 13.4%를 달성하기 위한 정책이나 플랜이 구체적으로 뒷받침되어야 한다. 전력의 13.4%를 달성하기 위해서는 기 계획된 신재생에너지원별 믹스 시나리오를 점검하고, 최근의 기술발전과 여건을 반영한 다양한 시나리오를 준비해야 한다. 예를 들어 4차 신재생에너지기본 계획에 나타난 2035년 신재생에너지 중 태양광 14.1%, 풍력

18.2%, 폐기물 29.2%를 태양광 30%, 풍력 30%, 폐기물 1.5%로 폐기물(주로 폐가스)을 사실상 제외하고 태양광, 풍력을 획기적으로 증가시킨 시나리오를 검토할 필요가 있다. 각 에너지원별로 기존의 보급 목표(절대량)에 대해 중간점검을 할 필요도 있다. 그리고 기존의 각 에너지 원의 목표를 달성하기 위한 제도적 장애나 환경을 개선할 방안을 찾아야 한다.

캘리포니아주(33% RPS Implementation Analysis Preliminary Results)는 2020년 33% 재생에너지 공급 계획에는 33% 기준 시나리오와 높은 풍력 보급 시나리오, 인근 주에서의 대규모 수입을 전제로 한 시나리오, 태양광발전 등 분산전원이 확산된 시나리오 등 4가지의 시나리오를 두고 이의 실현 가능성을 점검하고 있다. 각 시나리오별로 송전선로 투자 계획 등 정부 투자의 규모와 방향이 달라지고 목표달성 시기도 달라진다. 비용 또한 2008년 기준의 가격으로 시나리오 분석을 하였으나 각 개별기술 발전에 따라 다른 비용 시나리오를 적용할 수 있도록 하고 있다.

#### 6.4 자원(전기 도매 가격에 반영하나 법적 근거 필요)

애초 공급의무화제 도입을 위한 법률안 제출 시기부터 제기되었던 공급의무화제 시행에 따른 자원대책이 법에 명시되어야 함에도 누락된 채 통과되었다. 국회 제출한 법 개정 사유에 발전차액지원제도는 재정부담이 있고, 공급의무화제는 재정 부담이 없다는 이분법적 설명 때문에 그런 측면이 강하다. 직접적이든 간접적이든 결국 국민이 부담한다는 점은 차이가 없다. 상대적으로 부족한 경제성을 보전하여야 하는데 최종적으로 국민들의 전기 요금에 전가되는 것은 변함이 없다. 오히려 국제사회에서는 공급의무화제도가 기준가격제보다 행정비용이 더 들어 비용 효과적이지 못하다는 평가가 일반적이다.

현재는 도매전기 가격 산정 관련 규정에 반영하여 의무사업자의 추가 비용을 보전해주고 있다. 무슨 법이든 재정 부담을 필요로 한다면 그것은 법에 근거해야 한다. 지금이라도 근거조항을 만들 필요가 있다. 의무대상자들로 하여금 손실 보전에 대한 안전장치를 보장해 주는 의미가 있기 때문이다.

#### 6.5 인증서(REC) 가중치 점검 필요

공급의무화제에서 각 에너지원에 대한 인증서 가중치는 해당 원원이 개발될 가능성 여부를 판단하는 바로미터이다. 비태양광의 일반 인증서 내의 에너지원별 가중치에 대한 점검이 세심하게 이루어져야 한다. 신재생에너지는 초기 자본 투자가 대부분인데 불확실한 인증서 가격에서는 파이낸싱이 안되기 때문에 투자가 이루어지지 않기 때문이다. 다수의 경쟁적 투자가 이루어지지 않은 조건에서 경쟁 가격이 형성되겠는가? 각 에너지원별로 자원잠재량 대비 개발이 제대로 진행되고 있는지 점검하여야 한다. 3년이 지난 현 시점에서는 정부가 발표한 대로 각 에너지 원 별로 정상적으로 발전하고 있는지, 그렇지 않다면 가중치 때문은 아닌지 점검하여야 한다.

## 7. 기 타

우리나라 RPS제도는 기후변화대응에 있어서나 신재생에너지 보급과 산업화 정책에서 매우 중요한 정책 중 하나이다. 위에서는 FIT와 RPS제도 자체에 대한 이해와 우리나라 RPS제도의 보완 방향에 대해 정리하였다. 이는 기본적으로 정책이 제 자리를 찾기를 희망하기 때문이며, 재생에너지의 보급과 산업화에 성공하기를 바라고 때문이다.

한편, 현재 국회에는 소규모 발전사업자를 대상으로 FIT제도를 부활하는 법안이 제출되어 있다. 이미 많은 나라에서 RPS제도의 보완책으로 FIT제도를 병행하는 나라가 많다. 일본은 아예 RPS를 FIT로 바꾼 나라이다. 이태리와 영국은 병행하는 나라이다. 우리나라도 제도에 대한 우위를 따지기 보다는 시용적인 관점에서 접근한다면 FIT를 부활 못할 이유도 없어 보인다.

중앙정부와는 별개로 서울시는 변형된 서울형 FIT제도로 신재생에너지 50원/kwh 보조를 내년부터 100원/kwh으로 인상한다고 한다. 경기도에서도 이와 비슷한 정책을 검토한다고 한다. 국가에서 시행하는 정책 중에서 지역적 자원의 차이를 지방정부가 보완하는 좋은 사례이다. 대도시의 경우 일사량 조건의 차이가 분명히 존재하기 때문이다. 다른 도시지역으로 확산되기를 희망한다.

## References

1. MOTIE 2014. 12. 8 RPS Adjustment
2. KIER, 2009. 6. 9 RPS plan in korea
3. Sunjin Yoon, Sujin Lee, 2014. 2. 8 Improvement Plan in korean RPS
4. MOTIE 2014. 9. 5 4<sup>th</sup> New & Renewable energy basic plan
5. MOTIE 2014, 2<sup>nd</sup> National energy basic plan
6. NREL, PAUL DOUGLAS, ELIZABETH STOLTZFUS, ANNE GILLETTE JACLYN MARKS June, 2009. 33%renewable portfolio standard implementation analysis preliminary results.
7. NREL, Toby Couture, Karlynn Cory, Claire Kreycik, Technical Report NREL/TP-6A2-44849 July 2010 A Policymaker's Guideto Feed-in Tariff Policy Design.
8. Joseph Szarka, Richard Cowell, Geraint Ellis, Peter Strachan and Charles Warren, 2012. Learning from Wind power.
9. David Elliott, 2013, Renewables: A Review of Sustainable Energy Supply Options.
10. REN, RENEWABLES 2014 GLOBAL STATUS REPORT
11. IEA, Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2014edition.
12. IEA, Energy Technology Perspectives 2014.
13. The Power of Transformation Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems Opening remarks at press launch, Maria van der Hoeven, Executive Director, IEA, 26 February 2014, Paris.
14. IEA, World Energy Outlook 2013.
15. IPCC AR5.