



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

도시계획학 석사학위논문

소규모 태양광 발전사업자에 대한
FIT제도 도입 시의 정책비용 추정
- 선형계획법을 이용하여 -

2016 년 2 월

서울대학교 환경대학원
환경계획학과 환경관리전공
정 현 영

국문초록

한국은 2002년 발전차액지원제도(FIT)를 시행했으나 2011년 예산 문제를 근거로 이를 중단하고 2012년 신재생에너지공급의무화제도(RPS)를 도입하였다. 이러한 변화는 규모의 경제, 거래비용 등으로 인해 REC시장에 재대로 참여하는데 어려움을 겪는 소규모 태양광 발전사업자들에게 큰 어려움을 불러일으켰다. 그 결과 녹색당, 한국 태양광 협회, 관련 학자들 등의 이해당사자들은 소규모 태양광 발전사업자들 만이라도 FIT를 재도입하자는 요구를 이어가고 있다. 이 논문은 RPS만 시행하는 경우와 FIT를 두가지 대안 규모로 시행하는 경우의 3가지 정책 시나리오를 다룬다. 2016년부터 RPS 목표가 최대에 이르는 2024년까지 기간 동안 각 정책대안 하에서의 최적 신재생에너지 공급원 포트폴리오를 추정한다. 그뒤 그때의 정책비용을 5가지 시장조건 시나리오에서 분석한다.

분석결과 정책대안 시나리오 별 정책비용 양상은 시장조건에 따라 큰 차이를 보였다. 몇 가지 경우 소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT를 소량 도입하는 것은 많은 정책비용 추가를 요구하지 않았고 일부 조건하에서는 오히려 정책비용을 낮추는 효과를 나타냈다. 하지만 일부 조건하에서는 약간의 FIT도입도 많은 비용을 불러일으켰다. 이러한 상황을 보았을 때 FIT 도입에 대한 정책 논의와 그때의 비용에 대한 추정은 미래의 시장상황에 대한 정확한 예측을 요구한 다는 것을 알 수 있었다. 또한 용량 제한 없이 FIT를 시행하는 경우, FIT지원을 위해 시장 조건에 따라 최대 3090 억원에서 최소 1190억 원의 비용이 발생한다. 이러한 예산 규모와 변동성은 정부의 정책 의지를 고려했을 때 FIT 지원 규모에 대한 제약을 불러일으킬 가능성이 크다. 따라서 용량 제약 없는 FIT에 대한 논의는 전력요금으로의 비용 전가 방안에 대한 부분을 포함해야 할 것이다.

.....

**주요어 : Small scale solar, FIT, RPS, Linear programming,
Policy cost, Electric Power Industry Basis Fund**
학 번 : 2013-23695

목 차

제 1 장 서론	1
제 1 절 연구의 배경 및 목적	1
제 2 절 연구의 범위	4
제 3 절 연구의 방법	5
제 2 장 이론적 배경과 한국의 정책 현황	6
제 1 절 이론적 배경	6
1) 신·재생에너지 지원 정책의 이론적 근거	6
2) FIT제도와 RPS제도의 개념과 이론적 근거	7
3) 두 제도의 이론적 근거에 대한 비교연구사례	10
제 2 절 한국의 정책 운영 현황	15
1) RPS 제도 도입 배경	15
2) RPS 제도의 구조 및 실적	16
3) 2016년 이후 RPS 제도 전망	24
제 3 장 선행연구의 고찰	25
제 1 절 RPS제도의 비용을 추정한 연구들	25
제 2 절 FIT제도의 비용을 추정한 연구들	28
제 4 장 분석 방법	31
제 1 절 비용분석개요	31
1) 정책비용 구성	31
2) 분석 시나리오	32
제 2 절 분석방법	34

1) 선형계획법	34
2) 선형계획모형 적용 결과	35
제 3 절 분석조건	39
1) 변동조건	39
2) 고정조건	41
 제 5 장 분석결과	 45
제 1 절 정책비용	45
1) 정책비용의 정의 및 분석 방법	45
2) FIT운영비용의 범위 및 분석방법	45
제 2 절 조건별 정책비용 분석결과	46
1) 조건1하에서의 정책비용 분석결과	46
2) 조건2하에서의 정책비용 분석결과	47
3) 조건3하에서의 정책비용 분석결과	48
4) 조건4하에서의 정책비용 분석결과	49
5) 조건5하에서의 정책비용 분석결과	50
 제 6 장 결론	 51
제 1 절 요약 및 정책적 시사점	51
제 2 절 연구 한계 및 향후 과제	53
 참고문헌	 55

표 목 차

[표 1] FIT제도와 RPS제도의 비교	14
[표 2] 연도별 의무 공급량	17
[표 3] 연도별 태양광 별도 의무 공급량	17
[표 4] 태양광 판매사업자 선정결과	18
[표 5] 연도별 RPS 의무이행 실적	18
[표 6] 연도별 공급수단별 REC 이행실적	21
[표 7] 연도별 비태양광/태양광 REC 이행보전 기준가격	23
[표 8] REC 공급 수단 분류	36
[표 9] 분석조건	39
[표 10] SMP 시나리오	40
[표 11] FIT 기준가격 시나리오	40
[표 12] 연도별 REC가격 예측치	41
[표 13] 연도별 의무공급량	42
[표 14] 연도 별 각 발전원의 설비 확대 허용량	43
[표 15] 신재생에너지 원 발전단가 1	44
[표 16] 신재생에너지 원 발전단가 2	44
[표 17] 조건1하에서의 분석결과	46
[표 18] 조건2하에서의 분석결과	47
[표 19] 조건3하에서의 분석결과	48
[표 20] 조건4하에서의 분석결과	49
[표 21] 조건5하에서의 분석결과	50

제 1 장 서론

제 1 절 연구의 배경 및 목적

현재 한국의 소규모 태양광 발전 사업자들은 신·재생에너지공급의무화제도 (Renewable Portfolio Standard, RPS)하에서 많은 어려움을 겪고 있다. 2012년 기존의 발전차액지원제도를 대체하며 도입된 RPS는 일정규모 이상의 발전사업자로 하여금 자신의 총발전량의 일정 비율을 신재생에너지 전력으로 공급하도록 의무를 부과하고 그 의무를 신재생에너지 전력에 대해 발급되는 신재생에너지공급인증서 (REC)의 생산 또는 구매를 통해 이행하도록 하는 제도이다.

RPS 하에서 신재생에너지 발전사업자는 전력판매 수익(SMP)과 REC판매 수익을 통해 이윤을 얻게 된다. 그런데 소규모 태양광 발전사업자들은 공급의무자들의 대규모 사업자 선호현상, 과다한 입찰비용, 비교적 높은 발전단가 등으로 인해 REC판매처 확보가 어렵다.(산업통상자원부, 2014 : 권승문외, 2014) 또한 REC를 판매할 수 있더라도 그 가격이 SMP가격과 연동하지 않기 때문에 양쪽 모두에 불확정성이 존재 한다. 2012년 상반기 326.58원/kWh가량이었던 태양광 발전 사업자의 기대 수익은 2013년 상반기에는 286.48원/kWh, 2014년 상반기에는 257.14원/kWh, 2015년 상반기에는 166.31원/kWh로 꾸준히 하락하고 있다.¹⁾ 2015년 기준 소규모 태양광 발전설비의 발전 단가가 200원/kWh인 것과 비교하면 기대 수익이 너무 낮기 때문에 사업 유지가 어려운 상황이다.²⁾

이러한 여건을 고려하여 정부는 경쟁입찰을 통해 '태양광 판매사업자 선정 제도'를 운영하여 선정된 태양광 발전 사업자들이 12년간 계약을 일정한 가격으로 판매할 수 있도록 하고 있다. 하지만 소규모 태양광 발전 사업자들은 태양광 판매사업자 선정이 경쟁입찰 방식으로 이루어지기 때문

1) 상반기 태양광 판매사업자 선정 시기인 5월의 SMP값과 태양광 판매사업자 선정 가격을 더하여 구하였음.

2) http://www.pbc.co.kr/CMS/news/view_body.php?cid=575923&path=201506

에 공급과잉인 상황 하에서 10대 1 가량의 경쟁률일 보여 과도한 가격 경쟁이 이루어진다는 이유로 불만을 제기하고 있다.(최승국, 2015) 또한 SMP가격 변동으로 인한 불확정성은 남으며, 과도한 경쟁으로 인해 2012년 10.8MW, 2013년 66.1MW, 2014년 299.4MW, 2015년 270.9MW 가량의 소규모 태양광 발전사업자들이 태양광 판매사업자 선정에 탈락한 채 운영 중이다.

토론회, 정부질의 등을 통해 소규모 태양광 발전사업자들이 꾸준히 요구하고 있는 대안은 그들을 대상으로 하는 발전차액지원제도(Feed In Tariff, FIT) 재도입이다. FIT제도는 정부가 고시한 고정가격과 전력거래 가격(SMP)의 차액을 정부가 보전하는 정책이다. FIT는 적절한 고정가격 산정과 발전 설비량 예측이 어렵지만 발전사업자에게 높은 안정성을 제공한다.

이렇게 이어지고 있는 소규모 발전사업자에 대한 FIT 재도입 요구에 대한 정부의 반응은 ‘RPS도입 첫 해에 지난 10년간 보급 설비의 80%를 달성했다는 점은 평가해야 한다,’ ‘정책의 일관성을 유지하기 위해 RPS제도의 틀 내에서 지원해야 한다,’ ‘FIT는 정부의 돈으로 운영하는 것이고 RPS는 기업의 돈으로 운영하는 것이며 그 외의 부분에서는 별 차이가 없다,’ ‘막대한 정부 재정 지출이 일어날 것이기 때문에 재도입은 불가하다,’ ‘이미 RPS제도 하에서 고정가격으로 매입하는 지원정책을 펴고 있다,’ ‘FIT재도입시 발전단가 상승 및 시장불안 가중 등의 우려가 있기 때문에 RPS 내에서 가중치 우대 대상 확대 및 판매사업자 선정제도 규모 확대 등 소규모 사업자를 위한 지원을 강화해나갈 예정이다,’ 등으로 일관되게 부정적인 것이었다³⁾ 오히려 기존의 FIT제도의 지원을 받고 있는 태양광, 연료전지 설비들도 RPS제도의 적용 대상으로 변환하여 전력산업기반기금의 부담을 줄이고자 하는 시도를 하고 있었다.(산업부, 2014)

학계에서는 기존의 많은 연구들이 소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT 도입을 지지하고 있다. RPS 제도 도입 이전 시점에서 해외 사례들을 기준

3) 의견출처: 2013.06.26. 신재생에너지공급의무화(RPS)제도 개선 집중 토론회와 제313회 국회 산업통상자원소위 제1차 회의록의 산업통상자원부 인사 발언 외 언론보도, 시민단체 면담사례, 전력산업기반기금 예산안 등의 내용을 요약

으로 두 제도를 비교해본 연구들(이수진,윤순진,2011 : 이희선, 인세웅, 2011), 두 제도에 대한 입법적인 검토를 시행한 연구(이준서, 2010), 두 제도를 거래비용의 시점에서 비교해 본 연구(권태형 2012), 현시점에서 한국의 RPS제도의 이행 상황을 정리하고 개선 방향을 제시한 연구(이성호, 2014) 지대추구의 측면에서 두 가지 정책을 비교한 연구 (권태형, 2015) 등 다양한 시점에서 RPS 제도와 FIT제도에 대해 다른 연구들이 결론적으로 경쟁력이 약하고 불확정성에 민감한 소규모 발전 사업자들에는 FIT제도를 병행하는 방안을 RPS제도의 보완책으로 제시했다.

하지만 이미 RPS제도가 진행되고 있는 상황에서 소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT제도를 도입 하는 경우 정책 비용에 어떤 변화가 생기게 될지에 대한 연구는 아직까지 진행된 바가 없다. 또한 이전에 두 제도의 비용을 추정한 많은 연구들이 국가 REC, 이행비용보전금과 같이 RPS와 FIT의 정책 비용을 평가하는데 중요한 요소가 될 수 있는 부분들을 다루지 않고 있었다.

이 논문은 이수진·윤순진(2011)과 이형석·양승룡(2010)의 연구에 문제의식을 기반 한다. 이수진, 윤순진의 연구는 정책수단의 변경이나 다른 국가에서 실시하고 있는 정책수단의 이전을 실시할 때는 새롭게 도입하려는 정책수단이 목표 달성에 진정으로 효과적인지, 이미 제도를 시행하고 있는 국가들과 다른 정책 환경에서도 정책 목표를 효과적으로 달성할 수 있을지에 대한 충분한 논의와 검토가 필요하다고 지적하였다. 이형석·양승룡의 연구는 이러한 논의의 일환으로 효율적인 RPS제도의 도입을 위해 당시 운영 중이었던 FIT제도와 RPS제도를 비교 분석하였다.

이러한 맥락에서 이 논문은 RPS제도만을 운영하는 경우와 소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT제도를 도입하는 경우를 비교 분석을 시행할 것이다. 이를 통해 정책 변화의 효과성에 대한 분석 중 정책비용에 대한 부분을 다루고자 한다.

제 2 절 연구의 범위

이 논문은 RPS 제도의 지원 대상인 태양광, 풍력, 바이오가스 등 11개 신재생발전원에 대한 신·재생지원 정책과 그 비용을 연구 대상으로 한다. 태양광 발전 설비의 경우 분산형 발전원의 특징을 가지고 있으며 발전 단가가 비교적 비싼 소규모(100kW이하)⁴⁾ 발전 설비, 환경에 부정적 영향을 끼칠 수 있으며(윤순진, 2008) 발전 단가가 비교적 싼 대규모 발전 설비, 공급의무자들이 운영하는 자체 운영설비로 나누었다⁵⁾. 이들을 통해 연도별 REC 공급 목표를 달성하기 위한 신·재생발전지원 정책으로 RPS 제도만을 이용하는 경우와 소규모태양광 발전 설비에 대해서는 FIT제도를 도입하는 경우의 연도별 정책 비용을 비교한다.

정책 비용의 범위는 명시적 비용, 그중에서도 직접 비용의 일부로 한정하였다. RPS제도 운영을 위한 정책 비용의 범위는 공급 의무자가 이행 비용보전 대상 발전원을 통한 REC 획득에 들인 비용, 즉 이행비용보전금으로 한정하였으며, FIT제도의 정책 비용은 해당 년도의 발전차액 지원금으로 보았다.

분석기간은 REC 시장이 통합되는 2016년부터 RPS제도의 신·재생에너지 공급비율 목표가 최고에 이르는 2024년으로 하며, 분석단위는 매년으로 각 연도의 REC 공급 목표 달성을 이루기 위한 비용을 계산한다.

4) 소규모 태양광 발전시설의 범위는 에너지관리공단 자료를 따름

5) 이전까지는 태양광별도 의무공급량은 일정부분 이상 외부 구매를 통해 해결하도록 법적 규제가 있었기 때문에 사실상 공급의무자가 자체 생산할 수 있는 태양광 설비에는 한계가 있었다. 2016년 이후로는 태양광별도 의무공급량이 폐지되므로 공급 의무자들의 태양광 발전에는 제한이 없어진다..

제 3 절 연구의 방법

이 연구는 소규모 태양광 발전 사업자에 대한 FIT 제도 도입이 정책비용 측면에서 미치는 영향을 알아보는 것이 목적이므로, 먼저 RPS 제도와 FIT제도에 관한 이론을 알아보고, 한국의 제도 현황에 대한 분석을 시행하여 현실적인 소규모 태양광 발전 사업자에 대한 FIT제도의 도입 방안을 고민하였다. 이는 결론부에서 정리한다. 동시에 각각의 제도가 바람직하게 운영되는 것을 전제로 할 경우 정책 비용을 어떻게 구하여야 할지를 정리하였다.

그 후 선행연구 조사를 통해 정책 비용 추정 모델을 구성하고, 다양한 제약조건 하에서 목적 값을 추정하기 위한 방안으로서 가장 유용한 방법 중 하나로 평가받는 기법인 선형계획법 (Linear-Programing)을 활용하여 6 가지 전력/REC 시장 환경 전제 하에서 2016년부터 2024년 기간을 대상으로 현행 RPS 제도를 유지 하는 경우와 지원 용량의 제약을 두는 경우와 두지 않는 경우 두가지 형태로 소규모 태양광 발전 사업자에 대한 FIT제도를 도입 하는 경우의 정책비용에 대한 비교 분석을 수행하였다.

제 2 장 이론적 배경과 정책 운영 현황

제 1 절 이론적 배경

1) 신·재생에너지 지원정책의 이론적 근거

신·재생에너지 지원정책은 발전 시장에 대한 정부개입의 일종으로 볼 수 있다. 고전적인 경제 이론에 따르면 일반적으로 시장에 대한 정부 개입은 자중손실(Dead weight loss)로 이어질 수 있기 때문에 권장되지 않는다. 하지만 전력시장의 경우 에너지의 공공성이라는 특수성을 가지고 있으며(염미경, 2013) 추가로 외부효과로 인한 시장 실패 이론에 근거하여 이에 대한 정부 개입이 정당화될 수 있다. 외부효과는 특정한 경제주체의 사회·경제적 활동이 다른 경제주체의 편익에 미치는 영향 중 시장을 통해 매개되지 않은 영향을 말한다. 이 외부효과가 해로운 것일 경우 그것의 경제적 가치를 외부비용이라고 하고, 혜택이 되는 경우에는 그것의 경제적 가치를 외부편익이라고 한다(한국환경정책평가연구원, 2005)

온실가스 발생이라는 부정적 외부효과를 발생시키는 화석 연료나 전주기 비용을 따질 경우 원전 폐로 비용, 위험 비용, 처리 비용 등 많은 외부비용이 발생하는 핵 발전과 비교했을 때 신·재생발전설비들은 외부 비용이 적게 발생한다고 할 수 있다. 또한 일부⁶⁾ 신·재생발전설비들은 분산형 전원의 확대라는 추가적인 외부편익을 가지고 있다(윤순진, 2003a). 이에 대한 내재화가 요구되며(윤순진, 2003b) 결론적으로 외부효과의 내재화를 위한 정부 개입이 정당화 된다.⁷⁾

6) 대형 태양광, 풍력, 조력 발전 단지 등은 환경 파괴를 일으키기도 하며, 신·재생 발전원의 바람직하지 못한 정의로 인해 일부 신·재생발전원의 경우 이러한 조건에 부합하지 못한다.(윤순진, 2009)

7) 외부효과(External effect)로 인한 시장 실패 이론(Baumal, Oates, 1988)에 따르면 일반적으로 부정적 외부효과를 발생시키는 재화들은 시장에 맡겨두면 사회적 최적량 이상을 생산하게 되며 긍정적 외부효과를 발생시키는 재화들은 그 반대의 양상을 보인다.(최현경, 2009)

이외에도 학습효과 이론에 따르면 신·재생에너지 시장 확대는 관련 기술 개발을 촉진하는 외부 효과를 가지고 있다. 시장규모의 확대가 기술 개발에 긍정적으로 작용하기 때문이다.(Jappe et al, 2005) 관련 산업의 확대는 산업경쟁력 확대와 동시에 녹색 직업의 창출로 이어져 많은 고용을 유발한다(European Commsion, 2011).

마지막으로 포트폴리오 이론을 통한 연구들은 신·재생에너지 확대가 에너지 안보 확보라는 긍정적 외부효과를 불러일으킨다는 결과를 보였다. Awerbuch(2000), Awerbuch(2004), Delarue 등(2011)의 연구 등이 전력 시장에 포트폴리오 이론을 적용하였고 이를 통해 신·재생발전 원을 포함한 최적 발전원 구성비를 구하였다. 그 결과 연료 수급 문제에서 비교적 자유로운 신·재생발전원의 비중을 높이는 것이 전체 발전 믹스의 위험성을 낮출 수 있다는 것이 밝혀졌다. 이러한 결과는 국가적인 규모로 보았을 때 일정 규모의 신·재생설비들이 안정적인 전력 수급을 위한 발전원 포트폴리오 구성에 포함되어야 한다는 것을 시사한다. (부경진 외 2004 ; 김주한 · 김진수, 2014)

2) FIT제도와 RPS제도의 개념과 이론적 근거

외부효과로 인한 시장 실패를 제거하기 위한 정책수단은 크게 환경기준과 같은 직접규제방식과 경제적 인센티브에 근거한 정책수단으로 구분된다. 직접규제 방식은 정책집행의 용이성에도 불구하고 과다한 저감비용이 발생하는 것으로 알려져 있으며(Seskin et al, 19983) 기술 혁신 유인도 낮은 것으로 알려져 있다. 반면 경제적 인센티브에 근거한 정책수단들은 운영비용이 비교적 높게 발생할 수 있지만 비용효과성을 달성하는데 있어 직접 규제보다 유리하며 장기적으로 저감기술의 발전을 유도하는데 있어서도 효과적이라고 알려져 있다.

일반적으로 경제적 인센티브에 근거한 정책수단들은 가격 배출부과금 혹은 저감 보조금 같은 가격 기준 정책과 배출권 거래제도와 같은 수량 기준정책으로 나눌 수 있다(권오상, 2013). 국제적으로 널리 이용되고 있

는 대표적인 재생에너지 발전설비 보급 정책이라고 할 수 있는 FIT제도와 RPS제도는 모두 기본적으로 경제적 인센티브에 근거한 정책 수단이다.

FIT제도는 대표적인 가격접근 정책으로 정부가 신·재생발전원의 가격을 결정하고 발전량은 시장에서 결정되는 방식으로 운영 된다. 대표적인 사용 국가로 독일, 프랑스, 영국⁸⁾, 일본 등이 있으며 2015년 기준으로 73개 국가에서 운영되고 있다. 또한 35개 지역이 지역 단위의 FIT제도를 운영하고 있다(REN21, 2015).

FIT제도의 구조를 간단히 설명하면 정부가 계통 운전자, 즉 전력 거래 시장 운용을 담당하는 기관에게 해당 지역 내에서 생산 된 신·재생에너지 발전설비에서 생산되는 전력을 전량⁹⁾ 기준 가격 수준¹⁰⁾에서 구매 하도록 의무를 부과하는 제도이다. 일반적으로 독일, 일본 등 성공적으로 FIT제도를 운영하는 것으로 알려진 국가들의 경우 FIT제도 운영을 위한 비용 상승분만큼 최종 소비자에게 전가시켜 판매가 이루어졌으나 과거 한국의 사례처럼 소비자 전력 가격으로의 완전한 비용 전가에 실패한 사례도 있다.¹¹⁾

FIT제도 하에서 신·재생발전사업자는 발전량에 비례한 고정가격만큼의

8) 영국의 경우 일종의 RPS 제도인 RO제도를 시행 중이었으나 2010년부터 소규모 발전설비에 대해서는 FIT제도를 적용하였고, 2014년부터 2016년까지 병행 기간을 거쳐 2016년 이후로는 RO제도를 일종의 FIT제도인 Feed in Tariff-contract for difference(FIT-cfd)제도로 전환한다.

9) 지역 내 발생량은 전체 구매인 것으로 묘사한 경우가 많았지만 실제로는 많은 국가들이 지원 규모에 한계를 두고 있다. 한국의 경우 2009년 태양광 등이 급증하자 연간 발전차액 지원 한계용량제한을 두었으며.(에너지공단, 2014) 해외의 경우 스페인에서는 각각의 발전원에 대해 총발전량 상한을 두고 있으며, 독일과 프랑스에서는 태양광 발전에 대해서 차액지원금의 총량을 규정하고 있다.

10) 일반적으로 기준가격은 고정된 형태와 전력시장가격에 추가적인 프리미엄을 제공하는 형태로 구분된다.(Haasaet al., 2011)

11) 계통운영자는 한국전력이었고 소비자로서의 전적인 비용전가는 이루지지 못하였다. 발전차액 지급은 소비자들이 낸 전력소매대금의 3.7%로 형성된 전력산업기반기금을 통해 이루어졌다. 김유진, 김수덕(2008)의 연구는 이를 ‘간접적으로 소비자에게 부담을 전가시키고 있었다’고 표현하였으나 이는 소비자로의 전적인 비용 부담 전가와 큰 차이를 가지고 있었고 결국 FIT폐지의 주요한 원인으로 작용하였다.(염미경,2013)

수익을 얻게 된다(김유진, 김수덕 2008). FIT제도는 개발자, 투자자에게 재정적 안정성을 보장하여 미래 전력시장 변동의 영향을 줄여줄 수 있다는 점을 주요한 이론적 근거로 가진다(Lesser, su, 2008 ; Fred Bosselman Et. al, 2010). 이는 Option value이론으로 설명 가능하다.¹²⁾ 고정적인 수익 보장을 통해 신·재생 발전 설비로의 투자의 불확정성을 제거하는 것은 소규모 발전 설비와 대규모 발전 설비 모두에서 긍정적인 결과로 이어진다. 첫째로 소규모 발전사업자의 진입과 일반 시민들의 중소규모 발전 참여 유도도 분산형 발전 및 재생에너지 보급 확대 기반 구축 및 인식 확대에 기여할 수 있다(윤순진, 2008 ; 오승은 2009 ; 구자상, 2009). 둘째로 대규모 발전 설비 도입을 위한 투자 결정 최소 수익률(Hurdle rate)을 하락시켜 투자를 유도하고 비교적 낮은 비용으로 효과적으로 신·재생발전시장 성장을 촉진하게 된다(Lewis and Wiser, 2005; Menanteau et al., 2003).

RPS제도 등의 의무할당제도¹³⁾는 대표적인 수량집근 정책이다. RPS제도는 시장 원리를 통해 가격이 결정되기 때문에 목표를 비용 효과적으로 달성할 수 있다는 것이 주된 이론적 기초이다(Verhaegen et al., 2009; Bergek, Jacobsson, 2010). RPS제도 하에서 정부는 특정 시기까지 신·재

12) Weisbrod(1964)의 이론에 따르면 투자자의 특정 선택의 결과에 불확정성이 존재하는 경우 두 가지 선택을 통해 얻을 수 있는 편익의 기대 값(expected value)이 같더라도, 위험 회피적인 성향을 가진 투자자의 경우 안정적인 편익을 얻을 수 있는 선택에 일정 크기만큼 더 높은 가치를 두게 된다. 그 차이를 Option value라 한다.(Anthony.2013) 예를 들어 투자자가 태양광 발전 사업에 투자할지 여부를 결정하는 경우, 태양광에 투자하지 않고 안정적인 투자처에 넣으면 일정한 최소이윤이 보장된다고 가정하자. 이론적으로 봤을 때 위험 회피적이고 합리적인 투자자가 RPS제도의 지원 하에 투자를 결정한다면 전력 판매 가격 및 보조금 등을 통한 기대 수익 값이 다른 안정적인 선택의 기대 수익보다 최소한 Option value만큼 높은 경우에만 투자에 나선다. 하지만 동일한 투자자가 FIT제도의 지원을 받는다면 대부분의 불확정성이 제거 되므로 Option value의 영향이 줄어들고, 해당 투자자가 투자하도록 만들기 위해 정부가 제공해야 하는 기대 수익의 크기가 줄어들게 된다(DECC, 2013).

13) 의무할당제 유형 정책들은 국가별로 TGC, RO(영국), Quota Obligation(덴마크), Green label system(네덜란드), RPS(미국, 한국, 과거 일본)등 다양한 이름을 가지고 있다(김태은, 2011).

생에너지로부터 생산할 전기의 목표 또는 비율을 정하고, 공급의무자로 불리는 특정 전기 사업자¹⁴⁾에게 이를 달성할 의무를 부과한다. 의무사업자는 신재생에너지 발전소를 자체 건설하거나 시장에서 혹은 한국의 경우 국가로부터 REC를 구매함으로써 의무를 이행하게 된다. 이때 인증서 구매에 따른 추가 비용은 전기 소매 혹은 도매 요금에 반영하여 회수할 수 있도록 하고 있다.¹⁵⁾ RPS제도 하에서 신·재생발전사업자는 전기 판매 수입과 인증서 판매 수입을 통해 자신의 투자 이익을 실현한다(부경진 외 3인, 2005 ; 이성호, 2014).

3) 두 제도의 이론적 근거에 대한 비교연구사례

경제학자들의 이론적 논의에 따르면 거래비용이나 외부 비용이 존재하지 않는 완전 경쟁 시장을 가정하고, 오염 저감의 한계비용과 한계 편익¹⁶⁾의 크기에 불확정성이 없는 경우 수량접근방식 정책과 가격접근방식 정책의 정책적 효과 차이는 나타나지 않는다. 하지만 한계비용과 한계편익에 대한 불확정성이 존재할 경우 이상적인 효과에서 벗어날 뿐만 아니라 한계비용곡선과 한계편익 곡선의 기울기 값에 따라 두 정책의 효과는 크게 달라질 수 있다(Weitzman, 1974 ; Baumol, Oates, 1988). 또한 한계비용곡선과 한계편익곡선에 대한 완전한 정보를 가지고 있더라도 신·재생발전 시장의 경우 일반적인 시장과 다른 특성을 가지기 때문에 이를 고려하면 두 정책 사이에 실제 효과 차이가 생길 수 있다. 이와 관련하여 고려해야 하는 특성들로는 저장이 어려운 전력 시장 고유의 특성, 에너지원 별로 차별적인 비용구조를 가지는 특성 (권태형, 2014), 발

14) 발전사 또는 전력판매업자를 말한다. 한국의 공급의무자는 그 중 발전사업자 들이다.

15) 한국은 도매요금에 전가하고 있다.

16) 여기서 한계비용은 현 상태에서 오염 발생원(기업)이 추가로 1단위의 오염 발생을 줄이는데 들어가는 비용을 말하며 한계편익은 현 상태에서 추가로 1단위의 오염 발생이 줄어드는 경우 생기는 사회적 편익을 말한다. 가격접근방식과 수량 접근방식 둘 모두 이상적인 저감목표/보조금 액수 선정을 위해서는 한계비용곡선과 한계편익 곡선에 대한 완전한 정보가 요구된다.(Weitzman, 1974)

전원별로 환경 영향이 다르다는 특성, 발전원별로 분산형 발전원으로서의 확대 가능성이 다르다는 특성(윤순진, 2008) 등이 있다. 마지막으로 현실에서는 정책 시행 시 거래비용이나 지대추구 행위¹⁷⁾가 발생하며 두 제도 사이에 거래 비용 발생 정도나 지대 추구 행위의 효과가 다르게 나타나므로 이에 대한 고려 또한 필요하다.

두 제도의 이론적, 실증적 비용 효율성을 비교 평가 한 기존 연구들을 살펴보면¹⁸⁾ 두 제도의 명확한 우열을 가리기 어렵다.

RPS제도를 옹호하는 측을 먼저 보자면 많은 연구들이 RPS제도가 ‘시장 경쟁’을 통해 최저 비용으로 목표 달성에 성공한다고 주장한다(이희선, 안세웅, 2011). 또한 거래비용이론에 따르면 시장 거버넌스의 경쟁에 대한 유인강도가 내부 거래에 비해서 크다고 알려져 있으며 이를 기반으로 고정가격제도보다 시장 경쟁을 유도하는 공급의무화 제도의 경쟁 강도가 크고 비용절감의 유인이 크다고 할 수 있다(권태형, 2012). 마지막으로 지대추구이론(Tullock, 2005)의 관점에서 봤을 때 FIT제도 하에서의 지대추구 행위는 과도한 비용발생으로 이어지는 반면 RPS제도하에서의 지대추구행위는 발전원간의 편익 이전만을 초래한다(권태형, 2015).

한편 FIT제도가 더 비용 효율적이고 이론적 목표를 이룰 수 있다고 주장하는 측은 다음과 같다. Finon and Perez (2007), 권태형(2012) 등 거래비용의 측면에서 두 제도를 평가한 연구들은 행정구조 등으로 인해 RPS제도 하에서 거래비용이 더 높게 발생한다고 주장하였는데, 이러한 문제들은 동일한 양의 REC를 거래하기 위한 거래 횟수가 많아지는 소규모 발전 설비에 대해서 특히 크게 발생하게 된다. 또한 Battle(2012),

17) 여기서 지대추구 행위는 정부의 인위적인 규제 등에 의해 발생한 초과 이윤을 적극적으로 추구하는 행위를 이른다. FIT제도 하에서 지대추구 행위는 기준가격을 최소 요구치 이상으로 올리거나 로비 등의 활동을 하는 것이고, RPS제도 하에서의 지대추구 행위는 특정 발전원의 REC가중치를 적정 요구치 이상으로 올리거나 활동하는 것으로 볼 수 있다.(권태형, 2015)

18) FIT제도와 RPS제도의 전반적인 비교를 시행한 연구들도 많이 존재하고 있으나, 이 논문에서 다루는 것은 어느 쪽이 비용이 더 많이 발생 하는가 여부이기 때문에 이론적 논의도 이에 국한시켰다.

Bergek and jacobsson(2010), Woodman and Mitchell(2011) 등은 FIT제도가 시장의 위험성을 줄여줌으로써 신재생에너지 시장 확대에 보다 효과적이었다고 주장하였다. 이와 관련하여 최근 RPS 유사 제도인 RO제도를 FIT제도의 일종인 Feed In Tariff-contract for difference(FIT-cfd)로 전환하기 위한 정책 방안을 연구한 영국의 DECC(Department of Energy and Climate Change)(2013)의 연구는 신·재생발전설비가 기존의 발전설비들에 비해 시장변동에 크게 취약하다고 언급하며¹⁹⁾ FIT-cfd제도가 시장의 위험성을 줄여주기 때문에 투자자들에게 적은 비용으로 큰 편익을 제공할 수 있다고 주장하였다. 그들은 FIT제도 도입 시 재생에너지 발전원에 대한 투자가 이루어지기 위한 최저 이익률(Hurdle rate)이 0.7% ~ 0.4% 하락할 것으로 예측했다.

이론적 기대 효과의 비교에 대한 실증연구로서 Finon(2006)은 유럽 각국에서 사용되고 있는 FIT제도와 RPS제도의 경과를 비교 분석하여 비용을 통제하고자 한다면 RPS제도를 사용해야 하고, 환경정책의 성과를 추구한다면 FIT가 더 부합됨을 주장했다. 한편 두 제도의 효과성을 비교한 실증연구로서 국제 회계기업인 Ernst & Young(2008)의 연구 자료에 따르면 RO제도를 운영하던 영국에 풍력자원이 더 많음에도 불구하고 독일의 FIT가 독일의 1/5가격으로 네 배나 더 많은 재생 에너지를 생산했다고 한다. 하지만 이에 대해 Fondel(2010)의 연구는 성공적으로 평가받는 독일의 FIT제도가 환경적으로도 경제적으로도 효율적이지 않으며, 각 에너지원에 대한 발전가격 보장이 에너지원 간의 시장왜곡을 불러왔다고 주장하였다.

이외의 실증연구 사례로, Toke(2007)의 연구는 영국의 RO제도가 많은

19) 가스 등의 기존 발전 원들은 시장 현황에 따라 발전량 조절이 간편하며, 설비의 신뢰도가 높고, 가스 가격이 전력가격과 연동하기 때문에 비교적 안정적인 사업 환경을 가지고 있다. 한편 재생에너지 발전설비의 경우 발전량 조절이 어려우며, 초기에 높은 투자비가 발생하고, 전력가격과 발전단가가 연관성을 가지고 있지 않기 때문에 사업 운영 시 높은 불확정성을 가지게 된다. 이는 투자 유치 시의 높은 이율로 이어지며 재생에너지발전 시장으로의 투자를 저해하는 요인이 된다.(DECC, 2013)

문제점을 가지고 있으며 특히 독일의 FIT보다 높은 재생에너지 가격을 요구했다고 지적했다. Traber & Kemfert(2009)는 독일의 FIT제도의 결과에 대해 연구하였다. 그들의 연구는 독일의 FIT제도가 소비자 가격은 3% 상승시킨 반면, 생산자 가격은 8% 인하하였고, CO2 배출은 11% 감소시켰다는 결과를 나타냈다. 또한 탄소 집약적 제품 생산과 결합된 기업의 이익은 유의미하게 낮아짐을 제시하였다. 한편 Rickerson 외(2007)은 FIT를 채택한 유럽에 비해 주정부수준의 RPS제도를 채택한 미국이 재생에너지 보급이 미흡했다고 지적했다. 이와 관련하여 Carley (2009)의 연구는 미국의 RPS정책의 효과에 대해 주를 분석단위로 삼아 1998년에서 2006년간의 자료를 활용한 계량분석을 시행하였다. 그 결과 RPS제도가 재생에너지 투자와 설치 확대에는 효과적이거나 전체 전력 구성에 있어서의 신 재생에너지 발전비율 증가에는 효과적이지 않다는 결론을 내렸다. Haasa 외(2011)는 유럽 27개 국가를 대상으로 FIT제도와 RPS제도의 효율성 및 효과성을 단순 통계로서 비교하여 재생에너지 발전시장 확대에 FIT제도가 RPS제도에 비해 효율적이라고 주장했다.

각 제도가 이론적 기대효과를 나타내기 위한 조건에 대한 연구로서 RPS에 대해서는 이수진·윤순진(2011)의 연구가 RPS시행 국가들 사이에서도 비용효율성의 차이가 나타난다고 분석했으며 사례 분석을 통해 RPS가 이론적 기대를 항상 실현하는 것이 아니며 RPS의 성공적 시행 여부는 대규모 부존 재생가능에너지 자원의 존재와 벌금 규모 설정 등 제도 설계, 제도의 일관성 유지와 같은 여러 요소들에 의해 결정된다고 결론 내렸다. FIT 제도에 대해서는 Klien 외(2008)의 연구가 성공적 FIT의 요소로 (1) 지속적이고 장기적인 투자정책 (2) 기술 중심의 보조금 지급 (3) 분명하고 통합적인 그리드(grid) 메커니즘 (4) 차등적인 보조금 옵션 (5) 시간 경과에 따른 보조금의 감소 (6) 단계적 보조금 지원 (7) 추가 프리미엄 등을 들었다.

비용효율성 이외에도 FIT와 RPS제도는 많은 비교점을 가지고 있으며

각각이 여러 가지 장단점을 가지고 있다. 또한 기본적인 정책구조의 한계를 극복하기 위한 보조적인 정책 수단들이 적용되고 있기도 하다. 이에 대한 사항은 다음 페이지의 표1으로 간략히 정리하였다.

구분	FIT제도	RPS제도
적용 메커니즘	<ul style="list-style-type: none"> -정부의 가격 설정 -시장에서의 물량 결정 	<ul style="list-style-type: none"> -정부의 물량 결정 -시장에서의 가격 결정
장점	<ul style="list-style-type: none"> -신규 투자유인에 효과적 -투자의 확실성, 단순성 보장 -신·재생에너지 -기술과 장소의 변화를 고려하여 설계가 가능함 -중소규모 생산자의 성장을 촉진하는데 유연함 -제도 운영과정에서 발생하는 거래비용이 낮음 -Project Financing을 통한 자금 조달이 용이함 	<ul style="list-style-type: none"> -발전사업자의 경쟁을 통한 비용최소화가 유도됨 -보급목표설정에 매우 효과적 -최소비용의 프로젝트부터 추진되어 포트폴리오 최적화가 가능 -전통적 전력시장구조에 부합하여 전력 공급 인프라에 신재생에너지를 통합할 수 있음
단점	<ul style="list-style-type: none"> -고정가격을 정부가 제시하는 것이 시장왜곡으로 이어질 수 있음 -예산제약이 주어지는 경우 연간 예산 발생량 예측이 어려움 -목표설정의 불확실성이 발생함 -발전단가에 대한 정보의 비대칭 문제가 발생하여 적절한 고정가격 산정이 어려움 -시간 변화에 따른 적절한 가격 조정이 이루어지지 않는 경우 예산 부담 주체들이 신·재생에너지에 대해서 불필요하게 높은 금액을 지불하게 됨 	<ul style="list-style-type: none"> -투자자에게 불확실성이 커짐 -운영방법이 복잡해 일반 시민에 대한 진입장벽으로 작용 -저비용 기술로의 투자 및 보급 편중 가능성 -중소 규모의 투자자들 보다는 거대 중앙 집중식 투자가 이루어짐 -강제된 이상의 신·재생 발전을 이를 동기가 없음 -상대적으로 저렴한 발전원에 대한 지대 발생 가능 -제도 설계 관리 및 강제가 복잡함
보완 사례	<ul style="list-style-type: none"> -대규모 발전설비에 적용되는 고정가격을 입찰 경쟁을 통해 결정하여 지 	<ul style="list-style-type: none"> -지대규제를 위해 발전원별로 공급인증서 발급량에 가중치를 두고 있음

	대 발생을 막음(영국) -발전 원 별 연간 확대 량 제한을 두 어 비용 발생을 최소화(한국,독일) -신규발전용량이 목표 값에 비해 증가하거나 감소했을 경우 이를 기준으로 기준가격에 변동을 주는 신축적 가격조정제도를 시행(독일)	(영국,한국) -불리한 특정 발전원에 대해 별도의 할당량을 부여하고 있음(미국,한국) -소규모 발전설비를 위해 입찰경쟁을 통해 고정적인 REC판매처를 제공하 고 있음(한국)
--	--	---

자료: 유재국(2011), 김유진, 김수덕(2005), 윤순진(2008), 신정희(2011), 윤순진(2011), 권태형(2012), 권태형(2014), DECC(2013)에서 정리함

표 1 FIT제도와 RPS제도의 비교

제 2 절 정책 운영 현황

1) 한국의 신재생발전지원 정책 현황 - RPS 제도 도입 배경

2002년부터 2011년 까지 한국에서 시행된 FIT제도의 경우 신·재생전력 구매 의무를 지는 계통운영자는 한국전력이었으며, 이를 위한 비용을 최종 소비자에게 전가시키지 못하고 전력산업기반기금²⁰⁾에 예산 부담을 지우고 있었다.

기준 가격 산정 방식은 초기에는 회피 비용 법을 사용하였으며 제도 개정을 통해 바뀌어 나갔다. 최종적으로는 태양광, 풍력, 연료 전지에 대해서는 발전원가를 토대로 하는 표준원가방식을 사용하고 소 수력, 바이오 에너지, 폐기물에 대해서는 전력시장에서 거래되는 값을 기준으로 하는 전력가격방식을 통해 산정하였다. 태양광, 풍력 등 일부 발전원의 경우 연도 별 기준 가격이 변하기도 하였다(산업자원부, 2006). 초기에는 연간 지원 규모 제한이 없었으나 발전 단가가 높은 태양광 발전 설비의 빠른

20) 전력산업기반기금은 전기사업법 제 48조에 따라 전력산업의 기반조성에 필요한 자원 확보를 위해 설치되었으며 한국전력공사에 의해 운영된다. 주요 예산원은 전력 판매수입의 3.7%에 해당하는 법정부담금이며 기금의 주요 사업으로는 발전소 주변지역지원, 신재생에너지보급사업, 전력수요관리, 기술정책지원 등이 있다.(산업자원부,2015)

확대로²¹⁾ 지원금 예측이 불가능해지고 예산이 부족해지자²²⁾ 연간 설비 지원 확대량에 제한을 두기도 하였다(에너지공단, 2014).

많은 연구자들이 FIT 제도 하에서 재생에너지 발전사업자들은 발전량에 비례한 일정한 수익을 얻게 되기 때문에 재생에너지에 대한 안정적인 투자여건이 만들어졌으며 소규모 발전 사업자들의 시장 진입도 가능해졌다고 평가하였다(구자상, 2009; 윤순진, 2008; 오승은, 2009 ; 염미경, 2013). 그러나 예산 부담을 전력 가격에 전가시키지 못한 한국의 FIT는 구조적인 한계를 가지고 있었고, 이는 태양광 설비 지원 최대 용량 삭제로 인한 대규모 자본의 유입 등 정부의 제도 운영상의 문제 때문에 더욱 심화되었다(염미경, 2013). 그 결과 재생 에너지 보급 확대 목표 달성 미흡, 태양광 발전 보급량 확대에 인한 정부 재원 부족 등의 문제가 발생하였다(정경화, 2010). 이러한 상황에서 정부는 예산 문제 해결, 신·재생 에너지 발전량의 확대 등을 위하여 자발적인 FIT 제도에서 도입 의무를 부여하는 정책인 RPS 제도로 전환할 필요성을 인식하였다. 결국 FIT 제도가 시행되고 겨우 약 1년이 지난 시점인 2003년 12월, 제2차 신재생에너지 기본계획에서 RPS 도입이 제안되었고, 이후 2010년 신재생보급촉진법 등의 개정으로 2012년 1월 이후 국가 예산을 통한 FIT 지원 진입이 중단되고²³⁾ RPS제도가 새롭게 도입되었다.

2) 한국의 신재생발전지원 정책 현황 - RPS 제도의 구조 및 실적

2012년 이후 한국에서 시행되고 있는 RPS 제도의 경우 공급 의무자는

21) 2008년에는 한해에만 257MW의 태양광 설비가 건설 되는 등 급등 현상이 발생하였다. 그 결과 2011년 종료 당시 발전차액은 2007년 대비 13.8배 증가하였다. (에너지공단, 2014)

22) FIT지원 예산계획에 비해 2009년도에는 SMP하락 및 태양광 사업자 급증으로 인한 1135억원(76%) 증액, 2010년도에는 SMP하락 및 태양광 조기준공으로 인한 682억원(25.8%) 증액이 있었다고 한다.(산업통상자원부, 2013)

23) 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 부칙 <제10253호, 2010.4.12> 제 2조에 따라 2012년 이후 FIT제도로의 신규진입은 금지되어 있지만 2011년 이전에 FIT대상으로 편입된 신·재생발전설비들은 별도의 하자가 발생하거나 RPS전환 신청하지 않은 경우 계약기간 동안 FIT지원을 받게 된다.

500MW 이상의 발전설비를 소유한 자와 지역난방공사 수자원 공사 등으로 구성된다. 현재 총 17개사가 공급의무자로 지정되어 있다.

한국의 RPS제도 하에서 재생에너지 공급 의무는 연간 의무 공급량(MW단위)에 해당하는 REC를 제출함으로써 이행된다. 연간 의무 공급량은 공급 의무자의 전년도 화석연료 발전량의 일정 비율로 결정되며 연도별 비율은 표 2와 같다.

<표 2> 연도별 의무 공급량

연도	‘12	‘13	‘14	‘15	‘16	‘17	‘18	‘19	‘20	‘21	‘22	‘23	‘24
비율	2.0%	2.5%	3.0%	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%	5.0%	6.0%	7.0%	8.0%	9.0%	10%

주: 의무공급량 = 공급의무자의 총발전량(신재생에너지발전량 제외)×의무비율

자료: 신에너지 및 재생에너지 개발·이용 보급 촉진법 시행령 별표 3

제도 도입 초기에는 가격 경쟁력이 떨어지는 태양광 발전설비에 대한 보호 목적으로 태양광 발전설비에서 생산된 REC를 통해서만 의무를 해결할 수 있는 태양광별도 의무공급량을 두었다.

<표 3> 연도별 태양광 별도 의무공급량

연도	‘12년	‘13년	‘14년	‘15년
의무공급량(GWh)	276	723	1,353	1,971

주: 태양광 별도 의무공급량은 2015년 12월 31일까지 적용함(신재생법 시행령 제18조의4 제3항)

2016년 이후에는 태양광과 비태양광을 통합 운영할 예정임(제4차 신재생에너지 기본계획)

자료: 신에너지 및 재생에너지 개발·이용 보급 촉진법 시행령 별표 4

또한 RPS제도 도입 이후 정부는 태양광 발전사업자를 지원하겠다는 목적으로 ‘태양광 판매사업자 선정 제도’를 운영하고 있다. 태양광 판매사업자 선정제도는 태양광 발전단가 하락으로 태양광 REC가격이 하락하여 기존의 발전사업자가 사업 유지를 못하는 상황을 막기 위해 매년 2회 공급의무자 이외의 태양광 발전사업자 사이에서 ‘태양광 공급인증서 판매사업자’를 선정하여 공급인증서 고정가격 장기매매계약(12년 이상)을 공급의무자와 체결토록 지원하는 제도이다. 이를 위해 신·재생에너지센

터(공급인증기관)은 17개 공급의무자로부터 선정의뢰를 접수하여 선정 작업을 수행하며 2015년 기준 공급의무자 중 한국수력원자력은 매년 30MW, 남동발전, 중부발전, 서부발전, 남부발전, 동서발전에서는 매년 24MW 이상 판매사업자 선정을 의뢰하도록 의무화하고 있다. 선정은 REC가격에 대한 입찰 경쟁(70점)과 정성평가(30점)를 기준으로 이루어지며, 2014년 이후 선정 용량의 일정 비율(30~50%)을 100kw이하 소규모 발전 사업자에게 우선 할당하도록 되어있다. 선정 실적은 표6과 같다.

<표 4> 태양광 판매사업자 선정 결과

	2011하	2012상	2012하	2013상	2013하	2014상	2015상
선 정 용 량 (kW*가중치)	32583	16017	115308	61254	101036	162090	160063
100kw이하 (kW*가중치)	3557	3472	35173	10733	17609	72115	96078
평 균 가 격 (원/REC)	219977	156634	158660	136095	128539	112591	70707
판매사업자 REC생산량	42815	63861	215376	295863	428625	641611	851934

주1 : 자료 출처는 에너지 공단 정보공개청구 결과(2015)

주2 : 판매사업자 REC생산량(추정치)은 설비용량 15%를 기준으로 계산하였음.

태양광 판매 사업자 선정 등의 정책 보조 수단 등에 힘입어 제도 시행 이후 태양광 부문 이행 비율은 꾸준히 높은 값을 보였다. 비태양광 부문의 경우 초기에는 매우 낮은 수치를 보였으나 점점 나아지고 있다.

<표 5 > 연도 별 RPS 의무이행 실적

	2012년	2013년	2014년
의무공급량	6420279 REC	10890000 REC	12910000 REC
태양광별도 의무공급량	276000 REC	730000 REC	1390000 REC
의무이행비율	64.7%	67.2%	78.1%
태양광 이행비율	95.7%	94.9%	95.9%
비태양광 이행비율	63.3%	65.2%	75.9%
이행연기	26.3%	29.1%	21.97%
불이행량	9.0%	8.2%	0.0003%

주: 에너지공단 정보공개청구 결과, 전력거래소 정보공개청구 결과를 기반으로 계산하였음

향상된 비태양광 부문 이행실적에 힘입어 2014년의 경우 정책 초기에

우려사항이었던 공급의무자 벌금이 거의 발생하지 않았다. 하지만 비태양광 부문 이행은 많은 부분이 환경적으로 부적절한 발전 원으로 이루어져 있으며²⁴⁾ RPS제도만을 통해 이행한 것이 아니라 현재 RPS제도와 병행되고 있는 FIT제도를 통해 공급되는 REC를 합한 값이기도 하다.

2012년 이후 기존의 FIT제도를 통한 지원이 유지되고 있는 설비들에 대해서는, 그들의 발전 원 가중치와 전력 공급량에 해당하는 REC를 관련 근거 법안에 따라 국가에게 발급하고 있다. 또한 이를 판매한 금액은 전력산업기반기금에 귀속된다.²⁵⁾ 2012년 이행실적 415만 REC 가운데 45%가량이 국가 REC를 통한 이행이었으며, 2013년 이행실적 732만 4천 REC 가운데 36% 가량, 2014년 이행실적 1007만 8천REC 가운데 13%(추정)가량이 국가 REC를 통한 이행이었다.²⁶⁾

2012년 이후에는 이를 통해 상당 부분의 FIT 운영 예산이 회수되고 있다. 전력산업기반기금 2015년 예산 및 기금운용계획에 따르면 2015년 FIT지원 예산 예상 값은 비태양광 114억원 태양광 3077 억 원이며, 비태양광 부문에서 얻은 REC의 85%를 판매하여 646억 원의 수익을 올릴 것으로 기대하였다(산업통상자원부, 2014). 2013년의 경우 FIT지원을 위해 들어간 돈은 비태양광 399억 원 가량, 태양광 3061억 원 가량이었으며(산업통상자원부, 2013), 국가 REC 판매 금액은 비태양광 REC 498억 원, 태양광 REC 885억 원 가량으로 낮은 고정 가격을 설정하였던 비태양광 부문의 경우 오히려 FIT제도 운영을 통해 추가적인 전력산업기반

24) 14년 기준 바이오, 폐기물 발전소 활용 발전량은 전체 신재생 발전량의 56.8%를 차지하고 있다. 또한 2014년 REC 이행 실적 중 39.2%가 바이오매스 혼소이며 14.1%가 재생에너지로 보기 어려운(윤순진, 2009) 연료전지로 이행되었다. (한국에너지공단, 2015)

25) 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령 제18조의7(신·재생에너지 공급인증서의 발급 제한 등) ③ 제2항에 따른 무상지원금을 받은 신·재생에너지 공급자(신·재생에너지를 이용하여 에너지를 공급한 자를 말한다)에 대해서는 지원받은 무상지원금에 해당하는 비율을 제외한 부분에 대한 공급인증서를 발급하되, 무상지원금에 해당하는 부분에 대한 공급인증서는 국가 또는 지방자치단체에 대하여 그 지원비율에 따라 발급한다. <개정 2015.6.15.> ⑤ 제4항에 따라 공급인증서를 거래하여 얻은 수익금은 「전기사업법」에 따른 전력산업기반기금의 재원(財源)으로 한다.

26) 국가 REC 비중은 언론보도 자료와 에너지 공단 인터뷰 자료를 기준으로 작성하였음.

기금 예산이 확보되는 효과를 낳았다. 또한 일부 국회의원들에 의해 2013년에 국가 REC가 너무 싼 값에 판매되었다는 비판이 제기됐는데 만일 국가 REC가 정책적인 목적으로 낮은 가격에 판매되지 않고 시장 가격에 판매되었다면 국가REC 추정 수익은 태양광 부문 FIT 비용마저 충당할 수 있는 4288억 원에 이른다(김동철, 2014).

태양광 판매사업자 선정과 국가 REC 구매 이외의 의무 이행수단은 다음과 같다. 공급의무자의 자체 이행설비들이 가장 큰 비율을 차지하며 계약시장과 현물 시장이 그 뒤를 잇는다. 해외 각국의 사례를 볼 때 RPS 제도는 일반적으로 의무 이행을 위한 인증서거래 시스템을 동반하여 시행되며(이수진·윤순진, 2011) 이는 한국도 마찬가지이다. 한국의 REC 거래 시장은 크게 ‘계약시장’과 ‘현물시장’으로 나뉘게 된다. 계약시장은 상시 열려있으며 현물시장은 월 2회 열리게 된다.

계약시장 구조를 살펴보면 계약 후 REC의 전달이 자동적으로 이루어지지 않고 여러 번의 공인인증서 로그인과 수령확인 등의 행정과정이 동반되어야 하기 때문에 거래 횟수에 비례한 거래 비용이 발생한다. 이에 따라 공급의무자들은 가능하면 한 번에 많은 양의 REC를 발급받을 수 있는 대규모 신·재생에너지 발전 사업자들을 선호하게 된다.(산업부, 2014) 또한 일정규모 이상 업체의 경우 계약 시장에 참여하여 안정적인 REC 공급처를 찾지 못하면 Project Financing이 어렵다. 특히 태양광 부문의 경우 공급 의무자와 계약을 맺기 위한 경쟁이 강하게 일어나고 있다고 한다(이성호, 2014).

현물시장의 경우에도 계약 시장과 마찬가지로 한 번에 거래하는 REC 물량과 상관없이 거래 과정에서 거래 횟수에 비례하는 거래비용이 발생하며 공급의무자 입장에서는 일정 규모 이하의 REC에 대해서는 입찰경쟁에 참여하는 것이 손해가 될 수 있다. 실제로 소규모 업자가 많은 태양광 부문의 경우 현물시장 부양 정책이 폐기된²⁷⁾ 2014년 상반기에는

27) 국가 REC는 값이 싸고 한 번에 많은 양을 구할 수 있기 때문에 공급의무자들이 가장

현물시장에 내놓은 매물 중 판매된 비율이 평균 4.6%까지 하락하기도 하였다.(오영식, 2014)

2012년제도 도입 이후 2015년 까지 연도 별로 각 REC 공급 수단을 통해 공급된 REC의 양과 그 값이 전체 이행실적에서 차지하는 비율을 정리하면 표 8과 같다.

표 6 연도별 공급수단별 REC 이행실적

	2012년	2013년	2014년	2015년(추정)
전체 이행실적	4154227	7324000	10078000	12339927
국가 REC	1899868(46%)	2670628(36%)	1290397(13%)	1650000(14%)
자체 생산 REC	1726680(41%)	3235411(44%)	5997822(60%)	5425981(44%)
계약 시장 REC	408529(10%)	895574(12%)	2261016(22%)	3502350(28%)
현물 시장 REC	119150(3%)	522387(8%)	528765(5%)	1761596(14%)

주1: 2012년부터 2014년까지의 이행 실적은 전력거래소 자료를 이용

주2: 국가 REC이행 실적은 산업 부 보도 자료와 김동철 의원실 자료를 이용

주3: 2015년의 이행 실적은 국가 REC와 자체실적의 경우 산업부 보도 자료를 이용
계약시장과 현물시장 실적은 전력 거래소의 1~10월 자료로 추정.

정책적 요인에 따라서 판매량이 결정되는 국가 REC²⁸⁾를 제외하면, REC 공급의무 이행 량 중 각각의 이행수단이 차지하는 비중은 자체 생산 REC, 계약시장 REC, 현물시장 REC의 순서로 큰 값을 나타낸다고 할 수 있다. REC 공급 수단으로 자체적인 설비 도입을 가장 선호하지만 인허가, 외부 구매 의무, 정부 정책 등으로 인해 차선택으로 계약시장과 현물시장에서의 REC구매를 택하는 공급의무자들의 성향으로 봤을 때(권태형,2012) 자체 생산이 가장 큰 비율을 차지하는 현상은 앞으로 크

선호하는데 2013년까지는 현물 시장에서의 구매실적에 비례하여 국가 REC를 구매할 수 있도록 하였기 때문에 현물시장에서의 과잉 경쟁이 일어났다.

28) 전력산업기반기금 예산안에 따르면 그 값은 일정하게 161만 5000REC를 유지할 것이라고 한다. 이는 2016년 이후 REC의무공급량 예측치의 9.2%(2016년)에서 2.6%(2024년)에 해당한다.

게 변하지 않을 것으로 보인다. 또한 REC시장은 계약 시장을 중심으로 설계되었다고 하며(에너지공단, 2015) 앞으로도 현물시장보다는 계약시장에서의 거래량이 많을 것으로 추측된다.

이러한 REC구매 및 생산 활동에 들어가는 추가 비용²⁹⁾은 최종적으로 공급의무자들이 부담하는 것이 아니다. 대부분의 RPS 시행국가들은 공급의무자들이 전기 소매 업체이고 이들은 전력 소매가격을 상승 시키는 방식으로 이행비용을 소비자에게 전가한다.(부경진 외, 2005 : 권태형, 2014) 한국의 경우 공급의무자들이 발전 사업자들이며 이들은 전력 소매가격으로 의무이행을 위해 들어가는 ‘추가적인 비용 부담’을 전가시킬 수 없기 때문에 관련 법 규정에 따라³⁰⁾ 전력 도매가격을 통해 비용을 보전 받게 된다. 이러한 이행비용보전은 공급의무자가 제출한 이행보전대상³¹⁾ REC양에 기준 가격을 곱한 값에 해당하는 만큼 이루어지며, 공급의무자와 전력거래소 사이의 전력거래 시 동일한 전력 가격 결정 조건 하에서의 전력에 매겨지는 가격보다 높은 가격을 공급의무자 소유의 발전기에 매겨 높은 전력 거래 비용을 지불함으로써 이루어진다.(전력시장운영규칙, 2015) 이를 위한 비용은 최종적으로 한국전력이 부담한다.

2016년 이전까지는 태양광 REC의 경우 획득경로에 따라 다른 보전가격을 적용받았으며, 비태양광REC의 경우 획득경로에 상관없이 현물시장 REC와 국가REC의 가중평균 거래가격을 기준가격으로 적용받아 비용을

29) 이형석(2010)등 일부 선행 연구들은 공급의무자들이 REC공급을 위해 (1)자체적인 신재생 설비를 운영하거나 (2)REC를 구매하는데 들이는 비용 전부를 RPS 제도의 정책 목표 달성을 위한 추가 비용으로 보았지만 이는 잘못된 접근이다. 공급의무자가 자체적으로 신·재생발전 설비를 운영하는 경우 REC 이외에도 해당 설비에서 생산된 전력판매를 통한 수익을 얻을 수 있기 때문에, 이를 위한 투자는 순수하게 REC공급의무 이행만을 위한 것으로 볼 수 없다.

30) 신에너지 및 재생에너지 개발 이용 보급 촉진법 시행령 제18조의11(공급의무자의 의무 이행비용 보전) 정부는 공급의무자가 공급의무의 이행에 드는 추가 비용의 적정 수준을 「전기사업법」 제2조제13호에 따른 전력시장을 통하여 보전(補填)할 수 있도록 노력하여야 하고, 전력시장에 참여하는 같은 법 제2조제10호에 따른 전기판매사업자가 그 비용을 전기요금에 반영하여 회수할 수 있도록 노력하여야 한다.

31) 관련 법 규정에 의해 IGCC, 대 수력, 부생가스, 조력 등 SMP로 충분한 이득을 얻을 수 있는 발전 원들의 경우 이행비용보전을 해주지 않는다.

보전 받게 된다.

2012년부터 2014년까지의 연도 별 태양광/ 비태양광 REC의 이행보전 기준가격은 표 9와 같다.

표 7 연도별 비태양광/태양광 REC 이행보전 기준가격

	비 태양광	태양광			
	전체	판매사업자	계약시장	현물시장	자체건설
2012상	32,331	계약단가	219,159	207,054	219,159
2012하		계약단가	156,789	156,789	146,252
2013상	57,039	계약단가	156,789	156,789	156,553
2013하		계약단가	137,660	137,660	137,660
2014상	61,806	계약단가	129,849	117,043	117,162
2014하		계약단가	106,617	90,214	87,335

주: 단위 원/REC

자료 출처: 전력거래소 REC거래 시스템 자료실

이행비용 보전 결과 정책목표 달성을 위한 비용은 일차적으로 한국 전력에게 이전되며, 한국 전력은 전력 소매가격 상승의 형태로 전력 소비자들에게 그 부담을 일부 혹은 전부 이전하게 된다.³²⁾

전력 거래소의 연구에 따르면 2012년 2505억 원이었던 부담비용은 2016년에는 9356억 원으로 증가할 전망이며, 2022년에는 2조 1826억 원이 될 전망이라고 한다.(지상호 외, 2014). 산업부 보도 자료에 따르면 2012년 이행실적에 대한 보전금 예산 부담은 1450억 원 가량 발생하였다고 한다.

32) 전력거래소에 대한 문의와 정보 공개 청구 결과 이행비용보전금은 소매가격 결정시 총괄원가에 포함되며, 소매 전력 가격 상승을 유발하는 요인이 된다는 전체 이행비용보전금 중 어느 정도가 소매 비용으로 전가 되는 지 여부는 정확히 알 수 없다는 답변을 얻었다.

3) 2016년 이후 RPS 제도 전망

2016년 이후에는 태양광별도 의무 공급량이 폐지되고 태양광/비태양광 REC시장의 통합이 이루어진다.³³⁾ 이전까지는 태양광 REC로만 이행할 수 있었던 별도 의무공급량 시장이 존재하였고 거래 시장 또한 따로 운영 되었지만 2016년 이후로는 태양광별도 의무공급량 부과 없이 전체 REC 의무공급량 만이 단일 의무 량으로 부과된다. 또한 별도 가격이 형성 되었던 과거와 달리 통합 REC 시장이 운영된다. 이에 따라 원별 REC 구분 없이 거래가 가능하며 통합 REC 단일가격을 형성하게 된다.

한편 통합 여부와 상관없이 태양광 판매사업자 선정제도는 유지되며 매년 선정 용량은 확대된다. 2016년-2017년의 태양광 판매사업자 선정 예상 물량은 연간 300MW라고하며 2018년과 2019년의 태양광 판매사업자 선정 예상 물량은 연간 350MW라고 한다. 참여 대상은 3MW이하의 설비로 한정할 예정이며 선정 물량의 60%를 100kW이하 소규모 설비에게 우선적으로 배분할 것이라고 한다.

이행비용보전의 경우 2016년 이전까지는 태양광과 비태양광의 구분이 존재하였으며 비태양광 REC의 경우 조달 방식에 상관없이 단일한 기준가격을 산정하며 이행비용을 보전하였다. 2016년 이후부터는 조달 방식별 통합 기준가격을 산정하여 이행비용을 보전한다. 즉 태양광 비태양광 여부가 아니라 자체생산 REC인지, 계약 시장에서 구매한 REC인지, 현물시장에서 구매한 REC인지 여부를 기준으로 이행비용을 보전한다고 한다. 다만 태양광 판매사업자 선정분에 한해 현행 12년 고정가격 보전체제를 유지한다고 한다.(에너지공단, 2015 ; 전력거래소, 2015)

33) 일부 언론 보도 및 논문의 경우 '2016년 이후 시장 통합으로 태양광 REC시장이 넓어질 것'이라는 표현을 사용하고 있으나, 에너지 공단 문의 결과 태양광 REC를 통한 비태양광 의무 이행은 제도 도입 이후 항상 가능했으며 태양광 REC가 더 비싸기 때문에 일어나지 않은 것이라는 답변을 얻었다. 최근(2015년 9월 이후)에는 태양광 REC 가격이 비태양광 REC수준까지 떨어졌기 때문에 태양광 REC를 구매하여 비태양광 의무 이행에 사용하는 사례가 적지 않다고 한다.

제 3 장 선행연구의 고찰

지금까지 적절한 RPS제도와 FIT제도의 혼용 모델을 수립하기 위해 RPS제도와 FIT제도의 이론적 기반과 한국에서의 운영현황에 대해 알아보았다. 제3장에서는 RPS제도와 FIT제도의 정책비용을 추정한 선행 연구들을 알아보고 이를 통해 RPS제도의 비용과 RPS제도와 FIT제도를 혼용한 경우의 비용을 추정하는 모델을 수립해 볼 것이다.

제 1절 RPS 제도의 비용을 추정한 연구들

RPS제도를 통한 정책목표 달성에 드는 비용을 추정한 연구로는 이정인(2008), 이형석(2010), 손현진(2011)의 연구가 있었다.

이정인(2008)의 연구는 RPS 제도를 반영한 한국의 최적 전원구성비를 도출하기 위한 방안을 GATE-PRO(Generation And Transmission Expansion PROgram)모형을 이용하여 모색하였다. GATE-PRO 모형은 특정 목표연도에서의 최적 설비 수준을 도출하는 정적 선형 계획 모형으로, 사용된 최소화 목적함수는 다음과 같다.

$$\sum_{i=1}^I \sum_{y=1}^Y \sum_{t=1}^{48} C_i \tau_{ty} x_{ty} + \sum_{i=1}^I K_i (r + b_i) ADD_i PU_i$$

i=발전 원 분류, y 계절, ty=당 계절 내 근무일 ci=발전 원 운전비용(원/MWh), Ki= i발전 원 설비비용(원/MW), PUi=i발전 원 단위 용량(kW) r= 투자 보수 률, bi= i발전 원 연간 고정비용, xity=i발전 원 ty시간대 운전용량(MWh) ADDi=i발전 원 목표 년도 증설용량(MW)

제약 조건은 연중 최대 부하가 발생하는 시점에서의 총 공급 용량이 예비력을 포함한 최대 수요량보다 커야 한다는 조건 한 가지만을 사용하였다. 연구 기간은 2006년을 기준으로 2020년의 설비계획을 수행하였으며 2020년 신재생 비율 10%를 상정하고 2012년 RPS가 도입될 경우의 설비 계획결과를 제 3차 전력수급계획의 결과와 비교하였다.

결론적으로 GATE-PRO 모형의 한계로 선형계획법을 이용하여 연도별 발

전설비계획을 도출할 수가 없다는 점을 꼽았으며, 선형계획법을 사용하는 GATE-PRO모형에서는 발전단가가 저렴한 신재생에너지원이 과도한 비중을 차지하며 발전원의 특성을 고려한 가중계수를 적용하여 전원계획을 수립해야 할 것 이라는 결론을 내렸다.

이형석(2010)의 연구는 RPS제도의 효율적인 도입을 위해 FIT제도와 RPS를 비교하였다. 정량적 비교를 위해 선형계획법을 이용하여 최소의 비용으로 목표를 달성하는 발전 원 포트폴리오를 찾고, 그때의 최적 비용을 도출하여 비교하였다. 선형계획법을 위한 시나리오는 (1) 정부 정책 개입 없이 시장 원리에 따라 재생 에너지 확대를 이루는 경우 (2) FIT제도를 통해 재생 에너지 확대 목표를 이루는 경우 (3) RPS제도를 통해 재생 에너지 확대 목표를 이루는 경우의 3가지를 사용하였으며, RPS제도를 통해 재생 에너지 확대 목표를 이루는 시나리오의 경우 태양광 별도 의무 량 부여, REC 외부 구매 의무 량 부여 등의 정책적 제약 식의 변화를 주어 세분화 했다. 선형계획법에 사용한 목적함수는 아래와 같다.

$$Min C = \sum_{n=1}^z D_n X_n / Y_n + \sum_{n=1}^z (D_n X_n / Y_n \times O_n) + 8760 \sum_{n=1}^z (F_n X_n \times U_n) + 8760 \sum_{n=1}^z (R_n X_n \times U_n)$$

Dn: 원별 개발비 Xn: 원별 용량, Yn: 원별 내구연수 Fn: 원별 FIT 지원금액, Rn: REC가격, On: 원별 유지비용, Un: 원별 이용률

제약 식으로는 발전 원 별 자원 잠재량에 따른 설비 확대 한계 제약, REC 외부 구입 의무 달성 제약 , 태양광별도 의무 달성 등 정책적 규제 만족 제약, 신·재생 에너지 전력 목표량 달성 제약, 설비 량 비음 제약 등이 있었으며, 시나리오 별로 정책적 규제 만족 제약을 다르게 적용하였다.

자원별 제약 식을 부존자원 량 한 가지 만을 사용했기 때문에 연도별 분석은 하지 않고 2030년 보급목표 29467GWh를 달성하기 위한 RPS 제도 하의 비용최소화 분석만을 시행하였다. 결과는 다음과 같다. 자체조달의 비율이 높을수록 총비용이 적게 들었다. 자원별로는 목질바이오, 바이오가스, 소 수력의 자원 잠재량 전체와 풍력 잠재량의 42.7%를 사용하였으며 태양광과 조력은 사용하지 않는 편이 최적이었다.

외부구매의 비용이 높은 만큼 REC구매가 일어나지 않을 수 있으며 이를 위한 REC시장 거래 활성화 정책이 요구된다는 결론을 내렸다. 또한 태양

광과 조력은 별도 의무 량 할당이나 가중치 부여를 통해 지원할 필요성이 있다고 언급 하였다.

손현진(2011)의 연구는 RPS제도 등 온실가스 감축정책이 도입된다는 가정 하에서 REC 공급의무를 갖는 발전사업자의 중장기적 계획과 환경 정책을 제약 조건으로 처리 할 수 있는 전산모형을 설계하였다. 대응 방법 별 연간 비용 계산에는 GATE-PRO모형을 이용하였는데 이는 특정 목표연도에서의 최적 설비수준을 도출하는 정적 선형계획 모형이다. 모형에서 사용한 목적 함수는 다음과 같다.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^I \sum_{y=2012}^Y C_i x_{yt} + \text{REC}_y \times \text{REC}_y P$$

i: 발전설비의 전원유형, Y:목표년도 REC_y: 목표년도 REC거래량, REC_yP: 목표년도 REC 시장가격, C_i: I전원유형 발전설비의 운전비용(원/MWh), x_{yt} : 목표연도에서의 시간대 별 발전량

GATE-PRO 모형의 제약 식으로는 전력 수요 충족 제약, 발전 원 별 설비 규모 제약, 전체 REC공급의무 충족 제약, 태양광 별도의무 충족 제약의 4가지를 사용하였다.

GATE-PRO 모형을 통해 연도별 운전비와 증설 후보대수를 얻은 후에는 건설비 및 운전비의 현재가치 합이 최소로 되는 연도 별 건설계획을 도출하기 위해 동적 계획법 모델을 이용하였다.

결론적으로 이들은 완성된 전산모형에 대해 기존의 비용최소화 목적함수 뿐만 아니라 환경정책등과 같은 제약조건 처리가 가능하고 입력자료 작성성이 간단하다고 평가했다.

최재호, 이태섭(2015)의 연구는 RPS 제도 하에서 신규로 편입되는 민간 발전사업자의 RPS 이행 시나리오를 구성하여 이행 비용을 산출하고 해당 사업의 실제 재무모형을 통한 사업성 변화 예측을 시행하였다. 이행 비용은 아래의 식을 통해 산출하였다.

$$IC = (CC + B \times R1 + M \times R2 + P \times R3 \times \alpha) - (C+B+M) \times R3 \quad (3-2)$$

IC : 연도별 의무이행비용, CC : 자체 신재생에너지 설비 건설비, B : 신재생에너지 발전사업자와의 REC 계약체결량, R1 : 신재생에너지 발전사업자와의 REC 계약가격, M : 현물시장에서의 REC 구매량, R2 : 현물시장에서의 REC 구매가격, P : 의무공급 불이행률에 따른 REC 미확보량, R3 : 의무이행비용 보전을 위한 정산기준가격 (REC

평균거래가격), α : 과징금 산정 시 가중 또는 감경비율의 합 (70~150%), C : 자체 신재생에너지설비 생산 REC량

RPS 이행 시나리오는 의무 공급량, 자체 건설 규모, 계약시장 구매량, 현물시장 구매량, 의무 이행 비율 등을 기준으로 구성되었다. 각 시나리오 별로 이행비용을 산출한 뒤 사업성 분석은 재무모델에 이행비용을 적용하여 순 현재 가치 법, IRR 및 비용편익비로 비교하였으며, 이에 대한 민감도 분석은 REC 가격 변동, 과징금 규모에 대해 시행되었다.

RPS하에서 공급량이 할당되면 공급의무자는 자율적으로 공급할 에너지원, 의무이행방식을 선택하여 각자의 주어진 조건 하에서의 최소비용 포트폴리오를 구성하여 의무를 이행한다(손성호 외, 2008 ; 전기연구원, 2009 ; Bosselman et al, 2010). 따라서 RPS하에서의 정책 비용을 추정하기 위해서는 먼저 주어진 조건 하에서 공급의무자 입장에서의 최소비용 포트폴리오를 구하는 과정이 필요하다. 그에 따라 RPS의 비용을 추정한 선행 연구들은 모두 GATE-PRO 모형, 자체적인 선형계획모형, 시나리오 분석 등의 방법을 통해 정책 목표 달성을 위한 최소 비용 포트폴리오를 구하고, 그때의 비용을 추정하였다. 대부분의 선행연구들이 GATE-PRO 모형 등 선형계획 모형을 이용하여 최소비용 포트폴리오를 추정하였다. 이를 위해 사용한 제약으로는 전력수요충족 제약 발전원별 설비규모 제약, 의무공급량 달성 제약, 태양광별도 의무공급량 충족 제약, 외부 구매 한도 제약 등이 있었다.

제 2절 FIT제도의 비용을 추정한 연구들

FIT제도의 비용을 추정한 연구들을 아주대학교(2005), 한국전기연구원(2006), 김유진 김수덕(2008), 한국전기연구원(2009) 등이 있었다.

아주대학교(2005)의 연구는 기준가격 시나리오로 당시의 FIT제도 그대로 기준가격이 연도별로 고정되는 경우와 신재생에너지 발전단가 하락 시나리오를 근거로 산정된 미래의 연도 별 기준가격이 적용되는 경우 두 가지를 사용하였다. 발전량 규모는 BAU대비 1배의 신재생 발전목표 시나리오와 BAU대비 0.5배의 발전목표 시나리오를 적용하였다. SMP는 2004년의 값을 유지할 것으로 상정하였으며, 발전 원 별 기준가격과 SMP의 차액에

발전량을 곱한 값의 합으로 발전차액지원금을 구하였다.

한국전기연구원(2006)의 연구는 적절한 FIT 기준가격을 산정하고 미래의 비용을 추정하는 연구를 수행하였다.

경제수명기간 내에 적용되는 등가화된 발전원가인 균등화 발전원가(Levelized Cost of Electricity, LCOE)를 발전 원 별로 구하고 이를 기준으로 기준가격을 산정하였다. 또한 발전차액지원 대상 전원 중 지속적인 단가하락이 예측되는 태양광과 풍력, 연료전지에 대해서는 기준가격이 매년 일정 비율로 감소하도록 규정하였다.

연차별 FIT지원 대상 설비규모 전망은 제2차 신재생에너지 기본계획의 보급 목표를 달성하는 경우와 두가지 신재생 보급목표량 예상 달성율을 적용한 경우로 총 3가지 시나리오를 적용하였다. 시나리오 별 각 년도 발전량은 해당 연도 기존 설비규모에 표준설비이용률과 8760시간을 곱한 값과 신규 설비 도입 시기가 평균적으로 6월에 수렴한다고 가정하고 신규설비 규모에 표준설비이용률과 8760시간을 곱한 후 추가로 6개월/12개월을 곱한 값을 합하여서 구하였다.

분석의 변동조건으로는 SMP값을 사용하였다. SMP가정은 2005년의 값으로 고정된 경우, 단순증가 2%를 적용하는 경우, 유가 상승을 고려하는 경우의 3가지로 적용하였다.

SMP가 가장 낮고 설비 도입이 가장 크게 이뤄지는 조건의 경우 총 17243GWh의 신재생 전력에 대해 3조 5221억원 가량이 소요 되며, 반대 조건의 경우 10034GWh를 발전하기 위해 7795억원이 소요된다는 결론을 내렸다. 이는 발전차액지원으로 소요되는 예산이 과대하다는 산업자원부의 주장의 근거가 되었다(구자상,2009).

김유진, 김수덕(2008)의 연구는 시나리오 분석을 통해 발전차액지원제도의 차액지원액 규모를 추정하고, 이를 기존 전력산업기반기금 지원실적과의 비교를 통해 평가하였다. 시나리오 별 차액지원금의 규모는 아래와 같은 식을 통해 계산되었다.

$$S = \sum_j \sum_{i=2005}^T (P_{ij} - SMP_{ij}) RE_{ij}$$

S: 누적차액지원금 총액, P_{ij} : j번째 신재생에너지원의 I년도 기준가격, RE_{ij} : j번째 신재생

에너지원의 I년도 연간 발전량

신·재생 에너지 원 별 년 간 발전량은 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용 보급 기본계획의 목표발전량에 의거하였고, SMP는 2007년 가격을 유지하거나, 년 평균 4.4%씩 증가하는 두 가지 시나리오를 사용하였다. 동일한 목표 발전량 시나리오를 사용한 한국전기연구원(2006)의 연구와 비교하였을 때 차액지원금의 규모가 더 낮게 나타났는데, 이는 두 연구가 SMP 예측 치에서 차이를 보이기 때문으로 추정하였으며 평가 결과 기금 내에서 지원하는 데 큰 무리는 없을 것으로 판단했다.

한국전기연구원(2009)의 연구는 태양광 발전설비만을 대상으로 FIT의 비용을 추정하였다. 자료를 통해 기준 발전원가를 산정하고 이를 기준으로 정책적 요인을 더해 두가지 시나리오로 설비규모별 기준가격을 책정하였다. 지원대상 설비용량은 2011년까지 누적 150MW를 기준으로 하였고 SMP 상승률은 3%를 가정하였다. 설비 규모별 발전량에 기준가격에서 SMP를 제외한 값을 곱한 값의 총합으로 발전차액 지원금을 추정하였다.

FIT제도의 경우 발전량 확대치 및 발전 원 구성 추정이 어렵기 때문에 FIT제도의 비용을 추정한 연구들은 모두 설비 용량에 대해 정책적으로 주어진 예측치를 사용하였다. 주요한 변수로는 SMP 가격을 사용하였다. FIT의 비용을 추정한 연구들은 모두 발전단가 예측치를 기준으로 한 기준가격, SMP예측치, 발전량 예측치를 이용하여 구한 차액지원금³⁴⁾의 총합으로 FIT의 정책비용을 구하였다(산업자원부, 2003 ; 한국전기연구원, 2006 ; 김수덕 외, 2008 ; 한국전기연구원, 2009).

34) 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침 제 10조 2항에 의거하여 차액지원금은 다음 식과 같이 계산되어진다. 차액지원금 = (기준가격 - 계통한계가격) ×전력거래량

제 4 장 분석 방법

이 논문은 현행 RPS제도 하에서 소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT 제도를 도입하는 경우 생길 수 있는 정책 비용 변화를 추정한다. 분석은 FIT지원 물량, 태양광 발전단가 변화, SMP변화 등의 주어진 조건 하에서 선형계획법을 이용하여 공급의무자 입장에서 최소의 비용으로 신재생에너지 공급 목표를 달성하는 REC공급 수단 포트폴리오를 찾고, 그때의 정책 비용을 도출하여 비교한다. 시나리오 별 비용은 해당년도 신재생에너지 공급목표를 달성하는데 드는 발전차액지원금과 RPS 이행비용보전금으로 구성된다. 따라서 이 비용은 신재생에너지 발전사들의 생산비용이나 공급의무자들이 들이는 비용이 아니라, 주어진 신재생에너지 공급 목표를 달성하기 위해 전력소비자들이 지불해야 하는 비용에 해당한다. 또한 소규모 태양광 발전사업자를 위한 FIT도입이 전력산업기반기금을 통해 이루어지는 경우, 정부 입장에서 부담해야 하는 FIT 운영비용도 시나리오 별로 추정하였다.

제 1 절 비용분석 개요

1) 정책비용 구성

신재생에너지의 연간 사회적 생산비용은 크게 사업비용과 정책비용으로 구성된다(이형석, 2010). 이 논문에서는 그중 정책비용에 대해서만 다룰 것이다. 정책비용은 RPS 하에서는 공급의무자에게 일차적으로 한국전력이 지불하고 이차적으로 전력 소비자에게 전가하는 비용인 이행비용보전금으로 보았다. 소규모 태양광 발전사업자를 위한 FIT 운영비용은 연도별 기준가격과 SMP의 차액만큼 지급되는 발전차액 지원금의 총합이 된다.

제도 간의 비용 비교는 동일한 양의 재생가능전력 공급이라는 조건에서 실시해야 한다(이수철 외, 2008). 따라서 정책대안 별 비용의 범위는 다음과 같이 산정하였다.

현재와 같이 RPS만 운영되는 경우 정책비용은 RPS만으로 연도별 공급 목표를 달성하는 경우의 이행비용보전금이 된다.

소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT제도가 도입되는 경우 정책비용은 연도별 공급목표를 달성하는 경우 제출된 REC중 소규모 태양광 FIT 설비에서 공급되는 국가REC를 통해 이행된 부분을 제외한 나머지 부분에 대한 이행비용보전금과 FIT운영비용의 합이 된다.

또한 과거의 FIT와 같이 전력산업기반기금으로 발전차액을 지원하는 경우 기금에 주어질 부담을 추정한다. 이 값은 FIT운영비용에서 FIT운영을 통해 얻은 국가 REC를 판매하여 얻은 수익이 된다.

2) 분석 시나리오

시나리오에 상관없이 공통적으로 적용되는 조건은 다음과 같다.

연도 별 REC공급목표는 이행유예나 예치 없이 그해에 그해의 의무공급량 만큼 이행하는 것을 가정하였다.

모든 시나리오에서 REC 시장 구조는 다음과 같은 기준으로 추정하였다. 공급의무자들은 정책적으로 주어지는 국가REC구매 외의 시장 수단을 통한 의무이행 수단으로는 내부조달, 계약시장 REC구매, 현물시장 REC구매의 순서로 선호한다. 그러나 공급의무자가 이행물량을 모두 내부조달하기에는 초기 설비투자비가 과다하게 소요되기 때문에 각 이행수단에 대한 적정 포트폴리오를 구성하여 공급의무를 이행하게 된다(전기연구원, 2009; 권태형, 2012). 또한 현물시장에서의 구매가 낮게 이루어지는 경우 정부는 별도의 보조정책을 통해 현물시장에서의 구매를 확대하도록 했다(산업부, 2014). 이론적 추정과 2015년까지의 시장구조, 공급의무자들의 건설 계획 등을 근거로 REC의 내부조달은 연도별 공급 의무량의 60%를 초과하기 못 하고 현물시장에서의 구매는 연도별 공급 의무량의 5% 이상을 차지할 것으로 예측하였다.

소규모 태양광 발전사업자를 위한 FIT도입 규모는 추세기반(Trend-based) 시나리오, 대조적(Contrasted) 시나리오, 규범적

(Normative) 시나리오의 3가지 대안을 설정하였다. 이는 각각 실현가능성이 높은 미래, 실현가능성이 어느 정도는 있는 미래, 바람직한 미래와 관련된 시나리오로 정의된다(전기연구원, 2013)

추세기반 시나리오인 시나리오1의 경우 정부가 FIT재도입에 대한 강한 반발의지를 꾸준히 보이고 있다(권태형, 2014 ; 산업부, 2015). 이를 기준으로 FIT 도입 없이 RPS만을 운영하여 신재생에너지 보급 목표를 달성하는 경우를 적용한다.

대조적 시나리오인 시나리오2의 경우 정부가 소규모 태양광 발전사업자에 대한 지원 의지는 꾸준히 보이고 있다(에너지공단, 2015). 현재 계획되고 있는 소규모 태양광 발전사업자 대상 지원 정책은 2017년까지 연 300MW, 2017년 이후 연 350MW의 설비를 대상으로 하는 태양광 판매사업자 선정제도이다. 이를 기준으로 연 300MW에서 350MW의 연도 별 지원 용량 확대 규제를 둔 FIT를 시행하는 경우를 적용한다.

규범적 시나리오인 시나리오3의 경우, 정부는 제7차 전력수급기본계획에서 상당히 많은 양의 태양광 발전설비 확대를 목표로 하고 있다. 소규모 태양광 발전 설비는 2012년에서 2015년 기간 동안 평균적으로 전체 태양광 설비 용량의 53% 가량을 차지했다.³⁵⁾ 이를 기준으로 정부의 태양광 발전설비 확대 목표를 이루기 위해 요구되는 소규모 태양광 발전설비 확대 용량을 계산해보면 연 590MW 가량이 된다. 이는 용량 제한 없이 FIT를 시행할 경우 생길 수 있는 지원자 규모인 2015년에 태양광 판매사업자 선정에 지원 및 합격한 소규모 태양광 발전설비 총량과 유사한 값이다. 이를 기준으로 연 590MW의 FIT지원 대상 설비 확대가 이루어지는 경우를 적용한다.

FIT를 시행하는 경우 관련 법안에 따라 FIT를 통해 지원된 발전량에 해당하는 REC가 국가에 대해 발급된다. 기존의 FIT를 통한 지원은 2011년 이후 신규진입이 이루어지지 않고 있기 때문에 국가REC의 연간 발급량은 분석기간인 2024년까지 일정하게 유지된다. 하지만 소규모 태양광에 대한

35) 에너지공단 정보공개 청구 결과를 이용하여 계산

FIT를 시행하는 경우 이를 통해 발급되는 국가 REC의 양이 추가 될 것이다. 따라서 연도별로 공급의무자가 구매할 수 있는 국가 REC 수량의 상한치는 시나리오 1의 경우 정부의 계획대로 연간 165만REC로 한정한다(산업부, 2015). 시나리오2와 시나리오3의 경우 연간 165만REC에 FIT지원 대상 소규모 태양광 발전설비의 발전량에 해당하는 만큼의 국가 REC를 더한 값으로 한정한다.

제 2 절 분석방법

1) 선형계획법

선행연구 정리 결과를 토대로 이 논문에서는 다음과 같은 과정을 통해 시나리오 별 정책비용을 추정하고자 한다. 먼저 시나리오 별로 FIT지원 규모와 국가 REC 발급량을 주어진 조건으로 놓는다. 그후 공급의무자들의 입장에서 최소 비용으로 의무를 이행할 수 있는 발전 원, 조달방식 포트폴리오를 추정하고 그때의 정책 비용을 구한다.

주어진 조건 하에서 비용최소화를 목적으로 하는 포트폴리오 전략 수립을 위해서는 최적화 기법이 쓰인다. 최적화 기법 중 가장 대표적으로 많이 활용되는 것이 선형 계획법(linear programming)이다. 선형계획법은 다양한 제약조건 하에서 목적 값을 추정하기 위한 방안으로써 가장 유용한 방법 중 하나로 평가받는다. 그 절차는 다음과 같다.

- (1) 의사결정자가 주어진 문제에서 모델을 통해 알고자 하는 것 또는 구하고자 하는 것을 기호화 한다. 이를 의사결정변수라고 부른다.
- (2) 모델을 통해 달성하고자 하는 것, 즉 문제의 목표나 목적을 의사결정변수를 포함하는 수식으로 표현 한다. 이를 목적함수라고 부른다.
- (3) 의사결정변수의 값을 제약하거나 목적함수의 값에 영향을 주면서 제한시키게 되는 모든 조건을 찾아 의사결정변수를 포함하는 수식으로 표현한다. 이를 제약함수라고 부른다.

(4) 선형계획모델³⁶⁾을 수립하고 도해법이나 대수적 방법 등의 수학적 방법을 적용해 해를 얻는다. 실제 계산은 ILOG CPLEX, LINDO, Express-MP, GAMS, EXCEL 등의 프로그램을 통해 이루어진다(곽노균 외, 1998 ; 이결찬 외, 2004 ; 김승권, 2006; 서영일 외, 2014).

2) 선형계획모형 적용 결과

2.1 의사결정변수

이 논문에서 모델을 통해 우리가 알고자 하는 것은 공급의무자들의 최소 비용 포트폴리오이다. 따라서 의사결정변수는 REC 공급 포트폴리오 구성 성분들 각각의 비율이다. 의사결정변수는 발전 원 별로 REC 조달수단에 따라 구분하였다.

신·재생에너지 발전량 목표 달성을 위해 사용하는 발전 원으로는 RPS지원 대상인 태양광, 풍력, IGCC, 폐기물, 매립지가스, 수력, 대 수력, 바이오가스, 조력, 목제혼소, 연료전지의 11가지를 대상으로 삼았다.

포트폴리오를 구성하는 REC조달 수단은 내부조달, 계약시장 REC구매, 현물시장 REC구매의 3가지로 구분하였다. 국가REC구매는 현실적으로 봤을 때 가장 우선적으로 이루어지기 때문에 따로 포트폴리오 추정에 변수로 넣지 않고 구매 가능한 수량은 모두 구매하는 것으로 보았다(산업자원부, 2015).

또한 현실적인 제약을 봤을 때 발전 원 별로 REC조달에 참여하기 위해 사용할 수 있는 수단이 다르다고 보았다. 구체적으로는 IGCC와 대수력, 조력은 관련법³⁷⁾에 의해 REC의 자체 소비만 가능하고 REC거래가 이루어질 수 없다. 또한 목제 혼소는 화력 발전소를 이용하는 것이기 때문에 대형 발전소를 소유한 공급 의무자의 자체 생산만이 가능하다. 따라서 이들은 공급의무자의 내부조달 형태로만 REC를 공급할 수 있다,

폐기물, 매립지 가스, 소수력, 바이오 가스의 경우 대규모 발전이 어려워

36) 선형계획모델은 선형함수의 형태를 가지는 목적함수와 제약함수로 구성된다.

37) 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행규칙 제2조의2

서 인지 공급 의무자들의 자체 소유 설비가 존재하지 않는다.³⁸⁾ 또한 태양광의 경우 규모가 작아 현실적으로 계약 시장에 참여하기 어려운 소규모 설비와 계약 시장에만 참여하는 대형 설비(이성호, 2014)의 구분이 필요하다.

이러한 사항들을 정리하고 모델에 사용하기 위해 숫자 앞 두 자리는 발전 원 종류를 나타내고 마지막 자리는 시장 참여 방법을 나타내도록 하여 X011~X133까지의 코드로 정리하였다. 코드 분류 후 위에서 정리한 참여 불가 REC조달 수단³⁹⁾은 붉은 색으로 표시한 결과는 표 8과 같다.

	코드	REC 가중치	자체생산 코드	계약시장 코드	현물시장 코드
소규모 태양광	X01	1	X011	X012	X013
대규모 태양광	X02	1	X021	X022	X023
공급의무자 자체운영 태양광	X03	1	X031	X032	X033
풍력	X04	1	X041	X042	X043
IGCC	X05	0.25	X051	X052	X053
폐기물	X06	1	X061	X062	X063
매립지 가스	X07	0.5	X071	X072	X073
소수력	X08	1	X081	X082	X083
대수력	X09	1	X091	X092	X093
바이오가스	X10	1	X101	X102	X103
조력	X11	1	X111	X112	X113
목재 혼소	X12	1	X121	X122	X123
연료 전지	X13	2	X131	X132	X133

표 8 REC 공급 수단 분류

2.1 목적함수

공급의무자들의 최소비용 포트폴리오를 찾기 위해 목적함수는 다음과 같이 구성되어 있다. 먼저 내부조달 비용으로 공급의무자 자체생산 설비에서

38) 에너지 공단 정보 공개 청구 결과

39) 이 값들은 모델에서 제외하였다.

REC를 생산하기 위한 비용을 합하고 이때 얻을 수 있는 전력 판매 수입을 제외한다. 초기비용을 기준으로 계산하면 설비 확대 년도의 비용 효과가 과도한 영향을 보인다(이형석, 2010). 따라서 자체생산 설비에서 REC를 생산하기 위한 비용은 발전 원 별 평준화 발전단가를 이용하였다.

그 후 REC외부구매 비용, 즉 국가 REC, 계약시장, 현물시장에서 구매하는데 들이는 비용을 더한다. 마지막으로 국가로부터 돌려받는 이행비용보전금을 제외한다.

이를 수식으로 나타내면 다음과 같은 형태가 된다.

$$\begin{aligned} Min C = & \sum_{i=1}^n Ps_i \times X_{i1} \times F_i - \sum_{i=1}^n SMP_y \times X_{i1} \times F_i + \sum_{i=1}^n Pc \times X_{i2} \times D_i \times F_i \\ & + \sum_{i=1}^n Pa \times X_{i3} \times D_i \times F_i + P_x \times Q_4 - \sum_{k=1}^m \sum_{j=1}^4 P_{pj} \times X_{kj} \times C_k \times F_k \end{aligned}$$

목적 함수의 기호들의 의미는 다음과 같다.

C	해당 연도 공급 의무자 총비용
i~n	전체 신·재생발전 원
j	REC공급수단(1자체, 2계약, 3현물,4국가)
k~m	이행비용보전대상 신·재생발전원
Ps_{i1}	i번째 신·재생발전 원의 자체생산 설비 발전 단가(LCOE)
X_{i1}	i번째 신·재생발전 원의 공급의무자 자체 운영설비 발전용량
D_i	i번째 신·재생발전 원의 REC가중치
F_i	i번째 신·재생발전 원의 연간 설비 이용시간
SMP_y	y 년도 계통한계가격
Pc	계약시장 REC 가격
Pa	현물시장 REC 가격
P_x	국가 REC 가격
X_{i2}	i번째 신·재생발전 원의 연간 계약 시장 참여 설비 용량
X_{i3}	i번째 신·재생발전 원의 연간 현물 시장 참여 설비 용량
Q_4	국가 REC의 판매량

2.2 제약 식

공급의무자들이 의무이행에 있어서 주어지는 제약은 설비 확대를 위한

입지 제약, 정책적 요인에 따른 내부 조달 제한, 정책 목표 달성 의무, 신·재생에너지 설비 투자에 대한 비가역성 등이 있다.

이를 적용하여 모델에서 사용한 제약 식은 크게 발전 원 별 설비 규모 확대 가능 양 제약과 정책 목표 달성 제약, 비음제약으로 나뉜다.

발전 원 별 설비 규모 확대 가능 양 제약은 다음과 같은 형태로 주어진다.

$$X_{i1} + X_{i2} + X_{i3} \leq M_i$$

X_{i1}	i번째 신·재생발전 원의 공급 의무자 자체 생산 설비 용량
X_{i2}	i번째 신·재생발전 원의 계약시장 참여 설비 용량
X_{i3}	i번째 신·재생발전 원의 현물시장 참여 설비 용량
M_i	i번째 신·재생발전 원의 설비 확대 최대 규모

정책 목표 달성 제약은 다음과 같은 형태로 주어진다.

$$8760 \sum_{i=1}^n X_{in} \times U_i \times N_i \leq T_n$$

X_{in}	i번째 신·재생발전 원 중 n 번째 이행수단 ⁴⁰⁾ 에 속해 있는 발전 설비 용량
U_i	i번째 신·재생발전 원의 설비 이용률
N_i	i번째 신·재생발전 원의 공급 인증서 가중치
T_n	n 번째 이행수단에 의해 이행될 수 있는 공급 의무 량

$$8760 \sum_{n=1}^3 \sum_{i=1}^n X_{in} \times U_i \times N_i \geq T_4$$

T_4	연간 REC 공급 의무 총량
-------	-----------------

비음 제약은 다음과 같은 형태로 주어진다.⁴¹⁾

$$X_{i1} \geq 0, X_{i2} \geq 0, X_{i3} \geq 0$$

40) 자체생산, 계약시장, 현물시장

41) 선행연구의 경우 자체생산 설비의 변화량에 대한 비음 제약을 적용한 경우도 있었으나, 제약 없이도 자체 생산 설비는 매년 늘어나는 경향을 보였기에 이는 생략하였다.

제 3절 분석조건

1) 변동조건

선형계획법의 대표적인 한계로 확정성이 있다. 분석에 적용되는 모든 수치들이 불확실성 없이 확정적이어야 한다는 것이다. 그런데 현실에서는 많은 수치들이 불확정성을 가진다. 이런 경우 선형계획법의 한계를 극복하기 위해 민감도 분석을 시행한다(남익현, 2006).

선형연구 조사 결과 RPS와 FIT의 비용에 큰 영향을 줄 수 있는 불확정성을 가지는 값들은 REC가격 예측치 변화, FIT 기준가격 예측치 변화, SMP 예측치 변화가 있었다.

이 논문에서는 변동 조건들에 대해 일정한 비율로 변화시키며 민감도 분석을 하는 대신 선행 연구를 통해 구한 예측치 시나리오를 다르게 적용해 볼 것이다. SMP의 경우 3가지, REC가격의 경우 2가지, FIT 기준가격의 경우 2가지로 적용하여 그 결과를 비교해 보도록 할 것이다.

주어진 변동조건에 따라 분류한 분석 조건은 총 5가지이다. SMP 값은 대안 따라 3가지로 적용하고, SMP는 기준대안으로 고정한 상태에서 FIT기준가격과 REC가격을 각각 변화시킬 것이다. 이를 표로 정리하면 아래와 같다.

	SMP 미래 가격예측	FIT 미래 기준가격 예측	REC 미래 가격예측
조건1	대안1	대안1	대안1
조건2	대안2	대안1	대안1
조건3	대안3	대안1	대안1
조건4	대안1	대안2	대안1
조건5	대안1	대안1	대안2

표 9 분석조건

1.1 SMP 미래 가격 예측

원/kwh	대안1	대안2	대안3
2016년	102.98	100.71	120.66
2017년	102.8	99.3	124.71
2018년	101.44	97.21	121.76
2019년	103.46	98.32	123.15
2020년	101.83	96.14	119.69
2021년	98	92.21	113.31
2022년	97.36	91.24	111.14
2023년	97.95	91.38	110.57
2024년	97.45	91.25	109.27

주1: SMP변화 값은 한국전기연구원(2013)을 통해 추정
주2: 기준SMP 값은 한국전력거래소데이터 사용

표 10 SMP 시나리오

1.2 FIT기준가격

소규모 태양광 발전단가 예측치를 기준으로 기준가격을 설정하였다.

	대안1	대안2
2016	206.24	208.77
2017	197.46	195.19
2018	188.67	181.61
2019	179.89	168.03
2020	171.1	154.45
2021	166.24	140.88
2022	161.39	127.3
2023	156.53	113.72
2024	151.6	100.14
주1: 대안1의 소규모 태양광 발전단가는 이창훈 외(2014)의 데이터를 통해 추정 주2: 대안2의 소규모 태양광 발전단가는 산업자원부(2013)의 데이터를 통해 추정		

표 11 FIT기준가격 시나리오

1.3 REC가격

원/REC	대안1		대안2	
	현물시장	계약시장	현물시장	계약시장
2016년	102000	68000	71000	47333
2017년	99750	66500	68875	45916
2018년	97500	65000	66750	44500
2019년	95250	63500	64625	43083
2020년	93000	62000	62500	41666
2021년	90750	60500	60375	40250
2022년	88500	59000	58250	38833
2023년	86250	57500	56125	37416
2024년	84000	56000	54000	36000

주1: 현물시장 가격은 '2015년도 KEA 에너지정책포럼 성과발표회 자료집'의 값을 통해 추정

주2: 계약시장 가격은 현물시장가격에 비례할 것으로 추정

표 12 REC가격 시나리오

2) 고정 조건

2.1 연도별 의무 공급량

연도별 의무 공급량의 합계는 이전 연도 총 전력생산량에서 신재생에너지 발전량 등을 제외한 값인 총 전력 생산량에 연도 별 목표 비율(2016년 3.5%~2024년 10.0%)을 곱해 구한다.⁴²⁾ 제 7차 전력수급 계획에서 제시된 전력 수요와 법안에 게시된 연도 별 재생 에너지 발전량 비율(%)을 이용해 구한 값은 아래와 같다.

연도	의무공급량 비율(%)	의무공급량(REC)
2016년	3.5	17593397
2017년	4	20997504

42) 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령 18조의4(연도별 의무공급량의 합계 등)

2018년	4.5	24634989
2019년	5	28355125
2020년	6	34842171
2021년	7	41471304
2022년	8	48207852
2023년	9	55031558
2024년	10	61958610

표 13 연도별 의무공급량

2.2 발전원별 설비 확대 허용량

제7차 전력수급계획의 신재생에너지 발전설비 건설계획은 정책설비로서, 제4차 신·재생에너지 기본계획과 제2차 에너지 기본계획의 목표를 기반으로 산정됐다. 그 후 기존 계획에 따른 신규 의향조사를 통해 7차 계획기간 중 도출된 전원별, 연도별 필요 물량을 대상으로 추가적인 발전사업 의향을 조사하였는데 신재생발전 원은 추가적인 건설의향이 없었다. 이러한 상황을 봤을 때 제7차 전력수급계획의 신·재생발전설비 건설계획은 발전사업자들의 사업의향 이상의 설비규모 확대를 가정하고 있는 것으로 예측된다.

그런데 과거 사례를 보면 정부정책 변화, 인허가 등 장애요인, 한정된 입지조건 등으로 인해 설비 도입이 지연될 수 있기 때문에, 대부분의 발전원들이 수급계획보다 낮은 설비확대량을 보였다(한국전기연구원, 2013). 따라서 이 논문에서는 각각의 발전원별 설비 규모 제약을 제7차 전력수급계획에서 주어진 발전량으로 하였다.

목재 펄렛 혼소의 경우 제7차 전력수급계획에서 신·재생에너지원으로 포함되어 있지 않기 때문에 공급의무 자율이행 계획을 기준으로 하였다. 대수력의 경우 대규모 댐 건설이 포화(에너지경제연구원, 2014)된 상태이므로 한국전기연구원(2012)의 자료를 이용해 설비용량이 1592MW로 일정하게 유지될 것으로 예측했다.

	태양광 소형	태양광 중형	태양광 대형	풍력	IGCC	RDF	매립지 가스	소수력	대수력	바이오 가스	조력	목재 혼소	연료 전지
2016년	-	1314222	1533259	883750	300000	144596	1365	6373	1592000	177000	260000	854629	270500
2017년	-	1663508	1940759	1464750	300000	144596	1365	6373	1592000	179000	275000	1019989	359500
2018년	-	2034651	2373759	2054750	300000	144596	1365	6373	1592000	179000	275000	1196686	430500
2019년	-	2428936	2833759	2634750	300000	144596	1365	6380	1592000	193000	315000	1377398	510500
2020년	-	2848079	3322759	3267750	300000	144596	1365	6416	1592000	193000	835000	1692517	590500
2021년	-	3292079	3840759	3793750	300000	157596	1365	6434	1592000	193000	835000	2014539	670500
2022년	-	3757079	4383259	4213750	300000	157596	1365	6452	1592000	193000	835000	2341778	750500
2023년	-	4237079	4943259	4646750	300000	157596	1365	6470	1592000	193000	835000	2673251	810500
2024년	-	4722222	5509259	5093750	300000	157596	1365	6488	1592000	193000	835000	3009744	910500

표 14 연도 별 각 발전원의 설비 확대 허용량(단위 kw)

2.3 연도별 무변동 발전단가

폐기물, 매립지가스, 수력, 바이오가스, 조력의 경우 FIT시행 당시 (2006~2011) 발전단가를 기준으로 하는 기준가격이 변화를 보이지 않았기 때문에 미래에도 발전단가 변화를 무시할 수 있을 것으로 가정했다. IGCC와 목재혼소의 경우 그 값이 비교적 변동이 적다는 언급이 있어(소진영, 2013) 역시 미래의 발전단가 변화를 무시하였다.

	IGCC	폐기물	매립지 가스	수력	대수력	바이오 가스	조력	목재 혼소
발전단가 (원/kWh)	123.7	130	68.07	94.64	86.04	72.73	75.59	112.77
설비 이용률 (%)	85	19	57	36	25	57	12	9

주: 목재 혼소외에는 지식경제부고시 제2010-176호, 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침에서 주어진 FIT 기준가격을 발전 단가로 사용.

주2 : 목재혼소 발전단가 출처 정남영 (2012)

주3 : 설비 이용률 데이터 출처 조철웅 외 (2014)

표 15 신·재생 에너지 원 발전단가 1(년도 별 무 변동 가정 발전원)

2.4 연도별 변동 발전단가

발전단가 (원/kWh)	태양광	풍력	연료전지
2016년	178.5	161.38	214.8
2017년	170.87	155.95	208.35
2018년	163.24	150.53	202.1
2019년	155.61	145.1	196.04
2020년	147.98	139.68	190.16
2021년	143.59	134.79	180.91
2022년	139.19	129.91	173.92
2023년	134.8	125.01	166.93
2024년	130.41	120.2	159.95

주: 태양광 및 소규모 태양광, 풍력 발전 단가는 이창훈 외(2014)의 데이터를 이용
연료전지 발전 단가는 지식경제부 고시에서 주어진 예측치를 사용하여 플러트함

표 16 신재생에너지 원 발전단가 2

제 5 장 분석 결과

제 1 절 정책비용

1) 정책비용의 정의 및 분석 방법

이 논문에서 구하고자 하는 정책 비용의 범위와 정의는 제4장에서 정리한 바와 같다. 그 값은 제 4장의 선형계획모형을 통해 구한 최소 비용 REC 공급원 포트폴리오에 다음과 같은 식을 적용하여 구할 것이다.

$$BY = \sum_{n=1}^3 \sum_{i=1}^m P_{b_n} \times Q_{in} + P_n \times Q_n + \sum_{2016}^Y P_{sy} \times Q_{sy}$$

P_{b_n}	n번째 이행수단에 적용되는 이행보전금
m	이행비용보전대상 신·재생발전원의 숫자
B1	해당 연도 정책비용
P_{sy}	y년도 소규모 태양광 발전설비 발전차액지원금
Q_{sy}	y년도 FIT지원 대상 소규모 태양광 발전설비 발전량

2) FIT운영비용의 범위 및 분석 방법

과거의 FIT와 같이 전력산업기반기금을 통한 FIT를 운영할 경우 전력산업기반기금에 주어지는 부담을 추정하기 위해 FIT운영비용 중 전력산업기반기금을 통해서 부담해야 하는 비용을 다음 식을 통해 구할 것이다.

$$FIT_y = \sum_{2016}^y (P_{sy} - P_x) \times Q_{sy}$$

제 2 절 조건별 정책비용 분석결과

1) 조건1 하에서의 비용분석결과

조건1 하에서 SMP는 기준안을 따르고, FIT 기준 가격은 비교적 느리게 떨어지며, REC시장 가격 또한 비교적 느리게 떨어지는 것을 가정하였다. 조건1 하에서 각 시나리오 별로 2016년부터 2024년까지 9년간의 정책 비용과 FIT운영비용을 총합한 값을 표로 나타내면 위와 같은 결과를 나타낸다.

단위 억원	시나리오1	시나리오2	시나리오3
총 정책비용	105069.5	106795.93	110713.3
FIT운영비용	0	8686.85	15808.95

표 17 조건1 하에서의 분석결과

연평균 300MW에서 350MW의 FIT지원용량을 확대하는 시나리오2의 경우 FIT를 도입하지 않는 시나리오1보다 1726억 원 가량의 추가적인 전기료 인상 요인이 발생하게 된다. 연평균590MW의 FIT지원용량을 확대하는 시나리오 3의 경우 시나리오 1보다 5643억 원 가량의 추가적인 전기료 인상 요인이 발생하게 된다.

전력산업기반기금을 통한 FIT운영 시 전력산업기반기금에 주어질 수 있는 비용 부담의 경우 시나리오 2의 경우 9년간 총 8686억 원 가량이 발생하게 되며 FIT물량이 최대에 이르는 2024년에는 연간 1487억 원이 된다. 시나리오 3의 경우 9년간 총 1조 5808억 원 가량 발생하게 되며, FIT물량이 최대에 이르는 2024년에는 연간 2560억 원 가량이 된다. 2009년 RPS도입 논의를 진행하고 태양광발전 차액 지원에 연도별 제한을 둔 것은 모두 예산 문제 때문이었다(김태은,2009). 당시 예산 발생량 예측치는 연간 2500억원 가량이었다(지식경제부, 2010). 이를 근거로 정부의 정책의지를 평가해봤을 때 시나리오3는 정부의 수용성이 떨어지는 것 같다.

2) 조건2 하에서의 비용분석결과

조건2 하에서 SMP는 비교적 낮은 대안을 따르고, FIT 기준 가격은 비교적 느리게 떨어지며, REC시장 가격 또한 비교적 느리게 떨어지는 것을 가정하였다. 조건1과의 차이는 SMP값을 낮게 가정한 것이다. 조건2 하에서 각 시나리오 별로 2016년부터 2024년까지 9년간의 정책 비용과 FIT운영비용을 총합한 값을 표로 나타내면 아래와 같은 결과를 나타낸다.

단위 억원	시나리오1	시나리오2	시나리오3
총 정책비용	109608.83	112290.84	116884
FIT운영비용	0	9810.07	17800.67

표 18 조건2하에서의 분석결과

조건 2 하에서의 결과는 FIT 도입에 더욱 불리하게 나타난다. 시나리오 1과 비교해 봤을 때 시나리오2의 전기요금 인상 요인 확대치는 2682억 원가량으로 조건1에서 보다 900억원 가량 크게 나타났고, 사나리오 3의 경우 7275억원 가량으로 조건 1에서보다 1600억원 가량 크게 나타났다. 전력산업기반기금에 가해지는 FIT운영비용도 시나리오 2의 경우 9년간 9810억 원 가량, 지원 용량이 최대치에 이르는 2024년의 경우 연간 1737억 원으로 확대 된다. 시나리오3의 경우 9년간 1조7800억 원 가량, 지원용량이 최대치에 이르는 2024년의 경우 연간 3090억 원으로 확대된다.

하지만 동시에 이 조건 하에서는 FIT제도 도입의 효용도 가장 커진다. 이때의 소규모 태양광 발전 사업자의 발전단가는 2024년 151.68원/kWh 가량을 보인다. 그런데 태양광 판매사업자 선정 제도를 통해 계약시장에서 REC를 판매할 경우 얻을 수 있는 기대 수익은 SMP(91.25)와 계약시장 판매단가(56)를 합하여도 147.25원으로 발전단가인 151.68원 보다 낮은 값을 보이게 된다. 현물시장에서 REC를 판매하는데 성공한다면 얻을 수 있는 기대 수익은 175.25원/kWh으로 어느 정도의 수익을 얻을 수 있지만 소규모 발전사업자들은 현물시장에서의 REC 판매에 어려움을 겪는다.

3) 조건3 하에서의 비용분석결과

조건3 하에서 SMP는 비교적 높은 대안을 따르고, FIT 기준 가격은 비교적 느리게 떨어지며, REC시장 가격 또한 비교적 느리게 떨어지는 것을 가정하였다. 조건1과의 차이는 SMP값을 높게 가정한 것이다. 조건3 하에서 각 시나리오 별로 2016년부터 2024년까지 9년간의 정책 비용과 FIT운영비용을 총합한 값을 표로 나타내면 아래와 같은 결과를 나타낸다.

단위 억원	시나리오1	시나리오2	시나리오3
총 정책비용	91183.99	90072.43	91763.77
FIT운영비용	0	5717.89	10489.27

표 19 조건3하에서의 분석결과

조건1과 조건2하에서의 분석 결과와는 달리 조건3하에서의 분석 결과는 시나리오2의 총 정책비용이 가장 낮게 나타난다. 시나리오1과 비교했을 때 시나리오2의 정책 비용은 1111억 원 가량 낮게 나타나며, 시나리오3의 정책 비용은 579억 원 가량 높게 나타난다.

전력산업 기반 기금에 주어지는 FIT운영비용 부담의 경우 시나리오2 에서는 총 5718억 원 가량 발생하며, 2024년 기준 연간 1017억 원이 발생한다. 시나리오3에서는 총 1조 489억 원 가량이 발생하며, 2024년 기준 연간 1830억 원 가량이 발생한다.

만일 FIT의 부담을 전기요금으로 전가시킬 수 있다면, 조건3 하에서는 FIT를 도입하는 쪽이 전체적인 정책 비용을 낮출 수 있기 때문에 올바른 선택이 될 것이다. 또한 과거와 같이 FIT운영의 비용 부담이 전력산업 기반기금에 주어지는 형태로 도입 되더라도 과거의 FIT보다 발전량은 훨씬 많으면서 들어가는 비용은 훨씬 적어지게 된다.

4) 조건4 하에서의 비용분석결과

조건4 하에서 SMP는 조건1과 같은 기준 대안을 따르고, FIT 기준 가격은 비교적 빠르게 떨어지며, REC시장 가격은 비교적 느리게 떨어지는 것을 가정하였다. 조건1과의 차이는 FIT 기준 가격 하락 속도를 빠르게 가정한 것이다. 조건4 하에서 각 시나리오 별로 2016년부터 2024년까지 9년간의 정책 비용과 FIT운영비용을 총합한 값을 표로 나타내면 아래와 같은 결과를 나타낸다.

단위 억원	시나리오1	시나리오2	시나리오3
총 정책비용	105069.5	104309.03	106526.2
FIT운영비용	0	6199.94	11621.85

표 20 조건4하에서의 분석결과

조건4 하에서도 조건3과 마찬가지로 시나리오 2의 정책 비용이 가장 낮게 나타난다. 시나리오1과 비교했을 때 시나리오2의 정책 비용은 760 억 원 가량 낮게 나타나고, 시나리오3의 정책 비용은 1456억 원 가량 높게 나타난다. 이는 FIT기준가격의 하락이 SMP상승과 같은 효과를 나타내서 발전차액 지원비용을 낮춰주기 때문으로 보인다. 또한 SMP의 상승은 RPS의 비용도 동시에 낮추는데 반해 기준가격의 하락은 FIT의 비용만을 하락시키므로 더욱 큰 효과를 보일 수 있다.

전력산업기반기금에 주어질 수 있는 FIT운영비용 부담은 시나리오2의 경우 전체기간에 대해 6199억 원 가량이며 지원 규모가 최대치에 이르는 2024년에는 연간 617억 원가량 발생하게 된다. 시나리오3의 경우 전체기간에 대해 11621억 원 가량의 비용부담이 발생하며, 2024년에는 연간 1190억 원가량의 비용 부담이 발생하게 된다.

만일 FIT의 부담을 전기요금으로 전가시킬 수 있다면, 조건4 하에서는 FIT를 도입하는 쪽이 전체적인 정책 비용을 낮출 수 있기 때문에 올바른 선택이 될 것이다. 또한 과거와 같이 FIT운영의 비용 부담이 전력산업기반기금에 주어지는 형태로 도입 되더라도 과거의 FIT보다

발전량은 훨씬 많으면서 들어가는 비용은 훨씬 적어지게 된다.

5) 조건5 하에서의 비용분석결과

조건5 하에서 SMP와 FIT기준 가격은 조건1과 같은 기준 대안을 따르고, REC시장 가격이 비교적 빠르게 떨어지는 것을 가정하였다. 조건1과의 차이는 REC시장 가격 하락 속도를 빠르게 가정한 것이다. 조건5 하에서 각 시나리오 별로 2016년부터 2024년까지 9년간의 정책 비용과 FIT운영 비용을 총합한 값을 표로 나타내면 아래와 같은 결과를 나타낸다.

단위 억원	시나리오1	시나리오2	시나리오3
총 정책비용	84134.62	90808.82	97824.24
FIT운영비용	0	8686.85	15808.95

표 21 조건5하에서의 분석결과

조건5 하에서 시나리오2와 시나리오3의 FIT운영비용은 조건1 하에서의 FIT운영비용과 동일하다. FIT운영비용에 영향을 주는 요인인 기준가격과 SMP는 동일하게 유지되기 때문이다.

한편 RPS제도 운영을 위한 비용이 더 낮아지기 때문에 시나리오 별 비용 차이가 더 크게 발생하게 된다. 시나리오1과 비교했을 때 시나리오2의 정책비용은 8686억 원 가량 더 크게 발생하고 시나리오3의 정책비용은 1조 3689억원 가량 더 크게 발생하게 된다.

하지만 동일한 조건 하에서 시나리오1의 비용과 비교했을 때 시나리오2와 시나리오3의 비용이 증가한 것이지, 조건1하에서의 비용과 비교하면 시나리오2와 시나리오3의 비용 또한 크게 감소하였다. 시나리오2의 경우 1조 5987억 원 가량, 시나리오3의 경우 1조 2889억 원 가량 감소하게 된다. 이는 시나리오2와 시나리오3 또한 대부분의 REC공급 의무 이행은 RPS제도를 통해서 이루어지기 때문으로 보인다.

제 6 장 결론

제 1 절 요약 및 정책적 시사점

이 논문은 선형계획법을 이용하여 RPS제도와 FIT제도를 통한 정책 목표 달성을 위한 최소 비용 포트폴리오를 구하고, 그때의 각 정책 대안 별 정책 비용과 FIT지원을 위해 전력산업기반기금에 발생할 수 있는 비용 부담을 분석하였다.

이 연구를 통해서 알아보고자 한 바는 정부의 주장대로 FIT제도입이 반드시 전체 정책 비용을 상승 시키는 것인지, 아니면 미래의 SMP 예측치, FIT 기준가격 예측치, REC가격 변화 등의 요인에 따라서 다른 결과를 보일 수 있고 정량적인 연구가 필요한 것인지를 판별해 보는 것이었다.

분석 결과 SMP값이 높은 추이를 보이거나, FIT고정가격이 빠르게 하락하는 동시에 REC가격이 높은 값을 보이면 태양광 판매사업자 선정 제도와 동일한 규모의 FIT제도 도입은 전체 정책 비용을 하락시킬 여지가 있었다.

반면 SMP가격이 작은 값을 보이거나, FIT고정가격이 느리게 하락하거나 REC가격이 작은 값을 보이면 모든 형태의 FIT제도 도입이 전체 정책 비용을 상승 시킬 여지가 있다.

다만 태양광 확대 목표 달성을 위해 연도 별 용량제약 없이 시장에서 최대량(590MW)의 확대를 이루도록 하는 경우 모든 경우에서 RPS만을 운영하는 시나리오보다 정책비용을 상승 시켰으며, 조건에 따라 상승폭이 달라지는 모습을 보였다.

분석 결과 소규모 태양광 발전사업자에 대한 FIT제도 도입에 대한 논의가 진행 되는 경우, SMP, FIT 기준가격, 지원용량, REC가격 예측치 등에 대해서 다양한 조건을 가정하여 그때의 정책 비용을 변화를 추정해보고, 그 값들을 기준으로 정책의 비용과 효과를 분석해야 할 것이라는 결론을 내렸다.

또한 정부 재원에 대한 영향을 보면, 과거의 전력산업기반기금에 의존하는 FIT제도의 재도입은 논쟁의 여지가 있는 부분이다. FIT를 시행하고 있는 많은 국가에서는, FIT지원규모를 예산규모 또는 발전량 규모에 의해 제한하고 있다. 총발전량 상한을 두는 근거는 보통 예산지원규모의 변동성을 줄이기 위한 것이다(권태형, 2014) 그런데 소규모 태양광 발전사업자들이 요구하는 것은 연간 지원 용량 제한이 없는 FIT이다. 그런데 기금을 통해 지원될 경우 용량 제한을 둘 수밖에 없기 때문이다(최승국, 2016).

정부 입장에서든 연간 용량 제한 없이 확대 가능한 기대치인 590MW씩 설비가 확대 된다고 가정할 경우 2024년 최대 연간 3090억 원 가량의 예산이 발생하게 된다. 또한 예산 발생량이 가정에 따라서 1190억 원에서 3090억 원까지 심하게 넓은 범위를 보이고 있는데, 이 또한 미리 예산안을 짜야하는 전력산업기반기금으로서는 부담이 될수 있는 요인이다(국회에 산처, 2015). 과거 사례를 기준으로 평가해 보면 2009년 RPS도입 논의를 진행하고 태양광발전 차액 지원에 연도별 제한을 둔 것은 모두 예산 문제 때문이었다(김태은, 2009). 당시 예산 발생량 예측치는 연간 2500억 원 가량이었다(지식경제부, 2010). 이를 근거로 정책의지를 평가해봤을 때 3090억 원까지 발생할 수 있는 예산 부담은 정부 수용성이 떨어지는 것 같다.

물론 과거와 현재는 상황이 다르다. 전력산업기반기금의 예비비가 너무 많아서 현재 전력 요금의 3.7%인 요율을 인하하려는 움직임이 있는 만큼, 요율 인하 대신 과도한 예비비를 FIT를 위한 예산으로 할당하는 방안도 답이 될 수 있다(윤순진 외, 2015). 하지만 앞에서 이야기했듯이 기금을 통한 지원은 용량 제한으로 이어지게 되고, 소규모 태양광 발전사업자들의 요구를 충족시키기 위해서는 전기요금으로의 비용전가를 이루는 형태의 FIT가 도입되는 것이 바람직하다.

그 이전까지는 현행 소규모 태양광 발전사업자 지원 정책인 태양광 판매사업자 선정 제도의 계약 조건을 바꾸어 SMP+REC가격을 일정한 값이 되도록 하는 방안을 FIT의 대체제로 사용하는 것을 제한하고 싶다. 실제로 저러한 방식으로 계약을 맺은 사례가 있고, 소규모 태양광 발전 사업자들 또한 징검다리 정책으로서 수용할 의지가 있다는 의사를 밝혔다.⁴³⁾

제 2 절 연구 한계 및 향후 과제

이 논문은 선형계획법을 이용하여 RPS제도와 FIT제도를 통한 정책 목표 달성을 위한 최소 비용 포트폴리오를 구하여 각 정책 대안의 정책 비용과 비용효과성 지수를 분석하였다. 여러 가지 가정 하에서 분석을 진행하였고 RPS제도와 FIT제도의 비용을 분석한 여러 선행연구들의 모델을 혼합, 개선하여 적용하였지만 몇 가지 한계점이 있다.

첫째로 이 논문의 목적과 같이 정부의 FIT제도 도입 반대 이유를 평가해 보는 것에서 그치지 않고 FIT 정책 도입이 적절성을 평가하기 위해서는 정책 운영을 통해 얻을 수 있는 편익의 범위를 더 넓게 잡아야 한다. 이 논문의 분석 결과에서는 정책 비용을 들여서 얻을 수 있는 편익의 범위를 REC발생만으로 한정하였지만, SMP하락, REC가격 하락을 가정한 경우의 분석결과에서 볼 수 있듯이 FIT제도 도입의 정책 비용 증가효과가 크더라도 동시에 FIT제도의 긍정적 외부 효과도 동시에 크게 작용할 수 있어 정책 도입의 적절성을 동일한 REC 발생을 위한 정책 비용만으로 평가 하는 것은 어렵다.

둘째로 데이터는 가능한 한 국가 기관 혹은 연구소에서 제공되는 자료를 이용하였지만, 필요한 데이터가 미래 예측이 요구되는 값이 많기 때문에 현실적인 최신 연구 자료를 찾는 것이 어려웠다. 태양광 발전 단가는 많은 경우 연구기관들의 미래 예측치보다 빠른 속도로 하락했다. SMP의 경우 국제적인 LNG가격의 영향을 많이 받아서 결정이 되며 셰일 가스 개발, 정부의 기저발전 확대 정책 등 시장에 심한 변동을 줄 요인이 많기 때문에 미래 예측이 어렵다. REC가격의 경우 거래 시장 구조의 변화, 공급의무자들의 자체 생산 설비 확대 허가 여부, 정부의 시장 개입 등의 요인으로 인해 더더욱 예측이 어렵다. 2016년의 시장 변화를 적용한 가능한 한 현실적인 추정 데이터를 찾기 위해 노력 했지만, 이와

43) 최승국 전국시민발전협동조합 서울연합회 상임이사 인터뷰 결과

관련된 일부 연구들이 아직 진행 중이라 부분적인 값만을 찾을 수 있었다. 이후 추가 연구를 진행하면서 이러한 최신 데이터들을 적용하고자 한다.

셋째로 모델 하에서 사용한 REC 시장 구조가 현실적인지 여부를 판단하기가 어렵다. 정부 주장에 따르면 RPS제도가 안정화되기 시작한(산업부, 2015) 2014년을 기준으로 전체 이행 분 중 공급 의무자 자체 생산 설비 REC 발생량과 현물 시장 거래량 등의 비중을 설정하였는데, 2015년의 이행 분을 모두 달성할 수 있을 것이라는 정부 발표 자료와 REC 시장 거래량을 기준으로 추정해본 2015년의 REC공급수단별 비율은 조금 다른 값을 보였다. 공급 의무자들의 자체 보유 신재생에너지 발전 설비에 대한 인허가가 어느 정도 수준 일지 알 수 없기 때문에 이는 정확히 예측이 어려운 부분으로 추가 연구 진행시 이 부분은 여러 가지 시나리오를 적용하도록 해야 할 것 같다.

넷째로 정책 비용의 범위를 명시적 비용으로 정의하였고, 그 결과 외부 비용에 대한 고려는 하지 않았다. 추정이 몹시 어려운 부분이고, 큰 비중을 차지하지 않을 것이라 생각하여 고려하지 않았지만 거래 비용과 외부 비용 등을 포함하면 결과가 약간 달라 질 수 있다.

데이터와 모델 구성의 문제의 경우 이후 REC가격 추정, SMP 추정 등 지금 진행되고 있는 선행 연구들이 발표 된 이후 자료를 확보하여 추가 연구를 시행해 해결할 계획이다.

참 고 문 헌

1) 국내 논문 및 보고서

- 곽노균, 최태성, (1998), 경영과학-이론과 응용-, 다산출판사
- 권태형(2014) 신재생에너지 시장확대를 위한 정책수단의 비교: 가격정책과 수량정책의 정책결합, 한국정책과학학회보, 18(2), 1~23pg
- 권태형(2015),신재생에너지 지원 정책과 지대추구: 국내 발전차액지원제도와 공급의무화제도 사례, 행정논총, 53(2), 295~314
- 권태형(2012), 신재생에너지 시장 확대를 위한 정책수단의 비교: 거래비용을 중심으로, 정부학연구, 18(1), 217~238pg
- 권승문,김세영,신근정(2014). 시민참여형 재생에너지 활성화를 위한 제도 개선 방안 연구, 김제남 의원실 연구용역 과제 보고서
- 김유진,김수덕(2008) 국내 신재생전원 보급지원제도의 평가 및 개선방향, 한국경제연구, 20, 107~133pg
- 김현제, 조경엽(2010) 신재생에너지 의무할당제의 국내산업에 대한 파급효과,자원 환경경제연구, 19(4),805~830
- 김유진, 김수덕 (2005). 외국의 신.재생에너지 정책의 검토를 통한 신.재생에너지 발전차액지원제도의 개선방향. 한국신재생에너지학회 학술대회 논문집, 618-627.
- 김태은(2009),제도변화와 대체요인으로서 딜레마 대응에 관한 연구:신재생에너지 발전차액지원제도를 중심으로, 한국행정학보,43(4), 179~208
- 김진오(2015),해외진출과 연계한 RPS 제도 활성화 방안, 2015년도 KEA 에너지정책포럼 성과발표회 발표자료
- 김태은(2011),신재생에너지 성장의 영향요인 연구:FIT와 RPS의 효과성검증을 중심으로, 한국행정학보, 45(3), 305~333pg
- 부경진 외 3인, 2005, 신 재생에너지발전 의무비율 할당제(RPS)도입 국제비교연구, 신재생에너지, 1(3), 14-23
- 박정순,(2015),국제 신재생에너지 정책변화 및 시장분석, 세계 에너지시장

인사이트, (15)6, 3-16pg

산업부 측 발언, 2013.06.26, 신재생에너지공급의무화(RPS)제도 개선 집중 토론회

제313회 국회 산업통상자원소위 제1차(2013. 4. 16) 회의록

산업통상자원부(2014)신재생에너지공급의무화(RPS) 규제 합리화 방안

산업통상자원부, 2014, 제4차 신재생에너지 기본계획

산업통상자원부, 2014, 2015년 예산 및 기금운용계획 사업 설명자료 (전력산업기반기금)

손현진(Son Hyun-jin), 안중환(Ahn Jung-hwan), 권종환(Kwon Jong-hwan), 한석만(Seok-Man Han), 김발호(Balho H. Kim) (2011)RPS 제도에 따른 발전사업자의 대응 방안 연구, 대한전기학회 학술대회 논문집, 2011(10), 124~126pg

신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법

신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령

신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행규칙

신정희 (2011). 에너지공급에 있어서 국가의 과제와 지속가능한 재생에너지보급촉진제도. 법학연구, 52(4), 27-51.

에너지관리공단 신·재생에너지센터(2014), 신재생에너지공급의무화(RPS)제도 운영 및 이해

윤순진(2002), 지속가능한 발전과 21세기 에너지정책:에너지체제 전환의 필요성과 에너지정책의 바람직한 전환방향, 한국행정학보, 36(3), 147~166

윤순진(2003), 기후변화 대응전략으로서의 원자력발전정책에 대한 비판적 검토: 지속가능한 발전의 관점에서. 한국행정학회, <한국행정학보> 37권 4호 (2003), pp.359-383

윤순진 (2008). 한국의 에너지체제와 지속가능성. 한국과학기술학회 강연/강좌자료, 111-139.

윤순진 (2009). '저탄소 녹색성장'의 이념적 기초와 실재. 환경사회학연구 ECO, 13(1), 219-266.

이수진, 윤순진(2011), 재생가능에너지 의무할당제의 이론과 실제: RPS 도입

국가들에 대한 분석을 바탕으로, 환경정책, 19(3),79~111pg

이준서, 발전차액제도(FIT)와 의무할당제도(RPS)의 입법적 검토-일본 RPS법을 중심으로-,

이수철 박승준. (2008). 한국의 신재생에너지전력 지원정책: EU와 이론의 제도 비교분석을 통한 지원정책의 현상과 과제. 환경정책연구 , 7(4): 1-37.

이용범(2014),RPS제도 개정과 사업환경변화,한국신용평가 PF Research

이민식(2009),FIT와 RPS제도 비교와 시사점-태양광을 중심으로-,산은경제연구소

이순자 (2015). 한국에서 재생에너지의 한계점 및 개선사항. 환경법과 정책, 15, 1-32.

유상수, 손지원, 전은아, 이승문(2011) 국내산업 육성을 위한 RPS 의무이행 전략수립방안, 삼일회계법인

이용범(2014),RPS제도개정과 사업환경 변화, PF Research, 한국신용평가

이창훈 외 2인, 화석연료 대체 에너지원의 환경, 경제성 평가(Ⅱ): 재생에너지 발전 원을 중심으로, 2014

안세웅,이희선(2011),환경정책: 우리나라의 폐자원 에너지 가용잠재량 산정, 한국폐기물자원순환학회 춘계학술연구회 발표논문집, 2011, 102~104pg

이준서(2010),발전차액지원제도(FIT)와 의무할당제도(RPS)의 입법적 검토-일본 RPS법을 중심으로, [연구보고] 10-16-4,

이지연,안재훈,강병식(2015)내 손으로 만드는 태양광 가이드북, 환경운동연합

이성호(2014), 한국의 RPS제도 이행 점검과 개선 방향, Current Photovoltaic Research, 2(4), 182~188Pg

이정인,강동주,김광모,김발호(2008), RPS도입을 고려한 최적 전원구성에 관한 연구, 대한전기학회 학술대회 논문집, 2008(11), 426~428

이형석(2010),선형계획법을 이용한 RPS 제도의 효과적 도입 방안, 자원

환경경제연구, 19(1), 159~198pg

정현영.이동길.이하동(2015), 2015 한국환경정책학회 추계학술논문 발표 논문

진상현. (2009). 신 재생에너지 공급의무화제도 도입 관련 서울시의 대응 방안 . 서울시정개발연구원.

전력거래소(2011),신재생에너지 공급의무화제도(RPS)도입이 전력수급기본계획에 미치는 영향

전력거래소(2015), 2015년 8월 REC 거래동향 리포트

조철홍 외 1인,2014, 에너지 기후변화 정책의 양립가능성 평가 한국의 전력부문을 중심으로, 에너지 경제연구 ,13(2), p 212

장한수·최기련·김수덕(2005)신·재생에너지 의무비율할당제(Renewable Portfolio Standards)

국내도입시 고려사항에 관한 연구, 에너지공학, 14(2), 82~97pg

지식경제부고시 제2010-176호, 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침

최승국(2015),REC 가격 폭락과 RPS 제도의 문제점_협동조합의 경험, 'EC 가격 폭락과 태양광산업의 위기 해법 모색_에너지협동조합의 관점에서' 토론회 발표자료

최현경(2009) “신 · 재생에너지 의무할당제도(RPS)와 발전차액지원제도(FIT)의 비교와 시사점”, 산업경제

최재호, 이태섭(2015),RPS제도가 PF방식 LNG복합발전프로젝트의 사업성에 미치는 영향,신재생에너지, 11(1),27~35pg

한국전기연구원(2006), 신재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안, 산업자원부 보고서

주대영,서동혁,김종기(2013),한중 태양광산업의 경쟁구조 분석과 협력방안, 산업연구원 연구보고서

2) 온라인 매체

http://www.pbc.co.kr/CMS/news/view_body.php?cid=575923&path=201506

<http://www.cnews.co.kr/uhtml/print.jsp?idxno=201408261133285490588>

<https://www.facebook.com/sunsationcoop/posts/856710831072402>

<http://www.cnews.co.kr/uhtml/print.jsp?idxno=201408261133285490588>

<http://www.energytimes.kr/news/articleView.html?idxno=27534>

<http://www.elenews.co.kr/news/articleView.html?idxno=7296>

http://www.solartodaymag.com/wsr/wsr_view.asp?idx=2397&part_code=01&page=1

3) 해외 논문 / 보고서

Introduction to Mathematical Programming, Winston and Venkataramanan, 4th ed., 2003

Ame klein, Benjamin Pflunger, Anne Held, Mario Ragwitz Gustav Resch, Thomas Faber, (2008) Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-In Cooperation, Fraunhofer institute Systems and innovation Research
Berry, T. and M. Jaccard, The Renewable Portfolio Standard : Design Considerations

and an Implementation Survey, Fuel and Energy Abstracts, Volume 43, Issue 4, July 2002, p. 272.

Buckman, G., 2011, "The effectiveness of Renewable Portfolio Standard banding and carve-outs in supporting high-cost types of renewable electricity", Energy Policy, in Press.

Baumol, W. and Oates, W. E. (1988). The theory of environmental policy (2nd). Cambridge University Press, Cambridge.

Jappe, A, B., Newell, R. G., Stavins, R, N. 2005. "A tale of two market failures Technology and environmental Policy", Ecological

Economics, 54, 164~174pg

Bergek, A., and S. Jacobsson, 2010, "Are tradable green certificates a cost-efficient policy

driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden

2003-2008", Energy Policy, vol.38, no.3, pp. 1255-1271.

Verhaegen, K., L. Meeus and R. Belmans, 2009, "Towards an international tradable green

certificate system: The challenging example of Belgium", Renewable and

Sustainable Energy Review, vol.13, no.1, pp. 208-215.

Fred Bosselman, Joel B. Eisen, Jim Rossi, David B. Spence, Jacqueline Weaver(2010), Energy, Economics and the Environment, Foundation Press

Delarue, E., C. De Jonghen, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Applying Portfolio

Theory to the Electricity Sector: Energy versus power," Energy Economics, Vol. 33,

2011, pp. 12~13.

Elena Shuppe, Hyeonyoung Cheong (2015), Private, Government and Social Cost of Small-Scale Solar Feed-in-Tariff as an alternative to Stand-Alone Renewable Portfolio Standard -Using Linear Programming-, Proceedings of The IRES 9th international conference. Hongkong. 13th september. 2015 , 9~16pg

EEA(European Environment Agency), 2005, "Annual European Community Greenhouse

Gas Inventory 1990-2003 and Inventory Report 2005"

Finon, D & Perez, Y.(2007), The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost Perspective.

Ecological Economics, 62(1), 77~92

Fronzel, M, Ritter, N Schmidt, C, M., Vance, C. (2010), Economic Impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. Energy Policy, 38 , 4048~4056

seskin, E. P. , R. j. Anderson, jr., and R. O. Reid(1989), "An Empirical Analysis of Economic Strategies for Controlling Air Pollution" , Journal of Environmental Economics and Management, 10, 112~124pg

parry , I, W, H., Sigman, M. Wallis, and R. C. Williams 3 (2005), "The Incidence of pollution control Policies," Resources for the future working paper, 5~24pg

Howlett, M. (1991), Policy Instruments, Policy Styles, and Policy Implementation. National Approaches to Theories of Instrument Choics, Policy studies journal, 19(2), 1-21 pg

renewable energy policy network for the 21st century(2013), Renewables 2013 Global Status Report

renewable energy policy network for the 21st century(2015), Renewables 2015 Global Status Report

European Commssion (2011) , Renewable make the difference. Luxembourg: Publication office of the European Union

Weitzman, M. L. (1974). Prices vs. quantities. Review of Economic Studies. 41(4): 477-491.

Lehmann, H. & Niederle, W. (2006). What Policy Approach is Most Effective? Solar Today, 20(4): 34 - .37.

Lesser, J. A. & Su, X. (2008). Design of an Economically Efficient Feed-in Tariff Structure for Renewable Energy Development. Energy Policy, 36(3): 981-990.

Lewis, J. & Wiser, R. (2005). Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry

Policy Support Mechanisms, Lawrence Berkeley National Laboratory.

Menanteau, P., Finon, D. & Lamy, M. L. (2003). Prices versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of Renewable Energy, *Energy Policy*, 31(8): 799 - 812.

Ernst & Young, "Renewable energy country attractiveness indices for the first quarter of 2008". p. 13.

Abstract
Social Cost of Small-Scale Solar Feed-in-Tariff as an alternative to
Stand-Alone Renewable Portfolio Standard
-Using Linear Programming-

Cheoung Hyun Young
Department of Environmental Planning
The Graduate School of Environmental Studies
Seoul National University

South Korea adopted Feed-in-tariff (FIT) policy in 2002 but discontinued it by the end of 2011 on the grounds of excessive government budget spending. It switched to Renewable Portfolio Standard (RPS) in 2012. However that change has been devastating to small solar energy developers who could not properly participate in REC market due to high development and transaction cost. As a result, the Green Party, Korean Solar Energy Association and Korean media argued for introduction of FIT, at least for the small-scale solar developers. This paper analyzes the optimal renewable energy portfolio composition in South Korea each year from 2016 to 2024 (the period of mandatory renewable energy supply) and policy costs both under stand-alone RPS policy and two proposed RPS systems with the small-scale solar (under 100 kw) FITs using Five market condition scenarios.

According to the result, a significant difference on policy costs were found in accordance with the market structure scenarios. In some cases Introduction of proper capacity of small-scale solar FIT marly induced a little bit of rise in policy cost, in some cases, it reduced total policy cost. On the other hand, in some situations, large amount of policy cost occurred due to the

introduction of FIT . Therefore, discussion of the policy is expected to be made under precise predictions about the future market condition.

Also if not limit the capacity of the FIT. it appeared to occur with the FIT policy cost of 309 billion won / year in 119 billion won/year depending on the market condition ,

This magnitude and variance of policy cost is a value that can induce government to limit capacity for FIT if it's cost burden is transfered to the electric power industry basis fund. FIT without capacity constraint is expected to be made in the form of imputed costs in electricity.

.....

keywords : 소규모 태양광, 발전차액지원제도,
신재생에너지 공급의무화 제도, 선형계획법,
정책비용, 전력산업기반기금

Student Number : 2013-23695