

# 민간발전사업 촉진을 위한 신재생에너지 의무공급량의 비율

최재호\*, 이재현\*\*

\*동두천드림파워(주), \*\*한양대학교 기계공학부

## Obligatory Renewable Service Supply Ratio for Promotion of Independent Power Projects

\*Choi, Jae ho, \*\*Lee, Jae-Heon

*\*Donducheon Dream Power Co., Ltd., Kungido 483-020, Korea*

*\*\*School of Mechanical Engineering, Hanyang University, Seoul 133-791, Korea*

*(Received March 9, 2015; Revised Sept. 18, 2015)*

**ABSTRACT** : 본 논문에서는 2012년 시행된 신재생에너지공급의무화제도(RPS)에 따른 민간발전사들의 RPS 의무이행 현황을 알아보고 신재생에너지 공급인증서의 발급량 부족 및 거래시장에서의 심한 가격변동을 발전사업자들의 RPS 이행 시 장애요인으로 분석하였다. RPS이행 이전에 추진하여 최근 준공한 동두천복합발전소에 대한 RPS이행방안 구성결과 연평균 약 334억원의 의무이행비용이 산출되었으며, 해당비용을 당초 사업타당성 검토 기초자료에 반영한 결과 내부수익률이 계획대비 31.8% 저하됨을 알 수 있었다. 신재생에너지 의무공급량의 비율이 해마다 증가하여 2024년부터는 전년도 발전량의 10%를 신재생에너지로 공급해야 하는데 RPS 의무공급 대상자로의 편입 초기부터 10%의 의무공급량을 이행해야 하는 신규 발전소의 경우 의무이행비용 과다로 사업성은 더욱 낮아지므로 의무공급량의 비율을 기존의 12단계에서 17단계로 완화하는 방안을 제시하였다. 즉, 동두천복합발전소의 이행비용을 기준으로 최초 2%부터 매년 0.5%씩 점진적으로 10%까지 높였을 때 내부수익률은 6.23%로써 처음부터 10%의 비율로 공급할 경우 산출한 내부수익률 4.18%보다 약 49%의 사업성 향상 효과를 얻을 수 있어 제도개선이 민간발전사업 촉진을 기여할 것으로 판단된다.

**Key words** : 신재생에너지공급의무화제도(RPS), 신재생에너지 공급인증서(REC), 신재생에너지 의무공급량의 비율, 민간발전사(IPP)

## 1. 서론

### 1.1 연구의 배경

2001년 4월 전력산업구조개편에 따라 한국전력공사의 발전부문이 6개 발전기업으로 분사된 이후 발전소 건설

사업의 전원입지와 건설재원 확보방법에 있어서 많은 변화가 있었다. 정부의 전력수급기본계획을 살펴보면 발전 기업들은 2000년대 중반까지는 기존 대용량 석탄화력 부지에서 후속호기 건설위주로 사업을 추진하였지만 이후 환경 이슈와 민원에 의한 발전소 입지확보가 어려워지고 전력시장의 경쟁체제 도입에 따른 자원조달 부담으로 민간건설사와 공동으로 LNG복합 발전사업을 추진하였다. 즉, 평택, 파주, 포천, 안산, 동두천, 춘천지역 등에서 부지 개발 및 조사를 건설회사와 공동으로 수행하고 자원조달은 특수목적법인 (SPC, Special Purpose Company)을

† Corresponding author  
Tel. +82-2-2220-0425; +82-2-2220-4424  
E-mail address: jhlee@hanyang.ac.kr

## 민간발전사업 촉진을 위한 신재생에너지 의무공급량의 비율

설립하여 자기자본을 30% 내외로 최소화하고 나머지 자금은 해당사업의 현금흐름을 담보로 금융권에서 조달하는 PF(Project Finance)방식을 취하였다.

이러한 발전사업 추진방법 변화는 전력시장에 2008년 5월부터 적용된 계통한계가격 보정계수의 영향이 크다고 볼 수 있다. 이로 인해 발전공기업 단독으로 복합발전사업을 추진 시에는 사업성확보가 어려운 수준으로 전력판매 수입이 하향 조정되었다. 이에 발전공기업이 직접 개발한 사업에서도 민간자본을 50% 이상 투입할 수밖에 없는 상황이 되었고 기존 타당성조사보다 더욱 정확한 사업성 확인이 요구되었으며 전력판매가격과 연료가격 등 미래의 현금유입과 유출을 가능한 정확하게 추정하는 것이 무엇보다 중요하였다.

신재생에너지 공급의무화제도 (RPS, Renewable Portfolio Standard) 역시 의무이행에 대규모 비용이 수반되어 사업성 분석 시 반드시 고려할 사항이었으나 신재생에너지 공급인증서(REC, Renewable Energy Certificate) 거래가격의 예측이 어려웠다. 그로 인해 RPS 의무이행비용을 소규모로 반영하거나, 사업자가 이행하는 만큼 정부의 보전금액이 지급되는 정책에 따라 추가금액이 발생되지 않을 것이라는 판단 하에 RPS 의무이행비용을 반영하지 않고 사업성을 평가하였다. 그러나 당시 추진한 사업들이 최근 준공되어 RPS 의무공급대상자가 됨에 따라 당시에 충분히 반영시키지 못한 RPS 의무이행비용은 현재 계통한계가격 (SMP, System Marginal Price) 하향세와 전력수요증가율 둔화, 예비율 증가 및 이용률 저하로 경영전망이 어두운 상황에서 커다란 부담이 되고 있다. 아울러, 장기간 소요되는 발전소 건설사업기간을 감안한다면 현재 추진되는 사업은 신재생에너지 의무공급량의 비율이 높은 2020년 이후에 준공하게 되는데 이럴 경우 RPS 의무이행비용이 과다하여 발전소 건설사업의 사업성은 더욱 확보되기 어려운 실정이다.

### 1.2 연구목적 및 방법

본 논문은 신규 민간발전사 (IPP, Independent Power Producer)에 대한 RPS 이행방안을 수립하고 의무이행비용이 신규 발전사업의 사업성에 미치는 영향을 분석하여 현행 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령'에 정한 연도별 의무공급량의 비율에 대한 개정안

을 제시하는 것에 목적이 있다.

현행법에 따르면 RPS 의무공급대상자는 연도별로 정해져 있는 의무공급비율에 따라 최초로 의무공급대상자에 편입되는 시기와 무관하게 정해진 비율에 맞춰 의무공급을 이행하여야 한다. 하지만 REC 구매차액에 따른 손실비용 또는 불이행에 따른 과징금 등이 사업성 저하요인이 되고 있으므로 관련 문제점을 검토하여 대안을 제시하고자 하며 전체적인 연구의 절차와 방법은 다음과 같이 진행하였다.

우선 민간발전사의 RPS 이행현황 및 이행 시 장애요인을 정부 발표자료와 REC 거래시장의 통계자료 등을 통해 알아보았으며, 연구대상 발전소의 규모와 특성에 맞게 자체 신재생에너지 설비 건설과 REC 구매 등 이행방안을 수립하고 의무이행비용을 산출하였다. 다음 단계로 해당 사업의 타당성검토 기초자료에 이행비용을 추가 반영한 후 당초 대비 사업성 변화를 내부수익률로 분석하였으며, 끝으로 현행 신재생에너지 의무공급량의 비율에 대한 적정성 검토를 위해 최초로 RPS 의무공급 대상자로 편입하는 시기에 따라 적용받는 의무공급량의 비율별로 사업성에 미치는 영향, 최초로 적용받는 의무공급 비율의 적정수준, 의무공급량 비율의 증가치를 알아보았다.

## 2. 민간발전사의 RPS 의무이행 현황

### 2.1 의무이행 현황

민간발전사들은 RPS 이행초기에는 국가에서 보유한 REC를 매입하거나 태양광판매사업자 또는 현물시장에서의 REC 확보 및 이행량 연기를 통해 의무를 이행하였고 점차 태양광, 연료전지, 바이오매스, 풍력발전 등에 대한 투자로 REC를 장기적으로 안정되게 확보할 수 있는 계획들을 수립하여 이행하고 있다.

Table 1은 2013년 5개 민간발전사에 부과된 신재생에너지 의무공급량에 대한 의무이행률 및 미이행에 따른 과징금 부과액을 보여준다. (1) RPS 시행초기의 낮은 의무공급량의 비율로 의무이행을 완료한 곳도 있는 반면 2개사는 과징금을 부과 받았다. 과징금이 부과된 사유 중 일부는 현물시장 가격의 왜곡으로 REC구매보다 미이행을 통한 과징금 부과가 득이 되는 경우가 발생되어 민간발전사로서는 불가피한 선택이 되기도 하였다.

Table1 RPS fulfillment results of IPPs in 2013

발전사업자	의무량[REC]	이행률[%]	과징금[억원]
SK E&S	125,974	100.0	0
GS EPS	131,999	61.0	54
GS파워	91,364	100.0	0
POSCO 에너지	260,850	98.2	3
MPC 올촌	59,273	100.0	0

## 2.2 의무이행 시 장애요인

### 1) REC 발급량 부족으로 REC구매에 의한 의무 이행 한계

정부발표에 따르면 RPS 이행실적(1)은 2012년 64.7%, 2013년 67.2%이나 이는 각 사별 의무공급량의 30% 범위 내에서 이행연기가 가능한 제도적 유예조치를 활용한 이행연기량이 포함된 수치로써 실제 순수 이행실적은 낮다고 할 수 있다.

Table 2는 2012년과 2013년의 의무공급량중 이행연기량을 제외한 순수 REC 이행실적과 함께 2014년과 2015년 의무공급량을 나타내었다. 여기에서 보면 신재생에너지 공급인증서 거래시장에서의 REC 발급량 부족은 민간발전사가 RPS 이행계획 수립 시 거래시장에서의 REC구매만으로 의무공급량을 100% 채우겠다는 계획은 달성이 불가능한 것으로써 자체건설에 의한 REC 확보 없이는 과징금 부과가 불가피할 것으로 예상된다.

### 2) REC 가격의 심한 변동

태양광과 같은 특정전원의 물량 과다공급으로 인한 공급 의무자의 태양광물량 조기이행, FIT 제도에 의해 국가에서 보유한 공급인증서 배분으로 인한 가격하락 등 REC 거래가격은 그동안 심한 변동이 있었다. 예를 들어 2013년 REC 현물시장 태양광 1 REC당 평균체결가는 186,476원으로 2012년 167,218원 대비 11.5% 증가했으나, 2014년 평균체결가는 106,996원으로 2013년 대비 42.6% 감소하였다. 또한, 비태양광 REC의 경우 2012년 평균체결가는 64,762원 이었으나 2013년은 144,338원으로 122.9% 증가한 반면 2014년에는 101,601원으로 29.6% 하락하였다.(2) 이러한 REC 가격의 변동은 RPS 의무이행비용 보

Table 2 Obligatory renewable service supply and implementation

구분	의무공급량의 비율	의무공급량 [REC]	전체 이행량 [REC]	이행연기량 제외 순수 공급량 [REC]
2012년	2.0%	6,420,279	4,154,227	2,552,000
2013년	2.5%	10,896,557	7,324,861	5,281,000
2014년	3.0%	11,577,565	(미발표)	
2015년	3.5%	12,339,927	(이행중)	

전을 위한 정부의 REC 정산 기준가격이 낮고 공급의무자의 REC 매입가격이 높을 경우에는 그 차액만큼 공급의무자의 비용으로 부담하게 되어 각 사별 RPS 담당자는 REC 거래 시 가격결정에 대한 부담이 크다.

한편, 2016년 이후에는 태양광REC와 비태양광REC가 통합될 예정인데 이는 한편으로는 확보가 어려운 비태양광REC의 이행부담이 줄어들고 선택권을 다양화시키는 측면도 있지만 시행이후에는 가격변동폭이 더욱 클 것으로 예상되어 의무공급자에게 부담으로 작용된다. 즉, 2013년 기준 태양광 REC 기준가격은 약 15만원이었으나 비태양광 REC는 약 6만원으로 이후 통합 REC의 가격은 어떻게 조정되어 질지 현재로서는 예측이 어렵고 정책안을 준비하는 연구기관에서도 기존의 REC 가격을 감안한 태양광 REC 가중치 부여 등이 고민이다.

## 3. RPS 의무이행방안 제시 및 이행비용 산출

### 3.1 의무이행방안 제시

#### 1) 의무이행방안 수립 절차

본 논문에서는 RPS 의무이행방안 수립을 위한 대상사업으로 2015년 준공되어 2016년에 RPS 의무공급대상자로 편입되는 동두천복합발전소를 선정하였다. Fig. 1은 일반적인 의무이행 절차를 나타내는데 우선 간략한 REC 확보를 위한 의무이행방안에 대하여 아래에 설명하고 다음으로 동두천복합발전소에 적용된 세부적인 의무이행방안을 제시하였다.

의무이행방안 수립을 위해서는 우선 연도별 신재생에너지 의무공급량을 결정하여야 한다. 다음 단계로는 결정된 의무공급량을 이행하기 위한 방안을 수립하는데 이행방안에는 자체적인 신재생에너지 설비 건설과 그로 인해 발생

## 민간발전사업 촉진을 위한 신재생에너지 의무공급량의 비율

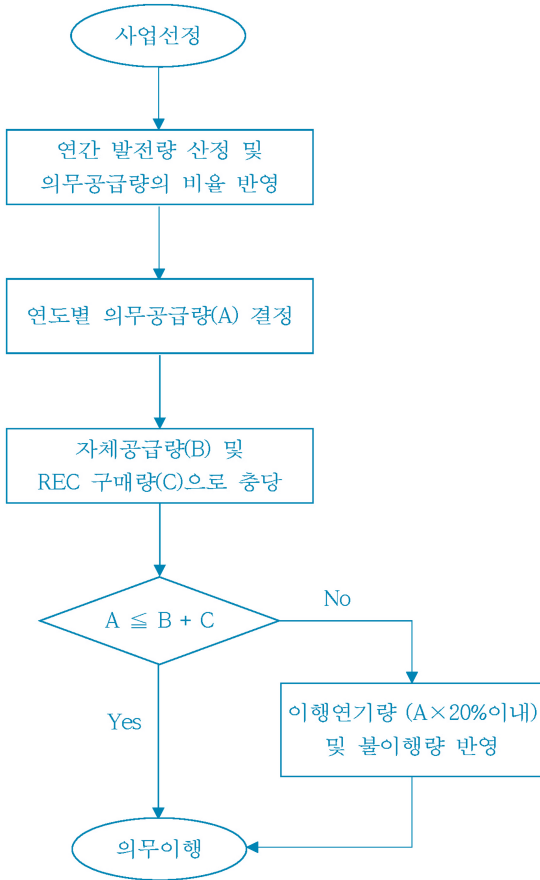


Fig. 1 Procedure of RPS implementation action plan

되는 REC가 있으며 그 외 REC 구매 방안으로 외부 신재생에너지 사업자와의 REC 매매계약을 체결하거나 현물시장에서 REC 구매를 통해 확보하는 방안이 있다. 마지막 단계로 의무공급량을 확보된 REC로 충당이 안 될 경우에는 부족분에 대하여 20% 까지 의무이행을 연기하는 방안도 가능하며, 부득이 REC 발급량이 부족할 경우에는 불이

행량을 일정부분 반영토록 한다.

### 2) 연도별 신재생에너지 의무공급량 결정

연도별 신재생에너지 의무공급량은 동두천복합발전소 사업 타당성검토 기초자료<sup>[3]</sup>에서 정한 이용률을 기준으로 산정한 예상발전량에 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령'에 정한 연도별 의무공급량의 비율<sup>[4]</sup>을 곱하여 식 (1)로 나타내었다. Table 3은 식 (1)로 산출한 2024년까지 예상되는 동두천복합발전소의 신재생에너지 의무공급량을 나타낸다.

$$O_s = G \times r \quad (1)$$

여기서,  $O_s$  : 의무공급량으로 단위는 mwh 또는 REC (전력거래량[mwh]×가중치)

$G$  : 전년도 발전량 [mwh]

$r$  : 신재생에너지 의무공급량의 비율 [%]

### 3) 자체 신재생에너지 설비건설

동두천복합발전소는 PF방식에 의한 사업으로써 발전소 부지 외에 신재생에너지 설비 투자는 어려운 실정이다. 따라서 부지 내 건물옥상과 주차장 등을 활용한 태양광발전 설비 약 1.3mw를 자체 신재생에너지 설비건설 이행방안으로 반영하였다. 발전소 부지에 연료전지설비도 고려대상이나 인근에 연료전지에서 발생하는 열을 공급할 곳이 없어 사업성 확보가 안되어 이행방안에는 반영하지 않았다.

### 4) REC 구매로 충당

RPS이행방안 중 REC 자체계약 사항으로 동두천복합발전소 출자사 중에서 보유한 바이오매스 발전소와의 REC 계약을 반영하였다. 거래가격은 1 REC당 65,000원으로 연간 210,000REC의 장기계약을 체결하고 부족분을 현물시장에서 조달하는 방안이다. 현물시장에서의 REC구매량

Table 3 Calculation of the annual mandatory supply by 2024

구분	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
발전량, G [GWh]	13,546	12,753	12,863	13,309	12,892	13,090	13,235	13,456	13,081	13,298
의무공급량의 비율, r [%]	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
의무공급량, OS [GWh]	-	474	510	578	665	773	916	1,058	1,211	1,308

은 연도별 의무공급량에서 자체건설에 따른 REC발생량과 사업자간 REC계약량을 제외한 나머지로 정하였다.

5) 이행연기량 반영

RPS 의무공급대상자는 의무이행 부담 완화를 위해 매년 의무량의 20%를 다음 연도로 이행을 연기할 수 있지만 사업기간 전체를 동일하게 매년 이행연기를 할 경우 전년도 유예물량을 당년도 의무량에 20% 이상 우선적으로 공급하는 규정에 따라 당년도 의무공급량에 유예물량이 더해져 당해 연도 의무공급량을 초과하는 결과가 나타나므로 본 논문에서는 이행연기를 반영하지 않았다.

6) 불이행률 산정

기존 발전회사의 의무공급 불이행 원인에서도 알 수 있듯이 인허가 지연, REC 물량부족 등 외부요인에 의해 의무공급을 이행하지 못하는 경우가 많았으며, 향후 의무공급량의 비율이 높아질수록 발전사들의 의무공급 이행부담은 더욱 가중될 전망이다. 이에 본 논문에서는 한국전기연구원 전력산업연구센터에서 전망한 RPS 의무공급목표의 75.19%를 달성하는 조건인 기준보급안(5)의 나머지인 24.81%에 대해 불이행하는 것으로 이행방안에 반영하였다.

7) 이행방안 구성결과

Table 4는 사업별 자체건설 및 REC 구매 등을 반영한 RPS 이행방안 구성결과이다.

3.2 의무이행비용 산출

동두천복합발전소는 사업타당성 검토 기초자료(3)에 RPS 의무이행비용으로 kWh당 5원씩, 매년 약 49억원의

의무이행비용을 반영한 사업으로써 반영된 금액은 사업기간 필요한 신재생에너지 의무공급량 전체를 현물시장에서 매입한다는 전제하에 계약금액과 의무이행비용 보전금액과의 차액을 예상하여 반영한 것으로써 앞서 RPS 의무공급현황에서 살펴본 바와 같이 현물거래시장의 REC공급량 부족을 감안할 때 현실적으로 불가능한 전제이다. 이에 구성된 이행방안으로 연간 소요되는 이행비용을 산출해 보았다.

1) 산출방법

연도별 의무이행비용을 산출하는 방법은 앞에서 정한 각 이행방안별 소요되는 비용에서 정부로부터 지급받는 의무이행비용 보전금액을 차감해주면 되는데 식(2)는 연도별 의무이행비용 산출식이다.

$$IC = (C_c + B \times R_1 + M \times R_2 + P \times R_3 \times \alpha) - (C + B + M) \times R_3 \quad (2)$$

여기서, IC : 연도별 의무이행비용

C<sub>c</sub> : 자체 신재생에너지 설비 건설비

B : 신재생에너지 발전사업자와의 REC 계약 체결량

R<sub>1</sub> : 신재생에너지 발전사업자와의 REC 계약가격

M : 현물시장에서의 REC 구매량

R<sub>2</sub> : 현물시장에서의 REC 구매가격

P : 의무공급 불이행률에 따른 REC 미확보량

R<sub>3</sub> : 의무이행비용 보전을 위한 정산기준가격 (REC 평균거래가격)

α : 과징금 산정 시 가중 또는 감경비율의 합 (70~150%)

C : 자체 신재생에너지설비 생산 REC량

Table 4 The result of scenario composition

이행방안	구성결과
신재생에너지 설비 자체건설	태양광발전설비 1.3 MW 건설
신재생에너지 발전사와 REC 계약	바이오매스 발전소와 장기계약 체결(연간 210,000 REC 확보)
의무이행량 연기	반영안함
불이행	매년 의무공급량의 24.81% 불이행
현물시장 구매	의무공급량에서 자체건설 공급량, 자체 계약량 및 불이행량을 제외한 REC량 구매

## 민간발전사업 촉진을 위한 신재생에너지 의무공급량의 비율

현물시장 REC 거래가격, 과징금 및 정부의 의무이행비용 보전금액은 각각 아래와 같이 금액 반영기준을 별도로 정하였다.

### 2) 현물시장 REC 거래가격 결정

RPS 시행에 따른 REC가격 예측에 관한 연구(황순현 2012.7)<sup>[6]</sup> 및 한국신용평가의 'RPS도입 3년차 RPS제도 개편과 사업환경변화' 연구보고서<sup>[7]</sup>에서도 REC 현물시장은 변동성이 심하여 전력시장보다도 더 예측이 어렵다고 하였다. 이는 거래시장이 태양광REC와 비태양광REC로 이원화되어 있고 시행 예고된 태양광과 비태양광 REC의 통합 등 과도기적 요소, 인허가 규제 완화 등으로 인한 비태양광 발전설비의 사업진척 시 REC물량증가 등 REC 거래시장의 불안정성과 수급불균형으로 본 연구에서 활용할 REC가격을 정하는 것은 어렵지만 현물거래시장의 통계자료<sup>[8]</sup>를 활용하도록 한다.

Table 5는 현물시장 REC 구매가격으로써 태양광REC와 비태양광REC에 대해 단일가격을 적용하였다. REC 구매가격은 현물거래시장의 2014년 태양광REC 평균체결가격인 106,996원과 비태양광REC 평균체결가격 101,601원을 고려하여 2016년 첫 이행년도에 100,000원을 시작으로 KERI의 REC 중장기 예측 결과<sup>[9]</sup>와 동일한 가격변화율을 2035년까지 적용기로 하며, 이후 사업성 평가기간인 2044

년까지는 2035년의 예측가격을 동일하게 적용하였다.

### 3) 과징금 반영

불이행분에 대한 과징금은 의무이행비용 보전금액 산정 기준인 KERI의 예측단가<sup>[8]</sup>에 과징금 부과율 70~150%의 평균인 110%를 곱하여 산출하였다.

### 4) 의무이행비용 보전금액 반영

Table 6은 발전사업자의 의무이행비용에 대한 정부의 보전금액을 예측한 자료이다. REC 자체발행량과 구매량에 대한 보전금액은 그동안의 이행실적률을 참고하여 전체 이행량의 10%는 태양광REC로 하여 상기 Table 5의 구매가격과 동일가격을 적용하고 나머지 90%의 비태양광REC 물량에 대하여는 KERI의 REC 중장기 예측치<sup>[8]</sup>를 사용하였다.

### 5) 산출결과

상기 이행방안에 따라 자체 태양광발전설비 건설비 45억 원과 REC 구매비용 등 사업기간 총 10,005억원의 이행비용이 소요되며, 연평균으로는 약 334억원으로 산출되었다. 이는 당초 사업성 검토 시 반영된 이행비용보다 약 7배 많은 수준이었다.

연도별 이행비용의 추이를 살펴보면 2024년 RPS 대상

Table 5 Estimation of REC transaction price in spot market

구분	2016	2017	2018	2019	2020	~	2043	2044
REC가격 예측치 <sup>[8]</sup>	58,930	58,560	61,990	62,100	66,720	~	43,650	43,650
가격변화율 (당년도가격/전년도가격)		0.993	1.058	1.001	1.074	~	1.000	1.000
현물시장 REC 구매가격 [원/REC]	100,000	99,300	105,059	105,164	112,946	~	65,451	65,451

Table 6 Estimation of conserved amount for implementation cost

구분	2016	2017	2018	2019	2020	~	2043	2044
태양광REC 이행보전가격 [원/REC]	100,000	99,300	105,059	105,164	112,946	~	65,451	65,451
비태양광REC 이행보전가격 [원/REC]	58,930	58,560	61,990	62,100	66,720	~	43,650	43,650

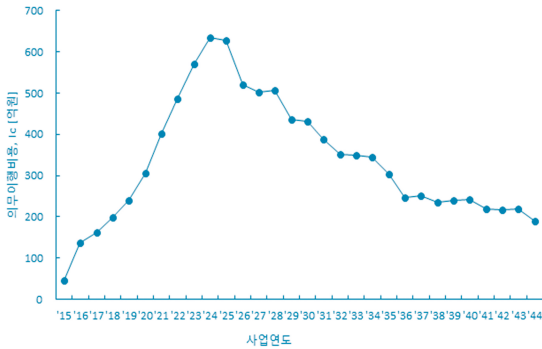


Fig. 2 Implementation cost analysis

사업자의 신재생에너지 의무공급량의 비율인 10%가 반영된 이후 의무이행비용 규모는 점차 낮아지고 있는데 이는 장차 하락추세의 REC가격 예측치가 반영된 결과로써 의무이행비용에 민감한 현물시장에서의 REC 구매량 비중이 크기 때문이다. Fig. 2는 구성된 이행방안으로 사업기간 동안 소요되는 연간 의무이행비용을 산출한 결과이다.

#### 4. 민간발전사 측면에서의 적정 의무공급량의 비율

##### 4.1 의무이행비용이 사업성에 미치는 영향

동두천복합발전소의 사업타당성 검토 기초자료에 사업기간 동안 추가로 필요한 의무이행비용을 반영하여 사업성에 어떠한 영향이 있는가를 내부수익률을 통해 알아보았다.

##### 1) 사업성 분석

내부수익률 (IRR : internal rate of return) 은 투자 사업에 대한 현금유입과 현금유출을 계산하여 순현재가치가 '0' 이 되는 할인율로써 식(3)과 같이 구한다.

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (3)$$

여기서,  $R_t$  : 현금유입액

$C_t$  : 현금유출액

$n$  : 투자기간

$r$  : 할인율

$t$  : 시간

본 논문에서는 산출된 연간 이행비용을 동두천복합발전소 최초 사업타당성 검토 기초자료의 사업기간 현금 유출액에 포함하여 내부수익률의 변화를 살펴보았다. 우선 분석기간은 건설기간인 2011년부터 2014년까지 4년간과 발전소 운영기간인 2015년에서 2044년까지 30년을 설정하였다. 해당기간 현금유입액 합계는 622,322억원, 현금유출액 합계는 600,235억원으로써 본 연구에서 산정한 의무이행비용 10,005억원을 현금유출액에 포함한 결과, 총 현금유입액에서 총 현금유출액을 차감하여 순현재가치가 '0' 이 되는 할인율, 즉 내부수익률은 5.27% 이었다. 따라서 최초 사업타당성 검토 기초자료의 내부수익률 7.73%<sup>[3]</sup>보다 2.46%p 낮아져 당초 대비 내부수익률은 31.8% 하락하였다.

##### 2) 민감도 분석

사업기간 동안 자체 REC계약 물량을 바이오매스 발전 REC량으로 한정된 사항, 실제 이행과정에서는 활용하지만 이행방안에는 반영하지 않은 이행연기량, 소규모로 반영한 자체 신재생에너지 설비건설 물량 및 사업기간 일률적인 불이행률을 적용한 것이 연구방법에 있어서 불가피한 한계로 볼 수 있다. 이러한 이행방안의 구성이 다양하지 못한 부분은 민감도분석으로 대체하도록 하며, 민감도는 REC 가격 및 불이행률의 변동폭에 따른 사업성 변화정도를 내부수익률을 통해 분석하였다.

##### ① REC 가격변동에 따른 내부수익률 변화

Fig. 3은 의무이행비용과 보전금액과의 차액에 가장 큰 영향을 미치는 현물시장 REC 가격을  $\pm 40\%$ 로 변화를 주었을 때 의무이행비용 규모의 차이로 인한 내부수익률의 변화를 보여준다. 그 결과 가격변동율이 '-'로 커질 때 REC구매물량의 90%에 해당되는 비태양광의 구매금액과 보전금액과의 차이가 해소되어 내부수익률이 상승하였다.

##### ② 불이행률 변동에 따른 이행비용 변화

Fig. 4는 일률적으로 정한 불이행률에 대해  $\pm 20\%$ 의 범위에서 민감도 분석을 실시한 결과이다. 불이행률이 줄어들수록 REC구매량은 증가하여 이행보전금액에 의한 총 의무이행비용은 줄어들고 사업성도 개선되었다. 한편, 구성된 이행방안에서는 과징금율을 110%로 정하였으나 신규 민간발전사는 RPS 대응 준비기간의 부족으로 이행률이 현

## 민간발전사업 촉진을 위한 신재생에너지 의무공급량의 비율

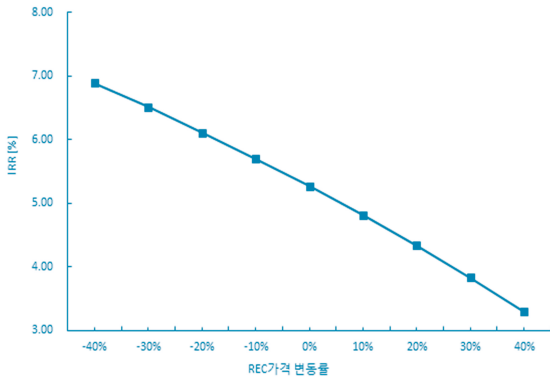


Fig. 3 Sensitivity analysis for IRR with REC price fluctuation

저하게 낮을 경우 불이행분에 대한 가중조치로 150%까지 과징금이 부과되는 것도 예상할 수 있으며 이럴 경우 사업성은 더욱 저하되게 된다.

### 3) 사업성 분석결과를 통한 RPS 대응전략 도출

#### ① 자체 신재생에너지 설비 건설을 통한 REC 확보로 과징금 회피

RPS의 원활한 이행을 위해서는 사업별 여건에 맞는 자체 건설사업을 통한 REC 확보가 필요하나 이러한 자체 건설물량의 많고 적음이 사업성에는 어떠한 영향을 미치는지 검토하였다.

Table 7은 연료전지 5.6MW 신규 설치에 소요되는 300억 원을 이행비용으로 추가 시 사업성에 미치는 영향을 보여준다. 여기서 보면 자체 신재생에너지 설비로 확보되는 REC를 통해 과징금 회피와 현물시장 가격 리스크를 줄여 사업기간 이행비용 약 1,925억원의 절감과 내부수익률 0.55%p의 상승효과가 있었다.

#### ② RPS 이행준비기간을 활용한 과징금 감경노력 필요 2012년 RPS 도입이후 2014년까지는 의무이행비율이 연

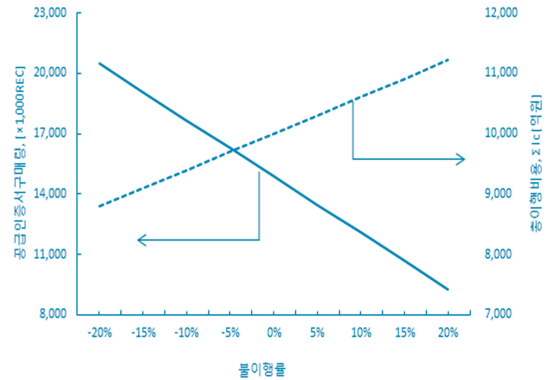


Fig. 4 Sensitivity analysis to the penalties for non-compliance

도별로 각각 2%, 2.5%, 3%로 낮은 수준임에도 불구하고 수년 전부터 다양한 RPS 이행방안을 준비한 발전공기업과 대규모 민간발전사에게도 과징금은 피할 수 없을 만큼 의무이행은 부담이 되고 있다.

신규 민간발전사는 RPS 이행을 위한 다양한 포트폴리오 구성을 준비하지 못해 과징금 부과 기준에 따른 감경혜택을 받는 것이 매우 힘들다고 본다. 따라서 발전소 준공이후 RPS 편입전인 이행준비기간동안 REC 확보를 위해 신재생에너지 발전사업자와의 양해각서 체결, 자체 신재생에너지 건설사업 인허가 추진, 태양광 판매사업자와의 REC 계약 등 다양한 이행노력을 함으로써 불가피하게 발생하는 과징금을 최소화하여야 한다.

### 4.2 의무공급량의 적정비율 제안

본 연구에서는 민간발전사가 처음부터 10%의 높은 의무공급량의 비율을 부담하게 될 경우의 이행가능성과 최초 의무공급량의 비율을 2%부터 10%까지 5단계로 나누었을 때 사업성의 변화는 어떠한가를 알아봄으로써 민간발전사에서 사업추진이 가능한 적정 의무공급량의 비율을 제안토록 한다.

#### 1) 최초 의무공급량의 비율 10%인 민간발전사의 RPS 이행가능성

동두천북합발전소의 경우 사업개발부터 준공까지 7년이 소요된 점을 고려한다면 현재 추진 중인 사업은 발전소 준공 후 최초 의무공급량의 비율이 9% 이상 높은 비율이 처

Table 7 Effect of feasibility by additional own construct project

구분	연료전지 미설치 시	5.6MW 연료전지 설치 시
총 의무이행비용 [억원]	10,005	8,080
IRR [%]	5.27	5.82



Table 8 Example of installation capacity by first year at 10% mandatory ratio

연간 의무 공급량	발전 설비	설비용량 [MW]	이용률 [%]	연간 발급 가능 REC	예상공사비 (부지매입제외, [억원])
1,308,100 [REC]	연료 전지	84	90.0(8)	1,324,512	4,200
	풍력 (육상)	700	21.3(9)	1,306,116	19,600
	태양광 (지상)	870	14.3(9)	1,307,798	21,750

음부터 부과되게 된다. 이에 따라 신재생에너지설비 추진을 위한 인허가 취득 등 사업준비기간 고려 시 발전소 건설 사업과의 병행이 필수적이라 볼 수 있다. 동두천복합발전소 설비규모 기준 의무공급량의 비율이 10%일 때 이행해야 할 설비규모는 풍력발전소 기준 100mw급 7개소, 태양광 발전소 3mw 기준 약 290개소로써 해당설비의 건설이 단기간에는 불가능하므로 동일규모의 설비에서 발생하는 REC를 확보하여야 되는데 그 역시 어렵다. Table 4-2는 동두천복합발전소 의무공급량 기준으로 발전량의 10%를 신재생에너지로 공급하기 위해 필요한 설비규모이다.

2) 사업성 확보가 가능한 최초 의무공급량의 비율 제안  
본 연구와 동일한 의무이행비용을 반영하는 조건으로 RPS의무공급대상자로의 편입이후 최초 의무공급량의 비율을 2%, 4%, 6%, 8%, 10%로 분석한 결과 예상대로 의무공급량의 비율이 높을수록 사업성은 저하되었다.

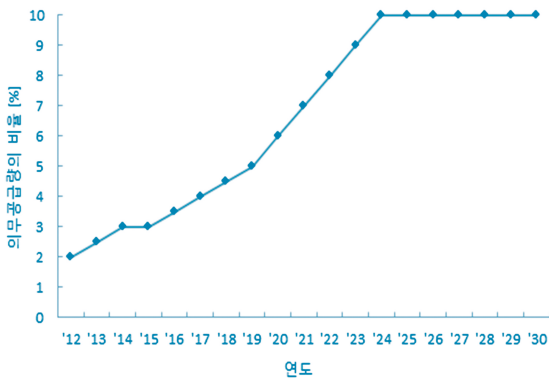


Fig. 6 Current obligatory renewable service supply ratio

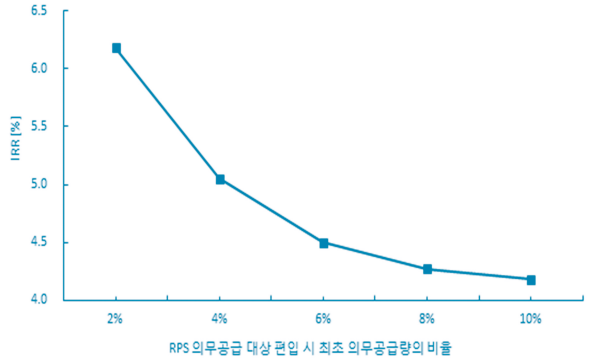


Fig. 5 IRR variation with first year mandatory ratio change

Fig. 5는 RPS의무공급대상자로의 편입 이후 최초 의무공급량의 비율별로 사업성 변화를 분석한 결과이다. 특히, 4%를 초과하는 의무공급비율이 처음부터 적용된다면 내부수익률은 5%이하가 되므로 사업성을 확보할 수 없게 된다. 따라서 내부수익률 6%이상을 확보할 수 있도록 최초 의무공급량의 적정비율은 2%로 판단된다.

### 3) 의무공급량의 비율 개선안 제안

Fig. 6은 현행 의무공급량의 비율을 나타낸 것이다. 현행 신재생에너지 의무공급량의 비율은 2012년 2%를 시작으로 초기 0.5%씩 증가하여 2019년에 5%가 되고 다시 매년 1.0%씩 증가하여 2024년 10%까지 12개 단계로 되어 있다. 의무공급량의 비율은 0.5% 또는 1%씩 상승하는데 1%에 상당하는 공급량은 대용량 발전소의 경우 한 해 동안 이행

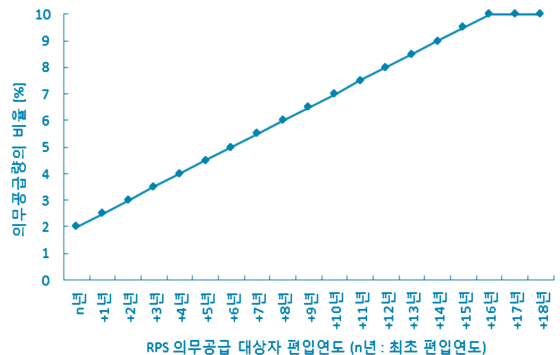


Fig. 7 Proposed modification of obligatory renewable service supply ratio

## 민간발전사업 촉진을 위한 신재생에너지 의무공급량의 비율

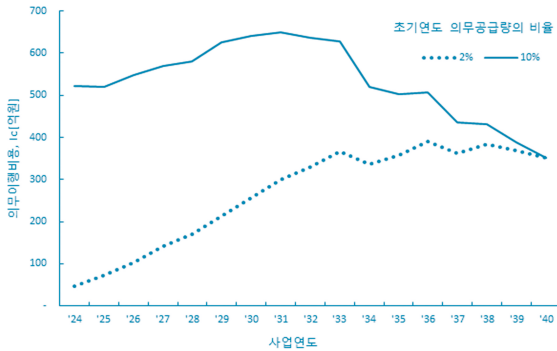


Fig. 5 IRR variation with first year mandatory ratio change

하기에는 설비건설이나 REC 확보에 어려움이 있다. 동두천복합발전소를 예로 들면 약 130,000Mwh 또는 130,000 REC를 확보해야 하며 이는 연료전지발전소 8.3Mw에서 생산되는 전력량으로써 비용으로도 약 400억원에 상당하는 설비를 매년 새롭게 건설하거나 그에 상응하는 REC를 구매하여 확보해야만 이행이 가능한 규모이다.

Fig. 7은 본 연구에서 수정 제시하는 의무공급량의 비율을 나타낸 것이다. 1%씩 증가되는 의무량은 사업자에게 너무 과도한 의무량으로써 대안으로 현재의 12단계의 의무공급량의 비율을 17단계 즉, 최초 2%부터 매년 0.5%씩 높여 10%까지 점진적으로 높이는 방안을 제시한다.

Fig. 8은 2024년 이후 현행 제도로 10%의 의무공급비율을 유지하는 것과 본 논문에서 제안한 2%에서 시작하여 0.5%씩 비율을 증가하여 10%가 될 때까지의 안에 대해 각각의 이행비용을 구한 것이다. 비교 결과 연평균 이행비용은 본 논문에서 제안한 비율로 산정한 것이 267억원, 현행 비율로 산정한 것이 533억원이었다. 해당비용을 식(3)의 내부수익률법으로 분석한 결과 제안한 사항은 내부수익률 6.23%로써 현행비율로 산출한 내부수익률 4.18%보다 약 49% 높은 사업성 향상 효과를 얻을 수 있어 제도개선안이 민간발전사업 촉진에 기여할 것으로 판단된다.

### 5. 결론

본 연구에서는 신재생에너지공급의무화제도 시행 이전 추진한 동두천복합발전사업에 대해 신재생에너지 설비투자비 및 공급인증서 구매비용 등 의무이행비용 추가부담으로 인한 사업성 저하 수준을 알아보았으며, 이로부터 신규

민간발전사에게 적절한 신재생에너지 의무공급량의 비율을 제시하였다.

- 1) 사업성 분석결과 당초 사업타당성검토 기초자료에 반영한 금액보다 약 7배 많은 연평균 334억원이 RPS의 무이행비용으로 추가 소요되어 내부수익률이 31.8% 저하되었다.
- 2) PF자금으로 단일사업을 추진하는 신규 민간발전사로서는 현행 신재생 에너지 의무공급량의 비율이 발전사업자의 RPS 편입연도와 무관하게 일률적으로 적용만도록 되어 있어 의무비율이 높은 시기에 RPS에 편입될 경우 의무이행 부담으로 사업추진이 어렵게 된다. 따라서 '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령'에 따라 의무비율의 재검토가 가능하므로 사업별로 최초 2%를 시작으로 매년 0.5%씩 점진적으로 10%까지 높이는 방안이 적절하다고 판단된다.

### 참고문헌

1. 산업통상자원부, 신재생에너지 정책심의회 개최 보도 자료 (2014.12.8)
2. 전력거래소, REC 거래시스템 '현물시장거래현황'
3. KB국민은행, 2012, 동두천복합화력발전소 사업타당성 검토 기초자료
4. '신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령' 별표 3
5. 이창호, 2015, 신재생에너지 활성화를 위한 RPS? REC 수익전략과 RHO·RFS 신사업 설계 세미나 자료 중 '전력수급현황과 발전사업 전망', 산업교육연구소, p.26.
6. 황순현 외 3인, 2012, 신재생에너지 의무할당제(RPS) 시행에 따른 REC 가격 예측에 관한 연구, 대한전기학회 하계학술대회 논문집 pp.18~20.
7. 이용범, 2014, RPS제도 개정과 사업환경변화, 한국신용평가 PF Research, p.8.
8. 한국서부발전, 2013, 서인천발전본부 구내 연료전지 건설타당성 조사용역 보고서, p.116, p.133.
9. 전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSSIS) '신재생에너지 거래' 2014년 전국 신재생에너지 이용률 평균