

RPS제도가 PF방식 LNG복합발전프로젝트의 사업성에 미치는 영향

최재호^{1)*} · 이태섭²⁾

Impact of Renewable Portfolio Standard System on the Feasibility of LNG Combined-cycle Power Projects based on Project Finance

Jaeho Choi · Taesub Lee

Received 2 February 2015 Revised 1 March 2015 Accepted 1 March 2015

ABSTRACT This study was to investigate to what extent RPS system affected the feasibility of LNG combined-cycle power project based on the PF. As a result, this study found out that the reflection of present carrying charge was applied as degradation factors of feasibility to such an extent that the business promotion became acutely difficult. It was reviewed as the secure strategy of REC through the self-construction of renewable energy facility had a good influence on the feasibility with a positive countermeasure than REC purchase on the spot market or strategy of postponed fulfillment. To conclude, this study has suggested a method of reflecting the implementation capacity by transfer year of RPS from 2.0% in consecutive order. This researcher sees that it can reduce the excessive obligation burden on the power producers and can induce even investment on the renewable energy business in a long-term view rather than the investment on the specific facility to perform a duty in a short-term view.

Key words 신재생에너지 공급의무화 제도(RPS), 신재생에너지 공급인증서(REC), 특수목적법인(SPC), 민간발전사업자(IPP), 프로젝트 파이낸스(PF), Project fiance, LNG복합발전소

1. 서론

전력산업구조개편에 따라 2001년 4월 한전에서 6개 발전회사가 자회사로 독립된 이후 발전소 건설사업의 전원입지와 건설재원 확보방법에 있어서 많은 변화가 있었다. 정부의 전력수급기본계획을 살펴보면 발전회사들은 2000년

대 중반까지는 기존 석탄화력 부지에서 후속호기 건설위주로 사업을 추진하였지만 이후 환경 이슈와 민원에 의한 발전소 입지확보가 어려워지고 전력시장의 경쟁체제 도입에 따른 재원조달 부담으로 민간건설사와 공동으로 LNG복합발전소 건설프로젝트를 추진하였다.

즉, 평택, 파주, 포천, 안산, 동두천, 춘천지역 등에서 부지개발 및 조사를 건설회사와 공동으로 수행하고 재원조달은 특수목적법인(SPC : special purpose company)을 설립하여 자기자본을 약 30% 내외로 최소화하고 나머지 자금은 해당사업의 현금흐름을 담보로 금융권에서 조달하는 프로젝트 파이낸스(PF : project finance)방식을 취하였다.

1) 동두천드림파워(주) E-mail: jhchoi@iddp.co.kr
Tel: +82-31-8082-3350 Fax: +82-31-8082-3319

2) 동두천드림파워(주) E-mail: massi777@iddp.co.kr
Tel: +82-31-8082-3352 Fax: +82-31-8082-3319

이러한 발전사업 추진방법 변화는 전력시장에 2008년 5월부터 도입된 계통한계가격 보정계수 제도의 영향이 크다고 볼 수 있다. 이 제도로 인해 발전공기업 단독으로 복합발전사업을 추진 시에는 사업성확보가 어려운 수준으로 전력 판매수입이 하향 조정되었다. 이에 직접 개발한 사업에서도 민간자본을 50% 이상 투입할 수밖에 없는 상황이 되었고 기존 타당성조사보다 더욱 정확한 사업성 확인이 요구되었으므로 전력판매가격과 연료가격 등 미래의 현금유입과 유출을 가능한 정확하게 추정하는 것이 무엇보다 중요하였다.

신재생에너지 공급의무화제도(RPS : renewable portfolio standard) 역시 의무이행을 위한 대규모 비용이 수반되어 사업성 분석 시 반드시 고려할 사항이었다. 하지만, 당시 신설 제도의 변화 가능성, 공급인증서(REC : renewable energy certificate) 거래시장의 규모 및 거래가격 변동 등 변수로 인해 이행비용 예측이 어려웠다. 그로 인해 RPS 의무이행 비용을 소규모로 반영하거나 제도의 불확실성과 예측곤란을 이유로 반영하지 않고 사업성을 평가하였다.

하지만 당시 추진한 LNG발전소 건설사업들이 최근 준공되어 1~2년 이내 RPS 의무공급대상자가 됨에 따라 당시에 충분히 반영시키지 못한 RPS 의무이행비용은 현재의 계통한계가격(SMP : system marginal price)하향세와 전력수요증가율 둔화, 예비율 증가 및 이용률 저하로 경영전망이 어두운 상황에서 커다란 부담이 되고 있다. 또한 PF 방식 특징 상 다수의 대주단과 출자사로 인해 신규 투자는 매우 제한적이며 추가 재원마련도 어려운 실정이다.

본 논문에서는 RPS제도 시행 3년이 지난 시점에 각종 REC거래시장의 통계자료와 정부 발표자료 등을 통해 기존 민간발전사업자(IPP : independent power producer)들의 RPS의무이행 현황 및 이행 시 장애요인을 간략히 살펴보고, 신규로 편입되는 IPP사들의 RPS 이행 시나리오를 구성하여 해당 사업의 실제 재무모델을 통한 사업성 변화를 근거로 PF방식의 단일사업체를 가진 IPP사에게 필요한 RPS제도의 개선방안에 대하여 논의의 필요성을 제시하고자 한다.

2. 민간발전사의 RPS 이행현황

2.1 이행실적

산업부는 신재생에너지 정책심의회(2014.12.8)를 통해

2013년 RPS 이행실적을 점검하고 총 498억원의 과징금을 확정했다. 이중 IPP사의 이행실적을 보면 제도초기를 감안하여 낮게 책정된 의무이행비율의 영향으로 100% 이행한 곳도 있지만 2개사는 과징금을 부과 받았다. 과징금 부과는 현물시장 가격의 왜곡으로 REC를 구매하는 것보다 득이 되는 경우가 발생되어 IPP사로서는 불가피한 선택이 되기도 하였다.

해당 회사별 이행율은 발표되지 않았지만 통계자료 등으로 추정해 보았고, RPS관련 세미나 발표자료를 참고해보면 IPP사들은 이행초기에는 국가REC와 판매사업자 선정을 통해 소요 물량을 확보하거나, 현물시장 및 이행량 연계제도를 이용하여 의무를 이행하였고 점차, 연료전지, 바이오매스, 풍력발전에 대한 적극적인 투자로 REC를 장기적으로 안정되게 확보할 수 있는 계획들을 수립하고 있었다.

Table 1. Fulfillment results of IPP in 2013

발전사업자	의무량(REC)	이행율	과징금
SK E&S	125,974	100.0%	-
GS EPS	131,999	61.0%	54억원
GS 파워	91,364	100.0%	-
포스코에너지	260,850	98.2%	3억원
MPC 올촌	59,273	100.0%	-

2.2 RPS 의무이행 시 장애요인

1) REC발급량 부족

RPS 이행실적은 2012년 64.7%, 2013년 67.2%이며 실적률에는 이행연기량이 포함되어 있어 순수 REC 발급량은 Table 2와 같이 의무공급량 대비 절반도 채 되지 않는다. 이러한 REC 발급량은 REC구매만으로는 100% 이행이 어려움을 보여주고 있으며 이행연기량을 감안하더라도 자체 건설에 의한 REC 확보 없이는 과징금 부과가 불가피할 것으로 예상된다.

본 연구에서는 REC 공급량 부족과 관련하여 정부의 신

Table 2. REC issue result by mandatory supply

구 분	의무공급량	이행연기량 제외 REC발급량	REC발급 비율
2012년	6,420,279	2,552,000	39.7%
2013년	10,896,557	5,281,000	48.5%

재생에너지 정책이 현재와 같은 기조로 진행된다는 전제하에 RPS정책의 목표연도인 2024년도 의무공급량 대비 REC 발급량을 2013년 실적 통계자료로 유추하여 산출하였다.

RPS 의무공급량의 근거가 되는 의무공급자의 총발전량은 한국전기연구원(KERI) 연구보고서(2013.6)의 중장기 예측데이터를 차용하였고, 2024년도 RPS 발전량은 발전 차액지원제도(FIT: feed in tariff)의 발전량과 RPS발전량을 합하여 2013년도 실적에 4차 신재생에너지 기본계획의 신재생에너지 연평균 증가율 6.2%(2014년~2035년)을 적용하였다. 총 REC 발급량은 신재생에너지 원별 발전량 비중과 1차에너지 기준 원별 비중 목표를 고려하여 신재생에너지 REC 평균 가중치를 분석하여 산출하였다.

분석결과, Table 3과 같이 2024년도 의무공급량 대비 REC발급량은 29.4%로써 공급의무자의 이행여건은 더욱 어려워 것으로 검토되었으며, 더욱이 저유가 기조가 지속될 경우 신재생에너지 보급률이 낮아져 이행률 달성을 더욱 어렵게 만들 수도 있을 것으로 보인다.

Table 3. Estimated REC issue in 2024

구분	2013년(실적)	2024년(추정)
의무공급자 총발전량 (2023년 총발전량)	435,880(GWh)	527,964(GWh)
의무공급비율	2.5(%)	10.0(%)
의무공급량	10,897(GWh)	52,796(GWh)
RPS 발전량 (2023년 RPS 대상설비)	4,500(GWh)	13,220(GWh)
RPS 발전비율	1.0(%)	2.5(%)
총 REC 발급량	5,281(천)	15,520(천)
의무공급량 대비 발급량	48.5%	29.4%

2) REC 거래가격의 심한 변동

태양광과 같은 특정전원의 물량 과다공급으로 인한 공급의무자의 태양광물량 조기이행, 국가REC 배분으로 인한 가격하락 등 REC 거래가격은 그동안 심한 변동이 있어왔다. 예를 들어 2013년 1REC당 평균체결가는 186,476원으로 2012년 167,218원 대비 11.5% 증가했으나, 2014년 평균체결가는 106,996원으로 2013년 대비 42.6% 감소하였다. 또한, 2014년 상반기 현물평균가격은 147,774원이나 하반기의 경우 91,950원으로 62.2% 하락하였다.

이러한 예측이 어려운 가격변동은 정부의 RPS 의무이행 비용 보전을 위한 REC 기준가격이 낮고 공급의무자의 REC 매입가격이 높을 경우에는 그 차액만큼 공급의무자의 비용으로 부담하게 되어 각 사별 RPS 담당자는 REC 거래 시 가격결정에 대한 부담이 매우 크다.

한편, 2016년 이후에는 태양광과 비태양광REC가 통합될 예정인데 이는 한편으로는 확보가 어려운 비태양광 REC의 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 조정되어질지 현재로서는 예측이 어렵고 정책안을 준비하는 연구기관에서도 전환가중치 결정 등에서 고민이 되는 부분이다.

3. 신규 IPP사 RPS 이행시나리오 구성

3.1 대상사업 선정

RPS 대상사업자 중 IPP사는 2014년도 기준 6개사가 있으며 2015년 1월 (주)대륜발전, (주)에스파워, 포천파워(주)가 편입되었으며 2016년에는 동두천드림파워(주)가 신규로 편입될 예정이다.

본 연구의 RPS 이행 시나리오는 신규 RPS 편입대상 발전소인 포천복합, 안산복합, 동두천복합 중 RPS 이행비용을 반영한 사업과 그렇지 않은 한 곳을 선정하되 미반영사업에서는 사업규모의 차이에 따른 비교를 위하여 상대적으로 규모가 작은 곳을 선정하였으며 사업성 비교자료로는 내부수익률(IRR : internal rate of return)을 주로 사용하였다.

Table 4. Select of project to compose of scenario

구분	설비용량 (MW)	IRR (%)	이행비용 반영여부	대상사업 선정
A복합	1,716	7.73	5원/kWh, 매년 약 49억원	○
B복합	834	7.51	미반영	○
C복합	1,450	8.66	미반영	

3.2 RPS 이행 시나리오 구성

A복합의 경우 이행비용을 반영하였다 해도 소요REC 전체를 거래시장에서 매입하고 향후 의무이행비용 보전금액과의 차액은 비용으로 지출한다는 가정이므로 거래시장의 REC공급량 부족과 거래가격 차이를 감안할 때 현실적으로 불가능한 전제이고 반영된 이행비용도 많이 부족하다. 따라서 A, B 두 프로젝트에 대한 RPS 의무이행을 위한 거래시장 여건을 반영한 시나리오를 정하고 그로 인해 산정된 이행비용을 반영할 경우 당초 대비 사업성에 어떤 변화가 있는지 검토하도록 한다.

1) 연도별 예상 의무공급량 산정

A복합은 2015년 발전량을 기준으로 산업부에서 2016년도에 의무이행량이 고시되며 2017년 2월까지 의무량을 이행하여야 한다. B복합은 준공연도가 2014년으로 A복합보다 1년 먼저 RPS 공급의무자에 편입된다. 발전량은 최초 재무모델에서 정한 이용률을 기준으로 하며 연도별 의무비율은 아직 최종 시행을 앞두고 있지만 제4차 신재생에너지 기본계획에서 조정된 의무비율을 따른다.

$$\text{의무공급량(GWh)} = \text{기준발전량(GWh)} \times \text{의무비율(\%)}$$

2) 자체건설

신재생에너지 설비의 자체건설은 가장 적극적으로 신재생에너지 보급 확대를 위한 정부정책에 부응할 수 있는 방안으로써 IPP사중 출자구조가 단순하고 기존 사업으로 발생된 수익금을 운영할 수 있는 대규모 발전사업자는 신규 사업추진이 비교적 용이하나 다수의 출자자로 구성된 신규 IPP사는 자체건설 사업비 조달에 어려움이 있을 수 있다. 하지만 RPS 이행이 법적 의무사항으로 반드시 반영되어야 하므로 여건에 부합하는 설비위주로 반영하기로 한다.

즉, 부지 내 건물과 주차장 등을 활용한 태양광발전설비, 100MW 이상 발전설비 보유사업자의 경우 LNG가격이 보다 낮은 이점을 활용한 연료전지 등이 추진 가능한 설비이다. 다만 연료전지는 열공급으로 인한 수익이 수반되어야 사업성이 확보될 수 있어 열공급이 가능한 B복합에만 반영토록 한다. A복합과 B복합에 반영한 자체건설 계획은 Table 5와 같다.

Table 5. Plan of renewable energy plant construction

구분	자체건설 설비	용량	건설비	이용률
A복합	태양광발전	1.3MW	45억	15%
B복합	연료전지	5.6MW	300억	90%

사업성 분석 시 고려할 이행비용으로는 건설비를, 수익으로는 REC 발급에 따른 의무이행비용 보전금액을 반영하였다. 투자비 회수기간 이후부터 SMP 및 열공급 수익도 고려할 수 있으나 해당 사업의 수익성이 과징금 회피효과를 감안한 사항이므로 수익반영은 본 연구에 영향을 줄 수 있는 수준이 아닌 것으로 판단되어 제외하기로 한다.

또한, 각 설비의 내용연수 이후 기간은 신규 투자를 반영하여 각종 가정의 불확실성을 높이는 것 보다 수명연장을 통해 지속적으로 REC를 발생하는 것으로 하였다.

3) 자체계약

B복합은 바이오매스 발전소와 1REC당 65,000원으로 연간 105,000REC의 대규모 장기계약을 체결하고 부족분을 현물시장에서 조달하는 방안을 반영하였다. 비록 초기 RPS 이행에 어려움이 없으나 이행률 증가 시에는 목표량의 50% 이상의 REC를 현물시장에서 구입하여야 하므로 향후 자체건설을 추가하거나 장기계약을 추진할 필요가 있다. 반면 A복합은 이행시기가 도래하지 않아 아직까지 장기계약을 추진하지는 않았으나 B복합과 동일한 금액조건으로 설비규모에 비례하여 2배의 계약물량을 시나리오에 반영하였다.

4) 이행량 연기

RPS제도는 RPS 의무공급대상자의 의무이행 부담을 완화시킬 목적으로 매년 의무량의 20%는 다음연도로 이행을 연기할 수 있도록 하고 있다. 따라서 신규 사업투자 및 기존설비에서의 연료혼소 등 다양한 전원을 보유한 발전공기업이나 대규모 기존 IPP사와는 달리 단일 사업체의 신규 IPP사는 의무이행 유예를 실제 운영 시에 적극 활용할 필요가 있다.

하지만, 시나리오 구성 시에는 전년도 유예물량을 당년도 의무량에 20% 이상 우선 공급하는 규정에 따라 유예물량이 더해져 당년도 의무량을 초과하는 결과가 나타나 본

연구에서는 이행 연기량은 반영하지 않았다.

5) 과징금 반영비율 산정

기존 발전사에 대한 과징금 부과실적에서도 알 수 있듯이 외부적인 거래시장여건 등으로 과징금 부과를 피할 수 없는 것이 현실이므로 발전사업자는 최대한 부과율을 낮추기 위한 적극적인 이행노력을 하여야 한다.

본 연구에서는 시나리오 구성을 위해 필수불가결한 조건인 불이행률을 KERI에서 전망한 RPS의무목표 달성율을 제외한 부분을 불이행하는 것으로 가정하였다. 즉, RPS의무목표의 75.19%를 달성하는 조건인 기준보급안, 100%를 달성하는 고보급안, 70.77%를 달성하는 저보급안 중 기준보급안을 시나리오의 적용안으로 선정하고 나머지 불이행량 24.81%는 과징금을 부과 받는 시나리오를 택했다. 불이행분에 대한 과징금은 의무이행비용 보전금액 산정기준인 KERI의 예측단가(사업기간 평균 53,000원/REC)에 과징금 부과율 70~150%의 평균인 110%를 곱하여 산출하였다.

$$\text{과징금} = \text{불이행REC량} \times \text{기준금액/REC} \times 110\%$$

6) REC 구매

REC 구매에 의한 이행은 발전사업자가 REC를 계약거래 시장을 통해 확보하거나, 국가REC를 배당받는 방법 그리고 현물시장에서 직접 매입하는 방법이 있다. 위 세가지 방법에 의해 이행을 한 후 이행량에 해당하는 만큼 이행비용을 정부로부터 지급받게 되는데 판매사업자를 통한 계약은 계약단가로 이행보전금을 받아 차액손실이 없지만 현물시장은 이행비용과 보전비용의 차액이 발전사업자의 부담이 된다. 국가 REC의 경우 현물시장 대비 상대적으로 가격이 낮아 유리한 이행수단이지만 그동안의 RPS 이행노력도와 의무공급량 규모 등을 정부에서 판단기준으로 하여 배분하는 것이므로 신규 IPP사의 배당량은 적을 수밖에 없다.

REC구매에 의한 이행시나리오를 정하기 위해서 아래와 같이 우선적으로 구매량을 결정하고 공급의무자의 거래가격과 정부의 의무이행비용 보전금액을 예측하여 그에 따라 재무모델에 반영할 이행비용을 산정하는 절차를 따른다.

① REC 구매량 결정

REC구매량은 전체 소요량 중 자체건설에 따른 REC발생량과 불이행분을 제외한 나머지로 정한다.

② 거래가격 결정

RPS 시행에 따른 REC가격 예측에 관한 연구(황순현 2012.7)에서도 구체적인 가격을 제시하지 못했으며, 한국신용평가의 ‘RPS도입 3년차 RPS제도 개정과 사업환경변화’ 연구보고서에서도 REC 현물시장은 변동성이 심하여 전력시장보다도 더 예측이 어렵다고 하였다. 이는 거래시장이 태양광과 비태양광으로 이원화되고 예고된 태양광과 비태양광 REC의 통합 등 과도기적 요소, 인허가 규제 완화 등으로 비태양광의 사업진척 시 물량증가 등 REC 거래시장의 불안정성과 수급불균형으로 본 연구에서 활용할 REC가격을 정하는 것은 어렵지만 거래시장 통계자료를 활용하도록 한다.

사업기간 REC 구매가격은 현물거래시장의 2014년 태양광REC 평균체결가격인 106,996원과 비태양광REC 평균체결가격 101,601원을 고려하여 2016년 첫 이행년도에 100,000원/REC를 시작으로 KERI에서 중장기 예측 결과와 동일한 가격변화율을 2035년까지 적용기로 하며, 이후 사업성 평가기간인 2044년까지는 2035년의 예측가격을 동일하게 적용하는 것으로 가정하였다.

Table 6. Price of buying REC

태양광, 비태양광 REC 구매가격(원)	2016	2017	~	2035	~	2044
	100,000	99,372		65,451		65,451

③ 의무이행비용 보전금액 결정

REC 자체발행량과 구매량에 대한 이행보전금액은 태양광과 비태양광의 이행실적률을 참고하여 전체 이행량의 10%는 태양광REC로 하여 상기 구매가격과 동일가격을 적용하고 나머지 90%의 비태양광에 대하여는 KERI의 예측치를 사용하였다.

Table 7. Price of repayment REC

REC 구분	2016	2017	~	2035	~	2044
태양광(원)	100,000	99,372		65,451		65,451
비태양광(원)	58,930	58,560		38,570		38,570

④ 이행비용 반영기준 종합

IPP사의 경우 판매사업자 선정에 따른 계약의무가 없어 반영하지 않았고 KERI의 예측치는 현물시장 비태양광, 자체건설 이행보전금과 과징금 산정에 사용하였다. 태양광 REC는 현물시장가격과 이행보전금액의 차이가 적어 동일 금액 반영으로 손익이 없으나, 비태양광은 물량이 많고 현물시장 거래가격과 이행보전금액과의 차이로 인해 손실이 예상된다.

Table 8. Summary of implementation cost criterion

구분		반영내용 및 금액기준
판매사업자 계약		미반영
현물시장	태양광 (10%)	2014년 현물시장 평균가 (최초10만원/REC부터 비율적용) 단, 비태양광의 이행보전금액은 KERI예측치(평균 53,000원/REC)
	비태양광 (90%)	
자체건설	건설비	태양광 : 1.3MW, 45억원 연료전지 : 5.6MW, 300억원
	이행보전금	KERI예측치
자체계약분		바이오매스, 65,000원/REC
과징금		KERI예측치(A복합)

7) 시나리오 구성 결과

설비용량 규모에 따른 의무량 차이와 자체건설 및 불이행반영 여부 등을 고려한 각 사업별 시나리오 구성결과를 Table 9에 나타내었다.

A복합의 경우 자체건설물량이 적고 불이행량을 일률적으로 반영한 부분, 각 사업 공통으로 자체계약을 한정된 사

Table 9. The result of scenario composition

구분		A복합	B복합
발전량(GWh)	a	설비용량 × 초기 재무모델 반영 이용률 × 8,760hr	
의무비율(%)	b	제4차 신재생에너지 기본계획 조정비율(2024년 10% 기준)	
의무공급량(REC)	c	a × b	
이행 시나리오	자체건설	태양광 1.3MW	연료전지 5.6MW
	자체계약	바이오매스 210,000REC/년	바이오매스 105,000REC/년
	이행연기	반영안함	
	불이행	c × 24.81%	반영안함
	REC구매	c-d-e-g	c-d-e

항 및 실제 이행과정에서 활용하는 이행연기물량을 시나리오에서는 반영하지 않은 점이 연구방법에 있어서 불가피한 한계로 볼 수 있다. 그 외 REC 가격과 불이행 규모를 변화시켜 시나리오를 다양하게 구성할 수 있지만 이는 민감도 분석으로 대체하도록 한다.

4. 사업성 분석결과 및 제안사항

4.1 신규IPP사의 RPS이행과 사업성 변화

1) 이행비용 산출

구성된 시나리오로 이행비용 산출결과 A복합은 매년 평균 334억원, B복합은 99억원이 필요하였고 특히 A복합의 이행비용 규모는 최초 재무모델상 연평균 당기순이익인 508억원의 약 66%를 차지하고 당초 반영한 49억원의 약 7배에 상당하는 수준이다.

2024년 10% 의무비율 이후의 이행비용 변화를 살펴보면 B복합은 일정한 수준을 유지하고 있는 반면 A복합은 이행비용 규모가 점차 낮아지고 있는데 이는 장차 하락추세의 REC가격 예측치가 반영된 결과로서 특히 A복합은 B복합에 비해 상대적으로 이행비용에 민감한 REC 구매량 비중이 크고 불이행량이 반영되었기 때문이다.

2) 사업성 분석

사업성분석은 산정된 의무이행비용을 해당 프로젝트의 재무모델에 반영하여 순현재가치법(NPV : net present value), IRR 및 비용편익비(B/C ratio : benefit/cost ratio)로 비교하였다.

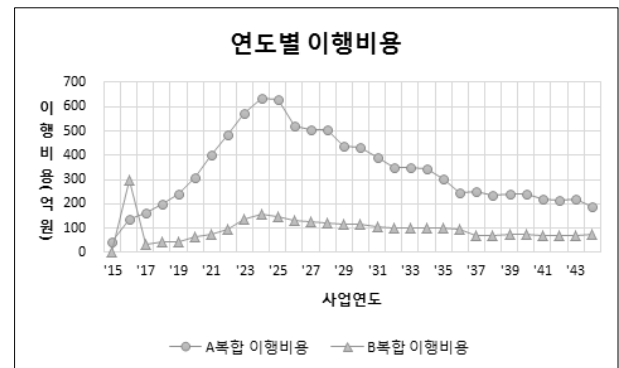


Fig. 1. Implementation cost analysis

① NPV

사업성 분석방법 중 예상 수익규모를 추정할 수 있는 NPV 분석결과 A, B복합 모두 ‘-’값을 나타내어 사업추진을 결정할 단계였다면 사업추진이 불가한 결과가 도출되었다.

Table 10. Result of NPV analysis

구분	당초 NPV (억원)	시나리오 NPV (억원)	비고
A복합	857	-1,821	할인율 7% 기준
B복합	442	-546	

② IRR

순현재가치가 ‘0’이 되는 할인율인 내부수익률은 투자사업에 대한 현금유입과 현금유출을 계산하여 현재가치와 일치시키는 할인율로써 사업기간 RPS이행비용, 과징금을 현금유출로 하여 각 사업의 IRR을 비교하였다. 분석결과 당초 IRR 대비 A복합 2.46%p, B복합은 1.15%p 하락하였다.

Table 11. Result of IRR analysis

구분	당초 IRR(%)	시나리오 IRR(%)	증감(%p)
A복합	7.73	5.27	-2.46
B복합	7.51	6.36	-1.15

A복합의 경우 자체건설량 부족과 설비규모 차이에 의한 이행량 규모가 B복합에 비해 상대적으로 많아 REC 구매와 과징금으로 인해 수익저하가 더욱 큰 것으로 분석되었다.

③ B/C ratio

RPS 이행비용을 반영한 비용과 편익에 대한 전체 현금흐름에 대하여 당초 사업성 분석 시 적용한 할인율 7.0%로

Table 12. Result of B/C ratio analysis

구분	당초 B/C	시나리오 B/C	할인율
A복합	1,004	0,991	7.0%
	1,015	1,001	5.0%
B복합	1,005	0,994	7.0%
	1,012	1,001	6.3%

B/C ratio를 분석한 결과 사업추진이 어려운 1.0미만의 결과치가 나왔다. 사업성을 확보할 수 있는 수준으로 할인율을 낮출 경우 A복합은 5.0%, B복합은 6.3%의 할인율에서 1.0이상이 되었다.

3) 민감도 분석

시나리오에 대한 민감도는 REC 가격변동 및 과징금 규모 두 항목에 대하여 사업성 변화정도를 IRR을 통해 분석하였다.

① REC 가격변동

이행보전금액 차액에 가장 큰 영향을 미치는 REC의 현물시장 가격 변동폭을 고려한 민감도 분석결과 변동폭은 ±40%의 범위에서 10%단위로 구분하였고 그 결과 (-)로 변동할 때 현물시장의 90%에 해당되는 비태양광의 구매가격과 보전가격의 차이가 해소되어 IRR이 상승하였다.

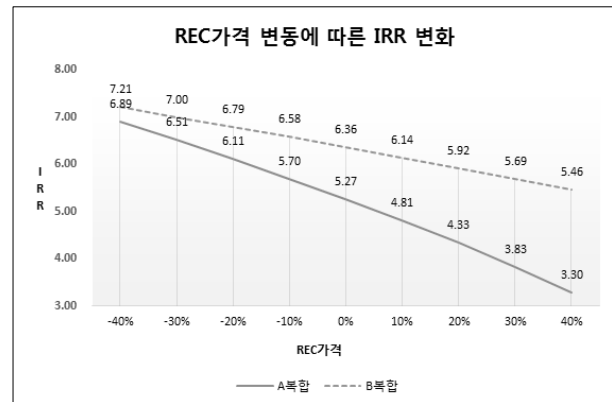


Fig. 2. Sensitivity analysis for IRR with REC price

② 과징금 규모

A복합의 경우 일률적으로 정한 불이행량에 대해 ±20%의 범위에서 민감도 분석을 실시하였다. 그 결과 불이행량이 줄어들수록 REC구매량은 증가하여 이행보전금액에 의한 총 이행비용은 줄어들고 사업성도 개선되므로 최대한 과징금은 회피하는 것이 RPS에 적극 대응하는 방안으로 판단되었다. 또한, 과징금율을 시나리오에서는 110%로 정하였으나 신규 IPP사는 RPS 대응 준비기간의 부족으로 불이행분에 대한 가중치로 150%까지 부과되는 것도 예상할 수 있으며 이럴 경우 사업성은 더욱 저하되게 된다.

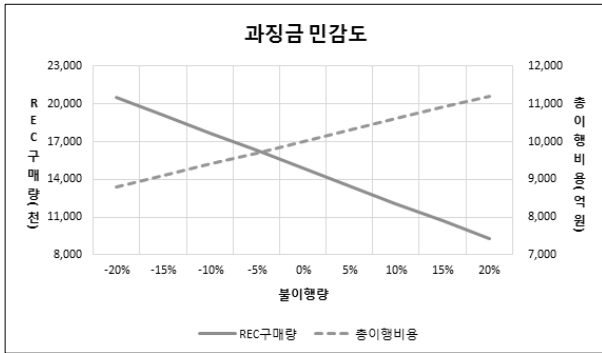


Fig. 3. Sensitivity analysis for IRR to the penalties

4.2 PF방식 IPP사에 필요한 RPS 대응 및 제도개선 방안

1) 자체건설 물량 확대 필요

발전소 내 여유부지 확보 및 열 공급 가능여부 등 사업별 여건에 맞는 자체 건설사업을 통해 REC를 확보하는 시나리오를 구성하였으나 이러한 자체건설물량의 많고 적음이 사업성에는 어떠한 영향이 있는지를 검토해보았다.

A복합에 연료전지 사업을 추가할 경우 과징금 회피와 현물 시장 가격 리스크를 줄여 이행비용 약 1,925억원의 절감과 내부수익률 0.55%의 상승 등 개선효과가 있음을 알 수 있었다. 따라서, 자체건설량을 많이 확보하는 것이 REC 발급량이 부족한 시장여건에서 사업성 개선에 필수적인 것으로 나타났다.

Table 13. Effect of own project

구분	연료전지 미설치 시	연료전지 설치 시(5MW)
총 이행비용(억원)	10,005	8,080
NPV(억원)	-1,807	-1,278
IRR(%)	5.27	5.82
B/C ratio	0.991	0.994

2) 최초 의무비율 10%인 IPP사의 이행가능성

본 연구대상 발전소가 처음부터 의무비율 10%를 이행할 경우 당초 대비 사업성 분석결과 IRR기준 A복합은 3.55%P, B복합은 1.64%P 하락하였으며 이는 발전소 건설사업의 IRR 기준이 7.0%임을 감안할 때 사업추진이 어려운 수준이다.

A복합 기준으로 10% 의무비율의 공급량 목표치 달성을 위한 설비규모는 Table 15와 같으며 인허가 취득 등 사업 준비기간을 감안하면 발전사업과 같은 시기에 신재생에너지

Table 14. Feasibility compare with first year 10% mandatory ratio

구분	A복합		B복합	
	당초	10% 기준	당초	10% 기준
IRR(%)	7.73	4.18	7.51	5.87
NPV(억원)	857	-3,016	442	-988
B/C ratio	1,004	0.985	1,005	0.989

Table 15. Assume capacity by first year at 10% mandatory ratio

의무 공급량	발전설비	설비용량 (MW)	이용률 (%)	REC 가중치	이용률기준
1,308 천REC	연료전지	83	90.0	2.0	포스코 성능데이터
	풍력 (육상)	701	21.3	1.0	KPX14년통계 (전국평균)
	태양광 (지상)	870	14.3	1.2	

지 설비 건설이 추진되어야 한다. 규모에 있어서도 풍력의 경우 100MW급(2MW발전기 기준 50대) 발전소 7개소, 태양광발전도 3MW 기준 약 290개소가 건설 또는 해당 설비에서 발생하는 REC를 확보하여야 달성 가능한 목표치로써 의무이행이 불가능한 수준이다.

RPS제도는 공급의무이행에 따른 비용상승분을 전력요금 정산 시 별도로 보전토록 되어 있지만 실제 전기요금 인상으로 반영되기도 어려운 현실이어서 발전사업자의 수익성은 더욱 악화될 것으로 전망된다.

이렇게 될 경우 사업준비기간과 환경영향평가 등 인허가에서 용이한 설비위주로 사업을 추진할 가능성이 높으며, 궁극적으로 발전소 건설도 부지확보와 예산문제 등을 감안할 때 지금까지 대규모의 LNG 발전소 건설보다는 소규모로 수요지역 인근에서의 투자가 이루어 질 수 있으며 이는 관련 기자재 산업에도 영향이 있지 않을까 생각된다.

3) 최초 의무비율에 따른 IRR 변화

본 연구와 동일한 이행비용을 반영하는 조건으로 RPS의 무공급대상자로의 편입 초기 의무비율을 2%부터 10%까지 나누어 분석한 결과 예상대로 의무비율이 높을수록 사업성은 저하되었으며 특히 6% 이후는 하락률이 완만한 형상을 나타내었다. 따라서 초기에 2%로 의무비율이 주어지는 것이 사업자에게는 부담이 가장 적을 것으로 판단되었다.

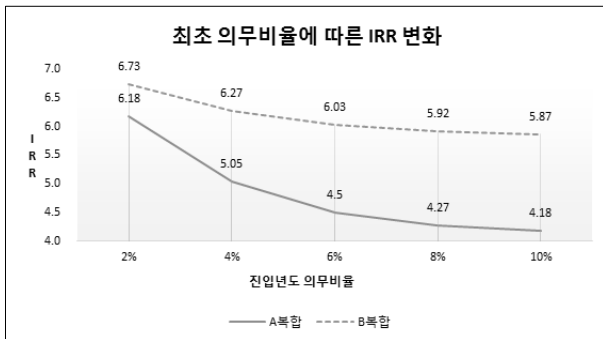


Fig. 4. IRR variation with first year mandatory ratio change

5. 결론

RPS제도 도입 3년차인 2014년까지는 의무이행비율이 각각 2%, 2.5%, 3%로 낮은 수준임에도 불구하고 수년 전부터 다양한 RPS 이행방안을 준비한 발전공기업과 자체 재원조달이 가능한 대규모 IPP사에게도 과징금은 피할 수 없을 만큼 의무이행은 부담이 되고 있다.

따라서 의무공급비율 증가에 대비 그에 부합하는 자체 신재생에너지 발전설비의 증설 없이는 의무비율이 올라갈 수록 REC확보가 더욱 어려워져 RPS이행률은 답보상태 또는 저하될 우려가 있다고 본다.

발전부문의 RPS제도와 배출권거래제 도입으로 기존 사업대비 사업성 저하는 분명한 사실이지만 정부정책에 따른 불가피한 선택에서 그 영향을 최소화할 수 있는 방안과 사업자로서 사업운영을 위한 최소 이익 확보와 전력시장의 신규 투자 유도를 위한 제도개선 논의의 필요성 차원에서 검토한 결과를 바탕으로 대안을 제시해본다.

연구결과 신재생에너지 설비의 자체건설에 따른 REC 확보가 이행비용이 줄고 사업성에도 영향을 덜 미치는 것으로 검토되었다. 따라서 LNG발전소 한 개소만 운영하는 IPP사들은 현물시장에서의 REC구매보다는 리파이낸싱 등을 통해 신재생에너지 설비의 적절한 투자비를 반영하여 자체 건설과 자체계약 물량을 많이 확보해야 할 것이다.

또한, 부득이 공급 불이행분이 발생한다면 신설 IPP사는 RPS 이행을 위한 다양한 포트폴리오 구성을 준비하지 못해 과징금 부과 기준에 따른 감경혜택을 받는 것이 매우 힘들다고 본다. 따라서, 발전소 준공이후 RPS 편입전인 이행 준비기간동안 REC 확보를 위한 다양한 이행노력을 하여야 할 것이다.

LNG복합발전소 특성상 초기에는 효율이 좋아 높은 이용률을 유지하게 되는데 2024년에 RPS 편입대상이 되는 IPP사는 처음부터 10%의 의무비율로 이행량이 정해질 경우 공급의무량 증가로 발전소 자체 사업조차 추진이 안 될 수준으로 사업성 확보는 어렵게 된다. 따라서 대안으로 발전사업 진입 연차별로 의무이행량을 2.0%부터 순차적으로 현행비율을 반영하는 방안을 제시한다. 이는 발전사업자에게 단기간에 의무이행을 위한 인허가가 용이하고 사업기간이 짧은 특정설비에 투자를 집중하는 대신에 각 사업별 특성에 맞는 설비를 선정함으로써 전체 신재생에너지 사업의 고른 투자와 기술발전을 유도할 수 있을 것으로 본다.

References

- [1] 최효섭, 2013, 민간의 발전사업 참여가 전력시장에 미치는 영향에 관한 연구, 서울대 공기업정책학과 석사논문.
- [2] 전력시장운영규칙, 2014, 한국전력거래소.
- [3] ‘민간발전사들 수익구조 악화심각’ 전기신문, 2014.
- [4] 이창호, 2015, 신재생에너지 활성화를 위한 RPS·REC 수익전략과 RHO·RFS 신사업 설계 세미나 자료, 산업교육 연구소
- [5] 신재생에너지 정책심의회 개최 보도자료, 산업통상자원부, 2014. 12.
- [6] 이용범, 2014, RPS 제도 개정과 사업환경변화, 한국신용평가 PF Research, p. 8.
- [7] 황순현 외 3인, 2012. 7, 신재생에너지 의무할당제(RPS) 시행에 따른 REC 가격 예측에 관한 연구, 2012년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집 pp. 18-20.
- [8] 한국전기연구원, 2009, 신재생에너지 의무할당제(RPS)국내운영방안 수립, p. 191.
- [9] 산업자원부 제2차 전력수급기본계획, p. 18.
- [10] 에너지관리공단 신재생에너지센터 RPS, RPA 통합관리 시스템.
- [11] RPS ‘12년 의무이행비용 정산 기준가격 확정 산업통상자원부 보도자료, 2013. 5.
- [12] 서인천발전본부 구내 연료전지 건설타당성 조사용역 보고서, 2013, 한국서부발전.
- [13] 발전, 민간에게 허용된 짧은 기회, 2012, 농협증권.
- [14] 발전부문 배출권거래제 이행비용 전가 및 대응방안 연구, 2014, 민간발전협회.