

RPS제도 도입에 따른 민간 석탄 발전소의 최적 발전량 결정 메커니즘 연구

A Mechanism of IPP's(Coal Fired) Optimal Power Generation According to Introduction of RPS(Renewable Portfolio Standard).

하 선 우* · 이 상 중†
(Sun-Woo Ha · Sang-Joong Lee)

Abstract - A private company's 1,000 MW coal-fired power plant will be the first coal-fired power plant that was included in the 5th 'Basic Plan on Electricity Demand and Supply' (2010). Now it is facing the task to abide by the RPS(Renewable Portfolio Standard) policy after commercial operation. If they fail to supply the necessary REC (Renewable Energy Certificate) mandated by the RPS policy, they are subject to be fined by the government and forced to modify the cost function to reflect the burden. Eventually the company's coal-fired power plant will be forced to reduce generation to maximize profit because the amount of electricity generated by the power plant and the REC obligation is positively correlated. This paper analyzed the change of cost function of private coal-fired power plant according to the introduction of RPS policy from the viewpoint of private company, and finally proposed the optimal generation to maximize the profit of private coal-fired power plant under the current RPS policy.

Key Words : RPS(Renewable Portfolio Standard), Optimized power generation, IPP, Coal-fired

1. 서 론

2010년 민간 기업 G 社の 1,000MW 규모 D 석탄 화력 발전소가 전력수급 기본계획에 반영될 당시에만 해도 규정상 민간 석탄화력 발전소에 대한 규제는 전무했고, 발전자회사들과 달리 SMP로 정산 받을 수 있을 거라는 기대가 컸다. 그 결과 대형 건설 회사들이 민간 석탄화력 발전소 건설에 뛰어들었고, 얼마 지나지 않아 민간 석탄화력 발전사업자에 대한 규제가 계속 생겨났다. 대표적인 규제로는 조정계수 및 Vesting Contract, RPS 의무화 제도(이하 RPS제도), 탄소배출권 등이 있으며, 이들 규제로 인해 민간 석탄화력 발전사업자들의 기대수익은 서서히 악화되기 시작했다[1].

얼마 전까지만 해도 민간 석탄화력 발전사업자들이 가장 큰 관심을 기울이고, 민감하게 대응해 온 부분은 Vesting Contract(이하 VC)였다. 하지만 정작 상업운전을 눈앞에 두고 있는 현재까지도 VC와 관련한 세부규정은 합의가 지연되고 있으며, 오히려 상업운전 후 1년 이내에 부과되는 신재생에너지 공급의무(이하 RPS의무) 이행이 가장 시급한 문제가 되었다.

하지만 민간 석탄화력 발전사업자들의 RPS제도 대응은 PF(Project Financing) 자금조달 방식 때문에 난항을 겪고 있다. PF 자금조달 방식은 그 계약의 특성상 사전에 대주단과 약정한 항목 외에는 자금을 사용할 수 없다. 따라서 사전에 설계에 반영한 소수력 발전기 또는 태양광 발전기 외 타 신재생에너지 발전 사업에 지분투자나 직접투자가 불가능하다. 또한 PF 원리금 상환에 부담을 줄 수 있는 모든 계약을 대주단의 동의 없이는 체결할 수 없기 때문에 타 신재생에너지 발전사업자와 적극적으로 신재생에너지 공급인증서 매매계약을 체결하기도 어려운 실정이다. 이러한 제약 하에서 만약 민간 석탄화력 발전사업자들이 충분히 RPS 제도에 대응하지 못할 경우 과징금 부과는 불가피 하며, 사업성에 심각한 손실이 발생할 수 있다.

안타깝게도 민간 석탄화력 발전사업자에게 심각한 영향을 미칠 수 있는 RPS제도와 RPS의무에 대한 연구는 지금까지 제도 도입을 주도한 주무부처와, 한전 및 발전자회사의 주도로 진행되어 왔다. 그 결과 RPS 제도에 대한 연구는 RPS 제도 도입에 따른 전원구성 또는 에너지 구성 변화에 초점이 맞추어져왔다[2]. 근래에 이르러서야 민간 발전사업자의 입장에서 RPS 제도 도입 효과를 분석하기 시작하였으며, 대표적인 논문은 바로 "RPS 제도가 PF 방식 LNG 복합발전 프로젝트의 사업성에 미치는 영향" 이 있다[3].

본 논문은 민간 석탄화력 발전사업자 관점에서 RPS제도 도입에 따른 민간 석탄 발전소의 비용함수 변화를 분석하였으며, 최종적으로는 RPS제도 하에서 민간 석탄화력 발전소의 이윤을 극대화 시킬 수 있는 발전량을 검토하였다.

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Seoul National University of Science and Technology, Korea.
E-mail:85sjlee@seoultech.ac.kr

* Dept. of Management Supporting Team, Narae energy service (O&M), Korea.

Received : November 2, 2015; Accepted : January 20, 2016

2. RPS 제도

2.1 RPS제도 도입 배경

2000년 이후 지구온난화 등 환경문제와 에너지 위기가 부각되면서, 각국 정책담당자들은 신재생에너지 보급을 촉진하기 위해 다양한 제도들을 도입하게 되었다. 그중 대표적인 두 가지 제도는 정부가 직접 신재생에너지 사업자에게 보조금을 지급하는 FIT(Feed In Tariff)제도와 정부가 에너지공급/판매 사업자에게 신재생에너지 공급의무를 부과하는 RPS(Renewable Portfolio Standard) 제도였다. 국내에서는 2002년부터 FIT가 도입되어 10년간 다양한 신재생에너지 보급이 진행되었지만, 과도한 정부예산 지출과 자원배분의 비효율성을 우려하여 2012년부터 RPS 제도로 전환하게 되었다[4].

2.2 RPS 제도 도입에 따른 RPS 의무

RPS 제도 도입은 RPS 의무자 및 신재생에너지 공급자 모두에게 크고 작은 영향을 미치게 된다. 신재생에너지 공급의무자인 한전 발전자회사들은 FIT 제도 하에서 RPS 의무자의 역할을 해왔기 때문에 RPS 제도 도입시에도 신재생에너지 공급의무 이행에 큰 차질이 없을 것으로 기대되었다. 하지만, 정작 제도시행 직후부터 RPS 의무이행 실적은 기대에 미치지 못했고 그 결과 수 억 원의 과징금을 부과되었다.

신재생에너지 발전사업자들의 경우 RPS 제도 도입으로 매출이 전력판매 매출과 REC 판매 매출로 이원화되었고, REC 매출은 REC가격 변동에 따라 적게는 수 %에서 수 십%까지 변동하게 되었다. 그 결과 RPS 제도 도입 초기에는 신재생에너지 발전사업자들이 PF 자금조달에 어려움을 겪어 사업이 지연되는 일이 많았다.

2.2.1 신재생에너지 공급의무자 및 공급의무량

현행 규정상 신재생에너지 공급의무자(이하 RPS 의무자)는 500MW 이상의 발전설비(신재생에너지 설비는 제외)를 보유한 발전사업자로 '15년 기준 총 17개 사이다. (한국수력원자력, 남동발전, 중부발전, 서부발전, 남부발전, 동서발전, 지역난방공사, 수자원공사, SK E&S, GS EPS, GS 파워, 포스코에너지, 엠피씨울촌전력, 평택에너지서비스, 대륜발전, 에스파워, 포천파워)

이들은 매년 직전년도 총발전량(신재생에너지발전량 제외)에 당해 연도 의무비율을 곱하여 결정된 신재생에너지 의무공급량만큼 신재생에너지로 공급해야 한다. 연도별 의무공급량 비율은 아래 표와 같다.

표 1 연도별 의무공급량 비율 [5]

Table 1 Obligatory supply rate by suppliers

해당 연도	'12년	'13년	'14년	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년	'21년	'22년	'23년	'24년 이후
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	10.0

'12년부터 '19년까지는 0.5%씩 서서히 신재생에너지 의무공급량 비율이 증가하며, '20년부터는 매년 1%씩 급증하게 된다. 이 중 '14년과 '15년의 의무공급량 비율이 2년 연속 3%인 이유는 '12년과 '13년 신재생에너지 공급의무 실적이 저조한 관계로 정책적으로 1년 동안 의무공급량 비율을 유예시킨 결과이다. 또한, 의무공급량 중에는 태양광 별도 의무량이 배정되어 왔는데 '16년부터는 태양광과 비태양광 시장이 통합되는 관계로 본 논문에서는 더 이상 검토하지 않기로 한다.

2.2.2 RPS의무 이행 수단

각 발전사업자에게 부과된 RPS 의무는 신재생에너지 발전소 자체 건설을 통한 REC 생산, REC 계약시장을 통한 REC 구입, REC 현물시장을 통한 REC 구입, 정부보유 REC 구입 등 크게 4가지로 구분할 수 있다. 각 방식별 진행주체 및 장·단점이 상이하다.

재생에너지발전소 자체건설을 통한 REC 생산 : 자체건설은 크게 두 가지 방식으로 나뉜다. 첫 번째는 발전소 내에 태양광이나 소수력 발전기를 설치하거나 석탄화력의 경우 바이오매스 혼소로, 가스복합의 경우 연료전지를 직접 설치하여 RPS 의무를 이행하는 방식이다. 두 번째는 독립된 법인으로 신재생에너지 발전소를 건설하는 방식이며, 이 방식은 상당한 신재생에너지 발전소 개발 노하우가 필요하기에 한전 발전자회사를 중심으로 추진되고 있다.

계약시장을 통한 REC 구입 : 계약시장을 통한 REC 구매는 가장 일반적인 RPS의무이행 방식이다. RPS의무자들의 경우 매년 Spot 가격으로 REC를 조달하기 보다는 장기계약을 통해 안정적인 REC를 구매하는 것을 선호하며, 반대로 신재생에너지 발전사업자 역시 REC 매출을 안정시켜 PF 자금조달을 용이하게 하기위해서 REC 장기계약을 선호한다.

현물시장을 통한 REC 구입 : 현물시장의 경우 전력거래소에서 직접 운영하고 있으며, 비태양광 REC의 경우 월 2회 거래되고 있다. 아직까지 현물시장은 그 규모가 매우 작고('12년 RPS의무 이행량 중 1.9%, '13년 의무이행량 중 4.8% 수준, 정부보유 REC 판매물량 제외), 그래프 1에서 확인할 수 있듯이 불안정한 시장이다.

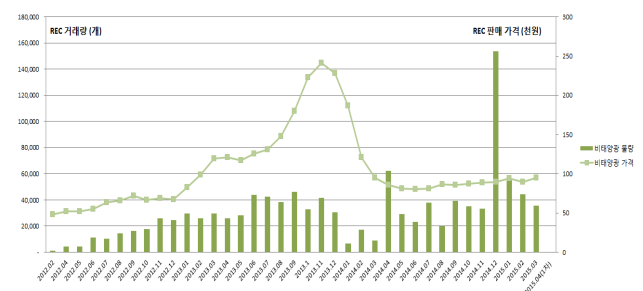


그림 1 비태양광 REC 가격 및 거래량 추이

Fig. 1 Trend of "general renewable energy" REC price and trading volume

정부보유 REC 구입 : 정부보유 REC는 대부분 FIT를 지급받고 있는 신재생에너지발전소에 발급된 REC로서 정부가 매년 1~2회에 걸쳐 RPS 의무자들에게 분배하게 된다. 전체 물량은 약 165만 REC('14년 기준 비태양광 REC)로 추정되며, RPS 의무자들에게 공급의무 이행실적 70%, 균등분배 30%의 배분기준에 따라 배분된다.

현재 정부가 정부 보유 REC를 매우 낮은 가격('14년 기준 현물시장 비태양광 REC 평균가격이 14.4만원, 정부 보유 비태양광 REC는 3.3만원, 약 32%에 불과함)으로 분배하고 있는 관계로 이를 확보하기 위한 과도한 경쟁이 발생하여 계약시장과 현물시장에 영향을 미치기도 한다.

2.2.3 RPS 의무 이행비용보전

RPS 의무자들은 RPS 의무이행실적에 따라 RPS 의무 이행비용을 보전 받게 된다. RPS 의무이행비용보전 금액은 RPS 의무 이행량에 REC 기준가격을 곱하여 산정되며, REC 기준가격은 1년간 계약시장과 현물시장에서 거래된 REC 가격을 가중평균하여 산정하게 된다. 이때, 자체건설하거나, 계약시장을 통해 구입하였다고 하더라도 공급의무자가 참여하는 특수목적법인(SPC)과의 계약에 의한 거래 및 사후 재정산 방식의 계약에 의한 거래는 기준가격 산정에서 제외된다.

만약, RPS 의무자가 기준가격 수준으로 REC를 구입하였을 경우 RPS 의무비용은 발생하지 않으며, 기준가격과 REC 구입가격 간에 격차가 있으면 수익이나 비용이 발생할 수 있다. 한 예로 '14년 비태양광 REC 기준가격은 61,809원 / REC로 현물시장 거래 평균가격 101,601원/REC 대비 약 61% 수준이었다. 따라서 현물시장에서 REC를 구입할 경우 RPS 의무이행 비용을 보전을 받더라도 약 4만원 / REC 가량의 RPS 의무이행 비용을 부담해야 한다.

2.2.4 신재생에너지 공급 불이행에 대한 과징금 부과

RPS 의무자들이 RPS의무를 불이행할 경우 그 불이행분에 대해 과징금이 부과된다. 과징금은 RPS의무 불이행 물량에 해당 연도 REC 평균거래가격(REC 기준가격이 사용됨)과 과징금 증가율(70%~150% 내에서 결정)을 곱하여 결정된다.

아래 표 2와 같이 2013년 과징금은 총 498억으로 1년 사이 253.6억에서 두 배 가까이 급증하였으며, 과징금 납부 업체도 6개사에서 7개사로 증가하였다. 좀 더 구체적으로 살펴보면 이행실적 자체는 64.7%에서 67.2%로 2.5%p 이상 증가하였지만, REC 기준가격이 '12년도 32,331원/REC에서 57,039원/REC로 약 76% 가까이 증가하면서 총 과징금 규모는 거의 두 배 가까이 상승하게 되었다. 산업통상자원부에서는 RPS 의무자들의 이행노력을 감안하여 과징금 증가율은 '12년 평균 131%에서 '13년에는 평균 98%로 대폭 하향 조정 하였다.

2.3 RPS제도가 RPS의무자에게 미친 영향

RPS 의무는 각 RPS 의무자들의 발전설비 규모나, 법인형태,

표 2 2012~13년 신재생에너지 의무불이행 과징금 부과
Table 2 Penalties surcharges on failure to perform RPS duty in 2012~13

2012년 과징금 현황

공급의무자	비태양광 불이행량(A)	공급인증서 평균거래가격 (B)	과징금 증가율(C)	과징금 (D=A+B+C)
남동발전	219,191	32,331	150	106.3
중부발전	124,404		120	48.3
서부발전	94,179		135	41.1
남부발전	16,685		110	5.9
동서발전	91,158		120	35.4
SK E&S	34,272		150	16.6
합계			131(평균)	253.6
총 의무량	6,420,279 REC	이행량	4,154,227 REC	이행률 64.7%

2013년 과징금 현황

공급의무자	비태양광 불이행량(A)	공급인증서 평균거래가격 (B)	과징금 증가율(C)	과징금 (D=A+B+C)
남동발전	11,558	57,039	91	6.0
중부발전	195,707		101	113.0
서부발전	352,455		90	181.0
남부발전	113,321		96	62.0
동서발전	138,639		100	79.0
GS EPS	75,164		126	54.0
포스코에너지	6,444		82	3.0
합계				98(평균)
총 의무량	10,896,557 REC	이행량	7,324,861 REC	이행률 67.2%

사업방식에 따라 매우 상이한 영향을 미치게 되며, 각 RPS 의무자들의 대응 방식도 변화하게 된다. 따라서 한전 발전자회사인지 아니면 민간 발전사업자인지, 또는 신규 RPS 의무자인지 아니면 기존의 RPS 의무자인지에 따라서도 큰 차이가 발생하게 된다.

2.3.1 한전 발전자회사

한전 발전자회사들은 그룹으로 분류되어 RPS 의무('15년 기준)의 약 88%를 부담하고 있다. 또한, 공기업으로서 기관장 평가 등에 RPS 의무이행실적이 반영되기 때문에 누구보다 적극적으로 의무이행에 참여해 왔다. RPS의무 도입 초기에는 신재생에너지 자체건설을 선호하였지만 표 3에서 알 수 있듯이 '14년부터 공기업 부채 축소 정책에 따라 차입을 통한 자체건설 또는 지분투자를 감소시키고 바이오매스 혼소를 통한 REC자체 생산이나, 계약시장을 통한 REC구매 비중을 높이고 있다.

표 3 한전발전자회사 부채감축 및 신재생에너지 사업 조정 내역
Table 3 Reduction of GENCO's overall debt and renewable energy project investment.

발전사명	'14년 1월-8월 감축 목표	부채감축 실적	이행률	신재생에너지 사업 조정 내용	신재생에너지 감축규모
중부발전	2,446억원	3,252억원	133%	- 7개 국내 태양광발전 사업 지분 매각 - 미국 볼더시 태양광발전 사업 규모 축소	234억원
동서발전	2,966억원	3,814억원	128%	- 정선 풍력발전소 건설 위한 투자 취소	70억원
남부발전	298억원	1,339억원	449%	- 삼척 풍력발전소 건설 사업 취소	77억원
남동발전	2,391억원	3,545억원	148%	- 직접투자에서 간접투자(펀드 조성)방식으로 전환	
서부발전	3,453억원	4,348억원	125%	- 미국 네바다주 태양광발전 사업 중단	44억원

2.3.2 민간 발전사업자

그룹 II로 분류되어 있는 민간 발전사업자들은 RPS 의무(15년 기준)의 약 12%를 부담하고 있으며, 한전 발전자회사에 비해 신재생에너지 발전소 개발경험과 자금조달능력이 부족했기 때문에 RPS 의무 이행에 어려움을 겪고 있다. 하지만 근래에는 RPS 의무를 새로운 사업기회로 판단하고 전문 조직을 구성하여 적극적으로 대응하고 있으며, 이들을 중심으로 풍력발전단지나 연료전지 발전단지와 같은 대형 신재생에너지 발전소 개발 프로젝트들이 개발되고 있다.

2.3.3 신규 RPS의무자

500 MW 이상의 신규발전소 개발 시 PF를 통해 금융조달을 하게 될 경우 필연적으로 특수목적법인(이하 SPC)을 설립하게 되며, 그때마다 신규 RPS 의무자가 탄생하게 된다. 문제는 신규 RPS 의무자들이 진입하는 시점에 따라 RPS 의무가 진입장벽으로 작동한다는 점이다. 현행 규정에서는 신규 RPS 의무자에게 유예기간을 주지 않고, 기존의 RPS 의무자들과 동일한 연도별 공급의무비율을 적용하고 있다. 하지만 정작 신규 RPS 의무자들은 PF계약에 따라 사업개발이 완료될 때까지는 RPS의무를 사전에 준비할 수 있는 여력이 부족하다. 그 결과 기존의 RPS 의무자들이 10년에 걸쳐 달성한 의무량을 '24년에 진입하는 RPS 의무자는 단 1년 이내에 준비해야 한다. 또한, 현행규정상 RPS 의무자로 지정받기 전에는 REC를 구입할 수 없고, 대부분의 REC 거래가 장기계약 형태로 이루어지기 때문에 신규 RPS 의무자가 이를 1년 내에 이행하는 것은 불가능하다. 결국 RPS 의무가 신규 발전사업자에게 진입장벽으로 작동하게 되는 것이다.

2.3.4 소결

이처럼 RPS 제도 도입에 따라 발전사업자들은 RPS 의무 이행비용 및 RPS의무 불이행에 따른 과징금을 부담하게 되었고 합리적인 경제주체라면 이를 반영하여 이윤극대화를 추구하게 된다. 다음 장부터는 RPS 제도 하에서 신규 민간 석탄화력 발전사업자의 이윤극대화 전략에 대해 검토하기로 한다.

3. RPS 제도 도입에 따른 민간 석탄화력 발전소의 이윤극대화 발전량 변화

3.1 RPS 제도 도입 전 "단위 석탄화력 발전소"의 이윤극대화 전략

현재 전력시장은 전력산업에서 발전, 송전, 배전, 판매 중 발전 부문에서만 경쟁을 허용하는 변동비 반영 발전경쟁시장(Coast Based Pool, CBP) 구조로 운영되며, 당초 전력산업구조개편 기본계획('09년 안전소매경쟁 시행을 목표로 했음)과 달리 아직까지 발전을 제외한 부분은 경쟁이 이루어지고 있지 않다.

또한, 현행 계통부하 구조 및 공급전원구성 하에서 계통한계가

격(System Marginal Price, SMP)으로 정산할 경우 기저발전기들은 적정수준 이상의 초과이윤이 발생하는 문제가 발생하기 때문에 조정계수를 적용하여 이윤을 적정수준으로 제한해 왔으며, 조만간 규제금융계약(Vesting Contract, VC)이 시행되어 총괄원가를 보전하는 방식으로 변화할 예정이다[6].

아직까지는 VC 세부규정이 수립되지 않았기 때문에 조정계수를 기준으로 설명하자면 단위 석탄 화력 발전소들은 기저발전인 관계로 전력수요가 급격히 하락하는 주말이나 O&M을 위해 가동을 정지하는 시기를 제외하고는 가격결정 발전계획에 포함되며, 급전지시에 따라 발전을 하게 된다. 그 후 한전으로부터 SMP가 아닌 정산조정계수에 의해 조정된 금액으로 변동비를 정산 받게 된다. 이러한 제약조건 하에서 단위 석탄 발전소들은 이윤(수익) 극대화 전략을 알아보기로 한다.

3.1.1 매출함수

기존의 한전 석탄 화력발전소에 적용하고 있는 정산조정계수는 한전과 발전 자회사간 적정투자보수율 격차를 유지하기 위해 도입되었다. 따라서 정산조정계수 적용 후의 한전 석탄화력 발전소의 적정투자보수율은 한전의 적정투자보수율인 5%~6% 수준이 되도록 연 1회 이상 산정하여 한전에서 고시하게 된다.

좀 더 구체적인 전력거래 정산방식을 살펴보자면 단위 석탄 발전소들은 변동비와 고정비(용량요금)를 정산 받게 되며, 따라서, 단위 석탄 발전소의 전력판매 매출함수는 식 (1)과 같이 표현할 수 있다[7]. 개념적으로 전력판매매출(이하 ES) 중 변동비 정산 부분에는 순수한 연료비, 용수비와 같은 변동비뿐만 아니라 적정투자보수를 지급받게 된다. 적정투자보수는 정산조정계수를 통하여 조정되며, kWh당 적정투자보수 Φ 는 $[(SMP - \text{변동비}) \times \text{정산조정계수}]$ 로 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned}
 ES &= MP + CP \\
 &= Q_E \times [\text{변동비} + (SMP - \text{변동비}) \times \text{정산조정계수}] + FC \\
 &= Q_E \times [MVC(Q_E) + \Phi] + FC
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

where,

- ES : 전력판매 매출 (Electricity Sales)
- MP : 전력량 정산금 (Marginal Payment)
- CP : 용량 정산금 (Capacity Payment)
- Q_E : 전력판매량 (Electricity sales Quantity)
- SMP : 계통한계가격 (System Marginal Price)
- $MVC(Q_E)$: 한계변동비 (Marginal Variable Cost)
- Φ : kWh당 적정투자보수 (Reasonable Investment Return)
- FC : 고정비 (Fixed Cost)

3.1.2 비용함수

발전소의 비용함수는 식 (2)와 같이 발전량에 따라 변화하는 변동비와 불변인 고정비로 구성된다. 일반적으로(비용평가위원회 등) 비용함수는 2차 함수 형태를 가정하지만 본 논문에서는 광범위한 출력변화를 검토하는 관계로 3차 함수 형태의 비용함수를 가정한다.

$$EC = Q_E \times MVC(Q_E) + FC = \alpha Q_E^3 + \beta Q_E^2 + \gamma Q_E + \delta \quad (2)$$

단, EC : 전력판매 비용 (Electricity Sales Cost)
 $\alpha, \beta, \gamma, \delta$: 비용특성계수 (Cost Characteristic Factor)

3.1.3 이윤극대화 발전량

수식군(數式群) (3)은 단위 석탄 발전소의 이윤(수익) 극대화 제 1차 조건을 나타낸다. 단위 석탄발전소의 이윤(수익) 극대화를 위해서는 식 (3)과 같이 이윤(수익) 극대화 제1차 조건인 한계매출과 한계비용이 일치하는 수준에서 발전량을 결정해야 한다[8]. 하지만 현행 전력거래규정상 석탄 화력발전소의 매출은 비용에 적정 투자보수를 더하여 결정되기 때문에 전력매출이 항상 한계 전력 판매 비용보다 Φ 만큼 높아지게 된다. 즉 그림 2와 같이 한계 매출(MES), 한계 비용(MEC) 곡선은 같이 어떠한 발전량 수준에서도 교차하지 않으며, 한계 매출(MES),이 한계 비용(MEC)보다 항상 Φ 만큼 위에 위치하게 되는 것이다.

이윤 극대화 제1 조건 :

$$MEI = MES - MEC = 0, \quad MES = MEC$$

$$MES = MVC(Q_E) + Q_E \times MVC' + \Phi, \quad MEC = MVC(Q_E) + Q_E \times MVC'$$

따라서 $MEI = PHI$ 어떠한 발전량 수준에서도 0이 될 수 없다.

where

- MEI : 한계 전력판매 수익 (Marginal Electricity Sales Income)
- MES : 한계 전력 매출 (Marginal Electricity Sales)
- MEC : 한계 전력판매 비용 (Marginal Electricity Sales Cost)

(3)

3.2 RPS제도 도입 후 민간 석탄화력 발전사업자의 이윤극대화 전략

아직까지 VC 세부조건이 결정되지 않은 관계로 조정계수가 적용된다면, RPS 제도 도입 전 민간 석탄 발전소의 매출함수와

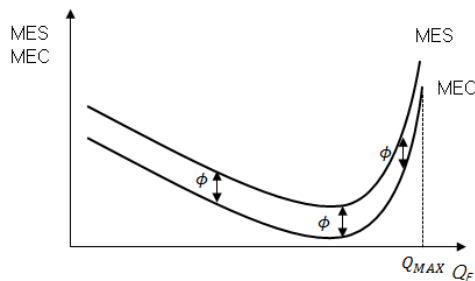


그림 2 한계 매출(MES), 한계 비용(MEC) 곡선
Fig. 2 MES and MEC curves

비용함수는 단위 석탄 발전소의 매출 함수와 동일하다. 따라서 민간 석탄 발전소 역시 이윤(수익) 극대화 전략은 최대 발전가능량 Q_{max} 까지 발전하는 것이다.

3.2.1 RPS제 도입 후 매출함수

RPS제도 도입 시 한전 발전자회사의 경우 매출함수 변화가 발생할 수 있다. 즉, 바이오매스를 혼소한다면 발전소 내에 연료전지 발전기를 설치하는 등 RPS 의무 이행을 위한 투자를 직접 진행할 경우 매출이 변동되는 것이다. 하지만 앞서 설명한 바와 같이 PF 방식으로 자금을 조달하는 민간 석탄화력 발전소들은 RPS의무 이행을 위한 자체투자가 어렵다. 따라서 본 연구에서는 매출함수는 변동하지 않는 것으로 가정하였다.

3.2.2 RPS제 도입 후 변경된 비용함수

RPS 의무가 부과되어 발생하는 RPS 비용은 PRS 의무 이행비용과 과징금으로 구분될 수 있다. 첫 번째 RPS 의무 이행비용은 RPS 의무를 이행한 결과 발생하는 비용이다. 즉, RPS의무를 이행할 경우 한전에서 REC 기준가격(P_{RB}^t)으로 의무이행비용을 RPS의무자에게 보전해주게 되는데 이때 RPS의무자의 실제 REC 구입가격(P_R^t)이 한전으로부터 보전 받는 REC 기준가격(P_{RB}^t)보다 높을 경우 그 차액만큼 RPS의무 이행비용이 되는 것이다.

두 번째로 과징금은 RPS의무 불이행분에 대하여 부과되는 과징금으로써 식 (4)와 같이 민간 석탄화력 발전소의 REC 공급의무 불이행률(ρ^t), REC 공급의무량($Q_E^{t-1} \times \theta^t$), REC 기준가격(P_{RB}^t), 과징금 중과율(ϵ)을 곱하여 결정된다[9]. 실제 행정적으로는 과징금 부과까지 1년여에 가까운 시간이 소요되나 본 가정에서는 즉시 부과되는 것으로 가정하였다.

$$F^t = F_Y^t + F_N^t$$

$$= [(1 - \rho^t) \times Q_E^{t-1} \times \theta^t \times (P_R^t - P_{RB}^t)] + [\rho^t \times Q_E^{t-1} \times \theta^t \times P_{RB}^t \times \epsilon] \quad (4)$$

$$= [(1 - (\omega \times Q_E^{t-1} + \tau)) \times Q_E^{t-1} \times \theta^t \times (P_R^t - P_{RB}^t)] + [(\omega \times Q_E^{t-1} + \tau) \times Q_E^{t-1} \times \theta^t \times P_{RB}^t \times \epsilon]$$

단, F^t : t기 RPS 비용
 F_Y^t : t기 RPS 이행비용
 F_N^t : t기 과징금
 ρ^t : t기 REC 공급의무 불이행비율
 Q_E^{t-1} : t-1기 전력판매량 (Electricity Sales Quantity, MWh)
 θ^t : t기 신재생에너지 공급의무 비율 (2% ~ 10%)
 P_R^t : t기 평균 REC 구입가격
 P_{RB}^t : t기 REC 기준가격
 ϵ : 과징금 중과율 (Max 150%)
 ω, τ : REC공급의무 불이행 비율 함수의 계수 (where, $\omega \leq 1$)

이때, REC 공급의무 불이행률 ρ^t 는 발전량의 함수 ($\omega \times Q_E^{t-1} + \tau$)로 표현할 수 있다. 이는 그림 4와 같이 일반적인 우하향하는 REC수요곡선과 우상향하는 REC공급곡선을 가정할 경우 직전년도 발전량 증가로 REC 공급의무량이 Q_{R0}^{Max} 에서 Q_{R1}^{Max} 으로 증가하여 수요곡선이 D_{R1} 이 될 경우 ρ^t 가 $\frac{(Q_{R0}^{Max} - Q_{R0})}{Q_{R0}^{Max}}$ 에서 $\frac{(Q_{R1}^{Max} - Q_{R1})}{Q_{R1}^{Max}}$ 로 증가하는 현상을 반영한 것이다. 불이행률 ρ^t 는 REC공급곡선이 비탄력적일수록 REC 공급의무량이 증가함에 따라 함께 증가하게 된다.

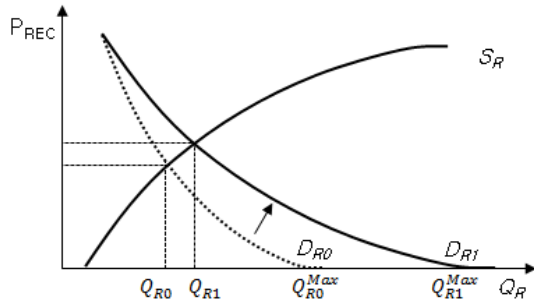


그림 4 REC 수요곡선(DR0, DR1) 및 공급곡선(SR)
Fig. 4 REC demand(DR0, DR1) and supply(SR) curve

과징금을 반영한 민간 석탄화력 발전소의 비용함수는 식 (5)와 같으며, 비용함수를 t기 발전량의 함수로 표현하기 위해서 t + 1기에 부과되는 과징금을 현재가치로 할인하였다.

$$EC^t = Q_E^t \times MVC^t(Q_E^t) + FC^t + [(\omega \times Q_E^t + \tau) \times \frac{Q_E^t \times \theta^{t+1}}{(1+i)} \times P_{RB}^{t+1} \times \epsilon] + [(1 - (\omega \times Q_E^t + \tau)) \times \frac{Q_E^t \times \theta^{t+1}}{(1+i)} \times (P_R^{t+1} - P_{RB}^{t+1})] \quad (5)$$

- 단, EC^t : t기 전력판매 비용 (Electricity Sales Cost)
- Q_E^t : t기 전력판매량 (Electricity Sales Quantity)
- $MVC^t(Q_E^t)$: t기 한계변동비 (Marginal Variable Cost)
- FC^t : t기 고정비용 (Fixed Cost)
- θ^{t+1} : t+1기 신재생에너지 공급의무 비율 (2% ~ 10%)
- i : 할인율

3.2.3 RPS 제도 도입 후 변경된 이윤극대화 발전량

수식군(數式群) (6)은 민간 석탄 발전소의 이윤(수익) 극대화 제 1차 조건을 나타낸다. RPS제도 도입 후에도 식 (6)과 같이 민간 석탄 발전소는 이윤(수익) 극대화를 위하여 한계비용과 한계매출이 일치하는 수준에서 발전량을 결정한다.

이윤극대화 제 1 조건:

$$MEI_R^t = MES_R^t - MEC_R^t = 0, \quad MES_R^t = MEC_R^t$$

$$MES_R^t = MVC(Q_E^t) + Q_E^t \times MVC' + \Phi$$

$$MEC_R^t = MVC(Q_E^t) + Q_E^t \times MVC' + \frac{2\omega \times \theta^{t+1} \times [(1+\epsilon) \times P_{RB}^{t+1} - P_R^{t+1}]}{(1+i)} \times Q_E^t + \nu$$

따라서,

$$\Phi = \frac{2\omega \times \theta^{t+1} \times [(1+\epsilon) \times P_{RB}^{t+1} - P_R^{t+1}]}{(1+i)} \times Q_E^t + \nu$$

일때 이윤(수익)은 극대화되며,

이윤(수익) 극대화 발전량 Q_E^{t*} 는

$$Q_E^{t*} = \frac{(\Phi - \nu) \times (1+i)}{2\omega \times \theta^{t+1} \times [(1+\epsilon) \times P_{RB}^{t+1} - P_R^{t+1}]}$$

이다.

만약, REC 구입가격과 REC 기준가격이 유사하여 ($P_{RB}^{t+1} - P_R^{t+1}$)가 0에 수렴하게 된다면

$$\Phi = \frac{2\omega \times \theta^{t+1} \times P_{RB}^{t+1} \times \epsilon}{(1+i)} \times Q_E^t + \nu$$

일때 이윤(수익)이 극대화된다고 할 수 있으며,

이윤(수익) 극대화 발전량 Q_E^{t*} 는

$$Q_E^{t*} = \frac{(\Phi - \nu) \times (1+i)}{2\omega \times \theta^{t+1} \times P_{RB}^{t+1} \times \epsilon}$$

가 된다.

단, MEI^t : t기 한계 전력판매 수익

(Marginal Electricity Sales Income)

MES^t : t기 한계 전력 매출

(Marginal Electricity Sales)

MEC^t : t기 한계 전력판매 비용

(Marginal Electricity Sales Cost)

$$\nu : \frac{\tau \times \theta^{t+1} \times P_{RB}^{t+1} \times \epsilon}{(1+i)} + \frac{(1-\tau) \times \theta^{t+1} \times (P_R^{t+1} - P_{RB}^{t+1})}{(1+i)}$$

(6)

결국, REC기준가격이 급등하거나, REC공급의무 불이행률, 과징금 증가율 등이 상승하여 민간 석탄화력 발전소에 부과되는 과징금이 증가할 경우 이윤(수익) 극대화 발전량 Q_E^{t*} 는 점차 감소하게 된다. 그 결과 한계비용 곡선이 그림 5에서 보는바와 같이 MEC에서 MEC_R로 변화하게 되며, 전력판매 수익은 그림 6에서 보는바와 같이 EI_R에서 EI_R로 변화하게 된다. 그리고 새로운 균형 Q_E^{t*} 는 단위 석탄화력 발전소의 이윤(수익) 극대화 발전량 Q_{max} 보다 적어진다.

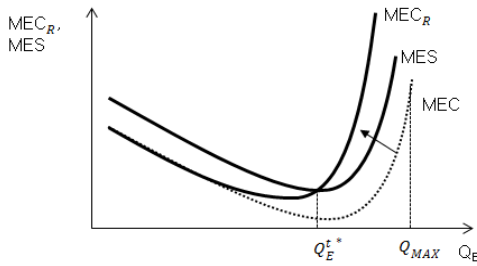


그림 5 한계매출 및 한계비용 곡선
Fig. 5 MESR and MECR curve

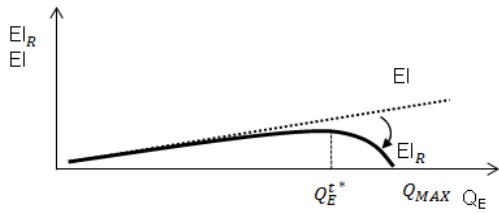


그림 6 전력판매 수익 Graph
Fig. 6 EI and EIR curve

4. 2,000 MW 민간 석탄화력 발전소 이윤극대화 발전량 Simulation

지금까지 논의한 RPS 제도 도입에 따른 이윤극대화 발전량 변화가 실제 발생할 수 있는지를 확인하기 위하여 가상의 2,000 MW급 민간 석탄화력 발전소 모델을 통해 Simulation을 실시하기로 한다. 본 연구에 사용된 Simulation 모델은 1,000 MW급 B-F/S 사업성검토 모델을 기반으로 구성되었으며, 전 기간이 아닌 RPS 의무비율이 10%가 되는 '24년을 기준으로 검토되었다.

4.1 기본 가정 및 Simulation 결과

설비용량 및 투자비는 기존에 검토 중인 프로젝트의 투자비를 기준으로 작성하였으며, 가동률과 이용률 터빈효율 등 효율 관련 자료는 1,000MW급 초초임계압(USC) 발전기의 Data를 기준으로 검토하였다. 용량요금은 현재 시행중인 정산기준이며, 보정계수는 정부에서 발표했던 조정계수 산정방식을 준용하여 산정하였다. 연료비를 포함한 변동비 및 고정비 단가는 내부적으로 검토한 1,000MW급 발전소 또는 동급 발전소의 kWh당 단가를 산정하여 적용하였다.

RPS 의무량은 '24년 10% 기준이며, 조정의무비율을 반영하여 발전량의 총 9.5%를 신재생에너지로 공급해야 하며, 연간 약 15.6만 REC(의무량의 약 10.5%)를 바이오매스 혼소 등을 통해 80,000원/REC에 조달한다고 가정한다. RPS 의무 이행량은 가동률 변동에도 변화하지 않는 것으로 가정한다. 또한 의무 불이행 비용은 앞서 설명한 바와 같이 '25년에 부과된 과징금을 현재가치로 할인(2%)하여 '24년에 반영하였으며, '24년 기준가격은 '15년 9월까지의 평균 신재생에너지 공급인증서 현물시장 평균 거래

가격인 93,266원/REC를, 과징금 중과율은 150%를 적용하였다. 이를 종합한 In-put Data는 다음 표 4와 같으며, Simulation 결과는 표 5과 같다.

표 4 시뮬레이션 입력 data
Table 4 Simulation Input Data

항 목	단 위	적 용	비 고
발전단 설비용량	MW	1,020MW X 2	초초임계압(USC) 석탄화력 발전소
송전단 설비용량	MW	974MW X 2	소내소비율 4.53%
총 투자비	억 원	3조 7,829억	'14년 추정한 예상 사업비 준용 (불변가)
가동률	%	92%	1,000MW급 USC 발전기기준
이용률	%	92%	1,000MW급 USC 발전기기준
터빈 효율	%	48.73%	1,000MW급 USC 발전기기준
보일러 효율	%	89.34%	1,000MW급 USC 발전기기준
플랜트 효율	%	32.54%	1,000MW급 USC 발전기기준
용량요금	원/kWh	7.80	1,000MW급 '24년 용량요금 Data 사용
에너지요금 (조정계수)	원/kWh	79.61 (0.2689)	1,000MW급 '24년 에너지요금 Data 사용
연료비 단가	원/kWh	50.54	1,000MW급 '24년 연료비단가 Data 사용
연료비 외 변동비 단가	원/kWh	4.25	하역비, 용수비 등 동급발전소 Data 사용
고정비 단가	원/MW	41.87	인건비, 수수료, 수선비 등 동급발전소 Data 사용
정산 방식	-	조정계수	VC 세부규정 수립 지연으로 조정계수 사용
적정 투자보수율	%	6.25%	
분석 기준년도	년	2024년	
조정외무 공급량 비율	%	9.5%	'24년도 의무공급량비율 10%에서 0.5%p 공제
REC 기준가격	REC	93,266원/REC	'15년도 9월까지 현물시장 평균 REC 거래가격
과징금 중과율	%	150%	RPS의무 최소이행으로 과징금 최대 부과
REC 자체생산	REC	15.6만 REC	발전가능용량의 1% 바이오매스 혼소 가정
REC 자체 생산 비용	원/REC	80,000원/REC	바이오매스 조달비용을 고려하여 산정

만약, RPS 제도 도입 전이었다면 '24년 세후 영업이익은 3,768억 원이었을 것이다. 하지만 RPS 제도 도입으로 과징금이 발생한 결과 세후 영업이익은 1,959억 원으로 급감하게 된다. 또한, Base Case로 설정한 REC 가격 93,266원/REC의 경우 가동률이 하락할수록 영업이익은 감소하는 현상을 보였다. 이는 가동률이 하락할수록 RPS 의무량 감소에 따른 RPS 의무이행비용 감소

표 5 Simulation 모델 예시 (Base Case 93,266 원/REC)
Table 5 Simulation model example (Base case 93,266WonREC)

2,000MW 급 석탄화력 발전소 손익계산서

(단위 : 백만원)

1. 발전량 (소내소비를 제외)	2024년 기준
1) 설비용량 (MW)	2,040 (1,020 x 2)
2) 소내소비율 (%)	4.53%
3) 가동률 (%)	92%
4) 연간 전력 판매량 (MWh)	15,696,001
2. 매출	1,372,061
1) 용량요금 (백만원)	122,429
CP 단가 (원/kW)	7.8
연간 송전가능용량 (MW)	15,696,001
2) 에너지 요금 (백만원)	1,249,632
SMP (원/kWh)	121
SMP매출	1,891,833
표준 연료비	880,077
표준운전유지비	133,357
보정계수	0.2689
3. 비용	945,521
1) 변동비	860,101
연료비	793,422
하역비 용수비 등 기타비용	66,680
2) 고정비	85,420
인건비 수수료 수선비 등	85,420
4. 영업이익	426,540
5. Tax	49,730
6. 세후 영업이익	376,810

신재생에너지 공급의무화제도 의무이행 비용

(단위 : 백만원)

1. 신재생에너지 공급의무량	1,491,120
1) 의무비율 (%)	10%
2) 조정의무비율 (%)	9.5%
3) '24년도 발전량	15,696,001
2. 의무 이행 비용(수익)	2,082
1) 바이오매스 환소 (1%)	156,960
2) REC조달비용 (원/REC)	80,000
3) 정산단가 (원/REC)	93,266
3. 의무 불이행 비용(수익)	(182,989)
1) 의무 불이행량	1,334,160
2) 중과 비율 (%)	150%
3) 과징금 단가 (원/REC)	139,900
4) 현재가치 할인 (2%)	(182,989)
4. 신재생에너지 공급의무비용	(180,906)
5. 제도 도입 후 영업이익	195,903

효과 보다 매출 감소효과가 더 크게 작용하기 때문이다.

하지만 신재생에너지 공급인증서의 기준가격이 점차 상승하여 약 177,000원/REC을 넘게 되면 RPS 의무이행비용 감소 효과가 매출 감소효과를 능가하기 때문에 영업이익이 증가하게 된다. 이를 표와 그래프로 정리한 것이 표 6과 그림 7이다.

그림 7과 같이 가동률을 낮추어 발전량을 감소시키수록 영업이익이 증가하는 현상은 2013년과 같이 REC 가격이 24만원/REC 수준으로 급등하고 민간 석탄화력 발전소의 RPS 의무이행비율이 10% 내외로 매우 저조한 경우에 한하여 발생하게 된다. 따라서 Simulation 조건과 같이 매우 극단적인 상황이 아닌 한 RPS 의무이행방안이 있을 경우 의무를 이행하는 편이 우월한 결과를 가져오며, 일반적인 경영환경에서는 민간 석탄화력 발전소가 발전량을 감소시키는 전략은 최적전략이 될 수 없다. 하지만

표 6 REC 기준가격별 가동률 하락에 따른 영업이익 변화 추이
Table 6 Trend of operating profit change (단위: 백만원)

가동률	92%	90%	88%	86%	84%	82%
REC 가격 100% (9.3만)	195,903	191,913	187,923	183,933	179,943	175,952
REC 가격 120% (11.2만)	162,233	159,132	156,031	152,930	149,829	146,728
REC 가격 140% (13만)	128,563	126,352	124,140	121,928	119,716	117,505
REC 가격 160% (15만)	94,894	93,571	92,248	90,926	89,603	88,281
REC 가격 180% (16.7만)	61,224	60,790	60,357	59,923	59,490	59,057
REC 가격 189% (17.7만)	44,725	44,728	44,730	44,732	44,735	44,737
REC 가격 200% (18.6만)	27,554	28,009	28,465	28,921	29,377	29,833

	80%	78%	76%	74%	72%	70%
	171,962	167,972	163,982	159,992	156,001	152,011
	143,627	140,526	137,426	134,325	131,224	128,123
	115,293	113,081	110,869	108,657	106,446	104,234
	86,958	85,635	84,313	82,990	81,668	80,345
	58,623	58,190	57,757	57,323	56,890	56,457
	44,739	44,742	44,744	44,746	44,749	44,751
	30,289	30,744	31,200	31,656	32,112	32,568

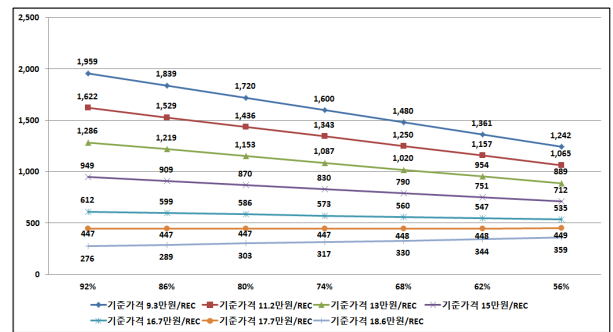


그림 7 REC기준가격별 가동률 하락에 따른 영업이익 변화 추이
Fig. 7 Trend of operating profit change (단위: 백만원)

여전히 이윤(수익)극대화를 위하여 발전사업자의 입장에서 RPS 의무이행비용을 비용함수에 반영하여 고려해야 한다는 점은 변함이 없으며, 끊임없이 제도 변화에 맞추어 발전량 또는 신재생에너지 공급량을 조절해 나가야 한다.

4.2 민간 석탄화력 발전소의 RPS 의무 이행 전략

지금까지 본 연구를 통해 검토한 바에 따르면 민간 석탄 화력 발전소들은 이윤을 극대화 전략은 두 가지 방향에서 이루어지게 된다. 첫 번째는 발전량을 RPS 비용을 고려한 이윤(수익) 극대화 발전량 수준으로 유지하는 것이다. 즉 매년 또는 분기별로 REC 이행실적 및 평균 REC구입가격, REC기준가격과 자신의 비용함수를 종합 고려하여 최적 발전량을 찾고 이 수준으로 발전량을 조절해야 하는 것이다.

두 번째는 RPS 이행비용을 최소화 하는 것이다. 민간 석탄화력 발전사업자는 자체건설, 계약시장, 현물시장, 국가 REC 등 4가지 REC 조달 방안을 종합 검토해야 한다. 현실적으로 법인형태가 SPC인 관계로 자체건설은 한계가 있으며, 현물시장은 아직까지 활성화되지 않았고 국가 REC는 점차 그 비중이 줄어들기 때문에 결국 가장 역량을 집중해야 하는 부분은 계약시장이다. 또한 계약 시장에서도 발전원별 계약방식별로 어떠한 Portfolio를 구성할 수 있는지에 따라 평균 REC구입가격 및 RPS 이행비용이 변동하게 되므로 이를 고려한 최적 Portfolio 구성을 검토해야 한다.

5. 결 론

신재생에너지공급능력이 부족한 민간 석탄 발전소들이 REC 공급의무 이행에 실패하여 대량의 과징금을 부과 받고 그 과징금의 규모가 충분히 크다면, 이들은 이윤(수익) 극대화를 위하여 발전량을 오히려 감소시키는 전략을 선택하게 될 수도 있다는 가설을 본 연구를 통해 분석해 보았고, Simulation 결과 REC 기준가격이 17만 원/REC 수준으로 높게 형성될 때 발전량을 감소시키는 것이 이윤극대화로 이어진다는 사실을 확인할 수 있었다.

실제 현실에서 민간 석탄화력 발전사업자들이 발전량을 감소시키는 선택을 하게 될 가능성은 매우 낮을지 모른다. 하지만 중요한 점은 이제 민간 석탄 발전사업자들이 자신들의 비용함수에 RPS 의무 이행비용 및 과징금을 철저히 반영해야 한다는 것이다. 이를 위해서는 매년 또는 분기마다 신재생에너지 공급의무량 및 과징금, 신재생에너지 공급인증서 조달 계약조건 등을 종합하여 발전비용을 비용함수의 In-put data를 수정해야만 최적 전략을 수립할 수 있을 것이다.

또한, 이제 발전사업자의 비용함수는 전력거래소운영규칙의 개정뿐만 아니라 RPS 제도의 개정에 따라서도 민감하게 영향을 받을 수 있기 때문에 이러한 변화를 지속적으로 모니터링 해야 하며, 전담 부서를 신설하여 정책변화에 대응해 나가야 할 것이다.

마지막으로 민간 석탄화력 발전사업자들에게 RPS 제도가 비용으로만 인식되어서는 안 되며, 오히려 부가수익을 얻을 수 있는 기회가 될 수도 있다. 즉 신재생에너지 공급인증서를 기준가격이하로 생산 혹은 조달할 경우 그 차액만큼 RPS 의무 이행 수익이 될 수 있는 것이다. 후속 연구에서는 RPS 의무이행비용(수익)을 최적화할 수 있는 신재생에너지 공급인증서 Portfolio 전략을 연구하기로 한다.

Acknowledgement

This study was supported by the Research Program funded by the Seoul National University of Science and Technology.

References

[1] H. S. Yang, "IPPA's(Independent Power Producer Association) Opposition to KDI's Electricity Market Study", Electric Power, Vol. 2011, pp. 70-71, 2011

[2] C. H. Lee, "A Study on Design and Application of RPS (Renewable Portfolio Standard) System in Korea", Korea Electrotechnology Research Institute, pp. 155-167, 2007

[3] J. H. Choi, T. S. Lee, "Impact of Renewable Portfolio Standard System on the Feasibility of LNG Combined-cycle Power Projects based on Project Finance", New & Renewable Energy 2015. 3 Vol. 11, No. 1, pp. 27-35, 3,

2015

[4] Mi. S. Lee, "Difference between FIT(Feed In Tariff) and RPS(Renewable Portfolio Standard)", Economic Research Institute, Korea Development Bank, pp. 59-78, 2009

[5] Ministry of Trade, Industry And Energy, "Enforcement Decree of the Act on the Promotion of the Development, Use, and Diffusion of New and Renewable Energy. Attached Table 3", 2015

[6] S. L. Lee, "The Study on Electricity Tariff Stabilization Scheme", Korea Energy Economics Institute, pp. 7-10, 2013

[7] J. H. Lee, J. W. Jung, J. C. Seo, J. W. Choe, J. H. J. C. Kim, New Business Planning Team LG Industrial Systems Co., "A Study of Genco's Profit Optimization under Vesting Contract", KIEE Summer Annual Conference 2003, pp. 21-23, 7, 2013

[8] J. K. Lee, "Microeconomics" 4th ed, Bubmunsu, pp. 296-315, 2005

[9] Ministry of Trade, Industry And Energy, "Guideline for Managing and Operating RPS(Renewable Portfolio Standard) System", 2015

저 자 소 개



하 선 우 (Sun-Woo Ha)

1984년생, 성균관대학교 경영학부 졸업, 경제학부 (복수전공)졸업, 서울과학기술대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사), 2010년 GS E&R 신재생에너지사업본부 연료전지팀 대리. 2016년~현재 나래에너지서비스(O&M) 경영지원팀 매니저



이 상 중 (Sang-Joong Lee)

1955년생. 부산공업고등전문학교 전기과 5년 졸업. 성균관대학교 전기공학과 졸업. 충남대학교 대학원 졸업(박사). 1987~88년 PSEC 수료(Power System Engineering Course, GE Research Center in Schenectady, NY). 1976년 한국전력 입사. 1988~1996 한전전력연구원 계통연구실. 1995년 한전전력연구원 수화력발전연구실 부장. 1996년 한전 보령화력본부 복합시운전, 제어계측부장. 1998년~현재 서울과학기술대학교 전기정보공학과 교수.