

계통한계가격(SMP)에서 무부하비용 제외가 발전사 비용절감 유인에 미치는 영향[†]

김명윤* · 조성봉**

요약 : 2001년에 개설된 우리나라 전력도매시장은 변동비 반영(CBP) 시장으로 발전기들의 비용절감 유인을 통해 전력생산 비용 최소화를 추구하고 있다. 국내 발전사들은 발전비용 절감을 위한 다양한 노력을 기울여 왔고, 발전연료 구매비용의 인하, 고효율 발전기 도입, 수요지에 인접한 발전소 건설 등이 그 결과로 나타나고 있다. 최근 전력시장 제도개선의 일환으로 계통한계가격(SMP)에서 무부하비용 등을 제외하는 방식에 대한 논의가 제기되고 있다. 본 연구에서는 SMP에서 무부하비용 등을 제외한 후 손실발전기를 별도로 보상하는 방안이 발전사의 비용절감 유인에 미치는 영향을 분석하였다. 그 결과 가격결정 구간에 위치한 LNG복합 발전기들의 비용절감 유인이 위축될 가능성이 높은 것으로 나타났다.

주제어 : 변동비반영시장, 계통한계가격, 무부하비용, 발전사 비용절감 유인

JEL 분류 : L9, Q4, D4

접수일(2014년 6월 18일), 수정일(2014년 12월 5일), 게재확정일(2014년 12월 8일)

[†] 본 논문은 숭실대학교 대학원 경제학과 2014년 「계통한계가격(SMP)에서 무부하비용 제외가 발전사 비용절감 유인에 미치는 영향」을 수정한 것임을 밝힘. 본 연구는 2014년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제 (No. 20134010200570 및 No. 20144010200660)입니다.

* 숭실대학원 경제학과, 교신저자(e-mail: nakmy@sk.com)

** 숭실대학교 경제학과 교수, 제1저자(e-mail: sbcho@ssu.ac.kr)

The Influence of Excluding No-load Cost from SMP on Cost Reduction Incentive of Generators

Myung Yun Kim* and Sung Bong Cho**

ABSTRACT : Korean electricity market is a Cost-Based Pool (CBP) designed to minimize electricity production cost through cost by providing cost reduction incentives to generators. Generation companies have shown diverse efforts to reduce costs in CBP market such as procuring low-price fuels, installing high efficiency gas turbine and constructing power plants near the heavy-load site. Recently, as a way to improve CBP market, a proposal to exclude no-load cost from System Marginal Price (SMP) and to compensate generators *ex post* was suggested to Korea Power Exchange. This study analyzes the impact of excluding no-load cost from SMP on the cost reduction incentive of generators. We found that excluding no-load cost from SMP enhances the likelihood of decreasing the cost reduction incentives of LNG combined-cycle generators lying on the price-setting range.

Keywords : Cost-Based Pool Market, System Marginal Price, No-load Cost, Cost Reduction Incentive of Generator

Received: June 18, 2014, Revised: December 5, 2014, Accepted: December 8, 2014.

* Graduate School of Soongsil University, Department of Economics(e-mail: nakmy@sk.com)

** Soongsil University, Department of Economics, Professor(e-mail: sbcho@ssu.ac.kr)

I. 서론

우리나라 전력도매시장은 2001년 개설되어 14년째 운영되고 있다. 도매시장은 변동비 반영시장으로 CBP시장(Cost Based Pool)이라 불리며, 국가적인 전력생산 비용을 최소화하기 위한 관점에서 설계되었다. 발전부문의 비용경쟁을 통해 효율적인 전력생산을 유인하는 시장이다. 곧 발전경쟁시장이자, 변동비반영시장을 의미한다. 시장가격인 SMP(System Marginal Price)는 1시간 단위로 결정되며, 매 시간대별 한계수요를 담당하는 한계발전량의 비용이 SMP가 된다. 모든 발전기는 자신의 발전 비용을 사전에 신고하고 발전사의 용량입찰과 거래소의 수요예측에 따라 결정되는 시간대별 SMP에 따라 자신의 가동여부와 마진수준이 결정된다. 즉, 자신의 발전비용이 한계발전량의 발전비용인 SMP보다 낮으면 가동하게 되고, 그 차액만큼을 수익으로 가져가게 된다. 한전의 발전자회사들은 정산조정계수라는 별도의 정산방식¹⁾을 통해 SMP와 자기 발전비용과의 차이의 일부분만을 보상받지만 민간발전회사들은 시장원칙에 따라 정산을 받기 때문에 발전비용을 낮추기 위한 경쟁을 벌이고 있다. 발전기마다 비용경쟁을 통해 생산비용을 낮추는 것은 발전기 수익을 높이는 동시에 소비자에게도 그 효과가 돌아가는 유익한 성과를 가져오게 된다.

각 발전기의 발전비용은 한국전력거래소에서 제시한 「전력시장운영규칙」에 의거하여 결정되며, 사용연료의 열량단가와 발전효율로 산정된다. 우리나라 CBP시장에서는 발전기의 변동비를 연료비만으로 적용하고 있다. 사실 변동비에는 연료비 이외의 비용이 존재하지만 우리나라 CBP시장은 연료비만을 변동비로 한정하여 적용하고 있으며 발전기의 비용함수는 연료비용의 2차 함수로 표현된다. 따라서 가격을 결정하는 한계발전기의 비용함수도 2차 함수이다. 이때 경제학적으로 한 단위의 전력생산을 위해 소요되는 한계비용은 연료비용 2차 함수의 미분 값이 된다. 그러나 발전기의 특성상 평균비용이 한계비용보다 높으므로 한계비용만으로 가격을 결정할 경우, 한계발전기는 손실이 발생하므로 현재 가격은 한계발전기의 한계비용이 아닌 평균비용으로 정해지고 있다. 이러한 평균비용 가격결정은 무부하비용이라는

1) 정산대금 = 연료비 + {(SMP - 연료비) × 정산조정계수}

개념을 발생시킨다. 즉, 평균비용과 한계비용의 차이가 무부하비용이다. 따라서 한계비용에 무부하비용을 더하고 여기에 발전소 기동에 소요되는 기동비용을 합친 것이 SMP가 된다. 이상의 내용을 종합해보면 우리나라 CBP시장에서 SMP가격은 2차 함수의 미분값인 한계비용(증분비용), 평균비용과 한계비용의 차이인 무부하비용, 그리고 발전기 기동에 소요된 기동비용을 합친 값이 된다. 이러한 방식은 지난 14년간 국내 CBP시장의 가격결정원칙으로 인정받아 왔다.

그러나 이러한 가격결정방식에 대해 경제학적으로 문제를 제기한 연구도 존재해 왔다. KDI(2005)는 무부하비, 기동비를 준고정비 성격으로 규정하고 한계비용으로 결정되는 SMP에서 제외하는 방안을 언급하였다. 즉, 경제학적으로 한계비용인 증분비만으로 SMP가격을 결정해야 한다는 논리이다. 이 경우 한계발전기와 이와 유사한 수준의 발전기들은 한계발전기의 한계비용으로만 보상받게 되어 실제 발생된 평균비용과의 차이만큼 손실이 발생한다. 따라서 KDI는 이들 손실이 발생하는 발전기에 대해서는 해당 손실분만을 별도보상(side payment)하는 방안을 제시하였다. 전력거래소도 2013년 시장제도개선 추진실무협의회에서 SMP에서 무부하비, 기동비를 제외하고, 이로 인해 손실이 발생하는 발전기에 대해서는 해당 손실분을 별도로 보상하는 방식을 제안한 바 있다.

본 논문은 SMP에서 무부하비를 제외한 후 손실이 발생하는 발전기에 대해서 해당 손실분만을 별도보상하는 방식이 CBP시장에서 발전기 비용절감 유인을 위축시킬 가능성을 제시한다. II절에서는 CBP시장에서 변동비 경쟁유인의 성과가 갖는 의미를 검토한다. III절에서는 SMP에서 무부하비용을 제외하고 손실발전기를 별도 보상하는 방안에 따라 변동비 절감유인이 어떻게 위축되는지를 제시한다. IV절에서는 본 논문을 요약·정리하여 결론을 제시하며 정책적 시사점과 향후 연구과제를 논의한다.

II. CBP시장에서 변동비 경쟁 유인의 성과

1. CBP시장에서 발전비용의 평가

우리나라 CBP시장에서 발전비용은 연료비용이다. 발전기가 전력생산에 사용하는 연료의 열량단가를 월 단위로 신고하면 분기별 신고된 발전기특성계수에 이를 적용하여 출력수준에 따라 각 발전기별 발전비용이 도출된다. 일반적으로 발전비용은 전력생산에 사용되는 변동성 비용을 의미하나, 국내 CBP시장에서는 변동성 전력생산비용 중 연료비만을 적용하고 있다. 예를 들어 해외 선진시장으로 자주 벤치마킹되고 있는 美 PJM 시장에서는 발전비용을 연료비, 환경비용, 변동성 수선·유지비용의 합으로 사용하고 있다. 美 PJM의 발전비용에서 환경비용은 SO₂, CO₂, NO_x의 배출권 구매비용이며, 변동성 O&M비용은 연료비의 5%이다. 여기에 더하여 발전에 소요되는 기타비용을 발전사가 보상받을 수 있도록 10%의 마진(Adder)을 반영하고 있다. 이와 달리 CBP시장은 순수한 연료비만을 변동비로 적용하여 SMP를 결정하고 있다.

발전기의 연료비는 크게 2가지 요소로 결정되어진다. 첫째는 연료의 가격, 즉 발전에 투입되는 연료의 열량단가이며, 둘째는 발전기의 효율이다. 열량단가는 발전사가 매월 전력거래소에 신고하며, 비용평가위원회에서 검증을 받아 확정된다. 발전기의 효율은 매분기 단위로 비용평가실무협의회에서 검증을 받는다. 전력거래소는 전력수요에 부합하면서 동시에 발전비용을 최소화하는 최적의 발전기 기동정지계획을 수립한다. 또한 경제학적으로 등증분비 원칙에 따라 전력수요를 감당하는 발전기별 출력배분을 한다. 이후 가격결정프로그램을 통해 운전 중인 발전기 중 한계발전기의 발전비용을 SMP가격으로 산정한다. SMP 가격결정은 단순한 발전기 발전비용 순위별로 결정되어지지 않는다. 발전기 비용곡선의 특성상 출력 값에 따라 비용이 달라지고, 하루 전 시장에서 거래일 24시간의 최적화된 발전기 기동정지계획을 수립하므로 발전기별 최소운전시간, 최소정지시간, 기동소요시간의 제약요소를 반영한 최적화가 필요하다. 따라서 한계발전기는 최적화 모델에 따라 등증분비 원칙에 따라 동일한 증분비를 갖는 발전기 조합을 결정하고, 이 중에서 무부하비용과 기동비용을 합산한 발전비용이 가장 높은 발전기가 한계발전기로 결정된다.

2. 발전사 비용절감 유인의 성과

발전기마다 비용경쟁을 통해 생산비용을 낮추는 것은 해당 발전기의 수익을 높이는 동시에 국민 경제적으로 매우 유의한 성과를 가져오게 된다. 해외 선진국가들의 전력시장 개방 및 경쟁도입의 목적도 전력회사들의 비용절감 유인이라고 볼 수 있다. 전력시장의 경쟁도입 및 비용절감 유인을 통한 성과에 대해서는 이미 많은 연구들이 존재한다. 특히 영국, 칠레, 미국, 호주와 같이 전력시장의 구조개편 및 경쟁도입이 진행된 국가들을 포함하여 OECD 국가를 중심으로 전력시장 경쟁도입에 다양한 성과에 대한 연구들이 1990년부터 2000년대에 다수 존재한다. Fabrizio, Rose and Wolfram(2007)은 미국 내 구조조정을 실시한 주들의 발전소 인건비와 연료의 비용이 더 효율적이라고 분석하였고, Bushnell and Wolfram(2005)도 미국 내 구조조정을 진행한 주의 발전소 연료효율성이 더 높다고 평가하였다. Cropper, Limonov, Malik and Singh(2011)는 전력시장 경쟁도입을 추진 중인 인도의 사례분석을 통해 전력산업 개혁조치 이후 발전소 가동율이 향상된 것으로 평가하였다.

국내의 경우 김대옥·이유수(2010년)는 민간발전과 발전자회사의 효율성을 비교하여 민간발전사 소속 발전기와 자회사 소속 발전기의 열효율(heat rate)을 비교하여 다른 조건들을 통제하고 나면, 민간 소속 발전기의 열효율이 14% 정도 높고, 이 차이는 통계적으로 유의하다고 분석하였다. 우리나라 CBP시장도 발전비용 경쟁시장이므로 발전기들이 발전비용을 낮추면 해당 발전기의 이익은 증가하는 대신 이로 인해 SMP가격은 하락하게 되어 전력판매사업자인 한국전력의 전력구입비용은 감소하게 된다. 개별 발전기의 비용절감이 전력시장의 전체적인 SMP가격을 낮추게 되어 구매자인 한전과 전력소비자가 이득을 얻게 되는 구조이다. 비용절감의 노력을 하지 않는 사업자는 자기 발전비용은 동일한 상태에서 SMP가격만 하락하여 손실이 발생하게 된다. 이처럼 비용경쟁 구조는 국가적인 발전비용 최소화를 유도하고 있다. 국내 CBP 시장에서는 기저발전기 이용률 제고, 유연탄 구매효율 향상, LNG 연료 구매비 절감, 화력발전소 열효율 향상, 노동생산성 향상, 발전기 고장건수 감소, 전기품질 향상 등에 대한 성과가 연구되어 왔다. 이 중에서도 발전연료의 구입비 절감, 발전기 효율 제고, 경제적인 발전소 입지 선정을 주된 경쟁 요인으로 볼 수 있다.

발전사 입장에서는 발전연료의 구입비를 낮추는 것이 자기가 보유한 발전설비의 가동률을 높이고, 발전이익도 제고시킬 수 있는 가장 핵심적인 활동이다. 국내 석탄 발전사업자와 가스발전사업자 모두 이러한 연료구입비 절감 노력을 추진하고 있다. 국내 석탄발전사업의 경우 한전발전 5사가 대규모 설비를 운영해왔으며, 2001년 전력시장이 도입되며 발전 5사로 분할한 이후 유연탄 연료구매 및 화력발전소 열효율 향상을 위한 경쟁을 통해 발전비용을 낮추는 노력이 있었고, KDI(2010)는 발전 5사 간 저가구매를 위한 경쟁유인으로 인해 2001년부터 2008년까지 국제 유연탄 가격이 302.8% 상승한 반면 국내 구매가는 135.2% 상승하였고, 분할 이후 일본 대비 구매단가를 5.5% 절감한 것으로 평가하였다. 가스발전사업은 2001년 전력시장 개설 이후 대부분 민간발전사업자가 진입해 운영하고 있으며, 민간발전사는 CBP시장의 경쟁유인에 더욱 적극적으로 반응하여 연료비 절감을 위한 노력의 성과를 보이고 있다. 특히 2000년대 가스사업법 개정으로 LNG의 직도입이 허용됨에 따라 저가연료 도입을 통한 발전비용 절감의 노력이 시작되었고, 광양발전소의 경우 저가연료 구매의 대표적 사례로 연구되어 왔다. 손양훈·박종배(2009)는 민간발전사의 LNG 직도입 발전기인 광양발전소가 저가연료 구매를 통해 전력도매시장의 정산금액을 인하시킨 영향을 정량적으로 분석한 바 있다.

발전기들의 연료구매비용은 매월 전력거래소에 신고하는 발전연료 열량단가 정보를 통해 살펴볼 수 있다. 국내 발전기 연료구매비를 2014년 5월 기준으로 살펴보면 석탄의 경우 5개 발전사가 도입하고 있으며, 연료구매비의 경쟁 범위는 표준편차로 볼 때 6% 수준이다. LNG의 경우 광양복합 이외의 모든 LNG복합 발전기는 한국가스공사를 통해 단일 공급처로부터 발전연료를 공급받고 있으나, 광양이 매우 낮은 연료를 도입하고 있어 연료구매비의 표준편차 범위가 14%로 수준으로 나타났다.

〈표 1〉 국내 발전기 연료구매비

구분	규모	열량단가 (원/Gcal)			표준편차 (평균대비)	
		최대	최소	평균		
원자력	24기	2,181	1,594	1,917	227	(12%)
석탄	46기	17,208	15,840	16,059	1,013	(6%)
국내탄	6기	23,305	18,525	18,872	3,087	(16%)
중유	24기	87,292	73,021	80,702	6,207	(8%)
등유	1기	-	-	108,690	-	-
경유	3기	159,540	158,145	158,843	986	(1%)
LNG	71기	90,326	26,329	74,670	10,594	(14%)

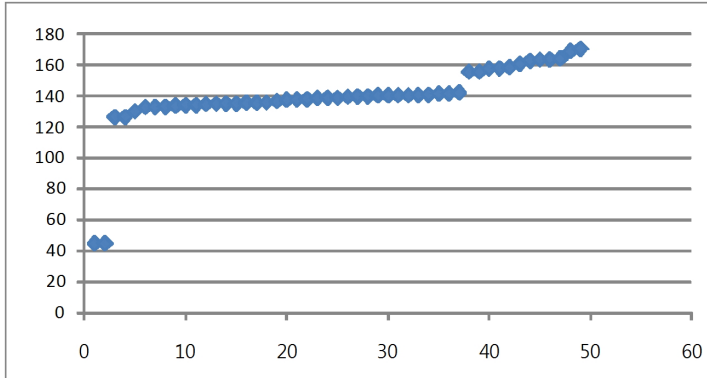
자료: 전력거래소 (2014년 5월 열량단가)

저가연료 구매 이외에 LNG발전사업자가 취할 수 있는 연료비 절감 유인은 고효율 발전기를 구매하는 것이다. 2010년 이후 국내 민간발전사들은 신규 고효율 발전기종을 선택하여 신규발전기 투자에 있어 연료비 절감을 추진하기 시작하였다. 이러한 움직임은 발전기 제조사의 고효율 발전기종의 판매실적에서도 나타난다. 부곡 #3·5, 포천, 동두천, 안산, 장문, 포스코에너지#7·8·9 모두 고효율 가스터빈 모델을 선택하였다. 2010년 이후 S사, M사가 판매한 고효율 발전기의 주요 구매처는 국내 민간발전사업자들이었다. LNG발전사들의 고효율 발전기 구매를 통한 비용절감 경쟁범위는 3% 수준이다.²⁾ 앞에서 살펴 본 발전기의 연료구매비용과 발전기 효율이 합쳐져 국내 CBP 발전기들의 최종 연료비용이 산출되며, 전력거래소는 매월 발전기별 연료비용을 산정하고 있다. 2014년 5월 전력거래소 연료비용 자료를 통해 LNG복합 발전기들의 연료비용 분포를 그려보면 다음 그림과 같다.

2) Gas Turbine World Handbook 2013 (발전효율 : Simple Cycle 기준)

〈그림 1〉 발전기 연료비용 (2014년 5월)

(단위:원/kWh, 기)



자료: 전력거래소 열량단가 및 입출력특성계수 자료를 활용하여 산정

위 그림은 현 시점을 기준으로 국내 전력시장에서 LNG복합 발전기 49기의 연료 구매비용과 발전기 효율이 반영된 최종 연료비용을 보여주고 있다. 전체적으로 3가지 그룹으로 분류할 수 있으며, 연료비 160원/kWh에서 180원/kWh 구간대의 비효율적 발전기 12기와, 연료비 120원/kWh에서 140원/kWh 구간대의 발전기 35기, 그리고 40원/kWh 대의 발전기 2기가 위치해 있다. LNG복합 발전기의 실질적인 경쟁 구간은 연료비 120원/kWh에서 140원/kWh 구간대의 발전기 35기로 볼 수 있다. 유효한 경쟁구간에 있는 35기(CC기준)의 경우 평균 136원/kWh, 표준편차 3.9원/kWh으로 경쟁범위가 2.9% 수준이다. 유연탄은 46기의 경우 평균 36원/kWh, 표준편차 3원/kWh으로 경쟁범위가 8.3% 수준이다.

저가연료 구매, 고효율 발전기 구매 이외에 발전사들이 발전비용 경쟁을 벌이는 요소가 발전소 입지이다. 2007년 전력시장운영규칙이 개정되어 송전손실계수(TLF, Transmission Loss Factor)가 도입되었다. 발전기가 전력수요가 높은 수도권에 인접해 있을수록 높은 TLF 계수가 적용되어 발전비용이 낮아지게 되어 가동률과 수익 측면에서 유리한 반면 전력 수요지에서 멀리 떨어진 발전기는 낮은 TLF 계수가 적용되어 발전비용이 높아지게 되어 손해를 보게 된다. 금년도 기준 LNG복합 발전기들의 송전손실계수를 살펴보면 LNG발전사들의 발전소 입지를 통한 비용절감 경쟁 범위는 3% 수준 이내이다.

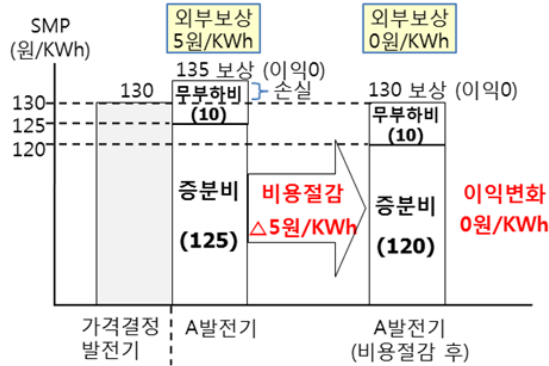
3. 무부하비용 별도보상의 비용절감 유인 위축

SMP에서 무부하비용을 제외한 후 이를 사후적으로 별도로 보상하는 경우 어떻게 비용절감 유인을 위축시키는지에 대하여 살펴보도록 한다. 우선, <그림 2>에서 SMP가격을 무부하비용을 제외한 한계비용만으로 정할 경우 SMP가 130원/kWh이라고 가정한다. 이때 가격결정발전기보다 한계비용이 낮은 A발전기의 한계비용이 125원/kWh이고, 무부하비용은 10원/kWh일 경우, A발전기는 손실 5원/kWh이 발생하므로 5원/kWh을 별도로 보상받는 상황을 가정해보자. 이러한 상황에서 만약 A발전기가 5원/kWh의 비용절감 노력을 해서 자신의 발전비용을 130원/kWh까지 낮추었을 경우에 이제는 SMP 130원/kWh을 보상받아도 손실이 발생되지 않으므로 이전에 받았던 별도보상 5원/kWh은 사라진다. 따라서 A발전기는 5원/kWh까지의 비용절감 노력을 기울일 이유가 없어지게 된다. 결국 SMP무부하비제외 후 별도보상(side payment) 방식이 도입될 경우 A발전기에게 일정구간(0원~5원/kWh)의 비용절감유인이 사라지게 된다.

이상의 내용을 일반적인 수식으로 표현하기 위해 증분비용을 IC , 무부하비용 등 다른 비변동비를 OC , 비용절감 정도를 ΔCR 라고 하자. 이제 비용절감 노력 후에 이 발전기업의 증분비용이 IC_1 에서 IC_2 로 줄어들고 그 정도가 ΔCR 라고 하자. 발전기업은 $IC < SMP$ 일 때 가격결정발전계획에 포함된다. 그러나 실제 발전원가는 OC 가 추가되어 $IC + OC$ 를 보상받게 된다. 그런데 비용절감에 따라 받게 되는 $IC_2 + OC$ 값이 SMP보다 크게 되면 $IC_2 + OC$ 만큼 받게 되나 이 때에는 비용절감 노력을 하지 않게 될 때 받게 되는 $IC_1 + OC$ 이 크므로 어렵게 비용절감을 할 유인이 없게 된다. 물론 비용절감을 많이 해서 $IC_2 + OC < SMP$ 라면 SMP를 받게 되면서 그 차액을 이익으로 확보할 수 있지만 그렇지 않다면 비용절감을 할 필요가 없다. 그런데 $IC_2 = IC_1 - \Delta CR$ 이므로 $SMP < IC_2 + OC$ 는 $SMP < IC_1 - \Delta CR + OC$ 으로 표현되고 이는 다시 $\Delta CR < IC_1 + OC - SMP$ 와 같다. 즉, 무부하비용 등 비변동비를 SMP에서 제외하고 사후에 보상하는 경우 비용절감의 정도 ΔCR 의 값이 $[0, IC_1 + OC - SMP]$ 구간에 놓여 있을 때 발전기업은 비용절감의 유인을 갖지 못하게 된다.

계통한계가격(SMP)에서 무부하비용 제외가 발전사 비용절감 유인에 미치는 영향

〈그림 2〉 SMP무부하비제외 후 별도보상의 비용절감유인 예시



III. 계통한계가격에서 무부하비용 제외 후 손실 발전기 별도보상 방안에 대한 검토

1. 무부하비용의 개념

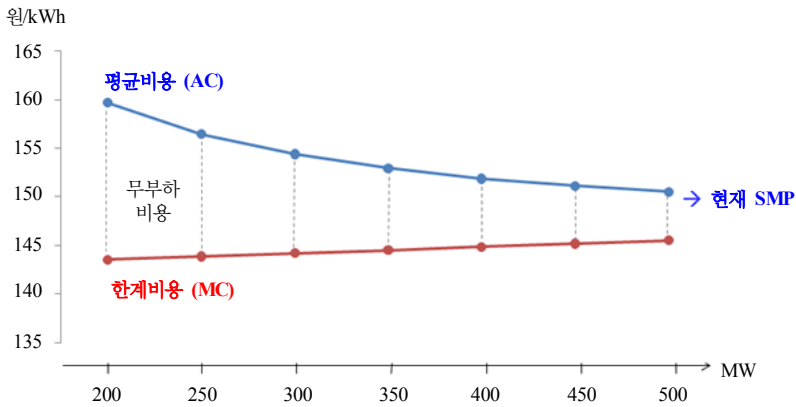
무부하비용을 정확히 이해하기 위해서는 물리적 개념과 SMP에서 사용되는 개념을 구분해야 한다. 물리적 개념은 발전기에 투입된 열량 중에서 전력생산의 동력원으로 직접 사용되지 않고, 보일러의 온도 유지, 기계적 간극 유지 등 발전기의 가동 조건을 유지하기 위해 사용되는 열량 또는 이의 화폐적 가치인 비용을 의미한다. 이는 SMP에서 발전기의 실제 평균비용과 한계비용의 단순 차이로 표시된다.

일반적으로 발전기 비용함수의 특성은 2차 함수로 $C = aP^2 + bP + c$ 와 같이 표시하고 있다. 한 단위 출력을 낼 경우 평균비용은 $AC = (aP^2 + bP + c)/P$ 이고 한계비용은 $MC = 2aP + b$ 이 된다. 따라서 무부하비용은 평균비용 - 한계비용이므로 $AC - MC = (c - aP^2)/P$ 로 표시된다. 일례로 실제 발전기의 입출력특성계수를 통해 계산해 보면 신인천복합 1호기가 500MW 출력을 낼 경우 Fuel Total Cost = $0.000037 \times (500)^2 + 1.623600 \times 500 + 38.2$ 이며, 이때 Average Cost = $0.000037 \times 500 + 1.623600 + 38.2/500 = 1.7185$ Gcal/MWh이고, Marginal Cost = $0.000074 \times 500 + 1.623600 = 1.623674$ Gcal/MWh이 된다. 따라서 무부하비용 = $1.7185 -$

1.623674 = 0.094826Gcal/MWh이 된다. 2014년 3월 기준 연료비 87,591원/Gcal을 대입해보면 무부하비용은 8,306원/MWh이며, kWh로 환산하면 8.306원/kWh이다.

무부하비용의 수치를 다시 400MW, 300MW, 200MW 출력수준에서 계산해보면 아래 <그림 3>과 같이 출력이 감소할수록 무부하비용이 점차 증가한다. CBP 전력 시장에서는 SMP의 결정 시 발전기의 한계비용 요소만을 고려하는 것이 아니고 무부하비용과 기동비용을 포함하여 시장가격을 결정하고 있다. 이러한 방식이 적용된 이유는 발전기 비용구조의 특징으로 인하여 한계비용만으로는 발전비용이 회수되지 못하기 때문이다. 발전기의 비용은 무부하비용으로 인하여 평균비용이 한계비용보다 높다. 2차식으로 표현된 비용함수에서 상수항이 큰 값을 차지하기 때문에 대부분 발전기의 평균비용은 우하향하는 형태를 취하게 된다.

<그림 3> 발전기 평균비용 및 한계비용 (신인천복합1호기)



가정: ① 비용곡선 = 0.000037 x P² + 1.623600 x P + 38.2 ② 연료비 = 87,591원/Gcal

2. SMP에서 무부하비용 제외 이슈

KDI(2005)는 무부하비용을 준 고정비 요소로 규정하고, 효율적인 시장운영을 위해 SMP에서 무부하비용을 제외하고 손실이 발생하는 발전기에게 무부하비용을 별도로 보조해주는 방법이 바람직하다고 하였다. 그러나 우리나라 CBP시장과 같이 비용입찰시장에서는 한계발전기의 증분비로만 가격결정을 할 경우 민간발전사들의

손실이 발생하므로 가격입찰시장(Price Bidding Pool)에서 이를 도입하여야 한다고 전제하고 있다. “결국, 효율적인 계통운동을 위해서는 표준전력시장과 같이 기동비용과 무부하비용을 발전기의 급전결정과정에서는 적용하지만 시장가격결정 과정에서 제외하고 최종적인 정산과정에서 회수하지 못하는 기동비용이나 무부하비용을 별도로 보조해주는 방법이 바람직하다고 할 수 있다.”³⁾ 그러나 무부하비용은 가상의 비용이 아닌 발전기 운전 시에 실제 투입되는 연료비로서 2001년 CBP시장이 도입된 이후 현재까지 SMP 구성요소로 존재해왔으며, 이는 시장실제 당시 CBP시장이 지닌 여러 가지 특성을 고려하여 결정된 사항이다. CBP시장에서 SMP산정 시에 무부하비를 제외할 경우에는 다음과 같은 문제점이 나타난다.

우선 우리나라 CBP시장의 SMP는 기동비용, 증분비용, 무부하비용으로 구성되어 있으며, 3가지 비용요소는 하루 전 시장(Day-ahead market)의 관점에서는 모두 변동비에 해당하며, 하루전시장에서는 이러한 비용을 한계비용으로 인식하고 시장가격을 결정한다. 실시간 시장(Real time market)에서는 발전기의 기동정지가 실시간 확정되므로 증분비용만이 한계비용이 될 수 있으나, 발전기 추가가동이 필요한 경우에는 기동비용도 한계비용의 요소가 된다. 또한 실시간 시장에서는 하루전시장의 제약요인을 고려하지 않는 발전계획과 달리 발전기와 송전계통의 제약조건을 반영하여 입찰 및 가격결정이 이루어지므로 하루전시장과는 가격결정 원리가 다르다.

경제학의 기본명제는 공급이 경쟁적으로 이루어질 때 공급곡선은 한계비용 곡선과 같다는 것이다. 그리고 이 공급곡선은 개별 기업의 한계비용 곡선의 수평적 합이다. 만약 발전기마다 한계비용이 다르다면 가장 낮은 한계비용을 갖는 발전기의 발전량이 먼저 공급되고 그 다음으로 낮은 한계비용 값의 발전기가 공급하게 되고 하는 식으로 해서 마지막에는 가장 높은 값의 한계비용과 그 이전의 모든 발전기의 발전량의 합을 조합으로 하는 공급곡선을 얻는다. 이와 같은 한계비용 결정방식에 따라 발전량과 무관하게 소요되는 기동비용과 무부하비용은 한계비용에서 제외되어야 하므로 SMP 산정에서 제외하자는 것이 한계비용 결정방식의 경제학적 배경이라고 할 수 있다.

3) KDI(2005), p.278.

경제학의 한계비용 결정방식을 전력시장에 기계적으로 적용하게 되면 이와 같은 논의가 적절한 것으로 보인다. 즉, 기동비용과 무부하비용은 발전량이 증가할 때 증가하는 증분비용과는 무관한 값이므로 한계비용에서는 제외되어야 한다는 것이다. 그러나 이는 전력시장의 특수성을 간과한 분석이라고 판단된다. 산업의 한계비용 곡선은 개별기업 한계비용의 수평적 합이라는 경제학 교과서에서 논의되는 단순한 논리를 전력시장에서는 그대로 적용할 수 없다.

먼저 전력시장의 공급곡선을 이해하기 위해서는 기본적인 논의를 ‘산업의 한계비용’에서 출발하여야 한다. 산업의 한계비용은 전력산업 전체에서 발전량을 한 단위 증가시킬 때 추가로 증가되는 비용을 의미한다. 일반적으로 한 발전기가 급전에 추가될 때 해당 발전기의 가동량 내에서는 한계비용이 큰 차이를 보이지 않으므로 한 발전기의 가동량 구간 내에서는 한계비용이 크게 증가되지 않으며 또한 이 구간 내에서는 발전기의 한계비용이 산업의 한계비용과 동일하게 된다. 그런데 다음 급전 순위의 새로운 발전기가 추가될 때는 어떻게 될 것인가? 새로운 발전기가 추가되기 위해서는 이 발전기를 가동하기 위한 비용을 지불하여야 한다. 그러지 않고는 이 발전기는 계통에 편입되려고 하지 않기 때문이다. 따라서 기동비용과 무부하비용을 어떤 방식으로든 지불해야 한다. 관건은 이런 기동비용과 무부하비용을 어떻게 해석하느냐의 문제이다. 전력산업처럼 전 계통이 동기화되어 움직이는 경우 새로운 발전기가 추가되지 않으면 그 이전의 모든 발전기의 공급도 중단된다. 일례로 발전량이 수요량보다 모자라서 정전이 일어나게 되면 이 순간 공급은 영(零)이 되는 것이다.

이는 일반적인 재화의 공급과 다른 전력시장의 독특한 점이다. 예를 들어 배추와 같은 농산물의 공급을 보자. 배추의 공급은 강원도에서 공급되는 것과 다른 지역에서 공급되는 배추를 모두 합하면 된다. 그런데 예를 들어 강원도 정선에서 배추가 공급되지 않는다고 해서 전라도나 경상도에서 배추 공급이 차질이 생기는 것은 아니다. 강원도 정선에서 배추가 공급되지 않는다면 전체 공급량에서 정선에서 공급하는 물량만 차감하면 된다. 그러나 전력의 경우는 다르다. 전력수요가 클 때 원자력발전소와 유연탄발전소에서 아무리 값싼 전력을 풍부하게 공급하였을지라도 이보다 비싼 가스복합발전소나 열병합발전소까지 동원되어 전력이 공급되지 않으면 전 계통이 마비되고 원자력발전소와 유연탄발전소에서 생산한 전력까지도 공급이

되지 않는다. 즉, 추가적인 발전소에 들어가는 비용은 단지 그 발전소에만 필요한 비용이 아니라 전체 전력계통이 돌아가기 위한 추가적인 비용으로 이해해야 한다는 것이다. 그렇다면 이 추가적인 비용은 단지 한 발전기의 기동비용으로 이해되어서는 안 된다. 이는 바로 전력이란 재화를 하나의 큰 산업으로 보았을 때 산업의 한계비용으로 간주되어야 하는 것이다. 그리고 이는 바로 산업 공급곡선의 중요한 일부와 요소를 형성하는 것이다. 따라서 기동비용, 무부하비용과 같이 한 발전기에 비선형적으로 증가하는 비용이라고 할지라도 이 비용이 지불되지 않으면 해당 발전기는 추가적으로 공급에 기여할 수 없다는 점에서, 그리고 이 추가적인 공급이 이루어지지 않는다면 전체 산업의 공급도 무의미하다는 점에서 기동비용과 무부하비용은 산업의 한계비용으로 간주되어야 한다. 이는 개별 기업의 한계비용의 수평적 합이 시장의 한계비용이라는 경제학 이론의 기계적 적용과 지나친 일반화에 따른 문제점이라고 할 수 있다. 물론 이와 같은 논리는 가격입찰시장에서는 적용되지 않는다. 왜냐하면 가격입찰시장은 자신이 들어간 비용을 보전하는 것과는 무관하게 스스로 받을 가격을 제시하는 시장이기 때문이다. 이런 점에서 CBP시장 대신에 가격입찰시장을 도입하는 것은 하나의 대안이 될 수 있다. 그러나 CBP시장을 유지하는 경우 무부하비용과 기동비용은 산업의 한계비용에 포함된다고 볼 수 있으므로 이를 제외하는 것은 적절한 방법이 아니라고 할 수 있다.

이와 같은 문제점 외에도 CBP시장에서 SMP산정 시에 무부하비용을 제외하는 것은 다음과 같은 실제적인 문제점에 봉착하게 된다. 첫째 발전기의 정확한 무부하비용 산출이 곤란하다. 무부하비용과 증분비용은 실제 운전 중의 발전기 연료비 구성 요소이다. 그러나 무부하비용은 실측이 곤란한 값으로서 발전기 발전비용과 증분비용과의 관계로 간접적으로 산출되는 값이다. 우리나라에서 적용하고 있는 무부하비용 c계수는 발전기 특성시험 결과를 바탕으로 한 곡선 추정 과정에서 산출되나, 이 과정에서 a값을 양으로 설정해야 하는 문제에 따라 c값의 변동이 크게 발생한다. 즉 곡선 추정 방법에 따라 크게 변동한다. 특히, 우리나라 전력시장에서 가격결정을 많이 하는 복합화력의 경우에는 가스터빈의 기동상태나 운전 조합에 따라 실제 무부하비용은 크게 달라진다. 실제로 2:1 조합의 복합화력의 경우에 가스터빈의 기동 여부 및 횟수, 출력과 운전조합 상태에 따라 몇 개의 발전기 비용곡선이 존재하고

각각의 경우, a, b, c 계수가 다르게 되지만, 우리나라 전력시장에서는 한 개의 비용 곡선으로 추정하여 사용하고 있다. 이 결과, 비용곡선에 의한 전체 발전비용은 큰 차이는 없다하여도, 2차 곡선의 추정 결과에 따라 비용곡선의 a, b, c 상수는 크게 변화하게 된다.

둘째, 우리나라 전력시장에서 발전기 무부하비용은 $c - aP^2$ 으로서 계속적으로 변동하는 발전기 출력에 따라 무부하비용 또한 변한다. 무부하비용을 별도 정산할 경우에는 시간대별 발전기 출력을 반영한 무부하비용을 정산하여야 한다. 무부하비용의 정산과정이나 산출과정에서의 부정확성 등으로 인하여 분리 정산의 경우에 전력시장가격으로 발전기 변동비가 보상되지 않는 경우가 발생하며, 이러한 무부하비용 별도정산은 향후에 발전회사들이 발전기 운전을 기피하도록 작용될 수 있다.

결국 우리나라 변동비반영시장에서 무부하비용의 문제는 제한된 자료로 비용함수를 2차함수로 무리하게 추정함으로써 나타날 수도 있는 문제⁴⁾이다. 이러한 문제점은 전력거래시장을 가격입찰로 하였을 때 해소될 수 있겠으나 현재와 같이 변동비를 반영하는 구조에서 다소 인위적인 개념으로 무부하비용을 규정하고 또 이를 SMP 산정에서 제외하는 것은 문제라고 볼 수 있다.

참고로 해외 전력시장에서 무부하비용 문제가 없는지를 살펴보면 우리나라와 유사한 변동비반영시장(Cost Based Pool, CBP)을 운영하고 있는 아르헨티나의 경우 변동비반영시장임에도 제한적인 가격입찰 요소를 포함하고 있는 특성을 가지고 있어 발전사가 무부하비용을 제한적 가격입찰 범위에 포함시켜 입찰할 수 있으므로 우리나라와 같은 문제가 발생하지 않는다.⁵⁾ 즉, 발전사는 연료비 상한가격의 15%를 초과하는 범위에서 비용을 선언할 수 있으므로 무부하비용을 포함하여 비용을 신고할 수 있는 구조이다.

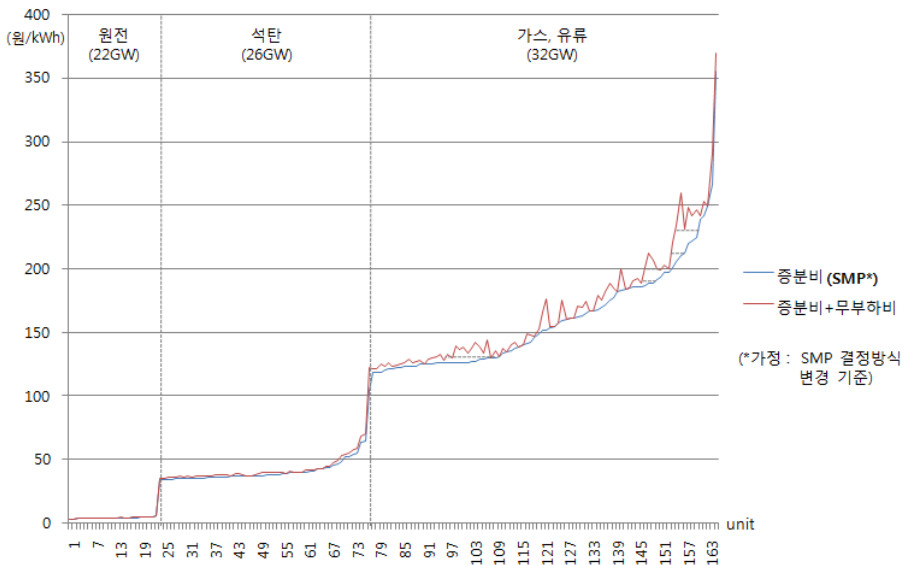
4) 실제로 비용곡선을 추정할 경우 대부분 관측치가 많지 않아 도출해낸 계수값에 대한 통계적 유의성은 기대하기 어려운 수준이다. 따라서 통계적 유의성도 없는 계수 추정값을 근거로 무부하비용을 별도로 정산한다는 것은 시장운영의 정밀성 측면에서 바람직하지 않다고 할 수 있다. 이와 같은 문제점을 제기한 심사위원의 지적에 감사드린다.

5) 해외전력산업동향

3. SMP 무부하비용 제외와 발전사 비용절감유인 관계

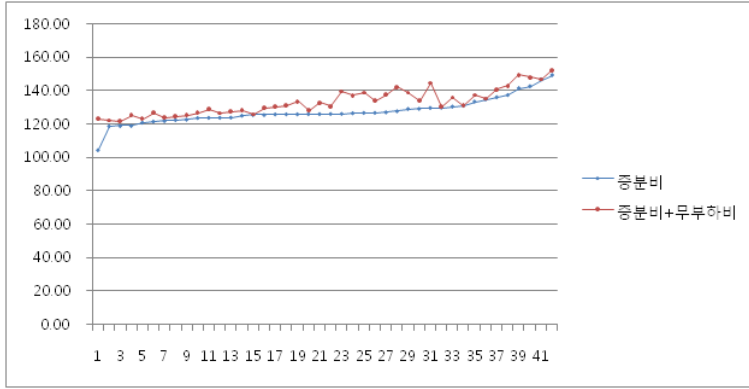
이하에서는 SMP에서 무부하비를 제외하고, 손실발전기에 한해 별도보상을 지급할 경우 발전기의 비용절감유인 하락효과에 대한 정량적 분석을 시도하였다. 이를 위해 현재 시점의 발전기별 발전비용 분석을 통해 발전기별 무부하비용의 크기를 계산하고, 각 발전기가 가격결정 발전기가 될 경우 비용절감유인 하락영향의 크기를 측정한다. 또한 미래 시점의 SMP 및 발전기별 발전비용 전망을 통해 동일한 영향을 파악한다. 먼저 2013년 10월 기준 전력거래소의 월별 비용평가자료와 국내 전체발전기의 입출력 특성계수, 열량단가를 이용하여 각 발전기별 한계비용(증분비용)과 평균비용(증분비용과 무부하비용)을 계산해보았다. 다음으로 평균비용과 한계비용의 차이인 무부하비용의 크기와 이를 제외하여 SMP가격을 결정할 경우 손실이 발생하는 발전기들을 살펴보았다. 아래 <그림 4>에서 가격결정발전기는 앞에서 논의하였듯이 두 선의 차이만큼 비용절감 유인이 감소하게 된다.

<그림 4> 발전비용 추정 상 비용절감 유인 수준 (2013년 10월)



자료: 전력거래소 열량단가 및 입출력특성계수 자료를 이용하여 산정 (출력 95% 기준)

〈그림 5〉 가격결정 발전기 그룹의 비용절감 유인 수준 (2013년 10월)



자료: 전력거래소 열량단가 및 입출력특성계수 자료를 이용하여 산정 (출력 95% 기준)

상기 <그림 5>는 SMP 가격결정 빈도가 높은 발전기 군에서 나타나는 충분비 값과 충분비+무부하비용 값의 차이를 살펴본 것이다. 이들은 2013년 평균 SMP 수준인 150원/kWh 이하의 LNG 발전기로 정해졌는데 그 규모는 총 42기, 20,521MW이다. 상기 LNG발전기 군에서 각 발전기가 무부하비용을 제외하여 SMP가격결정할 경우의 상세한 영향 규모 및 비용절감유인감소 영향은 다음 <표 2>와 같다. 이에 따르면 가중평균 시 영향을 받는 발전기 규모는 평균 9호기(CC기준), 4,481MW에 이르렀으며 그 결과 비용절감 유인 감소영향은 3.35원/kWh으로 분석되었다. 유효한 경쟁구간에 있는 35기(CC기준) LNG 복합발전기의 경쟁범위가 3.9원/kWh 안팎인 것을 고려할 때 3.35원/kWh의 비용절감유인이 위축된 것은 그 영향이 크다고 볼 수 있다. 즉, 비용절감을 유도하는 LNG발전기의 경쟁구간이 사라지게 되어 국내 CBP 시장에서 발전기간 경쟁유인을 크게 저하시킬 가능성이 존재하는 것이다. 다만 본 연구에서는 발전기의 발전비용 산정 및 SMP가격결정방식이 전력거래소의 실제 방식과는 달리 단순화하여 분석하였기에 비용절감유인의 영향이 실제와 다를 가능성이 존재한다. 그러나 각 발전기의 무부하비용의 크기가 발전기 간 발전비용의 차이보다 큰 구간이 많이 나타나고 있는 점을 감안할 때 실제 전력거래소의 가격결정 방식에 있어서도 SMP에서 무부하비용을 제외하고 손실발전기에 대해 별도로 보상할 때에는 여러 발전기의 비용절감 유인이 위축될 가능성이 존재한다.

〈표 2〉 가격결정 발전기 그룹의 비용절감 유인 수준 (2013년 10월)

(단위: MW, 원/kWh, 기)

Target 발전기	용량	증분비	증분비+무부하비	영향발전기	영향발전규모	비용절감유인감소
부곡복합3CC	382	104.55	122.88	1	382	18.33
부곡복합2CC	595	118.70	122.06	2	977	3.67
군산복합화력1CC	779.4	118.78	121.45	3	1756.4	3.19
인천복합2CC	570.1	118.86	125.05	4	2326.5	3.87
부곡복합1CC	591.1	120.81	123.16	5	2917.6	2
포스코에너지복합6CC	702	121.43	126.76	6	3619.6	2.15
포스코에너지복합5CC	698	121.76	123.65	6	3538.2	2.3
부산복합2CC	571	122.35	124.65	6	3514.2	2.15
부산복합4CC	571	122.58	125.32	7	4085.2	2.03
오성복합CC	800	123.55	126.57	6	3912.1	1.85
신인천복합CC#4	541	123.65	128.80	6	3755.1	2.57
신인천복합CC#2	541	123.69	126.22	7	4296.1	2.52
부산복합1CC	571	123.81	127.54	8	4867.1	2.56
부산복합3CC	571	124.93	128.08	8	4867.1	1.85
울촌복합CC	659.2	125.31	125.52	8	4956.2	1.49
신인천복합CC#1	541	125.33	129.54	8	4926.2	1.95
신인천복합CC#3	541	125.68	130.38	8	4808	2.18
인천복합1CC	570.1	125.73	130.89	9	5378.1	2.45
세종열병합CC	530	125.74	133.42	10	5908.1	2.92
영월복합1CC	848	125.88	127.96	11	6756.1	2.69
보령복합1CC	534.9	125.88	132.66	12	7291	2.99
인천복합3CC	455	125.95	130.54	13	7746	3.02
서인천복합1CC#4	273.1	125.99	139.36	14	8019.1	3.33
서인천복합1CC#6	273.1	126.37	137.01	14	7751.2	3.44
서인천복합1CC#2	273.1	126.58	138.70	13	6522.3	4.33
보령복합2CC	534.9	126.61	133.99	15	7759.2	4.13
서인천복합1CC#7	273.1	126.88	137.56	15	7330.3	4.5
서인천복합1CC#3	273.1	127.55	142.19	14	6461.4	4.91
서인천복합1CC#5	273.1	128.93	138.83	13	5345.5	4.95
보령복합3CC	534.9	128.96	133.79	14	5880.4	4.91
서인천복합1CC#8	273.1	129.51	144.67	15	6153.5	4.84
울산복합CC#3	536	129.64	130.34	15	6148.5	4.78
서인천복합1CC#1	273.1	130.31	135.79	16	6421.6	4.17
화성열병합 CC#1	588.3	130.84	131.12	14	5477.9	4.41
파주열병합1CC	515.5	133.29	137.36	12	4300.1	3.69
울산복합CC#2	536	134.57	135.07	10	3236.3	3.69
별내열병합CC	130	135.85	140.72	9	2557.2	3.47
송도열병합발전1CC	219.55	137.12	142.86	9	2503.65	2.77
수원열병합CC	115.24	141.20	149.52	4	880.99	2.88
안양복합CC	582	142.36	147.98	4	1189.89	4.07
부천복합CC	530	146.36	146.81	3	1227.24	1.26
일산복합2CC	352	148.95	152.40	2	467.24	2.74

자료: 전력거래소 열량단가 및 입출력특성계수 자료를 이용하여 산정

SMP에서 무부하비용을 제외하고 사후적으로 손실발전기를 별도 보상하는 경우 비용절감 유인의 위축을 미래 시점에서도 살펴보기 위해 전력시장전망을 통해 2015년~2020년의 SMP가격 및 발전기별 발전비용을 예측하여 분석하였다. 먼저 시기는 2015년 10월을 대상으로 하였고, 분석대상 발전기는 발전비용이 140원/kWh 이하인 발전기로 선정⁶⁾하였다. 2015년 10월을 기준으로 발전비용 140원/kWh 이하의 LNG 발전기의 규모는 총 74호기, 38,535MW로 추정된다. 이들 발전기들에서 비용절감 유인 감소 영향의 규모를 분석한 결과, 영향 받게 되는 발전기 규모는 총 5,795MW(11호기)였으며, 비용절감 유인감소는 평균 6.11원/kWh으로 상세한 내용은 아래 <표 3>과 같다. 74기 발전기들을 대상으로 각 발전기들이 발전비용에서 무부하비용을 제외하여 SMP가격을 결정할 경우 비용절감유인이 감소되는 발전기 수와 규모, 비용절감 유인감소의 크기를 계산한 결과이다.

<표 3> 가격결정 발전기 그룹의 비용절감 유인 수준 (2015년 10월)

(단위: MW, 원/kWh, 기)

Target 발전기	용량	증분비	평균비	영향발전기	영향발전규모	비용절감유인감소
LNG발전1	150	77	109	1	150	32
LNG발전2	382	79	92	2	532	18
LNG발전3	388.74	80	94	3	921	16
LNG발전4	925	81	92	4	1,846	13
LNG발전5	925	81	92	5	2,771	12
LNG발전6	925	81	92	6	3,696	12
LNG발전7	450	82	93	7	4,146	11
LNG발전8	450	82	93	8	4,596	11
LNG발전9	450	82	93	9	5,046	11
LNG발전10	450	82	93	10	5,496	11
LNG발전11	450	82	93	11	5,946	11
LNG발전12	424.9	83	95	12	6,371	10
LNG발전13	424.9	83	95	13	6,796	11
LNG발전14	1,010	83	94	14	7,806	10
LNG발전15	1,010	84	94	15	8,816	9
LNG발전16	1,010	84	94	16	9,826	9

6) 2015년 5월을 선정한 이유는 2015년에는 LNG복합발전기들의 규모가 증가하여 비효율적인 유류 발전기들의 가동률이 저하되고 가격결정 횡수도 미미할 것으로 예측되고, 이로 인해 LNG복합발전기들이 가동되는 주중 SMP가 140원/kWh 이하로 전망되기 때문이다.

계통한계가격(SMP)에서 무부하비용 제외가 발전사 비용절감 유인에 미치는 영향

〈표 3〉 가격결정 발전기 그룹의 비용절감 유인 수준 (2015년 10월) (계속)

(단위: MW, 원/kWh, 기)

Target 발전기	용량	증분비	평균비	영향발전기	영향발전규모	비용절감유인감소
LNG발전17	463.4	84	96	17	10,289	9
LNG발전18	1,010	85	96	18	11,299	9
LNG발전19	860	86	96	19	12,159	8
LNG발전20	564.3	88	91	20	12,723	6
LNG발전21	1,010	88	99	21	15,468	5
LNG발전22	564.3	88	91	22	14,298	6
LNG발전23	472	90	98	23	14,770	4
LNG발전24	475	91	97	22	14,116	3
LNG발전25	280	91	102	23	14,396	3
LNG발전26	280	92	102	24	14,676	3
LNG발전27	578	92	101	22	12,479	3
LNG발전28	150	93	122	17	9,997	3
LNG발전29	280	94	103	18	10,277	4
LNG발전30	280	94	103	18	9,547	3
LNG발전31	280	95	104	14	6,568	4
LNG발전32	280	96	104	13	5,375	5
LNG발전33	280	98	105	10	2,838	6
LNG발전34	280	103	106	8	1,980	3
LNG발전35	952	103	105	8	2,652	3
LNG발전36	608	103	108	9	3,260	3
LNG발전37	689	103	108	9	3,669	4
LNG발전38	537	105	111	8	3,646	3
LNG발전39	565	106	110	7	2,979	4
LNG발전40	557	106	112	7	3,256	4
LNG발전41	557	106	112	8	3,813	1
LNG발전42	173	106	118	9	3,986	4
LNG발전43	547	107	112	10	4,533	4
LNG발전44	547	108	112	9	3,783	4
LNG발전45	574	108	112	10	4,357	4
LNG발전46	686	109	110	11	5,043	3
LNG발전47	557	109	112	11	5,450	3
LNG발전48	587	109	112	12	6,037	3
LNG발전49	857	109	110	13	6,894	3
LNG발전50	578	109	111	14	7,472	3
LNG발전51	556	110	113	15	8,028	2
LNG발전52	601	110	112	16	8,629	2
LNG발전53	14.55	110	174	17	8,644	2
LNG발전54	548	110	112	18	9,192	2

〈표 3〉 가격결정 발전기 그룹의 비용절감 유인 수준 (2015년 10월) (계속)

(단위: MW, 원/kWh, 기)

Target 발전기	용량	증분비	평균비	영향발전기	영향발전규모	비용절감유인감소
LNG발전55	557	111	115	16	7,641	1
LNG발전56	14.9	111	174	17	7,655	2
LNG발전57	574	111	114	17	7,501	1
LNG발전58	704	112	124	15	7,094	2
LNG발전59	425	113	121	7	2,439	7
LNG발전60	580	113	116	8	3,019	6
LNG발전61	547	115	116	6	2,285	5
LNG발전62	582	116	117	5	1,740	5
LNG발전63	876	117	118	5	2,034	5
LNG발전64	547	117	117	6	2,581	4
LNG발전65	615	118	119	6	2,649	3
LNG발전66	216	119	124	5	1,374	5
LNG발전67	147	120	123	6	1,521	4
LNG발전68	18.56	122	177	6	1,115	4
LNG발전69	575	124	129	6	1,543	4
LNG발전70	24.13	130	176	4	58	46
LNG발전71	526	131	131	5	584	5
LNG발전72	728	134	135	5	786	4
LNG발전73	245	154.8	148.84	5	1,030.59	7.37
LNG발전74	531	136.6	137.08	6	833	6.56

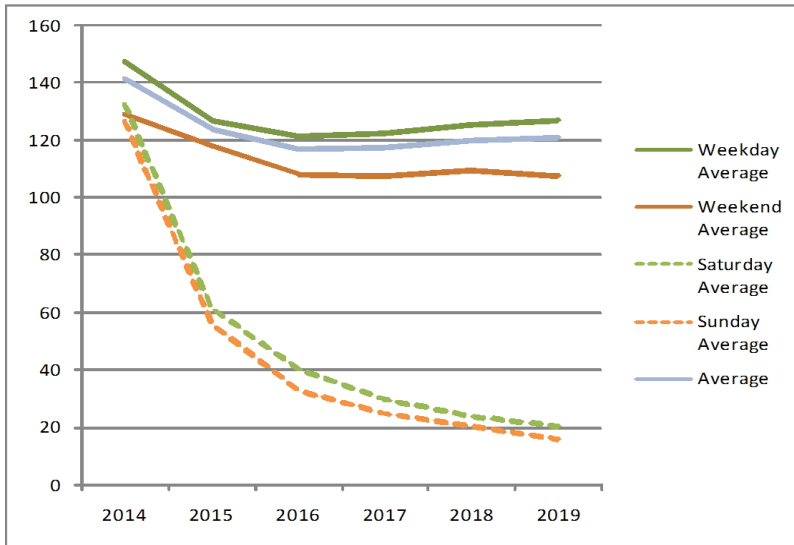
자료: M-core (전력시장 시뮬레이터)를 이용하여 자체 분석

SMP에서 무부하비용을 제외하고 사후적으로 손실발전기를 별도 보상할 때 향후에도 지속적으로 LNG발전기의 비용절감 유인을 감소시키는 부정적 영향이 나타날 것으로 전망된다. 특히 2013년 10월부터 2015년 10월까지의 대규모 신규 LNG발전기가 전력시장에 진입하여 2013년 10월 대비 비용절감 유인 감소의 규모와 크기가 증가할 것으로 전망된다. 발전비용이 140원/kWh 이하 구간에서 다수의 LNG복합발전기들이 존재하게 되는 상황에서 비용절감유인 감소 효과는 더욱 커질 것이기 때문이다. 2015년 이후 2020년까지의 SMP 전망치를 비교해보면 비용절감유인의 감소는 2015년 수준과 유사한 범위에서 발생할 것으로 전망된다. LNG복합발전기가 주로 가동되는 주중 피크시간대의 SMP가 <그림 6>에서 보듯이 120원/kW 이상으로 전망되며, 이들 발전기들이 상기 분석대상의 발전기들이 중심이 될 가능성이

높기 때문이다.

〈그림 6〉 중장기 SMP 전망

(단위: 원/kWh)



자료: M-core (전력시장 시뮬레이터)를 이용하여 자체 추정

IV. 결론

SMP에서 무부하비용을 제외하고 손실발전기를 별도보상하는 방식은 가격결정 구간에 위치한 다수 발전기들의 비용절감유인에 영향을 미칠 수 있는 것으로 확인된다. 가중평균 시 영향 발전 규모는 평균 12호기(CC기준), 6,453MW 규모, 비용절감 유인 감소영향은 3.35원/kWh으로 분석되었다. LNG발전기의 신규 진입이 이루어질 2015년 10월을 대상으로 분석한 결과, SMP무부하비 제외 후 별도보상 방식은 가격결정 구간에 위치한 다수 발전기들의 비용절감유인을 위축시킬 수 있음도 확인되고 그 크기도 2013년 10월보다 높아질 것으로 추정된다. 가중평균 시 영향 발전 규모는 평균 11호기(CC기준), 5,795MW 규모, 비용절감 유인 감소영향은 6.11원/kWh으로 분석된다. 이와 같은 이유로 무부하비용에 대한 시장제도 변경 논의에 있

어 이러한 비용절감 유인하락의 문제점에 대한 사전적인 검토가 필요하다.

우리나라 CBP시장은 발전비용 경쟁시장으로 그동안 발전부문 경쟁을 통한 비용절감 노력의 성과가 꾸준히 나타나고 있다. 이는 사업자의 비용을 낮추어 이익을 높이는 동시에 SMP를 하락시켜 경쟁의 과실을 소비자와 공유하는 메커니즘으로 작동하고 있으며 그 결과는 연료비절감, 고효율 발전기 구매, 고수요지 인접 발전소 건설 등으로 나타나고 있다. 따라서 이러한 발전비용 경쟁유인을 유지하고 강화시켜 나가는 것이 CBP시장제도 개선의 핵심 목표가 되어야 할 것이다. 이외에도 사후적 보상을 위한 무부하비용의 추정을 위해서는 제한된 자료로 비용함수를 2차함수로 무리하게 추정하는 경우 추정의 비정확성에 따른 문제도 나타날 수 있다.

본 논문은 측정도구의 한계로 인해 전력거래소가 실제 사용하는 가격결정방식과 RSC 프로그램을 이용하여 분석하지 못하였다. 그 대신 차선택으로 발전비용산정과 가격결정 모델을 단순화하고 전력시장 시뮬레이터를 이용하여 분석하였다. 이에 따라 본 연구의 분석결과와 실제 발생된 결과 간에 차이가 존재할 가능성을 배제할 수 없다. 본 연구는 SMP에서 무부하비용을 제외하고 이를 손실발전기에 별도 보상하는 방식이 비용절감유인에 미치는 영향에 대해서만 제한적으로 분석하였다. 발전사의 비용절감유인의 감소가 최종적으로 전력시장의 효율성과 최종 전기소비자의 편익에 미치는 영향은 향후 연구의 대상이다.

[References]

1. KDI, 「변동비반영시장 평가진단 및 개선 연구」, 2005.
2. KDI, 「CBP전력시장 경쟁강화를 위한 시장제도 선진화」, 2010.
3. KDI, 「대내외 연건 변화에 부응한 전력산업구조 정책방향 연구」, 2010.
4. 삼일회계법인, 「CBP제도 선진화 방안」, 2010.
5. 전력거래소, 「전력시장운영규칙」, 2014.
6. 전력거래소, 「비용평가세부운영규정」, 2014.
7. 전력거래소, 「비용평가실무협의회 회의자료」, 2013.10.
8. 전기위원회, 「해외전력산업동향 - 아르헨티나」, 홈페이지/동향자료.

(http://korec.go.kr/renew/report/trend_v.asp?page=8&idx=256).

9. 김대욱·이유수, 「기업의 소유권과 효율성에 관한 연구」, 2010.6.
10. 손양훈·박종배, 「LNG 직도입 발전사업자의 참여가 전력시장에 미치는 영향에 관한 연구」, 2009.12.
11. Gas Turbine World Handbook 2013.
12. 민간발전협회, 「무부하비용 SMP 제외에 대한 민간발전사 의견서」, 2013.9.
13. 홍익대학교, 한국전력공사, 「정전배상금액 산정을 위한 방법론에 관한 연구」, 2014.
14. PJM 「Manual 15 Cost Development Guidelines」.
15. Fabrizio, Rose and Wolfram, “Do Markets Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on US Electric Generation Efficiency,” American Economic Review, Vol. 97, No. 4, 2007, pp. 1250~1277.
16. Bushnell and Wolfram, “Ownership Change, Incentives and Plant Efficiency: The Divestiture of U.S. Electric Generation Plants.” CSEM-140. University of California Energy Institute, 2005.
17. Cropper, Limonov, Malik and Singh, “Estimating the Impact of Restructuring on Electricity Efficiency : The Case of the Indian Thermal Power Sector,” National Bureau of Economic Research, Working Paper 17383, 2011.