

자가발전기의 CBP시장 참여시 수익성 변화 평가

고도현*, 박종배**, 이기승**, 신종린**
(주)포스코*, 건국대학교**

An Economic Study Analysis of Captive Power Plant as a Commercial Plant in the Cost Based Pool

Do Hyun Goh*, Jong Bae Park**, Ki Song Lee**, Joong Rin Shin**,
POSCO*, Konkuk University**

Abstract - This paper discusses an economic study analysis of captive power plant as a commercial plant in the cost based pool market.

In this paper I assumed the conversion of a captive power plant owned by factories to a commercial plant and investigated the changes in profitability associated with this. I set the total electricity expense of a captive purpose plant as state A and the costs associated with converting to a commercial purpose plant as state B. Each state subdivided by case which is classified its plant variable cost, type of generation (combined cycle, single cycle) and type of power contract received. After set model for each case, different economic benefits by each case can be calculated.

되는 산업체는 20MW 이상의 자가발전기를 보유하고 있는 대규모 사업장이므로 수전전력요금 계약은 전력계약용량 10MW이상시 해당되는 산업용병 고압B(154kV)을 적용하였다. 고압B는 선택 I, II, III으로 나누어 지나 산업체에서 임의로 선택가능 하므로 세가지 선택요금을 모두 고려하였으며 요금계약 내용은 아래 표1,2과 같다.

표 1 산업용 수전전력 요금표 (산업용 병 고압B(154kV))

	기본요금 (원/kWh-월)	전력량요금(원/kWh)		
		시간대 여름철 (7~8월)	봄, 가을철 (4~6, 9월)	겨울철 (10~3월)
선택 I	4,060	정 부 하	32.20	32.20
		중 간 부 하	69.80	50.80
		최 대 부 하	118.20	68.80
선택 II	4,500	정 부 하	29.80	29.80
		중 간 부 하	67.20	48.80
		최 대 부 하	117.90	67.20
선택 III	4,990	정 부 하	28.40	28.40
		중 간 부 하	64.50	45.60
		최 대 부 하	113.10	64.50

표 2 계절별, 시간대별 수전전력 부하 구분

계절별	여름철 7월~8월	봄-가을철 4월~6월, 9월	겨울철 10월~익년 3월
정 부 하	22:00~08:00		22:00~08:00
중 간 부 하	08:00~10:00		08:00~16:00
	12:00~14:00		20:00~22:00
최 대 부 하	10:00~12:00		
	14:00~17:00		16:00~20:00

1. 서 론

국내전력시장은 발전사업자가 미리 결정된 한계비용에 따라 발전가능용량을 입찰하는 변동비반영시장(CBP, Cost Based Pool)이며 발전사업자는 전력시장에 참여하여 전력량요금, 용량요금, 보조서비스요금 등을 지급받는다.

CBP시장의 가장 큰 특징은 가격입찰을 제한한 대신에 발전설비의 고정비보상을 위한 용량요금(CP, Capacity Payment)를 지급한다는 점이다. 용량요금은 전력시장에 참여한 발전사업자의 고정비를 보상하기 위해 지급하며 일반발전기의 경우 매시간 입찰용량당 4.17 원/kWh을 보상하고 있다.

한편 산업체의 전력소비는 국내 전력 수요의 50%를 차지하며 구입전력의 절감과 버려지는 에너지의 재활용, 열병합발전 등을 통한 에너지 효율 증대 등을 위해 업체내에 자가발전기를 설치 운용하는 사례가 많으나 전력시장에 참여하고 있는 한편의 발전기가 용량입찰만으로 요금을 보상받는 것과 달리 자가발전설비에 대해서는 용량요금에 대한 보상을 하지 않는다.

본 논문에서는 CBP 전력시장 지속을 전제로 산업체가 자가용으로 보유하고 있는 발전기를 전력시장에 참여하는 중앙급발전기로 전환할 경우 총 전력비용의 변동을 산정하여 자가발전기가 전력시장에 참여할 경우의 수익성변화를 평가하고자 한다.

2. 본 론

2.1 자가발전기 시장참여 개요

2.1.1 산업체 자가발전 현황

산업체 자가발전기는 전력사업과 관련한 별도의 인허가 절차를 거치지 않으며 상업용발전기에 비해 상대적으로 소규모이므로 정화한 통계를 파악하기 어려우나 한국전력거래소가 발행한 2003년도 '상용자가발전업체 조사분석'에 따르면 84개 사업장에 총용량이 5,980MW 규모에 달한다.

이중 중앙급발전기로 시장참여가 가능한 20MW이상의 자가발전기 보유 사업장은 28개소로 총 용량은 4,268MW이며 국내 상업용발전기 용량의 7.2% 규모이다.

2.1.2 전력시장 참여전후 운영 pattern 비교

2.1.2.1 자가발전기로 운영시 pattern

산업체가 자가발전기를 보유하고 있지 않다면 총 전력비용은 수전요금과 동일하며 수전요금은 순전히 조업시 전력사용 pattern에 의해 좌우된다.

수전요금은 산업체의 사용전압에 따라 결정되는데 본 연구에 해당

산업체가 자가발전기를 보유하고 있는 경우는 총전력비용이 수전요금 + 자가발전비용으로 구성되며 산업체에서는 총 전력비용이 최소화 될 수 있도록 자가발전비용과 시간단위로 변동되는 수전전력량을 조정하는 발/수전 경제운영을 실시한다.

발/수전 경제운영

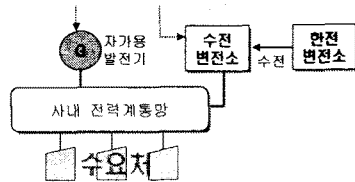


그림 1 자가용발전기 운용시 발수전 경제운영 pattern

발/수전 경제운영 방법은

발전단가보다 수전단가가 높은 경우 발전기를 최대가동하여 가격이 비싼 수전전력을 대체하고 수전단가가 낮은 경우 발전기를 정지하여 저렴한 수전전력을 최대한 이용하는 것을 원칙으로 하되 예상가동시간에 대해 균등화된 가동비용을 고려하여 발전단가에 발전변동비+균등화 가동비용을 적용한다.

단, 수전기본요금상 한전과 약정한 수전계약전력용 초과하게 되면 Penalty를 물게 되므로 수전량 상승범위는 수전 demand 를 초과하지 않는 수준으로 제한된다.

2.1.2.2 상업용 발전기로 운영 (CBP 시장 참여)

자가용발전기를 상업용발전기로 변경할 경우 발전기는 산업체내

전력수요 및 수전전력 계약에 상관없이 전력시장의 규칙에 의해서만 운용되어야 한다.

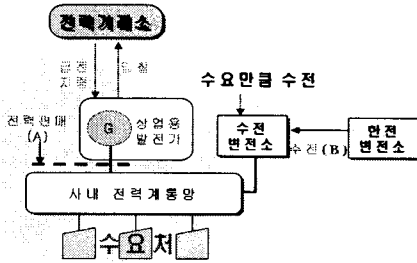


그림 2 상업용발전기로 운용시 발수전 경제운영 pattern

발전거래시스템에서 매일 발전기의 시간단위 용량입찰을 수행하여야 하며 발전기 가동 기준이 되는 한계비용은 발전비용평가위원회에서 발전원가 요소를 사전심의하여 결정하고 발전기 기동/정지는 수전전력과의 경제적 비교가 아니라 CBP시장 규칙에 따라 이루어지게 된다.

또한 발전기는 산업체 site내에 있지만 발전기가 생산하는 전력은 그림 2에서와 같이 전량 시장에 판매되고 산업체는 상업용발전기의 전력판매량(A) + 수전변전소를 통한 수전량(B) 만큼의 전력을 수전하여 사용하게 된다. 결국 자가발전시에 비해 수전전력량은 자가발전기 발전대체량 만큼 증가하게 된다.

2.1.2.3 양 자간의 차이 비교

총 전력비용은 자가발전시에는 발/수전 경제급전에 의한 발전비용 + 수전비용으로 비용요소들의 합계로 구성되나 상업용발전기로 전환시에는 수전비용 + 발전비용에서 전력량요금, 용량요금, 계통보조서비스요금으로 구성된 전력판매수입을 제외한 금액으로 결정된다.

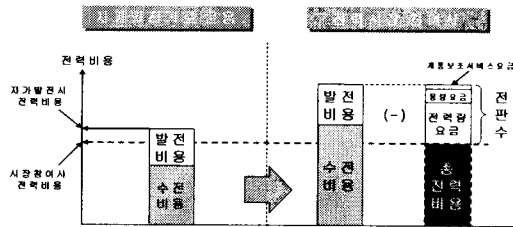


그림 3 전력시장 참여 전후 총 전력 비용 변화

2.2 수익성 평가 방법

시장 참여시 수익성을 평가하기 위해 우선 1)자가발전시와 2)시장참여시의 경제급전에 대한 비용최소화 모형을 구축한다.

비용최소화 모형은 자가발전시나 시장참여시 모두 개별적으로는 총비용 환산이 불가능하다. 그 이유는 산업체마다 상이한 수전전력량과 비용을 환산할 수 없기 때문이다.

따라서 본 연구에서는 수익성평가를 위해 총비용평가 대신에 시장참여 전후의 비용증감만을 분석하기로 한다.

2.2.1 비용최소화 모형 구축

2.2.1.1 자가발전 시 연간 전력비용(A)

자가발전기 소유 산업체의 총 전력비용을 C_{total}^A 이라 하면 연간 전력비용은 수전량에 따른 전력량요금, 수전계약용량에 따른 수전용량요금, 발전기변동비, 발전기기동비용으로 구분할 수 있다.

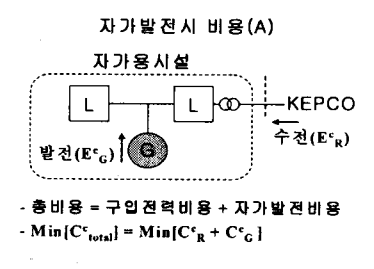


그림 4 자가발전시 전력 비용 구성

각 시간대별 비용최소화 결과를 8760시간으로 나타내면,

$$\sum_{t=1}^{8760} [C_{total}^A] = \sum_{t=1}^{8760} [E_R^t \times P_R^t + D^t \times P_{initial}^t + E_G^t \times C_G^t + N_G^t \times C_G^t] \quad (1)$$

$E_R^t = E_{total}^t - E_G^t$ 이므로 전력시장 참여시와 비교를 위해 다시 정리하면

$$\sum_{t=1}^{8760} [C_{total}^A] = \sum_{t=1}^{8760} [(E_{total}^t - E_G^t) \times P_R^t + D^t \times P_{initial}^t + E_G^t \times C_G^t + N_G^t \times C_G^t] \quad (2)$$

총전력비용 최소화를 위해 발/수전경제급전을 실시한다

$$\text{Min}[C_{total}^A] = \text{Min}[f(E_G^t, D^t, N_G^t)] \quad (3)$$

여기서

- E_{total}^t : 사업장내 총 전력수요
- E_G^t : 자가발전량
- P_R^t : 수전 단가
- D^t : 수전demand
- $P_{initial}^t$: 수전 기본요금
- C_G^t : 자가발전 변동비단가
- N_G^t : 기동횟수
- C_G^t : 기동비용

2.2.1.2 전력시장참여시 연간 전력비용(B)

자가발전기가 전력시장에 참여하는 중앙급전발전기로 전환되면 발전설비가 산업체 site내에 있더라도 발전기의 운영의 site의 전력수급 상황과 별개로 운영된다.

발전기의 급전과 기동정지는 한국전력거래소가 지령하며 site내 전력system과는 무관하게 작동된다.

산업체 입장에서는 자가발전기가 없으므로 수전전력량과 수요가 동일해진다. 단, site내 시장참여발전기가 존재하므로 수전전력량은 수전변전소를 통해 받은 전력량과 site내 시장참여발전기의 발전량의 합계로 나타낼 수 있다.

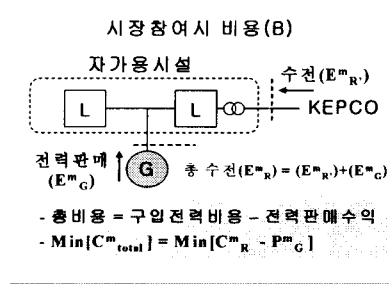


그림 5 시장참여시 전력 비용 구성

시장참여후 산업체의 총 전력비용을 C_{total}^B 이라 하면

연간 전력비용은 수전량에 따른 전력량요금, 수전계약용량에 따른 수전용량요금, 전력판매수입, 발전기변동비, 발전기기동비용으로 구분할 수 있으며 전력판매수입은 다시 에너지판매수입, 용량요금 수입, 계통보조서비스 수입으로 나눌 수 있다.

각 시간대별 비용최소화 결과를 8760시간으로 나타내면

$$\sum_{t=1}^{8760} C_{total}^B = \sum_{t=1}^{8760} [E_R^t \times P_R^t + D^t \times P_{initial}^t - (R^m + R_{cap}^m + R_{auxiliary}^m) \times C_G^t - E_G^t \times C_G^t - N_G^t \times C_G^t] \quad (4)$$

여기서

- B_{total}^t : 에너지판매 수입
- B_{cap}^t : 용량요금 수입
- $B_{auxiliary}^t$: 계통보조서비스 수입
- SMP : 계통한계가격
- B_{cap}^t : 입찰용량
- P_{cap}^t : 용량요금(7.17원/kWh)

2.2.1.3 수익성 비교(A-B)

수익성평가는 자가발전시 총전력비용(A)에서 시장참여시 총전력비용(B)을 뺀 값으로 두 비용함수 사이의 공통부분을 소거하여 정리하면,

$$\sum_{t=1}^{8760} \Delta C_{total} = \sum_{t=1}^{8760} C_{total}^B - \sum_{t=1}^{8760} C_{total}^A = \sum_{t=1}^{8760} [(E_G^t \times P_R^t - E_G^t \times (P_R^t - C_G^t)) + D^t \times P_{initial}^t + N_G^t \times C_G^t] - \sum_{t=1}^{8760} [E_R^t \times P_R^t + D^t \times P_{initial}^t - E_G^t \times (SMP - C_G^t) - E_G^t \times P_{cap}^t - R_{auxiliary}^t + N_G^t \times C_G^t] \quad (5)$$

여기서

- $E_{total}^t = E_R^t, P_R^t = P_R^t, P_{initial}^t = P_{initial}^t, C_G^t = C_G^t,$
- $D^t = D^t + 20MW \times \alpha (0 \leq \alpha \leq 1), C_G^t = C_G^t$ 이므로

$$\sum_{i=1}^{8760} \Delta C_{total} = \sum_{i=1}^{8760} \left[\alpha \times \frac{E_{G_i} \times (P_R^* - C_{G_i}^*)}{C_{G_i}^* \times (N_{G_i}^{max} - N_{G_i}^{min})} + \frac{E_{SMP} \times (SMP - C_{SMP}^*) - 20MW \times \alpha \times P_{aux}^{initial}}{C_{SMP}^* \times (N_{SMP}^{max} - N_{SMP}^{min})} + R_{aux}^{initial} \right] \quad (6)$$

$C_{G_i}^*, C_{SMP}^*, P_R^*, E_{G_i}, P_{aux}^{initial}$: 발전기 특성 및 수전요금표에 의해 결정된 값

$E_{G_i}, N_{G_i}^{max}$: 자가발전기의 발전전 경제운영 원리에 의해 시물레이션

E_{SMP}, N_{SMP}^{max} : 시장시물레이션 프로그램(Marketsym)으로 산출

α : 용량요금 반영 계수
(자가발전시 수전계약용량-시장참여시 수전계약용량) / 발전기용량

$R_{aux}^{initial}$: 설치지 적용

산출된 식을 이용하여 전력시장 시물레이션을 통해 경제성 평가를 실시한다. 결과값이 0보다 크면 전력시장 참여가 경제적으로 유리하며 반대인 경우는 자가발전기로 유지하는 쪽이 경제적으로 유리하다.

2.3 시물레이션 방법

2.3.1 전력시장 시물레이션

전력시장 시물레이션은 CBP시장에 참여하는 모든발전기를 고려하고 CBP시장의 각종 제약조건을 만족하는 상태에서의 2006~2015년간의 장기 전력시장 예측이 가능하도록 전문 시물레이션 프로그램인 Marketsym을 사용하였다.

2.3.2 자가발전 시물레이션

자가발전기의 경제성평가는 시간대별 발전단가/수전단가를 비교하여 발전단가가 높은경우만 발전하는 것으로 가정하되 시간대별 발전단가에는 기동비용(원)/발전시간(h)을 반영하고 발전기 기동 및 출력변동시 발전기 증발출(Run Up Hour, MW/h) 고려하여 비주열배이적으로 프로그래밍 하였다.

2.4 수익성 평가 결과

수익성평가는 일반적으로 투자경제성 평가에 적용되는 NPV(Net Present Value)법을 이용하였다. 본 연구에서는 산업체의 총비용을 산출하여 분석하는 것이 아니라 자가발전 대비 시장참여시의 비용과 수익의 증감요인을 도출하여 이에대한 수익성을 평가하는 것이므로 엄밀히 표현하면 NPV차이라고 할 수 있고 이를 ΔNPV 라고 표현하였다.

ΔNPV 산출은 2006~2015년 10년을 가정하였으며 자가발전 비용 현재가치 ($NPV[C_{total}^m]$)에서 전력시장참여 비용 현재가치 ($NPV[C_{total}^m]$)를 제외하여 산정하였다.

ΔNPV 평가결과가 0보다 클 경우 발전기의 시장참여 수익성이 자가발전시 보다 높아 전력시장 참여가 유리한 것으로 판단할 수 있다.

2.4.1 Case 구성

발전 변동비율은 10원/kWh에서부터 110원/kWh까지 10원/kWh 단위로 11가지로 구분하였고, 발전기의 기계적 특성에 따라 복합화력발전과 기력발전을 구분하고, 산업체가 체결한 수전전력계약에 따라 고압B선택I, 고압B선택II, 고압B선택III 으로 구분하여 평가하였다.

먼저 ΔNPV case를 살펴보면 발전변동비율과 발전기특성, 수전 전력요금 차이에 의해 구분할 수 있다.

2.4.2 ΔNPV 결과

Sensitivity Case에 따라 달라질 수 있으나 NPV 적용 할인율 10%, 수전기본요금 증가율을 50%로 적용하면

선택I복합, 선택I기력, 선택II복합의 경우 발전변동비 단가가 80원/kWh이상인 경우 전력시장에 참여하는 것이 유리하며, 선택II기력, 선택III복합, 선택III기력은 변동비단가가 70원/kWh 이상인 경우 시장 참여가 유리하다.

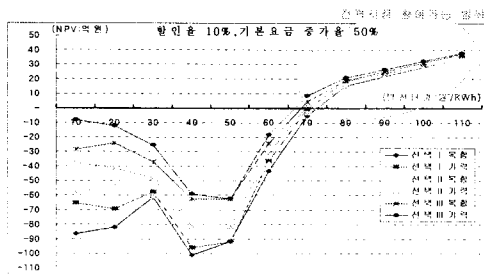


그림 6 할인율 10%, 수전기본요금 50%증가시 수익성 평가

전체적으로 수익성평가가 그래프가 U자의 형태를 나타내고 있는데 이는 자가발전시와 시장참여시의 Margin 패턴의 차이에 의해 발생된다.

그림7을 살펴보면 자가발전시 margin은 80원/kWh 선까지 일정한 비율로 감소하나 시장참여시 margin은 이와는 달리 50원/kWh 이상에서는 급격히 감소하는 형태로 두 case사이의 margin차이는 40~50원/kWh 구간에서 가장 크게 나타나는 것을 알 수 있다.

또한 용량요금을 고려하지 않을 경우의 margin은 자가발전시가 시장참여시보다 모든 가격대에서 ΔP 만큼 유리한 것으로 나타나 용량요금과 같은 시장유인책이 없는 자가발전기가 시장에 참여하는 것이 어려움을 알 수 있다.

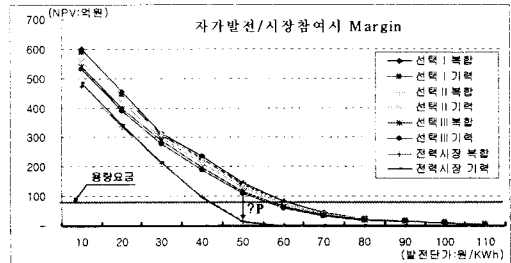


그림7 자가발전 Margin(수전요금-발전변동비), 시장참여 Margin(SMP-발전변동비)비교

3. 결론

상기 수익성 평가 결과 전력시장 참여시 수익성에 가장 큰 영향을 미치는 인자는 발전변동비 단가라고 할 수 있으며 이외 할인율, 수전기본요금 요소도 수익성 평가 고려시 중요한 요인으로 고려해야 한다.

또한 발전기특성에 따른 차이는 생각보다는 미미한 편이며 오히려 수전전력계약에 따라서 수익성차이가 크게 발생할 수 있다.

또한 발전변동비단가에 따른 수익성 수준은 U자 형태로 나타나 변동비단가가 40~50원/kWh 부근에서 가장 수익성이 낮게 나타나는 형태를 보이고 있다.

본 연구에서는 자가발전기의 발전원가 수준, 발전기 Type, 수전전력 요금 계약에 따른 다양한 Case Study를 통해 전력시장 참여시의 수익성평가를 일반화 하였으며,

본 연구결과가 자가발전기를 보유하고 있거나 신규로 설치하고자 하는 산업체에 CBP전력시장 참여 수익성을 검토하는데 기여할 수 있을 것으로 기대되며 이를 통해 민간 자가발전기소유자의 전력시장 참여를 촉진하여 국내 전력시장 활성화에 기여할 수 있을 것으로 전망된다.

감사의 글

본 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라구축 지원사업으로 수행된 논문입니다.

[참고 문헌]

- [1] 조성봉 · 김진우, 전력산업의 개혁방안과 주요정책과제, 에너지경제 연구원, 2000
- [2] Weiguo Xing, Felix F.Wu, "A Game-Theoretic Model of Private Power Production", IEEE, 2000
- [3] Mohammad Shahidehpour, Muwaffaq Alomoush Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility, Marcel Dekker, Inc. 2001
- [4] S. Stoft, Power System Economics, IEEE Press, 2002.
- [5] 한국전력거래소 전력계획처, 2004년도관 발전설비현황, 한국전력거래소, 2004
- [6] 한국전력거래소 전력계획처, 2003년도 상용자가발전업체 조사분석, 한국전력거래소, 2004
- [7] 김용환, 발전경쟁장기화에 따른 CBP시장 개선, 전력거래소, 2004
- [8] 전력산업연구회, LNG발전의 사업여건과 개선방안, 전력산업연구회, Nov. 2003