

설비에비율에 따른 공급시장과 경쟁시장에서 Pool가격의 영향

김창수*, 백영식**, 이창호*.
*한국전기연구원, **경북대학교

Analysis of Pool Price and LOLP from Capacity Margin in Competitive market

C. S. Kim,* Y. S. Paek,** C. H. Rhee,*

*Korea Electrotechnology Research Institute, **Kyungpook National University

Abstract - Recently, Korea's electric industry is in the midst of a period of profound changes in the structure and function, including the introduction of market competition in the generation sector. Korea is in the early stages of market competition, so the market price is chosen by generation costs but will be chosen by bids in future.

Therefore, the profits of generators is determined by market pool price and the prospects of pool price are very important for new capacity investment determination of generators and IPPs.

This study analyzes hourly marginal costs and LOLP considering basic generation mix and characteristics, develops the relationship of pool price using the above in competition market, and proposes basic direction for profits variation and supply-demand analysis in the electric market in future.

1. 서 론

최근 우리나라는 전력산업 경쟁도입을 위하여 한전의 발전부분을 6개회사로 분리하였으며, 경쟁입찰로 발전하는 시장의 초기단계에 있다. 현재는 제한적인 경쟁단계인 발전비용기준의 입찰을 수행하고 있으며, 향후 발전회사의 자율적인 가격입찰에 의해 정해진 거래시간대별 입찰가격으로 전력을 거래하게 된다.

전력시장의 경쟁도입은 지금까지의 원가보상에 의한 가격에서 시장에 의해 결정된 가격보상으로 바뀌며, 시장가격에 따라 발전사업자의 수익에 큰 변화를 갖게 된다. 따라서, 발전사업자는 향후 사업확장을 위한 설비건설 계획과 수익분석을 위하여 Pool시장의 시간대별 시장가격에 많은 관심을 갖게 되며, 미래의 Pool시장가격 추세에 따라 개개 발전사업자의 설비투자계획 결정을 좌우하게 된다. 이에 따라 독점체제에서 정부차원의 전력수급 확보를 위해 추진한 장기전력수급계획은 더 이상 강제할 수 없으며, 시장경쟁에 의한 설비확보가 이루어지는 메커니즘으로 변화할 것이다.

시장결정 가격은 수급안정에 많은 영향을 주며, 적절한 시장설계로 가격신호가 발생되어야 한다. 시장가격 결정에 요인이 되는 주요 변수는 다음과 같다.

- 가용설비용량 : 발전기 유지보수와 사고정지 고려
- 부하수준 : 시장가격에 따라 부하가 달라지며, 본 연구에서는 부하수준에 반영된 것으로 간주함.
- 전원 Mix : 기저, 중간, 첨두 용의 전원Mix와 시간별 부하패턴
- 시장설계 및 가격결정 메커니즘

Pool가격은 발전사업자의 수익을 결정하며, 새로운 발전설비의 공급에 대한 신호로 작용한다. 이에 따라 미래의 시장가격분석을 위한 설비에비율 및 공급시장과 Pool가격수준의 상관관계 분석은 향후 전력시장 운영과 발전사업자의 수익분석 등의 바탕이 되며, 전력수급 안정화에 많은 도움이 될 것이다.

본 연구에서는 발전설비 용량과 부하수준에 따른 예비력의 변화를 바탕으로 SMP변화와 공급시장확률을 분

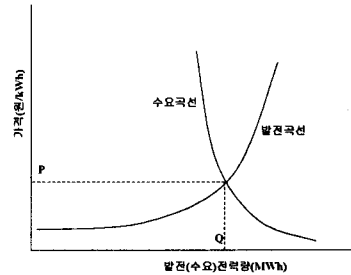
석한다. 또한, 이를 시장가격 결정메커니즘에 도입하여 예비력에 따른 시장가격과 전원별 수익을 분석하여 미래의 시장분석을 위한 기초자료를 개발한다.

2. 시장가격 메커니즘과 공급비용

2.1 시장가격의 결정

CBP운영단계에서는 시간대별로 투입되는 발전기 중에서 가장 비싼 한계발전기의 발전비용(연료비용)으로 시장가격을 결정하고, 용량요금으로 설비비용의 일부를 보상하고 있다.

앞으로 본격적인 시장체제인 도매경쟁이 도입되면 각각의 발전기에 대하여 발전가격을 응찰하여 시간대별로 수요-공급 곡선이 만나는 최대가격으로 시장가격을 결정하고, 설비비용은 시장결정가격과 응찰가격의 차이에서 회수하는 메커니즘으로 운영하게 된다.



<그림 1> 시장에 의한 가격결정

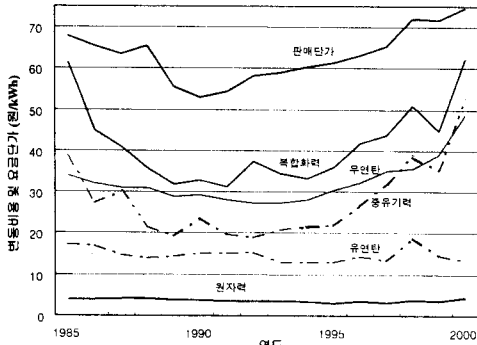
전력은 다른 재화와는 달리 대체가 곤란하고 가격이 상승하여도 소비억제를 위한 인센티브 신호제공이 어렵다(대규모 수용가의 장기계약과 소규모 수용가의 요금제도). 이에 따라 공급부족이 예상되면 시장지배력을 이용하여 수급곡선 보다도 높은 가격응찰로 Pool가격의 상승을 유도한다. 본 연구에서는 완전경쟁의 전력시장을 가정하며, 단합 등에 의한 시장왜곡은 고려하지 않는다.

2.2 우리나라의 발전비용곡선

시장가격은 각각의 발전기의 변동비용에 민감하게 반응하며, 변동비용의 대부분은 연료비용이다. 따라서, 과거의 연료비용 분석 및 향후 연료비용에 대한 가정은 본 연구의 Pool 가격 평가에 많은 영향을 준다.

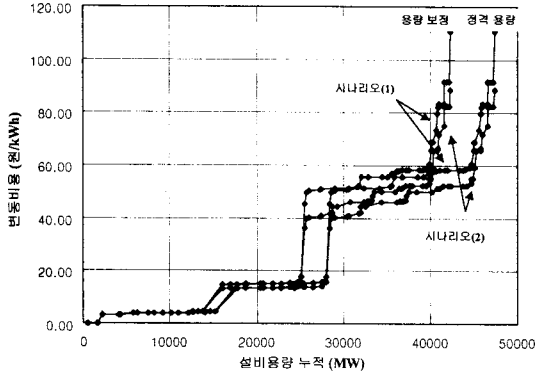
<그림 2>는 85년부터 현재까지의 발전연료비 단가의 변동추이를 나타낸 것이다. 그림에서 연료비가 가장 낮은 해는 90-95년이며, 2000년에는 급격한 연료비 증가를 나타내고 있다. 따라서, 2000년도 연료비를 기준으로 Pool가격 분석은 연료비 상승으로 한계비용이 높게 산정된다. 본 연구에서는 시장분석을 위한 연료비용 시나리오를 2000년 연료비 평균단가를 적용한 시나리오(A)와 EIA에서 예측한 미래 연료비 및 국내탄 연료비 조정기준의 시나리오(B)로 분석한다. 시나리오(B)의 연

료비 조정은 2000년 가격 대비하여 석유는80%, LNG는 90%을, 국내탄은 수입탄과 경쟁을 고려하고 국내탄 사용보조금 지불을 가정하여 현재가격의 50%로 설정하였다.



〈그림 2〉 전원별 연료비 단가 추이

이를 이용한 시나리오(A) 및 (B)의 공급곡선은 〈그림 3〉과 같다. 그림에서 용량보장은 발전기 보수율에 따른 확률적인 용량감소를 고려한 것이다.



〈그림 3〉 국내 발전기의 공급비용곡선 (2000년 설비기준, 양수발전 제외)

그림에서 전원이 변하는 시점에서 연료변동에 따른 가격변동이 급격하게 이루어지고 있다. 급격한 가격변동 시점에서는 발전사업자 및 판매사업자의 시장에 대한 민감한 반응이 예상되며, 급격한 변곡점에서 부하감소 및 발전량감소에 따른 시장가치에 대한 분석이 필요하다.

3. 공급시장과 Pool시장가격 분석

3.1 한계발전비용 및 시장가격

완전경쟁시장에서 발전사업자는 최대이익을 얻기 위하여 각 발전기의 한계비용(가변비)으로 응찰하고, 낙찰된 경우에는 시장가격과 응찰가격의 차이만큼 고정비용 회수에 해당하게 된다. 시장의 한계비용의 평가와 이에 따른 수익률 평가는 발전사업자의 고정비 회수와 미래 수급계획에 매우 중요하다.

한계비용과 시장가격사이에는 수급상황이라는 변수가 작용한다. 전력수요에 충족하는 충분한 발전예비력을 보유하면 시장가격은 완전경쟁으로 한계비용을 따라가나, 공급력부족이 예상되거나 시장지배력이 형성될 경우에는 시장이 허용하는 최대가격으로 응찰하여 한계비용보다 높은 시장가격이 형성된다. 따라서, 시장가격 산정에는 한계비용과 함께 공급력의 평가가 필요하다.

본 시산에서 한계비용 산정은 미래의 공급력 및 부하에 따른 한계비용으로 산정한다 여기에는 발전기예방정비 및 사고에 의한 비가동 확률이 고려된다. 예방정비는 각 월별로 최대부하와 설비를 고려한 분산예방에 의한

설비용량 감소로 처리하며, 사고정지는 각 시간별로 누적확률로 산정한다. 공급력부족은 각 시간별 LOLP를 평가하여 해당시간대 공급력부족의 지수로 고려한다.

이를 위하여 본 연구에서는 새로운 프로그램을 작성하지 않고 시간별 연간발전계획 모형인 Powrsym+을 이용하여 분석하였다.

한계비용은 시간별로 단위MW(여기서는 100MW)증감에 따른 발전비용의 변화를 적용하며, 급전스케줄에 따른 가동발전기는 정해진 것으로 한다.

$$SMP_t = \frac{TC_t(D_t) - TC_t(D_t - \Delta D)}{\Delta D}$$

시장가격 산정에는 SMP와 해당 시간대의 공급력 과부족에 의한 공급지장을 평가하여야 한다. 공급지장이 없으면 발전력이 충분하여 시장가격이 SMP로 형성되나 공급지장이 발생하면 시장가격은 최대허용가격인 UC로 된다. t 시간의 LOLP는 해당시간대 가용설비 및 해당설비의 고장정지율에 의해 산출된다. 이에 따라 시장가격은 다음과 같이 표현된다.

$$PP_t = (1 - LOLP_t) \cdot SMP_t + LOLP_t \cdot UC$$

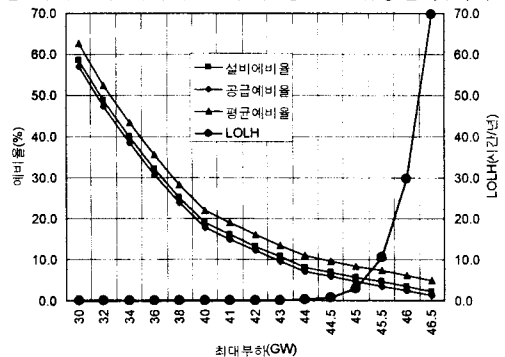
본 연구에서는 UC를 2000원/kWh로 설정하였다. UC설정에 따라 발전사업자의 수익도 달라지며, 미국, 영국 등의 자료, Price Cap설정 등을 고려하여 설정하였다. 우리나라도 초기시장 안정을 위한 Price Cap수준에 대한 검토가 필요하다.

3.2 각 발전기별 수익산정

위의 식을 이용하여 시간별SMP 및 LOLP산정과 이에 따른 시장가격 및 발전기별 수익을 분석하였다. 시산에서 발전설비는 2000년도 설비를 사용하였다.

예비력에 변화에 따른 시간한계비용 분석을 위하여 1999년 부하패턴을 사용하고 부하시나리오를 30GW~46.5GW까지 15개 시나리오를 설정하여 1999년 최대부하와 부하시나리오의 최대부하의 비율로 시간별 부하를 조정하여 시나리오별 부하곡선을 적용하였다. 발전기 보수는 월별 최대부하와 예비력, 공급시장 등을 고려한 균등보수 배분에 의해 배분하였다.

〈그림 4〉는 부하시나리오에 따른 설비예비율과 이에 따른 LOLP분석을 나타낸 것이다. 설비예비율은 최대부하시점의 설비용량에 의한 예비율, 공급예비율은 최대부하시점의 공급력(보수제외)에 따른 예비율, 평균예비율은 각 주별 최대부하와 보수균등화 후 각 주별 공급력에 의한 예비율에 대하여 52주의 평균을 산정한 것이다.



〈그림 4〉 부하증가에 따른 예비율과 LOLP 분석

그림에서 LOLH는 전원계획의 분석에서 일반적으로 나타나는 설비예비율 16%의 LOLH0.5일/년 수준과는 많은 차이가 발생한다. 이는 전원계획에서는 등가부하지속곡선을 사용함에 따라 높아진 것이며, 본 시산에서는

전원계획에서 적용한 발전기사고율보다 낮게 설정하였다 (원자력발전 등의 이용률향상 고려). 따라서, WASP등에서 예비력에 따른 LOLP보다 시간별로 분석한 경우가 낮게 도출되었다.

Powersym에 의한 시간별 한계비용, LOLP 및 시간별 발전기의 발전량 등에 따라 각 발전기의 연간 총수입은 다음과 같이 표현된다.

$$R_i = \sum_t G_{i,t} \times PP_t \quad (\text{천원})$$

여기에서, $G_{i,t}$: i 발전기의 t 시간대 출력(MW)

PP_t : t 시간대 Pool가격(원/kW)

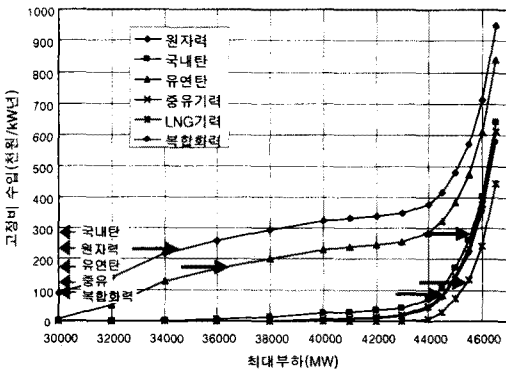
발전기의 고정비수입은 시간별 시장가격에 응찰가격(변동비)을 제외한 가격으로 다음과 같다.

$$FRR_i = (R_i - FC_i - SC_i) / CAP_i$$

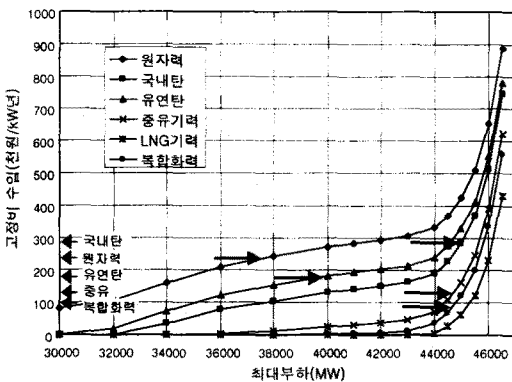
FRR_i : 고정비수입, R_i : 연간총수입

FC_i : 발전기 연료비용, SC_i : 발전기 기동정지비용

위의 산정식에 의한 부하시나리오 및 연료가격 시나리오에 따른 고정비용 회수는 <그림 5> 및 <그림 6>과 같다. 그림에서 화살표는 해당전원이 연간 필요로 하는 필요한 소요수입을 나타낸 것이며, 발전기는 이를 상회하는 고정비수입을 유지하여야 한다.



<그림 5> 발전원별 고정비 수입(연료시나리오A)



<그림 6> 발전원별 고정비 수입(연료시나리오B)

그림에서 연료시나리오B의 경우에 최대부하가 40GW (예비율 20%수준)이면 원자력, 유연탄 등은 필요한 고정비용을 모두 회수할 수 있으나, 중유 복합화력 등은 44.5~45GW이상이어야 가능하다. 이 범위는 평균 공급예비율이 10%, 공급지장이 5시간/년 이상d,로 공급지장이 발생되어야 설비비용 회수가 가능하다.

연료시나리오A의 경우에는 연료가격 상승에 따라 상대적으로 연료비가 낮아진 기저설비인 원자력과 유연탄은 수익이 증대되나, 그 외의 설비는 수익이 악화됨을 알 수 있다. 국내탄의 경우에는 연료비용에 보조금을 적용할 경우에 고정비수익의 증대와 시장가격 안정의 효과를 볼 수 있음을 알 수 있다.

<표 1>은 각 전원별 필요고정비용이다. 발전사업자는 시장가격에 따른 전력판매에서 아래의 고정비용도 회수하여야 한다.

<표 1> 전원별 고정비용

| 전원 | 원자력 | 유연탄 | 국내탄 | 중유 | 복합화력 |
|--------------|-----|-----|-----|-----|------|
| 고정비 (천원/kW년) | 235 | 170 | 280 | 130 | 95 |

주) 1999년 불변가격 : 투보율8%, 환율 1,100원.

그림에서 원자력과 유연탄의 고정비 회수차이는 85~95원/kW년으로 실제 고정비용의 차이인 65원/kW년 보다 높은 수준이다. 따라서, 전원별 고정비용을 기준으로 할 경우에 원자력의 경제성이 높음을 알 수 있다.

3.3 시장가격 및 수급안정 방안

지금까지의 분석에서 시장가격에 발전기의 한계비용과 공급지장이 영향을 주며, 같은 예비율에서 유가의 등락이 타 전원(원자력, 유연탄)등의 수입에 영향을 준다. 또한, 공급예비력이 높아지면 첨두부하 설비에 대한 고정비의 회수불가능이 발생하며, 수급안정을 위해서는 이에 대한 고려가 있어야 한다. 시산에서 앞으로 시장경쟁체제 도입시 고려하여야 할 사항으로는 다음과 같다.

- 국내탄 연료의 보조비 : 연료가격의 일부 보전에 의한 Pool가격안정과 국내탄 발전의 고정비 회수
- 환경부담금 부과 : 기저부하와 중간부하의 수익차이를 전체 평균 kWh당 환경배출량과 개별발전기의 배출량 차이에 대한 환경부담금 부과하여 단일전원 발전사업자의 수익균형
- 용량요금 : 첨두설비 고정비 회수 및 수급안정고려
- 시장지배력 평가 : 시장경쟁력 유지하는 정책방향

4. 결론

본 연구에서 예비력수준에 따른 공급지장과 Pool 가격의 변화를 분석하고, 발전사업자 고정비 회수에 대하여 분석한 결과는 다음과 같다.

- 시장경쟁하에서 Pool가격과 전원별 고정비수입은 다른 전원의 발전단가 및 공급예비력에 의존한다.
- LOLP 및 SMP를 이용한 시장가격 예측은 아직 비교 대상이 없으나, 적절한 계수선택으로 시장예측 기능으로 활용될 수 있다.
- 본 알고리즘을 개량하고, 실제 Pool가격과의 보정으로 시장가격 분석과 발전사업자의 수익 및 설비확보 분석에 사용될 수 있다.
- 무연탄 특혜 등은 경쟁시장의 외부요인으로 고려하여 시장가격에서 배제함으로써 시장왜곡을 막을 수 있는 것으로 평가되었다.

본 연구의 시장분석결과는 앞으로 발전사업자의 설비 계획과 수급분석 및 발전사업자 및 판매사업자의 경쟁활성화를 위한 신호개발에 적용될 수 있을 것이다.

(참 고 문 헌)

- [1] 한국전력공사, 연간발전계획모형 사용설명: Powersym+, 1992. 11
- [2] 한국전력거래소, TWBP 시장운영규칙, 2001.
- [3] William B. Marcus, Cost curve Analysis of the California Power Markets, JBS Energy, Sep. 2000
- [4] 한국전력공사, 장기전력수급계획 경제성 평가자료, 1999.