

Profit Evaluation Model for a Generator Investment in the Wholesale Electricity Market

鄭 正 源[†]
(Jung-Won Jung)

Abstract - Several mechanisms are introduced for the procurement of capacity adequacy. In the competitive electricity market, however, it is a GENCO that makes generation investment decision. A GENCO will invest a new generator when it can get more profit than cost. There requires a model to evaluate profit with respect to a new generation investment. In the view of long-term investment, evaluation of a profit of a generator in the electricity market is quite different from that of short-term operation. In this paper, a new profit-evaluation model is proposed for the long-term generation investment. It can treat the probabilistic characteristics of generators ,ie, forced-outage-rates, which affect profit of generators.

Key Words : 투가수익모형, 도매전력시장, 고장정지율, 시장청산과정

1. 서 론

전력이라는 재화는 단기적으로 비탄력적인 재화이다. 공급신뢰도가 저하된 경우, 가격이 심하게 불안정하게 될 수 있고 이는 전력에 의존한 산업계에 큰 타격이 된다. 전력회사가 수직적으로 통합되어 있던 과거에는 전력회사는 전력공급의 의무를 지고 있어서 미래의 수요를 예측하여 신뢰도를 충족하는 범위에서 전력공급비용을 최소로 하는 전원개발계획을 수립하여 왔다. 독점기업이 전력 공급의 신뢰도를 확보하는 주체로서 존재했기 때문에 적정 공급에 대한 우려는 상대적으로 적었다. 많은 나라들이 수직적 통합 형태를 가지는 전력산업의 비효율성을 제거하기 위해 전력산업을 구조개편하여 독점체제를 경쟁체제로 전환하여 왔고, 우리나라도 전력산업을 구조개편하여 발전부문을 경쟁체제로 변환하더 항구적으로는 도매 또는 소매전력시장으로 전환되어 갈 것이다. 구조개편된 전력산업 분야에서 새로운 발전소를 건설하는 것은 공급신뢰도를 유지하기 위했던 과거와는 달리 발전사업자가 신규 투자로 인해 수익을 얻을 수 있을 때이다. 전력공급의 의무가 지워져 있던 수직통합 형태의 과거의 전력부문과는 달리 경쟁체제의 전력시장에서는 전력공급의 신뢰도 확보가 새로운 중요한 문제로 떠오르게 되었다.[1]

전력산업을 경쟁체제로 전환한 국가에서 발전기 투자를 유인하는 장치는 가격 스파이크 모형(Price Spike or Energy Only)방식과 용량 요금(Capacity Payment), 용량시

장(Capacity Credit Market)으로 대별 된다. 미시경제학의 이론에 의하면 시장이 경쟁적으로 작동하면 실시간으로 이루어지는 가격에서 효율적으로 고정비용을 회수할 수 있다고 본다. 이러한 가격 스파이크모형에서는 추가적으로 발전설비의 투자를 유인하는 용량 메커니즘을 가지지 않는다. 용량요금 방식은 설비용량에 대하여 일정한 가격으로 보상하는 것을 말하는데, 공급신뢰도에 따라 용량요금을 다르게 해서 발전설비의 투자를 유인하는 방법이다. 용량시장은 의무방식으로 전기판매업자(Load Serving Entries)에게 자신이 공급하는 최대 전력량에 미리 결정된 예비율을 추가한 발전용량을 확보하도록 의무를 지운방식이다.[2,6-9]

공급신뢰도를 확보를 위하여 발전설비투자를 유인하는 방법에 관계없이 용량 적정성(Capacity Adequacy)을 확보하기 위해서는 발전회사가 발전기를 신규 투자할 때 얼마만큼의 수익을 얻을 수 있는가를 평가하기 위한 수익평가모형이 필요하다. 수익평가모형을 통해서 발전사업자는 신규발전기 투자의 타당성을 검토, 확인할 수 있다. 경쟁체제인 전력시장에서 거래 및 운영 메커니즘에 대한 연구는 활발하게 진행되어 왔으나, 용량적정성을 확보하기 위한 필요한 장기투자 모형에 대한 연구는 극히 적고, 수행되었던 기존의 연구는 발전시장에 대한 수익평가 모형이었다.[3] 일반적인 전력시장 형태는 도매시장 또는 소매시장으로서 이에 대한 투자수익모형을 개발함으로써 향후의 전력시장 환경에서 발전사업자가 신규발전기를 투자함에 따른 경제성을 확인할 수 있고, 궁극적으로 전원적정성 확보에 도움을 줄 수 있다. 또한, 우리나라 전력시장도 발전경쟁시장에서 향후 도매/소매 전력시장으로 진화되어 나갈 것이기 때문에 본 논문은 일반화된 도매전력시장에서의 발전기 투자에 따른 수익 평가를 위한 알고리즘을 제시한다.

* 교신저자, 正會員 : 경성대 전기전자 메카트로닉스공학부 교수

E-mail : j.w.jung@ks.as.kr

接受日字 : 2007年 3月 27日

最終完了 : 2007年 6月 5日

2. 발전기의 기대수익

2.1 시장가격 결정 형태

발전시장에서는 수요는 입찰하지 않고 발전기만이 입찰을 하여, 입찰가격이 낮은 발전기부터 차례로 투입할 때 부하를 최종적으로 충족시키는 발전기인 한계발전기를 정한다. 한계발전기의 입찰가격을 계통한계가격이라고 하고 이것이 시장가격을 형성하게 된다. 도매시장에서는 발전기 뿐 아니라 수요에서도 입찰하여, 발전기의 입찰로 이루어진 공급곡선과 수요곡선이 만나는 점에서 시장가격과 물량이 결정되게 된다.

도매시장에서의 발전 혹은 수요는 몇 개의 가격 및 물량 세트의 형태로 입찰하게 된다. 계산의 편의를 위해 시장에 참여하는 모든 발전기 및 부하는 하나의 세트로써 가격과 발전량(소비량)을 입찰하는 것으로 가정하자. 가격을 결정하는 형태는 두 가지가 되는데 하나는 수요곡선의 수직부분이 공급곡선의 수평부분을 아래로 자르는 형태(그림 1)이고 또 하나는 공급곡선의 수직부분이 수요곡선의 수평부분을 위로 자르는 형태(그림 2)이다. 이 형태에 따라서 공급입찰이 시장가격을 형성하거나 수요입찰이 시장가격을 형성하게 된다.

다음의 그림 1은 수요곡선의 수직부분이 발전기의 공급곡선의 수평부분을 잘라나간 형태이다. 잘라내는 수요 L_2 까지는 입찰한 모든 물량을 공급받되 잘라지는 발전 G_3 은 오퍼한 물량의 일부만을 풀에 공급하게 된다. 시장가격(P_0)은 발전기 G_3 의 오퍼가격으로 결정되고 이때의 수급 물량은 그림의 Q_0 가 된다. 이렇게 수요공급 곡선에 의해서 가격과 발전량이 결정되는 과정을 시장청산과정이라고 한다.

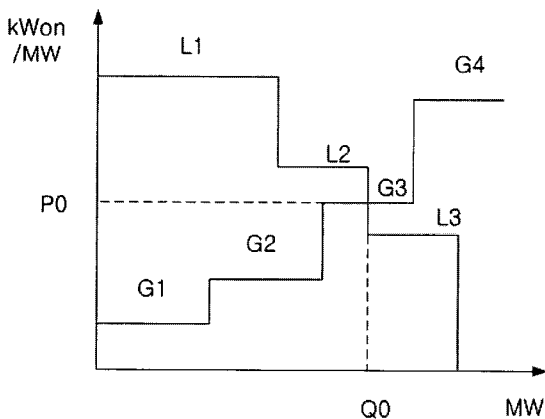


그림 1 수요-공급곡선 : 공급곡선이 잘린 경우
Fig. 1 Demand-Supply Curve : Case of supply-offer being cut

다음의 그림 2는 앞의 경우와 반대로 공급곡선의 수직부분이 수요곡선의 수평부분을 잘라내는 경우로서 그림의 예에서는 잘라지는 수요 L_2 는 입찰물량의 일부만을 공급받게 된다. 시장가격(P_1)은 수요 L_2 의 입찰가격으로 결정되고 수급 물량은 Q_1 가 된다.

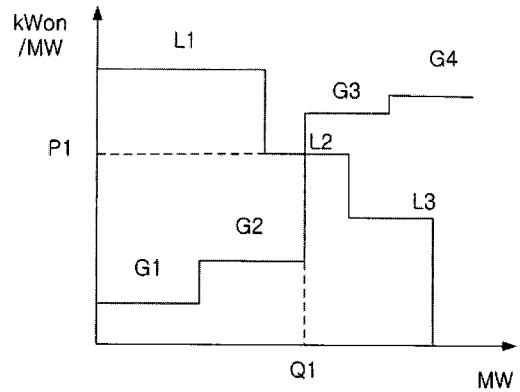


그림 2 수요공급 곡선 : 공급이 수요가 일부 잘린 경우
Fig. 2 Demand-Supply Curve : Case of demand being cut

시장청산에 있어 수요와 공급이 일치하는 점에서 시장가격이 결정되지만 발전력이 부하에 미치지 못하는 경우에는 상한의 가격을 제시한 가공의 발전기가 있는 것으로 보고 가격을 결정하는 것으로 한다. 아래 그림 3의 그래프는 발전력이 부족하여 공급곡선이 수요곡선을 만나지 못하고 있는 경우에 대한 그래프이다. 입찰단가가 높은 부하 L_1 및 L_2 의 일부가 전력공급을 받고 발전기는 G_1, G_2 모두 전력을 공급하게 된다. 이때의 시장가격 및 수급물량을 결정짓기 위해서는 그림 3과 같이 오퍼단가가 가격상한보다 높거나 같은 크기로 제출한 가상의 발전기 G_x 가 있는 것으로 간주한다. 따라서, 시장가격은 L_2 의 입찰가격(P)으로 결정되고, 발전량은 G_1, G_2 의 입찰발전량의 합(Q)가 된다.

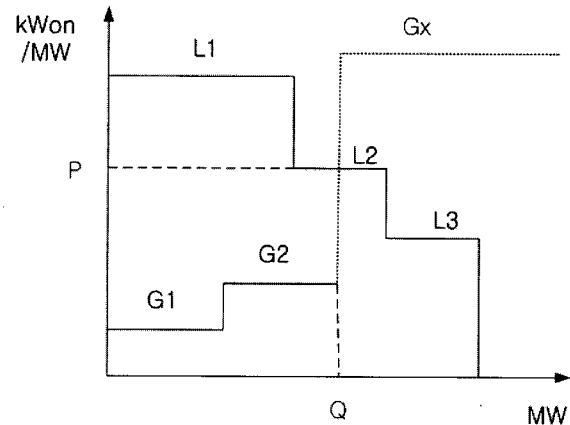


그림 3 공급곡선이 수요곡선을 만나지 못한 경우
Fig. 3 Case of supply shortage

전력시장에서 부하는 스스로 자신의 전력수요를 조절할 수 있는 중양급전부하와 조절하지 못하는 비중양급전부하로 나뉜다. 비중양급전부하는 수요를 조절할 수 없기 때문에 전력가격의 상한으로 입찰하게 되고(그림 1,2,3에서의 부하 L_1), 조절가능한 중양급전부하는 자신의 결정에 따라 전기가격 및 전기소비량을 입찰하게 된다. 모든 부하가 비중양급전부하가 될 때 도매전력시장의 청산과정은 발전경쟁시장의 시장청산과정과 동일하게 된다.

장기계획에서는 발전기를 결정론적 변수로 취급할 수 없다. 어느 시점에 발전기가 고장정지될 확률은 영이지만, 일년중 어느 시점에 발전기가 고장정지로 발전하지 못하게 될 확률은 상당한 값이며 이를 고장정지율(forced outage rate)라고 한다. 장기계획에서는 발전기의 고장정지율을 반드시 고려해야 한다. 고려하지 않을 때 기대수익이 왜곡되어 평가되는데, 기저설비는 기대수익이 높게 평가되고 첨두부하는 낮아진다. 고장정지율을 전력시장의 발전기에 반영하면 이 발전기의 입찰은 확률변수로 표현되고, 본 논문에서는 이러한 확률적 발전입찰을 시장청산 과정에 반영하는 방안을 제시하여, 장기 관점에서의 시장청산과정을 모의하고 나아가서 수익의 기대치를 계산할 수 있는 알고리즘을 제시한다.

2.2 고장정지율을 반영한 시장청산과정

시장가격은 발전기의 오퍼단가에 의해 결정되는 경우와 수요의 입찰가격에 의해 결정되는 두 가지의 경우가 있다. 발전기의 오퍼단가에 의해 시장가격이 결정되는 경우는 수요의 입찰곡선 수직부분이 발전기의 입찰곡선을 아래로 잘라나갈 때 발생하고, 수요의 입찰가격에 의해 결정될 때는 발전기의 공급곡선 수직부분이 수요곡선을 잘라나갈 때 발생한다.

고장정지율을 반영하면 공급곡선은 발전기가 고장정지되었는가 혹은 발전하는가에 따라 달라지고 n 개의 발전기가 입찰하는 경우 2^n 개의 공급곡선이 각각 확률값을 가지고 존재하게 된다. 어느 발전기의 기대수익을 계산하기 위해서는 2^n 개의 확률적 공급곡선 각각에 대해서 기대수익(기대발전량×가격×확률)을 구해 합함으로써 얻을 수 있다. 본 논문에서는 이 과정을 해석적으로 계산할 수 있는 알고리즘을 제시한다.

2.2.1 발전기 오퍼단가에 의해 시장가격이 결정되는 경우

계산의 편의를 위해서 발전사업자를 구별하지 않고 모든 발전기의 오퍼단가에 의해 발전기의 번호를 부여하고, 각 발전기는 다단계 입찰(multi-step offer)이 아닌 하나의 세트로서 가격 및 발전량을 입찰(오퍼)한다고 가정한다. 발전기 i 의 오퍼를 (o_i, C_i) 라고 할 때 o_i 는 오퍼가격이고 C_i 는 오퍼발전량이며 발전기의 인덱스는 오퍼가격의 오름차순으로 매겨져 있다. 수요 j 의 입찰은 (b_j, L_j) 라고 두고 인덱스는 입찰가격에 대해 내림차순으로 매겨져 있다. b_j 는 입찰가격 L_j 는 입찰 전력량(수요)이다.

계산의 편의를 위해 발전기의 누적 오퍼 전력량을 x_i 라는 변수로 둔다.

$$x_i = \sum_{k=1}^i C_k \quad (1)$$

각 발전기에 대해서 그 발전기가 담당할 부하를 규정한다. 어느 한 발전기가 특정 수요의 수직선 부분을 교차한다면 이 발전기의 오퍼가격이 시장가격이 된다. 발전기 i 가 수요 j 를 교차하기 위해서는 다음의 관계가 성립해야 한다.

$$b_{j-1} \leq o_i \leq b_j$$

이때 수요 j 를 발전기 i 가 담당할 수요라고 부르기로 한다.

발전기의 오퍼가격이 시장가격을 결정하는 경우에서 임의의 발전기 i 에 대한 기대수익을 계산해보자. 이를 위해 먼저 발전기 i 의 오퍼가격이 시장가격일 때 발전기 i 의 발전량 기대치를 구하기로 한다.

(1) 시장가격이 발전기 i 보다 오퍼단가를 낮게 제출한 발전기에 의해서 결정되었을 때는 발전기 i 가 발전할 여지가 없다.

$$E_i^{G_k} = 0, \quad k < i \quad (2)$$

따라서,

$$\Pi_i^{G_k} = 0 \quad (3)$$

$E_i^{G_k}$: 발전기 k 가 시장가격을 형성할 때 발전기 i 의 기대발전량

$\Pi_i^{G_k}$: 발전기 k 가 시장가격을 형성할 때 발전기 i 의 기대수익

(2) 발전기 i 자신이 시장가격을 결정지을 때 발전량의 기대치($E_i^{G_i}$)는 다음과 같다.

$$E_i^{G_i} = p_i \left(\int_{x_{i-1}}^{x_i} EL_j^{(i-1)}(x) dx - C_i \cdot EL_j^{(i-1)}(x_i) \right) \quad (4)$$

$EL_j^{(i-1)}(x)$: 부하 j 까지의 부하곡선에서 $i-1$ 발전기까지의 고장정지를 반영한 등가부하곡선

j : 발전기 i 가 담당할 부하

이때의 이익의 기대치는 다음과 같다.

$$\Pi_i^{G_i} = (o_i - VC_i) E_i^{G_i} \quad (5)$$

o_i : 발전기 i 의 오퍼단가

VC_i : 발전기 i 의 변동비용

(3) 발전기 i 가 가동되는 경우 발전기 $k(k > i)$ 의 오퍼가격이 시장가격이 될 확률($prob_i^{G_k}$)은 다음과 같다.

$$prob_i^{G_k} = p_k (EL_{m,i}^{(k-1)}(x_{k-1}) - EL_{m,i}^{(k-1)}(x_k)) \quad (6)$$

$EL_{j,i}^{(k)}(x)$: 부하 j 에 대해서 i 발전기를 제외하고서 k 발전기까지 고장정지를 고려하여 얻은 등가부하곡선

m : 발전기 k 의 담당부하

p_k : 발전기 k 의 가동확률 (=1-고장정지율)

위의 식에서 p_k 는 발전기 k 가 가동될 때 시장가격을 형성할 수 있기 때문에 적용되는 인수이고, 괄호안의 값은 발전기 k 가 자신의 부하 m 을 공급할 수 있는 확률(수요곡선에서 부하 m 의 수직선을 발전기 k 의 공급이 교차할 확률)을 뜻한다. 발전기 i 의 기대에너지 $E_i^{G_k}$ 는 입찰량 C_i 와 확률 p_i 를 곱함으로써 얻을 수 있다.

$$E_i^{G_k} = p_i C_i \cdot prob_i^{G_k} \quad (7)$$

따라서, 발전기 k 의 오퍼가격(o_k)이 시장가격을 형성할 때

발전기 i 가 얻는 이익의 기대치는 다음과 같다.

$$\Pi_i^{G_k} = (o_k - VC_i)E_i^{G_k} \quad (8)$$

2.3 수요의 입찰가격에 의해 시장가격이 결정되는 경우 및 전체 이익의 기대치

수요 k 의 입찰가격(b_k)에 의해서 시장가격이 결정될 때 발전기 i 의 기대이익은 다음과 같다.

(1) 만일, 수요 k 의 입찰가격이 발전기 i 의 오퍼가격 보다 낮다면, 수요 k 가 시장가격을 결정할 때 발전기 i 가 발전할 확률은 없다.

$$prob_i^{L_k} = 0 \quad \text{if } o_i < b_k \quad (9)$$

$prob_i^{L_k}$: 발전기 i 가 가동되는 경우 수요 k 의 입찰가격이 시장가격이 될 확률

(2) 발전기 i 의 오퍼가격보다 수요 k 의 입찰가격이 높을 때($o_i \geq b_k$), 수요 k 의 입찰가격보다 낮은 가격으로 오퍼한 모든 발전기의 수를 n 이라고 하자. 수요 k 의 입찰가격에 의해서 시장가격이 결정될 확률은 공급이 수요 k 를 공급하지 못할 확률에서 수요 $k-1$ 를 공급하지 못할 확률을 뺀 값이다.

$$prob_i^{L_k} = EL_{k,i}^{(n)}(x_n) - EL_{k-1,i}^{(n)}(x_n) \quad (10)$$

이 경우 발전량의 기대치 및 이익의 기대치는 다음과 같다.

$$E_i^{L_k} = p_i C_i \cdot prob_i^{L_k} \quad (11)$$

$$\Pi_i^{L_k} = (o_k - VC_i)E_i^{L_k} \quad (12)$$

(3) 발전기 i 가 갖는 이익의 기대치는 시장가격이 발전기 i 의 오퍼가격에 의해서 결정될 때의 이익 기대치와 수요에 의해서 결정될 때의 이익기대치를 합함으로써 구할 수 있다.

$$\Pi_i = \sum_{j=i}^{NG} \Pi_i^{G_j} + \sum_{k=1}^{n_i} \Pi_i^{L_k} - FC_i \quad (13)$$

여기서, n_i : 발전기 i 보다 입찰가격이 높은 수요의 인덱스 중 가장 높은 값

NG : 전체 발전기 수

FC_i : 발전기 i 의 고정비용

3. 사례 연구

도매시장의 수익평가를 위한 모의 계통의 입찰자료는 다음의 표 1 및 표 2와 같다. 계산의 편의상 대상시간은 단위 시간으로 두기로 한다.

표 1 발전기 자료

Table 1 Data of generators

발전기 번호	용량 (MW)	공급지장 확률 (FOR)	오퍼 (천원 /MWh)	가변비용 (천원 /MWh)	고정비용 (천원 /MW/ hour)
1	210	0.1	20	10	100
2	160	0.1	40	20	50
3	160	0.1	60	30	5
4	160	0.1	80	35	5

표 2 부하 자료

Table 2 Data of loads

부하 번호	용량(MW)	입찰 단가 (천원/MWh)	비고
1	300	200(상한)	비중양급전부하
2	100	90	급전부하
3	100	50	급전부하

발전기 1에 대한 수익의 기대치는 다음 과정으로써 구할 수 있다. 발전기 1이 담당할 부하는 L_3 까지이다.

발전기 1의 고장정지는 고려하지 않은 L_3 의 부하곡선을 $EL_{3,1}^{(0)}$ 라고 두자. 부하곡선식 $EL_{3,1}^{(0)}$ 의 아래침자 3은 L_3 임을, 1은 발전기 1의 고장정지를 제외함을 의미하고 위침자 (0)는 어떤 발전기의 고장정지도 고려하지 않았음을 나타낸다.

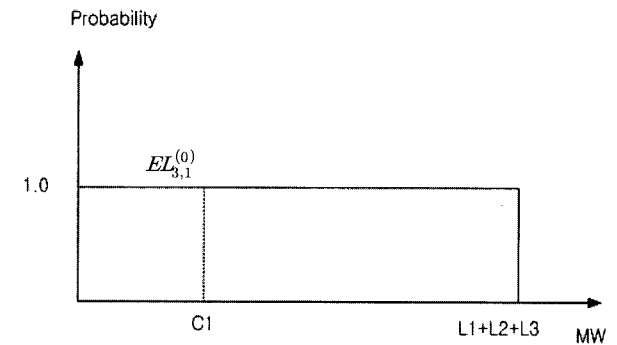


그림 4 부하 3까지의 부하곡선

Fig. 4 LDC up to the load L_3

발전기 1의 수익은 자신의 발전량에 확률별 시장가격을 곱해서 합함으로써 구할 수 있다.

발전기 1이 가동된다고 전제할 때, 발전기 1의 오퍼가격이 시장가격일 확률은 다음과 같다.

$$prob_1^{G_1} = EL_{3,1}^{(0)}(0) - EL_{3,1}^{(0)}(x_1) = 1 - 1 = 0$$

따라서, 발전량 기대치 $E_1^{G_1}$ 및 기대수익 $\Pi_1^{G_1}$ 는 모두 0이다.

$$E_1^{G_1} = 0$$

$$\Pi_1^{G_1} = 0$$

발전기 2의 오퍼가격이 시장가격이 될 확률은 발전기 2가 담당할 부하 L_3 을 발전기 2가 교차할 확률로서 발전기 2가 L_3 을 담당할 확률(발전기 1로서 L_3 을 담당하지 못할 확률)에서 발전기 2로도 L_3 을 담당하지 못할 확률을 뺀 값이다.

$$prob_2^{G_2} = p_2 (EL_{3,1}^{(1)}(x_1) - EL_{3,1}^{(1)}(x_2)) = 0$$

발전량의 기대치 $E_2^{G_2}$ 및 이익의 기대치 $\Pi_2^{G_2}$ 또한 0이다.

$$E_2^{G_2} = 0$$

$$\Pi_2^{G_2} = 0$$

발전기 3이 시장가격을 형성하는 점은 수요 L_2 의 수직선 부분이다. 즉, L_2 를 G_1, G_2 로서는 충족시키지 못했을 확률에서 G_1, G_2, G_3 으로도 충족시키지 못할 확률을 빼면 G_3 이 L_2 를 만날 확률이 된다. 물론 G_3 은 가동됨을 전제로 해야 한다. 발전기 1이 가동된다고 할 때 발전기 3이 시장가격이 될 확률과 발전량 기대치 및 발전기 1의 이익의 기대치는 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \text{prob}_1^{G_3} &= p_3(EL_{2,1}^{(2)}(x_2) - EL_{2,1}^{(2)}(x_3)) = 0.9(1 - 0.1) = 0.81 \\ E_1^{G_3} &= p_1 C_1 \text{prob}_1^{G_3} = 0.9 \cdot 210 \cdot 0.81 = 153.09 \text{ MWh} \\ \Pi_1^{G_3} &= (60 - 10)153.09 = 7654.5 \text{ 천원} \end{aligned}$$

발전기 1이 가동된다고 할 때 발전기 4의 오퍼가격이 시장가격이 될 확률도 발전기 3의 경우와 같이 구할 수 있고, 발전기 4의 오퍼가격이 시장가격이 될 때 발전량의 기대치와 이익의 기대치는 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \text{prob}_1^{G_4} &= p_4(EL_{2,1}^{(3)}(x_3) - EL_{2,1}^{(3)}(x_4)) = 0.9(0.19 - 0.01) = 0.162 \\ E_1^{G_4} &= p_1 C_1 \text{prob}_1^{G_4} = 0.9 \cdot 210 \cdot 0.162 = 30.618 \\ \Pi_1^{G_4} &= (80 - 10)30.618 = 2143.26 \text{ 천원} \end{aligned}$$

티중양급전 부하를 충족시키지 못해서 시장가격이 상한이 될 확률, 기대발전량 및 기대 이익은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \text{prob}_1^{L_1} &= \text{prob}_1^{\text{cap}} = EL_{1,1}^{(4)}(x_4) = 0.001 \\ E_1^{L_1} &= p_1 C_1 \text{prob}_1^{L_1} = 0.9 \cdot 210 \cdot 0.001 = 0.189 \\ \Pi_1^{L_1} &= (200 - 10)0.189 = 35.91 \text{ 천원} \end{aligned}$$

수요 L_2 의 입찰가격이 시장가격을 결정할 확률은 발전기 $G_1 \sim G_4$ 로 L_2 의 부하를 충족시키지 못할 확률($L_1 + L_2$ 미만)에서 발전기 $G_1 \sim G_4$ 로 L_1 의 부하를 충족시키지 못할 확률(L_1 미만)을 뺀 값이 된다. 단 이 경우에도 발전기 1의 가동은 전제되어야 한다.

$$\begin{aligned} \text{prob}_1^{L_2} &= EL_{2,1}^{(4)}(x_4) - EL_{1,1}^{(4)}(x_4) = 0.028 - 0.001 = 0.027 \\ E_1^{L_2} &= p_1 C_1 \text{prob}_1^{L_2} = 0.9 \cdot 210 \cdot 0.027 = 5.103 \\ \Pi_1^{L_2} &= (90 - 10)5.103 = 408.24 \text{ 천원} \end{aligned}$$

수요 L_3 의 입찰가격이 시장가격이 될 확률은 발전기 1은 가동이라고 하고, 발전기 2까지의 고장정지를 고려했을 때 L_3 까지의 부하에 대한 고장정지 확률에서 L_2 까지의 부하에 대한 고장정지확률을 뺀 값이다. L_3 까지의 부하에 대한 고장정지확률이란 공급력의 합이 L_3 에 미치지 못했다는 것이고, L_2 까지의 부하에 대한 고장정지확률은 공급력의 합이 L_2 에 미치지 못했다는 것이므로 이 값들의 차이가 L_2 에서 L_3 까지의 부하사이에서 공급력이 제공되었다는 것을 의미하기 때문이다.

$$\text{prob}_1^{L_3} = EL_{3,1}^{(2)}(x_2) - EL_{2,1}^{(2)}(x_2) = 0$$

이 예에서는 $\text{prob}_1^{L_3} = 0$ 이다. 따라서, 발전량 기대치 $E_1^{L_3}$ 및

이익 기대치 $\Pi_1^{L_3}$ 도 0이다.

이상에서 발전기 1의 발전량 기대치 E_1 및 이익 기대치 Π_1 은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} E_1 &= \sum_{i=1}^4 E_1^{G_i} + \sum_{i=1}^3 E_1^{L_i} \quad \text{MWh} \\ &= 0 + 0 + 153.09 + 30.168 + 0.189 + 5.103 + 0 = 189 \\ \Pi_1 &= \sum_{i=1}^4 \Pi_1^{G_i} + \sum_{i=1}^3 \Pi_1^{L_i} - FC_1 \\ &= 0 + 0 + 7654.5 + 2143.26 + 35.91 + 408.24 + 0 - 100 = 10,141.91 \text{ 천원} \end{aligned}$$

발전기 2에 대하여 다음을 얻는다.

G_2 가 가동된다는 전제하에서 각 발전기 및 부하가 시장가격을 결정할 확률은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \text{prob}_2^{G_1} &= 0 \\ \text{prob}_2^{G_2} &= EL_{3,2}^{(1)}(x_1) - EL_{3,2}^{(1)}(x_2) = 0 \\ \text{prob}_2^{G_3} &= p_3(EL_{2,2}^{(2)}(x_2) - EL_{2,2}^{(2)}(x_3)) = 0.9(1 - 0.1) = 0.81 \\ \text{prob}_2^{G_4} &= p_4(EL_{2,2}^{(3)}(x_3) - EL_{2,2}^{(3)}(x_4)) = 0.9(0.19 - 0.01) = 0.162 \\ \text{prob}_2^{L_1} &= EL_{1,2}^{(4)}(x_4) = 0.001 \\ \text{prob}_2^{L_2} &= EL_{2,2}^{(4)}(x_4) - EL_{1,2}^{(4)}(x_4) = 0.028 - 0.001 = 0.027 \\ \text{prob}_2^{L_3} &= EL_{3,2}^{(2)}(x_2) - EL_{2,2}^{(2)}(x_2) = 0 \end{aligned}$$

따라서, 에너지기대치 및 기대 수익은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} E_2^{G_1} &= 0 \\ E_2^{G_2} &= 0 \\ E_2^{G_3} &= p_2 C_2 \text{prob}_2^{G_3} = 0.9 \cdot 160 \cdot 0.81 = 116.64 \text{ MWh} \\ E_2^{G_4} &= p_2 C_2 \text{prob}_2^{G_4} = 0.9 \cdot 160 \cdot 0.162 = 23.328 \text{ MWh} \\ E_2^{L_1} &= p_2 C_2 \text{prob}_2^{L_1} = 0.9 \cdot 160 \cdot 0.001 = 0.144 \text{ MWh} \\ E_2^{L_2} &= p_2 C_2 \text{prob}_2^{L_2} = 0.9 \cdot 160 \cdot 0.027 = 3.888 \text{ MWh} \\ E_2^{L_3} &= 0 \\ \Pi_2^{G_1} &= 0 \\ \Pi_2^{G_2} &= 0 \\ \Pi_2^{G_3} &= (60 - 20)E_2^{G_3} = 40 \times 116.64 = 4,665.6 \text{ 천원} \\ \Pi_2^{G_4} &= (80 - 20)E_2^{G_4} = 60 \times 23.328 = 1,399.68 \text{ 천원} \\ \Pi_2^{L_1} &= (200 - 20)E_2^{L_1} = 180 \times 0.144 = 25.92 \text{ 천원} \\ \Pi_2^{L_2} &= (90 - 20)E_2^{L_2} = 70 \times 3.888 = 272.16 \text{ 천원} \\ \Pi_2^{L_3} &= (50 - 20)E_2^{L_3} = 0 \end{aligned}$$

발전기 2의 기대이익은 다음과 같다.

$$\Pi_2 = \sum_{i=1}^4 \Pi_2^{G_i} + \sum_{i=1}^3 \Pi_2^{L_i} - FC_2 = 6,363.36 - 50 = 6,313.36 \text{ 천원}$$

마찬가지로 해서, 발전기 3 및 4의 기대이익은 같은 과정으로 구할 수 있고 다음 표는 발전기별 발전량 기대치 및 이익의 기대치이다.

표 3 발전기의 기대 발전량 및 이익

Table 3 Expected generation and profit of each generators

발전기 번호	발전량의 기대치(MWh)	이익의 기대치(천원)
1	189	10,141.91
2	144	6,313.36
3	49.23	2,075.26
4	38.619	1,789.015

발전기 1과 2의 경우 오퍼가격이 부하 3의 입찰가격보다 낮아서 부하 3까지의 수요에 응한다. 둘의 발전량을 합해도 부하 3에 미치지 못하므로 발전량의 기대치는 자신의 용량에 공급시장비용을 곱한 값과 같다. 발전기 3과 4는 부하 2까지의 수요에 응하게 되는데, 오퍼단가가 낮은 발전기들의 고장정지에 의해 발전량 기대치가 늘어나게 된다. 이익의 기대치를 구하기 위해서는 각 발전기에 대해서 시장가격이 형성될 확률 및 그 때의 발전량 기대치 계산이 필요하고, 본문에서 제시한 방법에 의해서 계산할 수 있다.

4. 결 론

전력산업이 자유화 된지 십수년이 흘러와서 다양한 시장의 형태에서 시장거래의 메카니즘은 상당히 안정되어 가고 있으나 아직도 용량적정성의 확보라는 문제에서 자유롭지 못하고 있다. 에너지단독시장, 용량요금제도 그리고 용량시장(용량의무)제도가 신규발전기 투자를 유인하는 제도로서 활용되고 있다. 어떠한 형태의 전력시장에서도 신규발전기 투자를 위해서는 수익평가 모형이 필요하게 된다.

단기를 대상으로 해서 전력시장에서 얻을 수 있는 기대수익은 기대수익 기반 전략을 수립해 봄으로써 산출할 수 있지만, 장기에 걸친 기대수익은 이 방법으로는 가능하지 않다. 우선 단기적 방법을 장기에 적용한다는 것은 천문학적 계산이 소요되기 때문이라도 불가능하며, 계산이 가능하더라도 발전기의 고장정지라는 확률적 요소를 반영할 수 없다. 따라서, 장기적 관점에서 발전기 신규투자에 따른 수익 모형을 개발한다는 것은 상당한 의의가 있다.

본 연구에서는 장기적 관점에서 도매(소매)시장의 시장청산과정을 표현하고 개별 발전기의 수익을 평가할 수 있도록 등가부하곡선의 개념을 도입하여 도매시장의 시장청산과정 모델을 개발하였다. 발전기의 고장정지확률을 고려하는 확률모형을 적용하였기 때문에 장기적 관점에서 고려해야 하는 고장정지의 영향을 정확하게 평가할 수 있도록 하였다

참 고 문 헌

[1] 산업자원부, 제 2차 전력수급기본계획, 2004.12
 [2] 김남일, 전력산업구조개편에 따른 전력수급안정화 방안 연구, 에너지경제연구원, 2001. 10
 [3] S. T. Jenkins and D. S. Joy, Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An Electric Generation Expansion Planning Computer Code, Oak Ridge National Laboratory, ORNL-4945, 1974
 [4] 박종배 외, 확률적 운전비 계산 모형에 기초한 발전기 수입/순익 평가 방법론 개발, 대한전기학회 논문지 51A 권 12호, 2002. 12
 [5] 김광인, 전력시장 구조와 특성, 한국전력거래소 홈페이지 자료
 [6] H. Fraser and F. L. Passo, Developing a Capacity Payment Mechanism in Italy, the Electricity Journal, Nov. 2003
 [7] E. S. Schubert et. al., The Texas Energy-Only Resource Adequacy Mechanism, the Electricity Journal, Dec. 2006
 [8] E. Krapels, et. al., The Design and Effectiveness of Electricity Capacity Market Rules in the Northeast and California, the Electricity Journal, Oct. 2004
 [9] S. S. Oren, Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land, the Electricity Journal, Nov. 2005

저 자 소 개



정 정 원 (鄭 正 源)

1983년 서울대학교 전기공학과 졸업.
 1985년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사).
 1991년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학).
 1985년~1992년 한국전력공사 전력경제연구실 연구원,
 1992년~현재 경성대학교 전기전자메카트로닉스공학부 교수
 Tel : 051-620-4774
 Fax : 051-624-5980
 E-mail : jwjung@star.ks.ac.kr

감사의 글

본 연구는 산업자원부 전력산업개발사업 전력선행 기술(R-2005-7-123-01)에 의하여 이루어진 연구로서, 관계부처에 감사드립니다.