

Uniform Pricing하에서의 지역적 시장지배력과 완화방안으로서의 Bid Cap

論文

52A-10-8

An Assessment of Local Market Power and Bid Cap Under Uniform Pricing Scheme

申英均* · 金發鎬** · 全瑩煥***

(Young Kyun Shin · Balho H. Kim · Yeong Han Chun)

Abstract - With the growing competitive pressure from market participants, utilities, consumer and government, analyses of existing competitive electricity market become more important. The presence of congestion in the transmission system can significantly increase the potential of exercising market power. Since the congestion in the network depends on the several factors, the market power cannot be simply analyzed through the existing indices. This paper presents a systematic analysis on local market power under uniform pricing scheme and provides determining approach of the level of price cap as mitigation measure of the strategic market power.

Key Words : Local Market Power, Uniform Pricing, Congestion Management, Uplift, Constrained On/Off Payment, Bid Cap

1. 서 론

경쟁 메커니즘 도입에 따라, 규제완화된, 경쟁적 전력시장이 창출되었고, 이에 전 세계적으로 효율적이고, 합리적인 시장 구축을 위한 다양한 노력이 이루어지고 있다. 우리 나라 또한, 2001년 4월부터 초기 구조개편 모형인 원가반영발전시장(CBP)이 개설된 이래로, 전력시장의 합리적 운영을 위한 많은 연구가 다각적으로 시도되고 있는 실정이다.

효율적인 전력시장에 필요한 핵심 목표 및 이슈 가운데 가장 중요한 것은 무엇보다도 전력요금의 안정을 통한 사회효용의 극대화라 할 수 있겠다. 즉, 이러한 전력요금 안정을 위해서는 각 전력시장모형에 따른 시장참여자들의 합리적 경쟁이 선행조건이다. 결국, 규제완화된 전력시장모형 하에서 경쟁자들간의 바람직하지 못한 게임은 자칫 전력요금의 지나친 상승과 더불어 시장 붕괴에 이를 수 있음을 주지해야 한다.

경쟁의 의미와 대조를 이루는 시장지배력의 개념은 특정 시장참여자가 자신에게 이익이 되도록 특정기간동안 경쟁적 수준 이상으로 가격을 유지할 수 있는 능력으로 정의된다. 다시 말하면, 시장지배력 행사의 가능성이 큰 시장일수록 가격 상승의 가능성 또한 커진다[1]. 더불어, 전략적으로 행사될 수 있는 지역적 시장지배력(Local Market Power)은 전력계통이 가지는 다양한 제약조건이 자신의 이익극대화에 영향을 끼치거나, 송전제약을 자신의 이익이 되도록 구속시

김으로써, 행사되는 시장지배력을 의미한다.

일반적으로 시장지배력을 행사하기 위해서는 시장가격을 조정할 수 있는 발전기, 즉 한계발전기(가격결정발전기)가 되어야 한다고 알려져 있다. 그러나 지역적 시장지배력은 지역적으로 다양한 위치에 발전기를 소유한 해당발전사업자가 한계발전기가 아닌 발전기를 이용하여 혼잡을 유도 또는 그와 유사한 조작을 통해 목표로 하는 발전기(역시 실질적인 한계발전기가 아닐 수 있음)를 한계발전기로 설정함으로써, 시장지배력에 대한 잠재성을 가질 수 있다. 즉, 이러한 조작을 통해 양의 이익이 창출된다면 그러한 행위는 발생할 수 있다[2].

참고문헌 [3]에서는 다양한 시장지배력 문제를 해결하기 위해서 그에 맞는 완화방법과 해석이 필요함을 명확히 지적하고 있다. 즉, 특정 시장참여자에 의한 시장지배력은 다양한 방법으로 행사될 수 있으며, 이를 위해서는 그에 적합한 해석을 통해 완화방법이 도출되어야 한다. 시장지배력 행사 방법 중 하나가 바로 전력계통만이 가질 수 있는 계통혼잡을 이용하는 것이다. 사실, 시장지배력 문제는 전력산업에 대한 경쟁도입 이후, 많은 전문가들에 의해 연구되어 왔다. 그러나, 대부분은 시장의 구조 및 성능에 관련된 문제에만 초점을 맞추고 있으며, 전력계통의 특성은 정확히 고려하지 못하고 있다[4]. 최근에서야 전력시스템의 특성을 고려한 지역적 시장지배력 관련 연구 및 보고서가 발표되고 있으나 [2,5,6,7], 대부분 시장지배력 심사(screen)에 초점을 맞추고 있으며, 아직까지는 많은 문제점을 해결하지 못하고 있다.

시장지배력 완화를 위한 대표적인 방법으로 Must-Run 발전기의 설정 또는 가격 및 입찰가 상한(Price Cap or Bid Cap)을 적용하는 대안이 논의되고 있다[5,8]. 특히, 전 세계적으로 이러한 시장지배력 문제를 완화하기 위한 다각적인 노력이 있음에도 불구하고, 입찰가 상한에 대한 구체적인 수

* 正 會 員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 博士課程

** 正 會 員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 助教授 · 工博

*** 正 會 員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 助教授 · 工博

接受日字 : 2003年 1月 22日

最終完了 : 2003年 8月 14日

준 설정에 관한 연구는 전무한 상태이며, PJM, NYISO, NEPOOL 등 북미의 주요 전력시장에서는 단순히 \$1,000로 가격상한을 정해 놓거나 부하집중지역(Load Pocket)의 경우, 지역적 시장지배력 남용을 위해 해당지역 발전기의 한계비용으로 입찰상한을 정해놓고 있다[8]. 그러나 이러한 상한가격 수준은 어떠한 이론적 배경없이 설정된 것으로, 자칫 합리적 경쟁가격 생성에 왜곡을 초래할 수 있을 뿐 아니라 특정 상황하에서 이루어지는 시장지배력 행사문제를 전혀 해결하지 못할 수 있다. 본 논문에서는 시장지배력의 행사에 대한 심사 또는 지표라기 보다는 완화방안에 초점을 맞추며, 완화 대안으로서 입찰상한(Bid Cap)의 수준을 결정하기 위한 이론적인 접근법을 제안한다. 여기서 제안된 접근법의 기본 개념은 부당한 이익창출의 가능성을 억제해야 한다는 점에 초점을 맞추고 있다.

본 연구에서는 Uniform Pricing(국내전력시장 기본 요율 체계) 하에서의 혼잡처리 메커니즘에 따른 시장참여자의 전략적 행동을 분석한다. 특히, 발전사업자의 발전기조합(portfolio)을 통한 계통남용(Network abuse) 및 지역적 시장지배력(locational market power)행사 가능성에 대해 논의하고, 이러한 시장지배력 행사의 억제대책으로서 입찰상한의 적정수준을 결정하기 위한 방법론을 제안하기로 한다. 2절 및 3절에서는 Uniform Pricing 체계에서의 급전절차 및 정식화와 Constrained On/Off 보상(이하 Uplift)방식에 대해 논의한다. 이는 4절에서 논의되는 혼잡을 이용한 전략적 시장지배력의 행사방법 및 억제대책이 시장규칙이나 요율체계 등과 밀접한 관련이 있기 때문이다. 특히 4절에서는 시장지배력 완화대안으로서 입찰상한의 적정수준을 결정하기 위한 이론적 접근법을 3모션 시스템을 이용하여 설명한다. 5절에서는 간단한 사례를 통해 이해를 돕도록 한다.

2. Uniform Pricing하에서의 급전절차 및 정식화

Uniform Pricing 체계 하에서는 단일의 시장청산가격(MCP) 결정을 위한 가상의 급전(비계약급전)과 실제 계통 제약요소를 고려한 제약급전결과를 필요로 한다. 이와 같이 다단계 가격결정 메커니즘(MCP 및 Uplift의 결정)[6,9]을 가지게 되므로 불가피하게 계통제약으로 인한 제약발전 및 비발전(Constrained On/Off) 발전기의 추가보상(Uplift) 메커니즘이 필요하다. 본 절에서는 급전절차 및 방식에 대한 개념적인 정식화를 보인다.

Notation

G_i : 발전기(i)의 출력감소분 $i \in \text{Con/Off generators}$

\overline{G}_j : 발전기(j)의 출력증가분 $j \in \text{Con/On generators}$

SMP : System Marginal Price(시장가격 = MCP)

bid_i : 발전기(i)의 입찰가격 단, $bid_i \leq SMP$

bid_j : 발전기(j)의 입찰가격 단, $bid_j > SMP$

$G_{k,un}$: 비계약급전에서 도출된 발전기 k의 출력

$G_{k,co}$: 제약급전에서 도출된 발전기 k의 출력

$$1) \text{ Con Off payment} = \underline{G}_i \times (SMP - bid_i)$$

$$\text{전체 Con Off payment} = \sum_{i \in \text{off}} \underline{G}_i \times (SMP - bid_i)$$

$$2) \text{ Con On payment} = \overline{G}_j \times (bid_j - SMP)$$

$$\text{전체 Con On payment} = \sum_{j \in \text{on}} \overline{G}_j \times (bid_j - SMP)$$

$$3) \text{ Total Uplift} =$$

$$\sum_{k \in \{i, j\}}^{m+n} [|(G_{k,un} - G_{k,co})| \times |(SMP - bid_k)|]$$

■ Optimization Formulation

STEP 1 : 비계약급전계획

$$\text{Min Total Cost} = \sum_k bid_k(G_k)$$

$$\text{s.t} \quad \begin{array}{l} \text{전력수급균형방정식} \\ \text{발전기 출력제약} \end{array}$$

$$\Rightarrow \text{Solution} : SMP, G_{k,un}$$

STEP 2 : 제약급전계획 (SMP, $G_{k,un}$ given)

$$\text{Min Uplift} = \sum_{k \in \{i, j\}}^{m+n} [|(G_{k,un} - G_{k,co})| \times |(SMP - bid_k)|]$$

$$\text{s.t} \quad \begin{array}{l} \text{전력수급균형방정식} \\ \text{전력조류방정식} \\ \text{모선별전압제약} \\ \text{선로용량제약} \\ \text{발전기 최대,최소 출력제약 등} \end{array}$$

$$\Rightarrow \text{Solution} : Uplift, G_{k,co}$$

우선, Step 1의 비계약급전계획을 통해 시장청산(market clearing)이 이루어지고, 그 결과 SMP(or MCP) 및 비계약시 발전기 출력이 도출된다. 이어서, Step 2의 제약급전계획은 Step 1에서 도출된 결과를 기준으로 실제 제약조건을 고려하여 Uplift(궁극적으로 혼잡비용)를 최소화한다. 이러한 메커니즘은 결국, 가장 높은 입찰가를 갖는 발전기가 먼저 삭감된다는 원칙이다. 결과적으로 각 발전기의 실제급전출력과 Uplift가 도출된다.

3. Uplift 처리

본 절에서는 앞에서 설명한 Uniform Pricing 체계에서의 급전절차 및 정식화에 따라 제약발전기에 대한 Uplift처리방식을 간단한 예를 통해 살펴본다(그림 1 : 발전기 용량제약은 없으며, 발전기 상단의 가격은 입찰가격임).

Step 1 (비계약급전) : G1발전기가 모든 부하에 대해 1000MW를 급전하고(G2=0MW), 따라서 SMP는 \$100.

Step 2 (제약급전) : 선로용량(100MW)제약으로 다음 표 1과 같이 출력 변동.

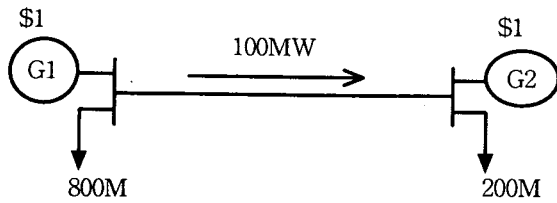


그림 1 2모선 사례계통
Fig. 1 2-Bus sample system

표 1 제약금전결과

Table-1 Constrained Dispatch Schedule

Unit	계약구분	Unconstrained Dispatch	Constrained Dispatch	증감량 (MW)
G1	Con Off	1000 MW	900 MW	-100
G2	Con On	0 MW	100 MW	+100

Step 3 (정산 및 보상) : G1은 100MW감발된 Con Off 발전기, Uplift는 $(SMP - bid\ price) \times (\text{출력감소분})$ 의 형태로 보상되지만 자신의 입찰가격이 계통한계가격(SMP)과 같으므로 Uplift는 0이 된다. 따라서, G1의 실수입은 $900MW \times \$100 + \$0 = \$90,000$ 이다. G2는 100MW증발된 Con On 발전기, Uplift는 $(bid\ price - SMP) \times (\text{출력증가분})$ 의 형태로 보상되어 $(\$110 - \$100) \times (100MW) = \$1000$ 가 된다. 따라서 G2의 실수입은 $100MW \times \$100 + \$1000 = \$11,000 (= \$110 \times 100MW)$ 이다.

전체 Uplift는 G1 및 G2발전기의 Uplift합으로, \$1000. 따라서 Uplift 단가는 \$1이다. 결국, 시장가격은 \$100(SMP)에서 \$101(SMP+Uplift)로 상승하게 되며, 이 가격은 각 모선의 소비자들에게 동일하게 적용된다.

4. 전략적 행동을 통한 지역적 시장지배력

4.1 지역적 시장지배력 행사

규제자의 입장에서는 효율적인 전력시장 운영을 목적으로 전략적인 시장지배력 행사와 같은 시장운영상에 부정적 요소를 미연에 방지하는 것이 중요하다. 본 절에서는 앞에서 살펴본 혼잡처리 메커니즘(Uplift 최소화)에 따라 시장참여자의 시장지배력 행사 가능성을 평가하고, 규제차원의 시장지배력 완화방안으로서 입찰가상한(Bid Cap)의 수준을 검토한다. 이를 위해 몇 가지 가정과 함께 그림 2와 같은 3모선 계통을 고려한다[10].

가정 : 다음의 계통을 대상으로 2개의 발전사업자가 경쟁한다. 발전사업자 1(GENCO 1)은 발전기 A와 C를 소유하고 있으며, 다른 발전사업자 2(GENCO 2)는 발전기 B를 소유하고 있다. 계통의 유일한 소비자는 Bus 3의 L이다. 또한 각 발전기의 용량은 각각 $C_A < L$, $C_B \geq L$, $C_C \geq L$ 이다. A 및 B 발전기는 부하 L에 전력을 공급하기 위해 선로 1을 반드시 사용해야 하고, 그 사용정도는 각각 α , β 라고 알려져 있으며, $\alpha > \beta$ 라고 가정한다.

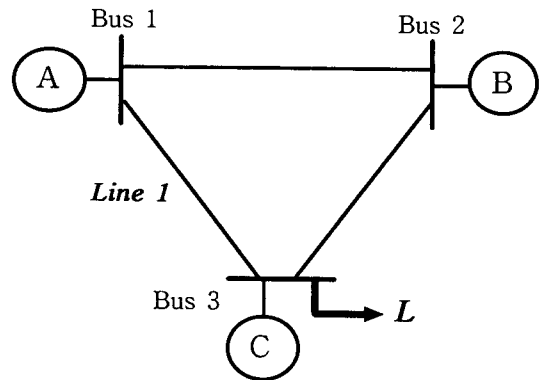


그림 2 3모선 계통
Fig. 2 3-Bus sample system

이러한 선로 사용정도는 발전기와 선로사이의 민감도계수를 나타내는 GSDF (Generation Shift Distribution Factor) 혹은 발전기와 부하간 특정 거래에 대해 선로상의 조류변화를 평가할 수 있는 PTDF (Power Transfer Distribution Factor) 등을 통해 근사적으로 평가가 가능하다[2,11]. 마지막으로 각 발전기의 한계운전비용은 $MC_B < MC_A < MC_C$ 이다. 이와 같은 계통에서는 3개의 선로 중 하나가 혼잡이 발생하면 Bus 3의 C발전기는 완벽한 시장지배력을 행사할 수 있게 된다. 즉, 발전기 A와 B의 출력조건에 따라 선로 1은 혼잡이 발생할 수 있는데(나머지 선로용량은 충분함), 발전기 A의 출력 $P_A = X_A$ 이고, 발전기 B의 출력이 $P_B = L - X_A$ 이면, 선로 1의 전력조류가 정확히 용량제한 TC_{max} 에 구속되는 출력조건을 다음 식(1)과 같이 정의하기로 한다.

$$TC_{max} = \alpha X_A + \beta(L - X_A) \quad (1)$$

즉, $P_A > X_A$ ($C_A > X_A$)이면, 선로 1은 혼잡으로부터 용량초과분이 발생하여 A 혹은 B에서 출력삭감이 나타나고, 이에 따른 부족분은 C발전기가 감당하게 된다.

만약, 전략적 행동이 없는 경우, 각 발전기(혹은 발전사업자)는 경제학상의 논리에 따라 자신의 한계비용으로 입찰한다. 즉, $bid_i = MC_i$ ($i = A, B, C$)로부터, 계통운용자(ISO)는 다음과 같은 급전결과를 얻게된다.

$$\begin{aligned} P_B &= L \\ P_A &= P_C = 0 \end{aligned} \quad (2)$$

문제는 지역적 시장지배력 행사를 위해 발전사업자 1 ($\ni A, C$)이 전략적 행동을 취하는 경우이다(발전사업자 2는 전략적 행동을 하지 않는다고 가정). 발전기 A의 입찰가 bid_A 를 자신의 한계비용보다 낮게, 나아가 발전기 B의 입찰가 $bid_B (= MC_B)$ 보다 낮게 설정하게 될 경우, 발전기 A는 자신의 전체용량을 모두 급전할 수 있게 된다. 이 때의 비계약급전결과는 다음과 같고, SMP는 B의 입찰가인

$bid_B(MC_B)$ 가 된다.

$$\begin{aligned} P_A &= C_A \\ P_B &= L - C_A \\ P_C &= 0 \end{aligned} \quad (3)$$

$C_A(=P_A) > X_A$ 로부터 선로 1의 혼잡이 발생하므로, 입찰가가 보다 높은 B 발전기의 출력이 ϵ/β 만큼 (ϵ 은 선로 1의 용량초과분) 삭감된다(Constrained Off). 즉 제약급전의 결과는 다음과 같다.

$$\begin{aligned} P_A &= C_A \\ P_B &= (TC_{max} - (\alpha C_A))/\beta : \text{CON-OFF} \\ P_C &= L - C_A - (TC_{max} - \alpha(C_A))/\beta : \text{CON-ON} \end{aligned} \quad (4)$$

다음의 표 2는 제약급전결과에 따라 개별 발전기가 얻게 되는 시장가격(SMP)에 의한 보상 및 Uplift보상과 운전비용을 차감하여 도출되는 개별 이익을 보인 것이다.

표 2 각 발전기의 정산 및 이익

Table 2 Cost and Benefit of each generator

Unit	기본정산	Uplift	이익
A	$P_A \times SMP$	-	$P_A \times (SMP - MC_A)$
B	$P_B \times SMP$	0	$P_B \times (SMP - MC_B)$
C	$P_C \times SMP$	$P_C \times (bid_C - SMP)$	$P_C \times (bid_C - MC_C)$

발전기 A는 $MC_A \geq SMP(=MC_B)$ 이므로, 손실이 발생한다. 따라서, 발전사업자 1이 이익을 얻기 위해서는 발전기 C로부터 발전기 A의 손실을 보상할 수 있어야 한다. 즉, 이러한 이익은 위 표에서 보는 바와 같이 C발전기가 Constrained On 발전기로 설정됨으로써 보상받는 Uplift에 영향을 받으며, 이는 발전기 C의 입찰가 bid_C 에 따라 결정된다. 여기서, 입찰상한이 없을 경우, 발전사업자 1의 이익을 극대화하는 이론적인 해답은 bid_C 를 무한대로 설정하는 것이며, 이는 Bus 3 지역에 대해 완벽한 시장지배력을 행사하게 된다.

4.2 완화방안으로서의 Bid Cap

이러한 문제를 해결하기 위해서는 규제자의 입장에서 몇 가지 방안을 고려할 수 있다. 대표적인 방법으로 해당 발전기(C)에 대해 **입찰가격상한선(Bid Cap)**을 규정하거나 **must-run** 계약^{주)}을 사전에 체결하는 것이다. 즉, 이러한

주) must-run은 ISO와 특정 발전기간에 협상에 의한 공급의무 강제계약의 형태로서 보다 강력한 규제대안임. 이러한 계약형태는 본 논문의 범위를 벗어나므로 여기서는 배제함.

시장지배력을 완화하기 위해서는 무엇보다도 그러한 행사자의 이익가능성을 초기에 배제해야 하는데 가장 직접적인 방법이 바로 입찰상한선을 두는 것이다. 사실, 시장지배력 완화를 위한 입찰상한의 필요성은 잘 알려져 있으나 PJM, NEISO, NYISO 등 전 세계적으로 입찰가상한선의 수준은 단순히 과거실적에 근거하여 결정되고 있다. 이렇게 결정된 수준은 자칫 합리적인 경쟁의 결과를 왜곡할 수 있으며, 특정 상황하에서 이루어지는 시장지배력 행사문제를 전혀 해결하지 못할 수 있다. 본 연구에서는 시장지배력의 행사에 대한 심사 또는 지표라기 보다는 완화방안에 초점을 맞추며, 완화 대안으로서 입찰상한의 수준을 결정하기 위한 이론적인 접근법을 제안한다. 제안된 접근법의 기본 개념은 부당한 이익창출의 기회 배제, 다시 말하면 이익가능성을 배제토록 하는데 그 핵심이 있다.

둘아가서, 위에서 살펴본 바와 같이 발전사업자 1(Unit A,C)의 이익가능성을 억제하려면, 발전기 C를 통한 전략적 행사를 억제토록 하는 것이며, 이 때, 가장 효과적인 규제방안은 C의 이익이 도출될 수 있는 최저입찰가보다 낮은 입찰상한선을 두는 것이다. 그러나 만약 그러한 입찰상한선이 이익가능한 최저입찰가보다 높다면, 발전기 C는 자신의 이익을 극대화하기 위해 입찰상한선까지 입찰가를 증가시킬 것이다.

발전기 C의 이익가능한 최저입찰가(bid_{Cmin})를 구하기 위해서는 발전기 A와 C에 대한 이익의 합이 0 이상(+)이 되는 점을 구해야 한다. 즉,

$$P_A \times (SMP - MC_A) + P_C \times (bid_{Cmin} - MC_C) = 0 \quad (5)$$

$$bid_{Cmin} = MC_C + \frac{P_A}{P_C} (MC_A - SMP) \quad (6)$$

$SMP = MC_B$ 이고, 앞에서 구한 제약급전결과 식(4)를 위식에 대입하면,

$$bid_{Cmin} = MC_C + \frac{(MC_A - MC_B)\beta C_A}{\alpha C_A + \beta(L - C_A) - TC_{max}} \quad (7)$$

와 같다. bid_{Cmin} 이 낮을수록 발전사업자 1의 시장지배력 행사가능성은 증가한다. 즉, MC_C 가 낮을수록, 그리고 MC_A 와 $MC_B(=SMP)$ 의 차이가 작을수록 bid_{Cmin} 이 낮아져, 전략적 행사가 용이해 질 수 있다. 여기서, 입찰상한선(Bid Cap)이 bid_{Cmin} 이하로 책정되면, 발전사업자의 이익가능성은 소멸되고, 따라서 시장지배력의 행사가능성을 제거할 수 있다는 것을 알 수 있다. 물론 이와 같이 특수한 상황에서는 B의 전략이 의미가 없지만, 발전사업자 B의 어떠한 전략을 고려한다하더라도, B는 발전사업자 A의 반대급부이므로, B의 전략은 bid_{Cmin} 을 증가시킴으로써, A의 이익가능성을 억제하는 방향이 될 것이다. 따라서 여기서 나타난 bid_{Cmin} 은 더 이상 감소하지는 않는다.

사실, 대형 전력계통에서 행해질 수 있는 무수히 많은 전

략을 모두 고려하는 것은 불가능하다. 따라서, 제안방법의 실현을 위해서는 과거실적 데이터에 의한 지원을 통해 지역적 시장지배력 문제가 발생할 수 있는 관련지역 및 요소(혼잡선로 또는 관련 발전기)의 구분이 선행되어야 하며, 결정된 범위내에서 가능 전략들의 체계적 분석이 이루어져야 한다. 요약하면 다음과 같다.

- 관련 전력시장에 대한 지역적 구분
- 과거실적에 근거한 혼잡선로 및 주요영향을 미치는 발전기의 구별
- 주요 요소(혼잡선로 및 발전기)를 대상으로 가능한 전략의 다각적 분석
- 관련 전략에 대한 이익가능성 평가

또한, 이러한 절차는 계통에 대한 상당정보를 확보할 수 있는 전력시장감시기구에서 수행될 수 있다.

5. 사례연구

앞에서 살펴본 내용을 토대로 실제 데이터를 이용하여, 이해를 돕도록 한다. 앞의 그림 2를 참조하여, 각 모선(발전기)의 한계비용 및 입찰가와 발전기의 용량을 표 3에 나타내었다. 여기서, 발전기 C의 입찰가(음영처리 부분)에 따른 발전사업자 1의 이익가능성을 분석한다. 또한, 선로 1의 용량은 50MW이며, Bus 3의 L(부하)은 90MW, 각 선로의 임피던스는 동일하며 손실은 무시한다. 또한 모든 발전기는 자신의 전체용량을 단일가격으로 입찰한다고 가정한다.

표 3 발전기 용량 및 입찰가
Table 3 Capacity and bid of each generator

Bus	Unit	용량(MW)	MC(\$)	bid(\$)
1	A	70	26	19(<26)
2	B	90	20	20(=20)
3	C	50	30	-

표 3에서 보는 바와 같이 발전사업자 1(≡A,C)은 A발전기의 입찰가를 \$19로 결정함으로써, 선로 1의 혼잡을 유도할 수 있다. 다음 표 4는 비계약급전 및 계약급전결과를 보인 것이다.

표 4 급전 스케줄(비계약 및 계약급전결과)
Table 4 Dispatch Schedule

Unit	Unconstrained Dispatch	Constrained Dispatch	계약구분	증감량(MW)
A	70 MW	70 MW	-	-
B	20 MW	10 MW	Con Off	-10
C	0 MW	10 MW	Con On	+10

위 표 4에서와 같이, 비계약급전 결과로부터 B발전기가 한계발전기로서 SMP가 자신의 입찰가인 \$20로 결정됨을 알 수 있다. 또한 계통계약으로 B발전기는 10MW출력이 삭감되었고, 이를 C발전기가 감당함으로써, Uplift를 보상받게

된다. 이 때, 발전사업자 1은 A발전기로부터 발생한 손실을 C발전기로부터 만회하기 위해 C발전기의 입찰가를 결정해야 한다. 식(7)로부터 C발전기의 이익가능한 최소입찰가를 구하면, \$72가 된다. 결국, C발전기는 이익을 극대화하기 위해 최소한 \$72이상을 입찰하여야 한다. 여기서 입찰가상한(Bid Cap)이 \$72이하로 책정된다면, 발전사업자 1은 손실을 보게되므로, 위와 같은 시장지배력은 행사되지 않는다. 다음 그림 3은 C발전기의 입찰가격에 대한 발전사업자 1의 이익을 도시화한 것이다.

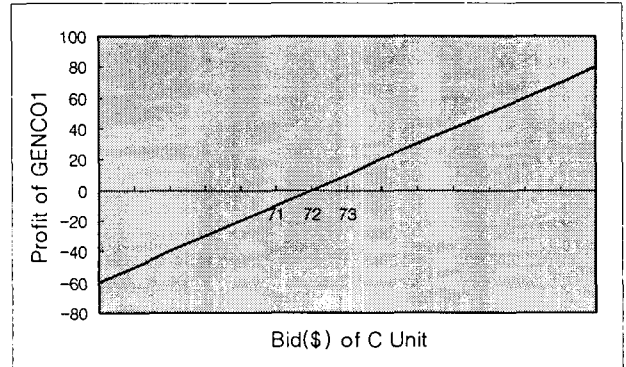


그림 3 C발전기입찰가에 대한 발전사업자1의 이익
Fig. 3 GENCO 1's Profit vs. Bid of generator C

또한, C의 이익가능한 최소입찰가는 시장가격(SMP)에 영향을 받는데, 다음 그림 4로부터 SMP가 증가할수록 C의 최소가능 입찰가가 감소함을 알 수 있다. 이는 SMP에 절대적인 관계를 의미하는 것은 아니며, 식(7)로부터, SMP와 A발전기의 한계운전비용간의 차이가 작아질수록 시장지배력 행사가능성이 커진다는 것을 나타낸다.

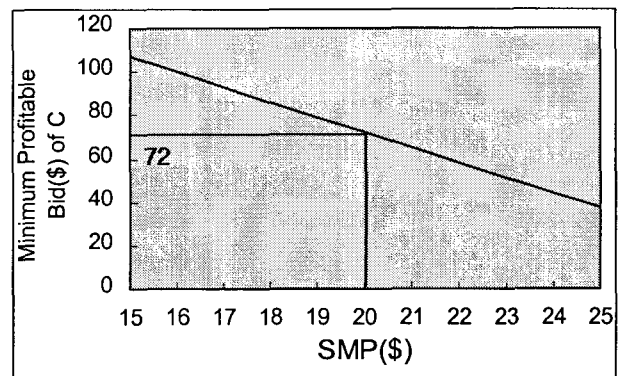


그림 4 SMP에 따른 C의 이익가능한 최소입찰가
Fig. 4 SMP vs. profitable minimum bid of generator C

5. 결론 및 논의

본 연구에서는 Uniform Pricing체제에서의 급전절차 및 개념상의 정식화를 소개하고 Uplift의 처리 방법을 간단한 예를 통해 설명하였다. 이러한 시스템 하에서 시장참여자(발전사업자)들은 자신의 이익을 극대화하기 위해 기술적 혹은 전략적 행동을 통한 시장지배력을 행사할 수 있다. 결국, 이

러한 지역적 시장지배력 행사가능성을 억제하는 방안은 그 네들의 이익가능성을 배제하는 것이며, 본 연구에서는 부당한 이익창출 기회의 배제라는 개념하에 억제 방안으로서 입찰가상한의 적정 수준을 결정하기 위한 이론적 접근법을 제시하였다. 물론, 위와 같은 지역적 시장지배력은 일반적인 혹은 경제학적 측면에서의 시장지배력과 달리 간단한 지표(HHI, Lerner Index 등[1,4])로서 쉽게 표현할 수 없고, 더불어 도출하기도 쉽지 않으며, 다각적인 분석의 노력이 요구된다. 대형 전력계통에서 이루어질 수 있는 위와 같은 전략은 무수히 많으며, 보다 일반적인 접근법을 이끌어 내기가 쉽지 않다. 위와 같은 접근법을 구체화시키기 위해서는 과거실적 데이터에 근거한 접근방법으로 보완되어야 한다. 예를 들면, <1. 관련 전력시장에 대한 지역적 구분, 2. 과거실적에 근거한 혼잡선로 및 주요영향을 미치는 발전기의 구별, 3. 주요 발전기를 대상으로 가능한 전략의 다각적 분석, 4. 관련 전략에 대한 이익가능성 평가>와 같은 절차하에 입찰가상한의 수준이 평가될 수 있다. 무엇보다도 현 시장 메커니즘, 시장참여자의 입찰특성, 발전시장 집중도, 송전혼잡정도 등을 체계적으로 파악하여, 특정 시장에 대한 전문적인 지식과 경험을 확보하는 것이 핵심과제라 할 수 있다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력공학 공동연구소(전략과제-02501)주관으로 수행된 과제임.

참 고 문 헌

[1] Steven Stoft, *POWER SYSTEM ECONOMICS - Designing Markets for Electricity*, IEEE/Wiley, 2002. 2
 [2] Thomas J.Overbye, Kollin Patten, "Assessment of Strategic Market Power in Power System", IEEE Conference 1998 p297-p302.
 [3] Gregory J.Werden, "Market Monitoring by Regional Transmission Organizations : What Role Should They Play in Detecting and Mitigating Market Power?", *The Electricity Journal*, 2000 p26-p31
 [4] 김동현, 김영산 외, *경쟁적인 전력시장에서 발전경쟁력 분석 연구*, 한국전력공사 경영경제연구소 2000. 12
 [5] Deqiang Gan and Donald V. Bourcier, "Locational Market Power Screening and Congestion Management : Experiment and Suggestion", *IEEE Transaction on Power Systems* Vol. 17 No. 1 Feb. 2002 p180-p185
 [6] Scott M. Harvey and William W. Hogan, *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*, Jan. 10. 2000
 [7] Rahesh Rajaraman and Fernando Alvarado, *(Dis)Proving Market Power*, Jan 24. 2002.
 [8] Paul Peterson, Bruce Biewald, etc, *Best Practice in Market Monitoring*, Synapes Energy Economics, Inc. Nov. 9. 2001

[9] Korea Power Exchange - Implementation of Two-Way Bidding Pool - Pool Rules Key Features(Ver. 0.2), 12 March 2002.
 [10] Karl Seely, Jacques Lawarree and Chen-Ching Liu, "Analysis of Electricity Market Rules and Their Effects on Strategic Behavior in Noncongestive Grid", *IEEE Transaction on Power Systems* Vol. 15 No. 1 Feb. 2000 p157-p162
 [11] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, *Power Generation and Control*-Chap 11. John Wiley & Sons, Inc. 1996

저 자 소 개



신 영 균 (申 英 均)

1974년 5월 31일생. 1999년 홍익대 전기전자공학부 졸업. 2001년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 2001~현재 동 대학원 전기정보제어공학과 박사과정
 Tel : 018-306-2141, Fax : 02-320-1110
 E-mail : alijin@hanmail.net



김 발 호 (金 發 鎬)

1962년 7월 11일생. 1984년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1992년 미국 Univ. of Texas at Austin 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 미국 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1997년~현재 홍익대 전자전기공학부 조교수
 Tel : 02-320-1462, Fax : 02-320-1110
 E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr



전 영 환 (全 榮 煥)

1961년 2월 8일생. 1983년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1985년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1997년 일본 동경대학교 전기공학과 졸업(공학박사). 2002년~현재 홍익대 전자전기공학부 조교수
 Tel : 02-320-1620, Fax : 02-320-1110
 E-mail : yhchun@wow.hongik.ac.kr