

**Uniform Pricing 체계 하에서의 시장지배력과 제약비발전 보상체계**

신영균, 김발호, 전영환  
홍익대

**A Study on Market Power and Compensation for Constrained Off generators under Uniform Pricing Scheme**

Young Gyun Shin, Balho, H. Kim, Yeoung Hwan Jun  
Hingik Univ.

**Abstract** - In the framework of competitive electricity market, the Market Power due to the transmission congestion, lack of demand-side response, various uncertain factors etc. have been significant problem. This paper reviews the market rules of Korea power system and the uplift scheme for constrained on/off generators. Then, this paper points out several problems and the mitigation measures of local market power concerning the compensation for constrained-off generators.

현 국내 Uplift 보상체계는 제약발전(Constrained On) 및 제약비발전(Constrained Off) 모두에 대해 기회비용을 보상해 주는 시스템이다. 본 연구에서는 Uniform Pricing(국내 전력시장 기본적 요율체계) 하에서의 제약(비)발전에 대한 현 보상체계를 검토하고, 특히, 기존의 연구를 바탕으로 제약비발전 보상에 초점을 맞추어 그에 따른 시장지배력 문제와 관련 문제점을 살펴보고, 관련 억제대책을 고려한다.

**2. 국내 전력시장규칙**

**1. 서 론**

**2.1 국내 전력시장운영메커니즘**

효율적인 경쟁적 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 전력시장모형(모델링)에 따른 시장참여자들의 합리적 경쟁이 선행조건이다. 결국, 규제완화된 전력시장모형 하에서 경쟁자들간의 바람직하지 못한 게임은 자칫 전력요금의 지나친 상승과 더불어 시장 붕괴에 이를 수 있음을 주시해야 한다.

국내 전력시장의 기본요율체계인 단일요율체계 하에서는 단일의 시장청산가격(MCP 또는 SMP) 결정을 위한 가상의 급전(비계약급전)과 실제 계통계약요소를 고려한 제약급전결과를 필요로 한다. 이와 같이 다단계 가격결정 메커니즘(SMP 및 Uplift의 결정)을 가지게 되므로 불가피하게 계통계약으로 인한 Constrained On/Off 발전기의 추가보상(Uplift) 메커니즘이 필요하다.

현 국내 전력시장에서의 기본 시장가격(MCP)결정체계는 단일요율(Uniform Pricing)체제로 이루어져 있다. 이러한 단일가격체계하에서는 수요예측용량에 대해 비계약급전계획 알고리즘을 통한 계통한계가격(SMP)으로 단일 시장청산가격을 결정하며, 실제 급전지시는 제반 계통계약요소를 고려한 제약급전결과를 이용한다. 이때, 제약급전계획의 결과와 비계약급전계획의 결과가 같은 경우, 즉 송전계약이 실제 급전에 영향을 미치지 않는 경우에는 비계약급전계획으로부터의 도출된 단일 시장청산가격이 시장참여자 모두에게 적용되는 유일한 가격이 되지만, 불가피한 송전계약으로 인해 계통한계가격보다 높은 가격의 발전기가 급전되며, 낮은 가격의 발전기가 급전대상에서 제외되게 된다. 결국, 이러한 제약발전 및 제약비발전의 결과로 인한 시장가격의 상승(Uplift)은 모든 시장참여자의 몫으로 돌아간다.

현행(일부 재검토중인), 풀 운영규칙(Pool Rule)(3)에 따라 계통운영자는 수요예측자료와 개별 발전사업자(발전소별)가 제출한 입찰자료를 가지고 가격결정계획을 수립하는데, 이러한 가격결정계획은 계통의 제약조건을 고려하지 않고 각 발전기의 시간대별 출력을 결정하는 것으로, 이를 바탕으로 시간대별 계통한계가격(SMP)을 산출한다. 그러나, 실제로 계통을 운용하기 위해서는 송전계통계약(Network Constraints) 및 시스템 제약(System Constraints)의 제반 제약조건을 고려하여야 하므로, 계통운영자는 이러한 계통의 제약조건들을 고려한 운용발전계획을 수립하여, 운용시간대별 각 발전기의 실제적인 출력을 산출하게 된다.

송전계통의 물리적 특성, 부하의 가격응답 부재, 시장 진입에 대한 어려움 등으로 인해 전력시장에서의 시장지배력 문제는 경쟁도입에 따른 주요 이슈 가운데 하나이다. [1] 일반적으로 단일요율체계는 모선별요율체계(Nodal Pricing)보다 시장지배력 행사가능성이 큰 것으로 알려져 있다. 이는 단일요율체계가 Nodal Pricing 체계에서는 나타나지 않는 가상급전(가격결정발전계획)과 실제급전을 위한 재급전(운영발전계획)이 존재하여 가격결정 메커니즘이 다단계로 이루어 진다는 문제점과 이러한 체계에서는 수요의 가격응답을 이끌어 내기가 상대적으로 어렵다는 점 때문이다. [2] 그러나, 적용의 간편성으로 인해 상당수의 전력시장에서 단일요율 경매(uniform pricing auction) 시스템을 통한 시장가격메커니즘을 사용하고 있다.

즉, 제약조건 즉, 혼잡(Congestion)의 고려를 통해 발전기 재급전이 불가피하며, 입찰과정에서 급전이 결정되었으나, 정지 혹은 감발되는 발전기(Constrained-off), 또는 반대로, 급전계획에 포함되지 않았으나, 기동 및 증발되는 발전기(Constrained-on)가 발생하게 된다. 따라서, 가격결정계획과는 달리 이러한 제약조건을 고려한 운용발전계획으로부터 추가적인 비용(혼잡비용)이 발생하게 되는데, 이는 Uplift의 형태로 전력요금에 부과된다. (표 1)은 이와 같은 국내 전력시장운영 메커니즘을 간략히 요약한 것이다.

(표 1) 국내 전력시장운영 메커니즘

	가격결정발전계획 (비계약급전)	운영발전계획 (계약급전)
계약조건	반영없음	송전계약 등 제반계약조건 고려
결과	SMP(MCP) 가상급전출력	Uplift 실제급전출력

## 2.2 제약(비)발전 보상체계

가격결정발전계획으로부터 도출된 SMP를 기반으로 계약에 의해 기동, 증발되는 발전기(Con-On generators)는 제약발전비용을, 정지, 감발되는 발전기(Con-Off generators)는 제약비발전비용을 보상받게 된다. 제약조건의 고려를 통해 부과되는 Uplift 비용은 기회비용보상을 근간으로 하여 실제 계량된 데이터와 가격결정발전계획으로부터 도출된 가상의 출력간 차이에 대해 부과되며, 지불액은 다음과 같은 식으로 표현이 가능하다.

$$\text{Con-On payment} = (\text{bid Price} - \text{SMP}) \times (\text{출력증가분})$$

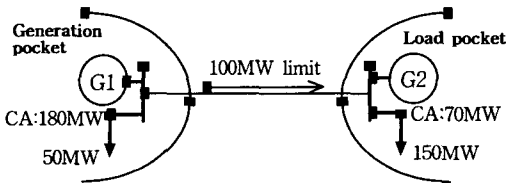
$$\text{Con-Off payment} = (\text{SMP} - \text{bid Price}) \times (\text{출력감소분})$$

즉, 제약(비)발전량을 갖는 모든 발전기는 계약으로 인한 출력변동분에 대해 대상 발전기의 입찰가와 가격결정발전계획으로부터 도출된 SMP의 차이로 보상받게 된다.

## 3. 제약비발전 보상체계

### 3.1 제약비발전을 통한 지역적 시장지배력

앞에서 언급한 대로, 이러한 Uplift 보상체계는 송전 계약에 의한 지역적 시장지배력(local market power)이 나타나지 않는 경우에는 시장을 왜곡하지 않으나, 송전계약에 의한 지역적 시장지배력이 행사되는 경우에는 지나친 시장가격상승의 직접적인 원인이 될 수 있다.[4] 잘 알려져 있는 대로 지속적인 제약발전되는 발전기가 입찰가 지나치게 상승시킴으로써 제약발전비용을 부담하게 받게 되는 행위가 이러한 지역적 시장지배력 행사의 대표적인 예이다. 그러나, 우리나라와 같이 제약비발전에 대해서도 보상을 해주게 될 경우, 제약발전의 경우와 마찬가지로 시장지배력의 행사로 인한 가격상승으로 이어질 수 있다. 다음의 예를 보자.



(그림 1) 제약비발전을 통한 시장지배력 행사

일반적으로 제약발전(Con-On)되는 상대적으로 비싼 발전기들이 위치하는 지역은 주로 부하집중지역(Load Pocket)이며, 제약비발전(Con-Off)되는 상대적으로 저렴한 발전기들이 위치하는 지역은 주로 발전집중지역(Generation Pocket)이다. (그림 1)에서 G1, G2의 입찰가(한계운전비용)가 각각 \$20, \$30로 가정하자. 이 때, 시장가격은 G2 발전기(한계발전기)의 \$30로 결정되며, 제약압전에 의한 보상(uplift)은 다음과 같다.

$$\text{G1의 Con Off payment} = (\$30 - \$20) \times (180\text{MW} - 150\text{MW}) = \$300$$

$$\text{G2의 Con On payment} = (\$30 - \$30) \times (50\text{MW} - 20\text{MW}) = \$0$$

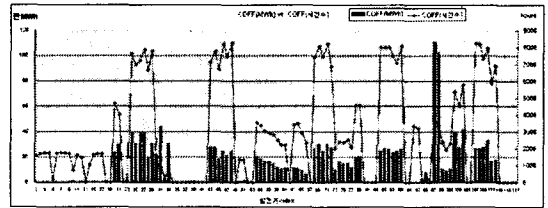
만약, G1이 G2가 한계발전기이며, 자신의 출력이 감발될 것을 인식하고 있을 경우, G1은 자신의 이익극대화를 위해 입찰가를 \$0로 결정하였다고 가정하자. 그러면, G1은 실제 발전량 150MW에 대한 수익뿐 아니라 제약비발전 비용으로 \$900(=\$30×30MW)의 이익을

볼 수 있다. 이는 궁극적으로 소비자에게 전가됨으로써, 시장가격의 급격한 상승을 초래할 수 있는 직접적 원인이 될 수 있다.

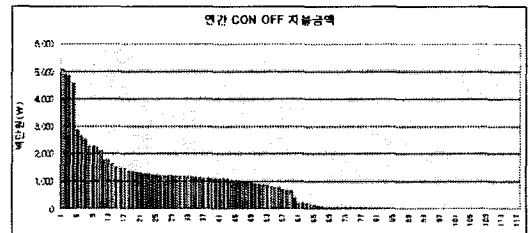
### 3.2 국내 제약비발전 현황

우리나라의 경우, 제약발전되는 발전기뿐만 아니라 제약비발전되는 발전기에 대해서도 그 기회비용을 보상해 주고 있다. 위의 예는 북상조류등의 송전계약문제와 더불어 남부지역의 발전집중, 경인지역의 부하집중으로 인한 수급불균형 문제를 안고 있는 국내실정과 지극히 유사하다고 할 수 있다.

다음 그림은 국내 원자력 및 화력발전소 117기를 대상으로 1년간(8760시간 : 2001년 9월 1일~2002년 8월 31일) 발전소별 제약비발전량과 제약비발전 적용시간수를 도시한 것이다. (그림 2)에서 제약비발전량이 나타나고 있는 발전소는 주로 남부지역에 집중되어 있는 것으로 나타났다. 특히, 상당수의 남부지역 발전기들이 연중 상당시간(8000시간 이상)에 대해 제약비발전의 적용대상이 된다는 점이다. (그림 3)은 1년간 발생한 발전기별 총제약비발전비용을 크기순으로 정렬하여 나타낸 것으로, 특히 4개 발전기가 타 발전기에 비해 상대적으로 높은 비용을 유발하고 있는데 상위 4개 발전기의 COFF비용 합은 전체 COFF비용의 20%를 차지하고 있다.



(그림 2) 발전소별 제약비발전량(MWh) 및 대상시간수



(그림 3) 발전기별 COFF비용(크기순)

### 3.3 제약비발전 보상의 문제점

결과적으로, 제약비발전 보상은 제약발전의 경우와 마찬가지로 발전집중지역에 위치하는 발전기에게 시장가격 조작의 인센티브를 제공할 수 있다는 문제점을 가지고 있다. 더불어, 제약비발전지역(발전집중지역)에 잘못된 경제적, 지역적 신호(높은 이익의 가능성)가 존재함으로써, 시장왜곡이 있을 수 있다는 것이다. 다시 말하면, 발전기 전원입지 선정에 있어서, 송전계약 해소를 위한 인센티브가 전혀 없었기 때문에, 우리나라와 같은 경우, 수급불균형문제를 더욱 가속화 할 우려가 있다.

우리나라와 유사한 요율체계를 가지고 있는 캐나다 IMO와 (미)NEPOOL의 경우[5], 제약발전만을 보상해 주며, 제약비발전되는 발전기에 대해서는 보상을 주지 않으며, 결국 추가정산이 없기 때문에, 제약비발전 보상을 통한 시장지배력 행사 가능성은 존재하지 않는다. 비록 우리나라와 다른 요율체계를 가지고 있으나,

미국의 CAISO, PJM, NYISO[5] 등도 이러한 제약비발전에 대해서는 위와 같은 전략의 인센티브를 철저히 배제하고 있는 실정이다.

### 3.4 완화 대책

계약발전(Con On)의 경우, 이러한 지역적 시장지배력 문제를 완화하기 위한 다양한 방법이 각 전력시장별로 운영되고 있다. 이러한 지역적 시장지배력 완화를 위한 대표적인 시장가격완화 대안은 입찰가격 상한(Bid Cap)의 적용 또는 Must-Run 계약을 통한 규제이며, 이는 효과적인 시장감시체계가 뒷받침되어야 한다. 각국의 전력시장 모형을별로 구체적인 규제내용이 다르기는 하나 공통적으로 혼잡으로 인한 제약발전의 경우, 대부분 기준가격 또는 일정수준으로 입찰가를 제한하고 있다는 것이다.

계약비발전(Con Off)의 경우, 지역적 시장지배력 문제의 완화대안은 알려져 있지 않다. 이는 대부분의 전력시장에서 제약비발전(constrained off)에 대해서는 보상이 전혀 없거나 제약비발전으로부터의 이익가능성을 철저히 배제하고 있으며, 앞에서 언급한 대로 제약비발전의 보상은 시장왜곡을 야기시킬 수 있다는 가능성 때문이다. 운전비용이 상대적으로 저렴한 제약비발전 대상 발전기를 Must-Run 형태의 계약으로 묶어 둔다면, 시장경쟁개념에 상충할 뿐만 아니라 자칫 시장왜곡으로 이어질 가능성을 염두해 두어야 한다. 가능한 대안으로 적정수준의 입찰가 하한(Bid floor)을 두는 것이 있을 수 있는데, 이 또한, 그 수준이 지극히 높지 않을 경우, 그 수준하에서 지속적인 이익의 가능성을 배제하기 힘들다. 효율적인 경제적, 지역적 시그널을 제공해야 한다는 취지에서 볼 때, 이러한 발전기가 제약비발전으로부터 기본적인 기회비용외의 이익을 얻을 수 있다는 생각하기 어렵다. 따라서, 우리 나라의 경우, 제약비발전 보상체계를 현상태로 유지해 나갈 의도라면, 보상수준은 변동비(운전비)로 동결되어야 할 것으로 판단된다. 즉,

$$\text{Con Off payment} = (\text{SMP}-\text{변동비}) \times (\text{출력감소분})$$

다시 말하면, 향후 TWBP시장에서 개별 발전기의 입찰가에 따른 보상이 아닌 현재 CBP시장에서 이루어지고 있는 변동비 입찰가격(한계운전비용)에 따른 보상이어야 한다. 결국, 보상비용을 동결시킴으로써, 제약비발전으로 인한 이익가능성의 인센티브를 배제하자는 것이 그 목적이다. 이는 지극히 정책적인 사안으로 많은 전문가들의 의견수렴에 따라 그에 맞는 적정 시장규칙의 수립 또는 개정이 필요할 것으로 판단된다.

### 3. 결 론

지금까지 국내 전력시장운영 매커니즘과 제약(비)발전 보상방식을 살펴보고, 국내 제약비발전 현황과 관련 문제점, 그리고 제약비발전에 대한 지역적 시장지배력 문제를 검토하였다. 또한, 관련 완화대책으로서 본 저자의 개인적인 의견을 피력하였다.

경쟁적 전력시장의 가장 큰 목적은 효율적 경쟁을 통한 사회효용 극대화이며, 나아가 저렴한 전력을 공급하기 위함이다. 이러한 목적에 부합하는 다각적인 노력은 효과적인 경쟁과 원활한 전력거래를 가능케 할 것이다. 바람직하지 못한 시장왜곡가능성은 가능한 배제되어야 하며, 이를 위해서 강력한 권한을 갖는 시장감시기구(Market Monitoring Unit)가 필요하다. CAISO, PJM, NYISO, NEPOOL 등 전 세계적으로 많은 전력시장에서는 시장규칙의 개정권한을 포함한 시장감시기구를 가지고 있으며, 시장경쟁에 반하는 행위를 발견하고 처벌하는 것이 그 역할이다. 국내 전력시장에서도, KPX 내에 시장감시팀을 운영하고 있는데, 그 권한과 역할을 보다 명확히 함으로써, 효과적인 시장감시체제를 구축할 필요가 있을 것으로 판단된다.

#### [참 고 문 헌]

- [1] Jian Yang, "A Market Monitoring System for Open Electricity Markets", ABB Consulting
- [2] Scott M. Harvey and William W. Hogan, "Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power", Jan. 10, 2000
- [3] KPX, "Implementation of Two-Way Bidding Pool - Pool Rules Key Features(Ver. 0.2)", 12, March 2002.
- [4] 신영균, 김발호, 전영환, "Uniform Pricing하에서의 전략적 행동을 통한 지역적 시장지배력 행사 및 평가", 2002 대한전기학회 추계학술대회 논문집
- [5] IMO, "Local Market Power mitigation" Issue1.0, Jan. 8, 2002
- [6] Paul Peterson, Bruce Biewald etc. "Best Practices in Market Monitoring", Synapse Energy Economics, Inc, Nov. 9, 2001