

경쟁적 전력시장에서 Contingent Transmission Right을 이용한 지역적 시장지배력 완화방안

박중성 김경민 정구형 한석만 김발호  
 홍익대학교 전기정보제어공학과

A Study on the Mitigation of Market Power using Contingent Transmission Rights in Competitive Electricity Markets

J.S Park K.M Kim K.H Chung K.M Kim B.H Kim  
 Hongik Univ.

**Abstract** - Transmission congestion is one of the key factors to local market power in competitive electricity markets. Financial transmission rights provide the financial protection to their holders by paying back the congestion cost. However, the market participants who have market power can exacerbate their market power. Due to the exacerbated market power, this paper analyzes the mitigation of local market power using Contingent transmission rights on the market price. Contingent transmission rights provide not only the financial protection but also regulative penalty. The proposed methodology was demonstrated with the Optimal Power Flow(OPF).



(그림 1) 2모선 계통

지역 A, B는 각각 발전집중지역과 부하집중지역이며, A가 B의 한계생산비용보다 저렴하다고 가정하자. 위와 같은 계통에서 B의 부하는 A로부터 자신이 필요한 모든 전력을 구매하려 할 것이다. 따라서 이 계통은 B의 부하가 100MW 이상이 되면 혼잡에 발생할 가능성이 높기 때문에 B의 발전회사는 용량철회를 사용하여 자신의 지역 한계비용을 높임으로서 이용을 증가시킬 수 있다. 시장지배력 행사를 통한 발전회사의 수익은  $B_{after} - B_{before} \geq 0$ 이고, 수익 B는 발전회사의 수입 R에서 생산 비용 C를 뺀 값이다. 첨자 after와 before는 각각 시장지배력 행사 후와 전이다. 따라서 다음과 같이 구할 수 있다.

$$R_{after} - R_{before} - (C_{after} - C_{before}) \geq 0$$

이는 Nodal pricing에서 다음과 같이 표현 가능하다.

$$(N_{after} \times P_{after} - C_{after}) - (N_{before} \times P_{before} - C_{before}) \geq 0$$

N = nodal price  
 P = 발전량

2.1.2 3모선 계통의 사례

앞서 언급했듯이 사례연구 계통은 nodal price 체제를 가정한 간단한 3모선을 사용하였으며, 손실을 무시하였다. 각 선로의 용량은 600MW, 리액턴스는 0.1로 모두 같다. 부하집중지역을 설정하였고, 어느 정도의 예상되는 혼잡발생을 유도하였으며 계통의 peak시 수요를 가정하였다.

(표 1) 각 부하의 크기

Bus	Load(MW)
1	100
2	100
3	1200

(표 2) 발전기 비용함수 계수

발전기	A	B	C	최대발전용량
G1	53	13.82	0.001940	350
G2	50	13.35	0.001890	360
G3	50	13.55	0.001562	380
G4	65	18.8	0.004820	180
G5	60	18.9	0.004941	170
G6	80	25.5	0.007941	200

1. 서 론

우리나라의 전력시장은 수직통합체제에서 경쟁적 전력시장으로 넘어가는 과도기 상태에 있다. 경쟁의 도입은 시장효율성 증대와 가격인하 등의 장점을 지니고 있지만 공정한 경쟁이 이루어지지 않을 경우 시장의 효율성이 낮아지고 시장왜곡과 함께 참여자의 불만이 표출되는 문제가 생길 수 있다. 시장지배력의 감시, 완화는 모든 시장 참여자에게 공정한 시장을 만들기 위해 고려할 중요한 사항이 된다.

모든 시장에서와 마찬가지로, 경쟁이 도입된 전력시장에서의 시장참여자들의 목표 또한 자신의 이익 극대화일 것이다. 전력시장에서는 전력계통의 물리적 특징을 이용한 용량철회 및 기타 재무적인 도구로 사회적 효율을 낮추는 행위를 통하여 이용을 추구하는 참여자가 나타날 수 있다. 본 논문에서는 각 발전회사의 발전기 용량철회를 통한 시장지배력의 예를 보일 것이며, 시장지배행사에 따른 발전회사의 수익을 새로운 개념의 송전권인 CTRs(Contingent Transmission Rights)로 감소시키는 방안을 제시하는 것이 본 연구의 목적이다.

본 논문의 사례연구는 각 모선의 한계가격(Locational Marginal Pricing: LMP)을 기반으로 한 Nodal Pricing 체제와 송전권 중 가능한 경로를 선택할 수 있는 CTR을 사용하여 GAMS 프로그램으로 모의하였다.

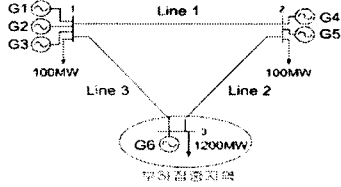
2. 본 론

2.1 전력계통의 물리적 제약에 의한 시장지배력

일반 제화 시장에서는 나타날 수 없는 전력시장만의 시장지배력이 계통의 물리적 제약의 결과인 혼잡을 이용한 시장지배력이다. 일반적으로 시장지배력이라 함은 제화의 시장가격을 자신에게 이익이 되도록 일정기간동안 경쟁시장가격에서 벗어나게 변화 또는 유지시킬 수 있는 능력을 말한다. 전기의 흐름은 물리적 법칙(KCL, KVL laws)에 따라 좌우되며, 인간의 의도대로 그 흐름을 조정할 수 없다. 따라서 이와 같은 물리적 성질을 이용하여, 전력시장에서 시장지배력을 갖는 경우가 존재하여, 행사 가능하다.

2.1.1 혼잡에 의한 시장지배력 행사

계통의 물리적 제약에 의해 발생한 혼잡의 예와 시장지배력의 행사를 보자.



(그림 2) 3모선 사례계통

총 발전기는 6대, 발전회사는 A사와 B사로 나누었다. A사는 발전기 G1, G4, G6를 소유하며, B사는 G2, G3, G5를 소유한다. 표 3은 용량철회 이전을 나타내며, 용량철회는 발전기 모두 5%씩 늘려가며 결과를 보았다.

(표 3) 각 발전기 용량철회 이전 수익

발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)	
G1	247.7	14.781	63.8687	A사의 수익
G2	360.0	14.781	220.216	
G3	380.0	14.781	192.227	
G4	162.6	20.368	61.8048	B사의 수익
G5	148.5	20.368	48.3640	
G6	101.1	27.106	0.60160	
			460.807	

(표 4) A사 발전기 용량철회에 따른 수익

G1(40%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)
G1	210.0	27.088	2645.726	A사의 수익
G2	360.0	27.088	4650.736	
G3	380.0	27.088	4868.887	
G4	180.0	27.088	1270.672	B사의 수익
G5	170.0	27.088	1189.165	
G6	100.0	27.088	-0.61000	
			10708.788	

G4(100%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)
G1	322.3	15.070	146.881	A사의 수익
G2	360.0	15.070	324.256	
G3	380.0	15.070	302.047	
G4	0.000	21.435	0	B사의 수익
G5	170.0	21.435	228.1550	
G6	167.7	28.164	142.4388	
			854.458	

G6(58%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)
G1	231.6	14.719	49.2084	A사의 수익
G2	360.0	14.719	197.896	
G3	374.1	14.719	169.171	
G4	180.0	20.573	97.9720	B사의 수익
G5	169.3	20.573	80.9049	
G6	85.00	28.766	140.236	
			447.9718	

표 4는 A사의 각 발전기가 용량철회를 함으로서 각 발전사의 수익이 증가함을 보이고 있으며, G1의 경우 각 nodal price가 같아지는 시점(40% 철회)에서 A사의 이익이 극대화 되는 것을 보이고 있다. 그 이상의 철회는 A사의 이익이 줄어드는 것으로 나타난다. 반면에 G4와 G6의 발전기는 각각 100%, 55% 용량철회를 하였을 때 최대 수익을 나타낸다.

(표 5) B사 발전기 용량철회에 따른 수익

G2(35%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)
G1	350.0	26.866	4273.450	A사의 수익
G2	234.0	26.866	2843.052	
G3	380.0	26.866	4893.207	
G4	180.0	26.866	1282.192	B사의 수익
G5	170.0	26.866	1200.045	
G6	86.00	26.866	5.918000	
			8945.207	

G3(35%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)
G1	350.0	26.977	4312.300	A사의 수익
G2	360.0	26.977	4610.776	
G3	247.0	26.977	3171.173	
G4	180.0	26.977	1250.692	B사의 수익
G5	170.0	26.977	1170.295	
G6	93.00	26.977	-11.3210	
			8952.244	

G5(100%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(S)
G1	317.1	15.050	139.720	A사의 수익
G2	360.0	15.050	317.056	
G3	380.0	15.050	294.447	
G4	180.0	21.362	239.992	B사의 수익
G5	0	21.362	0	
G6	162.9	28.087	132.147	611.503

표 5는 B사의 각 발전기가 용량철회를 함으로서 각 발전사의 수익이 증가함을 보이고 있으며, G2와 G3의 경우 각 nodal price가 같아지는 시점(35% 철회)에서 B사의 이익이 극대화 되는 것을 보이고 있다. 그 이상의 철회는 B사의 이익이 줄어드는 것으로 나타난다. 반면에 G5의 발전기는 100% 용량철회를 하였을 때 최대 수익을 나타낸다.

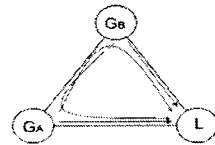
이와 같은 결과는 A사와 B사가 모두 전략을 통해 이익을 올릴 수 있음을 보여주고 있으며, 두 회사간의 담합이 가능할 것이다.

## 2.2 CTRs(Contingent Transmission Rights)

CTR은 한 발전회사가 여러 모선에서 급전 시 가능한 모든 경로에 대한 송전권이다. 이는 일반적인 flowgate의 정의를 사용하며, 각 flowgate에 조류 양을 결정짓는 것은 PTFDF(power transfer distribution factor)이다. PTFDF는 키르히호프의 법칙에 의해 계통의 임피던스로 계산된다. 그림 2의 3모선 경우, PTFDF는 표 6과 같다.

(표 6) PTFD

Flowgate	모선 1에서 3	모선 2에서 3
13	.667	.333
31	-.667	-.333
21	-.333	.333
12	.333	-.333
23	.333	.667
32	-.333	-.667



(그림 3) 3모선의 예

그림 3은 각 모선에서 부하모선까지 가능한 경로를 보여주고 있으며, 발전기 A, B에 대하여 부하 L로의 CTR은 중첩의 이론을 이용하여 다음과 같다.

$$CTR_{iL} = A MW \times 0.667 \times (N_L - N_A) + B MW \times 0.333 (N_L - N_B)$$

$$CTR_{iL} = B MW \times 0.667 \times (N_L - N_B) + A MW \times 0.333 (N_L - N_A)$$

$N_i$ : 노드 i에서의 모선가력

## 2.3 CTR을 이용한 시장지배력행사 완화방안

송전권의 소유는 앞서 언급했듯이 재무적으로 위험을 피할 수 있게 해 준다. 하지만, 이러한 송전권을 반드시 위험을 피하기 위해 구매해야 할 시장 참여자만 구매할 수 있는 것은 아니기 때문에 시장지배력을 갖는 시장참여자가 소유하여 이익의 이윤을 증가시키는 행동을 간파해서는 안 된다. 본 논문에서는 발전회사의 용량철회에 의한 시장지배력행사를 기준으로, 이익의 시장지배력을 완화시키기 위해, 발전회사가 사용하는 모든 경로에 대하여 송전권을 의무적으로 구매해야 하며, 옵션의 개념을 도입하여 계통운영자가 반드시 보살할 필요는 없다고 가정한다.

### 2.3.1 용량철회에 의한 시장지배력행사 제거기준 결정

발전회사의 용량철회는 단순히 모선가격에만 영향을 주는 것이 아니라, 송전권에도 영향을 미친다. 본 논문에서는 한 발전회사가 여러 모선에서 발전기들을 소유하므로, 한 모선에서 발전기 용량철회를 한다고 가정하면, 용량철회를 한 모선을 제외한 나머지 모선에서의 송전권 가치가 증가한다. 이는 발전회사가 지역적인 제약을 이용하여 모선가격을 올리는 방법과 동일하며, 송전권 가치의 변화는 다음과 같다.

$$(P_i^{before} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow l} \times (N_i^{before} - N_i^{after})) \quad (1)$$

$$(P_i^{after} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow l} \times (N_i^{after} - N_i^{before})) \quad (2)$$

$P_i$  : 모선 i에서의 발전량

$L_i$  : 모선 i에서의 소비량

$PTDF_{i \rightarrow l}$  : 모선 i에서 l로의 PTDF

식 (1)은 용량철회 전의 송전권 가치이며, 식 (2)은 용량철회 후의 송전권 가치이다. 모선 i에서 용량철회를 하였기 때문에 송전권의 가치는 상대적으로 떨어졌을 것이다. 하지만 모선 i를 제외한 나머지 모선에서의 송전권 가치는 증가 할 것이다. 용량철회 후의 발전회사 수익은 다음과 같다.

$$G(P_i) = (B_i^{after} - B_i^{before}) + \alpha$$

$$\alpha : (P_i^{after} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow l} \times (N_i^{after} - N_i^{before}))$$

이는 모선 i에서의 용량철회에 의한 발전회사의 수익이므로,

$$(P_i^{after} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow l} \times (N_i^{after} - N_i^{before})) - (P_i^{before} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow l} \times (N_i^{before} - N_i^{after})) \leq 0 \quad (3)$$

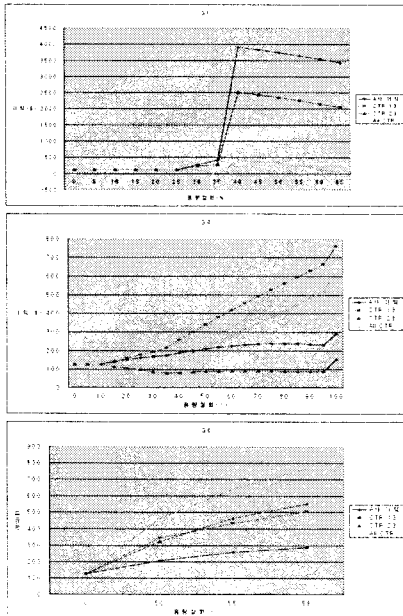
$$(P_i^{after} - L_i) \times (PTDF_{j \rightarrow l} \times (N_j^{after} - N_j^{before})) - (P_i^{before} - L_i) \times (PTDF_{j \rightarrow l} \times (N_j^{before} - N_j^{after})) \geq 0 \quad (4)$$

식 (3)과 같이 송전권을 구매하지 않은 결과보다는 상대적으로 작은 값을 갖을 것이며, 반대로 식 (4)와 같이 다른 경로의 송전권의 가치는 증가할 것이다. 따라서 이러한 결과를 바탕으로 규제자 입장에서의 목적함수  $\pi$ 는 다음과 같다.

$$\pi = \text{Min}_{P_i, \alpha_{il}} \left\{ \sum_i G_A(P_i) \right\}$$

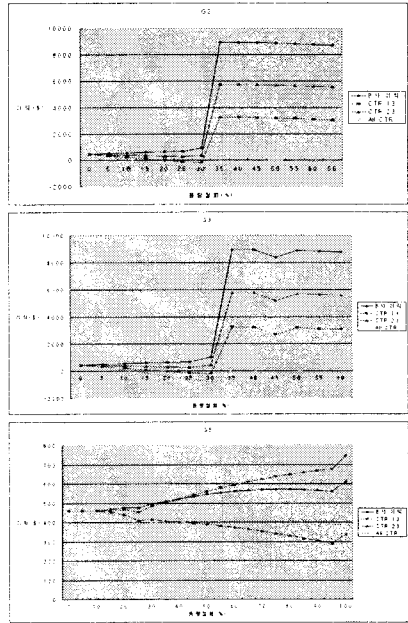
$\alpha$  : 모선 i에서 l로의 CTR

송전권은 일전시장에서 구매하며, 송전권에 대한 보상은 사후정산으로 하므로, 발전회사의 수익을 증가시키는 송전권에 대한 보상은, penalty의 개념으로 지급하지 않는다.



(그림 4) G1, G4, G6의 용량철회에 따른 A사의 수익

그림 4는 A사가 소유한 발전기들의 용량철회에 따른 수익을 보여주고 있으며, G1의 경우 모두 다 보상하고, G4의 경우 CTR 23, G6의 경우는 모두 다 보상하지 않는다.



(그림 5) G2, G3, G5의 용량철회에 따른 B사의 수익

그림 5는 B사가 소유한 발전기들의 용량철회에 따른 수익을 보여주고 있으며, G2, G3의 경우 모두 다 보상하고, G5의 경우 CTR 13만 보상을 하지 않는다.

### 3. 결론

시장지배력 행사는 혼잡에 의한 비선형적 계통의 결과로 인해 예상과 규제가 어렵다. 또한 Nodal pricing 체계에서 시장지배력의 행사에 의한 각 노드의 증분한계비용의 변화를 예측하기란 더욱 더 어려울 것이다. 또 혼잡에 의해 변동하는 시장가격에 대한 헤지를 위해 송전권을 사용하지만, 많은 연구들에서 이미 시장지배력을 갖는 사업자가 송전권 구매한다면, 그 사업자의 이익이 증가함을 보였다. 따라서 본 논문은, 실험적인 계통검증을 통한 사례분석으로 새로운 개념의 송전권이 시장지배력행사를 완화시킬 수 있다는 것을 보였다.

향후연구로는 이러한 송전권에 적절한 정산알고리즘 개발과 적절한 경매시스템을 정식화 하는 것이 주 과제다.

이 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라 구축지원사업(과제번호:I-2002-0-042-5-00)으로 수행된 논문입니다.

#### [참고 문헌]

- [1] P. L. Joskow and J. Tirole. (1998, Nov.) Transmission Rights and Market Power on Electric Power Network I: Financial Rights. Mass. Inst. Technol., Cambridge, MA.
- [2] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, 2nd ed. NewYork: Wiley, 1996.
- [3] S. Stoft, Power System Economics: Designing Markets for Electricity. New York: Wiley-Interscience, 2002.
- [4] Richard P.O'Neill, Udi Helman, Ross Baldick, "Contingent Transmission Rights in the Standard Market Design", International Conference. IEEE, Vol 18, NO. 4, NOVEMBER 2003
- [5] D. J Lee, B. H. Kim, Y. G. Shin, J. S. Park, K. M. Kim, "A Study on the Methodologies Detecting Market Power with Capacity Withholding", International Conference. IC E, 2005(in advance)