

송전권이 지역적 시장지배력에 미치는 영향 고찰

박중성 한석만 김경민 김발호
 홍익대학교 전기정보제어공학과

A Study on the Market Power and Transmission Rights in Electricity

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

Abstract - Transmission congestion is one of the Key factor 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. This paper analyzes the effect of exercising local market power with the rights on the market price. The proposed methodology was demonstrated with the Optimal Power Flow(OPF). Case study is fulfilled by GAMS simulation. The simulation are conducted in case of Nodal Pricing.



(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 이윤을 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	55	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 자사의 이익 극대화일 것이다. 전력 시장에서는 전력계통의 물리적 특징을 이용한 용량철회 및 기타 재무적인 도구로 사회적 효용을 낮추는 행위를 통하여 이윤을 추구하는 참여자가 나타날 수 있다. 본 논문에서는 각 발전회사의 발전기 용량철회를 통한 시장지배력의 예찰 보인 것이며, 송전권(FGR)이 시장지배력에 미치는 영향을 분석하고, 시장지배력을 갖는 사업자가 송전권을 갖는 경우 이의 이윤이 어떻게 변하는가를 분석하는 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 FGR(Flowgate right)을 사용하여 GAMS 프로그램으로 모의하였다.

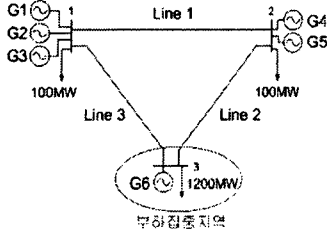
2. 본 론

2.1 전력계통의 물리적 제약에 의한 시장지배력

일반 재화 시장에서는 나타날 수 없는 전력시장만의 시장지배력이 계통의 물리적 제약의 결과인 혼잡을 이용한 시장지배력이다. 일반적으로 시장지배력이라 함은 재화의 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 조절할 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(\$)	(\$)
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	

(표 4) A사 발전기 용량철회에 따른 수익

G1(40%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(\$)
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	

G4(100%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(\$)
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	

G6(58%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(\$)
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	

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(\$)	(\$)
G1	350.0	26.866	4273.450	A사의 수익
G2	234.0	26.866	2643.052	
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	

G3(35%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(\$)
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	1170.235	
G6	93.00	26.977	11.3210	

G5(100%)	발전량(MW)	Nodal price(\$)	Benefit(\$)	(\$)
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	

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 FGR(Flowgate right)

본 논문은 일반적인 flowgate의 정의를 사용한다. FGR은 지정된 flowgate에 대한 송전권이다. 모든 송전권은 채권의 성격을 갖는다. 채권의 정의는, 채권자가 채무자에게 특정 행위를 청구할 수 있는 사법상의 권리이다. 이는 강제성을 띠기 때문에, 반드시 그러한 권리를 이행해야 한다. 예에서, 모선 3의 부하는 peak 시에 모선의 가격이 오를 것을 예상하고, 미래의 가격보다 싼 값에 송전권을 구매하려 할 것이다. 따라서 미래에 모선가격 상승폭이 현재 구매 송전권의 가격보다 크다면 이득을 볼 것이다. 물론 송전권을 반드시 소비자만 구매하는 것도 아니며, 위의 경우와 반대로 발전사업자 역시 미래의 가격 변동의 위험을 대비하여 송전권을 구매할 수 있다. 하지만 미래의 시점에서, flowgate 상의 조류가 음이라면(역조류), 송전권을 구매한 이는 손해를 볼 것이다. 일반적인 채권으로 본다면, 이는 오히려 현재의 구매가격보다 미래의 가격이 더 저렴하다는 것으로 볼 수 있다.

FGR은 각 선로 당 두 가지의 flowgate를 갖는다. 하나의 flowgate는 한 방향에서 용량(MW)을 갖는다. 예로 그림 2의 경우에서, node 1과 2 사이에는 "12"와 "21"의 flowgate가 있다. 이러한 순서쌍으로 구성된 flowgate 상의 조류는 0일 것이다. (예: 12: 10MW, 21: -10MW) FGR의 거래는 전력의 거래와 유사하게 송전권 경매시장에서 거래되며, 해당 선로의 용량을 초과하여 발행할 수는 없다.

(표 6) PTDF

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

Flowgate에서 조류의 양을 결정짓는 것은 PTDF이다. PTDF(power transfer distribution factor)는 키르히호프의 법칙에 의해 계통의 임피던스로 계산된다. 그림 2의 3모선 경우, PTDF는 표 6과 같다.

2.2.1 3모선 계통의 예

그림 2와 표 3에서, 모선 1을 기준으로 보면, 모선 1에서 3으로의 혼잡요금은 $\$12.325(=p_3 - p_1 = \$18.473 \times 0.667)$ 이다. p_i 는 모선 i 에서의 한계가격이다. 이는 다시 말해 flowgate 13의 한계가격이 $\$18.478$ 이라는 의미이다. 마찬가지로, 2에서 3의 혼잡요금은 $\$6.738(=p_3 - p_2 = \$20.234 \times 0.333)$ 이고, flowgate 23의 한계가격은 $\$20.234$ 이다.

간단한 정산의 예를 보자. 모선 3의 소비자가 모선 1의 발전사업자로부터 20.00\$/MWh로 300MW를 공급받기로 차액정산 계약을 했다고 가정하자. 해당 계통의 도구로 모선 3의 소비자가 FGR 13과 23을 구입했다고 가정한다. 표 3에서 보는 바와 같이 모선 1과 3의 nodal price는 각각 14.781\$/MWh와 27.106\$/MWh로 나타난다.

• 소비자가 시장운영자에게 요금 $300 \times 27.106 = \$8131.8$ 을 지불

한다.

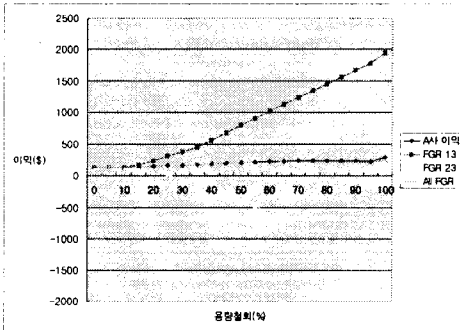
- 발전사업자의 수입은 $300 \times 14.781 = \$4434.3$ 이다.
- 차액정산에 의해 소비자가 $300 \times (20 - 14.781) = \1565.7 을 발전사업자에게 지불한다.
- FGR 소유의 보상으로 소비자는 시장운영자로부터 $300 \times (0.667 \times (p_3 - p_1) + 0.333 \times (p_3 - p_1)) = \3697.5 를 보상받는다.

FGR이 없다면 지불할 금액 \$8131.8과 발전사와의 계약에 의한 금액 \$6000의 차액은 \$2131.8이고, FGR 소유의 보상금 \$3697.5에서 차액정산계약에 의한 지불금 \$1565.7의 차액은 \$2131.8이다. 따라서 소비자는 자신이 계약한 동일한 금액으로 헤지가 가능하다.

2.3 송전권이 시장지배력에 미치는 영향

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 간과해서는 안 된다.

용량철회에 의한 각 발전회사의 이윤 증가를 2.1.2에서 보았다. 여기서 발전기 G1, G2, G3의 용량철회에 의한 이윤은 각 nodal price가 같아지는 시점에서 최대가 되었다. 따라서 FGR 값이 0이 되는 점에서 이익이 최대화 되므로 발전회사들은 FGR을 소유하려 하지 않을 것이다. 이는 FGR의 소유로 인해 오히려 손해가 발생한다는 의미이다. 하지만, 발전기 G4, G5, G6의 경우는 상황이 다르다. 이 발전기들은 자신의 용량을 철회하더라도 각 nodal price의 가격을 동일하게 올릴 수가 없고, 다만 nodal price의 차이를 더 증가시킬 수 있다. 따라서, 본 논문은 이러한 발전기들이 FGR을 갖는 경우 각 발전사들의 이윤 증가를 볼 것이다. 먼저 발전회사 A가 FGR 13과 23을 각각 갖는 경우를 보자. 이 경우 A사는 최초로 FGR 13, 23을 $\$10940.9 (= 887.7 \times (0.666 \times (p_3 - p_1) + 0.333 \times (p_3 - p_1)))$ 와 $\$2601.8075 (= 211.1 \times (0.667 \times (p_3 - p_2) + 0.333 \times (p_3 - p_2)))$ 로 구입할 것이다. 발전기 G4와 G6의 용량철회에 의한 A사의 이윤은 그림 3과 같다.

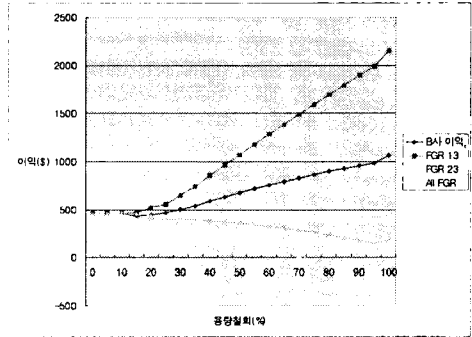


(그림 3) G4와 G6의 용량철회에 따른 A사의 이익

A사의 입장에서, G4를 용량철회 할 경우 FGR 23은 구매하지 않는 것이 이로울 것이며, G6를 용량철회 할 경우는 모든 FGR을 구매하는 것이 이로울 것이다.

이런에는 B사가 FGR 13과 23을 구매하는 경우를 보자. 위

의 경우와 유사하게, 이 경우 B사는 최초로 FGR 13, 23을 $\$5981.32 (= 887.7 \times (0.666 \times (p_3 - p_2) + 0.333 \times (p_3 - p_2)))$ 와 $\$1422.392 (= 211.1 \times (0.667 \times (p_3 - p_2) + 0.333 \times (p_3 - p_2)))$ 로 구입할 것이다. 발전기 G5의 용량철회에 의한 B사의 이윤은 그림 4와 같다.



(그림 4) G5의 용량철회에 따른 B사의 이익

B사의 입장에서, G5를 용량철회 할 경우 FGR 23은 구매하지 않는 것이 이로울 것이다.

3. 결론

시장지배력 행사는 혼잡에 의한 비선형적 계통의 결과로 인해 예상과 규제가 어렵다. 또한 Nodal pricing 체제에서 시장지배력의 행사에 의한 각 노드의 증분한계비용의 변화를 예측하기란 더욱 더 어려울 것이다. 또 혼잡에 의해 변동하는 시장가격에 대한 헤지를 위해 송전권을 사용하지 않, 많은 연구들에서 이미 시장지배력을 갖는 사업자가 송전권 구매한다면, 그 사업자의 이익이 증가함을 보였다. 따라서 본 논문은, 실험적인 계통검증을 통한 사례분석으로 송전권이 시장지배력에 미치는 영향을 연구하였다. 이는 발전사업자가 전략을 통해 이익을 올릴 수 있음을 알 수 있다.

향후연구로는 이러한 전략을 저지하는 방안으로, 송전권을 이용한 시장지배력 완화의 방법을 모색하고, 그러한 송전권을 적절한 경매시스템으로 정식화 하는 것이 주 과제다.

[참고문헌]

- [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. New York: 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. ICE, 2005(in advance)