

단일요율시장에서의 지역적 시장지배력 평가

신영균, 김발호, 전영환
홍익대

Local Market Power Assessment in Uniform Pricing Market

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

Abstract - The presence of congestion in transmission system can reduce the market size and split bulk system into smaller system. Consequently, this creates the problem concerning Local Market Power and can be main reason for the increase of practical market price. In this paper, a range of indices have been derived to quantify the degree of local market power through statistical analysis in the uniform pricing market. Application of the indices has been illustrated using the electricity market in Korea. The indices proposed in this paper seem to be effectively applied in electricity market under uniform pricing scheme.

1. 서 론

전력시장으로의 경쟁도입이후, 전력상품의 가격이 규제완화 이후에도 안정적인 수준을 유지할 수 있을 것인가에 대한 의문은 전력산업 전 분야에 걸쳐 가장 큰 쟁점사항이라 할 수 있다. 수직통합 독점체제의 전력시장으로부터 경쟁적 전력시장으로의 이행은 경쟁도입의 효과가 기존의 규제로부터 발생되는 효용수준 이상일 것이라는 믿음으로부터 출발한다. 그러나 경쟁도입에 따른 부작용 또는 시장구조의 결함으로 인해 오히려 부당한 가격상승효과가 지속적으로 나타난다면, 이는 경쟁의 효과를 반감시키게 되며, 자칫 시장실패에 이를 수 있음을 주시해야 한다. 효율적인 경쟁적 전력시장의 성공을 결정짓는 선행조건은 전력시장모형에 따른 시장참여자들의 합리적 경쟁이라 할 수 있다. 결국, 규제완화된 전력시장 모형하에서 경쟁자들 간의 바람직하지 못한 게임은 시장가격 상승과 더불어 시장왜곡의 결과로 나타난다.

경쟁의 의미와 대조를 이루는 시장지배력의 개념은 특정 시장참여자가 자신에게 이익이 되도록 특정기간동안 경쟁적 수준 이상으로 가격을 유지할 수 있는 능력으로 정의된다. 다시 말하면, 시장지배력의 행사 가능성이 큰 시장일수록 가격 상승의 가능성 또한 커진다.[1] 특히, 전력시장(계통)에서 독특하게 나타나는 송전계약문제는 지역적 시장지배력(Local Market Power)문제를 야기 시키는데, 이는 일반 상품과 다르게 전력계통이 가지고 있는 복잡한 물리적 수송메커니즘에 기인한다. 지역적 시장지배력이란 전력계통에 지역적으로 나타나는 제약조건으로 인해 가격상승의 인센티브가 존재하거나 또는 송전혼잡을 자신의 이익이 되도록 구속시킴으로써[2], 행사되는 시장지배력을 말한다. 이는 송전혼잡 등 계통계약을 자신의 이익상승을 위해 이용함으로써, 계통운영상의 비효율성을 유도함과 동시에 시장가격의 상승을 초래한다.

본 논문에서는 단일요율시장에서의 가격결정 메커니즘과 이러한 경쟁적 전력시장에서 나타날 수 있는 여러 가지 형태의 시장지배력 문제를 살펴보고, 특히 송전능력의 한계(송전혼잡)에 따른 지역적 시장지배력 문제에 초점을 맞추어 평가 방안을 제안한다. 또한, 한국 전력시장을 대상으로 적용 결과를 살펴보기로 한다.

2. 단일요율(uniform pricing) 전력시장

단일요율 전력시장에서의 가격결정 메커니즘은 경매이론(auction theory)으로 해석될 수 있다[3]. 이는 수용된 모든 입찰자(winning bidder)는 마지막으로 선택된 입찰 가격을 동일하게 받는다는 점에서 그러한 전력시장에서의 가격결정이 단일-가격 경매로 해석될 수 있기 때문이다. 이러한 형태의 전력시장에서는 비계약급전계획으로부터 단일 시장청산가격이 결정되며, 실제 계통운용을 위한 계약급전으로부터 계약발전(constrained on) 및 계약비발전(constrained off)에 대한 추가보상(uplift)을 받게 된다. 결국, 이러한 추가보상을 고려하면, 실제 시장 가격은 상승한다. 이러한 형태의 전력시장은 담합에 노출되기 쉬우며, 더불어 시장지배력의 행사가 보다 악화되는 경향이 존재한다[4]. 전 세계적으로 단일요율체제를 가지고 있는 전력시장(NEPOOL, IMO, 한국전력계통[5] 등)에서의 추가보상 메커니즘은 입찰가격과 시장청산가격의 차이를 보상해주는 기회비용보상원칙에 따른다.

3. 경쟁적 전력시장의 시장지배력

경쟁적 전력시장에서 발전사업자가 단독 또는 집단(명시적, 또는 암묵적 담합)적으로 시장지배력을 행사하는 형태는 다양한 방법으로 나타난다. 이러한 시장지배력 행사형태는 잘 알려져 있는 대로 다음과 같이 크게 세 가지로 구분할 수 있다.

- 1. 운영용량에 대한 일부 또는 전체의 철회
- 2. 한계운전비용 이상의 가격으로 입찰
- 3. 송전능력의 한계(송전혼잡)를 이용한 비경제적 생산

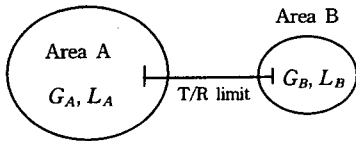
첫 번째 및 두 번째 항목은 물리적 용량철회(physical withholding)와 경제적 용량철회(economic withholding)로서 알려져 있다. 두 가지 형태는 모두 실제 발전량을 철회하거나 또는 입찰가격을 높여 급전대상에서 제외되는 것으로 여기서 발생하는 희생은 해당 사업자가 시장지배력을 행사함으로써 더 큰 이윤을 얻기 위한 것이다. 사실 이 두 가지는 같은 결과를 초래하며, 두가지 형태가 모두 복합적으로 행사될 수 있다.

세 번째 항목은 전력계통 구조자체의 결함으로 송전혼잡이 지속적으로 나타나는 지역에서 정상적인 수준보다 높은 가격으로 입찰하거나 각 가격수준에서 발전기 이익을 최대로 하는 발전량보다 더 많은 물량을 생산하겠다고 입찰하는 행위이다. 이 행위 자체로는 해당 사업자의 이익은 감소할 수 있으나 결과적으로 계통혼잡이 발생하고 이에 따라 같은 사업자에 소속된 해당발전기 또는 다른 발전기가 훨씬 큰 이익을 얻을 수 있기 때문에 충분히 발생할 수 있는 형태이다. 특히, 첫 번째 및 두 번째 형태가 일반적으로 시장가격을 결정하는 한계발전기에 의해 이루어진다는 측면과 물리적으로 이러한 형태는 한계발전기가 아니더라도 행사가 가능하다. 바로 이 형태가 지역적 시장지배력을 의미하는 것이며, 물리적, 경제적 용

량철회의 형태보다 관찰하기가 어렵다. 다음 절에서는 이러한 지역적 시장지배력 문제와 평가방안에 대해 살펴 보기로 한다.

4. 지역적 시장지배력 평가

전력계통에 존재하는 송전제약(혼잡)은 기술적으로 전력계통을 분할하여 운영상의 비효율성을 야기시키며, 경제적으로 전력시장을 분할하여 시장의 규모를 감소시키고 동시에 시장가격상승의 직접적인 원인이 된다.



(그림 1) 지역적 시장지배력 ($G_B < L_B$)

사실, 송전혼잡은 네트워크모델로 구성된 전력계통에서 필수불가결하게 나타나는 현상으로 (그림 1)과 같이 지역 A와 지역 B(부하집중지역)를 연계하는 송전능력의 한계가 존재함으로써 G_B 없이 L_B 를 만족시키기 어려울 때, 지역 B의 경쟁자 수는 감소하고 해당지역의 발전기는 단독 또는 집단적으로 입찰가격을 상승시킬 수 있는 유인이 매우 크다. 다시 말하면, G_B 는 계통신뢰도 확보 및 계통혼잡완화를 위해 반드시 필요한 발전기이다. 특히 지역 B의 발전기들이 단일 발전사업자에 소속되어 있을 경우 그러한 발전기들의 담합의 가능성은 매우 높후하다.

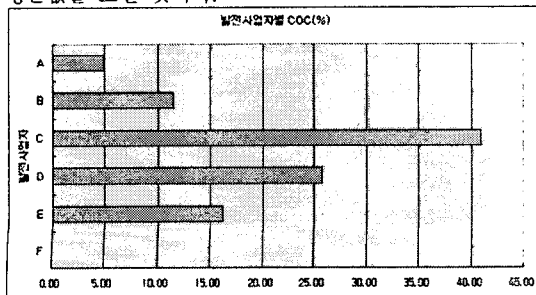
송전혼잡의 정도가 큰 시장일수록 지역적 시장지배력 행사 가능성은 커지며, 따라서 시장가격 상승 가능성 역시 커지게 된다. 북상조류문제 등 송전혼잡문제가 뚜렷한 한국계통의 경우, 전체발전량에서 제약발전량이 차지하는 비율은 약 5%에 이르고 있으며, 기회비용 보상원칙에 준한 제약발전비용은 연간 6900억원대로 평가된다.(2001년 기준) 또한 제약발전(Constrained On)되는 발전기는 주로 부하집중지역(load pocket)인 경인지역에 분포한다[6].

4.1 제약발전기여도(Constrained On Contribution)

여기서, 통계 실적 데이터에 근거한 특정 발전사업자 K의 혼잡완화를 위한 제약발전기여도(COC)를 다음과 같이 정의한다.

$$COC_K = \frac{\sum_{k=1}^K CO_i}{\sum_{i=1}^N CO_i} \times 100(\%) \quad (1)$$

여기서, CO_i 는 i 발전기의 제약발전량을 나타낸다. 이는 결과적으로 K발전사업자에 소속되어 있는 발전용량이 계통혼잡 완화를 위해 필요한 총 제약발전량 중에서 어느 정도의 기여를 하고 있는지를 나타낸다. 다음은 한국전력시장에서의 6개 발전사업자에 대한 1년간 COC 평균값을 보인 것이다.



(그림 2) 발전사업자별 COC(%)

(그림 2)로부터 발전사업자 C의 COC는 40%이상으로 타 발전사업자에 비해 제약발전량을 상대적으로 많이 소유하고 있으며, 이는 발전사업자 C의 발전기중 다수가 (그림 1)의 경우처럼, 부하집중지역에 위치하고 있다는 것을 시사하며, 담합의 가능성 또한 크다는 것을 말한다. 즉 발전사업자 C는 지역적 시장지배력 행사가능성이 상대적으로 높다고 평가할 수 있다.

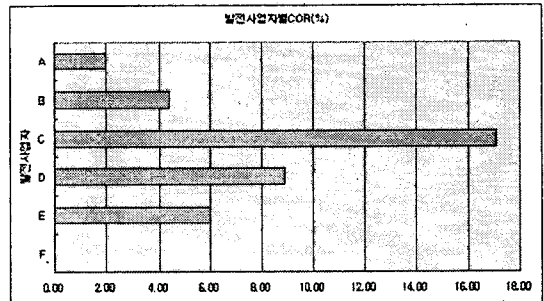
4.2 제약발전량비율(Constrained On Ratio)

발전사업자의 입장에서 이러한 송전혼잡에 따른 제약발전용량이 자신의 전체 발전량에 비해 상대적으로 높을 경우, 입찰가격을 상승시키려는 인센티브는 보다 커지게 된다. 즉, 현행 송전혼잡처리 메커니즘(높은 입찰가를 갖는 발전기가 먼저 삭감된다는 원칙)에 따라 제약발전 대상이 되는 발전용량은 시장가격(SMP or MCP)보다 높은 가격으로 입찰된 부분으로, 초기 입찰에 수용되지 못했다가 제약에 의해 가동되는 발전량이다. 따라서 이러한 발전용량은 기본 정산항목으로의 보상이 아니라 제약발전 보상이 해당 발전사업자의 이익과 직결된다. 즉, 이러한 용량에 대해서는 입찰가격을 상승시킴으로써 제약발전 보상액을 증가시키려는 인센티브가 크다.

마찬가지로, 통계 실적 데이터에 근거한 특정 발전사업자의 총 발전량과 제약발전량 비율(COR)을 다음과 같이 정의한다.

$$COR_K = \frac{\sum_{k=1}^K CO_i}{\sum_{k=1}^K G_i} \times 100(\%) \quad (2)$$

여기서, G_i 는 i 발전기의 실제 총 발전량을 나타낸다. 이는 결과적으로 K발전사업자에 소속되어 있는 발전용량 중 제약발전량이 어느 정도 비율을 가지고 있는지를 의미한다. 이는 물리적인 발전판매량의 비율뿐만 아니라 발전회사 내부의 재무구조에서도 나타날 것이다. 다음은 한국전력시장에서의 6개 발전사업자에 대한 1년간 COR 평균값을 보인 것이며, (표 1)은 발전사업자의 재무구조상 총 지불받는 금액과 제약발전에 대한 보상액(uplift)의 비율을 보인 것이다.



(그림 3) 발전사업자별 COR(%)

(표 1) 총 지불금과 제약발전보상액의 비율(%)

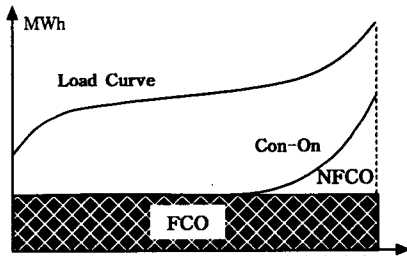
	A	B	C	D	E	F
비율(%)	1.72	5.02	17.14	9.03	5.80	0

(그림 3)과 (표 1)로부터 3.1절의 제약발전기여도와 비슷한 결과가 나타났다. 발전사업자 C는 자신의 총 발전량 중에서 약 17%정도가 제약발전부분이 차지하고 있으며, 결과적으로 전체수입의 17%가 제약발전에 의한 보상액으로 충당되고 있음을 알 수 있다. 즉, 이러한 발전사업자는 자신의 수입에 상당부분을 차지하는 제약발전 보상액을 증가시켜 이익극대화를 모색할 가능성이 크며, 결국, 해당 부분에 대해 입찰가격을 상승시킴으로써 지역적 시장지배력을 행사할 수 있는 소지가 다분하다.

4.3 상시계약발전량(Firm Constrained On MWh)

전력계통에서는 운용상의 신뢰도 확보를 위해 반드시 가동되어야 하는(Must-Run) 발전력이 존재한다. 이러한 Must-Run 발전기는 계통전체부하 패턴과 무관하게 지극히 빈번히 또는 지속적으로 계약발전된다. (그림 1)에서와 같은 계통에서 지역 A로부터 지역 B로 유입될 수 있는 최대 조류량이 최소 L_B 를 만족시킬 수 없다면, G_B 의 일부 또는 전체는 상시계약발전(상시혼잡)되는 발전량이 존재하게 되며, 이는 계통구조 자체의 결함으로써 해당 전력시장의 비효율성을 의미한다. 예를 들어 비계약급전시 $G_B=0$, 최소 $L_B=150MW$ 이고, 지역 A로부터의 유입조류 한계가 100MW라면 G_B 는 적어도 50MW 이상의 계약발전이 필요하며, 이는 거의 상시에 발생한다. 이는 지역적 시장지배력 행사가 가능한 대표적인 형태이기도 하다.

다음의 (그림 4)는 일반적인 부하지속곡선과 계약발전량을 보인 것이다. 앞의 예에서와 같이 일정부하수준 이하에서는 부하변동패턴과 무관하게 상당기간 일정수준의 계약발전량이 존재한다. 이에 대한 부분은 상시존재하는 혼잡으로서 마찬가지로 상시계약발전량(FCO : Firm Constrained On MWh)이 필요하다. 이러한 상시계약발전량에 대해서는 완벽한 지역적 시장지배력이 존재한다고 볼 수 있다. 즉, 상시계약발전량이 존재하는 지역에서는 계약발생의 불확실성이 상당부분 해소되어 상대적으로 정확한 예측이 가능하기 때문이다. 반면 비상시계약발전량(NFCO)은 다양한 부하상황에 따라 간헐적으로 나타나기 때문에 해당혼잡여부가 불확실하며, 이 때에는 지역적 시장지배력 행사가 용이하지 않다.

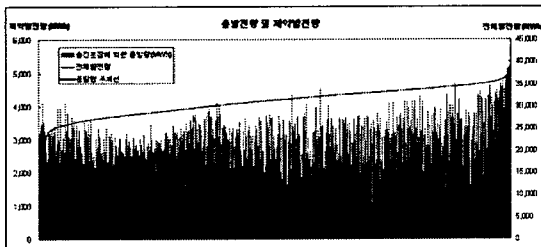


(그림 4) 부하지속곡선과 계약발전량

상시계약발전량(FCO)을 다음과 같이 정의한다.

$$FCO = \text{일정기간 지속적으로 나타나는 시간대별 최소 계약발전량(MWh)}$$

$$TCO = FCO + NFCO$$



(그림 5) 부하지속곡선 및 계약발전량(한국전력계통)

NFCO는 거래시간대별 비상시계약발전량을 의미하며, 이는 부하상황에 따라 상당한 변동성을 내포한다. 따라서 전체 계약발전량인 TCO 또한 NFCO에 따라 변화한다. FCO가 크다는 것은 계통구조의 비효율성을 의미함과 동시에 시장참여자(발전사업자)에게 송전혼잡의 확실

성을 부여함으로써, 지역적 시장지배력의 행사가능성을 상승시키는 직접적인 요인이 될 수 있다. 사실, FCO의 규모는 시장구조라기 보다는 계통 자체의 구조로 인해 발생하는 것이며, 각국의 전력계통마다 다른 값을 갖는다. (그림 5)는 한국전력계통의 연간(8760시간) 부하지속곡선과 계약발전량을 나타낸 것이다.

■ FCO의 평가

상시계약발전량(FCO)의 규모는 통계적 방법에 의해 평가할 수 있다. 예를 들어, 1년간 계약발전량 실적에 있어서, 년(8760시간)중 80%이상 또는 90%이상의 기간에 대해 나타나는 계약발전량을 FCO로 간주할 수 있다. 연중 발생 기준은 규제자의 정책적 견해와 관련 전문가의 의견에 따라 조율될 수 있을 것이다. 다음은 한국전력계통에서의 거래시간기준 FCO를 평가한 것이며, 시간대별 TCO 평균치는 1460MWh로 평가되었다.

(표 2) FCO의 평가

연간발생기준	기간(시간)	FCO
90%	7902	280MWh
85%	7461	400MWh
80%	7022	530MWh

더불어, FCO 및 계통전체의 총 발전량과 FCO의 비율로부터 최소 Must-Run 되어야 하는 용량과 비율을 결정할 수 있다. 즉, 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$\text{Min Must-Run Capacity} = FCO$$

$$\text{Min Must-Run Rate} = FCO / \text{Total Generation}$$

앞에서 설명한 대로, FCO의 규모는 규제자의 입장에서 Must-Run 계약이나 입찰가 상한(Bid Cap)규제의 대상이 될 수 있다.

5. 결 론

송전혼잡으로 인해 시장지분의 상승 또는 감소가 나타날 수 있다. 즉 계약발전이 많이 나타나는 발전기를 소유한 발전사업자는 실질적인 시장지분이 상승할 것이며, 반대로 계약비발전이 많이 나타나는 발전기를 소유한 발전사업자는 실질 시장지분이 감소할 것이다. 특히 송전혼잡으로 인한 시장지분은 상시혼잡(지극히 지속적으로 나타나는 빈번한)이 나타날 경우, 지역적 독점력이 나타날 수 있으며, 결과적으로 이러한 지역에 대해서는 고정지분을 확보할 수 있는 부분이다. 본 연구에서는 이러한 지역적 시장지배력 문제를 통계적인 해석을 통해 정량적으로 평가할 수 있는 3가지 지표를 제안하였다. 이러한 지표는 규제자 또는 시장감시기구에서 효율적인 시장감시체계의 구축과 지표의 수립에 효과적으로 활용될 수 있을 것으로 판단된다.

[참 고 문 헌]

- [1] Steven Stoft, "Power System Economics-Designing Markets for Electricity", IEEE/Wiley, 2002. 2
- [2] 신영균, 김발호, 전영환, "Uniform Pricing 하에서의 전략적 행동을 통한 지역적 시장지배력 행사 및 평가", 2002 대한전기학회 춘계학술대회 논문집
- [3] Gerald B. Sheble, "computational Acution Mechanisms for Restructured Power Industry operation", KAP, 1999
- [4] Scott M. Harvey and William W. Hogan, "Nodal and Zoal Congestion Management and the Exercise of Market Power", Jan. 10,2000
- [5] KPX, "Implementation of Two-Way Bidding Pool - Pool Rules Key Features(Ver. 0.2)", 12, March 2002.
- [6] 신영균 외, "우리나라 계약 발전/비발전 발전기 현황", 2003 대한전기학회 춘계학술대회 논문집