

경쟁적 전력시장에서 Contingent Transmission Rights을 이용한 지역적 시장지배력 감시방안

박중성 · 한석만 · 김발호*

홍익대학교

(2006년 9월 20일 접수, 2006년 11월 28일 채택)

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

Jung-Sung Park, Seok-Man Han, Balho H. Kim*

Hongik University

(Received 20 September 2006, Accepted 23 November 2006)

요 약

경쟁적 전력시장에서, 송전혼잡은 지역적 시장지배력의 핵심 요인들 중 하나이다. 재무적 송전권을 구매한 시장 참여자는 그들이 지불한 혼잡 세를 돌려받음으로써 재무적 보호를 받을 수 있다. 하지만 많은 연구에서, 이러한 송전권이 오히려 시장지배력을 강화시킴을 보였다. 따라서 본 논문은 새로운 개념의 송전권인 Contingent Transmission Rights을 이용해 지역적 시장지배력을 완화시키는 것이 목적이다. 본 논문은 각 모선의 한계가격(Locational Marginal Pricing : LMP)을 기반으로 한 모션별 가격제도(Nodal Pricing)와 최적조류계산(Optimal Power Flow)을 이용해 사례연구를 수행하였다.

주요어 : 송전혼잡, 송전권, 시장지배력, 모션한계가격, PTDF, 최적조류계산

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 rent. A variety researches have shown that the existing trading mechanisms on transmission right can exacerbate market power. This paper proposes an alternative methodology in mitigating the local market power using the Contingent Transmission Rights on the locational marginal pricing scheme. The proposed methodology was demonstrated with the Optimal Power Flow.

Key words : Transmission congestion, Transmission right, Market power, Locational marginal price, PTDF, OPF

1. 서 론

우리나라 전력시장은 수직통합체제에서 경쟁적 전력 시장으로 넘어가는 과도기 상태에 있다. 경쟁의 도입은 시장효율성 증대와 공정한 전력가격 형성 등의 장점을 지니고 있지만 공정한 경쟁이 이루어지지 않을 경우 계통의 불안정성 및 효율성 문제, 전력가격의 상승, 참여

자의 불만 표출 등이 생길 수 있다. 효율적이고 투명한 경쟁적 전력시장을 조성하는 것은 전력산업이 추구하는 가장 중요한 목표 가운데 하나이다. 시장의 불안정을 초래하는 중요한 요인 가운데 하나는 시장지배력을 갖는 시장참여자들이 전략적 행동을 통해 가격과 수량을 왜곡하려고 시도할 가능성에서 찾을 수 있으며, 시장에서 각 참여자들의 입찰과 관련한 행동을 면밀히 관찰하고 감시함으로써 다양한 전략적 행동의 유형을 찾아내고 또한 그러한 행동을 가능케 하는 시장 설계상의 오류를 찾아내어 시정하는 역할이 중요함을 의미한다. 우리나라의 경우에서도 볼 수 있듯이 송전혼잡은 전력생산비용 상

*To whom correspondence should be addressed.
Hongik University
Tel: 02-320-1462
E-mail: bhkim@wow.hongik.ac.kr

승의 주요 인자 가운데 하나일 뿐만 아니라, 시장지배력 행사의 잠재적 요소가 될 수 있다.

경쟁적 전력시장에서의 시장지배력은 일반 재화시장에서의 시장지배력과 다른 특성을 가진다. 일반 재화시장에서는 시장이 충분한 공급량을 유지할 경우 대개 시장지배력의 위험으로부터 회피가 가능하다고 간주할 수 있으나, 전력시장은 시장이 전체적으로 충분한 공급용량을 보유하고 있다 하더라도, 전력시스템 자체의 물리적 특성으로 인해 지역적 시장지배력의 가능성이 존재한다. 발전사업자가 전력시장에서 이러한 지역적 시장지배력을 행사하는 방법으로 가장 가능성이 높은 것은 용량철회이다.

발전회사가 용량철회를 통해 시장지배력을 행사할 수 있는 경우, 기존의 송전권(transmission right) 체계는 송전혼잡 발생 시 시장참여자의 시장지배력 행사를 심화시키는 단점이 존재하였으며, Joskow 등은 다양한 상황에서 이의 존재를 확인하고 그 원인을 체계적으로 분석한 바 있다^[14]. 나아가, 지역적 시장지배력의 발생원인과 이의 해결에 관한 중요한 연구도 함께 수행되었으나 본질적인 해결책은 아직 제시되지 못하고 있는 실정이다^[15]. 본 논문에서는 기존의 송전권 체계를 보다 확장시킨 Contingent Transmission Right(CTR)^[7] 개념을 도입하여, 모션별 한계가격 체계를 기반으로 특정 상황에서 용량철회를 통한 시장지배력 행사를 완화시킬 수 있는 방안을 제안하고, 사례연구를 통해 제안된 방법의 타당성과 효율성을 검토하였다.

2. 본 론

2-1. 시장지배력 개요

시장지배력은 시장참여자가 시장가격을 자신에게 이익이 되도록 조종할 수 있는 능력을 말한다. 시장지배력은 재화가 거래되는 모든 시장에서 행사될 수 있으며 경제학적 관점에서의 평가, 감시 및 완화 방법에 대한 다양한 연구가 수행되어 오고 있다. 그러나 전력은 타재화와 달리 송전선로를 이용한 공급이라는 특수성으로 인해 일반재화와는 다른 시장지배력의 평가, 완화 방법을 필요로 한다는 것이다. 실제 전력시장의 경우 시장지배력 감시가 실시간으로 이루어지기 매우 어렵기 때문에 사후평가 및 그에 상응하는 벌칙부과를 기본원칙으로 한다. 본 논문에서도 CTR이라는 확장된 송전권 개념을 이용하여 사후평가 후 벌칙을 부과하는 개념을 바탕으로 시장지배력행사 완화 방안을 모색하고자 한다.

2-1-1. 송전혼잡에 의한 시장지배력

전력시장은 송전선로의 혼잡에 의해 단일시장이 여러 개의 시장으로 분할될 수 있다(그림 1). <그림 1>의 시



그림 1. 혼잡으로 인한 시장의 지역적 분리.

장은 단일 시장으로 간주하였을 때는 충분한 예비력이 갖추어져 있더라도 부하집중지역의 발전기는 선로용량 제약에 의한 지역적 시장지배력을 가질 수 있다. 이와 같이 시장분리가 발생하는 경우, 단일시장에서 적용되는 방법으로는 시장지배력의 평가, 감시가 용이하지 않으므로 별도의 방법을 강구할 필요가 있다.

2-1-2. 용량철회에 의한 시장지배력

용량철회는 시장지배력 행사 방법으로서 가장 유력하고 사용빈도가 높은 수단이다. 용량철회는 발전용량 자체를 불가피한 이유를 들어 입찰참여에서 제외시키는 ‘물리적 용량철회’와 무리하게 높은 입찰가격을 통해 고의로 입찰에서 탈락시키는 ‘재무적 용량철회’로 나뉜다^[13]. 송전혼잡이 존재하는 전력계통에서는 반복적인 입찰경험과 계통의 분석을 통해 용량철회 전략을 수립되며, 시장참여자는 이 전략수립 과정에서 용량철회의 여부 및 최적철회용량 등을 산정한다. 규제자는 이러한 측에서 시장감시 전략을 수립할 수 있다.

2-1-2. 발전기 연계에 의한 시장지배력

단일 발전기를 소유하고 있는 경우에는 단순 용량철회를 가정하여 계통을 분석하면 되지만, 한 회사가 다수의 발전기를 지리적으로 분산소유하고 있는 경우, 발전기 간의 연계를 통한 악의적인 시장조작 및 시장지배력 행사가 가능하다.

2-1-4. 본 연구의 가정

본 연구는 송전혼잡이 존재하는 전력시장에서 시장지배력 행사를 심화시키는 기존의 송전권 체계를 개선하는 것을 주요 목표로 한다. 계통의 첨두부하 시간대를 대상으로 하며, 따라서 수요의 탄력성이 낮아 발전회사의 용량철회에 타 시장참여자가 신속하게 대응하기 어려운 상황이다. 또한 한 발전회사가 다수의 발전기를 소유한 상태에서 송전권까지 소유할 수 있는 상황을 대상으로 한다. 그리고 모션가격체제(Locational Marginal Pricing)가 도입된 시장을 대상으로 한다.

2-2. 용량철회에 의한 시장지배력 행사 검증

2-2-1. 시장지배력 검증기준의 설정

경제학적 개념에서의 시장지배력 소유와 시장지배력 행사는 다른 의미를 가진다. 엄밀한 의미에서 시장지배력 행사는 그 행위를 통해 추가적 이익이 창출되었느냐

의 여부이다. 따라서 용량철회가 고의적인 시장지배력의 행사인지 아니면 불가피한 입찰용량의 철회인지 구별하는 기준이 필요하다. 완전하지는 않지만 현재 제안된 방안 가운데 가장 유력한 수단은 다음과 같이 용량철회 전후의 발전회사 수익을 비교하는 것이다^[16]. 만약 그 결과가 0보다 큰 값이 나온다면 용량철회에 의해 수익을 창출하였으므로 이 발전회사는 시장지배력을 행사하였다고 의심할 수 있다.

$$B^{after} - B^{before} \geq 0 \quad (1)$$

B^{after} = 시장지배력 행사 이후 수익
 B^{before} = 시장지배력 행사 이전 수익

2-2-3. 모선가격체제에서 시장지배력 행사 기준

모선가격체제에서는 가격체제의 특성상 발전기 단위로도 시장지배력 행사가 가능하다. 이는 자신의 발전량 변화에 따라 타 모선의 가격이 변화하는 모선가격체제의 특성에 기인한다. 각 발전기의 수익을 계산하는 식은 다음과 같다. 개별 발전기의 수익이 계산되면 각 발전회사의 수익 계산은 비교적 용이하며, 이를 통해 동일회사의 다수 발전기에 의한 전략, 또는 담합에 의한 시장지배력 행사 등의 검증이 가능하다.

$$R^{after} - R^{before} + (C^{before} - C^{after}) \geq 0 \quad (2)$$

$$(N^{after} \times P^{after} - C^{after}) - (N^{before} \times P^{before} - C^{before}) \geq 0$$

R^{after} = 시장지배력 행사 이후 수입
 R^{before} = 시장지배력 행사 이전 수입
 N^{after} = 시장지배력 행사 이후 모선가격
 N^{before} = 시장지배력 행사 이전 모선가격
 P^{after} = 시장지배력 행사 이후 발전량
 P^{before} = 시장지배력 행사 이전 발전량
 C^{after} = 시장지배력 행사 이후 연료비용
 C^{before} = 시장지배력 행사 이전 연료비용

2-3. 시장지배력 행사의 유인 완화 방안 제안

기존의 모든 송전권은 채권(obligation)의 성격을 지니고 있다. 그러나 본 논문에서 도입하고자 하는 송전권은 옵션(option)의 성격을 띠고 있다. 옵션은 채권과 달리 권리이행의 의무가 없으며 이러한 성격을 갖는 송전권을 CTR이라고 정의한다.

2-3-1. Contingent Transmission Right(CTR)^[7]

CTR은 기존의 송전권을 보다 합리적인 송전권으로 대체하기 위해 고안된 개념으로서, 지리적으로 분산된 다수의 발전기를 소유한 발전회사가 전력계통을 통해 전력을 수송할 때, 기존의 송전권 체제처럼 계약상의 특정 선로만을 고려하는 것이 아니라 전력의 물리적 흐름

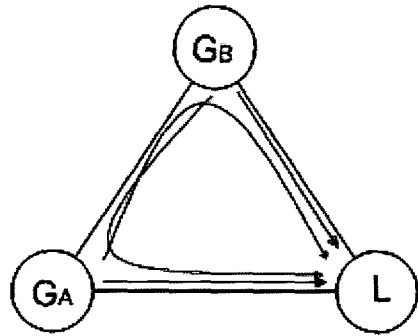


그림 2. 3 모선의 예.

이 가능한 모든 경로를 고려한 송전권이다.

<그림 2>는 각 발전기모선(GA, GB)에서 부하(L)까지의 전력의 물리적 이동 경로를 보여주고 있으며, 이 경우 발전기 GA, GB와 부하 L 간의 CTR은 다음과 같이 계산된다.

$$CTR_{AL} = AMW \times 0.667 \times (N_L - N_A) + BMW \times 0.333(N_L - N_B)$$

$$CTR_{BL} = BMW \times 0.667 \times (N_L - N_B) + AMW \times 0.333(N_L - N_A) \quad (3)$$

N_i : 노드 i에서의 모선가격
 A : 모선 A에서의 발전량
 B : 모선 B에서의 발전량

즉, 기준(발전모선)이 모선 A인 경우 부하 L로의 송전권은 CTR_{AL} 이며, 이는 식 3의 정의에 따라 모선 A에서 B를 거치지 않고 바로 가는 경로와 모선 B를 거쳐 가는 경로의 합이다. 이와 같은 방법으로, 기준이 모선 B인 경우 부하 L로의 송전권은 CTR_{BL} 이며, 모선 B에서 A를 거치지 않고 바로 가는 경로와 모선 A를 거쳐 가는 경로의 합이다.

2-3-2. 용량철회에 의한 시장지배력행사 제재기준 설정
 발전회사의 용량철회는 단순히 모선가격에만 영향을 주는 것이 아니라 송전권에도 영향을 미친다. 본 논문에서는 한 발전회사가 여러 모선에서 발전기들을 소유하고 있으므로, 어떤 모선에서 용량철회가 행사되면 해당 모선을 제외한 나머지 모선에서의 송전권 가치가 증가하게 된다. 이는 발전회사가 지역적인 제약을 이용하여 모선가격을 올리는 방법과 동일하며 이 경우 송전권 가치의 변화는 다음과 같다.

$$(P_i^{before} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow j} \times (N_i^{before} - N_i^{before})); (= \alpha_{ij}^{before}) \quad (4)$$

$$(P_i^{after} - L_i) \times (PTDF_{i \rightarrow j} \times (N_i^{after} - N_i^{after})); (= \alpha_{ij}^{after}) \quad (5)$$

- P_i : 모선 i 에서의 발전량
- L_i : 모선 i 에서의 소비량
- PTDF $_{i \rightarrow j}$: 모선 i 에서 모선 j 로의 선로분담계수(Power Transfer Distribution Factor)

식 (4)는 용량철회 전의 송전권 가치이자 일전시장에서 시장참여자가 송전권을 구매하는 비용이고, 식 (5)는 용량철회 후의 송전권 가치이자 송전권 소유에 대한 보상급이다. 모선 i 에서 용량철회를 하였기 때문에 모선 i 에서의 송전권의 가치는 상대적으로 떨어지며, 모선 i 를 제외한 나머지 모선에서의 송전권 가치는 증가하게 된다.

이러한 성질을 바탕으로 본 연구에서 제안하는 규제 방안은 다음과 같다. 우선 모든 발전회사에게 CTR 구매의무를 부과한다. 이는 CTR이 옵션의 성격을 갖기 때문에 시장지배력을 행사할 경우 CTR을 이용하여 합당한 벌칙을 부과하기 위함이다. 이 경우 규제자의 목적 함수는 다음과 같이 발전회사의 기대수익과 송전권의 가치에 대한 합으로 표현된다.

$$\pi = \text{Min}_{P_i, \alpha_{ij}} \left\{ \sum_i G_x(P_i) \right\} \quad (6)$$

- α_{ij} : 모선 i 에서 모선 j 로의 CTR
- G_x : x 발전회사의 수익

이 경우, 용량철회에 의한 발전회사의 수익변화는 다음과 같다.

$$G_x(P_i) = (B_i^{\text{after}} - B_i^{\text{before}}) + (\alpha_{ij}^{\text{after}} - \alpha_{ij}^{\text{before}}) \quad (7)$$

모선 i 에서의 용량철회에 의한 모선 i 에서의 발전회사 수익은 다음과 같이 되고,

$$(P_i^{\text{after}} - L_i) \times (\text{PTDF}_{i \rightarrow j} \times (N_j^{\text{after}} - N_i^{\text{after}})) - (P_i^{\text{before}} - L_i) \times (\text{PTDF}_{i \rightarrow j} \times (N_j^{\text{before}} - N_i^{\text{before}})) \leq 0 \quad (8)$$

모선 i 를 제외한 모선에서의 발전회사 수익은 다음과 같이 계산된다.

$$(P_i^{\text{after}} - L_i) \times (\text{PTDF}_{j \rightarrow i} \times (N_j^{\text{after}} - N_i^{\text{after}})) - (P_i^{\text{before}} - L_i) \times (\text{PTDF}_{j \rightarrow i} \times (N_j^{\text{before}} - N_i^{\text{before}})) \geq 0 \quad (9)$$

이다. 식 (8)의 경우 송전권을 구매하지 않은 결과보다는 상대적으로 작은 값을 가질 것이며, 반대로 식 (9)와 같이 다른 경로의 송전권의 가치는 증가할 것이다. 즉, 식 (8)은 송전권 구매자가 i 모선에서 용량철회를 한다면, 해당 모선에서 전력공급량이 줄어들기 때문에 송전권의 가치가 줄어서 손해를 본다는 의미이며, 식 (9)의 경우는 i 모선을 제외한 모선에서는 이와 반대로 전력공급량이 늘어나 이에 해당하는 송전권의 가치가 증가하여 이익을 본다는 의미이다. 물론 송전권을 강제 구매한다고 가

정하였지만, 식 (8)과 (9)는 강제구매의 경우가 이처럼 발전회사의 의도적 용량철회를 막을 수 있음을 제시하기 위함이다.

따라서 규제자는 사후정산 시 발전기의 용량철회에 의한 수익 증가분을 고려하여 용량철회에 따른 벌칙을 부과하게 된다.

3. 사례연구

3-1. 3모선 계통

기 언급한 바와 같이 사례연구 계통은 LMP 체제를 가정하였으며, 모든 발전기는 CTR 개념에 의해 자신이 사용하는 모든 물리적 경로에 대해 송전권을 의무적으로 구입한다. 각 발전회사는 자회사의 발전기 또는 자신이 보유한 발전기를 이용하여 전략을 구사하며, 해당 발전회사는 시장지배력을 갖는다고 가정한다. 물론 모든 발전회사는 입찰에 참여한다. CTR은 일전시장에서 구매하며, 사후정산에서 보상여부를 판단한다. 송전손실을 무시하며, 각 선로 당 리액턴스는 0.1 pu로 모두 동일하고 선로용량은 모두 600 MW로 제한하였다. 첨두부하시를 가정하였으므로 수요의 탄력성이 낮아 부하는 발전기의 용량철회에 신속히 반응하기 어렵다는 것을 전제로 한다. 모든 계산은 최적조류계산(Optimal Power Flow)을 이용하였다.

<표 1>, <표 2>와 <그림 3>은 각각 사례연구에 사용된 발전기 자료, 부하 자료, 사례계통을 보인 것이다. 발전기는 모두 6대이고, 발전회사-A는 발전기 G1, G4, G6을 소유하며, 발전회사-B는 G2, G3, G5를 소유한다. 발전기의 용량철회는 매 5%씩 실시하였다. 각 발전기 간

표 1. 발전기 비용함수 계수.

발전기	A	B	C	최대발전용량 (MW)
G1(Bus 1)	55	13.82	0.001940	350
G2(Bus 1)	50	13.35	0.001890	360
G3(Bus 1)	50	13.55	0.001562	380
G4(Bus 2)	65	18.8	0.004820	180
G5(Bus 2)	60	18.9	0.004941	170
G6(Bus 3)	80	25.5	0.007941	200

$$\text{발전비용함수} \Rightarrow F(P_G) = A + BP_G + C(P_G)^2$$

표 2. 부하 자료.

모선번호	부하용량 (MW)
Bus 1	100
Bus 2	100
Bus 3	1200
Total	1400

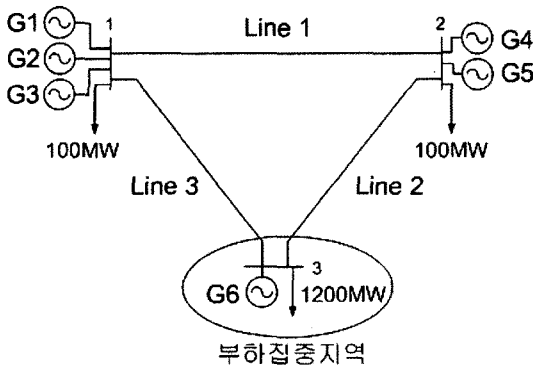


그림 3. 3 모선 사례계통.

의 변동비는 큰 차이가 나도록 하였는데 이 차이는 특정발전기의 대체성에 큰 영향을 준다. 즉 비용이 상대적으로 낮은 석탄발전기의 용량철회 시(시장지배력 행사 여부와 무관하게) 이 발전기가 상대적으로 고비용인 가스발전기로 대체된다면 석탄발전기의 대체성은 희박하며 시장지배력 행사의 소지가 높다고 말할 수 있다.

표 3. 초기 경제급전 결과.

	발전량 (MW)	모선가격 (\$/MW)	Benefit (\$)	(\$)
G1	247.7	14.78	63.86	A 사의 수익
G2	360.0	14.78	220.21	
G3	380.0	14.78	192.22	
G4	162.6	20.36	61.80	B 사의 수익
G5	148.5	20.36	48.36	
G6	101.1	27.10	0.60	

최적조류계산의 수식(식 10)과 이를 이용하여 경제급전을 실시한 결과는 다음과 같다.

$$\min F = \sum_{i \in I} \sum_{m \in M_i} \alpha_{im} + \beta_{im} \cdot P_{im} + \gamma_{im} \cdot P_{im}^2$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{m \in M_i} P_{im} + \sum_{j \in I} PF_{ij} = PL_i, \quad \forall i \in I$$

$$\sum_{m \in M_i} Q_{im} + \sum_{j \in I} QF_{ij} = QL_i, \quad \forall i \in I$$

$$PF_{ij} = V_i V_j (-G \cos(\delta_i - \delta_j) + B \sin(\delta_i - \delta_j))$$

표 4. 발전기-G1 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen(30%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	245	15.41	3777.41	3557.34	220.06	CTR13	CTR23
G2	360	15.41	5550.48	5100.94	449.53		
G3	380	15.41	5858.84	5424.55	434.28		
G4	165	20.39	3364.51	3298.84	65.66	1711.39	854.41
G5	150.9	20.39	3077.00	3023.90	53.09	250.96	502.67
G6	99.1	27.07	2683.03	2685.03	-1.99		
Gen(40%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit		
G1	210	27.08	5688.48	3042.75	2645.72	CTR13	CTR23
G2	360	27.08	9751.68	5100.94	4650.73		
G3	380	27.08	10293.44	5424.55	4868.88		
G4	180	27.08	4875.84	3605.16	1270.67	0.00	0.00
G5	170	27.08	4604.96	3415.79	1189.16	0.00	0.00
G6	100	27.08	2708.82	709.41	-0.61		
Gen(65%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit		
G1	122.5	28.47	3488.55	1777.06	1711.49	CTR13	CTR23
G2	360	28.47	10252.08	5100.94	5151.13		
G3	380	28.47	10821.64	5424.55	5397.08		
G4	180	28.47	5126.04	3605.16	1520.87	0.00	0.00
G5	170	28.47	4841.26	3415.79	1425.46	0.00	0.00
G6	187.5	28.47	5339.62	5140.42	199.19		

$$\begin{aligned}
 &+(V_i)^2 G_i, \quad \forall l \\
 QF_{ij} &= -V_i V_j (G_i \sin(\delta_i - \delta_j) + B_i \cos(\delta_i - \delta_j)) \\
 &+(V_i)^2 (B_i - B_{cap}/2), \quad \forall l \\
 PF_{ij} &\leq TP_i, \quad \forall l \\
 QF_{ij} &\leq TQ_i, \quad \forall l \\
 P_{im}^{min} &\leq P_{im} \leq P_{im}^{max}, \quad \forall m \in M_i \\
 Q_{im}^{min} &\leq Q_{im} \leq Q_{im}^{max}, \quad \forall m \in M_i \\
 V_i^{min} &\leq V_i \leq V_i^{max}, \quad \forall m \in M_i
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

l : 모선의 집합
 M_i : 모선 i 에 있는 발전기 집합
 i, j : 모선 개수
 l : 송전선
 m : 발전설비 개수

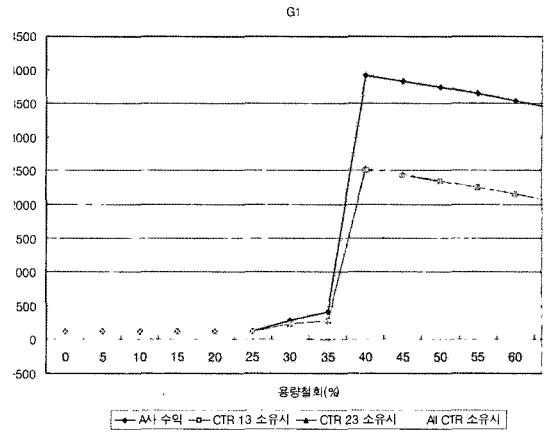


그림 4. 발전기-G1 용량철회에 따른 수익 변화.

표 5. 발전기-G4 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen(10%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	247.7	14.78	3661.25	3597.38	63.86	CTR13	CTR23
G2	360	14.78	5321.16	5100.94	220.2		
G3	380	14.78	5616.78	5424.55	192.22	1830.12	913.69
G4	162	20.37	3300.58	3237.09	63.49		
G5	149.2	20.37	3039.80	2989.22	50.57	246.47	493.67
G6	101.1	27.10	2740.41	2739.81	0.60		
Gen(30%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	257.6	14.82	3817.63	3744.49	73.13	CTR13	CTR23
G2	360	14.82	5335.2	5100.94	234.25		
G3	380	14.82	5631.6	5424.55	207.04	1920.08	958.60
G4	126	20.54	2589.04	2510.32	78.72		
G5	166.8	20.54	3427.40	3349.67	77.72	184.89	370.33
G6	109.6	27.24	2985.50	2969.26	16.24		
Gen(70%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	294.2	14.96	4401.82	4289.10	112.71	CTR13	CTR23
G2	360	14.96	5386.32	5100.94	285.37		
G3	380	14.96	5685.56	5424.55	261.00	2267.12	1131.86
G4	54	21.04	1136.21	1094.25	41.95		
G5	170	21.04	3576.97	3415.79	161.17	66.80	133.81
G6	141.8	27.75	3935.23	3854.93	80.30		
Gen(100%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	322.3	15.07	4857.06	4710.18	146.88	CTR13	CTR23
G2	360	15.07	5425.2	5100.94	324.25		
G3	380	15.07	5726.6	5424.55	302.04	2549.89	1273.03
G4	0	21.43	0	0	0		
G5	170	21.43	3643.95	3415.79	228.15	0.00	0.00
G6	167.7	28.16	4723.10	4580.66	142.43		

- PL_i : 모선 i의 유효전력 부하
- QL_i : 모선 i의 무효전력 부하
- G_l : 선로 l의 컨덕턴스(conductance)
- B_l : 선로 l의 서셉턴스(susceptance)
- B_{cap} : 선로 l의 분포 커패시턴스(capacitance)
- TP_l : 선로 l의 유효 전력 송전 용량
- TQ_l : 선로 l의 무효 전력 송전 용량
- P_{im} : 모선 i의 설비 m의 유효 전력 발전량
- Q_{im} : 모선 i의 설비 m의 무효 전력 발전량
- PF_{ij} : 모선 i부터 모선 j까지의 유효 전력 흐름
- QF_{ij} : 모선 i부터 모선 j까지의 무효 전력 흐름
- δ_i : 모선 i의 위상각
- V_i : 모선 i의 전압 크기

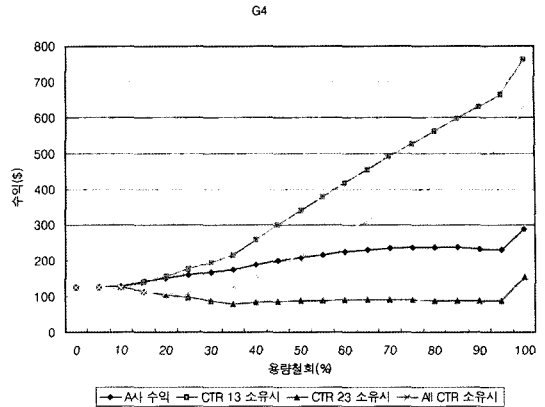


그림 5. 발전기-G4 용량철회에 따른 수익 변화.

<표 4>와 그림 4는 G1 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

이 사례연구에서는 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. 발전기-G1의 대체발전기는 G4, G6이며, 발전회사-A는 발전기-G1의 용량철회를 이용하여 발전비용이 보다 높은 자사의 대체발전기로 이익을 증가시킬 수 있는

능력을 가지고 있다. 그러나 CTR 13과 CTR 23의 소유로 인해 발전회사-A의 이익은 줄어들 수 있다.

<표 5>와 <그림 5>는 G4 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 이 사례연구에서는 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수

표 6. 발전기-G6 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen(50%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	246.2	14.77	3637.60	3575.19	62.41	CTR13	CTR23
G2	360	14.77	5319	5100.94	218.05		
G3	380	14.77	5614.5	5424.55	189.94	1935.89	966.50
G4	164	20.38	3342.48	3277.09	65.394	279.55	559.94
G5	149.8	20.38	3053.07	3002.68	50.39		
G6	100	27.89	2789.4	2709.41	79.99		
Gen(55%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	234.7	14.73	3457.36	3405.33	52.03	CTR13	CTR23
G2	360	14.73	5303.16	5100.94	202.21		
G3	377.9	14.73	5566.84	5393.86	172.97	1926.40	961.76
G4	159	20.49	3605.24	3521.21	84.03	327.69	656.37
G5	161.5	20.49	3310.10	3240.82	69.27		
G6	90	28.44	2560.23	2439.32	120.90		
Gen(58%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	231.6	14.71	3408.92	3359.71	49.20	CTR13	CTR23
G2	360	14.71	5298.84	5100.94	197.89		
G3	374.1	14.71	5506.37	5337.20	169.17	1945.24	971.16
G4	180	20.57	3703.14	3605.16	97.97	350.50	702.05
G5	169.3	20.57	3483.00	3402.10	80.904		
G6	85	28.76	2445.11	2304.87	140.23		

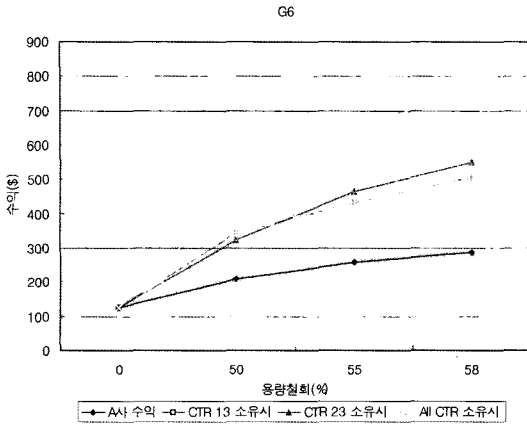


그림 6. G6 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

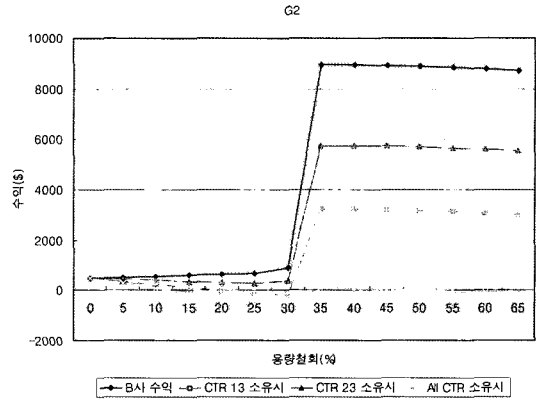


그림 7. 발전기-G2 용량철회에 따른 수익 변화.

있다. 발전기-G4의 대체발전기는 G1, G6이며, 발전회사-A는 발전기-G4의 용량철회를 이용하여 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사가 CTR 13을 소유한다면, A사의 이익이 더욱 증가할 것이고, CTR 23으로부터의 이익은 줄어들 수 있다. 따

라서 이 경우에는 CTR 13에 대한 보상을 하지 않는 것이 별책(규제)의 방법이 될 수 있다.

<표 6>과 그림 6은 발전기-G6의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 이 사례연구에서는 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수

표 7. 발전기-G2 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen(5%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	265.7	14.85	3945.91	3864.07	81.83	CTR13	CTR23
G2	342	14.85	5079.04	4836.76	242.28		
G3	380	14.85	5643.38	5424.55	218.82	5304.17	2648.11
G4	162.6	20.36	3311.83	3250.03	61.80	226.09	452.87
G5	148.5	20.36	3024.64	2976.28	48.36		
G6	101.1	27.10	2740.41	2739.81	0.61		
Gen(35%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	350	26.86	9403.1	5129.65	4273.45	CTR13	CTR23
G2	234	26.86	6286.64	3277.38	3009.25		
G3	380	26.86	10209.08	5424.55	4784.52	0.00	0.00
G4	180	26.86	4835.88	3605.16	1230.71	0.00	0.00
G5	170	26.86	4567.22	3415.79	1151.42		
G6	86	26.86	2310.47	2331.73	-21.25		
Gen(65%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	350	28.58	10003.35	5129.65	4873.7	CTR13	CTR23
G2	126	28.58	3601.20	1762.10	1839.1		
G3	380	28.58	10860.78	5424.55	5436.22	0.00	0.00
G4	180	28.58	5144.58	3605.16	1539.41	0.00	0.00
G5	170	28.58	4858.77	3415.79	1442.97		
G6	194	28.58	5544.71	5325.86	218.84		

표 8. 발전기-G3 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen(5%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	266.7	14.85	3961.82	3878.92	82.90	CTR13	CTR23
G2	360	14.85	5347.8	5100.94	246.85		
G3	361	14.85	5362.65	5145.11	217.54	5295.10	2643.58
G4	162.6	20.36	3311.83	3250.03	61.80		
G5	148.5	20.36	3024.64	2976.28	48.36	226.09	452.87
G6	101.1	27.10	2740.41	2739.81	0.60		
Gen(35%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	350	26.97	9441.95	5129.65	4312.3	CTR13	CTR23
G2	360	26.97	9711.72	5100.94	4610.77		
G3	247	26.97	6663.31	3492.14	3171.17	0.00	0.00
G4	180	26.97	4855.86	3605.16	1250.69		
G5	170	26.97	4586.09	3415.79	1170.29	0.00	0.00
G6	93	26.97	2508.86	2520.18	-11.321		
Gen(60%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	350	28.48	9970.1	5129.65	4840.45	CTR13	CTR23
G2	360	28.48	10254.96	5100.94	5154.01		
G3	152	28.48	4329.87	2145.68	2184.18	0.00	0.00
G4	180	28.48	5127.48	3605.16	1522.31		
G5	170	28.48	4842.62	3415.79	1426.82	0.00	0.00
G6	188	28.48	5355.36	5154.66	200.70		

있다. 발전기-G6의 대체발전기는 G1, G4이며, 발전회사-A는 발전기-G6의 용량철회를 이용하여 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사는 CTR 13과 CTR 23을 소유한다면, A사의 이익이 더욱 증가할 것이므로, 모든 CTR에 대한 보상을 하지 않는

것이 벌칙(규제)의 방법이 될 수 있다.

<표 7>과 <그림 7>은 발전기-G2의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 이 사례연구에서는 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. 발전기-G2의 대체발전기는 G3, G5이며, 발전회사-B는 발전기-G2의 용량철회를 이용하여 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 그러나 CTR 13과 CTR 23의 소유로 인해 B사의 이익은 줄어들 수 있다.

<표 8>과 <그림 8>은 발전기-G3의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 이 사례연구에서는 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. 발전기-G3의 대체발전기는 G2, G5이며, 발전회사-B는 발전기-G3의 용량철회를 이용하여 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 하지만 CTR 13과 CTR 23의 소유로 인해 B사의 이익은 줄어들 수 있다.

<표 9>와 <그림 9>는 발전기-G5의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 이 사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. 발전기의-G5 대체 발전기는 G2, G3이며, 발전회사-A

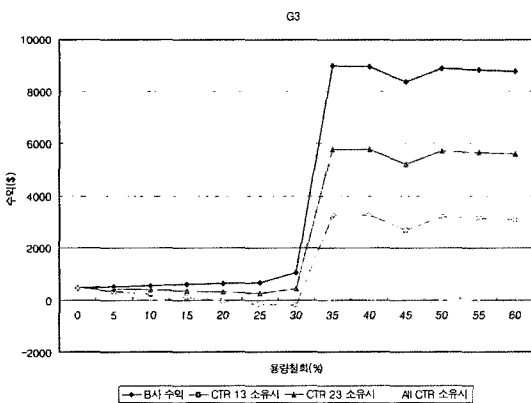


그림 8. 발전기-G3 용량철회에 따른 수익 변화.

표 9. 발전기-G5 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen(15%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	247.7	14.78	3661.25	3597.38	63.86	CTR13	CTR23
G2	360	14.78	5321.16	5100.94	220.21		
G3	380	14.78	5616.78	5424.55	192.22	5467.46	2729.63
G4	166.7	20.40	3401.84	3332.25	69.59		
G5	144.5	20.40	2948.81	2894.21	54.59	218.76	438.19
G6	101.1	27.10	2740.41	2739.81	0.60		
Gen(55%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	277.1	14.89	4127.40	4032.93	94.47	CTR13	CTR23
G2	360	14.89	5362.2	5100.94	261.25		
G3	380	14.89	5660.1	5424.55	235.54	5613.44	2802.51
G4	180	20.80	3745.26	3605.16	140.09		
G5	76.5	20.80	1591.73	1534.76	56.96	104.15	208.62
G6	126.4	27.50	3477.01	3431.09	45.91		
Gen(100%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR	
G1	317.1	15.05	4772.35	4632.63	139.72	CTR13	CTR23
G2	360	15.05	5418	5100.94	317.05		
G3	380	15.05	5719	5424.55	294.44	5826.08	2908.67
G4	180	21.36	3845.16	3605.16	239.99		
G5	0	21.36	0	0	0	0.00	0.00
G6	162.9	28.08	4575.37	4444.22	131.14		

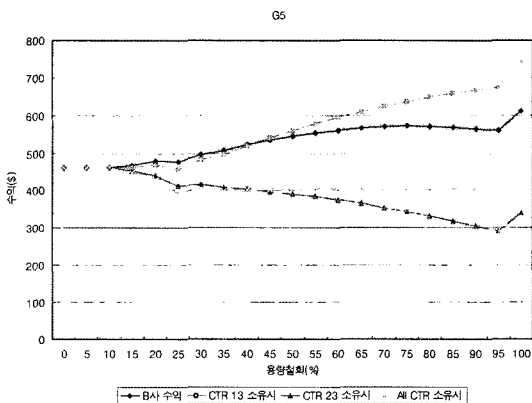


그림 9. G5 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

는 발전기-G5의 용량철회를 이용하여 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사가 CTR 13을 소유한다면, A사의 이익은 더욱 증가하나, CTR 23의 소유로 인해 이익이 줄어들 수 있다. 따라서 이 경우에는 CTR 13에 대한 보상을 하지 않는 것이 별칙

(규제)의 방법일 것이다.

3-2. 4 모션 계통

다음의 표 10과 그림 10은 사례연구에 사용된 4 모션 계통과 발전기, 부하 데이터이다.

그림 10의 4 모션 계통은 임의로 선로용량을 한정하여 혼잡을 유발시킨 계통이다. 부하집중지역을 정하였고, 각 모션별 발전기 한계발전비용은 부하집중지역의 발전기가 가장 높다.

<표 10>의 각 발전기들은 상당한 변동비의 차이를 보이며 이 차이는 특정발전기의 대체발전기 가격에 따라 대체성이 희박하나 아니냐에 큰 영향을 준다. 즉 매우 저렴한 석탄발전기가 용량철회 시에(시장지배력 행사이든 아니든) 고 비용의 가스발전기로 대체된다면 석탄발전기의 대체성은 희박하며 시장지배력 행사의 기회가 높다고 말할 수 있다. 총 발전기는 10대이고, 발전회사는 A사와 B사로 나누었다. A사는 발전기 G1, G3, G4, G7, G10를 소유하며, B사는 G2, G5, G6, G8, G9를 소유한다.

최적조류급전을 실시한 결과는 표 12와 같다.

표 10. 발전기 비용함수 계수.

발전기	A	B	C	최대발전용량 (MW)
G1(Bus 1)	0.001	23	0.0042	150
G2(Bus 1)	0.001	25	0.0043	140
G3(Bus 2)	0.001	15	0.0035	160
G4(Bus 2)	0.001	17	0.0041	100
G5(Bus 2)	0.001	18	0.004	90
G6(Bus 3)	0.001	15	0.0037	150
G7(Bus 3)	0.001	18	0.00405	90
G8(Bus 3)	0.001	19	0.004	80
G9(Bus 4)	0.001	15	0.0034	140
G10(Bus 4)	0.001	18	0.00395	80

발전 비용 함수(F)=>F(P_G)=A+BP_G+C(P_G)²

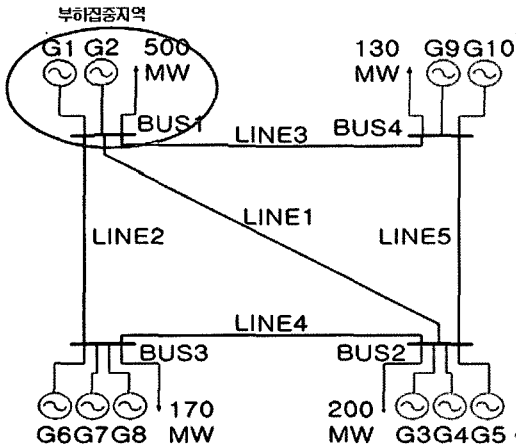


그림 10. 4 모선 사례 계통.

표 11. 각 부하의 크기 및 선로용량.

모선번호	부하용량(MW)	선로	용량(MW)
Bus 1	500	1	180
Bus 2	200	2	100
Bus 3	170	3	80
Bus 4	130	4	50
Total	1000	5	50

<표 13>과 그림 11은 G1 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G1 발전기의 대체 발전기는 G3, G4, G7, G10이며, A 발전회사는 G3, G4, G7, G10 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사가 CTR 21, CTR 31, CTR 41, CTR 21+31, CTR 21+41, CTR 31+41, CTR 21+31+41을

표 12. 초기 최적조류 급전.

발전량 (MW)	Nodal price (\$)	Benefit (\$)	
G1	106	23.89	47.36
G2	104	23.89	46.26
G3	160	20.46	783.36
G4	100	20.46	304.60
G5	90	20.46	188.64
G6	150	19.16	540.75
G7	90	19.16	71.59
G8	20	19.16	1.60
G9	140	18.32	397.60
G10	40	18.32	6.32

A 사 수익
1213.23
B 사 수익
1174.84

※ 계산상의 편의를 위해 돈의 단위는 \$/MW로 한다.

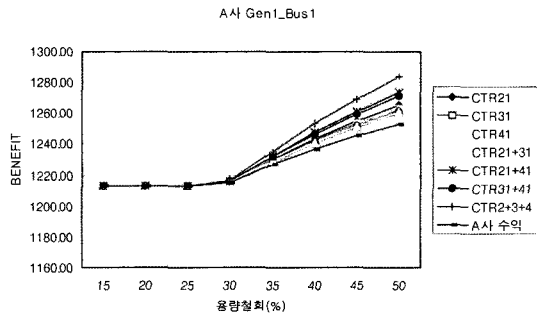


그림 11. G1 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

소유한다면, A사의 이익이 더욱더 증가할 것이다. 따라서 이 경우에는 모든 CTR 에 대한 보상을 하지 않는 것이 벌칙의 방법일 것이다.

<표 14>와 그림 12는 G3 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G3 발전기의 대체 발전기는 G1, G4, G7, G10이며, A 발전회사는 G1, G4, G7, G10 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄어든다.

<표 15>와 그림 13은 G4 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다. 사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G4 발전기의 대체 발전기는 G1, G3, G7, G10이며, A 발전회사는 G1, G7, G10 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있

표 13. G1 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (25%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26			
G3	160	20.46	3272.96	2489.60	783.36			
G4	100	20.46	2045.60	1741.00	304.60	191.43	36.86	15.49
G5	90	20.46	1841.04	1652.40	188.64	95.72	92.14	7.74
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59			
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60	95.72	18.43	38.72
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (35%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	98	23.97	2336.78	2282.43	54.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	113	23.97	2696.29	2641.92	54.36			
G3	160	20.48	3276.96	2489.60	787.36			
G4	100	20.48	2048.10	1741.00	307.10	194.22	37.44	15.70
G5	90	20.48	1843.29	1652.40	190.89	97.11	93.60	7.85
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59			
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60	97.11	18.72	39.24
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (50%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	75	24.16	1812.08	1748.63	63.45	CTR21	CTR31	CTR41
G2	135	24.16	3261.74	3183.37	78.37			
G3	160	20.55	3287.36	2489.60	797.76			
G4	100	20.55	2054.60	1741.00	313.60	201.41	38.95	16.24
G5	90	20.55	1849.14	1652.40	196.74	100.70	97.38	8.12
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59			
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60	100.70	19.48	40.59
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			

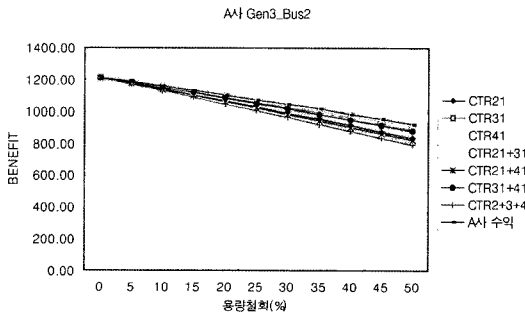


그림 12. G3 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

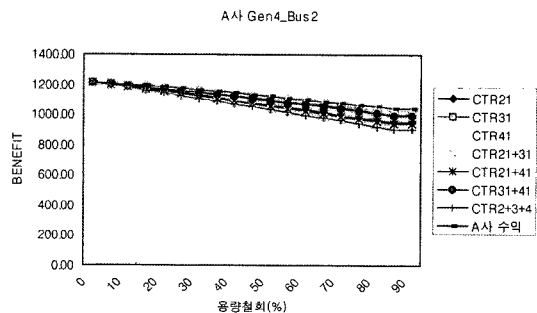


그림 13. G4 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

표 14. G3 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (15%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	110	23.93	2639.04	2588.00	51.04	CTR21	CTR31	CTR41
G2	108	23.93	2576.83	2526.98	49.85			
G3	136	20.51	2789.36	2104.74	684.62			
G4	100	20.51	2051.00	1741.00	310.00	155.79	38.69	20.54
G5	90	20.51	1845.90	1652.40	193.50	77.90	96.72	10.27
G6	150	19.22	2883.60	2333.25	550.35			
G7	90	19.22	1730.16	1652.81	77.35			
G8	28	19.22	538.27	535.14	3.13	77.90	19.34	51.34
G9	140	18.38	2573.06	2166.64	406.42			
G10	48	18.38	882.19	873.10	9.09			
Gen (30%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	114	23.96	2738.63	2683.77	54.86	CTR21	CTR31	CTR41
G2	112	23.96	2676.33	2622.75	53.58			
G3	112	20.56	2303.17	1723.91	579.26			
G4	100	20.56	2056.40	1741.00	315.40	121.58	40.37	26.01
G5	90	20.56	1850.76	1652.40	198.36	60.79	100.93	13.01
G6	150	19.29	2893.20	2333.25	559.95			
G7	90	19.29	1735.92	1652.81	83.11			
G8	36	19.29	694.37	689.19	5.18	60.79	20.19	65.03
G9	140	18.44	2581.88	2166.64	415.24			
G10	56	18.44	1032.75	1020.39	12.36			
Gen (50%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	120	24.01	2873.52	2813.28	60.24	CTR21	CTR31	CTR41
G2	117	24.01	2806.30	2747.46	58.84			
G3	80	20.64	1650.80	1222.40	428.40			
G4	100	20.64	2063.50	1741.00	322.50	78.66	42.43	33.90
G5	90	20.64	1857.15	1652.40	204.75	39.33	106.08	16.95
G6	150	19.37	2905.95	2333.25	572.70			
G7	90	19.37	1743.57	1652.81	90.76			
G8	47	19.37	904.72	896.02	8.69	39.33	21.22	84.75
G9	140	18.53	2593.78	2166.64	427.14			
G10	67	18.53	1235.75	1218.17	17.58			

표 15. G4 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (30%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	111	23.94	2663.97	2611.93	52.04	CTR21	CTR31	CTR41
G2	109	23.94	2601.73	2550.91	50.83			
G3	160	20.52	3283.68	2489.60	794.08			
G4	70	20.52	1436.61	1210.09	226.52	147.14	39.13	21.87
G5	90	20.52	1847.07	1652.40	194.67	73.57	97.81	10.93
G6	150	19.24	2886.00	2333.25	552.75			
G7	90	19.24	1731.60	1652.81	78.79			
G8	30	19.24	577.20	573.60	3.60	73.57	19.56	54.67
G9	140	18.40	2575.30	2166.64	408.66			
G10	50	18.40	919.75	909.88	9.87			

표 15. 계속.

Gen (60%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	116	23.98	2790.92	2734.11	56.82	CTR21	CTR31	CTR41
G2	114	23.98	2723.79	2668.29	55.49			
G3	160	20.59	3294.40	2489.60	804.80			
G4	40	20.59	823.60	686.56	137.04	105.11	41.16	28.89
G5	90	20.59	1853.10	1652.40	200.70	52.56	102.91	14.45
G6	150	19.32	2898.00	2333.25	564.75			
G7	90	19.32	1738.80	1652.81	85.99			
G8	40	19.32	772.80	766.40	6.40	52.56	20.58	72.23
G9	140	18.47	2586.36	2166.64	419.72			
G10	60	18.47	1108.44	1094.22	14.22			
Gen (90%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	121	24.01	2895.97	2834.89	61.08	CTR21	CTR31	CTR41
G2	118	24.01	2828.73	2769.07	59.66			
G3	160	20.65	3303.36	2489.60	813.76			
G4	15	20.65	309.69	255.92	53.77	72.26	42.71	35.13
G5	90	20.65	1858.14	1652.40	205.74	36.13	106.77	17.56
G6	150	19.39	2908.05	2333.25	574.80			
G7	90	19.39	1744.83	1652.81	92.02			
G8	48	19.39	936.39	927.03	9.36	36.13	21.35	87.82
G9	140	18.54	2595.60	2166.64	428.96			
G10	68	18.54	1266.28	1247.83	18.45			

표 16. G7 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (10%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26			
G3	160	20.48	3276.80	2489.60	787.20			
G4	100	20.48	2048.00	1741.00	307.00	190.10	32.66	15.49
G5	90	20.48	1843.20	1652.40	190.80	95.05	81.66	7.74
G6	150	19.23	2884.80	2333.25	551.55			
G7	81	19.23	1557.79	1484.57	73.22			
G8	29	19.23	557.73	554.37	3.36	95.05	16.33	38.72
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (70%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	107	23.90	2567.18	2518.65	48.54	CTR21	CTR31	CTR41
G2	105	23.90	2509.82	2462.41	47.41			
G3	160	21.67	3467.20	2489.60	977.60			
G4	100	21.67	2167.00	1741.00	426.00	124.41	2.55	15.87
G5	90	21.67	1950.30	1652.40	297.90	62.20	6.38	7.94
G6	150	22.79	3417.90	2333.25	1084.65			
G7	27	22.79	615.22	488.95	126.27			
G8	80	22.79	1822.88	1545.60	277.28	62.20	1.28	39.69
G9	140	18.32	2564.94	2166.64	398.30			
G10	41	18.32	743.83	737.31	6.52			

표 16. 계속.

Gen (95%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	117	23.98	2795.95	2738.90	57.05	CTR21	CTR31	CTR41
G2	114	23.98	2728.81	2673.09	55.72			
G3	160	21.73	3476.80	2489.60	987.20			
G4	100	21.73	2173.00	1741.00	432.00	125.30	0.35	18.87
G5	90	21.73	1955.70	1652.40	303.30	62.65	0.87	9.44
G6	150	22.86	3428.25	2333.25	1095.00			
G7	5	22.86	102.85	81.08	21.76			
G8	80	22.86	1828.40	1545.60	282.80	62.65	0.17	47.18
G9	140	18.36	2569.84	2166.64	403.20			
G10	45	18.36	827.86	819.84	8.02			

표 17. G10 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (5%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26			
G3	160	20.46	3272.96	2489.60	783.36			
G4	100	20.46	2045.60	1741.00	304.60	191.43	36.86	15.49
G5	90	20.46	1841.04	1652.40	188.64			
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59	95.72	92.14	7.74
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60	95.72	18.43	38.72
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (55%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	108	23.91	2579.46	2530.60	48.86	CTR21	CTR31	CTR41
G2	105	23.91	2517.30	2469.58	47.72			
G3	160	22.01	3521.60	2489.60	1032.00			
G4	100	22.01	2201.00	1741.00	460.00	105.63	37.13	2.23
G5	90	22.01	1980.90	1652.40	328.50	52.82	92.83	1.11
G6	150	19.17	2874.90	2333.25	541.65			
G7	90	19.17	1724.94	1652.81	72.13			
G8	21	19.17	398.65	396.93	1.72	52.82	18.57	5.57
G9	140	22.96	3214.12	2166.64	1047.48			
G10	36	22.96	826.49	653.12	173.37			
Gen (95%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	121	24.02	2901.01	2839.69	61.32	CTR21	CTR31	CTR41
G2	118	24.02	2833.77	2773.87	59.90			
G3	160	22.10	3535.36	2489.60	1045.76			
G4	100	22.10	2209.60	1741.00	468.60	106.92	39.26	0.09
G5	90	22.10	1988.64	1652.40	336.24	53.46	98.16	0.05
G6	150	19.22	2882.70	2333.25	549.45			
G7	90	19.22	1729.62	1652.81	76.81			
G8	27	19.22	522.73	519.76	2.97	53.46	19.63	0.23
G9	140	23.06	3227.70	2166.64	1061.06			
G10	4	23.06	92.22	72.06	20.16			

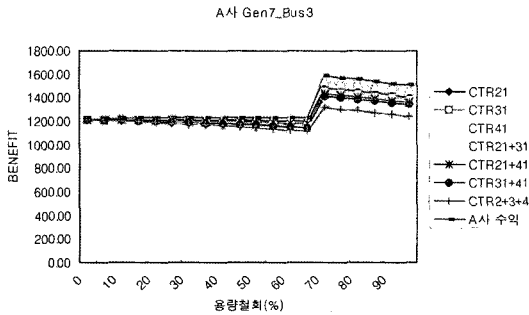


그림 14. G7 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

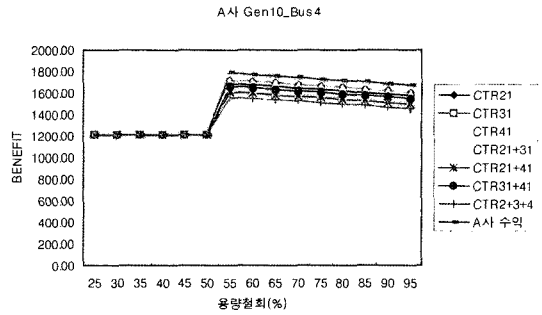


그림 15. G10 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

표 18. G2 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (15%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	110	23.93	2639.04	2588.00	51.04	CTR21	CTR31	CTR41
G2	108	23.93	2576.83	2526.98	49.85			
G3	136	20.51	2789.36	2104.74	684.62			
G4	100	20.51	2051.00	1741.00	310.00	66.27	69.62	54.21
G5	90	20.51	1845.90	1652.40	193.50	33.13	174.04	27.11
G6	150	19.22	2883.60	2333.25	550.35			
G7	90	19.22	1730.16	1652.81	77.35			
G8	28	19.22	538.27	535.14	3.13	33.13	34.81	135.53
G9	140	18.38	2573.06	2166.64	406.42			
G10	48	18.38	882.19	873.10	9.09			
Gen (30%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	114	23.96	2738.63	2683.77	54.86	CTR21	CTR31	CTR41
G2	112	23.96	2676.33	2622.75	53.58			
G3	112	20.56	2303.17	1723.91	579.26			
G4	100	20.56	2056.40	1741.00	315.40	66.90	70.34	54.69
G5	90	20.56	1850.76	1652.40	198.36	33.45	175.84	27.34
G6	150	19.29	2893.20	2333.25	559.95			
G7	90	19.29	1735.92	1652.81	83.11			
G8	36	19.29	694.37	689.19	5.18	33.45	35.17	136.72
G9	140	18.44	2581.88	2166.64	415.24			
G10	56	18.44	1032.75	1020.39	12.36			
Gen (55%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	147	24.24	3562.55	3471.76	90.79	CTR21	CTR31	CTR41
G2	63	24.24	1526.81	1466.07	60.74			
G3	160	20.57	3291.20	2489.60	801.60			
G4	100	20.57	2057.00	1741.00	316.00	70.68	74.66	57.55
G5	90	20.57	1851.30	1652.40	198.90	35.34	186.65	28.77
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59			
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60	35.34	37.33	143.86
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			

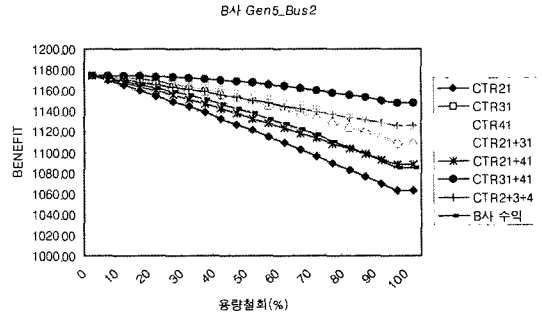
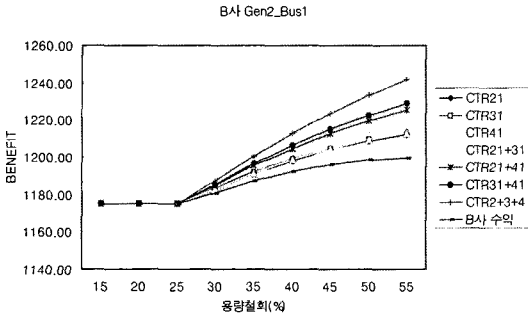


그림 16. G2 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

그림 17. G5 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

표 19. G5 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (5%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	107	23.90	2557.19	2509.09	48.11			
G2	105	23.90	2497.45	2450.46	46.99	CTR21	CTR31	CTR41
G3	160	20.47	3274.56	2489.60	784.96			
G4	100	20.47	2046.60	1741.00	305.60	61.81	70.92	55.33
G5	86	20.47	1749.84	1568.24	181.60			
G6	150	19.17	2875.80	2333.25	542.55			
G7	90	19.17	1725.48	1652.81	72.67	30.90	177.29	27.66
G8	22	19.17	412.20	410.35	1.85			
G9	140	18.33	2565.92	2166.64	399.28			
G10	42	18.33	760.61	753.80	6.81	30.90	35.46	138.32
Gen (65%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	116	23.98	2783.50	2726.91	56.58			
G2	113	23.98	2718.77	2663.50	55.27	CTR21	CTR31	CTR41
G3	160	20.59	3293.92	2489.60	804.32			
G4	100	20.59	2058.70	1741.00	317.70	16.75	86.47	67.12
G5	32	20.59	648.49	570.97	77.52			
G6	150	19.32	2897.40	2333.25	564.15			
G7	90	19.32	1738.44	1652.81	85.63	8.37	216.18	33.56
G8	40	19.32	762.98	756.74	6.24			
G9	140	18.47	2585.80	2166.64	419.16			
G10	60	18.47	1098.97	1084.98	13.98	8.37	43.24	167.81
Gen (85%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	119	24.00	2858.52	2798.88	59.64			
G2	116	24.00	2793.72	2735.46	58.25	CTR21	CTR31	CTR41
G3	160	20.63	3300.32	2489.60	810.72			
G4	100	20.63	2062.70	1741.00	321.70	6.12	91.69	70.52
G5	14	20.63	278.46	243.73	34.73			
G6	150	19.36	2904.60	2333.25	571.35			
G7	90	19.36	1742.76	1652.81	89.95	3.06	229.21	35.26
G8	46	19.36	881.06	872.78	8.28			
G9	140	18.52	2592.38	2166.64	425.74			
G10	66	18.52	1212.86	1195.95	16.92	3.06	45.84	176.30

다. 이 경우 A사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄어든다.

<표 16>과 그림 14는 G7 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G7 발전기의 대체 발전기는 G1, G3, G4, G10이며, A 발전회사는 G1, G3, G7, G10 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄어든다.

<표 17>과 그림 15는 G10 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G10 발전기의 대체 발전기는 G1, G3, G4, G7이며, A 발전회사는 G1, G3, G7, G10 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 A사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄어든다.

<표 18>과 그림 16은 G2 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G2 발전기의 대체 발전기는 G5, G6, G8, G9이며, B 발전회사는 G5, G6, G8, G9 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있

표 19. G6 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (35%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26			
G3	160	20.60	3295.36	2489.60	805.76			
G4	100	20.60	2059.60	1741.00	318.60	63.57	63.44	54.21
G5	90	20.60	1853.64	1652.40	201.24	31.78	158.59	27.11
G6	98	19.58	1909.05	1497.67	411.38			
G7	90	19.58	1762.20	1652.81	109.39			
G8	73	19.58	1419.55	1398.53	21.02	31.78	31.72	135.53
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60			
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (45%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	109	23.92	2614.24	2564.08	50.16	CTR21	CTR31	CTR41
G2	107	23.92	2552.05	2503.06	48.99			
G3	160	21.68	3469.12	2489.60	979.52			
G4	100	21.68	2168.20	1741.00	427.20	43.12	14.84	55.52
G5	90	21.68	1951.38	1652.40	298.98	21.56	37.10	27.76
G6	83	22.80	1881.00	1262.68	618.32			
G7	90	22.80	2052.00	1652.81	399.19			
G8	80	22.80	1824.00	1545.60	278.40	21.56	7.42	138.79
G9	140	18.33	2565.92	2166.64	399.28			
G10	42	18.33	760.61	753.80	6.81			
Gen (65%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	121	24.02	2916.03	2854.10	61.93	CTR21	CTR31	CTR41
G2	119	24.02	2848.77	2788.28	60.49			
G3	160	21.76	3481.92	2489.60	992.32			
G4	100	21.76	2176.20	1741.00	435.20	43.55	8.82	60.59
G5	90	21.76	1958.58	1652.40	306.18	21.77	22.06	30.29
G6	53	22.89	1201.78	797.70	404.08			
G7	90	22.89	2060.19	1652.81	407.38			
G8	80	22.89	1831.28	1545.60	285.68	21.77	4.41	151.47
G9	140	18.38	2572.50	2166.64	405.86			
G10	48	18.38	872.81	863.91	8.90			

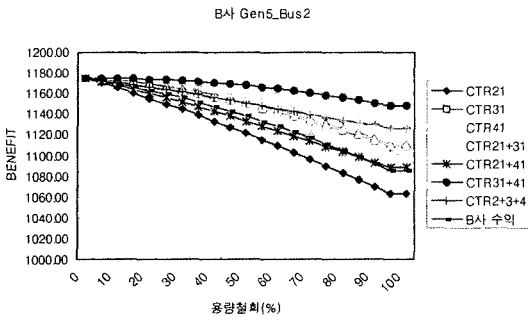


그림 18. G6 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

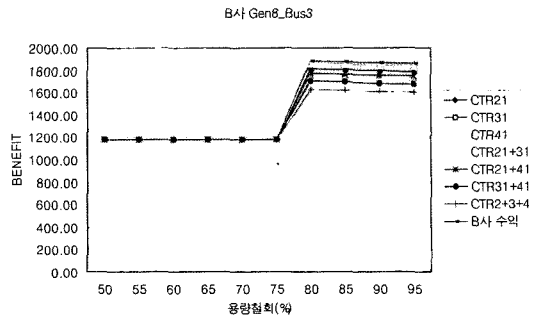


그림 19. G8 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

표 21. G8 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (15%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36			
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26	CTR21	CTR31	CTR41
G3	160	20.46	3272.96	2489.60	783.36			
G4	100	20.46	2045.60	1741.00	304.60	66.27	69.62	54.21
G5	90	20.46	1841.04	1652.40	188.64			
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59	33.13	174.04	27.11
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60			
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60	33.13	34.81	135.53
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (75%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36			
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26	CTR21	CTR31	CTR41
G3	160	20.46	3272.96	2489.60	783.36			
G4	100	20.46	2045.60	1741.00	304.60	66.27	69.62	54.21
G5	90	20.46	1841.04	1652.40	188.64			
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59	33.13	174.04	27.11
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60			
G9	140	18.32	2564.24	2166.64	397.60	33.13	34.81	135.53
G10	40	18.32	732.64	726.32	6.32			
Gen (80%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	108	23.91	2579.46	2530.60	48.86			
G2	105	23.91	2517.30	2469.58	47.72	CTR21	CTR31	CTR41
G3	160	21.67	3467.68	2489.60	978.08			
G4	100	21.67	2167.30	1741.00	426.30	43.07	15.57	54.91
G5	90	21.67	1950.57	1652.40	298.17			
G6	150	22.79	3418.35	2333.25	1085.10			
G7	90	22.79	2051.01	1652.81	398.20	21.53	38.93	27.46
G8	16	22.79	364.62	305.03	59.60			
G9	140	18.32	2565.08	2166.64	398.44	21.53	7.79	137.28
G10	41	18.32	747.54	740.98	6.56			

다. 이 경우 B사가 CTR 21, CTR 31, CTR 41, CTR 21+31, CTR 21+41, CTR 31+41, CTR 21+31+41을 소유한다면, B사의 이익이 더욱더 증가할 것이다. 따라서 이 경우에는 모든 CTR 에 대한 보상을 하지 않는 것이 벌칙의 방법일 것이다.

<표 19>와 그림 17은 G5 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G5 발전기의 대체 발전기는 G2, G6, G8, G9이며, B 발전회사는 G2, G6, G8, G9 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 B사가 CTR 31, CTR 41, CTR 21+31,

CTR 21+31의 일부분, CTR 31+41, CTR 21+31+41을 소유한다면, A사의 이익이 더욱더 증가할 것이고, CTR 21, CTR 21+41의 일부분은 이익을 줄어 들일 수 있다. 따라서 이익이 증가하는 경우에는 CTR에 대한 보상을 하지 않는 것이 벌칙의 방법일 것이다.

<표 20>와 그림 18은 G6 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G6 발전기의 대체 발전기는 G2, G5, G8, G9이며, B 발전회사는 G2, G5, G8, G9 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 B사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄

표 22. G9 발전기 용량철회에 따른 수익 및 CTR 변화.

Gen (10%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	106	23.89	2537.33	2489.97	47.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	104	23.89	2479.99	2433.73	46.26			
G3	160	20.49	3278.88	2489.60	789.28			
G4	100	20.49	2049.30	1741.00	308.30	65.55	69.62	47.82
G5	90	20.49	1844.37	1652.40	191.97	32.78	174.04	23.91
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59			
G8	20	19.16	383.20	381.60	1.60	32.78	34.81	119.55
G9	126	18.43	2321.80	1943.98	377.82			
G10	54	18.43	995.06	983.52	11.54			
Gen (30%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	107	23.89	2556.44	2509.09	47.36	CTR21	CTR31	CTR41
G2	105	23.89	2499.10	2452.85	46.26			
G3	160	22.01	3520.80	2489.60	1031.20			
G4	100	22.01	2200.50	1741.00	459.50	36.39	69.98	6.21
G5	90	22.01	1980.45	1652.40	328.05	18.20	174.95	3.11
G6	150	19.16	2874.00	2333.25	540.75			
G7	90	19.16	1724.40	1652.81	71.59			
G8	20	19.16	390.86	389.27	1.60	18.20	34.99	15.53
G9	98	22.95	2249.30	1502.65	746.64			
G10	80	22.95	1836.16	1465.28	370.88			
Gen (65%)	Generation	Nodal price	Revenue	PCOST	Benefit	CTR		
G1	128	24.07	3069.05	3000.78	68.28	CTR21	CTR31	CTR41
G2	125	24.07	2996.84	2930.15	66.69			
G3	160	18.70	2992.64	2489.60	503.04			
G4	100	18.70	1870.40	1741.00	129.40	103.51	81.34	0.56
G5	90	18.70	1683.36	1652.40	30.96	51.75	203.34	0.28
G6	150	19.25	2887.20	2333.25	553.95			
G7	90	19.25	1732.32	1652.81	79.51			
G8	31	19.25	596.69	592.85	3.84	51.75	40.67	1.40
G9	49	29.98	1469.12	743.16	725.95			
G10	80	29.98	2398.56	1465.28	933.28			

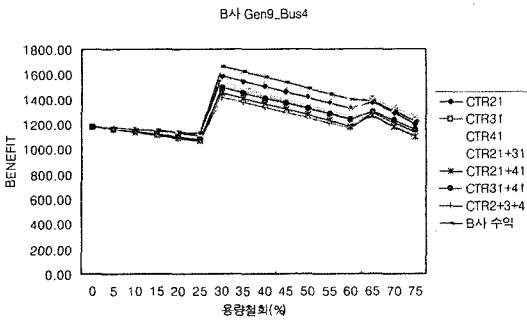


그림 20. G8 발전기 용량철회에 따른 수익 변화.

어든다.

<표 21>과 그림 19는 G8 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G8 발전기의 대체 발전기는 G2, G5, G6, G9이며, B 발전회사는 G2, G5, G6, G9 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 B사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄어든다.

<표 22>와 그림 20은 G9 발전기의 단계적인 용량철회에 따른 수익 및 CTR 가치의 변화를 살펴본 것이다.

사례연구에서 다음과 같은 결론을 도출해 낼 수 있다. G9 발전기의 대체 발전기는 G2, G5, G6, G8이며, B 발전회사는 G2, G5, G6, G8 발전기의 입찰용량철회를 이용, 자사의 이익을 증가시킬 수 있는 능력을 가지고 있다. 이 경우 B사가 어떠한 CTR을 가지더라도 이익은 줄어든다.

4. 결 론

경쟁적 전력시장에서 송전혼잡과 그에 따른 지역적 시장지배력은 공정하고 투명한 거래의 저해 요인으로 작용할 수 있다. 따라서 시장지배력의 행사가 예상되는 시장참여자를 체계적으로 식별하고 규제할 필요가 있지만 이러한 식별 및 규제방법에 대해서는 학자들 간의 견해 차이로 인해 아직까지 모범답안이라는 것은 존재하지 않고 있는 실정이다.

기존의 송전권에 대한 대부분의 연구는 시장지배력행사의 완화에 대한 연구라기보다는, 송전권의 시장지배력행사 심화 요인 및 그에 따른 송전권 배분 문제였지만, 본 논문에서는 지역적 시장지배력 행사를 CTR 개념을 적용하여 완화시킬 수 있는 방안을 제안하였다. 본 논문의 제안방법은 머지않은 미래에 우리나라 전력산업에 경쟁이 도입 시에 피할 수 없는 송전혼잡의 상황에서 발

전사업자의 시장지배력이 생성될 수 있음을 보이고, 이의 시장지배력행사를 CTR 개념을 이용해 완화시킬 수 있음을 관찰하였다. 다만, 본 논문에서 가정된 발전회사에 대한 CTR 옵션의 강제매입 조건 등이 실제 상황에 적용될 수 있는 가정보의 여부와 CTR의 정상제도, 경매메커니즘에 대한 연구는 추후 지속적인 연구가 필요한 실정이다.

감사의 글

본 연구는 교육인적자원부에서 시행하는 BK21(2차) 사업(과제명 : 신 에너지원 개발 및 전력시스템 연계 기술 연구팀)의 지원에 의해 수행되었습니다.

참고문헌

1. Joskow, P.L.; Tirole, J. "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Network I: Financial Rights", Mass. Inst. Technol., Cambridge, MA, 1998.
2. Kumar David, A.; Fushuan Wen. "Market Power in Electricity Supply" Energy Conversion, IEEE Transactions on, 2001, 16(4), 352-360.
3. Stoft, S.; "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", New York: Wiley-Interscience, 2002.
4. Leeprechanon, N.; David, A.K.; Moorthy, S.S.; Brooks, R.D.; Nealand, J.H. "Market Power in Developing Country," Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on, 2002, 3(13-17), 1805-1813.
5. Singh, H.; Hao, S.; Papalexopoulos, A. "Transmission Congestion Management in Competitive electricity Markets", Power Systems, IEEE Transactions on, 1998, 13(2), 672-680.
6. Bompard, E.; Correia, P.; Gross, G.; Amelin, M. "Congestion-Management Schemes: A Comparative Analysis Under a Unified Framework", Power Systems, IEEE Transactions on, 2003, 18(1), 346-352.
7. Richard P. O'Neill, Udi Helman, Ross Baldick, "Contingent Transmission Rights in the Standard Market Design", International Conference. IEEE, 2003, 18(4).
8. Lee, D.J.; Kim, B.H.; Shin, Y.G.; Park, J.S.; Kim, K.M., "A Study on the Methodologies Detecting Market Power with Capacity Withholding", International Conference. ICEE, 2005.