

입찰전략 시뮬레이션을 이용한 발전사업자의 수익성 분석

이근대*, 양성철**
한국전기연구원

Study on Profitability of Electricity Generation Business by Simulating Bidding Strategy

Keun Dae Lee*, Sung Chul Yang**
Korea Electro-technology Research Institute

1. 서론

전력산업의 구조개편이 진행되고 있는 지금 양방향 전력시장에 대한 사전적인 분석의 필요성은 어느 때보다 중요하다. 구조개편을 진행한 선진 해외시장의 사례들을 살펴보면 정도의 차이만 있을 뿐 대부분의 전력시장은 가격변동 위험성을 경험하고 있다. 규제 체제에서와는 달리 경쟁시장에서의 전력시장은 가격폭등(price-spike)의 가능성이 필연적으로 존재하기 때문이다.

하지만, 가격폭등이 자연적인 수요공급에 의한 요인이 아닌 인위적인 요소, 특히 발전사업자의 시장지배력 행사에 의한 입찰전략에 의해 야기되는 상황이 있을 경우, 이것은 수요측인 소비자에게 부당한 초과 지불을 요구함으로써 전력시장의 경제적 효율성을 크게 저해하는 문제를 초래하게 된다.

따라서, 본 논문은 도매경쟁시장이 본격적으로 도입되기 앞서, 발전사업자의 입찰전략에 대한 연구, 특히 시뮬레이션을 통한 가격효과와 수익구조를 분석함으로써 전력시장의 효율성을 증진시키는데 기여하고자 한다.

2. 시뮬레이션 구성

2.1 주요 가정

시뮬레이션을 수행하기 위해서는 실제 시장이 아닌 가상적 시장 상황을 설정한 시뮬레이션인 관계로 단순화 가정과 더불어 전제조건이 되는 가정들이 필요하다. 이러한 가정들로는 첫째 송전비용은 일정하다. 둘째 발전 사업자들의 정보는 완전 공개되어 있다. 셋째 시장청산가격은 에너지가격만 고려한다. 넷째 기본 자료는 2000년 자료이며 2002년 1월부터 12월 까지의 기간을 가상하여 시뮬레이션을 실행한다. 끝으로 입찰전략은 발전사업자 단위로 이루어진다.

2.2 시뮬레이션 기본 구조

두 가지 기본적 입찰전략을 가지고 있다고 가정한다. 즉, 두 가지 기본 입찰전략의 결과와 입찰전략을 조건에 따라 변화시켰을 때의 결과를 비교함으로써 입찰전략에 따른 효과와 문제점들을 분석하는 것이 이 시뮬레이션의 기본 구조이다.

첫 번째 전략은 비용기준 입찰전략으로 이것은 각 발전사업자들이 단기한계비용

* 한국전기연구원 전력산업연구그룹 선임연구원

** 한국전기연구원 전력산업연구그룹 연구원

(Short-run Marginal Cost)의 회수에 초점을 맞추고 입찰하는 것이다. 이 전략은 다른 입찰 전략의 기준이 되는 전략이라고 할 수 있다.

두 번째 전략은 이윤획득 입찰전략으로서 각 발전사업자들이 단기한계비용(Short-run Marginal Cost) 플러스 알파, 즉 초과이윤을 추구하는 전략이다. 본 시뮬레이션에서는 발전 기별 최저 변동비용과 최고 변동비용의 차이를 기준으로 변동비용 초과 입찰시 증분비를 300%로 임의로 정하였다.

2.3 전략적 영향요소

입찰전략을 변화시켰을 때의 효과를 분석하기 위하여, 본 시뮬레이션은 부하, 시장지배력, 유지보수계획, 발전원의 네 가지 전략적 영향요소를 고려했을 때의 입찰 시뮬레이션을 실행한다.

전력수요는 일년을 기준으로 볼 때 계절별 일정한 패턴을 보인다. 일반적으로 우리나라는 여름과 겨울철에 높은 부하를 가지고 있다. 본 시뮬레이션에서는 과거 5년간의 월 평균 부하를 중심으로 계절별로 구분하여 부하요소가 입찰전략에 미치는 영향을 분석한다.

[표 2] 부하에 따른 구분

구분	월
하계 (피크시기)	7, 8, 9
동계 (준피크시기)	12, 1, 2
춘추계 (비피크 시기)	3, 4, 5, 6, 10, 11

시장지배력은 경쟁적 시장에서 발전사업자의 전략적 입찰에 있어 매우 중요한 영향요소이다. 즉, 시장지배력을 가진 발전사업자의 입찰가격은 시장청산가격 결정에 중대한 영향을 미칠 수 있기 때문이다. 여기에서는 이러한 시장지배력 효과를 분석하기 위하여 각 발전사업자가 일정 생산량 (1,000 MW)에 대한 용량철회를 할 경우와 입찰가를 적정 수준 이상 (변동비용+300%)으로 올려 부를 경우의 수익변화를 살펴본다.

정기적으로 발전사업자들은 보유 발전기에 대한 유지보수를 위해 발전기를 정지시킨다. 이러한 발전기 정지는 발전용량을 감소시키고 시장청산가격에 영향을 준다. 여기에서는 이러한 유지보수계획과 입찰전략의 관계를 분석하고자 유지보수계획을 적용했을 경우와 그렇지 않았을 경우의 수익변화를 살펴보고자 한다. 한편 유지보수가 시행됨에 따라 피크와 비피크시기의 수익 차이가 더 커질 것으로 기대된다.

마지막으로 전력시장에서는 발전기별로 입찰이 이루어진다. 현실적인 결과의 도출을 위하여 본 시뮬레이션에서도 4가지 발전원 (석탄, 석유, 가스, 원자력)으로 구분하여 살펴본다. 즉, 각 발전원별로 각기 다른 입찰전략 (한 발전원은 변동비용+100%로 입찰, 나머지 발전원은 변동비용으로 입찰)을 적용했을 경우, 어떠한 수익변화가 있는지를 시뮬레이션 하는 것이다.

2.4 시뮬레이션 모델링

입찰전략을 변화시켰을 때의 효과를 분석하기 위하여, 본 시뮬레이션은 부하 (계절), 시장지배력, 유지보수계획, 발전원의 네 가지 전략적 영향요소를 고려한 사례들을 이용하였다. 먼저 단기 변동비용 수준에서의 입찰할 경우를 기준으로 각 사례별 결과와의 비교를 통하여 각 발전사업자의 수익성이 입찰의 전략적 영향요소에 따라 어떤 변화가 있는지를 살펴볼 것이다.

3. 시뮬레이션 결과

3.1 기본 사례 (Base Cases - BCASE 1, 2)

모든 발전사업자들이 변동비용 입찰전략을 선택하였을 경우, G1, G2, G3 사업자를 제외한 나머지 사업자들은 고정비용을 고려한 장기변동비용의 회수측면에서는 수익을 내지 못하였다. 결국 G1, G2, G3 이외의 사업자들은 변동비용을 초과하는 입찰전략을 채택하고자 하는 유인이 있음을 알 수 있다. 그러나 순수 단기변동비용만을 고려할 경우 G6을 제외한 다른 사업자들은 모두 수익이 있는 것으로 나타났다.

이와 달리 이윤획득 입찰전략을 구사하였을 경우, 모든 발전사업자들이 손익분기점을 넘는 최소한의 입찰 수준을 보였다. G1, G2, G3는 변동비용으로만 입찰을 하여도 장기변동비용의 회수가 가능하였다. 이것은 첨두부하 발전기가 가격을 결정하기 때문에 기저부하 발전기 위주의 발전사업자의 경우 변동비용을 초과한 수준으로 입찰을 하지 않아도 변동비용을 충분히 회수할 수 있었다. 따라서 모든 발전사업자들이 공격적 입찰전략을 택함으로써 수익성을 제고하는 것이 가능하였다. 그러나 이것은 담합에 의한 가격상승의 경우와의 구별이 어렵다는 점에서 이에 대한 정책적 고려가 필요하다고 할 것이다.

[표 3] 기본사례별 발전사업자의 수익변화

		G1	G2	G3	G4	G5	G6
발전량 (GWh)		107,982.4	25,301.6	29,557.8	39,315	35,940.7	36,515.8
BCASE1	순익 (\$/MWh)	5.4	1.3	4.4	-2.6	-0.5	-5.1
BCASE2	순익 (\$/MWh)	161	162.8	163.8	160.3	161	159.5
	BCASE1 대비 (%)	2887.5	12839.2	3611.1	6170.1	31909.5	3211

3.2 부하 구분(계절별) 사례 (Seasonal Cases - SCASE 1, 2, 3)

모든 발전사업자들이 하계 (SCASE1) 또는 춘추계 (SCASE3) 에 변동비용 초과 입찰전략을 행사하고 다른 계절에는 변동비용 입찰전략을 행사하였을 경우, 발전사업자의 수익은 변동비용 입찰전략을 채택할 때와 차이가 없었다. 그러나 준피크시기인 동계 (SCASE2) 에 변동비용 초과 입찰전략을 행사하였을 경우에는 모든 발전사업자들이 변동비용 초과 입찰전략을 채택했을 때의 수익을 올릴 수 있었다. 이는 피크는 아니지만 상대적으로 부하가 높은 시기에 공격적인 전략을 채택함으로써 개별 발전사업자들이 초과이윤을 획득할 수 있음을 보여준다. 따라서 발전사업자들은 준피크시기에 변동비용 초과 입찰을 통해 수익을 확보하고, 피크 또는 비피크시기에는 변동비용 입찰을 통해 용량을 확보함으로써 전체적으로 수익을 극대화할 수 있다.

[표 4] 부하사례별 발전사업자의 수익변화

		G1	G2	G3	G4	G5	G6
SCASE1 & SCASE3	순익 (\$/MWh)	5.4	1.3	4.4	-2.6	-0.5	-5.1
	BCASE1 대비 (%)	0	0	0	0	0	0
SCASE2	순익 (\$/MWh)	161	162.8	163.8	160.3	161	159.5
	BCASE1 대비 (%)	2887.5	12839.2	3611.1	321231.6	31909.5	3211

3.3 시장지배력 사례 (Market Power Cases - PCASE 1 to 12)

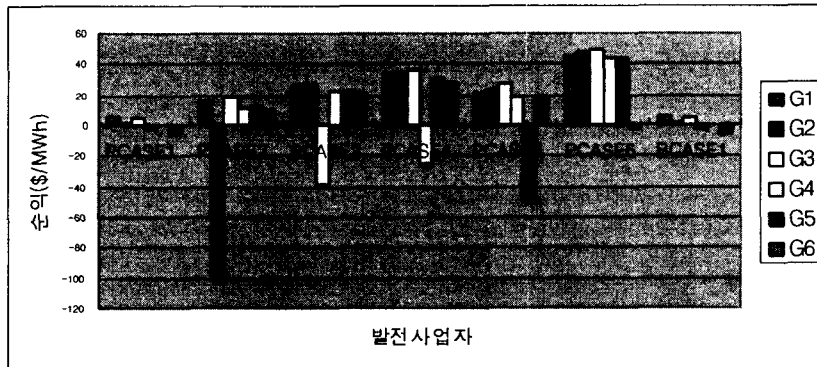
먼저 한 발전사업자는 단독으로 변동비용 초과 입찰전략을 행사하고 나머지 사업자들은 모두 변동비용으로 입찰할 경우 사례들의 결과를 살펴보면, G1은 수익성 위협에 대한 부담 없이 입찰가격을 상승시킬 수 있다는 점에서 시장지배력을 행사할 수 있는 능력이 있다고 할 것이다. 한편 G6의 경우에도 단독 변동비용 초과 입찰이 변동비용 입찰보다 유리한 결과를 나타냈다. 그러나 G6의 입찰행위는 다른 사업자들의 수익 역시 상승시킨다는 점에서 시장지배력 행사의 능력은 없다고 할 것이다.

[표 5] 시장지배력 사례 구분

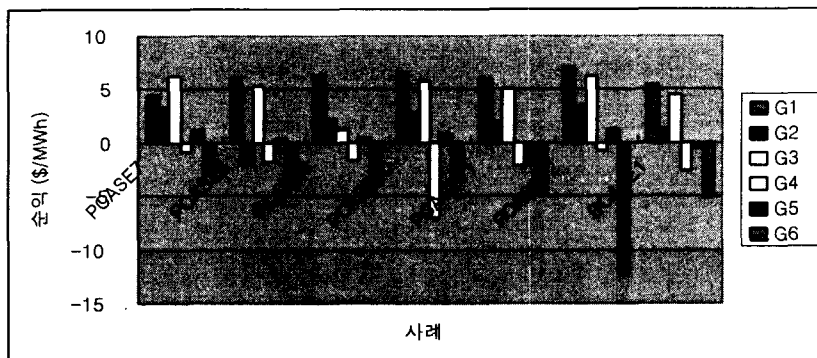
사례	입찰전략
PCASE 1 - 6 [그림 1]	예, PCASE 1: G1은 변동비용+300%로 입찰, 나머지 G2-G6는 변동비용으로 입찰
PCASE 7 - 12 [그림 2]	예, PCASE 7: G1의 용량철회 (1000MW), 나머지 G2-G6는 정상가동

그 외 나머지 발전사업자들의 경우 각 발전사업자별로 변동비용 초과 입찰전략을 구사할 경우 해당 사업자의 수익은 감소하고, 소극적 입찰을 한 타 사업자들의 수익이 증가하는 결과가 도출되었다.

[그림 1] 시장지배력 (변동비용 초과 입찰) 사례별 발전사업자의 수익변화



[그림 2] 시장지배력 (용량철회) 사례별 발전사업자의 수익변화



다음으로 용량철회 사례를 살펴보면, G1은 앞의 경우와 마찬가지로 용량철회를 통한 시장지배력 행사가 가능함을 보여주지만, 나머지 발전사업자들의 경우는 용량철회를 할 경우 오히려 수익성이 악화됨을 보여주었다.

3.4 유지보수계획 사례 (Maintenance Case - MCASE 1)

유지보수계획을 적용하지 않았을 경우, 전 사업자들의 수익이 하락하는 결과가 나왔다. 이는 발전기 유지보수를 위한 정지가 수익이 낮은 시기에 이루어지고 있다는 것을 나타낸다. 한편 유지보수계획을 고려하지 않을 경우 G1만 전체적인 발전량이 늘어나는 것을 볼 수 있다. 이는 유지보수계획을 하지 않고 시장에 참여할 경우 G1에게만 유리한 시장 환경이 조성된다는 것을 의미한다.

[표 6] 유지보수계획 미고려시 발전사업자의 수익변화

		G1	G2	G3	G4	G5	G6
BCASE1	발전량 (GWh)	107,982.4	25,301.6	29,557.8	39,315	35,940.7	36,515.8
	순익 (\$/MWh)	5.4	1.3	4.4	-2.6	-0.5	-5.1
MCASE1	발전량 (GWh)	129,178.9	24,258	29,254.2	32,613.1	34,518.6	28,071.9
	순익 (\$/MWh)	4.2	-5.6	-1.9	-9.5	-5.8	-14.8
	BCASE1 대비 (%)	-21.7	-545.8	-142.3	-260.5	-1048	-188.7

3.5 발전 전원별 사례 (Fuel Class Cases - FCASE 1, 2, 3)

현재 우리의 전력시장구조상 한계발전전원(marginal plant)의 역할을 수행하는 LNG 발전원의 입찰가격을 상승시켰을 때 (FCASE3) 전체 발전사업자의 수익이 가장 많이 증가하였다. 특히 G5의 경우 발전 전원별로 입찰가격을 상승시켰을 때 가장 민감한 반응을 보였다. 한편 석탄화력 발전원의 입찰가격을 올릴 경우 (FCASE1)에는 G1의 수익이 가장 높았고, 석유화력 발전원의 입찰가격을 올릴 경우 (FCASE2)와 LNG 발전원의 입찰가격을 올릴 경우 (FCASE3)에는 G3가 가장 높은 수익을 올리는 것으로 나타났다.

[표 7] 발전 전원 사례별 발전사업자의 수익변화

		G1	G2	G3	G4	G5	G6
FCASE1	순익 (\$/MWh)	6.2	1.6	4.7	-2.3	0	-4.8
	BCASE1 대비 (%)	14.8	27.9	7.2	11.5	100.4	6.2
FCASE2	순익 (\$/MWh)	14	12.3	14.8	8.2	10.1	5.1
	BCASE1 대비 (%)	159.7	879.8	235.7	410.8	2096	200.1
FCASE3	순익 (\$/MWh)	44.8	43.2	46.5	40.2	41.9	39
	BCASE1 대비 (%)	731	3337.2	954.4	1623.8	8387.2	861.4

4. 결론

본 연구를 통하여 개별 발전사업자들은 변동비용이 아닌 변동비용을 초과하는 입찰을 통해서 수익극대화를 꾀하고자 하는 충분한 유인이 있음을 알 수 있었다. 이러한 사실은 G1을 제외한 나머지 5개 사업자들이 비록 시장경쟁 체제를 갖추고 있으나, 여전히 불안전하다는 것을 의미한다. 이러한 불안전성은 발전 전원별로 사업자들이 상이한 입찰전략을 행사한 사

레들에서 더 잘 나타나는데, 이 경우 모든 발전사업자들이 한계 발전 전원인 LNG 발전원의 입찰가격을 상승시킴으로써 높은 수익을 올릴 수 있었다.

유지보수계획의 경우에는, 모든 발전사업자들이 시행하는 것이 수익측면에서 더 나은 결과를 보였다. 반면에 용량철회의 경우와 사업자 단독에 의한 변동비용 초과입찰 경우는 G1을 제외한 모든 발전사업자들의 수익성을 악화시키는 결과를 낳았다. 이는 G1을 제외한 5개 발전사업자의 물리적인 설비용량철회에 의한 시장지배력 행사 가능성은 매우 낮다는 점을 보여 준다.

한편 계절별로 입찰전략을 달리한 사례들의 결과를 보면 피크시기에 좀 더 공격적인 전략을 구사하는 것이 수익측면에서 유리할 것이라는 일반적인 생각과는 달리 준피크시기인 동계에 공격적으로 입찰하고 피크시기인 하계와 비피크시기인 춘추계절에는 변동비용으로 입찰하는 것이 가장 유리하였다. 이러한 결과는 피크시기에는 이미 높은 가격이 형성되어 더 높은 가격으로 입찰할 유인이 적고, 비피크시기에는 가격에 의한 수익극대화보다는 용량확보를 통한 수익극대화가 더 필요하다는 점을 보여준다.

5. 참고 문헌

1. 김남일 : “경쟁적 전력시장에서의 정부의 역할”, 에너지경제연구원 (2001)
2. 한국전력거래소 : 발전설비현황 2003년 (2003)
3. ACIL Tasman : “SRMC and LRMC of Generators in the NEM”, (2003)
4. Allaz, Blaise and Jean-Luc Vila. “Cournot Competition, Forward Markets, and Efficiency”, *Journal of Economic Theory* 59(1): 1-16. (1993)
5. Alvarado Fernando, and Rajaraman Rajesh : “Optimal Bidding Strategy in Electricity Markets Under Uncertain Energy and Reserve Prices” *Power Systems Engineering Research Center Publication* 03-05, 2003. 04
6. Borenstein, Severin and James Bushnell, “An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California’s Electricity Industry”, *Journal of Economic Perspectives* 16(1): 191-212. (1999)
7. Crespo Joseph : “Improving Market Power Mitigation Rules for Peaking Units”, *Electricity Journal* (2003)
8. ILEX Energy Consulting : “The Price and Dispatch Impact of a Centralized Wholesale Electricity Market in Ireland”, CER (2003)