

## 국내탄발전기 적정상한가격 산정절차 제안 및 적용효과 분석

백선희, 김광인, 김광철, 김영형  
전력거래소 기술개발실

### Proposal of Domestic coal Price Cap Calculation Process and Beneficial Effects Analysis

Sun-Hee Baek, Kwang-In Kim, Kwang-Chul Kim, Yum-Hyung Kim  
KPX

**Abstract** - 2007년 하반기부터 국내탄 발전소에 대한 기반기금 지원방식이 변경 적용된다. 현행 발전소 변동비에 대한 시장정산금과의 차액보전에서 국내탄 사용량당 단가지원방식으로 변경된다. 기반기금 지원방식 변경과 동시에 현행 전력시장운영규칙 부칙에 의거 국내탄발전소 용량가격이 일반발전기 수준으로 조정된다. 이러한 제도 변경시 국내탄발전소의 수입은 감소 전망으로 현행 적용하고 있는 BLMP수준의 국내탄 상한가격에서 제도변화를 반영한 적정 상한가격 수준설정은 전력시장운영에 있어 매우 중요하다. 기반기금 지원식 변경과 적정 상한가격 운영은 발전회사에게 많은 비용절감 유인을 제공하여 수입창출노력을 할 것으로 보이며, 발전기 이용률 제고 효과를 발휘할 것으로 전망된다. 본 논문에서는 합리적인 상한가격 산정에 필요한 상한가격 산정절차를 수립하고 국내탄발전소 제도개선 종합효과를 분석하고자 한다.

#### 1. 서 론

2007년 시행중인 전력시장개선 결과 원자력, 석탄, 국내탄발전소에 대한 기저한계가격 대신 상한가격을 적용하여 운영하고 있으며, 또 에너지계약발전소에 대해 연료확보량 범위내에서 가용용량을 인정하는 등 전력시장의 효율성 증진 및 전력산업 합리화를 도모하였다. 그러나 이중 국내탄발전소는 상한가격을 적용하고 있지만 기반기금지원제도와 동시에 제도개선시 시너지가 발생할 것으로 보아 한시적으로 기저한계가격 수준을 상한가격으로 운영하고 있다. 그러나 작년말 "국내 무연탄발전기 기반기금 정산지침"이 국내탄사용량에 비례방식으로 개정되고, '07. 7월 1일 시행이 확정됨에 따라 이를 반영하여 전력시장에 적용할 적정한 상한가격을 설정하고 하반기부터 적용하여야 한다. 따라서 본론에서는 국내탄발전소에 대한 제도개선내용과 이를 반영하는 적정상한가격 산정절차를 검토하고자한다.

#### 2. 본 론

##### 2.1 국내탄발전소 운영현황

현재 국내탄발전소는 3개 발전소로 동해발전소를 제외하고 모두 중유를 혼소하여 중유가격 변동시 변동비가 높아지는 구조이며 평균 이용율은 50% 정도이다.

**<표 1> 2006년 국내탄발전소 운영실적**

발전기	설비용량 (MW)	효율 (%)	이용률 (%)	혼소율 <sup>(주)</sup> (%)	탄사용량 (만톤)
영 동	325	31.5	50.45	58.37	51.8
동 해	400	34.6	56.99	99.60	114
서 천	400	30.7	49.96	65.12	68.7
총 합	1,125	32.1	52.60	-	234.5

(주) 혼소율 = 국내탄사용량/총 연료사용량 (열량기준임)

- 입찰 : 시간대별 공급가능용량 입찰
- 운전 : 일별 총 연료계약량 범위내에서 운전
- 정산
  - ① 용량요금 : 연료계약에 따른 실질적 공급가능용량이 없음에도 불구하고, 시간대별로 공급가능용량으로 지급받음
  - ② 변동비 : 기저한계가격에 의하여 자기변동비 이하를 시장에서 회수하고, 그 차액은 기반기금으로 지원받음

**<표 2> 국내탄발전소 시장정산구조**

구분	용량요금	전력량 정산	비고
국 내 탄	최대용량×기저CP	발전량×기저한계가격	변동비 차액보전 (기반기금)

##### 2.2 국내탄발전기 기반기금 변경

전력산업구조개편 전부터 국내탄발전소는 해당년도 국내탄 생산량의 일정소비를 담당하였다. 이러한 정책운영으로 정부는 국내탄 산업을 보호하는 대신 국가정책에 협조한 발전소에 대해서 운전에 따른 손실을 보상하는 것이 국내탄발전소에 대한 기반기금지원배경이다. 국내탄 전체 연간 소비량 중 발전부문이 소비하는 비중은 '02년 82%, '06년 83%수준으로 국내탄발전소가 수행하는 정책적 역할비중은 거의 변화 없다, 그러나 기금지원금은 '02년 1,457억원에서 '06년 2,097억원으로 44%증가하여 정책효과 대비 비용이 상당히 증가하였다.

**<표 3> 연도별 발전부문 국내탄소비량 및 기반기금지원금**

연도	2002	2003	2004	2005	2006
탄소비량(천톤)	2,728	2,833	2,355	2,356	2,345
기금지원액(억원)	1,457	1,834	1,511	1,829	2,097
이용률(%)	58.4	60.8	53.1	53.1	52.6

기반기금지원금 증가배경은 전력시장 도입 후 국내탄발전소가 유연탄 변동비수준의 기저한계가격으로 정산되어 사실상 시장에서는 변동비 이하를 회수하고 기반기금으로 변동비에 대한 시장정산금의 차액부분을 지원받는 방식 운용중 점차 유가인상으로 인한 중유혼소발전소의 변동비 상승으로 인한 것이다. 그러나 발전용 탄배정량의 감소에 의해 국내탄발전소의 이용률은 <표 3>에서 58.4%였던 02년에 비해 '06년 52.6%로 감소하였다. 이에 따라 기금지원규모의 증가를 예측가능하게 하여 정책집행을 용이하게 하고, 발전소에 대한 효율향상 및 비용절감인센티브를 제공하고자 기반기금 지원방법을 기존 변동비 차액보전방식에서 탄사용을 많이 하는 발전소에 많이 지원하는 방식으로 변경하게 되었다. 이러한 기반기금 지원방식 변경시 국내탄발전소별 기금지원금 변동전망은 다음의 표4와 같다.

**<표 4> 기반기금 지원금 변동전망(만톤,억원)**

발전소	혼소율	2006 (변동비손실보전)		2007 (열량당 지원)		증감율
		탄물량	지원금	탄물량	지원금	
영동	65~55%	52	587	47	350	-40%
동해	99%	114	591	105	778	+32%
서천	65%	69	919	63	465	-49%
합계		235	2,097	215	1,593	-24%

변경된 기금지원식은 서천화력처럼 중유를 혼소하는 발전소에 비해 동해화력처럼 국내탄 전소발전소에게 상대적 이익을 제공하는 방식으로 국내탄을 99%사용하는 동해발전소의 기반기금 지원금이 32% 증가함을 알 수 있다. 이는 발전용 국내탄 소비의 기금지원배경취지와 부합하는 것이다.

##### 2.3 국내탄발전소 시장개선내용 및 상한가격 산정 방향

서론에서 서술한 바 국내탄발전소는 전력시장에서 '07년 1월 1일부터 기저한계가격 폐지로 상한가격이 적용되고 있다. 현재 국내탄 상한가격은 BLMP평균(19.28원/kWh)을 적용하고 있어 상한가격 역할보다는 폐지된 BLMP의 역할을 대체하고 있다. 또 국내탄발전소는 에너지계약발전소로서 시장개선에 의해 연료확보량만큼 가용용량을 인정받기 때문에 국내탄 기준용량가격은 연료계약에 의한 입찰지하분을 보정하여 적용하고 있다. 하지만 하반기에는 변경된 기반기금 지원방식이 적용되고 국내탄 용량가격이 일반발전기수준으로 낮아질 전망이다. 즉 하반기 상한가격은 현재 발전비용평가 세부운영규정에 따라 최근 1년간 전월별 정산금액으로부터 도출하여 시장제도 변동에 따른 발전사업자 및 판매사업자의 재무영향을 고려하며, 산정할 수 있기 때문에 이러한 국내탄발전소의 시장여건변화를 모두 수용하면서 발전기 이용률 향상에 기여할 수

있는 수준이어야 한다. 현재 시장에서 반기별로 재산정하는 상한가격은 정해진 기본절차에 따라 투명하게 계산되어야 사업자가 발전소 중장기 운영계획 및 재무전망을 수립할 수 있으며 상한가격에 대한 수용도를 높일 수 있다.

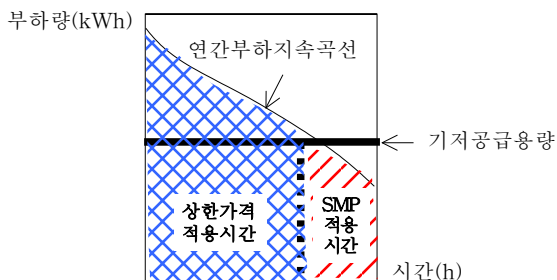
이러한 검토하에 상한가격은 다음을 고려하여 산정되어야 바람직하다.

- 기반기금 변경효과 제고
- 사업자 수지변동 충격 완화
- 발전량, 기준용량가격, 규제시간비를 고려

상한가격 산정시에는 최근 1년간의 발전소 수입과 적용 후 수입을 계산하여 이의 차이를 최소화하는 방향으로 계산하기 위해 제도 변경전·후의 수입을 계산해본다. 다음은 제도변경 전·후 수입 항목이다.

- 제도변경전 수입 = 변동비(기금지원금+에너지정산금)+용량정산금+송전접속비+수전요금
  - ① 기반기금과 에너지정산금을 합하여 변동비 전액 보전(연료단가 × 발전량)
  - ② 용량정산금은 연간 가용용량 입찰방식에 의한 용량정산금을 계산하기 위해 과거 5년간 평균 용량정산금 실적이용
  - ③ 수전요금, 송전접속비는 '07년부터 시장적용수치 이용
- 제도개선후 수입 = 기반기금정산금+에너지정산금+용량정산금
  - ① 기반기금 지원금액 : 기금지원단가 × 탄소용량
  - ② 용량정산금 : 기준용량가격 × 입찰량
  - ③ 에너지정산금 : 변경전 총정산금(가) - 기반기금① - 용량정산금② = 규제시간의 정산금 + 비규제시간의 정산금

**<그림1> 규제시간과 비규제시간**



※ 비규제시간(SMP정산구간)의 정산금 : SMP가 상한가격보다 낮은 경우 에너지정산금은 SMP로 정산된다. 이 구간에서는 주로 석탄이 가격결정을 할 경우인데 국내탄 상한가격 산정시에도 고려가 필요하다.

최종적으로 상한가격은 규제시간의 정산금을 규제시간의 발전량으로 나누어 도출된다.

$$\text{상한가격} = \frac{\text{규제정산금}}{\text{규제발전량}}$$

**2.4. 제도변경 적용효과 분석**

**<표 5> 상한가격에 의한 사업자 수입 변동분석**

발전기	연료 단가	제도변경전 예상수입	제도변경후 수입전망	증감율 (%)
영동#1	64.05	485	430	-11%
영동#2	51.59	777	785	1%
동해#1	56.07	844	996	18%
동해#2	56.02	852	996	17%
서천#1	71.44	866	737	-15%
서천#2	69.86	868	749	-14%
합계		4,693	4,693	-0

하반기 시산한 상한가격 적용시 연료단가가 낮은 영동#2와 동해화력이 상한가격 적용 전에 비해 많은 이익을 본다. 동해화력 전체 수입은 현행 제도 유지시에 비해 17%가량 상승할 것으로 예상되는데 이는 국내탄 배정물량이 전체 탄중 49%로 가장 많아 기반기금 지원금만 전년대비 32%가 증가되기 때문이다. 중부의 서천화력 및 남동의 영동화력2호기의 경우 전체 수입이 15%에서 11%가량 하락할 것으로 예상되는데 서천화력은 국내탄 배정물량이 적어 기금지원금이 전년대비 49%감소되며, 중부 호소율이 높아서 연료비가 비싸(70'65원/kWh) 상한가격 적용시 240 억원정도 손실이 예상된다. 유사하게 남동의 영동화력도 국내탄 배정물

량이 적어 기금지원금은 40% 감소하면 연료비수준은 국내탄 발전기 평균수준으로 시장정산금 변동은 적으나 영동#2의 경우 석탄호소(35%)로 국내탄 발전기중 연료비가 가장 저렴(52원/kWh)하여 상한가격 적용시 시장에서는 이익을 실현하는 반면 기금지원금 감소로 수입변동은 1%증가 전망이다.

**2.5 제도개선에 따른 경제적 효과 : 연간 950억원 절감**

**2.5.1 발전회사 노력에 따른 발전비용 절감효과**

영동#1을 제외하고 현재 국내탄발전소는 하반기에 증유대신 석탄 및 수입무연탄을 혼소하여 이용률 70%도달 계획이다. 이러한 발전소운영시 발전기별 변동비가 표6와 같이 감소되어 연간 498억원 절감이 예상된다.

**<표 6> 발전회사 비용절감에 의한 경제적 효과**

발전소	70%도달시 발전량①	현재 연료단가②	혼소변경 연료단가③	비용절감 ①×(②-③)
	GWh	원/kWh	원/kWh	억원
영동#2	1,226	51.59	40.45	137
동해#1	1,226	56.07	52.28	46
동해#2	1,226	56.02	52.23	46
서천#1	1,226	71.44	60.39	136
서천#2	1,226	69.86	59.05	133
합계				498

영동#2, 서천 및 동해화력의 각각의 하반기 혼소계획을 이용하여 혼소율을 변경한 연료단가와 현재 발전기별 연료비의 차액을 발전량과 곱하여 계산하였다. 국내탄과 수입무연탄을 혼소하는 동해화력에 비해 증유대신 값싼 석탄과 수입무연탄 혼소계획인 영동, 서천의 비용절감효과가 더 큰 것을 알 수 있다

**2.5.2 한전의 전력구입비용 절감 효과**

국내탄발전기 이용률이 영동#1을 제외하고 발전회사 계획대로 70%로 증가할 경우, 국내탄발전량 증가에 따른 LNG발전량 감소로 연간 453 억원이 절감될 전망이다. 이는 발전기별 변동비와 LNG단가 차이에 따른 효과이다.

**<표 7> 한전 구입비용 절감효과(LNG와 국내탄 변동비차액)**

발전기	증가 발전량	변동비	LNG와 변동비 단가 차	비용절감 (억원)
영동#2	330	51.59	37.08	123
동해#1	269	56.07	32.60	88
동해#2	269	56.02	32.65	88
서천#1	441	71.44	17.23	76
서천#2	422	69.86	18.81	79
합계	2,038			453

※ LNG단가: 88.67원/kWh; 보령복합46% 이용률('06실적) 변동비

위 표에서 증가발전량은 현행 이용률에서 70%로 증가시 발전량이며 한전은 가격순위에 따르면 국내탄 바로 위 증유나 복합발전기로부터의 전력구입을 대신하여 국내탄발전량을 구입하게 된다. 따라서 구입비용절감효과는 LNG복합에서 국내탄 변동비단가의 차액과 증가된 발전량을 곱하여 계산결과 연간 453억원이 절감 전망이다.

**3. 결 론**

국내탄발전기의 제도개선 기대효과는 탄배정량의 감소로 이용률이 저조 하였던 발전소에 장기적으로 석탄을 혼소하도록 설비투자의 신호를 제 공해 발전량증가를 유도하고 있다. 현재 국내탄 배정물량만 연소하던 발전소는 하반기부터 제도개선에 따라 발전소의 수입을 증가시키기 위해 다양한 혼소실험을 하고 있다. 특히 수입이 감소전망인 서천화력은 연구 용역을 통해 서천화력의 향후 대응 방안 등을 분석하고 있다. 전력시장에서 운영하는 상한가격은 발전소별 수지에 직접적 영향을 주므로 적정 상한가격 산정은 매우 중요하다. 이에 따라 본문에서 상한가격산정방법의 하나를 제시하였다. 일반적으로 상한가격운영은 고정수입이 확보되므로 비용절감으로 인한 발전소의 효율 향상시 그에 따른 이익은 모두 수입으로 확보할 수 있으므로 전력시장에서의 적정상한가격 운영은 에너지산업의 효율향상에도 기여할 수 있다. 국내탄발전소는 현재 설비개선에 의한 수명 연장까지 고려하고 있는 등 제도개선 효과는 발전소운영 계획에서 나타나고 있다.

**[참 고 문 헌]**

- [1] 타에너지지원산업 실적자료집 2006.08
- [2] 발전비용평가 세부운영규정 2007.01