

CBP 시장 전력거래 개선안 검토



한국지역난방공사
사업개발처
전력사업팀/공학박사
김형수
Tel : (031)780-4326

I. 개요

전력시장 구조개편이 무기한 연기됨에 따라 한시적 운영을 위해 설계된 CBP 기반 전력시장이 당분간 지속될 것으로 보인다. 이에 따라 그동안 CBP 시장 운영시 발생한 여러 문제점의 보완하고자 하는 움직임이 확산되고 있다. 이러한 움직임은 향후 완전한 시장경쟁체제로의 이행을 위한 기반 확립의 차원에서도 매우 중요한 문제라 할 수 있을 것이다. 현재 정부와 전력거래소, 발전회사 및 민간사업자 등의 참여에 의해 전력시장 운영규칙의 개정이 진행되고 있다. 본 내용은 전력시장 거래제도 개선 1단계 과정으로서 '07.1.1부터 시행되는 주요 규칙 개정내용을 간략하게 검토한다.

II. 주요 개정 내용

개선 1단계 운영규칙의 주요 내용은 시장효율성 증대를 위한 단일 시장구조 도입, 수요지 부근의 발전설비 유인을 위한 지역적 신호 추가 사항, 그리고 적정한 설비투자를 유인하기 위한 용량요금제도의 변경에 대한 내용을 포함한다. 그 외에도 합리적인 인센티브를 제공하여 전력계통 운영의 안정성을 향상시키기 위한 사항이 추가되었다. 이러한 사항에 대해 순서적으로 살펴보도록 한다.

1. 기저 구분 폐지 및 기저상한가격 도입

기존의 시장가격 및 용량요금은 기저발전기와 일반발

전기를 이원화하여 적용함으로써 발전원간의 경쟁을 제한, 적정전원구성에 어려움을 야기하였다. 이러한 문제를 해결하고 장기적으로 시장경쟁에 의한 전원구성의 적정성을 확보하고자 가격구조를 단일화하는 방법을 채택하였다. 다만 이로인해 기저 발전설비의 급격한 수익 증가가 예상되는바, 이를 최소화하기 위해 잠정적으로 발전원별 상한가를 도입하도록 하였다.

[표 1] 전력 가격구조의 변경

구 분	과 거	변 경
기저 용량요금	기저 CP	일반발전기와 동일
기저 한계가격	BLMP	min(SMP, 상한가격)

* 제주, 국내탄 발전기는 별도 적용

2. 용량가격 제도 변경

용량가격제도는 적정 발전설비를 유인, 설비에비력을 확보함으로써 전력수급의 안정성을 도모하기 위해 도입되었다. 그러나 점차 과도한 설비투자, 수요지 부근의 발전소 유치 등의 한계점을 가짐에 따라 지역적 특성과 적정 예비력을 연동한 방안 등의 필요성이 대두되어 왔다. 이러한 요구에 따라 적정 용량가치를 반영하기 위한 몇가지 방안이 제시되어 새로운 규칙에 반영되었다.

첫 번째로는 기준용량가격이 변경되었다. 기존의 용량가격에 접속설비 건설비용 0.18원, 수전 기본요금 0.11원이 반영됨에 따라 7.17원/kWh의 기준용량가격은 7.46원/kWh로 변경되었다. 수전 기본요금의 경우 기존에는 환급이 되었으나 이제 용량요금(CP)에 반영됨으로서 별도의 환급제도는 폐지되었다.

[표 2] 2007년 기준용량가격

일반(제주 및 국내탄 제외)	제 주	국 내 탄
7.46원/kWh	22.05원/kWh	27.00원/kWh

두 번째로 지역별 용량가격계수가 도입되었다. 이것은 각 지역에 따라 용량가격을 차등함으로써 전력수요지 근처에 발전설비를 유인하기 효과를 가진다. 적용년도 8월의 지역별 공급용량이 최대수요의 1.12~1.20

배(공급예비율 12~20%) 사이에 있는 경우에 대해 지역별 용량가격계수를 1.0으로 하여, 적정용량 미달 또는 초과할 경우의 계수값은 다음 식과 같이 구한다.

$$\text{용량가격계수} = \frac{\text{적정공급 최소(최대)용량}}{\text{공급용량}} \quad (\text{식 1})$$

지역별 공급용량에는 유통전력량도 포함되는데 이에 따라 수도권의 예비율은 10.8%, 비수도권의 예비율은 9.2%로 계산된다. 이와같이 비수도권 예비율이 수도권보다 높게 나타날 경우 수도권과 비수도권의 구분없이 통합계수를 사용하게 된다. 아래의 [표 3]은 이러한 과정을 통해 구한 지역별 용량가격 계수를 나타낸 것이다.

[표 3] 2007년 지역별 용량가격 계수

수도권	비수도권	제주
1.0195	1.0195	1.0

마지막으로 계절별 용량계수가 추가되었다. 종전에는 피크시간대만 용량계수를 달리 두었으나, 발전설비의 가치를 피크시간으로 확대시키기 위해 [표 4]의 계절별 계수를 도입하여 용량가격 보상을 차별화하였다.

[표 4] 계절별 용량가격계수

구분	종전 (1~12월)	변경	
		피크시간 (1,7,8월)	일반기간(기타 월)
계절별 계수	1.0	1.179	0.934

그밖에 시간대별 용량가격 계수값을 보면 동절기에 1h가 최대부하 또는 중부하 시간대로 포함되는 등 최근의 경향을 반영하여 시간대와 계수값이 조정되었다.

지금까지 살펴본 용량가격에 대한 변경사항을 종합하면 다음과 같다.

[표 5] 용량가격 변경 사항

구분	과거	개선
기준용량가격	7.17원/kWh	7.46원/kWh
지역별 용량가격 계수	미반영	수도권, 비수도권, 제주권
기준+지역별용량가격	7.17원/kWh	수도권, 비수도권 : 7.61원/kWh
시간대별 차등계수 적용	부하시간대	부하시간대, 계절별

* 용량가격 = 기준용량가격 × 지역별용량가격계수 × 시간대별용량가격계수
 7.46 1.0195 1.788043~0.459335

3. 송전손실계수 도입

송전손실계수는 각 발전기의 생산 전력에 대한 상대적 가치를 평가하기 위해 도입되었다. 이것은 향후 발전설비 투자에 대한 지역적 신호로도 활용될 수 있을 것이다. 여기에서 적용된 송전손실계수는 동적손실계수, 정적손실계수, 그리고 조정손실계수로 구분할 수 있다. 동적손실계수는 MOS로부터 매 5분마다 산출되는 실시간 한계송전손실을 나타내며 실시간 급전시에 사용된다. 정적손실계수는 동적손실계수를 일정기간 평균하여 산출하며 가격결정 및 운영발전계획, 정산시에 적용한다. 그런데 여기서 도입되는 정적손실계수로 인해 일부 시장참여자들은 수익에 큰 영향을 받을 수 있다. 따라서 이러한 영향을 완화하기 위해 조정손실계수를 도입하여 정적손실계수의 반영비가 매년 10%씩 증가되도록 하였다. 식 2와 [표 6]에서는 완화계수에 의한 조정손실계수를 구하는 방법을 보여준다. [표 7]에서는 전력거래에 있어 각 단계별로 송전손실의 반영기준을 종합하여 나타낸 것이다.

$$\text{조정손실계수} = 1 - (1 - \text{정적손실계수}) \times \text{완화계수} \quad (\text{식 2})$$

[표 6] 연도별 완화계수

2007	2008	2009	2010	2011
10%	20%	30%	40%	50%
2012	2013	2014	2015	2016~
60%	70%	80%	90%	100%

[표 7] 전력거래시의 송전손실 반영기준

구분	종전	변경
가격결정발전계획	송전손실 미고려	송전손실 고려 (적용변동비-변동비/조정손실계수)
운영발전계획	송전손실 고려	송전손실 고려 (정적손실계수)
실시간급전	송전손실 고려	송전손실 고려 (동적손실계수)
정산	송전손실 미고려	송전손실 고려 (정산금-시장가격 × 조정손실계수)

4. 연료량 반영 및 입찰서 변경

최근 연료수급 불균형에 따른 연료부족 문제들이 빈번히 발생하고 있다. 이에 따라 전력 입찰서 거래시간별로 사용가능한 연료량을 함께 제출하도록 함으로써 연료확보에 대한 의무를 강화하였다. 각 시간대별 연료량은 발전가능 범위내에서의 발전량으로 환산하여 제출하

도록 하였는데, 이때 연료량은 공급가능용량과 달리 프로파일 없이 입력값이 그대로 입찰되므로 입찰시 유의하여야 한다. 이와 관련하여 몇가지 변경사항을 정리하면 다음과 같다.

1) 입찰서에 2차연료 사용여부 제출

연료량 입찰시 2차연료 사용여부(SFF)를 제출한다. 사용여부(SFF)값은 사용안할 경우 0, 사용할 경우에는 1로 입찰한다. 그리고 2차연료를 사용할 경우에는 2차연료에 대해 발전계획 및 정산이 수행되므로 사전에 공문으로 요청하여 반드시 비용평가위원회를 통해 심의의결토록 한다.

2) 입찰서에 제약운전시의 제약유형 세분화 제출

종전에는 급전원의 판단에 따라 실계통운전을 하던 것을 MOS를 활용함에 따라 제약운전시 운전유형 세분화하고 코드화하였다. 제약코드는 2자리 숫자로 표시되며 첫째자리의 제약유형에 대한 내용은 [표 8]에 나타내었다. [표 9]는 변경된 제약코드에 대한 구성을 나타낸 것이다.

[표 8] 제약유형

구분	내용	비고
하한제약	최소 어느정도의 출력이 반드시 필요할 경우 하한제약을초과하여 급전지시에 따라 출력 증가 가능하다는 의사표시	열제약이 이에 해당
고정출력	제약량과 달리 출력 변경을 할 수 없는 경우 - 성능시험, 자체시험 등	연료량=제약량=공급가능용량으로 입찰
상한제약	최대값 이상으로는 발전할 수 없을 경우 상한제약 이하로 급전지시에 따라 출력감소가 가능하다는 의사표시	일반적으로 공급가능용량과 같음

[표 9] 제약코드

구분	종전	변경	
제출내용	제약사유만 제출	제약유형+제약사유 제출	
제약코드	0 : 제약해제	첫째자리	둘째자리
	1 : 열공급제약	0 : 제약해제	0 : 제약해제
	2 : 연료제약	1 : 하한제약	1 : 열공급
	3 : 시운전	2 : 고정출력	2 : 연료의무사용
	4 : 성능시험	3 : 상한제약	3 : 시운전
	5 : 자체시험		4 : 성능시험
	6 : 기타		5 : 자체시험
			6 : 기타

* 열제약 : 11, 자체시험 : 24, 제약해제 : 00 또는 0

3) 정산시 연료량 반영

개정된 규칙에서는 사용가능한 연료량에 따라 에너지 및 용량정산금이 달라지게 되었다. 에너지 및 용량 정산식에 있어 max(연료량, 계량값, 예비력) 항이 추가적으로 반영되었으며, 이로인해 연료량의 부족시 정산값이 줄어 들 수 있다. [표 10]은 용량정산금의 산출 방식 변경에 대해 나타내었는데, 표에서 보는 바와 같이 연료량을 제출하지 않을 경우 용량정산금은 계량값으로 지급되어 불이익을 받게 되므로 충분한 연료량을 확보하는 것이 매우 중요하다. [표 11]은 이러한 변경사항을 요약하여 나타내었다.

5. 상업운전개시 계획 제출일보다 조기 개시시 CP 불지급

익년도 중앙급전발전기의 상업운전개시 및 폐지 계획은 매년 10월말일까지 거래소로 제출하여야 한다. 제출된 계획보다 조기에 상업운전 되더라도 제출된 상업운전 예정일 이전에는 해당 발전기의 공급가능용량에 대해 CP를 지급하지 않게 되었다. 다만 거래소의 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는

경우에는 예외로 한다. 그렇지만 2007년도에 한해 상업운전개시계획을 제3차 전력수급기본계획을 적용함에 따라, 상업운전개시예정일 이전 공급가능용량에 대한 정산금 불지급 조항은 적용하지 않는다.

6. 마감시간 이후 입찰방법 변경

마감시간 이후 입찰 변경시는 해당 거래시간의 1시간 전까지만 변경 입찰 가능하다. MOS 활용으로 실 급전 1시간전 발전계획이 자동 생성됨에 따라, 실 급전 1시간 이내에는 변경 입찰이 불가하다. 따라서 해당 거래시간 1시간 이내에 변경 사유 발생시는 급전소와 연락하여 매뉴얼 운전 등 지시에 따라 운전한 후, 거래시간 이후에 계량값 등에 맞게 사후 변경입찰을 하여야 한다. 특히 발전기 불시고장 등 사유 발생시는 즉시 중앙급전소 통보하고 2시간 이내에 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하도록 한다.

[표 10] 용량정산금

종 전	변 경
공급가능용량 × 단가	min(공급가능용량, max(연료량, 계량값, 예비력)) × 단가

[표 11] 연료량 반영 및 변경 사항

항 목	종 전	변 경	비 고
입 찰	<ul style="list-style-type: none"> • 공급가능용량 제출 • 제약사유 제출 	<ul style="list-style-type: none"> • 공급가능용량 제출 • 연료량 제출 • 2차연료 사용여부 제출 • 제약유형, 제약사유 제출 	
가격결정 발전계획	공급가능용량을 기준으로 수립	변경 없음	
운영 발전계획	공급가능용량 기준으로 운영	연료량을 기준으로 운영	비상시 추가사용
실시간 계통운영	공급가능용량을 기준으로 운영	연료량을 기준으로 운영	비상시 추가사용
정 산	공급가능용량을 기준으로 정산	공급가능용량, 연료량, 계량값, 예비력을 고려 정산	연료량 미제출시 계량값 기준으로 CP 지급

7. 기타 사항

- 1) 발전소 급전연락용 전화장치에 부재시 자동응답기능(확성기능 포함) 및 통화중 할입기능을 갖추어야 하며, 이에관한 관련설비는 2007년 6월말까지 완료하도록 한다.
- 2) 거래소의 지시로 계획예방정비계획 조정시에는 조정전 예방정비기가동한 거래일 단위로 추가용량요금(ACP)을 지급하도록 한다.

$$ACP = \text{공급가능용량} \times RCP \times RCF \times [\max(TCFd - TCFbd), 0] + \beta \quad (\text{식 3})$$

여기서, RCP : 기준용량가격
 RCF : 지역별 용량가격계수
 TCFd : 해당 거래일의 시간대별용량가격계수 평균값
 TCFbd : 예방정비계획조정전 시간대별 용량가격계수평균값
 β : 용량가격 보정계수

- 3) 급전지시량(EOSO) 이행 허용오차를 신설하였다. 이에따라 주파수주종 또는 자동발전제어운전을 신고한 발전기는 ±min(공급가능용량×0.01, 5), 그 외 발전기는 ±min(공급가능용량×0.005, 2)의 허용오차를 가지게 된다. 발전사업자 사유로 계획량 또는 급전지시량에 대해 허용오차(ε)를 초과하여 발전하지 못한 경우에는 정산시 오차만큼

공급가능용량을 감하여 정산하도록 하였다. 다음은 이러한 과정을 나타낸 것이다.

- | 급전지시량 - 계량값 | > 허용오차일 때
 ⇒ 공급가능용량조정값 =
 입찰된공급가능용량 - | 급전지시량-계량값 |
- 4) 구역전기사업자의 유효구매전력량 산출시 적용하는 송전손실계수는 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수 준용하도록 한다.

III. 결론

지금까지 전력시장 개선 1단계에 따른 주요 규칙 개정에 대해 간략히 살펴보았다. 개정된 규칙들은 현재 전력시장의 한계점을 인식하고 공감대를 형성하여 보다 합리적이고 효율적인 전력시장의 기반을 마련하기 위한 노력의 일환이라 볼 수 있다. 현 CBP 시장체제는 많은 문제점을 내포함과 동시에 전력시장의 안정적 운영에 기여해온 것도 사실이다. 현 시장체제가 장기화되는 가운데 우리는 현 상황의 한계점을 극복하고 바람직한 시장체제를 구축할 수 있도록 각계각층의 중지를 모아 대안을 마련해 가야 할 것이다. 이러한 시점에서 이번의 규칙 개정은 우리의 전력산업발전을 위한 한걸음을 내딛었다고 할 수 있겠다. 이러한 걸음이 계속될 수 있도록, 특히 전력인들의 지속적인 관심을 바라는 바이다.