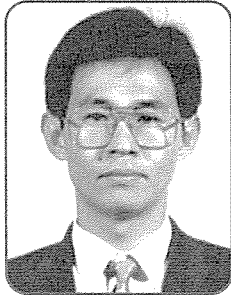


# 열병합발전의 전력가격 보상 개선 방안



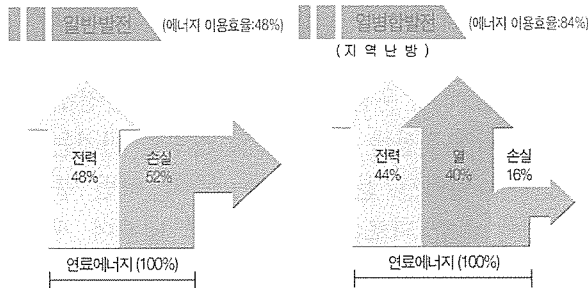
**한국지역난방공사  
사업개발처 전력사업팀  
팀장 김명석  
Tel : (031)780-4320**

○ 현재 수도권 총 발전력의 24%를 CHP가 담당하고 있으며, 장기적으로도 수도권 전력수급 불균형을 완화할 수 있는 현실적 대안  
(별첨 1 참조)

## 1. 열병합발전(CHP)의 역할

□ 열병합발전은 전기 생산시 발생하는 폐열을 냉·난방용 또는 공정용 증기로 활용함으로써 에너지 이용효율을 제고하여 에너지 절감

○ 에너지 절감효과(에너지 이용효율 향상 : 48% → 84%)



- 정부의 집단에너지 정책
  - 제2차 국가에너지기본계획(2002~2011), 제3차 에너지 이용합리화계획, 제2차 집단에너지 공급계획, 제2차 전력수급기본계획 등에서 친환경적이고 에너지 절약 효과가 큰 집단에너지사업의 확대보급 추진

□ 열병합발전은 열·전기수요가 동시에 필요한 지역에 주로 건설되므로 분산형전원으로써 전력계통에 기여하며, 특히 수도권에 집중적으로 건설되어 수도권 발전원으로서 중요한 역할

## 2. 전력시장에서 CHP 처리방식

□ CHP에서 생산된 전력은 전력시장에서 기여 가치와 관계없이 “자기제약”으로 구분하여 불이익을 받음

- 주로 수도권 수요지에 입지한 열병합발전소의 생산전력은 계통기여 효과가 상당함에도 현 시장의 가격체계에는 지역적 신호가 부재한데다, 열생산시 “자기제약”으로 처리함으로써 기여가치 만큼의 보상이 이루어지지 않고 있음
  - 지역적 신호 부재로 수도권 수요지에 입지한 가치가 가격으로 미반영
  - 타 발전기의 “자기제약”과 동일하게 처리하여 시장가격보다 낮게 보상(시장가격과 증분비 중 낮은 값으로 정산)
- ※ 가격을 입찰할 수 없는 CBP 시장의 특성으로 인해 시운전, 성능시험 등과 같은 자기제약으로 동일 취급되어 불이익 (정상적 입찰시장에서는 시운전, 성능시험 등과 달리 입찰) <별첨 2 참조>

(단위: 원/kWh)

발전소	열 병 합				SMP (시장가격)	일 반 서인천
	일산#2	분당#2	일산#1	분당#1		
단가	45	48	52	53	56	61

□ 이러한 CHP에 불리한 전력시장 여건으로 인하여 CHP 운영이 어렵고, 장기적으로 CHP 확대보급에 장애가 될 뿐만 아니라 자원배분을 왜곡시킴.

- 현재 운영중인 수도권의 CHP는 전력산업기반기금을 지원하거나(분당·일산·서울), PPA에 의해 적정 수익을 보전하고(안양·부천) 있으며, 이런 정책적 지원이 없는 발전소(화성·파주·판교 등 건설중인 발전소)는 적정 경제성 확보가 어려움

**□ CHP 정산방법 개선안 : 시장상황에 따른 회피비용 지불**

- 다수의 구매자와 판매자 존재, 완전한 시장정보의 공개, 가격입찰, 모션별 가격 결정 등 합리적이고 경쟁적인 시장이라면 CHP가 위치한 모션별 가격이 CHP의 합리적인 정산가격이 될 것이나, <별첨3참조>
- 가격입찰 대신 발전기의 변동비에 근거하여 가격을 결정하고, 계통계약·자기계약 등을 고려하여 급전순서를 결정하는 CBP 시장하에서는 “CHP가 대체하는 발전기에 시장이 지불하는 비용”이 정산가격이 되는 것이 합리적임.
  - 다만, 계약의 순서에 따라서 대체발전기가 달라질 수 있다는 점을 유의해야 하며, 현재는 자기계약을 계통계약보다 먼저 처리하고 있으나(COFF 발생 주장의 근거)
  - 계통상황을 고려하여 가격을 입찰하는 경쟁적 시장을 상정한다면 CBP에서도 자기계약보다 계통계약을 먼저 고려함이 합리적임(수도권 CHP는 CON비용을 감소시킬 것으로 추정) <별첨 4>

**3. CHP 생산전력 정산방법 제안**

**□ 합리적인 CHP 생산전력 가격**

**CHP 생산가격**

- 전력 구매자는 CHP에서 한 단위의 전력을 구매할 경우 타 발전기에서 한 단위의 전력을 구매하지 않아도 됨.
- 이 경우 구매자는 “구매를 포기한 발전기에 지불할 비용”만큼 CHP에 지불하면 동일한 효용을 갖게 됨
- 따라서 CHP의 전력가격은 CHP가 대체하는 타 발전기에 지불할 비용(회피비용) 수준임

**[전력시장제도별 개선방안]**

**□ 현행 CBP제도하에서의 개선방안 : 제1안 건의**

구분	제 1 안	제 2 안
개선방안	열계약량을 현행 SMP로 정산	열계약량을 가격결정에 반영하고, SMP로 정산
주요 검토 사항	○ 회피비용에는 못미치는 수준이나, 최소한의 수입이 보장되는 대안으로서, * 회피비용 : 수도권 복합발전력을 대체하는 수준 ○ 시장상황 변화시 추가 보상 필요 문제는 남음. ○ 기반기금 지원문제 완전 해소 곤란 ○ COFF 발생과 CON 감소의 효과에 대한 추가 고려 필요 ⇒ 개선효과 있음.	○ 가격결정에 포함함으로써 COFF 발생없이 열병합의 문제 해결은 가능하다, ○ 시장가격 하락에 따라 - 열병합은 회피비용에 못미치는 보상 반복 - 기반기금 지원문제 지속 - LNG 복합, 열병합, 민자발전 등 신규발전력 진입 장벽으로 작용 - 대체에너지 지원금 규모 증대 ⇒ 개선효과 없음.

※ 기타 검토 가능한 대안으로서,

- ① 열계약량을 min(SMP, 변동비)로 정산
- ② 열계약 운전시는 모드1 비용을 적용, 기타 운전은 모드 3 비용 적용  
⇒ 보상 수준에 대한 적정성 검토가 필요한 방법임.
- ③ 열계약시 COFF 발생과 CON 감소를 계산하여 적정 보상  
⇒ 현 제도하에서 현실적으로 구현이 어려움.

## □ 개선 논의중인 시장제도에서의 개선방안 : 제4안 건의

구분	제 3 안	제 4 안
개선방안	열제약량을 가격결정에 반영하고, LMP로 정산	열제약량을 가격결정에 반영하고, LMP로 정산하되, 대체발전기의 부가금 지급주요
주요 검토 사항	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 부가금 보상이 없다면 시장가격 하락에 따라 현행보다 보상수준 악화 가능성 있음.</li> <li>○ 가격결정에 포함됨으로서 COFF 발생이 없고, 계통제약 해소, 가격인하에 기여하는데 반해, LMP만 보상받는 것은 부당한 불이익 처분임. ⇒ 개선효과 없음.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 대체발전기의 보상수준에 근접 보상 가능</li> <li>○ 대체발전기의 선정, 정산이 복잡하므로, 현실적으로 적용이 용이한 방법으로서 LMP와 한계발전기의 부가금 지급 방안도 가능. ⇒ 개선효과 있음.</li> </ul>

※ 논의중인 시장제도 : 지역별 가격제, 자기제약의 가격결정 반영, 무부하·기동비용의 가격 미반영 및 부가금으로 보상 등

## 〈별첨 1〉

### 전력계통에서의 열병합의 역할

#### □ 수도권 발전력 현황

- 수도권 총 발전력 중 24%를 열병합이 담당
- 수도권 열병합 중 대형 열병합으로서 전력계통에 실질적 기여가 큰 3,088MW(수도권 총 발전력의 22%, 수도권 열병합의 92%)는 기금 지원 및 PPA로 적정 수익 확보
- 수도권 열병합 발전력의 기여를 정상적인 시장 제도에 의해 보상하지 않고, 시장 외적인 방법으로 인정 보상.

구분	발전소	설비용량	비고
열 병 합	분 당	900	기금지원
	일 산	900	기금지원
	서 울	388	기금지원
	안 양	450	PPA
	부 천	450	PPA
	목 동	21	
	노 원	37	
	오 산	24	
	인천공항	47	
	시 화	21	
	안 산	61	
	수 원	43	
소 계	3,342 (24%)		
일 반	한 화	1,800	PPA
	평 택	1,400	
	평택복합	480	
	서 인천	1,800	
	신 인천	1,800	
	인 천	1,150	
	인천복합	504	
	영 흥	1,600	기 저
소 계	10,534 (76%)		
합 계	13,876 (100%)		

□ 향후 수도권 전력부족과 지역적 전력수급 불균형이 심화될 전망

〈제2차 전력수급 기본계획상 지역별 전력수급 전망〉

(단위 : MW)

지 역	구 분	2004년	2005년	2010년	2015년	2017년
경 인	최대수요	21,589 (42.1%)	22,645 (42.7%)	25,991 (42.9%)	28,515 (42.8%)	29,388 (42.7%)
	발전설비	14,184 (23.7%)	14,690 (23.5%)	19,069 (24.2%)	18,949 (22.0%)	19,544 (22.2%)
	발전력	10,348	12,460	14,707	14,618	15,259
	잉여전력	-11,241	-10,185	-11,284	-13,897	-14,129
영 동	최대수요	3,461 (6.8%)	3,554 (6.7%)	4,129 (6.8%)	4,626 (7.0%)	4,786 (7.0%)
	발전설비	6,649 (11.1%)	6,751 (10.8%)	7,974 (10.1%)	7,974 (9.2%)	7,974 (9.1%)
	발전력	6,195	5,726	6,150	6,151	6,226
	잉여전력	2,734	2,172	2,021	1,525	1,440
중 부	최대수요	4,164 (8.1%)	4,324 (8.2%)	5,326 (8.8%)	5,778 (8.7%)	5,987 (8.7%)
	발전설비	11,474 (19.1%)	11,977 (19.2%)	17,035 (21.7%)	16,966 (19.7%)	17,980 (20.4%)
	발전력	10,190	10,158	13,138	13,088	14,038
	잉여전력	6,026	5,834	7,812	7,310	8,051
호 남	최대수요	6,017 (11.7%)	6,023 (11.4%)	7,118 (11.7%)	7,940 (11.9%)	8,260 (12.0%)
	발전설비	11,418 (19.0%)	11,717 (18.8%)	13,905 (17.7%)	13,235 (15.3%)	13,242 (15.0%)
	발전력	10,759	9,938	10,725	10,210	10,339
	잉여전력	4,742	3,915	3,607	2,270	2,079
영 남	최대수요	16,033 (31.3%)	16,390 (31.0%)	18,079 (29.8%)	19,745 (29.6%)	20,316 (29.6%)
	발전설비	16,233 (27.1%)	17,278 (27.7%)	20,645 (26.3%)	29,214 (33.8%)	29,298 (33.3%)
	발전력	13,772	14,654	15,923	22,537	22,875
	잉여전력	-2,261	-1,736	-2,156	2,792	2,559
합 계	최대수요	51,264	52,936	60,643	66,604	68,737
	발전설비	59,958	62,413	78,628	86,338	88,038
	발전력	51,264	52,936	60,643	66,604	68,737

- ※ 1. 경인지역은 '05년 이후 지속적으로 전력수급 악화
- 2. 영동·호남지역은 '05년 이후 잉여전력 점차 감소
- 3. 중부·영남지역은 '05년 이후 잉여전력 증가

(향후 수도권의 전력부족과 지역별 전력수급 불균형이 심화될 전망으로 수급안정 및 원활한 전력수송을 위한 송변전 설비 보강 필요)

**□ 수도권 신규 발전소 건설 계획 중 열병합의 역할**

- 수도권 신규 진입 발전력 ('07~15)은 총 5,083MW으로서, 이중 열병합이 1,229MW로서 25%를 차지
- 송도 복합(2,000MW)는 수도권에 지역신호 제공 정도에 따라 건설 여부, 시기 유동적
- 영흥화력은 수도권의 발전력이 집중된 인천지역에 기존 부지내 증설, 송전선로 추가 건설 유발
- 폐지 예정인 서울화력은 서울 도심내에 위치하여 열병합발전 건설이 현실적 대안
- 열병합이 빠진다면 수도권 수급 불균형은 더욱 심화

**〈수도권 신규 발전소 건설 계획〉**

**[연도별 수급전망 결과]**

연도	발전소 (MW)	설비용량(MW)			수도권 최대수요 (MW)	설비 예비율 (%)	
		발전설비	송전설비 (용통전력)	계			
2005	1 사당열병합	2001	14,579 (14,647)	11,950	26,529	22,645	12.5
	6 인천복합#1	450					
	10 수도권매립지	50					
2006			14,647 (14,647)	12,200	26,847	23,333	15.1
2007	11 화성동탄	525	14,647 (15,179)	12,500	27,147	24,095	12.7
	12 오산열병합	7					
2008	6 영흥#3	800	15,979 (16,676)	12,500	28,479	24,719	15.2
	10 성남관교열병합	146					
	11 송도열병합	205					
	11 파주열병합	346					
2009	1 송도복합#1,2	1000	18,730 (18,730)	12,500	31,230	25,352	23.2
	3 영흥#4	800					
	4 시화호조력	254					
2010			18,730	13,550	32,280	25,991	24.2
2011	1 평택화력 #1,2	-700	19,030 (19,030)	13,550	32,580	26,541	22.8
	1 송도복합#3,4	1000					
2012	1 서울화력 #4,5	-387.5	18,643	13,550	32,193	27,030	19.1
2013			18,643	13,550	32,193	27,550	16.9
2014	1 평택화력 #3,4	-700	17,943	13,550	31,493	28,045	12.3
2015	1 인천화력 #1,2	-500	17,443	13,700	31,143	28,515	9.2
2016			17,443	13,700	31,143	28,962	7.5
2017			17,443	13,700	31,143	29,388	6.0

※ 1. ( )내는 년말용량 2 용통전력량은 송변전설비계획에 따라 향후 변동 가능

⇒ 열병합은 지역적 신호 부재 상황에서 수도권 전력수급난 해소의 현실적 대안이며, 또한 수도권 신규 발전력 중에서도 열병합은 수요지 인근에 분산 위치하여 기여도가 큼.

〈별첨 2〉

## CBP 시장에서 각종 제약의 처리와 열제약

### 1. 개요

- 전력계통(발전기,송전선로,배전선로,부하)은 운영에 있어 여러 제한이 있으며 안정적 전력공급을 위하여는 이런 제한을 잘 고려하여 계통을 운영하여야 하며, 전력시장에서도 이런 특징을 합리적으로 고려하여야 함.

### 2. 전력계통의 각종 제약

구 분	제약 내용
물리적 제약	①증감발출, ②최소운전, 최소 정지 시간, ③예비력 제약, ④송전제약, ⑤수력,양수 물량 제약
정책적 목적에 의한 발전과 CBP 시장의 특징에 의한 제약	⑥연료제약, ⑦열제약
발전기시험 등 특수한 운전에 필요한 제약	⑧시운전, ⑨성능시험, ⑩자체시험, ⑪기타제약

### 3. CBP 전력시장에서 전력계통의 제약 처리<sup>1)</sup>

- 시장가격 결정 : ① ②만 고려하여 전력가격을 결정
  - ※ 원칙적으로는 모든 제약이 가격에 포함되어야 함
- 전력계통 운영 : 전력계통의 모든 제약 특징을 고려하여 운영
- 전력가격 정산
  - 제약을 2분법적으로 구분(자기제약과 계통제약)
    - 자기제약은 자기제약 억제를 위하여 불이익을 주고, 계통제약은 계통운영을 위하여 불가피한 것으로 인정

분 류	해당제약	정산 원칙	정산 방법	비 고
자기제약	①②⑤⑥⑦⑧⑨⑩⑪	자기제약 억제를 위해 불이익	min(SMP, 증분비)	단, ① ② 는 제외
계통제약	③ ④	계통운영을 위해 불가피한 것으로 인정	max(SMP, 변동비)	

### 4. CBP시장의 제약처리의 타당성

- 각종제약은 물리적 특성, 정책적 목적 및 CBP시장 특징, 발전기 시험 등 복합적 이유에 의해 발생되나, 이를 자기제약과 계통제약으로 2분법적으로 구분하는 것은 무리가 있음.
  - ⑥연료제약, ⑦열제약은 가격을 입찰하는 시장이라면 발생하지 않을 제약임 (계약입찰이 불필요하고 적정 가격입찰을 통해 발전하면 되어, TWBP에서도 이와 같이 처리할 예정이었음)
  - 또한 ⑥⑦ 제약 발전기는 ⑧⑨⑩등과는 달리 발전용량 및 제약량에 있어 어느정도 탄력적 운영이 가능 (계약량 조정, 추가급전 가능)
- 성격이 다른 자기제약에 의한 발전기를 일괄적으로 동일 취급하여 무조건 불이익을 주는 것은 타당하지 않음.
  - ⑥ ⑦ 제약 발전기와 기타 제약 발전기는 성격이 다르며, 필요 이상의 불이익 처리는 기반기금 지원 증대 및 정책 목적 달성을 어렵게 할 수 있음.

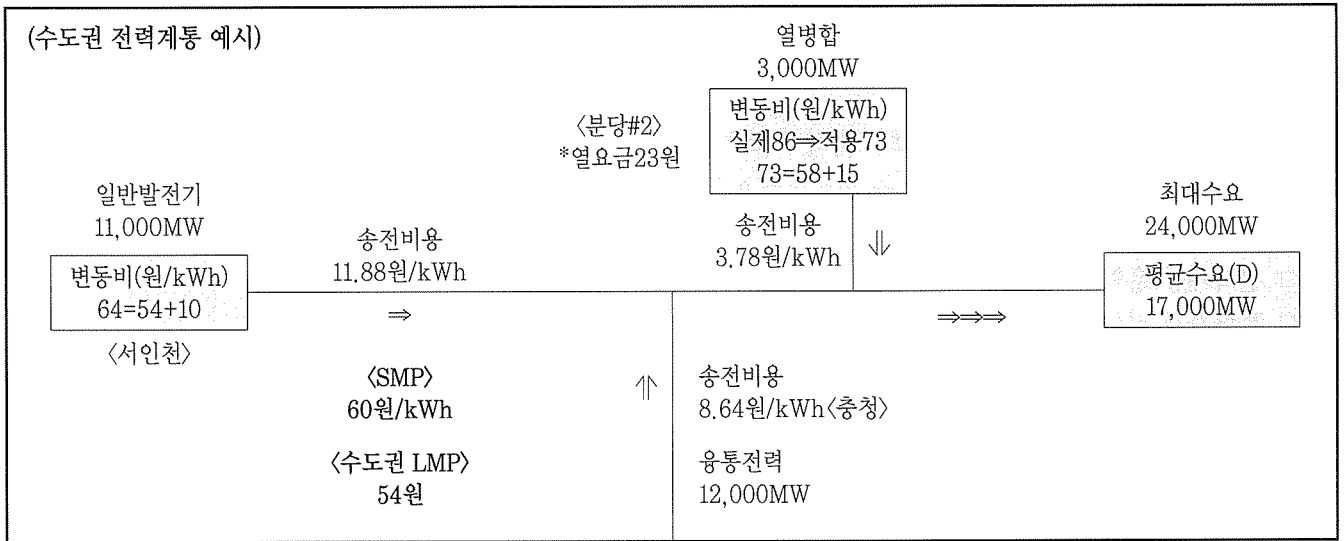
구 분	⑥연료제약 ⑦열제약	⑧시운전 ⑨성능시험 ⑩자체시험
발생 원인	정책적목적 + CBP 특징	발전기 시험 등
발생 빈도	상시적으로 발생	가끔 발생
계약 성격	어느정도 탄력적 운영가능 (계약량 조정, 추가급전 가능)	탄력적 운영 불가 (계약량 조정, 추가급전 불가)
기금 발생	○	×

1) CBP에 국한된 것으로 전력시장의 형태에 따라 매우 다름

## 5. 열제약의 특혜 여부

- ⑥ ⑦의 정책목적에 의한 발전을 자기계약으로 구분하는 것을 특혜로까지 오해하는 것은 다음과 같은 사유로 타당하지 않음.
  - 일반발전기도 자기계약선언(예 : ⑩자체시험)을 통해 얼마든지 필요시 발전할 수 있는 것으로서 ⑥ ⑦에만 특별하게 혜택을 준 것이 아님.
  - ⑥ ⑦은 CBP시장이 아닌 시장에서는 처음부터 필요하지 않은 것임.
  - 자기계약 선언에 따라 적정선 이상의 불이익을 받기 때문임.

### 〈별첨 3〉 시장제도별 열병합의 정산



주) 송전비용은 한전 송전설비이용규정 참조, 변동비는 LNG 가격 35,000원/Gcal 기준, 전력수요 및 발전력은 제2차 전력수급 계획 참조.

시 장 제 도	현 CBP 전력시장	개선논의중인 CBP시장	이상적 전력시장
시 장 제 도	○ 전국단일가격제 ○ 가격결정에 무부하,기동비용 포함	○ 지역별 가격제 ○ 가격결정에 무부하,기동비용 제외 (별도보상)	○ 모선별 가격제 ○ 가격 입찰
급 전	수요 1,700MW = 12,000(용통전력) + 2,000(열공급) + 3,000(수도권일반)		
열공급 반 영	○ 열공급량 가격 = 73원 - 가격 및 운영발전계획에 열병합 제외되어 비급전 - 자기계약 선언으로 2,000MW 운전	○ 열공급량 가격 = 0원 - 열공급량 2,000MW를 0원으로 처리, 가격결정에 포함되어 운전	○ 열공급량입찰:54+10원 - 가격결정에 포함 (송전손실 고려)
정 산	(일 반) 64원 (계통계약) (열공급) 58원 (자기계약)	(일반) LMP 54+부가금10=64원 (열공급) LMP54(+ 부가금?)	(일반)LMP54+부가금10=64원 (열공급)LMP54+부가금10=64원
송전비용 감 안 실질구매	(일 반) 64+11.88=75.88원 (열공급) 58+3.78 = 61.78원	(일 반) 64+11.88=75.88원 (열공급)54(+부가금?)+3.78=57.78원	(일 반) 64+11.88=75.88원 (열공급) 72.1+3.78=75.88원

주) 열병합 입찰가격은 시장구조에 따라 달라지며, 이상적 전력시장에서는 적정 가격입찰을 통해 대체발전기의 비용을 회수.

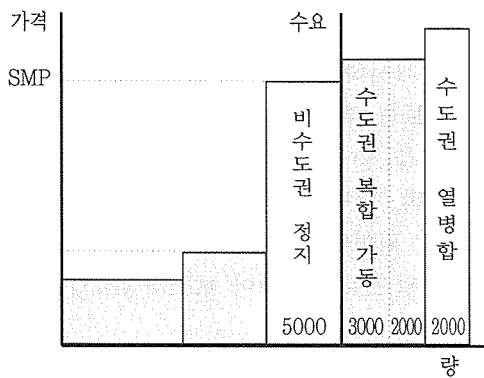
〈별첨 4〉

### 열병합의 계통기여효과

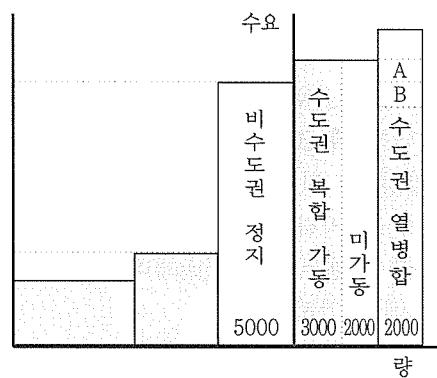
#### □ 수도권 전력계통 운영 상황

- 전력계통상 수도권 복합발전이 계통제약으로 발전되는 상황이므로, 열병합 가동시 상당부분 수도권 복합 발전을 대체하는 것으로 분석

〈수도권 열병합 가동전〉



〈수도권 열병합 가동시〉



- 열병합의 기여 효과
  - 수도권 복합 발전기 감발로 CON 감소(A) + 열제약을 SMP보다 낮게 정산하여 추가로 비용 감소(B)
- COFF 발생 문제
  - 급전시 열제약을 우선 고려하므로 열제약이 COFF를 발생시키는 것으로 주장하나,
  - 계통제약을 먼저 고려하면 비수도권 정지(COFF)는 열제약으로 인해 발생하는 것이 아니라 계통제약으로 인해 발생하는 것이며, 열제약은 COFF 발생없이 CON을 감소시키는 것으로 나타남.

〈별첨 5〉

### 열병합의 변동비 및 정산현황

- 열병합의 변동비는 전기전용을 가정하여 10~20% 할인 평가한후,
- 열제약은 다시 할인함에 따라 실제 변동비의 60~70%대만 보상
- 발전 성능이 더 좋은 신설호기일수록 비용 할인이 더 큼.

구 분	발전기	변동비 (모드1)	시장평가 (모드3)			시장가격	정산 (min(SMP, 증분비))
			증분비	무무하	합계		
기존호기	분당 # 1	71	60	4	64	54	54
	일산 # 1	71	56	3	59		54
비 고		100%	83~90%				76%이하

구 분	발전기	변동비 (모드1)	시장평가 (모드3)			시장가격	정산 (min(SMP, 증분비))
			증분비	무무하	합계		
신설호기	분당 # 2	71	50	12	62	54	50
	일산 # 3	71	43	15	58		43
비 고		100%	82~87%				60~70%이하

주) 열량단가 30,000원/Gcal, 정격의 90% 출력 기준