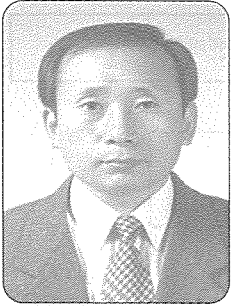


CBP 전력시장의 개요



한국전력거래소 시장운영팀
팀장 김 광인 박사
Tel : (02)3456-6650

- '97. 6 전력산업구조개편위원회 결성
 - 학계, 연구기관, 업계, 전문가 등 12인
 - 동 위원회를 중심으로 98년말까지 전력산업 구조개편계획을 수립키로 하고 총 12차에 걸친 위원회 개최
- '98. 7. 3 정부의 공기업 민영화 방침 발표
 - 전력산업 구조개편 계획을 한전 민영화의 주요 내용으로 포함

I. 電力産業 構造改編 概要

1. 構造改編 推進計劃

가. 목적

- 독점체제인 전력산업에 경쟁을 도입하여 전력 공급의 효율성 제고
- 장기적으로 값싸고 안정적인 전력공급의 지속적 보장
- 전력사용에 있어서 소비자의 선택권 확대를 통한 편익 증진

나. 추진 경위

- '94. 7~'96. 6 한국전력공사에 대한 경영진단 실시
 - 실시기관 : 한국산업경제연구원, 안진회계법인, 삼일회계법인

※ 경영진단 결과 :

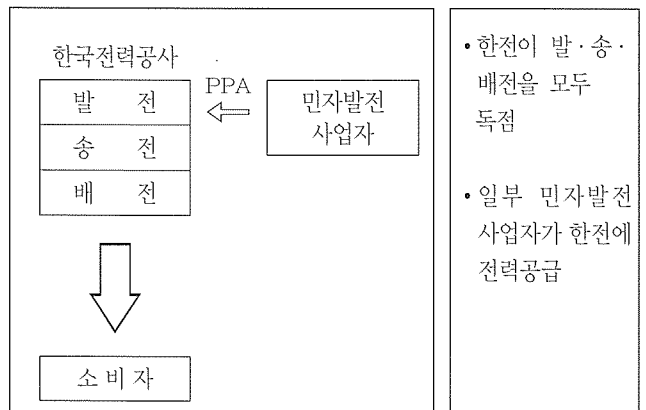
급격한 전력수요증가 추세와 일시적 민영화시의 경제력 집중문제 등을 고려할 때 한전의 민영화는 단계적으로 추진하되, 민영화 추진의 기본전제로서 전력산업구조개편의 필요성 인정

다. 기본방향

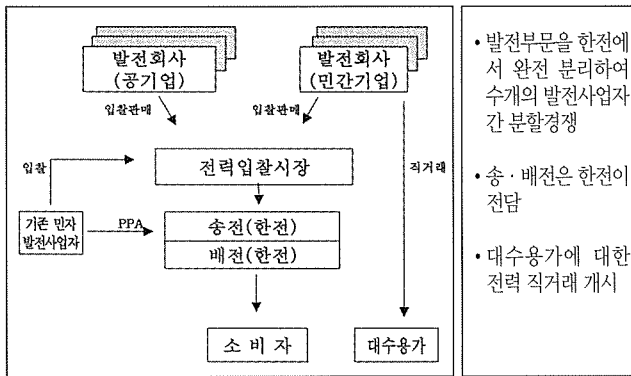
- 단기적 방안
 - 발전부문을 수개의 발전회사로 분할하여 경쟁을 도입
 - 분할된 발전회사의 단계적인 민영화로 효율성 증진을 통한 발전원가 절감 도모
- 장기적 방안
 - 배전부문도 수개의 배전회사로 나누어 전력도·소매 부문에 본격적인 경쟁 도입
 - 송전망을 개방하여 민간업체도 전국적인 송전망을 자유로이 이용토록 보장하여 공정한 경쟁여건 조성

라. 추진 단계

(1) 수직독점 단계(과거)

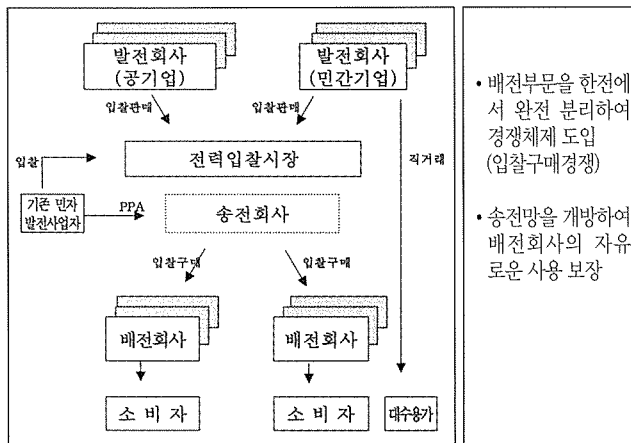


(2) 발전경쟁단계(현재)

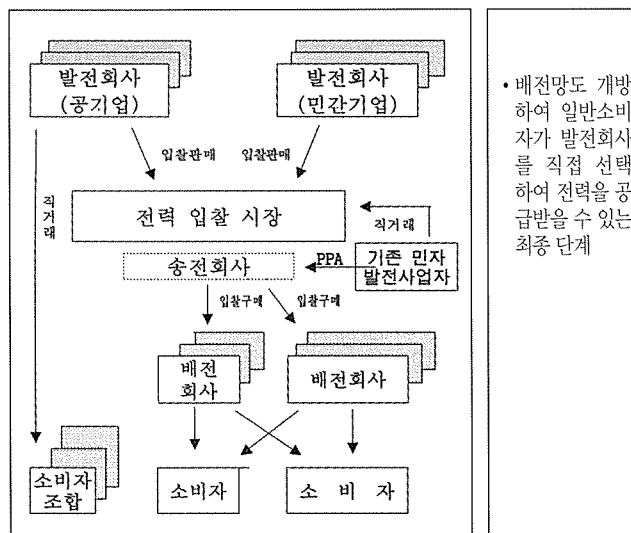


* PPA(Power Purchase Agreement) : 발전회사와 송전회사간에 맺어지는 장기적인 전력수급계약

(3) 도매경쟁단계 (2003 ~ 2008)

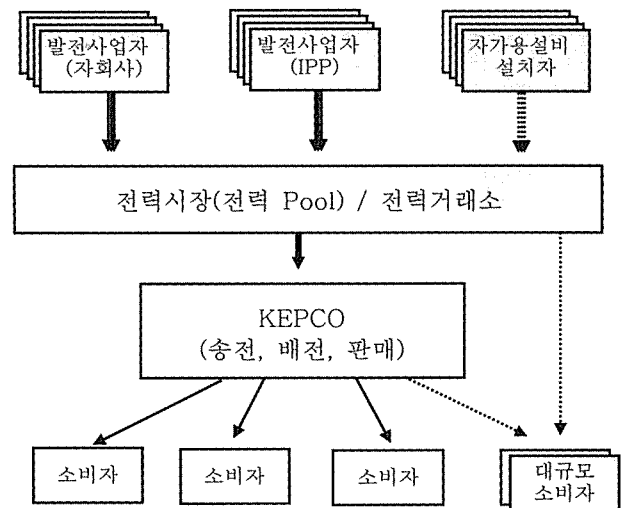


(4) 소매경쟁단계(2009 ~)



2. 우리나라 電力市場의 構造

가. 電力市場의 構造



- 단계적 경쟁도입 : 발전경쟁 → 도매경쟁 → 소매경쟁
- 현재는 구조개편 초기 제한적 형태의 발전경쟁 단계로서 변동비반영발전시장(CBP) 운영 중

(1) 發電部門 : 경쟁체제 도입

- 다수의 발전사업자가 전력시장에 참여
 - 한전의 6개 발전자회사 : 한수원, 남동, 중부, 서부, 남부, 동서
 - 기타 발전사업자 : 수자원공사(소양강, 용담), 안산도시개발 등
- 전력시장 비참여 사업자(한전과의 PPA 유지)
 - 발전사업자 : LG파워(안양, 부천열병합), LG에너지(부곡복합), 수자원공사(충주, 대청, 안동 등), 한국종합에너지, 지역난방공사, 대산열병합 등.
 - 자가용설비 설치자 : 포항제철, 광양제철, 동해 펄프, 코리아여천 등

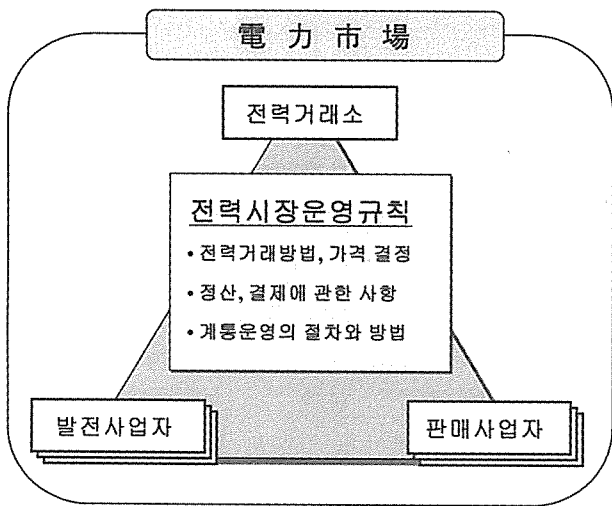
(2) 송배전 및 판매부문

- 한전은 전력시장에서 전력을 구입하여 소비자에게 판매
 - 전력시장에서 결정된 가격으로 전력을 구입하여 소비자에게 판매
 - PPA 사업자로부터는 전력의 직접 구입 가능

- 기존 한전의 독점체제 유지
 - 수전용량 5만kVA 이하 : 한전의 독점공급권 보장.
 - 수전용량 5만kVA 이상 : 전력시장에서 전력의 직접구매 가능
- ※ 전기사업법 시행령 및 송전요금 등의 미비로 현재까지 전력시장에서 전력을 직접 구입하는 소비자는 없음.

나. 電力市場運營規則 概要

(1) 전력시장운영규칙의 의미



- 전력거래소 회원들 사이의 전력시장 운영을 위한 내부 규칙
 - 전력거래 방법, 계통운영 방법 및 절차 등에 대하여 규정
 - 전력시장운영규칙, 관련 절차서 및 규정 등으로 구성
 - 전력거래소에서 제·개정(전기위원회 심의, 산업자원부장관의 승인)
- 전력시장운영규칙의 주요 내용
 - 전력거래방법, 전력거래의 정산·결제에 관한 사항
 - 전력거래의 정보공개에 관한 사항
 - 전력계통의 운영 절차와 방법, 전력량계의 설치 및 계량 등에 관한 사항
 - 전력거래에 관한 분쟁조정에 관한 사항 등

(2) 전력시장운영규칙의 주요 내용

- 중양급전발전기
 - 설비용량 20MW 초과 1기 발전기
 - 복합모드로 운전 가능한 2기 이상의 발전기는 1기로 간주
 - 제주지역에서 2기 이상이 동일 모선에 연결되어 있는 경우는 1기로 간주
 - 용량 20MW 초과 발전기로서 중양급전지시에 응동 가능한 집단에너지사업용 발전기

중양급전발전기의 의무 및 보상 방안

- 의무적으로 발전입찰에 참여하고 급전지시를 받아야 함
- 전력시장에서 한계가격 및 용량가격으로 보상 (발전량 보상 : 한계가격, 공급가능용량 보상 : 용량가격)

- 비중양급전발전기
 - 중양급전대상 제외 발전기
 - 급전지시 없이 자체적으로 운전 가능
 - 판매전력량에 대하여 해당 시간대의 계통한계가격(SMP)로 보상 (공급가능용량에 대해서는 보상하지 않음)
- 발전기 운전비용관련 자료제출 및 심사
 - 발전기별 사용연료의 열량단가 : 해당월 10일 전
 - 기술적 특성자료 : 해당분기 1개월 전 (열효율특성곡선계수, 기동비용, 기동소요시간, 최대발전용량, 최소발전용량, 증발열, 감발열, 최소운전시간, 최소정지시간)
 - 자료제출 대상 : 중양급전발전기
- 분쟁조정절차
 - 분쟁조정위원회 상정
 - 분쟁조정위원회의 조정 결과에 불복시 전기위원회에 재정신청 가능
- 규칙개정절차
 - 전력시장운영규칙 : 규칙개정위원회 → 이사회 → 전기위원회 심의 → 산업자원부장관 승인
 - 세부운영기준 : 규칙개정위원회 → 이사회 의결

3. CBP 電力市場의 特性

가. 전력시장의 구조와 가격결정

(1) 강제적 전력시장(Compulsory Power Pool)

- 모든 전력거래가 전력시장/전력거래소를 통해서 이루어짐.
- 전력거래 희망 모든 사업자 : 의무적으로 전력거래소 회원 가입
- 한전과 전력구입계약(PPA) 체결 사업자는 시장참여 선택권 유지.
- * 차기 도매경쟁시장(TWBP)의 경우에도 강제적 전력시장 채택

(2) 전력거래 방법

- 일별, 시간별 전력거래
 - 거래 전일에 발전입찰(공급능력 신고) 및 시간대별 한계가격 결정
 - 거래시간 단위 : 1시간 (TWBP : 30분)
- 전력거래소를 통한 전력거래
 - 발전사업자는 거래소의 급전지시에 따라 전력을 생산
 - 판매사업자(한전)는 거래소에서 결정한 가격으로 전력을 구입
 - 전력거래소는 거래가격의 결정 및 전력계통 운영(급전지시 등)하고 전력거래대금을 정산
 - * 현 CBP에서는 한전이 전력거래소가 제공한 정산명세서에 따라 발전사업자에게 거래대금을 직접 지불

(3) CBP 전력시장의 가격체계

- 한계가격(Marginal Price) : 전력량 보상
 - 발전기별 발전전력량에 대한 보상의 기준가격
 - 일반발전기 : 계통한계가격 (SMP : System Marginal Price) 적용
 - 기저발전기 : 기저한계가격(BLMP: Base Load Marginal Price) 적용
 - * 한계가격 : 시간대별로 운전되는 발전기의 운전비용(변동비) 가운데 가장 높은 값
- 용량가격(Capacity Payment) : 가용용량 보상
 - 발전입찰에 참여한 발전기들의 시간별 공급가능용량(Availability)에 대해 지급
 - 기저시장 및 일반시장에 대해 별도의 용량가격 (원/kW-h) 적용
 - * 비중양급전발전기는 한계가격만으로 보상

〈 한계비용과 CBP 전력시장 가격 〉

- 한계비용(Marginal Cost)의 의미
 - 수요-공급의 균형점에서 상품 1단위를 추가 생산하는데 소요되는 비용
 - 한계가변비용(Marginal Variable Cost)과 한계고정비용(Marginal Fixed Cost)로 구분
 - 단기(short-run)한계비용과 및 장기(long-run)한계비용으로 구분
 - * 전력의 한계비용 : 전력수요 1kWh 증가시 전력의 추가 공급비용
- CBP 시장가격과 한계비용의 관계
 - 한계가격(Marginal Price) : 한계가변비용의 개념으로서 시간대별 마지막 1단위의 전력생산에 소요되는 변동비용
 - 용량가격(Capacity Payment) : 한계고정비용의 개념으로서 수요 증가에 따른 한계설비의 고정비(건설비+운전유지비)를 공급가능용량으로 환산

(4) CBP 시장의 한계가격의 결정

- 발전입찰 시 발전가격입찰 배제
 - 발전입찰 시 발전기별 가격 제시 없음.
 - 별도 관리되는 발전기별 실 변동비를 사용하여 한계가격 결정
- 발전비용 요소의 평가
 - 전력거래소에서 운영하는 발전비용평가위원회에서 발전기별 실 발전비용 및 기술적 특성을 심의·평가

(5) 발전시장의 구분 (기저 및 첨두시장)

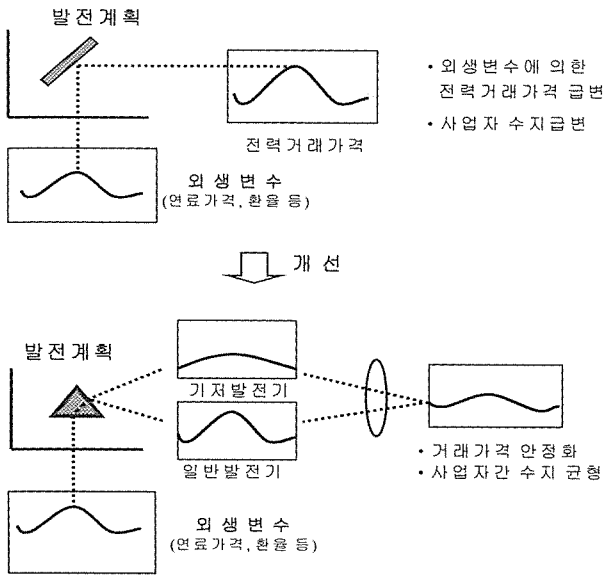
- 기저시장
 - 원자력 및 석탄발전기의 전력공급 시장
 - 기저한계가격(BLMP) 및 기저용량가격 적용
- 첨두시장
 - 기저발전기를 제외한 일반발전기의 전력공급 시장
 - 계통한계가격(SMP) 및 일반 용량가격 적용

〈 전력시장의 구분 필요성 〉

- 연료가격 등, 외생요인 변동에 대한 전력거래가격의 안정화
- 기저발전기 초과이윤 억제를 통한 안정적인 소비자 가격 유지

* 기저한계가격을 대부분 결정하는 호남화력의

변동비를 별도 관리함에 따라 기저한계가격의 변동폭이 매우 작음.



(6) 발전시장의 운영 특성

□ 과거의 경제급전 틀 유지

- 구조개편 전후의 발전원별 발전량 점유율 및 이용률 차이가 별로 없음 (발전경쟁 도입에도 불구하고, 과거의 경제급전의 틀이 유지)

□ 양수/수력발전소의 운영 편의성 반영

- 계통의 필요에 의한 발전력 배분 및 주파수 조정운전이 용이하도록 시장운영규칙에 반영.

전 원	발전량 점유율(%)			이용률(%)		
	2000	2001	증 감	2000	2001	증 감
수 력	1.45	0.79	-0.66	30.19	17.64	-12.54
양 수	0.66	0.66	0.00	11.81	11.53	-0.28
복 합	10.08	10.18	0.10	27.48	29.09	1.61
가 스	0.61	0.55	-0.06	12.08	11.56	-0.52
유 류	7.20	7.69	0.49	47.97	54.36	6.39
국내탄	2.64	2.46	-0.18	61.99	61.96	-0.03
석 탄	34.68	36.90	2.22	85.47	87.66	2.19
원자력	40.90	39.31	-1.59	90.44	93.26	2.82
기 타	1.77	1.45	-0.32	21.17	15.66	-5.51
계	100	100	0	-	-	-

□ 발전기 자기제약운전 허용

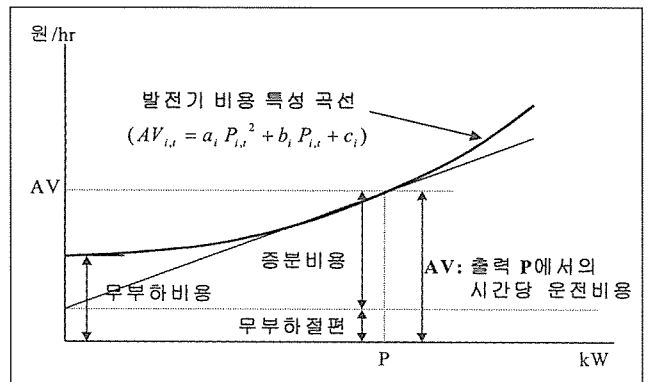
- 연료계약, 열공급계약, 시운전 등, 자기제약운전 허용
- 정산시에는 회피비용 이하로 보상(제약운전 발전기의 변동비와 한계가격 중 낮은 가격으로 지불)

나. 발전비용의 평가

(1) 화력발전기의 비용특성

□ 발전기 입출력곡성(I/O Curve)

- 발전기의 출력과 사용열량 또는 연료비용의 관계를 나타낸 곡선
- 종축에 발전기에서 시간당 사용하는 열량 (Gcal/hr) 또는 연료비용(원/hr), 횡축에 발전기 출력(MW) 표시
- 몇 개의 시험 부하에서 장시간 운전하며 사용 연료량을 측정 한 후, Curve-Fitting에 의해 입출력곡선 도출
- 일반적으로 구간선형(piecewise-linear), 2차식 또는 3차식으로 표현



발전기 I/O 특성곡선

□ 발전기 기동비용 (원/회)

- 발전기의 출력과 사용열량 또는 연료비용의 관계를 나타낸 곡선
- 정지중인 발전기의 기동에 소요되는 비용
- 기동연료비, 전력비, 용수비 등으로 구성

□ 발전기 증분연료비 (원/kWh)

- 발전기의 운전점에서 단위출력 증가시의 추가 소요되는 연료비
- 발전기 입출력곡선상의 운전점에서의 기울기로 표시

□ 무부하비용 (원/h)

- 발전기가 기동되어 계통에 병입되었으나, 외부로 전력을 공급하지 않고 소내 전력만을 공급하는 상태에서 시간당 소요비용(또는 열사용량)
- I/O 곡선이 종축과 만나는 점의 크기(상수 C) 이나, 계통한계가격 결정시의 무부하비용은 발

전기 I/O 곡선의 접선이 종축(비용축)과 만나는 절편의 크기를 의미함.

(2) 화력발전기 비용특성곡선 작성 방법

□ 시험 부하의 선정

- 2차곡선이 필요한 경우, 3개 포인트 이상 선정
- 예 : 4개 부하 선정시 100%, 75%, 50%, 安定運轉 최저부하 선정

□ 일반적인 시험 조건 및 방법

- 동일한 시험포인트에서 가능한 한 장시간 운전하며, 사용 연료량 측정
- 동일한 시험방법에 대해 다수의 시험 및 측정 시행
- 필수 사항 이외에는 계통 외부로의 열 출입 억제
- 최적운전을 위한 Soot Blowing, Burner 교체 등은 정상 수행
- 시험연료는 대표성이 있는 연료를 선정
- 송전단 효율 측정시 소내전력은 자체 보조변압기를 통해 공급 (기동변압기를 통한 소내전력 공급억제)

□ 계측 항목

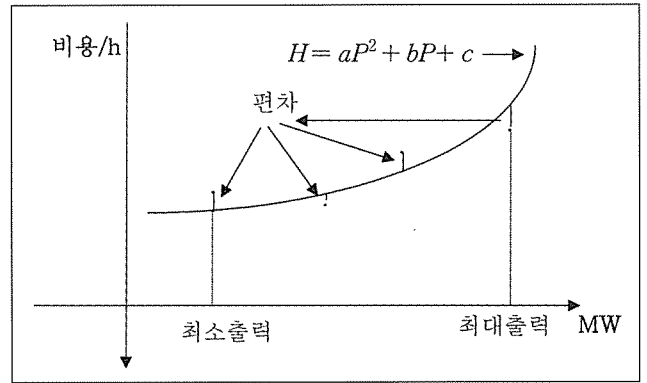
- 입력 부문 : 연료사용량, 연료발열량
- 출력 부문 : 송전단 및 발전단 출력, 소내전력량
- 보정항목 부문 : 대기온도, 발전기 역률, 복수기 진공도, 연료중의 수분 및 수소성분, 주증기 온도 및 압력

□ 결과 보정

- 대기온도조건
 - 예 : 기력 ⇒ 표준대기 조건 20°C
 - 복합 ⇒ 표준대기 조건 15°C,
 - 동절기 조건 -3.8°C
- 연료 총수분/수소성분, 발전기 역률, 주증기 압력/온도, 복수기 진공도 등

□ 특성곡선의 추정

- 일반적으로 편차(시험 결과와 곡선과의 차이) 제곱을 최소화하는 최소자승법(Least Square Method)을 적용하여 곡선의 계수 추정
- 경제급전 적용을 위해서는 추정된 곡선의 계수 "a"가 음수일 경우 양수(陽數)화 작업이 필요 (시험 결과 포인트의 미소 조정을 통하여 곡선의 concave화)



(3) 발전비용평가위원회

□ 위원회의 구성

- 전기위원회 소속 공무원, 참여회원(발전, 판매), 외부 전문가, 전력거래소 직원 등으로 구성

□ 위원회의 역할

- 월별 적용 발전기 열량단가(연료가격) 심의·결정(매월)
- 발전기들의 기술적 특성(열효율, 기동비용, 최대출력, 최소출력, 출력증감발율, 최소 운전/정지시간 등) 심의·결정(매분기)
- 용량가격의 결정(매년) 등

다. 發電機 容量價格의 決定과 適用

(1) 容量價格의 意味 (CBP 市場)

□ 한계고정비(Marginal Fixed Cost) 보상

- CBP에서는 변동비요소만을 반영하여 한계가격을 결정하기 때문에 별도의 한계고정비 보상 필요

□ 신규설비투자 유인

- 발전시장 신규진입 촉진 (모든 중앙급전발전기에 대해 CP 지급)

※ 과거 영국 England/Wales 전력시장의 용량요소

- 발전 입찰시 고정비 포함 입찰. 신규 설비투자 유인 필요시에만 지급 (설비규모 또는 LOLP에 따라 지급액 조정)

- CE(Capacity Elements) = (VOLL - SMP) × LOLP

□ 용량가격 구성요소

- 표준발전소의 자본비용 및 고정운전유지비

□ 표준발전소 선정

- 일반발전기 : 신규 가스터빈발전소 (첨두부하용 설비)
 - * 울산복합(CCGT) 가운데 OCGT 부분만을 선정
- 기저발전기 : 신규 석탄발전소 (장기전력수급계획 반영 설비)
- 공정성, 투명성 및 객관성 확보가 가능한 발전소
- 최근 건설된 발전소(기술개발동향 반영)
- 설비용량 및 사용연료가 대표성을 갖는 발전기

(2) CBP 용량가격 결정 방법

- 발전소 건설투자비의 균등화 연금비용 계산(자본비용)
 - 건설투자비연금액 : 발전소총건설비 × 자본회수계수(CRF)

* 자본회수계수(CFR : Capital Recovery Factor)

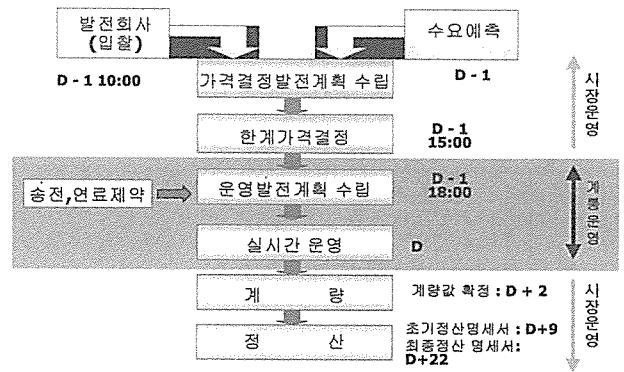
$$CFR = \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (r: \text{할인율}, n: \text{설비수명})$$

- 발전소 연간 고정운전유지비 계산
 - 고정운전유지비 = (인건비+수선유지비+경비+일반관리비+공통비) + 운전자본에 대한 보수
- 연간고정비(건설투자비연금액 및 고정운전유지비)의 배분
 - 연간고정비용을 시간별 발전가능용량으로 배분 (원/kW-년 → 원/kW-h)
 - 용량가격 = 고정비 ÷ (8,760시간 × 예상가용률)
- * 예상 가용률 : 1 - (평균 정기보수 일수/365일) × (1-고장정지율)

〈 현행 용량가격 적용 내용 〉

- 일반발전기 : 7.17원/kWh
 - 피크설비 건설투자비 자본비용 : 4.2원/kWh
 - 피크설비 운전유지비용 : 2.97원/kWh
- 기저발전기 : 21.49원/kWh
 - 기저설비 건설투자비 자본비용 : 14.47원/kWh
 - 기저설비 운전유지비용 : 7.02원/kWh

II. CBP 電力市場 運營 節次



1. 電力需要 豫測

- 전력수요의 의미
 - 송전단 기준의 시간대별 계통 총발전량 (총발전량 - 소내전력량)
 - 계통한계가격 결정에 직접적인 영향 (상관계수 : 약 90%)
- 수요예측 방법
 - 가격결정발전계획 수립시 : 프로그램의 자동예측기능 적용
 - 운영발전계획수립/실급전시 : 경험자의 판단으로 예측결과 보정
 - 거래 전일에 수요예측프로그램(LOFY2000)을 이용하여 예측
- 수요예측시 고려사항
 - 기상청에서 발표하는 기상정보(전국 5대도시)
 - 과거 전력수요 실적 자료 : 예측일과 비슷한 5~3개 수요패턴
- * 수요예측 결과의 발표 : 거래 전일 15:00

2. 發電 入札

- 입찰 대상 및 방법
 - 20MW 초과 중앙급전발전기 대상
 - 입찰전용단말기 또는 FAX 이용 입찰
- 입찰 시간
 - 거래일 전일(D-1) 오전 10시 마감
 - * 10시 이후에도 변경 입찰은 가능하나 이 경우, 가격결정에서 제외
 - 거래일 전일이 휴일인 경우, 예약입찰제 적용
 - 입찰 대상기간 : 거래 전일 18:00 ~ 거래 다음

날 04:00 (총 34시간)

입찰 내용

- 거래일의 시간대별 공급가능용량(최대발전용량 이내)
- 출력 증/감발율, 최대/최소 출력
- 발전기 최소 운전시간 및 최소 정지시간
- 제약운전(열공급, 연료제약 등)에 따른 발전계획량
- 시간대별 양수동력
- * 양수계획시간대의 공급가능용량 : 0

발전기 비용특성 자료는 발전비용평가위원회에서 사전에 별도로 결정하며, 발전기의 시험 등 특별한 사유가 발생하거나 발전기의 기술적 특성이 변경되지 않는 한 변경하여 입찰할 수 없음. 변경하여 입찰하여야 하는 사유 발생시에는 입찰시 해당 사유를 명기해야 함.

마감시간 이후의 입찰 내용 변경

- 입찰내용의 변경 : 거래시간 이전에 변경입찰 가능
- 발전기 고장 등 부득이한 경우, 사유 발생 후 2시간 이내 변경
- 양수발전기는 마감시간 이후에 공급가능용량을 초과하여 입찰할 수 없음.
(양수발전기에 의한 가격왜곡 방지)

양수/수력발전소의 입찰

- 일간 사용수량을 감안하여 시간대별 발전계획량을 공급가능용량으로 입찰
(변동비가 없어 발전계획에 우선 반영되기 때문에 해당시간의 공급가능용량이 곧 발전계획량이 됨)
- 양수발전소의 경우, 거래일 최대발전용량 별도 제출
- * 입찰계획량과 해당시간대의 한계가격을 기준으로 거래대금 정산

열공급 및 연료제약발전소(열병합, 무연탄/LNG 등)

- 시간대별 제약발전량(최소)을공급가능용량으로 입찰

비중양급전발전기의 입찰

- 매주 금요일까지 다음주 7일분의 시간별발전계획량(판매계획량)을 제출

- 비중양급전발전기의 발전량을 발전계획에 우선 반영(전력수요에서 차감)

입찰자료를 제출받지 아니한 경우의 조치

- 중첩된 기간(1시~4시) : 최근에 제출된 전일의 유효 입찰자료 적용
- 중첩된 기간 이후 : 유효한 공급가능용량의 값 중 가장 마지막의 값을 반복 사용

3. 價格決定發電計劃의 樹立

계획수립 기본원칙

- 시간대별 발전기 운전조합 및 발전기별 출력 결정
- 발전기의 기술적 특성은 반영하나 송전제약, 열공급제약, 발전기 제약운전 등은 반영하지 않음(비제약발전계획).
- 발전기 자체의 기술적 특성(출력증감발율, 기동정지시간 등)은 반영
- 적용 Tool : Alstom-ESCA社의 RSC 프로그램
- * RSC : Resource Scheduling and Commitment

계획수립 방법

- 시간대별 수요 DATA (LOFY2000 결과) 반영
- 발전기별 입찰자료 (발전기별 공급가능용량, 발전기 기술적 특성) 반영
- 발전비용평가위원회에서 별도 심의한 발전기 변동비 특성데이터(연료가격, 입출력특성계수 등) 반영
- 비중양급전발전기, 수력 및 양수발전기의 발전계획량 우선 반영
- 계산기간 중의 총발전비용을 최소화하는 발전기 기동정지계획 수립
- 경제부하배분을 통한 시간대별 발전량 배분
- ⇒ 전력수요를 만족시키며 거래일의 총변동비(연료비 + 기동비)가 최소화되도록 시간대별 운전발전기 조합 및 출력 수준 결정
- * 운전비용이 싼(경제성이 좋은) 발전기가 우선적으로 투입됨 (시운전전력은 무시)

4. 限界價格의 決定

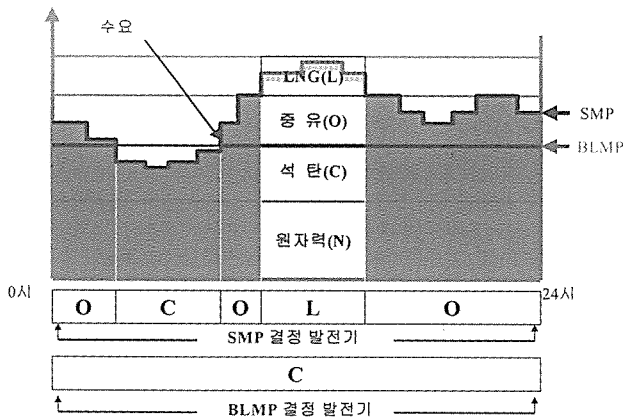
SMP 구성 요소

- 기동비용(Start-up Price) 단가

- 무부하비용(No-Load Price) 단가
- 증분비용(Incremental Price) 단가

□ 한계가격 결정절차

- ① 익일 전력수요예측을 바탕으로 가격결정발전 계획 수립
 - 각 시간대별 운전발전기 및 출력 결정
- ② 시간대별로 각 발전기의 운전비용단가(변동비) 계산
- ③ 단시간 운전발전기 발전비용 조정
 - 1시간 운전발전기 기동비용단가 및 무부하비용 단가 조정
 - * 한계가격 급등현상 방지
- ④ 한계가격 결정자격 발전기 결정
 - 최소출력으로 운전중인 발전기 제외(경제성이 없으나 발전기의 기술적 특성이나 계통의 제약조건에 따라 운전하는 발전기 포함)
 - 최대 속도로 출력 증발 또는 감발 중인 발전기 제외
- ⑤ 한계가격 결정
 - 시간대별로 한계가격 결정 자격이 있는 발전기 가운데 운전비용이 가장 비싼 발전기의 변동비(연료비+기동비용)



□ 계통한계가격의 발표 : 거래 전일(D-1) 15 : 00

5. 運營發電計劃의 樹立

- 운영발전계획의 의미
- 실 급전운영에 반영하기 위하여 제약조건을 고려한 일간발전계획 수립
 - 발전연료계약, 열공급계약, 송전계약, 계통운용 기준(예비력, 주파수 및 전압조정 등) 등의 각

종 제약조건 고려

- Alstom-ESCA社의 RSC 프로그램 적용(가격결정발전계획과 동일)

□ 발전계획 수립 원칙

- 주파수조정 및 고장대비 운전예비력 반영
- * 예비력 : 시간대별공급능력 - 예측수요
- 계통계약 및 발전기 운전계약조건 반영
 - 연료계약 : 무연탄, LNG
 - 송전계약 : 복상조류, 무효전력공급, 송전선 과부하
 - * 열병합발전소 열공급 제약 : 온수 및 난방열공급
 - * 열공급계약 등, 발전기 자기제약을 계통계약(송전계약 등)보다 우선 반영
- 입찰마감 이후의 변경사항 반영
 - 양수(펌핑) 수요입찰 반영
 - 발전기 변경입찰사항(발전기 고장 포함) 반영
- 시운전대상 발전소의 시운전계획 반영
- 거래기간중의 총운전비용 최소화를 위한 발전기 기동정지 및 출력 배분 (제약조건 고려)
- 모든 제약조건을 만족시키는 해를 구할 수 없을 경우, 비계약계획과 유사하도록 입력자료 조정

□ 발전계획 수립방법

- 전력수요예측 결과의 조정(실 계통여건 반영)
 - 양수발전소의 양수(펌핑)계획 조정 반영
- 양수발전소 및 수력발전소는 거래일 총발전계획량(입찰량)을 기준으로 계통운영이 원활하게 이루어지도록 시간대별 발전량 조정 반영
- 전력수요 및 각종 제약사항을 충족시키며 거래기간 중의 총운전비용을 최소화하는 시간대별 발전기 기동정지 및 출력배분 계획 수립

□ 운영발전계획의 발표 : 거래 전일 18:00

- 인터넷을 통하여 해당 발전사업자에게 통보
- * 발전사업자는 운영발전계획을 바탕으로 거래일 발전기 운전계획 수립

6. 實時間 給電運營

□ 실시간 급전운영의 의미

- 운용발전계획을 바탕으로 거래 당일 전력수급 및 계통안정을 위해 전력거래소에서 각 발전기

의 운전상황 감시, 기동정지 및 출력 증감발
지시

- 전력거래소의 급전자동화시스템(EMS) 및 통
신설비 이용

□ 실급전운영 내용

- 발전기의 계통병입 또는 병해
- 발전기 경제부하배분(ELD) 및 주파수 조정
- 공급가능용량(MW) 가동
- 계통운용보조서비스(Black Start 포함) 공급
- 무효전력 및 전압 조정
- 자동발전제어 및 조속기 응동운전
- 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한
사항

7. 電力의 計量

□ 계량 방법

- 고정밀 계량장치를 각 발전기에 설치·운영
- 각 발전기별 운전실적(시간대별 발전전력량)에
따른 계량데이터를 통신설비를 이용하여 중앙
(전력거래소)에서 원격취득 및 관리

□ 계량시스템의 構成

- 발전전력량을 계량하는 전자식 전력량계
- 자료처리 및 원격취득을 위한 전처리장치 및
데이터 통신설비
- 계량 관련설비의 계량등록부 및 계량데이터베
이스 유지, 관리
- 취득자료의 저장 기록, 통계 및 구성요소의 감
시, 진단 시스템

□ 계량데이터의 취득

- 발전량 데이터 취득주기 : 5분(시간대별 발전
량 : 12개 데이터 누적)
- 측정자료 : 유효전력량(kWh), 무효전력량
(kVARh : 진상, 지상)

□ 계량기 설치 위치

- 원칙적으로 주변압기 고압측에 설치
- 설치 곤란시는 저압측(발전단) 및 소내소비측
에 동시 설치

□ 계량장치의 정밀등급

- 조합변성기 : 0.3 ~ 1.2급(향후 0.3급)
- 전력량계 : 0.5급(향후 0.2급)

8. 電力去來의 精算

□ 전력량요금 정산

- 계획발전량(SEP)의 정산 : 한계가격으로 지급
 - 일반발전기 : SMP로 지급
 - 기저발전기 : BLMP로 지급
- 제약발전량(CON)의 정산
 - 계통계약(거래소 요청시) : 한계가격과 발전기
별 실변동비 중 높은 값
 - 발전기 제약운전 요청시 : 한계가격과 변동비
중 낮은 값
- 제약비발전량(COFF)의 정산 : 기회비용 지급
 - 가격결정발전계획 대비 부족발전량은 발전기
별 기회손실비용 지급

□ 용량요금(CP) 정산

- 운전 여부에 관계없이 입찰(가용능력 신고) 발
전소에 지급
 - 일반발전기 : 가용능력신고용량×일반발전기
용량요금
 - 기저발전기 : 가용능력신고용량×기저발전기
용량요금
- 수력 및 양수발전소 (에너지계약 발전소)
 - 수력발전소 : 발전량 × 일반발전기 용량요금
 - 양수발전소 : 가용용량 × 25% × 일반발전기
용량요금

□ 일반발전기의 정산

구 분	LNG/유류	일반수력	양수발전	양수동력
SEP	해당 시간대의 SMP	입찰(발전계획) 시간대의 가중 평균 SMP	입찰(발전계획) 시간대의 가중 평균 SMP	평평계획시간 대의 가중평균 SMP
CON	발전기 제 약	Min (SMP, 변동비)	거래일의 최고 SMP + CP	거래일의 최고 SMP
	계 통 제 약	Max (SMP, 변동비)		발전시간대의 평균SMP × 종합효율
COFF	SMP-변동비	0	기회비용 (발전가격-양 수가격)	발전단가-(양 수단가÷효율) ※비용지불

- CP : 일반발전기 용량가격(7.17원/kW-h)
- 양수발전기 용량가격은 저수지 용량을 고려하여
1일 6시간 적용

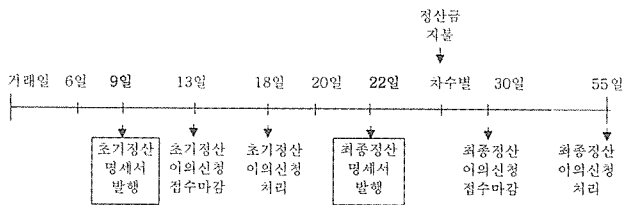
□ 기저발전기 정산

구 분	원자력/석탄	국내 탄
SEP	해당 시간대의 BLMP	해당 시간대의 BLMP
CON	발전기 계 약	Max (BLMP, 변동비)
	계 통 계 약	
COFF	BLMP - 변동비	0

• CP : 기저발전기 용량가격(21.49원/kW-h)

□ 정산일정

- D+ 9 : 초기정산명세서 발행
- D+13 : 초기정산 조정신청 접수마감
- D+22 : 최종정산서명세서 발행(차수별 정산금 지급)
- D+30 : 최종정산분에 대한 이의제기(25일 이내 처리)



□ 거래대금의 지급

- 약 5일분씩 6차에 걸쳐 한전이 직접 지급

구 분	전력거래일	대금지급일
1 차	1일 ~ 5일	당월 말일
2 차	6일 ~ 10일	익월 5일
3 차	11일 ~ 15일	익월 10일
4 차	16일 ~ 20일	익월 15일
5 차	21일 ~ 25일	익월 23일
6 차	26일 ~ 말일	익월 26일

* 소규모 사업자는 한전과의 별도 합의에 의해 대금지급일 조정 가능

III. 電力市場의 參與

1. 韓國電力去來所 紹介

□ 설립 근거

- 전기사업법 제35조에 근거하여 설립된 특별법인

- 전력시장 및 전력계통의 운영을 담당

□ 회원의 자격

- 정회원

- 전력시장에서 전력거래를 하는 발전사업자
- 전기판매사업자, 전력시장에서 전력을 직접 구매하는 전기사용자
- 전력시장에서 전력거래를 하는 자가용전기설비 설치자 등

- 준회원의 자격

- 전기사업법 제7조의 규정에 의하여 허가를 받은 송전사업자, 배전사업자 및 건설중인 발전사업자
- 전기사업법 부칙 제8조의 적용을 받는 자로서 전력시장을 통해서 전력거래를 하지 않는 자

※ 회원 현황 (정회원 : 14, 준회원 : 7)

(2002. 5. 15 현재)

구 분	회 원 사	설비용량 (MW)	점유비 (%)
정회원	한전, 한수원, 남동, 중부, 서부, 남부, 동서, 시화, 안산도시개발, 서희이앤시, 경상북도, 한수공, 수도권 매립지관리공사, 에너지관리공단	46,608	94
준회원	한국종합에너지, LG에너지, LG파워, 신동, 익산에너지, 대구전력, 미란트올촌	3,115	6
계		49,723	100

※ 정회원사 설비용량 : 시운전발전기 용량 포함 (영광#5, 태안#6, 보령복합S/T #2)

□ 전력거래소의 역할 및 임무

- 전력시장의 개설·운영, 전력거래에 관한 업무
- 전력거래대금 및 전력거래에 따른 비용의 청구, 정산, 지불에 관한 업무
- 전력시장운영규칙 등, 제반 규정의 제정·개정 에 관한 업무
- 전력계통의 운영, 전기품질의 측정·기록·보존에 관한 업무 등

2. 電力去來所 會員加入 節次

가. 회원가입 신청

□ 정회원

- 발전설비 신설시 거래개시 6개월 전, 기타 거래개시 3개월 전 신청
- 가입신청서, 사업자등록증, 전기사업허가/집단에너지사업허가증 등 제출
- 연회비 및 등록비 납부

준회원

- 가입 희망 20일 전 신청
- 등록비 납부

나. 전력거래를 위한 준비사항

중앙급전대상 발전기

- 계량장치 및 원격소급전자동화설비(RTU) 설치
- 입찰전용 단말기 및 전용통신선로 확보

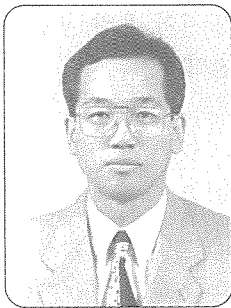
비중앙급전대상 발전기

- 계량장치 설치
- 발전기병렬운전조작합의

다. 주요 준비사항 추진일정

구 분	주요 절차	비 고
D-6개월 전	• 설비변경예정서 제출 • 보호방식검토 의뢰	발전사업자
D-3개월 전	• 시험용 전력량계 제출 • 보호장치 정점검토 의뢰	발전사업자
D-2개월 전	• 최초 계통병입 계획 제출 • 주변압기 사용법 및 유효접지 검토의뢰 • 발전기 병렬운전 조작 합의서 작성 요청	발전사업자
D-1개월 전	• 가입(계통병입)승인 요청 • 원격소 급전자동화 설치 통보	발전사업자
D-10일 전	• 봉인 요청 • 입찰전용 PC 확보 통보	송전사업자 발전사업자
D-1일 전	• 가입비 납부	발전사업자
D (거래일)	• 거래개시(계통병입)	발전사업자

영광 2호기 여자기 고진동 점검사례



한전전력연구원
발전연구실 정비기획센터
책임연구원 고 우 식
Tel : (042)865-5426

μm까지 상승

- 발전기 수소 누설율 15~25m³/일(기준치 11.3m³/일)

II. 여자기 고진동 저감

1. 진동이력

- 약간의 운전조건 변화에도 큰 폭의 진동변화

I. 개요

- 예방정비 후 전출력에서 여자기 베어링 진동이 140μm 정도로 안정적 운전
- 2차례의 발전정지 및 북광주 송전선로 낙뢰사고('00. 7. 23)이후 불규칙적으로 상승 및 하강을 반복하여 경보값(178μm)를 초과하고 '01. 4. 5에 270

