

# 구역전기사업의 현황 및 제도개선 방안

2008. 4. 2

1. 구역전기사업의 도입배경 및 추진경과

2. 구역전기사업의 환경변화

3. 구역전기사업의 경제성 분석

4. 제도개선 방안

5. 정책적 시사점

- 전력계통 편익
- 에너지 절감 편익
- 환경 편익
- 주민 편익

## □ 제도 도입 및 추진

- ▷ 전기사업법 개정(2003년 12월), 2004년 7월부터 구역전기사업제도 시행
  - 13년까지 총 발전용량의 3.5% 수준인 2,700MW를 2차 전력수급계획에 반영
- ▷ 구역전기사업 활성화 종합대책 수립(2006년 9월)
  - 설비의무기준 완화 (70% → 60%)로 초기투자비 절감(2007년 7월부터 시행)
  - 소규모 열병합발전설비의 연료비 인하 등

## □ 현황

- ▷ 2007년말 기준 26개 지구에서 구역전기사업 허가
  - 04년 2개, 05년 6개, 07년 7개 지역에서 사업권 허가, 11개 부칙의제 사업자 포함
  - 사당동 시범지구는 05년 12월부터 사업시행 중이며, 25개 지구는 사업 준비 중

## 환경변화의 세부요인 분석

### LNG 요금

- 에너지가격 폭등 및 지속
- 집단에너지용 : 구역전기사업 태동기인 2003년 12월 대비 **약 77% 상승**
- 발전용 : **약 75% 상승**

### 열요금

- 집단에너지사업법의 소비자의 열원선택 제한 조항에 따라 개별난방 방식에 비해, 실질적 기준가격인 한난의 열요금 수준에 비해 높은 요금 부과 곤란
- 가스가격 상승률 대비 열사용량 요금 인상률 크게 하회  
[ 40.73원/Mcal → 57.05원/Mcal, **40.1% 상승**]

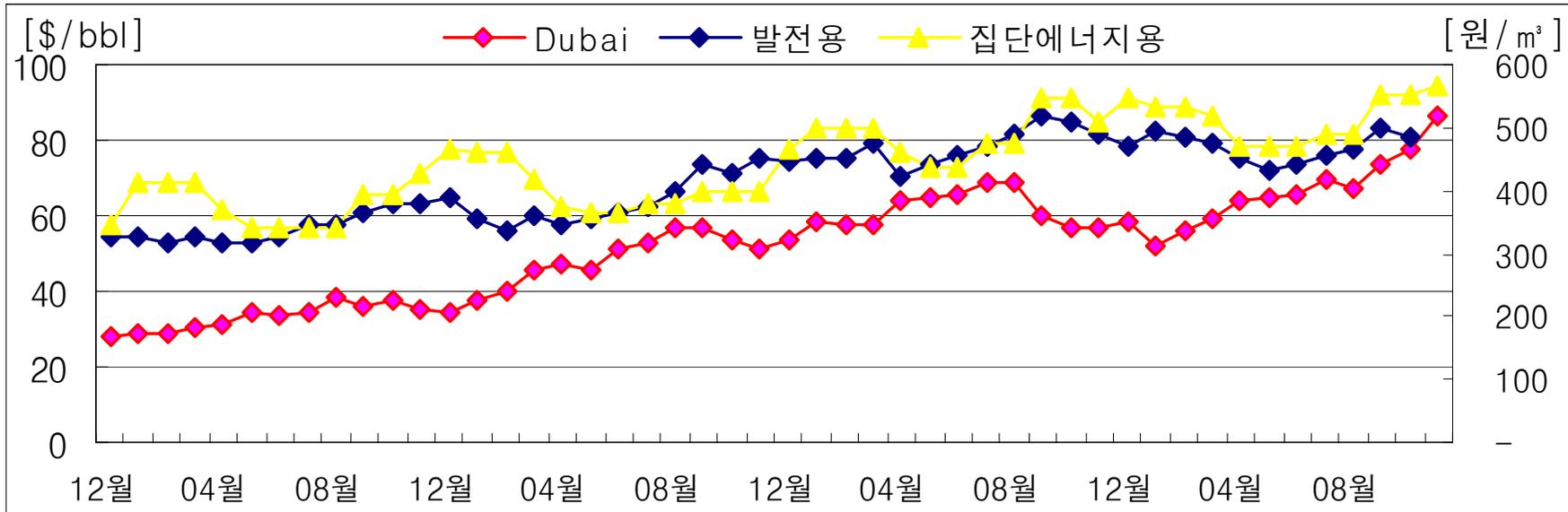
### 전기 요금

- 에너지가격 상승에도 불구하고 동결 내지 또는 하락
  - 주택용 : 월 300kWh 사용량 기준 **0.5% 인상** (39,780원/월 → 39,960원/월)
  - 일반용 : **2.5% 하락** (평균판매단가 : 101.19원/kWh → 98.69원/kWh)

### 투자비

- 주기기 및 주변기기 : 국제 원자재 폭등 및 시장상황의 변화에 따라 동일 기간 중 **약 30% 내외 증가**
- 부지비 : 주기기 및 주변기기 상승률보다 높은 증가

# 용도별 LNG 요금 추이 비교



년월	0312	0404	0408	0412	0504	0508	0512	0604	0608	0612	0704	0708	0712
\$/bbl	28.12	31.53	38.45	24.25	47.21	56.77	53.27	64.22	68.85	58.66	63.98	67.4	85.7
발전용	327	318	345	387	346	397	447	421	491	470	449	464	573
집단용	347	369	340	468	373	379	467	461	476	549	470	489	613

※ 2003년 12월 대비 2007년 12월 상승률

- 국제유가 : 205% ↑
- 발전용 LNG : 75% ↑
- 집단에너지용 LNG : 77% ↑

## → 검토 대상지구

- 택지구모와 부하특성을 고려하여 경제성 검토 대상 선정
  - 소규모 택지개발지구 2개소, 중규모1개소, 대규모 2개소로 선정
- 대상지구 전기/열 부하의 상이한 용도별 구성비는 경제성에 있어서 주요 요인

## ○ 대상지구 현황

구분		소규모1 (대구죽곡)	소규모2 (양주고읍)	중규모 (향남2지구)	대규모1 (아산배방)	대규모2 (남양주별내)	
면적(m <sup>2</sup> )		670,135	1,486,145	3,176,010	3,682,922	5,091,574	
설비용량	전기(MW)	9 (가스엔진)	25 (가스엔진)	60.3 (GT복합)	103 (GT복합)	107.1 (GT복합)	
	세대수						
	단독주택	201	400	793	834	1,076	
	공동주택	3,867	8,376	13,391	8,125	22,555	
	<b>계</b>	<b>4,068</b>	<b>8,776</b>	<b>14,184</b>	<b>8,959</b>	<b>23,631</b>	
부하 구성비	전기	주택용	45.6%	24.5%	22.3%	5.8%	19.8%
		일반용	54.4%	75.5%	77.7%	94.2%	80.2%
	열	주택용	87.2%	81.8%	70.1%	49.0%	71.4%
		일반용	12.8%	18.2%	29.9%	51.0%	28.6%

## → 경제성 분석기준

구분	기준	구분	기준
기준시점	2007년 12월	열 판매 단가	○ 난방 : 한난 단일요금 ('07.12.01) ○ 냉방 : 난방요금의 70%
감가상각	20년 (잔존가치 없음), 정액법	용수 단가	1,930원/ton (서울/경기 평균단가)
연료비	2007년 12월 기준 직전 1년간의 월별 요금 ○ CHP - 100MW 이상 : 발전용 직공급 - 100MW 이하 : 도시가스 집단에너지용 ○ 보조보일러 : 도시가스 HOB용	자금조달	○ 자체자금 : 전체 투자비의 20% ○ 예특자금 : 총 투자비의 15% - 이율 5.25% ('07 3/4분기 기준) ○ 금융권차입 : 총 투자비 중 공사비부담금, 예특자금, 자체자금 제외 금액 - 이율 6.75%
수전요금	○ 한전거래 : 보완전력요금 개정 예상(안) ○ KPX거래 : 한전정산단가 (07.1 ~ 07.12)	운영비	○ 수선유지비 - 설비분야 : 한난 기준 - 열배관분야 : 열배관투자비의 1% - 배전분야 : 2.0원/kWh
전력직판가 격	○ 주택용 : 평형별 월 전기사용량에 따른 누진제 적용 ○ 기타 : 2006년 한전 용도별 평균단가	직원수 및 인건비	○ 직원수 : 소/중/대규모 (20인/30인/45인) ○ 인건비 : 5천만원 (퇴직금 10% 포함)
역송가격	○ 한전거래시 : 계절별.시간대별 가중평균 SMP ○ KPX거래시 : 시간대별 SMP	부지비	○ 선정 대상지역 부지면적 및 비용

## → 운전모드

운전모드별 경제성 영향 파악을 위해 5가지 운전모드를 검토 후 3가지 방식 선정

- 1안~4안의 운전방식 비교결과 대체적으로 4안의 운전방식이 가장 경제적인 운전모드로 채택
- 운전모드 선정 : 1안 [운전모드 I], 4안 [운전모드 II], 5안 [운전모드 III]

구분		운전방법	선정	비고
제1안	한전거래	동절기(11/15 ~ 2/28) 열추종운전, 기타절기(3/1 ~ 11/14) 전기추종운전	○	운전모드 I
제2안		동절기(11/15 ~ 2/28) 열추종운전, 기타절기(3/1 ~ 11/14) 전기추종운전 기타절기 : 심야시간(23시 ~ 08시) CHP 설비 가동중지		
제3안		하절기(7월 ~ 8월) 전기추종운전, 기타절기 열추종운전		
제4안		하절기(7월 ~ 8월) 전기추종운전, 기타절기 열추종운전 하절기 및 춘추절기 : 심야시간(23시 ~ 08시) CHP 설비 가동중지	○	운전모드 II
제5안	KPX거래	전기추종운전	○	운전모드 III

## → 경제성분석 결과 (소규모)

- 소규모1, 2 : 모든 경우에서 순현재가는 음의 값, 내부수익률 계산 불가
  - 운전모드 II가 가장 좋은 결과이지만 역시 -185억원의 순현재가가 계산됨.
  - 자본금은 지속적인 영업손실로 상업운전 개시 3년 후 전액 잠식
- 소규모2의 NPV 음(-)의 값이 더 커 소규모1에 비해 규모가 2배 이상임에도 불구하고 경제성은 더 나쁜 것으로 평가됨.
  - 소규모 2는 전력수요중 주택용 비율이 낮음. (소규모1 : 소규모2 = 46% : 25%)

[단위:백만원]

구 분		소규모1			소규모2		
		운전모드 I	운전모드 II	운전모드 III	운전모드 I	운전모드 II	운전모드 III
포화 년도  손익 요약	매출액	9,491	9,767	8,353	25,050	25,167	23,932
	변동비	8,427	8,281	7,152	22,070	21,005	20,516
	매출이익	1,065	1,486	1,201	2,979	4,162	3,416
	고정비	2,739	2,739	2,739	5,831	5,831	5,831
	영업이익	-1,674	-1,253	-1,538	-2,852	-1,669	-2,415
	지급이자	1,809	1,639	1,754	5,109	4,692	4,955
	경상이익	-3,483	-2,891	-3,292	-7,960	-6,361	-7,370
	법인세	0	0	0	0	0	0
	당기순이익	-3,483	-2,891	-3,292	-7,960	-6,361	-7,370
사업 타당성	NPV(백만원)	-22,063	-18,457	-20,895	-55,323	-45,693	-51,766
	IRR(%)						

## → 경제성분석 결과 (중규모)

- 소규모에 비해서는 경제성이 우수하나 기준수익률에는 크게 미치지 못함.
  - 경제성이 가장 높은 운전모드 II에서 순현가는 음(-)의 값, 내부수익률은 1.64% 수준
- 자본금은 상업운전 개시 3년 후 전액 잠식

[단위:백만원]

구 분		중규모		
		운전모드 I	운전모드 II	운전모드 III
포화년도 손익요약	매 출 액	54,060	50,891	54,371
	변 동 비	48,998	38,506	47,820
	매출이익	5,062	12,385	6,551
	고 정 비	10,360	10,360	10,360
	영업이익	-5,298	2,024	-3,809
	지급이자	10,411	7,615	9,842
	경상이익	-15,709	-5,591	-13,651
	법 인 세	0	0	0
	당기순이익	-15,709	-5,591	-13,651
사업타당성	NPV(백만원)	-104,582	-43,619	-92,184
	IRR(%)		1.64%	

## → 경제성분석 결과 (대규모)

- 대규모2 : 운전모드 II의 수익률은 1.9%로서 검토대상 중 가장 높지만 역시 기준 수익률에는 크게 미달
- 대규모1과 2의 경우 에너지설비 규모는 유사하지만 대상구역의 열/전기부하 패턴에 따라 경제성의 차이가 크게 나타남.
- 대규모1의 수용가 구성은 대규모2에 비해 상대적으로 주택용의 비중이 적고 업무용의 비중이 커서 전력부하 대비 열부하량의 비율이 낮은 특성이 있음.
- 이 결과는 규모의 대·소는 물론 수용가의 구성정도가 경제성에 큰 영향을 미치는 것을 실증적으로 보여줌.

[단위:백만원]

구 분		대규모1			대규모2		
		운전모드 I	운전모드 II	운전모드 III	운전모드 I	운전모드 II	운전모드 III
포화 손익 요약	매 출 액	92,750	89,777	93,888	87,652	82,693	89,699
	변 동 비	78,040	72,299	79,896	75,664	63,892	75,081
	매출이익	14,710	17,478	13,992	11,988	18,801	14,617
	고 정 비	16,715	16,715	16,715	14,968	14,968	14,968
	영업이익	-2,005	763	-2,723	-2,981	3,833	-351
	지급이자	18,449	17,786	18,621	14,128	11,831	13,241
	경상이익	-20,455	-17,023	-21,344	-17,109	-7,998	-13,592
	법 인 세	0	0	0	0	0	0
	당기순이익	-20,455	-17,023	-21,344	-17,109	-7,998	-13,592
사업 타당성	NPV(백만원)	-145,711	-126,101	-150,792	-123,972	-69,902	-103,104
	IRR(%)		-0.24%			1.91%	-0.09%

# 환경변화 전/후 경제성 비교분석

○ 사업허가 시점의 전제하에서 경제성 평가 필요

- 동일한 경제성 평가방법을 적용하되 경제성에 영향을 미치는 주요변수의 허가시점 가격/비용 적용

<주요지표>

구 분	현시점	허가시점
열요금	100	70
전기요금	100	100
도시가스가격	100	70
보완전력가격	100	83
투자비	100	75

<분석결과>

구 분		소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2
운전모드 I	NPV(백만원)	-4,723	-4,622	1,385	-1,775	20,668
	IRR(%)	1.64%	4.39%	5.39%	5.17%	6.41%
운전모드 II	NPV(백만원)	-2,689	-3,432	19,033	-2,784	26,343
	IRR(%)	3.30%	4.62%	7.13%	5.12%	6.71%
운전모드 III	NPV(백만원)	-6,608	-4,309	9,833	3,648	37,666
	IRR(%)	-0.10%	4.45%	6.24%	5.42%	7.30%

- 소규모를 제외한 중간규모 이상의 규모에서 기준수익률을 만족
- 소규모에서도 운전방식에 따라 3~4%의 수익률 예상 가능
- 운전모드 II 에서 대규모보다 낮았던 중규모의 IRR이 높게 나타난 것은 가스공사로부터 직공급 받는 대규모보다 일반도시가스사업자로부터 공급받는 중규모 이하의 시설이 도시가스요금에 더 민감한 결과임.
- 예상치 못한 시장환경의 급격한 변화로 구역전기사업의 경제성이 악화되었지만 제도를 도입한 초기에는 경제성이 있었다는 것은 사업자체의 문제보다는 외부환경에 의한 영향이 더 크게 작용한 결과라고 판단됨.  
따라서 구역전기사업 관련 제도개선을 통하여 사업의 안정적인 정착을 유도

## 필요성

- 구역전기사업 시행초기 비합리적인 규제 및 제도의 합리적인 보완 필요성 대두
- 구역전기사업의 도입배경에 부합하고 제 역할을 에너지시장에서 구현할 수 있는 여건조성 필요
- 구역전기사업의 활성화를 위한 기반구축을 위해 필요
- 다양한 민간사업자의 참여유도와 시장경쟁체제 도입여건 조성을 위해 필요

## 기본방향

- 에너지시장에서의 분명한 역할수행과 시장경제에 대응할 수 있는 시스템 구축
- 지원을 통한 사업의 활성화가 아닌 합리적인 규제완화 및 제도개선을 통한 발전방향 제시
- 정부의 중장기 에너지정책에 부응할 수 있는 합리적 방안 마련

## → 제도개선1: 전력시장 보완공급방안 개선

### 현 황

- 보완공급 대상 : 한전 혹은 전력거래소
- 대상선택 : 구역전기사업자의 사업여건 및 경제성에 따라 자유롭게 선택가능
- 현행제도 분석

한전	<ul style="list-style-type: none"><li>○ 보완공급약관에 의한 거래 : 송/수전에 따른 요금</li><li>○ 설비의무가동 조건 없음 : 사업자 임의 운전 가능</li></ul>
전력시장	<ul style="list-style-type: none"><li>○ 전력시장운영규칙에 의한 거래 : 송/수전에 따른 요금</li><li>○ 설비의무가동 조건 있음 : 사업자 임의 운전 불가능</li></ul>

## 문 제 점

- **에너지자원의 효율적 활용을 장려하는 정부정책에 역행**
  - 발전원가가 낮은 발전소 기동원칙을 무시하고, 구역전기사업자의 가동의무 조항으로 인해 국가적 에너지손실 초래는 물론 사업자의 수익성 악화
- **향후 예상되는 전력시장의 경쟁체제 구축 기반조성에 역행하는 정책**

## 개선방안

- **동 절 기 : 열과 전기를 동시에 생산할 수 있는 고효율 시스템으로 운영**
  - 기 간 : 11/15일 ~ 익년 2/28일(3.5개월간)
  - 운영방안 : 자기설비를 100% 가동하고 부족전력에 대해서만 보완공급 허용
- **기타절기 : 분산형 전원으로서 전력수요가 높은 주·야간 시간대에는 운전을 시행하고 전력수요가 낮은 심야 시간대에는 전력시장을 이용한 보완공급 허용**
  - 기 간 : 3/1일 ~ 11/14일 까지 (8.5개월)
  - 운영방안
    - 08:00 ~ 23:00 : 자기설비 의무가동(부족한 전력에 대해서만 보완공급 허용)
    - 23:00 ~ 익일 08:00 : 전력시장을 이용한 보완공급 허용

## → 제도개선2: 전력예비율 확보 기여도 인정

### 현 황

- 용량요금 지급대상 사업자 : 중앙급전발전기로 분류된 발전사업자
  - 중앙급전발전기 분류기준
    - 발전설비용량이 20MW를 초과하는 발전기
    - 발전기 기동·정지, 출력 증·감발 등 급전지시에 따라 운전할 수 있는 발전기
  - 구역전기사업은 비중앙급전발전기로 분류되어 용량요금 미지급
    - 지역냉·난방 사업자중 발전설비용량이 20MW를 초과하는 열병합발전기를 보유한 사업자는 중앙급전발전기로 분류
- ※ 집단에너지사업 : 지역냉 · 난방사업, 구역전기사업 (산업단지 포함)

## 문 제 점

- 구역전기사업용 발전기는 수요지에 건설되는 분산형 전원으로서 공급구역의 전기수요를 공급함에 따라 **전력예비율 증진에 기여함에도 불구하고 용량요금 미지급**
- 구역전기사업용 발전기는 대부분 LNG 복합화력 시스템으로 중앙급전발전기로서 기술적 특성이 우수하고, 상시 병렬운전을 함으로써 전력추종 운전이 가능하여 발전사업자와 동등한 지위 부여가능
  - 현재의 CBP시장은 한시적인 운영제도임에도 불구하고 양방향 시장이 도입되기 전까지 CP를 지급하지 않을 경우 구역전기사업의 경제성 저하 야기
- 집단에너지사업중 구역전기사업자와 동일한 발전형태인 지역냉·난방사업자의 발전설비에 한하여 용량요금 지급은 **형평성 문제 야기**

## 제도개선 방안

- 중앙급전발전기 요건을 갖추고 전력거래소와 거래시 중앙급전발전기로 분류하여 **용량요금 지급**
  - 1안) 보유한 발전설비로 공급구역 공급 후 잉여전력에 대해 용량요금 지급 (**전력시장 계량전력 × 용량요금**)
  - 2안) 구역전기사업자의 선언용량 (**선언 발전용량 × 용량요금**)

## → 제도개선3: 구역전기사업용 LNG 요금신설

### 현 황

- 구역전기사업자의 발전설비용량을 기준으로 LNG공급자 구분
  - 100MW이상 구역전기사업용 발전설비 : 한국가스공사에서 직공급 (발전용 가스요금 적용)
  - 100MW미만 구역전기사업용 발전설비 : 도시가스사에서 공급 (집단에너지용 가스요금 적용)

### 문 제 점

- 동일용도 발전설비에 대한 공급사 및 요금차등 적용으로 인한 시장혼란 야기
  - 발전사업자와 구역전기사업자간 공정경쟁 환경조성을 위해 동일용도의 동일요금 적용 필요
  - 100MW미만 설비로 구역전기사업 추진시 100MW이상 구역전기사업자와 형평성 부재
- 도시가스사와 지역난방사업자 양 사업자의 갈등해소 저해
- 에너지이용효율 향상을 위해 집단에너지사업을 확대보급하려는 정부정책과 역행
  - 높은 연료비로 인한 경제성 저하로 소형열병합발전사업 지양

## 제도개선 방안

- 한국가스공사의 **도매공급비용**과 도시가스사의 **소매공급비용** 조정을 통한 **요금인하 또는 신설**
  - 요금수준 : 발전용 수준의 LNG요금
  - 공급범위
    - 1안) 150MW이하의 모든 구역전기사업자에 준하여 발전용 LNG요금 수준의 요금 신설 필요
    - 2안) 업역구분 100MW 상한 규제 폐지

## → 제도개선4: 열원부지 매입비용 인하

### 현황 및 문제점

- 현재 “택지개발업무처리 지침” 에 의하면 열원부지는 조성원가 혹은 감정가로 공급
  - 택지공급 용도별 기준을 보면 조성원가 이하 공급 기준과 조성원가 수준 공급기준으로 분류됨.
  - 현재 열원부지는 조성원가 수준으로 분류되어 있음.
- 열원부지 매입비(약 300만원 ~ 800만원/평당) 증가로 인한 구역전기사업의 경제성 악화
  - 구역전기사업 확대보급의 절대적인 장애요인이 되고 있음.

### 제도개선 방안

- “택지개발업무처리지침” 의 택지공급가격기준 개정 필요
  - 집단에너지사업용 부지가격을 “조성원가 이하” 항목에 분류
  - 도시기반시설로서 에너지절감과 환경개선 등 공익목적에 따른 영구시설로 분류해야 함.

## → 제도개선5: 석유 수입/판매 부과금 환급제도 개선

### 현황 및 문제점

- 집단에너지사업자 및 구역전기사업자에게 열·전기를 동시에 생산하는 시설의 연료 및 신규 민자LNG 발전사업자에게 부과금 환급
  - 석유수입부과금 : LNG 1톤당 24,242원
  - '08.02.29 까지 한시적 시행
- 허가를 득한 구역전기사업자의 상업운전시기는 08년 하반기~ 12년 상반기로 부과금 환급제도의 적용을 받을 수 없음. → 연료비 추가부담에 따른 경제성 악화 초래

### 제도개선 방안

- 신규 구역전기사업자에게 상업운전 시점으로부터 향후 5년간 연도별로 환급을 적용

구분	적용기간				
	상업운전	2년차	3년차	4년차	5년차
환급율	100%	90%	80%	70%	60%
가격인하효과[원/㎥]	19.29	17.36	15.32	13.50	11.57

## → 기타 제도개선 사항

- 보완공급요금 산정방식 개선
- 사업개시 전 보완공급
- 도시가스사 고압취급 허용
- 주택사업 승인 전 구역전기사업자와의 사전협의 의무화
- 사업개시 전 전기공급약관 신고
- 용어정의의 명확화
- 허가설비용량 확대
- 에너지이용합리화자금 제도 개선
- 열전비 완화

## 제도개선1: 전력시장 보완공급방안 개선

### ○ 반영내용

- 동절기 열부하 추종운전, 기타절기 전기추종 운전
- 전력예비율이 높은 심야시간대는 전력시장으로부터 수전 공급 (동절기 제외)

### ○ 반영결과

구분	소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2	평균
IRR (%) 상승률	1.96%	1.19%	1.72%	2.38%	1.92%	1.84%

### ○ 분석

- 심야시간대 off시 보완공급량은 약 17% ~ 20% 증가하였고, 역송판매량은 약 5~6% 감소
- IRR(%)은 대상지구의 부하특성에 따른 피크부하 및 보완공급량에 따라 차이가 발생하나 **약 1~2%p 증가**
- 5개지구의 평균 보완공급단가는 KPX거래시 한전으로 보완공급 받을 때 보다 66.3% 수준임.
  - 한전 거래 시 : 92.3원/kwh [최소-85.9원/kwh, 최대 -100.7원/kwh]
  - KPX 거래 시 : 61.2원/kwh [최소-54.9원/kwh, 최대 -63.4원/kwh]

## 제도개선2: 전력예비율 확보 기여도 인정

### ○ 반영내용

#### - 발전설비 용량 20MW 이상 중앙급전발전기로 분류하여 용량요금 지급

- 1안) 보유한 발전설비로 공급구역 공급 후 잉여설비중 20MW 이상에 대한 용량요금 지급 (전력시장 계량전력 X 용량요금)
- 2안) 구역전기사업자의 선언용량 (발전용량 - 소내소비동력) × 용량요금

### ○ 반영결과 (IRR [%] 상승률)

구분	소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2	평균
IRR[%] 상승률	-	2.46%	1.91%	2.06%	2.07%	2.13%

### ○ 분석

- KPX 거래시 보다 약 2%p 이상의 높은 IRR 개선효과
- 제도개선 방안 중 경제성 개선효과가 가장 높는데, 특히 소규모에서 매우 높은 개선효과가 기대됨.

### 제도개선3: 구역전기사업용 LNG요금 신설

#### ○ 반영내용

##### - 1안) '07년말 산자부의 LNG요금 개정 내용 반영 (집단에너지용 → 열병합1)

- 개정된 요금의 도매공급비용에 대한 영향을 분석
- LNG요금제도 개선에 따른 경제성 상승 ⇒ 열병합1 요금의 도매공급비용이 가장 낮음에 기인함.

##### - 2안) '07년말 산자부의 LNG요금 개정 내용 반영 (발전용)

구 분		소규모1	소규모2	중규모	평 균
1안	개정요금 반영	0.72%	0.54%	0.42%	0.56%
2안	발전용	2.39%	1.93%	1.83%	2.05%

#### ○ 분석

- 열병합1요금의 도매공급비용은 용도별 요금 중 가장 낮지만 지역별 소매공급비용에 따라 경제성에 영향이 있음.
- 경제성 확보를 위해서는 LNG요금제도 개선이 요구되며 특히 도시가스사업자의 소매공급비용 조정이 필요함.

## 제도개선4: 열원부지 매입비용 인하

### ○ 반영내용

- 검토 지역별 열원부지 비용 30% 인하

### ○ 반영결과

구분	소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2	평균
IRR (%) 상승률	0.13%	0.11%	0.17%	0.11%	0.19%	0.14%

### ○ 분석

- 전체 투자비중 열원부지가 차지하는 비율은 평균 19.4% 로 매우 높은 수준임.

소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2	평균
12.6%	17.6%	16.9%	25.5%	24.3%	19.4%

- 열원부지 30% 인하시 평균 0.14%p의 경제성 개선효과가 있음.

## 제도개선5: 석유 수입/판매 부과금 환급제도 개선

### ○ 반영내용

- 상업운전 시점으로부터 향후 5년간 연도별로 환급률 적용
- 환급대상 액화천연가스 사용량 × 연도별 환급률 × 전전월의 부과금단가

### ○ 반영결과

구분	소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2	평균
IRR (%) 상승률	0.24%	0.13%	0.16%	0.06%	0.13%	0.14%

### ○ 분석

- 변동비중 LNG비용이 차지하는 비율은 다음과 같이 감소하였으며, 중/대규모 보다 소규모에서 부과금 환급에 따른 경제성 개선 효과가 큰 것으로 나타남.

구분	소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2
환급 적용전	96.3%	82.5%	82.3%	68.2%	77.3%
환급 적용시	87.4%	82.1%	80.7%	67.5%	76.8%
증(감)	-8.9%	-0.4%	-1.5%	-0.7%	-0.6%

## 제도개선 우선순위

구 분		소규모1	소규모2	중규모	대규모1	대규모2	평균
제도개선 1	보완공급방안 개선	1.96%	1.19%	1.72%	2.38%	1.92%	1.84%
제도개선 2	CP지급	-	2.46%	1.91%	2.06%	2.07%	2.13%
제도개선 3	발전용 LNG	2.39%	1.93%	1.83%	-	-	2.05%
제도개선 4	열원부지 인허가	0.13%	0.11%	0.17%	0.11%	0.19%	0.14%
제도개선 5	석유수입부과금 환급유지	0.24%	0.13%	0.16%	0.06%	0.13%	0.14%

○ 중규모 이하

- 발전용LNG 요금적용 > 보완공급방안 개선 > 석유수입부과금 환급유지 > 열원부지 인허가 순으로 나타남.

○ 대규모

- 전력시장 보완공급방안 개선 및 용량요금 지급

## 구역전기사업의 현안 및 제도개선 노력

- 2003년 12월 구역전기사업이 도입된 이후 에너지시장의 급격한 환경변화로 사업기반 위축
  - 구역전기사업의 안정적인 정착을 저해하는 환경요인으로 고유가에 따른 연료비 급등, 발전설비비의 상승, 발전소 부지 매입비용의 상승 등
- 구역전기사업을 확대한다는 정책기조에 따라 사업여건의 개선을 위한 정부와 업계의 노력 지속
  - 2007년 8월 구역전기사업자협의회에서 제도개선 사항 제출
  - 또한 구역전기사업자용 LNG 요금 신설, 준공전 수요에 대한 임시보완전력 공급, 공급구역 중복문제 등에 대한 정부의 사업환경 개선 및 활성화 노력이 이어짐.
- 그러나 구역전기사업의 안정적인 제도정착을 위해 구역전기사업자의 에너지시장에서의 역할을 제대로 정립할 수 있는 방안의 모색 필요
  - 구역전기사업의 중장기 로드맵 수립 필요 (정부와 이해 관련 사업자 공동 추진)

## 에너지정책 측면

- 구역전기사업에 대한 중장기 로드맵 필요
- 구역전기사업 관련 제도개선 및 합리적 규제체계 마련 필요
- 현행 제도와 구역전기사업 활성화 정책의 적합성 검토

## 구역전기사업자 측면

- 구역전기사업에 대한 전문성 제고와 책임경영 강화 필요
- 기후변화협약과 연계된 사업전략 수립 필요
- 기존 사업과 연계된 고부가가치사업 발굴 필요

**경청해 주셔서 감사합니다!**