

'95 장기전력수급계획 (1995~2010)

자료제공/통상산업부 전력정책과

- 목 차 -
I. 계획수립 개요
II. 장기전력수요 전망
III. 장기전력설비계획
IV. 장기전력수급계획
V. 계획의 실효성 확보방안
VI. 정책과제(97년도 계획시 반영과제)

I. 계획수립 개요

1. 추진경위

- 95. 5: "95 장기전력수급계획 작업추진 방안" 확정
 - 장기계획수립을 위한 중점검토방향 설정
 - 장기계획수립 실무위원회(7개 소위원회) 구성
- 95. 5: "95 장기전력수급계획 세부작업추진방안" 수립
 - 실무 소위원회별 활동계획 수립
 - 실무 소위원회별 위원 임명
- 95. 6: 장기계획 심의위원 간담회
- 95. 6~9: 실무 소위원회별 담당과제 검토

- 95. 10: 장기전력수급계획관련 전문가 간담회
- 95. 12. 1: 장기계획 심의위원 간담회
- 95. 12. 14: 장기계획 공청회
- 95. 12. 22: 장기전력수급계획 심의위원회 심의
- 95. 12: 장기전력수급계획 확정·공고

2. 계획수립방향

- 계획기간: 1995~2010(16년)[법적기간 10년 이상]
- 93년 이후 수급실적 및 제반여건 반영
- 수요예측의 불확실성에 대비하여 수요의 상·하한 폭을 예측하고 이에 따른 대응방안 수립
- 에너지 이용효율 제고를 위한 합리적인 수요관리 추진
- 전력사업의 불확실성을 고려한 적정수준의 공급신뢰도 확보 및 투자비의 최소화 방안 강구
 - 중·단기수요 예측오차 및 대북전력협력 불확실성 감안
 - 기존발전설비 수명연장 및 설비신뢰성 향상
- 발전설비 구성은 경제성, 계통특성, 환경문제, 투자비 규모와 입지확보 등 현실적 제약요인 고려
- 전력사업의 효율성 제고를 위하여 민자발전 물량 확대 반영

- 원자력 기술개발 및 경제성 제고를 위해 차세대 원전 건설계획 반영
- 전력부문에서의 공해물질 배출총량 저감대책 적극 강구
- 신에너지 발전기술의 개발과 적극활용을 위한 석탄신발전방식(CCT)과 대체에너지 건설계획 반영

II. 장기전력수요 전망

1. 주요 전제

- 경제성장률 및 주택보급률은 93년 예측치보다 상향조정
- 산업구조 및 제조업비중 등 기타 입력전제는 현실에 맞게 조정 반영

구 분	93 예측			95 예측			
	95~00	01~05	06~10	95~00	01~05	06~10	06~10
경제성장률(%)							
-GDP	6.6	4.6	4.9	7.3	6.0	4.9	
-광공업	6.2	4.2	5.1	8.6	7.0	5.1	
-서비스	7.4	5.1	5.1	7.1	6.0	5.1	
주택보급률(%)	95	00	05	95	00	05	10
	83.3	91.9	95.0	83.8	91.6	97.5	101.4
산업구조(%)							
-광공업*	34.1	33.2	32.5	30.4	32.1	33.4	33.6
-서비스	59.9	62.3	63.8	63.1	62.9	62.8	63.3
제조업비중(%)							
-화학석유	22.3	21.9	21.7	17.4	17.7	16.8	15.7
-1차 금속	7.6	7.9	7.8	9.4	9.5	9.3	9.1
-기계장비	40.7	44.0	46.4	44.2	47.7	52.1	55.0

(자료 : KDI, 2010년의 산업구조전망, 1995)

2. 예측방법

- 판매 전력량
 - 부문별(주택용, 산업용, 산업용)로 구분하여 예측
 - 주택용: 가전기기 및 기타 수요로 구분 예측
 - 상업용: 공공용, 수도, 전철, 기타 서비스로 구분 예측
 - 산업용: 농림어업, 광업, 제조업 3개부문을 구분하고 제조업은 섬유 의복, 제재가구 등 9개 산업으로 세분하

여 예측

- 최대 전력
 - 부문별 판매량을 근간으로 부문별 부하곡선을 반영

3. 판매전력량

- 2010년 판매전력량은 3,656억kWh로 전망
 - 94년 판매전력량 실적치 1,465억kWh의 2.5배 수준
- 2006년 판매전력량은 3,180억kWh로 전망
 - 93년 예측한 2,735억kWh보다 16.3% 증가
 - 주요 증가요인은 경제성장률, 광공업성장률 등의 전망이 93년 대비 증가
- 95~2010 기간중 판매전력량 평균증가율은 5.9%로 예상

(단위 : 억kWh, %)

구 분	93년 예측 (A)	95년 예측 (B)	증감(증감률) (B-A)
1994	—	1,465(실적)	—
1996	1,643	1,794	151(9.2)
1998	1,892	2,109	217(11.5)
2000	2,109	2,393	284(13.5)
2006	2,735	3,180	445(16.3)
2010	—	3,656	—
평균증가율(%)			
95-00	7.1	8.5	1.4
01-06	5.3	5.9	0.6
95-06	5.8	6.7	0.9
07-10	—	3.5	—
95-10	—	5.9	—

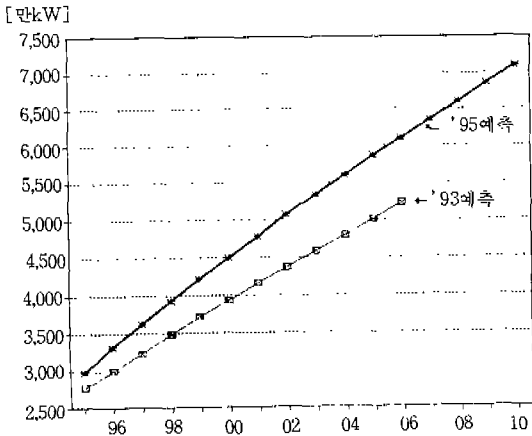
4. 최대수요

가. 수요관리전

- 2010년 최대수요는 7,085만kWh로 전망
- 2006년 최대수요는 6,101만kWh로 전망
 - 93년에 예측한 5,221만kW보다 16.9% 증가

(단위 : 만kW, %)

구 분	1996	2000	2006	2010
95 예측	3,326	4,505	6,101	7,085
93 예측	3,003	3,935	5,221	—
증 감 (증감률)	323 (10.8)	570 (14.5)	880 (16.9)	—



나. 수요관리

- 최대수요 억제 및 전력수요 평준화 도모
 - 부하관리 방안 강구
 - 시간별, 계절별 요금구조 개선
 - 하계휴가조정 및 자율절전 등을 위한 요금 제도 개선
 - 빙축열 기기 및 가스냉방 기기 보급확대 등
 - 기기효율 향상 유도
 - 고효율기기 우선 구매, 가전기기의 최저효율제 시행 등
- 2010년 수요관리 효과는 521kW로 최대수요의 7.4% 수준

<연도별 수요관리 효과>

(단위: 만kW, %)

구 분	96	00	06	10
요금구조 개선	23	32	45	53
하계휴가조정 및 자율절전제도	22	30	40	47
빙축열 냉방 보급	3	18	68	121
가스냉방 전력대체	15	53	133	213
최대전력 관리	—	2	14	28
고효율조명기기	2	3	3	3
모터 제어	—	11	26	56
합 계	65 (2.0)	149 (3.3)	329 (5.4)	521 (7.4)

주. ()내는 수요관리 비율임

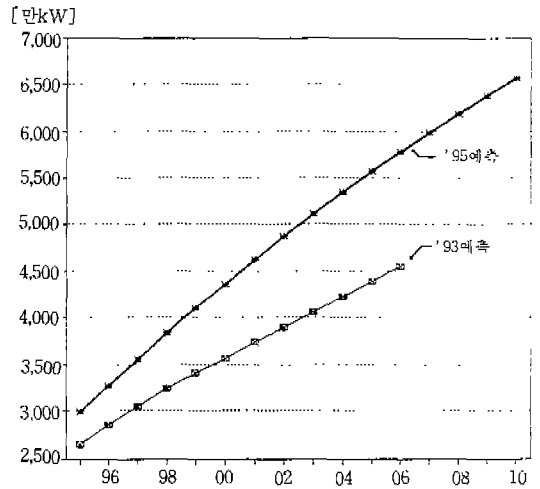
다. 수요관리후

- 2010년 최대수요는 6,564만kW로 전망
- 2006년 최대수요는 5,772만kW로 전망

- 93년 예측한 4,553만kW보다 26.8% 증가

(단위: 만kW, %)

구 분	1996	2000	2006	2010
95 예측	3,260	4,356	5,772	6,564
93 예측	2,850	3,566	4,553	—
증 감 (증감률)	410 (14.4)	790 (22.2)	1,219 (26.8)	—



라. 수요관리 전후의 최대수요 비교

- 2010년 수요관리후 최대수요는 6,564만kW로 전망
 - 수요관리전 최대수요 7,085만kW의 92.6% 수준
 - 95년의 최대수요 실적치 2,988만kW의 2.2배 수준
- 계획기간 중 최대수요 평균증가율은 수요관리효과로 0.5% 감소
 - 수요관리전 6.3%→수요관리후 5.8%

(단위: 만kW, %)

구 분	수요관리전	수요관리	수요관리후	
1995	—	—	2,988(실적)	
1996	3,326(100)	65(2.0)	3,260(98.0)	
1998	3,938(100)	99(2.5)	3,839(97.5)	
2000	4,505(100)	149(3.3)	4,356(96.7)	
2006	6,101(100)	329(5.4)	5,772(94.6)	
2010	7,085(100)	521(7.4)	6,564(92.6)	
평균증가율(%)	95-00	9.1	—	8.5
	01-06	5.2	—	4.8
	95-06	7.1	—	6.6
	07-10	3.8	—	3.3
	95-10	6.3	—	5.8

주. ()내는 수요관리전 최대수요대비 비율임

5. 상·하한 수요

가. 전제

- 경제성장률
 - 단기(95~2000): 기준안 대비 ±1.5% 적용
 - 장기(01~2010): 기준안 대비 ±1.0% 적용
- 실질전기요금
 - 상한안: 요금상승률(판매단가/물가지수)을 매년 -1.5%p 적용
 - 하한안: 요금상승률(판매단가/물가지수)을 불변 적용

나. 예측결과

- 2010년 상한안 최대수요는 8,146만kW로 전망
 - 기준안 최대수요 6,564만kW의 124.1% 수준
- 2010년 하한안 최대수요는 5,298만kW로 전망
 - 기준안 최대수요 6,564만kW의 80.7% 수준

〈기준안 대비 상·하한안 최대수요〉

(단위: 만kW, %)

구분	기준안	상한안	하한안
1996	3,260 (100)	3,297 (101.1)	3,225 (98.9)
2000	4,356 (100)	4,693 (107.7)	4,044 (92.8)
2005	5,567 (100)	6,420 (115.3)	4,780 (85.9)
2010	6,564 (100)	8,146 (124.1)	5,298 (80.7)

주. ()내는 기준안 대비 비율임

Ⅲ. 장기전력설비계획

1. 주요 전제

- 고품질 전력요구 대비 공급지장확률(LOLP) 하향조정: 0.7→0.5(일/년)
- 설비예비율은 93계획시와 유사한 18~20% 수준 유지
- 할인율은 93계획시와 동일한 8.5% 적용

구분	93 계획	95 계획	비고
LOLP(일/년)	0.7	0.5	고려대 생산기술연구소 용역결과(95. 4)
설비예비율(%)	18~19	18~20	대부한 전력법령 대비
할인율(%)	8.5	8.5	서울대 경제연구소 용역 결과(93. 8)

2. 발전원별 특성비교(표 1)

- 원자력은 건설기간이 장기이나 준곡산에너지로서 가치 상존
- 석탄은 입지환경면에서 불리하나 매장량 풍부
- 석유/LNG는 입지환경면에서는 유리하나 공급 및 가격 불안요인 상존

3. 발전설비계획

가. 수립방법

- WASP, POWRSYM, MOST 등 전산모형을 병행사용하고 다목적상관 분석을 통해 최적 계획안 도출
 - WASP(Wien Automatic System Planning Package): 공급 신뢰도, 설비계획 대안구성, 경제성 등 검토
 - POWRSYM(Power Production Simulation Model): 발전량, 연료소요량, 환경영향(CO₂) 등 산정
 - MOST(Multi-Objective Trade-Off): 공급 신뢰도, 경제성, 투자비, 환경영향 등 다원화된 전연계획목표를 최적수준으로 충족시킬 수 있는 계획을 도출하기 위한 기법
- 2000년까지 신규설비계획
 - 복합화력 후보지점(여수, 한화, 보령, 부산)의 현실적 추진가능성, 신뢰성, 환경성 등을 종합고려하여 수립
- 2001년 이후 신규모 설비계획
 - 484개 대안 구성
 - 원자력 4개, 석탄 11개, LNG 11개 대안의 조합
 - 484개 대안중 15개 대안 선정
 - 공급신뢰도 및 현실적 추진가능성 고려

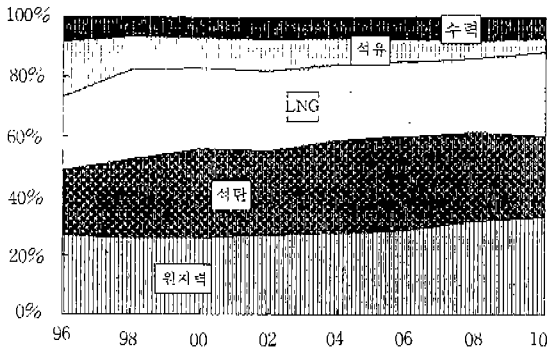
〈표 1〉 발전원별 특성비교

구분	공급 안정성	입지 및 환경성	건설 및 운영의 탄력성
원자력	• 준국산 에너지로서 가치 상승 • 고속로 실용화시 공급측면에서 안정적	• 입지규모가 석탄화력에 비해 작으나, 신규 입지확보가 어려움 • 폐기물 처리문제 해결 필요	• 건설기간이 장기이고 부하 추종성면에서 불리
석탄	• 매장량 풍부(300년)	• 입지 및 환경면에서 불리	• 건설기간이 장기이고 부하 추종성은 원사력보나 유리
석유	• 연료의 공급 및 가격 불안요인 상존	• 입지 및 환경면에서 석탄화력보다 유리	• 부하 추종능력 유리 • IEA는 회원국에 신규 건설 억제 권고
LNG	• 연료의 공급 및 가격 불안요인 상존	• 입지 및 환경면에서 우수	• 건설기간이 단기이고 부하 추종성이 우수 • LNG 계약은 경직적

- 15개 대안의 다목적 상관관계를 상세히 분석하여 최적대안 선정
- 신뢰도, 총비용, 투자비, 탄소배출량을 종합 분석

나. 발전원별 설비구성

- 원자력, LNG 구성비는 지속적으로 높아지고, 석유와 수력은 감소
- 석탄 구성비는 점진적으로 하향추세 유지



(단위 : 만kW, %)

구분	1995	2000	2005	2010
원자력	862 (26.8)	1,372 (26.0)	1,872 (27.5)	2,633 (33.1)
석탄	782 (24.3)	1,583 (30.0)	2,203 (32.4)	2,170 (27.3)
LNG	674 (20.9)	1,420 (26.9)	1,621 (23.9)	2,201 (27.7)
석유	592 (18.4)	514 (9.8)	550 (8.1)	353 (4.4)
수력	309 (9.6)	388 (7.3)	548 (8.1)	598 (7.5)
합계	3,218 (100)	5,276 (100)	6,793 (100)	7,955 (100)

다. 건설계획

(단위 : 만kW)

구분	93계획 (95~06)	95계획			
		95~06	07~10	계	
원자력	1,280(14기)	1,210(13기)	720(6기)	1,930(19기)	
기력	석탄	1,005(19기)	1,510(27기)	—	1,510(27기)
	국내탄	40(2기)	40(2기)	—	40(2기)
	석유	45(2기)	115(1기)	—	115(1기)
복합	LNG	470(12기)	1,204(28기)	540(12기)	1,744(40기)
	경유	—	11(1기)	—	11(1기)
양수	280(10기)	280(10기)	50(2기)	330(12기)	
수력/기타	17(7개소)	20(17개소)	—	20(17개소)	
합계	3,317 (59기, 7개소)	4,390 (85기, 17개소)	1,310 (20기)	5,700 (105기, 17개소)	
	비율(%)	100	140	182	

라. 폐지계획

(단위 : 만kW)

구분	93계획 (95~06)	95계획			
		95~06	07~10	계	
원자력	—	—	59(1기)	59(1기)	
기력	석탄	56(2기)	—	—	
	국내탄	62(7기)	30(5기)	32(2기)	62(7기)
	석유	286(16기)	116(11기)	131(6기)	247(17기)
	LNG	129(5기)	129(5기)	25(1기)	154(6기)
복합(경유)	76(3기)	71(2기)	—	71(2기)	
내연	6(2개소)	22(2개소)	1(1개소)	26(3개소)	
합계	615 (33기, 2개소)	368 (23기, 2개소)	251 (10기, 1개소)	619 (33기, 3개소)	
	비율(%)	100	60	101	

4. 수요변동시 대응방안

가. 상한 수요시

- 대책: 설비예비율 12.0% 수준을 유지할 수 있도록 건설계획 조정
 - 96, 97년은 발전설비 추가건설이 불가능하므로 수요관리 강화로 대응
 - 98, 99년은 추가건설없이 12.0% 이상의 설비예비율 수준 유지
 - 2000년 이후는 LNG복합 추가건설

〈LNG복합 45만kW 추가계획〉

(단위: 만kW, 기)

연도	95~99	2000	2001	2002	2003	합계
추가용량	—	90(2)	45(1)	135(3)	90(2)	360(8)

○ 대책후 수급전망

(단위: 만kW, %)

구분	1996	1998	2000	2003
최대전력	3,297	3,988	4,693	5,731
설비용량	3,572	4,555	5,286	6,452
설비예비율	8.4	14.2	12.6	12.6

나. 하한 수요시

- 대책: 설비예비율 25.0% 수준을 유지할 수 있도록 건설계획 조정
 - 98년까지는 건설계획 취소없이 설비예비율 25.0% 이하 유지
 - 99년 이후는 사업착수가 안된 건설계획 취소

〈건설계획 취소〉

(단위: 만kW, 기)

구분	LNG 45	석유 50	석탄 50	석탄 80	양수 25	계
96~00	45(1)	—	—	—	—	45(1)
01~05	135(3)	100(2)	100(2)	240(3)	50(2)	625(12)
06~10	450(10)	—	—	—	50(2)	500(12)
96~10	630(14)	100(2)	100(2)	240(3)	100(4)	1,170(25)

○ 대책후 수급전망

(단위: 만kW, %)

구분	1996	1998	2000	2005	2010
최대전력	3,225	3,695	4,044	4,780	5,298
설비용량	3,572	4,555	5,151	5,993	6,640
설비예비율	10.8	23.3	27.4	25.4	25.3

5. 송변전설비계획

가. 계획수립 방향

- 사업추진 가능성을 고려한 계획 수립
- 목표년도(2010년)을 겨냥한 연도별 계통구성
 - 345kV 이상 : 95장기전력수급계획에 따른 345kV 이상 초고압 전력계통 구성계획 수립
 - 154kV계통 : 초고압 이상 모변전소를 거점으로 하위전압 자변전소 개념의 단순계통 구성
- 남북전력 계통연계대비
 - 휴전선 인근 송변전설비 확장시 남북전력협력 및 통일에 대비하여 대용량 선종 시설

나. 계통계획

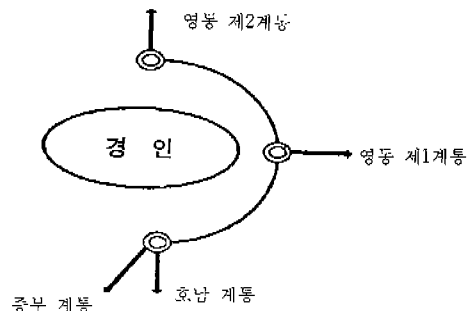
1) 장기목표(2010년)

가) 지역간 계통연결

- 345kV송전선을 주축으로 지역간 2개 선로구성
- 대단위 전원단지(서해안, 동해안, 서남해안)와 최대수요지(경인)간 대용량 송전선로(765kV) 직접연결

나) 전압별 계통구성

- 765kV 계통
 - 대단위 전원단지 연결 및 경인지역 배후계통(남부, 동부, 북부 연결) 구성



○ 345kV 계통

- 지역간 간선계통의 주축유지(전원포함)
- 일반도시의 외곽계통
- 대도시의 도심 전력 공급원

- 154kV 계통
 - 지역내 간선
 - 도심의 배전

2) 주요 계획

가) 765kV 대용량 송전계통 구성

- 기존 765kV 설비계획: 준공후 상업운전시까
지 345kV 운전

지역	단계별 송전선 준공	상업 운전	비 고
중부계통	1998년	2001년	- 태안, 당진T/P 인접 - 경인남부(신안성)와 인접
영동 제1계통	1998년	2002년	- 온산 후속기 관련 - 경인동부(신기평)와 인접
중부-영동 계통인접	2002년	2002년	- 경인남부(신안성) ~ 경인동부(신기평) 계통인접

- 신규 765kV 설비계획 반영: 준공후 상업운전
시까지 345kV 운전

지역	단계별 송전선 준공	상업 운전	비 고
영동 제2계통	2007년	2007년	- 동해북부 신규계획 인접 - 경인북부(신양주)와 인접
호남계통	2001년	2007년	- 영광, 고리 후속기 관련 - 경인남부(신안성)와 인접
영동 제1~2 계통인접	2007년	2007년	- 경인동부(신기평) ~ 경인북부(신양주) 계통인접

나) 신규 345kV 설비계획

○ 전원연결 송전선로

- 2005년: 청송-신영일T/L 건설
- 2005년: 월성-북고리T/L 2π 연결
- 2006년: 고리-신진영T/L 건설 및 장비
- 2009년: 군장-옥구T/L 건설

※ 민자발전 관련계통은 사업자 선정후 추가 반영

○ 지역부하 공급용 345kV 변전소(개폐소) 건설

- 2002~2003년: 남대구, 신이천, 신공릉, 신울
산#2(개폐소)
- 2004~2005년: 신평택, 북당진, 동부산
- 2006~2009년: 신안양, 북서울, 신목포, 신진
영(개폐소)

다) 송변전설비 전망

○ 변전소수

(단위: 개소)

전압별	연도	1994	2000	2005	2010
765kV		—	—	1	6
345kV		23	17	60	67
154kV		261	501	601	661
계		284	511	665	737

○ 송변전설비

(단위: 송전 C-Km, 변전 MVA)

전압별	연도		1994		2000		2005		2010	
	송전	변전	송전	변전	송전	변전	송전	변전		
765kV	—	—	680	—	1,354	22,000	1,831	32,000		
345kV	5,672	29,173	8,026	61,143	8,956	83,173	9,022	91,373		
151kV	12,485	41,239	19,917	74,639	22,371	85,833	24,071	93,313		
계	18,247	70,412	287,623	136,812	32,901	191,912	36,137	216,992		

IV. 장기전력수급계획

- 98년 이후에는 설비예비율을 적정수준인 18
~20% 수준으로 유지하여 전력안정공급 도
모(대북협력대비 1~2% 추가)
- 97년까지는 공급능력 추가확보가 어려우므
로 수요관리 강화로 대응

(단위: 만kW, %)

연도	최대전력	발전설비계획			설비예비율
		폐지용량	건설용량	히계기준 설비용량	
1994	2,670	—	—	2,877(2,875)	7.8[2.8]
1995	2,988	13	356	3,179(3,218)	6.4[7.0]
1996	3,260	17	369	3,572(3,570)	9.6[3.1]
1997	3,548	39	614	3,995(4,115)	12.6[3.1]
1998	3,839	—	513	4,352(4,657)	18.6[11.0]
1999	4,103	34	465	4,918(5,088)	19.9[12.6]
2000	4,356	—	188	5,196(5,276)	19.3[13.8]
2001	4,612	10	325	5,501(5,591)	19.3[12.8]
2002	4,867	4	240	5,777(5,827)	18.7[12.9]
2003	5,110	60	506	6,092(6,272)	19.2[13.3]
2004	5,343	39	195	6,383(6,228)	19.5[13.3]
2005	5,567	65	430	6,618(6,793)	18.9[12.8]
2006	5,772	87	190	6,896(6,896)	19.5[13.0]
2007	5,980	40	265	7,121(7,121)	19.1[12.7]
2008	6,182	18	310	7,364(7,414)	19.1[12.2]
2009	6,378	59	410	7,630(7,705)	19.6[13.0]
2010	6,564	135	325	7,820(7,955)	19.1[12.1]

주. ()내는 현방기준, []내는 공급예비용량

V. 계획의 실효성 확보방안

1. 수요관리대책

가. 목표

(단위: 만kW)

연도	1996	2000	2006	2010
부하	65	119	329	521

나. 추진방향

- 수요관리위주 전기요금체계 강화
- 실효성 있는 수요관리 프로그램 개발 시행
- 냉방수요 억제를 위한 빙축열 보급확대
- 전기기기 효율향상을 위한 기술개발투자 촉진 및 기기보급 확대

다. 추진계획

- 부하관리 요금제 개선 및 확대운영 추진
 - 여름철 휴가·보수기간 조정 요금제 조정량 확대
 - 자율절전 요금제 대상고객 확대 검토(계약 전력 5,000kW 이상에서 1,000kW 이상 고객으로 확대)
- 기본요금비율 상한조정 추진
 - 현행 20.6%에서 35%로 조정
- 수요관리 프로그램 효과 측정 및 평가기법 개발
 - 제주지역 수요관리 시범사업 특구로 설정 10개 수요관리 프로그램 운영
 - DS Manager 등 수요관리 프로그램 평가기법 도입 적용
 - 최대수요 관리장치, 아파트 급수펌프 제어 등 신규프로그램 도입 추진
- 고효율기기 보급확대 지속 추진
 - 고효율 조명기기 보급지원제도 연장 및 확대 검토
 - 부문별 효율향상 대상확대 검토(전동기, 공조기 등)
 - 고효율기기 품질 신뢰성 향상 방안 강구(인정기준 및 절차 개선)

- 효율향상 유도를 위한 고효율 우선구매제도, 가전기기 최저효율제 추진

2. 민자발전 추진계획

가. 기본방침

- 원자력:민전대상에서 제외
 - 공기업인 한전이 건설·운영함으로써 설비 안전성 및 효율성 제고
- 석탄화력:신규건설물량의 일정수준을 민자로 건설
 - 50만kW급은 2003년 이후 신규건설물량의 50% 수준을 민자로 건설
 - 80만kW급은 사업의 효율성과 신규격상설비 임을 감안 한전이 건설
- LNG 복합화력:2001년 이후 신규건설물량의 50% 수준을 민자로 건설
- 양수:2005년 이후 신규건설물량의 50% 수준을 민자로 건설

나. 민전추진물량

- 2003, 2004년 준공예정인 LNG복합 45만kW급 2기는 대구지역에 유치

(단위: 기)

구분		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	계
석탄 (40만kW)	건설계획			3	1							4
	민전대상			1	1							2
LNG복합 (15만kW)	건설계획	2	1	1	1	2	3			4	5	21
	민전대상	1	1	1	1	1	2			1	2	11
양수 (25만kW)	건설계획					2				2		4
	민전대상					0				2		2
합계	건설계획	2	1	4	2	1	2	3		2	4	29
	민전대상	1	1	2	2	1	1	2		2	1	15

주, 93년 민전계획인 LNG복합 40만kW 2기(2001, 2002 준공) 및 석탄 50만kW 2기(2003, 2004 준공) 포함

다. 추진일정

- 준공연도를 목표로 민전추진기본계획에 따라 단계적으로 추진

3. 투자자원 조달계획

가. 발전설비 투자비 소요전망

(단위 : 억원)

구 분	95~00	01~05	06~10	계
원자력	95,860	103,478	41,447	240,785
수화력	129,852	67,677	26,954	224,483
신규설비	10,434	36,340	26,954	73,728(100%)
민선설비	4,530	23,017	10,200	37,747(51.2%)
계	225,712	171,155	68,401	465,268

- 주. 1) '95 불변가격 기준, 민선설비 포함(수자원, 소수력, 한화
는 제외)
2) 신규설비는 2001년 이후 신규보 건설할 29기(석탄 50만
kW 4기, LNG 21기, 양수 4기)
3) 민선설비는 29기중 민자로 건설할 15기(석탄 50만kW 2
기, LNG 11기, 양수 2기)

나. 자금소요의 최대한 억제

- 신규 투자소요의 최대억제 및 설비투자의 적
정화
- 경영효율 개선 등 원가절감 노력 지속추진
- 민자발전 물량확대로 자금부담 약화(약 4조
원)
- 수요관리강화, 설계표준화, 발전설비 수명연
장 등

다. 자금조달능력 강화

- 유상증자 실시 또는 전환사채발행 확대(시장
여건 감안 시행)
- 산은시설자금 등 정책금융 확보 강화
- 96년 자산재평가로 내부자금 확보 강화
- 외화재원 용도확대 및 조달의 다원화
- 장기저리의 회사채 적극 발행
- 송전설비 등 리스(lease) 도입 추진

라. 전기요금의 적정수준 유지

- 적정 투자보수율(9% 수준) 유지를 위한 전
기요금 적기조정(전기요금 적기조정으로 차
입한계를 초과하는 부족자금 조달방안 강구)

4. 환경대책

가. 배출허용기준

구 분	대 상	95~98	99
황산화물(ppm)	석탄 중유	500 ~ 1,050 1,200	270
질소산화물(ppm)	중유 석탄 가스	250 350 100	250 350 100
먼지(mg/Sm ³)	석탄 중유	100 60	50 40

나. 공해물질배출 저감대책

○ 황산화물(SOx) 저감대책

- 신규화력발전소(석탄, 석유) 건설시 배연탈
황설비 동시 건설
- 기존화력발전소는 부지, 수명여건 등을 고
려 배연탈황설비 설치 또는 저황연료 사용
 - 배연탈황설비 설치대상: 보령#3~6, 태안
#1~4, 하동#1~4, 당진#1,2, 영동#1,2, 서
천#1,2, 여수#1,2, 영남#1,2, 울산#4~6
 - 저황연료 사용대상: 삼천포#1~6, 보령
#1,2, 울산#1~3, 평택#1~4, 남제주#1,2,
북제주#1

○ 질소산화물(NOx) 저감대책

- 신규화력발전소 건설시 저NOx버너, 2단연
소, 배가스 재순환 등의 질소산화물 저감설
비 설치
- 기존화력발전소에는 저NOx버너, 2단연소,
배가스 재순환 설비들을 설치여건을 고려
하여 적절히 설치

○ 분진 저감대책

- 신규화력발전소 건설시 최첨단 고효율 전
기집진기 설치
- 기존화력발전소중 규제기준초과 발전소에
는 전기집진기 성능 개선하여 저감

다. 환경규제 강화관련 협조사항

- 배출허용기준 강화시 기존 및 신규설비 차등
적용(98년 준공분까지 기존설비)
- 첨단환경설비 설치시 연료사용규제 완화 협조
- 기존화력발전소의 경우 설비특성 및 부지 등
을 고려 환경규제 유예
- 2001년 폐지예정인 영월화력의 특수여건을
고려 환경규제 유예

5. 원자력 추진계획

가. 건설계획

(단위 : 만kW)

연도	2005	2006	2007	2008	2009	2010
부지						
효암/비학			130	130		
봉길	100	100			100	100
신규				130	130	
원전구성비(%)	27.5	28.6	29.5	31.9	32.6	33.1

- 봉길 신규원전 부지에는 2005년에, 효암과 비학 신규원전 부지에는 2007년에 각각 첫호기를 준공할 수 있도록 원전입지 확보
- 제3의 신규원전 입지는 2008년 첫호기 준공 가능토록 입지확보

나. 입지확보

- 2011년 이후 원전건설 대비 추가 신규입지 사전 확보
 - 2025년까지의 원전입지 확보를 위한 「장기 원전건설계획」 수립
- 범 정부적 차원의 원전 입지확보를 위한 관계부처 협조
- 원전건설과 지역사회 개발계획 연계
- 「전원개발에 관한 특별법」 상의 토지 수용절차 간소화를 위한 법 개정
- 효율적인 입지확보를 위해 입지확보와 시공을 일괄하여 발주

다. 차세대 원전(130만kW급) 추진

- 단계별 기술개발 계획
 - 제1단계('92. 12~'94. 12): 노형 확정 및 개념설계 개발
 - 제2단계('95. 1~'98. 2): 기본설계 개발
 - 제3단계('97. 3~'00. 2): 표준상세설계 개발
- 사업추진계획
 - 차세대원전의 안전성 및 경제성 제고로 건설타당성 확보
 - 설계개발 진행 과정에서 과거의 적극적 협조 및 규제기관 공동 참여로 인허가 사전 확보
 - 설계기본요건 강화로 운전성 및 안전성 증진

라. 중수로형 원전 건설타당성 검토(봉길부지 건설용)

- 90만kW급 가압중수로 선택 가능성 대비
 - 신규원자력 1, 2호기 건설기본계획수립 이전에 가압중수로형의 기술성, 경제성 확인을 위한 전문가의 건설타당성 용역 시행

마. 수명연장 추진

- 연구개발을 통한 원전 수명연장 기술 및 체제 개발 지속 추진
- 고리원전 #1 수명연장은 기술 검토후 인허가 사항을 관련부서와 협의하여 폐지시기 재검토(2009. 1 폐지계획: 설계수명 30년 적용)

바. 방사성 폐기물 관리대책

- 중·저준위 폐기물 저감화 추진
- 사용후 원전 연료관리는 우선 한전이 중·장기별로 소내저장 능력을 확보
- 사용후 핵연료의 관리방향에 대한 관련부처 협조 필요

사. 기술개발

- 원자력 산업기술 고도화를 위해 산업체 주도 원자력 연구개발 가능 강화
- 중·저준위 방사성 폐기물 저감을 위한 유리화 기술개발
- 우라늄 자원의 효율적 활용과 방사성 폐기물 감용을 고려한 후행 원전 연료주기 기술개발
 - 후행 원전 연료 주기 정책 결정 및 국내의 여건조성을 위한 관계부처의 적극적인 협조 필요

6. 수화력 전원입지 확보방안

가. 입지소요 및 확보현황

(단위: 개소)

원별	석탄	석유	LNG	양수	계
소요	8	4	22	4	38
확보	6	4	10	2	22
미확보	2	0	12	2	16

주. 민자대상 13개소 포함

나. 입지확보 대책

- 입지홍보활동의 효율적 추진
 - 입지조사시:기술적 조사 및 지역개발계획의 병행 추진
 - 환경영향평가시:환경보존을 위한 토론회 개최
 - 대관인허가 추진시:발전소 건설과 지역개발계획, 환경대책 등 연계홍보추진
- 적절한 보상으로 합리적 사업시행을 위한 대안강구
 - 토지, 어업권 보상제도 개선추진 및 집단이주대책 등의 적극 추진
 - 어업권 감정시 복수감정기관 지정 등
- 사회여건 변화에 대응할 입지확보 제도개선
 - 「전원개발에 관한 특별법」 개정추진
 - 타법률과의 의제조항 정비 및 입지확보 절차 간소화 등
 - 범 정부차원의 입지홍보체제의 구축
 - 정부차원의 전력개발방침 및 지원을 위한 추진체제 검토
 - 지자체의 전원입지 홍보활동을 위한 제도 및 재원마련
 - 기타 전기요금부가세 지방양여 및 지역별 전기요금 차등제 등 개선추진
- 입지검토 대상지역 확대
 - 도서지역 전원입지개발 지속추진
 - 공단개발시 전원입지 반영추진

7. 기술개발 추진계획

가. 목표

- 기술개발을 통한 경제적, 안정적인 전력공급
- 전력기술의 자립 및 국제경쟁력 확보
- 전력사업과 환경의 조화

나. 전력기술의 실용화 전망

- 2000년까지
 - 태양광 발전(독립전원용), 배연탈황기술, 유동층연소기술, 765kV 송전기술, 대용량 석탄화력발전(80만kW급 이상)

○ 2005년까지

- 태양광발전(계통연계형), 풍력발전, 배연탈황탈질동시처리기술, 연료전지발전, 발전설비 Repowering기술, PFBC, IGCC, 차세대 원자력발전

○ 2010년까지

- FACTS(가변송전기술), 초전도 응용기술(전력저장, 송전기술, 발전기), CO₂ 처리기술

다. 주요분야 기술개발 추진과제

○ 수화력발전

- 발전소 수명관리 및 진단기술, 탈황탈질기술, PFBC 및 IGCC 관련기술, 연료전지발전, 태양광발전, 환경감시 및 평가기술

○ 원자력발전

- 차세대 원자로기술, 원전수명관리 및 폐로기술, 노심관리기술, 방사성 폐기물관리기술, 원전안전성 향상기술, 고연소도 연료개발기술

○ 송·변·배전

- 765kV 송전기술, 배전종합자동화기술, 초전도송전기술, FACTS(가변송전기술), 계통안전화기술, 경제급전기술, 직류송전 및 지중송전 기술

Ⅶ. 정책과제(97년 계획시 반영과제)

1. 종합전력수급계획(IRP) 체제 확립

가. 필요성

- 경영환경의 변화(발전부문의 경쟁도입, 수요관리의 확대 등)
- 발전비용 이외의 고려사항 중요도(환경, 재무, 입지 등)

나. 단계별 추진계획

- 제1단계 :95~96. 6
 - 통합전력수급계획 기본절차 수립 및 추진회의체 구성

- 통합전력수급계획 추진절차 수립(표준절차서 개발)
- 제2단계 :96. 7~97. 12
 - 통합전력수급계획 추진위원회 구성
 - 전력수급자원의 평가요소 및 평가방법 개발
- 제3단계 :97. 12 이후
 - 추진절차 확립
 - 통합전력수급계획 시행관련 제도 정비

2. 석탄 신발전기술(CCT) 추진정책 수립

가. CCT기술 개발현황

- 추진가능 기술:가압유동층(PFBC), 석탄가스화 복합발전(IGCC)
- 발전효율과 환경특성은 유사하나 경제성은 PFBC방식이 다소 유리

나. 추진계획

- 95년 장기계획에 기본방침 반영
 - CCT 30만kW급 2005년 준공목표로 추진
- 97년 상반기까지 타당성 조사후 97년 계획에 구체적 계획 반영
 - 기술개발, 환경규제 추세 및 국내여건 고려 선정

3. 대체에너지 실용화 방안

가. 대체에너지 개발 필요성

- 대체에너지(풍력, 태양광, 연료전지, 조력) 기술개발은 실용화 단계임
- 경제성은 낮으나 장기적인 개발전략 필요

나. 실용화 방안

- 95년 장기계획에 대체에너지(풍력, 태양광, 연료전지) 기본방침 반영
 - 5,000kW급 발전소 2003년 준공 목표로 추진
 - 97년 상반기까지 타당성 조사후 97년 계획에 구체적 에너지원 반영
- 조력발전은 충남 가로림만 지역을 대상으로 개발검토중

4. 송전계통 공급신뢰도

가. 필요성

- 송전계통에 대한 합리적이고 객관적인 공급신뢰도 평가로 최적설비투자 유도

나. 추진방안

- 전력계통 공급신뢰도 평가에 대한 기존 연구결과 최대 활용
- 외부 전문연구기관에 연구 의뢰
- 전담 인력 배정으로 연구효율 증대 및 평가방법의 지속적 개선

5. 향후 정책과제

- 원전의 적정 비중을 토대로 장기 원전건설계획 추진방안 수립
 - 장기 원전건설에 따라 종합적인 원전입지 확보대책 강구
- 전력수요 예측기법의 지속적인 개선·보완과 부문별 수요관리방안의 체계적인 연구
- 전원개발계획과 전기요금의 연계방안 강구
 - 전기요금의 지역별 차등화 방안
 - 투자재원조달을 고려한 적정요금 조정방안
 - 발전설비 보유지역과 전력수혜지역간 요금 차등화 방안
- 남북한 전력교류 및 협력방안
- 발전부문의 경쟁력 제고를 위한 민자발전의 효율적 추진방안
- 북방 천연가스 도입 등 대비한 발전부문의 LNG 이용 확대방안
- 에너지의 사회적 가치를 내부적 관점에서 평가할 수 있도록 계량화하는 방안
- 화천, 청평수력 증설 시기 재검토
- 수요예측의 불확실성을 고려 다양한 Scenario에 의한 대안수립방안
- 자가발전 요금제도의 합리성 검토
- 발전사업에 환경비용을 포함한 사회적비용개념 도입 검토
- 최근의 여건변화를 고려한 할인율의 적정수준에 관한 연구