제4차 장기전력 수급계획

- 1998년부터 2015년까지 -

산업자원부는 1998년부터 2015년까지의 제4차 장기전력 수급계획을 지난 8월 25일 최종 확정 공고하였다.

전기사업법에 따라 매2년마다 수립토록 되어 있는 제4차 장기전력 수급계획은 당초 작년말까지 확정될 예정이었으나, IMF 경제위기에 따라 전력소비의 급격한 감소가 예상되어 재작업에 착수하여 관계전문가 및 공청회의 의견수렴과 장기전력 수급심의위원회의 심의를 거쳐 최종 확정되었다.

주요내용은 향후 연평균 3.8% 수준으로 성장하여 2015년 6,957만kW까지 증가할 것으로 전망되는 전력수요의 증가에 대응하여 전력수요관리 및 기술개발 강화로 전력설비 증설을 억제하는 한편, 2015년까지 원자력 18기, 1,860만kW등 총 1백 17기 5,159만kW의 발전설비를 건설하여 발전설비를 8,083만kW로 확충하고 송변전설비를 적기에 건설하여 전력수급에 원활을 기한다는 것이다.

Ⅰ. 계획수립 개요

1. 추진경위

○ '97. 2
제4차 장기전력수급계획 수립 기본계획 확정

○ '97. 3~11
실무소위원회 분야별 과제 검토

- 전력정책, 수요예측 및 수요관리, 발전설비계획, 계통계획, 원자력 및 입지, 환경, 기술개발, 통합자원계획 등 8개 실무소위원회 구성, 운영 (총 26회 실무소위 개최, 전문가 68명 참여)

- 장기전력수급계획 심의위원회 개최('97. 9)

○ '97. 11
제4차 장기전력수급계획(시안) 작성 ('98 경제성장률 7% 기준)

○ '97. 12
장기전력수급계획 재조정 작업 착수

- IMF 체제에 따른 경기침체 및 전력수요 감소요인 발생

- 수요예측팀, 설비계획팀으로 구성된 실무작업반 운영

○ '98. 1~4
전력수요 재예측, 설비계획 재검토 ('98 경제성장률 1% 기준)

○ '98. 5~6
전력수요 재예측, 설비계획 재검토 ('98 경제성장률 -1.4% 기준)

- 전력정책소위원회 개최('98. 6)

- 제4차 장기전력수급계획(시안) 작성 ('98. 6)

○ '98. 7
제4차 장기전력수급계획 공청회 개최('98. 7. 13)
- 공청회시 제시된 의견 검토 반영
○ '98. 8
제4차 장기전력수급계획 심의위원회 개최('98. 8. 17)
- 제4차 장기전력수급계획 확정·공고('98. 8. 25)

2. 계획수립 여건 및 전망

○ 에너지 수급 여건
- 국제 유가는 안정세를 유지할 전망이나, 화석에너지 부존자원 한계 및 지역적 편재에 따른 공급불안과 지역적 에너지 수급 문제 상존
- 국내 에너지 수요는 외환위기 극복후 장기 성장 잠재력의 회복으로 전력, 가스 등 고급에너지를 중심으로 성장세 유지 전망
○ 전력수요의 지속적 성장
- '90년대 들어 전력수요는 10%대 성장을 유지하여 왔으나, 최근 외환위기와 경기침체로 단기적으로 전력수요 성장률이 대폭 둔화
- 2000년 이후 경제 성장세가 회복되면 전력수요의 착실한 성장 전망
○ 전력설비 확충 여건 악화
- 국민의 생활수준 및 환경의식 향상에 따라 전력설비에 대한 기피 및 과도한 보상요구 등으로 전원입지 확보난 가중
- 낮은 전기요금 수준으로 인한 재원조달의 어려움과 환경규제 강화 및 인허가 지연 등으로 전력사업 추진 어려움 증가
○ 국내외 환경규제의 심화
- 기후변화 협약 당사국 회의 등 환경보존에 관한 국제적 논의가 확산되고 있으며, 선진국의 온실가스 배출저감 의무부담 압력강화 전망
- 환경규제가 선진국 수준으로 강화될 전망
○ 전력산업 구조개편 및 경쟁체제 도입
- 국내 전력사업의 경쟁촉진 및 효율성 개선을 위한 민자발전사업 확대, 자가용 전력 직공급범위 확대, 특정 전기사업제도 도입과 함께 전력사업 구조개편에 관한 논의가 진행중
- 선진국 중심의 기술개발경쟁 및 기술보호주의 심화

3. 계획수립 기본방향

○ 계획대상 기간 : 1998년~2015년(18년)

〈전력수급 안정성 확보〉
○ 수요예측의 정확도 향상 및 에너지 소비절약을 위한 수요관리 강화
○ 적정 공급신뢰도 및 전원구성비 유지
○ 발전소 건설 규모를 고려한 송전선로 적기 확충
○ 에너지 수입의존도 감소를 위한 국내 가용자원 적극 활용
○ 통일 및 동북아 전력융통에 대비한 전력분야 협력방안 강구

〈전력사업의 효율성 제고〉
○ 민자발전 확대 및 전력산업 구조개편계획 추진
○ 수급안정, 비용저감, 환경영향 최소화를 위한 기술개발 강화
○ 계획의 실현 가능성 확보를 위한 자금, 입지 등 부문별 대책 강구

〈환경친화적 전력사업 추진〉
○ 국내외 환경규제 강화 및 기후변화 협약

에 능동적으로 대처

○ 풍력, 태양광 등 대체전원 및 분산형 전원의 개발, 보급 확대

〈합리적 계획 수립〉

○ 제3차계획('95) 이후 여건변동을 최대한 반영

○ 수요 및 공급측 자원을 종합적으로 고려하고, 객관성 확보를 위한 통합자원계획 개념 적극 반영, 추진

Ⅱ. 장기 전력수요 예측

1. 주요 전제

○ 경제성장은 단기적으로 저성장, 장기적으로 잠재성장률 수준 회복

○ 산업구조는 장기적으로 첨단산업 위주의 선진국형 산업구조로 전환 예상

〈주요 경제지표 전망〉

구 분	'98	'99	'00	'01~'05	'06~'10	'11~'15	'98~'15
○ 경제성장률(%)	-1.4	3.1	5.1	6.0	5.0	4.3	4.6
○ 실질전기요금(%)	불 변			불 변	불 변	불 변	불 변
○ 산업구조(부가가치)	'97			'00	'05	'10	'15
- 농림어업(%)	6.2			5.8	4.5	3.6	3.0
- 광 공 업(%)	30.6			30.2	30.7	30.6	30.3
- 서 비 스(%)	63.2			64.0	64.8	65.8	66.7
○ 인구수(만명)	4,599			4,728	4,912	5,062	5,168
○ 가구수(만가구)	1,176			1,253	1,357	1,445	1,521

※ 경제성장률 : 단기는 정부 경제전망('98.5), 장기는 KDI 전망치('97.12) 사용

2. 예측 방법

○ 미래 경제성장, 산업구조 등의 전망에 따른 판매전력량 예측

- 주택용(2개부문) : 가전기기, 기타 수요
- 상업용(4개부문) : 수송, 수도, 공공, 기타 상업용
- 산업용(10개부문) : 농림어업, 광업, 제조업(1차 금속 등 8개 산업)

○ 부문별 판매전력량과 부하곡선 형태를 고려하여 최대전력 예측

- 계절별, 일형별, 시간별 지수 및 피크일 가중효과 반영

3. 중장기 전력수요 전망

○ IMF 영향으로 '98년 성장률 대폭 둔화, '99년 하반기 이후 성장세 회복, '04년 이후 성장률 점진적 둔화, 2009년 이후 선진국형 저소비 단계 진입

○ 전력소비는 연평균 3.7% 증가하여 2015년 3,871억kWh로 전망

- '97년 판매전력량 실적치 2,008억kWh의 2배 수준

○ 최대수요는 연평균 3.8% 증가하여 2015년 6,957만kW로 전망

- '97년 최대수요 실적치 3,585만kW의 2배 수준
- 3차계획 대비 약 300~400만kW 감소 전망
- 2015년까지 수요

관리량을 646만kW 확대 (수요관리전 수요의 8.5% 수준)

※ 금년도의 경제성장 및 전력수요 성장의 불확실성이 크나 발전설비 건설의 시급성을 고려하여 현 예측치에 의해 계획을 수립

〈판매전력량, 수요관리량 및 최대수요〉

구 분		제3차 계획('95)			제4차 계획		
		판매전력량 (억kWh)	수요관리 (만kW)	최대수요 (만kW)	판매전력량 (억kWh)	수요관리 (만kW)	최대수요 (만kW)
	1998	2,109	18	3,839	1,967	48	3,524
	2000	2,393	68	4,356	2,210	94	3,950
	2005	3,059	211	5,567	2,961	295	5,248
	2010	3,656	440	6,564	3,490	521	6,219
	2015	-	-	-	3,871	646	6,957
연평균증가율(%)	'98~'00	7.0	-	7.1	3.2	-	3.3
	'01~'05	5.0	-	5.0	6.0	-	5.9
	'06~'10	3.6	-	3.4	3.3	-	3.4
	'11~'15	-	-	-	2.1	-	2.3
	'98~'10	4.9	-	4.8	4.3	-	4.3
	'98~'15	-	-	-	3.7	-	3.8

4. 상한 및 하한안 수요(수요성장의 불확실성)

○ 수요성장의 불확실성에 대비, 전원개발계획의 유연성 확보를 위하여 수요 변동요인에 대한 시나리오를 작성하고 이에 의거하여 상·하한안 수요 작성

○ 검토 전제

- 경제 성장률

● 상하한(안) 기준 : 과거 15년간 경제성장률 전망 오차율 적용

구 분	상한 (안)	기준 (안)	하한 (안)
1998~2002	+ 1.5%p	기 준	- 1.5%p
2003~2007	+ 1.2%p	기 준	- 1.2%p
2008~2015	+ 1.0%p	기 준	- 1.0%p

- 실질 전기요금

● 상한(안) 기준 : 과거 5년간 실질 전기요금 평균 증가율 적용

구 분	상한(안)	기준(안)	하한(안)
1998~2015	연 1.5% 감소	불변('97년 실적)	기준안과 동일

○ 상·하한안 최대수요

- 2010년 상한(안) 최대수요는 7,532만kW로 전망 (기준안의 121.1%)

- 2010년 하한(안) 최대수요는 5,095만kW로 전망 (기준안의 81.9%)

(단위 : 만kW)

구 분	상한 (안)	기준 (안)	하한 (안)
2000	4,174(105.7)	3,950(100)	3,716(94.1)
2005	5,952(113.4)	5,250(100)	4,533(86.4)
2010	7,532(121.1)	6,219(100)	5,095(81.9)
2015	8,942(128.5)	6,957(100)	5,434(78.1)

※ ( ) 내 수치는 기준안 대비 지수임

Ⅲ. 통합 전력수급 계획

1. 수요관리 계획

가. 수요관리 목표

○ 입지 및 투자재원 확보난을 완화하고, 환경영향을 최소화하기 위하여 수요관리를 최대한 확대하되 수요관리 목표는 실현가능량을 반영

- 중장기적으로 최대전력 증가율을 경제성장률 수준 이하로 유지
- 부하율(최대전력에 대한 평균전력 비율)을 70% 수준으로 유지

○ 2015년까지 수요관리량을 646만kW로 확대

- 2015년 기준 수요관리전 최대수요 7,604만kW의 8.5% 억제
- 2015년 기준 부하율 : 수요관리전 64.8% → 수요관리후 70.2%
- 2015년까지 최대수요 증가율 : 수요관리전 4.3% → 수요관리후 3.8%

〈연도별 수요관리 목표〉

(단위 : 만kW, %)

구 분	제3차계획 ('95)	제4차계획('98)		
		부하관리	효율개선	계
1998	18	47	1	48 (1.3)
2000	68	89	5	94 (2.3)
2005	211	262	33	295 (5.3)
2010	440	464	57	521 (7.7)
2015	-	573	73	646 (8.5)

※ 수요관리량은 '97년 기준 추가 증가분임, ( )내는 수요관리전 수요에 대한 비율임

나. 추진방향

○ 전기사업자 수요관리사업에 대한 관리 강화

- 발전소 건설 등 전력 공급설비 확충계획과 대등한 수준으로 관리

○ 전기요금 구조개선

- 전기요금을 장기 한계비용 체계로 전환하여 가격기능 강화
- 계시별 요금, 하계휴가조정 요금, 자율절전 요금 등 요금제도 개선

○ 수요관리 신기술 보급확대

- 고효율 자판기, 고효율 전동기, 최대전력관리장치 등
- 전자식계량기 보급, 배전자동화, 전력분야 통신사업 등과 연계한 직접부하제어 제도를 도입하여 수요관리사업의 효율성 제고

○ 수요관리사업의 효율적 추진기반 구축

- 수요관리 전담조직 정비 및 유관기관과의 협조체제 강화
- 수요관리 DB 구축 및 수요관리효과(편익/비용) 평가체제 구축

○ 단기 수요관리 강화

- 이상기온 등 수급여건 변화에 따라 수요관리 사업의 탄력적 운영

다. 수요관리 투자계획

○ 전기사업자 수요관리사업 투자확대

- 장기적으로 전기사업자 매출액의 총 1% 수준 투자를 유도
- 전기사업자의 수요관리사업 확대를 위한 전기요금 규정 개정 등 다각적인 투자비 보전 방안을 강구

〈수요관리사업 투자비 전망〉

구 분	1998	2000	2005	2010	2015
투자비(억원)	646	1,010	1,737	2,202	2,892

2. 발전설비계획

가. 설비계획 수립 방법

○ 공급지장확률(LOLP) 0.5일/년 수준을 만족시키는 설비계획 수립

- 설비예비율은 설비신뢰성 향상, 계획예방정비 기간 단축, 계통규모 확대 등을 반영
- 수요성장의 불확실성을 고려하여 별도 대책 수립 (수요변동 대비 상황대응계획 수립)

〈공급신뢰도 적용 추이〉

구 분	제1차계획 ('91)	제2차계획 ('93)	제3차계획 ('95)	제4차계획 ('98)
LOLP (일/년)	0.7	0.7	0.5	0.5

○ 발전원별 설비특성, 경제성, 환경영향과 무역수지, 탄소배출량 저감, 연료조달 등을 종합적으로 고려한 적정 전원구성비 유지

- 계량요소 : 경제성, CO_2 배출, 무역수지, 연료조달 등
- 비계량 요소 : 입지확보, 환경규제, 재원조달, 건설 불확실성 등

〈전원구성비 적용 추이〉

(단위 : %)

구 분	원자력	석 탄	LNG/석유	수력/기타
제1차계획('91)	35~40	30~35	20~25	10
제2차계획('93)	35~40	30	20~25	10
제3차계획('95)	35	30	26	8~9
제4차계획('98)	33~37	27~31	26~28	8~9

나. 발전소 준공시기 조정 및 폐지계획

○ 건설확정 발전소(총 60기 2,340만kW)중 총 54기 2,101만kW 발전소 준공시기 조정

- 전력수요 감소로 과잉설비 방지를 위해 발전소 준공시기 조정
- 일반전기사업자 및 발전사업자 공기조정 요청(안)을 반영

○ 발전소 수명연장

- 제작, 정비기술 향상을 고려하여 총 14기 710만kW 규모의 발전소 수명을 2~5년 연장
- 폐지시기는 설비상태와 전력수급여건 등을 고려하여 결정

〈발전설비계획 기준 수명〉

(단위:년)

구 분	원자력	기 력 (석탄,석유)	LNG 복합	내연	수력/ 양수
3차계획('95)	25	25	20	15	50
4차계획('98)	40(30)	30	25	15	50

※ ( )는 고리#1, 월성#1, 경제성 평가시 원전 및 기력 수명은 30년 적용

○ 발전소 폐지계획

- '98~2015년까지 총 45기 1,157만kW 발전소 폐지

〈발전설비 폐지규모〉

(단위 : 만kW, 기)

구 분	제3차계획 ('95)	제4차계획('98)		
	'98~ 2010	'98~ 2010	2011~ 2015	소 계
원자력	59(1)	59(1)	68(1)	127(2)
석 탄	50(5)	50(5)	308(8)	358(13)
석 유	287(18)	258(17)	260(7)	518(24)
LNG	154(6)	154(6)	-	154(6)
합 계	550(30)	521(29)	636(16)	1,157(45)

※ LNG복합 용량 기준온도 변경(15℃→30℃)에 따른 용량 감소분 불포함(23만kW 감소)

다. 대체에너지 및 분산형 전원 개발 확대

○ 에너지 수입 의존도 감소 및 환경영향 최소화를 위한 대체에너지 개발, 보급확대를 적극 추진

- 풍력, 태양광, 연료전지, 조력, 파력, 전력저장기술 등은 기술개발 및 실용화 여건 등을 고려하여 점진적으로 확대
- 일정 기준을 갖춘 대체에너지 발전전력을 일반전기사업자가 의무적으로 구매하는 제도 도입

〈신기술 이용 발전설비계획〉

구 분	제3차계획('95)	제4차계획('98)
풍력 및 태양광 등	2003년 : 5,000㎿	2002년 : 5,000㎿ '03~'05년 : 5,000㎿ (소도서 개발) '06~'10년 : 20,000㎿
C C T	2005년 : 30만㎿	2005년 : 30만㎿ 2012년 : 30만㎿
조 력	-	경제성이 입증되는 시점 또는 다목적 개발시 발전부문 참여
오리멀젼	-	타당성검토 결과를 차기계획에 반영

○ 대용량 전원개발의 부담을 완화하고, 부하 중심지의 전력계통 안정을 위한 분산형 전원개발을 확대

- 부하 중심지에 적정 규모의 분산형 전원 건설방안 검토
- 자가용 전기설비 직공급범위 확대, 특정 전기사업제도 도입
- 열효율이 높은 열병합 발전설비 보급확대 방안 강구

〈분산형 전원개발 전망〉

(단위 : 만㎾)

구 분	1997	2000	2005	2010	2015
분산형	429 (253)	514 (313)	658 (395)	797 (478)	945 (567)

※ ( ) 내는 하계피크 절감량

라. 전원별 발전설비 건설계획

○ '98~2015년까지 총 57기 2,819만㎾ 발전설비 신규 건설

- 건설계획 확정분을 포함하여 총 117기 5,159만㎾ 준공

○ 원자력은 연료비가 저렴한 에너지로서 공급 안정성이 우수하며, 무역수지 개선과 CO_2 감축효과가 우수하여 지속적으로 건설

○ 석탄은 경제성과 공급 안정성이 우수하나, CO_2 배출저감을 고려하여 건설규모 약간 축소

○ 국내탄은 경제성에서 불리하나 수급측면을 고려하여 일정수준 건설

○ LNG는 운전 특성, 건설기간, 환경측면에서 유리하나, 경제성과 무역수지 개선 등을 고려하여 건설규모 약간 축소

○ 석유는 국내 중질유 수급측면과 오리멀젼 건설타당성 조사 결과와 연계하여 일정수준 건설

〈발전설비 신규건설 규모〉

(단위 : 만㎾)

원자력	석 탄	국내탄	석 유	LNG	양 수	수 력	계
1,120 (10기)	640 (10기)	20 (1기)	445 (13기)	450 (10기)	140 (4기)	4 (9기)	2,819 (57기)

※ 건설확정분 60기 2,340만㎾ 불포함

○ 양수발전은 계통운영 측면과 부하율 개선을 고려하여 일정수준 건설

〈발전설비 건설규모〉

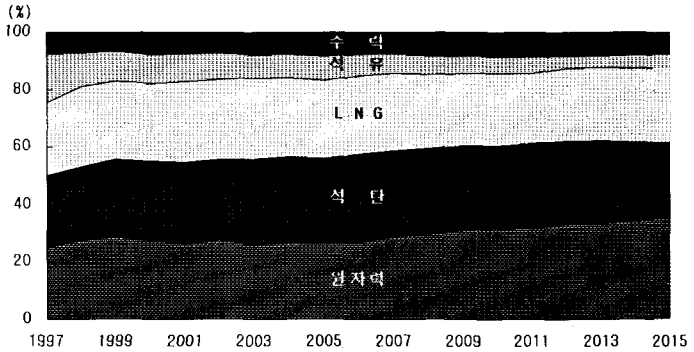
(단위 : 만kW)

구 분	제3차계획('95) ('98~2010)		제 4 차 계 획 ('98)					
			'98~2010		2011~2015		소 계	
원 자 력	1,660	(16기)	1,370	(14기)	490	(4기)	1,860	(18기)
석 탄	1,110	(19기)	1,100	(20기)	350	(5기)	1,450	(25기)
국 내 탄	40	(2기)	60	(3기)	-	-	60	(3기)
석 유	115	(4기)	261	(12기)	200	(4기)	461	(16기)
L N G	1,150	(30기)	722	(20기)	225	(5기)	947	(25기)
양 수	270	(10기)	370	(12기)	-	-	370	(12기)
수력 / 기 타	15	(5기)	11	(18기)	-	-	11	(18기)
합 계	4,360	(86기)	3,894	(99기)	1,265	(18기)	5,159	(117기)

마. 전원별 발전설비 구성

○ 원자력 구성비는 지속적으로 증가, 석유, LNG는 지속적으로 감소

○ 석탄, 수력의 구성비는 일정기간 증가후 점진적으로 감소



〈전원별 발전설비 구성〉

(단위 : 만kW, %)

구 분	1998	2000	2005	2010	2015
원 자 력	1,202(27.5)	1,372(27.5)	1,772(28.0)	2,343(31.4)	2,765(34.2)
석 탄	1,140(26.0)	1,410(28.3)	1,902(30.1)	2,130(28.5)	2,172(26.8)
L N G	1,222(27.9)	1,344(26.9)	1,690(26.8)	1,755(23.6)	1,980(24.5)
석 유	501(11.4)	474(9.5)	460(7.3)	533 (7.2)	473(5.9)
수 력	312(7.2)	387(7.8)	490(7.8)	693(9.3)	693(8.6)
합 계	4,377(100)	4,987(100)	6,314(100)	7,454(100)	8,083(100)

3. 장기 전력수급 전망

○ 설비예비율은 2002년 이후 17% 수준 유지 전망

○ 이상고온 등 수요변동에 대비하여 수요관리대책 유연하게 운용

〈연도별 전력수급 전망〉

연도	최대수요 (만kW)	발전설비 용량(만kW)			설비 예비율 (%)
		폐 지	건 설	하계 용량	
1998	3,524	30	326	4,256 (4,377)	20.8
1999	3,714	42	417	4,467 (4,753)	20.3
2000	3,950	-	235	4,807 (4,987)	21.7
2001	4,188	43	147	5,042 (5,092)	20.4
2002	4,476	-	408	5,350 (5,500)	19.5
2003	4,749	4	282	5,593 (5,778)	17.8
2004	5,011	39	323	5,908 (6,062)	17.9
2005	5,248	-	252	6,182 (6,314)	17.8
2006	5,477	62	301	6,452 (6,553)	17.8
2007	5,689	40	306	6,674 (6,819)	17.3
2008	5,883	126	331	6,892 (7,023)	17.2
2009	6,052	65	230	7,108 (7,188)	17.4
2010	6,219	70	336	7,293 (7,454)	17.3
2011	6,379	126	405	7,508 (7,733)	17.7
2012	6,529	120	205	7,663 (7,818)	17.4
2013	6,678	68	225	7,845 (7,975)	17.5
2014	6,824	110	305	7,960 (8,170)	16.6
2015	6,957	212	125	8,083 (8,083)	16.2
합 계	-	1157	5159	-	-

※ ( )내는 연말기준 설비용량

Ⅳ. 송변전 설비계획

1. 송변전설비 구성방향

○ 발전설비 건설계획을 고려한 송변전설비 적정규모 확충

- 발전설비 대비 송변전설비 투자비 확대 (과거 22%→장기적 60%)
- 송전신뢰도 유지 및 입지 사전확보

○ 전국적인 765kV 연계망 구축

- 발전소 규모 400만kW 이상 대규모 발전소의 계통연결
- 충남서해안, 동해안, 호남, 영남지역과 수도권과의 대전력 융통

○ 전압계층의 단순화로 설비신뢰도 향상

- 22kV, 66kV 송전선의 단계적 철거

○ 계통안정도 유지

- 간선선로에 3상단락고장 발생 고려
- 고장전류 억제 및 적정 전압 유지

○ 전력계통 신뢰도 및 설비투자 경제성 추구

- 송전계통 수송능력 평가지수 개발 연구 ('96. 11~'98. 10)
- 향후 공급지장비용 등을 감안한 계통계획 수립기법 개발

○ 남북한 전력계통 연계 대비 휴전선 인근 계통 보강

○ 동북아 전력계통연계 대비 직류송전기술 등 기술개발 추진

2. 송변전설비 건설계획

○ 변전소

- 2015년 변전소는 '97년말 371개소에서 834개소로 2.2배 확충

(단위 : 누계개소)

전압별 \ 연도	1997	2000	2005	2010	2015
765kV	-	-	4	7	8
345kV	36	44	62	73	79
154kV	335	414	564	666	747
계	371	458	630	746	834

○ 송전선로

- 2015년 송전선로는 '97년말 21,539C-㎞에서 38,758C-㎞로 1.8배 확충

(단위 : 누계 C-㎞)

전압별 \ 연 도	1997	2000	2005	2010	2015
765kV	-	676	956	1,678	2,158
345kV	6,442	7,472	8,966	9,398	9,868
154kV	15,097	17,648	21,468	24,408	26,732
계	21,539	25,796	31,390	35,484	38,758

○ 투자비

- 단기적으로 재무건전성 고려, 중장기적으로 적정수준 투자

(단위 : 억원)

전압별 \ 연도	1998~2000	2001~2005	2006~2010	2011~2015	누 계
765kV	12,165	26,360	14,952	11,157	64,634
345kV	17,240	22,058	12,558	12,125	63,981
154kV	29,537	50,155	36,065	28,517	144,274
계	58,942	98,573	63,575	51,799	272,889

3. 전기품질 향상

○ 고효율 발전설비 건설 및 운용효율 극대화를 통한 전기품질 향상

○ 대전력 수송을 위한 송전전압 격상 추진 (765kV)

○ 배전자동화 시스템 구축을 통한 정전시

〈송전선로 건설계획〉

구 분		구 간	사 업 목 적	준공년도
765kV 사 업		당진T/P↔신당진	당진화력 계통연결	1998
		신당진 ↔ 신안성	충남발전설비 수도권융통	1999
		신태백 ↔ 신가평	울진원자력 수도권융통	1999
		신남원 ↔ 신보은	호남발전설비 중부권융통	2003
		신보은 ↔ 신안성	중부 - 수도권 융통	2006
		고 리 ↔ 신김천	고리후속기 계통연결	2006
		신가평 ↔ 신안성	수도권 외곽망 구성	2009
		동해북부 ↔ 연 천	동해 신규전원 계통연결	2012
		신가평 ↔ 연 천	수도권 외곽망 구성	2013
345kV 사업	발전소 연결	하 동 ↔ 의 령	하동화력 제2루트 계통연결	2000
		산 청 ↔ 의 령	산청양수 계통연결	2000
		태 안 ↔ 신서산	태안화력 제2루트 계통연결	2001
		영 흥 ↔ 신시흥,정왕	영흥화력 계통연결	2003
		양 양 ↔ 정 선	양양양수 계통연결	2003
		월 성 ↔ 신울산	월성원자력 후속기연결	2006
	계통 보강	의 령 ↔ 고 령	대구지역 계통보강 및 하동화력 융통	2000
		신안성 ↔ 신성남	신서산-신안성 765kV 격상	2001
		신가평 ↔ 미 금	신태백-신가평 765kV 격상	2003
		광 양 ↔ 신강진	호남 서남부지역 계통보강	2005
		옥 산 ↔ 선 산	대구지역 및 구미지역 계통보강	2005
		신부평 ↔ 영 서	인천지역 계통보강	2010

간 단축 및 서비스 개선

○ 공급지장비용, 장기한계비용 등을 고려한 적정 전기품질 목표 설정 추진

〈전기품질 향상 목표〉

구 분	'97년 실적	2001년	일본 ('96년)
정격주파수 유지율(%)	99.05	99.90	99.99
규정전압 유지율(%)	99.99	99.99	99.99
정전시간(분/호, 년간)	24	12	7

V. 계획 실현가능성 확보방안

1. 민자발전 사업

가. 기본 방향

○ 민전물량을 확대하여 전력사업의 경쟁력과 효율성 제고

○ 우선 2010년까지 준공되는 발전설비를 민전대상으로 고려

- 향후 전력산업구조개편 결과에 따라 재조정

※ 민자발전 분야에 외국인 진입규제 폐지

※ 민자원전은 제도개선 사항 등을 종합 검토후 시행여부 결정

나. 민전건설 규모

○ 2010년까지 신규건설 물량(확정분과 원자력 제외) 17기 825만kW의 65.5%에 해당하는 12기 540만kW를 민전으로 건설 추진

○ 민전추진 총규모는 832만kW로 제3차 계획('95) 대비 3기 197만kW 증가

- 3차계획 : 15기 635만kW→4차계획 : 18기 832만kW (기발주 6기 포함)

〈민자발전 건설계획(~2010년)〉

(단위 : 만kW)

구 분	3차계획('95)		4차계획안('98)			
	한 전	민 전	한 전	민 전		
				기발주	계 획	합 계
석 탄(80)	320(4기)	-	160(2기)	-	-	-
석 탄(50)	100(2기)	100(2기)		100(2기)	100(2기)	200(4기)
L N G(45)	450(10기)	485(11기)	45(1기)	192(4기)	180(4기)	372(8기)
석 유(50)	100(2기)	-	-	-	200(4기)	200(4기)
양 수(30)	50(2기)	50(2기)	80(2기)	-	60(2기)	60(2기)
합 계	1,020(20기)	635(15기)	285(5기)	292(6기)	540(12기)	832(18기)

※ 기발주용량 : 6기, 292만kW (LG : 1기 50만kW, 현대 : 1기 47만kW, 포스 : 2기 100만kW, 대구 2기 95만kW)

2. 전원입지 확보

가. 입지확보 현황

○ 입지소요 및 확보현황

(단위 : 개소)

전 원 별	소요 입지수	기 확 보	미 확 보
원 자 력	6개소 (18기)	3개소 (8기) [건설중 8기]	3개소 (10기)
석 탄	9개소 (28기)	7개소 (24기) [건설중 15기]	2개소 (4기)
L N G	11개소 (25기)	7개소 (18기) [건설중 11기]	4개소 (7기)
석 유	7개소 (16기)	4개소 (9기) [건설중 3기]	3개소 (7기)
양 수	5개소 (12기)	2개소 (6기) [건설중 6기]	3개소 (6기)
계	38개소 (99기)	23개소 (65기) [건설중 43기]	15개소 (34기)

※ 입지확보는 '97년말까지 정부의 실시계획 승인 기준 (일반수력, 대체전원 등 18기 제외)

나. 입지확보 추진방향

○ 새로운 입지확보 기술개발 및 전력사업 홍보 강화

- 홍보활동의 다변화 및 전문화 추진

○ 발전소 주변지역 지원 제도의 효율적 시행으로 지역발전 촉진

- 지역발전계획과 연계한 지역 공생형 발전소 건설 추진

○ 철저한 환경영향 평가 및 사후관리로 환경영향 최소화

- 탈황, 탈질설비 등 환경오염방지시설을 선진국 수준으로 설치·운영

○ 정보공개를 통하여 정부, 사업자, 지자체, 주민 등과 협조체제 구축

3. 환경 친화적 전력사업 추진

○ 전력부문 대기오염물질 배출총량

(1996년 기준)

구 분		황산화물 (만톤-SOx)	질소산화물 (만톤-NOx)	먼 지 (만톤)	이산화탄소 (만톤-C)
배출량	국 내	150	125	42	10,984
	전 력	29	20	1.2	2,480
전력점유비 (%)		19.3	16	2.9	22.6

※ 자료원 : 국내 주요 대기오염물질 규제현황 및 전망 ('97.10, 국립환경연구원)

○ 환경오염 방지대책

- 연료대책 : 황분 0.3% 이하의 저황탄·저황유, LNG 등

- 설비대책 : 기존 및 신규설비에 배연탈황 및 탈질, 집진설비, 종합 폐수처리설비 설치 등 첨단 환경설비 설치

〈환경설비 투자비 전망('98~2015)〉

탈황설비	탈질설비	전 기 집진기	기타(폐수처리등)	총 계
3조 5천억원	1조 5천억원	5천억원	2천억원	5조 7천억원

○ 전력부문 CO_2 배출 저감대책

- 장기 배출량 안정화 목표 : 0.11kg-C/kWh ('90년 일본 9개전력사 평균)

  • 단위전력량당 CO_2 배출량 안정화로 배출총량 저감기반 구축

- 2010년 이후 CO_2 배출량은 '97년 대비 1.6배 수준 이하로 억제될 전망
  - 저탄소 배출형(원자력, 수력, LNG 복합) 전원구성비 확대
  - 전력 수요관리 강화 : '98년 48만kW → 2015년 646만kW
  - CO_2 분리 및 고정화기술 개발, 신재생 에너지 이용확대 추진

4. 발전용 연료수급

가. 발전용 연료 소비 전망

○ 석탄, LNG, 석유 : 경제급전 기준
○ 국내탄 : 발전용 국내탄 소비계획 기준

〈연료별, 전원별 연료소비량 전망〉

연 도	석 탄 (만톤)	국내탄 (만톤)	LNG (만톤)	중 유 (만kℓ)	경 유 (만kℓ)
1998	2,743	246	427	317	37
2000	3,125	308	325(661)	602	15
2005	4,435	330	527	687	3
2010	5,100	260	549	675	3
2015	5,071	213	648	529	3

※ 1. '98년은 발전시행계획 기준, ( ) 내는 가스 수급 안정 기준물량
2. LNG 물량은 기도입 계약물량, 가격 및 수급여건을 고려하여 가능한 범위 내에서 최대한 사용

나. 발전용 연료 수급 안정화 방안

○ 천연가스 도입물량 확보 및 천연가스 공급설비의 안정적 확충
- 경직된 공급구조 및 계절 편중적 수급 불균형 해소

○ 석탄(유연탄) 공급원 다원화 및 해외개발 수입확대
- 화력발전소 설계시 연료 양용설비 설계 및 설치공간 확보

○ 국내탄(무연탄)은 국내탄 산업구조 조정 등 여건변화에 유연하게 대응

○ 중유는 국내 수급여건을 고려하여 유연하게 대응
- 비상시 석유수급안정을 위한 비축 능력 제고

○ 신연료(오리멀젼) 도입 기반 구축

○ 우라늄 공급원 다원화 및 해외개발 확대
- 안정적 원전연료 공급을 위한 제조설비 적기 확충
- 원전연료주기 기술개발 기반 구축

5. 원자력 발전 추진계획

가. 원전 건설 방향

○ 단기 : 100만kW급 한국표준형 건설 및 설계 개선 지속 추진

○ 중기 : 130만kW급 차세대원전 설계를 2001년까지 개발완료 후 반복 건설하여 경제성 제고

나. 원전 운영허가 기간연장

○ 대상원전의 안전성 및 경제성을 종합 검토하여 운영허가 기간 연장 추진

○ 관련 인허가 기준 및 개선방안 수립

다. 방사성폐기물 관리 대책

○ 『방사성폐기물 관리대책』의 수립 및 시행
- 발전소내 저장용량을 고려하여 방사성폐기물 처분장 건설을 추진하되, 지역발전계획과 연계하여 투명하게 추진

○ 방사성폐기물 최소화 및 처리기술개발 지속

추진
- 발전소 운영개선으로 발생량 최소화 및 감용(減容)기술 적용
- 유리화(琉璃化)등 처리 기술개발 추진

라. 원전 안전성 향상 방안

○ 원자력 안전문화 정착
○ 중대사고 개념 도입으로 안전성 향상

마. 원전 경제성 향상 방안

○ 건설부문
- 한국표준형 설계개선사업 추진 및 경쟁체제 확립
- 차세대원전 설계개념에 경제성 제고방안 반영 지속 추진
○ 운영부문
- 장주기 핵연료 채택 및 최신 정비기법 채택
- 기기 신뢰도 향상으로 고장정지율 저감

6. 전력기술 개발

가. 기본방향

○ 전력의 안정적인 공급능력 확보를 위한 기술개발
○ 전력 생산 및 수송의 비용저감을 위한 기술개발
○ 지구환경 보전과 신발전기술 확보를 위한 기술개발

나. 추진과제

○ 발전설비 수명 연장 및 신뢰도 향상
- 발전설비 기준수명 유지 및 수명연장 기술개발 추진
- 발전소별 고장 정지율 및 계획예방 정비기간 단축 목표 수립, 시행
○ 설비이용율 향상 및 전력 수송능력 향상
○ 발전 및 전력계통설비의 고장 예측진단 및 정비기술 개발
○ 광역계통 보호제어시스템 기술 개발
○ 유연송전시스템(FACTS), 직류송전, 대용량 지중선 기술 개발
○ 초고압 전기환경 진단 및 전자파 영향평가 기술개발
○ 태양광, 풍력, 연료전지, 조력, 파력, 전력저장 등 신전원기술의 지속 개발
○ 전력이용 합리화 및 수요관리 기술 개발
○ 전력관련 중소기업 및 벤처기업 기술개발 지원

다. 추진방안

○ 전력기술진흥 기본계획과 전기사업자의 전력기술개발계획에 구체적인 기술개발 방안을 반영하여 추진

7. 남북한 전력사업 협력

가. 북한의 전력실태

○ 발전량 부족 심화
- 발전설비 노후화로 성능 및 효율 저하
- 연료사정 악화로 발전설비 가동률 저하
○ 송전설비 현황
- 송배전망 취약 및 발전량 부족으로 전기품질 악화

나. 남북한 전력사업 협력방안

○ 단기협력 방안
- 발전연료 지원, 노후발전소 재가동 지원
- 북한 일부 전력계통을 남한 전력계통에 연결

○ 장기협력 방안
- 휴전선 인접지역 또는 특정지역에 원자력, 화력 등 발전소 공동건설
- 전력계통 단일화 방안 검토 (남북한 전력계통 구성방향 연구)

다. 중장기 추진계획

○ 휴전선 인근 154kV 송전계통 보강
○ 남북한 및 동북아 전력교류에 대비 직류송전 등 기술개발 추진
- Back-to-Back HVDC 연계기술 등

8. 수요변동 대비 상황대응계획 (Contingency Plan)

가. 기본 전제

○ 상황대응계획 수립기간 (석탄화력 건설기간 고려)
- 계획 고려기간 : 1998~2005년
○ 설비예비율
- 중장기적으로 15%~20% 수준 유지

나. 상·하한안 수요 시현시 설비예비율 전망

(단위 : %)

구분	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
기준수요	20.8	20.3	21.7	20.4	19.5	17.8	17.9	17.8
상한수요	18.4	15.6	15.2	12.1	9.7	6.5	5.2	3.9
하한수요	23.3	25.2	29.4	30.4	31.9	32.1	34.4	36.4

다. 상한안 수요시 대응계획

○ 2002~2003년 : 수요관리 강화, 일부 발전설비 하계이전 준공 및 LNG복합 추가 건설로 대응

○ 2004년 이후 : 폐지계획 조정, 일부 발전설비 조기준공, 석탄화력 추가 건설

라. 하한안 수요시 대응계획

○ 1999년 이후 일부 발전설비 준공연기, 미확정 신규 건설분 착공순연 또는 건설계획 취소

마. 상황대응 계획후 설비예비율 전망

(단위 : %)

구분	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
상한수요	18.4	15.6	15.2	12.1	10.7	11.9	12.2	14.7
하한수요	23.3	23.2	26.2	23.5	23.1	22.7	22.5	20.3

9. 투자재원 조달

가. 투자비 규모

○ 2015년까지 발송변전 설비 건설 및 수요관리에 총 80조원 소요

(단위 : 억원)

구분		'98~'00	'01~'10	'11~'15	계
발전	(원자력)	47,905	182,913	25,579	256,397
	(화 력)	52,817	67,925	35,886	156,628
	(수 력)	6,642	11,808	-	18,450
	한전분	107,364	262,646	61,465	431,475
	민전분	6,362	54,522	-	60,884
	발전설비	113,726	317,168	61,465	492,359
송변전	송변전설비	58,942	162,148	51,799	272,889
수요관리	수요관리투자	2,359	17,400	12,846	32,605
총	계	175,027	496,716	126,110	797,853

※ 1997년 불변가격 기준, 수자원/소수력/한화설비는 제외
민전설비는 총 18기 (석탄 4기, LNG복합 8기, 석유 4기, 양수 2기)

나. 재원조달 방안

○ 수요관리 기술개발 강화를 통한 설비투자 최소화
- 수요관리 확대, 수명연장, 성능개선 등 기술개발 강화
- 민자발전 확대 및 자가용 분산형 전원개발 확대 방안 강구
○ 비용감소의 지속적 추진
- 신기술, 신공법 등의 적극 도입
- 기자재 구입, 건설공사시 경쟁확대 등 추진
○ 전기사업자 자금조달능력 강화
- 산은시설자금 등 정책금융 최대한 확보
- 외화재원 용도확대 및 조달의 다원화 방안 강구
- 장기저리의 회사채 적극 발행
- 전환사채(CB) 발행, 해외 주식예탁증서(DR) 확대
○ 전기요금의 적정수준 유지
- 적정 투자보수율 유지 및 전기소비 절약을 위하여 OECD 비산유국 평균 전기요금 수준으로 단계적 인상

10. 향후 정책과제

가. 제5차 장기전력수급계획 전력수요 예측을 위한 정책연구

○ 장단기 전력수요 예측기법 및 전산모형 개발
○ 자가용 및 열병합 전기 소비 행태조사 및 보급확대 방안
○ 수요관리 강화 및 효율적 추진방안 연구 등

나. 경쟁적 전력시장내 자연독점 부문의 전력요금과 규제체계에 관한 연구

다. 통합자원계획의 실질적 적용 방안 연구

○ DSM 평가 및 공급측 계획과의 통합 방법론 연구
○ IRP 자원 유형별 평가기법 및 DB에 관한 연구 등

라. 동북아 전력계통 연계방안 연구

○ 국가간 전력계통 연계사업 추진방안

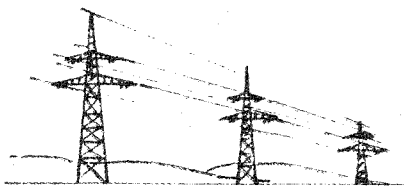
마. 직접부하 제어방식에 의한 수요관리 시범사업 실시

바. 산업단지 개발과 연계한 주변지역지원사업 등 발전소 입지확보제도 개선방안 연구

사. 민자원전의 효율적 추진방안 연구

아. 기타 과제

○ 전력산업구조 개편, 금융시장 개방 등 전력사업의 경제, 사회적 여건 변화에 따른 할인율 재검토
○ 전력사업의 경영환경 변화에 따른 공급신뢰도(LOLP) 재검토
○ 민전 확대와 전력사업 구조개편에 따른 향후 송전계통 역할 재정립 및 대책 수립
○ 고압직류송전(HVDC) 및 유연송전시스템(FACTS) 기술개발



長期電力需要 豫測

구 분	판매전력량 (GWh)	판매전력량 증가율 (%)	최대수요 수요관리 전 (천kW)	최대수요 수요관리 전 부하율(%)	최대수요 수요관리 효과(천kW)	최대수요 수요관리 후 (천kW)	최대수요 수요관리 후 증가율(%)	최대수요 수요관리 후 부하율(%)
1997	200,784	10.0	35,851	71.5	-	35,851	11.1	71.5
1998	196,679	-2.0	35,723	69.8	480	35,243	-1.7	70.7
1999	207,665	5.6	37,835	69.6	696	37,139	5.4	70.8
2000	221,019	6.4	40,438	69.3	940	39,498	6.4	70.9
2001	235,973	6.8	43,308	69.1	1,428	41,880	6.0	71.3
2002	252,534	7.0	46,565	68.8	1,801	44,764	6.9	71.4
2003	268,182	6.2	49,663	68.5	2,171	47,492	6.1	71.4
2004	282,926	5.5	52,666	68.2	2,552	50,114	5.5	71.4
2005	296,069	4.6	55,426	67.8	2,947	52,479	4.7	71.3
2006	308,978	4.4	58,118	67.5	3,351	54,767	4.4	71.2
2007	320,609	3.8	60,667	67.1	3,778	56,889	3.9	71.2
2008	330,935	3.2	63,060	66.6	4,235	58,825	3.4	71.0
2009	340,168	2.8	65,250	66.2	4,729	60,521	2.9	70.9
2010	348,965	2.6	67,398	65.8	5,207	62,191	2.8	70.8
2011	357,253	2.4	69,232	65.6	5,447	63,785	2.6	70.7
2012	364,919	2.1	70,97310	65.4	5,682	65,291	2.4	70.5
2013	372,589	2.1	72,711	65.2	5,929	66,782	2.3	70.4
2014	380,146	2.0	74,431	65.0	6,192	68,239	2.2	70.3
2015	387,082	1.8	76,036	64.8	6,464	69,572	2.0	70.2
평균증가율(%) '98~'00	3.3		4.1		-	3.3		
'01~'05	6.0		6.5		-	5.9		
'06~'10	3.3		4.0		-	3.4		
'11~'15	2.1		2.4		-	2.3		
'98~'10	4.3		5.0		-	4.3		
'98~'15	3.7		4.3		-	3.8		

電源構成 展望

(단위 : 천kW, %)

연 도	원자력	석 탄	LNG	중 유	경 유	국내탄	수 력	합 계
1997 (실적)	10,316 (25.1)	9,300 (22.7)	10,551 (25.7)	5,920 (14.4)	940 (2.3)	900 (2.2)	3,115 (7.6)	41,042 (100)
1998	12,016 (27.5)	10,300 (23.5)	12,218 (27.9)	4,420 (10.1)	590 (1.3)	1,100 (2.5)	3,129 (7.2)	43,773 (100)
1999	13,716 (28.9)	11,800 (24.8)	12,968 (27.3)	4,210 (8.9)	381 (0.8)	1,300 (2.7)	3,150 (6.6)	47,525 (100)
2000	13,716 (27.5)	12,800 (25.7)	13,439 (26.9)	4,360 (8.7)	381 (0.8)	1,300 (2.6)	3,876 (7.6)	49,872 (100)
2001	13,716 (26.9)	13,800 (27.1)	13,914 (27.3)	4,360 (8.6)	126 (0.3)	1,125 (2.2)	3,876 (7.6)	50,917 (100)
2002	15,716 (28.6)	14,800 (26.9)	14,990 (27.3)	4,360 (7.9)	126 (0.2)	1,125 (2.0)	3,881 (7.1)	54,998 (100)
2003	15,716 (27.2)	15,600 (27.0)	16,364 (28.3)	4,470 (7.7)	126 (0.2)	1,125 (2.0)	4,382 (7.6)	57,783 (100)
2004	16,716 (27.6)	16,900 (27.9)	16,450 (27.1)	4,470 (7.4)	126 (0.2)	1,325 (2.2)	4,634 (7.8)	60,621 (100)
2005	17,716 (28.0)	17,700 (28.0)	16,900 (26.8)	4,470 (7.1)	126 (0.2)	1,325 (2.1)	4,906 (7.8)	63,143 (100)
2010	23,429 (31.4)	20,300 (27.2)	17,550 (23.6)	5,100 (6.9)	231 (0.3)	1,000 (1.3)	6,926 (9.3)	74,536 (100)
2015	27,650 (34.2)	21,120 (26.1)	19,800 (24.5)	4,500 (5.6)	231 (0.3)	600 (0.7)	6,926 (8.6)	80,827 (100)

※ 연말 기준