



제1차 전력수급기본계획(2002~2015년)

(자료 : 산업자원부)

I. 기본계획 수립 개요

1. 계획수립 근거 및 배경

가. 법적 근거

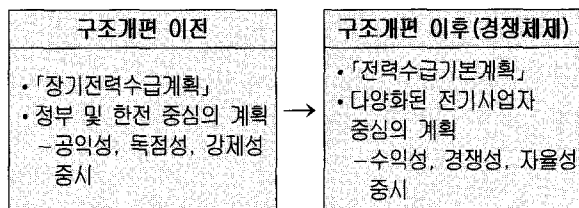
- 전기사업법 제25조
 - 산업자원부장관은 전력수급 안정을 위하여 전력수급 기본계획을 수립하고 이를 공고
 - 전력수급 기본계획에는 전력수급의 기본방향과 장기전망, 전력설비 시설계획과 전력수요관리 등에 관한 사항을 포함
- 전기사업법 시행령 제15조
 - 기본계획은 2년 단위로 수립·시행하며, 기본계획 수립·변경시 전력정책심의회에서 심의토록 함

나. 환경 변화

<전력산업 구조개편 추진 일정>

- 발전경쟁(2001~2003년) : 발·송·배전 독점 공기업인 한전으로부터 수개의 발전회사가 분리, 민영화되고 발전분야에 경쟁 도입
- 도매경쟁(2004~2008년) : 송·배전 독점 공기업인 한전으로부터 수개의 배전회사가 분리, 민영화되고 도매공급 분야에 경쟁 도입
- 소매경쟁(2009년 이후) : 소매공급 분야에 경쟁 도입(소비자 선택권)

- 전력산업구조개편 이전에는 정부가 장기전력수급 안정을 위하여 장기전력 수급계획을 수립하고, 한국전력공사가 이를 이행
- 정부는 전력산업의 효율성과 소비자 권익 증진을 위해 전력산업에 단계적인 경쟁을 도입하고, 민영화를 추진하기 위해 전력산업 구조개편을 추진
- 전력산업 구조개편에 따라 전력수급 안정을 위하여 새로운 개념의 전력수급 기본계획을 수립토록 개정 전기사업법에서 규정
 - 시장경쟁체제 도입으로 과거 장기전력수급계획 체제 유지 곤란
 - 새롭게 등장하는 다양한 전기사업자의 자율적 사업계획을 바탕으로 시장기능에 의하여 중장기 전력수급 안정을 도모할 필요



2. 기본계획의 성격 및 수립 절차

가. 기본계획의 성격

- 중장기 전력수급 전망을 바탕으로 전력수급정책의 기

본방향과 전력시장의 원활한 작동을 위한 관련 정보를 제공

- 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인허가 하는 등 기본계획 이행을 위해 노력하고, 필요시 세부 수급 안정대책을 수립·시행

나. 기본계획 수립 절차

- 전문기관(한국전력거래소)의 중장기 전력수요 예측과 전기사업자의 사업 계획을 바탕으로 중장기 전력수급 여건을 전망
- 중장기 전력수급 여건에 따라 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회의 의견을 수렴하여 수급안정 대책을 마련
- 공청회를 통한 각계 각층의 의견수렴과 전력정책심의회의 심의를 거쳐 기본계획을 확정하고 이를 공고
- 향후 전력산업구조개편 추진 여건과 변화된 전력수급 여건을 반영하여 매 2년마다 기본계획을 수정·보완

3. 계획수립 추진경위

- 2001년 5월 「제1차 전력수급 기본계획」 수립 착수

< 계획수립 기본방향 >

- 전력산업 구조개편과 제5차 장기전력수급계획 수립(2000.1) 이후 여건 변동사항을 반영하여 중장기 전력수급 여건을 재전망
- 계획 대상기간 : 2002~2015년(14년간)
- 전기사업자의 자율적 사업계획을 바탕으로 시장기능에 의한 전력수급 안정을 도모하되, 구조개편 이행기의 수급안정 대책을 강구

- 그간 5개 실무소위원회의 검토와 「발전설비 건설 의향조사」 결과를 바탕으로 「전력수급기본계획(시안)」을 마련

- 제5차 계획(2000.1) 이후 경제성장 전망, 산업구조 변화 전망, 최근 전력수급 실적 등 여건 변동을 고려하여 전력수요를 재예측
- 향후 발전설비 확충시 국가차원에서 유지해야 할 연도별 적정설비 예비율과 전원구성비의 방향을 제시하는 「기준(Reference) 발전설비 계획」 수립
- 전기사업자를 대상으로 「발전설비 의향조사」를 실시하고, 의향조사 결과중 실현성이 높은 「확정적 발전설비 계획」을 선정
*대상 : 한전, 6개 발전자회사, 민간기업(2001년 7월, 10월 실시)
- 송변전설비 확충 기준과 지역별 전력수급 전망에 따른 중장기 「송변전설비 계획」 수립 기본방향을 정립
- 종합적인 중장기 전력수급 안정 전망(수요성장 대비 공급력 확충)
- 발전설비 및 송변전 설비의 확충, 구조개편에 따른 시장기능 활성화 및 구조개편 이행기의 수급안정을 도모하기 위한 「중장기 수급안정대책」을 강구
*5개 분야 실무소위원회를 총 18회 개최(정부, 사업자 및 전문가 총 63명 참여)
- 「제1차 전력수급기본계획(시안)」에 대한 공청회 개최(2002.5.20)
- 「제1차 전력수급기본계획(안)」에 대한 전력정책심의회 심의 완료(2002.7.4)

4. 최근의 전력수급 현황 및 전망

가. 최근 전력수급 현황

- 전력은 그 사용의 편리성으로 인하여 경제성장 및 국민생활 수준 향상에 따라 소비가 급증
- 1990년 이후 2000년까지 에너지수요는 연평균 7.5% 증가한 반면, 전력수요는 연평균 9.8% 증가(연평균

정책자료

〈최근 전력수급 동향〉

구 분	1980	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001
최대수요(천kW)	5,457	17,252	29,878	35,851	32,996	37,293	41,007	43,125
발전설비용량(천kW)	9,391	21,021	32,184	41,042	43,406	46,978	48,451	50,859
설비예비율(%)	72.1	21.8	6.4	13.1	31.1	19.1	16.8	15.1
명목전기요금(원/kWh)	50.88	52.94	61.28	65.26	72.08	71.59	74.65	77.06

* 설비예비율은 하계 첨두부하 기준, 발전설비 용량은 연말 기준

경제성장률 6.1%)

- 1998년에는 외환위기로 전력수요가 최초로 마이너스(-3.6%) 성장을 기록하였으나, 이후 11.3% 연간 증가율 기록
- 전력수요 증가에 대하여 수요관리의 강화와 지속적인 설비 확충으로 전력수급 안정을 유지
 - 1980년대는 전력공급 과잉
 - 1990년대 초반 전력수급 안정
 - 1990년대 중반 전력공급 부족, 1998년 외환위기 이후 전력수급 안정
 - 전압, 주파수, 정전시간 등 전기품질은 선진국 수준을 유지하고 있으며, 전기요금도 저렴한 수준 유지
- 1980년 대비 2000년 생산자 물가지수는 93.6% 증가한 반면 전기요금은 46.7% 증가

나. 전력수급 여건 및 전망

- 국내 전력수급 여건
 - 전력수요는 경제성장에 따라 지속적으로 증가할 전망이다이나, 국민의 환경의식 향상 및 과도한 보상 요구 등으로 전력설비 입지 확보 여건 악화
 - ※ 2000년 1인당 전력소비는 5523kWh로 미국(1만 2834kWh, '98)의 43%, 일본(7557kWh, '99)의 73% 수준
 - 전력산업구조개편 추진에 따라 분야별로 경쟁이 도입되고, 전력수급안정이 시장기능에 따라 결정
- 에너지 수급 전망(에너지경제연구원 자료)

- 세계 에너지 수요는 2000년부터 2020년까지 연평균 2.3% 수준 증가할 전망(석유 2.2%, 천연가스 3.2%, 석탄 1.8%, 원자력 0.5%)

- 국내 에너지 수요는 2000년부터 2020년까지 연평균 3.0% 수준 증가할 전망(석유 2.3%, 천연가스 5.3%, 석탄 2.6%, 원자력 3.8%)

- 연료 수급 및 환경규제 전망(미국 에너지성 자료, DOE/EIA)
 - 에너지 부존자원의 한계(석유 40년, 천연가스 60년, 석탄 217년, 우라늄 50년)와 지역적 편재에 따른 공급 불안요인 상존
 - 국내외 환경규제가 지속적으로 강화될 전망이며, 기후변화협약과 관련하여 선진국의 온실가스 의무감축 압력이 강화될 전망

II. 중·장기 전력수요 전망

1. 예측전제 및 방법

가. 주요 예측전제

- 제5차 장기계획 이후 각종 경제상황 및 여건변화를 고려하여 조정

구 분	2000	2001	2002	2001~2005	2006~2010	2011~2015	2001~2015	
GDP (%)	8.8 (4.7)	3.0 (6.0)	5.0 (6.1)	5.1 (5.8)	5.1 (5.2)	4.5 (4.4)	4.9 (5.1)	
산업구조 (%)	구 분	2000	2001	2002	2005	2010	2015	
	농림어업	5.2 (5.3)	-	-	3.9 (5.2)	2.7 (4.9)	2.2 (4.5)	
	광공업	34.5 (30.0)	-	-	33.1 (30.8)	29.0 (30.6)	28.5 (30.0)	
	- 제조업	34.2 (29.8)	-	-	33.0 (30.6)	29.0 (30.6)	28.5 (29.9)	
서비스업	60.3 (63.6)	-	-	63.0 (64.0)	68.3 (65.2)	69.3 (66.6)		
전기요금 (2000=100)	100	100.2 (99.7)	100.8 (99.7)	102.2 (99.2)	98.3 (96.8)	96.0 (94.4)	실질요금 추정치	

※ () 내는 제5차 계획 적용치

- 경제성장률 : 2001년 3.0%, 2001~2015 평균 4.9% (KDI 의견)
- 산업구조 : 광공업 비중 하락, 서비스업 비중 증가 (KIET 의견)
 - 구성비(2000년→2015년): 광공업(34.5→28.5%), 서비스(60.3→69.3%), 농어업(5.2→2.2%)
- 전기요금: 민영화 이전까지 현 수준 유지, 이후 감소 (실무소위 의견)
 - 전기요금 전망: 2000년 100(기준)→2005년 102.2 → 2010년 98.3 → 2015년 96.0

나. 예측방법

- 한국전력거래소가 서울대 및 국내 전문가와 공동으로 수요예측작업 수행
 - 주택용(2개), 상업용(4개), 산업용(10개)으로 구분하여, 거시·미시 예측 방법을 병행하여 판매전력량(kWh)을 예측
 - 예측된 판매전력량을 기준으로 계절별, 일별, 시간대별 부하패턴을 반영하여 수요관리 전 최대전력수요(kW)를 예측
 - 수요관리 목표를 반영하여 수요관리後 최대전력수요를 예측하고, 전력수요 성장에 대한 불확실성을 고려하여 上限 및 下限 수요를 예측

2. 수요관리계획

가. 수요관리 추진 현황

〈수요관리 실적〉

구 분	1997	1998	1999	2000	2001
수요관리량(만kW)	221	237	262	286	327
투자비(억원)	311	460	653	1,180	900

※1. 투자비는 연구개발비 제외
 ※2. 수요관리량은 누계실적(요금구조조정, 직접부하 관리량 제외)

- 발전설비 확충에 따른 재원조달, 입지 확보, 환경영향 부담을 완화하기 위하여 1990년 이후 수요관리를 추진
- 2001년의 경우, 900억원을 투입하여 최대수요 327만 kW 억제

나. 수요관리 목표량 설정

- 구조개편 이후 발전소 건설의 불확실성 및 시장체제에 의한 전기요금의 변동성 확대로 수요관리 중요성 증가
- 전력수급 안정 및 소비자 보호를 위하여 기존 수요관리 사업을 대폭 확대하고, 사업의 효율성과 투명성 확보 방안 강구
- 2015년까지 약 2조4천억원을 투입하여 최대수요를 704만kW 감축(5차 계획 대비 116만kW 확대) 토록 반영
- 가용한 수요관리 프로그램별로 기술적 최대 잠재량 반영

〈수요관리 목표량〉

(단위 : 만kW)

구 분	2002	2005	2010	2015
1차계획(2002)	61	258	527	704
5차계획(2000)	47	182	417	588

※1. 2001년까지 누계실적(327만kW) 대비 추가 수요관리량
 ※2. 2002년 수요관리량은 직접부하 관리량 30만kW 포함

3. 전력수요 전망

가. 판매전력량

- 연평균 3.3% 증가 (2001년 2577억kWh → 2015년 3,920억kWh)

〈용도별 판매량 전망〉

(단위 : GWh)

구 분	2001	2005	2010	2015	
수요관리前	259,098	314,023	360,968	398,166	
수요관리後	주택용	39,211	47,659	57,539	66,010
	상업용	82,729	106,538	128,237	146,449
	경공업	66,190	77,983	86,756	95,279
	중공업	69,601	78,876	82,792	84,212
계	257,731	311,056	355,324	391,950	

정책자료

- 용도별 증가율 : 주택용 3.9%, 상업용 5.0%, 경공업 2.7%, 중공업 1.4%
- 용도별 판매 전력량 점유비(2001년 → 2015년)
 - 주택용(15.2 → 16.8%), 상업용(32.1 → 37.4%), 경공업(25.7 → 24.3%), 중공업(27.0 → 21.5%)

나. 최대전력수요

- 연평균 3.4% 증가(2001년 4313만kW → 2015년 6775만kW)
- 수요관리량 : 704만kW 추가 감축(2001년 327만kW → 2015년 1031만kW)

(단위 : 만kW)

구 분	2001	2005	2010	2015
수요관리 前	4,640	5,771	6,916	7,805
수요관리 後	4,313	5,186	6,062	6,775

- 2015년까지 총 97기 4115만kW 건설 의향(2015년까지 약 41조원 투입)
 - 건설중 : 총 42기 2102만kW
 - 신규건설 : 총 55기 2013만kW
 - 발전자회사는 유연탄, 민간사업자는 LNG 발전소 건설 선호
- 발전원별 건설규모는 제5차 계획대비 석탄 340만kW, LNG 430만kW 증가하고, 석유 400만kW, 수력 등은 23만kW 감소함

(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력/기타	합 계
5차계획	1,360 (12기)	900 (15기)	687 (20기)	515 (12기)	306 (23기)	3,768 (82기)
사업자계획	1,360 (12기)	1,240 (21기)	1,117 (28기)	115 (4기)	283 (32기)	4,115 (97기)

다. 발전소 폐지 의향

- 2002~2015년까지 총 28기 657만kW 폐지(5차 계획 대비 291만kW 수명연장)

(단위 : 만kW)

구 분	2002~2010	2011~2015	2002~2015
제5차계획	96	852	948
사업자계획	38	619	657

III. 발전설비 확충 전망

1. 사업자 의향조사(2001.7, 2001.10)

가. 의향조사 목적

- 전기사업자의 시장 참여 의향을 반영하기 위하여 발전설비계획 의향조사를 시행

나. 발전소 건설 의향

(단위 : 만kW)

구 분	한수원	5대 발전 회사	기존 민자 (한중, LG, 현대)	신규 민자 (대림, 대우)	한전, 수공 등 (소수력, 풍력)	합 계
건설중 (미착공 포함)	1,080	855	157	-	10.3	2,102
신규 의향	280	1,026	225	450	32	2,013
합 계	1,360	1,881	382	450	42.3	4,115

라. 발전소 건설의향 결과 전원 구성비

- 사업자 계획의 전원구성은 5차 계획대비(2015년) 석탄, LNG 설비 비중이 3~4%p 증가

(단위 : 천kW, %)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력 등	합 계	
2010	5차 계획	22,529 (30.2)	20,565 (27.6)	18,387 (24.6)	6,806 (9.1)	6,324 (8.5)	74,611 (100)
	사업자 계획	23,116 (28.4)	24,565 (30.2)	22,237 (27.3)	4,822 (5.9)	6,695 (8.2)	81,435 (100)
2015	5차 계획	26,050 (33.0)	21,220 (26.8)	18,850 (23.8)	6,001 (7.6)	6,934 (8.8)	79,055 (100)
	사업자 계획	26,637 (31.2)	25,740 (30.1)	23,150 (27.1)	3,217 (3.8)	6,695 (7.8)	85,438 (100)

※오리밀전은 석유에 포함, 연발기준

마. 발전소 건설의향 기준 추정 투자비

- 2015년까지 발전설비 건설에 약 40.5조원 소요 전망
- 원자력 투자비: 18.4조원, 수화력 투자비: 22.1조원

(단위: 억원)

구분	2002~2005	2006~2010	2011~2015	합계
원자력	39,620	105,691	39,093	184,404
화력	68,449	105,725	28,605	202,779
양수	11,176	6,765	0	17,941
합계	119,245	218,181	67,698	405,124

- *1. 가격기준: 2001년 1월 불연가, 소수력, 소도시 내연, 풍력설비 제외
- 2. CCT, 석탄, 오리멀전, 석유는 화력으로 분류

2. 사업자 발전설비계획 등급분류

가. 등급분류 기준

- 전력산업 구조개편 이후 발전설비 확충은 재원조달, 송전이용계약, 인허가 여건 등의 불확실성이 있으므로 사업자 계획을 실현 가능성 정도에 따라 등급을 분류할 필요

〈등급 분류 세부기준〉

현황	등급	세부기준
건설중 사업	A	• 착공 후 준공 전 단계 설비(발전분할시 건설기본계획 확정설비 포함: 신고리 #3, 4, 예천양수 #1, 2)
건설준비 단계사업	B1	• 송전용 전기설비 이용계약 후 착공 전 단계 설비
	B2	• 발전사업허가 후 송전용 전기설비 이용계약 전 단계 설비
계획중 사업	C1	• 향후 2년 이내(2003년까지) 발전사업 허가가 예상되는 설비중 계통연계에 문제가 없을 것으로 예상되는 설비(한전 계통 검토) • 공기업 또는 공기업 형태로 유지가 예상되는 기업에서 추진하는 설비는 인허가 시기와 관계없이 C1으로 취급(한전, 한수원, 수자원공사: 신규원전 #1, 2, 소도시 내연) *C2 등급의 설비중 계통연계 문제가 해결될(준공시기 조정 등) 것으로 판단되는 설비는 C1 등급으로 조정 가능
	C2	• 향후 2년 이내(2003년까지) 발전사업 허가가 예상되는 설비중 계통연계에 대한 추가 검토가 필요한 설비(한전 계통검토)
	C3	• 향후 2년 이후(2004년부터) 발전사업 허가가 예상되는 설비중 계통연계 검토 또는 계통 연계 미검토 설비

- * 1. 발전사업허가 시점: 전력수급 기본계획 수립 후 6개월 이내로 가정
- 2. C2 대상시기: LNG 2009년, 석탄/석유 2012년, 양수 2012년
- 3. 폐지계획은 사업자 제출계획 인정(A등급)

- 건설중(A), 건설준비중(B1, B2), 계획중(C1, C2, C3)의 3단계로 등급을 분류하고 A~C1까지 사업을 확정적 계획(Most Probable Plan)으로 분류
- * 현재 시점에서의 비확정설비(C2, C3)는 사업 진척도에 따라 차기 계획시 확정설비(A~C1)로 전환 가능

나. 확정적 계획 건설규모(2002~2015년)

- 사업자 제출 건설의향(총 97기 4115만kW)중 71기 3274만kW를 확정적 건설계획(A~C1)으로 분류
- 건설중 총 2102만kW, 신규계획 총 1172만kW(비확정설비 841만kW 제외)
- 제5차 계획(2002~2015) 대비 LNG는 70만kW 증가하고, 석탄 10만kW, 석유 500만kW, 수력 등은 54만kW 감소

(단위: 만kW, 기수)

구분	원자력	석탄	LNG	석유	수력/기타	합계
5차 계획	1,360 (12기)	900 (15기)	687 (20기)	515 (12기)	306 (23기)	3,768 (82기)
확정적 계획(A-C1)	1,360 (12기)	890 (16기)	757 (20기)	15 (2기)	252 (21기)	3,274 (71기)

다. 전원별 발전설비 구성(확정적 계획 기준)

- 전원구성은 5차 계획대비(2015년) 석탄, LNG, 원자력 설비비중이 1~3%p 증가

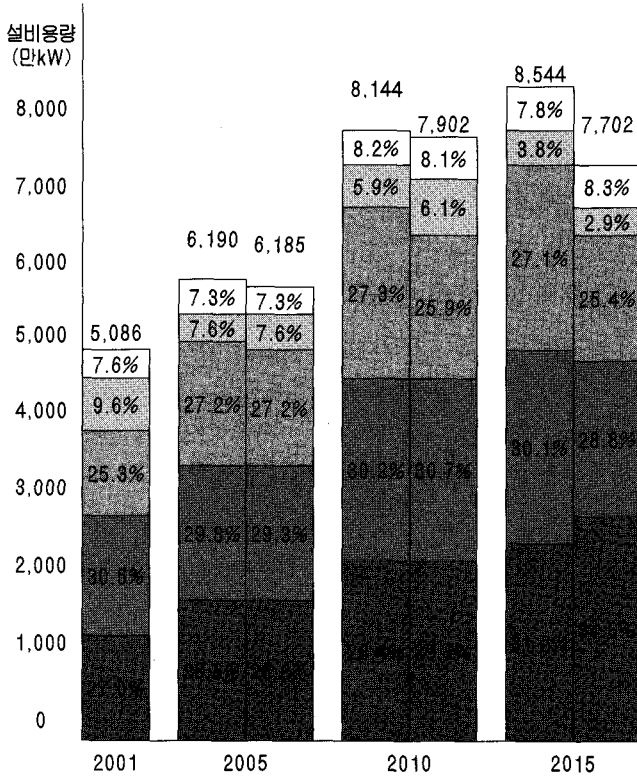
(단위: 천kW, %)

구분	원자력	석탄	LNG	석유	수력	합계	
2010	5차 계획	22,529 (30.2)	20,565 (27.6)	18,387 (24.6)	6,806 (9.1)	6,324 (8.5)	74,611 (100)
	확정적 계획(A-C1)	23,116 (29.2)	24,265 (30.7)	20,437 (25.9)	4,817 (6.1)	6,385 (8.1)	79,019 (100)
2015	5차 계획	26,050 (33.0)	20,420 (25.8)	19,650 (24.8)	6,001 (7.6)	6,934 (8.8)	79,055 (100)
	확정적 계획(A-C1)	26,637 (34.6)	22,240 (28.8)	19,550 (25.4)	2,212 (2.9)	6,385 (8.3)	77,023 (100)

*오리멀전은 석유에 포함, 연말기준

정책자료

〈에너지원별 전원구성 전망〉



왼쪽 : 사업자 발전설비계획 오른쪽 : 확정적 발전설비계획
 ■ : 원자력 ■ : 석탄 ■ : LNG ■ : 석유 □ : 수력

(단위 : 만kW, %)

구 분	원자력	석탄	LNG	석 유	수력	합계	
2001(실적)	1,372 (27.0)	1,553 (30.5)	1,287 (25.3)	487 (9.6)	388 (7.6)	5,086 (100)	
2005	사업자 계획	1,772 (28.6)	1,817 (29.3)	1,681 (27.2)	467 (7.6)	454 (7.3)	6,190 (100)
	확정적 계획	1,772 (28.6)	1,817 (29.3)	1,681 (27.2)	467 (7.6)	449 (7.3)	6,185 (100)
2010	사업자 계획	2,312 (28.4)	2,457 (30.2)	2,224 (27.3)	482 (5.9)	670 (8.2)	8,144 (100)
	확정적 계획	2,312 (29.2)	2,427 (30.7)	2,044 (25.9)	482 (6.1)	639 (8.1)	7,902 (100)
2015	사업자 계획	2,664 (31.2)	2,574 (30.1)	2,315 (27.1)	321 (3.8)	670 (7.8)	8,544 (100)
	확정적 계획	2,664 (34.6)	2,224 (28.8)	1,955 (25.4)	221 (2.9)	639 (8.3)	7,702 (100)

라. 발전원별 발전량 전망(확정적계획 및 최근 운영 실적 기준)

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석탄	국내탄	LNG	석 유	수력	기타	계
2002(전망)	122,764 (40.5)	110,945 (36.6)	7,001 (2.3)	29,684 (9.8)	26,666 (8.8)	5,982 (2.0)	-	303,042 (100)
2005	134,083 (38.8)	127,153 (36.8)	5,502 (1.6)	45,638 (13.2)	24,807 (7.2)	6,656 (2.0)	1,377 (0.4)	345,216 (100.0)
2008	138,870 (36.7)	156,448 (41.4)	6,098 (1.6)	43,073 (11.4)	23,995 (6.3)	8,300 (2.2)	1,302 (0.3)	378,086 (100.0)
2010	166,720 (42.1)	169,087 (42.7)	6,098 (1.5)	26,480 (6.7)	17,889 (4.5)	8,542 (2.1)	996 (0.3)	395,812 (100.0)

*2002년은 운영계획 전망치, 기타는 오리멀전 발전량 임.

마. 발전원별 연료소비 전망(확정적계획 및 최근 운영 실적 기준)

연도	석탄 (천톤)	국내탄 (천톤)	LNG (천톤)	중유 (천kl)	경유 (천kl)	기타 (천톤)
2002(전망)	39,969	2,850	4,659	5,499	451	-
2005	46,985	2,607	5,900	5,509	509	446
2008	57,619	2,857	5,568	5,325	535	422
2010	62,095	2,857	3,508	3,959	534	324

*2002년은 운영계획 전망치, 기타는 오리멀전 발전소용 임.

바. 확정적계획(A-C1)의 발전설비 추정 투자비(확정적계획 기준)

○ 2015년까지 발전설비 건설에 약 34조원 소요 전망

(단위 : 억원)

구 분	2002~2005	2006~2010	2011~2015	합 계
원자력	39,620	105,691	39,093	184,404
화력	67,301	67,837	0	135,138
양수	11,176	6,765	0	17,941
합 계	118,097	180,293	39,093	337,483

* 가격기준 : 2001년 1월 불변가, 소수력, 소도시 내연, 풍력설비 제외

3. 중·장기 전력수급 전망

가. 사업자 발전설비계획(A~C3) 기준

○ 설비예비율은 2006년까지 14~18%, 2007년 이후 23% 이상 유지(적정 설비예비율 15~17%)

<연도별 전력수급 전망>

연도	최대 수요 (만kW)	패지 계획 (만kW)	확정적 계획			사업자 계획		
			건설 계획 (만kW)	발전설비용량 (만kW)	설비 예비율 (%)	건설 계획 (만kW)	발전설비용량 (만kW)	설비 예비율 (%)
2002	4,574	31	325	5,265 (5,380)	15.1	325	5,265 (5,380)	15.1
2003	4,812	-	91	5,471 (5,471)	13.7	91	5,471 (5,471)	13.7
2004	5,019	7	383	5,768 (5,848)	14.9	389	5,773 (5,853)	15.0
2005	5,186	-	337	6,058 (6,185)	16.8	337	6,063 (6,190)	16.9
2006	5,374	-	342	6,330 (6,527)	17.8	368	6,335 (6,559)	17.9
2007	5,546	-	255	6,724 (6,782)	21.3	345	6,846 (6,904)	23.4
2008	5,721	-	380	7,012 (7,162)	22.6	380	7,134 (7,284)	24.7
2009	5,893	-	420	7,382 (7,582)	25.3	450	7,504 (7,734)	27.3
2010	6,062	-	320	7,582 (7,902)	25.1	410	7,823 (8,144)	29.0
2011	6,220	136	140	7,765 (7,905)	24.9	400	8,187 (8,407)	31.6
2012	6,373	43	-	7,863 (7,863)	23.4	180	8,414 (8,544)	32.0
2013	6,512	120	-	7,742 (7,742)	18.9	-	8,424 (8,424)	29.4
2014	6,652	170	140	7,712 (7,712)	15.9	220	8,394 (8,474)	26.2
2015	6,775	150	140	7,702 (7,702)	13.7	220	8,544 (8,544)	26.1
합계	-	657	3,274	-	-	4,115	-	-

* 발전설비 용량단의 () 내는 연말기준

나. 확정적 발전설비계획(A~C1) 기준

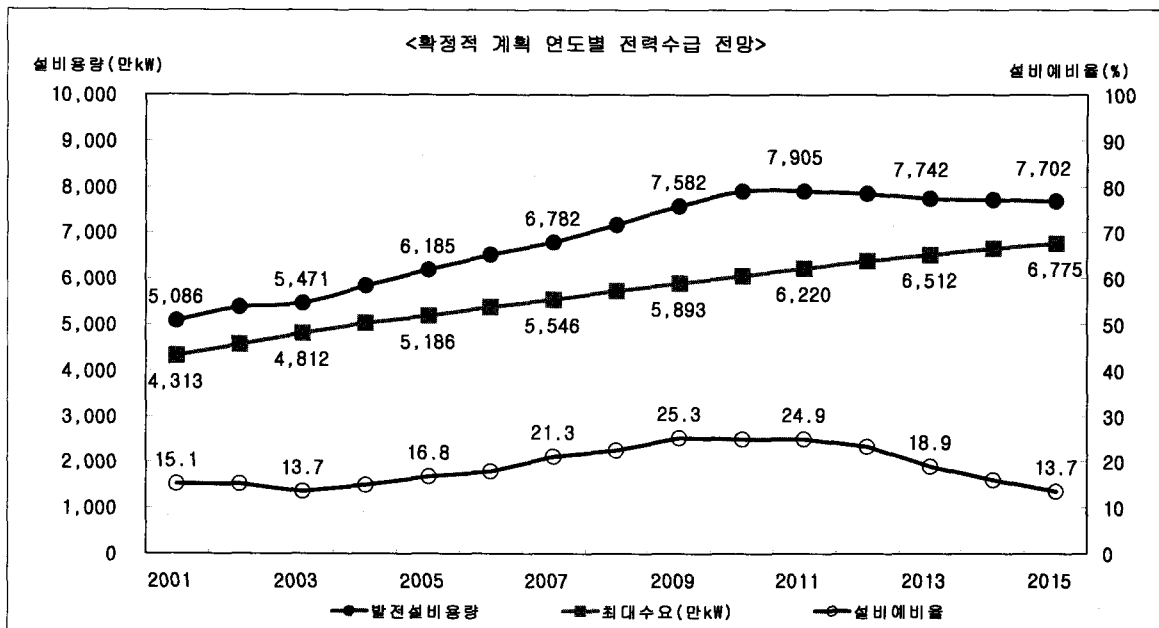
○ 설비예비율은 2006년까지 14~18%, 2007~2012년
은 21% 이상유지, 2013~2015년은 14~19% 유지
(적정설비 예비율 : 15~17%)

다. 신규 발전소 미추진시 전력수급 전망

(단위 : 만kW, %)

구분	2002	2005	2007	2008	2010	2013	2015
최대수요	4,574	5,186	5,546	5,721	6,062	6,512	6,775
설비용량	5,380	6,138	6,390	6,490	7,010	6,851	6,531
설비예비율	15.1	15.9	15.2	11.7	10.4	5.2	-3.6

* 설비용량은 연말기준, 설비예비율은 하계 첨두부하 기준



IV. 송변전설비 확충 전망

1. 송변전 설비계획 수립을 위한 지역별 전력수급 전망

- 향후 수도권권의 전력부족과 지역별 전력수급 불균형이 심화될 전망으로 수급안정 및 원활한 전력수송을 위한 송변전설비 보강 필요

(지역별 전력수급 전망)

(단위 : 천kW)

지역	구분	2001년	2005년	2010년	2015년
경인	최대수요	18,380 (42.6%)	22,082 (42.6%)	25,777 (42.5%)	28,765 (42.5%)
	발전설비	12,412 (25.0%)	14,162 (23.4%)	18,012 (23.8%)	18,000 (23.4%)
	발전력	10,781	12,135	14,428	15,852
	잉여전력	-7,599	-9,947	-11,349	-12,913
영동	최대수요	2,648 (6.1%)	3,174 (6.1%)	3,698 (6.1%)	4,119 (6.1%)
	발전설비	5,419 (10.9%)	7,346 (12.1%)	8,617 (11.3%)	7,714 (10.0%)
	발전력	4,701	6,275	6,851	6,775
	잉여전력	2,053	3,101	3,153	2,656
중부	최대수요	5,033 (11.7%)	6,140 (11.8%)	7,269 (12.0%)	8,224 (12.1%)
	발전설비	9,257 (18.7%)	11,241 (18.5%)	15,241 (20.1%)	15,923 (20.7%)
	발전력	8,064	9,594	12,185	14,023
	잉여전력	3,031	3,454	4,916	5,799
호남	최대수요	3,381 (7.8%)	4,076 (7.9%)	4,783 (7.9%)	5,365 (7.9%)
	발전설비	9,133 (18.4%)	11,915 (19.7%)	15,025 (19.8%)	14,385 (18.7%)
	발전력	7,935	10,216	12,004	12,668
	잉여전력	4,554	6,140	7,221	7,303
영남	최대수요	13,683 (31.7%)	16,387 (31.6%)	19,097 (31.5%)	21,272 (31.4%)
	발전설비	13,411 (27.0%)	15,911 (26.3%)	18,924 (25.0%)	21,001 (27.2%)
	발전력	11,644	13,639	15,156	18,427
	잉여전력	-2,039	-2,748	-3,941	-2,845
합계	최대수요	43,125	51,859	60,624	67,745
	발전설비	49,632	60,575	75,819	77,023
	발전력	43,125	51,859	60,624	67,745

2. 장기 송변전설비 건설 방향

- 장기 송변전설비 구성목표
 - 765kV설비 : 대단위 전원단지와 수도권과 직접연결

- 345kV설비 : 지역간 간선 계통망 구축 및 도심지 대전력 공급원
- 154kV설비 : 도시지역의 간선계통 구성 및 배전 공급원
- 66kV설비 : 신규건설을 억제하되 부하특성을 고려하여 신축적 운용
- 최종 간선계통 구성목표 제시(2020년 이후)

○ 공급안정성 확보와 경제성 추구의 조화

- 송변전설비 고장시 전력공급 지장 최소화
- 발전설비 건설계획과 연계성 검토 강화
- 송전선로 및 변전소 입지 사전확보
- 전력손실 최소화 및 송변전설비의 투자 효율성 제고

○ 송변전설비 성능특성 개선

- 대형계통 안정도 확보(송변전설비 적기 확충, 유연 송전 시스템 도입, 765kV 송전전압 격상 등)
- 고장전류대책 수립(차단기 규격 상향조정, 직렬 리액터 설치, 일부 변전소 모선 및 송전선로 분리운전 등)
- 무효전력 수급균형(전력용 콘덴서, 분로 리액터 설치, 분산형 전원 개발, 輕부하시 송전선로 부분 개방 등)

3. 송변전설비 확충계획 개요

○ 송전선로

- 송전선로 총공장 : 2001년 25,583C-km → 2015년 35,439C-km
- 지중선 점유비 : 7%(2001년) → 12%(2015년)

(단위 : C-km)

전압	2001 (실적)	2005년		2010년		2015년	
		접속	보강	접속	보강	접속	보강
765kV	662	98	672	438	751	438	899
345kV	7,345	542	7,909	1,054	8,804	1,118	8,975
154kV	17,576	7	20,588	9	22,863	9	24,000
합계	25,583	647	29,169	1,501	32,418	1,565	33,874

○ 변전소 수

- 총 변전소 수 : 2001년 472개소 → 2015년 769개소

(단위 : 개소)

전 압	2001(실적)	2005년	2010년		2015년	
			접속	보강	접속	보강
765kV	0	4	-	6	-	7
345kV	45	55	2	62	2	69
154kV	427	532	-	639	-	691
합계	472	591	2,010	707	2	767

○ 변전설비용량

- 변전설비용량 : 2001년 142,806MVA → 2015년 266,259MVA

- 초고압 변전설비 점유비 : 2001년 45% → 2015년 54%

구 분	2001(실적)	2005년	2010년	2015년
변전용량 (MVA)	765kV	1,110	21,110	41,110
	345kV	63,577	78,116	91,616
	154kV	78,119	95,243	113,103
	합계	142,806	194,469	233,829

○ 송변전설비 투자비는 2015년까지 약 15.5조원 예상

(단위 : 억원)

구 분	2002~2005	2006~2010	2011~2015	누계
765kV	9,899	12,278	2,751	24,928
345kV	16,501	15,641	10,600	42,742
154kV	33,715	29,343	24,551	87,609
계	60,115	57,262	37,902	155,279

V. 전력수급 안정을 위한 대책

< 기본 방향 >

- ① 구조개편에 따라 전력시장 기능이 정상적으로 작동할 때까지는 정부가 전력안보 차원에서 수급안정을 주도
- ② 정부는 적정 공급신뢰도·전원구성비 기준, 원자력발전소·수화력발전소·송변전설비의 건설 추진방향, 수요관리 추진방향 등 전력수급의 기본정책 방향을 제시
- ③ 공기업 형태의 전기사업자는 전력수급 기본계획에 따라 사업을 추진하고, 민간 전기사업자는 기본계획에 부합하도록 자율적으로 사업을 추진
- ④ 민간 발전사업자의 발전소 건설 회피 등으로 심각한 전력수급 차질이 우려될 경우, 별도의 비상 수급안정 대책을 수립·시행
- ⑤ 장기적으로 전력시장 기능에 의한 전력수급 안정이 이루어지도록 제도적 기반을 구축

1. 정부가 전력안보 차원에서 수급안정 관리

가. 구조개편에 따라 전력시장 기능이 정상적으로 작동할 때까지는 정부가 전력안보 차원에서 수급안정을 주도

○ 계통규모 증가, 발전설비 성능향상, 공급신뢰도 등을 고려하여 적정설비 예비율로 15~17%(공급예비율 8~10%) 수준 유지

- 연간 공급지장 확률(LOLP) 0.5일 기준

※ 2015년 적정 설비규모는 7,868만kW로 전망(예측 전력수요 : 6775만kW)

○ 발전원별 설비특성, 경제성, 환경영향, 불확실성 등을 고려하여 최적화(비용최소화) 전산모형에 의한 전원 구성비를 유지(기준 발전설비계획)

(연도별 전원구성비)

(단위 : %)

연도	원자력	석탄	LNG	석유	수력
2005	28.9 (28.8)	29.7 (29.5)	26.7 (26.7)	7.6 (7.9)	7.1 (7.1)
2010	31.0 (30.2)	32.0 (27.6)	23.2 (24.6)	6.4 (9.1)	8.4 (8.5)
2015	37.4 (33.0)	30.9 (26.8)	20.9 (23.8)	2.8 (7.6)	8.0 (8.8)

※ () 내는 제5차 장기전력수급기본계획 전원구성비

○ 공기업 형태의 전기사업자가 전력수급 기본계획에 따라 전기사업을 수행토록 관리 감독 강화

- 공기업·자회사 사장 경영계약에 발전소 건설계획 이행 조항 반영

○ 전기사업자의 부당한 전력설비 건설 지연을 방지토록 관리 강화

- 발전설비별 사업 준비기간 지정, 주기적인 이행실태 조사 실시, 부당한 건설지연에 대한 규제 근거 마련 및 지연사유 보고 의무화 등

○ 기본계획 정책방향에 부합하는 사업을 우선적으로 인허가

나. 단기 전력수요 급증에 탄력적으로 대응(단기 수급안정 대책 수립·시행)

○ 발전소 적기 준공, 준공예정 발전소의 시운전 출력 활

- 용, 하계 예방정비 최소화, 구입전력 확대 등 단기 공급능력 확충 추진
- 이와 병행하여 직접부하제어, 하계 휴가기간 조정제도 및 자율절전제도 등 수요관리제도를 탄력적으로 운영

다. 정부 주도의 수요관리사업 강화

- 수요관리 목표(2015년까지 최대수요 704만kW 삭감)를 차질 없이 달성할 수 있도록 정부의 관리·감독을 강화
 - 연도별 세부 추진계획을 「전력산업기반조성계획」에 반영하여 차질 없이 추진(기반기금 활용)
- 구조개편 이후 전력수급 및 요금 안정을 위하여 수요관리 자원을 발전소 건설 등 공급측 자원과 대등한 수준으로 관리
 - 수용가와 약정을 체결하고, 피크시 통신 기술을 활용하여 고객의 부하를 직접 제어하는 「직접부하제어 사업」 확대(2005년까지 150만kW 도입)
 - 수요관리 사업자가 수요관리를 전기공급과 같이 시장에서 직접 거래하는 「수요관리 입찰제」 도입 검토
- 수요관리 사업의 투명성을 확보하고 효율성을 개선하기 위하여 DB 구축 등 「수요관리 평가·관리 시스템」을 구축
 - 한전 중심의 수요관리 사업 체제에 경쟁체제 도입(에너지관리공단 등)

2. 발전설비 적기 확충

가. 발전설비 건설 방향

- 발전소 건설은 정부가 제시한 적정 설비예비율과 전원구성비가 유지되도록 유도
- 온실가스 배출규제 등 환경규제 강화에 대비한 환경친화적 발전소 건설 및 고기능, 고효율, 최첨단 발전소 건설을 유도

- 발전소 입지는 가능한 기존 부지를 활용하되, 송전선로 입지 확보난을 고려하여 수요지 인근에 발전소가 건설되도록 유도
 - 남북 전력협력에 대비 수도권 이북지역에 발전소 건설을 유도

나. 발전설비 건설 이행

- 공기업 형태의 발전사업자(한전, 한수원 및 발전자회사)는 기본계획에 따라 발전설비 건설을 의무적으로 수행
 - 발전자회사의 분할, 민영화시 발전설비 건설을 승계하도록 건설의무 이행협약 체결(발전자회사 경영성과는 매각가치에 반영)
 - 공기업·자회사 사장 경영계약에 발전소 건설계획 이행 조항 반영
- 원자력발전소는 정부의 기본계획에 따라 한수원(주)이 구체적 건설방안을 마련하여 건설
 - 원자력발전소 건설이 전력수급에 미치는 영향 등을 고려하여 원자력발전소 건설방향은 정부가 전력정책 심의회 등 각계 의견을 수렴하여 결정
- 非원자력발전소는 정부의 전원구성비 기준을 바탕으로 건설

다. 발전사업자의 공급능력 확충 지원

- 무연탄, 열병합 발전소에 대하여는 당분간 사업자 손실을 보전하되, 점진적으로 지원 축소 방안 강구(타에너지 지원 사업)
- 도서지역의 보편적 전력공급을 위하여 50호 이상 도서지역의 발전소 건설 및 운영자금 지원(농어촌전화사업)
 - 지자체에서 전력공급업무를 수행하고 있는 50호 미만의 도서지역은 향후 단계적으로 한전(배전분할사 배전회사)에서 인수하여 전력공급을 추진
- 제주도 전력공급 및 정책성 발전소 건설을 위한 투자비 장기 저리 융자방안 검토(전원개발지원사업)

- 출력 향상, 수명연장, 효율개선 등 발전설비 공급능력 확충을 위한 기술개발을 적극 지원(전력기술개발사업)

라. 민간 발전사업자의 발전소 건설 회피시의 비상 대책

- 민간 사업자의 발전소 건설 회피 등으로 전력수급 차질이 우려될 경우, 공기업 체제의 전기사업자나 별도의 전원개발(주)가 긴급 발전소를 건설하고 민간에 매각하는 방안 검토
- 전기사업자의 전원개발 자금조달을 위해 한전의 발전·배전자회사 매각대금 중 일부를 전원개발자금으로 활용하는 방안 검토

3. 송변전설비 적기 확충

가. 장기 송변전설비 확충 기술기준(추후 정부기준으로 제정·운영)

- 발전소 연결 계통선로, 간선 및 부하공급 계통선로
 - 건설시기 및 규모는 발전소 최종규모를 고려하여 용통 능력을 확보토록 결정(지중선로의 경우 관로 또는 전력구)
 - 연계전압 및 연결방안은 경제성, 기술성 및 건설여건 등을 고려
- 변전소 신설 및 최종 규모
 - 765kV : 대전력 용통 등 사유 발생시 신설하되, 향후 최종계통 규모를 감안 4~5Bank로 건설
 - 345kV : 초고압 전력계통 연계시, 또는 대규모 공단·신도시 개발시 신설하되, 변전소 최종규모는 가능한 4Bank로 건설
 - 154kV : 기설 변전소 공급능력 초과시, 또는 공단, 지역 개발시 신설하되, 변전소 최종규모는 부하밀도를 감안 2~4Bank로 건설
- 상정 고장조건 및 사고시 허용범위
 - 765kV 가공선로 : 1회선 고장

- 345kV 이하 가공선로 : 1회선 및 1루트(2회선) 고장
- 지중선로 : 1회선 고장
- 주변압기 : 1Bank 고장
- ※ 기타 고장은 계통 운영시 고려

나. 송변전설비 건설 이행

- 전력수급기본계획 수립후 3개월 이내 기본계획에서 정한 확충 기준에 따라 한전이 세부 시행계획을 마련하여 정부승인을 득한후 사업 추진
 - 향후 배전회사 분할, 민영화시는 송변전설비(송전망) 건설을 승계하도록 건설이행 협약 체결
- 제주 국제 자유도시 건설 등에 따른 제주지역 수급안정을 위하여 한전이 해저연계선(용량은 기존 연계선 수준)을 추가 건설
 - 비상시, 해저연계선 조상설비(8만kW급)의 발전설비 전환을 검토
 - 전력시장운영규칙 개정 등을 통한 발전소 추가건설 유도방안을 강구

다. 기존 송전용 전기설비 이용규정 개정 추진

- 건설비용은 수익자 부담 원칙에 따라 발전사업자와 송전사업자가 합리적으로 분담하는 방안 검토(분담률은 별도 위원회에서 결정)
 - 접속비용 문제와 송전요금 문제를 종합적으로 검토 결정하되,
 - 발전사업자 진입·경쟁 제한 문제, 발전·송전설비의 좌초비용 문제를 고려

4. 전력시장 기능에 의한 수급안정기반 구축

가. 전력산업 구조개편을 차질 없이 추진

- 향후 전력시장의 불확실성을 줄이고, 민간의 전력사업 참여 및 투자 확대를 유도하기 위하여 향후 구조개

편의 추진방향을 명확히 제시

- 투명한 전력시장 운영규칙 제정, 원가주의가 반영된 요금 정책 보완 및 전기위원회의 독립성·전문성 확보 추진

나. 규제완화 추진

- 자가용 발전설비 공급능력 확충을 유도하기 위해 자가용 전력의 시장 판매량을 현행 30% 미만에서 50% 미만으로 확대
 - 자가용 발전설비의 Back-up 전력을 시장에서 직접 구매토록 허용
- 대기업 집단의 발전사업 참여제한을 완화하는 등 민간의 전기사업 진입을 제한하는 각종 규제를 지속적으로 완화

다. 경쟁적 전력시장 체제하에서의 수급안정 보장을 위한 제도 개선

- 발전소 건설을 유도하기 위하여 판매(배전)사업자에게 지역별로 적정 예비력을 확보토록 하는 용량시장 제도의 도입 검토
 - 미국 PJM 전력시장에서 동 제도 운영중
- 발전자회사 민영화 이전에 발전사업자 및 판매(배전)사업자간 쌍방 계약형태의 규제 금융계약(Vesting Contract) 체결방안 도입 검토
- 현물시장의 가격변동 위험을 줄이기 위하여 발전사업자와 판매(배전)사업자간 다양한 재무계약(차액정산계약, 선물·선도계약 등) 체결 유도

라. 전력시장의 원활한 작동을 위한 정보공개 및 전문기관 육성

- 정부는 전력수급기본계획을 2년 주기로 수립하여 중장기 수급안정 정책방향을 제시하고, 미래의 수급 정보를 수시로 제공
- 비영리기관인 한국전력거래소를 계획 수립 총괄지원기관으로 육성하고, 관련 연구의 활성화, 전문인력 양

성 등 기반구축 추진(기반기금 지원)

VI. 전력수급기본계획 중장기 정책연구 과제

1. 전력수급기본계획 수립을 위한 정책 연구

- 전력수급기본계획 수립 기법 개선에 관한 연구
- 발전소 건설계획과 송변전설비 계획과의 연계방안 검토
- 수요관리사업 추진방향
- 전력수급기본계획 정보공개 체제 구축
- 전력수급 안정화 및 투자유인 방안
- 남북 및 동북아 국가간 전력계통 연계사업 추진 방안
- 전력부문의 온실가스 배출저감 방안 검토
- 전력통계 D/B 구축방향 검토

2. 시장 체제하에서의 전력수급 안정화 정책 연구

- 시장 체제하에서의 적정 전원구성비 및 예비력 유지 방안 검토
- 발전사업자의 판매업 겸업 허용 검토
- 발전소 매각대금의 전원개발 자금 활용방안 검토
- 경쟁적 전력시장 체제하에서의 전기요금 변화 전망 연구
- 공기업에 의한 발전소 건설 방안 검토
- 전력시장 기능 활성화(실패를 예방)를 위한 대책 검토
- 전력수급 비상시 대처방안 검토(전력시장운영규칙 제 21조)
- 기존 발전 및 송변전설비 운영방안, 신규설비 긴급건설 방안 검토
- 전기사업법, 송전용 전기설비 이용규정 등 보완