

長期電源開發計劃



韓國電力公社
전원계획처
부장 조우장

1. 概要

장기전력수급계획은 미래의 전력수요 증가에 대응하여 안정적이며 경제적으로 良質의 전력을 공급하기 위한 연도별 발전소 건설계획으로서 전력사업의 근간이 되는 기본계획이며 대외적으로는 전력사업의 미래방향, 産·學·研의 연구개발 방향 제시 등 미래지향적인 투자계획으로서 국가 에너지계획의 한 부분이자 국가 산업발전 및 국민생활 수준 향상을 뒷받침하는 국가 주요 계획의 하나라고 할 수 있다.

또한 장기전력수급계획은 電氣事業法에 의해 계획기간을 10년 이상으로 매 2년마다 수립하며 電力需要 長期展望, 電氣設備計劃, 投資計劃에 관한 사항 등이 포함되도록 하고 있다.

따라서 계획을 수립하기 위해서는 1년 정도의 사전준비와 세부적인 검토를 거친 후 정부, 학계, 연구소 등 관련 전문가에 의한 조정 회의와 검토를 거쳐 최종적으로 확정되며 '93년 11월의 장기전력수급계획은 '94년 경기회복과 냉방수요로 인한 수요급증 추세에 따라 '95년 이후 2000년까지의 중·단기 전력수급 안정대책을 수립보완함으로써 대폭 수정되었다.

2. 長期電力需給計劃 樹立 概要

가. 長期電力需給計劃 樹立 方法 및 過程

장기전력수급계획은 미래에 전력의 안정적, 경제적 공급을 목적으로 하는 투자계획의 하나이다. 따라서 “費用의 最小化”라는 목표를 달성하기 위해서 「最適化 過程」을 거쳐야 하며, 계량적으로 다룰 수 없는 에너지 정책방향, 입지, 환경 등을 보다 합리적으로 고려하기 위하여 「政策意志 反映過程」 또는 「意思決定過程」을 거치게 된다.

(1) 계획의 최적화 과정

建設單價, 燃料費 單價 및 運轉維持費 등 경제성 평가인자를 매년 수정 보완하고 공급신뢰도 평가인자로서 각 발전소의 故障停止率, 豫防補修日數 등 기술적 요소와 관련되는 최신 통계자료를 수집 분석하여 계획의 정확도 향상을 도모하고 있다. 이상의 제반 입력자료를 종합 평가하는 데는 계산이 매우 복잡하므로 한전에서는 '78년 이후 전산모형의 WASP (Wien Automatic System Planning Package) 모형을 사용하여 계획안을 평가하고 있다.

한편, 최적계획안의 도출은 WASP 등 전산모형을 이용하여 발전 시뮬레이션을 통해 공급신뢰도 기준과 경제성을 동시에 만족하는 계획안을 도출한 후 정책요소 등을 감안하여 조정하거나, 이의 역순으로 정책요소 및 사업의 현실성 등을 감안하여 수집 또는 수백까지 설비계획 대안을 작성한 후 各 代案別 比較檢證(전산모형 이용)을 통해 최적안을 도출하는 방법이 있다.

통상적으로 장기전력수급계획 검토시에는 상기 두 가지 방법을 병용하고 있으며 '93 계획 수립시부터는 多目的 分析方法을 병행 활용함으로써 계획의 堅固性을 높이고자 노력하였다. 따라서 이러한 일련의 최적화 과정은 제반 입력자료의 작성과 수백가지 설비계획 대안의 작성 및 분석 등에 많은 시간과 노력이 소요된다.

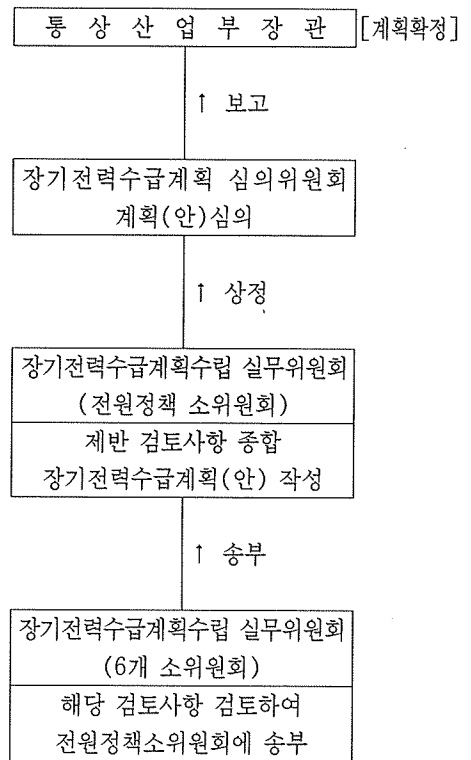
(2) 意思決定 및 政策意志 反映過程

의사결정 및 정책의지를 반영하기 위해 전기사업법에 의거 통상산업부 자문기구로서 長期電力需給計劃 審議委員會를 설치 운영중이다.

또한 실무적으로 검토된 계획안 또는 계획수립을 위해 사용된 제반 입력요소와 전원개발과 관련한 정책적 결정사항에 대한 자문기구로서 '88년 이후 한전내에 電源開發協議委員會를 설치 운영하고 있다.

'95년에는 분야별 전문성을 높이기 위해 협의소위원회를 실무위원회로 개칭, 5개에서 7개로 확대 개편하고 소위원회별로 7명 내외의 위원으로 구성하였다. 또한 소위원회별 담당업무를 명확히 하고, 효율적인 운영을 위하여 소위원회 명칭 및 담당업무를 일부 조정하였다.

계획수립 절차도는 다음과 같다.



〈그림-1〉 수급계획 수립 절차도

나. 計劃樹立의 主要 前提

(1) 供給信賴度 基準

공급신뢰도 표현방법으로서는 確定的 指標와 전력계통의 불확실성을 고려한 確率的 指標가 있으며, 확정적 지표로서 예비율(%Reserve Margin), 최대단위기법(Largest Unit), 건기법(Dry Year Meth-

od) 등이 있고 전력계통의 불확실성을 고려한 확률적 지표에서 供給支障確率(LOLP), 공급지장 빈도 및 지속시간(F&D) 등이 있으나 우리 나라는 '93년 계획까지 공급지장확률 0.7일/년을 기준으로 설비계획을 수립하여오고 있었고, '94년부터 1년간 고려대 생산기술연구소에서 수행된 용역결과에 따라 '95년 계획부터는 선진국수준인 0.5일/년 수준으로 상향 조정하여 반영할 예정이다. 외국의 경우 선진국은 0.1~0.5일/년 수준, 후진국은 1~3 일/년 수준을 기준으로 하고 있다.

전력설비 투자의 효율성을 극대화하기 위해서는 전력공급의 안전성과 경제성을 동시에 충족시킬 수 있는 적정수준의 豫備電力 확보가 필수적인 과제이다. 이러한 예비전력의 적정수준은 각 나라마다 전력계통의 규모와 특성, 최대단위기 용량의 크기, 설비의 고장정지율, 예방정비일수 등에 따라 다르다.

우리나라의 경우 '91년 계획수립시 설비예비를 22~23% 수준 정도로 검토되었으나 '93년 계획수립시는 향후 기술개발, 설비 신뢰성 및 운영기술 제고 등 경영효율 극대화와 더불어 경영의지 등을 고려하여 적정 설비예비율 수준은 2006년 기준 18~19% 수준으로 검토 되었으며 향후 적정 예비전력 확보수준을 주기적으로 재검토하여 수정, 보완해 나갈 예정이다.

(2) 割引率

할인율은 상이한 시점에서 발생하는 수익 또는 비용을 동일한 시점에서의 가치로 전환하는데 이용되는 환산율로 돈의 時間的 價値를 반영하며 흔히 평가시점을 기준으로 한다.

$$\text{현재가치} = C_i / (1+R)^i$$

R : 할인율, i : 경과년수,
C_i ; i시점의 비용 또는 수익

또한 할인율은 투자안의 경제성 평가에서 중요한 인자로서 할인율이 높을 경우 상대적으로 初期投資費가 적고 運轉維持費가 많은 사업(유연탄, LNG, G/T 등)이 유리하게 나타나며, 할인율이 낮은 경우 초기투자비가 큰 반면 운전유지비(연료비 포함)가 적은 사업(원자력)이 유리하게 나타난다. 따라서 평가기간이 긴 경우 적정할인율의 선택에 따라 투자

대안간의 優劣順位가 바뀌므로 투자안들에 대해 여러개의 상이한 할인율을 적용하여 敏感度 분석이 수행되어야 한다.

또한 할인율은 국가·사회적 여건과 기업환경의 변화에 따라 변하는 가변성을 지니고 있으므로 현 여건에 합당한 할인율을 재정립해야 할 필요성이 대두되어 서울대 경제연구소에 『電源開發 投資事業에 있어서의 適正割引率 算定』에 관한 연구용역을 수행한 결과 제시된 8.5%(실질 할인율)을 기준 할인율로 적용하고 있다.

<표 1> 전력사업의 할인율 적용 실적 추이

| 기간/년도 | 할인율 (%) | 비 고 |
|-----------|---------|-----------------------------|
| '60~'82 | 10 | 차입금 이자율과 자기자본 비용의 가중평균 |
| '82.6~'85 | 13 | '82년 이후의 경제성장 둔화를 감안 |
| '86~'88.7 | 10 | 차입금 이자율과 자기자본 비용의 가중평균 |
| '88.8~'92 | 8 | 용역결과 적용 (1988. 8 서울대) |
| '93.8~ | 8.5 | 용역결과 적용 (1993. 8 서울대 경제연구소) |

(3) 既存設備 廢止計劃

발전소 수명은 안전하게 발전가능한 물리적 기간인 機械的 壽命, 노령화에 따라 효율저하, 유지보수비 증가 등으로 저원가 신규발전설비로의 대체가 경제적이라고 예상되는 시점까지의 수명인 經濟壽命, 감가상각을 통한 투자비 회수기간을 정하는 會計壽命으로 구분된다.

장기전원계획 수립상 설비수명의 적용은 경제수명을 기준으로 하여 원자력 및 기력설비는 25년, 수력 및 양수는 50년, 복합화력설비는 20년, 내연설비는 15년을 각각 적용하고 있으나 발전소의 이용률, 성능 등을 검토하여 경제수명 시점에서 폐지 시기를 재조정한다.

(4) 適正電源 構成

적정 전원구성비는 장기적인 경영환경에 효율적으

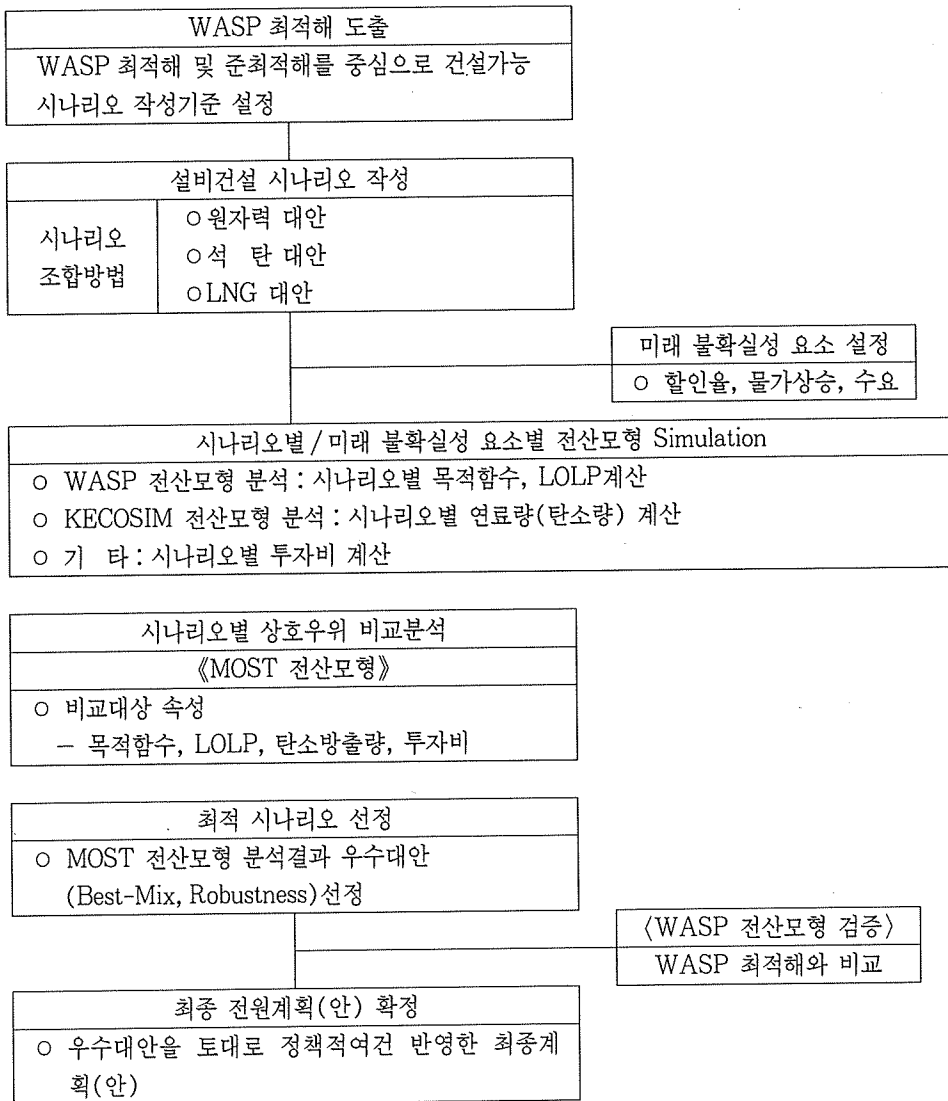
로 대응하고 장기계획의 기본방향을 제시하게 되므로 발전원별 적정구성을 위해서 전원구성비와 관련된 요소인 발전원간의 경제성, 부하형태에 적합한 전원의 기술적 특성 및 사회, 환경측면의 현실적 제약요인 등으로 세분하여 검토하여야 한다. 현재 검토되고 있는 발전원간의 적정구성비 예비검토 결과는 원자력 35~40%, 석탄화력 30%, 가스/석유 20~25%, 수력/양수 10% 수준이다.

따라서 장기적으로 연도별 적정구성 목표가 결정되면 적정전원 구성비가 유지될 수 있도록 추진하는 한편 향후 경제, 사회의 여건변화에 신속하고도 유

연하게 대처해 나가야 할 것이며, 여건이 변동되면 적정전원 설비 구성비도 그에 따라 수정되어야 할 것이다.

다. 主要 考慮事項

주요 고려사항은 크게 計量要素와 非計量要素로 구분되며 계량요소는 전산모형을 운용하여 연도별 최적건설계획을 도출하기 위한 전산모형 입력요소로서 發電設備 特性資料(계획예방정비, 등가고장정지율, 발열량 등), 經濟性資料(건설비, 운전유지비, 연



〈그림-2〉 전원계획 대안 선정 절차도

료비 등), 電力需給 關聯資料(단위기 용량, 수명연장, 소도시, 소수력 건설계획, 건설기간 등) 등이 있으며, 비계량요소는 의사결정 과정에서 계획에 반영되는 요소로서 국가 에너지정책, 입지, 환경정책, 재무여건, 민자발전, 통일대비 남북 전력교류 협력 등이 있다.

3. 長期電力需給計劃 變遷 推移

(1) '89 長期電源開發計劃

그때까지의 장기전원개발계획은 '85. 10에 예측된 전력수요 전망을 전제로 '86. 8에 수립되었으나 '86년의 높은 경제성장으로 이를 수정, 보완할 필요가 있어 '87년에 전력수요를 상향조정, '96년까지 유연탄 3기를 추가 건설토록 '87년도에 장기전원개발 잠정계획을 수립하여 추가되는 신규 유연탄화력에 대한 기본계획 수립 등 공사 내부의 업무를 추진토록 한 바 있다.

그러나 石油價格과 國際金利 下落, 달러 價値 下落 등 소위 3低效果의 지속에 따른 경제여건 호조로 '86년이후 3년 연속 경제성장율이 12% 선을 유지하였으며, 원화절상과 노사분규에 따른 임금인상 등에도 불구하고 올림픽을 전후한 관련산업의 활기와 수출시장 등에 따른 생산활동의 호조로 꾸준한 경제성장이 예상되어 정부는 '88년도에 제6차 經濟社會發展 5個年計劃 경제지표를 상향 조정하였다.

이에 따라 정부는 학계, 연구소, 한전 등 전력부문 전문가들로 전원개발계획 전문가회의를 구성하여 需要豫測 實務小委員會를 운영, 경제지표 및 전력수요 예측기법을 검토하였고, 電源計劃 實務小委員會를 운영, '88 連動化 實務案을 심층 검토하였으며 5차에 걸쳐 전체 전문가 회의를 개최, 보다 광범위한 토론을 통하여 '89 장기전원개발 계획안을 확정하게 되었다. 이 계획에 따르면 계획 최종년도인 2001년도 설비용량은 32,725MW로서 원자력 34.5%, 석탄 35%, LNG/석유 20.4%, 수력 10.1%로 구성하도록 되어 있다.

(2) '91 長期電力需給計劃

'90년 5월 단기전력수급대책 수립후 단기적으로

경제성장에 대한 전력수요의 彈性值가 과거와 달리 급증하고 있는 추세이고 향후 경제여건변화를 감안하여 장기수요를 재검토한 후 장기전력수급계획(한전안)을 '90. 12월 확정하여 動力資源部에 제출하였다. 그후 동자부와 한전은 '91년 7월 25일 장기전력수급계획(안)에 대한 공청회를 개최, 각계 각층의 의견을 수렴하여 '91년부터 2006년까지 85기 총 44,820MW 규모의 신규발전소를 건설하는 장기전력수급계획을 '91년 10월 25일 확정하였으며 '91년 11월 1일 官報에 게재되었다.

이 계획에 따르면 '90년대 초반의 전력수급 불안을 극복하기 위하여 건설공기가 짧은 LNG 발전설비를 首都圈(신도시 열병합, 서인천, 평택 등)에 집중 건설하는 내용을 포함하고 있다. 또한, '90년도에는 전기사업법이 개정되어 동력자원부(현 通商産業部)는 2년마다 장기전력수급계획을 수립하여 계획기간은 10년 이상으로 하고, 그 계획에는 長期電力需給展望, 電氣設備計劃, 投資計劃 등이 포함하도록 되어 있다.

(3) '93 長期電力需給計劃

의욕적인 전원개발계획이 당초 예측과는 달리 단기적인 投資財源 調達과 立地確保의 어려움, 그리고 環境規制 強化 등의 제약으로 전원개발 추진이 난관에 부딪히게 되었으며, 따라서 '93 장기전력수급계획은 이러한 여건을 감안, 수요관리 강화와 함께 신규설비 투자규모를 다시 축소 조정하였다.

1993년 11월에 확정된 장기전력수급계획은 정부의 신경제 계획과 연계하여 수립된 것으로서 설비규모의 최적수준 유지로 전력공급의 신뢰도와 경제성을 동시에 확보한다는 전제하에 發電源의 多元化, 향후 環境規制 強化 및 立地確保 여건을 고려한 설비구성 및 적극적 需要管理를 통한 최대수요 감축, 그리고 民資發電 도입으로 국제화, 개방화에 따른 전력사업의 경쟁력 강화를 기본이념으로 하고 있다.

2006년까지 전력수요가 4,553만kW까지 증가되는 것에 대비하여 원자력 14기(12,800MW), 석탄 27기(13,570MW), LNG발전소 12기(6,330MW) 등 총 76기 36,128MW의 신규발전설비를 건설토록 하여 이에 소요되는 투자비는 不變價格으로 약 37조원에 이른다. 이러한 전원개발 재원조달의 어려움을 완화하고 發電部門 競爭體制 導入으로 효율성을 제고하며 민간기업의 국제경쟁력 제고를 위해 민자발

전이 도입될 예정이며 '95년 현재, 사업추진을 위한 계획을 마련중에 있다. 이 계획에는 석탄화력 2기(1,000MW)와 LNG 복합화력 2기(800MW)를 민자발전으로 추진한다는 내용이 포함되어 있다.

이렇게 되면 계획기간 마지막해인 2006년도에는 설비규모가 '93년도의 약 2배인 5,410만MW에 이르며 각 전원별 구성비는 '91년 계획에 비해 원자력, 석탄화력의 비중이 다소 낮아지고 석유 및 LNG 비중은 상대적으로 높아진 원자력 약 38%, 석탄이 30%, 석유 및 LNG 발전설비가 22%, 기타 수력 등이 10%로 구성되도록 하여 전력공급 신뢰도와 경제성이 조화를 이루도록 계획하였다.

(표-2) 설비별 전원구성계획 (단위: %)

| 연도별 | 원자력 | 석탄 | 석유/ LNG | 수력 |
|------|------|------|------------|------|
| '96 | 29.3 | 23.9 | 37.3 | 9.5 |
| 2001 | 32.7 | 17.2 | 30.2 | 9.9 |
| 2006 | 37.7 | 29.8 | 22.4 | 10.1 |

(4) 95 長期電力需給計劃 推進方向

다가오는 21세기 전력사업 경영환경은 정치, 경제적 여건의 급격한 변화로 다원화된 욕구충족과 환경 및 주위 여건과의 조화유지, 전력사업 구조 개편 등 많은 변화가 예상되는 가운데 총 에너지중 전력의 비중은 계속 증가되고 전기사업자가 공급하는 전력의 비중은 점차로 감소될 전망이며, 발전기술은 中·小出力規模의 분산형전원 방식으로 전환이 예상된다.

최근 민주화에 따른 주민 권리의식 증대와 NIMBY 현상의 확산으로 電源立地 確保가 점차로 어려워지고 환경규제 강화에 따른 電源構成問題, 지속적으로 증가

하는 전력수요를 충족하기 위한 막대한 投資財源의 確保問題 등으로 전력수급 환경은 더욱 복잡화될 것으로 전망되며 이에 따라 분산형 전원, 민간전력 등의 외부 경영자원과 수요관리를 더욱 확대하는 등 전력수급계획에서는 이용가능한 경영자원을 모두 고려하는 統合資源計劃(IRP: Integrated Resources Planning)으로의 전환이 적극 모색되고 있다.

따라서 '95년도 장기전력수급계획 수립의 기본방침으로는 환경적으로 쾌적하고 주위와의 조화를 유지하고 현실적으로 추진가능한 대안을 선택하여 실질적이고 추진가능한 수요관리 방안을 다양하게 개발하여 반영함과 동시에 에너지의 안정적 공급과 경제성을 고려하여 원자력은 基底負荷用 設備로 지속적으로 추진하고 LNG, 淸淨燃料 사용확대 및 石炭新技術(CCT) 발전방식도 반영하여 공해 배출물을 가급적 줄여나가 쾌적한 환경조성에 기여하고자 한다.

4. 最近의 電力需給 現況

가. 電力需要 變遷 推移

(1) 需要增加 推移

최근 5년간('89~'93) 전력수요는 연평균 11.4%의 높은 증가추세를 실현하였으나 '94년도는 景氣回復과 이상고온으로 인한 冷房需要 急增으로 14.7%로 최근 가장 높은 성장율을 나타냈다. 또한 전력수요 증가율이 GNP 성장율 대비 탄성치 추이를 보더라도 최저 1.16에서 최고 2.08로서 향후에도 전력수요 성장율이 GNP 성장율보다 높게 성장되리라고 예상된다.

(표-3) 최근의 전력수급 추이

| 구분 | '89~'93 | '89 | '90 | '91 | '92 | '93 | '94 |
|--------------|---------|------|------|------|------|------|------|
| 전력수요 성장율 (%) | 11.4 | 10.6 | 14.8 | 10.6 | 10.4 | 10.8 | 14.7 |
| GNP 성장율 (%) | 7.2 | 6.9 | 9.6 | 9.1 | 5.0 | 5.8 | 8.2 |
| 탄성치 (수요/GNP) | 1.58 | 1.54 | 1.54 | 1.16 | 2.08 | 1.86 | 1.79 |

(2) 最大需要 増加推移

최근 5년간('89~'93) 최대전력 수요는 연평균 9.7%의 성장률을 나타냈으나 '92, '93년은 전력수급 불안정에 따른 강력한 節電施策 및 여름철 低溫現狀

등으로 최대수요 증가추세가 둔화되었다. 그러나 '94년도는 경기회복과 장기적인 가뭄, 이상고온으로 인한 냉방수요 급증으로 최대 수요 증가율이 사상 최고치인 23%의 높은 증가율을 시현하였다.

〈표-4〉 최대수요 증가 추이

| 구 분 | '89~'93 | '89 | '90 | '91 | '92 | '93 | '94 |
|----------------------|---------|------|------|------|-----|-----|------|
| 최 대 수 요 증 가 율 (%) | 9.7 | 10.3 | 14.6 | 10.9 | 6.9 | 8.2 | 23.0 |

(3) 국민 1인당 소비전력량

우리나라의 국민 1인당 소비전력량은 1961년 158kWh에서 1989년 1,939kWh, 1994년 3,297kWh로

크게 증가하였으나 선진국과 비교해보면 일본의 1/2, 대만의 2/3, 미국의 1/4 수준으로 향후 전력수요 성장의 잠재력은 매우 높을 것으로 전망된다.

〈표-5〉 1인당 소비전력량 비교

| 구 분 | 한 국 ('93) | 일 본 ('93) | 대 만 ('93) | 프랑스 ('92) | 미 국 ('92) | 영 국 ('92) | 이태리 ('92) |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 인 당 소 비 전 력 량 (kWh) | 2,899 | 5,535 | 3,895 | 6,203 | 11,305 | 5,057 | 3,777 |
| 배 수 | 1.0 | 1.9 | 1.34 | 2.14 | 3.90 | 1.75 | 1.30 |

나. 電力需給 現況

(1) 電力需給 推移

'90년대 초반 전력수요 급증으로 인한 공급력 부족현상은 전력사업 종사자에게 위기감을 불러 일으켰으며 이에 대응하여 단기전력수급대책(일명 92810 대책)을 수립하게 되었으며 동 계획을 성공

적으로 수행함으로써 전력위기 상황을 극복할 수 있었다. 이에 따라 '93년에는 '89년 이후 처음으로 공급예비율 10%대를 회복하여 전력수급 안정을 보였으나 '94년도는 폭발적인 수요증가로 인하여 전력공급 예비율이 2.8%까지 하락하여 수급에 많은 어려움을 겪었다.

〈표-6〉 최근의 전력수급 현황

| 구 분 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----|
| 설비용량 (MW) | 20,044 | 21,008 | 21,126 | 23,640 | 26,424 | 28,772 | |
| 공급능력 (MW) | 17,869 | 18,680 | 20,148 | 21,737 | 24,605 | 27,431 | |
| 최대수요 (MW) | 15,058 | 17,252 | 19,124 | 20,438 | 21,703 | 26,696 | |
| 예비율 | 설비 (%) | 33.1 | 21.8 | 10.5 | 15.7 | 21.8 | 7.8 |
| | 공급 (%) | 18.7 | 8.3 | 5.4 | 6.4 | 13.5 | 2.8 |

(2) '94 하계 전력수급 안정대책

연중 전력수요가 가장 높은 여름철의 전력수급 안정을 위해 공급능력 확충, 수요관리 강화와 더불어 전력수급 차질시 대비책을 수립하여 추진하였다.

○ 供給能力 擴充

안정적인 전력공급을 위한 공급측면에서의 대응으로 건설중인 발전소의 適期 竣工, 기존 발전소의 계획예방 整備期間 短縮 및 계획예방정비 週期延長, 발전소의 故障停止 最小化로 안정적인 공급능력 유지, 민간보유 열병합 발전소의 최대한 활용 등의 공급능력 확충에 주안점을 두고 추진했다.

○ 需要管理 強化

수요관리 측면에서의 대응방안으로는 高效率 照明器機에 대한 獎勵金制度 확대시행, 전기 다소비 기기의 效率向上 대책추진, 料金構造 改善, 하계휴가보수 調整料金制 개선, 최대 전력 수요관리장치 보급지원, 냉방부하 直接 制御 시스템 개발 및 실용화 연구, 節電運動 展開 등의 最大需要 관리에 많은 노력을 기울였다.

○ 電力需給 蹉跌시 對備策

전력수급 차질시 대비책으로 豫備電力 이외에 수급조정 요금제, 석탄발전소 자체소비 절감 등으로 非常對應 電力을 별도로 확보하여 만약의 수급 차질시에 대비했다.

2006)중 '94년부터 '97년까지 중·단기 전력수급 안정대책에 대한 검토가 필요하게 되었다.

(2) 주요내용

중·단기 전력수급 안정을 위해 서인천복합 #4단계 건설 및 분당복합의 증설을 추진키로 하였다.

○ 서인천복합 4단계 건설 : 800~1,000MW

- G/T준공 : '96. 6월(500~600MW)

- S/T준공 : '97. 6월(300~400MW)

○ 분당 복합화력 증설 : 300MW

- G/T준공 : '97. 6월(200MW)

- S/T준공 : '98. 6월(100MW)

이와같은 안정대책으로 설비에비율이 10~13%에서, 대책후 12~16% 수준까지 향상시켜 전력수급 안정에 기여할 수 있도록 노력하였다.

(표-7) 중·단기 전력수급 안정대책 후의 설비에비율

(단위:%)

| 구 분 | '95 | '96 | '97 | '98 |
|------------|------|------|------|------|
| 수정수요 설비에비율 | 12.6 | 10.1 | 11.9 | 13.6 |
| 대책후 설비에비율 | 12.6 | 13.4 | 15.1 | 16.9 |

5. '94年度 電力需給 調整內容

가. 中·短期 電力供給 能力 擴充計劃('94~'98)

(1) 검토배경

최근 생산, 투자 및 수출을 중심으로 뚜렷한 경기 회복세가 지속되고 있고 이러한 경기 회복세가 새로운 3低現狀 (低油價, 低金利, 低달리화에 의한 엔高)에 기인한 것으로 당분간 지속될 전망이다.

특히 경기회복이 전력수요가 큰 중화학 공업을 중심으로 이루어짐에따라 전력수요의 지속적인 증가가 전망되어 '93년 수립한 장기전력수급계획('94~

나. 95年度 緊急電力需給對策 樹立

(1) 검토배경

최근 전력수요 급증으로 '94년도 최대수요가 당초 예측치를 크게 상회하였고 이러한 추세가 지속될 경우 '95년도에도 안정적인 전력수급이 어려울 것으로 전망되어 '95년 하계 전력수급 안정을 도모하기 위해 긴급대책이 필요하게 되었다.

(2) 주요내용

'95 하계 긴급대책으로 분당 복합화력 용량증대 및 조기준공 추진, 울산 가스터빈 증설을 추진키로 하였다.

○ 분당 복합화력 용량증대 및 조기준공

- 준공시기 : G/T : '97. 6→'95. 6

S/T : '98. 6→'97. 6

- 용량(MW) : G/T : 200→240

S/T : 100→120

○ 울산 가스터빈 증설(200MW)

- 준공시기 : '95. 6

이와같은 긴급대책으로 설비에비율이 대책전 12.6%에서, 대책후 13.5%까지 향상될 것으로 전망되었다.

다. 中·短期 電力需給 安定對策('95~2000)

(1) 검토배경

지난 '93. 11월 新經濟計劃을 기준으로 장기전력 수급계획('93~2006)을 수립하여 전력수급 안정을 기하여 왔으나 '94년 들어 국내의 경제여건의 개선으로 상반기 경제성장이 당초 전망을 상회한 높은 성장세를 시현하고 있으며, 이러한 경기확장이 당분간 지속될 것으로 전망될 뿐만 아니라, 소득수준의 향상 등에 따라 냉방수요가 급증하고 있다.

따라서 향후 전력수요는 현 예측치를 크게 상회할 것으로 전망되며 우리나라의 에너지 소비가 선진국 형으로 전환됨에 따라 냉·난방을 전력으로 하는 경향이 뚜렷해져 전력최대수요가 기상여건에 따라 크게 좌우되고, 南北韓 관계진전에 따른 전력분야 협력 등 '93 장기전력수급계획 수립시 반영하지 못한 여건 변화들에 대한 재검토 필요성이 증대하여 '95년에 수립예정인 『'95 장기전력수급계획』의 과도기적 단계로 우선 '98년까지의 단기적 수급 안정화를 위한 공급능력 확충 및 수요관리 방안 보완과 함께 남북 전력협력 및 전원구성의 최적화 측면에서 2000년까지의 일부 보완 계획을 반영한 『中·短期 電力需給 安定對策』을 수립, 시행하게 되었다.

(2) 주요내용

- 수급 안정화를 위한 중·단기 공급 확충계획
'93. 11월 계획대비 신규건설 가능한 13기 6,090MW 규모의 설비를 추가 건설하고 기 건설중이거나 계획중인 발전소중 안전성 확보가 가능한 범위 내에서 총 12기의 발전소(총 4,960MW)의 조기 완공으로 최대수요에 기여토록 하였다.
- 남북 전력협력 대비
남북 전력협력에 대비하여 최소한 2000년까지는 우리의 전력수급 안정에 기여하면서 일부 여유전력을 송전할 수 있도록 '99~2000년에 신규 유연탄 4기 추가 건설 및 영흥도 화력 #1, 2를 조기 준공토록 조치하였다.

○ 대책후 수급 전망

설비에비율이 대책전보다 '95년에 2.5%p 증가한 10.5%에 달하고 '98년 이후에는 적정설비에비율인 18%수준이상으로 제고될 전망이다.

〈표-8〉 수 급 전 망(설비에비율)

(단위:%)

| 구 분 | '95 | '96 | '97 | '98 | '99 | 2000 |
|-------|------|------|------|------|------|------|
| 대 책 전 | 8.0 | 7.2 | 7.9 | 8.3 | 7.5 | 6.3 |
| 대 책 후 | 10.5 | 11.5 | 15.1 | 17.9 | 19.1 | 19.8 |

라. 濟州地域 電力需給計劃(案) 樹立

(1) 목적 및 배경

제주·육지간 HVDC(High Voltage Direct Current) 連繫線 준공시기 연기에 따라 단기 전력수급 안정대책을 긴급히 추진할 필요성이 대두되어 제주 지역의 장·단기 안정적인 전력공급 도모 및 공급신뢰도 확보, 전력사업 수지개선을 도모할 목적으로 제주지역 전력 수급계획을 수립하였다.

(2) 주요내용

단기대책으로 '94년 하계피크 대비 부평 G/T(55MW)의 제주이설사업, '95년 하계 피크대비 신규 한림 G/T #1(10MW)의 폐지시기 조정 등이 있으며 중·장기대책으로는 설비에비율이 30~40%수준이 확보될 수 있도록 '97, '98년에 신규 한림 G/T #1(35MW) 및 복합화력화 추진, '98년 이후 계통규모 및 경제성 등을 고려하여 기력 50MW급 또는 75MW급으로 건설, 2000년대부터 기력 100MW급 및 복합화력 건설을 추진하는 것으로 되어 있다.

이러한 내용은 향후 HVDC 연계선 운영상황과 신규 제주화력 건설 타당성 조사 기술용역 결과에 따라 연차적으로 제주지역 수급계획을 재검토하여 '95 장기전력수급계획에 반영하기로 하였다.

연도별 발전소 건설계획

- 작성기준
 - 1995~2000 : '94 중·단기 전력수급 안정대책
 - 2001~2006 : '93 장기전력수급계획
 - 제주도 계획, 소도시, 소수력 제외

| 연도 | 월 | 발 | 전 | 소 | 시설용량 (천kW) | 최대수요 (천kW) | 설비 예비율 |
|-----|----|---------------|---------------|---------|---------------|---------------|-----------|
| '95 | 3 | 영광원자력 #3 | | 1,000 | 31,786 | 28,757 | 10.5 |
| | 4 | 경천소수력 | | 0.8 | (32,286) | | |
| | 4 | 무주양수 #1,2 | | 600 | | | |
| | 6 | 태안화력 #1 | | 500 | | | |
| | 6 | 일산복합증설(G/T) | | 200 | | | |
| | 6 | 울산(G/T) 증설 | | 200 | | | |
| | 6 | 분당 복합 증설(G/T) | | 240 | | | |
| | 6 | 한화화력(G/T) 증설 | | 300 | | | |
| | 12 | 태안화력 #2 | | 500 | | | |
| | | | 폐지 (제주 #1,2외) | | -17 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 3,523.8 | | | |
| '96 | 3 | 일산 복합 증설(S/T) | | 100 | 34,986 | 31,387 | 11.5 |
| | 3 | 영광원자력 #4 | | 1,000 | (34,989) | | |
| | 6 | 서인천 3단계(G/T) | | 500 | | | |
| | 6 | 서인천 4단계(G/T) | | 500 | | | |
| | 6 | 울산신규 복합(G/T) | | 600 | | | |
| | 12 | 황성수력 | | 1.4 | | | |
| | 12 | 남강수력 보강 | | 1.4 | | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 2,702.8 | | | |
| '97 | 3 | 태안화력 #3 | | 500 | 38,919 | 33,804 | 15.1 |
| | 6 | 하동화력 #5 | | 500 | (39,920) | | |
| | 6 | 삼천포화력 #5 | | 500 | | | |
| | 6 | 월성원자력 #2 | | 700 | | | |
| | 6 | 서인천 3단계(S/T) | | 300 | | | |
| | 6 | 서인천 4단계(S/T) | | 300 | | | |
| | 6 | 분당복합증설(S/T) | | 120 | | | |
| | 6 | 울산신규복합(G/T) | | 300 | | | |
| | 6 | 보령신규복합(G/T) | | 600 | | | |
| | 6 | 서천신규복합(G/T) | | 300 | | | |
| | 6 | 팔당수력보강 | | 20 | | | |
| | 9 | 태안화력 #4 | | 500 | | | |
| | 12 | 삼천포화력 #6 | | 500 | | | |
| | 12 | 밀양수력 | | 1.3 | | | |
| | | | 폐지 (부산 #3,4) | | -210 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 4,931.3 | | | |

특집 I

| 연도 | 월 | 발 | 전 | 소 | 시설용량 (천kW) | 최대수요 (천kW) | 설비 예비율 |
|------|------|------------------------|-----|--------------|---------------|---------------|-----------|
| '98 | 2 | 하동화력 #2 | | 500 | 42,740 | 36,243 | 17.9 |
| | 3 | 신규 제주화력 | | 150 | (43,766) | | |
| | 6 | 울진원자력 #3 | | 1,000 | | | |
| | 6 | 동해화력(국내탄) | | 200 | | | |
| | 6 | 월성원자력 #3 | | 700 | | | |
| | 6 | 팔당수력보강 | | 20 | | | |
| | 6 | 보령신규복합(S/T) | | 300 | | | |
| | 6 | 서천신규복합(S/T) | | 150 | | | |
| | 6 | 신규석탄 #1(하동 #3) | | 500 | | | |
| | 6 | 화천수력 증설 | | 100 | | | |
| | 6 | 청평수력 증설 | | 80 | | | |
| | 10 | 당진화력 #1 | | 500 | | | |
| | 12 | 신규석탄 #2(하동 #4) | | 500 | | | |
| | 12 | 용담수력 폐지(호남 #1,2외) | | 26.3 -880 | | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 4,931.3 | | | |
| '99 | 6 | 울진원자력 #4 | | 1,000 | 45,966 | 38,580 | 19.1 |
| | 6 | 월성원자력 #4 | | 700 | (47,668) | | |
| | 6 | 당진화력 #2 | | 500 | | | |
| | 9 | 산청양수 #1 | | 350 | | | |
| | 9 | 신규석탄 1-1(하동 #5) | | 500 | | | |
| | 12 | 산청양수 #2 | | 350 | | | |
| | 12 | 신규석탄 2-1(당진 #3) | | 500 | | | |
| 12 | 탐진수력 | | 1.5 | | | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 3,901.5 | | | |
| 2000 | 3 | 신규석탄 1-2(하동 #6) | | 500 | 48,653 | 40,601 | 19.8 |
| | 6 | 신규석탄 2-2(당진 #4) | | 500 | (49,453) | | |
| | 12 | 영흥도 화력 #1 폐지(북제주내연) | | 800 -15 | | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 1,785 | | | |
| 2001 | 3 | 신규LNG복합 #2(민자대상) | | 400 | 51,248 | - | - |
| | 6 | 신규원자력 #1(영광 #5) | | 1,000 | (52,648) | | |
| | 6 | 신규양수 #1,2 | | 500 | | | |
| | 12 | 영흥도화력 #2 | | 800 | | | |
| | 12 | 신규석탄(국내탄) | | 200 | | | |
| | 12 | 부산화력 설비보강 | | 300 | | | |
| | 12 | 영월수력 폐지(영월 #1,2외) | | 100 -105 | | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | | 3,195 | | | |

| 연도 | 월 | 발 전 소 | 시설용량 (천kW) | 최대수요 (천kW) | 설 비 예비율 |
|------|----|---------------------------------|-----------------|--------------------|------------|
| 2002 | 6 | 신규원자력 #2(영광 #6) | 1,000 | 53,828 | - |
| | 6 | 신규LNG복합 #3(민자대상) 폐지(울산 #1 외) | 400 -220 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | 1,180 | | |
| | | | | | |
| 2003 | 3 | 군산화력 설비보강 | 150 | 55,193 (55,693) | - |
| | 3 | 신규LNG복합 #4 | 400 | | |
| | 6 | 신규원자력 #3 | 1,000 | | |
| | 6 | 신규LNG복합 #5 | 400 | | |
| | 6 | 신규석탄 #3(민자대상) | 500 | | |
| | 10 | 신규양수 #3,4 폐지(영동 #1 외) | 500 -1,084.8 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | 1,865.2 | | |
| 2004 | 3 | 신규LNG복합 #6 | 400 | 56,356 (56,756) | - |
| | 6 | 신규원자력 #4 | 1,000 | | |
| | 6 | 신규석탄 #4(민자대상) | 500 | | |
| | 10 | 신규LNG복합 #7 폐지(울산 #2 외) | 400 -1,237.5 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | 1,062.5 | | |
| 2005 | 6 | 신규원자력 #5 | 1,000 | 57,946 (58,846) | - |
| | 6 | 신규석탄 #3 | 800 | | |
| | 10 | 신규LNG복합 #8 | 400 | | |
| | 10 | 신규양수 #5,6 폐지(울산 #4 외) | 500 -610 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | 2,090 | | |
| 2006 | 3 | 신규원자력(PHWR) #1 | 700 | 60,086 | - |
| | 3 | 신규LNG복합 #9 | 400 | | |
| | 3 | 신규석탄 #5 | 500 | | |
| | 6 | 신규원자력 #6 | 1,000 | | |
| | 6 | 신규LNG복합 #10 폐지(울산 #5 외) | 400 -1,760 | | |
| | | 증설계 (폐지포함) | 1,240 | | |
| | | | | | |

※ 1. 2001년 이후의 최대수요는 조정되지 않은 상태이므로 명기하지 않음.

2. ()내는 연말 설비용량