

전력설비의 신뢰성 향상

- 발전설비 신뢰도 향상을 중심으로 -

이 병 춘

한국전력공사 발전처 발전기술부장

1. 서 론

전기는 생산과 소비가 동시에 이루어지는 특수한 상품으로서 그 수요는 시시각각으로 변동되므로 이에 따라 공급 또한 즉시성을 가지고 고객의 수요에 대응하여야 하며 중단없이 안전하게 저렴한 가격으로 양질의 전력을 공급하는 것이 한국전력의 가장 중요한 목적이며 책무라 할 수 있다.

경제성장과 기술발전에 따라 전기기기도 대형화, 고급화, 다양화하여 국민생활의 전기에 대한 의존도는 날로 높아지고 있으며 산업계에서도 단순한 동력으로서의 전기이용 차원을 넘어 생산성과 품질향상을 위한 공장자동화 설비가 증가되고 사무자동화기기의 보급도 일반화되고 있어 신뢰성 있는 양질의 전력공급에 대한 고객의 요구는 날로 증대되고 있다.

이와 같은 요구에 부응하기 위하여 한전은 막대한 재원을 투입하여 왔으며 그동안 전력공급 신뢰도는 팔목할만한 향상을 보여 왔다. 전력계통은 범위가 방대하고 이론적으로 복잡하여 발전계통, 송전계통, 변전소 및 배전회로망을 복

합적으로 다루는 것이 편리한데 본고에서는 막대한 투자자금이 소요되는 발전계통에 대한 신뢰도를 중심으로 언급하고자 한다.

2. 발전설비의 신뢰도 고찰

가. 신뢰도의 정의

신뢰도란 일반적으로 어떤 장치나 시스템이 정해진 조건하에서 원하는 기간 동안 주어진 기능을 충족하게 수행할 확률이다. 즉, 신뢰도는 확률 개념을 내포함으로써 신뢰도 지수가 존재함을 알 수 있으며 0~1까지의 크기로 나타내어 계량적인 척도로 표시할 수 있고 이 신뢰도 지수를 서비스 기능도로도 정의할 수 있다.

미연방 전력위원회(Federal Power Commission)에서는 전력계통의 신뢰도를 대응량의 전력을 주요 공급지점까지 확실하게 공급할 수 있는 정도로 정의하고 있으며, 다른 표현으로는 '신뢰도란 충분한 질로 계속적인 전력공급을 사용자에게 제공하는 확률'로 정의한다. 이때 전력의 질은 주파수와 전압이 규정된 허용범위 내에 있을 때 양호하다고 말할 수 있으며 사용자

들이 경험하는 신뢰도의 실제수준은 장소에 따라 다를 수 있다.

전기의 품질을 결정하는 요소로는 전력공급의 연속성, 규정전압 및 주파수의 유지 등을 들 수 있겠으나 가장 중요한 요소는 전력공급의 연속성 즉, 수용가로 하여금 정전을 겪지 않도록 하는 것이다. 따라서 발전설비 신뢰도란 구체적으로 말하면 전력공급 중단이 발생하지 않을 확률이다.

나. 신뢰도 평가

신뢰도 평가(Reliability Evaluation)는 기존의 발전설비에 대한 성능을 분석하고 증강 또는 신설할 예정인 발전설비에 대한 성능을 예측하는 모든 활동을 말하는 것으로 이를 세분하면 다음과 같다.

(1) 신뢰도 실적평가

(Historical Reliability Evaluation)

기존 발전설비의 성능을 측정하는 활동으로서 발전정지 자료의 수집과 분석을 통하여 발전정지의 원인과 설비의 취약점을 파악하고 파급효과를 계수화하여 발전정지 정보자료를 추출해 내는 통계과정을 포함한다.

(2) 신뢰도 예측평가

(Predictive Reliability Evaluation)

실적 평가자료와 발전설비요소의 고장확률을 종합하여 신설된 발전설비가 어떤 수준의 신뢰도를 가질 것인가를 예측하는 활동으로서 발전설비 형식, 용량, 사용연료, 운전방법, 주변환경, 보조기기 구성, 제어설비 등의 분석이 포함된다.

(3) 신뢰도 비용평가

(Reliability Cost Evaluation)

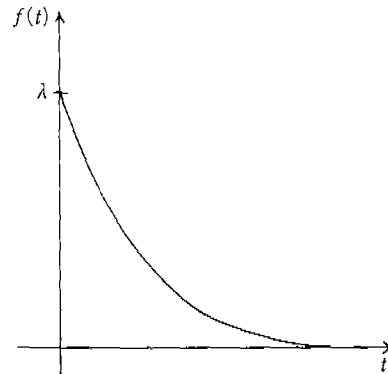
신뢰도 향상을 위한 투자비용과 화폐적 가치

로 환산한 공급지장의 영향을 비교하여 최적투자자와 신뢰도 수준을 설정하는 활동으로서 공급지장비용을 평가하고 여러 가지 투자대안에 대한 비용을 산출하는 과정을 포함한다.

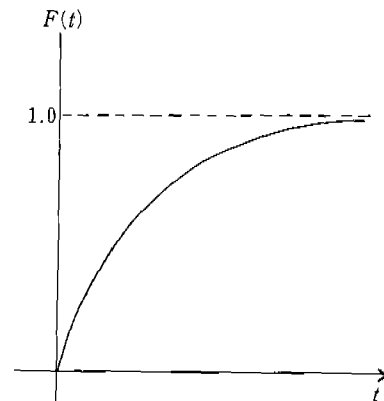
다. 신뢰도 지수(Reliability Index)

(1) 위험함수(Hazard Function : $h(t)$)

위험함수를 정의하기 전에 확률밀도함수 $f(t)$ 와 누적확률함수 $F(t)$ 를 우선 정의하여 보자. 시간 t 에서의 고장 누적확률 함수값은 $F(t)$ 이며, 이 값은 t 시간까지 어떤 설비가 적어도 한 번 고장을 일으킬 값이다. 이 누적확률함



<그림 1> 지수함수의 확률밀도함수



<그림 2> 지수함수의 누적확률밀도함수

수가 다음과 같은 지수함수를 가진다고 가정하면,

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

이에 대응하는 확률밀도함수는 다음과 같다.

$$f(t) = dF(t)/dt = \lambda e^{-\lambda t}$$

여기서 시간 t 에서의 확률밀도함수값 $f(t)$ 는 이 시간에서의 사고가 일어날 밀도(Density) 혹은 비율(Rate)의 의미를 가진다. 이것은 확률값과는 약간 다른데, 이 값이 확률의 의미를 가지기 위해서는 시간에 대한 적분개념(예를 들면, 1시간 동안 사고가 일어날 확률)이 도입되어야 한다. 그러나 만약 고려 대상기간이 짧아지면 ($dt \rightarrow 0$) 확률값은 비율로 근접하게 된다.

이제 위험함수를 정의하기로 하자.

위험함수 : 어떤 설비가 시간 t 까지 무사고일 때 이 시간 t 에서 사고가 일어날 확률위험함수는 $f(t)$ 와는 약간 다르다. 그 이유는 확률밀도함수 $f(t)$ 는 절대확률값인 반면 위험함수에는 조건부 확률의 개념이 도입되기 때문이다. 이의 수학적 표현은 아래와 같다.

$$h(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$$

이 위험함수는 t 시점에서의 고장률을 t 시간까지의 정상가동확률로 나눈 것으로 정의되며, 어떤 시간에 정상가동중인 설비가 고장을 일으킬 확률을 의미하며 그 값을 위험부담률(Hazard Rate 또는 Failure Rate)이라 한다. 만약 확률밀도함수가 위에서 언급한 지수함수이면 위험함수값은

$$h(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda$$

즉, 확률밀도함수가 지수함수이면 정상가동을 해오던 설비가 사고를 일으킬 확률은 시간에 관계없이 일정하다는 것을 알 수 있다.

(2) 욕조형 곡선(Bathtub Curve)

앞에서 언급한 바와 같이 확률밀도함수가 지

수함수일 때는 위험함수값은 시간에 관계없이 일정한 상수값을 가진다. 그러나 실제로 대부분 설비의 위험함수는 그림 3에서 보는 것과 같이 욕조형이다. 즉, 기기는 처음 설치되면 비교적 고장이 일어날 확률이 높고 일정한 안정기간이 지나 정상운전기간에는 낮은 고장확률을 보이다가 노후화되면 고장확률은 다시 급격히 높아진다.

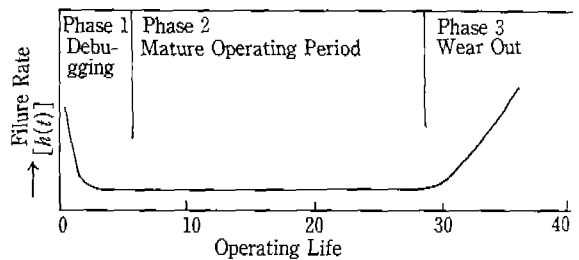
지금까지는 발전설비의 부품신뢰도(Component Reliability) 해석을 하기 위한 기본개념을 설명하였다. 앞에서 설명한 위험함수(지수함수)의 사고율 및 보수율을 이용하여 상대 천이방정식을 만들고, 이 상대방정식을 정상상태에서 해를 구하면 우리는 각 부품의 가동률 및 고장정지율을 구할 수 있다. 이 과정은 상당히 복잡한 수학적 과정을 요구하므로 여기서는 생략하기로 한다. 다만, 여기서 부품이란 모든 발전설비의 각 부품을 고려하여야 하지만, 편의상 발전기 1Unit를 1개의 부품으로 취급하기로 한다.

다음 절에서는 발전설비의 가동률 및 고장정지율에 대한 도식적인 고찰을 해보기로 하자.

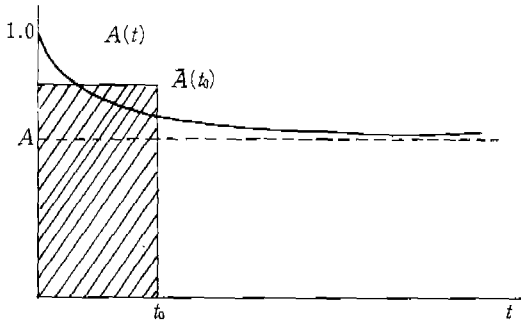
(3) 가동률 및 고장정지율

(가) 가동률(Availability)

전체 대상기간 동안 설비가 운전가능상태에 있는 기간을 총기간으로 나눈 것을 가동률이라



<그림 3> Typical Reliability Aging Curve (Bathtub Curve)



<그림 4> 가동률(Availability)의 비교

정의한다.

엄밀한 의미에서 가동률은 정상상태 가동률(Steady-state Availability)과 구간 가동률(Interval Availability) 그리고 순시가동률(Point Availability)로 나누어지는 바, 여기서 순시가동률이란 과도상태의 가동률로서 운전예비력 결정모델 등에서 이용되므로 여기서는 취급하지 않기로 한다. 우리가 흔히 말하는 가동률은 바로 정상상태 가동률로서 설비가 'On' 상태에 있을 시간의 기대치라고 할 수 있다.

구간가동률은 어느 시점에서 그 다음 임의의 시점까지 그 기간동안의 가동률을 말하는 것으로 그 기간동안 순시가동률의 평균치를 의미하며 다음과 같이 정의한다.

$$\text{구간가동률} : \bar{A}(t_0) = \frac{1}{t_0} \int_0^{t_0} A(t) dt$$

$$\text{정상가동률} : A = \lim_{t \rightarrow \infty} \bar{A}(t)$$

(A(t)는 순시가동률)

그림 4는 이 세 가지를 간단히 비교한 것이다. 여기서 정상상태 가동률에 대하여 조금 더 상세히 알아보기 전에 다음과 같이 몇 가지 가정을 전제한다. 설비는 발전기를 대상으로 하고, 고장정지는 다음과 같이 북미신뢰도위원회(North American Electric Reliability Council)의 분류기준을 따른다.

FO : Forced Outage(고장정지)

MO : Maintenance Outage(보수정지)

PO : Planned Outage(계획정지)

FDO : Forced Derated Outage(고장감발)

PDO : Planned Derated Outage(계획감발)

또한, 사용되는 변수를 아래와 같이 정의한다.

OPER : 100% 출력으로 운전한 누적시간

FDH : Forced Derated Hours(고장감발 누적시간)

PDH : Planned Derated Hours(계획감발 누적시간)

SH : Service Hours(운전시간)

RSH : Reserve Shut-down Hours(경제적 정지 누적시간)

AH : Available Hours(가동가능시간)

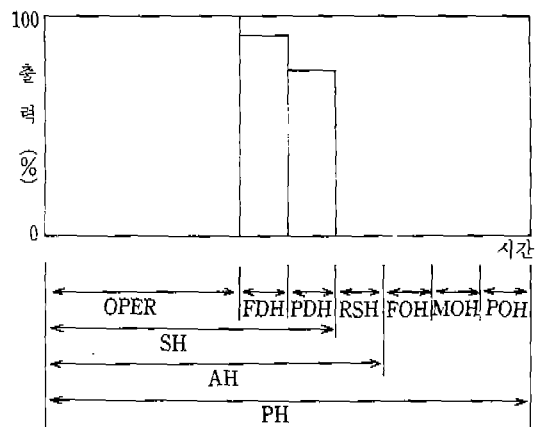
FOH : Forced Outage Hours(고장정지 누적시간)

MOH : Maintenance Outage Hours(보수정지 누적시간)

POH : Planned Outage Hours(계획정지 누적시간)

PH : Period Hours(고려대상기간)

그러면 그림 5에서와 같이 가동률을 정의할 수 있다.



<그림 5> 발전기의 운전 및 고장상태

가동률은 정의에 의하여 전체 고려대상기간 (PH)에 대한 운전가능시간(AH)의 비율이므로 아래와 같이 된다. 여기서 주의할 것은 운전가능시간에 경제적 정지누적시간이 포함된다는 것이다.

$$\begin{aligned} \text{가동률} &= \frac{\text{운전가능시간}}{\text{고려대상시간}} = \frac{AH}{PH} \\ &= \frac{PH - POH - MOH - FOH}{PH} \end{aligned}$$

(나) 고장정지율 (Forced Outage Rate : FOR)

고장정지율은 앞에서 설명한 가동률과 상반되는 개념으로 설비(특히 여기서는 단위발전기)의 사고성향을 나타내는 지수이다. 고장정지율은 아래에서 정의되는 것과 같이 운전시간과 고장정지시간에 대한 고장정지시간의 비율을 말한다.

$$\text{고장정지율} = \frac{FOH}{SH + FOH}$$

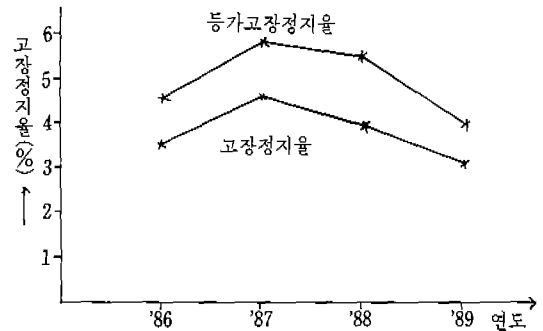
(다) 등가고장정지율

(Equivalent Forced Outage Rate : EFOR)

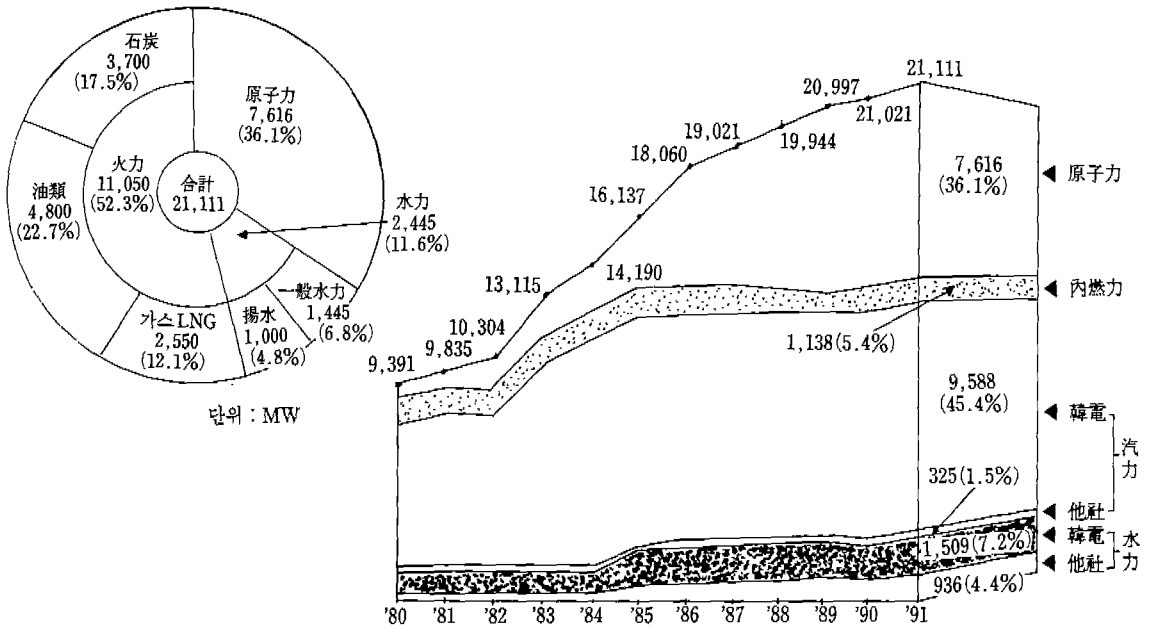
신뢰도 지수로서 앞에 열거한 것 외에도 중요

한 것이 있는데 바로 등가고장정지율이다. 즉, 고장상태의 정도에 따라 실제고장정지율을 등가화시키는 것이며, 그림 6은 한국전력 기력발전설비의 연도별 실제고장정지율과 등가고장정지율의 관계를 수치로 보인 것이다.

등가고장정지율의 일반식은 다음과 같은데, 고장정지율과 다른 점은 본래 고장정지율 계산에는 사용되지 않았던 부분고장 감발시간(FDH)이 분자에 등가고장정지시간으로 환산되



<그림 6> 고장정지율과 등가고장정지율과의 관계



<그림 7> 발전설비 현황

어 가산된다는 것이다.

등가고장정지율(EFOR)

$$= \frac{FOH + EFOH}{FOH + SH + EFOHRS}$$

다만,

FOH : 고장정지시간

EFOH : Equivalent Forced Outage Hours
(등가고장정지시간)

$$= \left(\frac{\text{고장감발시간} \times \text{감발용량(MW)}}{\text{설비용량(MW)}} \right)$$

EFOHRS : Equivalent Forced Outage Hours
During Reserve Shut-downs(경제적 정지
시간중 등가고장정지시간)

$$= \left(\frac{\text{고장감발 예상시간} \times \text{감발 예상용량(MW)}}{\text{설비용량(MW)}} \right)$$

따라서 등가고장정지율(EFOR)은 일반적으로
고장정지율(FOR)보다 큰 값을 가지며, 그 정
도는 발전기의 종류, 용량 등에 따라 달라진다.

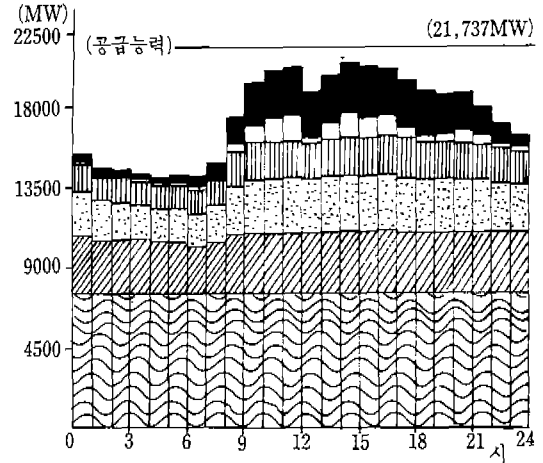
라. 발전설비 공급신뢰도 분석

(1) 전력수급 현황

1991년말 현재 우리나라의 발전설비용량은
21,111MW로서 원별 구성비율은 그림 7 과 같
이 원자력 36.1%, 화력 52.3%, 수력 11.6%
로 되어 있으며, 그림 8 은 '92년 하계 최대수요
가 발생한 날의 원별 일부하곡선을 나타내는 것
으로 전력수요에 대한 발전원별 전력공급형태
는 원자력과 석탄화력발전소가 기저부하를 담
당하고 유류, 가스발전소가 중간부하를, 내연과
수력발전소가 첨두부하를 담당하면서 주파수
제어용 설비로 운전되고 있어 기저 및 중간부하
를 담당하는 발전설비의 안정성이 특히 전력공
급의 신뢰도를 결정짓는 주요 요소가 된다.

(2) 발전설비 운전실적 통계관리

발전설비의 전력공급 신뢰도 수준을 평가하
기 위한 발전설비 운전실적의 국제적 통계기준
이 제정되어 있지 않고 지역별 기구나 나라마다



구 분	시 간	MW
시간최대	15시	20,438
순시최대	14:35	20,562
평균전력		17,497

기타(도시, 구입전력, 내연)
수력
유전소
석탄(무연탄, 유연탄)
LNG
원자력

<그림 8> 원별 일부하 현황[1992. 7. 28(화)]

다른 관리체제를 가지고 있으나 '77년부터 세계
에너지협의회와 국제전기사업자연합(WEC/
UNIPED) 통합위원회를 구성하여 발전소 가
동률 정의와 통계기준의 일원화로 국제간 자료
의 교류협력을 추진하고자 활동하여 왔으며 1
차적으로 에너지 기준의 공동위원회 단일(안)을
작성하여 '92월 9년 스페인 마드리드에서 개최
된 제15차 WEC 연차총회에 상정하게 되어 그
기준을 여기에 소개하고(표1 참조), 우리나라
의 발전설비 가동률 관리기준과 비교해 보고자
한다. 참고로 UNIPED에서 작성한 발전설비
비가동요소 분류기준을 별첨으로 소개한다.

(3) 가동률 및 정지율 실적비교

다음은 1992년 9월 제15차 WEC 총회에 보
고된 가동률과 정지율 실적중에서 한전의 주요
발전설비에 해당되는 내용을 발췌하였으며 통
계기준은 나라별로 약간의 차이는 있을 것이나
대략적인 신뢰도 수준을 비교하는데는 무리가

<표 1> 발전설비 가동률 정의와 계산법

항 목	WEC/UNIPED(안)	비 고
관리목적	발전설비의 적정에너지 산출에 의한 전원개발 최적투자비 판단	
사용용어	이용률로 통일(Availability)	한전은 ○발전전력량기준은 이용률 ○발전시간기준은 가동률로 호칭
산출기준	발전전력량 기준(Energy Base)	한전과 북미신뢰도위원회(NERC)는 발전시간기준(Time Base) 적용
화력발전소 최대 용량(Maximum Capacity) : a	정상품질의 연료로 소내 전설비를 정상운전하면서 15시간 또는 그 이상 연속운전이 가능한 최대출력	정격최대 설비용량
화력발전소 이용 가능용량(Available Capacity) : b	어느 주어진 기간 동안 전력수요나 송전계통의 제약이 없다는 가정에서 실제 환경조건으로 발전소를 15시간 또는 그 이상 연속운전이 가능한 최대전력	어느 시점, 기간에서 실제운전이 가능한 최대용량
화력발전소 이용 불가능용량(Unavailability Capacity) : c	○ $c = a - b$ ○ $c = c_1 + c_2$ - c_1 : 계획보수에 의한 이용불가능용량 - c_2 : 기타 원인에 의한 이용불가능용량 ○ 계획보수 - 연초 또는 최소 4주전에 계획된 발전 정지 또는 출력 감소를 유발하는 보수작업 - 4주 이내라도 주기적 점검, 시험을 위한 발전 정지나 출력 감소 등은 계획으로 포함 ○ 최초 계획기간을 초과하는 시간에 해당하는 부분은 불시정지 또는 감발로 분류	발전 정지 또는 출력 감소 한전의 경우는 주간 급전계획에 반영된 경우 계획정지에 해당
이용률 계산(Availability Factor)	$f = B/A$ - B: 이용가능용량(b)으로 발전가능한 발전전력량(MWh) - A: 최대용량(a)으로 발전가능한 발전전력량(MWh)	이용가능한 이용률을 나타냄
발전실적 자료 취득방법	○ 아래 두 가지 중 택일 - 특정기간중의 연속운전실적을 누적취득 - 매일 08:00의 최대용량, 이용가능용량 취득 ○ 주어진 기간을 2개군으로 구분 - 토, 일요일 및 공휴일 - 그 이외의 날	한전은 연속운전기록 취득 한전은 1년간의 일부하 최대치부터 최소치까지 나타내는 곡선 사용으로 구분 불필요함
통계기간	○ 매년 1월 1일을 기점으로 역년을 사용 ○ 신규설비는 상업운전 다음해 1월 1일부터 실적통계	한전과 동일
관리대상 발전 설비선정	○ 단위용량 100MW 이상 ○ 실이용률 40% 이상(첨두부하 담당설비는 대상에서 제외)	한전은 관리대상 발전설비 보유대수(기력 42기, 원자력 9기)가 적어 전 설비를 단위 호기별로 관리

없을 것으로 판단되어 소개하고자 한다.

표 2는 기력발전소 가동률 실적을 나타내는데, '86년부터 '90년까지의 5개년 세계평균은 80%대이고 한전의 기력발전소는 86% 이상으로 양호한 수준을 나타내고 있다.

원자력발전소의 경우 우리나라는 총 9기가 운전되고 있으며 상업운전 이후 누계이용률을

지역별로 비교할 때 75.7% 수준으로 높은 신뢰도를 보여준다.

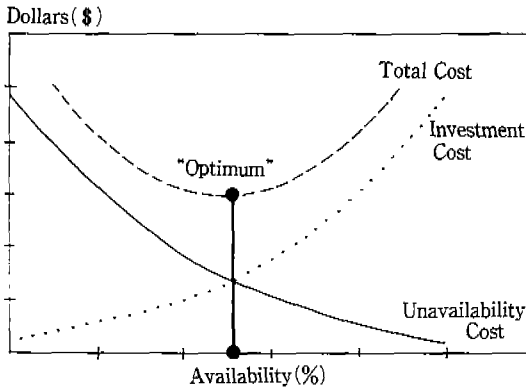
- 한 국 : 75.7%(9)
- 미 국 : 62.1%(111)
- Western Europe : 74.5%(153)
- Eastern Europe : 73.3%(64)
- 기타지역 : 70.0%(92)

<표 2> 기력발전소 가동률('86~'90)

지역별 설비별	WORLD	NORTH AMERICA	WESTERN EUROPE	한 전	비 고
화력 평균	79.5 (1,785)	79.0 (1,187)	81.4 (301)	86.2 (42)	
유 연 탄 발 전 소	80.0 (1,097)	79.7 (713)	81.6 (197)	86.8 (4)	보령, 삼천포
유류·가스 발 전 소	78.3 (533)	77.9 (395)	78.9 (86)	87.0 (8)	인천, 평택

※ ()내는 원별 발전기 대수임.

다음은 발전정지율을 보여주는 것으로 표 3에서 연도별 한전 발전설비의 계획정지율은 기력이 10%, 원자력 17% 수준을 유지하다 '91년 저예비율시기 극복을 위해 정기점검 보수주기 연장과 보수기간 단축 노력으로 3% 정도 향상시켰으며 고장정지율도 미국, 유럽 등 선진국 수준을 훨씬 능가하는 월등한 수준을 보여줌으로써 '90년대의 전력수요 급성장에 따른 공급에 비율의 급격한 저하에도 불구하고 안정적 공급 능력을 확보하는데 크게 기여하였다.



<그림 9> Optimum Economic Unit Availability

3. 전력공급 신뢰도 향상 방안

본장에서는 충분한 전력공급 능력을 확보하여 전력공급의 안정을 유지하는 방안에 대하여 고찰해 보고자 한다.

일반적으로 그림 9에서 보는 바와 같이 어느 주어진 기간에 설비투자를 증대하면 전력공급 중단에 따른 생활활동의 방해 또는 여가의 상실 등 제반 사회적 비용이 감소하게 되고 반대로 설비투자를 줄이면 이와 같은 전력공급 지장비용은 증가하게 된다.

<표 3> 한전 발전설비의 발전정지율 추이

구	분	'86	'87	'88	'89	'90	'91	비 고			
		가	등	률	86.1	85.8	85.3		86.3	87.4	91.0
기 력	계	획	정	지	율	10.1	9.5	11.0	10.6	10.9	7.3
	고	장	정	지	율	3.8	4.7	3.7	3.1	1.7	1.7
	가	등	률	79.8	85.5	74.7	77.5	81.6	85.7		
원 자 력	계	획	정	지	율	14.1	12.9	22.5	20.7	17.4	13.7
	고	장	정	지	율	6.1	1.6	2.8	1.8	1.0	0.6

<표 4> 발전소 고장 및 계획정지율표('86~'90)

구	분	WORLD	북 미	서유럽	한 전							
					유 연 탄	가 스	중 유	원 자 력				
계	획	정	지	율	12.5	13.0	10.0	11.2	10.7	8.4	17.9	
고	장	정	지	율	8.0	8.1	8.6	2.0	2.2	1.1	2.4	
대	상	발	전	기	수	1,785	1,187	301	삼천포, 보령(4)	인천, 평택(8)	울산(3)	(9)

따라서 전력공급 신뢰도의 최적치는 신뢰도 향상을 위해 설비증강에 소요되는 투자비용의 증가분이 신뢰도 향상으로 인한 공급지장비용의 감소분과 같을 때의 가동률로 볼 수 있으나 여기서의 문제점은 공급지장비용의 정확한 산출에 있다.

선진 각국에서 정확한 공급지장비용 산출을 위해 많은 노력을 해왔지만 각국별 전력계통의 특성, 문화특성, 사용한 방법론의 차이 등으로 인하여 공급지장비용 산출치는 매우 다양하게 나타나고 있다. 우리나라의 경우는 유럽처럼 전력계통이 국제간 연계되지 않아 전력용통이 불가능하고 남북 긴장이 계속되는 상황하에서 독립된 전력계통을 운영하므로 경제적 최적점만으로는 설비투자 규모를 결정지을 수 없고 사회적 특수성과 국가안보가 고려된 수준의 신뢰성이 요구되며 경우에 따라 경제적 최적점 이상으로 투자비를 증대시켜 높은 신뢰성 확보도 필요하다 하겠다.

전력공급 신뢰성 향상 방안으로 예측되는 전력수요 증가에 맞추어 공급능력을 증대하기 위한 신규 발전소의 적기 건설, 발전소의 정기 예방정비주기의 연장과 정비기간의 단축을 들 수 있으며, 그림 8에서 보여준 전력수요의 일부하 곡선에서 하루중의 최대전력(20,438MW)과 최소전력(양수수전량 제외 12,914MW)과의 차이가 '92년 최대전력 발생일('92. 7. 28)을 기준으로 할 때 7,524MW로서 일일 전력수요를 평균화하면 이 차이만큼의 전력설비(약 50만MW 유연탄화력 15기)는 필요없게 되거나 그만큼 전력공급에 여유가 생기므로, 심야기기 사용확대 등 첨두부하의 경부하 시간대로의 이동노력 등 일부하 평균화를 위한 수요관리가 긴요하며 현재 운영중인 발전설비의 정비 및 운전품질을 향상시켜 고장정지율을 최소화하여 나아가는 것이다.

다음은 여러 가지 방안중 발전설비 신뢰성 향

상 추진계획에 대하여 고찰해 보고자 한다.

4. 발전설비 신뢰도 향상 추진계획

가. 발전소 전력공급능력 극대화

(1) 연도별 하계 공급능력 확보 목표

전력수요 성장에 맞추어 안정적 전력공급을 위해 적정 공급예비력(15% 수준) 확보를 목표로 설정한다.

구분 \ 연도	'92	'93	'94	'95	'96	비고
공급능력(MW)	21,737	25,458	27,680	29,988	32,980	
최대수요(MW)	20,438	22,688	24,758	24,775	28,752	
공급예비율(%)	6.4	12.2	11.8	12.0	14.7	

(2) 발전소 계획예방정비 공기단축 및 주기 연장

발전소 계획예방정비에 필요한 발전정지기간을 최소화하기 위하여 정비공기를 기력발전소는 평균 4일(40→36일), 원자력발전소는 평균 2일(61→59일) 단축시키고 정비주기를 기력발전소는 평균 3개월(12→15개월), 원자력발전소는 3~6개월(12→15~18개월) 연장함으로써 발전설비 가동기간을 증가시켜 새로운 설비의 증가 없이 공급능력의 증대를 추진하고자 한다.

(3) 계획예방정지 시행시기의 합리적 운영

하절기 전력성수기에 계획예방정비를 가능한 지양하고 원자력발전소 등 대응량 설비의 계획예방정비 동시중복시행을 억제함으로써 연중 공급예비력을 평균화하여 발전설비 추가확보 필요의 최소화를 기한다.

(4) 발전소 소내전력 절감운전

발전소 보조기기의 적절한 운용으로 자체 사용전력을 최소화시켜 절감전력량만큼의 설비 증대효과를 기한다.

나. 발전소 고장정지 감소

(1) 연간 고장정지 감소 목표

(단위 : 전/기)

구분	'90	'91	'92	'93	'94	'95	'96	비고 (운전대수)
기력	1.0	1.1	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	42기
원자력	2.0	2.7	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	9기

※ '91년까지는 고장정지 실적

(2) 고장다발, 취약설비에 대한 근본대책 강구
고장정지 빈도가 높은 취약설비에 대하여 전자가드류를 포함한 제어설비의 신뢰도를 제고하고 변압기, 차단기, 전동기 등 주요설비의 예비품 확보, 일일 기동정지 발전소의 주요밸브류 전동화 등 점검 및 교체를 과감히 추진할 계획이다.

(3) 인적실수 근절을 위한 교육훈련 강화

모의훈련장치를 이용한 가상훈련 및 고장시 긴급 대응능력을 배양하고 고장정지 발생원인을 심층 분석하여 인적실수 및 유사고장 방지를 위한 교육훈련 자료발간 및 원전인적행위 개선시스템(K-HPES)을 개발 활용하고 운전원 교대근무체제 등 현장 교육여건을 개선하여 교육훈련을 강화한다.

(4) 운전지원 시스템 확충

운전상황 기록장치, 공정제어감시 컴퓨터 및 원격제어 감시장치 등을 확충하고 기기 조작의 정확성과 안전성을 제고하기 위한 설비조작 절차서의 정비, 국내외 고장사례의 Data Base 구축 등 운전지원체제를 내실화하여 적극 활용을 도모한다.

(5) 설비점검 진단 강화

발전소 고장에측 및 진단을 위한 전문가 시스템(Expert System) 및 취약설비에 대한 진단 기술을 개발하고 진단장비의 확보, 단위기술 전문가로 구성된 특별점검조를 편성하여 정밀 진단을 강화한다.

(6) 원자력발전소 안정성, 신뢰성 제고

원전 가동중 검사 및 원자로 감시시편시험 등 설비안전성 검사의 지속적 추진 및 미국 드리마 일 원전 사고시 나타난 문제점에 대한 후속조치의 시행으로 원전 안전성 및 가동률 향상을 추진하고자 한다.

다. 발전소 정비 품질향상

(1) 품질향상 목표

발전소 무고장운전 달성

(2) 발전설비 품질 활동강화

계획예방정비 목표품질 설정 및 확인제도 시행으로 주요기기의 예방정비 목표품질을 계수화하여 정비단계별로 품질을 확인하고 계획예방정비후 무고장 운전기간 및 정비단계별 시행 절차와 내용을 평가하여 고장발생 소지를 사전에 제거하는 한편 품질문제의 원인을 철저히 파악하고 설계, 제작, 시공, 운전, 정비공정에 반영하여 근원적으로 조치함으로써 발전소 및 정비전문업체의 품질관리 기능 보강, 제작사 품질 검사에 대한 계약조건 강화 및 국산화 제품에 대한 사후관리제도(A/S) 정착 추진으로 무고장 운전달성에 기여하고자 한다.

(3) 장수명, 고신뢰도 부품사용 확대

석탄분쇄 및 이송설비, 보일러 튜브 등 마모가 큰 부위에 세라믹, 초경합금 등 내마모성 부품 채용, 가스절연 변전설비, 베어링, 축전지 등에는 무정비 부품사용을 확대시키고 첨단기술로 제작된 신소재 개발동향을 신속하게 파악하여 적극 활용을 추진하고자 한다.

(4) 예방진단 및 정비 강화

비파괴검사 절차와 판정기준의 정립 및 주기적 검사시행, 부품단위의 점검이 가능한 첨단장

비의 활용을 증대하고 불시정지와 직결되는 핵심기기의 교환주기 설정운영 등 예방진단 기법을 개발하고 정비인력의 자질향상을 추진한다.

(5) 국내 전문업체 정비참여 확대

고압펌프, 밸브, 통풍기, 변압기, 차단기 등 국내 제작사와 정비전문업체의 정비 참여를 확대하여 제작사에 성능진단, 고장예측 기술습득 기회를 제공함으로써 설비의 문제점을 제작과정에 반영, 개선함으로써 설비 신뢰도를 제고한다.

(6) 정비기술인력 양성

정비가술인력의 양성 및 능력향상을 위한 정비훈련센터를 운영하고 가스터빈 정비의 국내 기술자립을 위한 Service Shop을 설치함으로써 기술능력의 향상은 물론 분야별 전문기술인을 육성하고자 한다.

<별첨>

5. 기대효과

발전설비의 신뢰성 향상은 보수비용의 증대를 예상할 수 있으나 전력사업의 가장 중요한 과제중 하나인 전력공급지장으로 인한 피해나 불편을 해소하여 사회적 비용을 최소화시키고 신규설비 투자를 억제시킬 수 있는 이점이 있어 전기품질 향상과 전력요금 경감에 따른 국내산업의 국제경쟁력을 제고시킬 것이다.

..... <참고문헌>

1. Least-Cost Electric Utility Planning : 저자 Harry G. Stoll '89
2. 전력경제 기술정보 89-1(한국전력 발행) : 발전계통 공급 신뢰도
3. WEC 화력발전소 이용률 위원회(Committee on the Availability of Thermal Generating Plant) Monograph 1992
4. 한국전력발전분야 중장기 경영계획('92)

