

전기에너지 품질-공급신뢰도

이 봉 용

(홍익대 공대 전기공학과 교수)

1. 서 론

전기에너지가 우리 주변에서 이미 일종의 필수품으로 여겨지고 있음은 주지의 사실임에도 불구하고, 전기에너지의 품질에 대해서는 별로 논의되고 있지 않은것이 또한 현실이다. 그러나 국가 경제와 국민 생활 수준의 향상은, 여러 방면에서 삶에 대한 질을 추구하게 될 것이며, 전기 에너지에 대한 요구 또한 예외가 아니다.

전력공급의 질을 말할 때 현재까지는 주파수, 전압 및 신뢰도(공급의 중단에 대한 정도)를 거론함이 일반적이나, 고조파를 여기에 포함시키는 추세에 있다. [1] 결국 전력시스템에서 공급신뢰도가 논의된다 함은 전력공급의 질을 높이고저 하는데 초점이 주어지는 것이다. 일반 상품이나 서비스의 경우에도 질을 높이고자 할 때 더 많은 투자가 필요하다는 점은 널리 인식되어 있는 바로서, 전력공급의 신뢰도 향상에서도 마찬가지로 추가투자를 요구하게 된다. 일반 상품이나 서비스는 시장의 경쟁원리에 의하여 품질에 상응하는 가격이 형성될 수 있으나 그것이 독과점 형태로서 제공되기 때문에, 품질에 상응하는 가격수준이 왜곡될 수 있다. 전력공급의 주체인 전력회사는 본래 국민의 기업이며, 국민이 정부에 그 지도 감독을 위탁하고 있는 것이므로, 국민은 언제나 가격수준의 왜곡을 감시하여야 하며 그 시정을 요구할 수 있다. 그러나 국민이 요구할 수 있는 전력공급의 품질수준은 어느 정도라야 적정할 것인가

하는 것이 문제이며, 그것은 공급신뢰도의 수준을 어떻게 유지함이 적절한가의 문제로 귀착된다.

전력공급을 위한 설비투자는 불확실한 미래인 3~10년 정도 앞서 계획되고 건설된 후에 운용하게 되며, 실제로 수용가가 체험하는 공급신뢰도는 설비의 운용과 함께 주어지는 것이다. 결국 수용가가 체험할 것으로 예상되는 공급신뢰도에 맞추어 설비투자가 이루어지게 되는 것이다. 그런데 만일 수용가가 체험하는 시점의 전력수요가 예측된 수준보다 월등히 높다면, 설비투자를 급격히 조정할 수는 없으므로 공급신뢰도는 극히 낮은 것으로 체험될 것이며, 반대로 전력수요가 예측보다 훨씬 낮은 수준이었다면, 공급신뢰도는 매우 높은 것으로 인식될 것이다. 설비투자의 과다에 대한 질책을 면할 수 없을 것이다. 그 좋은 예가 우리나라의 전원개발인데, 80년대의 중반무렵에 예상 전력수요보다 훨씬 낮은 실제 수요가 나타남으로써 전원의 설비예비력에 대한 시비가 상당한 논란의 대상이 된 바 있으며, 다행히도 이 무렵부터 공급신뢰도 수준의 문제가 일반의 관심을 유발하였다.

전기에너지가 수용가에 전송되기까지는 발전기의 단자에서부터 변압기, 선로, 여러 개폐장치들을 거쳐야 하며, 발전기도 출력을 발생하려면 보일러, 터빈 및 기타 보조기에 의하여 운전되지 않으면 안된다. 이와 같이 수많은 구성요소들 중, 어느 하나가 고장을 일으킨다면 전력공급은 즉시 지장을 초래하거나 중단이 불가피하게 된다. 구성요소들이 항상

최선의 상태에 있도록 아무리 보수에 철저를 기한다 하더라도 고장발생을 감소시킬 수는 있어도 완전히 고장이 없도록 할 수는 없다. 만일 수용가에 이르는 전력전송로를 복수화한다면 수용가에 대한 공급신뢰도는 증가될 것이나, 그만큼 여분의 투자가 불가피하다. 이와같이 투자의 경제성과 공급신뢰도의 증진은 서로 상반되는 것이며, 양자간의 타협점을 어느 수준으로 할 것인가가 또한 문제이다. 구성요소의 고장이 확률적으로 발생되기 때문에 공급신뢰도의 평가는 결국 확률적이라야 한다는 점이 문제를 더욱 복잡하고 어렵게 만들고 있다.

본고에서는 전력시스템에서 사용되는 공급신뢰도란 무엇이며, 어떻게 평가되는가를 살펴보고, 실제의 사례에서 어떻게 응용될 수 있는가, 그리고 우리나라에서 급후에 연구되어야 할 방향은 어떠한가를 살펴보고자 한다.

2. 공급신뢰도의 정의

전력시스템의 기능은 가급적 경제적으로 적정수준의 공급의 질과 연속성을 유지하면서 부하의 요구에 반응하는 것이다. 이와같이 공급의 적정성을 유지하는 능력을 신뢰도라고 부른다. 그런데 전력시스템에서 신뢰도라고 부를 때는 그 개념이 상당히 광범위할 뿐만 아니라, 수용가의 요구를 만족시키도록 여러면의 시스템능력까지도 포함된다. 따라서 신뢰도라는 용어는 어떤 특징적인 의미로서보다는, 전력시스템의 기능을 수행하는 전반적인 능력이라고 인식될 필요가 있다.

시스템의 신뢰도는 전력시스템의 두 측면을 대표하고 있는데, (설비의) 적정성 평가와 (운전의) 안정성 평가가 그것이다. 적정성 평가는 부하의 요구에 부응하도록 설비가 충분한가에 관련이 된다. 충분한 에너지를 발전한다던가, 수용가까지의 전력전송을 위한 송전 및 배전설비 등의 적정성을 평가하는 것이다. 따라서 정태적인 시스템 상태와 관련된다. 안정성 평가는 시스템내에서 교란이 발생하였을 때, 그 교란에 시스템이 응답할 수 있는 능력과 관련된다. 교란은 국지적일 수도 있으며, 광역일 수도 있음은 물론, 발전이나 송전설비의 정지일 수도 있다.

현재 신뢰도 평가용으로 개발되어 있는 대부분의

확률적 기법은 설비의 적정성 평가에 대한 것이라는 점을 인지할 필요가 있으며, 안정성 평가에 대한 기법은 상당히 제한적인 면이 있다.

3. 신뢰도 평가의 계층 구조

전력시스템은 그 기능에 따라서 발전, 송변전 및 배전으로 크게 구분된다. 그림 1은 그 계층구조를 보인 것으로서, 신뢰도 평가에서도 계층에 따르는 것이 가능하다. 계층 I은 발전설비에만 관련된다. 계층 II는 발전 및 송전망까지가 포함된다. 그런데 계층 III에 대해서는 문제가 방대성 때문에 평가하지 않음이 보통이며, 그 대신 배전시스템에 국한시켜 별도의 검토를 수행한다. 물론 그림 1의 계층구조와 상관없이 서로 독립적인 평가도 흔히 수행되고 있다.

3.1 계층 I에서의 평가

가장 널리 사용되고 있고, 또 일반적인 신뢰도 평가라면 흔히 계층 I만을 의미하기도 한다. 그림 2는 이 경우를 보인 것이다. 실제의 부하는 배전시스템에 연결되어 있으나, 송전 및 배전시스템의 신뢰도는 무시해 버리는 모델이다. 오직 부하의 수요만을 충족시키는데 필요한 발전설비의 평가에만 관심을 두는 경우이다. 발전기는 고장때문에 정지될 수 있으며, 정기보수때문에 정지된다. 이러한 정지의 경우에도 부하의 요구를 충족시키려면, 발전설비는 정지분에 해당되는 만큼의 여분의 설비를 보유해야

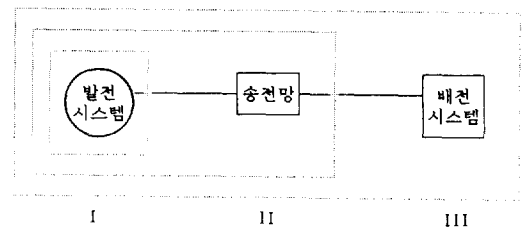


그림 1. 전력시스템의 계층구조

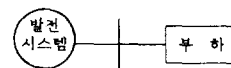


그림 2. 계층 I의 모델

하므로, 전통적으로 “퍼센트예비력”이 사용되어 왔고, 현재도 일반이 받아들이기 용이하다는 점때문에 계속 사용되고 있다. 또한 “최대 단위기 1기 또는 2기 예비력법”도 사용되는 수가 있으나, 예비력에 의한 표현은 확정적이어서 쉽게 받아들일 수 있는 반면에, 실제의 특성을 나타내 주지 못한다는 점때문에, 현재는 확률적표현으로 대체되고 있다.

확률적표현은 여러 발전기 조합의 확률특성과 부하의 확률특성을 조합하여 나타내 주기 때문에 보다 신뢰성있는 내용전달이 가능하다. 전력부족확률 (LOLP : loss of load probability), 에너지부족확률 (LOEE : loss of energy expectation) 및 빈도-지속시간(F & D : frequency and duration) 등의 지수가 일반적으로 널리 사용되며, 해석적 모델에 의하여 직접 또는 몬테카를로 시뮬레이션을 통해서 이들 지수가 계산된다.

그 중에서도 LOLP법이 가장 널리 사용되고 있는데, 이를테면 우리나라의 전원설비에 대한 공급신뢰도는 $LOLP=0.70(\text{일/년})$ 을 현재 기준으로 하고 있다. 그러나 이 지수는 예로들어 1(시간) 1(MW)의 공급지장의 1(시간) 10(MW)의 공급지장을 동일한 지수로 평가하기 때문에 공급지장의 크기에 대한 정보를 충분히 나타내주지는 못한다. 가끔 전문가나 비전문가 사이에서 LOLP지수에 대한 오해가 있는데 0.7(일/년)이라는 기준은 실제 발생된다는 값이 아니며, 확률분포의 수학적 기대치라는 점을 인식할 필요가 있다. 즉, 장기적인 평균값인 것이다. 이 지수는 발전기 단위기용량, 가동율, 보수율, 부하특성 및 기타 불확실성의 영향을 반영한다. 이러한 신뢰도지수를 만족하는 설비대안이 설비계획에서의 대상 후보가 되는 것이며, 그 중에서 가장 경제적인 설비를 찾아 나간다. 즉, 신뢰도지수는 설비계획에서 제약조건으로서 작용하고 있다.

3.2 계층 II에서의 평가

그림 3은 층 II의 시스템구성을 보인 것이다. 주요 송전망과 발전소가 결합되어 있으며, 복합시스템 또는 대전력시스템(bulk power system)이라고 부른다. 신뢰도 평가는 각 모선에 대하여 또는 전시스템에 대하여 수행된다. 기존시스템의 적정성이나, 새로이 증강되는 시스템(그림의 점선)의 영향이 평가

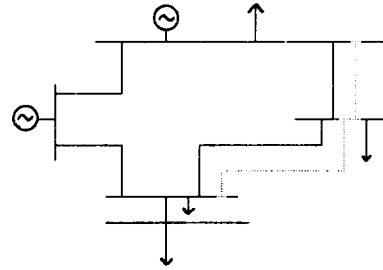


그림 3. 계층 II의 구성비

될 수 있도록 각 모선에 대한 신뢰도가 계산된다. 현재까지 우리나라에서는 이렇게 모선의 신뢰도평가가 끼리끼리 고려하는 시스템 확장계획이 부분적으로만 수행되고 있으며, 본격적인 활용은 이루어지지 못하고 있다.

모선 신뢰도지수는 단일 부하수준에 대하여 계산될 수 있으며 원하는 분기나 연간기준에 대하여 표현된다. 모선 신뢰도지수가 주어졌다 하더라도 이것은 송전망이 추가된 시스템의 적정성을 의미할 뿐이고, 과도적인 교란이나 동특성을 포함하지는 않는다. 다만, 선로의 과부하, 발전출력의 재배분, 독립 또는 중속적인 선로사고에 대한 고려 등, 많은 복잡성 또는 피할 수 없으며, 완전히 해결되어 있지도 않다.

3.3 계층 III에서의 평가

계층 III에서의 평가는, 이론적으로는 합리적인 것으로 보이나, 실제적인 면에서 발전에서부터 송변전 및 배전설비까지를 망라해야 하므로, 평가대상의 규모가 지나치게 방대해짐을 피할 수 없다. 따라서 배전시스템은 그 자체를 대상으로 합이 일반적이며, 경우에 따라서는 계층 II에서 결정된 모선의 신뢰도 지수값을 입력으로 사용할 수도 있다.

배전시스템은 직접 수용가에 연결되어 있기 때문에, 그 적정성평가에서도 LOLP지수를 사용하는 경우는 없으며, 고장의 기대빈도, 고장의 평균지속시간, 수용가부하점에서의 연간 고장시간등의 지수가 사용되고 있으며, 우리나라에서도 연간 고장시간은 전력회사 각 지사에서 목표관리의 일차대상이 되고 있다.

이상과 같이 각 계층구조에서의 신뢰도지수는 그

의미를 달리하고 있다. 계층 I의 경우에는 시스템 전체부하의 요구를 만족시키는 발전설비능력의 정도를 나타내는 것이며, 계층 II에서는 각 주요부하지점(모선)에서 개별부하의 요구를 충족시키는 능력의 정도를 의미한다. 계층 III에서는 개별 수용가에 대한 공급능력의 정도를 나타낸다. 개별 수용가에 대한 신뢰도 또는 적정성은 대부분 배전시스템에 기인하는 것이다. 계층 II에서 평가된 모선신뢰도지수가 개별 수용가에 대한 신뢰도 평가에 미치는 영향을 극히 미미한 것으로 보고되고 있다. 그러나 계층 I과 II의 고장이 미치는 영향은 보다 광범위하고 보다 심각할 수 있다는 점에서 배전시스템의 경우와 구별된다. 배전시스템의 고장은 빈도가 높다해도 그 영향은 극히 국부적이기 때문이다.

4. 신뢰도의 경제적인 가치

위에서 설명된 시스템의 적정성 평가는 전체 평가의 일부가 될 뿐이다. 실제의 의사결정과정에서는 대안설비의 경제성이 결정적인 역할을 하기 때문이다. 적정수준의 신뢰도를 달성하기 위한 설비투자과 적정성의 경제적인 가치는 서로 상반되는 것이 일반적이므로, 이 양자의 조화가 언제나 문제가 된다.

개념적으로는 경제성의 문제를 이미 언급된 계층 구조에 포함시켜 평가함이 가능하다. 미래의 목표는 안정성을 포함하는 적정성의 비교에까지 확장되어야 하며, 그렇게 함으로써 신뢰도의 이용과 신뢰도의 가치를 평가할 수 있게 될 것이다. 신뢰도의 비용 대 신뢰도의 가치는 그림 4에 개념을 표현하였다.

즉, 설비투자가 증가될수록 수용가에게 주어지는 신뢰도 수준은 높아지나, 정전으로 인한 수용가 비용은 신뢰도가 높아질수록 감소된다. 따라서 이 양비용의 합이 최소일 때가 사회적인 비용최소이므로,

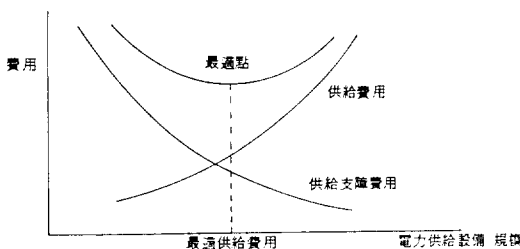


그림 4. 신뢰도의 비용 대 신뢰도의 가치

이 점이 최적 신뢰도 수준이 된다.

그러나, 일반적으로 인용되는 신뢰도지수는 설비의 적정성에 대한 값이라는 점과, 정전비용의 수용가 인지도평가가 커다란 문제라는 점때문에, 그림 4의 구체적 연구가 요청되고 있다.

5. 계층 I에 대한 신뢰도 사례연구

5.1 서론

우리나라에서의 전원 예비력 문제를 고찰하려면 먼저 전원계획의 과거를 되돌아 볼 필요가 있다. 1960년의 첫 무제한송전(용어자체가 잘못되었으나) 시점에서 11.83[%]의 설비예비력을 보유하고, 그 이전에도 이와 비슷하거나 상회하는 수준의 예비력을 갖고 있었음을 감안할 때, 이 무렵의 공급과 수요의 문제는 예비력의 문제보다는 오히려 다른 문제인 송배전망의 불비등에 더 원인이 있었고, 그 증거로써 송배전 손실률이 15[%]를 넘는 수준이었음을 상기할 수 있다. 1970년대 중반 무렵까지는 에너지 파동에 의한 전력감소에 의하여 예비율이 50[%]를 초과하는 수준이었으며, 1976년에 26.4[%]까지 낮아졌다가 1980년 이후에는 55-70[%]라는 유례없는 고예비력 수준이 유지되어 왔다. 다만, 1976-1979 기간 중에 26.4-50[%]를 유지하였을 뿐이다.

70년대 이후에 사용되어 온 신뢰도지수인 전력부족확률(이하 LOLP) 0.7[일/년]은, 위의 기간중에는 사실상 문제가 될 수 없었는데, 과거의 예비력 문제는 LOLP의 기준에 있었다기보다는 오히려 전력수요와 전원건설과의 협조관계가 잘 이루어지지 못하는데서 원인을 찾아야 할 것으로 보이기 때문이다.

그러나, 전원예비력의 문제가, 과거 고예비력으로 보이던 시기에 일반의 관심을 유발할 것이 사실이며, 이 문제는 우리나라에서도 보다 객관성이 있는 신뢰도의 기준을 검토할 단계에 이른 것으로 보인다. 1990년 현재의 설비가 21,000[MW]의 수준이고, 매년 15[%]의 성장을 전제로 할 때, 3,000[MW]이상의 설비가 매년 요구될 뿐만 아니라, 만일 50[%] 수준의 예비력이 적정하다고 가정한다면, 2000년의 예상수요가 약 29,000[MW]이므로 무려 14,000[MW] (1,000[MW]급의 전원14기)의 설비를 과연 예비설비로 보유함이 국가 경제적인

관점에서 타당할 것인가 하는 의문이 제기되지 않을 수 없게 된다. 이와같이 전력시스템의 규모가 커질 수록 예비력의 문제는 더 중요해지는 것이다.

퍼센트(%)예비력은 전원의 고장정지가 확률적이라는 특성을 반영하지 못한다는 점에서 적절한 기준이라고 할 수 없음은 익히 잘 알려져 있는 바이며, 또한 LOLP는 확률특성은 반영하나 공급시장의 심각성을 반영하지 못하는데, 예를들면 10[MW]-1[시간]과 100[MW]-1[시간]의 공급시장을 비교하면 후자가 훨씬 심각한 공급시장임에도 불구하고 LOLP로서는 동일한 공급시장으로 표현된다. 에너지 부족확률이나 빈도-지속시간법에 의하면 LOLP의 결점을 보완할 수는 있으나, 이 방법들의 개념이 간명하지 못하고 계산노력에 비하여 표현의 복잡성 때문에 널리 이용되지는 못하고 있다.

또한 LOLP기준은 제약조건으로서 작용하기 때문에, 실제의 전원계획에서 더 경제적인지도 모르는 계획안을 억제해 버릴지도 모른다. 이러한 문제점을 해소시킬 수 있는 것이 공급시장비의 도입인데, 이것은 신뢰도의 수준을 경제적인 양으로 환산한 것에 해당한다. 최소한 이론적으로는 공급의 경제성과 공급시장의 비경제성을 동시에 처리할 수 있도록 하여 주기 때문에, 공급시장비의 도입에 의한 적정 신뢰도수준은 제약이 아닌, 비용최소화의 대상이 될 수 있다는 점에서 매우 매력적이 아닐 수 없다. 그러나 과거의 수많은 공급시장비에 대한 연구결과에도 불구하고[2-6], 그 결과가 나라마다, 연구자마다 매우 상이한 값을 나타내고 있기 때문에, 과연 공급시장비의 참값이 어느 수준인가 하는 문제는 아직도 명쾌한 결론이 없는 실정이다.

본 사례는, 전원계획의 예비력 결정을 위한 공급시장비의 수준을 평가한 것이며, 평가된 결과가 상당한 폭을 가지기 때문에 공급시장비 변화에 대한 예비력수준의 변화를 아울러 평가함으로써 적정수준을 모색하고자 한 것이다. 그리고 적정 신뢰도지수의 수준을 추정하였다.

5.2 공급시장비

공급시장비란, 공급시장에 의하여 수용가가 입는 피해내용, 또는 전력공급의 100[%] 신뢰도를 기대할 수 없을 때, 사회가 지불하는 비용이라고 정의된

표 1. 제조업의 부가가치와 전력량

년 도	전 력 량	국내총생산(GDP)
1971	5,500,217	3,065.8
1972	6,195,253	3,519.5
1973	8,071,266	4,571.9
1974	9,479,936	5,289.6
1975	11,261,502	5,919.1
1976	13,533,172	7,333.8
1977	15,791,887	8,507.2
1978	18,568,631	10,319.2
1979	20,873,175	11,382.1
1980	22,045,167	11,256.9
1981	23,325,319	12,058.9
1982	24,324,414	12,558.9
1983	27,127,142	14,095.6
1984	29,466,258	16,188.0
1985	31,187,547	16,805.0
1986	35,124,820	19,736.4
1987	40,562,362	22,963.9

다. 그러나 이러한 비용을 측정하는 것이 매우 어렵고, 또한 객관성을 유지하기는 더욱 곤란한 것이 현실이다.

본 사례에서는 경제지수를 이용한 두 방법을 채택하였는데,

- 제조업 분야의 부가가치와 전력량
- 자본투자 효율법

이 그것이다.

전자는 제조업에 투입되는 전력량과 부가가치의 관계가 매우 밀접하다는 점에서, 공급시장비가 부가가치의 상실로 해석될 수 있다는 점에 근거하는 것이며, 후자는 모든 투자활동은 어떤 수익(금액뿐만 아니라 취미활동까지 포함해서)을 기대하기 때문에 이루어지는 것이고, 공급시장에 의해서 그러한 기대수익이 상실된다는 점에 근거한 것이다. (표 1)은 제조업에 대한 부가가치와 전력량의 관계를 보인 것인데, 양자는 거의 선형관계를 가지므로 선형 회귀분석을 가능하게 한다.

그 결과는

$$y = A + Bx \tag{1}$$

여기서,

y : 부가가치

x : 전력량

A, B : 계수

로서 계수 B는 투입전력량에 대하여 가능한 부가가치를 의미하고 있으며, 또 선형관계이므로 역으로 공급지장에 의한 부가가치 손실 역시 계수 B로 간주될 수 있다. 결국 제조업의 부가가치와 전력량으로부터 얻어지는 공급지장비는

$$\text{공급지장비 (M)} = 1.067 [\$ / \text{KWh}] \quad (2)$$

이다.

한편 자본 투자효율법[7]에 의하면, 먼저 단위자본당 소요되는 전력량을 비교함으로써 전력의존도를 추정할 수 있고, 자본투자효율은 경영이윤/총투자자본으로 정의되는 값으로서, 그 값의 추이를 매년 파악할 수 있는데, 1981-1986년의 평균값은 26[%]이다. 그런데 생산활동이 이루어지지 못할 때의 손실은 이윤뿐만 아니라 인건비, 감각상각비 등이 더 고려되어야 한다. 그래서 손실계수가 다음과 같이 정의된다.

$$\text{손실계수} = \frac{\text{영업이익} + \text{고정자본소모} + \text{피고용자보수}}{\text{영업이익}} \quad (3)$$

자본 투자효율법에 의한 공급지장비는 다음과 같다.

$$\text{공급지장비 (C)} = \text{자본} \times \text{전력의존도} \times \text{자본투자효율} \times \text{손실계수} \quad (4)$$

이렇게 결정된 결과를 <표 2>에 주었다. <표 2>를 보면 매년 공급지장비가 증가되고 있음을 알 수 있는데, 이것은 우리나라의 여러 산업분야가 아직도 완전히 전력에 의존하는 것이 아니며, 다만 전력의존도가 계속 상승하고 있다는 점에서는 당연한 것으로 보인다. <표 2>의 결과중 1986년의 공급지장비를 다시쓰면

$$\text{공급지장비 (C)} = 0.6125 [\$ / \text{KWh}] \quad (5)$$

인데, 이 결과는 식 (2)와 비교할 때 상당히 차이가

표 2. 공급지장비(C) (1980불변가)

년 도	공급지장비[원/KWh]
1982	55.4
1984	65.1
1986	82.5

있다. 따라서 현 단계에서 공급지장비의 평균수준이 어느 정도인가를 확인하기는 곤란하며, 다만 식 (5)와 (2)의 사이에 존재한다는 것이 확인되었을 뿐이다. 그러나 이 범위에 대한 공급지장비가 전원신뢰도에 어떠한 영향을 미치는가 하는 것을 살펴봄으로써 역으로 공급지장비의 수준을 추정해 볼 수는 있다.

5.3 전원계획 모델에서의 공급지장비

앞에서 공급지장비가 전원계획 모델에서 사용될 수 있으려면, 먼저 운전시의 증분비용 개념이 명확히 되어야 하며, <그림 5>은 부하수준과 증분비용의 관계를 보인 것이다. 그림 5에서 시스템 증분비용은 부하수준이 증가할수록 커지고 있으며 운전비의 출력의 1차, 2차 또는 3차로 주어지는 경우에 다음 식으로 주어진다.

$$\lambda_0 = \frac{df_i}{dP_{Gi}} = b_i \quad (6-a)$$

$$= b_i + 2c_i P_{Gi} \quad (6-b)$$

$$= b_i + 2c_i P_{Gi} + 3d_i P_{Gi}^2 \quad (6-c)$$

여기서

λ_0 : 시스템 증분비용(운전영역)

b_i, c_i, d_i : 비용계수

P_{Gi} : 발전소 출력

부하가 총설비를 초과하게 되면 공급지장이 발생하는데, 이 경우의 시스템 증분비용 역시 계속 커지는 것으로 가정될 수 있으므로

$$\lambda_0 = \alpha + \beta Z_a + \gamma Z_a^2 \quad (7)$$

여기서

λ_0 : 시스템 증분비용(공급지장 영역)

α, β, γ : 비용계수

Z_a : 공급지장 전력

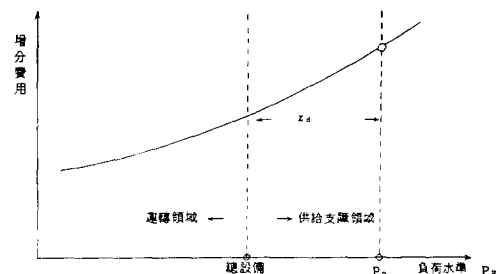


그림 5. 부하수준과 증분비용

처럼 표시할 수 있다. 이렇게 함으로써 시스템 증분 비용은 부하수준에 대하여 연속적으로 표현되며, 그 결과, n대의 발전기 외에 n+1번째의 가상발전기가 존재하는 것으로 가정되었고, 그 증분비용이 식 (7)로 주어진 것이다.

그러나 식(7)을 사용할 수 있기 위해서는 비용 계수 α, β 및 γ 가 결정되어야 한다. 먼저 $Z_a=0$ 인 경우를 생각하면, 이때에 공급지장이 없으므로, 운전 영역 중 가장 높은 증분비용이 되어야 할 것이므로

$$\alpha = \lambda_0^{MAX} \quad (8)$$

임이 명백하다. β 와 γ 의 결정을 위해서는 두개의 운전점이 필요한데, 운전점을 결정하기 위해서 (그림 6)를 생각한다.

(그림 6)는 우리나라의 전력 시스템에서 운용되고 있는 주파수 저하와 부하 차단량의 관계를 보인 것으로서[8], 58.8[Hz]를 초과하는 주파수 저하시에 7.5[%]의 부하차단을 하고, 다시 58.6[Hz]를 넘는 주파수 저하시에 16.25[%]의 부하차단을 한다는 것을 보여준다. 바꾸어 말하면, 1.2[Hz] 주파수 저하 운전이 허용되고 있으며, 부하차단(공급지장)은 이루어지지 않는다. 만일 시스템의 전압저하까지 아울러 고려한다면 1.2[Hz]를 초과하는 주파수 저하시에 공급지장이 발생되며, 이때의 공급지장 부하는 10[%] 부하차단의 경우에 해당된다고 할 수 있다. 따라서

$$\text{공급지장비} = \lambda_b - \alpha = \beta \cdot 0.1 + \gamma \cdot 0.1^2 \quad (9)$$

인 관계가 얻어진다. 식 (9)는 공급지장비 자체가 시스템 증분비용이 아니며, α 를 초과하는 비용으로서 평가되어야 함을 의미하는 것이다.

두번째의 운전점은 20[%] 부하차단점을 생각할 수 있고, 이 때의 주파수저하는 평균 1.5[Hz]이다. 이 점에 대응되는 공급지장비를 결정할 수 있다면 더욱 바람직하겠으나, 본 사례에서는 첫 운전점에 대한 결과를 기준으로 하여 주파수 저하분 만큼 별

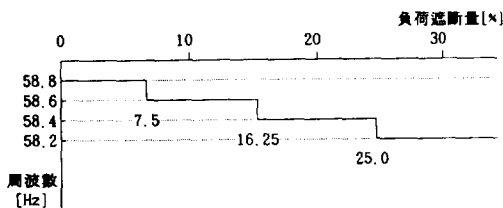


그림 6. 주파수와 부하차단량

점을 주는 것으로 생각하였다. 그 별점은

$$k = (1.2 + 1.5) / 1.2 = 2.25 \quad (10)$$

이다. 식 (8)~(10)을 정리하여

$$\alpha = \lambda_0^{MAX}$$

$$\lambda_b = \alpha + \beta \cdot 0.1 + \gamma \cdot 0.1^2$$

$$k\lambda_b = \alpha + \beta \cdot 0.2 + \gamma \cdot 0.2^2 \quad (11)$$

의 관계가 얻어지며, α, λ_b, k 가 모두 결정되었으므로, 비용계수 α, β 및 γ 또한 결정될 수 있다.

5.4 실 시스템에 대한 검토

1992~2001년을 대상으로 하여, 두 전원계획 패키지 WASP[7]와 MNI[10]를 운용하였으며, 그 결과로부터 다음 식들이 결정되었다. 첫번째가 LOLP-예비력함수이다.

$$\text{LOLP} = 65,660,000 \cdot \text{EXP}[-15.0 \cdot R] \quad [\text{일/년}] \quad (12)$$

여기서,

$$R = \text{설비}/\text{최대전력}$$

식 (12)는 (그림 7)으로부터 결정된 것이다.

두번째의 관계식은 KW증분 공급지장비-예비력함수로서, KW증분 공급지장비란, 단위설비의 증가

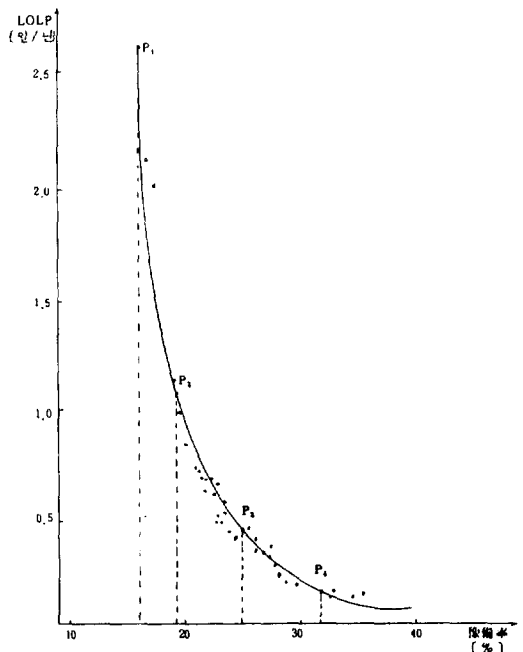


그림 7. LOLP-예비력의 함수

에 대한 공급지장비의 감소를 나타내는 것이다.

$$\lambda_{KW}^{BASE} = 7.50326 \times 10^{10} \cdot \text{EXP}[-18.325 \cdot R] \quad [\$ / \text{KW}] \quad (13)$$

$$\lambda_{KW}^{BASE} = 1.66978 \times 10^{10} \cdot \text{EXP}[-18.32582 \cdot R] \quad [\$ / \text{KW}] \quad (14)$$

$$\lambda_{KW}^{BASE} = 6.56839 \times 10^{10} \cdot \text{EXP}[-18.807833 \cdot R] \quad [\$ / \text{KW}] \quad (15)$$

여기서,

λ_{KW}^{BASE} = 기준 공급지장비에 대한 KW중분 공급지장비

λ_{kw} = 기준 공급지장비의 4배에 대한 KW중분 공급지장비

$\lambda_{kw}^{1/4}$ = 기준 공급지장비의 1/4배에 대한 KW중분 공급지장비

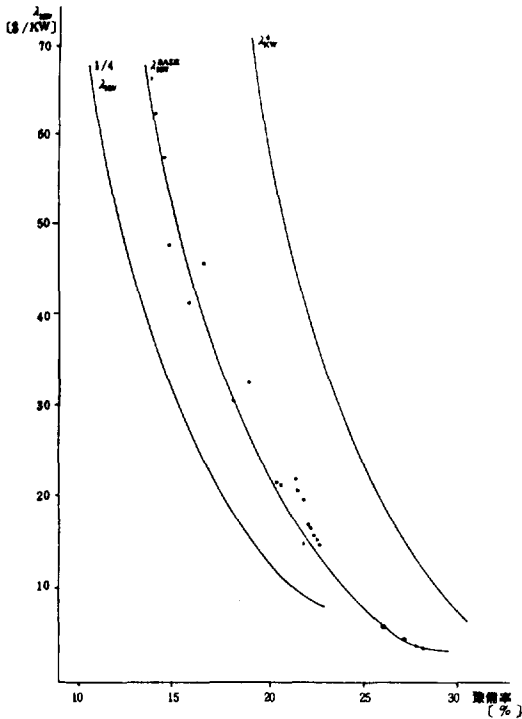


그림 8. KW중분 공급지장비-예비력 함수

KW중분 공급지장비는 첨두시설의 운용에 의해서 절약될 수 있는 금액이므로, 첨두설비의 연등가경비 64.25[\$/KW]와 같아지는 수준의 예비력이 식(13)~(15)에 대한 적정예비력이라고 할 수 있으며, 각 KW중분 공급지장비에 대응되는 예비력 수준은, 13.93[%], 18.29[%] 및 10.30[%]이다. <그림 8>는 KW중분 공급지장비에 대한 예비력 함수의 형태를 보인다.

세번째의 관계식은 단위 총비용-예비력의 함수인데, 단위 총비용은

$$\text{단위총비용} = \text{투자비의 등가연금} + (\text{운전비/에너지}) \times 8760 + \text{KW중분 공급지장비} [\$ / \text{KW}] \quad (16)$$

로서 정의되어, 단위설비에 대한 투자, 운전 및 공급지장비 모두를 포함한 것이다. 그리고 역시 3종류의 공급지장비를 사용하여

$$F^{BASE} = 950.93 - 6145R' + 14357.14R'^2 \quad (17)$$

$$F^4 = 1230.6 - 6847.92R' + 12291.7R'^2 \quad (18)$$

$$F^{1/4} = 742.4 - 5069.7R' + 14787.9R'^2 \quad (19)$$

여기서,

R' : 단위분율 예비율

F^X : X공급지장비시의 단위 총비용

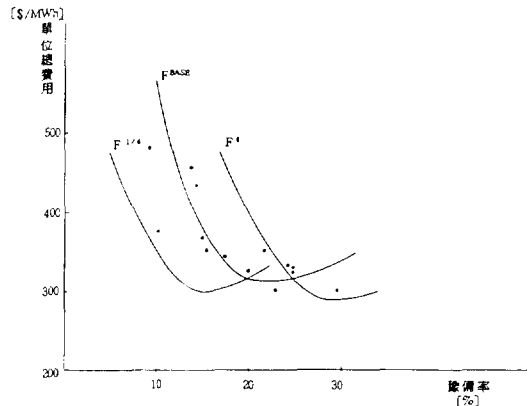


그림 9. 단위 총비용-예비력 함수

표 3. 적정 예비력의 수준

중분 공급지장비[\$/MWh]	λ_{kw} 법[%]	F^X 법[%]	조정 예비력[%]
238.0	13.93	21.40	17.70
952.0	18.29	27.86	23.10
59.5	10.30	17.14	13.70

표 4. 적정 예비력의 수준

예비력[%]	LOLP[일/년]	충분 공급지장비[\$/MWh]
10.0	4.48	26.70
15.0	2.12	102.24
17.5	1.45	200.00
18.1	1.33	238.00
20.0	1.00	399.46
22.4	0.70	768.34
25.0	0.472	1560.64
30.0	0.223	6097.30

의 결과를 얻는다. 식(17)~(19)는 R'에 관한 2차식으로 근사화시킨 것이며, 단위 총비용이 R'에 대하여 최소화될 때가 적정 예비력수준이라고 할 수 있을 것이고, 각각 21.4[%], 27.86[%] 및 17.14[%]라는 결과를 얻는다. (그림 9)는 단위 총비용-예비력 함수의 관계를 보인 것이다.

식(13)~(19)의 관계를 이용하여 얻은 예비력수준을 다시 (표 3)에 요약하였으며 결과를 조정하였다.

(표 3)의 조정된 결과로부터 충분 공급지장비용-예비력 함수가 결정될 수 있으며,

$$I_n \lambda_0 = I_n \lambda^{BASE} - 32.188 + 27.2549 \cdot R \quad (20)$$

와같이 예비력의 임의의 수준에 상응하는 임의의 충분 공급지장비가 결정된다. (표 4)는 식(20)에 입각하여 만들어진 결과로서, 충분 공급지장비의 수준과 적정 예비력의 수준을 대응시킨 것이다.

지금까지의 결과들은 모두 예비력 수준을 평가하기 위한 것이었으나, 실제로는 예비력 수준 자체가 입력 자료에 따라 크게 좌우되는 것이며, 예비력 수준 자체를 어떤 기준으로서 줄 수는 없는 것이다. 예비력 수준을 위한 신뢰도 지수로서는 LOLP나 충분 공급지장비이어야 하며, (표 4)의 관계로부터 LOLP-충분 공급지장비 함수의 관계가 도출된다.

$$\lambda_0 = 1.67846 \cdot \lambda_b \cdot LOLP \quad (21)$$

여기서,

$$\lambda_b = 238 [\$/MWh]$$

$$LOLP = \text{일/년}$$

5.5 적정 예비력수준의 평가

이상의 결과로부터 적정 예비력수준이 평가될 수 있다. 그러나 선행되어 고려되어야 할 사항이 언급되지 않으면 안된다. 그중에서도 중요한 것은

- 보수 정지의 크기
- 고장 정지의 크기

인데, 이 값들은 입력자료로 주어지기 때문에 매우 신중하게 주어져야 하며, (표 5)와 (표 6)은 그 영향을 보인 것이다.

(표 6)의 WASP패키지는 단순한 보수공간 평균화 개념이 적용되고있고, 문헌[11]에서는 모든 단위기를 정밀 시뮬레이션하였는데, 양자간의 차이가 3[%]에 달하고 있다. 더구나 기저 부하용 전원이 증가할수록 시뮬레이션법에서는 보수율이 증가되나 보수공간개념에서는 오히려 감소된다는 모순된 경향을 보임으로서, 전원계획을 위한 보수모형의 상용에 신중을 기해야 할 것이다.

(표 6)은 현재의 전원 가동율이 지나치게 낙관적인

표 5. 보수율 비교

단위[%]

연 도	1993	1994	1995	1996	1998	1999	2000	2001
WASP	6.1	6.8	6.6	6.6	6.1	6.1	6.1	6.2
문 헌[10]	8.6	8.5	8.4	8.6	9.0	9.2	9.0	9.3

표 6. 고장 정지율에 대한 예비력 비교

단위[%]

연 도	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
A	11.95	17.22	14.64	16.05	19.91	22.08	22.94	23.05
B	15.33	21.60	19.26	21.00	25.48	27.92	28.87	28.90

주 A : 연구에 사용된 공인자료

B : 원자력 1000[MW] 가동률=0.85, 유연탄 900[MW] 가동률=0.82,

유연탄 500[MW] 가동률=0.88, 기타 전원의 가동률은 공인자료와 동일

것으로 보이는 공인자료 사용시의 경우 A와, 보다 현실화시킨 경우 B를 비교한 것인데 약 5[%]정도의 예비력 차를 나타내고 있어 역시 입력자료 사용의 신중함을 말해주고 있다.

이 밖에도 최대 단위기의 비율이나 불확실성(부하 예측, 출수예측등) 등이 추가로 고려되어야 한다. 이런 점을 고려한 적정 예비력의 하한을 먼저 생각하면

$$\begin{aligned} \text{적정예비력의 하한} &= \text{보수정지의 크기}(9\%) + \text{최} \\ &\quad \text{대단위기 비율}(3\%) + \text{불확} \\ &\quad \text{실성}(3\%) \\ &= 15\% \end{aligned} \quad (22)$$

수준인 것을 보인다.

적정예비력의 수준을 평가하기 위한 이상의 고찰로부터, 적정수준은 하한보다는 높아야 할 것이나, 오히려 하한에 가까운 값이라고 해도 좋을 것이다. 이러한 요건을 충족시키는 신뢰도 지수는 <표 4>에서 LOLP 1.33[일/년], 또는 중분 공급지장비 238[\$/MWH]이며, 이 때의 예비력 수준은 18.1[%]이고, <표 6>에서의 변화를 고려할 때 18~23[%] 부근까지의 폭이 예상된다.

5.6 결론

실제의 전원 패키지를 운영하여 우리나라 시스템에 대한 전원계획시의 예비력 수준을 고찰하였으며, 그 결과는 다음과 같이 요약된다.

1) 경제지수로부터 공급지장비의 범위로 결정하였으며, 중분 공급지장비로 환산하여 이 값은 238~1140[\$/MW]의 수준이다.

2) 2차 함수표현의 중분 공급지장비를 도입하였고, 관련계수 결정에 대한 구체적인 방법을 제시하였다.

3) 우리나라 시스템에 대한

- LOLP-예비력 함수
- KW중분 공급지장비-예비력 함수
- 단위 총비용-예비력 함수
- 중분 공급지장비-예비력 함수

를 도출하였고, 금후 유용한 신뢰도 지수로서 사용될 수 있는

- LOLP-중분 공급지장비 함수

를 결정하였다.

4) 적정 예비력의 수준은 18.0~23.0[%]의 수준이며, LOLP지수로서 1.35[일/년]이다. 이 값은 종래 사용되어 오던 0.7[일/년]의 22.5[%]에 비하여 4[%] 정도의 규모 축소를 의미한다.

5) %예비력 수준은 입력자료에 따라 민감하게 변화하기 때문에, 기준으로 채택하기 곤란하며, 금후의 신뢰도 지수로서

- LOLP=1.35[일/년]
- $\gamma_b=238$ [\$/MWH]

를 권장코저 한다.

6. 결 론

전기에너지의 품질을 좌우하는 공급신뢰도에 대하여 고찰하였으며, 내용이 다음과 같이 요약될 수 있다.

가. 설비투자의 효율성을 높이기 위하여 신뢰도에 대한 관심이 요청된다.

나. 신뢰도 평가에 계층구조가

- 발전
- 발전-송전망
- 발전-송전망-배전시스템

으로 구분될 수 있으나, 배전시스템의 경우에는 별도로 평가함이 일반적이다.

다. 특히 계통 II인 발전-송전망의 신뢰도 평가는 연구가 더 필요한 분야이다.

라. 신뢰도의 평가에 경제적인 가치의 개념이 도입되어야 하며, 우리나라에서도 정전비용에 대한 구체적인 연구가 이루어져야 한다.

마. 계층 I에 대하여, 공급지장비가 어떻게 운용될 수 있는가를 사례연구를 통하여 제시하였다.

참 고 문 헌

- [1] IEEE. Press, Applied Reliability Assessment in Electric Power System, 1991.
- [2] J. Faucett & Associates, "Power Shortage Costs: Estimates and Application", EPRI Report, EA-1215, Volume 3, Dec. 1981.
- [3] Arun P. Sanghvi, "Optimal Electricity Supply Reliability using Customer Shoutage Costs", Energy Economics, Vol. 5, No. 2, April 1983.
- [4] Arun P. Sanghvi, "Economic Costs of Electricity Supply Interruption", Energy Economics, Vol. 4, July 1982.
- [5] DeAnne S. Julius, "The Economic Costs of Power Outages: Methodology and Application to Jamacis", Report No. RES7, The World Bank. Energy, Water and Telecommunications Dept., Washington DC, USA, Aug, 1976.
- [6] J. Faucett & Associates, "Power Shortage Costs and Efforts to Minimize: An Example", EPRI Report, EA-1241, Dec, 1979.
- [7] 한국전력공사 기술연구원, 적정예비력 결정을 위한 공급지장비용 연구, KRC-88E-SO6, 1989. 9.
- [8] 한국전력공사 발전처, 전력계통운용자료집, 1986.
- [9] R.T. Jenkins & D.S. Joy, "Wien Automatic System Planning Package(WASP)-An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code", Osk Ridge National Lab. ORNL-4945. July, 1974.
- [10] E.D.F., MNI Computer Programming, 1977.
- [11] K.B. Shim & B.Y. Lee, "Optimal Maintenance Scheduling with the Realistic Power Dispatch", Preprint of the International Symposium on Power Plant Control, pp. 837-842, Aug, 1989.
- [12] 한국은행, 경제통계연보, 1988년판, 1988. 6.