

전력수급기본계획의 적정 설비에비율 산정 개선방안

김창수*, 이창호
한국전기연구원

A Study on the Assessment of Reasonable Reserve Margin in Basic Plan of Electricity Supply and Demand

C. S. Kim, C.H. Rhee
Korea Electrotechnology Research Institute

Abstract - After electricity power industry restructuring, "Long term power development plan", setting up by government, is replaced by "Basic plan of electricity supply and demand". In this basic plan, one of the most important factors is assessment of appropriate capacity margin. The benefit of GENCO is decided by the market price, and the price is largely affected by the level of reserve margin. As a consequence, appropriate reserve margin is determined by market power. However, Cost Based Pool(CBP) is a limited competitive market, and government policy for supply and demand is very important factor for reserve margin determination.

This paper points out issues about existing reserve margin assessment method which is used in basic plan and suggests improved assessment method. In the case study, capacity margin is calculated by proposed assessment method and result shows the advantages of suggested method.

1. 서 론

우리나라는 2004년부터 발전부분 경쟁과 CBP시장을 운영하고 있으며, 정부는 안정적인 전력수급을 위한 전력수급기본계획(이하 기본계획)을 수립하고 있다. CBP시장은 BLMP와 SMP시장으로 구분하여 운영하고 있다. BLMP시장은 기저CP로 고정비를 회수하므로 공급예비율이 BLMP에 미치는 영향도 적다. SMP시장은 CP만으로 고정비의 회수가 불가능하며, 변동비용과 SMP의 차이에서 일부 고정비용을 충당하여야 한다.

SMP는 공급예비율에 직접적인 영향을 받는다. 예비력이 높아질수록 낮은 한계발전비용으로 SMP가 낮아져 일반발전기의 수익이 감소한다. 이에 따라 일반발전기 건설은 설비에비율과 공급예비율의 증가기 수준에 매우 민감하게 되므로 기본계획에서 적용하는 설비에비율의 기준은 발전사업자의 증가기 설비투자에 많은 영향을 주게 된다. 여기서는 전력수급기본계획 수립에서 적용하고 있는 설비에비율에 대한 검토를 추진하고, LOLP와 WASP산정에 의한 예비율 도출의 문제점을 분석한다. 또한, 새로운 시장개념에서의 적정 설비에비율 산정방안에 대하여 제시한다.

2. 본 론

2.1 전력수급기본계획과 설비에비율

장기전력수급계획과 전력수급기본계획은 발전소 전원과 건설시기를 제시하여 안정적인 전력수급을 유지하는데 있다. 발전소 건설시기 결정기준은 미래의 수요예측과 예비력을 포함한 공급력 확충을 고려한다. 여기서는 전력수급기본계획에 적용하고 있는 설비에비율 산정을 검토한다.

2.1.1 WASP모형과 설비에비율

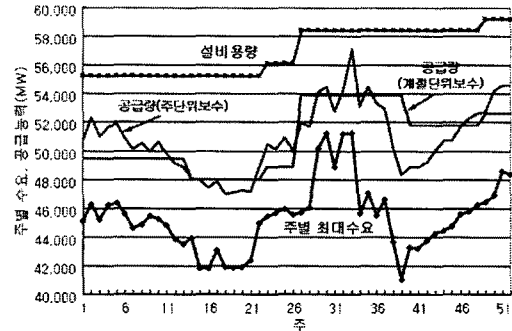
현재 전력수급기본계획은 전력거래소를 중심으로 분석하여 정부에 제공하며, 정부는 이를 검토하고 공청회를 거쳐 발표하고 있다. 이에 따라 전력수급기본계획의 가이드라인이 되는 설비에비율과 전원구성비는 전력거래소의 분석결과를 바탕으로 하고 있다.

전력거래소는 과거 장기전력수급계획부터 사용하고 있는 WASP모형으로 전원계획을 수립하고 있으며, 경쟁체제에서의 전력수급기본계획에서도 적정 설비에비율과 전원구성비 산출에 WASP모형을 이용하고 있다.

WASP모형의 발전비용 LOLP산출의 기준은 부하의 확률분포곡선(LDC)을 이용하여 산출하고 있다. 이에 따라 부하의 시간별 변동특성과 주별 변동특성을 반영하지 못하고 있다. WASP 모형에서 반영할 수 있는 부하의 변동특성을 최대 12분기까지 반영할 수 있으나, 현재 전력거래소에서는 연간 분기수를 4분기로 분할하여 분석하고 있다.

분기의 분할은 유지보수의 관점에서 매우 중요하다. 이는 WASP에서는 해당 분기에서 보수되는 설비용량은 동일한 것으로 적용하여 분석하기 때문이다. 다음의 그림 1은 1년을 4분기로 하였을 경우에 주별 보수할당량과 주별로 할당을 달리 하였을 경우의 주별 할당량을 비교한 것이다. 그림1에서 부하가 높은 시점에 유지보수를 하는 것으로 설정되어 분석되나, 실제로 부하가 낮아 유지보수를 수행하므로 높은 부하시간대에는 보수가 낮아지게 된다. 따라서 WASP에 의한 LOLP 산정은 실제 운영과 보수정지를 고

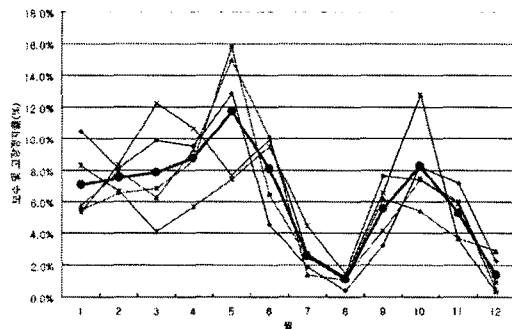
려한 LOLP와 차이가 발생하며, 더 높은 LOLP 지수를 나타내게 될 것이다. 따라서 LOLP에 따른 설비에비율 기준 생성에 이를 반영하여야 한다.



〈그림 1〉 분기적용에 따른 보수량(공급량)의 변화

2.1.2 시장개념 도입과 적정 예비율

앞에서의 그림1에서와 같이 주별 최대수요는 연간 주에 따라 변하며, 하계에 가장 높은 부하를 나타낸다. 이러한 부하패턴은 최근 거의 비슷한 수준을 보이고 있다. 전력거래소 및 발전사업자는 이러한 부하변동을 고려하여 보수를 수행하고 있다. 다음의 그림2는 구조개편 후 보수 및 고장정지에 따른 비가용율의 월별 변동을 나타낸 것이다. 그림에서 하계와 춘추계의 보수의 차이가 매우 높음을 알 수 있다.



〈그림 2〉 월별 비가용율 추이(2000~2004년)

2001년부터 최근 5년간의 하계기간의 비가용율을 보면 7월 2.6%, 8월 1.1%를 나타내고 있다. 이는 2001~2005년간의 월별 비가용율의 전체 평균인 6.25%보다 매우 낮은 수치이다. 비가용율은 유지보수정지와 고장정지를 모두 포함하는 수치이므로 하계에 거의 보수를 수행하지 않음을 나타낸다. 이는 정부와 거래소의 보수정책 유도로 하계에 보수를 억제하는 정책의 결과이다.

〈표 1〉 7월과 8월의 발전설비 비가용율

| 월별 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 평균 |
|----|------|------|------|------|------|------|
| 7월 | 1.9% | 2.5% | 1.4% | 2.7% | 4.5% | 2.6% |
| 8월 | 0.4% | 1.3% | 1.1% | 1.2% | 1.5% | 1.1% |

2.2 시장개념에서의 적정예비율

현재 정부에서 제시하고 있는 신뢰도 0.5일/년은 과거 단일전기사업자의 장기계획에 적용된 수치이다. 이 때 신뢰도의 산정은 공급지장비용을 기준으로 공급지장에너지에 따른 비용과 공급지장에너지지를 줄이기 위한 설비확충비용 사이의 최적화에 의한 결과이다.

경쟁시장에서 신뢰도지수는 공급지장 전력에 따른 사회적인 비용 및 수

용가 반응시스템(DR 등)을 통하여 설정이 되며, 이러한 시스템이 시장에서 이루어지는 차이가 있다. 현재 CBP시장은 수용가요금제도, 판매경쟁, DR 등이 경제적인 신호로 작동되지 않으므로 시장에서 신뢰도를 고려한 적정 예비율이 생성되기는 어려운 시스템이다. 외국에서도 정부위원회에서 공급 적정성을 평가하고 관리하기 때문에 정부차원의 공급적정성에 대한 가이드라인이 마련되어야 한다.

2.2.1 부하패턴에 따른 보수량 산정

앞의 그림에서와 같이 우리나라 연간 부하패턴은 하계에 높고 춘추계에 낮은 특성을 가지고 있으므로 이에 맞추어 주별로 차등 보수량을 수행하는 것이 바람직하다.

우리나라 발전기의 연간 보수 소요량은 발전기별로 보수일수와 설비용량이 다르므로 다음과 같이 설비용량과 보수일수의 곱으로 산정하며, 다음의 식(1), 식(2)와 같이 나타낼 수 있다.

$$\text{발전기보수량(MW.일)} = \text{발전기용량} \times \text{연간보수일} \quad (1)$$

$$\text{총보수소요량} = \sum_{g} \text{발전기보수량}_g \quad (\text{MW.일/년}) \quad (2)$$

이를 2004년도 발전기를 기준으로 각 발전기의 평균 보수일수를 적용한 연간 총 보수요구량은 다음의 표2와 같다.

〈표 2〉 연간 보수요구량(2004년)

| 발전기 | | 설비용량 (MW) | 보수일수 (일) | 보수요구량 (GW.일/년) | |
|----------|----|-----------|----------|----------------|-------|
| 한전 및 자회사 | 기력 | 무연탄 | 1,125 | 40 | 45.0 |
| | | 유연탄 | 16,340 | 34 | 555.6 |
| | | 중유기력 | 4,309 | 34 | 146.5 |
| | | 가스기력 | 1,537 | 34 | 52.3 |
| | 복합 | 일반복합 | 8,985 | 40 | 359.4 |
| | | 열병합 | 1,800 | 40 | 72.0 |
| | | 내연 | 내연력 | 252 | 24 |
| | 원자 | 원자력 | 16,716 | 44 | 735.5 |
| | | 수력 | 양수 | 2,300 | 37 |
| | 민간 | 복합 | 일반 | 2,628 | 40 |
| 열병합 | | | 900 | 40 | 36.0 |
| 계 | | 56,892 | | 2,198.5 | |

표에서 연간 보수요구량은 2,198.5(GW.일/년)이며, 이를 365일 균등하게 보수할 경우에 일평균으로 환산하면 설비용량의 10.6%인 6,023MW이다.

발전기 공급용량은 설비용량에 보수 및 고장정지 용량을 제외한 값이다. 공급예비율은 최대부하 대비 공급용량의 비율이다. 대부분 보수계획은 고장정지 확률을 일정하게 볼 경우에 공급예비율을 일정하게 하거나 LOLP를 일정한 수준으로 되는 분산보수를 수행한다.

보수량을 주별로 할당하는 가정으로 분석하면 부하패턴에 따라 연간 기준으로 낮은 부하시에 많은 보수할당을 수행할 수 있다. 주간최대 부하패턴을 기준으로 예비율을 균등화 하도록 보수를 할당하는 메커니즘을 적용하면 보수용량은 다음과 같이 산정된다.

$$\text{균등화보수용량} = \sum (\text{연간최대부하} - \text{주간최대부하}) \times \text{주간일수} \quad (3)$$

위 식을 이용하여 주간별 최대부하를 기준으로 하여 나머지 계곡을 충당하는 보수여유 용량을 산정하면 다음의 표3과 같다.

〈표 3〉 연간 최대부하와 주간별 최대부하 차에 의한 보수 용량

| 구분 | 2002년 | 2003년 | 2004년 |
|------------|-----------|-----------|-----------|
| 최대부하(MW) | 45,816 | 47,385 | 51,264 |
| 보수용량(MW.일) | 1,739,301 | 1,693,514 | 2,067,230 |
| 일평균(MW) | 4,778 | 4,653 | 5,679 |
| 비율(%) | 10.4% | 9.8% | 11.1% |

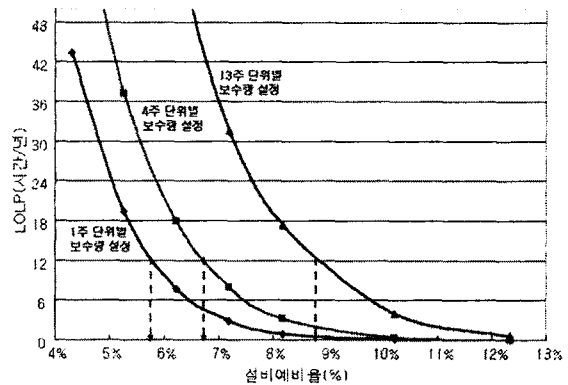
표2에서 연간 보수요구량은 2004년의 경우 설비용량의 10.6%이며, 최대부하 대비는 11.7%이다. 표3에서 최대부하를 제외한 주간에 보수를 수행할 수 있는 연간용량이 11.1%로 하계시점에 0.6%의 보수만을 수행함으로써 전체적으로 공급예비용량이 일정한 수준으로 보수할 수 있음을 보여준다. 즉, 이상적인 보수계획은 발전소의 연평균 보수일수가 35~40일 수준이면 최대부하시기에는 보수를 하지 않고 나머지 부하시기에 최대부하와 해당주의 최대부하 차이만큼의 용량을 보수로 할당할 수 있다. 그러나 미래의 주간 최대부하는 정확하게 알 수 없으므로 과거의 부하패턴을 참고하여 계획을 수립하며, 실제로 하계에도 보수정지가 필요하게 된다. 이 결과는 위에서 7월 및 8월에 비가용을 실질적인 평균 1.1%와 비교하여도 하계보수가 할당되지 않음을 알 수 있다.

2.2.2 시장분석 및 신뢰도 기준의 적정예비율 산정

우리나라는 안정적인 급전운영과 주파수유지를 위하여 전력거래소의 전력시장운영규칙에는 실시간 급전운영을 위하여 적정수준의 예비력을 확보하여 운영하도록 규정하고 있다. 예비력으로 주파수조정 1,000MW, 대기예비력 1,500MW, 대체예비력 1,500MW 등 총 4,000MW의 예비력을 확보하도록 되어 있다. 예상수요에 대비한 공급가능 용량 여유분이 3,000MW이하가 될 경우에는 예비용량에 따라 3급 경보부터 1급 경보까지 발령하게 된다. 3급 경보는 수요조정 준비 및 공급가능 용량을 확보하며, 2급 및 1급 경보에서는 수요조정 및 긴급 부하조정까지 시행하게 된다. 4,000MW의 예비력 확보는 2004년 최대수요 기준으로 7.8%를 예비율을 확보하는 수치이다.

다음은 설비예비력에 따른 신뢰도를 분석한다. 부하가 결정되면 부하수준을 만족할 수 있는 설비를 구축하는 것이 장기계획의 기본 개념이다. 따라서 설비예비력에 따라 부하에 공급할 수 있는 신뢰도가 결정되게 된다. 여기서는 주어진 부하에 대하여 분석하기 보다는 설비와 부하패턴이 주어질 경우에 해당 설비가 신뢰성을 가지고 공급할 수 있는 예비율을 도출한다. 신뢰도의 기준도 시장시스템 변화에 따라 과거적용과 다른 방법의 도출이 필요하나, 신뢰도기준 산정은 다음의 연구에서 도출하고 지금까지 적용하고 있는 0.5일/년을 기준으로 한다.

다음은 보수방법에 따른 신뢰도수준의 변화를 분석하기 위하여 시간대별 시뮬레이션을 분석할 수 있는 POWRSYM을 이용하여 산출하였다. 아래의 그림3은 이에 따른 결과를 나타낸 것이다. 그림3은 급전운영을 위한 적정예비율 4,000MW는 반영되지 않은 결과이며, 이를 반영하기 위해서는 아래의 결과에서 예비율을 7.8% 정도 추가하여야 한다.



〈그림 3〉 보수설정에 따른 예비율-LOLP 관계

그림3에서 주별로 보수량을 다르게 분산하였을 경우와 현재 WASP모형에서 적용하는 연간 4분기 보수의 경우와 비교하면 같은 LOLP(0.5일/년)을 기준으로 설비예비율이 5.8%와 8.8% 수준으로 3%의 설비예비율 차이가 발생한다. 즉, 연간 4분기로 적용하여 산정할 경우에 같은 LOLP수준을 유지하기 위하여 약 3%정도 설비예비율이 증가할 수 있음을 보여준다.

주별로 상세하게 최적보수를 수행할 경우의 설비예비율이 5.8%는 급전운영 예비확보 7.8%를 추가하면 약 13.6%가 된다. 연간 4분기 보수를 적용하여 산정하는 경우에는 약 16.6% 수준이 되며, 현재 기본계획의 설비예비력 수준과 비슷한 수준이다.

시장개념에서의 설비예비력 13.6%는 전력수요와 설비용량이 확실한 경우에 적용할 수 있으며, 미래의 중장기 계획에서는 수요예측의 불확실성과 설비건설의 불확실성이 포함되어야 할 것이다. 그러나 현재 정부의 단기 예비력의 확보에 대한 최소기준은 현재보다 낮은 수준으로 확보하여도 공급신뢰도를 만족할 수 있는 것으로 분석되었다.

3. 결 론

이번 연구는 제1차 전력수급기본계획 및 제2차 전력수급기본계획에서 제시하고 있는 WASP모형에 의한 설비예비율의 적정성에 대하여 분석하였다. 앞으로 경쟁시장이 활성화되면 시장기능으로 수급예비력이 결정되어지나, 정부차원에서는 수급안정화가 중요한 관심이므로 발전사업자와 정부의 적정 예비력수준에 차이가 발생할 수 있다. 이번 연구는 이러한 차이를 가능한 좁혀줄 수 있는 방안으로 시장개념을 도입한 예비력의 산정에 대하여 제시하였다.

지금까지는 WASP모형에 의해 LOLP기준과 설비예비율을 산정하였으나, 앞으로는 개선된 모형으로 시장개념에 맞는 시간별 시뮬레이션을 통한 LOLP산정이 필요하다. 또한, LOLP의 기준이 되는 공급시장비용과 발전사업자의 일반발전기 수입 등을 종합적으로 고려한 기준이 필요하다.

〈참고 문헌〉

- [1] 한국전력거래소, "변동비반영시장 평가진단 및 개선연구", 2005. 11.
- [2] 산업자원부, "제1차 및 제2차 전력수급기본계획", 2002, 2004.
- [3] 한국전력공사, "한국의 적정LOLP 수준결정에 대한 연구", 1999. 7