

부하시점에 따른 지역별 한계손실계수 변동특성 분석

남궁재용\* 문영환\* 오태규\* 임성환\*\*  
한국전기연구원\* 한국전력공사\*\*

Analysis of Regional MLF Characteristics on 12 Load Cases

J. Y. Namkung\* Y. H. Moon\* T. K. Oh\* S. H. Rim\*\*  
KERI\* KEPCO\*\*

**Abstract** - The transmission networks are not perfect conductors and a percentage of the power generated is therefore lost before it reaches the loads. This network loss contributes to the cost of supplying power to consumers, and must be considered if the most efficient dispatch and location of generators and loads are to be achieved.

In this paper, marginal loss factors are calculated for 12 load cases that represent the impact of marginal network losses on nodal prices at the transmission network connection points. Based on comparison analysis of marginal loss factors for 12 load cases, we can find the regional MLF characteristics in KOREA.

$$= \frac{\Delta(\sum_{k=1}^M P_k)}{\Delta P_r} + \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_r} = 1 + \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_r} \quad (2)$$

- 단.  $P_k$  : 모선 k에서의 부하
- $P_{loss}$  : 송전손실
- $G_i$  : 발전기모선 i에서의 출력
- N : 발전기 수
- M : 전체 모선 수

식 (2)의  $\Delta(\sum_{k=1}^M P_k)$  에서 실제 변동된 부하는  $\Delta P_r$  뿐이므로 좌항의 값은 1이 되며, 그 결과 슬랙모선에서 부하가 증가한 경우는 계통손실의 변화가 없기 때문에 한계손실계수가 1이 될 것이다.

1. 서 론

장차 대두될 도매경쟁 전력시장 하에서는 부하단과 발전단 모선의 지역적 특성과 관련된 형평성 있는 전력거래 환경이 조성되어야 하며, 이를 위해서는 먼저 한계손실계수가 입찰 및 정산과정으로 정확히 반영될 수 있도록 조사 및 검토되어야 한다. 정산과정에서 지역차등을 고려할 수 있도록 한계손실계수 계산결과를 적용하게 되면, 경쟁환경 하에서의 합리적 송전요금 부과 체계가 확립될 뿐만 아니라, 전원건설 및 부하의 효율적인 유인효과도 기대할 수 있게 될 것이다.

본 논문에서는 점차 계산의 필요성이 증가하고 있는 한계손실계수를 2000년 주요 12부하시점을 모의하여 계산하였으며, 계산결과를 이용한 국내 각 지역의 비교분석을 통하여 국내 전력계통의 지역별 한계손실계수 특성을 분석하였다.

2. 한계손실계수의 계산

2.1 한계손실계수의 정의

국내에서는 장차 전력가격에 한계손실계수를 반영함으로써 정확성과 형평성을 추구할 것으로 예측된다.

모선 r에서의 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수(Marginal Loss Factor)는 식 (1)의 전력수급조건을 대입하면, 근사적으로 식 (2)와 같이 계산된다.

$$\sum_{i=1}^N G_i = \sum_{k=1}^M P_k + P_{loss} \quad (1)$$

$$\text{한계손실계수(MLF)}_r = \frac{\Delta(\sum_{i=1}^N G_i)}{\Delta P_r}$$

2.2 한계손실계수의 계산

한계손실계수를 정확히 계산하기 위해서는 전력거래가 이루어지는 정산시간대별 자료를 구하여 계산할 때 타당하나, 입력자료의 구성과 계산시간상의 제약이 발생한다. 그러므로, 본 논문에서는 2000년도 주요 부하수요대별 계통자료를 12 부하시점에 대하여 예측, 작성한 후 다음과 같은 3단계의 방법으로 각 모선에서의 한계손실계수를 계산함으로써, 부하수요대에 따른 국내 한계손실계수의 분포현황을 조사하였다.

단계 1) 계산하고자 하는 부하수요대에서의 총 손실을 계산한다. 이 값은 계산대상 부하시점 t의 기준계통에 대해 계산된 총 손실로서  $Loss_{t,st}$ 이라고 명명한다.

단계 2) 각 모선의 부하를 10MW 씩 증가시키며 그때의 총 손실을 계산한다. 부하시점 t의 기준계통에서 r 모선의 부하가 10MW 증가한 경우의 계통의 총 손실을  $Loss_{t,r}$ 라고 명명한다.

단계 3) 임의의 모선 r에서 부하가 10MW 증가한 경우에 대한 전력계통 총 손실의 변화는  $(Loss_{t,r} - Loss_{t,st})$ 로 계산되며, 이때 부하시점 t의 기준계통에서 r 모선의 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수를 수식으로 나타내면 식 (3)과 같다. 이때, 부하가 10MW 증가한 경우를 대상으로 계산한 이유는, 시물레이션으로 부하증가량을 검토해 본 결과 유효숫자 처리나 한계값계산을 위한 적정치로 판단되었기 때문이다.

$$MLF_{t,r} \approx 1 + \frac{(Loss_{t,r} - Loss_{t,st})}{10} \quad (3)$$

단계 3)까지의 계산과정에서 구한 한계손실계수는 r 모선의 부하증가에 대해 슬랙모선에서 추가로 출력하게 되는 "r 모선의 부하증가를 보상하기 위한 부하증가와 동일한 출력+계통손실 보상 출력"을 나타낸다.

### 3. 대상시점 확대를 위한 입력자료의 구성

본 논문에서는 주요 부하수요대에서의 부하자료 및 발전기 출력자료를 다음과 같이 근사적으로 구성하여 한계손실계수를 계산함으로써 주요부하시점에서의 전원별 송전손실 변동특성 분석을 수행하였다.

#### 3.1 부하자료의 구성

2000년도 첨두부하 기록치의 100%, 95%, ..., 45%인 부하수요대를 대상으로 부하자료의 근사값을 구성하는데, 이와 같이 각 연도별로 12 종류의 부하상황만을 모의하는 이유는 결정적으로는 계산시간 및 입력자료 구성상의 제약 때문이지만, 부하지속곡선 상의 변곡점에 해당되는 대표적인 시점만을 대상으로 하여도 현재의 계통에 대한 분석이 가능하다고 판단되기 때문이다.

한편, 2000년도의 각 모선별 부하자료는 첨두부하의 실측치만이 조사되었다. 그러므로, 부하수요 입력자료를 작성하기 위하여 입수 가능했던 1998년도의 각 모선의 주요 264시간대별 부하자료를 바탕으로 각 부하자료대에서의 평균 지역별 부하비율을 계산하고, 계산된 지역별 부하비율과 2000년도의 하계 첨두출력 기록치 41,007MW를 이용하여 2000년 각 지역별 예측부하수요를 구성하였다.

좀 더 정확한 계산을 위해서는 365일의 각 24시간, 총 8760시간에 대한 부하자료를 반영하여 부하자료를 구성함이 타당하나, 입수된 입력자료도 하계첨두부하를 포함한 각 계절별 주요 변곡점 위주의 자료이기 때문에 활용방법에 따라 정밀근사치의 도출이 가능하다.

지역별 부하비율은, 먼저 264시간대에 대한 각 사업소별(지역별) 수요를 집계하여 1998년도 부하지속곡선상의 해당시점에 대입한 후, 비례적으로 나머지 '8760-264'시간대의 각 지역별 수요를 근사 계산하였다.

필요한 부하자료는 첨두부하 크기의 100%, 95%, ..., 45%의 부하수요대를 대표하는 지역별 부하비율이므로, 구성된 1998년도 부하지속곡선상의 해당 부하수요대를 기준으로 하여  $\pm 1\%$  범위 이내의 부하자료 증감·하 최대 10시간의 평균을 계산하여 각 부하수요대에서의 지역별 부하비율을 작성하였다. 단, 제주도지역의 입력자료만은 시간대별 부하자료의 누락이 있어서 그대로 반영하기가 어려우므로, 일정비율을 가정한 것이다.

계산된 각 지역별 부하비율에 발전소 소내소비와 계통손실 과거 이력을 고려하여 각 지점별 부하수요를 다시 계산하여 지역별 부하수요를 계산하였다. 각 지역별 부하수요를 부하수요대별로 합산한 값을 부하지속곡선상에 나타내면 그림 1과 같다.

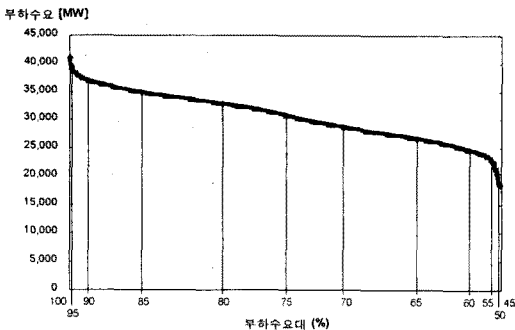


그림 1 부하지속곡선 상의 주요 부하수요대 표시

한편, 각 지역별 부하의 무효전력은 역률 0.9를 가정하였으며, 부하가 점차 감소함에 따라 계통상의 잉여 무효전력을 흡수할 수 있도록 변전소모선에 리액터를 투입한다고 가정하였다.

### 3.2 발전기 출력자료의 구성

발전기 유효전력 입력자료도 부하자료와 결합시키기 위하여 각 연도 최대 출력의 100%, 95%, ..., 45%의 상황을 대상으로 하였다. 조류계산 입력자료 구성시 최대 출력의 100%, 95%, ..., 45%의 발전기 유효전력 시점은 첨두부하 크기의 100%, 95%, ..., 45%인 부하수요대 시점과 대응되는데, 발전기 출력은 송전손실분만큼 출력을 더 내야 한다.

각 부하수요대에서의 발전 에너지원별 출력비율의 변화를 고려한 입력자료의 구성은, 먼저 1994년도 발전전력량 일보를 기준으로 부하지속곡선상의 계산하는 부하수요대별 출력상황 부근 20시간 동안의 각 발전 에너지원별 출력자료의 평균치를 계산하였다. 즉, 원자력, LNG기력, 유연탄, 국내탄, 복합화력, 석유화력, 내연력, 도서(제주), 수력, 민자발전 구입전력 등 각 전원의 부하수요대별 구성비율을 구하였다. 그리고, 계산된 원별 비율에 "계산하고자 하는 부하수요대에서의 총 발전기 출력"을 곱함으로써, 원별 비율을 유지하도록 각 부하수요대별 발전기모선의 유효전력 입력자료를 구성하였다. 이때, 유지보수는 고려치 않았으며, 모든 발전기 모선의 출력은 해당되는 발전 에너지원별 비율이 유지되도록 배분하였다. 일부 전력이 한계치(상한치)를 위반하는 경우가 있었는데, 그때의 출력은 상한치에 맞추고 차이를 유연탄 발전소가 담당토록 하였다.

한편, 유연탄 화력발전소의 경우, 슬랙모션으로 지정한 삼천포화력발전소의 출력값을 비슷한 수준으로 맞추어야 하기 때문에 다음과 같은 계산식을 사용하여 슬랙모션의 출력을 근사 계산하고, 이를 반영하여 슬랙모션 발전기로부터의 출력이 적정 수준을 유지토록 하였다.

#### 슬랙모션발전기의 출력

$$= \frac{\text{슬랙모션발전기용량} \times \text{총유연탄화력발전소출력지정치}}{\text{총유연탄화력발전소용량}} \quad (4)$$

최적작성결과를 이용하여, 각 부하수요대에서의 출력 지정치와 수요예상치의 변화를 그림 2에 나타내었다.

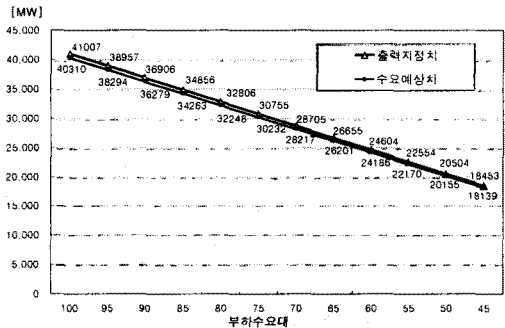


그림 2 출력지정치와 수요예상치

### 3.3 PSS/E 조류계산 입력자료의 구성

앞에서 구성한 부하 및 발전 에너지원별 출력자료를 바탕으로 2000년도 각 부하수요대의 조류계산 자료를 작성하였다. 이때, 각 모선의 전압이 0.95~1.05 p.u를 만족하도록 커패시턴스의 용량, 변압기 탭 등을 조정하였으며, 슬랙모션의 출력은 식 (4)를 이용하여 유연탄 화력발전소의 총 출력이 일정비율을 유지할 수 있도록 재조정하였다.

## 4. 사례연구

구성된 각 부하수요대별(100%, 95%... 45%) 입력자료를 이용하여 각 부하수요대에서의 823모선에 대한 한계손실계수를 계산하였으며, 그 결과를 이용하여 지역

별 분석을 수행하였다.

#### 4.1 부하수요대의 이동에 따른 지역별 부하수요변화

중부하에서 경부하로 이동함에 따라 상대적으로 영동, 호남, 부산지역의 부하가 차지하는 비율이 다소 증가한 반면에, 인천지역 부하가 차지하는 비율이 약간 감소하였다. 그러나, 그 비율적 변화는 크지 않았으며, 무시해도 될 수준이었다.

#### 4.2 부하수요대의 이동에 따른 전원별 출력변화

전반적으로 중부하에서 경부하로 이동할수록 원자력발전소의 점유율은 27%대에서 55%대로 높아지고, LNG 기력발전소 및 수력발전소의 점유율은 각각 23%에서 10%, 7%에서 4%로 줄어들었다. 즉, 대규모 부하(수도권) 근방에 위치한 전원은 경부하시 출력이 대폭 감소하였으며, 저 연료비 또는 부하추종이 어려운 전원은 출력변화가 적었다.

#### 4.3 결과의 분석

중부하에서 경부하로 이동하는 경우, 앞에서 검토한 바와 같이 지역별 부하수요 구성비율의 변화는 미미하였으나, 전원별 출력구성비율은 큰 폭으로 변화하였다. 그 결과 동일기준모선에서 계산한 한계손실계수는 지역별로 몇 가지 특징을 나타내었다.

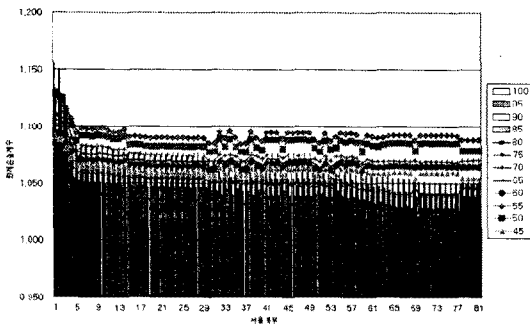


그림 3 서울 북부지역의 결과

먼저, 그림 3에서 알 수 있듯이, 서울 북부지역의 경우는, 어떤 부하수요대이든 모든 모선에서 한계손실계수가 1.0을 넘었다. 대체적으로 중부하에서 경부하로 이동할수록 한계손실계수가 증가하는 양상을 보였으며, 전체모선이 비례적으로 변화하는 형태를 취하였다. 서울 강남지역이나 인천지역과 같은 수도권의 대규모 부하지역에서도 모두 유사한 모습을 보였다.

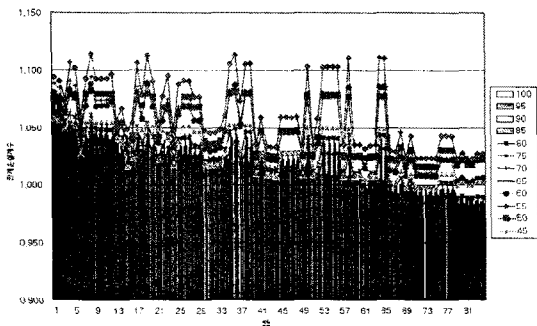


그림 4 영동지역의 결과(제천전력관리처 관할)

영동지역도 경부하로 이동할수록 한계손실계수가 증가하는 모습을 보였으나, 모선에 따라 그 비율이 크게 변화

하였다. 경인남부지역도 유사한 형태를 보였다.

한편, 대전전력관리처 관할의 중부지역은 중부하이든 경부하이든 상관 없이 대부분의 모선에서 한계손실계수가 1.0 부근에 위치하였으며, 호남지역의 경우는 중부하시 한계손실계수가 1.0이하인 모선이 가장 많았으나, 경부하로 이동할수록 한계손실계수의 값이 증가하는 경향을 보였다.

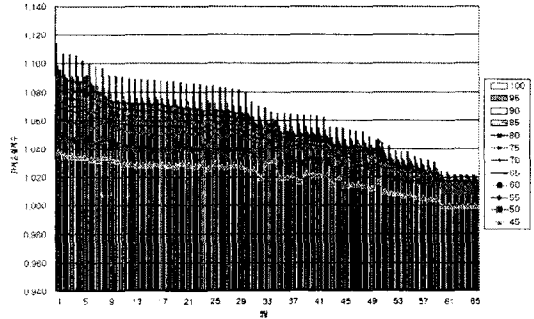


그림 5 영남지역의 결과

대전전력관리처 관할의 영남지역은 중부하에서 경부하로 이동함에 따라 전반적으로 한계손실계수가 감소하는 경향을 보였으며, 경남지역이나 부산지역도 유사한 양상을 나타내었다.

## 5. 결 론

본 논문에서는 한계손실계수의 계산방법을 제시하였으며, 국내 전력계통에서의 대표적인 12 부하시점에 대하여 제안한 방법으로 한계손실계수를 계산하고 그 특성을 분석하였다. 기타 주요 연구분석결과를 요약하면 다음과 같다.

- 1) 서울지역이나 인천지역과 같은 수도권에서는 한계손실계수가 중부하에서 큰 값으로 계산된다. 또한, 중부하에서 경부하로 이동함에 따라 한계손실계수가 증가하는 경향을 보이는데, 대체적으로 각 모선에서 비례적으로 변동된다.
- 2) 영동지역이나 경인남부지역은 중부하에서 한계손실계수가 수도권 다음의 큰 수치로 계산되며, 역시 경부하로 이동함에 따라 증가하는 모습을 보였다. 다만, 모선에 따라 한계손실계수의 변화비율이 달랐다.
- 3) 중부지역은 중부하이든 경부하이든 상관 없이 121개의 모선 대부분에서 한계손실계수가 1.0 부근에 위치하는 특이한 형태를 나타내었다.
- 4) 호남지역의 경우는 중부하시 한계손실계수의 평균이 가장 낮았으나, 경부하로 이동함에 따라 한계손실계수의 값이 다소 증가하였다.
- 5) 영남, 경남, 부산지역의 경우는 다른 지역과 달리 중부하에서 경부하로 이동함에 따라 전반적으로 한계손실계수가 감소하는 경향을 보였다.
- 6) 아직까지 국내계통의 부하변동에 따른 한계손실계수의 현황이 보고된 바는 없다. 본 연구에서는 개략적으로 그 수치를 계산하여 부하변동에 따른 동향을 분석함으로써 주요지역에 대한 한계손실계수의 특성을 분석하였다. 본 자료는 점차 경쟁사회에 한계손실계수가 도입되는 경우, 각 시장참여자에게 중요한 초기 정보가 될 것으로 사료된다.

#### (참 고 문 헌)

- [1] "Treatment of Loss Factors in the National Electricity Market", NEMMCO, 1999
- [2] "실시간 전력계통운영예시시스템 기술 개발", 한국전기연구소, 2000