

# 한계손실계수에 의한 한전 예상첨두계통 송전손실 특성 분석

論 文
50A - 7 - 5

## Analysis on Characteristics of Transmission Loss using Marginal Loss Factors Based on the KEPCO's Expected Peak Load Data of Year 2000

南宮在鎔\* · 崔興官\* · 文英煥\* · 吳泰圭\* · 林聖皇\*\* · 韓鏞熙\*\*  
 (J. Y. Namkung · H. K. Choi · Y. H. Moon · T. K. Oh · S. H. Rim · Y. H. Han)

**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 effects to the cost of suppling power to consumers, and must be considered if the most efficient dispatch and location of generators and loads is to be achieved. In this paper, we propose an approximate calculation of marginal loss factors to analyze characteristics of transmission loss of KEPCO power system. These static marginal loss factors are approximately calculated based on the KEPCO's expected summer peak load data of year 2000.

**Key Words** : Network loss effects, Marginal loss factor(MLF), Regional transmission loss, Generation energy resource

### 1. 서 론

지금까지 경제급전에 사용되어 왔던 Penalty Factor가 발전기모선의 출력이 한 단위 증가한 경우의 계통손실 변화를 반영하기 위한 수치라면, 송전손실계수, 특히 한계손실계수는 임의의 모선에서의 부하수요가 한 단위 증가한 경우에 대한 계통전체의 손실변화를 나타내는 수치로서, 이 두 수치는 각각의 정의상 근사적으로 역수의 관계를 갖는다.

독점적인 전력공급사업을 유지하는 경우에는 Penalty Factor를 이용한 경제급전의 실현이 나름대로 의미가 있었으나, 다수의 발전사업자와 배전회사들이 존재하게 될 양방향 입찰시장 하에서는 경쟁이 치열해질 것이므로 송전손실을 반영한 정확한 양방향 입찰과 정산이 이루어지도록 함으로써 공정한 경쟁환경을 조성할 필요가 있다. 송전손실을 입찰 및 정산과정에 반영하기 위해서는 송전손실계수, 특히 한계손실계수에 대한 사전조사 및 연구분석이 수행되어야 할 것이다.

한편, 현재까지 국내 전력공급사업은 한국전력이 발전, 송전, 배전을 모두 독점하고 일관적인 체제로 유지 및 관리하여 왔다. 그 동안 전기요금은 독점사업자에 대한 규제 목적과 물가 등 경제전반에 미치는 영향을 고려하여 정책적으로 일정 수준을 유지하여 왔으나 전력산업 구조개편이 진행되어 산업구조가 경쟁체제로 전환되면 전기요금의 지역별 배분이 중요한 문제로 대두될 것이므로 이러한 문제점을 해결하는 방향으로 지역분할이 설정되어야 할 것이다. 특히, 배

전분할 과정에도 송전손실의 영향이 반영되어 합리적인 방법으로 발전 및 송전요금의 지역차등을 피할 수 있다면 부하모선 및 에너지원별 발전기모선의 위치와 관련된 형평성 있는 입찰가격을 적용할 수 있는 여건이 마련될 것이다[1].

전세계적으로 전력산업 구조개편이 진행되면서 경쟁적시장에 적용하기 위한 한계손실계수의 계산방법이 연구되고 있으며, 몇몇 선진 전력시장에서는 독자적으로 개발한 방법으로 실제 적용하고 있다. 국내에서도 경쟁사회에 대비하여 지역경쟁체제를 위한 슬랙모선의 독립페널티계수 계산, 다양한 송전손실 분배방법, 송전손실 계산 패키지 개발, 지역가격체제의 적용 등에 관한 연구가 국내 주요 대학에서 진행되고 있다. 그러나, 국내에서의 연구는 대체로 한계손실계수를 구한 다음의 적용이나 응용에 관한 세부적인 내용으로서, 한계손실계수의 구체적인 계산 알고리즘을 제시하거나 한계손실계수의 국내 현황분석까지 보여주지는 못하고 있다[2-7].

본 논문에서는 한계손실계수의 간략 계산법을 제시하고, 제시한 방법으로 개발한 독자적인 프로그램을 이용하여 2000년도 하계 예상첨두부하 시점에서의 각 모선별 한계손실계수를 계산함으로써, 국내 주요 지역별, 발전 에너지원별 특성분석을 행한다.

### 2. 한계손실계수

#### 2.1 손실계수의 정의

손실계수는 평균손실계수(Average Loss Factor)와 한계손실계수(Marginal Loss Factor)로 분류된다. 먼저, 평균손실계수를 수식으로 간략히 나타내면 다음과 같다.

$$ALF = 1 + \frac{\text{주어진 기간의 평균 손실}}{\text{주어진 기간의 평균 부하}}$$

\* 正 會 員 : 韓 國 電 氣 研 究 員  
 \*\* 正 會 員 : 韓 國 電 力 公 社  
 接 受 日 字 : 2001年 2月 5日  
 最 終 完 了 : 2001年 6月 19日

한편, 국내에서는 장차 전력가격의 결정에 한계가격(SMP)을 적용할 것이므로 전력손실의 영향도 한계손실계수에 대하여 고려하는 것이 타당하다. 한계비용에 한계손실을 고려하는 것이 총비용측면에서의 한계비용이기 때문이다. 모선 r에서의 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수(MLF)는 식 (1)의 전력수급조건을 대입하면, 근사적으로 식 (2)와 같이 계산된다.

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

$$\begin{aligned} (MLF)_r &= \frac{\Delta(\sum_{i=1}^N G_i)}{\Delta P_r} \\ &= \frac{\Delta(\sum_{k=1}^M P_k)}{\Delta P_r} + \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_r} = 1 + \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_r} \end{aligned} \quad (2)$$

- 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.

한편, 비교를 위하여 각 모선의 한계손실계수를 전체 평균치로 나눈 경우, 전원이 풍부한 지역의 발전기모선에서 부하가 증가한 경우는 그 값이 새로 계산된 평균치인 1보다 작게 나타날 것이지만, 수도권과 같이 슬랙모선보다 손실을 더 많이 유발하는 지역의 모선에서는 1을 초과한 값으로 계산될 것이다.

### 2.2 송전비용과 손실비용

전력계통의 계획 및 운용시에 전체 비용을 최소화하기 위하여 고려해야 할 원가요소 중 하나인 송전비용은 일반적으로 손실비용과 혼잡비용, 계통확충비용으로 나뉘어진다. 이러한 비용은 단기적인 관점에서만 고려하는 경우 손실비용과 혼잡비용으로 구분되며, 송전제약을 무시할 수 있는 계통에서는 손실비용만을 뜻하게 된다.

송전과 발전이 수직적으로 통합되어 있는 경우, 즉 발전회사가 분할되기 전의 한국전력공사와 같은 경우는 비용을 분리할 필요가 없기 때문에 송전비용의 산정에 큰 의미가 없었다. 이러한 경우에 있어서의 송전비용은 단지 줄여야 할 총비용의 일부분일 뿐이었다.

그러나, 국내 전력산업의 구조개편이 가시화되어가면서 송전요금의 중요성이 점차 부각되고 있다. 제공하고자 하는 송전서비스에 대한 투입비용이 정확히 산출되고 그 비용이 적절히 보상되도록 가격이 설정되어야만 공정한 경쟁환경이

조성될 것이기 때문이다.

양방향 시장이 시작되면, 발전사업자가 제시한 입찰가격 및 수용가가 지불하게 될 비용에는 송전비용이 고려될 것이다. 부하가 많고 전원이 부족한 지역에서는 한계손실계수가 큰 수치로 계산될 것이므로, 송전비용의 공평한 고려를 위하여 그 지역의 발전사업자에게는 입찰가격 제시 및 정산실행시 한계손실계수의 비율만큼 혜택을 주게 되지만 그 지역 수용가에게는 그 비율만큼 비용을 더 부담시킬 것이다. 이와는 반대로, 전원이 풍부한 지역에서는 전원증가보다 부하증가를 유도하는 방향으로 입찰 및 정산이 이루어지게 될 것이다.

### 2.3 한계손실계수의 계산

본 논문의 목적은 국내 각 지역 및 각 발전 에너지원별 한계손실계수 분포현황에 대한 초기자료를 제공하는 데 있다. 실제로 전력시장에 한계손실계수를 적용하기 위해서는 적어도 전년도 매 거래기간에 대한 실적자료를 이용하여 각 모선별로 한계손실계수를 계산하여야 하며, 또한 이렇게 구한 각 모선의 거래기간별 한계손실계수를 연간 사용전력량에 따라 가중 평균하여 모선별로 하나의 수치를 제시하여야만이 그 수치가 목표년도의 대표성을 가질 수 있다. 그러나, 1시간 단위로 거래가 이루어진다고 가정하여도 1년간 8760번의 거래가 발생하므로 이의 정확한 계산을 위해서는 막대한 계산소요시간이 요구되며, 계산을 위한 입력자료도 구하기가 어렵다. 그러므로, 본 논문에서는 개략적인 국내 한계손실계수 분포현황을 조사하기 위하여, 2000년 하계 예상첨두부하 시점의 한전 계통자료를 대상으로 하여 다음과 같은 방법으로 각 모선에서의 한계손실계수를 계산하였다.

- 단계 1) 2000년도 하계 예상첨두부하 시점의 총 손실을 계산한다. 이 값은 기준계통에서의 총 손실로서  $Loss_{기준계통}$ 이라고 명명한다.
- 단계 2) 각 모선의 부하를 10MW 씩 증가시키며 그때의 총 손실을 계산한다. 기준계통에서 r 모선의 부하가 10MW 증가한 경우의 계통의 총 손실을  $Loss_r$ 라고 명명한다.
- 단계 3) 임의의 모선 r에서 부하가 10MW 증가한 경우에 대한 전력계통 총 손실의 변화는  $(Loss_r - Loss_{기준계통})$ 으로 계산이 되며, 이때 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수를 수식으로 나타내면 아래와 같다. 이때, 부하가 10MW 증가한 경우를 대상으로 계산한 이유는 계산시의 오차를 줄이기 위함이다.

$$MLF_{2000년\ 예상첨두부하\ 대상} \approx 1 + \frac{(Loss_r - Loss_{기준계통})}{10}$$

- 단계 4) 계산된 각 모선의 한계손실계수를 전체 한계손실계수의 평균치로 나누어서 평균값을 1로 맞춘다. 이는 슬랙모선을 전체 한계손실계수의 평균값을 갖는 모선으로 변경시키는 효과가 있다.

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. 단계 4)를 추가하는 이유는, 국내계통의 2000년 하계 예상첨두부하 시점에서의 각 지역별 분석을 좀더 쉽게 하기 위하여 슬랙모선을 전체 평균치를 갖는 모선으로 변경시키기 위함이다. 여기에서 최종적으로 계산된 각 모선의 한계손실계수는, 그 값이 1을 넘으면 2000년 예상첨두부하 시점에서의 전체모선의 평균치보다 계통에 손실을 보다 많이 증가시키는 모선임을 알 수 있다.

### 3. 사례연구

#### 3.1 기준계통에서의 계산결과

본 논문에서는 2000년 하계 예상첨두출력 41,200 MW 시점의 계통을 대상으로 모선별 한계손실계수를 계산하였다. 이 시점의 총 모선의 수는 823개, 부하모선은 655개, 변압기는 346대였으며, 선로의 수 1529회선 중 DC선로는 2회선이었다.

기준계통의 조류계산시 SWING 모선은 제주도와 삼천포에서 각각 하나씩 총 2 모선을 가정하였는데, 조류계산 결과 제주도 화력발전소는 상한치가 35MW, 하한치가 0MW인 상황에서 17.8MW를 출력하였으며, 삼천포화력발전소의 경우 상한치가 560MW, 하한치가 280MW인 상황에서 504.1MW를 출력하였다. 총 출력은 41184.9MW+14538.8MVAR이었으며 이때의 계통손실은 668.73MW이었다.

기타 전압 유지범위를 1.0±0.05PU로 보았을 때의 전압위반 모선을 요약하면 다음과 같다.

표 1 하한치 위반모선

Table 1 Buses which violate the lower limit

모선번호	전압(PU)	모선번호	전압(PU)
180	0.9454	160	0.9492
125	0.9481	4600	0.9472
2400	0.9471	130	0.9457
180	0.9454	140	0.9439
2700	0.9433	190	0.9409
4500	0.9393		

표 2 상한치 위반모선

Table 2 Buses which violate the upper limit

모선번호	전압(PU)	모선번호	전압(PU)
25521	1.0500	25522	1.0500
6815	1.0502	5445	1.0506
5625	1.0519		

표 1 및 표 2의 결과에 나타난 바와 같이 전압위반 정도는 무시할 수 있는 수준이었다.

송전손실계수(한계손실계수)의 전체 평균치는 1.052로 계산되었으며 이 평균치로 각 모선의 한계손실계수를 나눈 후 지역별, 발전 에너지원별 결과분석을 행하였다. 한편, 전체

평균치에 위치한 발전소는 충주의 수력발전소였으며, 슬랙모선을 충주 수력발전소로 변경시켜서 한계손실계수를 계산한 결과는 본 계산결과를 전체 평균치 1.052로 나눈 값과 모든 모선에서 일치하였다.

#### 3.2 지역별 분석

먼저, 서울북부지역의 한계손실계수를 검토해본 결과 모두 1.0 이상의 값으로 계산되었다. 특히, 철원과 포천지역은 1.1이 넘는 큰 값으로 계산되었는데, 이 두 지역은 345kV 변전소가 위치한 의정부 모선에 수직상으로 연결되어 있는 154kV 선로의 말단부분에 위치하고 있었다. 아래 그림 1에서 알 수 있듯이 서울북부지역은 모든 모선에서 평균값인 1.0보다 큰 한계손실계수를 가지므로, 상대적으로 계통손실을 많이 유발하고 있음을 알 수 있다. 서울강남지역도 유사한 결과를 보였다.

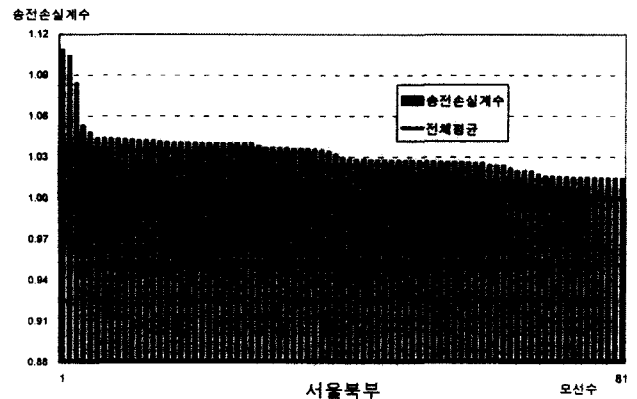


그림 1 서울북부지역의 결과(서울전력관리처 관할)

Fig. 1 Result of Northern Seoul

경인남부지역의 경우 평택화력발전소가 위치한 일부지역에서만 한계손실계수가 1이하의 값을 보일 뿐, 90% 이상의 모선에서 한계손실계수가 1.0 이상의 값으로 계산되었다. 인천지역도 유사한 결과를 보였다.

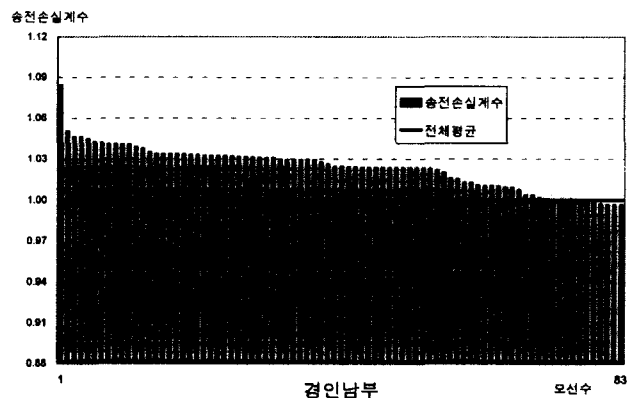


그림 2 경인남부지역의 결과(수원전력관리처 관할)

Fig. 2 Result of Southern Kyong-In

영남지역은 비록 수도권이 아니더라도 대구지역의 전력수

요가 많았기 때문에, 약 75%의 지역에서 한계손실계수가 1.0 이상의 값으로 계산되었다.

영동지역은 유일하게 한계손실계수가 1.0 이상인 모선 수와 한계손실계수가 1.0 이하인 모선 수가 비슷하였으며, 한계손실계수 평균값도 0.99로서 1.0에 가장 근접하였다. 한전계통의 지역 분류에서 영동지역에 포함된 횡성이나 원주, 춘천과 같은 강원도 내륙 쪽은 1.03 부근의 상대적으로 높은 값을 나타내었으나, 경상북도 울진군, 동해시, 강릉시 등의 경우는 주변에 위치한 울진원자력이나 영동화력발전소, 동해화력발전소 등의 영향으로 0.97이하의 상대적으로 낮은 수치를 기록하였다. 아래 그림 3에서 알 수 있듯이, 영동지역은 평균값을 갖는 경계지점의 역할을 하고 있다.

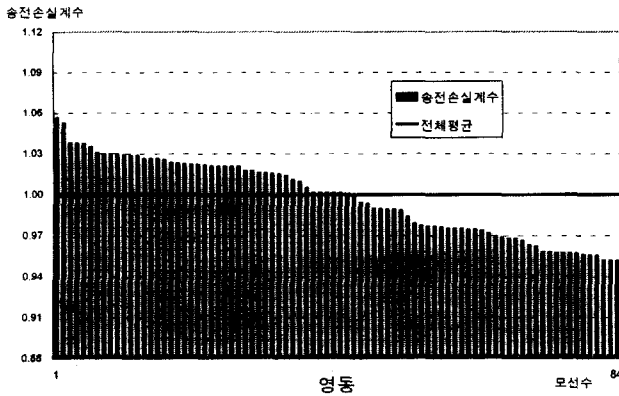


그림 3 영동지역의 결과(제천전력관리처 관할)  
Fig. 3 Result of Young-Dong

중부지역은 1 : 2 정도로 한계손실계수가 1.0 이하의 값을 갖는 모선 수가 많았으며, 당진화력발전소가 위치한 지역은 특히 낮은 수치를 나타내었다.

호남지역은 대부분의 모선에서 한계손실계수가 1.0 이하의 값을 나타내며 상대적으로 풍부한 전원을 보유하고 있었다. 한계손실계수의 지역 평균값이 0.972로서 제주도를 제외하고는 가장 낮은 값으로 계산되었다.

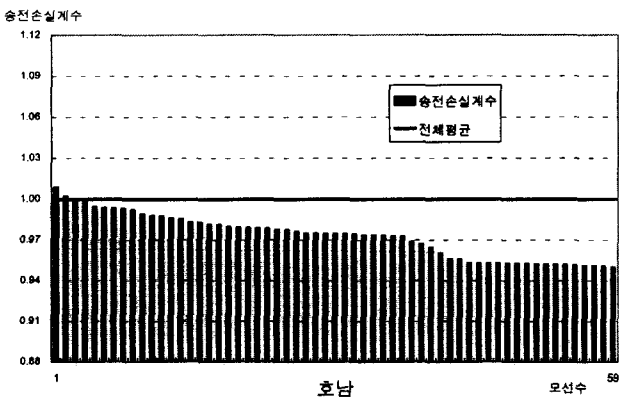


그림 4 호남지역의 결과(광주전력관리처 관할)  
Fig. 4 Result of Ho-Nam

부산지역은 거의 모든 모선에서 한계손실계수가 1.0 이하

의 값을 나타내었다. 그러나, 한계손실계수의 지역 평균값은 0.978로서 제주, 호남, 경남지역 다음의 낮은 값으로 계산되었다. 이는 부산지역 인근에는 발전기 모선이 많아도, 부산지역 내에는 발전기 모선의 수 및 전원의 용량이 적었기 때문이라고 판단된다. 한계손실계수가 1.0을 넘은 지역은 외동으로서, 계산 당시 한 방향에서만 전력이 공급되었고, 계통 말단에 위치하였다.

창원전력관리처 관할의 경남지역도 거창이나 합천 등의 내륙지방만 한계손실계수가 1.0이상의 값을 나타내었고 대부분의 지역이 1.0 미만의 수치를 기록했으며, 제주지역도 호남지역과 비슷한 양상을 보였다.

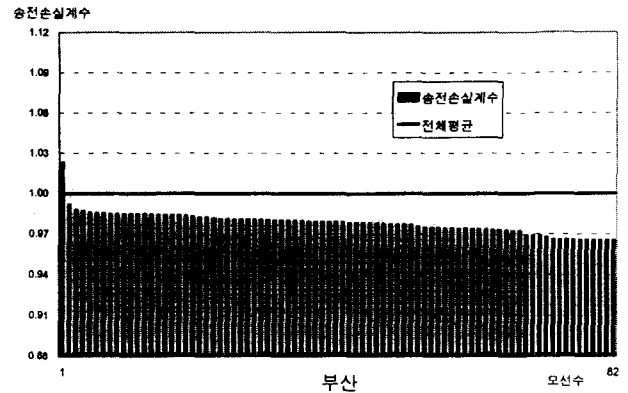


그림 5 부산지역의 결과(부산전력관리처 관할)  
Fig. 5 Result of Pusan

각 지역별 한계손실계수의 계산결과를 표 3에 요약하였다. 그러나, 본 계산결과는 여름철 예상침두시점에서의 한계손실계수 평균치에 대한 비율만을 의미할 뿐이지 국내 계통에 대한 대표성을 갖는 것은 아니다. 각 거래시간대별 계통자료 실적치를 이용한 계산이 이루어져야만 실용적인 수치가 얻어질 것이다.

표 3 지역별 한계손실계수 계산결과 요약  
Table 3 Regional MLF result

구 분	1.0이상 모선		1.0미만 모선		전체 모선	
	모선수	평균	모선수	평균	모선수	평균
서울북부	81	1.033	-	-	81	1.033
서울강남	42	1.035	-	-	42	1.035
인 천	84	1.011	21	0.992	105	1.007
경인남부	78	1.025	5	0.997	83	1.023
영 동	43	1.022	41	0.972	84	0.997
중 부	39	1.018	82	0.975	121	0.989
호 남	3	1.003	56	0.971	59	0.972
영 남	48	1.026	17	0.983	65	1.015
부 산	1	1.023	81	0.977	82	0.978
경상남도	8	1.031	57	0.967	65	0.975
제 주	4	1.040	32	0.949	36	0.959
모선수 합계 및 평균	431	1.024	392	0.973	823	1.000

### 3.3 발전 에너지원별 분석

최근, 국제 유가의 폭등으로 에너지에 대한 관심이 고조되고 있다. 에너지원별 발전소가 국내계통의 한계손실계수에 어떤 영향을 미치고 있는지를 살펴보는 것도 국내계통의 특성을 파악하는데 좋은 자료가 될 것이다.

수력발전소의 경우는 개발 여건에 따라 수도권에서도 자유롭게 건설되어 왔으며, 이에 따라 70% 이상의 모선에서 한계손실계수가 1.0 이상의 값이 나오는 고무적인 결과를 보였다. 합천, 팔당, 청평발전소 등이 연결된 모선에서는 한계손실계수가 1.0이상의 값을 보였는데, 상한치의 50% 정도로 전력을 공급하고 있었다.

양수발전소도 수력발전소와 비슷하게 수자원에 의존하여 건설된다. 그러나, 국내 입지 여건상 한계손실계수가 1.0 이하의 지역에 더 많이 건설되었다. 단지, 청평양수발전소만이 1.0이상의 값을 보였는데, 수력발전소의 경우와 같이 상한치의 50% 정도로 전력을 공급하고 있었다.

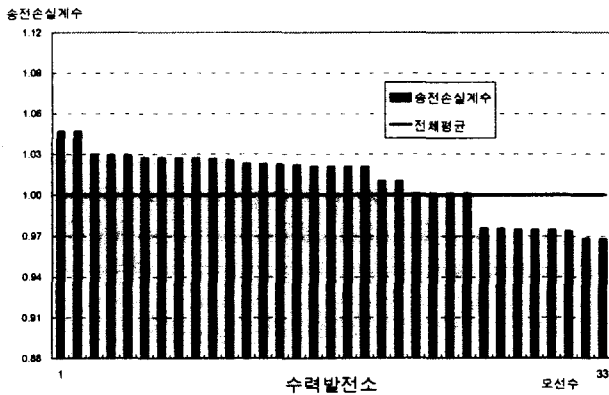


그림 6 수력발전소의 결과  
Fig. 6 Result of Hydroplant Buses

유연탄 화력발전소의 경우는 공해유발 등의 이유로 지역 주민들이 건설을 반대하므로 대개 부하가 경미한 지역에 건설할 수밖에 없는 특성이 있다. 이에 따라 발전소 건설지역의 전원이 풍부해지므로, 한계손실계수는 모든 모선에서 1.0 이하의 값으로 계산되었다. 유연탄 화력발전소가 건설된 주요지역은 충청남도의 보령, 태안과 전라남도의 하동, 경상남도의 삼천포 등이다.

국내탄 화력발전소, 석유 화력발전소, 원자력발전소의 경우도 유연탄 화력발전소의 경우와 유사한 계산결과가 도출되었다. 한편, 석유 화력발전소가 건설된 지역은 대부분 울산, 여수와 같은 남쪽 지역에 분포하였지만, 경기도의 평택 지역도 있었으며, 원자력발전소는 부산 기장, 경북 경주, 울진, 전남 영광 등의 남쪽지역에 분포하고 있다.

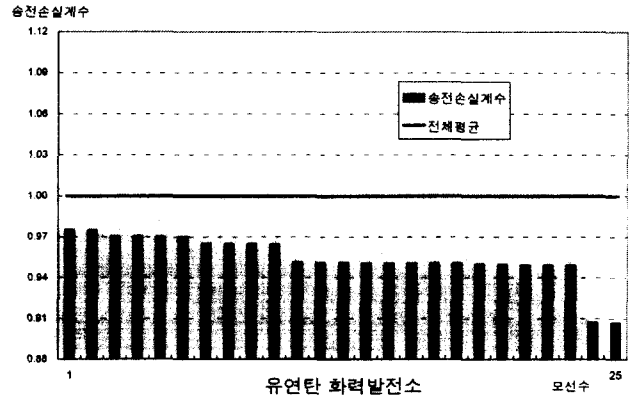


그림 7 유연탄 화력발전소의 결과  
Fig. 7 Result of Anthracite Coal power plant Buses

LNG 기력발전소는 서울화력과 인천화력이 있으며, 연료 공급 및 연료저장 등의 문제로 부하중심지와 밀접한 연관을 갖는다. 그 결과 LNG 기력발전소는 각 에너지원별 발전소 중에서 유일하게 모든 모선에서 한계손실계수가 1.0을 넘었다.

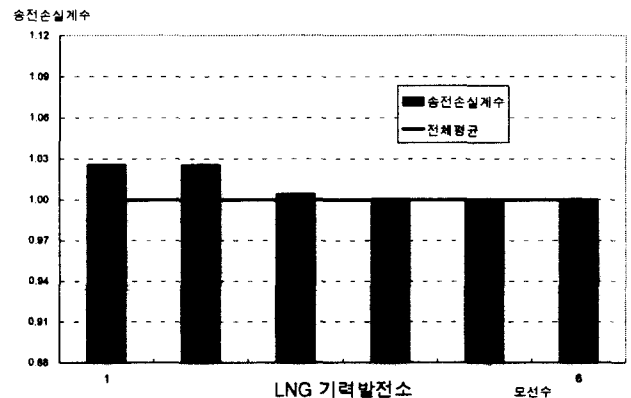


그림 8 LNG 기력발전소의 결과  
Fig. 8 Result of Single Cycle power plant Buses

복합화력발전소의 경우는, 효율증대를 위한 지역난방 등의 이유로 부하중심지 인근에 건설되는 사례가 많았다. 부천, 안양, 분당, 일산 등의 경기지역에서는 1.0이상의 값을 보였으며, 경상남도의 보령이나 울산지역에서는 1.0 미만의 낮은 수치로 계산되었다. 복합화력발전소 한계손실계수의 평균값은 0.9965로서 각 에너지원별 발전소 중에서 1.0에 가장 가까이 접근하였다. 그러나, 일부 복합화력발전소의 경우 수치가 매우 낮게 나왔으며, 이 경우는 주변에 대규모의 저 연료비 발전소가 위치하고 있었다. 장차 경쟁이 본격화되면 이러한 지역의 복합화력발전소는 경쟁력이 상당히 떨어질 것으로 예상되며, 추후 복합화력발전소의 건설 시에는 이와 같은 상황의 고려가 요구된다.

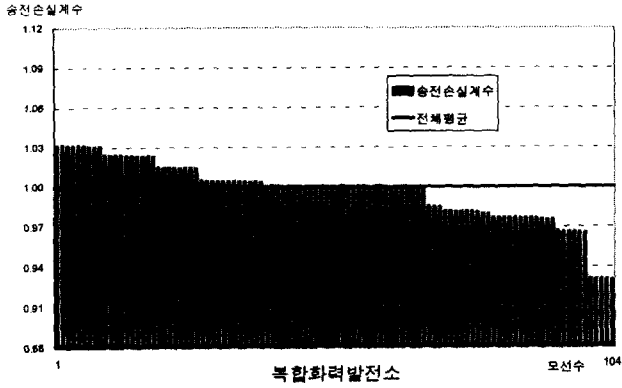


그림 9 복합화력발전소의 결과  
Fig. 9 Result of Combined cycle gas turbine power plant Buses

한편, 대부분의 발전소가 석유를 에너지원으로 사용하고 있는 제주도는 관광의 도시이므로 다른 지역에 비해 주간부하는 상대적으로 적은 값을 갖는다. 이에 따라 모든 모선의 한계손실계수가 1.0 이하로 계산되었다.

전원별 한계손실계수 계산결과를 표 4에 요약하였다.

표 4 전원별 한계손실계수 계산결과 요약  
Table 4 MLF result on generation energy resources

구 분	1.0 이상 모선		1.0 미만 모선		전체 모선	
	모선수	평균	모선수	평균	모선수	평균
수력발전소	25	1.021	8	0.972	33	1.009
양수발전소	2	1.015	4	0.981	6	0.992
유연탄 화력발전소	-	-	25	0.954	25	0.954
국내탄 화력발전소	-	-	8	0.967	8	0.967
석유 화력발전소	-	-	14	0.978	14	0.978
LNG 기력발전소	6	1.009	-	-	6	1.009
원자력발전소	-	-	16	0.963	16	0.963
복합화력 발전소	59	1.011	45	0.976	104	0.996
제주 소재 발전소	-	-	15	0.938	15	0.938
모선수 합계 및 평균	92	1.014	135	0.966	227	0.985

4. 결 론

독점적인 전력공급사업을 유지하는 경우에는 Penalty Factor를 이용한 경제급전으로 발전기 총 연료비용의 최소화를 실현하는 데에 발전시스템의 목적이 있었다. 그러나, 다수의 발전사업자와 배전회사들이 존재하게 될 양방향 입찰시장 하에서는 경쟁이 치열해질 것이므로 가격급전에 의한 이윤최대화로 목적이 전환될 것이다. 또한, 송배전망의

목적도 과거의 단순한 전력계통의 감시에서 벗어나 전력수송의 최대화로 전환될 것이다. 그러므로, 이와 같이 변화하는 전력계통 운용의 가변성에 대응하여 전력산업 구조개편을 성공적으로 진행하기 위해서는 다양한 요구사항에 대비한 준비가 되어 있어야 할 것이며, 특히 공정한 양방향 입찰과 정산이 이루어지기 위해서는 송전손실을 반영한 경쟁환경이 조성되어야 할 것이다. 본 연구는 송전손실계수, 특히 한계손실계수의 계산방법 제시와 제안한 방법에 의한 국내 각 지역 및 각 발전 에너지원별 한계손실계수 분포현황의 초기자료 제공을 위하여 실시되었다. 기타 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

1) 본 논문에서는 국내 구조개편 진행과정에 절대적으로 필요한 한계손실계수의 계산알고리즘을 제시하였으며, 약 1,000모선에 달하는 국내계통 각 모선의 부하변화에 대한, 즉 1,000 Case(또는 그이상)의 PSS/E 조류계산 입력자료의 고속처리 및 일괄계산이 가능한 효율적인 한계손실계수 계산 프로그램을 개발하였다. 그리고, 개발한 프로그램에 의하여 2000년도 하계 예상첨두부하 시점에서의 각 전원별 한계손실계수를 계산하고 그 결과의 분석을 행함으로써 국내계통의 다양한 분석을 시도하였다.

2) 본 논문에서 제시한 한계손실계수 계산결과는, 장차 발전소를 건설하는 경우 어느 지역이 경쟁에 유리한가를 찾는 지표의 하나로 활용할 수도 있음을 보인다. 예를 들자면, 사례연구에서 밝힌 바와 같이 복합화력발전소의 경우, 일산, 분당 등의 신도시에 건설된 경우는 전력 제공측면에서 그 지역의 부족한 전원 해소에 많은 기여를 할 것으로 예측되지만, 원자력 발전소 등의 대규모 저 연료비 발전소 부근에 건설된 일부의 경우는 전력시장에서 경쟁력을 상실하는 경우도 발생할 것이다.

3) 국내 발전소 분포를 살펴보면 대규모 발전소의 경우 대부분 남쪽이나 동쪽에 위치해 있음을 알 수 있다. 수도권 이북 지역으로의 발전소 건설 장려나 복합화력발전소, LNG 기력발전소의 건설 추진은 경쟁시장에서 나름대로 의미를 갖게 될 것이다.

4) 양방향 입찰시장이 도입되어 전력시장에서의 경쟁이 본격화되면, 손실계수가 커서 상대적으로 손실을 많이 유발하는 지역의 발전기일수록 등가 입찰가격이 발전기 급전순위에서 앞서게 될 것이다. 반면에, 발전사업자가 제시한 입찰가격의 지불을 위하여 배전회사가 부담하게 될 비용에도 손실비용이 고려될 것으로 예측된다. 그러므로, 본 연구결과를 확장하여 지역별로 대표성을 갖는 한계손실계수를 계산하고, 건설요인과 혼잡유발에 관한 사항을 함께 고려하여 송전단가를 계산한 후 이 결과를 장차 배전분할을 실시할 때 반영한다면, 각 배전회사가 경쟁시장의 입찰에서 형평성있는 가격경쟁력을 갖추는데 에도 기여하게 될 것이다. 또한, 전원 및 부하 입지의 적정지역으로의 유도시에도 한계손실계수의 영향이 반영될 것이다.

본 논문에서는 2000년도 예상첨두부하 시점만을 대상으로 하여 한계손실계수를 계산하였기 때문에 그 결과가 국내계통에 대한 각 모선의 대표적인 수치를 의미하지는 않는다. 그러나, 실제 한계손실계수를 도출할 수 있는 실용적인 계산방법을 제시하였으며, 제시한 방법을 국내계통에 적용하여 개략적인 국내 주요 지역별, 발전 에너지원별 송전손실의

특성을 분석하였다. 추후, 대상시점을 확대하고 연도별, 계산 시점별 가중치를 반영하여 실용적인 각 모션별 한계손실계수를 계산할 예정이다.

**참 고 문 헌**

[1] "플/탁송모형에서의 전력시장운영시스템 구조설계에 관한 연구", 한국전력공사 전력거래소, 2000. 6  
 [2] "Treatment of Loss Factors in the National Electricity Market", NEMMCO, 1999  
 [3] 류현수, 최병근, 정재석, 문영현, "지역경쟁체제를 위한 슬랙모션 독립 페널티계수 계산", 전기학회 춘계학술대회 논문집, 1999

[4] 송화창, 이병준, "송전망 개방 환경에서의 전력기여 해석법을 이용한 송전손실 분배", 전기학회 춘계학술대회 논문집, 2001  
 [5] 이찬주, 신중린, 박종배, "송전손실계산 패키지 개발을 위한 UML 적용 연구", 전기학회 춘계학술대회 논문집, 2001  
 [6] 신동준, 고용준, 김진오, 이효상, "지역가격체제의 전력시장에 최적 한계손실계수 적용에 관한 연구", 전기학회 하계학술대회 논문집, 2000  
 [7] "송전선 혼잡처리 비용 및 송전선 이용료 설정에 관한 연구", 한국전력공사 송변전처, 2000

**저 자 소 개**



**남궁재용 (南宮在鎔)**

1966년 7월 2일 생. 1990년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1992년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1997년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 현재 한국전기연구소 전력연구단 시스템제어연구그룹 선임연구원. 관심분야 : EMS, 신뢰도, 전력산업 구조개편

Tel : 031-420-6136, Fax : 031-420-6139  
 E-mail : jynk@keri.re.kr



**오 태 규 (吳 泰 圭)**

1951년 4월 30일 생. 1978년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1986년 Iowa 주립대 전기공학과 졸업(공학박). 1987년 4월-현재 한국전기연구소 책임연구원(전력연구단장).



**최 흥 관 (崔 興 官)**

1968년 2월 6일 생. 1994년 전남대 공대 전기공학과 졸업. 1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한국전기연구소 전력연구단 시스템제어연구그룹 선임연구원. 관심분야 : 발전기/제어계 모델링, 전력산업구조개편

Tel : 031-420-6130, Fax : 031-420-6139  
 E-mail : hkchoi@keri.re.kr



**임 성 황 (林 聖 皇)**

1959년 6월 2일 생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1994년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한전 전력산업구조조정실 구조개편팀 과장, 발송배전기술사. 관심분야 : 계통계획 및 전력경제

Tel : 02-3456-3481, Fax : 02-3456-3429  
 E-mail : rshng@kepcoco.kr



**문 영 환 (文 英 煥)**

1956년 5월 13일 생. 1979년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1981년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1990년 Univ. of Texas (Arlington) 전기공학과 졸업(공학박). 현재 한국전기연구소 전력연구단 시스템제어 연구그룹장, 책임연구원.

관심분야 : 발전기/제어계 모델링, HVDC 제어, EMS 프로그램 개발, 전력구조개편, 실계통 AVR/PSS 정수 튜닝, 디지털 PSS 개발  
 Tel : 051-280-1311, Fax : 055-280-1390  
 E-mail : yhmoon@keri.re.kr



**한 용 회 (韓 鏞 熙)**

1948년 2월 13일 생. 1975년 전북대 공대 전기공학과 졸업. 1983년 연세대 산업대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 한전 전력산업구조조정실 구조개편팀장(배전부문 분할업무)

관심분야 : 전력계통, 전력경제 및 절연재료  
 Tel : 02-3456-3403, Fax : 02-3456-3429  
 E-mail : hanyh@kepcoco.kr