

부하수준별 한계손실계수 변동특성 분석

Analysis of MLF Characteristics on 12 Load Levels

文 英 煥* · 金 豪 溶* · 南宮 在鎔** · 沈 愚 定[§]

Y. H. Moon · H. Y. Kim · J. Y. Namkung · W. J. Shim

Abstract - The transmission networks do not consist of perfect conductors and a percentage of the power generated is therefore lost before it reaches the loads. Since this network loss contributes to the cost of supplying power to consumers, it must be considered that 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 levels that represent the impact of marginal network losses on nodal prices at the transmission network connection points at which generators are located.

Based on comparison analysis of marginal loss factors on 12 load levels, we found the MLF characteristics in KOREA.

Key Words - Network loss, Marginal loss factor(MLF), 12 load levels

1. 서 론

전력시장에서는 발전사업자가 제시한 입찰가격 및 수용가가 지불하게 될 비용에 송전비용이 고려된다. 이때 부하가 많고 전원이 부족한 수도권에서는 한계손실계수가 큰 수치로 계산될 것이므로 송전비용의 공정한 고려를 위하여 그 지역의 발전사업자에게는 입찰가격 제시 및 정산수행시 한계손실계수의 비율만큼 혜택을 주게 되지만 그 지역 수용가에게는 그 비율만큼 비용을 더 부담시켜야 한다. 이와는 반대로, 전원이 풍부한 남부지역에서는 전원증가보다 부하증가를 유도하는 방향으로 입찰 및 정산이 이루어져야 한다. 그러므로, 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 한계손실계수의 계산결과를 반영하게 되면, 경쟁환경 하에서의 합리적 송전요금 부과 체계가 확립될 뿐만 아니라, 전원건설 및 부하의 효율적인 유인효과도 제공하게 된다.

본 논문에서는 점차 계산의 필요성이 증가하고 있는 한계손실계수를 2000년 주요 12부하수준을 모의하여 계산하였으며, 계산결과를 이용한 국내 각 지역 및 발전 에너지원별 비교분석을 통하여 국내 전력계통의 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; MLF)는 식 (1)의 전력수급조건을 대입하면 식 (2)와 같이 계산된다.

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

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

단, P_k : 모선 k에서의 부하

P_{loss} : 송전손실

G_i : 발전기모선 i에서의 출력

N : 발전기 수

M : 전체 모선 수

2.2 한계손실계수의 계산

한계손실계수를 정확히 계산하기 위해서는 전력거래가 이루어지는 정산시간대별 자료를 구하여 계산함이 타당하나, 입력자료의 구성과 계산시간상의 제약이 발생한다. 그러므로, 본 논문에서는 2000년도 주요 부하수요대별 계통자료를 12부하수준에 대하여 예측, 작성한 후 다음과 같은 3단계의 방법으로 각 모선에서의 한계손실계수를 계산함으로써, 부하수

* 正 會 員 : 電氣研究院 責任研究員

** 正 會 員 : 産業資源部 電氣委員會 系統運營課 事務官

[§] 非 會 員 : 産業資源部 電氣委員會 系統運營課 課長

接受日字 : 2001年 11月 30日

最終完了 : 2002年 4月 23日

요대에 따른 국내 한계손실계수의 분포현황을 조사하였다.

- 단계 1) 계산하고자 하는 부하수요대에서의 총 손실을 계산한다. 이 값은 계산대상 부하수준 t의 기준계통에 대해 계산된 총 손실로서 $Loss_{t,st}$ 이라고 명명한다.
- 단계 2) 각 모선의 부하를 10MW 씩 증가시키며 그때의 총 손실을 계산한다. 부하수준 t의 기준계통에서 r 모선의 부하가 10MW 증가한 경우의 계통의 총 손실을 $Loss_{t,r}$ 라고 명명한다.
- 단계 3) 임의의 모선 r 에서 부하가 10MW 증가한 경우에 대한 전력계통 총 손실의 변화는 $(Loss_{t,r} - Loss_{t,st})$ 로 계산되며, 이때 부하수준 t의 기준계통에서 r 모선의 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수를 수식으로 나타내면 식 (3)과 같다. 이때, 부하가 10MW 증가한 경우를 대상으로 계산한 이유는, 시뮬레이션으로 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 슬랙모션에서 추가로 출력하게 되는 "r 모선의 부하증가를 보상하기 위한 부하증가와 동일한 출력+계통손실 보상 출력"을 나타낸다.

3. 대상 부하수준 확대를 위한 입력자료의 구성

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

3.1 부하자료의 구성

2000년도 침두부하 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 부하수준만을 대상으로 하여도 현재의 계통에 대한 분석이 가능하다고 판단되기 때문이다.

한편, 2000년도의 각 모선별 부하자료를 조사하였으나 침두부하의 실측치만을 입수하였다. 그러므로, 부하수요 입력자료를 작성하기 위하여 입수 가능했던 1998년도의 각 모선의 주요 264시간대별 부하자료를 바탕으로 각 부하수요대에서의 평균 지역별 부하비율을 계산하고, 계산된 지역별 부하비율과 2000년도의 하계 침두출력 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 하계침두부하를 포함한 각 계절별 주요 변곡점 위주의 자료이기 때문에 활용방법에 따라 정

밀근사치의 도출이 가능하다.

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

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

계산된 각 지역별 부하비율에 발전소 소내소비와 계통손실 과거 이력을 고려하여 각 지역별 부하수요를 표 1과 같이 다시 부하수요를 계산하였다.

표 1 지역별 부하수요
Table 1 Regional Load

[단위 : MW]

부하수요대 (%)	출력사정치	수요예상치	서울북부	서울강남	인천지역	경인남부	영동계천	충부대전	호남광주	영남대구	부산전력	창원전력	제주
100	41,007	40,310	4,885	3,599	4,528	4,857	1,796	3,906	2,807	5,476	5,062	3,108	298
95	38,957	38,294	4,519	3,317	4,294	4,473	1,784	3,871	2,676	5,201	4,924	2,952	283
90	36,906	36,279	4,074	2,960	4,329	4,674	1,772	3,397	2,364	4,886	4,756	2,798	269
85	34,856	34,263	3,599	2,550	4,189	4,078	1,699	3,422	2,311	4,659	4,649	2,853	254
80	32,806	32,248	3,433	2,355	3,773	4,150	1,704	3,156	2,232	4,484	4,265	2,458	239
75	30,755	30,232	2,911	2,047	3,157	3,890	1,770	3,165	2,404	4,483	4,194	2,048	224
70	28,705	28,217	3,145	2,159	2,852	3,606	1,816	2,928	2,208	3,826	3,619	1,849	209
65	26,655	26,201	2,686	1,926	2,801	3,066	1,621	2,679	2,262	3,521	3,734	1,711	194
60	24,604	24,186	2,122	1,528	2,443	2,988	1,563	2,609	1,974	3,573	3,562	1,645	179
55	22,554	22,170	2,404	1,685	2,288	2,852	1,653	2,177	1,800	2,977	2,966	1,193	164
50	20,504	20,155	2,587	1,744	1,640	2,543	1,145	2,147	1,879	2,529	2,653	1,140	149
45	18,453	18,139	2,164	1,497	1,419	2,381	1,089	1,933	1,727	2,301	2,556	939	134

각 지역별 부하수요를 부하수요대별로 합산한 값을 부하지속곡선에 나타내면 그림 1과 같다.

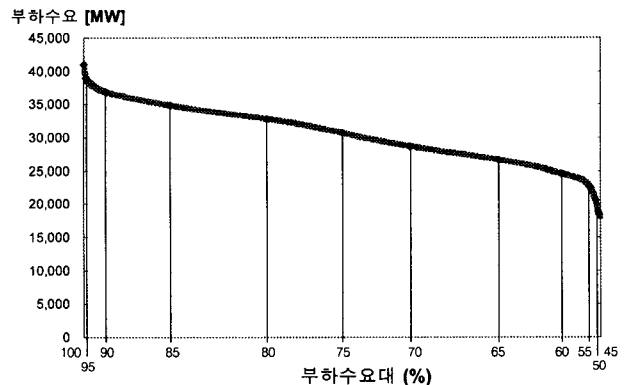


그림 1 부하지속곡선 상의 주요 부하수요대 표시
Fig. 1 Principal Load on Load Duration Curve

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 상황으로 하였다. 조류계산 입력자료 구성시 최대 출력의 100%, 95%, ..., 45%의 발전기 유효전력 수준은 침투부하 크기의 100%, 95%, ..., 45%인 부하수요대 수준과 대응되는데, 발전기 출력은 송전손실분 만큼 출력을 더 내야 한다.

각 부하수요대에서의 발전 에너지원별 출력비율의 변화를 고려한 입력자료의 구성은, 먼저 1994년도 발전전력량 일보를 기준으로 부하지속극선상의 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 고려하지 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 담당하도록 하였다.

최종적으로 계산된 발전 에너지원별 예측 출력값을 표 2에 나타내었다.

표 2 2000년도의 발전 에너지원별 예측 출력값

Table 2 Expected Generation on Generation Energy Resources for year 2000

[단위 : MW]

부하율 [%]	원자력	LNG+ 내연력	유연탄	석유화력	국내탄	도서(제주)	수력+ 구입 전력	총 발전기 출력
100	11,195	9,563	11,620	4,100	1,225	287	3,017	41,007
95	11,064	9,334	11,027	3,895	1,225	234	2,178	38,957
90	10,850	8,821	10,387	3,786	1,225	258	1,579	36,906
85	10,422	8,139	9,846	3,779	1,176	209	1,285	34,856
80	10,137	7,053	9,173	3,642	1,170	197	1,434	32,806
75	10,334	5,880	8,370	3,434	1,185	185	1,367	30,755
70	10,133	4,294	8,831	3,243	1,106	172	925	28,705
65	9,862	3,156	8,582	3,219	1,079	160	597	26,655
60	9,989	2,160	8,189	2,764	925	148	430	24,604
55	9,901	1,662	7,242	2,314	739	135	561	22,554
50	9,637	1,550	6,334	1,744	435	144	661	20,504
45	10,278	1,912	3,944	982	391	166	780	18,453

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 출력

이 적정 수준을 유지토록 하였다.

슬랙모션발전기의 출력

$$= \frac{\text{슬랙모션발전기 용량} \times \text{총 유연탄화력발전소 출력지정치}}{\text{총 유연탄화력발전소 용량}} \quad (4)$$

최종작성결과를 이용하여, 각 부하수요대에서의 출력지정치와 수요예상치의 변화를 그림 2에 나타내었다.

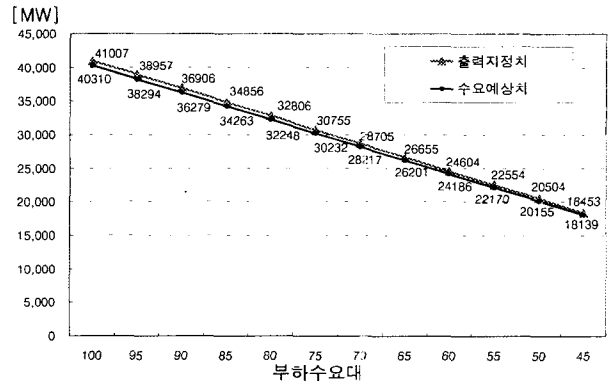


그림 2 출력지정치와 수요예상치

Fig. 2 Scheduled Generation and Expected Load

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 0.95~1.05p.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 지역별, 발전에너지원별 분석을 수행하였다.

4.1 부하수요대의 이동에 따른 지역별 부하수요변화

표 1에서 알 수 있듯이, 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

표 2에서 알 수 있듯이, 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 계산결과의 지역별 분석

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

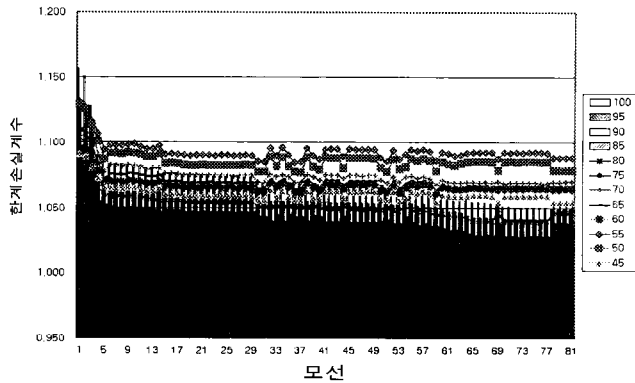


그림 3 서울 북부지역의 결과
Fig. 3 Result of Northern Seoul

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

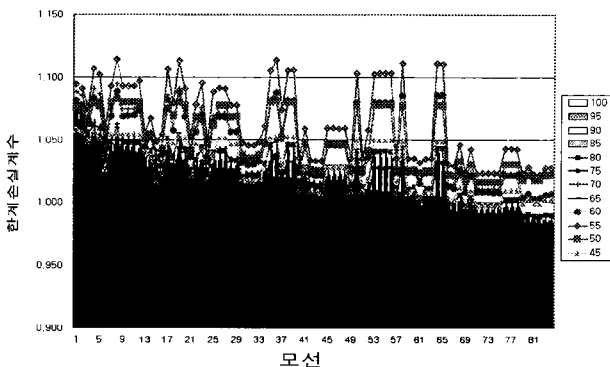


그림 4 영동지역의 결과(제전전력관리처 관할)
Fig. 4 Result of Young-Dong

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

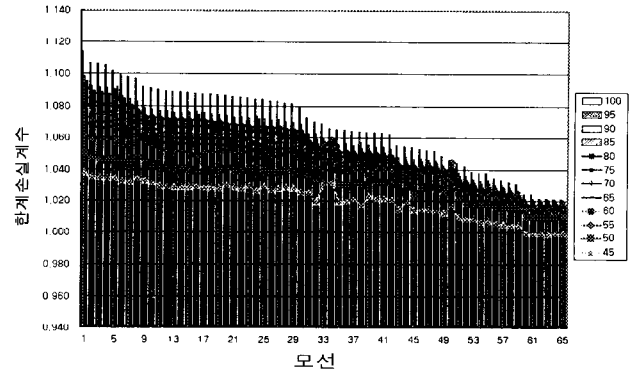


그림 5 영남지역의 결과
Fig. 5 Result of Young-Nam

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

4.4 계산결과의 발전에너지원별 분석

중부하에서 경부하로 이동하는 경우 전원별 출력구성비율이 큰 폭으로 변화하였기 때문에, 동일기준모선에서 계산한 한계손실계수는 전원별로 몇 가지 특징을 나타내었다.

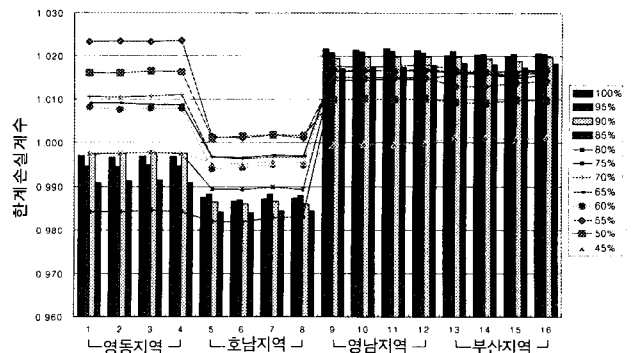


그림 6 원자력발전소
Fig. 6 Result of Nuclear Power Plant Buses

먼저, 그림 6에서 알 수 있듯이, 경부하시 전체 출력의 과반수를 차지하는 원자력 발전소는 영동이나 호남지방에 위치하는 경우에는 중부하에서 경부하로 이동할수록 한계손실계수가 증가하였으나, 영남지방이나 경남지방에 위치하는 경우에는 오히려 한계손실계수가 감소하였다. 그 결과, 경부하에서는 전체적으로 원자력발전소간의 한계손실계수 차이가 줄어드는 양상을 보였다.

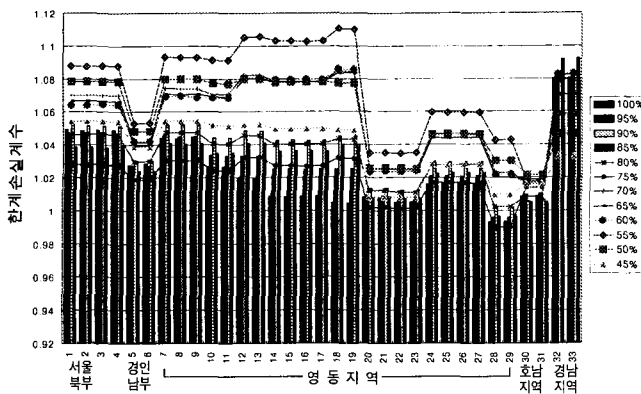


그림 7 수력발전소
Fig. 7 Result of Hydroplant Buses

수자원에 의존하여 건설된 수력발전소는 다양한 지역에 건설되었다. 그 결과를 보면, 서울북부나 경인 남부 등과 같은 수도권지역, 영동지역에 위치한 수력발전소는 경부하시 한계손실계수가 증가하는 반면에, 경남지역에 위치한 수력발전소는 오히려 감소하였다.

양수발전소 및 유연탄 화력발전소도 수력발전소와 비슷한 양상을 나타내었으며, 부산지역이나 경남지역의 경우만 경부하시 한계손실계수가 감소하였다.

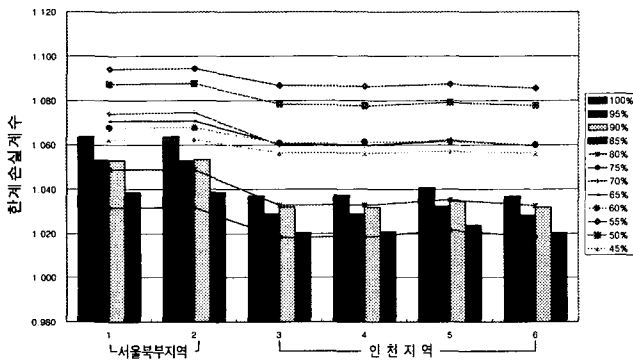


그림 8 LNG 기력발전소
Fig. 8 Result of Single Cycle Power Plant Buses

LNG 기력발전소의 경우는 대개가 수도권에 위치하며, 경부하시 한계손실계수가 전반적으로 상승하였다. 국내탄 화력발전소도 LNG 기력발전소와 비슷한 결과를 보였는데, 국내탄 화력발전소는 대개 영동지역이나 중부지역에 위치하고 있다.

5. 결 론

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

- 1) 서울지역이나 인천지역과 같이 부하가 많고 전원이 부족한 수도권에서는 중부하이든 경부하이든 한계손실계수가 상대적으로 높은 값으로 나타나나, 전원이 풍부한 남부지역은 한계손실계수가 낮은 값으로 계산되었다.
- 2) 대부분의 지역에서는 중부하에서 경부하로 이동함에 따라 한계손실계수가 증가하였으나, 영남, 경남, 부산지역만은 감소하는 경향을 보였다.
- 3) 한편, 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 촉진은 경쟁시장에서 나름대로 의미를 갖게 될 것이며, 이는 특히 북송전력의 송전용량제약을 완화시키는 역할도 하게 된다.4) 본 연구에서 제시한 한계손실계수는 정산시 영향을 미치므로, 장차 발전소를 건설하는 경우 어느 지역이 경쟁에 유리한가를 찾는 지표의 하나로도 활용할 수 있다.
- 5) 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 장차 경쟁사회에 한계손실계수가 도입되는 경우, 각 시장참여자에게 중요한 초기 정보가 될 것으로 사료된다.

참 고 문 헌

- [1] “폴/탁송모형에서의 전력시장운영시스템 구조설계에 관한 연구”, 한국전력공사 전력거래소, 2000
- [2] “Treatment of Loss Factors in the National Electricity Market”, NEMMCO, 1999
- [3] “실시간 전력계통운용제어시스템 기술 개발”, 한국전기연구소, 2000
- [4] 남궁재용, 최홍관, 문영환, 오태규, 임성황, 한용희, “한계손실계수에 의한 한전 예상침투계통 송전손실 특성 분석”, 전기학회 논문지, VOL. 50, No. 7 (2001)
- [5] 남궁재용, 문영환, 오태규, 임성황, “발전 에너지원별 송전손실 변동특성 분석”, 대한전기학회 춘계학술대회 논문집, 2001년, 5월
- [6] 남궁재용, 문영환, 오태규, 임성황, “부하시점에 따른 지역별 한계손실계수 변동특성 분석”, 대한전기학회 하계학술대회 논문집, 2001년, 7월

저 자 소 개



문영환 (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



남궁재용 (南宮在鎔)

1966년 7월 2일생. 1990년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1992년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1997년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1997년~2001년 한국전기연구원 선임연구원. 현재 산업자원부 전기위원회 계통운영과 사무관.
관심분야 : 전력산업구조개편(계통운영 관련)
Tel : 02-2110-5534 Fax : 02-503-9650
E-mail : jynk@mocie.go.kr



김호용 (金豪溶)

1952년 9월 1일생. 1979년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1985년 텍사스 오스틴 전기공학과 졸업(공학박). 1986년 한국전기연구소 입소. 현재 한국전기연구원 전력연구단 전문위원. 관심분야 : 배전자동화, 전기품질, 전력산업구조개편
Tel : 055-280-1013
Fax : 055-280-1390
E-mail : hykim@keri.re.kr



심우정 (沈愚定)

1952년 8월 7일생. 1975년 서울대 정치학과 졸업. 1987년 이후 산업자원부 근무, 투자진흥과장, 국제협력과장 역임. 현재 전기위원회 계통운영과장. 관심분야 : 전력산업구조개편(계통운영 관련)
Tel : 02-2110-5532
FAX : 02-503-9650
E-mail : wjshimsky@hotmail.com