

발전 에너지원별 송전손실 변동특성 분석

남궁재용* 문영환* 오태규* 임성환**
한국전기연구소* 한국전력공사**

Analysis of Transmission Loss Characteristics on Generation Energy Resources

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

Abstract - 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 at which generators are located. Based on comparison analysis of marginal loss factors on generation energy resources, we can find the characteristics of each plants according to its energy resources in KOREA.

N : 발전기 수
M : 전체 모선 수

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

1. 서 론

향후 국내에 전력시장이 도입되면, 발전사업자가 제시한 입찰가격 및 수용가가 지불하게 될 비용에는 송전비용이 고려될 것이다. 이때 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.

본 논문에서는 점차 계산의 필요성이 증가하고 있는 한계손실계수를 국내 전력계통의 대표적인 12 부하시점에 대하여 계산하였으며, 계산결과를 이용하여 부하시점에 따른 발전 에너지원별 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 전력수급 조건을 대입하면, 근사적으로 식 (2)와 같이 계산된다.

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

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

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

단, P_k : 모선 k에서의 부하
 P_{loss} : 송전손실
 G_i : 발전기모선 i에서의 출력

2.2 한계손실계수의 계산

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

단계 1) 계산하고자 하는 부하수요대에서의 총 손실을 계산한다. 이 값은 계산대상 부하시점 t의 기준계통 r에 대해 계산된 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 계산시의 오차를 줄이기 위함이다.

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

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. 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 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 시점만을 대상으로 하여도 현재의 계통에 대한 분석이 가능하다고 판단되기 때문이다.

한편, 2000년도의 각 모션별 부하자료는 침두부하의 실측치만이 조사되었다. 그러므로, 부하수요 입력자료를 작성하기 위하여 입수 가능했던 1998년도의 각 모션의 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 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 침두부하 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 가정하였다.

계산된 각 지역별 부하비율에 발전소 소내소비와 계통손실 과거 이력을 고려하여 각 지점별 부하수요를 다시 계산하면 표 1과 같다.

표 1 지역별 부하수요

[단위 : MW]

부하수요대 (%)	출력 지점	수요 예상치	서울 북부	서울 강남	인천 지역	경인 남부	영동 세천	중부 대전	호남 광주	영남 대구	부산 전역	창원 전역	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	296
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	4,574	1,772	3,397	2,364	4,886	4,736	2,798	265
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	2,353	3,773	4,150	1,704	3,156	2,232	4,484	4,265	2,458	236
75	30,756	30,232	2,911	2,047	3,157	3,830	1,770	3,165	2,404	4,483	4,194	2,048	224
70	28,706	28,217	3,145	2,159	2,852	3,606	1,816	2,928	2,208	3,826	3,619	1,849	206
65	26,656	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	175
55	22,554	22,170	2,404	1,695	2,288	2,852	1,633	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	2,633	1,140	145
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

한편, 각 지역별 부하의 무효전력은 침두부하시에는 역률 0.9를, 45% 부하수요대에서는 역률 0.7을 가정하였으며, 다른 부하수요대에서의 부하 역률은 비례적으로 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 최

대 출력의 100%, 95%, ..., 45%의 발전기 유효전력 시점은 침두부하 크기의 100%, 95%, ..., 45%인 부하수요대 시점과 대응되는데, 발전기 출력은 송전손실만큼 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, 그 때의 출력은 상한치에 맞추고 차이를 유연탄 발전소가 담당하도록 하였다. 최종적으로 계산된 발전 에너지원별 예측 출력값을 표 2에 나타내었다.

표 2 2000년도의 발전 에너지원별 예측 출력값

[단위 : MW]

부하율 (%)	원자력	LNG+내연력	유연탄	석유화력	국내탄	도서(제주)	수력+구입전력	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	3,885	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 지정된 삼천포화력발전소의 출력값을 비슷한 수준으로 맞추어 야 하기 때문에 다음과 같은 계산식을 사용하여 슬랙모션의 출력을 근사 계산하고, 이를 반영하여 슬랙모션 발전기로부터의 출력이 적정 수준을 유지토록 하였다.

슬랙모션발전기의 출력

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

3.3 PSS/E 조류계산 입력자료의 구성

앞에서 구성한 부하 및 발전 에너지원별 출력자료를 바탕으로 2000년도 각 부하수요대의 조류계산 자료를 작성하였다. 이때, 각 모션의 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%) 입력 자료를 이용하여 각 부하수요대에서의 823모션에 대한 한계손실계수를 계산하였으며, 이 중 발전기모션에 대한 결과만을 추려서 분석하였다.

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

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

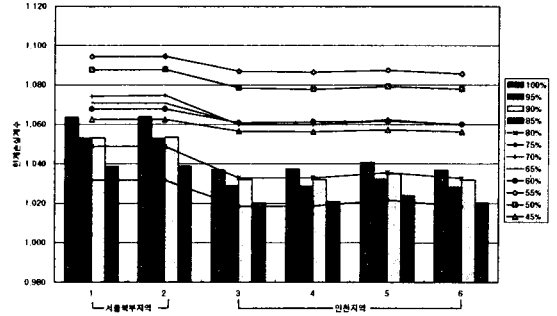


그림 3 LNG 기력발전소

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

5. 결 론

전력시장을 성공적으로 도입하기 위해서는 공정한 입찰과 정산이 이루어질 수 있는 여건이 조성되어야 하며, 그러한 여건을 조성하기 위해서는 송전손실을 반영한 경쟁환경의 구축이 필수적이다.

본 논문에서는 한계손실계수의 계산방법을 제시하였으며, 대표적인 12 부하시점에 대하여 제안한 방법으로 한계손실계수를 제안하고 그 특징을 분석하였다. 기타 주요 연구결과를 요약하면 다음과 같다.

- 1) 경부하에서는 전체 출력의 과반수를 차지하는 원자력발전소간의 한계손실계수 차이가 줄어드는 양상을 보였다.
- 2) 경부하시 한계손실계수는 부산지역이나 경남지역의 경우 감소하였으며, 수도권이나 영동지역에서는 증가하였다. 즉, 경부하시 보다는 중부하시에 한계손실계수의 지역별 차이가 심해짐을 알 수 있다.
- 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 것이며, 이는 특히 중부하시에 더 효과를 보게 될 것이다.
- 4) 본 연구에서 제시한 한계손실계수는 정산시 영향을 미치므로, 장차 발전소를 건설하는 경우 어느 지역이 경쟁에 유리한가를 찾는 지표의 하나로도 활용할 수 있을 것이다.

(참 고 문 헌)

- [1] "풍/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, 임성황, 한용희, "발전 에너지원별 한계손실계수의 비교 연구", 대한전기학회 추계부문 학술대회 논문집, 2000
- [5] 남궁재용, 최홍관, 문영환, 임성황, 한용희, "2000년 하계 첨두시의 지역별 송전손실 특성분석", 대한전기학회 추계부문 학술대회 논문집, 2000

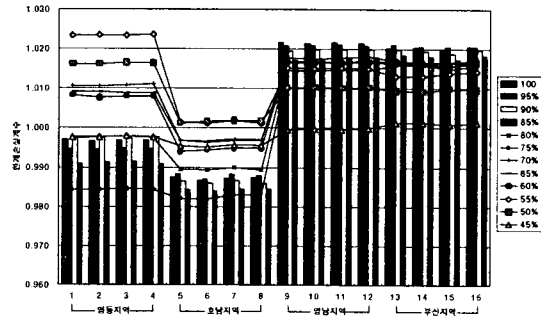


그림 1 원자력발전소

먼저, 그림 1에서 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.

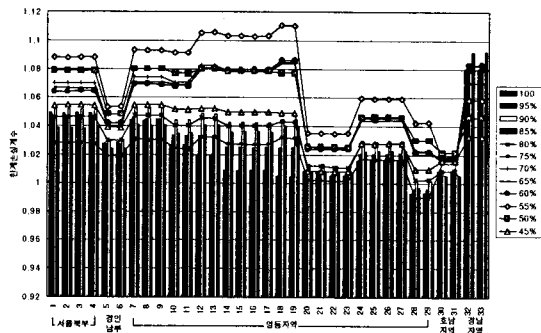


그림 2 수력발전소

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.