

송전이용요금산정 프로그램 개발에 관한 연구

이정호*, 오태규*, 강동주*, 김홍균*, 박영신*, 성판영*
 *한국전기연구원, +한국전력공사

A Study on the Program Development of a Transmission Usage Charge Calculation

J.H. Lee*, T.K. Oh, D.J. Kang*, H.K. Kim*, Y.S. Park*, P.Y. Sung*
 *KERI, +KEPCO

Abstract - 본 논문은 국내 송전이용요금산정을 위한 새로운 소프트웨어 개발을 제안한다. 국내 송전계통은 전력 공급원이 수용가로부터 원거리에 분포되어 있고 수용가는 수도권에 밀집되어 있어 송전비용이 높은 특성을 가지고 있다. 국내 송전비용 감소 방안으로써 공급원과 수용가에 지역적 신호를 제공하기 위해 송전이용요금이 도입되었다. 송전이용요금을 산정하기 위해서는 송전설비의 비용데이터와 송전망의 물리적 데이터 등 다량의 데이터 처리와 조류계산결과와 송전손실을 이용한 조류추적과 같이 시간이 소요되는 계산이 필요하다. 송전요금산정 소프트웨어의 주요 구성요소는 입출력 데이터베이스, 직류 및 교류 조류계산 엔진, 조류추적 모듈과 사용자 인터페이스이다. 새로운 송전이용요금산정 소프트웨어는 마이크로소프트 윈도우 환경하에서 개발되었으며 한국의 국내 송전이용요금산정에 적용될 예정이다.

1. 서 론

발전소에서 생산된 전력은 유통망인 송전망을 통해 전력을 소모하는 수요측으로 공급된다. 송전망은 고정비가 설비비용의 대부분을 차지하여 송전망의 고정비를 회수하기 위한 많은 연구들이 진행되어 왔다.

송전망의 고정비 회수와 관련된 중요한 이슈는 지역별로 차등하여 고정비를 회수하는 방식의 타당성 문제였다. 송전망의 사용자가 지역별로 명확하게 규정된다면 송전망의 요금을 지역별로 차등하는 것이 타당할 수 있으나 복잡한 망으로 연결된 전력계통에서 전력의 생산과 소비에 관한 유통경로를 정확히 추적하는 것은 어려울 수 있으며 이에 따라 지역별 차등요금을 적용하기가 쉽지 않다.

이와 같은 어려움 때문에 송전요금제도는 정책적 특성이 강하며 각 시장별 또는 국가별 특성에 따라 다르게 진화해 왔다. 전력시장은 에너지시장, 예비력시장, 용량 시장 등 많은 시장으로 구분된다. 이 중 송전망은 에너지를 수송하므로 송전요금 제도는 에너지시장의 형태와 밀접한 관련을 갖고 있다. 우리나라의 CBP 시장은 단일가격제를 사용하고 있어 에너지 시장에서 지역적인 신호를 제공하지 못하고 있다. 이에 따라 지역적 신호를 제공할 수 있는 송전요금제도가 더욱 중요한 의미를 갖는다.

현재 우리나라의 송전요금제도는 고정비회수에 기반을 둔 총괄비용법에 근거하여 발전과 배전에 대한 접속요금, 송전망이용요금 등을 결정하고 있다. 우리나라에서는 한전 자체의 연구 결과에 따라 Felix Wu가 제안한 조류추적법을 일부 보완한 방법이 송전요금의 계산에 사용되고 있다.

년도별 송전요금을 계산하기 위해서는 많은 송변전 설비들에 대한 비용데이터와 계통 데이터 등을 이용하여 송전요금산정을 처리할 수 있는 소프트웨어가 필요하다. 송전요금은 이론적으로 명확히 규정되기 보다는 정책변수의 선택으로 처리해야할 부분들이 많다. 이때 다양한 정책적 변수의 결정에 따른 송전요금을 계산과 그 영향을 평가할 수 있어야 의사결정을 원활히 할 수 있을 것이다. 그러므로 이러한 여러가지 시나리오를 모의할 수 있는 기능들이 포함된 송전요금산정 프로그램이 개발되었다.

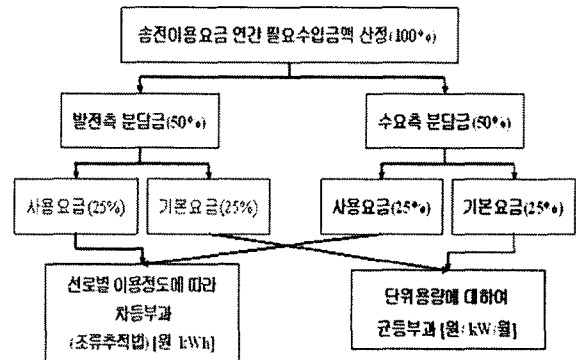
2. 본 론

2.1 국내 송전요금 산정 방법

현재 국내에서 사용하고 있는 송전요금은 연간필요수입금액을 산정한 후 이 비용을 발전측과 부하측에 각각 50%씩 분담하여 회수하도록 되어 있다. 발전측과 부하측이 분담하는 요금은 사용요금과 기본요금이 50%씩으로 구성되어 있으며 사용요금은 지역별로 차등되며 기본요금은 지역에 관계없이 동일하다.

2.1.1 기본요금의 구성

기본요금은 송전요금의 50%에 해당하며 발전설비는 설비용량을 기준으로 부하는 침두부하(비동시최대부하)를 기준으로 결정되며 월별로 분할되어 산정된다. 송전요금은 1년에 한번 설정되며 다음 해의 요금을 미리 산정하여야 한다. 그러나 다음 해의 발전 및 부하실적은 있지 않으므로 기본요금을 산정하는데 어려움이 발생한다. 현재 고시 제13조와 14조에서는 기본요금의 단가는 다음과 같이 산정하도록 하고 있다.



<그림 1> 국내 송전요금의 구성

<표 1> 기본요금과 사용요금

	사용요금	기본요금
기능	전력수송을 위한 기능	공통 사용
단위	원/kWh	원/kW/월
산정방식	지역별차등부과 (전산프로그램이용)	발전: 설비용량 부하: 침두부하

송전요금은 1년에 한번 설정되며 다음 해의 요금을 미리 산정하여야 한다. 그러나 다음 해의 발전 및 부하실적은 있지 않으므로 기본요금을 산정하는데 어려움이 발생한다. 현재 고시 제13조와 14조에서는 기본요금의 단가는 다음과 같이 산정하도록 하고 있다.

$$\text{기본요금단가} = \text{기본요금 필요수입금액} / (\text{직전 1년간 최대부하전력의 합} \times \text{최대부하증감} \times 12\text{개월})$$

그러나 송전망이용규정 제47조에서 기본요금의 청구는 다음과 같이 하고 있다.

$$\text{기본요금청구} = \text{기본요금단가} \times \text{직전년도 1년간 최대부하전력(kW)}$$

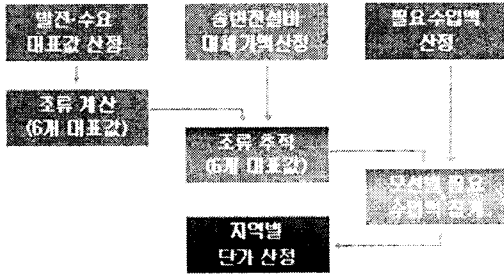
즉 기본요금단가를 산정할 경우에는 최대부하의 증감을 고려하도록 되어 있으나 청구 시에는 최대부하의 증감을 고려하지 않는다. 향후 이용규정의 개선을 통하여 고시와 이용규정 사이의 차이를 조정해야 할 것이다.

기본요금의 개념은 초기 송전요금을 설계 시 참고한 호주 빅토리아 주의 송전요금제도에서 차용되었다. 빅토리아 주에서는 무효전력원, 관리비와 같이 지역적 특성이 없는 송전망의 비용을 공통요금으로 간주하였다. 빅토리아 주의 경우 공통비용과 차등비용은 \$51.8m와 \$167m으로 대략 1:3 정도로 차등비용이 많다. 그러므로 공통비용과 차등비용이 50:50인 국내의 방식은 검토해야할 필요가 있다고 판단된다.

2.1.2 사용요금의 산정

사용요금은 각 모선의 부하와 발전기가 송전망을 이용하는 정도를 계산해야 하므로 산정하는 절차가 이용요금에 비해 복잡하다.

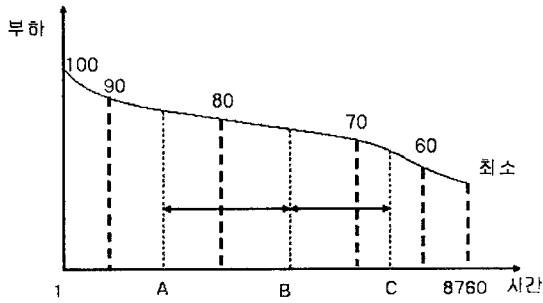
먼저 각 송변전설비의 대체가액을 산정해야 한다. 사용요금은 사용자가 어느 선로를 어느 정도 이용하는 지 계산하며 선로의 이용정도에 따라 그 선로의 비용을 부과하는 형태이다. 그러므로 먼저 각 선로의 비용에 대한 정보가 필요하다. 송전선로 및 변전설비들은 설치 후 시간이 지나며 비용에 감가상각이 발생하여 송전변전설비의 잔존가액은 대체가액보다 작다. 그럼에도 불구하고 대체가액을 사용하는 이유는 노후화된 설비들은 곧 신규설비로 대체하기 때문에 굳이 잔존가액을 통하여 비용을 구할 필요가 없기 때문이다.



〈그림 2〉 사용요금 산정절차

외국의 경우 아일랜드는 대체가액을 사용하여 송전요금을 결정하고 있으며 영국의 경우에는 송전선의 비용을 전압별로 평균하여 km당 같은 값을 적용하고 있으므로 국내에서 사용하고 있는 대체가액도 큰 문제가 없다고 판단된다.

둘째, 사용요금은 kWh를 기준으로 산정된다. 그러므로 각 모선의 발전기와 부하들이 1년 8760시간 선로를 이용하는 정도를 계산해야 한다. 그러나 8760시간에 대해 모두 계산하는 것은 너무 많은 시간과 data를 이용해야 하므로 현재 한전에서는 대표값을 이용하여 계산하고 있다. 먼저 그림 4.3과 같이 부하지속곡선 상에서 최대값, 최대값의 90%, 80%, 70%, 60% 그리고 최소값이 되는 시간을 찾는다. 그리고 이 시간의 좌우 10개씩의 시간을 찾아 총 21개 시간에 대해 각 모선별 발전량과 부하량을 평균한 대푯값을 산출한다.



〈그림 3〉 부하지속곡선과 대푯값

셋째, 위에서 찾은 6개의 대표값에 대해 조류계산을 실행한다.

넷째, 조류계산의 결과를 이용해 조류추적법을 실행하여 각 모선별 송전요금을 산정한다. 이때 조류추적법은 앞에서 언급한 것처럼 Felix Wu가 제안한 방법을 일부 수정한 방법을 적용한다. 이 결과 각 모선별로 6개 대표값에 대한 할당된 비용이 구해진다.

다섯째, 앞에서 구한 6개 대표값의 모선별 송전요금을 각 대표값이 대표하는 시간과 곱한다. 이 개념은 6개 대표값을 다시 8760시간으로 확장하는 것이다. 예를 들어 그림에서 80%대에 해당하는 시간은 80%와 90%의 중간값인 A시간에서 80%와 70%의 중간값인 B시간까지가 해당되므로 B-A가 된다. 같은 방식으로 70%대의 시간은 C-B가 되며 이와 같은 방식으로 모든 대푯값이 대표하는 시간을 구할 수 있다. 이제 다음 표와 같이 각 대푯값의 시간이 최대에서 108시간 90%대에서 1919시간 80%대에서 3560시간 70%에서 2533시간 60%에서 598시간 그리고 최소에서 66시간이라고 하자. 그렇다면 표 2과 같이 대푯값에 시간을 곱하여 발전량과 요금이 구해진다.

〈표 2〉 전력량으로 변환

대표값	시간(h)	전력량(MWh)	차등요금 (전원)
최대	108	52,812	14,099,885
90%	1,919	886,578	12,266,206
80%	3,560	1,480,960	10,808,962
70%	2,533	1,061,327	11,721,627
60%	598	250,562	11,910,757
최소	66	23,760	9,587,961
총합	8,784	3,755,999	11,496,797

여섯째, 대표값과 시간을 이용하여 계산한 발전량과 부하량은 실제 평균 발전량 및 부하량과 같지 않다. 예를 들어 2004년의 경우 각 발전기의 대푯값에 시간을 곱해 구한 발전량은 307,534,860MWh이다. 그러나 2004년 실제 발전량의 합은 326,586,000MWh이다. 그러므로 표2의 3,755,999MW를 다음과 같이 보정한다.

발전기 A의 조정된 발전량 = 발전기 A의 대푯값을 이용한 발전량 (3,755,999) x 모든발전기의 실제발전량의 합(326,586,000) / 모든 발전기의 대푯값을 이용한 발전량의 합(307,534,860)

일곱째, 모선에 할당되는 비용을 계산할 때 선로의 대체가액을 산정하여 계산하였다. 그러나 실제 선로의 대체가액의 합은 한전이 송전요금을 통해 회수해야하는 필요금액과 같지 않다. 그러므로 단계 6에서 각 모선에 할당된 차등요금의 합을 필요금액을 통해 다음과 같이 보정한다.

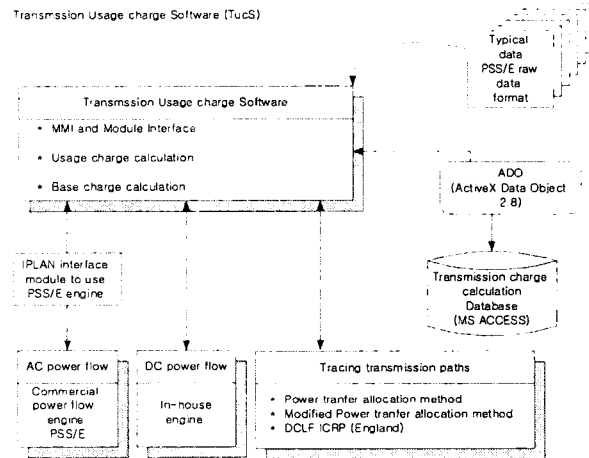
발전기 A의 조정된 차등요금 = 발전기 A의 차등요금 x 각 모선의 차등요금의 합 / 필요수입금액

여덟째, 지역별로 모선별 요금과 발전량 또는 부하량을 계산하여 지역별 가격을 계산한다.

2.1.3 송전요금 소프트웨어의 구성

송전요금계산 소프트웨어 구성은 그림 4에 도식적으로 나타내었다.

Transmission Usage charge Software (TuCS)



〈그림 4〉 송전요금계산 소프트웨어의 구성

3. 결 론

연간 송전이용요금을 계산하기 위하여 소프트웨어를 개발하였다. 이 소프트웨어는 필요수입금액을 정수하는 송전회사에서 활용될 예정이다. 현실적으로 이 소프트웨어는 복잡한 계산과 대량의 데이터 처리가 필요하므로 정책적 변수와 송전요금에 미치는 영향을 연구하기 위한 여러가지 시나리오 평가에 있어서 유용한 도구가 될 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] F. F. Wu, Y. Ni, and P. Wei, "Power Transfer Allocation for Open Access Using Graph Theory-Fundamentals and Applications in Systems without Loopflow", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, No. 3, pp. 923-929, Aug. 2000.
- [2] Daniel S. Kirschen, Goran Strbac, "Fundamentals of Power System Economics," Jon Wiley & Sons, Ltd., 2004, pp. 227-233.
- [3] PSS/E 30.2 Users Manual, Siemens Power Transmission & Distribution, Inc., Nov. 2005.