

우편요금제에 기초한 전력탁송 요금의 계산

박종배*, 김발호**, 임주성*, 이상철*

* 안양대학교 전기공학과, ** 홍익대학교 전자전기공학부, § 한국전력공사

Evaluation of Power Wheeling Costs Based on the Postage Stamp Method

Jong-Bae Park*, Balho Kim**, Ju-Sung Lim*, Sang-Chul Lee*

* Anyang University, ** Hongik University, § Korea Electric Power Corporation

Abstract - This paper presents the evaluation results of Korea Electric Power Corporation (KEPCO) system's power wheeling costs based on the postage stamp method. The results of several postage-stamp-based methodologies are compared where some of them are the conventional approaches, others are new approaches suggested in this paper. The approaches developed in this paper are suitable for a system where transmission transactions are occurred within a vertically integrated power system just like as Korea, Japan, etc. Also, they can overcome limitations related on the depreciation costs application. Test results show that the computed wheeling costs are around 4.0 (won/kWh) in 1995, and it is anticipated that the cost will increase when considering transmission network losses and ancillary costs.

1. 서론

전력산업은 전통적으로 '규모의 경제'가 전통적으로 적용되어온 수직적 독점 산업으로 인식되어 왔다. 그러나 미국의 경우, 1970년대에 들어서면서 두차레의 석유 위기 발생, 건설비의 급등, 이자율 상승, 인플레이션, 전력기술 발달의 한계 등에 기인하여, 전력사업은 수직적 독점산업에서 경쟁 산업으로 인식되기 시작하였고, 1978년 공익사업규제정책법(PURPA)이 제정·시행되면서 본격적으로 경쟁체제로 돌입하기 시작하였다. 이후, 1992년 에너지정책법의 제정, 1995년 Mega-NOPR의 공표, 1996년 FERC Order 888, 889의 공표 등을 통하여 도매전력시장 뿐만 아니라 소매전력시장도 개방되기에 이르렀다. 영국의 경우, 1989년 전기법(Electricity Act)의 제정 시행에 의하여 종래의 국영전력회사 CEGB(The Central Electricity Board)를 기능 분할하여 시장 원리를 도입하였다. 즉, 발전부문에서는 Nuclear Electric, National Power, Power Gen. 등 3개회사로의 분할 시행 및 독립발전사업자의 진입 장벽을 제거하였고, 송전부문은 National Grid Company를 창설하여 전력계통의 운용 및 요금 징수 업무를 관장하게 하였다. 또한, 배전부문은 12개의 지역 배전회사를 창설하여 경쟁을 도입하였다.⁽³⁾⁻⁽¹¹⁾

이러한 전세계적인 동향, 즉 전력산업에의 경쟁 원리 도입에는 소비자에게 전력이라는 상품을 선택할 수 있는 권리의 인정뿐만 아니라, 궁극적으로 전력요금의 인하 및 자원의 효율적 이용에 근본 목적을 두고 있다. 전력산업의 구조 개편 문제는 전력산업의 기능 분할과 밀접한 관계가 있고, 이 가운데 송전부문의 전력 이용료(전력탁송 요금) 설정 문제는 전력탁송 자체의 경제성 확보 뿐만 아니라 전력시장의 효율성 확보와도 밀접한 관계가 있다.

이 논문에서는 기존의 총괄원가 배분법 가운데 가장 계산하기가 쉽고, 이해하기가 평이한 우편요금제의 개념 및 계산 방법론들에 대하여 소개를 하고, 기존의 우편요금제에서의 문제점을 보완하는 새로운 계산 방법론을 제시하고, 향후 우리나라의 환경에 적합한 우편요금제를 제안하고자 한다. 또한, 우리나라 송전계통에 대하여 실제 사례 연구를 수행하여 전력탁송 요금 수준을 도출하였다.

2. 전력탁송 요금 계산 방법론

2.1 전력탁송의 정의 및 미국에서의 도입 배경

전력탁송(Power Wheeling)이란 전력생산자가 송배전 설비를 소유한 전력회사의 전력 수송설비를 이용하여 지역적으로 떨어진 전력 구매자(혹은 판매자)에게 전력을 전송하는 것을 말한다.⁽⁸⁾⁻⁽¹¹⁾ 미국의 경우, 1972년 에너지 위기를 겪으면서, 에너지절약, 에너지 안보의 확보 및 신재생에너지원의 저변 확대를 위하여 제정된 1978년의 공익사업규제정책법(PURPA)에 의하여 열병합설비의 독립발전사업자(IPP: Independent Power Producer)들이 크게 늘어나게 되었다. 이들을 중심으로 경쟁입찰 중심의 도매 전력시장이 활성화되었고, 전력회사간에는 도매 탁송이 도입되어 대규모 소비자가 생산자를 직접 선택할 수 있게 되었다.⁽⁷⁾ 또한, 1992년에 제정된 에너지정책법(ENAct)에서는 기존의 인준설비와 독립발전사업자의 구별을 원칙적으로 철폐함과 동시에 신규 전원을 면제도매발전사업자(Exempt Wholesale Generators)로 구분하여 발전시장에의 진입장벽을 완전히 철폐하였으며, 송전선 접속조항에서는 도매탁송의 자유화를 규정하여, 본격적인 경쟁형 도매전력시장을 형성하였다.

미국의 연방에너지규제위원회(FERC)는 도매 전기사업의 활성화 도모 및 시간 전력거래에 대한 송전선 개방 내용을 포함하고 있는 규제안인 Mega-NOPR(Notice of Proposed Rule-Making)을 1995년 3월에 공표하였다. 이에 따라, 1996년 4월 24일 송전선 개방과 좌초비용의 취급에 관한 규칙인 FERC Order No. 888 및 송전선 정보 공개와 운용에 관한 규칙인 No. 889가 공표되므로써 전력사업에 경쟁도입이 본격화되기 시작하였다.

2.2 전력탁송의 분류

송배전설비를 이용한 전력거래(Transmission Transaction)의 종류에는 보장(Firm) 전력거래, 비보장(Non-firm) 전력거래, 장기(Long-term) 전력거래, 단기(Short-term) 전력거래 등이 있다.^{(3),(8)} 보장전력거래는 임의로 전력거래를 중단할 수 없는 형태를 말하며, 비보장전력 거래에는 전력회사(탁송회사)가 임의로 전력탁송을 거절할 수 있는 차단가능(curtaillable) 전력거래와 탁송회사의 송배전설비가 탁송을 시행할 수 있는 송전 능력을 보유하고 있을 때, 전력탁송을 허용하는(as-available) 방법 등이 있다. 또한, 장기 전력거래

는 통상 수년 동안 전력탁송이 계약이 되어 있는 경우를 말하며, 단기 전력거래는 전력탁송에 대비하여 송전망 보강을 할 수 없는 아주 짧은 시간에 이루어지는 전력거래를 말한다.

2.3 전력탁송 요금 계산 방법론

전력탁송 요금은 에너지 자원의 이용 효율을 극대화시키고, 시스템 전체의 최적성을 구현하며, 시장진입자들에게 공평하도록 설정되어야 한다. 이러한 전력탁송 요금은 원칙적으로 탁송자가 송배전설비를 이용한 정도(to the extent of use)에 따라 공평하게 부과되어야 하며, 전력탁송 요금 산정에 포함되는 비용 항목으로는 송배전선로의 건설비, 운용비, 선로손실비용, 계통혼합비용, 무효전력 및 전압제어 비용, 계통보호 서비스 비용 등 일반적인 계통 운용에 수반되는 제비용을 포함하여야 한다.

전력탁송 요금 방법론은 크게 각 지역의 송전-네트워크에 포함되는 제반비용을 일괄하여 송전선 접속 이용자에게 설비 이용 정도에 따라 총소요비용을 배분하는 총괄비용 배분법과 단위 발전량 증대에 소요되는 비용으로부터 전력탁송 요금을 결정하는 한계비용법으로 크게 나누어진다.^{(9),(11)}

총괄비용 배분법으로는 우편요금제(Postage Stamp Method, Rolled-in-Embedded Method), 계약경로 선정법(Contract Path Method), 거리용량 병산제(MW-Mile Method) 등이 현재 사용되고 있다.⁽⁸⁾⁻⁽¹¹⁾

2.4 기존의 우편요금제에 의한 전력탁송 요금 계산

우편요금제는 송전계통 전체를 하나의 시스템으로 가정하여 시스템의 입출력량에 따라 송전계통의 총소요비용을 배분하는 방식을 말한다. 우편요금제에 의하여, 특정 연도의 전력탁송 요금은 근본적으로 회계비용에 근거하고 있고, 다음과 같은 방법론들이 제안·사용되고 있다.

(방법론 1) 송전계통에서 소요되는 회계적인 연간 총비용을 연간 침두부하에 대한 탁송전력의 비율로 할당한다.⁽¹⁰⁾

$$WP' [\$/Year] = \sum_{l \in T} \sum_{i \in I} C_{l,i} \cdot \frac{W}{P} \quad (1)$$

여기서,

- WP' : t연도 연간 전력탁송 요금 (\$/Year),
- P : 송전-네트워크의 연간 최대수요 [MW],
- W : 탁송 전력량 [MW],
- $C_{l,i}$: l 설비의 t연도 i 비용 구성 요소,
- T : 송전-네트워크의 구성요소 집합,
- I : 설비의 비용 구성을 나타내는 집합.

(방법론 2) 송전계통에서 소요되는 회계적인 연간 총비용을 연간 침두부하와 탁송전력의 합에 대한 탁송전력의 비율로 할당한다.^{(4),(9)}

$$WP' [\$/Year] = \sum_{l \in T} \sum_{i \in I} C_{l,i} \cdot \frac{W}{P+W} \quad (2)$$

(방법론 3) 송전계통에서 소요되는 회계적인 연간 총비용으로부터 연간고정비율¹⁾을 계산하고, 위의 식 (1) 및 식 (2)를 이용하여 전력탁송 요금을 계산한다. 이 방법론은 방법론 1과 방법론 2에서의 문제점(즉, 감가상각이 진행됨에 따라 연도별로 탁송비용이 달라지는 현상)을 다소 보정해주는 특성이

1) 연간고정비율(AFCR: Annual Fixed Charge Rate)이란 자본회수계수를 이용한 연금액, 연간 법인세 및 제세금, 연간 운전유지비, 기타 제반 비용의 합계에 대한 초기투자비의 비율을 말한다. 주의할 점은 연간 고정비율은 송배전망 전체에 대하여 계산되는 것이 아니라, 각 프로젝트 단위를 기준으로 계산되어야 한다는 것이다.

있다. 구체적으로 구하는 방법론은 다음과 같다.⁽⁹⁾

(Step 1). 모든 송전-네트워크 구성 요소(송전선, 변전소, 조상설비, 애자, 계통보호설비 등) l에 대하여 설비비용 취득원가에서 누적감가상각액을 공제한 당해연도(t 연도) 장부가액 C_l^t 을 계산한다. 즉,

$$C_l^t = BC_l - DR_l, \quad \forall l \in T \quad (3)$$

여기서,

- C_l^t : l 설비의 t연도 장부가액,
- BC_l : l 설비의 취득원가,
- DR_l : l 설비의 t연도까지의 누적감가상각액.

(Step 2). 모든 송전-네트워크 구성 요소를 포함하는 제반 비용(자본비, 운전유지비, 세금, 행정비, 보험료 등)과 감가상각비로부터 송전-네트워크의 연간고정비율 $AFCR^t$ 를 계산한다.

$$AFCR^t = \frac{\sum_{l \in T} \sum_{i \in I} C_{l,i}}{\sum_{l \in T} BC_l} \quad (4)$$

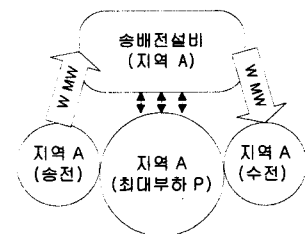
여기서,

$AFCR^t$: 송전-네트워크의 t연도 연간고정비율.

(Step 3). 위의 과정으로부터 얻어진 연간고정비율과 장부가액으로부터 아래의 방법론과 같이 전력탁송 비용을 계산한다.

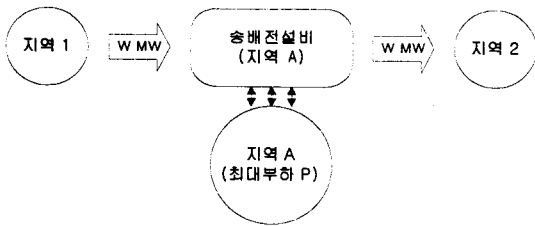
$$\begin{aligned} WP' [\$/Year] &= AFCR^t \cdot \sum_{l \in T} C_l^t \cdot \frac{W}{P} \\ &= AFCR^t \cdot \sum_{l \in T} C_l^t \cdot \frac{W}{P+W} \end{aligned} \quad (5)$$

방법론 1과 2의 가장 큰 차이점은 방법론 1에서는 전력탁송 단가가 탁송전력의 크기에 변화하지 않는 반면, 방법론 2에서는 전력탁송 단가가 탁송전력의 크기에 따라 계속 변화한다는 것이다. 근본적으로 방법론 1은 아래의 (그림 1)과 같이, 송전-네트워크가 유일하게 운용되고, 송전설비를 보유하고 있는 전력회사가 대부분의 발전설비도 소유하고 있는 경우에 적합하다. 이는 우리나라와 같이 수직통합된 전력회사가 송전계통을 소유하고 있고 미래의 탁송전력량이 상대적으로 아주 적을 것으로 예상되는 경우나, 일본과 같이 발전사업자의 자기탁송을 동일 전력회사 이내로 한정할 때에 적합한 모형이다.



(그림 1) 동일 지역내에서의 전력 탁송

그러나 방법론 2는 아래의 (그림 2)와 같이 지역 1의 탁송회망자가, 송배전설비를 소유하고 있고 자체 전력공급지역 A의 최대부하가 P인 전력회사의 수송설비를 이용하여, 다른 지역 2로 전력을 탁송하는 경우에 적합한 모형이다. 이는 미국 등과 같이 장거리 전력탁송이 빈번하게 이루어지고, 탁송전력량의 비율이 상대적으로 높을 때 적합하고, 통상 이 방법론이 방법론 1보다는 많이 사용되고 있다.



(그림 2) 지역 1에서 지역 2로의 전력 탁송

기존의 우편요금제에 기초한 전력탁송 요금 계산법 1, 2, 3에서는 근본적으로 매년도별 회계상 발생하는 비용회수의 측면에 초점을 두고 있다. 그러나 회계 비용회수에 근거한 접근법에서의 가장 큰 문제점은 전력탁송 비용이 적용하는 감가상각 방법론, 감가상각 시행 기간, 설비의 회계적 수명 등에 의하여 연도별로 변동한다는 것이다. 통상, 정률법이나 연수합계법에서는 설비운용 초반부에 비용 회수를 많이 하고, 감채기금법에서는 후반부에 비용 회수를 많이 하고, 정액법에서는 자산의 수명 기간 동안에 동일하게 한다. 따라서, 정률법이나 정액법을 사용하는 경우에는, 설비운용 초반부의 탁송비용이 급격하게 높아지고 후반부에서는 그 비용이 매우 낮아지는 경향이 있다. 따라서, 설비투자 후반부에 나타나는 탁송이용자는 일종의 무임승차자(Free-Rider)가 되는 현상이 발생한다²⁾. 또한, 어떤 설비의 기술적, 경제적 수명은 통상 회계적 수명보다도 길므로, 감가상각 기간이 지난 설비에 대해서는 고정비를 회수하지 않으므로 탁송비용이 급격하게 낮아지는 문제점이 있다.

기존의 방법론에서는 탁송 이용자별로 연간 회수되어야 할 총비용이 식 (1), (2), (5)에 의하여 할당된다. 여기에서의 문제점은 각 탁송 이용자의 탁송 시간(즉, 탁송전력량)이 고려되지 않는다는 것이다. 예를 들어, 탁송 용량은 동일한 두 이용자 가운데 연간 전력탁송을 실행하는 이용자는 연중 반만 전력탁송을 실행하는 이용자보다 kWh당 전력탁송 요금을 반만 지불하면 되는 현상이 발생한다(물론, 두 이용자의 연중 지불금액은 동일하다). 기존의 우편요금제에 내재하고 있는 제반 문제점을 어느 정도 극복할 수 있는 새로운 우편요금제를 다음 절에 소개한다.

2.5 제안하는 우편요금제에 의한 전력탁송 요금 계산

이 연구에서 제안하는 방법론은 크게 기존의 회계비용의 사용할 때에 가장 문제가 되는 감가상각비 문제에 대한 대안 및 탁송 이용 시간에 대한 대안으로 구성된다.

첫째, 방법론 1 및 2에 대한 대안은 다음 식과 같이 연도별 회수비용 가운데 감가상각비 및 자기자본 및 타인자본에 대한 기회비용 대신에 자본회수계수를 이용한 연금액을 적용하고, 이때 수명기간을 회계적 수명 기간 대신에 기술적 경제적 수명기간을 적용하는 것이다. 이러한 방법론은 기존의 회계적인 접근법과는 달리 경제성 평가의 개념을 적용하는 것으로서 연도별 고정비용 회수분의 변동을 최소화하는 장점이 있다.³⁾ 즉, 식 (1)에 대한 대안은,

$$WP[\$/Year] = \left[\sum_{i \in I} \sum_{j \in J, i \neq j} \{A_i + C_{i,i}^t\} \right] \cdot \frac{W}{P} \quad (6)$$

여기서,

2) 이러한 현상은 송전-네트워크의 설비투자가 꾸준히 지속되는 계통보다, 어떤 연도에 일시적인 설비투자가 발생하는 계통에서 심각하게 발생한다.

3) 감가상각비와 자본비를 대신하여, 설비의 초기투자비에 대한 연간 자본회수비용(연금액, Annuity)를 사용하는 것이 연간고정비용의 정의에 보다 근접한다. 그러나 대부분의 경우, 연금액 대신에 자본비와 감가상각비를 사용하는 이유는 회계적인 자료를 획득하기 쉬운 이유 때문이다.

$$A_i = BC_i \cdot \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (I \text{ 설비의 초기투자비에 대한 연금액, } i: \text{할인률, } n: \text{설비의 경제적 기술적 수명 연수})$$

$$C_{i,j}^t: I \text{ 설비의 } t \text{ 연도 주식배당액 및 채권이자,}$$

$$C_{i,k}^t: I \text{ 설비의 } t \text{ 연도 감가상각액,}$$

또한, 식 (2)에 대한 대안은 동일한 방법으로 다음과 같이 된다.

$$WP[\$/Year] = \left[\sum_{i \in I} \sum_{j \in J, i \neq j} \{A_i + C_{i,i}^t\} \right] \cdot \frac{W}{P+W} \quad (8)$$

방법론 (3)에 대해서도 식 (7) 및 (8)과 같이 동일하게 변환하면 된다. 그러나 기존의 방법론과는 달리 송전계통에 대하여 하나의 연간고정비용을 계산하는 것이 아니라, 송전계통의 각 구성 요소(I)에 대하여 연간고정비용 $AFCR_i^t$ 를 계산한 다음, 이들의 가중평균으로부터 아래 식 (9)와 같이 새로운 t 연도의 연간고정비용 $AFCR^t$ 를 계산한다. 이는 기존의 문헌^{(9),(10)}에서 사용하고 있는 방법론보다도 정확한 연간고정비용을 계산할 수 있고, 연간고정비용의 정의에 보다 근접한 개념이다.

$$AFCR_{new}^t = \sum_{i \in I} \omega_i \cdot AFCR_i^t \quad (9)$$

여기서,

$$\omega_i = \frac{BC_i}{\sum_{i \in I} BC_i} \quad (I \text{ 설비의 총설비에 대한 취득원가 비중}),$$

$$AFCR_i^t = \frac{A_i + \sum_{j \in J, i \neq j} C_{i,j}^t}{BC_i}$$

따라서, 방법론 (3)의 식 (5)에 대한 대안, 즉 새로운 방법론은 다음과 같이 표현된다.

$$WP^t[\$/Year] = AFCR_{new}^t \cdot \sum_{i \in I} C_i^t \cdot \frac{W}{P}$$

$$= AFCR_{new}^t \cdot \sum_{i \in I} C_i^t \cdot \frac{W}{P+W} \quad (10)$$

지금까지 언급된 방법론은 주로 연중 전력탁송을 실행하는 일종의 장기 보장전력거래 이용자들에게 적합하다. 만약, 상기 방법론들을 단기 비보장전력거래 탁송 이용자들에게 동일하게 적용된다면, 이들은 터무니 없이 높은 탁송이용료를 지불하는 현상이 발생한다. 따라서 이 논문에서는 탁송량이 많지 않은 이용자들에 대한 이용료 산정을 다음과 같이 전력량 기준, 전력탁송 요금 이용을 제안한다. 단기 비보장전력거래 탁송이용자들에게 할당되는 연중 총비용(TC_{NF})은 아래 식과 같이 송전계통에서 연간 회수되어야 할 총비용에서 보장전력거래 탁송자들에게 할당되는 총비용을 공제한 것으로 정의한다. 즉,

$$TC_{NF} = \left[\sum_{i \in I} \sum_{j \in J, i \neq j} \{A_i + C_{i,i}^t\} \right] - \sum_{w \in W} WP_w^t \quad (11)$$

여기서,

TC_{NF}^t : 비보장전력거래 이용자에 할당되는 t연도 총비용,

WP_w^t : t연도 w 보장전력거래 탁송자의 연간 비용,

W: 보장전력거래 탁송자를 나타내는 집합.

따라서, 각 비보장전력거래 탁송자에게 할당되는 비용은 아래와 같이 총비보장거래 전력량 합계에 대한 각 이용자의 전력량 비율로부터 구하면 된다.

$$WP_{NF(w)}^t = TC_{NF}^t \cdot \frac{G_{NF(w)}^t}{\sum_{NF(w) \in Q} G_{NF(w)}^t} \quad (12)$$

여기서,

$WP_{NF(w)}^t$: t년도 NF(w) 비보장전력거래 탁송자의 연간 비용,

$G_{NF(w)}^t$: t년도 NF(w) 비보장전력거래 탁송자의 연간 총 탁송전력량,

Ω : 비보장전력거래 탁송자를 나타내는 집합.

앞에서 언급한 바와 같이, 탁송 이용자를 보장거래 이용자와 비보장거래 이용자로 구분하여 각기 비용을 회수하면 이들의 총비용합은 송전계통에서 회수되어야 될 연간 총회수비용과 동일하게 되며 앞에서 언급한 문제점을 동시에 만족시키는 장점이 있다.

3. 사례 연구

사례 연구는 우리나라 송전계통의 1990년부터 1995년까지의 실제 발생 회계비용을 기초로 하여 수행하였다.^{(1),(2)} 그러나, 각 송전 구성요소별 자료의 획득이 현실적으로 매우 힘들기 때문에, 기존의 식 (1)을 이용하는 방법론 1과 식 (2)를 적용하는 방법론 2에 대해서만 사례 연구를 수행하였다. 향후, 송전계통의 각 구성 요소에 대한 자료가 구해지면, 이 논문에서 제시한 다양한 방법론의 적용이 가능할 것이다.

현재의 기능별 손익계산서에서 비용과 관련되는 부분은 발전비, 송전비, 배전비, 판매비, 일반관리비, 기타 영업비용으로 구성되는 영업비용, 지급이자 및 잡손실 기타로 구성되는 영업외비용, 특별손실, 법인세 등으로 구성된다.

이 가운데 전력탁송과 관련되는 부문을 분리하여 보면 다음과 같고, 본 연구에서는 특별손실 및 법인세 등에 의한 영향은 무시하기로 한다. 즉, 탁송비용을 산정하기 위하여 송변전설비 투자 및 운용과 관련되는 비용 항목으로는 영업비용에는 송전비⁴⁾와 일반관리비 등이 해당되고, 영업외비용에는 지급이자와 잡손실기타 항목이 있다. 아래의 표는 탁송요금의 계산과 관련된 비용항목을 연도별로 정리한 것이다.

(표 1) 송변전설비와 관련된 연도별 총비용

단위 : 백만원

항목 연도	영업비용		영업외 비용		영업비용	송전비/ 영업비
	송전비	일반 관리비	지급이자	잡손실 기타		
1990	310722	108387	302338	135267	3816018	0.0814
1991	340661	124483	285347	145776	4191527	0.0813
1992	442371	153000	405068	278260	4996929	0.0885
1993	505059	175090	523758	392650	5612873	0.0900
1994	598004	224629	587072	293611	6753219	0.0886
1995	742104	261387	621386	164751	8064873	0.0920

위의 표 1에서 일반관리비, 지급이자, 잡손실 기타 항목의 비용 가운데 송변전설비의 투자 및 운용과 관련된 비용을 도출하기 위하여 사용한 전제는 다음과 같다.

전제 1. 일반관리비의 송전부문 할당 : 일반관리비의 송전부문 비율은 1996년 3/4분기를 기준으로

11.95%를 적용하였다.

전제 2. 지급이자의 송전부문 할당 : 영업외비용 가운데 지급이자의 송전 부문 비율은 1996년 3/4분기를 기준으로 17.89%를 적용하였다.

전제 3. 잡손실 기타 비용의 송전부문 할당 : 영업외비용 가운데 지급이자의 송전부문 비율은 한국전력공사의 회계 기준상 구분이 곤란하므로 이 연구에서는 각 연도별로 영업비에 대한 송전비를 일괄적으로 적용하였다. 이는 연도별로 차이가 있지만, 대략 8-9%의 수준이다(표 1 참조).

(표 2) 탁송요금 산출을 위한 요소별 비용

단위 : 백만원

연도	영업비용		영업외 비용		총계
	송전비	일반관리비	지급이자	잡손실 기타	
1990	310722	12952	54088	11014	388776
1991	340661	14875	51048	11847	418433
1992	442371	18283	72466	24633	557755
1993	505059	20923	93700	35331	665014
1994	598004	26843	105027	25999	755873
1995	742104	31235	111165	15159	899665

탁송비용을 계산하기 위해서는 식 (1)과 식 (2)에서의 탁송비용을 우선 계산하여야 한다. 식 (2)의 경우에는 탁송비용이 탁송전력의 함수가 되는 반면, 식 (1)의 경우는 연간최대수요만 알고 있으면, 이를 계산할 수 있다. 이 연구에서는 보장거래 탁송전력량을 500MW로 가정하고, 식 (1)과 식 (2)를 이용한 연간 탁송요금을 아래 표 3과 같이 계산하였다.

(표 3) 연간 탁송요금의 산출

항목 연도	연간 총송전 회수비용 (백만원)	연간 첨두 부하 (MW)	탁송량 (MW)	탁송비용		총탁송비용 (백만원/Year)	
				식 (2)	식 (1)	식 (2)	식 (1)
1990	338776	17252	500	0.0282	0.0290	10950	11268
1991	418433	19124	500	0.0255	0.0261	10661	10940
1992	557755	20438	500	0.0239	0.0245	13319	13645
1993	655014	22112	500	0.0221	0.0226	14483	14811
1994	755873	26696	500	0.0184	0.0187	13896	14157
1995	899665	29878	500	0.0165	0.0167	14807	15056

(표 3)에서 보는 바와 같이, 전력탁송비용을 계산하기 위해서 식 (1) 및 식 (2)를 적용하였을 때, 식 (1)의 결과 값이 약간 높게 나타났다. 이 사례 연구에서와 같이 탁송량이 전체 계통의 첨두부하에 비하여 아주 작고, 수직통합된 형태의 전력사업에 대해서는 탁송량에 따라 그 값이 변화하지 않는 식 (1)의 방법론이 타당하고, 향후 탁송량의 점유율이 늘어나고, 발전사업에 경쟁이 도입되었을 때는 식 (2)의 방법론 적용이 타당하다고 판단된다.

여기서, 전력량당 탁송비용 단가를 계산하기 위해서는 총송전비용 가운데 탁송전력에 해당하는 총탁송비용을 계산한 다음(이는 총송전비용과 탁송전력비율을 단순히 곱하면 됨), 이를 탁송을 하고자 하는 발전설비의 연간 에너지량으로 나누어 주면 된다. 이 연구에서는 대상 발전기(혹은, 발전사업자)의 연간 설비용량을 85(%)로

4) 한국전력공사에서 고려하고 있는 송전비의 구성 항목으로는 종업원 임금, 퇴직금, 임시고령 임금, 보수비, 수선유지비, 복지비, 세금, 렌트비, 감가상각비, 보험료, 계 수수로, 혼련비, 보상비, 개발비, 고정자산제작손실비, 기타비용 등이 있다.

가정하여 산정하였다. 또한 탁송전력량이 변동할 때, 탁송비용 단가를 산정한 결과 다음과 같이 나타났다(모든 경우에 대하여 탁송대상 발전설비의 연간 설비비용을 85(%)로 가정하였다).

(표 4) 탁송전력 변화에 대한 전력량당 탁송요금

연도	탁송전력: 500MW		탁송전력: 1000MW		탁송전력: 2000MW	
	식 (2) 방법론	식 (1) 방법론	식 (2) 방법론	식 (1) 방법론	식 (2) 방법론	식 (1) 방법론
1990	2.94	3.03	2.86	3.03	2.71	3.03
1991	2.86	2.94	2.79	2.94	2.66	2.94
1992	3.58	3.67	3.49	3.67	3.34	3.67
1993	3.89	3.98	3.81	3.98	3.65	3.98
1994	3.73	3.80	3.66	3.80	3.54	3.80
1995	3.98	4.04	3.91	4.04	3.79	4.04

1995년을 기준으로 전력량당 전력탁송 요금은 약 4(원/kWh) 정도로 나타났다. 이는 1995년의 평균 발전원가 33.56(원/kWh)의 약 12(%) 정도이며, 총원가 57.43(원/kWh)의 약 7(%) 수준으로 적정 전력탁송요율 수준으로 판단된다. 그러나 이 연구에서는 송전손실 및 전력계통 운용에 관련된 부대 비용을 고려하지 않았으므로 실제의 탁송비용은 이 보다 다소 높아질 것으로 판단된다.

향후, 송전-네트워크의 각 구성요소별 회계자료에 근거하여, 전력탁송 요율을 결정하면 보다 정확한 탁송요율을 제시할 수 있을 것으로 판단된다. 사례연구를 통하여 계산된 우편요금제 전력탁송 요금은 전력탁송 비용을 계산하기 위한 하나의 시작점으로 보아도 무방할 것이며, 실제로 일본의 경우에서도 현재 우편요금제를 기초로 하여 산정된 결과를 기준 탁송요금으로 현재 사용하고 있다. 그러나, 우편요금제에 기초한 전력탁송 요금은 근본적으로 총괄원가 방식에 기초하고 있고, 송전설비의 투자 및 운용 보수에 관련된 비용이 가장 효율적이고 명목하게 사용되었을 때에 그 의미가 깊다. 만약, 미래 불확실성 등으로 인하여, 송전설비 투자가 최적이지 않았을 때에는 이를 보정할 수 있는 새로운 방법론을 적용하여야 하며, 궁극적으로는 거리용량병산제 및 한계비용에 기초한 송전 탁송비용이 계산 및 적용되어야 할 것으로 판단된다.

4. 결 론

본 연구에서는 우리나라의 송전요금, 즉, 전력탁송요금을 총괄비용법의 일환인 우편요금제를 적용하여 산정하여 보았다. 또한, 이 연구에서는 송전요금을 계산하기 위하여 기존의 우편요금제에서 사용하고 있는 회계자료에 기초한 방법론 개념을 확장한 여러 가지 새로운 방법론들을 제시하였다. 제시한 방법론들의 장점은 회계비용가운데 감가상각비로부터 발생하는 탁송비용의 연도별 왜곡을 방지할 수 있고, 탁송 거래를 보장거래와 비보장거래로 구분하여 비차별적인 탁송비용의 산정 방법론을 제시하였다.

사례 연구에서는 자료 획득의 어려움으로 인하여 기존의 우편요금제를 적용하여 계산한 결과 1995년에 약 4(원/kWh) 수준으로 나타났으나, 송전손실의 고려, 기타 송전계통 운용과 관련된 제반 비용을 포함하면 이 보다 높은 값이 도출될 것으로 판단된다.

(참 고 문 헌)

- [1] 한국전력공사, 경영통계, 1997.
- [2] 한국전력공사, 재무통계, 1997.

- [3] 한국전력공사, 구입전력의 적정 수준과 요율에 관한 연구, 1993.
- [4] 한국전력공사 전력경제처, 미국을 중심으로 한 최근의 전기사업 동향(송전선 접속개방을 둘러싼 움직임과 탁송요금 산정방법), 1996. 6.
- [5] 한국전력공사 전력경제처, 송전 접속이 전력계획과 운용에 미치는 영향 및 과제(미국의 규제완화 사례를 참고로), 1997. 5.
- [6] 한국전력공사, 전력산업구조 변화 및 전력탁송에 관한 연구, 1998. 3.
- [7] Michael D. Devine et. al., "PURPA 210 Avoided Cost Rates: Economic and Implementation Issues", Energy Systems and Policy, Vol. 11, 1987.
- [8] D. Shirmohannadi, C.Rajagopalan, E. R. Alward, and C. L. Thomas, "Cost of transmission transactions: An introduction", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991.
- [9] H. H. Happ, "Cost of wheeling methodologies", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Feb., 1994.
- [10] H. H. Happ, Chairman W.G. on Wheeling, Report on Wheeling Costs, Case 88-E-238 of the New York Public Service Commission, Feb., 1990.
- [11] D. Shirmohannadi, X. V. Filho, B. Gorenstin, and M. V. P. Pereira, "Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.