

# 전력시장 경쟁체제에서 무효전력/전압 제어 서비스의 가격 책정 방법에 관한 연구

노 경 수

동국대학교 전기공학과

## A Method to Calculate a Service Charge for Reactive Power/Voltage Control under Competition of Power Utilities

Kyoung-Soo Ro

Electrical Engineering, Dongguk University

### Abstract

As electric power systems have been moving from vertically integrated utilities to a deregulated environment, the charging of reactive power management is a new challenging theme for market operators. This paper proposes a new methodology to compute the costs of providing reactive power management service in a competitive electrical power market. The proposed formulation, which is basically different from those shown in the literature, consists of two parts. One is to recover investment capital costs of reactive power supporting equipment based on a reactive power flow tracing algorithm. The other is to recover operational costs based on variable spot prices using the optimal power flow algorithm. The charging shapes resulted from the proposed approach exhibit a quite good meaning viewed from a practical sense. It turns out that reactive power charges are mostly due to recovery of capital costs and slightly due to recovery of operational costs. The method can be useful in providing additional insight into power system operation and can be used to determine tariffs of a reactive power management service.

### 1. 서론

최근 들어 에너지 관련기술 및 정보통신 기술이 발전함에 따라 영국을 비롯한 선진국들과 일부 개발도상국에서는 정부규제의 한계를 인식하고 에너지산업의 많은 부분을 민간부문에 개방하고 경쟁적인 시장을 통해 전력산업의 효율성을 높이고자 노력하고 있다. 민간부문이 참여하여 경쟁이 도입된다면 에너지가격은 더 이상 정부가 설정할 수 있는 정책수단은 아니며, 따라서 가격규제를 통한 수요관리는 그 의미를 상실하게 된다. 이러한 상황에서 정책기능은 경쟁을 촉진하고 시장의 효율성을 증대시키는 방향으로 전환

되어야 한다.

전력산업에 경쟁체제가 도입되면 전력회사와 소비자 사이에 합리적인 전력 거래가 이루어져야 한다. 전력의 특성상 거래행태가 매우 복잡하며, 전력 가격이나 공급이 불안정할 경우 미치는 영향이 매우 크기 때문에 적절한 구조와 이에 부합하는 거래가 매우 중요하게 된다. 전력산업 구조개편이 세계적인 추세로 자리함으로써 기존의 독립체제에서는 고려되지 않았던 전력의 생산과 수송 그리고 보조서비스(ancillary service) 각각에 분리된 가격을 설정할 필요가 생긴다. 미국의 연방에너지조정위원회(FERC)에 의하면 보조서비스는 다음과 같이 정의되어진다 [1]; "제어영역내에서 의무적으로 판매자에서 구입자까지의 전력수송을 원활하게 하는데 필요한 서비스와 그 제어영역내의 전력수송회사가 상호연계된 송전시스템의 안전한 운영을 유지하는데 필요한 서비스". 송전회사들은 그들의 수요자에게 제공할 보조서비스에 대한 가격을 시간의 변화에 따라 정확히 계산할 필요가 있다. 왜냐하면 이 가격변화가 시간, 장소 및 시스템의 상태 등의 함수로 주어지기 때문이다.

중요하게 여겨지는 여덟 가지 보조서비스로서는 (1) 발전계획 및 급전, (2) 전압제어(무효전력 운용), (3) 부하추종(자동 발전력 제어), (4) 에너지 불평형 제어, (5) 동기화 예비력(spinning reserve) 확보, (6) 보충 예비력(supplemental reserve) 확보, (7) 자체기동(black start), (8) 유효전력 손실 등을 들 수 있다. 각각의 보조서비스에 관여되는 비용은 따로따로 계산되어야 하며 이들 각각의 비용을 합하면 전체 보조서비스 비용이 얻어진다.

이러한 보조서비스 중 하나인 무효전력 운용서비스에 대한 가격을 결정할 수 있는 기준을 확보할 필요가 있으며 따라서 본 연구에서 제안하는 방법을 이용함으로써 전력거래에 수반되는 총 보조서비스의 가격을 결정하는데 도움을 줄 수 있으리라 여겨진다.

Baughman과 Siddiqi는 두 개의 부분으로 구성된 두 레벨의 최적화문제의 해를 구함으로써 전력시스템의 각 버스에서의 가격을 결정하였다[2]. 이러한 실시간 가격책정방법은 유효전력에 대한 가격을 정

의하는데 상당히 이론적으로 정립되어 있는 방법이  
다. 그러나, 이 방법을 무효전력서비스에 적용하는데  
있어 부적절하며, 이러한 단점을 보완하는 방법을  
제시한다.

본 연구와 관련하여 송전선로 조류에 대한 특정  
부하 혹은 발전기가 분담하게 되는 전력을 추적하는  
여러 방법들[3-6, 16]이 제안되었으나 폭넓게 받아들  
여지는 것은 없다. 여러 논문에서 실시간 가격책정  
방법을 사용하여 마디의 한계비용을 결정하였다  
[9-13].

제안하는 방법은 무효전력서비스의 회복비용을 가  
변비용과 고정비용으로 나누어 회복비용을 구성하는  
것이다. 즉, 실시간 가격책정방법으로 가변비용을 할  
당하고, 전력조류추적방법로 고정비용을 할당하는  
방법이다.

## 2. 무효전력의 실시간 가격책정방법

최적화 문제(Optimal Power Flow)의 목적은 등호  
제약조건인 전력조류방정식과 부등제약조건인 발전  
제약, 전압제약, 그리고 선로조류제약을 만족하면서  
부하(Load)를 만족하는 총 운전비용(Total operating  
Cost)을 최소화하는 각 발전기들의 출력을 찾는 것  
이다. 최적화 문제(OPF)의 목적함수와 라그랑제 함  
수는 다음과 같이 표현할 수 있다.

목적함수:

$$C = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) \quad (1)$$

라그랑제 함수:

$$\begin{aligned} TC(P, Q, V, \delta) = & \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) \\ & + \sum_{i \in N} \lambda_{\mu i} [P_i - \sum_{j \in N} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ & + \sum_{i \in N} \lambda_{qi} [Q_i + \sum_{j \in N} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ & - \sum_{i \in C} \mu_{i, p, \min} (P_i - P_{i, \min}) \\ & + \sum_{i \in C} \mu_{i, p, \max} (P_i - P_{i, \max}) \\ & - \sum_{i \in C} \mu_{i, q, \min} (Q_i - Q_{i, \min}) \\ & + \sum_{i \in C} \mu_{i, q, \max} (Q_i - Q_{i, \max}) \\ & - \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} \eta_{ij, \min}^{i,j} (P_{ij} - P_{ij, \min}) \\ & + \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} \eta_{ij, \max}^{i,j} (P_{ij} - P_{ij, \max}) \\ & - \sum_{i \in N} \nu_{i, \min} (V_i - V_{i, \min}) \\ & + \sum_{i \in N} \nu_{i, \max} (V_i - V_{i, \max}) \end{aligned} \quad (2)$$

특정시간에 버스 i에서의 실시간 가격책정은 다음  
과 같이 주어진다.

$$\lambda_{qi} = \frac{\delta L}{\delta Q_{di}}$$

## 3. 무효전력추적방법

일반적으로 무효전력손실이 유효전력손실의 10배  
이므로 손실을 무시할 수 없다. 무효전력조류추적방  
법에 따른 두 가지의 방법을 제안하고자 한다. 첫  
번째 방법은 가상의 모선을 생성하여 무효전력조류  
를 추적하고, 두 번째 방법은 상위전력조류추적방법  
으로 상위모선으로 흐르는 무효전력조류를 추적하는  
방법이다.

가. 가상의 모선을 생성하여 무효전력조류를 추적  
하는 방법

버스 i를 통해 흐르는 전체 전력(total flow)을 표  
현  
하면,

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i} |P_{ij}| + P_{Li} \quad \text{for } i=1, 2, 3, \dots, n \quad (3)$$

여기서  $\alpha_i$ 는 버스(node) i에 직접적으로 연결된 버  
스들의 집합이다.  $P_{ij}$ 는 라인 j-i에 흐르는 선로조  
류이고,  $P_i$ 는 버스 i에서의 버스전력(nodal power)  
이다.

손실이 없는 시스템이라면,  $|P_{ij}| = |P_{ji}|$ 이고 선로  
조류(line flow)는  $|P_{ij}| = c_{ji} \cdot P_j$ 로 표현할 수 있고,  
이것을 식(6)에 대입하여 노드 j에서의 버스전력  
(nodal power)과 관련하여 표현하면,

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} \cdot P_j + P_{Li} \quad (4)$$

여기서  $c_{ji} = |P_{ji}|/P_j$ 이다.

식을 다시 정리하면 다음과 같이 된다.

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} \cdot P_j = P_{Li} \quad (5)$$

$$A_d \cdot P = P_L \quad (6)$$

$A_d$ 는  $n \times n$  배분행렬이고,  $P_L$ 은 버스의 부하벡  
터(the vector of the nodal demand)를 나타낸다.

$A_d$ 의 (i,j)성분은 다음과 같다.

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{for } i=j \\ -c_{ji} = -|P_{ji}|/P_j & \text{for } j \in \alpha_i \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (7)$$

$A_d^{-1}$ 행렬이 존재하면,  $P = A_d^{-1} \cdot P_L$ 이고 i번째  
성분은 다음과 같다.

$$P_i = \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad i=1, 2, 3, \dots, n \quad (8)$$

위의 방정식은 버스 조류  $P_i$ 가 시스템의 모든 부  
하에 어떻게 배분되는지를 보여준다.  $P_i$ 는 버스로  
유입하는 전력과 버스 i의 발전전력의 합과 같다. 따

라서 선로 i-j로부터 버스 i로의 유입전력은 비례배분법칙을 사용하여 계산할 수 있다.

$$|P_{ij}| = \frac{|P_{ij}|}{P_i} \cdot P_i = \frac{|P_{ij}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot P_{Lk} \quad (9)$$

$$= \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^L \cdot P_{Lk} \quad \text{for all } j \in \alpha_i$$

$D_{ij,k}^L = |P_{ij}| [A_d^{-1}]_{ik} / P_i$ 는 선로 i-j 선로조류의 k 번째 부하의 배분계수를 나타낸다.

발전전력은 또한 노드로 유입되는 전력이며, 비례배분법칙을 이용하여 다음과 같이 계산될 수 있다.

$$P_{gi} = \frac{P_{gi}}{P_i} P_i = \frac{P_{gi}}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} P_{Lk} \quad \text{for } i=1, 2, \dots, n \quad (10)$$

방정식 (10)은 각 발전기가 각 부하에 대한 배분을 나타낸다.

#### 나. 상위전력조류 추적방법

모선의 총 전력으로부터 선로의 추출도를 표현하면,

$$(A)_{line j, bus i} = \frac{\text{line } j \text{'s power flow}}{\text{bus } i \text{'s total passing power } P_i} \quad (11)$$

여기서 모선 i는 선로 j의 하위모선을 의미하고,  $P_i$ 는 선로에서 유입된 전력과 발전기에서 유입된 전력을 포함한다.

총 부하전력조류로부터 부하 추출도( $A_L$ )를 표현하면,

$$A_{Lii} = \begin{cases} 0 & i \in \text{net load buses} \\ \frac{\text{net load power on bus } i}{P_i} & i \in \text{net load buses} \end{cases} \quad (12)$$

여기서  $P_i$ 는 버스 i로 유입되는 전력조류의 합을 나타낸다. 부하의 추출도 행렬은 음의 값을 가지지 않는다.

총 버스전력조류에서 발전기의 기여도(B)행렬은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$B_{bus-i, bus-k} = \begin{cases} 1 & k=i, k \in \text{net gen. buses} \\ 0 & k=i, k \notin \text{net gen. buses} \\ 0 & k>i \\ 0 & k<i, k \notin \text{net gen. buses} \\ \sum_{l \in i} A_{ij-m} \cdot B_{m-k} & k<i, k \in \text{net gen. buses} \end{cases} \quad (13)$$

여기서 "k<i"의 k는 버스 i에서의 상위버스이고, "k>i"의 k는 버스 i에서의 하위버스를 의미한다.

부하가 시스템의 발전기들로부터 어떻게 배분을

받는지를 나타내면 다음과 같다.

$$P_L = A_L P = A_L B P_G = K_{LG} P_G \quad (14)$$

여기서  $K_{LG}$ 는 부하에서 발전기의 기여도행렬을 나타낸다.

#### 4. 제안 방법

실시간 가격책정방법(Real-Time Pricing Method)의 목적함수(Objective Function)는 유효전력의 총생산비용(Total Cost of Active Power)을 최소화하는 운전점을 찾는 것이며, 목적함수에서 유효전력 생산비용과 무효전력 생산비용을 비교해서 상대적으로 작은 무효전력 생산비용을 무시하였다. 유효전력 생산비용은 연료비에 크게 의존하는 반면에 무효전력 생산비용은 그렇지 않다. 또한 무효전력 설비비용은 실시간 가격책정방법의 목적함수에 포함되지 않기 때문에 유효전력 가격책정에 적합한 이 방법은 무효전력 가격책정에는 맞지 않는다. 그러므로 실시간 가격책정방법만으로 무효전력의 가격을 책정하는 것은 부적합하다고 여겨진다. 이러한 결점을 보완하기 위해 무효전력의 가격을 초기 투자비용 회수와 실시간 운전비용 회수로 구분하고자 한다.

#### 5. 사례연구

앞장에서 제시된 방법들을 그림 1에 주어진 샘플 시스템에 적용하여 그 결과를 살펴보기로 한다. 계산에 필요한 시스템의 부하 및 선로 데이터는 부록에서 제시한다.

각 발전기의 설비비용이 200, 140, 170\$/h일 때, 각 발전기의 발전범위는 다음과 같다.

$$\begin{aligned} &50\text{MW} < P_{g1} < 200\text{MW}, \\ &-100\text{MVAR} < Q_{g1} < 150\text{MVAR} \\ &37.5\text{MW} < P_{g2} < 150\text{MW}, \\ &-100\text{MVAR} < Q_{g2} < 150\text{MVAR} \\ &45\text{MW} < P_{g3} < 180\text{MW}, \\ &-100\text{MVAR} < Q_{g3} < 150\text{MVAR} \end{aligned}$$

유효전력 생산비용을 위한 각 발전기의 비용함수는 다음과 같다.

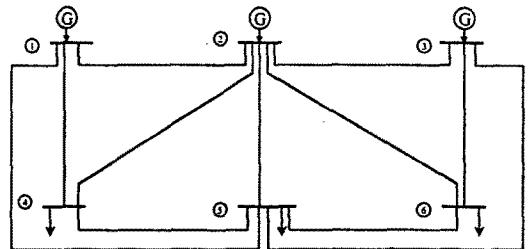


그림 1. 6-모선 샘플 시스템

Fig. 1 6-bus sample system

$$C_1(P_{G1}) = 0.00533P_{G1}^2 + 11.669P_{G1} + 213.1$$

$$C_2(P_{G2}) = 0.00889P_{G2}^2 + 10.333P_{G2} + 200.0$$

$$C_3(P_{G3}) = 0.00741P_{G3}^2 + 10.833P_{G3} + 240.0$$

가. 실시간 가격책정방법의 결과

예제 시스템에 실시간 가격책정방법을 적용함에 있어 MATPOWER2.0 (A MATLAB™ Power System Simulation Package)를 사용했다. 표 4-1은 실시간 가격책정방법의 결과를 나타내고 있다.

각 부하 모선에서의 무효전력의 운전비용은 100VAR(Base)에 무효전력의 가격을 곱하여 나타낼 수 있고, 부하모선 4에서의 무효전력 설비비용은 73.3(\$/h) (=100\*0.733)으로 책정되어지고, 부하모선 5와 6은 80.1과 49.7로 책정되어진다.

표 4-1. 실시간 가격책정방법의 결과

Table 4-1. Result of real-time price method

bus number	Voltage		Generation		Load		$\lambda$ (\$/MVAR-hr)
	Mag(pu)	Ang(pu)	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)	
1	1.100	1.050	79.26	61.20	-	-	-
2	1.099	0.074	122.04	122.34	-	-	-
3	1.100	0.516	112.35	100.40	-	-	-
4	1.008	1.880	-	-	100.00	100.00	0.733
5	0.992	-2.675	-	-	100.00	100.00	0.801
6	1.016	-2.354	-	-	100.00	100.00	0.497

나. 가상의 모선을 생성하여 무효전력조류를 추적하는 방법

비례배분법칙을 적용하기 위해 원래의 예제시스템에서 가상의 노드가 생성된 예제시스템을 그림 2에서 보여주고 있다.

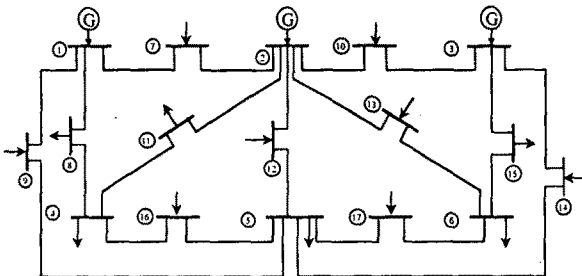


그림 2. 가상의 모선을 가지는 샘플시스템

Fig. 2 sample system with fictitious line nodes

방정식(6)으로 표현되는 알고리즘을 적용하면 다음과 같은 결과를 얻을 수 있다.

```

column
1 1 0 0 0 0 0 0 0 -1 -0.9484 0
0 1 0 0 0 0 0 0 -0.2468 0 0 0
0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0
-0.0925 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0
0 0 0 -0.3841 0 0 0 0 1 0 0 0
0 0 0 0 -0.2965 0 0 0 0 1 0 0
0 -0.0249 -0.0393 0 0 0 0 0 0 0 1 0
0 0 0 -0.931 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 -0.2830 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 -0.6146 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 -0.2696 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 -0.6857 0 0 0 0 0 0
0 0 0 -0.0228 -0.0563 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 -0.0946 0 0 0 0 0 0 0
  
```

```

column
11 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
-1 -0.9936 -0.9509 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 -0.9729 -1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -0.3795 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0
  
```

역행렬을 구하여 알고리즘을 적용하면 발전되는 무효전력의 부하에 대한 배분계수를 얻을 수 있다.

bus num	4	5	8	11	15	Total	
1	34.8509	25.5144	0	0.98	0	61.3453	
2	58.6932	29.0882	29.0979	0.0205	5.3925	122.2929	
3	0	27.5617	65.8734	0	7.2498	100.4	
7	2.6739	1.9583	0	0.0641	0	4.6963	
9	0	1.53	0	0	0	1.53	
10	1.5	1.87	3.44	0.0006	0.1377	7.2332	
12	0	0.18	0	0	0	0.18	
13	0	0.0555	1.5445	0	0	1.6	
14	0	0.73	0	0	0	0.73	
16	2.28	5.63	0	0	0	7.91	
17	0	5.87	0	0	0	5.87	
Total	99.998	99.9881	99.9568	1.0649	5.5302	7.5347	313.7868

발전기의 투자비용은 일반적으로 유효전력의 조건에 부합되므로, 무효전력의 투자비용은 사용되지 않는다. 그러므로, 비용분할방법(Joint Cost Allocation)을 채택하여 무효전력의 비용을 찾는다.

$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  으로부터 유효전력, 무효전력 그리고 피상전력의 관계를 이용하여 무효전력을 위한 투자비용( $CC_Q$ )은 다음과 같은 방정식으로  $CC_Q = CC_P \times \tan(\cos^{-1}0.9)$  계산되어진다.

여기서  $CC_P$ 는 발전기의 유효전력을 위한 투자비용을 나타내고, 0.9는 일반적인 발전기의 역률을 나타낸다. 그 결과 무효전력을 위한 발전기 모선 1에서의 투자비용은 96.9\$/MVAR-h(\$/h) (=200\*tan(cos<sup>-1</sup>0.9))로 책정되어 지고, 발전기 모선 2와 3은 67.8\$/MVAR-h(\$/h)와 3은 67.8\$/MVAR-h(\$/h)와

82.3S/MVAR-h(\$/h)로 책정되어 진다.

무효전력 투자비용을 위한 무효전력 부하는 무효전력 조류추적방법을 이용하여 결정한다. 부하모선 4에서 무효전력배분을 이용하여 할당하면 다음과 같다.(\$/h)

• 모선 4  $\rightarrow$

$$\frac{34.8509}{60.3653} \times 96.9 + \frac{58.6932}{116.8736} \times 67.8 = 89.99$$

무효전력 부하모선 5와 6도 같은 방법으로 책정하면 82.11과 74.90으로 책정되어 진다.

**다. 상위전력조류 추적방법**

그래프 이론에 입각하여 선로조류와 부하들에게서 각 발전기의 기여도와 선로조류와 발전기들로부터 각 부하의 추출도를 계산한다. 그 다음, 방정식(14)로 표현되는 알고리즘을 적용하면 다음과 같이 각 발전기가 무효전력 부하에 대한 배분계수를 얻을 수 있다.

Bus	Load	Supplied			Total
		by Gen. 1	by Gen. 2	by Gen. 3	
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	100.0000	34.8534	57.8301	0.0000	92.6835
5	100.0000	26.9096	27.5999	25.9032	80.4127
6	100.0000	0.0000	30.6462	65.8624	96.5086
<b>Total</b>	<b>300.0000</b>	<b>61.7630</b>	<b>116.0762</b>	<b>91.7656</b>	<b>269.6048</b>

각 발전기의 무효전력 투자비용은 가상의 모선을 생성하여 무효전력조류를 추적하는 방법과 동일하다.

각 부하모선에서의 가격을 무효전력배분을 이용하여 할당하면,

• 모선 4  $\rightarrow$   $\frac{34.8534}{61.7630} \times 96.9 + \frac{57.8301}{116.0762} \times 67.8 = 88.46$

와 같이 책정된다.(단위:\$/h) 부하모선 5와 6의 무효전력 투자비용은 81.57과 76.97로 책정된다.

**6. 제안한 방법에 따른 무효전력요금 비교**

실시간 가격책정방법의 목적함수는 유효전력의 총 발전생산비용을 최소로 결정하고, 목적함수 내에 무효전력의 총 발전생산비용은 매우 적기 때문에 무시되고 있다. 그러므로 실시간 가격책정방법은 유효전력가격을 결정하는데는 적합하지만, 무효전력가격을 결정하는데는 부적합하다. 무효전력을 위한 적절한 가격구조는 실시간 운전을 위한 경제적 신호를 제공할 뿐만 아니라 무효전력 공급설비의 투자비용을 회수해야 한다.

본 연구에서는 무효전력 서비스 제공을 위한 비용은 초기 투자비용 회수와 운전비용 회수의 합으로 전체의 무효전력 서비스 비용을 결정하고자 한다. 실시간 가격책정방법(Real-Time Pricing Method)에

의하여 실시간 운전비용을 회수하고, 무효전력조류 추적방법(Tracing of The Electricity)에 의하여 무효전력 공급설비의 초기 투자비용을 회수한다. 무효전력 서비스를 위한 총 회복비용은 실시간 운전비용과 무효전력 공급설비의 초기 투자비용의 합으로 나타낼 수 있다. 표 2는 방법에 따른 무효전력서비스 가격을 비교하여 나타내었다.

표 2. 방법에 따른 무효전력서비스 가격의 비교  
Table 2. Comparison of the price calculated by each method (단위:\$/h)

bus number	method	real-time pricing	proposed method	Difference
4		73.3000	163.29	89.99
5		80.1000	162.21	82.11
6		49.7000	124.60	74.90

**7. 결론**

전력산업에서 독점체제가 무너지고 경쟁체제가 도입됨에 따라 발전 및 송배전 외에 부가되는 보조서비스에 대한 정확한 비용을 산정할 필요가 있게 된다. 그 중 하나인 계통 안정도와 전압조정에 필요한 무효전력의 가격산정에 대하여 방법을 제시하고 있다. 실시간 가격책정방법이 무효전력에 대한 적절한 가격신호를 제공하지 않기 때문에 무효전력에 대한 전체 회복비용을 실시간 운전비용과 무효전력 공급설비의 초기 투자비용의 합으로 나타내었다. 실시간 가격책정방법은 운전점을 결정하는 알고리즘으로 운전비용을 회복하는데 적절하고, 전력조류추적방법은 각 발전기와 부하의 기여도를 알 수 있으므로 무효전력 공급설비의 초기 투자비용을 회복하는데 적절하다.

제안하는 방법은 전력회사들이 경쟁체제 하에서 무효전력에 대한 보조서비스비용을 계산하는데 기여할 수 있을 것이며, 이러한 무효전력의 가격에 대한 적절한 신호(signal)를 제공함으로써 전력시장의 활성화를 기대할 수 있다.

**8. 참고문헌**

- [1] B. Kirby and E. Hirst, *Ancillary Service Costs for 12 U.S. Electric Utilities*, Oak Ridge National Laboratory Report, ORNL/CON-427, 1996.
- [2] M. L. Baughman, and S. N. Siddiqi, "Real-time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 6, no. 1, February 1991, pp.23-29.
- [3] S. Hao and A. Papalexopoulos, "Reactive Power Pricing and Management", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 95-104.
- [4] D. Kirschen, R. Allen, G. Strbac,

"Contributions of Individual Generators to Loads and Flows", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 52-60, February 1997.

[5] J. Bialek, "Topological Generation and Load distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, August 1997.

[6] J. Bialek, "Identification of Source-sink Connections in Transmission Networks", *Power Systems Control and Management*, 16-18 April 1996.

[7] J.B. Gil et al., "Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 483-489.

[8] S. Ahmed and G. Strbac, "A Method for Simulation and Analysis of Reactive Power Market", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, August 2000, pp. 1047-1052.

[9] A.A. El-keib and X. Ma, "Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 559-565.

[10] Y.Z. Li and A.K. David, "Wheeling Rates of Reactive Power Flow under Marginal Cost Pricing", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, Aug. 1994, pp. 1263-1269.

[11] N.H. Dandachi et al., "OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, February 1996, pp. 226-232.

[12] M.C. Caramanis et al., "The Costs of Wheeling and Optimal Wheeling Rates", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 1, No. 1, Feb. 1986, pp. 63-73.

[13] J.Y. Choi et al., "Optimal Real Time Pricing of Real and Reactive Powers", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, Nov. 1998, pp. 1226-1231.

[14] S. Hao and A. Papalexopoulos, "Reactive Power Pricing and Management", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 95-104.

[15] D. Chattopadhyay et al., "Optimal Reactive Power Planning and its Spot Pricing: An Integrated Approach", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 4, Nov. 1995, pp. 2014-2020.

[16] J.W. Lamont and J. Fu, "Cost Analysis of Reactive Power Support", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp. 890-898.

[17] F.F. Wu et al., "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, August 2000, pp. 923-929.

## 부 록. 6-버스 샘플 시스템의 데이터

### 1. 부하 데이터(정격:345kV, 100MVA)

Bus num.	Bus type	Voltage schedule (pu V)	$P_{gen}$ (pu MW)	$P_{load}$ (pu MW)	$Q_{load}$ (pu MVAR)
1	Swing	1.05			
2	Gen.	1.05	0.50	0.0	0.0
3	Gen.	1.07	0.60	0.0	0.0
4	Load		0.0	0.7	0.7
5	Load		0.0	0.7	0.7
6	Load		0.0	0.7	0.7

### 2. 선로 데이터

From bus	To bus	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	2	0.10	0.20	0.04
1	4	0.05	0.20	0.04
1	5	0.08	0.30	0.06
2	3	0.05	0.25	0.06
2	4	0.05	0.10	0.02
2	5	0.10	0.30	0.04
2	6	0.07	0.20	0.05
3	5	0.12	0.26	0.05
3	6	0.02	0.10	0.02
4	5	0.20	0.40	0.08
5	6	0.10	0.30	0.06