

국내 가스산업의 상호접속가격결정 요인 분석

남궁윤 · 조용현* · 김보영 · 이기호 · 최기련*
한국가스공사 연구개발원, *아주대학교 에너지학과

A Variable Analysis of Interconnection Pricing in the Natural Gas Market

Yoon Namgoong, Yonghyun Cho*, Boyung Kim, Kiho Lee and Kiryun Choi*
R&D Center, Korea Gas Corporation, *Department of Energy, Ajou University

요 약

본 연구는 램지가격결정방식과 효율적요소가격결정방식을 이용하여 향후 국내 가스산업의 배관망공동이용시 발전용 천연가스의 가격 및 이용료 수준을 파악할 수 있는 천연가스 가격 결정의 이론적 모형을 도출하였다. 또한 사례분석을 통하여 램지가격결정방식(RCPR)과 효율적요소가격결정방식(ECPR) 하에서 도출된 최적 가격 및 최적 이용료를 비교·분석하였고 결정변수들이 가격과 이용료에 미치는 영향에 대해서 분석하였다. 그 결과 RCPR에 의한 최적 이용료는 쿠르노 불완전 경쟁하에서 한계직접비용 보다 낮게 도출된데 반해서 ECPR에서는 한계직접비용보다 높게 도출됨으로써 가격결정방식에 따라 최적 이용료의 수준이 상이함을 보였다. 또한 도시가스용 및 발전용 가격은 RCPR 하에서 신규사업자 수가 증가할수록 하락하였고 이용료는 증가하여 한계비용에 접근하였다. 한편 최적 발전용 가격과 최적 이용료는 한계직접비용이 클수록 증대되었고, 역가격탄력성이 클수록 최적 발전용 가격은 증가하는 반면에 최적 이용료는 감소하였다.

Abstract— This study attempts to derive the theoretical frameworks of natural gas pricing, based on Ramsey component pricing rule and Efficient component pricing rule. Under these frameworks, the effects of relevant variables on the gas price and access charge mentioned above are analysed. The results of this study would provide the bases of gas price for power generation and access charge for using gas supply facilities in the case that Open Access System (OAS) is introduced to natural gas market. We found several important facts. First, access charge for using gas supply facilities derived from ECPR is higher than that of RCPR. This seems to be attributed to the characteristic of ECPR, which restrain the entrance of inefficient firms by setting high access charge. Second, as the number of new companies increases, the price of city gas and gas for power generation decreases, access charges increase to approach marginal cost and the effect of social welfare improves. Finally, as inverse price elasticity increases, optimal gas price for power generation increased, whereas optimal access charge for using gas supply facility decreased.

1. 서 론

전통적으로 독점·통합 운영체제를 유지해 왔던 전력, 가스, 철도, 상·하수도화 같은 네트워크 산업은 민영화 및 규제철폐 등의 정부정책에 따라 여러 사업자가 참여하는 경쟁체제 형태로 전환되게 되었다. 이러한 산업구조의 변화는 필연적으로 개별 네트워크간의 상호접속

문제를 수반하게 된다. 상호접속 문제는 기존사업자의 정보 비대칭성, 보편적 서비스에 대한 상호보조(cross-subsidy), 공동비용 배분의 적정성과 설비접속 및 설비 제약에 따른 기술적인 문제 등을 내포하고 있다⁸⁾⁽⁹⁾.

특히 네트워크 설비제공에 대한 적절한 보상체계(상호접속료⁽¹⁾, interconnection prices)는 효율적인 네트워크 상호접속 체계를 확립하기 위한 주요 요소로서 정부 규제

정책의 핵심의제로 부각되었다⁹⁾. 상호접속료가 적정 수준보다 낮게 설정될 경우에는 많은 신규사업자를 유도하여 경쟁을 촉진시키는 반면에, 비효율적인 기업의 진입을 초래하고 기존기업의 투자유인을 저하시킬 가능성이 높다. 한편 상호접속료가 적정수준 보다 높게 설정될 경우에는 기존 기업보다 생산비용이 낮은 효율적인 기업들의 진입을 어렵게 하여 경쟁목표인 경쟁확대와 시장효율화를 어렵게 한다. 따라서 이러한 상호접속가격을 어떠한 기준하에 어떠한 방식으로 어떠한 수준에서 설정하는 것이 바람직할 것인가를 결정하는 것이 상호접속가격결정의 핵심이라고 할 수 있다.

대부분의 경우 정부는 공익서비스 가격결정에서 주로 적용해왔던 회계학적인 접근방법을 상호접속가격결정에 대해서도 적용하고 있다. 이러한 접근방법은 주어진 가격구조하에서 공익기업의 재무적인 자생력을 제공할 수 있고, 경영의 상태를 간단히 검증할 수 있는 객관적인 수단이 되며, 실행이 용이하다는 장점이 있다. 그러나 가격수준이 사회적 최적 수준과 일치하지 않음으로 인하여 소비자 후생의 손실을 발생시키는 단점이 있다.

이러한 맥락에서 대표적 상호접속 가격결정방식이 램지가가격결정방식(Ramsey Component Pricing Rule: RCPR)과 효율적요소가격결정방식(Efficient Component Pricing Rule: ECPR)이다¹³⁾¹⁶⁾. Laffont and Tirole⁹⁾과 Baumol and Sidak¹⁰⁾이 지적하였듯이 이 두 가지 방법론은 한계비용을 기준으로하여 이용료를 도출함으로써 자원배분의 효율성과 사회후생을 향상시키는데 기여할 수 있다.

이에 본 연구에서는 이와 같은 두 방식을 이용하여 향후 국내 천연가스산업의 상호접속이 이루어진다는 전제하에 천연가스 가격 결정의 이론적 모형을 도출하였고 RCPR 및 ECPR에 의한 가격 및 이용료를 비교·분석하였다. 나아가 국내 천연가스산업의 수요 및 비용조건 등의 관련 요인들의 값을 추정하여 상호접속료¹²⁾에 영향을 미치는 요인들을 분석하였고, 향후 국내 천연가스산업에 배관망공동이용제가 도입될 경우의 상호접속료 결정과 관련하여 정책적 시사점을 제시하였다.

2. 가격결정방식

2-1. 기본가정

국내 천연가스 산업하에서 배관망공동이용시의 이론적 모형을 설정하기 위한 기본 가정은 다음과 같다.

첫째, 도시가스용 시장은 독점이고 발전용 시장은 서

로 상대방의 생산량을 주어진 것으로 보고 행동하는 쿠르노 경쟁을 가정하였다. 기존사업자는 주배관망을 이용해 발전용과 도시가스용으로 공급하고 있는데 도시가스용 시장에도 향후 배관망 공동이용이 가능할 것이나 발전용 시장에만 배관망공동이용이 이루어진다고 가정하였다. 현행 도시가스용 시장은 지역독점으로 구축되어 있으며 수요패턴이 뚜렷한 동고하저 현상을 보이고 있기 때문에 높은 발생원가에도 불구하고 발전용에서 상호보조되고 있는 상황에서 신규사업자의 도시가스용 시장진입은 단기적으로는 어려울 것으로 판단하였다.

또한 발전용 가스시장은 다수의 기업이 존재하는 과점체제로 전환되고 기업간 경쟁에 대한 가정이 필요하다. 본 연구에서는 규제기관이 사업자수를 $n(1, 2, \dots, n)$ 개로 제한할 경우, 자신의 공급량 변화에도 불구하고 여타기업이 능동적으로 대처하지 않고 종전의 공급수준을 계속 유지할 것이라고 추측하는 쿠르노 경쟁을 가정하였다. 발전용 시장을 쿠르노 경쟁이라고 하면 다음과 같은 1차조건에서 이용료와 발전용 가격의 관계를 도출할 수 있다.

$$p_2 - (a + c_c) = -p_2'q = -p_2' \frac{Q_n}{n-1} \quad (1)$$

여기서, p_2 : 발전용 가스가격

a : 이용료

q : 개별 신규사업자의 서비스 공급량

c_c : 신규사업자의 발전용 공급물량에 대한 한계 공급비용

Q_n : 신규진입자의 발전용 공급량

$n-1$: 기존사업자를 제외한 신규사업자 수

둘째, 도시가스용과 발전용 가격간의 관계이다. 도시가스용 및 발전용 역수요함수 형태에서 알 수 있듯이 도시가스용 가격과 발전용 가격은 자신의 수요에만 영향을 주고 서로의 역수요함수에는 아무런 영향을 주지 않는다고 가정하였다. 즉 이것은 두 서비스간에는 대체재, 보완재의 어떤 관계도 없다는 것을 가정하는 것이다.

셋째, 규제기관이 한계비용을 정확히 측정할 수 있다고 가정하였다. 즉 정보가 공개되어 있는 완전 정보 시장이라고 가정하였고 한계비용은 일정하다고 가정하였다.

넷째, RCPR과 ECPR의 사회후생을 비교하고 램지가 가격을 도출하기 위해서는 도시가스용 및 발전용 천연가스의 수요함수를 추정해야 한다. 기존사업자와 신규사업자의 발전용 가스는 동질재화이기 때문에 동일한 가격이 부과되고, 또한 사업자들은 동일한 수요함수에 직면한다. 수요함수의 형태로는 선형, unit-elastic 및 지수함수 등이 있으나 본 연구에서는 일반적으로 사용되는 지수함수를 추정하여 역수요함수를 도출하고 역가격탄

¹¹⁾ 네트워크산업에서 통칭하여 상호접속료라고 표현하는데, 통신산업에서는 접속료, 전력산업에서는 탁송료(wheeling), 가스산업에서는 이용료라고 일반적으로 사용한다.

¹²⁾ 이하에서는 국내 가스산업에 적용될 상호접속료를 이용료라 간략히 칭하기로 한다.

Table 1. Inverse Demand Functions of Natural Gas for City Gas and Power Generation.

city gas inverse demand function	power generation inverse demand function	inverse elasticity (city gas and power generation)
$p_1 = \beta_1 Q_c^{\epsilon_1}$	$p_2 = \beta_2 Q^{\epsilon_2}$	ϵ_1, ϵ_2

주) $\beta_1, \beta_2, \epsilon_1, \epsilon_2 > 0$.

p_1 : 도시가스용 가스가격.

Q_c : 도시가스용 공급량.

Q : 발전용 총공급량, $Q = (Q_p + Q_n)$.

Q_p : 기존사업자의 발전용 공급량.

력성을 구하였다. 기존사업자가 Q_c 만큼의 도시가스용 가스를 공급하고 있고 독점사업자와 신규사업자가 같은 가격으로 각각 Q_p 와 Q_n 만큼의 발전용 가스를 공급하고 있다고 할 경우, 도시가스용 및 발전용 가스의 수요함수를 역수요함수로 표시하고 그에 따른 가격탄력성의 역수 $\epsilon = -dp \cdot q/dq \cdot p$ 를 나타내면 Table 1과 같다.

다섯째, 발전용 서비스 공급시 신규사업자의 한계공급비용은 독점사업자의 한계공급비용 보다 낮아서 신규사업자가 더욱 효율적인 사업자라고 가정하였다.

2-2. 램지가가격결정방식 (RCPR)

Laffont and Tirole¹⁵⁾에 의해 제시된 RCPR은 보조금지급을 통해 기존사업자의 정상이윤을 보장하면서 후생의 순손실을 극소화(또는 사회후생의 극대화)할 수 있도록 최적 가격 및 이용료를 결정하는 방식이다. 램지가격을 도출하기 위해서는 목적함수를 구성하는 총수입과 총비용을 도시가스용 및 발전용 가스공급량으로 미분하여 사회적 한계수입과 한계비용이 일치하도록 해야한다. 이때 규제기관이 극대화하려는 목적함수인 사회후생(W)은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$W = V + \Pi_c + (1 + \lambda)\Pi_m \tag{2}$$

여기서, W: 규제기관의 목적함수

V: 도시가스용 및 발전용가스 소비자잉여

Π_c : 신규사업자 이윤

λ : 사회적거래비용 계수(social cost)

Π_m : 기존사업자 이윤

위 식 (2)에서 λ 는 사회적거래비용 계수(social cost), 순후생손실(deadweight loss) 또는 암묵가격(shadow price)이라고도 하는 것으로, 사업자에 대한 보조금을 지급함으로써 사회후생의 손실분을 의미한다^{8,16)}. 즉 λ 가 0이면 가격은 한계비용과 동일하게 되어 사회후생이 극대화되나 λ 가 포함됨으로써 생산자이윤 손실분을 보전하여 수지균형을 이루도록 하는 반면에 소비자잉여는 감소되고, 사회후생도 감소됨을 의미한다.

규제기관은 이와 같이 구성된 목적함수를 극대화하기 위한 기존사업자의 최적 도시가스용 및 발전용 가격과 최적 이용료를 결정하는 것이다. 발전용 시장에 신규사업자의 수가 제한되어 있는 경우¹⁷⁾의 쿠르노 경쟁이라고 할때 목적함수식 (2)는 보다 세부적으로 다음과 같이 도출된다.

$$W = U_1(Q_c) - p_1 Q_c + U_2(Q) - p_2 Q + \{p_2 - (a + c_c)\}Q_n - (n - 1)F_2 + (1 + \lambda)\{p_1 - (\theta_1 + c_1)\}Q_c + (a - \theta_2)Q_n + \{p_2 - (\theta_2 + c_2)\}Q_p - F_m \tag{3}$$

여기서, $U_1(Q_c)$: 도시가스용 물량에 대한 총소비자잉여

$U_2(Q)$: 발전용 물량에 대한 총소비자잉여

a: 이용료

θ_1 : 도시가스용 한계직접비용

c_1 : 도시가스용 한계공급비용

θ_2 : 발전용 한계직접비용

c_2 : 기존사업자의 발전용 한계공급비용

F_m : 기존사업자의 총고정비용

F_2 : 신규사업자의 발전용 고정비용

$$U_1(Q_c) = \int_0^{Q_c} p_1(Q_c) dQ_c, U_2(Q) = \int_0^Q p_2(Q) dQ$$

$$U_1'(Q_c) = p_1(Q_c), U_2'(Q) = p_2(Q)$$

식 (3)에서 신규사업자의 발전용 한계비용은 $a + c_c$ 이고, F_2 는 신규사업자들의 고정비용으로서 망간의 연결이 이루어지기 위해 두 망을 연결하는 연결망의 구축이 필요하다. 즉 기존사업자의 주배관망에 신규사업자가 자체소유망을 연결시킬 때 신규사업자는 저장 및 인수설비 비용을 포함한 자체공급망에 대한 비용을 독자적으로 부담해야 한다. 신규사업자의 이윤은 신규사업자의 수입, $\{p_2 - (a + c_c)\}Q_n$ 에서 기존사업자를 제외한 신규사업자 고정비용, $(n - 1)F_2$ 을 뺀 것이다. 또한 θ_2 는 신규사업자가 기존사업자의 망을 직접 이용하게 됨으로써 발생하는 한계직접비용이며, 기존사업자와 신규사업자의 공통 설비비용이라고 할 수 있다. 최적 도시가스용 가스가격은 목적함수식 (3)을 극대화함으로써 도출할 수 있으므로 이를 도시가스용 공급량(Q_c)으로 미분하여 1차 조건을 구하면 다음과 같다.

$$\frac{\partial W}{\partial Q_c} = p_1 + \lambda(1 - \epsilon_1)p_1 - (1 + \lambda)(\theta_1 + c_1) = 0 \tag{4}$$

위 식 (4)로부터 RCPR에 의한 최적 도시가스용 가격은 다음과 같이 도출된다.

¹⁷⁾ 신규사업자의 수를 제한하지 않고 자유화시키는 경우 목적함수식이 달라진다.

$$p_1 = \frac{(1 + \lambda)(\theta_1 + c_1)}{1 + \lambda(1 - \varepsilon_1)} \quad (5)$$

최적 도시가스용 가스가격 도출과정과 마찬가지로 최적 발전용 가스가격과 최적 이용료는 식 (3)의 목적함수 식을 발전용 총공급량(Q)으로 미분하여 다음과 같이 1차 조건을 구한다.

$$\frac{\partial W}{\partial Q} = p_2 - p_2' Q_p - (a + c_c) + (1 + \lambda)(a - \theta_2) = 0 \quad (6)$$

발전용 시장에 쿠르노 경쟁을 가정하였으므로, 기존 사업자가 신규사업자와 함께 쿠르노 경쟁을 하고 있다고 할 때 기존사업자에 대해서 다음과 같은 이윤 극대화 조건이 성립한다.

$$p_2 - (\theta_2 + c_2) = -p_2' Q_p \quad (7)$$

또한 식 (1)에서도 나타내었듯이 발전용 가스가격과 이용료의 관계를 나타내는 쿠르노 조건은 다음과 같다.

$$p_2 - (a + c_c) = -p_2' q = -p_2' \frac{Q - Q_p}{n-1} = \varepsilon_2 p_2 \frac{1 - \frac{Q_p}{Q}}{n-1} \quad (8)$$

식 (6)은 주어진 최적 발전용 가격에 대한 최적 이용료를 나타내는 것으로서 기존사업자의 발전용 서비스 제공에 따른 한계수입의 감소분이 최적 조건에서 고려되고 있는 것을 알 수 있다. 최적 발전용 가격과 최적 이용료는 목적함수를 미분한 식 (6)과 쿠르노 조건식 (7) 및 (8)을 연립하여 다음과 같이 도출할 수 있다.

$$p_2 = \frac{(n-1)}{(n-1)(2+\lambda) - \varepsilon_2 \lambda \left(1 - \frac{Q_p}{Q}\right)} \{(\theta_2 + c_2) + (c_c + \theta_2)(1 + \lambda)\} \quad (9)$$

$$a = \frac{(2\theta_2 + c_2 + c_c + \lambda\theta_2) \left\{ \varepsilon_2 \left(\frac{Q_p}{Q} - 1 \right) + (n-1) \right\} - 2(n-1)c_c}{2(n-1) + \left\{ \varepsilon_2 \left(\frac{Q_p}{Q} - 1 \right) + (n-1) \right\} \lambda} \quad (10)$$

실제로 최적 발전용 가격 및 이용료를 도출하기 위해서는 λ의 값을 구해야 한다. 가스도매시장에 국한시키지 않고 일반적으로 나타내보면 λ는 위에서 도출된 가격모형식과 수요함수식을 도출하여 어떤 기준년도에 대해 총 수입과 총 비용이 같도록 하는 조건에 의해 구해진다. 즉 램지가격결정방식은 기업의 수지균형을 이룰 수 있도록 하면서 사회후생손실을 최소화하는 것이기 때문에 여기서 λ는 총수입이 총비용과 같도록 식 (11)에 의해 결정된다.

$$\sum_i (p_i - c_i) Q_i - F = 0 \quad (11)$$

RCPR에 의해 도출된 최적 발전용 가격과 최적 이용료는 사회적 거래비용계수, 신규사업자 수, 기존사업자의 한계직접비용과 한계공급비용, 신규사업자의 한계공급비용, 역가격탄력성에 의해 영향을 받는다. 최적 발전용 가격과 이용료는 사회적 거래비용계수, 한계비용 수준과 정의 관계를 갖는다. 또한 역가격탄력성이 클수록 최적발전용 가격은 증가하나 최적 이용료는 감소한다. 이와 같은 변수들이 발전용 가격과 이용료에 미치는 영향에 대해서는 다음 장에서 좀 더 세부적으로 분석되어진다.

2-3. 효율적요소가격결정방식(ECPR)

Baumol and Sidak¹⁰⁾에 의해 제시된 ECPR은 RCPR과 같이 실제로 현실에 적용되는데 따른 어려움이 크게 없고, 이론적으로도 복잡하지 않아 상호접속료를 결정하는데 실용적이라고 알려져 왔다¹¹⁾. ECPR은 한계비용에 기회비용을 부가하여 고정비에 해당하는 부분만큼 보전하도록 이용료 가격을 결정하는 것이다. ECPR 이론의 이용료 결정방식은 한계직접비용에 이용서비스를 제공함으로써 발생한 기회비용을 포함한 것을 이용단위당 가격으로 정하는 것이다. 여기서 기회비용은 총공급량이 고정되어 있는 상태에서 기존사업자가 공급하게 될 물량을 신규사업자가 배관공동체를 통해 공급함으로써 기존사업자의 판매수입에 대한 이윤 감소를 의미한다.

기존사업자가 단독으로 발전용 천연가스를 공급하고 있을 경우, 그 사업자가 얻는 이윤은 식 (12)와 같이 나타낼 수 있다.

$$\Pi_2 = \{p_2 - (\theta_2 + c_2)\}Q - (1 - \delta)F_m \quad (12)$$

- 여기서, Π₂: 발전용 부문에 대한 기존사업자 이윤
- Q: 신규사업자가 들어오기 전의 기존사업자 발전용 공급량
- F_m: 고정비용
- 1-δ: 발전용 공동고정비용 배분계수

ECPR 하에서 신규사업자가 들어올 경우 발전용 사업에서 잃게 될 기존사업자의 이윤을 보장하도록 이용료가 정해져야 한다. 기존사업자는 신규사업자의 진입으로 발전용 서비스의 제공량이 Q에서 Q_p로 줄어든데 대하여 공동이용물량 Q_c에 해당하는 이용료를 신규사업자로부터 받는다. 따라서 이 경우 이용료는 식 (13)을 만족시켜야 한다.

$$\{p_2 - (\theta_2 + c_2)\}Q = \{p_2 - (\theta_2 + c_2)\}Q_p + (a - \theta_2)Q_c \quad (13)$$

여기서, Q: 신규사업자가 들어온 후의 발전용 총공급량

Q_i: 신규사업자의 발전용 서비스 제공량

위 식 (13)에서 이용료 a는 식 (14)와 같이 일반적인 ECPR 형태의 식으로 도출된다.

$$a = p_2 - c_2 \quad (14)$$

위 식 (14)에서 알 수 있듯이 ECPR 방식에서는 이용료가 제품가격과 밀접하게 연관됨을 알 수 있다. ECPR에서는 제품가격이 어떠한 수준에서 이루어지는가에 따라 이용료 수준이 달라지게 되기 때문에 적절한 최종제품가격을 결정하는 것이 매우 중요하다. Baumol and Sidak¹⁰⁾은 ECPR에서 제품가격이 경쟁적 시장에서 결정된다는 가정하에 최종재의 가격이 하한으로는 평균증분비용과 상한으로는 고립비용(Stand-Alone Cost) 사이에서 결정되어야 한다고 주장하였다. 그러나 대부분의 연구자들은 ECPR의 제품가격에 대해서는 고정되어 있는 것으로 간주하여 적정이용료 수준을 결정하는데만 치중해왔다⁹⁾. 따라서 일반적으로 ECPR은 고정된 제품가격 하에서 이용료를 구하는 것으로 알려져 왔기 때문에 소비자가 직면하는 제품가격이 이용료와 독립되어 있어서 배분적 효율성과는 무관하다^{7,13)}. 또한 ECPR은 이용료의 수준을 높게 책정함으로써 독점사업자의 독점이윤을 보상해주는 역할을 하는데 지나지 않는다는 비판이 있어왔다. 그럼에도 불구하고 ECPR은 기존의 독점사업자보다 효율적인 사업자만 진입하게 함으로써 생산효율성을 극대화시키는 방식이기 때문에 뉴질랜드에서는 실제 이 방식을 상호접속료 산정시 채택하고 있고, 다른 나라들에서도 그 적용이 적극적으로 검토되고 있다. 본 논문에서는 한성호⁷⁾가 제시한 바 있는 제품가격 설정이 기존사업자의 한계수입과 한계비용이 일치되도록 하는 ECPR 방식을 국내 천연가스 가스산업에 적용시켜 최적 도시가스용 및 발전용 가스가격과 최적이용료를 다음과 같이 도출하였다.

$$p_1 = \theta_1 + c_1 + \frac{\delta F_m}{Q_c} \quad (15)$$

$$p_2 = \theta_2 + c_2 + \frac{(1 - \delta)F_m}{Q_p} \quad (16)$$

$$a = \theta_2 + \frac{(1 - \delta)F_m}{Q_p} \quad (17)$$

위의 식 (15)-(17)에서 공통비용의 적정배분은 매우 중요한 의미를 갖는다. 가스산업의 원가는 대부분 결합원가(joint cost) 형태로 발생되므로 도시가스용 및 발전용 가스공급 서비스의 원가를 파악하기 위해서는 인위적인 배분기준을 설정하여 배분하지 않으면 안된다. 공통비용을 배분하는 방법은 물량배분, 수입배분 또는 증분비용

배분 등이 있는데, 어떤 방법을 사용하더라도 완전히 객관화 시키기 어렵다. 본 논문에서는 국내 천연가스산업에서의 공급비용 배분비율인 δ 를 구하기 위해 총비용을 수송비용과 저장비용으로 구분하여 배분하였다¹²⁾. 먼저 수송비용에 대한 배분비율은 부하율(load factor)을 구해서 비효율계수를 구하였다. 부하율은 평균 소비량에 대한 월중 최대 소비량이고 여기서의 비효율계수는 1-부하율을 의미한다. 수송비용에 대한 배분계수는 비효율계수와 해당 수송가의 평균소비량에 의해 다음 식과 같이 구하였다.

$$\begin{aligned} (W_{equ})_i &= W_i \times (1 - m), \\ (K)_i &= \frac{(W_{equ})_i}{W_{equ}}, \\ (T)_i &= T_i \times (K)_i \end{aligned} \quad (18)$$

여기서, W_i: 수송가(도시가스용, 발전용)의 평균 소비량
m: 부하율

(K)_i: 수송비용 배분계수

(T)_i: 소비자 범주 i에 속하는 수송비용

T: 총 수송비용

한편, 저장비용은 겨울철과 여름철의 소비의 차이에 의해 해당 수송가에게 비용이 더 전가된다고 본 것이며 저장비용에 대한 배분비율은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} (W_s)_i &= (W_{win} - W_{sum})_i, \\ (K_s)_i &= \frac{(W_s)_i}{W_s}, \\ (T_s)_i &= T_s \times (K_s)_i \end{aligned} \quad (19)$$

여기서, W_{win}, W_{sum}: 겨울/여름 소비

(K_s)_i: 소비자 범주에 따른 저장비용 배분계수

(T_s)_i: i 범주에 속하는 저장비용

T_s: 총 저장비용

따라서 도시가스용과 발전용의 공통 고정비용을 배분하기 위해 도시가스용 배분 비율(δ)을 다음 식 (20)과 같이 구하였다.

$$\delta = \frac{(T)_i + (T_s)_i}{T_i + T_s} \quad (20)$$

3. 시나리오 분석

본 장에서는 국내 천연가스산업구조하에서 발전용 시장에 배관망 공동이용이 이루어졌다는 전제하에 RCPR 및 ECPR에 의한 가격 및 이용료를 도출하였고 여러 가지 변수들이 최적 가격과 최적 이용료에 미치는 영향에

대해서 분석하였다. 투자비와 수요량 전망치는 「중장기 천연가스 수급계획(안)」을 이용하였고 RCPR 및 ECPR에 적용시키기 위한 대상년도는 신규진입 초기년도를 기준으로 하였다³⁾.

3-1. 비용변수 추정

RCPR 및 ECPR에 의한 가격 및 이용료를 도출하기 위해서는 기존사업자의 한계직접비용(θ_1)과 한계공급비용(c_1)을 추정해야 한다. 본 연구에서는 먼저 발전용 한계비용을 추정한 다음 추정된 한계비용을 한계직접비용과 한계공급비용으로 배분하였다. 발전용 한계비용은 천연가스 수요전망치와 장기 천연가스 투자계획에 기초하여 시행년도부터 향후 10년간의 기간에 대해 장기 평균증분개념을 이용해 추정하였다⁴⁾.

$$LRMC = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Q_i + A(I)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta Q_i}{(1+r)^i}} \quad (21)$$

여기서, LRMC: 장기한계비용

- O: 운영비
- A: 연금화계수
- I: 투자비
- r: 할인율
- Q: 가스판매량
- t: 기간(1~n)

실제로 한계직접비용과 한계공급비용을 정확히 추정하기 위해서는 신규사업자가 발전용 시장에 진입하여 이용하지 될 배관망 공동이용 구간(길이), 신규사업자의 물량, 부하형태 등을 고려해야 한다. 국내 가스산업의 특성상 신규사업자의 배관망 공동이용시 과부하가 걸리는 시간대에 배관망공동이용이 이루어질 경우 배관설비 뿐만아니라 저장설비에도 영향을 미치게 되므로 배관비용만을 포함시킬 수 없으며 저장비용의 일부가 포함되어야 할 것이다. 그러나 신규사업자의 진입여건에 대한 정보가 불확실한 상황에서 한계직접비용과 한계공급비용을 추정하는데는 한계가 있으므로 식 (21)에 의해 발전용 한계비용을 추정한 다음 국내 도매공급시장의 기능별 배부기준에 따라 비축용 저장비용과 배관비용(총 비용의 70%)을 θ_2 에 적용하였고, c_1 에 나머지 하역, 기화·송출, 인수용 저장비용에 해당되는 30%를 적용하였다³⁾. 도시가스용 수요패턴은 뚜렷한 동고하저 현상을 보이고 있으며 상대적으로 부하율이 높은 발전용 물량에서 설비이용율을 높임으로써 인상될 여지가 있는 도시가스용 비용을 발전용에서 상호보조 해왔으나 배관망공동이용을 통해 기존사업자의 발전용 물량이 감

소함으로써 도시가스용 한계공급비용의 상승은 불가피하다. 도시가스용 한계공급비용(c_1)은 식 (21)에 의해 30.77원/m³으로 추정되었다.

또한 신규사업자의 한계공급비용(c_1)은 신규사업자라든 잇점상 유지보수율이 낮아서 기존사업자의 한계공급비용보다 더 낮을 수 있는 반면에 막대한 초기 투자비의 회수를 위해 기존사업자보다 비용이 더 높을 수 있다. 현실적으로 기존사업자 보다 한계공급비용이 더욱 높거나 같은 신규사업자의 시장 진입이 이루어질 수 있을 것이나 본 연구에서는 기존사업자의 한계공급비용보다 신규사업자의 한계공급비용이 20% 더 낮아서 신규사업자가 더욱 효율적인 사업자라고 가정하였다. 또한 쿠르노 경쟁모형의 형태상 신규사업자들 각각의 한계공급비용은 신규사업자 수가 증가하는 경우에도 동일하다고 가정하였다. 사회적거래비용계수(λ)는 총수입이 총비용과 같도록 결정되고 기존사업자의 고정비용은 '87~'97년간의 총설비비를 경제수명기간인 25년간 균등배분하여 기준년도의 고정비로 가정하였다.

또한 사회후생을 분석하기 위해 추정되어야 할 신규사업자의 고정비용은 신규사업자의 공급물량에 대한 3,620억원⁴⁾에 대해 총 투자비를 경제수명기간인 25년간 균등배분하여 기준년도의 고정비로 가정하였다⁴⁾. 이와 같이 추정된 각각의 한계비용 및 고정비용을 나타내면 다음 Table 2와 같다.

3-2. 수요함수추정

도시가스용과 발전용의 수요함수는 '87~'97년간의 월별 판매량과 가격자료에 대해 「가스산업동향」을 이용하여 추정하였다⁴⁾. 도시가스용 수요량에 대한 설명변수로는 난방도일을 포함시켰고, 발전용 수요량에 대한 설명변수로는 생산자물가지수(1995=100)를 고려한 경우가격과 한전에서 가스를 연료로 하는 전력량을 포함시켰다. 도시가스용 및 발전용 가격을 실질가격화하고 로그를 취한 변수에 대해 코플란 오컬트 방법에 의해 자기상관 문제를 해결하면서 추정한 수요함수식은 다음과

Table 2. Estimation of the Cost Variables.
unit: won/m³, hundred million m³

θ_1	θ_2	c_1	c_2	c_3	F_m	F_e
27.23	27.23	30.77	11.67	9.34	500	144

⁴⁾ 신규사업자가 인수까지 설비, 수송설비 등을 고려하여 진입할 수 있는 최소물량에 대한 신규사업자의 고정비용은 3,620억원으로 추산되었다.; 저장탱크(8만 kL×2기) 889억원, 부두설비(연로당당 1식등) 302억원, 부지(10만평) 270억원, 기화송출 및 부대설비(간접지원비 포함) 1,659억원, 공급배관(36 km(10~12")) 149억원, 전중이자(투자비의 10%) 351억원.

같다.

$$\ln Q_c = 20.7109 - 0.7794 \ln p_1 + 0.002 \text{ HDD} \quad (22)$$

(8.255) (-1.853) (16.469)

() 안은 t 값임, $R^2=0.98$, $n=102$, HDD: 난방도일

$$\ln Q_p = 8.9448 - 0.5769 \ln p_2 + 0.7299 \ln \text{Gasgen} + 0.5853 \ln \text{Rdiesel} \quad (23)$$

(3.844) (-1.859) (7.987) (1.531)

() 안은 t 값임, $R^2=0.89$, $n=97$,

Gasgen: 가스를 연료로 하여 발생시킨 전력량

Rdiesel: 생산자물가지수를 고려한 경유가격

식 (22)와 (23)에서 도시가스용과 발전용 가스 모두의 가격탄력성이 비탄력적인 것으로 나타났으나, 도시가스용 가스의 가격탄력성이 0.7794로서 발전용 가스의 0.5769에 비해 약간 더 높았다. 도시가스용 및 발전용 수요에 대한 가격탄력성을 이용하면 Table 1의 역수요함수는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$p_1 = 4549 \times 10^{10} Q_c^{-1.283} \quad (24)$$

$$p_2 = 33515400 \times 10^{10} Q_p^{-1.7337} \quad (25)$$

위 식에서 역가격탄력성 1.283, 1.7337은 도시가스용 및 발전용 역수요함수의 탄력성으로 사용되었다.

3-3. 가격도출 및 요인분석

앞 절에서 추정된 각각의 비용변수 및 역가격탄력성을 이용하여 RCPR 및 ECPR의 최적 도시가스용 및 발전용 가격과 최적 이용료를 도출하였다. 발전용 가격은 쿠르노 경쟁모형에 의해 한계비용보다 크고 이용료는 한계비용보다 작게 도출되었으며 두 시장 모두 신규사업자 수가 증가할수록 도시가스용 및 발전용 가격은 감소하고 이용료는 증가하여 한계비용에 접근하는 것을 알 수 있었다.

기존사업자와 신규사업자의 총고정비용은 신규사업자 수가 증가하더라도 일정하다고 가정할때 신규사업자 수가 증가할수록 사회후생은 향상되는 것으로 나타났다.

Table 4에서 보듯이 RCPR과 ECPR의 사회후생 비교 결과 ECPR하에서의 이용료는 RCPR에 비해 큰 것으로 나타났음에도 불구하고 ECPR이 사회후생을 보다 향상시키는 것으로 나타났다. RCPR 하에서의 최적이용료

Table 3. Social Welfare by RCPR.

unit: won/m³, hundred million m³

	p ₁	p ₂	a	NCS	Π _c	Π _m	W
n=2	72.50	41.56	5.34	75,997.2	245.82	0	76,243.02
n=3	70.87	39.33	9.53	76,046.1	215.41	0	76,261.41
n=4	70.22	38.71	15.94	76,060.7	213.88	0	76,274.58
n=5	69.66	38.41	19.08	76,067.6	210.66	0	76,278.26

Table 4. Social Welfare by ECPR.

unit: won/m³, hundred million m³

	p ₁	p ₂	a	NCS	Π _c	Π _m	W
n=2	63.10	38.96	27.29	76,462.8	-122.84	0	76,339.96
n=3	62.53	38.96	27.29	76,463.9	-124.54	0	76,339.36
n=4	62.30	38.95	27.28	76,464.4	-132.39	0	76,332.01
n=5	62.09	38.95	27.28	76,464.8	-138.27	0	76,326.53

는 한계비용보다 낮은 수준에서 결정되나 ECPR 하에서의 이용료는 한계비용에 기회비용까지 포함되어 있기 때문에 상대적으로 ECPR 하에서의 이용료가 크게 도출된다. 이는 ECPR의 특성상 이용료를 높게 책정하여 생산효율성이 높은 신규사업자만 진입가능하도록 하기 때문이다.

이상의 결과들은 비용 및 변수들을 Table 2와 같이 가정하였을 때 도출된 최적 가격 및 이용료와 사회후생으로서 비용변수들이 달라짐에 따라 가격 및 사회후생 또한 달라지게 될 것이다. 발전용 한계비용을 구성하는 θ_2 와 c_2 는 이용료 결정시 매우 중요한 역할을 한다. 최적 이용료는 한계직접비용(θ_2)의 증가함수이고 c_2 의 감소함수이기 때문에 기존사업자는 θ_2 에 설비제공에 따른 비용을 과다 전가시킬 가능성이 있다는 것이다. 신규사업자 수가 4인 경우에 θ_2 와 c_2 의 배분이 발전용 가격 및 이용료에 미치는 영향에 대해서 Table 5와 같이 나타내었다.

'97년도 국내 천연가스 시장의 기능별 배분 체계에 기준하여 앞에서 가정하였던 것과 같이 총 발전용 공급비용중 비축용 저장비용과 배관비용이 차지하는 70%를 θ_2 에 적용하고 나머지는 c_2 에 적용하는 시나리오 A와 배관비 부분 51%만 θ_2 에 할당하는 시나리오 B를 가정하였다.

그 결과 한계직접비용(θ_2)이 낮아짐에 따라 최적 발전용 가스가격과 최적 이용료가 같이 감소하나 최적 이용료는 상대적으로 큰 폭으로 감소하였다. 또한 배관망공동이용을 통해 시장이 보다 활성화되어 기존사업자의 한계비용이 앞에서 추정된 한계비용보다 감소하게 되면 발전용 가격과 이용료는 감소하게 될 것으로 추정된다.

Table 6은 RCPR하에서 역가격탄력성의 변화가 최적 발전용 가격과 이용료에 미치는 영향에 대해서 분석한

Table 5. Changes in Price Level by Changes in Marginal Direct Cost (n=4).

	θ_2	c_2	c_c	RCPR		ECPR	
				p ₂	a	p ₂	a
Scenario A	27.23	11.67	9.34	38.71	15.94	38.95	27.28
Scenario B	19.84	19.06	15.25	37.88	9.50	38.95	19.89

주: c_c 는 c_2 에 비해 20% 낮다고 가정함.

Table 6. Changes in Price Level by Changes in Inverse Price Elasticity (n=4).

ϵ		p_1	p_2	a
$\epsilon_1=1.283$	$\epsilon_2=1.7337$	70.22	38.71	15.94
$\epsilon_1=1.283$	$\epsilon_2=1.2$	70.22	38.37	19.82
$\epsilon_1=1.283$	$\epsilon_2=0.9$	70.22	38.19	21.97
$\epsilon_1=1.2$	$\epsilon_2=1.7337$	69.18	38.71	15.94
$\epsilon_1=0.9$	$\epsilon_2=1.7337$	65.67	38.71	15.94

것이다. 역가격탄력성이 작을수록 최적 도시가스용 및 발전용 가격은 감소하나 최적 이용료는 증가하는 것으로 나타났다. 즉 수용가가 가격에 민감하게 반응할수록 최적 가격은 낮아지는 반면에 신규사업자는 공동이용하게 되는 캐관설비에 대해 더 높은 이용료를 지불해야 하는 것이다.

4. 결 론

본 연구에서는 한계비용 이론에 바탕을 둔 램지가격 결정방식과 효율적요소가격결정방식을 이용하여 향후 국내 가스산업에 배관망공동이용제도가 도입될 경우에, 적용할 수 있는 천연가스 가격이론 모형을 도출하였다. 또한 사례분석을 통하여 RCPR과 ECPR 하에서의 최적 가격 및 최적 이용료를 도출하였고 관련 변수들이 최적 가스가격과 최적 이용료에 미치는 영향에 대해서 분석하였다. 밝혀진 주요 연구 결과는 RCPR에 의한 이용료는 쿠르노의 불완전 경쟁하에서 한계직접비용 보다 낮게 도출되는데 반해서 ECPR은 한계직접비용보다 높게 도출되었다. 그리고 RCPR 하에서 신규사업자 수가 증가할수록 도시가스용 및 발전용 가격은 감소하고 이용료는 증가하여 한계비용에 접근하는 것을 알 수 있었다. 한편 역가격탄력성이 클수록 최적발전용 가격은 증가하는 반면에 최적 이용료는 감소하였다.

특히 이용료 산정에서 가장 중요한 변수는 한계직접비용(θ_2)과 한계공급비용(c_2)인데, 이용료와 가격은 θ_2 의 증가함수이고 c_2 의 감소함수이기 때문에 θ_2 와 c_2 의 적정 수준을 결정하는 것이 매우 중요하다. 본 논문에서는 신규사업자의 진입여건에 대한 정보가 불확실하기 때문에 θ_2 와 c_2 에 대한 시나리오 분석으로 이에 대한 수준을 나타내었으나 향후에는 최적이용료 결정시 신규진입자의 배관공동이용 구간(길이), 부하율 등에 관한 세부적인 정보를 포함시켜야 할 것으로 사료된다.

ECPR 방식하에서는 국내 가스산업의 특성상 결합원가 형태로 되어있는 도시가스용과 발전용 가스공급의 공통비 태분이 가격 및 이용료에 영향을 미치게 되며 발전용 부분으로 과다 배분될 경우에 발전용 가격 뿐만

아니라 이용료도 높아지게 되기 때문에 원가배분 측면에 대한 보다 객관적인 연구도 모색되어야 할 것이다.

참고문헌

1. 김상택, 조 신: "독립망간 상호접속과 최적 접속료", 정보통신정책연구, 제 3권 제 1호, 12. (1996).
2. 윤경림: "네트워크 산업에서의 상호접속 요금에 관한 게임이론적 분석", 한국과학기술원 박사학위논문, 11. (1996).
3. 한국가스공사, 연구개발원, "장기 천연가스 수급계획 수립을 위한 연구", 5. (1998).
4. 한국가스공사, 연구개발원, "가스산업동향", 7. (1998).
5. 한국가스공사, "중장기 천연가스 수급계획(안)", 10. (1996).
6. 한국가스공사, "LNG 사업의 현안 과제 및 대응방안 수립에 관한 연구", 2. (1997).
7. 한성호, "최적 접속가격 결정 모형설정과 한국의 접속가격 결정방식 평가", 연세대학교 경제학과 박사학위논문, 6. (1996).
8. Armstrong, Mark and John Vickers, "The access pricing problem with deregulation: A note", The Journal of Industrial Economics, 115-21, 3. (1998).
9. Armstrong, Mark, Simon Cowan, and John Vickers, "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience", The MIT Press. (1994).
10. J. Baumol, William and J. Gregory Sidak, "The Pricing of Inputs Sold to Competitors", Yale Journal on Regulation, 172-202. (1994).
11. Cave, Martin & Chris Doyle, "Access pricing in network utilities in the theory and practice", Utilities Policy, 3, 181-89, 4. (1994).
12. Economic Commission for Europe, "Gas Rates: Fundamentals and Practices", United Nations. (1995).
13. Economides, Nicholas and Lawrence J. White, "Access and Interconnection Pricing: How Efficient is the "Efficient Component Pricing Rule"?", Antitrust Bulletin, Vol. XL, No. 3, 557-79, Fall. (1995).
14. Kennedy, David, "Regulating access to the railway network", Utilities Policy, Vol. 6, No. 1, 57-65. (1997).
15. Laffont, Jean-Jacques and Jean Tirole, "Access Pricing and Competition", European Economic Review, 38, 1673-710. (1994).
16. Laffont, Jean-Jacques, Patrick Rey and Jean Tirole, "Network competition: I. Overview and nondiscriminatory pricing", Rand Journal of Economics, Vol. 29, No. 1, 1-37, Spring. (1998).
17. Price, Catherine, "Transportation charges in the gas industry", Utilities Policy, 4, 3, 191-7. (1994).