

# 수요반응자원을 고려한 지역별 한계가격 해석기법 연구

論 文
57-1-5

## An Analysis of Location Marginal Prices Considering Demand Response Resources

金 鉉 烘\* · 金 眞 鎬\*\* · 金 亨 中\*\*\* · 朴 宗 培† · 愼 重 麟§

(Hyun-Houng Kim · Jin-Ho Kim · Hyeong-Jung Kim · Jong-Bae Park · Joong-Rin Shin)

**Abstract** - This paper presents a new approach of a evaluation of location marginal prices(LMPs) considering demand response resources in the competitive electricity market. The stabilization of the electric power supply and demand balance has been one of the major important activities in electric power industry. Recently, much attention is paid to the demand-side resources which are responsive to incentives or time-varying prices and existing power system planning and operation activities are incorporated with the so-called demand response resources. In this paper, we first present an analytical method for calculation of LMPs considering demand response resources and then break down the LMPs into three components. In this study, we assume that Korean power system consists of two major regions, one which is the metropolitan and the other is non-metropolitan region. In the case study, we have considered several LMPs cases with different use of locational demand response resource and we can obtain a locational signal to demand response resources. Also, the economics of demand response resources are evaluated, compared with the increase of transmission line capacity and of generation capacity.

**Key Words** : Demand response resources, Location marginal price, Components of locational marginal price

### 1. 서 론

현재, 전 세계의 전력산업은 급격한 변혁기에 직면하고 있다. 발전·송전·배전 및 판매의 수직통합, 독점 및 규제 등으로 특징지어지던 과거의 전력산업은 크게 부문(발전/송전/배전/판매)별 수직분할 및 부문 내 경쟁도입, 규제완화, 민간 자본의 적극적 참여 등 새로운 패러다임으로 변하고 있다. 이러한 전력산업에의 시장 경쟁체제의 도입은 전력산업의 효율성 향상, 전력요금의 감소, 전력공급 서비스의 향상, 소비자의 선택권을 보장해 주는데 근본목적을 두고 있다 [1]. 이러한 전력산업의 변화의 시기에 있어서 전력수급 안정화의 필요성이 그 어느 때보다 부각되어 기존 부하관리 프로그램이 진화하여 수요반응 프로그램(demand response program)으로 정착되고 있다[2]. 전력수급 안정화를 도모하기 위한 전통적인 방법은 증가하는 수요에 맞추어 발전설비를 확충하는 것이나, 막대한 발전소 건설비용 및 환경적인 입지난 등에 의한 제약적인 여건으로 인하여 즉각적인 수요를 충족하기에 상당한 어려움이 나타나고 있다. 이러한 애로사항을 극복하기 위해 미국을 비롯한 해외 여러 나라에서

는 부하관리를 통한 전력수급 안정화를 도모하고 있다[3]. 이러한 방법 중에 가장 널리 쓰이고 있는 프로그램에는 직접부하제어와 같은 인센티브기반 수요반응과 피크요금제와 같은 가격기반의 수요반응이 있으며, 전력수급 상황에 따라 적절한 수요반응자원의 활용을 통해 효과적인 운영을 할 수 있다는 큰 장점이 있다. 전력시장의 공급자원 불확실성은 최근 들어 과거보다 심화되고 있으며 환경문제 등에 의해 발전소 건설이 지속적으로 지연되고 있다. 이에 따라 정부 주도하에 부하관리를 강력하게 시행해 오고 있으나, 향후 수요패턴을 고려해 볼 때, 현행 부하관리 프로그램의 개선이 필요하다. 즉, 현재 부하관리 프로그램의 한계로 지적되는 장기적인 관점의 운영, 단방향 운영, 수급비상시 중심의 운영, 오프라인 중심의 운영방식을 해외 선진국에서 수행하고 있는 수요반응 프로그램으로 개선해야 한다. 이를 통해, 단기적 관점의 운영, 양방향 운영, 상시 운영, IT기술 기반의 온라인 실시간 운영체제로 부하관리사업이 발전해야 한다. 그러나 우리나라의 경우, 이러한 수요반응 자원의 경제적 가치에 대한 연구가 매우 미흡한 실정이다. 특히 우리나라에서 운영하고 있는 변동비 반영시장에서 해외 선진국에서 운영하고 있는 양방향 시장으로 진화할 경우 부하관리 프로그램이 전기요금에 대한 영향과 부하자원이 하나의 상품으로 거래가 되었을 시 지역별 가치에 대한 연구가 필요할 것이다. 결국 동일한 단일가격체제에 따른 전기요금이 모선별 혹은 지역별 가격 체제로 진화하였을 시 부하관리 프로그램이 가지는 가치에 대한 선행 연구가 필요할 것이다.

따라서 본 연구에서는 수요반응자원을 고려한 모선별 한

† 교신저자, 正會員 : 建國大學 電氣工學科 副教授 · 工博

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

\* 正會員 : 建國大學 電氣工學科 博士課程

\*\* 正會員 : 暎園大學 電氣情報工學 助教授 · 工博

\*\*\* 正會員 : 에너지管理公團 政策委員 · 工博

§ 正會員 : 建國大學 電氣工學科 教授 · 工博

接受日字 : 2007年 8月 20日

最終完了 : 2007年 11月 2日

계가격(LMP)을 등식과 부등식 제약조건에 대한 잠재가격을 통해 해석적인 기법으로 도출하였으며, 도출한 잠재가격으로부터 모선별 한계가격을 세 가지의 구성요소로 분해하여, 수요반응자원을 고려한 모선별 한계가격(LMP)의 각 성분별 특성을 해석하였다. 또한, 본 논문에서는 우리나라를 수도권과 비수도권으로 구분하여 수요반응자원의 지역별 투입을 모의하여, 그 결과를 살펴보고, 이를 통해 수요반응 자원의 지역별 가치를 차별화할 수 있는 가능성을 검토하였다. 또한 송전선 건설 시 즉, 유통전력의 증가와 수도권 지역의 발전용량의 증가에 따라 지역별 가격의 변화를 분석함으로써, 수요반응 자원이 전력계통에 기여하는 효과를 검토하였다.

## 2. 전력시장의 수요반응자원

### 2.1 수요반응자원 개요

전력시장의 수요반응(Demand Response)이란 시간대별 요금차별에 의해 소비자의 전력사용 패턴의 변화를 유도하기 위해 고안된 요금제도(Tariff) 또는 시장가격이 급등하거나 계통신뢰도가 크게 위협받는 경우 소비자의 전력사용 감소를 유도하기 위해 고안된 인센티브기반 제도(Incentive Program)로 정의할 수 있다. 이러한 수요반응 제도의 목적은 첫째, 소비자에게 시간별 한계비용에 근접한 전기요금 신호를 제공하고 소비자가 이에 경제적으로 반응함으로써 전력산업의 효율적인 투자와 운영을 도모하고, 둘째, 전력시장의 가격안정성이나 전력계통의 신뢰도에 심각한 문제가 예상되는 경우, 전력소비를 줄이는 소비자에게 인센티브를 제공하여 전력시장 및 전력계통의 안정성과 신뢰도를 향상시키는 데 있다[3].

소비자들은 이러한 수요반응 제도에 반응하여 자신의 전기사용 행태를 변화시키게 되는데, 그 이유는 크게 다음과 같은 두 가지로 정리할 수 있다. 첫째, 시간대별 차등 전기요금을 경험하게 되는 소비자는 합리적인 소비패턴으로의 변화를 통해 전기요금 절감을 필요로 하게 된다. 둘째, 시장가격이 매우 높거나 전력계통의 신뢰도가 크게 위협 받는 시간대에 인센티브 수요반응 제도를 선택한 소비자는 전력사용을 삭감하는 대신 인센티브를 제공받음으로써 경제적 이익을 도모하게 된다. 미국을 중심으로 한 해외 전력시장에서는 앞에서 언급한 두 가지 형태의 수요반응 제도 즉, 경제성 측면의 가격기반 수요반응 프로그램(Tariffs or Price-based Demand Response)과 신뢰도 측면의 인센티브 기반 수요반응프로그램(Incentive-based Demand Response)이 운영되고 있다.

### 2.2 전력시스템 운영 및 계획의 수요반응자원 활용

해외 전력시장에서 활발하게 도입되어 운영되고 있는 수요반응 프로그램은 일반적으로 공급측자원이 전력시장에서 다양한 분야에서 활용되는 것과 마찬가지로, 수요반응 자원도 전력시장 및 전력계통의 다양한 부문에서 활용될 수 있다. 인센티브기반 수요반응의 활용분야는 크게 전력시장부

문과 신뢰도부문으로 구분할 수 있으며, 전력시장부문의 경우 에너지시장, 보조서비스시장, 용량시장 등이며, 신뢰도부문의 경우, 계통계획, 계통운영, 그리고 비상시 등으로 나눌 수 있으나, 두 부문이 분명하게 구분되는 경우도 있으나, 서로 중복되는 경우도 존재한다. 요금제기반 수요반응은 기본적으로 소매요금부문에 활용될 수 있으나, 인센티브기반 수요반응과 일부 중복적인 개념으로 운영되는 경우도 존재한다.

이러한 수요반응 제도를 통해, 피크 시간대에 전력사용을 낮춤으로써 전기의 생산과 수송에 필요한 발전과 송전시설의 규모를 줄일 수 있으며, 높은 시장가격, 특히 지역적 현물시장의 도매시장가격에 반응하여 수요를 낮춤으로써 전력생산 비용을 줄일 수 있고, 동시에 현물시장가격을 낮출 수 있다. 또한, 계통의 신뢰도 저하문제 시 수요반응을 통해 계통운영자는 계통운영의 여유도를 증가시킬 수 있으며, 설비의 고장정지 확률 및 대규모 정전을 예방할 수도 있다. 이러한 수요반응은 소비자와 전력공급자(통합적 전력회사 또는 판매사업자) 및 계통운영자에게 다양한 형태의 재정적 그리고 운영상 이익(Financial and operational benefits)을 제공한다. 전력시스템이 가지는 다음과 같은 기본적 특징들 - 첫째, 전기는 아직까지 경제성 있는 저장방법이 없기 때문에, 전기의 수급이 실시간으로 균형을 이루어야 하며, 둘째, 계통운영 조건이 일별, 시간별로 다르게 변하고, 특히, 수요량의 변화가 예측 가능 할 수 없을 정도로 매우 급하게 일어나는 경우, 이러한 급격한 수요변화에 따른 수급 불균형 현상이 매우 짧은 시간 내에 계통의 안정성을 위협할 수 있으며, 셋째, 전력계통은 매우 자본 집약적이며, 발전과 송전 투자는 기획에서 완료까지 소요되는 리드타임(Lead time)이 길며, 수십 년의 경제적 수명을 갖는다. - 로 인해, 향후 수요반응의 활용 범위는 매우 폭넓을 것으로 예상된다.

## 3. 수요반응자원을 고려한 모선별 한계가격

### 3.1 직접부하자원을 고려한 모선별 한계가격의 문제 정식화

모선별 한계가격에 대한 지금까지의 이론들은 잠재가격의 개념에 기반하여 등식 및 부등식 제약조건, 즉, 전력수급조건, 안정도, 신뢰도 및 품질의 개선을 위한 제약요소 등과 같은 내재가치화 수치를 통해 모선별 한계가격을 도출하였다[4]. 하지만, 이러한 잠재가격 정보만으로는 모선별 한계가격이 어떠한 인자에 의하여 영향을 받는지에 대한 정보를 제공하는 데에는 한계성이 존재한다[5]. 즉, 상기 방법론에 의한 모선별 한계가격도출방법론은 모선별 전압제약, 선로제약 등이 특정 모선의 한계가격에 얼마나 영향을 주는지를 파악할 수 없다는 한계를 드러내고 있다. 또한 많은 연구에서 모선별 한계가격의 구성요소를 도출하기 위한 방법론들이 제시되어 왔다[5-6]. 이러한 연구들은 송전손실 변수를 포함한 최적화 문제를 수행하고 각 등식과 부등식 제약조건에 대한 잠재가격을 도출하여 모선별 한계가격을 분해하는 방법론들을 사용하였다. 일반적으로 모선별 한계가격은 손실비용과 혼잡비용 두 가지 요소로 구성되어 있다[7]. 하지만 본 논문에서는 모선별 한계가격의 구성요소를 분해하는 기존의 방법론을 사용하여 세 가지 구성요소, 즉 에너지비

용, 손실비용, 혼잡비용으로 구분하여 모선별 한계가격을 유도하며, 구성요소를 분해하였다. 또한, 본 논문에서는 잠재가격도를 방법론에 수요반응자원을 등식제약변수로 하여 모선별 한계가격을 도출하였으며, 모선별 한계가격의 구성요소를 분해하였다. 다음식은 AC최적 조류계산의 목적함수와 등식 및 부등식 제약조건을 나타낸다.

$$\min \sum_{k=1}^{n_g} C_k(P_{g_k}) \quad (1)$$

subject to

$$P_{L_i} - P_{ij}(X) - P_{DLC_i} - \sum_{k \in \Omega_i^G} P_{g_k} = 0 \quad (2)$$

$$Q_{L_i} - Q_{ij}(X) - Q_{DLC_i} - \sum_{k \in \Omega_i^G} Q_{g_k} = 0 \quad (3)$$

$$P_{g_k}^{MIN} \leq P_{g_k} \leq P_{g_k}^{MAX} \quad (4)$$

$$P_{ij}^{MIN} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{MAX}$$

$$V_i^{MIN} \leq V_i \leq V_i^{MAX}$$

여기서,

$C_k(P_{g_k})$  : 발전기-k의 입찰함수

$P_{g_k}$  : 발전기-k의 발전량

$P_{L_i}, Q_{L_i}$  : 모선-i에 연결된 유·무효 부하량

$P_{g_k}, Q_{g_k}$  : 발전기-k의 유·무효 발전량

$P_{ij}(X), Q_{ij}(X)$  : 선로-ij의 유·무효 선로조류 함수

$P_{DLC_i}, Q_{DLC_i}$  : 모선-i에 연결된 유·무효 직접부하제어량

$X$  : 각 모선의 상태변수, 즉 모선별 전압크기와 위상각

$P_{g_k}^{MIN}, P_{g_k}^{MAX}$  : 발전기-k의 최소, 최대출력,

$P_{ij}^{MIN}, P_{ij}^{MAX}$  : 선로-ij의 유효조류량의 최소, 최대량,

$V_i^{MIN}, V_i^{MAX}$  : 모선-i의 전압크기의 최소, 최대값.

$\Omega_i^G$  : 모선-i에 연결된 발전기 집합.

$n_g$  : 기준계통의 발전기 개수.

### 3.2 수요반응자원을 고려한 모선별 한계가격 유도

본 논문에서 최적화 문제의 잠재가격 도출방법을 일반화하기 위해서 상정사고를 고려하지 않은 기준 계통에 대한 에너지 최적화의 일반화된 라그랑지안 함수는 다음과 같이 나타낼 수 있다. 이때 최적화 방법론의 부등식 제약조건 중에서 제약이 발생한 제약조건만 고려한다.

$$L = \sum_{k=1}^{n_g} C_k(P_{g_k}) \quad (5)$$

$$+ \sum_{i=1, i \neq R}^n \lambda_i^P \left( P_{L_i} - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}(X) - \sum_{k \in \Omega_i^G} P_{g_k} - \sum_{k \in \Omega_i^D} P_{DLC_k} \right)$$

$$+ \sum_{i=1}^n \lambda_i^Q \left( Q_{L_i} - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}(X) - \sum_{k \in \Omega_i^G} Q_{g_k} - \sum_{k \in \Omega_i^D} Q_{DLC_k} \right)$$

$$+ \lambda_R^P \left( P_{L_R} - \sum_{j \in \Omega_R} P_{Rj}(X) - \sum_{k \in \Omega_R^G} P_{g_k} - \sum_{k \in \Omega_R^D} P_{DLC_k} \right)$$

$$+ \sum_i \sum_j \bar{\rho}_{ij}^{P_g, \max} (P_{ij} - P_{ij}^{MAX}) + \sum_i \sum_j \bar{\rho}_{ij}^{P_g, \min} (P_{ij}^{MIN} - P_{ij})$$

$$+ \sum_i \bar{\rho}_i^{V, \max} (V_i - V_i^{MAX}) + \sum_i \bar{\rho}_i^{V, \min} (V_i^{MIN} - V_i)$$

$$+ \sum_k \bar{\rho}_{P_{g_k}}^{\max} (P_{g_k} - P_{g_k}^{MAX}) + \sum_k \bar{\rho}_{P_{g_k}}^{\min} (P_{g_k}^{MIN} - P_{g_k})$$

여기서,

$\Omega_i$  : 모선-i에 연결된 모선들의 집합,

$\Omega_i^G$  : 모선-i에 연결된 발전기들의 집합,

$\Omega_i^D$  : 모선-i에 연결된 직접부하자원들의 집합,

$\Omega_R$  : 기준모선에 연결된 모선들의 집합,

$\Omega_R^G$  : 기준모선에 연결된 발전기들의 집합,

$\Omega_R^D$  : 기준모선에 연결된 직접부하자원들의 집합,

$\lambda_i^P$  : 모선-i의 유효전력 수급방정식에 대한 잠재가격,

$\lambda_i^Q$  : 모선-i의 무효전력 수급방정식에 대한 잠재가격,

$\lambda_R^P$  : 기준모선의 유효전력 수급방정식에 대한 잠재가격,

$\bar{\rho}_{P_{g_k}}^{\max}, \bar{\rho}_{P_{g_k}}^{\min}$  : 발전기-k의 발전량이 최대, 최소 발전제약

에 의해 제약이 발생할 때의 잠재가격,

$\bar{\rho}_{ij}^{P_g, \max}, \bar{\rho}_{ij}^{P_g, \min}$  : 선로-ij의 선로조류량이 최대, 최소선로 제약에 의해 제약이 발생할 때의 잠재가격,

$\bar{\rho}_i^{V, \max}, \bar{\rho}_i^{V, \min}$  : 모선-i의 전압크기가 최대, 최소 전압제약에 의해 제약이 발생할 때의 잠재가격.

[6]에서는 모선별 한계가격을 포함한 등식과 부등식 제약조건에 대한 잠재가격을 도출하는 방법론을 제시하였다. 또한 도출된 잠재가격으로부터 모선별 한계가격의 구성요소를 도출하는 방법론을 제안하였다. 본 논문에서는 [6]에서 제안한 잠재가격 도출방법론을 이용하여 모선별 한계가격을 유도하였으며, 모선별 한계가격의 구성요소인 손실비용, 혼잡비용, 에너지비용을 유도한다. 상기 라그랑지안 함수를 이용하여 최적화 문제를 수행하였을 때 최적해 조건하에서 라그랑지안 함수의 라그랑지안 승수 즉, 등식 및 부등식 제약조건에 대한 잠재가격은 다음과 같은 방법을 이용하여 도출할 수 있다[6].

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial L}{\partial V} \\ \frac{\partial L}{\partial P_g} \\ \frac{\partial L}{\partial Q_g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_g^P & A_g^Q & A_g^{P_R} & A_g^f & 0 & 0 \\ A_V^P & A_V^Q & A_V^{P_R} & A_V^f & A_V^V & 0 \\ A_G^P & 0 & A_G^{P_R} & 0 & 0 & A_G \\ 0 & A_G^Q & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda^P \\ \lambda^Q \\ \lambda_R^P \\ \bar{\rho}_{P_g, \max} \text{ or } \bar{\rho}_{P_g, \min} \\ \bar{\rho}_{V, \max} \text{ or } \bar{\rho}_{V, \min} \\ \bar{\rho}_{P_g, \max} \text{ or } \bar{\rho}_{P_g, \min} \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{dC(P_g)}{dP_g} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

여기서,

$\frac{\partial L}{\partial \theta}$  : 기준모선을 제외한 모선의 위상각으로 라그랑지안

함수를 미분한 선형방정식 벡터,

$\frac{\partial L}{\partial V}$  : 모선전압으로 라그랑지안 함수를 미분한 선형방정식 벡터,

$\frac{\partial L}{\partial P_g}$  : 발전기의 유효 발전변수로 라그랑지안 함수를 미분한 선형방정식 벡터,

$\frac{\partial L}{\partial Q_g}$  : 발전기의 무효 발전변수로 라그랑지안 함수를 미분한 선형방정식 벡터,

$A_\theta^P$  :  $\partial L/\partial \theta$ 의  $\lambda^P$ 의 계수,

$A_\theta^Q$  :  $\partial L/\partial \theta$ 의  $\lambda^Q$ 의 계수,

$A_\theta^{P_R}$  :  $\partial L/\partial \theta$ 의  $\lambda_R^P$ 의 계수,

$A_\theta^f$  :  $\partial L/\partial \theta$ 의  $\rho_{ij}^{P,\max}$ 와  $\rho_{ij}^{P,\min}$ 의 계수,

$A_V^P$  :  $\partial L/\partial V$ 의  $\lambda^P$ 의 계수,

$A_V^Q$  :  $\partial L/\partial V$ 의  $\lambda^Q$ 의 계수,

$A_V^{P_R}$  :  $\partial L/\partial V$ 의  $\lambda_R^P$ 의 계수,

$A_V^f$  :  $\partial L/\partial V$ 의  $\rho_{ij}^{V,\max}$  혹은  $\rho_{ij}^{V,\min}$  변수의 계수,

$A_V^V$  :  $\partial L/\partial V$ 의  $\rho_i^{V,\max}$  혹은  $\rho_i^{V,\min}$  변수의 계수,

$A_G^P$  :  $\partial L/\partial P_g$ 의  $\lambda_i^P$ 의 계수,

$A_G^{P_R}$  :  $\partial L/\partial P_g$ 의  $\lambda_R^P$ 의 계수,

$A_G^Q$  :  $\partial L/\partial Q_g$ 의  $\lambda_i^Q$ 의 계수.

$A_G$  :  $\partial L/\partial P_g$ 의  $\bar{\rho}_{P_g}^{\max}$  혹은  $\bar{\rho}_{P_g}^{\min}$ 의 계수,

$\lambda^P$  : 기준모선을 제외한 유효 등식제약조건에 대한 잠재가격 벡터,

$\lambda^Q$  : 모든 모선의 무효 등식제약조건에 대한 잠재가격 벡터,

$\lambda^{P_R}$  : 기준모선의 유효 등식제약조건에 대한 잠재가격 벡터,

$\bar{\rho}_{P_g}^{\max}, \bar{\rho}_{P_g}^{\min}$  : 최대, 최소 선로제약이 발생한 제약조건에 대한 잠재가격 벡터,

$\bar{\rho}^{V,\max}, \bar{\rho}^{V,\min}$  : 모선별 최대, 최소 전압제약이 발생한 제약조건에 대한 잠재가격 벡터,

$\bar{\rho}_{P_g}^{\max}, \bar{\rho}_{P_g}^{\min}$  : 발전기별 최대, 최소 발전제약이 발생한 제약조건에 대한 잠재가격 벡터.

식 (6)에서 모선별 한계가격에 영향을 줄 수 있는 등식 및 부등식 제약조건에 대한 잠재가격을 도출하기 위해서는 모선별 전압과 위상각의 크기와 각 발전기의 발전량 정보만 주어지면 된다. 또한 마찬가지로 모든 모선에 가상의 발전기가 달려있다고 가정할 때 모선의 등식 제약조건에 대한 잠재가격은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\frac{\partial L}{\partial P_g} = \begin{bmatrix} A_G^P & A_G^{P_R} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda^P \\ \lambda_R^P \end{bmatrix} + A_G(\bar{\rho}_{P_g}^{\max} \text{ or } \bar{\rho}_{P_g}^{\min}) = -\frac{dC(P_g)}{dP_g} \quad (7)$$

식 (7)에서 발전제약에 대한 제약이 발생하지 않으면 발전기가 달려있는 모선의 한계가격은 발전기의 한계비용과 동일하게 된다. 식 (6)에서 제안한 잠재가격 도출방법론을 통해 모선별 한계가격의 구성요소는 식 (8)과 같이 분해가 가능하다[6].

$$\begin{bmatrix} \lambda^P \\ \lambda^Q \end{bmatrix} = -[J^T] \begin{bmatrix} A_\theta^{P_R} \\ A_V^{P_R} \end{bmatrix} \lambda_R^P - [J^T] [A_V^V] (\bar{\rho}^{V,\max} \text{ or } \bar{\rho}^{V,\min}) - [J^T] \begin{bmatrix} A_\theta^f \\ A_V^f \end{bmatrix} (\bar{\rho}_{P_g}^{\max} \text{ or } \bar{\rho}_{P_g}^{\min}) \quad (8)$$

식 (8)의 구성요소 중  $-[J^T] \begin{bmatrix} A_\theta^{P_R} \\ A_V^{P_R} \end{bmatrix}$ 은 송전손실을 고려한 경제급전 문제 중 페널티 계수의 역수가 되며, 이는 한계송전손실계수(Marginal Loss Factor)로 나타낼 수 있다. 결국 식 (8)은 식 (9)와 같은 형태로 나타낼 수 있다.

$$\begin{bmatrix} \lambda^P \\ \lambda^Q \end{bmatrix} = -[MLF] \lambda_R^P - [J^T] [A_V^V] (\bar{\rho}^{V,\max} \text{ or } \bar{\rho}^{V,\min}) - [J^T] \begin{bmatrix} A_\theta^f \\ A_V^f \end{bmatrix} (\bar{\rho}_{P_g}^{\max} \text{ or } \bar{\rho}_{P_g}^{\min}) \quad (9)$$

결론적으로 식 (9)로부터 한계송전손실을 고려한 손실비용과 선로혼잡의 잠재가격( $\bar{\rho}_{P_g}^{\max}$  or  $\bar{\rho}_{P_g}^{\min}$ )이 포함된 혼잡비용으로 분리가 가능하다. 결국 식 (9)을 이용하여 잠재가격으로부터 모선별 한계가격의 구성요소를 도출할 수 있게 된다.

#### 4. 사례연구

본 연구에서는 크게 두 가지로 나누어 사례연구를 수행하였다. 이에 앞서 제안한 모선별 한계가격을 시뮬레이션한 후 이를 송전망을 기준으로 나누어서 지역별 한계가격을 도출하였다. 첫째, 수요반응자원을 투입하였을 시 지역별 한계가격의 변화를 분석하였으며, 수요반응자원의 지역별 고려를 통해 수요반응자원의 경제적 가치의 지역별 차이를 살펴보았다. 둘째는 수요반응자원의 투입과 송전선건설(용통전력증대), 그리고 수도권 지역의 발전용량의 증가에 의한 지역별 한계가격의 변화를 분석하였으며, 이를 통해 수요반응자원의 경제적 가치를 송전과 발전 측면에서 비교하여 분석하였다.

##### 4.1 수요반응자원 가치 평가를 위한 사례연구 데이터

본 논문에서는 지역별 한계가격과 수요반응자원의 활용방안을 위한 우리나라 실계통 사례연구를 수행하였다. 지역구분은 크게 두 가지 요소, “송전혼잡” 및 “송전망 구성”을 고려하여 우리나라 전력 계통을 제주도를 제외한 5개 지역으로 구분하였으며, 수요반응자원의 활용 타당성을 지역별 한계가격에 대한 변화를 통하여 검증하였다. 검증을 위해 수행된 실계통 사례연구는 “2004년 7월 하계철두 부하 시간대” 데이터를 이용하여 수행하였다. 그러나 이는 한 시간대의 전력계통이므로, 슬랙 모선의 위치 및 계절별 변화에 따른 모선별 한계가격의 변화로 인하여 해당연도 및 미래에 대하여 일반화하기에는 한계성이 있다. 아래 표는 실계통 사례연구를 위한 전력시스템의 데이터 요약이다.

표 1 모선별한계가격 계산을 위한 실계통 사례연구 데이터  
Table 1 Data summary of real power system for calculation LMP

항 목	갯 수
총 모선수	1550
발전기 모선수	249
부하 모선수	964
송전선 갯수	2420
부하 탭 조절장치(LTCs)	161
스위치 선트	124
기준 모선	보령 #1

아래 그림 1은 지역 구분의 기준이 되는 송전망 구성 나타나고 있다. 이러한 송전망을 기준으로 분석 대상이 되는 전력계통을 수도권, 중부권, 영동권, 호남권, 영남권으로 구분하였다.

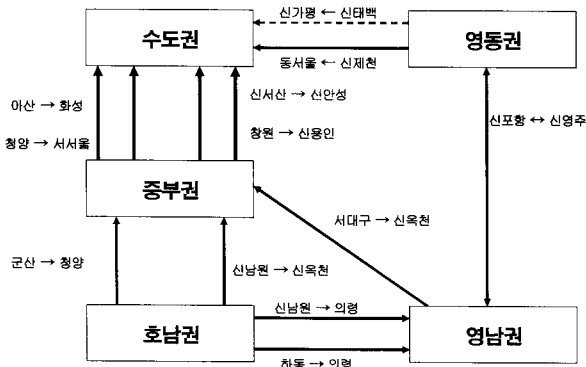


그림 1 지역구분의 기준이 되는 송전선  
Fig. 1 Transmission Line for criterion of region grouping

모선별 한계가격의 계산 시에 제약 조건의 일환으로 고려되는 모선별 전압제약 범위는 0.9~1.1 (PU)을 기준으로 하였으며, 발전기의 발전비용은 자료의 입수의 한계로 인하여 발전기의 종류에 따라 일괄적으로 적용하였다. 또한 발전기의 출력수준은 2004년 철두부하시간대의 실제 출력을 기준으로 하였으므로 이론적 측면에서의 최소 비용의 기준과는 거리가 있을 수 있으나, 이는 우리나라 전력 계통에서 현실적으로 존재하는 여러 가지 제약 등을 고려한 실제 출력 수준이므로 현실적 측면에서는 그 의미가 있다. 본 논문에서는 위에서 가정한 모선별 전압제약을 기준으로 하였을 때 그 결과는 최대 1.093[PU]에서 최소 0.947[PU]내에서 전압 분포가 되었으며, 송전제약은 제약 송전용량 기준으로 최대 100[%]에서 최소 0.3[%]내에서 분포되었다. 아래의 표 2는 지역을 구분하는 주요선로의 송전제약 용량, 조류계산의 결과를 기준으로 각 선로의 조류량, 최적 조류 선로의 조류량을 나타내고 있다. 아래의 표 2에서 볼 수 있듯이 신가평→신태백 선로에는 조류가 흐르지 않고 있다. 이는 사례연구에서 사용한 데이터의 시기에는 이 선로가 운전하지 않았기 때문이다. 또한 송전제약 용량은 실제 송전 용량과는 다소 차이를 가질 수 있다.

표 2 주요선로의 송전제약 용량 및 조류량  
Table 2 Power flow and transmission capacity constrain of transmission line

주요선로	송전제약 용량[MW]	조류계산 조류량[MW]	최적조류계산 조류량[MW]
청양→서서울	2200	1818.0	1775.6
아산→화성	4400	2418.5	2311.1
신서산→신안성	4400	2664.0	2431.6
청원→신용인	1100	695.6	809.6
군산→청양	2200	901.0	1004
신남원→신옥천	2200	1863.6	1967.2
신남원→의령	2200	90.1	117
하동→의령	2200	1712.2	1711
서대구→신옥천	1100	297.1	335.6
신포항→신영주	1100	291.9	305
신제천→동서울	2200	1819.3	1870.6
신가평→신태백	4400	0	0

아래 표 3은 지역별 한계가격을 단순 평균한 값이다. 표 3에서 볼 수 있듯이 영동지역의 지역별 한계가격은 수도권 지역과 가장 가까운 것을 알 수 있다. 이는 일부 수도권의 특성을 가지는 모선이 계통의 구성 때문에 영동권에 포함되기 때문에 나타나는 현상이다. 또한 중부지역은 기준모선을 중부지역으로 설정하였으므로 혼잡비용의 낮게 나타나기 때문에 가장 낮은 지역별 한계가격을 가지게 된다.

표 3 지역별 단순평균 한계가격  
Table 3 Average of LMP by region (단위: 원/kWh)

구성요소	수도권	영남	영동	중부	호남
에너지비용	16.67	16.67	16.67	16.67	16.67
혼잡비용	38.72	18.66	26.06	11.12	16.03
손실비용	1.001	-1.12	-0.18	0.32	-1.04
지역별 평균비용	56.39	34.2	42.56	28.29	31.66

아래의 그림 2은 우리나라 전력계통을 가격별로 구분한 것이다. 그림 2에서 볼 수 있듯이 수도권 지역과 인근지역은 45-80원대의 지역별 한계가격의 분포가 나타나고 있으며, 중부 일부지역, 영동지역, 영남(경북) 일부지역은 35-45원대, 호남과 영남 그리고 기타 중부지역에서 15-35원대의 분포를 나타내고 있다. 지역별 한계비용은 앞에서 설명하였듯이 계통요소에 따라 민감하게 변화한다. 이러한 계통요소에 의하여 본 사례연구를 통해 제안된 지역별 한계가격에 대한 값은 정확한 지표라고 할 수 없다. 그러나 본 논문에서는 모선별 한계가격의 정확한 지표를 제시하기 보다는 이러한 모선별 한계가격 내에서 직접부하제어를 실시하였을 시 지역별 한계가격의 변화를 통하여 직접부하제어의 실시 지역에 대한 타당성을 검증하고자 한다.

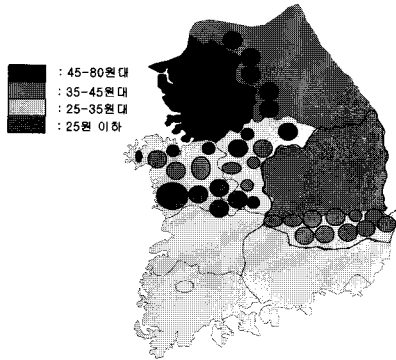


그림 2 지역별 한계가격의 가격대별 분포  
Fig. 2 Distribution of LMP by prices

4.2 수요반응자원의 지역적 가치평가

본 사례연구에서는 전력 계통을 수도권과 비수도권으로 구분 하였을 때와 5개 지역으로 구분하였을 때를 구분하여 수요반응자원을 고려하였다. 본 연구에서 활용한 수요반응 자원은 현재 에너지관리공단에서 시행하고 있는 직접부하제 어 자원이다[8]. 직접부하제어는 지역별 약정을 통해 이루어 지고 있으며, 본 논문에서는 사례연구를 위해 계약용량 전체 가 해당시간에 직접부하제어를 실시한다고 가정한다. 이러 한 가정은 현실적인 측면에서는 다소 왜곡 되는 점이 있을 것이다. 그러나 에너지 시장외의 예비력 시장과 같은 비상 시의 자원의 확보측면에서는 그 의미가 있을 것이다. 아래 표 4는 2006년도 에너지관리공단 직접부하제어 약정 현황이 다[8].

표 4 2006년도 에너지관리공단 직접부하제어 약정 현황  
Table 4 contract situation of DLC for 2006 (단위 : kW)

구 분	산업용	일반용	계
서울지사	7,900	38,450	46,350
인천지사	25,065	6,890	31,955
경기지사	62,718	40,996	103,714
강원지사	163,400	8,025	171,425
충북지사	37,061	20,045	57,106
충남지사	134,460	17,612	152,072
전북지사	28,185	18,250	46,435
전남지사	104,237	28,197	132,434
대구지사	1,925	7,884	9,809
경북지사	224,776	15,220	239,996
부산지사	13,650	6,460	20,110
경남지사	218,281	11,209	229,490
합 계	1,021,658	219,238	1,240,896

■ 사례연구 1 (수도권 지역만 수요반응자원 시행)

아래 표 5은 수도권 지역만을 직접부하제어를 실시하였을 때 지역별 한계비용을 단순 평균한 결과이다. 직접부하제 어를 통해 도출된 지역별 한계가격은 직접부하제어를 실시하 지 않았을 때보다 상대적으로 하락하고 있는 것을 알 수 있 다. 이러한 결과를 통해 모선별 한계비용의 구성요소 중 송 전혼잡비용이 큰 요소를 차지하는 것을 알 수 있다. 결국 지역별 한계비용의 차이는 비수도권 지역에서 수도권 지역

으로 전력 전송에 의한 일부 모선의 송전혼잡에 의한 영향 때문이다.

표 5 지역별 단순평균 한계가격 (수도권지역)

Table 5 Average of LMP by region (north west)  
(단위: 원/kWh)

구성요소	수도권	영남권	영동권	중부권	호남권
에너지비용	16.29	16.29	16.29	16.29	16.29
혼잡비용	26.51	7.64	15.04	-4.37	4.28
손실비용	1.00	-1.12	-0.19	0.32	-1.04
지역별 평균비용	43.81	22.81	31.14	12.24	19.53

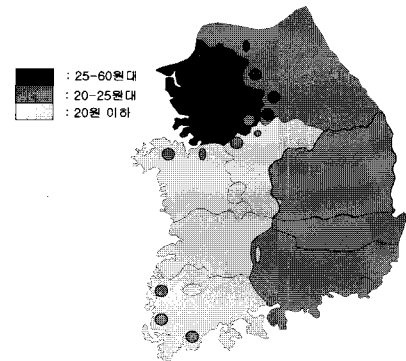


그림 3 직접부하 제어를 통한 지역별 한계가격의 지역분포 (수도권지역)  
Fig. 3 Region distribution of LMP with DLC (north west)

그림 3에서 볼 수 있듯이 중부권의 지역별 한계비용이 크 게 줄어들고 있다. 이는 수도권지역의 직접부하제어를 통해 북상조류에 의한 혼잡비용이 크게 줄어들었기 때문이다.

■ 사례연구 2 (비수도권 지역만 수요반응자원 시행)

아래 표 6은 비수도권 지역만을 직접부하제어를 실시하였 을 때 지역별 한계비용을 단순 평균한 결과이다. 아래 표 6 에서 알 수 있듯이 직접부하제어를 실시하였을 때와 그렇지 않았을 때의 지역별 한계가격이 크게 변화하지 않는 것을 알 수 있다. 결국 비수도권 지역만의 직접부하제어는 지역 별 한계가격의 큰 영향을 주지 못한다.

표 6 지역별 단순평균 한계가격 (비수도권)

Table 6 Average of LMP by region (exclusion north west)  
(단위: 원/kWh)

구성요소	수도권	영남권	영동권	중부권	호남권
에너지비용	16.47	16.47	16.47	16.47	16.47
혼잡비용	38.16	18.93	26.25	9.75	15.97
손실비용	1.00	-1.12	-0.19	0.32	-1.04
지역별 평균비용	54.53	35.40	42.72	26.22	32.44

■ 사례연구 3 (전체지역의 수요반응자원 시행)

앞에서 살펴 본 바와 같이 국내의 전력계통은 송전망의 구성형태에 따라 5개 지역으로 구분할 수 있으며, 현재 직접 부하제어 또한 지역적 계약에 의해 이루어지고 있다. 그러

나 이러한 직접부하제어 지역은 모선을 기준으로 계약이 이루어지는 것이 아니라 행정지역으로 구분되어 계약이 이루어지고 있다. 본 논문에서는 이러한 행정지역과 송전망구성의 차이에 의한 두 데이터간의 연결을 위해서 한전에서 제공하는 변전소 지역구분에 따라 송전망 구성을 재조정하였다. 아래의 표 7은 우리나라 전체의 계약 지역에 의한 직접부하제어를 실시하였을 때 지역별 한계가격을 단순 평균한 것이다.

표 7 지역별 단순평균 한계가격 (전 지역)  
Table 7 Average of LMP by region (all contract region)  
(단위: 원/kWh)

구성요소	수도권	영남권	영동권	중부권	호남권
에너지비용	13.63	13.63	13.63	13.63	13.63
혼잡비용	21.43	6.14	12.18	-3.54	3.41
손실비용	1.00	-1.12	-3.54	0.321	-1.04
지역별 평균비용	36.07	18.65	25.62	10.42	16.00

표 7에서 볼 수 있듯이 수도권 지역만을 직접제어부하를 하였을 때와 계약에 의한 우리나라 전체지역을 직접부하제어를 시행하였을 때의 가격 차이가 최대 7.74원/kWh, 최소 1.82원/kWh가 변화하고 있음을 알 수 있다. 이러한 변화는 에너지 비용의 감소에 의한 변화로 유추해 볼 수 있다. 결국 전국단위의 직접부하제어와 수도권지역의 직접부하제어의 경우 지역별 한계가격의 측면에서는 크게 변화하지 않는 것을 알 수 있다. 이러한 결과는 현재 우리나라에서 실시하고 있는 전국단위의 직접부하제어에서 고려해 볼 만한 요소이다. 아래 표 8은 사례연구별 지역별 한계가격을 총괄한 표이다.

표 8 사례연구별 지역별 한계가격의 총괄표  
Table 8 Summary of LMP by case study (단위 : 원/kWh)

구성요소	수도권	영남	영동	중부	호남
기준사례	56.39	34.2	42.56	28.29	31.66
수도권 DLC	43.81	22.81	31.14	12.24	19.53
전국 DLC	36.07	18.65	25.62	10.42	16.00
비수도권 DLC	54.53	35.40	42.72	26.22	32.44

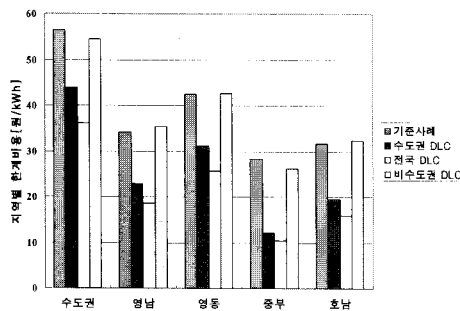


그림 4 사례연구별 한계비용의 지역분포  
Fig. 4 Region distribution of LMP by case study

### 4.3 수요반응자원의 자원별 가치평가

4.1절에서 사용된 2004년 계통을 기준으로 한 최대부하시간대의 모선별 한계비용은 계통의 요소에 따라서 민감하게 변화한다. 예를 들면 현재의 한계비용 수준은 수도권 열제약 발전소(서울화력, 분당복합, 일산복합, 안양복합, 부천복합)의 운전여부에 따라서 상당히 달라질 수 있다. 결국 수도권 지역의 발전용량의 변화에 따라 한계비용의 수준이 달라질 수 있을 뿐만 아니라 선로, 특히 북상선로의 안전도 기준 수준에 따라서 매우 달라질 수 있다. 본 논문은 이러한 특성을 고려하여 계통운용 기준의 변화와 신규 송전망선로의 건설에 대한 지역별 한계비용의 변화를 통해 수요반응자원의 활용성에 대해서 평가한다. 또한 사례연구에서는 2004년 최대 첨두부하시간대의 한 시점의 데이터를 활용하고 있기 때문에 전체 시간이나 계절별에 대해서 차이가 발생할 수도 있다. 그러나 본 논문에서는 어느 한 시점에 대한 정확한 지역별 한계가격의 값에 대한 평가보다는 이러한 다양한 환경 내에서 부하자원이 가지는 가치에 대해서 평가하고자 한다.

#### ■ 사례연구 1 (열병합 발전소 출력수준의 변화)

본 논문에서는 수도권 열병합 발전소(안양, 분당, 일산, 서울)의 발전수준을 10% 수준으로 증가시켜 열병합 발전소가 경제적인 기준 하에서 운전된다는 가정을 수립하였다. 본 논문에서는 수도권 지역의 열병합 발전소와 수도권 지역의 수요반응자원에 의한 지역별 한계비용의 변화를 비교하기 위해서 조류계산을 사전수행 후 전체 계통에 대한 최소, 최대발전량을 10%로 제한하였다. 이러한 방법은 수요반응자원에 따른 북상조류 용량의 감소와 발전용량의 증가에 따른 북상조류 용량의 감소를 비교하기 위한 방법이다. 아래의 표 9는 열병합 발전소의 출력수준을 비교한 표이다.

표 9 열병합 발전소의 출력수준 비교 (단위 : MW)  
Table 9 Comparison of power level by co-generation

열병합 발전소	최적조류계산 출력	사례연구 1 출력	변화량
분당 1GT	57.72	64.13	6.41
분당 2GT	57.72	64.13	6.41
분당 3GT	57.72	64.13	6.41
분당 4GT	57.72	64.13	6.41
분당 5GT	57.72	64.13	6.41
분당 6GT	57.72	64.13	6.41
분당 7GT	57.72	64.13	6.41
분당 8GT	57.72	64.13	6.41
분당 1ST	142.36	158.18	15.82
분당 2ST	108.16	120.18	12.02
서울 4GT	111.38	123.75	12.37
서울 5GT	162.00	180.00	18.00
안양 1GT	48.60	54.00	5.4
안양 2GT	48.60	54.00	5.4
안양 3GT	48.60	54.00	5.4
안양 4GT	48.60	54.00	5.4
안양 1ST	145.20	132.00	-13.2
일산 1GT	77.00	85.50	8.5
일산 1GT	77.00	85.50	8.5
일산 2GT	77.00	85.50	8.5
일산 3GT	77.00	85.50	8.5
일산 4GT	77.00	85.50	8.5
일산 5GT	77.00	85.50	8.5
일산 6GT	77.00	85.50	8.5
일산 1ST	188.10	209.00	20.9
일산 2ST	115.00	104.50	-10.5

아래의 표 10은 열병합 발전소의 발전량을 증가하였을 때 지역별 모선가격의 변화를 나타낸 것이다. 아래의 표 10에서 볼 수 있듯이 수도권 지역의 지역별 모선가격은 약간 감소하는 것을 알 수 있다. 이는 수도권 지역의 혼잡비용의 감소에 의한 결과로써 수도권 지역의 수요반응자원 활용보다는 차감이 적은 것을 알 수 있다.

표 10 열병합 발전소의 출력변화에 따른 지역별 모선 가격 변화 (단위: 원/kWh)

Table 10 change of LMP by co-generation power level

구성요소	수도권	영남	영동	중부	호남
에너지비용	16.62	16.62	16.62	16.62	16.62
혼잡비용	37.99	18.16	25.34	11.54	15.34
손실비용	1.11	-1.18	-0.16	0.36	-1.03
지역별 평균비용	55.72	33.60	41.80	28.52	30.93

■ 사례연구 2 (복상선로의 용량변화에 따른 한계비용의 변화 분석)

사례연구 2에서는 복상조류량의 변화에 따른 지역 한계비용의 변화를 알아보기 위해서 수도권 주요 복상선로의 송전용량을 10% 증가시켰다. 이는 지역별 한계비용에서 혼잡비용의 구성요소가 많은 위치를 차지하고 있으며, 이러한 송전용량의 증가에 의해 수요반응자원을 통한 수도권지역의 부하의 감소보다 송전용량의 증가를 통한 모선별 한계비용의 변화를 분석하기 위해서이다. 아래 표 11은 최적조류계산을 수행한 후의 주요 복상선로의 조류변화이다.

표 11 주요 복상선로의 조류량 증가  
Table 11 Increase of power flow by main transmission line

주요선로	최적조류계산 조류량[MW]	사례연구 2 [MW]
청양→서서울	1775.6	1801.0
아산→화성	2311.1	2458.4
신서산→신안성	2431.6	2606.2
청원→신용인	809.6	858.8
신제천→동서울	1870.6	1833.9
신가평→신태백	0	0

아래의 표 12에서 알 수 있듯이 수도권 주요선로의 송전용량을 10% 증가하게 되면 주요 복상선로의 혼잡비용이 감소하여 지역별 한계가격이 감소하는 것을 알 수 있다. 아래의 표 12의 결과를 통해서 수도권 지역의 수요반응자원에 의한 지역별 한계가격과 비교해보면 수도권 지역에서는 송전용량을 증가시키는 것이 지역별 한계가격을 더욱 낮추는 효과를 거둘 수 있다. 그러나 송전용량의 증가에 따른 에너지 비용의 증가와 손실비용의 증가에 의해 수도권을 제외한 모든 지역에서 지역별 한계가격이 수요반응자원에 비교하여 더욱 증가하고 있는 것을 알 수 있다. 또한 수요반응자원을 전 계통 내의 모든 모선에 대해서 실시하는 경우보다는 더 큰 것을 알 수 있다.

표 12 복상선로의 조류량 변화에 따른 지역한계가격  
Table 12 LMP with change power flow of main transmission line (단위 : 원/kWh)

구성요소	수도권	영남	영동	중부	호남
에너지비용	27.47	27.47	27.47	27.47	27.47
혼잡비용	12.50	6.24	8.51	4.10	5.16
손실비용	1.63	-1.43	-0.08	0.50	-1.27
지역별 평균비용	41.61	32.28	35.89	32.07	31.36

기존의 부하자원을 평가하는데 있어서는 주로 캘리포니아 테스트를 사용하였다. 그러나 이 방법론은 수요관리자원의 사전 평가에 따른 프로그램 적용 타당성을 검토하는데 주로 사용되는 한계점을 가지고 있었다. 따라서 수요반응 자원이 전력계통 및 전력시장에 실제적으로 운용되고 있는 관점에서 다양한 검토가 필요하다. 따라서 본 논문에서는 전력계통 및 전력시장 운영에 필수적인 수요반응자원의 가치를 지역별 한계가격 관점에서 접근하였으며, 이를 지역별로 분석하였으며 동시에 다른 자원과의 비교를 수행하였는데, 이러한 방법론은 향후 수요반응자원의 경제적 평가를 위한 하나의 출발점이라고 판단된다.

5. 결 론

본 논문에서는 수요반응자원을 고려한 지역별 한계가격의 해석적 산정과 이의 분석을 수학적으로 수행하였으며, 이를 이용하여 수요반응자원이 가지는 경제적 가치를 다양한 각도에서 평가하였다. 이러한 가치를 평가하기 위해서 잠재가격기반의 수요반응자원을 고려한 지역별 한계가격의 계산 방법을 제안하였으며, 모선별 한계가격의 구성요소를 세 가지로 분해하였다. 또한 수요반응자원의 지역적 신호를 분석하기 위해서, 지역별 수요반응자원의 시행을 통해 한계가격의 변화를 분석하는 방법을 제안하였다. 그 결과, 현재 우리나라에서 실시하고 있는 전국권 개념의 수요관리사업을 지역적으로 전환하기 위한 이론적 기반을 제시하였다. 또한, 수요반응자원의 경제성을 송전선 측면에서 유통전력의 증가와 비교하여 분석하였으며, 발전기 측면에서 수도권의 발전 출력 증가와 비교하여 수요반응자원의 자원별 가치평가를 위한 방법론의 기초를 제시하였다. 본 논문에서 제안한 방법론은 우리나라 수요반응자원에 대한 경제성 검토의 시작 단계에 있는 것이라 할 수 있으며, 향후 수요반응자원에 대한 다양한 경제적 가치 평가 연구가 활성화되면, 수요반응자원의 국내 도입에 따른 정책적인 판단 및 제도 수립의 방향을 제시 할 수 있을 것으로 판단된다.

감사의 글

본 연구는 "산업자원부 전력IT기술개발사업 (R-2005-1-396-001-01)"의 지원으로 수행되었으며, 관계부처에 감사드립니다.



참 고 문 헌

- [1] W. W. Sharkely, The Theory of Natural Monopoly, Cambridge, University Press, 1982.
- [2] Peak Load Management Alliance, Demand Response : Design Principles for Creating Customer and Market Value, November 1998.
- [3] U.S. Department of Energy, Benefit of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them, February 2006.
- [4] T. Wu, Z. Alaywan, and A. Papalexopoulos, "Location Marginal Price Calculation Using the Distributed-Slack Power Flow Formulation", IEE Trans. on Power System, Vol. 20, no. 2, May. 2005.
- [5] L. Chen, H. Suzuki, T. Wachi, and Y. Shimura, "Components of Nodal Prices for Electric Power Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, no. 1, Feb. 2002.
- [6] 이기승, 정윤원, 박종배, 신중린, 김진호, "모선별 한계 가격의 구성요소 산정 기법", 전기학회논문지(A), 제 55권, 제 8호, 2006년 8월, pp.341-350
- [7] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, Market Operations in Electric Power System-Forecasting, Scheduling, and Risk Management, IEEE, 2002
- [8] www.kemco.or.kr (에너지관리공단)

저 자 소 개



**김 현 홍 (金 鉉 洪)**

1977년 12월 28일생. 2004년 전주대 공대 전기공학과 졸업. 2006년 건국대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 건국대학교 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 02-458-4778

Fax : 02-444-1418

E-mail : hhblue@konkuk.ac.kr



**김 진 호 (金 眞 鎬)**

1971년 11월 27일생. 1995년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1997년 동대학 대학원 전기공학부 졸업(석사). 2001년 동대학 대학원 전기컴퓨터공학부 졸업(박사). 2004년 부산대 전기공학과 조교수. 현재 경원대 전기공학부 조교수

Tel : 031-750-8825

Fax : 031-750-8571

E-mail : kimjh@kyungwon.ac.kr



**김 형 중 (金 亨 中)**

1969년 7월 7일생. 1996년 인천대 공대 전기공학과 졸업. 2001년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2007년 건국대 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1996년 에너지관리공단 입사. 현재 에너지관리공단 정책위원으로 근무

Tel : 031-260-4252

Fax : 031-260-4259

E-mail : jakekim@kemco.or.kr



**박 종 배 (朴 宗 培)**

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 부교수.

Tel : 02-450-3483

Fax : 02-444-1418

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr



**신 중 린 (愼 重 麟)**

1949년 9월 22일생. 1977년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 교수.

Tel : 02-450-3487

Fax : 02-444-1418

E-mail : jrshin@konkuk.ac.kr