

개선된 수요 클러스터링 기법을 이용한 발전기 보수정지계획 모델링

論 文

55A-4-6

Modeling Planned Maintenance Outage of Generators Based on Advanced Demand Clustering Algorithms

金眞鎬*·朴宗培†
(Jin-Ho Kim · Jong-Bae Park)

Abstract - In this paper, an advanced demand clustering algorithm which can explore the planned maintenance outage of generators in changed electricity industry is proposed. The major contribution of this paper can be captured in the development of the long-term estimates for the generation availability considering planned maintenance outage. Two conflicting viewpoints, one of which is reliability-focused and the other is economy-focused, are incorporated in the development of estimates of maintenance outage based on the advanced demand clustering algorithm. Based on the advanced clustering algorithm, in each demand cluster, conventional effective outage of generators which conceptually capture maintenance and forced outage of generators, are newly defined in order to properly address the characteristic of the planned maintenance outage in changed electricity markets. First, initial market demand is classified into multiple demand clusters, which are defined by the effective outage rates of generators and by the inherent characteristic of the initial demand. Then, based on the advanced demand clustering algorithm, the planned maintenance outages and corresponding effective outages of generators are reevaluated. Finally, the conventional demand clusters are newly classified in order to reflect the improved effective outages of generation markets. We have found that the revision of the demand clusters can change the number of the initial demand clusters, which cannot be captured in the conventional demand clustering process. Therefore, it can be seen that electricity market situations, which can also be classified into several groups which show similar patterns, can be more accurately clustered. From this the fundamental characteristics of power systems can be more efficiently analyzed, for this advanced classification can be widely applicable to other technical problems in power systems such as generation scheduling, power flow analysis, price forecasts, and so on.

Keywords : Planned Maintenance Outages, Advanced Demand Clustering Algorithms, Long-Term Estimates For The Generation Availability

1. 서 론

발전기 보수정지계획(Planned maintenance outage of generators)은 전력시장의 시장가격과 발전회사의 수입을 결정하는데 있어서는 물론이고 전력계통의 공급신뢰도에 매우 중요한 영향을 미치는 요소임은 주지의 사실이다[1, 2]. 수직통합체제의 전력시장의 경우, 독점적인 전력회사가 모든 발전기의 보수정지계획을 중앙 집중적인방법으로 (Central coordination) 결정하고 조정하기 때문에, 전력시스템의 단기 운영 측면은 물론 중장기 운영 및 계획 (Operation and planning) 측면에서도 발전기의 보수정지계획은 불확실성의 문제가 아니었다[2]. 그러나 우리나라와 같이 발전부문이 한전에서 분할되어 발전경쟁체제를 구축하는 것처럼, 수직통합적인 전력산업구조가 경쟁적인 구조로 변화함에 따라, 발전기 보수정지계획 문제는 비록 결정 과정에서 규제기관의 조정을 받게 되지만 본질적으로 다수의 발전회사가 자사 발전

기의 보수계획을 결정하는 분산화된 (Distributed) 불확실성 (Uncertainty)의 문제가 되었다. 과거의 수직통합체제에서는, 발전기 보수정지계획의 불확실성에 대한 연구가 활발하지 못하였던 것이 사실이며, 그 결과, 경쟁적 전력사업 환경에서 전략으로서의 발전기 보수계획에 대한 분석이 미흡한 것이 사실이다. 현재, 발전설비용량을 일정부분 감소시키는 De-rating 방법이 제안되었으며[3, 4], 수요 클러스터링 기법에 기초한 확률적 발전모델링 방법이 제안되었다.

전력시장 환경에서 개별 발전회사의 수익성위주의 의사결정 및 신뢰도 위주의 규제기관의 조정 문제로 변한 발전기 보수정지계획 문제를 과거와 같이 수직 통합된 독점전력회사가 전력시스템의 신뢰도를 유지하기 위한 일방적이고 중앙적인 방법으로 결정할 수는 없으며, 동시에 각 발전회라도 전력시장에서 자사의 수익을 최대화하기 위한 발전기 보수계획수립을 원하지만[2], 전력시스템의 신뢰도와 발전회사의 수익성 사이의 상충하는 측면을 조정하기 위한 규제기관 나름대로의 조정방안을 통해 결정될 것으로 판단된다.

따라서 본 논문에서는 이러한 발전기 보수정지계획문제가 가지는 신뢰도 문제와 경제성 문제를 고려하여 장기적인 관점에서 발전기 보수정지계획을 예측할 수 있는 방법을 제안하였다. 기존의 연구에서[5], 각 수요 클러스터에서 발전기의 보수정지율 (Maintenance outage rate)을 정의할 때, 이 값이 해당 클러스터의 피크수요에 반비례하여 결정된다고 극단적으로 단순화한 것과는 달리, 본 논문에서는 개별 발전회

† 교신저자, 正會員 : 建國大 工大 電氣工學科 助教授 · 工博

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

* 正會員 : 釜山大 工大 電氣工學科 助教授 · 工博

接受日字 : 2005年 11月 30日

最終完了 : 2006年 2月 3日

사의 보수정지계획 결과가 시장의 수요를 평활화 (Levelize) 하고, 결과적으로 예비력을 평활화한다는 장기적인 계통 및 시장 균형적 입장을 반영하여 개선된 보수정지율을 제시하였다. 즉, 주어진 시장수요를 평활화시키는 각 발전기의 보수정지율을 정의하였으며, 이를 각 수요 클러스터에 따라 해석적인 방법 (Analytical method)을 통해 유도하였다. 즉, 본 논문에서는 전력시장에서 발전기 보수정지 물량의 시간대별 분포가 보수정지물량을 고려한 수요곡선 즉, 실질수요곡선 (Effective demand)을 평활화할 것이라는 가정을 하였는데, 이러한 가정의 의미 또는 이점은, 신뢰도 관점에서 보면 예비율 (Reserve margin)이 평활화되어 계통의 신뢰도가 유지되는 장점이 있고, 경제적 관점에서 보면 시장가격이 평활화되고 가격변동(Fluctuation)이 최소화되어 시장이 안정화된다는 이점이 있다. 따라서 시장규제자와 시장참여자 관점에서 동시에 의미 있고 현실적인 가정이라 판단된다.

또한, 초기 수요를 복수 개의 수요 클러스터들로 일차적으로 구분한 후, 주어진 수요를 평활화시키는 새로운 보수정지율을 유도하고, 이를 초기 수요곡선에 적용하여 실질수요곡선을 유도하였다. 이러한 발전기의 보수정지물량을 고려한 실질적인 수요곡선을 통해 수요 클러스터의 이동 현상을 정의함으로써 기존의 클러스터링 방법을 개선하는 새로운 수요 클러스터링 방법을 제안하였다. 이를 통해, 본 논문에서는, 전력시스템의 중장기 운영 및 계획 측면에서 불확실성으로 모델링된 발전기 보수계획 문제를, 변화된 전력산업구조에 적용하기에 보다 적절한 방법으로 다루었으며, 이를 통해 장기 발전용량 (Long-term generation availability)에 대한 모델링 방법을 제시하였다. 본 논문에서 고려하는 시장의 형태는 발전부문의 시장 지배력 이 존재하지 않는 단일가격경매 (Uniform pricing auction) 체제이며[6], 제안된 방법을 통해, 중장기 전력수급이나 장기 전력가격 패턴과 같은 전력시스템의 기본적인 기술적 및 경제적 특성에 대한 보다 면밀한 분석이 가능할 것으로 판단된다. 따라서 본 논문에서 제안된 방법은 발전계획이나 조류해석, 수요/가격예측, 수급분석과 같은 전력계통 및 전력시장의 중장기적인 운용/계획 분야에 폭넓게 사용될 수 있을 것으로 기대된다[7, 8].

2. 기존의 확률적 발전 모델 및 수요 클러스터링 기법

2.1 확률적 발전 모델

먼저, 발전기-*i*의 고장정지율 (Forced outage rate, FOR_i)을 P_i 라고 하면, 이 값은 발전기가 고장정지로 인해 운전하지 못한 시간이 총시간에서 차지하는 비율로 정의할 수 있다. 발전기-*i*의 연간 운전시간, 연간 고장정지시간, 연간 보수정지시간을 각각 SH_i [Hours], FOH_i [Hours], MOH_i [Hours] 라고 하면, 발전기-*i*의 고장정지율은 다음과 같이 정의됨을 알 수 있다:

$$FOR_i = P_i = \frac{FOH_i}{SH_i + FOH_i + MOH_i} \quad (1)$$

다음으로, 발전기-*i*의 보수정지율 (Maintenance outage rate, MOR_i)을 q_i 라고 하면, 이 값은 발전기-*i*의 보수정지시간이 총 시간에서 차지하는 비율을 의미하며, 다음과 같이 정의됨을 알 수 있다:

$$MOR_i = q_i = \frac{MOH_i}{SH_i + FOH_i + MOH_i} \quad (2)$$

마지막으로, 발전기의 두 가지 정지상태 즉, 고장정지와

보수정지를 고려한 발전기-*i*의 유효정지율(Effective generator outage rate, GOR_i)을 r_i 라고 하면, 이 값은 발전기-*i*의 운전시간, 고장정지시간, 보수정지시간을 모두 포함하는 총 시간 중, 발전기-*i*가 실질적으로 정지하여 운전하지 못하는 시간이 차지하는 비율을 나타내게 되며, r_i 값은 다음과 같이 얻을 수 있다[5]:

$$GOR_i = r_i = p_i + q_i \quad (3)$$

2.2 기존의 수요 클러스터링

기존의 연구에서는 주어진 수요곡선에 대하여 수요곡선이 가지는 특성뿐 아니라, 발전시스템의 연료타입 및 누적용량에 기초하여 수요곡선을 몇 개의 클러스터로 그룹화하는 방안을 제시하였는데, 각 발전타입 별 한계발전비용에 기초하여 수요를 몇 개의 클러스터로 정의하였으며, 이러한 한계발전비용은 전력시장의 운영 형태에 따라 입찰가격 등으로 대체될 수 있다. 중장기 전력시스템 운용 측면에서 전력시장을 분석하고자 할 때, 발전타입에 의해 클러스터가 정의된다고 보았으며, 각 발전타입을 한계발전비용이 작은 순서대로 전체 발전시스템을 누적함으로써 전력시장의 수요곡선을 개별 클러스터로 구분하여 정의하였다. 주어진 전력시장의 수요를 누적설비용량에 기초하여 복수 개의 클러스터로 그룹화할 때, 보수정지율 (Maintenance outage rate)을각 클러스터 별로 다르게 정의하여 계통의 특성을 분석하였는데, 클러스터-*j*에서 발전기-*i*의 보수정지율, MOR_i^j , 을 아래와 같이 정의하였다 [5].

$$MOR_i^j = q_i^j = k^j q_i \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^J \frac{k^j (Cr[j].DT)}{DT} = 1 \quad (5)$$

여기서, J 는 수요 클러스터의 총 개수, $Cr[j].DT$ 는 클러스터-*j*의 부하지속시간(Duration time), DT 는 총 부하지속시간을 나타낸다.

3. 개선된 수요 클러스터링 방법

3.1 개선된 보수정지율

전력시스템의 중장기 운영 및 계획 측면에서 (5)에 주어진 조건을 만족하는 $k^j (j=1, \dots, J)$ 을 결정하는 문제는 매우 중요한 이슈가 될 수 있다. 즉, 수직통합적 전력시장에서 발전기의 보수정지계획 문제는 공급시장 확률이나 공급시장에 너지와 같은 신뢰도지수를 향상하기 위한 목적으로 독점 전력회사에 의해 결정되었다. 경쟁적인 전력시장 환경에서는 비록 발전회사들이 자체적으로 보수계획을 수립한다 하더라도, 우리나라와 같이 전력시장이 과도기적 상태에 있는 경우, 발전기 보수계획을 완전 자율화하는 것은 현실적으로 어렵다. 외국의 경우에도, 일차적으로 발전회사들이 보수계획을 수립하고, 이에 따라 중장기 전력시장의 수급상황이 공표되면 각 발전회사가 자발적으로 본래의 계획을 조정하거나 규제기관이 시스템적으로 시장에 개입하여 수급문제를 해결하는 등 각 시장상황에 맞게 보수계획 수립 및 조정이 이루어지고 있다 [9, 10]. 따라서 향후 우리나라의 경우도 자발적 조정이든 규제기관의 개입이든 전력시장의 신뢰도를 향상시키기 방향으로 발전기 보수계획 조정이 일어날 것으로 예상된다.

따라서 본 논문에서는 이러한 보수계획 조정 결과, 전력

시장의 공급신뢰도가 확보되는 시스템 및 시장의 균형적 관점을 반영하기 위하여 [1, 11], 각 클러스터에서 개별 발전기의 보수정지율 값에 영향을 미치는 k^j 값이 수요곡선을 평활화 (Levelize) 하고, 이에 따라 결과적으로 예비력을 평활화한다고 제안하고, 이에 해당하는 k^j 값을 다음과 같은 해석적인 방법 (Analytical method)을 통해 유도하였다:

$$\begin{aligned} \text{Min} \\ k^1, \dots, k^j, \dots, k^J \quad f = \text{VARIANCE}(Cr[1].ePeak, \dots \\ , Cr[j].ePeak, \dots, Cr[J].ePeak) \\ \text{s.t.} \quad \sum_{j=1}^J k^j \cdot (Cr[j].DT) = DT \end{aligned} \quad (6)$$

여기서, $Cr[j].ePeak$ 는 발전기 보수정지를 고려한 클러스터- j 의 피크수요 기대치 (Expected peak demand in cluster- j)를 나타낸다.

(6)에 주어진 k^j 값을 통해, 피크 시간대의 보수정지물량은 감소하게 되고, 비피크 시간대의 보수정지물량은 늘어나게 되어, 시스템의 수요곡선이 평활화되고, 이에 따라 예비력이 평활화되어 계통의 공급신뢰도지수가 향상된다고 할 수 있다. 이러한 결과에 대해, 시스템의 신뢰도는 향상되었지만 발전회사의 수익성이 고려되지 않았다는 이견이 존재할 수 있다. 즉, 발전회사의 시장지배력 행사가 가능한 구조에서는 피크 시간대에 보수물량을 늘려 시장가격을 더욱 상승시키고, 남아있는 발전기들을 통해 높은 수입을 올릴 수 있는 가능성이 있다는 것이나, 본 논문에서는 이러한 발전회사의 시장지배력 행사를 고려하지는 않았다. 시장지배력 행사 가능성을 고려하는 경우, 발전회사가 피크 시간대에 보수물량을 늘려 수입을 증가시킬 가능성이 존재하는 한편 (물론, 이것에 대해서도 분석이 필요하지만), 비피크 시간대에 보수물량을 줄임으로 수입의 감소 가능성에 대해서도 동시에 분석해야 한다. 보수계획과 관련한 시장지배력 행사에 대한 분석은 매우 중요한 문제이나, 본 논문의 초점과는 별개의 문제로 판단되어 본 논문에서는 이에 대한 고려를 생략하였다. 발전기의 보수정지를 고려한 클러스터- j 에서의 피크수요 기대치 $Cr[j].ePeak$ 는 다음과 같이 구할 수 있다:

$$\begin{aligned} Cr[j].ePeak &= Cr[j].Peak + \sum_{i=1}^N C_i \cdot q_i^j \\ &= Cr[j].Peak + \sum_{i=1}^N C_i \cdot k^j \cdot q_i = Cr[j].Peak + \left(\sum_{i=1}^N C_i \cdot q_i \right) \cdot k^j \end{aligned} \quad (7)$$

여기서, $Cr[j].Peak$ 는 보수정지를 고려하지 않은 클러스터- j 의 초기 피크수요이고, C_i 는 발전기- i 의 최대용량이다.

따라서 (6)의 목적함수는 다음과 같이 계산된다:

$$\begin{aligned} f &= \text{VARIANCE} \{Cr[1].ePeak, \dots, Cr[j].ePeak, \dots, Cr[J].ePeak\} \\ &= \frac{1}{J} \left\{ \sum_{j=1}^J (P_j + M \cdot k^j)^2 \right\} - \left(\frac{1}{J} \sum_{j=1}^J (P_j + M \cdot k^j) \right)^2 \\ &= \frac{1}{J} \left\{ \sum_{j=1}^J (P_j)^2 + 2M \sum_{j=1}^J P_j \cdot k^j + M^2 \sum_{j=1}^J (k^j)^2 \right\} \\ &\quad - \frac{1}{J^2} \left\{ \left(\sum_{j=1}^J (P_j)^2 \right) + 2M \left(\sum_{j=1}^J P_j \right) \cdot \left(\sum_{j=1}^J k^j \right) + M^2 \left(\sum_{j=1}^J k^j \right)^2 \right\} \end{aligned} \quad (8)$$

$$\text{여기서, } P_j = Cr[j].Peak, \quad M = \sum_{i=1}^N C_i \cdot q_i \text{ 이다.}$$

따라서 Lagrangian 승수를 도입하여, 제약조건 없는 목적함수를 유도하면 다음과 같다:

$$\begin{aligned} f' &= \frac{1}{J} \left\{ \sum_{j=1}^J (P_j)^2 + 2M \sum_{j=1}^J P_j \cdot k^j + M^2 \sum_{j=1}^J (k^j)^2 \right\} \\ &\quad - \frac{1}{J^2} \left\{ \left(\sum_{j=1}^J (P_j)^2 \right) + 2M \left(\sum_{j=1}^J P_j \right) \cdot \left(\sum_{j=1}^J k^j \right) + M^2 \left(\sum_{j=1}^J k^j \right)^2 \right\} \\ &\quad + \lambda \left(\sum_{j=1}^J (DT_j \cdot k^j) - DT \right) \end{aligned} \quad (9)$$

$$\text{여기서, } DT_j = Cr[j].DT \text{ 이다.}$$

Kuhn-Tucker 최적해 조건에 의해, (9)를 만족하는 최적의 k^j 값은 다음과 같이 구할 수 있다:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f'}{\partial k^j} &= \frac{1}{J} (2 \cdot M \cdot P_j + 2 \cdot M^2 \cdot k^j) - \frac{1}{J^2} \left(2M \sum_{j=1}^J P_j + 2M^2 \sum_{j=1}^J k^j \right) + \lambda \cdot DT_j = 0 \\ (j &= 1, 2, \dots, J) \end{aligned} \quad (10)$$

$$\frac{\partial f'}{\partial \lambda} = \sum_{j=1}^J (DT_j \cdot k^j) - DT = 0 \quad (11)$$

(10)과 (11)은 다음과 같은 일차방정식으로 정리할 수 있으며, 간단한 행렬연산을 통해 해를 구할 수 있다.

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^J A_{ij} \cdot k^j + DT_j \cdot \lambda = B_i, \quad (i=1, 2, \dots, J) \\ \sum_{j=1}^J (DT_j \cdot k^j) = DT \end{cases} \quad (12)$$

여기서,

$$A_{ij} = \begin{cases} -\frac{2M^2}{J^2} & (j \neq i) \\ \frac{2M^2}{J} - \frac{2M^2}{J^2} & (j = i) \end{cases},$$

$$B_i = \frac{1}{J^2} \left(2M \sum_{j=1}^J P_j \right) - \frac{1}{J} (2 \cdot M \cdot P_i) \quad (13)$$

(12)로부터 구한 k^j 값으로부터, 새로운 수요 클러스터를 정의할 수 있으며, 이를 통해, 클러스터 경계치, 클러스터 지속시간, 클러스터 피크수요 등이 새롭게 정의된다. 여기서 한 가지 주목해야 할 점은, 이러한 새로운 수요 클러스터의 정의에 따라, 클러스터의 이동이 발생하는 수요들이 존재한다는 것이며, 이러한 이동된 수요들을 고려할 수 있는 개선된 수요 클러스터링 알고리즘이 필요하다는 것이다. 본 논문에서는 이러한 수요들의 수요 클러스터 이동을 고려하기 위해, 다음 절에서 수정된 수요곡선 (Revised demand) 개념을

도입하였다.

3.2 클러스터 이동 (Transfer of demand clusters)을 고려한 개선된 수요 클러스터링

본 논문에서는 유사한 특성을 나타내는 수요들을 클러스터로 그룹화하는 기존의 수요 클러스터링 방법을 개선하여, 주어진 수요곡선을 그대로 사용하여 클러스터링할 경우, 전력시장 및 계통의 특성을 제대로 반영하기 어려운 한계를 극복하고자 하였다. 즉, 실제 전력시장에서는 비피크시즌(Off-peak season)의 전력이 가격이 예상수준보다 상당히 높게 결정되는 경우가 존재하는 것을 알 수 있는데, 이것은 해당 시기에 발전기 보수물량을 고려하지 않고 전력이 가격을 예측하였기 때문에 발생한 것이다. 이러한 한계를 극복하기 위해, 기존의 연구에서는, 본래의 수요곡선 (Original demand curve)은 예비적 성격을 띠는 일차적인 초기 클러스터링에만 사용하고, 각 클러스터별로 발전기 보수물량을 본 논문에서 제안한 방식으로 계산한 후, 이러한 보수물량과 고장정지물량을 고려한 실질수요곡선(Effective demand curve)을 생성한 후, 이것을 가지고 수요 클러스터링을 수행하였다. 즉, 실질수요곡선이란 발전기의 고장정지와 보수정지를 모두 고려한 수요곡선으로, 클러스터- j 의 실질수요곡선, $ELd^j(t)$, 는 다음과 같이 구할 수 있었다[5]:

$$ELd^j(t) = Ld^j(t) + \sum_{i=1}^G E(\bar{Z}_i^j) = Ld^j(t) + \sum_{i=1}^G C_i(p_i + q_i^j) \quad (14)$$

여기서 $Ld^j(t)$ 는 클러스터- j 의 초기수요곡선 (Original demand)이고 G 는 발전기 총 대수를 의미한다.

따라서, 앞에서 정의된 초기 클러스터들의 경계치가 실질 수요곡선을 고려한 값으로 보정되어야 하며, 다음과 같이 각 클러스터의 새로운 상한과 하한이 결정되었다:

$$\begin{aligned} Cr[1].Lower &= Cr[1].Upper = 0.0 \\ Cr[1].Upper &= Cr[1].Upper - \sum_{i=1}^G C_i(p_i + q_i^1) \\ \text{For } j &= 2, \dots, J, \quad Cr[j].Lower = Cr[j-1].Upper \\ Cr[j].Upper &= Cr[j].Upper - \sum_{i=1}^G C_i(p_i + q_i^j) \end{aligned} \quad (15)$$

그런데, 이러한 클러스터의 재정의에 의해, 클러스터를 이동하는 수요가 발생하게 되며, 이에 따라 초기 클러스터링에 기초하여 정의된 실질수요곡선(Effective demand curve)에 변화가 발생함을 알 수 있다. 따라서, 이와 같은 수요의 클러스터 이동을 고려하여 실질수요곡선을 재정의할 필요가 있으므로, 본 논문에서는 이러한 실질수요곡선을 수정수요곡선 (RLd , Revised demand curve)이라고 정의하였으며, 다음과 같은 식으로 유도할 수 있다:

$$\begin{aligned} RLd^n(t) &= Ld^o(t) + \sum_{i=1}^G C_i \cdot r_i^o - \sum_{i=1}^G C_i \cdot r_i^n \\ &= Ld^o(t) + \sum_{i=1}^G C_i \cdot (p_i + q_i^o) - \sum_{i=1}^G C_i \cdot (p_i + q_i^n) \\ &= Ld^o(t) + \sum_{i=1}^G C_i \cdot (q_i^o - q_i^n) \end{aligned} \quad (16)$$

여기서, $RLd^n(t)$ 는 새로운 수요 클러스터- n 에서의 수

정수요를 의미하고, $Ld^o(t)$ 는 초기 클러스터- o 에서의 수요를 나타내며, q_i^o 는 발전기- i 의 초기 클러스터- o 에서의 보수정지율이고, q_i^n 는 발전기- i 의 새로운 클러스터- n 에서의 보수정지율이다.

(16)을 통해, 발전기의 보수정지계획을 고려하고 이에 따른 수요의 클러스터 이동을 고려한 수정수요곡선(Revised demand curve)은 초기수요곡선(Original demand curve) 값에 초기 클러스터에서와 새로운 클러스터에서의 유효고장정지물량 (즉, 고장정지물량과 보수정지물량의 합)의 차이를 더한 값으로 구할 수 있다는 것을 알 수 있다. 다음 그림 1, 2, 3은 이러한 수요의 클러스터 이동 및 수정수요곡선의 개념을 보여주고 있다.

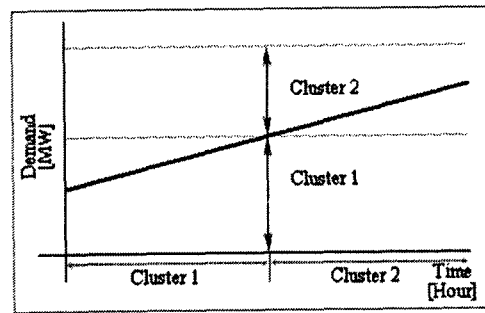


그림 1 초기수요곡선 및 클러스터 정의
Fig. 1 Original demand curve with initial clusters definitions

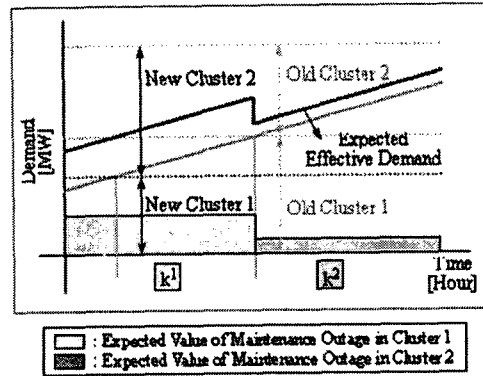


그림 2 실질유효곡선 및 클러스터 재정의
Fig. 2 Expected effective demand curve with new clusters redefinitions

4. 사례 연구 (Numerical Examples)

4.1 샘플 시스템

표 1은 20[Hour]에 대한 시간대별 피크수요를 나타내고 있으며, 표 2는 발전기 데이터를 보여주고 있다. 표 1에서 알 수 있듯이 사례연구 대상 샘플시스템은 총 대상기간 (Duration time)을 20시간으로 하였으며, 이는 그림 4에 주어져 있다. 발전기 연료타입은 두 가지를 대상으로 하였고, 각 발전기의 고장정지율과 보수정지율 및 발전비용은 표 2에 주어져 있다.

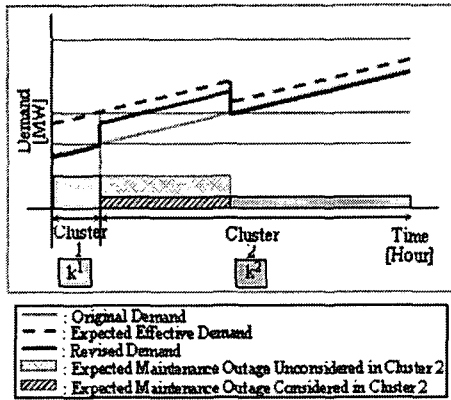


그림 3 수정수요곡선 정의
Fig. 3 Revised demand curve definitions

표 1 샘플시스템 피크수요

Table 1 Sample Demand Data (DT=20)

시간[Hour]	Demand [MW]	시간[Hour]	Demand [MW]
1	155.0	11	55.0
2	210.0	12	85.0
3	250.0	13	105.0
4	270.0	14	155.0
5	260.0	15	220.0
6	230.0	16	240.0
7	210.0	17	250.0
8	135.0	18	280.0
9	105.0	19	290.0
10	85.0	20	310.0

표 2 발전기 데이터

Table 2 Generator Data

Generator	Type	Capacity (C _i) [MW]	FOR (p _i)	MOR (q _i)	Generation Cost[\$/kWh]
G ₁	Coal	100	0.05	0.07	0.019
G ₂	Coal	100	0.06	0.05	0.020
G ₃	LNG	150	0.07	0.08	0.040
G ₄	LNG	150	0.05	0.06	0.041

* Cost of unserved energy = 0.410 [\$/kWh]

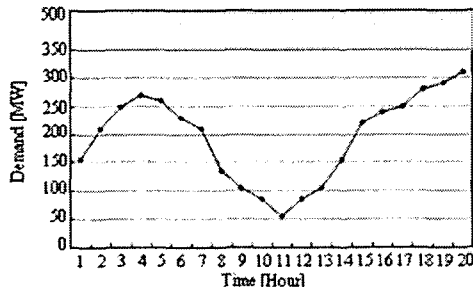
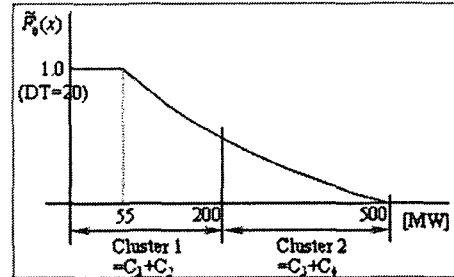


그림 4 샘플시스템 초기수요곡선
Fig. 4 Original demand curve in sample systems

4.2 초기 수요클러스터링

주어진 샘플시스템에 대하여, 초기 수요에 대한 부하지속 곡선이 그림 5에 주어졌으며, 표 2에 주어진 발전시스템

의 비용특성을 반영하면, 초기수요는 두 개의 클러스터로 구분됨을 알 수 있는데, 클러스터-1 (클러스터-2)은 석탄발전 타입 (LNG발전타입)임을 알 수 있다. 초기 클러스터의 정보는 표 3에 주어져 있다.



$$\bar{F}_0(x) = 1 - F_0(x),$$

$F_0(x)$: Probability density function for original demand

그림 5 초기수요곡선의 부하지속곡선

Fig. 5 Load duration curve for original demand

표 3 초기 수요클러스터 데이터

Table 3 Initial demand cluster results

Cluster 1 = Cr[1]	Cluster 2 = Cr[2]
Cr[1].Upper = 200[MW] Cr[1].Lower = 0[MW]	Cr[2].Upper = 500[MW] Cr[2].Lower = 200[MW]
Cr[1].Peak = 155[MW] Cr[1].Base = 55[MW] Cr[1].DT = 8[Hour]	Cr[2].Peak = 310[MW] Cr[2].Base = 210[MW] Cr[2].DT = 12[Hour]

다음으로 (12)와 (13)에 의해, 클러스터-j (j=1,2)의 보수정치를 가중계수 k^j 을 계산하면 다음과 같다:

$$k^1 = 1.818, k^2 = 0.455 \quad (17)$$

따라서, 클러스터-j에서 발전기-i (i=1,2,3,4)의 보수정치를 q_i^j 을 계산하면 다음과 같다:

$$\begin{aligned} q_1^1 &= k^1 \cdot q_1 = 0.127, & q_2^1 &= k^1 \cdot q_2 = 0.091, \\ q_3^1 &= k^1 \cdot q_3 = 0.146, & q_4^1 &= k^1 \cdot q_4 = 0.109 \\ q_1^2 &= k^2 \cdot q_1 = 0.032, & q_2^2 &= k^2 \cdot q_2 = 0.023, \\ q_3^2 &= k^2 \cdot q_3 = 0.036, & q_4^2 &= k^2 \cdot q_4 = 0.027 \end{aligned} \quad (18)$$

다음 표 4에는 초기 클러스터에서 각 발전기의 고장정치를, 보수정치를, 그리고 유효정치가 정리되어 있다.

본 논문의 사례연구 결과, 수요클러스터-1 (수요클러스터-2)의 보수정치 가중계수 k^1 (k^2)의 값이 1.818 (0.455)로 계산되었으나, k^2 의 값이 더 작아지면 클러스터별 피크수요의 분산 최소화되는 것을 알 수 있다. 그러나 이러한 경우, 특정수요 클러스터의 k 값이 영(zero)이 될 수도 있어, 해당 기간 동안보수물량이 전혀 없는 경우가 비현실적인 결과를 도출할 수 있다. 따라서 본 논문의 사례연구에서는 이러한 현실시장의 상황을 고려하기 위해, 각 수요클러스터에서의 보수물량 기대치가 일정량 존재한다는 현실적인 가정을 하였으며, 이에 따라 k^2 의 값이 결정되었다. 이러한 현실적인

문제를 해석적으로 정식화하지 못한 점은 본 논문의 한계이며, 향후 연구가 필요한 부분으로 판단된다.

표 4 각 클러스터별 발전기 고장/보수/유효정지율
Table 4 Generator outage rates in demand clusters

Generator	FOR (p _i)	MOR(q _i ^j)		GOR(r _i ^j)	
		Cluster 1	Cluster 2	Cluster 1	Cluster 2
G ₁	0.05	0.127	0.032	0.177	0.082
G ₂	0.06	0.091	0.023	0.151	0.083
G ₃	0.07	0.146	0.036	0.216	0.106
G ₄	0.05	0.109	0.027	0.159	0.077

4.3 실질수요곡선, 수정수요곡선 유도 및 수정 수요클러스터

(14)에 의해, 실질수요 (Expected effective demand)를 다음과 같이 구할 수 있으며, 그림 6에 이러한 실질수요곡선이 제시되어 있다:

$$ELd^1(t) = Ld^1(t) + \sum_{i=1}^4 C_i \cdot r_i^1 = Ld^1(t) + 89.00$$

$$ELd^2(t) = Ld^2(t) + \sum_{i=1}^4 C_i \cdot r_i^2 = Ld^2(t) + 44.00 \quad (19)$$

여기서, $Eld^i(t)$ 와 $Ld^i(t)$ 는 각각 클러스터- i 에서의 실질수요와 초기수요를 의미한다.

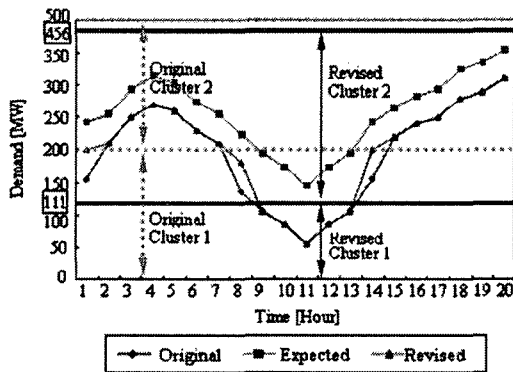


그림 6 초기수요곡선, 실질수요곡선, 수정수요곡선
Fig. 6 Original, expected effective, revised demand curves

그림 6에서 보면, 초기수요곡선에서는 클러스터-1로 그룹화되는 수요 중, 실질수요곡선에서는 클러스터-2로 처리되어야 하는 수요가 존재함을 알 수 있는데, 이러한 현상은 클러스터-1의 상한치 (Upper boundary)인 200[MW] 보다 그 값이 조금 작은 시간대의 수요에서 발생함을 알 수 있다. 따라서, 이러한 수요의 클러스터 이동을 고려하여, 해당 시간대의 수요들은 클러스터-2로 처리되어야만 전력시스템의 수요 클러스터링 기법이 보다 효과적인 결과를 도출할 수 있으므로, (16)에 의해, 수정수요 (Revised demand)를 다음과 같이 계산한 후, 초기 수요클러스터 값을 수정하고, 이에 대하여 발전기의 고장정지 및 보수정지를 고려해야 한다. 그림 6 및 표 5에 이러한 수정수요곡선 및 수정된 수요클러스터의 값이 제시되어 있다.

$$RLd^n(t) = Ld^n(t) + \sum_{i=1}^G C_i \cdot r_i^n - \sum_{i=1}^G C_i \cdot r_i^n$$

$$RLd^2(t) = Ld^1(t) + \sum_{i=1}^4 C_i \cdot r_i^1 - \sum_{i=1}^4 C_i \cdot r_i^2$$

$$= Ld^1(t) + \sum_{i=1}^4 C_i \cdot (q_i^1 - q_i^2) = Ld^1(t) + 45 \quad (20)$$

표 5 수정 클러스터 데이터
Table 5 Revised demand clusters results

Cluster 1 = Cr[1]	Cluster 2 = Cr[2]
Cr[1].Upper = 111 [MW] Cr[1].Lower = 0 [MW]	Cr[2].Upper = 456 [MW] Cr[2].Lower = 111 [MW]
Cr[1].Peak = 105 [MW] Cr[1].Base = 55 [MW] Cr[1].DT = 5 [Hour]	Cr[2].Peak = 310 [MW] Cr[2].Base = 180 [MW] Cr[2].DT = 15 [Hour]

4.4 기존 연구결과 비교

기존의 연구에서는 클러스터- j 의 보수정지율 가중계수 k^j 값 결정 시, (5)를 만족하면서 각 클러스터의 피크수요에 반비례하는 값으로 하였다. 이러한 방법에 기초할 때 k^j 값은, 표 3의 초기클러스터 값을 이용하면, $k^1=1.68$, $k^2=0.56$ 임을 알 수 있다. 이러한 결과를 (17)과 비교하면, 수요의 평준화를 해석적으로 고려한 본 논문의 방법이 기존의 피크수요 반비례법에 비해 비피크시간대의 보수정지물량이 상대적으로 많은 것을 알 수 있으며, 반대로 피크 시간대의 보수물량은 상대적으로 적은 것을 알 수 있다. 기존의 방법에서는 수요의 평준화 개념을 반영할 수 없기 때문에, 각 클러스터의 피크수요에 의해 보수물량이 결정되고 그 결과는 평준화된 수요를 나타내지 못하는 매우 단순한 방법이다. 반면, 수요 평준화 개념이 도입된 본 논문의 제안방법에서는 단순히 피크수요 데이터에 의존하여 보수물량을 결정하지 않고, 그 대신 전체 수요곡선을 평준화하는 방향으로 각 클러스터에서 발전기의 보수물량을 결정하게 된다. 그 결과, 본 샘플시스템의 경우, 피크 시간대에 보수물량을 상대적으로 줄이고, 비피크 시간대에는 보수물량을 더 늘리는 방향으로 수요곡선이 변형될 것을 예측할 수 있다.

또한, 수정수요곡선을 사용하지 않은 기존의 연구에서는 수요의 클러스터 이동현상을 고려하지 못하기 때문에, 보다 정확한 수요 클러스터링에 한계가 있었다고 할 수 있다. 본 논문에서는 이러한 단점을 극복하였는데, 그림 6에서 보면, 수요의 클러스터 이동을 고려한 수정 클러스터를 정의함으로써, 예를 들면, 시간대 8[Hour]의 수요가 클러스터-1에서 클러스터-2로 이동하는 현상을 이끌어낼 수 있었다. 따라서 이러한 분석 결과, 시간대 8[Hour]의 수요는 클러스터-1의 특성을 나타내기 보다는 클러스터-2의 특성을 나타낼 것임을 암시하고 있으며, 그 결과, 해당 시간대의 전력시스템의 모든 물리적 특성은 클러스터-2에 의해 영향을 받는다는 것을 의미한다. 따라서 이와 같이 수정수요곡선에 기초한 수요 클러스터 정의의 통틀, 전력시스템 및 전력시장의 제반 특성을 보다 정확하게 구분하여 모델링할 수 있을 것으로 판단된다.

본 연구에서는 초기의 k 값을 변경시키지 않은 채 수정수요곡선에 이러한 k 값을 적용해야 본 논문에서 제안한 클러스터의 이동이 반영되므로, 수정수요곡선을 바탕으로 다시 k 를 재정의하고, 이에 따라 수정수요곡선을 재생산하는 과정을 반복하지는 않았다. 그 이유는 초기수요곡선은 전력시

장에 공개적으로 주어지는 것으로, 이에 대해 시장참여자들의 보수정지 반응을 예측하기 위해 피크수요의 분산을 최소화하는 k 값을 구하였으며, 이에 따라 본 연구에서는 수정수요곡선이 유도되었다. 따라서 시장참여자들이 이러한 수정수요곡선을 인지하고, 이를 바탕으로 다시 발전기의 보수물량에 대한 반응을 반복적으로 하기는 어렵다고 판단하였는데, 이 부분은 시장참여자들의 게임적 요소로 판단되므로, 향후 연구가 더 필요한 부분으로 생각하며, 이 점은 본 논문의 한계이다.

5. 결 론

본 논문에서는 전력시스템 및 전력시장의 중장기적 운영과 계획 관점에서 기존에 제안된 발전기의 보수정지를 포함한 발전기의 가용용량을 확률적으로 모델링하는 방법을 개선하였다. 계통의 기술적 그리고 경제적 특성을 반영하여 수요를 몇 개의 클러스터로 그룹화하는 과정에, 전력시스템 및 전력시장의 수요평준화 특성을 고려한 보수정지율 개념을 정의하였으며, 이를 통해 전력시스템 및 전력시장을 분석을 보다 효과적으로 수행할 수 있는 방안을 제시하였다. 또한, 수요 클러스터링 과정에서 발생할 수 있는 수요의 클러스터 이동현상을 분석하여, 수정수요곡선 개념을 제안하였으며, 이를 통해 전력시스템을 보다 정확하게 구분하여 모델링하는 방법을 제안하였다. 본 논문에서 제안된 방법은 전력시스템의 중장기 운용 및 계획 분야에 다양하게 적용할 수 있는 방법으로서 향후 폭넓은 응용 가능성이 예상되며, 전력시스템의 단기운용에 적용하기 위해서는 보다 세밀한 클러스터 분석연구가 필요할 것으로 판단된다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력 연구원(R-2005-B-112) 주관으로 수행된 과제임.

참 고 문 헌

[1] M. Shahidepour and M. Marwali, Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2000
 [2] Jin-Ho Kim, Jong-Bae Park, Jong-Keun Park, and Balho H. Kim, "A New Game-Theoretic Framework for Maintenance Strategy Analysis," IEEE TR. on Power Systems, Vol. 180, No. 2, May 2003.
 [3] R. L. Sullivan, Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1997
 [4] X. Wang and J. R. McDonald, Morden Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1994
 [5] 김진호, 박종배, "전력시장의 발전기 보수계획을 고려한 확률적 발전모델링," 대한전기학회 논문지, 54권 8호, 2005년 8월
 [6] Barrie Murray, Electricity Markets - Investment, Performance and Analysis, Electricity Market Service Limited, Woking, John Wiely & Sons, UK, 1998.
 [7] P. Arabie, L. J. Hubert, and G. De Soete, Clustering and Classification, World Scientific Publishing Co., 1996
 [8] B. F. Hobbs, Y. Ji, C. W. Chang, K. A. Loparo, J. Jobber, and M. Ohman, "An improved bounding-based method for multi-area probabilistic costing," IEEE TR. on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996

[9] National electricity code (Ch. 3.7 Projected assessment of system adequacy and Ch. 3.12 Market intervention by Nemmc). Available: www.neca.com.au
 [10] Market rules (Ch. 5 Power system reliability) Market entry, maintenance & exit manual, and market administration manual. Available: www.theIMO.com
 [11] J. A. Bloom, "Long-range generation planning using decomposition and probabilistic simulation," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 4, pp. 797-802, 1982.

저 자 소 개



김진호 (金眞鎬)

1971년 11월 27일생. 1995년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1997년 동 대학원 전기공학부 졸업(석사). 2001년 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박). 현재 부산대학교 공대 전기공학과 조교수

Tel : 051-510-3515

Fax : 051-513-0212

E-mail : jinhkim@pusan.ac.kr



박종배 (朴宗培)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박). 현재 건국대학교 공대 전기공학과 조교수

Tel : 02-450-3483

Fax : 02-444-1418

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr