

# 송전제약과 등가운전시간을 고려한 장기 예방정비계획 최적화에 관한 연구

## Optimization of Long-term Generator Maintenance Scheduling considering Network Congestion and Equivalent Operating Hours

신 한 솔\* · 김 형 태\* · 이 성 우\* · 김 욱\*

(Hansol Shin · Hyoungtae Kim · Sungwoo Lee · Wook Kim)

**Abstract** - Most of the existing researches on systemwide optimization of generator maintenance scheduling do not consider the equivalent operating hours(EOHs) mainly due to the difficulties of calculating the EOHs of the CCGTs in the large scale system. In order to estimate the EOHs not only the operating hours but also the number of start-up/shutdown during the planning period should be estimated, which requires the mathematical model to incorporate the economic dispatch model and unit commitment model. The model is inherently modelled as a large scale mixed-integer nonlinear programming problem and the computation time increases exponentially and intractable as the system size grows. To make the problem tractable, this paper proposes an EOH calculation based on demand grouping by K-means clustering algorithm. Network congestion is also considered in order to improve the accuracy of EOH calculation. This proposed method is applied to the actual Korean electricity market and compared to other existing methods.

**Key Words** : Optimal generator maintenance scheduling, Equivalent Operating Hours (EOHs), Network congestion, Transmission constraints, DC power flow, Transportation model, K-means clustering

### 1. 서 론

발전소 예방정비계획은 발전기의 성능을 향상시키고 각종 기기의 고장을 사전에 방지하여 발전설비를 안정적으로 운영하기 위해 시행하고 있다. 현재 국내 전력시장에서 예방정비계획을 수립하는 주체는 계통운영자인 전력거래소이며 발전사업자가 제출한 정비 계획을 바탕으로 결정되되 일간 공급예비력을 만족시키지 못할 경우 발전사업자와의 협의를 통해 일정을 일부 조정하는 방식으로 연간 예방정비계획을 수립하고 있으며 발전회사의 수익 문제로 인하여 별도의 최적화 절차를 적용하고 있지는 않는 실정이다[1]. 그러나, 최근 수요 증가의 둔화와 발전 설비 용량의 증가로 충분한 예비율이 확보되면서 총 발전비용 최소화, 계통의 공급 예비율 평활화 등 운영 목적에 맞게 예방정비계획을 최적화하여 수립하고자 하는 논의가 진행되고 있다[2].

최적 예방정비계획 수립에 관한 기존 연구는 일반적으로 크게 두 가지로 분류할 수 있다. 첫 번째로는 규제시장에서 예방정비계획을 계통 운영자가 직접 수립하는 경우이며 이 연구는 주로 발전비용 최소화 또는 공급 예비율 평활화를 사용한다[3,4]. 두

번째로는 비규제시장에서 개별 발전회사가 자사(自社)의 발전기 예방정비계획을 별도로 직접 수립하는 경우이다. 이 연구는 주로 각 발전회사의 수익을 극대화하는 목적함수를 사용한다[5]. 이 경우 자사를 제외한 다른 회사는 시장에서 경쟁자이므로 게임 이론 등의 접근법을 사용한 연구도 있다[6]. 그밖에도 전력계통 상에서 발생할 수 있는 다양한 기술적 문제를 다룬 연구들이 진행된 바 있다. 대표적으로 송전제약을 고려하기 위하여 수송모델[4] 또는 DC 조류계산 방정식[7]으로 계통을 모델링하여 최적화에 반영한 연구 등을 예로 들 수 있다.

국내계통에서 침투발전을 담당하고 있는 복합화력 발전소의 경우, 기동과 정지 및 출력의 증감이 빈번하므로 이로 인한 기계적 열피로로 인한 기계 부품의 추가적인 손상이 발생할 수 있다[8]. 따라서 일정한 주기로 예방정비를 시행 중인 기력 발전소와는 다르게, 복합화력 등의 침투용 발전기들은 등가운전시간(Equivalent Operating Hours, 이하 EOH)을 기준으로 예방정비가 시행되어야 한다. 그러나, 연간 예방정비계획을 최적화하는 과정에서 발전소의 EOH를 반영하기 위해서는 운전시간과 기동횟수가 산출되어야 하며, 전체 계통을 대상으로 하는 경제급전 모델과 발전기 기동정지계획 모델을 포함하여야 한다. 즉 EOH를 고려한 예방정비계획 최적화는 경제급전 문제와 기동정지계획 문제가 포함된 대형 혼합정수형 비선형 문제(Large Scale Mixed Integer Nonlinear Programming)로서 계통 규모가 크면 클수록 최적화에 소요되는 계산 부하가 급격하게 증가한다는 문제점이 있다. 따라서, 개별 발전기의 연간 EOH를 근사적으로 추정하기

† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Computer Engineering, Pusan National University, Korea.  
E-mail: kimwook@pusan.ac.kr

\* Dept. of Electrical and Computer Engineering, Pusan National University, Korea.

Received : November 15, 2016; Accepted : January 20, 2017

위해서는 경제급전 문제와 기동정지계획 문제를 상당히 간략화하여 계산 시간을 단축시킬 필요가 있다[9,10].

EOH를 추정하는데 있어서 또 한 가지 고려해야하는 문제점은 계통제약이 EOH에 미치는 영향이다. 대부분의 국가에서 원자력이나 석탄화력발전과 같은 기저설비들은 수요지에서 멀리 떨어진 곳에 위치하는 반면 가스를 사용하여 비교적 환경 친화적인 복합화력 발전소들은 수요지 인근에 위치하는 것이 일반적인 추세이다. 따라서, 이러한 가스복합화력의 경우는 상대적으로 비싼 연료비에도 불구하고 계통제약으로 인해 급전이 되는 경우가 빈번하다. 따라서, 연간 예방정비계획을 수립하는 목적으로 보다 정확한 EOH를 추정하기 위해서는 반드시 계통제약이 고려되어야 한다.

따라서 본 논문에서는 EOH를 고려하여 연간 예방정비계획을 최적화 하되, 보다 정확한 EOH의 추정을 위하여 다음과 같은 두 가지 사항을 고려하였다. 각 발전기의 연간 EOH를 계산하기 위하여 전체 기간에 대한 경제급전 및 기동정지 문제를 정밀하게 계산하는 것은 현실적으로 불가능하므로 계산시간 단축을 위하여 전력 수요를 몇 개의 대푯값으로 그루핑을 할 필요가 있다. 본 논문에서는 이러한 수요의 그루핑을 위하여 K-means clustering 기법[11]을 사용하여 정확도를 개선하였다. 그리고, 앞에서도 언급한 바와 같이 보다 정확한 EOH의 계산을 위하여 계통혼잡을 고려하였는데, 본 논문에서는 일반적으로 널리 사용되는 수송 모델(transportation model)과 DC 조류계산 방정식을 각각 적용하여 그 최적해의 차이점을 통해 그 타당성을 분석하였다.

본 논문은 다음과 같이 구성된다. 2장에서는 연간 예방정비계획의 최적화를 위해 EOH와 송전제약을 고려한 예방정비계획 문제의 목적함수 및 제약조건을 정식화하고, 3장에서는 계산 부하를 줄이기 위해 K-means clustering 기법으로 시간별 수요를 주별 수요로 그룹화하는 방법을 설명한다. 4장에서는 본 논문에서 제안한 알고리즘을 한국 실제 전력 계통을 대상으로 시뮬레이션해서 그 결과를 분석한다. 즉, EOH를 고려한 예방정비계획 최적화 문제에서 송전제약을 반영하였을 때와 반영하지 않았을 때의 최적해의 차이에 대해 분석하고 송전제약 반영에 따른 장점에 대해 논의한다. 마지막으로 5장에서는 본 논문의 연구 결론을 제시한다.

## 2. 예방정비계획 최적화 문제의 수학적 정식화

### 2.1 기호 및 약어의 정의

본 논문의 정식화를 위해 사용된 기호, 약어, 변수의 정의는 다음과 같다.

#### 집합

- $g \in G$  발전기 인덱스
- $w \in W$  계획기간 주 인덱스 (52주)
- $d \in D$  날짜 인덱스 (주중/주말 고, 중, 저)
- $n \in N$  선로 인덱스
- $i, j \in I$  모선 인덱스

- $k, l \in K$  지역 인덱스 (6지역)

#### 파라미터

- $fuel_g$  발전기  $g$ 의 연료비 (천원/MW)
- $dur_{w,d}$  주별 대표 수요의 지속 기간
- $sup_g$  발전기  $g$ 의 기동비 (천원/MW)
- $\tau_d$  날짜 가중치 (주중 : 5, 주말 : 2)
- $Pmax_g$  발전기  $g$ 의 최대 출력 (MW)
- $Pmin_g$  발전기  $g$ 의 최소 출력 (MW)
- $dmax_w$   $w$ 주의 최고 수요 (MW)
- $res$  최소 공급 예비율 (6.0%)
- $Mtype_g$  기력 발전소  $g$ 의 예방정비 기간
- $CCx$  복합화력 발전소의 예방정비 기간 (4주)
- $Ks$  기동횟수 가중치 (=20)
- $M$  임의 지정 대수 ( $10^5$ )
- $limitEOH$  최대 허용 가능한 한계EOH (12,500EOH)
- $B_{n,i,j}$   $i$ 에서  $j$ 로 연결된 선로의 서셉턴스 ( $\Omega$ )
- $PFlimit_{n,i,j}$   $i$ 에서  $j$ 로 연결된 선로의 한계용량 (MW)
- $Pd_{k,w,d}$  지역  $k$ 의 수요 (MW)

#### 변수

- $Fcost_{g,w,d}$  연료비용 (천원)
- $Scost_{g,w,d}$  기동비용 (천원)
- $P_{g,k,w,d}$  지역  $k$ 에 위치한 발전기  $g$ 의 출력 (MW)
- $stup_{g,w,d}$  기동시작 상태변수(기동시작 : 1, 그 외 : 0)
- $op_{g,w,d}$  기동 상태변수 (기동 : 1, 정지 : 0)
- $x_{g,w}$  예방정비 상태변수(정비 수행 : 1, 정비 미수행 : 0)
- $dEOH_{g,w,d}$  발전기  $g$ 의 EOH의 증분량
- $EOH_{g,w,d}$  발전기  $g$ 의 누적 EOH
- $xstup_{g,w}$  예방정비시작 상태변수(정비시작 : 1, 그 외 : 0)
- $PF_{n,i,j}$   $i$ 에서  $j$ 로 연결된 선로의 조류량 (MW)
- $\theta_i$  모선  $i$ 의 위상각 (radian)

### 2.2 등가운전시간(EOH)을 고려한 예방정비계획 정식화

#### 2.2.1 목적함수

본 논문에서 예방정비계획 최적화를 위해 사용한 목적함수로 는 식 (1)에서 보는 바와 같이 총 발전비용 합의 최소화를 사용하였다. 식 (2)와 식 (3)은 각각 연료비와 기동비용을 의미한다. 일반적으로 연료비는 2차 방정식으로 형태로 모델링되나 계산 속도의 향상을 위하여 평균비용으로 선형화한 식을 사용하여 MW 당 연료비를 구하였다.

$$\text{minimize } \sum_G \sum_W \sum_D (Fcost_{g,w,d} + Scost_{g,w,d}) \quad (1)$$

$$Fcost_{g,w,d} = fuel_g \times P_{g,w,d} \times dur_{w,d} \quad (2)$$

$$Scost_{g,w,d} = sup_g \times stup_{g,w,d} \times \tau_d \quad (3)$$

### 2.2.2 제약조건

#### 발전기 출력 제약조건

발전기의 출력 제약은 식 (4)와 같이 발전기가 기동되었을 경우 각 발전기의 특성에 따라 최소 출력과 최대 출력 사이 안에서 결정되도록 하며 기동되지 않았을 경우 출력을 0으로 한다. 식 (4)는 경제급전에서 사용되는 일반적인 형태의 식과는 약간 차이가 있는데 이에 대한 설명은 3.2절에서 추가적으로 설명한다.

$$op_{g,w,d} \times Pmin_g \leq P_{g,w,d} \leq op_{g,w,d} \times Pmax_g \quad (4)$$

#### 공급예비율 제약조건

계통 신뢰도를 위하여 일정 기준 이상의 공급 예비율 확보에 대한 제약조건이 포함되어야 한다. 식 (5)는 공급가능용량, 즉 예방정비가 시행되지 않는 발전기들의 최대 출력의 합이 공급 예비율 기준 이상이 되어야 한다는 조건이다. 본 논문에서는 공급 예비율 기준을 과거 통계값을 적용하여 6.0%로 설정하였다[10].

$$\frac{\left\{ \sum_G Pmax_g \times (1 - x_{g,w}) \right\} - dmax_w}{dmax_w} \geq res \quad (5)$$

#### 전력수급 제약조건

각 발전기들의 발전 공급량의 총합은 전력 수요를 충족시키기 위해 식 (6)과 같은 전력수급 제약조건을 만족해야한다.

$$\sum_G P_{g,w,d} \geq Pd_{i,w,d} \quad (6)$$

#### 예방정비 제약조건

$$(1 - op_{g,w,d}) \geq x_{g,w} \quad (7)$$

$$\sum_{W=w}^{w+Mtype_g-1} x_{g,w} \geq (x_{g,w} - x_{g,w-1}) \times Mtype_g \quad (8)$$

$$\sum_W x_{g,w} = Mtype_g \quad (9)$$

$$\sum_{W=w}^{w+CCx-1} x_{g,w} \geq (x_{g,w} - x_{g,w-1}) \times CCx \quad (10)$$

$$\sum_W x_{g,w} = CCx \quad (11)$$

식 (7)은 예방정비가 시행되고 있지 않은 발전기는 기동 혹은 정지가 가능하며, 정비가 시행될 경우 해당 발전기는 기동되지

못한다는 조건이다. 식 (8)과 식 (9)는 기력 발전소의 예방정비 제약 조건이다. 기력 발전소, 주로 석탄화력 발전소는 일정 주기마다 발전소마다 다른 공기일수로 정비가 시행되므로 기존 정비 일정에 소모되는 일수를 사용하기 위해 식 (9)와 같은 등식 제약을 만족시키도록 하였으며 식 (8)은 기력 발전소의 정비가 시행되면 해당 일수만큼 지속적으로 정비를 시행해야 한다는 의미를 나타내는 제약 조건이다.

마찬가지로, 식 (10)과 식 (11)은 복합화력 발전소의 예방정비 제약 조건이며 복합화력 발전소의 경우 최적화에 시행되는 정비 일수를 별도로 지정하기 위해 식 (11)에 다음과 같이 나타내었다. 식 (10)은 식 (8)과 마찬가지로 정비가 시작된 복합화력 발전소는 예방정비가 끝날 때까지 지속되어야 한다는 의미의 제약조건이다.

#### 등가운전시간(EOH) 제약조건[10]

$$dEOH_{g,w} = \sum_D (Ks \times \tau_d \times stup_{g,w,d} + op_{g,w,d} \times dur_{w,d}) \quad (12)$$

$$EOH_{g,w} \geq EOH_{g,w-1} + dEOH_{g,w} - M \times xstup_{g,w} \quad (13)$$

$$EOH_{g,w} \leq EOH_{g,w-1} + dEOH_{g,w} \quad (14)$$

$$EOH_{g,w} \geq limitEOH \times xstup_{g,w} \quad (15)$$

$$EOH_{g,w} \leq M \times (1 - xstup_{g,w}) \quad (16)$$

식 (12)는 EOH의 증분량 계산식이며 식 (13)과 식 (14)에서 해당 시간에서 증가한 EOH 증분량만큼 전 시간의 EOH에 합산하여 EOH를 계산한다. 식 (13)과 식 (16)에서 복합화력 발전소의 예방정비가 시작되면 EOH를 0으로 초기화하는 항을 포함하였다. 또한 계산된 EOH가 한계 EOH에 근접하게 되면 식 (15)에 따라 예방정비를 시작하도록 하였다.

### 2.3 송전제약을 고려한 예방정비계획 정식화

예방정비계획을 최적화할 시, 송전제약을 고려하게 되면 더욱 더 실현가능한 해를 구할 수 있다. 즉 실제 급전상황에서 운영가능한 해를 얻을 수 있다는 뜻이다[4]. 국내 전력계통은 지역별로 운영가능한 발전소의 종류와 발전단가 그리고 발전용량에 차이가 있어 부족 또는 잉여 전력을 지역별로 송전할 필요가 있기 때문이다. 본 논문에서는 송전선로를 모델링하기 위해 다음과 같은 송전 제약 방법을 2.2절에서 정식화한 예방정비계획 최적화 문제에 제약조건으로 추가하였으며 각 변수의 초기값은 0으로 지정하였다.

#### 2.3.1 DC 조류계산 모델

송전제약을 가장 정확하게 모델링하는 방법은 AC 조류계산 방정식을 사용하는 것이다. 하지만 AC 조류계산 방정식은 대표적인 비선형계획법으로서 연간 최적화에 이용 시 계산부하가 급증하므로 일반적으로 예방정비계획을 최적화할 때는 선형화한 DC 조류계산 방정식이나 수송 모델을 사용하는 것이 일반적이다. DC

조류계산 방정식은 AC 조류계산 방정식에 비해 무효전력과 전압 안정도 및 손실을 고려하지 못한다는 단점이 있으나 유효전력의 계산 정확성이 높은 편이며 계산속도가 비교적 빠르다는 장점이 있다[12]. DC 조류계산 방정식을 정식화하면 다음과 같다.

$$PF_{n,i,j} = -B_{n,i,j} \times (\theta_i - \theta_j) \quad (17)$$

$$|PF_{n,i,j}| \leq PFlimit_{n,i,j} \quad (18)$$

### 2.3.2 수송 모델

수송 모델은 선로의 한계용량만을 고려하는 방법으로서 무효전력과 전압 안정도와 손실을 고려하지 못할뿐더러 선로의 임피던스 영향력 또한 반영하지 못하지만 계산 시간이 가장 빠르다는 장점이 있다. 수송 모델은 단순히 위의 식 (18)을 이용하여 정식화할 수 있으며 지역 간 전력조류의 양은 식 (17) 대신에 외부에서 파라미터로 주어진 값을 적용하는 방식이다[12]. 본 논문에서 사용한 외부 파라미터의 값은 지역 간 송전가능용량을 사용하였으며 4.1절에서 보다 자세히 설명한다.

또한 송전제약이 고려됨에 따라 지역별로 전력을 송전가능하게 되었으며 전력수급 제약조건에 지역별 송전량을 추가적으로 반영해야 한다.

#### 지역별 전력수급 제약조건

각 발전기들의 발전량의 총합은 지역별 전력 수요를 충족시키기 위해 식 (19)와 같은 지역별 전력수급 제약조건을 만족해야 한다. 해당  $k$ 지역 내에서 생산한 발전량의 합과  $k$ 지역 내로 유입되는 송전량의 합은 해당 지역별 전력 수요와  $k$ 지역 밖으로 유출되는 송전량의 합과 같아야 한다는 조건이다.

$$\sum_G P_{g,k,w,d} + \sum_N \sum_L PF_{n,l,k} - \sum_N \sum_L PF_{n,k,l} \geq Pd_{k,w,d} \quad (19)$$

여기서, 각 변수는 다음과 같이 정의된다.

$PF_{n,k,l}$   $k$ 지역에서  $l$ 지역으로 송전하는  $n$ 번째 선로의 조류량 (MW)

지역별 전력수급 제약조건에서 사용된 지역별 전력 수요는 그 루핑한 수요에 대해 각 지역별로 일정 비율로 수요가 존재한다고 가정 후 모든 주에 대해 일괄적으로 동일하게 적용하였으며 해당 내용을 4.2절에서 추가적으로 설명한다.

## 3. 수요 그룹화를 위한 K-means clustering 알고리즘의 적용

### 3.1 K-means Clustering 기법

EOH를 고려하여 연간 8760시간에 대한 예방정비계획을 최적

화하려면 운전시간과 기동횟수를 산출할 필요가 있으며 이 계산을 위해서 최적화 모델에 경제급전과 발전기 기동정지계획 문제를 포함하여야 한다. 하지만 경제급전과 발전기 기동정지계획 모델을 포함하면 혼합정수형 비선형문제로 정식화되며 발전기의 수가 증가할수록 계산 부하는 기하급수적으로 증가하므로, 수요를 군집화(clustering)하여 계산 시간을 줄일 필요가 있다. 즉, 경제급전이나 기동정지 문제는 시간 단위로 최적화를 수행하는 것이 일반적이나 유사한 값을 가지는 연속적인 수요에 대해서는 동일한 수요로 간주함으로써 최적화에 대한 경우의 수를 감소시킬 필요가 있다[10]. 본 논문에서는 일주일 168시간의 수요에 대하여 K-means clustering 기법을 적용하여 주중 3개(high, middle, low)와 주말 3개(high, middle, low)의 수요로 그룹핑을 하였다.

K-means clustering 혹은 Hard C-means clustering이라고도 하는 데이터 분류 기법은 K개의 클러스터 내에 각 데이터의 소속 여부를 분류하고 각 클러스터 내의 중심값을 최적화하는 문제로 정식화된다[11,13]. 사용자가 지정한 K개의 클러스터로 분류하기 위해 임의의 K개의 중심값을 정한 후 모든 데이터를 가장 가까운 중심값에 각각 배치시키고 배치된 클러스터 내부의 데이터와 그 클러스터의 중심값 사이의 유클리드 거리(Euclidean distance)를 계산한다. 그 유클리드 거리의 합이 최소가 될 때까지 중심값을 재조정한다. 더 이상 거리가 줄어들지 않을 때의 중심값을 각 클러스터의 대표값으로 지정하는 기법이다. 이 알고리즘을 연간 8760시간에 대한 전력 수요를 한 주당 주중과 주말 각각 120시간과 48시간 씩 나누어 3개의 클러스터로 분류하였고 초기 중심값은 클러스터링의 대상이 되는 주별 120개와 48개의 전력 수요 중 임의로 각각 3개의 수요를 선택하였다. K-means clustering을 정식화하면 다음과 같다.

$$\text{minimize } \sum_R \sum_F (demand_f - rep_r)^2 \times mf_{r,f} \quad (20)$$

$$\text{s.t. } \sum_F mf_{r,f} \geq 1 \quad (21)$$

$$\sum_R mf_{r,f} = 1 \quad (22)$$

$$rep_r \geq 0 \quad (23)$$

$$mf_{r,f} \in \{0, 1\} \quad (24)$$

여기서, 각 변수는 다음과 같이 정의된다.

$f \in F$	주간 시간별 수요 인덱스
$r \in R$	그룹화 수요 인덱스 (주중 3, 주말 3그룹)
$demand_f$	주간 시간별 수요 (주중 120, 주말 48시간)
$rep_r$	대표 수요값
$mf_{r,f}$	수요의 소속도 (1 : 해당 대표 수요에 속함, 0 : 속하지 않음)

식 (20)은 대표값에 속한 수요와 수요의 대표값 간의 거리의 합을 최소화하는 목적함수이며 식 (21)은 각 수요의 대표값에는 적어도 1개 이상의 데이터가 있어야 한다는 것이다. 식 (22)는

각 시간대의 수요는 한 개의 클러스터에만 소속되어야 한다는 제약조건이다. 식 (23)은 대푯값이 양수임을 나타내고 식 (24)는 소속도(membership value)가 이진 변수이어야 한다는 제약 조건이다. 수요를 그룹핑하는데 있어 K-means clustering 기법을 사용하는 가장 큰 장점은 클러스터링을 하기 전의 연간 수요의 합과 클러스터링 후의 합이 동일하다는 점이다. 본 논문에서 사용한 연간 전력 수요 데이터의 총 에너지량은 483,220,900MWh이며 참고문헌 [10]에서 제안한 수요 그룹핑 방법을 사용했을 시 수요의 총 에너지량은 478,428,803MWh이다. 즉, 수요의 총 에너지량이 약 480만MWh 가량 차이가 난다. 이는 단순 계산시 시간당 약 550MW의 수요 차이가 난다고 볼 수 있으며 첨두발전인 복합화력 발전소의 기동과 발전량에 영향을 받는 EOH 추정에 영향을 주게 된다. K-means clustering 기법을 사용하여 수요를 클러스터링하게 되면 수요의 총 에너지량이 동일하여 EOH 추정의 오차를 더욱 줄일 수 있다.

### 3.2 혼합정수형 경제급전 문제

연간 EOH를 추정하기 위해서는 연간 발전량을 계산하기 위한 경제급전 문제와 기동정지 횟수를 계산하기 위한 기동정지계획 문제를 동시에 고려하여 수학적 모델링을 하여야 한다. 이를 위하여 본 논문에서는 다음과 같은 혼합정수형 경제급전 문제를 정의하였다.

$$\text{minimize } \sum_G (fuel_g \times P_g \times op_g) \tag{25}$$

$$\text{s.t. } op_g \times Pmin_g \leq P_g \leq op_g \times Pmax_g \tag{26}$$

$$\sum_G P_g \geq P_d \tag{27}$$

$$P_g \geq 0 \tag{28}$$

$$op_g \in \{0, 1\} \tag{29}$$

여기서, 각 변수는 다음과 같이 정의된다.

- $g \in G$  발전기 인덱스
- $Pmin_g, Pmax_g$  발전기 최소/최대 출력
- $P_d$  수요
- $P_g$  발전기 발전량 변수
- $op_g$  발전기 기동정지 이진변수(0: 정지, 1:기동)

식 (26)에서 기동이 결정된 발전기의 발전량은 발전기의 최소 출력과 최대 출력 사이에서 정해지고, 정지된 발전기의 발전량은 0이 된다는 것을 나타낸다.

이와 같은 혼합정수형 경제급전 문제 알고리즘을 사용하면 <그림 1>처럼 각 그룹화된 수요별 발전기의 경제급전 기동상태를 통해 발전기의 기동횟수를 산출할 수 있다[10]. 전력 수요는 대개 일정한 패턴으로 구성되어 있으므로 이러한 근사적 판단이 유효하지만 8760시간에 대한 경제급전 및 발전기 기동정지계획 수행과는 다소 오차가 발생할 수 있다. 이 부분에 대해서는 4.2절

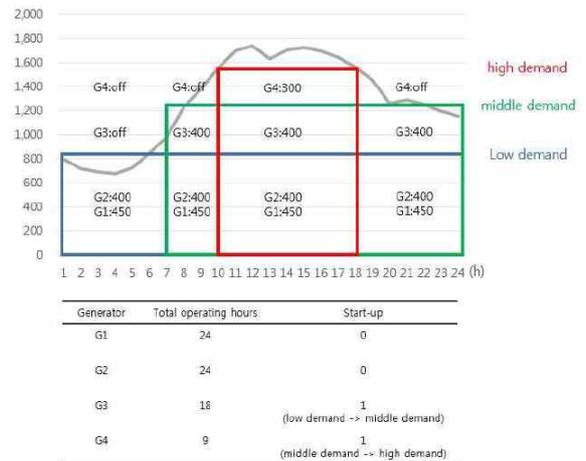


그림 1 그룹핑 수요를 사용한 발전기 기동횟수 산출법[10]  
 Fig. 1 The simplified method to calculate the number of start-ups using demand grouping[10]

에서 자세하게 설명한다.

## 4. 사례 연구

### 4.1 시뮬레이션 가정

본 논문에서 제안한 EOH와 송전제약을 반영한 최적 예방정비 계획 방법을 검증하기 위해 참고문헌[10]에서 적용한 시스템과 동일한 시스템에 대하여 시뮬레이션을 수행하였다[10]. 즉, 2013년 우리나라 실계통 데이터를 사용하여 시뮬레이션을 수행하였다. 총 설비용량은 약 86,969MW이며 최적화의 대상이 되는 발전기는 기력 발전소 65대, 복합화력 발전소 57대, 열병합 발전소 20대로 설비용량은 각각 29,371MW, 23,473MW, 1,204MW이다.

원자력 발전소 및 수력, 양수 발전소는 그 특성에 의해 정비 일정의 변경이 현실적으로 불가능하므로 최적화 대상에서 제외 후 기존 정비계획 일정을 그대로 고정하여 사용하였다. 기력 발전소와 열병합 발전소의 경우 기존 일정의 정비 일수는 유지하되, 정비 시작일을 변경하는 방법으로 최적화를 수행하였다. 복합화력 발전소는 등가운전시간을 계산하여 지정 한계 EOH에 근접했을 시, 4주 동안 정비가 시행되도록 하였다. 이때의 한계 EOH는 편의상 일괄적으로 12,500EOH를 사용하였다.

앞에서 설명한 바와 같이 송전제약을 고려하기 위해 수송 모델과 DC 조류계산의 두 방법을 각각 적용하였다. 국내 전력 계통의 송전망을 모델링하기 위해 지역을 일반적인 행정구역을 기준으로 56개 지역(서울, 경기도, 강원도, 충청도, 전라도, 경상도)으로 나누었다고 지역별 수요는 해당 수요의 각각 14%, 28%, 3%, 15%, 12%, 29%라고 가정하였으며 총 74개의 선로 데이터를 고려하였다. 수송모델과 DC 조류계산에서 적용될 각 지역 간 송전 가능 용량은 2020년의 한전 계획계통을 고려하여 표 1과 같이 가정하였다.

표 1 지역 간 송전가능용량

Table 1 Transmission capacities between regions

From	To	송전가능용량
경기도	서울	7,672MW
강원도	서울	315MW
충청도	서울	459MW
경상도	서울	240MW
서울	경기도	4,030MW
강원도	경기도	6,250MW
충청도	경기도	10,641MW
충청도	강원도	1,570MW
경상도	강원도	2,897MW
강원도	충청도	366MW
전라도	충청도	1,389MW
경상도	충청도	1,201MW
충청도	전라도	2,583MW
경상도	전라도	3,751MW
강원도	경상도	1,449MW
충청도	경상도	1,449MW

최적화에 사용된 도구로는 GAMS(General Algebraic Modeling System)을 사용하였으며 해당 문제가 혼합정수형 선형 문제(Mixed Integer Linear Programming)로 정식화되었으므로 CPLEX solver를 사용하였다[14].

4.2 시뮬레이션 결과

본 논문에서 제안한 방법을 검증하기 위하여 다음과 같은 세 종류의 시뮬레이션을 수행하였다.

- ① EOH제약만 고려한 예방정비계획 최적화
- ② EOH제약 및 송전제약을 고려한 예방정비계획 최적화 (수송 모델)
- ③ EOH제약 및 송전제약을 고려한 예방정비계획 최적화 (DC 조류계산)

다만, 실제 수요와 그룹화된 수요는 아무리 총 에너지량이 동일하더라도, 8760시간에 대한 경제급전 결과와 52주(312번)에 대한 경제급전 결과에는 다소 오차가 있기 마련이며 이는 등가운전 시간의 차이로 나타날 수 있다. 그러므로 52주 동안의 예방정비 계획 최적화 수행 후 해당 최적 정비 일정에 8760시간의 실제 수요를 사용하여 계통제약 및 발전기의 최소기동, 최소정지시간 등 기타 제약을 고려한 경제급전 시뮬레이션을 통해 비용 측면과 예비율 측면에서 어떤 차이가 발생하였는지 분석해보았으며, 이는 최적 정비 일정을 실제 국내 전력계통에 시행했을 시 어떤 결과를 초래하는 지에 대해 분석해 보는 의의가 있다.

그러나, 이런 분석을 시행하게 되면 최적화를 위해 산출한 등가운전시간과 실제 수요로 시뮬레이션해서 구한 등가운전시간에 차이가 발생하게 된다. 따라서 한계 EOH를 넘었음에도 불구하고 계속 가동 중인 발전소가 존재할 수 있다. 이런 케이스에 한해서 실제 수요로 경제급전 시행 시, 한계 EOH에 근접했음에도 정비 일정이 계획되지 않은 발전소에 대해 강제로 기존 정비 일정을

표 2 EOH를 고려한 예방정비계획 최적화 결과(CASE ①)

Table 2 The optimization result of generator maintenance scheduling considering EOHs(CASE ①)

발전기	정비기간	발전기	정비기간
CC#9	19w~22w	CC#30	11w~14w
CC#12	43w~46w	CC#36	8w~11w
CC#18	43w~46w	CC#37	13w~16w
CC#19	20w~23w	CC#40	11w~14w
CC#24	35w~38w	CC#41	44w~47w
CC#25	31w~34w	CC#42	36w~39w
CC#26	41w~44w	CC#43	6w~9w
CC#27	22w~25w	CC#44	2w~5w
CC#28	12w~15w	CC#46	45w~48w
CC#29	40w~43w	CC#47	41w~44w

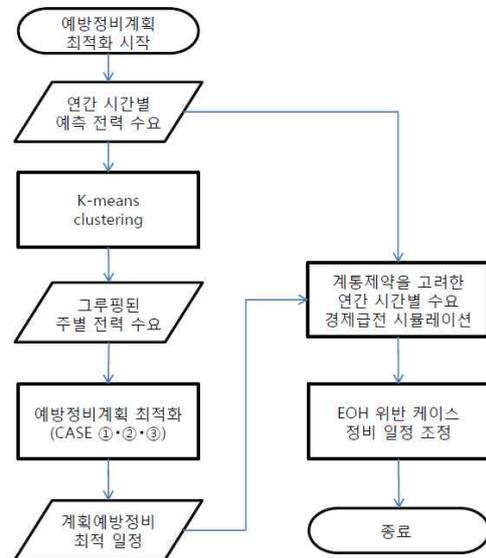


그림 2 제안된 예방정비계획 최적화 알고리즘 순서도

Fig. 2 The proposed flowchart for generator maintenance scheduling

취소하고 28일(4주) 간 예방정비를 앞당겨 시행하도록 지정했다. 이해를 돕기 위해 <그림 2>에 본 논문에서 제안하는 예방정비 최적화 알고리즘의 순서도를 나타낸다.

CASE ① : 송전제약을 반영하지 않고 EOH제약만 고려하여 예방정비계획 최적화

CASE ①의 최적화 결과를 표 2에 나타내었다. 목적함수인 총 발전비용은 약 200,615억 원이었다. 각 주 별 공급 예비율(실선)과 공급가능용량(녹색) 주별 최대수요(점선) 및 예방정비 시행 중인 발전기의 용량(청색)을 <그림 3>에 나타내었다. 이 때, 연간 평균 공급 예비율은 14.257%였으며 최소 공급 예비율은 6.563%

표 3 EOH를 고려한 예방정비계획 최적화 결과(CASE ②)

Table 3 The optimization result of generator maintenance scheduling considering EOHs(CASE ②)

발전기	정비기간	발전기	정비기간
CC#6	35w~38w	CC#36	14w~17w
CC#9	15w~18w	CC#37	13w~16w
CC#12	38w~41w	CC#40	11w~14w
CC#18	33w~36w	CC#41	38w~41w
CC#19	20w~23w	CC#43	4w~7w
CC#27	35w~38w	CC#44	7w~10w
CC#28	12w~15w	CC#45	48w~51w
CC#29	29w~32w	CC#46	43w~46w
CC#30	14w~17w	CC#47	42w~45w
CC#31	13w~16w	CC#48	19w~22w

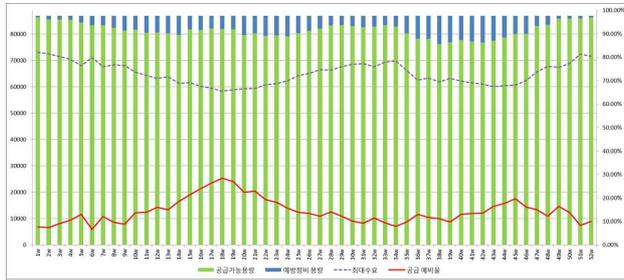


그림 3 등가운전시간을 고려한 예방정비계획 최적화 시행 시의 공급 예비율(CASE ①)

Fig. 3 The reserve margin rate for the optimal maintenance schedule considering EOHs(CASE ①)

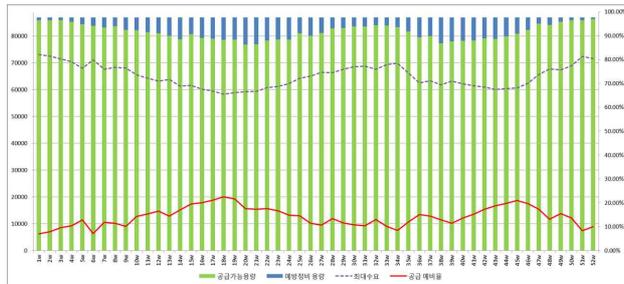


그림 4 등가운전시간을 고려한 예방정비계획 최적화 시행 시의 공급 예비율(CASE ②)

Fig. 4 The reserve margin rate for the optimal maintenance schedule considering EOHs(CASE ②)

였다.

CASE ② : 송전제약(수송 모델)과 EOH제약을 고려하여 예방정비계획 최적화

CASE ②의 최적화 결과를 표 3에 나타내었다. 목적함수인 총 발전비용은 약 206,677억 원이었다. 각 주 별 공급 예비율(실선)

표 4 EOH를 고려한 예방정비계획 최적화 결과(CASE ③)

Table 4 The optimization result of generator maintenance scheduling considering EOHs(CASE ③)

발전기	정비기간	발전기	정비기간
CC#9	11w~14w	CC#36	11w~14w
CC#12	35w~38w	CC#37	13w~16w
CC#18	38w~41w	CC#40	9w~12w
CC#19	23w~26w	CC#41	30w~33w
CC#23	44w~47w	CC#43	3w~6w
CC#27	35w~38w	CC#44	2w~5w
CC#28	20w~23w	CC#45	42w~45w
CC#29	30w~33w	CC#46	43w~46w
CC#30	11w~14w	CC#47	42w~45w
CC#31	22w~25w	CC#48	20w~23w

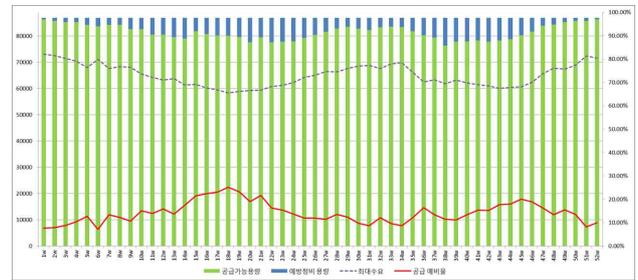


그림 5 등가운전시간을 고려한 예방정비계획 최적화 시행 시의 공급 예비율(CASE ③)

Fig. 5 The reserve margin rate for the optimal maintenance schedule considering EOHs(CASE ③)

과 공급가능용량(녹색) 주별 최대수요(점선) 및 예방정비 시행 중인 발전기의 용량(청색)을 <그림 4>에 나타내었다. 이 때, 연간 평균 공급 예비율은 14.200%였으며 최소 공급 예비율은 7.024%였다.

CASE ③ : 송전제약(DC 조류계산)과 EOH제약을 고려하여 예방정비계획 최적화

CASE ③의 최적화 결과를 표 4에 나타내었다. 목적함수인 총 발전비용은 약 206,704억 원이었다. 각 주 별 공급 예비율(실선)과 공급가능용량(녹색) 주별 최대수요(점선) 및 예방정비 시행 중인 발전기의 용량(청색)을 <그림 5>에 나타내었다. 이 때, 연간 평균 공급 예비율은 14.186%였으며 최소 공급 예비율은 7.070%였다.

표 5에 총 세 가지 케이스에 대한 예방정비계획 최적화 결과를 나타내었다. 송전제약을 고려하지 않았을 때는 고려하였을 때보다 발전비용 면에서는 3% 정도 저렴하였지만 최소 공급 예비율 면에서 대략 0.5%p 정도 낮게 나온 것을 확인하였다. 표 6에는 52주 간 가장 최대 수요가 높은 첫 번째 주의 송전선로 중, 계통 혼잡 상황이거나 송전 한계치 근처에 도달한 지역별 송전량을 나타내었다. 송전제약을 고려하지 않은 CASE ①의 경우, 대체로 지역별 송전가능용량을 초과하여 계통 운영 중임을 확인할 수 있다. 이는 즉 최적해의 결과가 실제 계통 운영 상황에서는 실현

표 5 최적 예방정비계획 결과 비교(예측수요 이용시)

Table 5 Comparison of the optimal generator maintenance scheduling results (using the estimated demands)

	송전제약 방법	총 발전비용 (천원)	최소 예비율
CASE ①	미고려	20,061,522,845	6.563%
CASE ②	수송 모델	20,667,684,591	7.024%
CASE ③	DC 조류계산	20,670,438,137	7.070%

표 6 예방정비계획 최적화시 지역별 전력조류 계산 결과

Table 6 The power flows between regions after applying the generator maintenance schedules

From	To	CASE ① 조류량 (MW)	CASE ② 조류량 (MW)	CASE ③ 조류량 (MW)	송전가능 용량 (MW)
경기도	서울	0	7,672	7,672	7,672
강원도	서울	12,936	0	315	315
충청도	서울	0	459	459	459
경상도	서울	0	240	240	240
서울	경기도	4,584	0	333	4,030
강원도	경기도	0	5,069	4,800	6,250
충청도	경기도	0	7,375	7,073	10,641
충청도	강원도	7,221	1,570	1,570	1,570
경상도	강원도	5,401	2,897	2,897	2,897
전라도	충청도	709	1,389	1,389	1,389
경상도	충청도	0	1,201	1,201	1,201

표 7 송전제약에 따른 발전량 차이 비교

Table 7 Comparison of generation amounts according to transmission constraints

발전기	송전제약 미고려	송전제약 고려
CC#2	0	205MW
CC#3	0	225MW
CC#4	0	150MW
CC#5	0	225MW
CC#6	0	225MW
CC#8	0	225MW
CC#9	0	150MW
CC#24	450MW	0
CC#25	450MW	0
CC#26	450MW	0
CC#27	450MW	0
CC#28	450MW	0
CC#31	718MW	505MW
CC#43	526MW	0
CC#49	343MW	450MW
CC#50	0	512MW

불가능할 수 있다는 것을 의미하며 최적화 시 추정된 발전량과 실제 운영 상황의 발전량이 상당히 차이 날 수 있다. 표 7에 해

표 8 최적 예방정비계획 결과 비교(실제 수요 사용시)

Table 8 Comparison of the optimal generator maintenance scheduling results (using actual demands)

	송전제약 방법	총 발전비용 (천원)	최소 예비율
CASE ①	미고려	21,290,673,406	5.977%
CASE ②	수송 모델	21,244,656,763	6.190%
CASE ③	DC 조류계산	21,254,660,096	6.095%

당 주의 주요 복합화력 발전소의 발전량을 송전제약 고려 여부에 따라 비교하여 나타내었다.

CC#2부터 CC#9까지 그리고 CC#50은 경기도, CC#49는 충청도 지역에 속한 발전기이다. CC#24부터 CC#28까지는 경상도, CC#31과 CC#43은 전라도 지역에 속한 발전기이다. 즉, 송전제약을 고려하게 되면 대표적으로 비수도권과 수도권 사이의 유통선로 제약으로 인해 수도권 및 근처 충청도 지역의 발전기가 제약 발전을 하게 된다. 상대적으로 전라도와 경상도를 비롯한 비수도권 지역의 발전소의 발전량이 감소하였다고 볼 수 있다.

송전제약을 고려하지 않은 CASE ①의 경우에는 예방정비가 시행된 수도권 지역의 복합화력 발전소가 총 7대였으나, 송전제약을 고려한 CASE ②와 CASE ③의 경우에는 각각 9대와 8대였다. 이는 계통제약을 고려하게 되면 수도권 지역의 발전소의 이용률이 높아진다는 것을 의미하며 만일 계통제약을 고려하지 않을 시, 적어도 1대 이상의 수도권 지역 복합화력 발전소가 강제 정비에 들어갈 수 있다는 것을 확인하였다. 이 결과는 초기 EOH에 따라 더 차이가 날 수도 있을 것이다.

해당 예방정비계획 최적화를 통해 정해진 최적 일정을, 그룹화된 수요가 아닌 연간 8760시간에 대한 실제 전력 수요를 사용해 경제급전을 수행하고 결과를 비교하여 표 8에 나타내었다. 실제 수요를 사용하여 경제급전 시뮬레이션을 수행하였을 시, 송전제약을 고려하지 않은 CASE ①은 발전비용이 다른 CASE보다 약 0.2% 가량 높았다.

CASE ① 비용의 급격한 상승 이유는 실제 수요 경제급전 시뮬레이션 수행 시 계통제약이 고려됨에 따라, 최적화 당시 추정한 EOH와 실제 수요 시뮬레이션에서 계산된 EOH 사이에 상당한 차이가 발생하였다. 그로 인해 CASE ①의 강제 조정된 정비 계획 일정이 기존 발전비용을 최소화하는 일정에서 가장 많이 벗어났기 때문이다. 이는 계통제약을 고려하지 않고 단순 실제 수요 경제급전 시뮬레이션만 수행했을 때 CASE ①의 총 발전비용이 20,886,104,944(천원)인 점에서 확인할 수 있었다.

또 주목해야할 부분은 최소 공급 예비율 면이다. 연간 최적화에서는 세 케이스 모두 최소 공급 예비율 기준 6%를 만족하였으나 실제 수요로 경제급전을 수행하게 되면 수요의 차이 및 계통 혼잡으로 인해 운전시간과 기동횟수가 모두 달라지므로 등가운전 시간이 재계산된다. 그에 따라 정비계획 일정이 강제로 조정되면서 발전비용뿐만 아니라 공급 예비율 또한 바뀌게 되는데, 송전제약을 고려하지 않은 정비 일정의 경우 최소 공급 예비율 기준 6%를 위반한 것을 확인하였다.

본 결과를 요약하자면, 등가운전시간을 고려하여 예방정비계획

을 최적화할 시 송전제약을 포함하는 것은, 현재 국내 전력 계통 상황 하에서 실현 가능한 최적해를 도출하기 위해 필요하다. 그 이유는 복합화력 발전소의 등가운전시간은 운전시간과 기동횟수로 계산되는데, 현재 국내 전력계통은 지역별로 운용가능한 발전소 종류와 발전용량에 차이가 있어서 송전제약의 고려 여부에 따라 발전소의 기동정지에 차이가 발생할 수 있기 때문이다.

즉, 송전제약을 고려하지 않으면 EOH 추정에 오차가 크게 발생할 수 있음을 의미하며, 최적화 된 일정을 실제 수요로 경제급전을 수행하여 결과의 차를 살펴보았다. 실제로 시뮬레이션 결과에서 송전제약을 고려하지 않고 예방정비계획을 최적화하여 전력 시장을 운영한다면, 실제 급전상황에서 최소 공급 예비율 기준을 위반하는 경우가 나올 수도 있는 것을 확인하였다. 등가운전시간이 계획된 일정보다 앞서 EOH 한계치에 도달하여 강제 정비가 들어가게 되면 그에 따른 발전비용의 상승이 우려될 수 있음 또한 확인하였다.

## 5. 결 론

본 논문은 전력계통의 지역 간 유통선로의 송전제약과 복합화력 발전소의 등가운전시간을 고려하여 발전소의 예방정비계획을 최적화하는 방법을 제안하였다. 또한 수송 모델과 DC 조류계산 모델을 사용하여 국내 계통을 총 6지역으로 모델링하여 송전제약을 고려하고, 등가운전시간을 고려한 예방정비계획 최적화 시 송전제약 반영 여부에 따른 최적해 결과의 차이를 분석하여 송전제약 고려의 필요성을 살펴보았다.

등가운전시간을 고려하여 연간 예방정비계획을 최적화할 시 가장 큰 문제점은 경제급전과 발전기 기동정지계획이 포함되므로 혼합정수형 비선형 문제(MINLP)로 정식화되기 때문에 실제 계통 규모 대상으로 최적화할 시 계산부하가 급증한다는 것이다. 본 논문에서는 이런 계산 부하를 감소시키기 위해서 연간 시간별 총 8760시간의 수요를 주중과 주말로 나누어 각각 고, 중, 저수요로 분류하되, 전력 수요의 총 에너지량을 동일하게 유지하면서 수요를 그룹화하기 위해 K-means clustering 기법을 사용하는 방법을 제안하였고, 발전기 기동정지계획 문제를 혼합정수형 경제급전 문제를 통해 고려하는 방법을 제안하였다.

본 논문은 제안한 최적화 방법을 국내 실제 전력 계통 대상으로 시뮬레이션 해보았으며, 등가운전시간을 고려한 예방정비계획을 수립할 때 송전제약을 반영해야하는 이유를 신뢰도 기준, 즉 공급 예비율 위반으로 확인하였으며 송전제약을 고려하지 않으면 실제 급전 운영 시 발전비용의 큰 상승이 우려됨 또한 확인하였다.

## 감사의 글

이 논문은 부산대학교 기본연구지원사업(2년) 및 BK21플러스 IT기반 융합사업 창의인력양성사업단에 의하여 연구되었음.

## References

- [1] Korea Power Exchange, Cost-Based Pool Market Rules, Dec., 2016.
- [2] Korea Electric Power CO., A Study on the Optimization of Generator Maintenance Scheduling during the High Reserve Rate Periods, Sep., 2015.
- [3] Shahidehpour, M., & Marwali, M, Maintenance scheduling in restructured power systems, Springer Science & Business Media, pp. 53-54, 2012.
- [4] Park, Y. S., Kim, J. H., & Park, J. H., "Generating Unit Maintenance Scheduling Considering Regional Reserve Constraints and Transfer Capability Using Hybrid PSO Algorithm", The Transaction of The Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 56, No. 11, pp. 1892-1902, Nov., 2007.
- [5] Bisanovic, S., Hajro, M., & Dlakic, M, "A profit-based maintenance scheduling of thermal power units in electricity market", International Journal of Electrical and Electronics Engineering, Vol. 5, No. 3, pp. 156-164, 2011.
- [6] Kim, J. H., Park, J. B., Park, J. K., & Chun, Y. H, "Generating unit maintenance scheduling under competitive market environments" International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 27, No. 3, pp. 189-194, Mar., 2005.
- [7] Han, S. M., Shin, Y. G., & Kim, B. H., "An Algorithm for Generator Maintenance Scheduling Considering Transmission System", The Transaction of The Korean Institute of Electrical Engineers A, Vol. 54A, No. 7, pp. 352-357, Jul., 2005.
- [8] Kim, M. S., "Application of TEOH for the determination of maintenance period in gas turbine engines", Thesis for the degree of master of science, Yonsei University Graduate School of Engineering, Dec., 1999.
- [9] Lobato, E., Sánchez-Martín, P., & Sáiz-Marín, E., "Long Term Maintenance Optimization of CCGT Plants", In 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, pp. 1-4, Mar., 2012.
- [10] Han, S., Kim, H., Lee, S., & Kim, W., "Optimization of Generator Maintenance Scheduling with Consideration on the Equivalent Operation Hours", Journal of Electrical Engineering and Technology, Vol.11, No. 2, pp. 338-346, Mar., 2016.
- [11] MacQueen, J., "Some methods for classification and analysis of multivariate observations", In Proceedings of the fifth Berkeley symposium on mathematical statistics and probability, Vol. 1, No. 14, pp. 281-297, Jun., 1967.
- [12] Krishnan, V., Ho, J., Hobbs, B. F., Liu, A. L., McCalley, J. D., Shahidehpour, M., & Zheng, Q. P., "Co-optimization of electricity transmission and generation resources for

planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches". Energy Systems, Vol. 7, No.2, pp. 297-332, May, 2016.

- [13] Jang, J. S. R., Sun, C. T., & Mizutani, E., Neuro-fuzzy and soft computing; a computational approach to learning and machine intelligence, Prentice Hall, Upper Saddle River, pp. 423-425, 1997.
- [14] R. E. Rosenthal, GAMS - A User's Guide, GAMS Development Corporation, 2014.

---

## 저 자 소 개



### 신 한 솔 (Hansol, Shin)

2015년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년~현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 석사과정  
E-mail : fushigidane@pusan.ac.kr



### 김 형 태 (Hyungtae, Kim)

2013년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년 2월 동 대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학석사). 현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정  
E-mail : kimhyungtae@pusan.ac.kr



### 이 성 우 (Sungwoo, Lee)

2013년 2월 부산대학교 전자전기공학부 졸업. 2015년 2월 동 대학원 전자전기컴퓨터공학과 졸업(공학석사). 현재 동 대학원 전기전자컴퓨터공학과 박사과정  
E-mail : leesw@pusan.ac.kr



### 김 욱 (Wook, Kim)

1990년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업. 1992년 2월 동 대학원 전기공학부 졸업(공학석사). 1997년 8월 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박사). 현재 부산대학교 전기컴퓨터공학부 부교수  
E-mail : kimwook@pusan.ac.kr