

Unit Commitment for an Uncertain Daily Load Profile

朴正道* · 朴相培**
(Jeong-Do Park · Sang-Bae Park)

Abstract - In this study, a new UC (Unit Commitment) algorithm is proposed to consider the uncertainty of a daily load profile. The proposed algorithm calculates the UC results with the lower load level than the one generated by the conventional load forecast and the more hourly reserve allocation. In case of the worse load forecast, the deviation of the conventional UC solution can be overcome with the proposed method. The proposed method is tested with sample systems, which shows that the new UC algorithm yields completely feasible solution even though the worse load forecast is applied. Also, the effects of the uncertain hourly load demand are statistically analyzed especially by the consideration of the average over generation and the average under generation. Finally, it is shown that independent power producers participating in electricity spot-markets can establish bidding strategies by means of the statistical analysis. Therefore, it is expected that the proposed method can be used as the basic guideline for establishing bidding strategies under the deregulation power pool.

Key Words : Unit Commitment, Load Profile

1. 서 론

전력산업의 전통적 구조는 수직적으로 통합된 전기사업자가 지역별로 독점 사업자로 활동하는 가운데 정부가 진입과 퇴출 및 가격 책정 등에 대하여 다각적으로 규제하는 형태로 되어왔다. 그러나 1980년대 이후 60여 년 간 균립해온 지역별 독점적 전력산업의 구조는 칠레를 필두로 하여 노르웨이와 영국의 England-Wales 등이 송전망을 개방함으로써 여러 발전사업자들과 수요자들이 서로 경쟁하면서 전력을 거래하도록 하는 경쟁체제를 도입하게 되었다[1]. 이러한 세계적 추세에 맞추어 우리나라도 발전 부분을 6개의 발전회사로 민영화하였으며 곧 배전 부분도 구조개편을 할 계획에 있다.

이와 같은 세계적 변화에 따라 기존의 전력계통의 경제적인 운용을 담당하던 대부분의 이론 및 방법론들이 획기적으로 변화하고 있다. 기존의 독점체제 하에서의 경제적인 전력계통 운용은 크게 시간대별 발전기의 투입 여부를 결정하는 발전기 기동정지계획(UC: Unit Commitment)과 선정된 발전기의 최적 경제 발전량을 산출하는 경제급전(ED: Economic Dispatch)의 두 가지에 의하여 주로 수행되어왔다. 그러나 시장경쟁체제 하의 경제적인 전력계통 운용은 독립발전사업자 (IPP: Independent Power Producers)와 최

종 수요자들 사이의 전력거래에 관한 부분이 그 중추적 역할을 하게 되므로 전력거래소와 시장개념이 도입되었다. 따라서 기존의 발전기 기동정지계획과 경제급전의 접근 방식으로 전력계통을 경제적으로 운용하기에는 많은 무리가 따른다.

현재 한국전력거래소는 시장초기단계로 제한적 운영인 발전비용기준입찰(CBP: Cost Based Pool) 방식으로 시장을 운영하고 있다. 그러나 향후에는 TWBP(Two Way Bidding Pool) 방식의 완전경쟁시장으로 전환할 예정이다. 시장경쟁체제를 도입한 각국의 사례를 살펴보면 발전사업자는 현물거래 하루 전 부하예측의 결과를 사용하여 대략적인 급전계획을 수립하고 그 결과를 바탕으로 입찰전략을 세워 입찰에 참가한다. 또한 당일에는 실제 부하와 부하예측 사이에 존재하는 오류와 미체결분 전력에 해당하는 현물거래의 입찰에 참여한다. 한국전력거래소의 TWBP 운영방식이 아직 확정된 것은 아니지만, 우리나라에서도 이와 유사한 형태의 시장운용을 할 것으로 예상된다.

발전사업자 측면에서 볼 때, 이러한 완전경쟁 시장운영체제에서 최대의 수익을 얻기 위해서는 최적의 입찰전략이 필요하며, 최적의 입찰전략에는 최적의 연료비 산정이 필수적이다. 그러나 입찰의 특성과 부하예측의 특성상 거래당일 발전사업자가 할당받을 발전량을 정확히 예측하기란 불가능하다. 반면, 불확실한 부하예측에 대한 발전기 기동정지계획에 관한 연구는 아직 널리 수행되지 않고 있다. 따라서 발전사업자 측면에서 볼 때, 시장경쟁체제의 불확실한 부하곡선에 대한 발전기 기동정지계획은 최대의 수익을 얻기 위한 기초연구로서 필수적이기 때문에, 향후 완전경쟁시장에서

* 正 會 員 : 威德大 工大 電氣工學部 傳任講師 · 工博

** 正 會 員 : 威德大 工大 電氣工學部 助教授 · 工博

接受日字 : 2004年 3月 9日

最終完了 : 2004年 4月 22日

발전사업자들이 수행할 발전기 기동정지계획에 관한 새로운 방안을 제시하고자 한다.

2. 본 론

최근 경쟁시장을 반영한 발전기 기동정지계획에 관해 다수의 연구가 수행되었으나, 발전사업자 측면에서 매우 중요한 실제 입찰과정을 반영하거나 불확실한 입찰에 대비한 발전기 기동정지계획에 관한 연구가 수행된 적은 많지 않았다. 이에 본 절에서는 불확실한 부하곡선/입찰을 고려한 발전기 기동정지계획 방법을 제안한다.

2.1 불확실한 부하곡선

발전기 기동정지계획의 해의 복잡성을 단순화하기 위해 모든 발전기 기동정지계획 알고리즘은 수요예측 결과인 시간대별 부하곡선이 실제 수요와 일치할 것이라는 가정을 전제로 한다. 그러나 시간대별 실제 수요곡선은 기후, 사회, 환경, 문화 등의 이유로 수요예측 결과와 완벽하게 일치할 수는 없다. 더욱이 시장경쟁체제의 입찰과정은 발전사업자가 입찰한 발전량을 100% 수용할 수 있다는 보장을 전제로 하지 않기 때문에 이러한 불확실성을 한층 더 가중시킨다. 따라서 시장경쟁체제 하의 발전기 기동정지계획은 불확실한 부하곡선에 대한 대비를 전제로 시작되어야 한다. 한편, 수요예측 결과가 시간대별 부하곡선과 일치할 것이라는 가정을 전제로 계산된 기존의 발전기 기동정지계획은 다음과 같은 문제점을 야기할 수 있다.

- 예상치 못한 실제 수요 변동으로 인한 급전계획의 실행 가능성(feasibility) 문제
- 과도한 낙찰예상 및 이상기후 등으로 인한 과잉발전 문제
- 저조한 낙찰예상 및 이상기후 등으로 인한 부족발전 문제
- 실제상황에서 단가가 상대적으로 비싼 피커(peaker) 발전기가 불필요하게 기동될 소지
- 실제상황에서 급전계획 변경으로 인한 발전기 기동정지계획 해의 최적점 이탈 문제
- 발전설비 이용의 안정성 측면

수요예측의 정확성이 발전기 기동정지계획의 최적성과 밀접하게 연관되어 있으므로 발전기 기동정지계획 알고리즘은 이러한 문제를 해결하도록 구성되어야 한다. 그러나 수많은 제약조건을 고려해야하는 최적화 문제에 수요예측의 불확실성까지 고려하기란 쉽지 않다. 따라서 이미 계산된 급전계획을 수정하는 데에 연구의 초점을 맞춘 알고리즘들도 등장하였다.

2.2 불확실한 부하곡선에의 대처방안

불확실한 부하곡선에의 대처 방안을 제시하기 위해, 먼저 그림1에 대하여 고찰한다. 그림1은 수요예측의 결과와 시간대별 실제 부하를 나타낸 것이다.

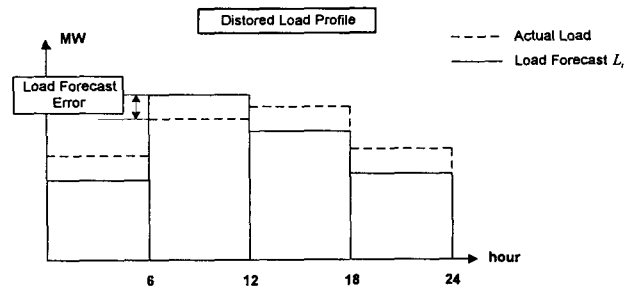


그림 1 왜곡된 부하곡선
Fig. 1 The distorted load profile

그림1의 왜곡된 부하곡선에서 점선과 실선의 차이는 입찰 및 수요예측의 불확실성에 의하여 오류가 발생한 것이다. 그림1의 실선을 부하곡선으로 사용하여 발전기 기동정지계획을 수행하고 이것에 따라 발전설비를 운영하면 6~12 시간대에서는 과잉발전상태가 되고, 나머지 시간대에서는 부족발전상태가 된다.

한편, 그림1에서 부하예측의 최대오차 만큼을 감소시킨 부하곡선을 기준으로 발전기 기동정지계획을 수행한다면, 6~12 시간대에서는 과잉발전 현상이 나타나지 않지만 나머지 시간대에서 부족발전 현상이 나타나며 전력의 부족분보다 발전예비력이 작을 경우에는 문제가 발생한다. 마찬가지로 부하예측의 결과에 부하예측의 최대오차 만큼을 증가시킨 부하곡선을 기준으로 발전기 기동정지계획을 수행한다면, 6~12 시간대에서 과잉발전 현상이 나타나게 된다.

부하예측의 결과와 실제 불확실한 부하 곡선과의 관계를 그림2에 나타내었다. 불확실한 부하곡선은 각 시간대별 부하의 최대 2.5% 범위 내에서 변동될 수 있다고 가정하고 점선과 일점쇄선으로 그 상한과 하한 값을 나타내었다.

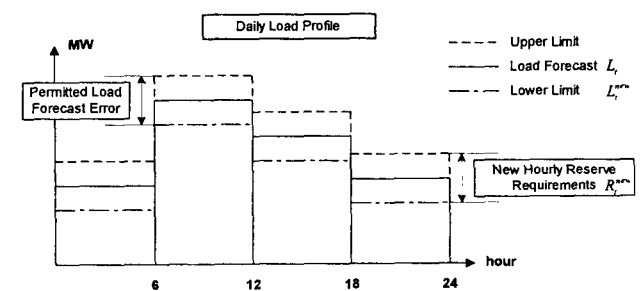


그림 2 수요예측과 실제 불확실한 부하곡선
Fig. 2 The normal load forecast vs. the actual uncertain load demand

그림2와 같이, 부하곡선의 최대 오차 범위를 가정할 수 있을 때, 이 곡선의 상한/하한 값을 만족시키는 발전기 기동정지계획을 수행한다면 불확실한 부하곡선에 대해 상기 지적한 과잉발전, 부족발전의 두 가지 경우를 모두 만족시킬 수 있을 것이다. 즉, 발전기 기동정지계획이 부하곡선의 상한/하한 값을 모두 만족시키려면 그림2에서 도식적으로 알 수 있듯이, 다음에 나타난 두 가지 방안을 사용하면 가능하다.

- 수요예측의 결과에서 오차율에 해당하는 양을 감소시킨 발전량 L_i^{new} 를 기준으로 발전기 기동정지계획을 수행
- 수요예측의 결과에서 오차율에 해당하는 양을 증가시킨 발전량과 수요예측의 결과에서 오차율에 해당하는 양을 감소시킨 발전량의 차이를 새로운 예비력 R_i^{new} 로 할당

$$R_i^{new} = \frac{UpperLimit - LowerLimit}{LowerLimit} \times 100 \quad [\%]$$

2.3 불확실한 부하곡선에 대비한 기동정지계획

앞서 언급한 바와 같이 수요예측의 오차율에 해당하는 발전량을 발전 예비력에 흡수시키면 불확실한 부하곡선에 대비한 발전기 기동정지계획을 수행할 수 있다. 따라서 본 연구에서는 다음과 같은 발전기 기동정지계획 방안을 제안한다.

▣ 목적함수

$$F = \min \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^N [St_i^t F_i(P_i^t) + St_i^t(1 - St_i^{t-1}) Su_i(H_i^{t-1})] \quad (1)$$

여기서,

- F : 시스템 운전에 소요되는 전체 비용
- P_i^t : 시간대 t에서 발전기 i의 할당된 발전량 (MW)
- $F_i(P_i^t)$: 시간대 t에서 발전기 i의 할당된 발전량이 P_i^t 일 때의 연료비용
- N : 전체 발전기 수
- M : 전체 대상 시간
- St_i^t : 시간대 t에서 발전기 i의 투입/제외상태(0 또는 1)
- H_i^t : 시간대 t에서 발전기 i가 투입/제외된 경과 시간

$$H_i^t > 0 \text{ if } St_i^t = 1$$

$$H_i^t < 0 \text{ if } St_i^t = 0$$

$Su_i(H_i^{t-1})$: 발전기 i가 H_i^{t-1} 시간만큼 투입에서 제외된 후 기동하는 데에 소요되는 기동비용

$Su_i(H_i^{t-1})$ 는 TC_i, CH_i, BC_i, SMC_i 가 주어질 경우 다음 식으로 산출하며,

$$Su_i(H_i^t) = TC_i + (1 - e^{-H_i^{CH_i}}) \times BC_i + SMC_i \quad (2)$$

- TC_i : 발전기 i의 터빈 기동 비용
- CH_i : 발전기 i의 보일러 냉각 시간
- BC_i : 발전기 i의 보일러 기동 비용
- SMC_i : 발전기 i의 기동 소요 관리비용

그렇지 않을 경우 다음 식으로 산출한다.

$$Su_i(H_i^t) = \begin{cases} CSC_i & \text{if } -H_i^t \geq CH_i \\ HSC_i & \text{if } -H_i^t < CH_i \end{cases} \quad (3)$$

HSC_i : 발전기 i의 hot start 소요비용

CSC_i : 발전기 i의 cold start 소요비용

CH_i : 발전기 i의 hot start 소요시간

▣ 새로운 제약 변수 L_i^{new}, R_i^{new}

L_i^{new} : 부하곡선의 하한(L_i^{new})은 부하곡선(L_i)에 대한 다음 식으로 구한다.

$$L_i^{new} = L_i \times (1 - E_{LF} \times 0.01) \quad (\text{MW}) \quad (4)$$

여기서,

E_{LF} : 입찰의 불확실성 및 수요예측의 오차율에서 기인하는 부하곡선의 최대 허용 오차율

R_i^{new} : 부하예측의 오류를 감안한 경우의 발전예비력은 다음 식으로 구한다.

$$R_i^{new} = L_i \times (1 + E_{LF} \times 0.01) - L_i^{new} \quad (\text{MW}) \quad (5)$$

$$= \frac{L_i \times (1 + E_{LF} \times 0.01) - L_i^{new}}{L_i^{new}} \times 100 \quad (\%)$$

▣ 제약조건

(c1) 전력수급제약

$$\sum_{i=1}^N P_i^t = L_i^{new}, \quad t = 1, \dots, M \quad (6)$$

(c2) 시간대별 예비력

$$\sum_{i=1}^N St_i^t R_{p_i} = R_i^{new}, \quad t = 1, \dots, M \quad (7)$$

여기서,

R_{p_i} : 발전기 i의 증감발력

R_i^{new} : 시간대 t에서 부하예측의 오류를 감안한 경우의 발전예비력

(c3) 발전 상/하한

$$P_i^{\min} \leq P_i^t \leq P_i^{\max}, \quad t = 1, \dots, M \quad (8)$$

$$i = 1, \dots, N$$

여기서,

P_i^{\min} : 발전기 i의 정격최소출력

P_i^{\max} : 발전기 i의 정격최대출력

(c4) 최소가동시간

$$[H_i^{t-1} - Mu_i] \times [St_i^{t-1} - St_i^t] \geq 0, \quad (9)$$

여기서,

Mu_i : 발전기 i의 최소가동시간

(c5) 최소정지시간

$$[-H_i^{t-1} - Md_i] \times [St_i^t - St_i^{t-1}] \geq 0, \quad (10)$$

여기서,

Md_i : 발전기 i의 최소정지시간

(c6) 증감발력제약

$$|P_i^t - P_i^{t-1}| \leq R\delta_i, \quad (11)$$

(c7) 시동제약

$$P_i^t = P_i^{min}, \quad \forall i \text{ st. } St_i^{t-1} = 0, St_i^t = 1 \quad (12)$$

3. 모의실험

대상 시스템은 발전기 기동정지계획의 실험에 빈번히 사용되는 26기 시스템[2]의 발전기 데이터로 선택하였고 부하 및 예비력은 다음과 같다.

표 1 모의실험에 사용한 부하곡선

Table 1 Load demand in test cases

Hour	Load (MW)	Hour	Load (MW)	Hour	Load (MW)
1	2070	9	2420	17	2520
2	1880	10	2540	18	2340
3	1820	11	2600	19	2380
4	1770	12	2630	20	2260
5	1890	13	2780	21	2320
6	2020	14	2840	22	2110
7	2160	15	2810	23	2030
8	2310	16	2740	24	2090

표 2 시간대별 예비력

Table 2 Hourly reserve requirements

Hour	Reserve %	Hour	Reserve %	Hour	Reserve %
1	5	9	6	17	6
2	5	10	6	18	6
3	4	11	7	19	6
4	4	12	7	20	6
5	5	13	7	21	6
6	5	14	7	22	5
7	6	15	7	23	5
8	6	16	7	24	5

본 연구에서 제안한 기동정지계획 알고리즘의 해법으로는 DP-STC (Dynamic Programming Sequential & Truncated Combination) 법[3-6]을 사용하였다. 발전기 기동정지계획에

(c1)-(c7)의 모든 제약조건을 반영하였고, 매 시간대별 각 발전기의 할당발전량 P_i^t 는 DP-STC 계산과정 중 2차로 근사화한 발전 비용 함수 $F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$ 를 사용하여 경제급전을 수행하여 계산하였다. 발전기의 기동비용 $Su_i(H_i^{t-1})$ 은 식(3)으로 계산하고, DP-STC법의 우선순위 리스트 인덱스로는 $FLAC_i$ (Full Load Average Cost)를 사용하였다. 증감발력제약은 UR_i (Up Ramp Rate : 증발력), DR_i (Down Ramp Rate : 감발력)를 각기 고려하기 위하여 (c6) 증감별제약을 다음과 같이 수정하여 고려하였다.

$$\begin{aligned} |P_i^t - P_i^{t-1}| &\leq UR_i, \text{ for } P_i^t > P_i^{t-1} \\ |P_i^t - P_i^{t-1}| &\leq DR_i, \text{ for } P_i^t < P_i^{t-1} \end{aligned} \quad (13)$$

제안한 알고리즘을 0.5% 단위로 E_{LF} 를 증가시킨 표3의 여섯 가지 경우에 대하여 모의실험하였다.

표 3 실험종류
Table 3 Test cases

Case	E_{LF} (%)
1	0 % - Original L_i is used
2	1 %
3	2 %
4	3 %
5	4 %
6	5 %

제안한 발전기 기동정지계획 방안을 통계적으로 분석하기 위하여, 1) 표3의 각 경우에 대한 발전기 기동정지계획의 해를 제안한 방법으로 계산하고, 2) 실제부하곡선 L_i^t 가 부하 예측곡선 L_i 에 비해 0.5%~2.5% 사이의 오차를 가지는 60,000 가지의 무작위 부하곡선을 생성하여, 3) 60,000 가지의 부하곡선에 대해 이미 계산된 기동정지계획의 해가 발생시키는 평균과잉발전량(AOG : Average Over Generation), 평균부족발전량(AUG : Average Under Generation)을 계산하여 그 결과를 표4와 표5에 나타내었다.

표 4 시간대별 평균과잉발전량

Table 4 AOG (MW) per each stage

E_{LF} / Case	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %
1	2.88	5.77	8.67	11.53	14.38
2	0.0	0.16	2.88	5.75	8.61
3	0.0	0.0	0.0	0.15	2.92
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

표 5 시간대별 평균부족발전량

Table 5 AUG (MW) per each stage

	1 %	2 %	3 %	4 %	5 %
	2.87	5.76	8.63	11.55	14.39
	11.53	11.59	14.43	17.36	20.16
	22.99	22.99	22.99	23.12	25.91
	34.53	34.53	34.54	34.59	34.59
	46.07	46.07	46.08	46.13	46.13
	57.73	57.73	57.74	57.80	57.80

표4를 살펴보면 AOG는 상위삼각형(upper-triangular) 부분에 집중하여 큰 값으로 나타나며 E_{LF} 가 증가하여 불확실성이 커질수록 증가추세를 나타낸다. 이것은 최대오차범위를 예측할 수 있는 시장에서는 L_i^{new} 와 R_i^{new} 를 사용한 발전기 기동정지계획 방안을 사용함으로써, AOG의 발생을 억제할 수 있다는 것을 의미한다.

시장경쟁체제 하에서 AOG의 상위삼각형은 1) 발전사업자가 일간전력시장에 입찰할 때의 기대치 보다 실제 낙찰이 적게 일어난 경우, 2) 거래당일의 실제수요가 일간전력시장에서 거래된 전력량보다 적은 경우에 해당한다. 즉, Case 2, 3의 경우 E_{LF} 가 증가할수록 AOG가 증가하므로, 표4의 상위삼각형에서 발전사업자는 실제로 발전을 하지 않고 발전량을 되팔 수 있게 된다.

따라서, 발전사업자가 AOG의 발생을 억제하여 발전설비의 안정적 운영을 도모하기 위해서는 E_{LF} 가 클 것으로 가정하고 발전기 기동정지계획을 수행하여 급전계획을 세우는 것이 유리할 것이다. 반면, 시장의 운영규칙이 일간전력시장에서 체결된 계약분의 전력을 거래 당일 실제로 발전하지 않고 조절전력시장에서 되파는 것을 허용한다면 발전사업자는 E_{LF} 의 값을 작은 값으로 가정하고 발전기 기동정지계획을 수행하여 급전계획을 세워 일간전력시장에 입찰하고, 거래당일 E_{LF} 의 값이 커질 경우 AOG에 해당하는 전력을 조절전력시장에서 되팔아서 이윤을 극대화하는 전략을 세울 것이다.

이상과 같이 통계적으로 AOG를 분석한 결과 발전사업자는 다음과 같은 입찰전략을 수립할 수 있다.

S1) 안정적 발전설비의 운영을 위해서는 E_{LF} 를

$\frac{E_{LF}}{2} \leq x \leq E_{LF}$ 의 범위로 가정하고 발전기 기동정지계획을 수행하여 산출한 연료비용을 바탕으로 일간전력시장의 입찰에 참가하는 것이 유리하다.

S2) 시장 운영 규칙이 일간전력시장에서 체결된 계약분의 전력을 조절전력시장에서 되파는 것을 허용할 경우

E_{LF} 를 $0 \leq x \leq \frac{E_{LF}}{2}$ 의 범위로 가정하고 발전기 기동정지계획을 수행하여 산출한 연료비용을 바탕으로 일간전력시장의 입찰에 참가하는 것이 유리하다.

S3) S1의 전략으로 일간전력시장의 입찰에 참가하였으나,

거래 당일 예측한 $\frac{E_{LF}}{2}$ 보다 거래 당일 발생한 E_{LF} 의 값이 크면 S2의 전략으로 전환하여 조절전력시장에 참여한다.

S4) S2의 전략으로 일간전력시장의 입찰에 참가하였으나,

거래 당일 예측한 $\frac{E_{LF}}{2}$ 보다 거래 당일 발생한 E_{LF} 의 값이 작으면 조절전력시장에 참여하지 않는다.

AOG와 AUG를 표시한 표4와 표5를 비교해 볼 때, Case 1을 제외하면 AUG는 AOG에 비해 전체 테이블에 고루 분포된 것을 알 수 있다. Case 1은 고전적 개념의 발전기 기동정지계획의 해이므로 Case 1을 제외하면, 표5는 제안한 방법이 나타낸 AUG는 E_{LF} 에 크게 영향을 받지 않는다는 것을 의미한다. 또한 Case 2 - Case 6이 발생한 AUG는 식 (7) 시간대별 예비력제약에 의해 이미 고려되어있으므로, 표5의 실선으로 표시된 하위삼각(lower-triangular)형 부분의 경우는 실제 부하에 대하여 발전설비가 충분히 대응할 수 있다.

4. 결 론

본 연구는 향후 완전경쟁시장에서 발전사업자들이 수행할 발전기 기동정지계획에 관한 연구를 수행하였다. 본 연구의 결과를 요약하면 다음과 같다.

- 1) 완전경쟁체제의 전력거래에서 입찰의 영향에 따라 일별 부하곡선이 불확실한 경우에 대한 분석
- 2) 시장경쟁체제의 발전사업자 측면에서 본 새로운 발전기 기동정지계획 방안 제안
- 3) 평균과잉발전량(AOG), 평균부족발전량(AUG)과 불확실한 부하곡선의 상관관계 분석을 통한 입찰전략의 기본 지침 마련

제안한 발전기 기동정지계획 알고리즘은 불확실한 부하곡선에 대해 발전회사의 발전 비용을 최소화하며, 불확실한 입찰과 수요예측의 오류로 기인하는 과잉발전과 부족발전의 문제를 원천적으로 해결하므로, 발전사업자는 불확실한 부하곡선에 대하여 설비를 안정적으로 운영하면서 동시에 최적의 연료비 산정을 토대로 입찰전략을 수립할 수 있을 것이다. 한편, 발전전략에 따른 발전사업자의 이득을 세밀히 따져보는 부분은 추후 연구해야 할 과제이다.

감사의 글

이 논문은 2001년 전력기술 기초연구 지원과제의 연구비에 의하여 수행되었음.

참 고 문 헌

- [1] 한국전력공사 전력산업구조조정실, "전력시장 경쟁도입을 위한 기초 연구" (최종보고서), 1999. 8.
- [2] C. Wang, S. M. Shahidehpour, "Effects of Ramp-Rate Limits On Unit Commitment And Economic Dispatch", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, pp. 1341-1350, Aug. 1993.
- [3] C. K. Pang, et al, "Optimal Short-Term Thermal Unit Commitment", IEEE Trans. on PAS No. 4, 1976.
- [4] C. K. Pang, et al, "Evaluation Of Dynamic Programming Based Methods And Multiple Area Representation For Thermal Unit Commitment", IEEE Trans. on PAS, No. 3, 1981.
- [5] H.-T. Yang and K.-Y. Huang , "Direct Load Control Using Fuzzy Dynamic Programming", IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 146, Issue 3, pp.294, May 1999.
- [6] Feng-Chang Lu, Yuan-Yih Hsu, "Fuzzy Dynamic Programming Approach to Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997.

저 자 소 개

박 정 도 (朴 正 道)



1969년 10월 6일생. 1992년 연세대학교 전기공학과 졸업. 1994년 동 대학원 전기전자공학과 졸업(석사). 2000년 동 대학원 전기 및 컴퓨터공학과 졸업(공학박). 현재 위덕대학교 전기공학부 전임강사.

Tel : 054-760-1663

E-mail : jdpark@uiduk.ac.kr

박 상 배 (朴 相 培)



1963년 4월 24일생. 1986년 경북대학교 전자공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전자공학과 졸업(석사). 1994년 동 대학원 전자공학과 졸업(공학박). 현재 위덕대학교 전기공학부 조교수.

Tel : 054-760-1622

E-mail : sbpark@uiduk.ac.kr