

공급신뢰도 개선을 위한 발전기 보수계획

차 준 민

대전대학교 전기공학과

Generator's Maintenance Scheduling to Improve Supply Reliability

Jun Min Cha

Department of Electrical Engineering, Daejin University

요 약

발전기의 보수계획은 전력계통의 공급신뢰도를 평가하는데 중요한 영향을 미치는 변수이다. 발전기는 반드시 검사와 보수를 해야 하기 때문에, 운전계획을 세울 때 한해의 발전기 정지계획을 고려하여 정해야 한다. 이러한 보수계획을 수립할 때에는 계절적 부하수요특징, 보수용량, 발전기 용량, 지난번 보수로부터의 경과시간등의 여러 가지 요인들을 고려해야 한다. 본 논문에서는 발전기 보수계획 프로그람중 실용적인 방법으로 알려져 있는 LOLP(Loss of Load Probability) 평활화법을 이용하여 각 연도별 공급신뢰도를 최대로 하여 고려대상 기간 전체의 공급신뢰도를 향상시키는 보수계획 수립 알고리즘을 제안한다. 즉, 전력계통의 더 좋은 신뢰도를 얻기 위하여 전체 기간에 대한 신뢰도가 평활화되도록 보수시기를 변경하였다. 제안한 알고리즘을 실제계에 적용하여 그 유용성을 검증하였다.

Abstracts— Maintenance scheduling of generators plays an important role in evaluating supply reliability of power systems. Since generators must be maintained and inspected, the generation planner must schedule planned outages during the year. Several factors entering into this scheduling analysis include: seasonal load-demand profile, amount of maintenance, size of the units, elapsed time from last maintenance, and availability of maintenance crew. This paper proposes a new maintenance scheduling algorithm for the alternatives of long-term generation expansion planning by using LOLP levelization method which is known as an effective method for the generator's maintenance scheduling. To get the best supply reliability of power systems, we change the maintenance period to levelize the reliability over all period. The proposed algorithm is applied to a real size power system and the better reliability results are obtained.

1. 서 론

전기에너지의 수요증가에 따라 충분한 전력이 공급되어야만 경제 발전에 따른 생활수준 향상 등의 혜택을 볼 수 있다. 하지만, 최근의 급속한 수요증가 추세에 비하여 발전설비 확충은 충분히 이루어지지 못하고 있기 때문에 안정된 전력공급에 적신호가 켜지고 있는 실정이다. 최근에 많이 보급되어 있는 냉방기(에어컨) 가동에 의한 냉방수요로 인하여 여름철 첨두부하시의 전력공급에는 많은 어려움이 따를 것이 예상된다. 특히 이상 고온이나 짧은 장마기간 등과 같은 특이 기후현상이나

타난다면 전력수급에 심각한 상황이 초래될 뿐만 아니라, 심한 경우 제한송전의 위기가 닥쳐 올 수도 있다. 물론 수요 증가에 따라 발전설비를 충분히 확장해 준다면 그 해결책이 되겠지만, 발전설비 확충에는 많은 재원과 시간이 소요되므로 단기간 내에 많은 양의 설비를 추가로 확충한다는 것은 매우 어려운 일이다. 특히, 최근에는 지역주민들의 환경오염에 대한 우려, 지역이기주의와 같은 문제등으로 인하여 전원설비를 확충할 부지 선정조차 그 시작 단계에서부터 좌절을 겪고 있는 실정이다. 그러므로, 기존의 전원설비를 얼마나 효율적으로 잘 운용하느냐 하는 것이 중요한 관건이다. 즉, 이미 운전

중인 발전기의 효율적인 관리가 중요하다고 할 수 있다. 발전기는 여러 가지 부품들로 구성된 기기로서 일정기간 운전을 한 후에는 반드시 가동을 정지하고 보수를 실시하여야 한다. 만약 예기치 못한 고장정지가 발생한다면 계통의 공급신뢰도에는 심각한 영향을 미치게 된다. 그러므로 발전기는 정기적으로 보수를 실시하여 기기와 부품의 안정성을 유지하고 사고를 예방함으로써 발전기의 수명도 연장시킬 수 있는 것이다. 이와 같은 발전기 보수계획은 계통 전체의 부하와 예비력을 고려하여 경제성과 신뢰성을 최대로 할 수 있도록 정해진 기간의 각 발전기의 보수시기를 합리적으로 결정하는 문제이다. 만약 발전기의 보수시기가 특정기간에 편중되거나, 예비력이 부족하도록 보수시기를 정한다면 안정적 전력공급을 할 수 없는 상황에 이르게 된다.

본 연구에서는 각 연도별로 실시되는 각 발전기의 보수계획을 수립할 때 그 전후 연도의 발전기의 보수시기를 입력으로 하여 전체 고려대상 기간의 공급신뢰도가 향상이 되도록 보수시기를 결정하는 알고리즘을 제안한다. 즉, 발전기의 보수제약을 고려하기 위하여 장기전원개발계획에서 수립된 최적안에 대하여 감도분석을 통하여 보수계획을 상세히 고려하고, 고려대상 전체기간의 신뢰도를 평활화시킬 수 있는 알고리즘을 제안한다. 여기서 보수계획 수립방법은 탐색적 기법의 하나인 LOLP 평활화법을 이용하였다. 이때 제안한 알고리즘을 사용하지 않고 보수계획을 수립하여 연도별 LOLP를 비교하면 평활화되지 못한 결과가 나온다. 본 연구에서는 발전기의 보수시기를 순차적으로 변경시켜 가며 목적함수가 최소가 되도록 보수시기를 정하였다. 보수계획시의 목적함수는 발전비용뿐만이 아니라 공급지장에 의한 사회적 손실비용인 신뢰도비용을 포함한 사회적 총비용으로 정하였다. 이와 같은 알고리즘을 이용하여 한국전력 실계통의 연도별 보수계획을 수립한 결과 고려대상기간 전체의 신뢰도가 평활화되고 발전비용도 감소하는 결과를 얻을 수 있었다.

2. 전력계통의 발전비용 및 공급신뢰도 지수의 계산

계통에 발전기가 우선순위법(Merit Order)에 의해 투입된 경우 각 발전기의 발전량기대치(Expected Energy Served: EES)는 식 (1)과 같이 구한다.

이때 S_i^j 는 j번째 주의 i발전기까지의 용량의 합을 의미하고, $mt(i, j)$ 은 보수계획 수립후 i번 발전기의 j번째 주의 보수상태를 의미한다. 즉, $mt(i, j) = 1$ 은 발전기의 보수를 의미하므로 발전시물레이션에서 제외하고, $mt(i, j) = 0$ 이면 발전기의 가동을 뜻하므로 발전시물레이션

에 포함시킨다.

$$EES_i^j = (1 - q_i)(1 - mt(i, j))T \int_{S_{i-1}^j}^{S_i^j} ELDC_{i-1}(X) dX \quad (1)$$

단, EES_i^j : i발전기의 j번째 주의 발전량기대치

$$S_i^j = \sum_{k=1}^i (1 - mt(k, j)) C_k$$

T : 고려대상기간

q_i : i번 발전기의 고장정지율

S_i^j : j번째 주의 i번 발전기까지의 용량의 합

$mt(i, j)$: i발전기의 j번째 주의 보수상태

$$mt(i, j) \begin{cases} = 0: & \text{발전기의 가동} \\ = 1: & \text{발전기의 보수} \end{cases}$$

$mt(i, j) = 1$ 이면 $ELDC_i^j(X) = ELDC_{i-1}^j(X)$

$X \leq 0$ 이면 $ELDC_i^j(X) = LDC(X) = 1$

식 (1)에서 구한 발전량기대치 EES_i^j 에 연료비단가 INC_i 을 곱하여 i번 발전기의 발전비용 EGC_i^j 을 식 (2)로부터 계산한다.

$$EGC_i^j = EES_i^j \times INC_i \quad (2)$$

단, INC_i : i번 발전기의 연료비단가 [\$/MW]

EGC_i^j : i번 발전기의 j번째 주의 발전비용

등가부하지속곡선으로부터 j번째 주의 공급지장확률 $LOLP_j$ 및 공급부족전력량 $EDNS_j$ 를 식 (3)과 (4)로부터 구한다.

$$LOLP_j = T \times ELDC_{NG}^j(S_{NG}) \quad (3)$$

$$EDNS_j = T \times \int_{S_{NG}}^{\infty} ELDC_{NG}^j(X) dX \quad (4)$$

단, $LOLP_j$: j번째 주의 공급지장확률

$EDNS_j$: j번째 주의 공급부족전력량

S_{NG} : 보수를 제외한 가동중인 발전기의 수

식 (1), (2), (3), (4)에서 구한 각 주의 발전량기대치와 발전비용, 공급지장확률, 공급부족전력량을 모두 더하여 연간 총 발전량기대치, 총 발전비용, 연간 공급지장확률, 연간 공급부족전력량을 계산한다. 다음 식 (5)에서 (8)까지의 $YEES_k$, $YCOST_k$, $YLOLP_k$, $YEDNS_k$ 는 각각 k년도의 총 발전량기대치, 총 발전비용, 연간 LOLP, 총 EDNS를 뜻한다.

$$YEES_k = \sum_{i=1}^{NG} \sum_{j=1}^{NOP} EES_i^j \quad (5)$$

$$YCOST_k = \sum_{i=1}^{NG} \sum_{j=1}^{NOP} EGC_i^j \quad (6)$$

$$YLOLP_k = \sum_{j=1}^{NOP} LOLP_j \quad (7)$$

$$YEDNS_k = \sum_{j=1}^{NOP} EDNS_j \quad (8)$$

$$T \int_{S_{j-1}^i}^{S_j^i} ELDC_{i-1}(X) dX$$

$$S_j^i = \sum_{m=1}^i (1 - MT(m, j)) C_m$$

$$FAC = RATE \times MP$$

- 단, YEES_k : k년도의 총 발전량기대치[MWh]
- YCOST_k : k년도의 총 발전비용[\$]
- YLOLP_k : k년도의 연간 LOLP[Days/Year]
- YEDNS_k : k년도의 총 공급부족전력량[MWh]
- NG : 발전기 대수[대]
- NOP : 일년의 보수기간 간격 수

이렇게 구한 신뢰도지수와 발전비용을 이용하여 다음의 보수계획을 수립하는데 사용한다.

- FAC : 공급지장비용의 단가[\$/MWh]
- RATE : 전기요금단가[\$/MWh]
- MP : 공급지장비용의 배수
- TY : 고려대상기간[년]
- NOP : 1년의 보수단위기간의 수 (본 연구에서는 52주)
- NG(k, j) : k년도의 j번째 주의 투입 발전기수 [대]
- EGC_jⁱ : i번 발전기의 j번째 주의 발전비용[\$]
- INC_i : i번 발전기의 연료비단가[\$/MWh]
- T : 부하지속곡선의 주당 일수(7일)
- q_i : i번 발전기의 고장정지율[PU]
- ELDC_i^j(X) : j번째 주의 등가부하지속곡선에 i번 발전기의 용량과 고장정지율을 상승적분한 등가부하지속곡선
- S_jⁱ : j번째 주의 i번 발전기까지의 용량의 합[MW]
- IC_jⁱ : k년도 j번째 주의 총 설비용량[MW]
- C_i : i번 발전기의 정격용량[MW]
- MT(i, j) : i번 발전기의 j번째 주의 보수상태 행렬
 - { = 0: 발전기의 가동
 - { = 1: 발전기의 보수

3. LOLP 평활화를 이용한 보수계획의 정식화

본 연구에서 보수계획의 수립은 발전비용과 신뢰도비용을 고려한 사회적 총비용을 최소화하는 것을 목적으로 하였다. 이때 발전비용은 발전 시뮬레이션을 통하여 산정하였다. 신뢰도비용은 국가의 경제 규모, 산업의 형태뿐만 아니라 공급지장의 형태나 크기에 따라 영향을 받게 되어 이를 정확히 추정하는 것은 매우 복잡하고 어렵다. 그러므로 본 연구에서는 다음과 같은 간략화된 방법으로 신뢰도비용을 취급하도록 하였다. 즉, 전원 개발계획시 대부분의 경우 신뢰도제약의 기준값으로 공급지장확률(Loss of Load Probability: LOLP)을 이용하고 있다[1]. 그런데 LOLP가 계산되는 부하지속곡선의 끝 부분은 거의 직선의 형태를 가지므로 이 부분에서 LOLP와 공급부족전력량(Expected Energy Demand Not Served: EDNS)은 비례하는 특성을 보인다. 그러므로 본 연구에서는 EDNS양에 공급지장비용의 단가[\$/MWh]를 곱하여 구한 공급지장비용을 신뢰도비용으로 사용하였다. 또한 실제통의 각종 운용제약을 상세히 고려하기 위하여 계산의 단위는 주간으로 하였다. 본 연구에서 목적함수는 식 (9)이고, 제약조건은 식 (10)부터 (12)인 최적화 문제로 정식화하였다[2].

목적함수

$$\text{Min } F = \text{Min} \sum_{k=1}^{TY} \left[\sum_{j=1}^{NOP} \sum_{i=1}^{NG(k,j)} EGC_j^i + FAC \cdot T \cdot \sum_{j=1}^{NOP} \sum_{i=1}^{\infty} \int_{IC_k^i}^{\infty} ELDC_{NG(k,j)}^i(X) dX \right] \quad (9)$$

단, $EGC_j^i = INC_i \cdot (1 - q_i) (1 - MT(i, j)) \times$

제약조건

① k년도의 i발전기의 보수시작시기는 k-1년도의 보수시작시기 ST_i^{k-1} 에 $\pm ID_i$ 만큼의 기간을 고려한 기간 내에서 시작해서 발전기의 보수소요기간을 고려한 기간 내에서 완료되어야 한다(보수가능시기제약) [1].

$$ST_i^{k-1} - ID_i \leq ST_i^k \leq ST_i^{k-1} + ID_i + ML_i - 1 \quad (10)$$

- 단, ST_i^k : k년도의 i발전기의 보수시작시기
- ID_i : i번 발전기의 보수허용기간[주]
- ML_i : i번 발전기의 보수소요기간 [주]

② 그해 시작한 보수는 그해 52주 안에 끝나야 한다 (보수완료시기제약).

$$ML_i \leq NOP - ST_i^{k+1} - ID_i + 1 \quad (11)$$

③ 한번 보수가 시작된 발전기는 보수를 중단하지 않고 반드시 보수를 완료해야 한다(보수연속제약).

$$\sum_{j=ST}^{ST_i+ML_i-1} MT(i,j) = ML_i, i \in [1 - NG] \quad (12)$$

4. 해 법

본 연구에서는 계산용량과 차원 문제 등을 고려하여 보수계획 수립방법으로는 탐색적 기법(Heuristics Method)의 하나인 LOLP 평활화법을 사용하였다[3]. 장기전원개발계획의 최적안이 결정된 뒤에 보수계획수립을 수립하고 각 연도의 LOLP를 비교하여 보면 대상년도 전체의 LOLP는 평활화되지 못한다. 즉, 일정한 신뢰도 제약조건은 만족시키나 각 연도별로는 LOLP의 크기에 차이가 있게 된다. 이와 같은 각 연도별 LOLP를 평활화시키기 위하여 본 연구에서는 발전기의 보수시기를 순차적으로 변경시켜 가며 목적함수가 최소가 되도록 보수시기를 정하여 대상년도 전체의 신뢰도가 향상되도록 하였다. 자세한 계산과정을 요약하면 다음과 같다.

4-1. LOLP 평활화에 의한 보수계획 수립[4]

계획초기년도를 기준으로 하여 각종 운용상의 제약을 고려한 위험률평활화법으로 대상기간동안의 연도별 보수계획을 수립한다. 이를 위하여 우선, 식 (13)을 사용하여 계통 전체발전기에 대한 누적사고용량 확률분포표(Cumulative Outage Table: COT)를 작성한다.

$$P^{cw}(x) = P^{old}(x)p + P^{old}(x - C)q \quad (13)$$

단, P(x): x MW 이상의 고장이 일어날 확률
 p : 발전기의 가동률(p = 1 - q)

COT를 x축이 사고용량, y축이 확률값을 나타내도록 그래프를 그린다. 이때 y축은 log 스케일로 그릴 때 확률값은 거의 직선의 모양을 보인다. 여기서 그래프상의 임의의 두 점 A, B를 잡고 그 기울기인 계통특성정수 M값을 식 (14)로부터 계산한다. M은 계통의 위험도가 e배 증가할 때 발전기 사고용량의 MW변화량을 의미한다.

$$M = \frac{X_B - X_A}{\ln[P(X_A)/P(X_B)]} \quad (14)$$

단, X_A: 점 A의 사고용량[MW]
 위에서 구한 M값을 사용하여 발전기의 유효부하분담능력(Effective Load Carrying Capability: ELCC)을 계산한다. ELCC란 발전기가 계통에 투입될 때 계통의 신뢰도를 동일하게 유지하기 위한 발전기 용량을 의미하며 식 (15)로 정의된다.

$$CE = C - M \cdot \log(p + q \cdot e^{C/M}) \quad (15)$$

단, CE: 유효부하분담능력
 C : 발전기의 정격용량
 M : 계통특성정수

보수단위기간내의 각 부하들의 위험률을 계산하고 이 값의 평균값에 해당하는 부하를 계산하여 이것을 등가부하로 정한다. 일반적으로 보수단위기간은 1주로 잡고, 1주 동안의 일간최대부하 7개 또는 시간최대부하 168개를 사용하여 등가부하를 계산한다. 등가부하의 계산은 식 (16)으로 정의된다.

$$LE = M \cdot \ln \sum_{j=1}^N \frac{1}{N} e^{L_j/M} \quad (16)$$

단, LE: 등가부하
 N : 보수단위기간내의 부하의 개수
 L_j : 보수단위기간내의 부하

ELCC와 등가부하의 합이 평활화 되도록 보수계획을 수립한다. 즉, 등가부하가 가장 작은 시기에 ELCC가 가장 큰 발전기부터 순차적으로 보수하도록 각 연도별 보수계획을 수립한다.

4-2. 발전 시뮬레이션

위험률평활화법에 의해 수립된 보수계획을 고려하여 고려대상기간동안의 발전비용과 신뢰도비용 및 각 년도에 대한 LOLP를 발전 시뮬레이션을 통하여 계산한다 [5]. 발전비용과 공급시장비용 계산은 식 (1)에 보이고 이때 각 연도별 LOLP 계산식은 식 (17)에 보인다. 여기서 고려대상기간 전체의 발전비용과 신뢰도비용을 더한 총비용을 F'라고 놓는다.

$$YLOLP_k = \sum_{j=1}^{NOP} (T \times ELCC_{NG(k,j)} (IC'_k)) \quad (17)$$

단, YLOLP_k: k년도의 LOLP[Days/year]

4-3. 각 발전기의 시기제약 완화 후 보수계획 변경

각 년도의 LOLP값 중 가장 큰 값을 갖는 연도를 보수계획을 조절하기 위한 기준년도로 정하고 이것을 m 번째 반복계산시의 기준년도 SY(m)이라 한다. 이때의 LOLP를 m 번째 반복계산시의 기준 LOLP(SLOLP(m))라고 놓는다.

$$SLOLP(m) = \text{MAX} \{YLOLP_k\} \quad (18)$$

단, SY(m): m번 반복계산시의 기준년도(최대 연간 LOLP를 갖는 연도)

SLOLP(m): m번 반복계산시의 기준년도의 LOLP 신뢰도에 가장 큰 영향을 미치는 순서대로 발전기를 정

렬한다. 위험률평활화법에서 제동신뢰도는 유효부하분담능력에 의해 영향을 받게 되므로 유효부하분담능력이 큰 순서대로 발전기를 선택하여 보수시기를 조절한다 [4]. 이때 ELCC(i)는 유효부하분담능력 크기 순서대로 발전기의 순서를 정했을 때 i번째 발전기를 의미한다.

선택된 발전기 ELCC(i)만의 보수시기제약을 기준 연도에 대하여 다음 식(19)와 같이 풀고 위험률평활화를 이용하여 보수시기를 결정한다. 기준 연도 이외의 다른 연도는 기준 연도의 보수계획일정에 보수허용기간을 고려한 식 (20)으로부터 구한다.

$$1 \leq ST_{ELCC(i)}^{SY(m)} \leq NOP \quad (19)$$

$$T_{\min}((ELCC(i), k) \leq ST_{ELCC(i)}^k \leq T_{\max}(ELCC(i), k), k \neq SY \quad (20)$$

$$\text{단, } T_{\min}(ELCC(i), k) = ST_{ELCC(i)}^{k-1} - ID_{ELCC(i)}$$

$$T_{\max}(ELCC(i), k) = ST_{ELCC(i)}^{k-1} + ID_{ELCC(i)}$$

ELCC(i): 유효부하분담능력의 크기가 i번째인 발전기

ELCC(i)번 이후의 발전기는 ELCC(i)번 발전기의 보수시기가 결정된 후 초기 년도를 기준으로 하여 위험률평활화를 이용하여 보수시기를 결정한다. 이때 보수시기 제약은 다음 식 (21), (22)와 같다.

$$1 \leq ST_{ELCC(i+1)}^1 \leq NOP \quad (21)$$

$$ST_{ELCC(i+1)}^{k-1} - ID_{ELCC(i+1)} \leq ST_{ELCC(i+1)}^k \leq ST_{ELCC(i+1)}^{k-1} + ID_{ELCC(i+1)} \quad (22)$$

단, $k = 2, \dots, TY$ [Year]

4-4. 발전기별 보수계획 확정

수립된 보수계획을 고려하여 총비용을 산정한다. 이 값은 i번 발전기의 보수시기제약을 풀고 계산한 총비용을 $F_{ELCC(i)}^U$ 라고 정하고 이것을 i-1번 발전기까지의 총비용의 최소값 $F_{ELCC(i-1)}^*$ 과 비교하여 이중 최소가 되는 값을 $F_{ELCC(i)}^*$ 로 정한다. 이때의 보수계획이 i번 발전기까지의 최적보수계획이다. 이 과정을 모든 발전기의 보수계획이 수립될 때까지 반복하고 다시 기준년도를 찾아서 기준년도가 변동이 되지 않는다면 이것은 더 이상 목적함수의 값이 감소하도록 보수계획을 변동시킬 수 없는 상태를 의미하므로 계산을 종료한다. 이 목적함수 값이 최저 총비용이고 이때의 보수계획이 최적보수계획이다.

$$F_{ELCC(i)}^* = \text{Min} \{F_{ELCC(i-1)}^*, F_{ELCC(i)}^U\} \quad (23)$$

단, $F_{ELCC(0)}^* = F^0$

$F_{ELCC(i)}^*$: ELCC(i)번 발전기까지의 총비용의 최소값

$F_{ELCC(i)}^U$: ELCC(i)번 발전기의 보수시기제약을 풀었을 때의 총비용

5. 사례연구

제안한 알고리즘을 실 규모 계통에 적용하여 다수년의 보수계획을 수립하여 본 연구에서 제안한 방법의 유용성을 검증하였다. 한국전력에서 장기전원개발계획을 위해 사용하고 있는 WASP(Wien Automatic System Planning)를 이용하여 구한 각 연도별 전원설비 구성안에 대하여 사례연구를 실시하여 2001년에서부터 2005년까지의 5개 연도에 대해 기존의 LOLP 평활화법을 적용하여 얻은 보수계획 결과와 제안한 알고리즘에 의한 결과를 비교하고 그 차이점을 분석하였다.

5-1. 특성자료

1992년에 한국전력에서 수립한 장기전원개발계획안 중 5개 연도의 설비특성, 총 수요에너지와 최대부하를 Table 1에 보인다. 설비용량은 2001년 44454[MW]에서 2005년 51952[MW]로, 연간 최대부하는 37338[MW]에서 43851[MW]로 증가함을 알 수 있다.

한편, 수력과 양수 발전기는 원자력이나 화력발전기와 같이 발전기별로 보수계획을 수립하지 않는 것이 일반적이다. 그러므로 본 연구의 사례연구에서 수력과 양수발전기는 보수계획을 개별적으로 수립하지 않고 용량의 합계만을 전체 설비용량에 포함하였다. 또한 소용량이고 대수가 많은 도서지방의 발전기의 보수계획도 사례연구에서는 제외하였다.

5-2. 적용결과

제안한 방법을 한전 장기전원개발계획안의 5개 연도에 대해 보수계획을 수립하였다. 한편, 당해 연도에 신규투입되는 발전기와 당해 연도 이전에 폐지되는 발전기는 보수계획수립에서 제외하였다. 보수계획의 결과는

Table 1. Installed capacity and yearly peak load from 2001 to 2005.

연도	설비용량 [MW]	연간 최대부하 [MW]
2001	44454	37338
2002	46234	38932
2003	48400	40573
2004	50362	42211
2005	51952	43851

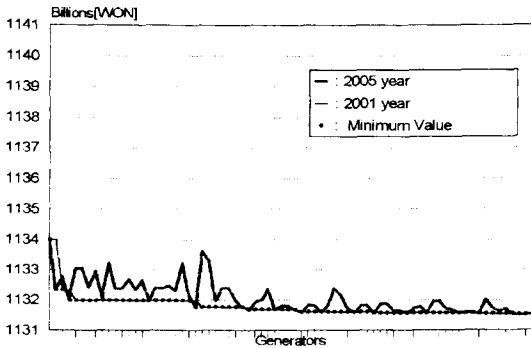


Fig. 1. Value of objective function of each generator.

지면관계상 생략하고 보수계획 결과를 이용하여 공급신뢰도를 계산한다.

Fig. 1은 발전기별 목적함수 값을 그린 것이다. 초기 보수계획 수립 후 LOLP가 가장 높은 해인 2005년도(기준년도)에 대해 ELCC의 크기 순서대로 발전기의 보수 시기제약을 풀고 LOLP 평활화법에 의해 보수계획을 수립한 후 목적함수 값을 계산하여 그림에 나타낸 것이다. 각 발전기의 보수시기를 순차적으로 정해질 때, 이때의 목적함수값이 수렴하는 것을 알 수 있다. Fig. 2는 이와 같은 계산과정이 반복됨에 따라 전체 목적함수의 값이 감소하고 있음을 나타낸 것이다.

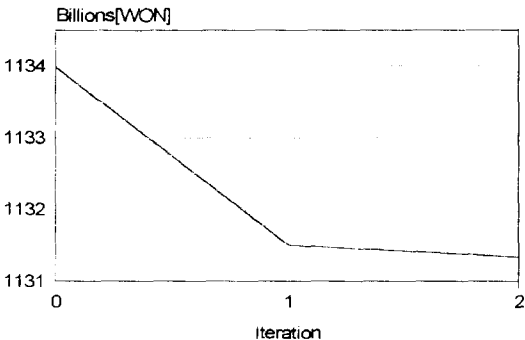


Fig. 2. Value of objective function Vs. iteration.

Table 2. Iteration number vs. LOLP values. [Days/year]

연도	반복회수	0	1	2	기준계획과의 편차
2001		0.28	0.28	0.28	0.00
2002		0.71	0.70	0.70	-0.01
2003		1.23	1.12	1.12	-0.11
2004		1.67	1.58	1.58	-0.09
2005		1.91	1.75	1.72	-0.19
평균		1.16	1.08	1.08	-0.4

Table 3. Comparison of production cost of each year.

연도	방법	기존의 방법 [백만원]	제안한 알고리즘 [백만원]
2001		101102	101198
2002		110121	110087
2003		115514	115321
2004		117416	117267
2005		119406	119296
총합		563559	563169

제안한 알고리즘에 의한 LOLP의 계산 결과를 Table 2에 정리해서 보인다. 우선 반복 0에서 2005년의 LOLP가 1.91[Days/year]로 가장 커서 2005년을 기준 연도로 정하고 다시 각 발전기의 보수시기를 결정한 결과 2005년의 LOLP는 1.75[Days/year]로 낮아졌다. 다시 반복 1에서는 2005년의 1.75가 가장 큰 값이기 때문에 다시 반복계산을 한 결과 1.72로 낮아지고 이 값이 수렴하여 계산이 반복 2에서 종료되었다.

계산 결과 2001년에서 2005년의 5개 연도 중 2001년의 LOLP만이 0.28[Days/year]로 변동이 없고 나머지 4개 연도의 LOLP는 모두 감소하였다. 즉, 5개 연도의 평균 LOLP는 1.16에서 1.08로 낮아져서 전체고려대상기간의 공급신뢰도가 향상되는 좋은 결과를 얻을 수 있었다. 한편, 2005년의 LOLP는 결과적으로 1.91에서 1.72로 약 0.2 [Ddays/year] 만큼 감소하였는데, 이것을 동일한 공급신뢰도를 유지하기 위하여 투입되어야할 발전기 용량으로 환산한 결과 약 150[MW]의 용량을 얻을 수 있었다. 그러므로 본 알고리즘에 의하여 보수계획을 수립하므로써 공급신뢰도가 향상되고, 그 결과 동일한 공급신뢰도 수준을 유지하기 위하여 투입되어야할 약 150[MW]용량의 발전기의 투입을 대체할 수 있는 결과를 얻을 수 있었다.

보수계획 수립결과를 반영한 발전 시물레이션을 통하여 각 연도별 발전비용을 계산하여 Table 3에 보인다.

Table 3에서 알 수 있듯이 각 연도별 발전비용은 한 개 연도만이 약간 증가하고 나머지 4개 연도에서 모두 감소하였다. 전체 기간으로 보면 약 0.07[%] 정도 감소하였다.

본 연구에서는 신뢰도 비용뿐만 아니라, 발전비용도 목적함수에 포함하여 계산을 실시하였기 때문에, 그 결과 공급 신뢰도만이 개선된 것이 아니라 발전비용도 감소한 보수계획을 수립할 수 있었다.

6. 결 론

본 논문의 결론을 요약하면 다음과 같다.

① 장기전원개발계획의 최적안에 대해 보수계획을 수립할 때 고려해야 할 다양한 제약조건을 반영하여 보수계획을 수립하고 또한 보수계획을 수립할 때 문제점인

차원의 문제를 해결하여 대규모 실계통에도 적용이 가능한 보수계획을 수립할 수 있었다.

② 일반적으로 장기전원개발계획에서 신뢰도는 제약 조건의 하나로 취급되어 신뢰도 제약을 만족하는 대체안 중에서 비용이 최소가 되는 안을 최적으로 결정한다. 그렇기 때문에 보수계획을 수립하여 신뢰도지수를 계산해 보면 연도별 신뢰도 지수는 편차를 보이게 된다. 하지만, 본 연구에서 개발된 알고리즘을 이용하여 전체 기간에 대해 공급신뢰도가 평활화되도록 보수계획을 수립하고 그 결과 전체 기간에 대해 공급신뢰도가 개선된 보수계획을 수립할 수 있었다.

③ 보수계획을 변경하여 각 연도의 공급신뢰도 수준을 향상시킴으로써, 동일한 신뢰도 수준을 유지하기 위하여 투입되어야 할 발전기의 용량만큼을 절감하여 신규 발전기의 투입을 지연 또는 대체하는 효과를 얻을 수 있었다.

감사의 글

이 논문은 1996학년도 대전대학교 학술연구비지원에 의한 것임.

참고문헌

1. X. Wang, J.R. Mcdonald, Modern Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, pp. 247-307. (1994).
2. 한국전력공사 기술연구원, 발전기 연간 정기보수계획 작성을 위한 전문가시스템의 개발 연구, (1992).
3. L.L. Garver, "Effective Load Carrying Capability of Generating Units", IEEE Transactions on PAS, Vol. 85, No. 8, pp. 910-919, (1966).
4. L.L. Garver, "Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk", IEEE Transactions on PAS, Vol. 91, No. 8, pp. 2057-2063, (1972).
5. Technical Report Series No. 241; Expansion Planning for Electrical Generation Systems -Guide Book-, International Automatic Energy Agency, Vienna, (1984).
6. NUREG/CR-1368, "Development of a Checklist for Evaluating Maintenance, Test and Calibration Procedures Used in Nuclear Power Plants," U.S. Nuclear Regulatory Commission, May, (1980).
7. NUREG/CR-3933, "Risk Related Reliability Requirements for BWR Safety-Important Systems with Emphasis on the Residual Heat Removal System", U.S. Nuclear Regulatory Commission, August, (1984).
8. 차준민, 김용하, 송길영, "신뢰도 비용을 이용한 발전기 장기보수계획 수립에 관한 연구", 대한전기학회논문지 46권 1호, pp. 1-6, (1997).

1. X. Wang, J.R. Mcdonald, Modern Power System