

$$T_{up1} = -\frac{1}{\lambda_1} \ln U_1$$

$$T_{up2} = -\frac{1}{\lambda_2} \ln U_2$$

여기서,
 T_{up1} : 운전상태에서 갑발상태로 천이할 때의 운전시간
 T_{up2} : 운전상태에서 고장상태로 천이할 때의 운전시간
 λ_1 : 운전상태에서 갑발상태로의 천이율
 λ_2 : 운전상태에서 고장상태로의 천이율

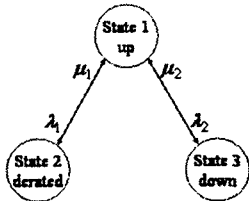


그림 1 발전기의 3-상태 모델
 Fig.1 Representation of the three-state model

전체 시스템의 시간대별 발전가용용량은 각 발전기의 시간대별 가용용량의 합으로 구할 수 있다. 몬테카를로 시뮬레이션의 해는 아래 식(3)과 같이 N개의 표본을 추출하여 추정된다. 이 추정값은 표본의 개수를 증가시킬수록 정확한 해로 수렴하는 특징을 가지고 있다.

$$\bar{E}(X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i$$

여기서,
 $\bar{E}(X)$: 기대값의 추정값
 X_i : 표본 i에서의 값
 N : 표본의 개수

시뮬레이션의 정확성과 계산시간의 적절한 조정을 위해, 수렴기준(Convergence Criteria)을 두어 종료조건으로 사용할 수 있다. 몬테카를로 시뮬레이션의 정확도는 변동계수(Coefficient of Variation)로 나타낼 수 있다. 따라서 이 변동계수가 미리 지정한 허용오차보다 같거나 작으면 시뮬레이션을 종료하게 된다[10].

$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{var}(\bar{E}(X))}}{\bar{E}(X)}$$

여기서,
 α : 변동계수
 $\text{var}(\bar{E}(X))$: 추정값의 분산

2.2 분산감소 기법

표본의 분산감소(Variance Reduction)는 몬테카를로 시뮬레이션의 정확성과 속도를 향상시키는 중요한 개념으로써, 제어변수(Control Variates), 중요표집(Importance Sampling), 대조변수(Antithetic Variates) 등의 기법이 있다[10,12]. 본 논문에서는 대조변수 기법을 사용하였고, 사례연구에서 분산감소 기법을 사용하지 않은 결과와 비교하였다. 대조변수 기법은 한 쌍으로 두개의 시뮬레이션을 실행하기 위해 보(Complementary)의 난수들을 사용하여 음의 상관관계(Negative Correlation)를 발생시킨다. 만약 난수 U가 한 쌍의 시뮬레이션 중 X_1 을 얻을 수 있는 첫 번째 시뮬레이션에서 특정한 목적을 위해 사용된다면, 이때 난수 $(1-U)$ 는 X_2 를 얻는 대조 시뮬레이션에서 같은 목적을 사용되어야만 한다[12].

$$X = \frac{(X_1 + X_2)}{2}$$

여기서 X_1 과 X_2 가 기대값이라면 X 또한 기대값이다. 따라서 X의 분산은 아래 식(6)과 같다.

$$\text{var}(X) = \frac{1}{4} \text{var}(X_1) + \frac{1}{4} \text{var}(X_2) + \frac{1}{2} \text{cov}(X_1, X_2)$$

여기서,

$\text{var}(X_1)$: X_1 의 분산
 $\text{var}(X_2)$: X_2 의 분산
 $\text{cov}(X_1, X_2)$: X_1 과 X_2 의 공분산(covariance)

따라서 $\text{cov}(X_1, X_2)$ 가 음의 값이면, 즉 X_1 과 X_2 가 음의 상관관계를 가지면 X의 분산은 감소된다.

2.3 캘리포니아 표준테스트

캘리포니아 표준테스트(California Standard Practice Test)[13]는 미국 캘리포니아주 공익사업위원회와 에너지위원회가 에너지절약과 부하관리 프로그램의 비용효과를 분석할 수 있는 공식적인 평가 절차나 기준을 마련하기 위해서 개발한 방법이다. 일반적으로 캘리포니아 테스트는 다음과 같이 4개의 서로 다른 관점에서 수요관리 프로그램의 경제성 평가를 실시한다.

- 참여자 테스트(Participant Test)
- 수송가 영향도 테스트(Rate Impact Measure Test)
- 전력회사 비용 테스트(Utility Cost Test)
- 총자원 비용 테스트(Total Resource Cost Test)

각 테스트는 순현재가치(Net Present Value) 또는 편익/비용비율(Benefit/Cost Ratio)을 구함으로써 비용효과를 분석할 수 있다. 순현재가치란 프로그램 편익의 현재가치로 할인된 값에서 프로그램 비용의 현재가치로 할인된 값을 뺀 것을 말하며, 편익/비용 비율은 프로그램 편익의 현재가치를 프로그램 비용의 현재가치로 나눈 것을 말한다. 순현재가치가 0이상이거나, 또는 편익/비용 비율이 1이상이면 비용효과적이며, 이는 최소한의 지원금 수준을 결정하는데 활용된다.

그러나 이러한 방법론은 개념적으로 설계되어 있고, 또한, 직접부하제어 등과 같이 확률적인 상황을 고려하여야만 하는 문제들에 대해서는 표준적인 방법론을 제시하지 못하고 있다. 따라서 캘리포니아 테스트를 직접부하제어의 경제성 분석에 적용하기 위한 연구가 최근에 진행되어 직접부하제어 프로그램의 편익과 비용 성분이 정식화 되었다[7].

2.4 제어지원금 산정 알고리즘

2.4.1 기본가정

본 논문에서는 직접부하제어 프로그램의 적정 제어지원금을 산정하기 위하여 다음 가정을 하였다.

- 발전기의 고장정지만 고려하고, 부하자원의 경우 고장정지가 없다.
- 송전선의 용량제약과 고장정지는 고려하지 않는다.
- 직접부하제어는 모두 긴급제어의 형태만을 가지고 있다.

2.4.2 제어전력량 추정

전체 시스템의 시간대별 발전가용용량은 각 발전기의 고장정지확률이 고려된 시간대별 가용용량의 합으로 계산한다. 이 전체 시스템의 시간대별 발전가용용량과 시간대별 부하를 비교하여 공급지장 전력량(Energy Not Supplied: ENS) 기대치를 계산한다[10]. 이를 이용하여 다음의 식(7)과 같이 특정 시간대의 제어전력량을 추정하고, 한해의 제어전력량은 각 시간대의 제어전력량의 전체 합으로 계산할 수 있다[7].

$$RE_j = \begin{cases} 0 & (ENS_j = 0) \\ ENS_j & (0 < ENS_j \leq CE) \\ CE & (ENS_j > CE) \end{cases}$$

여기서,
 RE_j : j 시간대의 제어전력량
 ENS_j : j 시간대의 공급지장 전력량
 CE : 참여수용가의 계약제어전력량

정확한 제어전력량을 추정하기 위해 N개의 표본을 추출하여 아래 식(8)과 같이 기대값을 추정한다.

$$\bar{E}(RE) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N RE_i$$

여기서,
 $\bar{E}(RE)$: 제어전력량의 추정값
 RE_i : 표본 i년도의 제어전력량
 N : 표본의 개수

2.4.3 제어지원금 산정

캘리포니아 표준테스트를 적용하여 직접부하제어 프로그램의 편익과 비용을 결정하고 이를 기반으로 다음의 식(9)와 같이 제어지원금의 적정 범위를 산정한다[7]. 제어지원금의 최소 수준은 캘리포니아 테스트의 참여자 관점에서 최소제어지원금으로 결정된다. 그리고 제어지원금의 최대수준은 캘리포니아 테스트의 수용가 영향도 관점에서 최대제어지원금으로 결정된다. 이 제어지원금의 범위 내에서는 4개 관점(P, RIM, UC, TRC)의 캘리포니아 테스트가 모두 비용효과적이 된다. 즉, 순현재가치가 0이상이거나 또는 편익/비용 비율이 1이상의 값을 가진다.

$$EP_{\min} \leq EP \leq EP_{\max} \quad (9)$$

$$EP_{\min} = \frac{PH + LRFC + LRSG - LRE - IF}{RE}$$

$$EP_{\max} = \frac{ACC + AEC - UH - LRE - IF}{RE}$$

여기서,

- EP : 제어지원금
- EP_{min} : 최소 제어지원금
- EP_{max} : 최대 제어지원금
- RE : 제어전력량
- PH : 참여자 기기비용
- LRFC : 참여자 공급지장비용
- LRSG : 참여자 자가발전비용
- LRE : 참여자 요금감소액
- IF : 기본지원금 인센티브
- ACC : 회피설비비용
- AEC : 회피에너지비용
- UH : 전력회사 기기비용의 등가연금액

직접부하제어의 제어지원금을 결정하는 변수 중 참여자 자가발전비용(LRSG), 참여자 요금감소액(LRE) 그리고 회피에너지비용(AEC)은 제어전력량(RE)에 대하여 종속된다. 하지만 제어전력량은 불확실성이 매우 크기 때문에 확률적인 관점에서의 접근이 필요하다. 따라서 본 논문에서는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 제어전력량을 추정하고, 이를 기반으로 제어지원금의 적정 수준을 산정하였다.

3. 사례연구

3.1 입력데이터

3.1.1 IEEE 24-모션 신뢰도 계통

본 논문에서 제안한 방법론의 효용성 및 타당성을 입증하기 위해 IEEE 24-모션 신뢰도 계통(Reliability Test System)[9]을 대상으로 사례연구를 수행하였다.

발전기 데이터 중 50MW 수력발전기 6기는 제외하였고 350MW 발전기 1기와 400MW 발전기 2기는 아래 그림 2와 3과 같이 3-상태를 갖는다. 따라서 이 시스템은 26기의 발전기를 가지며, 전체용량은 3,105MW이다.

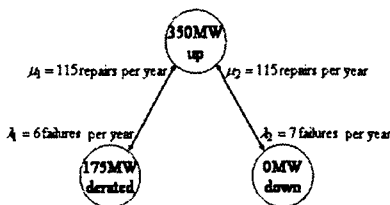


그림 2 350MW 발전기의 3-상태 모델
Fig. 2 Representation of the 350MW unit

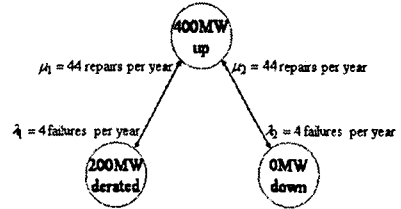


그림 3 400MW 발전기의 3-상태 모델
Fig. 3 Representation of the 400MW units

수요데이터는 연간 침투부하를 3,000MW로 가정하여 주간별, 일별 그리고 시간대별 침투부하 데이터를 이용하여 시간대별 수요데이터를 도출하였다.

3.1.2 경제성 분석을 위한 입력변수

제어지원금을 적정 수준을 도출하기 위하여 필요한 입력변수들의 값을 아래와 같이 결정하였으며, 이는 국내 직접부하제어의 데이터를 반영한 것이다[7].

- IF = 2[개월] × RP[원/kW/월] × CP[kW]
- LRE = 100 [원/kWh] × RE[kWh]
- LRFC = 2,500 [원/kWh] × RE[kWh]
- LRSG = 0
- PH = 0
- ACC = 210,366 [원/kW] × CP[kW]
- AEC = 65.5 [원/kWh] × RE[kWh]
- UH = 8,420,000 [원/년]

여기서, RP는 기본지원금을 의미하며, CP는 계약제어전력을 의미하는 것으로서 실제 소비자들이 전력회사와 계약을 하는 직접부하제어 물량을 말한다. 입력변수 중 기본지원금 인센티브(IF)는 기본지원금(RP)과 계약제어전력의 함수이고, 회피설비비용(ACC)은 계약제어전력만의 함수이다. 본 논문의 사례 연구에서는 기본지원금은 800[원/kW/월]으로 고정시키고, 계약제어전력을 표 1과 같이 3개의 경우로 나누어 각 사례에 대해 제어지원금의 범위를 산출하였다.

표 1 계약제어전력 데이터
Table 1 Data of the contracted MW

Cases	계약제어전력[MW]
Case 1	200
Case 2	300
Case 3	400

3.2 사례연구 결과

본 논문의 사례연구에서는 변동계수가 1% 이내에 들어오면 시뮬레이션을 종료한다. 그림 4는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 각 사례별 제어전력량을 추정해가는 수렴과정을 보여 주고 있다. 그림에서 보는 바와 같이 수렴특성곡선은 표본의 개수가 증가할수록 특정 값으로 수렴한다.

몬테카를로 시뮬레이션의 계산시간을 개선시키기 위하여 본 논문에서는 분산감소 기법 중의 하나인 대조변수(Antithetic Variate : AV) 기법을 적용하였다. 대조변수 기법을 사용한 시뮬레이션의 성능을 보이기 위하여 대조변수 기법을 사용하지 않은 시뮬레이션의 표본의 개수와 계산시간을 비교하였고 그 결과는 표 2에 나타내었다. 표 2에서 보는 바와 같이 몬테카를로 시뮬레이션은 분산감소 기법을 적용할 경우 분산감소 기법을 사용하지 않은 시뮬레이션에 비하여 표본의 개수와 계산시간이 현저히 감소하였음을 알 수 있다.

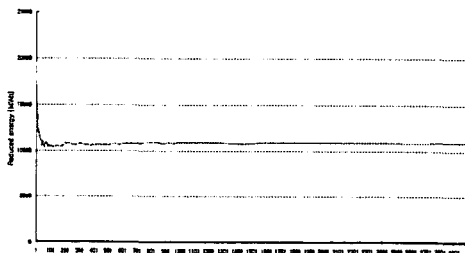
표 2 분산감소 기법을 적용한 시뮬레이션의 성능 비교
Table 2 Comparison of the simulation with/without AV

Cases	Without AV		With AV	
	표본개수	CPU time [sec]	표본개수	CPU time [sec]
Case 1	6,778	3,063	2,977	1,349
Case 2	7,678	3,479	3,645	1,651
Case 3	8,769	3,974	3,889	1,765

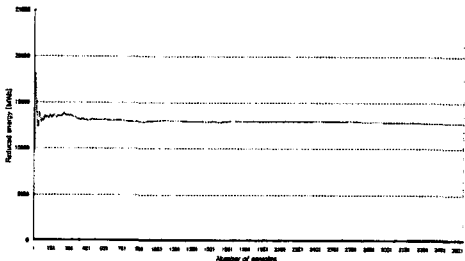
제어전력량을 확률적인 관점에서 추정하고, 이를 기반으로 직접부하제어 프로그램의 제어지원금을 산정한다. 각 사례별 제어지원금의 적정 수준은 표 3과 같다.

표 3 사례별 제어지원금 산정 결과
Table 3 Results of the energy payment for each case

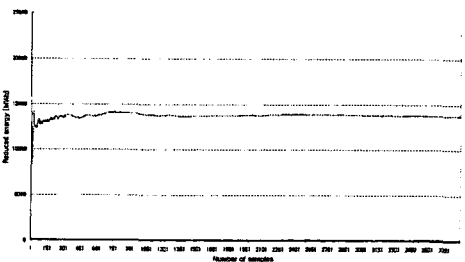
Cases	최소 제어지원금 [원/kWh]	최대 제어지원금 [원/kWh]
Case 1	2,371	3,700
Case 2	2,362	4,802
Case 3	2,354	5,966



(a) Case 1



(b) Case 2



(c) Case 3

그림 4 제어전력량 수렴특성곡선
Fig. 4 Convergence curves of the reduced energy

산정된 제어지원금을 기반으로 각 사례별로 경제성 평가, 즉 순현재가치(NPV)와 편익/비용 비율(BCR)을 계산하면 표 4와 같다.

표 4 사례별 순현재가치와 편익/비용 비율
Table 4 Results of NPV and BCR for each case

Cases	Tests	최소 제어지원금		최대 제어지원금	
		NPV [백만원]	BCR	NPV [백만원]	BCR
Case 1	P	0	1.000	14,564	1.532
	RIM	14,564	1.516	0	1.000
	UC	15,660	1.577	1,095	1.026
Case 2	TRC	14,564	1.516	14,564	1.516
	P	0	1.000	31,167	1.976
	RIM	31,167	1.951	0	1.000
Case 3	UC	32,445	2.030	1,277	1.020
	TRC	31,167	1.951	31,167	1.951
	P	0	1.000	49,766	2.445
Case 3	RIM	49,766	2.410	0	1.000
	UC	51,144	2.508	1,378	1.016
	TRC	49,766	2.410	49,766	2.410

표 3과 4에서 보는 바와 같이 본 논문에서 제안한 방법론을 사용하여 각 사례별로 캘리포니아 표준테스트를 모두 만족하는 제어지원금의 수준을 찾을 수 있다. 이는 기존의 시나리오 방법이 아닌 발전기의 2-상태 및 3-상태 모델을 적용하여 확률적인 관점에서 접근한 새로운 기법이다. 따라서 본 논문에서 제안한 방법론은 기존의 시나리오 접근법이 가지는 모든 경우의 수를 고려하지 못하는 약점을 극복할 수 있다.

4. 결론

본 논문에서는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 직접부하 제어의 제어지원금을 산정하였다. 또한 분산감소 기법을 적용하여 시뮬레이션의 계산시간을 감소시키고 정확성을 향상시켰다. 기존의 직접부하제어 프로그램의 경제성 분석을 위한 연구는 차단용량, 차단시간 등의 불확실성으로 인해 시나리오 기법을 사용하였다. 따라서 본 논문에서는 직접부하제어 자원의 제어전력량을 몬테카를로 시뮬레이션을 사용하여 확률적으로 추정하고 이를 기반으로 제어지원금을 산정하였다.

전력 수요의 지속적 증가와 발전자원의 확보의 어려움으로 인해 전력수급의 불안정과 가격상승이 우려되는 상황에서 직접부하제어 자원은 가장 효과적인 대안으로 전망된다. 따라서 직접부하제어 프로그램에 참여를 유도하고 활성화하기 위한 적절한 인센티브 수준을 산정하는 것은 매우 중요하다. 이에 본 논문에서 제안한 적정 제어지원금 산정기법은 인센티브 수준을 결정하는데 합리적인 방향을 제시할 것으로 기대된다.

그러나 본 연구는 직접부하제어 프로그램의 긴급제어만으로 국한된 한계가 있으므로, 향후에는 전일예고제어 및 당일예고제어까지 고려할 수 있는 연구가 필요하다.

감사의 글

이 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라 구축지원 사업으로 수행된 논문입니다.

[참고 문헌]

- [1] 에너지관리공단, "수요관리기법 조사연구," 2000. 12
- [2] 에너지관리공단, "직접부하제어 사업 활성화를 위한 적정지원금 산정방안 연구," 2002. 1
- [3] 에너지관리공단, "직접부하제어 사업 안내," 2003
- [4] G. S. Fiske, E. T. K. Law and D. Q. Secto, "The Economic Analysis of Load Management: The Case of Cycling Residential Air Conditioners," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 12, pp. 4725-4732, December 1981
- [5] Sushil K. Nelson, Benjamin F. Hobbs, "Screening Demand-Side Management Programs with a Value-Based Test," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, pp. 1031-1043, August 1992
- [6] 박종배 외, "캘리포니아 테스트에 기초한 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 산정," *한국에너지공학회지*, 제11권 제4호, pp. 342-349, 2002
- [7] 정윤원, 박종배, 신중린, "몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 직접부하제어의 적정 제어지원금 산정기법 개발," *전기학회논문지*, 53A 2, pp. 121-128, 2004. 2

- [8] R. Y. Rubinstein, *Simulation and the Monte Carlo Method*, Wiley, 1981
- [9] IEEE Committee Report, "The IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979
- [10] R. Billinton, W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Plenum Press, New York, 1994
- [11] M. R. Bhuiyan, R. N. Allan, "Modelling multistate problems in sequential simulation of power system reliability studies," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 142, No. 4, July 1995
- [12] A. M. Law, W. D. Kelton, *Simulation Modeling and Analysis*, McGraw Hill, 2000
- [13] California Public Utilities Commission, California Energy Commission, "Economic Analysis of Demand-Side Management Programs: Standard Practice Manual," December 1987