

운전회피비용 계산을 이용한 효율향상 프로그램의 비용효과 분석

김희철* · 이기송** · 박종배** · 신종린** · 신점구***

*에너지관리공단 기반사업처, **건국대학교 전기공학과, ***PulSoft

Cost-Effectiveness Evaluation of Energy Conservation Programs Using Avoided Operating Cost Calculation

Hoi-Cheol Kim*, Ki-Song Lee**, Jong-Bae Park**, Joong-Rin Shin** and Jum-Gu Shin***

*Dept. of Infrastructure Management Korea Energy Management CO.

Dept. of Electrical Eng. KonKuk University, *PulSoft

요 약

본 논문은 효율향상 프로그램의 비용효과 분석을 위한 대리발전기법과 수요감소기법이 조합된 발전운전 회피비용 계산 방법론을 제안하였다. 수용가 전력사용행태에 따른 효율향상 수요관리 자원의 가동지수를 도입하여 보급된 고효율기기의 시간별 운전용량을 계산하는 데 활용하였다. 또한, 기준수요에서 최대수요 시간의 운전용량을 그 시간에 기여하는 최대수요 절감량으로 계산하였으며, 발전운전 회피비용을 이용한 효율향상 수요관리 자원의 영향을 평가하였다. 수요관리 전후의 효과분석을 위한 사례연구 모델로 IEEE-RTS를 활용하였으며, 수요관리 효과로 인한 각 발전기의 발전량, 발전비용 및 계통한계비용(SMP)의 변화 등을 분석하였다. 본 방법은 단기 수요관리 효과를 예측하는 물론 현재 실시하고 있는 효율향상 수요관리 자원의 효과를 추정하는데 활용 가능하고, 계산결과는 수요관리자원의 효과분석을 위한 기초자료로 활용 가능하다.

Abstract — This paper proposed the calculation method of the generation operating avoided cost to cost-effectiveness evaluation of energy conservation programs that compounded the Proxy Plant Method and Load Decrement Method. This method introduced an operating index of the Energy Efficiency Demand-Side Management (EEDSM) resources based on the end-user's behaviors on the electricity power usage. The operation index is applied to calculate the hourly operating capacity of diffused high-efficiency appliances. And the operating capacity on the peak load hours for reference load is computed through the reduction of the peak load that contributes to that hour. Also, the proposed method evaluated the effect of EEDSM resources. The IEEE-RTS is adopted as a sample system to analyze impacts of an EEDSM. This paper, we have analyzed the effect of EEDSM upon the changes in the generation of generator, generation cost and the system marginal price (SMP). This method can be used to evaluate the impact of the diffused DSM resource and to estimate the impact in short-term EEDSM program. Further, result of the calculation can be utilized to publish for effect analysis of EEDSM resources.

1. 개 요

경제성장과 더불어 청정의 고급 에너지원인 전력에 대한 수요는 급격히 늘어나고 있는 반면, 이러한 수요를 공급하기 위한 전통적인 발전자원의 건설은 입지 확보의 어려움, 대규모 설비투자비의 소요, 환경문제의 대두 등에 의하여 현재 많은 어려움을 겪고 있는 것이 사실

이다. 따라서, 사회적 비용을 최소화하도록 전력을 공급하기 위해서는 공급측 자원과 더불어 수요측 자원의 적극적 고려가 사회적으로 더욱 강조되고 있고, 우리나라도 1980년 이래 수요관리를 적극적으로 추진하여 왔다. 국가 전체적인 에너지 이용 효율향상, 에너지 사용 절약을 통한 전원설비 투자규모 축소와 전력 공급비용을 절감하기 위한 전력수요관리 프로그램은 1980년 중반부

터 추진되고 있지만, 주로 요금제도에 기초한 간접적 부하관리사업에 집중되어왔다. 이러한 한계점을 극복하고 에너지공급사의 적극적인 수요관리 추진을 도모하기 위하여 정부는 1995년에 에너지 이용합리화법을 제정하여 에너지 공급사로 하여금 의무적으로 수요관리를 추진하게 하였다. 그러나, 전력회사의 판매수익금의 일부로 수요관리가 추진되므로 전력회사는 공급의무 및 단기적 투자비 절감을 위하여 효율향상 프로그램보다는 부하관리의 실시에 보다 많은 관심을 보여왔다. 최근 전력산업의 구조개편을 기점으로 전력회사 중심으로 추진하여 온 수요관리가 정부주도로 실시하게 되어 효율향상 수요관리에 보다 많은 관심을 갖게 되었다. 그러나 새로운 수요관리 프로그램의 도입 및 진행되고 있는 수요관리 프로그램의 평가를 위해서는 정확한 성과계량 및 비용효과 분석의 문제가 따르게 된다. 이러한 성과계량 및 비용효과 분석을 위해서는 필연적으로 측정 및 평가과정이 필요하지만 미터링에 기초한 실적 데이터베이스 구축, 각 프로그램별 성과계량 표준화 방법론 및 계산 프로그램/도구 개발이 미흡하여 합리적이고 체계적인 성과계량 및 비용효과 분석이 이루어지지 않고 있다. 또한 기존의 성과계량 방법은 통계적 평가 방법으로 통계적 비교 방법(Statistical Comparison Method), 단순 비교 방법(Simple Comparison Method), 조건부 수요모형(CDM : Conditional Demand Model)¹¹ 및 통계적 공학 예측기법(SAE : Statistical Adjusted Engineering)¹² 방법이 있으며, 엔지니어링 평가 방법으로는 엔지니어링 알고리즘(Engineering Algorithm)과 엔지니어링 시뮬레이션(Engineering Simulation) 방법 등이 있다^{13,14}. 이와 함께 특정 수요관리 자원의 비용효과를 분석하기 위해서는 자원의 회피비용(편익) 계산이 따라야하고 회피비용을 계산할 때 가장 많이 사용하는 방법으로 대리발전기법과 수요감소기법이 제안되었다¹⁵. 그러나 제안된 방법은 각 수요관리자원의 특성과 일치하는 발전기를 선정하는 문제와 각 수요관리 자원이 부하곡선에 미치는 영향을 정확하게 분석해야 하는 어려움이 있다. 따라서 본 논문은 장기전력 수요예측 및 요금제도 개선을 위해 매년 지속되고 있는 수용가의 전력사용행태 분석결과¹³를 이용한 엔지니어링 알고리즘(Engineering Algorithm)을 제안하였으며, 비용효과 분석을 위하여 필요한 편익요소인 회피비용 가운데 발전설비 운전회피비용을 정확하게 산정할 수 있는 방법론을 제안하였다^{17,18}. IEEE-RTS는 본 논문에서 사례연구를 위해 활용하였다¹⁹. 제안된 방법은 진행중인 수요관리 프로그램의 보다 정밀한 성과계량 및 비용효과 분석을 통해 새로이 도입되는 프로그램에 적용가능하며 경제성 평가에도 도움을 줄 수 있다. 또한 발전운전 회피비용은 민간전력의 도입타당성 검토 및 구

입전력요금 결정, 송배전설비의 투자계획 수립을 위한 경제성 평가 등에 적용이 가능할 것으로 기대된다.

2. 수요관리자원의 성과계량

수요관리성과계량은 실시하는 시기에 따라 사전(ex-ante)과 사후(ex-post)로 나누어질 수 있으며, 적용하는 방법론에 따라 아래와 같은 두 가지 접근법으로 구분된다¹².

$$\text{순변동} = \text{총변동} - \text{자연변동} \quad (1)$$

식 (1)은 일반계량이나 별도의 측정기기로부터 측정된 총변동을 회계학적인 항등관계에 바탕을 두고 분석하는 방법론이다. 여기서 총변동의 추정은 프로그램 실시 전·후의 시계열적인 디자인을 전제로 한다.

$$\text{순변동} \equiv \text{총효과} \times \text{순변동비율} \quad (2)$$

식 (2)는 공학적 기법이 기본이 되는 개념구조로 먼저 외생적인 자료로부터 총효과를 구하고, 다시 여기에서 순변동 비율을 적용하여 순효과를 구하는 다소 우회적인 접근방법이다. 이러한 공학적 알고리즘은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\text{프로그램 총효과} = \sum I_m \times U_{p,m} \quad (3)$$

여기서, $I_m = m$ 프로그램의 단위효과(Unit Impact), $U_{p,m} = m$ 프로그램에 참여한 수용가 수(Participant).

본 논문의 효율향상 수요관리 자원은 수용가의 전력 사용행태를 전체적으로 하향시키는 역할을 하고 효율향상 수요관리 자원 중 조명기기인 경우 수용가의 부하곡선과 유사한 사용행태를 갖는 것으로 추정된다. 또한, 조명기기 이외의 다른 수요관리 자원의 운전특성은 현장 측정 또는 설문조사를 통하여 사용행태를 도출하여 반영할 수 있을 것으로 사료된다. 따라서 제안하는 효율향상 수요관리 자원의 가동지수(operating index)는 수용가 전력사용행태를 분석할 수 있는 부하곡선 분석시스템¹⁴을 기초로 하여 계산하였다. 가동지수는 각 수요관리 자원이 보급대상으로 하는 수용가그룹(Industrial Classification)의 전력사용행태와 보급대상 수용가그룹에서 수요관리 자원의 운전특성이 반영된 식 (4)을 이용하여 계산할 수 있다.

$$f_{n,t} = \frac{\beta_{n,t} L_{i,t}}{\text{Max } L_{i,t}} \quad (4)$$

여기서, $f_{n,t} = l$ 수용가 그룹 i 수요관리 자원의 t 시간 가동지수, $\beta_{n,t} = l$ 수용가그룹 i 수요관리 자원의 t 시간 부하특성 지수, $L_{i,t} = l$ 수용가 그룹 t 시간부하(kW), $l =$

수용가 그룹, T = 전 고찰시간.

본 논문에서 가동지수의 최대값을 고려기간에 보급된 수요관리 자원의 최대용량으로 가정하였다. 따라서 가동지수는 t 시간에 보급된 수요관리 자원이 가동되는 용량지수를 의미한다. t 시간에 보급된 수요관리 자원으로부터 얻을 수 있는 절감전력(kW, kWh)은 식 (5), (6)과 같이 계산된다.

$$S_{r,t} = f_{h,t} \times DC_{r,T} \times (P_{r,ADSM} - P_{r,PDSM}) \quad (5)$$

$$E_{r,t} = \sum_{t=1}^T S_{r,t} \quad (6)$$

여기서, $S_{r,t} = r$ 수요관리 자원의 절감전력(kW), $E_{r,t} = r$ 수요관리 자원의 절감량(kWh), $DC_{r,T} = T$ 기간에 r 수요관리 자원의 보급대수, $P_r = r$ 수요관리 자원에 대한 수요관리 실시 전(ADSM) 후(PDSM)의 소비전력(kW).

위의 식에서 r 은 수요관리 실시 전·후를 대표적인 수용가 및 시간대를 대상으로 측정된 값을 기준으로 계산한 해당 평균 소비전력이다. 식 (5)에서 계통 최대부하 시간 t_p 라 가정하면, 계통 최대수요시 r 수요관리 자원의 최대수요 절감량(kW)을 식 (7)로 부터 계산할 수 있다.

$$S_{r,t_p} = f_{c,t}(L_{t_p}) \times DC_{r,T} \times (P_{r,ADSM} - P_{r,PDSM}) \quad (7)$$

여기서, t_p = 계통 피크시간.

3. 수요관리자원의 비용효과분석

특정 수요관리 자원의 비용효과를 분석하기 위해서는 그 자원의 회피비용을 계산하는 것이 우선되어야 한다. 특정 자원의 회피비용을 계산하는 방법론에는 수많은 방법론이 제안되어 왔다. 회피비용 구성요소 가운데 가장 핵심이 되며 비중이 큰 부분이 회피 발전비용이다. 이러한 회피 발전비용을 계산하는 방법으로는 대리발전기법과 수요감소기법이 주로 사용되고 있다.⁶⁾¹²⁾¹³⁾¹⁵⁾ 그러나 대리발전기법은 특정 수요관리 프로그램과 가장 유사한 특성을 갖는 공급측 자원(발전기)을 기준으로 하여 회피발전비용을 계산하는 방법이다. 따라서 가장 유사한 특성을 갖는 공급측 자원선정에 있어 공급측 자원과 수요측 자원에 대한 면밀한 검토가 이루어져야 한다. 또한 수요감소기법은 수요관리 자원의 편익을 가장 정확하게 계산한다고 인식되어 있는 방법론이지만 각 수요관리 자원이 부하곡선에 미치는 영향을 정확하게 분석하기 위한 상당한 양의 데이터와 경험이 필요한 방법이다. 본 논문은 대리발전기법과 수요감소기법을 조합한 발전운전 회피비용계산 방법론을 제안한다. 제안된 방법은 수요관리자원의 실시후의 평가방법으로 활용 가능하며

향후 수요관리자원의 효과추정이 가능하다. 앞에서 제시한 성과계량의 방법으로 계산된 수요관리 효과에 대한 비용효과를 계산하기 위해서는 수요관리 실시전의 기준수요와($P_{Ref,t}$) 수요관리 실시후의 시현수요($P_{D,t}$)를 설정하여 수요관리 실시전·후의 각각에 대하여 발전운전비용을 계산해야 한다. 따라서 발전운전 회피비용 계산을 위한 기준수요를 식 (8)과 같이 절감량($S_{r,t}$)과 실제 수요관리 실시후에 나타난 시현수요의 합으로 정의하였다.

$$P_{Ref,t} = S_{r,t} + P_{D,t} \quad (8)$$

여기서, $P_{Ref,t}$ = 수요관리 자원의 효과를 고려하지 않은 기준수요, $P_{D,t}$ = 수요관리 자원의 효과가 고려된 시현수요.

기준수요를 만족하기 위한 수급조건은 기동될 발전기들의 합이 수요를 만족하도록 아래와 같이 정의한다.

$$\sum_{j=1}^N P_{j,t} = P_{Ref,t} + R_t \quad (9)$$

여기서, $P_{j,t}$ = t 시간 j 발전기의 출력, R_t = t 시간의 운전예비력, N = 발전기 전체 대수.

전력계통에서 발전기의 기동정지와 발전력의 경제배분계획은 고찰기간 T를 통하여 주어진 제약조건들은 만족시키면서 발전비용을 최소화하는 문제로 요약된다. 따라서 식 (9)의 수급조건을 만족하고, 각 발전기의 특성 및 운전제약 식 (11)~(14)를 충족하는 식 (10)의 최적해가 계산되어야 한다.

$$\text{Min OC} = \text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \{F(P_{j,t}) + SCOST_{j,t}\} \quad (10)$$

여기서, OC = 고찰기간 동안의 전체 운전비용, $F(P_{j,t}) = j$ 발전기의 입출력함수, $SCOST_j = j$ 발전기의 기동정지비용.

식 (11)은 각 발전기의 입출력 함수이며, 식 (12)~(14)는 각 발전기의 제약조건 식이다.

$$F(P_{j,t}) = a_j(P_{j,t})^2 + b_j P_{j,t} + c_j \quad (11)$$

여기서, $a_j, b_j, c_j = j$ 발전기의 입출력 계수.

1) 각 발전기의 최소출력, 최대출력 제약

$$P_{\min,j} \leq P_{j,t} \leq P_{\max,j} \quad (12)$$

여기서, $P_{\min,j}, P_{\max,j} = j$ 발전기의 출력 상한과 하한(MW).

2) 각 발전기의 최소 기동정지 시간 제약

$$T_j^{up} \geq T_j^{up \min}, T_j^{down} \geq T_j^{down \min} \quad (13)$$

여기서, $T_j^{up \min}, T_j^{down \min} = j$ 발전기의 최소 기동정지 시간(hours).

3) 각 발전기의 출력 증감발출 제약

$$P_j(t-1) - \Delta P_j^{\max} \leq P_j(t) \leq P_j(t-1) + \Delta P_j^{\max} \quad (14)$$

여기서, $\Delta P_j^{\max} = t$ 시간 내에서 단위 시간당 발전출력 증감발출(MW/h).

수급조건 및 제약조건을 만족하고 발전 운전비를 최소화한 결과 수요관리 전후의 부하곡선으로부터 계산된 각 발전기의 회피전력($S_{j,t}$)은 식 (15)와 같다.

$$S_{j,t} = \Delta P_{j,t} = P_{j,t}^{\text{Ref}} - P_{j,t}^{\text{D}} \quad (15)$$

여기서, $S_{j,t} = t$ 시간의 j 발전기의 회피전력, $P_{j,t}^{\text{Ref}}$, $P_{j,t}^{\text{D}}$ = 각각 기준수요와 시현수요에서 t 시간 j 발전기의 발전전력.

식 (15)는 수요관리를 수행하기 전의 기준수요에 대한 각 발전기의 발전전력과 수행후의 시현수요에 대한 각 발전기의 발전전력의 차이이다. 그리고 고찰기간의 각 수요에 대한 전체 발전운전비용(OC)은 식 (16)과 같다.

$$OC = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \{F(P_{j,t}) + SCOST_{j,t}\} \quad (16)$$

각 시간에 각 발전기가 t 시간에 수요관리 자원에 의해 회피되는 발전출력으로 회피되는 발전운전비용은 각 발전기의 입출력 함수에 의해 식 (17)과 같이 계산된다.

$$\begin{aligned} \Delta F_{j,t} &= F(P_{j,t}) - F(P_{j,t} - S_{j,t}) \\ &= a_j \{2P_{j,t} \cdot S_{j,t} - (S_{j,t})^2\} + b_j S_{j,t} \end{aligned} \quad (17)$$

또한 수요관리 효과로 계통한계가격(SMP : System Marginal Price)이 변화게 되며 변화된 계통한계가격을 계산하기 위해서는 먼저 잠정발전단가($GP_{j,t}$)를 식 (18)과 같이 계산해야 하고^[14], 각 발전기의 증분가격 계수는 각 발전기의 입출력계수에 연료비 단가를 곱하여 계산한다.

$$GP_{j,t} = (2ca_j \cdot P_{j,t} + cb_j) + NLP_j \quad (18)$$

여기서, ca_j , $cb_j = j$ 발전기의 증분가격 계수, $NLP_j =$ 무부하 가격.

식 (18)으로 계산된 발전기별 평균증분비용은 여러 가격결정 제약조건을 고려하여 계통한계가격을 주도하는 가격결정 발전기를 선정하게 되며, 선정된 발전기들의 평균증분비용 중에서 가장 비싼 발전기의 평균증분비용을 각 시간의 계통한계가격으로 결정하게 된다.

$$SMP_t = \text{Max}(GP_{j,t}) \quad (19)$$

여기서, $SMP_t =$ 수요관리 후 t 시간의 계통한계가격. 수요관리 전후에 대하여 위의 계통한계가격을 계산하여 비교함으로써 수요관리전후의 계통한계가격의 변화를 분석할 수 있다.

Table 1. Generating unit and fuel costs data of the IEEE-RTS.

No	Min. output (MW)	Max. output (MW)	Fuel cost (\$/Mbtu)	Running cost parameter			SCOST _{j,t} (\$) (\$)
				a _j	b _j	c _j	
OIL 1-5	2.40	12.0	2.3	0.0253	25.547	24.39	0
OIL 6-9	4.00	20.0	3.0	0.0156	37.964	118.91	30
COAL 10-13	15.20	76.0	1.2	0.0096	13.507	81.83	80
OIL 14-19	25.00	100.0	2.3	0.0062	18.000	217.90	100
COAL 20-23	54.25	155.0	1.2	0.0048	10.737	142.74	200
OIL 24-29	68.95	197.0	2.3	0.0026	23.000	259.13	300
COAL 30	140.0	350.0	1.2	0.0015	10.842	176.06	500
NP 31-32	100.0	400.0	0.6	0.0019	7.4921	310.00	800

Table 2. Generating unit operating data of the IEEE-RTS.

No	Min. up time (hours)	Min. down time (hours)	Ramp up rate (MW/hr)	Ramp down rate (MW/hr)
OIL 1-5	1	-1	12.0	12.0
OIL 6-9	1	-1	20.0	20.0
COAL 10-13	3	-2	38.0	38.0
OIL 14-19	4	-2	50.0	50.0
COAL 20-23	4	-2	50.0	50.0
OIL 24-29	5	-4	98.5	98.5
COAL 30	8	-5	175.0	175.0
NP 31-32	8	-5	200.0	200.0

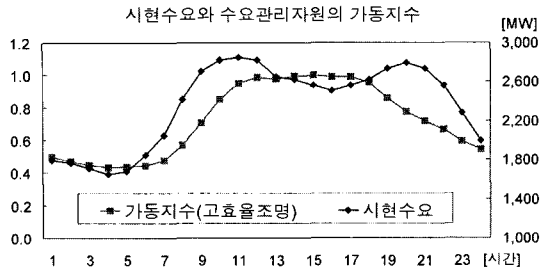


Fig. 1. System load curve and operating index of DSM resource (High-Efficiency FL).

4. 사례연구

본 논문에서는 IEEE-Reliability Test System(IEEE-RTS)을 사례연구를 위해 활용하였다⁷⁾¹⁰⁾. IEEE-RTS는 합리적인 대규모 시스템을 표현하는 연구에서 광범위하게 사용된다. IEEE-RTS는 32대의 발전기를 가지며 발전범위는 12 MW부터 400 MW까지이다. 전체 설비용량은 3,996 MW로 모두 화력발전기이며 연소연료가 4가지 종류로 구성되어 있다.

Table 1은 각 발전기의 최소, 최대 출력, 발전기의 입

출력계수, 연료비 및 기동정지 비용을 나타내었다. 용량과 형식이 같은 발전기는 최대, 최소출력, 연료비 및 기동정지 비용이 같으며 제시하지 않은 입출력 계수는 참고문헌¹⁰⁾과 같다.

Table 2는 각 발전기의 운전 데이터로서 Table 1과 같이 용량과 형식이 같은 발전기는 동일한 운전특성을 갖는 것으로 제시되어 있어 용량별로 1대씩만 표에 나타내었다. Fig. 1은 사례연구를 위하여 설정한 1일 24시간 기준수요로 최대 2,850 MW, 최소 1,653 MW 및 평균 2,366 MW이다. 또한, 운전예비력은 전체부하의 5%를 고려하였다.

본 연구에서는 효율향상 수요관리 프로그램인 고효율 조명기기가 상업용 수용가에 보급된 것으로 가정하여 사례연구를 수행하였다. 또한, 상업용의 조명기기 사용행태가 상업용의 전체 전력사용행태와 유사함을 이용하여 고효율 조명기기의 가동지수를 작성하였고¹¹⁾, 이를 RTS의 기준수요에 적용하였다. 상업용의 조명기기 사용행태는 Fig. 1과 같으며 보급된 고효율 조명기기 용량은 700 천대, 대당 절감량은 16 W¹²⁾로서 전체 절감량은 11.2 MW로 설정하였다. 보급된 용량은 Fig. 1에 나타난 가동지수의 형태로 각 시간에 기여하게 된다. 기준수요에서 최

Table 3. Unit commitment schedule.

발전 형식	COAL				OIL					COAL×4		OIL		COAL	NP×2
	76	76	76	76	100	100	100	100	100	100	155	197	197	350	400
1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
2	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
6	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
7	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1
8	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1
24	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1

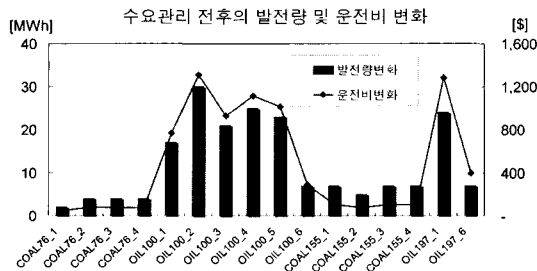


Fig. 2. Difference of generating production and operating cost before and after DSM.

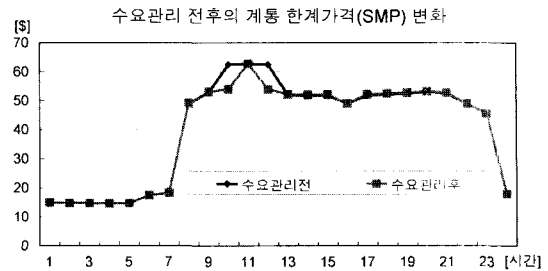


Fig. 3. Comparison of SMP before and after DSM.

대수요가 발생하는 시점에서 고효율 조명기기가 기여하는 최대 수요절감량은 식 (7)에 의해 가동지수(0.95)에 따라 10.67 MW로 나타났다. Fig. 1에 제시한 각 시간의 기준수요를 만족하는 발전기들의 일간 기동정지계획 결과는 Table 3과 같다.

기동정지계획 및 경제배분은 전력시장 운영규칙에 따라 전일 19시부터 다음날 4시까지 총 34시간에 대하여 실시하였다. 기동정지계획 결과는 사례계통의 32대 발전기 중 기동정지계획에 참여한 발전기와 당일 24시간만을 나타낸 것으로 수요관리 효과로 인한 기동정지계획의 변화는 없었다. 그러나 수요관리 효과가 크면 기동정지계획의 변화 또한 발생할 것으로 판단된다. Table 3에서 알 수 있듯이 첨두부하를 감당하는 발전기는 연료비가 높은 유전소 발전기(OIL)가 담당하고 있으며, 기저부하는 연료비가 낮은 원자력 발전기(NP), 중간부하는 석탄 발전기(COAL)가 담당하고 있음을 알 수 있다. 수요관리 전후의 기동정지계획의 변화는 없었으나, 기준수요의 변화로 발전량과 운전비 변화는 발생하며 이를 Fig. 2에 나타내었다.

발전량의 변화는 첨두부하를 담당하고 있는 유전소 발전기의 발전량 변화가 가장 크게 나타났으며, OIL100_2의 발전량의 변화는 수요관리전 대비 3.8% 감소한 767 MWh/Day로 30 MWh/Day 회피 전력량을 나타내었다. 운전비 변화 또한 이와 동일하게 발전량의 변화가 가장 큰 발전기에서 기동비용을 제외한 연료비가 2,860\$로 수요관리전보다 3.1% 감소하였으며, 1,312\$/Day의 비용회피 효과가 나타났다. 그러나, 기동정지의 변화가 없는 이유로 기동정지 비용의 변화는 존재하지 않았다. 수요관리 후에 비용효과를 종합하면, 회피 발전량은 194 MWh/Day로 수요관리전 대비 0.34% 감소한 5,580 MWh/Day로 나타났다고 회피 운전비용은 7,750\$/Day로 수요관리전 대비 0.8% 감소한 1,003천\$/Day로 나타났다. 수요관리 효과는 발전량 변화, 발전비용 변화 뿐 만 아니라 전력거래에 있어 입찰가격의 기본이 되는 계통한계비용(SMP :

System Marginal Price)을 변화시키게 되며, 이러한 변화를 Fig. 3에 나타내었다.

계통한계비용의 변화는 가격결정 발전기가 변화하는 10시와 12시에 발생하였다. 이는 계통한계비용을 주도하

	시간	수요관리전		수요관리후
가격결정 발전기 변화	10	OIL197_6	->	OIL100_2
	12	OIL197_6	->	OIL100_2
SMP 변화	10	62.50	->	53.95
	12	62.50	->	53.90

는 가격결정 발전기가 수요관리 효과로 다른 발전기로 대체된 것이며, 사례결과 중 10시와 12시의 변화를 보면 아래와 같다. 또한 다른 시간대의 가격결정 발전기의 변화는 없는 것으로 나타났다.

계통한계비용을 주도하는 가격결정 발전기가 변경되는 10시와 12시의 계통한계비용의 변화량은 10시에 8.55\$, 12시에 8.60\$ 낮아진 것으로 나타났다.

5. 결론 및 향후 연구과제

본 논문은 효율향상 수요관리자원이 수용가의 전력사용행태를 전체적으로 하향시키는 역할을 하므로 조명기 기인 경우 수용가의 부하곡선과 동일한 사용행태를 갖는다고 가정하고 효율향상 수요관리자원의 가동지수를 수용가 전력사용행태를 기초로 하여 계산하였다. 이를 보급된 고효율 조명기기의 시간별 운전용량을 계산하는 데 활용하였으며 기준수요에서 최대수요 발생시간의 운전용량을 기준수요 최대수요 시간에 기여하는 최대수요 절감량으로 산정하였다. 수요관리 전후의 효과분석을 위하여 IEEE-RTS를 이용하였으며, 수요관리 효과로 각 발

전기의 발전량의 변화, 발전운전비용 변화 그리고 계통 한계비용 변화 등을 분석하였다. 사례연구를 통한 수요 관리 효과로 회피 발전량은 194 MWh로 수요관리전 대비 0.34% 감소한 5,580 MWh/Day로 나타났고 회피 운전비용은 7,750\$/Day로 수요관리전 대비 0.8% 감소한 1,003천\$/Day로 나타났다. 또한 계통한계비용 변화는 가격결정 발전기가 변화는 10시와 12시에 각각 8.55\$, 8.60\$ 낮아진 것으로 나타났다. 본 논문은 수요관리자원의 효과분석을 위한 자료로 활용가능하며 단기의 수요 관리 효과를 예측함을 물론 현재 실시하고 있는 수요관리자원의 효과를 분석하는데 활용 가능하다. 또한 운전회피비용은 민간전력의 도입타당성 검토 및 구입전력요금 결정, 송배전설비의 투자계획 수립을 위한 경제성 평가 등에 적용이 가능할 것으로 기대된다. 향후 연구내용으로는 효율향상 수요관리자원의 운전형태를 보다 상세하게 파악하여 보다 신뢰성 있는 가동지수를 산정하는 것과 수요관리자원의 시장보급량을 정확하게 예측할 수 있는 예측모형을 개발하여 보다 효과적인 수요관리자원의 효과분석에 활용하고자 한다.

참고문헌

1. Benson Bronfman and George Fitzpatrick, *et al.*: "Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs", Oak Ridge National Laboratory, ORNL/CON-336, December (1991).
2. Bruce Mast and Patrice Ignelzi: "Two-Level Regression Impact Analysis to Estimate Savings from 1993 Commercial Lighting Rebates", Pacific Consulting Services, September (1995).
3. M.W. Gustafson, J.S. Baylor and Gary Epstein: "Estimating Air Conditioning Load Control Effectiveness using an Engineering Model", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August (1993).
4. Richard Ridege, Kirtida Parikh and Dan Viloette: "An Evaluation of Statistical and Engineering Models for Estimating Gross Energy Impacts", Pacific Consulting Services, June (1994).
5. Livik, K. Feilberg, N. and Foosnaes, J.A.: "Estima-

tion of annual coincident peak demand and load curves based on statistical analysis and typical load data", Electricity Distribution, 1993. CIRED. 12th Int Conference on, 6.20/1-6.20/6 Vol. 6, Birmingham, UK. (1993).

6. R.E.B urns, W. Pollard, T. Pryor and L.M. Pike: "The Appropriateness and Feasibility of Various Methods of Calculating Avoided Costs", A Report, National Regulatory Research Institute, Ohio, June (1982).
7. R. Gupta, N. Chowdhury, R. Billinton and L. Goel: "Evaluation of Avoided Operating Cost Utilizing A Probabilistic Technique", Energy Management and Power Delivery, 1998 Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on. 73-78 Vol. 1 3-5 March 1998. Singapore (1998).
8. R. Gupta, N. Chowdhury R. Billinton and L. Goel: "Evaluation of Avoided Operating cost considering Transmission Losses", Power Industry Computer Applications, 2001. Innovative Computing for Power-Electric Energy Meets the Mark Power Engineering Society International Conference on. 355-361, 20-24 May 2001, Sydney, NSW, Australia (2001).
9. "A report prepared by the Reliability Test System Task System Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 98, Nov./Dec., 2047-2054 (1979).
10. M. Shahidepour and M. Marwali: "Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems", Kluwer Academic Pub., 211-216 (2000).
11. 한국전력거래소: 전력시장운용규칙 (2001.3.30).
12. 에너지관리공단: DSM 프로그램별 M&V 및 경제성 평가, 최종보고서 (2000.12).
13. 한국전력공사 전력경제처: DSM 프로그램별 효과측정 및 평가, 최종보고서 (1996.6).
14. 한국전력공사 수요관리실: 2000년 부하곡선을 이용한 전력사용행태 분석 (2001.8).
15. 산업자원부: DSM 잠재량 평가와 모니터링을 위한 기법개발 및 활용방안 연구에 관한 최종보고서 (1998.10).