

캘리포니아 테스트에 기초한 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 산정

박종배* · 김민수* · 신종린* · 전영환**

*건국대학교 전기공학과, **홍익대학교 전자/전기공학과

Determination of Incentive Level of Direct Load Control Program Based on California Test

Jong-Bae Park*, Min-Soo Kim*, Joong-Rin Shin* and Yeong-Han Chun**

*Dept. of Electrical Eng. Konkuk University, **Hongik University

요 약

본 논문은 캘리포니아 테스트를 이용하여 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 수준 결정 방법을 제시한다. 대부분의 수요관리 프로그램의 경우 연간 혹은 수요관리 프로그램의 수명기간 동안 모든 고려 변수들이 상수로 주어지지만, 직접부하제어의 경우 연간 직접부하제어의 실행 회수 및 각 직접부하제어 실행 시간에 대하여 종속적인 값이 되기 때문에, 이러한 문제를 극복하고 직접부하제어의 경제성 평가에 효과적으로 적용하기 위해서 캘리포니아 테스트 방법론을 새롭게 정식화한다. 이 정식화를 사용하여 다양한 시나리오에 대한 사례연구를 수행하며, 현행 직접부하제어 프로그램의 인센티브 수준을 재검토하고 경쟁적 전력시장에서 직접부하제어 프로그램이 활성화될 수 있는 방안을 제안한다.

Abstract — This paper presents the determination of incentive level of Direct Load Control (DLC) program based on California Test. In the most of the Demand-Side Management (DSM) program, the variables are given by constant value during the DSM program's life time. But, in the case of DLC, variables are dependent on the executing number and time of the DLC per year. Therefore, we formulate a newly designed California Test technique to overcome these problems and to apply effectively to the determination of incentive level of the DLC program. We perform case studies for various scenarios using a proposed formulation and review incentive level of the current DLC program. And we propose a plan to activate the DLC program in the competitive electricity market.

1. 서 론

오늘날 지속적인 경제성장과 생활 수준 향상으로 인하여 전력에 대한 수요가 급격히 증가하고 있다. 그러나, 1980년대 후반부터 발생하기 시작한 환경문제의 사회적 공론화, 전원입지 확보의 어려움, 송변전설비 건설의 어려움, 연료비 및 건설비용의 상승 등으로 인하여 전력수급문제가 주기적으로 발생하고 있으며, 따라서 이에 대응하기 위한 전략의 일환으로 수요관리를 적극적으로 추진하여 왔다. 이러한 수요관리는 단기간에 효과를 얻을 수 있고 특히 하절기 첨두 부하시의 수급불안 문제를 손쉽게 해결할 수 있기 때문에 에너지 효율향상 프로그램보다는 부하관리에 역점을 두어 추진하여왔

며, 또한 현재 시행 중인 부하관리 프로그램들은 거의 대부분 요금혜택에 기초한 간접부하관리 방식에 의존하고 있다^{[1][3]}.

그러나, 직접부하관리 프로그램이 간접부하관리 프로그램에 비하여 다양한 장점을 가지고 있다. 우선 부하관리 자원의 이용가능성이 간접부하관리에 비해 상대적으로 높으며, 기존의 간접부하관리 프로그램의 성과제한, 즉 부하관리 실시 때 따른 첨두 수요감소량을 명확하게 알 수 있으므로 전력회사가 장단기 수급계획을 수립하는데 보다 확실하게 이를 고려할 수 있다. 또한 부하차단의 주체가 전력회사가 되므로 간접부하관리 방식이 안고 있는 수용가 부하차단의 불확실성이 낮아지며, 궁극적으로 비용효과가 간접부하관리보다 큰 유용한 자원이다. 이러

한 장점에도 불구하고 도입 시기가 늦어지고 참여율이 저조한 이유는 기존의 업종별 차별 요금제도에 의하여 타 업종에 비하여 매우 낮은 전력요금단가가 적용되는 산업용 수용가들이 직접부하제어 프로그램에 참여할 인센티브가 상당히 적고, 또한 수용가들이 원칙적으로 자신의 부하가 원격으로 차단되는 것을 원하지 않으며 부하가 원격 차단될 경우에 발생하는 소비자 피해비용을 극복할 만한 인센티브가 제공되지 않기 때문이다⁽⁴⁾⁽¹⁰⁾.

따라서, 본 논문에서는 현재 시행중인 한전의 직접부하제어 프로그램의 인센티브 수준의 재검토를 수행하여 경쟁적 전력시장에서 직접부하제어 프로그램이 활성화될 수 있는 기반을 제공하고자 한다. 특정 자원의 경제성, 즉 비용효과 분석을 위해서는 다른 대안과의 단순한 비교를 하는 심사방법을 사용하거나, 사업 계획기간 중의 순 현재가치나 편익/비용 비율과 같은 경제적 지표를 활용하거나, 사회적 후생이나 소비자 잉여와 같은 경제적 효용수준이나 선호도를 반영하는 방법 등을 사용하고 있다⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾. 본 논문에서는 미국을 중심으로 광범위하게 사용하고 있는 캘리포니아 표준테스트를 사용하여 다양한 시나리오에 대한 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 수준을 결정하였다⁽¹¹⁾.

2. 캘리포니아 테스트

캘리포니아 테스트는 1970년대 후반 미국 캘리포니아 주 공익사업위원회와 에너지위원회가 발전설비 증설 및 가스공급 확대에 대한 대안으로 에너지절약과 부하관리 프로그램의 개발을 장려하기 위하여, 이들 프로그램의 비용효과를 분석할 수 있는 공식적인 평가절차나 기준을 마련하기 위해서 개발한 방법이다. 캘리포니아 테스트는 4개의 서로 다른 관점에서 수요관리 프로그램을 분석한다⁽¹¹⁾.

우선, 참여자 테스트(Participant Test : P Test)는 프로그램에 참여하는 수용가의 관점에서 수요관리 프로그램 참가에 따른 정량적인 비용과 편익을 측정하는 것이다. 전력회사 비용 테스트(Utility Cost Test : UC Test)는 수요관리 프로그램을 수행하는데 드는 전력회사의 총 비용의 변화를 측정하는 것이다. 수용가 영향도 테스트(Rate Impact Measure Test : RIM Test)는 수요관리 프로그램의 요금에 대한 영향도를 측정하는 것이다. 전력회사의 총 수입의 변화와 수요관리 프로그램을 제공함으로써 인해 전력회사에 발생하는 총 비용의 변화의 차이를 측정하는 것으로, 수요관리 프로그램으로 인한 비참여자의 관점에서 평가한다. 총자원 비용 테스트(Total Resource Cost Test : TRC Test)는 전력회사와 전체 요금 납부자의 관점에서 수요관리 프로그램의 종합적인 효

Table 1. Benefit and cost terms of california test.

	UC Test	P Test	RIM Test	TRC Test
AC	B(+)		B(+)	B(+)
UH	C(-)		C(-)	C(-)
PH		C(-)		C(-)
OC	C(-)		C(-)	C(-)
I	C(-)	B(+)	C(-)	
LR		B(+)	C(-)	

B(+): Benefit, C(-): Cost.

과로서 전체 순자원 비용을 측정하는 것으로 전력회사와 참여자로부터 발생하는 편익을 포함한 전체 편익과 전력회사와 참여자에게서 나타나는 전체 비용으로 평가한다. 이 테스트는 참여자 테스트와 비참여자 테스트의 편익과 비용의 합으로 나타낼 수 있다. 각 테스트는 다음과 같이 표현할 수 있다.

■ 참여자 테스트

$$P=I+LR-PH \tag{1}$$

■ 전력회사 비용 테스트

$$UC=AC-OC-I-UH \tag{2}$$

■ 수용가 영향도 테스트

$$RIM=AC-OC-I-UH-LR \tag{3}$$

■ 총자원 비용 테스트

$$TRC=AC-OC-(UH+PH)=RIM+P \tag{4}$$

여기서,

- I : 인센티브 및 리베이트
- LR : 참여자의 요금지불액 감소
- PH : 참여자 기기비용(기기구입 및 기타 참여비용)
- AC : 회피비용
- OC : 프로그램 관리비용
- UH : 전력회사 기기 비용

캘리포니아 테스트의 각 요소에 대한 편익 및 비용요소를 정리하면 Table 1과 같다.

3. 직접부하제어 인센티브 수준 결정을 위한 수학적 정식화

대부분의 수요관리 프로그램들의 경제성 평가는 직접부하관리와는 달리, 연간 혹은 수요관리 프로그램의 수명기간 동안 모든 고려 변수들이 상수로 주어진다. 이렇게 상수로 주어진 고려 변수들을 대상으로 적정 인센

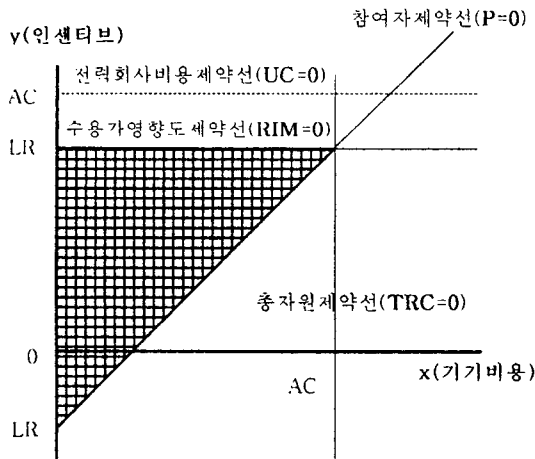


Fig. 1. General incentive level based on California test.

티브 수준은 그림 1과 같이 적절한 부등호 제약 조건을 만족시키는 범위 가운데 적절한 값으로 결정된다.

이러한 적정 인센티브 수준이 결정되는 방법론은 4가지의 테스트를 기준으로 모든 테스트에서 순편익이 0보다 크거나 같게 나타나는 범위를 도출한 것이다.

그러나, 직접부하제어의 경우 연간 직접부하제어의 실행 횟수 및 각 직접부하제어 실행 시간에 대하여 종속적인 값이 되기 때문에 새로운 정식화 과정이 필요하다.

원래, TRC 테스트는 프로그램에 참여하는 수용가와 참여하지 않는 수용가 모두에 대한 종합적 효과를 측정하는 것으로 참여(P)자 테스트와 비참여자(RIM) 테스트의 편익과 비용의 합으로 나타난다. 따라서, LR이 "0"이 되므로 TRC 테스트에 LR 성분이 없지만, 직접부하제어의 경우는 P 테스트의 LR 성분과 RIM 테스트의 LR 성분이 서로 다르므로 TRC 테스트의 성분이 추가적으로 발생한다.

직접부하제어의 각 테스트의 순편익을 "0"보다 크게 하는 인센티브 수준을 위의 변수를 이용하여 다음과 같이 제약조건으로 표현할 수 있다.

- 참여자 테스트(P Test) 제약조건

$$P=I+LR_p-PH>0 \quad (PH=0)$$

$$\therefore I>-LR_p$$

$$IF+IV'(n')>-LRE'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) + LRS'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) + LRF'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) \quad (5)$$

- 총자원비용 테스트(TRC Test) 제약 조건

$$TRC=AC-OC-(UH+PH)+(LR_p-LR_{RIM})>0$$

$$\begin{aligned} \therefore AC > UH - (LR_p - LR_{RIM}) \quad (\because OC=PH=0) \\ ACC' + AEC'(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) > UH' \\ + LRS'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) \\ + LRF'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) \end{aligned} \quad (6)$$

상기 조건을 만족할 수 없으면, 직접부하제어의 인센티브 수준과 관계없이 직접부하제어 프로그램은 경제성이 없다.

- 수용가영향도 테스트(RIM Test) 제약 조건

$$\begin{aligned} RIM=AC-OC-I-UH-LR_{RIM}>0 \\ \therefore I < AC-UH-LR_{RIM} \quad (\because OC=0) \\ IF+IV'(n') < ACC'+AEC'(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) \\ -UH'-LRE'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) \end{aligned} \quad (7)$$

- 전력회사비용(UC Test) 제약 조건

$$\begin{aligned} UC=AC-OC-I-UH>0 \\ \therefore I < AC-UH \quad (\because OC=0) \\ IF+IV'(n') < ACC'+AEC'(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i) - UH' \end{aligned} \quad (8)$$

위의 4가지 제약조건을 모두 만족시키는 인센티브 수준이 캘리포니아 테스트를 모두 통과하는 인센티브 수준이 되며, 이 결과로부터 적정 인센티브 수준의 범위를 도출할 수 있다.

4. 사례연구

4-1. 데이터 선정

직접부하제어에 대한 정확한 캘리포니아 테스트를 수행하기 위한 정보를 얻는 것이 불가능하기 때문에, 본 연구에서는 다음과 같이 변수의 값과 범위를 설정하여 사례연구를 수행하였으며, 이로부터 적정 인센티브 수준을 도출하였다.

- n' : $0 \leq n' \leq 25$ (정수)
- h'_j : $1 \leq h'_j \leq 8$ (정수)
- $\Delta PD'_j$: 수용가 [월의 부하감소량(100,000[kW] 가정)
- $ACC' = 210,366[\text{원}/\text{kW}/\text{년}]^n \times \Delta PD'_j [\text{kW}]$
- $AEC'(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_i)$
 $= 65.5[\text{원}/\text{kWh}]^2 \times \Delta PD'_j \times \sum_{j=1}^i h'_j [\text{h}]$
- $PH=0$ (직접부하제어의 경우 0)
- $OC=0$ (직접부하제어의 경우 0)
- $UH=842[\text{백만원}/\text{년}]^3$
- $IF=680[\text{원}/\text{kW}/\text{월}]^4 \times 2[\text{월}] \times \Delta PD'_j$
- $IV'(n')=1130^{0.75} \times n' \times \Delta PD'_j [\text{원}/\text{년}]$ (전일조정)
- $IV'(n')=2260^{0.75} \times n' \times \Delta PD'_j [\text{원}/\text{년}]$ (당일조정)

- $IV(n)=3390^{*7} \times n^t \times \Delta PD_j$ [원/년] (긴급조정)
- $LRE_p(n^t, h_j^t, h_{j-1}^t, \dots, h_1^t)$
 $=100[\text{원/kWh}]^{*8} \times \Delta PD_j \times \sum_{j=1}^n h_j^t$ [h]
- $LRSG_p(n^t, h_j^t, h_{j-1}^t, \dots, h_1^t)$
 $=287[\text{원/kWh}]^{*9} \times \Delta PD_j \times \sum_{j=1}^n h_j^t$ [h]
- $LRFC_p(n^t, h_j^t, h_{j-1}^t, \dots, h_1^t)$
 $=2500[\text{원/kWh}]^{*10} \times \Delta PD_j \times \sum_{j=1}^n h_j^t$ [h]

*1 210,366[원/kW/년]은 대리발전기법을 사용하여 계산한 발전설비 회피비용(118,446[원/kW/년])과 회피송변전설비비용(77,810[원/kW/년]) 및 회피배전설비비용(14,110[원/kW/년])의 합으로 계산¹²⁾¹⁴⁾.

*2 2000년 LNG 복합화력의 연료비 단가 실적의 평균값과 소내소비율 및 송배전손실율을 보정하여 회피발전에너지 비용으로 65.5[원/kWh]을 적용.

*3 설비의 연금화 비용으로 설비비용 41억원, 할인율 10% 그리고 수명기간을 7년으로 가정하여 다음 식에 의해서 842[백만원/년]을 적용.

$$\text{연금화금액} = \text{설비비용} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

이 때, i 는 할인율, n 은 수명기간

*4 680[원/kW/월]은 직접부하제어의 기본감액.

*5,*6,*7 각 계수 1130, 2260, 3390[원/회/kW]은 직접부하제어의 조정감액요금.

*8 평균요금단가로 100[원/kWh] 적용.

*9 자가발전 평균비용으로 287[원/kWh] 적용.

*10 공급지장비용으로 추정되는 최저수준인 2500[원/kWh] 적용.

4-2. 시나리오 선정 및 사례연구

사례연구는 다음 Table 2와 같이 크게 3가지로 분류하여 수행하였으며 각 시나리오별 캘리포니아 테스트 결과 및 적정 인센티브 수준의 최소값을 제시하여 적정 인센티브 수준의 범위(즉, 최소값 이상)를 나타내었다. 또한 각 시나리오에 대해서 다양한 경우를 가정하여 사례

Table 2. Classes of scenario.

Classes	Contents	Cases
Scenario 1	Main scenarios	1, 2, 3
Scenario 2	Method for the determination of incentive level	4, 5
Scenario 3	Determination of incentive level based on P test	6, 7, 8, 9, 10

Table 3. Assumptions for scenario 1 (case 1-3).

Cases	가정
Case 1	• 직접부하제어를 수행하지 않음
Case 2	• 예고형태 : 전일조정(참여자의 인센티브에 가장 불리) • 직접부하제어 실행횟수 : 연간최대 • 직접부하제어 실행시간 : 매 회별 8시간 • 참여수용가 : 부하차단을 대비하여 자가발전기 가동
Case 3	• 예고형태 : 긴급조정(참여자의 인센티브에 가장 유리) • 직접부하제어 실행횟수 : 연간최대 • 직접부하제어 실행시간 : 매 회별 8시간 • 참여수용가 : 부하차단 대처비용이 가장 높은 공급지장비용 기준

연구를 수행하였다.

본 절에서는 시나리오 1에 대해서 Table 3과 같이 세 가지 경우를 가정하여 사례연구를 수행하였다.

Table 4는 시나리오 1에 대한 사례연구 결과를 나타낸다. 표로부터 Case 1만이 모든 인센티브 제약을 만족시키는 것을 확인할 수 있다.

이상으로 대표적인 시나리오를 설정하여 캘리포니아 테스트를 수행하였으며 각 결과로부터 편익/비용(Benefit/Cost : B/C) 범위를 도출하였다. 이 결과는 다음과 같은 의미를 내포한다.

- UC Test B/C 범위 : 2.36~21.5
 - 어떠한 형태의 직접부하제어를 수행하여도 현 지원금 수준에서는 UC Test는 통과하며 그 최소값이 2.36이다. 따라서 전력회사에 상당히 매력적인 프로그램이다.
- RIM Test B/C 범위 : 1.95~21.5
 - 어떠한 형태의 직접부하제어를 수행하여도 현 지원금 수준에서는 비참여자의 요금 증가는 발생하지 않는다. 따라서 비참여자의 편익이 매우 큰 프로그램이다.
- TRC Test B/C 범위 : 0.44~25.0
 - 일부 극단적인 경우를 제외하고는 거의 대부분의 경우 직접부하제어 프로그램은 TRC Test를 통과할 가능성이 매우 높다. 따라서 사회적 차원에서 매우 매력적인 프로그램이며 역설적으로 현재의 지원금 수준이 낮다는 것을 의미하기도 한다.
- P Test B/C 범위 : $-\infty \sim +\infty$
 - P 테스트의 결과는 매우 불안정하며 대부분 P 테스트를 만족하지 못한다. 일부의 경우만을 제외하고는 P 테스트를 통과할 확률이 매우 적기 때문에 지원금의 상향 조정이 필요하다.
 위의 결과로부터 현재의 인센티브 수준이 낮아서 현 제도(연간25회, 각 회별 최대 8시간 부하제어 시행)상 기

Table 4. Results of scenario 1 (case 1-3).

구분	Cases	UC Test	P Test	RIM Test	TRC Test
회피비용	Case 1	21,037	-	21,037	21,037
	Case 2	22,347	-	22,347	22,347
	Case 3	22,347	-	22,347	22,347
전력회사 기기비용	Case 1	842	-	842	842
	Case 2	842	-	842	842
	Case 3	842	-	842	842
인센티브	Case 1	136	136	136	-
	Case 2	2,961	2,961	2,961	-
	Case 3	8,611	8,611	8,611	-
요금수입 감소액	Case 1	-	0	0	0
	Case 2	-	-3,740	2,000	5,740
	Case 3	-	-48,000	2,000	50,000
총편익	Case 1	21,037	136	21,037	21,037
	Case 2	22,347	779	22,347	22,347
	Case 3	22,347	-39,389	22,347	22,347
총비용	Case 1	978	0	978	842
	Case 2	3,803	0	5,803	6,582
	Case 3	9,453	0	11,453	50,842
순편익	Case 1	20,059	136	20,059	20,195
	Case 2	18,544	-779	16,544	15,765
	Case 3	12,894	-39,389	10,894	-28,495
B/C	Case 1	21.5	∞	21.5	25.0
	Case 2	5.88	-∞	3.85	3.40
	Case 3	2.36	-∞	1.95	0.44
인센티브 제약 만족여부	Case 1	만족	만족	만족	만족
	Case 2	만족	불만족	만족	만족
	Case 3	만족	불만족	만족	불만족
인센티브 제약 만족조건	Case 2의 경우				
	- 기본지원금을 현행 수준으로 유지할 경우 : 전일지원금 1,440[원/kW/회] 이상 증액 - 기본지원금을 2 배로 증액할 경우 : 전일지원금 1,390[원/kW/회] 이상 증액				
	Case 3의 경우				
기타	- 기본지원금을 현행 수준으로 유지할 경우 : 긴급지원금 19150[원/kW/회] 이상으로 증액 - 기본지원금 2배로 증액할 경우 : 긴급지원금 19100[원/kW/회] 이상으로 증액				
	Case 2의 경우				
	- P Test를 제외한 다른 테스트는 통과 - 이는 인센티브가 적응을 의미하므로 상향조정 필요				
Case 3의 경우					
- P Test 및 TRC 테스트 통과 못함 - 이는 인센티브가 적응을 의미하며, 공급시장의 발생으로 사회 전체적으로 손해임. 비참여자 및 전력회사의 경우는 이 경우에도 이득임. - 실제로 이러한 상황이 나타날 확률은 상당히 적음					

준으로 P 테스트를 통과하지 못한다고 할 수 있으며, 따라서 연간 제어 횟수를 하향 조정함과 동시에 기본 지원금 및 조정 지원금을 상향조정할 필요가 있다.

4.3. P 테스트 기준의 조정지원금 수준 검토

현행 제도에서 직접부하제어의 최대 횟수가 연중 25

회이기 때문에 이러한 상황이 발생할 수 있는 경우의 수는 8²⁵개다. 이러한 무수한 경우에 대한 사례연구가 불가능하며 그 의미도 없다고 할 수 있다. 따라서, 본 절에서는 최악의 시나리오를 고려하여 사례연구를 수행하였다.

선행 사례연구로부터 P 테스트를 통과할 경우에 다른 테스트가 자동적으로 통과하기 때문에 P 테스트를 만족시키는 인센티브의 범위를 도출할 필요가 있다. 우선 전일예고 직접부하제어의 경우에, 참여자들은 자가발전으로 대응하고 공급지장은 없다는 가정을 사용하여 P 테스트의 순 편익을 0 이상으로 하는 인센티브 수준을 계산하였다.

Table 5는 직접부하제어 시간에 따른 적정 인센티브 수준을 도출하는 방법론을 제시하기 위한 사례연구(시나리오 2)에 대한 가정을 나타낸다.

그림 2는 Case 4의 직접부하제어 실시 시간에 따른 조정지원금[원/kW/회]를 계산한 결과이다. 그림에서 현재의 전일예고 조정지원금은 연간 4회 실시 및 4회까지의 누적 시간이 약 32시간(이때 계산된 인센티브 수준은 1,156[원/kW/회]임)인 경우를 나타낸다.

그림 3은 Case 5의 직접부하제어 실시 시간에 따른 적정 인센티브 수준을 나타낸다. 그림 3에서 직접제어 시간은 연간 10회 실시할 경우 10회까지의 누적 시간이 80시간인 경우를 나타낸다.

이러한 방법론에 기초하여 연간 시행 횟수에 따른 인

Table 5. Assumptions for scenario 2 (case 4 and 5).

Cases	가정
Case 4	• 예고형태 : 전일예고
	• 참여수용가 : 자가발전으로 대응, 공급지장 없음
	• 직접부하제어 실행횟수 : 연간 4회
Case 5	• 예고형태 : 전일예고
	• 참여수용가 : 자가발전으로 대응, 공급지장 없음
	• 직접부하제어 실행횟수 : 연간 10회

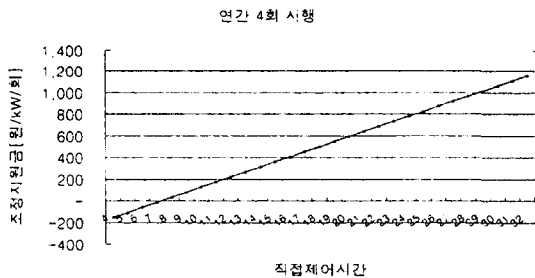


Fig. 2. Determination of incentive level for case 4.

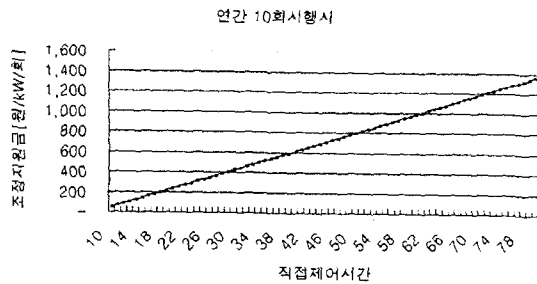


Fig. 3. Determination of incentive level for Case 5.

센티브 수준을 시나리오별로 나타낼 수 있다. 다음 Table 6은 시나리오 3을 수행하기 위한 사례연구의 가정을 나타낸다.

다음 그림 4는 Case 6-10에 대한 결과이며, P 테스트의 순편익을 0 이상으로 하기 위한 조건을 나타내고 있다. 여기서 Case 9는 최악의 경우를 나타내고 있으며 조정지원금 수준은 오른쪽 종축에 표현하였다.

이상의 시나리오 3의 사례연구 결과에 대해서 고찰하면 다음 Table 7과 같다.

5. 결 론

본 논문은 현재 시행중인 직접부하제어 프로그램을 활성화하기 위한 기반을 제공하기 위해서 캘리포니아 테스트를 사용하여 인센티브 수준의 경제성 평가를 수행하였다. 또한 직접부하제어가 연간 실행 횟수 및 각 실행 시간에 대하여 종속적인 점을 고려하여 다양한 변수를 도입하여 새로운 정식화 과정을 제시하였으며 사례

Table 6. Assumptions for scenario 3 (case 6-10).

Cases	예고 형태	가정
Case 6	전일	<ul style="list-style-type: none"> 자가발전으로 대응 공급지장 없음
Case 7	당일	<ul style="list-style-type: none"> 공급지장 없음 부하이전 및 자가발전 가동 발생 부하이전 및 자가발전 시간 : 각 50% 하이전 실시 시 기회비용 상실 : 자가발전비용의 2배
Case 8	긴급	<ul style="list-style-type: none"> 공급지장 없음 부하이전 및 자가발전 가동 부하이전 및 자가발전 시간 : 각 50% 부하이전 실시 시 기회비용 상실 : 자가발전비용의 3배
Case 9	긴급	<ul style="list-style-type: none"> 공급지장 발생 부하이전 및 자가발전 가동 불가 공급지장비용 단가 : 2,500[원/kWh]
Case 10	긴급	<ul style="list-style-type: none"> 공급지장 발생 : 5% 부하이전 가동 : 45% 자가발전 대체 : 50% 공급지장비용 단가 : 2,500[원/kWh] 하이전 실시 시 기회비용 상실 : 자가발전비용의 3배

연구를 수행하였다. 현재 입수 가능한 방법론 데이터를 기준으로 다양한 사례연구를 통하여 캘리포니아 테스트의 만족여부를 계산하였으며 적정 인센티브 수준을 제시하였다. 사례연구 결과로부터 현재의 직접부하제어 인센티브 수준은 기본 지원금 및 조정 지원금이 모두 상당히 낮은 수준이었다. 따라서 이러한 원인들이 직접부하제어의 활성화에 가장 큰 걸림돌인 것으로 판단된다.

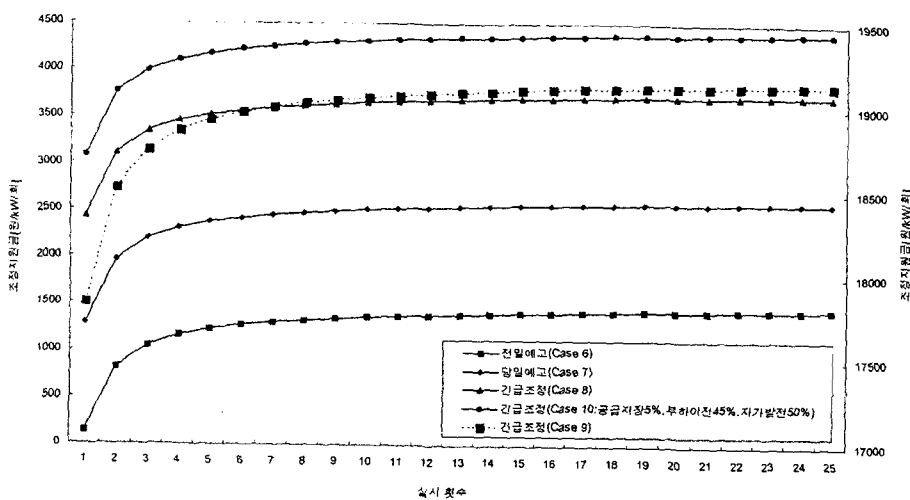


Fig. 4. Determination of incentive level for case 6-10.

Table 7. Results of scenario 3 (case 6-10).

Cases	결과에 대한 고찰
Case 6	<ul style="list-style-type: none"> 연간 25회를 기준으로 하였을 경우 최소 인센티브 수준 : 1,442[원/kW/회] 이상으로 증액 현재 인센티브 1,130[원/kW/회]를 기준으로 할 경우 DLC 시행 횟수 : 연간 4회 이내로 한정
Case 7	<ul style="list-style-type: none"> 연간 25회를 기준으로 하였을 경우 최소 인센티브 수준 : 2,590[원/kW/회] 이상으로 증액 현재 인센티브 2,260[원/kW/회]를 기준으로 할 경우 DLC 시행 횟수 : 연간 4회 이내로 한정
Case 8	<ul style="list-style-type: none"> 연간 25회를 기준으로 하였을 경우 최소 인센티브 수준 : 3,738[원/kW/회] 이상으로 증액 현재 인센티브 3,390[원/kW/회]를 기준으로 할 경우 DLC 시행 횟수 : 연간 4회 이내로 한정
Case 9	<ul style="list-style-type: none"> 연간 25회를 기준으로 하였을 경우 최소 인센티브 수준 : 19,146[원/kW/회] 이상으로 증액 최악의 경우로서 발생 확률은 매우 낮음
Case 10	<ul style="list-style-type: none"> 연간 25회를 기준으로 하였을 경우 최소 인센티브 수준 : 4,393[원/kW/회] 이상으로 증액

즉, 직접부하제어의 활성화를 위해서는 1) 지원금의 점진적 상향 조정(기본지원금 : 1,360[원/kW/월], 전일 조정지원금 : 1,500[원/kW/월] 이상, 당일 조정지원금 : 2,500[원/kW/월] 이상, 긴급 조정지원금 : 4,500[원/kW/월] 이상) 및 연간 시행횟수의 단축(연간 15회~20회 정도), 2) 수용가에게 미치는 영향이 최소화되는 부하의 발굴, 3) 장기적으로 직접부하제어 인센티브의 다양화(계약종별 혹은 산업종별 차별화 등) 그리고 4) 새로운 메커니즘의 도입 등이 필요할 것으로 판단된다.

Nomenclature

- n' : t연도의 직접부하제어 횟수(확률변수, 최대 25의 값을 가지는 0이상의 정수 값)
- h'_j : t연도의 번째 직접부하제어의 실행 시간(확률변수, 1~8 사이의 정수 값)
- AC' : t연도의 회피비용(회피설비비용 및 회피에너지비용으로 구성)

$$AC' = ACC' + AEC'(n', h'_1, h'_{j-1}, \dots, h'_j) \tag{9}$$

- ACC' : t연도의 회피설비비용(신뢰도비용 포함, 상수)
- $AEC'(n', h'_1, h'_{j-1}, \dots, h'_j)$: t연도에 n' 만큼의 직접

부하제어를 실시하였을 경우의 회피에너지비용

- UH' : 전력회사기비용의 t연도 증가연금액(상수)
- PH' : t연도의 참여자기비용(상수, 직접부하제어의 경우 0)
- OC' : t연도의 프로그램 추진비용(상수, 직접부하제어의 경우 0)
- I' : t연도의 인센티브, 기본지원금과 조정지원금으로 구성

$$I' = IF' + IV'(n') \tag{10}$$

- IF' : t연도의 기본지원금 인센티브(상수)
- $IV'(n')$: t연도의 조정지원금 인센티브, 회수에 따라 변함.
- LR'_p : 참여자 테스트를 위한 t연도의 요금감소액. 에너지감소에 따른 요금감소액(-), 자가발전비용(+), 공급지장비용(+), 등으로 구성.

$$LR'_p = LRE'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j) - LRSG'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j) - LRFC'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j) \tag{11}$$

- $LRE'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j)$: t연도에 n' 만큼의 직접부하제어를 실시하였을 경우의 요금감소액
- $LRSG'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j)$: t연도에 n' 만큼의 직접부하제어를 실시하였을 경우의 수용가의 자가발전비용
- $LRFC'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j)$: t연도에 n' 만큼의 직접부하제어를 실시하였을 경우의 수용가의 공급지장비용
- LR'_{RIM} : RIM 테스트를 위한 t연도의 요금감소액. 에너지감소에 따른 요금감소액(-) 만으로만 구성됨.

$$LR'_{RIM} = LRE'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j) \tag{12}$$

- LR'_{TRC} : TRC 테스트를 위한 t연도의 요금감소액(원래에는 TRC 테스트에는 LR 성분이 없지만, P 테스트의 LR 성분과 RIM 테스트의 LR 성분이 서로 다른 경우가 발생하므로 이를 고려하기 위함임). 추가적으로 발생하는 자가발전비용(+), 공급지장비용(+), 등으로 구성.

$$LR'_{TRC} = LRSG'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j) + LRFG'_p(n', h'_j, h'_{j-1}, \dots, h'_j) \tag{13}$$

감사의 글

본 연구는 산업자원부 및 한국전력연구원의 대학전력센터 지원 프로그램에 의하여 수행되었습니다.

참고문헌

1. 한국전력공사 전력경제연구소: 부하차단요금제도에 관

- 한 연구 (1990).
2. 한국전력공사 경영경제연구소: 수요관리제도의 지원금 수준 적정성 연구 (1997).
 3. 에너지관리공단: DSM 성과계량 및 비용효과분석 연구 (2000).
 4. 한국전력공사 수요관리실: 직접부하제어 추진방안 (2001).
 5. David G. Berkowitz and Clark W. Gellings: "Glossary of Terms Related to Load Management : Part I", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 9, September (1995).
 6. David G. Berkowitz and Clark W. Gellings: "Glossary of Terms Related to Load Management : Part II", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 9, September (1995).
 7. R. Billinton and D. Lakhapal: "Impacts of Demand-Side Management on Reliability Cost/Reliability Worth Analysis", IEE Proceedings - Generation, Transmission, and Distribution, Vol. 143, No. 3, pp. 225-231, May (1996).
 8. Benjamin F. Hobbs, H. Bradley and David T. Hoog: "Measuring the Economic Value of Demand-Side and Supply Resources in Integrated Resource Planning Models", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August (1993).
 9. Kah Hoe Ng and Gerald B. Sheble: "Direct load control -A profit- based load management using linear programming", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, pp. 688-694, May (1998).
 10. Jorge, H., Antunes, C.H. and Martins, A.G.: "A multiple objective decision support model for the selection of remote load control strategies", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 865-872, May (2000).
 11. California Public Utilities Commission, California Energy Commission: Economic Analysis of Demand-Side Management Programs: Standard Practice Manual (1987).
 12. 산업자원부 전력산업과: 제1차 전력수급기본계획 시안(2002년~2015년) (2002).
 13. 산업자원부 전력산업과: 제5차 장기전력수급계획(1999년~2015년) (2000).
 14. 한국전력공사: 2000년도판 경영통계 (2000).