

계층분석과정(AHP)을 이용한 지원금 기반 수요반응프로그램 설계

논 문
59-3-8

A Design of Incentive-based DR Program using Analytic Hierarchy Process (AHP)

김 동 민* · 김 진 오[†] · 이 창 호**
(Dong-Min Kim · In-Su Bae · Jin-O Kim · Chang-Ho Rhee)

Abstract - This paper presents an unique approach to scheme a demand response (DR) program in the electricity market from a customer-oriented perspective, which is based on the analytic hierarchy process (AHP). The proposed program has the objective to maintain the system reliability at the emergency period, and it is designed as an incentive-based program (IBP) considering Korea power systems with the cost-based generation pool (CBP). The DR program using AHP could represent the mutual importance degrees of load curtailment criteria from the viewpoint of different load-holders, thus customers' participation in this program is determined by the incentive payments corresponding the specific load curtailment conditions. A test system for the case study is used to demonstrate the usefulness and applicability of the proposed approach, and the load profiles with the proposed DR program and the required incentive payments are obtained. The results show not only the enhancement of system reliability but also the economic benefit within Pareto-improvement.

Key Words : Demand response, Incentive-based program, Analytic hierarchy process, Reliability enhancement

1. 서 론

전 세계적으로 전력의 소비는 경제 성장과 더불어 꾸준히 증가하는 추세를 보이고 있으며, 이는 전력 수급 안정을 위한 추가설비 투자의 문제뿐만 아니라 전력 생산에 사용되는 화석 에너지의 고갈 및 환경오염 등의 문제를 야기한다. 이러한 전력 수요증가 문제의 해결책의 일환으로, 수요관리(Demand-Side Management; DSM)에 관한 수많은 연구가 수행되었으며, 이는 기존 공급 중심의 전력수급정책에 보완 수단으로 활용되었다[1]. 하지만 DSM은 관리자 중심의 일방적인 정책으로, 전력산업의 구조 개편 이후 수요 측의 의사를 시장에 반영하기 어렵다는 문제점이 대두되었다. 이와 같이 변화하는 전력 환경은 기존의 DSM 개념을 '자발적', '양방향'의 키워드를 포함하는 수요반응(Demand Response; DR)의 개념으로 발전시켰다.

전력시장의 수요반응(DR)이란 시간대별 차등 요금제에 의해 소비자의 전력사용 패턴의 변화를 유도하기 위해 고안된 요금제도(Tariff), 또는 시장가격이 급등하거나 계통신뢰도가 크게 위협받는 경우 소비자의 전력사용 감소를 유도하기 위해 고안된 인센티브 프로그램(Incentive Program)으로 정의된다[2]. DR은 계통 신뢰도 유지 및 전력 시장 참여자의 경제성 향상을 목적으로 시행되며, 이미 전력 선진국에서

는 DR을 수급안정화 및 계통운영의 효율성 향상을 위한 핵심적인 수단으로 인식하고 각국의 전력산업 환경에 적합한 DR 프로그램을 설계하여 시행하고 있다[3]-[6].

한편 국내의 경우 현재까지 요금지원 등의 부하관리 제도와 고효율기기 보급 등의 효율향상 제도를 포함하는 DSM 제도를 시행하고 있으며, 2001년에 전력시장이 개설된 이후에는 다양한 형태의 DR 프로그램을 도입할 수 있는 환경이 마련된 상황이다. 하지만 국내의 DR은 기존의 DSM 제도 중 직접부하제어(Direct Load Control; DLC)를 일부 변형한 초보적인 단계를 벗어나지 못하고 있으며, 따라서 국내 전력 환경에 맞는 효과적인 DR 프로그램의 설계가 시급한 시점이라 할 수 있다. 이에 본 논문은 국내의 시장 상황을 고려하여, 비상시 계통 신뢰도 유지의 목적으로 수행되는 인센티브 기반(Incentive-based) DR 프로그램의 설계 방안을 제안한다.

효과적인 DR 프로그램의 설계를 위해 첨두 가격에 반응하는 수요 자원[5], 수요 자원을 고려한 효율적인 전기 가격 모델[6]등 다수의 기반 연구가 수행되었다. 그러나 이러한 연구는 가격 기반 (Price-based) DR에 초점을 둔 연구로 전기 가격 신호의 차이가 상대적으로 크지 않은 국내의 CBP (Cost-Based Generation Pool) 시장 상황에 바로 적용하기에 어려움이 있다. 한편 전력 수요 이동에 따른 신뢰도 증진 및 가격을 분석한 참고문헌 [7]의 경우 DR의 효과를 상세히 분석하였지만 구체적인 설계방안은 제시되지 않았다.

본 논문에서 제안하는 DR 프로그램은 의사결정 방법론으로 널리 알려진 계층분석과정(Analytic Hierarchy Process; AHP)을 이용하여[8], 전력 소비자마다 상이한 인센티브와 상세 수요 감축 조건(감축량, 시행 횟수, 지속 시간, 이벤트

[†] 교신저자, 정회원 : 한양대 공대 전기공학과 정교수 · 공박
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr

* 정 회 원 : 한양대 공대 전기공학과 박사과정

** 정 회 원 : 한국전기연구원 전력산업정책연구실장 · 경제박
접수일자 : 2009년 9월 21일
최종완료 : 2010년 2월 8일

공지 시점 등)과의 상관관계를 고려할 수 있도록 설계하였다. 여기서 인센티브는 파레토향상(Pareto-improvement)을 고려하여 DR 시행으로 인해 복지(Welfare) 감소가 야기되는 전력시장의 구성원 없이, 사회전체의 복지수준(Social Welfare)은 증가할 수 있도록 제한하였다.

2. 수요반응(DR)의 효과분석

2.1 DR 프로그램 시행 효과의 분류

DR을 전력계통에 도입했을 때, DR이 제공하는 가장 기본적인 효과는 전력공급의 효율성을 개선할 수 있는 자원절감(Resource Savings)에 따른 경제적 편익이라 할 수 있다. 이는 전력시장에서 구체적으로 나타나며, 계량 및 가치화가 모두 가능하다. 이러한 경제적 편익(Economic Benefit; EB)은 그 수혜자를 기준으로 전력 소비자(EB_{CUST})와 전력회사(EB_{UTIL})로 분류할 수 있으며, EB_{CUST} 는 다시 DR 참여자(EB_{CUST}^{PT})와 DR 비참여자(EB_{CUST}^{N-PT})로 나누어 그 편익을 분석할 수 있다.

DR 참여자의 편익(EB_{CUST}^{PT})은 DR로 인한 요금청구액 감소와 DR 참여에 대한 인센티브 수령에 의한 이익으로 계산된다. 또한 DR 비참여자의 편익(EB_{CUST}^{N-PT})은 DR로 인한 도매시장가격의 감소가 공급비용 감소를 가져오고, 결과적으로 DR에 참여하지 않은 소비자 또한 요금감소의 이익을 경험하게 됨을 표현한다.

전력회사의 편익(EB_{UTIL})은 전력 설비의 회피 및 계통운영의 효율성 향상을 의미한다. 이는 설비의 고장정지 가능성 및 실제 고장정지 횟수를 줄임으로써, 전력회사의 재정적 손해를 줄이고 소비자의 불편을 감소하여 얻게 되는 계통의 신뢰도이익(Reliability Effects; RE)을 포함한다.

그러나 신뢰도이익(RE)은 정전에 의한 손실 위험 감소의 차원에서 전력 소비자(DR 참여/ 비참여자)에게도 해당되는 항목으로 볼 수 있으며, 그 중요성이 특별하기 때문에 경제적 편익 분석에서는 포함하지 않고 별도 분류하기로 한다.

또한 추가적인 편익(Additional Effects; AE)은 DR 시행으로 유발되는 환경적 이익, 시장 기능 강화 및 효율 개선 그리고 DR 인프라를 이용한 새로운 서비스 창출의 효과 등을 예측할 수 있다. 이들은 계량 또는 가치화가 어려운 편익의 정도를 정량적으로 가능하는 것이 분석 방법에 따라 자의적인 해석이 될 가능성이 존재한다. 따라서 본 논문에서 추가적인 편익(AE)의 정량적 분석은 논외로 한다.

2.2 경제적 편익 분석

DR의 경제적 편익은 그림 1, 2와 같이 각각 단기적 편익과 중장기적 편익으로 분류하여 분석할 수 있다. 그림에서 각 부분이 의미하는 바는 다음과 같다.

가. Area A

DR에 참여하지 않은 소비자가 얻는 발전부분으로부터 '이전'(Transfer)된 편익을 의미한다. 여기서, '이전'이란 발전부분의 수요 감축으로 인해 줄어든 단기 소득이 수요를 줄

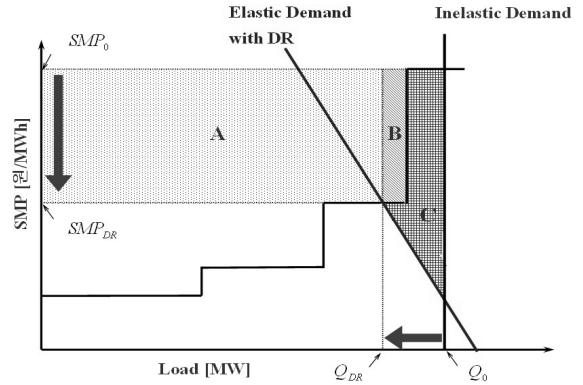


그림 1 DR 시행의 단기적 편익 분석
Fig. 1 Analysis for Short-run profit owing to DR

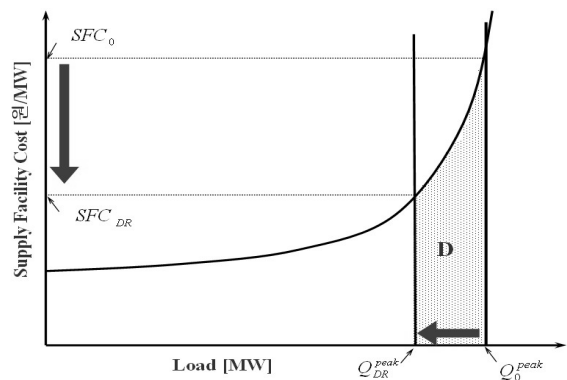


그림 2 DR 시행의 장기적 편익 분석
Fig. 2 Analysis for Long-term profit owing to DR

이지 않은 소비자에게는 전력 요금 감소로 인한 편익으로 전가되었음을 표현하는 것이다. 왜냐하면 그들은 DR 후 같은 양의 전력을 낮은 가격에 소모할 수 있기 때문이다. 이전되는 편익의 양은 계통한계가격(System Marginal Price; SMP)을 이용하여 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$Area A = Q_{DR} \times (SMP_0 - SMP_{DR}) \quad (1)$$

여기서 Q_{DR} 은 DR 참여자가 그들의 부하를 줄인 후의 수요량을 표현한 것이며, $SMP_0 - SMP_{DR}$ 은 DR에 의해 감축된 수요량 ($Q_0 - Q_{DR}$)에 의한 SMP 변화량을 의미한다.

나. Area B

가격에 반응하여 DR에 참여한 소비자가 얻는 발전부분으로부터 이전된 편익을 의미한다. 이 부분은 Area A의 '이전'과 개념적으로 비슷하며, 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$Area B = (Q_0 - Q_{DR}) \times SMP_0 - \int_{Q_{DR}}^{Q_0} SMP(Q_s) dQ_s \quad (2)$$

여기서 $SMP(Q_s)$ 는 에너지 시장의 SMP곡선을 의미한다.

다. Area C

소비자와 발전부문 모두에게 저절로 생기는 편익을 의미하며, 이는 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$Area C = \int_{Q_{ix}}^{Q_0} SMP(Q_s) dQ_s - \int_{Q_{ix}}^{Q_0} SMP(Q_d) dQ_d \quad (3)$$

여기서 $SMP(Q_d)$ 는 DR 참여자들의 가격에 따른 반응을 나타내는 DR의 공급곡선을 의미한다.

라. Area D

중장기적 관점에서 DR 시행으로 인해 회피된 전력설비 비용(Supply Facilities Cost; SFC)을 의미한다. DR의 효과는 중장기적으로 송변전 및 발전 설비의 건설, 업그레이드 및 유지보수비용을 피하거나 지연시키는 효과를 발생한다. 이는 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$Area D = \int_{Q_{ix}}^{Q_0} SFC(Q) dQ \quad (4)$$

여기서 $SFC(Q)$ 는 단위 용량 당 설비 건설비용의 함수를 표현한 것이다.

2.3 DR의 신뢰도 편익과 제약조건

DR의 신뢰도 편익은 침투부하 시 공급용량 부족으로 인해 강제적으로 부하가 차단될 가능성을 줄임으로써 소비자가 얻는 이익과 광역정전의 방지를 통해 사회적으로 발생하는 이익을 의미한다. 이는 DR 시행 전후의 신뢰도비용(Reliability Cost; RC)을 비교하여 산정할 수 있다.

일반적으로 신뢰도비용은 설비비용(Utility Cost; UC)과 정전비용(Outage Cost; OC)의 합으로 정의된다[9]. 여기서 UC는 전력을 공급하기 위한 전력회사의 투자 및 운영비용을, OC는 신뢰도 저하로 인해 발생하는 사회적 손실을 의미한다.

계통계획 및 운영의 신뢰도 요구조건은 일반적으로 앞서 정의한 신뢰도 비용(RC)을 최소화하는 신뢰도 수준 R^{OPT} 로 결정한다. 이는 개념적으로 가장 경제적인 신뢰도 제약조건임이 자명하나, 정전비용(OC) 산정의 어려움 및 신뢰도 요구조건들의 다양함 때문에 적용상의 어려움이 존재한다.

따라서 본 논문에서는 설비비용(UC) 회피의 효과를 경제적 편익으로 다루어 그림 2의 Area D로 표현하였으며, 정전비용(OC)은 따로 산정하지 않고, 다음과 같은 예비율 제약조건을 적정 신뢰도 수준 R^{OPT} 로 가정하여 적용한다.

$$\omega \geq \omega^{\min} \quad (5)$$

여기서 ω^{\min} 는 예비율의 허용 최소치를 의미한다.

3. 인센티브 기반 수요반응(DR) 프로그램 설계

3.1 DR 프로그램의 개념설계

3.1.1 인센티브를 고려한 DR의 경제적 편익 분석

가격 신호가 크지 않은 국내 CBP 시장을 고려하면, DR 정책의 적극적 발효를 위해 DR 참여자에게 인센티브를 제공하는 방법을 고려할 수 있다. 이는 DR 정책으로 발생하는

전력회사의 편익(EB_{UTIL})과 DR 비참여자의 편익(EB_{CUST}^{N-PT})에서 인센티브(IC)를 충당하여 DR 참여자에게 제공하여 수행된다. 전력회사로부터 충당하는 인센티브를 IC_{UTIL} , DR에 참여하지 않고 편익을 얻은 소비자로부터 충당하는 인센티브를 IC_{CUST}^{N-PT} 라 하면, 각 구성원들의 경제적 편익을 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$EB_{UTIL} = \sum_{\forall event} [(\alpha \cdot Area C) - (Area A + Area B) - IC_{UTIL}] + Area D \quad (6)$$

$$EB_{CUST}^{PT} = \sum_{\forall event} [(\beta \cdot Area C) + Area B + (IC_{UTIL} + IC_{CUST}^{N-PT})] \quad (7)$$

$$EB_{CUST}^{N-PT} = \sum_{\forall event} [(\gamma \cdot Area C) + Area A - IC_{CUST}^{N-PT}] \quad (8)$$

여기서 α , β 와 γ 는 모든 구성원 해당되는 편익 Area C를 분배하기 위한 계수이며($\alpha + \beta + \gamma = 1$), DR 시행의 한 단위를 event라 하고 일정기간 동안 event시 발생하는 단기 편익을 합산하여, 그림 1의 단기편익들을 그림 2의 장기적 편익이 발생하는 시점과 함께 비교할 수 있도록 하였다.

3.1.2 파레토향상을 고려한 인센티브 제약조건

정책의 당위성은 사회 전체의 복지(Social Welfare)의 증진과 필요충분의 관계라 할 수 있다. 다시 말해, 정책 전 자원 배분을 K^{PRE} , 정책으로 변화된 자원 배분을 K^{POST} 그리고 자원배분으로 결정되는 복지수준을 $U(K)$ 라 하면, 정책은 $U(K^{POST}) > U(K^{PRE})$ 일 때 그 당위성을 갖는다. DR 정책 전후 복지 수준의 차이($U(K^{POST}) - U(K^{PRE})$)는 앞서 기술한 경제적 편익(EB), 신뢰도 편익(RE) 그리고 추가 편익(AE)의 합으로 표현할 수 있다.

$$U(K^{POST}) - U(K^{PRE}) = EB + RE + AE \quad (9)$$

여기서 신뢰도 편익(RE) 및 추가 편익(AE)은 항상 양(+)의 값을 갖으며, 경제적 편익(EB)은 식 (6)~(8)을 이용하여 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$EB = EB_{UTIL} + (EB_{CUST}^{PT} + EB_{CUST}^{N-PT}) = \sum_{\forall event} [Area C] + Area D > 0 \quad (10)$$

따라서 식 (10)에 의해 식 (9)는 양(+)의 값을 갖게 되고, DR 시행의 당위성은 증명된다.

그러나 정책으로 인한 자원의 재 배분 결과 복지 감소를 경험하는 구성원이 발생하는 경우 사회 전체의 복지의 증진이 확보 되더라도 이 배분은 효율적 배분이라 할 수 없다. 따라서 DR 참여자와 DR 비참여자 그리고 전력회사의 편익은 모두 DR 정책에 의해 향상 되어야 한다.

$$\left. \begin{aligned} EB_{UTIL} &\geq 0 \\ EB_{CUST}^{PT} &\geq 0 \\ EB_{CUST}^{N-PT} &\geq 0 \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

이는 파레토 향상(Pareto improvement)의 개념으로, 정책

결정 시 형평성을 고려할 때 일반적으로 사용된다[10]. 이 제약식은 DR 정책의 적극적 발효를 위해 주고받는 인센티브와 관련이 되며, 식 (6)와 (8)을 이용하여 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$\sum_{\forall event} IC_{UTIL} < \sum_{\forall event} [(\alpha \cdot AreaC) - (AreaA + AreaB)] + AreaD \quad (12)$$

$$\sum_{\forall event} IC_{CUST}^{N-PT} < \sum_{\forall event} [(\gamma \cdot AreaC) + AreaA] \quad (13)$$

3.2 파레토-신뢰도 기반 DR 프로그램

일정수준(ω^{min}) 이상의 예비율을 보장하며, 동시에 파레토 향상을 고려한 DR 프로그램의 목적함수 및 제약조건은 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$Minimize \sum_{t \in \Psi} \sum_{i \in ND} IC_i(t) \quad (14)$$

$$\sum_{i \in NG} PG_i + \sum_{i \in ND} M_i = \sum_{i \in ND} PD_i \quad (15)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i \leq PG_i^{max} \quad (i \in NG) \quad (16)$$

$$|T_k(t)| \leq T_k^{max} \quad (17)$$

$$0 \leq M_i \leq PD_i \quad (i \in ND) \quad (18)$$

$$SR(t) > \omega^{min} \cdot \sum_{i \in NG} PG_i^{max} \quad (19)$$

여기서 T, PG, PD 는 각각 송전량, 발전량, 수요량을 의미하며, i 와 k 는 각각 모선 및 선로 번호를, NG 와 ND 는 각각 발전기 모선과 부하모선을 나타낸다. 식 (14)의 $t \in \Psi$ 는 비상시를 표현한 것이며, 예비율의 허용 최소치(ω^{min})를 기준으로 다음과 같이 상시($t \in \Omega$)와 비상시를 구분할 수 있다.

$$\Omega = \left\{ t \mid \sum_{i \in NG} PG_i^{max} - PD_i(t) > \omega^{min} \cdot \sum_{i \in NG} PG_i^{max} \right\} \quad (20)$$

$$\Psi = \left\{ t \mid \sum_{i \in NG} PG_i^{max} - PD_i(t) \leq \omega^{min} \cdot \sum_{i \in NG} PG_i^{max} \right\} \quad (21)$$

식 (15)는 비상시에 i 모선에서 시행되는 DR의 량(M_i)를 포함한 계통 평형 방정식이며, 식(16)~(18)은 각각 발전, 송전 및 DR 감축크기의 제약조건을 표현한 것이다. 식 (19)는 본 논문에서 다루는 DR의 목적인 신뢰도 유지 제약 조건을 표현한 것이며, 계통의 공급예비력 $SR(t)$ 은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$SR(t) = \begin{cases} \sum_{i \in NG} PG_i^{max} - PD_i(t) & t \in \Omega \\ \sum_{i \in NG} PG_i^{max} - PD_i(t) + M_i & t \in \Psi \end{cases} \quad (22)$$

제안하는 DR 프로그램은 제약식 (19)를 통해 적정신뢰도 유지를 기본적으로 만족할 수 있도록 설계되었다. 또한 제안하는 DR의 신뢰도 목표를 위해 필요한 인센티브 총합의 최소값을 목적함수 (14)를 통해 산정하고, 이를 식 (12)와 (13)에 적용하여, 파레토 위배 여부를 판별하도록 하였다. 여기서 인센티브는 수요 감축의 조건(감축량, 시행 횟수, 지속

시간, 이벤트 공지 시점 등)에 따라 상이하게 결정되며, 이는 다음 절에서 상세히 고찰한다.

3.3 AHP를 이용한 DR 프로그램 참여 의사결정 모의

본 논문에서는 소비자의 선택을 최대한 이끌어내는 프로그램 설계를 위해, DR 프로그램 설계자의 입장에서 참여자의 계층분석과정(Analytic Hierarchy Process; AHP)의 모의 결과를 이용한다.

AHP는 의사결정의 목표 또는 평가기준이 다수이며 복잡한 경우, 이를 계층(Hierarchy)화하여, 주요 요인과 그 주요 요인을 이루는 세부 요인들로 분해하고, 이러한 요인들을 쌍대 비교(Pair-wise Comparison)를 통해 중요도를 산출하는 분석 방법이다[8]. 직관적으로, ‘다수의 속성들을 계층적으로 분류하여 각 속성의 중요도를 파악함으로써 최적 대안을 선정하는 기법’으로 정의할 수도 있다. AHP는 의사결정 요소들의 속성과 그 측정 척도가 다양한 다 기준 의사결정 문제에 효과적으로 적용되어 의사결정자가 선택할 수 있는 여러 가지 대안들을 체계적으로 순위화하고, 그 가중치(Weight)를 비율척도(Ratio Scale)로 도출하는 방법을 제시한다. AHP는 일반적으로 다음의 순서를 따른다.

- [Step 1] 의사결정문제의 요소들 간의 관계 분석, 계층구조 형성 (Hierarchy Level 1, 2, 3)
- [Step 2] Hierarchy Level 2의 의사결정요소들을 쌍대 비교하여 상대적 중요도 계산
- [Step 3] 2단계의 상대적 중요도를 결합하여 Hierarchy Level 3의 선택가능대안들의 중요도 계산
- [Step 4] 3단계의 결과에서 최대 중요도를 갖는 대안으로 의사결정

본 논문에서는 [Step 1] 과정을 수행하기 위해 그림 3과 같이 DR 프로그램 선택을 위해 소비자가 고려하게 되는 요소를 상세히 항목화하고 계층화하여 표현하였다.

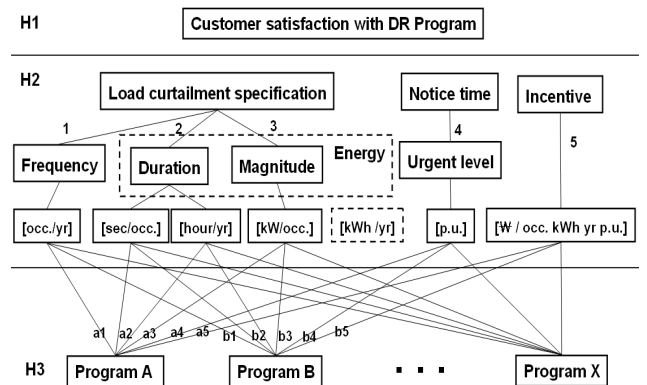


그림 3 DR 프로그램 선택을 위한 의사결정 계층구조
Fig. 3 AHP structure to select the suitable DR program for the different load-holders

그림 3에서 Hierarchy Level 3 (H3)의 항목들(Program A, B, ..., X)은 각각 상이한 H2의 정보를 포함하고 있으며,

DR 프로그램 참여자는 이 정보를 비교하여 합리적인 판단을 통해 최선의 DR 프로그램(Program X)을 선택한다. H2의 정보는 부하 감축 조건(Load curtailment specification)과 이벤트 공지 시점(Notice time) 그리고 인센티브(Incentive)로 분류하였고, 감축 조건은 빈도(Frequency), 지속시간(Duration), 크기(Magnitude), 에너지(Energy)로, 다시 지속시간을 1회 감축의 지속시간 또는 연간 총 지속시간으로 분류하여 상세한 비교가 가능하도록 구성하였다.

[Step 2] 과정은 다음의 설문을 이용하여 수행된다.

표 1 DR프로그램의 요소 간 상대비교 설문 샘플
Table 1 Questionnaire to determine the importance degrees

How important is the criterion of load curtailment x_l related to x_m ? Please choose one of the following options: OL[] VL[] SL[] ML[] E[] MM[] SM[] VM[] OM[]				
where, $x_1 = N$, $x_2 = D$, $x_3 = M$, $x_4 = U$ and $x_5 = IC$. OL, VL, SL, ML, E, MM, SM, VM, and OM are abbreviations of Overwhelmingly Less important, Very strongly Less important, Strongly Less important, Moderately Less important, Equally important, Moderately More important, Strongly More important, Very strongly More important, and Overwhelmingly More important, respectively.				
$x_1 = N$ [occ./week]	$x_2 = D$ [hour/occ.]	$x_3 = M$ [KW/occ.]	$x_4 = U$ [p.u.]	$x_5 = IC$ [원/unit]

표 1에서 N, D, M 은 각각 DR의 시행 횟수, 지속시간, 크기(량)를 표현한 것이며, 공지 시점 U 는 전일 공지 기준(1 p.u.)의 상대 값을, 인센티브 IC 는 단위 DR(1 unit = 주 1회 시행, 회당 1시간, 1KW 감축, 전일 공지) 당 지급금액(원)을 의미한다. 응답자 P 에 대한 상대비교행렬 A^P 는 설문결과를 이용하여 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$A^P = [I_{lm}^P] \quad l=1, \dots, 5 \quad m=1, \dots, 5 \quad (23)$$

여기서 I_{lm}^P 는 설문 결과 $OL, VL, SL, ML, E, SM, VM, OM$ 에 각각 1/9, 1/7, 1/5, 1/3, 1, 3, 5, 7, 9의 값을 할당하여 결정된다.

I_{lm}^P 은 I_l^P/I_m^P 이며, I_l^P 는 설문 응답자 P 의 관점에서 DR 수행 요소 l 의 중요도가 된다.

[Step 3]의 절차에 따라 결정된 I_l^P 와 H3의 DR 프로그램 조건($N=a_1, D=a_2, \dots$)을 결합하여 각 프로그램의 중요도를 다음과 같이 계산한다.

$$I_A^P = \sum_{\forall l} a_l I_l^P, \quad I_B^P = \sum_{\forall l} b_l I_l^P, \quad \dots, \quad I_X^P = \sum_{\forall l} x_l I_l^P \quad (24)$$

마지막으로, 전력소비자(설문 응답자 p)는 [Step 4]에서 언급한 바와 같이 최대 중요도 $\max(I_A^P, I_B^P, \dots, I_X^P)$ 를 찾아 해당 프로그램에 참여한다.

DR 설계자는 설문을 통한 상기 모의 과정을 이용하여, DR 시행 대상 부하의 참여 가능성을 예측하고 최적의 프로그램을 설계하는 것이 가능하다.

본 연구에서는 DR의 필요 크기($x_3 = M$ 의 합)는 비상시의 상황에 따라 일정 값으로 정해지며, DR 시행 대상 및 방법

은 설문을 통해 부하의 개별 특성이 고려된 AHP 모의 결과를 이용하여 결정한다. 즉, AHP로 부하의 위치(i)마다 상이하게 결정되는 각각의 DR량($x_3 = M_i$) 및 인센티브($x_5 = IC_i$)를 이용하여, 식 (14)~(19)의 최적화 문제를 계산하고 선택된 위치(i)의 부하는 DR 수행의 대상이 된다.

4. 사례 연구

본 절에서는 IEEE 24 RTS를 이용하여 제안한 방법으로 DR을 수행한 결과를 모의하였다. 여기서 부하의 유형별 DR 반응의 차이를 적용하기 위해 테스트 계통의 부하를 상업, 주거, 산업용으로 구분하고, 부하 구성비를 각각 0.2~0.5로 랜덤하게 모션별로 가정하였다. 각 부하 유형별 DR 가격탄력성은 다음과 같다.

표 2 부하 유형별 DR 가격탄력성
Table 2 DR Elasticity for different load type

부하 유형	상업용	주거용	산업용
가격탄력성	-0.02	-0.16	-0.10

그림 4는 모의기간 동안의 부하곡선 및 예비율 기준, 그리고 해당시간의 SMP 곡선을 나타낸 것이다.

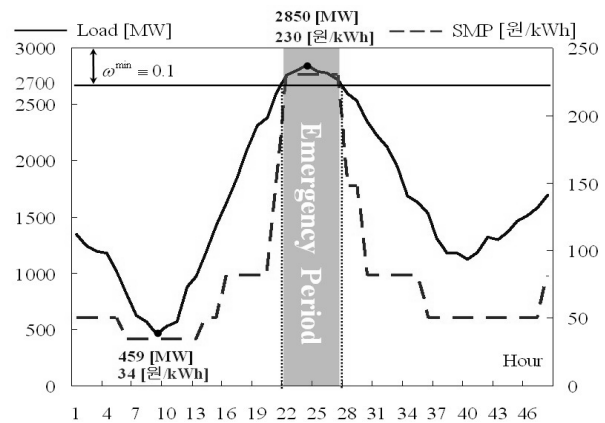


그림 4 모의 계통의 부하 곡선 및 SMP
Fig. 4 Load profiles and SMP for the case study

그림 4에서 부하곡선은 국내 실적을 참조하여 2008년 8월의 하계 첨두부하일의 패턴과 유사하게 구성하였으며, 48시간의 모의기간 중 예비율 기준 $\omega^{\min} = 0.1$ 을 만족하지 못하는 22시 ~ 27시를 연중 첨두부하가 발생하는 비상시로 가정하였다. 또한 SMP는 발전비용 데이터에 기초하여 다음과 같은 계단공급곡선으로 모의하였다.

$$SMP(Q) = \left\{ \sum_{k=0}^4 MC_{k+1} \cdot u(Q - Q_k) \right\} + \left\{ \left(\sum_{k=0}^4 MC_{k+1} \right) \cdot u \left(\sum_{k=1}^5 Q_k - Q \right) \right\} \quad (25)$$

여기서 $u(\cdot)$ 는 단위계단함수이고 MC_k 는 k 발전기의 한계

공급비용, 그리고 Q_k 는 그 발전기의 총 발전용량을 나타낸다. 모의를 위한 $SMP(Q)$ 의 계수들은 다음과 같다.

표 3 모의를 위한 SMP 계수

Table 3 SMP parameters for the simulation

MC_k [원/kWh]	MC_1	MC_2	MC_3	MC_4	MC_5
	34	50	82	148	230
Q_k [MW]	Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5
	1000	1550	2450	2750	3000

표 4는 그림 4의 비상시 DR을 수행하여 발생하는 경제적 편익을 식 (1)~(4)를 이용하여 계산한 결과이다. 여기서 설비회피 이익 Area D는 단기 발전소득의 감소분(Area A)을 모두 충당한다고 가정하였다.

표 4 비상시 DR 시행의 경제적 편익(I)

Table 4 Economic benefit with Emergency DR program (I)

Event	$Q_0 - Q_{DR}$ [MW]	$SMP_0 - SMP_{DR}$ [원/kWh]	Area A [천원]	Area B [천원]	Area C [천원]	Area D [천원]
22시	63	82	221,400	4,100	1,249	1,337,500
23시	98	82	221,400	4,100	4,378	
24시	150	82	221,400	4,100	9,236	
25시	91	82	221,400	4,100	3,743	
26시	74	82	221,400	4,100	2,220	
27시	21	82	221,400	1,722	20	

표 5 DR요소의 상대적 중요도 설문결과(쌍대비교행렬)

Table 5 Questionnaire results (Pair-wise comparison matrix)

상업용 (A^{COM})	$x_1 = N$	$x_2 = D$	$x_3 = M$	$x_4 = U$	$x_5 = IC$
$x_1 = N$	1	1	1/3	1/9	1/9
$x_2 = D$	1	1	1/3	1/9	1/3
$x_3 = M$	3	3	1	1/5	1/3
$x_4 = U$	9	9	5	1	3
$x_5 = IC$	9	3	3	3	1
주거용 (A^{RES})	$x_1 = N$	$x_2 = D$	$x_3 = M$	$x_4 = U$	$x_5 = IC$
$x_1 = N$	1	1	1/3	1/9	1/9
$x_2 = D$	1	1	1/3	1/9	1/3
$x_3 = M$	9	5	1	5	3
$x_4 = U$	3	3	1/5	1	1/3
$x_5 = IC$	1	1	1/3	3	1
산업용 (A^{IND})	$x_1 = N$	$x_2 = D$	$x_3 = M$	$x_4 = U$	$x_5 = IC$
$x_1 = N$	1	3	3	1/9	1
$x_2 = D$	1/3	1	1	1/7	1
$x_3 = M$	1/3	1	1	1/7	1/3
$x_4 = U$	9	7	7	1	5
$x_5 = IC$	1	1	3	1/5	1

표 6 DR요소의 중요도

Table 6 Importance degrees

상업용	I_1^{COM}	I_2^{COM}	I_3^{COM}	I_4^{COM}	I_5^{COM}
	0.0358	0.0469	0.1000	0.4718	0.3455
주거용	I_1^{RES}	I_2^{RES}	I_3^{RES}	I_4^{RES}	I_5^{RES}
	0.0693	0.0805	0.5230	0.1380	0.1892
산업용	I_1^{IND}	I_2^{IND}	I_3^{IND}	I_4^{IND}	I_5^{IND}
	0.1521	0.0859	0.0669	0.0664	0.1287

표 5는 AHP를 위한 DR요소의 상대적 중요도에 대한 설문 결과를 나타낸 것이다. 여기서 설문의 결과는 부하 종류가 같으면 동일하다고 가정하였다. 다시 말해 응답자 P는 앞서 언급한 바와 같이 상업, 주거, 산업용으로 구분되고, 이에 따라 쌍대비교행렬 A^P 는 식 (23)을 통해 3가지 유형($A^{COM}, A^{RES}, A^{IND}$)으로 표현된다.

표 5를 통해 구성된 A^P 는 부하의 유형별 감축요소의 중요도(I_l^P)를 계산하는데 이용된다. I_l^P 의 계산 결과는 표 6과 같다. 여기서 $P = COM, RES, IND$ 이며, $l = 1, \dots, 5$ (N, D, M, U, IC)이다.

표 6의 I_l^P 계산 결과를 이용하여 모의하는 DR프로그램의 중요도를 식 (24)를 통해 계산한다. 본 논문에서는 식(24)에서 이용되는 각 프로그램의 조건($N=a_1, D=a_2, \dots$)을 단위 DR(1 unit = 주 1회 시행, 회당 1시간, 1KW 감축, 전일 공지)의 인센티브(IC)를 기준으로 일정한 단위 마다 반복계산을 수행하여, 최대 중요도를 갖는 프로그램을 찾아 P 관점의 최적 DR 프로그램을 결정하였다.

표 7은 단일 인센티브(원/kWh)를 적용한 직접부하제어(Direct Load Control; DLC)의 방법과, 제안한 방법으로 인센티브(원/unit)를 책정하여 부하의 반응을 고려한 DR 수행의 결과를 비교한 것이다. 여기서 기존 DLC제도의 인센티브 실적을 AHP의 IB 요소인 DR 프로그램들의 평균 인센티브가 되도록 모의하여 사용 인센티브의 총합으로 합리적인 비교가 가능하도록 하였다.

표 7 AHP DR과 기존 DLC의 총 인센티브 비용 비교

Table 7 Comparison of proposed DR and DLC

	AHP DR	DLC
Total incentive [천원]	14,644	23,167

표 8은 표 7의 계산결과에 DR 프로그램에 사용된 인센티브를 고려하여 각 구성원의 편익으로 표현한 것이다. 여기서 사회적 편익 Area C는 $\alpha = 0.5, \beta = \gamma = 0.25$ 의 비율로 배분된다고 가정하였다.

표 8 비상시 DR 시행의 경제적 편익(II)

Table 8 Economic benefit with Emergency DR program (II)

EB_{UTIL} [천원]	EB_{CUST}^{PT} [천원]	EB_{CUST}^{N-PT} [천원]
15,423	27,434	1,333,612
$-\sum_{\forall event} IC_{UTIL}$	$+\sum_{\forall event} IC_{UTIL} + IC_{CUST}^{N-PT}$	$-\sum_{\forall event} IC_{CUST}^{N-PT}$

위 결과를 통해 표 7의 DLC을 위한 인센티브를 충족하기 위해서는 DR 비참여자로부터 별도의 기금($\sum_{event} IC_{DST}^{N-P}$)을 추가 조성하여야함을 확인할 수 있다. 반면 제안하는 DR 프로그램은 같은 목표수준(예비율 0.1 이상)을 달성하는데 상대적으로 효율적인 인센티브를 사용함으로써 전력회사의 편익(EB_{UTIL})만으로 인센티브를 모두 충족하여 파레토 향상이 가능한 결과를 얻었다.

5. 결 론

본 논문은 전력 소비자가 전력망 운영자(ISO) 또는 전력회사(Utilities)의 통보에 응하여 인센티브 지급의 대가로 전력수요를 줄이거나 사용시간대를 변경하는 DR 프로그램을 설계하기 위해 AHP를 이용한 방법론을 제안하였다. 제안하는 방법론은 부하의 개별 특성에 따라 상이한 DR 프로그램 참여 결정의 기준이 되는 항목을 구분하고 중요도를 정량화하여, 합리적인 DR 설계가 가능하도록 하였다. 또한 DR 효과의 정량적인 분석과 인센티브의 제약을 통해 전력시장 구성원들의 파레토 향상(Pareto-improvement)을 고려할 수 있게 하였다. 제안한 방법은 본 논문에서 모의된 비상시 수급안정의 목적뿐만 아니라 DR 설계의 목적에 따라 다양한 형태로 응용이 가능하여, 향후 감축조건에 따른 부하의 DR 참여가능성을 정량화하는 연구가 보완된다면 그 유효성이 더욱 클 것으로 사료된다.

참 고 문 헌

[1] Gellings, C.W “The concept of demand-side management for electric utilities”, IEEE invited paper, Vol. 73, No. 10, pp.1468 - 1470, 1985.

[2] US Department of Energy, “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them”, Report to the United States Congress, February 2006.

[3] Boisvert, R., Neenan, B. “Social welfare implications of demand response programs in competitive electricity markets”, Lawrence Berkeley National Laboratories Working Paper, 2003. [Online Available] <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/LBNL-52530.pdf>.

[4] Paulson, E.J. PJM Interconnection, LLC, PA, USA “Demand Response as ancillary services in the PJM RTO”, Power Engineering Society General Meeting 2005 IEEE, Vol. 2, pp. 1575- 1578, June 2005.

[5] Karen Herter, Patrick McAuliffe, Arthur Rosenfeld “An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity”, Elsevier, Energy 32, pp. 25 - 34, 2007.

[6] Emre Çelebi and J. David Fuller, “A Model for Efficient Consumer Pricing Schemes in Electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 60-67, FEB. 2007.

[7] Goel L., Wu Qiuwei, Wang Peng, “ Reliability

Enhancement and Nodal Price Volatility Reduction of Restructured Power Systems with Stochastic Demand Side Load Shift”, Power Engineering Society General Meeting, IEEE, pp. 1 - 8, 2007.

[8] Omkarprasad S. Vaidya, Sushil Kumar, “Analytic hierarchy process: An overview of applications”, Elsevier, European Journal of Operational Research 169, pp. 1 - 29, 2006.

[9] Roy Billinton, Ronald N. Allan, “Reliability evaluation of power system”, 2th Edition, Plenum Press, NY, USA., 1996.

[10] 김홍배, “정책평가기법-비용·편익분석론”, (주) 나남출판, 2006.

저 자 소 개



김 동 민 (金 東 珉)

1978년 9월 24일생. 2004년 한양대 전자전기공학부 졸업(학사). 2008년 동 대학원 전기공학과 석박사 통합과정 수료.
Tel : 02-2220-0347
E-mail : rlaehdals@hanyang.ac.kr



김 진 오 (金 鎭 吾)

1956년 1월 17일생. 1980년 서울대 전기공학과 졸업(학사). 1982년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 Texas A&M Univ. 전기공학과 졸업 (공학박). 현재 한양대 전기공학과 정교수
Tel : 02-2220-0347
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr



이 창 호 (李 昌 浩)

1955년 8월 20일생. 1981년 전남대 정치경제학과 졸업(학사). 1983년 부산대 대학원 경제학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 경제학과 졸업(박사). 현재 한국전기연구원 전력산업정책연구센터장
Tel : 031-420-6120
E-mail : chrhee@keri.re.kr