

## Operation of Demand Bidding Program to Enhance Demand Response

손 윤 태\* · 이 호 승†  
(Yoon-Tae Sohn · Ho-Seung Lee)

**Abstract** - Demand Response is a well-known means usually operated by the system operator(SO) or the electricity retailers in order to reduce the peak loads or cut the price in electricity market. KPX(Korea Power eXchange), the SO in Korea has been operating the demand bidding program(or the demand resource market) since it was firstly introduced as the pilot project in 2008. The results has proved to be effective to enhance demand response. This paper describes the basic concepts and the operation results of the program.

**Key Words** : Demand Response, Demand Resource, Demand Resource Market, Demand Bidding Program

### 1. 서 론

전 세계적으로 전력산업의 변화로 인해 기존의 수요자원에 대한 새로운 평가가 이루어지고 있으며, 전력가격 및 전력수급의 안정을 위해 수요반응자원의 활용에 대한 중요성이 증가하고 있다.[1] 이에 따라 미국을 중심으로 전력시장과 연계하여 수요반응에 의한 수요관리를 적극적으로 시행하고 있다.[2] 현재 이러한 수요반응 자원에 대한 운영은 과거 부하관리 프로그램들과는 달리 양방향 통신을 기본으로 하고 있으며 정보통신 기술의 발달로 인하여 인터넷을 활용하고 있다.

#### 1.1 수요자원시장과 수요관리의 차이

기존의 수요관리는 사전에 정해진 계약에 따라 시행하기 때문에 전기소비자의 전력가치와 의사를 정확히 반영하지 못하는 문제점이 있을 뿐만 아니라 다양한 수요관리프로그램도 발달하지 못하고 있는 것이 현실이다. 이에 비해 수요자원시장은 부하 측의 수요자원이 경제적인 인센티브에 따라 자발적으로 부하차단 및 자체 비상발전기 가동 등으로 전력수요 감축에 참여하는 수요반응 프로그램이다.

수요시장은 재원의 형태에 따라 크게 지원금시장과 경쟁시장으로 구분이 가능하며, 우리나라의 수요자원시장은 지원금시장에 속한다. 현 전력공급시장이 소비자의 전력수요를 확정하고 이에 맞는 공급량 확보에 치중한 반면 수요자원시장은 공급 이외에 수요측도 자원으로 활용하여 공급신뢰도 향상과 동시에 공급비용의 절감을 유도하고 있다.[3]

표 1 수요관리와 수요반응

Table 1 Demand side management and demand response

구분	수요관리(DSM)	수요반응(DR)
사업구조	수직통합체계	경쟁시장 체계
사업체계	공급자 중심	소비자 중심
운영체계	오프라인	온라인(실시간)
통신체계	단방향	양방향
활용시기	비상시 운영	상시/비상시 운영
소비자보상	인센티브	인센티브/입찰/요금
요금제	고정요금	가변요금(시장가격)

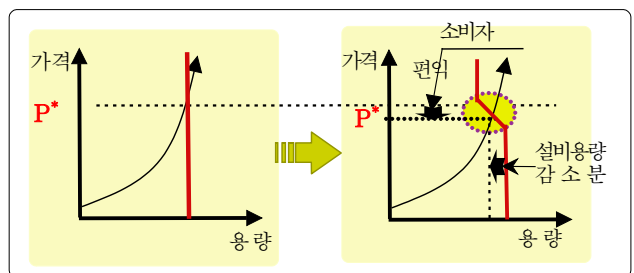


그림 1 수요반응에 의한 소비자 편익

Fig. 1 The consumer's convenience by demand response

다시 말해 기존의 수요관리제도가 수직독점 체제에서 전력회사 중심으로 추진한 사업이라면 수요자원시장은 경쟁체제에서의 소비자 중심의 수요관리프로그램이라 할 수 있다.

\* 정 회 원 : 전력거래소 수요시장팀 팀장  
† 교신저자, 비회원 : 전력거래소 수요시장팀  
E-mail : hslee@kpx.or.kr  
접수일자 : 2010년 8월 10일  
최종완료 : 2010년 8월 18일

## 1.2 국가별 수요반응제도 운영현황

### 1.2.1 미국

미국의 수요자원시장이 가장 잘 발달한 지역은 동부지역(PJM, 뉴욕 및 뉴잉글랜드 등)으로 수요자원은 설비에비력 확보, 에너지 수급균형 및 전기품질시장 분야에 참여 가능하다.[4] 또한 최종소비자에게 공급신뢰도 수준에 따라 사용요금의 선택권을 부여하고 있다.

**표 2** 수요자원의 도매전력시장 참여사례(PJM)  
**Table 2** The Participation of Demand Resource in wholesale electricity market(PJM)

구분	용량시장	에너지시장	보조서비스시장
목적	설비에비력 확보	에너지 균형	전기품질 유지
참여방식	발전기와 동일	좌동	좌동
제원	수혜자 부담	좌동	계통운영자 부담

### 1.2.2 유럽

유럽연합(EU)차원에서의 수요자원에 대한 포괄적인 정책은 없으나 나라마다 각각 특성에 맞는 다양한 정책을 추진하고 있다. 영국은 전력산업구조개편이 완료된 상태이기 때문에 민간 판매사업자가 스스로 수요관리를 시행하고 있으며 국가적으로 수요자원이 참여 가능한 시장은 보조서비스시장(전기품질시장)이다. 노르드시장(노르웨이, 스웨덴, 핀란드 등)에서는 소비자요금을 도매전력시장의 시장가격과 연계한 실시간요금제를 통해 수요반응을 촉진하고 있다.

### 1.2.3 우리나라

현재 우리나라의 도매전력시장에서는 수요자원이 직접 참여할 수 없는 구조로 되어 있다. 또한 도매시장은 가격입찰이 아닌 비용평가에 의한 변동비반영시장으로서 근본적으로 시장가격이 급등할 수 없으며 이로 인해 만약 참여가 허용된다고 해도 수요반응을 충분히 유도할 수 있는 적절한 시그널과 인센티브가 현실적으로 어렵다.

**표 3** 현 도매시장에 수요자원의 참여여부  
**Table 3** The possibility of demand resource to participate in Korea wholesale electricity market

구분	설비용량 확보	에너지시장	보조서비스시장
거래가격	가스터빈고정비 (7.46원/kWh)	시간별 한계비용 (최대 LNG발전기 변동비)	고정단가
거래금액 (09년기준)	3.99조원	22.88조원	475억원
수요자원	참여불가	참여불가	참여불가

우리나라의 소비자 요금제는 일부 계시별가격제(Time Of Use pricing) 등이 도입되어 있으나 전기요금은 정부의 규제정책으로 전체적으로 상당히 낮은 수준이고 중별 교차보조가 심한 상태로 소비자가 경제적 인센티브에 의해 자발적

으로 사용량을 조절할 인센티브는 매우 미약한 상황이다.[5] 이러한 현실에서 소비자가 스스로의 감축가능량을 입찰하여 이를 기반으로 결정되는 시장가격에 의해 인센티브를 지급하는 수요자원시장의 도입은 전기소비자의 선택권 확대를 통한 수요반응의 유도라는 측면에서 매우 유용한 제도라 할 수 있다. 다시 말해 수요자원시장을 통하여 현재의 비탄력적인 전력 수요를 보다 탄력적으로 조절할 수 있으며 최대수요를 억제하고 부족한 공급예비력을 확보할 수 있어 전력시장가격과 전력수급의 안정화에 기여할 수 있다.

## 2. 전력수요자원시장

### 2.1 시장설계의 기본원칙

수요자원시장은 부하감축이 필요한 경우 계통운영자(SO)인 전력거래소가 시장개설을 통지하고 수용가의 현장근무자가 미리 등록된 웹기반 홈페이지를 통해 부하감축일의 전력사용량을 고려하여 감축가능용량과 가격을 직접 입찰하는 방식으로 개시된다.[6] 전력거래소는 수용가가 제출한 입찰서를 바탕으로 시장가격을 결정하고 수용가별 계획감축량을 최종 통보한다. 이때 거래 단위시간은 매시 00분을 기준으로 30분 간격이다.

수용가의 계획감축량은 시장가격보다 저가의 입찰량에 대해 통보되는 것이 원칙이며 이 때 부하감축을 위한 수용가의 기술적 특성이 반영되게 된다. 시장은 부하감축일 하루전에 감축계획이 확정되는 하루전시장과 부하감축일 당일 확정되는 한시간전시장으로 구분되어 개설되며 일단 계획감축량이 확정되면 수용가는 이를 자발적으로 이행해야 할 의무가 있다. 부하감축이 이루어지면 입찰량에 대한 고정단가의 정산금인 감축가능용량 정산금(기본지원금)과 감축실적에 따른 정산금인 실감축량 정산금(제어지원금)을 시장가격에 의한 단가로 정산하게 된다.

**표 4** 수요자원시장의 하루전시장과 한시간전시장  
**Table 4** The schedule of Day-ahead market and hour-ahead market

구분	하루전시장	한시간전시장
시장개설통보	부하감축일 전일 15시	부하감축개시 3시간전
입찰마감	부하감축일 전일 15시	부하감축개시 2시간전
계획감축량통지	부하감축일 전일 15시	부하감축개시 1시간전

### 2.2 수요자원의 구성

수요자원시장은 감축가능용량이 300kW 이상으로 최소 30분 이상 수요감축이 가능하며 전력사용량에 대한 30분 단위의 계량이 가능한 수용가를 그 대상으로 하고 있다. 다만 유수지배수펌프장 등 전력사용량의 불규칙성이 큰 경우나 발전사업자로 전력시장에 참여하고 있는 발전소가 부하감축에 이용되는 경우 등은 그 참여가 제한된다. 현재 참여수용가의 대부분은 산업용이며 종류별로는 시멘트업체의 입찰량이 51%로 가장 많은 부분을 차지하고 있다.

표 5 업종별 수요자원시장 참여비중 (09년 하계)

Table 5 the proportion of participants classified by the type of business, (Summer 2009)

구분	시멘트	석유화학	제철·재련	전기기계	기타	합계
수용가수 (개소)	17	13	4	5	19	58
총입찰량 (MW)	325	122	174	8	12	640

2.3 시장개설 및 통보

수요자원시장은 다른 부하관리사업과 같이 공급예비력 부족 시 이를 확보하여 전력계통 신뢰성을 증대하고 계통의 최대 전력수요를 억제하여 중장기적인 전력설비 투자비를 억제하는 데 있다. 시장개설을 위한 조건도 이와 관련이 깊다. 현재 수요자원시장의 개설조건은 계통운영자인 전력거래소가 계통의 공급예비력이 일정수준 이하로 예측할 경우 또는 전력수요가 기존 최대 전력수요를 경신할 경우 등이다. 이 때 시장개설 여부를 결정하기 위한 공급예비력과 최대전력 전망치 등 전력계통자료는 하루전시장의 경우 거래일 하루전에 발표되는 일일 운영발전계획을, 한시간전시장의 경우에는 실시간 급전운영자료를 각각 활용하게 된다. 시장개설 조건이 만족되면 전력거래소는 자체 전문가 실무협의체를 통하여 시장개설 여부를 최종적으로 확정하고 각 수용가에게 휴대폰 문자메시지, 이메일, 전용홈페이지 게시판 등을 통해 시장개설을 통지하게 된다.

2.4 수요자원의 입찰

수용가가 감축가능량과 가격을 신고하는 입찰은 상비입찰과 일일입찰로 나누어 적용하고 있다. 상비입찰은 전력거래소가 미리 공지한 정기운영기간에 매일 자동 적용되는 입찰로서 수용가는 해당기간의 평균적인 전력사용계획에 따라 입찰서를 작성한다. 이러한 상비입찰 자료는 거래전일 일일 입찰로 변환되고 입찰마감시점까지 이를 변경하지 않는 경우에는 거래일의 최종 입찰자료가 된다. 정기운영기간을 별도로 공표하지 않은 기간에도 시장 개설은 가능하지만 이때는 상비입찰이 인정되지 않는다.

입찰자료는 부하감축일 당일에 예상되는 전력사용량 수준에서 다음 단계로 전력사용량을 줄이면 이 때 기대하는 감축가격을 작성하는 방식으로 최대 5개 구간까지 나누어 제출할 수 있다.

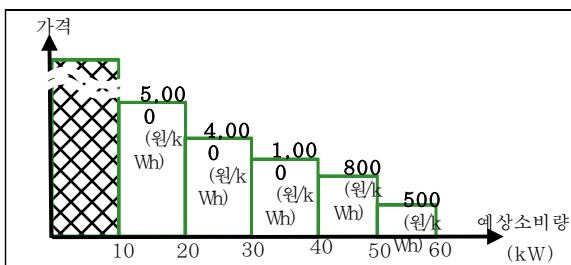


그림 2 수요자원의 입찰(5구간 입찰의 예)

Fig. 2 The example of a bid by one participant (using five bidding sections)

이 때 수용가는 최대 전력사용량, 최소 부하감축 정지시간, 최대 부하감축시간, 최소 부하감축시간 등의 기술적 특성 자료를 함께 제출하여야 한다.

2.5 감축구매량 곡선

감축구매량을 결정하기 위해 감축구매곡선이 필요하며, 본 수요자원시장에서는 아래와 같은 감축구매곡선을 사용한다.

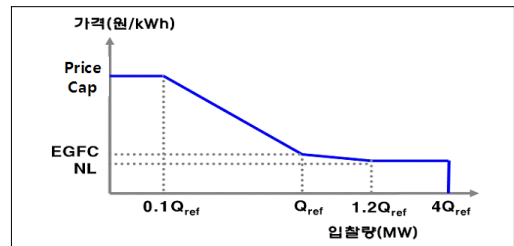


그림 3 감축구매량 곡선

Fig. 3 The demand curve of the demand resource market

기준감축구매량( $Q_{ref}$ )은 전력거래소가 필요한 구매량의 기준이 되는 용량이며, 총 감축가능용량 이내에서 거래소가 결정하는 값이다. 상한가격(Price Cap)은 전원계획상의 LOLP 수준인 연간 12시간 이내 운전되는 첨두발전기인 LNG 가스 터빈발전기(OCGT)의 연간 전력생산비용의 80% 수준인 4,000원/kWh으로 결정했다.

표 6 첨두(OCGT) 발전설비에 의한 전력생산비용

Table 6 The production cost of electricity by the peaker (OCGT)

연간투자 금액		변동비	공급단가
연간비용(원/kW)	KWh당 단가		
건설비회수금	34,376	4,864원/kWh	159원/kWh
운전유지비	23,994		
합계	58,370		
G/T 30만kW 기준		연 12시간	

기준구매량( $Q_{ref}$ )을 100% 구매하기 위한 가격인 EGFC는 현 전력시장의 가장 비싼 발전기의 변동비를 기준으로 하였으며 최저가격인 NL은 최근 건설된 LNG 복합화력이 G/T 단독 운전할 경우 발생하는 변동비와 산업용 소비자요금과의 차이로 이는 판매회사인 한전이 전력공급으로 인한 손실을 의미한다. 이러한 구매곡선은 가격에 대한 적절한 수요탄력성을 도입함으로써 대규모 수용가에 대한 시장지배력을 최소화하고 시장가격이 합리적인 수준 이내에서 변동할 수 있는 역할을 하게 된다.

2.6 감축계획의 수립

수요감축계획은 수용가가 제출한 입찰자료와 감축구매량 곡선을 바탕으로 결정된다. 감축계획의 수립은 최적화의 문제로 그 목적함수는 수요자원의 공급측과 수요측의 잉여 극

대화이다.

$$\max_{p,g} \sum_t \left( \sum_b SP_{i,t,b} \cdot g_{t,b} - \sum_i \sum_b BP_{i,t,b} \cdot p_{i,t,b} \right) \quad (1)$$

$BP_{i,t,b}$ : 수유가  $i$ 의  $t$  시간  $b$  구간 입찰가격(원/kWh)  
 $SP_{i,t,b}$ :  $t$  시간 감축구매량 곡선  $b$  구간 가격(원/kWh)  
 $p_{i,t,b}$ : 수유가  $i$ 의  $t$  시간  $b$  구간 계획감축량(kW)  
 $g_{t,b}$ :  $t$  시간 시스템 수요  $b$  구간 계획감축량(kW)

계약조건은 먼저 시스템 전체에 적용되는 제약으로 감축 구매량곡선과 수유가의 입찰에 의한 감축량은 같다는 조건으로 다음과 같이 표현된다.

$$\sum_i \sum_b p_{i,t,b} = \sum_b g_{t,b} \quad (2)$$

시스템 수요의  $b$ 구간의 감축량 상한에 대한 제약과 수유가  $i$ 의 부하감축량 상한에 대한 제약은 각각 아래와 같다.

$$0 \leq g_{t,b} \leq SQ_{t,b} \quad (3)$$

$$0 \leq p_{i,t,b} \leq BQ_{i,t,b} \cdot u_{i,t} \quad (4)$$

$SQ_{t,b}$ :  $t$  시간 시스템 수요  $b$  구간 용량(kW)  
 $BQ_{i,t,b}$ : 수유가  $i$ 의  $t$  시간  $b$  구간 입찰용량(kW)  
 $u_{i,t}$ : 수유가  $i$ 의  $t$ 시간 부하감축 여부 (0 또는 1)

입찰 수유가의 기술적 특성에 따른 제약조건에는 부하감축이 한번 시작되었을 때 연속되어야 하는 최소한의 시간인 최소감축지속시간(MUT<sub>*i*</sub>)의 제약, 부하감축 시행완료 이후 다시 부하감축이 시작될 때까지 부하감축을 중단해야 하는 최소 정지시간(MDT<sub>*i*</sub>)의 제약, 수유가의 최대 감축지속시간(MHR<sub>*i*</sub>)의 제약 등이 있으며 이를 식으로 표현하면 다음과 같다.

$$s_{i,t} + d_{i,t} + d_{i,t+1} + \dots + d_{i,t+MUT_i} \leq 1 \quad (5)$$

$$d_{i,t} + s_{i,t} + s_{i,t+1} + \dots + s_{i,t+MDT_i} \leq 1 \quad (6)$$

$$u_{i,t} + u_{i,t+1} + \dots + u_{i,t+MHR_i} \leq MHR_i \quad (7)$$

$s_{i,t}$ : 수유가  $i$ 의  $t$ 시간 감축시작 여부 (0 또는 1)  
 $d_{i,t}$ : 수유가  $i$ 의  $t$ 시간 감축종료 여부 (0 또는 1)  
 $MUT_i$ : 수유가  $i$ 의 최소 감축지속시간  
 $MDT_i$ : 수유가  $i$ 의 최소 감축정지시간  
 $MHR_i$ : 수유가  $i$ 의 최대 감축지속시간

이 때 부하감축 여부( $u_{i,t}$ )는 시작 여부( $s_{i,t}$ ) 및 종료여부( $d_{i,t}$ )와 아래와 같은 관계가 있다.

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} = s_{i,t} - d_{i,t} \quad (8)$$

### 2.7 계량 및 감축량 평가

수유가의 감축량 평가를 위해서는 계량이 필요하다. 수요자원시장에 참여한 수유가에 대한 감축량 평가는 판매사업자(한국전력)의 원격검침시스템에 의한 15분 단위 계량값을 취득하여 단위 거래구간인 30분으로 환산하여 적용하고 있다.

감축량에 대한 평가 방식은 먼저 수유가의 직전 10일의 정상근무일 중 시장개설 시간대와 동일한 시간의 전력사용량 합계 상위2일 하위2일을 제외한 6일을 기준부하일로 정하고 이를 거래일과 가까운 순으로 높은 가중치를 부여하여 시간대별로 가중평균하는 방식으로 거래일의 전력사용량을 추정하여 고객기준부하(Customer Baseline Load)를 설정하고 실제 감축량은 이 기준부하에서 계량값을 차감하여 평가하는 방식이다.

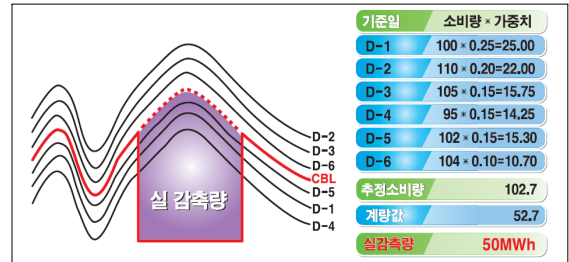


그림 4 고객기준부하에 의한 감축량의 평가(예)

Fig. 4 The example of evaluating the load reductions using CBL

### 2.8 정산

수유가에 대한 정산금은 감축가능용량 정산금과 실감축량 정산금으로 구분하여 정산한다. 실감축량에 대한 정산은 수유가 실제 부하감축시 발생하는 비용에 대한 보상으로 계획감축량에 따른 실적으로 정산하고 있으며 감축가능용량 정산금은 부하감축을 하기 위해 대기하는 비용의 보상으로 수유가의 입찰가격별 입찰량에 따라 정기운영기간 전 거래 가능 구간 동안 산정한다. 실감축량에 정산금 산정식은 아래와 같다.

$$PCP_i = \sum_t (ECA_{i,t} \times CMP_t \times PC_{i,t}) \quad (9)$$

$PCP_i$ :  $i$  수유가의 실감축량정산금 (원)  
 $ECA_{i,t}$ :  $i$  수유가의  $t$  시간대 실감축량 (kWh)  
 $CMP_t$ :  $t$  시간대의 감축시장가격 (원/kWh)  
 $PC_{i,t}$ :  $i$  수유가의  $t$  시간대의 성과계수 ( $0 \leq PC_{i,t} \leq 1$ )

여기서 실감축량(ECA)이 계획감축량의 110%를 초과하는 경우에는 110% 한도까지만 정산에 인정하고 있으며 성과계수( $PC_{i,t}$ )는  $i$  수유가의  $t$  시간대의 실감축량( $ECA_{i,t}$ )을 계획감축량으로 나누어 이행률(%)을 산정하고 이에 따라 최소 0에서 최대 1까지 그림 5와 같이 적용한다.

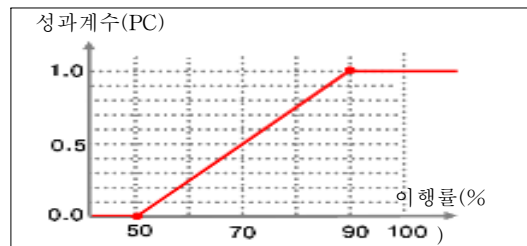


그림 5 이행률에 따른 성과계수

Fig. 5 The Performance coefficient(PC) by the participant's performance

이는 계획감축량을 반드시 이행하여야만 원래의 시장가격을 보장받을 수 있도록 하고 있어 약속된 계획감축량 미이행에 대한 페널티의 역할과 함께 입찰시 스스로 실제 감축 가능한 양 만큼을 입찰하게 하여 시장가격의 왜곡을 사전 차단하기 위한 장치가 활용된다.

다음으로 감축가능용량에 대한 정산금은 아래와 같다.

$$CAP_i = \sum_t \sum_b (BQ_{i,t,b} \times BPF_{i,b} \times AP_{ref}) \times APC_i \quad (10)$$

$CAP_i$  :  $i$  수용가의 감축가능용량에 대한 일일 정산금(원)  
 $BQ_{i,t,b}$  :  $i$  수용가의  $t$  시간대  $b$  입찰가격구간의 입찰량(kW)  
 $BPF_{i,b}$  :  $i$  수용가의  $b$  입찰가격구간의 입찰가격계수  
 $AP_{ref}$  : 용량가격 (09년 하계 17.852원/kWh)  
 $APC_i$  :  $i$  수용가의 평균성과계수  
 $(APC_i = \sum_t (PC_{i,t} \times PCQ_{i,t}) / \sum_t PCQ_{i,t})$

입찰가격계수(BFP)는 입찰가격 상승을 방지하고 낮은 입찰 가격에 대한 입찰량에 보다 높은 대기비용을 지급하기 위해 도입되었으며 입찰가격별로 최소 0.0 부터 최대 1.0 사이의 값을 갖는다. 평균성과계수(APC)는 실감축량정산금에 적용된 각 거래시간별 성과계수를 계획감축량으로 가중평균한 값으로 최소 0.0 부터 최대 1.0 사이의 값을 가지며 실제 계획감축량 이행률이 높은 수용가 일수록 대기비용도 높게 지급하기 위함이다.

### 3. 수요자원운영 운영결과 및 시사점

#### 3.1 09년 시장운영결과

09년 하계 정기운영기간에는 하루전시장이 4일, 한시간전 시장이 2일 개설되었으며 동계(09년 12월)에도 예비력이 적정치를 하회할 것으로 예측된 1일에 하루전시장이 추가 개설되었다. 이에 대한 시장운영결과를 요약한 표는 다음과 같다.

표 7 수요자원시장운영결과 종합표

Table 7 Summary of market operating results

구분	하루전시장		한시간전시장 (하계)
	하계	동계	
운영기간 (시장개설일)	7.13~31/8.10~28 (8.14,18,20~21)	상시 (12.18)	7.13~31/8.10~28 (8.24~8.25)
입찰량	최대 472MW	최대 434MW	최대 537MW
계획감축량(A)	364MW	364MW	427MW
부하감축량(B)	364MW	364MW	455MW
이행률(B/A)	100%	100%	107%
평균 시장가격	1,154원/kWh	1,069원/kWh	1,155원/kWh

수용가의 입찰량의 경우 최대 537MW였으며 하루전시장은 지정기간제 시행기간 중에 개설되어 기 약정된 수용가의 입찰량은 인정되지 않아 이보다 다소 낮은 472MW를 기록했다. 공급예비력 부족으로 정기운영기간 공지 및 운영없이 불시에 시행한 동계의 경우 이보다 낮은 434MW였다. 한시간전 시장의 부하감축량은 평균 364MW로 수용가는 평균적으로 계획 감축량을 100% 이행하는 것으로 나타났다. 또한 하

계시장의 시장가격은 평균 1,154원/kWh 수준이었다.

시장가격의 변동은 시간대별로 1,000~1,301원/kWh로 비교적 안정적이었으며, 특이한 점은 하루 중 15시 전후의 입찰량이 증가하여 해당시간대의 시장가격이 다소 낮아진다는 점이다. 이는 시장개설을 통한 부하감축 가능성이 높은 시간대를 수용가가 이미 인지하고 있기 때문에 해당시간대의 전력사용계획을 보다 유동적으로 하여 입찰량을 증가시켰기 때문이다.

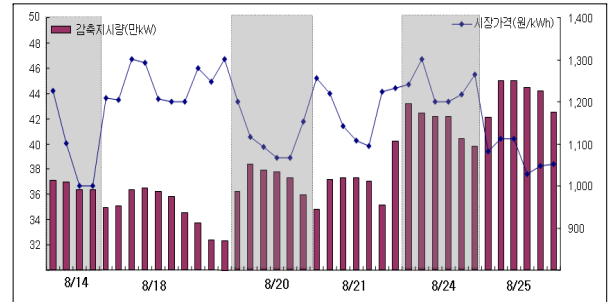


그림 6 계획감축량 및 시장가격 추이(09년 하계)

Fig. 6 the planned reduction and market price (Summer 2009)

#### 3.2 시사점

09년 수요자원시장은 처음 도입된 08년 보다 전체 실감축량이 19.7만kW에서 36.4만 kW로 85% 가량 증가하였음에도 평균시장가격은 오히려 4% 하락한 1,154/kWh으로 나타나 수요 자원시장에 대한 수용가의 높은 참여와 수용가간의 실질적인 경쟁을 보였다. 수용가의 업종을 보면 주로 시멘트, 제련철강, 석유화학 등 특정업종에 편중되고 있는데, 이는 부하감축의사를 신속히 결정할 수 있는 특정업종이 적극적으로 시장에 참여하였기 때문이며 이들 업종들은 시간대별로 큰 차이가 없고 이행률도 높아 하루전이내의 빠른 시간 안에 감축계획을 확정하고 이를 이행할 수 있어 매우 우수한 자원으로 평가되고 있다. 또한 거의 모든 우수업종 수용가의 평균성과계수는 1이었으며 최대 110% 만을 인정하는 정산규칙에 의해 감축량을 정산받지 못하는 감축량도 평균 4% 미만으로 나타나 대체적으로 자신의 계획감축량을 성실하게 이행하는 것으로 분석된다.

이는 수용가 스스로 전력사용 계획을 입찰의 형태로 의사 표현을 할 수 있고 이에 기반하여 계획감축량이 결정되는 수요입찰제의 성공적인 정착으로 평가할 수 있다. 특히 동계에는 전력계통의 공급예비력 부족으로 별도의 예고 없이 기존 등록된 수용가를 대상으로 하루전시장 개설을 통보하였음에도 불구하고 적정 수준의 수요반응을 확인함으로써 하계 이외의 기간에도 대규모 발전단지 고장 등 비상상황 발생 시 언제든지 수용가 스스로의 입찰에 따라 필요량 만큼의 정밀한 부하감축을 유도할 수 있음을 증명하였다.

### 4. 결론

수요자원시장은 우리나라에 최초로 도입된 시장경쟁형 부하관리제도로서 그 성과와 활용가능성이 입증되었다. 향후에는 전력소비자의 선택권을 확대하는 방향으로 관련 제도를

지속적으로 개선하여 전기소비자와 공급자가 공정한 환경에서 상호 윈-윈 할 수 있도록 제도를 보완하여야 할 것이다.

또한 수요자원시장은 계통운영자가 운영하는 부하관리제도의 하나로 계통운영 및 실시간 급전업무와 밀접한 관계를 가져야 하고 이에 대한 연계성을 더욱 강화하는 방향으로 발전해 나가야 한다. 특히 수요자원시장이 단시간 전에 예고되어 실질적인 피크억제 효과와 공급예비력 확보 효과가 높은 점을 감안 부하응동이 빠른 수용가를 중점 발굴하는 노력이 필요하다.

궁극적으로는 해외 선진 사례에서 보듯 수요자원이 수요자원만 참여하여 상호 경쟁하는 현재의 틀에서 벗어나 도매전력시장의 메커니즘 속에서 판매사업자, 발전사업자를 포함한 모든 시장참여자의 역할 속에 비차별적으로 거래될 수 있는 수요반응프로그램에 대한 심층 연구와 고민이 필요하다.

### 참 고 문 헌

- [1] IEA, "The Power to Choose - Demand Response in Liberalised Electricity Markets", 2003
- [2] DOE, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them", 2006
- [3] IEA, "DRR Valuation and Market Analysis", 2006
- [4] PJM, "Introduction to PJM Demand Side Response", 2008
- [5] 지식경제부, "전력부하관리사업 및 효율화사업의 중장기 정책수립을 위한 장기운용계획 수립 연구", 2008
- [6] KPX, "전력수요자원시장운영규칙", 2010

## 저 자 소 개



### 손 윤 태 (孫 崙 泰)

1960년 1월 10일생. 1997년 진주산업대 졸업(학사). 2000년 국립경상대 대학원 졸업(석사). 1993년 한국전력공사 과장, 2005년 전력거래소 부장, 2010년 현재 전력거래소 수요시장팀 팀장



### 이 호 승 (李 鎬 丞)

1976년 11월 29일생. 2001년 고려대 전기공학과 졸업. 2003년 광주과학기술원(GIST) 정보통신공학과 석사과정 수료. 현재 전력거래소 수요시장팀 근무