

## 수요자원시장 운영경험 및 개선방향

김두중\*, 양민승\*, 조병탁\*

\*전력거래소

### Experience of Demand Resource Market and Effective Imprument

Doojung Kim\*, Minseung Yang\*, Byeongtak Cho\*,

\*Korea Power eXchange

**Abstract** - 수요자원시장은 '08년 시범사업을 시행하고, '09년부터 본 사업을 시행하였고, '10년도에는 51.3만kW의 부하감축을 시행하였다. 본 논문에서는 우리나라 전력수요자원시장의 기본개념 및 운영경험을 설명하고, 향후 전력수요자원시장의 개선방향에 대해 언급하고자 합니다.

#### 1. 서 론

##### 1.1 수요반응(부하관리)의 유형별 구분 및 특성

수요반응의 종류는 인센티브 기반 수요반응과 요금기반 수요반응으로 구분된다. 인센티브 기반 수요반응은 계통운영자가 주도하는 부하감축이고, 요금기반 수요반응은 전력회사 또는 판매회사가 주도하는 부하감축이다.

##### 1.1.1 인센티브기반(Incentive-based)수요반응(DR): 계통운영자

계통운영자가 운영하는 수요반응프로그램은 크게 용량프로그램, 보조서비스프로그램, 수요입찰, 비상프로그램, 직접부하제어가 있다. 용량프로그램은 계통운영자가 필요시 취할 수 있는 사전 부하감축 조치이며 정산금은 용량시장 가격을 받게 되고, 보조서비스프로그램은 고객 입찰이 예비력시장에서 청산되면 1시간 이내의 통보로 수요감축이 시행되며 정산금은 예비력시장 가격이 지불된다. 또한 수요입찰은 하루전 에너지시장에서 시장가격으로 지원금 지급되고, 비상프로그램은 신뢰도기반DR로 부하감축 보상은 실시간 에너지시장가격 또는 고객 정전비용으로 산정되며 보통 0.5~2시간 전에 선언된다. 그리고 직접부하제어(DLC)는 신뢰도기반 수요반응으로 직접 고객의 의사와 관계없이 계통운영자가 직접 부하감축을 수분 이내에 시행한다.

##### 1.1.2 요금기반(Price-based)수요반응(DR): 전력회사

전력회사 또는 판매회사가 사업의 위험을 회피하고 안정적인 수익을 높이기 위해 사용하는 요금제도이다. 고객 요금제는 계시별 요금제, 첨두요금제, 실시간요금제 등이 있다. 계시별 요금제(TOU, Time-of-Use Pricing)는 계절별, 시간대별로 요금을 차등을 주는 방식으로 전력수요가 높은 여름 및 겨울은 가격이 높고 가을과 봄은 가격이 낮다. 그리고 하루중에도 최대부하시간대, 중부하시간대 등으로 가격이 차이가 있다. 실시간요금제(RTP, Real-Time Pricing)는 하루전 및 실시간 전력시장가격을 기반으로 요금제도도 만드는 것이다. 그러나 전력시장이 없는 국가는 한계 생산비용에 기반한 시간대별 요금제도를 적용한다. 첨두요금제(CPP, Critical Peak Pricing)는 평상시 가격은 낮으나 일정시간에 계시별 요금제의 10~20배의 요금을 적용하여 최대부하를 감축한다.

##### 1.2 우리나라 부하관리 종류 및 특성

전력거래소의 부하관리는 전기소비자가 감축가능량과 가격을 수요시장에 입찰하여 수요감축을 시행하며, 시행 예고시기에 따라 하루전시장과 한시간전시장으로 구분하여 운영하고 있다. 한국전력공사는 부하관리제도는 지정기간제와 주간예고제로 구분할 수 있고, 지정기간제는 6월말에 부하감축일을 통보하고 하절기 휴가 및 설비보수 등이 있는 고객이 참여하고 있으며, 주간예고제는 3~7일 전에 부하감축일과 시간대를 통보하며 주로 조업이동을 통하여 부하감축을 시행하고 있으며 사전약정에 의해 지원단가를 결정하고 있다. 또는 비상절전제도와 직접부하제도가 있으나, 이 제도는 공급예비력 200만kW 이하에서 부하감축을 시행할

수 있으나 현재까지 한 번도 부하감축을 시행하지 않았다. 향후 부하관리는 선진국의 사례와 같이 전력계통 운영을 책임지고 있는 기관(전력거래소)에서 수요관리업무를 전담하고, 판매사업자(한전)는 전기요금체계 개선 등을 통한 수요관리 업무를 전담하는 방향으로 역할분담이 필요하다.

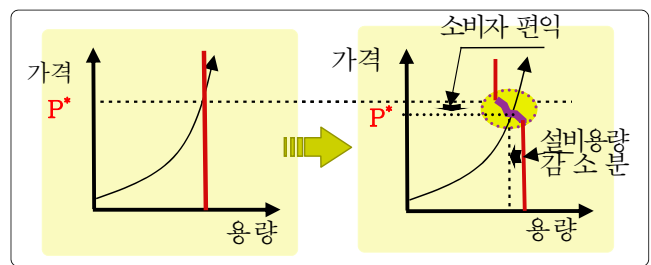
<표 1> 우리나라 부하관리제도 종류

구분	전력거래소(수요자원시장)		한국전력(사전약정)	
	하루전시장	한시간전시장	지정기간제	주간예고제
예고시기	하루전(17시)	한시간전	1~2개월전	1주전(금)
운영형태	1~2일단위 조절	비상시 시행	휴가/보수 시행	1주단위 조절
지원단가	시장가격	시장가격	고정단가	고정단가
단가(원/kWh)	808~1,453	867~1,205	760~930	720~1,140
참여업종	시멘트, 제련, 철강 등		전자, 화학, 기계, 제강 등	

##### 1.3 수요반응 효과

수요반응의 효과는 경제적 편익과 신뢰도 편익으로 구분된다. 경제적 편익은 전기소비자의 전기요금 절감 및 부하관리 지원금 보상을 받는다. 또한 전력 도매시장의 가격 하락과 총 설비용량이 감소되어 최종소비자의 편익이 증가한다. 즉 부하관리의 부하감축 효과는 발전설비 대체효과가 발생하고 이로 인해 최종소비자의 편익이 증가한다.

<그림 1> 수요반응에 의한 소비자 편익 변화



<그림 1> 수요반응에 의한 소비자 편익

신뢰도 편익(Reliability Benefits)은 공급예비력이 기준이하로 저하시 고객 부하를 감축하여 전력공급의 공급지장확률을 낮추어 사회적 편익이 증대한다. 우리나라의 경우 주간예고제 및 수요자원시장의 개설은 공급예비력 500만kW 이하시 부하감축을 시행한다.

#### 2. 수요자원시장 운영절차 및 운영경험

##### 2.1 수요자원시장 운영절차

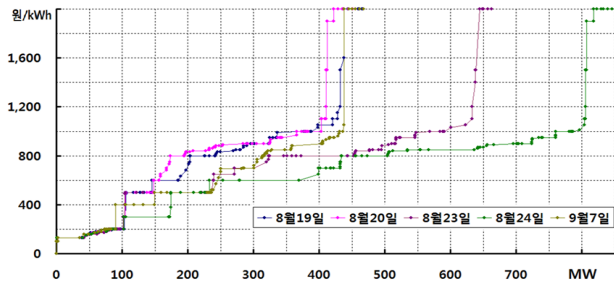
수요자원 거래시장에 참여할 수 있는 부하의 기술적 기준과 총 구매용량을 정하고, 부하관리사업자 또는 고객으로부터 입찰서를 받아 가격을 결정한다. 기반기금의 총 지원금 내에서 낮은 가격을 제출한 사업자의 수요에 대한 조절을 시행하고 정산금을 지불하며, 수요자원시장은 하루전시장과 한시간전시장으로 구분하여 개설하되, 공급예비력 부족여부를 확인하기 위해 전력시장과

연계한다.

### 2.1.1 수요자원 입찰

수요자원시장은 전력시장의 공급예비력이 500만kW 이하 시 개설할 수 있다. 공급예비력은 총 공급가능용량 이내에서 예측수요를 차감하여 산정한다.

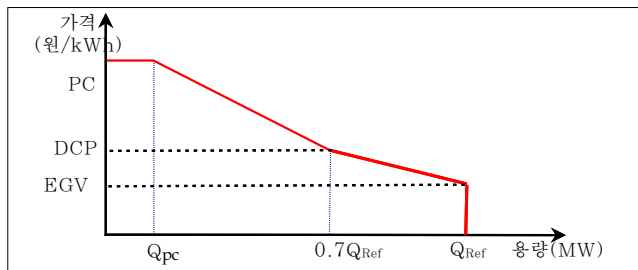
수요자원 입찰은 수요자원개설시에만 시행하며 하루전시장은 거래전일 16:00까지 한시간전시장은 2시간전까지 입찰자료를 제출하여야 한다. 입찰자료는 감축가능용량 및 감축가격을 5밴드로 제출하여야 할 수 있다.



〈그림 2〉 2010년 8월 부하감축가능용량 곡선

### 2.1.2 감축구매량 결정

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



〈그림 3〉 감축구매량 곡선

### 2.1.3 수요감축계획 수립 및 감축시장가격 결정

수요감축계획의 목적함수는 사회적 잉여 최대화이다. 시스템의 제약조건은 수급균형이며, 개별 수요자원의 제약은 최대사용량, 최소정지시간, 최대감축시간, 최소감축시간 등이다. 감축시장가격은 감축한계비용 방법으로 결정한다.

### 2.1.4 수요자원시장 정산

수요자원시장의 정산금은 감축가능용량 정산금과 실감축량 정산금으로 구분하여 산정한다. 감축가능용량 정산금은 부하감축을 하기 위해 대기하는 비용을 보상하는 성격이며, 실감축량 정산금은 전기소비자가 부하감축시 발생하는 비용을 보상하는 성격이다.

### 2.2 수요자원시장 운영경험

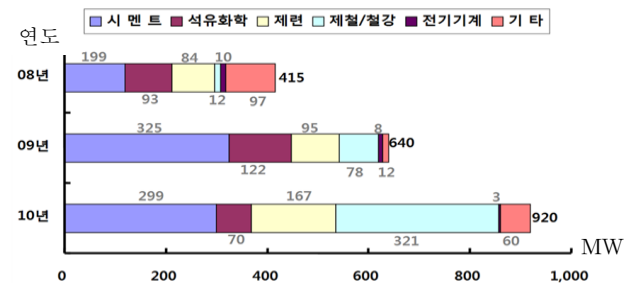
2008년에는 수요자원시장을 시범적으로 시행했고, 2009년부터 본격적으로 사업을 시행하였다. 고객의 입찰량은 2008년 411MW 이고 2010년 578MW로 큰 증가를 하지 않았으나, 실감축량은 2008년 252W이고 2010년 513MW로 크게 증가하였다.

〈표 2〉 수요자원시장 감축시장가격 및 실감축량

연 도	2008	2009	2010
감축시장가격 (원/kWh)	1,034	1,157	1,072
입찰량 (MW)	411	445	578
감축지시량 (MW)	208	379	488
실감축량 (MW)	252	387	513
지원금 (억원)	34	94	129

또한 2010년도에는 철강 및 제철 고객이 신규로 증가하여 시장

가격은 2009년 1,157원/kWh에서 2010년 1,072원/kWh으로 낮아졌다.



〈그림 4〉 수요자원시장 감축시장가격 및 실감축량

## 3. 전력수요자원시장 개선방향

### 3.1 부하관리사업 운영방법 개선

현재 부하관리사업자는 개별 고객을 합산하여 입찰량 제시, 감축지시량 통보, 감축량 산정 및 정산금 지급하도록 되어있다. 그러나 개별 고객에 대한 감축지시량 대비 실감축량 산정이 불가능하며, 개별 고객에 대해 비정상근무일(타제도 부하감축일)적용이 불가능하고, 정산금 지급 시 고객별 지급사인(모든 고객 서명) 필요하다.

따라서 부하관리사업자의 개별 고객으로 합산하여 입찰, 감축량 통보, 감축량 산정 및 정산금 지급방식에서 고객별 정산방식으로 시행(합산방식→직접거래방식)할 필요가 있다. 이 방식은 고객별 감축량을 정확히 판정할 수 있고, 고객별 정확한 정산금을 산정할 수 있다.

### 3.2 비정상근무일 판정 방식 개선

현재 고객별 비정상근무일은 기준부하(CBL) 대비 평균 근무일 10일의 평균값 중 50% 이하 또는 1만kW 이상인 경우 기준부하산정에서 제외되고 있다. 이 사항은 전력수요자원시장운영규칙에 명확히 기술하여 고객의 혼란을 초래하지 않아야 한다.

### 3.3 감축가능용량 정산금 폐지 및 감축량산정방식 조정

감축가능용량 정산금은 전력시장의 용량가격(하계 기준: 16원/kW-h)을 적용하여 정산하고 있으나, 그 효과가 미미하여 감축가능용량 정산금의 지급을 폐지할 필요가 있다.

수요자원시장 거래일 전 10일 근무일을 선정하고 그중 최하수요 2일, 최상수요 2일을 제외하고, 6일 자료를 가중평균하여 고객 기준부하를 산정하고 그 기준부하에 거래시간대의 계량값을 차감하여 감축량을 산정한다. 그러나 최근일에 가중치가 크기 때문에 최대부하발생 이전 부하를 올릴 가능성이 있어 그 가중치를 적용하지 않는 것이 바람직하다.

## 4. 결 론

현 수요자원시장은 2008년부터 시행하고 있으며, 2010년에 부하감축량이 51.3만kW를 시행하였다. 그리고 점진적으로 감축가능용량이 증가하여 최대부하 억제 가능성이 매우 클 것을 예상된다. 그러나 현 전력수요자원시장은 많은 개선사항이 있다. 특히 부하관리사업자의 운영방식에 큰 변화가 필요하다. 부하관리사업자를 고객별 합산방식에서 고객별 직접거래방식으로 처리하면 고객별 성과가 명확하고 정산금 지급도 매우 편할 것으로 예상된다. 또한 비정상일 근무 산정 방식 등을 변경하면 고객측 혼란을 회피할 수 있다.

### [참 고 문 헌]

- [1] "Benefits of Demand Response in electricity markets and recommendations for achieving them" 2006
- [2] IEA, "Demand Response in Liberalized Electricity Markets", 2003
- [3] FERC Staff Report, "Assessment of Demand Response & Advanced Metering" 2008
- [4] PJM Training material, "Demand side Response", 2009