

신 수요관리시스템 적용 현황 분석 연구

유인협*, 이진기*, 김선익*, 고종민*
* 한국전력공사 전력연구원

Survey on Demand Response Systems

In H. Yu*, Jin K. Lee*, Sun I. Kim*, Jong M. Ko*
* Korea Electric Power Research Institute

Abstract - 본 연구에서는 신 수요관리 기법인 DR(Demand Response) 시스템의 적용 현황을 분석하였다. 현재 전력사에서 사용하고 있는 9개의 프로그램에 대한 특성 및 적용 사례를 조사하고 분석하였다. 또한 DR 프로그램의 전형적인 실행과정을 살펴보고 DR의 효과적인 응용에 필요한 부분인 단기 부하예측의 필요와 이들의 방법에 대해서 조사하였다. 부하 예측을 위해서는 수요자의 부하 정보의 분석이 기반이 된다. 따라서 국내에 DR시스템을 도입할 경우에는 수요자의 부하 정보인 Load Profile에 대한 정보의 분석 시스템의 개발이 선행되어야 할 것으로 판단된다.

1. 서 론

DR 시스템의 도입으로 인하여 전력사는 여러 가지의 혜택이 있지만 다음과 같이 몇 가지로 분류할 수 있다. 1) 운영 자원의 관리 및 유지 비용의 감소 2) 전력사에 보다 낮은 소요 비용으로써 피크시에 시스템 안정성을 개선 3) 에너지 가격의 급등을 완화 4) 전력시장에서 시장지배 세력의 완화 5) 수요자가 전력사용에 대한 현명한 선택을 할 수 있도록 보다 좋은 가격 신호를 제공 6) 현재 수요자들이 시스템의 안정성을 위해 고정요금제에 따라 일률적인 배당 기반의 보편료를 수요자들의 사용 전력에 따라 차등하여 지급하게 하는 시장 기반의 배당 방식으로 전환 가능하다. 이러한 배당 방식의 전환은 수요자들이 고정 요금제로 하든 아니 하든 모든 수요자들의 과금이 감소하는 혜택이 있다. 또한 DR 프로그램은 지역적인 송전 계획의 일부로 중요한 대체적인 방안이 될 수 있다.

2. 본 론

2.1 DR 프로그램의 종류

DR의 주요 프로그램은 아래와 같이 분류될 수 있으며, 이를 보면 Real Time Dynamic Pricing 등의 9개 정도가 적용되고 있다. 다음은 각 프로그램에 대하여 전력사별로 적용하는 예를 설명하고 있다.

2.1.1 Real time Pricing

이 프로그램에서 요금은 시간대별 또는 일일전 기반으로 변한다. 가격 변화나 일 일전 가격 예측에 대한 부하의 변경은 수요자 측의 옵션이다.

Southern California Edison

수요레벨 구분이 2kV이하, 2-50kV, 50kV 이상으로 되어 있다. 요금제는 하절기나 동절기에 시간대별, 요일별(평일, 주말), 기상대에 의한 온도를 기준으로 계산이 된다. 하절기 평일의 온도 구분은 35, 33-34, 29-32, 27-28 동절기 평일은 33이상, 32이하로 구분하고, 그리고 휴일은 동하절기 같이 26이상과 25이하로 구분한다.

Xcel energy

이 서비스는 전년도에 매 월간 최대 수요가 500kW이상인 고객에게 적용된다. 에너지 가격은 특정 시간대에 CBL(Customer Baseline Load)로부터 측정하여 그 증감

에 의해서 결정된다.

Portland General Electric

이 스케줄은 TOU가격 부문에서 제공된다. 차이점은 RTP에서는 일간 가격이 DOWJONS의 ELECTRICITY PRICE INDEX, kWh당 .243센트 그리고 손실을 기반으로 계산한다.

PacificCorp

Portland General Electric와 같이 일간 가격이 DOWJONS의 ELECTRICITY PRICE INDEX, kWh당 .243센트 그리고 손실을 기반으로 계산된다.

British Columbia Hydro & Power Authority(Canada)

RTP Transmission Service는 송전 수요자에게 에너지 증감에 대한 시장 가격이 접속하게 해 준다. RTP는 CBL(Customer Base Load)의 증감에 적용된다. 가격은 Dow Jones Mid-C Firm 혹은 Non-Firm Index Price를 기준으로 몇 개의 선택이 있다. 수요자가 Price Index를 선택 할 수는 있으나, 선택 후 3개월은 변경을 할 수 없다.

2.1.2 Time of Use

TOU는 피크 시간대와 경부하 시간대에 차이가 있는 전력사의 비용구조를 반영하기 위하여 설계되었다. 이 요금제는 실시간 시장가격을 반영하지는 않는다.

Los Angeles Department of Water and Power

C/I용 schedule A-1, A-2 그리고 Residential용 Schedule B 등이 있다.

Vernon California Municipal Light

C/I Schedule TOU-G

이 서비스는 이전 12개월 동안에 3개월은 200kW를 초과하여 사용하고, 9개월은 500kW이하를 사용하는 고객에 제공된다.

Salt River Project

C/I 고객을 위한 E-32의 프로그램은 5-1000kW사이의 수요 고객을 대상으로 제공된다. 일반용을 위한 E-26 프로그램이 있다.

Southern California Edison

여기서는 Scheduled Load Reduction Program라 불리며 100kW이상의 수요자이며, 하절기 전 기간 동안에 지난 12개월의 최대 수요에 대한 15%를 절감하는 고객에 제공된다.

Sempra San Diego G & E

상업용 프로그램인 SLRP은 수요자가 7.1부터 9.30 사이에 부하 절감을 할 수 있고, 수요 100kW 이상의 고객으로써 15%이상 수요 절감이 가능해야 한다.

Pacific Gas & Electric

상업용 프로그램인 E-SLRP은 최소 100kW이상의 고객에 제공된다. 하절기에 정해진 평일에 월간 수요의 15%를 절감할 것을 동의해야 한다. 농업용 AG-4는 24시간 부하사용이나 하절기의 평일에 12-18시 사이에 부하를 절감할 수 있는 수요자이면서 부하 70%이상 농업용이어야 한다.

Tucson Electric

상업용 프로그램 GS-76, 일반용R-70을 시행하며 동하절

기의 구분으로 각각 특정 시간대를 요금을 부과하고 있다.

Portland General Electric

상업용 schedule 83과 주택용 schedule 7 그리고 일반용 schedule 32를 제공하고 있다.

2.1.3 Demand Buyback/Bidding

Demand bidding 프로그램은 수요자가 사전에 정해진 특정의 가격으로 전력을 사용하는 경우에 가능하다. 이것은 전형적으로 수요자의 자발적인 프로그램이며, 전력사의 요구에 따라서 부하 절감에 참여를 할 것인지, 한다면 어느 정도를 할 것인지에 대한 수요자가 선택할 수 있다. Sacramento Municipal Utility District는 상업용 Energy Net program을 제공하며 전력사가 인터넷상에 절감을 위한 가격을 고시하고 수요자는 참여에 대한 선택을 할 수 있다. 가격은 기후조건, 이전 가격, 그리고 가격 예측 등의 추세 분석에 의해 결정한다.

Southern California Edison은 100kW이상의 고객에 제공하며, 참여를 위한 수요자는 웹상에 4시간의 단위로 절감 입찰을 제시하며, 가격은 CAISO 및 CDWR에 의해서 제공한 4개의 가격 중 하나를 선택할 수 있다. 이 프로그램은 2002.2부터 캘리포니아의 일시중지로 실행되지는 못했다.

Portland General Electric의 Schedule 86, Bonneville Power Administration의 DEP, Puget Sound Energy의 Schedule 93, Pacific Corp의 Schedule 71, Avista Corporation은 주택용, 상업용, 농업용을 위한 프로그램을 제공한다. Idaho Power의 C/I용 Schedule 22, 농사용 schedule 23이 이들 프로그램이다.

2.1.4 Direct Load Control

DLC는 비교적 단기간 동안에 전력사용을 중지하거나 순환 작동을 할 수 있는 설비를 가진 수요자에게 적용된다. Sacramento Municipal Utility District에서는 자발적이며 3단계 비상에서 부하를 절감한다. 특징은 대상 설비가 사전에 결정되고 프로그램 실행시 SMUD가 원격으로 직접 제어한다.

2.1.5 Dispatchable Standby Generation

이 프로그램은 배전사와 공조하여 수요자의 비상 발전기를 가동시키고, 운영자는 이를 모니터링 및 급전을 한다. Portland General Electric은 비상 발전기를 소유하고 있거나, 또는 설치하려는 수요자에게 자발적인 프로그램을 제공한다. 전력사는 년간 최대 400시간의 발전을 허용하며, 여러 가지 방법으로 보상을 실시한다. 고객의 발전기는 전력사의 통신망과 배전망에 연결이 된다.

2.1.6 Interruptible

이 프로그램은 수요자의 전력 설비가 전력사에 의해 몇 시간 정도의 제어를 받는 프로그램이다. Southern California Edison 및 Pacific Gas & Electric의 BIP(Base Interruptible Program) 프로그램이 이런 범주에 속한다.

2.1.7 Blackout Protection

이 프로그램은 수요자가 평소에 부하절감을 함으로써 순번에 의해 시행하는 완전 차단을 면제하여 준다. Southern California Edison 및 Pacific Gas & Electric의 Optional Binding Mandatory Curtailment Program 등이 이런 범주에 속한다.

2.1.8 Event Driven Demand Reduction

이 프로그램은 피크시의 부하를 감소하거나 피크 부하를 다른 시간대로 이전하기 위한 조치이다. Southern California Edison의 상업용 STP(Smart Thermostat Program) 및 일반용 BACC(Base Air Conditioner Cycling Program)등이 있다.

2.1.9 Predetermined Demand Reduction

이것은 미리 예측된 피크 시간대 동안에 수요를 감소하는 수요자에게 경제적인 혜택을 제공하는 자발적인 프로그램이다. Platte River Power Authority의 상업용 프로그램인 Electric Efficiency Pilot Program, Idaho Power

의 C/I용 프로그램인 Astaris 등이 이에 속한다.

2.2 DR프로그램과 단기 부하 예측

이 장에서는 전형적인 DR 프로그램의 실행 과정을 살펴 보고, 이를 위한 단기 부하 예측의 필요성과 이에 대한 방법을 알아본다.

2.2.1 DR 실행

- 계약 체결

프로그램에 참여를 하고자 하는 수요자는 반드시 계약 사항에 대해 동의를 해야 한다. 여기에 포함되는 일반 사항들을 보면 다음과 같다.

계약자의 위치, 수요자 번호, 계기 번호

전차식 전력량계의 설치 유무

전력량계의 접속 통신 방법

계획된 주간 및 주요 유지 보수 일정

기본 사용량의 계산에 대한 동의

- 기본 사용량 계산

Baseline의 계산은 참여자의 금전적인 보상을 결정하는데 사용을 하므로, 이것에 대한 계산의 일반적인 규칙과 과정에 대한 정립은 매우 중요하다. 이를 위한 일반적인 선택 사항을 보면 다음과 같다.

* 부하절감의 실행 날짜 이전의 일정기간의 동안에서 선택한 정상 업무 일들의 평균에 기반으로 선정함

* 계절별, 주간별에 따라 변하는 부하를 가진 수요자를 위하여 수개월 또는 년간 까지도 확장하여 가장 관련이 있는 특정일을 선정하는 것.

- 이벤트의 공고

부하 절감의 이벤트에 대한 공고를 하는 전형적인 방법은 E-mail, Fax, Phone등을 이용하는 것이다.

Posting

부하 절감에 대한 다양성을 주기 위하여 가격들을 인터넷상에 공고한다. 전형적으로 Day-ahead, Two day-ahead, Week-ahead, Month-ahead, Some day/hours ahead 등이 있다. 공고된 내용에 수요 공급자들의 거래가 이루어지고, 이에 대한 확정 사항을 제출하게 된다.

- Reconciliation and Settlement

부하 절감 실시가 이루어진 후에 조정 및 정산을 위해서 전력량계의 데이터를 수집, 전송하게 된다. 측정 데이터와 CBL을 이용하여 실제적인 수요자의 부하 절감을 결정하게 된다. 이 경우에 수요자의 부하 절감에 대한 목표 달성에 대해 약 15%이내의 여유를 부여한다. 전형적으로 이벤트 후의 정산 보고서에는 CBL의 계산, 절감 목표량, 실제 절감량, 목표와의 차이 등이 포함된다. 절감의 불이행에 대한 수요자의 처리는 보상금의 미지급 등을 포함하여 여러 가지가 있다.

- Customer Payment

수요자 지급은 실제 절감 부하 량과 공고된 시간대별 가격에 따라서 계산한다.

- Reporting

부하 절감에 대한 이벤트 발생시마다 다양한 수요측을 위해서 발간된다.

2.2.2 단기 예측의 혜택

DR 프로그램내의 Demand trading같은 기능은 특정 시간대에 도매가격의 상승을 방지 할 수 있는 효과적인 대책이 된다. 그러나 이것은 모험이 수반되는 사업이 될 수가 있다. STLF(Short Term Load Forecasting)는 시스템 수준에서 보다 나은 예측을 제공함으로써 하루 전 구매에 대한 위험도를 최소화 할 수 있고, 더구나 STLF는 실시간 시장의 위험도 감소할 수 있다. 그리고 수요자로부터 점진적인 부하 감소에 대한 보다 정확한 평가를 제공함으로써 demand trading을 직접적으로 지원한다.

2.2.2.1 비용

비용은 실시간 전력시장에서 부하의 예측과 에너지의 가치를 연관시켜주는 역할을 한다. 수요거래자들은 하루

전 시장가격을 실시간 시장가격과 비교를 한다. 정확한 예측으로 인하여 주요 문제점을 시장 관련 비용과 위험도 면에서 분석해보기로 한다. 일반적으로 예측의 정확도의 가치는 비싼 실시간 시장에서의 부하 균형의 의존도를 줄일 수 있다는 것이다. 실제로 전력 전문가들은 하루 전 시장가격이 실시간 시장 가격보다 낮다고 믿고 있다. 이것은 위험부담이 실시간 시장으로 스며든다는 것을 전제로 한다.

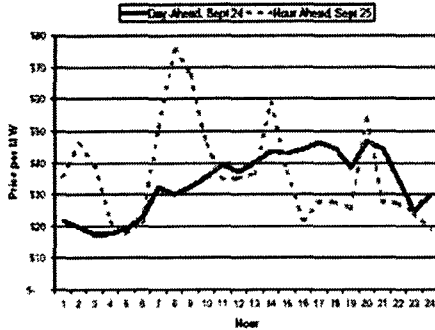


그림1. 하루 전 및 실시간 시장 가격 비교(일간)

이들 두 시장 가격을 비교하기 위하여 PJM ISO의 한 시장인 Atlantic Electric Company로부터 2001년 9월의 시장 가격을 그림에서 제시하고 있다. 그래프에서 점선은 9월 25일의 실시간 가격이고, 실선은 9월 24일의 하루 전 가격이다. 이 그림1 에서와 같이 특정 하루의 가격은 시간대별로 서로 교차하고 있음을 볼 수가 있다. 추세를 보기위해서 그림2 에서는 9월 전체의 가격을 나타내었다. 여기서는 실시간가격의 변동이 심한 것을 보여준다. 그러나 나머지 기간은 두 가격이 잘 교차하고 있다. 또한 실시간 예측 오차에 대한 비용에 대한 효과를 분석하기 위하여 정확한 가격 예측에 대해 2%, 10%의 오차를 가정하였고, 비용의 차이도 5배 이상으로 결과가 나타났다. 즉 예측의 오차로 인하여 시스템의 손실이 생기는 것이다. 이 손실은 부정확한 예측 정도에 따라 증가 될 것이다.

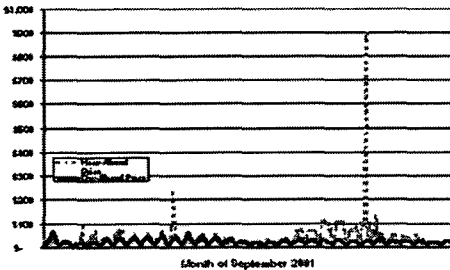


그림2. 하루 전 및 실시간 시장 가격 비교(월간)

2.2.2.2 Risk

시장 참여자의 행위를 지배하는 것이 위험도이다. 참여자들은 실시간 및 하루 전 시장에서 위험에 대한 노출을 최소화 하는 것이 최대 목표이다.

Price Risk

PJM에서도 본 바와 같이 실시간 가격이 하루 전 가격보다 변동이 심하다. 변동이 심한 경우에는 부정확한 예측을 가진 시장 참여자는 장기적으로는 예측의 영향이 있든 없든 같은 결과를 가져온다는 기대감으로 상당한 위험을 부담하여야 한다. 또한 부정확한 예측에 의한 가격의 심한 변동은 위험 관리 면에서 바람직 하지 못하다.

Load-Serving Risk

정확한 하루 전 수요 예측의 가치에 영향을 주는 실시간 시장의 거래와 관련된 load-serving risk가 있다.

- 실시간 송전은 확정이 아니다. 구입자는 서비스 의무를 이행할 수 있다. 실시간에서 합리적인 가격으로 구입할 수 있지만 송전 제한이 생기면 제일 먼저 포기된다.
- 부하 서비스의 능력이 관심이다.

실시간 시장은 시간적인 제약이 심하므로, 부하를 제공할 수 있는 능력에 관심이 있다. 이 문제는 양방향 거래가 정착되지 않는 곳에서는 더욱 심하다.

2.2.2 단기 예측의 방법

STLF의 방법은 여러 가지가 개발 되어있다. 이들의 분류와 특징을 살펴보면 다음과 같다.

Time Series Models

이 방법은 Box-Jenkins ARMA모델을 부하예측에 적용한 것이다. 여기에서는 현재 부하는 과거 부하의 선형 함수의 관련이 있는 것으로 표현된다.

Traditional economic Models

이 방식의 모델은 온도, 습도, 바람 속도 등의 기후 관련 인자들에 대한 선형함수로 표현된다. 이 밖에 일별 변수도 모델 구성에 주요 인자가 된다.

Hybrid Model

이 방식은 time series model에 ARIMA 모델을 융합한 것을 나타내며 일반적으로 Box-Jenkins transfer Function Model로 불린다.

ANN-based Model

90년대 이후로 STLF의 모델로 많이 쓰이고 있는 모델이다. 이 방식의 특징은 다양한 함수의 관계를 표현할 수 있고, 전력 부하와 다른 인자의 비선형관계를 반영할 수 있으며, 입력 인자들 사이의 상호작용이 가능하다.

Non-parametric, Semi-parametric Regression-based Forecasting Models

이 방식은 전통적인 통계의 모델에서 가정하는 부하와 인자사이의 선형관계를 사용하지 않고 Markov chain이나 Monte Carlo에 의해서 모델링이 된다.

Judgmental Forecasting

이 방식은 시스템 운영자가 과거 기록에 대한 지식을 이용하여 비 통계적인 방식으로 예측을 한다.

3. 결 론

본 논문에서는 전력이 주관으로 실시하는 DR 프로그램의 종류 및 이에 대한 현황을 알아보았고, 이 프로그램의 효과를 증대하기 위한 핵심 분야인 단기 부하 예측에 대하여 검토하였다. 그러나 이 모든 프로그램들이 잘 적용되기 위해서는 근본적으로 수요자의 정보 분석이 기본이다. 최근에 들어서 원격 검침 시스템의 설치가 고압수요자에게 거의 실행되었고, 향후에 저압도 가능할 것이 예상되므로, 이를 기반으로 한 정확한 부하 분석이 가능하리라 판단된다. 따라서 수요자의 Load Profile에 대한 분석 시스템의 개발이 선행이 수반되어 할 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] EPRI, "The Market Price of Risk: Implementations for Electricity Price Forecasting, Asset Valuation and Portfolio Risk Management", December 2000.
- [2] William M. Smith, Paul Meagner, Demand Trading Toolkit, EPRI, Nov. 2001.
- [3] William M. Smith, B. Kalweit, A. Faruqui, Day-Ahead / Hour -Ahead Forecasting For Demand Trading, EPRI, Dec. 2001.