

한국형 Market Simulator 개발(II)

허 진\* 강 동주 국 경수 김 태현 이 정호 문 영환  
한국전기연구원

Development of Korean Market Simulator (II)

Hur Jin\* Kang Dong-Joo Kook Kyung-Soo Kim Tai-Hyun Lee Jeong-Ho Moon Young-Hwan  
KERI

**Abstract** - Power system deregulation has become a worldwide trend which introduces competition in electric power system in order to realize efficient electricity production and investment. In this regards, it is very important to develop an electricity market simulator so that it is to analyze competitive market and train market operators and market participants. In this paper, we implement the algorithm of determining market clearing price as the first module of unique market simulator. The adopted and suggested algorithm is verified by modelling a simple market with a commercial market simulator(PLEXOS).

1. 서 론

전력산업의 규제가 완화된에 따라, 제도의 운영방식이 크게 바뀌고 있다. 기존의 수직통합체제에서 하나의 주체에 의해 계통의 발전과 급전이 이루어지던 구조에서 시장에 참여하여 서로 경쟁하게 되는 다수의 의사결정 주체들에 의해 운영되는 구조로 변모하고 있는 것이다. 최근 국내에서는 전력산업구조개편이 본격적으로 진행되면서 발전, 송전, 배전 분야의 구조적 분할, 원가반영발전시장(Cost Based Pool;CBP)의 운영개시와 양방향 입찰전력시장(Two-Way Bidding Pool;TWBP)의 설계 그리고 시장운영시스템의 도입 등 새로운 전력시장 환경이 조성되고 있다. 현재 CBP 시장에서는 전력거래소, 6개의 발전회사와 민간발전사업자, 한전(송전사업자, 배전사업자, 판매사업자) 및 대규모 수용가 등이 참여하고 있다. 그러나 향후 전력시장에서는 시장운영과 계통운영을 담당하는 한국전력거래소(KPX)와 더불어 발전사업자(독립민간발전사업자 포함), 송전사업자, 배전사업자, 판매사업자, 계량사업자, 전력중개상 등의 많은 기존 또는 신규 시장참여자로 구성될 전망이다. 이러한 국내 전력계통의 환경적 변화와 새로운 시장 도입에 따라서 급변하는 전력시장의 환경에서 전력시장을 분석하고 시장참여자들의 전략수립과 시장참여자들의 교육수단으로써 시장시뮬레이터(Market simulator)의 필요성이 대두되고 있다. 이미 서구에서는 상용화된 시뮬레이터가 도입이 되기 시작했고 이미 구조개편이 이루어진 나라에서는 다양하게 활용되고 있다. 이러한 환경 변화 속에서 본 연구원에서는 작년부터 시장시뮬레이터 개발을 시작하였다.[1] 작년에 시뮬레이터의 기반설계를 완료하고 현재는 기반설계를 기준으로 각 모듈에 따른 구현 작업을 진행하고 있다.

본 논문에서는 개발 중인 시뮬레이터의 4가지 모듈 중에서 가격예측(Market Clearing Price Forecast) 모듈을 중심으로 가격산정 알고리즘, 수학적 모델링 그리고 간단한 전력시장을 구성하여 알고리즘의 타당성과 결과를 분석해 본다. 가격산정은 시장시뮬레이터의 가장 핵심사항이며 가격산정과 예측을 통해 다양한 시나리오

에 따라 전력시장을 분석할 수 있다. 구현된 알고리즘의 검증은 상용 시뮬레이터인 호주의 PLEXOS를 이용하였다.[2] 또한 개발되는 고유의 시뮬레이터는 .NET Framework을 기반으로 개발 중이다. 시뮬레이터의 운영 환경에 해당하는 .NET Framework의 개념과 시장 데이터를 관리하는 데이터베이스(DB)와의 연관관계도 간략히 설명한다.

2. 한국형 시장 시뮬레이터의 개요

2.1 Market simulator의 구조

한국형 Market simulator의 기본 구조는 그림 1과 같다. 그림에서 볼 수 있듯이 3개지 주요 모듈로 구성된다. 우선 시장데이터를 입력하는 입력데이터 모듈, 시뮬레이션에 핵심이 되는 시뮬레이션 엔진 모듈 그리고 시뮬레이션 결과를 분석 및 해석 할 수 있는 디스플레이 모듈로 구성되어 있다.[1]

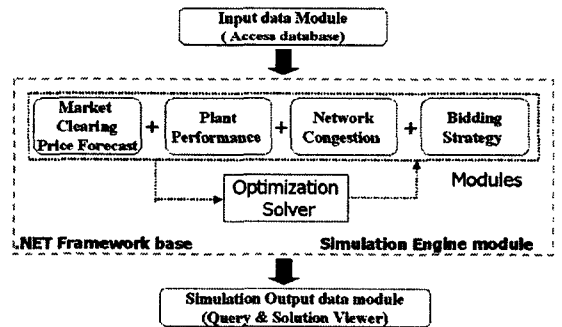


그림 1. 한국형 시뮬레이터의 기본 구조

한국형 Market simulator는 관계형 DB인 Access를 이용하였다. Access DB를 활용하여 전력시장 모델링 기법에 따라 객체와 클래스 개념으로 시장데이터를 구성하고 입력에 활용한다. 시뮬레이션 엔진 모듈은 4가지 모듈로 다시 구성되는데 시장가격예측, 운전계획, 송전 혼합해석 그리고 입찰전략의 부분 모듈로 구성된다. 시장 시나리오에 따라 시뮬레이션이 수행되며 각 부분 모듈은 CPLEX 또는 MOSEK과 같은 최적화 프로그램(Optimization solver)을 통해 최적화 과정을 수행하게 된다. 시뮬레이션 결과 역시 DB 형태로 저장되기 때문에 쿼리(Query)와 Solution Viewer 모듈을 이용하여 모의 결과를 해석할 수 있다. 전체적으로 객체지향 프로그램 기법을 이용하여 .NET 프레임워크를 기반과 Visual Basic .NET과 Visual C++ .NET을 기반으로 개발 중이다.

2.2 .NET Framework

.NET 프레임워크는 .NET의 가장 핵심적인 구성요소로서 XML 웹 서비스 및 응용 프로그램을 개발, 배포

및 실행할 수 있도록 해주는 환경이다. .NET 플랫폼의 다양한 클라이언트 기기에 사용될 모든 운영체제에 기본적으로 포함한다. 이러한 .NET 프레임워크는 개발자에게 기존의 개발환경에 비해 많은 장점을 제공한다. .NET 프레임워크의 기본 구조를 그림 2에 나타내었다.

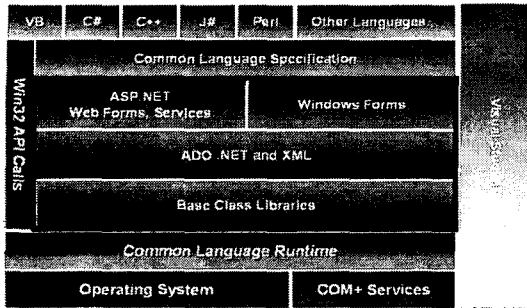


그림 2. .NET Framework의 기본 구조

.NET 프레임워크의 구조는 상당히 복잡하게 구성되어 있지만 .NET 프레임워크를 구성하는 가장 중요한 요소는 공통 언어 런타임(CLR)과 .NET 프레임 클래스 라이브러리(.NET Framework class library)이다. .NET 프레임워크의 일부분인 공통 언어 런타임(CLR)을 통해서 개발자는 자신에게 익숙한 언어로 응용 프로그램을 개발할 수 있고 동일한 실행 성능을 보장 받을 수 있다. .NET 프레임워크 클래스 라이브러리는 .NET 프레임워크의 모든 프로그래밍 언어들에서 공통으로 사용하는 계층적 구조의 클래스 라이브러리이며 개체 모델이다. .NET 프레임워크 클래스 라이브러리는 개발자들이 여러 언어를 사용하여 개발하더라도 단일 개체 모델을 사용함으로써, 언어간 일관성과 통합성을 보장한다. 이 두 요소는 일관성 있는 객체지향 프로그램 환경, 코드 실행 환경의 개선, 업계 표준을 통해 다른 코드와 .NET 프레임워크에서 실행되는 코드와의 원활한 통신 등을 목적으로 .NET 프레임워크에서 도입한 개념이다. 이와 같은 이유로 한국형 Market simulator 개발에도 .NET 프레임워크를 도입하였고 기존의 운영환경 보다 빠른 속도로 시장데이터를 처리 및 계산할 수 있다.

### 3. 가격산정 알고리즘

본 절에서는 시뮬레이션 엔진 모듈 중에서 부분 모듈인 시장가격예측 모듈에 대하여 설명한다. 시장가격예측 모듈은 시장시뮬레이션에서 가장 핵심 되는 모듈이다. 시장가격 MCP(Market Clearing Price)의 결정은 전력공급자와 전력구매자의 입찰데이터를 이용하여 산정할 수 있다. 시장가격예측을 위한 가격결정 절차는 그림 3과 같다.

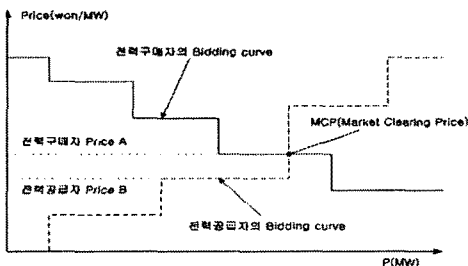


그림 3. 시장가격 MCP 결정 절차

그림 3에서 볼 수 있듯이 전력공급자의 입찰 곡선과 전력구매자의 입찰 곡선의 교차점이 시장가격 MCP로 결

정된다. MCP가 결정되는 교차점에서 전력공급자와 전력구매자의 가격(cleared price)이 일치할 경우 해당 가격은 시장가격으로 결정되지만 일치하지 않은 경우도 있다. 일반적으로 일치하지 않는 경우, MCP의 결정은 전력구매자의 Price A와 전력공급자의 Price B의 평균을 계산하여 결정할 수 있다. MCP를 결정하기 위해 Price A와 Price B의 값을 결정하기 위해 다음과 같이 목적함수와 제약조건으로 구성된 최적화 문제를 고려한다. 문제의 정식화에서 목적함수는 전력을 구매한 전력구매자의 이득에서 전력생산 비용을 뺀 값인 사회적 이득 또는 잉여(Social welfare)의 최대화로 설정하였고 식 1에 나타내었다.

• Object Function

$$\max \sum_{t \in T} \left( \sum_{i \in SL(t)} \sum_{j \in ST} LQ(i,j,t) \times LP(i,j,t) \right) - \sum_{i \in SG(t)} \sum_{j \in ST} u(i,t) \times GQ(i,j,t) \times GP(i,j,t) \quad (1)$$

제약조건으로는 수급균형을 나타내는 식 2, 선로용량 제약을 나타내는 식 3, 입찰 관련 제약을 식 4 그리고 모선의 주입전력을 나타내는 식 5에 각각 나타내었다.

• Load balance equation

$$\sum_{i \in SG(t)} \sum_{j \in ST} GQ(i,j,t) - \sum_{i \in SL(t)} \sum_{j \in ST} LQ(i,j,t) = 0 \quad (2)$$

• Line Capacity limit

$$F^{\min} \leq F(t) \leq F^{\max} \quad (3)$$

• Bidding limits

$$P_{0}^{\min}(i,j,t) \leq u(i,t) \times GQ(i,j,t) \leq P_{0}^{\max} \\ 0 \leq LQ(i,j,t) \leq P_{L}^{\max}(i,t) \quad (4)$$

• Bus Injection power

$$P_n(k,t) = \sum_{i \in SG(k,t)} \sum_{j \in ST} GQ(i,j,t) - \sum_{i \in SL(k,t)} \sum_{j \in ST} LQ(i,j,t) \quad (5)$$

단, i=전력공급자 또는 전력구매자의 수의 지수

j=입찰 Stack 수의 지수

t=거리주기(시간)의 수의 지수

k=모선 수

ST=입찰 Stack 수

SG(t)=t 시간에 전력공급자의 입찰데이터 셋

SL(t)=t 시간에 전력구매자의 입찰데이터 셋

GQ(i,j,t)=t 시간에 전력공급자 i의 j 번째 입찰 용량

GP(i,j,t)=t 시간에 전력공급자 i의 j 번째 입찰 가격

LQ(i,j,t)=t 시간에 전력구매자 i의 j 번째 입찰 용량

LP(i,j,t)=t 시간에 전력구매자 i의 j 번째 입찰 가격

F(t)=t 시간에 선로에 흐르는 조류

u(i,t)=t 시간에 전력공급자 i의 기동 여부(0/1)

$P_{0}^{\min}(i,j,t)$ =t 시간에 전력공급자 i의 최소 발전량(MW)

$P_{0}^{\max}(i,j,t)$ =t 시간에 전력공급자 i의 최대 발전량(MW)

$P_{L}^{\max}(i,t)$ =t 시간에 전력구매자 i의 최대 수요량(MW)

식 1의 목적함수와 식 2, 3, 4 그리고 5의 제약조건을 이용하여 최적화 기법을 이용하여 최적의 값(optimum value)을 찾는다. 이때 최적의 GP와 LP의 값을 이용하여 시장가격 MCP를 결정할 수 있다.

#### 4. 가격산정을 위한 시장 시뮬레이션 모의

본 절에서는 시장 모형을 구성하여 가격결정을 위한 시뮬레이션을 수행한다. 가격산정을 위한 시장 시뮬레이션을 모의하기 위해 그림 4와 같은 시장모형을 구성하였다. 그림 4의 시장모형은 12개 모선과 각 모선을 연결하는 14개 선로로 구성되어 있고 8 전력공급자(Gen1-8)와 7 전력구매자(Load1-7)가 시장에 참여하는 것으로 가정하였다.[4] 가격산정을 위한 시장 시뮬레이션은 PLEXOS를 이용하였다.

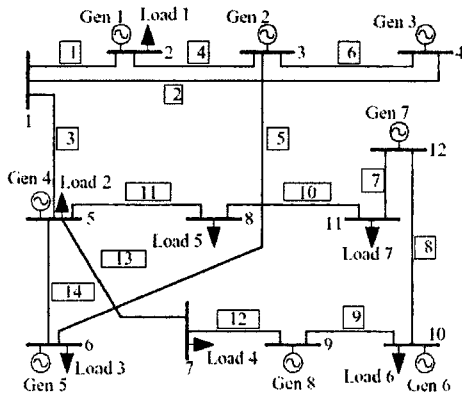


그림 4. 12모선의 시장모형

전력공급자의 경우 공급입찰가격(GP, won/MWh), 공급입찰용량(GQ, MW) 그리고 증감발률에 해당하는 Ramp Up(RU, MW/min)과 Ramp Down(RD, MW/min)을 입력데이터로 설정하였고 세부적인 입력데이터를 표 1에 나타내었다.

표1. 전력공급자의 입찰 데이터

전력 공급자	1	2	3	4	5	6	7	8
GP1	8.14	8.08	8.34	11.35	11.38	8.36	13.41	5.39
GP2	8.58	8.46	8.81	11.66	11.71	8.88	13.78	5.65
GP3	8.93	8.81	9.25	11.97	12.02	9.32	14.09	5.87
GQ1	200	200	200	100	100	200	40	300
GQ2	300	300	300	150	150	300	80	450
GQ3	400	400	1200	400	600	400	200	500
RU	20	20	20	10	10	20	10	30
RD	20	20	20	10	10	20	10	30

전력구매자의 경우 구매입찰용량(LP, MW), 구매입찰가격(LQ, won/MWh)을 입력데이터로 하였고 공급입찰과 구매입찰 모두 3개의 대역(Band)을 갖는 것으로 가정하였다. 전력구매자의 입찰 데이터를 표 2에 나타내었다.

표2. 전력구매자의 입찰 데이터

전력 구매자	1	2	3	4	5	6	7
LP1	50	50	50	50	50	50	15.5
LP2	50	50	50	9.01	8.57	50	13
LP3	8.45	50	8.73	8.64	8.44	8.8	8.5
LQ1	200	100	200	120	130	150	50
LQ2	230	100	230	160	150	180	80
LQ3	260	100	270	280	160	220	100

MCP 결정을 위해 최적화의 문제 정식화를 통해 목적함수와 제약조건을 구성하여 최적 값인 GP와 LP를 계산하고 MCP를 결정한다. 최적화 문제의 정식화가 반영된 PLEXOS를 이용하여 가격산정을 수행하였고 시장모형을 적용한 경우 시장가격 MCP는 8.14 won/MWh로 결정되었다. MCP 가격결정에 따라 총 수요인 1390 MW를 만족하는 발전기 출력을 그림 5에 나타내었다.

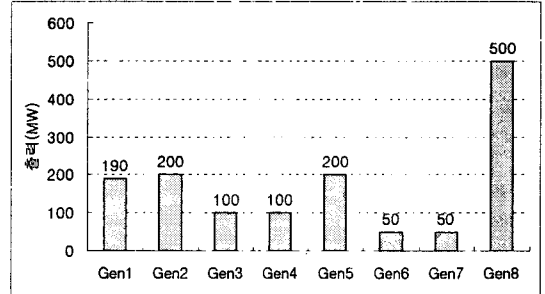


그림 5. 발전기 출력 결과

각 선로에 흐르는 최종 조류를 표 3에 제시하였다. 표 3의 데이터에서 (+/-) 표시는 각 조류의 방향을 의미한다.

표3. 각 선로의 조류 결과

선로 No.	1	2	3	4	5	6	7
Flow (MW)	-8.13	-93.16	101.3	-78.1	128.8	-6.9	-110
선로 No.	8	9	10	11	12	13	14
Flow (MW)	60	230	-10	150	-270	10	-58.8

#### 5. 결 론

본 논문에서는 개발 중인 시장 시뮬레이터의 구조에 따라 핵심 모듈 중 하나인 가격산정 알고리즘을 분석하였다. 본 논문에서 제시한 시장가격을 결정하는 메커니즘은 사회적 이득(인여)을 최대화로 하는 목적함수와 계통제약 중심의 제약조건으로 문제를 구성하여 최적화 과정을 수행하였다. 또한 제시된 알고리즘을 모의 시장모형에 적용하여 결과를 살펴보았다.

본 논문에서 제시된 정식화 문제를 한국형 시장시뮬레이터(Market Simulator)에 반영할 계획이며 다른 모듈의 프로그래밍 작업도 병행하여 개발할 계획이다. 본 연구원이 개발 중인 시장 시뮬레이터는 국내 시장규칙을 반영하여 향후 시장참여자에 대한 교육과 전략수립 그리고 전력시장에 해석에 유용한 도구로써 제공될 것이다.

#### [참 고 문 헌]

- [1] 허진, 강동주, 국경수, 김태현, 이정호, 문영환, "한국형 Market simulator 개발(I)", 대한전기학회 추계학술대회 논문집, Vol. 1, pp.108-110, 2002
- [2] DraytonAnalytics, "PLEXOS for power system v4" Manual, 2002
- [3] 고일석, 류승렬, 고팡욱, "Visual Basic .NET 입문", 삼양미디어, 2003
- [4] G. B. Shrestha, Song Kai, L. K. Goel, "An efficient pool simulator for the study fo competitive power market", IEEE Power Engineering Society Winter meeting, pp. 1365-1370, 2000