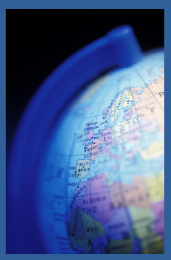
한국전력거래소



2017년 해외 전력산업 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Biennial Report*

작성자 : 계통운영처 차장 이창근(☎061-330-8624)

미국 PJM

2017. 11.

KPX 전력거래소

동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로
수집된 자료의 범위, 작성시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로
참고용으로만 활용하시기 바랍니다.
우리소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며
동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는
문제들에 대하여 우리소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

미국 PJM
전력산업동향

Ⅰ. 전력산업 개요 및 전력시장 구조 ····· 3

Ⅱ. 전력수급 ····· 33

Ⅲ. 전기요금 ····· 38

Ⅳ. 주요이슈 ····· 39

Ⅴ. 시사점 ····· 42

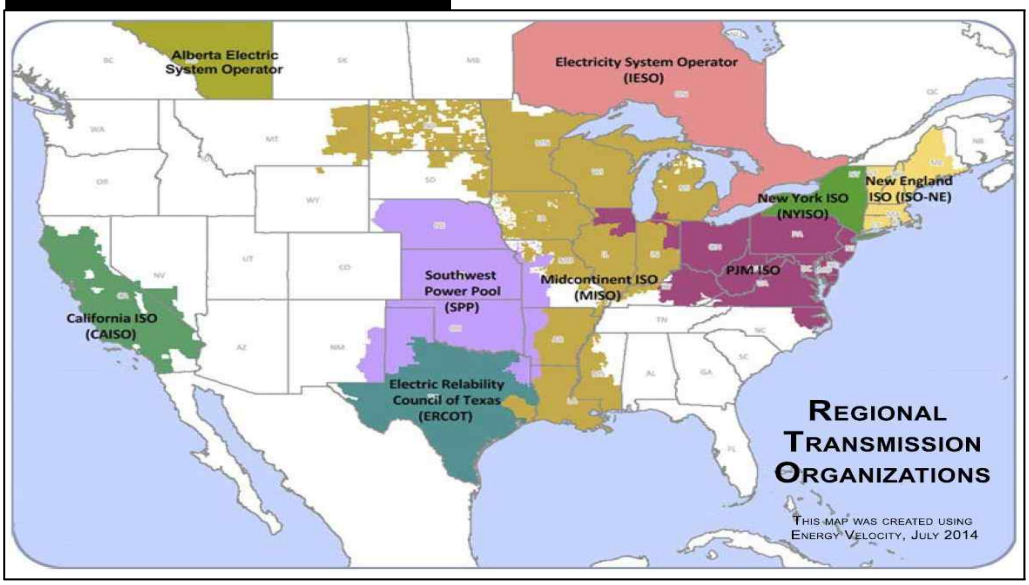
Ⅰ 전력산업 체제 및 전력시장 구조

1. PJM 개요

1.1 설립배경 및 연역

PJM은 1927년에 펜실베이니아와 뉴저지 주의 전력회사에 의해 펜실베이니아-뉴저지 Interconnection으로 설립되었다가, 1956년 메릴랜드 전력회사의 가입으로 PJM Interconnection으로 개칭하였으며, 미국 최초의 Power Pool이다. 이를 기반으로 PJM은 1997년 4월부터 접속개방 송전요금표(OATT : Open Access Transmission Tariff)에 근거하는 전력시장의 운영을 개시하였고, 다음해인 1998년 4월에 ISO로 이행되어 PJM 관내 전력계통과 전력시장을 운영하고 있다. PJM은 미국에서 안전성과 유동성이 좋은 성공적인 전력시장으로 평가되고 있다.

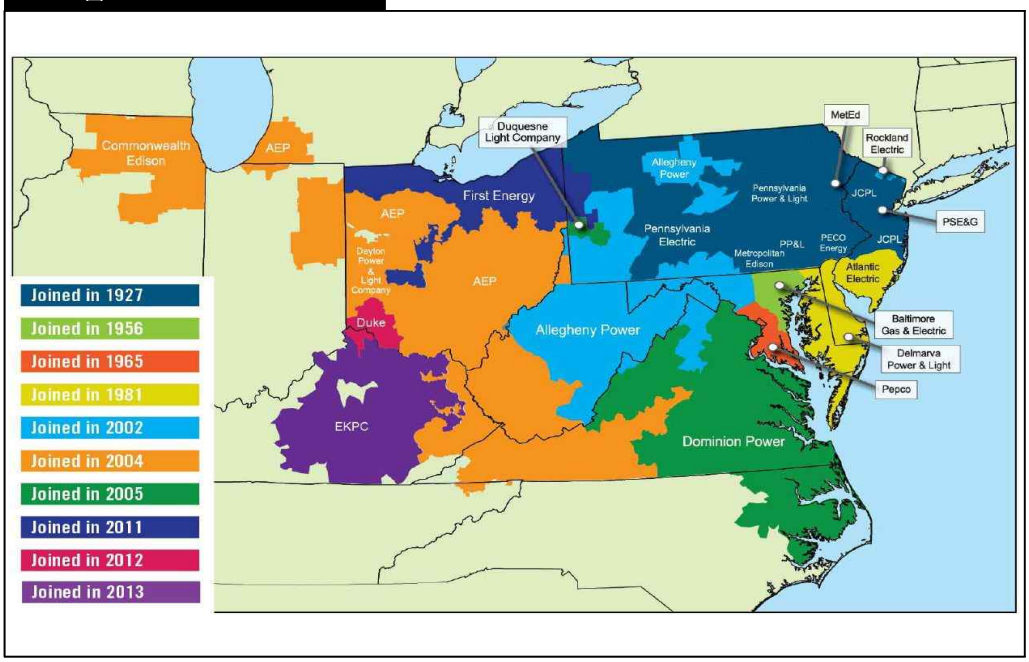
그림1 미국 RTO Map와 PJM



출처 : FERC 홈페이지

2002년에는 AP(Allegheny Power)와 공동으로 PJM West(펜실베이니아 서부지역, 웨스트버지니아 북부지역을 중심으로 메릴랜드, 오하이오, 버지니아 일부)를 설립함으로써 AP사가 PJM에 가입하였다. 나아가 주변 지역의 전력회사도 PJM 참여를 희망하고 PJM도 규모의 확장이 유리한 것으로 판단하여 FERC로부터 2002년 12월 RTO로써의 지위를 승인 받았다. 이어서 2004년과 2005년에 ComEd(일리노이), AEP(오하이오), Dayton Power & Light(인디애나), Duquence Light(펜실베이니아 서부) Dominion(버지니아) 등이 PJM에 참여하게 되었다. 추가로 2011년 ATSI와 CPP, 2012년은 Duke, 2013년 EKPC가 PJM에 가입하였다([그림 2] 참조). PJM은 2016년 기준, 설비용량 182.4GW의 미국 최대 전력계통 운영기관으로 미국 전체 GDP의 21%가 PJM 지역 내에서 발생한다.

그림 2 PJM evolution



출처 : 2014 PJM Company overview

〈PJM 연혁〉

□ **(1927년)** 펜실베이니아와 뉴저지 주의 전력회사에 의해 **펜실베이니아-뉴저지 Interconnection으로 설립**, '93년 PJM Interconnection으로 개칭 (미국 최초의 Power Pool)

□ **(1997년)** **FERC Order 888**('96 발표)에 의해 **ISO탄생**. 비용기반 입찰, 시장청산 가격제도 기반의 에너지 시장 도입, 1998년, **비용기반 에너지 LMP 시장** 개설

□ **(1999년)** 일일 **용량시장**(1월), 월간 용량시장(3월), **입찰기반 에너지 LMP 시장**(4월), **송전권시장**(4월) 개설, 2000년 **주파수 조정시장**, **하루전 에너지 시장** 개설

□ **(2002년)** FERC로부터 **RTO 지위 획득**. **운전예비력 시장** 개설. AP사 PJM 참여

□ **(2004년)** ComEd, AEP, DAY **(2005년)** DLCO, Dominion PJM 참여

□ **(2007년)** 최초의 **RPM Auction(장기 용량시장) 도입**,
'08년 하루전 예비력시장 시장, 장기 송전권시장 도입.

□ **(2011년)** ATSI, CPP, **(2013년)** EKPC PJM 참여

〈PJM의 주요 지표〉

□ 관할구역 : 펜실베니아, 뉴저지, 메릴랜드 등 **13개주** + 워싱턴 D.C

□ 설비용량 : **182,449 MW** ('16.12, 한국 96,9169 MW)

□ 최대수요 : **165,492 MW** ('06년, 한국 80,154 MW, '14년 12월)

□ 관할구역 인구 : 약 6,500만 명

□ 송전선로 총길이(긍장) : 132,073 km ('16, 한국 약 33,141 km)

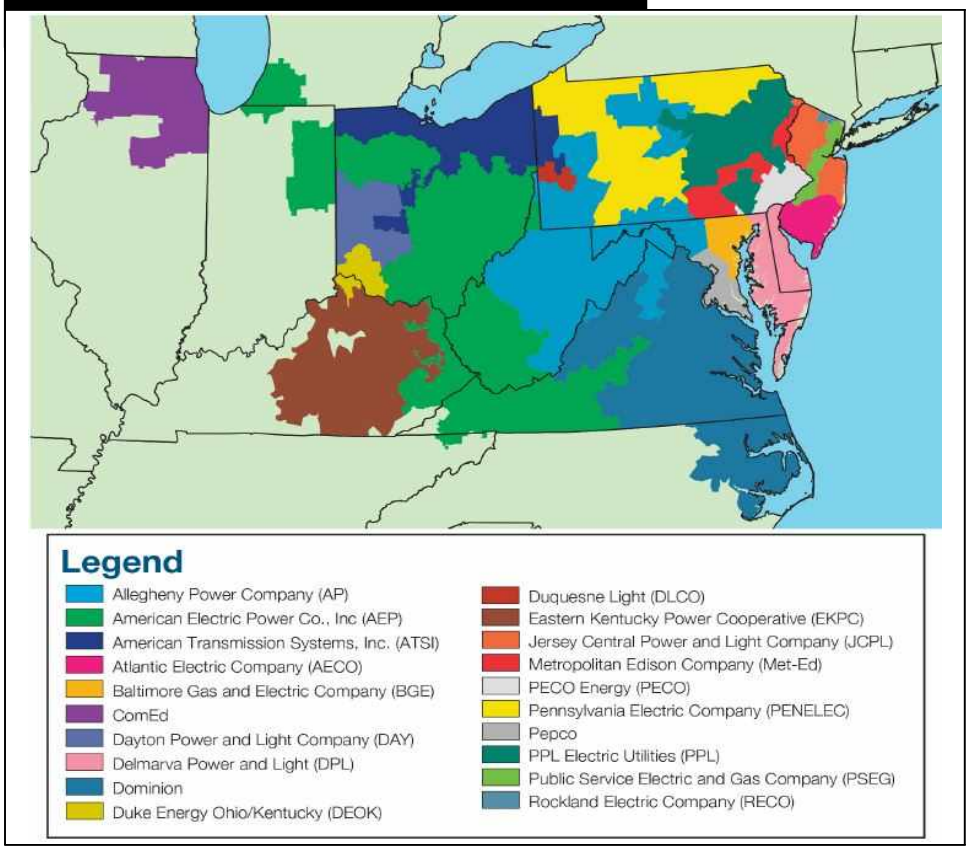
□ 회원사 수(數) : 990+ (한국 799, '16)

□ 연간 전력거래량 : 792,314 GWh('16년)

1.2 관할 구역 및 주요 시장

PJM 관할구역은 과거 전력회사의 공급구역을 토대로 하여 지리적으로 20개의 제어구역(Control Zone)으로 구분하여 전력계통의 운영을 조율하는데, 이들 20개 제어구역이 급전지시 등을 위한 기초 단위가 되고 있다([그림 3] 참조). 또한 제어구역을 토대로 17개의 단위 LDA(Load Deliverability Area, 부하공급지역)을 설정하여 운영하는데, 이들 17개의 LDA는 송전설비 확장계획, 부하공급사업자에 대한 용량의무 산정, 용량시장(RPM)에서 지역별 용량가격 산정 및 수요예측을 위한 지역별 기준이 된다.

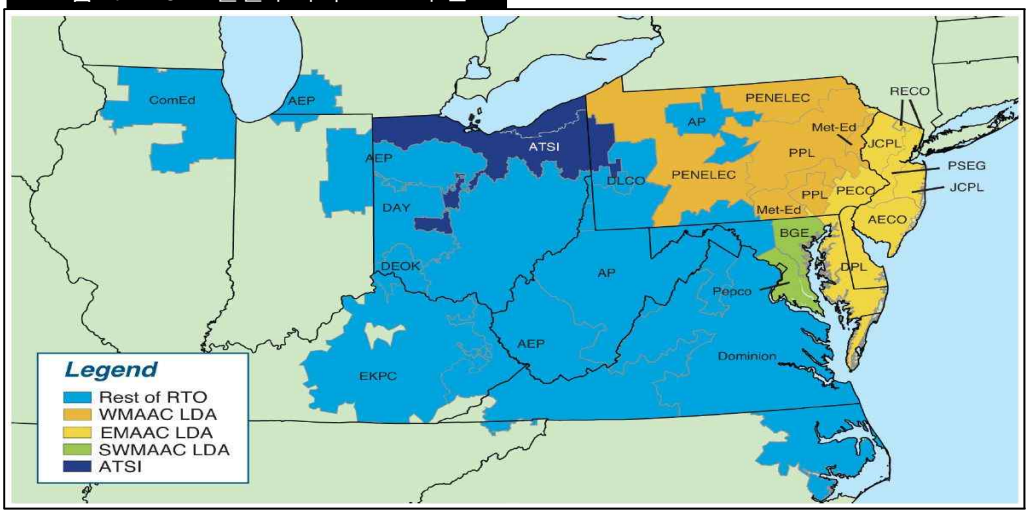
그림 3 PJM의 20개 제어구역(Control Zone)



출처 : PJM 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

다만 용량시장(RPM)의 경우 과도기(2008년까지) 기간에는 단위 LDA 대신에 단위 LDA를 기초로 송전특성을 감안하여 몇 개의 LDA를 중규모로 통합한 지역(Region) 단위로 용량시장을 운영하였다([그림 4] 참조). LDA간에 송전제약이 발생하지 않는 경우는 용량시장 가격이 동일하다.

그림 4 PJM 관할구역의 LDA 구분



출처 : PJM 2014 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

PJM은 에너지시장, 용량시장, 보조서비스, 재무적송전권 시장을 운영한다. 이중 에너지 시장은 지점별 한계가격에 의한 하루전 시장(Day-Ahead Market)과 실시간 시장(Real-Time Market)이 있고, 용량시장(RPM)은 계통의 수급 신뢰도를 안정적으로 확보할 목적으로 2007년 6월 도입하였다.

PJM은 부하공급사업자(LSE: Load Serving Entity)에게 안정적으로 전력을 공급하기 위한 충분한 설비용량을 확보하도록 하고 있으며, LSE는 쌍방계약을 통해 자사의 발전설비로 설비용량을 확보하거나 PJM의 전력시장에 개설된 용량시장을 통해서 의무용량을 확보할 수 있다.

2007년 6월 1일 PJM은 신뢰도 가격 모델(RPM)로 불리는 새로운 용량시장 제도를 도입하였다. RPM은 경사 수요곡선과 지점별 가격을 사용하고 있

어, 필요한 때와 필요한 지역에서 설비 용량 자원의 이용 가능성을 보다 적절히 촉진하도록 설계되었다. 용량시장은 용량공급 연도를 기준으로 3년 전에 시행하는 기본경매(BRA : Base Residual Action)와, 기본경매 이후 설비고장 등으로 인해서 용량공급자의 용량이 변동하거나 수요예측치가 변동하는 경우 각각 23개월 전, 13개월 전, 4개월 전에 시행하는 증분 경매가 있다.

2008년에는 보조서비스 시장에서 기존 주파수조정 서비스와 순동예비력 시장에 추가하여 하루전예비력 시장을 개설함으로써 하루 전에 운전예비력을 확보할 수 있는 제도를 마련하였다. 계통운영보조서비스 시장은 동기예비력 시장과 주파수조정 시장으로 구분하여 운영한다.

2. 전력산업 구조

2.1 전력산업 구조

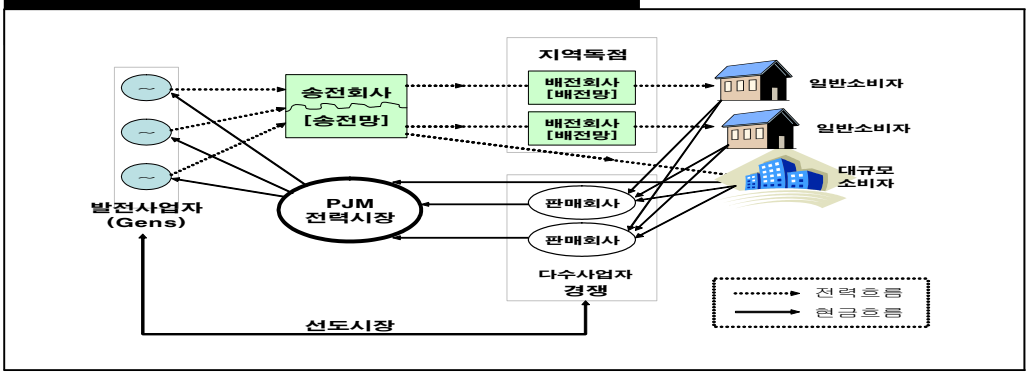
PJM 지역은 미국 중부 대서양 지역을 중심으로 13개주와 워싱턴 DC 지역의 전부 또는 일부 지역에 속하는 전력계통과 전력시장을 운영하고 있는데, 이들 대부분의 지역은 구조개편으로 경쟁체제를 도입하였고, 배전부분은 20개의 제어지역을 관할하는 전력회사가 운영하며 판매부분에 소매경쟁체제를 도입하였다.

PJM 지역은 구조개편 추진 정도에 따라 전력산업 구조에 차이가 있다. 구조개편을 추진하지 않은 주에서는 과거의 수직독점 체제가 주류를 이룬다. 구조개편이 도입된 주에서도 해당 주의 구조개편법에 따라 차이가 있기는 하지만 기본적인 구조는 유사하다. 즉 송전과 배전은 독점이지만 발전과 판매 부문은 완전히 경쟁적인 환경에서 사업이 운영된다. 구조개편이 추진된 주에서 과거 전력회사가 송전회사로 기능을 전환함과 동시에 발전설비의 매각 또는 자회사로 이전을 의무화한 것이 일반적이다.

하지만, 일부 주는 발전자산의 매각 또는 기능의 분리에 대한 의무가

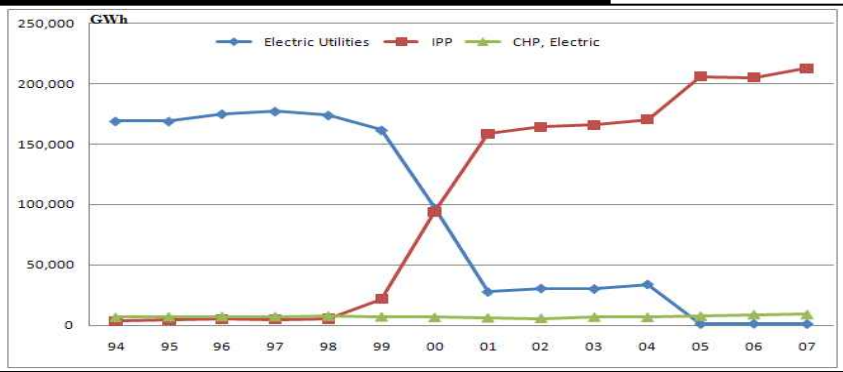
없는 경우도 있다. 또한 PJM 관할구역내의 판매회사는 발전자산을 직접 소유하거나 쌍방계약을 통해서 전력을 공급 받을 수가 있어서, 전력시장의 가격 급등으로부터 위험을 분산할 수 있는 메커니즘으로 작용한다.

그림 5 PJM 지역의 전력산업 구조 개념도



출처 : PJM training material 번역

그림 6 전력회사 및 IPP간 발전량 변동 추세(PA 주)

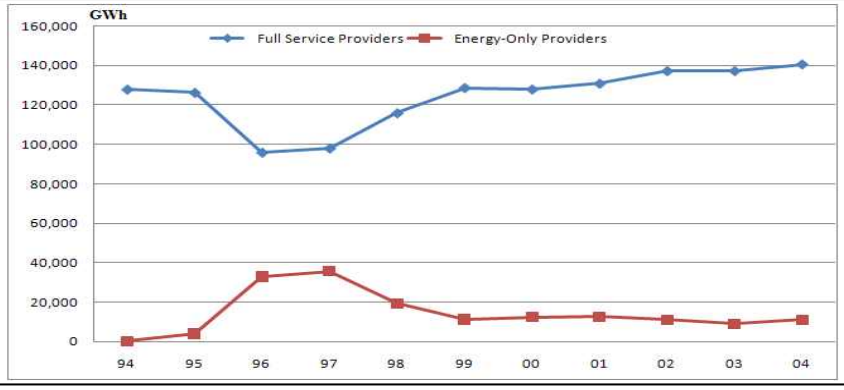


출처 : EIA data를 기초로 작성

구조개편 추진과 함께 발전부문이 가장 두드러지게 변모하였는데, 예로서 미국에서 가장 성공적인 구조개편 사례 중 하나로 평가받고 있는 펜실베니아주의 경우는 구조개편 전후 IPP의 시장점유율이 비약적으로 증가했다. 구조개편 전인 1996년에는 전력회사의 발전량이 93%, IPP가 3%, 나머

지는 열병합발전이 차지했다. 하지만, 구조개편 직후인 1999년도부터 IPP의 시장점유율이 대폭 증가하기 시작하여 2000년도에는 서로 비슷한 수준이 되었고, 2001년도부터는 역전되어 2007년의 경우는 완전히 역전되어 IPP가 95%, 전력회사는 단지 0.5%만을 차지하게 되었다([그림 6] 참조).

그림 7 소매공급사업자의 변동 추세(PA 주)



출처 : EIA data를 기초로 작성

한편 판매부문은 소매경쟁 도입 직후 경쟁공급 사업자의 시장점유율이 증가하기 시작하여 구조개편 2년 후인 2000년에는 거의 30%에 육박하였다. 하지만, 최근에는 점차 점유율이 감소하여 2007년도에는 7% 수준을 보이고 있다([그림 7] 참조).

2.2 규제 기관

미국은 연방법에 의거 주 경계를 넘는 거래의 규제권한은 연방정부에 있고, 그 외의 권한은 기본적으로 주의 권한으로 하고 있다. 전력 공급에 대해서도 주 경계를 넘는 거래는 연방에너지규제위원회(FERC)가 규제하고, 주 내부의 거래는 해당 주의 공익사업위원회(PUC)가 규제하고 있다.

연방 규제 권한의 근거는 연방전력법(Federal Power Act of 1935)에 있고, 이 법은 70여 년 전에 제정된 법률로서, 전력산업의 환경 변화와 더

불어 현실에 맞게 개정되어 왔다.

금세기 초 이래 전기사업자 특히 민영전기사업자를 대상으로 한 규제 권한은 각주의 공익사업법 혹은 공익사업위원회법에 근거해 주 공익사업위원회에 있다. 또 지자체 공영, 협동조합 전기사업자에 대해서도 전국 절반 정도의 주에서 주 공익사업위원회가 규제 권한을 행사하고 있다.

공익사업위원회의 규제 범위는 주에 따라 차이가 있지만 일반적으로, 요금, 회계, 유가증권의 발행, 안전, 서비스, 주요 자산의 증감, 사업의 개시와 폐지, 공급 구역의 인가 등이 해당된다.

이러한 연방규제위원회나 주 공익사업위원회는, 사법, 입법, 행정의 각 부로부터 독립하고 있어서 '제 4 정부' 라고도 불리며, 규제법의 제정 등의 준입법 기능, 요금 인가의 심사나 위법행위에 대한 소추의 준사법 기능을 겸비한 행정위원회이다.

2.2.1 연방에너지규제위원회(FERC)

연방수력법에 근거해 1920년에 설치된 연방전력위원회(FPC)를 전신으로 하는 독립 규제기관이며, 1977년에 개편되어 현재의 FERC(Federal Energy Regulatory Commission)가 되었다. 2005년 에너지정책법에 따라 FERC의 권한이 확대되어 대용량 송전 계통에 강제적인 신뢰도 기준을 부과하는 것과 동시에 전력 및 천연가스 시장을 부정 조작하는 사업자에게 벌칙을 부과하는 권한이 부여되었다.

FERC는 연방 에너지부 산하 독립 규제기관이며, 연방법원을 제외하고 대통령이나 의회도 FERC의 결정을 재심사 할 수 없으며, FERC의 주요 규제 권한은 다음과 같다.

- 전기의 州間 송전 및 도매 요금 규제
- 천연가스의 주간 배송 및 도매 요금 규제
- 석유의 주간 파이프라인 배송 요금 규제
- 수력 프로젝트의 인허가

- 주간 천연가스 관련 시설의 입지에 관한 인허가
- 고압 주간 송전계통의 신뢰도 확보
- 에너지 시장의 감시와 조사
- 회계·재무 보고 규칙 및 규제 대상 기업의 행동 관리

2.2.2 주 공익사업위원회

주 정부의 공익사업위원회(PUC : Public Utility Commission)는 주에 따라 PSC(Public Service Commission)라는 명칭으로도 불리며, PUC는 공익사업의 요금과 서비스를 감독하는 규제기관이며, 전력, 가스, 통신 등의 공익사업의 공정한 요금, 공공 서비스의 소비자 보호, 자유화 시장체제의 경우 공익사업자 선택을 위한 교육·홍보, 친환경적 방법에 의한 기술 개발, 경쟁 촉진을 위한 활동을 주 임무로 하고 있다.

PJM의 관할 구역에 속하는 13개주와 워싱턴 DC의 규제기관인 공익사업위원회로 구성된 기관으로 OPSI(Organization of PJM States Inc.)이 있다. 2005년 5월 델라웨어 주의 비영리기관으로 설립되었으며, 주요 역할은 PJM 전력시장의 운영, 시장감시, FERC 관련 사항 등에 대한 자료수집, 현안 분석, 정책 수립 등이다.

2.3 관련 기관

연방차원의 전기사업 규제에 관계하는 다른 기관은 공익사업지주회사법(PUHCA)에 근거해 주간 거래에 종사하는 전기 및 가스 사업 지주회사의 회계, 증권의 발생·거래, 합병 등에 대한 규제를 담당하는 증권거래위원회(SEC), 원자력의 안전성과 방사선 폐기물의 관리 등을 규제하는 원자력규제위원회(NRC), 그리고 환경과 관련된 거의 전반적인 규제권한을 가지고 있는 환경보호청(EPA) 등이 있다.

3. 전력시장 구조

3.1. 경쟁시장 도입 배경 및 현황

미국의 전력산업은 1930년대 이래 민영전기사업자(IOU : Investor Owned Utility)에 의해 주도되어 미국 전역의 70% 이상을 담당하고, 나머지는 공영전기사업자와 협동조합 전기사업자가 맡아왔다.

1970년대 석유 위기로 인해서 석유 수입을 줄이기 위한 방안으로써 비전기사업자가 소유한 열병합 및 신재생에너지로부터 전력을 활용하기 위한 방안으로 1978년 공익사업규제정책법(PURPA: Public Utility Regulation Policy Act)을 제정하였다. 이에 따라 일정한 요건을 갖춘 인증설비(Qualifying Facility)가 생산한 전력을 전력회사에 공급하는 경우 전력회사의 회피비용으로 전력을 매수하도록 우대 정책을 시행한 결과, 많은 QF 발전기가 출현하게 되었다. 이는 미국의 수직독점 체제에 부분적이나마 발전경쟁을 도입하게 되는 최초의 계기가 되었다.

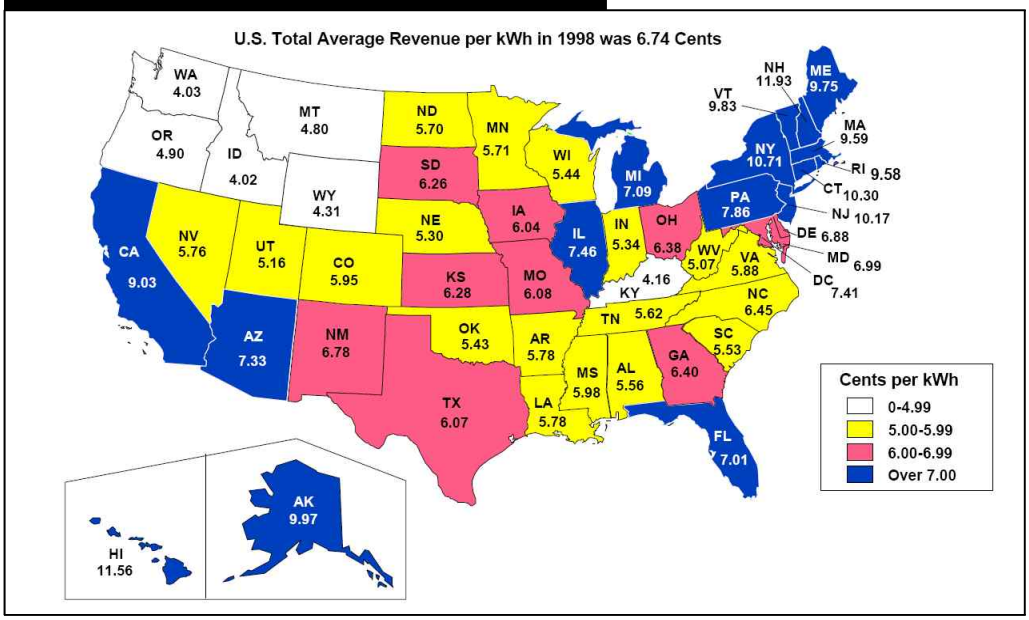
PURPA 이후에 1992년 에너지정책법(EPAct, Energy Policy Act)이 발효되어 공익지주회사법에 의한 규제를 면제하는 예외발전사업자(EWG : Exempt Wholesale Generator) 제도를 만들어 순수 상업용 발전설비가 출현하게 되었다.

그러나 이러한 부분적인 경쟁 도입은 큰 효과를 거두지 못하고 1990년대 본격적인 구조개편을 위한 논의가 활발해졌다. 이에 대한 요인으로는 크게 3가지를 들 수 있는데, 공급지역의 독점이 인정된 지역 간의 요금격차가 심화된 점, 발전기술의 발전으로 기존의 규모경제의 편익이 사라진 점, 그리고 구조개편 촉진을 위한 연방과 주 차원의 법제도의 마련이다.

첫째, 지역 간 요금의 격차는 인구 밀집 지역인 동북부 지역과 서부 캘리포니아 지역에서는 요금이 높고, 내륙인 중남부지역은 대체로 낮은 요금이 유지되었다. 예로서, 1998년 미국의 평균 소비자 요금은 6.7 센트/kWh, 가장 비싼 동부의 뉴햄프셔는 11.9 센트/kWh로 가장 싼 아이다호

주의 4.0 센트/kWh에 비해 2.9배, 미국 평균에 비해 1.7배에 높았다([그림 8] 참조).

그림 8 미국의 주별 소비자 요금(1998년)



출처 : NPDD

둘째, 발전기술의 경우 과거에는 규모경제의 이점으로 대규모 발전기가 경제적이고 효율적이라는 인식이 지배적이었으나, 기술 발전에 따라 소규모의 고효율 및 청정 발전기술이 가능해짐에 따라 소규모 신기술 발전기의 경쟁이 가능해졌고 이러한 발전기는 건설공기도 짧아서 비발전사업자가 이러한 발전기를 건설하기 시작하여 전력회사의 기존 저효율 발전기를 대체하는 설비로서 등장하게 되었다.

마지막으로 구조개편을 촉진하기 위한 법제도적인 변화는 전력산업의 새로운 환경변화를 반영한 전력산업의 효율성과 경쟁력을 높이기 위해 연방과 주에서 경쟁을 촉진하는 법률 제정과 제도적인 정비의 추진에 있다. 대표적인 법제도 정비 내용은 다음과 같다.

표 1. 구조개편 추진 관련 주요 법제도 추진

연도	법 령	주요 내용
1978	공익사업규제정책법(PURPA)	• QF 제도 도입
1992	에너지정책법(EPAct 1992)	• 예외발전사업 제도
1996	FERC Order 888, 889	• 송전선로 Open Access, ISO 제도 • OASIS
1999	FERC Order 2000	• RTO 제도 및 설립 권고
2005	에너지정책법(EPAct 2005)	• PUHCA 폐지 • QF 경쟁화

출처 : DOE 자료를 기초로 작성

이같은 산업환경의 변화와 이를 뒷받침하는 법제도적 정비와 함께 현재 PJM 관할 구역에서는 14개주(워싱턴 DC 포함) 중 10개 주에서 소매경쟁을 시행하고 있다.

표 2 PJM 관할지역의 구조개편 추진 현황

주	구조개편	소매경쟁	비 고
델라웨어	1999.4	1999.10 2000.10	시장 지배력이 있다고 판단되면 발전설비 매각명령
워싱턴 DC	2000.1	2001.1	발전설비 매각 완료
일리노이	1999.12	2002.5	설비 매각 또는 기능분리 의무 없음
메릴랜드	1999.4	2002.7	발전설비 매각 의무 없음, 표준제공 서비스를 4년 연장
미시간	2000.6	2002.1	시장지배력이 있다고 판단되면 일부 매각 명령
뉴저지	1999.2	1999.11	발전설비 매각 의무 없음
오하이오	1999.7	2001.1	발전설비 매각 의무 없음, 계열회사에 이전
펜실베니아	1996.12	2000.1	발전설비를 자율적으로 계열사 이전 또는 매각
버지니아	1998.4	2002.1	2007.4 법개정: 5MW 이상 고객을 제외하고 2009년 이후 소매 경쟁 폐지
웨스트버지니아	-	-	법제화 이르지 못하고, 무기한 연기
인디애나, 캔터키, 노스캐롤라이나, 테네시(4개 주)는 구조개편 미추진			

출처 : DOE 자료를 기초로 작성

3.2. PJM 전력시장 개요

PJM의 전력시장은 경쟁시장 제도가 적용되는 다른 시장과 유사하게 부하공급사업자는 PJM이 운영하는 시장이나 PJM 외부의 시장에서 전력을 조달할 수 있는 다양한 옵션이 존재한다. [그림 9]에서 보는 바와 같이 PJM에 개설된 물리적인 시장인 Spot 시장이 있고, PJM 시장 외부에는 재무적인 시장이 존재해서 전력 조달이나 위험 헤지를 위한 선택을 사업자가 다양하게 활용할 수 있다. 재무적 시장에는 다른 상품과 마찬가지로 옵션, 스왑 및 스프레드 거래 등이 이루어진다. 그러나 송전권 시장은 PJM 시장에 개설된 재무적 상품으로 분류될 수 있다.

부하공급사업자는 최종소비자에게 전력판매를 위해서 물리적 시장과 재무적 시장 외에도 [그림 10]에서 보는 바와 같이 자체적으로 발전기를 소유할 수 있다. 이 발전기를 활용하여 최종소비자에게 전력을 공급할 수도 있고, 장외 시장에서 쌍방거래를 통해서도 전력을 구입할 수 있다. 이와 같이 부하공급사업자는 다양한 공급원을 활용할 수 있기 때문에 장기적으로 시장가격의 안정성과 시장참여자의 자율성을 확보하는데 도움이 된다.

그림 9 PJM 전력시장 환경

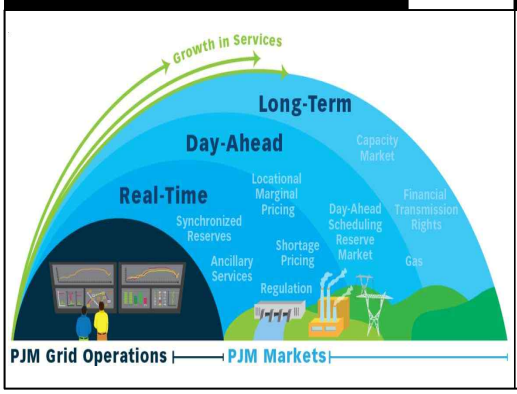
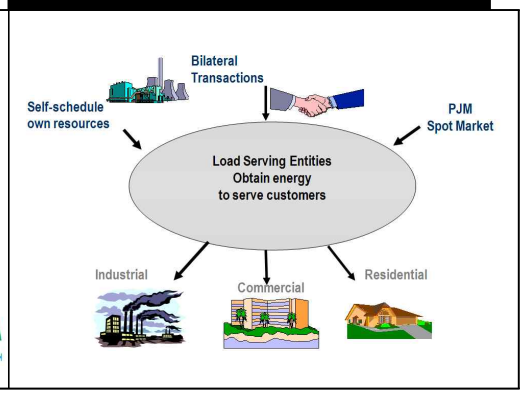


그림 10 전력의 조달 및 공급 흐름



출처 : PJM 교육자료 및 Company Overview를 기초로 작성

PJM의 전력시장 설계 개념은 시장참여자에게 다양한 옵션 제공을 허용하는 유연한 시장을 조직하는 것이다. 시장참여자는 자율적인 판단에 따라 다음과 같은 유형의 거래를 할 수 있다.

- 전량쌍방거래((Balanced Bilateral Transaction)(이 경우는 현물시장에서 보완공급 불필요, PJM은 Scheduling Coordinator로만 역할)
- 부분쌍방거래(Bilateral Transactions With Implicit Spot Market Backup)
- 전력시장을 통한 거래(Submit Flexible Generation Offers and Demand Bids)

표 3 PJM 전력시장 구성

Physical Markets	
에너지 시장	• 하루전 시장(Day-ahead Market) • 실시간 시장(Real Time Market)
용량시장	• RPM Auction Market
보조서비스 시장	• 주파수조정(Regulation) - Slow and Fast • 예비력(Reserve Market) • 자체기동(Black Start) Service • 무효전력(Reactive) Service • 전력수급 및 계통운영(Scheduling, System Control & Dispatch)

Financial Market
• 송전권시장(FTR Auction Market)

출처 : PJM 전력시장 교육자료를 기초로 작성

PJM의 전력시장은 에너지 시장, 용량 시장, 보조서비스 시장, 송전권 시장으로 구분할 수 있다. 이중 에너지 시장은 하루전 시장(Day-ahead Market)과 실시간 시장(Real-time Market)으로 구성되고, 하루전 시장과 실시간 시장에 대해서 별도의 정산을 시행하는 이중정산 제도(Two Settlement System)를 적용한다. 보조서비스 시장은 크게 동기예비력시장(Synchronous Market)과 주파수조정 시장(Regulation Market)으로 구분하여 운영하고 있다. 세부적인 서비스 종류는 기술과 환경의 변화에 따라 매년 변화하고 있는데, 2016년에는 1차 예비력(Primary Reserve), 1, 2 단계 운전 예비력(Tier 1, 2 Synchronized Reserve), 정지예비력(Non-synchronous Reserve), 2차 예비력(Secondary Reserve), 주파수 조정예비력(Regulation Market), 자체기동서비스(Black Start Service), 무효전력(Reactive) 서비스를 운영하고 있다. 이중에서 자체기동 서비스와 무효전력 서비스는 시장제도를 도입하지 않았다.

4. 에너지 시장

부하공급사업자는 최종소비자에게 필요한 전력을 아래와 같은 네 가지 방식으로 구입할 수 있다. 발전사업자가 생산한 전력을 판매하는 방식도 동일하다.

- 자체 발전기를 가동하여 자체 생산
- 쌍방계약을 통한 구입(중개업자 또는 다른 발전사업자)
- PJM 하루전 시장에서 구입
- PJM 실시간 시장에서 구입

전력의 구매 또는 판매는 PJM 관할 지역 사업자뿐만 아니라 PJM 관할 지역 이외의 사업자와도 거래를 할 수 있다. 시장참여자는 전력의 판매 및 구매를 수년전부터 실시간 시장까지 시차적으로 수행 할 수 있다. 즉 쌍방거래나 장외거래를 이용한 장기계약을 통해서 장기적인 수급 안정성을 확

보하고, 단기적인 전력은 PJM의 전력시장을 통해서 거래할 수 있다. 물론, 전부를 시장 외에서 거래하거나, 전량을 PJM 전력시장에서 거래할 수도 있다.

표 4 PJM 전력시장 Milestone

연	월	주요 내용
1996	4	FERC Order 888
1997	4	Cost-based Realtime Energy Market
	11	FERC의 PJM ISO 지위 승인
1998	4	Cost-based Realtime Energy LMP Market
1999	1	일일 용량시장
	3	FERC approval of market-based rates for PJM
	3	Monthly and Multimonthly Capacity Market
	4	Offer-based Energy LMP Market
	4	FTR Market
2000	6	Regulation Market
	6	Day-Ahead Energy Market
	7	Customer Load-Reduction Pilot Program
2001	6	PJM Emergency and Economic Load-Response Programs
2002	12	Spinning Reserve Market
	12	FERC의 PJM RTO 지위 승인
2003	5	Annual FTR Auction
2004	5	ComEd 지역 PJM 가입
	10	AEP 지역 PJM 가입(PJM Western Region)
	10	DAY 지역 PJM 가입(PJM Western Region)
2005	1	DLCO 지역 PJM 가입
	5	Dominion 지역 PJM 가입
2006	5	Balance of Planning Period FTR Auction
2007	4	RPM 용량시장
	6	LMP에 한계손실 반영
2008	6	Day Ahead Scheduling Reserve(DASR) Market
	8	시장감시(MMU) 업무 독립(Monitoring Analytics, LLC 설립)
	10	Long Term FTR Auction
	12	Three Pivotal Supplier Test in Regulation Market
2011	6	ATSI 지역 PJM 가입
2012	1	DEOK 지역 PJM 가입
	10	주파수 조정 보조서비스 시장 세분화 - Slow and Fast Frequency Response
2013	6	EKPC 지역 PJM 가입

출처 : 2014 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

PJM의 에너지 시장은 하루전 시장과 실시간 시장이 있으며, 두 시장 간에 별도 정산을 하는 이중정산제도(Two Settlement System)를 채택하고 있다.

4.1 하루전 시장(Day-ahead Market)

하루전 시장이란 거래일 전일 열리는 시장으로 거래일의 시간대별 시장가격을 결정하고 이에 따라 정산하는 것을 말한다. 하루전 시장의 가격과 거래량의 결정은 공급입찰(Offer), 수요입찰(Bid), 쌍방거래(Bilateral Transaction), 가상입찰(Increment Offer 및 Decrement Bid), 하루전 시장 예비력(Day-Ahead Scheduled Reserve)을 토대로 공급비용이 최소가 되도록 가격과 거래량이 결정된다. 전력시장에서 발전계획 수립 시에는 에너지뿐만 아니라 운영예비력과 주파수조정을 종합적으로 최적화하여 공급비용이 최소화되도록 한다.

하루전 시장은 에너지가격 외에도 송전혼잡비용과 한계송전손실비용이 포함된 시간대별 지역별한계가격(LMP)을 적용한다. 하루전 시장에서의 입찰은 지정용량자원(Capacity Resource)[1]은 의무적으로 입찰해야 하지만, 수요측이나 비지정용량자원(Non-capacity Resource)은 입찰 의무가 없다.

수요의 경우, 입찰을 제출하지 않는 경우는 수요를 “0”으로 간주한다. 수요입찰은 시장가격에 상관없이 구매하고자 하는 물량입찰과 일정한 가격 이하에서만 구매하고자 하는 가격반응입찰(Price Sensitive Bid)을 할 수 있다. 수요입찰은 물량이나 가격과 함께 수요의 위치(송전구역, 통합 또는 단일 버스)를 명시해야 한다. 시장 구매자는 수요 측 입찰을 통하여 원하는 가격에 원하는 양만큼의 에너지를 거래전일에 확정할 수 있다.

지정용량자원은 의무적으로 입찰을 제출해야 하고, 발전기가 고장, 정비

1) PJM 시장 내의 모든 LSE는 자신의 부하 + 정해진 비율의 예비력을 더한 설비용량을 확보할 의무가 있고, 이 용량 역시 자체공급, 쌍방거래 및 용량시장을 통해서 확보할 수 있다. 확보된 자원은 Capacity Resource로 분류하고, 이 외에 필요한 수준을 초과한 설비는 Non-Capacity Resource로 분류된다.

등으로 운전할 수 없을 경우에도 입찰을 제출해야 한다. 자체급전발전기의 경우에도 시간대별 출력량을 제출해야 한다. 더불어 향후 7일간에 대한 발전기의 가용성 여부를 입찰과 함께 명시하여야 한다. 하루전 시장에서 낙찰되지 않은 발전기는 입찰 내용을 변경하여 실시간 시장에 입찰하거나, 자체급전을 할 수도 있다. 하루전 시장에서 접수된 입찰 자료는 실시간 시장에서도 자동으로 적용된다. 시장지배력을 행사할 수 있는 조건에 해당하는 발전기(Three Pivotal Test 통해 지배력 여부를 판정)의 입찰은 가격입찰 대신 비용입찰로 전환된다. 따라서 발전기는 가격입찰과 동시에 비용입찰 자료도 제출하여야 한다.

하루전 시장에서는 가상입찰이 허용되는데, 실제 설비를 갖고 있는 시장참여자뿐만 아니라 설비를 소유하지 않는 시장참여자도 시장에 입찰할 수 있고 모든 참여자가 양쪽의 입찰이 가능한 가상입찰(Virtual Offer and Virtual Bid)을 허용하고 있다(가상입찰이 아닌 경우는 발전은 Offer, 수요는 Bid로 제출). 가상입찰은 증가입찰(Increment Offer)과 감소입찰(Decrement Bid)이 있으며, 실제 물리적인 발전력이나 수요와 관계없이 입찰이 이루어지며 위험을 회피하기 위한 도구로 활용된다.

증가입찰은 실제 물리적인 수요가 없는 시장참여자가 시장가격이 일정한 값 이상이면 시장에 판매하겠다는 입찰이다. 발전입찰과 비슷하고, 물량, 가격, 공급지점을 명시한다. 감소입찰은 증가입찰과 반대의 개념으로, 실제적인 전력수요가 없는 시장참여자가 시장가격이 일정한 가격이하면 시장에서 구입하겠다는 입찰이다. 증가입찰과 마찬가지로 물량, 가격, 공급지점을 명시한다.

가상입찰은 사업자들에게 실시간 시장의 가격변동 위험을 회피하는 수단을 제공할 뿐만 아니라 중개업자들이 시장에 참여할 수 있게 하여 유동성을 증가시킨다. 가상입찰은 하루전 시장에서의 발전입찰이나 수요입찰에 대한 위험 헤지, 쌍방거래에 대한 위험 헤지 및 하루전 시장과 실시간 시장의 가격 차이를 이용한 재정거래를 통한 이익 실현 등으로 활용된다. 가상

입찰은 하루전 시장에서만 허용되며, 실시간 시장에는 없는 제도이다.

송전사용자는 송전혼잡 가격 입찰('Up to' Congestion Bid)을 제출하는데, 전력 공급 지점(Source)과 수전 모선(Sink)간의 송전혼잡시 지불할 의사가 있는 가격을 제출하는 입찰이다. 혼잡입찰은 50 $/MWh 보다 작고, -50 $/MWh 보다 커야 한다. 입찰가격이 혼잡가격(공급 측와 수전 측 사이의 LMP 가격 차)보다 높을 경우 청산이 된다. 이러한 송전혼잡입찰을 통해 송전사용자는 송전 혼잡비용을 관리할 수 있다.

하루전 시장의 정산은 하루전 시장의 시간별 LMP를 토대로 이루어지며, LMP는 계통에너지가격, 혼잡가격 및 송전손실 가격의 3요소로 구성된다. 하루전 시장에서 청산된 발전기는 LMP 요소 중 계통에너지가격을 지급받고, 청산된 수요는 계통에너지가격이 부과된다. 혼잡비용은 송전사용자에게 부과하고 그 수입은 송전권 보유자에게 규칙에 따라 배분한다.

표 5 연도별 하루전 시장 부하가중 평균LMP

	Day-Ahead LMP			Year-to-Year Change		
	Average	Median	Standard Deviation	Average	Median	Standard Deviation
2001	$32.75	$27.05	$30.42	NA	NA	NA
2002	$28.46	$23.28	$17.68	(13.1%)	(14.0%)	(41.9%)
2003	$38.73	$35.22	$20.84	36.1%	51.3%	17.8%
2004	$41.43	$40.36	$16.60	7.0%	14.6%	(20.4%)
2005	$57.89	$50.08	$30.04	39.7%	24.1%	81.0%
2006	$48.10	$44.21	$23.42	(16.9%)	(11.7%)	(22.0%)
2007	$54.67	$52.34	$23.99	13.7%	18.4%	2.4%
2008	$66.12	$58.93	$30.87	20.9%	12.6%	28.7%
2009	$37.00	$35.16	$13.39	(44.0%)	(40.3%)	(56.6%)
2010	$44.57	$39.97	$18.83	20.5%	13.7%	40.6%
2011	$42.52	$38.13	$20.48	(4.6%)	(4.6%)	8.8%
2012	$32.79	$30.89	$13.27	(22.9%)	(19.0%)	(35.2%)
2013	$37.15	$34.63	$15.46	13.3%	12.1%	16.5%
2014	$49.15	$38.10	$51.88	32.3%	10.0%	235.6%
2015	$34.12	$29.09	$22.59	(30.6%)	(23.7%)	(56.5%)
2016	$28.10	$25.76	$10.68	(17.7%)	(11.4%)	(52.7%)

출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

PJM의 하루전 시장 운영 절차는 시장참여자의 입찰을 10시 30분에 마감하고, PJM은 이 입찰자료를 토대로 발전계획을 수립하고 모선별 LMP를 산정하여, 13시 30분에 공표한다. 14시 15분까지는 발전기의 재입찰 기간으로서 하루전 시장에서 계획에 반영되지 않은 발전기는 입찰 자료를 수정하여 제출할 수 있고 이 자료는 실시간 시장의 입찰 자료로 적용된다. 14시 15분 이후 PJM은 수정된 내용을 포함한 최신의 입찰 자료와 PJM이 작성한 예측수요(하루전 시장의 계획은 입찰자의 수요를 기반으로 계획수립)를 토대로 실시간 발전계획을 수립한다.

2015년 $34.12/MWh이던 하루전 에너지 시장 평균가격은 2016년 $28.10로 17.7%가 감소하였다. 이는 수요감소와 연료가격 하락이 주요 원인으로 분석된다.

4.2 실시간 시장(Real Time Market)

표 6 연도별 실시간 시장 부하가중 평균LMP

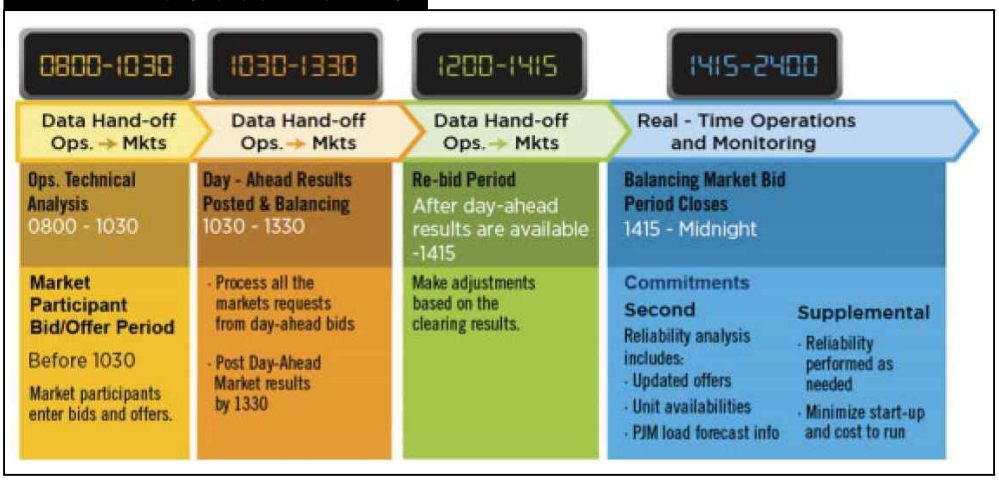
	Real-Time LMP			Year-to-Year Change		
	Average	Median	Standard Deviation	Average	Median	Standard Deviation
1998	$21.72	$16.60	$31.45	NA	NA	NA
1999	$28.32	$17.88	$72.42	30.4%	7.7%	130.3%
2000	$28.14	$19.11	$25.69	(0.6%)	6.9%	(64.5%)
2001	$32.38	$22.98	$45.03	15.1%	20.3%	75.3%
2002	$28.30	$21.08	$22.41	(12.6%)	(8.3%)	(50.2%)
2003	$38.28	$30.79	$24.71	35.2%	46.1%	10.3%
2004	$42.40	$38.30	$21.12	10.8%	24.4%	(14.5%)
2005	$58.08	$47.18	$35.91	37.0%	23.2%	70.0%
2006	$49.27	$41.45	$32.71	(15.2%)	(12.1%)	(8.9%)
2007	$57.58	$49.92	$34.60	16.9%	20.4%	5.8%
2008	$66.40	$55.53	$38.62	15.3%	11.2%	11.6%
2009	$37.08	$32.71	$17.12	(44.1%)	(41.1%)	(55.7%)
2010	$44.83	$36.88	$26.20	20.9%	12.7%	53.1%
2011	$42.84	$35.38	$29.03	(4.4%)	(4.1%)	10.8%
2012	$33.11	$29.53	$20.67	(22.7%)	(16.5%)	(28.8%)
2013	$36.55	$32.25	$20.57	10.4%	9.2%	(0.5%)
2014	$48.22	$34.46	$65.08	31.9%	6.8%	216.4%
2015	$33.39	$26.61	$27.80	(30.7%)	(22.8%)	(57.3%)
2016	$27.57	$24.10	$14.76	(17.4%)	(9.4%)	(46.9%)

출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

실시간 시장(Real Time or Balancing Market)은 하루전 시장에서 계획된 수요와 공급의 차이를 반영하고, PJM이 예측한 전력수요를 토대로 운영된다. 하루전 시장이 1시간단위로 LMP를 산정하는 데 비해, 실시간 시장에는 5분단위로 LMP가 산정된다. 그러나 정산은 5분단위 LMP를 한 시간 단위로 통합한 LMP를 적용한다. 실시간 시장 운영은 전력계통의 신뢰도 유지에 중점이 있으며, 실시간 시장의 발전계획은 기동비용과 무부하비용 최소화가 목표이다. 실시간 시장의 정산은 이중정산제도에 따라 실시간 시장의 LMP와 하루전 시장의 계획과 실시간 시장의 실측된 계량값의 차이를 토대로 산정한다.

2015년 $33.39/MWh이던 실시간 계통한계가격은 2016년 $27.57/MWh로 17%가 감소하였다. 이는 하루전시장의 LMP 감소요인과 유사하게 수요감소와 연료가격 하락이 주요 원인으로 분석된다.

그림 11 에너지시장 운영 절차



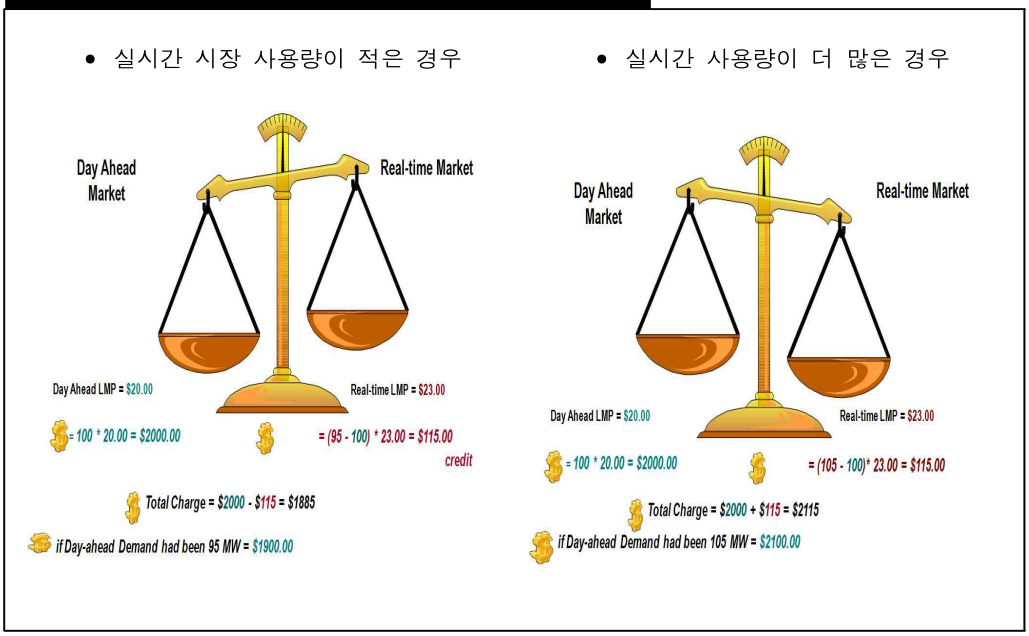
출처 : PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations(2017)

4.3 이중정산 제도(Two-settlement System)

부하공급사업자는 하루전 시장에서 청산된 구매량을 초과한 전력은 실

시간 시장 가격으로 지불해야 하고, 반면에 하루전 시장에서 청산된 구매량 이하로 사용할 경우, 사용하지 못한 전력은 실시간 시장 가격으로 지불받는다. 이와 마찬가지로 발전업자는 하루전 시장에서 청산된 공급량을 초과한 발

그림 12 이중정산 제도의 적용 예 (전력구입자)



출처 : PJM 전력시장 교육자료를 기초로 작성

전량은 실시간 시장가격으로 지불받게 되며, 하루전 시장에서 청산된 공급량을 발전하지 못한 전력량은 실시간 시장가격으로 지불하게 된다. 송전서비스 시장참여자의 송전권에 대한 정산은 하루전 시장의 계획량에 따라 정산하게 되며, 실시간 시장의 정산에는 적용되지 않는다. 이는 송전혼잡에 필요한 비용은 하루전 시장의 수입으로 충분하기 때문이다. PJM은 하루전 시장과 실시간 시장 양쪽에서 송전서비스에 대해 재무적인 헤지를 제공하지 않는다. 제공하는 경우 송전서비스를 사실상 이중으로 판매하는 결과가 되기 때문이다.

5. 보조서비스 시장

전술한 바와 같이, PJM에 개설된 보조서비스 시장은 주파수조정 시장(Regulation Market)과 예비력시장(Reserve Market)이 있다.

5.1 주파수 조정예비력(Regulation Market)

주파수조정 시장은 계통운영자가 시장 메커니즘을 통해서 계통의 신뢰도 유지를 위해 필요한 예비력을 확보할 수 있도록 하는 시장이다. 예비력 시장에는 하루전 시장과 달리 예비력 시장가격 결정시 PJM이 예측한 수요를 기준으로 한다.

PJM은 NERC나 지역신뢰도 기구의 규정을 토대로 한 PJM의 규정에 따라 부하시간대에 따라 경부하시간대(00시 ~ 05시)는 당일 최대최저부하(forecasted valley load)의 0.7%, 중부하시간대(05시 ~ 23시)는 최대부하의 0.7%를 주파수조정 요구량을 확보해야 한다. 또한 예비력 요구량 10분 이내에 응답 가능한 운전 중이거나 정지중인 자원을 통해 예비력을 확보한다.

주파수조정 예비력을 구입하는 데 소요되는 모든 비용은 PJM에 참여하는 LSE의 부하 점유율에 비례하여 부과된다. 에너지 시장과 마찬가지로 주파수조정예비력 시장에서도 LSE가 자체적으로 예비력을 공급할 수 있다.

주파수조정 예비력을 공급하는 자원은 발전자원은 물론 수요반응 자원도 동일하게 자격이 주어진다(다만 수요 자원은 전체 주파수조정 또는 순동예비력의 25%를 초과할 수 없다). 주파수조정에 대한 입찰은 재입찰 기간인 거래전일 18시까지 제출하여야 한다.

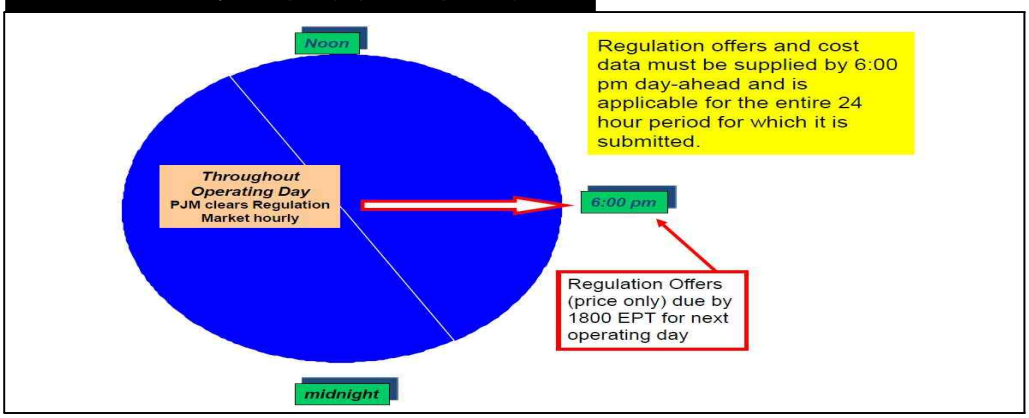
2016년 PJM의 주파수 조정예비력 시장은 비교적 성공적으로 운영된 것으로 평가되나, TPS(Three Pivotal Supplier)시험에서 92.2%로 실패하였기 때문에 시장구조 분야에서는 경쟁력을 확보하지 못한 것으로 평가 되었다.

5.2 예비력 시장(Reserve Market)

예비력은 전력계통에 접속된 발전기 혹은 부하에 의해 10분 이내에 응답하여야 하는 운전예비력(Synchronous Reserve)와 계통에 연결되어 있지는 않고, 10분 이내에 서비스 시작이 가능한 자원을 대상으로 한 정지예비력(Non Synchronous Reserve)이 있다.

운전예비력은 고장발생시 활용가능한 자원이며, 정지예비력은 운전예비력 소진에 대비한 대체자원의 성격을 가진다. PJM은 운전예비력을 다시 1, 2단계 운전예비력(Tier 1, 2 Synchronous Reserve)으로 구분하여 운영하고 있다. 1단계 운전예비력 필요량을 확보하지 못한 경우 2단계 운전예비력 서비스를 통해 부족한 부분을 확보한다.

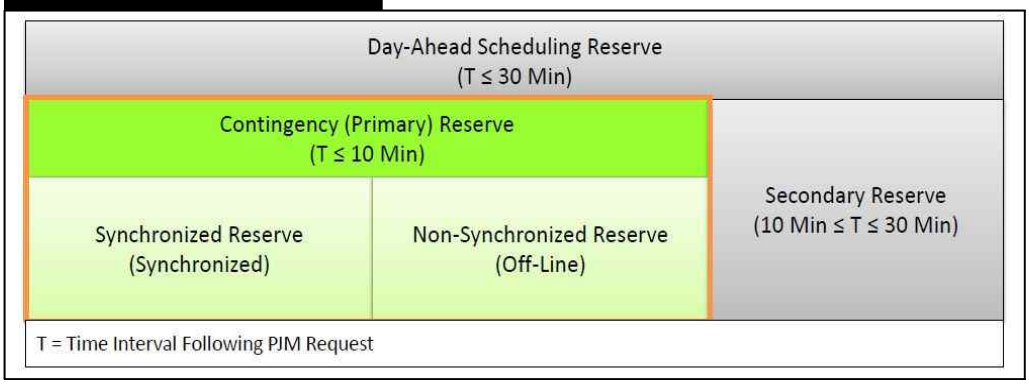
그림 13 주파수조정 예비력 운영 스케줄



출처 : PJM 전력시장 교육자료를 기초로 작성

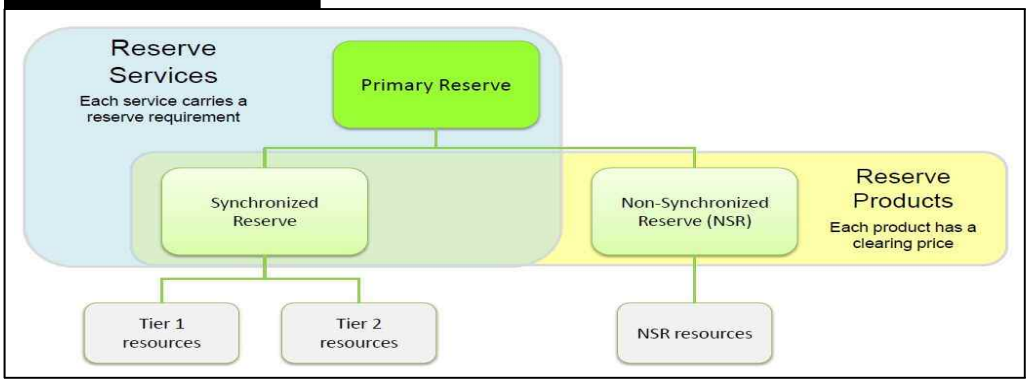
PJM은 송전제약으로 인해 20개의 제어구역을 2개로 구분하여 예비력을 별도로 운영한다. PJM의 동남부 계통을 Mid-Atlantic Dominion(MAD)로 하고 서부지역으로부터 전력을 받기 때문에 전기적 특성이 유사하므로 동 지역 내에서 예비력을 별도로 확보한다.

그림 14 예비력 구분



출처 : PJM 전력시장 교육자료를 기초로 작성

그림 15 예비력 구분



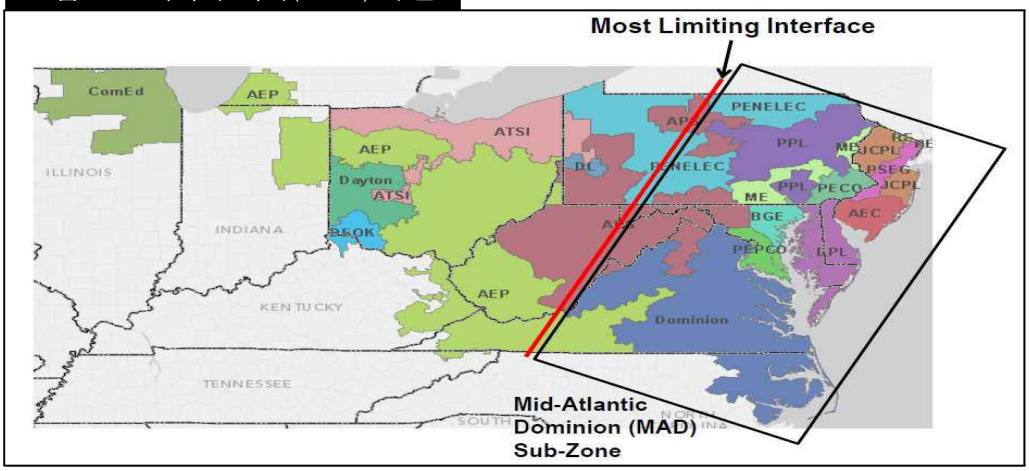
출처 : PJM 전력시장 교육자료를 기초로 작성

1차 예비력 확보량은 PJM 서부지역의 경우 RFC(Reliability First Coordination) 기준에 의한 양과 지역내의 최대 단위 발전기 용량의 150% 중 큰 값을 적용하고, 2014년 기준 약 2,000MW 수준에서 결정되었다. MAD 지역은 최대 단위 발전기 용량의 150%가 확보량 결정 기준이고 통상 1,700MW 수준이다.

예비력 시장의 청산가격은 매 5분마다 계산하여 eDATA를 통해 매 5분마다 결과를 발표한다. ASO(Ancillary Service Optimization)에 의해 매 시간 필요량이 계산되어, 30분 전에 공표하며, 실시간 안전도제약경제급전시

스템(Real Time SCED)이 5분 할당 값을 계산한다.

그림 16 예비력 지역(Zone) 구분



출처 : PJM 전력시장 교육자료를 기초로 작성

6. 송전권 및 용량시장

6.1 송전권 시장(Financial Transmission Market)

PJM은 시장참여자가 송전혼잡에 대한 위험회피 수단을 제공하기 위해 재무적 송전권(FTR : Financial Transmission Right)제도를 운영하고 있다. 송전권 시장은 장기, 연간 및 월간 송전권 시장이 있으며, 시장참여자에게 시기별로 송전권 시장에 접근할 수 있는 다양한 기회를 제공하여, 송전권 가격에 대한 투명성을 증대시켰다.

재무적 송전권(FTR)은 일종의 금융상품으로서 송전권 소유자는 모선 간 혼잡가격 차이에 해당하는 송전혼잡 가격을 받을 수 있는 권리가 부여된다. 시장참여자는 송전권(FTR)을 통하여 모선 간 에너지 수송과 관련한 기본적인 위험을 회피할 수 있게 된다. 재무적 송전권을 소유한 사업자는 혼잡비용을 받기 위해 에너지를 수송할 필요는 없다.

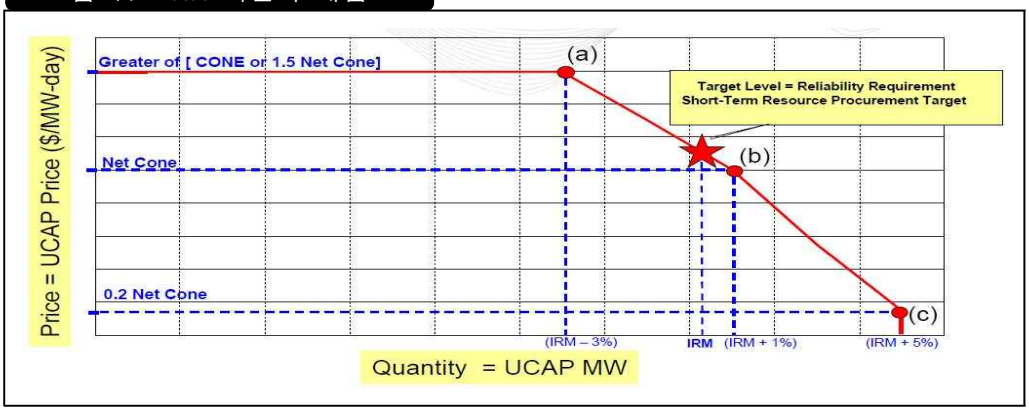
6.2 용량시장(RPM)

RPM(Reliability Pricing Model)은 기존의 용량시장 제도를 폐지하고 2007년 6월 발효된 PJM의 용량시장 제도로 미래의 설비투자 신호를 제공한다. RPM 의 목적은 향후 3년 간 전력계통 최대부하에 대비한 수급 안정을 주요 목적으로 한다. 용량자원의 가격은 경매를 통해서 결정되며, 이 가격을 결정하는데 지리적 요소 등 자원의 전력계통에 대한 장기적인 신뢰도 유지에 대한 기여도를 기반으로 가격이 결정되는 구조이다. RPM 시장에서 용량자원은 발전자원 뿐만 아니라 수요자원 및 송전자원도 동일하게 가치가 인정된다. 에너지 시장에서 LMP가 공급자원의 지역별 가치를 차등적으로 인정하는 것처럼, RPM은 기존의 단일 용량시장에서 지역별 시장으로 전환하여 자원의 지역별 가치가 반영되어 보다 효율적인 용량시장을 지향하고 있다. 용량시장에서는 용량가격이 지역별로 결정된다. 지역별 구분은 장기송전확장계획에서 사용되는 LDA를 사용하여 PJM의 전역을 17개의 단위지역으로 구분하고, 이 단위지역을 묶어서 7개의 조합된 지역과 함께 총23개의 지역이 있으며, 전체의 단위지역을 통합하여 PJM RTO 지역으로 부르는데, 송전혼잡이 발생하는 경우는 지역별로 가격이 달라진다.

용량시장의 가격 결정은 수요와 공급을 토대로 결정되며, 용량자원의 수요는 비탄력적인 수요곡선이 아니라 가변용량(VRR : Variable Resource Requirement) 곡선으로 불리는 우하향 수요곡선에 의해서 용량자원의 가격과 물량이 결정되도록 하고 있다. 이는 시장에서 설비예비력이 충분할 때는 보상이 적고, 반대로 예비력이 적어질수록 더 많은 보상을 받을 수 있도록 유도함으로써 용량자원에게 적절한 인센티브를 부여하기 위함이다.

VRR 곡선은 BRA(Base Residual Auction)에서만 적용되며, 용량을 부목표, 신규설비의 투자비(CONE : Cost of New Entry), 에너지와 보조서비스의

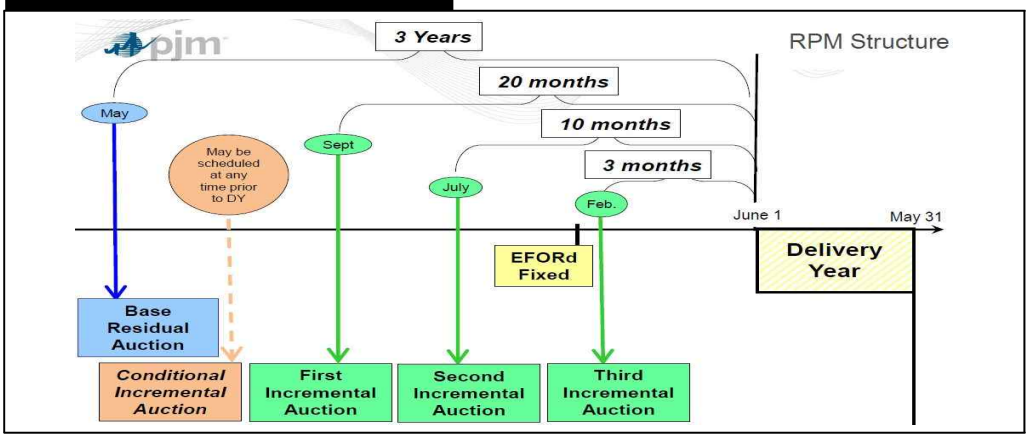
그림 17 VRR 곡선의 개념도



출처 : PJM 교육 자료

순수익을 기초로 용량(UCAP : Unforced CAPacity)에 대한 가격과 양이 결정되며, PJM 전역과 송전제약이 발생하는 경우 각각의 LDA별에 해당하는 차별적인 곡선이 적용된다. 물론 VRR을 결정하는 입력 변수는 각각 LDA에 해당하는 값을 사용한다.

그림 18 RPM 시장의 입찰 일정

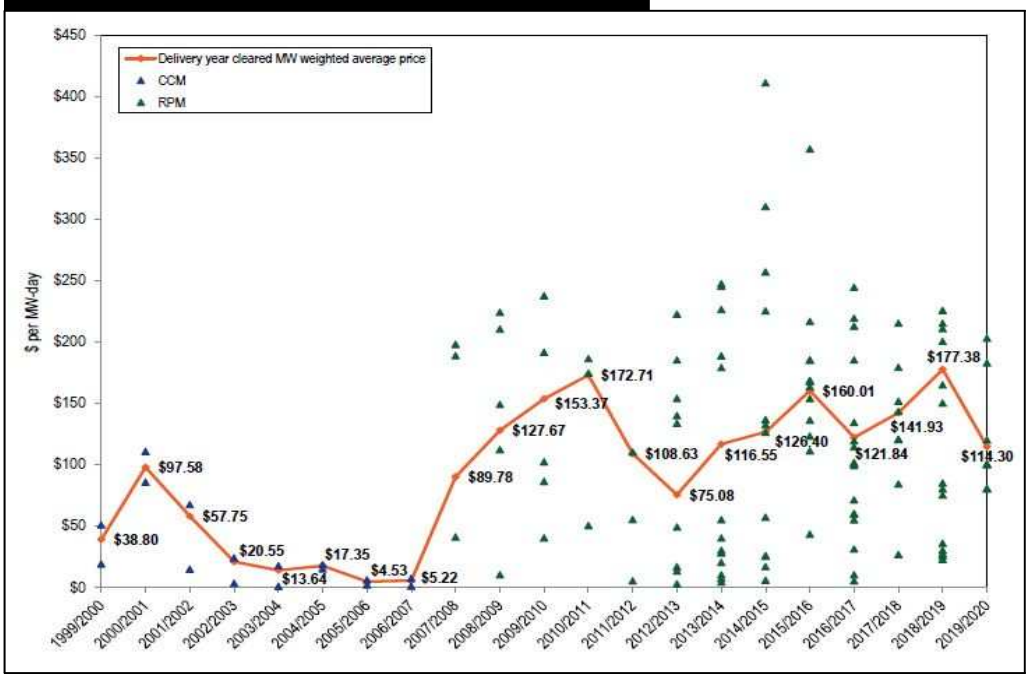


출처 : PJM 교육 자료

RPM의 경매는 BRA를 비롯하여 1st, 2nd and 3rd Incremental Auction의 4단계의 순차적인 단계로 이루어져 있고, BRA는 공급연도(Delivery Year) 3년 전에 시행되는 BRA이고, Incremental Auction은 BRA

에서 결정된 용량의 변동이 발생(1st, 3rd)하거나, 수요예측치가 증가(2nd)한 경우 경매가 열린다.

그림 19 PJM 용량시장 가격 추세 : 1999~2020년



출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

PJM 용량시장은 사업자간 자체공급이나 쌍방거래를 통해서 구매나 판매하지 못하거나 미리 확보한 용량의 변동이 발생하여 용량권의 거래가 필요한 경우 투명하고 시장지향적인 메커니즘을 제공함으로써, 시장참여자는 유연성을 가지고 대응할 수 있고, 시장에 투명한 가격 신호를 제공할 수 있다는 점에서 장점이 있다.

시장감시기관인 MMU(Market Monitoring Unit)의 평가에 따르면 PJM의 2016년 용량시장은 비교적 경쟁력을 갖추었으나, 시장구조는 다소 경쟁력이 낮았던 것으로 평가하였다. 원인으로 보조서비스 시장과 유사하게 TPS 평가에 실패한 것으로 나타났기 때문이다.

표 7 증분경매 종류

증분경매 종류	시행 사유	구매입찰자	시행시기
1st 증분 경매	기확보용량 감소	용량확보의무자	20개월전
2nd 증분 경매	수요예측 증가	PJM	10개월 전
3rd 증분 경매	기확보용량 감소	용량확보의무자	3개월 전

출처 : PJM 교육 자료

Ⅱ 전력수급

1. 전력설비

1.1. 설비용량 및 전원구성

2016년 6월 기준, PJM의 설비용량은 182GW이며 전력수요는 2011년 158GW 최대를 기록한 이후 최대수요 증가는 다소 주춤한 상태이다.

표 8 연도별 발전설비 용량 및 최대수요 실적

연 도	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
설비용량 (MW)	167,362	178,847	181,990	183.095	183,724	177,683	182,449
최대수요 (MW)	136,684	158,016	154,344	157,508	141,673	143,697	152,177

출처 : 2010~2016년 SOM Report for PJM, Monitoring Analytics

전체 설비용량 중에서 석탄의 비중이 36.5%로 가장 크고, 가스 35.7%, 원자력 18.1%, 수력 4.9%, 유류 3.7%, 기타 풍력 등 신재생에너지 1.1% 순이다.

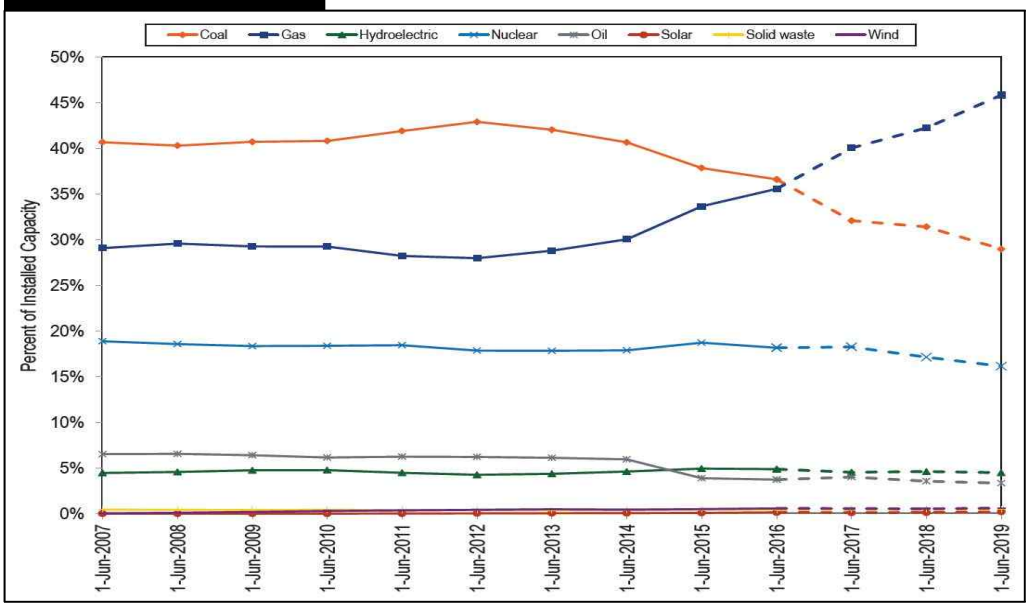
표 9 전원구성_설비용량 기준

	1-Jan-16		31-May-16		1-Jun-16		31-Dec-16	
	MW	Percent	MW	Percent	MW	Percent	MW	Percent
Coal	66,674.8	37.5%	66,429.7	36.9%	66,619.9	36.6%	66,622.2	36.5%
Gas	60,487.4	34.0%	62,805.9	34.9%	64,721.7	35.5%	65,110.3	35.7%
Hydroelectric	8,787.5	4.9%	8,854.8	4.9%	8,850.4	4.9%	8,850.4	4.9%
Nuclear	33,071.5	18.6%	33,175.5	18.4%	33,050.6	18.2%	33,043.4	18.1%
Oil	6,851.8	3.9%	6,787.2	3.8%	6,779.8	3.7%	6,772.0	3.7%
Solar	128.0	0.1%	128.0	0.1%	252.4	0.1%	262.3	0.1%
Solid waste	769.4	0.4%	767.5	0.4%	767.5	0.4%	769.4	0.4%
Wind	912.4	0.5%	918.4	0.5%	1,019.1	0.6%	1,019.1	0.6%
Total	177,682.8	100.0%	179,867.0	100.0%	182,061.4	100.0%	182,449.1	100.0%

출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

아래 표에서 보이듯이, PJM은 2012년부터 석탄발전기의 비율이 감소하고, 가스발전기의 비율이 증가하다가 2017년에는 비율이 역전되었으며, 향후에는 더욱 그 차이가 커질 전망이다.

그림 20 전원구성 추이



출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

PJM의 발전기의 기령(機齡)분포는 [표 10]과 같으며, 천연가스 복합발전기(Combined Cycle)는 40년 이내의 설비가 98.8%를 차지하고 최근 20년 이내의 설비가 85.4%를 차지하는데, 이는 구조개편 이후에 천연가스 발전이 비약적으로 발전하였음을 시사한다. 한편, 기력(Steam)은 20년 이내의 설비가 2.3%만 차지하고 나머지 97.7%는 20년 이상 된 설비로서 대체적으로 노후 설비가 많음을 알 수 있다. 수력의 경우는 설비의 수명연한이 길고 개발수력의 고갈 등을 감안할 때 오래된 발전기가 상대적으로 많은 것은 설비의 특성과 개발여건에서 기인한 것으로 설명할 수 있다.

표 10 PJM 발전설비의 기령[2)]

Age (years)	CC	CT	Diesel	Fuel Cell	Hydroelectric	Nuclear	Solar	Steam	Storage	Wind	Total
Less than 20	30,893.5	21,016.2	624.1	30.0	344.8	0.0	680.4	3,905.5	252.3	7,478.8	65,225.6
20 to 40	4,854.5	3,315.5	98.8	0.0	3,557.2	24,033.9	0.0	21,232.0	0.0	0.0	57,091.9
40 to 60	442.0	4,430.0	155.6	0.0	2,915.0	10,838.2	0.0	49,188.5	0.0	0.0	67,969.3
More than 60	0.0	0.0	2.0	0.0	1,447.1	0.0	0.0	1,672.0	0.0	0.0	3,121.1
Total	36,190.0	28,774.8	873.8	30.0	8,264.1	33,732.1	561.4	76,072.0	242.3	6,956.7	193,407.9

출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

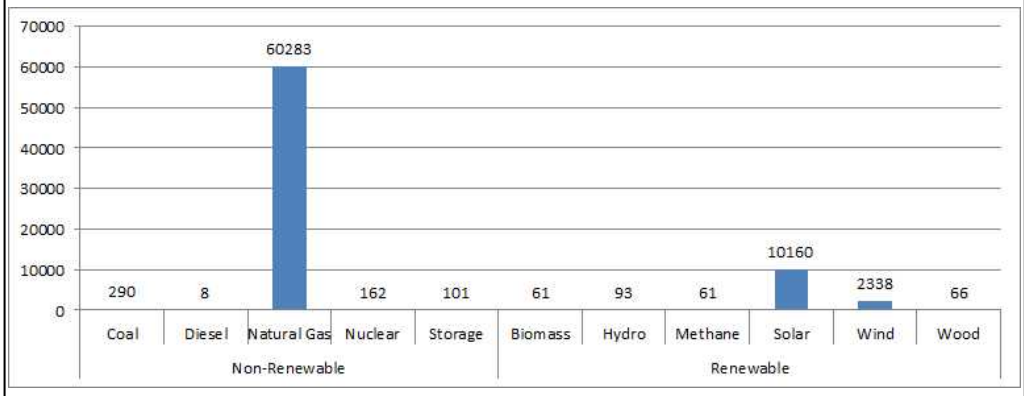
발전기의 신규 건설에 대한 전원별 분포는 기존 설비의 분포와는 완전히 다른 양상이다. [그림 21]은 2017년 4월 기준, PJM에 발전기 접속을 신청한 발전기에 대한 각 진행단계별 분포를 나타낸다. 일반적 경쟁시장이 그러하듯 PJM의 경우도 발전설비는 사업자의 자율적 판단에 의해서 건설을 추진한다. 발전사업자는 신규 발전설비의 계통접속 신청을 하고, 계통운영자인 PJM은 소정의 절차와 기준에 따라 평가·분석을 시행한 뒤 그 결과를 사업자에게 통보한다. 따라서 계통운영자인 PJM은 신규발전설비의 건설 의향을 종합적으로 파악할 수 있다.

신규 발전설비는 [그림 21]에 나타난 바와 같이 2017년 4월 현재, 총 건

2) 총 설비용량에서 앞선 설비용량 값과 차이가 나는 것은 풍력과 태양광 자원의 nameplate 값을 적용하고, Energy-Only unit이 포함되었기 때문이다.

설 중이거나 건설이 확정되었거나, 건설이 중단되어 있는 발전설비 총량은 약 73.6GW이고, 그 중 비신재생전원 약 60.8GW, 신재생전원 약 12.8GW를 차지한다. 특히 비신재생전원 중에서 천연가스의 비중이 99%로 압도적으로 높은데, 이것은 PJM 관할 지역내에 상위 2개의 쉐일(shale)가스 저장소(reserve)가 위치해 있기 때문에 다른 전원에 비하여 경쟁력을 확보할 수 있기 때문이다.

그림 21 전원별 신규발전 계통접속 신청 단계별 현황 [단위:MW]



출처: PJM Interconnection Queue Status & Statics Update Database Snapshot on 2017.4.24

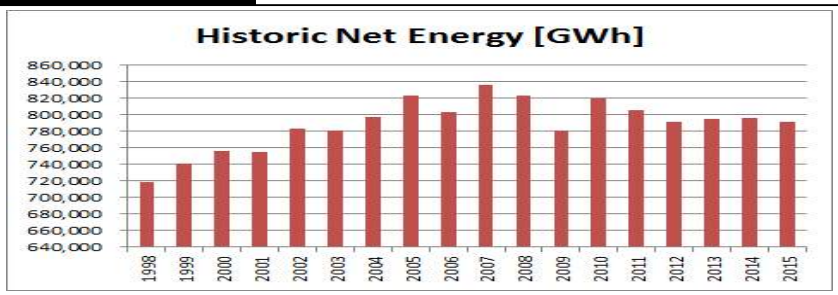
1.2 발전실적

PJM의 발전량은 2007년까지 대체적으로 증가하는 추세였으나, 2008년부터 경기 침체의 영향으로 정체되는 추세에 있다(그림 22).

2016년 기준, 총 발전량은 802,018GWh로 발표되었는데, 이는 2015년 776.385GWh와 비교하여 약 3.3%가 증가한 양이다.

발전량과 부하의 편차는 해당지역에서 외부 연계계통으로 전력을 수수함을 의미한다. PJM은 전통적으로 전력을 수입하는 지역에 속했는데, 2004년과 2005년에 전력원가가 상대적으로 낮은 PJM 서부지역이 관할구역으로 포함된 이후는 외부로 전력을 수출하는 현상이 지속되고 있다([표 11] 참조).

그림 22 연도별 발전량



출처 : PJM – 2017 load forecase report

표 11 지역별 발전량 비교

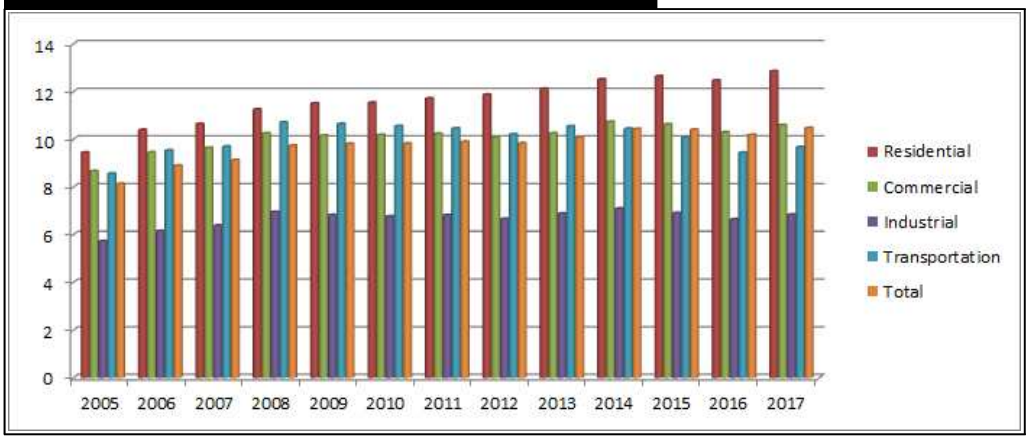
Zonal Generation and Load (GWh)						
	2015			2016		
Zone	Generation	Load	Net	Generation	Load	Net
AECO	6,208.5	10,436.1	(4,227.6)	6,712.8	10,140.1	(3,427.3)
AEP	134,241.8	126,850.3	7,391.5	141,703.3	126,717.0	14,986.3
AP	44,431.4	48,207.0	(3,775.5)	47,489.1	48,063.0	(573.9)
ATSI	48,684.8	66,651.7	(17,966.9)	42,776.0	67,220.3	(24,444.3)
BGE	22,244.0	32,072.4	(9,828.5)	22,065.3	31,428.3	(9,363.0)
ComEd	125,658.7	95,365.1	30,293.6	129,371.6	98,002.4	31,369.2
DAY	13,661.1	16,884.0	(3,223.0)	15,380.9	17,288.8	(1,907.9)
DEOK	17,115.3	26,843.3	(9,727.9)	16,659.5	27,275.5	(10,616.0)
DLCO	16,604.9	14,167.8	2,437.1	17,258.8	13,897.4	3,361.3
Dominion	88,335.4	95,884.1	(7,548.8)	96,504.9	96,240.9	264.1
DPL	7,479.8	18,578.0	(11,098.2)	8,398.6	18,204.8	(9,806.2)
EKPC	8,603.7	12,169.1	(3,565.4)	9,799.9	12,564.8	(2,764.9)
JCPL	14,415.1	23,172.8	(8,757.7)	18,119.0	22,831.3	(4,712.3)
Met-Ed	22,081.5	15,208.6	6,872.9	22,197.7	15,260.5	6,937.2
PECO	60,404.2	40,056.7	20,347.4	64,614.9	40,109.1	24,505.8
PENELEC	37,224.2	17,105.7	20,118.5	37,177.8	16,870.8	20,307.0
Pepco	8,868.6	30,398.5	(21,529.9)	10,135.6	30,339.2	(20,203.6)
PPL	52,504.7	40,586.7	11,918.0	50,035.8	40,368.0	9,667.8
PSEG	47,617.7	43,664.3	3,953.4	45,616.5	43,816.1	1,800.4
RECO	0.0	1,521.2	(1,521.2)	0.0	1,481.2	(1,481.2)

출처 : 2016 State of the Market Report for PJM, Monitoring Analytics

Ⅲ 전기요금

미국 평균 소매 요금은 매년 다소 증가하는 추세에 있으며, 2017년 7월 기준 10.48[cents/kWh]로 집계되었다. 용도별로는 주거용(Residential) 12.86[cents/kWh], 상업용(Commercial) 10.60[cents/kWh], 산업용 6.85[cents/kWh], 운송용 9.67[cents/kWh]로 주거용 요금이 가장 높은 것으로 나타났다.

그림 23 연도별 미국 평균 전기요금[cents/kWh]



Year	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Total
2005	9.45	8.67	5.73	8.57	8.14
2006	10.4	9.46	6.16	9.54	8.9
2007	10.65	9.65	6.39	9.7	9.13
2008	11.26	10.26	6.96	10.71	9.74
2009	11.51	10.16	6.83	10.66	9.82
2010	11.54	10.19	6.77	10.56	9.83
2011	11.72	10.24	6.82	10.46	9.9
2012	11.88	10.09	6.67	10.21	9.84
2013	12.13	10.26	6.89	10.55	10.07
2014	12.52	10.74	7.1	10.45	10.44
2015	12.65	10.64	6.91	10.09	10.41
2016	12.47	10.3	6.65	9.45	10.19
2017	12.86	10.6	6.85	9.67	10.48

출처 : Electric Power Monthly with data for July 2017(EIA, 2017)

한편, PJM의 주요 관할 지역인 펜실베니아의 전기요금은 2017년 7월 기준 10.24[cents/kWh]로 나타나 전체 미국 평균 요금인 10.48[cents/kWh]보다 다소 낮게 나타났으며, 이 요금은 2016년 7월 펜실베니아 전기요금 10.20[cents/kWh]에 비하여 다소 증가한 금액이다.

표 12 펜실베니아 전기요금[cents/kWh]

Year	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Total
2016	13.76	9.04	6.84	7.44	10.20
2017	14.31	8.90	6.65	6.79	10.24

출처 : Electric Power Monthly with data for July 2017(EIA, 2017)

Ⅳ 주요 이슈

1. 전원구성(Fuel Mix) 변화

PJM 뿐만 아니라 미국 전역에 걸쳐 전원구성에 변화가 발생하고 있다. 이런 변화는 주로 낮은 천연가스 가격과 신재생 친화적인 공공정책, 전력수요의 성장 정체 그리고 기술발전을 이유로 들 수 있다. 특히, PJM의 관할 지역인 마셀러스(Marcellus)와 유티카(Utica)는 미국내에서도 가장 큰 쉐일가스 저장지역이다. 수명이 다되어 폐지되는 석탄발전은 주로 가스발전으로 대체되고 있다. 그 결과 PJM 지역에서 천연가스의 비중은 2006년 8%이었으나 2016년 27%로 증가하였다. 반면, 2006년 55%에 달하던 석탄발전은 2016년 34%로 감소하였으며, 원자력은 2006년과 2016년 모두 34%로 변동이 없다.

한편, 이러한 전원구성의 변화에도 불구하고 여름과 겨울철을 대상으로 하

는 신뢰도 평가 결과나 청정발전소 신뢰도 평가(Clean Power Plan Reliability Analysis), PJM 신재생 접속검토 등은 PJM 전력계통은 여전히 신뢰도를 유지하고 있는 것으로 평가된다.

하지만, 장기적인 관점에서 전원구성의 변화 추이와 연료공급 안전성, 계통의 회복능력, 환경영향 등에 대한 우려를 해소하기 위해 각 분야별 정밀 검토를 수행하고 있다.

2. 용량성능평가제도(Capacity Performance)

캐패시티 퍼포먼스는 발전기, 수요반응 및 에너지 효율관리(Energy Efficiency)와 같은 용량시장에 참여한 자원에 대하여 성능 혹은 기여도를 기준으로 보상하는 제도(pay-for-performance)이다. PJM의 요청이 있을 경우 용량시장에 참여한 사업자는 이유에 상관없이 즉시 서비스를 제공하도록 하고 있다.

전원구성 변화에 따른 연료공급 안전성(Fuel Security)를 확보하기 위해 도입한 캐패시티 퍼포먼스는 실제로 가격경쟁력을 가진 상당한 양의 새로운 자원들이 경매에 참여함으로써 제도 도입의 목적을 달성했다고 평가할 수 있다. 캐패시티 퍼포먼스 제도가 포함된 2016년 용량시장에서 PJM은 총 167.3GW의 용량을 확보했다. 특히, 신재생자원과 수요반응자원이 많이 참여했으며, 가스발전은 전년 대비 1,500MW가 증가한 5,000MW를 확보하였다. 용량시장 청산 가격은 당초의 우려와 달리 $100/MW-day로 전년과 비교하여 오히려 다소 낮았다.

3. 분산자원(Distributed Energy Sources)

PJM은 2016년, 전력망에서 분산에너지 자원(DER, Distributed Energy Sources) 수용성을 높일 수 있는 사업모델(business model)과 혁신방안에

대한 논의를 시작했다. DER이란 배전계통에 접속되는 비교적 용량이 작은 전원을 말한다. DER에는 태양전지판, 풍력터빈, 연료전지, 연소터빈, 스팀터빈, 저장장치, 열병합발전시스템, 제어 가능한 부하 등이 포함된다. DER은 전력계통 신뢰도 유지에 도움을 줄 수 있지만, 송전운영자의 감시 범위를 벗어나 있다는 문제점이 있다. 이와 같은 문제를 보완하기 위해, PJM은 DIMA(Dispatch Interactive Map Application) 시스템을 도입하였다. DIMA는 PJM의 관제사들이 기상정보, 신재생자원을 포함한 발송전 설비 상태, 수요자원 정보 등을 확인할 수 있는 지리기반 정보시스템이다[그림 24].

그림 24 PJM DIMA 화면

출처 : PJM Annual Report 2016

4. 경쟁적 전력시장과 공공정책(Competitive Market & Public Policy)

PJM은 신규전원의 진입을 장려하고 경제성이 낮은 전원의 폐지신호를 제공 하는 전력시장을 조직화된 전력시장(organized market)으로 보고 있다. 이러한 조직화된 시장의 가치를 검토하기 위해 2016년 “경쟁적 전력시장에서의 자원투자(Resource Investment in Competitive Markets)”라는 제목의 검토 결과를 발표했다. 이 검토를 통해 전력시장이 도입된 지역과 전통적 규제제도가 유지되고 있는 지역에서 신규 발전기 진입과 폐지의 결과를 각각 비교하였고, 아울러 보조금 제도, 규제, 정책 등이 어떻게 시장의 기능에 영향을 주는지 검토하였다. PJM은 위 자료를 통해, PJM 시장이 변화하는 환경에서도 여전히 효율적이고 신뢰성 있게 신규전원의 진입과 기존 전원의 폐지를 관리해 오고 있음을 증명하였다.

V 시사점

PJM은 구조개편으로 발전사 원가절감을 유도하고 다양한 시장상품으로 소비자선택권을 확대시켰으며, 분산전원의 감시와 관리를 위해 DIMA 시스템을 도입하는 등 계통신뢰도 개선과 신재생전원의 수용성 확대를 위한 여러 정책을 추진하고 있다.

또한 신재생전원의 확대와 환경규제, 신기술이 적용된 전력설비의 도입 등 많은 변화에 능동적으로 대응하고 있으며, 특히 다양한 자원의 특성을 고려하여 용량시장에 캐패시티 퍼포먼스라는 요구기준을 도입하고, 용량시장에 참여한 자원으로부터 확보량을 증가시켜 시장과 계통운영의 안정성을 확보한 것은 좋은 사례가 될 수 있다.

PJM은 정부의 탄소저감 정책에 적극대응하기 위해 기존의 에너지시장과 용량시장의 개선을 꾀하고 있다. PJM은 2017년 “에너지 시장을 통한 무탄소배출정책 지원(Advancing Zero Emissions Objectives through PJM’s Energy Markets)”라는 제안서 발표하였는데, PJM 관할지역의 각 주에서 추진하고 있는 탄소저감 정책에 따라 지역별 혹은 하위지역별 탄소가격 책정 방안을 도매전력시장 가격에 반영하자는 것이 주로 제안하는 내용이다. 아울러, “용량시장에서의 가격 재산정 방안 제안(Capacity Market Repricing Proposal)”을 통해 신재생전원 확대와 온실가스 감소 노력을 목표로 하는 주(state) 정책을 지원하면서 용량시장에서의 경제성을 유지하고, 보조금지원 대상 전원에 의한 용량가격 왜곡을 예방할 수 있는 방안을 제안하고 있다. 아직 위의 각 제안들이 제도화 되지는 않았지만, 변화하는 전력산업 환경변화에 부응하여 기존의 제도를 적극적으로 개선하려는 노력은 평가할 만 한 것으로 판단된다.

참고자료

[1] PJM. 2017. “2017 RTEP Process Scope and Input Assumptions"

[2] EIA, 2017.7. "Electric Power Monthly with Data for July 2017"

[3] PJM. 2016 "PJM Annual Report"

[4] PJM. 2015.8. "Company Overview"

[5] PJM. 2018.8. "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations". Revision 91

[6] Monitoring Analytics, LLC. 2017.3. "2016 State of the Market Report for PJM" Volume 1, 2

[7] PJM. 2015. http://www.pjm.com

[8] EIA. 2015. http://www.eia.gov

[9] PJM. 2017.7. "PJM Load Forecast Report"

[10] PJM. 2017.5. "PJM Interconnection Queue Status & Statistics Update Database Snapshot on 04/24/2017"

[11] PJM. 2017.6. "Capacity Market Repricing Proposal"

[12] PJM. 2017.8. "Advancing Zero Emission Objectives Through PPJM's Energy Markets"