

- ❖ 1) Integrated or Centralized market
- ❖ 2) Decentralized market
- ❖ 3) Hybrid market
 - 구분기준 : 시장기능 및 시스템 운영에 대한 체제



PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

Integrated or Centralized market (POOL model)

- ❖ Integrated의 의미
 - 하나의 기관이 현물발전시장과 송전계통운영을 동시에 고려해서 모든 공급입찰을 최적화한다.
- ❖ Centralized의 의미
 - 거래가 중앙화된 경매를 통해 이루어진다.
 - 초기영국시장 : 모든 거래가 중앙화된 경매를 통해 이루어짐
 - 미국시장 : 쌍무거래 및 "self-scheduled" 거래를 허용
- ❖ 가격결정 방식
 - 현물시장 에너지 및 혼잡가격이 zonal pricing 또는 locational marginal pricing에 의해 결정된다.
 - Financial Transmission Rights를 수반한다.
- ❖ 시장 예 : 초기 영국시장, 미국 동부해안 ISO

5

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

PJM 시장 개괄
(Pennsylvania-New Jersey-Maryland)

7

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

Decentralized market (bilateral model)

- ❖ Separated market
 - 발전시장과 송전계통운영을 가능한 범위에서 분리함을 의미한다.
 - 대부분의 에너지 거래는 쌍무선물계약 또는 power exchange를 통해 이루어진다.
- ❖ 시스템 운영자의 기능 제한
 - 시스템 운영자는 수급균형 (energy balancing) 및 보조서비스 제공으로 그 기능이 제한됨
- ❖ 시장 예 : 초기 캘리포니아 시장(ISO/전일 Power Exchange), 현재 영국시장

6

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

시장 규모

Market	Peak Capacity (MW)	Generating Units
PJM RTO	144,644	1082
MISO	136,520	5,091
EDF (France)	80,190	608
Tokyo Electric	64,300	189
ERCOT	63,056	437
National Grid (England)	54,430	212
Italy	50,795	314
CAISO	50,538	1,143

* Most updated figures according to RTO websites

8

Year	Month	Event
1996	April	FERC Order 888, "Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities, Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities"
1997	April	Energy Market with cost-based offers and market clearing prices
	November	FERC approval of PJM ISO status
1998	April	Cost-based Energy LMP Market
1999	January	Daily Capacity Market
	March	FERC approval of market-based rates for PJM
	March	Monthly and Multimonthly Capacity Market
	March	FERC approval of Market Monitoring Plan
	April	Offer-based Energy LMP Market
	April	FTR Market
2000	June	Regulation Market
	June	Day-Ahead Energy Market
	July	Customer Load-Reduction Pilot Program
2001	June	First PJM Emergency and Economic Load-Response Programs
2002	April	Integration of the AP Control Zone into PJM Western Region
	June	Second PJM Emergency and Economic Load-Response Programs
	December	Spinning Reserve Market
	December	FERC approval of full PJM RTO status
2003	May	Annual FTR Auction
2004	May	Integration of ConEd Control Area into PJM
	October	Integration of AEP Control Zone into PJM Western Region
	October	Integration of DAY Control Zone into PJM Western Region
2005	January	Integration of DLO Control Zone into PJM
	May	Integration of Dominion Control Zone into PJM

시장 역사

PJM 시장 구성

- ❖ 2 Energy Markets
 - Day Ahead, Real Time
- ❖ Financial Transmission Rights Market
 - Auction
- ❖ Capacity Markets
 - Reliability Pricing Model
- ❖ Ancillary Services
 - Regulation Market, Spinning Reserve Market, Blackstart Service, Reactive Services

계약을 통한 PJM 권한

Reliability Assurance Agreement

PJM Operating Agreement

Transmission Owners Agreement

PJM OAT Tariff

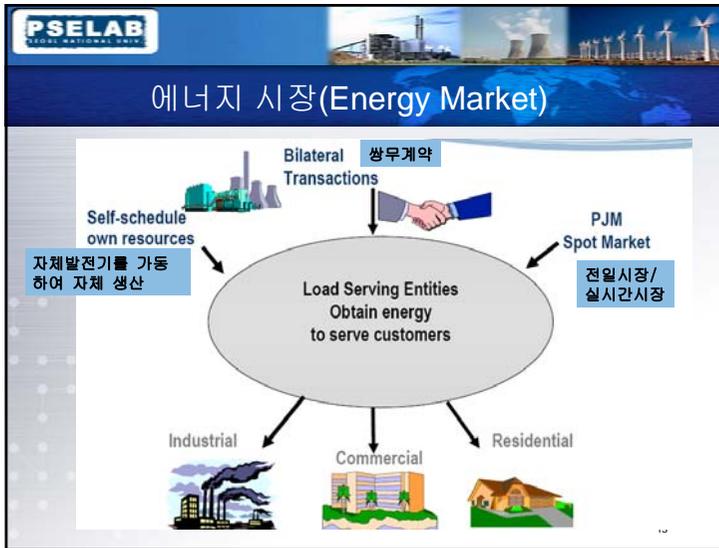
➔

PJM 권한

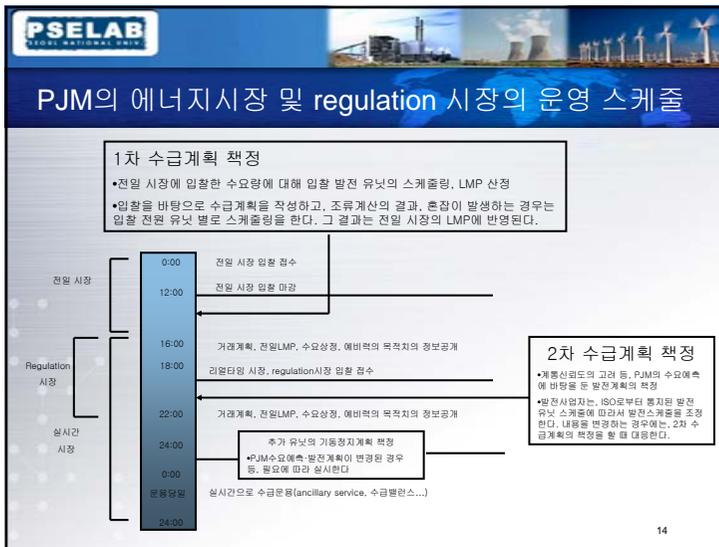
- Regional Transmission Provider
- Regional Control Area Operator
- Market Developer and Coordinator
- Regional Transmission Planner

Transmission Owners Agreement: 송전 소유자들과 PJM간의 협약
 Reliability Assurance Agreement: 모든 시장참여자들과 PJM간의 협약
 PJM Operating Agreement: 시장규칙에 대한 협약
 PJM Open Access Transmission Tariff: 송전요금

PJM 에너지 시장



-
- 전일시장(Day-ahead market)**
- ❖ 전일 시장 특징
 - 선도 시장, 가상입찰 허용
 - 발전기/부하 입찰(offers&bids), 쌍무계약 스케줄(self-schedule), 가상입찰에 기반하여 급전계획 수립
 - 한시간 단위로 LMP를 결정
 - FTR은 전일시장 LMP에 기초하여 정산



-
- 전일시장(Day-ahead market)**
- ❖ 전일 시장 참여자 입찰 내용
 - LSE(Load Serving Entities)
 - 한시간 단위 demand schedule(가격/용량)를 제출
 - 발전기 :
 - LSE 용량의무 확보를 위해 소유되거나 계약된 발전기 (용량의무공급으로 지정된 발전기)은 의무적으로 전일시장에 입찰
 - 그 외의 발전기는 전일시장 또는 실시간 시장 입찰에 대해 선택권이 있다.
 - 송전서비스 고객
 - 송전혼잡입찰을 통해 쌍무계약내용을 전일시장에 제출하고 송전혼잡시 지불의사 제출한다.
 - 송전서비스 고객에게 혼잡비용 관리 수단 제공
 - PJM에 의한 기동정지및급전계획량 결정을 원하는 사업자
 - 기동정지비용, 무부하비용 및 증분비용을 입찰시 제출하여야 비용을 회수 보장

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

실시간시장(Real-time market)

- ❖ 실시간시장 특징
 - Real-time balancing market
 - 전일시장의 유찰전원 및 실시간시장 입찰전원을 통해 실시간 전력수급 달성
 - Rebidding period : 가용하나 전일시장 스케줄에서 선택되지 못한 발전기는 실시간 에너지 시장에서 사용되기 위해 rebidding period(오후4시-6시)에 입찰을 수정할 수 있다.
 - 실제 시스템 운영데이터에 기초한 5분 간격으로 LMP를 결정
 - 정산은 two-settlement

17

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

pjm Example 2: LSE with Day-ahead Demand greater than Actual Demand

Day Ahead Market: Scheduled Demand 100 MW, Day Ahead LMP = \$20.00
 Real-time Market: Actual Demand 95 MW, Real-time LMP = \$23.00

Day Ahead Market: $100 * 20.00 = \$2000.00$
 Real-time Market: $= (95 - 100) * 23.00 = \$115.00$ credit

Total Charge = $\$2000 - \$115 = \$1885$

if Day-ahead Demand had been 95 MW = \$1900.00 (20 X 95)

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

pjm Example 1: LSE with Day-ahead Demand less than Actual Demand

Day Ahead Market: Scheduled Demand 100 MW, Day Ahead LMP = \$20.00
 Real-time Market: Actual Demand 105 MW, Real-time LMP = \$23.00

Day Ahead Market: $100 * 20.00 = \$2000.00$
 Real-time Market: $= (105 - 100) * 23.00 = \115.00

Total Charge = $\$2000 + \$115 = \$2115$

if Day-ahead Demand had been 105 MW = \$2100.00 (20 X 105)

PSELAB
PSEON NATIONAL UNIV

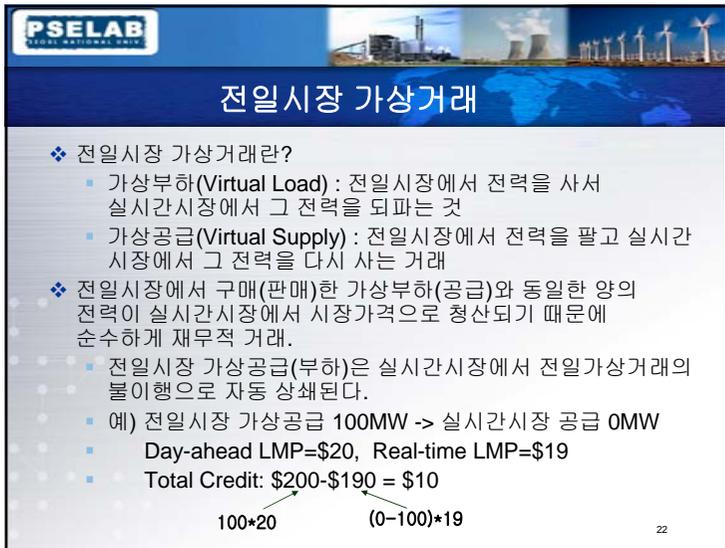
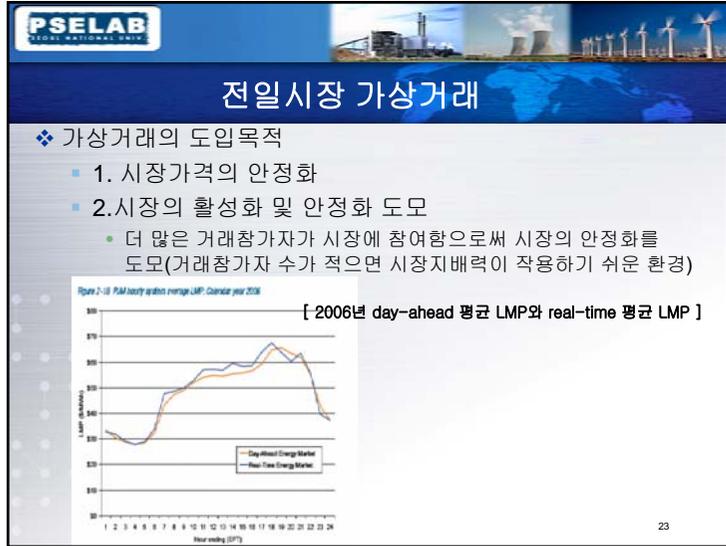
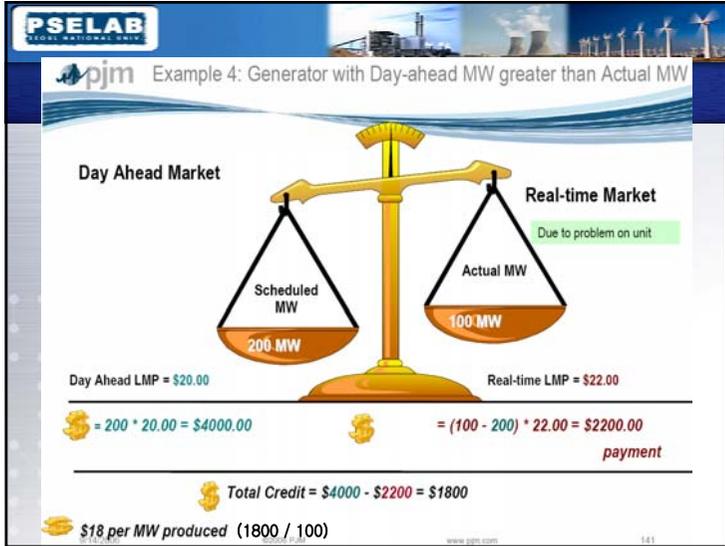
pjm Example 3: Generator with Day-ahead MW less than Actual MW

Day Ahead Market: Scheduled MW 200 MW, Day Ahead LMP = \$20.00
 Real-time Market: Actual MW 205 MW, Real-time LMP = \$22.00

Day Ahead Market: $200 * 20.00 = \$4000.00$
 Real-time Market: $= (205 - 200) * 22.00 = \110.00

Total Credit = $\$4000 + \$110 = \$4110$

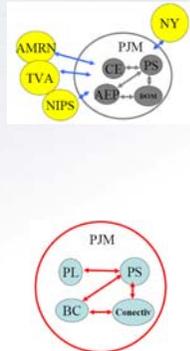
\$20.05 per MW produced (4110/205)



PSELAB
LEGAL NATIONAL UNIV

송전서비스(물리적 송전권) 종류

- ❖ 송전서비스의 종류
 - Point to Point (PTP)
 - Firm/Non-firm, 장기(년)/단기(월/주/일/시)
 - 수출과 탁송은 OASIS에서 PtoP 송전서비스를 확보하여야 한다.
 - Network
 - Firm, 년 단위
 - 송전서비스 요구량의 대부분을 차지
 - PJM 내의 모든 부하는 네트워크 송전서비스를 사용하여 에너지를 공급받는다.



25

PSELAB
LEGAL NATIONAL UNIV

FTR 경매

- ❖ FTR 획득 방법
 - 년단위 옥션(annual auction)
 - Multi-round, Multi-period, Multi-product
 - 2부시장(secondary market) - 쌍무거래
 - 기 경매된 시중의 FTR의 판매 및 구입
 - 월단위 옥션(monthly auction)

27

PSELAB
LEGAL NATIONAL UNIV

FTR (재무적 송전권) (Financial Transmission Rights)

- ❖ FTR이란?
 - 재무적 계약으로 FTR 소유자에게 전일시장의 시간단위 source-sink간 에너지 가격 차이를 지불한다.
- ❖ FTR 도입 이유
 - 쌍무계약을 하기 위해서는 대상 상품, 인도장소, 계약가격을 지정한다.
 - 쌍무계약을 체결한 시장참여자가 송전혼잡으로 발생하는 경제적 불확실성을 헷정하기 위해 도입
- ❖ FTR의 변화 과정
 - FTR 할당(1998.04 LMP도입 이후) : Firm송전서비스 고객에게 할당
 - FTR 경매(2003.06 이후) : 년단위 FTR 경매 + ARR 할당

26

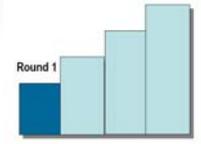
PSELAB
LEGAL NATIONAL UNIV

FTR 경매

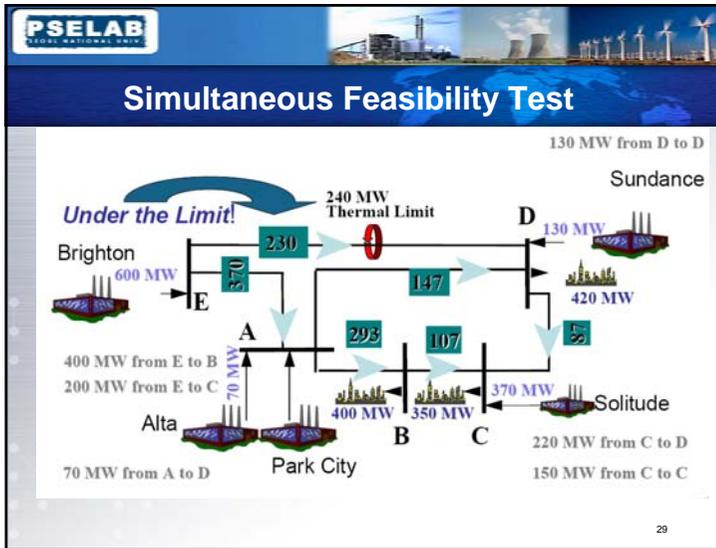
- ❖ 년단위 옥션(annual auction)
 - Multi-round = 4round
 - Round1에서 계통능력의 25%가 경매된다.
 - Multi-period = on-peak, off-peak, 24시간
 - 24시간=일주일, on-peak=월~금 08시~23시, off-peak = 그외시간
 - Multi-product = obligation, option

Table 8-4 - Annual prices for FTR obligations

Planning Period	24-Hour (\$/MWh)	On Peak (\$/MWh)	Off Peak (\$/MWh)
2004/2005	\$1.27	\$0.16	\$0.13
2005/2006	\$1.56	\$0.40	\$0.33



28



ARR(Auction Revenue Rights)

- ❖ ARR이란?
 - 년단위의 Firm 송전서비스 고객에 할당되는 권리
- ❖ ARR 소유자는
 - FTR 년단위 경매에 ARR과 같은 경로의 "self-scheduling" 입찰을 통해 FTR로 바꿀 수 있다.
 - 다른 경로의 FTR을 경매 입찰을 통해 획득할 수 있다.
 - 할당된 ARR을 유지하여 FTR 경매 수입에 대한 배당을 받을 수 있다.
- ❖ ARR credits 지불하기: 년 경매수입이 부족한 경우 ARR credits는 비례 배분(감소)된다. 월 경매수입과 년 초과혼잡요금으로 ARR 부족분이 지원될 수도 있다.

31

Simultaneous Feasibility Test

FTR Buy Bids

\$5/MW Bid for 40 MW A-to-D FTR
\$4/MW Bid for 10 MW E-to-B FTR
\$4/MW Bid for 10 MW A-to-D FTR
\$4/MW Bid for 10 MW E-to-C FTR

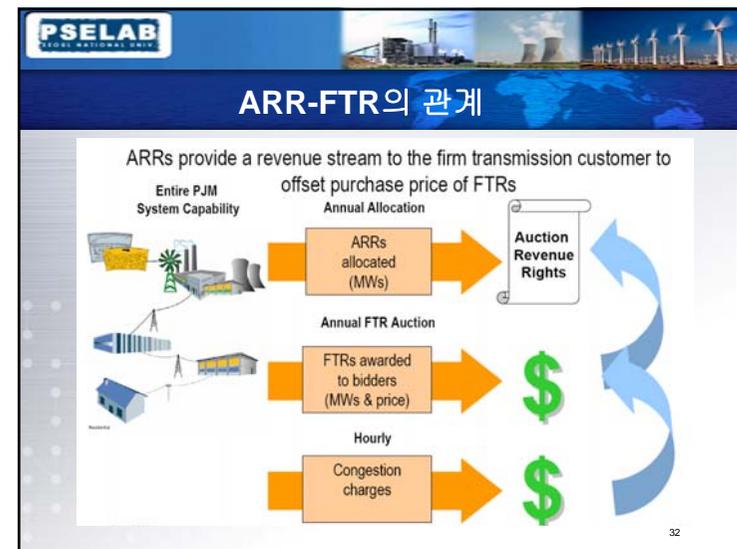
FTR Sell Offers

\$2/MW Sell Offer for 10 MW E-to-C FTR
\$6/MW Sell Offer for 10 MW A-to-D FTR

Max Revenue

*NOTE: ALL BIDS IN THIS EXAMPLE ARE FOR FTR OBLIGATIONS

30



PSELAB
GLOBAL NATIONAL UNIV

PJM 용량 시장 (Reliability Pricing Model)

33

PSELAB
GLOBAL NATIONAL UNIV

이전 용량 확보 방법

- ❖ 용량 확보 방법
 - 발전원 건설(소유)
 - Demand-side response program을 통해 자신의 용량의무 감소
 - 쌍무계약을 통해 확보
 - 용량시장을 통해 확보

35

PSELAB
GLOBAL NATIONAL UNIV

용량 의무

- ❖ 용량 의무란?
 - 전력을 최종소비자에게 공급하는 LSE에게 자신들이 공급하는 최대 전력량에 일정 예비력을 더한 발전용량을 확보하도록 의무를 부과하는 제도
 - 예측 피크부하 + 운영 예비력
 - 이를 확보하지 못할 경우 벌금을 부과
 - 벌금(Capacity Deficiency Rate)은 1년 단위로 PJM에서 결정(피크설비의 고정비 기준으로)

34

PSELAB
GLOBAL NATIONAL UNIV

PJM 용량 의무

34

PSELAB
Purdue University School of Electrical and Computer Engineering

이전 용량가격 결정 방식

❖ PJM 방식 : "pure market" approach

ICAP Stack Clearing Bids & Offers

Y-axis: \$/kw-mo (0.00 to 16.00)
X-axis: MW Supplied (0 to 400)

Legend: LSE (dashed line), Supplier (solid line)

Labels: Fully Awarded, Partially Awarded, Not Awarded

(a)

37

PSELAB
Purdue University School of Electrical and Computer Engineering

Reliability Pricing Model

- ❖ 지역용량시장(locational capacity market)
- ❖ 용량수요곡선(variable resource requirement curve)
- ❖ 선도 계약(최소 1년단위계약)

39

PSELAB
Purdue University School of Electrical and Computer Engineering

RPM (Reliability Pricing Model) 도입

- ❖ FERC 2006년 12월, RPM 승인
- ❖ 2007년 6월 RPM 도입
- ❖ 과거 용량시장의 단점
 - 지역신호 부재
 - -> locational capacity market
 - 수직적 수요곡선에 따른 용량가격 변동성
 - -> variable resource requirement(VRR) curve
 - 단기 계약(1일)
 - -> 최소 1년 계약기간, 3년전 경매

38

PSELAB
Purdue University School of Electrical and Computer Engineering

지역용량시장 (locational capacity market)

“특정지역의 발전용량이 신뢰도에 미치는 영향이 중대하면 그에 상응하는 가치를 받아야한다.”

- ❖ 과거 관찰된 송전혼잡에 근거하여 Local deliverability areas(LDAs)를 나눔
 - 배경 : 송전혼잡지역과 비혼잡지역간의 가격 차이
- ❖ LSE는 자신이 속한 LDA의 신뢰도 의무를 충족하는 발전용량을 획득할 의무를 가진다.
 - capacity emergency transfer limits(CETL)의 제약
 - 용량제약이 binding되면 용량가격이 다른지역에 비해 더 높아진다.
 - Locational price adder=제약지역용량가격-비제약지역용량가격

40

PSELAB
PSEoul National Univ

지역용량시장 (locational capacity market)

- RPM 시행과도기 : 2007년06월~2009년06월
- 23 LDAs 제안 -> 과도기에는 3개 LDAs

PJM Local Deliverability Areas, June 2007 to June 2010 PJM Local Deliverability Areas, June 2010 Onwards

PSELAB
PSEoul National Univ

선도 계약

- LSE는 3년전에 자신의 용량의무에 대한 발전용량을 획득해야 한다.
 - 계약기간 : 최소 1년단위
- 획득하지 못한 부족분은 PJM이 대신해서 경매를 통해 획득하고 그 비용을 LSE에게서 걷어감

43

PSELAB
PSEoul National Univ

용량수요곡선(VRR curve)

- 과거 전력시장의 정보를 통해 만들어짐
- 주요파라미터
 - CONE : cost of new entry(지역별)
 - NRO : net revenue offset(지역별)
 - 에너지및보조서비스시장에서 발생한 수입
- 용량목표치에서(15% IRM)에서 용량수입이 CONE-NRO과 일치하도록 만들
 - 용량 목표치(15% IRM)에서 발전수입이 가설적 가격상한 및 신뢰도기준이 없는 에너지유일시장에서 얻는 수입보다 크거나 같아야 한다.

42

PSELAB
PSEoul National Univ

RPM 거래

Old Capacity Market Construct New Capacity Market Construct

Capacity Price (\$/MWh) Capacity Price (\$/MWh)

Reserve Margin (%) Reserve Margin (%)

3 years 23 months 13 months 4 months June May

Self Supply & Bilateral Designation Base Residual Auction Incremental Auction Incremental Auction Incremental Auction

Ongoing Bilateral Market

추가용량 확보 필요시 용량구매입찰을 받음
VRR 곡선을 사용하지 않음

PSELAB
PSEUL NATIONAL UNIV

RPM 경매

Incremental Auctions
 Conducted after the Base Residual Auction for changes in market dynamics

2nd

Increase in Load forecast

Decrease in the value of resource commitments due to

- resource cancellation resource retirement
- delay
- derating
- EFORd increase
- decrease in the nominated value of a Planned Demand Resource
- delay or cancellation of Qualifying Transmission Upgrade.

1st and 3rd

PSELAB
PSEUL NATIONAL UNIV

RPM 경매

47

PSELAB
PSEUL NATIONAL UNIV

RPM 경매

Incremental Auction	Conducted Why?	Demand	Conducted When?
1 st Incremental Auction	Value of Resource Commitment	Buy Bids Submitted By Participants	23 Months Prior to Delivery Year
2 nd Incremental Auction	Load Forecast	Buy Bids Entered By PJM	13 Months Prior to Delivery Year
3 rd Incremental Auction	Value of Resource Commitment	Buy Bids Submitted By Participants	4 Months Prior to Delivery Year

* Incremental auction에서는 VRR curve를 사용하지 않는다.

46