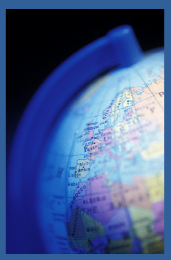
한국전력거래소



2017년 해외 전력산업 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Biennial Report*

작성자 : 전력경제연구실 차장 김진이(☏061-330-8452)

미국 전력시장 종합

2017. 11.

KPX 전력거래소

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

목 차

Ⅰ. 전력산업 ····· 1
1. 전력수급 현황 ····· 1
2. 규제기관 및 제도개선 ····· 3
2.1 규제기관 ····· 3
2.2 연방정부 개선이력 ····· 4
2.3 주정부 개선이력 ····· 5
3. 환경정책 ····· 7
3.1 연방정부 환경정책 ····· 7
3.2 주정부 환경정책 ····· 9

Ⅱ. 전력시장 ····· 11
1. 시장 개요 ····· 11
2. 시장 규모 ····· 12
3. 전원 구성 ····· 15
4. 시장 구성 ····· 16
4.1 시장운영기관 ····· 17
4.2 시장참여자 ····· 17
4.3 시장개선 방식 ····· 20
4.4 에너지시장 ····· 21
4.4.1 하루전 에너지시장 ····· 21
4.1.2 실시간 에너지시장 ····· 30
4.5 예비력시장 ····· 35
4.5.1 주파수조정예비력 ····· 35
4.5.2 상정고장예비력 ····· 38
4.5.3 증감발예비력 ····· 40
4.5.4 예비력시장 가격 책정 ····· 41
4.5.5 기타 요금제기반 보조서비스 ····· 43
4.6 용량시장 ····· 45
4.6.1 용량시장 도입 배경 ····· 45
4.6.2 용량보상의 의미 ····· 46
4.6.3 자원적정성 확보기준 ····· 47
4.6.4 용량시장 ····· 48
4.7 개선 동향 ····· 51

[참고문헌] ····· 52
[붙임] 전력시장 감시방법 ····· 53

Ⅰ 전력산업

1. 전력수급 현황

2015년 기준 미국의 전력생산량은 전년과 비슷한 수준인 4,317TWh를 기록하였다. 석탄과 천연가스가 발전량의 65.8%를 차지하면서 전력생산의 주요 자원으로 사용되었다. 미국 전체의 에너지원별 전력생산 구조를 살펴보면, 석탄 비중이 34%, 천연가스 31.8%, 석유 1% 미만, 원자력 19.2%, 재생에너지 14%로 구성되어 있다. 석탄화력 발전량은 2005년 최고치인 2,154TWh 이후 지속적인 감소세를 보이며 2015년 1,470TWh로 떨어진 반면, 천연가스 발전량은 계속 증가하여 2015년 1,373TWh를 생산하였다. 최근 들어 낮은 가스가격, 환경규제 강화, 재생에너지 증가 등의 요인에 기인해 석탄화력 발전비중이 지속적으로 감소하고, 가스 및 재생에너지 비중이 증가하는 추세이다.

[표 1] 미국 에너지원별 전력생산량 변화추이(2011~2015년, GWh)

	석탄	오일	가스	원자력	재생에너지	총합
2015 년	1,470,997	38,837	1,372,570	830,288	604,467	4,317,159
2014 년	1,712,577	39,877	1,161,333	830,584	594,839	4,339,210
2013 년	1,712,408	36,858	1,158,454	822,004	576,647	4,306,371
2012 년	1,643,430	33,070	1,264,552	801,129	548,479	4,290,660
2011 년	1,875,413	39,524	1,045,254	821,405	567,867	4,349,463

출처 : IEA Online (Statistics United States : Electricity and Heat for 2011-2015)

2015년 미국의 전력 수출량은 9.1TWh, 수입량은 75.8TWh이다. 이는 2011년과 비교해 수출량은 39% 감소한 반면, 수입량은 144% 증가한 수치이다. 미국의 전력거래 파트너국은 캐나다와 멕시코로 전력수출입의 대부분은 캐나다를 통해 이루어진다.

[표 2] 미국 에너지 수입, 수출 추이(2011~2015년, GWh)

	2015 년	2014 년	2013 년	2012 년	2011 년
수입	75,770	66,511	70,355	59,257	52,301
수출	9,100	13,298	11,353	11,995	15,038

출처 : IEA Online (Statistics United States : Electricity and Heat for 2011-2015)

2015년 기준 미국의 전력소비량은 총 3,780TWh로, 이는 2011년에 비해 4% 증가한 수치이다. 부문별 소비량을 살펴보면 주거용과 상업용(공공기관 포함) 소비의 비중이 큰 것으로 나타났다. 2015년 전력소비는 주거용 37.1%, 상업용 36%, 산업용 21.3%, 농업용 1%, 수송용 0.2%를 각각 차지하였다.

[표 3] 부문별 미국 전력소비량(2011~2015년, GWh)

연 도	산업용	수송용	주거용	상업용 및 공공기관	농업용	기타	총합
2015 년	806,248	8,872	1,401,616	1,359,480	38,091	166,529	3,780,836
2014 년	821,040	7,605	1,416,977	1,349,929	27,671	164,571	3,787,793
2013 년	846,485	7,234	1,391,032	1,338,394	29,696	154,723	3,767,564
2012 년	845,911	6,841	1,374,594	1,323,845	30,964	144,819	3,726,774
2011 년	851,555	6,559	1,422,799	1,328,060	34,168	136,282	3,779,423

출처 : IEA Online (Statistics United States : Electricity and Heat for 2011-2015)

2016년 기준 미국의 평균 소매요금은 10.19[cents/kWh]로 집계되었다. 용도별로는 주거용(Residential) 12.47[cents/kWh], 상업용(Commercial) 10.30[cents/kWh], 산업용 6.65[cents/kWh], 운송용 9.45[cents/kWh]로 주거용 요금이 가장 높은 것으로 나타났다.

[표 3] 미국 평균 전기요금(2010~2016년, cents/kWh)

연 도	주거용	상업용	산업용	운송용	종합
2016 년	12.42	10.3	6.65	9.45	10.19
2015 년	12.65	10.64	6.91	10.09	10.41
2014 년	12.52	10.74	7.10	10.45	10.44
2013 년	12.13	10.26	6.89	10.55	10.07
2012 년	11.88	10.09	6.67	10.21	9.84
2011 년	11.72	10.24	6.82	10.46	9.90
2010 년	11.54	10.19	6.77	10.56	9.83

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

2. 규제기관 및 제도개선

2.1 규제기관

미국의 전력산업 규제기관은 주정부와 연방정부로 이원화되어 있다. 연방에너지규제위원회(FERC[1])는 도매 전력시장을 관리하고, 전력시장 설계 및 신뢰도를 감독할 책임을 진다. 주정부 규제기관인 공익사업위원회(PUC[2])는 관할권 내 소매시장에 대한 규제, 소매 요금, 발전 및 송전망 허가와 같은 업무를 담당한다.

연방에너지규제위원회(FERC)는 주(州)간 도매전력 및 송전거래관련 가격과 요건을 규제하는 독립적 규제기관으로 다음과 같은 업무를 주로 담당한다.

- 주(州)간 도매전력시장에서의 거래 및 송전관련 규제
- 전기사업자의 인수 및 합병 감독
- 주(州)간 송전시스템 신뢰도 및 보호관련 표준의 제정
- 수력발전 프로젝트의 사업 허가 및 감독
- 전력시장 모니터링 및 조사 활동, 북미전력신뢰도위원회(NERC)의 감독
- 천연가스 수송, 가스관, 저장 및 액화시설관련 규제
- 도매 전력시장, 스마트그리드, 수요반응(DR) 등 전력시장관련 대응

주(州)정부 관할권 내의 규제활동은 공익사업위원회(PUC)에서 담당하며, 소매전력요금의 규제, 관할구역 내 발전기 및 송전망 허가, 관할구역 내 배전설비 관련 신뢰도 관리 업무를 담당한다.

북미신뢰도위원회(NERC)는 북미 전체 전력계통의 신뢰도 관리를 담당하는 기관이다. NERC는 신뢰도 관련 기준의 제정, 장기적 관점의 신뢰도 평가, 전력계통이 안정적으로 운영되고 있는지 확인하기 위한 모니터링 활동, 8개 지역 신뢰도기구와 협력하여 전력계통 관리·감독 업무를 수행한다.

2.2 연방정부 제도개선 이력

FERC는 두 가지 방식을 통해 미국 전력시장에 영향을 미친다. 하나는 연방전력법(FPA) Section 205에 의해 ISO가 제출한 시장설계안을 검토하고 승인하는 과정이다. FERC는 제출한 설계안을 변경하거나 수정하라고 요구할 수 있다. FPA Section 206은 FERC가 직접 혹은 이해당사자의 이의제기에 부응하여 '부주의하거나, 차별적이거나, 불공정하거나, 정당하지 않은' 시장규칙에 대한 조사를 착수하여

1) FERC : Federal Energy Regulatory Commission
2) PUC : Public Utility Commissions

이를 시정하도록 요구할 수 있게 되어 있다. FERC는 이러한 과정을 통해 ISO에게 새로운 시장설계를 요구할 수 있으며, 통상 일련의 제도개선 조치를 취하기 전에 기술 컨퍼런스를 개최하거나 의견수렴 공고(NOI[3])를 통해 사전에 공개적인 의견 수렴 과정을 거친다.

[표 4] 시장제도 개선관련 FERC 명령

FERC 명령	발행 년도	주요내용
888호	1996	송전시스템 개방, 도매 전력시장 경쟁 활성화, ISO 설립 권장
889호	1996	송전망정보공개시스템(OASIS): 송전설비 소유, 제어, 운영주체는 고객에게 온라인으로 정보 제공해야 함
2000호	1999	RTO 구성 촉진 및 RTO 특성과 기능 명확화
EL01-118	2003	전력시장 행위 규칙 명확화
668호	2005	기관의 비용 파악이 용이하도록 , 공영전력회사 및 ISO, RTO 대상 회계 보고토록 요건 규정
681호	2006	시장 내 장기 송전권 활용 요구
890호	2007	명령 888호 및 889호에 기반한 송전서비스를 수행하여 차별적 관행이 없도록 함. 888호 명령에 따른 접속개방 송전요금규정. 접속개방 송전요금규정 결함 시 규제 조치 시행
693호	2007	NERC 기준을 통한 대규모 전력계통 관련 강제성 있는 의무 신뢰도 기준 관련 명령으로 이후 신뢰도 관련 후속명령이 나옴
697호	2007	시장용량 가격, 계통운영보조서비스 변경 규칙에 관한 명령으로 시장지배력 유무를 보고 시장가격으로 판매할 수 있는지 여부, 시장지배력에 관한 ISO/RTO 규칙, FERC의 시장지배력 해결
745호	2011	에너지시장 수요반응자원 보상에 관한 명령
755호	2011	전력도매시장의 성과기반 주파수 조정 보상을 요구하는 명령
1000호	2011	지역송전계획 및 비용배분에 관한 명령
760호	2012	시장운영 관련 ISO/RTO 데이터 전자 송부를 요구하는 명령
764호	2012	거래일정, 출력예측 데이터 포함 변동성 에너지자원(VER) 통합 관련 다양한 사례에 관한 명령
784호	2013	신규 에너지 저장 기술에 관한 계통운영보조서비스, 회계, 보고에 대한 제 3자 조항에 관한 명령
809호	2015	천연가스관 일정수립과 전력회사 일정수립 절차를 조율하는 명령
NOPR RM15-24	2015	전력부족 시 실시간 시장결제 간격 및 희소가격(shortage pricing)에 관한 규칙 제정안 공고
보고서 관련 명령 (AD14-14-000)	2015	ISO와 RTO가 기동이 빠른 자원 설정 가격, 복수의 상정고장을 관리하기 위한 발전계획, 선행급전 모델링, 혼잡할당, 운전원 조치 투명성, 혼잡사유 등에 관한 보고서를 제출하도록 하는 명령
819호	2015	1차 주파수응답 서비스 관련 제3자 조항

출처 : FERC 홈페이지(각 명령에 대한 링크 또한 FERC 홈페이지를 통해 확인 가능함)

3) NOI : Notice Of Inquiry

[표 5] ISO와 RTO의 차이

ISO (Independent System Operator)	RTO (Regional Transmission Organization)
◦ 송전망의 비차별적 접속을 위하여 도입 ◦ 송전망 및 전력시장 운영 담당	◦ 국가 전체 측면에서 송전망의 효율성을 향상시키기 위함 ◦ 광역 송전망 운영 및 송전망 계획 수립 ◦ 전력시장 운영 담당

표4는 미국의 도매전력시장관련 FERC의 주요 명령을 발행 연도 순서로 정리한 것이다. 경쟁촉진을 위한 주요명령으로 Order 888이 있는데, 이는 송전망을 보유한 모든 전력회사에게 송전망 개방을 의무화한 것이다. 이에 따라 전력회사는 송전망 개방에 대한 요금표를 FERC로부터 승인받아야하고, 자사 및 제3자에 대해 차별 없이 송전 서비스를 개방하게 되었다. Order 888 정의에 의하면 ①제3자에 대해서도 자사와 같은 조건으로 송전서비스 제공, ②발전, 송전, 보조서비스 요금을 분리하여 개별적으로 산정, ③제3자와 동일한 송전망정보시스템을 이용하여 자사의 전력 매매를 실시해야 한다. Order 888에 독립계통운영자(ISO)의 설립을 권장하는 내용이 포함되어 있고, 이에 따라 PJM, ISO-NE, NYISO, CAISO, ERCOT, MISO 등이 설립되었다. Order 888을 보완하기 위해 Order 889에서 송전망을 소유, 운영, 제어하는 사업자에게 오픈액세스동시정보공개시스템(OASIS[4])를 구축하도록 하였다. Order 888로 발·송전부문의 기능적 분리는 되었지만 이것만으로 차별적 행위의 문제를 해소하기는 불충분하다고 판단하여, FERC는 송전망을 소유·운영하는 모든 사업자에게 보다 광역적인 지역에 대한 계통운영을 담당하는 독립조직인 RTO를 구성하도록 권고하였다. 이가 Order 2000이다. 이후 시장이 안정화된 2005년 이후에는 발전설비 용량의 확보, 성과기반 시장으로의 진화 등 기술적인 부분과 변동성자원(VER) 대응을 위한 시장 개선작업을 진행하고 있다.

2.3 주정부 제도개선 이력

소매경쟁은 주정부 주도로 요금 수준이 높은 주를 중심으로 전기요금 인하, 고객의 선택권 확대, 서비스 다양화를 목표로 도입되었다.

기존의 전력시장은 주로 수직통합형 전력회사들이 주정부의 규제를 받는 대신

4) OASIS : Open Access Same Time Information System

지역독점을 통하여 소매시장에 전력을 공급하였으나, 대부분 주내에 여러 전력회사로 분할되어 있었고, 전력회사들은 일반적으로 효율 향상과 계통의 신뢰유지를 위하여 서로 연계하여 전력거래를 시행하고 있었다. 기존의 수직통합형 전력회사들은 비용을 기준으로 적정수익률을 보전할 수 있는 수준에서 요금을 산정하고, 주공익위원회(PUC)의 승인을 받아 비용기반 소매요금을 부과하고 있었다.

1990년대에 주별 소매요금 격차가 심화되고, 일부 지역에서 높은 규제요금에 따라 소매경쟁이 도입되게 되었다. 소매경쟁 도입으로 기존 전력회사들은 주 정책에 따라 발전부분을 기능적으로 분리하거나, 다른 사업자에게 매각 또는 발전자회사를 설립하게 된다. 이 시기에 캘리포니아, 텍사스는 수직통합회사를 분리한 반면, 대부분의 다른 주는 발전의 분할 없이 송전망 운영만 ISO에게 이관하는 형태를 취했다. 소매경쟁이 도입된 지역의 고객은 판매사업자 선택권이 확대되었다.

1996년 캘리포니아 등 5개 주에서 최초로 소매경쟁이 입법화되고, 1997년 로드아일랜드에서 최초로 소매경쟁을 시행하는 등 대부분 1996년에서 2000년대 초반에 걸쳐 소매경쟁이 도입되었다. 소매경쟁을 도입하지 않은 주는 원래부터 전기요금 수준이 낮아 경쟁을 통한 요금인하 요인이 약한 주들이다. 소매경쟁을 도입한 주는 경쟁도입에 따른 급격한 요금변화를 우려하여 일정기간동안 가격상한제, 요금동결, 요금인하 등 전환기간을 두었다.

[그림1] 주별 소매경쟁 현황

출처 : electric energy online

이후 2001년 캘리포니아의 전력위기, 2006~2007년 사이 이루어진 가격상한제 기간의 만료, 천연가스 가격상승 등으로 소매경쟁을 도입한 주들의 요금이 상승하면

서 소매경쟁 도입계획이 폐지되거나 연기하는 사례가 나타나기 시작했다. 현재 미국 내 소매경쟁이 완료된 주는 16개주로 그림1과 같다.

[표 6] 소매경쟁 도입지역 현황(16개주)

주	입법/명령 완료시점	부문별 시행시점(년)			비고
		주거용	비주거용	전체	
미시간	2000	2002	2002	2002	
오하이오	1999	2001	2001	2001	
일리노이	1997	2002	1999	2002	
텍사스	1999	2001	2001	2002	일부지역 규제유지
펜실베니아	1996	1999	1999	2000	
메릴랜드	1999	2000	2000	2002	
DC	2000	2001	2001	2001	
델라웨어	1999	2000	1999	2001	
뉴저지	1999	1999	1999	1999	
메인	1997	2002	1999	2002	
뉴햄프셔	1996	‘98-’01	‘98-’01	2001	공급자별 시행시기 상이
메사추세츠	1997	1998	1998	1998	
코네티컷	1998	2000	2000	2000	
뉴욕	1996	‘98-’01	‘98-’01	2001	공급자별 시행시기 상이
로드아일랜드	1996	1997	1997	1998	
오리건	1999	2002	2002	2002	

3. 환경정책

3.1 연방정부 환경정책

연방정부차원의 환경규제와 인센티브 제도가 오늘날 미국의 전원구성(resource mix) 및 신뢰도에 중요한 영향을 미치고 있다. 연방정부의 주요 환경정책으로 PTC, ITC, MATS, CPP가 있다.

◦ **생산세제혜택**(PTC, Production tax credit) : 상업운전 개시 10년 후부터 재생에너지 생산량에 대하여 kWh당 세금혜택을 주는 정책으로, 전력시장에서 해당 자원을 마이너스로 입찰하고도 수익을 낼 수 있게 해준다. 2006년 도입된 이 정책은 2019년까지 풍력을 대상으로 시행되고 있으며, 그 외 설비는 2016년까지 적용되었다.

◦ **투자세제혜택**(ITC, Investment tax credit) : ITC는 재생에너지 프로젝트 중 주거용 및 상업용 투자에 대해 10~30%의 세금혜택을 주는 정책이다. 이 정책은 2006년 도입되어 현재는 2019년까지 연장 시행되는 것으로 되어 있고,

2019~2023년 사이에 단계적으로 축소하여 폐지할 계획이다. 풍력설비는 PTC와 ITC 중 하나를 선택 적용할 수 있다. 캘리포니아 등 여러 주에서 ITC를 적용받은 자원은 PPA 계약이 체결되어 있는 경우가 많고, 시장가격이 마이너스가 될 때까지 생산을 유도하는 인센티브로 작용한다.

◦ **수은독성물질기준**(MATS, Mercury and Air Toxics Standards) : 화력 및 석유를 원료로 하는 발전소에서 발생하는 오염물질 배출량을 제한하는 연방정책으로 해당 발전기를 통한 발전을 제한하거나 중단시킬 수 있는 영향력을 가지고 있다.

◦ **청정전력계획**(CPP, Clean Power Plan) : 청정대기법 111(d) 개정안을 통해 마련된 환경보호청(EPA)의 CPP는 발전소의 이산화탄소 배출량 감축비율을 기록하게 강제한다. '15년 8월 최종 규칙이 발효되었고, 2030년까지 전력부문 이산화탄소 배출량이 32% 감축되어 2005년 수준 이하가 될 것을 목표로 한다. 규칙에 따르면 ①설비별 시스템 보완을 통한 이산화탄소 배출량 감축비율, ②이산화탄소 배출량을 반영한 주(州)별 이산화탄소 감축목표, ③이산화탄소 배출기준 또는 이산화탄소 배출량 감축비율 이행조치를 담은 주(州)별 계획서의 작성, 제출, 이행 지침 등을 규정하고 있다. 주(州)마다 정해진 목표에 따라 종량제 또는 종률제로 목표 달성방식을 선택할 수 있다. 주(州)별 계획 제출마감일은 '16.9.6일이었으며 연장되어, '16.2.9 대법원은 소송 중인 청전전력계획(CPP)의 집행유예 판결을 내린 상태였다.

이후 2017년 10월 트럼프행정부가 전 정권의 친환경정책인 청정전력계획(CPP, Clean Power Plan)을 폐기함에 따라, 2050년까지 발전소의 탄소배출량을 2005년 대비 32% 줄인다는 전 정권의 계획이 중지되었다.

트럼프 당선인과 공화당의 에너지·기후변화정책은 미국 내 화석에너지 자원의 생산 및 수출 확대, 기후변화 대응 노력에 반대로 요약할 수 있으며, 2015년 파리기후협약 당사국총회의 파리협정 무효 주장 및 연방정부의 신재생에너지 생산세제혜택(PTC), 투자세제혜택(ITC)과 같은 연방세액공제제의 연장의 어려움 등 기후변화정책이 급선회함에 따라 미국의 전원믹스 및 환경정책 변화에 큰 영향을 끼칠 것으로 보인다.

3.2 주(州)정부 환경정책

주정부는 관할지역내 재생에너지 공급의무화(RPS) 제도, 에너지저장 정책, 에너지효율 정책, 분산자원 개발 촉진 정책, 주 관할 온실가스배출 제한 및 탄소배출권거래제도 등을 추진한다. 환경정책을 강력히 추진하는 캘리포니아 주의 경우 이 정책이 발전기 신규투자의 강력한 동력으로 작동하고 있다. ISO/RTO는 해당정책을 수용하기 위하여 시장 및 송전계획을 보완하고 있다. 표7은 주별 RPS 목표를 요약한 것이다. 가장 적극적인 목표를 수립한 주는 캘리포니아로 2020년까지 재생에너지 비율을 30%, 2030년 50%까지 올릴 예정이다. 이에 따라 CAISO는 시장개선 작업을 진행 중이다. 재생에너지 증가가 전력시장에 미치는 주요 요소로 ①전력시장가격 인하, ②증감발 및 주파수조정 예비력 요구량 증가, ③급속한 주파수 변동에 응동 할 수 있는 새로운 형태의 예비력 상품 등장 등이 있다.

풍력발전 비율이 높은 ERCOT과 MISO에서는 오프-피크 시간대 가격하락이 두드러지며 아직까지 예비력 영향은 크지 않은 상태이나, 태양광 비율이 높은 CAISO는 피크시간대 가격하락이 두드러지고 순부하 급증 또는 급감에 대비한 신속한 조치가 필요한 상황이다. 재생에너지 보급이 전국적으로 확대되면서 여러 지역에서 향후 10년 이내에 캘리포니아와 같은 어려움을 겪을 것으로 예상하고 있다.

[표 7] 주(州)별 재생에너지 정책 및 목표

주	ISO	정책명	재생에너지 목표
캘리포니아	CAISO	RPS	2020 년까지 33%, 2030 년까지 50%
코네티컷	ISO-NE	RPS	2020 년까지 27%
델라웨어	PJM	RPS	2025-2026 년까지 25%
일리노이	MISO, PJM	RPS	2025-2026 년까지 25%
인디애나	MISO	청정에너지 기준	2025 년 청정에너지 평균비율 10%를 달성하기 위한 단계별 자발적 목표
캔자스	SPP	RPS	2020 년까지 피크용량 20% 달성을 위한 자발적 기준 수립
메인	ISO-NE	RPS	2017 년까지 기존/신규 자원 40% 및 신규자원(Class I) 10%
메릴랜드	PJM	RPS	2022 년까지 20%
매사추세츠	ISO-NE	RPS	2020 년까지 신규 자원(Class I) 15%달성 및 이후 1% 추가 달성 2014 년 기존 자원(Class II) 5.3%, 2015 년 5.5% 달성 (신재생에너지 및 폐기물 처리 에너지 포함)

[표 8] 주(州)별 재생에너지 정책 및 목표(계속)

주	ISO	정책명	재생에너지 목표
미시건	MISO	RES	2015 년까지 전체 전력회사 10% DTE Electric 은 2013 년까지 신재생에너지 300MW 및 2015 년까지 600MW 소비자 전력: 신재생에너지 2013 년까지 200MW 및 2015 년까지 500MW
미소리	MISO	RPS	2021 년까지 15%
네바다	CAISO EIM	RPS	2025 년까지 25%
뉴햄프셔	ISO-NE	RPS	2025 년까지 24.8%
뉴저지	PJM	RPS	2021 년까지 22.5%
뉴욕	NYISO	청정에너지 기준	2015 년까지 RPS 29%, 2030 년까지 청정에너지 50%
오하이오	MISO, PJM	AEPS	2026 년까지 신재생에너지 12.5%
오클라호마	SPP	RPS	2015 년까지 15%
오레곤	CAISO EIM	RPS	2025 년까지 대규모 전력회사 25% 및 소규모 전력회사 10%, 최소규모 전력회사 5%
펜실베니아	PJM	AEPS	준수년도 2020-2021 년 18%
로드아일랜드	ISO-NE	RES	2019 년까지 14.5%
사우스캐롤라이나	PJM	분산전원 프로그램	2021 년까지 분산형 전원이 전체 발전용량 2% 차지
유타	CAISO EIM	RPS	비용효율 분석 실시, 2025 년까지 20% 달성
버몬트	ISO-NE	RPS	2032 년까지 75%
버지니아	PJM	재생에너지 포트폴리오	2025 년까지 2007 년 매출의 15%를 달성하기 위한 자발적 프로그램
워싱턴	CAISO EIM	RES	2020 년까지 신재생에너지 15%
위스콘신	MISO	RPS	2015 년까지 주목표인 10% 달성하며 요건은 전력회사마다 상이함

출처 : DSIRE 데이터베이스

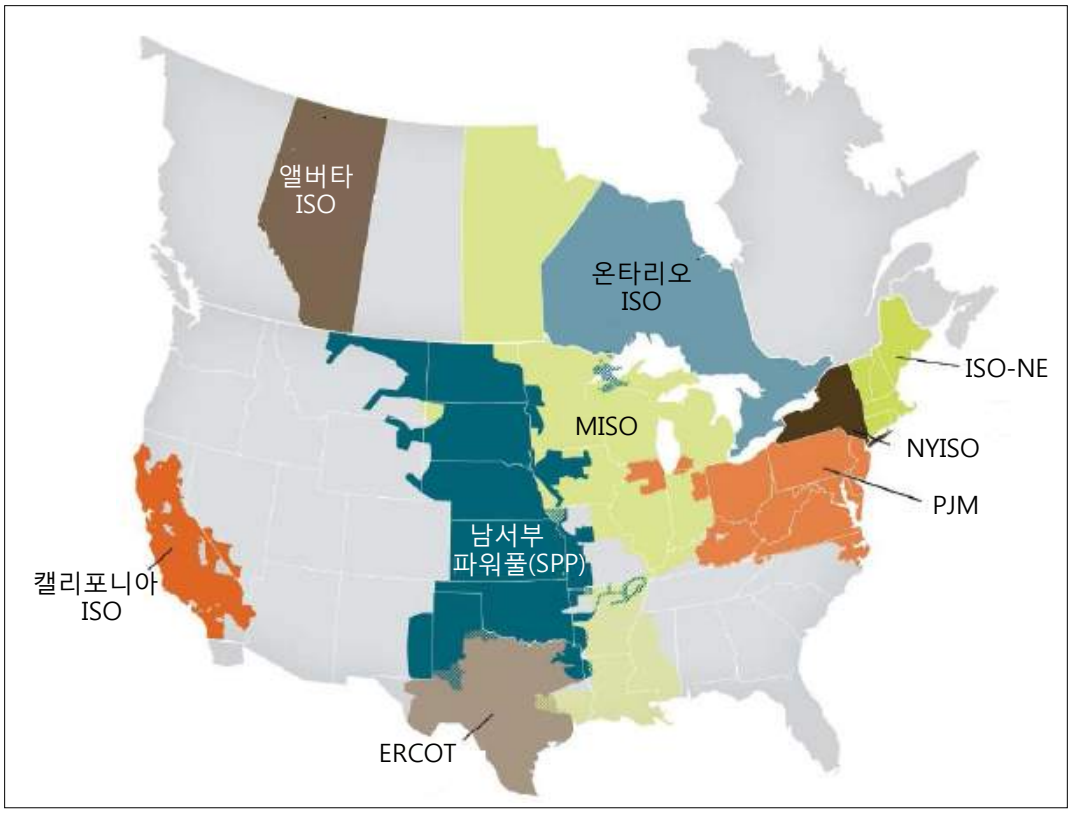
* RPS : Renewable Portfolio Standard
* RES : Renewable Energy Standard
* AEPS : Alternative Energy Portfolio Standard

Ⅱ 전력시장

1. 시장 개요

미국에서 전력시장을 운영하는 지역은 그림에서 보이는 바와 같이 ISO-NE, NYISO, PJM, MISO, SPP, ERCOT, CAISO 지역이다. 이 7개 기관은 미국 전체 전력 부하의 2/3 이상을 차지하며, ISO 또는 RTO가 운영하는 도매전력시장을 통해 전력을 구매하거나 판매하도록 되어 있다. 현재 6개의 ISO/RTO가 FERC의 관할 하에 운영 중이며, ERCOT은 고립된 송전망으로 인해 미국 내 다른 시장과 달리 텍사스 주 산하 텍사스 공익사업위원회(PUCT)의 규제를 받는다. ISO 또는 RTO가 없는 북서부, 남동부, 남서부지역은 기존의 수직통합형 전력회사를 중심으로 쌍무계약 위주로 거래된다. ISO/RTO의 등장으로 미국은 연방정부의 규제를 받는 시장기반 중앙집중형 시장(Centralized Market Model)과 주정부의 규제를 받는 수직통합 전력회사 중심의 전통적 규제모델(Traditionally Regulated Model)로 구성되게 된다.

[그림 2] 미국의 전력시장



출처 : Federal Energy Regulatory Commission(FERC) Electric Power Markets(www.ferc.gov)

[표 9] ISO/RTO별 관할지역 현황(2017년)

구 분		설립연도	관할지역
RTO (4 개)	ISO-NE	1997	코네티컷, 메인 등 6 개 州
	PJM	1997	펜실베니아, 뉴저지 등 14 개 州
	MISO	1998	노스다코타, 미주리 등 15 개 州
	SPP	2004	아칸소, 미네소타 등 14 개 州
ISO (3 개)	NYISO	1999	뉴욕州
	CAISO	1998	캘리포나이州 및 네바다 일부
	ERCOT	1996	텍사스州

출처 : Federal Energy Regulatory Commission(FERC) Electric Power Markets(www.ferc.gov)

표9와 같이 최근에 MISO와 SPP 전력시장이 크게 확장되고 있는 추세로 MISO는 아칸소, 미시시피, 동부 텍사스, 루이지애나를 포함한 남부지역을 추가로 관할하게 되었고, SPP는 남북부 타코타, 동부 몬타나, 동부 와이오밍, 미네소타 및 아이오와 일부 지역을 흡수하여 확장하고 있다. 본 보고서는 미국 전력시장을 중심으로 작성되었으므로, 이후 내용에서 전력시장이 없는 지역(그림2의 회색지역)은 각종 통계수치에서 제외되어 있음을 밝혀둔다. 또한 ISO와 RTO의 기능이 유사하여 편의상 시장 및 계통운영기관을 ISO로 칭하였다.

2. 시장 규모

아래 표는 ISO별 계통규모를 상호비교하기 위하여 최대부하와 발전설비용량, 연간발전량, 고압송전선로 총 길이를 정리한 것이다. 표10에서 보이는 것처럼 계통규모는 PJM이 가장 많고 그 뒤를 MISO, ERCOT이 따른다. 표11은 시장규모를 파악하기 위하여 확보된 데이터를 항목별로 분류하여 정리한 것으로, 에너지 시장이 70~100%를 기록하여 시장 결제액의 대부분을 차지하였다. 예비력시장은 시장거래량의 0.5%~3% 내외로, ISO간 격차가 크고 에너지 가격 추세에 따라 매년 달라지는 경향을 보인다. 재무적송전권(FTR) 규모는 다양하여 일부 ISO에서는 보조서비스와 비중이 비슷하고, 일부에서는 그 비중이 월등히 높기도 하다. 용량시장의 비중은 1% 미만(MISO)인 곳부터 20%(NYISO) 이상까지 다양하다. 이와 같은 비중의 차이는 시장설계나 전원구성의 차이에서 발생하므로 일률적인 기준으로 해석하지 않도록 주의하여야한다. 예를 들어 MISO의 전체 정산금 중 에너지 정산 비중이 높은 이유는 NYISO나 PJM에 비해 MISO를 통한 용량결제 규모가 작기 때문이다.

[표 10] ISO별 전력계통 규모

	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
최대부하(MW)	165,000	127,000	69,000	47,000	46,000	34,000	28,000
설비용량(MW)	184,000	180,000	77,000	60,000	83,000	39,000	31,000
발전량(TWh)	780-840	600-680	340-350	230-260	225-240	160-165	120-135
고압송전(마일)	72,000	66,000	46,000	26,000	61,000	11,000	8,000

[표 11] ISO별 전력시장 규모(2014～15년)

	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
총 시장규모($M)	50,000	32,500	15,000	12,100	10,600	14,700	10,600
에너지시장($M)	41,400	31,900	13,800	11,700	7,400	11,200	9,000
보조서비스($M)	1,881	180	513	69	116	150	2,367
용량시장($M)	7,030	145	N/A	N/A	N/A	3,220	1,060
혼잡비용($M)	965	351	N/A	95	77	147	174
FTR($M)	733	1,155	375	104	373	183	34
All-in 가격 ($/MWh)	65	40	41	52	34	75	78

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

[표 12] ISO별 시장정산금 상세내역(2014년)

ISO/RTO	분류	결제금액($B)	비중(%)
PJM	에너지시장	30.573	61.1
	용량시장	7.735	15.5
	송전망 서비스	3.241	6.5
	송전망 혼잡	2.572	5.1
	송전망 손실	1.677	3.4
	송전망 강화	0.961	1.9
	재무적송전권(FTR)	0.960	1.9
	운영예비력	0.918	1.8
	무효전력 공급	0.280	0.6
	주파수조정 시장	0.258	0.5
	PJM 행정비용	0.274	0.5
	기타	0.581	1.2
	총합	50.030	100

[표 12] ISO별 시장정산금 상세내역(계속)

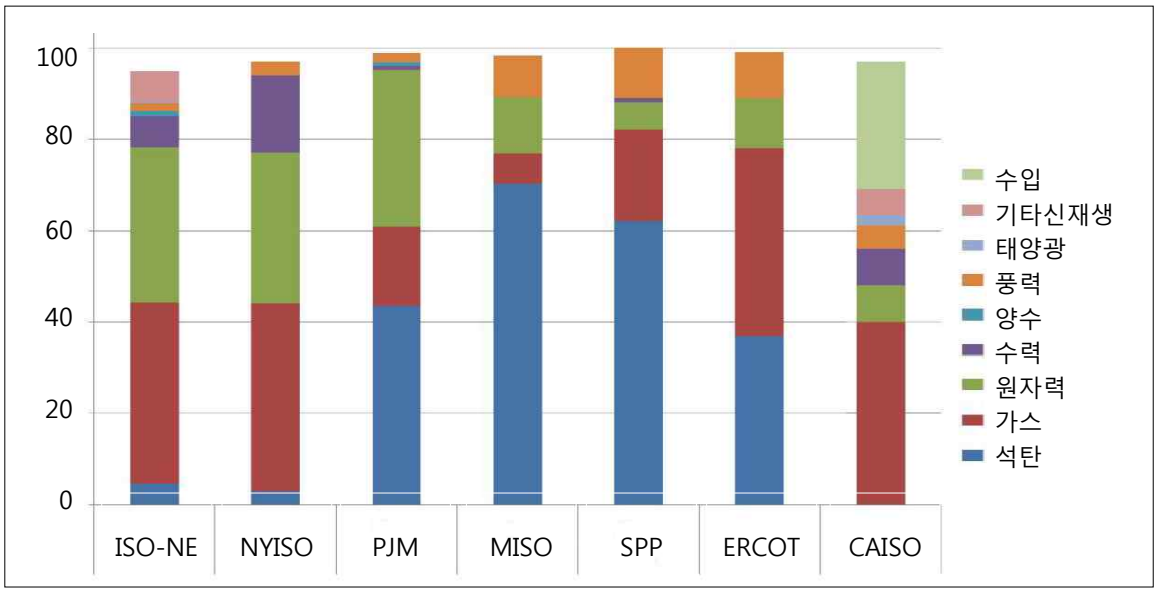
ISO/RTO	분류	결제금액($B)	비중(%)
MISO	에너지시장	31.958	82.7
	자원적정성	0.145	0.4
	송전망 서비스	2.004	5.2
	재무적송전권(FTR)	4.115	10.6
	상정고장 예비력	0.093	0.2
	주파수조정 시장	0.087	0.2
	행정비용	0.247	0.6
	기타	0.033	0.1
	총합	38.680	100.0
SPP	에너지 임밸런스 시장	0.295	2.8
	전력시장(Integrated Marketplace)	7.458	70.5
	송전망	1.506	14.2
	송전망혼잡관리	1.165	11.0
	행정비용	0.149	1.4
	총합	10.573	100.0
NYISO	에너지시장	5.023	46.7
	설비용량	3.222	30.0
	송전망 서비스	0.105	1.0
	송전망 혼잡	1.198	11.1
	송전망 손실	0.478	4.4
	송전망 혼잡 계약	0.391	3.6
	보조서비스	0.171	1.6
	행정비용	0.161	1.5
	조정비용(Market-wide charges)	-0.004	0.0
	기타	0.004	0.0
	총합	10.749	100.0
ISO-NE	에너지 시장	9.079	72.3
	용량	1.056	8.4
	송전망 요금	1.819	14.5
	재무적송전권(FTR)	0.032	0.3
	예비력 시장	0.207	1.7
	주파수조정 시장	0.029	0.2
	행정비용	0.171	1.3
	Net Commitment-Period Compensation	0.167	1.3
	총합	12.560	100.0

출처 : ISO state of the market reports; FERC 2016 Common Metrics Report

3. 전원 구성

ISO별 전원구성을 정리하면 그림3과 같다. 그림에 따르면 북동부 지역, ERCOT, CAISO의 천연가스 비중이 높고, PJM, MISO, SPP에서는 여전히 화력발전이 두드러진다. 원자력은 북동부 시장과 PJM에 집중되어 있다. ERCOT, SPP, MISO는 풍력발전이 두드러지며, CAISO는 태양광 및 풍력발전이 급격하게 증가하고 있다. 아래 그림에는 포함되어 있지 않으나 향후 전원구성에 포함되어야할 자원으로 수요반응(DR), 에너지저장장치, 분산자원이 있다.

[그림 3] 전원구성별 연간 총 에너지 비율(%)



출처 : ISO state of the market reports; FERC 2016 Common Metrics Report(Aug 2017 revised version)

분산자원은 배전연계자원과 비하인드미터자원(behind-the-meter resources)으로 정의되며 도입이 시작되는 단계이다. 현재 분산자원 선두주자는 캘리포니아주로 분산전원 규모는 6GW 수준으로 태양광이 주를 이루고 있으며 향후 크게 증가할 것으로 보인다. 캘리포니아 외 모든 지역에서도 향후 10년간 가장 큰 증가세를 보일 것으로 예상되는 자원은 분산자원이다.

4. 시장 구성

미국의 전력시장은 ISO에 의한 중앙집중적 거래시장이다. 중앙집중적 거래시장은 시장참여자로부터 독립된 ISO 또는 RTO가 관할하는 지역내 모든 계통을 운영하는 동시에 전력시장을 운영한다. 오늘날 미국의 모든 ISO는 '중앙입찰식 풀'을 도입했는데, 선도계약에 따른 자기급전자원이나 제약요소를 처리하기 위해 필요한 경우, 시장가격과 무관하게 고정 스케줄을 적용할 수 있도록, 가격입찰 뿐만 아니라 자체발전계획(self-schedules)도 제출한다. ISO는 양자간거래를 위한 금융결제도 지원한다. 최근에는 도매전력시장과의 인터페이스 이슈를 포함한 능동적 배전사업자(DSO) 및 배전망이하 자원으로 구성된 대규모 분산자원을 제어하고 최적화 할 분산자원집합자(aggregator)가 새롭게 등장하여 시장개선 이니셔티브로 작용하고 있다.

[그림 4] 전력시장의 구성

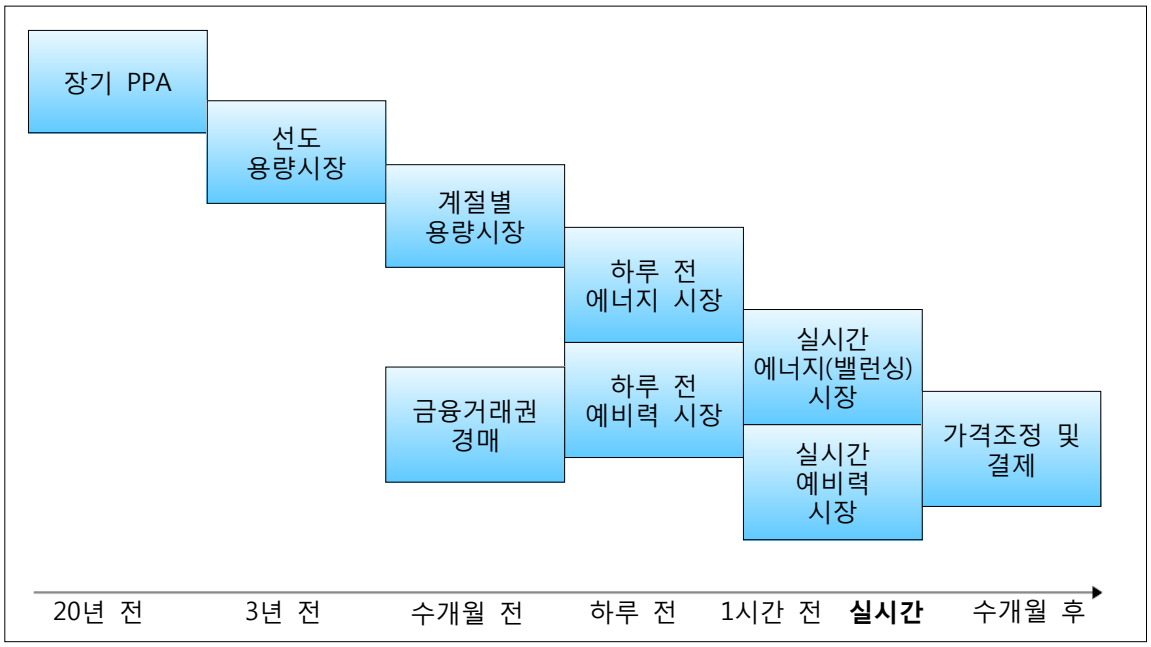


그림4는 장기에서 실시간까지 거래시기별 시장상품을 보여준다. 전력구매계약(PPA[5])은 일반적으로 ISO의 시장 외부에서 체결된다. PPA는 10년 내지 20년의 장기계약 또는 수개월내지 하루 전의 단기계약이 다양하게 존재한다. PPA 계약이 ISO 장외에서 체결되기는 하지만 상품에 대한 금융평가를 위해 ISO의 시장가격 실적이 근거로 활용된다. 이후 일련의 선도시장 및 현물시장이 ISO가 운영하는 전력시장을 통해 제공된다. 용량시장이 일부 ISO에 도입되어 1~3년 선도시장이 열려

5) PPA : Power Purchase Agreement

투자 리스크를 완화시켜주고 있다. 지역에 따라 1년전 또는 계절별 용량시장이 존재하기도 한다. 재무적송전권시장은 수년에서 1년 또는 수개월 앞서 지불되는 선도시장의 일종이다. 재무적송전권(FTR)은 지역별 가격차를 헷징하기 위한 수단으로 혼잡비용 차가 클 것이라고 보일 때 주로 활용된다. 하루전 에너지 및 예비력시장은 운영일 하루전에 열리는 시장으로, 기동시간이 긴 발전기의 운영 준비에 기여한다. 실시간 에너지 및 예비력시장은 운영당일 변화하는 여건에 자원을 효율적으로 맞추기 위한 밸런싱 시장이다. 시장이 종료된 후 수개월에 걸쳐 최종적으로 가격이 수정되며, 모든 기관과의 정산작업을 마무리하게 된다.

4.1 시장운영기관

ISO는 도매전력시장의 설계, 시장가격 관리, 전력망 혼잡관리, 전력조류 제어, 예비력 등 계통운영 보조서비스의 제공, OASIS 용량 산출, 전력시장 모니터링, 송전망 확장계획, 지역 간 연계 계획 등의 업무를 수행한다. ERCOT을 제외한 ISO와 RTO는 FERC가 관할하며, ISO는 FERC 명령 888호, RTO는 명령 2000호에 설립요건을 충족시킨 기관이다.(ERCOT은 PUCT가 관할한다.) 2017년 현재 FERC에 의해 승인된 RTO는 4개(ISO-NE, PJM, MISO, SPP), ISO는 3개(NYISO, CAISO, ERCOT)이다.

4.2 시장참여자

4.2.1 송전망소유자

송전망소유자는 ISO 관할 구역 내 고압 송전선로를 소유한 자를 말한다. 명령 888호에 따르면, 송전망소유자는 고압 송전선로 제어권을 ISO에 양도하지만 송전망 접속료로 수익을 얻는다. 송전망소유자는 ISO와 협력하여 전력계통 신뢰도 확보를 위해 노력해야한다. 미국의 경우 구조개편으로 별도의 배전회사가 설립된 지역도 있고, 송전과 배전이 한 회사인 지역도 있다. 송전망소유자는 부하공급사업자(LSE)나 발전사업자로 전력시장에 참여할 수 있다. 단, 이 경우 송전망 운영 부분과 발전/부하자원 부분의 사업 활동을 분리하여야하며 데이터 공유를 제한 받는다.

4.2.2 공급자원소유자

전통적인 공급자원인 발전자원(석탄/석유/가스 증기터빈발전, 가스열병합발전,

가스/석유 터빈발전, 수력발전, 원자력 증기터빈발전, 풍력발전, 태양광발전 등)과 에너지저장장치가 공급자원으로 분류된다. 에너지저장장치에는 양수발전, 압축공기 에너지저장장치, 배터리, 플라이휠 등이 해당되며 적용시점에 따라 발전과 부하 기능을 수행한다. 공급자원소유자는 에너지시장에 참여하여 에너지를 공급하고, 용량시장에 용량을 공급한다. 자격을 갖춘 설비는 예비력시장에 참여하여 서비스를 제공할 수 있다. 지역별 가격 변동을 헷징하기 위해 FTR 시장 참여도 가능하다. 공급자원은 전력회사, 시나 협동조합 등 공공부문 소유이거나, 독립적인 발전사업자 소유일 수 있으며, 수력발전의 경우 정부가 소유한다. 최근 환경규제, 연료제약, 비(非)시장적 인센티브 등 여러 요소가 작용하여 공급자원측 시장참여자는 새로운 변화에 직면해 있다.

4.2.3 부하공급사업자

부하공급사업자(LSE[6])는 도매전력시장에서 소비자를 대표하여 발전력을 구입하여 소매고객에게 판매하는 판매사업자로, ISO가 운영하는 에너지시장에서 에너지를 구매하고 용량시장에서 용량금액 대부분을 담당한다. 대부분 ISO가 보조서비스의 직접 구매자이지만 부하공급사업자가 보조서비스 비용의 전부 또는 대부분을 담당하고 있다. 이에 부하공급사업자는 '양자간 계약'이나 본인이 소유한 발전자원을 이용해 보조서비스를 '자체 공급'하기도 한다. 부하공급사업자는 FTR 시장에 참여하여 지역간 가격 변동을 헷징할 수 있으며, 혼잡비용(uplift costs)의 상당 부분을 지원한다.

4.2.4 스케줄링 코디네이터

스케줄링 코디네이터(SC[7])는 하나 또는 다수의 발전사업자나 부하공급사업자를 대리하여 ISO가 운영하는 시장에서 입찰서를 제출하고, 낙찰 받고, 발전 및 부하계획을 담당하고, 결제를 집행하는 일련의 거래활동을 수행하는 자이다. 즉 스케줄링 코디네이터는 ISO와 시장참여자간 시장에서의 거래를 처리해주는 역할을 수행한다. CAISO와 MISO에서는 이러한 기관을 스케줄링코디네이터(SC)라 부르는 반면, ERCOT은 적격스케줄링업체(QSE[8])라 부른다. 시장참여자는 SC 없이 ISO와 직접 업무를 수행할 수 있으며, SC가 없는 전력시장에서는 발전사업자나 부하공급

6) LSE : Load Serving Entity(판매사업자)
7) SC : Scheduling Coordinator
8) QSE : Qualified Scheduling Entities

사업자가 ISO와 직접 업무를 수행한다.

4.2.5 마케터 및 가상거래자

물리적 자산을 보유하지 않고 전력시장에 참여하는 주체로 마케터와 가상거래자가 있다. 이 금융기관들은 즉각적인 납품이 필요하지 않은 선도 상품을 거래한다. 하루전 에너지 시장의 가상공급, 가상수요 및 FTR 시장이 여기에 해당된다. 계통운영보조서비스나 실시간 에너지시장에서는 금융거래(가상거래)가 허용되지 않는다.

4.2.6 수요반응사업자 및 통합관리사업자(Aggregator)

수요반응자원은 높은 시장가격이나 예비력이 부족한 비상상황에 대응하여 신뢰도를 확보하고 가격변화를 줄이는데 기여하는 개별부하 또는 집합부하이다. 수요반응사업자는 에너지시장 및 용량시장에 공급자처럼 참여하며, 자격을 갖춘 경우 계통운영보조서비스 시장에 참여할 수 있다. 통합관리사업자(Aggregator)는 수요반응 또는 배전망에 연계된 소규모 자원을 모집, 집합자원을 구성하여 ISO의 에너지, 용량, 예비력시장에 참여하여 거래하는 사업자이다.

4.2.7 외부기관

미국의 전력시장은 ISO 관할구역 바깥에 위치한 발전사업자 및 부하공급사업자도 에너지시장에 참여할 수 있도록 열려있으며, 연계선로 용량이 충분한 경우 용량시장 참여도 가능하다. 외부 발전기의 경우 FTR이나 예비력시장에 참여하는 경우는 드물다.

4.2.8 상업용 송전설비소유자

그 외 많지는 않지만 송전망사업자로 분류되지 않는 독립기관이 일부 송전설비를 보유하고 있다. 예를 들어 HVDC나 단상각제어기(PAR)와 같이 조류제어기능을 보유한 송전설비를 가진 기관은 전력조류를 원활히 공급하는 역할을 수행할 수 있다. 이런 설비는 보조서비스, FTR, 용량시장 등에 참여할 수 있다.

지금까지 시장운영기관 및 시장참여자에 대해 살펴보았다. 미국의 시장참여자는 수직통합 된 전력회사, 공공기관, 독립 발전회사, 금융기관, 통합관리자 등 다양한 유형으로 구성되어 있기 때문에 시장참여 여부의 설계원칙은 '유연성'에 있다. 시장참여자는 입찰서 또는 자체발전계획(self-schedules)을 입찰하는데, 자체발전계

획을 제출한 경우 전력시장에서 가격수용자(price-takers)로 인식된다.

4.3 시장개선 방식

미국의 전력시장 설계변경을 주도하는 기관은 ISO이다. ISO는 ISO 자체 혹은 규제기관, 시장참여자, 시장감시 기관으로부터 접수받은 의견을 토대로 이해관계자와의 회의를 거쳐 설계변경 여부를 결정하고 추진한다. 아래는 일반적인 개선 프로세스를 보여준다.

4.3.1 계통운영자 주도

ISO는 전력시장내 신규 설계의 대부분을 자체적으로 착수하여 추진한다. 시장설계의 변경은 ISO 내부 시장설계 및 시장운영부서에서 실시한다. 일반적으로 시장개선은 위원회의 검토를 거쳐 이해관계자의 결정에 따라 변경된다. 이 경우 이해관계자들의 이니셔티브를 순위로 표기하는 공식적인 체제를 가진 ISO가 많다.

4.3.2 이해관계자 주도

이해관계자의 이의제기로 시장개선이 시작될 수 있다. 시장참여자나 규제당국인 FERC, PUC와 같은 ISO의 이해관계자는 이해관계자 회의를 통해 개선안을 제안할 수 있다. 제안이 접수되면 ISO와 이해관계자들은 그 제안을 평가하여 개선이 필요한지, 시급한지 여부를 검토하고 우선순위를 매겨 프로젝트를 진행하게 된다. 일부 ISO는 이러한 제안 절차가 시스템적으로 처리되도록 되어 있다. ERCOT과 SPP는 온라인을 통한 제안 요청이 가능하다. 일반적으로 다음 연도에 ISO가 진행할 시장개선 항목을 리스트업 하기 위해 수많은 개선(안)을 이해관계자 표결을 거쳐 어떤 것은 시급하게 진행하고, 어떤 것은 미루어둘 것인지 결정한다.

4.3.3 시장감시자 주도

ISO는 내부 혹은 외부에 독립적인 시장감시기관을 두고 있다. 시장감시기관은 ISO의 시장운영 현황에 대해 1년에 1~2차례 운영실적 보고서를 발표하고, 시장개선이 필요한 여러 가지 사항에 대하여 권고안을 제시한다. 시장감시기관은 ISO 이사회에 시장설계 변경, 시장데이터의 활용, 시장 프로세스의 개선과 관련된 사항을

직접 보고한다. 일부 ISO는 외부에 독립된 자문그룹을 두고 설계변경에 대한 검토를 받기도 한다. CAISO의 시장감시위원회(Market Surveillance Committee)와 NYISO의 환경자문위원회(Environment Advisory Council)가 그 예이다.

[표 13] ISO의 시장감시 여부

시장감시기관	PJM	ISO-NE	NYISO	MISO	SPP	ERCOT	CAISO
내부(IMM)		○	○		○		○
외부(EMM)	○	○	○	○		○	

출처 : ISO/RTO 홈페이지

4.4 에너지시장

에너지시장은 전력시장 규모에 가장 큰 부분을 차지하는 중요한 시장이다. 에너지시장은 '하루전시장'과 '실시간시장(밸런싱 시장)'으로 구성된다.

4.4.1 하루전 에너지시장

하루전 에너지시장의 거래단위는 1시간으로 하루전 입찰한 부하를 만족시키기 위한 에너지 거래시장이다. 시장은 하루전 오전 중에 입찰을 마감하고 결과는 하루전 오전이나 오후 중반에 발표된다. 이때 시간대별 부하가 산정되어 공급자원별 발전 스케줄과 시장가격이 결정된다. 시장청산 엔진은 안전도제약발전계획[9]으로 비용최소화를 목적함수로 최적화를 수행한다. 하루전시장에서는 가상발전 및 가상부하를 허용한다. 하루전 에너지시장은 실시간 시장에서의 부하예측 오차, 발전기 고장과 같은 임밸런스 문제로 발행할 수 있는 가격 변동성에 대한 안정장치로서 중요한 의미를 가진다. 하루전시장에서는 발전기가 발전비용을 복구하지 못할 경우에 대비하여 일괄지불금(make-whole payments)을 허용, 비용회수를 지원한다. 하루전시장의 주요기능은 기동시간이 오래 걸리는 발전기가 사전에 준비하여 운영당일 적기에 운전될 수 있도록 가격 인센티브를 제공하는 것이다.

9) 안전도제약발전계획(Security-Constrained Unit Commitment, SCUC)

4.4.1.1 하루전시장

(1) 발전입찰

발전사업자는 3부분으로 나누어 하루전시장에 입찰한다. ①증분가격, ②무부하가격, ③기동가격이 그것이며, 통상 이를 '3-part offer'라 부른다. 발전사업자는 가격입찰과 함께 증감발률, 최대 및 최소운전 수준 등 발전기의 기술적 제약사항을 함께 제출한다. ERCOT과 CAISO의 경우 특별히 열병합발전기가 모드를 전환할 때 소요되는 전환비용을 내도록 허용하고 있다. 시장 외부 발전기도 발전입찰에 참여하지만, 대부분의 경우 무부하 및 기동비용은 입찰하지 않고, 증분비만 입찰한다.

(2) 가상입찰

가상입찰은 미국의 하루전 에너지시장을 이루는 요소이다. 가상입찰에는 물리적 자산이 없다. 가상공급사업자는 하루전시장에서 에너지를 팔고, 실시간 시장에서 에너지를 되산다. 가상수요사업자는 하루전시장에서 에너지를 사고, 실시간 시장에서 에너지를 되판다. 일부 시장에서는 가상입찰이 모든 LMP 결제지점에서 이루어질 수 있지만, NYISO와 같은 시장에서는 구역 내에서만 참여가 가능하다.

PJM과 ERCOT 은 쌍방가상거래도 가능하다. PJM은 이를 UTC(up-to-congestion)라 부르고 ERCOT는 PTP(point-to-point transaction)라 부른다. 가상거래는 소스와 싱크가 정의된 상태에서 거래자가 혼잡비용을 얼마나 지불할 의향이 있는지를 제시하는 입찰이다. 소스와 싱크는 동일하기 때문에 거래자는 에너지가 아니라 혼잡과 손실에 대해서만 거래하게 된다. 가상거래는 실시간에서 재구매해야 하므로, 가상공급은 하루전 가격이 실시간 가격보다 높을 때 수익이 발생하고, 가상수요는 하루전 가격이 실시간 가격보다 낮을 때 수익이 발생한다.

가상입찰은 시장의 거래횟수를 늘리고 판매자와 구매자의 시장지배력 약화에 도움을 준다는 취지에서 도입되었다. 가상입찰에 따른 생산 효율성 지표는 하루전시장과 실시간시장 간의 융합으로 표시된다. 최근 시장감시기관의 분석결과에 따르면 이 지표가 실제적인 효율성 이득보다 과장되어 있다는 지적이 있다.

다음 표14는 ISO별 가상입찰 내역을 비교한 것이다.

[표 14] ISO별 가상입찰 특징(2016년 기준)

	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
가상 입찰 명칭	증가입찰, 감소입찰, UTC	가상공급, 가상부하	가상공급, 가상부하, PTP	컨버전스 입찰 (증가입찰, 감소입찰)	가상공급, 가상부하	가상공급, 가상부하	가상공급, 가상부하
가상 입찰 위치	모선,zone, 허브, 인터페이스, 애그리게이트	LMP 모선, 허브,zone 인터페이스	LMP 모선, zone,허브	LMP 모선, 허브, 인터페이스, 애그리게이트	LMP 모선, 허브, 인터페이스	zone	LMP 모선, 허브, 인터페이스

출처 : ISO/RTO 홈페이지

(3) 의무입찰

용량시장을 운영하는 지역에서 용량을 판매한 사업자는 의무입찰에 해당된다. 사업자는 용량시장에서 계약된 용량 이상을 하루전 에너지시장에 입찰해야 한다. CAISO의 경우 보조서비스 시장에도 동일한 조건이 적용된다.

(4) 수요입찰

부하공급사업자는 운영일전에 전력을 확보하기 위하여 하루전 시장에 수요입찰을 한다. 부하공급사업자의 입찰은 대부분 가격에 비탄력적이다. 일반적으로 부하공급사업자가 모든 부하를 하루전시장에 입찰해야하는 것은 아니다. (실시간 시장을 통해 에너지를 구매할 수도 있기 때문이다.) 대부분의 시장은 최대가격에 상한을 둔 부하입찰을 할 수 있게 설계되어 있다.

4.4.1.2 하루전시장 발전계획

하루전 에너지시장은 발전사업자의 발전입찰, 가상입찰, 의무입찰 및 부하공급사업자의 수요입찰을 토대로 시간대별 시장가격과 자원별 발전계획량이 결정된다.

4.4.1.3 신뢰도 발전계획

하루전시장의 부하와 재생에너지 발전량은 실시간과 상당히 차이가 날 수 있기 때문에, 신뢰도 유지를 위해 충분한 설비를 확보하기 위해서 추가적인 안전도제약발전계획(SCUC)을 수행한다. 이를 '신뢰도발전계획(RUC[10])'이라 부른다. 신뢰도발전계획은 발전사업자가 제출한 값이 아니라 ISO가 예측한 예측부하 및 재생에너지 예측발전량을 반영하여 수립하는 발전계획이다. 신뢰도발전계획을 수행하는 방식은 ISO마다 다르지만, 일반적으로 하루전시장의 발전계획량 이상의 추가자원을 할당하

10) RUC : Reliability Unit Commitment

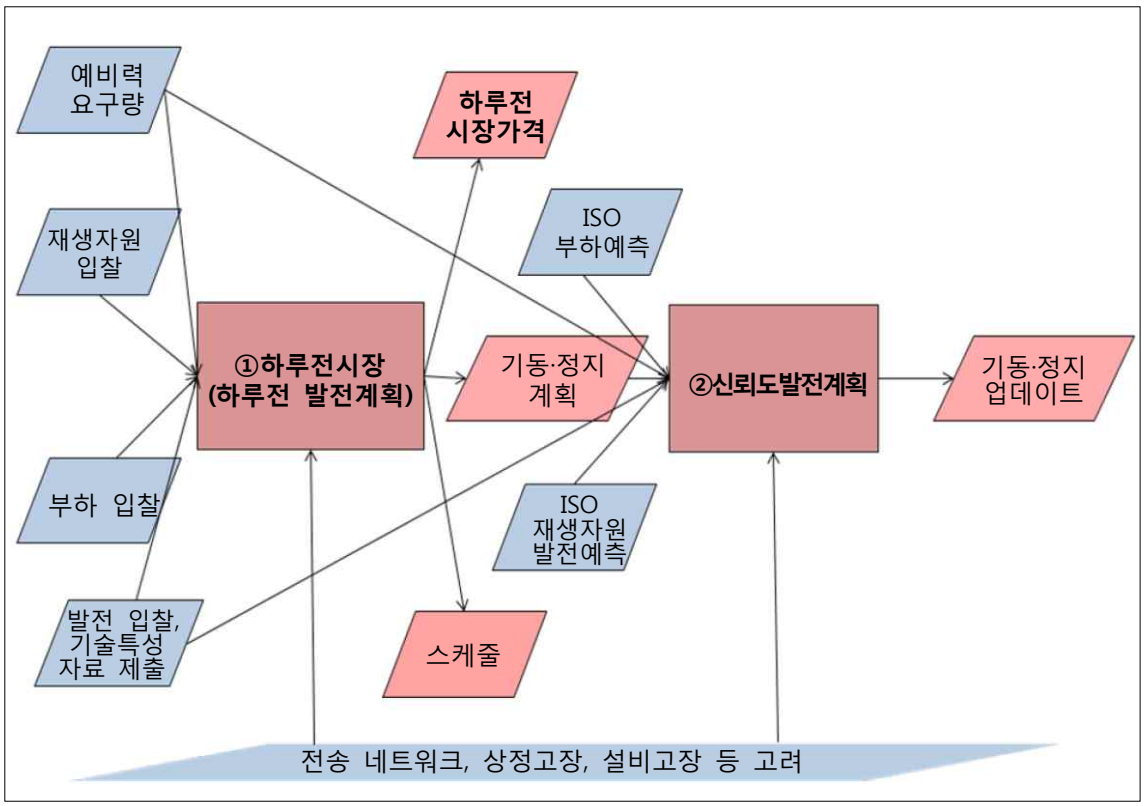
여, 기동시간이 긴 자원을 운영일 적정시간에 투입하기 위한 목적을 지니고 있다는 공통점이 있다. 따라서 신뢰도발전계획은 하루전시장 발전계획에 의해 할당된 자원을 철회하지 않는다.

그림5는 하루전시장의 운영 프로세스를 보여준다.

우선 ①번의 발전계획 부분을 먼저 살펴보자. 하루전발전계획은 발전사의 발전입찰과 판매사의 부하입찰을 토대로 예비력 요구량 및 설비제약과 네트워크*를 고려하여, 최적화를 수행, 시간대별 시장가격 및 설비별 기동·정지계획을 수립한다. 그 결과에 사업자의 부하입찰 및 재생에너지 입찰을 ISO가 수립한 부하예측 및 재생에너지 발전예측으로 대체하여 ②번의 신뢰도발전계획 최적화를 다시 수행한다. 업데이트된 설비별 발전계획(기동·정지계획)을 얻게 되는 것이다. 신뢰도발전계획은 하루전 발전계획에서 할당된 자원을 입력으로 하여 운영당일 신뢰도를 유지하기 위해 추가적인 설비를 확보하기 위한 계획이다.

* 발전계획에 네트워크(전력망) 고려시 DC 조류계산법이 이용된다.

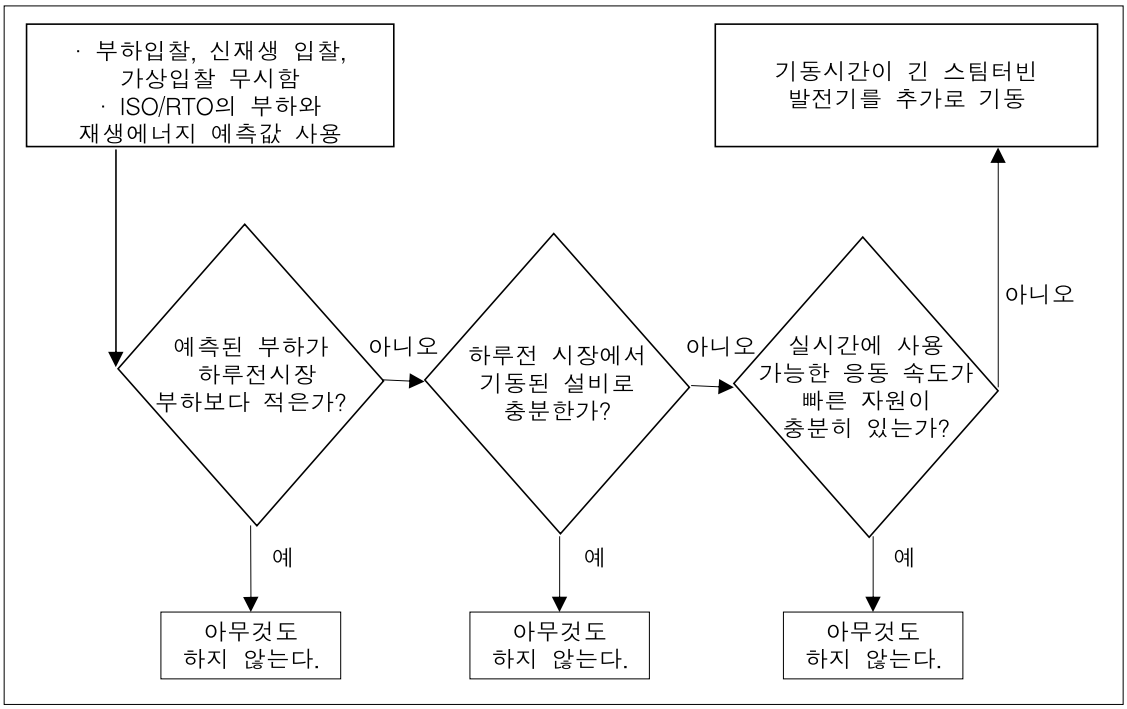
[그림 5] 하루전시장 운영 프로세스



출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

그림6는 신뢰도발전계획에서 기동시간이 긴 자원이 추가적으로 할당되는 프로세스를 도식화한 것이다. 보는 것처럼 부하입찰, 가상입찰, 재생자원 입찰을 무시하고, ISO의 예측값을 사용하여 최적화 프로그램을 수행한다. 예측부하가 입찰부하보다 크면, 시장을 통해 기동되기로 결정된 자원으로 다음날 부하를 감당할 수 있는지 여부를 판단해야한다. 공급자원이 부족하다고 판단되면 ISO는 실시간 시장에 참여하는 기동이 매우 빠른 설비가 충분한지 여부를 확인하고, 불충분하다고 판단되면 기동시간이 긴 스팀터빈 발전기에 추가로 기동 지시를 내린다. 이 과정에서 일부 ISO는 하루전시장에서 고려하지 않았던 상정고장 등 신뢰도 제약요소를 추가로 고려하기도 한다.

[그림 6] 신뢰도발전계획에서 추가자원이 할당되는 프로세스



출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

4.4.1.4 ISO별 하루전시장 비교

표15는 ISO별 하루전시장의 특징을 비교한 것이다. 하루전 시장의 명칭은 대부분 하루전시장(DAM)이라 한다. CAISO는 선도이며 에너지와 예비력의 통합시장임을 강조하여 통합선도시장(IFM)이라 명하고 있다. 판매하는 상품의 종류를 살펴보면 에너지를 기본 상품으로, ISO별로 세분화된 예비력 상품들이 존재한다. 시장 참여자의 입찰은 통상 오전 10시에 마감되며, 마감이 가장 빠른 기관은 NYISO로 새벽5시이고, 가장 늦은 시간은 11시이다. 하루전시장의 결과공표는 통상 오후

1:30, 3, 4시 사이이다. 하루전시장 발표 이후 연속적이고 반복적인 RUC가 수행되는데 RUC의 결과는 늦은 오후에 발표된다. 가장 늦게 발표하는 기관은 ISO-NE로 22시에 발표되어 운영일과 하루전시장의 간극을 실시간 1시간 전까지 조정하는 것으로 보인다. 표15의 '입찰마감시간'은 발전사업자나 부하공급사업자가 입찰서를 마지막으로 마감하는 시간으로 이 시점에 제출된 자료가 하루전시장 청산 시 사용되게 된다. 하루전시장 결과 공표는 시간대별 하루전 시장가격과 공급자원별 자원투입계획이 포함된다. 하루전 입찰마감 이후부터 신뢰도발전계획(RUC) 프로세스 종료까지 사업자의 입찰 수정이 허용되는 시장도 있고, 그렇지 않은 시장도 있다.

[표 15] ISO/RTO별 하루전 시장 특성 비교

	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
시장 명칭	DAM	DAM	DAM	IFM[11]	DAM	DAM[12]	DAM
상품 종류	① 에너지 ② Up-To Bid ③ 하루 전 스케줄링 예비력	① 에너지 ② 주파수 조정 ③ 운전 예비력 ④ 대체 예비력	① 에너지 ② 주파수 조정 up ③ 주파수 조정 down ④ 운전 예비력 ⑤ 대체 예비력	① 에너지 ② 주파수 조정 up ③ 주파수 조정 down ④ 운전 예비력 ⑤ 정지 예비력	① 에너지 ② 주파수 조정 up ③ 주파수 조정 down ④ 운전 예비력 ⑤ 대체 예비력	① 에너지 ② 주파수 조정 ③ 운전 예비력 ④ 정지 예비력 ⑤ 30 분 예비력	①에너지
입찰 마감	10:30 ET	11:00 EST	10:00 CT	10:00 PT	11:00 CT	05:00 ET	10:00 ET
결과 공표	16:00 ET	15:00 ST	13:30 CT	13:00 PT	16:00 CT	11:00 ET	13:30 ET
RUC 명칭	RAC[13]	FRAC[14]	RUC[15]	RUC	RUC	FLP[16]	RAA[17], SCRA[18]
RUC, DAM 관계	순차·연속 계산	순차·연속 계산	순차·연속 계산	순차·연속 계산	순차·연속 계산	상호반복 계산	순차·연속 계산
RUC 결과 발표	20:00 ET	20:00 EST	16:00 CT	13:00 PT	20:00 CT	11:00 ET	22:00 ET

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

신뢰도발전계획(RUC)의 발표시간은 모든 자원의 다음날 자원 투입 계획시간이 확

11) IFM(Integrated Forward Market) : 통합선도시장
12) DAM(Day-Ahead Market) : 하루전 시장
13) RAC(Reliability Assessment Commitment) : 신뢰도평가발전계획
14) FRAC(Forward Reliability Assessment Commitment) : 선도 신뢰도평가발전계획
15) RUC(Reliability Unit Commitment) : 신뢰도발전계획
16) FLP(Forecast Load Pass) : 예측부하패스
17) RAA(Reserve Adequacy Assessment) : 예비력적정성평가
18) SCRA(Security-Constrained Reserve Adequacy) : 안전도제약을 고려한 예비력적정성평가

정된 시기를 말한다. NYISO의 경우 특이하게 DAM의 결과가 RUC로, RUC의 결과가 DAM으로 상호 반복 계산되어 오전 11시에 동시 발표되는데, 이는 NYISO의 RUC가 ISO의 예측부하와 판매사업자의 입찰부하를 상호 반복하여 문제를 풀기 때문이다. ISO-NE는 한국과 같이 하루전 시장에서 예비력을 고려하지 않고 에너지만 확보한다. 대신 실시간 시장이 있어, RUC 이후 밸런싱을 위한 시장 메커니즘이 존재한다. 한국은 아직까지 하루전 시장과 실제적 계통운영 사이 간극을 보안할 수 있는 시장적 메커니즘(실시간 시장 등)이 마련되어 있지 않은 상태이다.

한국의 하루전시장 입찰마감은 오전10시, 결과발표는 오후3시이다. 한국은 미국과 달리 발전계획 수행 시 모든 제약(예비력, 발전기 자기제약, 계통제약 등)을 고려하지 않고 이상적인 상황을 전제로 시장가격을 도출하고, 이후 운영발전계획(오후6시 발표)에서 제약을 고려한 하루전 자원투입계획을 수립한다. 부하공급사업자인 한전은 부하입찰을 하지 않으며, ISO인 전력거래소의 부하예측에 전적으로 의존한다.

4.4.1.5 하루전시장 시장지배력 완화방안

하루전시장의 시장지배력 완화를 위한 조치는 '①감시대상에 대한 이행영향평가, ②입찰 가능 범위 제한, ③완화조치 적용'의 3단계로 이루어진다. 대부분의 ISO는 제약이 없는 지역에는 입찰상한제약만 적용하고, 제약발생 지역에는 추가적인 제재조치를 취한다. 예를 들어, PJM은 TPS[19] 테스트를 통해 수요충족이나 송전제약 완화에 필요한 공급자가 3개 이하인 경우 완화조치로 가격입찰을 무시하고 Cost Offer[20]를 적용한다.(Cost Offer는 한국의 비용입찰과 유사한 개념이다.)

입찰이 시장지배력 완화대상이 되면 ISO는 이행영향시험을 실시한다. 이행시험(conduct test)은 사업자가 해당 발전설비 유형에 대한 평균 변동비용보다 월등히 높게 입찰했는지 여부를 평가한다. 영향시험(impact test)은 해당 입찰이 시장가격에 의미 있는 영향을 미치는지 여부를 판단한다. 일부 ISO는 무부하비용 및 기동비용 입찰에 대해서도 완화조치를 적용하고 있는데, 이러한 입찰이 자원의 기동비용을 의도적으로 증가시킨다고 판단될 때 적용한다. 시장지배력 완화를 위한 시장감시 지표 및 분석방법에 대한 추가적인 설명은 [붙임] 문서를 참고하기 바란다.

---

19) TPS test : Three-Pivotal Supplier test
20) TPS≤1이면 비경쟁적시장으로 판단하여 Offer capping rule에 따라 Cost Offer 적용
(Cost Offer = Cost + Adder(10%))

[표 16] 하루전 에너지시장의 시장지배력 완화조치

기관명	입찰 및 신뢰도발전계획(RUC)	시장지배력 완화조치
PJM	◦ 입찰시 · 발전사업자는 일반적인 가격기반 입찰서 외에 비용기반 제안서를 별도로 제출해야한다. · 비용기반 제안서는 시장지배력 완화가 필요하고 시장제안서보다 비용제안서의 가격이 더 낮을 때 사용된다. ◦ RUC · 지역제약 발생 시 해당 지역에 TPS 테스트를 적용한다.	◦ 제약발생시 해당지역에 대한 TPS 테스트 수행 ◦ 입찰상한은 $1,000/MWh 로 설정
MISO	◦ 기동 · 물리적 및 경제적 용량 철회에 대한 이행영향시험 실시 ◦ RUC · 물리적 및 경제적 용량 철회에 대한 이행영향시험 실시	◦ 물리적 용량 철회 및 경제적 용량 철회에 대한 이행영향시험 실시
ERCOT	◦ RUC · 발전기 입찰에 대한 일반 또는 검증 가능한 단가 상한선이 있음	◦ 실시간 시장에서 비경쟁적 제약요소에 영향을 미치는 자원의 입찰은 완화조치를 취함 ◦ 일반적으로 독립 시장감시기관이 시장 전체에 작용하는 시장지배력을 감시 ◦ 시장 점유율 5% 이하 자원은 시장지배력을 갖지 않는 것으로 보고 완화조치 대상으로 보지 않음
CAISO	◦ 기동, 무부하, 운전모드전환 입찰 · 상한제 적용 · 상기 비용 관련 매출 부족분은 비용 지불 전 다른 시장 매출로 상쇄 · 예비력이 부족한 경우 ISO 는 가격입찰비용으로 복구 (이 경우 로컬 시장지배력을 완화를 위한 계약구조를 보유함)	◦ 3 가지 기본 메커니즘이 있음 · $1,000/MWh 로 입찰가격 상한제 설정 · 경제적 용량 철회, 물리적 용량 철회를 방지하기 위하여 매월 피크부하 2 개 중 1 개의 115% 용량을 제공해야 한다는 필수 제안요건을 두고 있음 · 송전제약이 혼잡으로 불완전 경쟁여건을 조성하는 경우 로컬 시장지배력 완화 메커니즘 작동
NYISO	◦ 입찰 · 생산비용 보증(Bid Production Cost Guarantees)에 대한 별도의 영향 상한선(thresholds)이 있으며, 빌링 시스템에 자동 적용 ◦ RUC · 신뢰도 때문에 할당된 자원에 대해서는 더욱 엄격한 이행영향상한이 적용	◦ 자동 시장지배력 완화규칙(Market Services Tariff Att. H)은 착수시험, 이행영향시험 등을 포함하여 광범위함 ◦ 물리적 측면과 경제성 측면의 보류원칙이 있고 시장 이행과 영향을 감지하기 위한 상한선이 있음 ◦ NYCA 규칙과 제약구간에 대해서는 더 엄격한 규칙이 적용됨(뉴욕).

기관명	입찰 및 신뢰도발전계획(RUC)	시장지배력 완화조치
ISO-NE	◦ RUC · 신뢰도 때문에 할당된 자원은 일반적 기준가격대비 검토를 거친 공급입찰(Supply Offers)을 활용하여 필요시 완화조치 수행 · NCPC[21]는 일반적으로 기준가격 대비 평가를 거친 입찰서를 활용하여 산출하고 필요시 시장지배력 완화 조치를 취함	◦ 시장감시부서는 특정조건에서 입찰을 완화하고, 가상거래를 제출하는 시장참여자의 시간당 FTR 가치를 높이는 기준상한선과 가상거래를 초과하는 NCPC 결제를 유발하는 시장참여자 행위를 파악할 권한과 책임이 있음 ◦ 시장감시부서는 기준가격보다 현저히 높은 가격으로 입찰서를 제출하는 자원에 대해 완화조치 가능성을 염두에 두고 검토함 ◦ 시장조작을 목적으로 작성된 것으로 추정되는 수요입찰(Demand Bids) 또한 감시대상임.
SPP	◦ RUC · 물리적 및 경제적 용량 철회에 대한 이행영향시험 실시 (상한가격 포함)	◦ 물리적 및 경제적 용량 철회에 대한 이행영향시험 실시 (상한가격 포함)

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

4.4.1.6 하루전시장 시장의 정산

(1) 시장정산금

하루전시장은 하루전 시장가격인 하루전-LMP로 정산된다. 부하공급사업자는 시간당 '부하량(MW)×해당 zone의 load-weighted day-ahead LMP'로 에너지 구매대금을 지불한다. 시장에서 낙찰된 발전기 및 자체계획을 제출한 발전사업자는 연계지점 LMP로 에너지 판매대금을 지급받는다. 혼잡과 손실 때문에 발생하는 지불금액과 지급받은 금액 사이의 차이는 '잉여금(surplus)'과 '렌트(rent)'라는 항목으로 ISO가 취합한다. 여기서 '혼잡렌트'는 FTR 지급에 사용되고, 한계손실을 중복 지급받아 발생한 '잉여금'은 다른 방식으로 사용되는데 일반적으로 비율에 따라 부하에 분배한다.

(2) 시장외정산금

시장외비용으로 '일괄지불금(make-whole payment)' 또는 '비용입찰보증(bid cost guarantee)'이라 불리는 보완장치가 있다. 이는 하루전시장, 신뢰도발전계획(RUC), 실시간시장에서 할당된 자원이 시장(에너지시장 및 예비력시장)에서 벌어들인 수익보다 비용(변동비, 무부하비, 기동비용)이 큰 경우 지급받게 되는 금액이다. (단, 자체발전자원은 일괄지불금을 지급받지 않는다.) NYISO와 MISO는 하루전시

21) NCPC : Net Commitment Period Compensation

장에 낙찰된 발전사업자가 실시간 시장에서 철회 요청을 받아 수익에 지장이 발생할 경우 실제 응동 실적과 관계없이 하루전 이익을 보장해주고 있다. NYISO는 이를 DAPAP[22]라 부르고, MISO는 DAMAP[23]라 부른다. 한국의 COFF(제약비발전전력량 정산금) 개념이 이와 유사하다.

4.4.2 실시간 에너지시장

실시간 에너지시장은 하루전시장 결과와 신뢰도발전계획(RUC)의 자정 전 업데이트 된 결과를 토대로 운영일전 야간에 물리적 운영을 개시한다. 실시간시장의 역할은 실시간 부하와 계통여건에 발전력을 맞추기 위해, 하루전 시장에서 할당된 자원의 출력을 조정하고, 필요시 새로운 자원을 투입하는 것이다. 실시간시장은 제일 최근의 기상조건을 반영한 재생에너지 출력예측, 송전망 및 발전기의 예방정비계획과 불시고장 등의 최신 정보를 반영한다. 모든 ISO는 하루전시장과 실시간시장의 차이가 클 경우를 대비하여 운영당일 사전 발전계획을 추가로 수행한다. 실시간시장은 5분 단위 시장가격(LMP)을 산출하며, 거래규모는 작지만, 실시간 시장가격 정보는 시장참여자 투자결정의 중요요소로 활용된다. 실시간시장은 안정적인 계통운영을 위해 적절한 가격신호를 제공해준다는 관점에서도 중요하다.(ISO는 심각한 설비고장 등 현안 발생시 비시장적 지시를 내릴 권한이 있다.) 이러한 이유 때문에 일반적으로 실시간시장 가격은 하루전시장가격보다 변동성이 크다. 예비력이 부족한 시점에 실시간시장 가격의 중요성은 더욱 높아진다.

4.4.2.1 실시간시장 일정

실시간시장은 통상 운영시점 1시간 전 입찰을 마감한다. 입찰이 마감되면 RTUC와 RTSCED 모듈이 규칙으로 수행되면서, ①발전기 기동·정지계획, ②급전계획(발전기 출력계획), ③예비력 계획을 수립하고, ④실시간 시장가격을 산출한다. 미국 전력시장의 경우 실시간 계획과 가격이 5분 단위로 결정된다. (하루전시장의 계획과 가격은 1시간 단위였다.)

22) DAPAP : Day-Ahead Profit Assurance Payment
23) DAMAP : Day-Ahead Margin Assurance Payment

4.4.2.2 실시간시장 입찰

(1) 공급 입찰

실시간시장의 공급자원 입찰방식은 하루전시장과 유사하다. 대부분의 자원이 하루전시장을 통해 투입되어있으므로, 이미 투입된 자원은 입찰을 3가지로 구분하여 제출하지 않아도 된다는 점이 하루전시장과의 차이점이다. 즉, RTSCED 수행 시 기동가격과 무부하가격이 사실상 무시된다. PJM과 ISO-NE는 하루전시장에 제출한 입찰서가 실시간시장에 그대로 적용된다. 이 경우 입찰자는 의도적인 물리적 용량 철회가 아닌 한 실시간 시장 마감 전까지 입찰내용을 조정할 수 있다. 가상거래자는 실시간시장가격 기준으로 하루 전 수량을 자동으로 재설정하기 때문에 실시간시장에서는 가상거래가 존재하지 않는다. 주목할 만한 부분으로 재생에너지에 대한 실시간 입찰방식인데, ISO마다 매우 다르다. NYISO 시장에서 풍력발전기는 자체발전계획(self-scheduled)이 아니라 급전(dispatch) 가능하여야 한다. 또한 풍력발전기의 최대용량이 ISO의 실시간 예측의 토대가 된다. 이에 반해 다른 지역에서는 재생에너지가 여전히 마이너스부하로 처리되는데, 경제적으로 필요한 경우에도 재생에너지를 차단할 수 없기 때문이다.

(2) 수요 입찰

실시간시장의 수요입찰은 통상 수요반응자원이다. 수요반응자원은 실시간시장에 참여하여 계획에 할당되고 실시간 시장가격에 영향을 미친다.

4.4.2.3 실시간시장 수행절차

(1) 전반적인 프로세스(RTUC→RTSCED)

실시간시장에는 스케줄링이 일련의 시리즈로 수행된다. 실시간시장 운영 전에 ISO는 RTUC[24] 프로세스를 실시한다. RTUC에 이어 RTSCED[25]가 수행되며, 그 결과로 실시간 시장가격 및 급전계획이 최종 결정된다. RTSCED는 발전제약, 송전제약, 예비력 등의 계통여건을 모두 고려하여 비용최소화를 목표로 선형 최적화 문제를 푸는 것이다. 발전기 기동 여부는 RTUC 과정에 이미 결정되기 때문에, RTSCED는 계통에 연결되어 운전 중인 발전기의 에너지 및 예비력에 대한 출력량만 결정한다. RTSCED 수행시 발전기의 증감발제약 및 송전제약 등이 매우 중요해지는데, 급전계획과 가격결정에 영향을 끼치는 경우가 많다.

(2) 중간단계 프로세스(RTUC)

24) RTUC(Real Time Unit Commitment) : 실시간발전계획
25) RTSCED(Real Time Security Constrained Economic Dispatch) : 안전도제약경제급전

RTUC 단계에서 자원의 투입여부를 결정하는 프로세스는 ISO마다 다양한 방식으로 진행된다. CAISO는 운영시점 1시간 전에 결정되는 단기발전계획(STUC[26])과 15분 전에 결정되는 실시간발전계획(RTUC)이 있다. NYISO의 경우 10분 및 30분 전 자원을 투입하는 실시간발전계획(RTUC)이 존재한다. PJM의 경우 GT 및 DR 기동을 위한 중간단계 계획과정을 ITSCED[27]라 부른다. RTUC는 기동이 빠른 발전기의 투입시기 및 복합발전기의 효율적 운영에 도움을 준다. 대부분 RTUC에서 산출된 가격은 권고 성격인 반면, CAISO는 15분시장(FMM[28])의 시장가격으로 사용된다.

[표 17] 실시간 계획 프로세스

구 분			PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
실시간시장	실시간 ED	명칭	RTSCED	RTSCED	RTSCED	RTED	RTD	RTD	UDS
		수행	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분
		단위	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분
		비고	단일	단일	단일	다중	단일	다중	단일
		최적화 대상	15 분	10 분	5 분	60 분	5 분	55 분~ 65 분	15 분
사전수행	실시간 UC	명칭	ITSCED	LAC	-	RTUC	SCED	RTC	-
		단위	5 분	15 분	-	15 분	5 분	15 분	-
		최적화 대상	2 시간	3 시간	-	1 시간~ 2 시간	2 시간	2.5 시간	-
	운영일 UC	명칭	-	Intra-day RAC	Intra-day RUC	STUC	Intra-day RUC	-	-
		최적화 대상	-	N/A	운영일의 잔여시간	4 시간	운영일의 잔여시간	-	-
	비상시 UC	명칭	-	-	-	RTCD	-	RTD-CAM	-
		look-ahead	-	-	-	10 분	-	10 분	-

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

(3) 비상시 프로세스

CAISO와 NYISO는 비상상황에 대비하기 위한 별도의 프로세스가 마련되어 있다. CAISO는 중대고장 발생시 적용하는 실시간비상급전(RTCD[29]) 프로세스가 있어 비상시 예비력을 추가로 확보한다. NYISO는 실시간급전-시정조치모드

26) STUC(Short-term unit commitment) : 단기발전계획
27) ITSCED(Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch) : 중간안전도제약경제급전
28) FMM(Fifteen Minute Market) : 15분시장
29) RTCD(Real Time Contingency Dispatch) : 실시간 상정고장대비 급전

(RTD-CAM[30])를 통해 출력지시값이 급격히 변화한 경우 상정고장 예비력을 활용할 수 있도록 한다. 이 모드는 평상시 비활성화 상태이며, 필요시 활성화 되어 다음 주기 RTUC, RTSCED 실행 전 변경된 조건을 신속히 반영하기 위하여 사용된다.

4.4.2.4 실시간시장의 정산

실시간시장의 정산은 하루전과 실시간의 에너지 차이를 토대로 계산된다. 예를 들어 A 발전기가 하루전시장에서 100MWh를 할당받았고, 실시간시장에 110MWh를 공급했다고 가정해보자. 이때 실시간시장 가격이 80원/kWh라면, 공급자는 에너지 차이(110-100)인 10MWh에 대해 80원/kWh로 가격을 받아 80만원을 실시간시장에서 벌게 된다. 반대로 발전기가 실시간에 하루 전보다 10MWh 적게 공급하면 그 발전사는 실시간시장가격으로 그만큼의 에너지를 되사서 공급해야한다.

하루전시장은 모두 사전적 접근방식을 취하지만, 실시간은 시장마다 다른 방식을 사용한다. 사전 접근법을 적용할 경우, 가격은 RTSCED 결과로 나온 급전계획에 따른 가격이 사용된다. 사후 접근법을 적용할 경우, RTSCED로부터 나온 가격은 급전가격(dispatch rate)이라 부르고, 사후가격은 급전계획에 결과로 나타난 실제적인 실적을 반영하게 된다. 사후가격이 적용된 경우 한계자원이 급전계획을 따르지 않으면 한계자원은 시장가격 설정에 배제된다.

미국시장은 실시간시장의 에너지 정산에 적용하는 시간도 상이한데, 모든 지역이 5분 단위 실시간 가격을 제공하지만, 대부분의 지역이 1시간 단위로 정산하고 있다. 즉, 1시간 내 12개 구간의 에너지와 시장가격을 평균하여 실시간시장을 정산한다. NYISO와 SPP는 5분 가격을 그대로 정산하고, ERCOT은 15분 간격으로 정산한다. MISO는 평균하여 시간당으로 정산함에 따라 비용을 복구할 수 없는 자원들에 대하여 PVMWP[31](가격변동보완 일괄지불금)를 적용해준다. 또한 대부분의 기관은 비시장적 ISO의 지시로 실시간시장에서 비용을 복구하지 못한 자원에 대해서 일괄지불금을 지불한다.

실시간시장에서는 실시간 수요에 대응하여 발전력을 맞추는 것이 굉장히 중요한 요소이므로 이에 대한 인센티브를 제공하기 위하여 여러 가지 방안이 강구되고 있다. 급전계획에 따라 움직이지 못한 공급자에게는 페널티를 부여하는 방식이다. 오차범위를 벗어난 경우 해당 사업자에게 벌금을 부과한다. 오차범위 및 페널티 부여방식은 ISO마다 상이하여, 어떤 ISO는 계획량 이상으로 발전한 양에 대해서는

30) RTD-CAM(Real Time Dispatch-Corrective Action Mode) : 실시간 급전 조정 모드
31) PVMWP(Price Volatility Make-Whole Payment) : 가격변동대응 일괄지불금

정산을 하지 않는 방법을 취하기도 한다.

[표 18] 실시간 에너지시장의 특성

구 분	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
명 칭	RTM[32]	RTM	RTM	RTM	RTBM[33]	RTM	RTM
입찰마감		30 분전		75 분전	30 분전	75 분전	
급전단위	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분	5 분
정산단위	1 시간	1 시간	15 분	5 분	5 분	5 분	1 시간
정산유형	사후	사후	사전	사후	사전	사전	사후
입찰상한	하계:$1,000 동계:$1,000	$1,000	$9,000	$1,000	$1,000	$1,000	$1,000
입찰하한	-$1,000	-$500	-$250	-$150	-$500	-$1,000	일반:-$150 DR:-$75
가격상한	없음	$3,500	없음	없음	없음	없음	없음
비 고	정산단위 변경예정 1시간→5분	정산단위 변경예정 1시간→5분	-	FMM 으로 15 분가격도 있음	-	-	정산단위 변경예정 1시간→5분
노드	1,950	2,380	750	3,000	750	500	900
존	20	6	4	3	17	11	8

* 노드(node)는 발전사업자가 적용받는 발전지점을, 존(zone)은 부하공급사업자가 적용받는 부하지역

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

실시간시장 정산과 관련하여 1시간단위 정산을 5분 단위 정산으로 바꾸는 작업이 대부분 지역에서 진행 중이다. 이는 재생에너지의 확대와 연관이 있다. 실시간의 가격변동성이 높아지더라도 실시간 변화에 대응하는 자원의 성능을 시장가격에 반영해야한다는 취지다.

한국의 경우 실시간시장이 없어 당일에 대한 발전계획 미세조정 프로세스(RTUC)가 없는 상태이나, 실시간 계획 정확도를 높이기 위해 관련 시스템 개발을 추진하기 시작하였다.

32) RTM(Real Time Market) : 실시간시장

33) RTBM(Real Time Balancing Market) : 실시간밸런싱시장

4.5 예비력시장

계통의 신뢰도를 보장하기 위해서 미국의 모든 송전사업자는 계통운영보조서비스를 확보하여야한다. 시장이 없는 지역은 FERC가 승인한 요금표에 따라 서비스 비용을 지불하며, 시장이 운영되는 지역은 보조서비스 중 일부를 시장을 통해 확보한다. 계통을 안정적으로 운영하기 위하여 ISO가 사용하는 수단은 아래와 같다. 표 19에서 보이는 것처럼 주파수조정, 운전, 대체예비력 부분은 에너지시장과 유사하게 시장을 통해 확보된다. 이를 예비력시장이라 한다. 하루전시장과 실시간시장 청산시 에너지와 예비력은 동시 최적화된다. 한국은 별도의 예비력시장이 없으며 모든 보조서비스가 요금제기반으로 정산되고 있다.

[표 19] ISO가 안정적인 계통운영을 위해 사용하는 계통운영보조서비스 분류

서비스 구분	확보방식	비고
무효전력 및 전압제어	· 발전기의 무효전력 공급 및 제어 서비스 · 고정비용기반요금제(static cost-based service)로 처리	요금제기반
블랙스타트	· 정전 발생시 계통을 복구하는데 필요한 자원 · 고정비용기반요금제(static cost-based service)로 처리	요금제기반
주파수조정	· 평상시 주파수를 60Hz로 유지하기 위한 서비스 · 역내의 제어편차(area control error)를 줄이는데 사용 · '주파수조정시장'을 통해 상품 공급, 시장가격으로 지불	시장기반 (예비력시장)
주파수응답	· 주파수에 자체적으로 반응하는 조속기를 통한 주파수의 급격한 저하 또는 상승 저지에 기여하는 서비스 · 의무사항(서비스 제공에 대한 별도의 비용 지불 없음) (단, ERCOT은 주파수응답 및 관성을 보조서비스 상품으로 정의)	의무사항 무상제공 (ERCOT 제외)
에너지 임밸런스	· 하루전 에너지시장과 실시간 사이에 발생하는 에너지의 임밸런스를 수정하기 위한 서비스 · '실시간 시장'을 통해 에너지를 추가 또는 감소 확보 · 보조서비스시장에 해당되지 않음(에너지시장에 해당)	시장기반 (실시간 에너지시장)
운전예비력 (synchronized reserve)	· 상정고장 발생시 실시간 수급균형을 맞추기 위해 운전 중인 발전기가 사용하지 않고 남겨둔 발전력 · '운전예비력시장'을 통해 상품 공급, 시장가격 지불	시장기반 (예비력시장)
대체예비력 (supplemental reserve)	· 예비력 소진 시 소진된 예비력을 대체하기 위함. · '대체예비력시장'을 통해 상품 공급, 시장가격 지불	시장기반 (예비력시장)

4.5.1 주파수조정예비력 시장

주파수조정서비스는 주로 자동발전제어(AGC)를 통해 제공된다.(ESS 등 에너지저장장치도 포함된다.) AGC 프로세스는 실시간 SCED 급전지시 사이에 적용되며 2~6초마다 신호가 나가도록 되어있다. 이후 언급될 상정고장대비 예비력과 달리 주파수조정예비력은 상시 부하변동에 대응하여 응동하는 자원이다. 이 서비스를 제

공하려면 유지보수비용이 상승할 수 있기 때문에 주파수조정은 일반적으로 가격이 가장 높은 편이다. 주파수가 상승하거나 하강하기 때문에 상향방향과 하향방향을 나누어 관리할 수 있다. 주파수조정예비력의 확보요건은 CPS1, CPS2 등 NERC의 밸런싱 기준에 따라 설정되며, 보통 ISO가 사전에 확보량을 공지하도록 되어있다. 표20은 ISO별 주파수조정예비력 확보량 및 산정 기준을 정리한 것이다. 주파수조정 서비스이 특성을 요약하면 표21과 같다.

[표 20] ISO별 주파수조정예비력 확보량 정의

ISO/RTO	주파수조정예비력 요건정의
PJM	· 피크기간 : 700MW (constant hourly procurement number on peak) · 오프피크기간 : 525MW
MISO	· 하루전시장 마감 전에 운영조건에 따라 하루에 한 번 시간당 다른 확보량 수립
ERCOT	· 이전 30 일과 작년 동월을 기준으로 사용된 주파수조정예비력의 98.8% 이상 확보하고, 설치된 풍력 비중으로 조정
CAISO	· 주파수조정 상향·하향(floor) 요건 : 350MW · 이 기준은 부하예측, 운영지침, 이전 CPS 이행실적, 발전계획 변경 등을 반영
SPP	· 주파수조정 상향, 하향 확보량이 시간대별로 다양하게 수립됨
NYISO	· 시간당 요건을 주중/주말, 일일 시간, 계절 등을 토대로 산정
ISO-NE	· CPS 이력을 토대로 시간당 다양한 요건 수립

[표 21] ISO별 주파수조정예비력 상품 특징

구 분	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
상품명	조정	조정	조정 서비스	조정(상향) 조정(하향)	조정(상향) 조정(하향)	조정	조정
상·하향 분리여부	혼합	혼합	분리	분리	분리	혼합	혼합
하루전시장 확보여부	×	○	○	○	○	○	×
실시간시장 확보여부	○	○	○	○	○	○	○
제어신호	2 초	4 초	4 초	4 초	4 초	6 초	4 초
최소규모 (MW)	0.1	1.0～5.0 (자원유형별)	0.1	0.5	1.0	1.0 (집합 가능)	·발전: 5.0 ·집합: 1.0
입찰상한 ($/MW)	$100	$500	$7,000	$250	$500	$1,000	·조정용량 $100 ·조정서비스 $10
입찰하한 ($/MW)	없음	-$500	$0	$0	-$500	$0	$0

[표 21] ISO별 주파수조정시장 특징 비교(계속)

구 분	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
신호 수	2	1	2	1	1	1	최대 3
지역구분	1 구역	7 구역	1 구역	2 구역 (+8 구역)	4 구역	3 구역	3 구역
마일리지 가격	인정된 최고 마일리지 입찰	인정된 최고 마일리지 입찰	N/A	한계용량 제공자의 마일리지 입찰	인정된 최고 마일리지 입찰	한계용량 제공자의 마일리지 입찰	인정된 최고 마일리지 입찰
입찰선정 과정	용량 및 마일리지 입찰을 토대로 예측비용과 기회비용 최소화	용량요건 충족	N/A	용량요건, 마일리지 요건 모두 충족	용량요건 충족	용량요건 충족	용량요건, 마일리지 요건 모두 충족
정확도 평가	정확도, 지연도, 정밀도를 점수화	예상 마일리지 대비 측정된 실제 마일리지 비교	N/A	캘린더 1 개월기준 신호제어 위한 최소성능 수준 25% 정확도	75% 이상 성능 시험 통과	성능지수는 허용 범위내에 있어야 함	응답률 80-90% 이외구간 비중 및 용량 5-15% 기준으로 성능 모니터링

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

현재 주파수조정시장의 공급자는 발전기의 조정예비력 용량(MW)에 대한 가격 입찰(단위는 $/MW-h)을 하는데, 일부 시장은 마일리지 입찰(단위는 $/MW-movement)을 한다. 조정예비력 용량은 대부분 시장에서 5분간 증감발률로 제한한다. ERCOT, CAISO, SPP는 주파수조정예비력 상품을 상향과 하향으로 구분하고 있으며, 대부분의 ISO가 하루전시장과 실시간시장에서 주파수조정예비력을 확보하는 반면, PJM과 ISO-NE는 주파수조정 상품을 실시간 시장에서만 운영하고 있다. 주파수조정예비력 참여 최소규모는 0.1MW에서 5MW까지 다양하며, 여러 시장에서 집합적 형태로 구성된 가상발전기의 참여를 허용하기 시작했다.

계통운영보조서비스 시장의 최근 동향으로, ①주파수조정성능요금 및 ②주파수조정 신호의 분리가 있다. 첫 번째로 성능요금에 관해 알아보자. FERC Order 755에 따르면 모든 ISO는 주파수조정 발전기의 기회비용 상실에 대한 용량요금(capacity payment) 및 성능요금(performance payment)(성능요금은 마일리지 또는 이동요금(movement payment)라고도 부른다.)을 모든 주파수조정 자원에게 지

불해야한다. 성능요금이란 자원이 실제로 움직인 성능을 측정하여 지불하는 금액으로 어떤 발전기가 50MW에서 60MW로 움직이면 10MW로 측정되고, 50MW에서 60MW로 출력을 상승시켰다가 다시 50MW로 출력을 조정하면 20MW로 측정된다. ISO마다 마일리지 비용, 마일리지 가격을 산출하는 방식, 정확도 인센티브를 지불하는 방식이 다양하게 정해져있는 상황이다.

두 번째로 PJM, ERCOT, ISO-NE는 주파수조정에 참여하는 자원에게 제공되는 AGC 신호 유형을 다양하게 허용하고 있다. PJM은 RegA 신호를 기존 자원에게 보내고, ACE의 고주파 요소인 RegD는 배터리 등 기동이 빠른 자원에게 제공한다. 신호가 분리되지 않은 지역의 경우 AGC 신호가 모든 주파수조정 자원에 대해 동일하게 내려가지만 자원별 증감발율이나 기타 특성에 따라 응동특성에 차이를 보일 수 있다. FERC Order 755에 따르면 주파수조정 신호 추종 정확도에 대한 인센티브가 설계되어 시장에 반영되어야 하는데 반영을 한 ISO도 있고, 개선 작업을 진행 중인 ISO도 있다.

4.5.2 상정고장예비력 시장

상정고장예비력은 발전설비나 송전설비의 갑작스러운 고장 정지에 대비한 상품이다. 상정고장대비 예비력은 크게 운전예비력과 정지 및 대체예비력 상품으로 나눌 수 있다. 대부분의 ISO는 운전 중인 자원에 대한 10분 예비력과 10분내에 응답 가능한 오프라인 자원의 예비력으로 상품을 구분한다. ISO-NE의 경우 예비력 상품이 더욱 상세한데, 30분 운영예비력 및 선도 예비력시장을 추가로 운영하고 있다. PJM과 ISO-NE는 하루전시장에서 상정고장예비력을 확보하는 메커니즘이 없는데, ISO-NE는 별도의 선도예비력시장으로, PJM은 하루전발전계획 수립시 '하루전 스케줄링 예비력'이라는 개념을 사용하여 보완하고 있다. 예비력상품의 시장가격은 PJM과 ERCOT은 단일 가격으로, 나머지 기관은 2~7개 지역으로 나누어 가격을 달리 책정하고 있다. 상정고장예비력에 대한 급전지시 발동 후 최소 지속시간은 30분이다.(SPP는 1시간 지속토록 규정하고 있다.)

상정고장예비력 필요량은 ISO 관할구역내 최대 상정고장을 토대로 산정된다. CAISO의 경우 최대상정고장 이상이면서 총발전량의 3%, 총부하량의 3% 이상이 되도록 예비력 요건을 결정하고 있다. 대부분의 ISO는 상정고장 예비력의 절반 이상을 운전예비력으로 확보한다.

[표 22] 상정고장 예비력 상품의 특징

구 분	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
운전 예비력	Tier1,2 SR (Synchronized Reserve)	SR (Spinning Reserve)	RR (Responsive Reserve)	SR (Spinning Reserve)	SR (Spinning Reserve)	SR (Spinning Reserve)	TMSR (10-minute Spinning Reserve)
정지 및 대체 예비력	NSR (Non-Synchronized Reserve)	SR (Supplemental Reserves)	NSR (Non-Spinning Reserve)	NSR (Non-Spinning Reserve)	SR (Supplemental Reserves)	NSR (Non-Spinning Reserve)	TMNSR (10-minute Non-Spinning Reserve) TMOR (30-minute Operating Reserve)
선도 예비력 시장	-	-	-	-	-	-	○ FRM 있음 (Forward Reserve Market)
하루전 시장 확보여부	×	○	○	○	○	○	×
실시간 시장 확보여부	○	○	○	○	○	○	○
최소 규모 (MW)	0.1	1.0	0.1	0.5	1.0	1.0 (집합적 형태 가능)	·발전: 1.0 ·DR : 0.1
입찰상한 ($/MW)	SR-Tier 2: 자원 유지 보수비 + $7.50/MWh margin	$100	$7,000	$250	$100	$1,000	·FRM $14/kW 월
입찰하한 ($/MW)	없음	-$100	$0	$0	-$100	미정	미정
최소입찰 규모(MW)	0.1	0.1	0.1	0.01	0.1	0.1	미정
지역구분	1 구역 (하위지정 가능)	7 구역	1 구역	2 구역 (+8 구역)	4 구역	3 구역	3 구역
급전지시 최소 지속시간	30 분	30 분	30 분	30 분	1 시간	30 분	30 분

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

대부분의 ISO는 하루전시장에서 상정고장예비력을 확보하여 운영일에 에너지

와 예비력을 동시 최적화하고, 실시간 시장에서 잔여분을 확보한다. ISO-NE는 2일전 선도시장(forward pre-day-ahead market)에서 예비력을 확보하여 하루전시장에 공급할 의무를 지니며, FRM은 정산되지 않는다. 잔여 필요요구량은 실시간시장에 부과된다. ISO-NE의 선도 예비력 확보는 신속한 발전을 유도하기 위한 것으로 용량시장과 유사하다. PJM은 하루전시장에서 '하루전계획예비력'을 사용하여 하루전 용량이 확보되도록 한다. 상정고장예비력 공급자는 용량(MW)과 용량가격($/MW-h)으로 입찰한다. 일반적으로 용량은 증감발률 10분으로 산정된다. 정지예비력을 입찰 할 경우 10분내에 기동되어 병입될 때 제공할 수 있는 용량으로 산정한다. 미국 전력시장에서 상정고장예비력 공급자는 실시간시장에서 무비용으로 거래를 제안할 수밖에 없는데, 이미 계통에 병입 된 상태인데다 기회비용만 발생하기 때문이다.

4.5.3 증감발예비력 시장

증감발예비력은 간헐성 자원의 출력변동성에 대응하기 위해 새롭게 등장한 서비스 상품이다. 이 상품은 실시간 증감발 능력이 충분하지 않을 경우를 대비하여 설계된 상품으로, 주파수조정예비력과 같이 평상시 사용된다는 특징이 있으나, AGC가 아니라 RTSCED에 따라 배치된다. 증감발 대응 능력이 부족하면 실시간 가격이 상승하여 혼란을 야기 시키므로, 선행단계에서 추가적인 증감발 시그널을 제공한다는 개념이다. 표23은 증감발예비력을 적용 중인 MISO와 CAISO의 특징을 비교한 것이다.

[표 23] 증감발예비력 상품의 특성

구 분	MISO	CAISO
상품명	Up & Down Ramp Capability	· 제약 : Flexible Ramping Constraint · 상품 : Flexible Ramping Product
시간요건	10 분	15 분, 5 분
용량요건	불확실성 표준편차 예측오차 + 2.5	불확실성 예측오차 95% (+ 95th % 구간)
관련 시장 또는 절차	· 하루전시장 · 실시간 선행 기동 · 실시간시장	· 제약 : 실시간시장만 해당 · 상품 - 15 분 시장(FMM) - 실시간경제급전(5 분)

MISO는 확보된 증감발 자원으로 10분 선행(향후 5분간격 두 차례의 증감발 용량 신호 제공)에 활용되고, CAISO는 FMM시장에서 15분 간격 두 차례와 5분 간격(다음 15분 대응 및 5분 간격에 사용될 증감발 용량) 신호를 제공한다. 증감발예비력은 예상되는 변동성과 기존의 증감발 계획량의 오차를 줄이려는 노력으로, 선행단계에서 증감발예비력이 추가 확보되면, 실시간 에너지시장의 가격 변동성은 줄어들고, 예비력 금액이 증가하게 된다. MISO와 CAISO는 희소가격 및 수요예측과 비교하여 운영 이점이 있는 경우에만 증감발 용량을 확보한다.

4.5.4 예비력시장의 가격 책정

시장기반 서비스인 주파수조정, 상정고장, 증감발예비력 상품은 시장가격으로 청산되며, 에너지와 예비력이 동시 최적화된다. 시장청산가격은 한계입찰 또는 최적화의 dual value인 잠재가격(shadow price)이 되어 기회비용(에너지 제공시 수익을 얻게 되는 설비를 사용하지 않아 발생하는 손실)이 예비력 가격에 반영된다. 예를 들어, 어떤 발전기가 예비력을 제공하기 위하여 에너지를 덜 생산해야한다고 가정해보자. 이 발전기의 운전비용은 70원/kWh이고, 에너지시장가격은 80원/kWh라 하면, 이 발전기는 에너지를 덜 생산함으로써 기회비용 10원/kWh를 잃게 된다. 즉 예비력이 1MW 더 필요하게 되면 8만원인 발전기가 1MW 더 줄여야하고, 이와 같이 예비력 한계비용이 기회비용과 같아진다.

미국 예비력시장은 모든 예비력 상품을 함께 최적화하고 cascading 한다는 특징이 있다. Cascading의 개념은 응동 속도가 빠른 가치 있는 예비력이 가장 높은 시장가격으로 보상받도록 하는 것이다. 이를 위해서 다음의 두 가지 요건을 만족시켜야 한다. ①성능이 좋은 자원은 성능이 느린 자원을 대체할 수 있다. ②예비력시장이 순차적으로 열리는 것이 아니라 통합 개설된다. 즉 주파수조정시장, 운전예비력시장 등이 순차적으로 열리는 것이 아니라 각각의 시장이 동시에 열려 함께 최적화 된다. 이렇게 구성하면 가격역전 현상이 발생하지 않는다.

또한 최근 동향으로 주파수조정예비력은 성능가격제를 포함한다. ERCOT을 제외한 모든 ISO는 시장청산 마일리지 가격(market-clearing mileage price)를 산정한다. 모든 ISO에는 예비력시장에는 희소가격(scarcity prices, shortage prices)이 책정되어 있다. 이 가격은 시장이 예비력 확보량을 만족시키지 못할 때 에너지와 예비력시장에 적용되는 가격이다. 예비력 부족이 발생할 때, 희소가격은 에너지시장가격에 영향을 미친다. 자원이 여전히 에너지를 제공하고 있는데, 희소가격이

설정되면, 이를 예비력으로 제공해서 더 벌 수 있었던 기회비용이 발생한다. 예비력 시장에 자원을 투입하면 더 많은 수익을 올릴 수 있기 때문이다. 입찰상한이 있는 시장에서 희소가격의 목적은 예비력 부족시기에 단기적 수급균형을 맞추기 위한 강력한 인센티브를 제공한다는 것이다. 또한 이 시장신호는 발전설비 투자의사결정에 중요한 영향을 미친다.

[표 24] 희소가격 설정(Scarcity pricing)

구 분	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
주파수 조정 예비력	N/A	월별 피커 근접 가격 (Monthly peaker proxy price)	·5MW 미만 공급부족: $250 ·5MW 이상 곡선적용: $300-$7,000	·84MW 이상 공급부족: 증발:-$200 감발:$700 ·32-84MW $600 ·32MW이하 $500	$600	·80MW 이상 공급부족: $400 ·25-84MW $180 ·32MW미만 $80	$100
10 분 운전 예비력	$850	·10% 미만 공급부족: $65 ·10% 이상 공급부족: $98	운전 예비력 가격 추가자 기준 비선형 곡선범위 $0～$9,000	$100	$200	$500	$50
10 분 정지 예비력	$550	계통전체 운영예비력 위반범위가 4% 미만: 최소 $200 최대는 ($1,100～$3,400)	정지 예비력 가격 추가자 기준 비선형 곡선범위 $0～$9,000	210MW 이상 부족:$700 70-210MW :$600 70MW 미만 $500	$1,100	$450	$850
장기 (30 분) 예비력	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	30 분예비력 400MW 이상 부족시 $200 200～400MW 는 $100 200MW미만 $50	30 분 운영 예비력: $500 대체 예비력: $250
증감발 예비력	N/A	상하 증감발 용량: $5	N/A	증발: $11.55～47.59 감발: $2	N/A	N/A	N/A

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

4.5.5 기타 요금제 기반 계통운영보조서비스

4.5.5.1 무효전력서비스 보상

전압제어, 무효전력 제공, 자체기동 서비스는 요금제로 확보되고 있다. 이 서비스가 시장이 아니라 산정된 요금에 기반을 두는 이유는 서비스가 지역에 국한되고 경쟁이 불충분하기 때문이다. 그러나 최근 비동기 재생에너지 비중이 높아지면서 전압제어 부분도 시장기반으로 바꾸어야한다는 이니셔티브와 하이브리드가 필요하다는 의견이 나오고 있다.

현재 ISO는 요금제(tariff-based rates and formulas)를 통해 무효전력 제공 자원을 보상한다. 대부분 용량과 준비요금(provision)에 대해 보상하는데 일부 ISO는 FERC가 승인한 AEP 방법론을 사용하여 용량정산금을 결정하고, 다른 ISO는 정산에 따라 금액을 조정한다. 준비요금(provision)은 에너지시장가격과 기회비용을 토대로 산정된다. 2014년 FERC가 조사한 ISO의 무효전력 보상방식은 다음과 같다.

[표 25] 무효전력 보상방식

기관명	무효전력 보상방식
ISO-NE	◦ 용량(Capability)과 준비(provision)에 대해 지급 ◦ 용량요금 : AEP 방법론을 활용 ◦ 준비요금 : 무효전력 생산/흡수에 소요된 비용 + 에너지시장 기회비용
NYISO	◦ 용량(Capability)과 준비(provision)에 대해 지급 ◦ 용량요금 : 정산금 기준 ◦ 준비요금 : 무효전력 생산/흡수에 소요된 비용 + 에너지시장 기회비용 ◦ 보상수준은 자원유형에 따라 다름
PJM	◦ 용량(Capability)과 준비(provision)에 대해 지급 ◦ 용량요금 : 고정비용이 AEP 방법론에 따라 산출되고, FERC에 보고함 ◦ 준비요금 : 무효전력 생산/흡수에 소요된 비용 + 에너지시장 기회비용 ◦ 보상수준은 자원유형에 따라 다름
MISO	◦ 용량(Capability)에 대해 지급 ◦ 용량요금 : AEP 방법론을 활용 ◦ 무효전력서비스 보상을 원하는 자원은 위원회에 신청하여 비용기반 수익 요건을 소명하여야 함
SPP	◦ 준비(provision)에 대해 지급 ◦ 표준범위 이상에 대해 유자격 발전기의 월간 무효전력량을 곱하여 월별 무효전력 보상요금을 산정
ERCOT	◦ 준비(provision)에 대해 지급 ◦ 에너지시장 기회비용으로 산정
CAISO	◦ 준비(provision)에 대해 지급 ◦ LMP와 RMR 계약을 토대로 산정

출처 : Staff Report-Payment for Reactive Power in AD14-7(FERC, 2014)

4.5.5.2 자체기동서비스의 보상

블랙스타트 서비스는 전 계통 정전 이후 계통복구를 위해 필요한 서비스로, 외부의 전원공급 없이 발전기가 자체적으로 기동 가능해야하며, 주파수와 전압의 다양한 스펙트럼 범위에 대해 견딜 수 있고, 상당기간(예, 16시간)동안 정격출력을 유지할 수 있어야한다. 자체기동서비스는 비용기반 복구 메커니즘에 따라 월 단위 계약형태로 확보된다. 자체기동서비스 제공자에 대한 보상방식은 아래와 같다.

[표 26] 자체기동서비스 보상방식

기관명	무효전력 보상방식
ISO-NE	◦ 자체기동자원은 블랙스타트 서비스를 제공할 자격을 갖추어야 하고 서비스를 제공할 수 있어야함 ◦ 자체기동자원은 ISO 가 선정함 ◦ 요금은 블랙스타트 표준요금이나, 발전소별 특정 요금(blackstart station -specific rate)을 적용 받음 ◦ 비용에는 유지보수비, 자본비, CIP(Critical Infrastructure Protection, 중요 인프라 보호), CIP 유지보수비, 핸디-휘트만 지수(Handy-Whitman Indexes) 기준 연간 조정 등이 포함 ◦ 블랙스타트 비용은 월별 지역부하 비중에 비례하여 송전고객이 분담
NYISO	◦ 블랙스타트 요금은 자본, 고정운영, 복구서비스 장비 관련 유지보수비, 연간 교육훈련비, 블랙스타트 용량시험 관련 연간 비용 등을 고려 ◦ 블랙스타트 비용은 뉴욕주 제어구역별 부하(New York Control Area load) 비중대로 고객이 분담
PJM	◦ 블랙스타트 요금은 서비스 고정비, 블랙스타트 서비스 변동비, 교육훈련비, 연료저장비 합계의 110% 수준으로 산정 ◦ PTP(point-to-point) 고객에게 비용이 1 차 분담되고, 잔액은 송전구역 부하 네트워크고객이 부담
MISO	◦ 블랙스타트 보유사업자는 초기에 최소 3 년 동안 블랙스타트 서비스를 제공 ◦ 블랙스타트 요금은 블랙스타트 고정비, 블랙스타트 변동비, 교육훈련비, 납세비(compliance costs) 등을 포함해 직접 발생하지는 않지만 용량 제공에 필요한 비용이 포함 ◦ 블랙스타트 비용은 MISO 의 첨부 O 서식에 따라 고객이 분담
SPP	N/A
ERCOT	◦ 블랙스타트 서비스는 1 년에 2 회 경쟁 입찰 절차를 거쳐 선정하고, ◦ ERCOT 이 최소 비용으로 신뢰도 기준을 맞출 수 있도록 자원 선정 ◦ 낙찰된 자원은 절차를 통해 결정된 시간 당 블랙스타트 '대기료(standby fee)'로 지불 받음 ◦ 자원 이용률이 기준선(현행 85%) 이하일 때 감발 ◦ 부하 대행 Qualified Scheduling Entities 는 부하 비중대로 블랙스타트 비용을 분담
CAISO	◦ 블랙스타트 및 계통복구 서비스는 '신뢰도 필수 운영계약' 형태로 계약

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

4.6 용량시장

4.6.1 용량시장 도입 배경

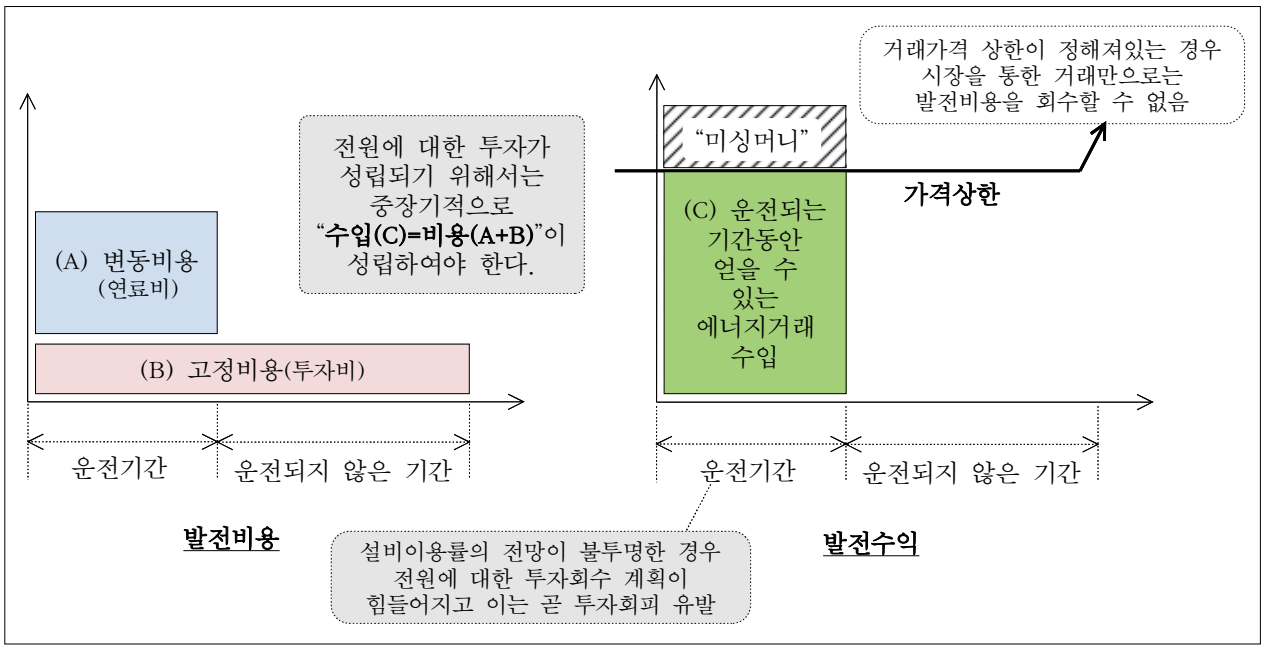
전력시장이라는 것은 발전사업자가 시장에서 벌어들인 거래수입으로 전기를 생산하는데 필요했던 모든 비용(고정비+변동비)을 회수한다는 이론[34]을 전제로 한다. 그러나 실제로는 여름철 피크발생 시점과 같이 시장가격이 높이 형성되어야하는 시점에 시장가격은 가격상한제약[35]이 있어 비용회수가 불가능하고 이는 곧 시장에서 에너지를 판매(kW-h)하여 얻은 수입만으로는 수요를 충족시킬 만큼의 충분한 공급자원을 확보할 수 없지 않느냐는 논의[36]를 제기하게 만들었다.

○ 상한제약 방식

- 입찰상한(Offer Cap), 가격상한(Price Cap), 정산상한(Settlement Cap)

위의 논의를 개념화하면 아래 그림7과 같다. 발전에 필요한 비용을 에너지시장을 통한 판매수입으로 회수하려고 하는 경우, 공급자원에 대한 투자가 성립하기 위해서는 중장기적으로 수입이 비용과 같아질 필요가 있다.

[그림 7] 발전사업자의 비용회수 방법



34) Classic Competitive Equilibrium theory
35) 한국의 경우 '정산상한가격'으로 제한(전력시장운영규칙 2.4.4조 pp.28)
36) missing money problem라고 부른다.

4.6.2 용량보상의 의미

그림7에서 언급된 것과 같이 전력시장에서 에너지를 판매하여 얻는 수입을 보완하는 새로운 메커니즘을 도입함으로써 공급자원 건설과 관련되는 투자회수의 예견성을 높이자는 것이 용량보상 메커니즘의 기본적인 취지이다. 미국의 용량시장을 살펴보면 용량시장이 에너지시장의 효율성을 훼손시키지 않도록 설계하는 부분을 매우 신중하게 다루고 있음을 알 수 있다.

[그림 8] 용량보상 메커니즘

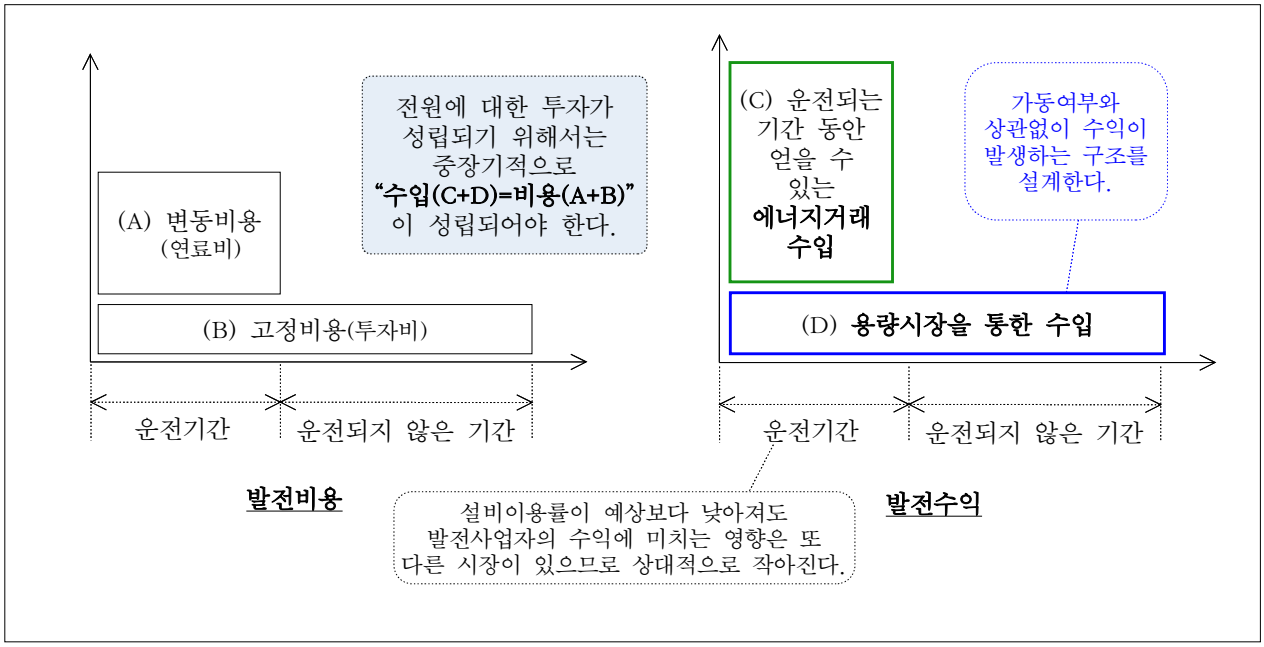


그림8은 용량보상 메커니즘을 도입한 경우 발전에 필요한 비용을 에너지시장(실제적인 발전량(kW-h)을 거래하는 도매전력시장)과 용량보상 메커니즘(미래의 용량(MW)을 거래하는 선도시장) 양쪽의 수입으로 회수하는 것을 보여준다. 국내 전력시장은 발전기의 가용용량(Availability, MW)에 대해 용량요금(CP, Capacity Payment)을 지급하는 방식으로 처리되고 있다. 용량요금이 행정적으로 결정되므로 용량가치에 대한 가격발견(Price discovery)이 이루어지지 않아 보상수준에 대한 논란의 소지가 언제나 상존하게 된다. 경쟁적 용량보상 메커니즘인 용량시장은 용량가치에 대한 가격발견이 이루어질 수 있다. 또한 수요자원(DR)이 용량시장을 통해 수요측의 최대전력 절감노력을 발전자원과 동등하게 취급하여 거래할 수 있게 되면 수요자원 활성화 및 활용도를 높일 수 있다.

4.6.3 자원적정성 확보 기준

ERCOT을 제외한 미국의 모든 ISO는 '자원적정성요구조건(resource adequacy requirement)'을 가지고 있다. 자원적정성요구조건은 ISO 또는 주정부가 주도하여 수립하며, 최대부하를 만족시킬 수 있는 충분한 자원의 확보를 목표로 한다. ERCOT은 미국 내 유일한 "에너지 유일 시장(energy only market)"으로 에너지 시장의 가격이 설비투자를 유도할 수 있다고 본다. ERCOT의 에너지시장은 가격상한이 없고, 입찰상한이 $9,000로 다른 ISO보다 매우 높게 책정되어 있어, 피크시점에 시장가격이 높아지는 것을 수용하고 있다. 나머지 ISO는 자원적정성요구조건 준수를 위한 메커니즘으로 중앙집중적 용량시장, 양자간거래, 자체준수 등의 방법을 사용한다. 용량시장을 운영하는 ISO는 ISO-NE, NYISO, PJM, MISO의 4개 기관이다.

먼저 ISO별 자원적정성요구조건 산정기준을 살펴보면 표27과 같다.

[표 27] 자원적정성요구조건 기준

기관명	신뢰도 기준	비고
PJM	0.1 LOLE	◦ LOLE 기반으로 타켓 예비력 마진이 결정됨 ◦ PJM 용량시장에 여러가지 입력요소들이 고려되어 계산됨
MISO	0.1 LOLE	◦ MISO 가 매년 계산함 ◦ 2014 년 설비예비율은 16.7% 였으나, 다양한 요소를 고려하여 부하공급사업자가 책임져야 할 예비력 마진은 11.3%로 결정됨
NYISO	0.1 LOLE	◦ 2015 년의 설비예비율은 17.0%였음 ◦ 상기 수치는 풍력을 포함한 모든 자원의 명판 설비용량이 반영된 것임 ◦ NYISO 용량시장에는 derated 유효용량(UCAP)이 적용됨
ISO-NE	0.1 LOLE	◦ 0.1LOLE 를 기준으로 용량이행기간(CCP, Capacity Commitment Period)에 대해 설비용량요구량(ICP, Installed Capacity Requirement) 매년 계산함
SPP	2.4 LOLH	◦ 스팀발전기의 설비마진은 12%, 수력은 9%로 설비유형별로 예비력 마진이 다르게 설정되어 있음
CAISO	15-17% 예비력 마진	◦ 2017 년 설비예비율은 16%임

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

* LOLE(Loss of Load Expectation) : 공급지장기대치로 0.1은 10년에 1일 공급지장 허용을 의미
* LOLH(Loss of Load Hours)

4.6.4 용량시장

4.6.4.1 부하공급사업자의 의무

자원적정성요구조건을 가진 지역의 부하공급사업자는 부하비율에 따라 용량확보 의무를 지닌다. 부하공급사업자는 자체공급, 양자간계약, 용량시장을 통해 의무를 준수할 수 있다. 용량확보에 실패하면 패널티가 부과되므로 용량부족 현상은 거의 발생하지 않는다.

4.6.4.2 용량자원의 자격

ISO에 따라 다르나 용량자원은 발전기뿐만 아니라 수요반응, 저장장치, 에너지효율자원을 포함할 수 있다. 각 기술은 피크시간대에 가용성에 따라 용량의 기여분이 다르게 평가된다. 용량시장에 참여하는 자원은 입찰할 수 있는 총 용량을 결정하기 위한 용량검증 프로세스를 통과해야 한다. 전통적인 화력발전은 최대발전용량(MW) 및 예방정지일수를 기준으로, 수력은 과거 발전실적 및 피크시간대 가용성을 기준으로 평가된다. 풍력 및 태양광과 같은 재생에너지는 발전예측량 함수를 기준으로 한다. 재생에너지는 용량시장에 참여하는 새로운 자원으로 용량의 등급을 계산하기 위한 방법론이 한참 개발 중이다. 표28은 현재까지의 기준을 정리한 것이다.

[표 28] 재생에너지 용량산정 기준

기관명	용량설정법	설정방식
PJM	근사적 방법: 피크시간 평균생산량	◦ 기설설비 - 6-8 월 14:00-18:00. 여름피크시간대 3 년연속평균실적계수 ◦ 신설의 경우 : 기설 평균을 적용하여 풍력 13%, 태양광 38%
MISO	ELCC: 피크시간 근사법	◦ 풍력에 대한 ELCC 는 14.7%(2015-16 년에 대한) ◦ 풍력외자원(태양광 등) - 6-8 월 15:00-17:00 3 년연속 순출력 - 3 년연속 없는 경우는 6-8 월 15:00-17:00 최소 연속 30 일 실적 필요
NYISO	근사적 방법: 피크시간 평균생산량	◦ 기설설비 - 6-8 월 14:00-18:00, 10-2 월 16:00-20:00 에 측정된 발전실적 ◦ 신설 풍력 - 여름용량 : 명판용량의 10%(육상풍력), 38%(해상풍력) - 겨울용량 : 명판용량의 30%(육상풍력), 38%(해상풍력) ◦ 신설 태양광 : 36-46%(여름), 0-2%(겨울)
ISO-NE	근사적 방법: 피크시간	◦ 기설 태양광 및 풍력 - 여름철 용량 크레딧: 06-9 월 13:00-18:00 5 년연속 평균실적 - 겨울철 용량 크레딧: 10-5 월 05:00-19:00 5 년연속 평균실적 ◦ 신설 태양광 및 풍력 : on-site 데이터를 기준으로 함
SPP	근사적 방법: 피크시간	◦ 풍력 발전소가 피크부하 상위 3% 동안 출력의 60% 이상을 발전한 기간의 월간 출력 수준 ◦ 3 년 이하 운영된 설비는 설비 데이터를 사용할 수 있으나, 4 년이상 운전된 설비는 발전실적 필요

기관명	용량설정법	설정방식
ERCOT	근사적 방법: ELCC 모델	◦ 풍력 : 전년도와 이전 10년동안 여름과 겨울철 최대피크부하시간 20시간 동안의 평균 실적을 평균 용량 계수로 사용 (계산시 육상 및 해상풍력 차별화 함) ◦ 태양광 : 200MW까지 명판설비용량의 100%, 초과 용량은 3년동안 최대피크부하시간 20시간동안의 용량 계수
CAISO	근사적 방법: ELCC 모델	◦ 용량은 매월 설정 ◦ 1-3월 16:00-21:00, 11-12월 13:00-18:00 3년 평균 실적 ◦ 현재는 70% 초과 계수 ◦ 용량가치에 대한 다양성 혜택이 추가됨

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

4.6.4.3 용량자원의 의무

모든 ISO에서 급전가능한 용량자원은 하루전에너지시장에 입찰하여야 할 의무가 있다. 하루전 시장에서는 낙찰되지 않은 경우 실시간 시장 및 보조서비스 시장에 의무적으로 입찰해야하는지 여부는 ISO마다 다르게 설계되어 있다.

4.6.4.4 용량시장 선도기간 및 투입방식

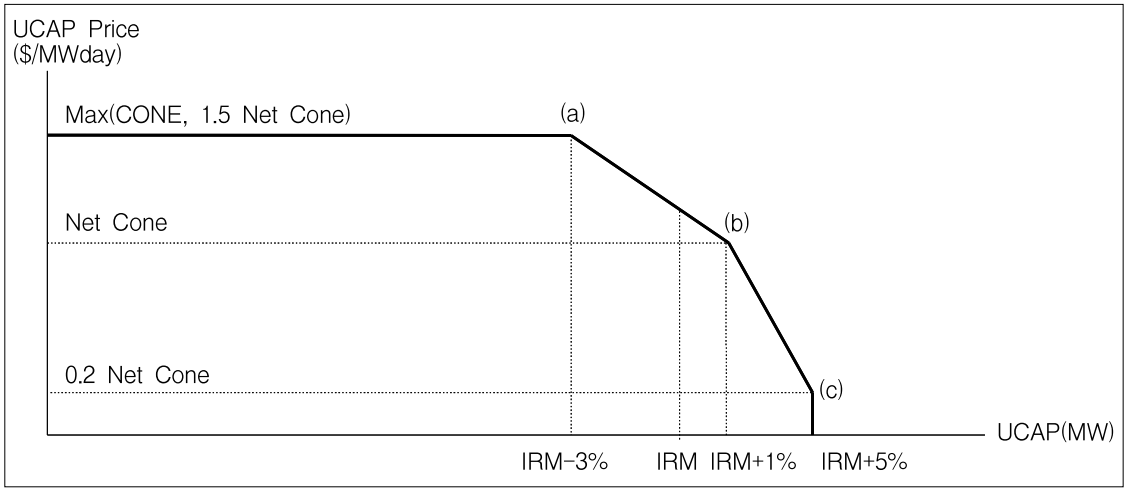
용량시장의 3가지 요소로 ①선도기간(얼마나 먼저 열리는지), ②인도기간(실제로 용량자원을 제공해야하는 시점), ③계약기간(자원을 제공해야하는 기간)이 있다. 선도기간이 길면 자본이 많이 들어가는 발전소의 건설에 도움이 되지만 너무 길면 불확실성이 증가할 수 있다는 단점이 있다. 이에 PJM과 ISO-NE는 3년 선도시장을 열고 있다. 계약기간은 PJM, ISO-NE, MISO는 1년, NYISO는 6개월이다. 신규투자를 위한 인센티브로 ISO-NE는 신규자원에 대한 계약기간은 5년을 제공한다.

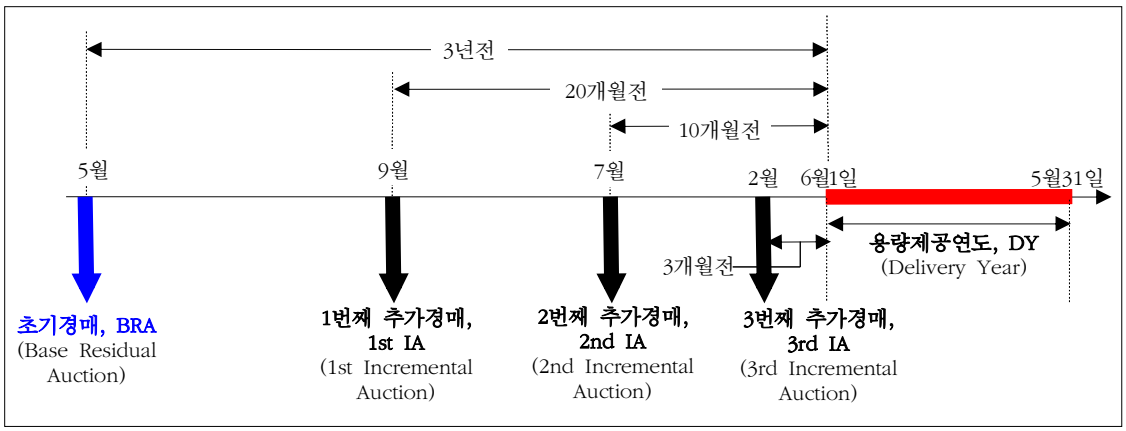
4.6.4.5 시장가격의 결정

ISO-NE, NYISO, PJM은 에너지시장 경매와 유사하게 공급입찰과 수요의 교차점에서 용량시장 가격을 결정한다. 수요는 우하향곡선으로 신뢰도 요구량에 대한 용량가격 투입의 최고가격과 연관된다. 즉 용량자원이 신뢰도요구량보다 작으면 가격이 높아지고, 용량자원이 신뢰도요구량보다 많으면 가격은 낮아진다. 수요곡선은 새로운 발전소를 짓는데 들어가는 자본비용에 에너지시장의 수익을 뺀 순수익(CONE, Cost of New Entry)을 기준으로 그려진다.

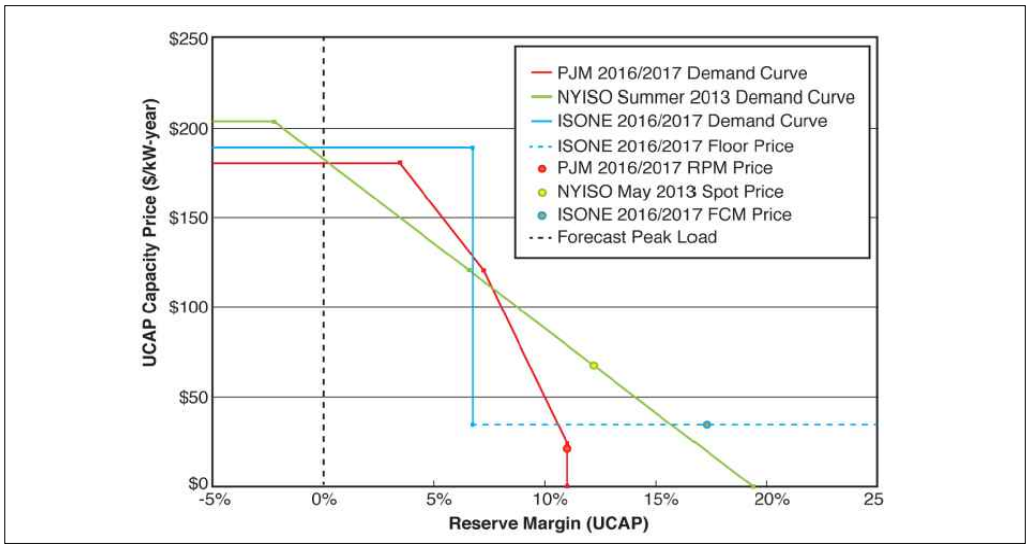
그림9는 PJM의 용량시장 수요곡선이다. PJM의 용량시장 수요곡선은 용량에 대한 목표량, 신규진입 비용, 에너지시장 및 보조서비스시장 수익 상쇄에 따라 결정된다.

[그림 9] PJM의 용량시장 수요곡선 및 경매일정





[그림 10] ISO별 용량시장 수요곡선



출처 : Ilustration of capacity demand curves(FERC 2013)

[표 29] 용량시장 특징비교

	PJM	ISO-NE	NYISO	MISO
용량시장 명칭	RPM (Reliability Pricing Model) 신뢰도가격모델	FCM (Forward Capacity Market) 선도용량시장	ICAP (Installed Capacity Market) 설비용량시장	PRA (Planning Resource Auction) 자원계획경매시장
우하향 수요곡선	있음	있음	있음	없음
수요가격	Net Cone	Net Cone	Net Cone	Net Cone
입찰최소가격	있음	있음	있음	없음
의무입찰 조건	◦ 하루전 에너지시장	◦ 하루전 에너지시장 ◦ 실시간시장	◦ 하루전 에너지시장	◦ 하루전 에너지시장
선도기간	3 년	3 년	1 달	2 달
계약기간	1 년	1 년	6 개월	1 년

출처 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)

4.7 시장제도 개선 동향

대부분의 ISO에서 보조서비스 시장제도 개선작업을 진행 중이다. 개선 동기는 재생에너지 증가, 배전이하 자원 증가, 신기술 도입, 에너지저장장치의 등장 등이 있다. 특히 MISO와 CAISO가 증감발예비력 상품을 도입한 것이 주목할 만한 변화이며, ERCOT은 1차 주파수응답, 신속 주파수응답(Fast Frequency Response Service), 관성서비스(Synchronous Inertia Service)에 관심을 두고 새로운 상품을 개발하였다. PJM은 주파수조정예비력 신호를 세분화하여 기존 자원을 위한 신호(Reg A)와 신속대응 자원 신호(Reg D)를 구분하는 급전방식 규칙에 대한 전면적인 개정작업이 진행되었다. 2016년 기준 PJM의 예비력시장은 1차 예비력(Primary Reserve), 1, 2 단계 운전예비력(Tier 1, 2 Synchronized Reserve), 정지예비력(Non-synchronous Reserve), 2차 예비력(Secondary Reserve), 주파수조정예비력(Regulation Market) 시장으로 구성되어 있다.

이러한 일련의 개선작업은 에너지저장장치, 수요반응자원, 간헐성자원에 대한 대응을 보조서비스시장에 반영하기 위한 조치로 볼 수 있다. 또한 요금제 기반 서비스 상품을 시장기반으로 전환하기 위한 검토가 지속적으로 이루어지고 있다.

〈참고문헌〉

- 전력거래소. 해외전력산업동향. 2015. 12
- IEA Online(Statistics United States : Electricity and Heat for 2011-2015)
- Electric Power Monthly with data for July 2017(EIA, 2017)
- FERC, Federal Energy Regulatory Commission Elctric Power Markets
  : www.ferc.gov
- Electric Energy Online
- DSIRE 데이터베이스
- Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States(EPRI, 2016)
- ISO state of the market reports; FERC 2016 Common Metrics Report
- PJM 홈페이지 : www.pjm.com
- ISO-NE 홈페이지 : www.iso-ne.com
- NYISO 홈페이지 : www.nyiso.com
- MISO 홈페이지 : www.misoenergy.org
- SPP 홈페이지 : www.spp.org
- ERCOT 홈페이지 : www.ercot.com
- CAISO 홈페이지 : www.caiso.com
- PJM State of the Market 2016 : www.monitoringanalytics.com

전력시장은 어떻게 분석되고 평가되는가?

※ 본 참고자료는 전력시장을 분석하고 평가하는 방법을 담고 있다. 시장은 나라마다 상황마다 다르므로 아래 내용이 전부라고 생각하지 말고, 일반적인 흐름을 파악하기 위한 참고자료로 생각하기 바란다. 전체적인 내용은 FERC의 기준을 토대로 하였으며 예시 케이스로 PJM 시장이 활용되었다. "시장감시"에 대해 잘 알지 못하는 일반인을 대상으로 되도록 이해하기 쉽게 작성되었다.

1. 전력시장 감시지표

가. 감시지표(Structure Measures)

① Concentration of ownership : **HHI**(Herfindahl-Hirschman Index)

- Unconcentrated : HHI〈100(HHI=100이라는 것은 10개의 회사가 market을 share 했다는 의미)
- Moderately Concentrated : 1,000〈HHI〈1,800
- Highly Concentrated : HHI 〉 1,800

(HHI=1800이라는 것은 5~6개의 회사가 market을 share 했다는 의미)

② Individual company Market Share : **MS**

③ Pivotal suppliers : Three Pivotal Supplier(**TPS**)

시장이 잘 돌아가고 있는지 여부를 측정하기 위한 지표로 크게 **HHI, MS, TPS** 지표가 있다.

① HHI는 시장점유율 지표로 **'사업자의 시장지배력이 얼마나 되는지?'**를 평가하기 위한 지표이다. 전력시장에서는 **회사별 전력거래량을 기준**으로 측정되며, **HHI=Σ(발전사 시장점유율)^2**으로 계산된다. **우리나라의 경우** 시장개설 초기에 HHI는 2,500이었고, **2016년**에는 **1,515**까지 떨어져 **Moderately Concentrated한 마켓**이라고 볼 수 있다. **성숙된 시장이라면 HHI가 100이하**다.

② MS는 말 그래도 **회사별로 market share를 확인하는 것**이다.

③ Pivotal Supplier는 **사업자가 단독으로 혹은 공동으로 단합하여 의도적인 공급 감축을 통해 공급 부족 상태를 만들어 낼 수 있는 독점력을 지니고 있는가**에 대한 지표이다. 사업자가 독점력을 보유한 시간과 이에 대한 회사의 공급능력을 확인하여 의도적으로 발전을 하지 않아 시장가격을 높이는지 여부를 판단하는 기준으로 사용된다. 공급철회(withholding)는 두 가지로 구분될 수 있는데, 영어 그대로 표현하자면, 시장가격을 결정하는 marginal unit이 높은 가격으로 입찰하면 **'economic withholding'**, 시장점유율이 큰 발전사업자가 용량을 철회하면 **'physical withholding'**이라고 부른다.

2. 시장감시 판단 기준

가. 판단 기준(Criteria)

107 FERC 61,018(2004년)에 따른 기준

① HHI〉2,500이면 시장 **실패**

② MS〉20%이면 시장 **실패**

③ Pivotal**하면** 시장 **실패**

114 FERC 61,076(2006년)에 따라 추가된 기준

④ TPS〉1이면 **통과**

TPS≤1이면 시장 **실패** → 비경쟁적시장구조(non-competitive market structure)로 판단하여,

→ **Offer capping rule을 적용**하여 → **Cost Offer 적용**

· Cost Offer = Cost + Adder(10%)

나. TPS(Three Pivotal Supplier) 테스트

$$TPS = \frac{Total\ Supply - (Supply1 + Supply2 + Supply\,X)}{Demand} \cdots (1)$$

where, 공급자1, 2 : 가장 큰 공급자 1,2순위

공급자X : 그 외의 공급자 1개를 순차적으로 투입

판단 기준을 살펴보자. (①, ②, ③은 직관적으로 알 수 있으므로 생략한다.)

④ PJM의 경우 **2006년** 공표된 114 FERC Order에 따라 **TPS 테스트**가 **추가**되었다. **TPS 테스트는** 시장감시를 할 때 상시감시항목은 아니고 **송전망에 혼잡(Transmission Constrain)이 발생하여 로컬 시장(Local Market)이 생기면 수행되는 테스트**다. Local Market이 발생하면 시장지배력(market power)을 판단하기 위해서 TPS 테스트를 한다. **테스트를 통과하지 못하면(TPS≤1) 시장지배력 억제(market power mitigation)를 위해** 가격입찰(price offer)이 아니라 **비용입찰(cost offer)을 적용**받게 된다. cost offer가 적용받는다는 것은 경쟁적인 시장에서 규제적인 시장으로 바꾸어 시장을 운영하겠다는 것이고, 현재의 우리나라 시장이 이와 유사한 규제적인 시장으로 보면 된다. 차이점이라면 국내 시장은 용량만 입찰하도록 되어 있는 반면, PJM은 비용에 대해 입찰을 하는데 비용의 10% 정도에 대해서는 자발적 의사결정 기회를 제공한다는 점이다.

여기서 **예외조건**이 있다. 바로 Scarcity Pricing Rule이다. **의도적인 용량철회(withholding)가 아니라면** 예비력이 부족하거나 비상상황이 발생하여 시장가격이 치솟는 것이 사업자의 악덕 때문은 아니다. 연중 계속 발전하는 발전기(base 설비)가 아니라면 **발전기(peaker 설비)를 짓는데 들어간 고정비(건설비 등)를 공급이 부족하여 가격이 높게 형성되는 시기에 회수하여야** 한다. 따라서 PJM에서는 **emergency energy request*를 두고 이 상황이 발생되면 가격이 아주 높게 형성되는 것을 허용한다**. 비상상황은 통상 최대 규모 발전기의 갑작스러운 탈락, 전압강하 이벤트, 이상기온에 따른 전력수급 부족 등을 말한다.

수식(1)과 같이 **TPS의 의미**는 부하에 대하여 가장 비중 있는 공급자 2명에 나머지 1명을 순차적으로 넣어보며, 이것이 1보다 커야 된다는 것, 다시 말해 **최소한 4명의 공급자가 확보되어야 한다는 것**을 의미한다.

다. 시장의 구조(Market Structure)

- Aggregate Market
- Local Market

전력시장은 시장구조를 전체시장에 대한 것과 로컬시장에 대한 것으로 구분하여 평가한다. 여기서 로컬시장은 제약(constrain)이 발생하여 자기만의 구역이 형성된 경우를 의미한다.

3. 전력시장 분석법

나. 시장참여자의 행동유형(Market Behavior)

- Economic withholding(marginal unit이 높은 가격으로 입찰)
- Physical withholding(시장점유율이 큰 발전기의 용량철회)

전력시장 참여자는 이윤을 극대화하기 위해 economic withholding이나 physical withholding을 통해 시장지배력을 행사하려고 한다.

다. 시장참여자의 행동을 측정(Market Measures)하는 방법

① Markup(unit) = (P-C)/P

② Offer behavior

③ Operating parameters

④ Outage behavior

시장참여자의 행위를 측정하기 위한 4가지 수단이 있다.
① markup은 소요된 비용에 비해 돈을 얼마나 벌었느냐를 체크하기 위해 사용된다. 예를 들어 발전기가 100원의 시장가격으로 청산되고, 비용은 90원 들었다면 이 발전기의 markup price는 10원(100-90)이고, markup은 0.1(10/100)이 된다. P〉C이면 0〈markup〈1이고, P=C이면 markup=0, P〈C이면 -1〈markup〈0이 된다. 나머지 ②,③,④는 입찰행위, 운영 파라미터, 고장조사를 다루고 있으며 국내의 비용평가위원회에 제출하는 기술특성 자료가 제대로 작성되었는지 확인하는 것과 유사하다고 보면 된다.
그렇다면 가격을 마음대로 입찰할 수 있는 외국에서는 시장참여자가 어떻게 행동할까? 굉장히 높은 가격으로 입찰할까?

Average, real-time marginal unit markup index (By price category): 2012 and 2013

	2012			2013		
Offer Price Category	Average Markup Index	Average Dollar Markup	Frequency	Average Markup Index	Average Dollar Markup	Frequency
< $25	(0.09)	($3.25)	31.3%	(0.01)	($3.27)	17.8%
$25 to $50	(0.05)	($2.67)	56.5%	(0.01)	($1.23)	65.3%
$50 to $75	0.05	$1.23	4.8%	(0.01)	($3.90)	8.4%
$75 to $100	0.28	$24.24	0.7%	0.04	($1.50)	1.5%
$100 to $125	0.23	$23.67	0.5%	0.10	$9.85	0.7%
$125 to $150	0.20	$27.69	0.2%	0.04	$4.98	1.7%
>= $150	0.04	$9.40	5.9%	0.03	$7.21	4.5%

왼쪽 그래프는 2012년과 2013년의 PJM 시장실적 보고서를 발췌한 것이다. Frequency 부분을 보면, 시장참여자가 입찰한 가격의 대부분(56~65%)은 $25~$50 사이이고, 2순위가 $25이하, 나머지 대역은 없다가 $150가 넘어가는 입찰은 5% 정도에 불과하다. 아마도 이 5% 정도를 차지하는 높은 가격이 앞에서 말한 emergency energy request가 발령된 시간으로 보인다. 이제 다시 붉은 박스 안의 markup 항목을 보자. marginal unit의 markup price는 마이너스 $1~2다. P가 C와 거의 유사하거나 약간 모자라는 상황이다.
위의 결과로 부터 전력시장을 잘 설계하여 충분히 경쟁적이면 시장참여자는 가격입찰을 자기비용과 유사하게 한다는 것을 알 수 있다. 100원짜리 물건을 1000원에 팔려고 하지 않는다는 것이다. 즉, SRMC=Price로 귀결된다. 이러한 과정을 시장분석 및 평가과정을 통해 수행하고 있으며, 평가결과 시장이 미흡하다고 판단되면 설계를 수정하는 규칙개정 작업이 진행된다.