



2017년 해외 전력산업 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Biennial Report*

작성자 : 기후환경전략실 차장 윤호현(☎061-330-8562)

미국 CAISO

2017. 11.



동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로
수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 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.

CAISO

전력산업동향

I. 전력산업 체계 및 전력시장 구조	3
II. 전력수급	23
III. 전기요금	33
IV. 주요 전력시장 동향	37
V. 주요 정책방향	42
VI. 주요 현안 및 시사점	50

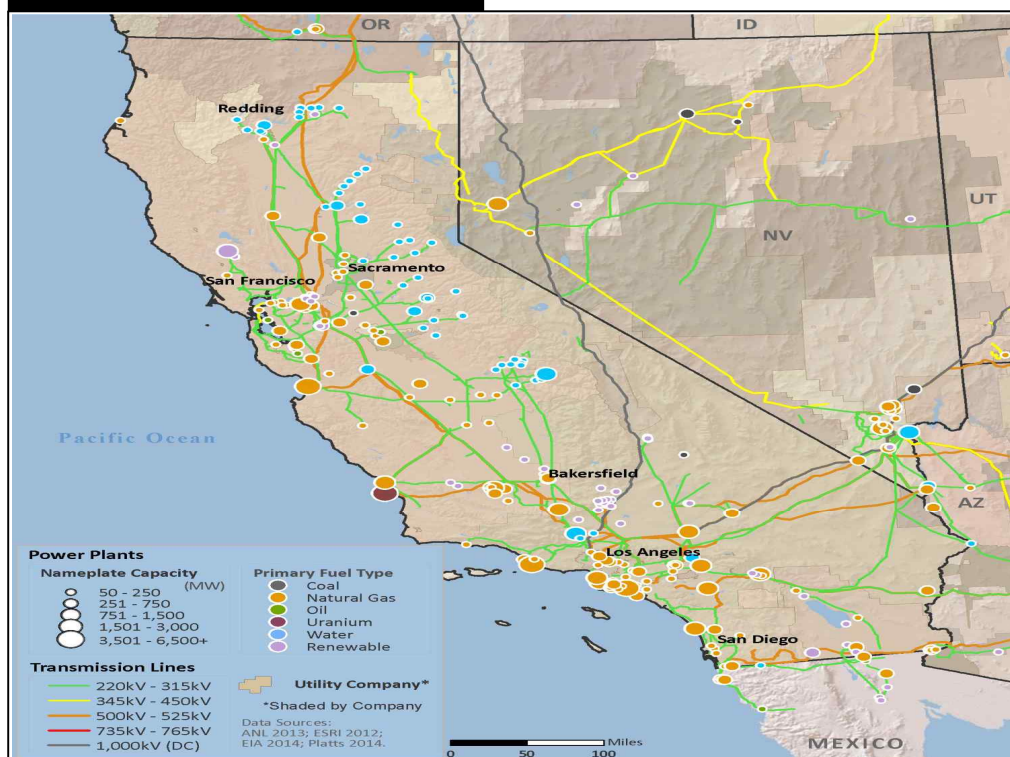
I 전력산업 체계 및 전력시장 구조

1. 전력산업 구조

1.1 전력산업 현황 및 구조

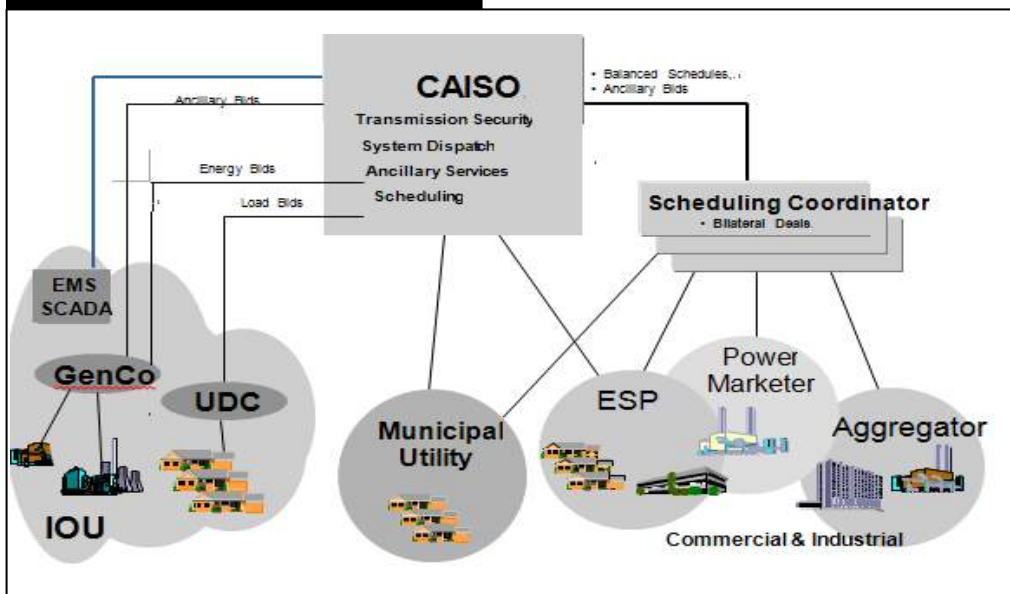
캘리포니아 대부분을 관할하는 계통운영자 및 도매전력시장의 운영자는 California Independent System Operator(CAISO)이다. 그림 2를 통해 CAISO가 담당하고 있는 전체적인 지역, 주요 송전선, CAISO 시장과 전력설비들에 대한 현황을 파악할 수 있다. 2013년 1월에는 네바다 주 남서쪽 지역의 Valley Electric Association이 캘리포니아 지역 소재가 아닌 송전망 소유자로는 최초로 CAISO의 일원이 되었다.

그림 2 CAISO 관할 구역



CAISO는 캘리포니아 입법부가 1996년에 제정한 Assembly Bill 1980에 의해 전력분야의 에너지 및 예비력에 대한 경쟁적인 도매현물시장 개설과 소매경쟁을 목표로 하는 기관으로 1998년 4월 1일 운영을 시작했다. 법에 의해 캘리포니아 주 내의 3개 대형 전력회사인 Pacific Gas & Electric(PG&E), Southern California Edison(SCE), San Diego Gas & Electric(SDG&E)의 송전 부문을 분리 후 하나로 합쳐서 CAISO가 운영하도록 하였다. 또한, 도매현물 시장 거래기관인 California Power Exchange(CalPX)를 창설하여 CAISO의 시장기능을 수행했다.

그림 3 캘리포니아 전력산업 구조



* GenCo : 발전사업자, UDC : 배전사업자, SCs : 수요자와 공급자간의 쌍무계약을 통해 전력을 입찰
ESP : IOU 공급지역에서 소비자에게 직접 전력공급 서비스를 제공하는 비전기사업자

전력산업은 규제완화와 기존 전력회사의 수평분할, 발전소 매각 등을 통해 보다 시장중심적인 체제로 출발하였다. 2001년 1월 전력위기 사태로 인해 CalPX가 문을 닫기 전 캘리포니아 전력산업 구조의 가장 큰 특징은, 전력거래와 시스템을 운영하는 기관으로 CalPX와 CAISO

두 기관을 두어 각각의 역할을 분리한 것이었다. 캘리포니아 전력산업의 구조와 구성주체들은 [그림 3]과 같이 정리된다.

한편, 캘리포니아의 현재 전력산업 구조는 규제와 개방의 혼합 형태이다. 즉, 도매시장은 CAISO가 관할하는 개방된 형태이지만, 소매시장은 여전히 CPUC가 규제하고 있는 상황이다. 민영사업자(IOU)인 PG&E, SCE, SDG&E는 자사의 발전설비 및 도매전력시장에서의 전력구매를 통해 공급구역 내 소비자에게 전력을 공급하고 있으나, 소매요금은 CPUC가 규제하고 있다.

CPUC는 전력 소매거래와 가격 규제 및 안정적인 서비스가 유지될 수 있도록 관리·감독 역할을 수행하여, CAISO는 캘리포니아 독립계통운영기구로 중앙급전 기능을 통해 전력계통(송전망)의 안정적 관리 및 계통운영 보조서비스 시장을 운영한다. SCs는 수요자와 공급자간의 쌍무계약을 통해 전력을 입찰하여 CAISO와 함께 전력 공급계획을 조정하는 역할을 수행하며, IOUs는 수직 통합형 민영 유틸리티로 PG&E, SCE, SDG&E 3사가 주요 유틸리티이며, 캘리포니아 전력공급의 대부분을 차지한다.

1.1.1 CAISO

CAISO는 급전과 시스템의 안정을 위하여 송전시스템 전반을 관리하며 이를 위해 보조서비스 시장을 함께 운영하였다. 또한 실시간대에 수요를 공급이 지속적으로 만족시켜야 하는 전력의 특성에 따라 현물시장의 운영도 함께 담당하고 있다. 2009년 시작된 MRTU에 따라 CAISO는 통합선도 시장(IFM)을 운영하게 되는데, 여기에는 하루전시장, 보조서비스 시장, 송전관리 시장이 포함된다.

1.1.2 SCs(Scheduling Coordinators)

SC는 수요자와 공급자간의 쌍무계약을 통해 전력을 입찰하여 CAISO와 함께 에너지 부하를 계획한다. 따라서 SC는 CAISO와 배전업자, 에너지 서비스 공급업자(브로커) 사이의 중간에 위치한다.

1.2 규제 감독

CAISO는 Federal Energy Regulatory Commission(FERC)의 규제를 받고 있으며, 미국 서부 지역의 35%의 전력을 담당하고 있으므로 서부지역 신뢰도를 담당하는 Western Electricity Coordinating Council(WECC)의 신뢰도 기준을 준수하고 있다. WECC는 관련 사항을 North American Electric Reliability Corporation(NERC)에 보고한다. CAISO에는 캘리포니아 주지사가 임명하는 5명으로 구성된 이사회가 존재한다.

그림 4 CAISO Governance



1.2.1 FERC

연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)는 도매거래를 규제하는 기관으로 전력과 관련해서는 송전과 주간의 전력 도매거래를 규제한다. 또한 수력발전에 대한 허가, 감독을 수행하고 전력 등과 관련한 환경문제를 평가 및 감독한다.

1.2.2 CEC

California Energy Commission(CEC)은 에너지 정책 및 장기계획 수립 기관으로, 전력, 천연가스 등 장기 에너지 수요를 전망하고, 50MW 이상의 화력 발전소 허가권한을 가지고 있다. 또한 신재생에너지 보급 촉진 및 에너지 효율향상 등의 업무를 수행한다.

1.2.3 CPUC

California Public Utilities Commission(CPUC)는 전력, 천연가스, 통신, 수도, 철도 등을 운영하는 민영회사의 소매거래와 가격을 규제하고 보다 안정적인 서비스가 행해지도록 관리 감독하는 기관이다.

2. 전력시장 구조

2.1 구조개편 배경 및 연혁

1980년대 캘리포니아 주의 전력가격은 다른 주에 비해 매우 높아 미국전역의 평균값보다 50% 이상 높은 kWh당 9.9센트였다. 특히 산업용 전력의 가격은 인근 주인 아이다호 주의 2.8센트나 워싱턴 주의 3센트에 비해 2배 이상 높은 7.4센트였고, 이로 인해 산업용 전력 구매자의 전력요금 인하 압력이 상당히 거세게 나타나고 있었다. 따라서 캘리포니아는 전력요금의 인하를 목적으로 전력산업 구조개편을 시작하게 되었다.

표 2 캘리포니아 전력산업 구조개편 과정 (규제완화와 새로운 규제)

추진경과	연월
CPUC Blue Book 공표	1994년
캘리포니아 주 의회 Assembly Bill 1890 (AB 1890) 통과	1996년
CAISO와 전력거래소 설립	1997년
CAISO와 전력거래소 운영 시작	1998년 4월
전력거래소 운영 중단	2001년 1월
FERC의 미 서부지역 시장지배력 완화조치	2001년 6월 ~ 2002년 10월
MD02 1A 단계 설계	2002년 10월
MD02에서 MRTU로 변경[11]	2004년 8월
MRTU 1B 단계 설계	2004년 10월
MRTU 2단계 설계	2006년 8월
MRTU의 FERC 승인	2006년 9월
MRTU 완전 적용	2009년 3월

출처 : 캘리포니아 ISO

1994년에 CPUC(California Public Utilities Commission)는 Blue Book을 통해 캘리포니아 전력산업에 대한 구조개편 및 규제개혁을 제안하였고, 1996년에 캘리포니아 주 의회가 Assembly Bill 1890(AB 1890)을 통과시킴으로 CPUC의 제안으로부터 시작된 규제완화와 민영화를 인가하게 된다.

AB 1890은 소비자로 하여금 기존의 배전업자와 에너지 서비스 공급업자 중 소매전력공급업자를 선택할 수 있도록 하였고, 이를 위해 기존의 전력회사가 에너지 브로커나, 전력공급업자에게 전력회사가 소유한 송배전 장치에 대한 공정한 접근을 허가하도록 요청하였다. 특히, 좌초비용이 약 250억 달러에 달했는데 이의 조달을 위해 AB 1890은 좌초비용이 모두 회수될 때까지 소비자로 하여금 경쟁체제 이전요금(Competitive Transition Charge; CTC)을 지불하도록 하였다. 전력요금은 발전, 도매, CTC, 배전 및 판매요금으로 분리되었고, FERC와 CPUC는 배전 및 판매요금에 대한 규제는 계속하되 발전 및 도매요금에 대해서는 입찰을 통한 시장가격을 준용하도록 하였다.

AB 1890은 두 개의 비영리 기관, CAISO와 CalPX를 설립하도록 하였고, 1997년 FERC는 두 기관의 운영을 인가하여 1998년 4월에 두 기관은 공식적인 기능을 시작하였다. AB 1890은 세 개의 전력회사들로 하여금 시장에 참여하도록 강제하였으나, 다른 지방공공 유틸리티인 LADWP, SMUD (Sacramento Municipal Utility District), the City of Palo Alto 등은 CAISO와 통합하도록 강제하지 않았다.

AB 1890에 의해 1998년 4월 시작된 두 기관을 중심으로 한 캘리포니아 전력산업의 구조개편은 도매시장 가격의 폭등과 이로 인한 PG&E의 파산, CalPX의 거래 중지로 이어져 2001년 1월 시장이 중단되고, 이후 표준 시장설계에 대한 FERC의 지침에 따라 MD02(Market Design 2002)라는 새로운 시장을 구상하게 되었다. MD02는 2004년에 이르러 모션한계가격 (Locational Marginal Pricing; LMP) 개념을 추가한 MRTU(Market Redesign & Technology Update)로 개명되었으며, CAISO 이사회 승인(2005년) 및 FERC 승인(2006년)이 차례로 이루어졌다. MRTU는 여러 단계의 설계를 거쳐 2009년 3월 31일 본격적으로 가동을 시작했다.

2.2 캘리포니아 전력위기

CAISO와 캘리포니아의 다른 구조개편 관련 전력분야 기관들이 운영되기 시작한지 2년이 지난 2000년 6월, 전력시장에서의 현물가격이 폭등하기 시작했으며, 이러한 가격 폭등은 최종소비자의 전력가격 고지에 악영향을 주었다. 이리하여 2000~2001년의 캘리포니아 전력위기 사태가 시작되었다. 상당히 짧은 기간이었음에도 불구하고 현물시장을 담당하던 CalPX는 폐업하였고, 1개의 대형 전력회사는 파산을 신청하였으며, 다른 하나의 대형 전력회사도 파산 직전까지 이르게 되었다. 25개였던 CAISO 이사회 회원사는 5개로 축소되었으며, 당시 판매사업자에게 부과된 90억 달러 규모의 도매전력 요금은 현재까지도 장기 소송의 이슈가 되고 있다.

캘리포니아 전력위기 사태는 표면적으로는 미국 서부지역의 예비력 부족 및 이에 따른 판매사업자의 과도한 시장지배력 행사, 가격에 반응할 수 있는 수요관리 기능의 부재, 연방 정부의 도매판매사업자의 요금규제 부족 등 일련의 사건들이 복합적으로 작용하여 생긴 결과였다. 그러나 이러한 사건 자체가 캘리포니아 전력위기 사태를 유발한 것은 아니며 실질적으로는 전력시장 설계의 치명적 단점으로 인해 이러한 사태가 발생한 것이다. 제일 주요한 요인으로는 대형 전력회사들이 공급 구역 내 전력을 공급하기 위해 필요한 선도에너지계약이 없다는데 기인하고 있으며, 이로 인해 전력요금이 일반적으로 높게 형성되고 불안정한 상황이 많이 발생하였기 때문이다. 원 전력시장 설계시 행해진 다음의 2가지 요소로 인해 이러한 일들이 발생하였는데 첫째는 대형 전력회사들이 자신의 발전 부문을 최소 50% 이상 분할해야 했고, 구매자로부터 발전부문을 다시 사올 수 없는 조항을 삽입해야 한다는 것이었다. 둘째는 모든 전력거래는 CalPX를 통해야만 이루어져야 한다는 요구사항이었다.

유동성이 풍부한 에너지 현물시장을 개설하기 위해 정책입안자들은 전력회사들이 대부분의 물량을 CalPX의 하루전시장에 입찰하도록 시장을 설계하였다. 이로 인해 시장개설 초기에는 캘리포니아 지역의 총 부하가 CalPX의 가격에 노출되는 결과를 낳게 되었다. 이렇게 선도계약 없이 모든 물량을 CalPX 내에서 해결하는 방법은 추후 캘리포니아 전력위기 당시 전력요금이 급격하게 상승하자 전력회사에게는 엄청난 부담이 되었다.

캘리포니아 전력위기를 더욱 심화시킨 것은 소매요금의 동결에 있는데, 이는 새로운 전력시장 구조에서 소비자를 보호하기 위해 취해진 조치였다. 하지만, 도매전력요금이 급격히 상승하게 되자 2개의 대형 전력회사는 매일 엄청난 손실을 입게 되었다. 정책입안자들은 성공적인 전력시장을 위해 전력요금을 구조개편 전 가격보다 10% 낮은 가격으로 동결시켰다.

캘리포니아 전력위기에 커다란 역할을 한 2가지 CAISO 시장 특징이 있다. 첫째는 캘리포니아를 2개의 지역으로 나눠 지역별로 가격이 동일한 지역을 기반으로 하는 Zonal 시장 구조이다. 이러한 시장구조로 인하여 CAISO는 지역 내 및 지역 간의 송전한계용량 등을 고려하지 않고 ‘하루전 시장’과 ‘한 시간전 시장’의 입찰을 받아들였다. 이러한 결과로 실시간 시장에서는 송전한계용량으로 인해 종종 계획대로 발전기 운영이 일어나지 않은 경우가 있었고, 안정적인 전력시장 운영을 위해 연료비가 비싼 발전기들이 운영되어야 하는 일이 생기게 되었다. 두 번째로 CAISO는 계통부하를 충족시키기 위해서 혹은 실현 불가능한 하루전 시장의 스케줄로 인해서 발생하는 송전혼잡을 해결할 경우 전력회사들의 시장지배력 행사를 약화시키는 것에 대해 대비가 미흡하였다.

2.3 전력시장 제도 개선

2.3.1 전력위기로 인한 시장제도 개선

캘리포니아 전력위기 사태는 CAISO의 시장재설계를 위한 토대를 형성하는 중요한 교훈을 제공하였다. 첫째는 안정적인 계통운영과 효율적인 전력시장 운영은 동전의 양면으로 봐야지 각기 개별적인 기능으로 보는 안 된다는 것이었다. 캘리포니아 전력시장 원 구조의 실패는 바로 CalPX 내에 중앙 집중적인 현물시장 기능을 두어, 전력거래를 함에 있어 송전망의 제약 요소들을 반영하지 못했다는 데 있다는 것이다. CAISO는 실시간 수급균형 및 예비력 확보와 같은 신뢰성 있는 계통운영을 위한 최소한의 시장기능만을 수행할 수 있었다. 시장 재설계를 수행하면서 전력시장은 전력계통망 및 물리학의 법칙과 연계되어야 한다고 인식되었다. 또한, 하루전 시장과 실시간 시장에서 송전망에 대해 반드시 고려해야 하며, CAISO가 제공하는 차별 없는 계통망 접속, 송전망 혼잡 관리, 실시간 신뢰도 유지를 위한 발전소 급전 등과 같이 동일하게 적용되어야 했다. 이렇게 얻은 교훈으로 인해 CAISO는 새로운 시장구조로 지역별 한계가격 제도(LMP)를 도입하기로 결정했다.

둘째는 판매사업자가 현물가격에 노출되는 부담을 줄이기 위해 선도계약을 반드시 체결해야 한다는 것이다. 게다가 캘리포니아 전력위기 사태는 판매사업자가 새로운 전력시장 구조에서도 전통적인 “공급의무”와 비슷한 제도를 보유해야 한다는 교훈을 일깨워주었으며, 이는 판매사업자가 예측되는 최대부하에 예비력을 고려한 만큼의 전력을 확보해야 한다는 것이고 이를 통해 CAISO가 안정적인 계통운영을 할 수 있다는 것이었다. 이러한 의무제도는 CPUC가 승인한 용량적정성 프로그램(Resource Adequacy Program)으로 구체화되었으며, 이는 CAISO가 재설계한 시장의 중요한 요소가 되었다. 판매사업자가 선도계약을 통해 안정적으로 전력을 확보하고, 용량적정성 프로그램을 통해 적절한 수준의 예비력을 확보함으로써 현물시장의 변동성에서 최

종소비자를 보호하고, 캘리포니아 전력위기 사태 해결을 위해 도움을 줄 수 있는 신규 발전사업 투자에 기반을 마련해 주었다.

캘리포니아는 MD 2002라고 불리는 당초의 포괄적인 시장 재설계안이 2004년 MRTU(Market Redesign and Technology Upgrade)라는 새로운 프로그램으로 교체되었다. 2009년 3월 시행된 MRTU의 시행으로 인해 CAISO는 에너지, 보조서비스, 혼잡관리의 3종류의 서비스를 조합한 하루전 시장을 운영하고, 시장에서 시장조작을 방지하는 시장규칙과 위반에 대한 처벌 규정을 두었으며, zone간 및 zone내 송전혼잡을 제거하는 지점별 가격제도(LMP) 도입이 포함되었다.

시장 재설계가 진행되는 동안 CPUC는 CAISO와 함께 용량적정성 프로그램을 도입하였으며, 대형 전력회사들에게는 선도시장을 통하여 장기적이고 안정적으로 전력을 확보할 수 있도록 하였다. 이 기간 동안 전력가격 급등과 불안정 문제를 해결할 수 있도록 상당히 많은 양의 발전설비 및 송전설비가 건설되었다.

2.3.2 전력시장 제도개선 최신 동향

CAISO는 수요반응 및 에너지 저장장치와 같은 비 발전설비도 전력시장에 참여할 수 있도록 전력시장을 개선하고, 이를 통해 수요측에서 전력수요를 절감하여 전력 및 보조서비스를 제공하도록 할 예정이다. 주파수 조정예비력에 대해서는 CAISO는 하루전 시장의 60분 확보량 및 실시간 시장의 30분 확보량을 축소하였다. 순동 및 비순동 예비력에 대해서는 발전설비가 전력을 공급해야 하는 시간을 기존의 2시간에서 30분으로 축소하였다. “Regulation Energy Management” 프로그램 도입을 통해 에너지 저장장치와 같은 설비들이 자신들의 충전상태를 반영하여 향후 가용량을 조절함으로써 주파수 조정예비력을 제공하도록 하고 있다. 만약 이러한 설비들이 한 시점에서 전력을 공급하기 위해 기동을 했다면, 다음 시점에서는 동 설비들이 재충전을 위해 전력

을 소비하는 걸로 가정하게 된다. 어느 한 시점에서 주파수 조정예비력이 필요하게 되면, 다음 시점에서의 설비 재충전량은 이전보다 낮아질 것으로 간주하게 된다. 이러한 알고리즘은 에너지 저장장치의 충전사이클을 효율적으로 감시하고 제어하여 가능한 많은 양의 주파수 조정예비력을 제공하는 것을 가능하게 하고 있다.

시장에서의 과잉발전을 효율적으로 관리하기 위해서 CAISO는 시장에서의 입찰하한가격을 낮추었으며, 이는 결과적으로 시장 정산가격을 -\$30에서 -\$150로, -\$150에서 -\$300으로 낮춰지게 되었다. -\$30에서도 풍력 발전설비는 수익을 얻게 되는데, 이는 세액공제 효과 및 신재생에너지 설비에 대한 쌍무계약으로 인한 것이다. CAISO는 신재생에너지 참여제도(PIRP, Participating Intermittent Renewable Program)를 도입하여 신재생에너지 사업자가 한달동안 실시간 시장에서의 출력 증발량 및 감발량을 모두 고려하여 평균가격으로 지불하는 것을 가능하도록 했다. 이 제도는 발전사업자들로 하여금 각 시간대별로 미리 수요를 예측하여 스스로 발전계획을 세우도록 하게끔 만들었으며, 경제 입찰을 하지 못하도록 하였다. CAISO는 현재 PIRP 제도를 수정하여 해당 발전설비들이 감소하는 입찰을 제출하도록 하였으며, 이를 통해 실시간 시장에서 과잉 발전량 문제를 경제적으로 해결할 수 있도록 출력을 감소할 수 있게 하였다.

FERC의 명령에 의해, CAISO는 주파수 조정 시장을 수정할 예정이며, 이를 통해서 자동발전 제어시스템에 빠르게 응답할 수 있는 설비들은 시장에서 더 많은 대가를 받을 전망이다. 여기에는 설비용량의 정확성에 기초한 비용에 대한 메커니즘이 포함되어 있다.

2.4 전력시장 구조

2.4.1 에너지시장

CAISO의 도매에너지시장은 하루전 시장과 실시간 시장으로 구분된다. 전력시장 운영 시간대를 개선하여 하루전 15분 단위에서 하루전 5분단위로 세분화하였는데, 이는 시장운영을 5분 단위로 변경하여 신재생에너지 발전량 예측 정확도를 향상하기 위함이다.

표3 CAISO 전력시장 개선사항

구분	기 존	개 선
비발전 전원 진입완화	•최소용량: 1MW •1일 전 시장 참여: 2h •실시간 시장 참여: 2h	•최소용량: 500kW •1일 전 시장 참여: 60min •실시간 시장 참여: 30min
조정예비력 보상	•용량요금	•용량요금 보상 •급전지시 응동량 보상 - 4초 단위 응동량 - 응동의 정확성 반영
전력시장 시간대 변경	•1일 전 시장 •1시간 전 시장	•1일 전 시장 •15분 전 시장 •5분 전 시장

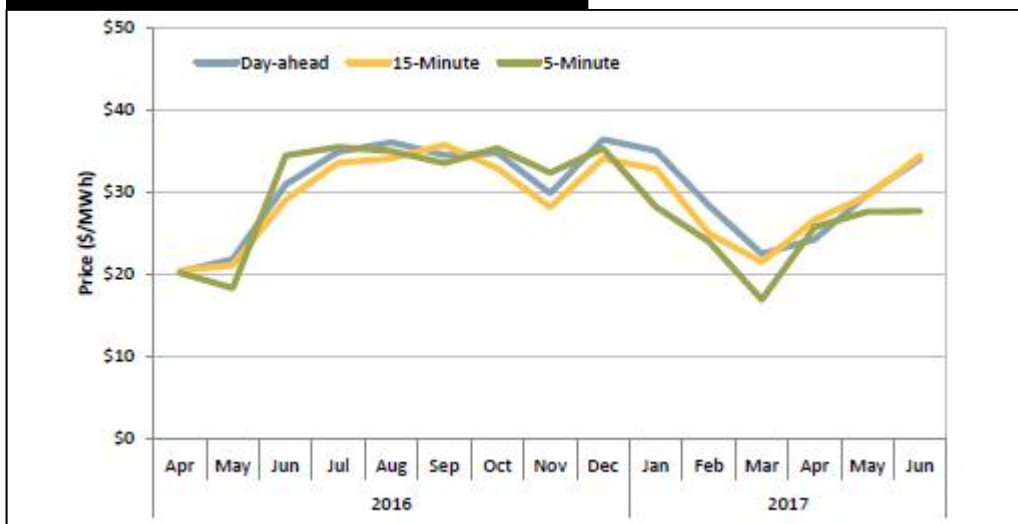
출처 : 캘리포니아 ISO

2.4.2 하루전시장

선도거래시장의 하나인 하루전시장은 캘리포니아 에너지의 80 ~ 90%가 거래되는 주요 전력거래시장이다. 수요자와 공급자의 입찰을 통해 전력거래소는 송전선에 대한 제약 없이 시장청산가격을 결정한다. 2001년 CalPX의 기능정지로 하루전시장이 문을 닫은 후 전력거래는 주로 장기계약에 의존하였으며, 실시간 시장에 대해 각 SC들은 시간별 필요 송전용량에 대해 제출하고 이에 따라 CAISO는 계통혼잡을 완화하도록 역방향 조류에 대한 조정입찰을 수행하였다.

[그림 5]는 최근 1년간 전력시장별 월 평균가격을 나타낸다. 하루 전 시장 가격은 2017년 3월에 \$23/MWh 였으나, 6월 들어 \$34/MWh 까지 상승하였는데 이는 여름철의 고온으로 인한 전력수요가 상승했기 때문이다. 2017년 6월 21일 하루전시장의 SMP는 \$600/MWh에 도달했는데 이는 6월 19일부터 21일까지 캘리포니아 전역의 폭서로 인한 것이었다.

그림 5 전력시장별 가격비교



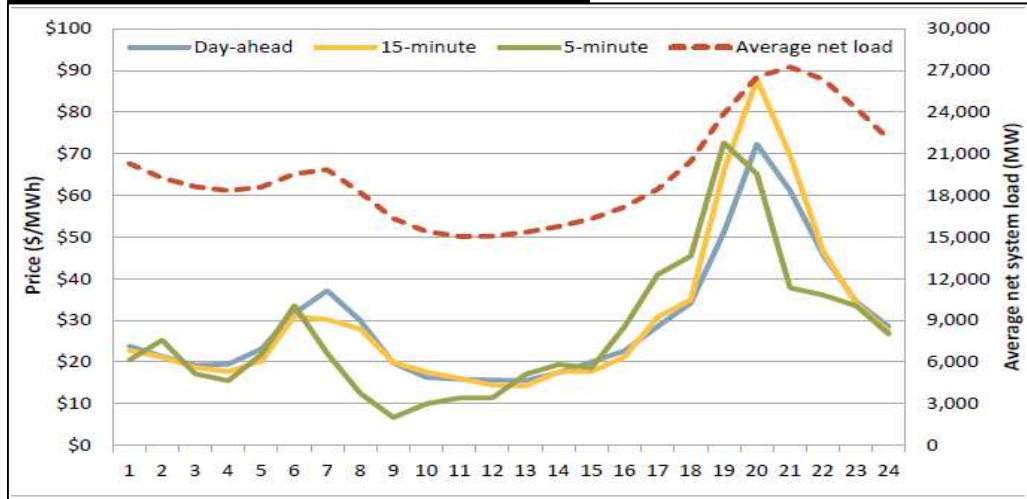
출처 : 캘리포니아 ISO

2.4.3 실시간시장

CAISO는 실시간 시장 운영을 통해 위의 두 선도거래에서 이루어진 입찰을 실시간으로 조정하여 수요와 공급 간의 균형을 맞춘다. 5분전 시장가격이 하루전 시장 및 15분전 시장가격보다 5월에는 \$2/MWh, 6월에는 \$6/MWh 이상 낮은 것을 알 수 있다.

15분전 시장과 5분전 시장에서의 가격 스파이크도 종종 발생하고 있는데, 5월 3일과 6월 19일에서 21일 사이에 15분전 시장가격이 \$250/MWh 이상이 되기도 하였으며, 5분전 시장가격은 \$750/MWh까지 상승하기도 하였다.

그림 6 전력시장별 가격비교



출처 : 캘리포니아 ISO

CAISO의 경우 증가하는 신재생에너지 설비로 인해 ‘ $\cdot$ ’ 전력시장 가격도 나타나고 있는데, 주로 전력수요가 낮은 봄철에 발생한다.

그림 7 월별 마이너스 전력시장 가격 분포



출처 : 캘리포니아 ISO

2.4.4 보조서비스시장

CAISO는 실시간 시장의 운영 외에 전력네트워크의 안정성 확보를 위해 보조서비스 시장 또한 운영하고 있다. 보조서비스 시장은 일반적으로 전압유지, Black Start Capability, Regulation Up, Regulation Down, 운전예비력(Spinning Reserves), 정지예비력(Non-Spinning Reserves), 대체예비력(Replacement Reserves)을 포괄한다. 이러한 서비스의 확보를 통해 적절한 예비력을 확보하고, 시스템의 안정성과 계통전체의 수급균형을 확보한다. MRTU에서는 잔여발전기 기동정지계획(Residual Unit Commitment; RUC) 사항이 보조서비스에 추가되었다.

CAISO는 주파수조정, 운전예비력, 정지예비력, 대체예비력이라는 4가지의 보조서비스를 하루전시장과 실시간시장을 통해서 확보하고 있다. 주파수조정은 가동 중인 예비력으로 자동발전제어를 통해 즉각적으로 에너지를 증가시키거나 감소시킬 수 있는 발전량이다. 운전예비력은 이미 가동 중인 예비력으로 10분 이내에 일정 수준까지 가동하여 적어도 2시간 이상 가동할 수 있는 예비력을 의미한다. 정지예비력은 이용가능한 발전이기는 하나 현재 가동 중이지 않은 예비력으로 10분 이내에 일정 수준까지 가동하여 적어도 2시간 동안 전력을 급전할 수 있는 예비력이다. 마지막으로 대체 예비력은 가동하고 있지는 않지만 일정수준까지 1시간 내에 가동하여 적어도 2시간 동안 발전할 수 있는 예비력이다. CAISO는 각각의 보조서비스를 시장을 통해 확보하고 있다.

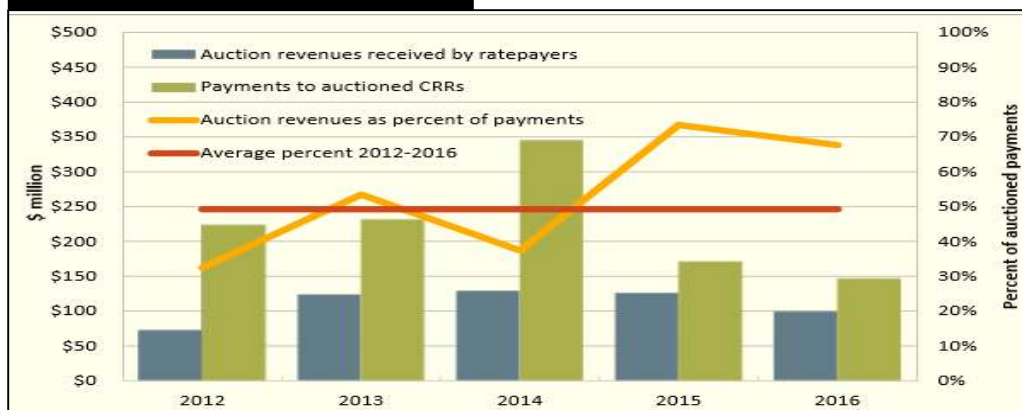
2.4.5 송전혼잡비용

CAISO 내의 송전혼잡은 심하지 않아서 전체적인 비용에 많은 영향을 주고 있지는 못하다. 캘리포니아 내에서는 SDG&E가 송전혼잡에 많은 영향을 받았는데, 2016년 기준으로 평균 하루전 시장가격이 \$0.8/MWh 상승하였으며, 실시간 시장가격은 \$1.6/MWh 상승하였다.

반면에 SCE는 하루전 시장가격이 \$0.13/MWh 하락하였으며, 실시간 시장가격은 \$0.4/MWh 상승하였다. PG&E의 경우 송전혼잡에 대해 영향이 가장 작았는데 하루전 시장에서는 \$0.14/MWh 상승하였으나, 15분전 시장에서는 거의 영향을 미치지 못했다.

FGR(Flowgate Right)은 재무적 송전권과 약한 의미의 물리적 송전권이 혼재된 권리 개념으로서, 계통혼잡이 발생한 특정 송전선(Flowgate) 상에서 이용 가능한 1MW의 송전용량(ATC: Available Transmission Capacity)의 잠재 가격(Shadow Price)에 대한 권리를 의미한다(재무적인 권리). 동시에 계통혼잡으로 인한 혼잡완화 절차가 발생했을 때 플로우게이트(Flowgate)에 대해 우선적으로 계획할 수 있는 권리(약한 의미의 물리적 권리)도 포함하고 있다. 캘리포니아는 현재 송전선 거래의 원칙으로 FGR을 이용하고 있다. FGR은 MRTU에서 PJM에서 사용하고 있는 FTR에 근거한 CRR(Congestion Revenue Rights)로 전환되었다. CRR은 순수하게 재무적 권리만 지니며 매년 4개의 계절별 CRR을 발행하고 매달 정산하게 된다.

그림 8 연도별 CRR 비용 및 회수비용



출처 : 캘리포니아 ISO

[그림 8]을 통해 전력회사의 CRR 회수율이 49%임을 알 수 있으며, 2016년에는 \$48만을 회수하지 못했고 2012-2016년 기간에는 총 \$500만을

회수하지 못한 것을 알 수 있다.

2.5 CAISO 신규 제도

2.5.1 EIM(Energy Imbalance Market)

EIM은 인접지역 간 전력 유통을 위해 개설한 15분전 전력시장으로 CAISO와 PacificCorp은 두 개의 BA(Balancing Authorities)사이에 공식적으로 EIM을 '14년 11월에 개장하였다. EIM Software는 자동으로 최소 비용의 발전 자원을 찾아 수요와 공급의 균형을 향상시키는 역할을 수행하고 있다.

EIM은 5분 단위의 전력시장(AGC는 4초마다 신호 발생)으로 주변 그리드의 전력소비가 발생하는 시점에 참여자들 간의 전력거래를 가능하게 하며 계통 송전선로 혼잡 해소와 계통 신뢰도 향상, 신재생 에너지의 과잉 공급을 낮은 비용으로 흡수함으로써 신재생 설비의 수용성을 향상시키는 역할을 한다.

표4 EIM 참여회사

구분	Pacific Corp	NV Energy	APS (Arizona Public Service)	PSE (Puget Sound Energy)
설비용량(MW)	10,595	6,100	6,500	3,000
고객수(명)	1,800,000	1,300,000	1,200,000	1,100,000
담당지역	오레곤, 워싱턴, 유타, 캘리포니아 등	라스베가스, 네바다주	피닉스, 아리조나	벨뷰, 워싱턴

한편, CAISO는 2019년부터 가정용 요금제에 시간대별 요금제를 도입할 예정이다. 시간대별 요금제가 도입되면 발전비용의 변동을 반영하고 피크 부하의 전력 소비 시간대 이동을 유도하여 피크시 필요한 발전자원의 양을 감소시킬 수 있을 것으로 예상된다.

그림9 EIM 평균 용량 한도



출처 : 캘리포니아 ISO

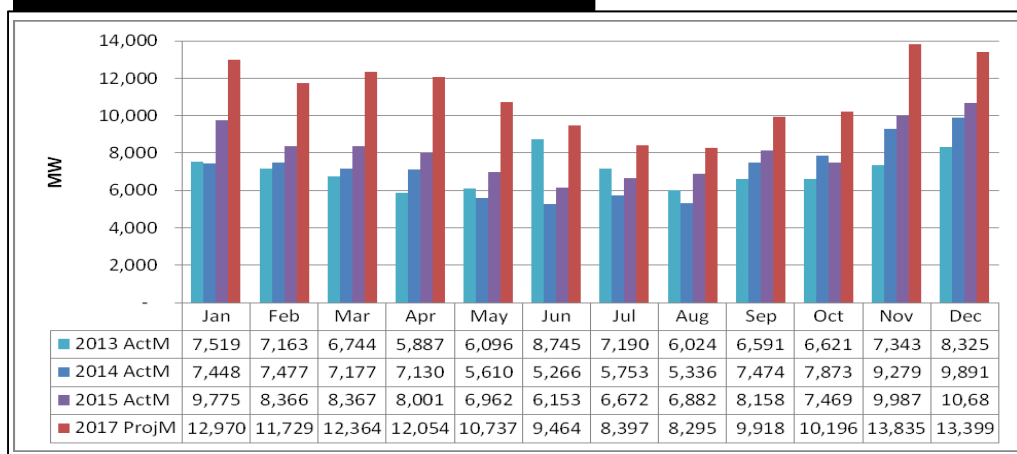
2.5.2 유연성 자원 확보 의무화

CAISO는 유연성 용량(Flexible Capacity) 요구량 산정 및 확보 의무를 부여하고 있다. 즉, 전력수요, 풍력, 태양광 발전량을 바탕으로 유연성 용량(Flexible Capacity) 요구량을 산정하고, 지역 유틸리티에 대해 월간, 연간 유연성 자원 확보를 의무화하는 것이다. 또한 CAISO는 부족량을 평가하여 보완용량(Back Stop Capacity)을 공급한다.

유연성 용량은 Base, Peak, Super Peak 시 Ramping Flexibility의 3가지 상태로 구분하여 LRA(Local Regulatory Authority)로 할당하며, Base Flexibility는 매일 05시~ 22시에 의무제공 가능 용량, Peak

Flexibility는 정해진 계절에 최소 5시간 의무제공(하루 1회 기동), Super Peak Flexibility는 정해진 계절에 5시간 의무 제공가능(월 5회 기동) 가능 용량을 의미한다.

그림10 월별 3시간 Ramp용량 실적 및 예상치



출처 : 캘리포니아 ISO

II 전력수급

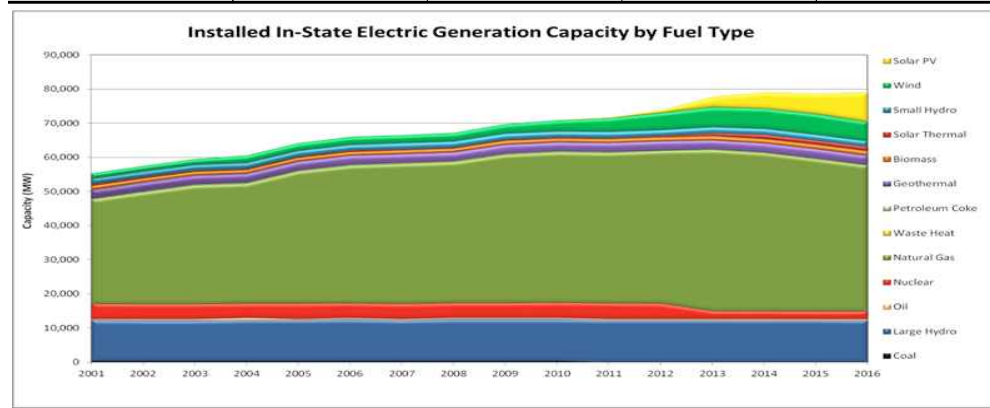
1. 전력설비

1.1 발전설비

캘리포니아의 발전용량은 2016년 기준으로 79,028MW이다. 전원구성은 천연가스가 42,629MW로 53.9%의 비중을 차지하고 있으며, 그 뒤를 수력과 풍력이 차지하고 있다. 2001년부터의 설비용량과 전원구성 비중을 살펴보면 [표 5]와 같다.

표 5 캘리포니아의 전원구성 (MW)

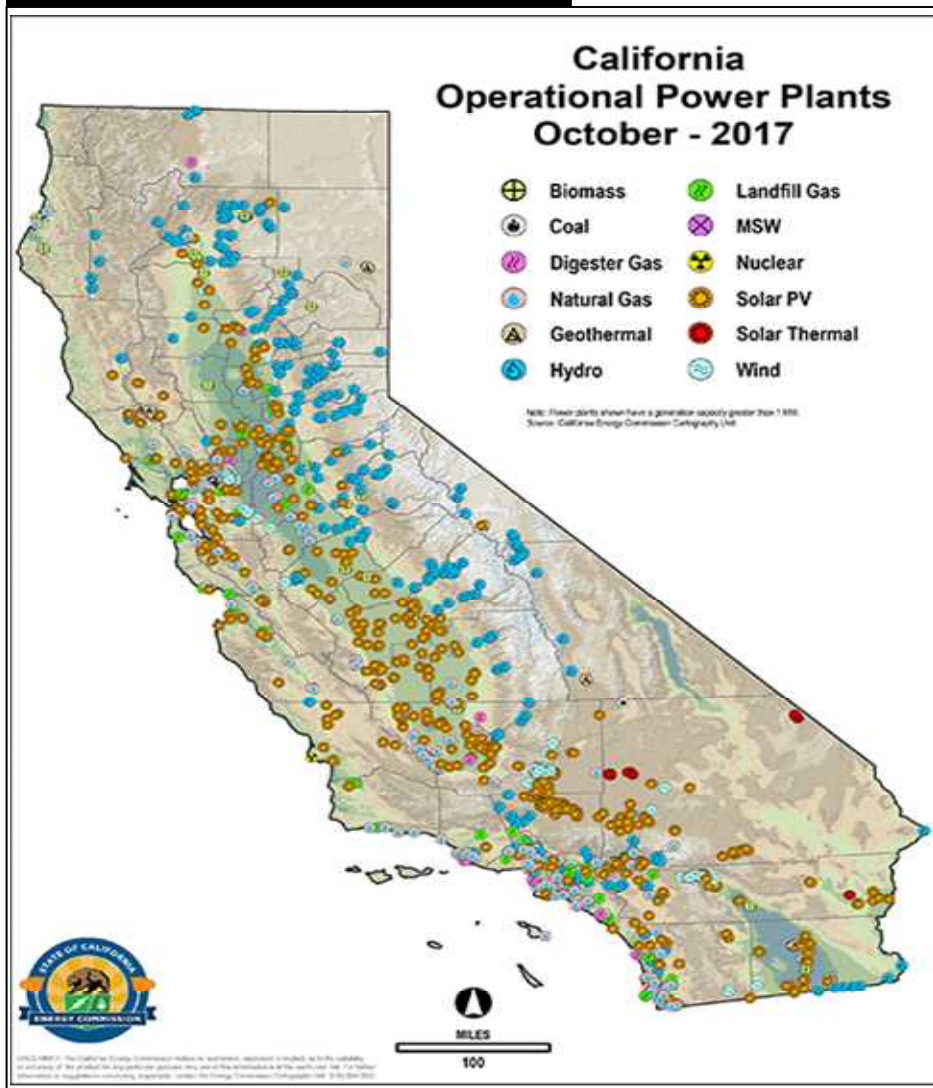
	2001	2005	2010	2016
석 탄	429	429	416	63
바이오매스	1,143	1,080	1,084	1,325
지 열	2,625	2,623	2,648	2,694
원자력	4,456	4,456	4,577	2,393
가 스	30,375	38,569	43,968	42,629
대수력	11,848	11,951	12,105	12,252
소수력	1,751	1,743	1,745	1,743
태양광	2	2	117	8,619
태양열	410	378	408	1,249
풍 력	1,534	2,089	3,183	5,644
기 타	791	768	710	415
총 계	55,364	64,088	70,960	79,025



출처 : California Energy Commission

캘리포니아 주의 발전원별 발전소의 위치는 아래에 나오는 [그림 11]과 같으며, 전력위기가 있었던 2001년 전후를 비교해보면 전체 발전용량은 증가하고 있고 전원구성에도 큰 변화는 없다. 발전원별로 살펴보면 석탄, 원자력은 감소한 반면, 천연가스는 꾸준히 증가하였다. 한편 2010년 이후에는 재생에너지가 큰 폭으로 증가한 점이 눈에 띈다.

그림 11 캘리포니아 발전설비 위치 (2017)

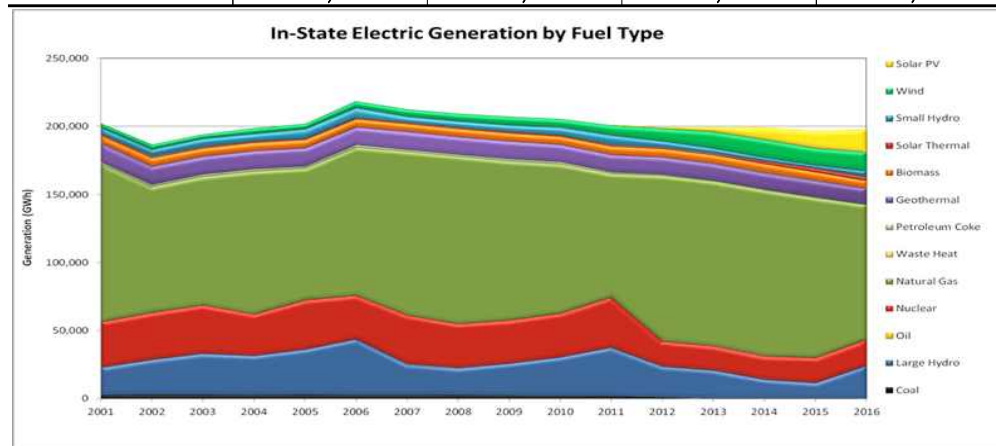


출처 : California Energy Commission

발전용량에 대한 전력사업자의 비중과 독립생산자와 열병합 발전업자의 비중은 전력산업 구조개편이 있었던 1998년 이후의 강제분할로 인해 큰 변화가 발생하였다. 3개 대형 전력사업자가 가스발전기를 분할매각함에 따라 독립생산자들이 소유하는 발전소의 수가 급격히 증가하였다.

표 6 캘리포니아의 발전량 (GWh)

	2001	2005	2010	2016
석 탄	2,811	3,012	2,290	324
바이오매스	5,762	6,078	5,981	5,868
지 열	13,525	13,292	12,740	11,582
원 자 력	33,294	36,155	32,214	18,931
가 스	116,171	96,892	109,650	98,831
대 수 력	20,144	33,334	28,483	24,410
소 수 력	4,844	6,928	5,706	4,567
태 양 광	3	2	90	17,235
태 양 열	834	658	879	2,548
풍 력	3,242	4,084	6,172	13,500
기 타	1,831	1,640	1,416	431
총 계	202,461	202,075	205,621	198,227



출처 : California Energy Commission

캘리포니아의 발전량은 2016년 기준으로 198,227GWh이며 2001년 발전량인 202,461GWh 대비 소폭 감소한 것으로 나타났다. 이는 2001년 정전사태 등의 위기상황으로 2002년에 발전량이 급격하게 줄었다가 이전 수준을 회복하였기 때문이다.

2016년 캘리포니아의 총 전력수요는 290,567GWh로 전년(2015년

295,405GWh) 대비 1% 감소한 수준이다. 이러한 전력수요의 감소는 미국 연방정부의 강력한 효율향상 제도로 인한 수요 감소 및 자가 태양광 발전의 급격한 증가가 주요한 원인이다.

캘리포니아는 2016년 연이은 태풍들로 인해 2015년 13,992GWh 이었던 수력발전량이 2016년 28,997GWh로 두 배 이상 증가하였으며, 이러한 수력발전량의 증가는 가스발전량이 감소되는 효과를 나타나게 되었다. 가스 및 수력 발전량 합계는 2015년 131,482GWh에서 2016년 127,808GWh로 2.8% 감소하였으며, 이러한 감소분은 태양광 및 풍력 발전량 증가가 채워 주었다. 캘리포니아 주의 태양광 발전량은 2015년 대비 31.5%, 풍력발전량은 10.8% 증가하였다.

1.2 송전설비

캘리포니아의 총 송전선의 길이는 230kV가 21,000마일, 115~161kV가 9,300마일 등으로 총 31,721마일이다. 비중을 살펴보면, 230kV가 45%, 115~161kV가 34%, 500kV가 16% 등으로 구성되어 있다. CAISO는 이 중 3개의 대형 전력사업자가 소유하고 있는 25,526마일을 직접적으로 통제·운영하고 있다. 송전선의 소유자별 비중을 살펴보면 다음과 같다.

CAISO는 투자자 소유의 유틸리티 영역과 일부 지방자치단체의 유틸리티 서비스 지역들을 모두 포함하여 캘리포니아 지역의 80%에 해당하는 전력의 송전을 담당한다. [그림 12]는 캘리포니아 주의 주요 송전선로를 나타낸다. 색상별로 보면 각 송전선 소유자를 파악할 수 있다. 또한 캘리포니아 주의 송전선로의 소유구조는 아래의 [표 7]과 같다.

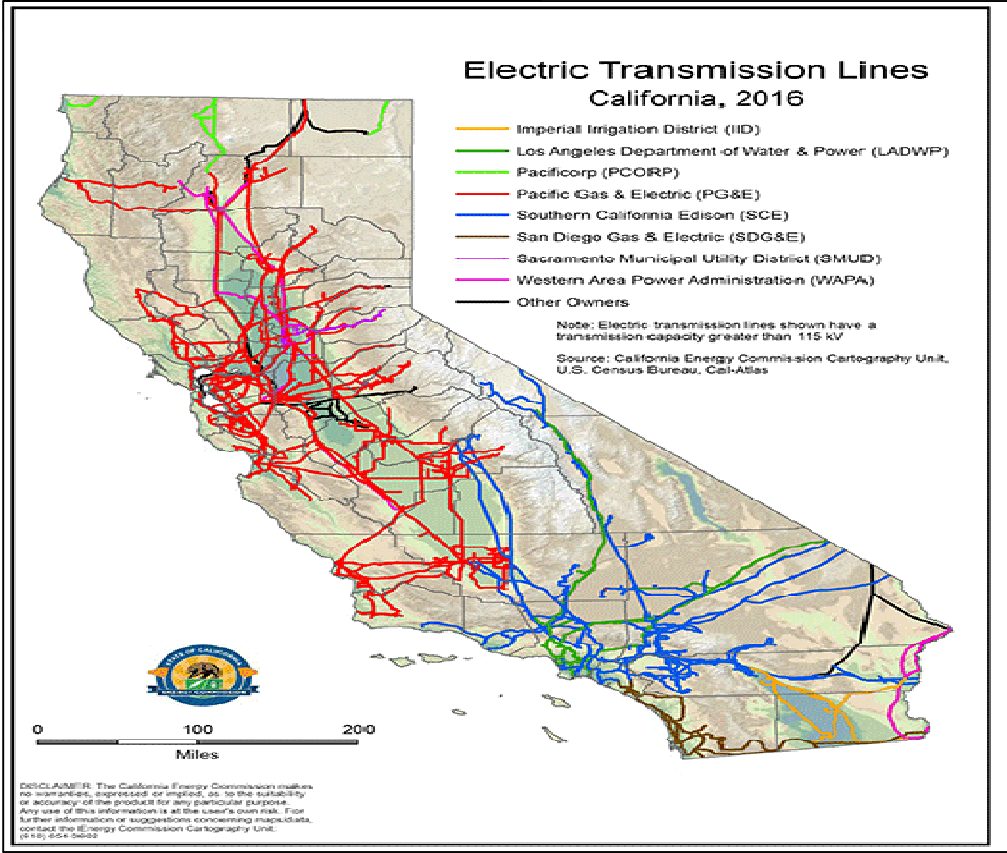
캘리포니아와 인근 주를 연결하는 계통연계도 중 주된 연계 선로는, 북 캘리포니아와 태평양 북서지역 즉 오리건 주, 워싱턴 주, 캐나다를 연결하는 태평양 교류 계통연계(Pacific AC Intertie), 남 캘리포니아와 태평양 북서지역을 연결하는 태평양 직류 계통연계(Pacific

DC Intertie), 남 캘리포니아와 유타 주를 연계하는 산맥 직류 계통연계(Intermountain DC Tie), 남 캘리포니아와 애리조나 주를 연결하는 남서 사막 계통연계(Desert Southwest Intertie) 등이 있다.

표 7 캘리포니아 송전선 소유구조

송전선 소유	거리	비중
PG&E	18,491	58.3
SCE	5,129	16.2
SDG&E	1,906	6.0
지역 utility	5,224	16.5
WAPA	971	3.1
총계	31,721	100

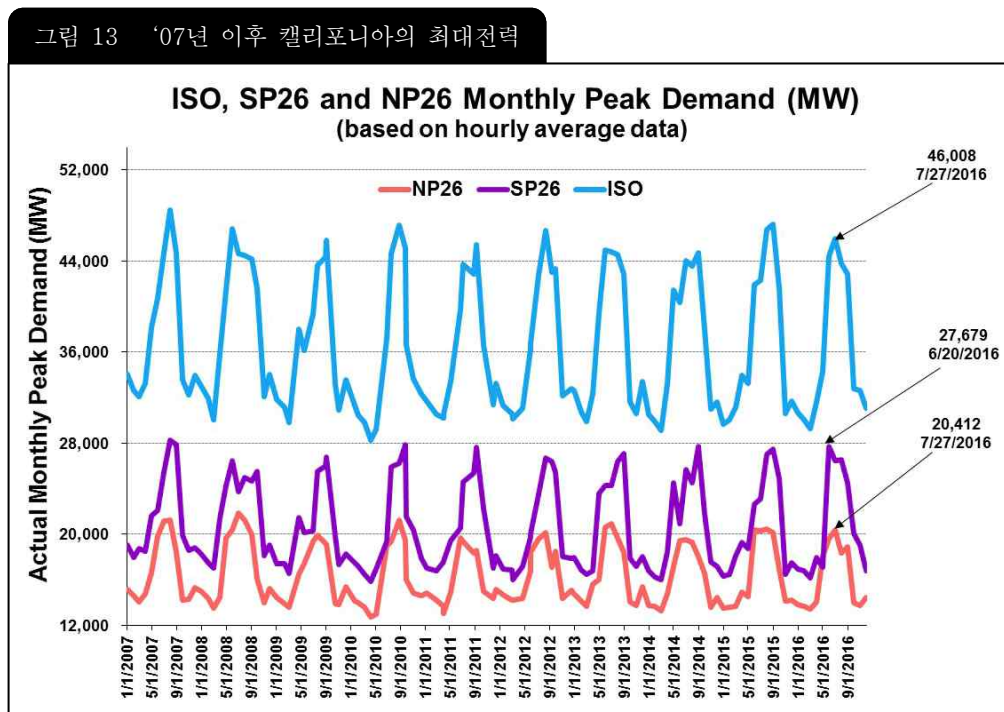
그림 12 캘리포니아의 주요 송전선로도



2. 전력수급 실적 · 전망

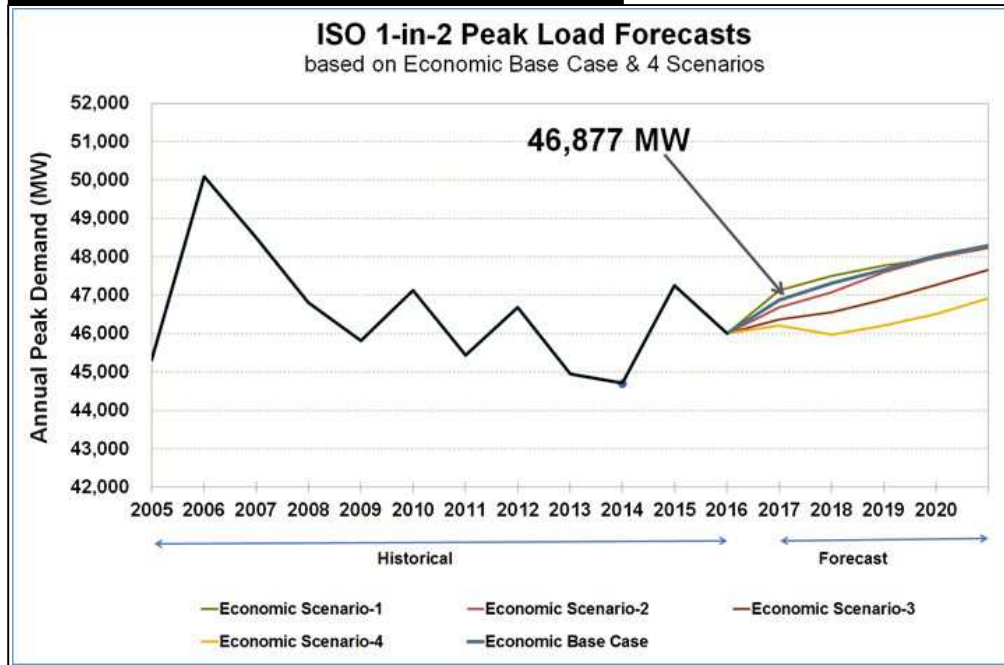
2.1 최대전력

캘리포니아의 2016년 하계 최대전력은 7월 27일에 46,008MW 이었으며, 최근의 전력저성장은 불경기 및 자가용 태양광 설비의 확대에 기인한다. 또한, 경제 상황이 안 좋아짐에 따라 전력소비가 줄어든 것을 알고 있다. 2009년 이후에는 전력소비량이 해마다 변동되는 것을 볼 수 있는데, 이는 경제상황 및 기후상황이 전체적으로 조합된 결과이다.



출처 : 캘리포니아 ISO

그림 14 캘리포니아의 최대전력 결과 및 전망치



출처 : 캘리포니아 ISO

2.2 예비력

캘리포니아 공공 유틸리티 위원회(California Public Utilities Commission)의 자원적정성 프로그램에 따라서, 캘리포니아 ISO는 15%의 예비력 마진을 갖고 있다. 전력공급자들은 소매 고객들의 “1-in-2 forecast” 수요예측(확률적으로 50%는 해당 값보다 높은 결과가 나오고 50%는 해당 값보다 낮은 결과가 나오도록 추정한 값)에 15%~17%의 예비력 마진을 추가하여 전력을 공급할 수 있는 능력을 확보하였다는 사실을 의무적으로 보여주어야 한다. 이 수치에 캘리포니아 공공 유틸리티 위원회가 승인한 월별 수요반응의 양이 포함된다.

2.3 송전계획

2.3.1 송전계획 원칙 및 절차

캘리포니아 ISO의 송전계획은 "Order No.890"의 절차를 준수하며, NERC, WECC 및 ISO계획 기준을 고수한다. ISO 송전계획은 단기적이고 장기적인 신뢰도 분석, 경제성평가, 시장을 뒷받침하며 신뢰성 있고 안전한 송전 인프라를 보장하기 위한 다른 핵심적인 연구들과 같은 다양한 기술적 분석을 하는 것이 연례 절차이다. "Order No.890"을 따르게 된 이후, ISO는 2008년에 신뢰성 평가를 마치고, 2009년에는 경제성 평가를 완료했다. 2010년에 ISO는 캘리포니아 주 정부가 제시한 신재생 에너지 접속 요건(Renewable integration requirements)에 더 잘 대응하기 위하여 ISO의 계통계획 절차에 대한 대대적인 개편안을 개발하고 그것을 위원회에 제출하였다.

2.3.2 발전설비계획과 송전망계획 간의 연계

FERC가 2010년말 수정된 송전망 건설계획을 승인한 이후에, CAISO는 2020년까지 캘리포니아 전체 전력소비량의 33%를 신재생에너지로 공급해야 한다는 정책을 수립하였다. 이러한 목표를 달성하기 위해 계획 수립자들은 연간 기준으로 33%의 전력공급을 신재생에너지로부터 공급이 가능한지 타당성 조사를 시행했으며, 이를 위해 8760 시간의 발전량 시뮬레이션도 시행하였다.

2011년에 CAISO는 또 다른 고려사항을 추가하였다. 판매사업자는 신재생에너지로부터 33%의 전력을 공급하는 것 이외에도 용량적정성 프로그램에 의해 자신의 관할구역에 전력을 공급해야 했으므로, 판매사업자들은 일반적으로 자신들이 필요로 하는 발전량의 33%는 신재생에너지 설비의 발전량이 되어야 했다. 이는 신재생에너지 설비를 위해서는 단순히 신뢰성이 있게 계통에 연계를 하는 것이 아닌 좀 더 특별한

것이 필요했다. CAISO는 판매사업자에게 적정 용량이 제공되는 지를 파악하기 위해 “발전가능량”을 제출하도록 하였다. 이를 제출하지 않으면 전력구매계약을 체결하지 못하도록 하였고, 신재생에너지 설비에 대해서는 아주 낮은 가격으로 계약을 체결해야 했다.

캘리포니아의 RPS 33% 확대정책은 신재생에너지 설비건설 및 발전소 계통연계 제안의 폭주로 이어졌다. 제안된 양은 캘리포니아 필요 신재생에너지 설비의 4배나 되는 엄청난 규모이다. 현재의 엄청난 신재생에너지 설비건설 희망으로 인해, 전통적인 계획기법은 신규 설비에 필요한 계통보강을 엄청나게 과대예측하고 있으며, 발전사업자들은 실제 필요한 계통보강에 대해 현실적인 대응을 찾지 못하고 있는 실정이다. 이로 인해 프로젝트 파이낸싱 및 발전사업자와 판매사업자 간의 쌍무계약이 대단히 어려워지고 있는 상황이다.

CAISO는 발전설비 계통연계의 주요절차를 송전망 건설계획에 포함 시킴으로서 이러한 문제를 해결하였다. 2012년 7월, FERC는 현재는 구현 중인 CAISO의 제안을 받아들였다. 신규 기법은 설비용량이 아무리 크더라도 대기 중인 발전설비에게 좀 더 현실적인 보강에 대한 요구조건을 제공하고 있다. 또한, 비효율적인 입지에서의 발전설비의 계통망연계를 위해 사용되는 높은 계통망보강 비용에 대해서는 캘리포니아 주민들이 직접 노출되는 것을 제한하였다.

새로운 계획은 캘리포니아의 신재생에너지 33% 확대정책을 실현하기에 필요한 발전설비들의 계통망 연계 필요성을 충족할 수 있는 송전망 보강을 파악하고, 승인하기 위해 송전망 계획 절차를 이용하는 것이다. CPUC가 개발하는 신규 발전설비 포트폴리오는 캘리포니아 에너지 위원회와 지방자치단체들의 입력자료로 이용될 것이다. 이는 판매사업자의 용량 확보행위 및 선호개발지역의 환경평가에 기초하여 전원개발의 지질학적인 패턴을 반영할 것이다.

이러한 방법으로 승인된 송전망 건설계획은 송전요금을 통해서 건설이 되고, 신규 송전가능용량은 송전망 계획에 의해 지원받고 있는 지

역에서의 발전소 건설계획의 계통연계를 위해 할당하게 된다. CAISO의 할당 규칙은 주요 개발 및 파이낸싱 상황에 기초한 송전가능용량에 혜택을 받는 발전설비를 선택하게 된다. 만약 해당 지역에 신규 송전 가능용량 보다 많은 발전설비들이 존재한다면, 송전가능용량을 할당받지 못하고 차후에 비용회수를 하지 못하고 계통보강에 드는 비용을 내야 하는 전력만을 제공하는 설비로 남아야 한다. 이러한 접근방법 하에서 송전망 건설계획은 신뢰성 있고 경제성 있는 계획 중에서도 중요성이 가장 높은 설비를 우선 건설하게 되고, 계통보강에 드는 비용이 소비자에게 노출되는 것을 줄일 수 있게 된다.

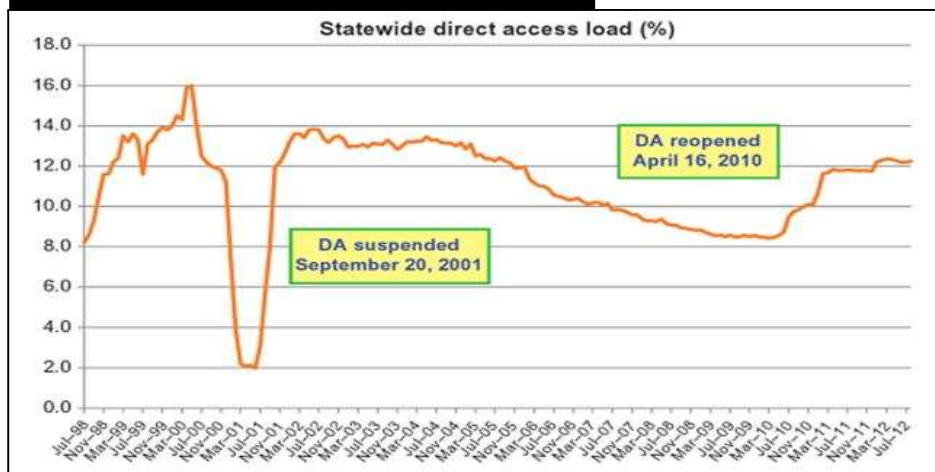
전기요금

1. 소매개방

2001년 10월 캘리포니아는 기존 소비자들에게는 예외이지만 신규 참여는 불허하도록 전력 직접구매(Direct Access) 제도를 유예한 바 있는데, 이는 캘리포니아 전력위기 사태를 멈추기 위해 캘리포니아가 시행한 장기전력 구매계약의 비용을 회수하기 위한 것이었다.

하지만, 2009년에 Senate Bill 695를 통과시켰으며, 이를 통해 신규 소비자에 대해서는 전력 직접구매를 허용하였다. CPUC는 2010년 4월부터 시행되는 4년 기간의 직접구매를 허용했는데, 개시 초년 및 2년도에 전력판매량 기준으로 직접구매가 가능한 수준의 35%에 대해서 직접구매를 허용하였으며, 3년도에 20%, 4년도에 10%를 추가하였다. 직접구매 가능용량이 계약 시행부터 빠르게 진행되었으며, 캘리포니아의 직접구매 비율은 8.5%에서 12%로 급증하였다.

그림 15 1998~2012년의 직접구매 참여율 변화



출처 : CPUC

PG&E의 경우 2009년 11월의 전력 직접구매량은 5,574GWh이며, 2013년까지 9,520GWh 수준으로 확대(기존 대비 70% 확대)하기로 결정하였으며, SCE는 11,710GWh, SDG&E는 3,562GWh 까지 확대하기로 결정하였다. 현재는 각 회사의 직접구매 가능량이 초과하여 추가적으로 직접구매 요청을 더 이상 받지 않고 있다.

표 8 PG&E의 추가 직접구매 가능량

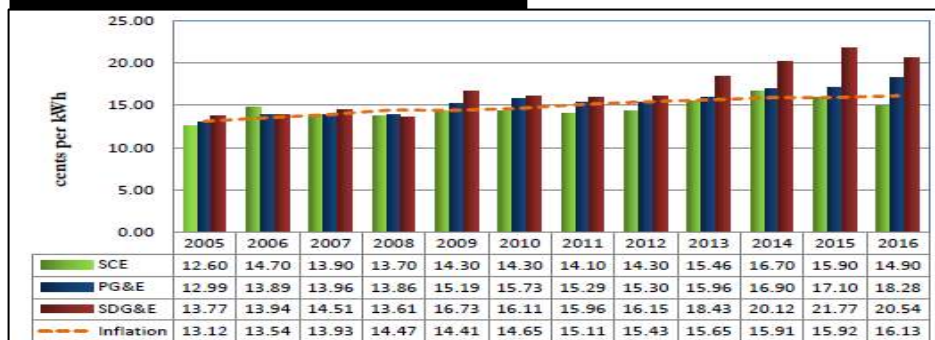
구 분	직접구매 가능량	비고
2010	1,381 GWh	신규 가능 직접구매량의 35%
2011	1,381 GWh	신규 가능 직접구매량의 35%
2012	789 GWh	신규 가능 직접구매량의 20%
2013	395 GWh	신규 가능 직접구매량의 10%

2. 전기요금

2.1 요금 추이

캘리포니아의 전기요금은 2012년부터 2016년까지 연평균 3.44% 상승하였으며, 동 기간 물가상승률 1.3%를 감안할 경우 높은 수치이다. 2016년의 경우 SCE는 14.9¢/kWh, PG&E는 18.28¢/kWh, SDG&E는 20.54¢/kWh 였다. 한편, 동 사업자들의 전력판매 감소가 최근의 전기요금 상승의 주요 원인 중 하나이다.

그림 16 캘리포니아 전기요금 추이

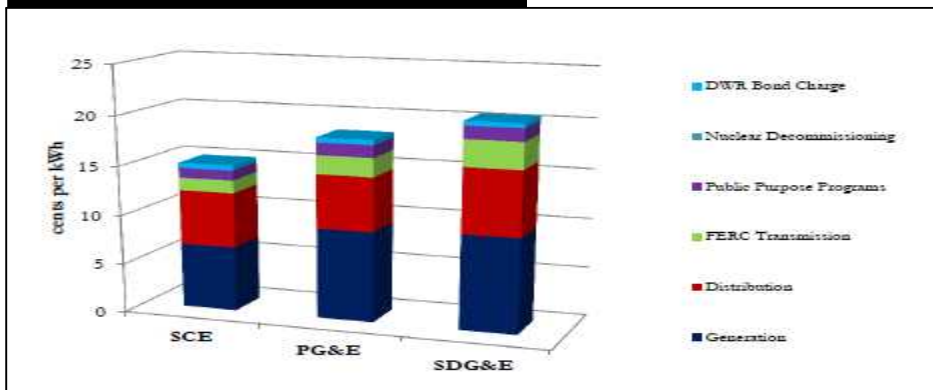


출처 : California Electric and Gas Utility Cost Report (CPUC)

2.2 요금 구성

[그림 17]의 전기요금 구성을 보면 2016년 캘리포니아 주요사업자의 전기요금 비용요소를 파악할 수 있으며, 발전 및 배전비용이 전체 전기요금의 80%를 차지하고 있다.

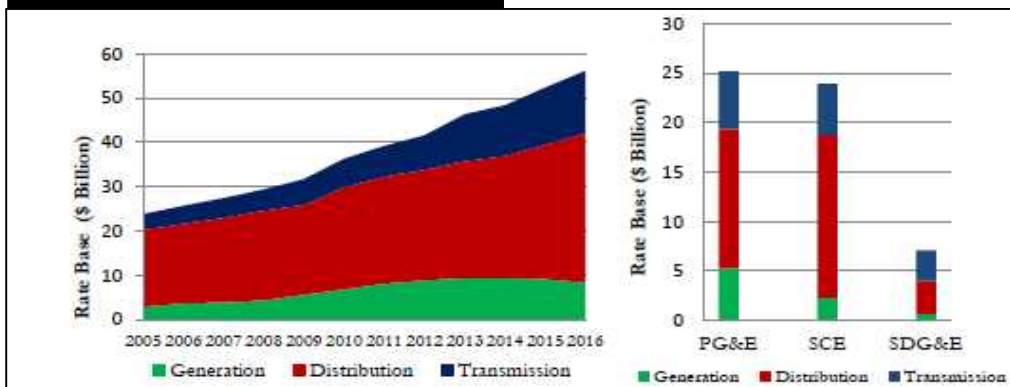
그림 17 캘리포니아 전기요금 비용요소



출처 : California Electric and Gas Utility Cost Report (CPUC)

2006년과 2016년을 비교하면 주요 전력회사의 전력공급비용이 2배 이상이 된 것을 알 수 있다.

그림 18 캘리포니아 전기요금 비용요소



출처 : California Electric and Gas Utility Cost Report (CPUC)

2.3 요금 제도

전기사업자 별로 다양한 종류의 전기요금 제도를 보유하고 있으며, 크게 전체 전력계통의 평균비용에 해당하는 요금에 기초하는 고정요금제, 계절별, 시간대별로 차이를 두는 계시별 요금제(Time of Use, TOU), 전력의 최종 공급비용을 시간별로 반영하는 한계비용에 기초하는 실시간 요금제로 구분 가능하다.

미국에서는 전력산업 구조개편이 이루어지기 전인 1985년에 PG&E가 처음으로 실시간 요금제의 실험을 개시한 이래로 실시간 요금을 시행하는 전력회사와 수요자수가 증가하였다.

표 9 PG&E의 주요 전력요금 제도

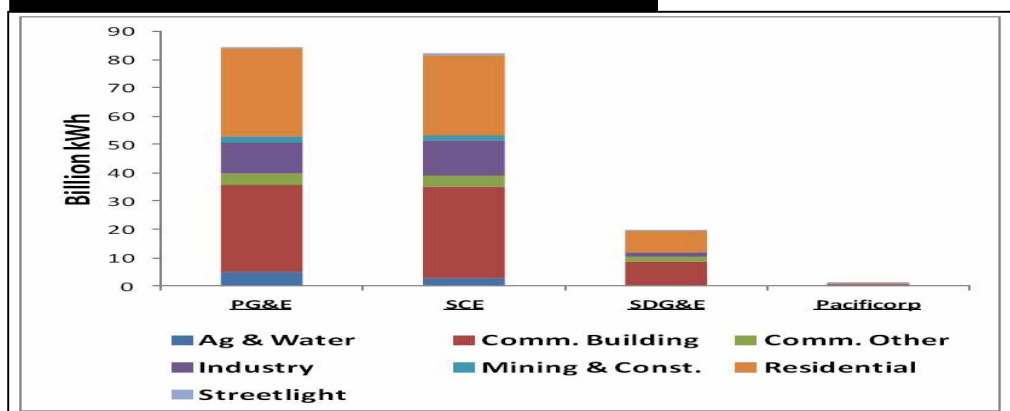
요금제도 명	주요 내용
A-1 (Small General Service)	최대 수요 75kW 이하의 소비자 대상
A-6 (Small General TOU Service)	A-1 제도에 TOU 포함
AG-1 (Agricultural Power)	농산물, 가축 사육 등을 위한 농축업용 요금제
AG-4 (TOU Agricultural Power)	AG-1 제도에 TOU 포함
E-1 (Residential Services)	가정용 전력요금
E-6 (TOU Residential Service)	E-1 제도에 TOU 포함
E-BIP (Base Interruptible Program)	상업용, 산업용, 농업용 소비자를 대상으로 하며 전력회사 요구시 부하 감축 필요
E-RSMART (Residential Smart RATE Program)	SmartMeter를 통해 소비자가 실시간으로 수요반응에 참가 가능

IV 주요 전력회사 동향

1. 캘리포니아 전기사업자

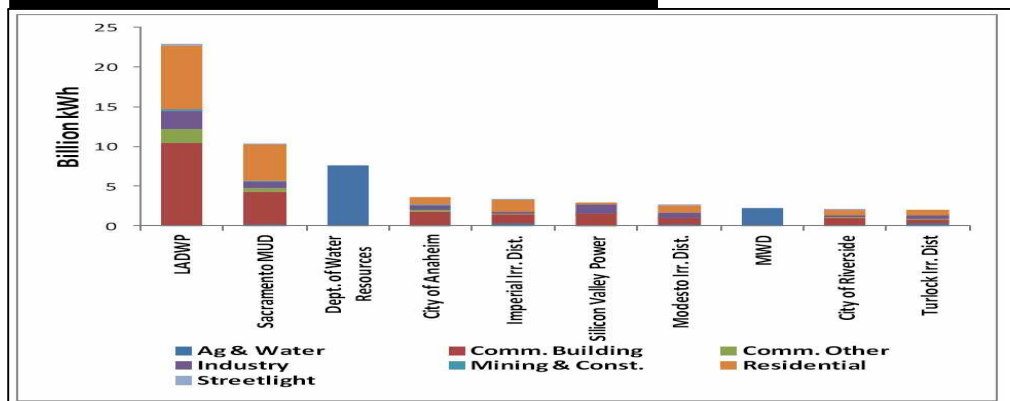
캘리포니아의 전기사업자(LSE, Load Serving Entities)는 담당 구역내 소비자의 전력수요를 충족하기 위해 전력 생산 및 확보 등의 업무를 수행하고 있으며, 州내에는 '15년 현재 74개의 전기사업자가 존재하고 있다.

그림 19 캘리포니아 주요 민영사업자 전력소비량 ('10년)



출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

그림 20 캘리포니아 주요 공영사업자 전력소비량 ('10년)



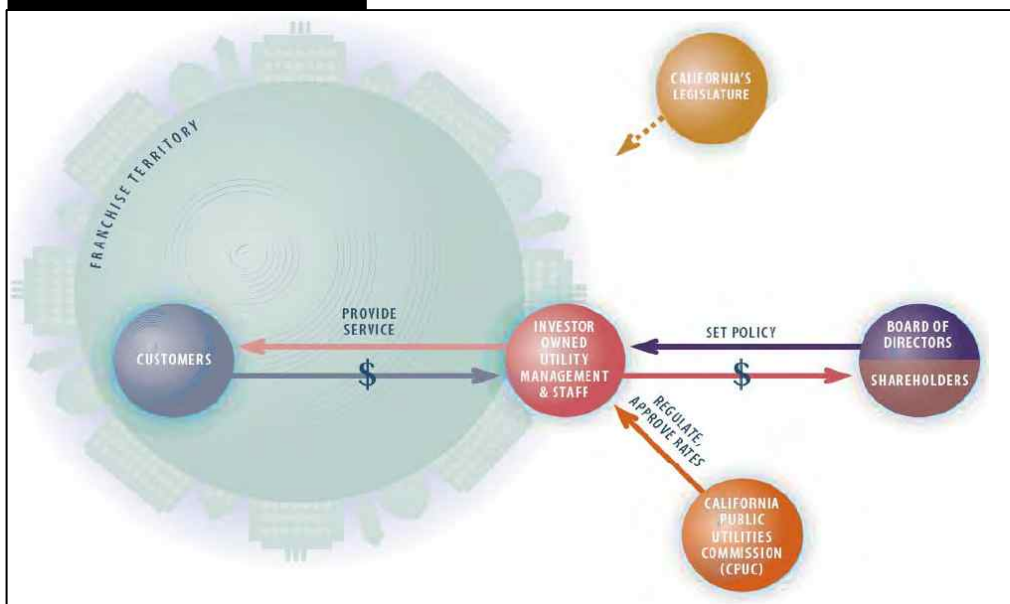
출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

전기사업자는 전력생산의 75%를 공급하는 민영사업자(IOU)와 나머지 25%를 공급하는 공영사업자(POU)로 구분할 수 있으며, 이외에도 소규모 전기사업자(ESP, RECs, CCA)가 존재한다. 현재 3개 민영사업자(PG&E, SCE, SDG&E)와 2개 공영사업자(LADWP, SMUD)가 캘리포니아 내 Top5 전기사업자이며, PG&E, SCE, SDG&E 3개 업체가 캘리포니아 전체 전력의 68%를 공급하고 있다.

2. 전기사업자 분류

민영사업자인 IOU는 투자사업에 대한 수익이 주목적인 영리사업자로 특정 구역에 대한 독점영업권 부여 및 공급구역의 전 수용가에 대한 공급 의무규제 당국에 의한 규제를 받고, 전기요금에 적정 투자보수율을 인정받는다.

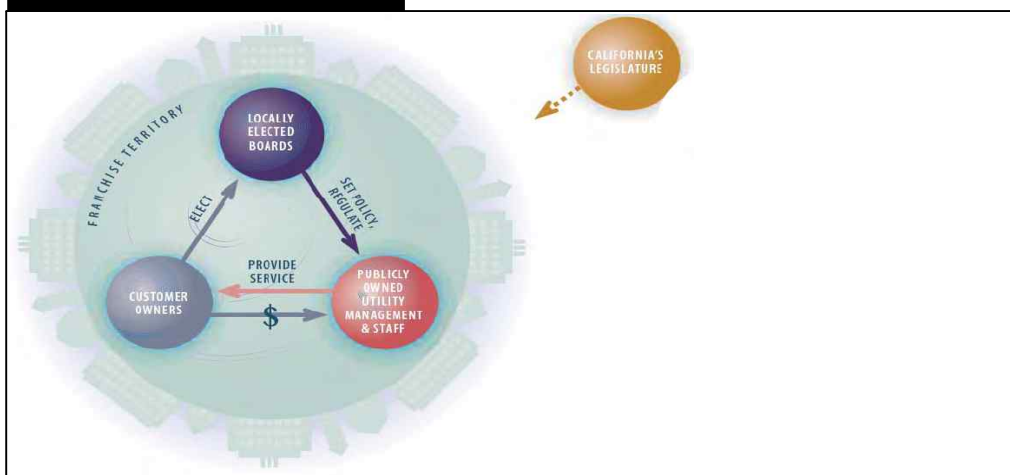
그림 21 IOU의 개념적 설명



출처 : CPUC

공영사업자인 POU는 주 및 지자체 정부가 소유하는 비영리사업자로 원가에 전력을 공급하며, 수익발생시 커뮤니티에 기부 혹은 전기요금 인하 등을 통해 수용가에 환원하는 것을 원칙으로 한다. 대부분의 POU는 배전 업무를 수행하지만, 일부 대규모 사업자는 발전 및 송전 서비스도 수행한다.

그림 22 POU의 개념적 설명



출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

지역전기조합인 REC는 농민이나 커뮤니티가 조합원으로 구성되는 사업자로 대부분 조합원을 대상으로 전력을 공급하고, 농촌의 소규모 커뮤니티 혹은 공급비용이 비싼 농장 등에 전력 공급을 확대하는 것이 주 목적이다.

CCA는 지방자치州的 시(City), 카운티(County)가 운영하는 전력 회사로 개별 신재생 발전사업자에 대해 CCA가 판매를 보장해주고 CCA는 기존 전력회사보다 낮은 가격으로 전력을 공급한다. 최근 환경 규제 강화, 주정부의 적극적 신재생 정책 추진, 신재생에너지 발전비용 하락에 따른 신재생 개별사업자 증가로 CCA 도입이 확대되는 추세이다. 해당지역 소비자들은 지역 CCA 프로그램과 PG&E, SCE 등 관할지역 유

틸리티 간의 요금을 비교해 전력공급사업자 선택이 가능하다.

한편, 캘리포니아의 '15년 현재 전기사업자 현황을 보면 다음과 같다.

표 10 캘리포니아 전기사업자(LSE) 현황		
구분	개수	사업자
IOU (민영사업자)	6개社	• Bear Valley Electric Service (BVES) • Liberty Utilities (a.k.a. CalPeco for California Pacific Electric Co.) • Pacific Gas and Electric Company (PG&E) • PacifiCorp • San Diego Gas & Electric (SDG&E) • Southern California Edison (SCE)
POU (공영사업자)	46개社	• Alameda Power & Telecom • Anaheim, City of Public Utilities Department • Azusa Light and Water • Banning, City of Electric Department • Biggs Municipal Utilities • Burbank Water and Power • CCSF (also called the Power Enterprise of the San Francisco Public Utilities Commission) • Cerritos, City of Cerritos Electric Utility • City of Industry Administrative Offices • Colton Public Utilities • Corona, City of Department of Water and Power • Eastside Power Authority • Glendale Water and Power • Gridley Electric Utility • Healdsburg, City of, Electric Department • Imperial Irrigation District (IID) • Kirkwood Meadows Public Utility District • Lassen Municipal Utility District • Lathrop Irrigation District • Lodi Electric Utility • Lompoc, City of, Electric Division • Los Angeles Department of Water & Power (LADWP) • Merced Irrigation District (MeID) • Modesto Irrigation District (MID) • Moreno Valley Utility (MVU) • Needles, City of (Public Utility Authority) • Palo Alto, City of, Utilities Department • Pasadena Water and Power • Pittsburg, City of Pittsburg Power Company Island Energy • Port of Oakland

		• Port of Stockton • Power and Water Resources Pooling Authority (PWRPA) • Rancho Cucamonga Municipal Utility • Redding Electric Utility • Riverside, City of Public Utilities Department • Roseville Electric • Sacramento Municipal Utility District (SMUD) • Shasta Lake, City of • Shelter Cove Resort Improvement District (RID) • Silicon Valley Power (SVP) • Trinity Public Utilities District (PUD) • Truckee Donner Public Utilities District • Turlock Irrigation District (TID) • Ukiah, City of, Electric Utilities Division • Vernon, City of Municipal Light Department • Victorville Municipal Utilities Services
Electric Service Providers (ESP)	15개社	• 3 Phases Renewables, Inc. • Agera Energy, Llc • American Powernet Management, Lp • Calpine Energy Solutions, Llc • Calpine Poweramerica-Ca,Llc • Commercial Energy of California • Constellation Newenergy, Inc. • Direct Energy Business • Edf Industrial Power Services (Ca), Llc • Gexa Energy California, Llc • Just Energy Solutions Inc. • Liberty Power Delaware Llc • Liberty Power Holdings Llc • Palmco Power Ca • Pilot Power Group, Inc.
Rural Electric Cooperatives	4개社	• Anza Electric Cooperative, Inc. • Plumas-Sierra Rural Electric Cooperative • Surprise Valley Electrification Corporation • Valley Electric Association, Inc.
Community Choice Aggregator	3개社	• Marin Clean Energy (MCE) • Lancaster Power Authority • Sonoma Clean Power

* ESP : IOU 공급지역에서 소비자에게 직접 전력공급 서비스를 제공하는 비전기사업자

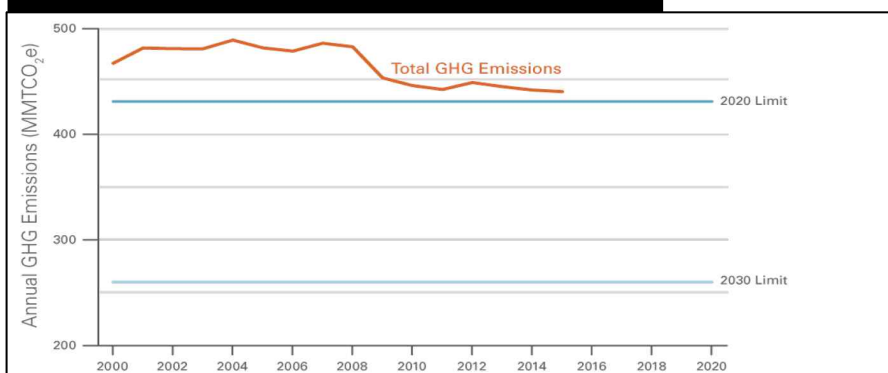
V 주요 정책방향

1. 환경보호를 위한 정책

캘리포니아가 지난 10년간 통과시킨 주요한 환경법안 중 하나는 온실가스 배출수준을 2020년까지 1990년 수준으로 감축시키겠다는 목표를 세운 Assembly Bill 32이다. 캘리포니아는 Assembly Bill 32를 통해 2020년 온실가스 배출수준을 1990년 수준으로, 2050년까지는 1990년 배출수준의 80%까지 감축하도록 하였다. 환경영향을 최소화하기 위해 캘리포니아 주 정부는 전체 발전량 중 신재생에너지 발전량을 50%까지 확대, 분산형 전원의 확대, 친환경설비의 급전순위 우대, 수송용 연료의 50% 절감 등의 정책을 시행하고 있다.

여기에 더불어 캘리포니아는 2015년 4월 Executive Order B-30-15를 통해, 캘리포니아 전체 온실가스 배출량을 2030년까지 1990년 수준의 40%까지 감축하도록 하였다. 이는 2015년 연말에 있을 파리기후변화협약에 대비한 것이며, 북미 지역에서 가장 강력한 감축목표라고 할 수 있다. 또한 이를 통해 2050년 감축목표의 중간 목표를 설정했다는데 그 의의가 있다.

그림 23 캘리포니아 온실가스 배출량 추이 및 감축목표



* 출처 : 캘리포니아 대기자원위원회

Assembly Bill 32를 통해 캘리포니아 대기자원위원회(CARB, California Air Resources Board)가 온실가스 규제정책을 담당하게 되었으며, 대형 온실가스 배출업체가 실질적으로 온실가스를 감축할 수 있도록 유인하는 Cap-and-Trade 제도를 시행하기로 하였다. 캘리포니아 환경규제 하에서는 캘리포니아의 발전소 및 캘리포니아로의 전력 수입은 기준 조건에 미달하므로 다른 온실가스 배출업체의 온실가스 감축을 통해 이를 실현하고자 하는 것이다. 해당 업체들은 온실가스 배출을 위해서는 이에 상응하는 양의 온실가스 배출허용권을 보유해야 하며, CARB가 승인한 온실가스 상쇄방안을 통해 자신의 온실가스 배출을 상쇄시킬 수도 있다. 캘리포니아 내의 전력회사 및 다른 온실가스 배출업체들은 온실가스 배출허용량을 할당받고, 잉여 및 부족 허용량에 대해서는 CARB가 주관하는 경매를 통해 각 업체들이 상호간에 사고 팔 수 있다.

Cap-and-Trade 제도는 화력발전소의 한계비용을 증가시킬 것이며, 이를 통해 전력시장에서 낮은 한계비용을 갖고 있는 신재생에너지 전원의 이용률을 높이고 화력 발전소의 기동을 줄이는데 의도가 있다. CAISO 전력시장은 온실가스 배출허용량의 가격을 일정 수준이하로 할 것을 고려하고 있다. 이외에도 CAISO는 온실가스 배출권의 가격이 발전사업자의 입찰가격에 반영되고, 캘리포니아 이외의 지역에서 수입해 오는 전력가격에 반영되어 궁극적으로는 캘리포니아의 환경우선 순위에 의해 경제급전이 될 것으로 기대하고 있다.

2. 분산형전원 확대 정책

신재생에너지를 확대하려는 캘리포니아의 정책은 대규모 신재생에너지 설비뿐만 아니라 총 12,000MW 규모의 분산형 전원에도 의존하려고 노력 중이다. 이러한 목표를 달성하기 위해서 정책입안자들은 분산형전원을 장려하기

위한 정책과 프로그램을 채택 중에 있으며, CAISO는 시장규칙 수정을 통해 이러한 변화를 지원하고 있다.

캘리포니아 태양광 확대정책은 소규모 태양광 개발을 장려하기 위해 설비규모에 반비례하는 발전차액지원제도를 포함하고 있으며, 소규모 태양광산업이 규모의 경제 및 가격 하락을 유도하기 위해 노력 중이다. 순에너지 계량정책은 소비자들로 하여금 배전망 차원에서의 잉여전력을 저장하도록 유도하고 있으며, 소규모 태양광 설비 설치를 통해 전력요금이 아주 낮게 나오도록 유도하고 있다.

표 11 캘리포니아의 분산형전원 지원정책

구 분	주요 내용
NEM (Net Energy Metering)	- NEM 1.0 : '00년 도입, 소규모 신재생 자가발전(최대 1MW 이내)의 잉여전력을 계통망에 공급하고 이에 대한 REC(신재생에너지공급인증서) 발급 - NEM 2.0 : '17년 7월 적용 예정, NEM 형평성 논란으로 제도를 보완하여 개선 계획 NEM 고객에게 망이용 요금 부과, 최대 1MW 용량 제한 해제, 신규 NEM 고객에 신청 수수료 부과, 주택용 NEM 고객에 시간별 차등 요금제 전환 추진
SGI (Self-Generation Incentive)	- '00년 전력수급 불균형으로 인한 캘리포니아 대정전 개선책으로 자가용 소규모 발전시설에 대한 설치비 초기 1회 지원 - 전체 예산중 75%는 신재생 및 신기술, 25%는 열병합 발전 지원 - 설비용량 589.8MW('16년 3월 기준)
RPS (Renewable Portfolio Program)	- '02년 최초 목표 : '17년까지 신재생 전력비중 20% 달성 - 신재생 발전비중 목표 상향조정 : '10년까지 20% 달성('06년 수정) - '20년까지 33% 달성('11년 수정) - '30년까지 50% 달성('15년 수정)
California Global Warming Soutlion Act	- '20년 까지 '90년 수준으로 온실가스 배출량 감축 목표 설정('06년 제정) - '08년 설립된 CARB(California Air Resources Board)은 배출량 보고 시스템 및 규제방안 수립 - CARB는 '12년부터 정책 시행
GO Solar California Program	- CSI(California Solar Initiative) : '07년 1월 도입, 캘리포니아 3대 민영전기사업자 고객을 대상으로 태양광 에너지 리베이트 프로그램 '07~'16년 까지 21.65억 달러 투자 및 1940MW 보급 - NSHP(New Solar Homes Partnership) : 주택용 태양광 신규 설치 인센티브로 총 6.82억 달러 투자로 360MW 설비보급 목표

최근에는 주로 20MW 이하의 소규모 신규 열병합 발전설비에 대한 발전차액지원제도를 도입하였다. 여분의 전력을 지역 전력회사에 판

매할 수 있다는 것은 앞으로도 이러한 열병합 발전설비들이 충분히 개발가능하다는 것을 의미한다. CPUC도 소비자측 계량기 설치를 통해 분산형전원에 대한 인센티브를 제공하는 자가발전 인센티브제도를 도입하였다. 마이크로터빈, 연료전지, 에너지저장장치와 같은 신기술뿐만 아니라 풍력발전, 내연기관 등의 전통적인 기술을 통해 이러한 제도 도입을 가능하게 만들었다.

분산형전원은 많은 경우 자가용 발전으로 사용되기 때문에 CAISO가 급전지시를 내릴 수도 없고 정확한 출력량도 알기 힘들다. 분산형전원이 계통의 최대부하를 감소시키는데 도움을 주기는 하지만, 수요의 불확실성을 높이는데 기여할 수도 있다. 예를 들어, 많은 분산형전원이 태양광 설비인데 태양광은 기상조건에 의해 출력이 급변할 수 있으며, 일출 및 일몰시간에 출력이 시작되고 멈추게 되어 이 시기에 많은 발전설비들이 출력 증감발을 시행해야 한다. 이러한 신재생에너지 전원의 출력량을 예측하도록 기술이 개발되고 있기는 하지만, 분산형전원이 증가하는 것은 출력 증감발 능력이 뛰어난 발전설비의 필요성이 대규모로 증가되고 있다.

또한, 친환경 발전설비의 급전순위 우대를 위해 기존 화력 발전소의 운영을 최소화, 분산형전원의 우선반영, 전력시장을 통한 수요측의 반응을 유도하는 등의 정책을 시행 중에 있다.

표 12 CAISO의 급전 순위

급전 순위	①순위	②순위	③순위	④순위
내 용	에너지효율 및 절약	수요반응	신재생에너지 및 분산형 전원	환경 친화적인 발전설비

전력 측면에서 캘리포니아 주 정부의 환경보호 정책 실현을 위해 CAISO는 설비위치·특성·시간·태양광 일사량·풍력의 변동성 등에 따른 분산형전원의 일분 단위 부하, 태양광, 풍력의 프로파일을 개발하여 출력변동

성에 대응하고 있으며, 신재생 및 분산형 전원의 출력변동성에 대응하기 위해 CAISO내 모니터링 시스템을 구축하여 운영 중에 있다.

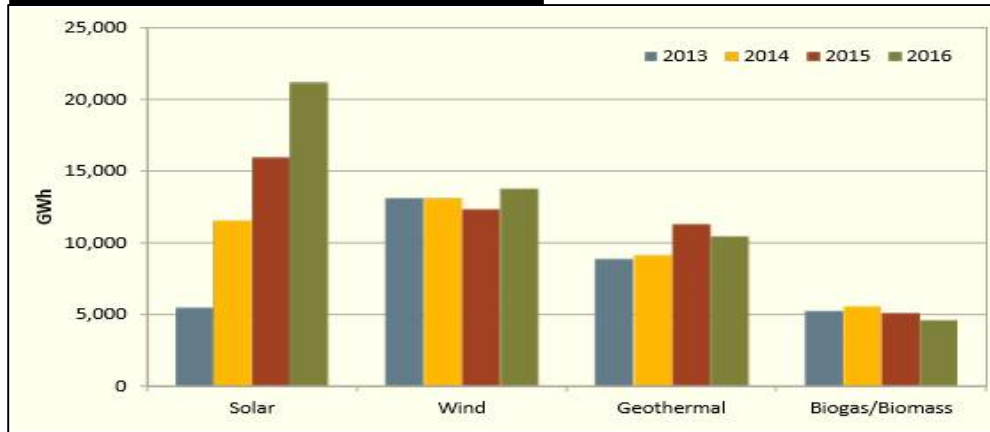
3. RPS 제도

캘리포니아는 1990년대 후반부터 New Renewable Program을 통해 신재생에너지 확대정책을 추진해 왔으며, RPS, CSI(California Solar Initiative), NSHP(New Homes Partnership), NEM(Net Energy Metering) 등 다양한 정책을 추진하고 있다.

캘리포니아는 최초에 2010년까지 총 발전량의 20%를 신재생에너지로부터 생산하는 것을 목표로 하는 RPS 의무량을 부과한 바 있다. 이는 총 전력소비량에 부과되는 것이므로, 연간 기준으로 캘리포니아 주 내에서 소비되는 전력의 20%가 신재생에너지로부터 공급되어야 한다는 것을 의미한다. 캘리포니아는 2010년 목표 일정이 다소 지연되어 20% 의무량은 2011년말에 달성되었다. 하지만 그러한 동안에도 주지사 특별명령 및 Senate Bill X1-2에 의해 목표의무량이 2020년까지 33% 확대하는 결로 증가되었다. 전력회사들은 2013년까지 소매판매량의 20%, 2016년까지 25%, 2020년까지는 33%를 신재생에너지로 충족해야 했으며, 차후년도에도 이 비율을 유지해야 한다. SB X1-2는 CPUC가 규제하는 전력사업자 뿐만 아니라 주내의 수많은 지자체 사업자들에게도 신재생에너지 의무량을 요구하였다.

이러한 정책들의 결과로 2015년에는 최초로 태양광이 재생에너지 중 최대 전원이 되었고, 2016년에는 태양광 발전량이 전년대비 32% 증가하였으며, 전체 발전량의 9% 비중을 차지하게 되었다. 풍력의 발전량도 역시 증가하여 2016년에는 전년대비 12% 증가하여 전체 발전량의 6% 비중을 차지하게 되었다.

그림 24 캘리포니아 재생에너지 발전량



출처 : 캘리포니아 ISO

3.1 재생자원 통합정책 (Renewable Resource Integration)

캘리포니아 주 정부는 20% 재생자원 포트폴리오 구성기준(20 Percent Renewables Portfolio Standard)을 기반으로 하여, CAISO를 비롯한 전력산업 주요기관과 정책 추진을 함께 하고 있다. 이러한 과감한 목표를 달성하기 위해서는, 재생자원이 위치하고 있는 멀리 떨어진 장소와 주요 전력 소비지역을 잇는 송전망을 상당히 많이 건설할 필요가 있는 것으로 파악되고 있다.

3.1.1 재생자원 통합 프로그램(IRRП)

캘리포니아의 재생자원 포트폴리오 기준을 비롯한 다양한 기후변화 관련 목표를 달성하기 위해서는, 대규모 친환경 전력자원을 전력망에 통합시켜야 한다. 이러한 시행과정에서 발생 가능한 걸림돌의 발견 및 해소를 위하여 CAISO가 주도하여 추진하는 계획이 IRRP이다. IRRP는 계통계획, 계통운영 및 시장운영 등을 아우르는 모든 과정에서 재생자원이 원만하게 통합될 수 있도록 관련 도구와 방법을 향상시키는데 주력한다.

3.1.2 간헐적 자원 참여 프로그램(PIRP)

PIRP는 간헐적으로 전력발전이 이루어지는 발전사업자들의 시장진입 장벽을 완화하기 위해서 2005년에 도입된 정책으로, 경쟁시장에서 풍력발전과 같은 사업이 참여하기 용이하도록 사업자의 재무적 위험을 완화하는데 초점을 맞춘다. 자원의 예측 불가능성을 감안하여, 최첨단 예측 프로그램 및 유연한 정산 규칙을 도입함으로써 시장에서 풍력발전을 보다 쉽게 받아들이도록 하고 있다. 이 프로그램의 영향으로 2009년 9월 현재 2,811MW의 용량에 해당하는 풍력발전소가 계통에 전력공급을 하고 있다. 향후 이 프로그램에 태양광 발전도 포함시킬 수 있도록 관련 이해관계자와 협의를 진행 중이다.

3.1.3 통합을 위한 기반시설 향상

전력계통의 상당 부분(현재의 20%나 향후 33%)을 “녹색전력”으로 채우기 위해서는, 신중한 계획 수립과 진행 협조가 수반되어 재생자원의 전력이 손쉽게 효율적으로 소비되도록 해야 한다.

CAISO의 연간송전계획수립 과정에서는 신재생에너지 발전량을 송전하기 위해 준비된 송전망 현황을 조사하게 된다. 계통 전체의 신뢰도, 지역별로 요구되는 전력용량, 계통연계 상황 등을 고려하여 안정적인 계통운영을 뒷받침한다. 그리고 간소화된 발전소 건설허가 신청 및 승인 절차를 통해서, 대기 중인 발전자원을 신속하게 해소하고 투자자들이 보다 적극적으로 발전 사업에 뛰어들 수 있도록 하였다.

한편, 연방에너지규제위원회(FERC)는 신재생에너지 개발의 걸림돌을 해결하기 위해서, LCRI(지역 제약 자원 계통연계)라는 독특한 재무적 도구의 사용을 승인하였다. 신재생에너지는 주로 계통과 멀리 떨어진 지역에 발전소가 세워지므로, 신규 발전사업자는 계통 연결을 위한 송전선을 건설해야 한다. 그러나 이를 위한 선불 투자액을 확보하는데 어려움을 겪는 경우가 빈번히 발생한다. LCRI는 이러한 사업자들에게 선불 송전비용을 제공하고, 발전소가 완

공되어 발전을 시작하여 매출이 발생하기 시작한 후에 비용을 회수하게 된다.

아울러, 캘리포니아는 2008년 초부터 RETI(신재생에너지 송전 계획)을 추진하여 신재생에너지 관련 목표를 달성함은 물론 서부 전력계통 강화를 도모하고 있다. CPUC, CAISO, CEC(캘리포니아 에너지 위원회) 및 공공 발전사업자 등이, 1단계에서는 경제 및 환경 영향을 고려하여 40개의 '경쟁력 도모 신재생에너지 지역(CREZ)'을 파악하였다. 2단계는 현재 진행 중으로, CREZ를 보다 구체화(캘리포니아 밖의 지역 5군데를 포함한 36개 지역으로 정리됨)하며 100여 개의 송전 구획을 파악하여 주 전체의 송전계획을 재정비하게 된다.

VI 주요 현안 및 시사점

1. 신재생에너지 확대

1.1 전력시장 및 계통 영향

캘리포니아 전력시장에서 RPS 제도의 영향은 이미 중요하며, 신재생에너지의 비중도 점차 늘어날 것이다. 전력사업자들이 RPS 제도에 깊숙이 영향을 받으면서 CAISO의 계획 및 운영기능이 여러 분야에서 영향을 받을 것으로 보인다. 첫째, 신재생에너지에 대한 급격한 수요는 발전사업자들로 하여금 계통망 연계가 필요한 대규모의 신재생에너지 설비를 건설하도록 할 것이다. 이러한 발전설비들은 태양광 및 풍력 입지가 좋은 곳으로 몰리는 경향이 있으므로 일부 지역에 몰릴 수도 있지만, 아마도 수요가 작은 곳일 수 있다. 이로 인해 신규 신재생에너지 설비에서 나온 전력을 수요지로 송전하기 위한 신규 송전망 건설이 필요하게 될 것이다.

둘째, 신재생에너지는 CAISO의 계통운영상 심각한 문제를 발생시킬 수도 있다. 전통 전원과는 다르게 대부분의 신재생에너지 전원들은 정확한 출력을 예측하기가 어려우며, 급전지시를 따를 수도 없다. 수요가 급격히 변하면 공급 측의 발전설비들이 수급 균형을 유지하기 위해 출력을 조절하던 예전 방식과는 달리, 신재생에너지의 출력은 변동성을 더할 뿐이다. 이와 연관된 문제는 초과발전이다. RPS 제도를 충족하기 위해 전력회사들은 신재생에너지 전원이 발전하는 전력을 가능한 많이 사려고 노력할 것이고, 심지어는 계통상황상 필요가 없을 때도 동일할 것이다. 연료비용이 들지 않고, 세금유예제도가 있는 상황에서 신재생에너지 사업자들은 현물시장가격이 마이너스인 상황에서도 발전을 하려고 할 것이다.

셋째, 시장에 대한 심각한 영향이다. 신재생에너지 전원은 작은 규

모의 연료비 및 운전유지비가 소요되므로, 신재생에너지 발전량이 증가할수록, 전력가격은 하락할 것이다. 전통 화력설비들은 줄어드는 판매량과 낮아지는 전력가격을 느끼게 될 것이며, 이와 동시에 수급균형을 맞추기 위해 CAISO의 급전지시에 반응할 수 있는 설비들의 능력은 점점 더 중요해질 것이다. 실시간 수급균형을 유지하기 위해 설비들은 이전보다 더 많이 기동·정지·감발 등의 기능을 수행해야 하며, 이로 인해 많은 설비들이 출력대기 상태에 있어야 하는데, 문제는 전력판매로 인한 수익이 줄어드는 상황에서 이러한 행동들을 위해서는 비용이 증가한다는 데 있다.

1.2 전력시장의 개선 필요성

캘리포니아는 ‘20년까지 신재생에너지를 33%까지 확대하기로 하였으나, 신재생에너지 설비의 출력불확실성으로 인해 향후 전력계통 운영의 유연성 저하가 우려되고 있다. 태양광의 경우는 발전이 낮에 집중되어 백업 발전원의 지속적인 출력 증감발이 필요한 상황이며, 풍력의 경우는 분단위의 급격한 출력 변동으로 백업 발전원의 빠른 보상이 필요한 상황이다.

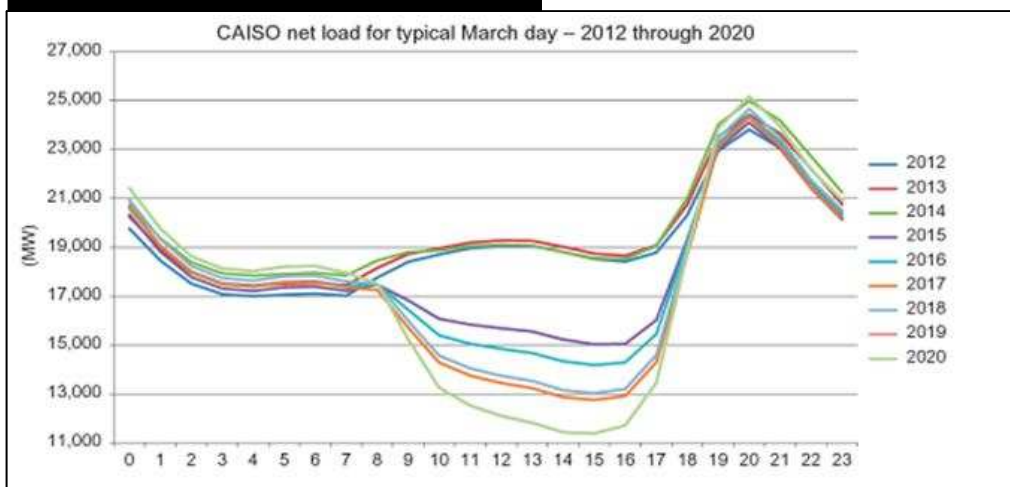
2020년 3월 어느 날의 순부하를 보면 낮 시간의 부하가 11,000MW 수준까지 떨어지는 것을 볼 수 있다. 이 수준은 수력, 원자력, 사전계약물량과 거의 비슷한 수준이지만, 여기에는 출력증감발이 가능한 설비가 거의 없어서 수요가 급감할 경우에는 과잉발전의 문제가 생겨서 신재생에너지 설비의 출력을 감소시키는 방법 이외에는 별도의 방법이 없게 된다. 또한, 급격한 상황에 대처할 수 있는 오후 시간의 급격한 수요증가에 반응할 수 있는 설비도 부족하다. 이러한 상황은 전기자동차 충전소와 같은 하루 중의 부하를 평탄하게 만들 수 있는 설비들의 필요성을 절실하게 한다.

태양광 발전설비의 증가로 2020년 일출 시간(07:30~09:30, 2h)에는 약 4,500MW의 발전력 감소, 일몰 시간(17:30~20:00, 2.5h)에는

약 12,500MW 발전력 증가가 예상된다. 이러한 신재생 설비의 증가로 주말, 공휴일 등 전력수요가 낮은 날은 신재생 과잉공급(Over Supply)으로 원자력, 석탄 등 기저전원의 정지 후 재기동이 필요한 상황이 발생하며, 저녁피크부하 시간대에 수요 증가를 대응하기 위해 기동하는 가스발전력 필요로 인한 비용 상승이 우려된다.

CPUC는 이러한 문제를 해결하기 위해 2020년까지 캘리포니아 주에 설비를 보유한 세 전력회사에 1.325GW의 에너지 저장장치를 송배전 및 고객 측에 확보할 것을 의무조항으로 규정한 바 있다.

그림 25 '20년까지의 봄 기간 순부하 예측량



출처 : CPUC

이러한 문제들을 해결하기 위해 현재 CAISO는 신재생에너지 전원의 안정적 운영을 위해 다음과 같은 전력시장 개선을 추진하고 있다. 첫째, '10년 非발전자원의 보조서비스시장 진입장벽을 완화하였으며, 이를 통해 보조서비스시장 참여가 가능한 최소용량 및 지속시간 등의 참여요건이 다음과 같이 완화되었다.

표 13 보조서비스 참여요건

최소 용량	지속 시간
• 1MW ⇒ 500kW	• 하루전 시장 참여 : 2시간 ⇒ 60분
	• 실시간 시장 참여 : 2시간 ⇒ 30분

둘째, '11년부터 급전계획 수립 시, 증감발제약(Ramping constraint)을 반영하기 시작하여 급격한 출력 변동에 응동 할 수 있는 백업 발전원의 증감발 필요량 (MW/5min)을 반영하여 급전계획을 수립하고 있는 중이다. 셋째, '13년부터 조정예비력(Regulation) 보상체계를 개선하여, 기존에 용량요금 만을 보상하던 것을 4초 단위 응동량 및 응동 정확성을 반영하여 급전지시 응동을 보상 중에 있다. 마지막으로, 14년부터 전력시장 구조를 개선하여 기존 하루전/1시간전시장에서 하루전/15분전/5분전시장으로 변경하였으며, 이를 통해 시장운영을 1시간에서 5분단위로 변경하여 전력수요와 신재생 발전량 예측 정확성을 높이기 위해 노력 중에 있다.

2. 3단계에 걸친 순차적인 MRTU 도입

구조개편의 실패 이후 캘리포니아 주에서는, FERC의 표준시장 설계지침에 따라 캘리포니아 전력산업의 새로운 시장 디자인으로 MRTU가 실행되고 있다. CAISO의 개정된 MRTU 디자인은, 세 개의 단계로 분류되어 있으며 시차를 두고 순차적으로 도입되고 있다. 발전업자들의 시장지배력 행사로 인한 높은 도매가격을 경험한 캘리포니아는, 우선적으로 시장지배력 완화조치를 일차적인 과제로 설정하였다. 즉, MD02 최초의 단계인 1A단계를 시장지배력 완화를 위한 단계로 설정하였으며 2002년 10월 시행하였다.

1A 단계에서는 시장지배력에 대한 자동완화절차 (AMP; Automatic Mitigation Procedure)를 수행하는데, 이는 FERC의 미 서부지역 시장지배력 완화조치(2001년 6월부터 2002년 10월 30일까지)를 대체하는 것이다. 이 단계

에서는 발전기의 최근 입찰가격과 현 시장가격을 비교하여 입찰가격에 큰 변화가 생긴 입찰자를 인식하도록 시스템을 구성한다. 그리고 입찰자가 시장지배력을 행사하는지 여부의 파악을 위해 다음과 같은 세 가지 시험단계를 구축하였다.

① 1 단계로는 시장청산가격(MCP)이 MWh당 91.87 달러를 초과하면, 발전기의 입찰가를 해당 발전기의 과거 입찰가격에 근거한 발전기의 기준가격(Reference Price)과 비교하는 시험과정을 거친다. 이는 NYISO에서 수행하는 과정과 유사하다. ② 두 번째 단계는 Conduct Screen이라 불리는 단계로서, 입찰가격이 기준가격의 200% 이상이 되거나, 기준가격보다 100달러 이상 높은 경우에, 입찰가격에 대해서 조사한다. ③ 세 번째 단계는 Impact Screen으로, 시장청산가격을 200% 이상 상승시키거나 50달러 상승시켰을 경우에 조사를 수행한다. 어떤 발전기가 일정한 기간 안에 위의 세 가지 테스트를 통과하지 못하면, 자동완화절차를 밟아 제 3자에 의해 특정 발전기의 입찰을 그 발전기의 기준가격까지 감소시키는 작업을 수행한다.

그 외에 “Damage Control Price Cap”(입찰상한 \$250)이라는 연성입찰가격 상한 제도를 도입하여, 발전비용이 입찰상한 250달러를 넘는다는 것을 정당화하지 못한 발전기에 대해서는 입찰상한가를 준수하도록 하는 방안을 제시하였다.

MRTU는 시장지배력 완화의 1A단계 및 실시간 시장 안정화를 위한 제약하의 경제급전(Security Constrained Economic Dispatch; SCED)의 1B단계를 진행하였다. 1B단계에서는 UDPs(Uninstructed Deviation Penalties)를 선도거래시장이나 실시간 시장에 적용하여, 애초의 약속된 공급과 실제 공급이 심각하게 불일치할 경우에는 발전업자에게 시장가격에 기초하여 벌칙을 부과하도록 하였다. 1A단계는 2002년 10월에 시행되었고, 1B단계는 2004년 10월에 시행되었다.

2.1 Must Offer Obligation

적정용량 확보(Resource Adequacy 혹은 Capacity Requirement)는 책임 있는 기관의 관리 하에 모든 공급원과 수요반응(DR)까지 포함하여 이루어질 것이다. 책임 있는 기관은 2002년 1월의 CAISO 초기 제안서에는 부하책임업자(LSEs)로 표기되었으나, 2003년 5월부터는 기관의 성격 자체를 제한하지 않고 있다. CAISO가 시행하는 통합선도거래시장(IFM)에서 용량공급을 위한 제도는 도입되지 않을 것으로 보인다. 현 제안서 하에서 용량확보 책임주체는 IFM이나 RUC(Day Ahead and Hour Ahead Residual Unit Commitment)인데, 책임주체는 실시간 시장에 입찰할 의무를 지니나, 보조서비스 선도거래에는 반드시 참여할 필요는 없다.

적정용량 확보를 위한 방법으로는 용량시장(Capacity Market) 형성, 용량지불제도(Capacity Payment) 신설, 용량관련 거래나 비용 지불 없이 에너지 시장에서 희소성 렌트(Scarcity Rent)를 도입하는 방법 등이 가능하다. 적정용량 확보는 실시간 전력요금에 대한 수요의 반응이 이루어지도록 할 수 있다면 결정적으로 중요하지 않지만, 기술적으로 가격에 따라 실시간 수요를 변화시킬 수 없는 현 상황 하에서는 가격안정을 위해 필요한 제도이다.

현재 캘리포니아 MRTU에 제안된 ACAP(Available Capacity) 시장은 에너지시장에서의 용량지불제도와 병행될 것이기 때문에, 결국 용량에 대한 지불 규모를 매우 높은 수준으로 만들 것으로 예측되고 있다. 한편 용량에 대한 선도계약은 현물시장의 에너지 가격을 안정화하는데 도움이 될 것이라는 시뮬레이션 결과가 보고되고 있다.

2.2 모선별 시장가격(Nodal Market Price) 기초의 통합

지역별 시장가격을 모선별 시장가격으로 전환하면서, 지역 간(Inter-Zone)과 지역 내(Intra-Zone) 혼잡을 구별하던 기존 제도를 폐지하여 Full Network Model(FNM)에 따라 혼잡완화 체계를 운영한다. 또한 종전의 FTR 대신에

CRR(Congestion Revenue Rights)을 도입한다. 실제 급전시의 불균형을 해소하기 위해 RUC(Residual Unit Commitment) 절차를 창안하고, 이를 통해 ISO의 부하예측과 IFM의 부하량과의 차이를 없애 균형을 이루도록 한다.

시장지배력은 입찰가격상한(Soft Cap)을 통해 통제하며, 상한은 현재대로 MWh당 250달러로 정하고 입찰하한은 MWh당 30달러로 한다. 현재 실시간 시장에서만 유효한 자동완화절차(AMP)를, 통합된 선도거래시장과 RUC에도 확대 실시한다는 계획을 가지고 있다. 국지적인 시장지배력 완화는 RMR 계약을 이용하고, PJM식의 완화조치를 IFM에 통합하여 사용하는 것을 원칙으로 한다. 지점별 시장가격의 차이는 혼잡과 송전손실비용만을 반영하도록 구성한다.

FNМ은 ISO 통제지역의 계통연계와 WECC 계통의 실제 제약을 모두 반영하는 폐쇄 루프 모형으로 구성하여, ISO 통제지역과 다른 지역의 계통연계들과 통제지역의 루프 조류를 모두 반영하도록 한다. 그러나 3단계 초기에는, WECC의 다른 지역이 이와 같은 네트워크 모형을 수용할 수 있는 준비가 이루어질 때까지 다소 단순한 개방 루프를 이용하여 네트워크를 운영한다.

하루전 IFM은 다음과 같은 순위로 운영계획을 수행 : ① ETC 계획, ② CRR과 연계된 Self-Scheduled 수요, MRR의 Self Scheduled 공급, ③ 다른 자가 계획(Self Schedule) ④ 에너지 입찰. 1시간전 IFM은 다음과 같은 순위로 운영계획을 수행 : ① 최종 DA 계획, ② ETC와 연계된 수요, 공급의 괴리, ③ MRR로부터의 Hour Ahead 자가 계획상 공급 괴리, ④ 다른 Hour Ahead 자가 계획과의 괴리, ⑤ 에너지 입찰과의 괴리.

2.3 보조서비스 시장

보조서비스 시장을 통합 선도거래시장과의 유기적 협조 하에 운영하며, 보조서비스 시장은 현행대로 네 가지 종류의 보조서비스를 제공한다. 에너지와 보조서비스를 통합하여 비용을 최소화하도록 보조서비스 자원을 선택하도록 하며, 보조서비스 한계가격(ASMP)의 설정은 에너지 시장이나 보조서비스

시장 어디를 선택하든 동일하도록 기회비용을 조정하여 결정한다.

2.4 송전혼잡수익권(CRR)

기존의 송전선 경로마다 송전권을 설정했던, 흔히 Flowgate Right로 불리는 FGR을, Source To Sink(Point to Point) 송전혼잡 수익권(Congestion Revenue Rights)으로 대체한다. 그러나 필요할 경우에는, Flowgate Right의 가능성에 대해서는 지속적으로 고려한다. Source나 Sink는 모선 혹은 모선들의 결합체인 교류 허브(Trading Hub)를 지칭하는 것으로서, Source는 전력이 주입(Inject)되는 곳을, Sink는 전력이 인출(Withdraw)되는 지점을 지칭한다. 혼잡수익권의 소유자들은 반대방향으로 혼잡이 발생할 때 채무를 강제적으로 지게 되는데, 역방향 조류(Counter Flow)에 대한 지불이 이를 상쇄할 것이다.

TAC(Transmission Access Charge)를 지불한 공급사업자에게 송전혼잡 수익권을 제공하며, 소비자가 전력공급사업자를 교체할 경우에 송전혼잡 수익권도 그대로 따라가도록 되어 있다.

MRTU 최초 계획안에는 공급사업자에게 제공되는 송전혼잡 수익권이 순(Net) 개념으로 규정되었으나, 모선가격 하에서 국지적 혼잡을 규정하기 어렵다는 이유로 인해 결국 총(Gross) 개념으로 전환되었다. 송전혼잡 수익권은 오직 혼잡과 관련된 비용만을 계산하며 송전손실에 의한 모선가격의 차이는 계상하지 않는다.

송전혼잡 수익권의 공급은 다음과 같은 절차를 통해서 이루어짐 : ① CRR로 전환하지 않는 ETC 송전용량을 계산하여 전체 송전용량에서 제외한다. ② CRR로 전환하는 ETC와 새로운 PTO에게 송전권을 제공한다. ③ 공급사업자에게 제공한다. ④ 남은 송전용량을 입찰을 통해 일반 입찰자에게 제공한다.

3. 시사점

2000년대 초반 캘리포니아 전력위기 사태의 주요 원인은 ①도매가격을 자유화하면서 소매요금은 동결한 사항, ②발전사업자와 판매사업자의 장기계약 금지, ③발전·판매 겸업 금지 등으로 인해 내부적인 리스크 흡수가 곤란했기 때문이었다. 발전사업자들은 연료비 상승분의 도매가격 전가, 도매시장에서의 의도적 공급용량 축소 등 시장가격을 상승시켜 이득을 취한 반면, 판매회사는 이에 따른 모든 비용을 부담할 수 밖에 없는 구조였다. 만약 판매회사가 발전회사와 장기구매계약 체결 혹은 판매와 발전 겸업 사업자가 많았다면, 시장가격 조작 인센티브가 낮아지고, 원가상승 리스크를 분담 가능했을 것이다.

하지만, 이러한 일련의 사태 이후 시행된 캘리포니아 전력시장 재설계를 통해 전력위기가 재발될 수 있는 상황을 미연에 방지하고 있으며, 이를 통해 전력산업이 미래 변화를 수용할 수 있는 다음과 같은 체계를 구축할 수 있는 계기를 마련하게 되었다. 첫째는 지역별 가격 신호(LMP)에 기반한 새로운 CAISO 현물시장의 도입이며, 둘째는 Resource Adequacy(용량적정성) 프로그램을 통해 적절한 수준의 예비력을 확보하여 현물시장의 변동성에서 최종소비자를 보호하고 신규 발전사업 투자에 대한 인센티브를 마련하는 것이다. 마지막으로 캘리포니아 주 정부의 환경정책 등 정책변화 및 스마트그리드, 수요반응, ESS 등 신규 기술이 CAISO에 연계 가능하도록 전력시장을 지속적으로 변화시키고 있는 상황이다.

전력산업은 엄청난 변화의 소용돌이 속을 지나가고 있으며, 에너지 및 환경정책, 신기술의 도래 등 변화의 주요한 요인들은 어려워 보이지만 시장설계, 계통운영, 설비계획을 통해 해결해 나아갈 수 있는 것들이다. 단기의 발전기 기동계획부터 장기의 시장재설계 및 송전망 설비 계획까지, 예전보다 더 많은 불확실성 속에서 남은 많은 과제들은 중대한 결정을 해야만 한다.

최근, 국내에서도 '30년까지 재생에너지 20% 확대 등 국내 전력산업 및 전력시장의 근간을 흔들 수 있는 많은 정책들이 쏟아져 나오고 있는 시점이므로, 캘리포니아의 정책 동향 및 이에 따른 전력시장의 개선방안 등을 면밀히 검토하여 국내 적용방안을 마련할 필요가 있으며, 수많은 수요반응 프로그램이 현물시장 가격과 계통망 상황에 연계되어 있는 캘리포니아의 사례를 지속적으로 관찰하여, 시간대별 전력요금 제도 및 수요반응 프로그램의 국내 도입시 소비자들이 자발적으로 비용 절감 혹은 환경 보존 등을 위해 전력사용량을 조절하고, 수급균형을 유지하는 방안이 되도록 시장설계를 해야 할 것이다.

〈 참 고 문 헌 〉

1. Fereidoon P. SioShansi (2013), Evolution of Global Electricity Markets, ELSEVIER
2. 캘리포니아 ISO
<http://www.caiso.com/Pages/default.aspx>
3. 캘리포니아 전력 통계 및 데이터
<http://energyalmanac.ca.gov/electricity/index.html>
4. 미국 에너지국 EIA - 미국 주별 분석 - 캘리포니아
http://tonto.eia.doe.gov/state/state_energy_profiles.cfm?sid=CA
5. CEC Et Al.(2005), Agent-Based Simulation of An Automatic Mitigation Procedure, EPRI.
6. Wolak, Frank (2003), Lessons From the California Electricity Crisis, CSEM Working Paper 110, UCEI