历经危机重新认识市场 美国第三波电力改革如何演绎？

新的发电、储能、需求侧管理和智能电网技术可能使2050年的电网与当今的电力系统截然不同。市场设计者能否跟上这些变化？现在需要关注什么？在对这些问题给出答案之前，首先回顾一下电力市场的产生以及市场是如何适应新需求的。

以当下的眼光看来，电力行业正在经历着巨大变化，但其实我们曾经已经历过多次转型。20世纪60年代，几乎所有电力都是由垂直一体化的公用事业公司提供的。他们满怀信心地规划、投建规模越来越大的燃煤和核电机组(包括浮动核电站)，而这些看上去“谨慎”的投资造成的费用都将由纳税人承担。越来越多用户认为，最大的环境挑战是丑陋的架空配电线；气候变化意味着全球变暖，而能源电力规划和监管机构却不怎么操心……

正是因为面临这些问题，未来电力工业的变化将主要体现在类型的多样化而非规模上。如果市场设计能够始终遵循公平接入、技术中立的原则，对在合适的时间和地点向系统提供真正所需的服务主体给予合理的财务奖励，那么电力系统将会很好地适应未来任何技术和社会变革。

1第一波浪潮：打破自然垄断神话

美国电力行业首次引入竞争往往都追溯到1978公用事业监管政策法案(“PURPA”，Public Utilities Regulatory Policy Act)的发布。该法案要求垂直垄断电力公用事业公司在其服务范围内购买小型电厂（小于50兆瓦）和可再生能源生产的电力。

PURPA是在华盛顿出现放松管制的热潮时出台的。首次在曾受到严格监管或具有公益性质的行业推行自由市场，在很大程度上要归功于吉米·卡特总统的首席经济顾问弗雷德·卡恩（Fred Kahn）。他的基本思路是：更自由的市场可以刺激公司以更低的成本提供更广泛的产品。政策制定者解除了对铁路、电信、航空、航运、证券市场以及天然气和水务公用事业的管制，并对这些公司进行重组。90年代初期，政策制定者、消费者和学术界人士都试图将同样的变革推广到电力工业当中。

然而，PURPA和随后发生的改革并不是第一次将竞争引入电力供应。早在20世纪30年代，英国中央电力委员会就发起过一场拍卖。英国中央电力委员会通过拍卖选择效率最高的电力供应商，与其签订供电合同，为十年内电力供应成本减半做出了贡献。在美国，尽管塞缪尔·英萨尔（Samuel Insull）成功促进了电力的特许经营，但配电环节的竞争并没有完全消除。在一些城市，竞争对手为了“挖走”对方的客户，建设了平行运行的配电线路。有证据表明，存在这种竞争的情况下，电费的确有所下降。尽管二战后的国有化取代了英国的竞争市场，配电层面的竞争最终在美国也消失了，但这些例子对20世纪90年代的美国改革者来说无疑不是一种激励。

20世纪90年代前，在没有对成本收益做仔细分析的情况下，自由市场思想引发了英国和智利电力部门的首次变革。20世纪70年代煤炭行业罢工期间，英国国有化的电力公司无法保持正常供电，当时的英国首相撒切尔（Margaret Thatcher）认为，除了引入自由竞争，根本没有其他选择。与此同时，在美国，学术界也正在为改革建立智力基础。1988年，麻省理工学院（MIT）的弗雷德·施魏佩（Fred Schweppe）和他的学生们根据电力的瞬时边际成本，用数学方法描述了价格如何随时间的推移和节点的不同而变化，以及这种现货价格如何引导在不同地点投建合适规模和不同类型的发电机组，甚至对输电能力建设产生影响。不过，施魏佩提出的这种方法首先是被用来激励需求侧改变自身行为的，后来才将这一想法扩展到供应侧，但在今天的市场上，需求方在很大程度上仍然与这种反映实际系统时间、空间条件的价格隔绝。与此同时，他的MIT同事保罗·乔斯科（Paul Joskow）和理查德·施马伦西（Richard Schmalensee）1983年时描述了如何竞争，特别是发电环节竞争。

但推动上世纪90年代美国重组电力工业的主要原因并不是早期的竞争和施魏佩等人所建议的知识框架——铁路运输、天然气、电话和航空旅行费用的大幅下降起到了主要激励作用。另一个推动力来自部分用户，他们对过度投资造成的电费不断上涨感到恼火。这些用户想购买其他辖区内更便宜的电，或者是建设周期更短、成本更低的气电。当时，相邻州之间的电费差距能达到2倍，强烈地激励着用户寻找更好的解决方案。

上世纪90年代，电力行业是自然垄断的长期神话被揭穿，许多司法管辖区以两种形式引入竞争：一是独立发电机之间的“PURPA式竞争”，即以一种受监管的“可避免成本”价格向公用事业出售电力。在某种程度上，“可避免成本”准确地反映了公用事业公司的供电成本，但监管机构经常高估这项成本，有时会导致过度支付，进而造成电价上涨。

这就促成了另一种竞争方式：消费者通过市场途径获得更便宜的电力。为了广泛传播这种方式，许多州开始分拆发电、输电和配电业务。发电资产被剥离给独立发电公司，电网作为电力的“公共载体”，独立发电公司通过竞争向消费者出售电力。而这种竞争方式也不能完全降低电力的社会总成本。相反，有人认为，这主要是一些用户将“滞留资产”（不经济的PURPA合同或建设成本被低估的电力公司资产）的固定成本转移给其他用户或投资者。目前消费者通过避免以基于平均成本费率将成本转移给其他主体的努力仍在继续推动着电力工业发生根本性的变化，但方式已经截然不同，稍后会加以解释。

对竞争带来的红利的高估，对新型清洁能源技术竞争力的乐观预测以及对竞争有助于提升能源效率和可再生能源技术应用的认知，都是20世纪90年代末许多州热情推进电力工业改革的原因。基于“变革能惠及所有人”这一信念，1996年，加州议会一致投票赞成法案AB1890“电力结构调整法（Electricity Restructuring Act）”。其他州也很快跟进，此后几年内，近半数州通过了改革重组电力行业的法律或法规。许多州（但并非所有州）都打算允许所有客户直接买电，乐观地期待着广泛的民众参与和显著的成本节约效益。其中，加州最引人注目，电力公司自愿或强制被剥离发电资产。

不幸的是，在这场深刻的变革中，一些人对自己能获得的好处估计得过于乐观了。即便改革提升了效率，降低了价格，它也不可避免地会产生一些输家。此外，正如当时许多学者警告的那样，电力系统技术的复杂性意味着建立一个电力市场不会像创建或重组一个普通商品市场那样简单。

在各州行动的同时，联邦能源监管委员会（FERC，Federal Energy Regulatory Commission）也推动了改革议程。1996年4月，FERC通过了888号命令，旨在“消除大规模电力批发市场竞争的障碍，并为国家电力消费者带来更高效、更低廉的电力”。所有在拥有输电资产的公用事业公司都必须允许所有市场参与者根据公布的输电费率不受歧视地使用其输电设施。1999年12月，FERC发布了第2000项命令，明确鼓励建立区域输电组织（RTO，Regional Transmission Organizations），以促进市场和推进第888号命令的目标。此后，尽管美国还有许多地区仅仅执行了无歧视开放输电设施这个要求，其中一些RTO已成为成熟的独立系统运营商（ISO，Independent System Operators），运营日前和实时电力现货市场。

2第二波浪潮：加州危机及其经验教训

然而，2000-2001年的加州能源危机在一定程度上中断了改革的努力。

许多文献对这场危机的原因有详细的记录，并对此进行了非常广泛的讨论。首先，这场危机是因为发电厂行使市场力，为推高价格而撤出供应所引起。干旱、天然气压缩机爆炸、海带被吸进核电站冷却系统等问题促使电厂行使市场力；与此同时，联邦和州监管机构不鼓励中长期双边合同政策也是推手之一。其次，市场设计忽视了电力的重要物理特性。比如，在忽略内部输电阻塞的日前市场中定义统一价区。这使得CAISO的值班员不得不匆忙地实行非经济性的失序调度和场外调度（out of sequence and out of market dispatch）来解决危及系统可靠性的实时阻塞问题，从而加剧了市场力的行使；另外是孤立了日前和实时能量市场，忽视了它们之间的紧密联系。安然和其他市场参与者采取了伪装或欺骗的手段在这些市场间套利。套利本身是所有其他市场的重要功能，正常情况下，套利可以改进而不是损害市场。最后，市场未能促进中长期合约，这使得发电公司能够从行使市场力的行为中立即获利。

糟糕的市场设计和滥用市场力的后果一点也不含糊：滚动式停电，批发电力成本增加三倍，公众对以旨在降低成本的的改革失去信心。自危机以来，没有更多的州加入改革大潮，在原来已经启动改革的23个州中，有8个州暂停了零售市场的开放，只有德州（Texas）为工商业和居民等所有消费者建成了一个活跃的零售市场。

尽管发生了危机，FERC还是勇敢地向前推进改革。

在开发适用于所有批发市场的“标准市场设计(Standard Market Design)失败后，FERC又推出了一个自愿的“批发市场平台（Wholesale Market Platform）”，其中包含了他们认为可以防止出现加州危机的元素。例如，反映实际网络阻塞的特定地点（节点）价格；在市场运营前识别试图行使市场力的投标，并对其进行限制；鼓励中长期金融合同，引入金融输电权市场；对现货能量市场和备用市场实施联合优化；允许在日前市场和实时市场之间进行金融套利；运作一个像电力库（POOLCO）的混合市场，同时也促进双边交易。电力库被定义为一个地区的单一市场运营商，他们主持电力拍卖，从发电厂购买电力，然后再将其出售给消费者或负荷服务实体（LSE，Load Serving Entities）。电力库通过将电力从前者转移到后者，并根据其在卖方和买方所在地计算的能量现货价格的差异，对网络的短期使用收费。

总之，第一和第二波改革浪潮是由全球性的基础设施产业私有化，纵向和横向分拆以及在批发市场中引入竞争来推

动的，它们被视为提升投资、生产和消费环节经济效率的手段。两波浪潮的经验教训体现在FERC设置的框架中，也体现在PJM，CAISO和其他ISO/RTO积极推广的市场设计中。这些经验教训包括以下几点：

一是如何对电力工业进行分拆，并分配由此产生的经济效益和成本。其主要挑战是资产剥离和收回特许经营造成的滞留成本。投资者认为放松管制下的电力会非常便宜以致无需计量评估，这会使得被剥离的资产价值大幅贬值。在加州，竞争性的交易收费机制旨在使投资者拥有的公用事业公司股权保持完整，但这一安排是不公平的，因为市场可能发生突发事件，市场力可能被滥用，这会给资产买家带来暴利，而电力用户却未能受到保护。没人想到通过兑现被剥离电厂的看涨期权（规定投标上限）来保护消费者的滞留利益。迄今为止还在抵制资产剥离的美国西北部和东南部地区电力公司，未来在分拆重组中应考虑通过此类合同来实现平滑转型。

二是消费者需要与电力公司签订中长期供应合同，以防市场力被滥用。以前加州的监管机构不鼓励发电厂和负荷服务实体之间签订长期合同，认为在日前现货市场上出清所有电能就不再需要监管干预。然而危机发生后，加州监管机构转了个180度大弯，规定只能提前一个月和一年签定中长期合同，还要“展示”充足的实物资源。FERC则鼓励但没有强制实施“资源充裕度（RA，Resource Adequacy）”机制，更充分地保证有足够的资源来防止短缺。危机发生后，这些机制让神经紧张的监管机构稍微放下心来，并为仅靠从设置价格上限的能量市场无法获得足够回报的投资者提供了找回“丢失的钱”的来源。不过，不同地区所采取的办法有所不同。PJM和ISO-NE设计了容量市场，通过年度拍卖购买长期容量储备（依具体情况服从特定调配），允许现有和计划的发电装机容量以及愿意减少负荷的需求侧资源参与。不过，德州却选择了一个只有能量交易、现货价格允许达到$9000/MWh的市场。它还增加了运行备用需求曲线（ORDC, Operating Reserve Demand Curve）作为补充，对能量施加了一个价格增量，以反映备用“枯竭”的情况，从而使价格能在供应短缺时更好地反映能源的稀缺性。

三是重新评估市场力滥用和其他扰乱市场秩序的行为。在过去的市场运行中，这些行为利用商业模式和技术现实之间的不一致影响了市场价格。原先FERC对批发市场价格的授权是根据司法部的标准来制定的，如市场集中度指数（HHI，Herfindahl-Hirschman index）等。但事实证明，这对电力行业来说并不适用。最初加州和德州的商业模式强调交易简单性，但加州危机以及PJM、德州市场中的广泛博弈（特别是常说的“减载博弈”，即在供应过剩位置的发电机组以不考虑网络阻塞的较高区域价将电力卖到日前市场，然后以较低价格在实时市场回购电力来缓解在该位置的网络阻塞）表明，商业和技术模式必须保持一致，这使得市场开始了进一步改革，例如加州进行市场重组和技术升级，德州设计了节点市场等，特别是节点电价被用在日前市场和实时市场中，其地点边际电价（MCP，Locational Marginal Prices）通过统一的价格清算规则来确定。最初实时市场是每小时结算一次，但为了响应可再生能源产出的变化，FERC第764号命令将实时市场结算间隔缩短到15分钟，并且每5分钟重新进行一次调度优化。人们曾经担心乘坐每辆公交车都有单独的价格会增加操纵市场的空间，但事实恰好相反，约束变得透明，日前市场进行阻塞管理，参与者行使市场力的机会反而减少了。然而，这些措施不足以消除具有有限供应和输电阻塞的“负荷口袋”中的市场力。从加州危机中吸取的另一个教训是，进行积极的市场监测，自动发现和缓解试图行使市场力的投标。

以节点电价进行能量交易能够提供反映输电阻塞的准确价格信号，提升了生产、消费和投资的效率。然而，人们很快就发现，这种位置价格的可变性和不确定性使市场参与者面临很高的风险。因此，第四个教训是需要对这些风险进行金融对冲。哈佛大学的比尔·霍根（Bill Hogan）建议ISO以金融输电权（FTR，Financial Transmission Right）的形式创建一个对冲工具，用以补充弗莱德·斯威普（Fred Schweppe）对节点能量市场的设想。这些金融工具使其持有人获得或承担因两个具体节点之间的价差而产生的净收益或义务。

第五个教训是市场不应被任意孤立，设计市场时应该认识到能量市场和辅助服务市场的相互依存关系，同时，套利对于提高效率、提供信息和加大行使市场力的难度非常重要。避免孤立市场的其中一个应对措施是设计允许虚拟投标的双结算能量市场，目前这已成为美国有组织市场的标准。大多数能量交易在远期双边合同和场外市场中实现，并辅之以长期金融合同。ISO通过双结算方法确定日前能量的现货交易，其中大多数能量每小时以具有财务约束力的数量进行交易，价格由安全约束下基于报价的经济调度确定，经济调度通过使用混合整数规划（MIP，Mixed Integer Programing）的机组组合优化来实现。实时市场与日前市场每小时出现的偏差根据每15分钟一次的重新报价每五分钟重新优化一次。虚拟竞价允许能量交易者和投机者进行套利，并使日前市场和实时市场的价格更加接近。它还消除了通过“隐性虚拟竞价”伪装套利的动机，在这种竞拍中，为了操纵日前市场价格，实物能量供应的报价或买入的出价被推迟到实时。加州危机期间，供求双方都参与了“隐性虚拟竞价”。

加州危机后的十年中，人们充分认识到，市场设计不是目的，而是过程。随着供需技术的改善，计算能力的提高以及对市场功能和需求的更多了解，能够提出并实施进一步的变革。这些变化目前主要是渐进的，但未来为应对智能电网，可再生能源和分布式资源革命，可能会有颠覆性的变化。

其中一个发生改变的是市场地域的扩张，以利用邻近地区的互补燃料，负荷的短期多样性以及越来越多的可再生能

源产出。PJM市场范围向西延伸到芝加哥，增加了由西向东的电力潮流，每年节省了1亿多美元的燃料成本；欧洲日前市场的一体化也取得了类似的成果；近期，北美洲西部渴望提高实时平衡效率，CAISO能量不平衡市场（EIM，Energy Imbalance Market）迅速扩张，覆盖美国西部8个州以及加拿大的不列颠哥伦比亚省。加州市场每天中午经常出现负的实时价格，这意味着邻近的州将因消纳加州多余的电力而获得收益。EIM消除了跨区域输电接入费率和其他阻碍相邻平衡区域之间交易的费用。遗憾的是，CAISO 原来是加利福尼亚州一个州的机构，由加州州政府管理，现在周边许多个州要加入EIM，其管理机制就不仅仅是加州一个州的问题，最后的共识还没有达成，阻碍了CAISO将这一模式扩展到日前市场。看到机会的西南电力库—西部山区和PJM—高峰可靠性合作伙伴正在同CAISO争夺尚未加入EIM的西部平衡区域。它们也在寻求扩大日前市场，包括通过直流连接更密切地协调东西部电网。

计算软件和硬件的改进带来的另一个趋势是在市场软件中明确地考虑故障后的纠正性措施。以前这种风险是通过预防性的供应预定位、分区运行备用要求、n-1调度约束或最小在线约束来处理的，希望超额供给能让系统安全管理意外的设备故障或净负载波动。对此学者们一直认为，如果可以建模优化事故后调度，就可以减少前期定位发电的成本，因为软件会自动微调所需要的备用位置和容量。CAISO正在对某些突发事件实施纠正性措施优化，明确如何在事件发生后以最佳方式调整调度和机组组合。最终，这可能实现机组组合的全面随机优化，不但可以考虑到处理可能故障的方案，而且可以优化哪些机组要在线运行，哪些快速启动机组要保留作为备用。

上述改进已经或将显著地节约系统运行成本，然而并不是各方都对这种使市场软件变得更加复杂的趋势感到满意。一些人抱怨说，价格的驱动因素不透明或许是导致交易活动减少的原因之一，而向随机市场清算的演变将加速这一趋势。一些观察家呼吁扭转这一趋势，例如，通过消除整体成本和最低产出投标来简化供应报价。然而，与整个行业，特别是市场运营所面临的其他迫在眉睫的问题相比，这一讨论得到的关注要少得多。

3第三波浪潮：为需求侧、可再生和分布式资源让路

随着可再生能源和分布式能源（DER，distributed energy resources）的迅速渗透以及智能计量、相量测量单元等智能电网有关技术的应用，电力消费模式正在发生变化，更多客户参与到电力生产中，推动了第三波电力工业改革。

正如前文所述，前两波改革主要是通过竞争提高投资和运营效率，由基础设施的纵向和横向分拆以及私有化推动，相比之下，第三波电改主要是由为减少全球变暖的发电脱碳环境议程，实现更多客户选择和能源供应“民主化”的社会运动，以及在能源供应、储存、计量和控制领域快速发展的技术创新所推动。主张这些变革的政治力量是基于观点态度而不是经济效率来推动改革的，这种思路的变化与原先的市场设计基本原则相悖，其结果是供需环节都存在不合理的激励措施，并且发生寻租行为，同时建立日益复杂的市场机制，试图减轻这些激励措施带来的技术挑战和经济扭曲。

比如，净计量政策在美国和国外已经普遍存在。户用光伏生产的电力超过家庭消费的部分可以以零售价格出售给电力公司。在加州的负荷高峰时段，太平洋天然气及电气公司（PG&E）按零售费率E6等级给户用光伏支付的电费可达每千瓦时45美分，而批发市场的成本可能只有每千瓦时4美分。较高的零售费率是为了让用户公平分摊基础设施成本，然而在净计量模式下，高端消费者可以通过安装屋顶光伏来抵消自己的电费支出，并将他们原本应该承担的基础设施成本份额转移到低端消费者身上。净计量造成的扭曲导致加州、内华达州和夏威夷等地的屋顶光伏迅速扩张，虽然它们的成本大约是地面光伏的两倍。

这种扩张随后招来了电力公司和其他用户的“反抗”：内华达州和夏威夷州中断了净计量政策；加州公用事业委员会以“3对2票”决定暂停执行；夏威夷大幅减少了对超过用户自用能力的屋顶光伏电费的支付，而且新建屋顶光伏装置要缴纳固定连接费；内华达州甚至追溯性地改变了最初提供给拥有屋顶光伏用户的条款。

而值得注意的是，集中式光伏发电越来越具有竞争力。美国能源部近期宣布，集中式光伏的长期安装成本已降低至每千瓦时6美分。以色列公用事业管理局最近也签署了一项为期20年的光伏供应合同，每千瓦时5.7美分，而在智利的阿塔卡马沙漠，集中式光伏发电低至每千瓦时3.3美分。这种可再生能源在当前的电力市场中具备较强的竞争力，特别是在碳税或价格上限交易政策得到执行的情况下，实际上已经不需要导致效率低下的额外补贴激励。

风力发电是可再生能源的另一个主要来源，如果采用适当的碳定价，即使没有针对性的补贴，仍然可能具有竞争力。遗憾的是，在许多系统中，风电在固定上网电价和政府对系统运营商实施的强制性措施中得到了隐性补贴。这些政策往往受到错误的前提支持——可再生能源是“免费的”，而且存在本身就是有价值的，除非在紧急情况或发电过度的情况下，其他任何情况都不应被弃。这一前提没有考虑到在安全约束条件下，为提供可靠电力，执行经济调度的复杂性。战略性地削减可再生能源供应（这在技术上是可行的）可以更有效地调度传统的慢速爬坡资源。因此，一些系统，比如CAISO，为取消不合理的生产性补贴，在市场设计中采用了负报价（下降到每MWh负150美元）。减少或停

止使用针对可再生能源的补贴措施可用于纠正由于传统备用资源的非最佳安排而造成的扭曲。

在欧洲，特别是德国，由于不合理的经济激励，风力发电和太阳能迅速渗透，导致批发市场几乎崩溃。批发价格的暴跌导致了一种“缺钱”现象，激发了传统发电厂的容量补偿。此外，可再生能源的富余导致碳价显著降低，从而使得褐煤的使用增加，抵消了可再生能源提供的大部分环境效益。

从市场设计的角度来看，可再生能源和分布式能源的迅速渗透带来了几个重大挑战。可再生资源固有的系统变异性和不确定性催生了极端的爬坡和灵活性需求。为了解决问题，加州公用事业委员会（CPUC，California Public Utility Commission）修改了“资源充裕度（RA，Resource Adequacy）”机制，要求负荷服务实体必须“显示”其容量至少有三分之一能够满足灵活性标准，且这些资源必须具有经济可调度性，可以在三小时内连续爬坡，而且必须以一个可以让ISO经济地调度它们的价格进行报价。

然而，资源充裕度机制用于鼓励灵活性的效果并非最佳。首先，是否必须是三小时内连续爬坡？不同资源的特性不同，适合的时间长度也有差异，同时，爬坡是否可预测也很重要。其次，如何比较不同资源间的“灵活性”？比如每天只能启动一次，但有15分钟能量储存的燃气轮机和每月只能调用几次的需求侧响应，哪个更灵活？

与其制定灵活发电容量的通用定义，不如重新设计能量市场，奖励在需要时正好可用的发电容量，这种发电容量可以在价格飙升时迅速爬坡，而后在价格暴跌时迅速消失。但是，改变能量市场和辅助服务市场，使其为灵活性提供更适当的回报也不一定简单。能量资源的灵活性对于在不同时间尺度上整合可再生和分布式能源资源是必不可少的，因此，这种灵活性必须在不同市场视野中进行定价，以便为投资和运营提供适当的价格信号。这种灵活性可以通过缩短结算间隔、需求侧管理、灵活使用输电资产（例如输电切换和热极限的动态额定值），以及灵活的爬坡产品来调动。灵活性的价值必须反映在强加给系统的可再生和分布式资源身上，并支付给有助于解决与灵活性有关问题的资源。

例如，CAISO推出了一种新的灵活性爬坡（“flexiramp”）产品，使那些暂时不发电，以便在需要时提供爬坡备用的资源能够获得报酬。这种备用不同于调节型备用，调节备用是一种基于容量的辅助服务产品，用于在每五分钟间隔内进行负荷跟踪，而灵活性爬坡备用则有助于确保在未来短时间隔内能量和调节（regulation）的可用性。因此，市场要为这些灵活性爬坡备用失去的机会成本——在容量被保留而不是被调度（其机会成本等于清算价格减去报价）时放弃的利润——支付报酬。

除了可再生能源的增长外，电力工业的另一个巨大变化是许多小型分布式能源的扩散。这反映了能源生产多样化的普遍趋势，这种扩散在很大程度上是智能电网技术创新促成的。整合这些资源有许多方法，比如创造新的市场平台，组织采购分布式能源，使配电环节的交易成为可能。这些变化将重新定义未来公用电力公司的作用，即如何在电表后的能量自我供应增加而导致公司收入锐减的世界中保持可靠供应的能力。

市场设计的其中一个选择是以ISO为中心，分布式能源通过配电系统运营商和ISO批发市场的第三方负荷集成商参与到系统中。另一个选择是，市场组织以配电级别为中心，ISO有限地协调配电系统运行者，而配电系统运行者通过本地配电系统的市场平台执行集成大部分分布式能源的功能。CAISO和PJM采用了第一种方式，加州引入了分布式能源集成商，PJM引入了削减服务提供商，他们作为虚拟电厂，像普通电厂一样参与批发市场。参与主体的丰富扩大了传统ISO的市场范围，使其适应可再生能源和分布式资源的新世界。

4结论

从托马斯·爱迪生（Thomas Edison）的珍珠街站到塞缪尔·英萨尔（Samuel Insull）受监管的公用电力公司，电力工业直到上世纪末都是垂直一体化的垄断行业，随着历史的演进，该行业在技术应用和运营机构方面实现了巨大创新。过去三十年里，凸显出来的环境问题给行业带来了进一步的变化，可再生能源发电占据了新产能的主导地位。新的计算和通信技术促进了市场革命，使市场的地理覆盖范围不断扩大，并有效地协调了一系列能量、辅助服务和输电资产的使用。

市场规模大幅增加的同时，能够参与市场竞争的个体规模也变小了许多，以至于家庭级别的技术正在给市场带来革命性的变化，而电力市场设计却没有跟上这些变化，这意味着新技术的经济和环境效益还没有充分实现。目前市场设计面临的挑战包括：进一步扩大的地理范围；调和零售和批发电价中极不一致的价格信号；对灵活发电、储存和需求侧资源最佳组合的激励等等。更低的系统成本，更高的可靠性和更少的污染才是我们想要的，而不是特定的技术；实现这些目标的最佳手段很可能会让我们感到惊讶。因此，市场必须促成最佳解决方案，而不是创造一个政策制定者眼中带有偏见的市场。（刘云仁 作者为美国加州独立系统调度运行商(CAISO)前主任市场设计工程师 eo记者 姜黎 编译）

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/137963.html