



2024年09月10日

甘肃电力现货市场转正式运行大会 暨 2024 电力市场秋季论坛会议纪要

邵婉嫣

投资咨询从业资格号：Z0015722

shaowanyi020696@gtjas.com

刘鸿儒（联系人）

期货从业资格号：F03124172

liuhongru028781@gtjas.com

报告导读：

■ 会议背景：

为落实中央有关文件要求，探究电力市场建设的路径与策略，促进跨区域电力合作与共建，推动清洁能源的发展与消纳，甘肃省工业和信息化厅、国网甘肃省电力公司、中国电力科学研究院、南瑞集团、北京能见科技于 2024 年 9 月 5 日-6 日在兰州举办甘肃电力现货市场转正式运行大会暨 2024 电力市场秋季论坛会议，以见证甘肃电力现货市场转入正式运行，并由各类专家分享我国电力现货市场实践与探索的典型经验，展示电力现货市场运行取得的丰硕成果，推动全国现货市场建设。

■ 会议摘要：

大会的召开标志着甘肃电力现货市场转入正式运行，成为继山西、广东、山东之后，全国第四个实现现货市场“转正”的省份，也是全国唯一一家用户“报量报价”参与、连续运行时间最长的现货市场。

杜祥琬院士介绍了双碳目标下如何在保障能源安全下进行能源转型，提出了**碳达峰是经济增长与碳排放增长脱钩的进步拐点**，逐步由以煤为主转向可再生能源为主是长远的能源安全之策，也是碳中和的必有之路。要采取先立后破的策略，**保障现阶段能源安全的同时有序退出化石能源**。

据来自国家电网、南方电网、国家调度中心、北京电力交易中心、国网山西等嘉宾介绍，我国电力市场化建设已取得初步成效，包括电力市场交易品种逐步完善、服务安全保供作用凸显、促进能源转型成效显著等。同时也依旧面临着不少挑战，如能源安全与经济高效的统筹问题、新能源消纳成本的疏导机制、各交易品种之间的衔接机制、省间交易存在的壁垒等。**如何在保证能源安全的基础上进行跨区域电力合作与共建，优化资源配置，提高清洁能源的利用效率和经济效益等方面将是后续电力市场建设的重中之重。**

来自国家电网以及海外嘉宾分享了海外电力市场的发展情况，均提出了海外电力市场的发展离不开政策端的驱动，电力改革并不是一朝一夕能够完成。另一方面来看，当前海外电力市场改革呈现出了几大重要趋势，**包括创新型辅助服务与容量市场机制的建设、聚合商参与电力市场、PPA 主体多元混合化、碳核算机制趋于严苛等。**

来自于协鑫能源科技的嘉宾介绍了储能在电力市场中的应用，指出了随着电力市场化改革的不断推进，储能电站收益的终极模式将会是**容量电价+电力现货市场+辅助服务**，形成容量电价回收固定成本、电量电价回收变动成本、辅助服务回收调节成本的机制。

(正文)

1. 双碳目标下的能源安全与能源转型——杜祥琬院士

(一) 化石燃料减碳路径

第一，提升燃煤发电厂的能效。我国拥有全球能效最高的燃煤发电厂，十几年前 1KWh 供电平均消耗 400g 标准煤，现已进步到度电平均耗煤 300g，能效最高的火电厂已降低至度电耗煤 248g。若全国火电企业都能达到此能耗标准，用于发电的煤炭消耗量可以减少 10%。IEA 预测全球电力行业煤炭消费和二氧化碳排放量比基准情景降低 15%。**第二，探索煤炭的新型应用路径。**各种化石能源都是碳和氢不同比例的化合物，利用化学和物理的办法，可用于制造石油、甲醇、乙醇、烯烃等不同的化工原料与燃料，也可通过煤炭的分质利用、气化技术、煤化工利用、氢氨掺烧煤电等新型技术实现煤炭降碳的目标。

(二) 新型电力系统的建设

能源系统通常存在不可能三角，即安全可靠、经济可行与绿色低碳。安全可靠是对能源系统的基本要求，经济可行是社会接受的基础，绿色低碳是能源转型的大方向。由于风电与光伏发电存在间歇性与波动性，需要建设新能源占比增加的新型电力系统，将不稳定性转换为灵活型，使得不可能三角逐步转换为可能三角。

(三) 双碳目标的具体内涵

碳达峰是经济增长与碳排放增长脱钩的进步拐点。从各国人均 GDP 与二氧化碳排放比例来看，开始阶段各大经济体均属于爬坡型，即人均 GDP 随碳排放增长而增长，随着产业结构的调整以及能效的提高，欧美等发达国家目前经济发展已不再以碳排放增长作为代价，高碳不是走向发达的必由之路。**碳中和是我国经济社会发展的新引擎，**是要开创一条兼具成本效益、经济效益、社会效益的路径，是与实现第二个百年目标同步的经济社会低碳转型、深刻进步的里程碑。

总结来看，逐步、稳步由以煤为主转向可再生能源为主是长远的能源安全之策，也是碳中和的必有之路。要采取先立后破的策略，保障现阶段能源安全的同时有序退出化石能源。

2. 电力现货市场建设实践与展望——国家电力调度控制中心

(一) 面临的形势和挑战

嘉宾指出当前电力现货市场建设面临三个方面挑战：**一是保供压力大。**煤电增长放缓、新能源波动性大、高温寒潮引起的负荷剧烈加剧了发电侧保供压力。**二是推动低碳转型难度大。**新能源装机快速发展且光伏占比超五成，同质化增大了消纳难度，系统调节能力不足。**三是成本难以合理疏导。**当前市场价格机制尚未健全，火电灵活性改造和储能投资建设费用开支难，新能源平价上网不等于平价用网，2010-2019 年新能源发电量占比由 3%提升至 23%，居民电价上涨 90%。

(二) 现货市场建设情况

截止目前，国网片区共有 2 个省份进入现货市场正式运行、13 个省份开展现货市场结算试运行[福建、四川、浙江、湖北、江苏、安徽、江西、陕西开展长周期结算试运行，河北南网、辽宁、湖南、宁夏、重庆 5 家已开展结算试运行。]、6 个省份开展现货市场模拟试运行，其他省份也在抓紧开展研究工作。下一步，国网片区各省份将抓紧推进电力现货市场建设，实现电力现货市场全覆盖，同时将完善建立市场监控体系，

加快建设适应电力现货市场体系的新型调度体系。

（三）电力现货市场建设成效

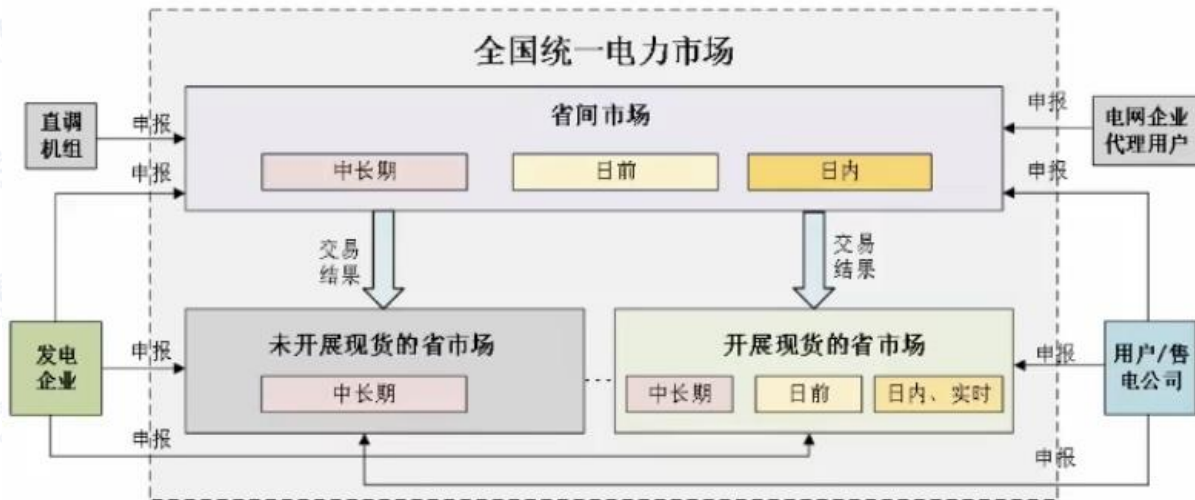
嘉宾指出总计共 6 点主要成效：**一是助力全国统一电力市场建设**，省间现货实现资源大范围余缺互济，省内现货优化省内资源配置，保障电力供需平衡和安全供电秩序。**二是形成市场化价格机制**，现货市场有效反应市场供需，形成“能涨能降”的市场化价格机制，激励机组顶峰发电。**三是促进新能源消纳**，省间现货有效促进“三北”风光资源和西南水电在更大范围消纳。**四是引导用户侧参与调节**，现货市场的分时价格信号引导用户由“按需用电”转向“按价用电”，如甘肃负荷高峰由晚间转向光伏大发的午间。**五是转变电力生产组织模式由计划向市场转变**，随着新型主体的不断涌现，传统计划难以为继，只有市场化机制才能实现高效、公平的协调。**六是提升运营保障能力**，当前市场人才队伍逐渐壮大，现货市场管理处、柔性支撑团队等市场组织机构不断完善。

3. 新型电力系统下的电力市场关键问题——北京电力交易中心

（一）全国统一电力市场建设进展

全国统一电力市场总体框架基本建立。“统一市场、两级运作”市场框架运行良好，电力市场“1+N”基础规则体系基本成型。市场交易规模快速增长，“多买多卖”市场格局基本形成。目前，交易平台注册各类经营主体超 60 万家，是 2015 年的 20 余倍。2023 年，国网经营区市场交易电量 4.66 万亿千瓦时，占总电量的 74.7%，是 2015 年的 7 倍。

图 1：全国统一电力市场整体架构图



资料来源：北京电力交易中心，国泰君安期货研究

电力市场交易品种逐步完善。中长期市场覆盖年度、月度、月内，省间交易实现按工作日连续开市，多通道集中优化出清正式运行，省内交易方面，15 省实现按工作日连续运营，16 省实现分时段交易；现货市场包括日前和日内，省间现货方面，26 个省和蒙西地区超 6000 余家主体参与，省内现货方面，22 个省开展了试运行，多地现货市场转入正式运行；辅助服务市场包括调峰、调频、备用、爬坡等品种；容量市场方面已初步建立煤电容量电价机制，服务新型电力系统下煤电机组定位转型。

电力市场服务安全保供作用凸显。中长期市场有效发挥“压舱石”作用，2024 年度夏期间跨区通道最

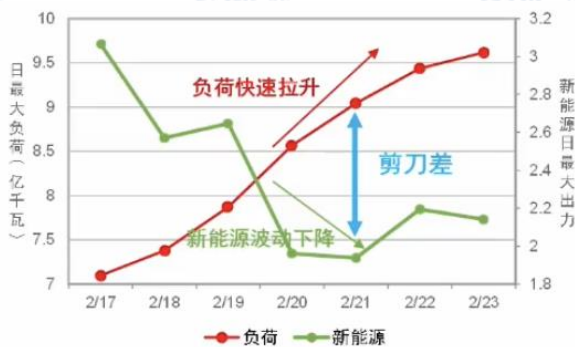
大输送电力 1.42 亿千瓦，创历史新高。省间现货连续稳定运行超过 2 年，成交电量近 800 亿千瓦时。省内现货分时价格信号有效引导火电机组顶峰发电用户错峰用电，电价充分反映季节性、时段性供需关系。

电力市场促进能源转型成效显著。第一，新能源市场化消纳成效显著，2023 年，新能源市场交易电量 5515 亿千瓦时，同比增长 37.9%，占总发电量的 45.3%，今年上半年进一步提升达到 49.3%。第二，绿电绿证市场功能有效发挥，2021 年 9 月绿电交易开市以来，已累计开展绿电交易超 1800 亿千瓦时，年均增长超 300%；推出绿证交易品种，全力推进绿证核发全覆盖，绿证交易量已超 9200 万张。第三，电碳市场协同取得进展，北京、天津、上海、湖北 4 省出台电-碳协同政策，实现了绿电抵碳目标。

（二）新型电力系统下电力市场面临的形势

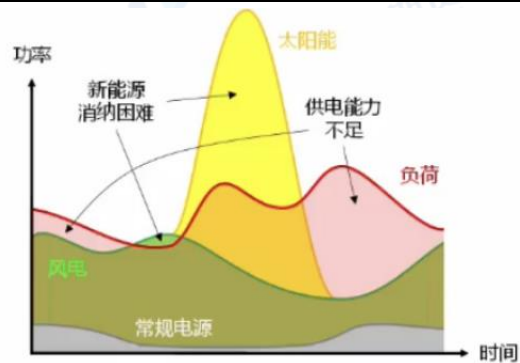
新能源装机快速增长与保供难并存，能源安全与绿色转型需要统筹。极端天气过程中，电力供需出现“剪刀差”，极端高温或低温天气下降温或取暖负荷激增，负荷最高约 3 亿千瓦，但新能源出力受阴天、覆冰、极热无风等因素影响下降，无法有效支撑保供需求。新能源波动性导致时段性供应过剩和不足交替高频出现，受光伏电源“午间大发、晚峰为零”特性影响，时段性、局部性电力供应紧张时有发生，全网各地供需形势同质化严重，午间调峰能力普遍不足。

图 2：寒潮期间新能源出力与负荷出现错配



资料来源：北京电力交易中心，国泰君安期货研究

图 3：新能源出力曲线导致午间消纳难与晚间保供难



资料来源：北京电力交易中心，国泰君安期货研究

市场价格逐步走低与系统成本快速提升并存，能源安全与经济高效需要统筹。针对于新能源机组，消纳成本将随新能源渗透率提高而快速增长，需要完善新能源消纳系统成本疏导机制。针对火电机组，仅依靠电能量收益无法合理体现保供价值，需要加快推进容量价格政策落地，完善辅助服务市场建设，引导火电机组由电量供应主体向支撑调节型电源转变。

电碳协同需要加强，绿电/绿证减碳认定仍待明确。当前我国能耗与碳排放“双控”、碳核算机制中未明确绿电绿证减排贡献度，绿电需求难以有效满足。受欧盟碳关税等影响，外贸企业绿电需求旺盛，对下一步我国绿电绿证如何完善并增加国际认可度提出了挑战。

（三）适应新型电力系统的市场机制体系

一是推动中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，如全面推进中长期连续开市交易、推动用户参与双边现货交易等；二是深入推进省间省内市场协同融合；三是有序推动新能源全面入市；四是积极培育如虚拟电厂、源网荷储等新型主体以聚合方式参与市场。

4. 国际电力市场化改革实践及启示——国家电网

(一) 国外电力改革发展趋势

趋势一：为统筹实现能源安全和转型目标，多国提出电力市场化改革优化设计方案

2024年5月12日，欧盟理事会通过了新的电力市场改革方案。改革方案目标包括：1) 稳定能源价格，限制电价飙升。鼓励市场主体签订长期购电协议(PPA)和双向差价合约(CfD)等。加强防范市场操纵行为，提高电力市场的诚信度和监管力度。2) 确保电力供应安全，完善容量机制。要求各国均出台长期容量机制，提高供应的安全性并增强系统灵活性。3) 保护弱势消费者和企业。4) 规定危机应对预案。

为应对能源安全、能源价格、脱碳目标等多方压力，英国发布电力市场改革方案《英国电力市场设计转型审查(REMA)》，内容包括：可再生能源的支持政策、促进灵活性资源发展的机制、差价合约机制、容量市场机制、电力系统调度机制、集中市场的定价机制等。

趋势二：为保障电力可靠供应、电网安全稳运行，创新辅助服务及容量市场机制

在辅助服务方面，美国多个ISO针对净负荷曲线特性变化、负荷不确定性提升等问题，丰富现有辅助服务市场品种，包括爬坡辅助服务产品，以及推出不确定性备用产品等；澳大利亚能源监管局提出建设转动惯量辅助服务市场的方案。

在容量市场建设方面，德国联邦经济事务和气候行动部(BMWK)于2024年8月，正式对未来电力市场中的容量市场方案设计开展公众咨询。

趋势三：为稳定市场价格、降低收益风险，鼓励建立可再生能源发展长效保障机制

2023年欧盟可再生能源长期购电协议(PPA)增长迅速。近期欧洲产生了混合PPA协议、多买方PPA等新模式。混合PPA协议指引入储能的可再生能源PPA合约，涉及两个独立合同，一个是用户与可再生能源厂商签署的电力合同，另一份是与储能厂商独立权属的合同。多买方PPA指在同一PPA框架协议下将较小型企业的需求集中起来形成联合体与发电方进行签约，2023年多买方购电协议达成多笔签订。

表 1：2023 年公布的多买方 PPA

时间	国家	规模 (GWh/年)	买方	卖方	合约期
2023.6	丹麦	-	7家公司	Reel	5
2023.8	丹麦	29	4家厨具制造商	Better Energy	10
2023.11	西班牙	-	《时尚公约》	Lightsource BP	-
2023.12	西班牙	127	赛默飞世尔科技、欧陆科技	ib vogt	-

资料来源：国家电网，国泰君安期货研究

趋势四：为提供更多系统灵活的调节手段，建立完善需求侧资源参与市场交易机制

2020年，美国联邦能源监管委员会(FERC)颁布第2222号法令，允许分布式能源(DER)聚合商在区域性批发电力市场中参与竞争。

趋势五：扩大市场范围，发挥地区间能源资源与负荷差异互补优势，提高新能源消纳水平

欧盟不断扩张市场耦合范围，统一日前现货市场覆盖欧洲28个国家、日内统一耦合市场覆盖欧洲24国；美国先后启动美国西部能量不平衡市场(WEIM)西部电能平衡服务(WEIS)、美国东南电力市场(SEEM)等跨区电能量平衡市场，完善RTO/ISO之间的电力交易和价格机制，跨地区电力市场范围进一步扩大；日本

成立全国平衡市场，促进电力平衡资源大范围优化配置。

趋势六：产品碳核算对可再生能源电力消费的认证标准更加严格，国际绿色贸易壁垒加大

CBAM 碳排放核算规则已公布。默认使用电力碳排放因子进行计算，对于自发自用、电力直连、购电协议(PPA)等形式的绿色电力消费按零排放核算。但 CBAM 不认可绿证，包括欧盟自身的绿证。欧盟新电池法碳足迹测算只保留了 2 种电力建模方式，分别为直连电模型和国家平均电力消费组合模型，意味着通过签订绿电购买协议/PPA 将无法使用对应的绿电碳排放因子，不能实现产品碳减排。

(二) 对我国电力市场下一步发展的启示

一是充分考虑我国国情和阶段发展特征，市场建设要将促进电力高质量发展、保障电力供应放在首位。二是加快全国统一电力市场建设，促进资源大范围优化配置。三是加快推进新能源入市进行市场化消纳。四是激发分布式光伏、储能、电动汽车等新型主体的调节能力。五是加快建设碳排放核算体系，如电力碳排放因子、碳足迹因子体系等，推动电-碳等相关环节的协同。

5. 南方区域电力市场建设探索-新挑战、新问题、新思路——南方电网

问题一：调节型水电参与区域市场机制

水库运用控制要求向电厂约束条件转化困难；水电电量约束设置与电厂中长期合约签约量难以匹配；省与省、水与其他新能源之间的公平弃电矛盾。

潜在解决方法：由电厂电量约束转为全省电量约束；提出省内弃电原则，明确弃电分配方式；基于优先计划合约边界，开展电力预平衡，明确跨省弃电责任；根据预安排方式或者出清程序，明确水电及新能源弃电原则。

问题二：点对网送电水电参与区域现货市场机制

点对网优先计划年度签约比例高、调整困难；交易计划难以执行、偏差电量规模大；计划模式下，分省送电比例与区域现货出清结果难以匹配。

潜在解决方法：提出基于实际运行结果的事后切割形成优先计划的方式和结算机制；设置点对网送多省电量上下限约束。

问题三：新能源（含储能）参与市场机制

新能源及储能的入市规则不统一；缺乏市场结算、出清结果执行等方面的衔接机制；调度单元与交易单元“一对多”的场站参与现货市场存在困难，出清、执行、结算等环节无法衔接。

潜在解决方法：提出各省关于新能源及储能参与现货市场的目标及实施路径；确立独立储能参与市场的标准；按照电源类型拆分调度单元，电源类型相同合并交易单元。

问题四：不平衡资金处理机制

不平衡资金定义与统计口径不规范；分摊方式未能体现“谁产生、谁负责，谁受益，谁承担”原则。

潜在解决办法：各省区明确不平衡资金定义与统计口径；参考输电权提出不平衡资金分配权，根据输电电量 Q 、节点对价差决定，包括阻塞类、市场类、保障类不平衡资金。

问题五：不同类型电源同台竞价及考核补偿机制

调峰市场机制激励不足；各省多种类型机组成本测算方式不明晰。

潜在解决方法：开展调峰与现货融合出清；成本测算原则为同一种类型机组、同一种计算办法、各省不同参数。燃煤机组为煤耗(或能耗) \times 燃料价格，普通燃气机组为上网能耗 \times 到厂气源价格，长协燃气机组为合同协议价格 \times 容量费比率。

问题六：中长期市场机制

中长期市场无法满足短周期交易需求；广西、广东、海南无跨省中长期交易，现货市场偏差电量较大。

潜在解决方法：周交易+临时交易/1日交易+1日校核或原周交易不再开展/半日交易+半日校核，每日连续开市。

6. 成型的电力市场对可再生能源发展的促进作用——前 CAISO 规划负责人

嘉宾以 CAISO(加州)电力市场为例，主要分享了成型电力市场吸引新能源项目的原因：

第一为地域性因素，当地风光资源不是绝对性因素，政府的引导与支持才是关键。CAISO(加州)的风光资源不如 ERCOT(德州)，由于政策支持使得 ISO 新能源装机高于 ERCOT，同时 ERCOT 不存在容量市场进一步压制储能装机规模。

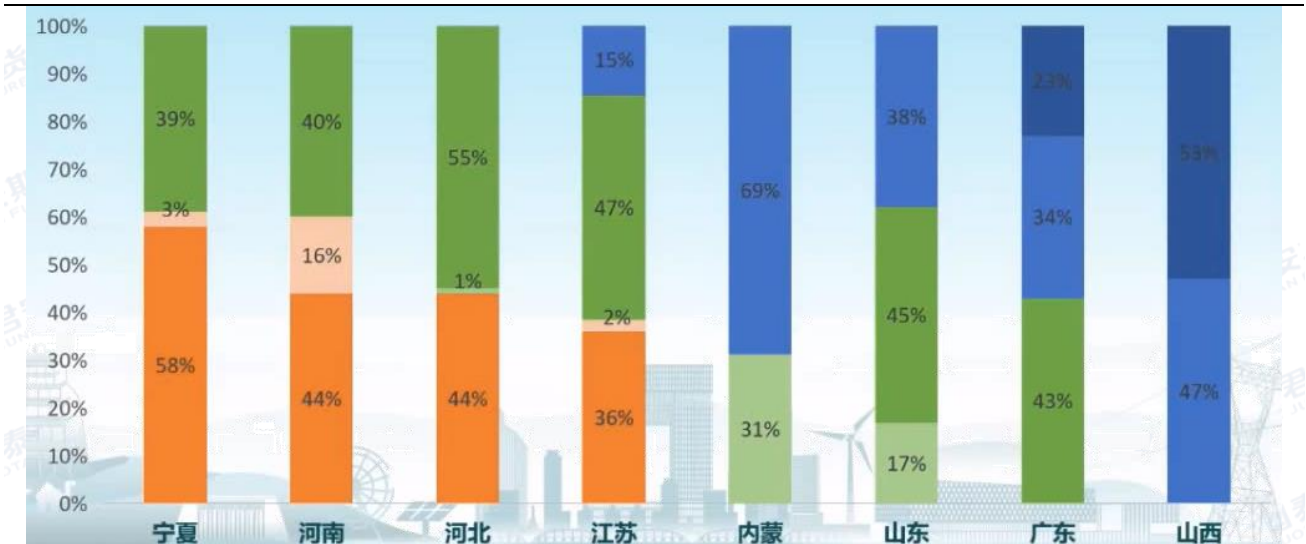
第二为输电接入的管理机制，新能源项目的开发商更希望其由 ISO/RTO(区域输电组织)进行管理，而不是垂直一体化公用事业公司，主要原因在于 ISO/RTO 没有自己的发电资源，不存在竞争关系，同时在制度管理和纠纷处理上更加优异。

第三为市场与系统运营设计，以加州为例，当地采取可再生能源发电预测模型、接近实时运行地进行能源调度、引入快速灵活的爬坡容量服务、先进的储能建模等措施以促进新能源发展。

7. 储能与电力市场的融合——协鑫能源科技

据嘉宾介绍，当前储能收益主要包括容量租赁、电量电价及补偿、电力市场交易、辅助服务与容量电价。独立储能可通过“容量租赁+辅助服务+峰谷价差套利”进行盈利，各个省份的政策存在差异，故商业模式上存在不同侧重。随着电力市场化改革的不断推进，储能电站收益的终极模式将会是容量电价+电力现货市场+辅助服务，形成容量电价回收固定成本、电量电价回收变动成本、辅助服务回收调节成本的机制。

图 4：各省独立储能各项收入比重情况



资料来源：协鑫能源科技，国泰君安期货研究

8. 山西电力现货市场风险防范管理体系建设探索——国网山西

嘉宾主要分享了当前电力现货市场建设的主要风险与实际风险事件发生时山西省对此的解决措施，总结来看，主要风险可分为如下三点：

新型电力系统不确定性大幅增加。随着新能源大规模并网运行，新型主体大量涌现，负荷预测及电力系统运行管理难度显著增加，进而引发价格异常波动、市场运营费用突增等风险的几率大大增加。

市场主体交易水平不断增强，策略性交易行为隐蔽复杂。部分市场主体和集团交易水平不断提升，甚至还开展一些隐蔽的联盟、串谋等行为，进一步人为增加了市场价格和费用的异常波动风险。

电力市场品种日益增多，衔接机制日趋复杂。市场交易品种不断丰富，现货电能量、一次调频、二次调频、正负备用、容量补偿等交易品种和机制将同时运行，各品种间耦合影响复杂，市场分析、预测的难度将急剧增加。

9. 新能源高占比区域电厂的市场建设实践与思考——国家电网

（一）我国电力市场与国外的差异

电源结构上，国外电力市场起步阶段多以火电、气电等发电特性较稳定的常规电源为主，待市场体系较为完备、运营较为成熟后，风电、光伏等波动性电源才逐步增多；我国市场建设之初新能源规模已相当可观，2023 年底新能源装机占比已达到 36%，未来还将进一步增长，市场机制需适应“大规模新能源接入”。

输电格局上，美国、欧洲的各区域电网较为独立，资源与负荷较为均衡，区域间联络需求有限；我国能源资源与用电负荷呈逆向分布，“西电东送”格局已基本形成未来远距离大规模送电还将加强，市场机制需支撑“跨省跨区大范围电力互济”。

电力市场发展不能脱离中国国情，我国电力市场存在以下四点鲜明特征：1) 电力保供是政治任务，不容有失；2) 市场要服务能源转型；3) 我国电力市场中国企、央企占比高，追求经营利润，更承担社会责任，

竞争性有限；4）各地对稳价有较高的诉求。

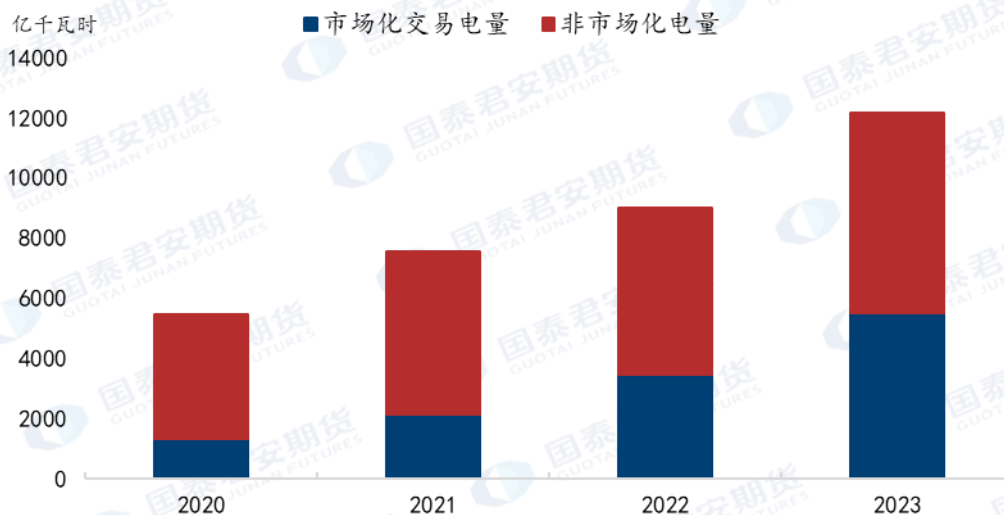
（二）我国新能源参与电力市场现状

中长期年度市场落实国家“西电东送”能源战略，足额签约省间优先发电计划，月度、月内市场灵活响应供需形势波动。**保障性消纳的新能源**，由政府主管部门确定保障性收购电量、价格，作为中长期市场边界。**参与市场化交易的新能源**，参与省内、省间中长期市场(含绿电市场)形成分时上网曲线及电价。

现货市场方面，对于保障性消纳的新能源，由调度代理分解曲线，市场化交易的新能源多采用报量不报价或报量报价方式参与市场，对于省内无法消纳的新能源，自主报量报价参与省间现货，与其他主体集中竞价，激励新能源场站主动拓展跨省跨区消纳空间。

辅助服务市场方面，新能源成为主要的调节需求产生方，主要作为“接受服务方”或“分摊方”的角色参与辅助服务市场。对于已经市场化的辅助服务，如调峰、调频、旋备辅助服务，通过市场形成辅助服务价格，按照“谁服务谁获利，谁受益，谁承担”原则，由**新能源、出现偏差的火电等主体分摊辅助服务费用**，对于尚未市场化的辅助服务，如一次调频、AGC、AVC等，依靠“两个细则”固定模式补偿。

图5：市场化交易电量占比逐步升高

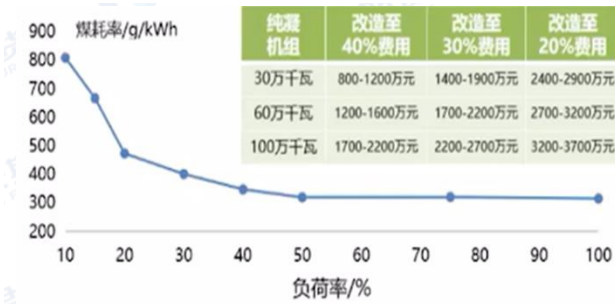


资料来源：国家电网，国泰君安期货研究

（三）我国新能源参与电力市场面临的问题

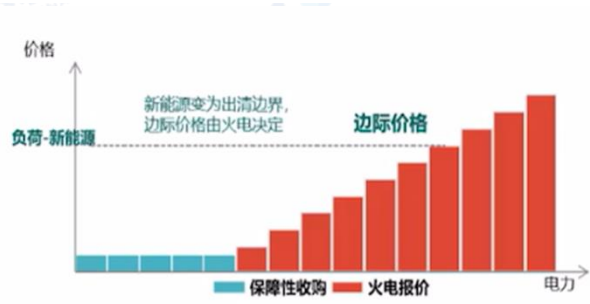
第一，省间送受端平衡特性“同质化”加重。“三北”区域新能源大基地快速发展，全网“午间富裕、晚峰紧缺”特征更加显著；**第二，新能源面临较大交易履约及偏差结算风险，缺乏稳定的发电收益保障；**第三，**调节资源的市场激励不足**，火电常态化维持最小开机方式，“午间弃电”与“晚峰保供”并存，但火电进一步灵活性改造成本回收难保障，储能、负荷侧资源激励机制不健全，同时机组提升爬坡性能的动力不足；**第四，火电调节价值以及新能源环境价值体现不充分；**第五，**新能源参与市场机制不完善**，新能源保障性消纳与优购用户曲线不匹配，新能源“报量不报价”使得其失去主动参与价格形成的机会，现货价格反映火电边际成本，未能充分反映供需形势，同时分布式电源尚未全面入市，挤占主网调峰资源。

图 6：火电灵活型改造成本较高



资料来源：国家电网，国泰君安期货研究

图 7：新能源“报量不报价”使得分时价格信号失真



资料来源：国家电网，国泰君安期货研究

10. 面向新型电力系统的电能量交易模式探索——中国电力科学研究院

我国电力现货市场设计以服务传统能源为目标，发电侧报价包括启停、空载和多段微增曲线，发电能力和燃料成本短期内不随时间变化；用电侧报价通常采取报量不报价的模式提交用电曲线。现有的交易方式和报价模式对新兴主体的适应性不足：

- 1) 风电和光伏：可控性差，发电出力波动频繁。
- 2) 储能：没有精确的发电成本曲线；成本和收益取决于充放电行为，互相耦合；能量型、功率型储能报价差异大。
- 3) 虚拟电厂：没有固定的成本曲线；响应时间受到限制；无启停、空载成本。
- 4) 可调节负荷：没有物理执行的刚性约束；由市场价格决定交易行为；绝对量和相对量调节差异大。

嘉宾就此提出了统一电能商品的交易标的、构建多样化能量块投标模式、灵活能量块的联合出清等一系列解决办法。

国泰君安期货有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会核准的期货投资咨询业务资格（证监许可[2011]1449号）。

本报告的观点和信息仅供本公司的专业投资者参考，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。本报告难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。若您并非国泰君安期货客户中的专业投资者，请勿阅读、订阅或接收任何相关信息。本报告不构成具体业务的推介，亦不应被视为任何投资、法律、会计或税务建议，且本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。请您根据自身的风险承受能力自行作出投资决定并自主承担投资风险，不应凭借本内容进行具体操作。

分析师声明

作者具有中国期货业协会授予的期货投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，力求报告内容独立、客观、公正。本报告仅反映作者的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表本公司或任何其附属或联营公司的立场，特此声明。

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，对此本公司可不发出特别通知。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议，客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

版权声明

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰君安期货研究”，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。若本公司以外的其他个人或机构（以下简称“该个人或机构”）发送本报告，则由该个人或机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该个人或机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的期货品种。本报告不构成本公司向该个人或机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该个人或机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为国君期货所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记，未经国君期货或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。