

大国碳中和之电力现货市场专题 1

现货市场推动价格发现，峰谷价差大促进储能发展

超配

核心观点

为什么要建立现货市场。随着，电力交易市场的不断推进，我们亟需剖析现货市场对电力价值发现、新能源消纳、辅助服务市场建立的促进作用。

电力现货交易具有价格发现功能，更能实时反映市场供需和成本。2021年下半年以来，煤价暴涨，但是中长期交易电价反应严重滞后，并不能反映市场真实的供需情况和实际的发电成本，造成了火电大面积亏损，再次陷入“越发电越亏”的困境。电力现货交易更能实时反映市场供需和成本，优化资源合理调配，解决现阶段由于价格不合理出现的各种问题。

现货交易可以促进新能源消纳。2021年全年全国风电利用率96.9%，同比提升0.4个百分点；光伏发电利用率97.9%，与去年基本持平。虽然，全年看弃风率仍有改善，但从逐月数据看，弃风弃光在个别月份有加重迹象。随着新能源的快速发展，单靠“优先消纳”很难解决新能源弃风弃光问题。**现货交易可以引导用电侧据“风”据“光”生产，解决新能源发电和用电曲线不匹配问题；可以引导辅助服务价值发现，促进辅助服务发展，解决新能源发电间歇性和电网调度不匹配的问题；提升电网信息化，优化电网调度，弥补新能源不稳定性的劣势。**

电力现货交易市场峰谷价差打开了储能盈利空间。以山东现货市场的数据为例，山东实时现货市场4月平均价差为932.15元每兆瓦时。其中最高价差为1380元每兆瓦时，出现在4月19日；最低价差为439.93元每兆瓦时，出现在4月4日。高价差的现象为储能创造了更大收益空间，储能不仅可以通过调峰调频赚取辅助服务费用，还可以进入电量市场，在负电价的时间段购电进行储能，在高电价时间段放电以获得价差。根据山东省三家储能电站参与现货交易情况推测，1GWh独立储能电站参与电力现货交易市场，一年可获利1亿元左右。

风险提示：环保政策不及预期；用电量增速下滑；电价下调；天然气终端售价下调。

投资建议：在新型电力系统中，必将大力推进电力现货市场交易，促进辅助服务发展，“新能源+辅助服务”将成为其中重要交易模式。推荐有抽水蓄能、化学储能资产注入预期，未来辅助服务龙头**文山电力**；积极布局抽水蓄能的新能源运营龙头**三峡能源**；推荐有火电调峰空间的**华能国际**、**中国电力**；推荐现金流良好，“核电与新能源”双轮驱动**中国核电**；推荐电能综合服务**苏文电能**。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价(元)	总市值(亿元)	EPS		PE	
					2021A	2022E	2021A	2022E
600995.SH	文山电力	买入	12.68	60.68	0.3	0.3	48.8	37.3
600905.SH	三峡能源	买入	5.69	1,628.53	0.2	0.3	28.8	18.4
601985.SH	中国核电	买入	7.02	1,323.19	0.5	0.6	15.3	11.1
600011.SH	华能国际	买入	6.80	895.60	-0.7	0.6	-10.4	12.4
2380.HK	中国电力	买入	3.49	378.09	-0.1	0.3	-40.8	12.5
300982.SZ	苏文电能	买入	38.54	54.08	2.1	2.3	18.0	16.6

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究·行业专题

公用事业

超配·维持评级

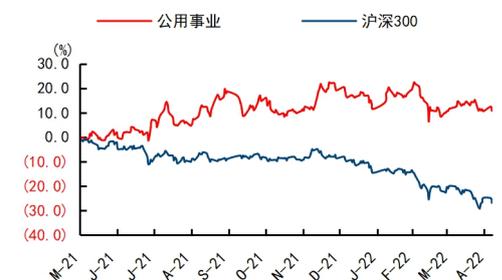
证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《环保与公用事业周报（202204年第4期）-《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》5月1日正式执行，火电盈利弹性凸显》——2022-05-04

《环保与公用事业周报（202204年第3期）-各省“十四五”海风装机规划梳理，十四五期间将新增海风装机50GW以上》——2022-04-24

《环保与公用事业周报（202204年第2期）-用电淡季或迎火电盈利拐点，推荐“火转绿”板块》——2022-04-18

《环保公用2022年4月投资策略-中国核电一季度大幅预增，储能或迎大发展》——2022-04-11

《环保与公用事业周报（202204第1期）-国家能源局发布《2022年能源工作指导意见》，为能源目标实现提供有力支撑》——2022-04-05

内容目录

为什么要建立现货市场	5
现货市场具有价格发现功能，能够及时体现供需和成本.....	6
现货市场有助于新能源消纳，弥补新能源劣势.....	7
电力现货市场机制研究——以山西为例	11
电力现货市场基本规则.....	11
中长期交易与现货市场的衔接机制，凸显电能的分时价值.....	12
推进新能源“报量报价”，刺激辅助服务发展.....	13
电力现货市场运行结果分析——山东数据	15
现货市场价差大，为储能发展创造有利条件.....	16
山东独立储能率先进入电力现货交易.....	17
现货交易和储能发展势在必行	17
免责声明	20

图表目录

图 1: 我国市场化交易电量逐年上升.....	6
图 2: 云南省市场化交易电价.....	6
图 3: 全国弃风率逐月变化情况.....	8
图 4: 全国弃光率逐月变化情况.....	8
图 5: 各地区 2021 年累计弃风电量（亿千瓦时）及弃风率.....	8
图 6: 各地区 2021 年累计弃光电量（亿千瓦时）及弃光率.....	8
图 7: 湖北省工作日典型负荷曲线.....	9
图 8: 湖北省节假日典型负荷曲线.....	9
图 9: 湖北主要风电典型出力曲线.....	9
图 10: 湖北主要光伏典型出力曲线.....	9
图 11: 2018 年各区域电力辅助服务补偿费用情况.....	10
图 12: 2018 年各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用（亿元）.....	10
图 13: 山东 2022 年 4 月电力中长期交易加权均价（元/MWh）.....	10
图 14: 山东电力现货交易实时现货市场 2022 年 4 月 1 日价格.....	10
图 15: 某电站典型日负荷曲线的预测值和实际值.....	11
图 16: 山东现货交易市场最高用电负荷出力情况（万千瓦）.....	11
图 17: 市场成员.....	11
图 18: 电力现货市场体系.....	11
图 19: 6000 千瓦及以上新能源累计装机容量（万千瓦）.....	14
图 20: 新能源发电量（亿千瓦时）增速大于装机增速.....	14
图 21: 山西风电利用小时数（小时）.....	14
图 22: 山西光伏利用小时数（小时）.....	14
图 23: 电力现货市场日前和实时均价（元/兆瓦时）.....	15
图 24: 山东电力现货市场 4 月份运行情况、负电价时间段以及每日最高电价时点.....	16
图 25: 山东电力现货市场 4 月份每日最高价、最低价和价差（元每兆瓦时）.....	16
图 26: 山东电力现货交易实时现货市场 22 年 4 月 19 日价格.....	17
图 27: 山东电力现货交易实时现货市场 22 年 4 月 4 日价格.....	17
图 28: 各省份新能源装机容量占比和发电量占比.....	19

表 1: 大型发电集团煤电参与市场情况.....	6
表 2: 近期部分市场化交易结果.....	7
表 3: 中长期分时段交易与原中长期交易对比.....	12
表 4: 中长期交易曲线的形成过程.....	12
表 5: 新能源参与现货市场方式的对比.....	13
表 6: 山西部分试运行情况.....	13
表 7: 首批参与电力现货市场的独立储能电站.....	17
表 8: 发展储能政策文件及发展目标.....	18

为什么要建立现货市场

2015年起我国开始新一轮电力体制改革，国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及相关配套文件，逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场，在全国范围内逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。近年，电力市场化快速推进，但仍然以中长期交易为主。

2017年，国家发改委、能源局联合下发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃8个试点地区积极推进现货交易。2021年5月，两部委选择上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北等6省市为第二批电力现货试点。

2018年，《关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知》放开四大高能耗，完善市场交易定价机制；《关于征求南方（以广东起步）电力现货市场系列规则意见的通知》标志着我国首个现货交易规则面世，广东开启现货试点。

随着，电力交易市场的不断推进，我们亟需剖析现货市场能带来哪些变革：对电力的价值发现、新能源的消纳、辅助市场的建立等有哪些促进作用。我们写这篇报告的初衷是想通过分析山西、山东等电力现货市场，拨云见日，弄清若干问题。

我国从2004年起实施煤电标杆上网电价机制，标杆电价由各省份发电的平均社会成本和合理的收益率确定，发改委可以根据发电企业燃煤成本的变化，对标杆电价进行一年一度的调整，由此形成“煤电价格联动”。全国性的煤电标杆上网电价调整共有12次，其中7次上调、4次下调，1次调整全国不统一。

2016年12月29日，国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》通知，计划即日起在全国范围内开展电力中长期市场交易，发电企业可以通过市场竞价形成上网电价、创造售电收入。

为了进一步建立市场化电价形成机制，2019年国务院《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》决定，从2020年1月1日起，对尚未实现市场化交易的电量将取消煤电价格联动机制，并将标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。基准价按各地标杆上网电价确定，浮动范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，具体电价由供需双方协商或竞价确定。

2021年10月11日，国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

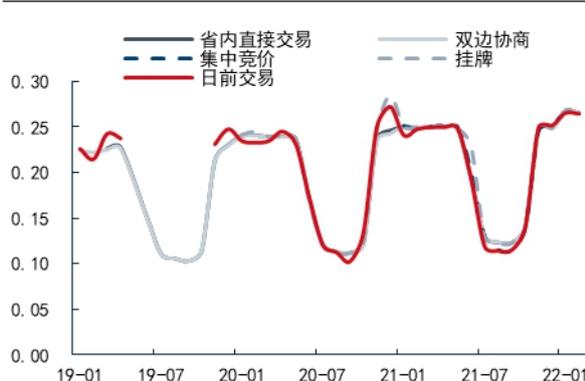
可以看出，我国电价政策的走向是从固定的标杆电价转向浮动的市场化电价，这有助于解决政府制定电价不能及时反应电力成本和市场供需的问题。根据中电联数据，2021年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量37787.4亿千瓦时，同比增长19.3%，占全社会用电量比重为45.5%，同比提高3.3个百分点。

图1：我国市场化交易电量逐年上升



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图2：云南省市场化交易电价



资料来源：昆明市电力交易中心，wind，国信证券经济研究所整理

中长期电力市场化交易一定程度上解决了电价不能及时反映电力供需和成本的问题，但问题仍然存在。我们仍需建立现货交易市场，完善市场化交易体制，一方面让价格随供需和成本实时波动起来，一方面起到促进新能源消纳的作用。

现货市场具有价格发现功能，能够及时体现供需和成本

3月22日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，规划提出，到2025年，单位GDP二氧化碳排放五年累计下降18%，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右。我国大力发展新能源的政策趋势没有改变，要积极发展新能源，就必然要建立适应新能源发展的电价机制，以有效应对新能源成为主体能源可能出现的消纳问题。

以煤电企业为例，中长期交易能体现“趋势”，却不能及时体现“突变”。火电作为我国当前主体能源，2004年-2015年，一直实行标杆电价和煤电联动机制，由于煤电联动频率较低，电价仍然滞后于煤价。2015年-2020年，市场化交易推进，由于电力供需宽松，火电企业往往在市场化交易中让利，火电企业出现了交易规模增大但综合电价降低的情况，下游企业享受了电价下行的红利。2021年下半年以来，煤价暴涨，但是中长期交易电价反应严重滞后，并不能反映市场真实的供需情况和实际的发电成本，造成了火电大面积亏损，再次陷入“越发电越亏”的困境。2021年10月11日，国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

表1：大型发电集团煤电参与市场情况

	2017	2018	2019
上网电量 (亿千瓦时)	22809	24431	24053
市场化交易电量 (亿千瓦时)	8240	10459	13451
市场化率	36%	42.80%	55.90%
平均市场交易电价 (元/千瓦时)	0.326	0.3383	0.3499
较上网电量平均电价降低 (元/千瓦时)	0.04	0.0245	0.0175

资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

煤电企业亏损原因在于燃料成本无法及时传导到下游的用户侧。核心的矛盾在于煤价实时波动，而电价形成频率较低。实际上，2021年发布的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》是解决这一问题的重要举措，且已经取得

了初步的成效。根据各省电力交易中心公布的数据，2021 年底和 2022 年初的中长期电力交易价格较基准电价的上浮比例接近 20%，这预示着中长期电价已经开始随煤炭价格而波动，有助于将煤炭上涨的成本通过电价转移到下游企业，而不是由火电企业一力承担。

表 2: 近期部分市场化交易结果

省份	市场化成交价格	基准电价	较基准电价浮动	交易方式
福建省	0.4331	0.3932	10.1%	2022 年 3 月代理购电价格
辽宁	0.4319	0.3749	15.2%	2022 年 3 月代理购电价格
江苏	0.4680	0.3910	19.7%	2022 年 3 月份月度集中竞价
江苏	0.4670	0.3910	19.4%	2022 年 2 月份月度集中竞价
陕西	0.4254	0.3545	20.0%	2022 年 2 月陕西省电网企业代理购电挂牌交易
江苏	0.4635	0.3910	18.5%	2022 年 1 月份月度集中竞价
广东	0.4970	0.4530	9.7%	2022 年度双边协商交易

资料来源：各省电力交易中心、国信证券经济研究所整理

但这个问题并没有得到根本的解决。现有的市场交易以中长期为主，一方面，中长期交易存在合约期限较长，不能随着短期煤价的波动而更改的问题；另一方面，《通知》将非高能耗电力交易价格浮动比例控制在 20% 以内，成本传导十分有限，大都还是煤电企业在为高煤价而买单。

基于以上情况，电力现货交易更能实时反映市场供需情况，并且可以及时反映成本，优化资源合理调配，解决现阶段由于价格不合理出现的各种问题。

从实际合同签订和市场化交易运行情况来看，中长期的交易是市场化交易的主要部分。根据中电联数据，2021 年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787.4 亿千瓦时，其中全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 30404.6 亿千瓦时，占比达 80%。而中长期合约的签订往往是按照较长的时间段签订一个固定的价格，以山西的电力市场交易机制为例，中长期合约合同按小时分为 24 个时段，以每个时段的电量为交易标的。山西的电力交易机制是目前最为先进的交易机制之一，但中长期合约的签订也只能精确到以小时为单位，且每日同一时间段的价格一致。这种合约的签订方式并不能精准预测未来一段时间每个小时之内风光资源的多少和用电需求的高低，只是一种基于历史经验的预测。

而现货交易市场由于其实时交易实时结算的特性，可以更好地发现价格。每 15 分钟形成一个节点边际电价作为该时段的市场出清价格的交易机制，可以实时反映该时间段的市场需求以及风、光资源的强度，并且让火电和储能有了更多的盈利空间，可以在用电高峰时以较高电价售电。

现货市场有助于新能源消纳，弥补新能源劣势

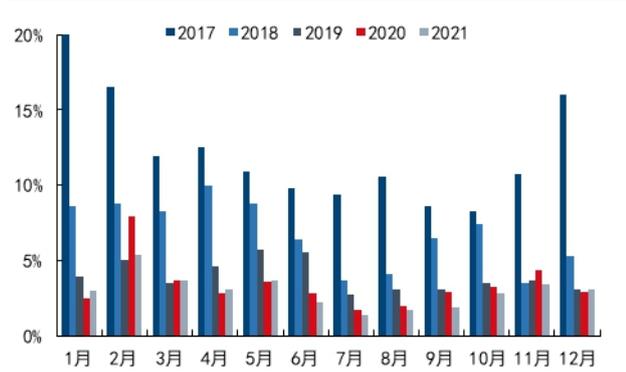
弃风弃光问题由来已久。据国家能源局发布的《2016 年风电并网运行情况》，2016 年全年“弃风”电量 497 亿千瓦时，超过三峡全年发电量的一半，全国平均“弃风”率达到 17%，甘肃、新疆、吉林等地“弃风”率高达 43%、38% 和 30%。弃光问题同样严重，2016 年仅西北地区“弃光”电量就达 70 亿千瓦时，平均“弃光”率近 20%，新疆、甘肃“弃光”率高达 32%、30%。

通过优先消纳和消纳责任权重机制，弃风弃光不断改善。2016 年，《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》要求各地核定风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数，确保最低保障收购年利用小时数以内的电量以最高优先等级优先发电。2019 年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》决定对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重，促进可再生能源电力

消纳。2017-2021 年，弃风率从 12%降至 3.1%，弃光率从 6%降至 2%。

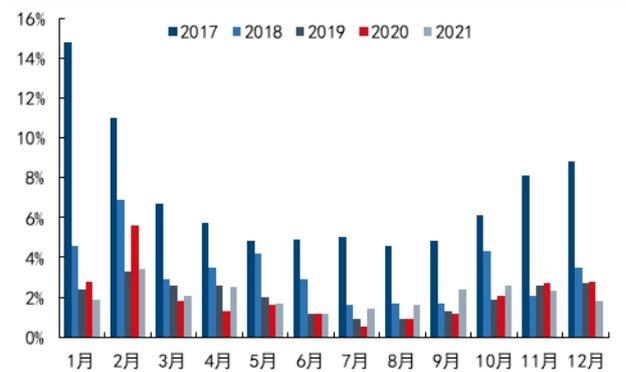
作为未来的主体能源，优先消纳不是长久之计。据新能源消纳监测预警中心数据，2021 年全年全国弃风电量 206.1 亿千瓦时，风电利用率 96.9%，同比提升 0.4 个百分点；弃光电量 67.8 亿千瓦时，光伏发电利用率 97.9%，与去年基本持平。虽然，全年看弃风率仍有改善，但从逐月数据看，弃风弃光在个别月份有加重迹象。特别是在冬季风电利用率有所下降，夏季光伏利用率有所下降。

图3：全国弃风率逐月变化情况



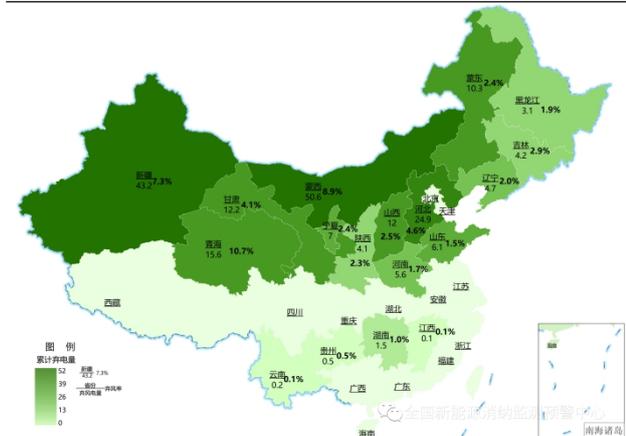
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图4：全国弃光率逐月变化情况



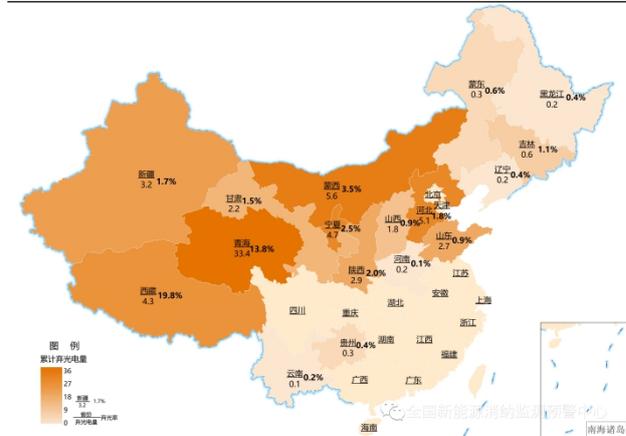
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图5：各地区 2021 年累计弃风电量（亿千瓦时）及弃风率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

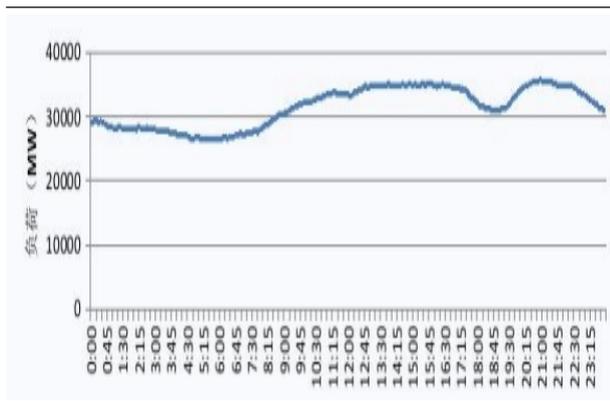
图6：各地区 2021 年累计弃光电量（亿千瓦时）及弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

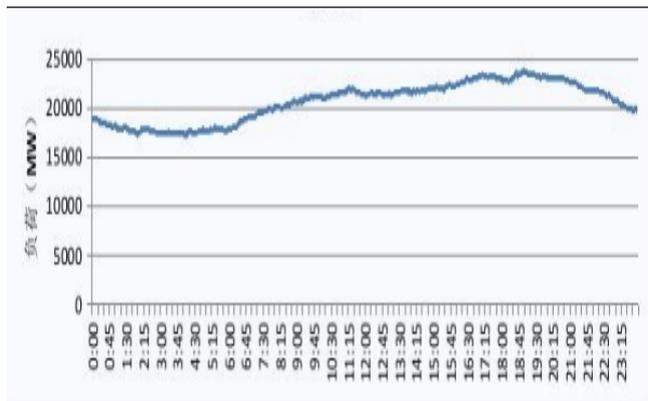
弃风弃光原因之一在于新能源发电和用电曲线不匹配。以湖北省为例，根据国家发改委、国家能源局发布的省级电网典型电力负荷曲线，湖北省工作日典型负荷曲线高峰出现在晚上 21 时左右，下午 14-16 时用电需求保持在高位水平；节假日典型负荷曲线高峰出现在晚上 18 时左右，下午 15 时至晚上 22 时保持高位水平。而湖北省主要风电场出力变化曲线“一峰一谷”的特性，但均在夜间 22 时到 5 时之间出力较大，白天 12 时到 17 时出力较小。风电场最大出力可达到装机容量的 90%以上，可见风电出力具有明显的反调峰特性。光伏出力曲线变化规律较为一致，呈现“单峰”的特性，在中午 12 时到 14 时之间出力较大，晚 20 时到早 5 时无出力。这表明新能源发电的峰值时期和用电高峰期并不匹配。

图7：湖北省工作日典型负荷曲线



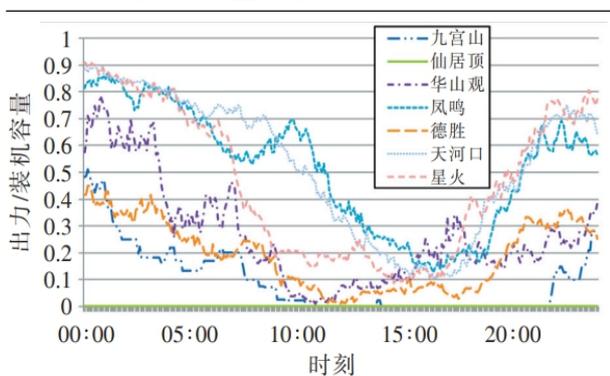
资料来源：发改委、能源局，国信证券经济研究所整理

图8：湖北省节假日典型负荷曲线



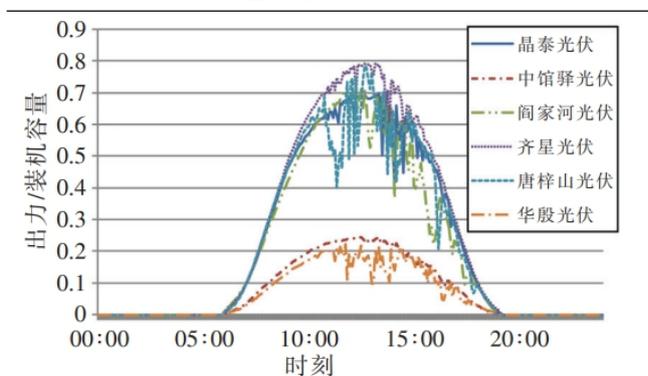
资料来源：发改委、能源局，国信证券经济研究所整理

图9：湖北主要风电典型出力曲线



资料来源：万黎等人《湖北电网典型大负荷日风电光伏出力特性分析》，国信证券经济研究所整理

图10：湖北主要光伏典型出力曲线



资料来源：万黎等人《湖北电网典型大负荷日风电光伏出力特性分析》，国信证券经济研究所整理

弃风弃光另一个原因在于间歇性和电网调度不匹配。长期以来，我国电力管理运行以执行“计划调度”为主。电厂、跨省跨区通道实行计划电量，调度部门通过具体运行安排实现计划目标。具体调度方式是充分“计划”的，通过提前安排电厂发电曲线、输电通道送电曲线等，实现系统安全稳定运行。但风电和光伏发电的不确定性大，何时能发电、能发多少电完全取决于自然条件，很难提前预估，更不用谈提前“计划调度”。

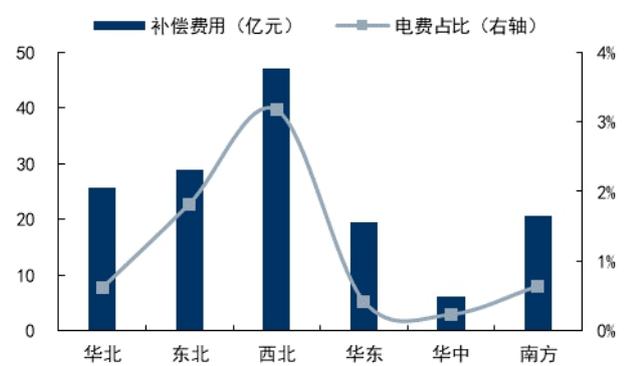
新能源的消纳问题涉及发电侧、电网侧和用户侧三方。所以，可以通过发电侧配比储能适应电网、电网侧信息化提升、用户侧调整用电习惯等方式解决新能源消纳问题。

辅助服务解决新能源发电间歇性和电网调度不匹配的问题。发展以储能和调峰调频为代表的辅助服务，可以有效解决新能源发电间歇性问题，以适应电网调度。2015年，国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。随后，2017年国家能源局发布《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》，进一步完善参与辅助服务的市场主体以及电力辅助服务分担共享机制。

提供辅助服务的火电机组得到补偿，受益消纳改善的新能源分摊费用。根据国家能源局数据，2018年，全国除西藏外31个省（区、市、地区）参与电力辅助服

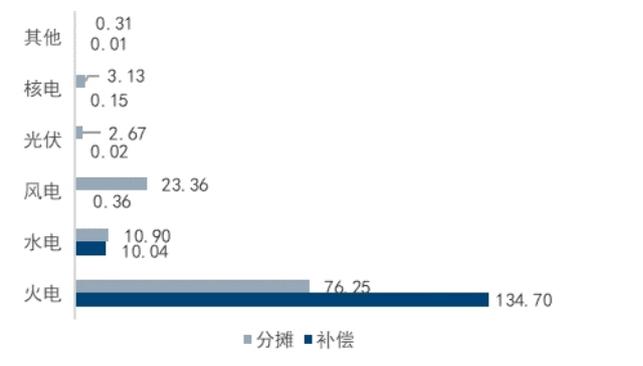
务补偿的发电企业共 4176 家，装机容量共 13.25 亿千瓦；补偿费用共 147.62 亿元，占上网电费总额的 0.83%。火电机组是补偿费用净收益方，得到补偿费用 134.07 亿元；风电、光伏、核电是分摊费用净支出方；水电分摊和补偿基本持平。

图 11: 2018 年各区域电力辅助服务补偿费用情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 12: 2018 年各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用 (亿元)

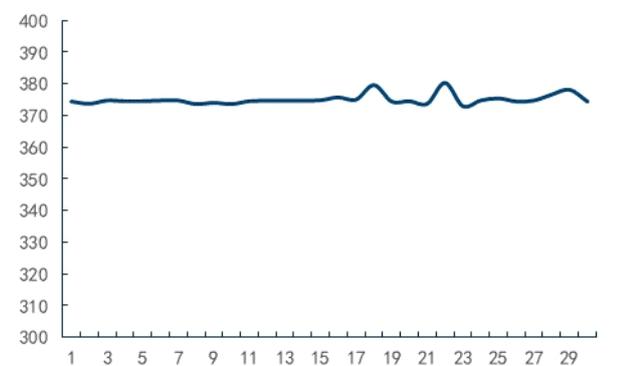


资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

辅助服务参与现货交易是大势所趋。电网调节式的辅助服务实质上是另一种计划调度，而非完全市场行为，资源配置不够优化。2021 年 12 月，国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法的通知》，鼓励采用竞争方式确定承担电力辅助服务的并网主体，明确通过市场化竞争方式获取的电力辅助服务品种的相关机制。2021 年 5 月，发改委《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，明确以竞争性方式形成电量电价，发挥现货市场在电量电价形成中的作用。辅助服务参与现货市场电力交易，能够有效发现辅助服务价值，合理配置辅助服务资源，提升辅助服务利用效率，促进辅助服务快速发展，是大势所趋。

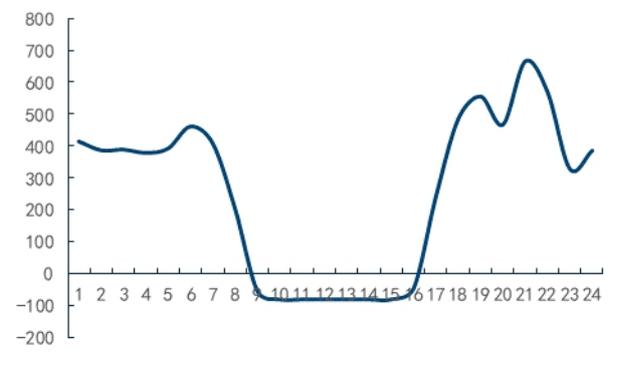
现货交易可以引导用电侧据“风”据“光”生产，解决新能源发电和用电曲线不匹配问题。以山东现货市场的数据为例，4 月份，中长期交易的加权平均价格稳定在 375 元每兆瓦时左右，波动幅度不大。而 4 月 1 日实时现货交易市场的价格在 -80 元每兆瓦时到 665.9 元每兆瓦时波动。多个时段出现负电价，主要原因是午后光伏发电出力较大，电力供大于求所致。现货交易价格的高波动性，会引导用电侧在低电价时段加大生产，既节约了用电成本，也提升了新能源的利用率，使得新能源发电和用电曲线趋于匹配。

图 13: 山东 2022 年 4 月电力中长期交易加权均价 (元/MWh)



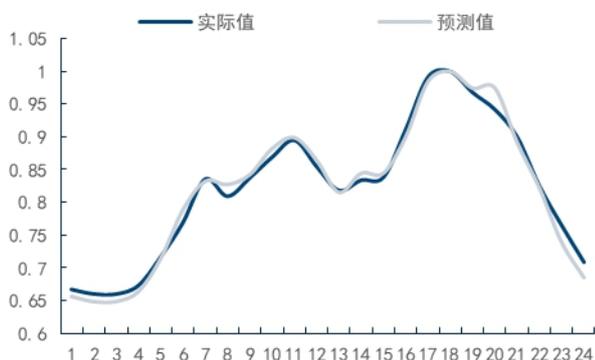
资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 14: 山东电力现货交易实时现货市场 2022 年 4 月 1 日价格



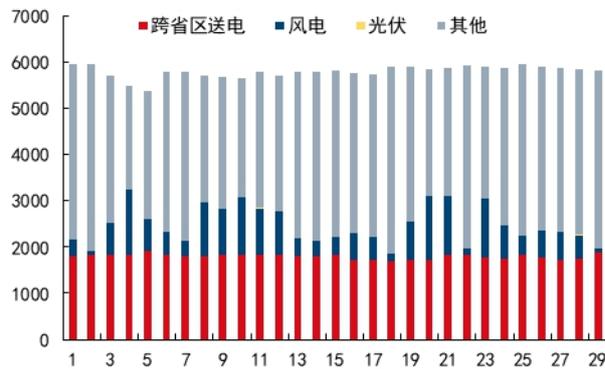
资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 15: 某风电站典型日负荷曲线的预测值和实际值



资料来源: 肖建华等《典型日负荷曲线预测的一种简单方法》, 国信证券经济研究所整理

图 16: 山东现货交易市场最高用电负荷出力情况 (万千瓦)



资料来源: 山东省电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

现货市场的边际价格出清机制确保了优先消纳新能源电力。火电由于存在燃料成本往往存在边际成本, 但以风、光为首的新能源电力边际成本接近于 0, 这使得新能源在以边际价格出清机制确定交易量的现货市场中可以优先交易, 进一步促进了新能源的电力消纳。

现货交易机制通过引导辅助服务价值发现、用户侧侧据“风”据“光”生产、电网信息化提升, 解决新能源发电和用电曲线不匹配、间歇性和电网调度不匹配等一系列问题。现货市场的大范围、短周期的交易方式, 可以快速消纳短时、大量的新能源电力, 促进新能源消纳和发展。

电力现货市场机制研究——以山西为例

电力现货市场基本规则

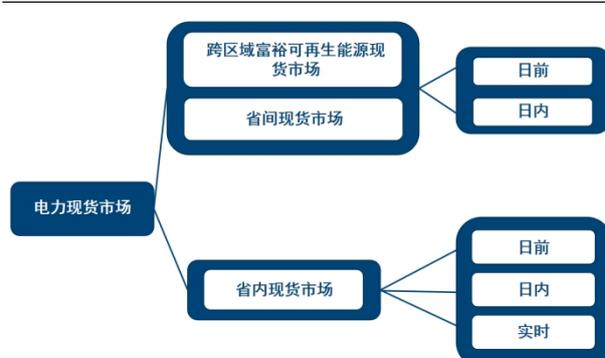
各省的电力现货市场规则存在差异, 我们选择以山西为例, 理由有二: 首先, 山西电网是西电东送、北电南送、水火互济、含较大比例可再生能源、市场竞争充分的外送型电网。不同于广东以燃煤燃气为主的市场结构, 风电、光伏及火电都在山西现货市场中有较为深度的参与。其次, 山西电力现货市场率先成功连续运行一周年, 形成了中长期+现货+辅助服务的电力市场体系, 山西的机制建设走在前列。

图 17: 市场成员



资料来源: 国信证券经济研究所整理

图 18: 电力现货市场体系



资料来源: 国信证券经济研究所整理

按时间尺度划分, 电力市场可分为中长期交易和现货交易, 由于用电需求难以准

确预测，中长期交易无法实现的用电需求需要现货市场满足。中长期交易以多年、年、月、月内为周期开展，现货市场多以日和实时为周期开展。山西电力现货市场包括日前市场（竞价日为运行日前一日 D-1）和实时市场，按照“全电量优化、新能源优先”的原则，采用节点边际电价定价机制，通过集中竞价方式开展，在电网运行安全等约束条件下最小化电网系统的运行成本，于每 15 分钟形成一个节点边际电价作为该时段的市场出清价格。

中长期交易与现货市场的衔接机制，凸显电能的分时价值

山西电力现货市场推出中长期分时段交易，创造了与电力现货市场不间断结算试运行一体协调的中长期交易机制。原来的中长期交易为一口价模式，默认每个时段的电价是一样的，双方交易时只需要考虑电量和电价，无需考虑分解曲线。中长期分时段交易是指将每天 24 小时分为 24 个时段，以每个时段的电量为交易标的，开设 24 个子市场，各子市场互不影响，组织发电侧与批发用户（含售电公司）分别按时段开展电力中长期交易，各市场主体根据自身对中长期合同曲线的要求自由确定各时段需交易电量，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合同曲线。

表 3: 中长期分时段交易与原中长期交易对比

	原中长期交易	中长期分时段交易
交易角色	发电侧为卖方、用电侧为买方	发电侧、用电侧均可作为买方、卖方
交易品种	直接交易、合同转让、合同回购	分时段交易
交易方式	年度双边、月度挂牌	集中竞价、滚动撮合为主，年度、季度增加开展交易曲线为水平直线的双边、挂牌交易
交易标的	合同执行期内的总电量及交易曲线	合同执行期内某一时段的总电量
交易价格	一口价	24 个时段的价格
交易周期	年、月、月内	年、季、月、旬、日
合同分解	默认总电量按曲线平均分解至每日，交易双方可自主协商调整每日分解电量及曲线	某一时段电量按照合同执行期平均分解至每日
偏差处理	场外双方联系协商	场内集中开展交易
合同管理	买卖双方匹配成对	集中竞价、滚动撮合交易买卖双方解耦，均与中央对手方交易

资料来源：王小昂等《山西电力中长期分时段交易机制的实践与分析》，国信证券经济研究所整理

中长期分时段交易更能凸显电能的分时价值，促进价格信号公开透明。在一口价模式下，默认总电量平均分解至每日每时段，即每个时段价格一样，这样无法体现电能每时的价值。交易双方也可以自主协商分解曲线，但由于电价存在波峰波谷，不同的曲线意味着合约的价值并不相等，由此带来分解不公平问题。在电量供大于求的背景下，发电侧在曲线分解中的话语权较弱，可能会导致分解的电量在用电低谷时过于少，在用电高峰时过于多，发电企业可能会面临用电高峰出高价买电履行合同的的风险，价格信号也严重失真。现有中长期分时段交易包含了集中竞价和滚动撮合方式，可有效避免市场主体线下协商产生的价格失真问题，促进市场公开公平。

表 4: 中长期交易曲线的形成过程

交易周期	交易方式	交易价格	合同曲线分解
年度	双边协商、挂牌	一口价	按年度的日历天数将电量平均分解至合同期限内的每日每个时段，即每个时段分解的电量相等
年度	集中竞价	24 个时段各	按年度的日历天数平均分解至合同期限内每日相应的时段

	滚动撮合	有价格	
季度	双边协商、挂牌	一口价	按季度的日历天数将电量平均分解至合同期限内的每日每个时段，即每个时段分解的电量相等
季度	集中竞价	24个时段各有价格	按季度的日历天数平均分解至合同期限内每日相应的时段
月度、旬	滚动撮合	24个时段各有价格	按季度和旬的日历天数平均分解至合同期限内每日相应的时段
日	滚动撮合	24个时段各有价格	在工作日每日滚动组织（D 日为现货运行日，日交易在 D-2 日开展），交易标的为 D 日至 D+2 日 72 个时段的电量。

中长期交易曲线：某个市场主体某个时段的中长期合同电量为相应时段年度、季度、月度、旬交易分解电量与日交易电量之和，各市场主体 24 个时段的交易电量依次组合形成的阶梯式曲线即为中长期交易曲线。

资料来源：王小昂等《山西电力中长期分时段交易机制的实践与分析》，国信证券经济研究所整理

中长期分时段交易畅通批发市场与零售市场的价格传导，引导需求侧响应。虽然现货交易有分时价格信号，但由于现货只占市场交易的很小比例，原有中长期交易下批发市场整体无法形成明确的分时价格，也无法向零售用户传导，低谷用户在现货市场中出现了用电成本上涨问题，高峰用户反而出现了在现货市场中用电成本大幅下降的问题。基于分时段交易在批发市场形成的电能分时价格信号，售电公司也可以更好与零售用户协商分时用电价格，零售用户可以更直观地了解分时的用电成本，主动改变自己的电力消费时间，助力用电负荷削峰填谷。

推进新能源“报量报价”，刺激辅助服务发展

当前山西电力现货市场上，新能源以“报量不报价”的方式参与。电力调度机构将新能源预测出力约束作为日前省内现货市场组织的边界条件，将新能源机组的超短期预测出力作为实时现货市场的边界条件，优先安排发电，以此保障新能源优先消纳。“报量不报价”下，新能源发电企业不用担心消纳问题，但作为出清价格的接受者，几无定价权。“报量不报价”是对新能源发电量的保障，是为了帮助新能源积极融入现货市场而采取的过渡措施，电网系统不得不为新能源的波动性付出成本，一定程度上损害了公平竞争和市场配置效率。

表5：新能源参与现货市场方式的对比

	报量不报价	报量报价
出清电价	相对较高	相对较低
出清价格的波动性	波动性相对低	波动性剧烈
新能源消纳率	作为优先发电机组机组，保障消纳	与常规机组同台竞争，可能弃风弃光

资料来源：魏利岫等《现货市场环境新能源并网接入对市场出清的影响》，国信证券经济研究所整理

推进新能源“报量报价”参与现货交易，促进辅助服务发展。新能源企业可以凭借几乎为 0 的边际成本积极竞价，但是价格波动性加大，联合辅助服务可获得更大收益。新能源出力较大时段，机组为获得发电空间采取最低报价，可能导致价格极低；晚上用电高峰期时，光伏机组无法出力，辅助服务机组可以借此高报价获得高收益。到 2030 年，新能源机组要实现按照“报量报价”的方式全面参与市场，与其它机组公平竞争，这意味着完全交由市场决定资源的配置，辅助服务将得到更好发展。

表6：山西部分试运行情况

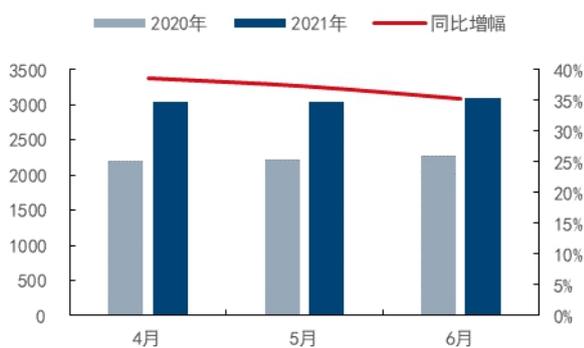
运行时间	运行情况
2019. 9. 1	日前现货交易电量 0.39 亿千瓦时，占当日发电量 7.01%；日内现货交易电量 0.12 亿千瓦时，占当日发电量 2.18%。110 家风电企业、132 家光伏发电企业参与。
2019. 9. 18-2019. 9. 24	火电企业日均申报电价为 271.08-290.60 元 /兆瓦时；日前市场的出清电价均价为 165.34 元/兆瓦时；实时市场的出清电价均价为 169.12 元/兆瓦时，日均出清电价在 153.35-189.02 元 /兆瓦时之间。

2020.11-2020.12	<p>部分新能源场站的结算均价超过 0.4 元/千瓦时，高于山西燃煤机组上网基准价 0.332 元/千瓦时。低成本机组增发发电量 7.27 亿千瓦时，电量结算均价呈逐次下降态势，但总体收益增加。高成本机组虽然减发电量 4.55 亿千瓦时，但通过转出高价合同、买入低价现货电量，赚取中长期与现货价差，月均增加收益 0.76 亿元。</p>
2021.4-2021.6	<p>新能源实现充分消纳，风电厂 256 家，风电发电量 120.5 亿千瓦时，同比增长 74.7%，光伏电站 161 座，光伏发电量 53.2 亿千瓦时，同比增长 16.8%，新能源利用率达 98.8%。 4 月日前现货均价 193 元/兆瓦时，实时现货均价 218 元/兆瓦时；5 月日前现货均价 232 元/兆瓦时，实时现货均价 271/兆瓦时；6 月日前现货均价 310 元/兆瓦时，实时现货均价 346 元/兆瓦时。 从整个季度看，发电侧现货市场实际结算均价为 0.271 元/千瓦时，平均每度电比中长期合约均价少 0.3 分，但是 6 月份呈现收益上涨趋势。</p>

资料来源：山西电力交易中心，北极星电力网，米晨旭等《全国电力现货市场试运行分析与新能源发电企业的应对建议》，国信证券经济研究所整理

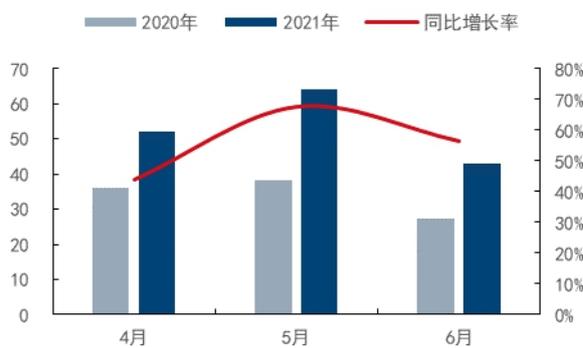
从季度试运行结果来看，电力现货市场的确促进了新能源的消纳。根据山西电力交易中心数据，2020 年 6 月底，山西 6000 千瓦及以上的风电装机容量为 1314 万千瓦，光伏为 969 万千瓦。2021 年 6 月底，山西 6000 千瓦及以上的风电装机容量达到了 2047 万千瓦，光伏为 1042 万千瓦，新能源同比增加了 806 万千瓦，增幅达到 35.35%。2021 年 4-6 月新能源的发电量为 52、64、43 亿千瓦时，同比增长 44%、68%和 57%，增速明显大于装机容量的速度。考虑到风、光资源在同一月份差别不大，更有可能是由于现货市场提供了更多的新能源消纳渠道，导致新能源的利用小时数增加。新能源对现货市场的深度参与促使火电企业改变盈利策略，通过提供辅助服务盈利。2021 年 4-6 月份，火电机组启停 446 台次，同比(非现货期间)增长 44%，火电机组调峰调频能力增强。

图 19: 6000 千瓦及以上新能源累计装机容量 (万千瓦)



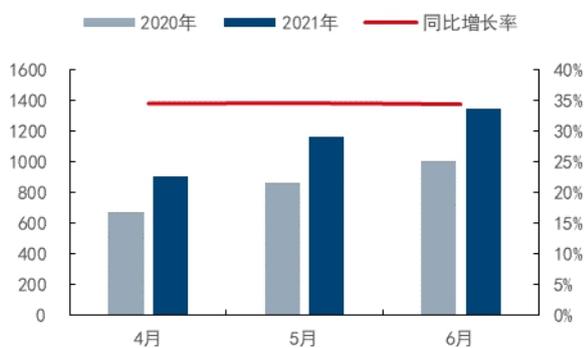
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 20: 新能源发电量 (亿千瓦时) 增速大于装机增速



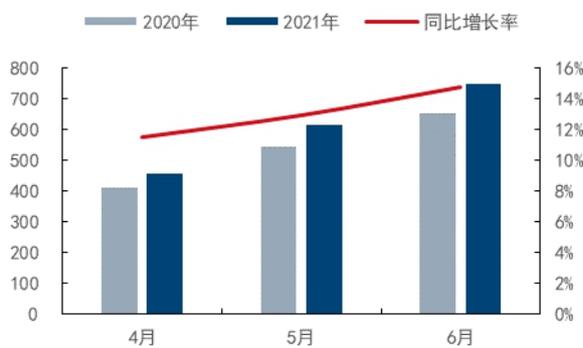
资料来源：山西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 21: 山西风电利用小时数 (小时)



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

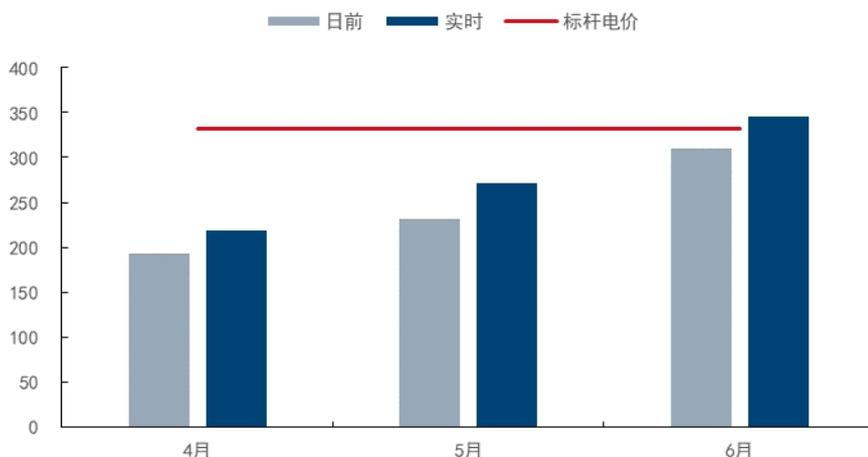
图 22: 山西光伏利用小时数 (小时)



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

新能源的加入降低了现货市场价格，并且加剧了电价的波动性。在季度试运行期间，2021年4月-6月日前现货均价分别为193元/兆瓦时、232元/兆瓦时和310元/兆瓦时；实时现货均价分别为218元/兆瓦时、271元/兆瓦时和346元/兆瓦时，而山西的标杆电价为332元/兆瓦时。在4和5月份，新能源波动较大，发电量较大，现货市场出清价格明显低于标杆定价；6月受煤价上涨和用电需求增加影响，实时出清价格高于标杆电价。在新能源出力大量富余时段会出现连续的0电价，甚至负电价，如2022年3月4日，日前和日内出清价格有17个小时左右处于0电价，导致山西不得不出台限价政策。由此可见，电力现货市场虽可以促进新能源消纳，但新能源企业仍然面对考验。因此，“新能源+辅助服务”将成为未来现货交易一种重要模式，新能源借此获得定价权。

图23：电力现货市场日前和实时均价（元/兆瓦时）



资料来源：山西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

电力现货市场运行结果分析——山东数据

在本部分我们使用山东电力现货市场的数据来分析现货市场的运行情况。主要有以下两个原因：一是山东电力现货市场运行机制与山西相似，均分为日前与实时市场按时刻、节点形成电价，且两个省份有大致相同的新能源装机比例。山东于2022年1月1日正式进入长周期连续结算试运行，并且第一次实现了独立储能参与电力现货市场，因为，山东电力现货市场同样走在众省前列。其次，山东在长周期连续结算试运行期间，每日会发布结算报告，有更为公开详细的数据披露，能够将电价精确到每个小时。

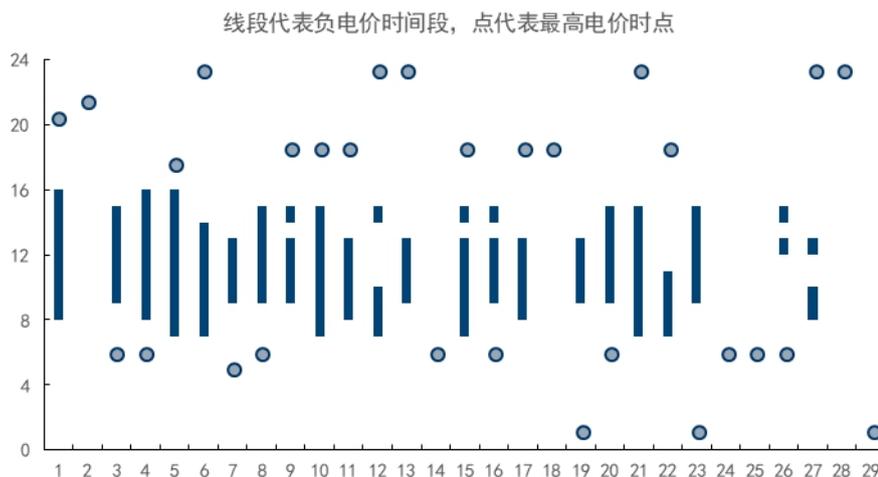
截止4月30日，山东省自主参与市场交易的直调公用电厂52家（162台机组），独立储能电站4家，自主签订中长期合约、参与现货市场交易的集中式新能源场站3家，地方公用电厂1家。

以山东实时现货市场4月的运行情况数据为例，4月份山东实时现货市场有22天出现了负电价，出现负电价的时间段集中在上午8时至下午4时这8个小时内。根据能源局数据，截止2月份，山东省的6000千瓦及以上的总电力装机为150.15GW，其中，风电装机19.59GW，光伏装机10.44GW，新能源装机占比达20%。不难发现，负电价的时间点为光伏的主要出力时间点，结合风电的出力曲线，我们合理推测负电价出现的原因是该时段新能源大发，而用电需求相对并不旺盛（4

月份日调度最高用电负荷出现在晚 19 时左右），供大于求从而导致出现负电价。

此外，山东实时现货交易市场 4 月份的每日最高电价集中出现在 6 时、18 时及 24 时这 3 个时间段。这并不利于光伏机组的盈利，光伏机组的发电高峰期大都呈现出负电价，而每日电价最高的时点光伏机组却不能发电，这意味着光伏机组参与实时现货市场交易时电价相对较低，可以盈利的空间少。而风电由于风资源的不确定性，风速并不稳定，也不能确保在用电需求旺盛电价相对较高时可以精准发力。

图 24: 山东电力现货市场 4 月份运行情况、负电价时间段以及每日最高电价时点

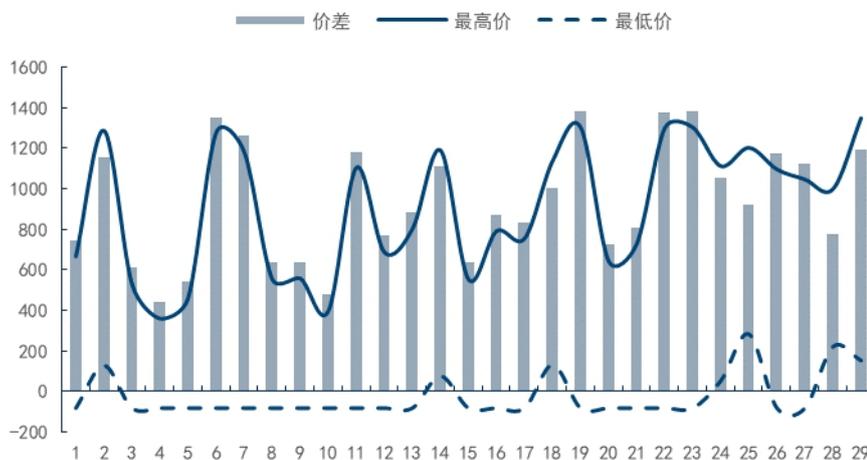


资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

现货市场价差大，为储能发展创造有利条件

山东现货市场峰谷价差大，具体来看，山东实时现货市场 4 月平均价差为 932.15 元每兆瓦时，其中最高价差为 1380 元每兆瓦时，出现在 4 月 19 日，最低价差为 439.93 元每兆瓦时，出现在 4 月 4 日。高价差的现象为储能创造了更大收益空间，储能不仅可以通过调峰调频赚取辅助服务费用，还可以进入电量市场，在负电价的时间段购电进行储能，在高电价时间段放电以获得价差。

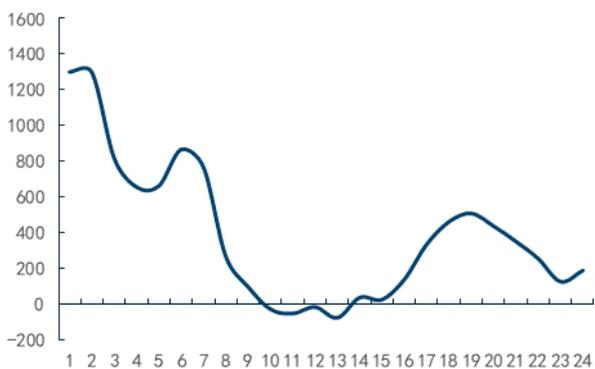
图 25: 山东电力现货市场 4 月份每日最高价、最低价和价差（元每兆瓦时）



资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

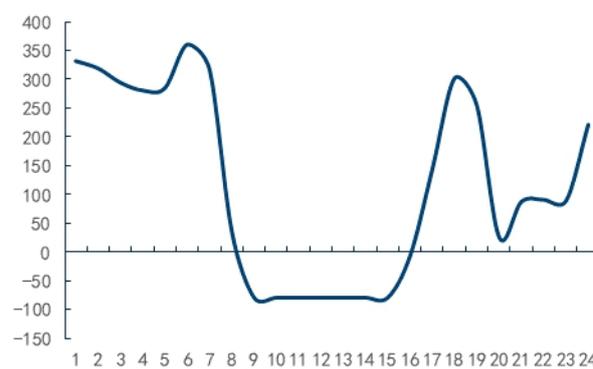
以4月19日为例，当日最高电价出现在1时，最低电价出现在下午13时，其中1-6时电价均保持在600元/兆瓦时以上，而9-16时均维持在0元/兆瓦时左右。辅助服务机组可以在1-6时放电，9-16时储能，获得稳定高于600元每兆瓦时以上的利润空间。即使是价差最低的4日，也可以保证稳定的利润空间。4日1-7时电价保持在250元每兆瓦时以上，而9-15时电价维持在-80元每兆瓦时，这意味着当日可以获得330元每兆瓦时的稳定价差收益。

图26：山东电力现货交易实时现货市场22年4月19日价格



资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图27：山东电力现货交易实时现货市场22年4月4日价格



资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

山东独立储能率先进入电力现货交易

山东是第一个独立储能进入电力现货市场的省份。根据《山东省电力现货市场交易规则（试行）（2022年试行版V1.0）》，独立储能电站可以自主选择参与调频市场或者电能量市场。在电能量市场中，储能电站“报量不报价”，在满足电网安全稳定运行和新能源消纳的条件下优先出清。在调频市场，储能电站须与发电机组同台竞价。2月25日，山东电力交易中心发布了省内3家储能设施注册生效信息，分别是海阳国电投储能科技、华电滕州新源热电、三峡新能源（庆云），随后3月10日，华能济南黄台发电有限公司又具备了自主参与电力现货交易的资格。

表7：首批参与电力现货市场的独立储能电站

市场主体	电站名称	调节容量（兆瓦时）	最大充放电功率（兆瓦）
海阳国电投储能科技有限责任公司	留格国投储能电站	202	101
华电滕州新源热电有限公司	滕源华电储能电站	202	101
三峡新能源（庆云）有限公司	关家三峡储能电站	200	100
华能济南黄台发电有限公司	全福华能储能电站	200	100

资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

电力现货交易市场峰谷价差打开了储能盈利空间。山东省能源局数据显示，截至3月7日，三家储能电站充电最低价-0.023元/千瓦时，放电最高价0.596元/千瓦时，最大峰谷价差0.612元/千瓦时。3月2日至3月7日，3家储能电站先后充、放电17次，累计交易电量323.4万千瓦时；截至3月16日，4家电站完成充放电56次，累计交易电量962.1万千瓦时。据此预测，600MWh独立储能电站参与电力现货交易市场，一年可获利1.2亿元左右。

现货交易和储能发展势在必行

在新型电力系统中，新能源在电力供给中所占比例持续上升，未来将成为我国电力供应的中坚力量。然而，风电和太阳能发电等新能源电力系统存在较强的不可控性，严重影响电力系统的频率稳定性和电压的稳定性，难以保障社会用电需求。因此，在保证社会正常的用电质量的情况下，实现以新能源为主的新型电力系统转型，必须有大量的储能灵活资源作为支撑，通过储能资源的调配保持电压频率稳定、以及可靠的备用电源。

3月22日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，提出增强电源协调优化运行能力，加快推进抽水蓄能电站建设。力争到2025年，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。

新型储能方面，2021年7月，国家发展改革委、国家能源局出台《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出到2025年新型储能装机规模达到3000万千瓦以上，该意见提出要完善政策机制，营造健康的市场环境，健全新型储能价格机制。

3月21日，国家发改委、国家能源局发布关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知，要求明确新型储能独立市场地位，丰富新型储能参与的交易品种，到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件。

表8：发展储能政策文件及发展目标

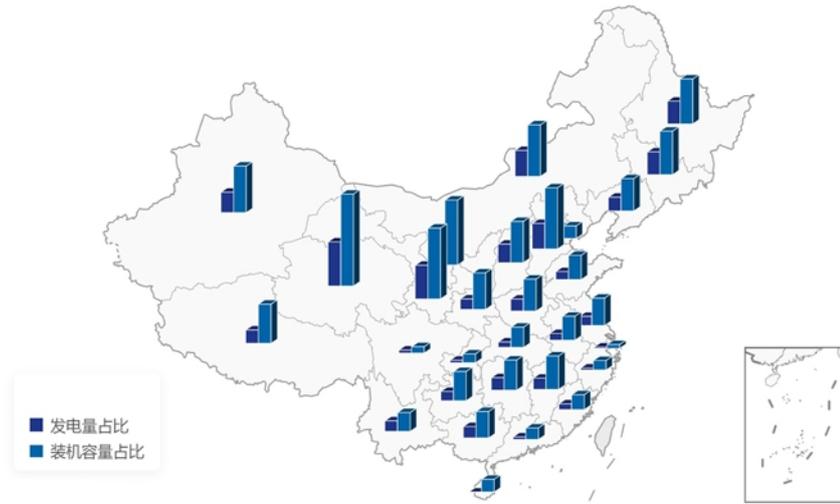
储能类型	文件	发展目标
抽水蓄能	《“十四五”现代能源体系规划》	加快推进抽水蓄能电站建设，实施全国新一轮抽水蓄能中长期发展规划，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设。力争到2025年，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。
	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达3000万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。
新型储能	《“十四五”新型储能发展实施方案》	到2030年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。
		到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。
		到2030年，新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

资料来源：发改委，能源局，国信证券经济研究所整理

从省级层面看，全国已有超过20个省（区、市）出台了新能源配建储能相关政策，要求新能源项目配置5%—20%、1—2小时的储能项目，个别地区如新疆新能源配建储能比例达到25%左右。我们预测，在新能源装机容量占比越高、新能源发电量越高的地区，电力系统对灵活性的要求越高，这些地区更需更需要加快电力现货交易市场建设和辅助服务发展。

比较31个省份（区、市）在2022年2月6000千瓦及以上的新能源装机容量占比，我们发现，青海省新能源装机占比最大，达到了61.17%，甘肃为47.84%，宁夏为45.67%，河北43.34%，北京最低只有2.45%，整体呈现出西北和东北比例大，东南比例小的格局。比较这些地区2021年全年的新能源发电量占比，青海省最大达到了29.38%，甘肃为22.74%，宁夏为19.43%，北京最低为0.34%，与装机容量呈现出一致的趋势。

图28: 各省份新能源装机容量占比和发电量占比



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

各省份（市、自治区）的装机结构与资源禀赋总体契合。我国陆上光照和风资源较好的地区集中在东北、华北、西北和西南地区，东南各省海风资源丰富，适合发展海上风电。鉴于我国三北等地区在保障电力供应和实现双碳目标中的重要地位，我们认为东北、华北、西北等地更需要加快电力现货交易市场建设和辅助服务发展。

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

类别	级别	说明
股票 投资评级	买入	股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	行业指数表现弱于市场指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032