



新能源发电设备行业研究

买入（维持评级）

行业专题研究报告

证券研究报告

新能源与电力设备组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

分析师：张嘉文（执业 S1130523090006）

zhangjiawen@gjzq.com.cn

分布式光伏专题：并网消纳压力不足惧，高基数仍有大空间

投资逻辑：

成本大幅下降、经济性提升是分布式需求在高基数下仍看涨的核心逻辑。近年我国分布式光伏装机快速增长，2023 年前三季度分布式光伏新增装机 67.1GW，同比增长 90%，占光伏新增装机比例 52%，截至 2023 年三季度末，分布式光伏累计装机 225.3GW，占光伏总装机比例达 43%。随着装机及电量占比提升，前期分布式安装较多的山东、河南等省份陆续出现并网空间受限、消纳能力不足等问题，引发市场对国内分布式需求增长持续性的担忧。2023 年光伏组件价格大幅下降带动系统成本下降，光伏组件价格高点已下降 1.08 元/W，对应组件价格、系统成本降幅 55%、28%。按照利用小时数 1200 小时，测算典型东部地区分布式系统 LCOE 已下降至 0.17 元/kWh，我们认为这部分成本下降可通过多种方式打开分布式光伏广阔的消纳空间，支撑装机量持续增长。

集中汇流解决接入空间不足。随分布式装机渗透率提升，部分地区陆续出现过电压、反送电等问题，从各省份已经发布的分布式光伏并网承载力评估情况来看，部分地区出现分布式光伏并网困难情况。目前山东部分地区通过“集中汇流”模式，将一定区域内光伏项目集中汇流升压后接入高压并网点，实现台区和线路增容，虽一定程度上增加分布式项目开发成本，但有效解决了低压端承载力不足的问题，且后续可通过配置共享储能进一步提升并网及消纳能力。随着“集中汇流”模式成熟推广，有望提高低压电网承载能力，缓解部分地区并网空间不足的问题。

经济性提升为分布式采用分时电价、后续参与电力市场化交易、甚至提高弃光率提供了较大操作空间，助力解决消纳问题。目前分布式装机量较高省份多在光伏主要出力时段设置低谷甚至深谷电价，有助于转移该时段其他灵活性发电资源、提升消纳能力，而且在光伏 LCOE 持续下降的背景下，对工商业分布式项目收益率影响可控（测算山东地区工商业分布式 IRR 仍可达 18.64%，投资回收期 5 年）。随着电力市场化改革推进，中长期看，分布式光伏逐步参与电力市场交易是新型电改的必经之路，我们以山东地区为例，定量测算了上网电价（假设参与市场化交易后电价下降）、利用小时数（假设弃光比例提升）下降对工商业及户用分布式项目 IRR 的影响：1）对工商业项目（自发自用、余电上网模式），因“自发自用”部分具有电价优势，在当前系统成本下，可在上网电价大幅下降/弃光率显著提升的背景下仍具有较高的收益率；2）对户用项目（全额上网模式）而言，在平均上网电价下降至 0.32 元/kWh、或弃光率提升至 20%时仍具有可接受的收益率。

峰谷价差拉大显著提升工商业储能经济性，隔墙售电、虚拟电厂提供多样化解决方案。2023 年以来多个省份开始对分布式光伏要求配储，当前国内工商业储能主要受经济性驱动，峰谷价差套利是国内工商业储能最主要的盈利来源。我们按照当前工商业储能建设成本 1.3 元/Wh 测算，国内大部分“两充两放”省市的税后全投资 IRR 可达到 8%以上，山东作为唯一一个具备经济性的“一充一放”省份，项目税后全投资 IRR 可达到 9.83%。此外，随着隔墙售电、虚拟电厂等模式发展推进，有望进一步提升电网调节能力，帮助缓解新能源消纳问题。

投资建议与估值

在分布式成本大幅下降的背景下，我们认为可以通过集中汇流、高比例配储、参与市场化交易、支付火电调峰成本、甚至以高比例弃光等形式，打开分布式光伏更广阔的消纳空间，从而支撑装机量持续增长。我们预计 2024 年国内新增分布式装机 120GWac，同比增长 25%，有望带动国内新增装机及全球组件需求超预期（预计 2024 年全球组件需求 650-700GWdc）。推荐受益于需求超预期、24 年盈利增长确定性强的光伏产业链各环节龙头、工商业储能领先企业：阿特斯、阳光电源、福斯特、福莱特、盛弘股份 等（完整推荐组合详见正文）。

风险提示

电网投资不及预期风险，储能、泛灵活性资源降本不及预期风险，政策不及预期风险。



内容目录

1 分布式光伏行业：经济性驱动下，全国多点开花.....	5
1.1 分布式光伏发展：补贴走向平价，经济性为王.....	5
1.2 分布式装机分布：由北及南，多点开花.....	8
1.3 分布式开发：多方参与，形式多样.....	11
1.4 分布式光伏需求空间广阔.....	13
2 并网：集中汇流解决接入空间不足.....	15
2.1 问题：低压端承载能力受限，配电网接入容量空间减少.....	15
2.2 方案：集中汇流提高电网承载能力.....	17
3 消纳：经济性支撑+工商业配储缓解消纳压力.....	20
3.1 问题：新能源占比提升，加剧消纳压力.....	20
3.2 分时电价、参与电力现货市场：成本下降提供经济性空间.....	21
3.3 工商业储能：系统价格下行、峰谷价差拉大显著提升经济性.....	27
3.4 隔墙售电、虚拟电厂提供多样化解决方案.....	32
4 投资建议：分布式装机有望高基数下维持高增.....	35
5 风险提示.....	38

图表目录

图表 1： 建设在厂房上方的分布式光伏.....	5
图表 2： 集中式光伏电站规模较大.....	5
图表 3： 国内分布式光伏新增装机量及同比增速（GW，%）.....	6
图表 4： 分布式光伏重点政策梳理.....	6
图表 5： 光伏上网电价（元/kWh）.....	7
图表 6： 中国光伏行业协会预计我国分布式光伏电站 LCOE 持续降低(元/kWh).....	7
图表 7： 测算我国工商业分布式光伏系统初始投资成本降至 2.75 元/W（2024 年 2 月，对应组件价格 0.9 元/W）.....	7
图表 8： 2016-3Q23 我国光伏新增装机量（GW）.....	8
图表 9： 2016-3Q23 我国光伏新增装机结构.....	8
图表 10： 2016-3Q23 我国分布式光伏新增装机量（GW）.....	8
图表 11： 2016-3Q23 我国分布式光伏累计装机量（GW）.....	8
图表 12： 截止 2023 年 Q3 末分布式累计装机分布（GW）.....	9
图表 13： 主要省份季度新增分布式装机量（GW）.....	9



图表 14:	2022 年各省分布式新增装机量 (GW)	10
图表 15:	2023 年前三季度各省分布式新增装机量 (GW)	10
图表 16:	2023 年前三季度分布式新增装机分布 (GW)	10
图表 17:	2023 年前三季度户用分布式新增装机分布 (GW)	10
图表 18:	2023 年 1-11 月部分省份整县分布式光伏 EPC 招标规模 (MW)	10
图表 19:	工商业分布式光伏主要采用“自发自用、余电上网”模式	11
图表 20:	分布式光伏电站市场参与主体	12
图表 21:	业主自持模式	12
图表 22:	运营商持有模式	12
图表 23:	BT (建设-转让) 模式	13
图表 24:	融资租赁模式	13
图表 25:	光伏+应用领域不断拓展	13
图表 26:	中国户用分布式光伏市场空间测算	14
图表 27:	中国工商业分布式光伏市场空间测算	14
图表 28:	多地已经出现分布式光伏并网困难情况	16
图表 29:	河南省分布式光伏承载力评估结果显示可开发容量只剩下 7.76GW	16
图表 30:	多地发文整顿分布式市场	17
图表 31:	传统户用光伏开发模式与“集中汇流模式”	18
图表 32:	集中汇流模式与传统模式比较	19
图表 33:	江西省明确不将预警信息作为限制项目开发的依据	20
图表 34:	“鸭子曲线”转变为更加陡峭的“峡谷曲线”	20
图表 35:	2023 年新增风光装机占比超过 80%	21
图表 36:	截至 2023 年底累计风光装机占比约 36%	21
图表 37:	各省份/区域电力现货市场建设安排	21
图表 38:	各省份/区域电力市场开展情况梳理	22
图表 39:	分布式装机量较高省份多在光伏主要出力时段设置低谷电价	23
图表 40:	山东省春季深谷电价仍高于光伏 LCOE (元/KWh)	23
图表 41:	浙江省 2 月谷时电价仍高于光伏 LCOE (元/KWh)	23
图表 42:	山东工商业分布式项目电价假设	24
图表 43:	山东工商业分布式项目其他基本假设	24
图表 44:	2023 年“五一”假期期间山东省多次出现负电价 (元/KWh)	25
图表 45:	2022 年各现货省份结算价格对比 (单位: 元/kWh)	25
图表 46:	组件价格下降有望带动分布式光伏系统造价显著下降 (元/W)	26
图表 47:	上网电价及利用小时数下降对工商业分布式 IRR 的敏感性分析	26
图表 48:	上网电价及利用小时数下降对户用分布式 IRR 的敏感性分析	27



图表 49: 工商业储能为用户侧储能	28
图表 50: 2023 年各地要求分布式光伏配置储能	28
图表 51: 工商业储能主要盈利模式	28
图表 52: 各地区工商业储能放电补贴标准 (元/kwh)	29
图表 53: 储能系统加权平均中标价格 (元/Wh)	30
图表 54: 2023 年国内多地区峰谷价差较 2022 年呈现扩大趋势 (元/kwh)	30
图表 55: 浙江 1, 7, 8, 12 月份峰谷时段	30
图表 56: 浙江其他月份峰谷时段	30
图表 57: “两充两放”地区工商业储能项目假设	30
图表 58: “两充两放”地区工商业储能项目税后 IRR	30
图表 59: 山东夏季峰谷时段	31
图表 60: 山东春季峰谷时段	31
图表 61: “一充一放”地区工商业储能项目假设	31
图表 62: “一充一放”地区工商业储能项目税后 IRR	31
图表 63: 储能建设成本 1.3 元/Wh 时对应各地区税后全投资 IRR	31
图表 64: “隔墙售电”相关政策梳理	32
图表 65: 各省陆续出台“隔墙售电”相关政策	32
图表 66: 虚拟电厂是实现分布式能源聚合和协调优化的协调管理系统	33
图表 67: 虚拟电厂为电网提供调度空间、同时提供新盈利模式	34
图表 68: 虚拟电厂发展分为三个阶段	34
图表 69: 我国虚拟电厂正由邀约模式向市场化交易模式转型	35
图表 70: 预计 2024 年国内分布式光伏新增装机 120GWac	35
图表 71: 2024E 全球光伏新增装机高增 (GW, 交流侧)	36
图表 72: 2024E 新兴地区装机增速较快 (GW, 交流侧)	36
图表 73: 公司估值表 (元/股, 亿元, 倍)	37



1 分布式光伏行业：经济性驱动下，全国多点开花

1.1 分布式光伏发展：补贴走向平价，经济性为王

分布式光伏主要指利用闲置屋顶等资源，在用电负荷侧附近建设，所发电量以就地消纳为主，剩余电力上传电网的光伏发电设施，与集中式光伏相对应。分布式光伏一般接入低于35kV及以下电压等级的电网，根据所用屋顶的类型，具体分为户用系统、工商业系统及农/林/渔光互补分布式光伏，其中户用和工商业占主要地位。

图表1：建设在厂房上方的分布式光伏



来源：爱康新能源，国金证券研究所

图表2：集中式光伏电站规模较大



来源：爱康新能源，国金证券研究所

分布式光伏发展：由补贴驱动走向经济性驱动。

我国分布式光伏发展至今大致可以分为四个阶段：

（一）初始投资补贴萌芽阶段（2006-2012）：2006 年我国正式实施可再生能源法，分布式光伏建设进入初始投资补贴阶段。面对建设初期体制尚不成熟、产品质量问题突出等现象，2008 年国家启动“金太阳工程”与“光电建筑应用示范工程”促进分布式光伏发展。

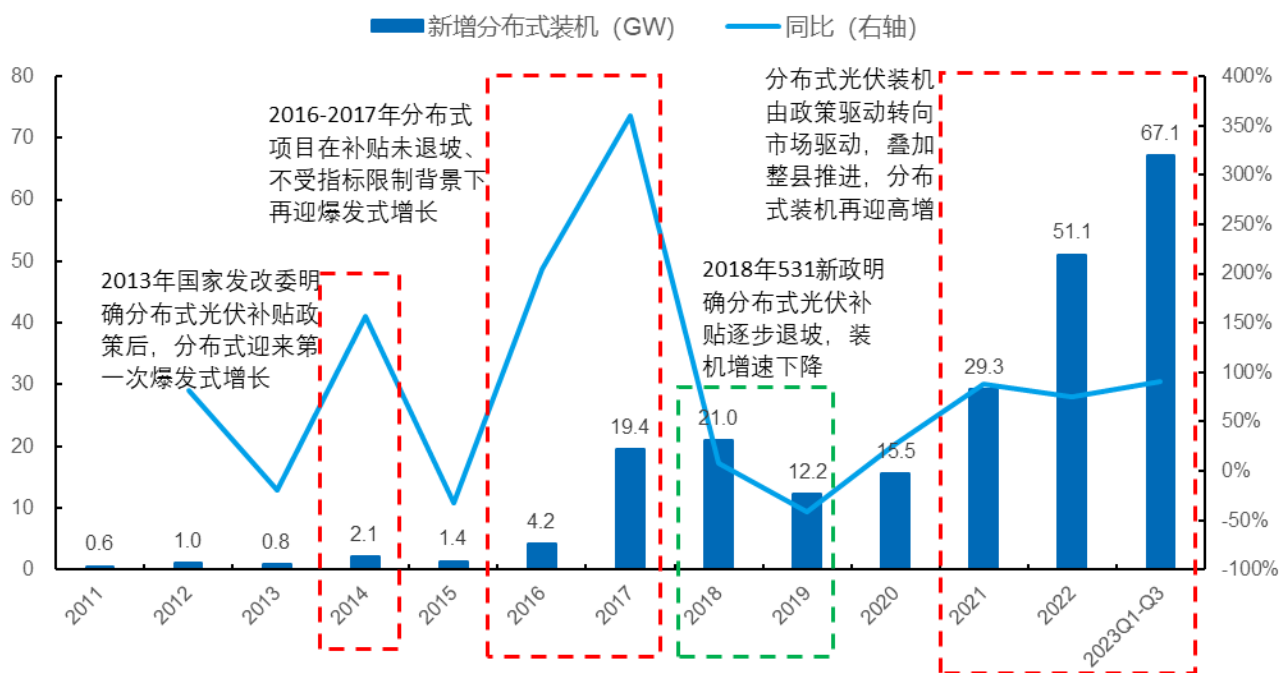
（二）第一轮爆发阶段（2013-2017）：2013 年 8 月，国家发改委明确了分布式光伏补贴政策，推出了 0.42 元的度电补贴，分布式光伏迎来首个爆发增长期，2014 年新增分布式装机 2.1GW，同比增长 156%。2016 年后，随着光伏行业快速发展、技术成本大幅下降，国家下调了光伏电站标杆电价，但分布式光伏补贴强度仍然维持原有水平，叠加分布式光伏项目不受指标限制、备案程序更简单、电压等级更低，分布式光伏再次迎来爆发式增长，2017 年新增分布式装机 19.4GW，同比增长 360%。

（三）理性重建阶段（2018-2020）：2018 年分布式光伏补贴开始退坡，同时“531 新政”限制补贴项目额度，2018 年下半年至 2019 年分布式光伏装机量显著下降。

（四）市场化驱动阶段（2021 年至今）：2021 年光伏发电实现全面平价，光伏装机增长由政策驱动转向市场驱动，光伏行业快速发展。同时，国家能源局分别于 2021 年 6 月 20 日和 9 月 8 日下发《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》与《关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》，“整县推进”政策下发后，以国家电投、国家能源集团为首的多家电企纷纷下场抢夺分布式光伏资源，分布式光伏装机在组件价格高位下维持高速增长。



图表3: 国内分布式光伏新增装机量及同比增速 (GW, %)



来源：国家能源局，国金证券研究所

图表4: 分布式光伏重点政策梳理

时间	文件名称	主要内容
2013/8	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	明确各类地区地面电站上网标杆电价及期限， 分布式光伏电站补贴电价 0.42 元/KWh。
2016/12	《太阳能发展“十三五”规划》	优先支持分布式光伏发电发展 ，重点支持分布式光伏发电分散接入低压配电网并就近消纳。各类配电网企业应为分布式光伏发电接入电网运行提供服务， 优先消纳分布式光伏发电电量 ，建设分布式发电并网运行技术支撑系统并组织分布式电力交易。
2018/5	《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目， 全电量度电补贴标准降低 0.05 元 ；采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行。积极推进分布式光伏资源配置市场化， 鼓励地方加大分布式发电市场化交易力度。
2021/6	《关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》	党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 50%，学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 40%；工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 30%；村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 20%。
2023/4	《2023 年能源工作指导意见》	大力推进分布式光伏发电项目建设 ；推动绿证核发全覆盖，做好与碳交易的衔接， 完善基于绿证的可再生能源电力消纳保障机制。
2023/6	《印发开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》	为解决分布式光伏接网受限等问题，拟在全国范围选取部分典型省份开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作。

来源：国家发改委、国家能源局、住建部等，国金证券研究所



图表5：光伏上网电价（元/kWh）

	集中式/全额上网分布式上网电价			分布式光伏补贴	
	I类资源区	II类资源区	III类资源区	户用	工商业
2013年9月起	0.9	0.95	1	0.42	0.42
2016年	0.8	0.88	0.98	0.42	0.42
2017年	0.65	0.75	0.85	0.42	0.42
2018年1月-5月	0.55	0.65	0.75	0.37	0.37
2018年6月起	0.5	0.6	0.7	0.32	0.32
2019年7月起	0.4	0.45	0.55	0.18	0.1
2020年6月起	0.35	0.4	0.49	0.08	0.05
2021年起				0.03	

来源：国家发改委、国家能源局，国金证券研究所

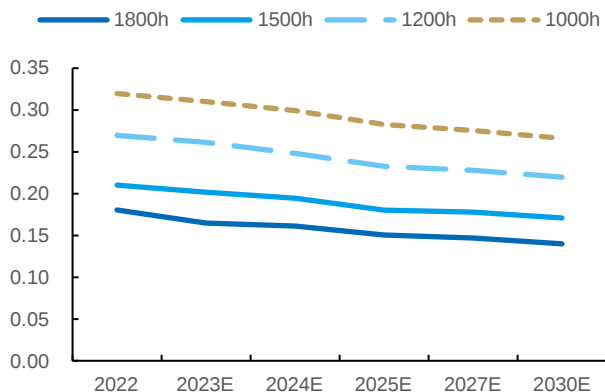
成本大幅下降、经济性提升是分布式需求看涨的核心逻辑。

平价上网时代，经济性成为驱动分布式光伏发展的关键因素。据中国光伏行业协会，2022 年全投资模型下分布式光伏发电系统在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.18、0.21、0.27、0.32 元/kWh，2023 年组件成本显著下降，LCOE 进一步下降。目前国内分布式光伏在山东、河北、河南、浙江等光照资源充足的华东、华北省份具有较高经济性，随着组件价格下降，在重庆、两广等华南地区经济性也显著提升。

我国工商业分布式光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、建安费用、电网接入、屋顶租赁、屋顶加固、一次设备（箱变、开关箱以及预制舱）、二次设备（防孤岛保护装置、电能质量在线监测装置）等部分构成，与集中式系统相比，分布式系统可以节省升压设备投资，且建安费用低，项目收益率更高。据中国光伏行业协会统计，2022 年我国集中式光伏系统初始投资成本 4.13 元/W（对应组件价格约 1.94 元/W），工商业分布式光伏系统初始投资成本为 3.74 元/W，较集中式项目降本 0.39 元/W。

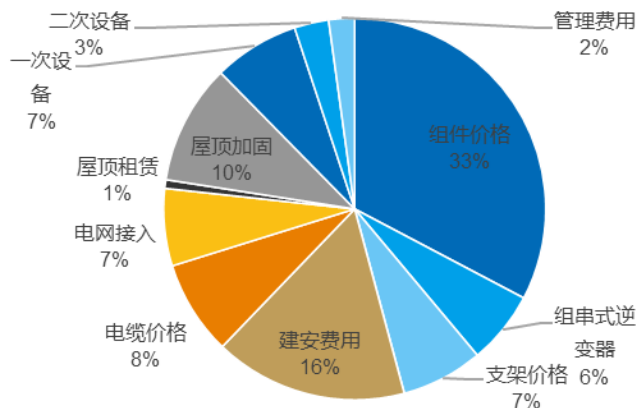
2023 年光伏产业链供给释放导致组件价格快速下降，我们预计 2024 年我国工商业分布式系统初始投资成本下降至 2.75 元/W（对应组件价格 0.9 元/W），组件成本大幅下降有望支撑 2024 年分布式光伏系统初始投资及 LCOE 显著下降，从而进一步拉动分布式光伏装机需求增长。

图表6：中国光伏行业协会预计我国分布式光伏电站 LCOE 持续降低(元/kWh)



来源：中国光伏产业发展路线图（2022-2023 年），国金证券研究所

图表7：测算我国工商业分布式光伏系统初始投资成本降至 2.75 元/W（2024 年 2 月，对应组件价格 0.9 元/W）



来源：中国光伏行业协会，国金证券研究所



1.2 分布式装机分布：由北及南，多点开花

2021 年分布式光伏受“整县推进”政策驱动新增装机首次超过集中式光伏，2022 年在组件价格高位背景下，分布式需求因价格承受能力较强维持高速增长，全年新增分布式光伏装机 51.1GW，同比增长 74.5%，占全年新增装机 58.5%。2023 年分布式装机继续维持高增，前三季度分布式光伏新增装机 67.1GW，同比增长 90%，装机占比达到 52%。

从分布式光伏装机结构看，工商业、户用两分天下。

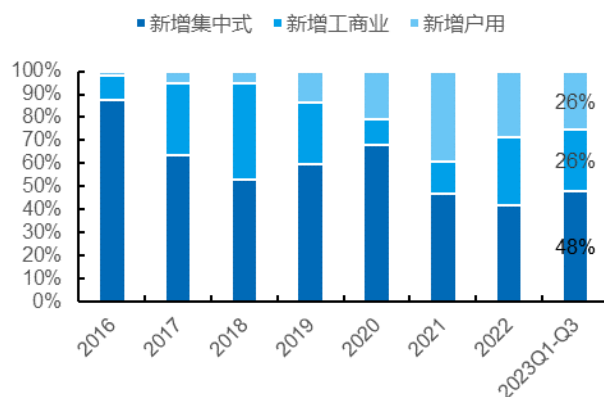
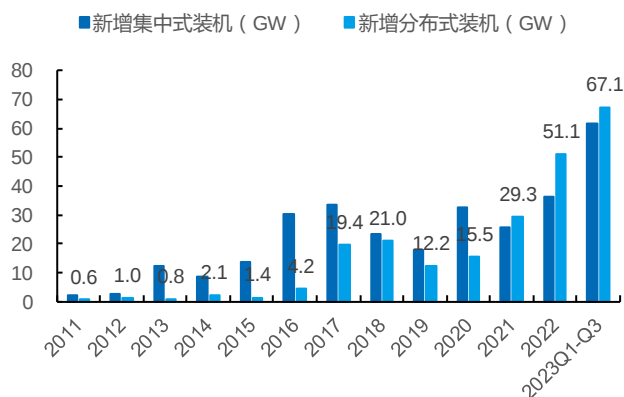
2020 年以前新增分布式装机以工商业项目为主，2017、2018 年受益于补贴推动，工商业分布式装机高速增长。2021 年“整县推进”政策带动下，户用分布式装机爆发式增长。2021 年 10 月，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革》，提出取消工商业目录销售电价，推动工商业用户进入电力市场直接购电，在此影响下，各省电网代理购电价格总体呈持续上涨趋势，工商业主安装光伏意愿大幅加强，2022 年以来工商业分布式光伏装机大幅增长。

2022 年工商业分布式新增装机 25.9GW，同比增长 235%，占分布式新增装机 51%，占光伏新增总装机 30%；户用分布式新增装机 25.3GW，占分布式新增装机 49%，占光伏新增总装机 29%。2023 年前三季度工商业分布式新增装机 34GW，同比增长 82%，占分布式新增装机 51%，光伏新增装机 26%；户用新增装机 33GW，同比增长 99%，占分布式新增装机 49%，光伏新增装机 26%。

截至 2023 年三季度末，分布式光伏累计装机 225.3GW，占光伏总装机比例为 43%，其中工商业分布式 120GW、占比 23%，户用分布式 105GW、占比 20%。

图表8：2016-3Q23 我国光伏新增装机量 (GW)

图表9：2016-3Q23 我国光伏新增装机结构

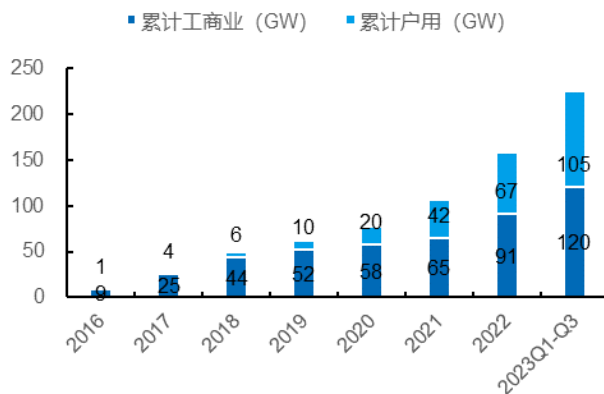
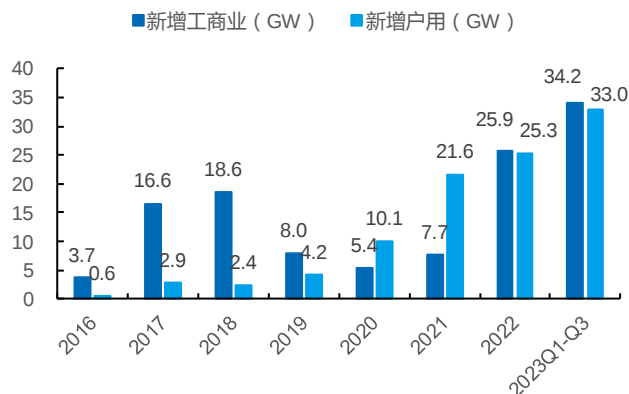


来源：国家能源局，国金证券研究所

来源：国家能源局，国金证券研究所

图表10：2016-3Q23 我国分布式光伏新增装机量 (GW)

图表11：2016-3Q23 我国分布式光伏累计装机量 (GW)



来源：国家能源局，国金证券研究所

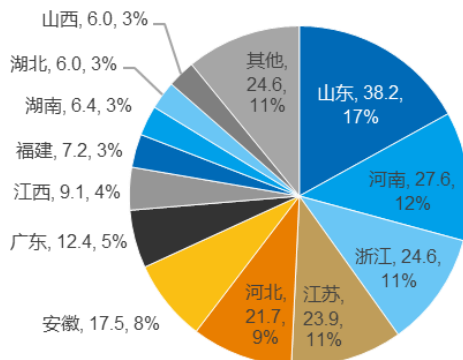
来源：国家能源局，国金证券研究所



从装机区域分布看，经济性提升背景下，南移趋势明显。

从分布式光伏累计装机看，截至 2023 年三季度，我国分布式装机主要集中在山东、河南、浙江、江苏、河北等华东及华北省份，前五大分布式装机省份合计装机占比超过 60%。

图表12：截止 2023 年 Q3 末分布式累计装机分布（GW）



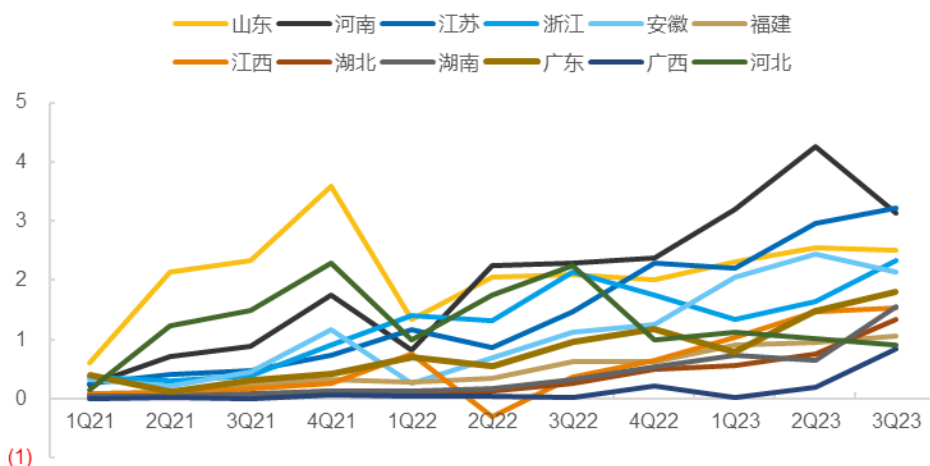
来源：国家能源局，国金证券研究所

山东省凭借光照资源充足、人口基数大、用电需求高等因素，2021 年户用光伏市场率先爆发，全年户用光伏装机占全国分布式新增装机约 30%。

2022 年受大规模停产限电以及电价上升影响，工商业项目业主光伏系统安装意愿增强，工商业分布式光伏装机大幅提升，主要集中在长三角、珠三角、东部沿海等工商业用电大省，浙江、江苏、山东、广东等地区工商业光伏装机量快速增长。户用方面，2022 年虽有户用光伏补贴取消、光伏组件价格高位等因素影响，但在“整县推进”政策驱动下，户用光伏新增装机量继续增长，其中河南、河北、山东等光照资源充足地区凭借收益率优势户用装机快速增长。

2023 年以来，河南、山东、江苏、浙江等传统分布式主力省份新增装机持续增长，在电价上涨、组件价格不断下行的背景下，分布式光伏系统安装成本下降、收益率显著提升，安徽、福建、湖南、湖北、广西等南方地区分布式项目收益率逐步达到投资方要求，分布式装机量快速提升，分布式装机分布呈现地域南移、多点开花的趋势。

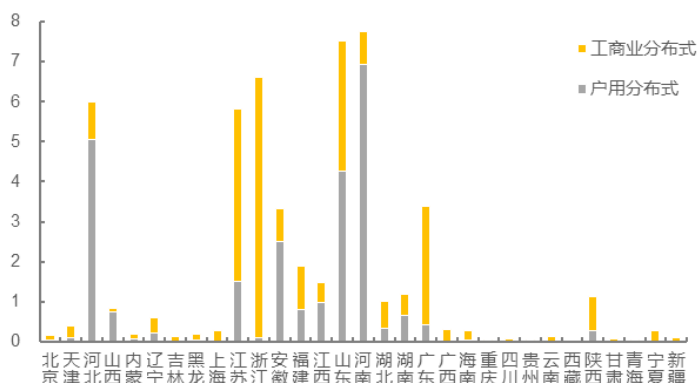
图表13：主要省份季度新增分布式装机量（GW）



来源：国家能源局，国金证券研究所

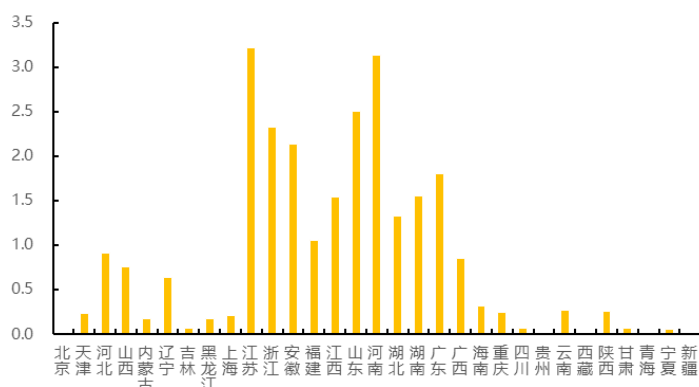


图表14: 2022年各省分布式新增装机量 (GW)



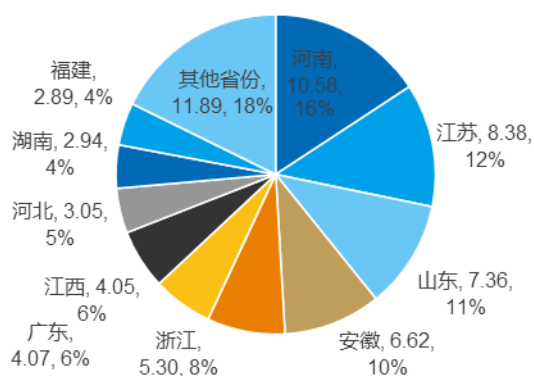
来源: 国家能源局, 国金证券研究所

图表15: 2023年前三季度各省分布式新增装机量 (GW)



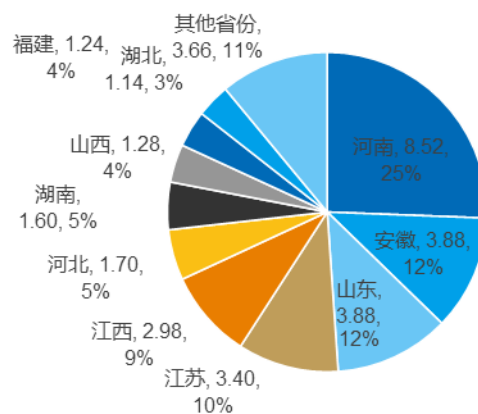
来源: 国家能源局, 国金证券研究所

图表16: 2023年前三季度分布式新增装机分布 (GW)



来源: 国家能源局, 国金证券研究所

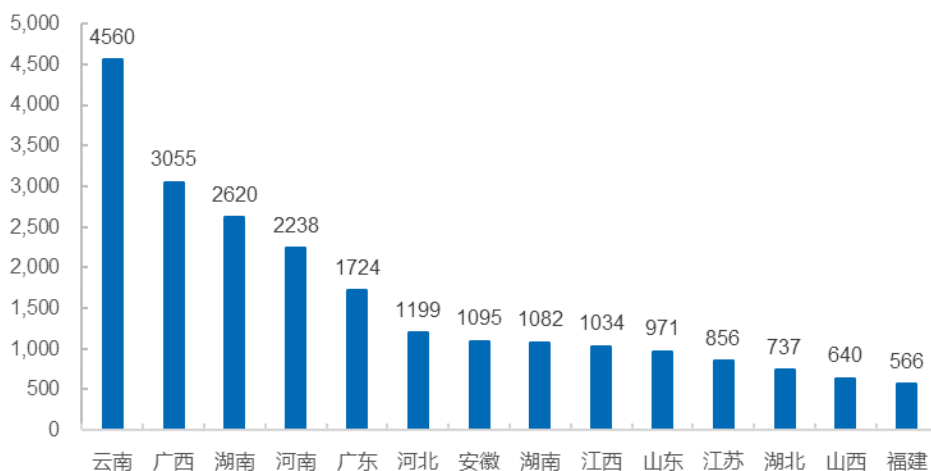
图表17: 2023年前三季度户用分布式新增装机分布 (GW)



来源: 国家能源局, 国金证券研究所

据北极星光伏网统计, 2023年1-11月国内整县分布式光伏电站EPC招标项目主要分布在云南、广西、湖南、河南、广东等22个省份, 其中云南、广西、湖南、广东等南部省份招标量位居前列, 南移趋势明显。

图表18: 2023年1-11月部分省份整县分布式光伏EPC招标规模 (MW)



来源: 北极星太阳能光伏网, 国金证券研究所



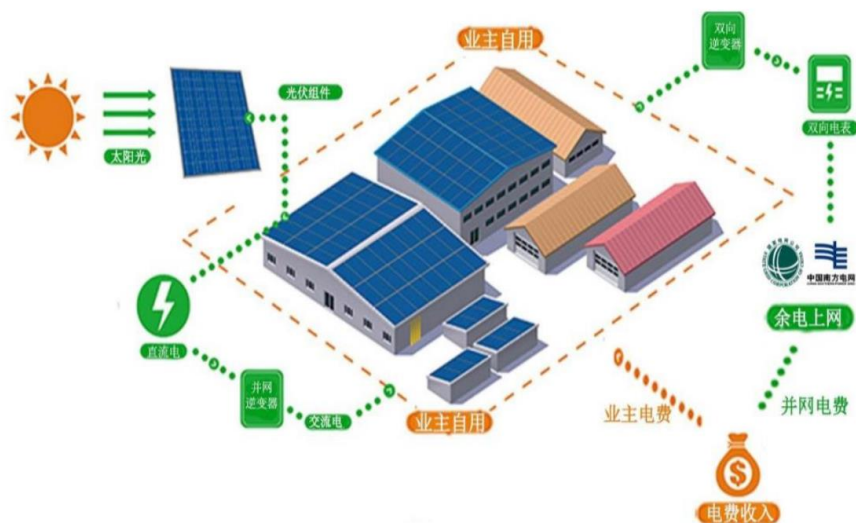
1.3 分布式开发：多方参与，形式多样

分布式光伏电站售电模式分为“自发自用、余电上网”和“全额上网”两类，“自发自用”比例越高收益率越高。

1) 工商业分布式光伏系统主要采用“自发自用、余电上网”模式，电站建成后所发电量优先按照大工业电价乘以约定折扣出售给屋顶资源业主使用以获得较高的度电收入，若屋顶业主使用后尚有余电，则可将多余电量按当地燃煤标杆上网电价出售给电网公司获得收益。2) 户用分布式光伏系统多采用“全额上网”模式，发电量全部按照燃煤标杆上网电价出售给电网公司。

从收益率角度看，由于自发自用电价（工商业用电价*折扣）高于燃煤标杆上网电价，目前“自发自用、余电上网”模式收益率更高，其中屋顶业主自发自用比例越高收益率越高。

图表19：工商业分布式光伏主要采用“自发自用、余电上网”模式



来源：芯能科技可转债募集说明书，国金证券研究所

目前分布式光伏电站建设开发的参与方主要包括业主方、开发方、持有方、工程方四类：

- 1) 业主方：厂房使用人和用电方（全额上网情况除外），主要包括各类实体企业、农户与公共机构。
- 2) 开发方：连接业主与资本方、工程方等，普遍与持有方、工程方存在交集；目前开发方主要有品牌开发商、发电集团、零散拼装商等。
- 3) 持有方：光伏电站资产的实际持有单位，可以获取光伏发电收益，目前有业主方自持、发电集团持有、金融资本持有三类。
- 4) 工程方：光伏电站的实际施工建设单位，包含纯工程队（仅负责项目施工建设）与 EPC 总包单位两类。



图表20：分布式光伏电站市场参与主体

业主方	开发方	持有方	工程方
各类实体企业 宝钢集团、鞍钢集团、中石化、中石油、京东物流、顺丰物流、蔚来汽车、小鹏汽车、山东重工、腾讯集团、友华科技等	品牌开发商 阳光新能源、天合智慧、隆基绿能、杭泰数智、创维光伏、联盛新能源等	业主方自持	品牌开发商 阳光新能源、天合智慧、隆基绿能、杭泰数智、创维光伏、联盛新能源等
公共机构 政府大楼、图书馆、医院等	发电集团（五大六小） 中国华能、国家电投、国家能源集团、华电集团、中国大唐、三峡集团等	发电集团（五大六小） 中国华能、国家电投、国家能源集团、华电集团、中国大唐、三峡集团等	电力工程集团 中能建、中电建、中电等
农户	零散拼装商 各类中小新能源公司	金融资本（融资租赁公司、城投公司、地方上市企业、民间零散资本等） 华夏金租、越秀金租、象屿股份、广州城投等	零散拼装商、工程商 各类中小工程建设公司

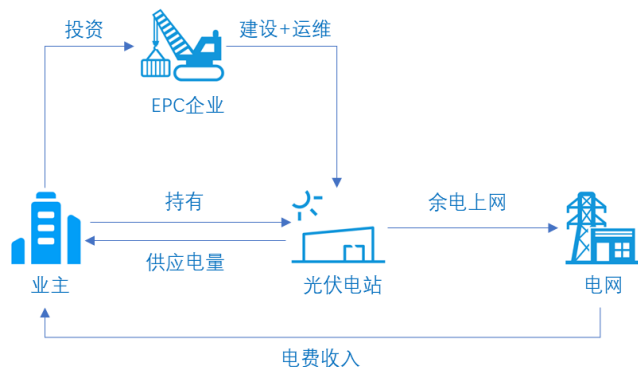
来源：科尔尼，国金证券研究所

按照持有形式划分，分布式光伏电站主要分为业主自持和运营商持有（屋顶租赁）两类模式。

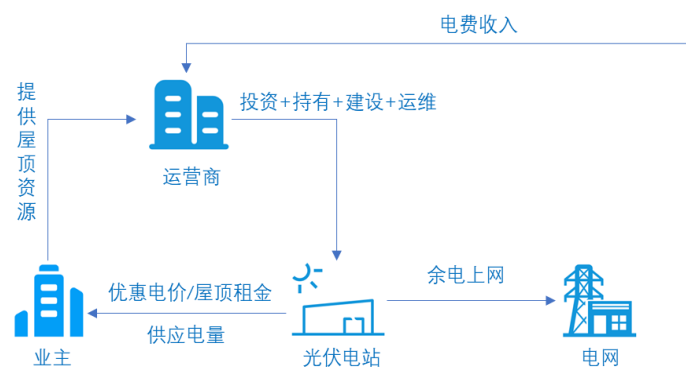
业主自持模式：一般针对小型工商业，企业自主投资光伏电站，由 EPC 企业建设施工，光伏电站产生的电量优先供给企业自身使用，余电上网收入归业主所有。

运营商持有模式：主要针对大型工商业，运营商投资持有光伏电站后并获得上网电价收益，业主将自身屋顶资源提供给运营商，可优先以折扣电价使用电站产生的电量，或者获得运营商支付的屋顶租金。

图表21：业主自持模式



图表22：运营商持有模式



来源：国金证券研究所绘制

来源：国金证券研究所绘制

按照开发形式划分，光伏电站开发可分为传统 EPC 模式、新 EPC 模式、BT 模式、产品+服务模式等。

1) EPC (Engineering Procurement Construction) 模式：又称设计、采购、施工一体化模式，指在项目决策阶段以后，经招标委托一家工程公司对设计、采购、建造全过程进行总承包。

2) 项目管理承包 PMC (Project Management Consultant) 模式：指项目管理承包商代表业主对工程项目进行全过程、全方位的项目管理，包括工程的整体规划、项目定义、工程招标、选择 EPC 承包商，并对设计、采购、施工、试运行进行全面管理，一般不直接参与项目的设计、采购、施工和试运行等阶段的具体工作。

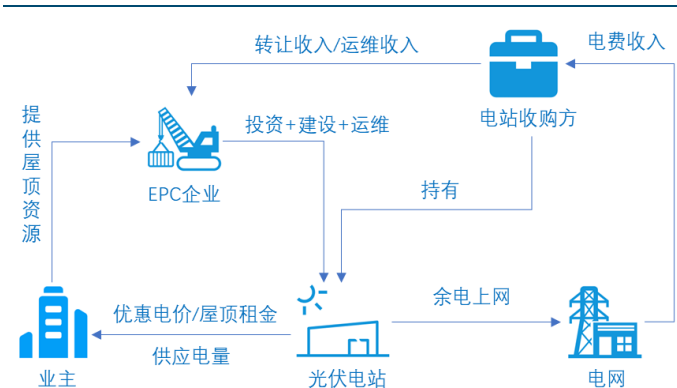
3) BT (Build-Transfer, 建造-转让) 模式：通常是民企进行开发建设，项目建成前收购方对项目的参与度较低且没有股权介入，项目建成后将股权转让。

4) 融资租赁模式：业主与金融机构签订租赁合约，金融机构作为出资方，EPC 企业负责前期资源开发、工程建设以及后期运维。在租赁合约期内，业主按照租赁合约支付租赁费用给金融机构，金融机构享受电费收入；租赁期满后业主按照合约规定回购屋顶电站，业主

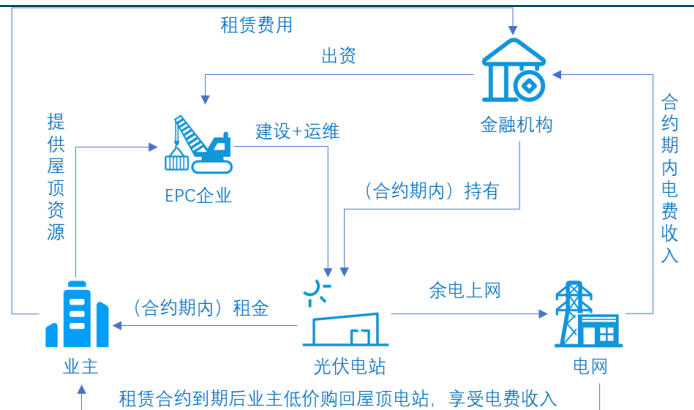


享有电费收入。

图表23: BT（建设-转让）模式



图表24: 融资租赁模式



来源：国金证券研究所绘制

来源：国金证券研究所绘制

1.4 分布式光伏需求空间广阔

光伏+应用场景不断拓展，打开成长空间。分布式光伏发电系统形式灵活多样，可有效推动各地区、各行业的可再生能源替代和“双碳”进程，“光伏+”给予分布式光伏更多的发展空间。

如在光伏+交通领域，由于一般城市轨道交通配置有大面积停车场、车辆段、地面及高架车站、高架区间、地面出入口等，具有应用光伏发电系统的广阔空间。近几年来，光伏与交通领域的融合发展政策上得到了鼎力支持，中央到地方相继出台了一系列政策大力支持光伏+交通建设。2023年6月15日上海市交通委员会、上海市发展和改革委员会联合发布《上海交通领域光伏推广应用实施方案》，明确了9+8=17类“光伏+”示范工程以及典型应用场景。此外，通信、农业、渔业等领域也已经成为分布式光伏的主要应用场景。

图表25: 光伏+应用领域不断拓展

应用领域	主要内容	示意图
光伏+交通	- 随着电动汽车的普及，光储充一体式车棚成为热门的分布式光伏应用形式。光伏系统就地为电动汽车充电，余电上网，还可利用分布式储能系统进行能量时移，平抑光伏发电波动和负荷波动。 - 近几年光伏公交站台、光伏加油站、道路护坡光伏电站等大量涌现，还出现了光伏地砖、光伏公路等探索性的应用。	
光伏+通信	随着我国通信服务覆盖面的扩大和通信技术更新换代，偏远地区通信基站供电不便和基站设备功耗剧增的状况越发突出，为通信基站配套分布式光伏电站就地供电，可有效降低供电成本，提高供电保障能力。	



应用领域	主要内容	示意图
光伏+农业	通过在农业设施棚顶安装太阳能组件发电、棚下开展农业生产的形式，光伏+农业最大限度地利用土地资源，增加生态效益和社会效益，提高农民收入，有效带动地方经济发展。	
光伏+渔业	- 渔光互补项目将养殖与光伏发电相结合，在鱼塘上面安装光伏组件，光伏组件下面的水域里可以进行养殖水产品，形成“上发电下养鱼”的新型发电模式。 - 渔民依托鱼塘资源在鱼塘上方搭建光伏电站，可以同时获得养鱼及光伏发电的收益，同时还能鱼塘的增氧机、水泵等设备供电。	

来源：索比光伏网、爱康新能源公众号、天合光能官网，国金证券研究所

截至 2023Q3 全国户用光伏累计装机 105GW，我们测算我国户用光伏市场潜力在 1288GW 以上。

当前户用光伏渗透率仅为 8%，随着组件成本下降，更多上网电价较低地区经济性将提升，国央企的加入进一步加快户用光伏开发速度，我们预计户用光伏重点开发区域将从东部省份逐步向南部、西部省份转移。假设 2025 年全国平均户用光伏渗透率达到 18%，对应 2024-2025 年国内户用装机潜力约 123GW，年均装机量 62GW，预计 2024-2025 年分别为 55+/70+GW。

图表26：中国户用分布式光伏市场空间测算

	河南	山东	四川	广东	河北	湖南	安徽	云南	广西	湖北	全国
农村人口（万人）	4304	3667	3533	3218	2894	2668	2482	2296	2263	2094	47700
每户人数（人/户）	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
农村户数（万户）	861	733	707	644	579	534	496	459	453	419	9540
每户平均安装功率（kw/户）	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
可安装屋顶占比	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
理论市场空间（GW）	116	99	95	87	78	72	67	62	61	57	1288
累计装机量（GW）	20.8	24.5	0.1	2.0	16.7	2.7	9.0	0.2	0.2	2.1	105.0
户用光伏渗透率	18%	25%	0%	2%	21%	4%	13%	0%	0%	4%	8%
23-25 年装机潜力	假设 2025 年全国平均户用光伏渗透率达到 18%，对应 2024-2025 年国内户用装机潜力约 123GW，年均装机量 62GW，预计 2024-2025 年分别为 55+/70+GW										

来源：国家统计局、各省能源局，国金证券研究所测算

根据中国建筑业协会数据，目前我国存量工业、商业竣工面积分别为 67、34 亿平米，每年新增工业、商业竣工面积分别为 5、2.5 亿平米，按照工业屋顶面积=竣工面积/2、商业屋顶面积=竣工面积/5 测算，我们预计国内工商业光伏市场潜力在 900GW 以上，现阶段工商业光伏渗透率仅为 13%。

根据整县推进政策要求，到 2025 年党政机关建筑、公共建筑、工商业厂房、农村居民屋顶总面积安装光伏发电比例分别不低于 50%、40%、30%、20%，假设 2025 年全国存量工商业光伏渗透率 23%、新增工商业光伏渗透率 50%，对应 24-25 年国内户用装机潜力约 150GW，年均装机量 75GW，预计 24-25 年分别为 65+/85+GW。

图表27：中国工商业分布式光伏市场空间测算

	每平米可安装光伏组件功率（KW/平米）	0.23
存量工业屋顶	2011-2023 年 Q3 厂房及建筑物竣工面积（亿平米）	67
	理论市场空间（GW）	779



新增工业屋顶	每年新增厂房及建筑物竣工面积（亿平米）	5
	理论市场空间（GW）	58
存量商业屋顶	2011-2023 年厂房及建筑物竣工面积（亿平米）	34
	理论市场空间（GW）	159
新增商业屋顶	每年新增厂房及建筑物竣工面积（亿平米）	2.5
	理论市场空间（GW）	12
截至 2023 年 Q3 工商业光伏累计装机量（GW）		120
截至 2023 年 Q3 工商业光伏渗透率		13%
假设 2025 年全国存量工商业光伏渗透率 23%、新增工商业光伏渗透率 50%，对应 24-25 年国内户用装机潜力约 150GW，年均装机量 75GW，预计 24-25 年分别为 65+/85+GW		

来源：国家统计局、各省能源局、中国建筑业协会，国金证券研究所测算（工业屋顶面积=竣工面积/2、商业屋顶面积=竣工面积/5）

2 并网：集中汇流解决接入空间不足

2.1 问题：低压端承载能力受限，配电网接入容量空间减少

光伏发电成本较低，但具有随机性、波动性等特点，近年我国分布式光伏装机规模快速提升，随着光伏发电渗透率提高，分布式光伏配变反送重过载和用户过电压等问题逐步凸显，新增分布式装机项目并网消纳面临新的挑战。

过电压指的是电力系统中出现的对绝缘有危险的电压升高，分布式光伏渗透率提升增加了配电网系统过电压风险，一方面，分布式光伏设备质量差异较大，容易出现逆变器变压不稳，导致电压偏高；另一方面，光伏发电高峰时段（如 10 时至 14 时）台区负荷低也会造成台区电压偏高。

光伏反送电（Photovoltaic Power Backfeeding）是指将太阳能发电系统产生的电能通过逆变器反向注入电网中，从而实现向电网供电。我国户用光伏主要安装在农村，农村用电负荷相对较小，户用光伏大多直接接入 380V 电压的村用变压器，若变压器范围内的负荷小于接入该变压器承载的光伏功率，剩余功率就通过变压器传输到上一级 10kV 配电网；若 10kV 配电网的用电负荷小于接入的光伏功率，就需要通过变压器将剩余功率反送到 110kV 电压等级的配电网，造成光伏配变反送电问题。

随着户用光伏装机容量增加，110kV 及以下配电网接入容量的空间越来越小，部分地区变压器容量不够，部分地区变压器容量够但负荷较少难以消纳导致出现输电网返送电及过电压问题。如山东、河北等省份电网公司要求用户光伏的接入上限为村级变压器的 80%，导致部分地区出现光伏系统安装完毕、但受变压器容量限制无法并网的情况。

2021 年 9 月 14 日，国家能源局对于“分布式光伏已超局部电网的承载能力，如何规范光伏安装”的咨询予以答复，其中部分回复意见：“电网企业应充分考虑分布式光伏大规模接入的需求，加强配电网升级改造，努力做到应接尽接。”按照国家能源局发布的《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T2041-2019），“因分布式电源导致 220kV 及以上电网反送电的，评估等级为红色，应在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源项目接入”。2022 年 9 月，河北省发改委发布《关于加强屋顶分布式光伏发电管理有关事项的通知》，指出部分地区存在配电变压器超容量接入等问题。

为应对日益凸显的分布式光伏并网消纳问题，2023 年 6 月，国家能源局发布《开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》，要求山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建 6 个试点省份选取 5-10 个试点县（市）开展试点工作，将低压配电网承载能力按照良好、一般、受限划分接网预警等级。

从已经发布分布式光伏接网承载力评估的省份情况看，多地已经出现分布式光伏接网困难情况：1）广东省已经有 11 个县已经无可接入容量，13 个县的接入空间少于 50MW；2）福建省 10 个试点县中 4 个县已经无承载力，剩余容量仅为 0.98GW；3）山东省有 53 个县（市、区）分布式光伏接网困难；4）黑龙江省有 81 个区域接网困难，占比 64.8%，全省剩余分布式可并网容量约 2GW；5）河南省 18 地市可开放容量约 7.76GW，省内大部分区域承载力评估等级为红色、黄色，需要储能装置方可并网；6）浙江省试点县（市、区）接网压力暂时较小，仅将江山市的低压配网接网预警等级评定为一般。

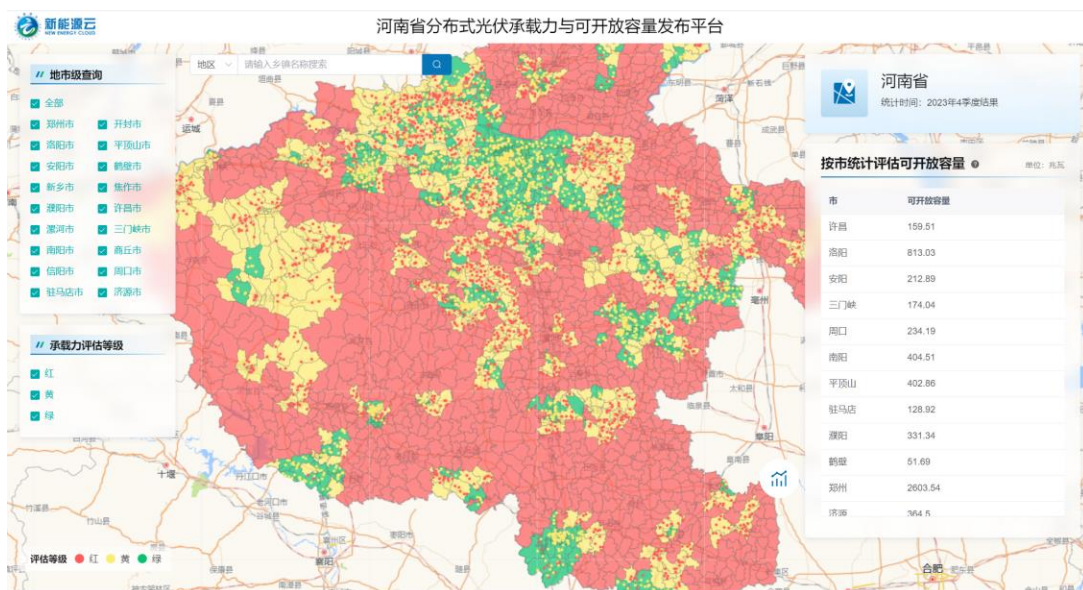


图表28：多地已经出现分布式光伏并网困难情况

地区	公布时间	可开放容量	解决方案
广东	2023/10	截止 2023 年 9 月底，11 个县无消纳空间，13 个县消纳空间不足 50MW	探索分布式光伏“集中汇流”模式等，不断提升分布式光伏可接入容量
福建	2023/11	截止 2023 年 9 月底，10 个试点县中 4 个县已经无承载力，剩余容量仅为 982MW。	
浙江	2023/11	接网压力暂时较小，将江山市的低压配网接网预警等级评定为“一般”	
山东	2023/12	在全省 136 个县（市、区）中，2024 年有 53 个县（市、区）在电网承载力未得到有效改善前，暂停在红低压配网接网预警等级为“受限”，43 个县（市、区）低压配网接网预警等级为“一般”，其余 40 个县（市、区）低压配网接网预警等级为“良好”	色区域新增分布式光伏项目接入；在消纳困难变电站（台区）配建储能设施，推动分布式光伏上网电量参与市场
黑龙江	2023/12	截至 2023 年 11 月底，全省 13 个市中累计剩余接网容量约 2GW，其中共 81 个区域剩余接网容量为 0MW。	在电网承载力未得到有效改善前，暂停在红色区域新增分布式光伏项目接入；
河南	2024/1	截止到 2023 年第 4 季度，18 地市可开放容量约 7.76GW，较 3 季度 8.6GW 可开放容量，减少 838.3MW。	黄色区域需要配储 10%*2 小时，红色区域需要配储 20%*2 小时方可并网；

来源：各省发改委、能源局，国金证券研究所

图表29：河南省分布式光伏承载力评估结果显示可开发容量仅剩下 7.76GW



来源：河南省能源大数据中心，国金证券研究所

由于并网消纳空间不足，湖北、湖南、河南、辽宁等多地发文对分布式光伏市场进行整顿，整顿期间暂停项目的备案、并网工作。据统计，目前全国有超过 13 个省或下属的县出台加强分布式管理的政策文件，整顿内容主要集中在 4 个方面：

- 1) 加强备案管理，将企业租用农户屋顶开展的户用光伏项目，以企业名义备案，纳入工商业分布式管理；“全额上网地面分布式”纳入地面电站管理；
- 2) 梳理低压配电网可安装分布式规模，消纳压力大的地区暂停备案；
- 3) 分布式光伏配置储能；
- 4) 10kV 以上参与调度、调峰，参与市场化交易。


图表30：多地发文整顿分布式市场

省份	市/县	政策
河北		关于加强屋顶分布式光伏发电管理有关事项的通知
安徽		关于进一步推进分布式光伏规范有序发展的通知
河南		关于促进分布式光伏发电行业健康可持续发展的通知(征求意见稿)
湖南		关于进一步规范全省分布式光伏开发建设的通知 (代拟稿)
海南	五指山市	五指山市分布式光伏发电项目试行管理办法(征求意见稿)
广东	龙华区	龙华区分布式光伏建设管理操作办法(征求意见稿)
广东	大埔县	关于积极有序推进分布式光伏建设实施意见(试行)的通知
浙江	瑞安市	瑞安市分布式光伏发电项目管理办法(修订)
江苏	滨海县	滨海县分布式光伏建设规范(试行)
河北	雄安县	关于做好屋顶分布式光伏开发建设工作有关事项的通知
辽宁	营口	关于分布式光伏项目备案有关工作的通知
福建	诏安县	诏安县整县推进屋顶分布式光伏建设管理暂行办法的通知
湖北	宜城	关于进一步规范宜城市户用屋顶光伏发电项目建设的通知
湖南	邵阳市	关于进一步推动分布式光伏发电项目开发建设的通知
山东	德州	关于进一步做好分布式光伏并网运行工作的通知
山东	枣庄	关于组织签订分布式光伏发电合同补充协议的通知
河南	焦作	关于规范安装太阳能光伏发电装置的通知
江苏	睢宁	睢宁县规范屋顶光伏发电项目建设管理办法
湖北	京山	进一步规范户用屋顶光伏发电项目建设管理工作的通知(征求意见稿)
江西	彭泽县	关于规范户用屋顶光伏发电项目建设管理工作的通知

来源：各政府官网，国金证券研究所梳理

从并网端看，目前缓解分布式低压端并网空间不足有以下方案：

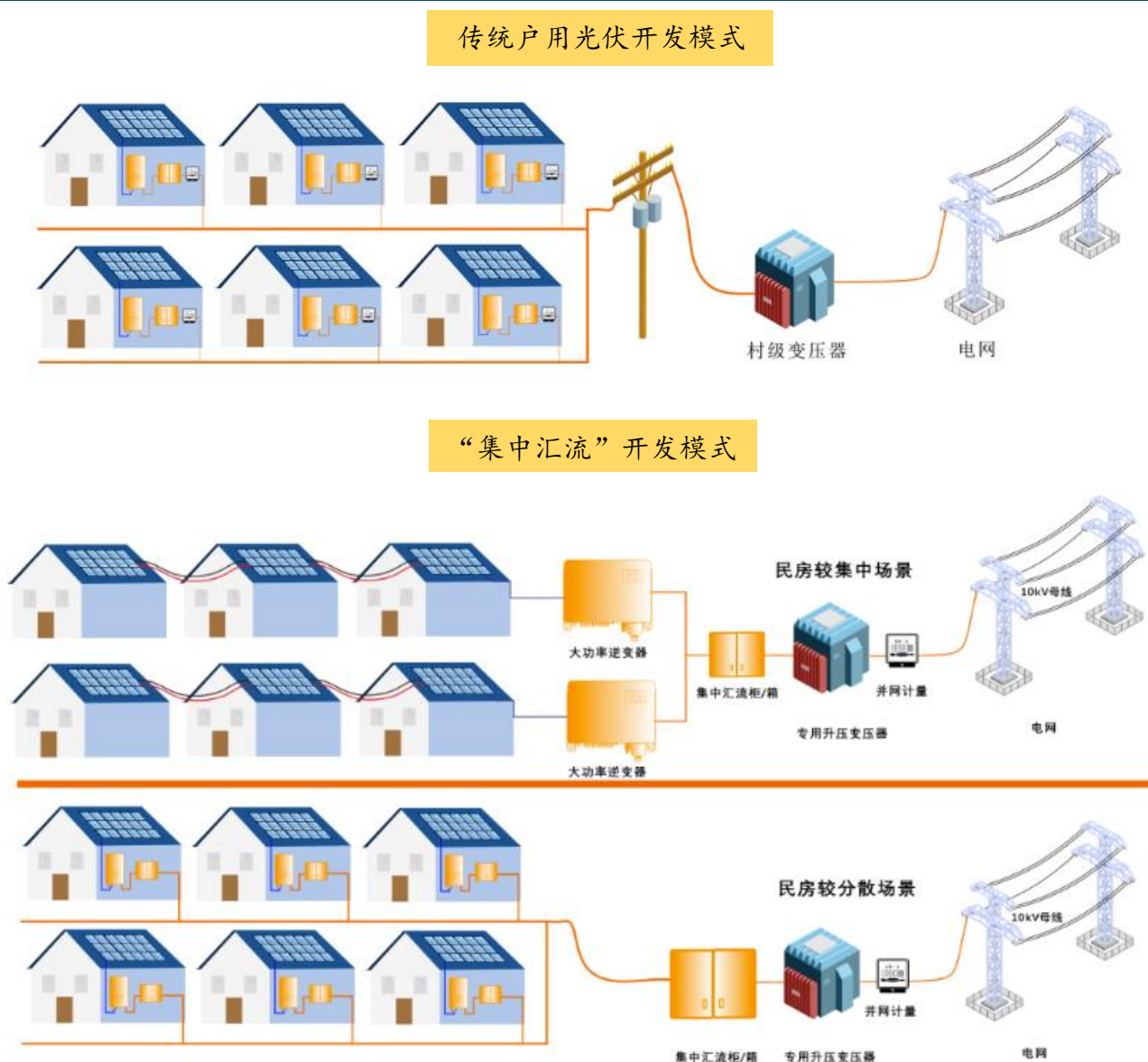
- 1) 配电网改造提升配电容量，近年配网侧电网投资缓慢增加，部分地区已开始进行配网侧变压器升级改造。
- 2) 集中汇流+共享储能，将现有在 380V 电压等级的消纳扩大到 10kV 的电压等级范围，解决变压器容量不足、消纳不足的问题。

2.2 方案：集中汇流提高电网承载能力

“集中汇流”是指对一定区域内的农户进行整合开发，根据屋顶大小和集中程度选择合适容量的逆变器进行配置，将一定区域内所有光伏项目集中汇流至一台或几台专用升压变压器升压后，接入高压并网点（如通过 10kV 线路并入电网）。



图表31：传统户用光伏开发模式与“集中汇流模式”



来源：锦浪科技，国金证券研究所

分布式光伏“集中汇流”模式最早的实践落地是在 2021 年 11 月，山东德州市张家庙村村民将屋顶租赁给开发集团，企业出资建设光伏组件、低压汇集线路、升压变压器，全村 112 个光伏项目共 3MW 被分成 7 个单元，所发电能集中汇流后分别并入 7 台专用升压变压器，通过 10 千伏线路并入电网。随后在山东省淄博市、山东省诸城市、山东省济南市等多个地区推广。

与传统模式相比，集中汇流模式具有多方面优点，主要解决低压端并网空间及消纳能力不足的问题：

- 1) 利用 10kV 线路空间并网，实现台区和线路增容，解决低压端承载力不足的问题；同时可以利用更大范围内的负荷需求进行消纳，一定程度上缓解了传统模式下低压端消纳不足造成配电变压器反向重过载等问题。
- 2) 有效解决电网电压升高、电能质量差等问题：传统模式下，分布式光伏基本以低压 380V 和 220V 并网，地点分散、并网点多、随机性强，仅具备一套逆变器孤岛保护，且时常为提高发电效率而提高逆变器输出电压，造成台区电压质量不合格；而“集中汇流”模式分别在逆变器、光伏智能断路器、配电箱设置孤岛保护，降低了停电检修反送电的风险，且通过汇流变压器自动调档功能，保障输出电压稳定合格。
- 3) 集中汇流后可配置共享储能，集中汇流后的光伏系统可配储、可控、可调和参与市场。


图表32：集中汇流模式与传统模式比较

	传统住户用光伏解决方案	整村汇流户用光伏解决方案
技术方案比较	220V/380V侧低压并网	10kV 高压母线并网
	并网点:用户原有配电线路就近并网	并网点:集中汇流高压并网
	村级配电变压器上网	专用升压变压器上网
	村级变压器容量限制光伏开发容量	整村光伏开发容量不受限制
	会造成配电变压器重过载、电网电压高、降低电能质量等问题	专用升压变压器上网整村光伏开发容量不受限制无配电变压器重过载问题,有效缓解电网电压高、电能质量影响等问题
	村级变压器容量限制光伏开发容量	整村光伏开发容量不受限制
	小容量且过于分散村落优先考虑	大容量且相对集中村落优先考虑
开发模式比较	一户一户模式	集中开发模式
	较为依赖补贴	对补贴依赖小
	农户收益:多依赖发电量收益	农户收益:仅为屋顶租赁费用,纯收益且稳定有保障
	农户自属电站,自行维护且承担风险	租赁企业电站,统一维护且企业承担风险
	农户非专业,承担光伏产品质量、收益等风险大,影响户用市场发展	专业的企业和人员开发,光伏产品质量收益等有保障,促进户用市场良性发展
	开发规模受外部因素影响大	开发规模受外部因素影响小

来源：锦浪科技，国金证券研究所

由于“集中汇流”模式并网电压更高，对相关设备选型具有更高的要求，一定程度上增加了光伏系统建设成本：

- 1) 新增投入：与传统模式相比，电站开发企业需要投资低压汇集线路、升压变压器（传统模式仅需配电变压器）、高压开关柜（传统模式仅需低压开关柜），同时增加电缆、汇流箱等设备投入；
- 2) 设备选型：由于电压等级和适用范围的不同，10kV 并网的光伏发电系统在设备选型、电缆截面等方面要求更高；
- 3) 逆变器选择：10kV 并网的光伏发电系统需要选择 10kV 的逆变器，而 380V 并网的光伏发电系统仅需选择 380V 或 220V 的逆变器；
- 4) 部分“集中汇流+储能”模式需要增加储能设备投资。

“集中汇流”模式对项目规模要求较高，一般要求 3MW 以上，因此主要为专业开发企业实施，目前案例中，开发企业与当地供电公司、政府协作开发，成本主要由开发企业承担，部分供电公司承担变压器容量扩建成本。该种模式虽一定程度上提升开发成本（据调研，约提升成本 0.5-0.6 元/W），但对开发企业来说，“集中汇流”模式可在接近饱和的市场中开发出新的并网区域，一定程度上创造新的需求，该部分成本增加目前尚在可接受范围内。

2023 年 11 月 30 日，江西省能源局印发《关于进一步推进屋顶分布式光伏健康有序发展的通知（征求意见稿）》，就电网承载消纳能力与发展不匹配等问题给出针对性要求。本次通知明确指出“优先支持绿色区域内的屋顶分布式光伏项目的建设，但不应将预警信息作为限制项目开发的依据”，对各主体提出针对性意见，其中指出开发企业可自主决策是否在高消纳风险地区进行项目申报及开发，可通过配建储能、集中汇流等措施提高电网承载能力。



图表33：江西省明确不将预警信息作为限制项目开发的依据

主体	措施
电网企业	对屋顶分布式光伏接网和消纳矛盾突出的区域，按季度(或按月份)逐站、逐线、逐台区公布可接入屋顶分布式光伏容量
	加大电网薄弱环节的强化改造，积极借鉴行业先进经验，采取科学的调控技术和方法做到“应并尽并”
	在存在影响电网供电质量和电网安全稳定运行风险时，电力调度机构可对屋顶分布式光伏采取限制出力等措施
开发企业	谨慎在可开发空间规模不足、消纳风险预警等级高的区域开发光伏发电项目
	在电网承载力评估等级为黄色、红色的区域，可通过 配建储能 (包括租用、异地配储等模式)、 集中汇流 等措施提高电网承载力
	对于集中、连片开发的城乡屋顶分布式光伏发电以及其它不具备低压接入条件的地区， 优先采用 10 千伏汇流模式接入电网
主管部门	遵循按照市场化原则，充分考虑电力消纳预警信号提示的利用率风险， 自主决策是否开展项目申报并承担相关风险 ，主动承担调峰义务，自愿接受电网调度，承诺承担因无法及时接网以及发电运行利用率下降影响项目收益的风险
	对于超出时限或确认无法推进的项目，由所在设区市能源主管部门及时予以清理

来源：江西省能源局，国金证券研究所

随着“集中汇流”模式成熟推广，有望提高并网容量不足地区的电网承载能力，一定程度上缓解消纳空间不足的问题，提升分布式并网能力。

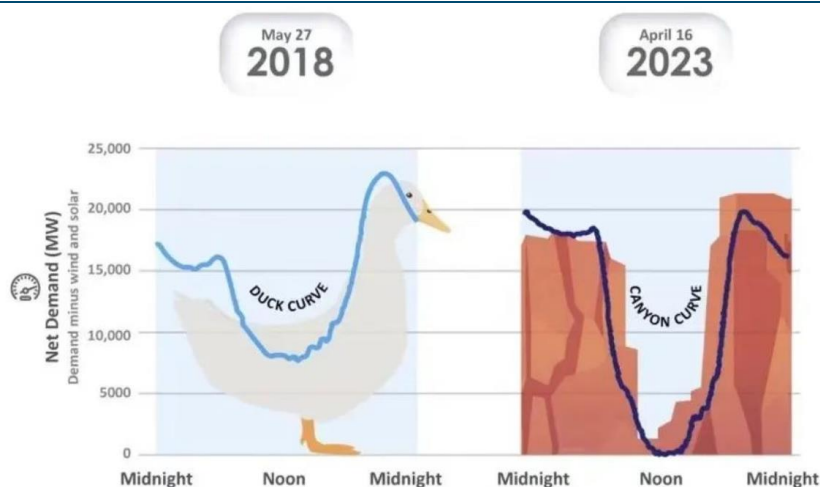
3 消纳：经济性支撑+工商业配储缓解消纳压力

3.1 问题：新能源占比提升，加剧消纳压力

电力系统平稳要求发电厂产生的电力与负荷端消耗的电力保持实时平衡，若不平衡会导致电力系统无法平稳安全运行，甚至大规模停电。与火电、水电等人为可控、出力稳定的能源相比，光伏、风电为代表的新能源装机出力具有随机性、波动性、间歇性的特点，且出力时段与用电负荷匹配度较低，新能源装机大比例提高会导致电力供给与电力需求时间错配，局部时段存在弃风弃光的问题。

随着新能源占比提升，反映电力系统净负荷（净负荷=实际负荷-可再生能源发电出力）的“鸭子曲线”变得更加陡峭。如美国加州地区，随着光伏装机不断增长，白天（鸭腹）净需求减少，日落后（鸭颈）净需求急剧增加，“鸭子曲线”变为更加陡峭的“峡谷曲线”，新能源消纳压力加剧。

图表34：“鸭子曲线”转变为更加陡峭的“峡谷曲线”



来源：美国电力研究院 EPRI，国金证券研究所

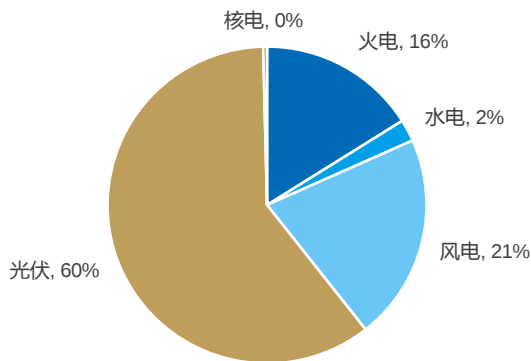
2023 年我国新增光伏、风电合计装机创历史记录达到约 300GW，占全年新增装机超过 80%，累计装机占比约 36%，新能源装机占比提升加剧消纳压力。



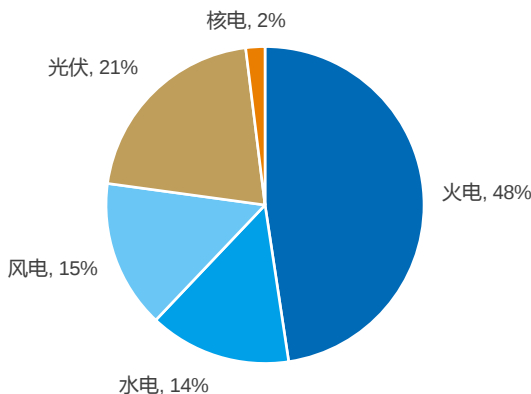
2023 年全国全社会用电量 9.22 万亿千瓦时，同比增长 6.7%，中电联预计 2024 年全社会用电量 9.8 万亿千瓦时，同比增长 6% 左右，全国统调最高用电负荷 14.5 亿千瓦，比 2023 年增加 1 亿千瓦左右。随着全社会用电量不断增长，用电负荷快速提高进一步导致电力系统供需不平衡，功率波动问题更加突出。

此外，我国风光装机主要集中在西北、华北等地区，与经济相对发达的中东部地区相比用电负荷较低，导致用电供给与用电负荷存在空间错位现象，进一步加剧新能源消纳压力。

图表35：2023 年新增风光装机占比超过 80%



图表36：截至 2023 年底累计风光装机占比约 36%



来源：国家能源局，国金证券研究所

来源：国家能源局，国金证券研究所

3.2 分时电价、参与电力现货市场：成本下降提供经济性空间

考虑到新能源装机及发电量占比持续提升，电力系统的综合调节能力是影响新能源持续发展与消纳的关键，需要推进电力市场化改革、建立适配高比例新能源的新型电力系统。

2015 年国务院印发 9 号文正式启动新一轮电力体制改革，2022 年中共中央、国务院印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出目标在 2025 年初步形成全国统一电力市场体系、2030 年基本建成全国统一电力市场体系。

2023 年以来电力现货市场建设步伐明显加快，9、10 月国家发改委、能源局先后发布《电力现货市场基本规则(试行)》、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，明确电力现货市场要依序开展模拟试运行、结算试运行和正式运行，为多地现货市场建设明确了时间表，提出推动分布式新能源上网电量参与市场，探索“新能源+储能”等方式。

随后，围绕完善新型电力系统建设、及以“高比例市场化”为核心的新一轮电改的相关国家和地方政策密集出台，主要包括：国家能源局发布《关于促进新型储能并网和调度运用的通知(征求意见稿)》、广东省能源局下发《关于 2024 年电力市场交易有关事项的通知》(要求 220kV 以上电压等级并网的风光电站未来全部参与现货交易)、湖北省发改委发布《关于征求工商业分时电价机制有关意见的通知》(将光伏出力高峰的 10-15 点电价从高峰调至低谷)、浙江省发改委发布《浙江省电力中长期交易规则(2023 年修订版)》(提出分布式光伏发电企业与周边用户原则上参与直接交易，也可通过聚合形式参与交易)。

目前各地电力现货市场建设进度不一，第一批 8 个现货试点省份已启动，其中山西、广东电力现货市场于 2023 年末率先转入正式运行，蒙西、山东、甘肃处于长周期不间断结算试运行阶段，福建 2023 年底开展长周期结算试运行，浙江 2024 年 6 月前启动现货市场连续结算试运行，四川结合实际持续探索适合高比例水电的丰枯水季相衔接的市场模式和市场机制。第二批 6 家现货试点单位均开展了现货市场试运行，其中湖北、江苏、安徽开展了短周期结算试运行；辽宁、河南、上海开展了调电试运行。

图表37：各省份/区域电力现货市场建设安排

省份	结算时间安排
连续运行一年以上省份	按程序转入正式运行
福建、辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西	2023 年底前开展长周期结算试运行
浙江	2024 年 6 月前启动现货市场连续结算试运行



省份	结算时间安排
四川	探索适应高比例水电的丰枯水季相衔接市场模式和市场机制
南方区域	2023 年底前启动结算试运行
京津冀	2024 年 6 月前启动模拟试运行
其他地区(除西藏外)	在 2023 年底前具备结算试运行条件

来源：国家发改委、国家能源局，国金证券研究所

图表38：各省份/区域电力市场开展情况梳理

区域	东北区域					华北地区							西北地区					西南地区				华东地区					华中区域					南方区域										
省份	黑龙江	吉林	辽宁	蒙东	东北区域	京津唐	冀北	山西	山东	蒙西	河北南网	华北区域	甘肃	青海	新疆	宁夏	西北区域	陕西	重庆	四川	西藏	西南区域	上海	江苏	福建	安徽	浙江	华东区域	湖北	湖南	河南	江西	华中区域	广东	云南	广西	贵州	海南	南方区域			
电能量·中长期交易	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√		
电能量·现货交易	拟开展	×	拟开展	×	×	×	拟开展	√	√	√	拟开展	×	√	拟开展	×	×	×	拟开展	拟开展	√	×	×	拟开展	拟开展	√	拟开展	拟开展	×	拟开展	拟开展	拟开展	×	×	√	区域现货	区域现货	区域现货	区域现货	拟开展			
需求侧响应交易	×	×	√	√	×	×	√	√	√	√	√	×	√	×	√	√	×	√	√	√	×	×	√	√	√	√	√	×	√	√	√	×	×	√	√	√	√	×	×			
辅助服务交易·调峰	√	√	√	×	√	√	×	√	√	×	×	√	√	√	√	√	√	√	√	×	×	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	×	√	√	√	√	√	√		
辅助服务交易·调频	×	×	√	×	×	×	拟开展	√	√	√	×	×	√	×	×	×	×	√	×	√	×	×	×	√	√	×	√	×	×	×	√	√	×	√	南方统一	√	南方统一	√	南方统一	√	南方统一	√
辅助服务交易·备用	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	√	×	√	×	×	×	×	×	√	×	×	×	×	√	×	√	×	×	×	×	×	×	×	×	×	√		

来源：中电联、国家电网、清能互联，国金证券研究所

分时电价：对工商业分布式项目收益率影响可控，有助于发挥光伏经济性优势转移其他灵活性发电资源。

当前各省对于新能源参与电力现货市场交易的要求不一，但主要集中于集中式光伏项目，分布式光伏项目并无入市要求：

- 1) 四川要求优先发电量以外的电量须直接参与市场交易，浙江要求各类发电企业直接参与交易，广东要求 220kV 以上电压等级并网的风光电站全部参与现货交易；
- 2) 山东要求参与中长期交易的集中式新能源场站（不含扶贫光伏）全电量参与现货市场，未参与中长期交易的集中式新能源场站（不含扶贫光伏）10%的预计当期电量参与现货市场；辽宁要求 2024 年除分布式新能源、结算电价（不含财政补贴）高于煤电基准价的风电机组外其他项目原则上均参与；甘肃对新能源发电企业年度成交电量占比提出要求；
- 3) 江苏、河南、湖北、福建、安徽、江西等省份以平价项目自愿参与为主。

工商业分布式项目中“自发自用”部分按照用户侧峰谷电价结算，峰谷电价调整一定程度上影响工商业分布式项目收益率。近期山东、浙江、江苏、河北等分布式装机大省逐步调整峰谷价格对应的时段，如山东省将 11-14 点电价调至深谷，浙江省将 11-13 点电价调至低谷。



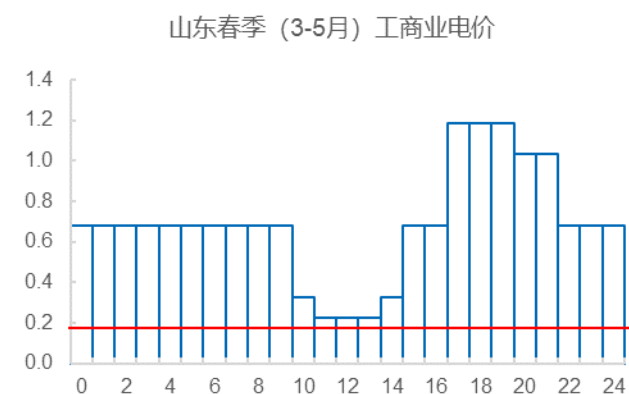
图表39：分布式装机量较高省份多在光伏主要出力时段设置低谷电价

省份	尖峰电价执行月份	时段																							
		0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
山东	1、2、12月																								
	3-5月																								
	6-8月																								
	9-11月																								
浙江	大工业1、7、8、12月																								
	一般工商业																								
江苏	≥100KVA，单一制																								
	≥100KVA，两部制																								
	≥315KVA，7-8月																								
	≥315KVA，1、12月																								
河北	6-8月																								
	11、12、1月																								
河南	其他月份																								
	1、12月																								
安徽	7、8月																								
	其他月份																								
广东	7-9月																								
	其他月份																								
湖南	1、7、8、9、12月																								
	其他月份																								
江西	1、12月																								
	7-9月																								
湖北	其他月份																								
	7、8月																								
福建	其他月份																								
	7-9月																								
广西	其他月份																								
	全年																								

来源：各地发改委，国金证券研究所

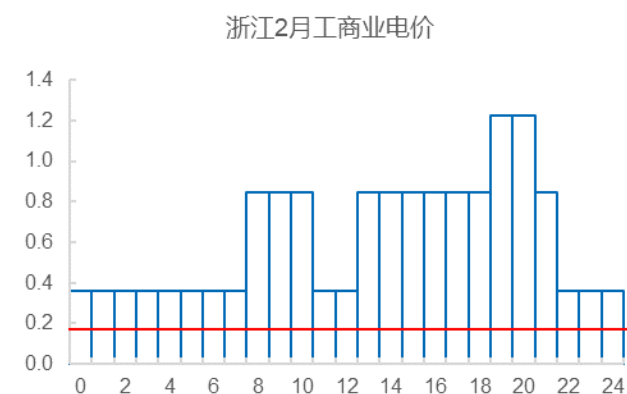
将光伏主要出力时段设为低谷电价有助于转移该时段其他灵活性发电资源、提升消纳能力，是将光伏降本红利向需求端消纳能力提升传导的必要手段。2023 年光伏组件价格大幅下降带动系统成本下降，2024 年 1 月组件价格已下降至 0.9/W，按照分布式系统初始投资 2.75 元/W 测算，对应 LCOE 已下降至 0.17 元/kWh，仍显著高于目前最低的深谷电价（山东省 0.2254 元/KWh），分时电价对工商业分布式项目收益率影响有限。

图表40：山东省春季深谷电价仍高于光伏 LCOE（元/KWh）



来源：国家电网，国金证券研究所

图表41：浙江省2月谷时电价仍高于光伏 LCOE（元/KWh）



来源：国家电网，国金证券研究所

我们以山东省为例，测算午间实行深谷电价后工商业项目的收益率情况，其中发电及电价假设如下：

自发自用比例 70%，自发自用电价优惠比例 80%；

山东省脱硫煤上网电价 0.3949 元/KWh；2024 年 2 月山东省尖峰、高峰、平时、谷时、深谷电价 1.1865/1.0349/0.6807/0.3267/0.2254 元/KWh，根据光伏出力曲线，假设对应发电比例 13%、0%、25%、25%、38%；

据此假设，分布式等效自用电价约 0.3878 元/KWh，分布式等效电价约 0.3899 元/KWh。



图表42：山东工商业分布式项目电价假设

电价								
租赁模式	企业自建（电价折扣）		自发自用电价优惠	(%)	80%	自发自用比例	(%)	70%
电价浮动比例	(%)	0%	市场化交易折价	(%)	0%			
脱硫电价（含税）	元/KWh	0.3949	脱硫电价年涨幅	(%)	0			
工商业用户侧尖峰电价（含税）	元/KWh	1.1865	尖峰比例	(%)	13%	1		
工商业用户侧高峰电价（含税）	元/KWh	1.0349	峰时比例	(%)	0%	0		
工商业用户侧平时电价（含税）	元/KWh	0.6807	平时比例	(%)	25%	2		
工商业用户侧谷时电价（含税）	元/KWh	0.3267	尖峰比例	(%)	25%	2		
工商业用户侧深谷电价（含税）	元/KWh	0.2254	尖峰比例	(%)	38%	3		
工商业用户侧平均电价（含税）	元/KWh	0.48	自用售电价（含税）	元/KWh	0.39			
分布式等效自用电价（含税）	元/KWh	0.3878	自发自用比例	(%)	70%			
分布式等效余电上网电价（含税）	元/KWh	0.3949	余电上网比例	(%)	30%			
分布式等效上网电价（含税）	元/KWh	0.3899						

来源：山东省发改委，国金证券研究所测算

其他核心基本假设如下：

组件价格 0.9 元/W，对应系统单位成本 2.75 元/W；

年有效利用小时数 1200 小时，设备运营 20 年，运营费用率 1.5%；

贷款比例 60%，采用等额还款，贷款期限 15 年，贷款利率 5%。

图表43：山东工商业分布式项目其他基本假设

发电假设								
年有效利用小时数	小时	1200						
首年光衰	(%)	2.0%	次年以后光衰	(%)	0.55%	20年以后光衰	(%)	1%
装机成本								
单位综合成本	元/W	2.75	组件价格	元/W	0.9	组件外其他成本	元/W	1.85
折旧年限	年	20	固定资产残值	(%)	5%			
项目经营期	年	20	运营维修比例	(%)	1.5%	运维费用增长率	(%)	1.0%
融资								
还款方式		等额还款						
贷款比率	(%)	60%	贷款年限	年	15			
基准利率	(%)	5.0%	基准利率上浮比例	(%)	0%	实际贷款利率	(%)	5.0%
贴现率	(%)	5.0%						

来源：中国光伏行业协会、调研资料，国金证券研究所

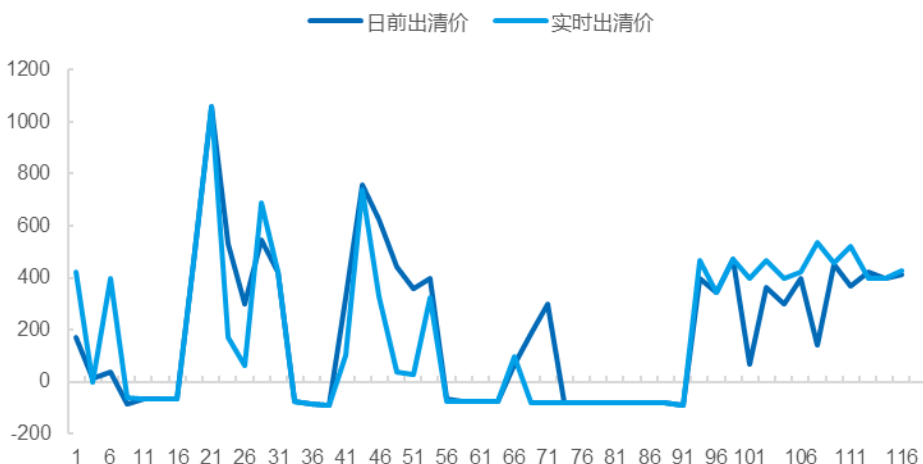
按照如上假设，测算工商业分布式项目 LCOE 0.17 元/KWh，IRR 18.64%，投资回收期 5 年，即使在深谷电价调整后仍具有较高的投资收益率。

参与电力市场现货交易：LCOE 下降提供经济性支撑，“全额上网”模式受影响更大。

随着光伏发电规模快速增加，部分省份分布式光伏直接抵消用电需求导致净负荷的“鸭子曲线”更加陡峭，光伏主要发力时间段电力现货市场竞价愈发激烈，如 2023 年五一假期期间山东省用电负荷下降、日间时段新能源大发，严重的供大于求使得电力现货实时交易累计出现 46 次的负电价。目前分布式按照固定电价结算（“自发自用”部分按照用户侧峰谷电价结算，“直接上网”部分按照当地燃煤发电机组基准价结算），而参与市场交易的集中式光伏承担负电价，造成了集中式与分布式项目之间的不公平，中长期看，分布式光伏逐步参与电力市场交易是新型电改的必经之路。



图表44: 2023 年“五一”假期期间山东省多次出现负电价 (元/KWh)



来源：山东省电力交易中心、知识分子，国金证券研究所；所有数据均为快报数据，非最终正式结算数据，所有价格数据均不包含容量补偿电价 99.1 元/兆瓦时

图表45: 2022 年各现货省份结算价格对比 (单位: 元/kWh)

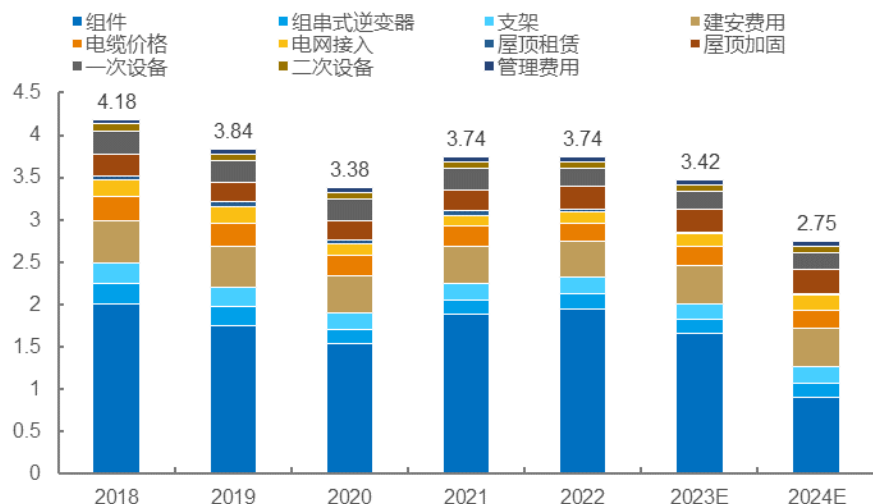
项目		山西	甘肃	蒙西	山东(含容量补偿)	
					参与中长期	未参与中长期
基准电价		0.332	0.2978	0.2829	0.3949	
火电	结算价格	0.41884	0.40542	0.40936	0.50471	
	溢价	0.08684	0.10762	0.12646	0.10981	
	涨幅	26%	36%	45%	28%	
光伏	结算价格	0.23061	0.24303	0.20487	0.24274	0.35527
	溢价	-0.10139	-0.05477	-0.07803	-0.15216	-0.03963
	涨幅	-31%	-18%	-28%	-39%	-10%
风电	结算价格	0.24869	0.28123	0.18902	0.39298	0.36087
	溢价	-0.08331	-0.01657	-0.09388	-0.00192	-0.03403
	涨幅	-25%	-6%	-33%	0%	-9%

来源：兰木达电力现货，国金证券研究所

2023 年光伏产业链供给释放导致组件价格快速下降，目前光伏组件价格较高点已下降 1.08 元/W，对应组件价格、系统成本降幅 55%、28%，按照分布式系统初始投资 2.75 元/W 测算，测算典型东部地区分布式系统 LCOE 较 2023 年初高点已下降约 0.06 元/kWh 至 0.17 元/kWh (利用小时 1200 小时)，进一步提升了光伏发电的竞争力。在新能源电力消纳压力逐步凸显的背景下，这部分成本下降，可以通过高比例配储、或支付火电调峰成本、甚至以高比例弃光的形式，打开光伏发电广阔的消纳空间，从而支撑装机量的增长。



图表46：组件价格下降有望带动分布式光伏系统造价显著下降（元/W）



来源：中国光伏行业协会，国金证券研究所测算

同样以山东省为例，我们定量分析分布式参与电力现货市场交易对其收益率的影响，这里考虑上网电价（参与市场化交易后电价下降）、利用小时数（弃光比例提升）两个维度。

对工商业分布式项目（自发自用、余电上网模式），我们仍沿用上文基本假设及“自发自用”部分电价假设，测算上网电价及利用小时数下降对 IRR 的影响，测算结果如下：

1) 电价敏感性分析：在利用小时数为 1200 小时/年的假设下，上网电价自 0.3949 元/kWh 下降至 0.1 元/kWh，对应工商业分布式项目 IRR 下降 9.2 PCT 至 9.4%；即在弃光率未显著提升的背景下，因“自发自用”部分具有电价优势，在当前系统成本下，工商业分布式项目可在上网电价大幅下降的背景下仍具有较高的收益率。

2) 利用小时数敏感性分析：在上网电价为 0.3949 元/KWh 的假设下，利用小时数自 1200 小时/年下降至 960 小时/年（弃光率提升至 20%），对应工商业分布式项目 IRR 下降 8.1 PCT 至 10.5%；即在上网电价未显著调整的背景下，工商业分布式项目可在弃光率显著提升的背景下仍具有较高的收益率。

图表47：上网电价及利用小时数下降对工商业分布式 IRR 的敏感性分析

IRR			上网电价（元/KWh）															
			0.395	0.38	0.36	0.34	0.32	0.3	0.28	0.26	0.24	0.22	0.2	0.18	0.16	0.14	0.12	0.1
利用小时数 （小时/年）	1200	弃光率	18.6%	18.2%	17.5%	16.9%	16.3%	15.7%	15.1%	14.4%	13.8%	13.2%	12.6%	11.9%	11.3%	10.7%	10.1%	9.4%
	1180	1.7%	18.0%	17.5%	16.9%	16.3%	15.7%	15.1%	14.4%	13.8%	13.2%	12.6%	12.0%	11.4%	10.8%	10.2%	9.5%	8.9%
	1160	3.3%	17.3%	16.8%	16.2%	15.6%	15.0%	14.4%	13.8%	13.2%	12.6%	12.0%	11.4%	10.8%	10.2%	9.6%	9.0%	8.4%
	1140	5.0%	16.6%	16.2%	15.6%	15.0%	14.4%	13.8%	13.2%	12.6%	12.0%	11.4%	10.8%	10.2%	9.7%	9.1%	8.5%	7.9%
	1120	6.7%	15.9%	15.5%	14.9%	14.3%	13.8%	13.2%	12.6%	12.0%	11.4%	10.8%	10.3%	9.7%	9.1%	8.5%	7.9%	7.4%
	1100	8.3%	15.3%	14.8%	14.3%	13.7%	13.1%	12.5%	12.0%	11.4%	10.8%	10.3%	9.7%	9.1%	8.6%	8.0%	7.4%	6.8%
	1080	10.0%	14.6%	14.2%	13.6%	13.0%	12.5%	11.9%	11.4%	10.8%	10.2%	9.7%	9.1%	8.6%	8.0%	7.4%	6.9%	6.3%
	1060	11.7%	13.9%	13.5%	12.9%	12.4%	11.8%	11.3%	10.7%	10.2%	9.6%	9.1%	8.5%	8.0%	7.4%	6.9%	6.3%	5.8%
	1040	13.3%	13.2%	12.8%	12.3%	11.8%	11.2%	10.7%	10.1%	9.6%	9.1%	8.5%	8.0%	7.4%	6.9%	6.3%	5.8%	5.3%
	1020	15.0%	12.6%	12.2%	11.6%	11.1%	10.6%	10.0%	9.5%	9.0%	8.5%	7.9%	7.4%	6.9%	6.3%	5.8%	5.3%	4.7%
	1000	16.7%	11.9%	11.5%	11.0%	10.5%	9.9%	9.4%	8.9%	8.4%	7.9%	7.3%	6.8%	6.3%	5.8%	5.2%	4.7%	4.2%
	980	18.3%	11.2%	10.8%	10.3%	9.8%	9.3%	8.8%	8.3%	7.8%	7.3%	6.8%	6.2%	5.7%	5.2%	4.7%	4.2%	3.7%
960	20.0%	10.5%	10.2%	9.7%	9.2%	8.7%	8.2%	7.7%	7.2%	6.7%	6.2%	5.7%	5.2%	4.7%	4.1%	3.6%	3.1%	

来源：中国光伏行业协会，国金证券研究所测算

对户用分布式项目（全额上网模式），我们仍沿用上文基本假设，新增屋顶租金假设：屋顶租赁价格 6 元/平/年，单位面积功率 150W/平，在此假设下，测算户用分布式项目 LCOE 0.20 元/kWh，IRR 15.3%，投资回收期 6 年。

测算上网电价及利用小时数下降对 IRR 的影响，测算结果如下：

1) 电价敏感性分析：在利用小时数为 1200 小时/年的假设下，上网电价自 0.3949 元/kWh 下降至 0.32 元/kWh，对应户用分布式项目 IRR 下降至 7%，若继续下降，则较难达到投资方收益率要求；即在弃光率未显著提升的背景下，户用分布式项目可承受的电价下限约为



0.32 元/kWh。

2) 利用小时数敏感性分析：在上网电价为 0.3949 元/KWh 的假设下，利用小时数自 1200 小时/年下降至 960 小时/年（弃光率提升至 20%），对应户用分布式项目 IRR 下降 8.7PCT 至 6.6%；即在上网电价未显著调整的背景下，户用分布式项目在弃光率显著提升至 20%时仍具有可接受的收益率。

图表48：上网电价及利用小时数下降对户用分布式 IRR 的敏感性分析

IRR			上网电价（元/KWh）															
			0.395	0.39	0.38	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33	0.32	0.31	0.3	0.29	0.28	0.27	0.26	0.25
利用小时数 （小时/年）	1200	弃光率	15.3%	14.8%	13.7%	12.6%	11.5%	10.4%	9.3%	8.2%	7.0%	5.9%	4.7%	3.5%	2.2%	0.9%	-0.5%	-2.0%
	1180	1.7%	14.6%	14.1%	13.0%	11.9%	10.9%	9.8%	8.7%	7.6%	6.4%	5.3%	4.1%	2.9%	1.6%	0.3%	-1.1%	-2.7%
	1160	3.3%	13.9%	13.4%	12.3%	11.3%	10.2%	9.1%	8.0%	6.9%	5.8%	4.7%	3.5%	2.3%	1.0%	-0.3%	-1.8%	-3.4%
	1140	5.0%	13.2%	12.7%	11.6%	10.6%	9.5%	8.5%	7.4%	6.3%	5.2%	4.0%	2.9%	1.7%	0.4%	-1.0%	-2.5%	-4.2%
	1120	6.7%	12.4%	12.0%	10.9%	9.9%	8.9%	7.8%	6.7%	5.7%	4.5%	3.4%	2.2%	1.0%	-0.3%	-1.7%	-3.2%	-5.1%
	1100	8.3%	11.7%	11.2%	10.2%	9.2%	8.2%	7.1%	6.1%	5.0%	3.9%	2.8%	1.6%	0.4%	-0.9%	-2.4%	-4.1%	-6.1%
	1080	10.0%	11.0%	10.5%	9.5%	8.5%	7.5%	6.5%	5.4%	4.3%	3.2%	2.1%	0.9%	-0.3%	-1.7%	-3.2%	-5.0%	-7.2%
	1060	11.7%	10.3%	9.8%	8.8%	7.8%	6.8%	5.8%	4.7%	3.7%	2.6%	1.4%	0.2%	-1.0%	-2.4%	-4.0%	-5.9%	-8.5%
	1040	13.3%	9.6%	9.1%	8.1%	7.1%	6.1%	5.1%	4.1%	3.0%	1.9%	0.7%	-0.5%	-1.8%	-3.2%	-5.0%	-7.1%	-10.5%
	1020	15.0%	8.8%	8.3%	7.4%	6.4%	5.4%	4.4%	3.4%	2.3%	1.2%	0.0%	-1.2%	-2.6%	-4.1%	-6.0%	-8.4%	
	1000	16.7%	8.1%	7.6%	6.7%	5.7%	4.7%	3.7%	2.7%	1.6%	0.5%	-0.7%	-2.0%	-3.4%	-5.1%	-7.2%	-10.5%	
	980	18.3%	7.3%	6.9%	5.9%	5.0%	4.0%	3.0%	1.9%	0.9%	-0.3%	-1.5%	-2.8%	-4.4%	-6.2%	-8.6%		
	960	20.0%	6.6%	6.1%	5.2%	4.2%	3.2%	2.2%	1.2%	0.1%	-1.0%	-2.3%	-3.7%	-5.4%	-7.4%	-11.0%		

来源：中国光伏行业协会，国金证券研究所测算

通过对典型东部地区的敏感性分析，组件价格下降带来的经济性提升为分布式采用分时电价、后续参与电力市场化交易、甚至提升弃光率提供了较大操作空间，可一定程度上缓解当前面临的消纳问题。

但在此过程中，仍面临较多问题，需要开发企业、电网企业、地方政府多部门协调探索：

1) 需要考虑新老项目差异性：上述经济性测算仅针对建设成本已大幅下降的新增项目，对于前期已建设完成、且建设成本较高的存量项目，采用分时电价、进入电力现货市场、提升弃光率等将会较大程度降低其收益率，相关政策推行时，应全面考虑新老项目差异，针对新老项目提出不同的方案。但考虑到早期分布式项目具有补贴，退补后部分项目享受了较高电价，此部分项目建设初期收益率也在较高水平，预计部分项目已收回大部分成本。

2) 积极推广绿证等多样化收入：光伏项目参与电力现货市场后电价不确定性较大（如部分时段可能出现负电价），收益端不确定性将影响新增项目建设的积极性，因此，一方面参与电力现货市场需要分步推进，同时可通过绿证交易等配套措施提升新能源发电资源的盈利能力。

3.3 工商业储能：系统价格下行、峰谷价差拉大显著提升经济性

随着光伏装机占比及电量占比提升，近年部分地区因消纳困难出现限电问题：

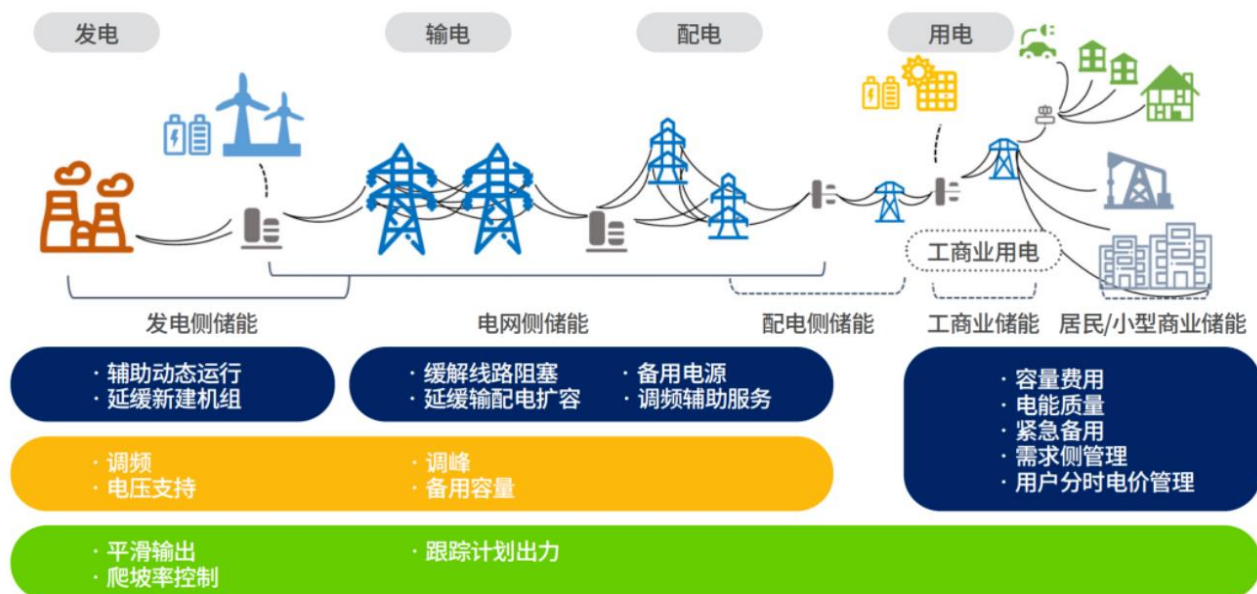
2023 年 1 月，山东省能源局、国家能源局山东监管办公室联合下发《关于做好 2023 年春节及全国两会期间电力供应保障工作的通知》，提出按照“先整站控制后平滑调节、先集中式后分布式、先非户用后户用”原则，做好春节期间新能源调峰工作；部分地级市随后给项目公司下发了《春节期间低压分布式光伏参与调峰告知书》，指出春节期间电网已无法满足新能源全额消纳需求，需安排压分布式光伏参与调峰，全省统一调峰时间为国家发改委 1 国家发改委月国家发改委 19 国家发改委日 0 国家发改委时至 1 月 28 日 0 时共计 9 天。2021、2022 年春节期间山东也曾发过类似文件。

近期河南户用分布式光伏项目也出现限电，河南电力新安县供电公司给用户发送信息通知称，近期全省新能源消纳供需失衡，存在发电量大于用电量的情况，计划安排低压分布式光伏用户参与调峰。

在此背景下，可使用工商业储能系统帮助分布式调峰。工商业储能为用户侧储能，主要有峰谷电价套利、提升供电可靠性、改善分布式光伏消纳等作用。



图表49：工商业储能为用户侧储能



来源：电力能源互联网，国金证券研究所

2023 年以来国内光伏项目大量并网使得不少省份电网消纳压力陡增，多个省份开始对分布式光伏要求配储，未来新能源项目配置更高比例储能已成为必然的发展趋势。

图表50：2023 年各地要求分布式光伏配置储能

省份	时间	分布式光伏配储政策
山东德州	6 月 1 日	针对非自然人分布式光伏项目，黄色、红色区域：储能配置比例不少于 15%、2 小时。
湖南	6 月 5 日	除扶贫、户用自然人项目外，其他分布式(含存量)配储比例不低于装机容量 10%、2 小时。
浙江金华	8 月 2 日	要求新建设的非居民分布式光伏发电项目需配储比例不低于装机容量 10%、2 小时。
安徽安庆	9 月 28 日	鼓励分布式光伏在消纳困难区域按 15-20%比例集中配置或租赁独立储能设施，承诺配储的项目优先接入消纳，其配套储能项目与光伏项目同步并网。
河北	10 月 20 日	冀北电网和南网分别按照 20%、15%比例配置储能，时长不低于 2 小时。
河南	11 月 2 日	明确各级电网主变(配变)所接入的光伏容量(含已备案在建或待建容量)不应超过设备额定容量的 80%。 根据不同变电站的承载力评估结果，黄色区域需要配储 15%*2 小时，红色区域需要配储 20%*2 小时。

来源：各省市政府部门、北极星储能网，国金证券研究所

当前国内工商业储能主要受经济性驱动，峰谷价差套利是国内工商业储能最主要的盈利来源。工商业储能系统将电力储存在电池中，通过在低谷期购买电力、在高峰期将其出售获得收益。除了峰谷价差套利外，国内工商业储能的盈利来源还包括参与电网调节，包括需求侧响应、需量管理、辅助服务等。

图表51：工商业储能主要盈利模式

盈利模式	主要逻辑
峰谷套利	利用电力价格在高峰期和低谷期之间的差异，通过将电力储存在电池中，在电力价格高峰期将其释放出来，从而赚取利润。
能量时移	配置储能系统后光伏电量将优先存在储能系统中，余电供应负荷，待光伏电量不足时由储能向负荷供电，通过储能系统平滑发电量和用电量，提升光伏发电的消纳率，最大化提升光伏发电的自发自用比例，从而最大化降低用电成本。
动态增容	若工商业企业配置一定储能系统，当用户原有配电容量不足时，储能系统在短期用电功率大于变压器容量时，可以继续快速充电，满足负荷电能需要要求。 降低变压器使用成本、减少变压器投资及扩容周期。
需量管理	两部制电价下，工商业用户可以利用储能系统在用户的用电低谷时储能，在用

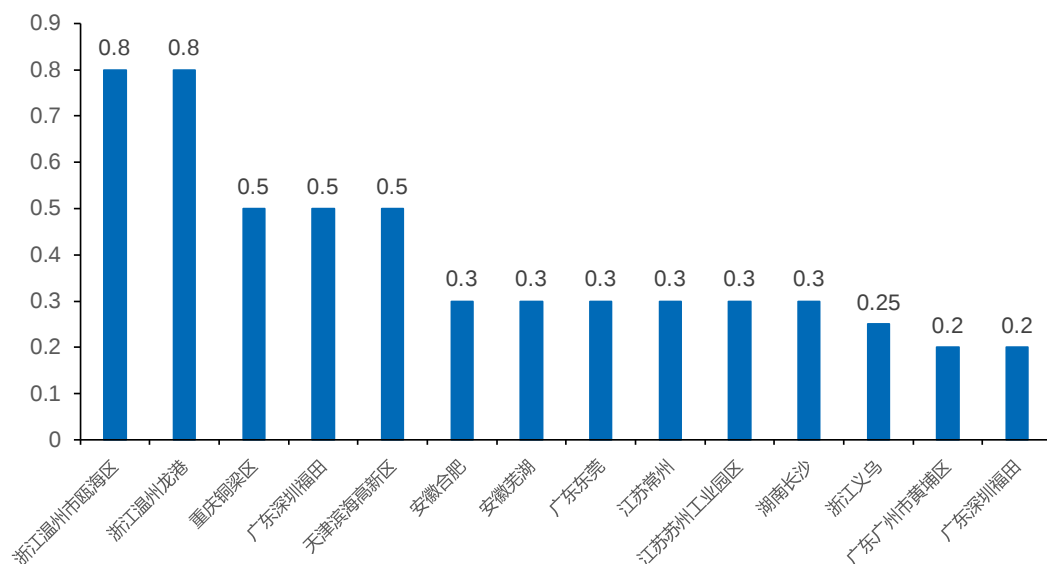


盈利模式	主要逻辑
需求侧响应	电高峰时放电，从而降低用户的尖峰功率以及最大需量，使工商业用户实际用电功率曲线更加平滑，降低企业在高峰时最大需量功率，降低容量电价。
	企业在电力用电紧张时，主动减少用电，通过削峰等方式，响应供电平衡，并由此获得经济补偿。
参与电力现货市场交易	储能可参与现货电能交易，以储能全电量参与现货市场出清，通过现货市场申报、日前市场出清、实时市场出清三种方式实现交易。
参与电力辅助服务	为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务。具体包括：一次调频、自动发电控制(AGC)、调峰、无功调节、备用黑启动等。

来源：固德威，国金证券研究所

2022 年至今各地工商业储能政策密集发布，地方招商产业需求较为旺盛。目前工商业储能补贴方式主要以容量补贴、放电补贴和投资补贴为主，1) 容量补贴整体在 100-300 元/kw；2) 放电补贴标准 0.2-0.8 元/kwh；3) 投资补贴比例在 2%-20%，单个项目补贴限额在 30-500 万元。

图表52：各地区工商业储能放电补贴标准（元/kwh）



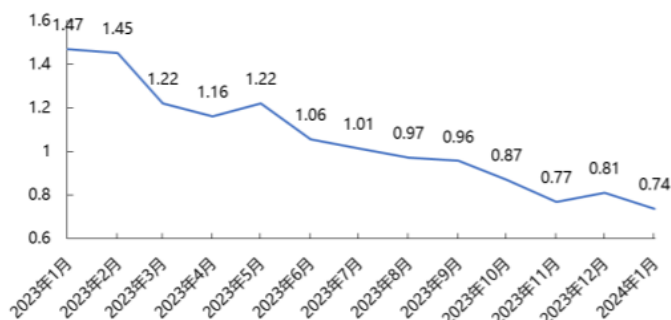
来源：能源电力说，国金证券研究所

储能系统价格下行、多地峰谷价差拉大使得工商业储能经济性大大增强。

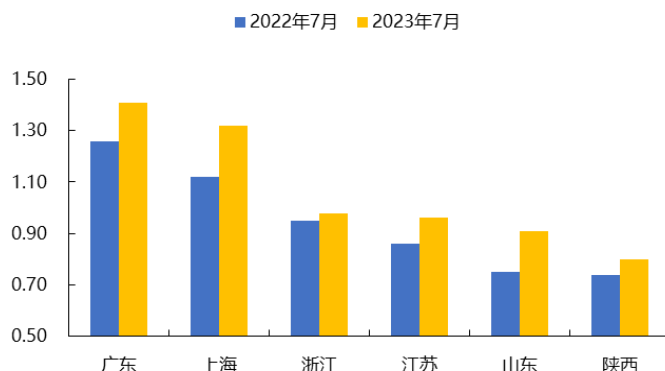
2023 年以来碳酸锂价格下降带动储能系统中标价格不断下行，2h 储能系统中标均价由 23 年初的 1.47 元/Wh 下降到 24 年初的 0.74 元/Wh，同比下降约 50%。此外，2023 年全国峰谷价差相较于去年呈现持续扩大的趋势，特别是近期进入夏季用电高峰后，共有 20 省市（去年同期 15 省市）开始执行尖峰电价，超九成地区峰谷价差环比增大，其中广东、湖南、海南、重庆、上海峰谷价差超过 1 元/kWh，进一步扩大工商业储能盈利空间。



图表53: 储能系统加权平均中标价格 (元/Wh)



图表54: 2023 年国内多地区峰谷价差较 2022 年呈现扩大趋势 (元/kwh)

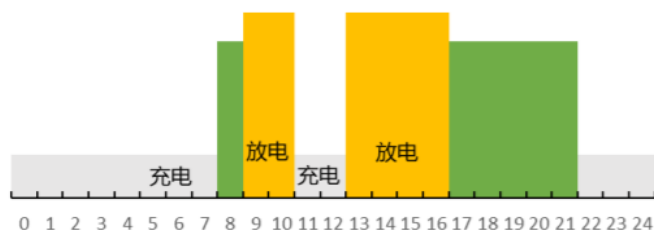


来源: 北极星储能网、中关村储能产业技术联盟, 国金证券研究所

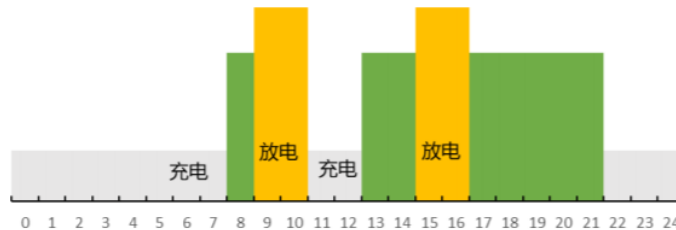
来源: 各省电网公司公告, 国金证券研究所

根据测算,“两充两放”模式下储能收益率普遍较高,目前浙江、广东、江苏、重庆、海南、安徽、上海、湖南、湖北、河南、陕西等省市可在理论上实现储能电站每天“两充两放”,其中东部省份因工业用电需求高、峰谷价差更大,工商业储能收益率及投资积极性最高。根据中关村储能产业技术联盟统计,2023 年 6 月份全国备案的工商业储能项目中,江苏、浙江和广东三地项目数量占比达到 81%。随着储能成本下降,更多地区的工商业储能项目将具备经济性。

图表55: 浙江 1, 7, 8, 12 月份峰谷时段



图表56: 浙江其他月份峰谷时段



来源: 国家电网, 国金证券研究所

来源: 国家电网, 国金证券研究所

图表57: “两充两放”地区工商业储能项目假设

储能电站容量	500	kw
	1000	kwh
每日充放次数	2	次/天
每年充放天数	300	天/年
放电深度	90%	
充放电效率	95%	
每年衰减	3.0%	
工作寿命	10	年
运维成本	3	万元
所得税税率	20%	

图表58: “两充两放”地区工商业储能项目税后 IRR

平均每次峰谷套利空间 (元/kWh)	储能建设成本 (元/Wh)					
	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
0.50	12%	9%	6%	4%	3%	1%
0.55	16%	12%	10%	7%	5%	4%
0.60	19%	16%	13%	10%	8%	6%
0.65	23%	19%	16%	13%	11%	9%
0.70	27%	23%	19%	16%	13%	11%
0.75	31%	26%	22%	19%	16%	14%
0.80	35%	30%	25%	22%	19%	16%
0.85	40%	33%	29%	25%	21%	19%

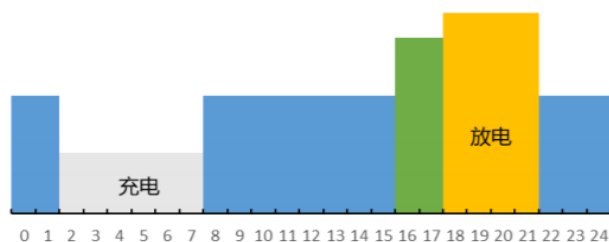
来源: 国金证券研究所测算

来源: 国金证券研究所测算

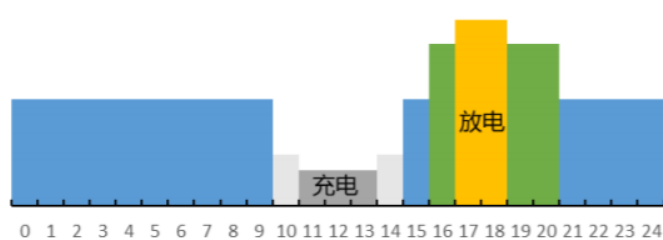
此外,山东工商业储能电站虽然只能实现每天“一充一放”,但由于当地峰谷价差较大,夏季峰谷价差达 0.85 元/kWh,春秋冬三季因白天存在 2-3h 深谷电价,峰谷价差高达 0.95 元/kWh,项目也具有较高经济性。根据测算,当储能建设成本低于 1.4 元/Wh 时,山东地区工商业储能税后全投资 IRR 可达到 9%以上。



图表59：山东夏季峰谷时段



图表60：山东春季峰谷时段



来源：国家电网，国金证券研究所

来源：国家电网，国金证券研究所

图表61：“一充一放”地区工商业储能项目假设

储能电站容量	500	kw
	1000	kwh
每日充放次数	1	次/天
每年充放天数	300	天/年
放电深度	90%	
充放电效率	95%	
每年衰减	1.5%	
工作寿命	15	年
运维成本	1.5	万元
所得税税率	20%	

图表62：“一充一放”地区工商业储能项目税后 IRR

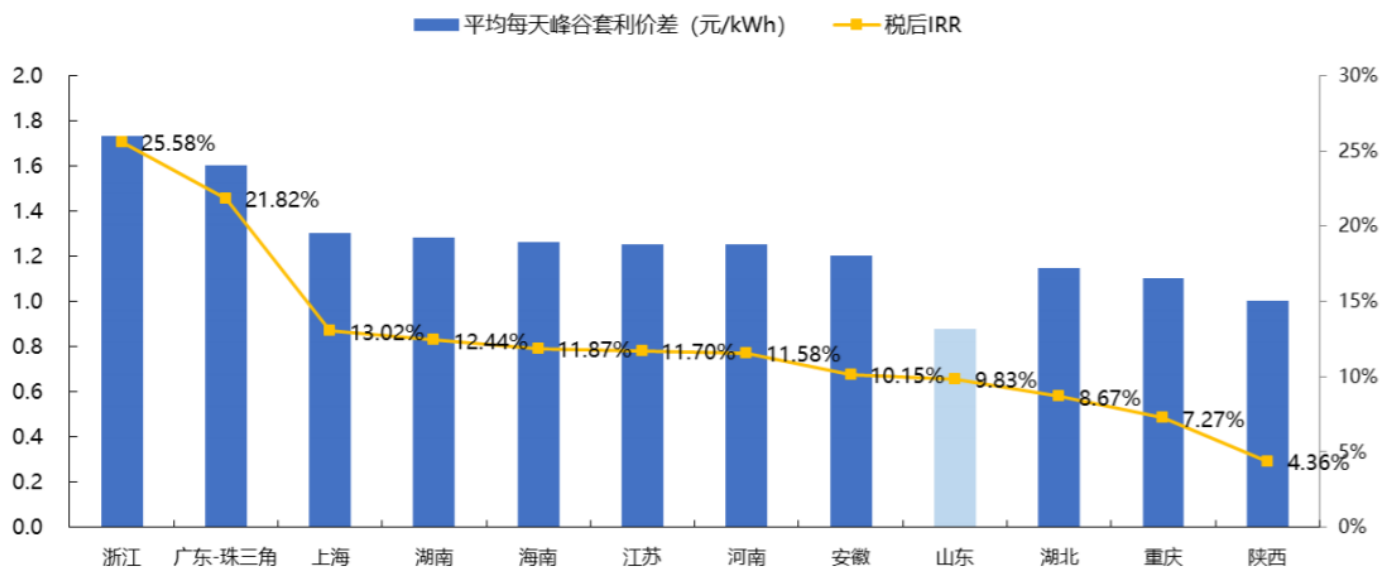
平均每次峰谷套利空间 (元/kWh)	储能建设成本 (元/Wh)					
	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
0.50	3%	2%	0%	-1%	-2%	-3%
0.60	7%	5%	4%	2%	1%	0%
0.70	10%	8%	6%	5%	4%	3%
0.80	13%	11%	9%	8%	6%	5%
0.90	17%	14%	12%	10%	9%	7%
1.00	20%	17%	15%	13%	11%	10%
1.10	24%	20%	18%	15%	14%	12%
1.20	27%	23%	21%	18%	16%	14%

来源：国金证券研究所测算

来源：国金证券研究所测算

我们按照当前工商业储能建设成本 1.3 元/Wh 测算，国内大部分“两充两放”省市的税后全投资 IRR 可达到 8%以上，山东作为唯一一个具备经济性的“一充一放”省份，项目税后全投资 IRR 可达到 9.83%。

图表63：储能建设成本 1.3 元/Wh 时对应各地区税后全投资 IRR



来源：国金证券研究所（除山东外，其他地区均为两充两放）



3.4 隔墙售电、虚拟电厂提供多样化解决方案

“隔墙售电”帮助实现就近消纳。

“隔墙售电”即分布式发电市场化交易，分布式光伏电站通过配电网将多余的电力直接销售给周边的用户，实现就近消纳，而不再是先低价卖给电网再由用户从电网高价买回。“隔墙售电”主要有三方面优势：

- 1) 随着新能源装机的增加，“隔墙售电”能够帮助实现新能源消纳；
- 2) 分布式能源项目不再只绑定一个用户，拥有更多种选择，持有方能够更好的经济效益；
- 3) 让能源消费者转变为“生产投资型消费者”，同时可促进电网企业向平台化服务的战略转型。

2017 年 10 月国家发改委、能源局印发《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》，通过明确分布式发电试点市场化交易的项目规模、交易模式以及过网费核定原则等方式启动“隔墙售电”。2019 年 5 月公布首批 26 个分布式发电市场化交易试点名单，试点项目均为风电、光伏项目，交易规模限额为 165 万千瓦，其中新建项目共计 147 万千瓦。2021 年起政策密集出台鼓励分布式发电参与市场化交易，创新发展新能源直供电、隔墙售电等模式。

图表64：“隔墙售电”相关政策梳理

阶段	时间	政策文件	政策主要内容
启动	2017/10	《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》	明确分布式发电项目规模限制， 确保发电量在接入电压等级范围内就近消纳 ；明确分布式发电“直接交易”“委托交“标杆价收购”的三种交易模式；明确“过网费”暂按照分电压等级输配电价级差的核定原则。
试点	2019/5	《关于公布 2019 年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》	公布了 首批 26 个分布式发电市场化交易试点名单 ，涉及江苏、河南、湖北、山西、河北、安徽等 10 个省份，试点项目均为风电、光伏项目，交易规模限额为 165 万 kW，其中新建项目共计 147 万 kW。
鼓励参与市场交易	2021/12	《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》	完善配套政策机制，推动增量配电企业发展综合能源服务， 创新发展新能源直供电、隔墙售电等模式 。
	2022/8	《国家能源局 2022 年深化“放管服”改革优化营商环境重点任务分工方案》	完善市场交易机制， 支持分布式发电就近参与市场交易 ，推动分布式发电参与绿色电力交易。

来源：国家发改委、国家能源局，国金证券研究所

在首批试点的省份中，江苏进展相对领先。2020 年 12 月江苏省常州市天宁区郑陆工业园 5MW 试点项目成功并网，成为全国首家成功投运的分布式发电市场化交易试点项目。2023 年 4 月 9 日，全国首个“一对多”分布式光伏发电市场化交易试点项目在苏州工业园区落地，其所产生的清洁电力，可直接出售给同在一个 110kV 变电站内的用电企业，实现就近消纳。此外，在政策指引下，浙江、广东、湖南、山东、海南等省份也陆续出台了相关政策，鼓励开展、探索“隔墙售电”。

图表65：各省陆续出台“隔墙售电”相关政策

地区	时间	政策文件	政策主要内容
浙江	2022/9	《浙江省电力条例》	分布式光伏发电、分散式风能发电等电力生产企业可以与 周边用户按照规定直接交易 ，具体办法由省电力管理部门制定，报省人民政府批准。
	2023/12	《浙江省电力中长期交易规则（2023 年修订版）》	分布式光伏发电、分散式风能发电等电力生产企业与 周边用户原则上按照本规则参与直接交易 ，也可通过聚合形式参与交易。
广东	2023/2	《广东省加快农村能源转型发展助力乡村振兴实施方案》	探索在县域工业园区、农业产业园区等建设多能互补、源荷互动的综合能源系统，提高园区能源综合利用率。完善配套政策机制，推动增量配电企业发展综合能源服务， 创新发展新能源直供电、隔墙售电等模式 。
山东	2023/3	《山东省电力市场体系建设工作分工方案》	鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制，增强就近消纳新能源和安全运行能力。
上海市	2023/12	《上海市促进新型储能产业高	在临港新片区建设涵盖风、光、储、氢等源网荷储一体化和多能互补的储能发展



质量创新发展行动方案(2023-2025年)(征求意见稿)》

模式,开展隔墙售电新模式的先行先试。

湖南长沙 2012/12

《长沙市新能源及可再生能源发展保障方案》

尽快落实分布式发电市场化交易“过网费”标准,有序推进分布式新能源就近开发利用,积极争取“隔墙售电”工作落地。适时推进风电光伏项目与电力用户开展直接交易,鼓励双方签署长期购售电协议。

海南澄迈 2023/12

《关于促进光伏发电产业持续健康发展》

自2024年1月1日起,允许分布式光伏发电项目向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电,电价由供用电双方协商,签订能源服务协议,电网企业负责输电和电费结算,光伏发电项目应对就近用电用户予以电价优惠。

来源:各省能源局、发改委,北极星电力新闻网,国金证券研究所

尽管从中央到地方有关“隔墙售电”的政策频繁下发,分布式光伏发电市场化交易实际落地项目有限,当前“隔墙售电”进展不及预期主要面临以下问题:

1)“过网费”机制有待优化:“过网费”是指电网企业为回收电网网架投资和运行维护费用、获得合理的资产回报而收取的费用。分布式发电项目接入电网电压等级越接近用户接入电压等级,过网费越低,同电压等级下消纳按价差法测算过网费有可能为零,电网企业利益一定程度上受损。

2)电力输配成本分担有待完善:当前的电网(输配电)投资是按照用户的最大负荷设计的,虽然“隔墙售电”交易双方减少了网购电量,但电网投资并没有减少,因此“隔墙售电”实际上造成了电网企业收入的缺额。按现行政策,此部分缺额通过电价调整解决,这也意味着未参与“隔墙售电”的用户将分摊更多的输配成本。

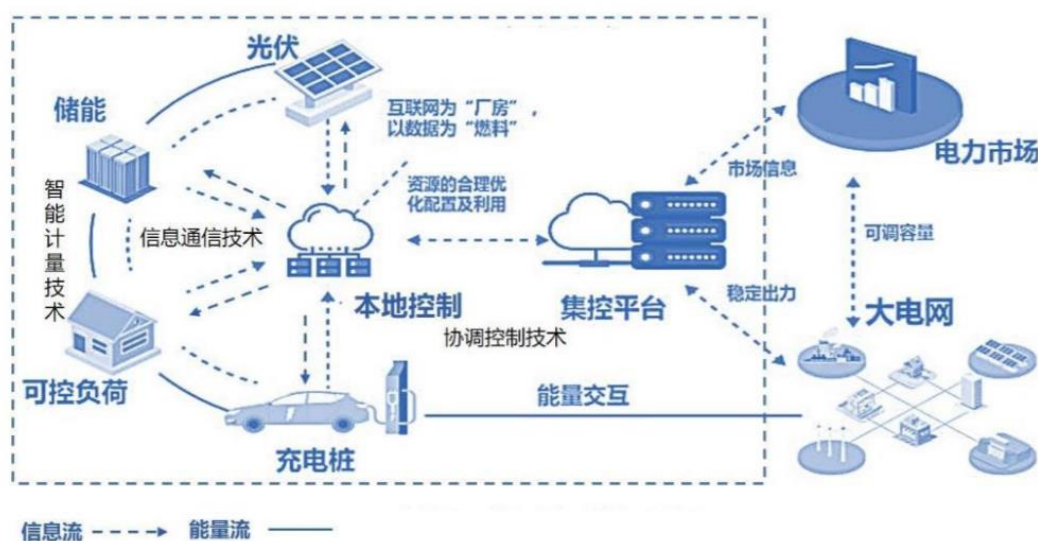
3)辅助服务价值计算有待解决:新能源电力具有波动性、间歇性,参与市场化交易需要承担对电网的安全责任,目前根据规定隔墙售电的电量所产生的交易偏差要由电力调度机构去负责平衡,辅助服务的价值如何计算也亟需解决。

随着电力市场化改革全面推进,“隔墙售电”有望配合虚拟电厂推广逐步完善,帮助缓解分布式光伏消纳压力。

虚拟电厂增强电网调节能力。

虚拟电厂应用数字化技术、控制技术、物联网技术与通信技术,将分布式电源、储能、与可调负荷等分布式资源进行聚合管理与优化,既可以作为“正电厂”向电力系统供电,也可以作为“负电厂”消纳系统的电力,起到助力电网系统保持平衡的作用。

图表66: 虚拟电厂是实现分布式能源聚合和协调优化的协调管理系统



来源:国网上海经研院、36氪研究院,国金证券研究所

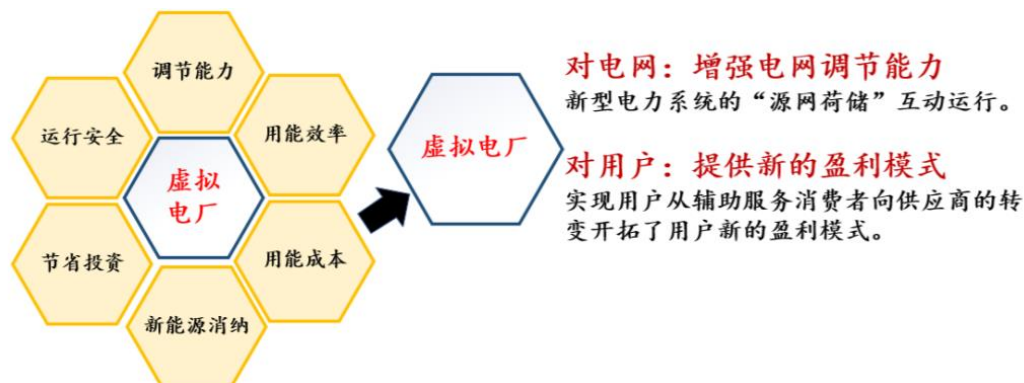
虚拟电厂有两大核心作用:

1)对电网:风光装机与发电量逐年攀升,出力曲线进一步拉大峰谷差,间歇性与波动性容易造成短时供需不平衡,负电价与实时电价波动会降低收益与增加风险,虚拟电厂可一定程度为电网调节提供空间,保障新型电力系统“源网荷储”的互动运行。



2) 对用户：需求侧响应结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济，为虚拟电厂市场化运行提供条件。

图表67：虚拟电厂为电网提供调度空间、同时提供新盈利模式



来源：国家电网，国金证券研究所

虚拟电厂发展主要分为三个阶段：邀约型阶段——市场型阶段——跨区域自主调度型。

- 1) 邀约型阶段：主要由政府部门或调度部门牵头组织，各个聚合商参与，共同完成邀约、响应和激励流程，主要通过需求响应资金池推动，我国主要仍处于此阶段。
- 2) 市场型阶段：在电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场建成后，虚拟电厂聚合类似于实体电厂的模式，分别可以参与这些市场获得受益。
- 3) 跨空间自主调度型阶段：随着聚合种类越来越多，数量越来越大、空间越来越广，其中既包含可调负荷、储能和分布式能源等基础资源，也包含由这些资源整合而成的微网、局域能源互联网。

图表68：虚拟电厂发展分为三个阶段

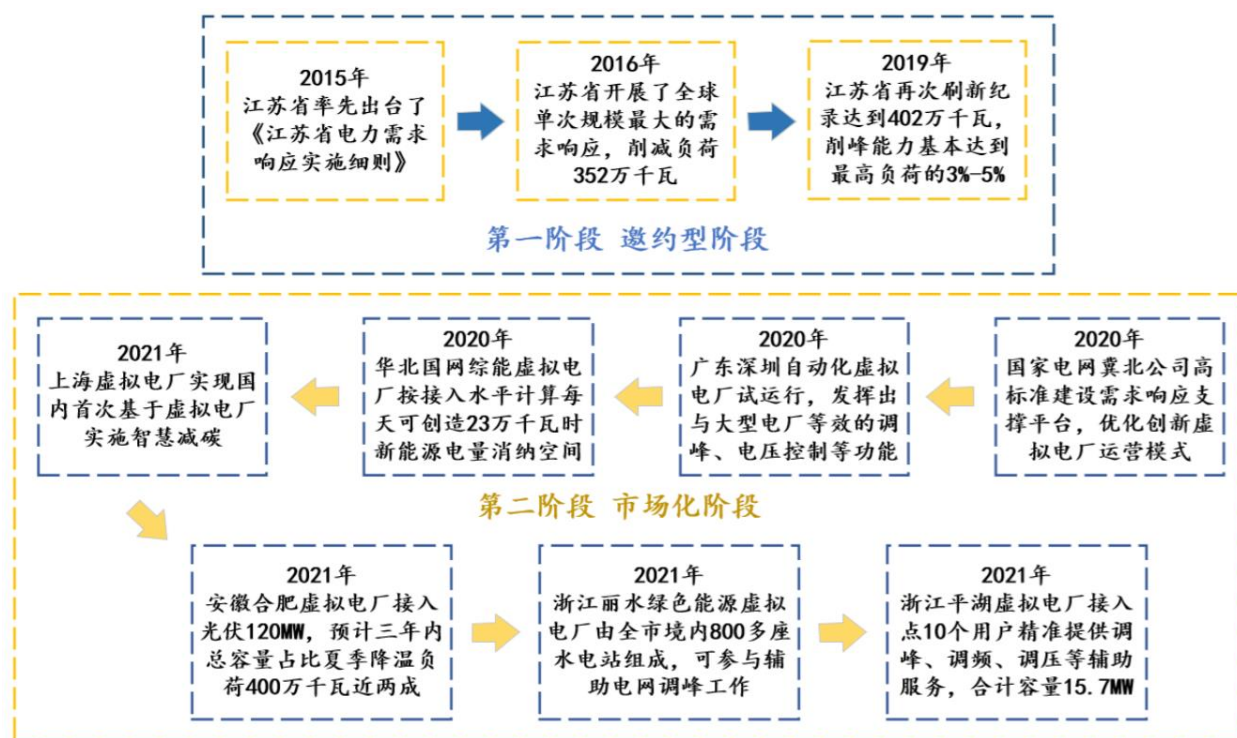


来源：南方电网，国金证券研究所

我国虚拟电厂正由邀约模式向市场化交易模式转型，“十四五”期间多地开展相关试点。在市场化交易模式下，虚拟电厂聚合商将以类似于实体电厂的模式，在分别参与电力现货市场、辅助服务市场和容量市场等细分市场的运行当中并获得相应收益。“十三五”、“十四五”期间，我国江苏、上海、浙江、广东等地开展了电力需求响应和虚拟电厂的试点，2015-2019年以邀约型阶段起步，2020年后正逐步实现向市场型阶段跨越。随虚拟电厂建设推进，有望进一步提升电网调节能力，帮助缓解新能源消纳问题。



图表69：我国虚拟电厂正由邀约模式向市场化交易模式转型



来源：国家能源局、中电联、国网电科院，国金证券研究所

4 投资建议：分布式装机有望高基数下维持高增

近年分布式光伏项目快速发展，随着分布式装机、电量占比提升，部分装机大省陆续出现并网空间受限、消纳能力不足等问题，引发市场对国内分布式需求增长持续性的担忧。通过对并网端、消纳端多方面分析，我们认为在分布式成本大幅下降的背景下，可以通过集中汇流、高比例配储、支付火电调峰成本、参与电力市场化、甚至以高比例弃光的形式，打开分布式光伏广阔的消纳空间，从而支撑装机量持续增长。

考虑到工商业分布式“自发自用”模式收益率较高，同时可配置工商业储能缓解消纳压力、进一步提升收益率，预计2024年新增工商业分布式装机65GW，同比增长33%。户用分布式项目虽在部分省份面临低压端空间不足的问题，但可通过“集中汇流+共享储能”模式扩大并网空间，同时在组件价格下降后，南移趋势明确，预计2024年新增户用分布式装机55GW，同比增长17%。我们预计2024年国内新增分布式装机120GWac，同比增长25%，高基数下维持较高增速。

图表70：预计2024年国内分布式光伏新增装机120GWac

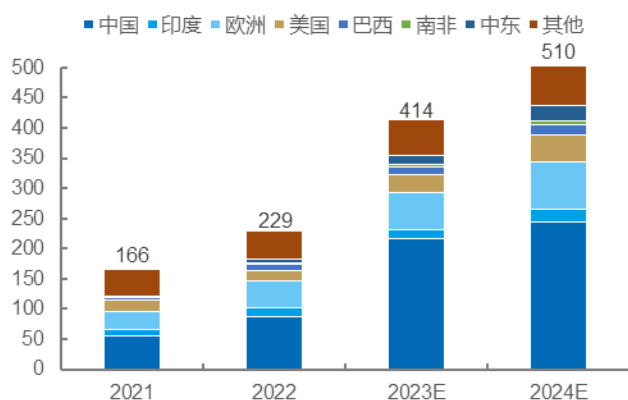
	2020	2021	2022	2023Q1-Q3	2023E	2024E
国内装机	48.2	54.9	87.4	128.9	217	245
YOY		14%	59%	145%	148%	13%
集中式	32.7	25.6	36.3	61.8	119	125
YOY		-22%	42%	258%	228%	5%
分布式	15.5	29.3	51.1	67.1	96	120
YOY		89%	75%	90%	88%	25%
户用分布式			25.3	33.0	47	55
YOY				99%	86%	17%
工商业分布式			25.9	34.2	49	65
YOY				82%	89%	33%

来源：国家能源局，国金证券研究所测算

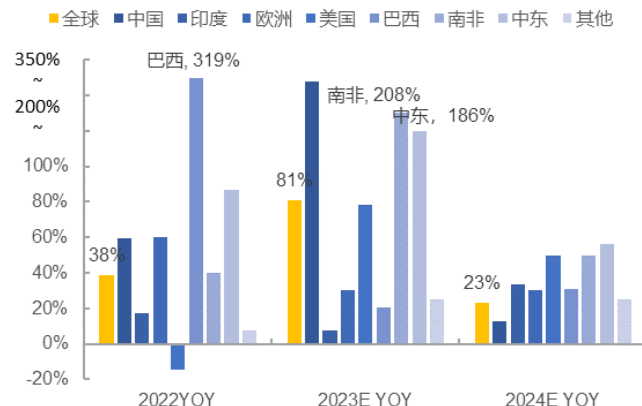


经济性带动下国内分布式装机有望超预期，带动国内装机需求及全球组件需求超预期，我们预计 2024 年全球光伏需求同比增长 23%至 510GWac（对应组件安装量约 660GWdc、产量 650-700GWdc）。

图表71：2024E 全球光伏新增装机高增（GW，交流侧）



图表72：2024E 新兴地区装机增速较快（GW，交流侧）



来源：各国能源主管部门，国金证券研究所预测

来源：各国能源主管部门，国金证券研究所预测

当前市场普遍对 2024 年光伏需求预期较为悲观，尤其担心国内新增装机在 2023 年超高基数背景下的同比增长压力，我们认为，随着年初国内装机数据陆续发布，并结合 3-4 月预期排产量的环比显著回升，市场对 2024 年国内外需求增速预期将得到实质性上修，并触发单位盈利预期和估值的同向变动，从而驱动板块股价大幅“修复”。

推荐受益于需求超预期、2024 年盈利增长确定性强的光伏产业链各环节龙头阿特斯、阳光电源、福斯特、福莱特，工商业储能领先企业盛弘股份、芯能科技，建议关注分布式光伏布局领先的电站开发运营商晶科科技。


图表73：公司估值表（元/股，亿元，倍）

环节	证券代码	名称	货币	股价	总市值	2022年归母净利	2023E		2024E		2025E		2023-2024复合增速
							归母净利	PE	归母净利	PE	归母净利	PE	
组件	688472.SH	阿特斯	CNY	12.35	424.14	21.57	40.35	11	58.37	7	78.70	5	65%
	688223.SH	晶科能源	CNY	8.09	770.40	29.36	83.78	9	94.80	8	121.06	6	80%
	688599.SH	天合光能	CNY	23.01	474.67	36.80	70.92	7	83.65	6	104.04	5	51%
	002459.SZ	晶澳科技	CNY	17.17	569.40	55.33	87.67	6	99.88	6	121.39	5	34%
	601012.SH	隆基绿能	CNY	19.60	1,485.30	148.12	146.45	10	193.95	8	244.11	6	14%
硅料	600438.SH	通威股份	CNY	25.12	1,072.82	257.26	174.22	6	174.56	6	200.12	5	-18%
	688303.SH	大全能源*	CNY	27.65	593.08	191.21	58.68	10	36.32	16	48.53	12	-56%
	3800.HK	协鑫科技*	HKD	0.97	261.31	160.30	75.79	3	52.35	5	67.16	4	-43%
	1799.HK	新特能源*	HKD	9.26	132.42	133.95	57.63	2	42.75	3	54.55	2	-44%
硅片/电池	002129.SZ	TCL中环	CNY	11.52	465.77	68.19	77.59	6	97.00	5	126.38	4	19%
	600481.SH	双良节能	CNY	6.73	125.90	9.56	20.90	6	29.87	4	36.43	3	77%
	603185.SH	上机数控*	CNY	23.46	160.67	30.33	31.68	5	44.73	4	54.50	3	21%
	002865.SZ	钧达股份*	CNY	54.55	124.04	7.17	23.43	5	30.37	4	35.42	4	106%
	600732.SH	爱旭股份*	CNY	13.45	245.92	23.28	30.02	8	42.42	6	59.21	4	35%
逆变器	300274.SZ	阳光电源	CNY	84.20	1,187.97	35.93	98.76	12	122.71	10	160.28	7	85%
	688348.SH	昱能科技	CNY	80.59	90.26	3.61	3.27	28	4.99	18	6.64	14	18%
	300763.SZ	锦浪科技*	CNY	57.81	231.73	10.60	12.52	19	19.32	12	26.43	9	35%
	688390.SH	固德威*	CNY	106.20	183.61	6.49	13.76	13	19.97	9	26.63	7	75%
	688032.SH	禾迈股份*	CNY	188.70	157.22	5.33	6.99	22	11.75	13	16.66	9	49%
	605117.SH	德业股份*	CNY	68.80	295.90	15.17	22.04	13	31.59	9	41.49	7	44%
光伏玻璃	601865.SH	福莱特	CNY	18.64	408.79	21.23	30.48	13	41.91	10	50.76	8	41%
	6865.HK	福莱特玻璃	CNY	13.30	449.89	21.23	30.48	15	41.91	11	50.76	9	41%
	0968.HK	信义光能	HKD	3.69	328.53	38.20	46.16	7	60.63	5	77.17	4	26%
	600586.SH	金晶科技	CNY	5.43	77.58	3.56	5.88	13	7.70	10	9.15	8	47%
	002623.SZ	亚玛顿*	CNY	17.82	35.47	0.84	1.17	30	1.85	19	2.69	13	49%
辅材	603806.SH	福斯特	CNY	23.08	430.25	15.79	21.12	20	31.80	14	40.15	11	42%
	688680.SH	海优新材	CNY	38.27	32.15	0.50	0.32	100	4.40	7	5.08	6	196%
	003022.SZ	联泓新科	CNY	14.24	190.18	8.66	5.63	34	10.43	18	12.11	16	10%
	301266.SZ	宇邦新材*	CNY	33.09	34.41	1.00	1.94	18	2.90	12	3.93	9	70%
	301168.SZ	通灵股份*	CNY	38.12	45.74	1.16	2.18	21	3.21	14	4.41	10	67%
	688408.SH	中信博*	CNY	80.75	109.67	0.44	3.20	34	5.05	22	6.72	16	237%
	002897.SZ	意华股份*	CNY	29.30	52.00	2.40	1.44	36	3.68	14	4.97	10	24%
	001269.SZ	欧晶科技	CNY	43.85	84.37	2.38	7.67	11	10.99	8	13.85	6	115%
耗材	300861.SZ	美畅股份	CNY	24.04	115.39	14.73	19.26	6	22.77	5	25.79	4	24%
	688598.SH	金博股份	CNY	41.90	58.07	5.51	4.82	12	8.39	7	12.54	5	23%
	603688.SH	石英股份*	CNY	70.37	254.23	10.52	59.71	4	93.16	3	121.34	2	198%
	688516.SH	奥特维	CNY	74.25	166.98	7.13	12.47	13	18.85	9	22.57	7	63%
设备	300751.SZ	迈为股份	CNY	114.01	318.21	8.62	10.39	31	22.35	14	28.04	11	61%
	688556.SH	高测股份	CNY	26.52	89.93	7.89	15.27	6	20.63	4	25.67	4	62%
	300724.SZ	捷佳伟创	CNY	57.82	201.32	10.47	17.80	11	33.48	6	43.12	5	79%
	002518.SZ	科士达	CNY	19.11	112.15	6.56	10.17	11	13.86	8	17.62	6	45%
储能	601222.SH	林洋能源	CNY	5.51	113.52	8.56	12.02	9	17.66	6	21.52	5	44%
	300693.SZ	盛弘股份	CNY	25.30	72.93	2.24	4.02	18	5.51	13	7.87	9	57%
	603063.SH	禾望电气	CNY	19.36	85.81	2.67	5.21	16	6.49	13	7.99	11	56%
	603105.SH	芯能科技*	CNY	7.65	37.60	1.92	2.40	16	3.21	12	4.06	9	30%
	300068.SZ	南都电源*	CNY	10.10	88.07	3.31	7.12	12	11.25	8	15.06	6	84%
	688063.SH	派能科技*	CNY	73.98	129.93	12.73	10.11	13	14.93	9	20.19	6	8%
	3868.HK	信义能源	HKD	1.07	88.35	9.71	12.85	7	17.73	5	20.83	4	35%
运营商	601778.SH	晶科科技*	CNY	2.98	98.56	2.09	4.95	20	7.62	13	8.86	11	91%
	301046.SZ	能辉科技*	CNY	19.15	28.67	0.26	1.35	21	1.91	15	2.59	11	170%
平均值							16		10		7		52%
中位数							12		8		6		45%

来源：Wind，国金证券研究所（带“*星号”公司采用wind一致盈利预期，其余公司采用国金证券盈利预测，股价采用2024/2/6收盘价）



5 风险提示

电网投资不及预期风险：分布式光伏并网、消纳问题受到电网建设的影响，若电网投资不及预期，可能会影响分布式项目建设进度。

储能、泛灵活性资源降本不及预期风险：配置储能（或其他泛灵活性资源）是未来电源结构中光伏实现高比例渗透的必经之路，如果储能成本下降速度不及预期，则有可能限制分布式光伏在能源结构中的渗透率提升速度。

政策不及预期风险：工商业储能的发展离不开近几年政策的大力支持，但若后续我国相关政策实行过程中存在阻力导致执行情况不及预期，可能导致工商业储能发展低于预期，进而导致分布式光伏发展低于预期。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究