

光伏发电

分布式光伏消纳深度：磨砺前行，曙光已现

投资要点：

► **分布式光伏成长之路：**分布式光伏历经野蛮生长的萌芽、补贴时代，到 2018 年后经历补贴退坡的重挫与复苏，2021 年平价时代开启后分布式焕发新生，经济性带动户用和工商业光伏渗透率持续提速，如今已与集中式两分天下。据国家电网，分布式光伏最大装机潜力有望超过 8 亿千瓦，即使河南、山东等高渗透率分布式省份，技术开发潜力仍为当前装机量数倍，随并网消纳问题痛点逐步解除，全国分布式光伏装机前景广阔，预计 2024/2025/2026 年全国分布式新增装机分别为 116/143/188GW。

► **分布式光伏成长之困：**分布式光伏装机量高增，电网承载与消纳问题显现。①**电网承载力不足：**一方面配电侧可接入容量有限，随着户用光伏大量接入，很多区域出现变压器送重过载问题，近一年来在冀鲁豫的部分市县，配电网台区与线路的承载能力饱和，户用低压端剩余可接入容量不足，这也是 2023 年户用光伏市场南移的主要原因。另一方面户用光伏基本全部采用全额上网模式，在渗透率较高地区存在部分时段户用光伏所发电量从 380 伏逐级升压甚至向 110 千伏以上高电压等级电网反送电情况，与就近就地消纳初衷不符，从系统角度也降低了经济性；②**剩余可调峰容量不断下降：**风光出力不稳定且与用电负荷不匹配，可控电源调节难度增加。新能源弃电量高增，光伏消纳问题逐渐显露，24 年 Q1 光伏利用率同比下降明显，且午间低谷电价政策正蔓延至全国各个省份，部分地区甚至出现零电价或负电价。我们依据兼顾调节能力及电力保供的原理，按照水火核十四五规划目标+储能装机预测+新能源 95%消纳率，测算得出 24-25 年新能源剩余调峰空间分别为 231.1/174.3 GW，新能源消纳方面仍有较大压力。

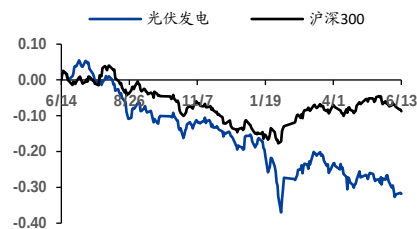
► **并网消纳问题破局之路：**我们认为，目前分布式乃至新能源消纳问题的解决是一个循序渐进，先以政策引导，后行业自发调整适应，最终达到电源侧与电网侧经济性相对平衡的过程。**前期来看，以政策松绑及价格信号引导，解燃眉之急：**首先设置分时电价，初步引导用户晚峰负荷向午间和夜间转移；其次允许低压反送电、应接尽接，保证短期分布式装机空间；以及放宽 95%消纳红线，据我们测算，利用率要求从 95%降到 90%，24-25 年调峰空间能够释放 50.5/68.1GW，且 90%利用率下集中式/户用/工商业 IRR 分别为 7.12%/7.87%/22.76%，消纳红线放松后分布式展现出更大韧性；**中期观望：配电网改革建设加速，电源侧逐步承担消纳责任：**①配电网改革建设加快，增加分布式接入规模同时，增强剩余新能源电力外送消纳能力，且推广分布式集中汇流并网匹配建设进程；②分布式入市箭在弦上，实质已具备入市基础，据我们测算，山东工商业光伏入市后综合电价为 0.41 元/度，IRR 仍有 18%，短期收益无需过度悲观。而户用光伏入市大概率不会一刀切，随绿证制度逐步完善，能提升收益率对冲入市影响。③强制配储政策或已在路上。成本下行+峰谷价差持续拉大，配储经济性持续提升。以江苏为例，我们测算得出目前工商业储能 IRR 为 13.94%，且电站成本为 1100 元/kWh、平均充放价差为 1 元时，工商业储能 IRR 将达到 37.28%。经济性的持续提升，将逐步增强配储意愿；**远期愿景：构建新型电力系统，源网荷储一体化运营，为解决新能源消纳的终极愿景，但目前仍处于探索阶段。**其中，微电网作用不可或缺，解决分布式就近消纳，虚拟电厂优化分散资源调度，可更灵活实现“削峰填谷”。两者相结合，在供需端共同响应协调，解决分布式并网消纳问题，是新型电力系统的发展趋势。

► **投资建议：**建议关注①分布式运营商：晶科科技、正泰电器、能辉科技、芯能科技、林洋能源等；②配电网：国电南瑞、四方股份、东方电子、许继电气、威胜信息，江苏华辰、三变科技、安科瑞、国能日新等

► **风险提示：**配电网投资不及预期、储能装机不及预期等

强于大市（首次评级）

一年内行业相对大盘走势



团队成员

分析师：邓伟(S0210522050005)

DW3787@hfzq.com.cn

联系人：李雪铭(S0210123070085)

lxm30224@hfzq.com.cn

相关报告

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

正文目录

1	成长之路：政策激励迈向市场驱动，步入高质量发展新阶段	4
1.1	发展阶段复盘：历经补贴时代，平价焕发新生	4
1.2	商业模式：参与方式不同，收益模式多样	8
1.3	分布式需求：渗透率提速，开发潜力巨大	10
2	成长之困：渗透率快速提升，并网消纳问题渐显	11
2.1	并网：分布式光伏接入，低压配电网承载压力加剧	13
2.2	调节：新能源渗透率提升，剩余调峰容量不足	17
3	破局之道：循序渐进多策并举，消纳难题曙光已现	22
3.1	前期：以政策松绑+价格信号引导，解并网消纳空间不足之急	23
3.2	中期：配电网改革建设加速，电源侧逐步承担消纳责任	25
3.2.1	配电网改革建设加快，集中汇流并网匹配建设进程	26
3.2.2	探索分布式入市交易，电源侧逐步承担消纳责任	28
3.2.3	分布式配储大势所趋，经济性提升加强配储意愿	31
3.3	远期：构建新型电力系统，源网荷储一体化运营	34
4	投资建议	36
5	风险提示	36
5.1	配电网投资不及预期	36
5.2	储能装机不及预期	36

图表目录

图表 1:	分布式光伏电站	4
图表 2:	集中式光伏电站	4
图表 3:	分布式光伏与集中式光伏对比	4
图表 4:	我国分布式光伏的四个发展阶段	5
图表 5:	四期“金太阳”以及“光电建筑”项目招标情况（单位：MW）	5
图表 6:	电价政策及分布式补贴（元/kWh）	6
图表 7:	新增分布式光伏装机量占比（%）	6
图表 8:	2017-2020 年分布式光伏政策补贴走势	6
图表 9:	整县推进政策开发试点各省情况(单位:个)	7
图表 10:	户用分布式光伏装机量占比（%）	7
图表 11:	分布式光伏电站 LCOE (元/kWh)	7
图表 12:	分布式光伏装机南移	7
图表 13:	工商业分布式光伏主要商业模式	8
图表 14:	户用分布式光伏主要商业模式	9
图表 15:	BT 模式与融资租赁模式差异	10
图表 16:	2022-2024Q1 国内各省份分布式光伏渗透率	10
图表 17:	各省份分布式光伏发展潜力（万千瓦）	11
图表 18:	全国户用和工商业分布式光伏市场空间	11
图表 19:	分布式光伏并网约束和调节约束示意图	12
图表 20:	分布式光伏接入提升配电网承载压力	13
图表 21:	分布式光伏系统并网结构	14
图表 22:	分布式光伏供电示意图	15
图表 23:	居民屋顶光伏发电与负荷对比	16
图表 24:	光伏出力高峰期发生线路过载现象	16
图表 25:	不同光伏渗透率下变电站中压母线的净负荷特性	16
图表 26:	各省份分布式光伏接网公开情况	17
图表 27:	风光典型出力曲线	18
图表 28:	不同时间光伏发电情况	18
图表 29:	“鸭子曲线”变“峡谷曲线”	19
图表 30:	2023 和 2024 年 Q1 各省光伏发电利用率	20

图表 31:	山东省 2023.4.29-2023.5.3 电力现货交易价格 (元/MWh)	20
图表 32:	可控电源调峰范围原理	21
图表 33:	十四五目标下 2023-2025 年新能源剩余调峰空间测算	21
图表 34:	预测储能装机下 2023-2025 年新能源剩余调峰空间测算	22
图表 35:	分布式消纳破局的三个阶段	23
图表 36:	我国工商业分布式光伏初始全投资趋势	23
图表 37:	2019-2023 年不同光伏电站 IRR	23
图表 38:	2023 年 5 月及 2024 年 5 月山东峰谷电价图 (元/千瓦时)	24
图表 39:	分布式光伏重点政策梳理	24
图表 40:	2024 年不同利用率下剩余调峰能力(GW)	25
图表 41:	2023 年不同利用率下各光伏电站 IRR	25
图表 42:	“十四五”以来配电网重点政策	26
图表 43:	2025 年特高压骨干网架示意图	27
图表 44:	电力系统支撑能力对比图	27
图表 45:	传统户用光伏项目系统结构 vs 集中汇流户用光伏项目系统结构	28
图表 46:	新能源参与电力市场化交易情况 (亿千瓦时)	29
图表 47:	新能源参与电力市场化交易情况(亿 kWh)	29
图表 48:	22-23 年山西现货市场出清结果月度走势	29
图表 49:	工商业光伏入市后综合电价测算 (元/kWh)	30
图表 50:	绿证制度发展历程	31
图表 51:	配储削峰填谷作用	32
图表 52:	配储能提升光伏收益	32
图表 53:	各省明确提及分布式配储的相关政策	33
图表 54:	各省峰谷价差持续拉大	34
图表 55:	工商业峰谷价差套利敏感性测算 (元/kWh)	34
图表 56:	微电网发展历程及发展趋势	35
图表 57:	冀北虚拟电厂示意图	36

1 成长之路：政策激励迈向市场驱动，步入高质量发展新阶段

分布式光伏是一种在用户附近建设的光伏发电设施，其核心特点在于用户能够自发自用，并将多余的电量接入电网，与集中式光伏形成鲜明对比。这种发电模式秉持因地制宜、清洁高效、分散布局、就近利用的原则，充分利用当地丰富的太阳能资源，成为新能源发电方式的重要组成部分。按照屋顶类型的不同，分布式光伏可细分为工商业系统、户用系统以及农/林/渔光互补分布式光伏等多种类型，其中工商业与户用系统占主导地位。分布式光伏布局灵活、就近供电、运维简易。其与集中式光伏电站各具特色，优劣互见。

图表1：分布式光伏电站



来源：黄浦发改委，华福证券研究所

图表2：集中式光伏电站



来源：365 光伏，华福证券研究所

图表3：分布式光伏与集中式光伏对比

	分布式光伏	集中式光伏
规模与安装位置	分布式光伏通常安装在用户场地附近，如建筑物的屋顶或附近空地，其规模相对较小，适合城市及居民用电。	集中式光伏则多建设在光照资源丰富、土地充足的地区，如荒漠、草原等，其规模较大，动辄数十兆瓦甚至数百兆瓦，更适合大规模并网和远距离输电。
发电与供电方式	分布式光伏遵循就近发电、就近并网、就近转换、就近使用的原则，以用户侧自发自用为主，多余电量可以上网。这种方式不仅能够有效提高同等规模光伏电站的发电量，还有效解决了电力在升压及长途运输中的损耗问题。	集中式光伏电站则将发电系统与电网紧密连接，通过变电站将发电的交流电直接接入电网，供给用户使用。其单位发电成本较低，经济效益显著。
投资与运维	分布式光伏由于规模较小，投资灵活，运维也相对方便。光伏电站的大小对发电效率的影响很小，因此小型光伏系统的投资收益率并不会比大型的低。	集中式光伏则由于规模大，投资相对较高，运维也相对复杂。然而，其发电效率高，经济效益明显。
环保效益	分布式光伏在发电过程中没有噪声，也不会对空气和水产生污染，环保效益突出。	集中式光伏也具备相似的环保特性，通过利用太阳能资源，有助于减少化石能源的消费和环境污染。

来源：索比光伏网，华福证券研究所

1.1 发展阶段复盘：历经补贴时代，平价焕发新生

我们将中国分布式光伏分为萌芽阶段、补贴时代、重挫与复苏、平价时代四个发

展阶段。

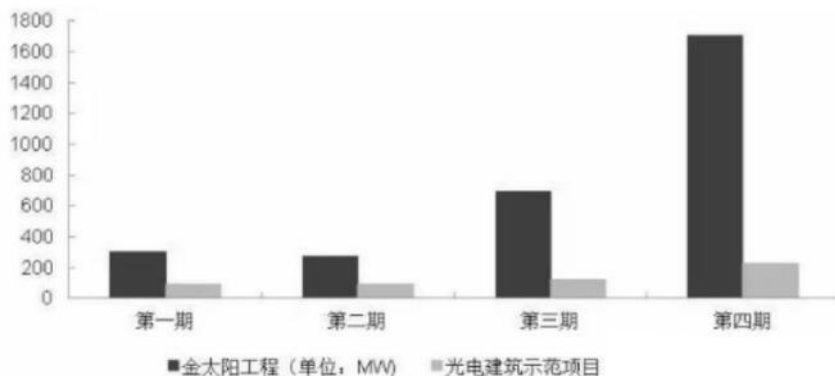
图表4：我国分布式光伏的四个发展阶段



来源：国家能源局，北极星太阳能光伏网，华福证券研究所

(一) 萌芽阶段 (2009-2012)：2009 年我国颁布推进光电建筑应用政策，分布式光伏建设正式进入萌芽阶段。针对萌芽初期分布式光伏产业不成熟的特点，国家颁布一系列指导意见规范光伏产业发展，解决光伏产业审批难等问题。

图表5：四期“金太阳”以及“光电建筑”项目招标情况 (单位：MW)



来源：北极星光伏网，新能源投融资圈，华福证券研究所

(二) 补贴时代 (2013-2017)：2013 年 7 月，国务院针对光伏产业不协调、经营困难等重大问题，积极进行补贴政策，明确 0.42 元的度电补贴，对光伏产业的运营管理情况进一步规范，推动标准化建设，补贴时代推动光伏产业快速发展，爆

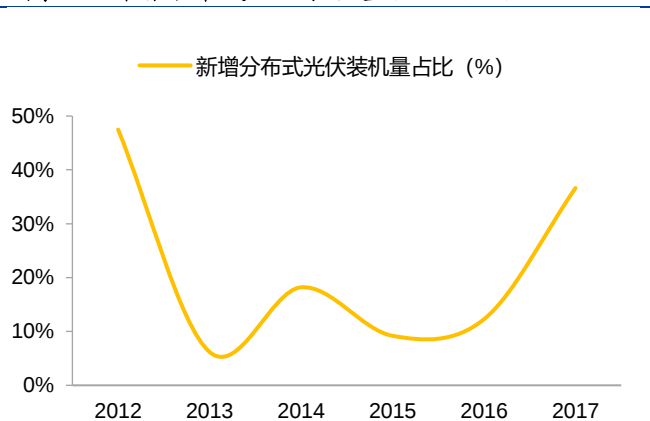
发式增长。2016 年后，在补贴政策的支持下，光伏产业技术成本大幅降低，备案审批更简单，推动光伏产业进一步爆发式增长。

图表6: 电价政策及分布式补贴 (元/kWh)

年份	一类资源区	二类资源区	三类资源区	分布式光伏补贴
2013	0.9	0.95	1	0.42
2014	0.9	0.95	1	0.42
2015	0.9	0.95	1	0.42
2016	0.8	0.88	0.98	0.42
2017	0.65	0.75	0.85	0.42

来源: 北极星太阳能光伏网, 华福证券研究所

图表7: 新增分布式光伏装机量占比 (%)



来源: 国家能源局, 华福证券研究所

(三) 重挫与复苏 (2018-2020): 2018 年针对光伏产业的补贴力度开始降低, “5.31”新政限制补贴额度, 分布式光伏发电由 0.42 元的度电补贴降低到 0.37 元的度电补贴, 同时缩减光伏产业的规模。2019 年工商业及户用分布式光伏度电补贴分别下降至 0.18 元和 0.1 元, 2020 年对应补贴进一步降低至 0.05 元和 0.08 元。由此 2018 年下半年至 2019 年分布式光伏装机量减少幅度大, 同时产业也日益规范化, 逐渐高质量复苏, 至 2020 年分布式光伏装机量出现回转。

图表8: 2017-2020 年分布式光伏政策补贴走势

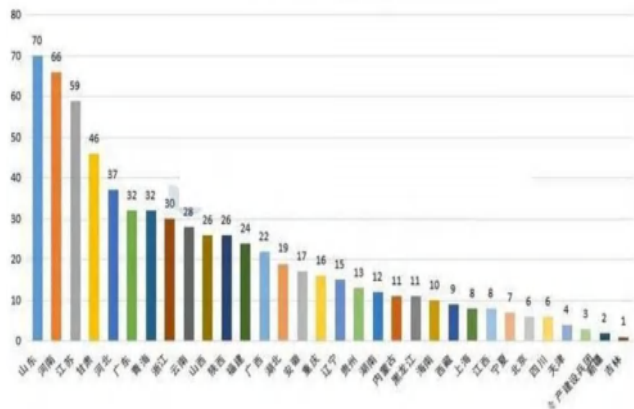


来源: 北极星太阳能光伏网, 华福证券研究所

(四) 平价时代 (2021 年至今): 2021 年, 国家发改委完善一系列分布式光伏发电产业竞价政策, 明确将标杆上网电价改为指导价、最高补贴标准, 要求符合条件的项目通过竞价方式确定电价, 由此光伏发电实现全面平价。除此之外, 2021 年国家能源局推进分布式光伏“整县推进”, 进而推进户用崛起, 政策支持下以国家能源集团为首的央企、国企进行分布式光伏深度布局, 分布式光伏装机在组件价格

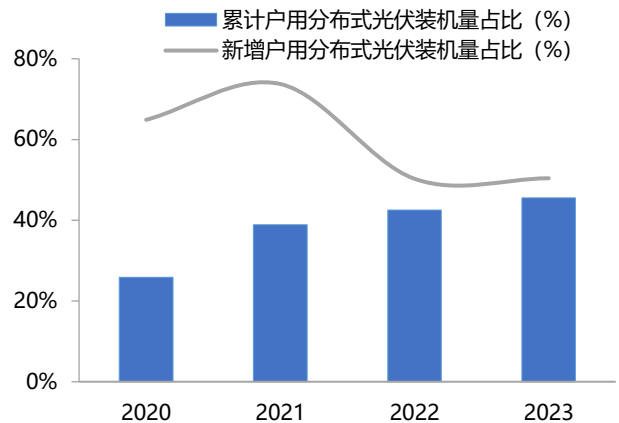
高位下高速增长。就数量规模与空间分布方面，经济性带动装机起量与分布式新增装机南移。

图表9：整县推进政策开发试点各省情况(单位:个)



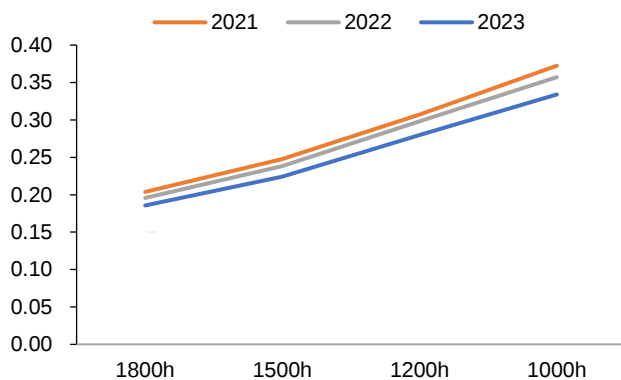
来源：北极星太阳能光伏网，华福证券研究所

图表10：户用分布式光伏装机量占比(%)



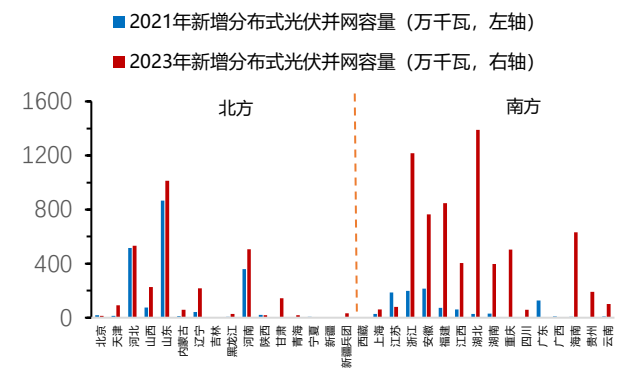
来源：国家能源局，华福证券研究所

图表11：分布式光伏电站 LCOE (元/kWh)



来源：CPIA，华福证券研究所

图表12：分布式光伏装机南移



来源：国家能源局，华福证券研究所

1.2 商业模式：参与方式不同，收益模式多样

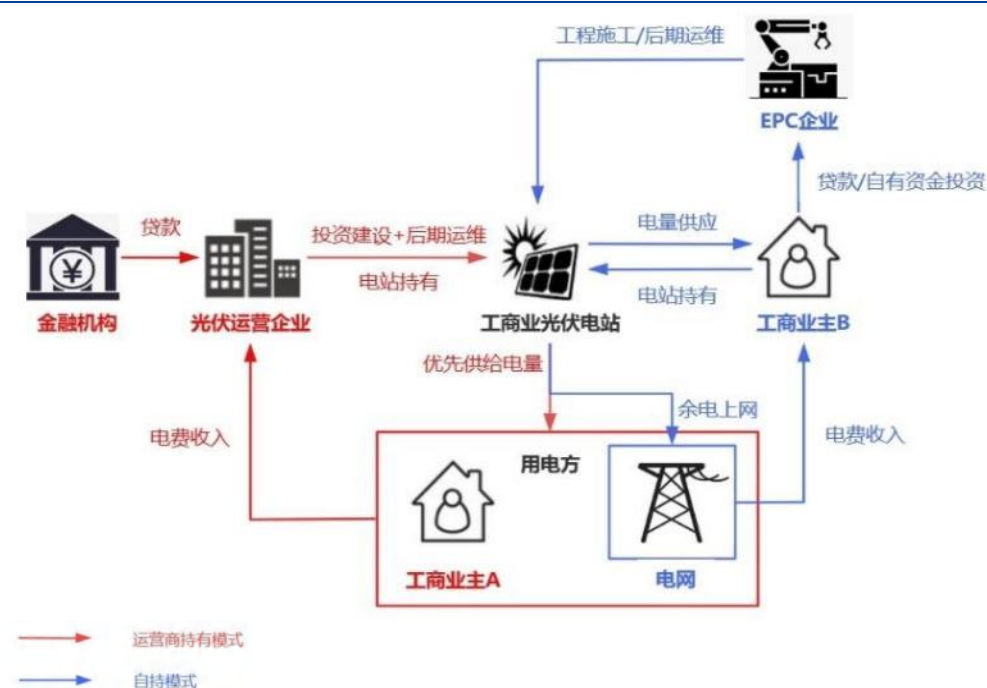
我国分布式光伏电站建设的**参与主体**主要包括业主方、光伏电站开发商、设备供应商、工程建设方。

根据用户主体不同，分布式光伏可分为户用分布式光伏和工商业分布式光伏两类。

工商业分布式光伏主要商业模式：

- **工商业主自持模式**：针对小型工商企业，运营商主要提供电站 EPC 服务，电站资产主要以业主自持为主。运营商企业的收益主要来源于前期工程施工和后期电站运维。
- **运营商持有模式**：针对大型优质工商用电企业，运营商一般选择持有光伏电站、并提供后期运维，以用电企业的电费收入为主要收益来源。

图表13：工商业分布式光伏主要商业模式



来源：固德威光伏社区，华福证券研究所

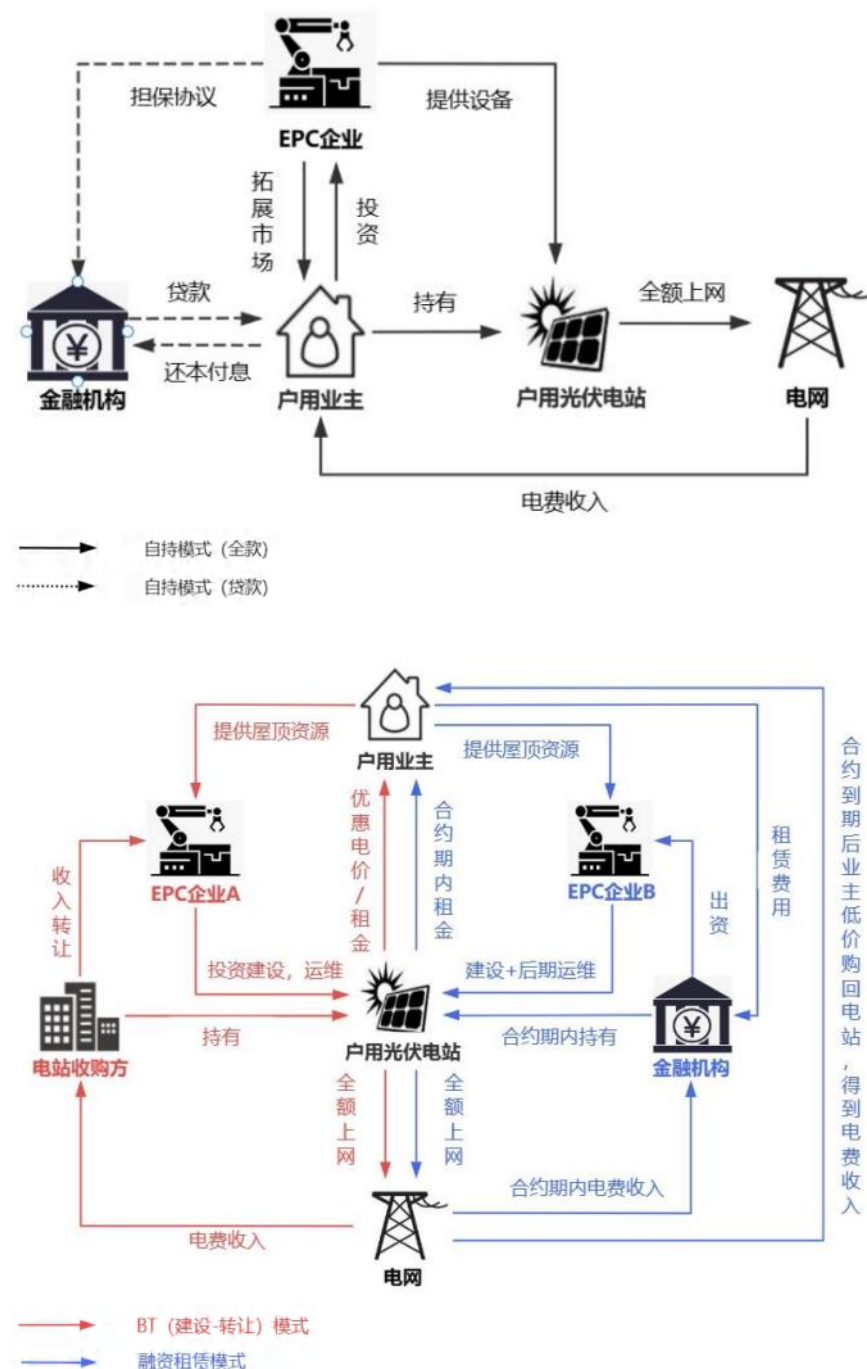
户用分布式光伏主要商业模式：

- **农户自持模式**：开发电站的模式主要有全款安装和贷款安装。全款安装模式下，农户将自有资金投资给 EPC 企业，分布式光伏系统的设计、采购、建设等环节通过 EPC 招标的形式分包给工程建设企业或光伏企业，期间产生的发电量全额上网，电费收入归农户持有；贷款安装模式下，EPC 企业协助农户向金融机构贷款，获得资金用于投资 EPC 企业，运转流程与全款安装模式近似。
- **融资租赁模式**：农户与光伏 EPC 企业签订协议提供屋顶资源。EPC 企业绑定金融机构进行融资租赁，金融机构垫付电站建设前期部分资金，建成后成为资产持有

方，并每年向 EPC 企业支付运维费用。合约期满后，农户可以极低的价格回购电站资产，电费收入全归农户所有。

- 建成-转让(BT)模式：农户将屋顶资源提供给光伏 EPC 企业得到屋顶租金或后续得到优惠电价，光伏 EPC 企业垫资负责光伏电站全程建设，包括设备采购、工程施工等，电站建成后将手中的户用资产打包出售给电站收购方（主要为央企）、负责后续电站运维以此获得收入。

图表14: 户用分布式光伏主要商业模式



来源：国德威光伏社区，华福证券研究所

对比 BT 模式和融资租赁模式，区别在于 EPC 企业的资金占用量以及资产兜底方：

图表15: BT 模式与融资租赁模式差异

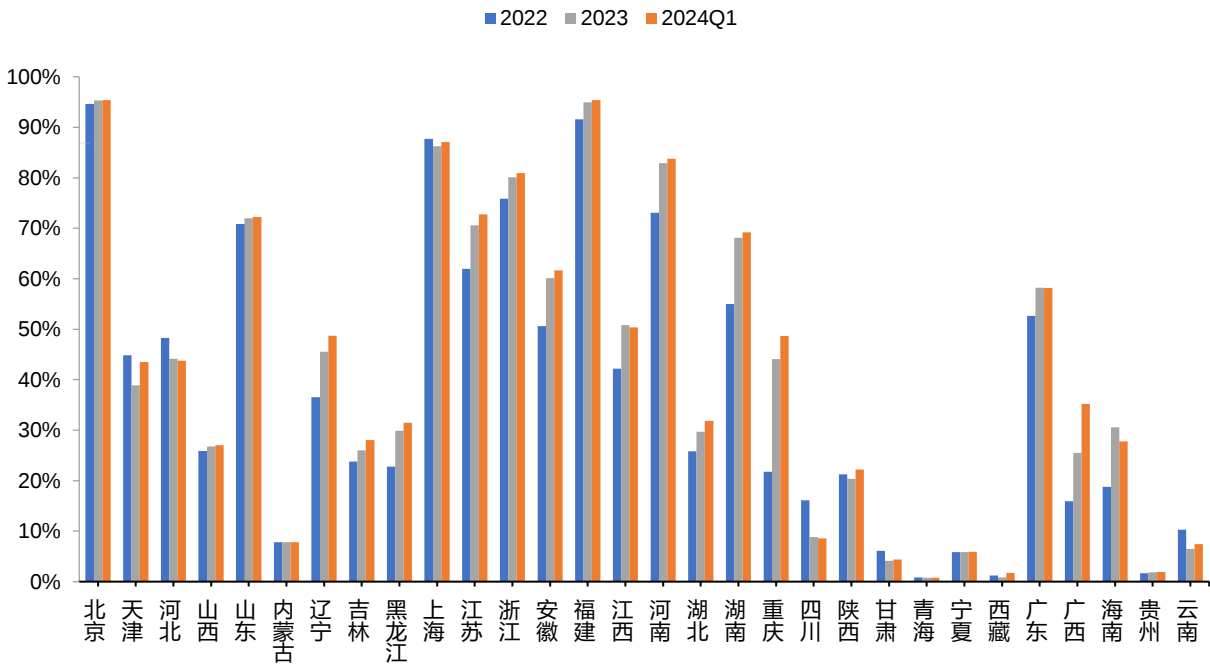
	BT 模式	融资租赁模式
资金占用量	项目在工程开发阶段由施工方完全垫付建成前资金,待项目完成移交至电站收购方后,收购方再支付相应的费用,期间 EPC 企业资金占用较多	项目在工程开发阶段由金融企业垫付部分资金,对 EPC 企业的资金占用较少
资产兜底方	主要为国央企	金融机构

来源: 深圳市融资租赁行业协会, 百度百科, 华福证券研究所

1.3 分布式需求: 渗透率提速, 开发潜力巨大

各省分布式渗透率继续提升, 低渗透率省份成长加速。自 2021 年以来, 我国分布式光伏装机量进入快速增长时代, 2022 和 2023 年全国累计装机量增速分别达到 47%和 61%, 2023 及 2024 年以来, 分布式光伏高渗透率省份仍有成长, 例如北京、山东、浙江、福建等地, 在维持高渗透率的同时仍有小幅提升; 部分低渗透率省份也取得较大突破, 其中 2023 年重庆、海南、广西、辽宁等地装机量渗透率较 2022 年提升近 10pct 甚至更高。

图表16: 2022-2024Q1 国内各省份分布式光伏渗透率

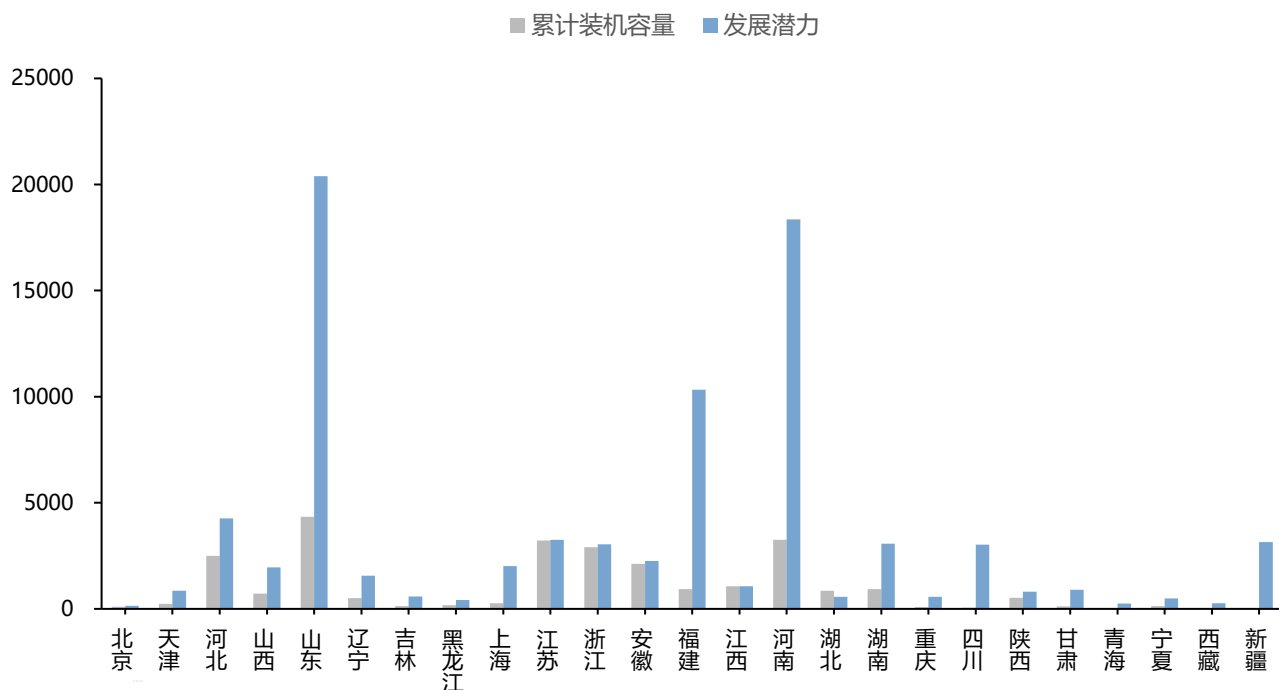


来源: 国家能源局, 华福证券研究所

技术可开发潜力巨大, 渗透率仍有较高提升空间。据国家电网, 综合考虑农村居民住宅屋顶及其他建设条件情况, 分布式光伏最大装机潜力有望超过 8 亿千瓦, 即使河南、山东等高渗透率分布式省份, 技术开发潜力仍为当前装机量数倍, 随并网消纳问题痛点逐步解除, 全国分布式光伏装机前景广阔。截至 2023 年, 全国户用光伏累计装机约 116GW, 根据住宅可装面积测算, 我国户用光伏潜力在 1500GW 以上, 当前户用光伏渗透率仅为 8%。我们预测 2026 年户用渗透率将达到 18%, 2024/2025/2026 年户用新增装机 53/68/86GW, 2023-2026 年新增装机 CAGR 为 21%;

全国工商业光伏累计装机约 139GW，根据工商业建筑可装面积测算，我国工商业光伏潜力在 1200GW 以上，当前工商业光伏渗透率仅为 12%。我们预测 2026 年工商业渗透率将达到 27%，2024/2025/2026 年工商业新增装机 64/74/102GW，2023-2026 年新增装机 CAGR 为 29%；**综上，预计 2024/2025/2026 年全国分布式新增装机分别为 116/143/188GW。**

图表17：各省份分布式光伏发展潜力（万千瓦）



来源：国家能源局、国家电网、华福证券研究所

图表18：全国户用和工商业分布式光伏市场空间

	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
户用住宅可装面积 (亿平米)	84	92	99	107	114	121	128
户用潜在装机空间 (GW)	1179	1282	1393	1503	1603	1691	1793
户用累计装机 (GW)	20	42	67	116	168	237	323
户用渗透率	2%	3%	5%	8%	11%	14%	18%
户用新增装机 (GW)	10	22	25	49	53	68	86
工商业建筑可装面积 (亿平米)	65	70	75	81	88	94	100
工商业潜在装机空间 (GW)	903	973	1053	1138	1227	1318	1404
工商业累计装机 (GW)	58	66	91	139	202	277	379
工商业渗透率	6%	7%	9%	12%	17%	21%	27%
工商业新增装机 (GW)	5	8	25	48	64	74	102
分布式累计装机 (GW)	78	108	158	253	369	512	701
分布式新增装机 (GW)	16	30	50	97	116	143	188

来源：国家统计局，CPIA，iFind，华福证券研究所测算

2 成长之困：渗透率快速提升，并网消纳问题渐显

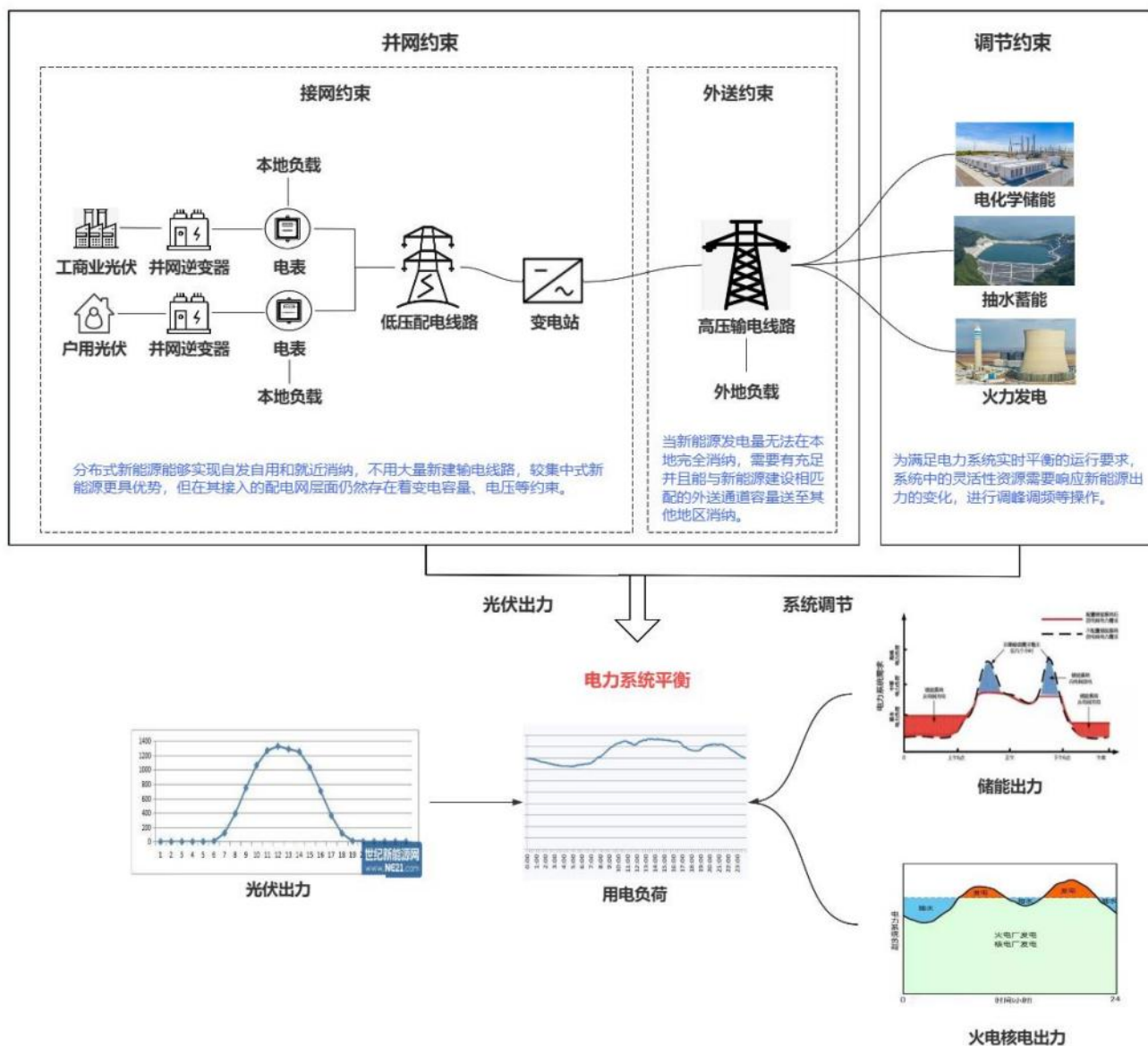
分布式光伏装机量高增，电网承载与消纳问题显现。光伏发电后，首先需要并入电网（离网运行的除外），其次需要满足电力系统实时平衡的运行要求才能被用户所消费。为了做到电力系统保持平衡，分布式光伏受到并网约束和调节约束两方面制约。

➤ **并网约束**是指分布式光伏发电系统接入既有电网的过程中所受到的约束。

并网约束可细分为接网约束和外送约束，接网约束指光伏发电设备接入既有电网的过程中所受到的约束，受现有变压容量、电压等制约；外送约束指光伏发电量无法在本地完全消纳，需要外送至其他地区消纳时所受到的约束，包括是否有外送通道、外送通道容量是否充足、外送通道建设是否与新能源建设相匹配等。

- **调节约束**是指灵活性资源是否充足的约束。为了满足电力系统实时平衡的运行要求，在新能源发电过程中，系统中的灵活性资源（能够灵活调节的火电、抽水蓄能、电化学储能、需求侧响应等）需要响应分布式光伏发电系统出力的变化，进行调峰调频等操作。当电力系统中灵活性资源不足时，将出现弃光现象，并且会制约新增装机并网。

图表19：分布式光伏并网约束和调节约束示意图



来源：个人图书馆、林洋新能源、弘竣新能源、世纪新能源网、百度百科、华福证券研究所绘制

2.1 并网：分布式光伏接入，低压配电网承载压力加剧

随分布式光伏大规模接入，配电网承载压力巨大。并网消纳是近期户用光伏进一步发展面临的越来越严峻的挑战，尤其是在渗透率较高地区。一方面配电侧可接入容量有限，特别是农村电网普遍薄弱，随着户用光伏大量接入，很多区域出现配变、线路、主变上送重过载问题，近一年来在冀鲁豫的部分市县，配电网台区与线路的承载能力已达到饱和，户用光伏在 380 伏侧接入已无容量可用，暂停了 380 伏侧的并网申请，待扩容后再开放，这也是 2023 年户用光伏市场南移的主要原因。另一方面户用光伏基本全部采用全额上网模式，在渗透率较高地区存在部分时段户用光伏所发电量从 380 伏逐级升压甚至向 110 千伏以上高电压等级电网反送电情况，与就近就地消纳初衷不符，从系统角度也降低了经济性。

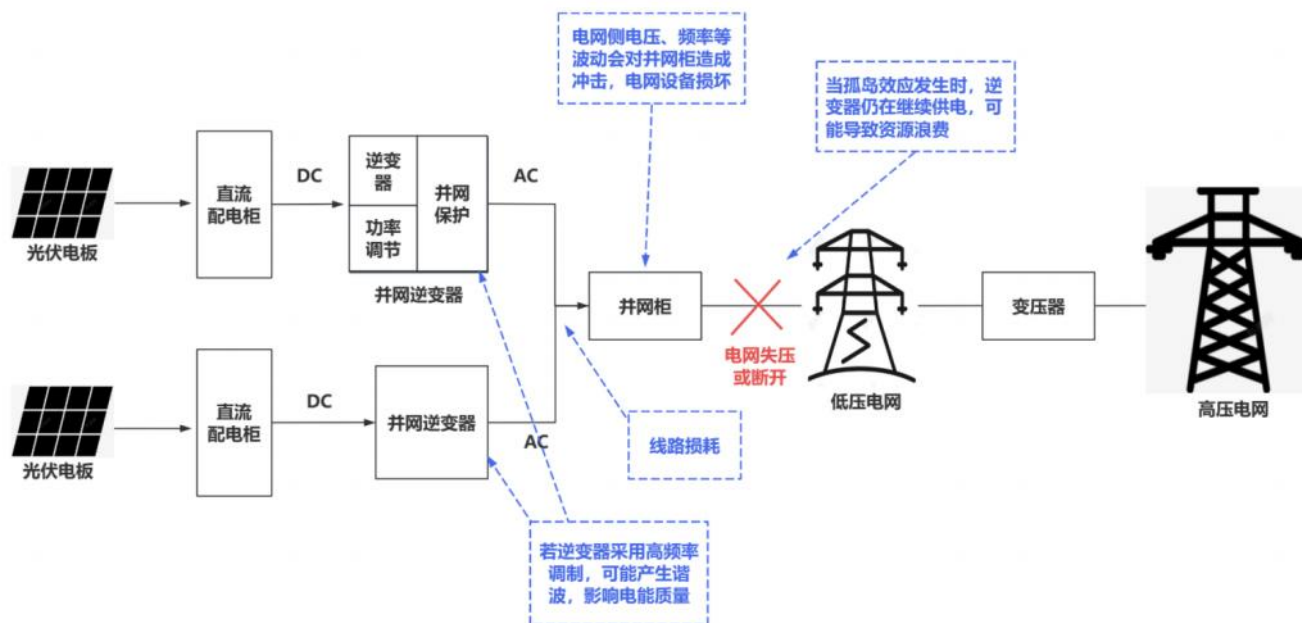
图表20：分布式光伏接入提升配电网承载压力



来源：《智能配电网、微电网与分布式综合能源系统发展研究构想与思考》、北极星输配电网、华福证券研究所

分布式光伏并网对配电网的损耗、电能质量、安全和潮流控制都带来挑战。并网会增加配电网的网络损耗，尤其是当光伏系统接入靠近线路尾端的位置时，损耗更为显著；并网后若逆变器采用高频率调制，可能产生谐波，影响电能质量；若发生孤岛效应，可能导致资源浪费和对电网工作人员安全的威胁；外界因素如自然条件和阳光强度会影响低压配电网的潮流大小而导致功率波动，进而影响电网的电压稳定性。

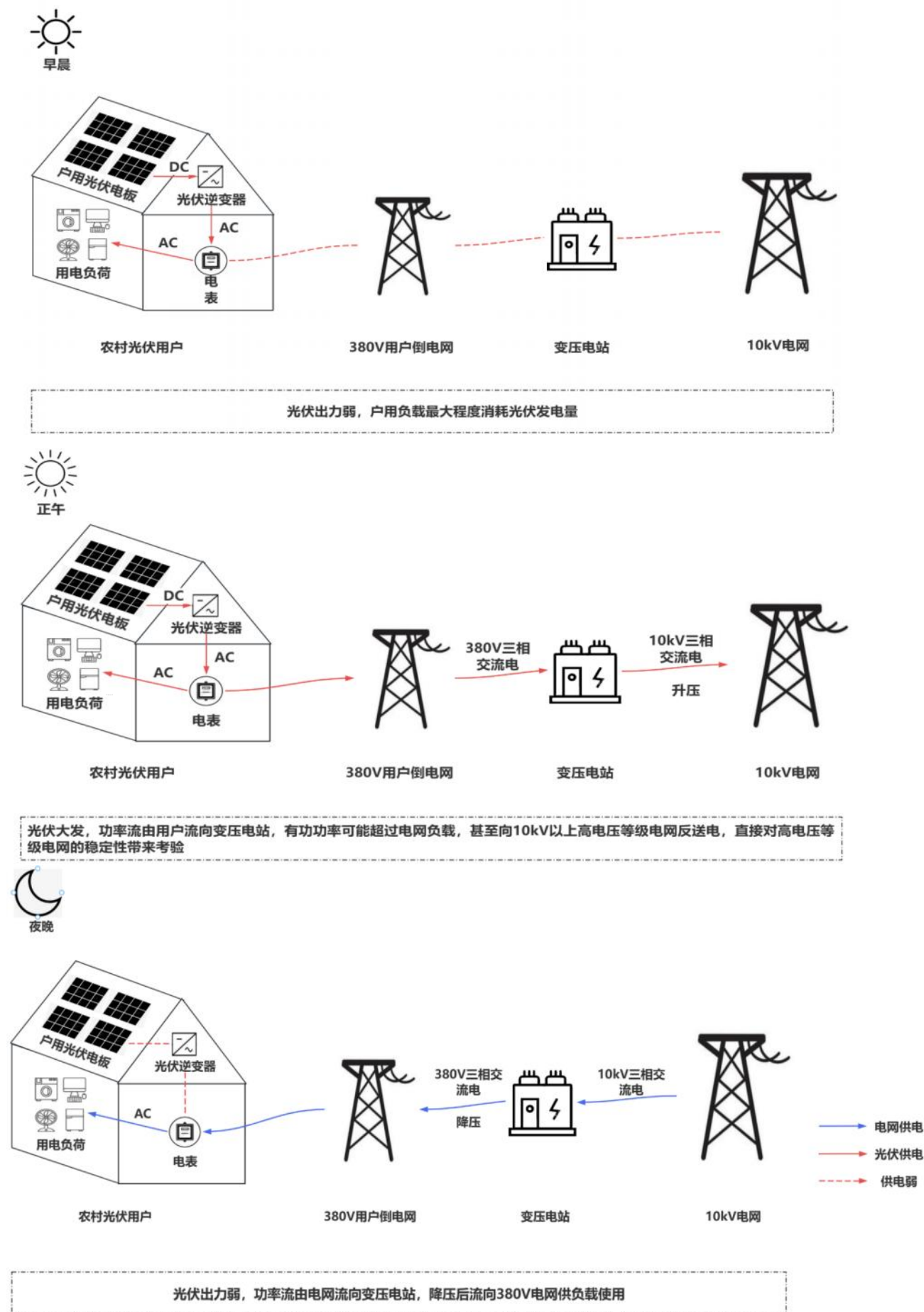
图表21：分布式光伏系统并网结构



来源：华福证券研究所

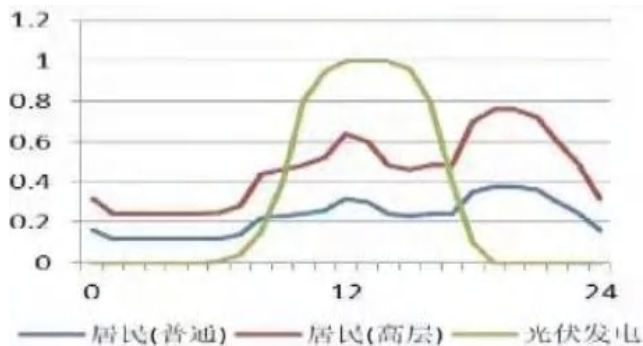
目前农村地区户用分布式光伏“反送电”成主要问题。分布式光伏规模化开发的农村地区，网架结构较为薄弱、设备水平相对落后，光伏并网增加了低压配电网中电源的数量，使得低压配电网的潮流变得更加繁琐。正午分布式光伏大发，不仅出现低压侧发电向上级电网反送电情况，其反送功率甚至超过220kV变压器额定容量以及接入线路额定能力，造成过载和热稳定问题。清晨与傍晚光伏出力微弱，配电网易出现低电压，引起电压波动。同时，局部供需不平衡还造成电压抬升、谐波和损耗问题，部分户用分布式发展较快的农村地区已经触及电网安全稳定运行的边界。

图表22: 分布式光伏供电示意图



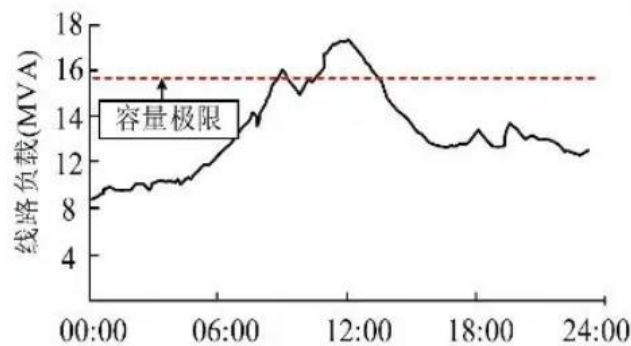
来源: 全民光伏、华福证券研究所

图表23: 居民屋顶光伏发电与负荷对比



来源:《微电网提升规模化分布式新能源消纳能力的思考》姜世公, 普肯远瞻, 华福证券研究所

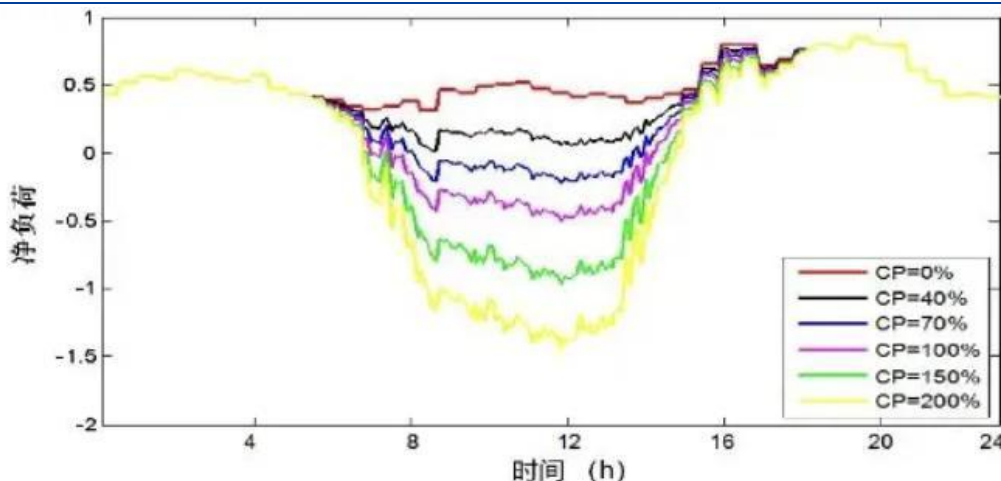
图表24: 光伏出力高峰期发生线路过载现象



来源:《微电网提升规模化分布式新能源消纳能力的思考》姜世公, 普肯远瞻, 华福证券研究所

分布式光伏规模化接入, 会改变所在区域电网的净负荷曲线。分布式光伏渗透率较低的情况下, 净负荷曲线接近原始负荷曲线, 整体较为平稳。随着分布式光伏渗透率的逐步提升, 表现为每日 8 时至 16 时期间, 净负荷曲线与原始负荷曲线的差异急剧增大, 呈现 U 字型特征, 引起功率向上级电网倒送。

图表25: 不同光伏渗透率下变电站中压母线的净负荷特性



来源:《微电网提升规模化分布式新能源消纳能力的思考》姜世公, 普肯远瞻, 华福证券研究所

分布式低压配电网承载压力已有显现。为应对分布式低压接入容量不足问题, 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 个试点省份各选取 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。从预警等级结果来看, 山东省、黑龙江省、河南省等分布式光伏渗透率较高的试点省份已经呈现较大区域低压配电网承载能力不足的问题。2024 年 5 月, 湖南省能源局公布的一季度各区县分布式光伏接入可开放容量结果显示, 全市 123 个区县中, 15 个区县被划定为红色区域。并网制约问题初现端倪, 亟待解决。

图表26: 各省份分布式光伏接网公开情况

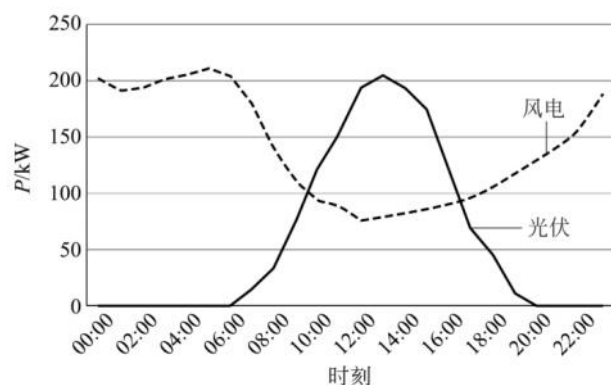
省份	公告时间	低压配电网承载能力	可开发容量
山东	2023.12	全省 136 个县（市、区）中，2024 年将有 53 个县（市、区）低压配网接网预警等级为“受限”，43 个县（市、区）低压配网接网预警等级为“一般”，其余 40 个县（市、区）低压配网接网预警等级为“良好”	预计 2024 年分布式光伏接网消纳困难县（市、区）37 个
黑龙江	2023.12	全省 125 个县（市、区）中，红色等级区域 81 个，占比达到 65%；黄色等级区域 5 个，绿色等级区域 39 个，占比为 31%。其中，佳木斯市、七台河市两市共 14 个县（市、区）全部为红色等级区域	全省 13 个市中累计剩余接网容量约 2GW，其中共 81 个区域剩余接网容量为 0MW
河南	\	省内大部分区域承载力评估等级为红色，黄色区域则明显多于绿色区域	2024 年一季度全省 15 个市分布式光伏可开放容量剩余 6334.46MW
浙江	2023.11	9 个试点县（市）中，江山市的低压配网接网预警等级为“一般”，无低压配网接网预警等级为“受限”的县（市）	9 个试点县（市）中，无接网消纳困难的县（市）
广东	2023.11	全省所有县（市、区）低压配电网承载能力接网预警等级均为良好	11 个县（市、区）已无可接网容量，13 个县（市、区）接网容量小于 50MW
福建	2023.11	\	10 个试点县（市、区）中，4 个县（市、区）已无可新增开放容量
湖南	2024.5	全省 123 个区县中，红色等级区域 15 个；黄色等级区域 17 个，绿色等级区域区域 91 个	15 个区县可开放容量小于等于 0；17 个区县可开放容量在 0~20MW 之间；91 个区县可开放容量超过 20MW

来源：各省发改委、能源局，华福证券研究所

2.2 调节：新能源渗透率提升，剩余调峰容量不足

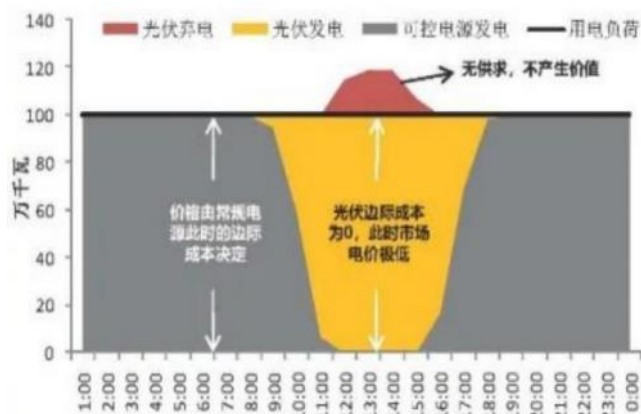
风光出力不稳定且与用电负荷不匹配，可控电源调节难度增加。电力系统平稳安全运行要求发电厂产生的电力与负荷端消耗的电力保持实时平衡。与火电、水电等人为可控、出力稳定的能源相比，光伏系统出力具有随机性、波动性、间歇性的特点，且出力时段与用电负荷匹配度较低，装机大比例提高会导致电力供给与电力需求时间错配，局部时段存在弃光的问题。时间错配主要体现在两个方面：一是光伏发电存在日内不同时间段的电力供需错配，如光伏出力主要集中在 10 点-15 点，但用电负荷高峰集中在 8 点-10 点和 18 点-22 点，午间光伏发电大于用电导致供大于求；二是光伏发电存在不同季度上的电力供需错配，如光伏在冬季发电能力不足，但因为制冷和供暖需求，居民和三产在夏季和冬季用电需求较高，二产则在年底因赶工而出现用电旺季。调节问题是分布式、集中式新能源共同的瓶颈。

图表27: 风光典型出力曲线



来源:《共享储能电站优化选址定容研究》, 华福证券研究所

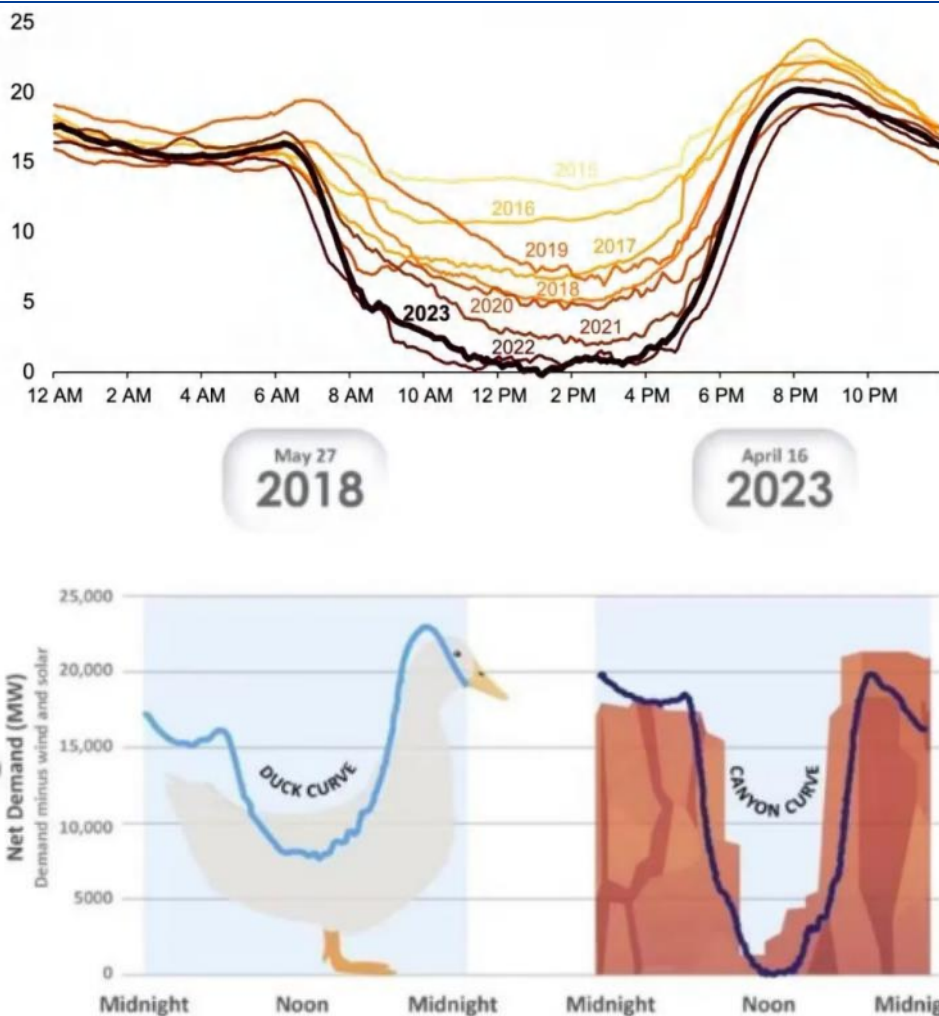
图表28: 不同时间光伏发电情况



来源: CPIA, 华福证券研究所

新能源弃电量高增, “鸭子曲线”变“峡谷曲线”。反映加州电力系统净负荷的“鸭子曲线”(duck curve)正转变为更加陡峭的“峡谷曲线”(canyon curve)。“鸭子曲线”源自美国加州电力系统模型,本质上是一天内发电所满足的电力负荷的变化图表(净负荷=实际负荷-可再生能源发电出力),曲线因形似一只鸭子而得名。2008年,美国国家可再生能源实验室(NREL)首次发现,随着光伏和其他可再生能源的增加,该曲线呈现出独特的形状。美国加利福尼亚州屋顶分布式光伏大规模接入和电力市场发展时出现净负荷(尖峰负载与可再生能源发电量之间落差)的“鸭子曲线”,净负荷在上午逐步走低,14点出现深谷,16点后急速增长,至18时出现尖峰。同时“鸭子曲线”也在目前山东、山西等地区的电力现货市场的电价中出现。

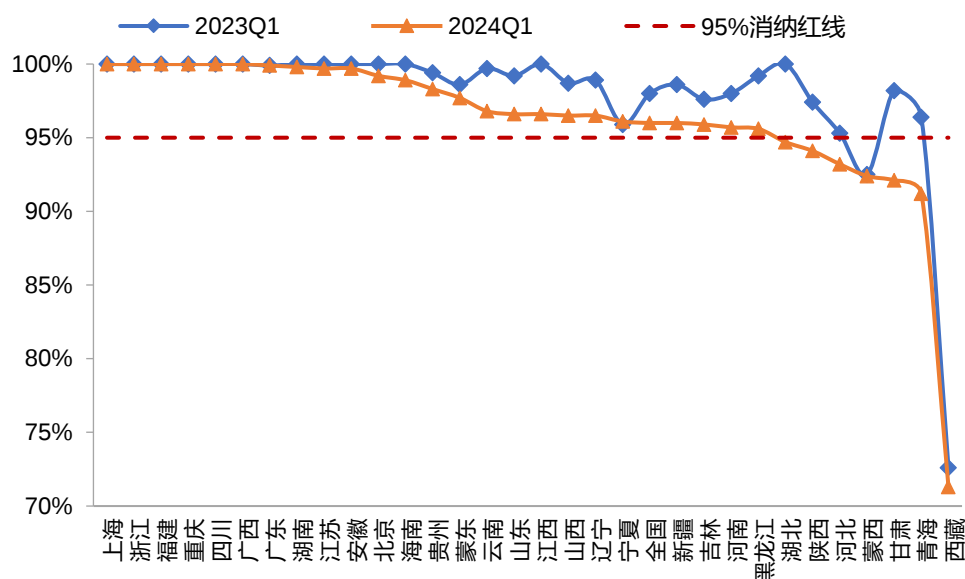
图表29: “鸭子曲线”变“峡谷曲线”



来源：国际能源网，CAISO，贤集网，华福证券研究所

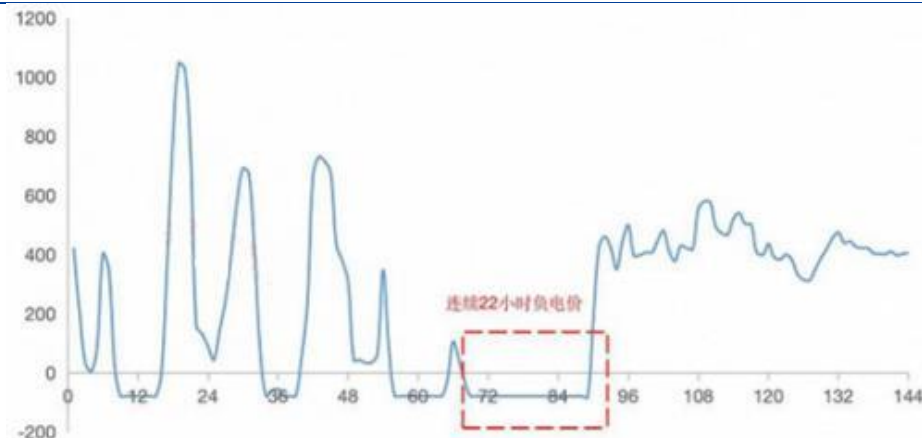
光伏消纳问题逐渐显露，24 年 Q1 光伏利用率同比下降明显。根据全国新能源消纳监测预警中心发布的《2024 年 3 月全国新能源并网消纳情况》，2024 年 1-3 月，全国光伏的利用率为 96%，2023 年同期为 98%；光伏利用率为 100% 的省份共 6 个，分别为上海、浙江、福建、重庆、四川、广西；光伏利用率低于 95% 的省份（地区）共 7 个，分别为湖北、陕西、河北、蒙西、甘肃、青海、西藏。午间低谷电价政策正蔓延至全国各个省份，部分地区甚至出现零电价或负电价。山东、山西等具备电力现货市场的新能源大省在现货电价方面多次因市场规则的不同出现“零电价”（山西）和“负电价”（山东）。2023 年“五一”假期期间，山东实时现货交易连续 22 小时为负电价，“十一”假期期间，山东再次出现连续 7 个小时的负电价。

图表30: 2023 和 2024 年 Q1 各省光伏发电利用率



来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 华福证券研究所

图表31: 山东省 2023.4.29-2023.5.3 电力现货交易价格 (元/MWh)

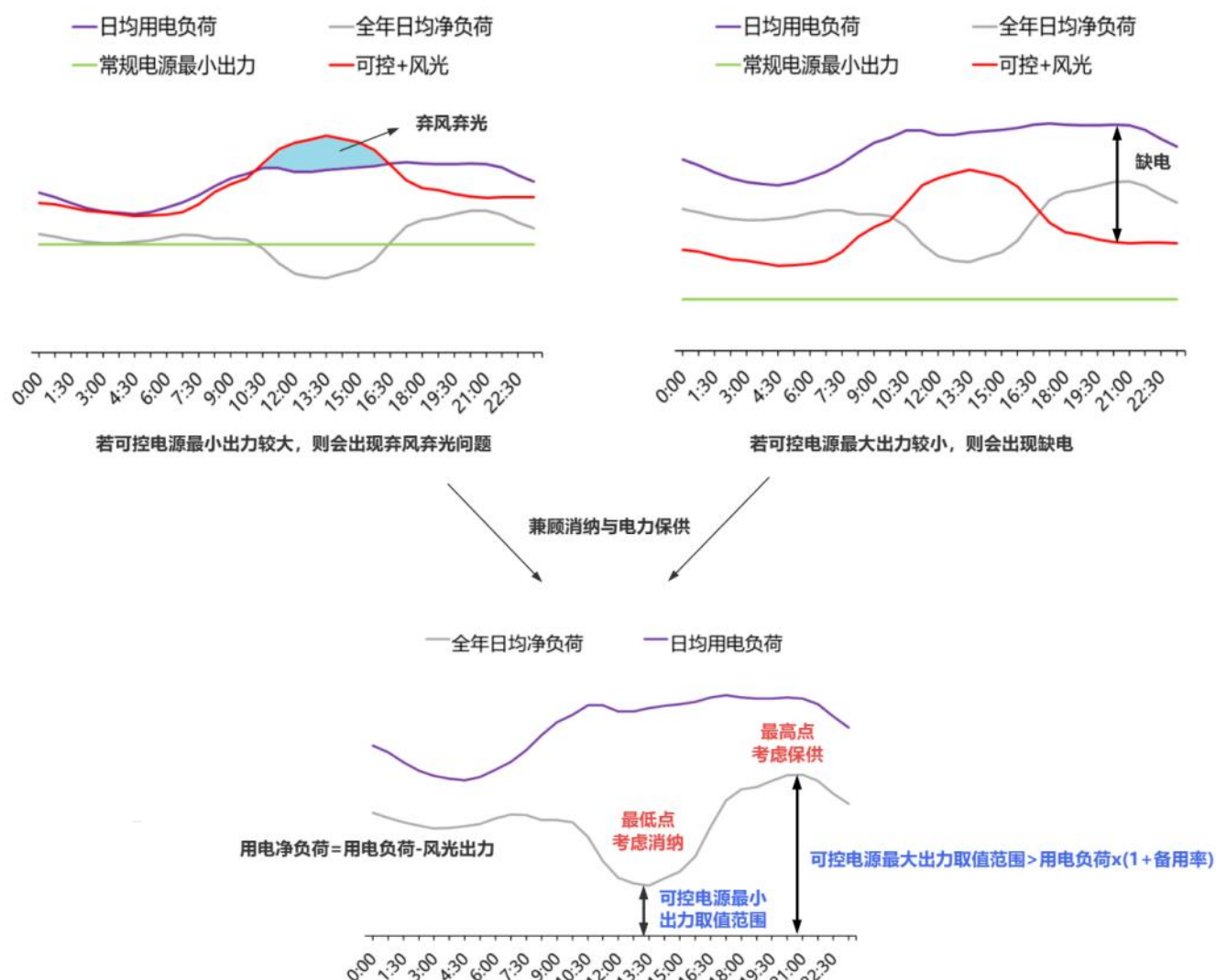


来源: 山东电力交易中心, 界面新闻, 华福证券研究所

我们进行了 2023-2025 年新能源剩余调峰容量的测算, 测算逻辑如下: 我们将 2020 年各省工作日及节假日平均用电负荷加总得到 2020 年全年全国 24h 平均用电负荷, 以用电量为比例, 近似得到 2023 年全年全国 24h 平均用电负荷, 假设 24-25 年逐年用电负荷增加 5%, 且将火电、核电、水电、新型储能划分为可调峰电源, 其中火电划分为煤电 (又分为灵活性改造后煤电及常规煤电) 和气电, 由于要同时考虑电源保供和新能源消纳, 其中电力保供需考虑在净负荷 (净负荷=用电负荷-风光出力) 最大时: 可控电源最大出力+对应时点风光出力 $\geq$ 此时用电负荷 $\times$ (1+备用率), 由于常规煤电、灵活性改造后煤电碳排放为上述所有电源中最大的, 因此我们假设优先其他电源开机, 后优先灵活性改造后煤电开机, 最后考虑常规煤电开机, 由此可得出满足保供要求的常规煤电开机容量; 对于消纳方面, 若假设无弃风弃光, 需考虑净负荷最小时 (即消纳压力最大时): 可控电源最小出力+对应时点风光出力 $\leq$ 此时用电负荷, 若假设风光利用率满足 95% 消纳红线, 我们简化为煤电 (常规煤电及灵活性煤电) 开机容量即使降低到当时最低水平, 仍无法满足全部风光消纳, 则我们将不等式简化为: 可控电源最小出力+对应时点风光出力 $\times 95\% \leq$ 此时用电负荷, 据此可算出

最大调峰空间，减去当年累计风光装机量，可得到新能源剩余调峰空间。

图表32：可控电源调峰范围原理



来源：CSPPLAZA 光热发电网、华福证券研究所

按照可控电源十四五规划目标，23-25 年新能源剩余调峰空间逐年下降。我们按照十四五规划（其中储能取自其中 24 省十四五规划），即 2025 年常规煤电/灵活性改造后煤电/气电/常规水电/抽水储能/核电/储能累计装机分别为 840/410/150/380/62/70/65.85GW，2024 年按照 2023 和 2025 年的平均值，同时假设 2024 年中国光伏/风电新增装机分别为 250/90GW，2025 年分别新增 275/105GW，2024/2025 年逐年用电量上升 5%。按照上述测算逻辑，我们测算得出风光可完全消纳下的 2023-2025 年新能源剩余调峰空间分别为 214.2/135.4/14.1GW，将在 2025 年左右消耗殆尽；若按照 95%的消纳率，则消纳压力最大时刻仅有 95%风光电力能被消纳，测算得出 2023-2025 年新能源剩余调峰空间分别提升为 251.8/178.2/60.9GW，即剩余可新增的新能源装机容量。可看出随风光装机不断提升，新能源调峰能力将持续下降，且以上测算均为理想条件，实际考虑可控电源启停调峰时序可能错配、及电网阻塞等问题后，实际调峰空间将小于我们的测算结果。

图表33：十四五目标下 2023-2025 年新能源剩余调峰空间测算

假设条件 (MW) :						
可控电源		2023年累计装机规模	最小出力系数	最大出力系数	2024年累计装机规模	十四五目标 (2025年装机)
火电	煤电	935000	60%	100%	887500	840000
	灵活性改造后煤电	225000	30%	100%	317500	410000
	气电	130000	0%	100%	140000	150000
水电	常规水电	370159	50%	86%	375079.5	380000
	抽水蓄能	51381	-100%	100%	56690.5	62000
核电		56910	100%	100%	63455	70000
新型储能 (按2h配储, 一充一放的等效容量)		15695	-100%	100%	24310	32925
输出结果 (GW) :						
			2023年	2024年	2025年	
100%消纳约束下新能源剩余调峰空间			214.2	135.4	14.1	
95%消纳约束下新能源剩余调峰空间			251.8	178.2	60.9	

来源: 中国政府网、国家发改委、国家能源局、碳排放交易、中国电力网、《考虑机组穿越振动区风险的水电站 AGC 日前经济负荷分配策略研究》、北极星核电网、索比储能网、北极星储能网、国际能源网、人民网、财经杂志、电子工程世界、北极星火力发电网、智能电力网、华福证券研究所测算
注: 新型储能为其中 24 省十四五规划目标

若考虑储能增长可能远超十四五目标, 25 年新能源剩余调峰空间将提升 114.4GW。实际上按照我们的预测, 2024-2025 年新型储能有望远超十四五目标, 假设 2024-2025 年新型储能新增装机量分别为 82.1/131.5GWh, 假设为一充一放模式, 即调峰等效装机规模分别为 41.05/65.73GW, 保持其他条件不变, 可测算出风光可完全消纳下的 2024-2025 年新能源剩余调峰空间分别为 185.6/130.5GW; 若按照 95%的消纳率, 则 2024-2025 年新能源剩余调峰空间分别为 231.1/174.3GW, 相比各省十四五新型储能装机目标, 2024 年 100%消纳率/95%消纳率下调峰能力分别提升 50.2/52.8GW, 2025 年分别提升 116.4/113.4GW, 有较大提升空间。

图表34: 预测储能装机下 2023-2025 年新能源剩余调峰空间测算

假设条件 (MW) :						
可控电源		2023年累计装机规模	最小出力系数	最大出力系数	2024年累计装机规模	2025年累计装机规模
火电	煤电	935000	60%	100%	887500	840000
	灵活性改造后煤电	225000	30%	100%	317500	410000
	气电	130000	0%	100%	140000	150000
水电	常规水电	370159	50%	86%	375079.5	380000
	抽水蓄能	51381	-100%	100%	56690.5	62000
核电		56910	100%	100%	63455	70000
新型储能 (按2h配储, 一充一放的等效容量)		15695	-100%	100%	56745	122495
输出结果 (GW) :						
			2023年	2024年	2025年	
100%消纳约束下新能源剩余调峰空间			214.2	185.6	130.5	
95%消纳约束下新能源剩余调峰空间			251.8	231.1	174.3	

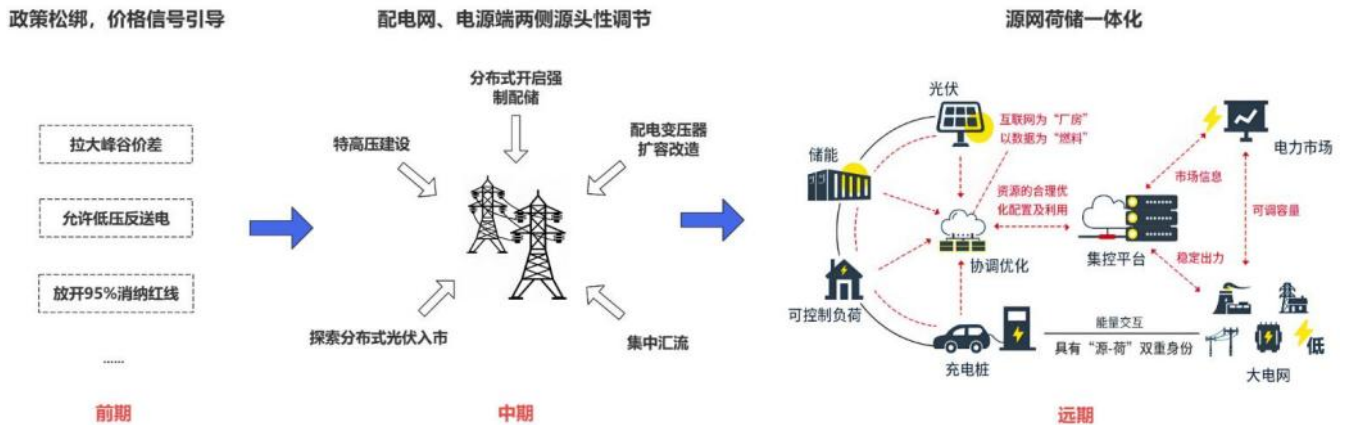
来源: 中国政府网、国家发改委、国家能源局、碳排放交易、中国电力网、《考虑机组穿越振动区风险的水电站 AGC 日前经济负荷分配策略研究》、北极星核电网、索比储能网、北极星储能网、国际能源网、人民网、财经杂志、电子工程世界、北极星火力发电网、智能电力网、华福证券研究所测算

3 破局之道: 循序渐进多策并举, 消纳难题曙光已现

我们认为, 目前分布式乃至新能源消纳问题的解决是一个循序渐进, 先以政策引导, 后行业自发调整适应, 最终达到电源侧与电网侧经济性相对平衡的过程。目前还处于较前期的拉大峰谷价差、允许低压反送电、放开 95%消纳红线、鼓励配储等以政策松绑、价格信号激励为主要形式来短时间纾解消纳难题的手段; 而中期则是配电变压器扩容改造、加快特高压建设、集中汇流、探索分布式入市交易、新能源参与调峰以及经济性逐步提升下分布式开启强制配储等能够从配电网、电源端两侧源头性

调节措施；而远期来看，最终需要建立的是以经济性配储、健全绿证制度为基础的完善的新能源电力现货市场，特高压建设完善及配电网容量充足，以及微电网、虚拟电厂共同协调的源网荷储一体化调节网络。

图表35：分布式消纳破局的三个阶段



来源：厦门柏瑞科电气有限公司、华福证券研究所

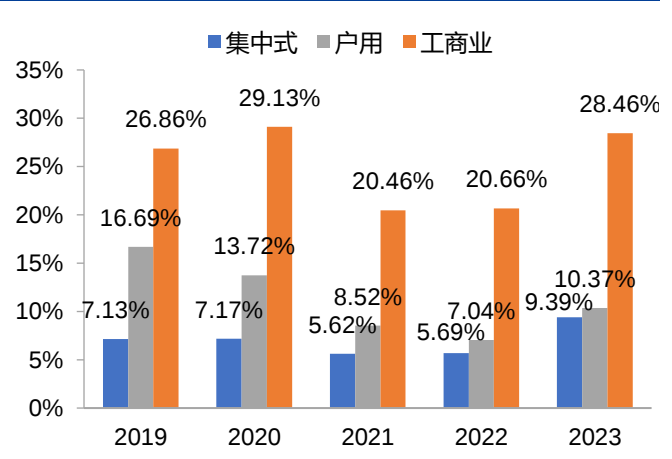
短期内分布式利益损伤无需过于悲观，长期来看降本增效度过阵痛期。短期内，分布式光伏收益性不可避免会有一定损失，然而分布式光伏多年来降本增效，户用尤其是工商业分布式已具备较高经济性，已经为之后逐渐承担消纳解决措施所需额外成本留下较大空间，短期内对收益率无需过于悲观，而长期来看，分布式以及储能成本的不断下降，将有足够经济性应对进入电力市场交易。消纳压力逐渐从电网侧、传统能源主要承担，最终随新能源经济性提升平稳过渡到新能源侧、负荷侧、电网侧共同承担。

图表36：我国工商业分布式光伏初始全投资趋势



来源：CPIA，华福证券研究所

图表37：2019-2023 年不同光伏电站 IRR



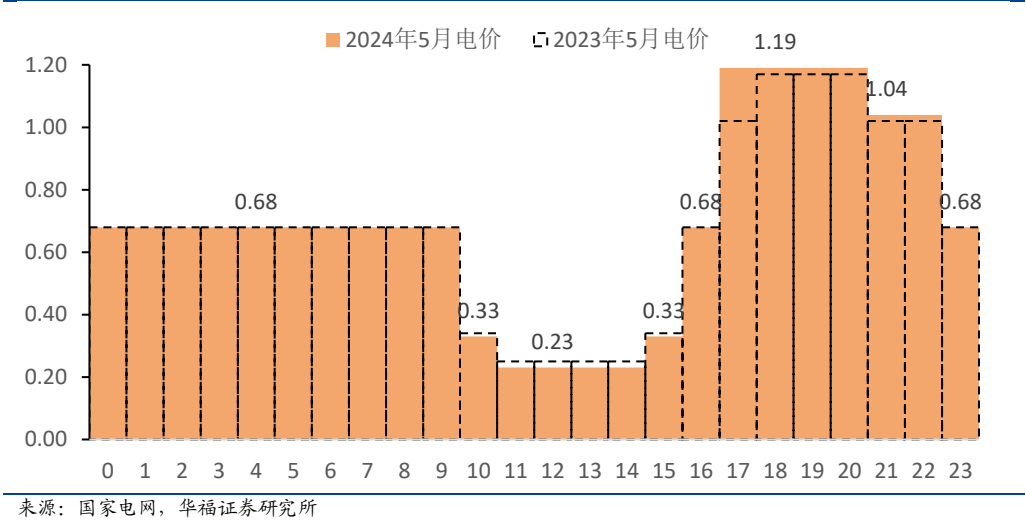
来源：国家能源局，CPIA，华福证券研究所

3.1 前期：以政策松绑+价格信号引导，解并网消纳空间不足之急

设置分时电价，初步能够调节峰谷负荷。目前，多省以逐渐调整峰谷价差及浮动比例，来引导用户晚峰负荷向午间和夜间转移，缓解光伏出力降低后电网调峰压力，以价格信号引导客户主动削峰填谷，如山东于 2023 年初实施分时电价动态调整机制，

一年来，午间新能源消纳空间增加约 350 万千瓦，晚高峰转移用电负荷约 200 万千瓦，为单个企业最大节省电费 1800 万元。并且新能源装机占比已达 70%以上的冀北，预计 2023 年底进一步优化分时电价机制后，预计可提升午间光伏发电消纳能力约 110 万千瓦，提升夜间风电消纳能力约 65 万千瓦，缓解弃风弃光的消纳压力。

图表38： 2023 年 5 月及 2024 年 5 月山东峰谷电价图（元/千瓦时）



允许低压反送电、应接尽接，保证短期分布式装机空间。2021 年 10 月，国务院印发《2030 年前碳达峰行动方案》坚持集中式与分布式并举，全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展。目前分布式光伏进入平价时代，对于分布式目前面对的高渗透率地区出现电网接入和消纳受限的问题，国家能源局明确回应：分布式光伏有利于消减电力尖峰负荷，有利于节约优化配电网投资，有利于引导居民绿色消费，国家积极支持开展相关工作。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，可采取适当反送电措施，努力做到应接尽接。

图表39： 分布式光伏重点政策梳理

时间	主体	政策	主要内容
2009/3	财政部及住房与城乡建设部	《关于加快推进太阳能光电建筑应用的实施意见》	明确太阳能光电建筑应用的重要意义，支持开展分布式光伏应用示范。
2012/9	国家能源局	《关于申报分布式光伏发电规模化应用示范区的通知》	将构建分布式光伏发电规模化应用示范区纳入根据全国可再生能源发展“十二五”规划和太阳能发电发展“十二五”规划。
2013/7	国务院	《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》	分析分布式光伏产业不协调、我国光伏企业普遍经营困难的情况，制定积极开拓光伏应用市场的发展原则，完善财政补贴支持政策，标志分布式光伏发电政策的正式出台。
2013/8	国家发展改革委	《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	明确各地区地面电站上网标杆电价，分布式光伏电站补贴店家 0.42 元 /KWh，
2013/7	国家发展改革委	《关于分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》	进一步细化明确了分布式光伏发电的领域、技术、运营管理要求。
2015/3	工业和信息化部	《光伏制造行业规范条件》	对光伏制造业的管理、运营情况进一步规范
2015/4	国家能源局、安监总局	《光伏发电企业安全生产标准化创建规范》	针对 110 千伏及以上电压等级接入公共电网的新建、改建和扩建光伏发电企业今年新生产标准化建设。

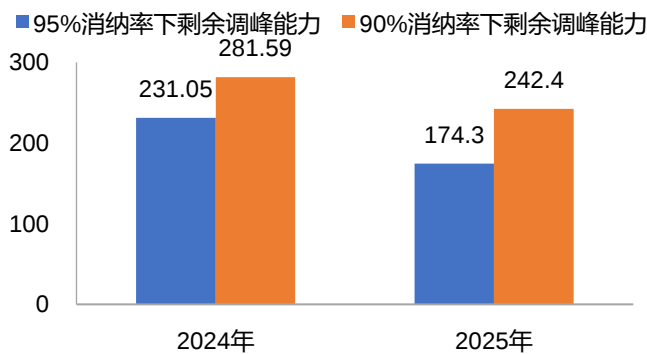


2017/10	国家发展改革委	《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》	确定分布式光伏发电交易的市场交易模式、价格标准，开始推动市场化。
2018/5	发改委、财政部、能源局	《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	在电价上确定规模及电价同时下调的原则，对规模进行了缩减。
2019/5	国家能源局	《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	明确实行全面竞价模式、明确项目分类，并完成各类项目补贴总金额的分配。
2021/6	国家能源局	《关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》	明确对各试点地区屋顶分布式光伏开发方案实行的监测规范。
2021/9	国家能源局	《关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》	明确回复：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。
2023/4	国家能源局	《2023 年能源工作指导意见》	明确推进分布式光伏供应保障能力则国强、结构转型深入、质量效率稳步提升的总体目标，大力推进分布式光伏发电项目建设。
2023/6	国家能源局	《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》	明确在全国选取典型省份进行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：国家能源局官网，华福证券研究所

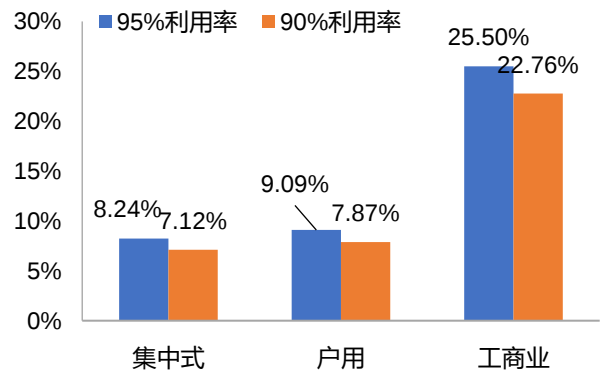
放宽 95%消纳红线，释放新能源规模及消纳空间，分布式收益率仍有韧性。在高新能渗透率情况下，合理弃电是经济且必要的。利用率管控目标将影响可接纳的新能源发展规模、系统灵活资源需求和电力供应成本，设定过高利用率的消纳目标既不经济，也将限制新能源发展规模。2024 年 5 月 23 日，国务院印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》，文件明确，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%，对此前 95%利用率进行松绑，能够有效缓解调峰压力，据我们测算，以预测储能装机为例，2024 年 95%/90%利用率下剩余调峰能力分别剩余 231.1/281.6GW，2025 年则将分别剩余 174.3/242.4GW，分别能够额外释放 50.5/68.1GW 调峰空间，即利用率要求每下降 1pct，调峰空间能够释放 10-14GW；然而另一方面，降低光伏运营商收益率不可避免，但据我们测算，以 2023 年测算，90%利用率下集中式/户用/工商业 IRR 分别为 7.12%/7.87%/22.76%，消纳红线放松后分布式尤其是工商业光伏相较集中式展现出更大韧性。

图表40：2024 年不同利用率下剩余调峰能力(GW)



来源：中国政府网；国家发改委；国家能源局；碳排放交易；中国电力网；《考虑机组穿越振动区风险的水电站 AGC 日前经济负荷分配策略研究》；北极星核电网；索比储能网；北极星储能网；国际能源网；人民网；财经杂志；电子工程世界；北极星火力发电网；智能电力网；华福证券研究所测算

图表41：2023 年不同利用率下各光伏电站 IRR



来源：国家能源局，CPIA，华福证券研究所

3.2 中期：配电网改革建设加速，电源侧逐步承担消纳责任

3.2.1 配电网改革建设加快，集中汇流并网匹配建设进程

配电变压器扩容及线路改造加快，增加分布式接入规模。目前我国中东部分布式新能源开发卡在了配电网建设不足上，我国北方省份户均配电容量大多在3千瓦左右，而国际上如德国等发达国家和国内浙江等省份，这一数据在6-8千瓦，因此若山东户均配电容量扩容到浙江水平，分布式接入容量能够提升1-2倍，有极大提升空间。2024年2月6日，国家发展改革委和国家能源局发布《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》，旨在解决新能源消纳问题，提升电网承载能力，确保新能源电力能够顺利接入并有效消纳。意见指出：到2025年，配电网网架结构更加坚强清晰，供配电能力合理充裕；配电网承载力和灵活性显著提升，具备5亿千瓦左右分布式新能源、1200万台左右充电桩接入能力。我们认为中期来看，以密集新政支撑下的配电网端扩容改革，有望有效提升分布式接入容量。

图表42：“十四五”以来配电网重点政策

政策日期	政策名称	政策内容
2022年3月22日	《“十四五”现代能源体系规划》	创新电网结构形态和运行模式。加快配电网改造升级，推动智能配电网、主动配电网建设，提高配电网接纳新能源和多元化负荷的承载力和灵活性，促进新能源优先就地就近开发利用。
2024年2月6日	《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》	满足大规模分布式新能源接网需求。结合分布式新能源发展目标，有针对性加强配电网建设，配套完善电网稳定运行手段，保障电能质量。
2024年5月29日	《2024—2025年节能降碳行动方案》	鼓励消纳，加快跨省跨区电力通道建设和配电网改造，推进抽水蓄能、新型储能建设，提升电网对新能源接入的承载能力。
2024年6月4日	《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》	加强规划管理，分别对500千伏及以上、500千伏以下配套电网项目及配电网的规划管理工作提出改进要求。其中，明确为国家布局的大型风电光伏基地、流域水风光一体化基地等重点项目开辟纳规“绿色通道”；加快项目建设，并公布了2024年开工和投产的70个新能源配套电网重点项目。

来源：北极星输配电网、中国政府网、国家发展和改革委员会官网、CWEA、华福证券研究所

特高压建设规划加速，增强光伏全局消纳能力。特高压输电线路就像电力“高速公路”，在新能源就地消纳能力有限的情况下，通过外送通道将新能源电力输送至用电负荷较高的发达地区，既能满足产业聚集地区用电需求，也能实现新能源电力的有效利用。分布式光伏具有能够就地消纳的特性，消纳问题方面优于集中式大基地，且分布式电压等级较低，和特高压不相匹配，因此特高压主要解决的是西北地区风光大基地的消纳问题。目前电网侧建设正在逐步电源侧的发展，电网建设规划正在加速。据《中国能源报》报道，“十四五”期间，国网规划建设特高压线路“24交14直”，涉及线路3万余公里，变电换流容量3.4亿千伏安，总投资3800亿元，相比“十三五”期间国网2800亿左右投资额，已有明显提速。

图表43： 2025 年特高压骨干网架示意图



来源：国电阳光，《中国“十四五”电力发展规划研究》，华福证券研究所

图表44： 电力系统支撑能力对比图

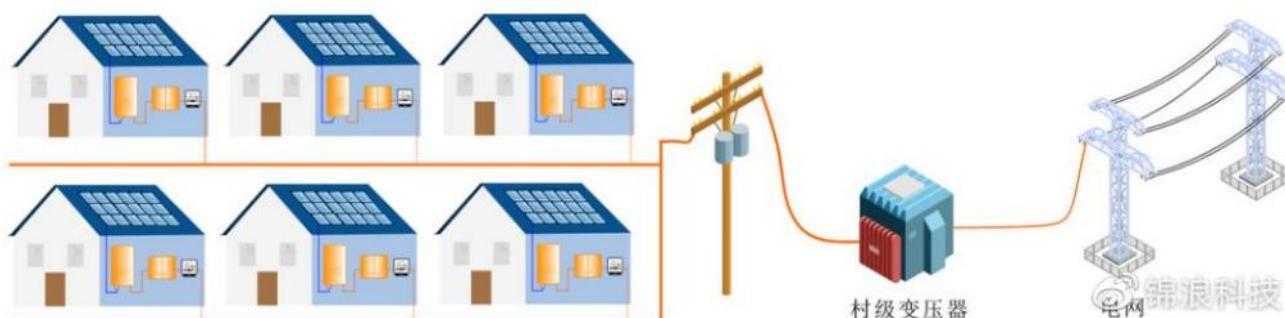
支撑常规特高压直流运行能力	常规同步电源	光伏
提供充足的短路容量和电压支撑	★★★★★	★
耐低压和过电压能力	★★★★★	★★
耐低频和高频能力	★★★★★	★★
具备充足的调压/调频能力	★★★★★	★
日内直流输电曲线不直频繁调节	可跟随	不可跟随
顶峰（晚高峰）发电能力	★★★★★	无

来源：水电水利规划设计总院，北极星太阳能光伏网，CPIA，华福证券研究所

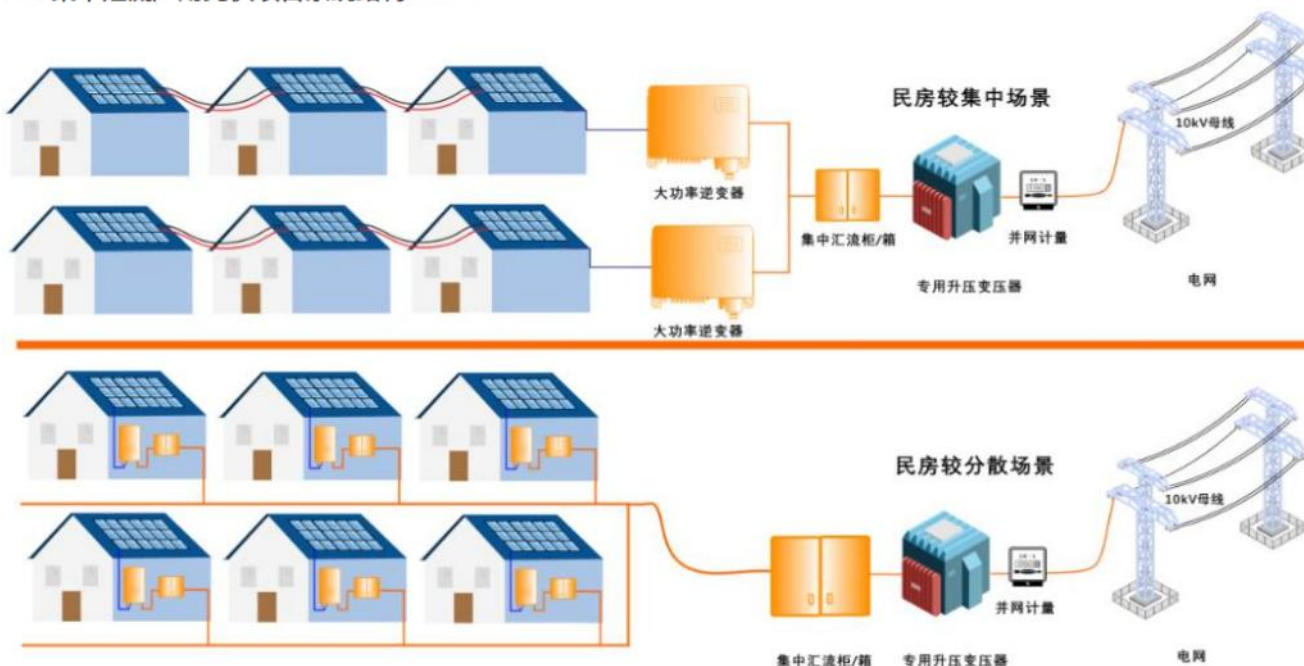
分布式探索集中汇流并网，匹配电网建设进程。集中汇流是将整村的屋顶集中，以商业模式安装光伏并网从而取代以自然人单户安装光伏并网的新解决方案，集中汇流方案将居民屋顶进行整合开发，根据屋顶大小和集中程度选择合适容量的逆变器进行配置，最后将全村所有光伏项目集中汇流至一台或几台专用升压变压器，通过10千伏线路并入电网，可在当前电网建设周期长、变压器容量不足时扩容户用分布式装机。当前多地户用光伏并网消纳形势严峻，在户用光伏达到一定比例的地区，已有多地推广集中汇流模式，实现台区和线路增容，集中汇流后的光伏系统可配储、可控、可调和参与市场。如山东省鉴于分布式光伏较为严峻的消纳、接网形势，多地尝试以集中汇流、台区配储等方式来增加实现分布式光伏消纳扩容，目前省内已有多个集中汇流项目落地并网，纾解消纳难题同时取得良好收益。

图表45: 传统户用光伏项目系统结构 vs 集中汇流户用光伏项目系统结构

01传统户用光伏项目系统结构



02 集中汇流户用光伏项目系统结构



来源: 锦浪科技, 华福证券研究所

3.2.2 探索分布式入市交易, 电源侧逐步承担消纳责任

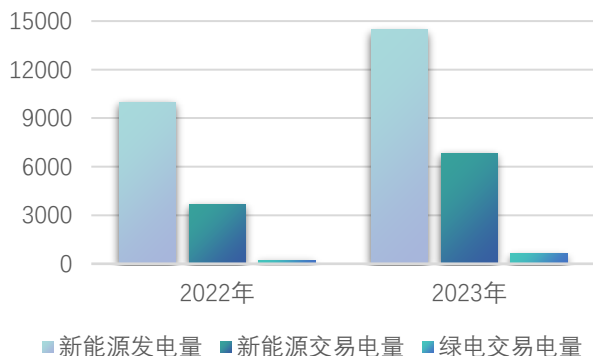
分布式入市箭在弦上, 收益率承压不可避免。由于新能源地面电站发展早于分布式, 成熟度已经较高, 实际上多省地面电站已经参与电力市场化交易, 全国新能源电量参与市场化交易比例快速增长, 2023 年已经达到 47.3%, 其中主要是一些风光大基地项目。然而随消纳压力加剧以及分布式装机比例迅速提升, 仅仅依靠集中式来承担消纳责任并不足够、也不公平, 随着目前分布式光伏发展逐步走向成熟, 我们认为分布式光伏入市交易已是大势所趋, 分布式与集中式共同承担消纳责任已箭在弦上, 2024 年 5 月 21 日, 山东省发布的分布式征求意见函中已提出, “工商业’自发自用、余电上网’模式的, 上网电量按当月集中式光伏现货市场加权平均电价结算”。然而进入电力市场化交易, 光伏出力大发与负荷高峰时段不匹配, 不可避免有收益率损失, 据中国电力企业联合会, 2023 年山西现货市场现货机组结算均价 0.3577 元/kWh, 而光伏结算均价为 0.2440 元/kWh, 新能源入市后结算价格短期将承压。

图表46: 新能源参与电力市场化交易情况 (亿千瓦时)

省份	光伏进入电力市场交易政策
内蒙古	符合条件的蒙西电网现役燃煤机组、风电和光伏项目直接参与市场交易，常规光伏项目250小时以外的发电量参与电力市场。
河南	省内风电、光伏电量优先满足居民、农业用电需求，剩余新能源电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理。
四川	风电项目优先发电量暂按800h确定，光伏优发电量为600h，枯、丰水期有所调整，剩余进入市场交易。
广西	集中式风电、光伏发电企业超过等效上网电量的电量参与市场化交易，集中式光伏发电企业等效利用小时数为500小时。
甘肃	新能源发电企业按照峰谷分时系数确定交易价格，光伏中长期交易价格不超过0.1539元/千瓦时，工商业用户峰谷分时电价机制进一步完善。
云南	2024年上半年全容量并网的光伏项目月度上网电量的35%、下半年全容量并网的光伏项目月度上网电量的45%需在清洁能源市场交易。
河北	中长期交易中，省调直调光伏秋冬季入市比例暂定为40%，春秋季节暂定为60%，鼓励符合条件的光伏以聚合方式参与中长期交易。
山东	参与中长期交易的集中式新能源场站全电量参与现货市场；未参与中长期交易的按照预计当期电量的10%参与现货市场。
辽宁	优先发电以外的上网电量，全部参与省内电力市场交易和跨省外送交易。
吉林	光伏机组中乡村振兴、扶贫、分布式上网电量全额收购，其余按“保量保价”和“保量竞价”相结合方式收购，保量竞价电量参与市场交易。
黑龙江	平价(含低价)的光伏发电保障性小时数暂按1300小时确定，剩余电量进入市场交易，其他风电、光伏发电全部进入市场交易。
湖南	2024年风电和集中式光伏电站(不含扶贫项目)均不安排优先发电计划，通过市场交易获得电量。
陕西	除优先发电之外的电量全部进入市场，西安分布式光伏电站可采用“自发自用”“自发自用，余电上网”或者“全额上网”等并网模式。
青海	2024年新能源年度市场交易合同签约比例不得低于市场化总电量的80%，光伏发电峰谷电价在平电价的基础上上浮不低于63%、下浮不低于20%。
宁夏	风电、光伏优先发电计划55.35亿千瓦时，计划以外电量全部进入市场，新能源暂按不低于2023年上网电量的40%参与年度交易。
广东	自2024年1月起，220kV及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部参与现货市场交易，适时参加中长期市场交易(含绿电交易)。

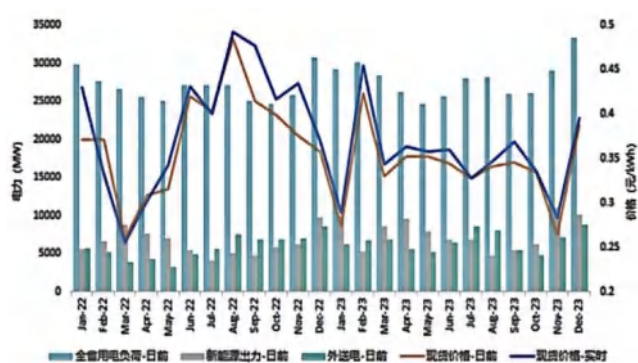
来源：元一能源、北极星太阳能光伏网，各省能源局、发改委、华福证券研究所

图表47: 新能源参与电力市场化交易情况(亿 kWh)



来源：智汇光伏、华福证券研究所

图表48: 22-23 年山西现货市场出清结果月度走势



来源：华能天成租赁、中国电力企业联合会、阳光工匠储能网、华福证券研究所

分布式具备入市基础，短期收益无需过度悲观。由于 2022 年以来，我国的大工业、工商业项目全部参与市场化交易，工商业分布式光伏基本都执行用户侧工商业电价，且工商业基本为自发自用，余电上网模式，因此实质上已进入电力市场化交易。我们以 2024 年 5 月山东分时电价为例，假设工商业光伏 70%自发自用，30%余电上网，结合光伏 24h 实际出力，假设平时/低谷/深谷/尖峰/高峰光伏出力比例分别为 25%/28%/35%/12%/0%，且假设余电上网电价入市交易，日均结算价为 0.25 元/度，得出综合电价为 0.41 元/度，在当前组件价格进入 0.8 元/W 时代下，IRR 仍有 18%，因此我们认为，工商业光伏已具备入市基础。而户用方面由于全额上网模式还较多，因此可能会受到较大影响，然而我们认为户用光伏上网模式大概率不会一刀切，并且

即使直接入市交易，可能也会采取区分电站已投入运营年限来划分入市比例等措施，保护新投运户用电站利益。

图表49：工商业光伏入市后综合电价测算（元/kWh）

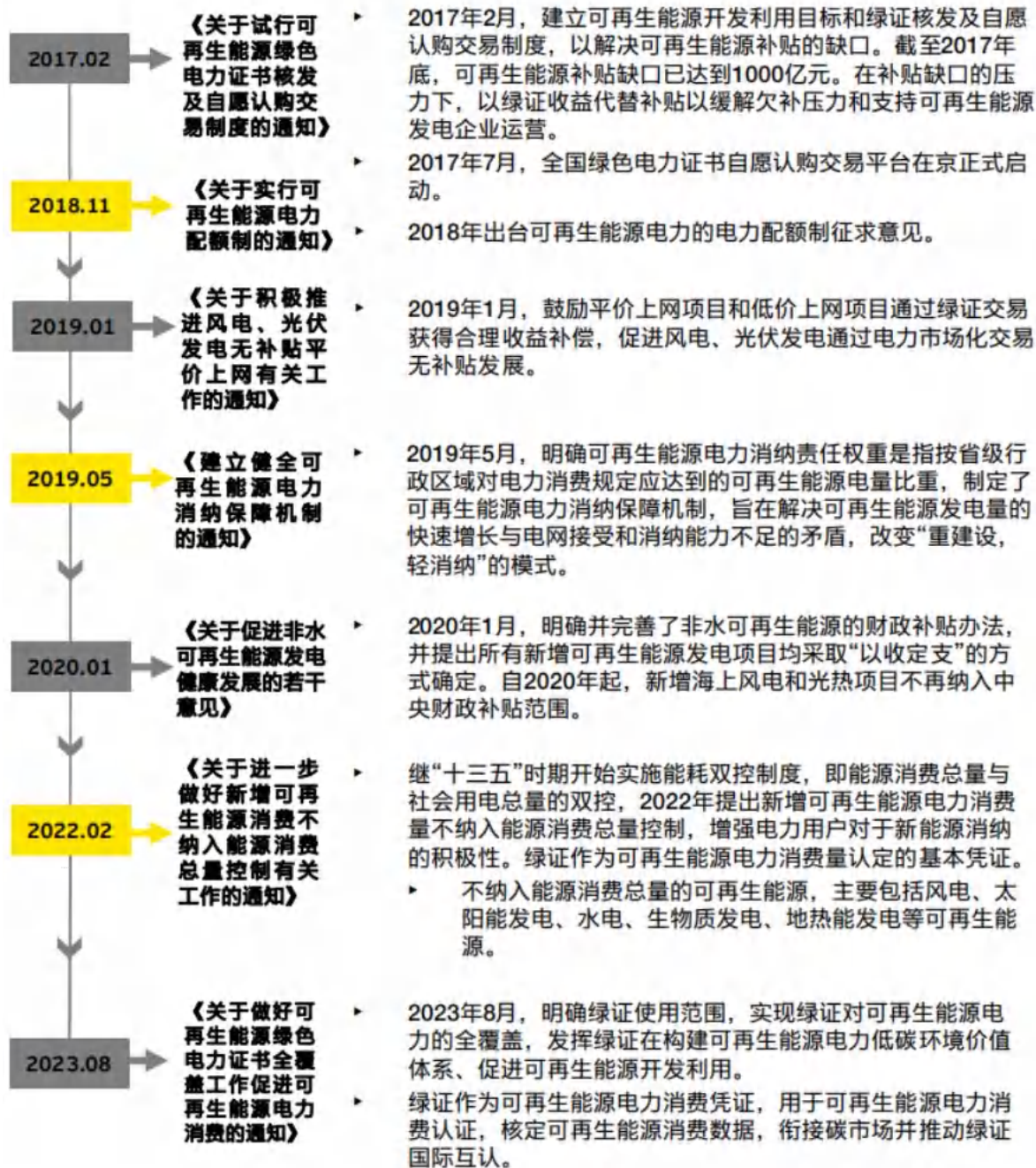
光伏出力时段假设					其他假设&输出结果	
电价	时段	光伏出力比例	各时段出力比例加总			
平时	0.68	00:00-09:00	15%	25%	自发自用比例	70%
		16:00-17:00	10%		余电上网比例	30%
		23:00-24:00	0%		自用平均电价	0.49
低谷	0.33	10:00-11:00	18%	28%	入市上网电价	0.25
		15:00-16:00	10%		综合电价	0.41
深谷	0.23	11:00-15:00	35%	35%		
尖峰	1.19	17:00-21:00	12%	12%		
高峰	1.04	21:00-23:00	0%	0%		

来源：山东电网、大云网、中国电力企业联合会、华福证券研究所测算

绿证制度逐步完善，提升光伏运营商收益。绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。可交易绿证除用作可再生能源电力消费凭证外，还可通过参与绿证绿电交易等方式在发电企业和用户间有偿转让。目前绿证政策频发，2023年8月3日，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》，进一步健全绿证制度，实现对所有可再生能源项目的绿证核发全覆盖。2024年5月29日，国务院印发的《2024—2025年节能降碳行动方案》中又提出，加强可再生能源绿色电力证书交易与节能降碳政策衔接，2024年底实现绿证核发全覆盖。未来，绿证和碳排放权交易市场或将实现互通，从而显著提升绿电溢价。从长期来看，随绿证制度持续完善，光伏运营商盈利空间将大大提升，对冲一部分入市交易影响。



图表50: 绿证制度发展历程



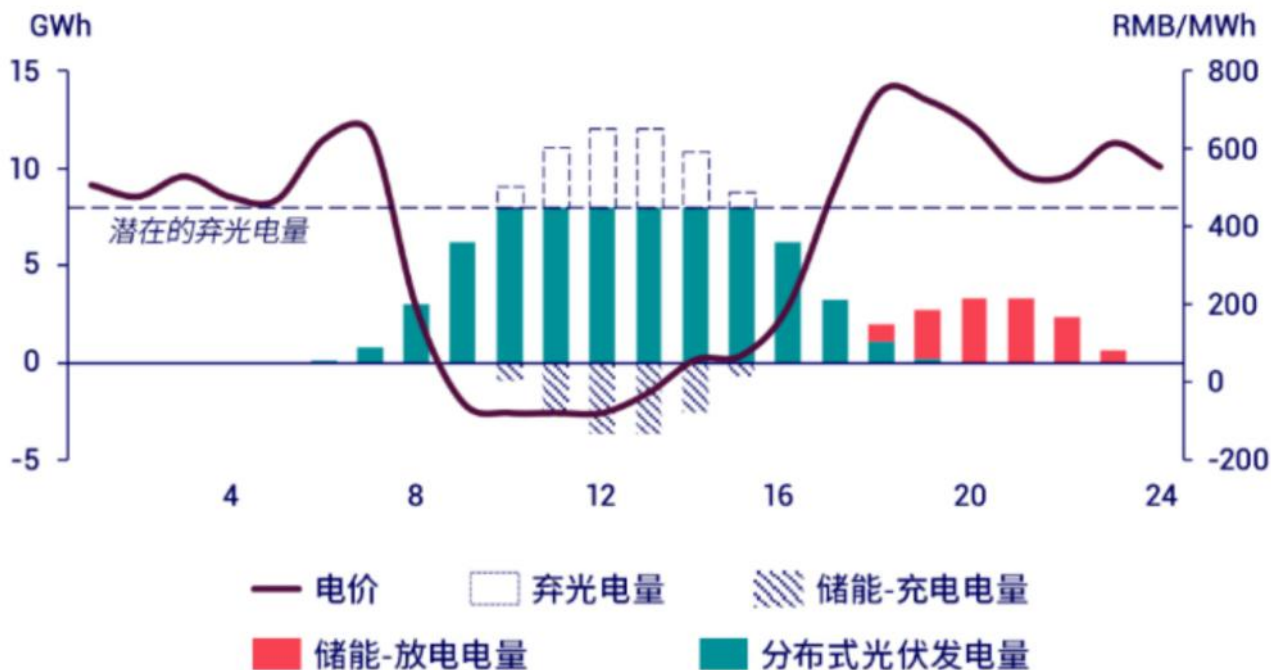
来源：《2023 年中国绿色能源行业洞察报告》、华福证券研究所测算

3.2.3 分布式配储大势所趋，经济性提升加强配储意愿

配储能将低谷时段光伏大发电力储存，尖峰时刻释放，是解决光伏消纳问题必选之路。新能源配置储能一方面能够削峰填谷，作为重要调峰电源；另一方面能够在峰谷价差拉大现状下，解决新能源大发时刻与用电尖峰不匹配问题，在电价较低时段进行充电，电价较高时段进行放电，利用厂区用电的峰谷价差获取利润。总体而言，储能具有平抑新能源输出功率波动、提升新能源消纳量、降低发电计划偏差、提升电网安全运行稳定性、缓解输电阻塞等作用，在能量市场、辅助服务市场、容量市场中具有多元价值。我们认为，光伏配储是光伏消纳问题的必选方案。

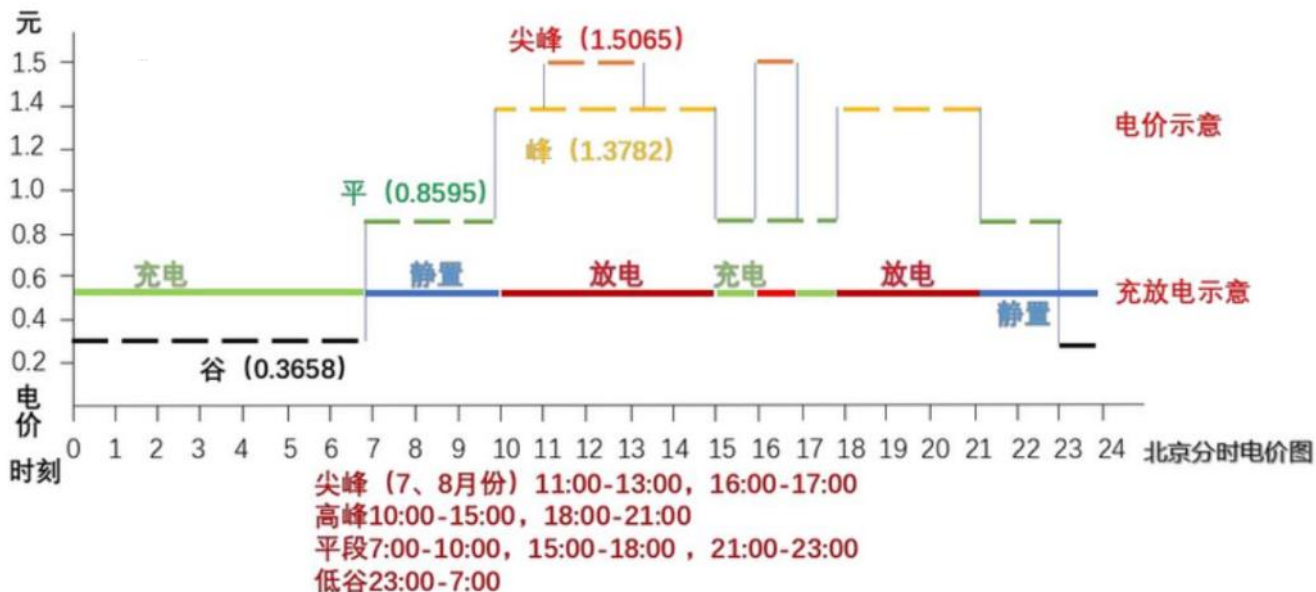
图表51: 配储削峰填谷作用

山东省分布式光伏项目配储的理想发电曲线



来源: Wood Mackenzie、山东省电力交易门户网站、escn、华福证券研究所

图表52: 配储能提升光伏收益



来源: 腾岛绿电、华福证券研究所

分布式配储需求紧迫, 强制配储政策或已在路上。目前严峻的弃光风险已经极大限制了分布式光伏的发电潜力, 配储需求已十分急迫。过去, 强制配置储能的政策只存在于大型集中式光伏电站身上, 如今, 随着分布式光伏成为新增装机主力, 同样的配储要求正发生在工商业、户用光伏等分布式光伏身上。据不完全统计, 已明确提及分布式配储的省份已有 12 省, 其中落地强制分布式配储的省份包括浙江、山东、河南、湖南等 4 省, 其余多以鼓励、试点、推广为主要形式, 各省分布式配储政策已在路上。我们认为随目前分布式光伏渗透率快速提升、新能源消纳现状不容乐观以及



分布式反送电现象日益严重，分布式强制配储已是大势所趋。

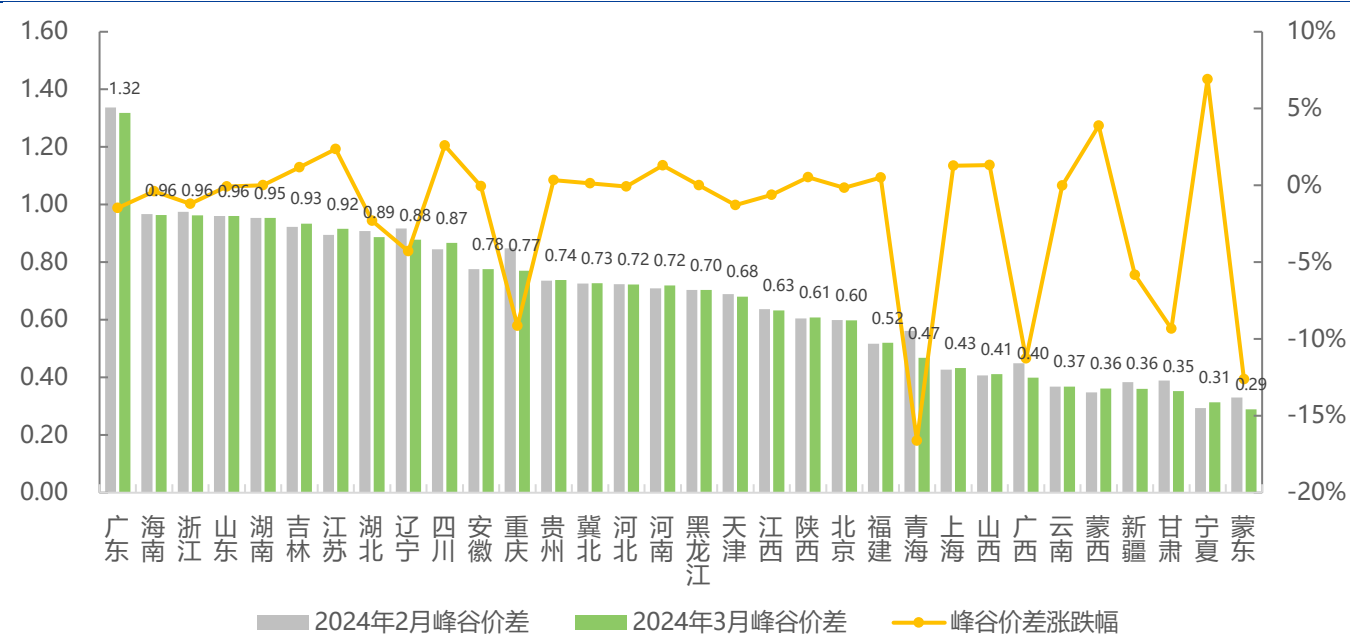
图表53：各省明确提及分布式配储的相关政策

省份	时间	主要内容	政策性质
安徽	2023/8	鼓励分布式光伏投资企业、电网企业探索在消纳困难变电站（台区）集中配置或租赁独立储能设施，	试点
	2024/3	实施分布式光伏配储工程(试点)。	
浙江	2021/12	建议非户用分布式光伏电站全生命周期内，按照发电装机容量的10%建设储能设施，储能设施存储时长需在2小时及以上。	强制
	2022/9	鼓励非户用分布式光伏电站按照发电装机容量10%建设储能设施。	
	2023/4	分布式光伏开发的同时，按不低于光伏装机容量10%的要求总体配套建设光伏储能设施容量。	
	2023/8	新建的非居民分布式光伏发电项目原则上按照装机容量的10%以上配建储能系统，储能系统额定功率下连续放电时间不低于2小时。	
山东	2022/8	鼓励整市分布式光伏开发按照“光伏+储能”方式推进。	强制
	2023/5	在承载力为黄色、红色区域，新增的非自然人分布式光伏项目，储能配置比例不少于15%、时长2小时，租赁容量视同配建容量。	
	2023/12	鼓励光伏投资企业、电网企业在消纳困难变电站(台区)配建储能设施，促进分布式光伏就近就地消纳。	
江苏	2022/6	鼓励分布式光伏项目预留储能设施接口。	鼓励
	2022/7	鼓励装机容量2兆瓦及以上的分布式光伏发电项目，按照不低于装机容量8%的比例配建储能系统。	
	2022/11	在分布式光伏项目相对集中、上网电量较大的区域，鼓励发展建设一批集中式储能项目。	
	2023/9	鼓励屋顶光伏电站配建储能系统，为电力系统提供一定容量支撑和调节能力。	
河南	2023/7	鼓励装机容量6兆瓦以上的屋顶分布式光伏项目，适度配建储能系统，	强制
	2023/10	(征求意见)根据各电压等级、台区变压器容量及同时刻等效用电负荷，将区域评估为绿色、黄色、红色三类。 绿色区域：分布式光伏（含户用）需要配置不低于10%、2小时储能； 黄色区域：分布式光伏（含户用）需要配置不低于20%、2小时储能； 红色区域：暂停分布式光伏（含户用）项目的接入！	
四川	2022/8	鼓励有条件的户用光伏项目配备储能设施。	鼓励
	2023/11	分布式电源项目需按国家和地方政府要求配置新型储能，鼓励分布式电源配置一定比例和时长的新型储能。	
湖南	2023/6	除乡村振兴村级光伏电站(含存量扶贫光伏电站对应的扶贫装机容量)、户用自然人分布式光伏外，其他分布式光伏(含存量)应配置不低于集中式光伏电站配储比例的储能。	强制
河北	2022/3	屋顶分布式光伏项目逐步按照“光伏+储能”方式开发建设。	试点
	2023/6	保障性并网项目需配置一定比例储能或购买储能调峰服务。	
山西	2023/2	积极开发利用乡镇及周边区域分布式可再生能源，配套建设高安全性储能设施、电动汽车充换电站(桩)	鼓励
湖北	2023/9	在接入受限区域仍有意愿建设的项目，允许项目单位通过配套用户侧储能。	鼓励
广西南宁	2023/12	积极推广“集中汇流+租赁储能”光伏项目建设模式。	推广
江西	2024/2	鼓励屋顶分布式光伏发电项目通过储能等手段提高调峰能力。	鼓励

来源：集邦新能源、索比咨询、EPOWER 全电展、华福证券研究所

成本下行+峰谷价差持续拉大，配储经济性持续提升。一方面，受上游碳酸锂价格快速下跌的影响，储能投资成本大幅降低，给发展新型储能带来新机遇。另一方面，各省政策密集出台调整峰谷价差，峰谷价差的不断拉大将有利于储能套利空间持续提升。据我们测算，以江苏分时电价为例，假设电站成本 1300 元/kWh、配储时长 2h、循环寿命 6000 次，测算得出目前工商业储能 IRR 为 13.94%，且随着峰谷价差拉大，储能成本下降，未来电站成本为 1100 元/kWh、平均充放价差为 1 元时，工商业储能 IRR 将达到 37.28%。经济性的持续提升，将逐步增强配储意愿。

图表54：各省峰谷价差持续拉大



来源：集邦咨询、华福证券研究所

图表55：工商业峰谷价差套利敏感性测算（元/kWh）

6000次循环下IRR		平均充放价差									
敏感性测算		0.60	0.65	0.67	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
1500		6.40%	8.73%	9.42%	10.98%	13.17%	15.31%	17.41%	19.47%	21.49%	23.48%
工商业储	1400	8.40%	10.82%	11.55%	13.17%	15.47%	17.71%	19.90%	22.06%	24.19%	26.28%
能电站总	1300	10.64%	13.17%	13.94%	15.64%	18.05%	20.41%	22.72%	24.99%	27.24%	29.45%
成本	1200	13.17%	15.84%	16.65%	18.44%	20.99%	23.48%	25.93%	28.34%	30.72%	33.07%
	1100	16.08%	18.91%	19.77%	21.67%	24.38%	27.03%	29.65%	32.22%	34.77%	37.28%

来源：国网江苏、华福证券研究所

3.3 远期：构建新型电力系统，源网荷储一体化运营

远期来看，我们认为构建新型电力系统，即“以满足经济社会发展电力需求为首要目标、以最大化消纳新能源为主要任务,以坚强智能电网为枢纽平台,以源网荷储互动与多能互补为支撑,具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统”，为解决新能源消纳的终极愿景，但目前仍处于探索阶段。

微电网作用不可或缺，解决分布式就近消纳。未来电网的基本形态是大电网与微电网并存。所谓广域大电网就是有机整合各种可再生能源的时空互补性，并实现资源密集区的电力向负荷密集区的大容量远距离输送。分布式电源和微网是指就地利用分散资源，保障用户供电安全可靠，并可向大电网“上传”多余电力。微电网是一个小型的、自治的电力系统，它能够在本地生成、存储和分配电力，同时也可以与传统的大型电网系统相连或独立运行。这使得微电网在电源中断或主电网不稳定时，可以继续为本地用户提供电力。有微电网承载的场景好比一个源网荷储无缝衔接的微循环系统，是新型电力系统不可或缺的重要组成部分。未来随微电网逐步发展以及价值将持续凸显，将提高电网接纳间歇性分布式电源的能力，解决规模光伏输出功率波动的问题，提升网内功率动态平衡能力。

图表56: 微电网发展历程及发展趋势



来源：北极星输配电网、《智能配电网、微电网与分布式综合能源系统发展研究构想与思考》、华福证券研究所

虚拟电厂优化分散资源调度，可更灵活实现“削峰填谷”。虚拟电厂是一种通过先进信息通信技术和软件系统，实现分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源资源的聚合和协调优化，以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统，能够极大缓解清洁能源并网造成的冲击，降低清洁能源的不确定性造成的影响，实现了对于清洁能源的有效消纳。综合而言，虚拟电厂既可以有计划地消纳电力系统的电力，又可以向电力系统反向输出电力，更灵活高效的进行“削峰填谷”等作业，并获得可观的经济收益。在中国，虚拟电厂项目基本处于前期试点研究阶段。国家政策大力支持虚拟电厂技术的发展，提出研究推广虚拟电厂技术及能源虚拟化技术，并因地制宜开展虚拟电厂试点示范。江苏、上海、河北、广东等地相继开展了电力需求响应和虚拟电厂的试点。虚拟电厂作为协调分布式资源参与电力交易市场和需求响应的能源数字化平台，在产业政策和市场需求不断加码的现期，将迎来快速发展。

图表57: 冀北虚拟电厂示意图



来源: 共襄信息、华福证券研究所

4 投资建议

我们认为, 通过从短期纾困、中期逐步探索电源侧承担、到后期达到电源侧、电网侧、负荷侧承担成本达到平衡, 多策并举循序渐进, 分布式光伏消纳瓶颈的解决已在路上, 建议把握两条投资主线:

(1) 分布式运营商: 建议关注分布式电站领先开发运营商晶科科技、正泰电器、能辉科技等, 以及分布式电站+工商业储能双轮驱动的领先企业芯能科技、林洋能源等;

(3) 配电网: 建议关注受益于配电网改革明显提速的配网一、二次设备/数字化优质标的国电南瑞、四方股份、东方电子、许继电气、威胜信息, 江苏华辰、三变科技等; 以及虚拟电厂布局领先企业安科瑞、国能日新等。

5 风险提示

5.1 配电网投资不及预期

若配电网投资建设进度不及预期, 将影响分布式消纳问题解决进度不及预期, 影响分布式光伏装机。

5.2 储能装机不及预期

若储能新增装机不及预期, 将影响电力系统调峰能力, 将拖累分布式装机。



分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

一般声明

华福证券有限责任公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，该等公开资料的准确性及完整性由其发布者负责，本公司及其研究人员对该等信息不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，之后可能会随情况的变化而调整。在不同时期，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。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，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。

在任何情况下，本报告所载的信息或所做出的任何建议、意见及推测并不构成所述证券买卖的出价或询价，也不构成对所述金融产品、产品发行或管理人作出任何形式的保证。在任何情况下，本公司仅承诺以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告以供投资者参考，但不就本报告中的任何内容对任何投资做出任何形式的承诺或担保。投资者应自行决策，自担投资风险。

本报告版权归“华福证券有限责任公司”所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

特别声明

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	评级	评级说明
公司评级	买入	未来 6 个月内，个股相对市场基准指数指数涨幅在 20%以上
	持有	未来 6 个月内，个股相对市场基准指数指数涨幅介于 10%与 20%之间
	中性	未来 6 个月内，个股相对市场基准指数涨幅介于-10%与 10%之间
	回避	未来 6 个月内，个股相对市场基准指数涨幅介于-20%与-10%之间
	卖出	未来 6 个月内，个股相对市场基准指数涨幅在-20%以下
行业评级	强于大市	未来 6 个月内，行业整体回报高于市场基准指数 5%以上
	跟随大市	未来 6 个月内，行业整体回报介于市场基准指数-5%与 5%之间
	弱于大市	未来 6 个月内，行业整体回报低于市场基准指数-5%以下

备注：评级标准为报告发布日后的 6~12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中 A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准，美股市场以标普 500 指数或纳斯达克综合指数为基准（另有说明的除外）

联系方式

华福证券研究所 上海

公司地址: 上海市浦东新区浦明路 1436 号陆家嘴滨江中心 MT 座 20 层

邮编: 200120

邮箱: hfyjs@hfzq.com.cn