



电力设备与新能源行业研究

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）

分析师：宇文甸（执业 S1130522010005）

yaoy@gjzq.com.cn

yuwendian@gjzq.com.cn

新兴市场需求专题（二）：全球绿色转型加速，新兴市场储能需求爆发

投资逻辑：

大储：全球绿色转型加速，光伏风电装机猛增后的必然——大储需求从1-10爆发。

1) 澳大利亚：电网不稳定叠加能源转型加速，储能需求体量庞大。澳大利亚电力市场波动较大、负电价次数频发为储能盈利创造良好条件；能源转型加速背景下澳大利亚4小时以内的短时储能需求爆发，2023-1Q24 澳大利亚储能电站项目投资额连续四个季度超10亿澳元。根据澳大利亚输电运营商相关数据，目前预期及计划中的储能项目规模接近80GW，其中计划于2025、2026年开始商业运行的大储项目规模分别为4GW/8GWh、6GW/15GWh，储能需求体量庞大。

2) 中东：沙特2030愿景重点工程与能源转型推进加速，以色列多轮招标需求高景气。沙特：“2030愿景”发布四个100%可再生能源项目，这部分项目前期工程储能需求已达2.7GWh，后续项目推进预计仍有数十GWh储能需求待招标；2023年沙特宣布此后每年可再生能源招标20GW，电网扩容短时间无法落地背景下网侧大储需求爆发，能源部制定了2024-2025年24GWh储能系统招标计划，其中10GWh有望在2024年下半年启动。**以色列：**受地缘因素影响，以色列与周边国家基本没有电网互联，光伏装机占比提升背景下电网稳定性受到影响，2020年以来以色列政府启动多轮储能招标，规模总计约6.3GWh。

3) 拉美：智利大储需求旺盛，关注巴西大储政策进展。**智利：**2021-2022年大规模新增风光装机后可再生能源弃电量高速增长，2024年1-5月可再生能源弃电率达13.7%。为缓解弃电压力智利大储需求高增，截至2024年5月，智利在建储能项目1.2GW，储备项目接近10GW。2024年智利通过DS70法案，储能电站项目盈利模式得以确定，法案储能容量系数大幅优于英国等成熟大储国家，且实施有效期为10年，有望刺激需求加速释放。**巴西：**巴西风光装机高速增长，储能需求紧迫度逐步提升，近两年国家电力局多次召开研讨会研究储能现状及监管；8月储备容量拍卖或将考虑纳入储能项目，相关收入指导文件有望在年底前推出。

4) 印度：可再生能源占比提升迅速，储能需求爆发在即。截至2024年3月，印度可再生能源占印度电力容量的28.9%，高速增长的可再生能源装机对电网稳定带来重大挑战，印度中央电力局预测到2026-2027年电池储能需求规模为8.7GW/34.7GWh，但截至2024年3月印度电池储能装机仅为0.2GWh。为刺激国内电池储能发展，印度政府发布储能发展框架，推出4GW项目补贴计划，并通过国有企业发起多轮大规模储能项目招标。从七月印度国有企业光储项目中标结果看，光储混合电价已接近实现火电平价，新能源占比迅速提升背景下印度储能需求爆发在即。

户储：持续降本推动光储下沉，多元因素助力新兴市场需求持续增长。据世界银行统计，2023年中等收入国家占海外人口的67%，但其逆变器消费仅占海外需求的30-40%。2023年以来组件、电池价格下降幅度超50%，有望带动光储系统向中等收入国家快速下沉。短期受极端天气频发等因素影响，年初以来多个国家离网需求迅速释放；长期看，新兴市场户储需求持续性将主要体现在电网限制形成的配储需求，以及度电成本具备优势后市场渗透率的提升。

投资建议与估值

全球新兴市场储能需求从1到10爆发，重点看好两条主线的投资机会：1) 大储：看好具备丰富的海外项目经验、可融资性及交付能力均强的龙头企业，推荐：阳光电源、阿特斯、宁德时代。2) 户储：市场分散且高度依赖当地渠道，具备渠道优势及先发优势的企业有望充分受益，推荐：德业股份、固德威。（完整推荐组合详见报告正文）

风险提示

传统能源价格大幅（向下）波动风险；原材料价格大幅波动；国际贸易环境恶化风险；全球经济复苏低于预期的风险。



内容目录

1、大储：可再生能源占比提升带来旺盛需求，新兴市场多点开花.....	5
1.1 澳大利亚：电网不稳定及能源转型加速，储能需求体量庞大.....	5
1.2 中东：沙特“2030 愿景”重点工程与能源转型推进加速，以色列多轮招标需求景气.....	8
1.3 拉丁美洲：智利大储需求旺盛，关注巴西大储政策进展.....	10
1.4 南非：弱电网形成高需求，多轮储能招标发布.....	14
1.5 印度：可再生能源占比提升迅速，储能需求爆发在即.....	15
2、户储：持续降本推动光储下沉、多元因素助力新兴市场需求持续增长.....	18
2.1 组件、电池价格下跌带动系统成本下降，中等收入国家已具备购买能力.....	18
2.2 持续性：短期看极端天气频发催化，长期看电网限制、经济性提升.....	20
2.3 典型市场分析.....	22
2.3.1 南非：严重缺电酝酿旺盛离网需求，电价高涨需求将迎复苏反转.....	22
2.3.2 巴基斯坦：电价快速上涨，推动离网光伏需求持续增长.....	24
3 投资建议.....	25
4 风险提示.....	25

图表目录

图表 1： 2016-2023 全球各市场日内平均现货价差（美元/MWh）.....	5
图表 2： 2019 年后澳大利亚电力市场负电价次数迅速攀升（每 30 分钟间隔/次）.....	5
图表 3： 目前澳大利亚电池收入以能量套利为主（百万澳元）.....	6
图表 4： 澳大利亚 2030 储能装机目标具体构成.....	6
图表 5： 2022 版 ISP 非抽水蓄能类大储规划（GW）.....	6
图表 6： 2024 版 ISP 规划大幅增加短时储能规模（GW）.....	6
图表 7： 澳大利亚储能投资高景气，连续四个季度储能投资超过 10 亿澳元（约 6.8 亿美元）.....	7
图表 8： 从 AEMO 计划投运节奏来看，预计 2025-2026 澳大利亚储能装机保持高速增长.....	7
图表 9： 澳大利亚预期及计划中项目规模接近 80GW，长周期储能装增长确定性高.....	8
图表 10： 沙特“2030 愿景”中的 100%可再生能源项目.....	8
图表 11： 华为及阳光电源中标储能系统仅为“千兆项目”的某一组成部分.....	9
图表 12： 截至 2023 年沙特累计太阳能发电装机仅为 2.3GW.....	9
图表 13： 23 年以色列可再生能源占比为 12.5%，较 30 年 30%目标差距较大（GW%）.....	10
图表 14： 以色列三轮招标预计将带来 6.3GWh 储能系统需求.....	10
图表 15： 2021 年后，智利新增可再生能源装机规模连续下降（GW）.....	10



图表 16:	最近一年可再生能源发电占比约 30-40%(GWh%)	11
图表 17:	2023 年以来可再生能源弃电量大幅提升(GWh)	11
图表 18:	智利在建项目 1.2GW, 储备项目(获批+审查中)接近 10GW(单位:GW)	11
图表 19:	相关法案出台代表智利储能电站收益模式已初步明晰	12
图表 20:	智利 2/4 小时储能容量系数分别为 65%/98%	12
图表 21:	英国 2023 年拍卖 4 小时储能容量系数不到 50%	12
图表 22:	智利公共土地计划开标结果	12
图表 23:	风光装机占巴西总发电装机的约 32%	13
图表 24:	进口锂电池税后价格上涨约 74%	13
图表 25:	巴西风光项目储备充足(GW)	13
图表 26:	2023 年 8 月以来,巴西央行已下调 7 次基准利率	14
图表 27:	近两年巴西电力局 ANEEL 多次开展储能相关活动及研讨会	14
图表 28:	南非政府已发布三轮共计约 7GWh 的独立储能招标	15
图表 29:	南非第一轮储能招标中标项目最快将于 2024 年年中开工建设	15
图表 30:	印度可再生能源装机占比约 29%(GW%)	15
图表 31:	1Q24 印度光伏装机 10GW, 同比+426%	15
图表 32:	2026-27 年印度风光装机目标 186GW/73GW	16
图表 33:	2026-27 印度电池储能装机目标 8.7GW/34.7GWh	16
图表 34:	截至 2024 年一季度,印度电池储能累计装机仅 219.1MWh	16
图表 35:	印度现有储能 pipeline 中独立储能规模约 1GW, 可再生能源配储约 9.7GW	17
图表 36:	2023 年 8 月发布的《促进储能系统国家发展框架》提出多项促进措施	17
图表 37:	近三年印度国有企业大型电池储能招标/签约规模达 7.5GW	18
图表 38:	世界银行 2023 年国家或地区分类标准	18
图表 39:	剔除中国后中等收入国家约占世界人口的 67%	18
图表 40:	人口占比为 21%的高收入国家或地区从中国进口的逆变器金额占 60%-70%	19
图表 41:	2023-2024 年组件价格大幅下降	19
图表 42:	电芯主要成本碳酸锂价格大幅下降	19
图表 43:	23 年以来的组件价格下降预计带来约 25%的系统价格下降	20
图表 44:	中等收入国家已基本具备购买分布式光伏系统的能力(美元)	20
图表 45:	不同功率规模户用系统负载应用场景	20
图表 46:	年初以来发生极端天气造成恶劣电网事故汇总	21
图表 47:	根据世界气象组织预测,2024-2028 年有 86%的可能最高温度创下新的历史记录	21
图表 48:	2021 年后越南新增光伏装机完全陷入停滞	22
图表 49:	南非各限电等级对应预计对居民影响	22
图表 50:	2022-2023 年南非进入严重限电阶段(小时)	22



图表 51: 复盘: 南非屋顶装机高峰阶段均发生在限电加剧之后	23
图表 52: 2024 年 1-6 月国内向南非出口逆变器 0.86 亿美元, 同比-79.7%	23
图表 53: 预计 2024 年南非电费仍将高速增长	24
图表 54: 南非户用光储 LCOE 相较居民电价已有一定优势	24
图表 55: 巴基斯坦实行峰谷电价、净计量结合的政策	24
图表 56: 23 年以来巴基斯坦电价持续高涨推动 CPI 上行	24
图表 57: 复盘巴基斯坦过去四年逆变器进口数据可以发现具备较为明显的季节性特征	25

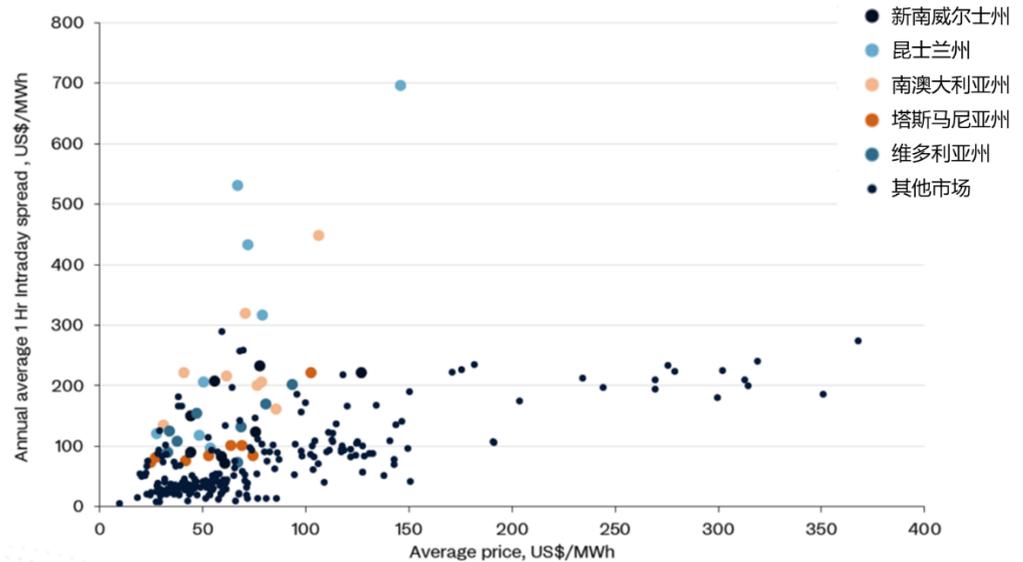


1、大储：可再生能源占比提升带来旺盛需求，新兴市场多点开花

1.1 澳大利亚：电网不稳定及能源转型加速，储能需求体量庞大

根据 Rystad Energy 对全球 39 个电力市场价格的分析，澳大利亚的国家电力市场波动最大，昆士兰州和南澳大利亚的日内价差在所有市场中最大。形成如此大价差的原因主要来自于三个方面，一是计划外的燃煤电厂停电；二是自然灾害引起的输电线路问题；第三是较高的光伏渗透率，澳大利亚 2023 年光伏发电占比达 16%，这导致白天光伏发电量高，电网价格低，而晚上用电高峰时间光伏发电量为零，必须依赖昂贵的燃煤发电。

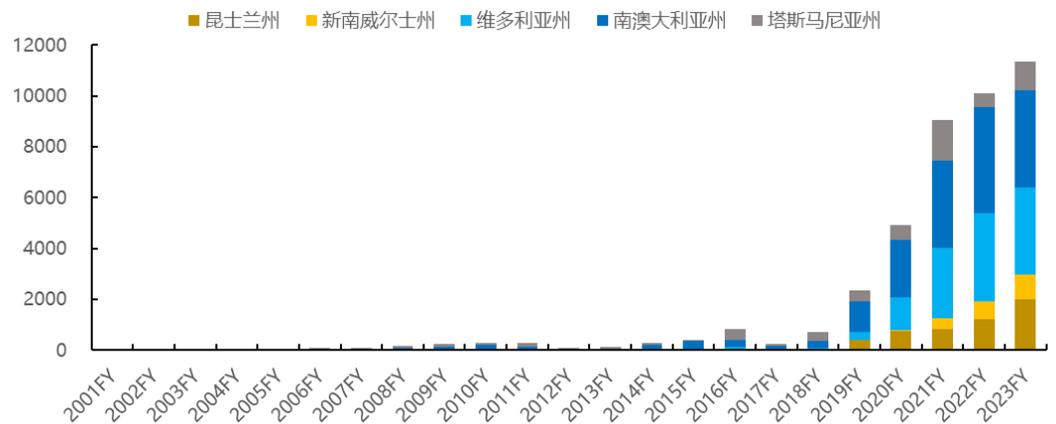
图表1：2016-2023 全球各市场日内平均现货价差（美元/MWh）



来源：energy storage news、Rystad Energy，国金证券研究所

此外，电网不稳定还直接导致了澳大利亚电力市场负电价次数的陡增。根据澳大利亚能源监管机构 AER 发布的数据，自 2019 年起，澳大利亚各洲电力市场负电价次数迅速攀升。到 2023 财年，澳大利亚各洲负电价合计次数达到 11376 次。

图表2：2019 年后澳大利亚电力市场负电价次数迅速攀升（每 30 分钟间隔/次）



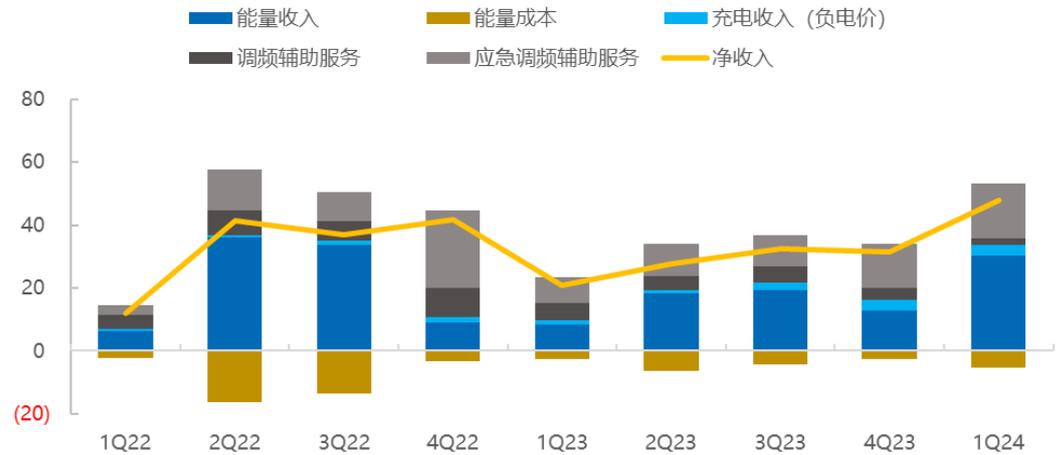
来源：AER，国金证券研究所

大幅波动的日内电价及高频率负电价为能量套利创造良好条件。根据澳大利亚能量市场运营商 AEMO 的数据，2024 年一季度澳大利亚储能电池净收入为 4780 万澳元，同比增长 129%，环比增长 52%。从收入结构来看，一季度电池净收入的增长来自电池容量的增加以及能量套利收入的增加。电池容量方面，一季度平均电池容量为 1652MW，同比增长 74%；能量套利方面，一季度能量套利收入约为 2854 万澳元，同比增长 310%，环比增长 112%。据此推算，2024 年一季度澳大利亚电池储能系统每千瓦净收入为 29 澳元，同比增长约



32%。

图表3: 目前澳大利亚电池收入以能量套利为主 (百万澳元)



来源: AEMO, 国金证券研究所

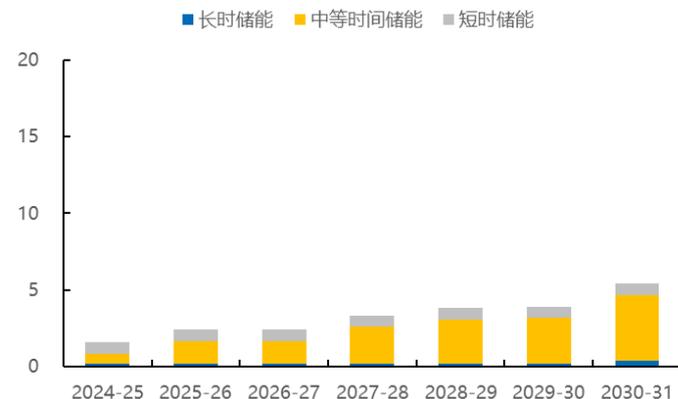
能源转型目标下, 储能建设规划提速。为确保国家电力市场能可靠并安全地实现能源转型, AEMO 每两年会发布一次指导电力系统转型的规划文件“集成系统计划 (ISP)”。2024 年 6 月, AEMO 发布 2024 版 ISP, 与上一版 ISP 相比, 新版规划大幅加快了短时储能的建设节奏。根据 2022 版 ISP 规划, 到 2030-2031 年澳大利亚短时储能规模为 1GW/1GWh, 而 2024 版规划将同期短时储能目标上调到 11GW/17GWh, 反映出当前澳大利亚电网对短时储能需求的紧迫性。

图表4: 澳大利亚 2030 储能装机目标具体构成

构成	定义	功率规模 (GW)	能量规模 (GWh)
Snowy 2.0	抽水蓄能项目	2	350
长时储能	储能时长大于 12 小时	1	32
中等时长储能	储能时长 4-12 小时	5	31
短时储能	储能时长小于 4 小时	11	17
可调度消费者资源储能	并网分布式、V2G 电车等	5	10
不可调度消费者资源储能	离网户储等	3	7

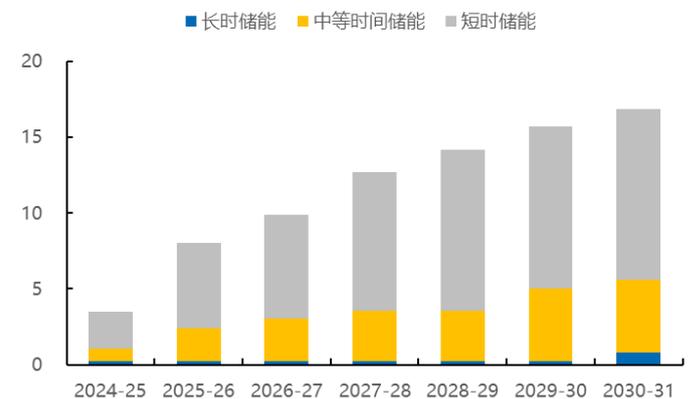
来源: AEMO, 国金证券研究所

图表5: 2022 版 ISP 非抽水蓄能类大储规划 (GW)



来源: AEMO, 国金证券研究所

图表6: 2024 版 ISP 规划大幅增加短时储能规模 (GW)

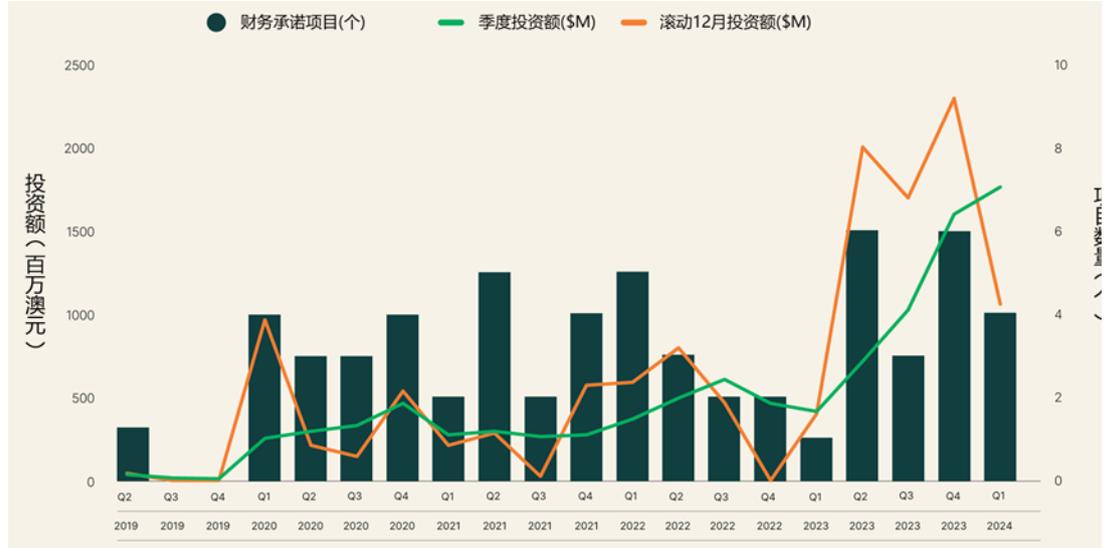


来源: AEMO, 国金证券研究所



在电网不稳定加剧及能源转型背景下，澳大利亚储能需求旺盛。根据澳大利亚清洁能源委员会 CEC 统计，2024 年一季度澳大利亚共有四个储能项目获得财务承诺，合计投资额为 11 亿澳元，连续四个季度获得财务承诺的储能项目投资额超过 10 亿澳元。

图表7: 澳大利亚储能投资高景气，连续四个季度储能投资超过 10 亿澳元 (约 6.8 亿美元)



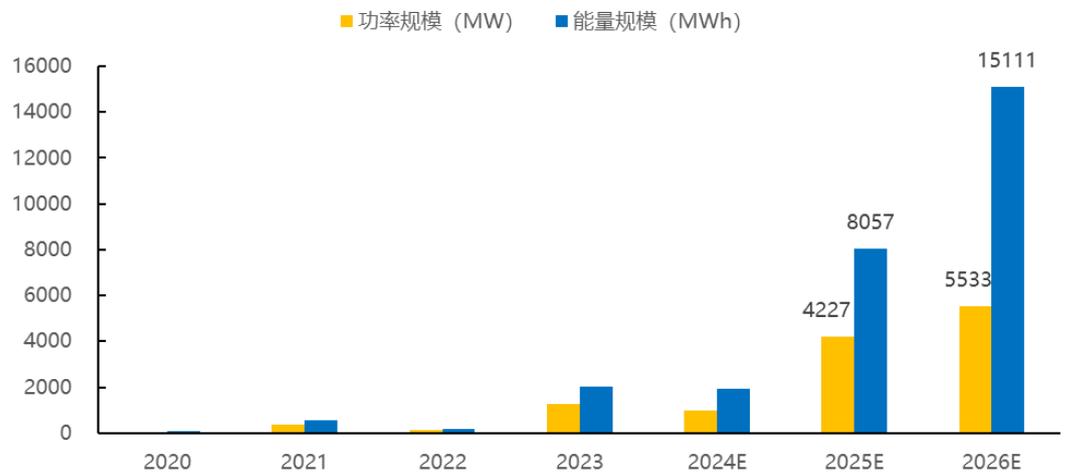
来源: CEC, 国金证券研究所

在建及储备项目丰富，中长期储能投运规模或远超 ISP 规划。2023 年澳大利亚投运大储项目规模约为 1.3GW/2.0GWh，虽然相较中国、美国等成熟市场规模仍然较小，但结合注册项目投运节奏及规模来看，我们判断澳大利亚大储装机有望在短期内实现高速增长，中长期实际投运规模或将远超 ISP 2024 规划。

据 AEMO 对注册项目投运节奏的统计，截至 2024 年 5 月，计划于 2025、2026 年开始商业运行的大储项目规模分别为 4.2GW/8.1GWh、5.5GW/15.1GWh。

此外，澳大利亚预期及计划中的储能项目规模接近 80GW，其中约 75GW 为计划中项目。目前澳大利亚大储项目盈利性较好，考虑到当前锂电池在能量密度、循环次数等方面仍在持续进步，叠加澳大利亚能源转型持续推进，我们认为中长期内澳大利亚大储需求或远超 ISP 规划。

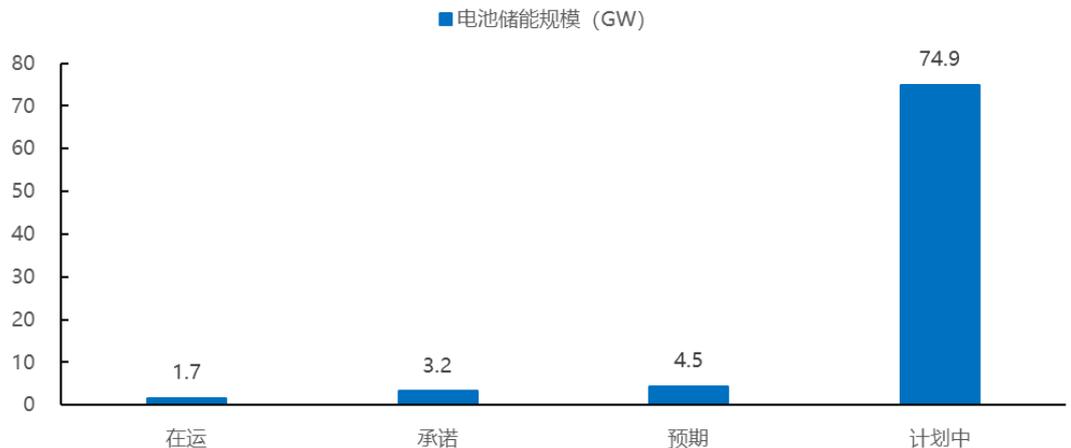
图表8: 从 AEMO 计划投运节奏来看，预计 2025-2026 澳大利亚储能装机保持高速增长



来源: AEMO, 国金证券研究所, 注: 截至 2024 年 5 月, 投运时间为项目计划时间, 实际投运时间存在一定差异



图表9：澳大利亚预期及计划中项目规模接近 80GW，长周期储能装增长确定性高



来源：AEMO，国金证券研究所

1.2 中东：沙特“2030 愿景”重点工程与能源转型推进加速，以色列多轮招标需求景气

沙特：沙特储能需求主要来自于“2030 愿景”重点项目推进，以及能源转型过程中可再生能源占比提升形成的配储需求。

“2030 愿景”重点工程：2016 年沙特推出“2030 愿景”计划，致力于摆脱以石油为依赖的经济结构，寻求经济多元化、可持续发展。愿景计划中，沙特规划了数个大型投资发展项目，这些项目中规模最大的几个项目被命名为“千兆项目”(Giga Projects)，其中 NEOM 项目以及 The Red Sea 项目的相关子项目均规划使用 100%的可再生能源，有望带来较大规模储能需求。

NEOM 项目：子项目中 THE LINE 及 Oxagon 为 100%可再生能源项目，其中 THE LINE 项目计划建立一座长 150 公里的新型城市，容纳 900 万居民，原计划 2030 年建成，但从现状看延期概率较大；Oxagon 计划建造一座浮动港口城市，并配备绿氢项目进行出口，我们判断 2022 年阳光电源签约储能项目为 Oxagon 项目配套。根据 NEOM 项目电池储能部门负责人 Marek Kubik 在 2024 年 7 月一场网络研讨会上的发言，NEOM 项目计划在 2030 年实现 100%的可再生能源，目前正在规划一个庞大的电池储能管道。考虑到 THE LINE 项目规划容纳 900 万人生活，我们认为项目电池储能需求量级或将在数十个 GWh，随着项目持续推进，这部分需求有望在未来 7-8 年内持续释放。

Red Sea Global：旗下项目包括 The Red Sea 及 AMAALA 项目，其中，The Red Sea 项目规划建造 50 个度假村，预计每年接待 100 万人次，一期 16 个度假村 2023-2025 陆续开业，剩余 34 个预计 2030 年建成，我们判断华为 2021 年签约项目或主要为 The Red Sea 的一期项目供能；AMAALA 项目计划建造 29 个度假村，预计每年接待 50 万人次，其中一期 8 个度假村 2025 年开业，剩余 21 个预计 2027 年建成，2024 年阳光电源中标项目为 AMAALA 项目的海水淡化厂和废水处理厂项目配储。随着 Red Sea Global 两个子项目持续推进，参考 The Red Sea 第一阶段配储规模，预计有望带来 5-7GWh 的配储需求。

图表10：沙特“2030 愿景”中的 100%可再生能源项目

项目/负责公司	项目	项目内容、规模及亮点	项目进度
NEOM	THE LINE	建造革命性的城市，预计将容纳 900 万居民，使用 100%的可再生能源	原计划 2030 年，从现状看延期概率较大
	Oxagon	建造浮动港口城市，预计到 2030 年容纳 9 万居民，使用 100%的可再生能源	2025 年完成集装箱码头，2026 年完成绿氢项目
Red Sea Global	The Red Sea	建造 50 个度假村，预计每年接待 100 万人次，使用 100%的可再生能源	一期 16 个度假村 2023-2025 陆续开业，剩余 34 个 2030 年建成
	AMAALA	建造 29 个度假村，预计每年接待 50 万人次，使用 100%的可再生能源	一期 8 个度假村 2025 年开业，剩余 21 个 2027 年建成



来源：沙特“2030 愿景”、红海全球，国金证券研究所

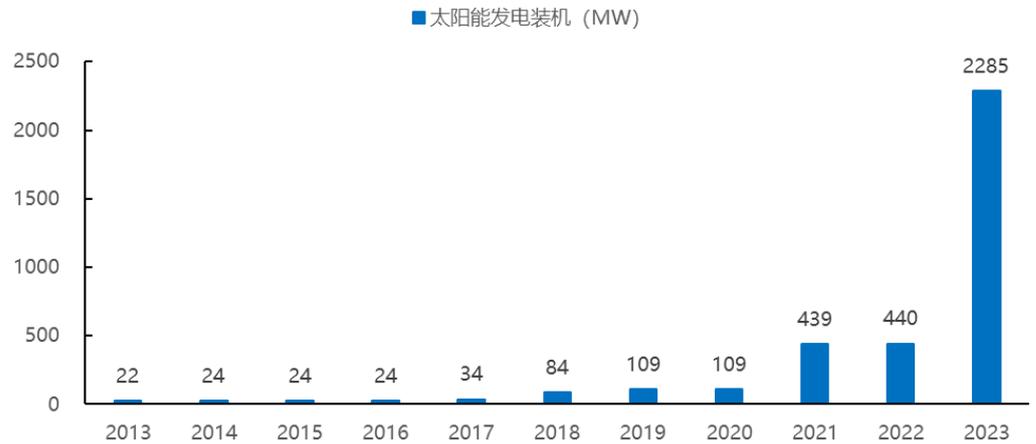
图表11：华为及阳光电源中标储能系统仅为“千兆项目”的某一组成部分

签约时间	项目	具体内容	储能解决方案供应商	规模
2021 年	The Red Sea	预计为一期 16 个度假村	华为	1300MWh
2022 年	Oxagon	预计为制氢项目配储	阳光电源	536MW/600MWh
2024 年	AMAALA	海水淡化厂和废水处理厂	阳光电源	160MW/760MWh

来源：energy storage news，国金证券研究所

能源转型力度超预期，有望带动储能加速发展。2023 年 12 月沙特宣布将每年招标 20GW 的可再生能源项目，目标是到 2030 年实现可再生能源装机规模达 100-130GW，远超此前设定的 2030 年 58.7GW 装机目标。2024 年 6 月，能源部宣布将在沙特全国范围内除人口聚集地、沙丘及空域限制的所有地区开展超大范围的测风测光行动，从而确定可再生能源项目安装地点。此外，获取的数据也将大幅减少项目前期调研和分配土地的时间，并大幅降低项目实施的风险。2023 年沙特光伏装机仅为 2.3GW，若要实现 2030 年 100-130GW 的装机目标，预计未来 7 年沙特可再生能源装机有望保持 10-25GW 量级。

图表12：截至 2023 年沙特累计太阳能发电装机仅为 2.3GW



来源：EI，国金证券研究所

可再生能源高速增长预期带动储能需求爆发。受限于电网短时间内无法完成扩容建设，为保证每年 20GW 招标项目顺利落地的同时维持电网稳定，沙特电网侧储能需求迅速爆发。根据 21 世纪财经报道，在沙特能源部监管下，沙特制定了 2024 年到 2025 年招标 24GWh 电池储能项目计划。其中已招标在执行的四个项目总计 8GWh（我们判断阳光电源中标 7.8GWh 属于这四个项目），2024 年下半年将再次招标五个项目总计 10GWh，预计短期内储能系统需求有望爆发式增长。考虑到近年来沙特与国内政经关系持续上行，叠加中国大储企业在价格上具备的绝对优势，我们认为后续 16GWh 招标国内企业也将会拿到较大比例份额。

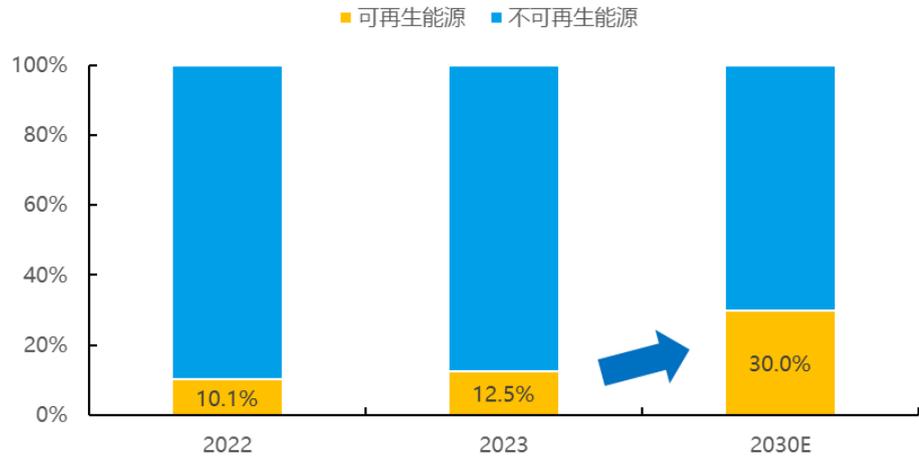
我们判断 2024-2025 沙特储能装机分别为 6GWh、12GWh。展望 2026 年以后，我们认为沙特每年储能需求将主要取决于每年 20GW 可再生能源招标落地程度及“千兆项目”中四个 100% 可再生能源项目进度，乐观估计 2026-2030 年平均储能需求规模将在 10GWh 左右。

以色列：能源孤岛，2030 年 30% 可再生目标带动储能需求爆发

以色列为国家能源转型制定了到 2030 年可再生能源占电力需求 30% 的装机目标，但从近年来的装机速度来看仍有较大距离，2023 年以色列可再生能源占比为 12.5%，较 2022 年提升约 2.1PCT。制约装机速度的主要原因来自于地缘政治因素，以色列与周边国家基本没有电网互联，可再生能源间歇性发电的特性导致高峰时间无法消纳，对电网稳定性造成影响。据以色列绿色能源协会创始人埃坦·帕纳斯判断，预计以色列需要 10GWh 的储能才能保障 2030 年 30% 可再生占比目标顺利实现。



图表13: 23年以色列可再生能源占比为12.5%，较30年30%目标差距较大（GW%）



来源: PV Magazine, 国金证券研究所

为保障能源转型目标顺利达成,自2020年开始,以色列政府启动多轮储能相关招标项目:2020年,以色列政府发布两轮光伏+储能招标,项目规模分别为168MW光伏、672MWh储能以及609MW光伏、2.4GWh储能;2023年以色列政府宣布招标四个大型储能电站项目,每个项目装机规模均为200MW/800MWh,合计规模800MW/3200MWh。三轮招标合计储能系统需求6.3GWh,参考以色列绿色能源协会相关预测,预计以色列中期内仍有大储需求释放。

图表14: 以色列三轮招标预计将带来6.3GWh储能系统需求

时间	事件
2020	两轮光伏+储能招标,分别为168MW光伏+672MWh储能以及609MW光伏+2.4GWh储能
2023	宣布招标四个大型储能电站项目,每个项目装机规模均为200MW/800MWh

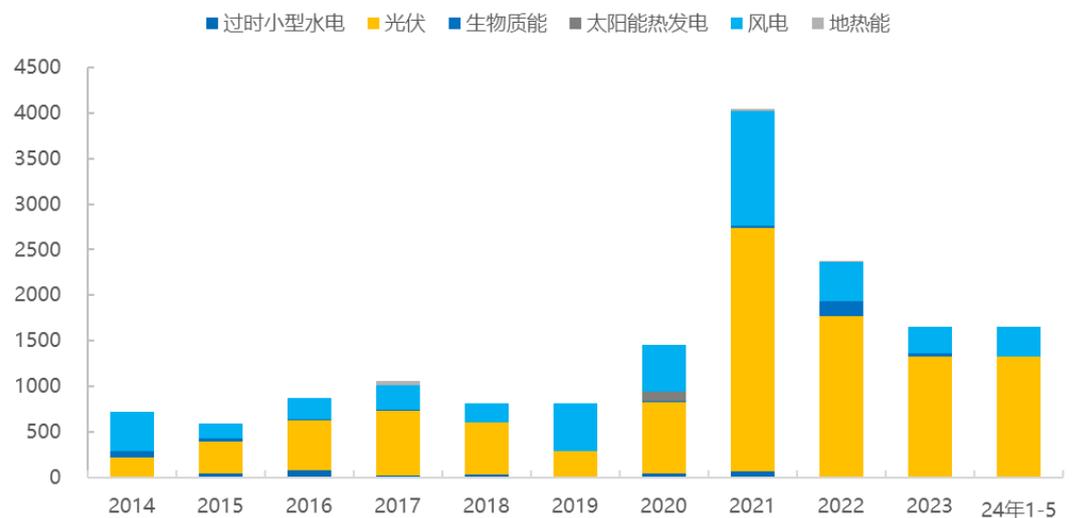
来源: energy storage news, 国金证券研究所

1.3 拉丁美洲: 智利大储需求旺盛, 关注巴西大储政策进展

智利: 弃电高增迎来旺盛储能需求, 储备+招标释放需求有望爆发

能源转型目标加速可再生能源装机,弃电量高增迎来旺盛储能需求。智利承诺到2030年可再生能源占能源消费总量的70%,2050年实现碳中和。2021年,智利国内新增可再生能源装机规模大幅提升,但之后逐年下降。根据智利可再生能源及储能协会ACERA,仅2021年新增可再生能源装机规模便达4GW,约等于2022-2023年之和。

图表15: 2021年后,智利新增可再生能源装机规模连续下降(GW)



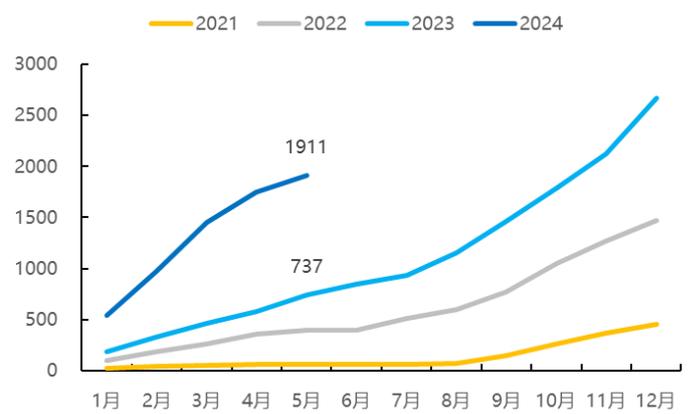
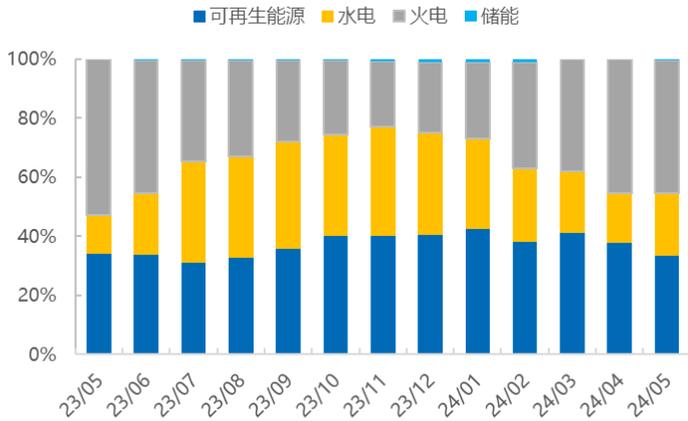


来源：ACERA，国金证券研究所

制约智利新增可再生能源装机增长的原因主要在于弃电率的增加。在 2021、2022 大量装机之后，智利可再生能源发电占比来到 30-40%，但受限于风电及光伏间歇性发电的特性，从 2022 年开始智利弃电量增速远超可再生能源装机增速，对应弃电率的大幅提升及项目收益率的降低。2024 年智利可再生能源弃电量进一步高增，1-5 月可再生能源发电弃电量达 1911GWh，同比增长 159.29%，1-5 月可再生能源弃电率达 13.7%。

图表16：最近一年可再生能源发电占比约 30-40%(GWh%)

图表17：2023 年以来可再生能源弃电量大幅提升(GWh)

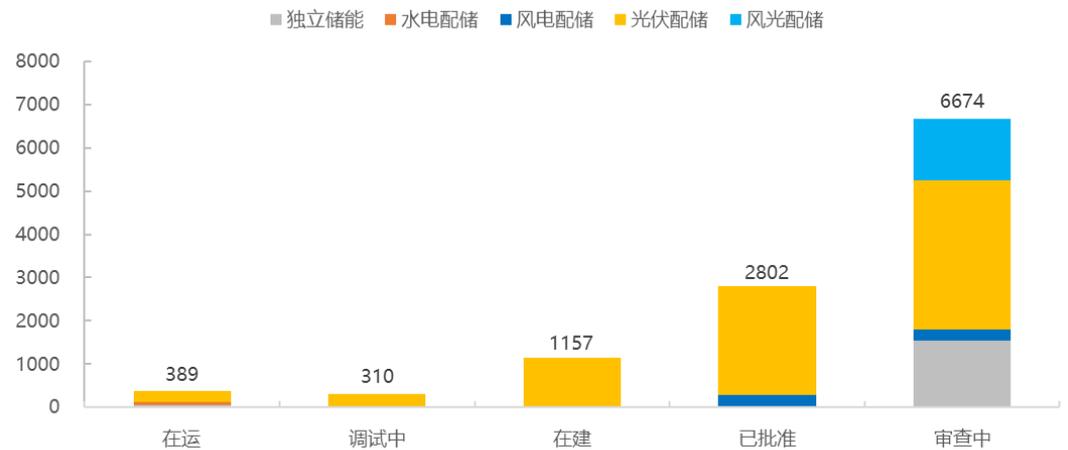


来源：ACERA，国金证券研究所

来源：ACERA，国金证券研究所

弃电量高增大幅提升储能吸引力，智利储能项目储备规模庞大。根据智利可再生能源及储能协会 ACERA，截至 2024 年 5 月，智利在运储能项目共计 389MW，调试项目 310MW，在建项目 1.16GW，储备项目（获批及审查中）约 9.5GW。

图表18：智利在建项目 1.2GW，储备项目（获批+审查中）接近 10GW（单位：GW）



来源：ACERA，国金证券研究所

政策上，智利政府主要通过建立清晰及明确的盈利模式和大规模的招标推动储能装机。

盈利模式确定且清晰，保障电站项目顺利运营。智利电力市场市场化程度较高，但储能系统的盈利机制建立较晚。2022 年 11 月，智利政府推出 21.505 法案，宣布储能系统可以参与电力市场，但直到 2024 年 5 月智利正式出台 DS 70 法令，储能电站的盈利体系才完成建立。DS 70 法令明确了储能的容量补偿机制及系数，并引入一套为配储的可再生能源电站收入确认的方法。此外，DS 70 法令的试行有效期为 10 年，法案中长期的确定性有望保障中长期储能需求的稳定。



图表19: 相关法案出台代表智利储能电站收益模式已初步明晰

推出日期	法案	主要内容
2022年11月	21.505号法案	1) 允许储能系统向电力系统注入能量, 并在此过程中接受国家电力协调员的协调; 2) 储能系统参与能量和电力转移, 可以根据电力系统的瞬时边际成本和电力的节点价格进行估值; 3) 一年内颁布储能收益细则条例
2024年5月	DS 70	1) 建立容量补偿机制, 确立各时长储能电站容量系数; 2) 引入一套为配储的可再生能源电站收入确认的方法; 3) 提高高峰时段数据和研究的可用性以帮助准确确定和计算容量支付的费用

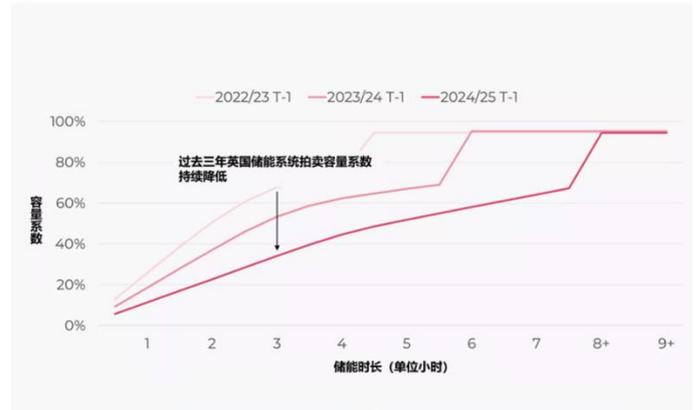
来源: Chile California Council、garrigues, 国金证券研究所

DS 70 法案容量系数超预期, 有望加速下游需求释放。电力企业在进行发电投资时, 会基于平均负荷水平判断, 而忽略峰谷差异带来的额外容量需求, 这会导致高峰时段系统容量不足, 而电量价格又无法弥补这部分成本缺口。发电容量补偿机制可以提供额外的容量收入, 弥补发电企业提供备用容量的投资成本。由于在相同放电功率下, 短时储能放电时长存在无法完全覆盖峰值时段的可能, 因此在计算收益时往往需要乘上容量系数。目前看各个地区容量系数并不相同, 以大储收益模式较为成熟的英国为例, 2023 年储能系统拍卖中 4 小时储能系统容量系数不到 50%, 而根据 garrigues 报道, DS 70 确立的容量系数中 2 小时/4 小时系数分别为 65%/98%。与英国容量系数相比, DS 70 在同等时长储能的容量系数更高, 有望加速下游需求释放。

图表20: 智利 2/4 小时储能容量系数分别为 65%/98%

图表21: 英国 2023 年拍卖 4 小时储能容量系数不到 50%

系统小时数	认定容量系数
< 1h	0%
1h	36%
2h	65%
3h	85%
4h	98%
≥ 5h	100%



来源: garrigues, 国金证券研究所

来源: MODO Energy, 国金证券研究所

大规模招标计划落地, 有望带来较大系统需求。2023 年 11 月, 智利政府提出一项公共土地分配计划, 通过在特定地理区域内直接分配储能项目的土地加速项目落地, 总计将在阿塔卡马和阿里卡以及帕里纳科塔地区之间的 6 个区域招标 13GWh 的储能项目。2024 年 7 月, 据 Energía Estratégic 报道, 该招标计划收到了一百多份共计 140.5GWh 的项目提案, 最终选定了 6 个项目共计 11.6GWh 作为最终中标结果。根据招标规定, 所有项目的投运时间均不得超过 2027 年 6 月 30 日, 考虑到环境审查和各项目系统招标的流程时间, 预计这些项目有望在 2025-2026 年带来较大规模的储能系统需求。

图表22: 智利公共土地计划开标结果

标段	地点	标段最大容量 (MWh)	中标人	中标规模 (MWh)
1	Nueva Lagunas	3600	Konavle	2000
2	Kimal	3200	La Pastora Energia	3200
3	Andes (AES)	600	FreePower Group	600
4	Monte Mina	1800	La Pastora Energia	1800
5	Cumbre	2400	Jinko Power Chile III	2400
6	Agrosuper	1600	FreePower Group	1600

来源: Energía Estratégica, 国金证券研究所



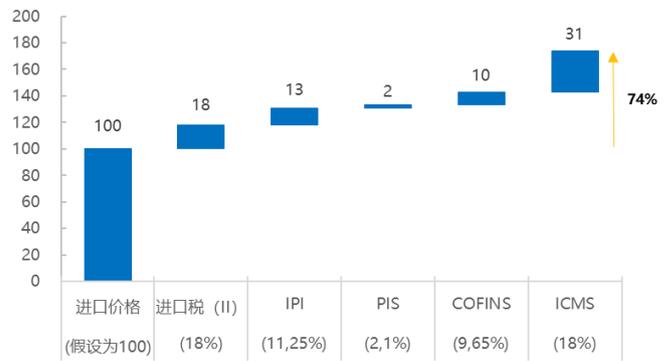
巴西：风光装机持续高增，8月储能系统有望纳入容量拍卖

巴西可再生能源发展较快，但储能装机规模较小且以表后为主。制约巴西储能发展的主要原因有二：第一，前期水电占比较高，储能需求不紧迫，但近年来风光装机持续提升，占比已有一定规模，据 Absolar，截至 2024 年 5 月，巴西水电装机 110GW，占比约 47%，风光装机合计约 74GW，占比约 32%；第二，巴西针对锂电池税负较高，进口锂电池税后价格上涨约 74%，导致巴西储能价格相对较高，配储经济性较低。

图表23：风光装机占巴西总发电装机的约 32%



图表24：进口锂电池税后价格上涨约 74%



来源：Absolar，国金证券研究所；注：截至 2024 年 5 月

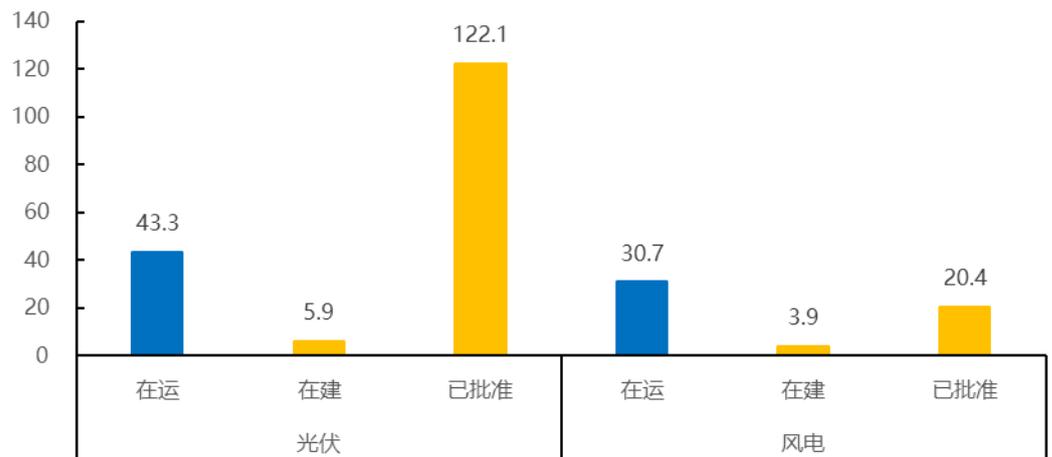
来源：EPE，国金证券研究所

往后看，风光装机持续增长及政策层面的利好有望推动巴西储能装机需求释放。

从储备项目看，目前巴西风光储备规模均较大。据国家电力局 Aneel 的数据显示，截至 7 月 11 日，巴西集中式光伏项目在建规模约 5.9GW，已批准未开工项目 122.1GW，风电项目在建 3.9GW，已批准未开工项目 20.4GW。

从项目储备来看，大部分均为 2022 年输配电费用折扣补贴关闭前申请的项目。今年 6 月，1963 个可再生能源项目向 ANEEL 提出申请，希望纳入 2024 年 4 月 10 日的第 1212 号临时措施，该措施将这些项目享受输配电费用折扣补贴的最后投运期限延长了 36 个月。但申请人必须签署遵守声明并缴纳项目估计价值 5% 的履约保证金，且必须在临时措施发布之日起最多 18 个月内开始施工。这部分项目包括 65.3GW 光伏项目以及 18.8GW 风电项目，预计有望支撑中短期内巴西风光装机持续高增。

图表25：巴西风光项目储备充足 (GW)

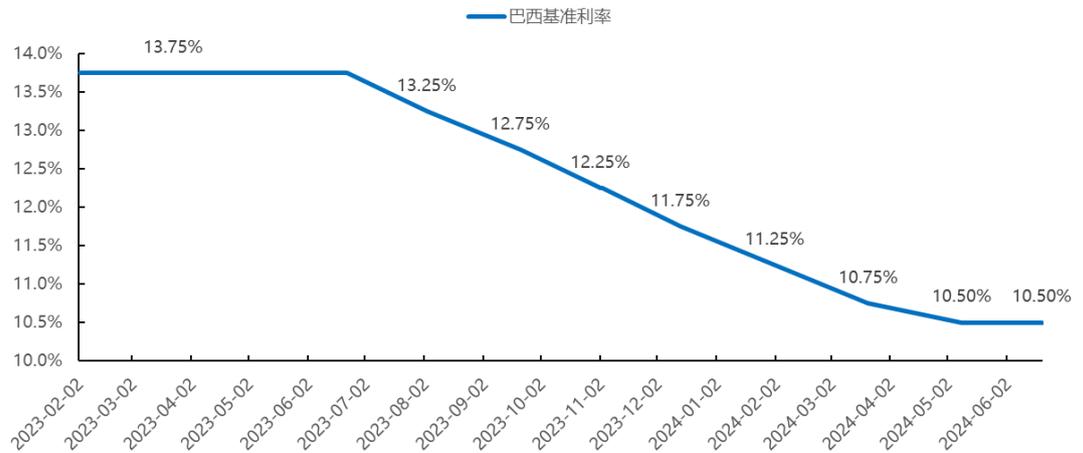


来源：ANEEL，国金证券研究所

利率下降叠加补贴项目投运期锁定，巴西集中式光伏项目加速推进。巴西在 2021 年开始逐步加息，基准利率从 2021 年初的 2% 逐步上调至 13.75%，2023 年 8 月以来，巴西央行开启降息周期并在 9 个月内连续 7 次下调政策利率至 10.50%。随着利率下调，光伏电站融资成本降低、项目收益率提高，叠加 4 月临时措施带动项目陆续开工，预计集中式项目需求有望持续释放。



图表26：2023年8月以来，巴西央行已下调7次基准利率



来源：ifind，国金证券研究所

随着风光等间歇性能源在巴西发电占比越来越大，政府部门对储能的态度逐步转向支持，从巴西电力局官方网站新闻及相关发言可以发现，2022年之后 ANEEL 多次以研讨会、演讲的形式公开探讨巴西储能情况、监管以及挑战。2024年6月，据 MEGAWHAT 报道，ANEEL 主管 Ricardo Tili 公开判断，电池等储能可以参加定于8月举行的储备容量拍卖，相关收入指导文件或将在12月之前推出，根据巴西光伏杂志报道，若8月容量拍卖中纳入储能或将吸引高达2GWh储能系统参与报价。

图表27：近两年巴西电力局 ANEEL 多次开展储能相关活动及研讨会

时间	事件
2022/6/12	将“推动储能系统纳入电力市场辅助的监管调整”写入 ANEEL2023-2024 年度监管议程 15 大战略主题
2022/9/14	ANEEL 总干事发表涉及储能系统的监管、潜在服务能力以及如何引入储能的演讲
2022/12/14	在分析完 2020 年收到的公众意见并完成多项技术研究后，ANEEL 汇总了将能源存储系统纳入国家互联系统所需的监管提案
2023/3/23	巴西首个电网侧大储项目投运，装机规模 30MW/60MWh，ANEEL 预期该系统年度收入为 2700 万雷亚尔
2023/6/13	ANEEL、MME（矿产和能源部）、ONS（国家电力系统运营商）和 EPE（能源研究公司）开展储能网络研讨会，讨论巴西的储能情况和监管挑战
2023/10/17	ANEEL 就如何将储能系统纳入巴西电力部门的监管框架开放公众咨询
2024/6/19	ANEEL 主管 Ricardo Tili 表示，电池等储能可以参加定于 8 月举行的储备容量拍卖，相关收入指导文件或将在 12 月之前推出

来源：ANEEL、MEGAWHAT，国金证券研究所

1.4 南非：弱电网形成高需求，多轮储能招标发布

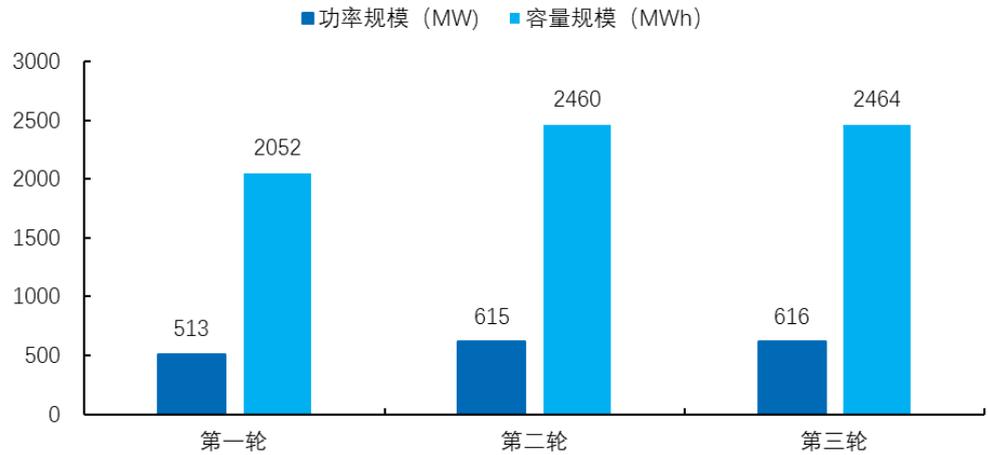
电网建设迟缓拖累可再生能源项目装机进度，储能需求爆发。南非电网存在线缆老化、维护不足等重大问题，难以支撑可再生能源装机并网。据 ESKOM 的传输发展计划（TDP），南非东部、北部和西部开普地区的传输网络存在显著的容量限制，2013-2022 年，南非投资建设 4000 多公里输电线路，但与 2032 年所需的 14000 公里相比仍有较大差距，输电基础设施建设不足影响 ESKOM 消纳，部分可再生能源项目甚至因电网负荷问题而无法达到满产，进而影响开发商的售电收入。在此背景下，加快储能项目建设，从而保障项目并网以及电网正常运行成为唯一办法。

南非政府主要通过独立储能招标来推动实现储能电站装机，中标项目将签约 15 年的购电协议，并通过多项辅助服务为 Eskom 提供容量、能源和频率控制。截至 2024 年 7 月，南非独立储能项目招标已经进行了三轮，共计将带来 1.7GW/7.0GWh 的项目装机。其中第一轮独立储能招标于 2023 年 3 月发布，并在 2023 年 12 月开始陆续开标，截至 2024 年 6



月，五个项目的中标人均已确定，其中最快的项目有望在 2025 年完成并网。第二轮及第三轮储能招标均在 2024 年发布，其中第二轮已于 6 月结束招标，参考第一轮开标时间间隔，第二轮储能招标开标时间或将在 2024 年年底或 2025 年年初。

图表28：南非政府已发布三轮共计约 7GWh 的独立储能招标



来源：energy storage news, 国金证券研究所

图表29：南非第一轮储能招标中标项目最快将于 2024 年年中开工建设

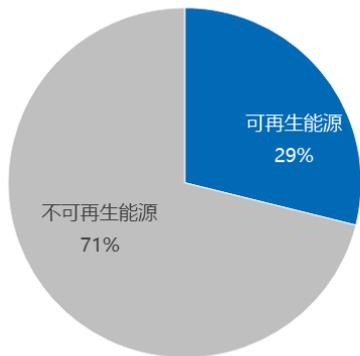
项目名	项目容量 (MW)	项目容量 (MWh)	中标人	中标金额	进度
Aggeneis	77	308			
Mookodi	77	308	CIP & EDF	3.72 亿美元	2024 年年中开工建设
Nieuwehoop	103	412			
Ferrum	103	412	Scatec		2024 年 6 月达成最终协议
Garona	153	612	Globeleq	3.41 亿美元	

来源：energy storage news, 国金证券研究所

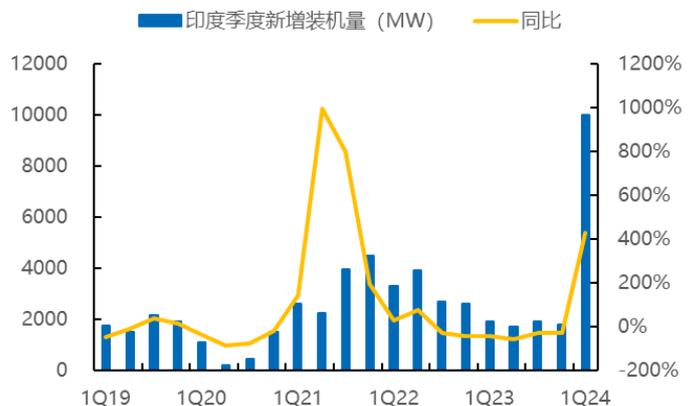
1.5 印度：可再生能源占比提升迅速，储能需求爆发在即

印度可再生能源占比提升迅速。据 Mercom India Research，截至 2024 年 3 月，可再生能源（主要是太阳能和风电）占印度电力容量的 28.9%，且保持高速增长，一季度印度新增光伏装机约 10GW，同比增长 426%。随着光伏、风电等间歇性能源在国家电力结构中占比越来越高，对电网的稳定性带来重大的挑战。

图表30：印度可再生能源装机占比约 29% (GW%)



图表31：1Q24 印度光伏装机 10GW，同比+426%



来源：Mercom, 国金证券研究所 (注：截至 2024 年 3 月)

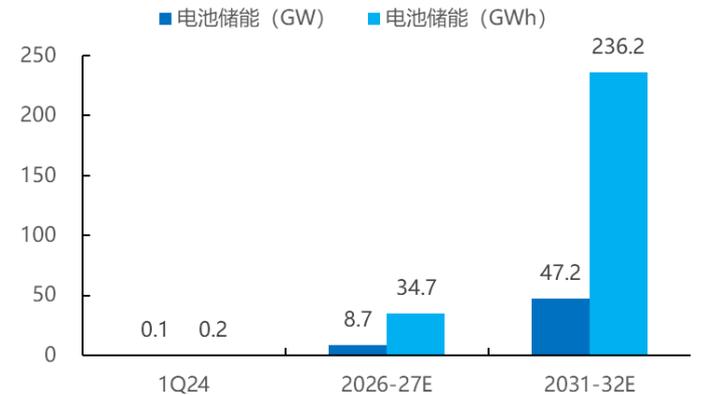
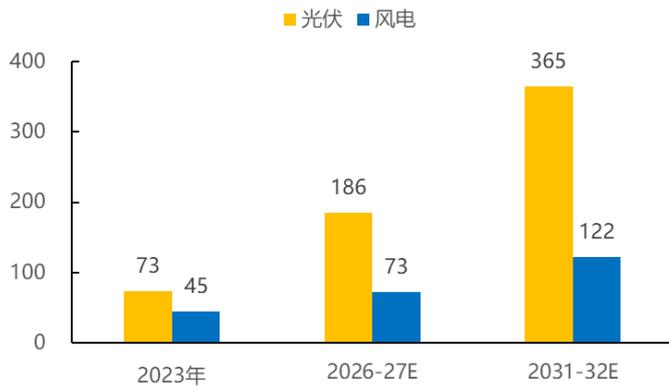
来源：Mercom, 国金证券研究所



国家电力计划大幅上调储能装机指引，印度大储空间广阔。此前印度中央电力局（CEA）曾在 2022 年的一份文件中预测，到 2030 年，印度储能需求（含抽水蓄能）规模有望达 27GW/108GWh，但在 2023 年 9 月印度中央电力局发布的 2022-2032 年国家电力计划（NEP）中这一数字被大幅上调。根据 NEP，2026-2027 年印度风光装机目标分别为 186GW/73GW，为了支撑大规模的风光间歇性可再生能源装机，印度中央电力局预测到 2026-2027 年印度本土需要 8.7GW/34.7GWh 的电池储能；到 2031-2032 年，则需要配备 47.2GW/236.2GW 的电池储能。

图表32：2026-27 年印度风光装机目标 186GW/73GW

图表33：2026-27 印度电池储能装机目标 8.7GW/34.7GWh

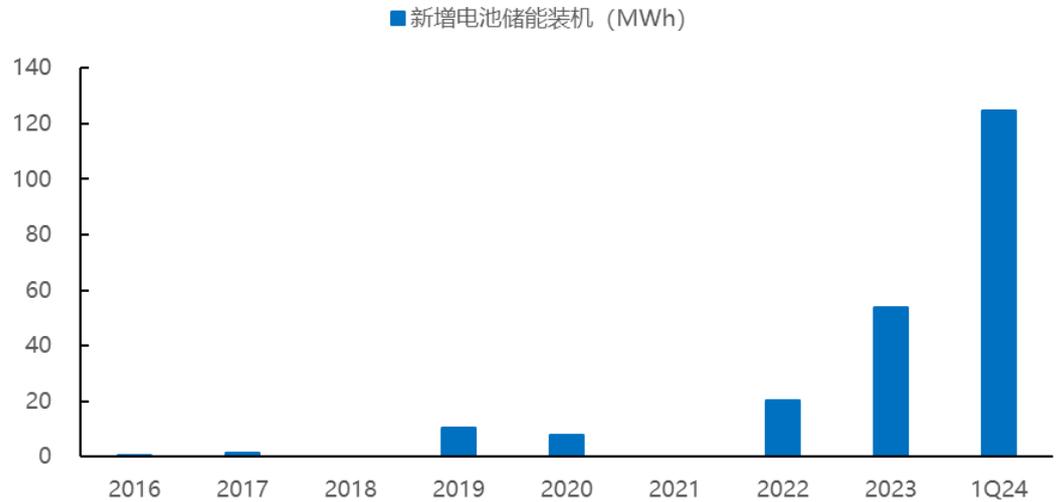


来源：印度中央电力局、EI，国金证券研究所

来源：印度中央电力局、Mercom，国金证券研究

尽管印度制定了较大的储能装机目标，但从现有印度储能装机规模来看，印度大储市场仍处于起步阶段。根据 Mercom，截至 2024 年一季度，印度电池储能装机仅为 219.1MWh，其中 2024 年一季度装机规模为 40MW/120MWh。

图表34：截至 2024 年一季度，印度电池储能累计装机仅 219.1MWh

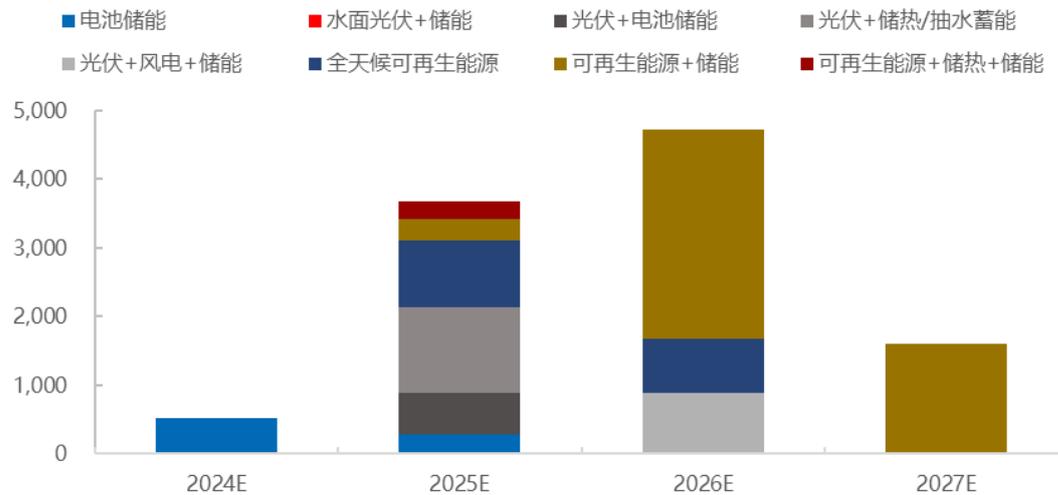


来源：Mercom，国金证券研究所

从 Mercom 公布的印度现有储能项目 pipeline 来看，截至 2024 年 3 月，印度目前有 1.6GWh（约 1GW）的独立电池储能、9.7GW 的新能源配储项目处于不同的项目推进阶段。



图表35: 印度现有储能 pipeline 中独立储能规模约 1GW, 可再生能源配储约 9.7GW



来源: Mercom, 国金证券研究所 (注: 截至 2024 年 3 月)

为了刺激国内电池储能产业发展, 印度政府主要通过发布利好性指导文件、政府补贴及国有企业大规模招标这三条路径。

利好性指导文件: 2023 年 8 月, 印度电力部发布《促进储能系统国家发展框架》(National Framework for Promoting Energy Storage Systems), 提供了包括财务激励、资源充足计划、促进电网连通、新能源强制配储、简化流程、豁免税费等多项政策措施和激励措施。若后续发展框架措施实现落地, 有望支撑中长期印度储能市场化健康发展。

图表36: 2023 年 8 月发布的《促进储能系统国家发展框架》提出多项促进措施

《促进储能系统国家发展框架》		
政策手段	财务激励	考虑为储能系统项目提供资金缺口补助
	资源充足计划	将储能系统纳入规划流程, 确保有足够的发电和需求响应资源满足预期的峰值需求
	连通性和电网接入	促进储能系统与州际输电系统 (ISTS) 的连通
	技术中性采购策略	为长期储能、短期储能和辅助服务制定技术中立的采购指南
	新能源强制配储	新的可再生能源项目可能需要安装至少5%的储能系统
	简化流程	制定全面的监管和政策框架, 简化储能系统的投标、安装和连通过程
	豁免税费	为储能系统提供税收优惠

来源: 印度电力部, 国金证券研究所

国家补贴: 2023 年 9 月, 印度政府批准了用于发展储能系统的可行性缺口资金计划, 计划到 2030-31 年开发 4GWh 的电池储能项目, 并提供高达 40% 的初始资本成本的财政支持以降低电池储能系统的成本从而提高其可行性。计划的初始支出为 940 亿卢比 (约 11.3 亿美元), 其中 376 亿卢比 (约 4.5 亿美元) 用于预算支持, 旨在实现每千瓦时 5.50-6.60 卢比 (约等于 6.6-7.9 美分) 的平准存储成本。同时, 为了确保该计划的利益惠及最终消费者, 计划规定至少 85% 的储能系统项目容量将提供给供电公司。

随着印度政府对储能产业的逐步重视, 印度国有企业如印度国家火力发电公司 NTPC、印度太阳能公司 SECI、印度公用事业企业 GUVNL、印度国有石油和天然气公司 ONGC 相继发布大规模电池储能项目招标或签约。据不完全统计, 四大印度国有企业近三年仅电池储能项目招标/签约规模达 3.25GW/7.50GWh, 有望在未来三年内形成旺盛的储能系统需求。



图表37：近三年印度国有企业大型电池储能招标/签约规模达 7.5GW

发布时间	业主/招标方	储能类型	项目容量
2021 年	国有火力发电公司 NTPC	火电/新能源配储	1000MWh
2022 年	国有火力发电公司 NTPC	独立储能	250MW/500MWh
2022 年	印度太阳能公司 SECI	独立储能	500MW/1000MWh
2022 年	印度公用事业企业 GUVNL	独立储能	500MW/1000MWh
2023 年	印度国有石油和天然气公司 ONGC	独立储能	250MW/500MWh
2023 年	印度公用事业企业 GUVNL	独立储能	250MW/500MWh
2024 年	印度太阳能公司 SECI	独立储能	1000MW/2000MWh
2024 年	国有火力发电公司 NTPC	火电/新能源配储	250MW/500MWh
2024 年	印度公用事业企业 GUVNL	独立储能	250MW/500MWh
合计			3250MW/7500MWh

来源：energy storage news、Mercom、solar quarter，国金证券研究所

印度国有企业主要通过签订长期 PPA 的形式进行招标，从近期国有企业混合光储招标项目开标结果来看，印度光伏+储能项目已经具备大范围推广条件。根据 energy storage news 报道，7 月 16 日，SECI 宣布光储混合项目中标结果，最低中标均价为 3.41 卢比/kWh，相较近期印度峰值电力招标低约 1 卢比/kWh，已经具备较强价格竞争能力。此外，据劳伦斯伯克利实验室的科学家阿莫尔·法德克判断，这一中标价格意味着光伏+储能的发电成本可能比部分新的燃煤设施更廉价，印度光伏+储能项目已经具备大范围推广条件，储能需求或将在中短期内迅速爆发。

本土产能建设缓慢，中短期内需求仍需海外满足。与光伏类似，印度政府同样大力支持本土电池产能发展，并在 2022 发布 24.2 亿美元本土产能激励措施。此外，2023 年《促进储能系统国家发展框架》也提出考虑发布针对储能系统的“批准型号和制造商名单(ALMM)”。但从目前印度的本土的储能产能来看，同时具备大储系统本土化生产能力和交付经验的企业数量较为稀缺，考虑到近三年印度国内较大规模的储能招标以及快速提升的新能源占比，预计中短期内大部分需求仍需依赖海外企业供应。

2、户储：持续降本推动光储下沉、多元因素助力新兴市场需求持续增长

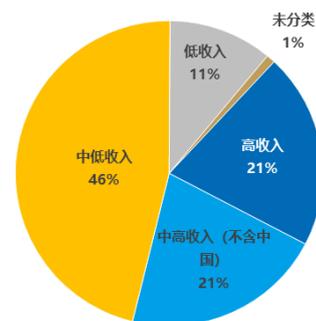
2.1 组件、电池价格下跌带动系统成本下降，中等收入国家已具备购买能力

根据人均国民总收入这一标准，世界银行将各个国家及地区分为低收入、中低收入、中高收入及高收入四个类别，对应划线标准分别为 2023 年人均国民总收入 1145、4515、14005 美元。根据世界银行分类及 2023 年各国人口数据，剔除中国后 2023 年世界各国人口占比分别为：高收入国家人口占比 21%，中高收入国家占比约 21%，中低等收入国家占比 46%，低收入国家占比 11%。

图表38：世界银行 2023 年国家或地区分类标准

世界银行分类标准	
低收入	2023年人均国民总收入小于等于1145美元
中低收入	2023年人均国民总收入在1146-4515美元
中高收入	2023年人均国民总收入在4516-14005美元
高收入	2023年人均国民总收入不低于14005美元

图表39：剔除中国后中等收入国家约占世界人口的 67%



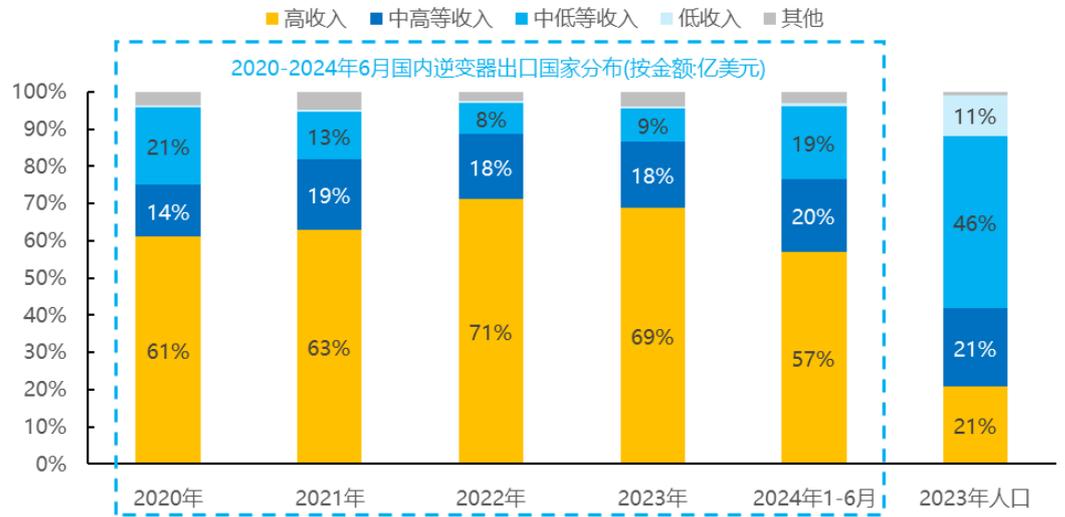
来源：世界银行，国金证券研究所

来源：世界银行，国金证券研究所



尽管中等收入国家人口占海外人口的 67%，但由于过去分布式光伏系统高昂的初始成本，其消费市场仍以高收入国家或地区为主。从逆变器出口金额数据来看，过去四年内国内出口逆变器金额中高收入国家占 60-70%，中等收入国家占比仅约 30-40%。尽管 2024 年 1-6 月的出口节奏有所调整，但是相较人口结构仍有较大差距。

图表40：人口占比为 21%的高收入国家或地区从中国进口的逆变器金额占 60%-70%

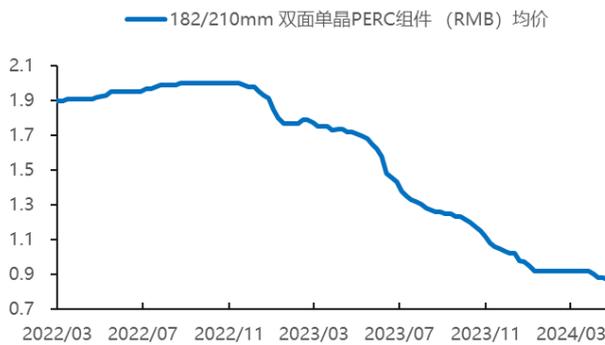


来源：海关总署、世界银行，国金证券研究所

组件价格及碳酸锂价格快速下降是本轮分布式光储系统能够下沉至中等收入国家的主要原因。2023 年年初至今，国内 PERC 组件的单位均价从接近 2 元/W 一路下降至 0.9 元/W 以下，储能电池的主要成本碳酸锂也在 2023 年从 30 万元/吨快速下降至 9-10 万元/吨左右，带动储能电池价格大幅下降，显著提升配储的性价比，增强在下沉市场的渗透能力。

图表41：2023-2024 年组件价格大幅下降

图表42：电芯主要成本碳酸锂价格大幅下降



来源：Infolink Consulting，国金证券研究所

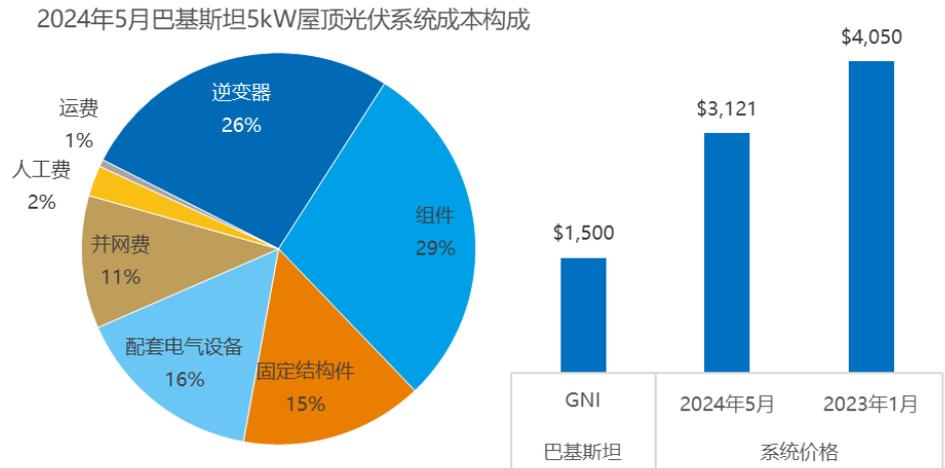


来源：SMM，国金证券研究所

组件约占户用光伏系统成本的 30%-40%，降价带动弹性效应显著。根据巴基斯坦光伏产品购买网站 Bright solar 给出的 2024 年 5 月报价单，5kW 户用光伏系统的样例报价单约 3121 美元，其中组件价格占比约 29%，参考国内 PERC 组件下降幅度，预计 2023 年 1 月系统成本约为 4050 美元，降幅大约为 23%，考虑到 2023 年巴基斯坦的人均国民总收入仅为 1500 美元，组件下降带来的购买力提升预计相当显著。



图表43: 23年以来的组件价格下降预计带来约25%的系统价格下降

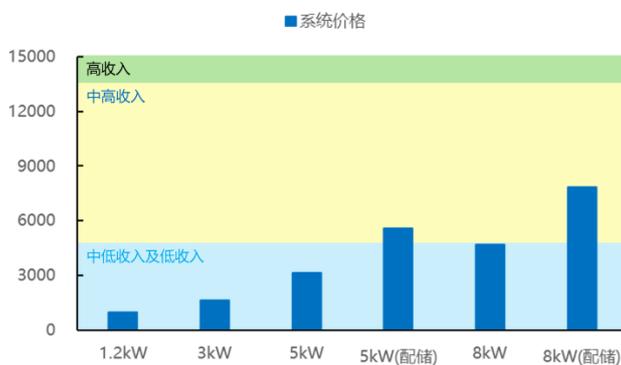


来源: Bright Solar、世界银行, 国金证券研究所测算

从国民人均收入条件来看, 我们判断当前小型光储系统价格已降至中等收入国家居民能承担的合理范围。预计中低收入国家主要居民或有能力购买小容量锂电池或使用铅酸电池进行平替, 而中高收入国家或地区及中低收入国家的富裕阶层则已具备较大规模备用储能系统的购买能力。

图表44: 中等收入国家已基本具备购买分布式光伏系统的能力 (美元)

图表45: 不同功率规模户用系统负载应用场景



功率	应用场景/负载能力	适宜人群 (单月耗电量)
1.2kW	风扇*3, 灯*5, 冰箱*1, LED电视*1, 洗衣机*1	130-150kWh
3kW	空调/熨斗*1, 风扇*3, 灯*5, 冰箱*1, LED电视*1, 洗衣机*1	250-350kWh
5kW	空调/熨斗*1, 风扇*5, 灯*10, 冰箱*1, LED电视*1, 洗衣机*1	400-600kWh
5kW(配储)		
8kW	微波炉*1, 空调/熨斗*1, 风扇*6, 灯*12, 冰箱*1, LED电视*1, 洗衣机*1	900-1000kWh
8kW(配储)		

来源: 世界银行、menlo electric、Bright Solar, 国金证券研究所

来源: Bright Solar, 国金证券研究所

2.2 持续性: 短期看极端天气频发催化, 长期看电网限制、经济性提升

短期看, 极端天气导致电网崩溃事件频发, 催化储能需求释放。在全球变暖的大背景下, 极端天气事件在世界各地频繁发生。一方面, 夏季的极端高温导致空调等电器的使用量激增, 进而显著提高了电力需求, 对各国的能源供应系统构成了严峻挑战。另一方面, 极端高温等恶劣天气条件对发电站和电网的正常运作产生了不利影响。特别是对于那些水电占比较大的国家, 高温引发的干旱导致发电量同比下降, 这可能会引发大规模、长时间的电力中断, 造成严重的社会和经济影响。



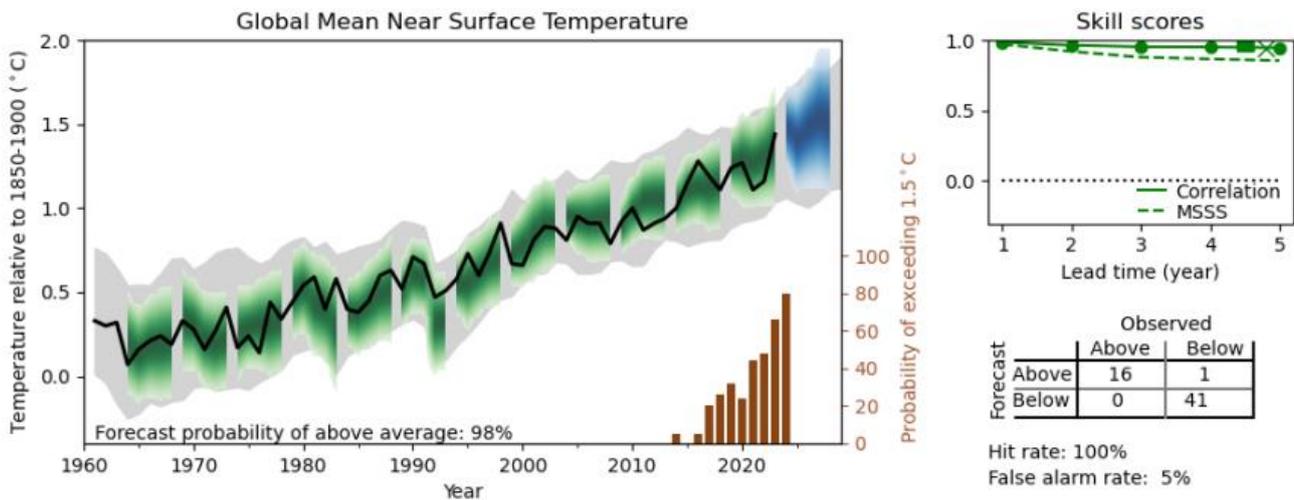
图表46: 年初以来发生极端天气造成恶劣电网事故汇总

停电时间	国家或地区	停电原因
2024年6月	津巴布韦&赞比亚	干旱导致的水位下降, 水电站发电大幅减少
2024年6月	埃及	气温急剧上升导致燃料供应不足, 延长每日停电时间
2024年4月	厄瓜多尔	极端天气导致电网及输送线路崩溃
2024年5月	菲律宾	高温导致发电站停运或降低运行容量
2024年5月	墨西哥	高温导致用电需求过载
2024年	尼日利亚	系统故障导致的电网崩溃
2024年6月	巴尔干半岛	高温导致线路故障
2024年5月	印度	高温导致用电需求过载
2024年	巴基斯坦	高温导致用电需求过载, 停电加剧

来源: 央视新闻、央视财经、彭博社、今日巴基斯坦等, 国金证券研究所

极端高温或成常态, 有望支撑分布式光储需求持续释放。根据联合国世界气象组织(WMO)发布的最新报告, 在未来5年中, 有80%的可能性至少有一年的全球年平均温度将比工业化前水平暂时高出1.5°C, 预计2024至2028年每年全球平均近地表温度将比1850-1900年基线高出1.1°C至1.9°C。报告指出, 这些年份中可能(86%)至少有一年将创下新的温度纪录, 超过2023年这一目前最热年份。

图表47: 根据世界气象组织预测, 2024-2028年有86%的可能最高温度创下新的历史记录



来源: 世界气象组织, 国金证券研究所

长期看, 我们认为新兴市场小储需求主要来自于电网限制形成的配储需求以及度电成本已具备一定优势后市场渗透率的提升。

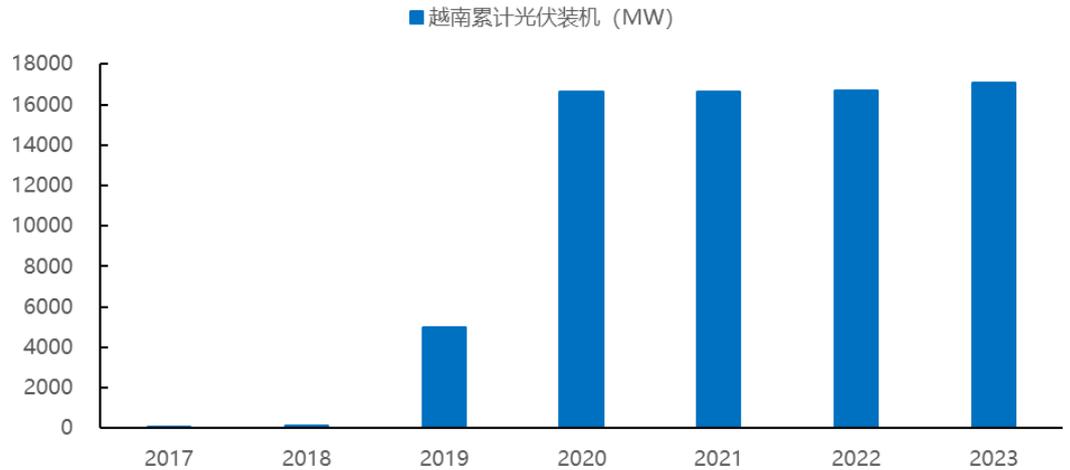
电网限制可分为两类, 即容量限制与输送限制:

1) 容量限制: 越南市场是容量限制的典型性市场, 2017-2020年越南光伏装机受高额上网电价刺激迅速爆发, 2019-2020两年间新增装机规模超16.5GW。受电网容量限制, 上网电价政策于2020年到期, 此后越南光伏新增装机陷入停滞。随着光储系统价格下沉至中等收入国家居民消费范畴, 在电网容量限制的背景下, 随着光储系统经济性逐步提升, 配储有望成为分布式光伏的主流做法。

2) 输送限制: 受电网建设成本较高及岛屿等地理因素造成的电网建设困难影响, 截至2022年, 全球仍有6.85亿人无法获得电力, 且主要集中于南亚、非洲以及部分岛屿型国家。以东南亚为例, 菲律宾及印尼等国家均包含多个小型岛屿, 建立输电系统为这些地区输送电力存在一定困难, 离网光储系统在这些地区存在旺盛的需求。



图表48：2021年后越南新增光伏装机完全陷入停滞



来源：EI，国金证券研究所

当前光储系统度电成本在部分光照环境较好的地区已能实现 12-15 美分的度电成本，相较于菲律宾、南非等地区的居民电价已经具备竞争优势，但受限于前期投入成本较大、市场培育不完善导致消费者渗透率较低，随着国内企业持续出海开拓，有望引导地区需求健康释放。

2.3 典型市场分析

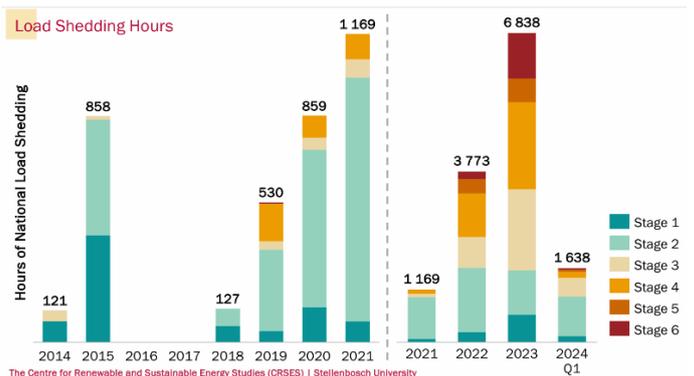
2.3.1 南非：严重缺电酝酿旺盛离网需求，电价高涨需求将迎复苏反转

为应对电力供不应求的情况，南非施行“限电”政策，即通过计划性的停电以保护电力系统陷入瘫痪。南非国有电力企业 Eskom 将限电分为了 8 个等级，根据电网负荷情况有计划的对不同地区进行分时限电。其中阶段一最不严重，每四天停电 3 次，每次持续 2 小时，而 8 级限电则每四天停电 12 次，每次持续 4 小时。2022 年开始南非陷入严重的限电灾难，根据 CRSES 统计，2023 年南非总限电时长达 6838 小时。

图表49：南非各限电等级对应预计对居民影响

限电等级	预计电网减载功率	预计停电时间
阶段1	< 1000MW	每四天停电6小时
阶段2	< 2000MW	每四天停电12小时
阶段3	< 3000MW	每四天停电18小时
阶段4	< 4000MW	每四天停电24小时
阶段5	< 5000MW	每四天停电30小时
阶段6	< 6000MW	每四天停电36小时
阶段7	< 7000MW	每四天停电42小时
阶段8	< 8000MW	每四天停电48小时

图表50：2022-2023 年南非进入严重限电阶段（小时）



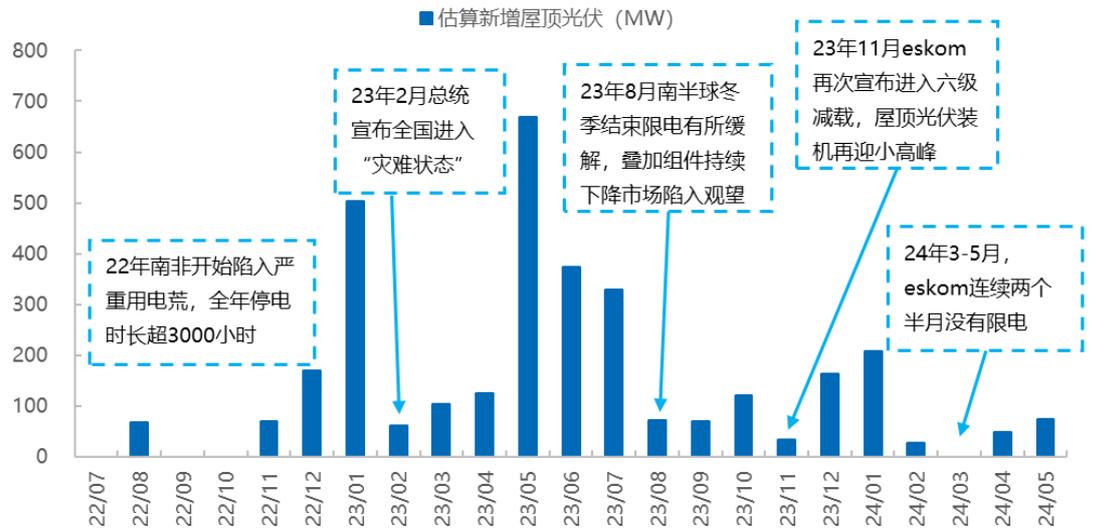
来源：Eskom，国金证券研究所

来源：CRSES，国金证券研究所

复盘南非过去两年月度屋顶光伏装机变化，历次装机高点均发生在限电程度有所加剧之后。2022 年南非陷入严重用电荒，离网系统开始加速渗透；2023 年 2 月，南非总统宣布全国进入灾难状态，叠加南半球 5-6 月南半球逐步进入冬季，进一步催化终端需求释放；8 月后，由于冬季结束叠加全球组件持续下跌，终端消费热情有所降低，但随着 11 月 Eskom 再次宣布进入 6 级减载状态，南非屋顶光伏装机在 2023 年四季度再次迎来小高峰。



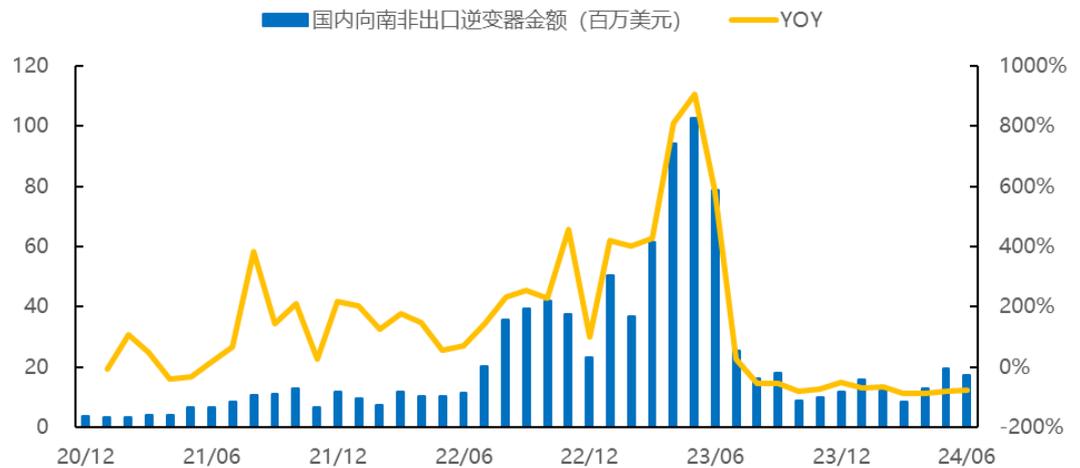
图表51: 复盘: 南非屋顶装机高峰阶段均发生在限电加剧之后



来源: Eskom, 国金证券研究所

限电问题暂时缓解叠加 2023 年库存尚在消化, 南非户储需求下降。根据 Eskom 公告, 截至 7 月 12 日, 南非连续 107 天未发生减载事件, 叠加 2023 年由于过量输入导致的累库问题, 2024 年南非户储进口需求有所放缓, 据海关总署, 2024 年 1-6 月国内向南非出口逆变器 0.86 亿美元, 同比-79.7%。

图表52: 2024 年 1-6 月国内向南非出口逆变器 0.86 亿美元, 同比-79.7%

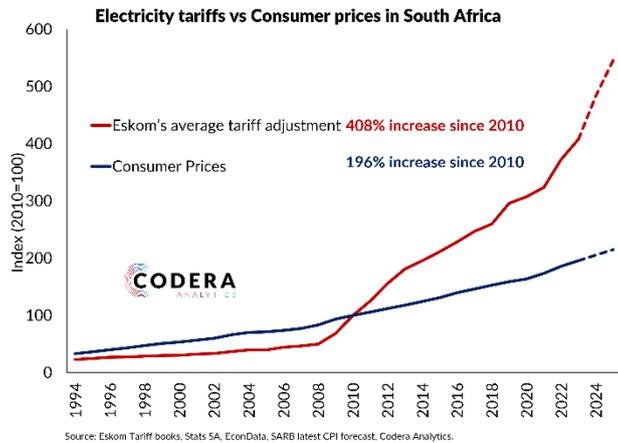


来源: 海关总署, 国金证券研究所

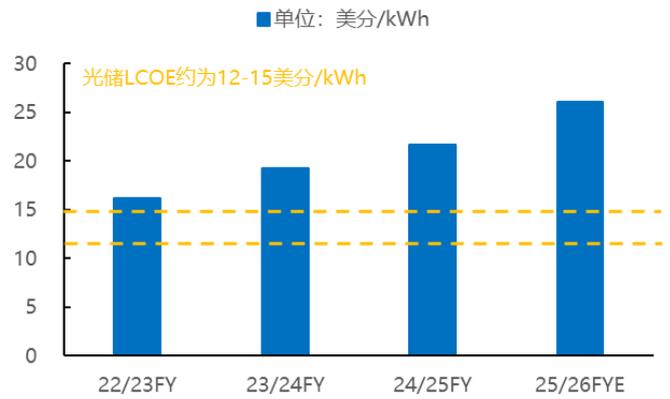
Eskom 计划大幅调高居民电价, 经济性有望刺激南非光储需求再次增长。为了弥补发电成本上升, 2023 年 12 月 Eskom 宣布 2024 年 7 月起居民电价上调 12.74%, 预计上调后南非月耗电量为 200kWh 的家庭用电价格将来到 22 美分/kWh 左右。根据我们测算, 即使考虑今年 7 月实施的 10%新关税政策, 目前南非 5kW 光储系统度电成本约在 12-15 美分/kWh 左右, 相较居民电价已有充分经济性优势。此外, 据 Codera 报道, 2010 年以来南非居民电价保持每年 15%的超高增速, 预计 2025 年居民电价或仍将继续保持这一趋势, 即使后续南非缺电状态大幅缓解, 光储系统需求仍有望通过转向经济性需求逻辑进而保持增长。



图表53: 预计 2024 年南非电费仍将高速增长



图表54: 南非户用光储 LCOE 相较居民电价已有一定优势



来源: CODERA, 国金证券研究所

来源: Eskom, 国金证券研究所

2.3.2 巴基斯坦: 电价快速上涨, 推动离网光伏需求持续增长

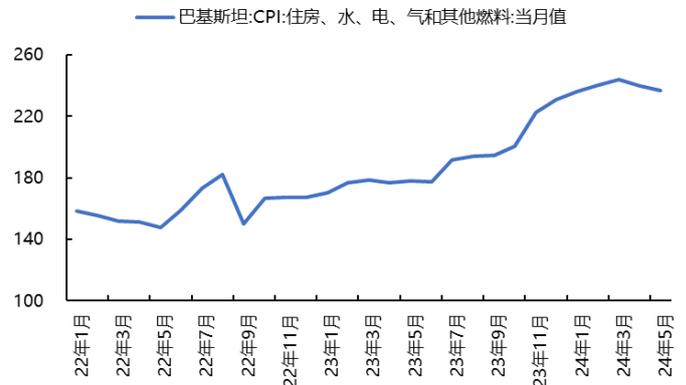
巴基斯坦光储市场爆发的背景与南非市场比较相似, 都与当地脆弱的电力市场环境密切相关。巴基斯坦电网长期拉闸限电, 一方面是发电能力不足, 另一方面是输电和配电网陈旧老化、线损率高, 特别是在夏季等用电高峰期, 电网不堪重负, 停电成为常态。2023 年, 为了获得 IMF 的国际援助, 巴基斯坦政府被要求提升电力价格从而增加政府收入, 导致居民电价大幅上涨, 推动户用光伏需求高增。

图表55: 巴基斯坦实行峰谷电价、净计量结合的政策

截至2024年1月巴基斯坦居民电价	
DISCO峰值电价	41.89卢比(约15美分)kWh
DISCO峰谷电价	35.57卢比(约13美分)kWh
DISCO购电价格	19.32卢比(约6.9美分)kWh
净计量政策: 光伏发电上网抵消峰谷耗电量, 多余部分按购电价格折算后抵消峰值电费	

来源: DISCO, 国金证券研究所

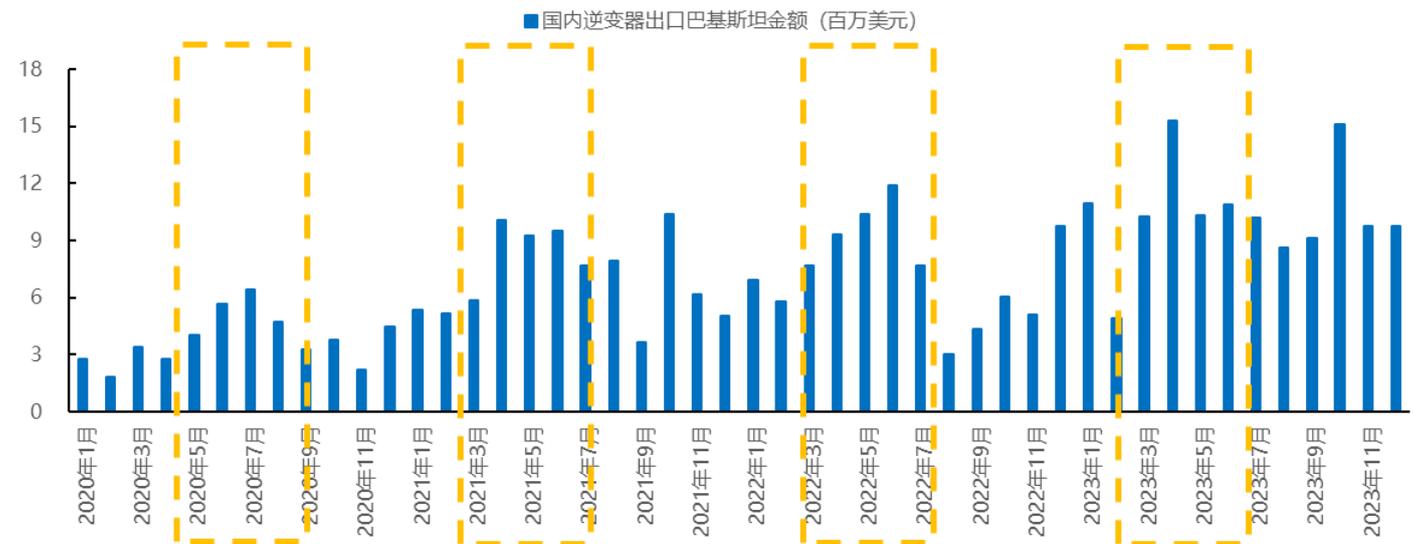
图表56: 23 年以来巴基斯坦电价持续高涨推动 CPI 上行



来源: ifind, 国金证券研究所



图表57：复盘巴基斯坦过去四年逆变器进口数据可以发现具备较为明显的季节性特征



来源：海关总署，国金证券研究所

目前巴基斯坦储能需求偏向能源保供居多，主要原因有二：第一，当前巴基斯坦光伏系统实施净计量政策，配储对经济性提升意义不大；第二，根据我们测算，3kW 光伏+5kWh 电池的光储系统度电成本在 14-18 美分/kWh 左右，相较直接从电网购电优势并不算太明显。

受困于 IMF 债务，2024 年巴基斯坦居民电价继续加速上涨，增长逻辑有望逐步向经济性过渡。据《黎明报》报道，6 月巴基斯坦国家电力监管局 (NEPRA) 宣布将在 7 月宣布全国统一电费上调 20%，上涨后的居民电价约为 42 卢比 (约为 15 美分) /kWh，部分光照条件较好的地区或已具备竞争优势。

3 投资建议

全球新兴市场储能需求从 1 到 10 爆发，重点看好两条主线的投资机会：

- 1) **大储**：随着新兴市场可再生能源占比逐步提升，对储能系统需求逐步从跟网、撑网升级至更高层级的构网，对储能系统企业的技术提出更高要求；海外电网属性、认证流程非标且各市场间有较大差距，因此具备丰富项目经验以及相关认证的先发企业有望在竞标中具备较大优势；其次，由于储能项目投资规模较大，依赖三方金融机构融资，且往往需要 10 年以上的持续售后保障，因此招标业主对储能系统的品牌及可融资性也有一定要求；此外，海外储能项目需求高增背景下，部分项目需求紧迫，对企业交付能力提出较大挑战。重点推荐：阳光电源、阿特斯、宁德时代，建议关注：上能电气、禾望电气、盛弘股份。
- 2) **户储**：户储市场分散且高度依赖当地渠道，具备渠道优势及先发优势的企业有望充分受益；此外，大部分新兴市场收入较低且对产品需求存在一定差异，兼具性价比及满足当地需求特点的产品有望摆脱同质化竞争的泥潭实现更高的销量。建议关注：德业股份、锦浪科技、固德威、昱能科技、禾迈股份、艾罗能源。

4 风险提示

传统能源价格大幅（向下）波动风险：近年来全球各国的双碳目标诉求及地缘政治动荡等因素造成的传统能源价格大幅飙升，是新能源需求超预期高增的一大驱动因素，若传统能源价格及对应电价在未来出现趋势性、大幅下跌，将边际削弱光储系统的相对经济性，并可能对板块投资情绪产生负面影响。

原材料价格大幅波动：电化学储能系统中电芯成本占比较高，目前电芯主要原材料碳酸锂价格持续保持较低价格水平，若碳酸锂价格反弹或发生较大幅度波动，将边际削弱光储系统的相对经济性，并可能对板块投资情绪产生负面影响。

国际贸易环境恶化风险：随着光伏在各国能源结构中的比例持续提升，中国作为在光伏制造业领域一家独大的存在，仍然可能面临其他国家更严苛的贸易壁垒限制（尽管这种壁垒可能导致该国使用清洁能源的成本上升）。



全球经济复苏低于预期的风险：全球经济增长偏弱则不利于电力需求增长，即使光伏成本已大幅下降，并成为最低成本的新建电源形式，但电力需求增长较慢（甚至下滑）仍可能对光伏装机动力产生负面影响。



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	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建国内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	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