



南网能源 (003035.SZ)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

资源/协同一体两翼，成就分布式龙头

投资逻辑：

- 为何看好工商业分布式光伏？
- ✓ 消纳风险有限：分布式光伏新增贡献率靠前省份多为沿海负荷中心，追求用能稳定、价格稳定的客户诉求驱动行业装机。
- ✓ 电价风险有限：(1) 据可比公司芯能科技年报，自发自用电量占比约 75%；而从美国 PJM 市场经验来看电能量以外费用占终端电价比例可升至 20%以上，因此商业模式决定利润空间天然存在。谷时低电价影响利润分配，有望通过组件降本予以对冲。此外，锂电降本+峰谷价差拉大带来配套工商业储能的经济性。(2) 余电上网电量占比约 25%，有望受益于绿证政策。(3) 补贴退坡已经完成。
- 行业核心竞争要素？
- ✓ 各环节壁垒有别，核心关注优质屋顶资源。屋顶资源既包括装机所在区位的光照/电价条件，也包括客户消纳/长期存续能力。拆分至 IRR 影响因子，组件降本 0.1 元/W、利用小时数上升 100 小时、自发自用比例提升 10%、综合电价提升 0.02 元/KWh，分别对应 IRR+0.4pct/+1.5pct/+0.4pct/+0.1pct。
- 公司核心看点？
- ✓ 背靠南网，客户资源得天独厚。截至 22 年末公司在运光伏装机 1.7GW (工业 1.4GW+农光互补 0.3GW)；1H23 新增工业光伏装机 25.5 万千瓦(同比+116.9%)，截至 1H23 光伏拟建 2.9GW。南网代理购电客户可协同，驱动光伏装机加速。我们预计 23~25 年新增光伏装机分别为 83.4/88.8/94.2 万千瓦 (合计 2.7GW)。
- ✓ 需求侧业务强协同。20~22 年公司建筑节能业务新增覆盖面积分别为 75/97/120 万平米，业务协同性突出；工商业储能项目进入落地阶段。
- ✓ 生物质发电拖累短期业绩。1H23 公司实现营业收入 13.0 亿元，同比-0.4%；实现归母净利润 1.9 亿元，同比-7.6%，受生物质发电成本端因素拖累。

盈利预测、估值和评级

- 客户资源+需求侧业务协同为公司在高景气行业带来成长动力和竞争优势，我们预计 23~25 年公司实现归母净利润分别为 6.1/9.0/11.3 亿元。给予公司 24 年 PE 30 倍，目标价 7.2 元。

风险提示

- 分布式光伏新增装机不及预期风险；分布式光伏售电价格下降风险；生物质燃料成本波动、补贴拖欠，继续拖累业绩风险；城市建筑节能业务需求下降风险；大股东解禁风险；应收账款增加风险等。

国金证券研究所

分析师：许隽逸 (执业 S1130519040001)

xujunyi@gjzq.com.cn

联系人：张君昊

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：5.81 元

目标价 (人民币)：7.20 元



公司基本情况 (人民币)

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	2,600	2,888	3,131	4,055	5,024
营业收入增长率	29.43%	11.08%	8.40%	29.51%	23.92%
归母净利润(百万元)	474	553	605	898	1,132
归母净利润增长率	18.90%	16.78%	9.25%	48.59%	25.95%
摊薄每股收益(元)	0.125	0.146	0.160	0.237	0.299
每股经营性现金流净额	0.19	0.32	0.24	0.41	0.55
ROE(归属母公司)(摊薄)	7.96%	8.56%	8.63%	11.45%	12.68%
P/E	66.26	38.81	37.15	25.00	19.85
P/B	5.28	3.32	3.21	2.86	2.52

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

1、综合能源运营商，需求侧大有可为.....	4
2、两类风险有限，分布式光储行业渐入佳境.....	5
2.1 消纳风险有限，需求趋势向好.....	5
2.2 电价风险有限，组件降本/光储一体.....	9
2.3 多竞争要素影响项目 IRR.....	14
3、公司客户资源得天独厚，需求侧业务强协同.....	16
4、建筑节能稳健增长，BIPV 具备潜力.....	20
5、盈利预测与投资建议.....	22
5.1 盈利预测.....	22
5.2 投资建议及估值.....	24
6、风险提示.....	26

图表目录

图表 1： 公司需求侧业务客户强协同，当前分布式光伏为主要看点.....	4
图表 2： 2019~1H23 营业收入及增速情况.....	4
图表 3： 2019~1H23 归母净利润及增速情况.....	4
图表 4： 1H23 工业节能业务营收占比达 46.4%.....	5
图表 5： 近两年工商业分布式光伏业务增速较快.....	5
图表 6： 综合毛利率/净利率情况.....	5
图表 7： 分业务毛利率情况.....	5
图表 8： 分布式光伏存量装机（左轴，万千瓦）及占比（右轴）.....	6
图表 9： 分布式光伏新增装机（左轴，万千瓦）及贡献率（右轴）.....	6
图表 10： 22 年新增工商业分布式光伏结构情况.....	6
图表 11： 分布式光伏装机新增贡献率前十省份装机情况（万千瓦）.....	6
图表 12： 农村分布式光伏建设相关政策.....	7
图表 13： 工商业分布式光伏运营商的商业模式.....	7
图表 14： 工商业分布式光伏运营商“自发自用”比例较高.....	8
图表 15： 近三年电源侧有效容量供给充裕度呈下降趋势.....	8
图表 16： 分省 2023 年 7 月峰平电价（左轴，元/KWh）与电价差（右轴，元/KWh）.....	9
图表 17： 分省 2023 年 7 月峰谷电价（左轴，元/KWh）与电价差（右轴，元/KWh）.....	9
图表 18： 工商业分布式利用模式决定电价构成.....	10
图表 19： 光伏补贴退坡已完成.....	10
图表 20： “自发自用”溢价空间是运营商自持模式的核心.....	11



图表 21: 近年来美国 PJM 市场批发电价中, 电能量费用以外部分合计占 20%以上	11
图表 22: “自发自用”部分电量电价多种模式并存	11
图表 23: 光伏用多晶硅价格走势	12
图表 24: 光伏组件主流品种价格走势	12
图表 25: 工商业储能运营模式	12
图表 26: 能源服务企业介入下的工商业储能运营模式	13
图表 27: 用户侧储能利用率较高	13
图表 28: 高峰谷价差区域两充两放经济性优势突出	13
图表 29: 华东/华南省份峰谷价差+放电量补贴总价相对较高	14
图表 30: 储能降本+高峰谷价差地区 IRR 具备优势	14
图表 31: 分布式光伏项目各环节竞争壁垒梳理	15
图表 32: 工商业分布式光伏 IRR 测算假设	15
图表 33: 工商业分布式光伏 IRR 敏感性测算	16
图表 34: 两网区域 22 年用电量 (亿千瓦时) 及占比情况	16
图表 35: 公司华南以外区域营收占比近几年逐年提升	16
图表 36: 公司主要大客户涵盖多个领域	17
图表 37: 1H23 公司新投产分布式光伏 (含农光互补) 同比大幅增加	17
图表 38: 22 年末公司存量+在建+核准+拟建分布式光伏 (含农光互补) 近 7GW	17
图表 39: 广东工商业用户代理购电高峰价格靠前	18
图表 40: 广东燃煤基准价格处于国内最高水平	18
图表 41: 公司 20 年以来分布式业务毛利率达 63%以上	19
图表 42: 工商业储能部分项目情况	19
图表 43: 虚拟电厂整合发电资源与负荷的示意图	20
图表 44: 公司建筑节能服务	20
图表 45: 建筑节能业务模式——既有建筑	21
图表 46: 建筑节能业务模式——新建建筑	21
图表 47: 建筑节能业务营收、毛利率情况	21
图表 48: 建筑服务面积年增速持续扩大	21
图表 49: BIPV 项目示意图	22
图表 50: BAPV 项目示意图	22
图表 51: 分布式光伏业务 (工商业+农光互补) 拆分预测情况	23
图表 52: 分业务营收/毛利率预测 (百万元)	24
图表 53: 可比公司估值情况 (截至 23 年 9 月 24 日)	25



1、综合能源运营商，需求侧大有可为

- 公司 2010 年成立至今深耕节能服务领域，覆盖节能设计、改造、服务等环节，构建综合节能服务体系。公司主要以合同能源管理模式为客户提供定制化节能系统方案。“双碳”浪潮下，公司将分布式光伏纳入节能方案的工具箱内，并取得了行业领先地位。我们认为，背靠南网集团为公司带来了得天独厚的客户资源，而需求侧业务具有客户强协同的特点，从过去的传统节能服务提供方到当前分布式光伏运营商，再到未来的工商业储能运营/负荷聚合商，公司角色定位升级过程将不断带来增量业绩。

图表1：公司需求侧业务客户强协同，当前分布式光伏为主要看点

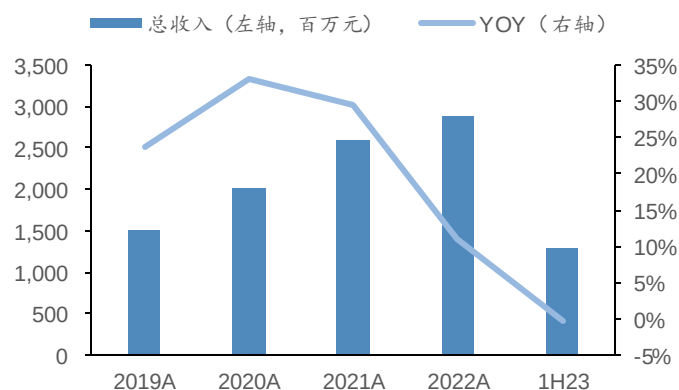
主营业务	领域分类	具体业务	22 年营收占比
合同能源管理服务	工业节能业务	分布式光伏节能服务	34.1%
		工业高效能源站节能服务	8.7%
		余热余压和煤矿瓦斯综合利用	
		其他	
	建筑节能		26.5%
节能咨询及工程服务	城市照明节能		4.5%
	节能改造工程		3.5%
	节能咨询服务		0.2%
综合资源利用	生物质综合利用		14.7%
	农光互补		7.8%

来源：公司公告、国金证券研究所

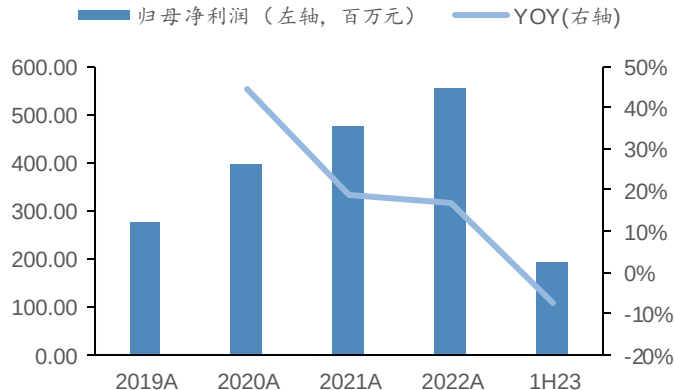
- 公司业绩稳中有增，生物质发电、照明系统节能业务拖累 1H23 业绩。公司 19~22 年营收 CAGR 为 24.2%；归母净利润 CAGR 为 26.1%。近两年业务结构向工商业分布式光伏转变，生物质发电项目新增减少，营收增速有所放缓。受生物质燃料价格上涨、可再生能源补贴支付滞后等影响，1H23 生物质发电业务营收同比-61.6%；照明系统节能存量项目中部分合同能源管理期满，业务营收同比-22.4%。

图表2：2019~1H23 营业收入及增速情况

图表3：2019~1H23 归母净利润及增速情况



来源：Wind、国金证券研究所

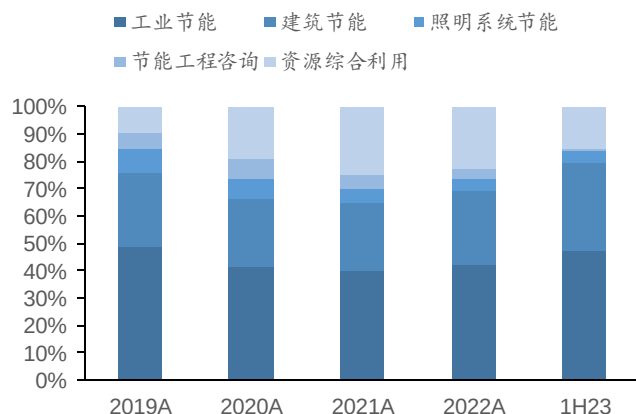


来源：Wind、国金证券研究所

- 工商业分布式光伏装机扩大、驱动业绩增长。受到“能耗双控”和分时电价政策驱动，工商业用户节能需求进一步增强，公司发挥客户资源优势，立足南网区域开发工商业分布式光伏项目。22 年业务营收为 9.9 亿元，四年 CAGR 达 26%。截至 1H23 装机规模 161.5 万千瓦，同比+39.2%，发展势头仍较好（1H23 业务营收增速 18.2%，弱于装机增速，主因电量兑现滞后于装机，加上降雨增加、发电减少）。

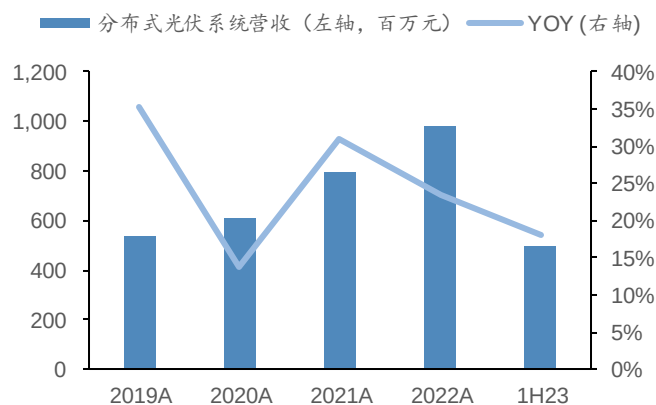


图表4：1H23 工业节能业务营收占比达 46.4%



来源：Wind、国金证券研究所

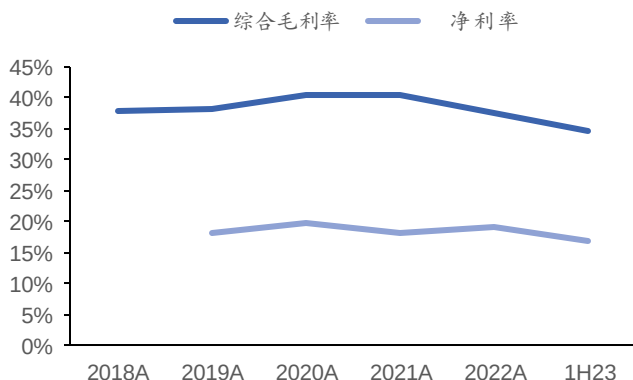
图表5：近两年工商业分布式光伏业务增速较快



来源：Wind、国金证券研究所

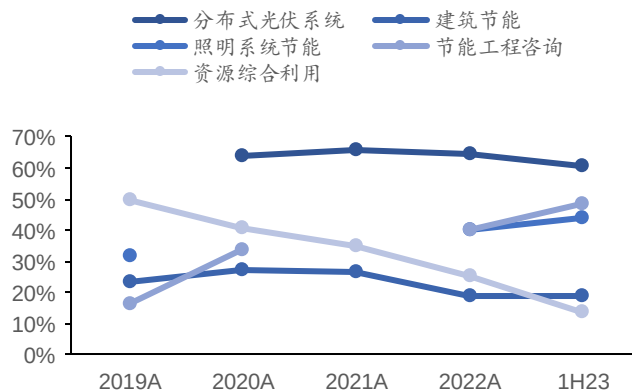
- 生物质项目拖累，近两年盈利水平下滑。工商业分布式光伏总体维持较高的毛利率水平，1H23 组件价格下跌，但叠加安全生产费计提、发电量减少等因素总体毛利率略有下行；生物质综合资源利用业务营收占比约 15%，受生物质燃料成本上涨影响较大、毛利率近几年均呈下降趋势；其余业务稳中有升。

图表6：综合毛利率/净利率情况



来源：Wind、国金证券研究所

图表7：分业务毛利率情况



来源：Wind、国金证券研究所

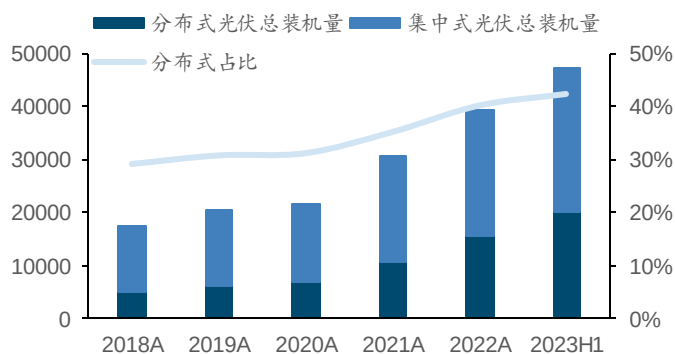
2、两类风险有限，分布式光储行业渐入佳境

2.1 消纳风险有限，需求趋势向好

- 分布式光伏加速铺开。不同于集中式电站装机节奏对特高压线路的高度依赖，分布式光伏节奏总体较快——策划/准备两个月+施工半个月+调试半个月，即可达成并网。当前分布式光伏存量占比已超 40%、增量贡献率已近 60%。从 22 年结构数据看，户用分布式光伏与工商业、农村光伏各占新增装机的一半。

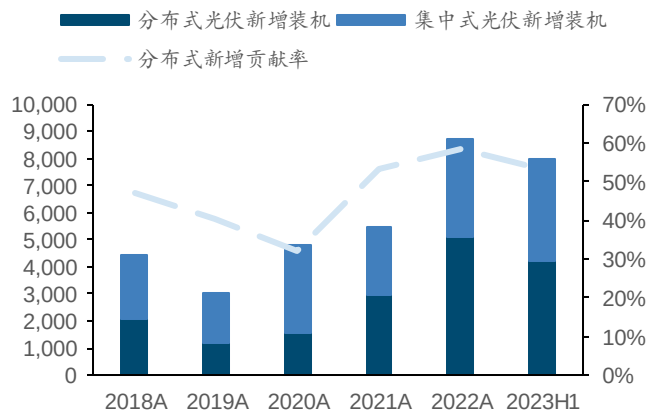


图表8：分布式光伏存量装机（左轴，万千瓦）及占比（右轴）



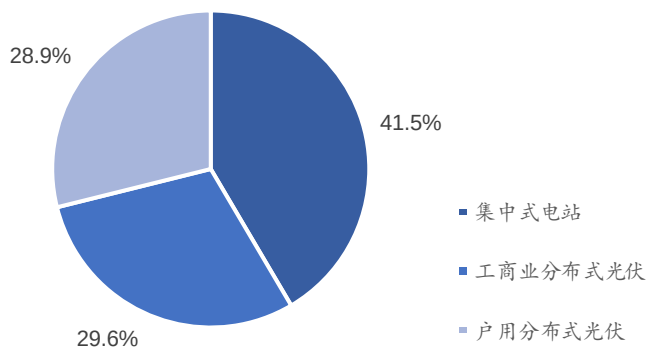
来源：中电联、国金证券研究所

图表9：分布式光伏新增装机（左轴，万千瓦）及贡献率（右轴）



来源：中电联、国金证券研究所

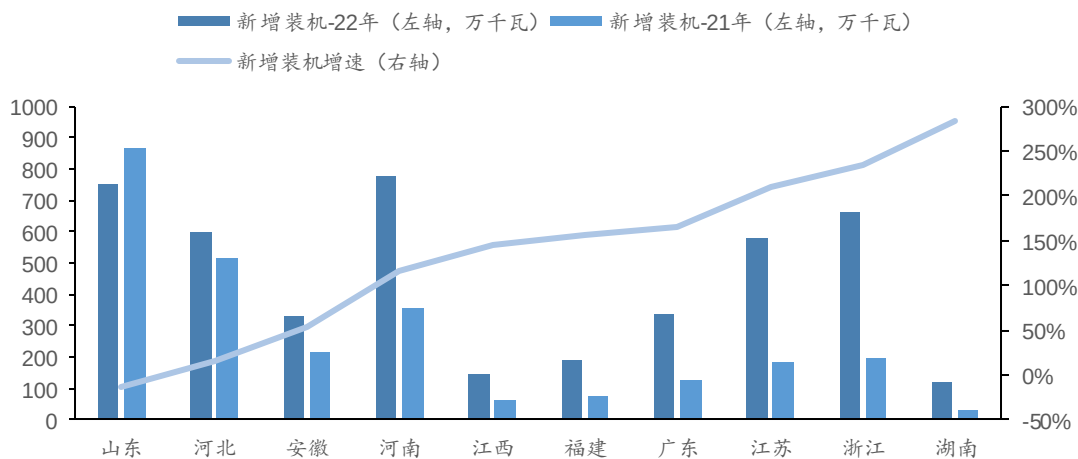
图表10：22 年新增工商业分布式光伏结构情况



来源：国金证券研究所，国家能源局

- 分布式光伏装机大省多为沿海负荷中心及高电价区域。各光伏大省仅山东 2022 年新增装机量略有下降，但整体装机量仍维持高位；其余省份皆展现出高增长态势。

图表11：分布式光伏装机新增贡献率前十省份装机情况（万千瓦）



来源：国金证券研究所、国家能源局

- 工商业分布式/农光互补是两类常见模式，消纳压力小于集中式电站。



- ✓ 农村光伏以土地集约利用为目标。农村光伏主要形式为在农业大棚、畜牧业屋顶、未利用土地或其它蔬菜林木用地上方搭建支架铺设光伏组件，并向所在区域电网进行电力销售。光伏组件下兼顾农业生产，充分利用现有土地，提升土地综合利用率，促进了土地集约化利用，从而实现“一地二用，农光互补”。
- ✓ 农光互补是政策驱动型业务，由地方政府牵头。2021 年国家出台政策，推进整县分布式光伏建设。目前仍处于建设初期，规模较小，故消纳压力不大。

图表12：农村分布式光伏建设相关政策

年份	发布部门	政策名称	政策内容
2021	国家能源局综合司	《关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》（国能综通新能〔2021〕84号）	公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单，共有 676 个县（市、区）列入其中。
2022	国务院办公厅	《国务院办公厅转发国家发展改革委国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》（国办函〔2022〕39号）	鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。

来源：国家能源局综合司、国务院办公厅、国金证券研究所

- 工商业光伏主要以满足企业用电需求为目标。由分布式光伏运营商对工业企业用电需求情况、屋顶面积和厂房承重条件等进行分析，为客户提供相应的分布式光伏服务。运营商负责投资、建设、运营，并与用能单位协商电价，形成“自发自用”模式；剩余发电量并入所在区域电网，即为“余电上网”模式。

图表13：工商业分布式光伏运营商的商业模式

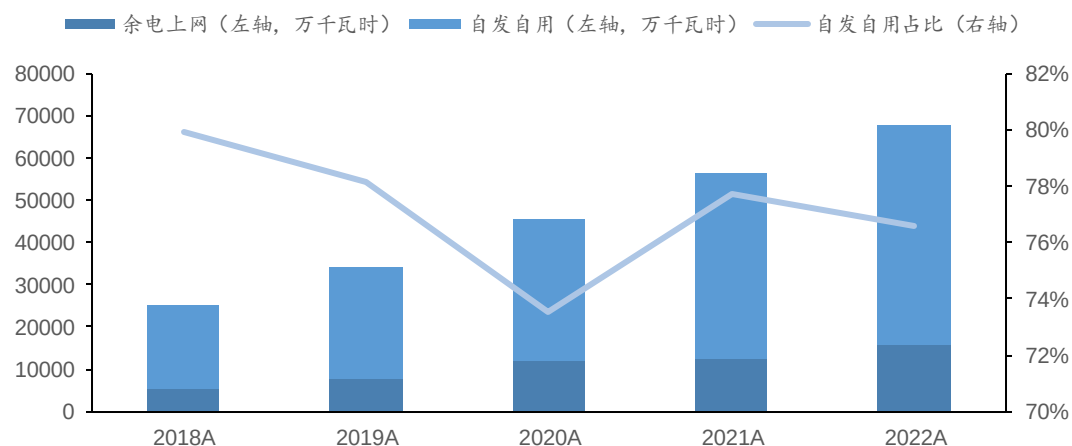


来源：芯能科技招股说明书、国金证券研究所

- ✓ 工商业分布式光伏动机是效益驱动型业务。业主需求为降低用能成本、提升用能稳定性。系统所发电量首先满足工业用能单位的用电需求。由于工商业业主用电需求大，自发自用比例较大，因此消纳压力小。从行业可比公司芯能科技披露的电量结构数据可知，平均约 75%以上的电量“自发自用”、约 25%的电量“余电上网”。



图表14：工商业分布式光伏运营商“自发自用”比例较高

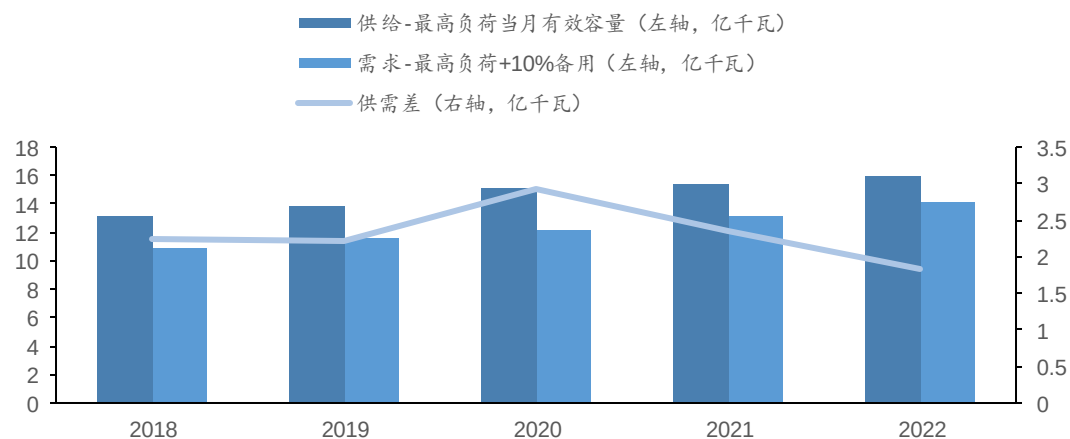


来源：芯能科技公司年报、国金证券研究所

■ 两类诉求下，工商业分布式光伏需求明确。

- ✓ 下游诉求 1：保障用能稳定性。光伏发电较好时段集中在午间，与工业企业用电高峰时段较为一致，能够缓解用电紧张时厂区的供电压力，从而保障了工厂的正常生产活动。当前部分省份由于可控电源装机硬缺口的存在，仍在用电旺季出现“有序用电”，“自发自用”诉求较强。

图表15：近三年电源侧有效容量供给充裕度呈下降趋势



来源：中电联、国金证券研究所

- ✓ 下游诉求 2：保障用能价格稳定。随着电力市场化逐步推进、用电尖峰日益尖锐，电价波动范围愈发扩大。7M23 统计数据表明 31 省市平均峰平价差为 0.316 元，平均最大峰谷价差为 0.754 元。其中广东省波动最大，峰平价差达 0.55 元，而最大峰谷差高达 1.37 元。与分布式光伏运营商签订固定电价/折扣电价是平抑风险的有效途径，高电价省份用户诉求较强。

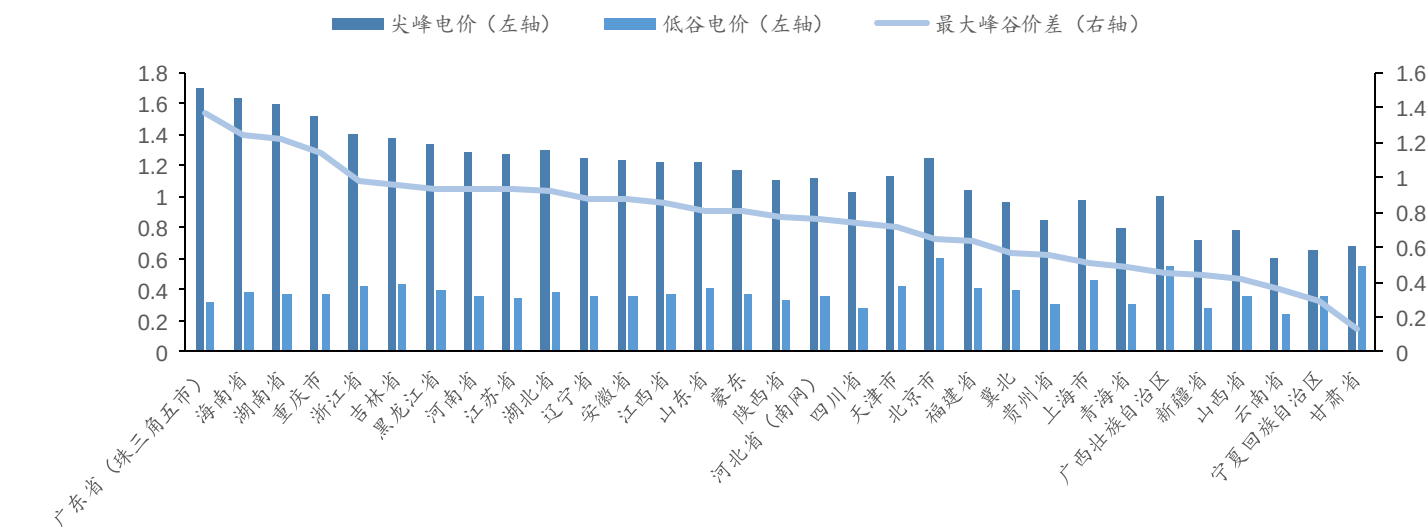


图16: 分省 2023 年 7 月峰平电价 (左轴, 元/KWh) 与电价差 (右轴, 元/KWh)



来源: CNESA、国金证券研究所

图17: 分省 2023 年 7 月峰谷电价 (左轴, 元/KWh) 与电价差 (右轴, 元/KWh)



来源: CNESA、国金证券研究所

2.2 电价风险有限, 组件降本/光储一体

■ 工商业分布式利用模式决定电价构成。分布式光伏项目模式主要以“自发自用、余电上网”最为常见, 其收入包括客户自用、上网和补贴三部分:

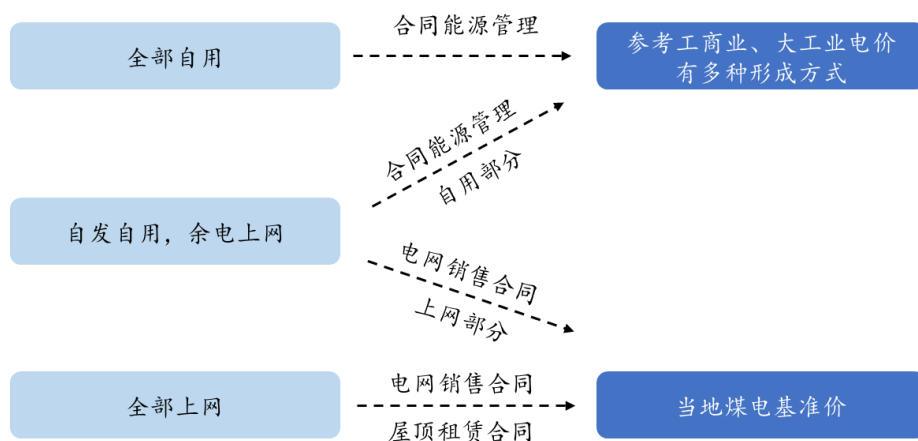
(1) 客户自用部分根据月度用电额 (实际用电量×自发自用部分电价) 向客户收取;

(2) 上网部分根据销售给当地电网的月度售电额 (实际售电量×当地燃煤基准电价) 向电网公司收取;

(3) 补贴收入=总发电量×国家政策确定的补贴单价, 由电网公司转付 (国补当前已取消)。



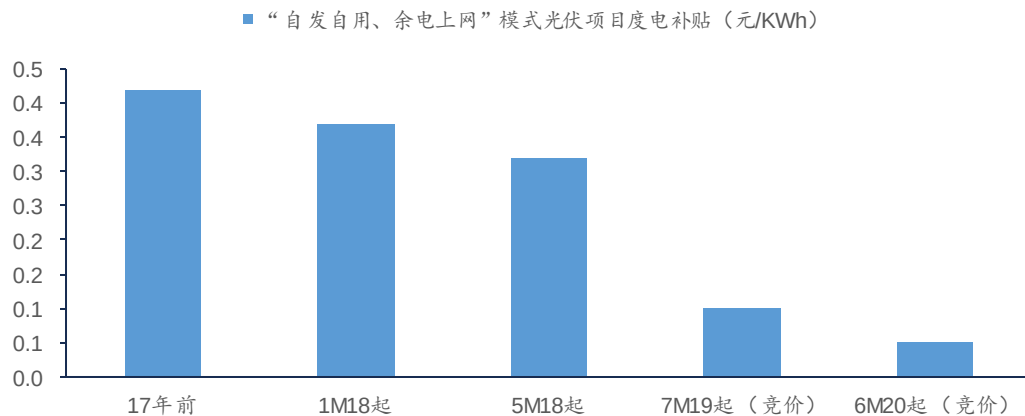
图表18：工商业分布式利用模式决定电价构成



来源：国金证券研究所

- 补贴退坡已完成，“余电上网”部分占比有限且有望获得额外绿证收益。
- ✓ 采取“自发自用、余电上网”模式的光伏项目自 19 年起即采取竞价方式获取补贴，至今国补已取消。
- ✓ 针对占比 20%的余电上网部分，一方面，可赚取度电成本与煤电基准价之差；另一方面，近期三部委联合发布的《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》（1044 号文）增加了对分布式光伏上网电量的绿证核发，意味着后续绿证交易市场活跃后相关电量有望额外获得环境溢价（落地后，该部分溢价收益将与客户分摊、或让利作为获客手段）。

图表19：光伏补贴退坡已完成

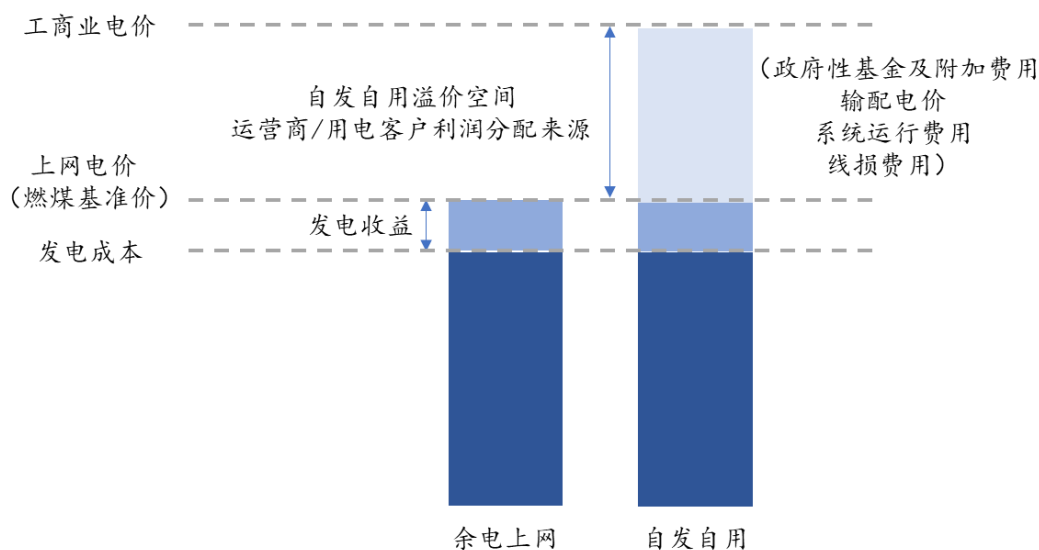


来源：公司招股说明书、国金证券研究所

- 针对占比 80%的工商业“自发自用”部分收益，来源于光伏度电成本与工商业电价的差值，可与客户分配的溢价空间较大。早在 19 年补贴大幅退坡以前，三部委发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（823 号文）中就明确了“分布式光伏发电项目自用电量免收随电价征收的各类政府性基金及附加、系统备用容量费和其他相关并网服务费”，以维持装机积极性。有关上网电价以外的费用在 2Q23 发布的《第三监管周期省级电网输配电价》（526 号文）中有进一步明确划分。



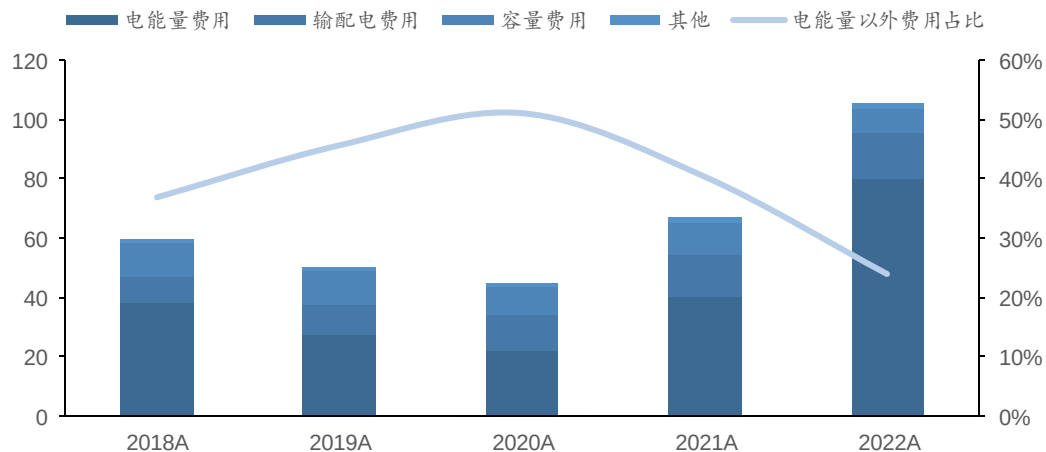
图表20：“自发自用”溢价空间是运营商自持模式的核心



来源：国金证券研究所

- 该溢价空间存在长期扩大趋势。新型电力系统带来系统冗余、调节等增量成本（体现于系统运行费用科目），“源荷分离”规划下电量长距离传输带来增量电网成本和线损成本（分别体现于输配电价、上网环节线损费用科目）。对比美国 PJM 市场，可见在各类增量成本通过市场机制顺畅传导的背景下，电能量以外费用将会占到批发电价 20% 以上（近年来占比下行主因上游能源大宗价格涨幅较大，推高电能量费用）。

图表21：近年来美国 PJM 市场批发电价中，电能量费用以外部分合计占 20% 以上



来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- “自发自用”部分当前存在多种定价模式。包括固定电价、阶梯电价（根据消纳情况变化）、与用户购电价格、电力市场交易价格挂钩等方式。采取固定电价的项目收益率稳定，而后三种定价方式均与市场电价变化正相关。

图表22：“自发自用”部分电量电价多种模式并存

电价模式	电价形成方式	模式特点
固定电价	由运营商与用电客户协商确定	价格稳定
折扣电价	工商业用户原电价*折扣系数	价格波动
市场化电价	电价与电力市场交易价格成正比	
阶梯电价	电价与用电客户消纳率成反比	

来源：公司招股说明书、国金证券研究所

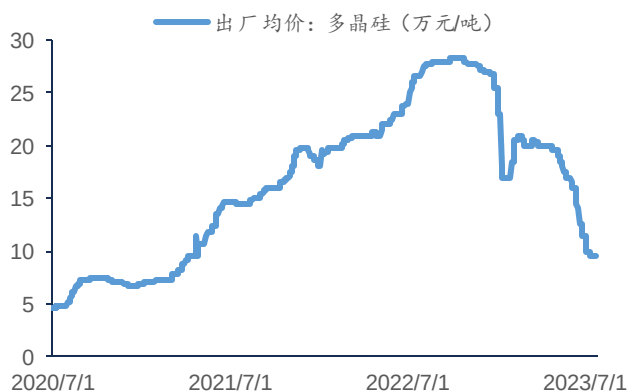
- 分时电价/现货市场推出引发午间电价担忧。“固定电价”过去签订比例较高（公司存量



项目 90%采取该类模式)，但随着电价峰谷波动扩大，白天生产需求更高的客户，出于降电费考虑，或倾向于“折扣电价”，给项目收益率带来隐忧。

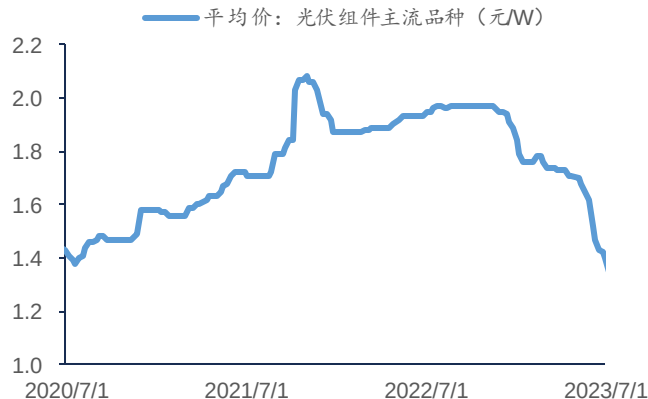
- 解决方式 1：组件降本带来“对冲”作用。光伏用多晶硅价格显著下降，带动组件降价。供需瓶颈缓解带来光伏用多晶硅从 28.3 万元/吨的高点回落至 10 万元/吨以内；光伏组件主流品种价格突破三年低位，降至 1.3 元/W 附近。后文测算结果表明项目 IRR 受成本影响的敏感性较强。

图表23：光伏用多晶硅价格走势



来源：PVinsights、国金证券研究所

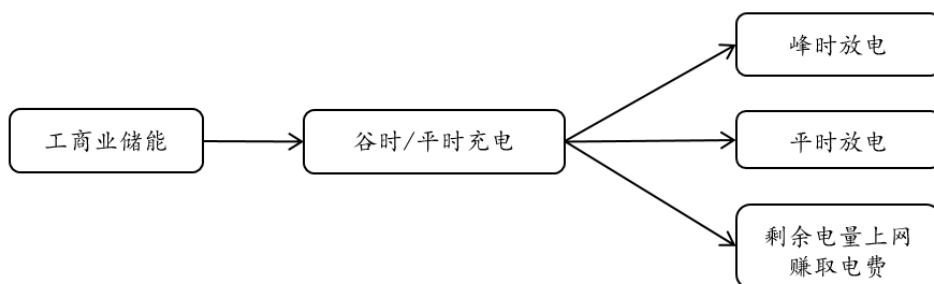
图表24：光伏组件主流品种价格走势



来源：PVinsights、国金证券研究所

- 解决方式 2：配套工商业储能。
- 工商业储能与分布式光伏同可作为用户侧发电资源，也可额外承担削峰填谷的调节功能，赚取峰谷价差。
- ✓ 作为分布式光伏的配套设施、提高光伏自用比例（初期接受度更高，南网能源目前开展该业务的主要定位）。
- ✓ 利用负荷中心较高的峰谷价差套利。类似分布式光伏开发的运营商自持模式，初期能源服务企业（即运营商）负责投资建设储能、运维；进入运营阶段，工商业用户以提前签订的价格支付电费（由于储能设施对峰谷价差的平抑，总体电费会降低），而能源服务企业赚取峰谷价差的大头。

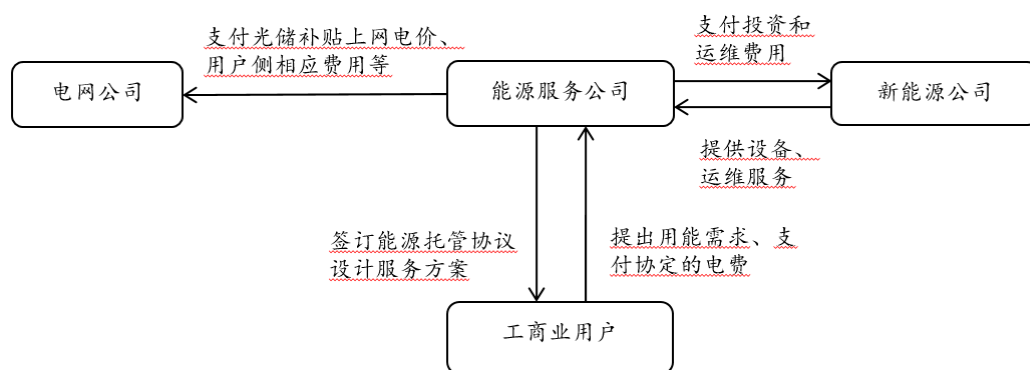
图表25：工商业储能运营模式



来源：国金证券研究所



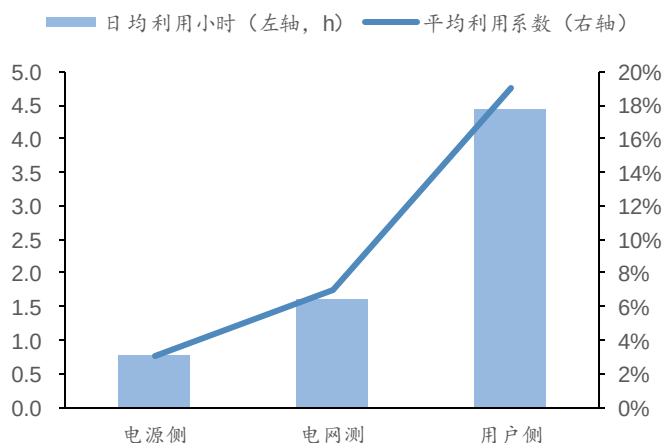
图表26：能源服务企业介入下的工商业储能运营模式



来源：国金证券研究所

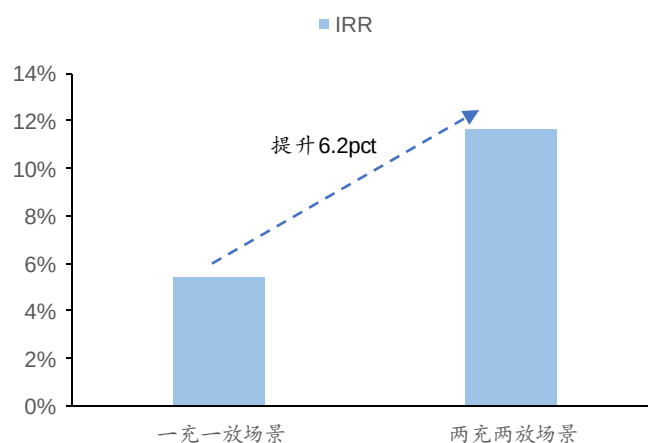
- 工商业储能利用率较高，两充两放可提升经济性。不同于大储对容量补偿/容量租赁的较高依赖性，工商业储能通常布局于负荷中心、当地负荷曲线波动更为突出，依靠峰谷价差套利+初期的政府补贴即能获得较好的收益。尤其在适宜两充两放的地区，我们测算相比一充一放情景可提升 IRR 6.2pct。且当前用户侧储能平均利用系数远高于源网侧，表明储能设施利用效率较高。

图表27：用户侧储能利用率较高



来源：中电联、国金证券研究所

图表28：高峰谷价差区域两充两放经济性优势突出

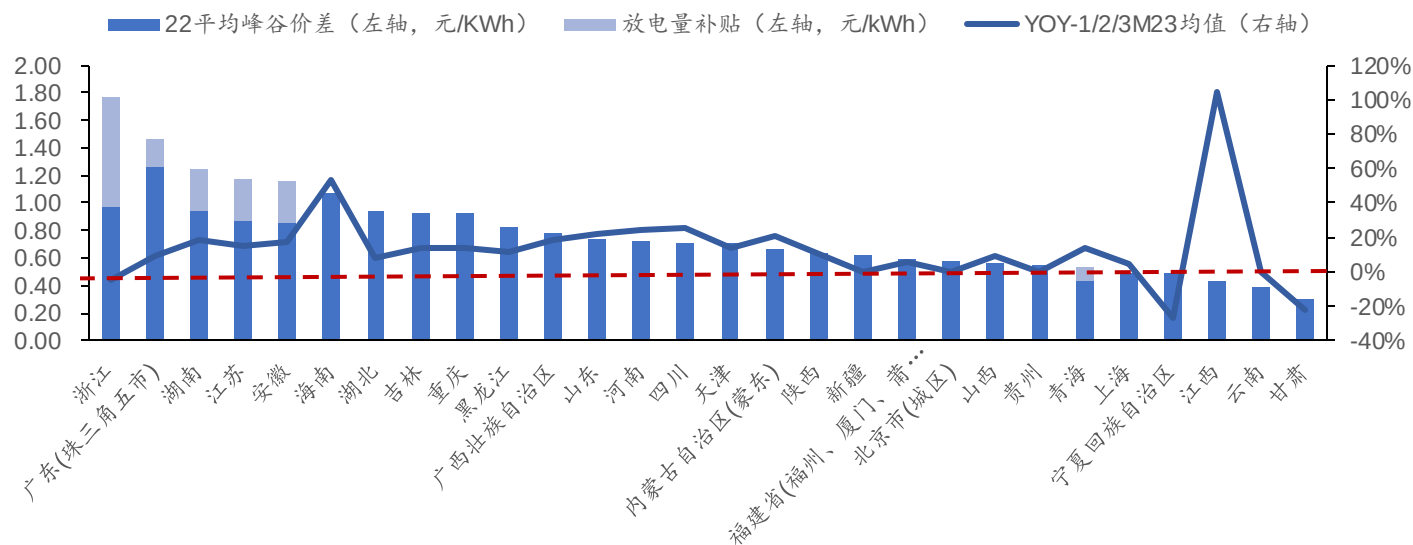


来源：CNESA、国金证券研究所

- 各地峰谷价差及激励政策不同，关注重点省份——浙江、广东、湖南、江苏、安徽等地拓展工商业储能业务的机会。
- ✓ 峰谷价差省间存在省间差异。受电源结构影响，也受到负荷结构影响——通常二产占比较高省份由于生产连续性较好，负荷波动较小；相反三产占比较高省份，晚高峰时段负荷曲线呈陡峭上升态势。
- ✓ 峰谷价差普遍拉大反映平抑波动的调节性资源有存在必要。当前部分省份通过基于放电价补贴的形式推动工商业储能的装机，例如浙江省部分市考虑补贴后的价差高达 1.8 元/KWh，广东、湖南、江苏、安徽等省份考虑补贴后的价差也具有优势。此外，这些省份多为华东/华南外受电省份，从经济性角度出发，工商业储能起到平抑波动作用，将有助于减少高峰时段省间高价购电量，因此本身也具有广泛推广的动力。



图表29：华东/华南省份峰谷价差+发电量补贴总价相对较高



来源：CNESA、各地政府官网、国金证券研究所

- ✓ 作为独立市场主体测算，乐观假设下回本周期最短可缩至 4.5 年。以浙江省为例，假设电价条件长期支持两充两放的高利用率、峰谷价差+补贴使平均电价差在 1.1 元/KWh、储能系统成本降至 1500 元/KWh，对应回本周期 PP 约 4.5 年，全投资内部收益率 IRR 约 19.4%。

图表30：储能降本+高峰谷价差地区 IRR 具备优势

储能系统成本 (元/KWh)		1503	1653	1818	2000
峰谷价差 (元/KWh)	0.5	-0.53%	-2.27%	-3.94%	-5.54%
	0.7	6.93%	4.84%	2.85%	0.96%
	0.9	13.42%	10.98%	8.67%	6.49%
	1.1	19.36%	16.56%	13.94%	11.46%
	1.2	22.19%	19.22%	16.43%	13.81%
	1.3	24.96%	21.80%	18.85%	16.08%

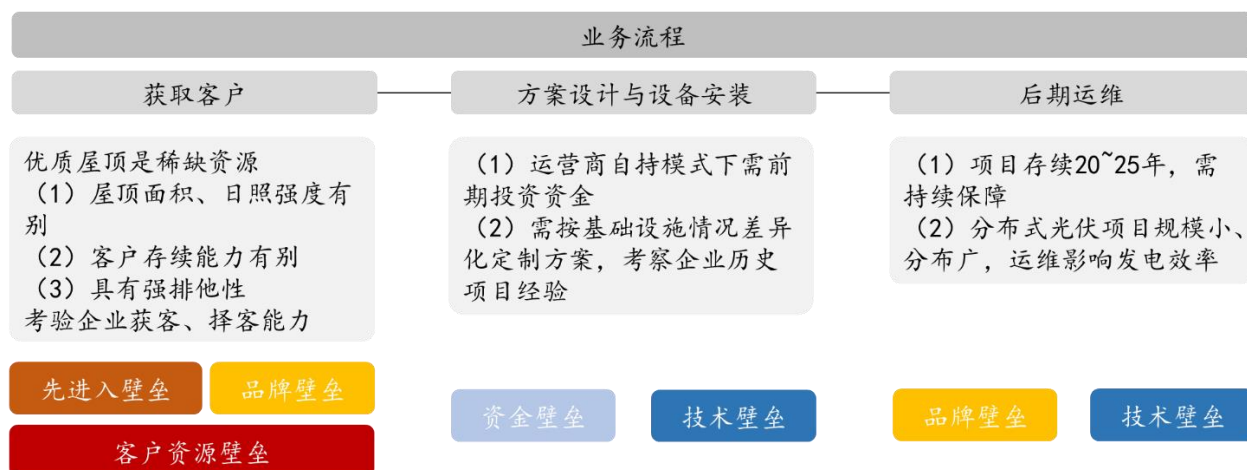
来源：CNESA、国金证券研究所 注：此测算基于每日两充两放场景

2.3 多竞争要素影响项目 IRR

- 工商业分布式光伏开发视角看：各环节技术壁垒有差异，主要体现为先进入壁垒、客户资源壁垒、品牌壁垒、资金壁垒、技术壁垒等。
- ✓ 获客环节：优质屋顶是稀缺资源，因此考验运营商获客、择客能力。由于项目存续期通常长达 20~25 年，先进入企业即占据了先发优势，能够对高电价地区、地区内日照情况最好、屋顶状况最好的项目优先开发，一旦开发完成即具有排他性。同时，在发电物理条件达成以外，优质客户也意味着能够持续消纳电量。
- ✓ 方案设计与设备安装环节：运营商自持模式是当前工商业分布式光伏开发的主流模式，项目量铺开对前期投资资金要求较高。同时，项目具有非标准化的特点，对企业开发经验与方案设计能力提出要求。
- ✓ 运维环节：运维情况影响发电效率，影响到客户体验及售电收入。具有长期存续能力的大品牌更有望脱颖而出。



图表31：分布式光伏项目各环节竞争壁垒梳理



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

- 工商业分布式光伏主要影响因素对 IRR 影响的敏感性测算：
 - ✓ 假设：(1) 组件成本存在下行趋势，当前中值设为 1.3 元/W；(2) 取平均首年利用小时数 1000 小时；(3) 自发自用比例中值为 80%；(4) 考虑分时电价机制后平均电价 0.77 元/KWh、自发自用部分电价折扣 20%、煤电基准电价 0.453 元/KWh；(5) 贷款比例 25%、贷款利率 4%。
 - ✓ 结论：中值假设下，工商业分布式光伏资本金 IRR 为 10.4%；组件价格下降 0.1 元/W，对应 IRR 上升 0.4pct；利用小时数由 1000 上升至 1100 小时，对应 IRR 上升 1.5pct；自发自用比例提升 10%，对应 IRR 上升 0.4pct；综合电价提升 0.02 元/KWh，对应 IRR 上升 0.1pct。

图表32：工商业分布式光伏 IRR 测算假设

建设期	
项目装机容量 (MW)	3
系统效率 (%)	80%
组件单价-中值 (元/W)	1.3
单位投资-中值 (元/W)	3.6
首年最佳利用小时数-广东地区，中值 (小时)	1000
运营期	
自发自用比例-中值 (%)	80%
综合电价-中值 (元/KWh)	0.583
其中：工商业用户平均电价	0.77
其中：煤电基准电价	0.453
自发自用部分电费折扣 (%)	20%
折旧年限(年)	25
残值率 (%)	5%
自有资金比例 (%)	75%
贷款利率 (%)	4%
还款期限 (年)	10

来源：国金证券研究所



图表33：工商业分布式光伏 IRR 敏感性测算

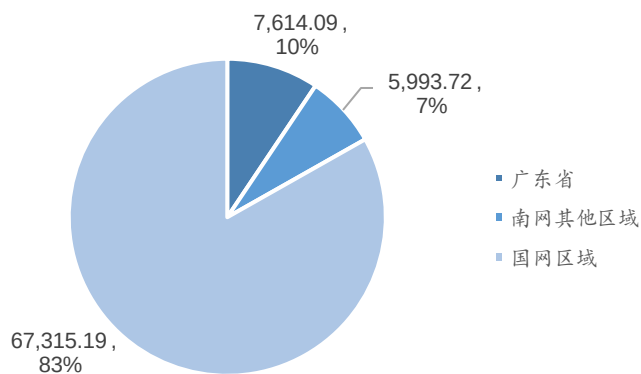
工商业分布式光伏 IRR 敏感性情况			单瓦投资价格(元/瓦)				
			3.40	3.50	3.60	3.70	3.80
优质区位差异	首年发电利用小时数 (小时)	800	7.8%	7.4%	7.1%	6.8%	6.6%
		900	9.5%	9.1%	8.8%	8.4%	8.1%
		1000	11.2%	10.8%	10.4%	10.0%	9.7%
		1100	12.8%	12.4%	11.9%	11.5%	11.2%
		1200	14.4%	13.9%	13.5%	13.0%	12.6%
优质客户差异	自发自用比例 (%)	60%	10.2%	9.8%	9.5%	9.1%	8.8%
		70%	10.7%	10.3%	9.9%	9.6%	9.2%
		80%	11.2%	10.8%	10.4%	10.0%	9.7%
		90%	11.6%	11.2%	10.8%	10.4%	10.1%
		95%	11.9%	11.4%	11.0%	10.6%	10.3%
优质区位+客户差异	综合电价 (元/KWh)	0.54	9.7%	9.3%	8.9%	8.6%	8.3%
		0.56	10.2%	9.8%	9.5%	9.1%	8.8%
		0.58	11.2%	10.8%	10.4%	10.0%	9.7%
		0.60	11.3%	10.9%	10.5%	10.2%	9.8%
		0.62	11.9%	11.5%	11.1%	10.7%	10.3%

来源：国金证券研究所

3、公司客户资源得天独厚，需求侧业务强协同

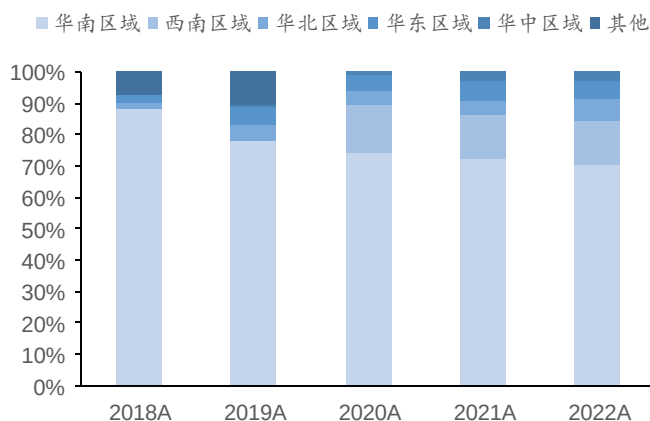
- 公司背靠南网，获客优势突出。从电量结构看，广东及南网其他区域 22 年用电占比分别达 10%/7%。公司作为南网下属综合能源管理平台，客户本身均是南网的代理购电用户，客户协同性强。基于这一优势下，可见公司营收占比近 70%以上集中在华南区域，同时逐步开拓同为南网覆盖的西南区域。

图表34：两网区域 22 年用电量（亿千瓦时）及占比情况



来源：中电联、国金证券研究所

图表35：公司华南以外区域营收占比近几年逐年提升



来源：Wind、国金证券研究所

- 客户结构多元，行业分布广泛。公司过去在工业节能和建筑节能领域积累了一定的集团客户、大客户和行业客户资源，特别是在汽车行业和家电行业领域。对节能需求较强的客户具有较强的客户粘性。此外，也与地方合作，推进了一批农光互补项目的建设落地。



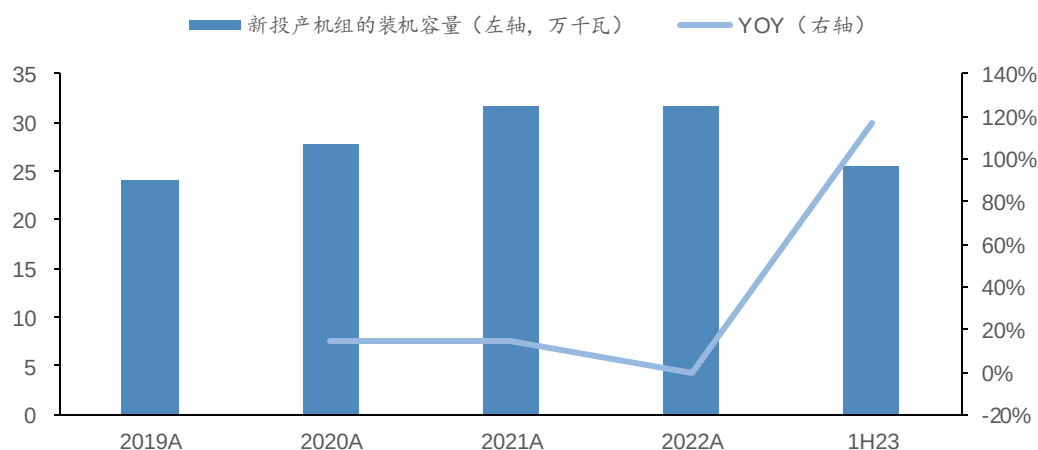
图表36：公司主要大客户涵盖多个领域



来源：国金证券研究所、公司官网

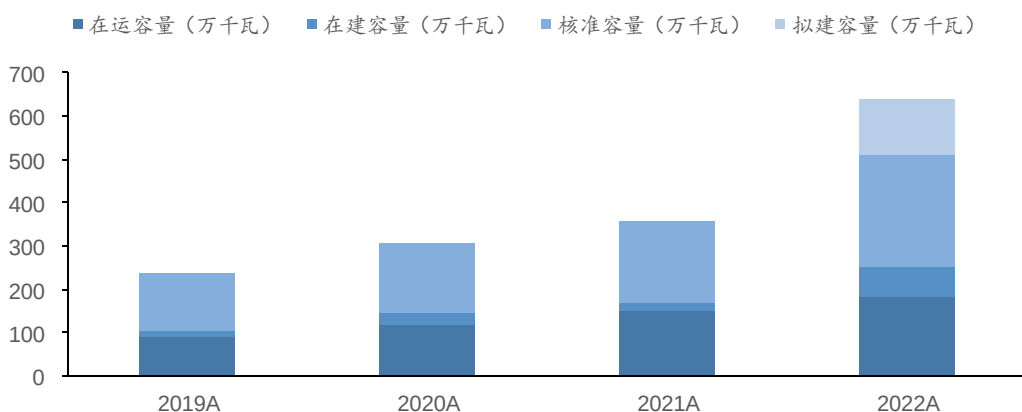
- 分布式光伏装机放量。公司 22 年末存量分布式光伏装机为 183.1 万千瓦（工商业 135.97 万千瓦+农光互补 34.4 万千瓦），同比+20.9%；在建项目 68.8 万千瓦，同比+295.3%（项目建设周期平均为 6 个月）。至 1H23 公司工商业分布式光伏在运装机 161.5 万千瓦，同比+39.2%，相比 22 年末增加 18.7%，1H23 新决策拟投资 287.1 万千瓦，体现较高的成长性。

图表37：1H23 公司新投产分布式光伏（含农光互补）同比大幅增加



来源：公司公告、国金证券研究所

图表38：22 年末公司存量+在建+核准+拟建分布式光伏（含农光互补）近 7GW

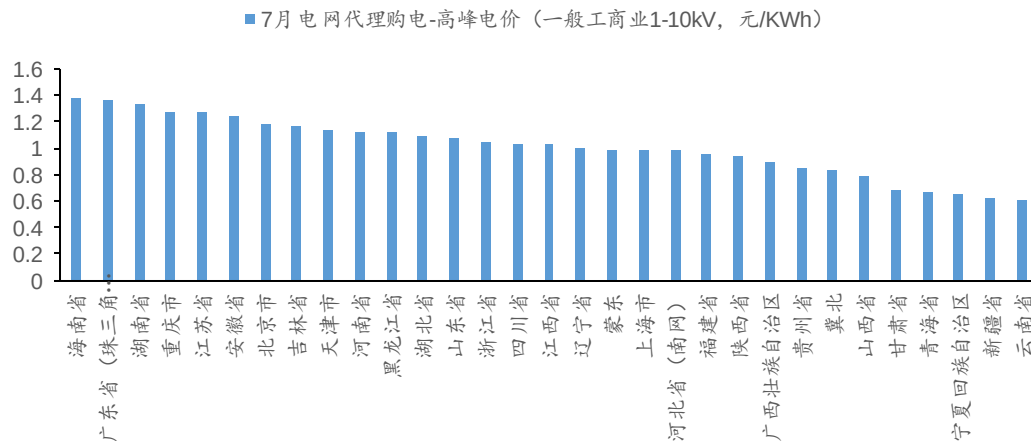


来源：公司公告、国金证券研究所



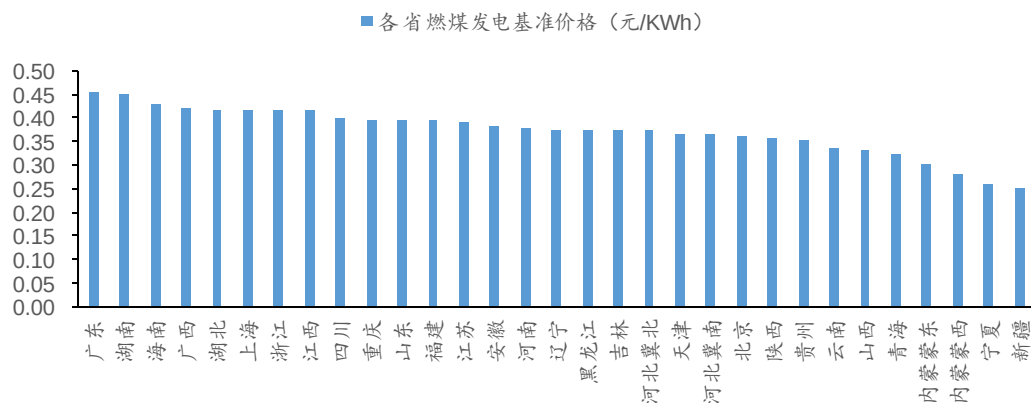
- 占据高电价区域，电价端具备相对优势。沿海负荷中心用电需求最好、对应电价水平也最高，因此广东、浙江等地是工商业分布式光伏发展最快速的地区。一方面，高电价意味着工商业用户“自发自用”的内生驱动力更强；另一方面，固定/折扣模式下对运营商而言均有望谈出更高的合同电价。

图表39：广东工商业用户代理购电高峰价格靠前



来源：CNESA、国金证券研究所

图表40：广东燃煤基准价格处于国内最高水平

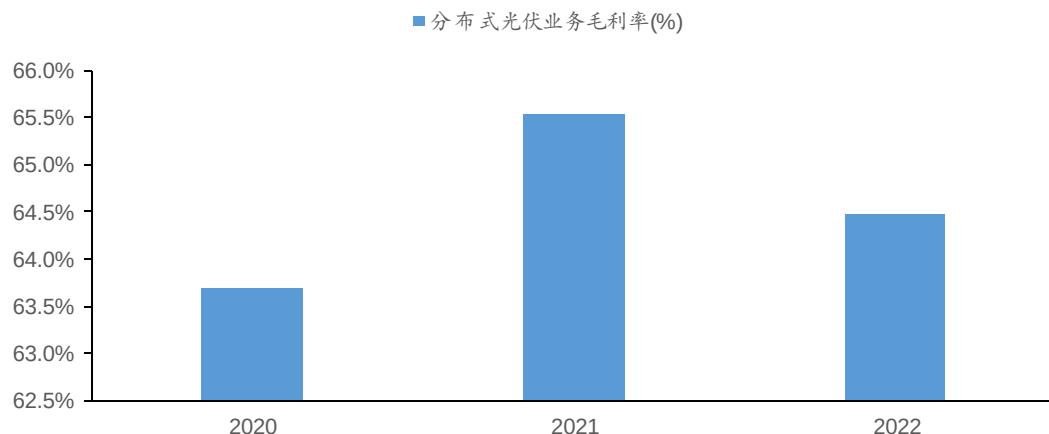


来源：北极星电力网、国金证券研究所

- 存量项目“自发自用”部分价格风险可控。根据公司公开交流会的表述，现有装机中 90% 采用固定电价模式，目前平均给予客户的优惠电价在 8 折左右。公司在满足内部收益率要求的基础上，根据客户所在地电价水平、光照条件以及用户自身的经营情况、用电情况等因素综合确定相应的电价折扣，当前业务毛利率仍可达 64.5%。



图表41：公司20年以来分布式业务毛利率达63%以上



来源：公司公告、国金证券研究所

■ 公司工商业储能项目逐步落地。

- ✓ 短期与分布式光伏业务协同，满足客户用电需求。考虑到分布式光伏集中出力特性，为满足客户全天用电需求、以及在峰时电价时段节省电价的需求，配储成为趋势。1H23 公司有三个配储项目取得进展，当前储能与光伏装机的容配比主要取决于园区内占地资源、用户电量消纳能力。

图表42：工商业储能部分项目情况

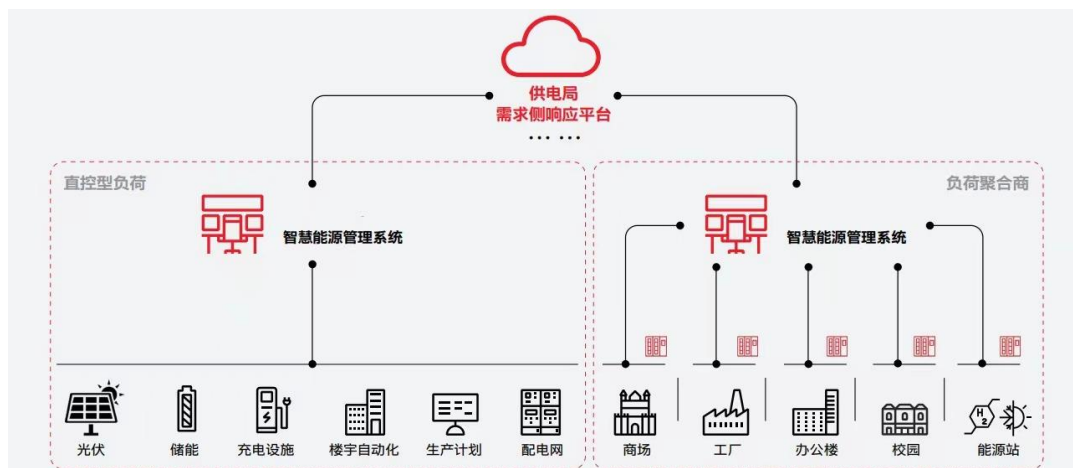
日期	项目
2023 年 7 月	公司与广东清远阳山县签订光储一体化项目合作框架协议
2023 年 7 月	公司建设的国内海洋油气装备制造领域最大光储充一体化项目一期成功并网发电。项目共三期，首期装机容量为 0.65 万千瓦，三期完成后总装机量为 2 万千瓦，将在 2025 年前全部投产。
2023 年 4 月	公司与中海福陆合作的光储充一体化项目开工，该项目计划光伏板覆盖面积 4.2 万平方米，储能发电设备占地 300 平方米，总装机容量 0.65 万千瓦。

来源：北极星电力网、国金证券研究所

- ✓ 中长期有望实现峰谷套利。当前南方区域市场建设进度较好，5M23《南方区域电力市场运营规则（试行）（征求意见稿）》发布，对包括新型储能、负荷聚合商（含虚拟电厂）等新兴主体的市场定位再做明确，鼓励通过市场化竞争实现电力资源在区域范围内优化配置。当前广东（珠三角五市）考虑补贴后近 1.5 元/KWh 的最大价差已具备套利空间。
- 提前布局，进一步转型负荷聚合商（虚拟电厂）。业务定位为从客户的综合需求出发，提供包括用汽、用水、储能、分布式电源、变压器等在内的微网解决方案。这块业务目前还在起步阶段，公司已提前布局，与广州南沙区、肇庆市等地方政府进行了相关的试点和合作，同时也注册了南方五省统一的负荷聚合商平台资质，开始尝试运行。
- 我们认为虚拟电厂运营环节未来两类主体有望脱颖而出——软件+运营纵向一体化企业与综合能源运营商，公司属于第二类主体。
- ✓ 虚拟电厂以“中间商”角色，参与利润分配。将需求侧资源池（含分布式光伏+工商业储能、需求侧响应）视为系统，则峰谷价格差异是该系统最核心的利润来源（此外也可包括部分辅助服务收益等），虚拟电厂介入其中通过提供服务来参与利润分配，其所提供服务可总结为资源聚合、市场分析与优化、市场交易、信息反馈。
- ✓ 壁垒决定可分配利润。一方面，功率预测及系统软件开发具有技术壁垒、有望获得一定的利润分配；另一方面，掌握分布式电源及客户筑起先进入壁垒与客户资源壁垒，有望凸显优势。公司属于第二类主体，同时南网对该主体的认可度是其附加优势。



图表43：虚拟电厂整合发电资源与负荷的示意图

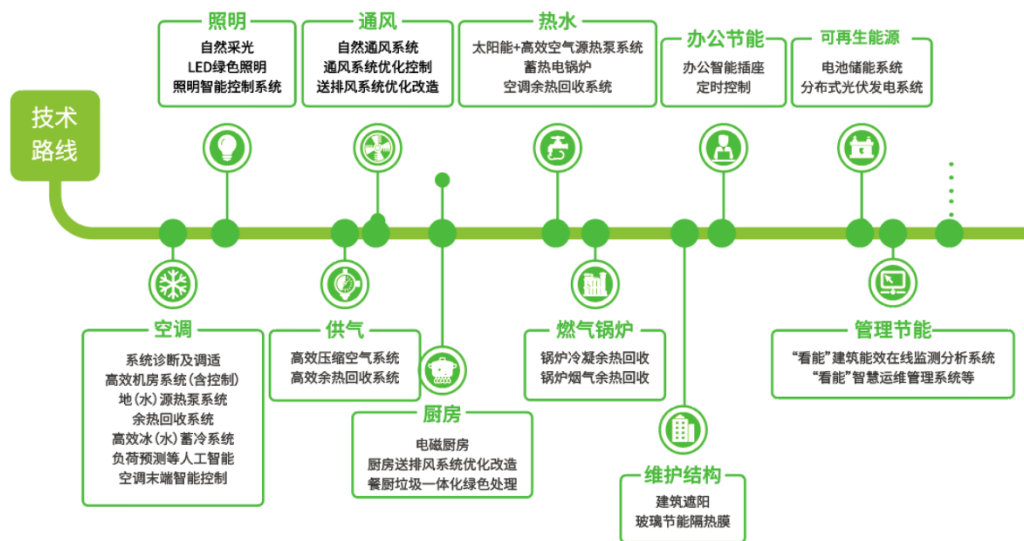


来源：ABB 电网行业解决方案、国金证券研究所

4、建筑节能稳健增长，BIPV 具备潜力

- 公司建筑节能业务主要以合同能源管理的模式赚取节约的能源费用。业务同时针对既有建筑和新建建筑。通过对建筑的能耗情况，确定节能改造范围和能耗管理机制，涵盖空调系统、通风系统、采暖系统、热水系统、照明系统、控制系统等方面。

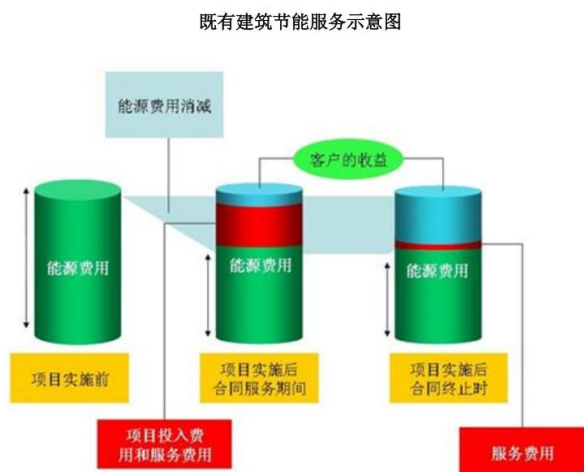
图表44：公司建筑节能服务



来源：国金证券研究所、公司招股说明书

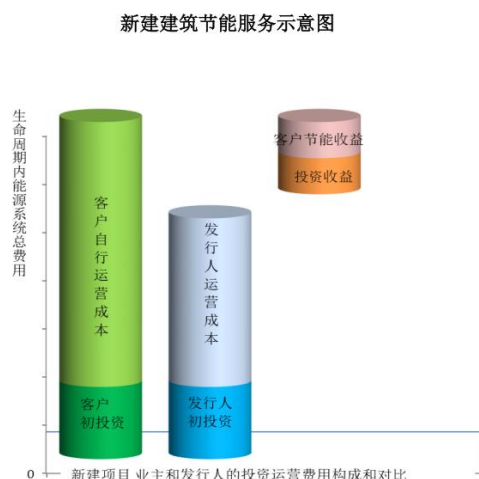


图表45：建筑节能业务模式——既有建筑



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

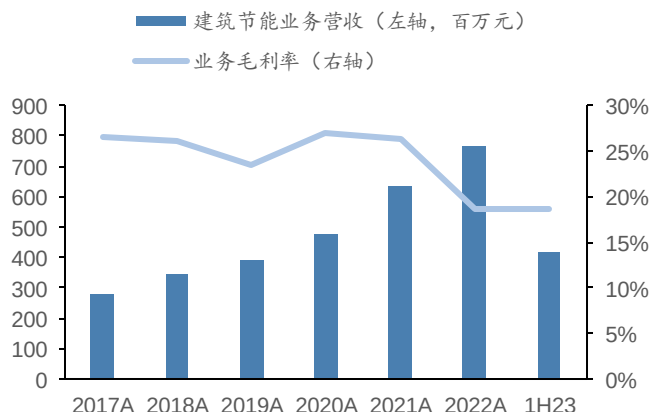
图表46：建筑节能业务模式——新建建筑



来源：公司招股说明书、国金证券研究所

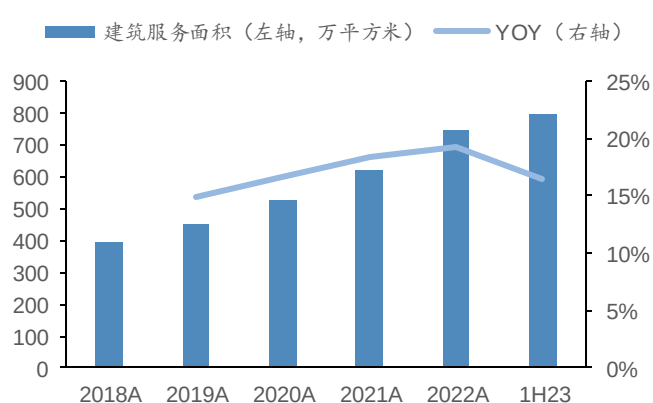
- 建筑服务面积增速逐年扩大，业务营收稳步增长。合同能源管理的业务模式下营收随着建筑服务面积的扩大稳定增长，19~22 年公司业务覆盖的建筑服务面积年增速由 15%扩至约 20%，20~22 年新增面积分别为 75/97/120 万平方米，逐年扩大。我们认为公司建筑节能业务持续扩张，体现了需求侧业务广泛协同，体现出综合能源运营商优势。

图表47：建筑节能业务营收、毛利率情况



来源：公司公告、国金证券研究所

图表48：建筑服务面积年增速持续扩大

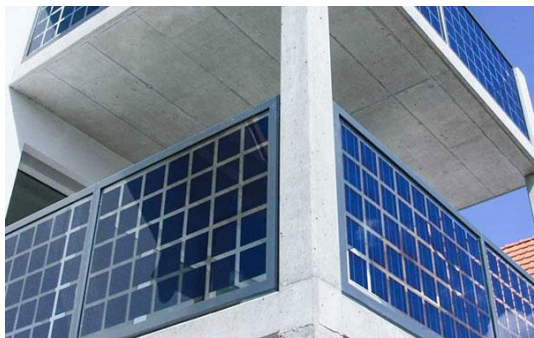


来源：公司公告、国金证券研究所

- BIPV 业务发展潜力值得关注。BIPV 全称是光伏建筑一体化（Building Integrated Photovoltaic），指将光伏组件与建筑结构相结合，使之成为建筑物外立面或屋顶的一部分。相比于当前常见的 BAPV 模式，除了提供光伏发电的效用之外，BIPV 在没关系、节约建材等多方面体现出优势。目前 BIPV 度电成本更高、但也具备更高的发电效率。
- 当前产权问题是 BIPV 发展遇到的核心瓶颈，未来优质客户重要性更突出。由于屋顶或车棚属于产权方，而光伏资产属于投资方，通常会使用公证、合同协议等措施来确认产权事宜。因此，选择优质的客户进行合作，可有效避免纠纷。公司当前合作客户多为下游行业龙头，特别是汽车领域的优质客户如东风日产、本田。较好的客户基础使其在未来 BIPV 开发中掌握竞争优势。



图表49: BIPV 项目示意图



来源: MIBET ENERGY 官网、国金证券研究所

图表50: BAPV 项目示意图



来源: MIBET ENERGY 官网、国金证券研究所

5、盈利预测与投资建议

5.1 盈利预测

- 分布式光伏业务营收预测:公司工商业分布式光伏与农光互补业务分别计入工业节能与资源综合利用板块。由于分布式光伏将是公司近两年业绩增长的主要来源,因此单独对其进行量价拆分预测。预计 23~25 年工商业分布式光伏分别实现营收 12.7/19.0/25.6 亿元,分别同比+28.9%/+50%/+34.5%;预计农光互补业务分别实现营收 2.3/2.5/2.7 亿元,分别同比+2.2%/+7.8%/+7.8%。
- ✓ 装机预测:
 - (1) 工商业分布式光伏业务:截至 22 年末投运规模 135.97 万千瓦,1H23 新增投运 25.5 万千瓦。由于 22 年末光伏(含农光互补)在建容量已达 68.8 万千瓦(相比 21 年在建 17.4 万千瓦有大幅提升),分布式光伏项目建设周期平均为 6 个月以下,考虑年内新建项目,我们预计 23 全年有望新增 80 万千瓦,年末总装机升至 216 万千瓦。截至 1H23 拟建规模达 287.1 万千瓦,预计 24/25 年分别实现新增装机 85/90 万千瓦(23~25 年合计新增 255 万千瓦),24/25 年总装机分别为 301/391 万千瓦。
 - (2) 农光互补业务:该业务 20~22 年装机规模分别为 33.5/33.6/34.4 万千瓦,装机量稳中有增。当前组件成本下降有望带来装机刺激,我们预计 23~25 年新增装机分别为 3.4/3.8/4.2 万千瓦,对应总装机分别为 37.8/41.6/45.7 万千瓦,年增 10%。
- ✓ 电量预测:假设当年实际出力机组容量按照存量装机 75%+当年新增装机 25%计算,对应 23~25 年上网电量分别为 21.7/31.1/41.1 亿千瓦时。
- ✓ 电价预测:预计 23~25 年平均电价约为 0.69 元/KWh,相比 22 年略降后保持稳定主因:(1) 电价不利因素:分时电价机制/现货市场铺开,午间市场电价下行可能削弱“自发自用”价格优势,或将倒逼电价折扣力度加大;(2) 电价不利因素:存量带补贴项目电量占比下降,平价项目增多带来平均电价下降;(3) 电价有利因素:工商业装机结构占比提升,带来平均电价上涨;(4) 电价有利因素:包含输配电价、系统运行费用在内的分工商业布式光伏溢价空间长期看存在扩大趋势,有望带动电价上涨。


图表51：分布式光伏业务（工商业+农光互补）拆分预测情况

	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
累计投运装机容量（万千瓦）					
光伏-工业+农光互补	137.8	170.3	253.8	342.6	436.7
光伏-工业	104.3	136.0	216.0	301.0	391.0
光伏-农光互补	33.6	34.4	37.8	41.6	45.7
当年新增装机容量（万千瓦）					
光伏-工业+农光互补	28.4	32.5	83.4	88.8	94.2
光伏-工业	28.4	31.7	80.0	85.0	90.0
光伏-农光互补	0.04	0.8	3.4	3.8	4.2
上网电量（亿千瓦时）					
光伏-工业+农光互补	14.7	17.5	21.7	31.1	41.1
平均上网电价（元/千瓦时）					
光伏-工业+农光互补	0.80	0.71	0.69	0.69	0.69
营收（百万元）					
光伏-工业+农光互补	1017.2	1208.8	1498.5	2151.7	2827.8

来源：Wind、公司公告、国金证券研究所

■ 其他主营业务营收预测：

- ✓ **建筑节能与照明节能：**（1）建筑节能：业务营收增速主要取决于新增建筑节能服务面积，20~22 年分别新增服务面积为 75/97/120 万平方米，1H23 新增 52 万平方米。考虑到需求侧业务具有广泛协同性，我们预计 23~25 年分别新增 140/160/180 万平方米，对应业务营收分别为 9.0/10.6/12.4 亿元，分别同比+18.3%/+17.7%/+16.9%。（2）照明节能：1H23 存量城市照明项目到期、储备项目投运营数量较少，导致营收同比-22%。我们预计后续该业务稳步发展，预计 23~25 年业务营收分别为 1.1/1.1/1.2 亿元，分别同比-18%/+5%/+5%。总体上，23~25 年工业节能板块除光伏业务以外的营收小计分别为 12.4/14.3/16.5 亿元，分别同比+12.6%/15.3%/14.8%（包含本段未提及的“其他”业务）。
- ✓ **生物质综合利用：**1H23 受房地产市场低迷、煤价上涨等因素影响，公司生物质项目所在地区生物质燃料市场资源量下降、价格持续上涨，生物质综合利用项目运行质量有所下降。预计随着煤价高位回落，该业务成本端有望改善，经营情况好转。预计 23~25 年业务营收分别为 2.2/3.0/3.7 亿元，分别同比-47%/+33.3%/+25%。


图表52：分业务营收/毛利率预测（百万元）

		2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
工业节能-分布式光伏	营收	798.1	984.8	1269.6	1904.9	2561.9
	YOY(%)	30.9%	23.4%	28.9%	50.0%	34.5%
	毛利率	65.5%	64.5%	63.5%	62.0%	61.0%
	毛利润	523.0	635.0	806.2	1181.0	1562.7
工业节能-建筑节能+照明节能+其他	营收	970.1	1105.0	1243.9	1434.0	1646.7
	YOY(%)	19.2%	13.9%	12.6%	15.3%	14.8%
	毛利率	22.8%	21.3%	20.8%	20.6%	20.4%
	毛利润	221.1	235.4	258.5	295.2	336.2
节能工程咨询	营收	120.7	108.1	113.5	119.2	125.2
	YOY(%)	-16.1%	-10.4%	5.0%	5.0%	5.0%
	毛利率	/	39.9%	40.0%	40.0%	40.0%
	毛利润	/	43.2	45.4	47.7	50.1
资源综合利用-生物质综合利用	营收	412.4	423.8	224.7	299.6	374.6
	YOY(%)	139.1%	2.8%	-47.0%	33.3%	25.0%
	毛利率	22.8%	7.9%	-40.0%	5.0%	5.0%
	毛利润	93.9	33.4	-89.9	15.0	18.7
资源综合利用-农光互补	营收	219.1	224.0	229.0	246.8	265.9
	YOY(%)	14.6%	2.2%	2.2%	7.8%	7.8%
	毛利率	58.7%	58.2%	58.2%	58.2%	58.2%
	毛利润	128.6	130.3	133.2	143.6	154.8
其他业务	营收	79.8	42.4	50.0	50.0	50.0
	YOY(%)	2.3%	-46.8%	17.9%	0.0%	0.0%
	毛利率	10.8%	7.1%	10.0%	10.0%	10.0%
	毛利润	8.6	3.0	5.0	5.0	5.0
合计	营收	2600.1	2888.1	3130.7	4054.5	5024.2
	YOY(%)	29.4%	11.1%	8.4%	29.5%	23.9%
	毛利率	40.4%	37.4%	37.0%	41.6%	42.3%
	毛利润	1051.3	1080.3	1158.5	1687.5	2127.5

来源：公司公告、国金证券研究所

- 毛利率预测：预计 23~25 年公司实现总营收分别为 31.3/40.5/50.2 亿元，综合毛利率为 37%/41.6%/42.3%，对应毛利润 11.6/16.9/21.3 亿元，综合毛利率逐步上升主因高毛利的工商业分布式光伏业务营收占比提升。分业务看：我们预计工业分布式光伏业务毛利率将有所下行，主因存在前文提及的对电价不利因素（如午间低电价、带补贴机组占比下降）；我们预计工业节能业务板块内的其他业务总体毛利率下行，主因业务毛利率更高的照明节能业务营收占比下滑，带来结构性影响。
- 费用率预测：公司 20~22 年销售费用率分别为 1.7%/1.4%/1.37%；管理费用率分别为 7.0%/5.6%/5.88%。我们认为随着投运规模的扩大和市场开拓节奏加快，相关费用支出有继续上升的需求，预计 23~25 年销售费用率维持 1.4%、管理费用率维持 5.9%。
- 盈利预测结果：基于上述对公司营收、毛利率、费用率的预测结果，得出预计 23~25 年公司实现归母净利润 6.1/9.0/11.3 亿元，分别同比+9.3%/48.6%/26.0%。

5.2 投资建议及估值

- 给予公司 24 年 PE 30 倍，给予目标价 7.2 元。预计 23~25 年公司实现归母净利润分别为 6.1/9.0/11.3 亿元。在可比公司选取上综合考虑业务范围和体量规模，选取新能源集中式电站运营商龙源电力、EPCOS 一站式电能服务商苏文电能、浙江民营分布



式光伏运营商芯能科技、功率预测软件开发与虚拟电厂运营商国能日新。可比公司 24 年 PE 一致预期均值为 23 倍，根据我们的盈利预测结果，公司当前股价对应 24 年 PE 为 25 倍。考虑到公司得天独厚的客户资源，以及需求侧新业务开展带来的长期成长性。因此给予公司 24 年 PE 30 倍估值。基于此，给予公司目标价 7.2 元。

图表53：可比公司估值情况（截至23年9月24日）

代码	证券简称	总市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	EPS					市盈率 PE				
		9/18	9/18	21A	22A	23E	24E	25E	21A	22A	23E	24E	25E
001289.SZ	龙源电力	1,160.9	19.1	0.77	0.58	0.98	1.13	1.29	25	33	20	17	15
300982.SZ	苏文电能	66.2	32.2	2.34	1.83	2.13	2.89	3.76	14	18	15	11	9
603105.SH	芯能科技	67.2	13.4	0.22	0.38	0.52	0.68	0.86	61	35	26	20	16
301162.SZ	国能日新	57.2	57.7	1.11	1.03	1.06	1.36	1.73	52	56	54	42	33
中位数				0.94	0.81	1.02	1.24	1.51	38	34	23	18	15
平均值				1.11	0.96	1.17	1.51	1.91	38	35	29	23	18
003035.SZ	南网能源	221.6	5.9	0.13	0.15	0.16	0.24	0.30	45	39	37	25	20

来源：公司公告，Wind，国金证券研究所 注 1：市盈率 PE 计算基于 9/24 日收盘价；注 2：公司 23-25 年 EPS 取值于本报告盈利预测结果，国能日新公司 23-25 年 EPS 取值于国金证券研究所电新/计算机团队盈利预测结果，其余公司取值于 Wind 一致预期



6、风险提示

- 分布式光伏新增装机不及预期风险。当前分布式光伏业务为公司业绩主要驱动来源，公司通过南网渠道获得了一批优质客户。但地区内优质客户数量有限，随着部分地区内装机需求趋于饱和、竞争加剧，公司分布式光伏新增装机量存在不及预期的风险，若无法开拓新区域、新客户，或将对公司业绩产生不利影响。
- 分布式光伏售电价格下降风险。如文中所述，分布式光伏存量规模扩大，加之分时电价机制推出，在正午用电谷时市场电价往往偏低。考虑客户支付意愿以及折扣电价模式下的规则设置，公司谷时分布式光伏电量的“自发自用”部分及“余电上网”部分均存在一定的价格下降风险。若无法通过降本增效、配置额外储能设备等方式平抑价格波动，或将对公司业绩产生不利影响。
- 生物质燃料成本波动、补贴拖欠，继续拖累业绩风险。公司生物质综合利用业务营收占比近 15%，近年来毛利率持续下行。一方面生物质燃料成本高企，另一方面可再生能源补贴持续拖欠。若相关因素持续无法改善，或将对公司业绩产生不利影响。
- 城市节能业务需求下降风险。公司在建筑节能/照明节能等传统业务方面仍具有较高的业绩贡献比例。若传统业务项目获取不及预期，或将对公司业绩产生不利影响。
- 大股东解禁风险。公司部分首发原股东限售股份预计于 2024 年 1 月 19 日解禁，本次解禁股份数为 215181.82 万股，占总股本 56.81%。
- 应收账款增加风险。至 2023 年中报，公司应收票据及应收账款额达 27.4 亿元，应收账款规模不断扩大。


附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
主营业务收入	2,009	2,600	2,888	3,131	4,055	5,024
增长率		29.4%	11.1%	8.4%	29.5%	23.9%
主营业务成本	-1,196	-1,549	-1,808	-1,972	-2,367	-2,897
%销售收入	59.5%	59.6%	62.6%	63.0%	58.4%	57.7%
毛利	813	1,051	1,080	1,158	1,688	2,128
%销售收入	40.5%	40.4%	37.4%	37.0%	41.6%	42.3%
营业税金及附加	-4	-6	-8	-8	-10	-13
%销售收入	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
销售费用	-34	-37	-40	-44	-57	-70
%销售收入	1.7%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
管理费用	-141	-144	-170	-185	-239	-296
%销售收入	7.0%	5.6%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
研发费用	-12	-7	-5	-5	-7	-9
%销售收入	0.6%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
息税前利润 (EBIT)	622	857	858	917	1,375	1,740
%销售收入	31.0%	33.0%	29.7%	29.3%	33.9%	34.6%
财务费用	-155	-201	-231	-231	-298	-350
%销售收入	7.7%	7.7%	8.0%	7.4%	7.3%	7.0%
资产减值损失	-60	-105	-69	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	26	36	103	40	42	46
%税前利润	5.6%	5.9%	15.1%	5.4%	3.7%	3.1%
营业利润	467	609	679	746	1,139	1,455
营业利润率	23.2%	23.4%	23.5%	23.8%	28.1%	29.0%
营业外收支	7	0	2	1	1	1
税前利润	473	610	680	747	1,140	1,456
利润率	23.6%	23.4%	23.6%	23.9%	28.1%	29.0%
所得税	-50	-89	-73	-82	-137	-189
所得税率	10.6%	14.6%	10.8%	11.0%	12.0%	13.0%
净利润	423	521	607	665	1,003	1,267
少数股东损益	25	47	54	60	105	135
归属于母公司的净利润	399	474	553	605	898	1,132
净利率	19.8%	18.2%	19.2%	19.3%	22.2%	22.5%

现金流量表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	423	521	607	665	1,003	1,267
少数股东损益	25	47	54	60	105	135
非现金支出	500	659	677	675	809	957
非经营收益	111	163	123	208	275	326
营运资金变动	-256	-629	-190	-629	-516	-457
经营活动现金净流	779	715	1,217	919	1,571	2,092
资本开支	-1,905	-1,987	-2,381	-2,120	-2,470	-2,751
投资	-154	-116	60	-58	0	0
其他	0	1	0	41	42	46
投资活动现金净流	-2,059	-2,101	-2,321	-2,138	-2,427	-2,705
股权募资	39	1,108	120	0	0	0
债权募资	1,203	1,035	932	1,775	1,302	1,199
其他	-147	-435	12	-309	-375	-429
筹资活动现金净流	1,096	1,708	1,065	1,466	927	770
现金净流量	-184	321	-39	247	70	157

资产负债表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	508	824	789	979	1,009	1,137
应收款项	1,369	1,975	2,425	3,106	4,022	4,984
存货	20	71	139	140	169	206
其他流动资产	449	451	188	201	208	217
流动资产	2,346	3,321	3,541	4,427	5,408	6,545
%总资产	21.3%	24.5%	23.0%	24.9%	26.5%	28.1%
长期投资	468	653	676	733	733	733
固定资产	7,972	9,039	10,401	11,842	13,450	15,211
%总资产	72.2%	66.7%	67.7%	66.7%	65.9%	65.2%
无形资产	152	182	199	215	259	282
非流动资产	8,689	10,222	11,826	13,330	14,992	16,787
%总资产	78.7%	75.5%	77.0%	75.1%	73.5%	71.9%
资产总计	11,035	13,543	15,367	17,757	20,400	23,332
短期借款	1,057	833	1,056	2,030	3,332	4,531
应付款项	1,656	1,494	1,725	1,766	2,125	2,602
其他流动负债	117	149	132	157	233	308
流动负债	2,830	2,475	2,913	3,953	5,690	7,441
长期贷款	2,376	3,469	3,905	4,805	4,805	4,805
其他长期负债	986	1,196	1,497	1,342	1,301	1,273
负债	6,192	7,140	8,315	10,101	11,797	13,519
普通股股东权益	4,467	5,952	6,463	7,008	7,849	8,924
其中：股本	3,030	3,788	3,788	3,788	3,788	3,788
未分配利润	610	1,010	1,495	2,043	2,884	3,959
少数股东权益	376	451	589	649	754	889
负债股东权益合计	11,035	13,543	15,367	17,757	20,400	23,332

比率分析

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
每股指标						
每股收益	0.132	0.125	0.146	0.160	0.237	0.299
每股净资产	1.474	1.571	1.706	1.850	2.072	2.356
每股经营现金净流	0.257	0.189	0.321	0.243	0.415	0.552
每股股利	0.011	0.013	0.015	0.015	0.015	0.015
回报率						
净资产收益率	8.92%	7.96%	8.56%	8.63%	11.45%	12.68%
总资产收益率	3.61%	3.50%	3.60%	3.41%	4.40%	4.85%
投入资本收益率	6.72%	6.84%	6.38%	5.63%	7.23%	7.90%
增长率						
主营业务收入增长率	33.18%	29.43%	11.08%	8.40%	29.51%	23.92%
EBIT 增长率	46.95%	37.72%	0.18%	6.81%	49.93%	26.56%
净利润增长率	44.29%	18.90%	16.78%	9.25%	48.59%	25.95%
总资产增长率	24.23%	22.73%	13.47%	15.55%	14.88%	14.37%
资产管理能力						
应收账款周转天数	194.3	224.3	265.8	350.0	350.0	350.0
存货周转天数	11.9	10.7	21.1	26.0	26.0	26.0
应付账款周转天数	343.7	262.5	207.2	207.0	207.0	207.0
固定资产周转天数	1,234.6	1,106.6	1,076.0	1,125.6	977.9	880.8
偿债能力						
净负债/股东权益	60.41%	54.33%	59.17%	76.48%	82.85%	83.56%
EBIT 利息保障倍数	4.0	4.3	3.7	4.0	4.6	5.0
资产负债率	56.12%	52.72%	54.11%	56.88%	57.83%	57.94%

来源：公司年报、国金证券研究所



市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
----	-----	-----	-----	-----	-----

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；

中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；

减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 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