仅供内部参考，请勿外传

2026 年 6 月 24 日

光大证券 EVERBRIGHT SECURITIES

行业研究

破解资源消纳与成本矛盾，政策持续完善赋能绿电直连长效发展

——绿电直连深度报告

要点

三重错配持续加剧，传统模式难以为继，绿电直连成为破局关键。1）**空间错配：**我国风能与太阳能资源呈现典型的“西多东少”格局，在空间错配情况下，绿电主要发电省份绿电消纳水平呈现逐年下行趋势。**2）时间错配：**从日内来看，需求负荷从上午 10 点开始基本维持高位，然而光伏出力水平在傍晚开始逐渐减少，导致日内维度绿电出力和高负荷需求时间有所错配。3）**衔接海外市场机制错配：**我国绿证与欧盟尚未互认，出口企业若仅依赖国内绿证，在 CBAM 申报中将被迫采用欧盟默认高碳值顶格申报，增加出口企业成本。绿电直连既能缓解大电网输送与调峰压力，又能为出口企业提供可溯源、低成本的绿电供给，有效满足 CBAM 对于绿电认证要求。

政策持续完善，兼顾商业模式的落地与项目经济性。2025 年 5 月，“650 号文”解决了“能不能建”的合法性问题。 文件首次在国家层面明确了绿电直连的定义与合规路径，确立了“以荷定源”的原则，并向电网企业之外的各类经营主体开放投资资格。至此，绿电直连获得了明确的“身份合法性”。2025 年 9 月，“1192 号文”解决了经济性问题。文件从价格机制入手，明确了输配电费按“单一容量制”缴纳、系统运行费仅对下网电量收取等规则，使项目具备了可算账、可融资的经济可行性。此后，17 个省市密集出台配套细则，2026 年 3 月绿电直连被写入政府工作报告。2026 年 5 月，“688 号文”出台，在原先一对一的基础上进行了模式创新，引入多用户绿电直连，为规模化推广扫清了组织形态上的障碍。

“650 号文”确立合法身份与运营边界，“1192 号文”给出项目定价与经济解答。“650 号文”的出台标志着绿电直连获得明确的“身份合法性”，从地方试点正式上升为国家认可的新型电力业态。“1192 号文”从价格机制入手，解决了项目盈利性的核心问题，使绿电直连从政策可行走向经济可行。相较于直接从电网购电的传统模式，绿电直连的超额收益主要来自政策红利（相对于传统模式向电网少缴纳的差额）。根据我们的预测，绿电直连模式相较于传统模式综合度电成本节省约 0.028 元，降幅约 4.00%。自发自用比例是影响项目经济性的敏感因素，自发自用比例越高，项目综合度电成本节约越明显，这与政策设计目的（就近消纳，降低电网消纳压力）及“1192 号文”规定的系统运行费的计算方式逻辑一致。因此，具备较高自用比例的优质用户（如数据中心等）将是绿电直连模式的主要受益者。项目具体受益水平还应关注对应绿电出力曲线与负荷用电曲线的匹配程度、储能配置体量及其装机成本等其他因素。

投资建议：绿电直连本质上是提升绿电消纳的重要举措，其主要目的是平衡绿电新增装机与绿电盈利下行之间的核心矛盾。从“650 号文”到“1192 号文”、“688 号文”，绿电直连政策持续完善，从政策维度可见趋势明确。持续看好绿电直连商业模式下的各应用场景发展，包括算电协同及零碳园区。算电协同下，电力运营商主要的参与方式是 1）向数据中心直供绿电、2）投资算电项目。目前电力运营商投资算电的项目主要包括金开新能新疆哈密项目、晶科科技宁夏中卫项目等。建议关注涉足算电项目的电力运营商金开新能、晶科科技、绿发电力、福能股份；在通信节点省份具备装机的电力运营商：华能蒙电（乌兰察布）、甘肃能源（庆阳）、建投能源（廊坊）、粤电力 A（韶关）；具备虚拟电厂、智能调度业务的朗新科技、涪陵电力、南网能源；绿电运营商龙源电力（A&H）。

风险分析：政策推进与执行不及预期的风险；商业模式与经济性波动的风险；技术与安全运营风险；行业竞争加剧的风险。

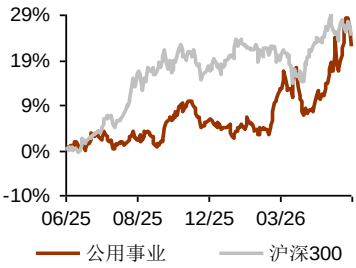
公用事业

买入（维持）

作者

分析师：殷中枢
执业证书编号：S0930518040004
010-58452071
yinzs@ebscn.com
分析师：宋黎超
执业证书编号：S0930523060001
021-52523797
songlichao@ebscn.com
分析师：邓怡亮
执业证书编号：S0930525070003
021-52523802
dengyiliang@ebscn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

绿电溢价确认方式逐渐理顺，关注短期风偏下的防御板块机会 ——公用事业行业周报（20260607）（2026-06-08）

情绪阶段性回归防御，算电叠加厄尔尼诺持续催化下，板块迎来机会——碳中和领域动态追踪（一百八十四）（2026-05-28）

厄尔尼诺协同算电领域持续发酵，火电板块迎来阶段性机会——碳中和领域动态追踪（一百八十二）（2026-05-14）

仅供内部参考，请勿外传

投资聚焦

当前时点，我国新能源装机已历史性超越火电，但“三北”地区与中东部负荷中心的空间错配、风光出力与用电需求的时间错配，以及传统绿证与国际贸易新规（如欧盟 CBAM）之间的机制错配，三重矛盾持续加剧。传统“大电网、大机组、远距离”的消纳模式在经济性与物理空间上已显现“瓶颈”。

在此背景下，国家层面政策密集发力，从 2025 年“650 号文”确立合法身份，到“1192 号文”解决经济性，再到 2026 年“688 号文”实现模式创新（一对多），绿电直连的政策基础已完善，正从试点走向规模化推广的新阶段。 本报告旨在系统梳理政策路径、量化经济模型，并前瞻性挖掘由此催生的“算电协同”、“零碳园区”等场景化投资机遇。

我们区别于市场的观点

（1）市场认为绿电直连仍处于“概念期”，经济性存疑。我们认为，“1192 号文”已给出明确的答案。通过我们的详细测算，在当前政策框架下，一个“高负荷率、优源荷匹配”的典型项目，综合度电成本较传统模式可节省约 0.028 元（降幅约 4.00%），经济模型已经成立。市场低估了政策红利的量化程度。

（2）市场聚焦“一对一”项目风险，担忧规模瓶颈。市场普遍认为单一用户风险集中。我们则强调，“688 号文”的核心突破在于“多用户聚合”模式，这从根本上解决了风险集中和参与门槛过高的问题。我们认为，具备园区级负荷整合能力的第三方运营主体，其产业链价值将被重估，这是市场尚未充分认知的关键变化。

（3）市场将绿电直连简单视为“拉专线”的技术问题。我们认为，绿电直连是承载顶层设计的“新基建”核心载体。它不仅解决消纳，更是“东数西算”中算电协同的物理基础，以及国家级零碳园区的绿色能源底座。投资机会应从设备端向掌握源荷匹配能力的“运营层”转移。

股价上涨的催化因素

（1）政策落地超预期： 后续更多省份出台绿电直连项目补贴、简化审批等配套细则；国家层面将绿电直连项目纳入 REITs 试点范围等。

（2）标志性项目投运： 如大唐新能源宁夏中卫“算电协同”项目、华电新能和林格尔数据中心集群等国家级示范项目成功运行，数据验证其经济性与稳定性，将形成示范效应。

投资观点

（1）投资逻辑： 产业链价值将高度集中于 “源荷一体化运营层” ，此环节是政策红利的主要获得者。我们看好两类主体：①掌握核心用户资源（尤其是算力枢纽节点）的电力运营商；②具备虚拟电厂、智能调度技术的能源服务商。

（2）建议关注标的：建议关注涉足算电项目的电力运营商金开新能、晶科科技、绿发电力、福能股份；在通信节点省份具备装机的电力运营商：华能蒙电（乌兰察布）、甘肃能源（庆阳）、建投能源（廊坊）、粤电力 A（韶关）；具备虚拟电厂、智能调度业务的朗新科技、涪陵电力、南网能源；绿电运营商龙源电力（A&H）。

仅供内部参考，请勿外传

目 录

1、 源荷错配严重，绿电直连成为消纳破局的必然选择 5
1.1 供给与需求同步扩张，但空间分布严重失衡 5
1.2 三重错配持续加剧，传统模式难以为继，绿电直连成为破局关键 6
2、 政策路径：从制度完善到模式升级 9
2.1 政策开端：“650 号文”确立合法身份与运营边界 10
2.2 定价衡盈：“1192 号文”给出项目定价与经济解答 11
2.3 模式升级：“688 号文”创新多用户聚合与落地路径 15
3、 绿电直连持续推进，开拓新型电力系统各商业场景 17
3.1 零碳园区 17
3.2 算电协同 18
4、 投资建议 22
5、 风险分析 23

仅供内部参考，请勿外传

图目录

图 1：2016-2025 年新能源装机容量及占比变化 5
图 2：截至 2025 年底区域代表省份风光累计装机数据 5
图 3：2025 年主要行业用电量增速对比 6
图 4：2025 年东西部代表省份用电量对比（亿千瓦时） 6
图 5：中国新能源资源分布与负荷中心示意图 6
图 6：2025 年东西部代表省份弃风弃光率 6
图 7：全国平均日电力负荷与净负荷曲线（鸭子曲线） 7
图 8：2021 年-2025 年绿电交易量及变化趋势 8
图 9：绿电直连模式（离网式） 11
图 10：绿电直连模式（并网式） 11
图 11：绿电直连“一对一”组织形式 15
图 12：绿电直连“一对多”模式创新 15
图 13：产业链结构全景图 16
图 14：算电协同技术实现路径 19
图 15：算电协同绿电使用 19
图 16：算力迁移的概念 21

表目录

表 1：2023-2025 年部分省份风光消纳水平表 7
表 2：传统消纳模式的三重局限 8
表 3：绿电直连政策演进表 9
表 4：“650 号文”前后绿电直连制度环境对比 10
表 5：绿电直连项目核心指标与监管要求 10
表 6: “1192 号文”后基于投资者视角的绿电直连模式与传统模式费用构成对比 12
表 7：模拟绿电直连项目主要假设 13
表 8：模拟终端用户使用绿电直连较传统模式综合度电节省 14
表 9: 敏感性分析 14
表 10：零碳园区政策历程 17
表 11：零碳园区核心约束性指标及引导性指标 18
表 12：算电协同政策历程 18
表 13：不同地区数据中心绿电使用规则 20
表 14：我国算力集群梳理 20
表 15: 算力工作特征 20
表 16：算电相关标的梳理 22
表 17：算电协同相关标的估值表 23

仅供内部参考，请勿外传

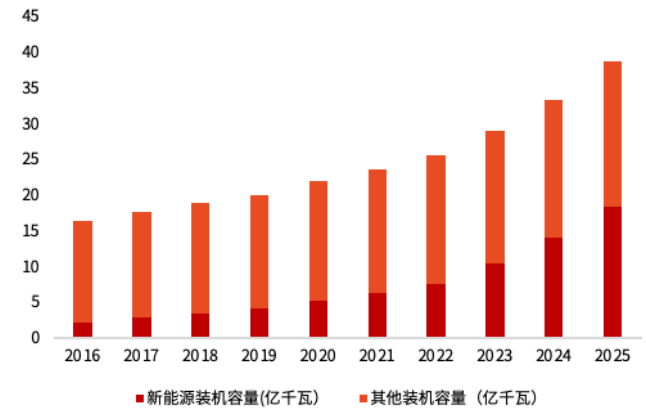
1、 源荷错配严重，绿电直连成为消纳破局的必然选择

截至 2025 年年底，我国风光装机容量已达 18.4 亿千瓦（占总装机比重 47.3%），但“三北”地区绿电高度集中、出力与负荷时间错位、绿电难以实现清晰物理溯源三重矛盾持续加剧。传统电网消纳模式在经济性、物理空间与机制适配层面已显现明显局限，为绿电直连模式提供了现实可能。

1.1 供给与需求同步扩张，但空间分布严重失衡

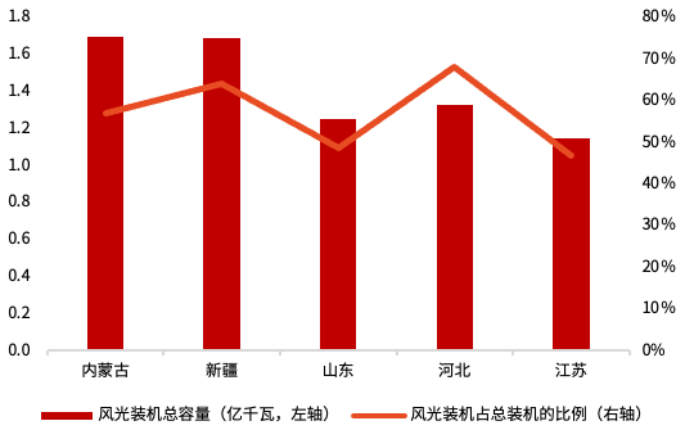
（1）**供给侧**：截至 2025 年年底风光合计装机达 18.4 亿千瓦，历史性超越火电，占发电总装机 47.3%。其中风电 6.4 亿千瓦、光伏 12.0 亿千瓦。风光电站空间布局高度集中，“三北”地区风电、光伏装机占全国总量的 60%以上，部分省份或地区新能源发电占比超过 50%，新能源发电已成为当地第一大电源。

图 1：2016-2025 年新能源装机容量及占比变化



资料来源：国家能源局，光大证券研究所

图 2：截至 2025 年底区域代表省份风光累计装机数据

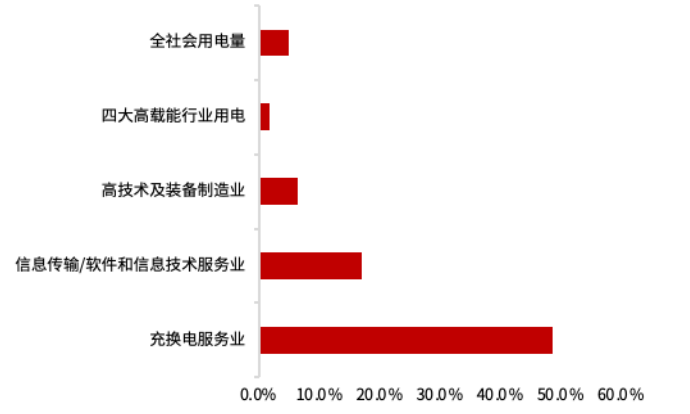


资料来源：中国储能网，光大证券研究所

（2）**需求侧**：2025 年我国全社会用电量首次突破 10 万亿千瓦时（10.37 万亿，同比增长 5%）。东西部用电总量差距明显，新增用电需求集中于东中部地区。用电结构发生显著变化：2025 年，四大高载能行业用电同比增长 1.8%，而充换电服务业用电量同比增长 48.8%，信息服务业用电量同比增长 17.0%——其中数据中心是该行业的核心用电主体，并拉动了整个行业的用电增长（根据中国信通院统计数据，2025 年我国算力中心用电量达 1960 亿千瓦时，同比增速为 18.1%，远超同期全社会用电量增速），单座智算中心年用电量已达数亿至数十亿度，对供电质量与可靠性提出刚需。

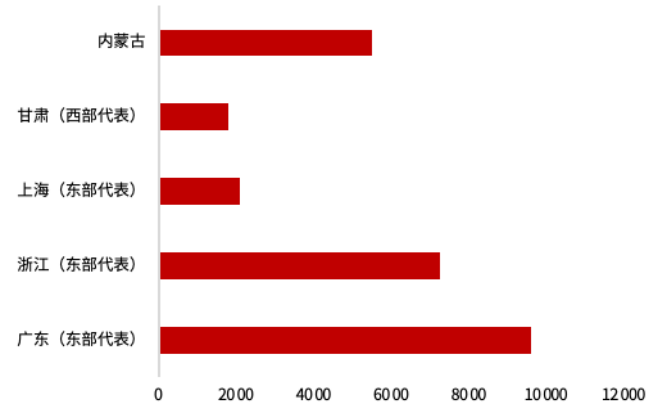
仅供内部参考，请勿外传

图 3：2025 年主要行业用电量增速对比



资料来源：国家能源局，中国电力建设企业协会，光大证券研究所　　注：四大高载能行业包括化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业。（传统高耗能产业）

图 4：2025 年东西部代表省份用电量对比（亿千瓦时）



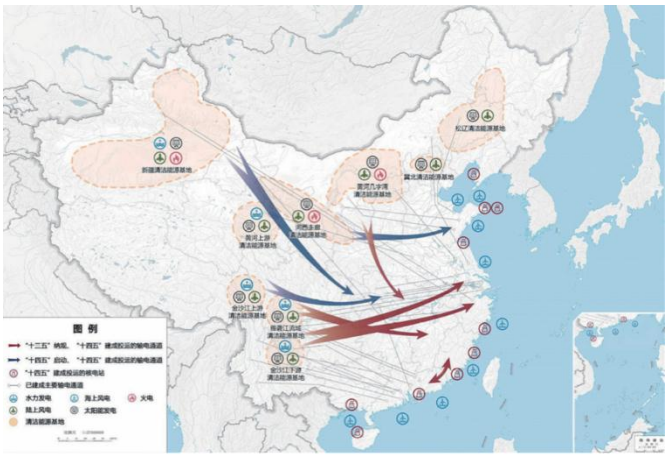
资料来源：各省政府网，中国能源网，中国南方电网，光大证券研究所

1.2 三重错配持续加剧，传统模式难以为继，绿电直连成为破局关键

（1）三重错配：空间、时间、机制

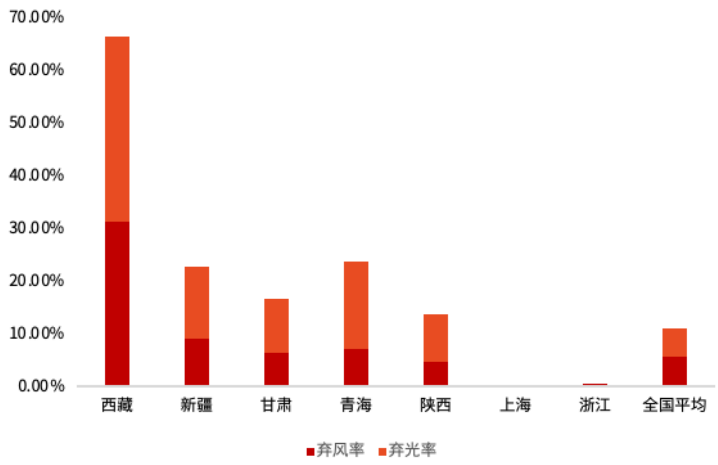
空间错配：我国风能与太阳能资源呈现典型的“西多东少”格局。《2025 年中国风能太阳能资源年景公报》显示，风电集中于“三北”地区，光伏集中于西藏大部、青海中北部、四川西部等。而电力消费中心则集中在中东部地区（以 2025 年上半年为例，用电量排名前四省份均为东部地区）。2025 年内蒙古净送出电量 3251 亿千瓦时，山西净送出电量 1504 亿千瓦时，新疆净送出电量 1340 亿千瓦时，四川净送出电量 1261 亿千瓦时，云南净送出电量 1925 亿千瓦时，“西电东送”流向特征鲜明。尽管特高压跨区输送电量达 9,984 亿千瓦时（2025 年），但“沙戈荒”大基地仍存在外送通道容量不足问题。**在空间错配情况下，绿电主要发电省份绿电消纳水平呈现逐年下行趋势。**

图 5：中国新能源资源分布与负荷中心示意图



资料来源：国家能源局，中电联年度报告，光大证券研究所

图 6：2025 年东西部代表省份弃风弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心（转引自电力投资资讯网），光大证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

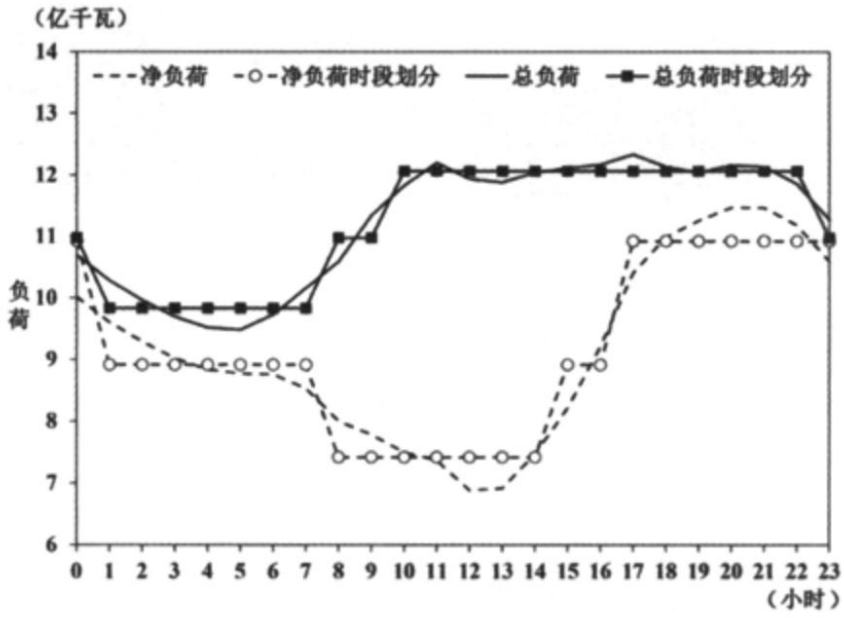
表 1：2023-2025 年部分省份风光消纳水平表

	新疆		甘肃		青海		宁夏		浙江		山东		河北	
	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率
2023	95.8%	96.9%	95.0%	95.0%	94.2%	91.4%	97.8%	96.4%	100%	100%	97.6%	99.3%	94.3%	97.5%
2024	93.4%	92.2%	94.0%	91.3%	92.8%	90.3%	97.6%	95.3%	100%	100%	96.4%	98.5%	92.6%	96.1%
2025	91.0%	86.3%	93.7%	89.6%	92.8%	83.4%	95.6%	93.9%	99.5%	100%	95.7%	96.9%	92.0%	94.3%
	山西		辽宁		陕西		广东		云南		贵州		四川	
	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率	风电利用率	光伏利用率
2023	98.9%	98.9%	98.0%	99.3%	96.8%	96.5%	99.6%	99.9%	100%	99.4%	99.7%	99.4%	100%	100%
2024	98.7%	98.2%	95.3%	97.2%	94.4%	94.5%	99.5%	99.9%	99.1%	96.7%	99.6%	98.0%	99.6%	98.1%
2025	94.4%	97.8%	93.0%	96.5%	95.3%	91.0%	98.6%	99.6%	97.2%	93.1%	99.2%	96.1%	98.4%	98.6%

资料来源：国家能源局、电力行业规划研究与检测预警中心（转引自北极星太阳能光伏网），光大证券研究所

时间错配：光伏午间集中出力导致系统净负荷曲线呈现深“V”形（即“鸭子曲线”），调峰压力陡增。从日内来看，需求负荷从上午 10 点开始基本维持高位直到晚上 10 点，然而光伏出力水平在傍晚开始逐渐减少，导致日内维度绿电出力和高负荷需求时间有所错配。全年维度来看，风电“春冬大、夏秋小”与夏季制冷负荷峰值错位，迫使系统配置大规模储能，显著提升消纳成本。

图 7：全国平均日电力负荷与净负荷曲线（鸭子曲线）



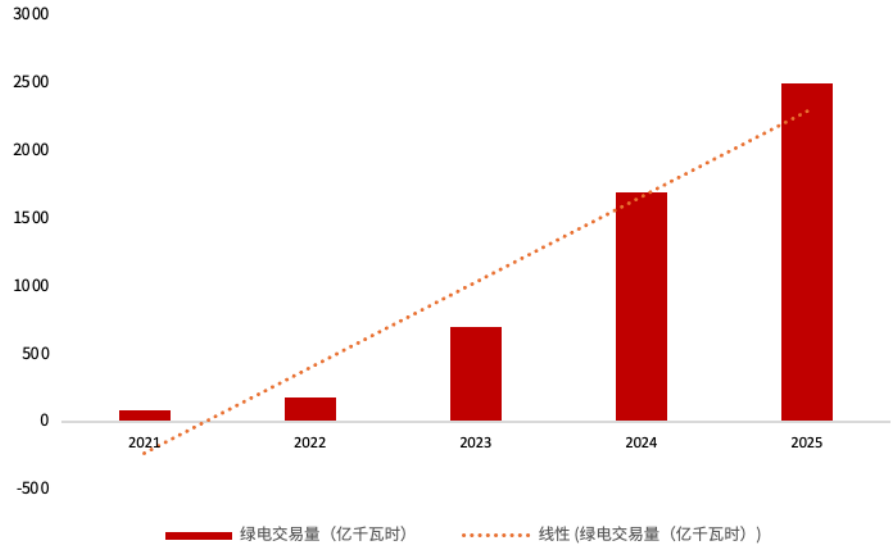
资料来源：《基于净负荷曲线特征的分时电价机制设计》王雅等，光大证券研究所整理

注：系统净负荷=系统负荷-可再生能源出力。系统净负荷代表电网中火电、水电等常规可控电源需要承担的真实供电任务，可再生能源发电功率与负荷在时间上不同步带来的负荷与发电功率间差值产生净负荷曲线。随着可再生能源发电占比越来越高，在电力系统灵活性资源不变的情况下，净负荷曲线的“深 V”形态会越明显，在形状上与“鸭子”类似。如图所示，在凌晨至清晨时间段，净负荷曲线波动较为平缓。从清晨开始，随着光伏功率的升高，净负荷曲线开始快速下降，在中午时刻达到最低点。清晨至傍晚时间段曲线被称为“鸭肚”。在傍晚时分，随着光伏功率的减小，净负荷曲线开始陡然升高并达到最大值，该段时间曲线被称为“鸭脖”。美国加州独立运营商(CAISO)将其称为“鸭子曲线”。

衔接海外市场机制错配：2025 年绿电交易量达 2,500 亿千瓦时，同比增长 47.9%，但通过大电网购买的绿电难以物理溯源。2026 年 CBAM 正式进入实质性征税阶段，要求企业在采用“物理直连”或“可再生能源购电协议（PPA）”并提供小时级发用匹配数据。我国绿证与欧盟尚未互认，出口企业若仅依赖国内绿证，在 CBAM 申报中将被迫采用欧盟默认高碳值顶格申报，增加出口企业成本。

仅供内部参考，请勿外传

图 8：2021 年-2025 年绿电交易量及变化趋势



资料来源：国家能源局，光大证券研究所

（2）传统模式的局限

受制于电网实时平衡的物理刚性约束与统购统销的制度惯性，传统“大电网、大机组、远距离”运行范式在应对新能源时代源荷双向高波动时，已呈现出明显的结构性失配。由于电力系统的两大底层约束：物理上，电网要求实时平衡且电流遵循基尔霍夫定律，所有电源注入后无法区分路径，决定了电网必须统一调度、被动平衡任何波动；制度上，长期“统购统销”体制下，电网作为唯一购销主体，天然倾向于远距离输电和混合统一定价。传统模式在应对“源荷不匹配的双增长”过程中，所暴露出的是传统“大电网、大机组、远距离”范式在新能源时代的结构性局限。

表 2：传统消纳模式的三重局限

局限维度	核心问题	具体表现	量化指标
经济性局限	消纳成本高	电网投资持续增长，调节成本非线性上升，经济性减弱，终端电价被推高	2023 年初至 2025 年初，系统运行费占代购电价比例从 1.87%上升至 10.20%。 研究表明，2030 年我国系统运行费规模将较 2025 年增长 2~3 倍，2040 年终端用电成本上升的约 90%由系统运行费驱动。 反映出新能源渗透率提升对系统调节能力的挑战持续加剧。
物理空间局限	资源错配	东部负荷中心本地供给不足，西部大型新能源基地受限于外送通道，无法将所有绿色电力全额、及时送出	2025 年全年数据显示，西部多省光伏利用率已跌破国家规定的 90%消纳红线（发改能源，1803 号文），风电方面，西藏弃风率高达 31.4%
机制适配局限	直供难实现	绿电价值与物理供给脱节，单独购买绿证不满足 CBAM 核算要求	CBAM 规定了两种严格的技术路径:绿电物理直连（不经公共电网的物理专线连接，实现点对点供电）或可再生能源购电协议（PPA）

资料来源：中国经济网，Regulation (EU) 2023/956（《碳边境调节机制条例》），国家发展改革委等，光大证券研究所整理

（3）**破局方向：绿电直连**——发电企业与用电企业通过专线或增量配电网，突破公共电网“统购统销”的传统模式，实现物理直连与电量就近消纳。这一模式既能缓解大电网输送与调峰压力，又能为出口企业提供可溯源、低成本的绿电供给，有效满足 CBAM 对于绿电认证要求。

仅供内部参考，请勿外传

2、 政策路径：从制度完善到模式升级

政策堵点已全面打通，国家层面制度框架已基本成型。2025 年 5 月，“650 号文”解决了“能不能建”的合法性问题。 文件首次在国家层面明确了绿电直连的定义与合规路径，确立了“以荷定源”的原则，并向电网企业之外的各类经营主体开放投资资格。至此，绿电直连获得了明确的“身份合法性”。2025 年 9 月，“1192 号文”解决了经济性问题。文件从价格机制入手，明确了输配电费按“单一容量制”缴纳、系统运行费仅对下网电量收取等规则，使项目具备了可算账、可融资的经济可行性。此后，17 个省市密集出台配套细则。2026 年 5 月，“688 号文”出台，在原先一对一的基础上进行了模式创新，引入多用户绿电直连，为规模化推广扫清了组织形态上的障碍。

表 3：绿电直连政策演进表

时间节点	政策文件	核心解决问题	对行业的意义	关键条款
2025.05.21	《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650 号）	合法性问题	确立制度框架，消除法律障碍，为绿电直连提供“身份合法性”	关于定义：“绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。” 关于投资主体：“包括民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）可投资绿电直连项目。项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资。” 关于源荷匹配：“项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。上网电量比例一般不超过 20%。”
2025.09.09	《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号）	经济性问题	明确价格机制，让绿电直连从“政策概念”走向“可算账、可融资”	关于输配电价：“项目实行按容（需）量缴纳输配电费，月度容（需）量电费计算方法为：容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费＋所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730 小时×接入公共电网容量。” 关于费用减免：“项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡；暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。” 关于线损：“项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按照下网电量承担上网环节线损费用。”
2025.07-2026.02	各省配套细则密集落地（云南、山东、湖南、山西、宁夏等 17 省市）	落地问题	提供“施工图”，推动项目从纸上走向现实	湖南省（2025.12.31）：“项目由负荷单位牵头申报，市级能源主管部门进行初审……接入电压等级原则上不超过 220 千伏，确有必要以 220 千伏接入的，省级能源主管部门会同国家能源局湖南监管办公室共同组织开展电力系统安全风险专项评估。” 宁夏回族自治区（2025.10.15）：“接入 35 千伏的，负荷与电源项目接网距离不超过 20 公里，接入 110 千伏的，接网距离不超过 50 公里，原则上应在同一市域范围内。” 山东省（2025.10.13）：“电源不得早于新增负荷和储能设施投产”，分期投产的须明确“每期每批电源、储能装机规模及投产时序均要与负荷相匹配。”
2026.03	扩大绿电应用写入政府工作报告	规模化问题：从试点走向全面推广，纳入国家顶层设计	政策信号持续强化	国务院政府工作报告：“制定能源强国建设规划纲要。着力构建新型电力系统，加快智能电网建设，发展新型储能，扩大绿电应用。” 国家能源局发布会：“完善绿电直连等促进算电协同的政策举措。依托算力设施发展新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的绿电聚合供应模式，支持发展绿电直连、源网荷储一体化、智能微电网等新业态。”
2026.05	《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688 号）	模式组织形态创新	在原先一对一的基础上进行了模式创新，引入多用户绿电直连，为规模化推广扫清了组织形态上的障碍。	关于多用户绿电直连：多用户绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源发电不直接接入公共电网，通过专用线路和变电设施向多个用户供给绿电，实现供给电量清晰溯源和分配的模式。 新建负荷可配套建设新能源电源组成多用户绿电直连项目。存量负荷中，单用户绿电直连项目可吸纳其他新建负荷，同时配套扩建新能源电源组成多用户绿电直连项目。 分布式光伏可通过集中汇流方式参与多用户绿电直连。 关于投资模式：项目应明确独立的主体作为项目主责单位；项目主责单位应具备法人资格，原则上由电源方与负荷方合资组建，也可以由电源方或负荷方一方单独投资组建，园区模式的项目主责单位可由园区管委会或第三方机构（不含运营输电业务的公共电网企业）投资组建。

资料来源：国家发改委官网、中国政府网官网、湖南省发改委官网、山东省能源局官网等，光大证券研究所整理

仅供内部参考，请勿外传

2.1政策开端：“650 号文”确立合法身份与运营边界

“650 号文”之前，绿电直连长期处于政策“灰色地带”。尽管部分省份进行了自备电厂、增量配电网等探索，但由于缺乏国家层面的统一规范，项目在运行各个环节均面临不确定性，难以形成可复制的商业模式。

“650 号文”的出台标志着绿电直连获得明确的“身份合法性”，从地方试点正式上升为国家认可的新型电力业态。首先，文件首次在国家层面明确了绿电直连的定义，将其从“自备电厂”等传统概念中独立出来，赋予了清晰的法律身份。其次，文件确立了“以荷定源”的基本原则——即电源建设规模必须以实际负荷需求为依据，从源头防止了盲目圈地、圈而不建等乱象。第三，文件明确向电网企业之外的各类经营主体开放投资资格，允许发电企业、用电企业及第三方社会资本参与项目投资建设。

表 4：“650 号文”前后绿电直连制度环境对比

对比维度	“650 号文”出台前	“650 号文”出台后
法律身份	政策“灰色地带”，常被归入自备电厂或增量配电网管理，身份模糊	首次在国家层面明确定义，成为独立的新型电力业态
合规路径	无统一规范，立项、接入、电价核算均面临不确定性	明确的建设与运营合规路径，项目可复制、可推广
建设原则	无明确约束，存在盲目圈地、圈而不建风险	确立“以荷定源”，电源建设必须以实际负荷需求为依据
投资主体	限于电网企业或部分试点主体	向发电企业、用电企业及第三方社会资本全面开放
商业模式	个案审批，难以规模化复制	具备标准化资产属性，为规模化推广奠定制度基础

资料来源：中国政府网官网、光大证券研究所整理

“650 号文”解决准入问题的同时，为项目运营划定了清晰的边界。“650 号文”提出的三大核心指标与储能配置要求，共同构成了绿电直连项目的运营边界——既划定了合规红线，也明确了项目优化的技术路径，大幅降低了项目运营的不确定性，使绿电直连成为可测算、可融资的标准化资产。

合规红线：“650 号文”对电源侧自用率、用户侧绿电占比以及余电上网比例做了明确要求。三项指标相互关联、互为约束，共同决定了项目的经济性边界：电源侧自用率越高，意味着弃电越少；用户侧自用率占比达标，证明项目“以荷定源”的匹配度越高；余电上网比例则考验项目的发用电曲线预测和储能调节能力。

技术优化路径：为满足电源侧自用率≥60%等政策要求，提升项目自平衡能力，绿电直连项目原则上需配置一定比例的储能。储能在项目中承担三重功能：（1）平抑新能源出力波动，提升源荷匹配度；（2）削峰填谷，提高自用率；（3）应急备用，保障关键负荷供电，配置比例需结合负荷与发电曲线确定。在绿电直连模式下，由于储能可受到电网调度参与上网调峰调频等，其盈利性可以进一步提升。

表 5：绿电直连项目核心指标与监管要求

指标	政策要求	计算方式	未达标的风险
电源侧自用率	≥60%	自发自用电量/可用发电量	监管层面：存在撤销其绿电直连项目资格、要求整改的风险。
负荷自用率占比	≥30% （2030 年前≥35%）	自发自用电量/总用电量	
余电上网比例	≤20%	上网电量/可用发电量	

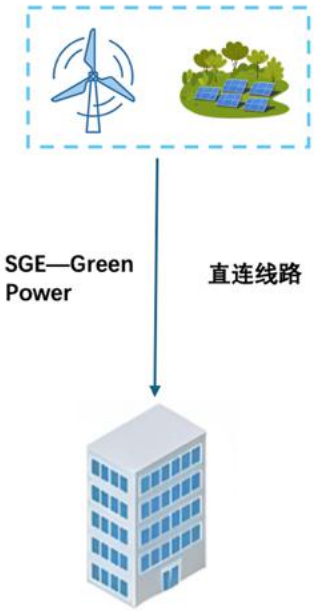
资料来源：中国政府网官网、光大证券研究所整理

根据与大电网的连接关系，绿电直连项目可分为并网型与离网型两种模式。前者是当前主流，后者适用于特殊场景。并网型采取“自发自用、余电上网”方式，既有直连通道实现物理溯源，又有大电网作为安全保障，是当前数据中心、工业

仅供内部参考，请勿外传

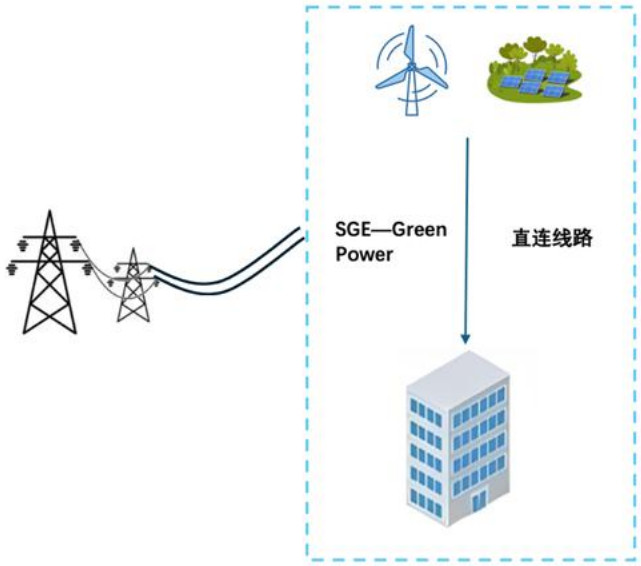
园区等场景的主流选择。离网型完全独立运行，无需缴纳电网费用，但对负荷稳定性和储能配置要求更高，主要适用于偏远矿区、海岛等特殊场景。

图 9：绿电直连模式（离网式）



资料来源：发改能源〔2025〕650 号文，光大证券研究所绘制　备注：SGE-Green Power 为绿电直连管理系统（具备双向并网、电量计量、绿证溯源、余电上网 / 外网补电切换）

图 10：绿电直连模式（并网式）



资料来源：发改能源〔2025〕650 号文，光大证券研究所绘制　备注：SGE-Green Power 为绿电直连管理系统（具备双向并网、电量计量、绿证溯源、余电上网 / 外网补电切换）

“650 号文”解决了绿电直连“能不能建”的合法性问题，然而对于项目投资方而言，更为关心的是项目的“经济性”问题，定价机制是否明确，经济上是否能够获利，是否能够基于清晰的成本收益模型进行投资决策，仍是亟待解决的问题。

2.2 定价衡盈：“1192 号文”给出项目定价与经济解答

“1192 号文”从价格机制入手，解决了项目盈利性的核心问题，使绿电直连从政策可行走向经济可行。根据“1192 号文”，绿电直连项目相比传统用电模式，主要享有以下三重红利：

（1）输配电费计费方式优化：传统模式下采用“两部制”计费：容量电费（A1）+ 实际电量电费（B1）。绿电直连模式下实行“单一容量制”：容量电费（A2）+ 测算电量电费（B2）。B2 基于全省平均负荷率和接入容量固定计算，当项目实际负荷率高于全省平均水平时，B2 < B1，形成节省。

（2）系统运行费减免：系统运行费仅按实际下网电量（从电网购买的电量）缴纳，自发自用部分予以免缴。这是最直接的政策红利。

（3）线损费用降低：专线因距离较短、没有中间变电站，线损率低于大电网平均水平。

以上节省均来自于政策红利（相对于传统模式向电网少缴纳的差额），所有节省均由项目投资方获得，按投资结构和项目具体合约条款进行分配。目前项目按投资结构可分为负荷独资、电源独资、负荷和电源合资。

仅供内部参考，请勿外传

表 6：“1192 号文”后基于投资者视角的绿电直连模式与传统模式费用构成对比

费用项	传统模式（发电侧和负荷侧分离）	绿电直连模式（项目一体化）	经济性说明
电能量费用	计算方式： 实际用电量*市场化交易电价 资金流向：负荷侧→电网→发电侧	计算方式：自发自用电量*PPA 协议电价（此处 PPA 仅包含电能量费用）+下网电量*市场化电价 资金流向：负荷侧→发电侧	传统模式中，电网采取成本加成定价，遵循“准许成本+合理收益” 原则，收入来源被严格限定为输配电费，电能量费用部分不赚取差价。 绿电直连模式下，这部分费用被内部化了，仅不再经过电网。 项目经济性主要来源于电价机制变化：从随行就市的市场价变为长期锁定的 PPA 协议价。
输配电费	计算方式：两部制=A1（容量电费）+B1（实际电量电费） A1=接入容量*容量电价 B1=输配电价*用电量 资金流向：负荷侧→电网	计算方式：单一容量制=A2（容量电费）+B2（测算电量电费） A2=接入容量*容量电价 B2=所在电压等级现行电量电价标准（输配电价）*平均负荷率*730h*接入公共电网容量（月度） 资金流向：取决于双方约定，可由负荷直接向电网缴纳，也可以由项目投资方代缴	容量电价：无区别，由国家及省级发改委决定。 接入容量：从当前绿电直连项目实践来看，接入容量在传统模式和绿电直连模式中基本保持一致，电力系统运行的根本原则是供电可靠性，电网必须随时准备在自备绿电全部停发的极端情况下接管全部负荷，因此电网对安全裕度的要求并未降低。在理论层面，自建储能和内部调节能力可以部分替代电网备用容量，国际实践（德国）已有验证。但在中国现行绿电直连政策框架下，这种替代尚未形成普适性的审批规则。 关于接入容量的最新政策：在 2026 年 5 月最新出台的“688 号文”中，绿电直连项目的接入容量决定权发生了从电网单方核定到“项目方自主申报+双方协商”的制度性转移。意味着项目方可以通过配置储能、优化源荷匹配等手段，设计出一个低于传统核定值的接入容量，从而减少容量电费支出。但项目最终能否通过，取决于具体项目的储能配置方案是否通过电网企业的 N-1 安全专项评估（安全标准，确保电网在单个部件（如线路、变压器）发生故障时，依然能保持稳定供电，不发生大停电）。 电量电费计费逻辑变化：B2 是一个基于全省平均负荷率和接入容量算出的固定值。B2 替代了 B1，不再是“用多少交多少”的流量费。 项目经济性：取决于项目的负荷率，当项目实际负荷率＞全省平均负荷率时，实现输配电费的节省。
系统运行费	按实际用电量分摊	按下网电量分摊	缴费基数变化：自发自用电量免缴此费用，这是明确的政策红利。
政府性基金及附加	按全部用电量缴纳	按全部用电量缴纳	无变化（社会责任）
线损费用	下网电量按大电网平均线损率缴纳	下网电量按大电网平均线损率缴纳	缴费基数变化：自发自用电量无需缴纳，线损费用降低
专线成本	无	专线成本=专线投资成本（初始投资）+专线运维成本（为确保专用输电线路安全、稳定、高效运行而产生的持续性管理和维护费用，按专线实际线损率缴纳）	传统模式下无此费用，属于绿电直连的项目投资

资料来源：《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号）、发改价格〔2023〕526 号、中国政府网官网、光大证券研究所整理
注：所有节省由项目投资方获得，实际运行过程中，由于市场结构、主动定价策略等原因，可能会存在对负荷或电源的让利。关于费用项说明：传统的“电量电费”是指市场化改革前，在政府核定电价模式下，基于实际用电度数计算的电费（广义概念，指的是用户按实际用电度数缴纳的全部电费）；电力市场化改革之后，电费账单被拆解，新增“电能量费用”的说法，特指在电力市场中，为所消耗的电能商品本身支付的费用，“电量电费”演变为输配电价的一部分（反映电网实际输送电能的变动成本）。关于 PPA 价格形成：PPA 的价格确定有多个参照锚点，例如当地煤电基准价、跨省绿色电力交易价格、绿证市场价格等。

上述理论分析表明，绿电直连项目的经济性取决于四个核心变量：负荷率（决定 B2 与 B1 的差值）、系统运行费减免幅度、线损费用以及直连专线成本。

项目总节省=（B2-B1）+（系统运行费减免）+（线损节省）-（专线成本）

不同出资结构下，运用绿电直连模式（相比传统模式）的各方超额收益核算：

（1）负荷独资：

负荷收益=项目总收益+（市场化电价-PPA 协议价格）*自发自用电量

电源收益=（PPA 协议价格-市场化电价）*自发自用电量

（2）电源独资

负荷收益=（市场化电价-PPA 协议价格）*自发自用电量

仅供内部参考，请勿外传

电源收益=项目总收益+（PPA 协议价格-市场化电价）*自发自用电量

（3）负荷和电源合资

负荷收益=出资比例*项目总收益+（市场化电价-PPA 协议价格）*自发自用电量

电源收益=出资比例*项目总收益+（PPA 协议价格-市场化电价）*自发自用电量

项目经济性测算：测算结果显示，绿电直连模式相较于传统模式综合度电成本节省约 0.028 元，降幅约 4.00%。

（1）测算假设：基于现行政策以及典型绿电直连项目场景进行经济性测算，核心假设如下表所示。

表 7：模拟绿电直连项目主要假设

假设项目	取值	依据/来源/说明
项目所在地	山东省	该省已出台实施细则
电压等级	110KV	山东某绿电直连项目现实数据（中国储能网）
年用电量	5 亿 kWh	关于接入公共电网容量：传统模式下，一般接入容量选择须有裕度，所以接入容量应大于 63MVA，根据 《电力工程设计手册》等权威技术导则以及行业最佳实践，接入容量由 “最大负荷”÷“负荷率” 计算得出，负荷率通常取 80%-90%（注： 本项目负荷率取 90%，属较高水平。主要考虑以下因素：（1）本项目为绿电直连模式，配套储能系统可平抑波动、削峰填谷，降低对变压器容量的依赖；（2）负荷为数据中心，曲线平稳、可预测性强；（3）项目按“以荷定源”原则设计，经专项源荷匹配评估后确定接入容量，该取值代表优质项目的典型情景。）
平均负荷	57MVA	
最大负荷	63MVA	
项目负荷率	90%	
接入电网容量	70MVA	
自发自用比例	30%（传统模式 100%）	政策要求大于 30%（1192 号文），后续作为敏感性分析变量
专线总投资	4222 万元	参考内蒙古天皓玻纤有限责任公司和林格尔县 10 万千瓦源网荷储一体化项目配套 110kV 接网工程（由于专线投资不具备地域特性，存在合理替代性。专线长度符合绿电直连就近消纳基本原则，园区典型合理长度）
专线长度	5.35km	
使用年限	25 年	根据《输配电定价成本监审办法（试行）》，110kV 输电线路的折旧年限为 24-30 年（本报告选取 25 年）
年度运维成本	84.44 万元/年（4222 万元*2%）	根据国家发改委《省级电网输配电价定价办法（试行）》（发改价格〔2016〕2711 号），运行维护费中材料费核定上限为新增固定资产原值的 1%，修理费上限为 1.5%，其他费用上限为 2.5%。（本报告综合选取 2%）
代理工商企业购电价格	0.4776 元/kWh	2025 年 3 月国网山东省电力公司代理购电工商业用户电价
容量电价	22 元/kVA*月	
输配电价	0.1191 元/kWh	
政府性基金及附加	0.02716875 元/kWh	
系统运行费用折合度电水平（综合累计）	0.0199 元/kWh	
全省 110kv 以上平均负荷率	65%	截至目前，由于山东省并未公布平均负荷率参数，参考已公布省份青海（64.85%），本报告暂将山东省平均负荷率设为 65%

资料来源：中国储能网、和林格尔县人民政府、住房和城乡建设部、国家发展和改革委员会、青海省发展和改革委员会、烟台市人民政府等，光大证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

（2）基准场景测算结果：度电成本节约 0.028 元。

表 8：模拟终端用户使用绿电直连较传统模式综合度电节省

构 成	计算方式	度电节省	节省原因
电能量费用	传统模式：实际用电量*市场价交易电价 绿电直连模式：自发自用电量*PPA 协议电价（此处 PPA 协议电价仅包含电能量费用）+下网电量*市场化交易电价	无节省	仅自发自用部分不再经过电网，不影响项目投资方的盈利，但是会分别影响负荷和电源的盈利
输配电费	输配电费=容量电费+电量电费	0.024 元	
容量电费	容量电费=接入容量*容量电价	无节省	项目按最高容量接入
电量电费	传统模式：电量电费=输配电价*用电量 绿电直连模式：所在电压等级现行电量电价标准（输配电价）*平均负荷率*730h*接入公共电网容量	0.024 元	绿电直连模式下电量电费计算公式发生变化，以全省平均负荷率为基准进行计算
系统运行费	系统运行费=系统运行费用折合度电水平*下网电量	0.006 元	按下网电网缴纳
政府性基金及附加	政府性基金及附加费用=政府性基金及附加*用电量	无节省	社会责任
线损费	线损费=线损费用*下网电量	0.003 元	按下网电量缴纳，缴费基数变化
专线成本	专线成本=专线投资成本+专线运维成本	-0.005 元	-
专线投资成本	项目对专线的初始投资	-0.003 元	-
专线运维成本	按初始投资的 2%计算年度运维成本	-0.002 元	-
合计		0.028 元	

资料来源：中国储能网、和林格尔县人民政府、住房和城乡建设部、国家发展和改革委员会、青海省发展和改革委员会、烟台市人民政府等，光大证券研究所测算　　注：自发自用比例假设为 30%（政策要求需大于 30%，后续作为敏感性分析变量）

测算结果显示，系统运行费和电量电费是电费节省的主要驱动因素，系统运行费按下网电量缴纳，是直接的政策红利。电量电费的节约主要源于项目的整体负荷率（影响接入容量），在本报告假设项目中，项目负荷率达到 90%，属于行业内的高水平，其稳定用电的特性，是电量电费节省的重要前提。

（3）敏感性分析：为进一步评估经济性的稳健性，选取“自发自用比例”关键变量进行单因素敏感性分析。

表 9：敏感性分析

变动参数	变动幅度	度电成本节约	度电成本节约幅度
自发自用比例	+10%（30%提升到 40%）	0.031 元	4.49%
自发自用比例	+20%（30%提升到 50%）	0.034 元	4.92%
自发自用比例	+30%（30%提升到 60%）	0.037 元	5.35%
自发自用比率	+40%（30%提升到 70%）	0.040 元	5.79%

资料来源：光大证券研究所测算

敏感性分析表明，自发自用比例是影响项目经济性的敏感因素，自发自用比例越高，项目综合度电成本节约越明显，这与政策设计目的（就近消纳，降低电网消纳压力）与“1192 号文”规定的系统运行费的计算方式逻辑一致。因此，具备较高自用比例的优质用户（如数据中心等）将是绿电直连模式的主要受益者。项目具体受益水平还应关注对应绿电出力曲线与负荷用电曲线的匹配程度，储能配置体量及其装机成本等其他因素。

（4）综合基准场景与敏感性分析，得出以下结论：在当前政策框架下，绿电直连模式具备一定的经济性，节约幅度（约 0.028 元/kWh 级别）高于传统模式。

经济性高度依赖项目具体条件，高负荷率、低专线成本、高自用比例是项目实现正收益的关键。

以上分析表明，在“1192 号文”框架下，一个“高负荷率、优源荷匹配”的绿电直连项目，其经济模型已经成立。然而，上述测算均基于“点对点直供”模式——即单一电源与单一用户的一一绑定（截止 2026 年 5 月前现实落地项目均以此模式为主）。这种模式的天然局限在于：（1）风险高度集中：一旦单一用户减产、停产或搬迁，电源侧投资将面临搁浅风险；（2）参与门槛过高：只有用电量足够大、负荷足够稳定的大型企业才具备独立参与条件，大量有意愿参与绿电直连项目的中小企业被排除在外。

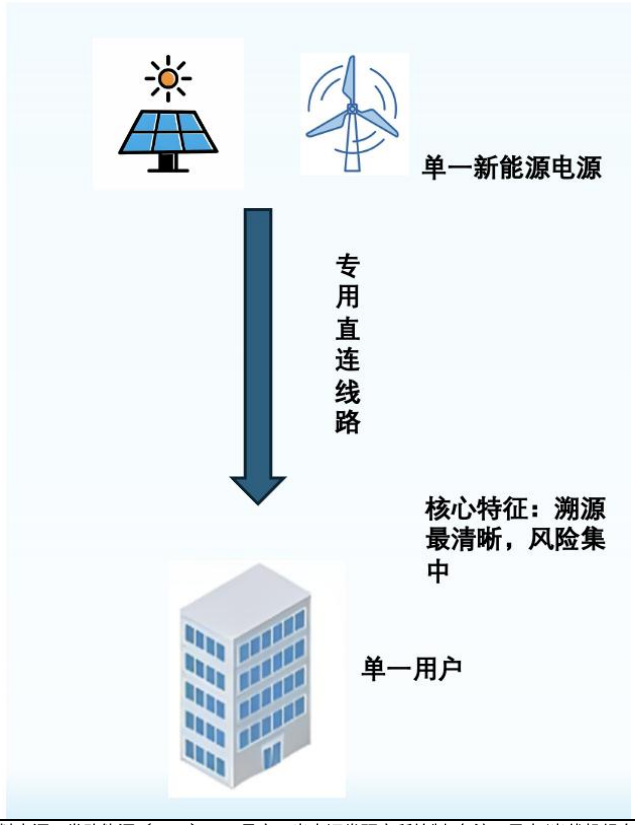
仅供内部参考，请勿外传

2.3模式升级：“688 号文”创新多用户聚合与落地路径

“650 号文”与“1192 号文”先后完善了绿电直连制度层面的“准入+定价”，让绿电直连成为可测算、可融资的标准化资产，但此模式如果要实现从个案示范到规模化推广的跨越，还需要在商业模式的组织形态上进行一次关键创新。这正是“688 号文”所要解决的核心命题。

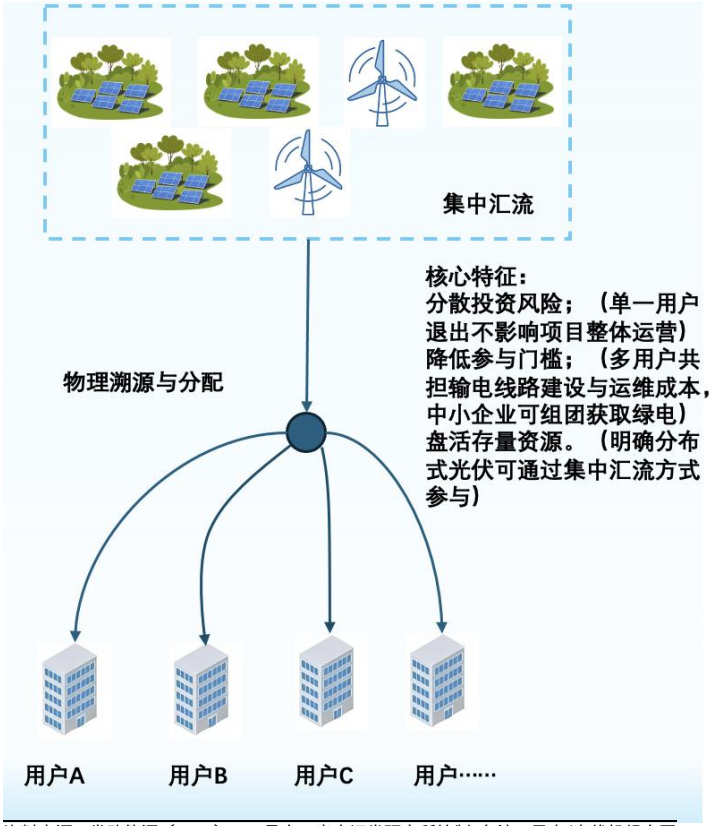
“688 号文”的核心突破，在于将绿电直连的交易结构从“电源—单一用户”的一对一闭环，拓展为“电源聚合体—多用户”的一对多网络。文件明确规定：一个或多个绿色电源（含分布式光伏集中汇流形成的聚合体），可通过专用物理线路，向同一园区或邻近区域的多个不同法人实体供给绿电，并实现电量的清晰溯源与分配。

图 11：绿电直连“一对一”组织形式



资料来源：发改能源〔2025〕650 号文，光大证券研究所绘制 备注：风电/光伏机组向单一负荷进行供电

图 12：绿电直连“一对多”模式创新



资料来源：发改能源〔2025〕650 号文，光大证券研究所绘制 备注：风电/光伏机组向园区（多个负荷）进行供电

“688 号文”对交易结构的拓展，深刻重塑了绿电直连的产业链格局。与传统电力“发电-电网-用户”的线性链条不同，绿电直连的价值创造呈现“源荷协同、一体化运营”的特征——产业链价值并非均匀分布，而是高度集中于掌握源荷匹配能力的运营环节。基于此，我们提出“三层架构”分析框架：

第一层：**源荷资源层**——价值创造的起点。由电源侧的绿电资产所有者（如华能、国电投、三峡新能源等）和负荷侧的用电企业（数据中心、化工、钢铁等高耗能或出口型企业）构成。这一层是项目可行性的底层基础，决定了经济性的天花板。在“688 号文”框架下，拥有园区级负荷整合能力的运营商，以及能将分布式光伏集中汇流的资源方，在这一层的主动权显著增强。

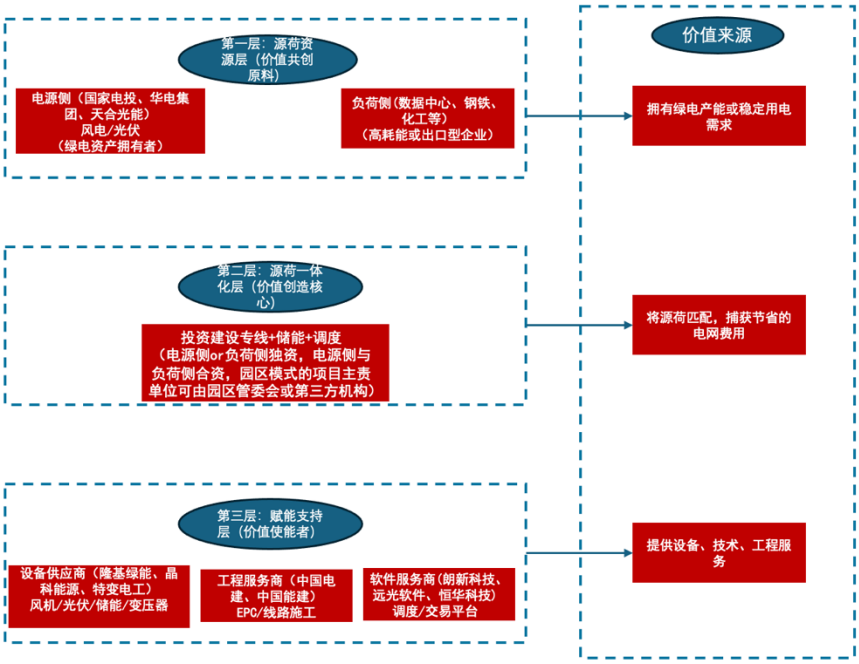
第二层：**源荷一体化运营层**——价值创造的核心。通过投资建设专用线路、配置储能、搭建调度系统，将源荷两端物理连接并一体化运营的主体，是增量价值的直接创造者和主要受益者。其收益来源于三重红利：输配电费节省、系统运行费

仅供内部参考，请勿外传

减免、线损费用降低。根据出资结构，运营方可分为电源独资、负荷独资、电源与负荷合资三种类型。随着“一对多”模式的推广，以园区运营商为代表的第三方运营主体也可能进入这一层，凭借其负荷聚合能力占据一席之地。

第三层：**技术与服务支撑层**——价值实现的保障力量。提供设备、技术和工程服务的供应商，包括储能系统集成商（阳光电源、宁德时代等）、调度与溯源软件服务商（国电南瑞、东方电子等）、输配电设备制造商（特变电工、平高电气等）。这一层受益于项目建设带来的硬件采购需求，但不直接参与源荷匹配运营，其议价能力和利润空间取决于细分赛道的竞争格局。

图 13：产业链结构全景图



资料来源：光大证券研究所整理　　注：在现实环境中，由于当前处于煤价低位、新能源消纳压力大的市场环境下，现货市场电价偏低，所以当前负荷侧在项目中具有相当的议价能力，存在项目投资方向负荷侧的让利。

三份文件分别从合规准入、价格机制、商业模式三个维度，将绿电直连从零散的试点探索，推向可复制、可融资、可规模化的新阶段。产业链各环节的竞争格局也随之清晰：投资机会高度集中于“源荷一体化运营层”，其中具备优质负荷资源整合能力，或拥有高负荷率用户基础的运营主体，将在新一轮绿电资产价值重估中占据先机。

仅供内部参考，请勿外传

3、 绿电直连持续推进，开拓新型电力系统各商业场景

绿电直连是零碳园区、算电协同落地清洁能源的硬性基建。“688 号文”中正式落地多用户共享直连，零碳园区列为首要落地场景。

3.1 零碳园区

零碳园区以绿色低碳发展为核心导向，统筹能源消费、产业布局与前沿技术应用，通过可再生能源替代、全链条节能降碳改造、规范碳抵消等综合措施，将园区碳排放总量控制在极低水平；对剩余少量排放，依托生态碳汇、绿证交易等方式实现完全抵消，最终达成净零排放目标，同时稳定产业产值、就业规模与创新动能，守住高质量发展基本盘。

表 10：零碳园区政策历程

时间	部门	核心内容
2024.12	中央经济工作会议	首次提出“零碳园区”概念，明确将其作为 2025 年重点任务之一
2024.12	全国工业和信息化工作会议	推动工业绿色低碳发展，探索推进零碳工厂、零碳工业园区建设，培育绿色制造标杆
2025.1	国家发改委	统筹谋划“十五五”碳达峰行动，推进国家碳达峰试点建设，加快建立一批零碳园区
2025.1	工业和信息化部	推广先进绿色低碳技术装备，探索建设零碳工厂和零碳工业园区，再培育一批绿色制造标杆
2025.3	国务院	扎实开展国家碳达峰第二批试点，建立一批零碳园区和零碳工厂
2025.3	国家发改委	将出台零碳园区建设方案，推动全国碳市场建设，建立产品碳足迹管理体系和碳标识认证制度
2025.7	国家发改委、工信部、国家能源局	发布《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资【2025】910 号），部署零碳园区建设重点任务与实施路径

资料来源：各政府机构文件，光大证券研究所整理

零碳园区的意义在于：

（1）能源转型试验场：探索高比例可再生能源“源网荷储氢”协同运行；

（2）产业脱碳主阵地：推动传统产业绿色升级，培育低能耗高附加值产业；

（3）区域协调风向标：引导产业向资源匹配、环境承载力强的地区集聚；

（4）绿色贸易桥头堡：助力企业突破欧盟 CBAM 等国际碳关税壁垒；

（5）制度创新先行区：试点绿电直供、碳核算互认、多元投融资等改革。

截至 2025 年 12 月，全国首批 52 个国家级零碳园区、150 个省级零碳园区试点已完成公示落地。“十五五”期间，我国将力争建成约 100 个国家级零碳园区，标志着绿色低碳转型进入规模化、系统化推进的新阶段。

国家发展改革委将统筹利用现有资金渠道支持零碳园区建设，鼓励各地区对零碳园区建设给予资金支持，通过地方政府专项债券资金等支持符合条件的项目。鼓励政策性银行对符合条件的项目给予中长期信贷支持。支持符合条件的企业发行债券用于零碳园区建设。全国已有 29 个省份、152 个地市出台相关补贴政策，补贴金额从数万元至两百万元不等，为企业和相关机构提供了有力支持。其中，江苏、山东、广东、河北、山西、辽宁、江西、湖南、陕西、四川、内蒙古等地政策文件数量较多，扶持力度较大。

根据《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资【2025】910 号）及相关政策文件，国家级零碳园区标准如下：

仅供内部参考，请勿外传

表 11：零碳园区核心约束性指标及引导性指标

指标类型	指标名称	目标要求
核心指标	单位能耗碳排放	≤0.2 吨/吨标准煤 （年综合能源消费量 20~100 万吨标准煤的园区）
		≤0.3 吨/吨标准煤 （年综合能源消费量≥100 万吨标准煤的园区）
引导指标	清洁能源消费占比	≥90%
	园区企业产出产品单位能耗	达到或优于二级能耗限额标准
	工业固体废弃物综合利用率	≥80%
	余热/余冷/余压综合利用率	≥50%
	工业用水重复利用率	≥80%

资料来源：《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资【2025】910 号），光大证券研究所

零碳园区综合能源系统以源网荷储一体化为核心，融合多能互补、智能微网与数字化管理，实现可再生能源高比例接入与能源全价值链优化。

3.2 算电协同

“十四五”开局之年，东数西算正式启动，产业界开始关注数据中心西迁带来的能源配套问题，彼时算力与电力仍处于相对独立规划状态；2023 年底，《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》《加快构建新型电力系统行动方案》首次在国家层面提出将算力电力算电协同纳入国家战略，并作为新基建工程重点推进。

表 12：算电协同政策历程

时间	部门	文件	战略意义
2017.7	国务院	《新一代人工智能发展规划》	建设高效能计算基础设施，提升超级计算中心对人工智能应用的服务支撑能力。
2021.5	国家发改委、中央网信办、工信部、国家能源局	《全国一体化大数据中心协同创新体系算力枢纽实施方案》	提出“东数西算”战略，破解了算力资源错配难题，是数字经济时代基础设施建设的里程碑
2022.2	国家发改委	国家发改委复函	“东数西算”工程全面实施
2023.12	国家发改委等五部门	《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》	将算力网建设上升为国家重大资源配置工程，标志着我国从单一算力设施建设迈入全国算力一张网的新阶段
2024.7	国务院	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》（发改环资【2024】970 号）	绿电目标明确设定：2025 年底枢纽节点绿电占比超 80%
2024.7	国家发改委等	《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027)》	开展“算力+电力”协同试点，探索绿电聚合供应模式，提升新能源消纳

资料来源：各政府机构文件，光大证券研究所

算电协同通过算力网络与电力系统深度联动，依托绿色电力就近消纳、算力跨区域智能迁移、虚拟电厂柔性调峰等技术，结合源网荷储一体化与智能调度，引导算力负荷向绿电富集、电价低谷、电网富余区域迁移。将数据中心负荷转为柔性可调资源参与电网调峰，提升绿电利用率、降低算力能耗与碳排放，实现算力与绿色能源时空精准匹配、双向优化，推动算力与新型电力系统协同低碳发展。

仅供内部参考，请勿外传

图 14：算电协同技术实现路径



资料来源：《算力电力协同：思路与探索白皮书》（清华大学和北京火山引擎科技有限公司联合发布），中国信通院《绿色算力发展研究报告 2025》，光大证券研究所

（1）绿色电力就近消纳

2024 年 7 月，国家发改委、工信部、国家能源局、国家数据局联合印发《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》（发改环资【2024】970 号）是我国算力基础设施节能降碳、绿色转型的顶层专项政策，深度适配“东数西算”算力集群建设大局。《行动计划》设定了两个阶段的发展目标：

1）短期目标（到 2025 年底）

全国数据中心布局更加合理，整体上架率不低于 60%，平均电能利用效率（PUE）降至 1.5 以下，可再生能源利用率年均增长 10%，平均单位算力能效和碳效显著提高。其中，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比 80%以上。

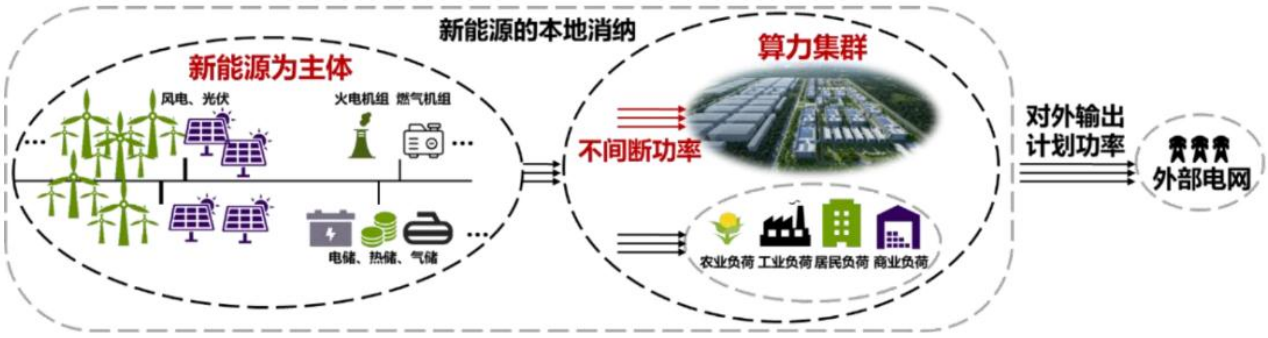
到 2025 年底，新建及改扩建大型和超大型数据中心电能利用效率降至 1.25 以内，国家枢纽节点数据中心项目电能利用效率不得高于 1.2。(冷却系统优化、供电系统优化、提升 IT 设备负载率、智能运维与监控)

到 2025 年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。（鼓励数据中心通过参与绿电绿证交易等方式提高可再生能源利用率，鼓励有关地区探索开展数据中心绿电直供）

2）长期目标（到 2030 年底）

全国数据中心平均电能利用效率、单位算力能效和碳效达到国际先进水平，可再生能源利用率进一步提升，北方采暖地区新建大型及以上数据中心余热利用率明显提升。

图 15：算电协同绿电使用



资料来源：《算力电力协同：思路与探索白皮书》（清华大学和北京火山引擎科技有限公司联合发布）、光大证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

西部绿电富集区：主打低成本、高绿电占比，适配大规模算力集群落地；东部发达地区：严控能耗、以 PUE 能效为核心的阶梯惩罚电价，倒逼存量数据中心绿色改造；区域电价与能效政策分化，是算电协同、东数西算落地的核心经济调节抓手。

表 13：不同地区数据中心绿电使用规则

地区	签约电价水平 / 核心政策	模式与说明
甘肃庆阳	≤0.4 元/千瓦时	绿电聚合直供：通过“风电+光伏+储能”一体化项目直供，庆阳“东数西算”产业园区约 55%用电由绿电保障，已实现到户均价 0.4 元/千瓦时以下。
广东韶关	全省最低价（比珠三角低 0.134 元/千瓦时）	区位成本洼地：依托华南节点政策，电价是广东省内最低。对运营成本约 60%来自电力的数据中心，每年可节省数亿元。
北京市	惩罚性加价（0.2-0.5 元/千瓦时）	能效强制约束：自 2026 年起，对 PUE 值高于 1.35 的数据中心征收差别电价。超标（PUE>1.35）部分每度加价 0.2 元；严重超标（PUE>1.7）每度加价 0.5 元。
安徽省	阶梯电价惩罚（0.11-0.5 元/千瓦时）	芜湖集群管控：对 PUE>1.4 的数据中心，超标部分加价 0.11 元/度；PUE>1.8 则加价 0.5 元/度，以促进能效提升。

资料来源：甘肃省人民政府，新快网，北京市经济和信息化局，安徽省人民政府，光大证券研究所整理

绿电就近消纳的核心难点：1）源荷逆向错配，风光绿电集中于西部，高密算力负荷多在东部，跨区输送受限；2）时序节奏失衡，风光出力间歇性、波动性强，与算力 7×24 稳定刚性负荷难以同步；3）系统机制割裂，电网、算力、储能调度体系不通，算力柔性调峰能力不足；再加上市场化补偿、绿电交易机制不完善，难以驱动算力随绿电动态适配，就近高效消纳落地难度大。

（2）算力跨区域智能迁移

布局层面：我国八大国家算力枢纽节点、一体化算力网络集群，“东数西算”统筹布局。东部提供高时延、高密度城市算力支撑，西部承接后台算力与冷数据存储。集群梯度布局、区域协同联动，基建推进速度快、规模增量稳定，绿色低碳属性突出，持续夯实国产算力底座，缩小与海外差距，筑牢数字经济核心根基。

表 14：我国算力集群梳理

枢纽	集群	已监测算力规模（EFLOPS@FP32）	算力中心个数
京津冀枢纽	张家口集群	37.37	97
长三角枢纽	芜湖集群	11.63	58
	长三角生态绿色集群	49.54	318
粤港澳枢纽	韶关集群	3.98	6
成渝枢纽	天府集群	7.46	149
	重庆集群	2.57	27
内蒙古枢纽	和林格尔集群	51.07	37
贵州枢纽	贵安集群	46.38	45
甘肃枢纽	庆阳集群	25.10	6
宁夏枢纽	中卫集群	34.41	7
枢纽外算力（包含部分运营商算力集群及企业算力集群）		50.49	170

数据来源：国家数据局全国一体化算力监测平台等，中国信息协会算力网专业委员会，光大证券研究所

我国东部算力枢纽集群同城时延普遍 1-5ms、跨城 5-20ms，超低延迟适配 AI 推理、金融交易等实时业务；西部枢纽原生时延约 30-80ms，长距离跨网传输时延更高。随算网优化调度，东西间时延压缩至 20-50ms，可高效承载离线训练、冷数据存储等非实时算力需求，实现时延与能耗成本最优匹配。

表 15：算力工作特征

工作负载类型	平均功率量级（kW/机架）	峰均比	典型持续时间	可预测性	延迟敏感度	可延迟性	主要功耗驱动
AI 模型训练	高	低	小时/天	高	低(分钟/小时)	高(小时/天)	GPU/加速器
AI 推理(LLM)	中-高	高	毫秒/秒	低(随机)	极高(毫秒)	极低	GPU/内存
AI 推理(视觉)	中	中	毫秒/秒	低(随机)	高(毫秒)	低	GPU/加速器

仅供内部参考，请勿外传

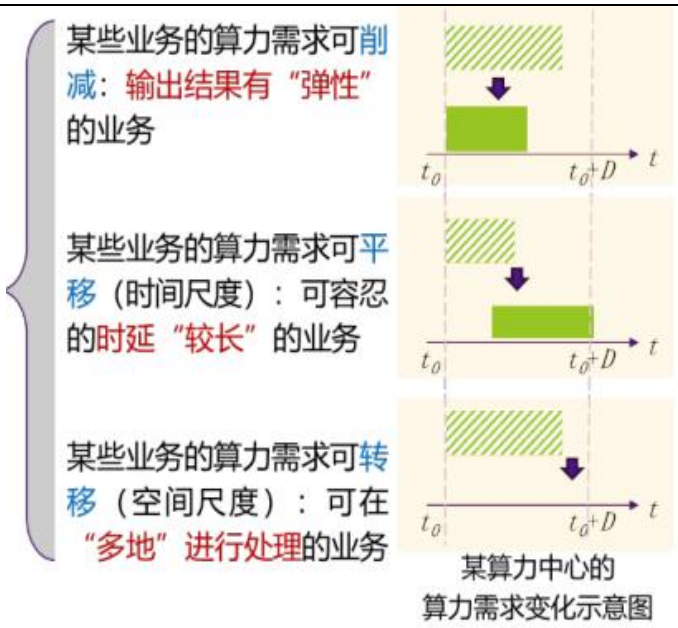
高性能计算(HPC)	极高	低	小时/天	中-高	中(秒/分钟)	中(小时)	CPU/互联网络
数据库操作	中	中	毫秒/秒	低(随机)	极高(毫秒)	极低	CPU/IO/内存
数据存储/检索	低	高	秒	中	高(秒)	中	存储 IO/网络
网络交换	低	中	持续	高	极高(微秒)	极低	网络芯片

数据来源：Thinkmachine Lab《“东数西算”的基础模型之一：算力中心 AI 负荷功耗行为建模与应用》，光大证券研究所

算随电走：根据电力供需、电价高低、绿电充裕度，将计算任务在不同数据中心、不同区域算力集群间动态调度。把高耗能、非实时任务从东部高电价、缺绿电地区，迁移到西部绿电足、电价低的枢纽节点，实现算随电走、错峰运行，既降本减碳，又提升电力与算力利用效率。

算力跨区域智能迁移的难点：算力-电力当量表征关系不明，即二者缺乏精准量化的对应关系。不同任务、芯片与负载下，算力能耗波动极大，无统一折算标准，导致无法根据电价、绿电出力精确判定迁移量与迁移类型。这既阻碍按需调度实现降本减碳，也难以在保障性能前提下建立安全最优的算力-电力匹配模型，易造成调度失配或业务受损。

图 16：算力迁移的概念



资料来源：《算力电力协同：思路与探索白皮书》（清华大学和北京火山引擎科技有限公司联合发布），光大证券研究所

仅供内部参考，请勿外传

4、 投资建议

绿电直连本质上是提升绿电消纳（绿电就近消纳）的重要举措，其主要目的是平衡绿电新增装机与绿电盈利下行之间的核心矛盾。从“650 号文”到“1192 号文”、“688 号文”，绿电直连政策持续完善；从政策维度可见趋势明确。持续看好绿电直连商业模式下的各应用场景发展，包括算电协同及零碳园区。算电协同下，电力运营商主要的参与方式是 1）向数据中心直供绿电、2）投资算电项目；目前电力运营商投资算电的项目主要包括金开新能新疆哈密项目、晶科科技宁夏中卫项目等。**建议关注涉足算电项目的电力运营商金开新能、晶科科技、绿发电力、福能股份；在通信节点省份具备装机的电力运营商：华能蒙电（乌兰察布）、甘肃能源（庆阳）、建投能源（廊坊）、粤电力 A（韶关）；具备虚拟电厂、智能调度业务的朗新科技、涪陵电力、南网能源；绿电运营商龙源电力（A&H）。**

表 16：算电相关标的梳理

公司名称	相关业务	相关业务进展
金开新能	数据中心（算力租赁落地项目）	成立子公司金开新能伊吾数字科技有限公司开拓数据中心领域。该全资子公司与无问芯穹（北京）智能科技有限公司（以下简称“无问芯穹”）于 2025 年 1 月 27 日签署了《人工智能算力技术服务合同》。根据合同，金开伊吾将向无问芯穹提供智算算力及其配套带宽资源、存储资源、安全资源以及 IT 运维服务，分两期交付，一期合同租赁总金额为人民币 6,912 万元（含税），服务期限为 12 个月。除此之外，公司在手项目还包括**新疆昌吉州昌吉市 2,000P 智算中心项目、新疆哈密伊吾县智算中心项目（可规划 240 架机柜，660 台服务器）、乌兰察布数据中心项目。**
豫能控股	数据中心 (IDC 落地项目)	公司与控股股东河南投资集团有限公司共同增资集团下属控股企业**先天算力**，同时自行或联合其他投资人收购郑州合盈数据有限责任公司。本次交易完成后，公司控股股东河南投资集团仍为先天算力控股股东（持股比例为 57.71%），公司成为先天算力的参股股东（持股比例为 42.29%），先天算力将控股郑州合盈。郑州合盈主要从事第三方超大规模数据中心业务，下属数据中心主要分布于河北省张家口市怀来县、廊坊市，位于京津冀节点，定位服务首都及周边地区实时算力需求，布局张家口市怀来县东花园镇合盈数据（怀来）科技产业园、桑园镇合盈数据（怀来）智谷算力产业园、廊坊市合盈数据（廊坊）临空经济区大数据产业园等新型绿色算力集群。
晶科科技	算力租赁 电力聚合平台	晶科科技与中卫市人民政府签署《投资协议》，就宁夏中卫 1GW 算力中心项目达成合作意向。项目计划总投资约 245 亿元，计划部署机柜约 5 万架，分三期建设：一期：计划投资约 100 亿元，IT 功率 400MW；二期：计划投资约 60 亿元，IT 功率 300MW；三期：计划投资约 85 亿元，IT 功率 300MW。项目最终建设规模、投资总额以及实施方案，需在取得国家核准批复并经各方进一步协商后确定。公司**主要负责项目的基础设施建设及后续运营，不涉及服务器、芯片、交换机等核心元器件供应。项目未来收入来源主要为机柜租赁收入。项目正式运营后，将为客户提供标准化机柜租赁及配套机房环境保障服务，通过签订正式服务协议并按约定收取机柜租赁费用，实现项目运营收入与投资回报。**
龙源电力	数据中心 算力供电	龙源电力建成全球数据规模最大的新能源数字化平台，打造“北京 15P+场站 110P”云边算力网络，新建北京 10P 智算中心，为高算力需求的 AI 训练与实时推理筑牢支撑。在龙源电力旗下龙源电力集团（上海）新能源有限公司的支持与配合下，**上海信天翁数字科技有限公司**在上海龙源崇明北堡风电场，成功部署了分布式算力节点和区域性行业算力网。该项目探索了新能源、分布式算力与算力网的融合发展。
新天绿能	算力供电（潜在）	新天绿能是京津冀区域领先的绿电、天然气供应商。
甘肃能源	算力供电	由全资子公司酒汇公司所属庆阳新能源公司投资建设甘肃庆阳**东数西算**产业园区绿电聚合试点项目一期工程 100 万千瓦新能源项目，探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。庆阳绿电聚合试点项目一期工程装机规模 100 万千瓦（其中风电项目 75 万千瓦，光伏项目 25 万千瓦）。
福能股份	算力供电	**福建人工智能计算中心**位于福建省福州市滨海新城，是中国东南地区首个规划算力达 400P 的人工智能算力集群，由福州市政府主导建设并于 2023 年 4 月 27 日正式上线。**阿里云位于福州的首个数据中心已启用。**
绿发电力	算力供电（潜在）	**规划绿电新增装机。**公司规划尼勒克 400 万千瓦风光项目（风电装机 80 万千瓦、光伏装机 320 万千瓦）；若羌 400 万千瓦光伏项目。
银星能源	算力供电（潜在）	公司主营业务为风电、光伏运营 + 新能源装备制造（塔筒、风机维修）。新能源发电装机区域以宁夏为主，风光装机约 2GW，地处宁夏（国家算力枢纽 “宁夏枢纽”）风光资源好、电价低，适合给数据中心供电。
湖南发展	算力供电（潜在）	公司以水力发电 + 光伏发电，聚焦清洁能源发电；作为湖南本土绿电运营商，未来若省内数据中心扩容，存在为 IDC 供电的可能性。
韶能股份	算力供电	公司是粤港澳大湾区韶关算力枢纽的核心算力供电与综合能源服务商，已进入项目落地与协议签署阶段。已落地 / 明确的 IDC 项目包括韶关算力枢纽（粤港澳大湾区唯一国家级节点）；商业模式为源网荷储一体化，公司为集群内数据中心提供绿电直供、配网建设。
华电辽能	算力供电（潜在）	丹东 200 万千瓦海上风电（东北首个百万千瓦级）、陆上风光。
江苏新能	算力供电（潜在）	江苏省发改委印发《关于创新开展绿电直连供电试点项目建设工作的通知》（苏发改能源发〔2025〕115 号），发布江苏省首批 5 个绿电直连供电试点项目，在全国率先启动由电网企业统一规划建设连接电池企业和绿电电源的绿电专线创新试点。作为江苏省属新能源发电龙头，江苏新能未来有望成为这些试点项目的绿电电源供应方。
浙江新能	算力供电	浙江省拥有嘉兴（嘉善、平湖）、杭州、乌镇等算力集群（如润泽国际信息港、乌镇之光超算），公司提供绿电。
三峡能源	算力供电	公司以风能、太阳能的开发、投资和运营为主营业务。公司因地制宜培育发展新质生产力，重视绿电直连、算电协同、新能源非

仅供内部参考，请勿外传

		电利用、人工智能+等领域发展，探索推动新能源一体化聚合运营，适度兼顾发电侧与用户侧匹配，因地制宜探索推动前瞻性项目示范落地。
协鑫能科	算力供电	聚焦工商业场景进行定制化开发，创新“分布式+绿电+智慧运维”等商业模式；同时结合政策走向，探索零碳园区、绿电直连、光储融合、光储充一体等应用场景；公司持续探索“电力+算力”协同发展新方向，为中国电信等提供算力租赁支持，服务城市政务云、医疗云、教育云等民生业务数智化升级和满足部分科技型企业的算力需求。2025 年，公司中标青海 230 亿元零碳算力项目。
华能蒙电	算力供电（潜在）	公司在内蒙古拥有绿电、火电机组；截至 2025 年底，公司合并范围内已经投入运行的发电厂共计 22 家，期末装机容量 1,502.62 万千瓦，其中燃煤发电机组装机容量 1,140 万千瓦、新能源装机容量 362.62 万千瓦。内蒙古是国家规划的 8 大通信节点之一，公司有望为该地区增量数据中心供电。
建投能源	算力供电（潜在）	公司为河北省重要电力运营商；截至 2025 年底，公司控股运营装机容量 1,247.65 万千瓦，其中：火电装机容量 1,177 万千瓦；光伏发电装机容量 70.65 万千瓦。河北省（“京津冀”）是国家规划的 8 大通信节点之一，公司有望为该地区增量数据中心供电。
粤电力 A	算力供电（潜在）	公司是广东省重要电力运营商；截至 2025 年末，公司拥有可控装机容量 4,668.31 万千瓦，其中控股装机 4,395.93 万千瓦，参股权益装机 272.38 万千瓦。其中：燃煤发电控股装机容量 2,301 万千瓦、气电控股装机容量 1,184.70 万千瓦、风电、水电、光伏、生物质等可再生能源发电控股装机容量合计 910.23 万千瓦。广东省（“粤港澳大湾区”）是国家规划的 8 大通信节点之一，公司有望为该地区增量数据中心供电。
华电新能	算力供电（落地项目）	“全国一体化算力网络”**和林格尔数据中心集群**绿色能源供给示范项目。目前项目建设以新能源发电以及电网配套基础设施为主，其中绿色供电项目总容量 36 万千瓦，风电装机容量为 30 万千瓦，光伏装机容量为 6 万千瓦，总投资 17 亿元，**绿电直供中国移动、中国电信、并行科技等 4 家负荷侧用户数据中心**，共计 23.38 万千瓦负荷。
大唐新能源	绿电直连（落地项目）	**中国大唐集团在宁夏中卫的绿电直连项目，是我国首个大规模“算电协同”绿电直供项目（中卫云基地 50 万千瓦光伏电站）**，于 2026 年 5 月 2 日正式投运。一期总规模 200 万千瓦（已投运 50 万千瓦光伏 + 在建 150 万千瓦风电），总投资 87 亿元；远期总规划达 460 万千瓦。
涪陵电力	智能调度	公司是国家电网下属配电网节能服务领域唯一平台。公司是重庆首批虚拟电厂运营商，自主打造“聚能云”虚拟电厂运营平台，聚合分布式光伏、储能、可调节负荷等分布式资源，深度参与重庆电力市场化调峰调频交易，是重庆虚拟电厂赛道的先行者。
南网能源	智能调度	公司通过诊断办公楼、酒店、学校、医院、**数据中心**、交通枢纽、商业综合体等高耗能建筑物的能耗状况，分析该建筑的用能需求，提出有针对性的节能和用能服务方案；公司组建人工智能团队，推动 AI 赋能产业升级。完成公司 AI 应用场景需求及智能体图谱建设，重点攻关“AI+高效冷站”“**AI+虚拟电厂**”等一批行业前沿技术项目，加速“**AI+综合能源**”场景应用落地。
朗新科技	虚拟电厂	公司构建生活缴费、聚合充电、虚拟电厂、智能微电网、零碳园区、算电协同等能源服务场景，广泛链接发用电资产和电力负荷用户，依托“朗新九功 AI 能源大模型”，形成以能源聚合服务和能源运营为核心的平台业务体系，参与电力市场的发展。

资料来源：各公司公告，凤凰网，证券时报，同花顺，央广网，中国经济时报等，光大证券研究所整理

表 17：算电协同相关标的估值表

代码	公司	收盘价（元）	PB（MRQ）	市值(亿元)	归母净利润（亿元）				PE（X）			
					2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E
000537.SZ	绿发电力	8.04	0.83	165	8.01	6.81	9.25	11.04	21	24	18	15
601778.SH	晶科科技	4.64	1.10	173	3.30	-	-	-	52	-	-	-
600483.SH	福能股份	11.98	1.20	333	29.57	28.11	31.13	35.64	11	12	11	9
600821.SH	金开新能	6.35	1.39	125	1.01	5.52	6.45	7.32	123	23	19	17
000791.SZ	甘肃能源	8.15	1.70	264	20.51	23.14	23.85	24.75	13	11	11	11
600863.SH	华能蒙电	5.14	1.93	403	24.93	25.64	29.03	29.42	16	16	14	14
000600.SZ	建投能源	9.80	1.42	177	18.79	18.71	20.59	22.43	9	9	9	8
000539.SZ	粤电力 A	7.13	1.61	374	6.00	3.46	8.63	14.24	62	108	43	26
300682.SZ	朗新科技	10.97	1.76	118	1.05	3.72	5.61	6.95	113	32	21	17
600452.SH	涪陵电力	9.96	2.66	153	3.93	6.04	6.90	7.88	39	25	22	19
003035.SZ	南网能源	6.12	3.29	232	3.46	4.61	5.37	6.36	67	50	43	36
0916.HK	龙源电力（H）	5.31	0.52	444	51.35	46.46	50.97	55.54	9	10	9	8
001289.SZ	龙源电力（A）	16.51	1.80	1380	45.26	46.54	52.36	59.17	30	30	26	23

资料来源：Wind，光大证券研究所整理；注：盈利预测均来源于 Wind 一致预期，股价截止时间为 2026-06-23；龙源电力（H）数据以港币计量

5、 风险分析

1. 政策推进与执行不及预期的风险

地方细则落地缓慢：尽管国家层面政策框架已基本成型，但绿电直连项目涉及土地、规划、电网接入等多个环节，高度依赖各省市的具体实施细则。若部分地区配套政策出台滞后或执行力度偏弱，可能影响项目从备案到开工的转化速度。

仅供内部参考，请勿外传

电网协调风险：绿电直连项目虽不直接接入公共电网，但仍需电网企业在备用容量、安全校核、并网调度等方面进行配合。在部分地区，可能存在电网企业出于安全或经济利益考虑，导致协调周期过长或附加额外成本。

2. 商业模式与经济性波动的风险

市场化电价下行风险：绿电直连项目的超额收益本质上来源于输配电费、系统运行费等政策减免，这部分价值通过市场化电价得以量化体现。若区域电力市场供需宽松导致市场化交易电价持续走低，将压低项目整体的度电节省绝对值，从而影响投资回报率。

核心用户经营风险：对于“一对一”或负荷高度集中的项目，若核心用户（如单一大型数据中心、制造企业）因行业周期、技术迭代等原因减产、停产或搬迁，将导致电源侧投资面临搁浅风险，项目收益无法实现。

3．技术与安全运营风险

政策要求项目电源侧自用率不低于 60%，这对发电曲线与负荷曲线的匹配度提出了很高要求。若实际运营中风光出力与负荷预测偏差较大，或储能系统未能有效发挥调节作用，可能导致项目不满足合规红线，或增加购电成本。

4．行业竞争加剧的风险

随着绿电直连模式推广，市场对具备稳定负荷、良好风光资源的争夺将趋于激烈。这可能导致专线建设成本、用户获取成本上升，从而挤压项目整体盈利空间。

仅供内部参考，请勿外传

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股市场基准为沪深 300 指数；香港市场基准为恒生指数；美国市场基准为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师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、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）成立于 1996 年，是中国证监会批准的首批三家创新试点证券公司之一，也是世界 500 强企业——中国光大集团股份公司的核心金融服务平台之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海
静安区新闸路 1508 号
静安国际广场 3 楼

北京
西城区复兴门外大街 6 号
光大大厦 17 层

深圳
福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港湾仔告士打道 108 号光大中心 33 楼