下载日志已记录，仅供内部参考

2026 年 10 月 7 日

光大证券 EVERBRIGHT SECURITIES

行业研究

以荷定源决定配储需求、网侧费用优化共定项目经济性边界

——绿电直连深度报告（二）

要点

绿电直连具备用能降本基础，但经济性并非来源于单纯降低电能量成本，而主要来自电网侧费用优化。 绿电直连通过新能源电源与负荷侧直接连接，减少部分下网电量，并通过输配电费计费方式变化、接入容量优化等方式降低输配电费、系统运行费及线损费。因此，其核心价值在于源荷直接匹配带来的综合用电成本优化。基于山东爱旭项目参数测算，在风电 150MW、光伏 26MW、储能 50MW/100MWh、接入容量 80MVA、自发自用比例 30%的基准情景下，绿电直连模式单位用电成本约为 0.606 元/度，较传统用电模式的 0.663 元/度下降约 8.58%；其中，新增专线建设运维及储能投资、更换成本构成主要增量成本，对电网侧费用节省形成部分对冲。

“以荷定源”是绿电直连项目设计的核心，源荷匹配程度决定项目经济性边界。 绿电直连并非简单增加新能源装机，而需要围绕用户逐时负荷曲线统筹配置风电、光伏、储能及电网接入容量。报告情景分析显示，在总装机容量不变的情况下，电源结构偏离基准配置后，新能源出力与用户负荷的时序错配程度提高，将推升储能配置和电网接入容量，进而增加项目综合用电成本；综合用电成本由基准情景的 0.606 元/度升至 0.625—0.643 元/度，降本优势逐步收窄，表明绿电直连并不存在适用于所有用户的统一最优配置，项目实际方案仍需结合 8760 小时逐时仿真确定。

高负荷率、稳定负荷用户具备较好的绿电直连应用基础，连续生产型制造业有望成为重要应用场景。 高负荷率和稳定负荷曲线能够提高新能源就地消纳比例，并增强本地新能源出力与用户需求之间的时序匹配，从而降低储能配置要求及公共电网接入容量。对于电池片、组件等 24 小时连续生产型用户，风电较好的全天候出力特征可覆盖部分夜间基荷，光伏则补充日间用电需求，风光互补有助于在满足绿电消费要求的同时降低对储能和公共电网的依赖。由此，绿电直连的推广空间不仅取决于新能源资源条件，也取决于负荷侧的用电规模、负荷率及曲线稳定性。

随着项目由单一建设向长期运营延伸，竞争逻辑有望从新能源资源获取能力转向“源—荷—储—网—交易”综合能力。 绿电直连项目的价值不仅来自电源侧发电收入，还涉及负荷侧用能节约、PPA、电力交易、专线及储能等综合收益。随着项目规模化复制，项目开发主体需要同时具备新能源资源获取、源荷匹配、储能配置、电力交易及综合能源运营能力，产业链价值有望由单一电源开发环节进一步向源荷协同与运营服务环节延伸。

投资建议： 从应用场景看，基于绿电直连对负荷规模、稳定性及源荷匹配的要求，我们看好算电协同、绿电制氢氨醇等方向。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、盈峰环境；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）；绿电制氢氨醇则有望形成新能源开发与新增绿色负荷协同发展的应用模式，建议关注中国天楹、电投绿能；运营服务端，随着项目由建设向长期运营延伸，源荷资源整合、电力交易及综合能源管理能力的重要性有望提升，建议关注朗新科技、涪陵电力、南网能源。

风险分析： 政策推进不及预期风险；源荷匹配不及预期风险；电力市场价格波动风险；项目投资成本上升风险。

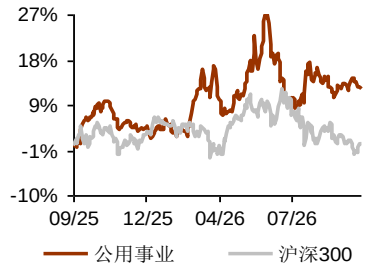
公用事业

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

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

第四监管周期输配电价定价体系落地，新型电力系统持续推进——碳中和领域动态追踪（一百八十九）（2026-07-13）

新型能源体系建设规划落地，火电聚焦转型、新能源注重消纳——公用事业行业周报（20260628）（2026-06-29）

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（2026-06-24）

下载日志已记录，仅供内部参考

投资聚焦

绿电直连有望成为高负荷率、稳定用电企业降低综合用电成本、提升绿电消费水平的重要模式，其核心价值来自源荷直接匹配下的电网费用优化。 基于山东爱旭项目测算，在自发自用比例 30%、风电 150MW、光伏 26MW、储能 50MW/100MWh 及接入容量 80MVA 等基准假设下，绿电直连单位用电成本约 0.606 元/度，较传统模式下降约 8.58%，主要受益于输配电费、系统运行费、线损费及接入容量优化，新增专线和储能投资形成部分对冲。

我们认为，项目经济性的核心在于**源荷匹配、储能配置及电网接入容量**。对于连续生产型用户，稳定负荷与风电出力具有较好时序匹配性，风光储协同有望兼顾绿电消纳与用能降本；具备新能源资源获取、源荷匹配、电力交易及综合能源运营能力的企业有望获得更多项目机会。

投资逻辑

1、绿电直连具备用能降本基础，高负荷率、稳定负荷用户经济性相对更优。 高负荷率有利于体现接入容量优化价值，稳定负荷则有助于提升新能源就地消纳比例、降低储能需求，数据中心、高载能制造业等场景具备较好的应用基础。

2、“以荷定源”是项目设计核心，源荷匹配决定经济性边界。 电源结构偏离负荷特征可能推升储能及电网接入需求，削弱项目经济性。情景分析下，综合用电成本由基准情景的 0.606 元/度升至 0.625—0.643 元/度，降本优势逐步收窄，项目开发需由追求装机规模转向“源—荷—储—网”协同优化。

3、项目价值向源荷协同运营延伸，综合运营能力重要性提升。 随着项目规模化落地，收益来源有望由单一发电收入向用能节约、PPA、储能优化及电力交易等环节延伸，竞争逻辑逐步转向资源获取、源荷匹配及综合能源运营等全流程能力。

股价上涨的催化因素

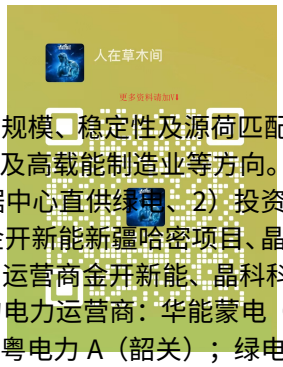
1、绿电直连配套政策及地方实施细则进一步完善。 项目接入、费用结算、交易机制等规则进一步明确，有望提升项目可复制性和投资积极性。

2、标志性绿电直连项目加速落地。 数据中心、高载能制造业等重点场景项目核准、开工及订单释放，有望验证商业模式并带动新能源、储能及输配电等产业链需求。

3、项目经济性与应用需求进一步改善。 储能等配套成本下降、源荷匹配优化，以及算力、高载能制造等新增绿色负荷需求提升，有望扩大绿电直连适用范围并改善相关企业项目预期。

投资观点

从应用场景看，基于绿电直连对负荷规模、稳定性及源荷匹配的要求，我们看好算电协同、绿电制氢氨醇、数据中心及高载能制造业等方向。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、盈峰环境；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）；绿电制氢氨醇则有望形成新能源开发与新增绿色负荷协同发展的应用模式，建议关注中国天楹、电投绿能；运营服务端，随着项目由建设向长期运营延伸，源荷资源整合、电力交易及综合能源管理能力的重要性有望提升，建议关注朗新科技、涪陵电力、南网能源。



下载日志已记录，仅供内部参考

目录

1、 绿电直连机制：功能架构与资金流重塑 5
2、 绿电直连经济性：风光资源决定配储需求，进而影响项目整体盈利性 7
3、 投资建议 13
4、 风险分析 16

下载日志已记录，仅供内部参考

图目录

图 1：绿电直连“双源驱动—连接整合—市场实现”功能性框架 5
图 2：传统模式下的资金流向图 6
图 3：绿电直连模式下的资金流向图 6
图 4：光伏配置比例与单位用电成本的关系——基于情景分析的 U 型曲线 12

表目录

表 1：山东省爱旭绿电直连项目数据 7
表 2：两种模式下综合用电成本对比 9
表 3：情景分析变量设定 10
表 4：情景分析结果 11
表 5：绿电直连应用场景相关标的梳理 13
表 6：绿电直连相关标的估值表 15

下载日志已记录，仅供内部参考

1、 绿电直连机制：功能架构与资金流重塑

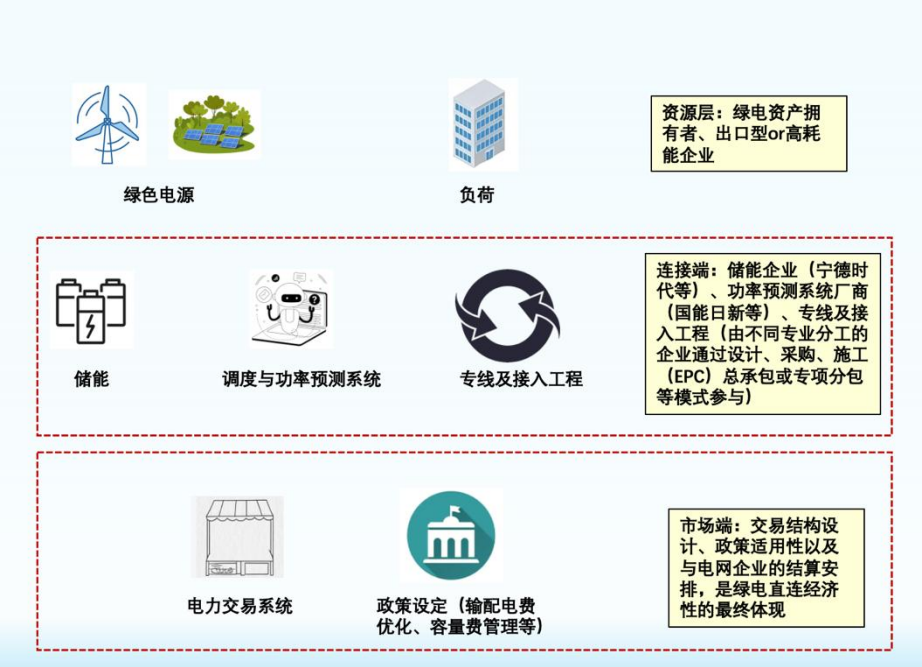
绿电直连涉及资源端（电源与负荷）、连接端（专线、储能、调度）、市场端（交易、认证、政策）三大功能环节。**其核心价值不在于单一环节的制造增值，而在于通过系统集成与制度设计，实现源荷匹配与成本优化。**

（1）资源端：绿电直连的资源端是绿色电力资源与负荷消纳资源的双重输入端。电源侧主要包括风电、光伏等可开发的绿色电力资源，其资源禀赋、出力特性决定了项目的供电能力与发电成本；负荷侧主要包括数据中心、高载能制造业等具备稳定用电需求与付费能力的用户，其负荷曲线、用电规模及可调节潜力决定了项目的消纳空间与收益基础。二者通过“以荷定源”原则实现匹配，构成绿电直连项目成立的先决条件，电源与负荷的匹配度决定具体配储需求以及项目盈利水平。

（2）连接端：绿电直连区别于传统发用电模式的核心功能环节，主要包括专用线路及接入工程、储能系统、调度与功率预测系统、计量与结算系统等。专线实现电源与负荷的物理直连，减少公网输配环节；储能系统平抑新能源出力波动、削峰填谷进而降低出力与需求的错配，在一定程度上降低用户从电网受电的最大需量；连接端的本质，是通过工程手段与数字化手段将电源出力与负荷需求在时序上匹配起来，从而将资源端的双重优势转化为可结算、可运营的项目价值。

（3）市场端：绿电直连实现价值变现的环节，涵盖电力交易、输配电费优化、容量费管理等。项目通过 PPA 或市场化交易形成电能量价格，通过专线直连减少下网电量，从而规避部分输配电费、系统运行费与线损费；同时，接入容量优化可降低容量电费。市场端的收益高低不仅取决于电量与价差，更取决于交易结构设计、政策适用性以及与电网企业的结算安排，是绿电直连经济性的最终体现，也是项目投资回报能否实现的关键环节。

图 1：绿电直连“双源驱动—连接整合—市场实现”功能性框架



资料来源：光大证券研究所绘制
注：绿电直连的核心是完成一种交易结构的设计与运营，它的价值创造来源于将原本分别与电网交易的发用电双方，通过专线直接连接，从而规避部分输配电价、系统运行费与线损费。这是一种制度套利+物理直连+运营优化的复合模式，而非线性制造过程，故不适用传统加工制造的产业链框架

下载日志已记录，仅供内部参考

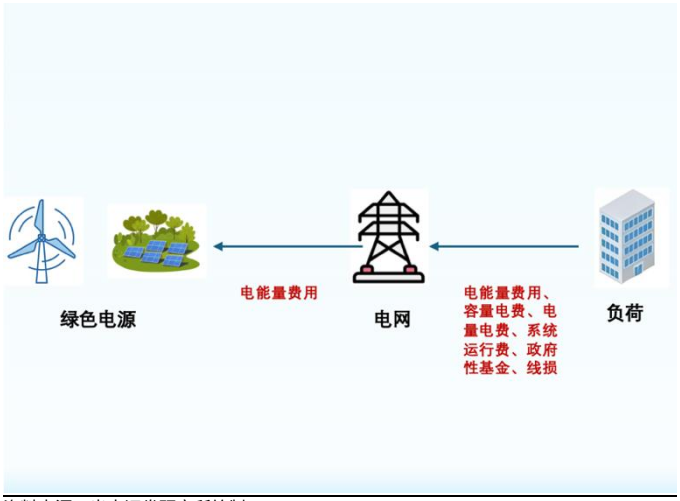
在完成资源端、连接端、市场端三大功能环节的梳理后，本文进一步从资金链视角考察绿电直连的价值分配机制，以揭示绿电直连项目经济性的微观来源。

（1）**传统模式下的资金链流向**：传统模式下，发电侧与负荷侧相互分离，电网同时承担物理输送、交易结算与费用归集功能。负荷侧向电网支付全部用电费用，包括电能量费用、输配电费（容量电费与电量电费）、系统运行费、政府性基金及附加、线损费用等。电网将其中按市场化交易电价结算的电能量费用支付给发电侧，自身收取输配电费、系统运行费、线损费用及代收政府性基金等。因此，资金流呈现“负荷侧→电网→发电侧”的主路径，以及“负荷侧→电网”的费用缴纳路径。发电侧收入来源于电网结算，负荷侧成本取决于市场电价与用电量，电网收益则受输配电价机制约束。

（2）**绿电直连模式下的资金链流向：**绿电直连模式下，资金流围绕“自发自用”与“下网电量”两条路径重新组织。自发自用部分，负荷侧按 PPA 协议电价直接向电源侧支付电能量费用，资金流为“负荷侧→电源侧”，不再经过电网。下网部分，负荷侧仍向电网支付市场化交易电价、输配电费、系统运行费、政府性基金及附加和线损费用。其中，输配电费实行单一容量制，由容量电费 A2 与测算电量电费 B2 构成：A2=接入容量×容量电价；B2=所在电压等级现行电量电价标准×全省平均负荷率×730h×接入公共电网容量。B2 为固定测算值，不随实际用电量逐度变动；当项目实际负荷率高于全省平均负荷率时，B2 低于传统模式下的 B1，形成输配电费节省。系统运行费与线损费用仅按下网电量计缴，自发自用电量免缴；政府性基金及附加按全部用电量缴纳。

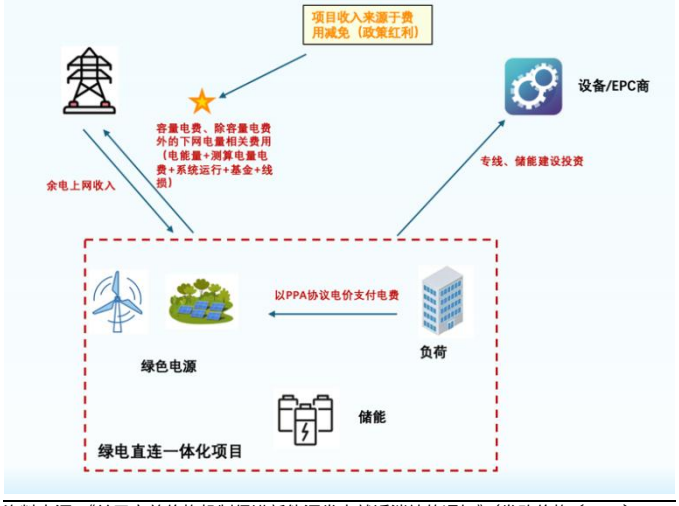
与此同时，项目新增专线投资及运维成本、储能投资及运维与到期更换成本，均由项目投资方承担。由此，资金流由传统模式下“负荷→电网→电源”的单通道结构，转变为自发自用“负荷→电源”、下网“负荷→电网”的双通道并行结构。项目收入按投资结构及项目合约条款在负荷侧与电源侧之间分配。

图 2：传统模式下的资金流向图



资料来源：光大证券研究所绘制

图 3：绿电直连模式下的资金流向图



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）、光大证券研究所绘制

上述资金链流向的定性分析，揭示了绿电直连经济性的两大来源：一是通过专线直连与计费方式优化，在输配电费、系统运行费及线损费上形成节省；二是通过接入容量优化与储能配置，降低容量电费支出。同时，项目也新增了专线投资运维、储能投资及电池更换等成本。然而，节省与新增成本的具体幅度，取决于负荷率、接入容量、下网电量、专线长度、储能配置比例及全省平均负荷率等一系列项目特有参数。因此，下文将基于山东省爱旭绿电直连项目的现实参数，设定项目规模、成本与电价假设，构建两种模式下的综合用电成本对比模型，以量化验证绿电直连模式的经济性边界。

下载日志已记录，仅供内部参考

2、 绿电直连经济性：风光资源决定配储需求，进而影响项目整体盈利性

在测算参数设定上，报告以山东省爱旭绿电直连项目为现实参照，围绕项目规模、电源配置、电价结构与成本端构建统一假设框架。

项目以“以荷定源”为原则，依托 110kV 电压等级接入，年用电量 6 亿千瓦时，负荷率取 90%，对应平均负荷 68.49MW、最大负荷 76.10MW。负荷侧接入容量在传统模式下按最大负荷、功率因数 0.9 及变压器负载率 85%计算，取标准容量 100MVA；绿电直连模式下，经源荷匹配评估后保守假设接入容量下调 20%至 80MVA。电源侧配置 150MW 风电与 26MW 分布式光伏，储能配置 50MW/100MWh，自发自用比例暂按政策下限 30%设定。成本端专线初始投资 3829 万元，年运维成本 281.45 万元，储能 EPC 单价 0.9 元/Wh，折旧年限 12.5 年并考虑到期更换电池成本。上述参数为后续两种模式下的综合用电成本比较提供了统一、可复现的输入基础。

表 1：山东省爱旭绿电直连项目数据

假设项	数值	依据/来源
A：项目规模参数		
-电压等级（KV）	110KV	山东省爱旭绿电直连项目现实数据。
-年用电量（KWh）	600000000KWh	
-项目实际运行负荷率	90%	本项目负荷率取 90%，属较高水平。主要考虑以下因素：本项目的负荷为电池片制造企业，24 小时连续生产，负荷曲线平稳、峰谷差小。
-项目平均负荷	68.49MW （600000000KWh/8760h）	平均负荷=年用电量/全年 8760h。
-项目最大负荷	76.10MW （68.49MW/90%）	最大负荷=平均负荷/负荷率。
-功率因数（有功功率/视在功率）	0.9	功率因数（Power Factor，符号通常记作 cosφ）是交流电力系统中衡量电能利用效率的一个重要技术参数，用于描述电气设备从电网吸收的视在功率中，有多大比例被实际转换为有功功率，反映的是供电设备容量中被有效利用的比例。简单来说“即从电网取用的电中，真正用来满足项目需要的那部分所占比例”。 根据《中华人民共和国电力工业部令第 8 号》，除电网有特殊要求的用户外，用户在当地供电企业规定的电网高峰负荷时的功率因数，应达到下列规定：100 千伏安及以上高压供电的用户功率因数为 0.90 以上。 本模型保守审慎取值为 0.9。
-变压器负载率 β	85%	变压器实际运行视在功率与额定容量之比，通常用 β 表示，反映变压器承载程度。解释：负载率越高表示越接近满载运行，越低表示裕度大。正常不宜长期超过 100%，否则温升、绝缘老化、寿命缩短；但长期过低运行效率低、空载损耗占比高。设计中通常根据计算负荷选择变压器并留有一定负载率，保证经济与安全。 根据《电力工程设计手册》：变压器容量应根据计算负荷选择，对平稳负荷供电的单台变压器，变压器负载率一般 β 取 85%左右。 即 β=S/Se，S 计算负荷容量，Se 变压器容量，β 变压器负载率（通常取 80%~90%）。 本模型估计值为 85%。
-负荷侧接入电网的变压器容量	传统模式：100MVA （76.1MW/0.9/0.85=99.48MVA） 绿电直连：80MVA （99.48MVA*(1-20%)=79.584MVA）	在确定负荷侧接入容量时，依据用户侧最大有功负荷、功率因数及变压器负载率，计算所得变压器容量约为 99.48MVA。根据《油浸式电力变压器技术参数和要求》（GB/T 6451）及《干式电力变压器技术参数和要求》（GB/T 10228）等国家标准，变压器额定容量采用标准化系列，常用档位包括 10MVA、20MVA、31.5MVA、40MVA、50MVA、63 MVA、80 MVA、100 MVA 等，并无 99.48MVA 对应规格。因此，在满足负载率要求的前提下，须向上选取最接近的标准容量档位，即 100MVA。**同时我们假设变压器通过组合形式满足项目要求，如 91.5MVA 接入容量可通过“20+40+31.5”三台变压器满足项目要求。** 选取 100 MVA 后，实际运行负载率约为：β=S/Se=84.56/100≈84.6%。 该值处于《电力工程设计手册》所建议的 80%～90%的合理区间内，既避免了变压器长期满载运行带来的绝缘老化加速与可靠性下降，又未造成过大的容量冗余，兼顾了安全性与经济性。同时，该容量选择为负荷波动、设备启动冲击及远期负荷增长保留了一定裕度，符合电力设计规范中关于变压器容量确定的一般原则。 综上，计算值 99.48MVA 最终取 100 MVA，并非四舍五入，而是基于变压器标准容量序列的强制性约束，并结合负载率校核与工程裕度要求作出的规范化选择。 另由于在绿电直连模式下，用户侧接入电网的容量（即受电变压器容量）理论上存在降

下载日志已记录，仅供内部参考

		低的可能，其根本原因在于本地绿电电源直接承担了部分负荷，使用户从电网取电的净最大需量低于其实际最大负荷，从而为变压器容量的优化配置提供了空间。在实际项目中，能降低多少接网容量，仍需依据 688 号文等政策，并结合项目的具体的出力曲线与发电曲线的匹配程度、储能配置、负荷特性以及与电网企业的协商结果来综合确定。有分析指出，在绿电比例达到 90%以上的条件下，企业申请的接网总容量可压缩至总负荷的 10%以下。这意味着相较按总负荷全额申报的常规模式，接网容量理论上可减少约 90%。但这一极端场景的成立前提是：项目内部电源出力与负荷曲线高度匹配，且配置了足够的储能或柔性负荷调节能力。 本文保守估计降低 20%（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，具体降低比例需通过 8760h 逐时仿真确定）计算值 79.58MVA，最终向上取 80MVA。
-自发自用比例	30%	政策要求大于 30%（1192 号文）。 本项目保守假设为 30%。
B：电源侧装机容量	176MW （150MW 风电+26MW 分布式光伏）	山东省爱旭绿电直连项目现实数据。
C：终端电价拆分核心假设		
-代理工商企业购电价格（电能量价格）	0.3572 元/kWh	2026 年 7 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）	0.1026 元/kWh	
-线损费用	0.0128 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%。
D. 成本端核心假设		
- 专线初始投资	3829 万元	依据项目采购公告，山东爱旭项目专线长度约 20 公里。鉴于尚未取得该专线单独的工程概算，本报告暂参考榆能横山 6 万千瓦风电项目 110kV 送出线路工程披露的投资估算：该工程为约 20 公里单回线路，其中架空 19.8 公里、电缆 0.2 公里，项目投资总额约 3829 万元。据此暂将专线初始投资设为 3829 万元，作为同长度线路的测算假设，后续可根据爱旭实际电压等级、回路数、架空及电缆比例和工程概算调整。
-项目运行年限	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）。
-专线年运维成本	281.45 万元/年 （3829 万元*5%+90 万元）	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），运行维护费由材料费、 修理费、 职工薪酬、其他费用组成，按以下方法分别核定。材料费：参考电网经营企业监管期初前三年历史费率水平，以及同类型电网企业的先进成本标准，按照不高于监管周期新增固定资产原值的 1%核定。修理费：参考电网经营企业监管期初前三年历史费率水平，以及同类型电网企业的先进成本标准，按照不高于监管周期新增固定资产原值的 1.5%核定。职工薪酬：参考国务院国有资产管理部门核定的职工工资总额核定。其他费用：参考不高于电网经营企业监管期初前三年历史费率水平的 70%，同时不高于监管周期新增固定资产原值的 2.5%核定。 职工薪酬：根据杭州和达芯谷园区管理有限公司《和达芯谷 110KV 专变工程及变配电系统运维服务项目招标文件》代维管理人员配置与要求：110KV 变电站按不低于 6 人配备，其中 1 人为站长，每班不少于 2 人。假设人均年福利工资按 15 万元/年估算。 专线年运维成本参考《省级电网输配电价定价办法（试行）》中材料费（1.0%）、修理费（1.5%）、其他费用（2.5%）的核定上限，职工薪酬 90 万元/年（6 人*15 万元）。
-储能配置	50MW/100MWh	山东省爱旭绿电直连项目具体数据。
-储能配置成本	0.9 元/wh（采用 EPC 口径）	参考 2026 年 8 月 4 日新乐国顺 2 个新型独立储能示范项目 EPC 总承包中标候选人公示，项目总共规模为 200MW/400MWh，中标单价区间 0.93-0.9632 元/Wh。 本文保守取 0.9 元/Wh。
-折旧年限	12.5 年	根据宝塔实业股份有限公司储能电站项目的可行性报告，两个储能项目的使用年限为 12 年、15 年。 本文按 25 年项目期内更换一次电池的简化假设，取 12.5 年，到期更换电池。
-到期更换电池成本	0.3 元/wh （0.5 元/wh*60%）	参考 2026 年 8 月 4 日河北交投隆化郭家屯独立储能项目 300MW/1200MWh 磷酸铁锂电池储能系统设备采购开标，瑞源电气、天合储能、海博思创入围中标候选人，投标单价区间为 0.525~0.538 元/Wh。本文保守取 0.5 元/Wh。 根据中商产业研究院发布的《2025-2030 年中国储能系统深度分析及发展前景研究预测报告》显示，从储能系统成本构成来看，储能电池成本占比约 60%。

资料来源：中国储能网、陕西省采购招标有限责任公司、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

下载日志已记录，仅供内部参考

基于上述参数，传统模式与绿电直连模式的综合用电成本得以在同一口径下拆解比较。测算结果显示，传统模式下单位用电成本约为 0.663 元/度，绿电直连模式下约为 0.606 元/度，后者较前者下降约 8.58%。从成本结构看，在 PPA 电能量价格与电网购电电能量价格均取 0.3572 元/度的假设下，两种模式的电能量费用相同；政府性基金及附加均按全部用电量缴纳，差异主要来自输配电费、系统运行费和线损费。具体而言，绿电直连模式下容量电费由 220 万元/月降至 176 万元/月，电量电费由 596 万元/月降至 452 万元/月，系统运行费由 513 万元/月降至 359 万元/月，线损费由 64 万元/月降至 45 万元/月。与此同时，绿电直连模式新增专线度电成本约 0.007 元/度、储能项折合度电成本约 0.008 元/度，部分对冲了电网相关费用节约。**由此可见，绿电直连的经济性优势并非来自电能量价差，而主要源于下网电量减少与接入容量优化所带来的输配、系统运行及线损费用下降，同时需以专线和储能投资为代价。**

表 2：两种模式下综合用电成本对比

	计算方式	传统模式	绿电直连模式	说明
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	1786 万元/月	1786 万元/月	本测算假设 PPA 电能量价格与电网购电电能量价格相同，均为 0.3572 元/度，故两种模式电能量费用均为 1786 万元/月；实际 PPA 定价将影响双方收益分配。
输配电费	输配电费=容量电费+电量电费	816 万元/月	628 万元/月	
-容量电费	容量电费=接入容量*容量电价	220 万元/月	176 万元/月	在绿电直连模式下，用户侧接入电网的容量（即受电变压器容量）理论上存在降低的可能，其根本原因在于本地绿电电源直接承担了部分负荷，使用户从电网取电的净最大需量低于其实际最大负荷，从而为变压器容量的优化配置提供了空间。 在实际项目中，能降低多少接网容量，仍需依据 688 号文等政策，并结合项目的具体的出力曲线与发电曲线的匹配程度、储能配置、负荷特性以及与电网企业的协商结果来综合确定。
-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	596 万元/月	452 万元/月	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	513 万元/月	359 万元/月	按下网电量缴纳。
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	136 万元/月	136 万元/月	社会责任，全额缴纳无节省。
线损费	线损费=线损费用*下网电量	64 万元/月	45 万元/月	按下网电量缴纳，缴费基数变化。
专线度电成本	专线成本=专线投资成本+专线运维成本	0	0.00724 元/度	-
-度电投资成本	初始投资成本/25（项目年限）/年总用电量	0	0.00255 元/度	专线投资初始成本折合度电水平。
-度电运维成本	年专线运维成本/年总用电量	0	0.00469 元/度	专线运维成本折合度电水平。
储能项折合度电成本	（储能初始投资成本+更换电池成本）/25（项目年限）/年总用电量	-	0.008 元/度	项目周期内的储能投资折合度电水平。
储能余电上网收入	上网电量*上网交易电价	-		绿电直连项目中，储能系统的首要功能是保障源荷匹配与提升自用比例，其放电电量优先供给用户负荷，以替代电网购电。 在满足项目整体自发自用比例要求的前提下，储能利用剩余调节能力产生的余电上网电量，受储能配置比例、源荷匹配精度两重约束，量级相对于用户年用电量通常较小。 本报告在基准情景中保守假设该部分电量为零，以聚焦项目核心经济性；该部分收入的实际规模需根据项目所在地电力市场规则及逐时仿真结果进一步校准。
单位用电成本（元/度）		0.663	0.606	

资料来源：中国储能网、陕西省采购招标有限责任公司、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%；电能量费、输配电费、系统运行费、政府性基金及附加、线损费为月度金额，专线及储能成本为折合度电成本。金额取整，专线度电成本保留五位小数，其他度电成本保留三位小数；降幅按未四舍五入值计算。

下载日志已记录，仅供内部参考

情景分析：电源结构变化的影响。在基准情景中，项目采用以风电为主、光伏为辅的电源结构（风电 150MW、光伏 26MW，风光比约 5:1）。鉴于各落地项目的风光比例与对应的储能配比是经过项目的经济性测算后的最优水平；逻辑上该配置与电池片制造企业 24 小时连续、平稳的负荷特性高度契合：风电出力在夜间和清晨相对较高，能够有效覆盖用户夜间基础负荷；光伏则补充日间出力，两者结合可在不依赖大规模储能的情况下实现较高的自发自用比例。

为进一步考察电源结构变化对综合用电成本的影响，本报告设置情景分析如下：在总装机容量不变的前提下，适度改变光伏与风电装机占比。1）光伏比例比基准场景高：由于光伏出力集中于日间、夜间无出力，项目夜间绿电供给能力下降，净负荷曲线峰谷差扩大，源荷自平衡难度上升。为维持项目整体自发自用比例、控制电网购电量，理论上需要配置更大规模的储能系统，以将日间富余光伏电量转移至夜间使用，接入电网更高的容量，以保证项目用电的安全性。2）光伏比例比基准场景低：由于光伏出力集中于日间、夜间为零，降低光伏比例将直接导致日间确定性绿电出力减少。日间绿电供给被削弱，夜间绿电供给上升，净负荷曲线峰谷差扩大，源荷自平衡难度上升，理论上同样需要更大规模的储能系统以及更高的电网接入容量。因此，以上两种情景下储能配置比例以及接入容量被动提高，项目投资结构与经济性随之变化。

表 3：情景分析变量设定

情景	风电占比	光伏占比	储能功率配比	储能时长配比	项目接入容量	设计逻辑
基准情景（项目现实情况，最优项目配比）	85%	15%	28%	2h	80MVA	电池片工厂为 24 小时连续生产，负荷曲线平稳、峰谷差小。基准情景下，风电 150MW、光伏 26MW，风光比约 5:1。风电夜间出力相对较高，可覆盖工厂夜间基荷；光伏白天补充出力。该配比使绿电出力曲线与用户负荷曲线尽可能贴合，自平衡率高，所需储能较少。
场景 1	75%	25%	33%	2h	91.5MVA（85MVA 向上取 91.5MVA）	（1）风电出力具有全天分布相对均匀、夜间偏高的特性，能够与用户 24 小时平稳负荷形成较好的时序匹配；光伏出力则高度集中于日间，夜间出力为零。相对于基准情景：当光伏比例提高 or 降低时，电源总出力在时间维度上的均匀性下降。（2）用户负荷曲线保持平稳，而电源出力曲线波动加剧，导致净负荷（用户负荷减去绿电出力）的峰谷差扩大。具体表现为：夜间风电出力减少，用户仍需从电网购电或依赖储能放电，夜间净负荷缺口扩大；日间光伏出力集中，可能超过用户实时消纳能力，形成富余电量。（3）为维持项目整体自发自用比例不低于政策要求，并减少弃电，必须依靠储能系统进行“日间充电、夜间放电”的能量时移。净负荷峰谷差越大，所需储能的功率容量和能量容量就越高。因此，提高光伏比例、降低风电比例，理论上将推高项目的储能配置需求。（4）当负荷曲线与电源出力曲线匹配度较高时，绿电出力在用户负荷高峰时段同步处于较高水平，能够有效削减净负荷峰值，从而降低所需接入容量。反之，当匹配度下降时，绿电出力与用户负荷高峰在时间上错位，用户负荷高峰时段绿电出力不足甚至为零，净负荷峰值趋近于用户原始最大负荷，净最大需量上升，所需接入容量随之增加。（5）本情景分析变量取值遵循基本理论方向，即电源出力曲线与负荷用电曲线错配程度加深，储能配比和接入容量提高。因提高幅度难以量化，现实情况需通过 8760 小时逐时仿真优化确定，本文保守估计基于基准场景，风电占比每下降 or 上升 10%，储能配比需上升 5%用以自平衡，项目接入容量提高 5MVA 以保障安全性，上限为传统模式下的 100MVA。
场景 2	65%	35%	38%	2h	91.5MVA（90MVA 向上取 91.5MVA）	
场景 3	55%	45%	43%	2h	100MVA（95MVA 向上取 100MVA）	
场景 4	45%	55%	48%	2h	100MVA	
场景 5	95%	5%	33%	2h	91.5MVA（85MVA 向上取 91.5MVA）	

资料来源：中国储能网、陕西省采购招标有限责任公司、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：上述储能功率配比及接入容量均为基于定性分析的假设值，未经过 8760 小时逐时仿真优化，仅用于情景对比与敏感性测试，实际参数需根据项目所在地风光资源、用户逐时负荷曲线、电力市场规则及电网接入批复进一步校准。

下载日志已记录，仅供内部参考

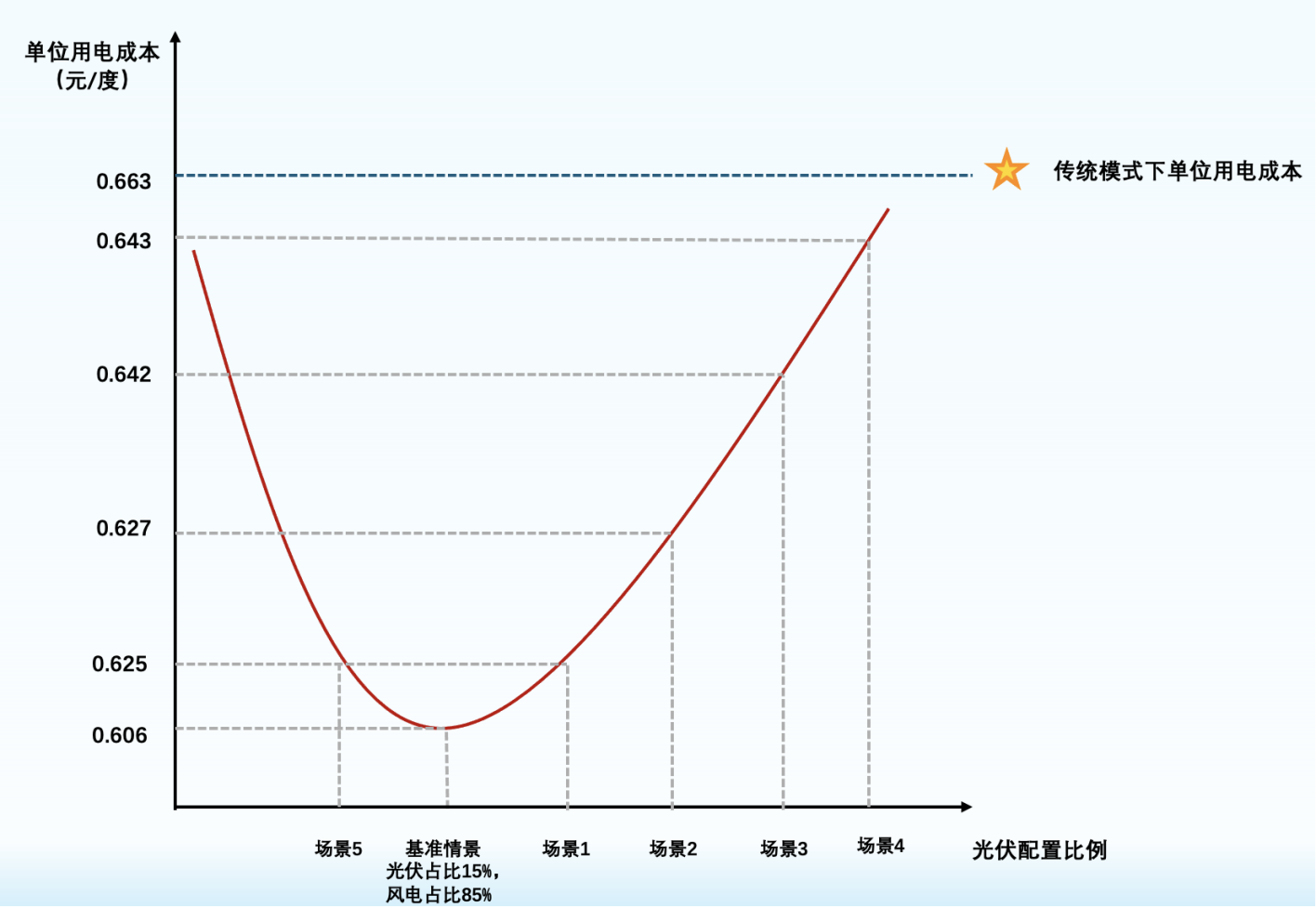
表 4：情景分析结果

构成	计算方式	基准情景	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
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	1786 万元	1786 万元	1786 万元	1786 万元	1786 万元	1786 万元
输配电费	输配电费=容量电费+电量电费	628 万元	718 万元	718 万元	785 万元	785 万元	718 万元
-容量电费	容量电费=接入容量*容量电价	176 万元	201 万元	201 万元	220 万元	220 万元	201 万元
-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	452 万元	517 万元	517 万元	565 万元	565 万元	517 万元
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	359 万元	359 万元	359 万元	359 万元	359 万元	359 万元
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	136 万元	136 万元	136 万元	136 万元	136 万元	136 万元
线损费	线损费=线损费用*下网电量	45 万元	45 万元	45 万元	45 万元	45 万元	45 万元
专线度电成本	专线成本=专线投资成本+专线运维成本	0.00724 元	0.00724 元	0.00724 元	0.00724 元	0.00724 元	0.00724 元
-度电投资成本	初始投资成本/25（项目年限）/年总用电量	0.00255 元	0.00255 元	0.00255 元	0.00255 元	0.00255 元	0.00255 元
-度电运维成本	年专线运维成本/年总用电量	0.00469 元	0.00469 元	0.00469 元	0.00469 元	0.00469 元	0.00469 元
储能项折合度电成本	（储能初始投资成本+更换电池成本）/25（项目年限）/年总用电量	0.008 元	0.009 元	0.011 元	0.012 元	0.014 元	0.009 元
储能余电上网收入	上网电量*上网交易电价	绿电直连项目中，储能系统的首要功能是保障源荷匹配与提升自用比例，其放电电量优先供给用户负荷，以替代电网购电。在满足项目整体自发自用比例要求的前提下，储能利用剩余调节能力产生的余电上网电量，受储能配置比例、源荷匹配精度两重约束，量级相对于用户年用电量通常较小。 本报告在情景分析中保守假设该部分电量为零，以聚焦项目核心经济性；该部分收入的实际规模需根据项目所在地电力市场规则及逐时仿真结果进一步校准。					
单位用电成本（元/度）		0.606	0.625	0.627	0.642	0.643	0.625

资料来源：中国储能网、陕西省采购招标有限责任公司、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：金额取整，专线度电成本保留五位小数，其他度电成本保留三位小数；降幅按未四舍五入值计算。

下载日志已记录，仅供内部参考

图 4：光伏配置比例与单位用电成本的关系——基于情景分析的 U 型曲线



资料来源：光大证券研究所绘制

综上，本情景分析表明：绿电直连项目的电源结构并非任意可选，其与用户负荷曲线的时序匹配度直接决定了储能配置规模和项目经济性。这一结果印证了绿电直连项目“以荷定源”的核心原则：**电源配比的选取，本质上是在用户负荷曲线、风光出力特性、储能配置、政策约束与电网接入条件之间寻求最优匹配。对于电池片、组件等 24 小时连续生产型负荷，风电因其夜间出力能力而更适合承担基荷型绿电供给，光伏则作为日间补充电源；无论过度提高还是过度降低光伏比例，均可能导致净负荷曲线峰谷差扩大、储能配置被动增加、接入容量上升，进而推高项目综合用电成本。因此，绿电直连项目的电源结构不应简单按比例分配，而应遵循“以荷定源、风光互补、储能适配、政策合规、经济可行”的原则，通过 8760 小时逐时仿真优化确定。**

在上述设定情景中基准情景单位用电成本最低的基础上，可进一步从收益分配视角考察绿电直连模式的超额收益归属。不同出资结构下，各方超额收益的核算方式如下：

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；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

下载日志已记录，仅供内部参考

化电价）*自发自用电量

注：实际运行过程中，由于市场结构（负电价频发）、主动定价策略等原因，可能会存在对负荷或电源的让利。

从电力运营商视角看，光伏配比变化对其收益的影响需综合权衡以下因素：**一是电源投资变化**，光伏单位造价低于风电，提高光伏占比可降低运营商在电源侧的投资支出，降低光伏占比则增加电源投资；**二是 PPA 电价结构**，若 PPA 电价为固定值，运营商出售光伏与风电电量的单位收入相同，不受光伏低市场价值影响。若 PPA 电价与市场电价挂钩，则光伏电量的低市场价值将传导至运营商，拉低其单位电量收入；**三是储能成本分摊方式**，电源结构越偏离基准情景（如光伏占比上升），储能配置随光伏占比上升而增加，但其成本是否由运营商承担取决于项目出资结构与协议磋商，若由运营商分摊则构成收益减项，若由负荷方承担则对运营商收益的直接影响有限；**四是项目经济性**，越偏离基准情景的电源配置（如光伏占比上升），项目整体经济性越差，单位用电成本上升，运营商按出资比例或协议分摊的收益相应下降。因此，运营商对光伏配比的偏好并非单一因素决定，而需结合**投资、收入、成本分摊及项目整体经济性**综合判断。

3、 投资建议

我们认为，绿电直连具备用能降本基础，其核心价值来自源荷直接匹配下的电网费用优化，项目经济性则主要取决于**源荷匹配程度、储能配置及电网接入容量。**随着相关项目逐步落地，绿电直连有望加快向高负荷率、稳定用电及绿电消费需求较强的场景渗透，行业竞争逻辑也有望由单一新能源资源开发逐步向“源—荷—储—网—交易”综合能力延伸。

从应用场景看，基于绿电直连对负荷规模、稳定性及源荷匹配的要求，我们看好算电协同、绿电制氢氨醇、数据中心及高载能制造业等方向。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、盈峰环境；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）；**绿电制氢氨醇则有望形成新能源开发与新增绿色负荷协同发展的应用模式，**建议关注中国天楹、电投绿能；**运营服务端，随着项目由建设向长期运营延伸，源荷资源整合、电力交易及综合能源管理能力的重要性有望提升，建议关注**朗新科技、涪陵电力、南网能源。**

表 5：绿电直连应用场景相关标的梳理

应用领域	公司名称	相关业务	相关业务进展
算电	金开新能	数据中心（算力租赁）	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。**
	盈峰环境	数据中心（算力租赁）	公司算力租赁业务采用“算力资源整合+算力云服务+全周期运维”的运营模式，为客户提供高效、稳定、安全的高性能算力云服务。公司通过租赁高性能服务器、配套机房及机柜等核心基础设施，自主采购配套网络硬件设备，通过组网施工、部署调试及系统集成，搭建起规模化、高性能算力服务中心，依托该算力服务中心实现算力资源集约化统筹调度，形成灵活弹性的算力供给能力，充分满足客户按需调配算力的多样化使用需求。2026 年上半年，公司算力租赁实现营业收入 6.74 亿元，占总营业收入的 8.56%，实现了阶段性稳定营收。随着智云计算业务的稳定发展，不仅完善了公司战略业务布局，更推动公司业务结构向多元化、高附加值方向升级，为高质量发展注入新动能。
	豫能控股	数据中心(IDC)	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**，同时拟自行或联合其他投资人收购郑州合盈数据有限责任公司。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。

下载日志已记录，仅供内部参考

	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、内蒙古重要电力运营商；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。内蒙古、河北省（“京津冀”）均为国家规划的通信节点，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。
智能调度	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	智能调度	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

下载日志已记录，仅供内部参考

			力市场的发展。
绿电制氢氨醇	电投绿能	绿电制氢氨醇	2025 年 7 月 26 日投产，截至 2026 年 9 月已安全稳定运行超一年；3750 吨绿氨出口韩国，创全球最大单批次绿氨出口；获全球首张 ISCC EU 可再生燃料氨认证。
	中国能建	绿电制氢氨醇	一期 2025 年 12 月投产，截至 2026 年 7 月累计产出绿氨 4 万吨，单日最高超 500 吨，合成氨负荷达 80%；2026 年 9 月 5000 吨绿氨运抵南京港，将实现全球首例远洋船对船绿氨加注。
	中国天楹	绿电制氢氨醇	制氢车间 4 栋厂房完成首批电解槽安装，空分装置已供合格氮气，甲醇合成装置安装全面完成，电解槽进入产氢联调阶段；计划 2026 年三季度末调试出产品。
	中国石化	绿电制氢氨醇	2026 年 8 月董事长侯启军一日内会见辽宁、吉林两省主官，两省均将“风光制氢”“绿色氢氨醇”列为央地合作首项；沧州分公司 1 万吨/年生物质制绿色甲醇示范项目已备案。
	隆基绿能	绿电制氢氨醇	无锡隆基氢能增资 1 亿元用于电解槽产能扩产；2026 年 1 月完成欧洲首台套 5MW 碱性电解水制氢系统发货；自主投资乌拉特后旗风光制氢一体化项目（年产 3.71 万吨氢气）已备案。

资料来源：各公司公告、中国能源网等，光大证券研究所整理

表 6：绿电直连相关标的估值表

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	7.38	0.76	152	8.01	6.33	8.68	10.40	19	24	17	15
601778.SH	晶科科技	3.39	0.77	126	3.30	-	-	-	38	-	-	-
000967.SZ	盈峰环境	7.79	1.40	262	5.50	7.73	8.93	10.04	48	34	29	26
600821.SH	金开新能	5.68	1.28	112	1.01	3.23	4.93	5.89	110	35	23	19
000791.SZ	甘肃能源	7.06	1.51	229	20.51	23.07	24.22	24.98	11	10	9	9
600863.SH	华能蒙电	4.72	1.86	370	24.93	24.76	28.08	29.34	15	15	13	13
000600.SZ	建投能源	7.17	1.19	146	18.79	16.59	18.38	19.35	8	9	8	8
000539.SZ	粤电力 A	5.09	1.17	267	6.00	-8.57	9.58	14.62	45	-	28	18
000035.SZ	中国天楹	4.74	1.05	113	2.84	4.96	6.26	6.77	40	23	18	17
000875.SZ	电投绿能	4.68	0.96	170	5.15	5.29	5.89	6.67	33	32	29	25
300682.SZ	朗新科技	8.67	1.47	93	1.05	3.80	5.81	7.45	89	25	16	13
600452.SH	涪陵电力	8.78	2.36	135	3.93	5.77	6.93	7.91	34	23	19	17
003035.SZ	南网能源	5.34	2.85	202	3.46	4.32	5.06	6.02	58	47	40	34

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 2026-09-30

下载日志已记录，仅供内部参考

4、 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。

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：本报告基准测算假设 PPA 与电网购电电能量价格相同。在其他参数不变、两者同幅调整时，电能量价格变化不会直接改变该部分成本差额；若电网购电价格下行而 PPA 价格相对刚性，或网侧费用节省空间缩小，则可能压缩用户降本收益，并影响合同定价与项目回报。

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。

下载日志已记录，仅供内部参考

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