

绿色租赁系列研究（新能源篇）

联合资信 金融评级二部 | 张 帆

联合资信评估股份有限公司
China Lianhe Credit Rating Co.,Ltd.

2025 年 12 月，联合资信发布《融资租赁公司业务转型研究》，通过对样本企业的业务转型观察，发现在航空航运、绿色低碳、高端装备、小微三农等主流转型路径中，绿色低碳的覆盖面最广、共识度最高：多数样本企业加大风电、光伏、水电、储能等清洁能源领域投放，部分企业更进一步由赚取息差的类信贷模式转向“金融+产业”的绿色资产投资运营。基于这一观察，我们以绿色租赁为主线推出系列研究，逐篇拆解细分赛道的外部环境、业务图谱与风险特征，本篇报告将聚焦于新能源发电与储能。

一、外部环境

（一）政策端

“双碳”目标确立后，绿色租赁在政策体系中的定位经历了从“特色业务”到“重点工具”的升级。2024 年 8 月，《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》将绿色融资租赁明确列为绿色金融重点发展工具，提升了其在绿色转型中的战略定位；同期发布的《金融租赁公司业务发展鼓励清单、负面清单和项目公司业务正面清单》，将风电、光伏、氢能、储能、换电站等设备明确为鼓励租赁标的；2025 年 1 月，《银行业保险业绿色金融高质量发展实施方案》进一步要求金融租赁公司强化绿色领域投入，发挥“融资+融物”优势支持绿色项目。

2025 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），这是理解当前新能源租赁业务最重要的产业政策变量，核心要点包括四个方面。一是全面入市，风电、光伏上网电量原则上全部进入电力市场，电价由市场交易形成。二是新老划断，以 2025 年 6 月 1 日为界划分存量与增量项目：存量项目机制电价与现行政策衔接、原则上不高于当地煤电基准价；增量项目机制电价通过年度市场化竞价形成，纳入机制的电量规模动态调整。三是差价结算，建立“新能源可持续发展价格结算机制”，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。四是取消强制配储，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网的前置条件。

136 号文落地已一年多，各区域的变化不是单一方向的“涨或跌”，而是电量全面入市、电价从“一省一价”走向“分省分场定价”。2025－2026 年度机制电价跨度 0.15~0.4155 元/千瓦时，风光同场竞价省份两类项目按同一价格出清，分场竞价的省份中，多数风电出清价高于光伏，整体形成东部负荷中心高位稳健、西北资源富集区

贴近下限的梯度格局[1]。据彭博新能源财经（BNEF）估算，未纳入机制电量的光伏项目实际市场结算电价平均比机制电价低约 0.127 元/千瓦时[2]。

对租赁公司而言，136 号文意味着新能源项目的租金偿付现金流，从“固定电价×发电量”的可测模型，变为“机制电量×机制电价+市场电量×浮动电价”的概率模型，电站估值、租赁成数、期限设定、租金结构都需要重构。这既是风险来源，也是具备电力市场专业能力的融资租赁公司建立壁垒的机会窗口。

（二）需求端

1．产业总量：装机高增长与资本开支压力并存

2025 年，全国可再生能源发电新增装机 4.52 亿千瓦，同比增长 21%，占全国电力新增装机的 83%[3]，装机扩张带来了持续的设备购置与项目建设资金需求。但供给侧的技术迭代与价格竞争使行业呈现“量增价减”特征：光伏组件、储能电芯价格大幅下行，一方面压低了单位装机的投资强度，另一方面也使新能源企业普遍面临资本开支压力与轻资产诉求。设备更新改造、技术路线切换带来的“被动再投资”，进一步放大了设备融资需求。

2．央国企发电集团：降杠杆与存量盘活

“五大六小”[4]等发电集团是集中式风光电站的投资主体，但其投资能力受资产负债率考核与“两金”压降要求约束。这类主体的租赁需求集中在三个环节：一是建设期资金过桥，项目并网前的设备购置与工程款支付存在时间差，直租可在建设期介入、并网后被低成本资金置换；二是存量资产盘活，通过售后回租补充现金流、提高资产使用效率；三是技改与“以大代小”，老旧风场换机头、换叶片、延寿改造形成新的设备融资需求。这类客户信用等级高、单笔金额大，是金融租赁公司与央企产业系融资租赁公司的主战场，价格竞争也最为激烈。

3．民营电站开发商与分布式业主：渠道受限与小额分散

民营企业是新能源装机的重要参与者，但融资渠道明显窄于国企：银行对民营电站的项目贷普遍要求较高自有资金比例与明确还款来源，信用债市场准入门槛更高。租赁成为其现实选择，且呈现出鲜明的“小额、分散”特征。分布式与户用光伏更为典型——户用业务穿透后是大量农户，单户装机规模小、无传统抵押物、征信信息缺

[1] 《31 省市 2025-2026 年新能源机制电价全解析：最高 0.4155 元/kWh，风电最大价差 0.2201 元/kWh》。
[2] 《新能源入市一年考，光伏投资何处去》
[3] 《2025 年可再生能源并网运行情况》
[4] “五大”指国家能源投资集团、中国华能集团、国家电力投资集团、中国华电集团、中国大唐集团，“六小”指中国长江三峡集团、中国广核集团、中国核工业集团、华润电力控股、国投电力控股、中国节能环保集团。

失，只有依托平台化获客与批量风控才能形成商业可持续性。

4．储能运营商与设备制造商：新业态与厂商促销

储能是新能源体系中商业模式最不成熟、但增速最快的环节。独立/共享储能依赖容量租赁收入与现货价差，工商业储能依赖峰谷价差，收益模型尚未稳定，银行对其授信普遍审慎，租赁因此成为主要的设备融资工具。与此同时，光伏组件、风机、储能系统集成商在产能扩张与价格竞争中，普遍需要借助“以融促销”的手段，厂商租赁与回购安排由此成为重要的渠道型业务，设备厂商通过回购、差额补足、质保承诺等方式参与风险分担。

二、业务图谱

融资租赁公司的新能源业务布局已从早期的电站设备回租扩展为覆盖发电、储能、能源衍生、制造与存量盘活的完整业务图谱。从演进趋势看，图谱的重心正在发生位移：发电侧的新增电站仍是规模基本盘，但增量弹性下降；分布式与储能是增速最快的两块；能源衍生和存量技改则是政策与电价机制变化催生的新场景。

板块	细分场景	典型租赁物	承租人类型
发电侧	集中式风电/光伏、分散式风电、海上风电	风机、塔筒、组件、逆变器、升压站设备	央国企发电集团、民营电站开发商
分布式	工商业分布式光伏、户用光伏	光伏组件及配套设备、屋顶电站整体资产	工商业业主、EPC/渠道商、农户（平台归集）
储能	独立/共享储能电站、工商业储能、储能配网	电芯、PCS、储能系统集成设备、输配电设备	储能运营商、工商业用电企业、电网侧主体
制造端	光伏/锂电/氢能设备	单晶炉、产线设备	新能源制造企业
能源衍生	智慧能源、综合能源服务、虚拟电厂、零碳园区	能源管理系统、计量与调控设备	园区/工商业能源服务商
存量盘活	风电技改、“以大代小”、机组延寿	大部件（机头、叶片）、新机组	存量电站业主

数据来源：公开资料，联合资信整理

表 1　融资租赁公司新能源业务图谱

当前融资租赁公司新能源业务已形成以下典型业务模式。

1．直接租赁。融资租赁公司按承租人选择购入设备并出租，适用于新建电站与新建设备购置。监管导向上，直租是“回归租赁本源”的鼓励方向，直租在租赁物特定化、采购资金流向和用途识别方面相对清晰，有利于绿色项目穿透管理。

2．售后回租。电站业主将存量资产出售给融资租赁公司后租回使用，用于盘活

存量、补充流动资金，适用于已并网电站的再融资和技改类项目。售后回租在全行业占比仍居主导，但对租赁物权属与估值的要求最高，也是“名为租赁、实为借贷”合规风险的集中区。

3. 经营性租赁。融资租赁公司持有资产并承担残值风险，按使用期限收取租金。该模式使融资租赁公司从“赚息差”转向“赚租金+残值”，对资产估值、运维与处置能力提出更高要求，也是融资租赁公司通过资产运营和残值管理形成差异化收益的重要路径。

4.“融资租赁+产业运营”自持模式。融资租赁公司下设新能源投资平台，直接持有并运营电站资产，赚取电费、绿证与碳资产收益。其本质已超出传统租赁范畴，是“金融+产业”的重资产运营，对资产负债表与运营体系要求极高且直接暴露于电价波动，但相应地，收益率与竞争壁垒也更高。

5. 厂商租赁与渠道共建。与整机厂商（风机、组件、储能系统集成商）合作，由厂商提供获客渠道、设备质保、回购或差额补足承诺。

6. 建设期直租与并购退出。融资租赁公司以直租参与电站建设期融资，项目建成并网后由央国企电力企业收购、置换资金，租赁提前终止。

三、新能源业务风险特征

新能源业务的风险特征在136号文之后发生了实质性变化，核心在于定价权与能力边界的重构：融资租赁公司能否对波动现金流重新定价、能否承担资产全生命周期管理，决定了其可承接的资产类型、客户层级与业务半径。新能源业务的风险管理框架由承租人信用为主，转向主体信用、资产质量、电价机制与运营能力并重。

1. 政策与市场风险：电价成为最大变量

136号文后，新能源电站现金流的不确定性系统性上升：机制电量规模逐年动态调整、机制电价竞价存在下行压力、现货市场部分地区已出现负电价。存量项目还面临可再生能源补贴拖欠的历史包袱。对融资租赁公司的直接影响是：测算租金覆盖率时不能再以固定电价线性外推；对增量项目需重点核查其机制电价竞价结果、纳入机制的电量比例，并对市场化电量部分做压力测试。可以预见，随着各省竞价结果陆续落地，同一省内不同项目、不同技术路线的收益分化将进一步加剧，“全省一个电价”的粗放测算方式将难以为继。

2. 信用风险：客群下沉与结构脆弱性

分布式项目承租人为中小工商业业主或平台公司，户用业务穿透后为大量农户，相较于融资租赁公司传统客户，此类客户资质相对下沉。两类结构性风险尤其值得警

惕：一是“自发自用”类项目对单一用电方的强依赖，若屋顶业主或实际用电方经营恶化、停产或搬迁，自发自用比例及电费回收可能下降，项目收入将更多转为低价余电上网，同时还面临屋顶使用权和合同持续履行风险；二是渠道商风险，户用及分布式项目单体金额小、地域分散，融资租赁公司通常不具备直接触达终端客户的能力，获客、踏勘、签约乃至贷后催收等环节高度依赖 EPC 厂商与地方渠道商，融资租赁公司与终端承租人之间存在明显的信息不对称，一旦渠道商自身经营恶化或退出市场，融资租赁公司既失去获客与租后管理的抓手，又直接面对大量分散、缺乏偿付能力的终端客户。值得强调的是，新能源项目的信用风险具有“滞后暴露”特征：电站投产初期现金流表现良好，风险往往在补贴退坡、电价下行或设备衰减后才逐步显现，这对租后管理的前瞻性提出了更高要求。

3．租赁物风险：适格性、估值与残值

一是适格性。监管要求租赁物原则上为设备资产、权属清晰，若租赁物认定存在瑕疵，交易可能被法院认定为“名为租赁、实为借贷”，出租人的物权保护落空。组件、逆变器等动产应办理动产融资统一登记公示，防范重复融资。

二是估值与残值。光伏组件、储能电芯价格近年大幅下行，一方面新租赁物采购价下降挤压存量租赁物价值，另一方面技术快速迭代加速存量资产贬值；储能电芯还面临健康度衰减的计量难题。

三是处置变现。二手光伏组件、退役风机、退役储能电池的处置市场尚不成熟，违约后的资产回收率假设应保持审慎。经营性租赁模式下残值风险完全由出租人承担，对残值管理能力要求更高。

4．期限错配与流动性风险

新能源电站租赁期限通常偏长期，而融资租赁公司负债端偏中短期，“短债长投”特征明显。对自持电站模式，固定资产久期更长，对长期资金的匹配要求更高。

四、展望

展望未来，我们认为融资租赁公司新能源业务将呈现三方面趋势。**一是风险定价能力分化加剧。**随着各省机制电价竞价结果陆续落地，同一省内不同项目、不同技术路线的收益分化将进一步显性化，具备电力市场专业能力、能够对市场化电量进行精细测算与压力测试的融资租赁公司，有望将电价不确定性转化为竞争壁垒，并据此拓展自身能力边界；仍沿用“全省一个电价”粗放测算方式的机构，将逐步失去项目定价权并加速暴露风险。**二是业务模式持续向资产端延伸。**在资金成本劣势短期难以扭转的背景下，从“赚息差”向“赚租金+残值”的转型将加快，经营性租赁、技改类

租赁与自持运营模式的占比趋于上升；但此类模式对长期资金、资本占用和资产处置能力要求更高，转型节奏将受制于负债端久期与资本补充能力。**三是能力体系要求系统性提高。**新能源项目风险“滞后暴露”的特征，要求融资租赁公司重构现金流测算方法、强化租后管理的前瞻性、防范渠道道德风险与租赁物适格性瑕疵。

相关研究

《融资租赁公司业务转型研究》

联系人

投资人服务　010-85679696-8704　investorservice@lhratings.com

免责声明

本研究报告著作权为联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“联合资信评估股份有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本研究报告的，联合资信将保留追究其法律责任的权利。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合资信对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本研究报告所载的资料、意见及推测仅反映联合资信于发布本研究报告当期的判断，仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的要约或邀请。

在任何情况下，本研究报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。联合资信对使用本研究报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。