

面向新型储能资产信用的评估 研究：缺陷诊断、体系重构与 ESCS模型应用

队名：消灭一队是一队

赖俊熊

福州大学

资源勘查工程
&金融学

大三

侯冠宇

中山大学

应用经济学

研一

农静梅

湖南大学

金融学

大二

赵婧怡

悉尼大学

金融&
商业分析

大二

章媛媛

浙江农林大学

金融工程

大四

2026.03.25

AI 使用说明

本次研究报告背景与问题分析思路，行业状况前景分析，行业问题拆解逻辑，信用评级模型构建论证及应用分析结论均由团队自主完成，AI 仅作为辅助工具应用于非核心板块的效率优化，全程无 AI 主导设计，无直接照搬 AI 生成内容，所有产出均经团队核验，修正并贴合核心思路落地。

在文本撰写方面，全文逻辑脉络，报告内容撰写，问题分析等均由团队成员独立自主完成；AI 仅辅助润色语句流畅度，文献快速检索与归纳（用于团队快速筛选核心信息），无新增核心观点，未参与问题分析与结果判断。使用到的 AI 具体为：ChatGPT、Gemini、豆包、DeepSeek 以及 Claude。

在报告封面美化设计方面，版式设计，元素构成，颜色风格等由团队成员独立构思完成。AI 仅为辅助封面背景的产出，未参与内容设计、样式排版、页面构成等方面。是用到的 AI 工具具体为：豆包、可画 AI。

所有 AI 辅助的产出均由团队经过多重检验，确保文献来源真实准确，契合报告核心思路以及脉络逻辑。AI 仅为辅助效率工具，不影响文章原创性，团队对报告内容观点承担全部责任。

目录

1. 研究背景与研究问题	1
1.1 新质生产力战略导向下的能源转型	1
1.2 新能源储能产业发展趋势	2
1.2.1 全球储能市场：规模跃迁与格局分化	2
1.2.2 中国储能市场：爆发式增长与结构性演变	2
1.2.3 储能技术路线：锂电主导格局确立与成本曲线持续下移	2
2. 储能项目商业模式与融资体系	3
2.1 储能产业的金融需求	3
2.1.1 投资规模大，资本开支高度集中	3
2.1.2 回收周期长，现金流结构待市场验证	3
2.1.3 收益结构复杂，市场化不确定性突出	3
2.2 储能产业链结构与研究标的界定	4
2.3 储能项目收益风险特征	5
3. 目前的融资结构与信用评估缺陷	5
3.1 储能项目融资结构现状与困境	5
3.1.1 融资体系的核心约束	6
3.1.2 融资创新方向：向资产信用体系迁移	6
3.2 信用评估体系的结构性缺陷	6
3.2.1 储能资产的核心价值维度	6
3.2.2 传统信用评级为何对储能资产失效	7
3.2.3 储能信用评估的三大缺陷	7
4. 储能项目信用评分模型（ESCS）	8
4.1 储能信用评分模型（ESCS）概述	8
4.2 ESCS 模型结构和组成	8
4.3 ESCS 的各维度指标构建	9
4.4 风险调整机制	9
4.5 信用评级划分与融资映射机制	10
附录	1
附录 A. ESCS 模型方法论技术细节	1
A.1 权重确定：层次分析法（AHP）判断矩阵与一致性检验	1
A.1.1 判断矩阵构建	1
A.1.2 权重向量计算	1
A.1.3 一致性检验	1
A.2 指标标准化方法	1
A.3 三情景收益波动估算方法（ σ_{revenue} 计算框架）	2
附录 B 四维指标体系完整评分标准	2
B.1 财务维度（F）完整指标评分标准	2
B.2 技术维度（T）完整指标评分标准	3
B.3 市场维度（M）完整指标评分标准	4
B.4 环境维度（E）完整指标评分标准（核心创新维度）	4
附录 C 基准案例应用：100MW/200MWh 电网侧独立储能电站	5
C.1 基准案例项目参数	5
C.2 评分计算过程	6

摘要：“十五五”时期，新型电力系统建设进入深水区，储能作为新质生产力的典型代表，正从配套设备向系统关键基础设施跃迁。然而，由于储能行业具有投资规模大、回收周期长、收益结构高度依赖市场化机制的特征，这与传统融资体系“重主体信用、轻资产价值”的评估逻辑形成错配，导致金融资本对储能行业信用识别不足。这使得储能侧企业融资成本攀升，最终成为制约产业高质量发展的核心瓶颈。因此，本研究通过聚焦电网侧独立储能电站，系统剖析其四大收益结构（电价套利、辅助服务、容量电价、绿证收益）与信用价值的多元层次。在此基础上，我们构建了一个面向储能资产特征的储能信用评分模型（ESCS）。本模型突破传统项目融资以财务指标为核心的单一视角，通过层次分析法（AHP）确定权重，从财务能力、技术能力、市场能力与环境价值四个维度进行多维量化评分，并引入三情景收益波动调整机制，实现从传统的主体信用向储能资产信用、从传统静态评估向“动态风险调整”的范式转变。ESCS模型的可操作性与创新价值已在附录基准案例中得到验证，其与国际评级框架的对比进一步凸显了在技术价值量化与环境价值货币化方面的差异化优势。在 2026 年容量电价机制落地、储能行业加速市场化的关键窗口期，本研究为金融机构提供了可量化、可比较的信用评估工具，以金融创新精准赋能新质生产力提供了可行路径。

1. 研究背景与研究问题

1.1 新质生产力战略导向下的能源转型

在“双碳”目标持续推进和“十五五”规划加快布局新型电力系统建设的背景下，新能源正加速成为我国能源体系转型的核心方向。随着风电、光伏装机持续增长，电力系统对清洁能源的依赖不断加深，但新能源发电具有间歇性、波动性和一定的不确定性，给电网安全稳定运行和电力供需平衡带来新的挑战。

储能电池能够实现电能跨时段配置，平抑新能源出力波动，并具有调频、调峰、备用等灵活调节能力，因此储能电池正由配套性设备逐步转变为新型电力系统中的关键基础设施。其重要性主要体现在两个方面：一是新能源渗透率提升直接扩大了对储能调节能力的需求；二是“源-网-荷-储”协同运行机制加快建立，储能在系统灵活性建设中的作用持续强化。

近年来，国家围绕顶层设计、市场机制和并网规范持续完善储能政策体系。2017-2026 年间，行业政策大致经历了产业化起步、规模化推进、独立市场主体确立、强制配储退出以及市场化收益机制建立等阶段。

图 1-1 储能政策演进时间轴（2017—2026 年）



来源：国家发改委、国家能源局公开文件；标普信评（中国）整理（2026）。

其中，2025 年 2 月“136 号文”取消强制配储要求，是储能行业发展逻辑的重要转折点，标志着行业由政策驱动逐步转向收益驱动。2026 年 1 月容量电价机制落地，首次为电网侧独立储能提供可预期的保底收益，为项目商业模式量化和金融机构风险识别提供了更清晰的制度基础。

1.2 新能源储能产业发展趋势

1.2.1 全球储能市场：规模跃迁与格局分化

过去五年，全球储能行业由示范应用快速走向规模化部署。根据国际能源署（IEA）等机构数据，全球电池储能装机在过去五年里增长超过 20 倍；至 2025 年底，全球储能市场累计装机规模已接近 270GW/630GWh，储能从新能源的配套技术全面进入电力系统主流配置阶段。据 Fortune Business Insights 数据，2025 年全球电池储能系统市场规模约 326.2 亿美元，预计 2026 年将达 404.5 亿美元，2034 年将扩张至约 1,611.2 亿美元，预测期内复合年增长率约为 18.86%，具有显著的长期增长确定性。

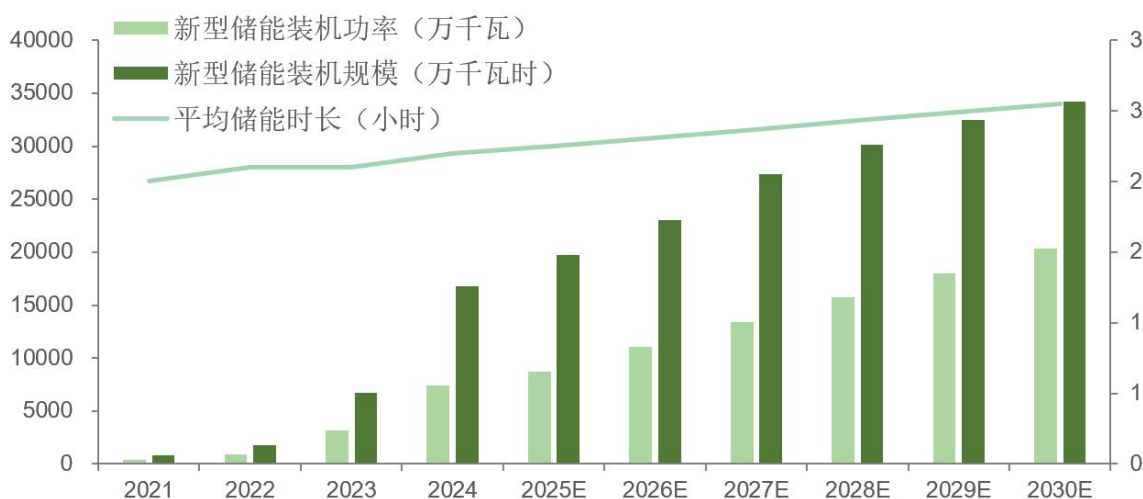
与此同时，全球市场呈现明显的区域分化格局：中国在制造和部署端保持领先、美国加速追赶、欧洲则在市场规则和制度建设方面发挥重要影响。

从产业链看，中国在电芯制造、系统集成和项目部署方面具备显著优势，已成为全球储能产业链的核心力量。这一格局不仅强化了中国在全球储能市场中的主导地位，也为本文聚焦储能项目融资与信用评估提供了现实基础

1.2.2 中国储能市场：爆发式增长与结构性演变

中国已成为全球储能最重要的需求中心与部署中心。从装机规模来看，中国储能市场装机规模由 2021 年约 800 万千瓦时跃升至 2024 年约 16,820 万千瓦时，年复合增长率高达约 176%；截至 2025 年底，中国新型储能累计装机规模达到 144.7GW，同比增长 85%，占全球新型储能累计规模的 40%以上（国家能源局，2026 年 1 月）。2025 年全球储能系统用锂电池出货量达 550GWh，同比增长 79%，其中中国贡献了 352GWh，占全球总量的 64%，同比增速高达 117%（SNE Research）。进一步巩固了我国在全球储能产业中的制造与供应优势。

图 1-2 中国新型储能累计装机规模增长趋势（2021—2025 年）

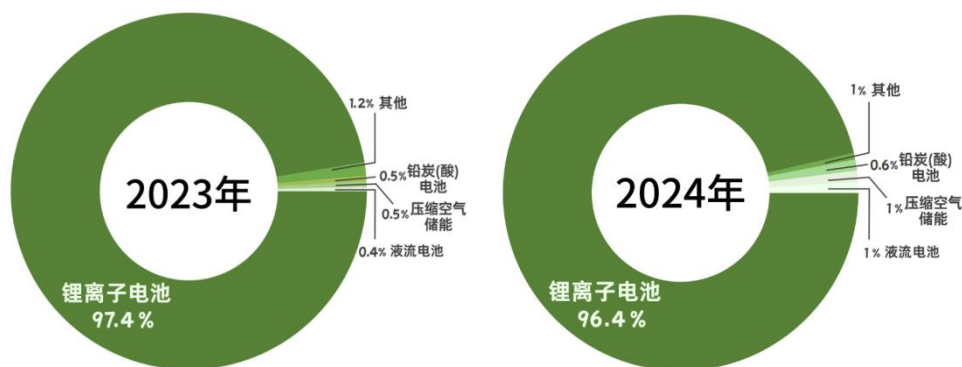


来源：前瞻研究院、Choice、海关总署、CNESA。

1.2.3 储能技术路线：锂电主导格局确立与成本曲线持续下移

在技术路线方面，当前储能市场已形成以锂离子电池为主导、多元技术并存的发展格局。根据《中国新型储能发展报告（2025）》等资料，锂离子电池在新型储能项目中占据绝对主导地位，其中磷酸铁锂（LFP）电池凭借循环寿命长、安全性高、成本持续下降等综合优势，成为电网侧储能项目的绝对主流技术路线。

图 1-3 2023~2024 年新型储能项目技术路线分布（%）



来源：前瞻研究院、Choice、海关总署、CNESA。

在成本方面，储能系统采购中标均价近年来持续下行。以 2h 磷酸铁锂储能系统为例，其中标均价已由 2023 年初约 1200 元/kWh 下降至 2025 年底约 600~700 元/kWh，项目经济性明显提升。成本下降推动储能由“政策驱动”进一步走向“经济驱动”，但项目收益能否稳定兑现，仍取决于市场机制、运营能力和金融识别体系的完整程度。

2. 储能项目商业模式与融资体系

2.1 储能产业的金融需求

储能产业的高速发展在创造巨大市场机遇的同时，也对金融体系提出了差异化的服务需求。电网侧独立储能电站作为本研究的核心标的，在项目融资层面具有三项结构性特征，使其对金融支持形成高度的内生性依赖。

2.1.1 投资规模大，资本开支高度集中

典型电网侧储能电站（以 100MW/200MWh 规模为参照）的初始资本开支（CAPEX）通常在 2 至 4 亿元人民币区间，储能系统采购（电池组+PCS）占总投资约 70%~80%，为主要成本中心。以头部系统集成商的资本开支强度为参照，储能企业资本开支/EBITDA 比率（2022~2024 年均值约 0.99）显著高于传统基础设施领域，反映行业仍处于资本密集型扩张周期（标普信评，2026 年）。

2.1.2 回收周期长，现金流结构待市场验证

受制于电力市场化进程尚未完成，电网侧独立储能电站的全生命周期内部收益率（IRR）普遍偏低。以典型测算为例，独立储能仅参与调峰市场（广东省 0.792 元/kWh 补偿标准）时，全生命周期（20 年/循环 6,000 次）IRR 仅约 2.07%（天风证券，2023 年）。即便纳入容量电价与辅助服务综合收益，项目静态回收期通常在 8 至 12 年区间，显著长于传统基础设施资产（水电、热电约 5 至 8 年）。这一特征决定了储能项目对长期资金与稳定债务安排具有结构性需求，并对金融机构的跨期信用评估能力提出了更高要求。

2.1.3 收益结构复杂，市场化不确定性突出

电网侧独立储能电站的收益来源呈现多元化但不对称的特征，主要包含四类收益路径（见表 2-1）：

表 2-1 电网侧独立储能电站收益结构全景

收益类型	收益来源	收益特征
①电价峰谷套利	利用峰谷电价差，低价充电、高价放电	收益依赖价差幅度与年充放电次数，具有市场波动性
②辅助服务收益	参与调峰、调频辅助服务市场，提供 AGC 响应	调频补偿约 0.5—1.0 元/kWh；各省规则差异显著
③容量电价收益	独立储能可比照当地煤电标准获得发电侧容量电价	首次形成"保底收益"，与放电时长及顶峰贡献挂钩（2026 年新增）
④碳市场与绿证收益	CCER 核发（碳减排凭证）+ 绿色电力证书交易	环境价值货币化路径已开通；CCER 于 2023 年重启

来源：天风证券（2022）；国家发改委、国家能源局相关政策文件；作者整合。

上述收益结构的核心矛盾在于财务特征的内在不对称性：首先，电价套利收益高度依赖市场化价差，辅助服务收益受各省规则碎片化制约，碳/绿证收益市场流动性有待提升。与此同时，传统金融机构在评估储能资产收益时，仍主要沿用制造业或传统电力基础设施的财务分析框架。然而，该类框架难以捕捉储能项目多元收益路径的综合价值，从而导致系统性低估。因此，核心的问题在于我们该如何通过金融工具定价并释放储能资产的真实价值。

2.2 储能产业链结构与研究标的界定

电化学储能产业链是一条由上游的储能电池材料到中游的储能电池系统再到下游的储能应用的清晰分工体系。本研究选择下游储能系统应用中的电网侧独立储能电站作为核心分析标的的理由是：第一，电网侧储能在新型电力系统中承担核心的系统调节与容量支撑功能，战略地位最突出；第二，电网侧储能已形成较为清晰的独立市场主体身份，具备独立参与电力市场交易和获得容量补偿的资质；第三，电网侧储能收益结构最复杂，对金融评估能力的要求最高。

图 2-1 电化学储能产业链结构图



来源：2026 标普研报、2023 头豹研报、中商研究院、雪球、北极星储能网，作者整合。

2.3 储能项目收益风险特征

电网侧独立储能电站的收益特征可从以下三个维度概括：①多元化，储能收益来源涵盖电价套利、辅助服务、容量补偿、环境价值四类路径，项目盈利能力取决于多路径的综合叠加效应。②波动性强，储能电站各类收益均受市场价格机制约束。现货电价波动、辅助服务市场出清价格不稳定、碳/绿证市场流动性不足，导致短期收益序列的标准差显著高于传统发电资产。③政策依赖高，储能电站高度依赖容量电价标准、辅助服务补偿规则、CCER 核算方法等关键收益参数，均由政策机制决定而非纯市场定价。

表 2-2 电网侧独立储能电站收益特征三维分析

特征维度	核心表现	对财务模型的影响	传统评级体系的应对缺陷
多元化	四类收益路径叠加，无单一主导收入	现金流预测需分路径建模，加总后才能反映真实 IRR	传统体系以峰谷套利为单一收益假设，严重低估综合收益潜力
波动性强	现货价差、辅助服务出清价格随时间高频波动	基准/中性/压力三情景下 IRR 差异显著（可达±5 个百分点以上）	静态现金流测算无法捕捉价格波动的下行风险与上行弹性
政策依赖高	容量电价标准、补偿规则均为政策参数	政策切换可导致收益结构重构（如"136 号文"终结强制配储）	传统评级未将政策情景风险量化为信用评分的调整因子

来源：天风证券（2022、2023）；普华有策《储能产业全景展望》（2026）；作者整理。

3. 目前的融资结构与信用评估缺陷

3.1 储能项目融资结构现状与困境

当前储能项目融资模式仍以传统融资方式为主，尚未完全形成以项目现金流和资产价值为核心的成熟融资体系。主流融资方式涵盖五类，各具优劣势及适用边界（见表 3-1）。整体而言，当前金融资本进入储能行业仍更多以债权资金形式体现，银行贷款和融资租赁是较为常见的融资渠道（CNESA，2024）。

表 3-1 储能项目主流融资方式比较

融资方式	主要特征	适用场景	核心局限
①股权投资	产业资本、私募基金、地方国资平台参与，不要求短期刚性还本付息	项目早期开发、技术验证、企业扩张阶段	融资成本相对较高；投资人对回报周期敏感，更偏好龙头企业
②银行贷款	融资规模大、成本相对较低、期限结构稳定；目前最常见的债权融资方式	央企、国企或大型民营能源企业主导的合规储能项目	更看重企业主体信用与担保条件，对项目现金流独立评估不足

③项目融资	以项目未来现金流和资产为主要还款来源与担保基础，理论上最契合储能特征	独立收益结构清晰、现金流边界明确的大型独立储能电站	因收益稳定性仍在形成，标准化项目融资尚未全面普及
④融资租赁	租赁公司购置设备后出租给项目公司，前期资金压力较小、操作灵活	设备投入较大的储能项目，尤其中小规模项目	综合融资成本通常高于低成本银行贷款
⑤基础设施 REITs	国家发改委已将储能设施纳入申报范围，打通"投资-运营-退出-再投资"循环	底层资产清晰、运营稳定、具备持续收益能力的大型储能基础设施	整体仍处于探索试点阶段，尚非当前主流融资模式

来源：CNESA（2024）；国家发改委（2024 年 7 月基础设施 REITs 通知）；作者整理。

3.1.1 融资体系的核心约束

尽管当前储能项目已形成多元融资路径，但融资体系仍未真正建立起与储能资产特征相匹配的金融支持机制。核心约束集中于以下三点：

①依赖企业信用，项目信用识别不足。主流债权融资普遍依赖企业增信与股东背书，对储能项目自身的技术性能、收益结构和现金流的独立识别能力不足。即便项目具备经济价值，若缺乏强主体背书，仍面临融资困境——实质上是对项目真实信用价值的系统性低估（CNESA，2024）。

②社会资本进入不足，市场吸引力有限。储能收益来源复杂（容量租赁、辅助服务、现货套利等多管道叠加），且各地机制成熟度不一，项目收益的可预测性和稳定性不足。在盈利模式尚不清晰、风险分担机制不完善的前提下，社会资本进入意愿受到抑制（国家能源局，2023）。

③融资成本偏高，资本结构约束明显。因储能项目尚未形成稳定、可验证的现金流体系，金融机构普遍通过提高风险溢价、增加担保要求、缩短授信期限等方式管控风险，推高了综合融资成本。行业投资回收周期偏长，IRR 吸引力有限，系统性制约了金融资本的配置意愿（CNESA，2024）。

3.1.2 融资创新方向：向资产信用体系迁移

对于上述融资体系的主要核心约束，现有融资模式需向以资产信用为核心的结构化金融体系转型，并配套创新融资工具。而目前被认为是未来储能行业主流的融资工具包括：

（1）储能资产证券化（ABS）。将项目未来稳定现金流结构化打包，盘活存量资产。落地前提是形成可验证的独立项目现金流与成熟的资产信用评价标准。

（2）基础设施 REITs。适合底层资产清晰、运营稳定的基础设施类储能项目，打通“投资-运营-退出-再投资”的良性循环。国家发改委已于 2024 年 7 月将储能设施纳入 REITs 申报范围，制度入口已打开。

（3）绿色债券。依托储能项目的低碳属性，为项目建设与设备投资提供中长期资金支持，对接国际绿色金融标准，有助于拓宽融资渠道、降低综合融资成本。

3.2 信用评估体系的结构性缺陷

3.2.1 储能资产的核心价值维度

理解传统评级体系的局限，首先需要明确储能资产应当被评估的核心价值维度。与传统电

力资产相比，储能资产的信用价值体系具有显著的多维性。(见表 3-2)

表 3-2 储能资产的主要信用价值体系

价值层次	核心指标	适对信用的影响
①技术价值	电池循环寿命、衰减率、系统可靠性	决定了储能资产的"物理寿命"与"经济寿命"的匹配程度，是现金流长期稳定性的底层支撑
②市场价值	基于电力市场化程度的电价套利、辅助服务市场参与度与获益、容量电价获取	收益实现能力的核心来源
③环境价值	碳减排量的 CCER 核算价值、绿电属性对应的绿证收益、对新型电力系统低碳化转型的系统性贡献	环境货币化带来的增信溢价

来源：CNESA（2024）；国家发改委（2024 年 7 月基础设施 REITs 通知）；作者整理。

上述三个价值层次共同构成储能项目的"综合信用价值矩阵"，任何只覆盖其中一至两个维度的评级体系，都将面临对储能资产真实信用价值的系统性低估风险。

3.2.2 传统信用评级为何对储能资产失效

当前，与储能行业直接相关的金融评价体系共计五种：①针对储能企业的主体信用评级体系；②针对储能项目融资的银行内部授信评级体系；③针对储能企业及项目集资发行债券的信用评价体系；④针对储能企业的第三方可融资性评级体系；⑤针对储能项目的资产证券化信用评级体系。

参考上交所《资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第 2 号》（大类基础资产）相关分类，可初步将新能源储能项目纳入不动产类 ABS 范畴；同时，因其契合绿色及科技相关政策导向，参考《指引 4 号》要求，可进一步归为绿色与科创双重贴标型 ABS。

就传统不动产型 ABS 而言，其评级思路如下。先对物业的现金流能力进行评估，再依据偿债备付率（DSCR）与贷款价值比（LTV）确定所需信用支持等级，最后综合考量主体信用等级等相关因素，给出产品的信用等级。针对此类特定品种 ABS，目前由于绿色 ABS 市场规模持续扩大，国内已有中诚信绿金、中债资信、远东资信等部分机构发布了独立、专门的绿色 ABS 评估方法；除此之外，主流机构针对绿色 ABS 的评估逻辑，仍采用“通用 ABS 评级+独立绿色评估”的模式。科技创新 ABS 同样遵循这一主流框架体系，以通用 ABS 框架为基础，仅在申报与信息披露环节增加科创属性认定操作。

而新能源储能项目兼具绿色与科创双重属性，通用评级体系难以兼顾其特殊性。一方面，新能源储能项目目标的具备绿色基础资产属性，募集资金的使用方向具有特殊性；另一方面，其收益呈现多元化、波动性强、政策依赖度高的特征，这些均与通用评级体系中重财务、重抵押的核心逻辑不相适配——通用评级体系往往强调稳定的现金流与较高的抵押资产价值，与储能项目的实际特征存在明显偏差，导致评级结果难以客观反映项目真实信用水平。

3.2.3 储能信用评估的三大缺陷

立足于新能源储能项目的自身特点，传统不动产 ABS 评级体系对其信用状况的衡量存在明显疏漏，主要集中在对新能源储能项目技术价值、未来市场收益、环境价值三个核心维度的考量不足。

目前国内已落地的储能 ABS 案例中，评级打分模式已呈现一定优化趋势。例如，财通资管-阿特斯持有型不动产 ABS、零碳智慧 1 期绿色资产支持专项计划，其评级机构中诚信国际均采

用最新的持有型 ABS 评级方法模型开展评级工作，相较于传统模型，不仅优化了现金流测算模型，还进一步强化了项目绿色属性的特征权重；新奥泛能 1 期碳中和绿色资产支持专项计划（类 REITs）中，联合资信在评级过程中，更加注重绿色资产本身的信用水平，弱化了以往评级中对企业主体信用的过度侧重。

从技术价值维度来看，传统评级模型难以有效评估储能项目在破解新能源发电强间歇性、随机波动性与弱可预测性难题方面的作用，也无法量化其在提升能量转换效率上的实际价值。

从未来市场收益维度来看，传统评级模型难以全面衡量储能项目通过电价套利、辅助服务、容量补偿、环境价值四类路径实现收益变现的实际能力，无法适配其复合型盈利模式。

从环境价值维度来看，储能项目能够有效提升清洁能源的实际消纳水平，替代传统化石能源发电，从而减少碳排放，但传统评级体系缺乏科学的量化方法，无法精准计算其相较于传统发电方式所带来的碳减排价值，导致这部分环境收益未被纳入评级考量范围。

4. 储能项目信用评分模型（ESCS）

4.1 储能信用评分模型（ESCS）概述

当前储能项目融资评估主要沿用传统项目融资信用评级方法。该类方法以国际评级机构为代表，其核心逻辑为通过构建违约概率（Probability of Default, PD）与违约损失（Loss Given Default, LGD）函数，进而计算预期损失（Expected Loss, EL）并映射信用等级。这一方法在基础设施领域（如交通、能源公用事业）中被广泛应用，根据该方法，信用评级本质上满足如下关系：

$$EL = PD \times LGD \quad (1)$$

相比之下，电网侧独立储能电站呈现出显著差异：其一，收益来源多元，包括但不限于电价套利、辅助服务、容量补偿；其二，储能项目收益高度依赖电力市场价格波动；其三，技术性能如循环寿命、衰减率等直接影响资产现金流持续性（CNESA, 2024）；其四，碳资产与绿色价值逐步具备货币化能力。因此，传统评级体系较为依赖财务指标而有效刻画储能资产信用风险，急需构建一种面向储能行业特征的多维信用评价模型。

基于此，本文基于穆迪 2024 年项目融资与基础设施资产评估方法（Moody's Rating Methodology of Project Finance and Infrastructure Asset CLOs），提出 ESCS（Energy Storage Credit Scoring）模型，即一种面向储能资产的多维信用评价体系，本评价体系的核心思想是将储能信用拆分为财务能力、技术能力、市场能力和环境价值四大维度进行综合考量，以实现从传统的现金流信用转向对储能项目和企业的资产综合信用评价，并且将传统静态评级转向动态风险调整评级。

4.2 ESCS 模型结构和组成

ESCS 模型构建为多维加权结构，其主模型结构如下式：

$$ESCS = \omega_F \cdot F + \omega_T \cdot T + \omega_M \cdot M + \omega_E \cdot E \quad (2)$$

其中，F（Financial）代表财务维度得分，T（Technology）代表技术维度得分，M（Market）代表市场维度得分，E（Environmental）代表环境维度得分，式中 ω 代表每个维度的评分权重，本文采用层次分析法（Analytic Hierarchy Process, AHP）确定，具体判断矩阵构建与一致性检验详见附录 A.1，最终对这些评分维度的权重设定为：

$$(\omega_F, \omega_T, \omega_M, \omega_E) = (0.30, 0.25, 0.25, 0.20) \quad (3)$$

通过传统以财务主导的项目融资评价框架基础上，引入技术、市场与环境维度，实现对资产信用的多维刻画。具体来看，财务维度权重（30%）高于其他三项，体现了金融机构在授信决策中对偿债能力的基础性优先级；技术维度（25%）与市场维度（25%）并重，反映了储能

资产技术性能决定收益上限和资产现金流持续性（CNESA，2024）和市场环境决定收益实现的双重驱动逻辑；环境维度（20%）的引入是本模型相对于传统评级框架的核心创新，以全面考量绿色金融体系对储能项目绿色属性的政策激励。

4.3 ESCS 的各维度指标构建

各维度的具体子指标遴选遵循可量化、可核验、数据可得性强的三大原则。完整的指标定义、数据来源、计算公式及评分标准化步骤详见附录 B。本模型核心指标体系概览如下：

表 4-1 ESCS 模型四维指标体系概览

维度	权重	核心子指标	量化公式
F 财务	0.3	DSCR（债务偿付覆盖率）；IRR（全生命周期）；资产负债率	$F = \alpha_1 \cdot DSCR + \alpha_2 \cdot IRR - \alpha_3 \cdot Leverage \quad (4)$
T 技术	0.25	循环寿命（Cycle Life）；容量保持率 衰减路径；系统效率（RTE）；安全性评级	$T = \beta_1 \cdot Life + \beta_2 \cdot Efficiency - \beta_3 \cdot Degradation \quad (5)$
M 市场	0.25	收益多元化程度；容量电价获取能力；辅助服务市场准入；收益波动率	$M = \gamma_1 \cdot Stability + \gamma_2 \cdot Access - \gamma_3 \cdot Volatility \quad (6)$
E 环境	0.2	CCER 年均核发量（tCO ₂ ）；绿证年均交易收益；ESG 评级溢价	$E = \delta_1 \cdot Carbon + \delta_2 \cdot GreenCert + \delta_3 \cdot ESG \quad (7)$

注：子指标系数 α 、 β 、 γ 、 δ 的估算方法及参数赋值见附录 B.2；所有子指标均经式（8）极差标准化处理后进入加权计算。

由于各部分指标评价量纲不同，本评分体系对 ESCS 四维度指标先进行极差标准化处理后再进行加权计算得到 ESCS 的评价结果，极差标准化处理公式按下述公式计算：

$$X_i^* = \frac{X_i - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \times 100 \tag{8}$$

其中： X_i 为各指标实际评分， X_{min} 为该指标所有结果的最小值， X_{max} 为该指标所有结果的最大值。

4.4 风险调整机制

考虑到储能收益序列的高波动性，在基础评分之上引入收益波动惩罚项，形成风险调整后评分（Risk-adjusted ESCS）：

$$ESCS_{adj} = ESCS - \lambda \cdot \sigma_{revenue} \tag{9}$$

其中 $\sigma_{revenue}$ 为项目收益标准差，这是基于乐观、基准和悲观三情景进行现金流序列估算，

λ 为风险厌恶系数（默认 $\lambda = 0.5$ ）。风险调整机制的引入，使 ESCS 模型能够在"相同基础评分"的两个项目之间区分高波动项目与低波动项目的实际信用质量差异，避免"收益期望相同但方差显著不同"的项目被同等对待。详细的三情景构建方法与 σ_{revenue} 估算步骤见附录 A.3。

4.5 信用评级划分与融资映射机制

综合评分最终映射至六档信用评级，该分级方式借鉴国际评级机构等级划分逻辑，并与预期损失水平相对应（Moody's）形成从评分到评级，融资成本再到融资工具的完整传导链条，如下为信用评分等级、ESCS_{adj}区间、基准利率溢价和使用融资工具的对照分析表。

表 4-2 ESCS 评级区间、融资成本映射与适用融资工具

信用等级	ESCS _{adj} 区间	基准利率溢价	适用融资工具
AAA	≥ 85	0 ~ +30bp	可发行优先级 ABS; REITs 上市; 绿色债券 (AAA 级)
AA	75 ~ 84	+30 ~ +80bp	夹层 ABS; 绿色债券; 项目融资 (标准条款)
A	65 ~ 74	+80 ~ +150bp	需部分增信的银行贷款; 融资租赁; 绿色债券 (A 级)
BBB	55 ~ 64	+150 ~ +250bp	需强增信 (担保/质押) 的银行贷款; 股权+债权混合
BB 及以下	< 55	> +250bp	融资受限; 需结构性重组或引入战略投资者

模型的结构合理性、指标可操作性及评级结果的可验证性，已在附录 C 中通过 100MW/200MWh 电网侧独立储能电站的基准案例进行了完整演示，附录 D 则通过与穆迪、标普及中国绿色金融标准的对比分析，进一步验证了本模型在技术维度量化与环境价值货币化方面的差异化优势。通过我们的实证工作表明，ESCS 模型具备良好的可落地性与推广价值。

当前，我国正处于“十五五”规划加快构建新型电力系统的关键阶段。2025 年“136 号文”取消强制配储、2026 年容量电价机制全面落地，标志着储能行业正加速从政策驱动转向市场驱动。在此背景下，金融体系能否精准识别储能资产信用价值、有效匹配长期资本，已成为支撑储能产业高质量发展的关键环节。而我们 ESCS 模型的提出，正是对这一现实需求的系统性回应。它不仅为金融机构提供了可量化、可比较、可操作的信用评估工具，也为储能项目拓宽融资渠道、降低融资成本、为储能行业的全生命周期投资提供了制度性支撑。在绿色金融与能源转型深度耦合的“十五五”时期，构建以资产信用为核心的储能信用评价体系，已不仅是技术选择，更是政策演进的必然要求。

参考文献

- [1] 国家能源局. (2023). 《绿色电力证书核发和交易规则》. https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-08/26/c_1310785819.htm
- [2] 国家发改委, 国家能源局. (2026). 《关于完善发电侧容量电价机制的通知》. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202601/content_7056676.htm
- [3] 中国人民银行等. (2021). 《绿色债券支持项目目录（2021年版）》. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-04/22/content_5601284.htm
- [4] 生态环境部. (2023). 《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》. https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk02/202310/t20231020_1043694.html
- [5] 天风证券. (2022). 《独立储能商业模式+表前市场需求探讨：政策驱动经济性&需求，看好国内表前市场投资机会》
- [6] 普华有策. (2026). 《储能产业全景展望》
- [7] Saaty, T.L. (1980). The Analytic Hierarchy Process. McGraw-Hill.
- [8] Moody's Investors Service (2023). Project Finance Methodology. <https://www.moodys.com/>
- [9] S&P Global Ratings (2022). Key Credit Factors For The Unregulated Power And Energy Merchant Sector. <https://www.spglobal.com/ratings/>
- [10] 太平洋证券. (2018). 《市场地位确立+商业模式创新，储能有望提前进入爆发期》
- [11] 头豹. (2023). 《2022 年中国储能电池行业概览》
- [12] 自然资源保护协会（NRDC），中关村储能产业技术联盟（CNESA）. (2025). 《分布式储能发展商业模式研究》
- [13] 国家能源局能源节约和科技装备司，电力规划设计总院. (2025). 《中国新型储能发展报告 2025》
- [14] 标普信评. (2026). 《中国储能行业的危与机——以深耕收益与全球布局锚定新增长极》

附录

附录 A. ESCS 模型方法论技术细节

A.1 权重确定：层次分析法（AHP）判断矩阵与一致性检验

ESCS 模型的四维权重（ $\omega_F = 0.3, \omega_T = 0.25, \omega_M = 0.25, \omega_E = 0.20$ ）采用层次分析法（Analytic Hierarchy Process, AHP）进行确定。AHP 由 Saaty（1980）提出，广泛应用于多准则决策权重确定，其方法论规范性已获国际评级领域广泛认可（Saaty, T.L., 1980; Forman & Gass, 2001）。

A.1.1 判断矩阵构建

AHP 判断矩阵基于专家两两比较，采用 1-9 比率标度。本研究的判断矩阵如下：

表 A-1 ESCS 四维指标两两比较判断矩阵

	Fiance	Technology	Market	Environment
F（财务）	1.00	1.20	1.20	1.50
T（技术）	0.83	1.00	1.00	1.25
M（市场）	0.83	1.00	1.00	1.25
E（环境）	0.67	0.80	0.80	1.00

注：矩阵元素 a_{ij} 表示第 i 维度相对第 j 维度的重要性比值。 $a_{ij} > 1$ 表示第 i 维度更重要。满足互反性： $a_{ij} \cdot a_{ji} = 1$ 。

A.1.2 权重向量计算

通过对判断矩阵各列归一化后取行均值，得到权重向量：

$$\omega_i = \frac{(\prod_j a_{ij})^{\frac{1}{n}}}{\sum_k (\prod_j a_{kj})^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{A.1})$$

经计算得： $\omega_F \approx 0.3, \omega_T \approx 0.25, \omega_M \approx 0.25, \omega_E \approx 0.20$ ，与正文设定值一致。

A.1.3 一致性检验

为验证判断矩阵的一致性，计算一致性比率 CR（Consistency Ratio）：

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (\text{A.2})$$

其中： $CI = (\lambda_{\max} - n) / (n - 1)$ ，RI 为随机一致性指数（ $n=4$ 时 $RI=0.90$ ）

经计算： $\lambda_{\max} \approx 4.003$ ， $CI \approx 0.001$ ， $CR \approx 0.001 < 0.10$ ，满足一致性要求，判断矩阵满足一致性要求。

A.2 指标标准化方法

为统一不同量纲的子指标，所有原始指标在进入加权计算前，均经极差标准化（Min-Max Normalization）处理，映射至 $[0, 100]$ 区间：

$$X_i^* = \frac{X_i - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \times 100 \quad (\text{A.3})$$

对于负向指标（即数值越大信用风险越高的指标，如资产负债率 Leverage、容量衰减率 Degradation、电价波动率 Volatility），在标准化前先取反：

$$X_i^*(reverse) = \frac{X_{mac} - X_i}{X_{max} - X_{min}} \times 100 \quad (A.4)$$

极值参数（ X_{max} , X_{min} ）的设定基于行业基准值：对于财务指标，参考标普/穆迪对中国基础设施项目融资的评级标准（S&P Global, 2022；Moody's, 2023）；对于技术指标，参考 IEC 62619（锂离子电池储能安全要求）及 CNESA 行业统计数据；对于环境指标，参考全国碳市场成交数据（生态环境部，2025 年）及绿证交易数据（国家能源局，2025 年）。

A.3 三情景收益波动估算方法（ $\sigma_{revenue}$ 计算框架）

正式式（4-4）中的风险调整项 $\lambda \cdot \sigma_{revenue}$ 需要对储能项目收益进行三情景情景分析，以估算收益序列的标准差。三情景框架如下：

表 A-2 储能项目收益三情景分析框架

情景	市场化程度	年均放电次数	容量电价 (元/W·年)	调频补偿 (元/kWh)	情景 IRR 估算区间
乐观情景 (S+)	现货市场全面开放， 峰谷价差 > 0.7 元/kWh	350 次	0.12 ~ 0.15	0.8 ~ 1.0	8% ~ 12%
基准情景 (S ₀)	容量电价+辅助服务 机制正常运转	280 次	0.08 ~ 0.12	0.5 ~ 0.7	4% ~ 7%
压力情景 (S-)	辅助服务市场受限， 强制配储退出过渡期	200 次	0.05 ~ 0.08	0.3 ~ 0.5	1% ~ 3%

来源：天风证券（2023）；光大证券（2026）；普华有策（2026）；国家能源局（2026 年 1 月容量电价机制通知）；作者设定。

$$\sigma_{revenue} = \sqrt{[\sum i p_i \cdot (R_i - \bar{R})^2]} \quad (A.5)$$

其中： p_i 为各情景概率（设 $p_+ = 0.25$, $p_0 = 0.50$, $p_- = 0.25$ ）， R_i 为对应情景 IRR 中值， $\bar{R}$ 为加权期望后计算的平均 IRR。然而，在实际应用中，三情景概率分配应根据项目所在地区电力市场化成熟度进行调整：全国统一电力市场已形成的地区可提高乐观情景权重；辅助服务市场规则尚不完善的省份应提高压力情景权重。

附录 B 四维指标体系完整评分标准

B.1 财务维度（F）完整指标评分标准

财务维度的综合评分如公式（B），其中各子指标权重设定为 $\alpha_1 = 0.40$, $\alpha_2 = 0.35$, $\alpha_3 = 0.25$ （满足 $\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1.00$ ）。

$$F = \alpha_1 \cdot DSCR + \alpha_2 \cdot IRR - \alpha_3 \cdot Leverage \quad (B.1)$$

表 B-1 财务维度子指标评分标准及数据来源

子指标	定义与计算方式	极差下限 $X_{\min}$	极差上限 $X_{\max}$	数据来源与说明
DSCR（债务偿付覆盖率）	$DSCR = CFADS / \text{年度债务偿还总额（本息）}$ ；CFADS 为可用于偿债现金流	1.0（覆盖不足）	2.0（安全冗余）	项目财务模型测算；参考 S&P Project Finance Methodology (2022)：DSCR < 1.2 为高风险；> 1.5 为较优
IRR（全生命周期内部收益率）	基于全生命周期现金流折现，三情景加权平均 IRR	1%（约无收益）	12%（优质项目）	参考天风证券（2023）测算基准；光大证券（2026）储能 IRR 区间研究
Leverage（资产负债率）	负债总额 / 资产总额；负向指标（越高越差）	30%（低杠杆）	80%（高杠杆）	企业财务报告；参考 Moody's Infrastructure Finance Median Ratios (2023)

注：DSCR 和 IRR 为正向指标，采用式（A-3）标准化；Leverage 为负向指标，采用式（A.4）标准化。

B.2 技术维度（T）完整指标评分标准

技术维度综合评分如公式（B.2）：

$$T = \beta_1 \cdot Life + \beta_2 \cdot Efficiency - \beta_3 \cdot Degradation - \beta_4 \cdot SafetyPenalty \tag{B.2}$$

其中 $\beta_1=0.35$, $\beta_2=0.30$, $\beta_3=0.25$, $\beta_4=0.10$ 。安全惩罚项 SafetyPenalty 基于热失控事故记录进行二元赋值（发生热失控事故记录=-10 分，无记录=0）。

表 B-2 技术维度子指标评分标准及数据来源

子指标	定义与计算方式	极差下限	极差上限	数据来源和行业参照
循环寿命 (Life)	电池在标准工况（25°C, 0.5C 充放电，DoD=80%）下达到额定容量 80%保持率时的循环次数	3,000 次（低端）	15,000 次(LFP 优质电芯)	IEC 62619（2022）；CNESA（2025）年储能电芯性能数据；宁德时代/亿纬锂能技术规格书
容量保持率衰减路径 (Degradation)	第 n 年可用容量保持率；负向指标。以年均衰减率（%/年）表征。	4%/年（衰减快）	1%/年（优质 LFP）	GB/T 36276—2023（电力储能用锂离子电池）；行业实测数据：LFP 1.5—2.5%/年为典型区间
系统往返效率 (Efficiency)	放电能量 / 充电能量 ×100%；包含变流器损耗，系统级效率	80%（低端）	93%（优质系统）	IEC 62933-2（电力储能系统性能要求）；阳光电源/海博思创系统规格书（2025）
安全性 (Safety)	热管理能力评级 + 热失控事故记录；综合定性-定量评分	0 分（有重大安全记录）	100 分（无事故）	GB/T 42288—2023（电化学储能电站安全规程）；生态环境部储能安全事故数据库

注：文中未考虑安全性的波动影响，安全性的波动项视行业格局的发展决定，容量衰减路径对全生命周期 IRR 的影响估算：年均衰减率每增加 1 个百分点，20 年期 IRR 下降约 0.4—0.6 个百分点（基于 100MW/200MWh 项目测算，光大证券，2026）。

B.3 市场维度（M）完整指标评分标准

市场维度综合评分可见公式（B.3）：

M = \gamma_1 \cdot Stability + \gamma_2 \cdot Access - \gamma_3 \cdot Volatility (B.3)

其中\gamma_1=0.35, \gamma_2=0.40, \gamma_3=0.25。市场准入能力（Access）的权重最高，因其决定了项目能否实际参与并获得多元收益路径，是收益可实现性的前提条件。

表 B-3 市场维度子指标评分标准及数据来源

子指标	定义	极差下限	极差上限	评分逻辑与数据来源
收益稳定性 (Stability)	过去 3 年（或预测期） 收益序列的变异系数 （CV = \sigma/\mu）；负向 指标	CV = 0.8 （高波动）	CV = 0.1 （稳定）	基于三情景收益测算框架（见附录 A.3）估算；容量电价已锁定项目可 获额外稳定性加分
市场准入能 力(Access)	综合评分：已获独立 储能电站资质(+30)； 已签容量电价协议 (+30)；已进入辅助服 务市场(+25)；已接入 现货市场(+15)	0 分 （无准入）	100 分 （全具备）	国家能源局独立储能电站并网调度 数据；各省电力交易中心辅助服务市 场注册情况
电价波动率 (Volatility)	所在地区现货市场月 度均价标准差/年度 均价；负向指标	30% （极高波动）	5% （稳定地区）	各省电力交易中心现货市场价格公 告（2024—2025 年）；中电联电价统 计报告（2025）

注：对于尚未进入现货市场的省份，Volatility 指标以该省峰谷价差的年际变动率替代计算。

B.4 环境维度（E）完整指标评分标准（核心创新维度）

环境维度综合评分可见公式（B.4）：

E = \delta_1 \cdot Carbon + \delta_2 \cdot GreenCert + \delta_3 \cdot ESG (B.4)

其中\delta_1=0.40, \delta_2=0.35, \delta_3=0.25。碳减排指标权重最高，因其货币化路径最为清晰（CCER 于 2023 年重启，自愿减排市场机制已基本建立），且对项目综合收益的潜在贡献最大。

对储能项目碳减排量（CCER 年均核发量）的估算方法如公式（B.5）：

\Delta CO_2 = E_{discharge} \times (EF_{grid} - EF_{storage}) \times (1 - \eta_{loss}) (B.5)

其中E_{discharge}为年放电量（MWh），EF_{grid}为区域电网排放因子（kgCO_2/kWh），EF_{storage}\approx 0（储能本身不排放），\eta_{loss}为系统损耗率。

若以 100MW/200MWh 储能电站为例（所在地区电网排放因子 0.59 kgCO_2/kWh，年放电量约 73,000 MWh，系统往返效率 90%）：估算年均 CO_2减排量约 73,000\times 0.59\times 0.90\approx 38,727 tCO_2。按 CCER 成交均价 70 元/tCO_2计算，年均碳收益约 271 万元，20 年期累计碳资产价值约 5,420 万元。此数据对全生命周期 IRR 的贡献约+0.5 至+1.0 个百分点，不可忽略。

表 B-4 环境维度子指标评分标准及数据来源

子指标	定义与货币化方式	极差下限	极差上限	数据来源
碳减排价值 (Carbon)	年均 CCER 核发量 (tCO ₂ /年) × 碳市 场成交价 (元/tCO ₂)； 以项目年均碳收益 (万元) 计入	0 万元/年 (未完成 CCER 备 案)	500 万元/年 (大型项目 +高碳价)	生态环境部全国碳市场成交数据 (2025)：均价约 60—80 元/tCO ₂ ； CCER 备案方法学 (CM-096：可再生 能源并网发电项目)
绿证收益 (GreenCert)	年均绿证核发量 (张) × 绿证交易价 (元/张)；以年均 绿证收益 (万元) 计 入	0 万元/年 (未申请绿 证)	200 万元/年 (满额核发 +市场化交 易)	国家能源局绿色电力证书注册登记系 统数据 (2025)；绿证市场化交易平 均价约 20—80 元/MWh
ESG 评级溢价 (ESG)	项目主体或资产包 获得的 ESG 评级(参 考 MSCI、Wind ESG 评分体系)对融资成 本的降幅 (bp)	0 bp (无 ESG 认证)	50 bp (MSCI AA 级以上)	MSCI ESG Ratings (2025)；Bloomberg 绿色溢价数据；Wind ESG 数据库

来源：生态环境部（2025 年全国碳市场年度报告）；国家能源局（绿证核发管理办法，2023）；MSCI ESG Research（2025）；CNESA（2025）；作者整理。

附录 C 基准案例应用：100MW/200MWh 电网侧独立储能电站

为说明 ESCS 模型的实际评分流程，本附录以一个典型的 100MW/200MWh 电网侧独立储能电站（LFP 磷酸铁锂技术路线，运营地区为广东省）为基准案例，演示完整评分步骤。所有项目参数均基于行业典型值设定，非特定真实项目。

C.1 基准案例项目参数

表 C-1 基准案例项目基本参数设定

参数类别	参数项	基准案例取值	参数来源依据
项目规模	装机功率/储能容量	100MW/200MWh（4h 储能）	行业典型规模；参考阳光电源青海 270MW/1080MWh 项目作为上限参照
技术规格	电池类型/循环寿命/年衰减率/系统效率	LFP/10,000 次/2%/年/90%	GB/T 36276—2023；CNESA 2025 年储能技术路线数据
财务参数	CAPEX/贷款比例/贷款利率/贷款期限	3.0 亿元/70%/4.5%/15 年	2026 标普研报；行业典型项目融资结构
市场参数	峰谷价差（广东）/年放电次数/调频补偿	0.79 元/kWh/280 次/年/0.65/kWh	南方能源监管局 2025 年辅助服务市场数据；天风证券（2023）

参数类别	参数项	基准案例取值	参数来源依据
环境参数	电网排放因子/CCER	0.59 kgCO ₂ /kWh/70 元/tCO ₂ /30 元	生态环境部（2025）；国家能源
	成交价/绿证价格	/MWh	局绿证市场数据

C.2 评分计算过程

表 C-2 基准案例 ESCS 各维度评分计算结果

维度	权重	子指标原始值	标准化得分（0—100）	维度得分（加权后）
F（财务）	30%	DSCR=1.42; IRR（基准情景）=5.8%； Leverage=65%	DSCR=84; IRR=65; Leverage=37 F=0.40×84+0.35×65-0.25×37 = 65.4	F _(weighted) = 65.4 × 0.30 = 19.6
T（技术）	25%	循环寿命=10,000次；衰减率=2%/年；效率=90%；无安全事故	Life=70; Degradation=67; Efficiency=77; Safety=100 T=0.35×70+0.30×77-0.25×33+0.10×100 = 72.4	T _(weighted) = 72.4 × 0.25 = 18.1
M（市场）	25%	收益 CV=0.28；市场准入=70 分（已获资质+容量电价+辅助服务）；价格波动率=12%	Stability=65; Access=70; Volatility=72 M=0.35×65+0.40×70-0.25×28 = 73.75	M _(weighted) = 73.75 × 0.25 = 18.4
E（环境）	20%	年均碳收益=271 万元；年均绿证收益=44 万元；ESG 评级：A 级（约 20bp 溢价）	Carbon=54; GreenCert=22; ESG=40 E=0.40×54+0.35×22+0.25×40 = 39.3	E _(weighted) = 39.3 × 0.20 = 7.9

基础 ESCS = 19.6 + 18.1 + 18.4 + 7.9 = 64.0

收益标准差估算：

$$\sigma_{revenue} = \sqrt{[0.25 \times (10\% - 5.8\%)^2 + 0.50 \times (5.8\% - 5.8\%)^2 + 0.25 \times (2\% - 5.8\%)^2]} \approx 2.97\%$$

风险调整项： $\lambda \cdot \sigma_{revenue} = 0.5 \times 2.97 = 1.49$ （取整为 1.5 分）

所以，调整后的此电网侧项目的 ESCS 评分为：

$$ESCS_{adj} = 64.0 - 1.5 = 62.5 \quad (C.1)$$

即，该储能项目的最终评分为 62.5 分，对应 BBB 级的信用评级，考虑到该基准项目在当前广东市场条件下（容量电价+辅助服务+峰谷套利）， $ESCS_{adj} = 62.5$ ，处于 BBB 等级下沿，对应融资溢价约+150 至+250bp。对于该储能项目的主要制约因素为：（1）资产负债率偏高（65%），拉低 F 维度得分；（2）环境价值维度（E=7.9）得分偏低，主因 CCER 尚未完成备案（Carbon = 54）。若完成 CCER 备案并实现市场化交易，E 维度可提升约 10—15 分， $ESCS_{adj}$ 可升至 65—68，对应等级从 BBB 升至 A，融资溢价下降约 100bp。这一敏感性分析直接说明环境价值维度在信用评估中的财务杠杆效应。

附录 D 国际信用评级框架比较

为进一步论证 ESCS 模型的必要性与创新价值，本附录对主要国际评级机构在储能/可再生能源资产评估领域的方法论框架进行比较，以明确 ESCS 的差异化定位。

表 D-1 国际主要评级框架与 ESCS 在储能资产评估上的方法论对比

评估框架	核心方法论	技术维度覆盖	环境价值处理	对储能资产的适配性
Moody's 项目融资方法论（2023）	PD-LGD-EL 三层框架；DSCR 为核心评估指标；定性+定量混合	定性描述为主；无量化技术衰减模型	未系统纳入；ESG 因素仅作定性调整	中等偏低。适合稳定现金流项目；对储能多元收益和技术衰减缺乏系统处理（Moody's, 2023）
S&P 基础设施金融标准（2022）	以 DSCR 为核心财务指标；结合运营风险、市场风险分析；较为全面	包含运营性能评估；但未建立技术衰减量化模型	通过 ESG 披露要求触发定性调整；无货币化框架	中等。S&P 在新能源项目中已引入运营风险权重，但技术衰减和环境价值货币化仍不足（S&P Global, 2022）
中国绿色金融标准（2022 年版）	以绿色项目认定为核心；侧重环境效益评估；融资产品认证导向	不涉及技术性指标	系统性覆盖碳减排、绿电认证；但未量化为信用评分	偏低（信用评估覆盖不足）；与 ESCS 的 E 维度高度互补（人民银行，2022；中国人民银行等，2021）
ESCS 模型（本研究）	多维加权线性评分；AHP 权重确定；三情景风险调整	系统性量化：循环寿命、衰减率、系统效率均有明确评分标准	货币化计入：CCER、绿证收益作为可量化评分指标	高适配。专为储能资产特征设计；填补了国际框架在技术维度和环境货币化维度的双重空白

资料来源：Moody's Investors Service, "Project Finance Methodology", Nov 2023；S&P Global Ratings, "Key Credit Factors For The Unregulated Power And Energy Merchant Sector", Feb 2022；中国人民银行等《绿色债券支持项目目录（2021 年版）》；人民银行（2022 年绿色金融标准体系建设进展报告）；作者整理。

参考文献

- [1] SAATY T L. The Analytic Hierarchy Process[M]. New York: McGraw-Hill, 1980.
- [2] Moody's Investors Service. Project Finance Methodology[EB/OL]. (2023) [2026-03-25]. <https://www.moody.com/>.
- [3] S&P Global Ratings. Key Credit Factors For The Unregulated Power And Energy Merchant Sector[EB/OL]. (2022) [2026-03-25]. <https://www.spglobal.com/ratings/>.
- [4] 生态环境部. 温室气体自愿减排交易管理办法（试行）[EB/OL]. (2023) [2026-03-25]. <https://www.mee.gov.cn/>.
- [5] 国家能源局. 绿色电力证书核发和交易规则：国能发新能规〔2023〕19 号[S/OL]. (2023) [2026-03-25]. <https://www.nea.gov.cn/>.
- [6] 国家发展和改革委员会，国家能源局. 关于完善发电侧容量电价机制的通知[EB/OL]. (2026-01) [2026-03-25]. <https://www.ndrc.gov.cn/>.
- [7] 中国人民银行，国家发展和改革委员会，中国证券监督管理委员会. 绿色债券支持项目目录（2021 年版）[S]. 北京：中国金融出版社，2021.
- [8] 普华有策. 2026-2030 年中国绿电交易市场调查与投资前景预测报告[R]. 北京：普华有策信息咨询有限公司，2026.