

市场化电力与燃气行业风险报告

GlobalCheck 全球行业结构性风险评级 (GISR)

报告版本: 2026.1

专业机构版

目录

第 1 章 执行摘要.....	6
第 2 章 行业定义、边界与适用范围.....	7
2.1 行业操作性定义.....	7
2.2 包含的业务.....	7
2.3 明确排除的业务.....	8
2.4 相邻行业和代码归类冲突.....	9
2.5 电力与燃气共用一份报告的合理性.....	9
第 3 章 GlobalCheck 全球行业结构性风险等级.....	10
3.1 GISR 总体结果.....	10
3.2 六个评价维度.....	11
3.2.1 行业周期性：较高风险.....	11
3.2.2 竞争结构与进入壁垒：较高风险.....	11
3.2.3 盈利能力与现金流稳定性：高风险.....	11
3.2.4 技术、产品或商业模式替代风险：中高风险.....	12
3.2.5 中长期增长稳定性：中高风险.....	12
3.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击暴露：高风险.....	12
3.3 结构性风险与当前景气度的区别.....	13
3.4 核心风险、缓释因素与未来触发条件.....	13
第 4 章 行业结构、价值链与商业模式.....	13
4.1 产业链结构.....	13
4.2 核心产品与服务体系.....	14
4.3 主要商业模式.....	15
4.4 行业参与者类型.....	16
第 5 章 全球市场规模、需求与供给结构.....	16
5.1 市场规模与历史变化.....	16
5.2 需求驱动因素.....	19
5.3 供给、产能与利用率.....	19

5.4 定价机制	20
第 6 章 竞争格局与行业集中度	23
6.1 行业集中度	23
6.2 进入壁垒	24
6.3 竞争方式	24
6.4 行业整合与退出	24
第 7 章 行业经济性、盈利与现金流特征	25
7.1 收入模式与稳定性	25
7.2 成本结构	25
7.3 利润率和盈利波动	27
7.4 营运资金与现金转换	28
7.5 资本密集度与自由现金流	29
7.6 杠杆和融资特征	29
第 8 章 周期性、历史压力期与风险传导	30
8.1 行业周期来源	30
8.2 关键历史压力期	31
8.3 历史峰谷表现	32
8.4 风险传导机制	33
8.5 缓冲机制	33
第 9 章 技术、监管、政策与替代风险	33
9.1 技术变化	33
9.2 产品或商业模式替代	34
9.3 监管和政策	34
9.4 合规成本及监管不确定性	35
第 10 章 供应链、贸易与地缘风险	36
10.1 关键投入	36
10.2 供应集中度	36
10.3 下游和客户集中	37

10.4 国际贸易	37
10.5 供应链韧性.....	38
第 11 章 全球区域差异	38
11.1 北美	39
11.2 欧洲	39
11.3 中国	40
11.4 日本和韩国.....	40
11.5 其他亚洲及东盟	40
11.6 中东	40
11.7 拉丁美洲	41
11.8 非洲	41
11.9 大洋洲.....	41
第 12 章 当前行业状态与未来 12—24 个月展望	41
12.1 当前行业状态	41
12.2 未来 12—24 个月展望.....	42
第 13 章 情景分析、监测指标与 GISR 变化条件	43
13.1 情景分析	43
13.2 关键监测指标	44
13.3 GISR 变化触发条件	45
第 14 章 方法论、局限及使用说明.....	45
14.1 GISR 的评价对象与含义	45
14.2 数据口径与主要局限	46
14.3 企业行业映射和使用边界	46
第 15 章 参考资料.....	46
一、内部方法论与研究底稿.....	46
二、国际组织与官方统计	46
三、政府、监管机构与市场运营机构	47
四、公司法定及正式披露	49

五、学术及专业研究 50

第 1 章 执行摘要

行业范围。本报告覆盖不依赖保护性核准费率、成本加成回收或确定性监管资产回报的发电、储能、电力与天然气批发交易、能源营销及竞争性终端供应活动。企业通过现货、远期、购电协议（PPA）、差价合约（CfD）、容量和辅助服务等安排取得收入，并承担价格、数量、形状、燃料、基差、履约、信用及抵押品风险（[4]、[5]）。

GISR 结论。GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（Global Industry Structural Risk Level，GISR）维持为 4 级，即较高结构性风险。基础性能源需求和较高资产壁垒提供一定支撑，但主要企业不享有受监管成本自动回收，利润、现金流和资产价值对市场设计、燃料成本、合同覆盖、技术结构、极端天气和流动性条件高度敏感。

最重要的结构性风险	主要缓释因素
● 现货价格、燃料价差、基差和负价格使盈利变化显著大于物理需求变化。 ● 固定价格销售与浮动采购之间的数量、时点和负荷形状错配可快速消耗流动性。 ● 高资本投入、并网排队、建设延期及融资成本上升可能削弱项目回报。 ● 新能源、储能和分布式资源改变捕获价格、容量价值和传统资产利用率。 ● 价格上限、容量机制、消费者保护和紧急市场干预可重塑收入及现金流。 ● 燃料、关键设备、网络拥塞和极端天气可能形成供应链及系统性冲击。	● 长期 PPA、CfD、容量合同和信用质量较高的承购方可提高收入可预测性。 ● 低边际成本或高灵活性资产可改善调度位置和稀缺时段收益。 ● 发电—交易—零售组合可形成自然对冲，但仍须匹配地点、时段和负荷形状。 ● 地域、技术、燃料和客户多元化可降低单一市场或资产事件影响。 ● 充足保证金、可用流动性、限额管理和分散债务到期可缓冲尾部波动。

截至 2026 年 7 月 27 日的行业状态。IEA 预计 2026 年和 2027 年全球电力需求分别增长 3.6%和 3.8%，高于 2025 年的 3.0%；2027 年全球用电量预计达到 30,700 TWh（[1]）。与此同时，2026 年天然气市场受到中东供应和 LNG 航运冲击，欧洲 TTF 和亚洲 JKM 第二季度平均价格分别接近 16.0 美元 / MBtu 和 17.5 美元 / MBtu，显示需求增长并未消除燃料及采购成本尾部波动（[2]）。

未来 12—24 个月基准展望。电力需求和新能源投资预计继续增长，电网、灵活性和容量价值上升，但天然气价格、融资成本、并网交付和政策实施将造成显著地区分化。上行触发因素包括需求持续超预期、容量短缺和长期合同重新定价；下行触发因素包括燃料供应再度中断、宏观需求放缓、项目成本和利率上升、捕获价格下降、供应商流动性压力及追溯性政策干预。

使用范围。GISR 是行业结构性风险评价，不是单个企业信用评级、违约概率、国家风险评分或投资建议。本报告不以单一全球收入值衡量行业规模，因为能源可被多次交易，企业收入还受到总额法、净额法、燃料转售和价格水平影响。企业最终适用 IR-007 取决于主营业务、收入机制和风险承担，不能仅凭 SIC、NAICS、NACE 或 ISIC 代码判断。

第 2 章 行业定义、边界与适用范围

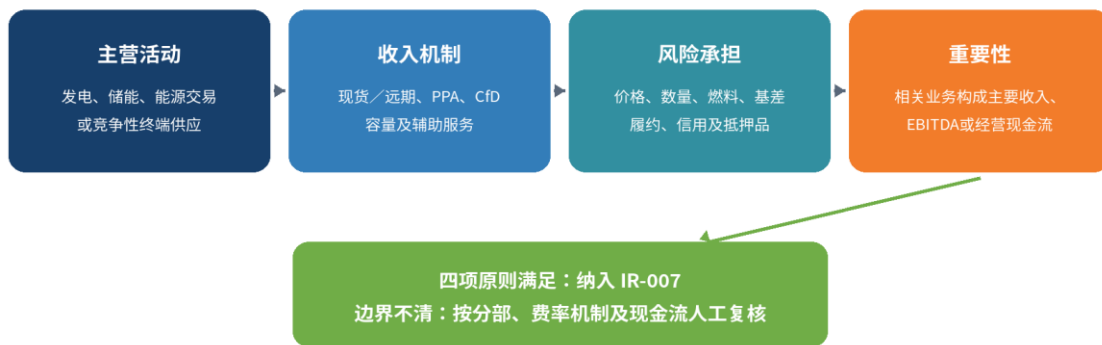
2.1 行业操作性定义

本报告所称“市场化电力与燃气行业”，是指企业利用自有或合同控制的发电、储能、客户负荷、燃料采购和能源交易组合，通过双边合同、现货或远期市场、容量市场、辅助服务市场、市场运营机构或直接终端供应，生产、购买、优化、销售或转售电力和 / 或天然气，并实质承担价格、数量、形状、燃料、基差、履约、信用及抵押品风险的经营活动（[4]、[5]）。

“非受监管”并不意味着经营活动不存在监管。企业仍受到发电许可、批发市场规则、消费者保护、市场操纵、交易报告、排放、安全、可靠性和资本充足要求的约束。报告边界的决定性标准是：主要现金流不由保护性核准费率、成本加成机制或确定性监管资产回报保证。固定上网电价、长期购电协议（PPA）、差价合约（CfD）或容量支付可以降低市场价格暴露，但不会自动将项目转化为受监管公用事业。

GlobalCheck 在企业映射时应采用“主营业务—收入机制—风险承担—重要性”四层判断，而不能仅根据工商登记代码或企业名称。相关业务原则上应占合并收入、EBITDA、经营现金流或经营资产的 50% 以上；指标不一致时，优先观察 EBITDA 和经营现金流，因为交易业务收入可能受到总额法、净额法和能源价格水平的显著扭曲。

市场化电力与燃气企业适用性判定流程



注：行业代码仅用于候选筛选，不能替代主营业务、收入机制和实际风险承担判断。

图 1 市场化电力与燃气企业适用性判定流程

来源：ApexInsight IR-007 R1 研究准备底稿（[4]）；FERC《Energy Primer》（[5]）；ApexInsight 整理。

核心结论：行业代码只能形成候选池。收入机制和实际风险承担是区分市场化能源企业与受监管公用事业、能源中游及纯服务企业的核心。

2.2 包含的业务

表 1 纳入的核心业务、资产及商业模式

纳入业务	主要产品 / 资产 / 服务	商业模式与适用说明
独立及商户发电	火电、水电、核电、风电、光伏、生物质、地热等运营资产；收入暴露于现货、日前、实时、容量或辅助服务价格	资产持有运营型；底层画像为非受监管电力与燃气
合同化新能源发电	PPA、CfD、固定价格或上网电价支持的风光	项目资产型；合同降低价格波动，但保留承购

纳入业务	主要产品 / 资产 / 服务	商业模式与适用说明
	及其他新能源资产	方、基差、限电、期限和重定价风险
灵活发电与储能	燃气峰荷 / 中间负荷机组、电池储能、抽水蓄能及混合项目	能量套利、容量和辅助服务叠加；依赖调度位置和市场规则
电力批发与组合优化	现货、远期、跨区、结构化电力合同及燃料—电力组合优化	交易 / 营销型；实质承担商品、履约、信用和抵押品风险
天然气采购、营销和转售	枢纽采购、管输容量安排、批发转售和竞争性终端供应	商品采购与零售型；不包括天然气生产和收费型长输管道
竞争性电力与燃气零售	面向居民、商业、工业、数据中心或公共机构的终端供应	客户组合型；承担采购成本、负荷形状、坏账、客户流失和价格传导风险
发电—交易—零售一体化	将发电资产、燃料、交易能力和终端负荷纳入同一组合	垂直一体化；可形成自然对冲，但增加运营和头寸管理复杂度
虚拟电厂、需求响应和聚合	聚合分布式发电、储能和可调负荷参与能量、容量或辅助服务市场	平台与履约混合型；仅在以自身名义承担履约和市场风险时纳入

来源：ApexInsight IR-007 研究准备底稿（[4]）；ApexInsight 整理。

绿证、可再生能源证书、碳配额及环境属性管理仅在其作为实体能源业务的附属收入或合同组成部分时纳入。纯证书交易平台、碳交易所和不承担实体能源履约的金融交易不属于本报告。电动汽车充电网络、区域供热和聚合平台亦须按收入来源和风险承担逐案判断。

2.3 明确排除的业务

表 2 明确排除的业务及建议行业映射

排除项	风险属性差异	建议映射
受监管输电、配电及城市燃气管网	主要收入来自核准费率、成本加成或监管资产基础	IR-006 受监管公用事业行业风险报告
油气勘探、开发和生产	承担储量、钻探、产量和上游商品价格风险	IR-003 油气勘探与生产行业风险报告
天然气处理、长输管道、储气和 LNG 接收站	以吞吐、容量预订或收费型基础设施为主	IR-005 能源中游、炼油与燃料营销行业风险报告
炼油、成品油营销及加油站	利润来源为炼化价差、库存和燃料零售	IR-005 能源中游、炼油与燃料营销行业风险报告
发电设备、风机、组件、电池和电气设备制造	设备订单、制造成本和技术迭代风险	适用资本品、科技硬件或相应制造业报告
电站 EPC、安装和专业运维承包	项目执行、工程回款和服务合同风险	适用工程建筑或商业服务报告
纯项目开发商	尚无运营资产或长期运营权益，主要依赖开发溢价和资产出售	适用工程 / 项目开发类报告；运营资产投产后重新判断
纯能源软件、计费或交易系统供应商	订阅、许可和技术服务收入，不承担能源头寸	适用软件与技术服务报告
不承担商品风险的经纪、比较平台和介绍代理	仅收取撮合或渠道佣金	适用商业服务 / 数字平台报告
公共财政、非营利市政主体和纯控股平台	收入和偿付来源由财政、公共职能或控股结构	按公共部门、金融控股或主体实际业务另行映

排除项	风险属性差异	建议映射
	决定	射

来源：ApexInsight IR-007 研究准备底稿（[4]）；ApexInsight 整理。

2.4 相邻行业和代码归类冲突

SIC、NAICS、NACE 和 ISIC 的统计目的主要是归类经济活动，而非识别费率机制和风险承担。SIC 4911 将发电、输电和配电集中在“Electric Services”；NAICS 221122 同时覆盖电力配电、经纪和代理；NAICS 221210 将天然气分销、营销商、经纪和终端输配纳入同一类别；ISIC Rev.4 的 3510 和 3520 同样混合生产、输配、销售和经纪。因此，代码整段映射会同时产生“把受监管网络错纳入”和“把市场化分部遗漏”两类错误（[6]、[7]、[8]）。

表 3 主要行业分类代码冲突及 GlobalCheck 处理规则

分类代码	典型冲突	GlobalCheck 处理规则
SIC 4911	发电、输电和配电混合	候选筛选后必须穿透受监管资产及分部现金流
SIC 4923 / 4924 / 4931	燃气输配、销售和综合公用事业混合	不得整码纳入；识别管网费率、营销和发电分部
NAICS 22111	按技术划分发电	核心候选代码，但可能包含受监管一体化公用事业的发电分部
NAICS 221121 / 221122	输电控制、配电、经纪及代理	221121 原则排除；221122 按是否拥有网络、是否承担商品风险判断
NAICS 221210	天然气分销、营销商和经纪	按管网资产、主事人 / 代理人和终端供应风险拆分
NACE 35.11 / 35.14	电力生产 / 电力贸易	35.11 按收入机制；35.14 按是否承担头寸与履约风险
NACE 35.21—35.23	燃气制造、分销和贸易	35.23 优先作为候选；其他代码按收费网络与市场化销售拆分
ISIC Rev.4 3510 / 3520	覆盖电力和燃气的多环节活动	仅作初筛；不得直接决定报告适用性

来源：U.S. Census Bureau、Eurostat 及联合国统计司分类标准（[6]–[8]）；ApexInsight 整理。

工商登记代码还可能滞后于企业转型。例如传统综合公用事业剥离网络后可能成为市场化发电与零售平台；新能源开发商投产后从项目开发转为资产运营；能源零售商也可能通过并购发电和储能形成一体化组合。GlobalCheck 应以最新年度报告的分部信息、经营资产和现金流为主，以代码为辅。

2.5 电力与燃气共用一份报告的合理性

本报告不是把两个独立 GISR 行业机械合并，而是承接 R1 冻结的“非受监管电力与燃气”底层风险画像。两类业务共享市场化收入机制、商品和数量风险、远期套保、保证金、信用额度、交易对手管理以及紧急监管干预等核心驱动。天然气又通过边际发电成本、清洁火花价差和 LNG 竞争直接传导至电力价格。大型参与者通常同时经营发电、燃气采购、批发优化和终端零售，单独分析容易遗漏组合对冲和跨商品流动性风险。

报告同时保留子行业差异：市场化发电的核心变量是资产成本位置、可用率、调度、燃料和捕获价格；竞争性零售更依赖采购与负荷匹配、客户流失和坏账；天然气营销还受到储气、管输能力和 LNG 航运影响；合同化新能源则受到承购方、基差、限电和合同到期风险影响。后续章节均按商业模式和市场制度分层，不以行业平均结论替代企业或子行业判断。

第 3 章 GlobalCheck 全球行业结构性风险等级

3.1 GISR 总体结果

GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（Global Industry Structural Risk Level, GISR）：IR-007 冻结为 4 级，即“较高结构性风险”。该结果反映市场化电力与燃气行业长期面临较强的价格、利润、资本回报、市场规则和外部冲击风险；并不否认电力需求具有基础性、部分合同现金流较稳定，也不代表所有企业均为高信用风险。

GISR 4 的核心含义是：行业拥有不可替代的基础需求和较高资产门槛，但企业并不能依靠受监管费率自动回收成本。利润和现金流取决于市场价格、燃料和碳成本、负荷与出力形状、机组可用率、合同覆盖、区域拥塞、交易对手和风险管理。需求只需小幅偏离预期，或燃料供应、天气和市场规则同时变化，便可能通过价差、保证金和融资渠道形成远高于销量变化的现金流冲击（[4]、[5]）。

截至 2026 年 7 月，当前景气信号呈现“需求增长较强、结构风险不降”的组合。IEA 预计全球电力需求在 2026 年和 2027 年分别增长 3.6%和 3.8%，高于 2025 年的 3.0%；但 2026 年天然气供应冲击推高欧洲和亚洲价格，并促使部分市场从气转煤，说明增长并未消除燃料和价格尾部风险（[1]、[2]）。

GISR六个评价维度的风险方向



GISR 4（较高结构性风险）：需求具有基础性，但盈利、现金流和资产价值对市场机制及外部冲击高度敏感。

图 2 GISR 六个评价维度的风险方向

来源：ApexInsight IR-007 R1 冻结底稿（[4]）；IEA、ACER、FERC 及监管资料综合（[9]、[1]、[2]、[10]–[15]、[5]、[16]–[18]）；ApexInsight 整理。

核心结论：行业需求防御性主要缓释销量下行，但盈利与现金流、监管及外部冲击维度仍是 GISR 4 的主要支撑。

3.2 六个评价维度

3.2.1 行业周期性：较高风险

电力与居民燃气需求本身通常弱于工业品和可选消费的宏观周期，但市场化能源企业的盈利周期明显强于物理需求周期。原因是批发电价由边际资源、天气、燃料和碳成本、机组可用率以及区域网络约束决定；零售商则面临固定价销售与浮动采购、负荷形状和客户流失的错配。IEA 数据显示，全球电力需求 2024 年增长 4.4%，2025 年放缓至 3.0%，并预计 2026 年回升至 3.6%；需求波动相对有限，却可与区域批发价格和发电利润的剧烈变化同时发生 ([9]、[1])。

历史压力期显示，周期风险往往由宏观、天气、燃料和市场设计共同触发。2000—2001 年美国西部危机中，供给下降、干旱、基础设施不足、市场设计缺陷及操纵行为叠加，导致价格飙升、公用事业财务困境及 PG&E 破产；FERC 此后形成约 63 亿美元相关和解 ([17])。2021 年冬季风暴 Uri 则通过极端寒冷、发电停机和天然气供应失效同时冲击市场。2021—2023 年欧洲能源危机进一步证明，电力销量无需大幅下降，固定价零售合同、燃料价格和抵押品要求即可造成供应商退出。

反证与缓释因素包括长期 PPA、CfD、容量合同、地域和技术分散、零售负荷与发电资产的自然对冲，以及充足的流动性和套保纪律。数据局限在于全球市场化行业形成时间较短，各国市场制度和会计口径不同，无法用统一的“衰退期行业收入下降率”衡量周期性；本报告因此采用需求、价格、价差、利润、退出和流动性事件的多证据链。

3.2.2 竞争结构与进入壁垒：较高风险

竞争风险在不同环节呈明显分化。建设和运营大型发电资产需要资本、土地、许可、并网、燃料、技术和长期融资，形成较高进入壁垒；竞争性零售、能源营销和经纪的初始资产壁垒相对较低，但规模化经营需要信用额度、风险系统、采购能力、数据、品牌和合规基础。低进入壁垒并不等于可持续盈利，反而可能在价格冲击下暴露薄资本和套保不足。

市场设计决定竞争结果。能量市场、容量机制、价格上限、节点或区域定价、互联能力、稀缺定价以及市场监管共同影响企业获得的价格。ACER 对 2025 年欧盟市场的监测显示，可再生能源已占发电量 50%，日内批发价格摆幅约为 2020 年的五倍；低成本太阳能降低日间价格，同时扩大晚间和高峰价格差，令灵活性、储能和跨区互联价值上升 ([13])。

零售市场可出现“参与者数量下降但集中度仍高”的格局。Ofgem 报告显示，六家大型公司占英国国内零售市场 91%，而截至 2025 年 9 月活跃国内燃气和电力供应商为 17 家 ([14]、[15])。这意味着牌照和客户获取允许进入，但采购、资本和风险管理能力决定企业能否在压力期存续。全球集中度无法用少数上市公司收入推算，必须按区域、产品和结算市场分析。

缓释因素包括本地资源稀缺、长期合同、低成本和灵活资产、规模采购、客户服务能力以及发电—零售一体化。数据局限主要来自双边交易、企业集团内部交易和 OTC 市场透明度不足，且 HHI 和市场份额通常只在单一市场或单一产品层面有意义。

3.2.3 盈利能力与现金流稳定性：高风险

盈利和现金流是 GISR 4 最重要的支撑。商户发电利润取决于实现电价与燃料、碳、运行维护和停机成本之间的价差；零售利润取决于客户价格与采购、网络、政策费用、坏账和服务成本之间的差额；交易和优化利润还受到基差、波动率、头寸限额和会计净额影响。市场价格上升既可能提高发电利润，也可能因保证金追加、燃料采购和固定价零售头寸造成即时流动性消耗。

2026 年天然气市场提供了清晰的当期例证。IEA 估计，2026 年第二季度欧洲 TTF 和亚洲 JKM 平均价格分别接近 16 和 17.5 美元 / MBtu，同比上涨 32% 和 45%；海湾地区 LNG 装载量在 3—6 月同比减少 35 bcm，非海湾供应增加约 27 bcm，抵消约四分之三的缺口，但全球 LNG 产量仍减少约 8 bcm ([2])。对燃气发电和零售企业而言，价格水平、区域价差、运费和保证金可同步变化。

一体化和合同化能够降低但不能消除风险。RWE 2025 年发电组合涵盖新能源、燃气、煤炭及储能，其调整后 EBITDA 较 2024 年下降，官方解释包括电力销售利润下降和交易表现不及上年；与此同时，新投产风光和电池提供增量贡献 ([19])。该案例说明组合多元化改善韧性，但年度利润仍受到市场价差和交易表现影响，且不能代表全行业平均。

缓释因素包括高比例长期合同、优质承购方、发电和零售负荷匹配、资产多元化、严格套保、充足未使用授信及较低杠杆。数据局限是企业对套保量、合同价格、保证金和交易 VaR 的披露不一致，且收入总额法与净额法会显著影响表面利润率。

3.2.4 技术、产品或商业模式替代风险：中高风险

电力产品本身难以被替代，且终端电气化扩大长期需求；替代风险主要发生在发电技术、资产价值和商业模式之间。太阳能和风电的低边际成本改变调度顺序，储能、需求响应和跨区互联改变高峰收入池，分布式资源和动态定价改变零售商与客户的关系。高排放、低灵活性和高固定成本资产可能面临利用小时下降、碳成本上升或提前退役。

IRENA 数据显示，2025 年全球可再生能源装机达到 5,149 GW，全年增加 692 GW；太阳能和风电装机分别达到 2,392 GW 和 1,291 GW ([11])。同年新投产项目的全球加权平均 LCOE 约为陆上风电 33 美元 / MWh、太阳能光伏 44 美元 / MWh、海上风电 78 美元 / MWh ([12])。这些电站端成本优势推动技术替代，但 LCOE 不反映网络、容量、平衡、限电、捕获价和融资差异，不能直接等同于企业盈利。

ACER 观察到 2025 年欧盟价格日内摆幅扩大，说明新能源渗透率提高既压低部分时段价格，也提高灵活发电、储能和需求响应的价值 ([13])。反证因素包括电力需求增长、燃气调峰和容量价值、核电和水电的低边际成本，以及长期合同对短期市场价格的隔离。数据局限是捕获价格、限电和辅助服务收入的全球一致数据不足，必须使用代表性市场。

3.2.5 中长期增长稳定性：中高风险

需求增长方向较强。IEA 预计 2026—2030 年全球电力需求年均增长 3.6%，中国预计年均增长 4.9%，美国接近 2%，欧盟约 2%；驱动因素包括工业、空调、电动汽车、热泵和数据中心 ([9])。NERC 的 2025 长期可靠性评估预计北美未来十年夏季峰值需求增加 224 GW、冬季增加 246 GW，数据中心及数字经济是主要来源之一 ([20])。

然而，需求增长并不自动形成稳定资本回报。LBNL 统计显示，截至 2025 年末美国约有 8,200 个项目、2,060 GW 发电和储能容量处于并网队列；2000—2020 年提交申请的容量中，截至 2025 年仅 13% 投入商业运行，2025 年建成项目从申请到商业运行的中位时间超过五年 ([21])。并网、许可、设备、利率和建设成本可延迟投产，并使项目回报低于开发期预期。

反证因素是容量短缺、数据中心负荷、长期企业 PPA、灵活性稀缺以及优质资源区位可能提高新增资产回报。数据局限在于装机队列不是确定供给，企业宣布的项目管线也不等于最终资本承诺；增长评价必须区分需求、计划容量、最终投资决定、在建资产和实际投产。

3.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击暴露：高风险

市场化企业不受保护性费率保证，却高度依赖市场规则。价格上限、暴利税、收入上限、零售价格管制、最后供应商机制、容量认证、排放标准、辅助服务规则和市场暂停均可直接改变利润和现金流。政策目的可能是保护消费者或系统可靠性，但企业承担的合同、采购和融资义务未必同步调整。

物理外部冲击能够跨电力和燃气价值链传导。2022 年澳大利亚 NEM 因燃料、机组可用率、行政价格和报价行为等问题进入市场暂停，AEMO 实施调度指令和后续补偿机制 ([22])。2026 年 LNG 供应冲击显示，航运通道和液化设施事件可迅速传导至亚洲和欧洲燃气价格及发电成本 ([2])。北美和欧洲可靠性评估同时强调，负荷增长、资源退役、并网投产延误和电气—天然气协调不足构成中期风险 ([20])。

缓释因素包括规则透明、地域和燃料多元化、储气和长期供应合同、备用燃料、保险、网络安全、黑启动能力和充足流动性。数据局限是极端事件样本少、事故归因可能在调查期间变化，且不同市场的补偿和责任机制不可直接比较。

3.3 结构性风险与当前景气度的区别

结构性行业风险关注跨周期持续存在的商业模式弱点和尾部风险，包括市场价格暴露、利润波动、资本强度、技术替代、市场规则和外部冲击。当前景气度则反映特定时期的需求、燃料、库存、天气和资产供需。例如 2026 年全球电力需求增速上升，可能改善部分发电和零售销量；但天然气供应冲击、价格波动和燃料替代同时提高了部分企业的采购和流动性风险（[1]、[2]）。

单个企业的信用风险又不同于行业风险。低成本水电、核电、合同新能源、灵活燃气、电池、纯零售和交易商在同一行业中具有截然不同的现金流。企业还可能通过长期合同、垂直一体化、低杠杆和流动性储备显著优于行业平均；反之，高杠杆、单一市场、固定价零售与未套保采购组合可能显著弱于行业平均。因此，GISR 不因短期上行而降低，也不因单次价格下行而机械提高。

3.4 核心风险、缓释因素与未来触发条件

表 4 核心结构性风险、缓释因素及 GISR 变化触发条件

类别	内容
核心结构性风险	现货和燃料价差波动；固定价销售与浮动采购错配；负价格、捕获价下降和限电；机组停运及资源可用率；保证金和信用额度压力；市场规则和价格干预；并网、许可和建设延迟；极端天气、燃料与网络事件
主要缓释因素	长期 PPA / CfD 和容量合同；低成本、灵活和地域分散资产；发电—零售自然对冲；优质承购方和客户组合；严格套保与限额管理；充足流动性和较低杠杆
可能改善 GISR 的触发条件	跨市场现金流波动显著下降；容量和灵活性收入机制长期稳定；并网和网络投资明显提速；供应商资本和风险管理标准提高且退出成本下降
可能恶化 GISR 的触发条件	更频繁的燃料或气候供应冲击；负价格和捕获价折价持续扩大；大规模项目减值或供应商失败；监管追溯、价格上限与市场暂停常态化；保证金和融资压力形成系统性风险

来源：ApexInsight IR-007 研究准备底稿及本报告六维分析（[4]、[9]、[1]、[2]、[10]–[15]、[5]、[16]–[18]、[23]、[22]）；ApexInsight 整理。

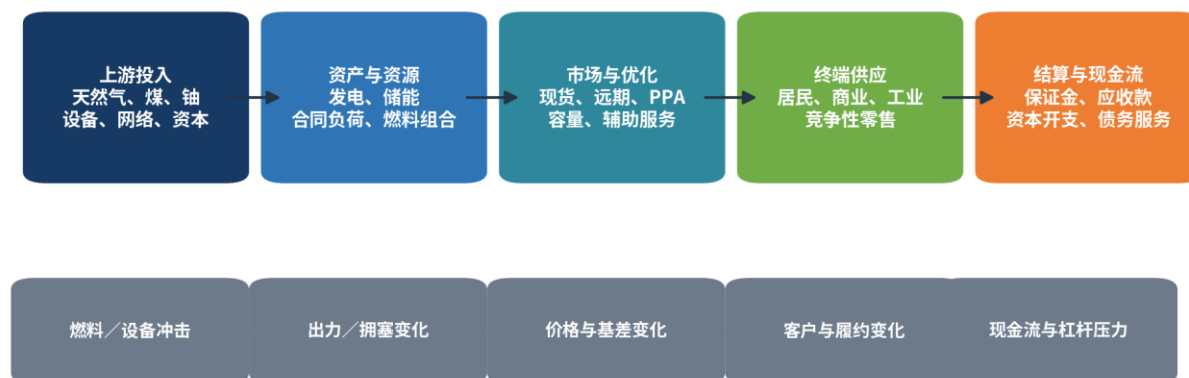
第 4 章 行业结构、价值链与商业模式

4.1 产业链结构

市场化电力与燃气并非简单的生产行业，而是实体资产、燃料、网络、合同、客户负荷和金融 / 物理交易的组合运营。上游投入包括天然气、煤炭、核燃料、碳配额、气象水文资源、设备、资本和信用额度；中游包括发电、储能、组合调度、燃料采购、批发交易和风险管理；下游包括竞争性居民、商业和工业客户。输电、配电和天然气管网虽是关键中间环节，但在本报告中原则上属于受监管或收费型基础设施，不因其对市场的关键性而纳入行业边界。

风险沿价值链双向传导。燃料和碳价格通过边际发电成本传导至批发电价；网络拥塞和限电使同类资产获得不同捕获价格；零售固定价合同把未来采购和负荷风险留在供应商资产负债表；发电停机或天气偏差又会迫使企业在高价市场回购电量。交易和套保可以降低某一风险，却可能转换为基差、对手方、保证金和流动性风险。

市场化电力与燃气价值链及风险传导



风险可沿价值链双向传导：发电停机影响零售采购，零售负荷偏差反向影响交易和保证金需求。

图 3 市场化电力与燃气价值链及风险传导

来源：FERC《Energy Primer》（[5]）；IEA电力与天然气报告（[9]、[1]、[2]）；ApexInsight整理。

核心结论：行业价值创造来自资产、合同和客户组合的匹配；重大损失通常不是单一价格变化，而是物理缺口、合同义务和流动性要求的叠加。

4.2 核心产品与服务体系

表 5 核心产品、服务、合同与风险属性

产品 / 服务	计量与交付	收费 / 合同模式	对收入和信用风险的影响
电能量	MWh / kWh；日前、实时、双边或长期合同	现货结算、固定价、指数挂钩或CfD	价格、基差、数量和负价格风险
发电容量 / 可靠性	可用 MW 及交付义务	容量拍卖、可靠性期权、固定可用费	获得较稳定收入，但承担认证、可用率和罚金风险
辅助服务	调频、备用、无功、黑启动等	市场清算或成本补偿	高灵活性价值，收入池受规则和技术迭代影响
竞争性零售电力与燃气	客户用量、负荷形状和服务	固定价、浮动价、动态价、套餐或长期工业合同	采购、坏账、客户流失、价格上限和服务成本
天然气批发与营销	枢纽气、管输容量、储气和 LNG 组合	枢纽指数、固定差价、容量费和结构化合同	枢纽价差、运力、库存、天气和对手方风险
环境属性	绿证、可再生能源证书、碳配额等	独立交易或与电力合同捆绑	政策资格、价格和重复计算风险
储能和聚合服务	充放电、需求响应、虚拟电厂和灵活负荷	能量套利、容量、辅助服务和服务费叠加	收入叠加但退化、预测、调度和市场饱和风险

来源：FERC 市场机制资料及公司法定披露（[5]、[19]、[24]–[26]）；ApexInsight整理。

不同产品不能以收入简单相加形成可比市场规模。电能量可被多次转售；衍生品名义金额远高于物理交付；容量和辅助服务以不同单位结算；零售账单还包含网络费、税费和政策成本。企业收入亦可能按主事人总额法或代理人净额法确认。因此，第 5 章采用物理电量、装机、客户、结算价格和代表性市场价值组成的规模仪表盘。

4.3 主要商业模式

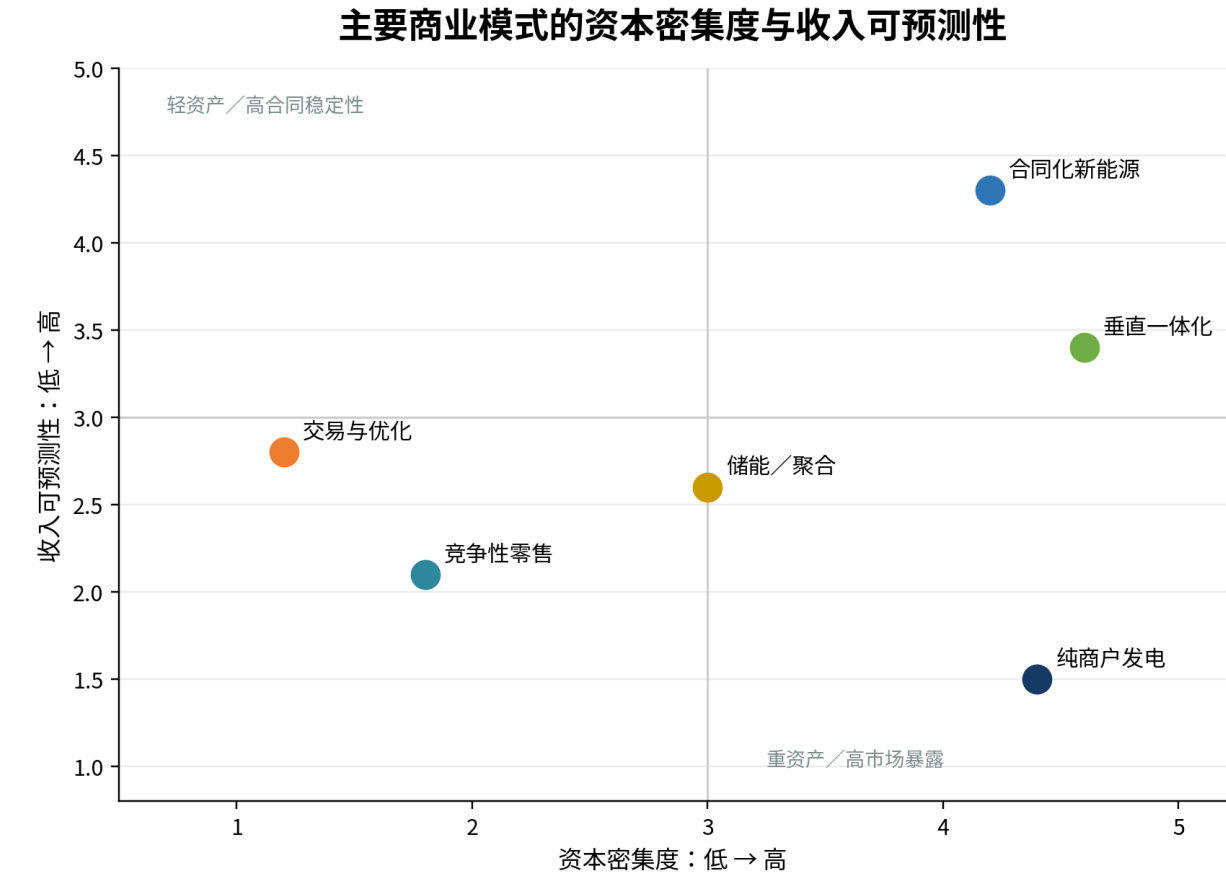


图 4 主要商业模式的资本密集度与收入可预测性

来源：ApexInsight 基于 R1 边界、市场规则及公司法定披露整理（[4]、[19]、[24]–[26]）。

核心结论：合同新能源和一体化组合通常具有较高收入可预测性，但资本投入较大；交易、营销和零售较轻资产，却更依赖采购、信用和风险管理。

表 6 主要商业模式经济性比较

商业模式	主要收入	成本与利润来源	现金流特征	资本密集度
纯商户发电	现货电能、容量和辅助服务	燃料、碳、运维和固定资产成本	高经营杠杆；自由现金流与价差和停机高度相关	高
合同化发电	PPA、CfD、固定费率或长期承购	建设融资、运维、基差和限电	可预测性较高；承购方、合同期限和再定价决定尾部风险	高
竞争性零售	客户电力 / 燃气账单和附加服务	批发采购、网络与政策费用、获客和服务	营运资金和保证金敏感；坏账和客户流失可能快速侵蚀薄利	低至中
交易与营销	买卖价差、结构化合同和	人员、系统、信用额度和	轻资产但尾部损失和流动	低

商业模式	主要收入	成本与利润来源	现金流特征	资本密集度
	组合优化	保证金	性压力显著；会计收入可比性低	
发电—零售一体化	发电、交易和客户供应综合利润	资产、采购、客户服务及风险管理	自然对冲可降低净敞口，但头寸、资产和组织复杂	高
储能 / 聚合	套利、容量、辅助服务和平台费	电池资本开支、退化、软件和并网	多收入叠加；早期市场价格和规则变化较快	中

来源：ApexInsight IR-007 研究准备底稿及公司法定披露（[4]、[19]、[24]–[26]）；ApexInsight 整理。

商户发电属于典型大宗商品和资产运营模式，固定成本较高，电价与燃料价差变化直接放大 EBITDA。合同化新能源更接近项目资产模式，但合同并不覆盖所有风险：节点基差、系统限电、负电价条款、承购方信用、发电偏差和合同到期后重定价均可能留下敞口。

竞争性零售和交易属于轻资产但高营运资金敏感模式。零售商需要持续购买能源和缴纳网络、政策及保证金费用，再从客户收款；固定价产品在批发价格上升时形成负毛利，而价格下跌时过度套保亦可能产生损失。交易平台若仅收取撮合费而不承担头寸，应排除；以自身名义交易、提供结构化产品并承担履约和信用风险的营销商则属于本报告。

垂直一体化将发电和客户负荷组合在同一平台，可减少单边市场敞口。例如发电价格下降可能降低零售采购成本，发电停机则可由外购和交易能力补充。但自然对冲并非完全对冲：地域、节点、时段、燃料、产品、合同期限和客户负荷差异仍会形成基差与形状风险。RWE、Vistra 和 Centrica 等公开披露均显示，发电、零售、交易和客户业务在同一集团内需要分部管理（[19]、[24]、[25]）。

4.4 行业参与者类型

全球参与者可分为六类。第一类是跨区域综合能源集团，通常拥有多技术发电、交易和零售业务，资本和风险系统较强，但集团内部可能同时存在受监管网络，映射时必须分部穿透。第二类是区域性独立发电商，资产集中在单一市场，受区域规则、燃料和网络约束影响更大。第三类是合同化新能源运营商和开发运营一体化企业，项目融资和长期承购合同占比较高。第四类是专业零售商和能源营销商，轻资产、客户和采购风险突出。第五类是储能、需求响应和虚拟电厂等新型灵活性参与者。第六类是国有或公共所有但按市场化方式经营的发电与交易企业；所有权本身不改变边界，关键仍是收入机制和政府支持是否形成实质保护。

企业规模不能直接代表风险高低。大型一体化企业通常拥有更强流动性、信用额度、采购规模和技术能力，但也可能拥有更大商品头寸、建设计划和复杂衍生品敞口。中小零售商资产少、固定成本低，却可能因保证金或客户转移成本在价格冲击中迅速退出。专业新能源运营商具有长期合同，但若项目集中于单一承购方、节点或政策，也可能出现相关性较高的损失。

第 5 章 全球市场规模、需求与供给结构

5.1 市场规模与历史变化

本行业不存在可在全球范围无重复计算的单一“市场收入”口径。电力和天然气在批发、双边、零售和衍生品市场可多次交易；企业收入可能包含燃料成本穿透、网络与政策费用，且会计上存在总额与净额确认差异。将上市公司收入或交易所成交

金额相加会把同一物理能源重复计入，并遗漏双边和非上市主体。因此，本报告以物理用量、发电和装机、市场化交易电量、客户和代表性价格构成行业活动规模。

IEA 估计全球电力消费 2025 年约为 28,600 TWh，并预计 2027 年达到 30,700 TWh。需求同比增速由 2024 年的 4.4% 降至 2025 年的 3.0%，预计 2026 年和 2027 年分别为 3.6% 和 3.8% ([9]、[1])。这一规模包括受监管和市场化供电，不能直接等同于 IR-007 收入，但构成市场化发电、交易和零售的物理需求基础。

全球电力需求增长（2024—2027F）

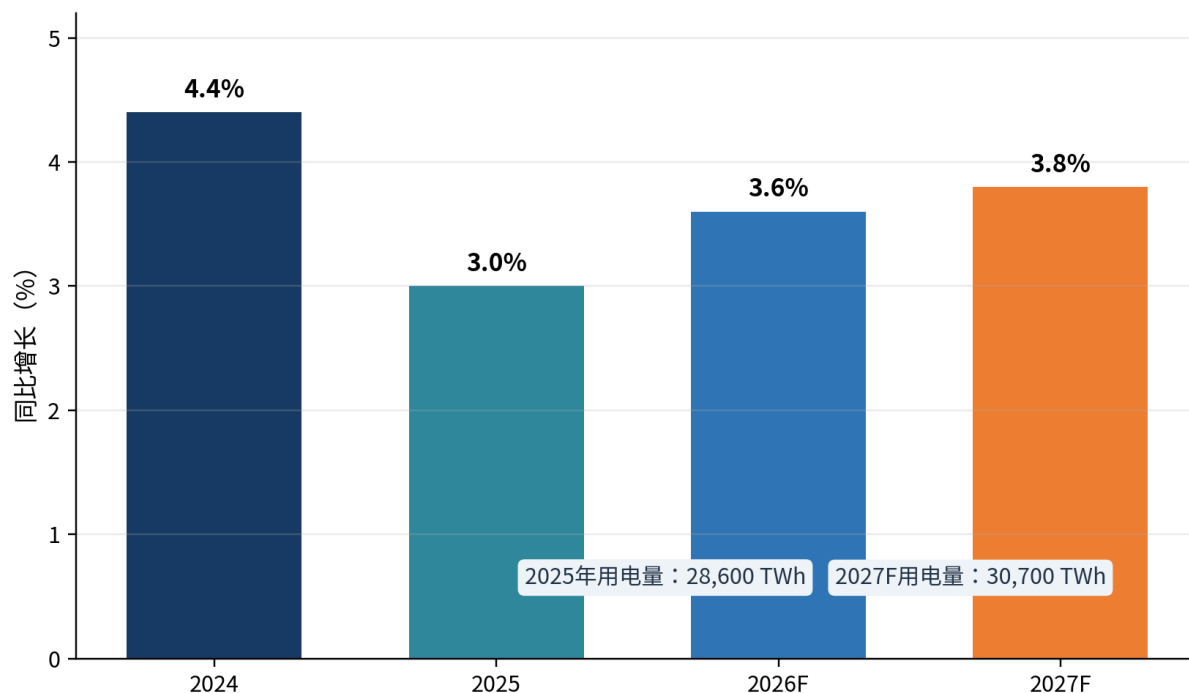


图 5 全球电力需求增长（2024—2027F）

来源：IEA 《Electricity 2026》及《Electricity Mid-Year Update 2026》 ([9]、[1])；ApexInsight 整理。

核心结论：全球电力需求保持高于过去十年平均水平的增长，但市场化企业的利润仍取决于价格、燃料、网络和合同，而非仅取决于 TWh 增长。

可再生能源供给能力快速扩张。IRENA 统计显示，全球可再生能源装机从 2016 年的 2,021 GW 增至 2025 年的 5,149 GW；2025 年新增 692 GW，约占当年全球新增发电装机的 85.6%。太阳能装机增至 2,392 GW，风电增至 1,291 GW，水电约 1,456 GW ([11])。容量增长显著改变调度和价格结构，但装机并不等于可靠容量或实际发电量。

全球可再生能源装机容量（2016—2025）

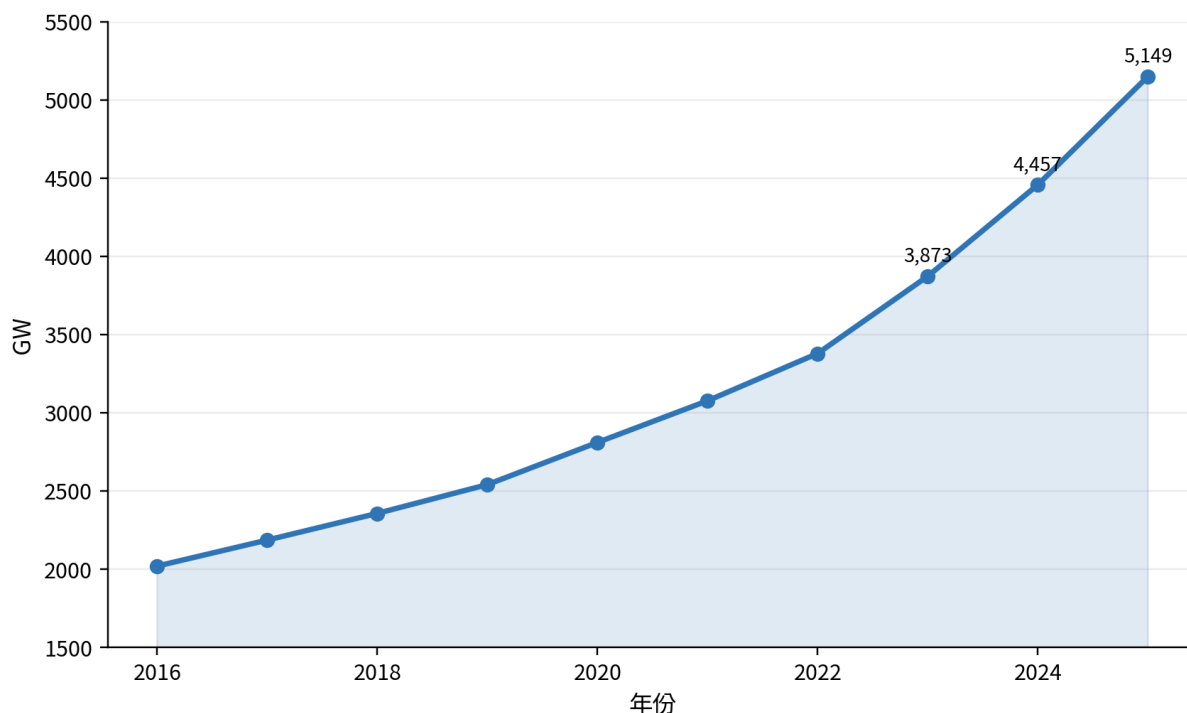


图 6 全球可再生能源装机容量（2016—2025）

来源：IRENA《Renewable Capacity Statistics 2026》([11])；单位：GW；地域：全球；ApexInsight 整理。

核心结论：太阳能是过去十年增量最大的技术，推动低边际成本供给扩张，同时提高储能、需求响应、跨区互联和灵活发电的系统价值。

中国提供了市场化交易规模扩张的可观察案例。国家能源局数据显示，全国市场化交易电量由 2016 年的 1.1 万亿千瓦时、占全社会用电量 17%，增至 2024 年的 6.2 万亿千瓦时、占 63%；2025 年交易电量进一步达到约 6.64 万亿千瓦时，占 64.0% ([27]、[28]、[29])。该口径包含中长期、现货、跨省跨区及部分代理购电，不应与欧美交易所现货成交量直接比较。

中国电力市场化交易规模和占比（选定年份）

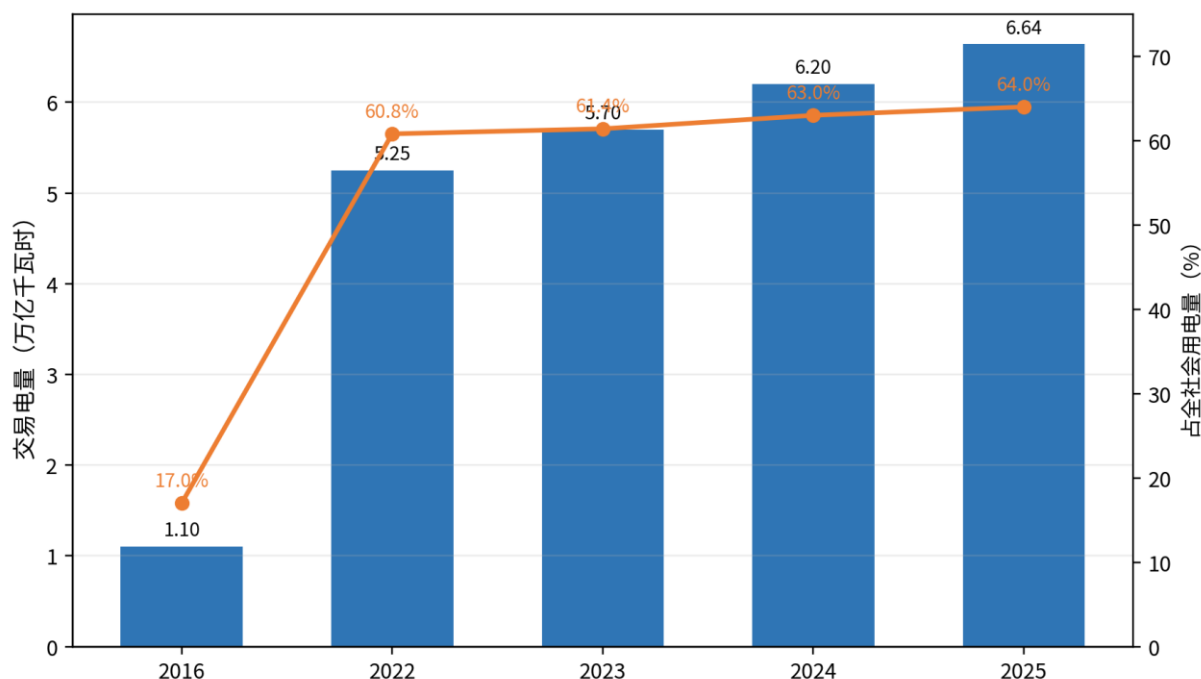


图 7 中国电力市场化交易规模和占比（选定年份）

来源：中国国家能源局历年市场交易数据（[27]、[28]、[30]、[31]、[29]）；单位：万亿千瓦时、%；地域：中国；ApexInsight 整理。

核心结论：市场化交易占比提升扩大了发电和售电主体的市场价格与合同管理责任，但中国以中长期交易为主，风险结构不同于高现货占比市场。

5.2 需求驱动因素

长期需求驱动包括工业增长、终端电气化、空调、电动汽车、热泵和数据中心。IEA 预计 2026—2030 年全球电力需求年均增长 3.6%，中国年均约 4.9%，美国接近 2%，欧盟约 2%；美国增量中约一半来自数据中心（[9]）。NERC 则把数据中心和数字经济列为北美峰值需求预测大幅上调的主要原因（[20]）。这些需求具有较高负荷密度和可靠性要求，可能提高容量、储能、备用和长期合同需求。

周期性驱动主要来自工业生产、商品密集型产业、商业活动和能源价格。居民基本用电相对稳定，但高价格会促使节能、燃料切换或需求抑制。IEA 2026 年中期更新显示，LNG 进口依赖较高且价格敏感的部分新兴经济体因燃料冲击采取节约措施；中国、印度、美国和欧盟的需求则受到制造业、电动汽车、空调和电气化支持（[1]）。

事件型冲击包括热浪、寒潮、干旱、低风、核电或火电停运、燃料和航运中断。极端温度既提高负荷，又可能降低热电机组冷却效率；干旱会减少水电并影响热电冷却；低风和低太阳辐照可能提高燃气和煤电调度。2025 年欧盟热浪期间，ACER 记录波兰电价一度约 470 欧元 / MWh，反映需求与供给可用率同时恶化的尾部风险（[13]）。

5.3 供给、产能与利用率

电力行业的“产能”应至少区分名义装机、可靠容量、可用容量和实际发电。风光装机受天气和时间分布影响，燃气和煤电受燃料、排放、停机和边际成本影响，水电受水文条件影响，核电受计划和非计划停机影响。储能还需区分功率 MW、能量 MWh、持续时长和退化。以单一 GW 比较供给能力会高估部分资源在峰值和极端天气下的贡献。

供给扩张还受到并网和网络限制。LBNL 数据显示，美国 2025 年末活跃并网队列包括 1,312 GW 发电和 749 GW 储能；其中约 549 GW 已获得草案或正式并网协议但尚未商业运行。历史建成率低、退出率高以及超过五年的中位并网周期说明“计

划供给”与“可用供给”存在显著差距 ([21])。NERC 因此把资源投产不确定性、供应链、许可和电力—天然气协调列为未来十年的可靠性风险 ([20])。

退出壁垒同样较高。发电资产具有长寿命、退役和环境修复义务，固定成本在低利用率下仍需承担；政策或市场价格不足时，企业可能选择减值、延后投资、出售或申请退役。反之，当容量短缺时，市场运营机构和政府又可能延迟退役、提供容量合同或保留备用。市场化行业因此同时存在投资不足和过剩建设风险。

5.4 定价机制

市场化电力和燃气不存在单一价格。电能量可通过日前、实时、节点 / 区域市场和双边合同定价；天然气通常与 Henry Hub、TTF、NBP、JKM 等枢纽或指数挂钩；长期 PPA 和 CfD 可固定价格或结算差额；容量与辅助服务按可用性、性能或拍卖清算；零售端则采用固定、浮动、动态或受价格上限约束的合同。企业实际实现价格是多个市场、地点、时段和合同的加权结果。

新能源成本下降改变新增供给竞争力。IRENA 估计 2025 年全球加权平均 LCOE 约为陆上风电 33 美元 / MWh、太阳能光伏 44 美元 / MWh、水电 62 美元 / MWh 和海上风电 78 美元 / MWh ([12])。不过，LCOE 是电站端成本指标，不包含网络投资、平衡成本、容量价值、限电和捕获价格，也不能反映不同资本成本。企业是否具备价格竞争力，应同时观察项目成本、实现价格、位置和系统价值。

主要可再生发电技术的全球加权平均 LCOE (2025)

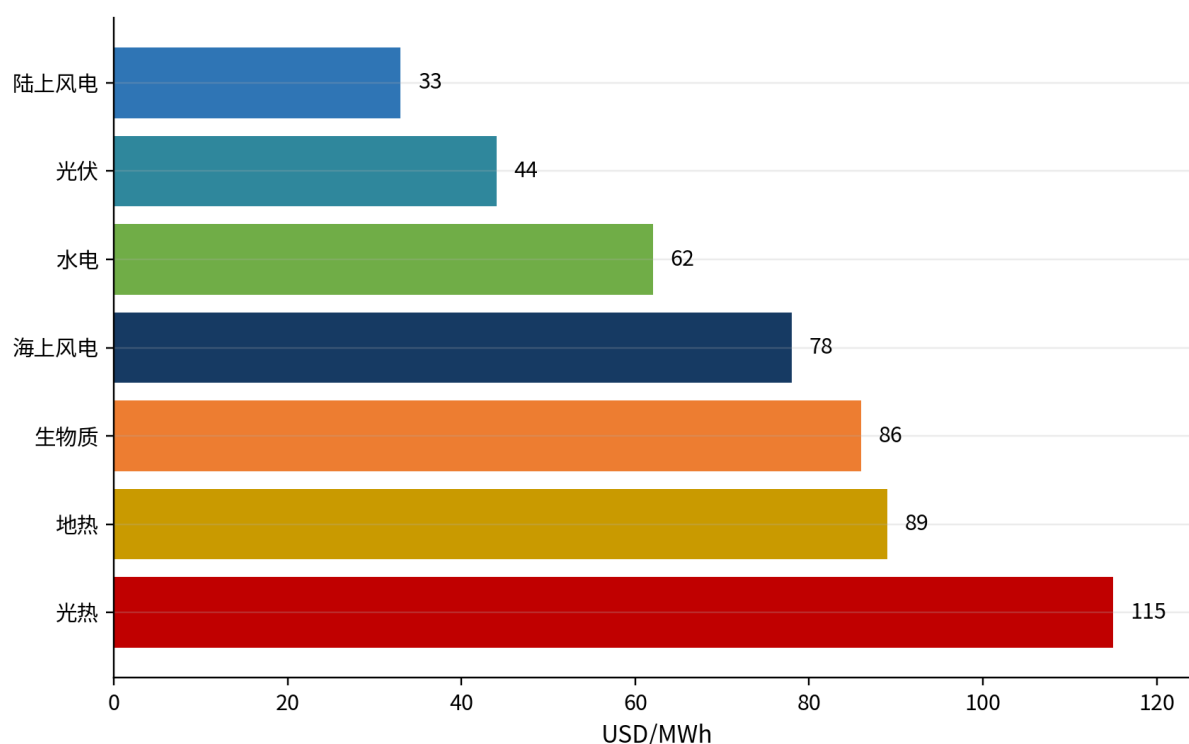


图 8 主要可再生发电技术的全球加权平均 LCOE (2025)

来源：IRENA 《Renewable Power Generation Costs in 2025》 ([12])；单位：USD/MWh；地域：全球新投产项目；ApexInsight 整理。

核心结论：低 LCOE 推动技术替代，但不能单独证明项目高回报；捕获价格、限电、融资、网络和合同条款决定实际现金流。

燃气价格是电力价格的重要边际变量。IEA 2026 年第三季度天然气报告显示，海湾 LNG 供应中断使欧洲和亚洲第二季度价格显著高于 2025 年，且亚洲相对欧洲溢价吸引灵活货源转向亚洲 ([2])。气价上升会提高燃气发电成本，并在燃气为边际资源的市場推高电价；同时可能提高煤电利用率、碳排放和碳成本。

欧洲与亚洲天然气价格冲击（2026年第二季度）

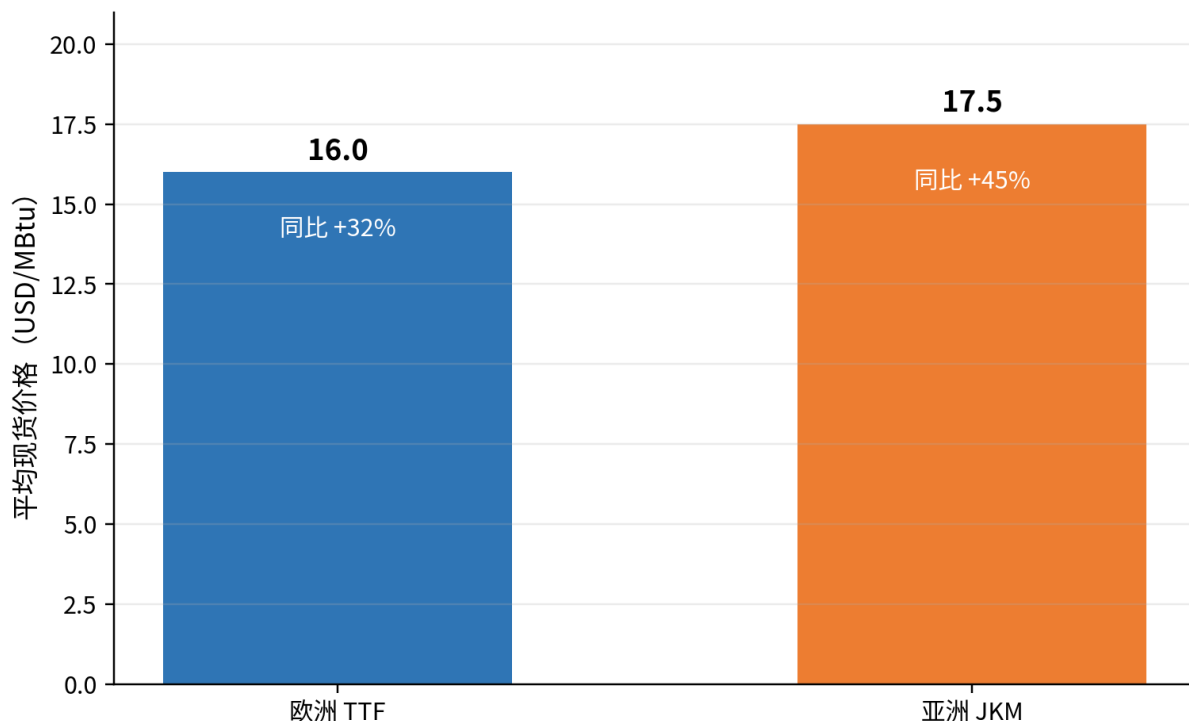


图 9 欧洲与亚洲天然气价格冲击（2026 年第二季度）

来源：IEA《Gas Market Report, Q3-2026》([2])；单位：USD/MBtu；地域：欧洲 TTF、亚洲 JKM；ApexInsight 整理。

核心结论：燃气供应冲击可同时改变发电成本、区域价差、LNG 流向和零售采购压力，是电力与燃气共用风险画像的关键原因。

海湾LNG减量与非海湾供应抵消（2026年3—6月）

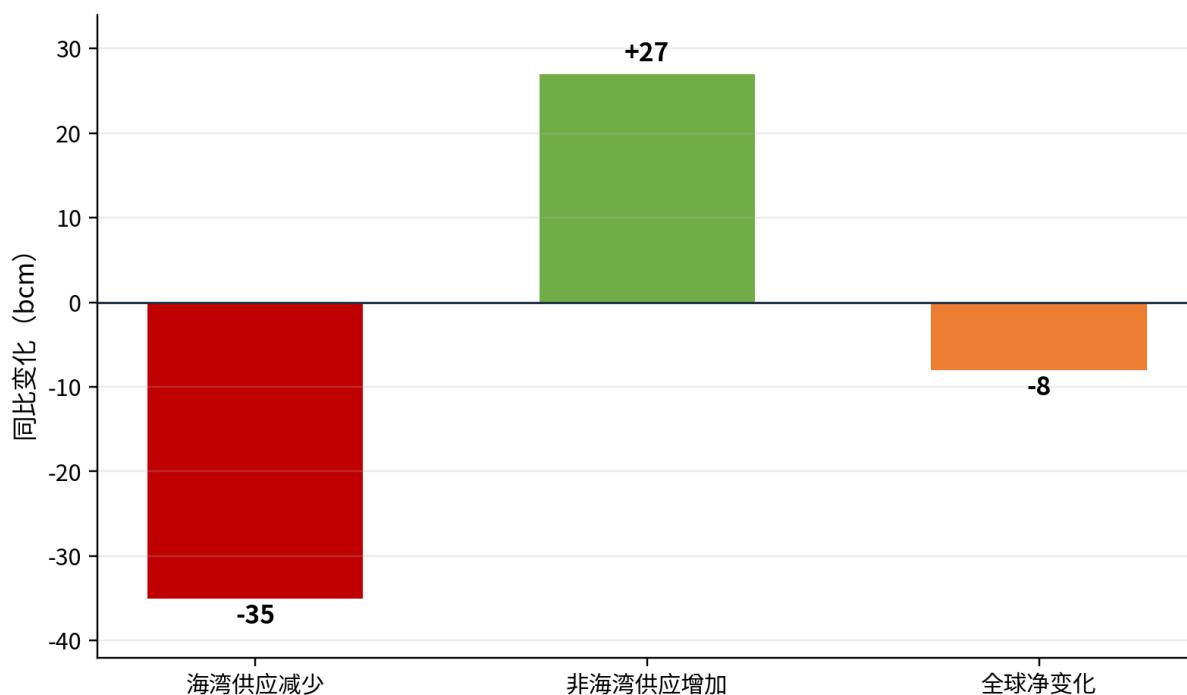


图 10 海湾 LNG 减量与非海湾供应抵消（2026 年 3—6 月）

来源：IEA《Gas Market Report, Q3-2026》（[2]）；单位：bcm，同比变化；ApexInsight 整理。

核心结论：替代供应可缓解物理缺口，但不能消除航运、枢纽价差、时间错配和保证金风险。

价格具有明显区域性。AEMO 报告显示，澳大利亚 NEM 平均批发电价从 2024 年第四季度的 89 澳元 / MWh 和 2025 年第三季度的 87 澳元 / MWh 降至 2025 年第四季度的 50 澳元 / MWh；同期可再生能源首次供应超过一半季度电量，电池平均放电达到 268 MW（[23]）。该案例表明供给结构、天气和储能可在短期内显著改变价格，而不能据此推断全球趋势。

澳大利亚NEM季度平均批发电价（选定季度）

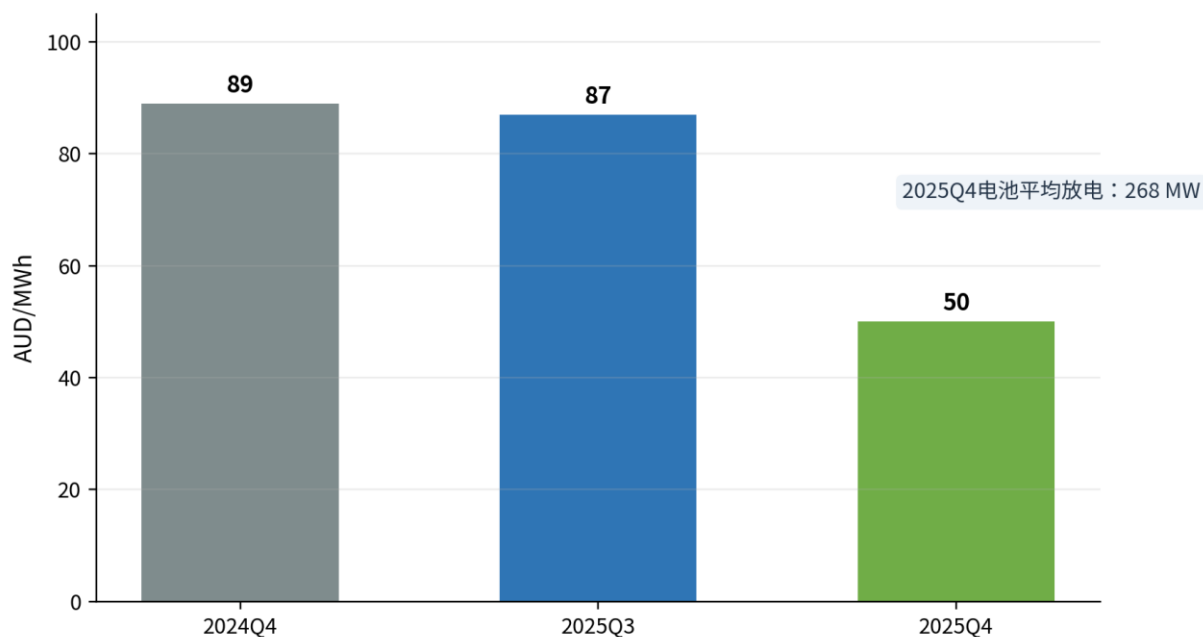


图 11 澳大利亚 NEM 季度平均批发电价（选定季度）

来源：AEMO《Quarterly Energy Dynamics Q4 2025》（[23]）；单位：AUD/MWh；地域：澳大利亚 NEM；ApexInsight 整理。

核心结论：同一市场的批发价格可在一个季度内大幅变化，资产和零售组合必须管理时间、地点和技术结构风险。

第 6 章 竞争格局与行业集中度

6.1 行业集中度

本行业没有可信的全球 CR5 或 HHI。电力和天然气竞争发生在具体的节点、区域、交付时段、容量区、零售许可区和燃料枢纽；全球公司收入又混入受监管网络、开发收益、燃料成本和会计净额。将少数上市公司收入相加并称为全球市场份额，会同时遗漏公共、国有、非上市和地方主体，并把多次交易重复计算。

有效集中度应分四层观察：第一，发电装机和可靠容量的区域集中度；第二，特定时段边际资源和可用容量集中度；第三，零售客户和销量集中度；第四，燃料供应、管输、储气和 LNG 来源集中度。即使年度装机 HHI 不高，单一拥塞区或极端天气时段也可能出现高度集中和市场力。

英国国内零售市场提供了可观察样本。Ofgem 的市场状态报告显示，六家大型公司占国内市场 91%；截至 2025 年 9 月，国内燃气和电力市场共有 17 家活跃供应商（[14]、[15]）。两组数据发布日期和分类时点不同，但共同说明：市场存在多个持牌主体，客户和规模仍集中于少数公司。该结果不能外推为全球集中度。

英国国内能源零售市场集中度（2025）

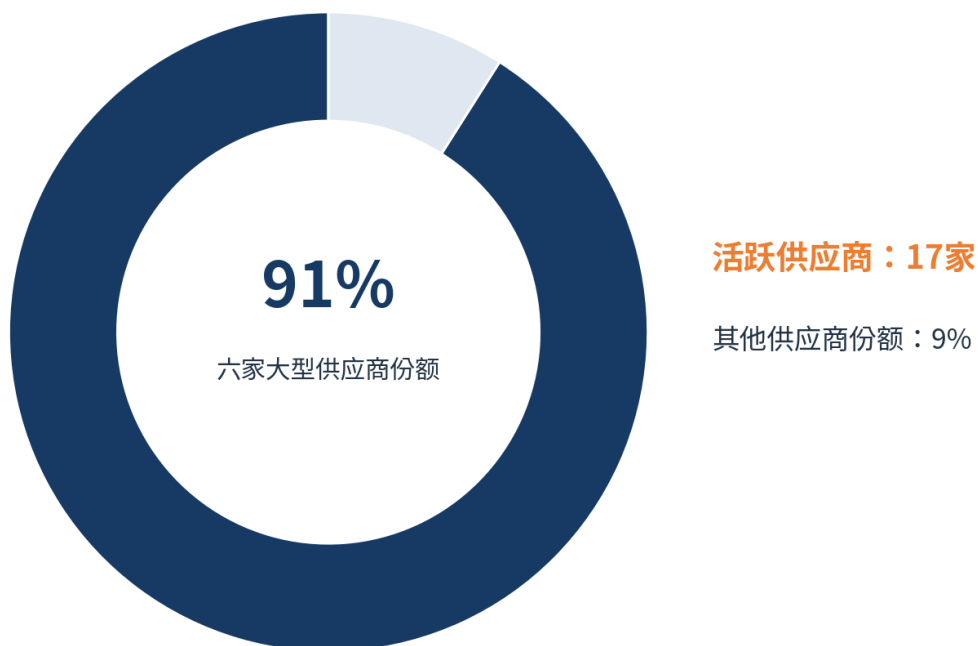


图 12 英国国内能源零售市场的集中度与供应商数量

来源：Ofgem 零售市场指标及市场状态报告（[14]、[15]）；数据期：2025 年；地域：英国；ApexInsight 整理。

核心结论：竞争性零售的进入并不保证规模或韧性；采购、资本、信用和客户服务能力推动市场份额向少数大型平台集中。

6.2 进入壁垒

表 7 各业务环节的进入壁垒与风险含义

环节	资本壁垒	其他关键壁垒	风险含义
大型发电 / 核电 / 水电	极高	许可、土地、建设周期、并网、燃料和环境义务	资本和技术门槛高，但存量资产仍受市场价格和政策影响
风光项目运营	高	土地、许可、并网、设备、融资、PPA 和资源质量	设备成本下降不等于项目壁垒消失，并网和合同质量成为核心
燃气灵活发电	高	机组、燃料和管输能力、排放许可、容量认证	稀缺时系统价值高；碳、燃料和利用率风险显著
电池储能	中至高	并网、资本、技术、退化管理和市场接入	建设周期较短，但收入饱和和规则变化较快
竞争性零售	低至中	牌照、资本、信用支持、计费、客户服务和合规	资产门槛低；规模采购、风控和流动性形成实质壁垒
能源交易与营销	中	信用额度、交易系统、人才、数据、合规和风险限额	轻资产但高信用和声誉壁垒；尾部损失可能超过常态利润
虚拟电厂 / 需求响应	中	设备接入、数据、聚合算法、客户授权和市场资格	网络效应可能形成，但规则、履约和客户留存仍不稳定

来源：FERC、Ofgem 及 LBNL 资料（[14]、[15]、[5]、[16]、[21]）；ApexInsight 整理。

并网已成为最重要的非资本壁垒之一。美国活跃队列超过 2,060 GW，且历史上多数申请退出，说明项目开发权和公告容量并不能等同于可运营资产（[21]）。在欧洲、澳大利亚、中国和其他市场，输电、配电接入、系统强度、许可和供应链同样影响项目交付。地理位置由此成为发电和储能的核心竞争资源。

6.3 竞争方式

发电企业主要通过全生命周期成本、燃料效率、可用率、灵活性、位置、建设速度、合同质量和资本成本竞争。低边际成本资产在能量市场具有调度优势；灵活资产可获得高峰、容量和辅助服务收入；但同一区域内大量相似新能源资产会同时发电并压低捕获价格。竞争优势因此从单纯“最低 LCOE”转向“低成本 + 高捕获价 + 可交付 + 可融资”。

零售企业主要通过价格、合同期限、产品结构、品牌、数字服务、计费准确性、客户服务、绿色属性和负荷管理竞争。薄利价格战会提高固定价合同和采购错配风险；动态电价、智能计量、电动汽车和需求响应则可能提高客户黏性，但需要数据、结算和客户授权能力。英国智能分时费率增长显示零售竞争正从单一价格转向负荷和灵活性管理（[15]）。

交易与营销企业依靠跨商品、跨区域和跨期限优化能力、数据、信用和客户关系竞争。其优势难以通过装机份额衡量，收入亦受会计口径影响。监管机构更关注市场操纵、内幕信息、虚假报价、容量 withholding 和交易报告。市场监管提高合规成本，但也是维护市场定价可信度和限制市场力的必要条件（[13]、[5]、[16]）。

6.4 行业整合与退出

行业整合通常沿三条路径进行：发电商收购零售负荷形成自然对冲；零售和能源服务企业收购发电、储能或长期合同以控制采购；大型综合集团通过出售、合资或资产轮换降低资本需求。新能源开发运营商还常通过项目级股权出售和合作伙伴融资回收资本。这些交易可以分散风险，也可能引入并购溢价、整合、项目义务和复杂合资结构。

退出机制因环节不同而异。发电资产退出需要退役、许可和环境处理，并可能受可靠性保留要求约束；零售供应商可在流动性耗尽后快速退出，客户由最后供应商机制转移；交易商则可能因信用额度收缩被迫迅速减仓。2000—2001 年美国西部危机、2021—2022 年英国供应商退出和 2022 年澳大利亚市场暂停均表明，退出和监管接管不仅影响股东，还会把成本和履约责任转移至客户、系统运营商或其他供应商（[17]、[22]）。

新进入者主要来自新能源、储能、技术平台、油气和基础设施资本。跨行业资本带来资金、项目管理和客户资源，但若低估电力市场的时间、地点、形状和抵押品风险，仍可能在价格和利率变化后退出。行业长期整合方向预计是：拥有低成本资产、客户负荷、交易能力和充足资本的平台扩大；薄资本、单一市场和未充分套保的参与者在压力期收缩。

第 7 章 行业经济性、盈利与现金流特征

市场化电力与燃气的经济性不能只用收入增长或发电量衡量。收入可能因商品价格、交易总额法、燃料转售和衍生品净额发生大幅变化，而企业真正的风险承载能力取决于单位价差、合同覆盖、资产可用率、负荷形状、保证金和营运资金、维持性资本开支及可用流动性。2025 年大型企业样本的调整后 EBITDA 同比从小幅增长到下降 58% 不等，显示需求增长并未消除商业模式和资产组合造成的盈利分化（[19]、[24]–[26]、[32]、[33]）。

7.1 收入模式与稳定性

发电收入通常由电能量、容量或可靠性、辅助服务、环境属性和合同结算构成。商户资产的电能收入等于实际发电量与节点或区域价格的乘积，因而同时暴露于价格、出力、停机、拥塞和负价格；长期 PPA、CfD 或固定费安排能够锁定部分价格，但仍保留基差、限电、可用率、承购方和合同到期后的重定价风险。容量和辅助服务收入可提高收入多元性，却受认证、交付义务、罚金和市场规则变化影响。

零售供应收入由客户数量、负荷、零售价格、网络及税费转付和服务费构成。固定价零售合同在采购成本快速上升时会形成明显的毛利挤压；浮动或指数挂钩合同提高成本转嫁能力，但可能加快客户流失并触发消费者保护干预。居民客户具有明显的冬夏季节性，工业和商业负荷则更受生产、营业时间和宏观活动影响。客户流失率、合同期限、信用质量和计费回收决定同一售电量的现金流质量。

交易与优化业务的收入确认尤其需要谨慎。企业以主事人身份承担商品所有权和价格风险时可能按总额确认收入；作为代理、衍生品净额结算或会计抵销时则按净额确认。收入额因此不能直接代表经济增加值或市场份额。Uniper 2025 年“Greener Commodities”分部外部销售额为 584.39 亿欧元、调整后 EBITDA 仅 0.16 亿欧元，说明高交易额与低净价差可以并存（[32]）。

一体化企业通过把发电组合、燃料采购、零售负荷和交易能力置于同一风险限额内形成自然对冲。该模式通常降低单一价格风险，却不会消除形状、区域、停机和数量错配；当客户负荷、燃料采购和发电出力在时间或地点上不匹配时，一体化头寸仍可能放大结算和保证金需求。

7.2 成本结构

表 8 主要商业模式的成本结构与可转嫁能力

商业模式	主要固定成本	主要变动 / 半固定成本	通常可转嫁部分	主要不可转嫁或滞后成本
商户火电 / 燃气发电	折旧、固定运维、人员、保险、许可、场地和债务	燃料、碳、启停、用水、可变运维、平衡和拥塞	仅在电价同步反映燃料与碳成本时形成市场化转嫁	停机、低利用率、热效率劣势、基差、价格上限和

商业模式	主要固定成本	主要变动 / 半固定成本	通常可转嫁部分	主要不可转嫁或滞后成本
	服务			环境改造
合同化风光 / 其他新能源	折旧、土地租赁、固定运维、融资、保险和并网费	平衡、限电、可变运维、设备替换	合同指数化或成本补偿条款覆盖部分通胀	建设超支、基差、负价格、限电、设备故障和承购方风险
核电 / 水电	高额固定运维、折旧、安全、退役或水利设施成本	燃料、计划检修、水文管理和环境义务	容量、长期合同或政策机制可覆盖部分固定成本	长停机、延寿资本开支、水文异常、退役和事故尾部风险
竞争性零售	计费平台、人员、牌照、客户服务和合规	批发采购、网络转付、坏账、获客、平衡和保证金	浮动或指数合同可转嫁采购成本；固定价存在时滞	客户流失、坏账、价格上限、采购错配和监管补偿不足
交易与营销	交易系统、数据、人员、风险控制、信用支持	商品采购、运输容量、保证金、融资和对手方成本	通过背对背交易、净额结算或客户合同部分转嫁	基差、流动性、模型、信用、操作和监管处罚
储能 / 聚合	电池或设备折旧、软件、并网、场地和固定运维	充电电能、退化、平衡、客户分成和市场费用	动态调度可选择高价值时段，但非合同性转嫁	收入池饱和、退化、规则变更、预测误差和可用率

来源：企业法定披露、FERC 市场机制资料及 R1—R2 商业模式框架（[4]、[5]、[19]、[24]–[26]、[32]、[33]）；ApexInsight 整理。

行业的固定成本和沉没成本占比较高。已投运发电资产即使降低出力，仍需承担折旧、人员、安全、许可、保险和债务服务；核电、水电和大型火电还存在延寿、退役、灰场、水坝或环境修复义务。低利用率会迅速提高单位固定成本。零售和交易较轻资产，但其固定成本由牌照、系统、风控、客户服务和信用支持构成，在客户数量或交易量下降时同样产生经营杠杆。

融资成本在该行业并非纯粹的财务结果，而是项目经济性的组成部分。长期建设、负现金流开发期和大额固定资产意味着利率、汇率和再融资条件会直接改变项目全生命周期成本。合同化项目通常能够锁定收入并获得项目融资；纯商户项目更依赖企业资产负债表、市场价格曲线和容量机制，融资成本更高且更具周期性。

7.3 利润率和盈利波动

大型市场化能源企业样本：2025年调整后EBITDA同比变化

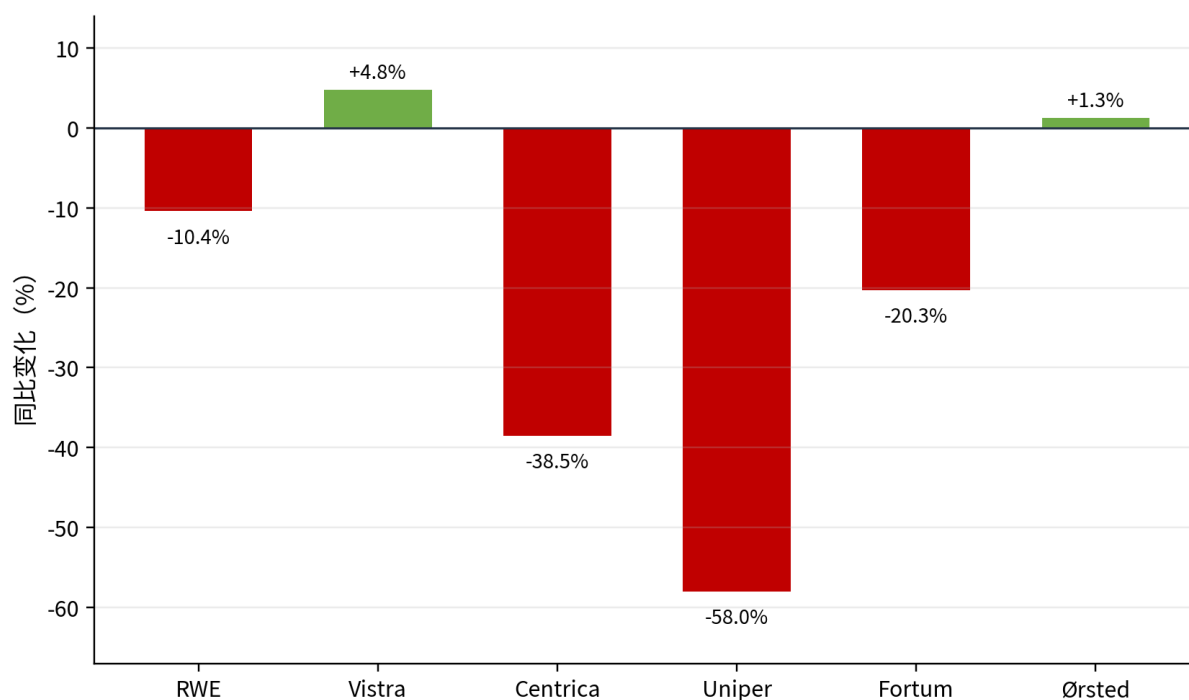


图 13 大型市场化能源企业样本：2025 年调整后 EBITDA 同比变化

来源：RWE、Vistra、Centrica、Uniper、Fortum 及 Ørsted 2025 年度法定或正式业绩披露 ([19]、[24]–[26]、[32]、[33])；数据期：2025 年；地域：欧洲和美国；单位：%；ApexInsight 计算。注：各企业调整口径不同，Ørsted 采用不含新合作伙伴协议及取消费用的 EBITDA。

核心结论：样本企业盈利变化方向和幅度显著分化，说明市场化能源的行业需求增长并不能替代对合同、资产组合、出力、价格、交易和一次性事项的逐项分析。

RWE 2025 年调整后 EBITDA 为 50.87 亿欧元，较 2024 年下降 10.4%，公司将下降部分归因于售电利润率较低及交易表现未达到上年水平；新增风光和储能投产提供了部分抵消 ([19])。Vistra 的持续经营调整后 EBITDA 升至 59.12 亿美元，主要受并购全年贡献和零售采购成本改善支持，但 GAAP 净利润受到 8.08 亿美元未实现套保损失影响，反映经济套保、会计确认和现金结算期间可能错位 ([24])。

欧洲样本显示更强的负向波动。Centrica 2025 年 EBITDA 由 23.05 亿英镑降至 14.17 亿英镑，优化业务和基础设施利润回落；Uniper 调整后 EBITDA 由 26.12 亿欧元降至 10.97 亿欧元；Fortum 可比 EBITDA 由 15.56 亿欧元降至 12.40 亿欧元，低发电量和价格环境是重要因素。Ørsted 不含新合作伙伴协议及取消费用的 EBITDA 小幅增至 250.65 亿丹麦克朗，但总 EBITDA、减值和高投资仍导致不同的自由现金流结果 ([25]、[26]、[32]、[33])。

因此，行业利润率分析应至少区分四层：第一，已实现电价和采购成本；第二，发电量、客户量和资产可用率；第三，未实现衍生品、公允价值、减值和资产出售；第四，资本化建设支出和项目伙伴交易。只观察收入或净利润，容易把交易总额、会计波动或资产轮换误判为持续经营能力。

7.4 营运资金与现金转换

大型市场化能源企业样本：2025年现金转换差异

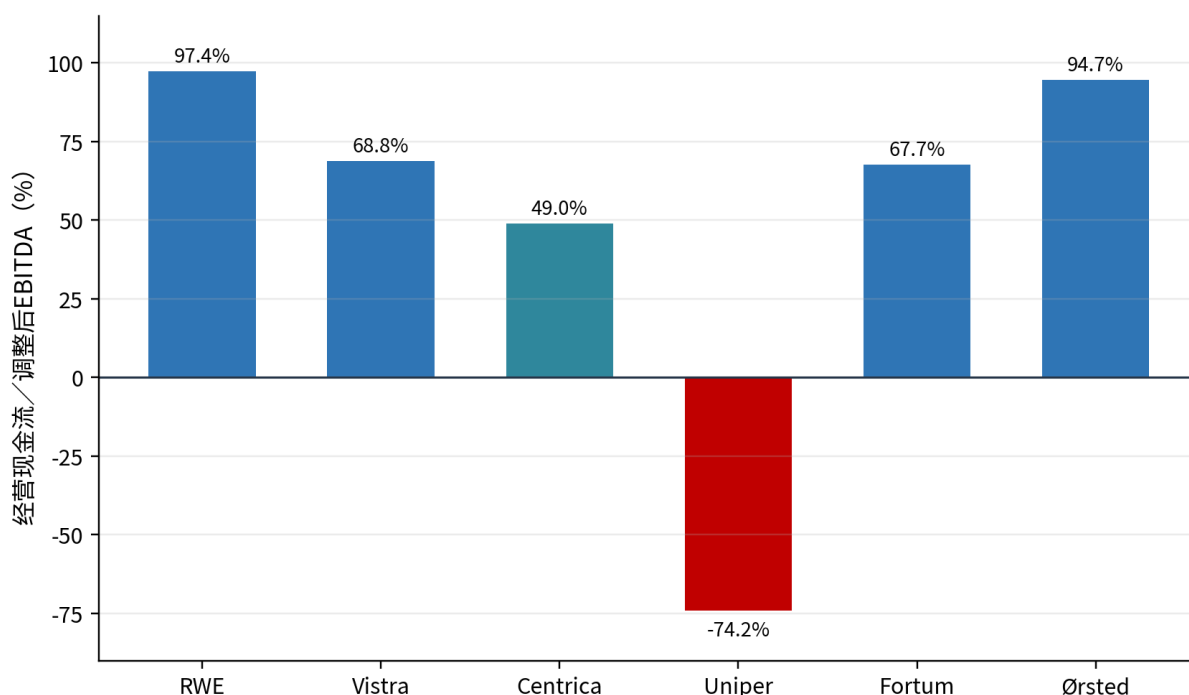


图 14 大型市场化能源企业样本：2025 年现金转换差异

来源：企业 2025 年度正式披露 ([19]、[24]–[26]、[32]、[33])；数据期：2025 年；单位：经营现金流 / 调整后 EBITDA，%；ApexInsight 计算。注：现金流和 EBITDA 定义、税息及营运资金口径不同，结果仅作方向性样本比较。

核心结论：保证金、营运资金、应收应付、环境配额和衍生品结算可使经营现金流显著偏离会计盈利；Uniper 2025 年为负现金转换，表明正 EBITDA 不必然形成经营现金流。

市场化能源的营运资金并不符合传统制造业“库存—应收—应付”的单一路径。电力通常不能经济地大规模库存，核心资金占用来自燃料和气储库存、环境配额、交易保证金、抵押品、网络和市场结算、客户应收、预付款及合同结算。商品价格上涨时，名义应收和应付同步扩大；若企业的套保头寸需要先缴纳现金保证金、但现货或客户合同收益后结算，则短期流动性压力可能在经济损失发生前出现。

Vistra 2025 年从调整后 EBITDA 到经营现金流的桥接中，营运资金、保证金和环境配额义务变动为负 6.25 亿美元；这类项目具有价格敏感性，且不能被传统应收账款周转率充分解释 ([24])。RWE 经营现金流由 2024 年的 66.20 亿欧元降至 49.54 亿欧元，报告指出变动保证金是重要影响因素之一 ([19])。Uniper 2025 年经营现金流为负 8.14 亿欧元，而调整后 EBITDA 仍为正 10.97 亿欧元，显示采购、衍生品、结算和现金时点可形成显著背离 ([32])。

零售业务的现金转换还受客户账单周期、坏账、预付账户余额和监管补偿影响。价格上限或社会保护机制若使供应商先承担采购成本、后获得调整或补偿，会形成政策性营运资金需求。相反，客户预付款和按月直接扣款可以提供短期资金，但监管机构可能限制供应商使用客户余额，以减少供应商失败后向全体消费者转移损失 ([34]、[35])。

7.5 资本密集度与自由现金流

大型市场化能源企业样本：2025年资本投入强度

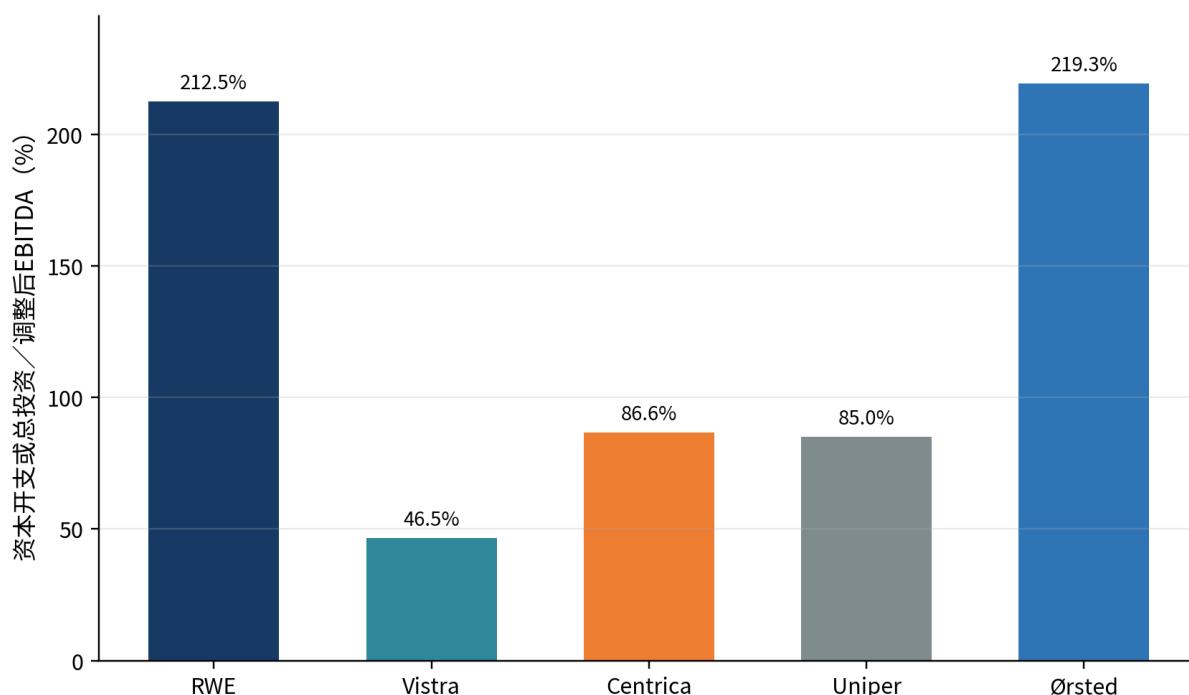


图 15 大型市场化能源企业样本：2025 年资本投入强度

来源：企业 2025 年度正式披露 ([19]、[24]–[26]、[32])；单位：资本开支或总投资 / 调整后 EBITDA，%；ApexInsight 计算。注：RWE、Centrica 和 Uniper 使用资本开支或投资；Vistra 包含核燃料及长期服务协议预付款；Ørsted 使用总投资，定义不可完全等同。

核心结论：资产扩张可使资本投入长期超过当期 EBITDA，即使经营资产盈利为正，自由现金流仍可能持续为负；项目执行、融资能力和资产轮换因而是行业信用韧性的核心。

RWE 2025 年资本开支 108.10 亿欧元，约为调整后 EBITDA 的 2.1 倍，自由现金流为负 54.96 亿欧元；Ørsted 总投资 549.76 亿丹麦克朗，约为其核心 EBITDA 的 2.2 倍，自由现金流为负 188.50 亿丹麦克朗 ([19]、[26])。这些数字不说明项目价值必然为负，而说明高增长资产平台需要持续依赖经营现金流、资产出售、项目伙伴资本、股权和债务融资。

维持性资本开支与扩张性资本开支的风险含义不同。维持性支出保障安全、可用率和牌照，是不可长期压缩的准固定现金支出；扩张性支出在需求和价格预期较强时增加，但面临建设成本、许可、并网、供应链和融资条件变化。核电、海上风电、大型水电和长距离配套设施具有较长建设周期，预测误差和资本化利息累积更明显。储能和光伏建设较快，但设备价格、收益堆叠和并网可用性变化也会迅速改变回收期。

资产寿命与技术风险并非同一方向。水电、核电和网络连接点可能具有长寿命和稀缺价值，但延寿和安全支出高；燃煤和高排放燃气资产可能在物理寿命结束前受到碳成本和利用率下降；风光设备的技术成本下降可提高新项目竞争力，却会压低旧项目的相对成本地位。资本开支评价必须同时考虑合同期限、剩余资产寿命、捕获价格和退役义务。

7.6 杠杆和融资特征

行业常见融资结构包括企业无担保债务、项目融资、建设贷款、绿色债券、混合资本、设备或租赁融资、税务股权、合资产伙伴资本和政府或开发性金融。合同化项目通常以项目现金流和资产抵押为基础，贷款期限与 PPA 或 CfD 期限匹配；商户资产融资更依赖价格曲线、容量收入、最低套保要求和企业担保。零售与交易企业固定资产较少，却需要循环信用额度、保证金设施和信用证，其流动性需求可能随价格波动快速增长。

杠杆风险应区分“建设杠杆”“运营杠杆”和“抵押品杠杆”。建设期债务依赖项目按时投产；运营期债务依赖已实现价差和可用率；抵押品杠杆则来源于衍生品和交易信用支持，即使最终套保经济有效，短期价格变化也可能导致现金追加。评级触发、信用额度缩减和对手方提高担保要求会形成顺周期效应。

利率和汇率风险通过资本化利息、再融资、PPA 币种、燃料采购币种和跨境项目现金流传导。新兴市场项目还可能面临本币收入与美元债务错配。政府支持、长期承购和多边金融可以降低融资成本，但若承购方本身信用较弱、补贴支付延迟或政策变更，项目融资的表面隔离并不能消除经济风险。行业最常见的财务脆弱点是高增长资本开支、低合同覆盖、固定价销售与浮动采购、集中到期债务及不足的备用流动性同时出现。

第 8 章 周期性、历史压力期与风险传导

8.1 行业周期来源

市场化电力与燃气的物理需求通常比多数工业品稳定，但盈利周期显著高于销量周期。GDP 和工业生产影响商业及工业负荷；气温、降水、风速和辐照度影响需求与供给；燃料、碳和电价决定发电价差；利率和信用条件影响项目资本成本；汇率影响进口燃料、设备和外币融资。行业周期因此是宏观、天气、商品、资产可用率和市场制度的叠加，而不是单一 GDP 弹性。

需求侧具有三种不同周期。长期结构性增长来自电气化、制冷、电动汽车、数据中心和工业投资；宏观周期影响工业和商业负荷；事件型冲击包括极端天气、疫情、战争和停电。IEA 在 2026 年 7 月预计全球电力需求 2026 年增长 3.6%、2027 年增长 3.8%，但同期天然气市场因中东冲突和高价预计 2026 年需求收缩，说明电力需求增长与燃气采购压力可以同时发生 ([1]、[2])。

供给侧的周期由新增产能、退役、并网、燃料库存和水文条件驱动。新增低边际成本发电可压低平均电价和既有资产利用率；当可调度资源退出而网络和储能未及时投产时，少数高峰时段又可能出现稀缺价格。库存对天然气具有缓冲作用，但电力系统主要依靠备用容量、互联、需求响应和实时调度，无法像一般商品通过大量库存平滑供需。

8.2 关键历史压力期

Uniper压力期样本：盈利与经营现金流峰谷（2020—2025）

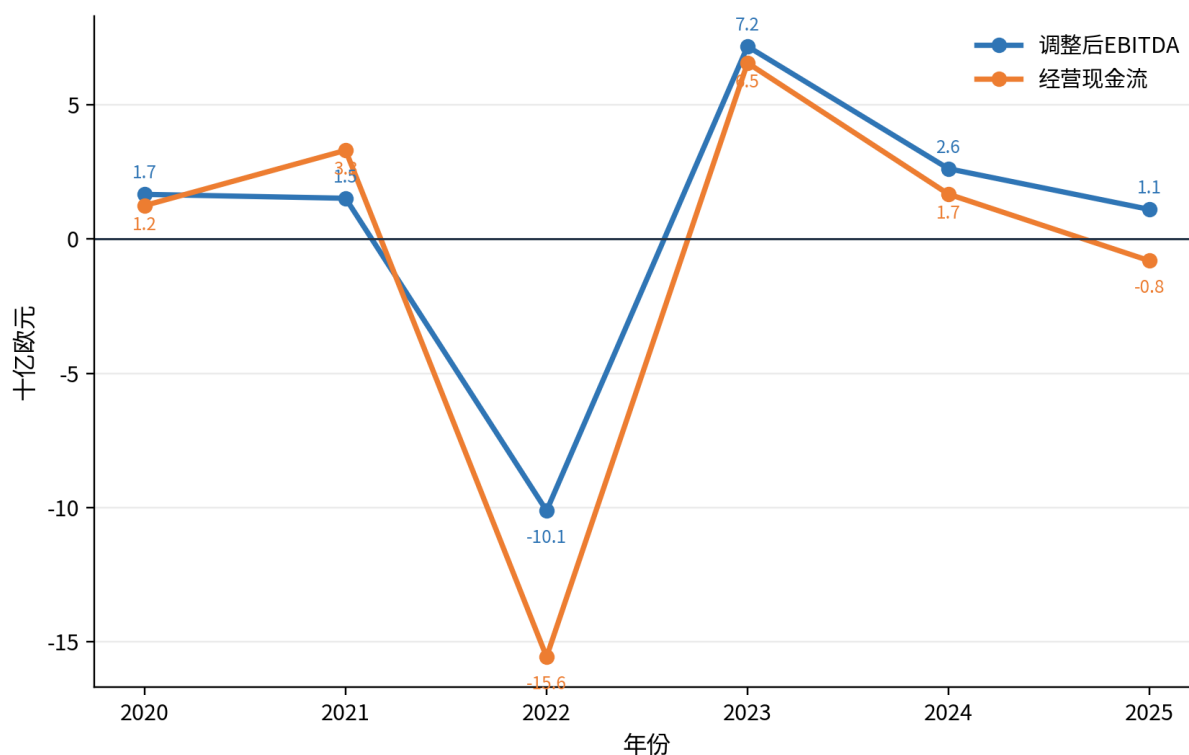


图 16 Uniper 压力期样本：盈利与经营现金流峰谷（2020—2025）

来源：Uniper 官方关键财务数据 ([32])；数据期：2020—2025；地域：欧洲及全球商品组合；单位：十亿欧元；ApexInsight 整理。

核心结论：2022 年采购替代、合同和流动性冲击可使盈利与经营现金流同时出现巨额负值；其后反弹并不意味着风险消失，2025 年经营现金流再次转负显示现金结算仍具有独立波动。

代表性压力事件及主要风险机制



图 17 代表性压力事件及主要风险机制

来源：FERC、FERC/NERC、Ofgem、AEMO、ENTSO-E 及 IEA 官方资料 ([17]、[18]、[22]、[34]、[3]、[2])；ApexInsight 整理。

核心结论：重大行业损失通常不是单一价格波动，而是市场设计、物理供给、合同错配、操作失效和流动性压力共同作用的结果。

表 9 代表性历史压力期的风险表现与企业分化

压力期	主要触发	需求与价格	盈利和现金流	融资 / 退出及恢复	企业差异
2000—2001 美国西部能源危机	供给紧张、市场设计缺陷、网络约束及市场行为	批发价格与零售受限价格严重脱节；可靠性恶化	受限零售商采购成本激增；发电和交易收益与合规风险分化	公用事业流动性和信用受压；随后监管、合同和市场规则长期重构	拥有低成本发电者可能受益；固定零售价且缺乏自有发电者受损
2021 年冬季风暴 Uri	极端低温、燃料和机组防寒不足、天然气供应失效	得州及中南部大规模停电，超过 450 万人失去电力；稀缺结算持续	未套保零售商、燃气采购不足机组和固定价合同承受现金损失	至少 210 人死亡；结算、证券化和规则改革持续多年	燃料保障、资产防寒、负荷匹配和流动性决定损失差异
2021—2022 英国供应商危机	天然气和批发电价上升、零售价格上限调整滞后、薄资本	固定价和受限零售价格不能及时覆盖采购成本	供应商毛利和现金流快速恶化，客户余额和对冲安排成为关键	2021 年 8 月后 28 家供应商退出、约 240 万客户受影响；Bulb 另涉 160 万客户；成本由行业机制分摊	有充足对冲、资本和客户规模者承接客户；薄资本供应商退出
2022 年澳大利亚 NEM 暂停	煤气供应、机组可用率、价格上限和补偿机制失灵	多个地区高价和供给紧张；AEMO 在 6 月 15 日暂停现货市场	发电商报价、方向指令和补偿替代正常市场结算	前一日指令规模约 5 GW；相关补偿申请约 1.14 亿澳元；恢复后规则检讨	燃料合同、可用率和受指令资产与纯零售商影响不同
2025 年伊比利亚停电	振荡、电压和无功控制缺口、调节实践差异、快速降出力 and 机组脱网	属于系统运行事件而非一般需求衰退；形成级联断电	收入影响集中于停运、平衡、赔偿和恢复成本	ENTSO-E 于 2026 年 3 月发布最终报告，提出系统韧性改进建议	具备电压支撑、稳定能力和黑启动价值的资产可能提高系统价值
2026 年全球 LNG 冲击	中东冲突、霍尔木兹海峡 LNG 流受阻及设施损害	此前约占全球 LNG 供应近 20% 的通道受扰；2026Q2 TTF 与亚洲现货 LNG 同比上涨 32% 和 45%	LNG 进口型市场燃气发电和固定价零售受压；煤电、核电和可再生替代价值上升	全球气需求预计收缩；非海湾供应部分抵消，恢复取决于航运与设施修复	进口依赖、库存、燃料切换、合同和地域组合决定影响

来源：[17]、[18]、[22]、[34]、[3]、[2]；ApexInsight 整理。历史事件用于解释风险机制，不代表当前预测。

8.3 历史峰谷表现

可验证的峰谷数据表明，企业盈利下行幅度可远大于电力需求变化。Uniper 调整后 EBITDA 由 2021 年的 15.12 亿欧元降至 2022 年的负 101.19 亿欧元，经营现金流由正 32.96 亿欧元降至负 155.56 亿欧元；2023 年在市场和合同条件变化后分别反弹至 71.64 亿欧元和 65.49 亿欧元（[32]）。该案例的适用范围是欧洲燃气和发电组合的极端采购替代危机，不能直接外推为所有发电商的行业平均。

2025 年六家大型样本调整后 EBITDA 同比变化从增长 4.8%到下降 58.0%，同样显示即使没有统一的全球衰退，资产组合、价格、出力、交易和投资周期也会形成显著峰谷。市场化能源行业缺乏一套覆盖全球、长期一致的“行业收入和利润率”统计，因此本报告不构造未经支持的全球峰谷均值，而以官方市场事件、代表性企业和可比财务桥接建立证据链。

破产和退出数据主要在零售市场可观察。英国供应商危机显示，客户转移机制可以维持实物供能，却不能消除损失；失败供应商的对冲、客户余额和采购缺口可通过最后供应商机制或政府安排转移给其他供应商和消费者（[34]、[35]）。发电资产的退出通常更慢，受退役、环境、就业和系统可靠性约束，低盈利资产可能长期维持而形成供给过剩，也可能被可靠性合同保留。

8.4 风险传导机制

本行业最典型的价格—流动性传导链为：燃料或电力远期价格快速上升 → 固定价零售或发电合同不能同步重定价 → 经济毛利收缩；与此同时，套保头寸产生变动保证金 → 可用现金和信用额度下降 → 企业被迫减少套保或出售资产 → 对未来价格暴露上升 → 融资成本和再融资压力增加。即使套保最终产生经济收益，现金支付和收益确认的时间错位仍可触发流动性危机。

新能源和系统拥堵的传导链为：同一区域风光装机快速增长而网络、储能和可调负荷滞后 → 高出力时段边际价格下降、负价格和限电增加 → 技术捕获价格低于市场平均价 → PPA 基差和商户收入下降 → 项目回报与资产估值下调 → 新投资要求更高合同价格或政府支持 → 项目延迟进一步加剧网络和容量规划的不确定性。

极端天气和操作事件的传导链为：需求峰值与燃料、机组或网络故障同时发生 → 备用容量下降和稀缺价格上升 → 运营商指令、价格上限或市场暂停 → 正常合同和报价机制被行政安排替代 → 补偿、罚金和争议结算延后 → 现金流和信用暴露持续到事件结束后。停电本身还可能产生维修、保险、自保留存、诉讼及合规投资。

8.5 缓冲机制

长期合同是最重要但非无条件的缓冲。PPA、CfD、容量合同和燃料供应协议能够降低短期价格波动；其有效性取决于价格指数、地点、数量、负价格、限电、可用率、信用支持和终止条款。合同期限若短于债务或资产寿命，尾部再定价风险仍然存在。

低成本、灵活性和地域多元化是资产层缓冲。低边际成本提高调度位置；快速启停、储能和需求响应提高高峰与辅助服务收入；核电、水电和燃气等不同资源组合可减少单一天气风险。发电与零售负荷匹配提供自然对冲，但必须管理时间、地点和数量差异。

财务缓冲包括备用现金、承诺信用额度、保证金设施、较低杠杆、分散债务到期和项目伙伴资本。风险限额、背对背合同、信用净额结算和抵押品优化可降低交易风险。保险能覆盖部分物理损失和营业中断，但通常不能完整覆盖商品价格、政策变化、长期限电、网络拥堵或所有极端天气损失。

第 9 章 技术、监管、政策与替代风险

9.1 技术变化

技术变化对本行业的核心影响不是电力产品被替代，而是不同资产和收入池的相对价值重估。风光的低边际成本扩大后，传统基荷和商户资产面对更低平均能量价格；同时，波动性提高了快速调节、容量、储能、需求响应、无功和系统强度服务的价值。技术进步因此同时形成替代风险和新收入来源。

电池价格在过去十年显著下降，推动储能从示范项目转向电网和客户侧资源；但储能收益依赖充放电价差、辅助服务、容量规则、退化和并网位置。随着同类项目增加，早期高价值辅助服务市场可能饱和，收入需要转向能量套利、容量和长期合同。长时储能、抽水蓄能、热储能和可调负荷将与锂电池形成不同时间尺度的竞争（[36]）。

数字化、智能计量、人工智能预测和虚拟电厂可以改善负荷预测、交易、维护和客户响应，也扩大模型、数据、算法和网络安全风险。聚合平台若能够控制大量分布式资产，可能形成规模和数据壁垒；但其收入依赖客户授权、设备互操作、基线测量和市场资格，规则变化可迅速改变商业模式。

技术和商业模式变化对市场化能源收入池的替代路径

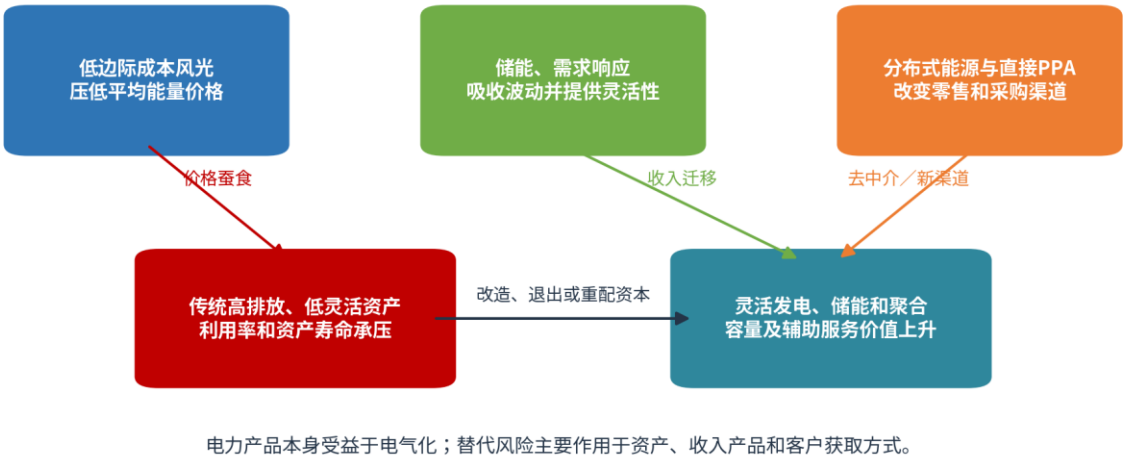


图 18 技术和商业模式变化对市场化能源收入池的替代路径

来源：IEA 技术与电力市场研究、FERC 市场机制资料及 R1—R2 商业模式框架 ([9]、[5]、[36])；ApexInsight 整理。

核心结论：结构性替代表现为能量收入向容量、灵活性、位置和客户管理价值转移；企业的竞争优势由单一低成本发电转向“低成本 + 可交付 + 可融资 + 合同和系统价值”。

9.2 产品或商业模式替代

客户自建光伏、储能、热泵、备用电源和能源管理会减少传统零售商的单向售电量，但增加并网、平衡、聚合、动态电价和剩余电力供应需求。大型工业和数据中心直接签署 PPA 或与发电资产共址，可能绕过传统零售渠道；零售商若能提供组合管理、灵活性和风险管理，则可从单纯售电转为客户能源平台。

长期企业 PPA 和政府 CfD 替代部分现货收入，使新能源项目更易融资，同时把风险从短期电价转移至承购方信用、长期基差、合同灵活性和政策设计。若市场价格长期低于合同价格，公共或终端用户可能承担补差成本并引发政策调整；若市场价格高于合同价格，发电商的上行被限制。合同化并非风险消失，而是风险重新分配。

储能和需求响应可替代部分峰荷机组、备用容量和网络投资，但不能在所有持续时间和地理位置上完全替代可调度发电。天然气机组在多个市场仍承担快速调峰和极端天气保供；其长期风险取决于利用小时、容量收入、燃料基础设施、碳成本以及是否可转换至低碳燃料或碳捕集。核电和水电则可能因低碳、稳定和系统服务价值受益，但面临高固定成本、停机、许可和延寿资本开支。

9.3 监管和政策

表 10 主要监管与政策变化的财务传导

地区 / 政策	核心机制	收入影响	成本 / 资本影响	竞争与信用风险
欧盟电力市场设计改革（Regulation 2024/1747；Directive 2024/1711）	强化长期合同、CfD、消费者保护、需求响应和市场韧性安排	提高部分新增低碳资产收入可预测性；限制部分短期价格风险向零售客户传导	增加零售产品、对冲、信息披露和消费者保护要求	有资本、合同和客户系统的平台受益；薄资本供应商压力上升
中国发改价格〔2025〕136 号	新能源上网电量原则上全面参与市场，并建立可持	新增项目更多暴露于市场价格、地区供需和机制电	提高交易、预测、平衡、储能和风险管理要求	资源、并网、交易和融资能力成为更重要分化因素

地区 / 政策	核心机制	收入影响	成本 / 资本影响	竞争与信用风险
	续发展价格结算机制	价竞价		
美国 FERC Order 1920 系列	要求长期区域输电规划、情景和成本分摊改革	长期可能降低拥塞、限电和区位折价；短期效果取决于落实和建设	增加规划、参与和潜在网络投资；成本分配存在争议	有利于可交付项目，但并网和审批仍可能限制竞争
英国供应商财务韧性改革	强化资本、流动性、客户余额、对冲和风险治理	降低失败供应商通过低资本扩大份额的空间	提高固定合规和资本占用	改善系统韧性，但提高小型供应商进入和存续门槛
澳大利亚市场与 2026 ISP	以最小成本路径规划新能源、网络、储能及燃气后备；持续改革可靠性和市场机制	增加储能、网络和灵活资源长期机会；商户价格仍高波动	需要大额跨期投资和社区、许可、接网管理	项目执行和网络延迟决定竞争地位
碳定价、排放和退役政策	提高高排放发电边际成本并推动改造、退役和低碳投资	在边际定价市场可部分传导；价格上限或低利用率时转嫁不足	碳配额、环保改造、燃料转换、退役和修复成本上升	低碳和灵活资产相对受益，高排放低效率资产面临减值

来源：欧盟法律文本、国家发展改革委 / 国家能源局、FERC、Ofgem 及 AEMO ([35]、[37]–[41]) ；ApexInsight 整理。

监管既是风险来源也是风险缓冲。价格上限、市场暂停、暴利税、收入上限和追溯调整可降低企业收入或推迟成本转嫁；容量机制、CfD、最后供应商和流动性规则则可提高可靠性和现金流可预测性。关键不是“监管多或少”，而是规则是否透明、可预期、与物理系统和合同期限匹配。

市场准入从牌照扩展至资本、风险治理、数据、交易报告和客户保护。零售商通常需要证明财务资源、对冲政策和运营能力；发电商面临环境许可、并网、市场注册、计量和可靠性要求；交易商受市场操纵、内幕信息、头寸和报告监管。固定合规成本提高小企业门槛，但也减少薄资本参与者把失败成本外部化。

政策的地域差异会影响跨境经营和资产组合。欧盟强调耦合市场、碳成本、长期合同和消费者保护；美国按联邦、RTO / ISO 和州级多层管理；中国市场化交易与省级执行机制并存；澳大利亚由国家市场和州政策共同驱动。企业不能把一个市场的合同、容量或零售模式直接复制至另一市场。

9.4 合规成本及监管不确定性

持续合规成本包括交易监控、REMIT 或同类报告、计量、网络安全、客户保护、环境排放、核安全、坝体安全、燃料和供应链尽调。其固定部分对小型零售商和专业交易商影响更大；资产型企业则承担持续检查、许可更新、污染控制、退役基金和修复义务。

处罚和诉讼可来自市场操纵、错误计费、误导销售、停电责任、环境事故、许可违约和合同履行。重大处罚之外，调查本身会占用管理资源、提高信用支持和融资成本。监管机构对客户余额、保证金、资本和风险政策的要求可能降低股东可自由支配现金。

监管不确定性的最高风险形态是规则在投资和合同期限内发生追溯变化。例如对既有项目收入上限、补贴资格、税收、并网优先权或容量认证进行调整，会改变已投入资本的回报。缓释方法包括合同中的法律变化条款、地域和政策分散、保守的商户尾部假设以及在资本分配中保留政策敏感度。

第 10 章 供应链、贸易与地缘风险

10.1 关键投入

市场化发电和零售的关键投入分为燃料、设备、网络接入、数字系统、人才和资本。燃气、煤炭、铀和生物质决定可调度发电的边际成本与可用性；风机、光伏组件、逆变器、电池、变压器、开关设备、控制系统和备件决定项目建设和停机恢复；输电、配电和管道容量虽然通常由相邻行业运营，却是本行业资产能否交付和获得市场价格的必要投入。

软件、数据和人才的重要性持续上升。交易与零售需要高频市场数据、负荷预测、计量、计费、信用和风险系统；发电需要状态监测、天气预测、调度和网络安全。技术系统中断或数据错误可形成错误报价、平衡费用、客户账单和监管处罚。熟悉电力市场、商品、工程、核安全和网络安全的人才供给也会限制扩张。

资本本身是关键供应要素。项目需要长期债务、股权和担保，交易和零售需要短期流动性与信用额度。利率上升、银行风险限额、评级变化或政策不确定性可使技术和资源条件良好的项目无法达到最终投资决定。

10.2 供应集中度

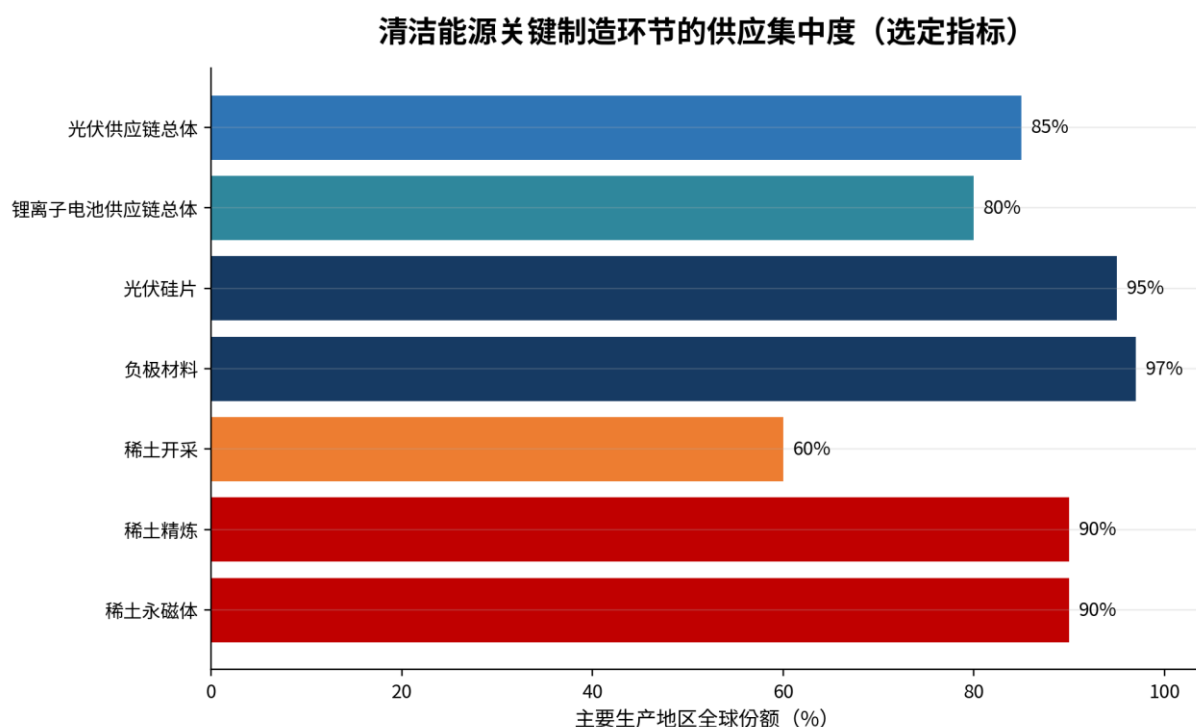


图 19 清洁能源关键制造环节的供应集中度（选定指标）

来源：IEA Energy Technology Perspectives 2026 及 Renewables 2025 ([36]、[42])；数据主要反映 2024—2025 年前后的全球制造或加工格局；单位：%；ApexInsight 整理。

核心结论：光伏、电池和稀土关键环节高度集中，低设备成本与供应安全之间存在权衡；贸易、制裁、物流或单一地区停产可把项目成本风险迅速传导至并网和资本回报。

IEA 估计，中国约占全球光伏供应链产能的 85%、锂离子电池供应链产能的 80%，光伏硅片和负极材料环节分别约 95% 和 97%；稀土开采、精炼和永磁体也高度集中 ([36]、[42])。这些比例针对制造或加工环节，而不是本行业企业的直接采购份额；不同项目可通过库存、长期合同和地区化制造降低即时暴露。

燃料供应集中具有不同形态。管道气依赖固定路线和跨境关系，LNG 提高来源可替代性但依赖液化、海运、保险、海峡和接收能力。2026 年霍尔木兹通道冲击表明，全球液化供应可由其他地区部分抵消，但短期船期、设施和价格仍形成显著约束 ([2])。核燃料价值密度高、库存周期长，短期运输敏感度较低，但浓缩、组件和监管资格集中；燃煤供应更广泛，却受到港口、铁路和碳政策影响。

变压器、海缆、燃气轮机、核电关键设备和大型风机具有长交付期及有限合格供应商，供应风险常表现为项目延期而非立即停产。设备规格、认证、质保和维护体系形成切换成本；替代供应商需要重新设计、测试和监管批准。

10.3 下游和客户集中

批发市场和交易所分散单一客户信用风险，但结算机构、系统运营商和少数大型交易对手成为关键节点。双边 PPA 和大型工业供能合同可提供长期收入，却形成承购方集中；单一数据中心、冶炼厂或公共采购方若占项目大部分合同量，其信用、扩建计划和负荷实现会直接影响项目融资。

居民零售客户单体分散，但其行为高度同质，价格调整、极端天气或政策变化可同时影响大量客户。商业和工业组合更集中，客户破产或生产中断会产生数量和坏账风险。零售商若通过低价快速获客而未同步建立采购和信用能力，客户规模反而放大固定价负债。

发电企业对网络和市场运营机构具有制度性依赖。拥塞、限电、连接协议和调度规则由少数系统主体决定；即使不存在传统客户集中，单一节点、输电走廊或区域市场仍可形成“基础设施客户 / 渠道集中”。

10.4 国际贸易

电力本身的跨境贸易受互联线路和同步系统限制，通常是区域性而非全球性商品。跨境互联可降低供需波动、扩大低成本电源市场并提高可靠性，但也把邻国价格、停电和政策传导至本地。线路容量分配、拥塞收入、碳边境安排和紧急出口限制会影响交易价值。

天然气和 LNG 具有更强全球贸易属性。LNG 把区域气价通过船货套利连接起来，但运输距离、船舶、液化和再气化能力、季节性和长期目的地条款导致价格不完全趋同。2026 年 3—6 月海湾 LNG 装载量同比减少约 350 亿立方米，非海湾产量增加约 270 亿立方米，仅抵消约四分之三缺口，说明全球替代需要时间和闲置能力 ([2])。

设备贸易受到关税、反倾销、本地化、出口管制和投资审查影响。政策可促进本地制造和供应多元化，却可能提高短期设备价格、延长认证和建设周期。汇率变化同时影响进口设备、燃料、外币债务和电价；企业只有在收入、采购和融资币种匹配时才能形成自然对冲。

10.5 供应链韧性

供应链与地缘冲击的经营和信用风险传导



冲击通常先通过项目交付、发电可用率或采购成本进入经营层，再经保证金、现金流和融资渠道放大。

图 20 供应链与地缘冲击的经营和信用风险传导

来源：IEA 天然气、技术供应链及投资研究 ([2]、[10]、[36]、[42])；ApexInsight 整理。

核心结论：供应链韧性需要同时覆盖燃料、设备、网络、资本和数据；单纯增加库存不能解决长周期设备、并网和融资约束。

燃料韧性工具包括多源采购、长期合同、储气、现场库存、替代燃料能力和发电技术分散。长期合同降低现货暴露，但可能产生 take-or-pay、目的地和价格指数风险；库存提高保供能力，却占用营运资金并承担价格和库存损耗。对极端天气，燃料保障还需与设备防寒、管道压力和现场操作联动。

设备韧性依赖双重采购、标准化、关键备件、框架协议和供应商财务监测。对于核电、燃机、海缆和大型变压器，完全替代可能需要多年，企业应把交付期、质保、安装能力和认证纳入项目缓冲，而不是只比较采购价格。区域化制造可降低物流和政策风险，但不能立即复制完整上游材料和技术生态。

业务组合韧性来自地域、技术和合同分散。拥有多区域发电、零售和交易平台的企业可在部分市场失衡时优化组合；但跨区域复杂性也提高数据、合规和模型风险。最佳缓冲不是最大程度垂直整合，而是明确识别哪些风险可内部对冲、哪些风险仍需外部合同、保险、资本或备用流动性。

第 11 章 全球区域差异

市场化电力与燃气的风险高度依赖地区制度。相同技术资产在节点定价、统一出清、成本型电力池、单一买方或长期 PPA 体系下具有不同收入和信用风险。本章比较经营特征，不形成国家风险评分，也不把方向性区域判断替代企业和项目分析。

主要区域市场化电力与燃气经营风险特征（方向性比较）

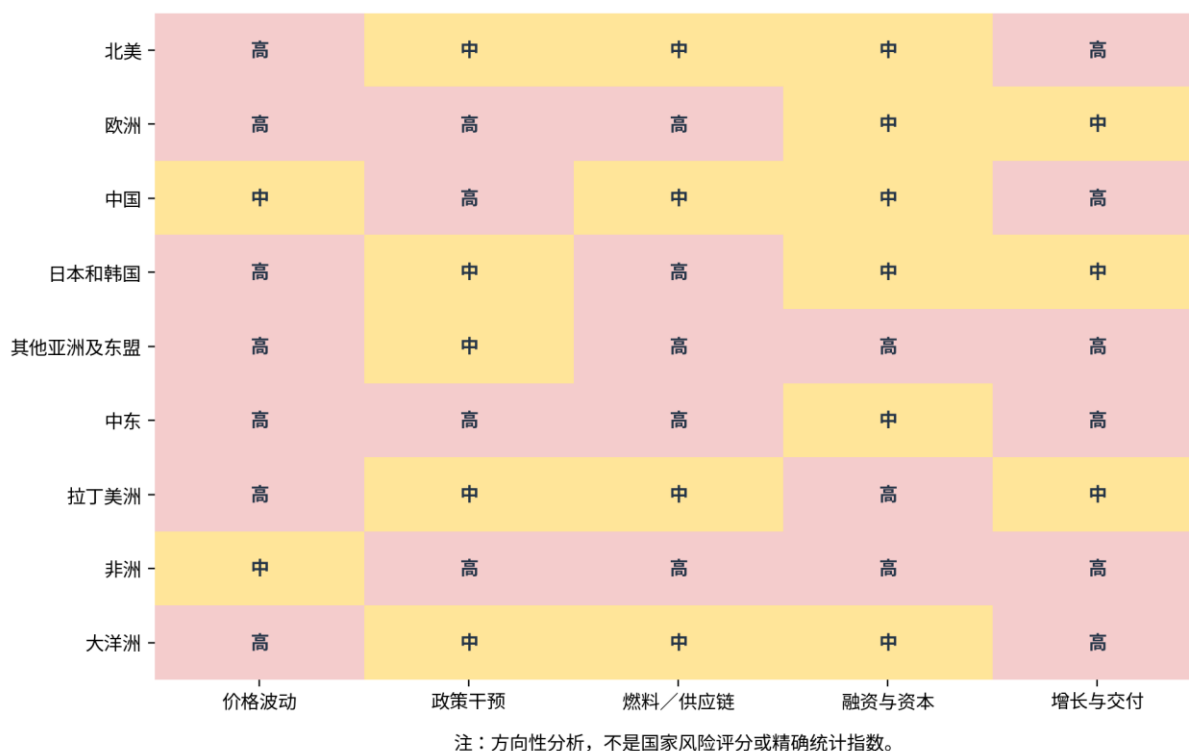


图 21 主要区域市场化电力与燃气经营风险特征（方向性比较）

来源：IEA、FERC、ACER、Ofgem、AEMO、国家能源局、CERC、JEPX、KPX、CCEE 及企业披露（[9]、[1]、[2]、[10]–[15]、[5]、[16]、[27]、[41]、[43]–[48]）；ApexInsight 分析。注：图中“高 / 中 / 低”为经营风险或结构变化强度的定性比较，不是国家评分；“需求与投资增长”高表示增长及资本需求强。

核心结论：区域差异主要来自市场设计、燃料进口、网络建设和政策干预，而非单纯由需求增速决定；企业跨区域扩张必须重新评估合同、结算和融资机制。

11.1 北美

美国竞争性电力市场以 RTO / ISO 节点或区域市场、双边合同、州级零售选择和多样化容量机制为特征。PJM 等容量市场为资源充足性提供额外收入，ERCOT 更依赖能量和稀缺价格，CAISO 受到太阳能高渗透、负价格、储能增长和西部互联影响。市场化资产的价值高度依赖节点拥塞、容量认证、燃料与并网。FERC Order 1920 系列试图改善长期区域输电规划和成本分摊，但规划、许可、州级参与和实际建设仍需多年（[16]、[40]）。

北美天然气资源和管网使美国相较 LNG 进口型市场具有燃料成本优势，但区域管道约束和极端天气仍可造成局部价格脱离。2021 年 Uri 表明，充足的年平均资源并不等于极端条件下的燃料和机组可用性（[18]）。加拿大和美国各省市市场结构不同，企业不能用全国平均气价或电价替代节点风险。

11.2 欧洲

欧洲具有高度耦合的跨境电力市场、碳定价、增长中的风光和储能，以及对进口天然气和 LNG 的显著暴露。市场耦合提高跨境优化和供应多元化，但拥塞、区域价格分化和邻国事件仍会传导。2021—2023 能源危机后，长期合同、CfD、需求响应、零售保护和供应商财务韧性成为政策重点（[13]、[34]、[35]、[38]、[39]）。

北欧水电、法国核电、伊比利亚风光和中东欧燃料结构使区域风险差异显著。水文、核电可用率、互联和气价会改变同一年度的价格。2025 伊比利亚停电最终调查显示，系统电压、无功、控制和脱网行为可成为独立于商品价格的尾部风险（[3]）。

11.3 中国

中国电力市场以中长期交易为主体，省级和省间现货、辅助服务、绿电及统一市场建设持续发展。2025 年市场化交易电量约 6.64 万亿千瓦时、占全社会用电量 64.0%，但该口径包含多种中长期和市场化安排，不能与欧美纯现货成交量直接比较（[27]）。

发改价格〔2025〕136 号推动新能源上网电量原则上全面进入市场，并通过可持续发展价格结算机制平衡存量和增量项目。风险由固定上网价格更多转向市场价格、地区供需、机制竞价、预测和平衡；资源质量、并网位置、交易能力和融资成本的企业分化预计扩大（[37]）。煤电容量、电力现货、跨省输送和用户价格承受能力将共同决定市场化收入。

11.4 日本和韩国

日本通过 JEPX 日前和日内市场、双边合同及零售竞争形成市场化交易，日前市场按 48 个半小时时段进行单一价格盲拍卖，日内市场提供连续交易（[46]）。燃料进口、核电重启、区域互联能力和电网分区影响价格；LNG 冲击对燃气发电和零售采购具有直接传导。

韩国现行电力批发以成本型电力池为核心，发电企业向市场售电，韩国电力公社承担单一买方角色，系统边际价格与核定固定和变动成本共同影响结算（[47]）。因此其“非受监管”程度和欧美商户市场不同，企业风险更多来自燃料、政策、成本核定、单一买方和资本计划；GlobalCheck 映射时需要识别收入是否真正承担市场价格风险。

11.5 其他亚洲及东盟

东南亚电力需求和投资增长较快，但市场多由单一买方、长期 PPA、国有公用事业和部分竞争性批发安排组成。IEA 预计区域电力需求长期保持较快增长，网络和跨境互联投资需要显著提高；煤电存量较新、LNG 进口和汇率暴露上升，使能源转型、保供与可负担性并存（[43]）。

印度具有受监管长期采购、交易所和短期市场并存的结构，CERC 持续发布短期电力市场年度及月度监测（[45]）。短期市场提高价格发现和灵活性，但燃煤供应、配电公司支付、网络和高峰需求仍影响发电现金流。其他亚洲 LNG 进口型市场在 2026 年高价下实施燃料节约或需求管理，显示价格敏感度和外汇约束高于多数成熟经济体（[1]、[2]）。

11.6 中东

中东电力市场通常以长期购电、政府或公用事业承购、独立电力和水项目为主，商户型批发暴露相对有限。低成本天然气和高太阳能资源支持发电，但夏季制冷峰值、水电联产、燃料机会成本、财政和承购方结构仍是关键。2026 年冲突显示，即使能源出口地区也可能因设施、航运和国内气供应受到冲击。

区域项目融资依赖长期合同和政府相关承购，收入可预测性较强，但集中承购方、政策和本币 / 外币融资风险突出。电力市场改革、可再生竞价、氢和跨境互联可能提高竞争性，但报告适用性应按项目是否承担市场和价格风险判断。

11.7 拉丁美洲

拉丁美洲多个市场依赖水电，水文变化可同时影响电量、价格和燃气或液体燃料进口。巴西自由市场 2025 年用电增长 7.3%，占全国用电约 42%，而受监管市场用电下降 5.1%，显示用户迁移和市场开放正在改变零售及合同格局（[44]）。长期合同可缓冲水文和现货风险，但合同数量、担保和分配规则复杂。

智利、墨西哥、哥伦比亚及其他市场在可再生资源、网络拥塞、政策和货币方面存在显著差异。高风光地区可能出现限电和区域价格分化；依赖水电市场则需管理干旱和长期能源合同；外币融资与本土收入错配提高资本回报波动。

11.8 非洲

非洲多数电力体系仍以国家公用事业、单一买方和长期 PPA 为主，纯商户市场有限。约 6 亿人口仍缺乏电力服务，需求和接入投资潜力大，但公用事业负债、收费回收、汇率、补贴、输配损耗和承购方信用限制项目融资（[48]）。因此，对独立发电项目而言，主要风险可能不是批发价格波动，而是承购方支付、政府支持、外汇可兑换和网络可用性。

区域内天然气资源、跨境电力池、可再生资源和融资条件差异很大。多边金融、担保、政治风险保险和长期合同可提高可融资性，但项目延迟、货币贬值和公共财政压力仍会传导至现金流。GlobalCheck 不应把公共公用事业与市场化项目公司混入同一风险画像。

11.9 大洋洲

澳大利亚 NEM 具有高风光渗透、节点和区域价格、零售竞争、快速增长的电池储能及显著州际网络需求。价格波动、负价格、煤电退役、燃气后备、系统强度和许可形成并存风险。2022 年市场暂停显示运营商在正常价格机制无法维持可靠性时可能直接接管结算和调度（[22]）。

AEMO 于 2026 年 6 月发布的 2026 ISP 将输电连接的新能源、配电资源、储能和燃气后备作为至 2050 年的最低成本发展路径（[41]）。该路径创造长期投资机会，同时要求网络、社区许可、设备和资本按时交付；任何一环延迟都可能提高现货波动和可靠性成本。新西兰则对水文、气源和较小市场规模更敏感。

第 12 章 当前行业状态与未来 12—24 个月展望

12.1 当前行业状态

截至 2026 年 7 月 27 日，全球电力需求保持较快增长。IEA 于 2026 年 7 月 23 日预计，全球电力需求 2026 年增长 3.6%、2027 年增长 3.8%，高于 2025 年的 3.0%；全球用电量预计由 2025 年的 28,600 TWh 增至 2027 年的 30,700 TWh。工业、制冷、电动汽车、热泵和数据中心是主要驱动（[1]）。

供给结构继续向可再生能源转移。IEA 预计可再生发电 2026 年增长超过 8%，其全球发电占比由 2025 年的 33% 升至 2027 年的 37%；太阳能发电 2026 年增加约 600 TWh，并超过风电成为仅次于水电的第二大可再生发电来源（[1]）。这一增长提高高低边际成本供给，同时增加网络、储能、位置定价和灵活资源需求。

天然气市场处于明显冲击状态。IEA 2026 年第三季度报告预计全球天然气需求全年下降约 0.5%，霍尔木兹海峡此前承载接近全球 20% 的 LNG 供应，冲突后流量恢复仍存在不确定性；2026 年第二季度 TTF 和亚洲现货 LNG 平均价格分别约 16 美元 / MMBtu 和 17.5 美元 / MMBtu，同比上升 32% 和 45%（[2]）。燃气进口型电力市场的采购成本和零售压力高于资源型市场。

资本投入仍处高位。IEA 预计 2026 年全球能源投资约 3.4 万亿美元，其中清洁能源约 2.2 万亿美元；电网投资仍需进一步上升以支持需求、接网和可靠性 ([10]、[9])。大型企业样本同时显示资本开支可显著超过当期 EBITDA，自由现金流和融资能力是当前扩张约束。

盈利并非同步改善。2025 年大型企业样本中，调整后 EBITDA 表现分化，2026 年上半年又受到区域电价、气价、出力和并购影响。当前状态应概括为“需求和投资较强、燃料与价格波动上升、网络和交付约束突出、企业现金流分化”，而不是统一的行业上行或下行。

12.2 未来 12—24 个月展望

基准判断是全球电力需求继续增长，新能源、储能、网络和可调度容量投资保持活跃；但天然气供应恢复、极端天气、并网投产和政策执行决定价格与利润分布。高需求能够提高电量和容量需要，却不会自动提高所有资产的捕获价格。位于受限区域、缺乏合同或燃料保障、资本开支过高的企业仍可能在需求增长长期出现现金流压力。

上行因素包括数据中心、工业、电动汽车和制冷负荷超过预期；容量和灵活性短缺提高可调度资产、储能和需求响应收入；LNG 供应正常化降低进口型市场成本；输电和并网改革加快项目交付；长期 PPA 和容量合同以更高价格重新签订。

下行因素包括中东和航运扰动延长、强厄尔尼诺同时推高制冷负荷并降低水电或风电出力、经济和工业需求走弱、风光捕获价持续下降、并网和设备延期、利率与信用条件收紧、零售价格干预或追溯性税收扩大。企业层面最危险的组合是固定价销售、浮动采购、高保证金、集中再融资和高扩张资本开支。

关键不确定性包括天然气和 LNG 恢复时间、2026—2027 天气、数据中心负荷兑现程度、容量市场和网络规划改革、政策对消费者可负担性与投资信号的平衡，以及储能和需求响应能否及时形成可认证的可靠容量。未来改善指标应包括气价和波动回落、负价格和限电趋稳、并网周期缩短、现金转换改善和供应商资本增强；恶化指标则相反。

第 13 章 情景分析、监测指标与 GISR 变化条件

13.1 情景分析

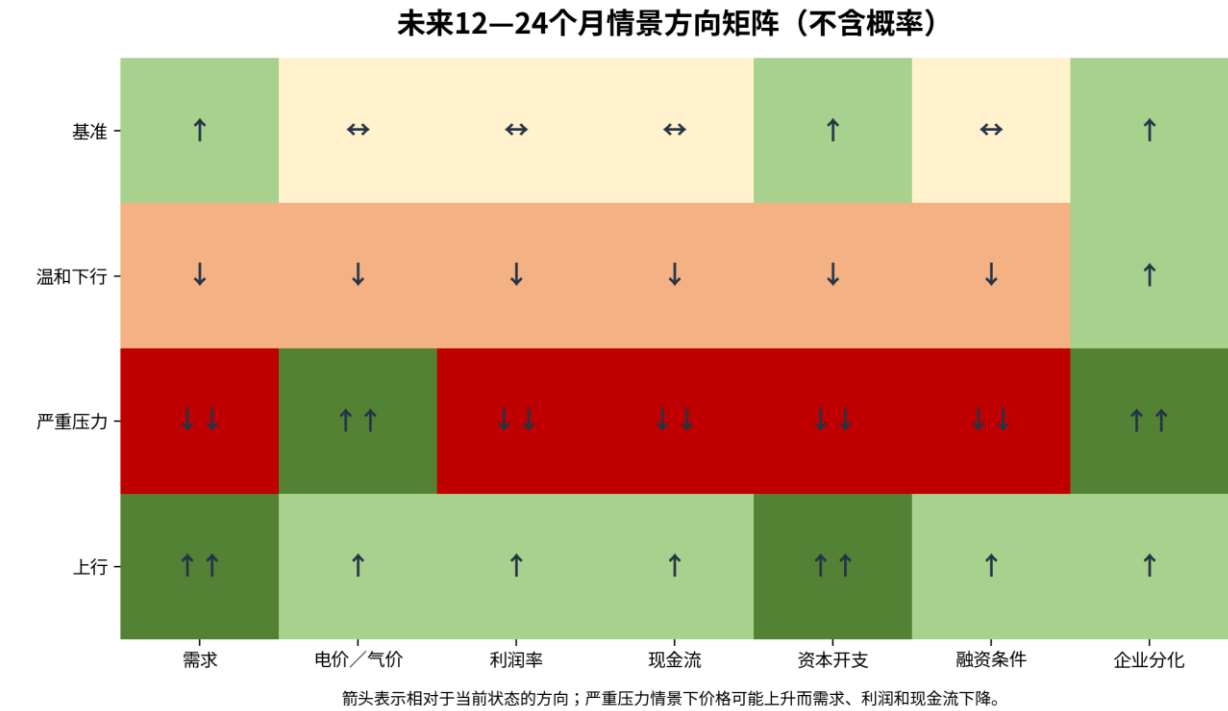


图 22 未来 12—24 个月情景方向矩阵（不含概率）

来源：IEA 2026 年电力、天然气及投资展望，企业披露和本报告风险传导分析（[1]、[2]、[10]、[19]、[24]–[26]、[20]、[21]、[32]、[33]）；ApexInsight 情景判断。注：不提供概率；“企业分化扩大”并非行业改善。

核心结论：行业方向取决于需求、燃料、网络和融资的组合；严重压力情景中批发价格可能上升，但固定价零售、燃料短缺和保证金会使利润与现金流反向恶化。

表 11 未来 12—24 个月行业情景

情景	触发因素	需求与价格	利润率与现金流	资本开支与融资	供应链与企业分化	可能持续时间
基准情景	LNG 通道和设施逐步恢复；全球需求按 IEA 路径增长；新能源和网络按计划推进	电力需求保持中高个位数以下增长；区域价格分化，气价较冲击峰值回落但高于 2025	一体化和合同化企业较稳；商户和零售随价格、出力分化；现金转换仍受保证金影响	高投资延续；融资可得但要求合同、资本和项目纪律	设备与并网仍紧；低成本、灵活、合同充分的平台扩大优势	12—24 个月
温和下行情景	宏观和工业需求弱于预期；气价仍高；风光投产快于网络和负荷	总需求增速放缓；平均能量价格受压，负价格和捕获价折价增加	商户新能源、低效率火电和薄利零售利润下降；自由现金流收缩	部分项目延期或重新定价；高杠杆企业减少扩张	并网和设备延期延续；企业分化扩大	约 2—6 个季度
严重压力情景	LNG / 燃料供应再次大幅中断，叠加极端天气、机组或网络故障；政策价格干预	物理供需紧张、现货和燃料价格急升；部分市场出现限电、价格上限或行政接管	固定价零售和采购不足资产毛利急降；保证金、坏账和补偿时滞使现金流恶化	信用额度收缩、担保要求提高、再融资困难；非核心资产出售或供应商退出	燃料、设备、运输和网络同时受限；有库存、合同、可调度资产和流动性的企业相对稳健	事件数周至数月；财务和监管后果可持续 1—3 年

情景	触发因素	需求与价格	利润率与现金流	资本开支与融资	供应链与企业分化	可能持续时间
上行情景	需求和数据中心负荷超预期；燃料供应正常化；网络和许可加速；容量短缺定价改善	用电和可调度容量需求上升，气价回落，容量和辅助服务收入改善	低成本发电、一体化零售、储能和灵活资产利润与现金流改善	优质项目融资成本下降，投资加快；但建设通胀可能上升	交付能力和优质并网资源成为瓶颈；企业分化仍存在	12—24 个月

来源：[1]、[2]、[10]、[19]、[24]–[26]、[20]、[21]、[32]、[33]及本报告分析。情景不包含概率或企业财务预测。

13.2 关键监测指标

表 12 市场化电力与燃气行业关键监测指标

指标（英文）	定义	主要数据源	频率	预警方向及含义	适用限制
全球及区域电力需求增长（Electricity Demand Growth）	实际或天气调整后的用电量同比变化	IEA、国家统计局、系统运营商	月 / 季 / 年	持续下降提示工业和收入压力；过快增长且供给滞后提示稀缺和可靠性压力	全球数据滞后；天气影响需拆分
日前 / 实时电价波动率（Wholesale Price Volatility）	小时价格标准差、P5 / P95 或高低价时段占比	ISO / 交易所、ACER、AEMO	日 / 月	上升提高商户机会，也增加零售、保证金和风险管理压力	市场币种、节点和结算粒度不同
负价格及捕获率（Negative-price Hours & Capture Rate）	负价格时段占比；技术加权捕获价 / 市场均价	ISO / 交易所、IEA	月 / 年	负价格增加或捕获率下降预警新能源收入蚕食	需有技术出力高频数据
燃气枢纽及 LNG 价格（Gas Hub & LNG Prices）	Henry Hub、TTF、亚洲现货 LNG 及区域价差	EIA、ACER、IEA	日 / 周 / 月	进口型市场价格上升压缩燃气发电和固定价零售毛利	部分价格基准受商业许可限制
清洁火花价差（Clean Spark Spread）	电价减燃气、热效率和碳成本	市场及燃料数据计算	日 / 月	持续收窄提示燃气发电盈利压力；扩大可能伴随高零售成本	热效率、节点和碳假设敏感
容量及辅助服务价格（Capacity & Ancillary Prices）	容量拍卖、可靠性和调频备用清算价格	市场运营商	拍卖 / 月	上升反映灵活性和可靠容量稀缺，也可能提示系统压力	各市场产品和义务不可直接比较
储气水平和 LNG 流量（Storage & LNG Flows）	储气占容量比例、注采速度、液化和接收量	GIE、IEA、运营商	日 / 周	库存低、补库慢或流量中断预警冬季价格和保供风险	名义库存不等于可提取能力
机组强迫停运和可用率（Forced Outage & Availability）	非计划停机容量占比及技术可用率	NERC、ISO、公司	日 / 季	停机上升降低供给并增加稀缺价格和合同罚金	资产级数据披露不完整
限电与拥塞成本（Curtailment & Congestion Cost）	被削减电量、限电率和网络拥塞 / 再调度成本	ISO、ACER、AEMO	月 / 年	上升提示区位折价、网络不足和项目回报风险	不同市场补偿和定义不同
并网队列与项目退出（Interconnection Queue）	活跃容量、等待时间、退出率和投产率	LBNL、ISO、监管机构	季 / 年	队列扩大、工期延长和退出率上升提示交付风险	申请容量远高于最终投产

指标 (英文)	定义	主要数据源	频率	预警方向及含义	适用限制
零售客户切换与供应商退出 (Switching & Supplier Exit)	切换率、活跃供应商、失败和最后供应商客户数	Ofgem 及各地监管机构	月 / 季	高流失、供应商退出或客户转移提示毛利和资本压力	只适用于开放零售市场
保证金与可用流动性 (Margin & Available Liquidity)	现金保证金、信用支持和可用承诺额度	公司披露、交易规则	季 / 事件	保证金上升、流动性覆盖下降是最直接的信用预警	行业汇总数据有限，依赖企业披露
套保和合同覆盖 (Hedge/PPA Coverage)	未来发电、采购或负荷已锁定比例及期限	公司披露	季 / 半年	覆盖下降提高现货风险；过度或错配套保也可能增加保证金	价格、地点和形状通常未完整披露
经营现金转换 (Operating Cash Conversion)	经营现金流 / 调整后 EBITDA 及其桥接	企业财报	季 / 年	持续下降或转负提示营运资金、保证金或盈利质量问题	企业调整口径不同
资本投入与杠杆 (Capex & Leverage)	capex / OCF、债务 / EBITDA、利息覆盖及到期结构	企业财报、IEA	季 / 年	高 capex、现金流弱和集中到期并存时风险上升	不应跨商业模式使用统一阈值

来源：IEA、ACER、FERC、Ofgem、AEMO、NERC、LBNL、市场运营商和企业法定披露 ([9]、[1]、[2]、[10]–[15]、[5]、[16]–[18]、[23]、[22]、[19]、[24]–[26]、[20]、[21]、[32]–[34]、[3]、[35]) ；ApexInsight 整理。

13.3 GISR 变化触发条件

当前 GISR 继续维持 4 级。可能支持未来下调的长期触发包括：主要市场的价格、保证金和现金流波动显著下降且跨周期持续；零售资本和客户资金保护有效降低系统性失败；输电、并网、储能和容量机制使负价格、限电与可靠性压力得到稳定控制；企业合同、流动性和杠杆结构普遍改善；监管规则在完整投资周期内更可预测。

可能支持未来上调的长期触发包括：燃料或极端天气冲击更频繁并造成多市场供应中断；负价格、捕获价折价和限电长期侵蚀新增资产回报；供应商失败、保证金或信用额度问题形成跨市场系统性风险；价格上限、市场暂停、追溯税费或补贴调整成为常态；设备、网络和融资瓶颈导致大规模项目延期、减值和可靠性缺口。

单一年份高利润、低气价、强需求或一次停电均不足以改变 GISR。未来复核应观察至少一个完整价格和投资周期，并区分行业结构变化与特定国家政策、特定企业资产或临时天气事件。

第 14 章 方法论、局限及使用说明

14.1 GISR 的评价对象与含义

GlobalCheck 全球行业结构性风险等级 (Global Industry Structural Risk Level, GISR) 用于评价行业长期经营环境中具有共性的结构性风险。本报告保持 GISR 4 级，即较高结构性风险。该结论综合考察行业周期性、竞争结构与进入壁垒、盈利与现金流稳定性、技术和商业模式替代、中长期增长稳定性以及监管、政策、供应链和外部冲击暴露。当前景气、短期价格上涨或单一年度利润变化不会自动改变结构性等级。

GISR 不构成单个企业信用评级，不等同于违约概率、证券评级、投资建议或国家风险评价，也不能替代企业财务、流动性、治理、竞争地位和股东支持分析。处于同一行业的企业可能因资产质量、合同覆盖、成本位置、地域组合、风险管理、杠杆和流动性差异而呈现显著不同的实际风险。

14.2 数据口径与主要局限

全球市场化电力与燃气不存在统一且无重复计算的单一收入规模。电力和天然气可在现货、远期及双边市场多次转售，企业收入还受到主事人 / 代理人判断、衍生品净额、燃料转售和商品价格水平影响。因此，本报告采用需求、交易量、装机、价格、容量、客户、投资和公开企业样本等多维指标，不将交易额或上市公司收入简单汇总为全球市场规模。

企业样本财务数据来自公开法定或正式披露。不同企业对调整后 EBITDA、资本开支、总投资、经营现金流和自由现金流的定义不完全一致，样本图表只用于比较方向和商业模式差异，不代表全球行业平均。PPA 价格、套保地点和负荷形状、保证金、信用额度以及资产级捕获价格等商业敏感数据公开程度有限。

部分 2026 年指标为年内数据、预测或情景值，报告已在相关图表和正文中明确标注。全球区域比较为行业经营环境的方向性分析，不是国家风险评分。历史压力事件用于说明风险机制，不意味着相同损失幅度必然重复。

14.3 企业行业映射和使用边界

企业最终适用本报告应由主营业务、收入机制、风险承担和业务重要性共同决定。SIC、NAICS、NACE 和 ISIC 仅作为候选筛选工具；同一代码可能同时覆盖受监管网络、市场化发电、能源经纪、竞争性零售或综合公用事业。对混合集团，应优先使用分部 EBITDA、经营现金流和经营资产识别；无法取得分部信息时，应保留人工复核状态。

报告数据存在统计滞后、定义变化、自然年度与财年差异以及地区覆盖不均。使用者在将行业结论应用于具体企业、项目或交易对手时，应结合最新公司披露、所在市场规则、国别环境、合同条款和流动性状况进行补充分析。

第 15 章 参考资料

一、内部方法论与研究底稿

[4] ApexInsight, IR-007 R1 研究准备底稿。发布日期 / 数据期间：2026-07-27；边界、GISR 蓝图和数据计划；访问日期：2026-07-27。项目内部底稿 说明：正式冻结输入；非外部公开来源

二、国际组织与官方统计

[1] IEA, Electricity Mid-Year Update 2026。发布日期 / 数据期间：2026-07-23；2025 实际、2026—2027 预测；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2026> 说明：原始国际组织报告；CC BY 4.0

[2] IEA, Gas Market Report, Q3-2026。发布日期 / 数据期间：2026-07-07；2026H1 及 2026 预测；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2026> 说明：原始国际组织报告；部分价格基于商业数据，使用 IEA 公开汇总

[9] IEA, Electricity 2026。发布日期 / 数据期间：2026-02-06；2024—2025 实际、2026—2030 预测；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/electricity-2026> 说明：原始国际组织报告；CC BY 4.0；预测需标 F

[10] IEA, World Energy Investment 2026。发布日期 / 数据期间：2026-05-28 / 数据文件 2026-06-25；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2026> 说明：原始国际组织报告；CC BY 4.0

[11] IRENA, Renewable Capacity Statistics 2026。发布日期 / 数据期间：2026-03；2016—2025；访问日期：2026-07-27。<https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026> 说明：原始统计汇编；容量为年末最大净装机

[12] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2025。发布日期 / 数据期间：2026-07；2025 投产项目；访问日期：2026-07-27。<https://www.irena.org/Publications/2026/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2025> 说明：原始国际组织成本数据库；LCOE 不含系统成本

[36] IEA, Energy Technology Perspectives 2026。发布日期 / 数据期间：2026；供应链及技术数据；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2026> 说明：国际组织原始研究；CC BY 4.0；集中度为相关环节估计

[42] IEA, Renewables 2025 及供应链分析。发布日期 / 数据期间：2025；稀土与可再生整合；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/renewables-2025> 说明：国际组织原始研究；需区分开采、精炼和制造

[43] IEA, Southeast Asia Energy Outlook 2024。发布日期 / 数据期间：2024；至 2035 情景；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2024> 说明：国际组织情景；区域内部差异显著

[48] IEA, Financing Electricity Access in Africa 2025。发布日期 / 数据期间：2025；接入与融资；访问日期：2026-07-27。<https://www.iea.org/reports/financing-electricity-access-in-africa> 说明：国际组织研究；区域聚合数据不能替代国家和项目分析

三、政府、监管机构与市场运营机构

[3] ENTSO-E, Expert Panel Final Report on the 28 April 2025 Blackout。发布日期 / 数据期间：2026-03-20；2025 事件；访问日期：2026-07-27。<https://www.entsoe.eu/news/2026/03/20/entso-e-publishes-expert-panel-final-report-on-28-april-2025-blackout-in-spain-and-portugal/> 说明：最终官方调查；替代媒体早期归因

[5] FERC, 2024 Energy Primer: A Handbook of Energy Market Basics。发布日期 / 数据期间：2024-01-17；访问日期：2026-07-27。<https://www.ferc.gov/media/energy-primer-handbook-energy-market-basics> 说明：原始监管解释材料；用于机制而非当前价格

[6] U.S. Census Bureau, 2022 NAICS Sector 22 definitions。发布日期 / 数据期间：2022 版；访问日期：2026-07-27。<https://www.census.gov/naics/?details=221&input=221&year=2022> 说明：原始分类标准；不能识别费率机制

[7] Eurostat, NACE Rev.2.1—2025 edition。发布日期 / 数据期间：2025；2025 起实施；访问日期：2026-07-27。<https://ec.europa.eu/eurostat/web/nace> 说明：原始分类标准；历史数据多为 Rev.2

[8] UN Statistics Division, ISIC Rev.4 3510 / 3520。发布日期 / 数据期间：现行分类；访问日期：2026-07-27。<https://unstats.un.org/unsd/classifications/Econ/Detail/EN/27/3510> 说明：原始分类标准；多环节混合

[13] ACER, Key developments in European electricity and gas markets—2026 Monitoring Report。发布日期 / 数据期间：2026-03-16；2025；访问日期：2026-07-27。<https://www.acer.europa.eu/monitoring/electricity-gas-key-developments-2026> 说明：原始欧盟监管监测；截至 2025，不含 2026 地缘冲击

[14] Ofgem, Retail market indicators。发布日期 / 数据期间：2026-06 更新；市场结构截至 2025-09、切换至 2026-04；访问日期：2026-07-27。<https://www.ofgem.gov.uk/news-and-insight/data/data-portal/retail-market-indicators> 说明：原始监管数据；页面声明不供商业依赖

[15] Ofgem, State of the energy market report: retail。发布日期 / 数据期间：2025；当期市场结构；访问日期：2026-07-27。<https://www.ofgem.gov.uk/research/state-energy-market-report-retail> 说明：原始监管报告；与[14]时点不同

- [16] FERC, 2025 State of the Markets Report. 发布日期 / 数据期间: 2026-03-19; 2025; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.ferc.gov/news-events/news/report-3-state-markets-report-2025> 说明: 原始监管市场评估
- [17] FERC, Addressing the 2000—2001 Western Energy Crisis / Chronology. 发布日期 / 数据期间: 持续档案; 事件期 2000—2003; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.ferc.gov/industries-data/electric/industry-activities/addressing-2000-2001-western-energy-crisis/chronology-glance> 说明: 原始监管危机档案; 历史事件
- [18] FERC / NERC, February 2021 Cold Weather Outages in Texas and South Central United States. 发布日期 / 数据期间: 2021; 事件期 2021-02; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.ferc.gov/media/february-2021-cold-weather-outages-texas-and-south-central-united-states-ferc-nerc-and> 说明: 原始联合调查报告
- [20] NERC, 2025 Long-Term Reliability Assessment. 发布日期 / 数据期间: 2026-02 修订; 2026—2035; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.nerc.com/our-work/assessments/long-term-reliability-assessments> 说明: 原始可靠性评估; 预测和情景并非项目承诺
- [22] AEMO, June 2022 NEM market event reports. 发布日期 / 数据期间: 2022—2023; 事件期 2022-06; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-events-and-reports> 说明: 原始市场运营事件与补偿资料
- [23] AEMO, Quarterly Energy Dynamics Q4 2025. 发布日期 / 数据期间: 2026-01-29; 2025Q4; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.aemo.com.au/newsroom/media-release/renewables-supply-more-than-half-of-quarterly-energy-supply> 说明: 原始市场运营机构; AUD/MWh
- [27] 中国国家能源局, 2025 年全国电力市场交易数据。发布日期 / 数据期间: 2026-01; 2025; 访问日期: 2026-07-27。
https://www.nea.gov.cn/xwfb/202601zb/iframe_text.htm 说明: 原始主管部门数据; 交易结算口径
- [28] 中国国家能源局, 新一轮电力体制改革 10 年 / 2024 交易数据。发布日期 / 数据期间: 2025-03-21; 2016、2024; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.nea.gov.cn/20250321/e28b932e3ffb41aa9ab84b8effba11c/c.html> 说明: 原始主管部门发布
- [29] 中国国家能源局, 统一电力市场建设资料。发布日期 / 数据期间: 2025-06-20; 2016—2024; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.nea.gov.cn/20250620/6af86dca7d564e45b63903dba28a37ba/c.html> 说明: 原始主管部门资料; 解释中长期交易占比
- [30] 中国国家能源局, 2023 年全国电力市场交易数据。发布日期 / 数据期间: 2024-01-25; 2023; 访问日期: 2026-07-27。
https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761959.htm 说明: 原始主管部门数据
- [31] 中国国家能源局, 2022 年全国电力市场交易数据。发布日期 / 数据期间: 2023-02-13; 2022; 访问日期: 2026-07-27。
https://www.nea.gov.cn/2023-02/13/c_1310697044.htm 说明: 原始主管部门数据
- [34] Ofgem, Annual Report and Accounts 2021-22. 发布日期 / 数据期间: 2022; 2021—2022 供应商退出; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.ofgem.gov.uk/publications/ofgem-annual-report-and-accounts-2021-22> 说明: 监管原始来源; 退出数量和客户影响为英国市场
- [35] Ofgem, Supplier Financial Resilience Report 2026. 发布日期 / 数据期间: 2026-06-09; 2025—2026; 访问日期: 2026-07-27。
<https://www.ofgem.gov.uk/policy/supplier-financial-resilience-report> 说明: 监管原始来源; 只适用于英国零售供应商

[37] 国家发展改革委、国家能源局，发改价格〔2025〕136号。发布日期 / 数据期间：2025-02-09；2025 起实施；访问日期：2026-07-27。https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html 说明：中国中央政策原文；省级实施机制存在差异

[38] European Union, Regulation (EU) 2024/1747。发布日期 / 数据期间：2024-06-13；访问日期：2026-07-27。<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32024R1747> 说明：欧盟法律原文；需结合成员国执行

[39] European Union, Directive (EU) 2024/1711。发布日期 / 数据期间：2024-06-13；访问日期：2026-07-27。<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32024L1711> 说明：欧盟法律原文；转置进度存在差异

[40] FERC, Order No. 1920 及后续说明。发布日期 / 数据期间：2024—2026；长期输电规划；访问日期：2026-07-27。<https://www.ferc.gov/explainer-transmission-planning-and-cost-allocation-final-rule> 说明：监管原始来源；规划规则不等于项目已建设

[41] AEMO, 2026 Integrated System Plan。发布日期 / 数据期间：2026-06-25；至 2050 情景；访问日期：2026-07-27。<https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp> 说明：系统规划情景；不等于于项目承诺

[44] CCEE, Cenários do Mercado Brasileiro de Energia 2025 / 市场数据。发布日期 / 数据期间：2026；2025；访问日期：2026-07-27。<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/estudos-especiais> 说明：巴西市场运营机构；自由和受监管市场口径需区分

[45] CERC, Annual and Monthly Reports on Short-term Power Market。发布日期 / 数据期间：2025—2026；印度财年及月度；访问日期：2026-07-27。https://www.cercind.gov.in/report_MM.html 说明：印度监管原始来源；短期市场不代表全部电力交易

[46] JEPX, Market monitoring and trading reports。发布日期 / 数据期间：2025—2026；访问日期：2026-07-27。<https://www.jepx.jp/electricpower/reports/> 说明：日本交易所原始来源；48 个半小时时段及日内规则

[47] KPX, Electricity Market / Cost-Based Pool information。发布日期 / 数据期间：现行市场机制；访问日期：2026-07-27。<https://www.kpx.or.kr/menu.es?mid=a20201010000> 说明：韩国市场运营机构；成本型池和单一买方特征

四、公司法定及正式披露

[19] RWE, Annual Report / Online Report 2025。发布日期 / 数据期间：2026-03-12；2025；访问日期：2026-07-27。<https://www.rwe.com/en/investor-relations/online-report/> 说明：公司法定披露；仅作企业案例，不代表行业平均

[24] Vistra Corp., 2025 Form 10-K / Annual filing。发布日期 / 数据期间：2026；2025；访问日期：2026-07-27。<https://investor.vistracorp.com/sec-filings> 说明：上市公司监管披露；需按分部和衍生品口径处理

[25] Centrica, Annual Report and Accounts 2025。发布日期 / 数据期间：2026-02-19；2025；访问日期：2026-07-27。<https://www.centrica.com/investors/annual-report-2025/> 说明：上市公司法定披露

[26] Ørsted, Annual Report 2025、Asset Book 和 Financial Data。发布日期 / 数据期间：2026；2025；访问日期：2026-07-27。<https://orsted.com/en/investors/financial-reports> 说明：上市公司法定披露；项目出售和减值需标准化

[32] Uniper, Business and key financials / Annual Report 2025。发布日期 / 数据期间：2026；2020—2025 财务数据；访问日期：2026-07-27。<https://www.uniper.energy/investors/uniper-investment/business-and-key-financials> 说明：公司原始披露；分部和集团指标并存；2022 危机不可外推为行业均值

[33] Fortum, Annual Review 2025 及官方财务数据。发布日期 / 数据期间：2026；2024—2025；访问日期：2026-07-27。 <https://www.fortum.com/investors/reports-and-presentations/fortum-annual-review-2025> 说明：公司原始披露；使用可比 EBITDA 及集团经营现金流

五、学术及专业研究

[21] Lawrence Berkeley National Laboratory, Queued Up: 2026 Edition。发布日期 / 数据期间：2026-06；截至 2025 末；访问日期：2026-07-27。 <https://emp.lbl.gov/queues> 说明：原始研究数据；队列不等于最终投产