NB

中 华 人 民 共 和 国 能 源 行 业 标 准

NB/T XXXX－20XX

能源电力 REITs 估值导则

Guidelines for Valuation of Energy and Power Infrastructure REITs

（征求意见稿）

目　次

前 言 1

1　总 则 3

2　术　语 4

3　基本规定 5

4　影响因素 8

4.1 宏观因素 8

4.2 中观因素 8

4.3 微观因素 9

4.4 重大事项 11

4.5 影响因素重要等级 12

5　估值参数 13

5.1 收益期 13

5.2 营业收入 13

5.3 营业成本 18

5.4 折现率 18

5.5 其他参数 20

6　参数不确定性 23

6.1 一般规定 23

6.2 概率分析 24

6.3 敏感性分析 25

6.4 情景分析 25

6.5 参数组合与结果校验 26
7 估值结论 27
附录 A 能源电力不动产基金估值影响因素重要等级划分 28
标准用词说明 33
条文说明 34
3 基本规定 34
4 影响因素 35
5 估值参数 35
6 参数不确定性 38

前 言

根据《国家能源局关于下达 2025 年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》（国能综通科技〔2025〕137 号）的要求，标准编制组经广泛调查研究，认真总结我国能源电力基础设施不动产信托基金发行实践经验和资产信息公开技术成果，参考国内外相关标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准的主要技术内容是：总则、术语和定义、基本规定、影响因素、估值参数、参数不确定性、估值结论。

本标准由国家能源局负责管理，由电力规划设计总院提出，由能源行业电力系统规划设计标准化技术委员会负责日常管理，由电力规划总院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送电力规划设计标准化管理中心（地址：北京市西城区安德路 65 号，邮政编码：100120，邮箱：bz_zhongxin@eppei.com）。

本 标 准 主 编 单 位：电力规划总院有限公司

本 标 准 参 编 单 位：中国国际工程咨询有限公司

中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

国网经济技术研究院有限公司

国家电力投资集团有限公司

中国电力建设工程咨询有限公司

北京市中伦律师事务所

上海瑞思不动产金融研究院

工银瑞信投资管理有限公司

中联前源不动产基金管理有限公司

中国电建集团租赁有限公司

本标准主要起草人员：

本标准主要审查人员：

1 总 则

1.0.1 为规范能源电力基础设施不动产投资信托基金（以下简称能源电力不动产基金）估值业务行为，保证能源电力不动产基金估值质量，维护社会公众利益和估值各方当事人合法权益，根据国家现行法律法规、政策制度、能源电力和资产评估等行业规范准则，结合能源电力规划、设计、建设、运营等全生命周期特点，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于以能源电力业务为主营业务的风力发电、太阳能发电、水力发电、天然气发电、生物质发电、核电等清洁能源项目，储能设施项目，清洁低碳、灵活高效的燃煤发电（含热电联产煤电）项目，特高压输电、增量配电网、微电网、充电基础设施项目，以及国家基础设施 REITs 行业范围清单明确的其他能源电力项目，在基础设施 REITs 首次发行、扩募新购入及存续期间的底层资产估值业务。

1.0.3 能源电力不动产基金估值，除应符合本标准的规定外，还应符合国家现行有关标准的规定。

1.0.4 用于估值的预测数据、模型等应客观、真实、完整、可验证、可追溯，数据采集、存储、处理和模型运行应符合网络安全、数据安全及保密管理要求，关键模型等应满足安全、自主可控及国产化适配等要求。

2 术 语

2.0.1 影响因素 Influencing Factors

可能对估值对象的持续运营、收益期或未来现金流产生作用的内外部条件、事件或项目自身特征。影响因素是估值参数预测的基础和起点，通过系统分析转化为估值参数。

2.0.2 估值参数 Valuation Parameters

在影响因素分析基础上，输入估值模型以计算资产价值的具体变量，包括收益期、营业收入、营业成本、折现率及本标准第 5 章规定的其他可量化指标。估值参数是连接影响因素与估值模型的中间环节。

3　基本规定

3.0.1 能源电力不动产基金估值应保证估值的客观性、科学性、公正性，坚持定量分析与定性分析相结合、以定量分析为主以及动态分析与静态分析相结合、以动态分析为主的原则。

3.0.2 本标准的估值对象应为以能源电力业务为主营业务的基础设施项目。项目同时从事综合能源服务业务的，若能源电力类业务在项目整体运营中占据主导地位（即构成该项目收入的主要来源），则适用本标准；其综合能源服务业务收入，按本标准第 5.2.2 条第 8 款的规定处理。能源电力业务不具备主导地位的，不适用本标准，应参照相关专业估值标准执行。

3.0.3 能源电力不动产基金估值应在系统分析项目基本特征、估值影响因素及重大事项的基础上，合理预测营业收入、营业成本、期间费用、税金及附加、其他收益、特殊事项支出、追加资本性支出、营运资金追加、期末回收金额等估值参数，给出估值结论。

3.0.4 能源电力不动产基金首次发行及扩募购入阶段估值应采用收益法。收益法选用现金流折现模型，按下式计算：

$$P = \sum_{t=1}^{n} [CF_t/(1+r)^t] + F/(1+r)^n \quad (3.0.4)$$

式中：

P：能源电力不动产基金底层项目资产价值；

CF_t：预测期第 t 期税前净现金流量；

r：折现率；

F：预测期期末回收金额；

n：预测期最后一期。

税前净现金流量预测应以项目可行性研究报告、历史运营数据及行业基准参数为基础，重点核实电量、电价、成本及资本性支出等参数；期末回收金额应考虑主要设备经济寿命、核心权利剩余期限与续期安排、技术迭代及合同约定的期满处置方式。

3.0.5 能源电力不动产基金存续期间开展估值时，宜在式（3.0.4）基础上，根据估值基准日前已披露的项目实际运营情况、实际现金流与最近一次预测值的偏差及重大事项进展，引入估值调整系数修正，按下式计算：

$$P = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t \cdot \eta_t}{(1 + r \cdot \kappa)^t} + \frac{F \cdot \lambda}{(1 + r \cdot \kappa)^n} \tag{3.0.5}$$

式中：

η_t：第 t 期现金流修正系数；

κ：折现率调整系数；

λ：期末回收调整系数；

CF_t、r、F、n：含义同式（3.0.4）。

二级市场交易价格、流动性、折溢价等基金层面信息仅作为估值结果合理性校验的辅助信息，不得替代项目实际经营数据和未来现金流预测，也不应直接作为本条调整系数的取值依据。

3.0.6 能源电力不动产基金估值宜按下列流程开展：

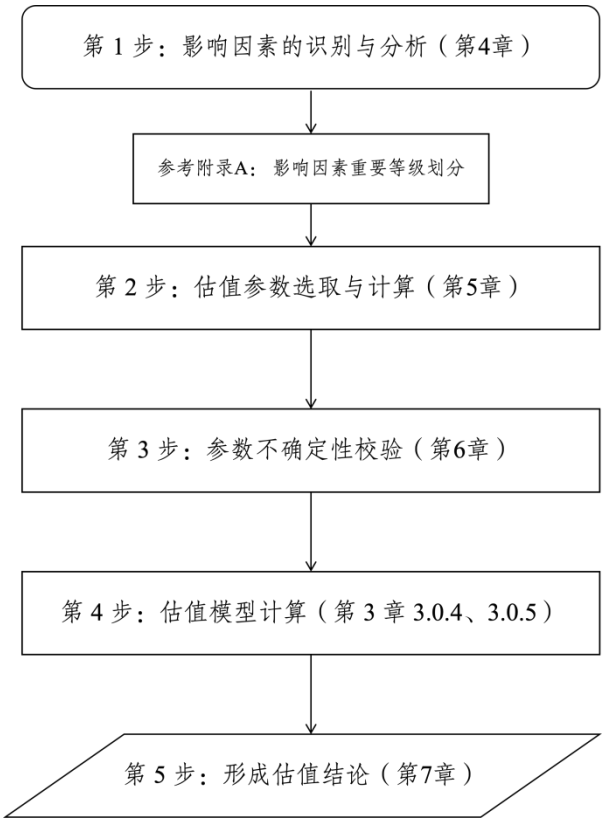


图 1 能源电力不动产基金估值流程

4　影响因素

4.1 宏观因素

4.1.1 宏观因素指项目所处国家及区域经济社会发展、政策法规体系、资源禀赋条件等，是项目持续运营和获取收益的基本前提。应重点分析以下内容：

1 政策环境因素：应分析工程投资建设时适用的历史政策和固定资产投资管理要求（项目审批、核准或备案、规划、用地用海、环境影响评价、节能审查、施工许可、竣工验收、取水许可、电网接入、电价政策等）、估值基准日适用的现行政策（含项目所在区域消纳责任权重设置及完成情况），以及能源发展规划、电力市场建设、电价与成本疏导机制、可再生能源支持机制等政策改革方向和发展趋势。

2 自然资源条件因素：应分析项目所在地区水文、气象、地形、地质、极端天气等环境气候情况，以及风能、太阳能、水力等发电资源和天然气、煤炭等燃料的供需关系、来源、价格、交通运输情况及变化趋势。

4.2 中观因素

4.2.1 中观因素指项目所在区域电力行业结构、市场规则、竞争格局等，反映项目面临的市场空间和竞争约束。应重点分析以下内容：

1 产业条件因素：应分析产业发展趋势、项目主要设备先进性、备品备件可获得性、淘汰更新可能性等。

2 电力供需关系因素：应分析区域装机规模、电源结构、装机规划，以及相关区域负荷特征、负荷增长率、电力需求预测及变化趋势。

3 电网消纳能力因素：应分析区域电网结构、电网规划、跨省跨区输电通道、输配电及电力外送能力等及其变化趋势。

4 电力市场因素：应分析项目所在地区电力市场交易规则与政策、交易情况（中长期、现货市场的交易电量、电价）和发展趋势，以及项目未来参与电力市场的情况。

4.3 微观因素

微观因素指项目自身的资产质量、运营能力和风险状况等，是项目能否在给定宏观与中观条件下实现预期现金流的基础。应在宏观与中观因素分析的基础上，对以下内容进行系统分析：

4.3.1 资产情况

1 固定资产情况：包括项目基本情况（地理位置、建设规模、初始投资额、账面净值、开竣工时间、设计利用小时数、设计寿命、运营期限、剩余收益年限等）和生产设备情况（技术路线、设计方案、运行效率、设备选型、主要设备品牌型号及投运时间、利用率、损耗率、故障率等）。

2 资产运行情况：指发电资源情况（历史发电小时数，季节、气候、极端天气影响，场址资源特性及变化）、燃料条件及供应情况（采购方式、来源、稳定性、价格、品质、消耗量等）、生产指标情况（发电量或利用小时数、系统效率、损耗率、综合厂用电率、弃电限电率等）、检修维护情况（检修周期与时长、故障停运、成本等）及财务情况（折旧摊销、期间费用、税金及附加、资本性支出、应收账款、应付账款等）。

3 电力交易情况：指影响项目营业收入的交易模式、交易结构、交易规模、电价形成机制及发展趋势等，应区分不同项目类型分析：

1）对于发电类项目应具体分析：总体售电情况（历史结算电量、电价、周期、主要交易方式）；不同售电模式的售电量及占比、收入及占比、平均结算电价，可持续发展机制（保障性收购、优先发电）和市场化交易（中长期、现货、辅助服务）的电量及电价；容量电费收入；绿电、绿证交易情况；辅助服务补偿或分摊、市场考核等其他收支；可再生能源补贴的依据及方式、补贴电量、价格、剩余年限、到账情况及可持续性。

2）对于储能类项目应具体分析：容量电费收入（历史结算容量及容量电价）；电能量市场交易情况（市场化交易充、放电量及价格、年度充放电次数、加权充放电价差）；辅助服务市场交易情况（类型、结算方式及价格）；其他收入。

3）对于电网及充电基础设施类项目应具体分析：各类交易电量（输送电量、过网电量、互送电量、调峰电量等）；输配电价（输电价格、过网电价、调峰电价等）；容量收入及其他收入。

4.3.2 运营主体能力

应分析项目主体的运营能力，包括：

1 预测分析能力：依托历史运营数据、行业政策、环境条件、设备性能等对现金流关键指标进行预判与动态修正的能力。

2 成本控制能力：在保障设备安全稳定运行、满足合规要求前提下，对全生命周期成本进行精细化管控的能力。

3 市场策略水平：参与电力市场交易、优化电量结构与收益结构的谋划与执行能力。该能力可由项目公司自身具备，也可通过委托专业售电公司、交易代理机构或依托运营管理机构专业化团队等方式获得。委托代理的，应分析代理模式的稳定性、合同核心条款及对收益的影响。

4 风险应对水平：识别、评估、缓释与处置资源波动、设备运行、安全生产、电力市场政策及交易等内外部风险的能力。

5 持续发展能力：项目公司、发起人（原始权益人）及运营管理机构在其他可比能源电力基础设施领域的项目储备与持续获取能力，以及在管同类资产的运营业绩与扩募潜力。储备项目尚处于前期阶段的，应说明其进展状态及纳入估值考量的限制。

4.4 重大事项

可能对估值对象资产权属、持续运营、收益期或者未来现金流产生重大影响的事项，应按下列分类进行专项分析。对重大事项应分析其事实状态、影响范围、发生可能性、影响期限、可逆性、责任主体、保险赔付和追偿安排、风险隔离机制及对估值参数的影响。

4.4.1 重大政策和监管事项包括能源发展方向、产业准入、电力价格及市场交易机制、可再生能源支持机制、生态环境、税费和安全生产等政策法规或监管规则重大调整，以及项目审批、核准或备案、规划、用地、环境影响评价、节能审查、施工许可、竣工验收、取水许可、并网及市场交易资格等手续或资格被撤销、暂停、附加重大限制，或项目公司股权、经营收益权、建筑物及构筑物转让受到重大限制等。

4.4.2 国防安全及军事设施保护事项，包括因国防安全、军事设施保护等要求对项目产生重大不利影响的事项。

4.4.3 自然灾害、极端天气及重大事故事项，包括洪水、干旱、台风、地震、地质灾害、山火等，以及重大设备故障、安全生产事故、火灾、爆炸、长时间非计划停运等。

4.4.4 重大违法违规和法律事项，包括能源监管、生态环境、自然资源、应急管理、市场监管、税务等行政处罚及整改要求；重大诉讼仲裁、资产查封冻结、强制执行、破产重整及赔偿责任；原始权益人、项目公司、运营管理机构或其主要责任人员涉及刑事案件、重大行政调查等可能影响资产权属、持续运营、合同履行、资金安全或风险隔离的事项。估值应以公开可查的记录及委托人依法提供的资料为基础，分析上述事项对未来现金流和估值参数的影响。对抵押、质押等权利负担，应了解其存在状态及对价值的影响；法律判断以律师事务所出具的法律意见书为准，估值机构不再重复进行法律实质审查。

4.4.5 重大合同及合同履约事项，包括购售电、并网调度、特许经营、燃料供应、土地租赁、运营管理等合同终止、解除或重大变更，以及主要合同相对方违约、履约能力显著下降等。

4.5 影响因素重要等级

影响因素的重要等级应结合估值对象的资产类型、项目所处阶段、事项发生状态、影响期限、可逆性和风险缓释安排，参照附录 A 划分并动态确定。

5 估值参数

5.1 收益期

收益期的确定应综合考虑经营权剩余期限、项目设计使用年限、土地使用权剩余年限、外部租赁用地剩余租期、核心合同期限及相关权利续期安排等因素。项目公司使用土地的剩余年限少于基金存续期限或预测收益期的，应说明续期依据、续期可能性、续期成本及不能续期时的期末处置方式，并在收益期和期末回收金额中反映。

5.2 营业收入

5.2.1 营业收入指项目运营期间销售电能或提供其他经营性服务形成的不含增值税的营业收入，应区分不同项目类型分析与计算。

1 发电类项目按下式计算营业收入：

营业收入 = $\sum_i$（第 i 种交易品种电量×该品种交易电价）+其他收入

（5.2.1-1）

2 储能项目按下式计算营业收入：

营业收入=容量收入+ $\sum_i$（第i 类放电电量×对应放电电价)－$\sum_j$（第j 类充电电量×对应充电电价) +其他收入

（5.2.1-2）

3 电网及充电基础设施类项目按下式计算营业收入：

营业收入=输配电收入+容量收入+其他收入

（5.2.1-3）

式中：

容量收入为项目依据适用价格政策或市场规则取得的容量电费、容量补偿或可靠容量补偿等收入；项目不适用容量机制的，容量收入为零。

5.2.2 发电类项目应在系统分析估值对象基本特征及各类影响因素的基础上，预测各年度发电量、总售电量及售电结构、电价等营业收入类估值参数。

1 各年度发电量应结合产业条件、自然资源条件及固定资产与运行情况，预测发电损耗率、设备不可利用率、环境影响降低率、综合厂用电率等参数后计算。

2 总售电量应结合政策条件、电力供需关系、电网接入和消纳能力、可再生能源消纳责任权重及项目历史售电情况和运营主体能力，在发电量预测值基础上预测。

3 售电结构应在总售电量预测值基础上，结合政策条件、区域电力市场交易情况、历史售电情况和运营主体能力，按照互不重叠、完整覆盖的原则，预测各年补贴电量、机制电量和市场交易电量。市场交易电量应按交易期限（中长期、现货）、交易范围（省内、跨省跨区）、交易属性（普通电力、绿色电力）等维度建立分类矩阵；各年各类电量合计应等于总售电量。

4 电价应在售电结构预测的基础上，结合政策条件、电力供需关系、电网消纳能力、可再生能源消纳责任权重、区域电力市场交易情况和运营主体能力，按照与电量分类矩阵一致的口径，预测相应的补贴电价、机制电价及各类市场交易电价；绿色电力交易电价应与普通市场交易电价区分，绿色电力环境价值收入不得与绿证收入重复计列。

风力发电和太阳能发电项目应预测参与电力市场交易的全部电量的市场交易价格。对纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量，

应根据工程投产时点和所在地实施方案，分别预测机制电量、机制电价、执行期限、适用市场交易均价和差价结算金额，不得仅以机制电量与机制电价的乘积测算机制收入，应分别测算市场交易收入和机制差价结算金额。

燃煤发电项目电能量价格应结合中长期、现货、跨省跨区交易和实际结算规则预测，并考虑电力供需、燃料成本、机组边际成本、调节性能和市场竞争情况等因素。

天然气发电项目应区分热电联产、调峰发电、分布式能源等运行模式，结合所在地价格管理方式、市场交易安排、气电价格联动机制、燃料成本传导和相关合同预测电能量价格。容量电价及可靠容量补偿收入按本条第 6 款另行预测。

水力发电项目应区分省内消纳和跨省跨区送电，结合政府核定电价、协议电价、市场化交易电价及分时分类电价机制进行预测。

核电项目应根据机组投产时点及适用价格政策，结合政府核定价格、优先发电安排、市场交易规则和实际市场化电量比例，分别预测电能量价格。

生物质发电项目应区分农林生物质发电、垃圾焚烧发电、沼气发电等技术类型，根据核准和投产时点、竞争配置结果、所在地市场化实施方案及适用价格政策预测电能量价格。

5 其他电力市场相关收支应在售电结构及电价预测值基础上，结合电力市场政策和项目历史数据，分别预测辅助服务补偿或分摊、市场补偿和返还、市场考核等收入和费用。估值模型采用净额口径的，

收入以正值、费用以负值计入；采用分项口径的，收入计入营业收入，费用计入营业成本。同一事项不得重复计列或重复扣减。

6 有容量电价、容量电费或可靠容量补偿收入的项目，应明确计费容量、可用容量或可靠容量，结合适用价格政策、核定标准、可用率考核要求及政策执行期限，分别预测容量电价、容量电费或可靠容量补偿收入及其变化趋势；容量电价与可靠容量补偿存在衔接替代关系的，不得重复计列。

7 有绿证收入的项目应结合政策条件、区域电力市场交易及项目历史交易情况，预测各年绿证交易数量及交易价格。

8 项目涉及综合能源服务业务且该业务在本标准 3.0.2 条中被认定为非主导地位的，其对应的收入作为辅助性收入，根据适用政策、特许经营协议、服务合同和历史结算情况从简预测，计入其他收入。本标准不对具体业务品种规定预测参数。

5.2.3 储能类项目应在系统分析估值对象基本特征及各类影响因素的基础上，预测营业收入各项参数。

1 容量电费或容量补偿收入应结合政策条件、电力供需关系、区域电力市场情况、固定资产及运行情况、历史交易情况和运营主体能力预测。

2 放电电量及放电电价应结合相关政策、产业条件、电力市场交易情况、电网及调度情况分别预测。

3 辅助服务收入应依据适用市场规则、合同协议等有效文件预测。

4 绿证收入应结合政策条件、区域电力市场交易及项目历史交易情况，参照本标准第 5.2.2 条第 7 款预测。

5 容量租赁等其他收入应依据适用市场规则、合同协议等有效文件预测。

5.2.4 电网及充电基础设施类项目应在系统分析估值对象基本特征及各类影响因素的基础上，预测交易电量、输配电价等营业收入类估值参数。交易电量和输配电价应区分不同电网类型，结合政策条件、电力供需关系、区域电力市场情况、固定资产及运行情况、历史交易情况和运营主体能力等预测；容量收入应根据相关政策、计费容量及容量电价预测；其他业务收入应结合相关政策、合同协议、项目本体历史数据等预测。

5.2.5 源网荷储一体化、绿电直连、算电协同及其他具有多主体、多资产或复杂计量结算边界的能源电力项目（以下简称复合型项目），应在明确估值边界、产权边界、计量结算界面及运行模式的基础上，对内部各单元的业务量及对外营业收入进行联合分析与预测。

1 估值对象为项目整体时，应以项目与公共电网及其他外部主体之间的计量结算界面确定营业收入边界；估值对象为单项资产或部分资产时，仅计入可归属于估值对象的外部收入及具有法律约束力、实际执行且具备持续性的合同收入。

2 内部各单元之间的结算收入，应与相应内部成本抵销，不得重复计入整体现金流；内部结算收入仅在产权清晰、合同合法有效、实际执行且具备持续性时方可计入单项资产的估值范围。

3 应根据项目实际运行模式、价格政策和市场规则，确定各项收入的电量、价格、执行期限和结算方式。自发自用电量未形成对外实际结算收入的，不应确认为售电收入。

4 应根据历史运行和结算数据对联合分析结果进行校验，并对关键参数开展情景分析；历史运行期较短或运行模式发生重大变化的，应扩大情景分析范围并披露模型及数据限制。

5.3 营业成本

5.3.1 营业成本指固定资产折旧、无形资产摊销及运营成本的加和，按下式计算：

$$营业成本=折旧摊销+运营成本 \tag{5.3.1}$$

5.3.2 折旧摊销应结合项目固定资产情况、资产运行情况及现行财税政策计算。涉及新增固定资产及无形资产的，应合理预测投入时间及数额，计算新增折旧摊销金额。

5.3.3 运营成本包括人工成本、材料燃料费、修理费、技术服务费、保险费、土地费、其他专项费等，应结合项目外部环境条件及资产运行情况，明确成本驱动因素，基于历史数据及趋势分析预测。

5.4 折现率

5.4.1 折现率应反映资金的时间价值及项目特定风险补偿。折现率的确定应与现金流预测口径保持一致；本条采用税前净现金流量，折现率应采用税前口径。

5.4.2 折现率宜按下列方法确定：

1 优先采用加权平均资本成本（WACC）模型。权益资本成本采用资本资产定价模型（CAPM）确定，其中无风险报酬率按第 5.4.3 条取值，特定风险报酬率按第 5.4.4 条确定；债务资本成本应反映项目公司实际融资成本；资本结构权重应反映项目目标资本结构或行业典型资本结构。税后折现率应按本标准条文说明第 5.4.5 条的方法转换为税前折现率。

2 确因不具备可比公司、可比交易案例或项目资本结构数据条件，采用风险累加法作为辅助验证的，按下式计算：

$$r = r_f + \sum_{i=1}^{m} r_i \quad (5.4.2)$$

式中：

r_f：无风险报酬率；

r_i：第 i 类风险报酬率；

m：风险因素个数。

5.4.3 无风险报酬率r_f应选取与项目收益期相匹配的长期国债到期收益率，通常取估值基准日 10 年期国债到期收益率。

5.4.4 风险报酬率（含采用 WACC 模型测算时的特定风险报酬率）应结合项目所属能源类型、收益结构特征及所处阶段综合确定，宜包括但不限于下列因素：

1 行业基础风险：反映能源电力行业整体投资回报水平，可参考近期同类能源电力项目可行性研究采用的基准收益率、已发行其他可比能源电力基础设施项目的投资回报水平等；

2 市场风险：以市场化交易为主要收益来源的项目，应重点关注现货电价波动、出力不确定、绿证价格及消纳保障机制等风险；以容量电价机制为主要收益保障的项目，应重点关注容量电价核定标准、可用率考核要求及政策延续性等风险；

3 运营风险：应综合考虑设备可靠性、技术迭代、自然资源波动、运维成本变动等因素；

4 合规与政策风险：应综合考虑电价政策调整、环保要求变化、土地及并网合规性、核心权利剩余期限与续期安排等；

5 其他特定风险：包括合同履约风险、关联交易风险等。

6 各类风险报酬率的取值应在估值报告中单独列示，并说明确定依据及数据来源。

5.4.5 采用加权平均资本成本（WACC）模型确定折现率的，应按本标准条文说明第 5.4.5 条的方法计算并转换为税前折现率。采用风险累加法辅助验证的，应比较两种方法的测算结果，分析差异原因，并在估值报告中说明最终折现率的取值依据。

5.4.6 折现率关键参数应进行敏感性分析，折现率取值应在估值报告中单独列示，并说明其与现金流口径的匹配性。估值机构不得仅依据原始权益人提供的可行性研究参数直接确定折现率，应结合独立市场数据与行业基准参数进行交叉验证。

5.5 其他参数

5.5.1 管理费用、销售费用等期间费用应结合项目资产运行情况，明确重点驱动因素，基于历史数据及趋势分析预测；有合同协议等依据

可明确未来时期费用的，应按相关依据计列。

5.5.2 税金及附加应以各年预测的营业收入、营业成本、期间费用等数据为基础，依据国家政策计算城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、城镇土地使用税等税费。

5.5.3 其他收益指增值税即征即退等税收优惠收入，应按相关政策要求计列。

5.5.4 追加资本性支出应结合项目外部政策条件、产业条件和运行情况，分析追加可能性并预测追加时间及金额。

5.5.5 营运资金追加应以当年预测的营业收入、营业成本、期间费用、税金及附加、折旧摊销数据为基础，结合安全现金持有月数、应收账款、预付账款、应付账款周转率等参数计算当年营运资金额，其与前一年营运资金额的差额为当年营运资金追加。

5.5.6 期末资产回收应结合项目固定资产情况、追加资本性支出中形成固定资产的部分以及各年折旧额计算确定。

5.5.7 期末营运资金应按最后一年营运资金额全额回收。

5.5.8 特殊事项支出的影响，应结合重大事项专项分析结果，根据事项所处阶段、现实义务、金额可估计程度和预计支付时间合理确定。

1 对已经发生且支付义务和金额基本确定的行政处罚、赔偿、生态环境修复、安全生产整改、诉讼仲裁、合同违约等异常支出，应根据责任承担主体和预计支付时间计入相应期间现金流。

2 对很可能导致现金流流出且金额能够合理估计的事项，应采用最佳估计数或者概率加权金额进行测算。

3 对可能导致现金流流出，但发生可能性或影响金额难以可靠估计的事项，不应直接从基准情景现金流中扣减，应在估值报告中披露，并通过保守情景、压力情景或敏感性分析反映其潜在影响。

4 对反复受到行政处罚或反映持续性、系统性合规缺陷的事项，除已发生支出外，还应分析后续整改资本性支出、停运损失、收入减少、成本及保险费用增加、收益期缩短等持续影响。

5 同一重大事项的风险影响已在未来现金流中充分反映的，不宜再通过折现率重复调整；确需同时调整的，应说明调整依据并避免重复计算。

6　参数不确定性

6.1 一般规定

6.1.1 估值过程中应识别对估值结论具有重大影响且取值存在合理变化可能的关键参数，包括资源条件、发电量或业务量、电力供需、交易电价、限电率或弃水率、设备可利用率、效率衰减、运营维护成本、资本性支出、收益期及折现率等，并分析其不确定性来源及关联关系。

6.1.2 关键参数基础值、变动范围及情景假设应优先采用可验证、可追溯的数据确定，综合考虑项目历史运营数据、长期资源观测数据、已签订合同、市场交易数据、已批准或公布的政策规则、专业机构预测及适用技术模型；缺乏可观察数据的，应说明专业判断、替代数据及其局限性。

6.1.3 应根据关键参数的不确定性类型及数据条件，按表 6.1.3 选用不确定性分析方法；同一参数具备多种数据条件的，可组合采用多种方法，并在估值报告中说明选用依据。

表 6.1.3 关键参数不确定性分析方法选用表

因素类别	典型因素	数据条件及 不确定性特征	分析方法	主要影响 参数
资源与电量类	风能、太阳能资源量，来水量，发电量、利用小时数；火电燃料供应保障率及品质稳定性；核电核燃料供应保障、机组可用率	具备长期观测数据及经验证的统计模型，可估计概率分布	概率分析（P50、P90、P10 分位；水电项目可采用来水频率分析）	营业收入（电量）

因素类别	典型因素	数据条件及 不确定性特征	分析方法	主要影响 参数
价格与 市场类	交易电价、机制电价、容量电价、辅助服务价格、绿证价格	受市场供需及交易规则影响，难以可靠估计概率分布，但可确定合理变动范围	敏感性分析	营业收入（价格）
成本与 设备类	燃料成本、运营维护成本、设备可利用率、效率衰减、资本性支出	具有历史数据，但受技术进步、市场供需等影响，可确定合理变动范围	敏感性分析	营业成本、税前净现金流量
期限与 折现类	收益期、折现率、期末回收金额	取值依赖政策期限及资本市场参数判断	敏感性分析	税前净现金流量现值、期末回收金额现值
政策与 机制类	电价机制、电力市场规则、可再生能源补贴、容量补偿机制	呈离散变化，难以赋予可靠发生概率	情景分析（基准、保守、乐观等离散情景）	营业收入、收益期
重大复合 事项类	本标准第 4.4 条所列重大事项	影响路径多、后果差异大，发生概率难以可靠估计	情景分析，并结合本标准第 5.5.8 条专项处理	营业收入、营业成本、收益期、期末回收金额

6.2 概率分析

6.2.1 概率分析应基于具有足够期限、代表性和一致性的观测数据及经验证的统计模型开展。基准情景宜采用 P50 或具有相同统计含义的长期预期值，并可测算 P90、P10 等分位对应的估值影响。不得将不同期限概率分位混同；资产组合应分析资源条件相关性和分散化效应。

1 风力发电、光伏发电项目的概率分析，应以长期风速、辐照度观测数据及经验证的发电量统计模型为基础。

2 水电项目的概率分析，应以来水频率分析为基础。

3 火电项目的概率分析，应结合燃料供应保障率、煤质或气源稳定性及调度计划，分析发电量或利用小时数的合理概率分布。

4 核电项目的概率分析，应结合核燃料供应保障、机组计划检修及非计划停运概率，分析发电量或利用小时数的合理概率分布。

5 储能项目的概率分析，应结合储能类型及收益模式，分析税前净现金流量的合理概率分布。分析宜以估值基准日前不少于 3 年的现货市场价格、辅助服务调用及调度运行数据为基础；数据不足 3 年的，应结合实际运营数据、同类项目数据及经校验的仿真模型，并说明数据期间、替代依据及局限性。

6.3 敏感性分析

6.3.1 对交易电价、运营维护成本、设备可利用率、效率衰减、资本性支出、收益期等缺乏可靠概率分布但可确定变动范围的参数，应设置上下限或变化幅度开展敏感性分析，分析结果不代表发生概率或置信区间。

6.3.2 单因素敏感性分析应保持其他参数不变，逐一测算单项关键参数在合理变动范围内变化对估值结果的影响；参数间存在明显关联关系的，可按本标准第 6.5 节开展参数组合分析。

6.4 情景分析

6.4.1 对能源政策、价格机制、市场规则等难以可靠估计发生概率的

事项，宜设置离散情景；已发布且主要内容、实施时间和适用范围能够合理确定的政策或规则应在基准情景中反映；仍存在重大实施不确定性的，应设置相应情景并说明成立条件。

6.4.2 情景分析应根据识别的关键参数不确定性及其相互关系，结合估值对象基本特征、项目内外部条件、运营主体能力和重大事项，设置基准、保守、乐观或其他适用情景，明确情景前提条件，预测各情景下的估值结果。

6.5 参数组合与结果校验

6.5.1 关键参数之间存在明显关联关系的，应形成逻辑一致的参数组合，不宜机械叠加缺乏关联的极端假设。应对关键参数及预测模型进行合理性校验；存续期间估值时，应将实际运营结果与最近一次预测值比较，存在重大或持续性偏差的，应分析偏差来源并更新参数或模型。不确定性分析的数据来源、模型方法、参数范围、情景条件、校验结果和主要限制应在估值报告中披露。

7　估值结论

7.0.1 估值结论应以基准情景估值结果为基础，结合第 6.4 节情景分析结果进行对比，反映项目未来经营的不确定性，为估值相关当事人提供多维度价值参考。

7.0.2 估值结论应包含按本标准第 6.3 节完成的敏感性分析结果，明确关键参数变动对估值结果的影响程度；影响显著的参数应作出风险提示。

7.0.3 估值结束后应编制估值报告，内容包括估值对象基本特征、估值影响因素分析、估值参数分析与预测、估值结果与结论等。采用概率分位、参数区间或组合情景的，还应披露数据来源、统计期间、情景设定依据及对估值结果的影响。存续期间估值的，还应说明项目实际运营及现金流与最近一次估值预测值的偏差及重要参数变化的影响。

7.0.4 当本标准第 4.4 条所列事项发生重大变化，或关键参数实际表现持续偏离原估值预测值、显著超出原估值预测范围，致使原估值重要假设不再成立或估值结论可能发生重大变化时，应及时重新估值。

附录 A 能源电力不动产基金估值影响因素重要等级划分

A.0.1 本附录用于辅助识别估值影响因素的重要程度，确定分析顺序和估值处理重点。影响因素重要等级反映相关因素对估值对象的潜在影响后果，不代表发生概率，也不直接等同于估值或折现率调整幅度。

A.0.2 影响因素重要等级

表 A.0.1 影响因素重要等级划分

等级	名称	判定标准	主要估值处理
一级	生存级	直接影响项目合法存续、资产权属、经营资格、物理完整性、持续运营能力，或者可能导致全部或主要现金流长期中断的因素	优先判断估值前提和持续经营假设是否成立，重点调整收益期、停运期间现金流、恢复性资本支出、期末回收金额等；必要时重新估值
二级	可行性级	不直接否定项目存续，但可能对业务模式、业务量、收入机制、成本覆盖能力、投资回收或者估值结果产生实质性影响的因素	调整发电量或者业务量、电价、成本、资本性支出、收益期及折现率等参数，并开展情景分析或者敏感性分析
三级	效益性级	主要影响项目长期运营稳定性、技术经济水平、市场竞争力、成本效率和剩余使用寿命的因素	在长期趋势、运营维护、效率衰减、设备更新和资产寿命预测中反映，并结合实际运营结果动态校验

注：重要程度由高至低依次为一级、二级和三级。

A.0.3 影响因素存在多条影响路径的，宜按可合理预见的最高影响程度定级。二、三级因素导致经营许可撤销、项目长期停运、核心合同终止、主要现金流中断或资产无法继续使用的，应提升为一

级；三级因素形成持续性、结构性影响并导致实际现金流显著偏离预测的，应提升为二级。风险经隔离、合同转移、保险赔付等措施实质性缓释的，应根据净影响调整等级并说明依据。已在未来现金流中充分反映的影响，不宜再通过折现率重复调整。基金层面因素不纳入分级。

A.0.4 通用影响因素基础等级

表 A.0.2 能源电力不动产基金估值通用影响因素基础等级

影响因素	主要适用对象	基础等级	动态调整情形	主要影响参数
国家能源发展战略、“双碳”相关制度安排及产业准入、退出政策发生根本性调整	全部项目	一级	仅当可能导致项目禁止运营、强制退出或核心经营基础消失时，按一级处理；否则可按二级处理	收益期、营业收入、资本性支出、期末回收金额
核准、备案、规划、环评、用地用海用林用草、取水等许可的合法有效性	全部项目	一级	手续瑕疵能够限期补正且不影响持续运营的，可以按二级处理	收益期、停运损失、整改支出
国防安全、军事设施保护、空域、雷达、无线电、保密及数据安全要求	风电、光伏、水电、电网及其他适用项目	一级	仅限制部分资料使用且不影响运营的，可以按二级处理	建设及运营范围、发电量、收益期、迁建或拆除支出
资产权属、经营权、特许经营权、土地权益的完整性及风险隔离有效性	全部项目	一级	权利瑕疵不影响估值对象取得收益且能够有效补正的，可以按二级处理	估值边界、收入归属、收益期、期末回收金额

影响因素	主要适用对象	基础等级	动态调整情形	主要影响参数
资产查封冻结、强制执行、破产重整及原始权益人重大法律风险向项目公司传导	全部项目	一级	原始权益人风险未传导至项目的，不宜直接认定为一级	资产权属、资金归集、收入归属、收益期
重大自然灾害、安全生产事故及核心资产毁损	全部项目	一级	能够在合理期限内修复且保险赔付基本确定的，可以按二级处理	停运时间、修复性资本支出、保险赔付、收益期
并网资格、市场注册资格、调度资格、特许经营资格及其他核心运营资格	全部项目	二级	资格被撤销且无合理替代、项目无法持续运营的，提升为一级	发电量或业务量、电价、收益期
购售电、并网调度、燃料供应、土地租赁、运营管理及其他核心合同和主要合同相对方	全部项目	二级	唯一且不可替代的核心合同终止或者合同相对方违约导致主要现金流中断的，提升为一级	营业收入、营业成本、营运资金、收益期
风能、太阳能、来水、燃料供应、热负荷、电力负荷及其他资源或需求条件	发电、储能、电网及复合型项目	二级	长期低于维持运营最低水平且缺乏替代的，可提升为一级	发电量、业务量、燃料成本、营业收入
区域电力供需、调度运行、电网接入、送出和消纳能力	发电、储能、电网及复合型项目	二级	长期无法消纳，导致主要电量无法销售的，提升为一级	售电量、限电率、弃水率、利用小时数
电能量价格、容量价格、可靠容量补偿、	全部项目	二级	核心收入机制取消且替代机制不足以支持持续	电价、容量收入、辅助服务

影响因素	主要适用对象	基础等级	动态调整情形	主要影响参数
辅助服务、输配电价及其他收入机制			经营的，可以提升为一级	收入、输配电收入
设备可利用率、系统效率、损耗率、效率衰减、故障率及非计划停运	全部项目	二级	核心设备发生不可修复故障或者长期停运的，提升为一级	发电量或业务量、运营成本、资本性支出、收益期
燃料、材料、运维、保险、土地、环境保护、碳排放及其他成本	全部项目	二级	成本增加致无法覆盖必要运营和安全投入或无法满足强制要求的，可提升为一级	营业成本、资本性支出、折现率
行政处罚、赔偿、法院判决、生态环境修复、安全生产整改及其他特殊事项	全部项目	二级	导致项目长期停运、主要现金流中断或资产无法继续使用的，提升为一级；经整改、赔偿、保险赔付或风险隔离后影响可控且不具有持续性的，可降为三级。	特殊事项支出、停运损失、资本性支出、收益期
财政补贴、税收优惠、绿色电力环境价值及其他政策性收益	新能源、生物质及其他适用项目	二级	现金流高度依赖且政策取消后无法维持持续经营的，可提升为一级	补贴收入、回款时间、税费、应收账款
利率水平、市场投资收益率、行业风险溢价及特定风险溢价	全部项目	二级	结合基准日市场情况和项目实际风险确定，不因短期波动机械调整等级	折现率、估值结果
复合型项目产权边界、市场身份、计量结算边界、内部交易	复合型项目	二级	边界或者经营模式不合法，导致外部收入无法实现的，提升为一级	营业收入、营业成本、业务

影响因素	主要适用对象	基础等级	动态调整情形	主要影响参数
抵销及公共电网费用承担				量、资本性支出
运营主体预测分析、成本控制、市场交易和风险应对能力	全部项目	三级	能力缺陷持续造成重大经营偏差或管理机构无法履约的，提升为二级；影响运营资格的提升为一级	发电量、电价、成本、资本性支出
技术迭代、备品备件供应、设备老化、长期气候变化及市场竞争格局	全部项目	三级	形成持续性、结构性影响的，提升为二级；核心设备无法使用且不可替代的，提升为一级	效率衰减、运营成本、更新支出、收益期

标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

条文说明

3 基本规定

3.0.4 本条中期末回收金额 F 为预测期末资产余值与营运资金回收之和。不同类型项目的资产余值构成差异较大，应按下列原则处理：

1 火电、水电、新能源等常规项目，资产余值应根据主要设备经济寿命、核心权利剩余期限、技术迭代趋势及合同约定的期满处置方式确定。

2 核电项目，除按上述原则确定设备设施残值外，还应根据相关法规要求，考虑核设施退役费用的预留与计提情况。已计提退役费用的，应从资产余值中扣减期末尚未使用的退役费用余额；未足额计提的，应结合退役基金管理政策、退役费用测算报告等测算资金需求，并在期末回收金额或特殊事项支出中合理反映。应在估值报告中说明退役费用的计提标准、资金归集情况及剩余缺口处理方式。

3 营运资金回收，按最后一年营运资金额全部回收，具体预测要求见本标准第 5.5.7 条。

3.0.5 存续期间，项目已产生可验证的实际运营数据，宜在式（3.0.4）的基础上引入调整系数，将实际运营偏差、参数校验更新及重大事项影响量化反映到估值结果中。

η_t（现金流修正系数）：综合反映营业收入、营业成本、期间费用、资本性支出、营运资金等关键参数实际值与最近一次预测值的偏离及更新后的预测调整，取值应以可验证运营数据为基础，主要考虑电量电价偏差、成本偏差、资本性支出偏差、项目经营现金流实现率、

重大合同履约变化、补贴到账情况及特殊事项支出差异。

κ（折现率调整系数）：反映存续期间项目特定风险相对于初始估值时的变化，用于对折现率 r 进行风险修正，主要考虑电力市场政策、供需与消纳、设备运行状态、运营主体能力、资本市场环境、合规与资格风险及重大事项进展等变化。

λ（期末回收调整系数）：反映预测期末资产剩余价值及回收条件的变化，主要考虑资产成新率与技术状态、收益期变化、追加资本性支出增值效应、技术迭代与残值、期末营运资金占用差异等。

二级市场信息不等同于底层资产内在价值，仅可用于校验估值结果合理性，不得作为调整系数取值依据。

4 影响因素

4.4 重大事项

4.4.4 估值分析重大违法违规和法律事项时，应注意区分层次：

1 已发生且记录明确的，作为估值参数预测的依据；

2 正在进行中的，根据现有公开信息评估可能影响范围，并在报告中披露不确定性；

3 尚未发生但存在合理预期的，不宜直接从基准情景现金流中扣减，应通过情景分析或敏感性分析反映潜在影响。

4 估值基准日后、估值报告出具前，重大事项有实质性进展的，应按本标准第 7.0.4 条更新分析并调整估值参数。

5 估值参数

5.2 营业收入

5.2.2 本条将发电类项目营业收入参数分为发电量、总售电量、售电结构、电能量价格和其他收入五个层次，第 1 款至第 3 款规范电量形成及结算属性，第 4 款规范电能量价格，第 5 款至第 8 款分别规范其他电力市场相关收支、容量收入、绿证收入和综合能源服务等其他业务收入。

新能源可持续发展价格结算机制对纳入机制的电量开展差价结算，机制电量仍参与电力市场，估值时应分别预测市场交易收入和机制差价结算金额。

容量电价和可靠容量补偿可能存在衔接替代关系，估值时应依据估值基准日项目实际适用的机制确认收入，不得重复计列。

可再生能源补贴收入，应依据项目纳入补贴清单或合规项目清单的情况，在剩余补贴期限内按核准价格预测；尚未纳入清单的，应分析纳入可行性及预计时间，合理确定预测口径并在报告中披露。补贴回款周期与估值假设存在重大偏差的，应通过营运资金追加或敏感性分析反映，不宜直接从补贴收入中扣减。

5.4 折现率

5.4.2 本条明确折现率测算方法的优先次序。将 WACC 模型确定为优先方法，风险累加法限于辅助验证情形。

能源电力项目属于特许经营权类基础设施，收益来源为电价、电量等收费权，收益期有限、资本结构相对稳定，具备采用 WACC 模型的数据条件。WACC 模型各项参数具有公开数据来源，可复核、可追溯；风险累加法中的各类风险报酬率主要依赖专业判断，个体差异较大。

为满足可校验要求，风险累加法宜仅用于辅助验证，并与 WACC 模型测算结果相互印证。

5.4.4 风险报酬率的确定应注意：

1 行业基础风险可参考国家发展改革委、住房城乡建设部发布的行业财务基准收益率；

2 不同能源类型的风险特征差异较大，应结合项目实际情况分别确定；

3 各类风险报酬率之间应避免重复计算。

4 上述风险报酬率既可作为风险累加法的构成项，也可作为 WACC 模型中特定风险报酬率的取值依据；采用时应注意与 β 系数所反映的系统性风险相区分，避免重复计列。

5.4.5 采用税前净现金流量时，折现率也应为税前口径。如先通过 WACC 模型测算税后折现率，应转换为税前折现率，使现金流与折现率在税前口径上保持一致。税后加权平均资本成本按下式计算：

$$WACC_{税后} = \frac{E}{E+D} \times K_e + \frac{D}{E+D} \times K_d \times (1-T)$$

税前折现率按下式转换：

$$r = \frac{WACC_{税后}}{1-T}$$

式中：

K_e：权益资本成本；

K_d：债务资本成本；

T：项目适用的企业所得税税率；

$E/(E+D)$、$D/(E+D)$：资本结构权重应反映项目目标资本结构

或行业典型资本结构。

K_e：权益资本成本采用资本资产定价模型（CAPM）估算时，按下式计算：

$$K_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_s$$

式中：

R_f：无风险利率同本标准第 5.4.3 条；

β：权益系统性风险系数可参考可比上市电力企业或已上市能源电力基础设施项目的杠杆β，经去杠杆及再杠杆调整后确定，并披露可比对象选取标准及调整过程；

$r_m - r_f$：市场风险溢价可参考资本市场长期历史数据或行业通行估算值，并说明数据来源；

r_s：特定风险溢价应结合项目特定因素确定。

K_d：债务资本成本应反映项目公司实际债务融资成本，可参考同类型能源电力项目融资利率、估值基准日贷款市场报价利率（LPR）及相应信用利差确定；存在股东借款、关联方借款等非市场化融资安排的，应对其利率公允性进行专项分析。

采用风险累加法辅助验证的，应将测算结果与 WACC 模型结果进行比较。差异较大的，应分析差异来源，判断是否存在风险因素重复计列、可比对象选取不当或资本结构假设偏离实际等情形，并在估值报告中说明最终折现率的取值依据。

6 参数不确定性

6.2 概率分析

6.2.1 P50 反映长期预期水平，P90、P10 可用于上下行情景；概率分位应与统计期间对应，不得混同。水电项目可采用来水频率概率分析等方法，但应说明与概率分位的可比性；资产组合应分析资源条件相关性，不宜简单加总。

6.5 参数组合与结果校验

6.5.1 组合情景应保持逻辑一致，避免无依据的极端叠加。持续性偏差应区分暂时性波动与结构性变化，并在估值报告中披露分析方法、校验结果及局限。