ICS 国际标准分类号
CCS 中国标准文献分类号

团　　体　　标　　准

T/CES XXX-XXXX

配网侧低压台区储能选址定容与多台区协同规划技术要求

Technical Requirements For Energy Storage Siting And Sizing In Low-voltage Distribution Station Areas And Coordinated Planning Of Multiple Station Areas

（征求意见稿）

XXXX-XX-XX 发布　　XXXX-XX-XX 实施

中国电工技术学会　发布

目　　次

目　　次 II
前　　言 III
引　　言 IV
1　范围 5
2　规范性引用文件 5
3　术语和定义 5
4　符号、代号和缩略语 6
4.1　缩略语 6
4.2　符号与代号 6
5　基础数据与边界条件 7
5.1　基础数据 7
5.2　时序数据与场景 7
5.3　候选位置与协同边界 7
5.4　数据处理 7
5.5　投资与收益边界 8
5.6　规划边界 8
6　设备选型与性能要求 8
6.1　技术选型 8
6.2　量化性能 8
6.3　电气与控制 8
6.4　监测与通信 9
6.5　网络安全 9
6.6　场地与消防 9
7　选址定容与协同规划 9
7.1　目标与流程 9
7.2　选址与定容 9
7.3　电压调节 10
7.4　潮流与消纳 10
7.5　配变负载与不平衡 10
7.6　多台区协同 10
7.7　调度与应急供电 11
8　技术校核与成果 11
附录 A （资料性） 技术计算方法 12
附录 B （资料性） 经济性计算与参数记录 13

前　言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则　第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利，本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：深圳市天枢数字能源有限公司、新疆大学、国家电网能源研究院有限公司、北方工业大学、东南大学。

本文件主要起草人：钟伟麟、胡静、李建林、许德智、袁浩文、邵宪龙、毋根柱、孟子涵、陈浩华。

本文件为首次发布。

引　　言

随着分布式新能源、电动汽车充电设施等接入规模增加，部分低压台区出现反向潮流增大、电压越限、三相不平衡及配电变压器负载受限等问题。储能系统可通过有功功率和无功功率调节，参与低压台区运行状态改善及新能源消纳。

T/CES 386—2025《台区低压侧分布式储能系统规划技术导则》已对台区低压侧分布式储能系统的规划作出规定。本文件重点规定储能与台区间联络设备的联合选址定容、源荷不确定性处理、多台区协同运行约束及技术校核要求。

本文件为低压台区储能选址定容与多台区协同规划提供技术依据。具体项目的建设必要性和投资可行性由台区运行需求、替代方案、工程条件、投资边界及收益机制等因素共同决定。

配网侧低压台区储能选址定容与多台区协同规划技术要求

1 范围

本文件规定了配网侧低压台区储能选址定容与多台区协同规划的数据、设备性能、规划约束和技术校核要求。

本文件适用于标称电压 380/220 V 低压台区电化学储能系统的新建、扩建和改造规划，包括单台区储能配置及通过联络设备实现功率交换的多台区协同规划。

低压台区范围为正常供电方式下由一台配电变压器低压侧供电的区域。规划边界包括低压线路、负荷、分布式电源、储能及台区间联络设备，上级电网作为外部条件。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 1094.7 电力变压器 第 7 部分：油浸式电力变压器负载导则

GB/T 1094.12 电力变压器 第 12 部分：干式电力变压器负载导则

GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差

GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡

GB/T 33669 极端降水监测指标

GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求

GB/T 34131 电力储能用电池管理系统

GB/T 34133 储能变流器检测技术规程

GB/T 34293 极端低温和降温监测指标

GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则

GB/T 44114 电化学储能系统接入低压配电网运行控制规范

GB/T 51048 电化学储能电站设计标准

QX/T 280 极端高温监测指标

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

低压台区 low-voltage distribution area

正常供电方式下，由一台配电变压器低压侧供电的区域。

3.2

低压台区储能系统 low-voltage distribution area energy storage system

接入低压台区，由电能存储单元、储能变流器及控制保护等设备组成，用于功率调节、电能质量改善、新能源消纳或应急供电的系统。

3.3

反向超限视在功率 reverse apparent power exceedance

配电变压器向上级电网反向输送有功功率时，其负载视在功率超过对应工况下正常运行允许负载限值的差值；未超过时取零，单位为千伏安（kVA）。

注：在额定使用条件、冷却正常且相关设备不构成限制时，允许负载限值的初算值为配电变压器额定容量的 100%，最终限值按 7.5.1 校核确定

3.4

节点电压越限率 node voltage out-of-limit rate

规定统计周期内，节点电压超出适用限值的累计时间占有效监测时间的百分比。

3.5

跨台区柔性互济 flexible power exchange among distribution areas

通过柔性联络设备，在满足各台区运行约束的条件下，实现台区间功率转移的运行方式。

3.6

储能系统四象限调节能力 four-quadrant regulation capability of ESS

储能变流器在其有功—无功能力范围内，实现有功功率和无功功率分别双向调节的能力。

3.7

三相电流不平衡度 three-phase current unbalance factor

负序电流分量方均根值与正序电流分量方均根值之比，以百分数表示。

3.8

储能可调裕度 available regulation margin of energy storage

给定运行状态和持续时间内，储能在满足电网及设备约束的条件下，相对于当前运行点可增加的充电、放电或无功调节功率。

3.9

多台区协同规划 coordinated planning of multiple distribution areas

对两个及以上低压台区的储能接入位置、额定功率、额定能量及台区间联络方案和容量进行联合确定的过程。

3.10

储能选址 energy storage siting

根据网架、源荷分布、运行约束及场地条件，从候选位置中确定储能接入位置的过程。

3.11

储能定容 energy storage sizing

根据调节需求、运行场景及技术经济约束，确定储能额定充放电功率和额定能量的过程。

3.12

完整概率场景集 complete probabilistic scenario set

在明确的统计对象、时间尺度和概率模型内，由互斥场景覆盖全部概率质量的场景集合。

4 符号、代号和缩略语

下列符号、代号和缩略语适用于本文件。

4.1 缩略语

BMS：电池管理系统(Battery Management System)
EMS：能量管理系统(Energy Management System)
PCS：储能变流器(Power Conversion System)
SOC：电池荷电状态(State of Charge)
SOE：电池能量状态(State of Energy)
SOH：电池健康状态(State of Health)
NPV：财务净现值(Net Present Value)

4.2 符号与代号

S_N：配电变压器额定视在功率(kVA)；
S_T：配电变压器负载视在功率(kVA)；
S_{lim}：配电变压器正常运行允许负载限值(kVA)；
P_T、Q_T：配电变压器有功(kW)、无功功率(kvar)；
E_N：储能额定能量(kWh)；
Δt：计算时段长度(h)；
p_ω：场景ω的发生概率，无量纲，以 0～1 表示；
ε_T：同一时刻配变超正常允许负载的概率上限(%)；
η_{ch}/η_{dis}：充电、放电效率，无量纲，以 0～1 表示；

5 基础数据与边界条件

5.1 基础数据

应按表 1 收集数据，注明来源、日期及适用范围。

表 1 基础数据清单

类别	主要内容
配变及线路	额定容量、阻抗、冷却方式、拓扑、导线参数、允许载流量、保护配置
源荷时序	有功、无功、分布式电源出力及新增接入计划
电能质量	关键节点电压、三相电压和电流、越限事件
储能及联络设备	功率、能量、效率、衰减、可用性、端口容量和损耗
场址	接入容量、占地、消防、噪声、运输、检修及通信条件
环境及事件	温度、辐照等气象数据，故障、停电及设备退出记录
应急负荷	分级、功率、启动需求、允许停电时间及保供时长
投资与收益	建设、运维、更换及退役费用，电价、结算和资金条件

5.2 时序数据与场景

5.2.1 源荷及同期环境数据宜采用连续实测记录。源荷采样间隔不应大于 15 min；出现下列情形之一时，相关时段宜采用不大于 1 min 的数据：

a）15 min 平均值遗漏了配变负载、线路电流或电压越限；
b）设备投切或新能源出力变化，经校核可能引起上述越限；
c）新能源限发或反向输送受限事件的峰值、持续时间无法由 15 min 数据识别。

判别记录应给出功率变化量、持续时间和对应限值。短于 1 min 的事件应补充事件记录或更高分辨率数据。电能质量及动态试验采样按相应标准执行。

5.2.2 应采用至少连续 1 年的源荷数据，并按表 2 确定场景。资料不足时，应补充实测或采用经校核的替代数据。

表 2 场景选取方法

场景	确定方法
典型运行	覆盖四季及工作日、休息日、法定节假日
源荷极值	选取最大正向、反向负载及规定时间间隔内最大净负荷变化对应时段
电压极值	选取最高、最低节点电压对应的同期源荷工况
持续供能或消纳需求	保留对储能功率、累计电量或连续运行时间起控制作用的时段
极端气象	高温、低温和降温、降水分别按 QX/T 280、GB/T 34293、GB/T 33669 识别；其他灾害采用当地气象监测评估结果
设备异常	按设备配置选取储能部分不可用、联络退出及适用的上级失电场景

（注：各场景保留源荷、气象及设备状态的同期关联；单年最大值不直接作为气候极端阈值）

5.2.3 历史场景应计及规划水平年的负荷增长、新能源接入及设备变化。缺乏可靠概率依据的极端场景应单独开展压力测试。

5.3 候选位置与协同边界

5.3.1 候选位置应具备接入、消防、施工和运维条件。不满足安全要求的位置不应纳入候选集合。

5.3.2 多台区规划应明确参与台区、联络路径、同期源荷曲线及交换功率限制。

5.4 数据处理

5.4.1 应在补全前统计缺失率、最大连续缺失时间及原始实测数据有效率，分别保留原始和处理后数据。

5.4.2 数据修正应注明依据。真实峰值和越限事件应保留；无法可靠重构的关键缺失时段，应补充采集或进行保守校核。

5.4.3　各台区数据应对齐至统一时间基准和计算步长，并保留源荷相关性及跨时段能量关系。

5.4.4　完整概率场景集应同时满足：

a）统计对象、时间尺度和概率口径一致；
b）有效样本不遗漏、不重复归属，样本权重完整计入；
c）场景概率非负且总和为 1，尾部及截断概率有明确处理；
d）缩减后保留影响容量及越限判断的特征，并经独立数据或另外构造的场景校核。

仅将概率归一化为 1，不构成完整性证明。

5.5　投资与收益边界

应征求投资主体意见，明确投资意愿、资产归属、建设运营方式及成本收益口径，并记录意见及处理结果。无明确获取依据的收益应单列，不应作为确定性现金收入。

5.6　规划边界

应确定规划水平年、评价期、基准方案、源荷预测、设备参数和项目目标，并由相关方确认。备选方案应采用一致边界；不适用的指标应说明理由。

6　设备选型与性能要求

6.1　技术选型

6.1.1　应根据调节功率、持续时间、运行频次、环境和安全条件选择储能技术。

6.1.2　效率、寿命及衰减参数应具有试验或运行依据。循环寿命数据应注明试验温度、充放电倍率、放电深度、容量保持率及寿命终止判据，规划采用值应与实际运行条件相匹配。

6.2　量化性能

储能系统及设备应符合表 3。系统并网点指标与 PCS 端口指标应分别校核。

表 3 主要设备性能指标

对象及指标	要求	依据
系统有功控制偏差	绝对值≤系统额定功率的 1%	GB/T 44114—2024，7.1.1
系统无功控制误差	绝对值≤系统额定功率数值的 3%	GB/T 44114—2024，7.2.2
并网点功率因数	0.9 超前～0.9 滞后连续可调	GB/T 44114—2024，7.2.1
PCS 过载能力	110%额定电流≥10 min；120%额定电流≥1 min	GB/T 34120—2023，8.1.2；额定电压条件
PCS 充放电转换	两个方向均≤100 ms	GB/T 34120—2023，8.1.3；90%额定充电与 90%额定放电之间
BMS 的 SOE 估算误差	最大允许误差±5%	GB/T 34131—2023，6.6
BMS 一级报警保护	停机指令≤300 ms；回路断开≤5 s	GB/T 34131—2023，6.4
BMS 二级报警保护	降低功率指令≤300 ms	GB/T 34131—2023，6.4
集中控制系统通信备用	外部电源失去后连续运行≥30 min	GB/T 44114—2024，10.2

注：控制误差、转换和保护时间按所引标准的定义及适用条件评价；PCS 转换时间不等同于系统并离网切换时间

6.3　电气与控制

6.3.1　PCS 应符合 GB/T 34120，检测应符合 GB/T 34133。短时过载能力不应计入长期连续额定功率。

6.3.2　电能质量和运行适应性应符合 GB/T 44114。接入 380 V 和 220 V 配电网的储能系统，应分别按该标准 8.1.1 和 8.1.2 校核电压适应性及相应运行要求。具有分相调节目标时，应校核各相及中性线电流。

6.3.3　具有离网供电目标时，应明确电压、频率建立方式及模式切换条件；具有黑启动目标时，应配置相应启动能力。

6.4　监测与通信

应明确 PCS、BMS 与 EMS 的数据接口、更新周期和异常处理方式。通信中断时应转入预设安全状态，保护和紧急停机功能应保持有效。

6.5　网络安全

网络安全应符合 GB/T 36572，配置身份认证、权限控制、通信保护和日志审计措施，并对软件升级进行来源及完整性校验。

6.6　场地与消防

应按电池类型、规模和布置形式确定消防及噪声要求。属于 GB/T 51048 适用范围的项目应按其执行；其他项目应明确适用依据，不应套用超出适用范围的规定。

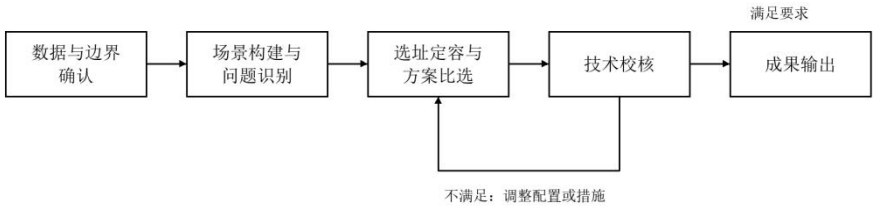
7　选址定容与协同规划

7.1　目标与流程

7.1.1　在满足技术约束的方案中，收益机制明确的项目应以全生命周期财务净现值最大化为经济性目标；以满足既定供电或治理需求为主的项目，可采用等年值净成本最小化目标。

7.1.2　应比较储能与适用的配变增容、线路改造、无功补偿、源荷控制及柔性互联方案。

7.1.3　规划流程见图 1，技术约束见表 4。



注：全过程采用一致的规划边界；缺乏概率依据的极端场景单独校核。

图 1 规划流程

表 4 规划技术约束

项目	限值或校核要求
380 V 三相供电电压	线电压偏差－7%～＋7%，对应 353.4～406.6 V
220 V 单相供电电压	偏差－10%～＋7%，对应 198～235.4 V
公共连接点负序电压不平衡度	正常≤2%；短时≤4%
配变正常及典型场景负载	正常及典型工况下，$S_T/S_{lim}\leq 1$；极端工况按 7.5.2 校核。S_{lim}按 7.5.1 确定
线路及各相电流	不超过实际环境和敷设条件下的允许值
持续充放电功率	不超过相应工况下的可用充电、放电功率
储能 SOC	全时序处于设备允许区间内
PCS 及联络端口	有功、无功组合不超过实际能力边界
离网保供时长	达到已确认的分级负荷保供目标

注 1：电压限值适用于正常运行；GB/T 12325 中 4.4 规定情形按协议执行；
注 2：电压及不平衡度按相应标准的测量统计方法评价，不以单个仿真时刻代替现场评价；
注 3：SOC 区间、线路允许值和保供时长按设备及项目条件确定，不另设统一门槛

7.2　选址与定容

7.2.1 应从候选集合中确定接入位置，并校核三相潮流、短路电流、保护配合和场地条件。

7.2.2 充放电功率应覆盖持续调节需求；额定能量应计及效率、SOC 区间、衰减、辅助用电及备用要求。

7.2.3 应明确初始、终止 SOC 和跨日能量衔接，并排除同一单元非物理的同时充放电。

7.2.4 多接入点应联合定容，避免重复配置；投运初期及规划衰减状态均应校核。计算示例见附录 A。

7.3 电压调节

7.3.1 电压偏差应符合 GB/T 12325，限值见表 4。

7.3.2 应采用三相潮流确定有功、无功和分相调节需求。闭环控制应计及监测、通信和执行时延，并验证稳定性。

7.4 潮流与消纳

7.4.1 正、反向潮流均应满足设备及接入限制。反向有功功率不得直接按配变额定视在容量等值取用。

7.4.2 应统一消纳统计边界，分别报告弃电、本地消纳和外送电量；储能充放电及跨台区转移电量不得重复计入。

7.4.3 应分别计算线路损耗和系统总损耗，后者应计入配变、储能、联络及辅助设备损耗。

7.5 配变负载与不平衡

7.5.1 额定使用条件、冷却正常且相关设备不构成限制时，S_{lim}初算可取 100%S_N。存在降额或周期性负载时，应按 GB/T 1094.7 或 GB/T 1094.12 校核确定，并注明 kVA 值、持续时间和依据。应急负载能力不应作为正常限值。

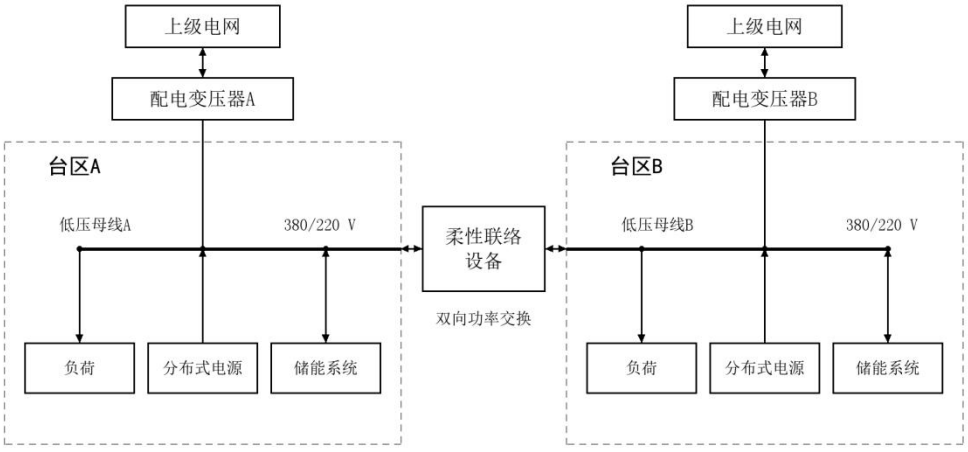
7.5.2 采用概率约束时，同一时刻超正常限值的概率应不大于ε_T。ε_T应由规划边界明确；超限场景仍应满足相应温度、持续时间和绝缘老化限制。无可靠概率依据的场景应单独校核。

7.5.3 负序电压不平衡度应符合 GB/T 15543，限值见表 4。电流不平衡治理应报告改善前后数值，并校核各相及中性线电流，不套用电压不平衡限值。

7.5.4 储能充电应满足 7.5.1 和 7.5.2 规定的负载及热安全约束。长期依赖超额定运行的方案应与增容改造方案重新比较。

7.6 多台区协同

7.6.1 应依据同期源荷曲线联合确定储能配置、联络端口容量及交换限额。典型结构见图 2。



实线：电气连接及功率方向；虚线框：低压台区范围。
注：功能示意图，保护、开关及计量装置未展开。

图 2 多台区协同结构示意

7.6.2 联络容量应计及各端口有功、无功、损耗及线路限制。储能功率、能量和联络容量分别以 kW、kWh 和 kVA 表示。

7.6.3 应校核联络退出、通信中断及单台区失电，明确隔离和备用措施；同一备用容量不应重复计入各台区。

7.7 调度与应急供电

7.7.1 应明确本地控制与上级调度的优先关系，可调裕度应同时给出功率和持续时间。

7.7.2 离网供电应明确孤岛边界，并依据分级负荷时序曲线、启动需求和允许停电时间确定保供目标。起始 SOC 应按实际备用策略确定，不统一假定满电；保供时长应计及储能衰减、辅助用电及网络损耗。

8 技术校核与成果

8.1 应采用三相时序潮流和能量平衡校核表 4；涉及快速控制或并离网切换时，应补充动态校核。

8.2 采用缩减场景或近似模型时，应以独立数据或另外构造的场景复核，保留分相约束和跨时段能量关系。

8.3 推荐方案应满足适用技术要求。依赖限发、转供或切负荷的，应明确其触发条件及可实施性。

8.4 规划成果应包括配置方案、运行措施、校核结果及参数来源，主要内容见表 5。

表 5 规划成果清单

成果	必要内容或量化结果
配置方案	接入节点、充放电功率（kW）、能量（kWh）、联络容量（kVA）
配变与线路	最大正反向负载、超限时长、各相电流及适用的热安全结果
电能质量	电压最大/最小值、越限率、负序电压不平衡度
消纳与损耗	消纳、弃电、线路损耗及系统总损耗电量（kWh）
应急供电	各级负荷保供时长、起始 SOC 及切负荷条件
方案比选	投资、采用的经济指标、替代方案比较及推荐理由
依据材料	数据质量、场景、参数来源、假设及相关方确认记录

注：无对应功能目标的项目可说明不适用；计算及敏感性分析方法见附录 A、B

附录 A
（资料性）
技术计算方法

A.1 配变负载

三相近似平衡、畸变影响可忽略时：

$$S_{\mathrm{T}}=\sqrt{(P_{\mathrm{T}}^{2}+Q_{\mathrm{T}}^{2})} \tag{A.1}$$

规定从上级电网流入台区的有功为正，反向超限视在功率为：

$$\Delta S_{\mathrm{rev}}=\begin{cases}\max\left(0,S_{\mathrm{T}}-S_{\mathrm{lim}}\right), & P_{\mathrm{T}}<0\\ 0, & P_{\mathrm{T}}\geq 0\end{cases} \tag{A.2}$$

S_{T}、S_{lim}和ΔS_{rev}的单位均为 kVA。三相不平衡时另行校核各相电流及绕组负载。

示例：400 kVA 配变初算S_{lim}＝400 kVA，Q_T＝120 kvar 时，有功幅值边界约为 381.6 kW。该值仅为所给条件下的计算结果。

A.2 储能能量

将交流端充电功率 P_ch、放电功率 P_dis 均取非负值：

$$E_{\mathrm{t+1}}=E_{\mathrm{t}}+\eta_{\mathrm{ch}}P_{\mathrm{ch,t}}\Delta t-\frac{P_{\mathrm{dis,t}}\Delta t}{\eta_{\mathrm{dis}}}-E_{\mathrm{aux,t}}-E_{\mathrm{self,t}} \tag{A.3}$$

E 为内部能量，单位为 kWh；功率单位为 kW；Δt单位为 h。$E_{\mathrm{aux,t}}$、$E_{\mathrm{self,t}}$分别为未计入效率的内部辅助用电和自放电能量。交流侧辅助用电计入负荷，不重复扣除。

采用线性能量—SOC 近似、无中途补能、放电效率恒定，且内部辅助用电和自放电可忽略时，额定能量可按式（A.4）初算。

$$E_{\mathrm{N}}\geq\frac{E_{\mathrm{req}}}{\eta_{\mathrm{dis}}\times\mathrm{SOH}\times(\mathrm{SOC_{ini}}-\mathrm{SOC_{min}})} \tag{A.4}$$

E_{req}为需由储能承担的交流侧电量，包括相应负荷、交流侧辅助用电及网络损耗；$\mathrm{SOC_{ini}}$、$\mathrm{SOC_{min}}$分别为起始和最低允许 SOC，且$\mathrm{SOC_{ini}}>\mathrm{SOC_{min}}$。本式 SOH 采用与额定能量基准一致的可用能量保持率。SOC 和 SOH 以 0～1 代入。最终配置按式（A.3）及时序功率约束校核。

A.3 超限概率

$$q_{\mathrm{T}}(t)=\left[\sum\nolimits_{\omega}p_{\omega}\cdot 1\left[S_{\mathrm{T},\omega}(t)>S_{\mathrm{lim},\omega}(t)\right]\right]\times 100\% \tag{A.5}$$

其中，1[·]在条件成立时取 1，否则取 0。q_{T}与ε_{T}均以百分数表示，按$q_{\mathrm{T}}(t)\leq\varepsilon_{\mathrm{T}}$校核。

等权样本场景概率可取$\mathrm{p_K}=\mathrm{n_K}/\mathrm{N}$；非等权样本按原始权重汇总。该概率不等同于全年超限时间占比。

A.4 损耗

$$E_{\mathrm{loss}}=\frac{\sum_{t}\ \sum_{l}\ \sum_{c}I_{\mathrm{l,c,t}}^{2}R_{\mathrm{l,c}}\Delta t}{1000} \tag{A.6}$$

t、l、c分别为计算时段、线路区段和导体编号；$I_{\mathrm{l,c,t}}$为对应导体电流，单位为 A；$R_{\mathrm{l,c}}$为对应导体电阻，单位为Ω；Δ为时段长度，单位为 h。计算结果为 kWh，导体集合计入必要的中性线。

A.5 应急供电

按“负荷及损耗－其他可用电源”确定储能净需求，逐时校核功率、能量和供电质量。执行既定切负荷策略后，某级负荷不能继续满足供电要求时，记录该级连续保供结束时间。

附录 B
（资料性）
经济性计算与参数记录

B.1 经济性指标

财务净现值：

$$\mathrm{NPV}=\sum_{y=0}^{Y}\frac{\mathrm{CI_y}-\mathrm{CO_y}}{(1+r)^{y}} \tag{B.1}$$

$\mathrm{CI_y}$、$\mathrm{CO_y}$为第 y 年现金流入、流出；Y 为评价年限，r 为折现率。更换、残值和退役费用计入对应年度。

等年值净成本：

$$C_{\mathrm{PV}}=\sum_{y=0}^{Y}\frac{C_{\mathrm{y}}-B_{\mathrm{y}}}{(1+r)^{y}} \tag{B.2}$$

$$C_{\mathrm{A}}=C_{\mathrm{PV}}\times\frac{r(1+r)^{Y}}{(1+r)^{Y}-1} \tag{B.3}$$

$\mathrm{C_y}$、$\mathrm{B_y}$为同一边界内的成本、收益或残值；r＝0 时，$C_{\mathrm{A}}=C_{\mathrm{PV}}/\mathrm{Y}$。已年化成本不再次作为初始投资计入。

动态投资回收期采用累计折现净现金流计算；评价期内未回收的，如实标明。

B.2 参数来源

参数记录可采用表 B.1，并填写实际数值、单位、日期及文件编号。

表 B.1 参数来源记录

参数	主要来源	必要说明
配变允许负载	铭牌、运行记录、负载导则	环境、冷却、持续时间及热条件
线路及联络能力	竣工资料、试验及产品资料	敷设、端口能力和损耗
源荷及气象	监测、接入计划、气象资料	时段、代表性和预测方法
效率及衰减	对应型号试验或实测	温度、倍率、放电深度及系统边界
SOC 及备用	运行策略、历史记录	起始状态及备用可实现性
成本与收益	报价、合同、价格及结算文件	价格基准、归属及获取依据
财务条件	项目财务资料	评价期、折现率及税费口径

B.3 敏感性分析

可针对投资、价差、利用次数、效率、衰减、负荷增长和折现率，按实测、合同或预测区间开展分析，记录技术约束和经济指标变化。

缺少统计区间时，可用－20%、－10%、0、＋10%、＋20%进行投资或价差探索性分析。上述比例仅为示例，不作为合格限值。

分析时标明配置是否重新优化，并报告影响方案排序、供电能力或投资结论的临界条件。