



团体标准

T/CES XXX-XXXX

电化学储能电站并网实施导则

Guidelines for Grid Connection Implementation of Electrochemical Energy
Storage Power Stations

(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

前 言	1
1 范围	2
2 规范性引用文件	2
3 术语和定义	2
4 总体要求	3
5 并网技术要求	3
5.1 一般规定	3
5.2 接入系统方案	3
5.3 一次系统	4
5.4 涉网性能	4
5.5 二次及通信	4
5.6 专项技术论证要求	4
5.7 仿真模型与参数要求	4
6 并网技术实施与验证	5
6.1 一般规定	5
6.2 接入系统方案	5
6.3 一次系统	5
6.4 涉网性能	5
6.5 二次及通信	5
6.6 专项技术论证	6
6.7 仿真模型与参数	6
6.8 变更与偏差	6
6.9 并网前核查	6
7 并网技术文件	7
7.1 一般规定	7
7.2 设计与设备	7
7.3 调试试验与模型	7
7.4 变更与交付	7
附 录 A（资料性） 并网技术条件落实对照表	8
附 录 B（资料性） 关键参数一致性校核表	9
附 录 C（资料性） 仿真模型验证指标及推荐允许偏差	10
附 录 D（资料性） 参数偏差分类及技术复核要求	11
附 录 E（规范性） 本标准应用流程示意图	12
附 录 F（资料性） 新型控制策略、构网型技术路线及弱电网接入补充要求	13
参 考 文 献	15

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专利的责任。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件由中国电工技术学会标准工作委员会储能专业工作组归口。

本文件起草单位：南网新能设计研究院（广东）有限公司、广东电网有限责任公司电力科学研究院、南方电网科学研究院有限责任公司、广东电网有限责任公司电力调度控制中心、广东电网有限责任公司佛山供电局、南方电网电力科技股份有限公司。

本文件主要起草人：龚志辉、翟丕源、张浚坤、孙启林、黄瑜灵、马凯、林俊峰、金莉、廖卫平、程娜、张校生、雷二涛、曾凯悦、颜小雪、郭泰亨。

本文件为首次发布。

电化学储能电站并网实施导则

1 范围

本文件规定了电化学储能电站并网实施的总体要求、并网技术要求、并网技术实施与验证以及并网技术文件要求。适用于新建、改建和扩建的接入公用电网的电化学储能电站，在接入系统方案及相关审查意见形成后，至工程设计、设备采购、系统集成、调试试验和并网验收完成前的并网实施。

本文件适用于 35 kV 及以上电化学储能电站，35 kV 以下接入公用电网的电化学储能电站可参照执行。本文件不替代接入系统论证、工程设计、设备产品、并网测试和运行控制等现行标准；相关技术指标已有明确规定时，应执行相应标准及调度机构、电网企业的技术要求。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 36547 电化学储能电站接入电网技术规定
- GB/T 36548 电化学储能电站接入电网测试规程
- GB/T 42716 电化学储能电站建模导则
- GB/T 44112 电化学储能电站接入电网运行控制规范
- GB/T 44117 电化学储能电站模型参数测试规程
- GB/T 51048 电化学储能电站设计标准
- DL/T 5810 电化学储能电站接入电网设计规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电化学储能系统 **electrochemical energy storage system**

以电化学电池作为储能载体，通过储能变流器实现电能存储、释放和功率调节的系统。

注：通常包括电池系统、储能变流器及相关辅助设备。

3.2

电化学储能电站 **electrochemical energy storage power station**

由一个或多个电化学储能系统及其升压、一次、二次、公用和附属设施组成，并接入电网运行的电站。

3.3

并网点 **point of interconnection**

电化学储能电站与公用电网之间的电气连接点。

3.4

接入系统方案 **grid-connection scheme**

确定电化学储能电站接入电压等级、并网点、接线方式、送出方式、系统配套改造范围及相关技术边界的总体方案。

3.5

并网要求 **grid-connection requirements**

电化学储能电站接入电网应满足的接入边界、一次系统、控制保护、调度自动化、通信、电能质量、运行适应性及安全稳定等技术要求。

3.6

并网实施 **grid connection implementation**

将接入系统方案及并网要求转化为工程设计、设备采购、系统集成、现场配置、调试试验和并网验收技术要求，并通过一致性校核和技术验证形成技术闭环的工程技术活动。

3.7

参数一致性校核 parameter consistency verification

对并网技术条件输入成果、工程设计文件、设备技术文件、调试文件和试验文件中的关键参数进行对照核验的活动。

3.8

模型验证 model validation

利用型式试验、控制器硬件在环试验、半实物仿真或现场试验数据，对仿真模型的稳态特性、动态响应和保护控制行为进行比对并判定其适用性的活动。

3.9

重大偏差 major deviation

可能改变接入系统结论、影响电网安全稳定、改变主要涉网性能或导致专项论证、模型验证或并网试验结论失效的参数、设备、控制策略或工程方案偏差。

4 总体要求

4.1 电化学储能电站并网实施应符合国家、行业及电网企业现行有关标准和技术规定，并满足电力系统安全稳定运行、调度控制、继电保护、电能质量和并网试验要求。

4.2 电化学储能电站并网实施应以接入系统方案及审查意见、并网协议、调度机构或电网企业确认的并网技术要求、专项技术论证结论及设备技术条件为依据。

4.3 并网实施应按照技术要求确认与分解——工程落实——阶段核查——偏差处理——验证确认——技术交付的主线开展，并保证各阶段技术要求可追溯、落实结果可核查、技术偏差可闭环。

4.4 接入系统方案应与站址条件、送出条件、系统改造条件、设备技术路线及建设时序相协调。并网点、接入电压等级、送出方式、主接线方式和对侧改造范围等内容发生变化时，应开展并网影响复核。

4.5 电化学储能电站的额定功率、额定容量、持续时间、并网电压等级、主变压器参数、储能变流器参数、无功调节能力、短路电流贡献及主要控制参数，应在接入系统方案、工程设计文件、设备技术文件、调试文件和并网试验文件中保持一致。

4.6 参数一致性核查除数值外，尚应对单位、基准值、正负方向、适用工况、控制逻辑、软件及模型版本。

4.7 对项目实际配置或并网要求明确的有功功率控制、无功功率控制、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、一次调频、惯量响应、故障穿越及其他涉网功能，应明确实现方式、控制参数和验证依据。

4.8 接入边界、主要设备、控制策略、保护配置、软件版本或其他可能影响涉网性能的条件发生变化时，应分析其对原设计、专项技术论证、仿真模型及试验结论的影响。

4.9 并网验收前，应完成适用并网要求的落实核查、关键参数一致性校核、技术偏差复核、模型及试验验证，并保证最终技术文件与现场实际配置一致。

5 并网技术要求

5.1 一般规定

5.1.1 电化学储能电站并网技术要求应以接入系统方案及审查意见、并网协议、调度机构或电网企业确认的技术要求、专项技术论证结论、相关技术协议以及适用标准为依据。

5.1.2 接入系统及并网技术要求应至少明确接入边界、一次系统、涉网性能、二次系统及通信、专项技术论证、仿真模型与参数、试验验证和技术文件一致性等内容。

5.1.3 并网技术要求转化结果宜采用附录 A 的格式表达，并作为工程设计、设备选型、系统集成和试验文件编制的技术输入。

5.2 接入系统方案

5.2.1 接入系统方案应明确电站额定功率和额定容量、接入电压等级、并网点、主接线、送出方式、接入间隔、对侧改造范围及电气边界。

5.2.2 并网点位置及边界应满足保护配置、计量设置、调度控制、通信接入、运行维护和试验测试需要。

5.2.3 分期建设项目应明确各期并网容量、主接线和送出方式，校核各期运行方式下的潮流、短路电流、无功电压和保护配合，并预留终期扩建接口。

5.2.4 并网点、电压等级、额定功率、主接线、送出方式或对侧系统条件发生变化时，应重新校核原接入系统方案的适用性。

5.3 一次系统

5.3.1 一次系统设计应符合 GB/T 51048 和 DL/T 5810 的规定，并将接入系统结论落实至主接线、主变压器、配电装置、无功补偿、站用电、接地和防雷设计。

5.3.2 主变压器容量、台数、阻抗、电压比、调压方式和接线组别应与电站额定功率、充放电运行方式、无功需求、短路电流水平和检修方式相协调。

5.3.3 储能变流器升压单元、汇集线路、母线和主变压器的持续载流能力应按最大连续充电和最大连续放电工况校核，并考虑环境温度、敷设方式、谐波电流和设备降额。

5.3.4 无功补偿配置及电压控制方案应与并网点无功平衡和调压要求相协调；其能力边界和配置原则应符合 GB/T 36547、GB/T 44112 和 DL/T 5810 的有关规定。

5.3.5 短路电流、潮流、无功电压、电能质量和保护配合等计算分析，应满足接入系统结论和工程设计要求。

5.3.6 并网计量点和关口计量配置应满足双向电能计量、功率及电能量采集、时钟同步和数据传输要求。

5.4 涉网性能

5.4.1 电化学储能电站功率控制、一次调频、惯量响应、故障穿越、运行适应性及电能质量等涉网性能应符合 GB/T 36547、GB/T 44112 及相关标准的规定。

5.4.2 站级控制系统应协调储能变流器有功和无功分配，并考虑储能单元可用功率、荷电状态（SOC）、温度、故障闭锁和功率限值等约束。

5.4.3 一次调频、惯量响应、AGC 和 AVC 功能应规定死区、调差率、响应时间、调节速率、稳态偏差、限幅值、优先级及功能间协调逻辑。

5.4.4 高电压穿越、低电压穿越及连续故障穿越功能，应明确触发判据、无功电流支撑策略、有功恢复策略、电流限幅、保护闭锁及恢复条件等关键技术要求，且性能指标不低于 GB/T 36547 的规定。

5.4.5 频率和电压运行适应性应明确连续运行区间、限时运行区间、保护定值边界及控制策略，保护定值应与并网适应性运行区间相协调，避免保护动作与适应性要求冲突。

5.4.6 并离网切换、非计划孤岛、恢复并网等功能适用时，应明确检测判据、控制顺序、同期条件、保护配合和验证方式。

5.4.7 构网型控制或虚拟同步机控制应明确电压源特性、惯量及阻尼参数、功率同步机制、限流策略、故障期间控制模式和跟网/构网模式切换逻辑，切换逻辑及其平滑过渡能力宜在设计阶段予以确认。

5.4.8 涉网性能关键参数应在储能变流器、站级控制系统、继电保护、调度接口、仿真模型及试验文件之间保持一致。

5.5 二次及通信

5.5.1 继电保护和安全自动装置设计应符合 GB/T 36547、DL/T 5810 及相关继电保护标准的规定。

5.5.2 调度自动化、通信、时间同步、网络安全和计量设计应符合 GB/T 36547、GB/T 44112 及相关标准的规定。

5.5.3 调度机构或电网企业另有专项要求的，应在接入系统审查意见或工程设计条件中明确。

5.6 专项技术论证要求

5.6.1 对常规接入系统分析不能充分覆盖的技术问题，应根据电站容量、接入电压等级、电网结构、系统强度、控制方式及承担的电网支撑功能开展专项技术论证。

5.6.2 系统专题研究内容宜包括短路电流、电能质量、无功电压、安全稳定、保护配合、涉网性能、弱电网适应性、多机协调及其他需要专项分析的内容。

5.6.3 专项技术论证应给出计算条件、模型版本、关键参数、运行方式、判定依据和工程措施，不应仅给出原则性结论。

5.6.4 专项技术论证形成的设备容量、控制参数、保护配置、运行边界及验证要求，应落实至工程设计、设备技术文件、现场配置、仿真模型和调试试验。

5.7 仿真模型与参数要求

5.7.1 应根据接入系统分析和涉网性能验证需要，按照 GB/T 42716 建立相应的机电暂态、电磁暂态及其他适用模型，并明确模型适用范围、接口和版本。

5.7.2 机电暂态模型应反映电站有功、无功、电压、频率响应、功率限幅、荷电状态约束及故障穿越后的功率恢复特性。

5.7.3 电磁暂态模型应反映储能变流器主电路、锁相或同步机制、内外环控制、限流逻辑、故障穿越、保护闭锁、滤波环节、通信及计算延时等关键动态特性。

5.7.4 站级控制模型及相关等值模型应根据需要反映 AGC、AVC、一次调频、惯量响应、功率分配、模式切换以及 SOC、可用充放电功率等约束。

5.7.5 构网型、虚拟同步机或其他新型控制策略适用时，模型应能够反映电压源特性、功率同步、惯量和阻尼、限流、故障模式及恢复过程。

5.7.6 设备供应商提供的模型及参数应按照 GB/T 44117 及相关标准进行验证。模型验证应保证试验对象、控制策略、软件版本和关键参数与实际工程配置相对应。

5.7.7 模型验证项目及允许偏差应符合 GB/T 44117 及其他适用标准的规定，并可按附录 C 进行核查。超出适用判据时，应分析原因并完成参数修正、必要的模型修正和重新验证。

5.7.8 模型参数应明确名称、数值、单位、来源、适用工况和版本。储能变流器控制器、站级控制逻辑、保护定值以及影响动态性能的主要设备参数发生变化时，应复核模型适用性。

6 并网技术实施与验证

6.1 一般规定

6.1.1 并网技术要求落实与核查应贯穿工程设计、设备采购、系统集成、现场配置、调试试验及并网验收阶段。

6.1.2 并网技术要求落实与核查可采用附录 A 所示对照表记录；关键参数一致性校核可采用附录 B 所示表格记录。

6.1.3 核查除参数数值外，尚应核对单位、基准、正负方向、适用工况、控制逻辑以及硬件、软件和模型版本。

6.2 接入系统方案

6.2.1 工程设计应将接入系统方案及审查意见明确的电站规模、并网点、接入电压等级、主接线、送出方式、对侧改造范围及工程边界落实至设计文件。

6.2.2 分期建设规模、运行方式、预留接口及外部配套条件应与接入系统方案一致；接入边界发生变化时，应复核原接入系统方案及相关技术结论的适用性。

6.3 一次系统

6.3.1 主变压器、储能变流器升压单元、配电装置、无功补偿及其他主要涉网设备的技术规范书，应与设计计算和接入系统结论保持一致。

6.3.2 设备定货后，应核查额定参数、铭牌参数、调压范围、阻抗、接线方式及其他影响并网性能的关键参数与设计文件的一致性。

6.3.3 现场配置与设计文件存在差异时，应分析其对潮流、短路电流、无功电压、电能质量及保护配合等结论的影响。

6.4 涉网性能

6.4.1 涉网性能要求应转化为储能变流器、站级控制系统及相关设备技术文件中的功能、性能参数、控制逻辑、接口和验证要求。

6.4.2 设备技术文件应明确适用涉网功能的参数范围、控制方式、功能优先级及限幅策略，并与工程设计和专项技术论证结论一致。

6.4.3 设备供货或软件版本确定后，应核查有功、无功、电压、频率控制以及故障穿越等功能对应的硬件型号、软件版本、控制参数和逻辑版本。

6.4.4 现场调试和并网试验前，应核查储能变流器、站级控制系统、继电保护和调度接口之间的控制目标、参数和逻辑协调关系。

6.5 二次及通信

6.5.1 继电保护、安全自动装置、调度自动化、通信、计量和时间同步等要求，应落实至设计文件、设备技术文件及现场配置。

6.5.2 应核查保护配置及定值边界、通信协议、调度点表、遥测遥信信息、时间同步及相关接口与设计和调度要求的一致性。

6.5.3 涉及站级控制系统、储能变流器、继电保护和调度主站的数据或控制接口，应通过出厂联调或现场联调验证其完整性和正确性。

6.5.4 软件升级、点表修改、通信协议调整或保护逻辑变更可能影响并网性能时，应按 6.8 开展影响复核。

6.6 专项技术论证

6.6.1 专项技术论证形成的设备配置、控制保护策略、参数范围、运行边界及验证要求，应落实至工程设计、设备技术文件、现场配置和调试试验。

6.6.2 应核查专项技术论证所采用的计算条件、运行方式、模型参数及工程措施与实际工程条件的一致性；相关条件发生实质变化时，应复核论证结论的适用性。

6.7 仿真模型与参数

6.7.1 仿真模型的结构、参数、控制逻辑、软件版本和接口应与对应设备及现场实际配置保持一致。

6.7.2 模型验证应按照 GB/T 44117 及相关标准开展。采用型式试验、控制器硬件在环试验或半实物仿真数据进行验证时，应确认被验证对象的软硬件版本、控制策略和关键参数与工程实际相对应。

6.7.3 控制器硬件在环或半实物仿真可用于现场试验前的控制逻辑验证、参数校核及风险识别，但不应替代现行标准或并网要求规定必须开展的现场试验。

6.7.4 构网型控制、弱电网接入或其他特殊控制方式适用时，可结合附录 F 补充开展模型、控制保护和系统稳定性核查。

6.8 变更与偏差

6.8.1 工程实施过程中出现下列情形之一时，应开展并网影响复核：

- a) 并网点或接入电压等级变化；
- b) 电站规模、主变压器容量或接线方式变化；
- c) 储能变流器、无功补偿装置或站级控制系统主要技术参数变化；
- d) 控制策略、保护配置原则、软件版本或通信方案发生可能影响涉网性能的变化；
- e) 对侧接入条件或外部配套工程条件变化。

6.8.2 并网影响复核应根据变化内容分析其对潮流、短路电流、无功电压、电能质量、控制稳定性、保护配合、通信、仿真模型和并网试验结论等的影响。

6.8.3 关键参数一致性核查对象宜包括：

- a) 额定功率、额定容量及可用充放电功率；
- b) 并网点、接入电压等级、主接线和送出方式；
- c) 主变压器、储能变流器和无功补偿装置主要参数；
- d) 有功、无功、电压和频率控制参数；
- e) 故障穿越、运行适应性和保护控制参数；
- f) 调度自动化、通信、点表及时间同步参数；
- g) 模型结构、参数、版本及软件版本；
- h) 并网试验工况、判据和最终结果。

6.8.4 发现不一致时，应根据其技术影响分为重大偏差、一般偏差和文件性偏差，具体可参照附录 D。

6.8.5 重大偏差应开展影响分析和技术复核。可能改变接入系统结论、影响并网安全或导致原专项技术论证、模型验证及并网试验结论失效时，应重新开展相应计算分析、模型验证或试验。

6.8.6 一般偏差可通过设计变更、参数调整、软件升级、现场配置修改或补充验证等措施消除，并对受影响内容进行复核。

6.8.7 文件性偏差应统一名称、编号、单位、参数及版本，最终文件应与现场实际配置一致。

6.9 并网前核查

6.9.1 并网试验前，应完成一次设备、二次设备、通信、调度自动化、计量系统和适用涉网控制功能的分系统调试及必要的联合调试。

6.9.2 并网试验方案应明确试验对象、接线方式、运行工况、SOC 范围、功率及电压条件、数据采集、判定依据和异常退出条件。

6.9.3 并网试验前应完成控制器软件版本、站级控制逻辑、保护定值、通信点表、模型版本及关键参数核查。

6.9.4 并网验收前应确认：

- a) 第 5 章适用技术要求已落实；
- b) 关键参数一致性核查已完成；
- c) 影响并网的技术偏差已完成复核和闭环；
- d) 规定的模型验证及并网试验已完成；
- e) 最终技术文件与现场设备及配置一致。

6.9.5 重大偏差未完成影响分析、技术修正和复核验证前，不应判定相关并网试验或并网验收技术条件具备。

7 并网技术文件

7.1 一般规定

7.1.1 并网技术文件应完整、准确、可追溯，并与最终工程设计、设备配置、现场参数、控制保护逻辑及仿真模型保持一致。

7.1.2 技术文件应明确文件编号、版本、形成阶段和适用状态；发生技术变更时，应同步更新受影响文件。

7.2 设计与设备

7.2.1 应根据项目实际形成并保存下列技术文件：

- a) 接入系统方案、审查意见及其他正式并网依据；
- b) 专项技术论证及相关计算分析文件；
- c) 工程设计文件及主要计算成果；
- d) 主要涉网设备技术规范书、设备参数及型式试验资料；
- e) 控制保护、通信接口、协议及点表文件；
- f) 并网技术要求落实与核查记录及关键参数一致性校核记录。

7.3 调试试验与模型

7.3.1 应根据项目实际形成并保存下列技术文件：

- a) 设备出厂试验及联合调试记录；
- b) 现场调试及并网试验方案；
- c) 试验原始数据及试验报告；
- d) 仿真模型、模型参数及版本信息；
- e) 模型验证及必要的参数修正记录。

7.4 变更与交付

7.4.1 技术变更和参数偏差应保留变更内容、影响分析、处理措施、复核验证及最终结论。

7.4.2 最终交付文件应与现场设备型号、软件版本、控制逻辑、保护定值、通信点表和模型参数保持一致。

7.4.3 并网验收后形成的最终有效技术文件应作为后续运行、模型维护及技术复核的依据。

附 录 A
(资料性)
并网技术条件落实对照表

A.1 一般要求

A.1.1 本附录用于对并网技术条件输入阶段提出的并网技术条件在工程设计、设备采购、调试并网及验收阶段的落实情况进行对照、记录和确认。

A.1.2 表 A.1 可供项目相关单位结合职责分工使用，用于记录并网技术条件在设计、设备、调试试验和验收等环节的落实情况。

表 A.1 并网技术条件落实对照表

序号	文件来源	并网技术条件	工程实施落实内容	责任专业/单位	落实阶段	证明文件或图号	核查结论
1	接入系统方案报告/审查意见	并网电压等级、并网点及接线方式	初设总说明、主接线图、系统接入说明中落实	系统、一次/设计单位	初步设计	主接线图、系统说明	☐ 符合 ☐ 需修订
2	专题研究结论	主变容量、阻抗及运行方式要求	主变选型、参数表及设备技术规范书中落实	系统、一次/设计单位	施工图设计、设备采购	设备清册、技术规范书	☐ 符合 ☐ 需修订
3	电网企业并网技术条件	无功补偿容量及电压控制要求	无功补偿配置方案、控制策略说明中落实	一次、二次/设计单位	初步设计、施工图设计	一次配置图、控制说明	☐ 符合 ☐ 需修订
4	保护和自动化审查意见	保护配置、故障录波、时间同步要求	保护配置原则、装置清册及接口设计中落实	二次/设计单位	施工图设计	保护原理图、装置清册	☐ 符合 ☐ 需修订
5	调度通信接入要求	远动、通信、网络安全及计量要求	通信系统、调度自动化、计量接入文件中落实	通信、二次/设计单位	施工图设计、联调前	通信设计、远动点表	☐ 符合 ☐ 需修订
6	并网试验要求	涉网试验项目、边界及判定要求	调试大纲、试验方案及试验报告中落实	调试/调试单位	并网前	试验方案、试验报告	☐ 符合 ☐ 需修订

A.1.3 项目实施过程中，当并网点、电压等级、主接线、主要设备参数或控制策略发生变化时，宜在表 A.1 中补充记录变更内容、变更依据和重新核查结论。

附 录 B
(资料性)
关键参数一致性校核表

B.1 一般要求

本附录用于对关键参数在并网依据、设计、设备、现场配置、模型和试验阶段的一致性进行逐项校核。

表 B.1 关键参数一致性校核表

序号	参数类别	参数名称	并网依据/设计值	设备/现场值	模型/试验值	偏差等级及技术复核	最终结论
1	站级	额定功率、额定容量、持续时间					☐ 一致 ☐ 不一致
2	接入	并网电压等级、并网 点、送出方式					☐ 一致 ☐ 不一致
3	主变	容量、阻抗、电压 比、接线组别、调压 范围					☐ 一致 ☐ 不一致
4	储能变流器	容量、过载能力、功 率因数范围、控制模 式					☐ 一致 ☐ 不一致
5	无功	补偿型式、容量、调 节范围、响应时间					☐ 一致 ☐ 不一致
6	有功控制	调节范围、速率、响 应时间、限幅					☐ 一致 ☐ 不一致
7	频率控制	死区、调差率、惯 量、阻尼、持续时间					☐ 一致 ☐ 不一致
8	故障穿越	穿越曲线、无功支 撑、限流、恢复逻辑					☐ 一致 ☐ 不一致
9	保护	配置原则、定值边 界、闭锁及联切逻辑					☐ 一致 ☐ 不一致
10	通信	协议、点表、刷新周 期、时延、时钟同步					☐ 一致 ☐ 不一致
11	模型	模型版本、动态参 数、保护参数、延时 参数					☐ 一致 ☐ 不一致
12	试验	项目、工况、判据、 最终实测结果					☐ 一致 ☐ 不一致
13	特殊功能	构网型、并离网切换 或特殊支撑参数					☐ 一致 ☐ 不一致

附 录 C
(资料性)
仿真模型验证指标及推荐允许偏差

C.1 一般要求

- C.1.1 模型验证应按照 GB/T 44117 开展，并采用同一输入、同一运行工况和统一时间基准，对仿真值与试验实测值进行比对。
- C.1.2 有功功率、无功功率和电流等幅值误差应以额定值为基准计算；试验方案另有规定时，从其规定，但应在验证报告中注明基准值选取依据。
- C.1.3 适用标准未覆盖的控制策略、运行工况或验证指标，宜由调度机构或电网企业要求、专项技术论证结论、并网试验方案或技术协议予以明确，并在验证报告中说明判据依据、适用范围、计算方法和基准值。

表 C.1 模型验证指标及允许偏差

序号	适用模型	验证类别	验证项目及判据要素	判据
1	电磁暂态	短路比适应性	充、放电工况下的短路比临界值及模型适用范围	临界值误差绝对值小于 0.2
2	电磁暂态	保护定值与动作	电压、频率保护动作时间和保护定值	动作时间误差绝对值不超过 0.1s，定值误差绝对值不超 0.1%
3	电磁暂态、机电暂态	阶跃响应	无功/电压、有功/频率、惯量响应；超调量、上升时间、峰值时间、稳定时间	超调量允许偏差±10%、上升时间允许偏差±0.1s、峰值时间允许偏差±0.2s、稳定时间允许偏差±1s
4	电磁暂态、机电暂态	故障穿越及功率控制	电压、电流、无功电流、有功功率和无功功率的分时段偏差及加权偏差	区间加权平均总偏差允许值：电压偏差≤0.05；有功电流、无功电流、有功功率、无功功率偏差≤0.15
5	中长期动态	AGC 响应	AGC 有功功率仿真曲线与实测曲线最大误差	≤3%
6	含新型控制策略的模型	补充动态特性	电压源特性、惯量响应、阻尼、限流、模式切换、多机协调及弱电网稳定性	调度机构或电网企业要求、专项技术论证结论、并网试验方案或技术协议；宜在验证前书面确认
7	各类模型	综合一致性	模型和参数版本、控制保护逻辑、稳定/失稳、保护动作及模式切换结论	本文件 5.7、7.4 及项目确认文件；结论不一致时宜分析原因并复验

C.2 数据处理与验证判定

- C.2.1 仿真和试验数据宜采用相同量纲和时标，测量点相对应，时间序列同步。采用标么值时，宜明确电压、电流和功率基准值；无功功率偏差的基准值宜按适用标准确定，不宜自行改用额定无功容量。
- C.2.2 适用文件未规定的补充指标，宜在验证前书面明确指标定义、数据区间、时间对齐方法、测量点、基准值、计算公式、允许偏差和判定规则，不宜在取得验证结果后调整判据。
- C.2.3 关键验证指标满足已确认的判据，且仿真与实测在稳定/失稳、保护动作、控制模式切换和限流逻辑等方面的结论一致时，可判定模型验证通过。任一关键指标不满足判据或结论不一致时，宜完成原因分析、参数修正和复验；属于重大偏差的，按第 7 章进行技术复核。
- C.2.4 验证报告宜记录模型名称及版本、软件环境、参数版本、控制保护定值、运行工况、数据来源、测量点、计算区间、基准值、判据来源及条款、验证结果、偏差处理和复验结论。

附 录 D
(资料性)
参数偏差分类及技术复核要求

参数偏差分类和技术复核可参照表 D.1 执行。参数偏差复核流程可为：偏差识别—影响分析—偏差分类—明确措施—技术修正—复核验证—更新技术文件。

表 D.1 参数偏差分类及技术复核要求

偏差等级	典型情形	技术复核要求	复核与验证
重大偏差	接入边界、主接线、主设备主要参数、控制路线、故障穿越、保护配置或模型稳定性结论发生实质变化。	未完成影响分析和复核确认前，相关参数不宜作为设备定型、现场投运或并网试验判定的最终依据；必要时重新开展接入系统或专项论证。	重新校核受影响设计和设备参数；重新开展模型验证或对应并网试验。
一般偏差	不改变接入系统结论，可通过设计变更、参数调整、软件升级或现场配置修正消除。	明确修正值、影响范围和验证方法，完成技术修正。	开展受影响参数校核、功能试验或局部模型比对
文件性偏差	名称、编号、单位、版本或表达不一致，不影响设备功能和试验判定。	统一名称、编号、单位、版本和表达方式。	核对最终文件与现场配置一致。

附录 E
(规范性)
本标准应用流程示意图

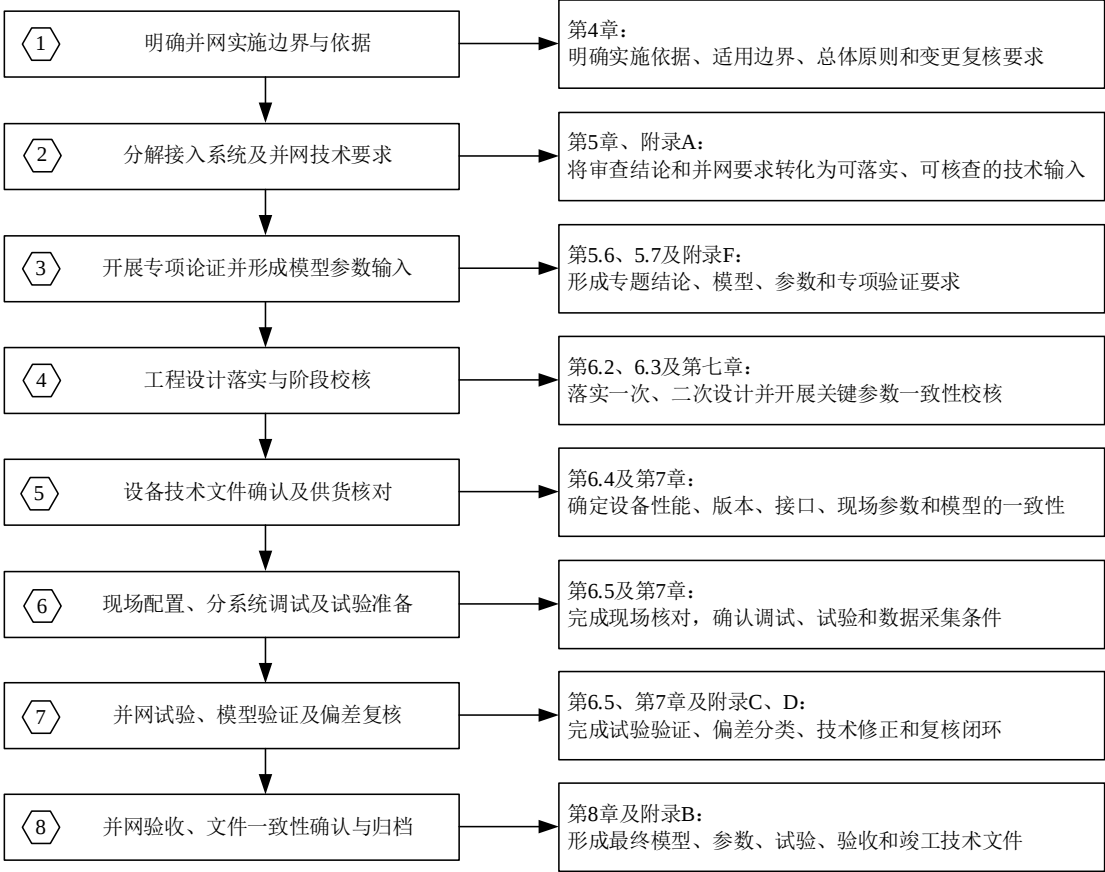


图 E.1 电化学储能电站并网实施流程

附 录 F

(资料性)

新型控制策略、构网型技术路线及弱电网接入补充要求

F.1 适用条件

F.1.1 本附录不规定构网型储能设备本体性能要求，仅规定采用新型控制策略或弱电网接入时，并网实施过程中宜补充开展的模型、参数、控制保护和验证要求。存在下列情形之一时，宜按本附录补充开展相关工作：

- a) 采用构网型控制、虚拟同步机、下垂控制、多机协调控制或跟网/构网模式切换；
- b) 经接入系统论证或调度机构认定为弱电网接入；无明确判定要求时，可将并网点短路比不大于 3 或多馈入等效短路比不大于 3 作为弱电网风险识别参考条件；
- c) 并网点系统强度随运行方式显著变化，最小运行方式下短路容量与电站额定功率接近，可能影响控制稳定性或故障穿越性能；
- d) 专项论证识别出宽频振荡、控制交互、谐振或保护适应性风险；
- e) 调度机构认定需要开展弱电网或构网型专项验证。

注：短路比或多馈入等效短路比的计算方法应采用接入系统论证确定的方法；调度机构另有规定时从其规定。

F.2 模型与分析要求

F.2.1 电磁暂态模型应在满足 5.7.3 要求的基础上，进一步准确反映构网型控制特有的同步机制、电压或功率外环、电流内环、虚拟惯量和阻尼、限流、故障模式切换、直流侧约束、控制延时及保护闭锁以及跟网/构网模式切换逻辑。

F.2.2 应在最大和最小系统强度、不同并网功率、不同无功输出、不同荷电状态（SOC）及主要设备投退工况下开展稳定性分析。

F.2.3 应开展阻抗扫描、频率扫描或等效的小扰动稳定分析，识别控制带宽附近及次同步、低频和中高频范围的振荡风险，具备条件时，宜补充小扰动稳定分析作为辅助验证手段。

F.2.4 多台储能变流器并联运行时，应分析单元间、不同厂家设备间以及储能与动态无功装置之间的控制交互。

F.2.5 故障分析应覆盖对称和不对称故障、故障清除、连续故障、限流饱和和故障后电压频率恢复。

F.3 控制与保护要求

F.3.1 构网型控制应明确额定电压和频率设定、下垂系数、惯量和阻尼、功率同步机制、无功电压控制、限流策略的整定值及其适用范围。

F.3.2 限流策略应保证故障期间电流不超过设备能力，并避免电压源控制、无功支撑和保护动作之间发生冲突。

F.3.3 跟网/构网模式切换适用时，应明确切换触发、同期条件、状态保持、功率过渡和失败回退逻辑。

F.3.4 保护整定应计及构网型设备故障电流受控特性和控制模式变化，宜复核现有保护适应性，必要时调整保护定值或配置。

F.3.5 构网型储能承担黑启动、孤网运行或系统恢复功能时，应另行明确启动电源、负荷投入顺序、频率电压控制和同期并网要求。

F.4 验证要求

F.4.1 现场试验前应完成控制器硬件在环或半实物仿真验证，验证范围应覆盖正常运行、系统强度变化、故障穿越、限流、模式切换和异常通信。

F.4.2 专项验证应至少覆盖最小系统强度工况、最大充电工况、最大放电工况、低荷电状态（SOC）或高荷电状态（SOC）限功率工况、无功极限工况及故障穿越工况。

- F.4.3 验证中不得出现持续振荡、控制失稳、保护误动或拒动、异常脱网以及故障后不能恢复的情况。
- F.4.4 模型与实测数据的允许偏差应符合 GB/T 44117、调度机构、并网试验方案或相关标准要求；无明确规定时，可参照附录 C。构网型电压源特性、惯量响应、阻尼效果和限流过程应作为关键指标，不应按非关键指标放宽。
- F.4.5 专项验证通过后形成的控制参数、保护定值和模型参数应纳入附录 B 的一致性校核。

参 考 文 献

- [1] GB/T 36547 电化学储能电站接入电网技术规定
- [2] GB/T 36548 电化学储能电站接入电网测试规程
- [3] GB/T 44112 电化学储能电站接入电网运行控制规范
- [4] GB/T 51048 电化学储能电站设计标准
- [5] DL/T 5810 电化学储能电站接入电网设计规范