

团 体 标 准

T/CET XXX-XXXX

电池储能系统集成技术规范

Technical specification for battery energy storage system integration

(征求意见稿)

20 - - 发布

20 - - 实施

中国电力技术市场协会 发布

目 次

前 言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 系统集成技术总则	3
5 系统集成保护技术要求	3
6 系统接入电网等级及接入方式	3
7 系统安全设计	4
8 储能系统子系统技术要求	4
9 系统集成技术要求	6
10 系统电能计量功能	8

前 言

本文件根据国家能源局《关于加强储能技术标准化工作的实施方案（征求意见稿）》精神，由中国电力技术市场协会根据行业需求制订。

本文件根据 GB/T 1.1-2020 给出的规则起草。

本文件由中国电力技术市场协会提出并归口。

本文件起草单位：

参编单位：

本文件主要起草人：

电池储能系统集成技术规范

1 范围

本文件规定了用户侧储能系统集成的相关术语定义、技术总则、技术要求、接入电网等级及接入方式、安全设计、电能计量等；

本文件仅适用于 10kV 及以下电压等级接入，单位并网点储能功率不超过 5 兆瓦 (2h) 的用户侧储能系统。

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 2894 安全标志及其使用导则
- GB 14050 系统接地的型式及安全技术要求
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- GB/T 12325 电能质量 供电电压允许偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14598.26 量度继电器和保护装置 第 26 部分：电磁兼容要求
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 34120 电化学储能系统储能 PCS 技术规范
- GB/T 34131 电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范
- GB/T 36276 电力储能用锂离子电池
- GB/T 36545 移动式电化学储能系统技术要求
- GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定
- GB/T 36558 电力系统电化学储能系统通用技术条件
- GB/T 4208 外壳防护等级 (IP 代码)
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- NB/T 42091 电化学储能电站用锂离子电池技术规范

DL/T448 电能计量装置技术管理规程

DL/T634. 5101 配电自动化系统应用实施细则

DL/T645 多功能电能表通信协议

DL/T719 运动设备及系统. 第 5 部分: 传输规约. 第 102 篇: 电力系统电能累计量传输配套标准

DL/T860 实施技术规范

DL/T5149 变电站监控系统设计规程

Q/GDW 11725 储能系统接入配电网设计内容深度规定

Q/GDW 1564 储能系统接入配电网技术规定

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

通过电化学电池进行可循环电能存储、转换及释放的设备系统。

3.2

用户侧电化学储能系统 User-side Electrochemical Energy Storage System

接入电力用户内部配电系统的电化学储能系统。

3.3

电池系统 Battery System

电化学电池及配套的电池管理系统（BMS）、监测和保护等电子设备的集合，由一个或多个电池单元组成。

3.4

公共连接点 Point of Common Coupling

电力用户与公用电网连接处。

3.5

电池管理系统 Battery Management System

监测电池的状态（温度、电压、电流、荷电状态等），为电池提供维护、管理及通讯接口的系统。

3.6

储能变流器 Power Conversion System

连接电池系统与电网（和/或负荷），实现功率双向变换的装置。

3.7

监控系统 Monitor and Control System

储能系统中对电池系统、变流器等进行协调控制、保护、监测等软硬件单元的总称。

3.8

额定能量 Rated Energy

在规定条件下测得或由制造商声明的电池能量，以 W.h 为单位。

4 系统集成技术总则

- 4.1 用户侧电化学储能系统不应降低所接入用户和公用电网的供电可靠性、可操作性和安全性，不应影响用户的正常用电。
- 4.2 用户侧电化学储能系统应用模式包括用户侧电能管理和参与电网需求响应、辅助服务等模式。储能系统的功率控制策略及运动设备应满足应用模式的技术要求。
- 4.3 用户侧电化学储能系统集成设计，在满足技术要求的情况下，应选择节能、环保、高效、安全、可靠、易维护的设备。
- 4.4 用户使用移动式储能设备在同一用户内以流动等方式给用电设备提供临时、备用电源时，在接入点必须安装有智能并离网转换设备。
- 4.4 用户侧电化学储能系统集成设计时，应安装可闭锁、具有明显开断点、可实现可靠接地功能的开断设备、可就地或远程操作。

5 系统集成保护技术要求

- 5.1 用户储能系统集成的保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。
- 5.2 用户储能系统保护的配建及整定应与电网侧保护相适应，与电网侧重合闸策略相配合。
- 5.3 用户储能系统应配建防孤岛和逆功保护装置，防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合，配建的逆功保护设备，当检测到逆向电流超过额定输出的 5% 时，储能设备应在 0.5s~2s 内停止向电网线路送电。
- 5.4 用户储能系统的并离网转换设备必须符合国家标准及电力行业的规程和规定
- 5.5 储能系统应以单点方式接入配电网。接有储能系统的低压配电台区，不能与其他台区建立低压联络。
- 5.6 电池储能系统并网点处的保护应与所接入电网的保护协调配合，电池储能系统的接地型式与接入电网的接地型式一致，不应抬高接入电网点原有的过电压水平和影响原有电网的接地故障保护配合设置。
- 5.7 电池储能系统设备应满足相应电压等级的电气设备绝缘耐压要求。

6 系统接入电网等级及接入方式

用户侧储能系统接入公用电网参照分布式电源管理办法执行；用户侧的储能系统需要向项目所在地的供电公司报备。参照国标 GB/T 36547 中推荐的接入电压，用户侧电化学系统根据额定功率选取并网电压等级。电化学储能接入电网电压等级推荐表见表 1。

表 1 电化学储能接入电网电压等级推荐表

电化学储能系统额定功率	接入电压等级	接入方式
8kW 及以下	220V/380V	单项或三相
8kW~1000 kW	380 V	三相
500kW~5000 kW	6KV~20 KV	三相
5000kW~100000 Kw	35KV~110 KV	三相

7 系统安全设计

7.1 用户侧电化学储能系统宜布置在建筑物外的独立区域内，远离水资源、电力燃气设施、楼宇和车辆人员密集区域，应满足运行、抢修、消防和环保对场所的要求，不同电池类型的储能系统宜分区布置。

7.2 用户侧电化学储能系统防雷与接地、消防设施、火灾报警条统、视频监控系系统，应符合 GB51048 的规定，视频及环境监控系统宜具备远方监视功能。

7.3 用户侧电化学储能系统的防污、防盐雾、防风沙、防湿热、防水、防寒等措施应与应用环境条件相适应。

7.4 用户侧电化学储能系统接入容量超过所在台区配变额定容量 25% 时，在配变低压母线处装设防孤岛装置。

7.5 用户侧电化学储能系统不允许倒送电到电网中的，在公共电网联接点装设防逆流装置，检测到储能系统倒送电到电网时，调节储能变流器降功率运行或停止工作。

7.6 对于采用逆变整流接入的用户侧电化学储能系统，发生短路故障时，储能变流器应封锁脉冲输出，限制短路电流，短路电流按 $1.5 I_n$ 计算。

7.7 用户侧电化学储系统的继电保护需要有短路瞬时、长延时、分励脱扣和欠压脱扣的功能。

7.8 用户侧电化学储能系统设备与用户配电接地系统相连，且满足接地电阻不大于 4Ω 。

7.9 接入 380V 电压等级的用户侧电化学储能系统应安装剩余电流保护器。

7.10 用户侧电化学储能系统应在电气设施和线路附近设置当心触电等文字和符号，标识的形状、颜色、尺寸和高度按照 GB 2894 规定执行。

8 储能系统子系统技术要求

8.1 通用要求

8.1.1 用户侧电化学储能系统中储能电池、电池管理系统、变流器、监控系统和通信系统等，应满足 GB/T 36558 和相关国家（/行业）标准的要求，储能设备应具备型式试验报告。

8.1.2 储能系统的选型宜综合考虑应用需求、电池特性和建设条件、技术经济性等多方面因素，可采用

混合型储能系统。

8.1.3 储能系统容量应结合直流侧电压等级、直流侧断路器的开断容量和储能变流器的选型经技术经济比较后确定。

8.1.4 储能系统设备应选择节能、环保、高效、安全、可靠、少维护型设备

8.2 电池系统

8.2.1 电池应选择安全、可靠、环保电池。电池应根据电池放电倍率、自放电率、循环寿命、能量效率、安全环保、技术成熟度和储能电站应用场景对系统响应、散热性能的需求以及电站建设成本和建设场地限制等选型。

8.2.2 电池宜采用模块化设计。

8.2.3 电池系统的成组方式及其连接拓扑应与储能变流器的拓扑结构相匹配，并宜减少电池并联个数。

8.2.4 直流侧接地型式，应符合现行国家标准 GB/T 16895.1 的规定。

8.3 储能变流器

8.3.1 储能变流器应具有充放电功能、有功功率控制功能、无功功率调节功能和并离网切换功能。

8.3.2 储能变流器的效率、损耗、过载能力、功率控制精度、功率因数、绝缘耐压、噪声、外壳防护等级等性能应符合 GB/T 34120 中的要求。

8.4 电池管理系统

8.4.1 电池管理系统的拓扑配置应与储能变流器的拓扑、电池的成组方式相匹配与协调，并对电池运行状态进行优化控制及全面管理。

8.4.2 电池管理系统各功能具体实现层级由电池管理系统的拓扑配置情况决定，宜分层就地实现。

8.4.3 电池管理系统的测量功能、计算功能、信息交互功能、故障诊断功能、电池的保护功能、对时、时间记录、存储、故障录波、显示功能应符合 GB/T 34131 的要求。

8.5 储能能量管理系统

8.5.1 用户侧储能能量管理系统应符合 GB/T 36274 技术规范。

8.5.2 具备遥测、遥信、遥调、遥控等功能。

8.5.3 监控系统可由站控层、间隔层和网络设备等构成，并应采用分层、分布、开放式网络系统实现连接。

8.5.4 能量管理系统与 BMS、PCS 通信应快速、可靠、通信规约可采用 IEC61850、ModbusTCP/IP 等。

8.6 安全消防

8.6.1 消防设计应贯彻“预防为主，防消结合”的方针，防治和减少火灾危害，保障人身和财产安全。

8.6.2 消防设计应根据电站的不同规模、各类电池不同特性采取相应的消防措施、从全局出发、统筹兼顾、做到安全适用、技术先进经济合理。

8.6.3 站内各建、构筑物和设备的火灾危险分类及其最低耐火等级应符合表 1 的规定。

9 系统集成技术要求

9.1 通用技术要求

用户侧储能系统应用于电力系统的设计应符合 GB/T 36558 的要求。宜具备但不限于平滑发电功率输出、跟踪计划发电、系统调试、削峰填谷、紧急功率支撑等应用功能。应按照负荷性质、负荷容量、允许中断供电时间等要求确定系统的设计容量及额定输出功率。

9.2 额定功率能量转换效率

锂离子电池储能系统能量转化效率不应低于 92%，铅酸电池储能系统能量转化效率不应低于 86%，液流电池不应低于 65%，高温钠电池储能系统能量转化效率不应低于 80%。

9.3 功率控制能力

电池储能系统集成后应具备有功功率控制、无功功率调节以及功率因数调节能力并满足系统功能要求。

9.4 充放电响应、调节、转换时间

电池储能系统的充放电响应时间应不大于 2s，调节时间不大于 3s，充电放电转换时间不大于 2s。

9.5 电磁兼容

电池储能设备电磁兼容应满足 GB/T 14598.26 的要求。

9.6 电能质量

储能系统接入公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 的要求，间谐波电压应满足 GB/T 24337 的要求，电压偏差应满足 GB/T 12325 的要求，电压波动和闪变值应满足 GB/T 12326 的要求，电压不平衡度应满足 GB/T 15543 的要求。

9.7 电网通讯

9.7.1 储能系统内部通信可采用以太网、串行口等接口，通信规约可采用基于 CAN 2.0、Modbus TCP、

DL/T 634.5101、DL / T 634.5104 或 DL/T 860（所有部分）的通信协议。

9.7.4 储能变流器宜具备 CAN / RS 485、以太网通讯接口。其中，PCS 与监控站级通信宜采用以太网通讯接口，宜支持 MODBUS TCP、DL/T 860、PROFIBUS DP 通信协议；与电池管理系统通信宜采用 CAN/RS 485，宜支持 CAN 2.0B、MODBUS-TCP 通信协议。

9.8 系统监控

9.8.1 监控系统应具备对储能系统内各种设备进行监视和控制的能力，以及接受远方调度的能力，且应符合电力系统二次系统安全防护规定。

9.8.2 监控系统应根据储能系统的规模和应用需求等情况选择和配置软硬件，具备可靠性、可用性、扩展性、开放性和安全性。

9.8.3 监控系统应能接收并显示 BMS 上传的电压、电流、荷电状态（SOC）、功率、温度及异常告警等信息。

9.8.4 监控系统应具备对储能系统并网点的模拟量、状态量及相关数据进行采集、处理、显示、储存等功能，满足 DL/T 5149 要求。

9.8.5 监控系统应具备对储能系统并网点、各单元储能系统连接点处开关以及对 PCS 的工作状态进行控制的功能，支持选择控制和直接控制两种模式，符合 DL/T 634.5104 的规定。

9.8.6 监控系统宜具备对储能系统内的关键部件（如电池单体、电池组、变流器等）的运行数据进行统计分析功能。

9.9 系统运维与生命周期管理

9.9.1 运行和维护人员应具有相关作业资格并经培训合格后方可上岗。

9.9.2 运行前应编制日常维护、定期维护及应急维护规程。

9.9.3 运行前应进行接地检查，确定可靠接地后方可启动运行。

9.9.4 宜定期对电池容量进行标定。

9.10 电池系统安全要求

9.10.1 将电池模块充电至任一电池单体电压达到电池单体充电终止电压的 1.5 倍或时间达到 1h，不应起火、不应爆炸。

9.10.2 将电池模块放电至时间达到 90min 或任一电池单体电压达到 0V，不应起火、不应爆炸。

9.10.3 将电池模块正、负极经外部短路 10min，不应起火、不应爆炸。

9.10.4 将电池模块挤压至变形量达到 30%或挤压力达到 $13\text{kN} \pm 0.78\text{kN}$ ，不应起火、不应爆炸。

9.10.5 将电池模块的正极或负极端子朝下从 1.2m 高度处自由跌落到水泥地而上 1 次，不应起火、不应爆炸。

9.10.6 将电池模块中特定位置的电池单体触发达到热失控的判定条件，不应起火、不应爆炸，不应发生热失控扩散。

9.10.7 按标称电压计算，电池模块正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间的绝缘电阻均不应小于 $1000 \Omega/V$ 。

9.10.8 在电池模块正极与外部裸露可导电部分之间、电池模块负极与外部裸露可导电部分之间加相应的电压，不应发生击穿或闪络现象。

9.10.9 电池储能系统的防雷与接地应符合 GB14050、GB50057 和 GB/T50065 的要求。

9.10.10 电池储能系统应有醒目标识，标识的形状、颜色、尺寸和高度应满足 GB2894 的要求

10 系统电能计量功能

10.1 用户侧电化学储能系统应设置电能计量装置，设备配置和技术要求应符合 DL/T 448 的规定。

10.2 电能计量表应具备双向有功和四象限无功计量、事件记录功能，具备本地通信和远程通信的功能。其通信协议应符合 DL/T 645 的规定。

10.3 用户公共连接点和电化学储能系统并网点电量计量表应具备分时电量记录及上传功能。需将电量信息上传电网调度机构时，通信协议应符合 DL/T 719 的规定。