ICS 27.180
CCS F 19

T/CS

团 体 标 准

T/CS 574—2026

用户侧储能系统与配电网协同运行技术规范

Technical requirements for connecting user-side electrochemical energy storage system to distribution network

2026 - 08 - 14 发布 2026 - 08 - 14 实施

中国商品学会 发 布

目　　次

前　　言 II
1 范围 3
2 规范性引用文件 3
3 术语和定义 3
4 总体要求 4
5 协同运行模式 4
6 功率协同控制 5
7 故障协同穿越 5
8 运行适应性协同 6
9 继电保护协同 7
10 信息与通信协同 7
11 电能质量协同管理 8
12 协同运行测试与评价 8

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》的规定起草。

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。

本文件由江苏华成协弘科技有限公司提出。

本文件由中国商品学会归口。

本文件起草单位：江苏华成协弘科技有限公司、奇胜阀门有限公司、云南国土资源职业学院、天津天电瑞联能源科技有限公司、青岛高科通信股份有限公司、宇铖新能科技（海南）有限公司、江西荃能电力工程有限公司、湖州中科泛在电力科技发展有限公司、羿动新能源科技有限公司、山东华盛信息技术有限公司、保定棹洹通科技有限公司、帝森克罗德集团有限公司、军诚电力科技（辽宁）有限公司、江西富源电力工程设计有限公司、河南方圆天下建设集团有限责任公司、河南省姑孰建设工程有限公司、河南四建园林绿化工程有限公司、新乡市胜源电气有限公司、佛山市鼎壹工业科技有限公司、河南龙洋新能源有限公司、河南朗能建设工程有限公司、郑州卓越智能科技有限公司、河北百灯电气有限公司、河南国龙电力工程有限公司、喀什大学、北京中瑞科标准技术服务有限公司。

本文件主要起草人：李晓伟、姜日谊、熊国栋、邵军、孙秀艳、杜玉甫、胡兴涛、朱利杨、黄希光、周其旺、高倩、李铁夫、陈梁、钟云龙、沈欣、张民洁、朱兴云、陈广宇、王军胜、聂文辉、杨选峰、郑璐露、赵学国、王萌萌、范磊、陈瑞、崔国梁。

用户侧储能系统与配电网协同运行技术规范

1 范围

本文件规定了用户侧储能系统与配电网协同运行的基本原则、接入技术要求、运行控制策略、通信与信息交互、安全防护、电能质量治理及性能评价。

本文件适用于通过 10kV 及以下电压等级接入配电网的用户侧储能系统的规划、设计、建设、运行与维护活动。

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 18354 物流术语

GB/T 19001 质量管理体系 要求

GB/T 24001 环境管理体系 要求及使用指南

GB/T 24420 供应链风险管 理指南

GB/T 25103 供应链管理业务参考模型

GB/T 39256 绿色制造 制造企业绿色供应链管理 信息化管理平台规范

GB/T 45001 职业健康安全管理体系 要求及使用指南

GB/T 46881 数字化供应链 追溯体系通用要求

GB/T 46887 数字化供应链 体系架构

GB/T 46888 数字化供应链 采购管理规范

3 术语和定义

GB/T 18354、GB/T 25103、GB/T 46887 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

用户侧储能系统 user-side energy storage system

接入电力用户内部电网的电化学储能系统，用于实现削峰填谷、需求响应、备用电源等功能。

3.2

协同运行 collaborative operation

用户侧储能系统与配电网之间在功率控制、故障响应、信息交互等方面协调配合，共同保障配电网安全稳定运行的运行方式。

3.3

并网点 point of connection

用户侧储能系统与用户配电网（或公用电网）的电气连接点。

3.4

协同响应时间 collaborative response time

从配电网发出协同控制指令到用户侧储能系统完成相应动作的时间间隔。

3.5

可调容量 adjustable capacity

用户侧储能系统在满足自身运行约束的前提下，能够参与配电网协同调节的有功功率和无功功率范围。

4 总体要求

4.1 协同运行原则

4.1.1 用户侧储能系统与配电网的协同运行应遵循安全可靠、经济高效、双向互动、友好接入的原则。

4.1.2 用户侧储能系统的装机容量应与应用模式、用户供需平衡相协调。

4.1.3 协同运行应保障配电网的安全稳定运行，用户侧储能系统不应造成配电网电能质量超出 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 24337 规定的限值。

4.2 接入电压等级

4.2.1 用户侧储能系统接入配电网的电压等级应按照用户报装容量、储能系统额定功率、应用模式、用户配电网设备载流量及接入点网架结构等条件，经技术经济比较选择后确定。

4.2.2 通过 220 V 单相接入的用户侧储能系统应根据三相负荷情况选择接入相，多个用户侧储能系统接入时各相应均衡分配。

4.2.3 通过 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统，其功率控制、一次调频、故障穿越、运行适应性等应符合 GB/T 36547 的规定。

4.3 协同运行协议

4.3.1 用户侧储能系统接入配电网运行前，应与配电网运营方签订并网协同运行协议。

4.3.2 协同运行协议应明确以下内容：

a) 协同运行模式及调度权限；
b) 功率控制指令的发送与接收方式；
c) 信息交互内容、频度和通信协议；
d) 故障协同响应要求；
e) 电能质量管理责任边界；
f) 异常情况下的应急处置分工。

4.4 运行维护要求

4.4.1 用户侧储能系统的运行维护人员应掌握系统与配电网协同运行的技术要求，具备相应的操作和故障处理能力。

4.4.2 用户侧储能系统应定期开展安全运行维护，维护记录应完整保存。

5 协同运行模式

5.1 运行模式分类

5.1.1 用户侧储能系统与配电网的协同运行模式分为以下三类：

a) 自主运行模式：储能系统依据本地设定的充放电策略自主运行，不接收远方调度指令；

b) 指令响应模式：储能系统接收配电网调度机构或聚合商下发的功率控制指令并执行；

c) 混合运行模式：储能系统在自主运行基础上，预留部分可调容量响应远方调度指令。

5.1.2 指令响应模式和混合运行模式下，用户侧储能系统应具备接收并自动执行远方控制指令的能力。

5.2 模式切换

5.2.1 用户侧储能系统应具备在自主运行模式和指令响应模式之间切换的功能。

5.2.2 模式切换应平稳过渡，切换过程中不应出现功率阶跃或安全功能失效。

5.2.3 模式切换指令应具有防误操作措施，并记录切换操作日志。

5.3 备用电源运行模式

5.3.1 用于备用电源供电的用户侧储能系统，应与其保供负荷组成可独立运行的子系统，并通过一个电气连接点与用户配电网连接，在该电气连接点应能进行供电电源切换。

5.3.2 备用电源模式下的用户侧储能系统应具备并离网切换功能和黑启动功能。

6 功率协同控制

6.1 有功功率协同控制

6.1.1 用户侧储能系统应在允许功率输出范围内实现有功功率四象限连续可调。

6.1.2 用户侧储能系统响应配电网有功功率协同控制指令时，应满足以下性能要求：

a) 充/放电响应时间不大于 500 ms；

b) 充/放电调节时间不大于 2 s；

c) 充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不大于 500 ms；

d) 有功功率控制偏差不超过额定功率的±1%。

6.1.3 用户侧储能系统应能设置并自动执行充放电计划曲线。

6.1.4 通过 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统应具备一次调频功能，能根据电网频率变化自动调整有功功率，其调节方式和参数设置应符合 GB/T 36547 的规定。

6.1.5 用户侧储能系统参与配电网调峰时，应按照配电网调度机构下达的功率曲线运行，实际出力与计划出力的偏差不应超过额定功率的±2%。

6.2 无功功率协同控制

6.2.1 用户侧储能系统应具备无功功率调节能力，实现无功功率四象限连续可调。

6.2.2 并网点功率因数应在 0.9（超前）～0.9（滞后）范围内连续可调。

6.2.3 在无功功率可调节范围内，无功功率控制偏差不应超过额定功率的±3%。

6.2.4 用户侧储能系统应具备电压控制模式，可根据并网点电压自动调节无功功率输出。

6.3 可调容量申报

6.3.1 参与配电网协同控制的用户侧储能系统应向配电网调度机构或聚合商申报可调容量。

6.3.2 可调容量申报应考虑储能系统荷电状态（SOC）、温度、健康状态（SOH）等约束条件。

6.3.3 可调容量申报更新周期不应超过 15 min。

7 故障协同穿越

7.1 低电压穿越

7.1.1 通过 380 V 和 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统，应在并网点电压跌落至额定电压的 0～85%时，不脱网连续运行。

7.1.2 并网点电压跌落至 0 时，不脱网连续运行时间不应小于 150 ms。

7.1.3 用户侧储能系统应具备承受至少 2 次低电压穿越的能力。相邻两次低电压穿越之间的时间间隔取值范围宜为 0.2 s～2 s。

7.1.4 通过 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统在低电压穿越期间应具备动态无功支撑能力，动态无功电流响应时间不应大于 30 ms。

7.1.5 自并网点电压恢复至额定电压 85%以上时刻起，用户侧储能系统应在 30 ms 内退出动态无功电流增量。

7.1.6 电压跌落期间没有与配电网断开的用户侧储能系统，自并网点电压恢复至额定电压 85%以上时刻起，有功功率恢复的变化率不应小于每秒 30%额定有功功率。

7.2 高电压穿越

7.2.1 通过 380 V 和 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统，应在并网点电压升高至额定电压的 110%～130%时，不脱网连续运行。

7.2.2 并网点电压升高至额定电压的 125%～130%时，不脱网连续运行时间不应小于 500 ms。

7.2.3 通过 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统在高电压穿越期间应具备动态无功支撑能力，动态无功电流响应时间不应大于 30 ms。

7.2.4 自并网点电压恢复至额定电压 110%以下时刻起，用户侧储能系统应在 30 ms 内退出动态无功电流增量。

7.3 异常电压工况处理

7.3.1 通过 220 V 电压等级接入的用户侧储能系统，并网点电压小于额定电压 50%或大于 120%时，应在 0.2 s 内转为停机状态。

7.3.2 通过 380 V 和 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统，电压范围在并网点额定电压的 85%～110%时应正常运行。

7.4 频率适应性

7.4.1 用户侧储能系统在 500 ms 的窗口时间内，在正常运行频率范围内的频率变化率不大于 2 Hz/s 时不应脱网。

7.4.2 用户配置了自动低频减载装置时，用户侧储能系统应纳入低频减载控制策略，优先响应负荷切除指令，将储能系统快速切换至放电状态。

7.5 故障后恢复

7.5.1 电力系统发生扰动导致用户侧储能系统脱网后，在配电网电压和频率恢复到正常运行范围之前，用户侧储能系统不应并网。

7.5.2 通过 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统恢复并网应经电网调度机构允许。

7.5.3 通过 380 V 电压等级接入的用户侧储能系统恢复并网应延时并网，并网延时设定值应大于 20 s。

8 运行适应性协同

8.1 电压适应性

8.1.1　用户侧储能系统应在配电网电压正常波动范围内保持连续运行。
8.1.2　通过 220 V 电压等级接入的用户侧储能系统，电压适应性应满足 GB/T 43526 规定的电压范围要求。
8.1.3　通过 380 V 及以上电压等级接入的用户侧储能系统，电压适应性应符合 GB/T 36547 的规定。

8.2　频率适应性

8.2.1　用户侧储能系统应在配电网频率正常波动范围内保持连续运行。
8.2.2　不同电压等级接入的用户侧储能系统，频率适应性要求同第 7.4 条的规定。

8.3　三相平衡要求

8.3.1　接入 380 V 配电网的用户侧储能系统，应以三相平衡方式接入。
8.3.2　用户侧储能系统单相接入 220 V 配电网前，应校验接入各相的总容量，各相功率不平衡度不应超过 15%。

9　继电保护协同

9.1　孤岛检测与保护

9.1.1　用户侧储能系统应具备孤岛检测功能。当检测到非计划孤岛时，应在 2 s 内将储能系统与用户配电网断开。
9.1.2　防孤岛保护应与用户配电网备用电源切换及公用电网配电线路重合闸相配合。

9.2　并网点保护配置

9.2.1　通过 10(6) kV 电压等级接入的用户侧储能系统，应在并网点安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。
9.2.2　通过 10(6) kV 电压等级接入的并网点应具备低频、过频、低压、过压故障解列和阶段式电流保护功能。
9.2.3　通过 380 V/220 V 电压等级接入的用户侧储能系统，应在并网点安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关设备，开关应具备过流保护和失压跳闸功能。
9.2.4　通过 380 V/220 V 电压等级接入的用户侧储能系统应配置剩余电流保护，动作电流和分断时间应符合 GB/T 13955 的规定。

9.3　保护协调配合

9.3.1　用户侧储能系统的涉网保护整定应与接入配电网的保护协调配合，不应出现保护越级动作。
9.3.2　用户侧储能系统保护定值变更应经配电网运营方审核确认。

10　信息与通信协同

10.1　通信要求

10.1.1　接入调度自动化系统的用户侧储能系统应具备与配电网调度机构或聚合商的通信能力。
10.1.2　通信方式宜采用光纤通信、无线专网或公用通信网络，通信协议应符合相关标准规定。
10.1.3　通信中断时，用户侧储能系统应按照预设的安全策略运行，并记录通信中断事件。

10.2　信息交互内容

10.2.1　接入调度自动化系统的用户侧储能系统应提供以下信息：

a) 电气模拟量：并网点的频率、电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数；
b) 电能量及能量状态：日充电电量、日放电电量、可充电量、可放电量、荷电状态（SOC）；
c) 状态量：系统运行状态、并网点开断设备状态、告警及故障信息、远动终端状态、通信状态；
d) 遥控及遥调：储能系统启/停、有功功率目标值、无功功率/电压目标值。

10.2.2 信息采集频度不应小于 15 min。

10.3 电能计量

10.3.1 用户侧储能系统应在并网点设置具备双向有功、双向无功计量功能的电能表。

10.3.2 通过电量采集终端采集的信息包括但不限于公共连接点和并网点的电压、电流、功率因数等负荷曲线以及日正/反向有功电量、日正/反向无功电量。

10.3.3 电能计量装置的准确度等级不应低于 1.0 级。

11 电能质量协同管理

11.1 谐波管理

11.1.1 用户侧储能系统注入配电网的谐波电流和间谐波应符合 GB/T 14549 和 GB/T 24337 的规定。

11.1.2 用户侧储能系统应具备谐波抑制能力，并网点谐波总畸变率不应超过 GB/T 14549 规定的限值。

11.2 电压偏差与波动管理

11.2.1 用户侧储能系统并网运行不应引起配电网供电电压偏差超出 GB/T 12325 规定的限值。

11.2.2 用户侧储能系统充放电切换引起的电压波动和闪变不应超过 GB/T 12326 规定的限值。

11.3 三相不平衡管理

用户侧储能系统运行不应加剧配电网三相电压不平衡度，并网点电压不平衡度不应超过 GB/T 15543 规定的限值。

12 协同运行测试与评价

12.1 测试要求

12.1.1 用户侧储能系统并网运行前应进行接入配电网性能测试，测试方法应符合 GB/T 36548 的规定。

12.1.2 测试内容应包括但不限于：

a) 功率控制性能测试；
b) 故障穿越能力测试；
c) 运行适应性测试；
d) 电能质量测试；
e) 信息与通信测试。

12.1.3 系统改建后，应重新进行接入配电网性能测试。

12.2 协同运行评价

12.2.1 用户侧储能系统应每年至少一次接受协同运行能力评价。

12.2.2 协同运行评价内容应包括：

a) 功率协同控制指令响应准确率和响应时间；
b) 故障穿越能力保持情况；
c) 信息交互完整性和实时性；

d） 电能质量指标达标情况；

e） 运行维护记录完整性。

12.3 判定规则

12.3.1 协同运行评价结果分为以下等级：

a） 合格：全部评价项目符合本文件及相关规范性文件的规定；

b） 基本合格：存在少量不符合项但不影响配电网安全运行，应在 30 个工作日内完成整改；

c） 不合格：存在严重不符合项，影响配电网安全稳定运行，应立即停止协同运行并进行整改。

12.3.2 评价结果为不合格的，整改完成后应重新进行评价。