ICS 29.240.30
CCS K 43

T/CS

团 体 标 准

T/CS 573—2026

一二次融合柱上断路器智能故障诊断技术规范

Technical specification for intelligent fault diagnosis of integrated primary and secondary pole-mounted circuit-breakers

2026-06-30 发布 2026-06-30 实施

中国商品学会 发布

目　　次

前言 II
1 范围 1
2 规范性引用文件 1
3 术语和定义 1
4 总体要求 2
5 故障分类与定位 3
6 故障检测与识别 3
7 诊断模型 4
8 故障预警 5
9 诊断信息交互 6
10 验证方法 6

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。

本文件由中国商品学会提出并归口。

本文件起草单位：中安达电气科技股份有限公司、河南利华电力科技股份有限公司、山东金创股份有限公司黑金顶矿区、中国联合网络通信有限公司苏州市分公司、浙江章开电器有限公司、烟台卓实房地产开发有限公司、烟台市芝罘区隆中房地产开发有限公司、烟台市公交集团有限公司、烟台市公交集团开发区有限公司、汇海电工有限公司、浙江巨力电气有限公司、云南特固电气有限公司、湖南湘能智能配电设备有限公司、弘业电气集团有限公司、长沙聚善电力科技有限公司、浙江沪变电力科技有限公司、周口平高电气集团有限公司、浙江扬基电气有限公司、国网吉林省电力有限公司集安市供电公司、江西环林集团股份有限公司、帝森克罗德集团有限公司、星玛智能电气有限公司、山东安光电气有限公司、浙江火山电气科技有限公司、江西昌泰电气有限公司、浙江硕维电力科技有限公司、浙江鲁高电力科技有限公司、祥兴电气有限公司、北京万兴卓能电力科技有限公司、沈通科技有限公司、平高集团智能电气有限公司、永固集团股份有限公司、河北杰能电气设备有限公司、圣普集团电力设备有限公司、深圳市同昌汇能科技发展有限公司、河北开源电力工程有限公司、广西苏同电气科技有限公司、湖南湘能智能电器股份有限公司、安徽明生恒卓科技有限公司、佳源科技股份有限公司、铭祺电气有限公司、安徽亨通智能电力设备有限公司、天铂电力集团有限公司、卡雷迪电气（常州）有限公司、浙江迎创电气有限公司、北京瑞天恒业科技发展有限公司、浙江康格电气有限公司、湖南亚泰电气设备有限公司、伊发控股集团有限公司、江西德伊智能电力股份有限公司、安徽森帼能源科技有限公司、平高集团电力检修工程有限公司、国网新疆电力有限公司博尔塔拉供电公司、上海德澜电气集团有限公司、胜禧电力科技有限公司、山东泰开智能配电有限公司、安普迪康电气技术有限公司、江西浩拓电气科技有限公司、雷隆电力集团有限公司、雅絮智能科技有限公司、上海南华兰陵电气有限公司、巨邦集团有限公司、天津浩源汇能股份有限公司、邢台市华兴电器设备有限公司、格立特电气有限公司、江苏华鹏智能仪表科技股份有限公司、巴萨电气科技有限公司、沈阳晨源电气有限公司、伟秀电气有限公司、沃力特电力科技集团有限公司、环通电气有限公司、国网山西省电力有限公司阳泉供电分公司、湖北汉光科技股份有限公司、烟台国团标准化服务有限公司。

本文件主要起草人：黄仁安、高正岗、王超、李梦妮、赵章开、战俊青、姜佩佩、陶超、丰丙军、于文韬、徐爱玲、赵永森、杨勇、李彩强、张春伟、谭湘东、李启勇、赵鑫、刘程怀、辛奕、叶建军、陈梁、童体梁、冯金华、冉龙庚、胡攀、黄彬洁、刘健、陈鼓禹、刘宏兴、周亦敏、王龙飞、任永琼、兰立松、李铁军、程建新、范盈圻、朱宝红、万望龙、梅伟、孙坚、龚跃、裴丽章、施凯、陈晓冬、廖帅、陈俊颖、付雪平、陈显堡、周芸莹、付志飞、郑婷婷、毛慧琳、彭智波、季荣荣、郑小甲、苏崇营、张维、刘丹、高雷梦、南斌斌、薛建武、季德强、徐凯、张文丽、卢微、肖又文、郑进峰、李东东、李博亮、淦新明、张建明、朱平、郑珏、黄鹏飞、徐雪慧。

一二次融合柱上断路器智能故障诊断技术规范

1 范围

本文件规定了一二次融合柱上断路器智能故障诊断的总体要求、故障检测与识别、故障分类与定位、诊断模型、故障预警、诊断信息交互及验证方法。

本文件适用于额定电压 12 kV、频率 50 Hz 的配电网一二次融合柱上断路器的智能故障诊断。

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 7354 高电压试验技术 局部放电测量

GB/T 11022 高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求

GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求

GB/T 28448 信息安全技术 网络安全等级保护测评要求

GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套标准

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问

DL/T 664 带电设备红外诊断应用规范

DL/T 721 配电自动化终端技术规范

DL/T 860 电力自动化通信网络和系统

DL/T 1529 配电自动化终端设备检测规程

DL/T 1910 配电网分布式馈线自动化技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

一二次融合柱上断路器 integrated primary and secondary pole-mounted circuit-breaker

将一次高压开关元件与二次控制、保护、测量、通信等单元在结构上融合设计，实现配电网馈线分段、故障隔离与恢复供电功能的柱上安装成套装置。

3.2

智能故障诊断 intelligent fault diagnosis

利用传感数据、事件记录和人工智能算法，自动检测设备异常状态，判断故障类型、位置及严重程度，并生成诊断结论的过程。

3.3

故障特征量 fault characteristic quantity

由终端采集的能够表征故障特性的电气量、机械量或状态量，用于故障检测、分类和定位的计算参数。

3.4

诊断模型 diagnosis model

以历史故障数据、运行数据和领域知识为基础构建的数学模型或算法，用于实现故障检测、识别或定位功能。

3.5

故障预警 fault pre-warning

在设备出现异常但尚未发生故障时，基于诊断模型分析特征量劣化趋势，提前发出可能故障的信号。

3.6

F1 分数 F1-score

精确率（precision）和召回率（recall）的调和平均数，用于综合评估分类模型的性能。

4 总体要求

4.1 诊断功能组成

智能故障诊断应由故障检测、故障识别、故障定位和故障预警四类功能组成。

4.2 诊断信息来源

一二次融合柱上断路器的智能故障诊断应综合利用下列信息：

a) 稳态电气量：三相电压、电流、零序电压、零序电流；
b) 暂态录波数据：保护启动、开关变位或告警触发的故障录波数据；
c) 开关状态量：分合闸位置、储能状态、操作闭锁信号；
d) 在线监测量：局部放电幅值、触头温度、操作机构线圈电流波形；
e) 台账与维修历史：设备参数、出厂试验数据、历次故障与检修记录。

4.3 诊断性能要求

4.3.1 短路故障检测与分类的准确率不应低于 98%，单相接地故障检测的准确率不应低于 90%。验收试验的测试方法和合格判据应符合 DL/T 1529 的规定。

4.3.2 故障检测延迟应从故障起始时刻（指故障电气量特征首次出现的时刻）起，至终端将诊断结论报文上送至通信链路的完成时刻止。对于单台终端独立完成诊断的模式，该延迟时间不应超过 2 s；对于需要多终端协同选线的接地故障，不应超过 5 s。故障处理整体时间应符合 DL/T 721 的规定。

4.3.3 故障定位应能区分故障区段，区段定位准确率不应低于 95%。定位功能的测试方法应符合 DL/T 1529 的规定。

4.4 信息安全要求

故障诊断功能涉及的数据交互和模型更新应满足 GB/T 36572 和 GB/T 22239 规定的安全防护要求。

4.5 电磁兼容要求

智能故障诊断终端的电磁兼容性能应符合 GB/T 11022 的规定，抗扰度试验项目应包含静电放电、射频电磁场辐射、电快速瞬变脉冲群、浪涌（冲击）等。

4.6 环境适应性要求

智能故障诊断终端的使用条件和环境适应性应符合 DL/T 721 的规定。

5 故障分类与定位

5.1 故障分类

5.1.1 故障分类应将检测到的故障事件归入下列类别之一：

a) 两相短路和三相短路故障；
b) 单相接地故障；
c) 操作机构卡涩/线圈故障；
d) 控制回路断线故障；
e) 绝缘缺陷故障；
f) 主回路接触不良故障。

5.1.2 故障分类应采用规则逻辑与机器学习相融合的综合诊断策略。

5.1.2.1 规则逻辑方法应依据第 6 章规定的各类故障特征量阈值、逻辑判据及专家经验构建判据规则，适用于具有明确物理机理和成熟判据的短路故障、控制回路断线及温升异常等类别的直接判定。

5.1.2.2 机器学习方法适用于操作机构卡涩、绝缘缺陷等特征耦合性强、阈值界限模糊的故障类别，其模型建立应符合下列要求：

a) 输入特征集应包含电气量特征和非电气量特征两个维度，并覆盖第 6 章规定的各类故障特征量，可根据实际运行数据进行特征扩增和优化筛选；
b) 应对原始采集数据进行滤波去噪、异常值剔除及缺失值填补，并进行归一化或标准化处理，可采用主成分分析或互信息法等降维方法优化高维特征集；
c) 模型选型应综合考虑分类准确率、推理延迟、终端算力资源及可解释性需求，不宜采用参数量过大、推理耗时过长的复杂深度学习模型；
d) 模型输出应包含故障类别标签及置信度分数，当最高置信度低于 0.70 时应输出“无法确认”状态并辅以规则逻辑结论，多类别分类场景下各类别置信度之和应为 1。

5.1.2.3 融合策略应按置信度分级处理：高于 0.85 时直接采纳分类结果；介于 0.70 与 0.85 之间时由规则逻辑交叉验证，一致则输出、分歧则标记“待复核”上送主站；低于 0.70 时回退至规则逻辑方法处理。

5.1.2.4 机器学习模型应具备持续学习与迭代更新能力，当发生诊断错误或出现新型故障模式时，应将新增标注样本纳入训练集进行增量学习或定期重训练，触发条件与更新记录应在运维管理平台中存档备查。

5.2 故障定位

5.2.1 短路故障定位应利用终端采集的故障电流信息和断路器动作信息，结合线路拓扑结构和上下游终端间的配合关系确定故障区段。

5.2.2 单相接地故障定位应综合利用各终端上送的暂态零序电流和电压信息，采用暂态零序电流幅值比较法、暂态零序方向法或暂态零序电流相关系数法等确定故障区段。

5.2.3 操作机构故障和控制回路故障的定位应指向发生异常的断路器本体及其所属控制回路。

6 故障检测与识别

6.1 短路故障检测

6.1.1 短路故障检测应基于电流幅值和电流变化率判据。检测应区分相间短路和三相短路，并标识故障相别。
6.1.2 保护电流定值和动作时间整定范围应符合 DL/T 721 的规定。当采用速动型分布式馈线自动化时，动作时间应满足 DL/T 1910 中故障处理时间不大于 150 ms 的要求。当电流超过整定值且持续时间超过动作时间时，应判定为短路故障。

6.2 单相接地故障检测

6.2.1 单相接地故障检测应综合零序电流暂态幅值和稳态幅值、暂态方向以及暂态零序电压等信息。
6.2.2 小电流接地系统的接地故障检测应采用暂态零序电流方向法、暂态零序功率法或暂态零序电流群体比较法等方法，其检出能力和选线逻辑应符合 DL/T 721 的规定。当参与分布式馈线自动化时，终端间的信息交互应符合 DL/T 1910 的规定。
6.2.3 当系统为中电阻接地或消弧线圈并联小电阻接地方式时，应依据零序电流稳态幅值进行故障检测。

6.3 操作机构故障检测

6.3.1 操作机构故障检测应通过对分合闸线圈电流波形和储能电机工作参数的分析实现。
6.3.2 分合闸线圈电流波形的检测应完整采集得电至辅助开关切换全过程的电流，采样频率不应低于 10 kHz。应提取的故障特征量包括峰值电流、峰值时间、通电持续时间及波形包络面积。
6.3.3 当电流波形特征量偏离出厂基准值超出 20%时，应标记为疑似操作机构故障，并结合分合闸时间、速度的实测数据进行综合判断。

6.4 控制回路断线检测

控制回路断线故障应通过断路器内置的跳合闸回路监视继电器状态进行检测。当监视继电器返回时间超过整定值时，应判定为控制回路断线并上报告警。

6.5 绝缘异常检测

6.5.1 配置局部放电在线监测的断路器，应依据局部放电幅值、频次和相位分布特征进行绝缘异常检测。
6.5.2 当局部放电幅值超过背景噪声 10 dB 且具有重复性时，应判定为绝缘异常。局部放电信号识别和类型判定应符合 GB/T 7354 的规定，并结合放电幅值、频次及相位分布特征给出初步故障诊断。

6.6 温升异常检测

当主回路任一测温点温度超过 80℃或相间温差超过 10K 时，应判定为温升异常，并触发诊断。相间温差异常的判定应符合 DL/T 664 的规定。

7 诊断模型

7.1 模型建立

7.1.1 诊断模型应基于设备正常运行数据、故障案例数据及专家知识建立。模型输入特征集应覆盖第 6 章规定的各类故障特征量。

7.2 模型评估

7.2.1 诊断模型在投运前应通过离线评估，评估指标应满足下列要求：

a) 故障检测准确率不应低于 98%（短路故障）和 90%（单相接地故障），与 4.3.1 的规定一致；

b) 各类故障分类的精确率不应低于 95%；
c) 各类故障分类的召回率不应低于 95%；
d) F1 分数不应低于 0.95。

7.2.2 离线评估的测试集应与训练集保持独立，且测试集中故障样本数量不应少于总故障样本的 20%。

7.3 模型更新

7.3.1 诊断模型应建立持续优化机制，触发模型复核与优化的条件应包括但不限于下列情形：
a) 现场运行中发生诊断遗漏事件时，应立即启动复核；
b) 单台终端在 30 个自然日内误报累计达到 5 次，或单台终端连续运行 90 个自然日期间误报率超过 1%时，应启动复核；
c) 模型投入使用后每 12 个月应至少进行一次周期性评估，以确认诊断性能未低于 7.2.1 规定的指标要求；
d) 设备运行环境发生重大变化（如接地方式改变、配电线路拓扑变更等）时，应启动复核。

7.3.2 模型更新的触发条件、复核过程及更新记录应在运维管理平台中存档，保存期限不应少于 3 年。

8 故障预警

8.1 预警功能

智能故障诊断系统应具备基于状态劣化趋势的故障预警功能。

8.2 预警判据

8.2.1 预警判据应包括绝对阈值预警和趋势预警两类。绝对阈值预警依据第 6 章规定的各项故障检测阈值直接触发。

8.2.2 趋势预警应基于连续监测数据的统计分析，监测周期和数据量应符合下列要求：
a) 监测周期：趋势预警的评估应以不少于 7 个自然日的连续监测数据为分析窗口，每日有效数据采集次数不少于 24 次。对于变化速率较快的特征量（如局部放电幅值、触头温度等），应采用更短的采集间隔进行加密监测，其趋势评估窗口可缩短至 24 小时，但有效数据点数不应少于 60 个；
b) 最少数据点数：单次趋势判定所用的有效数据点数不应少于 30 个。当分析窗口内因通信中断、传感器故障等原因导致有效数据点数不足 30 个时，该窗口不进行趋势判定，系统应生成数据缺失告警并延长监测窗口直至满足最少数据点数要求；
c) 趋势判定方法：当特征量在时间序列中呈现单调递增或递减趋势，且变化显著性在 95%置信水平下通过检验时，触发预警。趋势显著性检验可采用线性回归法或 Mann-Kendall 非参数检验法，检验统计量的计算方法及临界值选取应在评估报告中记录，确保趋势判定的可复现。采用 Mann-Kendall 检验时，标准化检验统计量$|Z| \geq 1.96$ 判定为趋势显著；采用线性回归法时，回归系数的显著性检验 p 值小于 0.05 判定为趋势显著；
d) 预警时效性：从满足最少数据点数要求的时刻起，至系统输出趋势预警结论的时刻止，计算延迟不应超过 60 秒；
e) 抗干扰要求：在趋势判定前，应对原始监测数据进行滤波去噪处理。当单个数据点的特征量数值超出前后相邻点均值±30%时，应将该点标记为可疑点并予以剔除，剔除后的有效数据点数仍不应少于 30 个。

8.2.3 趋势预警的判定记录应包含分析窗口起止时间、有效数据点数、检验方法、检验统计量计算结果及判定结论，并在运维管理平台中保存。

8.3 预警分级

预警信号应按严重程度分为三级：

a) 一级预警（紧急）：设备某项特征量已触发趋势预警，且劣化速率较快，预计在 24 h 内可能发展为实际故障，应立即安排停电检查或采取临时补救措施。具体处置时限由运维单位根据设备重要性、负荷情况现场确定；

b) 二级预警（重要）：设备某项特征量已触发趋势预警，劣化趋势明确但速率较缓，尚未达到紧急程度，应在 7 d 内安排停电检查或带电检测，确认劣化原因并制定消缺计划；

c) 三级预警（一般）：设备某项特征量达到绝对阈值预警或趋势预警触发条件，但劣化程度轻微或处于劣化初期阶段，短期内不影响设备正常运行，应纳入最近一次检修计划一并处理。

8.4 预警关联

诊断系统应将预警信息与可能的故障类型和故障位置相关联，并在告警信息中推送关联的诊断建议。

9 诊断信息交互

9.1 诊断结果输出

诊断结果应包含下列要素：

a) 故障发生时刻；

b) 故障类型及相别；

c) 故障区段或位置；

d) 故障严重程度（预警级别）；

e) 诊断所依据的主要特征量及数值。

9.2 通信协议

诊断终端与主站或边缘计算节点之间的诊断信息交互，其通信协议应符合下列规定：

a) 串行通信应符合 DL/T 634.5101 的规定；

b) 网络通信应符合 DL/T 634.5104 的规定；

c) 采用 DL/T 860 系列协议时，其服务模型和映射方式应符合 DL/T 860 系列中相应部分的规定。

9.3 诊断记录存储

本地诊断终端应具备诊断事件记录存储功能，存储容量应能满足不少于 30 天连续运行所产生的诊断事件记录要求，存储介质应采用非易失性存储器，断电后存储数据不应丢失，保持时间不应少于 3 年。主站侧诊断记录应长期保存，存储周期不少于 3 年。

10 验证方法

10.1 短路故障检测验证

通过二次侧注入预定义幅值和持续时间的电流信号，模拟相间短路和三相短路，检验终端是否正确检测并输出故障类型和相别。检测准确率按检测正确次数与注入总次数之比计算，与 4.3.1 规定的限值比对。试验方法应符合 DL/T 1529 中故障处理性能试验的规定。

10.2 单相接地故障检测验证

通过二次侧注入零序电流和零序电压信号，覆盖不同接地方式和过渡电阻工况，检验终端的接地故障检测功能。检验包含无故障误动测试和故障正确检出测试，检出准确率与 4.3.1 规定的限值比对。试验方法应符合 DL/T 1529 中接地故障检测试验的规定。

10.3 故障检测延迟验证

使用时间记录仪或网络时钟同步方式，从故障信号注入时刻开始计时，至终端输出诊断结论的通信报文发送完毕时刻结束，实测延迟与 4.3.2 规定的限值比对。当终端参与分布式馈线自动化时，故障处理整体时间应符合 DL/T 1910 的规定：速动型不大于 150 ms，缓动型不大于 10 s。

10.4 操作机构故障检测验证

在断路器实际分合闸操作中采集线圈电流波形，并与出厂基准波形进行比对。通过在线圈回路中串入可调电阻或引入机械卡涩等方式模拟异常工况，检验故障特征量偏离超出 20%时诊断功能是否正确触发。

10.5 控制回路断线检测验证

通过模拟跳闸回路或合闸回路中断路器内置监视继电器返回时间超出整定值，检验终端是否正确判定为控制回路断线并上报告警。试验应分别模拟跳闸回路断线和合闸回路断线两种工况，每种工况重复测试不少于 3 次，确认告警信息正确无误。

10.6 绝缘异常检测验证

通过向终端注入模拟局部放电信号，信号幅值超过背景噪声 10 dB 且呈现重复性，检验终端是否正确判定为绝缘异常并给出初步故障诊断。应分别模拟不同放电类型（如内部放电、表面放电等）的特征信号，检验终端对放电类型的识别能力。

10.7 温升异常检测验证

通过向终端注入模拟的温度监测数据，分别验证温度绝对值阈值（任一测温点超过 80℃）和相间温差阈值（超过 10K）的触发逻辑。采用边界值测试法，在阈值上下限分别注入温度数据序列，确认预警触发逻辑正确。

10.8 故障分类模型验证

采用已标注故障类型的测试样本集对诊断模型进行测试，测试样本集独立于训练集，统计精确率、召回率和 F1 分数。评估过程记录样本数量、类别分布及各项指标值。

10.9 故障定位验证

在模拟配电网多分段拓扑中，通过在不同区段注入故障信号，检验主站或分布式诊断算法的区段定位结果。定位准确率按定位正确次数与总故障次数之比计算，与 4.3.3 规定的限值比对。

10.10 诊断模型更新验证

诊断模型更新验证应按下列要求执行：

a) 漏报触发验证：通过回放已标注但被模型漏诊的历史故障数据样本，模拟 1 次诊断遗漏事件，检验系统是否立即启动模型复核流程；

b) 误报触发验证：通过向终端注入模拟的非故障异常信号序列，使单台终端在 30 个自然日内累计产生 5 次误报，检验系统在第 5 次误报发生时是否自动启动模型复核流程；

c） 更新效果验证：模型完成更新后，应重新执行 10.8 规定的故障分类模型评估，确认各项指标不低于 7.2.1 的要求，且不低于更新前的水平。若更新后任一指标低于更新前水平或低于 7.2.1 规定的限值，应中止更新并回退至前一版本。

10.11 预警功能验证

绝对阈值预警的验证采用边界值测试法，在阈值上下限分别注入监测数据序列，确认触发逻辑正确。趋势预警的验证通过注入模拟单调劣化趋势的时间序列数据，检验系统在趋势显著性达到 95%置信水平时触发预警。

10.12 诊断信息交互验证

通过协议分析仪截取终端与主站之间的诊断事件报文，与 DL/T 860 或 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104 定义的服务模型进行比对。验证诊断结果的遥信、遥测及事件顺序记录上送的正确性和完整性。

10.13 信息安全验证

应对诊断终端和主站开展漏洞扫描和渗透测试，验证数据传输加密、身份鉴别和安全审计功能。验证方法及合格判据应符合 GB/T 28448 的规定，安全功能要求应符合 GB/T 36572 和 GB/T 22239 的规定。