

# 变电站防误操作技术发展现状与趋势分析

周 华 崔国杰 董利国  
国网哈密供电公司 新疆 哈密 839000

**摘要:** 变电站作为电力系统关键节点,误操作易引发设备损坏、电网故障乃至人身事故,防误操作技术是保障其安全的核心支撑。本文聚焦变电站防误操作技术,界定其概念与安全性、可靠性等核心要求,梳理了技术发展历程及现状,从传统机械/电气闭锁、微机防误系统,过渡到智能化阶段的双校核机制、电子闭锁与在线式五防系统。剖析了一次设备、二次设备及检修作业的防误核心技术与实现路径,最后预判技术未来将向广域协同化、智能自主化、安全立体化与标准统一化方向发展。研究为变电站防误操作技术的应用优化与升级提供理论参考,助力电力系统安全稳定运行。

**关键词:** 变电站;防误操作技术;实现路径;发展现状;趋势

引言:随着电力系统向智能化、无人值守方向发展,传统防误技术已难以满足复杂运维需求,技术迭代升级迫在眉睫。本文系统分析变电站防误操作技术的概念、发展历程、核心要点,预判未来趋势,旨在明晰技术演进逻辑,为解决当前技术瓶颈、推动技术创新应用提供思路,保障电网高质量运行。

## 1 变电站防误操作技术概念与要求

### 1.1 变电站防误操作技术的概念

变电站防误操作技术是保障电力系统安全稳定运行的关键技术体系,其核心是通过技术手段对变电站内倒闸操作、设备检修等作业环节进行管控,防范人员误操作引发的设备损坏、电网故障甚至人身安全事故。从技术属性来看,该技术融合了电气控制、自动化监测、逻辑判断等多领域技术,通过构建“预防-监测-干预”的全流程管控机制,实现对操作流程的规范化约束。从应用范畴来看,其覆盖变电站内断路器、隔离开关、接地刀闸等关键设备的操作管控,既包括对操作权限的精准分配,也涵盖对操作顺序的逻辑校验,同时具备操作过程的实时监控与异常操作的紧急阻断功能,本质是通过技术赋能替代传统依赖人工经验的操作管理模式,降低人为失误风险。

### 1.2 变电站防误操作技术的要求

变电站防误操作技术要满足安全性、可靠性、兼容性与规范性四大核心要求。(1)安全性。技术体系需具备极高的容错能力,确保在任何工况下均能有效阻断误操作,且自身故障不会引发新的安全隐患;(2)可靠性。要求技术系统长期稳定运行,不受电网波动、环境干扰等因素影响,操作响应及时且无差错;(3)兼容性。要求技术体系能够与变电站现有设备、自动化系统

无缝衔接,支持不同厂家、不同型号设备的接入,同时具备一定的扩展能力以适应未来设备升级需求;(4)规范性。要求技术操作流程符合电力行业相关标准与规程,操作记录完整可追溯,便于运维管理与事故分析,确保技术应用的合规性与统一性<sup>[1]</sup>。

## 2 变电站防误操作技术发展历程及现状

### 2.1 传统防误技术阶段

传统防误技术阶段以机械闭锁、电气闭锁与微机防误系统为核心,构建了变电站防误操作的基础体系。从技术原理来看,机械闭锁通过机械结构的咬合与约束实现操作顺序管控,电气闭锁则依托电气回路的逻辑关联阻断违规操作,二者均以物理或电气方式直接作用于设备,在结构简单、操作频次低的变电站场景中广泛应用,但存在明显局限性,如面对密封式开关柜等特殊设备时,难以实现验电接地等关键操作的有效防误,且适配性较差,无法灵活应对设备改造与流程调整。

微机防误系统的出现推动传统防误技术升级,其核心功能架构包含操作票管理、逻辑校验、状态采集与闭锁执行模块,操作流程遵循“模拟预演-指令下发-闭锁校验-操作记录”的标准化路径。相较于机械与电气闭锁,微机防误系统通过内置规则库实现复杂操作逻辑的精准校验,结合语音提醒功能增强操作指引性,大幅降低人为失误概率。

### 2.2 智能化防误技术阶段

智能化防误技术阶段聚焦系统协同与自动化升级,形成更高效、更精准的防误管控体系。智能防误系统采用双校核机制,通过监控主机内置逻辑与独立智能主机的双重校验,提升操作逻辑判断的可靠性,同时集成顺控操作防误功能,实现标准化操作流程的自动执行,并

通过解锁钥匙定向授权机制，严格管控特殊情况下的解锁操作权限，避免无序解锁带来的安全风险。

电子闭锁技术替代传统机械锁具，依托数字化信号实现虚拟闭锁，可根据设备运行状态与操作需求动态调整闭锁规则，具备更强的灵活性与扩展性，有效解决传统机械锁具适配性差、维护成本高的问题。在线式独立五防系统进一步突破技术瓶颈，通过实时采集设备状态数据，取消对电脑钥匙的依赖，实现操作指令下发、逻辑校验、闭锁执行的全流程自动化，不仅减少人工干预环节，还能通过状态数据的实时反馈，及时发现操作异常并触发预警，推动变电站防误操作从“被动阻断”向“主动防控”转变，适配无人值守变电站的运维需求。

### 3 变电站防误核心技术要点与实现路径

#### 3.1 一次设备防误技术

一次设备作为变电站电力传输与变换的核心载体，其防误技术要围绕设备操作安全性、状态稳定性构建全流程管控机制，具体实现路径如下：（1）智能五防系统应用。通过部署多类型传感器（如位置传感器、电流传感器）实现设备状态实时采集，动态获取断路器分合状态、隔离开关位置、接地刀闸状态等关键信息，确保数据采集的实时性与准确性；基于电力系统运行规则构建连锁逻辑模型，对操作指令进行强制校验，如针对带负荷分合刀闸等违规操作，系统可自动识别操作风险并触发闭锁机制，从技术层面阻断误操作执行，同时具备操作记录存储功能，为后续运维追溯提供数据支撑。（2）自动化顺序控制实施。依据变电站操作规程与设备运行特性，将倒闸操作等流程转化为标准化程序代码，明确操作步骤的先后顺序与时间间隔；通过自动化控制系统实现操作指令的自动下发与执行，减少人工介入环节，降低人为误判风险；同时设置操作过程中的状态反馈机制，若某一步骤执行异常（如设备未按预期动作），系统可立即暂停操作并发出告警，待故障排查后再继续流程，保障操作连贯性与安全性。（3）状态监测与预警机制构建。利用传感器实时采集一次设备的温度、电流、电压、绝缘状态等参数，通过数据传输网络将信息汇聚至监控平台；借助大数据分析技术构建设备健康状态评估模型，对采集的参数进行趋势分析与异常识别，当参数超出正常阈值或出现异常变化趋势时，系统自动发出预警信号，提醒运维人员及时介入检查，避免因设备故障引发误操作或安全事故，实现从“事后处理”向“事前预防”的转变。

#### 3.2 二次设备防误技术

二次设备承担着变电站的监测、控制与保护功能，

其防误技术需聚焦回路完整性、操作准确性与保护可靠性，具体实现路径如下：（1）二次回路拓扑分析应用。通过数字化建模技术构建二次回路的拓扑结构模型，明确回路中各元件（如继电器、接触器、电缆）的连接关系与功能作用；利用拓扑分析算法实时校验回路连接的完整性与正确性，当回路出现断线、错接等问题时，系统可快速定位故障位置并发出告警，确保检修或操作过程中回路连接符合电气特性要求，避免因回路异常导致二次设备功能失效。（2）智能识别技术落地。引入图像识别、射频识别（RFID）等技术，对二次设备的标识（如设备编号、铭牌信息）与连接状态（如端子排接线、插件安装情况）进行自动识别；通过建立设备标识与连接状态的标准数据库，将识别结果与标准数据进行比对，若发现标识错误或连接异常，立即触发防误机制，防止运维人员因误认设备或误接回路引发操作失误；同时具备识别结果的存储与追溯功能，便于后续运维管理与责任界定。（3）保护装置逻辑管理强化。构建保护装置定值与逻辑的统一管理平台，实现定值的在线核对与逻辑的实时校验；在保护装置投运前，系统自动比对实际定值与整定计算值的一致性，防止因定值错误导致保护装置误动或拒动；定期对保护装置的逻辑功能进行测试，模拟不同故障场景下保护装置的动作为，验证逻辑的合理性与可靠性；同时设置定值修改与逻辑调整的权限管控机制，只有具备相应权限的人员才能进行操作，且操作过程全程留痕，确保保护装置始终处于正确运行状态，避免一次设备在无保护或保护失效状态下运行<sup>[2]</sup>。

#### 3.3 检修作业防误技术

检修作业是变电站运维的重要环节，其防误技术需围绕隔离安全性、状态可控性构建闭环管理体系，具体实现路径如下：（1）检修隔离措施落实。配置专用隔离刀闸，明确其分合闸时间误差控制标准（ $\leq \pm 10\text{ms}$ ），确保隔离刀闸动作精准，实现检修设备与运行系统的可靠隔离；在检修区域部署环境参数监测设备，实时采集湿度、温度、粉尘浓度等环境指标，当湿度超过80%时，自动启动绝缘保护措施（如开启除湿设备、铺设绝缘垫），防止因环境因素影响设备绝缘性能，引发触电或设备损坏风险；同时设置物理隔离屏障（如围栏、警示标识），明确检修区域范围，防止非检修人员误入引发安全事故。（2）检修状态闭环管理实施。建立检修设备状态的全周期管控流程，从检修许可、状态转换、作业执行到检修终结，每个环节均设置严格的状态确认机制；在检修开始前，通过系统校验确保设备已降至检

修状态（如断开电源、接地可靠），并记录初始状态参数；检修过程中，实时监测设备状态变化，防止因误碰、误操作导致设备状态异常；检修结束后，系统自动比对设备当前状态与初始状态的一致性，确认所有安措已拆除、设备恢复至正常运行条件后，方可解除检修状态，避免因状态恢复不彻底导致误传动在运设备，保障检修作业与系统运行的安全衔接。（3）检修操作监护机制完善。引入远程监控与现场监护相结合的双重监护模式，通过视频监控系统实时查看检修作业现场情况，同时安排专职监护人员对操作过程进行全程监督；建立检修操作的标准化流程，明确每一步操作的操作要求与风险点，监护人员对照流程对操作行为进行合规性校验，若发现违规操作立即制止；同时设置紧急停机按钮，当出现突发情况时，可快速切断设备电源，防止事故扩大，确保检修作业全程处于安全管控范围内<sup>[3]</sup>。

#### 4 变电站防误操作技术未来发展趋势

##### 4.1 广域协同化

未来防误操作技术将突破单站管控局限，深度融入电力系统广域安全防御体系。通过统一数据接口与通信协议，实现防误系统与广域测量系统（WAMS）、调度自动化系统、广域保护系统的信息互联，打破“信息孤岛”状态。基于全网运行状态数据进行跨站操作逻辑校验，将局部操作与电网全局安全约束联动，避免因单站合规但全网风险的操作引发连锁故障。同时构建分层协同管控机制，实现变电站就地防误、区域集控防误与全网调度防误的三级联动，提升复杂电网环境下的操作安全性与协调性。

##### 4.2 智能自主化

人工智能与数字孪生技术将成为防误操作技术升级的核心驱动力。在智能决策层面，引入深度学习算法构建操作风险评估模型，融合设备状态、运行方式、环境参数等多源数据，实现操作风险的动态预判与分级预警。依托数字孪生平台构建变电站全要素虚拟映射，实现操作流程的三维模拟预演与后果推演，提前识别潜在隐患。在执行层面，发展自主化顺控操作技术，通过设备状态实时感知与AI逻辑自适应调整，实现复杂操作场景下的无人干预自动执行，从“被动闭锁”转向“主动防控”。

##### 4.3 安全立体化

随着系统数字化程度提升，安全防护将向“网络安全+功能安全”双重维度延伸。在网络安全方面，采用区块链技术实现操作数据的加密存储与不可篡改，通过零信任架构严格管控设备接入与操作权限，防范恶意攻击导致的误操作风险。在功能安全方面，优化双校核机制与容错设计，确保单一组件故障时系统仍能维持核心防误功能。建立全生命周期安全验证体系，涵盖设计、部署、运维各阶段，通过仿真测试与现场验证双重手段，保障技术应用的可靠性。

##### 4.4 标准统一化

行业标准化建设将加速推进，解决当前不同厂家设备兼容性差的问题。围绕IEC61850等国际标准，统一防误系统的数据模型、通信接口与逻辑规范，实现不同品牌设备的无缝对接与信息共享。建立技术选型与性能评估标准体系，明确智能防误系统的功能指标、测试方法与验收规范。形成标准化的运维管理流程，规范操作记录、故障处理与系统升级环节，降低技术落地与后期维护成本<sup>[4]</sup>。

结束语：变电站防误操作技术已从传统机械管控迈入智能化协同阶段，通过一次设备全流程管控、二次回路精准校验及检修闭环管理，构建了多层次防误体系。随着广域协同、AI赋能与标准统一的推进，技术将实现从“被动阻断”到“主动防控”的深度转变。后续需持续突破系统兼容性与网络安全难题，深化技术与电力系统的融合应用，以更先进的防误技术为电力系统安全稳定运行筑牢防线，助力新型电力系统建设。

#### 参考文献

- [1]钟国宇.智能变电站继电保护运维防误技术应用研究[J].中文科技期刊数据库(全文版)工程技术,2025(3):119-123.
- [2]陈峰,卢海权,宋洪刚,陈立强,陈盈颖.智能变电站二次检修安措防误技术分析[J].科技创新与应用,2024,14(8):178-181.
- [3]李强,黄琳.智能防误技术在智能变电站系统构架中的研究[J].自动化应用,2024,65(S02):59-61.
- [4]刘建敏.变电站自动化技术应用现状和未来发展趋势分析[J].电力系统装备,2020(10):51-53.