

电气自动化在智能电网中的关键技术与应用

黄 颖

(四川天府天新能源工程有限公司, 四川 成都 610000)

摘要 在电网运行风险不断增加的背景下, 传统调控体系在数据响应速度、故障精准定位与设备健康评估等方面难以适应多源并存的运行格局。基于此, 本文围绕电气自动化在智能电网中的感知量测、通信联动、协同调度与预测运维展开讨论, 建立面向全流程的技术应用路径, 旨在对提升电网对多源数据的采集能力、强化区域电能供需的动态平衡、缩短故障处理周期有所裨益, 进而为创建高效的现代智能电网提供实践方案参考。

关键词 电气自动化; 智能电网; 信息通信技术; 分布式监测技术

中图分类号: TM92; TP29

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.36.007

0 引言

电气自动化技术可实时采集电力设备运行状态, 使电网具备实时感知状态、自主调整运行参数及快速响应异常的能力, 为建立自适应的智能电网奠定技术基础。随着能源结构的加速转型, 电气自动化技术不仅能够支撑电力流与信息流的协同运行, 还可以推动调度体系由集中控制迈向分层协同, 为电力系统运行提供精细化管理。因此, 探讨电气自动化在智能电网中的关键技术与应用, 对提升电网运行质量具有重要意义。

1 电气自动化技术在智能电网中的应用优势

电网在运行过程中常面临负荷波动、设备老化、故障传播等风险, 引入自动化技术能够建立快速响应机制, 使电网具备自适应调节能力, 从而提升整体运行稳定性。依托自动化调度系统、实时保护装置与电压频率控制装置, 电网可在突发负荷变化、局部故障或极端天气条件下迅速调整运行参数, 避免大面积停电, 保持电力供应连续可靠。在电网中安装监控设备以及各类传感器, 可以实时采集电网运行过程中产生的数据, 并借助高速的通信网络, 将数据快速传输至电网监控中心。电网监控中心接收数据信息后, 便会采用数据分析技术实时分析这些数据, 从而对电网运行状态进行全面监控。通过对电网进行实时监测, 并实时分析电网负荷情况, 该技术可对发电机组运行方式以及出力计划做出实时调整, 从而满足各时间段电力需求^[1]。与此同时, 电气自动化技术能够结合新能源发电情况, 制定并网控制智能化策略, 实现新能源高效利用。

2 电气自动化在智能电网中的关键技术

2.1 智能感知与量测技术

智能感知与量测技术是智能电网实时获取电压、电流、温度等数据的基础, 技术人员部署智能传感器、PMU 相量测量装置, 使电力系统能够以高精度采集运行信息, 并支持多源数据同步回传。感知系统不仅覆盖配电设备, 还延伸至新能源接入端与用户侧负荷端, 实现全网数据一体化采集。通过对量测结果进行实时解析, 系统可快速识别电力波动, 为故障预判与能量调度提供可靠依据。该技术的应用可以强化电网运行透明度, 使调控系统具备动态监测能力, 为后续控制决策奠定数据基础。

2.2 高速可靠的信息通信技术

高速可靠的信息通信技术是连接智能电网各个组成部分的“神经网络”, 是实现数据交互与指令下达的生命线。通过构建一个集成多种通信方式的混合网络, 确保海量感知数据能够从数以亿计的终端设备低延时、安全地传输到控制中心, 同时将控制中心的决策指令迅速、准确地送达执行单元。该技术可以打通信息孤岛, 实现发电、电网、用户之间的双向互动, 为智能电网的协同运行提供坚实的通信保障。

2.3 分布式监测技术

分布式监测技术是将分布式技术与监控系统有机结合所形成的创新应用, 能够为智能电网运行的安全性和稳定性提供有力的技术支撑。该技术是将分布式监测装置密集地安置在电网中, 对每一个关键节点开展实时监测, 使监测结果更加可靠、准确。既往使用的监控系统一般会出现数据延迟、监测盲区等多种问

题，而分布式监测技术则能够克服这些问题^[2]。此外，该系统一旦发现故障问题，将会自动启动隔离故障设备、调整电网运行方式等故障处理机制，从而有效避免故障范围扩大，确保电网运行的安全与稳定。

3 电气自动化技术在智能电网中的应用策略

3.1 构建实时监测控制链路，保障电网安全运行

电网结构具有多节点、多支路及负荷波动明显等特征，如果缺乏实时数据支撑，调控动作可能滞后，进而引发电压越限、潮流异常等风险。技术人员依托传感终端、通信网络与自动控制模块，搭建覆盖各个环节的在线监测系统，使设备温度、电流、电压能够被持续采集。同时，通过控制中心设置信号融合执行单元，完成对断路器开关站的远程联动，实现自动化响应。依托该链路，电网不再依赖人工排查异常，能够在故障生成初期完成精准定位，使电气自动化技术在电网安全运行中发挥实时监测能力^[3]。

在搭建实时监测控制链路的过程中，技术人员需要从监测点布设、数据采集路径规划与联动作业配置三方面展开。在输电线路与变电站布设感知终端，实时记录电流、电压和设备温度等信号。感知终端将数据传输至区域网关，再通过光纤通道集中传输至调控中心，使设备状态呈现连续数字化轨迹。这种链路不仅可记录关键值，还可识别变化趋势。当线路电阻升高或电流波动异常时，系统会自动增加采样频率，使异常状态不被延迟识别。技术人员在控制中心设置分析模块，对运行曲线构建阈值模型。例如：线路电流逼近额定容量时，系统自动调整负荷分配；变压器油温升高时，系统联动降温措施；出现短路信号时，保护装置自动执行断路器分段动作，隔离事故点。同时，技术人员搭建跨区域调度接口，使潮流数据能够实时传递至上级平台，形成多层次协同调控链路。在负荷波动剧烈时，系统自动发起数据上报并触发调度指令，降低局部压力。根据上述实施路径，实时监测控制链路不仅能够实现数据采集的目标，还能推动电网决策从人工干预转向自动化执行，使电气自动化在智能电网运行中发挥高可靠性。

3.2 优化分布调度协同模型，平衡区域电能供需

电气自动化系统在智能电网中承担实时监测、数据处理任务，若调度模型仍沿用集中式指令模式，区域间负荷波动无法及时响应，易出现局部过载与远端冗余并存的问题。构建协同模型，将各变电站、分布式电源及储能设备视作可交互节点，使调度决策由单向分配转向并行协同，在电能分配指令下达前完成多

源信息比对。协同机制的建立，使负荷调整具有前置判断能力，能够在功率需求上升时提前安排支援，为智能电网的稳定运行提供动态保障。

技术人员在具体实践中，可将区域电网运行数据汇集到同一自动化平台，利用采集终端获取负荷变化、分布电源功率曲线与储能剩余容量等信息。系统在识别负荷增长趋势后，技术人员通过算法为不同节点设定响应顺序，使基础电源维持稳定输出，储能设备承担短时调节任务，分布式新能源在气象条件允许的前提下提供增量功率。此过程以频率和电压偏差为触发参数，平台在执行前自动校验线路裕度，防止瞬时潮流冲击造成局部电压波动。当区域出现电量过剩时，技术人员让系统降低并网功率，并将冗余电量导入储能设备；若储能接近满载，系统将能量转移至需求较低的相邻分区，使能源流动顺畅。调度结束后，平台记录各节点响应时间、功率变化幅度与线路损耗，技术人员根据这些数据修订模型参数，使协同调度策略更加贴合实际运行特征。系统按排序执行调电任务，在路径出现异常时自动切换备用线路，并向调度中心反馈告警信息，使区域电网具备自恢复能力。经过多次迭代，电气自动化技术可以在智能电网中真正发挥协同调度价值，为区域电能供需平衡提供稳定支撑。

3.3 推行自动故障隔离机制，缩短异常定位周期

传统电网依靠人工巡检，故障定位环节存在反馈慢、排查范围广的问题，导致电力恢复时间延长。智能电网引入自动隔离机制后，技术人员可借助采集装置实时获取线路电流、电压及负荷数据，通过自动识别异常特征来快速锁定故障点。同时，将保护装置、区段开关与自动重合闸系统联动，使故障区段与正常供电区段实现快速分离，减少波及面积。该技术应用能够让系统在更短时长内恢复供电，提高供电稳定性，并为后续的精准检修保留明确目标区段^[4]。

技术人员通常从配电线的数据采集链路入手，在主要节点部署智能开关、在线监测装置及配电终端，使系统能够实时捕捉电流变化。当某地 10 kV 配电线出现短路时，监测装置在电流突增瞬间记录异常，并将数据上传至控制中心。系统依据异常波形自动判断故障区段，并触发就近节点开关动作，实现故障段落与非故障段落的快速分离，使停电区域锁定在最小范围，保证其他线路持续供电，缩短用户体验的中断时间。技术人员随后利用系统生成的故障链路图核对保护动作是否精确，若出现隔离范围过大或延时冗余，便调整整定参数，使隔离行为更贴合线路特性。处置完成后，技术人员按系统记录的波形数据分析故障成

因，并根据风险等级安排巡检或更换方案，使处理过程从一次性排查转向预防性维护。在恢复电力时，技术人员触发自动重合闸逻辑，系统先尝试短时恢复，若仍存在异常，则保持隔离状态直至故障清除。上述技术应用，能够让技术人员在应对突发故障时不再依赖大范围断电排查，提升供电的连续性。

3.4 规范多源数据采集接口，提升跨网协同能力

数据来源不同的设备，各系统协议差异较大，会造成数据解析困难、传输延迟增大，难以形成贯通全网的数据链路。技术人员制定统一的采集接口规范，为数据传输设定统一标准，使边缘设备发送的数据能够在主站系统中稳定解析。为强化跨网协同能力，技术人员将采集接口与分布式数据总线结合，使配电侧与调度侧在共享同一信息规则基础上实现并行处理。该做法能够增强智能电网在不同设备上的联动效率，使电气自动化技术应用场景具备更高响应速度，契合系统高效运行目标。

技术人员制定多源数据采集接口标准，以配电站自动化改造工程为实践载体，将不同厂商的终端设备统一纳入采集管理体系。在调研阶段，技术人员对变压器监测终端、馈线保护装置及储能系统管理模块进行协议解析比对，梳理出关键差别。在明确差异后，技术人员以电气自动化系统平台为核心，搭建接口适配层，将数据统一转换成兼容性较强的数据结构，使配电自动化主站能够稳定识别信息。为提升跨网协同能力，技术人员将采集接口对接调度云平台，使配电数据在本地存储的同时具备跨区域共享属性。当风电出力波动较大时，调度侧能够依托统一接口快速获取电压，及时调整有功无功分配，使新能源接入不再依赖单一系统推送。在负荷高峰时段，技术人员基于统一接口实时追踪各区段线路温度变化和电缆载流趋势，利用系统生成的调节建议为运维人员提供调控依据，实现分布调度与终端监测的联动。该实践强化电气自动化技术在智能电网中的信息支撑能力，使跨网数据能够在统一接口规范下形成闭环，为构建灵活、高效的智能电网管理系统提供技术基础。

3.5 构建预测运维分析体系，降低关键设备风险

关键设备在长期运行中易受温升、振动、电流波动等因素影响，传统定期检修方式难以及时识别潜在异常，使状态评估滞后，增加停电故障。引入预测分析体系，可利用实时监测数据与历史运行记录建立多维特征数据库，使电气自动化技术在不同环节发挥作用，并且运用动态阈值比对判断设备劣化趋势，将检

修策略从时间驱动转向状态驱动^[5]。该体系能够强化资源配置效率，促使设备管理更贴近实际负荷特点，降低突发性故障概率，实现电网运行的连续稳定。

开展预测运维分析体系建设时，技术人员可先为关键变压器、开关柜及输电线路配置在线监测装置，采集相关数据，并将采集链路接入电气自动化监控平台。数据在进入系统后，以特征标签方式记录不同要素，为后续风险分析提供基础支持。技术人员根据智能电网不同节点负荷特性，设置趋势分析模块，使系统能够从短周期波动、季节性变化与极端工况中提取异常模式。若变压器绕组温度在夜间负载较低阶段仍持续升高，系统会触发模型比对，判断是否存在散热结构老化或绝缘性能下降风险。技术人员在模型构建过程中利用分类算法将设备状态划分为正常、轻度劣化与高度预警三级状态，平台依据状态自动生成检修建议，使作业安排更加精准。在检修计划制定环节，将任务分为紧急处置、周期性维护与预测性替换三类，为工程队提供排期依据。设备在修复后再次纳入监测链路，根据趋势对比确认隐患是否消除，实现闭环管理。这样设计不仅能够降低突发性故障风险，也可以使设备运行状态更加透明，为电力系统安全稳定提供长期支撑。

4 结束语

技术人员在智能电网建设中通过部署智能感知装置、构建高速通信链路、完善协同调度模型以及推行预测运维体系，使电气自动化技术贯穿状态感知与设备管理全流程。这样不仅能够提升电网对多源数据的处理能力，缩短异常响应时间，还能让电力系统在负荷波动下保持稳定运行，实现更高水平的安全性。未来，技术人员将继续结合人工智能，拓展自动化应用深度，构建更加高效的智能电网运行体系，为能源结构优化和电力行业现代化提供持续动力。

参考文献：

- [1] 彭浩哲. 智能电网中电气工程自动化技术研究 [J]. 电力设备管理, 2025(16):205-207.
- [2] 宰德城. 人工智能与电气自动化技术创新 [J]. 智慧中国, 2025(08):60-61.
- [3] 张明. 电气自动化技术在智能电网中的创新应用研究 [J]. 电子元器件与信息技术, 2025,09(08):230-232,236.
- [4] 陈彬琦, 刘钊, 张杰. 智能电网中电气自动化技术的实时监控与故障诊断技术 [J]. 自动化博览, 2025,42(03): 70-73.
- [5] 张宸睿. 智能电网环境下的电气自动化设备协调控制研究 [J]. 自动化应用, 2025,66(02):147-149.