

电力系统及其自动化和继电保护的关系

马超超 陈顺燕

国网青海省电力公司海北供电公司 青海 海北藏族自治州 812200

摘要: 电力系统及其自动化与继电保护紧密关联,相辅相成。自动化技术通过实时监测、数据采集与远程控制,优化电力系统运行,提升稳定性与安全性,为继电保护提供全局信息支撑。继电保护则专注局部故障快速隔离,避免故障扩散,保障系统安全。二者协同实现“全局监测-局部处置”模式,共同提升故障定位、隔离效率,降低保护误动/拒动风险,确保电力系统安全可靠运行。

关键词: 电力系统及其自动化;继电保护;关系

引言:在现代电力系统中,电力系统及其自动化与继电保护犹如两大关键支柱,共同维系着电网的稳定与安全运行。电力系统及其自动化凭借先进技术,实现电力生产、传输、分配及使用的智能化监控与高效管理,优化系统运行。而继电保护则作为电网的“安全卫士”,在故障发生时迅速动作,隔离故障。二者关系紧密,相互协作,为构建安全、可靠、经济的现代电力系统奠定坚实基础。

1 电力系统及其自动化的基础理论

1.1 电力系统的组成与运行特性

(1) 发电、输电、配电、用电环节紧密关联,形成闭环系统。发电环节通过火电厂、水电站等将能源转化为电能;输电环节依托高压线路将电能远距离输送,降低损耗;配电环节通过变电站降压,将电能分配至用户侧;用电环节消耗电能并反馈负荷需求,各环节需实时匹配:发电出力需随用电负荷波动调整,输电容量需适配配电网承载能力,任一环节失衡(如发电不足、线路过载)均会影响系统稳定。(2) 动态稳定性是系统维持正常运行的关键,指受扰动后恢复稳定的能力,如负荷突变、设备故障时,系统频率、电压需在允许范围波动并快速恢复;故障传播机制表现为局部故障易扩散,如线路短路会导致电流骤增,若不及时控制,可能引发相邻线路过载、发电机失步,甚至全网崩溃。

1.2 自动化技术在电力系统中的应用

(1) 监控与数据采集系统(SCADA)是核心监测工具,通过部署在电厂、变电站的传感器采集电压、电流、设备状态等数据,经通信网络传输至控制中心,实现全网运行状态可视化,同时支持远程控制(如开关操作),为调度决策提供实时依据。(2) 能量管理系统(EMS)基于SCADA数据优化运行,通过负荷预测、机组组合等算法制定发电计划,协调区域间功率分配;

分布式控制则将控制功能分散至各子系统(如配电终端),减少集中控制延迟,适配新能源接入后的复杂网络结构。(3) 人工智能与大数据为自动化赋能:人工智能通过机器学习分析历史数据,提升负荷预测精度;大数据技术处理海量运行数据,挖掘设备故障隐患,如通过分析变压器温度曲线预判绝缘老化,辅助自动化系统优化运维策略^[1]。

1.3 自动化对系统安全性的提升

(1) 实时监测与故障预判能力显著增强:自动化系统通过高频采集数据,实时追踪参数异常(如电压骤降),结合故障特征模型提前预判潜在风险(如线路覆冰导致的过载),避免故障发生或缩小影响范围。(2) 系统自愈能力与动态调整机制逐步完善:故障发生时,自动化系统可自动触发预案(如切换备用电源、隔离故障线路),实现“故障自愈”;同时根据实时工况动态调整运行参数(如新能源出力波动时,调整储能充放电策略),维持系统稳定,降低人工干预依赖。

2 继电保护的核心原理与技术发展

2.1 继电保护的基本功能与分类

(1) 按保护作用可分为主保护、后备保护与辅助保护。主保护是应对被保护设备故障的首要保护,需快速准确动作,如变压器差动保护;后备保护在主保护失效时启动,分为近后备(同一设备的另一保护)和远后备(相邻设备的保护),如线路过流保护作为相邻线路的远后备;辅助保护用于补充主、后备保护的不足,如断路器失灵保护,保障主保护动作后断路器能可靠跳闸。(2) 典型保护原理基于电气参数差异设计:过流保护监测电流超过阈值时动作,适用于低压线路;差动保护对比设备两侧电流差值,差值超过设定值即判定故障,常用于变压器、发电机;距离保护依据故障点到保护安装处的电气距离(阻抗)动作,不受系统运行方式影响,

广泛应用于高压输电线路。

2.2 传统继电保护的局限性

(1) 传统保护依赖固定阈值与延时设置,难以适配电网动态变化。阈值需提前根据电网最大、最小运行方式设定,当电网负荷波动或新能源接入导致参数变化时,固定阈值易引发误动或拒动;延时设置为避免保护间误配合,常导致动作时间延长,可能扩大故障影响。(2) 对复杂故障的适应性不足。面对多线路故障、跨区域故障等复杂场景,传统保护仅依赖本地电气参数,无法获取全网工况,易误判故障类型或位置,如系统振荡时可能将正常运行误判为短路故障,导致不必要的跳闸。

2.3 智能化继电保护技术

(1) 广域保护系统(WAPS)依托广域测量技术(如PMU)获取全网同步数据,突破传统保护的地域限制,可快速定位跨区域故障,协调不同区域保护装置动作,如在大电网故障时,通过全网数据判断故障范围,避免保护连锁误动。(2) 自适应保护结合数字孪生技术,能实时调整保护策略与参数。数字孪生构建电网虚拟模型,模拟不同工况下的故障特征,自适应保护据此动态优化阈值与动作逻辑,如新能源出力波动时,自动修正过流保护阈值;故障时通过虚拟仿真验证保护动作合理性,提升准确性。(3) 基于机器学习的故障识别与决策,通过训练海量故障数据模型,可精准区分故障类型(如短路、接地)与干扰信号(如负荷突变),甚至预判潜在故障,如利用神经网络分析电流波形特征,实现毫秒级故障识别,减少人工整定依赖,提升保护智能化水平^[2]。

3 电力系统自动化与继电保护的协同关系

3.1 功能互补性分析

(1) 自动化系统为继电保护提供全局信息支撑,解决传统保护“信息孤岛”问题。例如监控与数据采集系统(SCADA)、能量管理系统(EMS)可实时采集全网电压、电流、功率等运行数据,传输至继电保护装置,使其不再仅依赖本地参数判断故障,而是结合全局工况精准识别故障类型与位置;而继电保护则专注于局部故障的快速隔离,在故障发生时通过断路器跳闸等动作切断故障回路,避免故障扩散至全局,二者形成“全局监测-局部处置”的高效配合模式,如当电网某条线路短路时,自动化系统先传递线路两侧及关联节点的运行数据,继电保护基于这些数据在毫秒级内完成故障隔离^[3]。

(2) 自动化系统通过负荷预测、机组调度等功能优化电网运行方式,减少因运行方式不合理导致的故障隐患,从源头降低继电保护的動作频率;同时,继电保护在故

障发生后能迅速限制故障影响范围,为自动化系统的后续恢复调整争取时间。例如自动化系统通过动态调整分布式电源出力,维持电网功率平衡,减少过负荷引发的故障;若仍发生故障,继电保护可快速隔离故障区域,自动化系统则立即启动备用电源切换、负荷转移等策略,避免大面积停电。

3.2 技术融合路径

(1) 数据共享与通信协议标准化是二者融合的基础。以IEC61850标准为例,该协议统一了自动化系统与继电保护装置的数据交互格式,实现了实时采样值(SV)、跳闸命令(GOOSE)等关键信息的无缝传输,打破了不同厂商设备间的通信壁垒,使自动化系统能直接获取保护装置的动作状态与故障录波数据,保护装置也能实时接收自动化系统下发的运行参数调整指令,提升数据交互效率与准确性。(2) 联合决策机制通过协同算法实现二者的深度联动。例如基于多源数据融合的决策算法,自动化系统将全网运行状态数据(如母线电压、线路负荷)与继电保护装置采集的局部故障特征数据(如故障电流相位、幅值)进行融合分析,共同判断故障性质;当电网发生复杂故障(如跨区域多线路故障)时,协同算法可协调不同区域的保护装置动作顺序,避免保护误动,同时指导自动化系统调整电网拓扑结构,快速恢复供电^[4]。(3) 实时性与可靠性的平衡策略通过分层控制与冗余设计实现。在实时性层面,采用边缘计算技术,将部分简单的保护决策与自动化控制功能部署在本地边缘节点,减少数据传输延迟,确保故障发生时保护装置能快速响应;在可靠性层面,构建双链路通信网络与冗余保护装置,当主通信链路或主保护装置故障时,自动化系统可自动切换至备用链路与备用保护装置,避免因单一设备故障导致协同失效,同时通过数据校验算法过滤异常数据,防止错误信息影响协同决策。

3.3 对系统安全性的协同优化

(1) 二者协同显著提升故障快速定位与隔离效率。自动化系统通过广域测量技术(如PMU同步相量测量)实时监测全网运行状态,结合继电保护装置上传的故障特征数据,利用拓扑分析算法快速定位故障点,精度可从传统的“线路段”提升至“杆塔级”;定位完成后,自动化系统立即向对应区域的继电保护装置下发跳闸指令,同时封锁关联线路的合闸操作,避免故障隔离不彻底导致的二次故障,使故障隔离时间从传统的秒级缩短至毫秒级。(2) 协同机制能有效避免保护误动/拒动对系统稳定的冲击。当继电保护装置检测到疑似故障信号时,先将数据上传至自动化系统,自动化系统结合全网工况进行验证,若判断为负荷波动等正常情况,立即禁

止保护装置动作,避免误动导致的不必要停电;若确认故障但保护装置拒动,自动化系统可启动后备控制策略,如通过远方操作断路器跳闸,或调整相邻区域保护装置的動作閾值,强制隔离故障,防止故障扩大引发电网振荡。(3)二者协同为新能源接入与微电网运行提供安全支撑。新能源发电(如风电、光伏)具有出力波动性,易导致电网电压、频率波动,传统继电保护难以适应这种动态变化;自动化系统可实时监测新能源出力与电网运行状态,通过无功补偿控制、储能调度等手段平抑波动,同时向继电保护装置下发动态调整的保护閾值(如过流保护閾值随新能源出力变化实时修正),避免保护误动;在微电网运行中,自动化系统负责协调微电网与大电网的并网/离网切换,继电保护装置则根据自动化系统下发的运行模式指令,切换对应的保护逻辑(如并网时采用与大电网协同的保护策略,离网时采用孤岛运行保护策略),确保微电网运行安全^[5]。

4 电力系统自动化与继电保护的挑战与未来发展方向

4.1 当前面临的主要挑战

(1)通信延迟与数据安全风险日益凸显。随着电网规模扩大与数据量激增,传统通信网络难以满足自动化与继电保护协同的实时性需求,毫秒级延迟可能导致保护动作滞后,引发故障扩大;同时,数据在传输、存储过程中面临网络攻击风险,如黑客篡改故障数据可能导致保护误动,泄露电网运行参数则威胁系统安全,现有加密技术在应对新型网络攻击时存在防护漏洞。(2)多源异构设备的兼容性问题制约协同效率。不同厂商的自动化设备(如SCADA系统)、继电保护装置采用不同通信协议与数据格式,尤其在新能源电站、微电网接入场景中,传统设备与新型智能设备接口不统一,导致数据无法高效互通,需额外投入大量资源进行协议转换,不仅增加成本,还可能因转换过程中的数据丢失影响协同决策准确性。

4.2 技术发展趋势

(1)边缘计算与5G将重塑协同保护模式。边缘计算可将部分数据处理、保护决策功能部署在电网边缘节点(如变电站本地),减少数据向云端传输的延迟,确保

保护动作在毫秒级内完成;5G技术凭借高带宽、低时延特性,能实现自动化系统与保护装置的实时高清数据交互,尤其适用于广域保护场景,提升跨区域协同响应速度。(2)基于数字孪生的全生命周期管理成为新方向。通过构建电网物理实体与虚拟模型的实时映射,可模拟自动化与继电保护系统在不同工况下的运行状态,从设备设计、安装调试到运维检修全程优化:运维阶段可通过虚拟仿真预判保护装置老化风险,提前更换;故障时能在虚拟模型中复现故障过程,优化保护策略,降低实体电网试验成本。(3)人工智能驱动的自主保护系统将实现突破。利用深度学习算法对海量电网数据进行训练,系统可自主识别故障特征、优化保护参数,无需人工干预;面对复杂故障(如多源故障叠加),能自主协调自动化调度与保护动作,甚至预测潜在故障并提前调整运行方式,实现从“被动保护”向“主动防御”的转变,大幅提升电网安全韧性。

结束语

电力系统及其自动化与继电保护,二者缺一不可、紧密交织。自动化赋予电力系统智能管控与全局洞察之力,优化运行效能;继电保护则以快速精准的动作,为系统筑牢安全防线。它们协同共进,在应对复杂多变的电网状况时,展现出强大合力。未来,随着技术持续革新,二者将深度融合,不断提升电力系统稳定性与安全性,为电力行业的蓬勃发展注入源源不断的动力。

参考文献

- [1]黄华颖,饶苏敏,叶锦坤.电力系统及其自动化和继电保护的关系分析[J].电工材料,2021(4):66-67.
- [2]许泽木.电力系统及其自动化和继电保护的关系[J].农家参谋,2020(5):68-69.
- [3]闫丽花.电力系统及其自动化和继电保护的关系[J].造纸装备及材料,2020,49(1):35-36.
- [4]汪伟辉.电力系统及其自动化和继电保护的关系分析[J].数码精品世界,2023(3):79-81.
- [5]陈铭婷,蒋佳焯.电力系统及其自动化和继电保护的关系[J].自动化博览,2023,40(12):76-78.