

变电站设备故障诊断与预测维护方法研究

冯辉

国华爱依斯（黄骅）风电有限公司，河北省沧州市，061100；

摘要：随着智能电网建设推进，变电站设备“高集成化、长周期运行”特征凸显，传统维修模式难以满足需求。本文首先分析变压器、断路器、互感器等核心设备的故障类型与特点，随后系统梳理故障诊断技术体系——传统技术适用于简单故障快速判断，智能技术可实现复杂故障精准识别。在此基础上，阐述设备健康状态评估与剩余寿命预测方法，并结合 220kV 变电站试点案例，验证预测维护可将故障发生率从 8.2% 降至 2.1%、维护成本降低 35%。最后指出数据质量不足、复杂故障诊断薄弱、管理与技术脱节、标准不完善等问题，提出提升数据融合能力、强化技术研发、完善管理与标准体系的优化方向，为新型电力系统安全稳定运行提供支撑。

关键词：变电站；设备故障诊断；预测维护；方法研究

DOI: 10.69979/3060-8767.25.11.017

引言

变电站作为电力系统的核心枢纽，其设备运行状态直接决定电网安全稳定。随着智能电网建设加速，变电站设备呈现“高集成化、高自动化、长周期运行”特征，传统“事后维修”“定期检修”模式已难以满足需求——事后维修易因故障突发导致大面积停电，定期检修则存在过度维护、资源浪费等问题。据国家能源局数据，2023 年我国电网事故中，35% 源于变电站设备故障，其中 60% 可通过提前诊断与维护规避。因此，开展变电站设备故障诊断与预测维护方法研究，对降低故障发生率、延长设备寿命、保障电网安全具有重要现实意义。

1 变电站核心设备故障类型与特点

1.1 变压器故障

变压器作为“变电站心脏”，故障多集中于绝缘系统与冷却系统。绝缘故障占比达 55%，主要表现为绝缘老化、局部放电、油中溶解气体异常——例如，油纸绝缘因长期高温运行产生裂解，会释放甲烷、乙烯等特征气体，当总烃含量超过 150 $\mu\text{L/L}$ 时，需警惕绝缘击穿风险。冷却系统故障占比约 25%，常见于强迫油循环变压器的油泵卡死、散热器堵塞，导致油温异常升高，若超过 85℃ 未及时处置，可能引发绕组烧毁。此外，变压器铁芯多点接地故障虽占比仅 10%，但易导致铁芯过热、损耗增加，严重时引发油箱局部变形。

1.2 断路器故障

断路器故障以机械故障与电气故障为主，机械故障

占比 60%，包括分合闸机构卡涩、触头磨损、弹簧疲劳——例如，SF6 断路器分闸时间若从标准 0.08 秒延长至 0.12 秒，可能因触头磨损导致灭弧能力下降，引发拒动或误动。电气故障占比 40%，主要表现为灭弧室漏气、导电回路过热，其中漏气故障若未及时补气，会导致绝缘强度下降，在雷击等冲击下易发生闪电^[1]。

1.3 互感器故障

电流互感器（CT）与电压互感器（PT）故障以绝缘故障与铁芯饱和为主。CT 铁芯饱和故障占比 50%，多因二次侧开路或过载导致，表现为铁芯过热、二次输出电流失真，影响继电保护装置动作准确性。PT 绝缘故障占比 40%，包括绕组绝缘击穿、瓷套裂纹，雨后易出现泄漏电流增大，当泄漏电流超过 10mA 时，可能引发爆炸。此外，互感器接线端子松动故障占比 10%，会导致测量数据波动，影响电网调度决策。

2 变电站设备故障诊断技术体系

2.1 传统故障诊断技术

传统故障诊断技术以“基于物理模型”“基于信号分析”为核心，依托设备物理规律与监测信号，可快速判断简单故障，主要包括三类：DGA 技术用于变压器等油浸式设备，通过检测油中特征气体、结合“三比值法”判定故障，某 220kV 变电站借此发现主变油中乙炔骤升，及时检修避免绕组击穿；局部放电检测适用于高压设备绝缘故障，常用超声波法、UHF 法，某 110kV 变电站用 UHF 法检测到开关柜局部放电量异常，排查出绝缘拉杆

裂纹；红外热成像技术通过温度场识别过热故障，依规划分缺陷等级，某变电站用其发现隔离开关触头过热，处理后解决问题^[2]。

2.2 智能故障诊断技术

智能故障诊断技术依托数据驱动实现复杂故障精准识别，主要包括三类：机器学习通过样本训练建模，常用 SVM、RF、NB 算法，如针对变压器故障，采集 DGA 数据构建 RF 模型，某研究显示其诊断准确率 92.3%，高于 SVM 与 NB，且适配小样本；深度学习适用于高维非线性数据，CNN 可处理红外热成像图，某变电站用其识别断路器故障准确率 95.1%，效率较人工提升 10 倍；LSTM 能处理时序数据，分析变压器振动信号可提前 3 天预测绕组松动，准确率 89.7%；知识图谱通过“设备-故障-特征”关联网络推理溯源，某智能变电站用其诊断 CT 二次开路导致的保护误动，推理耗时从 2 小时缩至 15 分钟^[3]。

3 变电站设备预测维护模型与实践

3.1 设备健康状态评估模型

设备健康状态评估模型主要有两类，均用于量化设备健康状况以支撑维护决策。一类是适用于多指标、模糊性强场景的层次分析法—模糊综合评价模型，以变压器为例，构建“目标层—准则层—指标层”三级体系，通过 AHP 确定指标权重，并按 HI 划分状态：[0.8, 1.0] 为正常、0.6, 0.8) 为预警、0.4, 0.6) 为缺陷、0, 0.4) 为故障，某 500kV 变电站用该模型评估出一台主变 HI 为 0.58，及时检修避免故障扩大。另一类是基于机器学习的数据驱动模型，以断路器为例，采集分合闸时间、接触电阻等历史数据，将正常运行数据作为“健康基准”，经 PCA 降维提取关键特征后，计算实时数据与基准的欧氏距离作为健康指数^[4]。

3.2 设备剩余寿命（RUL）预测模型

设备剩余寿命（RUL）预测模型主要分为两类，用于估算设备从当前状态到故障的剩余运行时间。一类是基于设备退化机理的物理模型法，适用于机理明确的设备，以变压器油纸绝缘为例，采用“Arrhenius 方程”，其中 L 为剩余寿命、 L_0 为基准寿命、 E_a 为活化能、 k 为玻耳兹曼常数、 T 为绝对温度）预测，某研究用该方程预测一台运行 15 年的主变油纸绝缘剩余寿命为 8 年，与实际退役时间误差仅 6.25%。另一类是通过时序数据

挖掘退化规律的数据驱动法，适用于机理复杂的设备，常用 LSTM、GRU 模型，以 GIS 设备为例，采集 SF6 气体泄漏率、局部放电量等时序数据输入 LSTM 模型，通过门控单元捕捉长期依赖关系输出预测值，此外，基于数字孪生的预测模型通过构建虚拟镜像映射物理设备状态，结合多物理场仿真实现更精准预测，某智能变电站应用该技术将断路器剩余寿命预测误差降至 5% 以下。

3.3 预测维护实践案例

某变电站开展预测维护试点，先部署多类型传感器：变压器装油中溶解气体在线监测装置与绕组光纤测温传感器，断路器装分合闸特性监测传感器与 SF6 气体密度传感器，互感器装局部放电 UHF 传感器，实现 24 小时 1Hz 频率数据采集，通过 5G 专网传至云端。再搭建智能诊断平台，集成 DGA 三比值法、CNN 红外图像识别、LSTM 剩余寿命预测模型，每日自动分析数据生成健康报告，如 2024 年 3 月发现一台主变油中乙烯从 $10 \mu\text{L/L}$ 升至 $35 \mu\text{L/L}$ ，经 RF 模型诊断为中温过热故障，LSTM 模型预测剩余寿命 6 个月，健康指数降至 0.55。随后依据评估结果制定计划，将该主变纳入“优先维护清单”，4 月停电检修发现铁芯多点接地，处理后健康指数恢复至 0.91。试点一年后，变电站设备故障发生率从 8.2% 降至 2.1%，维护成本降低 35%，停电时间缩短 40%，验证了预测维护的可行性与有效性^[5]。

4 现存问题与优化方向

4.1 现存问题

部分老旧变电站缺乏在线监测设备，数据采集依赖人工巡检，存在“数据缺失、滞后”问题；同时，不同设备的监测数据格式不统一，数据融合难度大，导致诊断模型输入特征不完整——某调研显示，30% 的变电站因数据缺失，智能诊断模型准确率低于 75%。现有技术对单一故障诊断效果较好，但对多因素耦合故障诊断准确率仅 60%~70%，难以满足复杂电网需求；此外，对早期微小故障的识别灵敏度不足，易出现“漏诊”。部分电力企业仍沿用传统检修管理流程，缺乏针对预测维护的配套制度：例如，未建立“健康指数-维护策略”对应机制，导致评估结果难以落地；运维人员对智能诊断模型的信任度不足，过度依赖经验判断，某调查显示，45% 的运维人员在模型预警后仍选择“延迟检修”。当前故障诊断与预测维护缺乏统一标准：例如，不同厂家

的 DGA 检测设备精度差异大,导致数据可比性差;剩余寿命预测模型的评价指标不统一,难以横向对比技术效果,制约技术推广。

4.2 优化方向

加快老旧变电站智能化改造,实现在线监测设备全覆盖;建立“边缘计算+云端存储”数据处理架构,边缘节点实时清洗数据,云端平台通过联邦学习技术实现多变电站数据共享与融合,构建“全域数据池”;同时,引入数字孪生技术,通过虚拟仿真生成“虚拟数据”,弥补实际数据不足,提升模型泛化能力。

开展多模态数据融合诊断技术研究,例如结合“电气量+振动量+声信号”构建多特征输入模型,提升耦合故障诊断准确率;研发基于深度学习的故障溯源技术,如采用 GNN 构建设备关联故障图,实现“故障定位-原因分析-影响评估”一体化;此外,通过强化学习优化诊断模型参数,提升早期微小故障识别灵敏度,目标将早期故障诊断准确率提升至 85%以上。

建立“预测维护管理规范”,明确“健康等级-维护周期-资源配置”对应关系,例如健康指数 >0.8 时年度维护, $0.6-0.8$ 时季度维护, <0.6 时紧急维护;加强运维人员技术培训,开设“智能诊断模型原理”“预测维护实操”课程,通过“理论培训+现场演练”提升人员能力;建立“人机协同”诊断机制,模型预警后由运维人员结合现场勘查确认故障,提升决策科学性。

推动行业制定统一标准:明确在线监测设备精度要求、数据格式规范;建立故障诊断与剩余寿命预测模型的评价体系,规定准确率、召回率、误差率等指标阈值;制定预测维护技术导则,规范“数据采集-诊断评估-维护执行”全流程,为技术推广提供依据。

5 结论

综上,变电站设备故障诊断与预测维护是智能电网关键支撑技术,通过传统与智能技术协同,已从“被动维修”转向“主动预防”,显著提升电网安全与经济性。本文梳理核心设备故障特点,分析传统与智能诊断技术、健康评估及寿命预测模型,结合案例验证了预测维护成效。当前技术面临数据质量、复杂故障诊断、管理与标准体系等挑战,需通过提升数据融合、强化研发、完善体系优化。未来,融入 5G、量子传感、生成式 AI 等技术后,该领域将更精准、实时、智能,最终构建“无人值守、自主维护”模式,为新型电力系统安全运行提供保障。

参考文献

- [1] 毛智宏. 基于红外测温技术的电力变电站设备故障诊断研究[J]. 中国设备工程, 2025, (13): 190-192.
- [2] 陈康. 设备状态检修技术在变电站设备运维检修中的应用[J]. 电力设备管理, 2025, (11): 42-44.
- [3] 宋丽, 蔡群峰. 变电站设备状态监测与故障诊断系统优化[J]. 光源与照明, 2024, (11): 114-116.
- [4] 潘科. 多视角特征融合下的变电站设备故障诊断研究[J]. 中国新技术新产品, 2024, (22): 55-58. DOI: 10.13612/j.cnki.cntp.2024.22.043.
- [5] 李玮. 基于红外图像的变电站设备识别与故障诊断[D]. 辽宁工程技术大学, 2024. DOI: 10.27210/d.cnki.glnju.2024.000355.

作者简介: 冯辉, 1989 年 8 月 12 日, 男, 汉, 河北省沧州市黄骅市, 本科, 工程师, 研究方向: 风力、光伏发电运维。