

大型发电机定子绕组绝缘老化特征研究

任海冬

浙江宁波长三角电力工程有限公司 浙江 宁波 315612

【摘要】：大型发电机作为电力系统的核心设备，其定子绕组绝缘性能直接决定机组运行稳定性与使用寿命。定子绕组在长期服役过程中，受电、热、机械及化学等多因素协同作用，不可避免发生绝缘老化现象，最终可能导致绝缘失效引发严重故障。本文以环氧粉云母绝缘体系为研究对象，系统分析绝缘老化的核心影响因素，深入探讨老化过程中的电气、物理及化学特征，结合现有检测技术构建老化特征表征体系，并通过实验数据验证表征参数的有效性。研究结果可为大型发电机定子绕组绝缘状态评估、寿命预测及运维决策提供理论支撑与技术参考。

【关键词】：大型发电机；定子绕组；绝缘老化；环氧粉云母；老化特征；检测技术

DOI:10.12417/2705-0998.25.24.003

1 引言

大型发电机广泛应用于火电、水电、核电等能源领域，是电能生产的关键设备。定子绕组作为发电机的核心部件，其绝缘系统承担着隔离导体与地、隔绝相邻绕组的重要作用，长期处于复杂严苛的运行环境中。统计数据显示，约40%的大型发电机故障与定子绕组绝缘失效相关，绝缘老化是导致失效的主要诱因。当前大型发电机定子绕组主流采用环氧粉云母绝缘体系，该体系具有绝缘强度高、机械性能优、耐热性好等特点，但在长期服役过程中，受热应力、电应力、机械振动及环境介质等因素综合作用，绝缘材料会逐渐发生分子结构破坏、性能衰减等老化现象。早期老化特征具有隐蔽性，若未及时识别与处理，老化程度会持续加剧，最终引发局部放电、绝缘击穿等故障，导致机组非计划停机，造成巨大经济损失。因此，开展大型发电机定子绕组绝缘老化特征研究，明确老化过程中的关键特征参数，建立科学的老化评估方法，对保障电力系统安全稳定运行具有重要的工程意义。本文结合现有标准与实验数据，系统剖析绝缘老化的影响因素与特征规律，为绝缘状态评估提供技术依据。

2 大型发电机定子绕组绝缘老化影响因素

大型发电机定子绕组绝缘老化是多因素协同作用的结果，不同因素通过不同作用机制加速绝缘劣化进程。结合工程实际与研究成果，核心影响因素可分为热因素、电因素、机械因素及环境因素四大类。

2.1 热因素

热应力是引发绝缘老化的首要因素。大型发电机运行时，定子绕组通过大电流产生焦耳热，同时铁芯损耗、绝缘介质损耗也会释放热量，导致绝缘温度升高。对于F级绝缘体系，其极限工作温度为155℃，长期超温运行会加速绝缘材料的热氧化反应。环氧粉云母绝缘中的环氧树脂会在高温下发生分子链断裂、交联度下降等变化，导致粘结性能弱化，云母片与基底的结合力降低，逐渐出现分层、起鼓等缺陷。同时，高温会加

速绝缘内部残留杂质的迁移，形成导电通道，进一步降低绝缘性能。研究表明，绝缘温度每升高10℃，其使用寿命约缩短一半，热老化是制约绝缘寿命的核心因素。

2.2 电因素

电应力主要包括工作电压、过电压及局部放电产生的电场作用，其对绝缘的破坏具有隐蔽性与累积性。大型发电机定子绕组运行时，绕组端部、槽口等部位存在电场畸变现象，容易引发局部放电。局部放电产生的电子轰击、臭氧氧化及酸性物质析出等作用，会持续侵蚀绝缘材料表面与内部结构。长期局部放电会导致绝缘表面出现电蚀痕迹，内部形成微裂纹与空穴，逐步降低绝缘击穿强度。此外，雷电过电压、操作过电压等瞬时高压会在绝缘内部产生强电场，导致局部绝缘受损，形成老化薄弱点，为后续老化加剧埋下隐患。

2.3 机械因素

大型发电机运行时，定子绕组会承受多种机械应力作用。一方面，机组启动、停机及负荷变化过程中，绕组会因热胀冷缩产生周期性形变，长期反复形变会导致绝缘材料出现疲劳损伤，尤其是槽口、端部绑扎处等应力集中部位，容易出现裂纹与剥离。另一方面，发电机运行时产生的电磁力会引发绕组振动，振动冲击会破坏绝缘与导体的结合界面，加速绝缘分层。对于水轮发电机等立式机组，定子绕组还会承受自身重量带来的持续性机械应力，长期作用下会导致绝缘机械强度下降，出现松弛、开裂等老化现象。

2.4 环境因素

环境因素主要包括湿度、温度、腐蚀性气体及粉尘等，通过渗透、侵蚀等方式加速绝缘老化。潮湿环境下，水分会通过绝缘表面缺陷或接缝处渗透至内部，降低绝缘电阻，增大介质损耗，同时与绝缘材料发生化学反应，破坏分子结构。在海洋性气候或工业污染环境中，盐雾、酸性气体等腐蚀性介质会侵蚀绝缘表面，破坏防晕层与绝缘表层结构，导致绝缘性能衰减。此外，环境温度的剧烈变化会加剧绝缘材料的热胀冷缩，进一

步扩大内部缺陷，加速老化进程。

3 定子绕组绝缘老化的核心特征

绝缘老化是一个渐进式过程，在老化不同阶段会呈现出显著的电气、物理及化学特征。通过精准识别这些特征，可实现对绝缘老化程度的有效评估。本文结合实验测试与工程实践，系统梳理环氧粉云母绝缘体系的老化特征。

3.1 电气特征

电气特征是绝缘老化最直观的表征，核心参数包括绝缘电阻、极化指数、介质损耗因数、局部放电量及击穿场强等，其变化规律与老化程度密切相关。绝缘电阻与极化指数随老化程度加深呈显著下降趋势。新投运绝缘的绝缘电阻通常大于 10000MΩ，极化指数大于 2.0；随着老化加剧，绝缘内部形成导电通道，绝缘电阻逐渐降至 1000MΩ 以下，极化指数低于 1.5，表明绝缘干燥度与整体性遭到破坏。

介质损耗因数随老化程度加深呈上升趋势。介质损耗因数反映绝缘材料的能量损耗程度，新绝缘的介质损耗因数通常低于 0.01；老化过程中，绝缘内部极化损耗与电导损耗增加，在额定电压下介质损耗因数可升至 0.03 以上，且随电压升高增幅明显。

局部放电量是老化进程的敏感指标。早期老化阶段，局部放电量较小，通常低于 5×10^{-9} C；随着绝缘内部缺陷增多，局部放电量逐步增大，当达到 1×10^{-8} C 以上时，表明绝缘已出现严重老化，存在击穿风险。击穿场强随老化程度加深持续下降，新绝缘击穿场强可达 20kV/mm 以上，严重老化后不足 10kV/mm，绝缘承载电压的能力大幅弱化。

3.2 物理特征

物理特征主要体现在外观形态与机械性能的变化，是直观判断绝缘老化状态的重要依据。外观形态方面，早期老化阶段，绝缘表面颜色由浅黄逐渐变为深褐色，出现轻微粉化现象；中期老化时，表面出现明显裂纹、起鼓，端部防晕层脱落，槽口部位出现绝缘剥离；严重老化阶段，绝缘出现大面积分层、碳化，甚至露出导体，丧失绝缘功能。

机械性能方面，老化过程中绝缘材料的拉伸强度、弯曲强度及粘结强度持续下降。新绝缘的拉伸强度通常大于 80MPa，弯曲强度大于 120MPa；经过长期老化后，拉伸强度可降至 40MPa 以下，弯曲强度不足 60MPa，当受到轻微机械冲击时即会出现断裂。此外，老化后的绝缘材料弹性模量下降，脆性增强，无法适应机组运行中的形变需求。

3.3 化学特征

化学特征体现为绝缘材料分子结构与化学成分的变化，是老化本质的核心反映。环氧粉云母绝缘的化学老化主要表现为环氧树脂分子链断裂、氧化降解及云母结构破坏。通过红外光谱分析可知，老化过程中环氧树脂分子中的环氧基特征峰强度逐渐减弱，羟基、羧基特征峰强度显著增强，表明分子链发生断裂并产生氧化产物。同时，云母片表面的硅氧键结构遭到破坏，导致云母片脱落、粉化。此外，老化过程中还会析出小分子化合物，这些化合物会进一步加速绝缘内部的劣化反应，形成恶性循环。

4 绝缘老化特征检测方法与评估标准

4.1 核心检测方法

结合老化特征的不同表现形式，形成了涵盖电气、物理、化学多维度的检测技术体系，各类方法互补性强，可实现对绝缘老化状态的全面评估。

电气检测方法是工程中应用最广泛的检测手段，主要包括绝缘电阻与极化指数测试、介质损耗因数测试、局部放电检测及击穿场强测试。绝缘电阻与极化指数测试采用兆欧表进行，操作简便，可快速判断绝缘的干燥度与整体劣化程度；介质损耗因数测试通过西林电桥实现，能精准反映绝缘的极化损耗与电导损耗变化；局部放电检测采用高频传感器与数据分析系统，可定位放电位置并量化放电量；击穿场强测试通过逐步升压方式进行，直接反映绝缘的耐压能力。

物理检测方法主要包括外观检查与机械性能测试。外观检查通过肉眼或放大镜进行，重点观察绝缘表面颜色、裂纹、分层等情况；机械性能测试采用万能试验机，测定绝缘材料的拉伸强度、弯曲强度等参数，量化机械性能衰减程度。

化学检测方法以微观分析技术为核心，包括红外光谱分析、差示扫描量热分析及凝胶渗透色谱分析。红外光谱分析可识别分子结构的变化；差示扫描量热分析通过测定玻璃化转变温度的变化，反映绝缘的交联程度；凝胶渗透色谱分析可检测环氧树脂分子量的分布变化，量化分子链断裂程度。

4.2 老化评估标准

依据 DL/T 492-92《发电机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定导则》及相关国家标准，结合检测数据制定了绝缘老化程度评估标准，将老化程度分为轻度、中度、严重三个等级，明确各等级对应的特征参数阈值，为运维决策提供依据。具体评估标准如下表所示。

表 1 具体评估标准

| 老化等级 | 绝缘电阻(MΩ) | 极化指数 | 介质损耗因数(%) | 局部放电量(C) | 拉伸强度(MPa) | 外观特征 |
|------|------------|---------|-----------|-------------------------|-----------|--------------|
| 轻度老化 | 5000~10000 | 1.5~2.0 | 1~3 | $\leq 5 \times 10^{-9}$ | 60~80 | 表面轻微变色，无明显裂纹 |

| 老化等级 | 绝缘电阻(MΩ) | 极化指数 | 介质损耗因数(%) | 局部放电量(C) | 拉伸强度(MPa) | 外观特征 |
|------|-----------|---------|-----------|--|-----------|--------------------|
| 中度老化 | 1000~5000 | 1.2~1.5 | 3~5 | $5 \times 10^{-9} \sim 1 \times 10^{-8}$ | 40~60 | 表面深褐色, 出现轻微裂纹与粉化 |
| 严重老化 | <1000 | <1.2 | >5 | $>1 \times 10^{-8}$ | <40 | 大面积裂纹、分层、碳化, 甚至露导体 |

当检测数据满足某一等级的多项指标时, 结合绝缘运行年限、运行环境等因素综合判断, 确保评估结果的准确性。

5 实验验证与分析

5.1 实验设计

为验证绝缘老化特征的规律性与评估标准的科学性, 选取某 312MW 抽水蓄能发电机定子线棒的环氧粉云母绝缘试样, 制备尺寸为 5cm×5cm、厚度 0.5mm 的薄片试样。依据 GB/T 755—2019 标准, 采用温度循环箱进行加速热老化实验, 设定老化温度为 160℃, 分别在老化 0h、240h、480h、720h、960h 时取出试样, 进行多维度特征检测。检测项目包括绝缘电阻、极化指数、介质损耗因数、局部放电量、拉伸强度及红外光谱分析, 检测设备选用兆欧表、介质损耗测试仪、局部放电检测系统、万能试验机及红外光谱仪, 确保检测数据的精准性。

5.2 实验结果分析

实验结果表明, 随着老化时间的延长, 绝缘试样的各项特征参数呈现显著的规律性变化。绝缘电阻从初始的 12000MΩ 逐渐降至 960h 时的 850MΩ, 极化指数从 2.3 降至 1.1, 表明绝缘的整体性能持续衰减; 介质损耗因数从初始的 0.8% 升至 5.2%, 局部放电量从 2×10^{-9} C 增至 1.2×10^{-8} C, 反映绝缘内部缺陷不断增多; 拉伸强度从初始的 86MPa 降至 38MPa, 机械性能大幅弱化。红外光谱分析显示, 老化 960h 后, 环氧基特征峰强度下降 60% 以上, 羟基特征峰强度提升 3 倍, 表明

分子链发生严重断裂与氧化。结合评估标准判断, 老化 240h 时试样处于轻度老化状态, 480h 时进入中度老化状态, 720h 后达到严重老化状态, 实验结果与理论分析高度吻合, 验证了老化特征规律与评估标准的有效性。

6 结论与展望

6.1 结论

本文系统研究了大型发电机定子绕组环氧粉云母绝缘的老化特征, 得出以下核心结论: 热、电、机械及环境因素协同作用加速绝缘老化, 其中热应力是主导因素; 绝缘老化过程中呈现出显著的电气、物理及化学特征, 电气特征表现为绝缘电阻、极化指数下降, 介质损耗因数、局部放电量上升, 物理特征体现为外观缺陷增多、机械性能衰减, 化学特征表现为分子链断裂与氧化降解; 构建的多维度检测体系与分级评估标准, 可精准表征绝缘老化程度, 实验数据验证了其科学性与有效性。

6.2 展望

未来研究可开发基于大数据与人工智能的绝缘老化预测模型, 结合在线监测数据实现老化趋势的精准预测; 研究新型抗老化绝缘材料与改性技术, 提升定子绕组绝缘的服役寿命; 优化检测技术, 开发便携式、高精度的在线检测设备, 实现绝缘状态的实时监测, 为大型发电机的智能化运维提供技术支撑。

参考文献:

- [1] 叶伟, 黄学叶, 刘文豪. 水冷发电机定子绕组介质损耗现场测试研究[J]. 自动化应用, 2024, 65(05): 185-187+190.
- [2] 许翔, 于潇, 张一波, 等. 发电机定子绝缘老化试验及分析[J]. 水电站机电技术, 2018, 41(12): 30-31+44.
- [3] 闫迎, 晏桂林, 郝剑波, 等. 基于介电特征量的发电机定子绕组主绝缘老化诊断及寿命评估[J]. 湖南电力, 2018, 38(02): 39-42+52.
- [4] 王立军, 金雯静, 朱慧盈. 大型水氢氢汽轮发电机定子绝缘老化诊断[J]. 电机技术, 2015, (05): 42-46.
- [5] 赵永权. 浅谈大型发电机绝缘老化的鉴定试验方法[J]. 电子技术与软件工程, 2014, (22): 169.