

# 输变电检修项目风险管理研究

王子文<sup>1</sup> 王帮<sup>1</sup> 吴俊<sup>2</sup>

1 国网江西省电力有限公司永新县供电分公司, 江西吉安, 343400;

2 国网江西省电力有限公司芦溪县供电分公司, 江西萍乡, 337200;

**摘要:** 电力系统是当今社会最重要、最复杂的工程系统之一, 而输变电系统是整个电力系统中极为关键的一个环节, 正是由于其复杂和重要性, 所以输变电系统的检修项目其中存在巨大的风险, 不仅仅会造成人员及财产的损失, 甚至会影响整个城市的运行, 所以对输变电检修项目风险的研究分析及控制措施是整个电力系统的关键环节。

**关键词:** 输变电; 风险管理; 电力系统; 措施

**DOI:** 10. 69979/3041-0673. 25. 06. 024

由于城市用电及工业项目用电的需求量日益增多, 电力系统的负载越来越高, 电力网络的建设规模也不断扩大, 电力系统中输变电检修工作也越来越复杂, 这就造成了检修的风险加大, 如何分析和应对其中的风险也成了现代电力企业工作的重点。

## 1 输变电检修项目所面临的风险

### 1.1 输变电设备及网络存在的风险

电力系统设备的快速迭代与输变电网络的持续改造导致新老设备共存现象日益普遍。老旧设备多采用传统技术标准, 其绝缘性能、机械强度及自动化水平较低, 而新型设备普遍集成数字化监测与智能控制功能, 二者在技术参数、通信协议及运维要求上存在显著差异。例如, 老旧断路器因协议不兼容, 可能无法与智能变电站监控系统有效交互, 导致故障信号传递延迟或误判, 直接影响检修决策的时效性<sup>[1]</sup>。此外, 输变电线路改造速度滞后于用电负荷增长, 部分区域电网长期超载运行。数据显示, 某省 2022 年因线路老化引发的故障占比达 4.1%, 其中 70%集中于未完成改造的旧线路上<sup>[2]</sup>。新老设备混用进一步加剧检修复杂性, 如同一条线路中传统钢芯铝绞线与新型碳纤维复合导线并存, 其机械特性及热稳定阈值差异显著, 检修时需采用不同检测工具与评估标准, 操作失误风险显著上升。老旧设备备件供应不足、技术文档缺失等问题亦制约故障修复效率, 延长停电时间。对此, 亟需通过标准化设备接口、加快老旧设备淘汰、建立全生命周期档案库等措施, 系统性降低设备与网络风险。

### 1.2 检修项目环境及自然因素所带来的风险

输变电检修项目的实施环境具有显著的复杂性与不可预测性, 其风险源于地理空间特征与自然气象条件的动态变化。地理环境方面, 输变电网络覆盖区域广泛,

检修作业常涉及人员密集城区、深山密林及高空场景。在城区, 如交通枢纽或市中心, 狭小空间内设备操作易受物理限制, 且需防范坠落物对行人或车辆的威胁; 同时, 高压设备运行产生的电磁干扰可能影响检修精度。研究表明, 变电站周边工频电场强度可达 7900 V, 可能对精密仪器造成干扰<sup>[3]</sup>。在偏远山区, 地形崎岖导致设备运输困难, 地质灾害(如滑坡)与野生动物活动进一步增加作业中断或人员受伤风险。

自然气象因素是另一核心风险维度。极端天气对输变电系统破坏显著: 雷暴天气易引发线路闪络或绝缘击穿, 直接威胁检修人员安全; 强降雨可能导致山体滑坡或杆塔地基塌陷; 大风则造成导线舞动或异物缠绕, 加剧机械负荷。研究表明, 气象灾害导致的输变电故障占比超 32%, 瞬时强对流天气影响尤为突出<sup>[4]</sup>。

### 1.3 施工阶段人员及计划带来的风险

输变电检修项目施工阶段的人员管理与计划执行是风险防控的薄弱环节。首先, 检修工作面广、作业流程复杂, 涉及多工种交叉作业, 若施工方案设计不细致或安全交底不充分, 易导致操作步骤混乱。例如, 在变电站更换老旧断路器工程中, 若未明确吊装设备与相邻带电间隔设备的安全距离, 可能引发触电或机械碰撞事故。其次, 人员调配频繁问题突出, 尤其在大型检修项目中, 临时抽调的外包人员或跨区域支援团队往往缺乏系统性培训, 对现场风险认知不足, 加之工期紧张, 部分人员为追赶进度可能简化安全措施, 如高空作业时不佩戴双钩安全带、验电流程执行不彻底等, 易造成人身及财产损失<sup>[5]</sup>。此外, 施工计划缺乏动态调整能力, 极端天气或设备突发故障等意外情况可能打乱原有安排, 若应急预案缺失或响应迟缓, 不仅延误工期, 还可能因抢修中的仓促决策放大风险。

## 2 输变电检修项目风险控制策略

## 2.1 建立输变电检修项目风险识别及预警机制

输变电检修项目的风险管理需以科学化、系统化的风险识别与预警机制为基础。风险管理的首要任务是全面识别潜在风险，涵盖设备运行状态、环境动态变化及人为操作等多维度因素。通过整合历史检修数据、设备实时监测参数及外部环境信息（如气象预报、电网负荷波动），构建多源数据融合分析平台，可精准定位线路老化、设备过热、绝缘劣化等隐患。例如，利用红外热成像测温及局部放电检测技术定期对设备开展巡视检查，结合振动监测数据，能够早期发现机械结构异常，避免突发性故障。

## 2.2 建立主动式风险巡查机制

输变电检修需贯彻“安全第一，预防为主”的原则，构建主动式风险巡查机制，以系统性发现并消除潜在隐患。巡查机制的核心在于责任落实与技术支撑。通过推行“设备主人制”，将输变电系统划分为片区，明确各区域的责任人，要求其负责对主网变电设备、线路运行状态开展定期巡检，并建立巡查台账。例如，某地电网通过分片包干模式，将 220 kV 线路划分为 12 个责任区，每区配备专职巡检员，每日记录设备温度、绝缘电阻等关键参数，发现异常立即上报并纳入风险档案<sup>[6]</sup>。

智能化技术是提升巡查效率的关键。利用无人机、红外热成像仪及在线监测装置，可对高空线路、隐蔽设备进行全方位扫描。研究表明，无人机巡检效率较传统人工方式提升 60% 以上，且能精准识别导线断股、绝缘子破损等细微缺陷<sup>[2]</sup>。此外，结合大数据分析平台，可实时整合气象数据、设备运行参数及历史故障记录，预判高负载或极端天气下的风险点。例如，在台风预警期间，系统自动标记易受强风影响的杆塔位置，并生成加固或避峰检修方案，有效避免倒塔事故。

动态风险档案管理是机制落地的保障。所有巡查发现的风险需分类归档，标注风险等级、责任主体及处置时限，并动态更新维修进度。针对高风险隐患（如设备过热、接地电阻超标），要求 24 小时内启动应急响应；中低风险则纳入周期性维护计划。通过闭环管理，某省级电网将隐患整改率从 78% 提升至 95%，显著降低了非计划性停电频率<sup>[3]</sup>。

## 2.3 增强管理人员和维修队伍的素质

输变电检修项目的安全性与效率高度依赖于管理人员与维修队伍的专业素质。管理人员层面，需建立常态化培训机制，围绕安全管理制度、行业标准及应急预案开展系统性培训。例如，通过模拟演练、案例复盘等方式强化风险预控能力，确保其能够快速响应突发故障

并优化资源配置。某省级电网通过引入“双盲演练”（不提前通知时间与场景的应急演练），将管理人员的事故处置效率提升了 35%，缩短了故障平均恢复时间<sup>[6]</sup>。此外，需制定标准化管理流程，明确风险分级管控、资源调度及跨部门协作规范，避免因职责不清导致决策延误。

维修队伍层面，技术能力与安全意识的双重提升是关键。一方面，针对新型设备（如智能断路器、数字化互感器）的操作与维护，需开展专项技能培训，并建立技术认证体系。另一方面，需强化安全责任意识，通过事故案例分析、安全警示教育等方式，明确个人操作与团队协作中的风险点。例如在高空作业中强制推行“双钩安全带+防坠器”双重防护措施，并要求作业前签署安全承诺书，将人为操作失误率降低。

## 2.4 输变电检修过程中材料及设备质量保障

输变电检修中材料及设备的质量是保障施工安全和长期稳定运行的核心要素。采购环节需建立严格的供应商准入机制，优先选择具备 ISO 认证、历史业绩优良的厂商，并签订质量保证协议。采购时需明确技术参数（如绝缘等级、耐热性能、机械强度），确保材质报告、合格证及性能检测报告完整可追溯。

检验与配送环节需实施多级质量管控。材料到货后，通过试验检测（如 X 射线探伤、耐压试验）验证其性能指标，并采用抽样复检制度（抽检比例不低于 10%）强化可靠性。配送过程中，需采用防震、防潮包装，并通过 GPS 定位实时监控物流状态，避免运输损耗。

安装环节的质量控制同样关键。施工前需对材料进行现场复检，确保无运输损伤或性能衰减；安装过程中严格执行技术规范，如螺栓扭矩值、导线压接工艺等需符合标准要求。通过全流程标准化管理及信息化追溯系统，可系统性降低因材料设备质量问题引发的施工风险，为输变电检修的高效实施提供坚实保障。

## 2.5 提升输变电检修系统智能化

输变电检修系统的智能化转型是降低风险、提升效率的关键路径。智能巡检技术的应用已显著改变了传统作业模式。例如，电力巡检机器人搭载高精度红外热像仪与可见光摄像头，可自主完成变电站设备温度监测、导线断股识别等任务。某省级电网引入轨道式巡检机器人后，设备异常识别率提升至 98%，单次巡检时间缩短 60%，同时避免了人工攀爬、带电作业的高危风险<sup>[9]</sup>。此外，无人机技术的普及进一步扩展了智能化覆盖范围，通过三维激光扫描与 AI 图像分析，可快速定位输电线路绝缘子破损、金具锈蚀等隐患，尤其适用于地形复杂的山区线路。



在线智能监控系统则通过物联网技术实现设备状态的实时感知与预警。例如,安装于主变、断路器的智能传感器可实时采集油温、机械振动、局部放电等参数,结合大数据分析模型预测设备寿命与故障概率。某特高压换流站通过部署智能监控平台,将设备故障预警时间从平均 4 小时提前至 24 小时,抢修准备充分性显著提升<sup>[3]</sup>。此外,基于数字孪生技术构建的虚拟电网模型,可模拟极端天气或负载突变场景下的设备响应,为检修策略优化提供数据支撑。

智能化升级的协同效应体现在风险防控与资源调度的双重优化。通过整合机器人巡检数据、在线监测信息及气象预警,系统可动态生成风险热力图,指导检修资源精准投放。例如,某地区电网在台风季前通过智能分析平台预判高风险杆塔,优先加固基础或更换老旧部件,成功将倒塔事故率降低 45%<sup>[9]</sup>。未来,随着 5G 通信与边缘计算技术的深度融合,智能化检修系统将实现更高效的实时决策与远程协作。

## 2.6 建立风险监督体制

输变电检修项目的风险管理需以独立、权威的监督体制为保障,确保各项制度与流程的刚性执行。监督部门的独立性是核心,需设立专职风险监督团队,直接向企业高层负责,避免因部门利益干扰监督实效。

动态检查机制是监督落地的关键。监督部门需制定周期性巡检计划,结合突击抽查与专项审计,重点核查高风险环节(如高空作业安全措施、设备试验记录)。通过引入数字化监督平台,可实时调取现场作业视频、设备参数及操作日志,快速识别违规行为。

责任追溯与持续改进是监督闭环的体现。对发现的偏离行为需逐项溯源,明确责任主体并落实整改措施,同时建立“问题库-整改单-反馈报告”的闭环链条。此外,需定期复盘监督数据,识别制度漏洞(如标准模糊、职责交叉),通过 PDCA(计划-执行-检查-改进)循环推动风险管理体系的迭代升级。

## 3 结语

输变电检修项目的风险管理需立足系统性、前瞻性与动态性,通过多维度协同实现风险防控能力的全面提升。本文从设备网络、环境自然因素及施工管理三方面剖析风险成因,提出涵盖风险识别预警、智能化巡检、人员素质强化、材料质量保障及监督体制建设的全链条控制策略。实践表明,依托物联网、人工智能等技术构建的智能化平台,能够显著提升风险预警精度与响应效率;而标准化流程与闭环管理机制的结合,则可确保风

险从识别到处置的全程可控。未来随着新型电力系统建设的推进,输变电检修将面临更高复杂度的挑战。需进一步深化技术与管理融合,例如通过数字孪生技术模拟极端场景下的设备行为,或利用区块链实现供应链质量追溯的透明化。同时,应强化跨部门协作与数据共享机制,推动风险管理从“被动应对”向“主动防御”转型。唯有通过持续优化管理体系、迭代技术手段,方能实现输变电系统安全、高效、可持续运行,为我国能源转型与电力事业高质量发展提供坚实保障

## 参考文献

- [1] 张伟,刘洋. 智能电网背景下输变电设备兼容性优化研究[J]. 电力自动化设备,2023,43(2): 88-92
- [2] 国家能源局. 2022 年度电网运行安全分析报告[R] 北京:中国电力出版社,2023: 56-59.
- [3] 李明,王振华. 复杂环境下输变电设备检修安全防护技术研究[J]. 电力安全技术,2022,24(4):45-49
- [4] 陈晓峰,周涛. 气象灾害对电力系统运行的影响及应对策略[J]. 中国电力,2021,54(8): 112-118
- [5] 范亚洲,苏超. 高压输变电架空线路检修及施工分析[J]. 电力系统装备,2020(3):127-128.
- [6] 吴艳梅,张磊. 提升输变电检修效率的有效途径探索[J]. 百科论坛电子杂志,2020(12):1680-1681.
- [7] 李明,王振华. 复杂环境下输变电设备检修安全防护技术研究[J]. 电力安全技术,2022,24(4):45-49.
- [8] 国家能源局. 2022 年度电网运行安全分析报告[R]. 北京:中国电力出版社,2023:56-59.
- [9] 代支照,张兴平. 输变电线路线运维与检修技术及管理措施的探讨[J]. 通讯世界,2020,27(9):131-132.

作者简介:王子文,(1995.12.-)性别:男 民族:汉 籍贯:江西省宜春市 学历:大学本科 单位及职称/职位:国网江西省电力有限公司永新县供电分公司,工程师 研究方向:变电运维检修技术管理;  
王帮,(1999.09.-)性别:男,民族:汉,籍贯:江西省吉安市,学历:大学本科单位及职称/职位:国网江西省电力有限公司永新县供电分公司,中级工,研究方向:变电运维检修技术管理;  
吴俊,(1995.12.-),性别:男,民族:汉,籍贯:江西萍乡,学历:大学本科,单位及职称/职位:国网江西省电力有限公司芦溪县供电分公司,工程师,研究方向:输电技术。