

1000 kV 特高压输电线路 施工技术与检修技术分析

田 强¹, 伍灵鑫²

(1. 国网四川省电力公司超高压分公司南充运维分部, 四川 南充 637000;

2. 西南石油大学(成都校区), 四川 成都 610000)

摘 要 为了提升 1000 kV 特高压输电线路施工与检修水平, 本文详细阐述了 1000 kV 特高压输电线路施工技术, 包括线路设计及关键施工技术。同时, 介绍了 1000 kV 特高压输电线路检修技术, 包括状态检测、故障处理、检修策略及智能化运维等。分析结果表明, 科学规划、严格选材、规范施工及智能检修可有效保障 1000 kV 特高压输电线路安全稳定运行。

关键词 1000 kV; 特高压; 输电线路; 杆塔组立; 检修技术

中图分类号: TM8

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.25.015

0 引言

随着电力需求的快速增长和输电通道日益紧张, 1000 kV 特高压输电线路的建设成为缓解电力供需矛盾、优化能源资源配置的重要措施。特高压输电技术以其远距离、大容量、低损耗和经济性等特点, 在保障电力稳定传输、促进能源结构优化方面发挥着关键作用。然而, 1000 kV 特高压输电线路的施工与检修面临诸多挑战, 如复杂地形地貌、高电压等级带来的安全风险等。因此, 深入研究 1000 kV 特高压输电线路施工技术与检修策略具有重要意义。

1 1000 kV 特高压输电线路施工技术

1.1 线路设计与规划

在 1000 kV 特高压输电线路的设计与规划中, 首先是地形设计, 通常倾向于选择平坦、开阔的地区, 避免穿越山地或湿地, 以减少施工和维护难度。在气候条件的考虑上, 风速、冰雪负荷是必须评估的重要因素。如沿海区域风速可能达到 30 m/s 以上, 而山区或高原地区需要考虑冰雪灾害影响, 设计时考虑适应最大风速为 50 m/s, 冰雪荷载可达到 100 kg/m。其次, 在环保方面, 设计时要避免穿越生态保护区和森林覆盖区, 遵循国家环保标准, 并考虑对野生动植物的影响。杆塔结构的设计需依据实际荷载条件进行详细计算。导线的重量、风荷载、冰雪荷载都必须纳入设计考虑, 设计荷载一般为最大风速情况下的两倍, 且需符合抗震要求。抗震设计根据地震烈度和区域抗震标准进行, 1000 kV 线路一般要求设计抗震等级为 7 级以上, 确保在地震发

生时能够保持稳定。抗风设计则考虑了极端气候条件下, 杆塔需承受的风速一般要求抗风能力能达到 50 m/s, 甚至更高。此外, 在导线的选型和绝缘配置方面, 1000 kV 特高压线路常采用大截面导线, 如 ACSR 500/50 型 (500 mm² 铝合金导线, 50 mm² 钢芯), 有效传输高电流, 同时承受大风和冰雪等极端天气。在绝缘子方面, 选用复合材料绝缘子, 具有更好的抗污染能力和耐老化性能, 适用于各种恶劣环境, 有效避免污闪现象的发生。复合绝缘子的污秽电压等级根据不同地区的气候条件, 选用最低污秽电压等级为 1000 kV, 确保线路长期安全稳定运行^[1]。

1.2 施工关键技术

1. 基础施工。1000 kV 特高压输电塔的基础施工是确保塔体稳固和安全的基础工作, 特别是大体积混凝土浇灌和岩石嵌固技术的应用。大体积混凝土浇灌用于塔基的基础部分, 所用的混凝土强度一般要求达到 C30-C40 等级, 且根据不同的土壤情况选择不同的混凝土配比。混凝土浇筑时需使用混凝土泵送设备和搅拌站进行统一搅拌, 以保证浇筑质量和均匀性。每个塔基的混凝土浇灌量在 50 ~ 100 m³, 具体取决于塔基的设计大小和土壤承载力。对于岩石地基, 在岩石较为坚硬或土壤条件较差的地区, 需要采用岩石嵌固技术来加固基础。岩石嵌固采用钻孔技术, 在岩石中钻孔并设置高强度钢锚, 使用高强度钢缆或钢筋网进行锚固, 保证塔基在极端气候条件下的稳定性。钢锚的抗拉强度超过 1 500 MPa, 确保塔基在强风、地震等自然灾害中不发生位移或倾斜。

2. 杆塔组立。在 1000 kV 特高压输电线路的杆塔组立过程中,直升机吊装和抱杆悬浮组塔工艺是常用的施工技术,特别是在山地、森林等复杂地形中。直升机吊装技术有效解决了难以到达区域的塔身吊装问题,特别适用于高山、深谷等施工条件困难的地方。直升机吊装使用具有 20 吨吊装能力的直升机,根据塔体的重量进行吊装。采用直升机吊装能够缩短施工周期,减少对生态环境的影响,避免了大量开挖和运输过程中的环境破坏。除了直升机吊装,抱杆悬浮组塔工艺也在某些复杂的施工环境中应用。通过在空中悬挂塔身各部分,并使用高强度的钢缆和吊装设备进行精确对接,逐步完成塔身的组装。抱杆悬浮工艺适用于超高塔和特殊位置的塔组装,保证施工的精度和安全性^[2]。

3. 导线架设。导线架设是 1000 kV 特高压输电线路施工中的核心,张力放线法和高压压接技术是常用的导线架设方法。在张力放线法中,导线的两端通过张力装置进行张拉,并将导线安装在塔上。张力必须保持在特定的范围内,以防止导线受损或过松。通常,导线的张力范围控制在 10 ~ 15 kN 之间,根据导线的材料和线路的跨度进行调整。常用的导线材料为钢芯铝绞线(ACSR)或全铝合金钢绞线(AACSR),导线截面积在 500 ~ 800 mm² 之间,具备较好的导电性和抗拉强度。张力的精准控制需要张力放线设备,其配备有负载传感器和张力监控系统,实时监测导线的张力,确保导线在安装过程中始终保持适当的张力。此外,在高压压接技术应用方面,高压压接指在塔顶进行导线端头的压接工作,通常使用专用的高压工具进行导线的连接。该技术要求施工人员具备高空作业能力,并配备专业的安全设施,如防护带和安全绳。在压接过程中,施工人员使用的工具和设备必须保证连接部位的电阻最低,要求压接部位的电阻值小于 0.001 Ω,以确保连接的电气性能稳定^[3]。

4. 附件安装。在 1000 kV 特高压输电线路的建设过程中,附件安装包括间隔棒、避雷器和在线监测装置等。间隔棒的作用是保持导线之间的适当距离,防止导线之间由于风力或负荷变化而发生接触。间隔棒由非导电材料如玻璃纤维或复合聚合物制成,能承受较大的机械负荷和恶劣的环境压力。其安装需要确保导线之间的间距在 2 ~ 3 m,以避免导线接触和短路现象的发生。避雷器的安装能有效将雷击电流引导至地面,保护线路和设备免受损害。1000 kV 线路的避雷器必须具备至少 1.5 倍的额定电压承受能力,以应对突发的雷电过电压。避雷器间隔安装在 20 ~ 30 km,具体根据当地的雷电发生频率进行调整。此外,在线监测装置在现代特高压输电线路中可以实时监控导线的温度、

负荷、电压等参数,及时发现潜在故障,减少维护工作量并提高系统的可靠性。在线监测设备配备有无线通信模块,将监测数据实时传输到控制中心,设备通常具备 IP65 以上的防水等级,并能在 -40 ~ +70 ℃ 的温度范围内稳定运行。

2 1000 kV 特高压输电线路检修技术

2.1 状态检测与监测技术

在 1000 kV 特高压输电线路的检修过程中,状态检测与监测技术是确保线路长时间安全运行的关键。首先,无人机巡检与红外热成像技术作为目前最为先进的线路巡检方式,广泛应用于特高压线路的状态检测。无人机通过搭载高清摄像头和红外热成像设备,可以对线路进行远程巡检,并实时传输图像与温度数据。红外热成像可以有效检测导线及设备的温度异常,发现导线过热或连接部位的热点,这些热点可能是电气故障的前兆。无人机巡检能够覆盖大范围区域,尤其是对于难以到达的山区、高空线路等特殊环境,能够迅速完成巡检任务,节省了大量的人力、物力。其次,导线弧垂、张力在线监测系统在特高压线路的运行中起到重要作用。由于风力、温度等环境因素的变化,导线的弧垂和张力会发生变化,可能导致线路的安全隐患。通过安装在线监测系统,实时监测导线的弧垂和张力,并通过数据分析及时发现异常。系统采用高精度的传感器、位移计和应变计来监测导线的状态,并将数据传输到远程控制中心,确保线路始终保持在安全的张力范围内。弧垂检测的精度要求通常为毫米级,以确保线路的电气性能和机械稳定性^[4]。

2.2 常见故障分析与处理

在 1000 kV 特高压输电线路的运行过程中,各种故障时有发生,常见故障主要包括雷击故障、冰害与舞动、导线微风振动与疲劳损伤等。针对这些故障,必须采取有效的预防与处理措施。

首先,雷击故障,尤其是在雷电多发的地区,线路极易遭受雷击损害。避雷线作为保护线路免受雷击的重要设备,其配置需要根据当地的雷电频率、强度以及线路的高度进行设计。在 1000 kV 线路中,避雷线的配置通常按照“避雷线与输电线路交叉角度不小于 45°”的原则进行设计。此外,避雷线的接地电阻控制也是雷击防护中的关键因素。接地电阻应低于 10 Ω,以确保雷电流能够迅速导入地下,从而避免对线路和设备的损害。

其次,冰害与舞动是影响特高压输电线路稳定性的常见故障。特别是在寒冷地区,冰雪天气可能导致导线表面积冰,增加导线的负载,甚至造成导线断裂或塔基倒塌。此外,导线在风力作用下的摆动也可能

对线路造成损害。防冰涂层和阻尼器安装技术是防治冰害与舞动的重要手段。防冰涂层一般采用耐低温、抗冻性能强的材料,如氟化物或聚合物涂料,这些涂层能够有效防止导线表面积冰,并且不会因长期风吹日晒而失效。阻尼器通过安装在导线上,减缓导线的振动,减少风力和负荷引起的摆动,防止导线因持续舞动而损伤。阻尼器的选型和安装位置需根据具体的气候和环境条件进行优化,要求阻尼器在 10 ~ 20 m 的风速下有效减少导线的振幅。

最后,导线微风振动与疲劳损伤是影响线路长期稳定性的重要问题。由于风力的微小波动,导线会发生微风振动,长期以来会导致导线的疲劳损伤,严重时可能引发导线断裂或连接处损坏。防振锤的安装是防止导线振动的有效方法。防振锤由铝合金、钢材或其他耐用材料制成,安装在导线的振动点,通过改变振动的频率和幅度来消减振动能量。防振锤的选型需要根据导线的材质、风速、气候条件等因素进行合理配置,确保其不同环境下的稳定性。防振锤的更换周期一般为 10 ~ 15 年,根据现场检查结果及时更换,避免防振锤的老化影响其效果。

2.3 检修策略与维护方案

1000 kV 特高压输电线路的检修策略包括定期检修周期与项目清单、带电作业技术以及寿命评估与部件更换标准三个方面。

首先,定期检修周期与项目清单是保证输电线路设备正常运行的重要措施。根据国家电网和行业标准,1000 kV 特高压输电线路的检修周期为 3 ~ 5 年,但对于特殊环境或重要线路,检修周期可能需要缩短。检修项目通常包括金具检查和导线补修。金具检查主要是检查线路上所有连接件、支撑件、接头和金属部分是否有松动、腐蚀或损坏的迹象,必要时进行紧固、清理和更换。导线补修则包括检查导线是否有磨损、断裂或老化等问题,若出现问题则需要修复或更换,确保导线的电气性能和机械强度不受影响。

其次,带电作业技术是确保特高压输电线路在运行中进行检修的关键。等电位操作是带电作业中必须遵守的基本安全规程,作业人员与导线之间需要保持相同的电位,以防止电流通过人体。作业人员通常会穿戴绝缘服、佩戴绝缘手套,并使用绝缘工具进行操作。绝缘平台的应用也是带电作业中的重要保障,它能够提供安全的工作平台,避免作业人员直接接触带电设备。带电作业的技术要求极高,作业人员必须经过专业培训,并且作业过程中要严格遵守操作规程,确保安全。

最后,寿命评估与部件更换标准是检修过程中必须遵循的重要准则。绝缘子的老化是 1000 kV 线路常见的问题,随着时间的推移,绝缘子表面会积累污垢、

产生裂纹或出现损坏,降低其绝缘性能。因此,定期评估绝缘子的健康状态并及时更换是确保线路安全的必要措施。绝缘子的寿命为 20 ~ 30 年,达到使用年限后需根据实际情况进行更换。杆塔的防腐处理决定了其抗老化能力,尤其是在沿海地区、湿气重的地区,杆塔的防腐涂层需要定期检查和维修。防腐涂层的使用寿命为 5 ~ 10 年,超过使用期限后必须进行重新涂刷^[5]。

2.4 智能化运维技术

机器人巡检与 AI 缺陷识别技术在智能化运维中扮演重要角色。机器人巡检通过搭载高清摄像头、红外热成像仪和激光雷达等传感器,自动执行巡检任务,实时传输图像与数据,准确识别导线损坏、金具松动等潜在问题。AI 缺陷识别技术结合机器学习算法,通过分析巡检数据,自动检测和标记缺陷,提高了检测的准确性和效率,减少了人工干预,降低了安全风险。大数据分析故障预测模型则进一步提升了运维的前瞻性。通过采集线路的运行数据如温度、张力、风速等,分析可以揭示潜在的故障趋势,为设备状态评估提供数据支持。故障预测模型利用历史故障数据和实时监控信息,预测可能发生的故障类型和位置,实现有针对性的检修与预防,有效避免突发故障^[6]。

3 结束语

通过全面剖析 1000 kV 特高压输电线路的施工技术与检修要点,从线路设计、材料设备选用到关键施工环节,再到状态检测、故障处理及智能化运维,形成了完整的技术链条。未来,面对能源结构转型与电力需求的不断增长,应持续深化特高压输电线路施工技术研究,推动新材料、新工艺、智能化技术的融合应用,进一步提升线路的安全稳定运行水平,助力能源高效配置与绿色发展。

参考文献:

- [1] 熊继开,朱凡,李嗣,等.1000 kV 特高压线路带电作业方法研究[J].通讯世界,2024,31(04):118-120.
- [2] 姚希磊,宋艺.高速铁路穿越 1000kV 特高压输电线路防护方案研究[J].交通建设与管理,2024(S1):172-175.
- [3] 于姜赞,何坚,李特,等.一起 1000 kV 特高压交流输电线路复合绝缘子断串原因分析[J].电瓷避雷器,2024(06):160-167.
- [4] 唐浩,李方慧,赵杰,等.1000kV 特高压变电构架风荷载及风致响应[J].科学技术与工程,2024,24(09):3756-3765.
- [5] 同[4].
- [6] 郭凯,刘涛,张高峰,等.1000 kV 特高压南阳站主变匝间故障分析处理及其现场修复[J].电瓷避雷器,2024(01):141-149,160.