

普通事项

国网四川省电力公司

关于加强电网设备重点隐患风险管控和 隐患治理的通知

各供电公司,国网四川超高压公司,国网四川送变电公司,国网四川映秀湾电厂,国网四川直流中心:

为认真贯彻落实《国家电网有限公司关于2023年电网设备重点隐患排查治理工作的通知》(国家电网设备〔2023〕7号)要求,公司设备部编制了《国网四川省电力公司关于呈送2023年电网设备重点隐患治理实施方案的报告》(川电设备〔2023〕7号),已呈送总部设备部。在重点隐患消除前,为进一步加强电网设备风险管控,确保电网设备隐患风险可控在控,公司设备部制定了设备专业重点隐患风险管控措施(详见附件),请各单位严格落实相关管控要求。

- 附件：1.大型充油设备隐患风险管控措施
2.密集输电通道隐患风险管控措施
3.换流阀及控制保护隐患风险管控措施
4.开关设备隐患风险管控措施
5.输电设备隐患风险管控措施
6.森林草原配电线路火灾隐患风险管控措施
7.变电站（换流站）消防隐患风险管控措施
8.变电站（换流站）运维隐患风险管控措施
9.高压电缆及通道隐患风险管控措施
10.防汛及保民生用电隐患风险管控措施

国网四川省电力公司设备管理部

2023年2月21日

（此件不公开发布，发至收文单位本部。未经公司许可，严禁以任何方式对外传播和发布，任何媒体或其他主体不得公布、转载，违者追究法律责任。）

附件1

大型充油设备隐患风险管控措施

一、风险名称

大型充油设备隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

(一) 500 千伏普提站 2 号主变更换

1. 基本信息

500 千伏普提变电站 2 号主变厂家为常州东芝变压器有限公司，容量为 750MVA，型号为 OSFPS-750000/500，三相一体现场组装变（ASA），额定电压为 550/230 $\pm$ 2 $\times$ 2.5%/36kV，2006 年 9 月生产，2007 年 2 月投运。

2022 年 10 月 05 日 11 时 42 分 52 秒，500 千伏普提变电站 2 号主变差动保护及重瓦斯动作，跳开主变三侧开关。经现场检查，2 号主变损毁严重，不具备修复价值，需对 2 号主变进行整体更换。新 2 号主变，为常州东芝变压器有限公司生产，三相分体，型号为 ODFS-334000/500，根据施工计划，将于 3 月 20 日投运。

2. 设备风险分析

普提站 2 号主变更换期间，站内只有 1 号主变单主变运行，

若1号主变发生故障停运将会导致普提站220kV上网水电及风电无法外送，同时整个站用变系统只能由外接站用变带负荷，将大大增加站用变系统运行风险。

（二）220千伏变压器抗短路能力不足隐患

1.基本信息

经校验，抗短路能力不足的220千伏主变共计30台，其中，中、低压侧抗短路校验不合格主变28台（8台计划整体更换、2台加装中性点电抗、调整运行方式并动态开展评估18台），低压侧抗短路校验不合格主变2台（计划进行低压侧绝缘化处理）。

2.设备风险分析

变压器抗短路能力不足，在近区短路等不良工况下易发生主变绕组变形等设备损坏等事件，极端情况下会造成线圈烧毁等严重设备事件，造成大量负荷损失，严重影响电网安全运行及电力的可靠供应。

（三）变压器重过载隐患

1.基本信息

2022年迎峰度夏期间，公司主变出现了大范围重过载情况，其中110千伏及以上重过载且不满足N-1需求共计有441台，2023年计划治理259台，2024年计划治理128台，2025年完成全部治理工作。

2.设备风险分析

主变重过载运行，将会造成固体绝缘老化加剧、部分热点温度超过承受范围等严重问题，设备运行风险急剧增加。不满足

N-1 主变一旦发生设备故障，极有可能会引发六级及以上电网事件，严重威胁供电可靠性。

(四) 500 千伏变压器抗震能力不足隐患

1. 基本信息

500 千伏甘泉变电站 1、2 号主变、色尔古变电站 2 号主变，为三相共体变压器，其主变基础为非整体钢底座设计，变压器与基础的接触面积少，存在抗震能力不足隐患。

2. 设备风险分析

500 千伏甘泉 1、2 号、色尔古 2 号主变基础为非整体钢底座设计，变压器与基础的接触面积少，会造成刚心—质心不重合产生绕支座的摆动效应，这种摆动力不断延伸至变压器套管，在地震发生时容易发生套管破裂、漏油、故障停电等设备事件，严重影响变电站安全运行及电力的可靠供应。存在抗震能力不足隐患。

(五) 变压器（高抗）油中溶解气体在线监测装置专项改造提升

1. 基本信息

500 千伏东坡、嘉州、沐溪等 8 座变电站共计 47 台油色谱在线监测装置，其中宁波理工 21 台、思源电气 17 台、长园深瑞 6 台、河南中分 2 台、国电南自 1 台，均在 2011 年至 2015 年期间投运，均运行 8 年及以上。

2. 设备风险分析

变压器（高抗）油中溶解气体在线监测装置精度未达到 A2

级要求，可能导致装置告警信息误报、不报，不能有效发挥早期异常监测预警作用，不能对变压器（高抗）潜在隐患分析提供有效支撑。

（六）换流变油色谱在线监测装置功能不完善

1. 基本信息

宜宾、复龙、德阳 3 站共计 60 套在运油色谱在线监测装置，型号为河南中分 3000 变压器色谱在线监测系统，2021 年投运；锦屏换流站 24 套在运油色谱在线监测装置，型号为安徽南瑞继远 NRJD-OCMS-02，2021 年投运；雅砻江换流站 24 台在运油色谱在线监测装置，型号为武汉南瑞 DGA900，2021 年投运；建昌换流站 24 台在运油色谱在线监测装置，高端型号为为武汉南瑞 Transfix，低端型号为为华电运通 TOTUS G9，2022 年投运；金沙江目前 12 台在运油色谱在线监测装置，低端型号为为华电运通 TOTUS G9，2022 年投运。

2. 设备风险分析

宜宾、复龙、锦屏换流站换流变无网侧高压套管升高座单氢在线监测，复龙换流站网侧套管升高座未加装瓦斯继电器，换流变状态监测能力不足，防爆燃措施不完善。宜宾、复龙、锦屏、雅砻江、德阳 5 站换流变油色谱在线监测存在无法正常计算周增量越限报警的问题。建昌换流站存在油色谱在线监测装置的内部故障报警信息未上送后台等问题。德阳、宜宾、复龙 3 站换流变油色谱在线监测装置存在手动启动复测，复测完成时间也无法再显著提前的问题。雅砻江换流站换流变油色谱在线监测装置无法

远程调整检测周期。上述问题均存在无法及时发现预警换流变内部异常的风险，可能导致直流闭锁。

（七）换流变本体隐患

1. 基本信息

复龙换流站极 I 高 Y/D-A 相换流变有异常产气情况，复龙换流站 800kV 备用换流变为 SIEMENS 生产，备用变局放试验不合格。

2. 设备风险分析

换流变异常产气可能为内部故障，导致直流闭锁。备用换流变局放试验不合格，将导致备用换流变不可用，当在运换流变故障需更换时，无备用换流变可用，存在阀组长时间停运隐患。

（八）换流变分接开关隐患

1. 基本信息

2022 年 3 月，复龙换流站年检期间开展换流变 MR 分接开关绝缘油试验，发现 4 台乙炔含量较去年有增长。

2. 设备风险分析

换流变有载分接开关长期运行后，切换开关芯体、紧固件、动静触头等部件可能出现损耗或松动，运行状态下降严重时可引起有载分接开关内部故障，影响直流稳定运行，需吊芯检查。换流变分接开关乙炔含量增长，可能因分接开关内部故障导致直流闭锁。

四、控制措施

（一）500 千伏普提站 2 号主变更换

1. 加强 2 号主变施工管控

充分发挥抢修工作业主、施工、监理和技术监督四个项目部主体作用，严格落实“五级五控”管理要求，深入分析施工各环节、工序中存在的风险，加强安全、质量和进度全过程管控，确保按期高质量完工。

2.开展隐患排查

开展普提站 1 号主变隐患排查，强化设备运行状态管控，对于可以短时间内消除的隐患应立刻安排人员处理，暂时无法处理的缺陷应进行实时跟踪，一旦有发展趋势立即停电处理。

3.强化设备运维

双重化配置 1 号主变 A 级油色谱装置，调整采样周期为 2 小时，密切跟踪乙炔等变化趋势，及时开展设备异常研判。24 小时跟踪监视主变运行状况，若主变油温达到 65℃时开展带电水冲洗等辅助降温措施。每天开展 3 次联合特殊巡视、1 次红外测温，做好详细记录备查。做好外接站用变保电，加强站用交直流系统特巡，站内增配发电机，确保重要负荷可靠供电。

4.增加现场运检力量

普提站 2 号主变抢修施工期间，增强站内运检值守力量，增补运维和检修各 2 人、特变电工衡变厂家技术人员 1 人驻站值守。恢复攀西 9 座变电站有人值守，制定“运维+检修人员”驻站模式。加强站内应急装备物资配备。

5.强化普提站消防管理

立即开展站内消防设施全面检查维护，确保火灾报警装置、主变固定灭火系统正常运行、可靠动作。增加移动式消防泡

沫灭火装置，完成主变、高抗等充油设备区域 10 米范围内电缆沟防火延燃措施，开展站内消防砂取用演练，用于应对主变大量喷渗漏油时，在主变附近区域设置围堰，阻止火灾蔓延。联合地方消防力量，进站开展联合应急演练。

6.做好 1 号主变故障抢修预案

制定 2 号主变抢修期间 1 号主变故障应急预案，若 1 号主变故障短期内无法修复，拟采取省内搬迁马尔康站三相一体变压器的抢修方案。协调调度制定 1 号主变跳闸后负荷转代预案，对所带的 70 万上网负荷实现全网平衡。在站内按 2 倍定额储备分合闸线圈等易损备件，并在现场增配高空作业车、吊车等抢修车辆。

(二) 220 千伏变压器抗短路能力不足隐患

1.强化主变精益运维。加强抗短路能力不足主变及站内设备巡视力度，加强相关变电站出线线路巡视，强化外破隐患管控，杜绝近区短路故障。

2.加强主变状态评估及管控

结合停电计划，开展绕组变形试验、低电压短路阻抗试验及变压器本体电容量测试。排查主变绕组变形情况，综合评估变压器健康状况，若发现问题，及时大修消除隐患。

3.定期开展变压器带电检测

定期开展机械振动带电测试，排查变压器内部绕组、连接组件等是否有松动情况。开展主变铁芯、夹件电流带电检测，强化主变油色谱管理，缩短检测周期，提升设备状态管控能力。

4.加快推进抗短路能力不足隐患治理

对于低压侧采用绝缘化处理措施的，要在春检期间落实停电计划，在6月前完成治理。对于计划整体更换的，要加强施工组织，落实物资情况，强化过程管控，确保按期完成治理工作。对于调整运行方式的，要动态开展变压器抗短路能力评估，确保隐患治理到位。

（三）变压器重过载隐患

1.加强差异化运维管理

加强重过载变压器设备特巡，重点检查主变压器运行状态，通过红外测温、带电监测等方式重点排查主变套管发热、负压区渗漏油、冷却器风机故障等缺陷，采取一旦发现及时处理的原则，确保重过载变压器不带病运行。

2.加强主变缺陷隐患排查治理

强化设备隐患排查，梳理隐患缺陷台账，合理制定治理计划，充分利用春检、秋检停电计划，开展设备消缺工作。强化项目进度管控，盯紧治理时间节点，确保安全完成隐患销号。

3.刚性落实治理计划

强化责任落实，加强过程管控，严格对照公司电网设备重点隐患治理计划，倒排工期、挂图作战，确保按期完成全年259台主变重过载治理计划，降低设备运行风险，提高供电可靠性。

（四）500千伏变压器抗震能力不足隐患

一是强化设备日常运维。加强变电站设备特巡特护，重点检查500千伏甘泉、色尔古变电站运行状态，通过红外测温、带电

检测等方式重点核实主变套管油位，排查套管整体发热、渗漏油、内部异响等缺陷。加强变压器二次信号监测，及时处置发现的异常情况。二是加快施工治理。落实停电计划，确保在10月30日前，完成500千伏甘泉1、2号、色尔古2号主变抗震支架加装，提升主变抗震能力。

（五）变压器（高抗）油中溶解气体在线监测装置专项改造提升

一是加强设备状态监测。按周期开展离线油样检测，强化在线色谱数据分析及趋势预警判断，确保设备状态可控、在控。二是加快项目进度。确保在10月30日前，完成500千伏东坡、嘉州、沐溪等8座变电站共计47台油色谱在线监测装置更换，完成交接验收，确保精度满足企标A2级要求。

（六）换流变油色谱在线监测装置功能不完善

1.强化设备日常运维，加强换流变油色谱数据、单氢数据的监视和预警，完善站端日常跟踪比对机制，发现异常严格按国网设备〔2022〕147号文进行处置。

2.加快升高座单氢在线监测加装。宜宾换流站已完成换流变网侧升高座单氢在线监测加装工作。复龙换流站计划在2023年年检期间完成换流变网侧升高座单氢在线监测及瓦斯加装工作。锦屏换流站计划在2023年年检期间完成换流变网侧升高座单氢在线监测加装工作。

3.加快油色谱在线监测装置整改。严格落实油色谱在线监测装置整改提升计划，确保在2023年2月底完成所有油色谱在线

监测装置整改提升。

（七）换流变本体隐患

1.开展复龙极Ⅰ高端 600kV 换流变 Y/D-A 相异常产气检查。强化设备状态监测，加强设备运行数据分析，在极Ⅰ直流全压方式、直流运行电流不大于 3000A 观察三周无异常后，下阶段在极Ⅰ直流全压方式、直流运行电流不大于 4000A 继续观察三周，一旦出现异常变化，应立即采取相关措施。

2.开展复龙换流站 800kV 备用变内检。开展排油内检，待重新完成油务处理后再次开展局放试验，根据试验结果，科学制定治理措施。

（八）换流变分接开关隐患

强化计划及方案编审，确保在复龙、德阳换流站年度检修期间完成复龙换流站 4 台换流变 MR 真空有载分接开关吊芯检查、现场修复工作，完成德阳换流站极Ⅱ换流变含两台备用共 8 台换流变的分接开关吊芯检查。

附件2

密集输电通道隐患风险管控措施

一、风险名称

密集输电通道隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

1. 隐患基本信息

四川公司运维的巴塘通道、月城-建昌换流站通道、锦苏-建苏通道等 10 处密集输电通道可视化、覆冰、地灾、微气象等在线监测装置覆盖率低，无法对通道环境风险和线路本体状态等进行连续实时监测，不满足密集通道线路状态监测装置配置指导意见相关要求。

2. 设备风险分析

四川公司运维的巴塘通道、月城-建昌换流站通道、锦苏-建苏通道等 10 处密集输电通道局部区段所属环境复杂，通道可能发生覆冰、地灾、山火、施工外破等情况。在线监测装置覆盖率不足的情况下，通道设备异常状态发现处置效率低，降低了通道抵御风险的能力。

四、控制措施

1. 加快隐患治理进度

结合密集通道各类监测装置配置现状，完善可视化、覆冰监测、地灾监测、微气象监测等装置的项目储备和实施工作。按计划在 2023 年低前在 10 处密集输电通道完成 375 套可视化装置、26 套气象监测装置、28 套雷电观测装置、8 套雷电探测装置、6 套雷电感知终端、21 套覆冰监测装置、15 套导线舞动监测装置、16 套导线弧垂监测装置、14 套污秽在线监测装置、11 套地质灾害监测装置、37 套故障定位等装置安装。做好现有在线监测装置的维护，提升装置在线率和数据质量。

2.加强设备运维保障

在各类监测装置完全覆盖之前，提高密集通道巡视标准，进一步提高重点区段巡视强度、重点时段巡视频度、关键部位巡视细度，充分运用无人机开展精细化巡检、红外测温、通道三维扫描等工作。

附件3

换流阀及控制保护隐患风险管控措施

一、风险名称

换流阀及控制保护隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

（一）控制保护参数设置不当

根据国网直流技术中心组织开展的直流控制保护系统核心参数的排查结果，德阳、复龙、宜宾、锦屏、雅砻江站存在部分控制参数设置不合理的问题，可能造成控制保护系统控制策略不正确，影响直流系统稳定运行。

1.设备基本信息

德阳站直流控制保护主机 28 台；复龙站直流控制保护主机 42 台；宜宾站直流控制保护主机 34 台；锦屏换流站直流控制保护主 35 台；雅砻江换流站直流控制保护主 30 台。

运行年限方面，均在 2009—2021 年期间投运，其中 5 年以内的有 30 台，6—10 年的有 69 台，12—15 年的有 70 台，无超 15 年直流控制保护设备。

制造厂商方面，ABB 的 DC800 技术路线 77 台，南瑞继保 PCS-9550 技术路线 30 台，南瑞继保 MACH2 技术路线 28 题，许继 HCM3000 技术路线 34 台。

2.设备风险分析

1) $\pm 800\text{kV}$ 宜宾换流站、 $\pm 800\text{kV}$ 雅砻江换流站、 $\pm 500\text{kV}$ 德阳换流站直流开关转换电流实际能力与控保软件中控制参数不一致，部分故障工况下可能不满足电流转换要求，导致方式转换失败。

2) $\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站、 $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站模拟量监视“交流电压 UA、UB、UC 测量异常定值”设置为 0.501032。换流器控制主机 (CCP) 通过板卡监视换流变进线 PT 空开返回的电压信号，以判断换流变进线 PT 空开的位置状态，换流器控制软件错误地将开入电压由 110V 设置为 24V，导致板卡变比设置错误，换流器控制主机无法正确判断空开位置状态。

3) $\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站、 $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站电压角度参考值计算“直流电压慢速上升/下降速率”设置快于换流变分接开关的实际调节速度，导致直流系统降压过程中控制系统触发角和熄弧角在分接开关调整 1 档过程中变化较大，仿真计算表明存在频繁投切交流滤波器的风险。

4) $\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站、 $\pm 500\text{kV}$ 德阳换流站换流变进线电压监视逻辑与标准不一致，若换流变进线电压 PT 空开跳开，存在直流控制系统中锁相环逻辑使用的交流频率与实际交流频率不同步导致直流过流风险。

5) $\pm 800\text{kV}$ 宜宾换流站小组交流滤波器放电时间参数设置为 3min 与厂家建议值不一致。经交流滤波器电容器厂家校核，小组交流滤波器电容器放电时间均按照 10min 设计，

较短的放电时间设置可能导致交流滤波器设备故障。

6) $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站控制主机中电抗器切除失败监视时间为 5ms ，小于低抗开关实际分闸时间，存在双极控制主机不能及时收到低抗开关分位信号、误切下一组低抗的风险。

7) $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站换流器控制主机中功率反送工况下空载控制 U_{di0} 设置为 198.6kV ，经成套设计和控制保护厂家 ABB 校核，该参数计算过程中错误地将反送状态下整流侧直流电压 800kV 使用为 749.6kV 。

8) $\pm 500\text{kV}$ 德阳换流站极控主机 (PCP) 无功控制 Q 控逻辑中小组交流滤波器投切死区值设置为 100MVar ，该死区值设置比例明显小于其他工程，且在实际运行中出现过交流滤波器频繁投切的问题。

9) $\pm 500\text{kV}$ 德阳换流站极控程序中解锁后无直流滤波器直接执行 Y 闭锁，不执行切系统，与标准化逻辑中“先切系统后闭锁”的逻辑不一致，存在误闭锁的风险。

10) $\pm 800\text{kV}$ 雅砻江换流站“金属回线建立电流参考值”设置为 0A ，该参数用于金属大地转换过程中判断是否为金属回线和大地回线并列运行，以执行下一步顺控操作，该值设置为 0A 后将不能正确反映金属回线电流通路的情况。

11) $\pm 800\text{kV}$ 宜宾江换流站换流器控制系统中最小熄弧角限制值设置为 10° ，与换流阀厂家提供的设备参数不符 (许继、中电普瑞换流阀最小熄弧角分别为 12° 和 13.5°)。

(二) 南瑞继保电子式 CT 合并单元 DSP 板卡内存变位

1.设备基本信息

±800kV 宜宾换流站、±800kV 雅砻江换流站、±500kV 德阳换流站直流场采用南瑞继保生产的电子式光 CT。

2.设备风险分析

南瑞继保光 CT 合并单元 DSP 板卡存在软件隐患。内存变位导致板卡进程异常、采样出错等问题频发，可能引起合并单元或保护异常退出，造成测量数据不可用。

(三) 阀冷系统参数设置不合理

1.设备基本信息

复龙、宜宾、锦屏、雅砻江换流站阀冷系统随站同步投运。

2.设备风险分析

根据国网直流技术中心组织开展的阀冷系统核心控制参数的排查结果，复龙、宜宾、锦屏、雅砻江换流站存在部分阀冷系统参数设置不合理的问题，可能造成阀冷系统错误动作，影响直流系统稳定运行。

1) ±800kV 复龙换流站双极四阀组阀冷系统原出阀温度高跳闸值设置为 66℃ (按照《国家电网有限公司防止换流站事故措施及释义(修订版) (国家电网设备〔2021〕227 号)》要求已取消)，出阀温度高报警值设置为 64℃。换流阀厂家(西电电力系统)要求：出阀温度高报警定值应小于跳闸定值 3℃。当前定值与厂家要求不一致。

2) ±800kV 复龙换流站双极四阀组阀冷系统当前出阀温度高报警延时设置为 30s，该延时设置过长。

3) $\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站阀冷当前流量低报警值(关联切泵逻辑)与流量低切泵值均设置为 65.0L/s , 流量低报警段与流量低切泵段、慢速跳闸段定值未拉开级差。

4) $\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站双极四阀组阀冷系统泄漏保护报警定值与跳闸定值均设置为 1.0L/s , 未拉开级差。

5) $\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站阀冷系统出阀温度与进阀温度温差大于 20°C 将报“出阀温度高报警”, 该报警事件描述不准确。

6) $\pm 800\text{kV}$ 宜宾换流站换流站阀冷系统主循环泵配置了过负荷保护、过流速断保护和延时短路保护功能。主循环泵进线断路器保护配置不满足《国家电网公司防止直流换流站事故措施及释义(修订版)》“4.1.20 主泵开关保护应只配置速断和过负荷保护, 保护的定值要能够躲过主泵启动、切换和控制模式转换过程中的冲击电流。”的要求。

7) $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站、 $\pm 800\text{kV}$ 宜宾换流站阀冷系统温度变化越限屏蔽泄漏保护的逻辑为: 进阀温度 30 秒变化超过 1°C 屏蔽泄漏保护 30 分钟, 而泄漏保护跳闸判断时间同样为 30 秒, 温度变化越限屏蔽泄漏保护功能延时与跳闸延时相同, 屏蔽功能存在失效风险。

8) $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站极 2 低端河南晶锐阀冷系统流量超低判断延时为 10 秒, 流量超低且进阀压力低跳闸延时设置为 15 秒, 换流器控制系统接收阀冷跳闸信号后设置 550ms 防抖延时, 因此流量压力保护合计跳闸延时为 25.55 秒。换流阀厂家提出: 无流量下换流阀最大耐受时间为 20.55 秒流

量压力保护跳闸延时不满足换流阀运行要求。

9) $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站双极高和极 1 低阀冷流量超低告警延时为 2 秒, 流量压力联合跳闸延时为 10 秒, 换流器控制保护接收阀冷跳闸信号设置 550ms 防抖延时, 因此流量压力保护合计跳闸延时为 12.55 秒。换流阀厂家要求无流量下换流阀最大耐受时间为 10.55 秒, 流量压力保护跳闸延时不满足换流阀运行要求。

10) $\pm 800\text{kV}$ 锦屏换流站双极高和极 1 低阀冷进阀温度高告警延时为 10 秒, 换流阀厂家要求进阀温度高告警为 2 秒, 当前延时不满足换流阀厂家要求。

11) $\pm 800\text{kV}$ 宜宾换流站极 2 高、低端广州高澜阀冷控制保护系统未配置进阀温度传感器均故障跳闸逻辑, 当三套进阀温度传感器均故障时, 换流阀将失去进阀温度保护, 存在进阀温度越限损坏换流阀核心部件的风险。

12) $\pm 800\text{kV}$ 雅砻江换流站双极高、低端南瑞继保阀冷主循环泵进线断路器过负荷保护定值设置为 550A, 该定值未考虑高海拔地区的降容系数。

(四) 阀冷却系统二次元件老化

1. 设备基本信息

$\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站阀冷系统于 2010 年投运。

2. 设备风险分析

复龙站阀冷系统二次元件老化故障率上升, 阀冷系统可靠性降低, 故障时可能影响直流系统输电能力。隐患涉及 28 个倍福 CPU 模块、68 个倍福数字量输入模块、108 个倍福大

功率 2 通道输出模块、4 个倍福 24V8 通道输出模块、48 个倍福模拟量输入模块、12 个倍福模拟量输出模块、28 个倍福终端模块、8 个电源模块、4 个电源耦合模块、44 个各类型电源空开、30 个各类型接触器。

(五) 换流阀故障隐患

1. 设备基本信息

$\pm 500\text{kV}$ 德阳换流站每极各有 1 个阀厅，共有 2 个阀厅。换流阀为西安西电电力系统有限公司供货的西门子技术换流阀，型号 KGWF06-3000/ ± 500 。

$\pm 800\text{kV}$ 复龙换流站每极各有 2 个阀厅，共有 4 个阀厅。换流阀设备为西安西电电力系统有限公司供货的西门子技术换流阀，型号为 KGWF-4000/ ± 800 。

$\pm 800\text{kV}$ 锦屏站换流站每极各有 2 个阀厅，共有 4 个阀厅。极 II 低端阀组为中电普瑞电力工程有限公司供货的自主技术换流阀，型号为 A5000，其余三个阀组的换流阀均为西安西电电力系统有限公司供货的西门子技术换流阀，型号为 KGWF-4500/ ± 800 。

$\pm 800\text{kV}$ 宜宾换流站每极各有 2 个阀厅，共有 4 个阀厅。极 I 高低端阀组为许继公司供货的自主技术换流阀，型号为 HVTV2000-800/5000E，极 II 高低端阀组为中电普瑞公司供货的自主技术换流阀，型号为 A5000。

$\pm 800\text{kV}$ 雅砻江换流站每极各有 2 个阀厅，共有 4 个阀厅。换流阀均为南京南瑞继保电气有限公司提供的西门子技术换流阀，型号为 PCS-8600。

±800kV 建昌换流站每极各有 2 个阀厅，共有 4 个阀厅。
极Ⅰ高低端阀组为西安西电供货的自主技术换流阀，型号为 KGWF08-5000/±800，极Ⅱ高低端阀组为北京 ABB 供货的换流阀，型号为 KDVF800/5000。

2. 设备隐患分析

1) ±800kV 复龙换流站、±800kV 锦屏换流站、±500kV 德阳换流站西门子阀塔底部进出水管道排水盲管存在杂质积累导致管道破损的隐患。

2) ±800kV 复龙换流站 TFM 板备件仍为原型号均压电阻，存在发热隐患。

3) ±800kV 锦屏换流站、±800kV 雅砻江换流站晶闸管实际冗余数量与保护定值不相符合。

4) ±800kV 锦屏换流站、±500kV 德阳换流站西门子技术路线阀电抗器存在设计隐患，易导致内部渗漏水。

5) ±800kV 锦屏换流站、±800kV 宜宾换流站、±800kV 雅砻江换流站封闭式阀电抗器内部状态无法检查，存在发热隐患。

6) ±800kV 锦屏换流站 MSC 内部光纤异常可能导致 VBE 收不到该通道回检信号，从而报出触发通道故障。

7) ±500kV 德阳换流站西门子技术路线阀电抗器通流回路接头存在铜铝搭接，易出现发热现象。

8) 换流阀组件内部导线安装工艺不合格，可能引起阀塔内部放电需临停处理，甚至造成直流闭锁。按照总部要求，±800kV 复龙换流站、±800kV 锦屏换流站、±800kV 宜宾换

流站、±800kV 雅砻江换流站、±500kV 德阳换流站采用西门子技术路线的换流阀，年度检修期间需开展换流阀组件内部导线安装工艺检查。

四、控制措施

（一）强化控制保护核心控制参数排查治理

1.制定软件修改计划。制定控制参数整改计划，提前开展控制参数修改的可行性研究，并提交软件修改单，6月底前完成全部已排查问题整改。

2.继续开展核心参数排查。一是参考已发现问题排查在运站是否存在共性问题；二是组织开展新工程控制参数排查。

（二）强化换流阀及冷控隐患排查治理

1.开展专项排查。建立故障晶闸管台账，强化状态跟踪监视，利用年度检修开展 MSC 内部光纤检查、封闭式电抗器开盖检查、水路检查、换流阀组件内部导线安装工艺检查等专项检查，保障换流阀的可靠运行。

2.强化精益化检修验收。在进行换流阀组件内设备更换或检修后，应按照导线安装工艺标准进行复装，复装后应按照检查验收标准检查，重点检查各个电气连接线，保证其接头固定良好、导线连接可靠、绝缘距离满足设计要求。

（三）加强设备运维保障

1.强化设备日常运维。加强换流阀、直流开关、交流滤波器、直流滤波器等核心设备运行状态监测，提高二次元件更换前阀冷系统巡视频次，开展屏内二次元件红外测温。

2.加强重要运行数据分析。定期开展告警信息分析，收集交流滤波器、低抗投切情况，开展统计分析，提升设备状态监测水平，对异常情况，及时制定处理措施。

3.加强应急处理管理。完善换流阀及直流控制保护的相关应急预案，标准化制定故障处置作业卡，在迎峰度夏前开展一次应急演练。

4.开展主泵切换试验。科学制定试验方案，在年检期间开展电源故障极端情况下的主泵切换试验，确保电源故障时主泵切换动作正确。

附件4

开关设备隐患风险管控措施

一、风险名称

开关设备隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

(一) 复龙、德阳换流站手动操作地刀，存在误操作风险

1. 设备基本信息

复龙换流站 303B 站用变区域有一组隔离刀闸带双地刀，型号为 GW40-40.5IID(W)，生产厂家为西安西电高压电器设备厂。隔离刀闸两侧各有一组接地刀闸，其中一组接地刀闸为 35kV 线路接地刀闸 303617，另一组接地刀闸为 303B 开关进线侧接地刀闸 30367。

德阳换流站站用电区域有 110kV 1960、19630 交流接地刀闸和 35kV 3110、31130 交流接地刀闸。接地刀闸均为山东泰开高压开关有限公司生产的三相联动式接地刀闸，型号 CJTKB，其操动机构为手动操动机构。

2. 设备风险分析

两站接地刀闸操动机构均为手动操动机构，同时无五防闭锁（五防机）装置，无软件联锁，无电气联锁，存在换流站现场机

械联锁、电磁锁失效带来的误操作隐患。

四、控制措施

(一) 复龙、德阳换流站手动操作地刀，存在误操作风险

1. 加强倒闸操作管理

加强倒闸操作管理，严格执行“两票三制”和防误操作管理规定。倒闸操作时，管理人员严格到岗到位，操作前加强设备状态、双重名称确认，严防误操作发生。

2. 加强隐患治理过程管控

加强复龙、德阳换流站手动操作地刀开展电动改造过程安全、质量、进度管控，提升现场管控水平，加快改造落地，提升倒闸操作可靠性。

附件5

输电设备隐患风险管控措施

一、风险名称

输电设备隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

1. 隐患基本信息

防冰害方面：500kV 石雅四回线路起于 500kV 石棉变电站，止于 500kV 雅安变电站，其中石雅一二线 133#-143#，区段位于雅安泥巴山一带，历年覆冰情况较重，该区段已于 2011 年开展抗冰改造，将原普通地线 GJ-80 更换为 JLB20A-120，提高架空线路抗冰能力，但后期仍然存在地线无法融冰、地线覆冰期间与导线距离过近的情况，同通道内的 500 千伏石雅三四线铁塔绝缘子串发生过覆冰闪络。

防风害方面：500kV 西锦一二三线部分区段途经峡谷、垭口等微气象地区，受自然条件变化及季节性阵风影响，线路易发生风偏故障跳闸。

2. 设备风险分析

(1) 防冰害方面：由于 500kV 石雅一二线在泥巴山处于同一走廊，且部分塔位处于泥巴山风口，当天气条件恶劣，覆冰增长较

快时，导线融冰完成后弧垂将回弹减小，此时地线覆冰情况无法消除，将造成导地线距离较近，在地线脱冰跳跃期间，容易发生导地线放电故障，引起跳闸。500kV 石雅三四线部分塔位绝缘子发生冰闪后，将造成线路故障跳闸，影响九石雅水电外送通道安全。

(2) 防风方面：瞬时大风超过设计值造成故障跳闸。500kV 西锦一二三线部分输电线路区段途经高山峻岭，山口等微气象区域，3至6月份瞬时风速可达35m/s或更高，地面监测风速有效数据已超过设计，山顶局部地区风速可能会更大。由于风的特征，受地形影响变化大，山顶局部地区可能风速更大。杆塔引流线由于季风作用，加之部分杆塔位于山顶，抬升气流较大，因此引流线在大风作用下不规则摆动，容易形成上扬造成与横担间隙距离不足引发放电。导线与边坡距离不足发生故障跳闸。西锦一二三线途经无人区，依据设计规程，途经人迹罕至区域，在大风作用下，引流线或导线在摆动过程中，极易造成对边坡距离不足引发放电。

四、控制措施

1. 防冰害方面

一是制定应急处置措施，对500kV石雅一二线133#-143#所属耐张段，强化应急值班和观冰人员现场监控力度。及时准确掌握现场冰情，及时发现因冰造成的设备受损情况，并根据轻重缓急进行处置，防止缺陷进一步扩大威胁线路安全运行。

二是科学布点安装覆冰在线监测装置，准确掌握导地线覆冰情况，补充或替代人员现场观冰工作。

三是积极推进地线融冰改造，在133、143号塔共加装2套远

控式地线融冰自动接线装置、加装覆冰在线监测、微气象在线监测等装置及时掌握现场覆冰状况。

四是加强计划管理及治理方案编审，落实 500kV 石雅一二线、三四线线路停电检修及更换冰闪受损绝缘子串工作，确保实现隐患清零销号。

2.防风害方面

一是在运维过程中对处在强风微气象区地形、地貌的杆塔进行全面排查，建立易遭受风害杆塔的技术档案，加强特巡，对易发故障区域加装在线监测装置进行及时监测。

二是开展防风害差异化评估工作，确定防风害策略，对风摆角不满足要求的耐张塔，按要求加装重锤、或加装引流悬垂绝缘子串、更换引流线导线型号等技术方案进行改造，提高线路防风害水平。

三是做好 500kV 西锦三回线路 23 基处于风偏隐患重点区段的铁塔防风偏隐患整治工作，确保项目按期实施。

附件6

森林草原配电线路火灾隐患风险管控措施

一、风险名称

森林草原配电线路火灾隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

1. 风险区域

主要集中在三州、攀枝花、自贡、泸州片区。

2. 设备风险分析

一是穿越林区线路未安装一二次融合断路器，发生单相接地故障后，可能引发火灾。二是穿越林区线路为裸导线、大档距、设备老旧等，存在引发火灾风险。

四、控制措施

1. 抓好责任落实

牢固树立“两个至上”安全理念，坚定不移地将防灭火工作放在公司安全生产突出位置，深化应用“三单一书”，输配电线路按照“市包县、县包所、所包线路、人包区段（台区）”原则层层落实责任、逐级传递工作压力，实现“上热下烫”。

2. 抓好督导检查

继续落实省、市、县三级防火督导检查工作机制，实行“分

片包干”督导督查，坚持下沉一线、靠前指挥，进一步应用“两书一函”、专项督查等手段，杜绝“沙滩流水不到头”。

3. 抓好隐患治理

按照“树倒不碰线，风偏不闪络”原则不遗余力开展通道树竹砍伐和线下可燃物清理，聚焦重要林区、重要风景区、重要输电线路通道等重要区段和各类线夹、配变台区、刀闸开关、跌落式熔断器等重点部位做好本体隐患排查治理，实现“动态清零”。2023年3月前完成通道隐患及本体严重隐患治理，2023年12月前完成所有隐患治理。

4. 抓好源头管控，从规划设计阶段提高输配电线路建设标准，严抓电力施工防火管控，采取可靠措施消除现场火险隐患，严把工程验收入网关，对存在可能引发山火的关键环节和薄弱点务必销号整改，杜绝设备“带病入网”。

5. 抓好政企联动，常态化做好专项汇报，主动介入政府计划烧荒，协同做到每次烧荒必有防范措施，严防“火烧线路”，加大防山火宣传教育，动态梳理产权分界，加强用户产权责任告知，严格落实“三个主动”要求，做好社会舆情监测和引导。

6. 抓好应急响应

深化防山火技防措施应用，严格信息报送要求，发现火情应在3分钟内电话告知运维单位相关人员，经研判需停运避险的输配电线路应在5分钟内按流程将停运避险申请汇报至调控中心，坚决杜绝迟报、瞒报。

附件7

变电站（换流站）消防隐患风险管控措施

一、风险名称

变电站（换流站）消防隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

（一）攀西地区变电站消防隐患

500千伏木里变电站泡沫喷雾灭火系统灭火强度和持续时间不满足要求，未配置消防水池及消防栓。一旦主变压器发生火灾，将无法确保有效持续进行灭火。

500千伏百灵变电站未配置消防水池及消防栓。一旦主变压器发生火灾，原有泡沫灭火剂消耗殆尽而火势未得到控制情况下，无其他有效手段持续进行灭火，将导致重大损失。

（二）特高压换流站消防隐患

±800kV锦屏、宜宾、雅砻江换流站换流变挑檐消防炮耐火能力不足，挑檐消防炮电缆、电机未做防火措施，换流变着火时消防炮控制功能可能失效。±800kV锦屏、复龙换流站挑檐消防炮电源不独立，在一台消防炮电源故障接地时，影响其它消防炮的控制。

±800kV锦屏、宜宾、复龙换流站，±500kV德阳换流站换

流变区域固定喷雾消防系统管道、连接处、支架、喷头未喷涂防火涂料进行防护，换流变着火时固定喷雾消防系统管道存在断裂风险，影响灭火效果。

（三）变电站（换流站）电缆火灾隐患

500 千伏普提、松露、月城、木里、水洛、百灵、甘泉、橄榄、石板箐变电站电缆沟动控电缆混沟、未采取防火灾扩大有效措施。一旦电缆沟发生火灾，既无法及时发现，也不能有效进行灭火，将导致众多继电保护装置、稳控装置和一次设备停运。

±800kV 雅砻江换流站于 2021 年 6 月投运，±500kV 德阳换流站于 2009 年 12 月投运，电缆沟设置有防火墙，电缆密集处刷有防火涂料。两站换流变区域电缆沟未做防油火延燃措施，电缆沟防火墙间距不满足 30m 的要求，存在换流变着火时油火蔓延到电缆沟的风险。

四、控制措施

（一）攀西地区变电站消防隐患

对 500 千伏木里变电站泡沫喷雾灭火系统进行改造，使其灭火强度和持续时间满足要求；新建消防水池，并在主变附近区域配置消防栓系统。上述措施未落实前，在 500 千伏木里变电站增配半固定式（轻便式）泡沫灭火装置作为补强措施，组织变电站运维人员开展使用培训和实操演练。

结合 500 千伏百灵变电站主变扩建工程，新建消防水池，并在主变附近区域配置消防栓系统。上述措施未落实前，完善现场设备火灾处置方案，与邻近雅中换流站驻站消防队及属地消防机构建

立联动机制，组织变电站运维人员开展就近取水灭火实操演练。

（二）特高压换流站消防隐患

开展锦屏、宜宾、雅砻江 3 站挑檐消防炮耐火能力提升整治，对消防炮电缆、电机进行耐火防护，对每台消防炮敷设独立电源电缆并设置空开。开展锦屏、宜宾、复龙、德阳 4 站换流变区域固定喷雾消防系统耐火性能提升整治。在管道、连接处、支架、喷头等处喷涂耐火极限不小于 2h 的膨胀型防火涂料，确保其厚度不小于 2mm，提升设备耐火性能。

在隐患消除前，加强换流变状态数据分析，开展日对比、周分析、月总结，发现设备异常，及时组织分析研判，避免火灾事故发生。

（三）变电站（换流站）电缆火灾隐患

在 500 千伏普提、松露、月城、木里、水洛、百灵、甘泉、橄榄、石板箐变电站，针对动力电缆加装剩余电流监测装置、主变区域电缆沟加装具备报警功能自动超细灭火干粉装置、电缆密集区域加装气溶胶灭火装置。上述措施未落实前，增加日常巡视及红外测温频次，完善现场设备火灾处置方案，组织变电站运维人员开展电缆沟灭火实操演练。

开展雅砻江、德阳 2 座换流站电缆沟火灾隐患治理工作，推动电缆沟防延燃及防火隔断改造工作，对充油设备区电缆沟盖板采取砂浆抹面、覆盖防火玻璃纤维布等封闭强化措施，沟内增设防火墙隔离措施，提升耐火性能。措施落实前，加强专业巡视，制定应急处置预案，开展应急演练工作。

附件8

变电站（换流站）运维隐患风险管控措施

一、风险名称

变电站（换流站）运维隐患

二、风险级别

一般隐患

三、风险分析

水洛、松露、普提、甘泉、木里、石板箐、月城、橄榄、百灵9座变电站监控能力不足，可能导致无法及时发现设备缺陷异常，降低攀西电网安全可靠运行。水洛、松露、普提、甘泉、木里、石板箐、月城、橄榄、百灵9座变电站尚不具备一键顺控功能，倒闸操作效率不高，且现场操作存在一定的人身安全风险。

四、控制措施

（一）加快智能巡视系统建设

加快变电站智能巡视系统建设，组织设计、厂家、施工单位等完成施工方案编制审核，全过程管控项目进度，及时提报物资、施工采购，深化图像识别算法应用，完成正样本图像识别算法布置。在智能巡视系统投运前，适当提高变电站巡视检测频次，确保及时发现设备异常。

（二）加快一键顺控改造

加快变电站一键顺控改造，组织设计、厂家、施工单位等完

成后台升级方案编制审核,全过程管控项目进度,及时提报物资、施工采购,结合智能巡视系统建设,统筹考虑变电站摄像头布置点位及预置位等。在一键顺控投运前,加强倒闸操作风险分析,落实到岗到位要求,做好现场监护,确保人身设备安全。

附件9

高压电缆及通道隐患风险管控措施

一、风险名称

高压电缆及通道隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

(一) 隧道积水隐患

1. 隐患基本信息

科华中路隧道、粉坊堰隧道、清波隧道、锦江大道隧道、成华大道隧道存在通道少量积水情况。

2. 设备风险分析

科华中路隧道等 5 条隧道存在积水隐患，将导致部分电缆短时泡水运行，不利电缆运行安全。

(二) 变电站全部供电电缆同通道同侧敷设隐患

1. 隐患基本信息

110kV 沈家桥站、土桥站全部供电电缆存在同通道同侧敷设情况。

2. 设备风险分析

上述变电站供电电缆同通道同侧敷设段均位于一、二级电缆隧道，任一电缆故障起火极易损伤变电站其余电缆，造成变电站

全停。

(三) 沈阳古河有限公司 220 千伏硅橡胶型电缆接头质量隐患

1. 隐患基本信息

沈阳古河有限公司 220 千伏硅橡胶型电缆接头存在严重质量隐患，2014 年至今四川已发生 5 起故障并全部起火，对相邻电缆构成严重威胁。经查 220 千伏湾铜双回等 6 回线路共计 103 只电缆中间接头存在该类隐患，运行年限在 6-10 年。

2. 设备风险分析

220 千伏顺铜双回、湾铜双回所在铜牌站隧道、南华路隧道，220 千伏丹梓双回所在梓桐站隧道为一级电缆隧道，若电缆头故障起火引发通道断面丧失将导致 220 千伏铜牌站、梓桐站全停。

(四) 隧道附属设备异常隐患

1. 隐患基本信息

北府河隧道、花秋隧道、南北大道隧道内部分灯具亮度降低，东三环隧道水泵控制箱损坏。设备厂家涉及深圳市光明顶照明科技、四川璟煜科技有限公司、四川波特电气设备有限公司等。

2. 设备风险分析

隧道附属设施异常，导致电缆运维不便，可能影响运维工作质量及进度，一定程度上存在人身、设备风险。

(五) 电缆外破隐患

1. 隐患基本信息

220kV 石核一二线、110kV 蓉中线等 24 回线路存在打围施工

外破隐患。打围施工类型包含路桥施工、地铁施工、房产建设等，施工单位涉及中建集团、中交一公局集团、成都城投建工等

2.设备风险分析

所涉及的打围施工点位存在施工外破引发通道内电缆故障和变电站全停风险。

四、控制措施

(一)隧道积水隐患

1.加快隧道堵漏治理

2023年4月前完成上述隧道堵漏治理。

2.加强通道运维管理

2023年4月前对易积水点位安装水位在线监测装置，一旦出现水位超限报警立即安排抽水，防止电缆被淹。

(二)变电站全部供电电缆同通道同侧敷设隐患

1.加快同通道同侧敷设电缆断面调整

调整变电站双回或多回电缆至通道两侧布置，同步完善防火措施，确保6月前完成治理工作。

2.落实一、二级电缆通道风险防控措施

动态更新一二级断面综合防控预案，重点完善电网方式调整、指导用户切换电源、电缆抢修、配网网格化改造等四个方面内容，严格落实相关要求，确保风险可控在控。

(三)沈阳古河有限公司220千伏硅橡胶型电缆接头质量隐患

1.加快隐患电缆头更换

落实停电计划，加快更换进度，强化过程安全、质量管控，确保在 2023 年 6 月完成全部隐患电缆头更换。

2.开展差异化运维措施

在隐患电缆头完成更换前，落实差异化运维措施，加强一二级通道内部巡视，对电缆接头进行精准测温与环流检测分析，发现异常及时处置。

（四）隧道附属设备异常隐患

加强运维检修工作人员装备配置，避免低光照安全隐患。加快治理进度，确保所有隐患在 2023 年 4 月前完成整改。

（五）电缆外破隐患

加强施工外破隐患点位巡视力度，增加巡视频次，做好外破标准化打围。确保在 2023 年 5 月前完成施工外破隐患点位远程视频检测装置加装。

附件10

防汛及保民生用电隐患风险管控措施

一、风险名称

防汛及保民生用电隐患

二、风险级别

一般风险

三、风险分析

1. 风险区域

城市内涝：主要集中成都市金堂、城西、城东、高新片区，分别涉及 12、8、4、1 座开关站或环网柜。

洪涝：主要集中于攀西、川南、川东片区，其中攀枝花、德阳、凉山、眉山、广安、泸州公司洪涝隐患较多。

2. 设备风险分析

城市内涝：一是金堂、高新片区 10kV 沱北线易山国际、10kV 俭蜀线蜀都银泰开关站、10kV 杨园路金凤路口#2 环网柜等设备地势低洼，存在水淹风险。二是城西片区 10kV 明月锦苑、10kV 东原时光道等开关站为非密闭性环网柜，封堵不完善，汛期可能会造成进水受潮。三是城东片区 10kV 下雷线东华村东侧、10kV 麻家线建设路 4 号等环网柜存在设备受潮。

洪涝：一是临江临河杆塔基础雨季时长期被河水冲刷，存在倒杆倒塔风险。二是部分设备位于山体滑坡隐患点，存在倒杆断

线风险。三是部分台区位于临江临河低洼地带，遇洪水时，存在水淹风险。

四、控制措施

1.加快推进防汛改造

一是对地势低洼环网柜开展基础升高改造，对地势低洼开关室或配电室采取搬迁至地面或地势较高处，对环网柜受潮开展增设除湿机、落实封堵措施。二是对长期被河水冲刷杆塔基础优先选择迁改，不能迁改的，要对基础进行加固，对于山体滑坡隐患点设备要及时迁改，对临江临河存在水淹风险的进行迁改或基础升高。

2.落实运维防范措施

一是在汛前要再次对城市内涝重点隐患点治理情况开展评估，对重点区域严格落实“雨前排查、雨中巡查、雨后核查”，确保风险发现早、处置早。二是补齐防汛沙袋、防水挡板、排水泵等防水、抽水措施，历史存在城市内涝地市公司或县公司充分配置防汛方舱等先进、大型防汛装备，提前防范。三是强化抢修队伍培训，按照“水进入退电停、水退人进电通”的原则及“抽水、通风、清淤、清洗、擦拭、烘干、试验、验收送电”八步法，开展抢修恢复。