

南方电网生技〔2020〕21号附件1



## 南方电网公司反事故措施（2020版）

CHINA  
SOUTHERN POWER  
GRID

二〇二〇年四月

# 目 录

1 总则 .....	1
2 防止变电类设备事故.....	2
2.1 防止变压器事故 .....	2
2.2 防止电抗器事故 .....	3
2.3 防止互感器事故 .....	3
2.4 防止蓄电池事故 .....	4
2.5 防止 GIS 及断路器事故 .....	4
2.6 防止隔离开关事故 .....	8
2.7 防止开关柜事故 .....	9
2.8 防止接地设备事故 .....	9
2.9 防止其他变电设备事故 .....	10
2.10 防止变电运行专业事故 .....	13
3 防止输电类设备事故.....	14
3.1 防止输电类设备事故 .....	14
4 防止直流类设备事故.....	15
4.1 防止直流阀塔与阀控系统事故 .....	15
4.2 防止直流控制保护系统事故 .....	17
4.3 防止其他直流设备事故 .....	18
5 防止配网设备事故.....	19
5.1 防止配网类设备事故 .....	19
6 防止二次系统事故.....	20
6.1 防止继电保护事故 .....	20
6.2 防止通信装置事故 .....	23
6.3 防止自动化专业事故.....	24
6.4 防止安自专业事故.....	24
6.5 防止电力监控系统网络安全事故.....	25
7 防止计量类设备事故.....	26
7.1 防止计量类终端事故 .....	26
附录 A 公司反事故措施工作计划统计表（单位：项） .....	20
附录 B 《南方电网公司反事故措施（2019 版）》纳入标准情况（共 38 项） .....	21
附录 C 《南方电网公司反事故措施（2019 版）》条文终止情况（共 31 项） .....	26
附件 D 变压器真空有载分接开关检修试验要求.....	32
附录 E：三支柱绝缘子整体抗拉试验要求.....	37
附录 F：三支柱绝缘子整体抗压试验要求.....	38
附录 G：伸缩节循环寿命试验.....	39
附录 H：排油注氮系统日常巡视要求.....	42

# 南方电网公司反事故措施（2020 版）

## 1 总则

1.1 公司反事故措施（简称反措）主要涉及电网运营中设备选型、材质选择、设计、施工、安装及更新改造等技术性预防事故措施，可通过改进管理手段而不涉及技术特性的预防事故措施不纳入反措范畴。

1.2 公司反措适用于存量设备和增量设备。公司反措一经发布实施，即对全公司具有约束性，无强制性和推荐性之分，公司系统各单位应严格执行。

1.3 公司反措发布后，各分子公司应组织地市级单位要在发文要求时间内排查每项反措所涉及的存量设备、系统和项目，编制地市级单位的总体反措工作计划，并结合实际情况细分编制地市级单位年度反措工作计划，年度反措工作计划应纳入生产综合计划管理。各级单位应高度重视，精心组织，有序实施，按期完成。对需要发生资金的反措工作计划，列入年度技改、修理项目计划。技改、修理预算必须首先保证反措资金。对于重大反措且完成时间要求比较紧急的项目，可按照公司生产项目管理方法中应急项目管理要求组织实施。

1.4 反措发布后，各级单位应按 Q/CSG 211006-2018《中国南方电网有限责任公司反事故措施管理办法》及时开展新建、在建未投产工程的设备采购标准更新、工程设计变更、施工工艺调整，以及完善相关的运维工作要求。各级安全监管部门应将反措工作计划实施情况纳入安全检查内容。各级物资部门应在物资采购合同中明确反措实施工作中有关供应商的责任机制。

1.5 反措发布后，三年内应将反措纳入相关标准进行固化，例如装备技术导则、设计标准、技术规范书等。

1.6 反措终止后，总体反措工作计划尚未完成的，应持续组织该项反措的总体反措工作计划的实施。

1.7 本文中时效性要求明确为“有效期至下次公司反措发布时”，是指该条文将长期实施执行，待下次反措发文时，通过评估条文实施执行情况，再次明确条文将继续实施执行或终止；时效性要求明确改造时间的，应在限期内完成改造。

1.8 公司系统在抓好本反事故措施落实的同时，要严格按照国家能源局于 2014 年 4 月印发的《防止电力生产事故的二十五项重点要求》的要求，做好落实执行工作。

1.9 自本反措发文实施之日起，原“南方电网公司反事故措施（2019 年版）”及“南方电网公司反事故措施（2019 版）补充条款”终止执行。

1.10 各分子公司应组织新近接收的单位（如县级子公司），依照公司所有版本（含终止）反措进行梳理、整改。

## 2 防止变电类设备事故

### 2.1 防止变压器事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.1.2	6.0 级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.1.3	新建直流工程换流变压器投运前应逐台进行局放试验。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.1.6	针对运行超过 15 年的 110kV 及以上主变，应根据每年核算的主变可能出现的最大短路电流情况，综合设备的状态评价结果，对主变抗短路能力进行校核，对于最大短路电流超标的主变，应及时落实设备风险防控措施。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.1.8	落实针对 ABB 生产的 GOE 型 500kV 套管反事故措施： 1、缩短套管介损测试周期： $0.8\% > \text{tg} \delta > 0.3\%$ ，每年复测套管的电容及介损，分析介损变化趋势，与出厂值对比增量超过 30%时，取套管油样分析，存在异常时更换套管； 2、套管电容量测试：电容量变化未超过 3%，一个预防性试验周期内不少于 2 次，间隔不大于 18 个月；电容量变化超过 3% 更换套管处理。 3、对油色谱普查存在异常的套管，应立即组织更换；油色谱检测未发现异常的套管，应在预防性试验中增加套管油色谱分析试验测试项目。套管取油样过程中要严格控制套管受潮风险。 4、套管顶部取油后应严格按照厂家取油作业指导书进行恢复密封，注意密封螺栓的锥形弹簧垫片方向应为凹口向下。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.1.9	对于运行年限超过 15 年且使用石蜡基油的 110kV 及以上电压等级的变压器，进行热油循环前应先进行排油并清理变压器底部油泥，防止油循环污染线圈。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.1.12	(1) 真空分接开关应定期开展油室绝缘油检测（含油色谱）、油枕呼吸管路、非电量保护装置及吊芯检查，具体检修试验周期、项目及标准要求见附录 D。 (2) 油浸式真空有载分接开关轻瓦斯报警后应暂停调压操作，并对气体和绝缘油进行色谱分析，根据分析结果确定恢复调压操作或进行检修。	有效期至下次公司反措发布时	2019
2.1.13	针对贵州长征 ZVMD、ZVM 型号（编号为 91/92 开头）真空型有载调压开关按照以下措施加强运维：（1）开展吊芯检查，重点检查机构是否存在异常、开关芯子及油室管路是否存在异物、开关芯子转换开关及主载流触头是否存在电弧烧蚀痕迹，2020 年 12 月 30 日前完成；（2）吊芯检查前，缩短油色谱分析周期；吊芯检查结果无异常的，油色谱分析周期参照主变执行；吊芯	2020 年 12 月 30 日前完成	2020

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	检查过程中发现放电痕迹的，完成开关检修后加密油色谱分析周期，一年内无异常后恢复正常周期。（3）开关吊芯检查前禁止自动调档功能，只允许远方手动调档，调档时主变周围不允许有人停留；吊芯检查后，经综合评估后方可恢复自动调压。（4）优先采用无功调节方式进行电压调整。		
2.1.14	新建工程 SF6 气体绝缘套管需开展跳闸气压下进行额定运行电压下的绝缘型式试验	有效期至下次公司反措发布时	2020
2.1.15	主变变低母线桥预留的接地线挂点必须独立设置并相互错开，不得借用避雷器引下线，以实现接地挂点下方处于悬空状态。	有效期至下次公司反措发布时	2020
2.1.16	落实 HSP 公司 500kV 油纸电容式高压交流套管反事故措施： 1、每年度测量一次该类型套管的电容和介损值，并仔细与出厂值和历史测量值进行比对分析，对电容量变化超过 2%的应取油样进行色谱分析，电容值变化率超过 3%的必须予以更换。介损值如有突变或介损超过 0.5%时，应查明原因。 2、加装了套管在线监测装置且监测量稳定的，可按照正常预试周期试验。	有效期至下次公司反措发布时	2020

注：每一反措序号对应唯一反措条文，2020 版反措在 2019 版基础上进行修编，反措条文废止后，为确保其关联的技改资金及项目到位，其所占用的序号一并废止，故反措序号有不连续的情况。下同。

## 2.2 防止电抗器事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.2.2	对运行中的干式空心电抗器，其表面有龟裂、脱皮或爬电痕迹严重现象的，有条件可进行全包封防护工艺技术处理。	有效期至下次公司反措发布时	2020

## 2.3 防止互感器事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.3.1	电磁式电压互感器谐振后(特别是长时间谐振后)，应进行励磁特性试验并与初始值比较，其结果应无明显差异。严禁在发生长时间谐振后未经检查就合上断路器将设备重新投入运行。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.3.2	针对西安电力电容器厂生产的 TYD 500/√3-0.005H 型电容式电压互感器（2000 年前出厂），需加强运行中二次电压监测及电容量测试，当电容量变化超过 3%时，应及时进行更换。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.3.4	对由上海 MWB 互感器有限公司生产的 TEMP-500IU 型 CVT，应分轻重缓急，分期分批开展 CVT 电容器单元渗漏油缺陷进行整改。对暂未安排整改的 CVT 应加强运行巡视，重点关注渗漏油情况。	有效期至下次公司反措发布时	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	新建工程不允许采用未整改结构的同类产品。		

#### 2.4 防止蓄电池事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.4.1	新建的厂站，设计配置有两套蓄电池组的，应使用不同厂家的产品，同厂家的产品可根据情况站间调换。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.4.2	各单位对运行 5 年以上的“蓄电池组核对性充放电试验和内阻测试”的历史数据进行分析，最近一次核对性充放电试验中未保存放电曲线的需补做并保存曲线。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.4.3	蓄电池组配置电池巡检仪的告警信号应接入监控系统。	有效期至下次公司反措发布时	2017

#### 2.5 防止 GIS 及断路器事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.5.1	对平高东芝公司252kV GSP-245EH型GIS断路器机构换向阀及分合闸线圈进行更换。	2021年12月31日	2017
2.5.2	六氟化硫开关设备现场安装过程中，在进行抽真空处理时，应采用出口带有电磁阀的真空处理设备，且在使用前应检查电磁阀动作可靠，防止抽真空设备意外断电造成真空泵油倒灌进入设备内部。并且在真空处理结束后应检查抽真空管的滤芯有无油渍。为防止真空度计水银倒灌进入设备中，禁止使用麦氏真空计。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.5.3	严格控制安装现场的环境条件，户外 GIS（HGIS）的装配作业必须搭建有效的防尘围栏（帐篷）后方可进行，防尘围栏（帐篷）应配备除尘除湿、降温设施、粉尘监视仪。作业区相对湿度大于 80%、阴雨天气时，不允许装配施工；装配施工时，作业区内不得进行产生粉尘及金属微粒的工作，灭弧室安装时空气洁净度等级应达到或优于 8 级，其它部件安装时空气洁净度等级应达到或优于 9 级。主控楼及其楼体、天面、墙体等引起扬尘的土建未完工禁止 GIS 设备电气安装。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.5.4	同一组合电器设备间隔汇控柜内隔离开关的电机电源空气开关应独立设置；同一组合电器设备间隔汇控柜的“远方/就地”切换钥匙与“解锁/联锁”切换为同一把钥匙的，宜采用更换锁芯的方式进行整改。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.5.5	针对平芝公司型号为DAM-252Q(R)C 和DBM-252Q(R)C 的 GIS 隔离开关，应每相加装一个三工位位置标识装置，2018 年 12月30日前完成加装工作；针对平芝公司待投产的	2021年12月31日	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	DAM-252Q(R)C 和DBM-252Q(R)C 的GIS 隔离开关应按上述要求加装位置标识后方可投入运行。		
2.5.6	1. 对隔离开关分合闸位置进行划线标识。 2. 在倒闸操作过程中应严格执行隔离开关分合闸位置核对工作的要求，通过“机构箱分/合闸指示牌、汇控箱位置指示灯、后台监控机的位置指示、现场位置划线标识确认、隔离开关观察孔（ELK-14 型 GIS 隔离开关自配）可视化确认”，明确隔离开关分合闸状态。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.5.7	由于平高 2013 年前投运的 ZF12-126（L）型 GIS 线型接地开关所配绝缘子内部存在应力集中的隐患，会在运行中逐渐导致裂纹的出现和生长。故应对平高 2013 年前投运的 ZF12-126(L) 型 GIS 线型接地开关进行更换。	2021 年 12 月 31 日前完成改造	2017
2.5.8	对所有西开公司使用 CT20-IV 型弹簧机构的 220kV GIS 进行一次专项检查，并将保持掣子的检查内容加入巡视或者检修的作业指导书中。检查要求如下：确认断路器操作机构处于合闸储能状态，查看支持弹簧里的弹簧座，正常状态下在第三节距处（弹簧第三圈和第四圈之间）观察不到弹簧座，如在支持弹簧第三节距处（弹簧第三圈和第四圈之间）观察到弹簧座，并且弹性销距销孔端面超过 2mm，则为异常状态如发现异常状态请与生产厂家联系。	2021 年 12 月 31 日	2017
2.5.9	ABB 厂生产的 HPL550B2 型断路器手动分闸装置的分闸线存在卷入合闸机构导致断路器拒合的隐患，拆除 ABB 生产的 HPL550 型断路器的手动分闸装置。	2021 年 12 月 31 日前完成改造	2017
2.5.10	对于 LW6-220 型等早期生产的、采用“螺旋式”连接结构绝缘拉杆的断路器应完成改造。在未进行防松改造前（包括已使用旋转法兰的），必须在分合闸观察窗内拉杆的联接法兰（分合闸指示）上做标记；分合闸操作后应观察该标识是否发生左右转动位移。	2021 年 12 月 31 日前完成改造	2017
2.5.11	将北开 GIS 断路器气室的 Marsh 公司 SF6 密度继电器逐步更换为其它可靠的密度继电器。	2022 年 12 月 31 日前完成改造	2018
2.5.12	1. 对运行中的新东北 ZF6（A）-252 型 GIS 设备的横式隔离开关应至少每半年开展一次特高频局部放电检测；2. 对检测发现存在局放异常的刀闸应尽快进行开盖检查及处理。	有效期至下次公司反措发布时	2018
2.5.13	现代重工 300SR-K1 型 220kV GIS 隔离开关拉杆轴套和轴销存在加工精度不足的问题，容易发生悬浮放电，应进行开盖更换。	2020 年 12 月 31 日前完成改造	2018
2.5.14	针对 500kV 杭州西门子 3AP 型断路器机构储能电机逐步进行升级更换，由原来的串励电机更换为复励电机，于 2021 年 12 月 30 日前完成。	2021 年 12 月 30 日前完成改造	2020
2.5.15	开展断路器本体三项不一致断路器回路改造。针对关键重要变电站，断路器回路改造应于 2020 年 12 月 30 日前完成。其余	2020 年 12 月 30 日前完成	2020

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	变电站结合预试、检修等停电工作开展断路器回路改造。	改造	
2.5.16	通过检查录波装置和雷电定位系统，判断断路器分断 300ms 内电流波形和周边落雷情况，确认断路器遭受连续雷击且断口击穿后，应尽量避免对该断路器进行操作，且无论是否重合闸成功，均应尽快泄压并进行解体检查。	有效期至下次公司反措发布时	2020
2.5.17	对 2011 年 9 月前北京 ABB 产 LTB245E1-1P 型断路器结合检修对分闸掣子进行更换或返厂轮替检修。	2021 年 12 月 31 日前完成	2020
2.5.18	鉴于目前 GIL 设备运行发现问题较多，新建工程(未投运工程)应审慎使用 GIL 设备，若必须使用 GIL 设备应对其安装空间、电磁环境、地形条件、环境条件、传输损耗等要求的必要性进行充分论证。	2020 年 12 月 31 日	2019
2.5.19	对于尚处于规划阶段的新建工程（未投运工程），应立即重新论证设计规划需求，原则上审慎使用 GIL 设备，若必须使用 GIL 设备应对其安装空间、电磁环境、地形条件、环境条件、传输损耗等要求的必要性进行充分论证。	2020 年 12 月 31 日	2019
2.5.20	对于处于设计阶段的新建工程（未投运工程），应优先变更设计方案，审慎使用 GIL 设备，确实无法实现设计变更的，应对 GIL 设备使用补充如下要求： （1）应充分考虑检修便利性需求，禁止采用双层布置方式； （2）对 GIL 设备布置应充分进行应力校核，包括整体应力校核及内部关键器件（如三支柱绝缘子等）承受应力校核。	2020 年 12 月 31 日	2019
2.5.21	对于处于设备采购及制造阶段的新建工程（未投运工程），要根据两渡工程及江门站江西甲乙线串抗工程发现的问题，在技术规范书中补充如下技术条款要求，并对照要求全面进行梳理排查，发现问题及时整改。 1. 支柱绝缘子工艺要求 （1）绝缘子应采用真空浇注及分段固化工艺，一次固化完成后脱模应采取保温措施；厂家应提供不同固化工艺对绝缘子性能影响的研究报告。 （2）支柱绝缘子柱腿嵌件涂胶厚度应严格执行工艺文件要求，厂家应提供不同嵌件处理工艺对绝缘子性能影响的研究报告。 （3）支柱绝缘子柱腿嵌件处理若采用滚花工艺，则宜选用网纹滚花，模数宜取 M0.4，滚花宽度应在不造成内部电场集中的前提下取最大值。滚花表面应涂抹半导体胶，涂胶厚度应严格控制避免涂胶过厚覆盖滚花。厂家应提供不同嵌件处理工艺对绝缘子性能影响的研究报告。 2. GIL 设备试验要求 （1）GIL 支柱绝缘子型式试验应至少包括： a. X 射线探伤试验； b. 热性能试验； c. 运输与冲击模拟试验； d. 整体抗拉试验（破坏）——参照附录 E 执行；	有效期至下次公司反措发布时	2019

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	<p>e. 整体抗压试验（破坏）——参照附录 F 执行；</p> <p>f. 密度试验；</p> <p>g. 玻璃化温度试验；</p> <p>h. 工频耐压试验；</p> <p>i. 局部放电试验及雷电冲击耐压试验；</p> <p>此外，由业主单位与厂家协商，开展特殊试验，包括：</p> <p>a. 整体抗弯试验（破坏）——具体试验方法及要求由双方协商确定；</p> <p>b. 单柱腿抗弯试验（破坏）——具体试验方法及要求由双方协商确定；</p> <p>c. 单柱腿抗拉试验（破坏）——具体试验方法及要求由双方协商确定。</p> <p>（2）每只 GIL 支柱绝缘子出厂试验中应补充如下试验：</p> <p>a. X 光探伤试验（应对支柱绝缘子每个柱腿嵌件部位及中心嵌筒部位进行 X 光探伤）；</p> <p>b. 局放检测试验（局放试验电压值应不低于工频耐压值 80%，单个绝缘件局放值应小于 3pC。</p> <p>（3）开展 GIL 支柱绝缘子厂内抽检，试验项目及应与支柱绝缘子型式试验相同。其中机械破坏试验破坏值应不小于设计值 3 倍；抽样样本容量应不小于同批次出厂批量的 5%。抽样试验中如仅有 1 支试品不符合该抽样组的任何一项要求，则在同一批中抽取第一次样本容量两倍数量的绝缘子进行重复试验。重复试验如仍有一项不合格，则认为该批不合格。第一次抽样试验中如有 2 支或以上的试品不符合任何一项要求，则认为该批不合格。</p> <p>（4）在 GIL 设备型式试验及伸缩节抽检试验中增加伸缩节的循环寿命试验（试验方法参照附录 G 执行）。伸缩节的循环寿命试验应按照伸缩节的补偿功能进行相应试验项目。</p> <p>对于同时实现两种或多种补偿功能的伸缩节应进行对应的全部试验项目。安装型伸缩节只需进行安装补偿循环寿命试验；单补沉降的伸缩节需要进行基础沉降补偿循环寿命试验和地震位移补偿循环寿命试验；温补型伸缩节需要进行安装补偿循环寿命试验、地震位移补偿循环寿命试验和温度补偿循环寿命试验。试验结束后，应进行真空气密性和六氟化硫气体气密性定性检查，结果应无泄漏现象。若伸缩节设计规定有其它工况条件下的循环寿命要求，用户和制造厂可据此对循环寿命试验进行补充完善。</p> <p>（5）在设备型式试验及滑动触头抽检试验中增加滑动触头的循环寿命试验。试验应满足 DL/T 978 规定的特殊机械试验要求，在正常工作条件下允许滑动循环次数应不小于 15 000 次。制造厂应提供相关试验报告。</p> <p>3. GIL 设备安装运输要求</p>		

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	<p>(1) GIL 每个运输单元应装有振动记录仪或三维冲击记录仪，记录运输过程遭受颠簸的次数与严重程度，振动记录仪或三维冲击记录仪应安装在受冲击最严苛位置。</p> <p>(2) GIL 每个运输单元应满足运输尺寸、重量及公路运输时倾斜不超过 15° 等运输条件的要求，并能承受运输中的冲撞，当冲撞加速度不大于 3g 时，应无任何松动、变形和损坏。运输中如出现冲击不满足要求，产品运至现场应进行开盖检查，必要时可增加试验项目或返厂处理。</p> <p>4. GIL 设备监造要求</p> <p>(1) 工艺记录审查重点见证环节</p> <p>a. 见证人员驻厂见证，要求厂家提供支柱绝缘子工艺手册，核查支柱绝缘子嵌件处理、混料、浇注、固化、脱模、校平生产记录卡是否满足工艺文件要求。</p> <p>b. 支柱绝缘子嵌件前期清洁是否执行三检质量控制（执行人、班组长、专责）。</p> <p>c. 支柱绝缘子嵌件表面涂覆材料过程是否执行三检质量控制。</p> <p>d. 支柱绝缘子应采用真空浇筑及分段固化工艺，一次固化完成后脱模应采取保温措施，脱模过程禁止敲打支柱绝缘子。</p> <p>(2) 零部件出厂试验重点见证环节</p> <p>a. 每只 GIL 支柱绝缘子出厂试验中应开展 X 光探伤试验，应对支柱绝缘子每个柱腿钳件部位及中心嵌筒部位进行 X 光探伤。</p> <p>b. 每只 GIL 支柱绝缘子出厂试验中应开展工频耐压及局放测试，局放试验电压值应不低于工频耐压值 80%，单个绝缘件局放值应小于 3pC。</p> <p>(3) GIL 单元出厂试验重点见证环节</p> <p>a. 所有 GIL 单元出厂试验中应开展雷电冲击试验、工频耐压及局放测试，局放试验电压值应不低于工频耐压值 80%，单个绝缘件局放值应小于 5pC。</p> <p>b. GIL 出厂前需在外壳标注出支柱绝缘子与外壳接触位置，位置标识应牢固可靠。</p>		
2.5.22	<p>对在运 GIL 设备，要对照 2.5.21 条款要求进行梳理，按照“一站一方案”的原则，不满足要求的应研究制定整改方案，并尽快组织实施；在未整改期间，要优化运维策略，加强运行监视，定期开展超声波局放带电测试，防止设备故障的发生；同时，要优化制定现场应急预案，联合厂家及时做好备品备件、抢修设施、工器具、仪器仪表等的储备，明确应急抢修队伍，最大限度缩短设备故障的抢修复电时间。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2019

## 2.6 防止隔离开关事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.6.1	<p>西门子早期生产的双臂垂直伸缩式刀闸的传动连接均采用空</p>	2021年12月	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	心弹簧销，机械强度不够，在刀闸多次分合闸操作后出现扭曲变形，最终导致断裂，如两个弹簧销变形断裂且传动拐臂未过死点，刀闸合闸过程在重力作用下会导致刀闸合闸不到位或接触压力不够接触电阻过大导致刀闸发热，严重时会导致自动分闸，造成带负荷拉刀闸事故；将所有西门子07年前生产的PR系列隔离开关空心卡销更换为实心卡销。	31日	
2.6.2	西安西电高压开关有限责任公司2014年12月前生产的GW10A-126型隔离开关，存在导电基作上的传动拉杆无过死点自锁装置的设计制造缺陷，当隔离开关受到短路电动力、风压、重力和地震时，隔离开关上部导电杆滚轮与齿轮盒坡顶的位置会产生偏离，隔离开关存在从合闸位置向分闸位置分开的可能，须对西开2014年12月前出厂的该型号隔离开关传动拉杆增加自锁装置及限位功能完善化改造。	2021年12月31日前完成改造	2017
2.6.3	对2013年前由湖南长高生产的GW35/36-550型隔离开关锻造件关节轴承应进行更换。	2021年12月31日前完成改造	2017
2.6.4	对2008年6月1日前出厂的西高公司GW10-252型隔离开关的整个导电部分进行更换。	2021年12月31日前完成改造	2017
2.6.5	对35kV及以上隔离开关垂直连杆上下抱箍处应加装穿销；对于湖南长高、山东泰开、西安西电、正泰电气生产的隔离开关，开展垂直连杆与抱箍进行穿芯销固定改造，穿芯销固定的方式采用非完全贯穿型穿芯销钉固定的方案，穿芯销采用实心卡销方式，以方便日后对隔离开关进行微调；对于其它厂家生产的隔离开关，联系厂家进行检修处理。	2022年12月31日前完成改造	2017

## 2.7 防止开关柜事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.7.1	因GG1A型高压开关柜属于母线外露的老式产品，对于运行时间超过10年或缺陷较多的GG1A柜应完成更换。新建、扩建变电站工程不应采用GG1A柜型。	2022年12月31日前完成改造	2017
2.7.2	针对广东白云电器公司采用西屋公司2005年前生产真空泡的10kV开关柜，结合检修规程的要求，开展真空度测试及断口耐压试验，如有异常应及时更换。其中已发现深圳供电局2004年投运的广州白云XGN12型开关柜，配ZN28型断路器存在此类问题。	2022年12月31日前完成改造	2020

## 2.8 防止接地设备事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
----	-------	-------	------

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.8.1	对于新建变电站的户内地下部分的接地网和地下部分的接地线应采用紫铜材料。铜材料间或铜材料与其他金属间的连接，须采用放热焊接，不得采用电弧焊接或压接。土壤具有强腐蚀性的变电站应采用铜或铜覆钢材料。	有效期至下次公司反措发布时	2017

## 2.9 防止其他变电设备事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.9.1	严禁采用铜铝直接对接过渡线夹。对在运设备应进行梳理排查，若采用该类线夹应结合停电进行更换。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.9.2	新建高压室应配置空调用以控制温度和抽湿，高压室应做好密封措施，通风口应设置为不用时处于关闭状态的形式，防止设备受潮及积污。运行中的高压室应采取防潮防尘降温措施，必要时可安装空调。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.9.3	35kV 变电站禁止采用箱式变电站。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.9.4	主变变低 10kV（20kV）侧母线连接母线桥应全部采用绝缘材料包封（可预留接地线挂点），防止小动物或其它原因造成变压器近区短路。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.9.5	新建或扩建变电站内的交流一次设备线夹不应使用螺接接线夹。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.9.7	已经退出调度运行的载波通信通道，应及时拆除相应阻波器及结合滤波器，防止运行中因台风等自然灾害导致脱落，影响一次设备运行。	2022年12月31日前完成改造	2017
2.9.8	新建、扩建及技改工程变电站 10kV 及 20kV 主变进线禁止使用全绝缘管状母线。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.9.9	为防止重投造成对串补装置 MOV 的二次冲击导致故障发生，运行中应退出串补重投功能或串补重投时间定值晚于线路重投时间定值。	有效期至下次公司反措发布时	2018
2.9.10	<p>针对在运变电站隔离开关刀闸电机电源要求：</p> <p>1. 应严格执行反措：“隔离开关/接地开关的电机电源仅在操作前投入，操作完成后应立即退出；若需长期投入，需经专门审批，220kV 及以上设备应由各分子公司生技部审批。”在充分评估端子箱（汇控箱）隔离开关电机电源总空开断开后不影响其他回路风险的基础上，可采用端子箱（汇控箱）隔离开关电机电源总空开平时退出，机构箱内分空开平时投入的方式，操作隔离开关前投入电机电源总空开，完成后立即退出。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2019

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	<p>2. 有远程操作需求的变电站隔离开关刀闸电机电源要求。</p> <p>(1) 结合实际情况对电机电源空开进行改造。一是对端子箱(汇控箱)隔离开关电机电源总空开具备改造条件的，将总空开改造为具备远方遥控功能。改造后，总空开平时断开，机构箱分空开平时投入，操作前遥控投入总空开。改造时应特别注意总空开是否单独为电机电源回路供电，防止其他回路断电风险。二是对机构箱内各电机电源分空开具备改造条件的，将分空开改造为具有远方遥控功能。改造后，平时分空开断开，操作前遥控投入分空开。</p> <p>(2) 在完成改造前，对于需推进远程操作的变电站，运维单位在进行风险评估，制定并落实风险防控措施后，可保持隔离开关电机电源投入。风险防控措施包括但不限于以下方面：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 隔离开关端子箱、机构箱等箱体应做好防潮、防小动物措施；</li> <li>b. 隔离开关机构箱应配置五防锁具；</li> <li>c. 接地刀闸（变压器中性点地刀除外）电机电源正常运行时应退出；</li> <li>d. 检修隔离面的隔离开关电机电源在检修期间应退出；</li> <li>e. 运维单位结合实际制定的其他风险管控措施。</li> </ul> <p>(3) 各变电站应按照《新一代智能变电站推广应用手册（试行）》、《智能变电站推进路线策略》的要求，尽快推进智能操作建设，防范电气误操作风险。</p>		
2.9.11	<p>针对新建变电站（未投运变电站）隔离开关刀闸电机电源要求：应按《智能变电站推进路线策略》要求，从建设期即考虑应具备完善的智能操作功能。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2019
2.9.12	<p>排油注氮灭火系统仅适用于变压器内部初期火灾，对扑灭变压器外部火灾作用有限。各单位应对在运排油注氮装置的所属变电站场地环境条件进行综合评估，具备条件的，应分轻重缓急将排油注氮装置改造为其它型式的固定灭火系统（优先选择水喷雾灭火方式）；确实不具备条件时，应对在运排油注氮装置进行专项核查，并按下述要求进行改造：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 排油注氮灭火系统应符合《GA 835-2019 油浸变压器排油注氮装置》的技术要求；</li> <li>2. 采用排油注氮灭火系统的变压器应采用具有联动功能的双浮球结构的气体继电器；</li> <li>3. 正常情况下，排油注氮灭火系统应设置为自动启动状态，具有防爆自动启动、灭火自动启动方式。</li> </ol> <p>防爆自动启动应同时满足以下3个条件：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>(1) 压力释放阀或速动油压继电器动作；</li> <li>(2) 本体气体继电器发重瓦斯信号；</li> <li>(3) 主变压器断路器跳闸。</li> </ol>	有效期至下次公司反措发布时	2019

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	<p>灭火自动启动应同时满足以下 3 个条件：</p> <p>(1) 有 2 个及以上独立的火灾探测器同时发信号；</p> <p>(2) 本体气体继电器发重瓦斯信号；</p> <p>(3) 主变压器断路器跳闸。</p> <p>4. 排油注氮启动（触发）功率应大于 220V×5A(DC)，注氮阀动作线圈功率应大于 220V×6A(DC)；</p> <p>5. 注氮阀与排油阀间应设有机电连锁阀门；</p> <p>6. 消防控制柜应有自动、手动启动和远程启动灭火装置功能。自动状态、手动状态应有明显标志并可相互转换。无论消防控制柜处于自动或手动状态，手动操作启动必须始终有效；</p> <p>7. 火灾探测装置应布置成两个及以上的独立回路；</p> <p>8. 消防柜应远离变压器进线电缆等易起火设备，距变压器距离不宜过大，不能影响排油速度；</p> <p>9. 设置在室外的消防柜应有可靠的防水、防冻及防晒措施。当工作环境相对湿度大于 85%时消防柜中应设置除湿装置；</p> <p>10. 采用一台消防控制柜控制多台消防柜时，每台消防柜应对应独立的控制单元，且个控制单元应相互独立，互不干扰；</p> <p>11. 断流阀应带有能直接观察阀门启闭状况的位置指示，具有手动复位装置。断流阀达到额定流量时应能可靠关闭；</p> <p>12. 变压器本体储油柜与气体继电器间应增设断流阀，以防储油柜中的油下泄造成火灾扩大；</p> <p>13. 排油注氮系统氮气驱动装置不应采用电爆型驱动装置，宜选用抗干扰能力强的电磁式驱动阀或防爆自密封瓶头阀。</p> <p>14. 氮气释放阀宜安装在氮气储存容器上，保证释放阀后的管路平时处于无压状态，避免氮气瓶出口软管长期处于高压状态下，发生老化爆裂。排油管路宜增设波纹管管路，防止冷热交替发生渗油。</p> <p>15. 排油阀或排油管路上应设置排油信号反馈装置，在油气隔离装置前端的注氮管路上应设置注氮信号反馈装置；</p> <p>16. 排油阀下部的排油管路上应设置漏油观测或漏油报警装置，防止排油管路漏油导致气体继电器动作；</p> <p>17. 注氮管路应设置能够排除泄漏氮气的排气组件，防止氮气泄漏进入变压器本体导致轻瓦斯频繁动作；</p> <p>18. 在安装排油连接阀和注氮阀前，应采用高压空气对排油管和注氮管进行吹扫，清楚馆内的尘土等杂物；</p> <p>19. 下列信号应接入变电站主设备监控系统：系统电源的工作状态，系统的启、停信息，阀门（排油阀、氮气释放阀、断流阀等）位置状态，漏油报警，气瓶压力报警。</p> <p>20. 排油注氮灭火系统经改造并验证启动条件后，确保“自动状态”的功能有效。</p>		
2.9.13	<p>应结合例行试验检修，定期对排油注氮装置进行维护和检查，以防止误动和拒动。具体要求如下：</p>	<p>有效期至下次公司反措</p>	<p>2019</p>

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	1. 排油注氮灭火系统的维护、操作和定期检查可参考《CECS 187-2005 油浸变压器排油注氮装置技术规程》和《DB43/T 420 油浸变压器排油注氮消防系统设计、施工及验收规范》的要求执行。 2. 排油注氮系统日常巡视要求如附录 H 所示。	发布时	
2.9.14	各单位应重点评估变压器排油注氮装置改造涉及到的变电站内消防水池、场地环境的条件以及工程造价等因素，按照“一站一方案”的要求，制定排油注氮装置的处置方案。	2021年12月31日	2019
2.9.15	经评估排油注氮装置要改造为其它型式固定灭火系统（水喷雾或泡沫喷雾）的变电站，应在2021年12月31日前完成改造；经评估不具备改造为其它型式固定灭火系统条件的变电站，应在2020年12月31日前完成排油注氮灭火系统的改造	2021年12月31日	2019
2.9.16	整改完成前，各相关变电站要优化现场火灾应急处置预案，制定有效的火灾风险管控临时措施，确保现场发生火灾后应急处置及时到位。	2021年12月31日	2019
2.9.17	进一步推进变电站附属设施防风加固改造工作，明确在《变电站附属设施防风加固指导意见》（办生技[2019]17号）的基础上，补充如下要求： 对于二类风区其他所有存量变电站，当设备室采光窗面积超过如下尺寸要求时，应在台风来临前，及时采取临时钢板、木板等临时封堵加固防护措施或采取永久加固措施。 (1) 固定扇玻璃面积超过 0.72 平米时； (2) 平开扇玻璃面积超过 0.51 平米时； (3) 推拉扇玻璃面积超过 0.65 平米时。	有效期至下次公司反措发布时	2019
2.9.18	变电站视频及环境监控系统户外摄像机及电缆护管、抱箍、接线盒等附属设施存在锈蚀严重、松动、退役未及时拆除等情况的，易导致人身、设备安全风险，应进行加固，退役需拆除的要及时拆除。	2022年12月31日前完成	2017

## 2.10 防止变电运行专业事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
2.10.1	500kV 变电站站用交流低压母线备自投方式应采用单向自投方式（即站外电源对站内电源备用，而站内电源不对外来电源进行备用）。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.10.2	若变电站站用电保护或 380V 备自投具备跳进线 380V 断路器功能，站用低压侧 380V 开关应取消低压脱扣功能。	有效期至下次公司反措发布时	2017
2.10.3	GIS（HGIS）设备间隔汇控柜中隔离开关、接地开关具备“解锁/联锁”功能的转换把手、操作把手，应在把手加装防护罩或在回路加装电编码锁。	有效期至下次公司反措发布时	2017

2.10.4	微机防误闭锁装置应具备检修隔离功能，即在检修期间（特别是多工作面作业时），闭锁检修隔离面一次设备操作功能，以防止误向检修设备送电；同时检修工作面设备的操作则不受闭锁。检修隔离管理功能退出时，应不影响防误闭锁软件的正常运行。微机防误闭锁装置应配置检修隔离管理器、检修隔离授权钥匙以及实现检修隔离管理的软件系统。	220kV 及以上变电站 2020 年底前完成，110kV 变电站 2024 年底前完成，35kV 变电站结合改造开展。	2019
2.10.5	取消变电站五防电脑钥匙单一固定密码测试解锁功能；新投入运行的五防电脑钥匙，应采用动态密码加硬件的方式进行测试解锁，其硬件应纳入解锁钥匙进行管理。	有效期至下次公司反措发布时	2019

### 3 防止输电类设备事故

#### 3.1 防止输电类设备事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
3.1.5	110kV 及以上运行线路导地线的档中接头严禁采用预绞式金具作为长期独立运行的接续方式，对不满足要求的接头应于 2023 年 12 月前改造为接续管压接方式连接。在接头未改造前，现场应加强红外测温，发现异常立即处理。	2023 年 12 月 31 日前完成	2017
3.1.6	新建 110kV 及以上输电线路采用复合绝缘子时，绝缘子串型应选用双（多）串形式。运行线路更换单串复合绝缘子时参照执行。	有效期至下次公司反措发布时	2018
3.1.8	输配电线路跨越铁路、一级及以上公路、临近加油站跨越点以及存在事故风险的 500kV 及以上输电线路间交叉跨越点，执行《南方电网输配电线路交叉跨越专项反事故措施》（南方电网生技[2017]22 号）。	长期有效	2018
3.1.9	对 220kV 及以下采用拉线水泥杆的交流输电线路，组织对拉线运行情况开展排查，对锈蚀严重等不满足运行要求的拉线应予以更换。2021 年 12 月底前完成。	2021 年 12 月 31 日前完成	2019
3.1.10	35kV 及以上输电线路跨越铁路、一级及以上公路，跨越档的水泥杆、拉线塔应更换为自立式铁塔，具备条件时应优先改造为独立耐张段。2023 年 12 月底前完成。	2023 年 12 月 31 日前完成	2020
3.1.11	35kV 及以上输电线路跨越铁路、高速公路以及存在电网事故风险重要交叉跨越点，跨越档的跨越侧导地线耐张线夹应开展一次 X 光无损检测，存在问题的应结合实际进行整改。2023 年 12 月底前完成。	2023 年 12 月 31 日前完成	2020
3.1.12	沿海强风区保底电网老旧线路应进行防风能力评估，并结合评估结果开展防风加固改造。2022 年 6 月底前完成。	2022 年 6 月 30 日前完成	2020
3.1.13	沿海强风区重要线路典型区域应安装微气象装置，中重冰区重	2022 年 12 月	2020

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	要线路应在海拔最高处安装覆冰在线监测装置。重要线路、存在电网事故风险重要交叉跨越与重要同走廊区段，山火风险等级三级及以上的隐患点应安装山火在线监测装置。重要线路外力破坏隐患点、存在电网事故风险重要交叉跨越应安装具有前端识别功能的图像/视频在线监测装置。2022年12月底前完成。	31日前完成	
3.1.14	人员密集区或有防爆要求的场所(300m范围内)，新建或改造电缆户外终端应选用复合套管电缆终端。	长期有效	2020

#### 4 防止直流类设备事故

##### 4.1 防止直流阀塔与阀控系统事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
4.1.1	新建直流工程阀厅应配置换流阀红外在线监测系统，系统应能够覆盖全部阀组件，并具备过热自动检测、异常判断和告警等功能，确保阀厅发热类缺陷及时发现。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.2	新建直流工程阀塔积水型漏水检测装置若需投跳闸功能，则跳闸回路应按“三取二”原则配置，防止单一回路故障造成误动或拒动。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.3	新建直流工程阀厅内每个阀塔均应预敷设各类型光纤的备用光纤。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.4	新建直流工程每个阀塔应配置冗余的进出水压差传感器，具备实时监测进出水压差功能。压差传感器应安装于阀塔设备外侧，靠近阀厅巡视走廊处，并应经独立阀门与管路连接，方便检修维护。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.5	新建直流工程阀控系统应实现完全冗余配置，除光接收板卡外，其他板卡均应能够在换流阀不停运的情况下进行更换等故障处理。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.6	新建直流工程每个单阀中必须增加一定数量的冗余晶闸管。各单阀中的冗余晶闸管数，应不少于12个月运行周期内损坏的晶闸管数期望值的2.5倍，也不应少于4个晶闸管。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.7	新建直流工程须明确阀控系统(VBE/VCE)的换流阀保护功能与动作逻辑，直流控制、保护功能设计应与换流阀保护功能设计进行配合，FPT/DPT试验中须做好阀控系统保护功能与直流控制、保护功能配合的联调试验，防止不同厂家设备的功能设置与设备接口存在配合不当。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.8	新建直流工程阀厅设计应根据当地历史气候记录，适当提高阀厅屋顶、侧墙的设计标准，防止大风掀翻以及暴雨雨水渗入。	有效期至下次公司反措发布时	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
4.1.9	新建直流工程阀厅屋顶应设计可靠的安全措施，保障运维人员检查屋顶时，无意外跌落风险。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.10	新建直流工程换流阀阳极电抗器选型不宜采用铁芯夹紧式装配的型号，防止在长期振动环境下铁芯下沉造成设备损坏。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.11	新建柔性直流工程换流阀功率模块选型优先考虑故障后自然短路（而非开路）的类型，减少功率模块故障对于系统的影响；单一功率模块不宜设置可导致直流闭锁的保护功能，如必须设置，则功率单元内相应测量、保护元件应按照“三取二”原则设置，防止单一元件异常直接闭锁直流。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.12	新建直流（常直或柔直）工程换流阀功率模块单一故障不得影响其他设备和直流系统的运行，如故障功率模块少于允许的冗余模块数，不应造成保护动作，不应影响其他设备和直流系统运行。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.1.13	压力、水位等传感器在强电磁干扰、强振动环境的阀厅内具备较强抗干扰能力。传感器外壳应配备专用等电位连接线或接地线。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.1.15	新建直流输电工程应配两套冗余的谐波监测主站，主站应具备： （1）对全站 220kV 及以上各线路、滤波器、换流器的电流电压量 2-50 次谐波监测能力；（2）具备对 50 次以内谐波进行分析的功能；（3）对各次谐波具备两段告警（可设置），具备谐波录波功能，并能外接触发站内故障录波功能。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.1.16	新建直流工程阀冷系统设计需确保内冷水的补充水可靠先进入去离子支路。对于补充水支路与去离子支路中间连接其它支路的，该支路阻断补充水的措施需双重化配置（如逆止阀、电磁阀等），杜绝单一措施失效造成补充水未经处理直接进入内冷水系统造成电导率偏高导致直流闭锁。	2022年12月31日前完成改造	2019
4.1.17	新建直流工程阀控系统应具备阀设备触发信号、回检信号、阀控板卡状态等在线监测功能；具备故障录波功能，录波量包括触发信号、回报信号、与极控（组控）的交换信号、内部保护信号等，在直流闭锁、阀控系统切换或异常时触发并存储录波。	有效期至下次公司反措发布时	2020
4.1.18	新建直流工程换流阀二次板卡应采用三防漆处理，逻辑电路区域应装设抗电磁干扰且防水的屏蔽罩。	有效期至下次公司反措发布时	2020
4.1.19	成套设计阶段应开展直流输电系统防范谐波谐振及背景谐波影响的专题研究，做好背景谐波普测，提出有效防范措施并随工程配套实施，明确直流及系统安全运行边界条件。成套设计单位应考虑谐振谐波、背景谐波对换流变、换流阀等一、二次设备的影响，在设备规范中明确设备选型要求和试验要求，提出谐波管控措施。	有效期至下次公司反措发布时	2020

#### 4.2 防止直流控制保护系统事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
4.2.1	新建特高压直流控制保护系统中应满足在 OLT、解锁工况下同极高低端阀组换流变分接头控制方式一致，且档位差不超过一档。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.2	新建直流工程换流站最后断路器保护功能应可通过出口压板或控制字方式投退。当逆变站的运行的交流出线多于三回时，不投入最后断路器保护功能。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.3	新建直流工程在设计阶段须明确控制保护设备室的洁净度要求；在设备室达到要求前，不应开展控制保护设备的安装、接线和调试；在设备室内开展可能影响洁净度的工作时，须采用完好塑料罩等做好设备的密封防护措施。当施工造成设备内部受到污秽、粉尘污染时，应返厂清洗并经测试正常后方可使用；如污染导致设备运行异常，应整体更换设备。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.5	新建直流工程光纤传输的直流分流器、分压器二次回路应配置充足的备用光纤，一般不低于在用光纤数量的 60%，且不得少于 3 对（1 对包含能量、数据光纤各 1 根），防止光纤故障造成直流长时间停运。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.6	新建直流工程控制保护屏柜顶部应设置防冷凝水和雨水的挡水隔板。继保室、阀冷室、阀控室通风管道不应设计在屏柜上方，防止冷凝水跌落或沿顶部线缆流入屏柜。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.7	新建直流工程直流场测量光纤应进行严格的质量控制： 1、光纤（含两端接头）出厂衰耗不应超过运行许可衰耗值的 60%；同时与厂家同种光纤衰耗固有统计分布的均值相比，增量不应超过 1.65 倍标准差（95%置信度）； 2、现场安装后光纤衰耗较出厂值的增量不应超过 10%。 3、光纤户外接线盒防护等级应达到 IP65 防尘防水等级； 4、设计阶段需精确计算光纤长度，偏差不应超过 15%，防止余纤盘绕增大衰耗； 5、光纤施工过程须做好防振、防尘、防水、防折、防压、防拗等措施，避免光纤损伤或污染。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.8	新建直流工程电压、电流回路及模块数量须充分满足控制、保护、录波等设备对于回路冗余配置的要求。对于直流保护系统，不论采用“三取二”、“完全双重化”或可靠性更高的配置，装置间或装置内冗余的保护元件均不得共用测量回路。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.9	新建直流工程设计须明确直流滤波器是否为直流运行的必要条件，对于必须直流滤波器投入的直流工程，直流滤波器应采用冗余配置，防止单一滤波器故障造成直流停运。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.10	新建直流工程直流控制系统内的保护功能不应与直流保护系统内的保护功能相重复，原则上基于电压、电流等电气量的保护功能应且仅应设置在保护系统内。直流控制系统的保护功能仅限于与控制功能、控制参数密切关联的特殊保护。	有效期至下次公司反措发布时	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
4.2.11	新建直流工程作用于跳闸的非电量保护元件应设置三副独立的跳闸触点，按照“三取二”原则出口，按照“三取一”原则发动作告警信号。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.2.12	运行单位应定期（最长不超过每五年）与直流控制保护设备厂家核查装置板卡固件（底层程序）的最新版本及升级信息。对于厂家评估存在故障隐患的，运行单位应组织厂家制定整治措施并进行必要测试，及时消除隐患。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.2.13	已投运直流及 STATCOM 工程阀水冷系统作用于跳闸的保护及相应传感器应按“三取二”或可靠性更高的模式配置，单一传感器故障不导致保护误动或拒动，传感器须具有故障自检测功能。	2020 年前完成改造	2019
4.2.14	新建直流工程直流控制、保护装置应按照“N-1”原则进行装置可靠性设计，除直接跳闸元件外，任何单一测量通道、装置、电源、板卡、模块、通讯通道故障或退出不应导致保护误动跳闸、直流功率异常或直流闭锁。设备供货商应按该原则进行厂内可靠性测试，并提交测试报告。工程 FPT 阶段应按该原则开展装置模拟试验，系统调试阶段应开展装置冗余掉电试验。工程验收需核查试验报告，并抽查复核试验有效性。	有效期至下次公司反措发布时	2020
4.2.15	新建直流工程各类直流保护系统中，对于因特定测量通道或测量量异常需自动退出相应保护功能的，仅应退出受测量异常影响的保护功能，采用分相保护的仅退出异常相，不得无理由退出或影响其它保护功能，确保其它保护功能仍可以正常动作。	有效期至下次公司反措发布时	2020

#### 4.3 防止其他直流设备事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
4.3.1	新建及改造直流工程换流阀阳极电抗器冷却水管须具备有效防护设计，防止相互间或与其它元件异常接触造成磨损漏水。防护设计应包括但不限于：1、水管使用软质护套全包裹，避免裸露造成异常直接接触；2、水管固定部位宜使用双重冗余紧固件，避免单一紧固件失效造成水管磨损漏水；3、水管布置、固定方式合理可靠，并需考虑运行振动空间裕度，防止水管之间、水管与其它元件发生非紧固性触碰。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.3.2	新建直流工程换流站交流滤波器配置须充分考虑设备的冗余可靠性，任一小组滤波器退出运行不得导致直流降功率或闭锁；在一小组滤波器停运维护状态下，任一小组滤波器故障退出不得导致直流闭锁。	有效期至下次公司反措发布时	2017
4.3.3	新建特高压直流工程旁路开关位置传感器应采取冗余化配置等有效措施，避免因单个传感器异常造成冗余阀组控制系统故障和直流无法运行。	有效期至下次公司反措发布时	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
4.3.4	新建直流工程换流站站外电源应采用专线供电。对于采用两路站外电源的情况，其电源或上级电源宜源自不同的220kV变电站。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.3.5	新建换流站换流阀外冷采用水冷却方式时，宜有两路可靠水源，一路站外水源中断不应影响直流系统正常运行。当仅有一路水源时，在设计基建阶段应研究落实综合技术措施，确保一路水源临时中断后直流系统可正常运行不低于7天。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.3.6	新建直流工程换流站应按阀组（无阀组则按极）、站公用设备、交流场设备等分别设置完全独立的直流电源系统，防范直流电源故障造成直流双阀组、双极同时闭锁。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.3.7	对于在运的直流穿墙套管、直流分压器等设备，其SF6压力低信号接线端子需加装绝缘间隔片或空端子隔离；对新建直流输电工程所有二次交、直流电源接线端子相邻端子间需加装绝缘片或空端子进行物理隔离。	2020年12月31日前完成改造	2018
4.3.8	对于内部存在表带触指连接的直流穿墙套管，内部电接触部位应镀银，并每年测试回路电阻。	有效期至下次公司反措发布时	2018
4.3.9	新建极址中心导流区宜位于极环内部，中心导流区导流电缆应采取措施防止铠装层产生环流。	有效期至下次公司反措发布时	2020
4.3.10	1. 新建直流输电工程换流阀内冷水系统均压电极探针应为纯铂材质，电极与内冷水存在接触的其他部位应采用高耐腐蚀、耐氧化的材料，如采用金属材料，则须为纯铂材质；水管通过电极探针开孔的尺寸应充分考虑探针结垢方便取出的需求，半径应大于探针半径至少1毫米；电极与水管的安装设计应充分考虑电极多次拆装的需求，避免造成水管或电极损伤。	有效期至下次公司反措发布时	2020
4.3.11	新建直流工程换流阀复合材料水管在出厂前应进行无损探伤，确保水管管体无内部裂纹。	有效期至下次公司反措发布时	2020

## 5 防止配网设备事故

### 5.1 防止配网类设备事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
5.1.2	对于跨越铁路、公路、通航河道等的新建和改造的10kV架空线路，应采用独立耐张段或跨越段改电缆，跨越档内采用带钢芯的导线。	有效期至下次公司反措发布时	2017
5.1.3	新建和改造的环网柜必须具备完善的防误闭锁功能，包括防止带电误合地刀功能。	有效期至下次公司反措发布时	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
		发布时	
5.1.4	同沟敷设两回及以上且有中直接头的中压电缆，或与其它管线同沟敷设且有中直接头的中压电缆（穿管或直埋电缆除外），电缆中直接头应采取防火防爆措施。	有效期至下次公司反措发布时	2017
5.1.5	新建和改造的低压台区绝缘导线，必须预装接地挂环。	有效期至下次公司反措发布时	2017
5.1.7	在树障区、建筑区的10kV架空裸导线，结合裸导线改造工作，可采取局部更换为绝缘导线、涂覆绝缘材料等改造措施。	有效期至下次公司反措发布时	2018
5.1.8	新建低压架空线路导线型式须采用架空绝缘导线。按轻重缓急开展存量低压裸导线绝缘化改造工作，优先改造跨越铁路公路村道、穿越商业游乐中心等人员密集场所、临近加油站等影响公共安全的存在安全隐患线路。	2020年12月底前完成优先改造计划，其他结合停电完成	2019

## 6 防止二次系统事故

### 6.1 防止继电保护事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.1.2	为防止回路改变造成的保护误动和拒动，南方电网标准设计以外的设备在接入保护回路及跳合闸回路前，应按设备调管范围经相应的保护主管部门批准。	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.1.3	厂站新投运设备的二次回路（含一次设备机构内部回路）中，交、直流回路不应合用同一根电缆，强电和弱电回路不应合用同一根电缆。	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.1.4	1. 10kV（20kV）配网不接地系统或经消弧线圈接地系统，无中性点改造计划，均应配备小电流接地选线设备。运行设备未配置的，要在2020年12月30日完成改造。 2. 不具备跳闸功能或跳闸回路、选线装置运行年限超过12年、选线装置缺陷率高且厂家技术支持能力不足、选线跳闸准确率低于90%等情况应统一纳入改造范围。	2020年12月31日前完成	2017
6.1.6	部署智能录波器，完善智能站运维管理功能。新建智能站应同步部署智能录波器（含配置文件管控、二次设备状态在线监视、二次虚回路在线监视、二次过程层光纤回路在线监视、二次检修辅助安措、二次回路故障诊断定位、网络报文分析等功能），已投运重要智能站（保护不正确动作可导致电力生产安全事故或一级事件的智能站）应尽快部署智能录波器，完善运维管理功能。	有效期至下次公司反措发布时	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.1.7	<p>新投运设备电压切换装置的电压切换回路及其切换继电器同时动作信号采用保持（双位置）继电器接点，切换继电器回路断线或直流消失信号，应采用隔离刀闸常开接点启动的不保持（单位置）继电器接点。</p> <p>电压切换回路采用双位置继电器接点，而切换继电器同时动作信号采用单位置继电器接点的运行电压切换装置，存在双位置继电器备用接点的，要求结合定检完成信号回路的改造；无双位置继电器备用接点的，结合技改更换电压切换装置。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.1.8	<p>装设了 220kV 备自投 220kV 变电站的 220kV 线路应装设双套光纤差动保护，不满足双套光纤差动要求的应在 2020 年前完成改造。</p>	2020 年 12 月 31 日	2017
6.1.9	<p>1. 采用油压、气压作为操作机构的断路器，压力低闭锁重合闸接点应接入操作箱。</p> <p>2. 对断路器机构本体配置了操作、绝缘压力低闭锁跳、合闸回路的新投运保护装置，应取消相应的串接在操作箱跳合闸控制回路中的压力接点。断路器弹簧机构未储能接点不得闭锁跳闸回路。</p> <p>3. 已投运行操作箱接入断路器压力低闭锁接点后，压力正常情况下应能保证可靠切除永久故障（对于线路保护应满足“分-合-分”动作要求）；当压力闭锁回路改动后，应试验整组传动分、合正常。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.1.10	<p>采用弹簧储能断路器机构多次重合隐患整（调继（2016）10 号）：采用弹簧储能的非三相机械联动机构的断路器，线路保护（含独立重合闸装置，以下同）需要投入三重（或综重、特重）方式时，原则上只考虑单相偷跳启动重合闸功能，应退出线路保护“三相跳位启动重合闸”功能；无退出线路保护“三相跳位启动重合闸”功能的，应将“弹簧未储能接点”接入的线路保护“压力低闭锁重合闸”开入回路。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.1.11	<p>新投运电压互感器的二次绕组二次电压回路采用分相总空气开关，并实现有效监视。对于已投入运行的母线 PT 二次三相联动空开，结合 PT 检修、技改等逐步进行更换；配置备自投装置且线路可能轻载的厂站应优先更换；已投运变电站内备自投装置动作逻辑，若具备并投入检测线路无压和线路开关跳闸位置防误功能的，该站可不更换三相联动空开。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.1.14	<p>完成存在批次缺陷的 220kV 及其以上系统国电南自 U 系列保护功能开入失效装置的插件更换。</p>	2020 年 12 月 31 日前完成改造	2019
6.1.16	<p>一、新建、扩建或改造的 110kV 线路应配置光纤差动保护；</p> <p>二、110kV 三端 T 接线路应配置光纤电流差动保护；对三端以上的多端输电线路，不具备差动保护技术条件的，可不配置光纤电流差动保护；</p> <p>三、在运 220kV 线路、220kV 变电站 110kV 出线应根据“关于</p>	有效期至下次公司反措发布时	2020

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	明确 110kV~220kV 系统继电保护提升高阻故障切除能力相关要求的通知（调继〔2019〕23 号文）开展排查和整改，线路保护存在高阻故障越级动作风险时，应优先配置差动保护。		
6.1.17	<p>一、新投运的 220kV 母线保护要求：</p> <p>1. 220kV 母线保护装置失灵功能出口跳闸时，出现主变、母联（分段）间隔开关失灵时，装置应能继续启动失灵保护，实现故障隔离的要求；</p> <p>2. 220kV 主变间隔应采用电气量保护动作接点和操作箱三跳（TJR）动作接点作为三相跳闸启动失灵开入给 220kV 母线及失灵保护；</p> <p>3. 220kV 母联及分段间隔应采用操作箱三跳（TJR）动作接点作为三相跳闸启动失灵开入给相应的 220kV 母线及失灵保护</p> <p>二、已投运的 220kV 母线保护应满足上述失灵功能逻辑或失灵回路的其中一个，均不满足的应开展整改。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2020
6.1.18	<p>一、新投运保护装置软错误自检应满足以下要求：</p> <p>1. 装置上电后对内存中不变的数据具备监视的功能。</p> <p>2. 采用保护+保护双 CPU 架构宜具备并使用内存校验功能，采用保护+启动双 CPU 架构应具备并使用内存校验功能。</p> <p>3. 当装置监视到内存数据异常时，记录异常并采取恢复措施。</p> <p>二、存在软错误风险的 220kV 及以上存量保护版本，各省区应根据最新发布保护软件版本开展相关排查工作及设备运行风险评估，并结合停电、定检按轻重缓急开展设备软件版本升级工作。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2020
6.1.19	<p>1. 做好智能变电站二次设备的管理，防止保护误动、拒动，按照《南方电网智能变电站二次管理指导意见（南方电网系统〔2016〕32 号）》的要求做好智能站二次设备的并网和运维。</p> <p>2. 按照关于加强在运智能变电站保护相关设备隐患风险管控的通知（办系统〔2019〕12 号文）的要求开展评估和整改。其中评估为一级隐患的，应在 2020 年完成整改或隐患降级；评估为二级隐患的，应在 2022 年完成整改或隐患降级，在 2020 年完成改造项目立项。评估为三级隐患的，应在 2025 年完成整改或隐患降级。</p>	一级隐患的，应在 2020 年完成整改或隐患降级；评估为二级隐患的，应在 2022 年完成整改或隐患降级，在 2020 年完成改造项目立项。评估为三级隐患的，应在 2025 年完成整改或隐患降级。	2020

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.1.20	开关设备的端子箱、汇控柜内应有完善的驱潮防潮装置，防止凝露造成二次设备损坏。对台风影响区域的户外端子箱、汇控柜可采用顶部加装遮雨罩、底部加装升高座、加强端子箱电缆进线封堵等措施，防止雨水、潮气入侵。	有效期至下次公司反措发布时	2020
6.1.21	<p>一、对新投运配置两段直流母线两组蓄电池的变电站(发电厂)，110kV 主变保护直流电源的使用应满足以下要求：</p> <p>1. 对主后独立的变压器保护，高压侧后备保护和中、低压侧后备保护应分别接在不同直流母线上。主变的各侧后备保护装置和相应侧断路器的控制电源，应取自同一段直流母线。</p> <p>2. 对主后合一的变压器保护，变压器保护一与高压侧断路器控制电源接在一段直流母线上，变压器保护二与中压侧断路器、低压侧断路器控制电源接在另一段直流母线上。</p> <p>3. 智能变电站双重化配置的两套主后合一的主变保护还须满足以下要求：与主变保护配合的合并单元、智能终端、交换机等相关设备的直流电源，应与相应的主变保护接在同一直流母线段。</p> <p>二、对于不满足以上技术要求的存量变电站（发电厂），应按照以下要求进行整改：</p> <p>1. 对单套配置直流电源系统的 110kV 变电站，对侧 110kV 线路距离保护 III（IV）段对本站 110kV 主变低压侧母线故障不满足灵敏度要求的、主变保护拒动可能导致二级及以上电力安全事件的，应于 2020 年 6 月 30 日前完成直流电源双重化改造。</p> <p>2. 对已配置两段直流母线两组蓄电池的 110kV 变电站，110kV 主变保护及其相关设备的直流电源二次回路不满足第一条要求，应于 2020 年 12 月 30 日前完成整改工作。</p> <p>三、110kV 变电站直流电源双重化改造项目中，应按照以上技术要求，确保 110kV 主变保护及其相关设备的直流电源二次回路改造与直流电源双重化改造项目同步设计、同步施工、同步投运。</p>	2020 年 12 月 31 日	2020
6.1.22	<p>1. 对于运行年限超 12 年的 110kV 及以上保护装置，经地市供电局、超高压局及双调电厂分管生产领导组织评估，存在保护拒动、误动或无法及时消缺等运行风险，应提前立项，按期改造。</p> <p>2. 对于装置拒动、误动可能导致一级及以上事件（含事故）的保护装置，应提前立项，按运行年限不超过 12 年进行改造。</p> <p>3. 对于有快速切除故障要求且运行年限超 12 年的 220kV 及以上保护装置，应提前立项，按运行年限不超过 12 年进行改造。</p>	有效期至下次公司反措发布时	2020

## 6.2 防止通信装置事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
----	-------	-------	------

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.2.3	OPGW 光缆引下线安装应满足《电力通信光缆安装技术要求 DL/T 1733-2017》要求，光缆进站接地采用可靠接地方式时，引下光缆应至少两点接地，接地点分别在构架顶端、下端固定点（余缆前），并通过匹配的专用接地线可靠接地；光缆引下应每隔 1.5m~2m 安装一个引下线夹，保证引下光缆与杆塔或构架本体间距不小于 50mm。	有效期至下次公司反措发布时	2018

### 6.3 防止自动化专业事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.3.3	自动化系统服务器、工作站在应用平台完成启动之前应具备自动检查操作系统的时间功能，出现偏差应先采取校正操作。自动化系统关键应用的主备切换前应具备自动检查应用状态是否正常、主备实时库的重要数据是否一致、检查操作系统时间功能，出现问题应中止切换操作。不具备条件的采用手工方法核对检查操作系统时间。	2020 年 12 月 31 日	2017
6.3.7	调度自动化系统主站（含OCS、OMS）数据库服务器在双网断线恢复后，数据库等服务应具备自启动功能，无需人工重启，保证业务应用自动恢复。	有效期至下次公司反措发布时	2019
6.3.9	厂站端应具备对调度主站下行控制指令的认证措施，对来源于主站的控制命令和参数设置指令采取安全鉴别和数据完整性验证措施，避免非法窃取和篡改。	有效期至下次公司反措发布时	2019
6.3.10	OCS 系统节点(应用)配置工具在新增节点(应用)时，应将新增节点(应用)默认配置应为备用节点且优先级最低。	有效期至下次公司反措发布时	2019
6.3.11	调控一体化设备监控及告警采集应满足《南方电网调控一体化设备监视信息及告警设置规范（试行）》要求	有效期至下次公司反措发布时	2020
6.3.12	厂站远动配置应满足调控一体化主调、备调接入要求，具备冗余通道，确保调度端设备集中监视和控制可靠	有效期至下次公司反措发布时	2020
6.3.13	针对美国民用 GPS 服务接口委员会（CGSIC）发布的 GPS 周计数器周期性发生翻转问题，主站、厂站时间同步装置的 GPS 模块不应异常，不应出现输出时间跳变、停止工作等问题，各单位应分轻重缓急，逐步升级完善，增加北斗对时模块。	2025 年 12 月 31 日前完成	2020

### 6.4 防止安自专业事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.4.1	安稳、备自投、低周减载及失步解列等安自装置的跳闸出口，原则上应直接接断路器操作箱跳闸回路（110kV 及以下集成操	有效期至下次公司反措	2017

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	作箱功能的保护装置，安自装置的跳闸出口应直接接保护装置的操作跳闸回路)。现场未配置操作箱且保护装置未集成断路器操作跳闸回路的，安自装置的跳闸出口应直接接断路器跳闸回路。发电厂安自装置动作后需启动停机流程的，可另增一副出口接点启动停机流程。	发布时	
6.4.2	1、对于新建、扩建和技改的稳控切机执行站装置，除因稳定控制要求需采取最优匹配切机方案外，应采用双套独立模式。 2、对于采用主辅运模式的切机执行站，主运装置动作后闭锁辅运装置，辅运装置动作后不再闭锁主运装置；辅运装置被主运装置闭锁后，必须将其所有动作标志清空，防止主运装置闭锁信号消失后，辅运装置因其它扰动误动出口。	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.4.3	1、各自投装置设置的检备用电源电压异常放电逻辑应设置延时，具体延时躲过相关后备保护动作时间，以防止主供电源故障引起备用电源短时异常时装置误放电；在上述延期内，一旦备用电源恢复正常，异常放电逻辑应瞬时复归。 2、各自投装置应确保本站主供电源开关跳开后再接合备用电源，同时应具备防止合于故障的保护措施，或具备合于故障的加速跳闸功能。 3、各自投装置起动后跟跳主供电源开关时，禁止通过手跳回路起动跳闸，以防止因同时起动“手跳闭锁各自投”逻辑而误闭锁各自投。	有效期至下次公司反措发布时	2017
6.4.4	母线 PT 断线可能导致轻载变电站各自投误动作情况，宜在主供电源跳闸判别逻辑中引入线路电压、开关位置等辅助判别信息，增加防误判据（如：采用“进线无流且线路 PT 无压”与“进线开关分位”或逻辑）	有效期至下次公司反措发布时	2018
6.4.5	新建、扩建或改造的安自装置端子排的对外每个端子的每个端口只允许接一根线，不允许两根线压接在一起。对于已运行的装置应按照轻重缓急原则，结合技改完成整改。	有效期至下次公司反措发布时	2019

#### 6.5 防止电力监控系统网络安全事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
6.5.4	各级主站、厂站应按作业指导书的要求，配置生产控制大区专用 U 盘及专用杀毒电脑，变电站端应配备杀毒 U 盘，拆除或禁用不必要的光驱、USB 接口、串行口等，按流程严格管控移动介质接入生产控制大区、严禁出现跨区互联等违规情况。	2021 年 12 月 31 日	2017
6.5.8	变电站运维班组配置具有病毒免疫能力的专用安全 U 盘，并按计划在监控后台等主机部署 U 盘管控软件，从技术上确保只有认证的专用安全 U 盘才能正常接入。	2021 年 12 月 31 日	2018
6.5.9	按国家要求开展调度数字证书系统、纵向加密认证装置、反向隔离装置等设备使用 SM2 等国密算法的改造，按计划 2020 年底	2020 年 12 月 31 日	2018

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
	前完成。		
6.5.10	尚未按《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全[2015]36号）、《南方电网电力监控系统安全防护技术规范》等要求完成配网终端防护、E1、MSTP专线纵向加密认证等合规性改造或缺失的防护设备部署的单位，2020年底应完成改造和部署工作。	2020年12月31日前完成改造	2019
6.5.11	电力监控系统主站及厂站主机操作系统完成主机加固，工作开展前需要进行安全评估和验证。按照《关于开展电力监控系统清朗网络空间创建活动的通知》（系统[2018]41号）的要求落实“三清除两关闭，三规范两加强”的各项措施。	长期有效	2019
6.5.12	按照《电力监控系统Windows主机改造工作方案》的要求落实电力监控系统Windows主机改造和移动介质技术管控工作，按计划2020年底前完成。	2020年12月31日前完成改造	2019
6.5.13	位于变电站III区的采用公网和无线专网通信的数据采集终端（巡检机器人等），应加装安全防护模块。	有效期至下次公司反措发布时	2020

## 7 防止计量类设备事故

### 7.1 防止计量类设备事故

序号	反事故措施	时效性要求	首发年份
7.1.1	新装、更换负荷管理终端、配变计量监测终端，电源承受的浪涌电压等级由原来的4000V提高至6000V。厂家供货时需提供整机详细电路设计原理图。	有效期至下次公司反措发布时	2018
7.1.2	加大油浸式高压组合计量用互感器隐患排查，对存在安全隐患的油浸式高压组合计量用互感器，要及时更换为硅橡胶固体式高压组合计量用互感器。属客户资产的设备，要督促客户整改。	有效期至下次公司反措发布时	2020

注：已固化或终止执行的反措编号原则上予以保留，方便追溯，新增加的反措使用新编号。



附录 B 《南方电网公司反事故措施（2019 版）》纳入标准情况（共 38 项）

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况		
			标准名称	标准编号	标准章条号
2.1.1	变压器交接、大修和近区或出口短路造成变压器跳闸时应进行绕组变形试验，防止因变压器绕组变形累积造成的绝缘事故。禁止变压器出口短路后，未经绕组变形试验及其它检查试验就盲目将其投入运行。对判明线圈有严重变形并逐渐加重的变压器，应尽快吊罩检查和检修处理，防止因变压器线圈变形累积造成的绝缘事故。	2017	电力设备交接验收规程 电力设备检修试验规程	Q/CSG1205019-2018 Q/CSG1206007-2017	5.1 6.1.1
2.1.4*	对公司范围内上海 MWB 公司生产 COT550-800、COT325-800 型套管（包括 220kV、110kV 主变 110kV 侧，及 220kV、110kV 主变中性点套管）进行检查及改造，2017 年 12 月 31 日前完成（存量设备）改造。改造要求如下：检查套管油位及表面渗漏情况，测试套管端部与导电杆等电位连接，开展套管预防性试验；检查电缆接线柱上的橡胶垫圈、碟形弹介、注油塞、取油塞及套管定位销状态；室外运行主变应加装套管防雨罩。	2017	110kV~500kV 交流电力 变压器 技术规范书 (通用部分)		5.2.4.12)
2.1.5	落实 HSP 公司 500kV 油纸电容式高压交流套管反事故措施： 1、加强对 HSP 公司 500kV 油纸电容式变压器套管的日常巡视，每月至少红外成像一次，并对红外图像进行对比分析，及时发现缺陷。 2、每年度测量一次该类型套管的电容和介损值，并仔细与出厂值和历史测量值进行比对分析，对电容量变化超过 2%的应取油样进行色谱分析，电容值变化率超过 3%的必须予以更换。介损值如有突变或介损超过 0.5%时，应查明原因。 3、加装了套管在线监测装置且监测量稳定的，可按照正常预试周期试验。	2017	超高压输电公司设备运 维策略表（2019 版）	超高压输电公 司设备运维策 略表（2020 版）	第一章.11
2.1.7	110kV 及以上变压器配置直流偏磁抑制装置要求如下： 1、若变压器运行中实测中性点直流偏磁电流超过允许值（500kV 变压器每相为 10A、110kV 和 220kV 变压器每台为 10A），则应配置直流偏磁抑制装置；如未超过允许值，但变压器存在噪声、振动等异常情况，经技术评估认为有必要的，可配置直流偏磁抑制装置。 2、对于新建/扩建主变，宜进行直流偏磁电流计算评估。若计算评估的直流偏磁电流超过允许值，则应配置直流偏磁抑制装置。 3、对于可能受城市轨道交通（如地铁）影响的主变，经专题研究后认为有必要时可配置直流偏磁抑制装置。 4、新建室内变电站应预留装置安装场地。	2017	一、35kV-500kV 变电站 装备技术导则（变电一 次分册） 二、电容型直流偏磁抑 制装置技术规范	一、Q/CSG 1203004.1-201 4 二、Q/CSG 1203022-2106	一、5.1.1.4 二、5.2、 5.3、5.4
2.1.10	新采购的 110kV 及以上电压等级油浸式变压器(电抗器)，在安装完成后应对变压器(电抗器)整体及分接开关开展密封检查试验，试验方法按照 DL/T	2017	电力设备交接验收规程	Q/CSG1205019-2018	5.1

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况		
			标准名称	标准编号	标准章条号
	264 《油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则》开展。				
2.3.4	对由上海 MWB 互感器有限公司生产的 TEMP-500IU 型 CVT，应分轻重缓急，分期分批开展 CVT 电容器单元渗漏油缺陷进行整改。对暂未安排整改的 CVT 应加强运行巡视，重点关注渗漏油情况。新建工程不允许采用未整改结构的同类产品。	2017	110kV~500kV 油浸电容式电压互感器技术规范书（通用部分）		5.2.1
2.4.1	新建的厂站，设计配置有两套蓄电池组的，应使用不同厂家的产品，同厂家的产品可根据情况站间调换。	2017	电力设备交接验收规程	Q/CSG1205019-2018	20.2/11/第十三条
2.4.3	蓄电池组配置电池巡检仪的告警信号应接入监控系统。	2017	电力设备交接验收规程	Q/CSG1205019-2018	20.2/11/第十四条
2.5.4	同一组合电器设备间隔汇控柜内隔离开关的电机电源空气开关应独立设置；同一组合电器设备间隔汇控柜的“远方/就地”切换钥匙与“解锁/联锁”切换为同一把钥匙的，宜采用更换锁芯的方式进行整改。	2017	110kV-500kV 组合电器技术规范（通用部分）		5.2.3.4
2.10.1	500kV 变电站站用交流低压母线自备投方式应采用单向自投方式（即站外电源对站内电源备用，而站内电源不对外来电源进行备用）。	2017	电力设备交接验收规程	Q/CSG1205019-2018	20.3/1/第十条
2.10.2	若变电站站用电保护或 380V 自备投具备跳进线 380V 断路器功能，站用低压侧 380V 开关应取消低压脱扣功能。	2017	电力设备交接验收规程	Q/CSG1205019-2018	20.3/1/第十一条
3.1.1	中、重冰区的 220kV 及以上线路、110kV 重要线路应具备融冰功能，且线路两侧均应配置融冰刀闸，固定式直流融冰装置所在变电站应配置覆盖所有需融冰的 110kV 及以上线路融冰母线。具备改造条件的在运线路或变电站于 2018 年 12 月底前完成改造。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.1 第 i 条
3.1.2	110kV 及以上输电线路因舞动发生过相间放电的区段，应采取安装线夹回转式间隔棒、相间间隔棒等有效的防舞改造措施；对于舞动频繁区段，宜安装舞动在线监测装置加强监控。不满足要求的于 2018 年 12 月底前完成改造。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.1 第 m 条
3.1.3	10mm 及以上冰区且为 c 级及以上污区并发生过冰闪的线路，导线悬垂串宜采用 V 型、八字型、大小伞插花 I 型绝缘子串、防覆冰复合绝缘子等措施防止冰闪。不满足要求的于 2018 年 12 月底前完成改造。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.2 第 d 条
3.1.4	随输电线路架设的已退运 ADSS 光缆应尽快拆除，2017 年 12 月底前完成（存量设备整改）。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.1 第 g 条
3.1.6	新建 110kV 及以上输电线路采用复合绝缘子时，绝缘子串型应选用双（多）串形式。运行线路更换单串复合绝缘子时参照执行。	2018	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.2 第 b 条
3.1.8	输配电线路跨越铁路、一级及以上公路、临近加油站跨越点以及存在事故	2018	35kV~500kV 交流输电	Q/CSG	5.1.5 第 e

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况		
			标准名称	标准编号	标准章条号
	风险的 500kV 及以上输电线路间交叉跨越点，执行《南方电网输电线路交叉跨越专项反事故措施》（南方电网生技[2017]22 号）。		线路装备技术导则	1107003-2019	条
4.1.6	新建直流工程每个单阀中必须增加一定数量的冗余晶闸管。各单阀中的冗余晶闸管数，应不少于 12 个月运行周期内损坏的晶闸管数期望值的 2.5 倍，也不应少于 4 个晶闸管。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	5.1.1
4.1.10	新建直流工程换流阀阳极电抗器选型不宜采用铁芯夹紧式装配的型号，防止在长期振动环境下铁芯下沉造成设备损坏。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	5.1.1
4.1.11	新建柔性直流工程换流阀功率模块选型优先考虑故障后自然短路（而非开路）的类型，减少功率模块故障对于系统的影响；单一功率模块不宜设置可导致直流闭锁的保护功能，如必须设置，则功率单元内相应测量、保护元件应按照“三取二”原则设置，防止单一元件异常直接闭锁直流。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	5.2.1 5.2.2
4.1.12	新建直流（常直或柔直）工程换流阀功率模块单一故障不得影响其他设备和直流系统的运行，如故障功率模块少于允许的冗余模块数，不应造成保护动作，不应影响其他设备和直流系统运行。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	5.2.1 5.2.2
4.2.9	新建直流工程设计须明确直流滤波器是为直流运行的必要条件，对于必须直流滤波器投入的直流工程，直流滤波器应采用冗余配置，防止单一滤波器故障造成直流停运。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	5.7.1.2
4.2.11	新建直流工程作用于跳闸的非电量保护元件应设置三副独立的跳闸触点，按照“三取二”原则出口，按照“三取一”原则发动作告警信号。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	4.9
4.3.2	新建直流工程换流站交流滤波器配置须充分考虑设备的冗余可靠性，任一小组滤波器退出运行不得导致直流降功率或闭锁；在一小组滤波器停运维护状态下，任一小组滤波器故障退出不得导致直流闭锁。	2017	±160kV 至±800kV 直流换流站一次设备选型指导意见	生技(2018)121号	5.9.1.1
5.1.1	严禁 PT 柜内避雷器直接连接母线。	2017	10kV SF6 环网柜技术规范书	2017 版 V1.0	5.2.12.3
5.1.2	对于跨越铁路、公路、通航河道等的新建和改造的 10kV 架空线路，应采用独立耐张段或跨越段改电缆，跨越档内采用带钢芯的导线。	2017	20kV 及以下电网装备技术导则	Q/CSG 1203004.3-2017	8.1.8
5.1.3	新建和改造的环网柜必须具备完善的防误闭锁功能，包括防止带电误合地刀功能。	2017	10kV SF6 环网柜技术规范书	2017 版 V1.0	5.2.4.1
5.1.5	新建和改造的低压台区绝缘导线，必须预装接地挂环。	2017	20kV 及以下电网装备技	Q/CSG	8.1.4(4)

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况		
			标准名称	标准编号	标准章条号
			术导则	1203004.3-2017	
5.1.7	在树障区、建筑区的 10kV 架空裸导线，结合裸导线改造工作，可采取局部更换为绝缘导线、涂覆绝缘材料等改造措施。	2018	20kV 及以下电网装备技术导则	Q/CSG 1203004.3-2017	8.1.2(5)
6.1.3	厂站新投运设备的二次回路（含一次设备机构内部回路）中，交、直流回路不应合用同一根电缆，强电和弱电回路不应合用同一根电缆。	2017	部分涵盖于《南方电网继电保护通用技术规范》	Q/CSG 110010-2011	7.12.10.9 7.12.10.10
6.1.7	新投运设备电压切换装置的电压切换回路及其切换继电器同时动作信号采用保持（双位置）继电器接点，切换继电器回路断线或直流消失信号，应采用隔离刀闸常开接点启动的不保持（单位置）继电器接点。电压切换回路采用双位置继电器接点，而切换继电器同时动作信号采用单位置继电器接点的运行电压切换装置，存在双位置继电器备用接点的，要求结合定检完成信号回路的改造；无双位置继电器备用接点的，结合技改更换电压切换装置。	2017	部分存在于《220kV 线路保护技术规范》	Q/CSG110011-2012	7.3.3.2
6.1.9	1. 采用油压、气压作为操作机构的断路器，压力低闭锁重合闸接点应接入操作箱。 2. 对断路器机构本体配置了操作、绝缘压力低闭锁跳、合闸回路的新投运保护设备，应取消相应的串接在操作箱跳合闸控制回路中的压力接点。断路器弹簧机构未储能接点不得闭锁跳闸回路。 3. 已投运行操作箱接入断路器压力低闭锁接点后，压力正常情况下应能保证可靠切除永久故障（对于线路保护应满足“分-合-分”动作要求）；当压力闭锁回路改动后，应试验整组传动分、合正常。	2017	《南方电网继电保护通用技术规范》 《10kV~500kV 输变电及配电工程质量验收与评定标准：继电保护分册》	Q/CSG 110010-2011	7.8
6.1.11	新投运电压互感器的二次绕组二次电压回路采用分相总空气开关，并实现有效监视。对于已投入运行的母线 PT 二次三相联动空开，结合 PT 检修、技改等逐步进行更换；配置自投装置且线路可能轻载的厂站应优先更换；已投运变电站内备自投装置动作逻辑，若具备并投入检测线路无压和线路开关跳闸位置防误功能的，该站可不更换三相联动空开。	2017	《南方电网 500kV 变电站二次接线标准》	Q/CSG1201016-2017	4.2.1
6.1.12	一、新投运的 220kV 母线保护要求： 1. 220kV 母线保护装置失灵功能出口跳闸时，出现主变、母联（分段）间隔开关失灵时，装置应能继续启动失灵保护，实现故障隔离的要求； 2. 220kV 主变间隔应采用电气量保护动作接点和操作箱三跳（TJR）动作接点作为三相跳闸启动失灵开入给 220kV 母线及失灵保护；	2018	《220kV 母线保护技术规范》	Q/CSG 110022-2012	6.1.20 7.5 7.6

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况		
			标准名称	标准编号	标准章条号
	<p>3. 220kV 母联及分段间隔应采用操作箱三跳 (TJR) 动作接点作为三相跳闸启动失灵开入给相应的 220kV 母线及失灵保护。</p> <p>二、已投运的 220kV 母线保护要求：</p> <p>1. 要求满足上述失灵功能逻辑或失灵回路的其中一个，均不满足的应开展整改；</p> <p>2. 500kV 变电站应在 2018 年 6 月 30 日前完成整改</p>				
6.4.3	<p>1、各自投装置设置的检备用电源电压异常放电逻辑应设置延时，具体延时躲过相关后备保护动作时间，以防止主供电源故障引起备用电源短时异常时装置误放电；在上述延期内，一旦备用电源恢复正常，异常放电逻辑应瞬时复归。</p> <p>2、各自投装置应确保本站主供电源开关跳开后再合备用电源，同时应具备防止合于故障的保护措施，或具备合于故障的加速跳闸功能。</p> <p>3、各自投装置起动后跟跳主供电源开关时，禁止通过手跳回路起动跳闸，以防止因同时起动“手跳闭锁各自投”逻辑而误闭锁各自投。</p>	2017	南方电网各自投装置配置与技术功能规范	Q/CSG 1204033-2018	5.9.3 5.9.12 5.9.16
6.4.4	<p>母线 PT 断线可能导致轻载变电站各自投误动作情况，宜在主供电源跳闸判别逻辑中引入线路电压、开关位置等辅助判别信息，增加防误判据（如：采用“进线无流且线路 PT 无压”与“进线开关分位”或逻辑）</p>	2018	南方电网各自投装置配置与技术功能规范 但涉及存量设备，仍需列入	Q/CSG 1204033-2018	5.9.5
6.5.5	<p>2019 年底地区供电局及以上主站自动化、通信机房，500kV 及以上厂站主控室等关键区域应按安全防护相关规定，完善电子门禁、视频监控、红外防盗报警、温湿度监控、防渗水监控等功能，通过响铃、短信等方式实现自动报警，确保关键场所物理安全。</p>	2017	《南方电网电力监控系统安全防护技术规范》	Q/CSG1204009- 2015	9.17
7.1.1	<p>新装、更换负荷管理终端、配变计量监测终端，电源承受的浪涌电压等级由原来的 4000V 提高至 6000V。厂家供货时需提提供整机详细电路设计原理图。</p>	2018	配变监测计量终端技术规范书、负荷管理终端技术规范书	/	4.9.8

## 附录 C 《南方电网公司反事故措施（2019 版）》条文终止情况（共 31 项）

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况			终止原因
			标准名称	标准编号	标准章条号	
2.1.1	变压器交接、大修和近区或出口短路造成变压器跳闸时应进行绕组变形试验，防止因变压器绕组变形累积造成的绝缘事故。禁止变压器出口短路后，未经绕组变形试验及其它检查试验就盲目将其投入运行。对判明线圈有严重变形并逐渐加重的变压器，应尽快吊罩检查和检修处理，防止因变压器线圈变形累积造成的绝缘事故。	2017	电力设备交接验收规程 电力设备检修试验规程	Q/CSG1205019-2 018 Q/CSG1206007-2 017	5.1 6.1.1	纳入标准且无存量需整改
2.1.4*	对公司范围内上海 MWB 公司生产 COT550-800、COT325-800 型套管（包括 220kV、110kV 主变 110kV 侧，及 220kV、110kV 主变中性点套管）进行检查及改造，2017 年 12 月 31 日前完成（存量设备）改造。改造要求如下：检查套管油位及表面渗漏情况，测试套管端部与导电杆等电位连接，开展套管预防性试验；检查电缆接线柱上的橡胶垫圈、碟形弹介、注油塞、取油塞及套管定位销状态；室外运行主变应加装套管防雨罩。	2017	110kV~500kV 交流电力 变压器 技术规范书 (通用部分)		5.2.4.12)	纳入标准且无存量需整改
2.1.5	落实 HSP 公司 500kV 油纸电容式高压交流套管反事故措施： 1、加强对 HSP 公司 500kV 油纸电容式变压器套管的日常巡视，每月至少红外成像一次，并对红外图像进行对比分析，及时发现缺陷。 2、每年度测量一次该类型套管的电容和介损值，并仔细与出厂值和历史测量值进行比对分析，对电容量变化超过 2%的应取油样进行色谱分析，电容值变化率超过 3%的必须予以更换。介损值如有突变或介损超过 0.5%时，应查明原因。 3、加装了套管在线监测装置且监测量稳定的，可按照正常预试周期试验。	2017	超高压输电公司设备运 维策略表（2019 版）	超高压输电公司 设备运维策略表 （2020 版）	第一章.11	仅超高压公司 有此类型套 管，已纳入设 备运维策略表

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况			终止原因
			标准名称	标准编号	标准章条号	
2.1.7	110kV 及以上变压器配置直流偏磁抑制装置要求如下： 1、若变压器运行中实测中性点直流偏磁电流超过允许值（500kV 变压器每相为 10A、110kV 和 220kV 变压器每台为 10A），则应配置直流偏磁抑制装置；如未超过允许值，但变压器存在噪声、振动等异常情况，经技术评估认为有必要的，可配置直流偏磁抑制装置。 2、对于新建/扩建主变，宜进行直流偏磁电流计算评估。若计算评估的直流偏磁电流超过允许值，则应配置直流偏磁抑制装置。 3、对于可能受城市轨道交通（如地铁）影响的主变，经专题研究后认为有必要时可配置直流偏磁抑制装置。 4、新建室内变电站应预留装置安装场地。	2017	一、35kV-500kV 变电站装备技术导则（变电一次分册） 二、电容型直流偏磁抑制装置技术规范	一、Q/CSG 1203004.1-2014 二、Q/CSG 1203022-2106	一、5.1.1.4 二、5.2、5.3、5.4	纳入标准且无存量需整改
2.1.10	新采购的 110kV 及以上电压等级油浸式变压器（电抗器），在安装完成后应对变压器（电抗器）整体及分接开关开展密封检查试验，试验方法按照 DL/T 264 《油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则》开展。	2017	电力设备交接验收规程	Q/CSG1205019-2018	5.1	本条针对新采购的变压器（电抗器），南网已有相关规程可执行
3.1.1	中、重冰区的 220kV 及以上线路、110kV 重要线路应具备融冰功能，且线路两侧均应配置融冰刀闸，固定式直流融冰装置所在变电站应配置覆盖所有需融冰的 110kV 及以上线路融冰母线。具备改造条件的在运线路或变电站于 2018 年 12 月底前完成改造。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.1 第 i 条	纳入标准且无存量需整改
3.1.2	110kV 及以上输电线路因舞动发生过相间放电的区段，应采取安装线夹回转式间隔棒、相间间隔棒等有效的防舞改造措施；对于舞动频繁区段，宜安装舞动在线监测装置加强监控。不满足要求的于 2018 年 12 月底前完成改造。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.1 第 m 条	纳入标准且无存量需整改
3.1.3	10mm 及以上冰区且为 c 级及以上污区并发生过冰闪的线路，导线悬垂串宜采用 V 型、八字型、大小伞插花 I 型绝缘子串、防覆冰复合绝缘子等措施防止冰闪。不满足要求的于 2018 年 12 月底前完成改造。	2017	35kV~500kV 交流输电线路装备技术导则	Q/CSG 1107003-2019	6.1.2 第 d 条	纳入标准且无存量需整改
3.1.4	随输电线路架设的已退运 ADSS 光缆应尽快拆除，2017	2017	35kV~500kV 交流输电	Q/CSG	6.1.1 第 g	纳入标准且无

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况			终止原因
			标准名称	标准编号	标准章条号	
	年 12 月底前完成（存量设备整改）。		线路装备技术导则	1107003-2019	条	存量需整改
5.1.1	严禁 PT 柜内避雷器直接连接母线。	2017	10kV SF6 环网柜技术规范书	2017 版 V1.0	5.2.12.3	纳入标准且无存量需整改
6.1.12	<p>一、新投运的 220kV 母线保护要求：</p> <p>1. 220kV 母线保护装置失灵功能出口跳闸时，出现主变、母联（分段）间隔开关失灵时，装置应能继续启动失灵保护，实现故障隔离的要求；</p> <p>2. 220kV 主变间隔应采用电气量保护动作接点和操作箱三跳(TJR)动作接点作为三相跳闸启动失灵开入给 220kV 母线及失灵保护；</p> <p>3. 220kV 母联及分段间隔应采用操作箱三跳（TJR）动作接点作为三相跳闸启动失灵开入给相应的 220kV 母线及失灵保护。</p> <p>二、已投运的 220kV 母线保护要求：</p> <p>1. 要求满足上述失灵功能逻辑或失灵回路的其中一个，均不满足的应开展整改；</p> <p>2. 500kV 变电站应在 2018 年 6 月 30 日前完成整改</p>	2018	《220kV 母线保护技术规范》	Q/CSG 110022-2012	6.1.20 7.5 7.6	修改后纳入 2020 版反措 6.1.17
6.2.2	依据《关于通报两起 500kV 站内计划施工误断通信光缆事件的通知》（调通【2016】4 号），2018 年底前完成所有 110kV 及以上厂站站内光缆标识、站内资料交底等整改。	2017	《南方电网电力光缆技术规范》		6.3	纳入标准且无存量需整改
6.5.5	2019 年底地区供电局及以上主站自动化、通信机房，500kV 及以上厂站主控室等关键区域应按安全防护相关规定，完善电子门禁、视频监控、红外防盗报警、温湿度监控、防渗水监控等功能，通过响铃、短信等方式实现自动报警，确保关键场所物理安全。		《南方电网电力监控系统安全防护技术规范》	Q/CSG1204009-2015	9.17	纳入标准且无存量需整改
4.1.14	成套设计单位应从一、二次设备方面开展防范谐波谐振和振荡的专题研究，提出有效防范措施并随工程配套实施，结合提出直流及系统安全运行边界条件。成套设计单位应考虑谐波对换流变、换流阀等主设备的影响，提出明确的设备选型要求，并经试验充分验证，避免在运行中因谐波导致设备损坏。	2018		无		修改后纳入 2020 版反措 4.1.19 条

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况			终止原因
			标准名称	标准编号	标准章条号	
6.1.5	新建、扩建或改造的定值配合困难的 110kV 线路（如环网线路）应配置光纤差动保护。	2017		无		修改后纳入 2020 版反措 6.1.16 条
6.1.13	一、新投运保护装置软错误自检应满足以下要求： 1 装置上电后对内存中不变的数据具备监视的功能。 2 采用保护+保护双 CPU 架构宜具备并使用内存校验功能，采用保护+启动双 CPU 架构应具备并使用内存校验功能。 3 当装置监视到内存数据异常时，记录异常并采取恢复措施。 二、存在软错误风险的 220kV 及以上存量保护版本，各省区应根据 2019 年发布保护软件版本开展相关排查工作及设备运行风险评估，并结合停电、定检按轻重缓急开展设备软件版本升级工作。	2019		无		修改后纳入 2020 版反措 6.1.18 条
6.1.15	做好智能变电站二次设备的管理，防止保护误动、拒动，按照《南方电网智能变电站二次管理指导意见（南方电网系统〔2016〕32 号）》的要求做好智能站二次设备的并网和运维；针对保护误动、拒动可能导致一级事件及其以上事故的智能变电站，各单位应制定改造措施优先整改，加快改造进度。	2019		无		修改后纳入 2020 版反措 6.1.19 条
6.3.6	变电站视频及环境监控系统户外摄像机及电缆护管、抱箍、接线盒等附属设施存在锈蚀严重、松动、退役未及时拆除等情况的，易导致人身、设备安全风险，应进行加固，退役需拆除的要及时拆除。	2017		无		修改后纳入 2020 版反措 2.9.18 条
6.3.8	针对美国民用 GPS 服务接口委员会（CGSIC）发布的 GPS 周计数器周期性发生翻转问题，主站、厂站时间同步装置的 GPS 模块不应异常，不应出现输出时间跳变、停止工作等问题，各单位应分轻重缓急，逐步升级完善。	2019		无		修改后纳入 2020 版反措 6.3.13 条
2.1.11	新建工程 SF6 气体绝缘套管在出厂及交接时需在跳闸气压下进行额定运行电压下的绝缘试验。	2019		无		修改后纳入 2020 版反措 2.1.14 条
2.2.1	对运行中的干式空心电抗器，其表面有龟裂、脱皮或爬	2018		无		修改后纳入

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况			终止原因
			标准名称	标准编号	标准章条号	
	电痕迹严重现象的，应进行全包封防护工艺技术处理。					2020 版反措 2.2.2 条
2.3.3	对于江苏思源赫兹互感器有限公司生产的 LVQBT-500 型电流互感器（2013 年前出厂），其密度继电器报警线进出孔未封堵的，应及时进行封堵处理。	2017		无		无存量需整改，且无增量，不适合纳入标准
2.3.5	对于由上海 MWB 互感器有限公司生产的 SAS245 型号电流互感器（2001 年前出厂，采用石墨防爆膜），应分轻重缓急，分期分批开展防爆膜更换及整改工作。	2017		无		无存量需整改，且无增量，不适合纳入标准
3.1.7	110kV 及以上输电线路跨越铁路、高速公路，跨越档的水泥杆、拉线塔应更换为自立式铁塔。	2018		无		修改后纳入 2020 版反措 3.1.10 条
4.2.4	新建直流工程直流控制、保护装置应按照“N-1”原则进行装置可靠性设计，除直接跳闸元件外，任何单一测量通道、装置、电源、板卡、模块故障或退出不应导致保护误动跳闸或直流闭锁。设备供货商应按该原则进行厂内可靠性测试，并提交测试报告。工程现场调试阶段应在系统运行工况下，按该原则开展装置模拟试验。工程验收需核查试验报告，并抽查复核试验有效性。	2017		无		修改后纳入 2020 版反措 4.2.14 条
4.1	各单位应严格按照公司相关缺陷定级标准分类的要求，做好缺陷的定级及处置工作，不得将紧急、重大及一般缺陷定义为其他缺陷。	2019		无		可通过改进管理手段而不涉及技术特性的预防事故措施不列入“反事故措施”范畴。
4.2	原则上其他缺陷处理时限应不超过一个停电检修周期时间（220kV 及以上设备 3 年，110kV 设备 6 年）。	2019		无		
4.3	当其他缺陷处理时间超过 1 年的，由相关设备管理部门（变电所、输电所、供电区局等）分管负责人确认，评估缺陷定级准确性及风险，制定处置措施及计划	2019		无		
4.4	当其他缺陷处理时间超过 2 年的，由各地市级生技部分管负责人确认，评估缺陷定级准确性及风险，制定处置措施及计划；若处理时间超过 3 年的，则由各地市级生	2019		无		

序号	反事故措施条文内容	首发年份	纳入标准情况			终止原因
			标准名称	标准编号	标准章条号	
	技部分管负责人确认，每年持续进行评估，并列入地市局风险管控清单，向地市局分管局长汇报					
4.5	其他缺陷的处理情况（消缺率及消缺及时率），纳入缺陷分析统计范畴，定期跟踪缺陷处置完成情况	2019		无		
4.6	如出现缺陷没有列入缺陷定级标准或界定不清的，可按其对设备运行危害程度进行处理，并及时反馈公司生技部，生技部将根据反馈问题及时修订缺陷定级标准及管理辦法	2019		无		

## 附件 D 变压器真空有载分接开关检修试验要求

变压器真空有载分接开关除应按照南方电网公司《电力设备检修试验规程》开展检修试验以外，还应按照下表开展相关检修试验。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	备注
1	真空有载分接开关油枕呼吸管路密封及呼吸器检查	C1	1个月	1) 真空有载分接开关油枕呼吸管路的密封应良好、无渗漏；如密封不良，应通过检修排除问题 2) 呼吸器外观无破损，硅胶变色不超过2/3，如呼吸器上部硅胶先出现变色，应检查呼吸器管路密封情况并用内窥镜检查有无锈蚀情况；呼吸器下部油杯满足油位规定；	运行	
2	真空有载分接开关轻瓦斯报警处理	C1	必要时	真空有载分接开关轻瓦斯报警后应暂停调压操作，并对气体和绝缘油进行色谱分析，根据分析结果确定恢复调压操作或进行检修	运行	
3	有载分接开关吊芯检修	B1	1) 达到厂家规定的年限或动作次数： ——贵州长征:6年或10万次； ——ABB: 15年或30万次； ——上海华明: 6年； ——MR:30万次。 2) 运行达到15年 3) 必要时	1) 清洗分接开关油室，检查无内漏现象； 2) 清洗切换开关芯体； 3) 紧固检查螺栓，各紧固件无松动； 4) 检查快速机构的主弹簧、复位弹簧、爪卡无变形或断裂； 5) 检查转换开关、真空灭弧室的连接导线无松动，绝缘层无破损，与周围金属构件的间隙距离足够； 6) 检查开关芯体所有触头（载流触头、转换开关触头等）应无过热及电弧烧伤痕迹，所有绝缘件应无爬电痕迹； 7) 测量过渡电阻值，与铭牌数据相比，其偏差值不大于±10%，过渡电阻不得有过温变色现象； 8) 测量触头的接触电阻，长期载流触头不大于500μΩ且与上次测量值相比无明显变化；测量前分接应变换一个循环，在更换新触头、更换主触头或联接触头后也应进行； 9) 检查分接开关的全部动作顺序，应符合厂家技术要求，选择开关槽轮机构完好，动作到位； 10) 测量开关切换波形，与出厂试验中各触头复合波形比较应无明显变化（主要检查比较切换时间）；若存在多个扇区，应测量各个扇区的同步性，不大于3ms；必要时，应开展触头分波形测试。 11) 检查真空灭弧室外观无破损，自闭力正常。必要时（如转换开关或选择开关触头有电弧烧蚀痕迹时）进行真空泡回弹力检查，或进行真空度检测或真空泡工频耐压试验；	检修	必要时：如怀疑切换开关部件有缺陷须检查或更换时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	备注
				12) 测量保护间隙的距离, 间隙与初始值偏差不得超过 $\pm 4\%$ , 否则应更换; 13) 如装有金属氧化物非线性电阻, 必要时, 进行参考直流电压及0.75倍直流参考电压下泄漏电流或工频参考电压试验。直流参考电压偏差超过 $\pm 5\%$ 或0.75倍直流参考电压下泄漏电流大于 $50\mu\text{A}$ 应进行更换; 工频参考电压小于其标称额定电压应进行更换; 14) 必要时解体拆开切换开关芯体, 清洗、检查和更换零部件; 15) 更换顶盖密封圈, 确保不存在渗漏油; 16) 具体操作及试验要求按照DL/T1538-2016 和DL/T574-2010 的要求。		
4	气体(油流)继电器	B1	直流用变压器、 220kV 主变: 3年; 35kV、110kV 主变: 6年	1) 无残留气体, 无渗漏油; 2) 必要时进行校验, 检验不合格的应及时更换; 3) 检查非电量保护装置防雨罩防雨效果, 对气体继电器二次端子盒及二次接口检查密封封堵防潮情况; 4) 检查继电器接点是否良好, 接线盒等防雨、防尘措施是否良好, 接线端子有无松动和锈蚀现象。5) 对配置轻瓦斯保护的真空分接开关, 检查轻瓦斯报警信号是否接入, 未接入的进行整改。	检修	
5	压力释放阀/过压力继电器检查	B1	直流用变压器、 220kV 主变: 3年; 35kV、110kV 主变: 6年	1) 无喷油、渗油现象, 接点位置正确, 接线盒等防雨、防尘措施良好, 接线端子松动和锈蚀现象; 2) 必要时进行校验, 检验不合格的应及时更换。	检修	
6	气体(油流)继电器二次回路试验	B2	直流用变压器、 220kV 主变: 3年; 35kV、110kV 主变: 6年;	1) 测量二次回路对地、继电器接点间、继电器跳闸回路与其它非电量回路间绝缘电阻, 绝缘电阻阻值应大于 $1\text{M}\Omega$ ; 2) 进行传动试验, 核对非电量保护信号传动正确。	继保	1) 用 1000V 兆欧表; 2) 气体继电器配置轻瓦斯功能的应接入报警信号。
7	压力释放阀/过压力继电器二次回路试验	B2	直流用变压器、 220kV 主变: 3年; 35kV、110kV 主变: 6年;	1) 测量二次回路对地、继电器接点间、继电器跳闸回路与其它非电量回路间绝缘电阻, 绝缘电阻阻值应大于 $1\text{M}\Omega$ ; 2) 进行传动试验, 核对非电量保护信号传动正确。	继保	1) 采用 1000V 兆欧表; 2) 压力释放阀/过压力继电器的动作接点应接入信号回路, 不得接入跳闸回路。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	备注			
8	绝缘油水分含量	B2	1) 3 年 2) 投运前或吊芯检修后	投运前或检修后：≤30 μL/L；运行中：≤35 μL/L。	试验				
9	绝缘油击穿电压	B2	1) 3 年 2) 投运前或吊芯检修后	直流用变压器：投运前或 A 修后≥65kV；运行中≥55kV； 220kV 主变：投运前或 A 修后≥45kV；运行中≥40kV； 35kV、110kV 主变：投运前或 A 修后≥40kV；运行中≥35kV。	试验				
10	绝缘油颗粒度测试	B2	必要时	换流变压器用真空分接开关或操作次数较多的主变可开展油中颗粒度测试及金属微量元素分析。	试验				
11	油中溶解气体分析	B2	1) 投运前或吊芯检修后 2) 运行中周期 220kV 主变：6 个月；35kV、110kV 主变：1 年 3) 直流用变压器：1 年	1) 投运前油色谱各组分应小于以下数值（单位 μL/L）： 直流用变压器：总烃：10；H <sub>2</sub> ：10；C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ：0.1 220kV 及以下：总烃：20；H <sub>2</sub> ：30；C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ：0.1； 2) 运行中油色谱注意值应符合厂家要求。	试验	1) 超过注意值时应缩短取样周期，直流用变压器缩短为6个月1次；220kV 变压器缩短为3个月1次；110kV 变压器缩短为6个月1次，同时应记录分接开关动作次数； 2) 色谱含量超过注意值且与操作次数相比增速明显加快时，应禁止调压并尽快开展吊芯检修。			
				生产厂家			开关型号	乙炔注意值（μL/L）	油色谱辅助判据
				ABB			VUCG型和VUCL型	5	H <sub>2</sub> 与C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 比例约为2-5:1，含量和操作次数成线性关系
				MR			VV型	/	每操作1000次，乙炔增量为2
VR型	/	每操作1000次，乙炔增量为4							
VM型	/	每操作1000次，乙炔增量为0							

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	备注												
				<table border="1"> <tr> <td>贵州长征</td> <td>ZVM (D) 型、 ZVV 型</td> <td>10</td> <td>/</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">上海华明</td> <td>VCM型</td> <td>100</td> <td rowspan="3">连续两次乙炔增量不 超过以下值： VCM型：50 μL/L SHZV型：20 μL/L VCV 型：20μL</td> </tr> <tr> <td>SHZV型</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>VCV型</td> <td>40</td> </tr> </table>	贵州长征	ZVM (D) 型、 ZVV 型	10	/	上海华明	VCM型	100	连续两次乙炔增量不 超过以下值： VCM型：50 μL/L SHZV型：20 μL/L VCV 型：20μL	SHZV型	40	VCV型	40		
贵州长征	ZVM (D) 型、 ZVV 型	10	/															
上海华明	VCM型	100	连续两次乙炔增量不 超过以下值： VCM型：50 μL/L SHZV型：20 μL/L VCV 型：20μL															
	SHZV型	40																
	VCV型	40																
12	气体（油流）继电器校验	B2	必要时	1) 依据 DL/T 540 进行检验； 2) 流速动作值、气体容积动作值应与非电量整定值一致，流速动作值允许误差范围为±10%，气体容积动作值允许误差范围为：±10%； 3) 接点接触良好，接点及其接线绝缘电阻良好，接点间绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修/试验	必要时，如怀疑有异常时。												
13	压力释放阀校验	B2	必要时	1) 依据 JB/T 7065 进行检验； 2) 检验动作值与铭牌值相差应在±10%范围内； 3) 接点接触良好，接点及其接线绝缘电阻良好，接点间绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修/试验	必要时，如怀疑有异常时。												
14	过压力继电器校验	B2	必要时	1) 允许误差应符合厂家技术要求； 2) 接点接触良好，接点及其接线绝缘电阻良好，接点间绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修/试验	必要时，如怀疑有异常时。												
15	绕组连同分接开关的直流电阻	B2	1) 吊芯检修前后 2) 必要时	1) 不应出现相邻二个分接位置直流电阻相同或 2 倍级电阻； 2) 1600kVA 以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的1%； 3) 1600kVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%； 4) 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于2%。	试验	1) 应在整个操作循环内进行； 2) 必要时，如怀疑分接开关有故障时。												
16	绕组连同分接开关的电压比	B2	1)分接开关引线拆装后	1) 各分接的电压比与铭牌值相比应无明显差别，且符合规律；	试验	1) 应在整个操作循环内进行； 2) 必要时，如怀疑分接开关有												

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	备注
			2) 必要时	2) 35kV 以下，电压比小于3 的变压器电压比允许偏差为±1%；其他所有 变压器：额定分接电压比允许偏差为±0.5%，其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值(%)的1/10 以内，但偏差不得超过±1%。		故障时。
17	有载分接开关检修	A	必要时	对有载分接开关的切换开关、选择开关、真空泡、操作机构箱等部件的绝缘状况、功能性、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。按照DL/T1538-2016 和DL/T574-2010 的标准执行。	检修	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时； —承受出口短路后且经绕组变形测试等综合手段判断绕组存在严重变形或加重时； —存在变压器内部家族性缺陷时； —运行20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
18	有载分接开关补油	B2	必要时	当分接开关油枕油位到达厂家要求注意值时，应在厂家协助下进行补油。补油前应检查补油管道无锈蚀，补油时应避免水分、潮气、杂质进入绝缘油内；补油后应更换相应密封件。	检修	/

## 附录 E 三支柱绝缘子整体抗拉试验要求

### E.1 概述

为验证 GIL 设备安装及运行中，因设备温度变化导致热胀冷缩及安装误差等工况导致三支柱绝缘子承受沿导体轴向拉力载荷的能力，需进行三支柱绝缘子整体抗拉试验。

### E.2 试验方法

在中心导体端部施加与中心导体平行的轴向机械载荷，使三支柱绝缘子受到沿导体轴向的拉力载荷，如图 1 所示。非破坏性试验持续 30min。试验结束后，试品应无变形、裂纹，嵌件端部不得产生永久性变形。破坏值应不小于 3 倍的设计值。

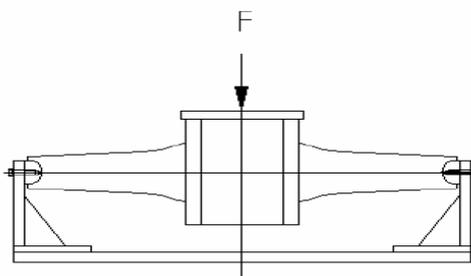


图 1 支柱绝缘子轴向载荷试验原理图

## 附录 F 三支柱绝缘子整体抗压试验要求

### F.1 概述

为验证 GIL 设备安装及运行中，因地基沉降、设备自重及安装误差等工况导致三支柱绝缘子承受沿导体径向压力载荷的能力，需进行三支柱绝缘子整体抗压试验。

### F.2 试验方法

在中心导体端部施加与中心导体垂直的径向机械载荷，使三支柱绝缘子受到沿导体径向的压力载荷，如图 2 所示，持续 30min。试验结束后，试品应无变形、裂纹，嵌件端部不得产生永久性变形。破坏值应不小于 3 倍的设计值。

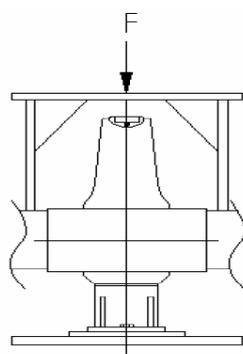


图 2 支柱绝缘子径向载荷试验原理图

## 附录 G 伸缩节循环寿命试验

### G.1 概述

为验证 GIL 设备用伸缩节使用寿命，需按照伸缩节补偿功能类型开展相应循环寿命试验。试验可分为安装补偿循环寿命试验、基础沉降补偿循环寿命试验、地震位移补偿循环寿命试验和温度补偿循环寿命试验。对于同时实现两种或多种补偿功能的伸缩节应进行对应的全部试验项目。

### G.2 试验方法

GB/T 30092 适用，并作如下补充：

#### G.2.1 试验项目

一般而言，安装型伸缩节只需进行安装补偿循环寿命试验；单补沉降的伸缩节需要进行基础沉降补偿循环寿命试验和地震位移补偿循环寿命试验；温补型伸缩节需要进行安装补偿循环寿命试验、地震位移补偿循环寿命试验和温度补偿循环寿命试验。试验结束后，应进行真空气密性和六氟化硫气体气密性定性检查，结果应无泄漏现象。若伸缩节设计规定有其它工况条件下的循环寿命要求，用户和制造厂可据此对循环寿命试验进行补充完善。

#### G.2.2 试验设备

循环寿命试验应在专用疲劳试验机上进行，位移控制精度为 $\pm 0.1\text{mm}$ 。同时，设备要保持试验轴向位移与伸缩节的波纹管轴线同轴。位移循环速度不高于 $25\text{mm/s}$ ，确保各波均匀变形。

#### G.2.3 试验方法

##### G.2.3.1 安装补偿循环寿命试验

试验应按实际工况中可能出现的由安装允许补偿量或安装瞬时允许（拆卸）补偿量引起的最大位移条件下循环，试验过程中无需充气，运动方向（轴向、横向或角向）根据工况选取，不同方向下循环次数均不应少于 15 次，且不应有泄漏。

##### G.2.3.2 基础沉降补偿循环寿命试验

试验应将伸缩节安装在疲劳试验机上，两端密封，充气压至设计压力，往复位移，位移方向应与实际工况补偿方向一致，位移值为带压工作时对应的公称最大位移（设计最大值）。循环次数应不少于 15 次。

##### G.2.3.3 地震位移补偿循环寿命试验

试验应将伸缩节安装在疲劳试验机上，两端密封，充气压至设计压力，往复位移，位移方向应与实际工况补偿方向一致，位移值为带压工作时对应的公称最大位移（设计最大值）。循环次

数应不少于 200 次。

#### G. 2. 3. 4 温度补偿循环寿命试验

试验应将伸缩节安装在疲劳试验机上，两端密封，充气压至设计压力，往复位移，位移方向应与实际工况温度补偿方向一致，位移值为带压工作时对应的公称最大轴向/径向/角向位移（设计最大值）。正常位移循环次数应符合设计要求。试验过程中压力波动应不超过设计压力的±10%。对于一个方向的温度补偿循环寿命试验，应将整个循环寿命试验至少分为 5 个循环，循环之间连续进行。以循环寿命 15000 次、分为 5 个循环为例，每个循环顺序进行如下项目：

- a) 充气至设计压力，公称最大轴向/径向/角向位移 3000 次；
- b) 将伸缩节置于图样原始位置，测量并记录 SF<sub>6</sub> 气体泄漏率，气体泄漏率采用包扎法，包扎时间不少于 4h，测得年泄漏率不允许超过 0.1%；
- c) 进行压力试验（耐压力）和在位移条件下耐压力（稳定性）试验，记录波距相对零压力下波距的最大变化率，此时不再强制要求≤15%；
- d) 该方向的循环结束后，进行下一个方向（如有）的循环寿命试验；
- e) 待所有位移方向的循环试验结束后，对伸缩节进行检漏。

#### G. 2. 3. 5 复合条件下的伸缩节循环寿命试验

试验应按以下方式进行：

- a) 对于同时具有温度补偿和其它补偿功能的伸缩节按照此规定进行试验。位移方向按照实际工况的位移方向分别进行，即轴向、横向和角向分别进行。
- b) 对于一个方向的补偿循环寿命试验，应将整个循环寿命试验至少分为 5 个循环，循环之间连续进行。以温度补偿循环寿命 15000 次、地震位移补偿寿命 200 次、安装补偿循环寿命 15 次，分为 5 个循环为例，每个循环顺序进行如下项目：
  - 1) 不充气条件下，进行安装允许变化位移 3 次、拆卸允许变化位移 3 次；
  - 2) 充气至设计压力，最大温度补偿位移 3000 次；
  - 3) 地震位移 40 次；
  - 4) 将伸缩节置于图样原始位置，测量并记录 SF<sub>6</sub> 气体泄漏率，气体泄漏率采用包扎法，包扎时间不少于 4h，测得年泄漏率不允许超过 0.1%；
  - 5) 进行压力试验（耐压力）和在位移条件下耐压力（稳定性）试验，记录波距相对零压力下波距的最大变化率，此时不再强制要求≤15%；
  - 6) 该方向的循环寿命试验结束后，进行下一个方向（如有）的循环寿命试验；

7) 所有位移方向的循环试验结束后，应对伸缩节进行检漏。

附录 H 排油注氮系统日常巡视要求

序号	检查部位	检查方法	周期
1	外观检查	对排油管、注氮管、法兰、排气旋塞及组件进行外观检查，必要时应予以更换。	按照所属变电站管控级别，随变压器巡视周期开展
2	消防柜内排油管路	查看检修阀、排油阀是否有漏油现象；查看微漏视窗里是否有油迹、水迹。	
3	消防柜内注氮管路	查看氮气瓶压力表压力是否在正常范围，氮气释放阀是否漏气；高压软管外表是否存在龟裂、锈蚀情况；减压器、注氮电磁铁是否锈蚀；油气隔离装置是否漏油等。	
4	机械连锁阀	现场检查机械连锁阀密封性。	
5	控制屏	查看面板、电源、信号是否有异常，蜂鸣器是否正常。	
6	断流阀	查看变压器断流阀是否漏油。	
7	后台信号	查看后台信号是否正确显示。	
8	触发信号	本体重瓦斯保护、主变压器断路器跳闸、油箱超压开关（火灾探测器）信号应定期进行传动测试。	必要时