

团 体 标 准

T/IEIA0000—0000

光伏电站电气设备检修规程

Regulation for maintenance of electrical equipment
of photovoltaic power station

2021 - 00 - 00 发布

2021 - 00- 00 实施

内蒙古太阳能行业协会 发 布

目 录

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	2
4 变压器检修规程.....	4
5 断路器检修规程.....	40
6 GW4-35 星隔离开关检修规程.....	57
7 真空断路器检修规程.....	82
8 干式变压器（站用变）检修规程.....	92
9 电缆检修规程.....	101
10 输电线路检修规程.....	106
11 SVG 型动态无功补偿装置检修规程.....	108
12 逆变器检修规程.....	112

前 言

本规程是根据内蒙古太阳能行业协会《2020 年度团体标准制修订计划》安排，为适应光伏电站现代化管理和发展的需要，规范光伏电站电气设备检修管理工作，特制定《光伏电站电气设备检修规程》。

本规程的编制是以并网光伏电站电气设备和现有的检修水平为前提制定的，鉴于国家光伏产业快速发展，碳达峰、碳中和的要求，现已有相应的光伏发电技术标准的出台，本规程在执行中可能出一些疏忽或漏洞，这些有待于在今后工作中进一步完善，恳请大家提出宝贵意见。

本规程按照 GB/T 1.1-2020 给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布单位不承担设别专利的责任。

本规程主编单位：

本规程参编单位：

本规程主要起草人：

本规程由内蒙古太阳能行业协会标准化技术委员会提出、技术归口和解释，各单位在应用过程中，若有意见，请及时反馈到内蒙古太阳能行业协会团体标准技术委员会（邮箱：nmgtyan@163.com，电话：0471-4908813）。

光伏电站电气设备检修规程

1 范围

本规程规定了并网光伏发电电气设备检修现场应该遵循的总则，保证组织和技术措施，以及光伏电站电气设备检修作业的要求外，还应符合现行国家有关标准的规定。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

内蒙古调度控制管理规程

华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）

内蒙古电网发电厂并网运行管理实施细则（试行）

Q/CHD 16-2019 电力安全工作规程风力发电和光伏发电部分

电力安全工作规程（电气部分）

GB50150-2006 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

- GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
- JG 5099 高空作业机械安全规则
- 2000-9-28 国电发《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》
- 2009-7-6 国家电网公司《电业安全工作规程》(变电部分)
- 2009-7-6 国家电网公司《电业安全工作规程》(线路部分)
- GB/T 14285-2006 继电保护和安全自动装置技术规程
- DL/T 572 2010 电力变压器运行规程
- DL/T587-2007 微机继电保护装置运行管理规程
- DL/T620—1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
- DL5027—1993 电力设备典型消防规程
- DL/T 741 - 2010 架空输电线路运行规程
- Q/GDW177- 2008 SVG 型静态无功补偿装置技术监督规定
- GB/T 37409-2019 光伏发电并网逆变器检测技术规范
- DL/T 573-2010 电力变压器检修导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

低 [电] 压 low voltage, LV

用于配电的交流系统中 1000V 及以下、直流标称电压 3000V (±1500V) 以下的电压等级。

3.2

高 [电] 压 high voltage, HV

① 通常指超过低压的电压等级。

② 特定情况下, 指电力系统中输电的电压等级。

3.3

运用中的电气设备 operating electrical equipment

全部带有电压、一部分带有电压或一经操作即带有电压的电气设备。

3.4

事故紧急抢修工作 emergency repair work

电气设备发生故障被迫紧急停止运行，需短时间内恢复的抢修和排除故障的工作。

3.5

设备双重名称 dual tags of equipment

设备名称和编号。

3.6

双重称号 dual title

线路名称和位置称号，位置称号指上线、中线或下线和面向线路杆塔号增加方向的左线或右线。

3.7

光伏组件 photovoltaic(PV) module

具有封装及内部联结的，能单独提供直流电输出的，最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳池组件。

3.8

光伏组件串 photovoltaic(PV) string

在光伏发电系统中，将若干个光伏组件串联后，形成具有一定直流电输出的电路单元。

3.9

光伏方阵 photovoltaic(PV) array

将若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起并且有固定的支撑结构而构成的直流发单元，又称光伏阵列。

3.10

光伏发电单元 photovoltaic(PV) power unit

光伏电站中，以一定数量的光伏组件串通过汇集、逆变，经升压变压器升压成符合电网频率和电压要求的电源，又称单元发电模块。

3.11

光伏发电系统 photovoltaic(PV) generation system

利用光伏电池的光生伏特效应，将太阳能直接转换成电能的发电系统。

3.12

光伏电站 photovoltaic(PV) power station

以光伏发电系统为主，包含各类建（构）筑物及检修、维护、生活等辅助设施在内的发电站。

3.13

光伏支架 photovoltaic(PV) supporting bracket

太阳能光伏发电系统中为了摆放、安装、固定光伏组件而设计的专用支架。简称支架。

3.14

跟踪系统 trackingsystem

通过支架系统的旋转对太阳入射方向进行实时跟踪，从而使光伏方阵受光面接收尽量多的太阳辐照，以增加发电量的系统。

4 变压器检修规程

4.1 规程内容及适用范围

4.1.1 本规程适用并网光伏电站10-35kV设备检修。

4.1.1.1设备规范及技术参数：

SVG连接变压器的主要技术参数表

设备名称	变压器	规格型号	S9-2500/35	产品代号	1SD.710.1250
频率：	50HZ	额定容量	2500KVA	空载损耗	2.518kW
额定电压 (kV)	35/6KV	空载电流	0.34%	负载损耗	18.322kW
冷却方式	ONAN DB-45	联结组标号	Ny11	短路阻抗	6.67%
器身吊重	2940kg	出厂序号	N13311-10	总重量	6290kg

高 压					
分接%	电压V	电流A	联结	位置	
+5.0	36750	39.3	2-3	1	
+2.5	35870	40.2	3-4	2	
额定	35000	41.2	4-5	3	
-2.5	34130	42.3	5-6	4	
-5.0	33250	43.4	6-7	5	
低 压					
电压V		电流A			
6000		240.6			
电流互感器技术参数					
功能	互感器型号	级次	电流比	容量	连接端
测量	LR-35	0.5	100/5	15VA	1S1-1S2
保护	LRP-35	10P5	150/5	20VA	1S3-1S4
测量	LZCT-10	0.5	400/5	20VA	2S1-2S2
保护	LZCT-10	10P15	800/5	20VA	2S3-2S4
绝缘 水平	H. V. 线路端子 L1/AC 200/85				
	L. V. 线路端子L1/AC 60/25				

箱式变压器参数

名 称	35KV/1000KVA 1#户外 箱式变压器	数 量	
型 号	ZGSF11-Z. G-1000/35	出厂序号	2013-F-3114
标准代号	JB/T10217	产品代号	1LB. 711. 5953. 1
温升（油面 /绕组）	55/65K	额定电压	(36.75± 2*2.5%)/0.315-0.315KV
额定容量	1000/500-500KVA	额定电流	15.7/916.4-916.4A

额定频率	50HZ		冷却方式	ONAN	
相数	3		使用条件	户外式	
保护等级 油箱/柜体	IP68/IP54		绝缘等级	A	
			短路阻抗	6.5%	
绝缘水平	H.V线路端子 LI/AC200/85KV I.V线路端子 LI/AC -/5KV		联结组标号	Yd11-d11	
分接位置	1	2	3	4	5
高压侧分 接电压	38588 V	37669 V	36750 V	35831 V	34913 V
器身吊重 1750kg	油重1250kg	总重 5700kg	出厂日期		

4.1.1.2 检修周期

小修一般为一年一次，大修周期在运行5-10年内安排一次。

4.1.1.3 检修项目

- a. 检查并清除已发现的缺陷
- b. 检查并拧紧套管引出线的接头
- c. 检查冷却器装置
- d. 检查瓷绝缘并清扫
- e. 检修、试验各种保护装置，测量装置及操作控制箱
- f. 油漆及附件的检查
- g. 进行规定的测量和试验

4.2 修前准备

4.2.1 收集变压器在运行中存在的缺陷

4.2.2 确定检修的特殊项目

4.2.3 制定检修的技术措施

4.2.4 工作计划用时小时数

4.3 人员要求：

4.3.1 工作人员应是专业从事电气检修及试验人员，并且通过安规考试及技术资格审查，身体健康

4.4 安全措施

4.4.1 办理工作票。

4.4.2 进入现厂穿工作服，戴好安全帽，高空作业系好安全带。

4.4.3 开工前工作负责人要向工作班成员详细交待安全措施及注意事项，明确工作任务及范围。

4.4.4 如现厂需动火, 应办理动火工作票, 并做好防火措施

4.5 备品备件及工器具

4.5.1 备品备件

序号	名 称	规 格	单位	数量
1	温度控制器	WTZK-02 型	个	1
2	取气盒	QH 型	个	1
3	智能监控装置		台	1
4	高压干筒式熔断器	STR20-40.5/31.5-31.5	台	3
5	35KV 负荷开关	BYFI-40.5/31.5-31.5	台	1
6	35KV 避雷器	YH5WZ-54-/142 $\geq$ 400A	只	3
7	带电显示器	DXN6	台	1
8	电池锁	DSN2	台	1
9	低压断路器	2000/1250 (A) 固定式	台	2
10	低压避雷器	YH1.5W-0.5/2.6	台	2
11	电流互感器	BH-0.66 1600/5	个	6

12	控制变压器	SG-10	个	1
13	驱潮装置	YH5WZ-51/134	台	3
14	加热器	DJR	个	1
15	高压套管	TG1-40.5/Φ260×395	个	3

4.5.2 材料

16	变压器油	45#	kg	1560
17	钙钠基润滑脂	#3	Kg	5
18	硅胶	Φ5~7	Kg	10
19	耐油橡皮板	δ5, δ8, δ10	Kg	各10
20	塑料布		Kg	5
21	棉纱		Kg	20
11	汽油	#90	Kg	30
23	凡士林		Kg	0.5
24	防锈漆	铁	Kg	10
25	漆和漆	红, 黄, 绿, 黑	Kg	各0.5
26	毛刷	4、6寸	把	10
27	滤油纸		张	500
28	砂布		张	50
29	切换开关		只	2
30	钢丝刷		把	5
31	白纱带		盘	5
注	漆和漆的数量不包括最后喷漆的数量。			

4.5.3 常用工具

序号	名 称	规 格	单位	数 量
1	真空滤油机		台	1
2	真空泵		台	1
3	真空表	0.1~1KPa	只	2
4	电焊机		台	1
5	油泵		台	1
6	湿度仪		只	1
7	三爪拉码		只	1
8	万用表		只	1
9	摇表	2500V, 500V	只	各 1
10	双臂电桥		只	1
11	划刀		把	1
12	小油车		辆	1
13	三芯橡皮线	2.5mm ²	米	100
14	耐真空塑料输油管		米	50
15	耐真空软管		米	30
16	电源盘		只	1
17	常用工具		套	2
18	重型套筒扳手		套	2
19	橡皮冲		套	1
20	钢丝绳	Φ6	米	10

4.4 检修工艺及质量要求

检修工艺	质检点	质量要求
------	-----	------

4.4.1 现场准备及拆线 4.4.1.1 核对工作票上的安全措施已落实 4.4.1.2 联系土建部门搭设脚手架 4.4.1.3 向工作班组成员交代现场安全措施及特殊注意事项 4.4.1.4 拆开高压侧三相引线,拆开的引线用绝缘绳固定在脚手架上 4.4.1.5 拆开中性点引线,慢慢将引线放下 4.4.1.6 拆除低压封闭母线外罩上固定伸缩套的连接螺栓和包箍,放下伸缩套,拆除内部软连线。		脚手架牢固且不伤及设备。 拆开的引线用绝缘绳固定牢靠 拆下物体应妥善保管
4.4.2 变压器试验 4.4.2.1 绝缘电阻试验 4.4.2.2 直流电阻试验 4.4.2.3 直流泄漏 4.4.2.4 介质损耗 4.4.2.5 绝缘油试验		线圈及铁心绝缘电阻值换算至同一温度下,与前一次测试结果与前一次比较无明显变化,套管的绝缘电阻值不应小于10000兆欧末屏对地的绝缘电阻值不应小于1000兆欧,绝缘电阻换算至同一温度下,与前一次测试结果相比应无明显变化,吸收比(10-30℃范围)不低于1.3,极化指数不低于1.5 直流电阻标准: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,线间的差别不应大于三相

		平均值的 1%。 直流泄漏标准：与前一次测试结果比较应无明显变化 介质损耗标准：绕组的介损值在 20℃时不应大于 0.8%，与历年的数值比较不大于 30%，套管的 $\tan \delta$ 在 20℃时不应大于 0.8%，当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，应测量末屏对地 $\tan \delta$，其值不大于 2%，电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出正负 5%时，应查明原因。 击穿电压不小于 35KV
4.4.3 温度计检修 4.4.3.1 旋开温度计座塞子，取出温包，用塑料布将温包座管口包好 4.4.3.2 拆除温度计送热控校验， 4.4.3.3 外观检查 4.4.3.4 拆开温包底座口的包扎，检查底座 4.4.3.5 在温包底座内注入适量的变压器油 4.4.3.6 将温包套入新的密封垫后，插入底座内 4.4.3.7 将温度表回装		温度计毛细管弯曲半径 $\geq 50\text{mm}$，温度计校验合格 外观清洁，面板无破损，温度盘指针完好，无水雾，温包、毛细管无破损 底座内应清洁，无油污 温度计回装时温包座内应充满油，过长的毛细管盘成圆盘状，且弯曲半径 $\geq 50\text{mm}$，用卡子固定在油箱上

4.4.4 压力释放阀检修 4.4.4.1 清理防护罩和导流罩 4.4.4.2 检查密封胶圈是否已老化、变形或破损 4.4.4.3 检查各部螺丝和压力弹簧 4.4.4.4 开启动作是否灵敏 4.4.4.5 检查微动开关触点接触情况 4.4.4.6 检查信号电缆外观		防护罩和导流罩，确保清洁 更换密封垫密封胶圈 各部螺丝和压力弹簧完好，无锈蚀、松动 开启动作灵敏，如有卡堵现象应消除 微动开关触点接触良好，信号正确 信号电缆外观无破损、老化
4.4.5 气体继电器检修 4.4.5.1 关闭气体继电器两侧蝶阀 4.4.5.2 拆除气体继电器二次线 4.4.5.3 拆除上盖四颗螺丝，抽出继电器芯体进行定值校验 4.4.5.4 清理结合面、密封垫 4.4.5.5 将校验合格的同型号气体继电器芯体托入外壳内，检查其箭头标志指向 4.4.5.6 外观检查、密封面、观察窗 4.4.5.7 恢复气体继电器二次接线 4.4.5.8 打开气体继电器两侧平面阀门 4.4.5.9 将气体继电器内余气排出 4.4.5.10 疏通气体继电器排气管		继电器校验合格 外表清洁无油污 更换密封垫 合格的同型号气体继电器芯体托入外壳内时，其箭头标志指向油枕，均匀地紧固法兰螺栓，并检查其密封良好 检查密封面、观察窗透明无破损 放气塞及探针放置完好 继电器二次接线恢复正确 继电器二侧蝶阀完全打开 内部余气确已排出
4.4.6 油枕回路检修 4.4.6.1 油位表检修		检查标准：

4.4.6.1. 表盘指针完好，无水雾，指示正确 4.4.6.1.2 油位表引出的连线检查 4.4.6.1.3. 可继续按下列步骤进行 打开表盘下的端子箱盖，拆下控制电缆密封盖，电缆接头和端子板拆下外部刻度环，玻璃表盘和指针，在拧松指针和刻度盘前用铅笔标记最高和最低油位点以及信号接点的最高和最低接通点通过手动旋转凸轮轴，检查接点位置正确检查永磁铁位于凸轮轴上，重新装上刻度表和指针 利用油枕下部的放油阀将油枕内部余油放尽 拆下油位表电缆，油管接头及油枕底部的安装法兰，并将装有油位计的法兰吊放在合适高度，用支架支撑，水平放置 检查浮臂长度应合适，调整固定悬臂螺丝，并拧紧 检查浮臂晃动是否与指针偏移相对应从法兰罩壳上卸下油位指示器及连接棒 吊环螺栓的连接棒是否拧紧和锁定 检查连接臂和锥齿轮是否与指示机构的轴紧密连接	表盘指针完好，无水雾，指示正确 油位表引出的连线接头应牢固，可靠，连线处密封良好呼吸器玻璃罩及网筛完好，内部硅胶无变色受潮现象 回路各结合面密封良好，回路畅通 油枕油位与油位表油位一致且符合表盘额定油位 吸湿气检修标准： 检查上法兰与连接管是否通气，不通进行处理 玻璃罩及网筛完好，并清理干净。 干燥的硅胶装入呼吸器内，并在上部留出 $1/5 \sim 1/6$ 的空隙，硅胶颗粒直径不小于 $5 \sim 7\text{mm}$，4 更换各胶垫。 回装时，上紧中心螺杆螺帽，上下法兰对齐，用力适当，防止玻璃管紧坏。 底罩内注油量不超过内标线，防止油进入硅胶中，并旋紧在呼吸器下部的油封罩的罩壳。
---	--

检查背面永磁铁是否与轴紧密连接 调整完毕后，放好 O 形垫圈，将油位表重新安装到法兰罩壳上 通过轴将连接棒和悬臂支架扣紧，在高位和低位之间移动浮臂并注意表盘指示是否正确 在油位表正确工作后，检查法兰底部的 O 形垫圈放置应正确，将安装法兰安装在油枕底部 检查浮臂和橡胶套位置应正确，没有皱褶 将油管连接至安装法兰，将电缆连接至罩壳端子箱 4. 4. 6. 2 吸湿器检修 1) 拆除油封罩的罩壳，旋下油封罩并清理干净 2) 拆除吸湿器端部固定螺丝，吊下吸湿器，小心放在指定地点 3) 旋下中心螺杆并帽，取下上下法兰，倒出内部硅胶 4) 检查玻璃罩及网筛。 5) 把干燥的硅胶装入呼吸器内 6) 失效的硅胶颗粒可放入烘筒干燥，以备后用 7) 放好适宜的密封垫，将吸湿器连接在钟罩上的油枕小连管上 8) 吸湿器油封内注油至标线的部位		
---	--	--

后。 4.4.6.3 油枕检修 1) 断开油枕顶部人孔盖板上线形化旋塞与呼吸器的连接 2) 将带有阀门的充气装置和一个压力表连接至线形化旋塞上 3) 检查油枕各部密封良好, 无渗漏油现象 4) 向橡胶空气仓内补充氮气(或干燥空气当内部压力达到 0.01MPa 时停止充气 5) 打开油枕端部的通风阀门 6) 通过油枕下部加放油阀门, 以不超过橡胶空气仓的压力(小于 0.01MPa) 缓慢补油 7) 待油从通风阀门流出后, 停止注油, 关闭通风阀 8) 打开充气装置的阀门, 释放出橡胶空气仓内多余的空气 9) 当仓内压力降至大气压时, 关闭充气装置的阀门, 继续对油枕补油, 直到表盘额定油位 10) 从人孔盖板的旋塞处拆下充气装置, 将通气孔连接至旋塞 11) 通过人孔盖板的密封插头检查油枕油位与油位表指示一致 12) 将油枕清扫干净		
---	--	--

4.4.7 潜油泵检修 4.4.7.1 检查潜油泵接线盒密封 4.4.7.2 联系运行送电,用听针检查油泵运行工况 4.4.7.3 若轴承声音不正常,可按下列步骤进行 4.4.7.4 关闭潜油泵两侧球阀门,从油泵底部放油阀放尽泵内余油,并将油回收 4.4.7.5 检查电源已断开,拆开潜油泵电源线,做好标记,引线接头应包好,装好口线盒 4.4.7.6 挂好钢丝绳,具备起吊条件 4.4.7.7 拆除潜油泵两侧法兰螺丝,检查潜油泵与其它设备无连接,,缓缓吊起潜油泵,并放到指定位置 4.4.7.8 将拆开的法兰用临时盖板盖好 4.4.7.9 将潜油泵垂直放置在工作平台上,做好标记,拆下涡壳,检查涡壳内部干净,无扫膛现象,整体无损伤,清除法兰上的密封垫 4.4.7.10 打开止动圈,卸下止动螺母,用三角爪取下涡轮,同时取出键,并检查涡轮无损伤 4.4.7.11 做好标记,拆下前端盖与定子连接的螺栓,用顶丝将前端盖		潜油泵接线盒密封良好,无进水现象,外观清洁无渗漏油现象 用听针检查油泵运行平稳,声音和谐 轴承室应无磨损,转子前后轴无损伤 转子短路环应无断裂,铁芯无磨损 绕组、铁芯无损伤及过热现象 绕组无断线现象,引线接头焊接良好 用 500V 摇表测量定子线圈绝缘电阻$\geq 0.5\text{M}\Omega$ 测量定子绕组直流电阻,三相误差$\leq 2\%$ 分油路应清洁畅通 涡轮转动灵活无碰壳现象
---	--	---

和转子顶起, 并从定子膛内抽出, 在抽转子过程中, 注意不要损坏定子线圈 4. 4. 7. 12 检查前端盖内部清洁, 无损伤 4. 4. 7. 13 用三角爪将前端盖从转子上卸下 4. 4. 7. 14 用挡圈钳取下前后轴承限位卡, 再用三角爪卸下前后轴承 4. 4. 7. 15 检查轴承室应无磨损, 转子前后轴 4. 4. 7. 16 检查转子短路环应无断裂, 铁芯 4. 4. 7. 17 清扫定子绕组、铁芯, 检查绕组、铁芯 4. 4. 7. 18 检查绕组无断线现象 4. 4. 7. 19 检查分油路, 清理分油路内的油垢 4. 4. 7. 20 打开接线盒, 检查接线柱及绝缘板, 重点检查引线和接线柱焊接应牢靠, 无脱焊、断线及发热现象, 清洁接线盒内部, 确保接线盒内部清洁, 检查接线盒密封 4. 4. 7. 21 用 500V 摇表测量定子线圈绝缘电阻$\geq 0.5\text{M}\Omega$ 4. 4. 7. 11 检查更换的新轴承 4. 4. 7. 23 将轴承放入油中加热到		
--	--	--

100℃~120℃取出,套在前轴上,两轴承应紧靠轴台,放上前轴承限位卡,再用同样的方法安装后轴承,装配后新轴承应转动灵活,放上轴承限位卡 4.4.7.24 将转子慢慢穿入定子膛内,必要时可在前轴上垫方木,用手锤轻轻敲击方木,使后轴承进入轴承室,并检查转子转动 4.4.7.25 按做好的标记装上前端盖,均匀拧紧前端盖与定子的连接螺栓,检查转轴转动 4.4.7.26 将圆头平键装入转轴的键槽内,再将涡轮嵌入轴上,并检查叶轮安装牢固,放上止动圈,拧紧止动螺母,将止动圈撬起锁紧. 4.4.7.27 在定子外壳的法兰处放上O形密封垫圈,按做好的标记扣上涡轮,,拧紧涡轮与定子连接的螺栓. 4.4.7.28 用500V摇表测量定子线圈绝缘电阻 4.4.7.29 测量定子绕组直流电阻 4.4.7.30 将泵注入少量合格的变压器油,接通电源,试转,检查惦记运转平稳灵活,,声音和谐,无转子扫膛、涡轮碰壳等异音,三相空载电流基本平衡,油泵无油允许运转		
--	--	--

20 秒 4.4.7.31 压力试验:0.4MPa,30min,不渗油 4.4.7.32 打开所有临时盖板,结合面清理干净,放好密封垫圈 4.4.7.33 将潜油泵吊起对准相应的法兰面,穿上螺栓并均匀拧紧,检查各密封面密封良好 4.4.7.34 稍许打开潜油泵下部球阀门,慢慢旋开风冷器上部放气塞,进行排气,直至油溢出为止,旋紧放气塞 4.4.7.35 待潜油泵中空气排尽后,完全打开两侧球阀门 4.4.7.36 打开潜油泵电源接线盒,按原做好的标记,接好电源,装上口线盒 4.4.7.37 喷漆工作与本体同时进行		
4.4.8 油流继电器检修 4.4.8.1 检查油流继电器外观 4.4.8.2 关闭两侧阀门,必要时可关闭风冷器上部阀门 4.4.8.3 从底部放油阀放尽管内余油,并将油回收 4.4.8.4 拆除螺丝,抽出油流继电器芯体 4.4.8.5 开口处用临时盖板盖好		油流继电器指示窗清晰,指示正确,外观清洁,无渗漏油现象 用 500V 摇表测量绝缘电阻$\geq 0.5M\Omega$ 挡板铆接应牢固,转动灵活,转动方向与油流方向一致 返回弹簧安装应牢固,弹力充足

4.4.8.6 检查挡板铆接应牢固及动作情况。 4.4.8.7 检查返回弹簧安 4.4.8.8 检查底版无磨损 4.4.8.9 卸下端盖表盘玻璃，并清洗干净 4.4.8.10 卸下固定指针的滚花螺母，取下指针、平垫片及表盘，清扫内部 4.4.8.11 检查挡板转动情况。 4.4.8.12 检查微动开关 4.4.8.13 复装表盘、指针等零部件 4.4.8.14 用 500V 摇表测量绝缘电阻。 4.4.8.15 拆除临时盖板，检查法兰面平整，洁净 4.4.8.16 油流继电器就位 4.4.8.17 打开油流继电器下部阀门 4.4.8.18 慢慢旋开上部放气塞，进行排气，直至油溢出为止，旋紧放气塞 4.4.8.19 待回路中的空气排尽后，完全打开两侧阀门。		底版无磨损 在原位转动 850 时，微动开关能实现常开与常闭触点的转换 主动磁铁与从动磁铁能同步转动 各零部件连接紧固，指针指示正确 密封良好 回装时更换密封垫，，均匀拧紧螺丝 密封良好。
4.4.9 蝶阀检修 4.4.9.1 检查阀门外表及密封情况。 4.4.9.2 放尽阀门两侧油母管内的变压器油		阀门外表清洁，无锈蚀，两侧及转轴处的密封垫完好，手柄转动灵活无渗油 阀门表面应清洁，无锈蚀变形

4.4.9.3 拆除螺丝,取下阀门,开口处用临时盖板盖 4.4.9.4 检查阀门 4.4.9.5 取下轴销钉,更换转轴处的密封垫, 4.4.9.6 检查操作正确性。 4.4.9.7 拆除临时盖板,检查各法兰面 4.4.9.8 阀门回装。 4.4.9.9 检查各结合面密封良好,两侧油管注油并进行排气		现象,销钉完好 更换转轴处的密封垫,确保手柄既转动灵活又不渗油 操作正确,打开时,轴汇线与油流方向一致,关闭时,轴汇线与油流方向垂直 各法兰面应平整、洁净,放置好来两侧密封垫 回装对正后,均匀对角的紧固螺丝
4.4.10 高、中压套管及升高座检修 4.4.10.1 检查套管各密封结合面 4.4.10.2 用酒精、白细布擦净瓷套外表。 4.10.3 末屏小套管及接地情况检查 4.4.10.4 升高座引出线接线柱应紧固。 4.4.10.5 进行变比和伏安特性试验,测线圈绝缘高、中压套管及升高座。 4.4.10.6 检查高压套管油位		套管各密封结合面无渗漏,油位表指示正常 瓷套外表无积灰、油污,其表面无裂纹和脱釉、放电痕迹,各法兰铁件应无损伤 末屏小套管应完好无损,导电杆无松动及渗漏油现象,接地可靠 升高座引出线接线柱应紧固,螺栓止动帽和垫圈应齐全,引出线的标志与铭牌一致 CT 变比和伏安特性试验及线圈绝缘正常 应在正常位置
4.4.11 无载分接开关检修		

4.4.11.1 检查各密封垫及转轴处密封 4.4.11.2 检查驱动部件与感应调压分接头处的工作位置 4.4.11.3 检查锥齿轮和驱动轴 4.4.11.4 检查闭锁装置良好 4.4.11.5 控制箱内清扫。 4.4.11.6 检查马达接触器及辅助接触器状况。		各密封垫无老化渗油现象，转轴处密封良好 驱动部件与调压分接头处在相同的工作位置 锥齿轮和驱动轴完好无缺损 闭锁装置良好 控制箱内清扫干净，内部器件完好无缺损，箱门密封良好 马达接触器及辅助接触器接点无磨损
4.4.12 其它附件检修 4.4.12.1 风冷器检修 1) 检查风冷器外观 2) 用 0.1~0.5MPa 的压缩空气或水压吹净管道间堵塞的灰尘及杂物，油垢严重的地方可用金属清洗剂擦净 4.4.12.2 油箱检修 1) 对油箱上焊点、焊缝中存在的砂眼等渗漏点进行封堵 2) 检查各结合面密封。 4.4.12.3 低压套管检修 1) 擦净外瓷套，检查瓷套。 2) 检查密封垫密封 3) 升高座引出线接线柱密封 4) 进行变比和伏安特性试验，测线		风冷器外观清洁无油垢及伤痕变形现象 油箱本体及各结合面密封良好，无渗漏油现象 低压套管外瓷套清洁，无裂纹及放电痕迹，裙边无破损，密封垫无老化现象，密封良好，变比和伏安特性试验及线圈绝缘正常 接地套管外瓷套清洁，无裂纹及放电痕迹，裙边无破损，密封垫无老化现象，密封良好，外部接地扁铁无锈蚀断裂现象，且接地可靠，支持小瓷瓶完好

圈绝缘（保护） 4.4.12.4 接地套管检修 1) 擦净外瓷套，检查瓷套 2) 检查密封垫密封 3) 检查外部接地及支持小瓷瓶 4) 检查放气塞的放气孔		放气孔应畅通，密封垫完好
4.4.13 补充注油 4.4.13.1 补注变压器油时，须注意变压器油型号、产地，不同型号、产地的变压器油一般不能混合使用，若混合使用须试验合格后方可进行 4.4.13.2 把过滤合格后的变压器油小油车运至现厂 4.4.13.3 断开油枕顶部人孔盖板上线形旋塞与呼吸器的连接 4.4.13.4 将带有阀门的充气装置和一个压力表连接至线形旋塞上 4.4.13.5 检查橡胶空气仓的压力是否维持在微正压 0.01MPa，如果微正压消失，则应补充氮气（或干燥空气），当达到设定的压力时停止 4.4.13.6 打开油枕端部的通风阀门	H	油色谱分析 电气强度试验 常温及高温下绝缘油的 $\text{tg } \delta$ 值和绝缘阻值

4.4.13.7 通过油枕下部的加、放油阀门，以不超过橡胶空气仓的压力（小于 0.013MPa）缓慢补油 4.4.13.8 待油从通风阀门流出后，停止注油，关闭通风阀 4.4.13.9 打开充气装置的阀门，释放出空气仓内多余的空气 4.4.13.10 当仓内压力降至大气压时，关闭充气装置的阀门，继续对油枕补油，达到额定表盘规定的油位 4.4.13.11 从人孔盖板的旋塞处拆下充气装置，将通气孔连接至旋塞 4.4.13.12 关闭加、放油阀小阀门，拆开加、放油软连管，恢复小阀门闷板		
4.4.14 辅助设备检修 4.4.14.1 消防回路检修 4.4.14.2 冷却器控制回路检修 4.4.14.3 清扫控制箱 4.4.14.4 检查接触器、热继电器 4.4.14.5 检查并紧固各部位接点及端子板连接螺丝 4.4.14.6 检查电源闸刀、开关和熔断器接触情况 4.4.14.7 检查切换开关接触情况及其指示位置是否正确		消防阀门完好开关灵活，管道畅通，感温控制线良好 冷却器控制箱内无灰尘及杂物，检查柜门密封良好，开关灵活 接触器、热继电器接点无烧损或接触不良，必要时予以更换 各部位接点及端子板连接螺丝紧固

4.4.14.8 检查信号灯指示情况 4.4.14.9 测量所有电缆对地电阻，连同潜油泵和风扇电机 4.4.14.10 进行连动试验，检查主电源是否互为备用，在故障状态下，备用冷却器是否正确启动 4.4.14.11 联系运行送电，检查潜油泵及风扇电机转向，运转声音、油流继电器指示		电源闸刀、开关和熔断器接触情况良好 切换开关接触情况及其指示位置正确 信号灯指示情况良好 所有电缆对地电阻（连同潜油泵和风扇电机）$\geq 0.5\text{M}\Omega$ 在故障状态下，备用冷却器应正确启动 潜油泵及风扇电机转向正确，运转声音正常，油流继电器指示与潜油泵运行方式相对应（潜油泵开启时，油流继电器指示最大，潜油泵关闭时，油流继电器指示为零）
4.4.15 密封试验，打循环 4.4.15.1 关闭压力释放阀下部平面阀 4.4.15.2 断开油枕顶部人孔盖板上线形旋塞与呼吸器的连接 4.4.15.3 将带有阀门的充气装置和一块压力表连接至线形旋塞上 4.4.15.4 向橡胶空气仓内充氮气或干燥空气，进行严密性试验 4.4.15.5 检查所有结合面无渗漏停止试验 4.4.15.6 打开充气装置的阀门，释		橡胶空气仓进行严密性试验时压力 0.03MPa，2 小时，无渗漏 所有结合面无渗漏 开启潜油泵打循环，此过程不少于 4 小时 潜油泵停止运行后，再静放 24 小时 停泵期间继续从各放气塞处进行排气，直至无气为止

放出橡胶空气仓内多余的空气 4.4.15.7 当仓内压力降至大气压时，拆下充气装置，将通气孔连接至旋塞 4.4.15.8 打开压力释放阀下部平面阀 4.4.15.9 开启潜油泵打循环 4.4.15.10 潜油泵停止运行 4.4.15.11 停泵期间继续从各放气塞处进行排气		
4.4.16 收尾工作 4.4.16.1 接一次引线 1) 联系试验，主变可以接线 2) 接高压引线 a. 用酒精、白细布清理引线的接触面 b. 穿入螺栓后，紧固螺帽并检查结合面 c. 引线接头处容易看见的部位，放置 80℃ 的示温片 3) 接中性点引线 a. 用酒精、白细布清理引线的接触面 b. 用白纱带将中性点引线拉到接线座位置，穿入螺栓后，紧固螺帽并检查结合面 c. 引线接头处容易看见的部位，放	W-3	连接引线标准： 1. 引线的接触面薄涂一层凡士林 2. 按一定顺序穿入螺栓并紧固 3. 所有连线连接结合面接触良好 4. 封闭母线罩内已无遗留物 拆除脚手架要有专人监护 防止设备及人身损害 本体及附属设备油漆 将变压器本体和附属设备清理干净 将变压器套管、温度表、油位表，呼吸器等用塑料布包好，各种铭牌表面涂上凡士林

置 80℃ 的示温片 4) 接低压引线 a. 用酒精、白细布清理引线的接触面 b. 按一定顺序穿入螺栓并紧固 c. 待所有连线连接完毕后, 检查各结合面接触 d. 检查封闭母线罩内已无遗留物 e. 恢复母线罩的伸缩套密封, 紧固好上下包箍 5) 拆除脚手架 6) 本体及附属设备油漆 4.4.17 投运前检查 4.4.17.1 检查变压器本体, 冷却装置及所有物件 4.4.17.2 检查滚轮的固定装置完整可靠 4.4.17.3 检查接地情况 4.4.17.4 检查变压器顶盖 4.4.17.5 检查分接开并切换位置 4.4.17.6 检查油箱及套管油位 4.4.17.7 检查气体继电器 4.4.17.8 检查温度计指示 4.4.17.9 检查吸湿器 4.4.17.10 检查油枕、风冷器、压力释放阀等油系统上的阀门 4.4.17.11 检查事故放油阀和水灭	相位油漆: 高压套管头 A 黄、B 绿、C 红, 中性点黑色; 其余先刷一遍防锈漆, 再刷本色漆 待油漆干燥后, 拆除所包的塑料布, 铭牌上的凡士林擦净 用红漆标出各风冷器编号及管 投运前检查: 变压器本体冷却装置及所有构件完整不渗油, 油漆完整 滚轮的固定装置完整, 可靠 接地可靠(变压器油箱, 封闭母线, 外罩, 铁芯接地引出) 变压器顶盖上无遗留物 分接开关切换在指定位置 油枕及套管的油位符合要求 气体继电器内无气体, 各放气塞处均无气体放出 温度计指示正确, 整定值符合要求 呼吸器内的硅胶量充足, 无变色受潮现象 油枕、风冷器、压力释放阀等油系统上的阀门符合运行条件 事故放油阀和水灭火装置的两
---	---

火装置的两道阀门 4.4.17.12 现厂清理干净,检查现厂 无遗留物 4.4.17.13 工作票总结		道阀门符合运行条件,本体 侧一次阀打开,二次阀关闭
--	--	------------------------------

4.5 技术文件支持

引用《变压器检修技术》、《电气设备预防性规程》、《电力生产安全规程》及厂家《电压器说明书》

附表：内六角螺栓和内六角螺钉螺钉的拧紧扭矩）

螺钉大小 (mm)	越过平面		最大转矩 一般连接	最大转矩 绝缘连接
	六角螺钉 (mm)	内六角螺钉 (mm)		
10	17	8	40	24
12	19	10	67	42
16	24	14	165	100
20	30	17	330	200
24	36	19	580	340
30	46	11	1170	660
33	50	24	1600	900
36	55	27	2050	1200

4.6 技术记录

- 4.6.1 温度计清理记录 (附表 1)
- 4.6.2 压力释放阀组装记录 (附表 2)
- 4.6.3 气体继电器检修记录 (附表 3)
- 4.6.4 油枕回路检修记录 (附表 4)
- 4.6.5 密封试验及打循环记录 (附表 5)
- 4.6.6 收尾工作记录 (附表 6)

4.6.7 投运前检查记录

(附表 7)

附表 1

1 温度计检修记录			
序号	工作内容	质量标准	结果
1	温度计检修	1 温度计校验合格 2 外观清洁, 面板无破损, 温度盘指针完好, 无水雾, 温包、毛细管无破损	
2			
备注			
使用的仪表记录:			
名 称	规格型号	编 号	厂 家

检修过程:

作业人员		日 期	
------	--	-----	--

附表 2

2 压力释放阀检修记录			
序号	工作内容	质量标准	结果
1	压力释放 阀检修	1 清理防护罩和导流罩，确保清洁 2 检查密封胶圈是否已老化、变形或破损，如有需要，更换密封垫 3 检查各部螺丝和压力弹簧完好，无锈蚀、松动 4 开启动作是否灵敏，如有卡堵现象应消除 5 检查微动开关触点接触良好，信号正确 6 检查信号电缆外观应无破损	
备注			
使用的仪表记录：			
名 称	规格型号	编 号	厂 家
检修过程：			
作业人员		日 期	

附表 3

3 气体继电器检修记录			
序号	工作内容	质量标准	结果

1	气体继电器 检修	1 继电器校验合格 2 外表清洁无油污 3 观察窗透明无破损 4 放气塞及探针完好 5 继电器二次接线已恢复 6 继电器二侧蝶阀已打开 7 内部余气已排出	
备注			
使用的仪表记录：			
名 称	规格型号	编 号	厂 家
检修过程：			
作业人员		日 期	

附表 4

4 油枕回路检查记录			
序号	工作内容	质量标准	结果

1	油枕回路 检查	1 表盘指针完好, 无水雾, 指示正确 2 油位表引出的连线接头应牢固, 可靠, 连线处密封良好 3 呼吸器玻璃罩及网筛完好, 内部硅胶无变色受潮现象 4 回路各结合面密封良好, 回路畅通 5 油枕油位与油位表油位一致且符合表盘额定油位	
备注			
使用的仪表记录:			
名 称	规格型号	编 号	厂 家
检修过程:			
作业人员		年 月 日	检查结果
乙方质控		年 月 日	
甲方质控		年 月 日	

附表 5

5 密封试验, 打循环记录本				
序号	工序号	工作内容	质量标准	结果

1	7. 16	密封试验， 打循环	1 关闭压力释放阀下部平面阀 2 断开油枕顶部人孔盖板上线形旋塞与呼吸器的连接 3 将带有阀门的充气装置和一块压力表连接至线形旋塞上 4 向橡胶空气仓内充氮气或干燥空气，进行严密性试验 压力 0. 03MPa，2 小时，无渗漏 5 检查所有结合面无渗漏停止试验 6 打开压力释放阀下部平面阀 7 开启潜油泵打循环，此过程不少于 4 小时 8 潜油泵停止运行后，再静放 24 小时 9 停泵期间继续从各放气塞处进行排气，直至无气为止	
备注				
使用的仪表记录：				
名 称	规格型号	编 号	厂 家	
作业人员		日 期		

附表 6

6 收尾工作记录				
序号	工序号	工作内容	质量标准	结果

1	7.17.1 .2	接高压 引线	1. 用酒精、白细布清理引线的接触面，干净后轻涂一层凡士林 2. 相应接线板连接牢固，结合面接触良好 3. 引线接头处容易看见的部位，放置80℃的示温片	
2	7.17. 1.3	接中性 点引线	1. 用酒精、白细布清理引线的接触面，干净后轻涂一层凡士林 2. 将中性点引线接线座穿入螺栓后，紧固螺帽并检查结合面接触良好 3. 引线接头容易看见的部位贴80℃示温片	
3	7.17. 1.4	接低压 引线	1. 用酒精、白细布清理引线的接触面，干净后在套管接线座；两面轻涂一层凡士林 2. 按一定顺序穿入螺栓并紧固 3. 所有连线连接完后，检查结合面接触良好 4. 检查封闭母线罩内已无遗留物 5. 恢复母线罩的伸缩套密封，紧固上下包箍	
4	7.17. 2	拆除脚 手架	联系土建拆除脚手架，注意脚手架拆除时应有专人监护	

5	7.17.3	油漆	1 将变压器本体和附属设备清理干净 2 变压器套管、温度表、油位表，呼吸器等用塑料布包好，各种铭牌表面涂上凡士林 3 高压套管头 A 黄、B 绿、C 红，中性点黑色；其余先刷一遍防锈漆，再刷本色漆 4 待油漆干燥后，拆除所包的塑料布，铭牌上的凡士林擦净 5 用红漆标出各风冷器编号及管道内介质流动方向	
备注				
使用的仪表记录：				
名称		规格型号	编号	厂家
作业人员			日期	

附表 7

7. 投运前检查记录				
序号	工序号	工作内容	质量标准	结果
1	7.17.4	投运前检查	1 变压器本体冷却装置及所有构件完整不渗油, 油漆完整 2 滚轮的固定装置完整, 可靠 3 接地可靠(变压器油箱, 封闭母线, 外罩, 铁芯接地引出) 4 变压器顶盖上无遗留物 5 分接开关切换在指定位置 6 油枕及套管的油位符合要求 7 气体继电器内无气体, 各放气塞处均无气体放出 8 温度计指示正确, 整定值符合要求 9 呼吸器内的硅胶量充足, 无变色受潮现象 10 油枕、风冷器、压力释放阀等油系统上的阀门符合运行条件 11 事故放油阀和水灭火装置的两道阀门符合运行条件, 本体侧一次阀打开, 二次阀关闭	
使用的仪表记录:				
名 称		规格型号	编号	厂家
作业人员			年 月 日	检查结果
乙方质控			年 月 日	

附：主变试验报告

油 浸 式 变 压 器 试 验 报 告

日期： 天气： 温度： 湿度：

装置地点： 运行编号：

铭牌：

型号		阻抗电压	
额定容量		接线组别	
额定电压		冷却方式	
分接范围		出厂序号	
温升限值		出厂日期	

1. 绝缘电阻 (MΩ)：

上层油温 ℃

项目	试验电压	绝缘电阻	项目	试验电压	绝缘电阻
低 (1) 对高及地			A 小套管对地		
低 (2) 对高及地			B 小套管对地		
高对低及地			C 小套管对地		
铁芯对地			0 小套管对地		

标准：套管的绝缘电阻值不应小于 10000MΩ；末屏对地的绝缘电阻不应小于 1000MΩ；绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化，吸收比 (10~30℃范围) 不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5。

2. 直流电阻 (Ω)：

相别	电阻值	相别	电阻值	相别	电阻值
A0		a1b1		a2b2	
B0		b1c1		b2c2	
C0		c1a1		c2a2	
标准：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. 直流泄漏（ μA ）：

项目	试验电压	泄漏电流	时间（S）
高压绕组			
低压绕组（1）			
低压绕组（2）			
标准：与前一次测试结果比较应无明显变化。			

4. 介质损耗（ $\text{tg } \delta \%$ ）：

项目	试验电压	接线方式	$\text{tg } \delta \%$	$\text{tg } \delta \%$ (20℃)
高压绕组				
低压绕组（1）				
低压绕组（2）				
高压套管（A）				
高压套管（B）				
高压套管（C）				
高压套管（O）				
标准：绕组的 $\text{tg } \delta$ 在 20℃ 时不应大于 0.8%，与历年的数值比较不大于 30%；套管的 $\text{tg } \delta$ 在 20℃ 时不应大于 0.8%，当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000 $\text{M}\Omega$ 时，应测量末屏对地 $\text{tg } \delta$ ，其值不大于 2%，电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出 5% 时，应查明原因。				

5. 结论及分析:

6. 使用仪表:

试验单位:

试验人员:

试验负责人:

审核:

校阅:

编写:

年 月 日

5 断路器检修规程

5.1 设备规范及技术参数：

35kV 断路器主要技术参数

设 备 名 称	ABB SF ₆ 断路器	额定电压	40.5kV	额定电流	1250A
额定雷 电冲击 耐 受 电 压	185kV	额定短路 持续时间	3S	额定短路 开断电流	31.5kA
额定短 路开断 电流的 直 流 分 量	40%	额定电缆 充电开断 电 流	50A	额定操作 顺 序	0-0.3S-C0 -180S-C0
分 级	M2/E2/C2	总质量	290kg	温度等级	-15℃-40℃
合 闸 线 圈	220VDC/22 0-240VAC	分闸线圈	220VDC/22 0-240VAC	储能电机	220VDC
SF6 灭 弧室在 20℃时 的绝对 压 力	550kPa	出厂编号		订单编号	
出 厂 日 期		投运日期		生产厂家	

5.2 检修周期及项目

5.2.1 检修周期

该断路器具有高的机械性能和电气性能，并设计的不需要检修，但为保证产品可靠的运行，延长产品的使用年限，并防止意外情况，还是需要进行一定的检修，检修分为定期检修（小修）和全面检修（大修）

5.2.1.1 定期检修是根据断路器运行年限进行的，当断路器运行一年，应进行定期检修维护，检修项目可根据运行情况具体分析和执行，必要时可通知制造厂进行有关协助。

5.2.1.2 全面检修是指断路器已接近或达到规定的使用年限，机械寿命或电气寿命所进行的检修，这时将对断路器主要的关键的零部件进行全面的检查，维护和更换，使断路器重新恢复到投运前状态。符合下表情况之一者，应进行全面检修。

序号	运行情况	检修重点	检修周期
1	使用年限	所有零部件	20 年
2	额定短路电流开断	弧触头、喷口、绝缘拉杆	约 20 年
3	额定电流开断	弧触头、喷口、绝缘拉杆传动件	2000 次
4	操作机构操作量	所有零部件	3000 次

5.2.2 检修项目

序号	项目	检查内容	小修	大修
1	外观	检查瓷瓶损坏与应力变化	√	√
2		检查主接线端子的颜色变化		√
3		检查接地端的松动情况	√	√
4		检查地锚的松动变化	√	√
5		检查位置指示器	√	√
6		空气罐排水	√	√
7		记录断路器操作次数	√	√
8	本体	检修触头，必要时更换		√
9		更换吸附剂		√

10		回路电阻检查		√
11	SF ₆ 气体系统	测量 SF6 气体压力	√	√
12		检查截至阀	√	√
13		必要时补气	√	√
14		SF6 气体检漏及含水量测试	√	√
15	气体操作机构	空气压力测量	√	√
16		空气系统检漏		√
17		机构润滑		√
18		机构行程检查		√
19		机构过冲程检查		√
20		机构连杆螺母的紧固		√
21		压缩机组工作检查		√
11		压缩机组油位检查	√	√
23	控制系统	SF6 压力开关动作值检查调整		√
24		空气压力开关动作值检查整定		√
25		辅助开关触头检查		√
26		控制线路连接检查	√	√
27		控制回路绝缘检查		√
28		分合闸线圈及继电器电阻检查	√	√
29		加热器检查	√	√
30		压力表校验		√
31	操作机构	检查空气压力降		√
32		操作试验		√
33		气罐检查		√

5.3 修前准备

5.3.1 阅读设备使用说明书，查阅该设备技术台帐、检修资料、运行记录，

分析设备运行状况。

- 5.3.2 依据检修计划，制定该设备检修进度表及检修工艺规范。
- 5.3.3 仔细讨论检修文件包，明确检修任务和质量要求，做好设备的检查验收和资料整理工作。
- 5.3.4 办理设备检修工作票，三方确认。
- 5.3.5 做好设备检修的安全措施，进行危险点分析及预控措施的实施。
- 5.3.6 开工前工作负责人要向工作班成员交待安全措施及注意事项，明确工作范围及工作任务。
- 5.3.7 准备好检修工具器、备品备件

备品备件及材料

名称	数量	名称	数量
截止阀用 O 型密封圈	3	SF ₆ 阀门	6
分闸线圈	6	排水阀	3
合闸线圈	3	动静触头	1 套
锅炉空压机	1 套	专用防毒衣服	1 套
SF ₆ 压力表	1 个	空气压力表	1 个
密度继电器	1 个	专用闭锁销	1 套
棘轮专用扳手	1 套		

名 称	数 量	名 称	数 量
包皮布	Kg	汽油	1 kg
13#专用压缩机油	10kg	防火泥	若干
轴用挡圈子（19）	6	砂纸	2
SF ₆ 气体	30kg	密封胶	3 支
黄油	50 kg	绸布	2 米

工器具

名 称	数 量	名 称	数 量
卷尺	1	500V、1000V 摇表	各 1
钢直尺	1	万用表	1
充气装置	1 套	校灯	1
手动操作工具	1 套	开关机械特性测试仪	1 台
常用工具		挡圈钳	1
力矩扳手	1 套	电源盘	1

5.4. 检修工艺及质量要求

检修工艺	质检点	质量要求
5.4.1 灭弧室检修 5.4.1.1 拆除灭弧室外上下两端接线, 由于受环境影响应将灭弧室断口解体送至厂家专用密封, 恒温检修间. 5.4.1.2 按照部颁 SF6 气体接触时的注意事项做好个人和现厂的防护准备工作. 5.4.1.3 松开法兰上的 M14 螺帽, 用专用工具 D30186 抬具焊装配, 从瓷套中慢慢取出动触头系统 5.4.1.4 用吸尘器清除 SF6 固体残渣 5.4.1.5 将动触头系统用酒精和干净的布擦洗干净 5.4.1.6 零部件清洗后凡磨损严重和变形的零件都应予以更换	W	1.3 注意在取出过程中勿碰瓷套

5.4.1.7 所拆卸密封圈,经清洗检查如有变形应更换 5.4.1.8 按照拆卸的相反程序组装动静触头系统 5.1.9 将静触头系统从灭弧室瓷套上慢慢拆卸下来,并垂直放置 5.4.1.10 取下氧化铝筐用吸尘器吸去粉尘,拧松均压罩的顶丝,拧下均压罩 5.4.1.11 拨下由触指和触指弹簧组成的静触头,拆下静触指座 5.4.1.12 拆卸静触头,对所拆零件检查清洗,干燥 5.4.1.13 弧触头部要修理光洁,内外表面不得留有金属颗粒,螺纹处要将残余粘接剂清洗干净,带有螺纹的一端面要仔细砂光除油,如果烧损部分长度超过 1mm,要报废换新 5.4.1.14 如触指磨损严重需要更换时,触指弹簧亦必须更换新的 5.4.1.15 氧化铝筐里吸附剂要在 550℃-600℃烘箱内活化 2 小时,然后隔绝空气降至室温,并在灭弧室总装前保持干燥,并在尽可能短的时间内装入灭弧室,结束 总装		
--	--	--

5.4.1.16 静触头的装配按拆卸的相反程序组装		
5.4.2 灭弧室总装 5.4.2.1 用酒精仔细擦各表面及瓷套内壁,用压缩空气吹净 5.4.2.2 准备好各密封圈,为使密封圈在装配中不至脱落可首先将圈用氟氧脂粘在密封槽内 5.4.2.3 装静触头系统,要注意法兰螺(M14)力矩 100Nm 5.4.2.4 装动触头系统,使用拆卸时的同一工具,轻轻转动触头系统送入灭弧室之后紧固螺母 M14,力矩为 100Nm,在整个装配中,均避免与瓷套相碰	W	
5.4.3 气动操作机构检修。 5.4.3.1 将气动机构的活塞、控制阀、分合闸线圈、触发器、脱扣器、保持掣子、缓冲器、轴肖、连板逐一解体检查、清洗。 装上分、合闸锁销。 装上手动分、合闸工具。 • 在手动工具的端部和螺纹部处涂润滑油,并将之杆旋入槽内。 • 将棘轮搬手套入操作杆上。	W	

•转动手动操作杆使操作杆端部顶入操作机构箱顶上部的凹槽内。 5.4.3.2 按照拆卸的相反过程组装 5.4.3.3 将校灯接在灭弧室断口的上、下两端子之间。 5.4.3.4 测量下列数据。 • 密封杆销孔与密封面距离 A1 • 活塞杆销孔距气缸上端面距离 B2 • 分闸铁芯行程 • 铁芯撞头与脱扣器（触发器） • 分闸铁芯行程与铁芯对触发器间隙之差 5.4.3.5 解除分、合闸锁销。 5.4.3.6 反时针旋转棘轮搬手，直到转不动为止（即到达全过冲位置）。 5.4.3.7 测量如下尺寸。 • 活塞杆销孔到气缸上端面的距离 B1 5.4.3.8 顺时针慢慢转动棘轮搬手，同时压下合闸线圈的动铁芯，并继续转动手动操作杆，直到校灯亮时，停止操作。 5.4.3.9 测量密封杆销孔到密封面的距离 A2 5.4.3.10 继续顺时针转动棘轮搬手，		分闸铁芯行程应为 2.0-2.4mm， • 铁芯撞头与脱扣器（触发器）间隙应为 0.5-0.9mm。 • 分闸铁芯行程与铁芯对触发器间隙之差应为 1.5-1.7mm。
--	--	--

直到感到松动。 5.4.3.11 测量如下尺寸。 • 密封杆销孔到密封面的距离 A3 • 活塞杆销孔到气缸上端面的距离 B3 • 合闸铁芯行程 • 脱扣器与防跳杆之间隙 • 防跳杆与防跳销之间隙 5.4.3.12 算出灭弧室及操作机构活塞杆行程，要达到以下要求 5.4.3.13 拆下手动使用工具 5.4.3.14 检查分、合闸线圈 5.4.3.15 测量合闸线圈直流电阻 5.4.3.16 测量分闸线圈的直流电阻 5.4.3.17 测量分、合闸线圈对地绝缘电阻 5.4.3.18 检查缓冲器 5.4.3.19 用毛刷和汽油清理机构各机械部位。 5.4.3.20 检查机构各并帽螺钉，转动部分进行润滑。 5.4.3.21 检查辅助开关		• 合闸铁芯行程应为 4.5–5.5mm, • 脱扣器与防跳杆之间隙应为 2.0–3.5mm • 防跳杆与防跳销之间隙应为 1–2mm 灭弧室触头行程: A1–A3 $230 \pm {}^2_5\text{mm}$ 触头接触行程: A2–A3 $27 \pm 2\text{mm}$ 操作机构活塞行程: B3–B1 $140 \pm {}^1_3\text{mm}$ 机构活塞过冲行程: B1–B4 $6 \pm {}^1_{0.5}\text{mm}$
---	--	--

		分、合闸线圈外观完好，绝缘无破损。 合闸线圈直流电阻应为 $33 \pm 1.5 \Omega$。 分闸线圈的直流电阻应为 $19 \pm 1 \Omega$。 分、合闸线圈对地绝缘电阻应大于 $2 M \Omega$。 缓冲器应完好，无漏油现象。 辅助开关拐臂连接良好，其接点完好，用砂纸打磨光滑。
5.4.4 压缩机的检修 5.4.4.1 拧下放油阀螺丝，将润滑油放掉。 5.4.4.2 拆下一、二级进排气阀。 5.4.4.3 打开曲轴箱侧面闷盖。 5.4.4.4 拆下气缸盖。 5.4.4.5 在洁净的汽油中清洗进、排气阀。 5.4.4.6 检查阀片与阀座的密封性，在常压下往阀座内加入煤油，阀密封处煤油渗漏不应成串。 5.4.4.7 修复阀上轻微伤痕，检查阀	W	压缩机初次运转后，有大量细碎金属粉粒进入润滑油，经 50 小时的工作后，即应更换全部机身内的润滑油，200 小时后再更换一次，以后即可按定期维护要求换 压缩机的检修 1 在常压下往阀座内加入煤油，阀密封处煤油渗漏不应成串。

弹簧 5.4.4.8 检查气缸盖及缸内径 5.4.4.9 检查一级连杆小头与活塞销的配合情况。 5.4.4.10 检查二级连杆滚针轴承与活塞销的配合间隙。 5.4.4.11 检查连杆大头与曲拐销的配合 5.4.4.12 测量活塞上死点至气缸上平面间隙 5.4.4.13 检查活塞环及刮油环。 5.4.4.14 清洗曲轴箱及箱内各零件。 5.4.4.15 装复气缸盖。 5.4.4.16 装复一、二级进排气阀。 5.4.4.17 装复曲轴箱侧面闷盖。 5.4.4.18 往曲轴箱内加入润滑油。 5.4.4.19 以手转动大皮带轮，检查压缩机转动情况 5.4.4.20 清理空气过滤器上灰尘。 5.4.4.21 以手转动电动机进行检查 5.4.4.11 测量电动机对地绝缘	2 阀弹簧回缩量超过2mm 应更换弹簧。 3 气缸盖及缸内径擦净检查，如有锈迹则用抛光砂布打净。 4 一级连杆小头与活塞销的配合紧密，磨损严重的零件应更换。 5 二级连杆滚针轴承与活塞销的配合间隙符合要求，磨损严重的零件应更换。 6 连杆大头与曲拐销的配合良好，轴瓦磨损严重应更换。 7 活塞上死点至气缸上平面间隙为0.5-0.7mm。 8 活塞环及刮油环的磨损量大于0.5mm 时，即更换。 9 曲轴箱及箱内各零件清洁。 10 曲轴箱内油面位于油标的上刻线位置。 11 压缩机应无冲击或其它声音。
--	---

		12 空气过滤器上无灰尘。 13 电动机无摩擦外壳声音，转动应灵活。 14 电动机对地绝缘应大于 $1\text{M}\Omega$。
5.4.5 压缩空气系统测试 5.4.5.1 检查管路。 5.4.5.2 启动压缩机打压。 5.4.5.3 检查压缩机运转声音正常。 5.4.5.4 检查压缩机停止运行数值是否正常。 5.4.5.5 用放水阀缓慢排气，检查压缩机启动时的压力数值。 5.4.5.6 检查空气压力上升到标准的时间 5.4.5.7 检测安全阀启动情况。 5.4.5.8 检查安全阀关闭情况。 5.4.5.9 检查操作气压降 5.4.5.10 检查低气压时分闸情况。 5.4.5.11 额定气压下气压下降情况	W	1 进排气管路正常。 2 压缩机运转声音正常。空气压力从 0 上升到 1.5MPa 用时不超过 50 分钟 3 空气压力达至 1.55MPa 时，压缩机停止运行。 4 当空气压力降至 1.45MPa 时，压缩机应启动。 5 空气压力上升到 1.55MPa 的时间不应 5 分钟。 6 强行打压至 $1.7\text{--}1.8\text{MPa}$ 时，安全阀应启动。 7 当空气压力降至 $1.45\text{--}1.55\text{MPa}$ 时，安全阀应关闭。 8 操作气压降：

		• 额定气压下，断开压缩机电源，分闸一次压力下降小于 0.14MPa。 • 额定气压下，重合闸操作一次压力下降小于 0.27MPa。 9 气压在 1.2MPa 时，应能可靠分闸。 10 额定气压下，历时 12 小时，压力下降 <0.075MPa (5%)。
5.4.6 SF₆ 气体压力开关检测 5.4.6.1 检查 SF₆ 气体压力开关(可与继电保护班配合)。 5.4.6.2 关闭截止阀 E (常开)。 5.4.6.3 通过检查口缓慢放出铜管中的 SF₆ 气体。 5.4.6.4 检查报警压力。 5.4.6.5 检查闭锁压力。 5.4.6.6 上紧排气口螺纹。 5.4.6.7 完全打开阀 E。	W	1 报警压力应为 0.55 ± 0.03MPa。 2 闭锁压力应为 0.5 ± 0.3MPa。
5.4.7 SF₆ 气体系统检测 5.4.7.1 检查 SF₆ 气体压力，低于额定值，则要进行补气。 • 用扳手分别卸下阀 D 和 SF₆ 气瓶		充气时： 1 应用吸湿率低的专用管道，内部清洁干燥，防止水分及杂质

上的盖帽。 • 将减压阀装到 SF₆ 气瓶上。 • 接好充气管路，与阀 D 暂时松动连接。 • 用新气排尽管路中空气后，上紧充气接头。 • 按压力与温度关系曲线补气至额定值。 • 关闭阀 D 和 SF₆ 气体阀门。 • 拆下充气管路。 5.4.7.2 检查各空气阀门和 SF₆ 气体阀门所处位置（关还是开）。 5.4.7.3 用肥皂水检查阀 D 是否漏气。 5.4.7.4 将阀 D 的 O 型圈装好，将阀盖压紧密封圈。 5.4.7.5 测试 SF₆ 气体含水量应不超过 300PPm(V/V)。	W	带入设备。 2 充气装置平时应处于干燥状态 3 充气用的气体必须符合 SF₆ 气体管理 4 标准 4 充气前，应先检测 SF₆ 气体钢瓶内的含水量应不大于 8ppmV/V 5 充补气后至少隔 12 小时，才可进行含水量的检测 6 阀盖压紧阀 D 密封圈，确保不漏气。 7 空气阀门和 SF₆ 气体阀门处于运行规定位置。
5.4.8 开关机械特性测试 5.4.8.1 测量合闸时间、相间合闸不同期 5.4.8.2 测量固有分闸时间、相间分闸不同期 5.4.8.3 合闸铁芯最低动作电压 5.4.8.4 分闸铁芯最低动作电压	W	1 合闸时间应 ≤100ms，相间合闸不同期 ≤4ms。 2 固有分闸时间应 ≤25ms，相间分闸不同期 ≤3ms。 3 合闸铁芯最低动作电压，在 66-143V 之间。 4 分闸铁芯最低动作电

		压，在 66-143V 之间。
5.4.9 电气试验 5.4.9.1 清洁支持瓷瓶及灭弧室瓷瓶。 5.4.9.2 测量导电回路电阻 5.4.9.3 测量辅助回路和控制回路绝缘电阻 5.4.9.4 断路器的耐压试验 5.4.9.5 辅助和控制回路的工频耐压试验	H	1 导电回路电阻应 $\leq 42 \mu\Omega$ 。 2 3 断口间 316KV (395×80%) 对地 316KV (395×80%) 4 辅助回路对地: 1600V
保护班操作试验合格。		各项传动试验符合要求
5.4.10 结束工作 5.4.10.1 检查加热器及照明回路。 5.4.10.2 清理机构箱。 5.4.10.3 封堵电缆孔。 5.4.10.4 检查有关开关是否关合。 5.4.10.5 对与机构箱边接的法兰、盖板的接缝涂抹防水胶。 5.4.10.6 检查各相接地线情况。 5.4.10.7 清点工具、仪表。 5.4.10.8 清理现厂，人员撤离。 5.4.10.9 验收后，总结工作票。 5.4.10.10 填写检修报告。		1 加热器及照明回路完好。 2 机构箱内外无灰尘、油污。 3 有关开关符合运行条件。 4 各相接地线符合要求。

5.5. 标准大修后的试验

5.6. 技术文件支持

高压 SF₆ 断路器安装使用说明书及《电气设备预防性试验规程》。

附表：35kV SF₆开关预试标准试验报告SF₆ 断 路 器 试 验 报 告

试验日期： 天气： 温度： ℃ 湿度： %

装置地点： 运行编号：

铭牌参数：

型 号		频 率	
额定电压		出厂日期	
额定电流		出厂编号	
操作电压		生产厂家	

1. 导电回路电阻 ($\mu\Omega$):

相 别	A	B	C
电阻值			
标准： $\leq 42 \mu\Omega$			

2. 线圈绝缘电阻、直流电阻：

项 目	合闸线圈	分闸线圈
绝缘电阻 (M Ω)		
直流电阻 (Ω)		
标准：绝缘电阻自行规定，直流电阻值符合制造厂要求。		

3. 动作特性试验：

合闸时间	分闸时间	合闸线圈最低动作电压 (V)	分闸线圈最低动作电压 (V)
标准：合闸时间 $\leq 100\text{ms}$ 。分闸时间 $\leq 25\text{ms}$ 。合闸线圈最低动作电压 85% 和 110% 额定电压可靠合闸。分闸线圈最低动作电压 65% 和			

120%额定电压可靠分闸，30%额定电压不能分闸。

4. 分合闸同期性、弹跳时间：

合闸不同期性 (ms)	分闸不同期性 (ms)	相 别	A	B	C
		弹跳 时间			
标准：合闸不同期性 $\leq 4\text{ms}$ 。分闸不同期性 $\leq 3\text{ms}$ 。					

5. 结论及分析：

--

6. 使用仪表：

--

试验单位：

试验人员：

试验负责人：

审核：

编写：

校阅：

年 月 日

6 GW4-35 型户外隔离开关检修规程

6.1 设备规范

35kV 隔离开关主要技术参数表

序号	名 称	参 数
1	型 号	GW4-35/630
2	额定电压 (kV)	40.5
3	额定电流 (A)	630
4	额定短时耐受电流 (KA/S)	20/4
5	额定峰值耐受电流 (KA)	50
6	雷电冲击耐压 (KV)	185
7	1min 工频耐压 (KV)	95
8	主回路电阻 < ($\mu\Omega$)	170
9	操动机构型号	CS11
10	辅助开关型号	F6-12 II /L
11	辅助开关数量	1
4	辅助开关节数	6
5	操动机构用途	辅助主闸刀接地闸刀
6	转动角度	90
7	厂 家	

6.2 检修周期及项目

6.2.1 检修周期

6.2.1.1 大修周期为四-六年一次。

6.2.1.2 小修周期为一年。

6.2.1.3 发生威胁设备安全运行的缺陷时应进行临时检修。

6.2.2 检修项目

大修项目

- 6.2.2.1 本体的分解检修
- 6.2.2.2 动静触头装配的分解检修
- 6.2.2.3 转动瓷柱及支持瓷柱的检查
- 6.2.2.4 底座及传动系统的检修
- 6.2.2.5 操动机构的分解检修
- 6.2.2.6 接地闸刀及机构的检修

小修项目

- 6.2.3.1 接线端子和接地线的检查
- 6.2.3.2 检查动静触头并清洗涂抹导电膏
- 6.2.3.3 转动瓷柱及支持瓷柱的检查和清扫
- 6.2.3.4 隔离开关与接地闸刀传动试验和机械、电气闭锁检查
- 6.2.3.5 螺栓、螺钉、开口销及圆锥销等紧固、连接件的检查
- 6.2.3.6 机构箱密封检查、清扫机构及检查控制回路元器件
- 6.2.3.7 转动部分加润滑油（二硫化钼锂基脂）

6.3 修前准备

- 6.3.1 人员要求：工作人员应是专业从事电气检修及试验人员，并且通过安规考试及技能资格审查。
- 6.3.2 按照大小修项目和设备缺陷准备工器具、备品和材料。

6.4 安全措施

- 6.4.1 办理工作票。
- 6.4.2 看清设备编号，防止走错位置。
- 6.4.3 检查安全措施是否符合现场施工要求
- 6.4.4 按照大小修项目和设备缺陷准备工器具、备品和材料。

6.5 备品备件、材料

备品备件材料

名 称	数量	名 称	数量
动触头		静 触 指	

触指弹簧		铜导电管	
静触装配		支持瓷柱	
接地静触头		导电带装配	
扭力弹簧		平衡弹簧装 配	
过渡片		触头板	
清洗剂	5kg	导电膏	0.2 kg
润滑脂	0.5kg	砂 布	#0 2 张 #2 4 张
棉 纱	2kg		
钢丝刷	2	漆 刷	4
漆	黄绿红黑灰 0.6kg	开口销	Φ2×30 Φ4× 40 各 10
黄 油	0.5KG	松动剂	2
垫 片	Φ10Φ12Φ16 Φ20 适量	螺 栓	M10×35 M10× 60 各 20

工器具

名 称	数量	名 称	数 量
操作摇把	1	常 用 工 具	
套筒扳手	1	水 平 尺	1
铅 锤	1	尺 子	1
紫 铜 元	1	摇 表	1
千 斤 顶	1	临时接地线	6
铜 丝 刷	1	锉 刀	1
绳 索	6×4		

6.6 检修工艺及质量要求

检修工艺	质检点	质量要求
6.6. 1 外部检查 6.6. 1.1 瓷柱、瓷柱铸铁法兰检查。 6.6. 1.2 检查导电部分。 6.6. 1.3 检查静刀口工况。 6.6. 1.4 手力慢慢拉合隔离开关，检查转动部分情况。 6.6. 1.5 触头弹簧、接触压力检查。 6.6. 1.6 操动机构各部件检查。 6.6. 1.7 再做电动分合闸操作，观察动作情况。 6.6. 1.8 做好上述检查的记录，以确定检修重点。		瓷柱无破损，瓷柱铸铁法兰无裂纹。 导电部分无发热痕迹。 静刀口无变形、发热烧伤痕迹。 转动部分应灵活，各传动部位无卡涩。 触头弹簧无变形或失去弹性，弹簧应保持足够接触压力。 操动机构各部件无损坏变形。 电动分合闸操作时传动无卡涩、别劲，同期符合要求。
6.6. 2 本体的分解 6.6. 2.1 断开操动机构电源。 6.6. 2.2 装备必要的登高设施。 6.6. 2.3 拆引线。 6.6. 2.4 在所有要拆卸的紧固连接件喷 1-2 遍松动剂。 6.6. 2.5 拆下底座上各个传动拐臂和联锁板上的开口销，取下小连杆。 6.6. 2.6 拆下操动机构至隔离		注意保管好连接用的平键。 拆卸时竖立杆应专人扶持 冲销时防止销子打“毛” 不得用长梯斜靠或直接攀登在瓷柱上工作，引线应缓缓放下或绑扎牢固。

开关和接地闸刀的坚直拉杆。 6.6. 2. 7 取下中间瓷柱转动轴杠杆上的开口销和垫片, 拆下四根相间水平拉杆。 6.6. 2. 8 拆下接地刀相间的水平拉杆。 6.6. 2. 9 在专用脚手架上系好安全带, 将引线接上临时地线, 拆除隔离开关两侧引线, 用绳缓缓放下。 6.6. 2. 10 用绳拴牢静触头装配后, 拧下静触头座与支持瓷柱连接的四只螺栓. 用绳将触头座装配送至地面。 6.6. 2. 11 拆下动触杆装配中的支板与转动瓷柱连接的四只螺钉, 并将动触杆装配平稳地传递地面。 6.6. 2. 12 用吊绳在瓷柱上端1/3处拴牢, 拆下瓷柱与支座连接的四只螺柱, 将支持瓷柱转动瓷柱吊下, 平放在木条或质软的垫子上。 6.6.2.13 拧下转轴下面的螺帽,		防止将导电管碰变形。 必须使用经检验合格的吊具。 用拉绳控制瓷柱下落时不发生碰撞损坏。 带细纹的孔应用丝锥攻后涂润滑油脂。 采取措施防止打毛圆锥销。
--	--	---

松开拐臂上两个M16的夹紧螺柱，取下拐臂及平键。 6.6.2.14 拧下操作瓷瓶轴承座的四个固定螺柱用绳拴牢后将轴承座卸至地面。		
6.6.3 动静触头装配的分解检修 6.6.3.1 拧下防雨罩两只固定螺钉，取下防雨罩。 6.6.3.2 拆下螺钉和轴销，分离出触指、弹簧和“U”型架。 6.6.3.3 拧出支持架的转动轴止钉，取下支持架及扭力弹簧。 6.6.3.4 用清洗剂清洗检查触指、触座弹簧、防雨罩、接线板及螺钉螺栓，触指轻微烧伤的凸处用细锉仔细修平即可。 6.6.3.5 将静触座装配转动部分涂润滑脂，导电接触处涂导电膏。 6.6.3.6 装上支持架及扭力弹簧。 • 装复支持架的转动轴止钉。 • 装上“U”型架、触指、弹簧。	w	拆卸的零件应放在专门的容器中防止丢失 触指、触座的接触面应平整，镀银层有光泽。触指无严重烧伤或触指过热失去弹性的应更换。 锈蚀、变形的弹簧和紧固件应更换。 触头转动灵活、复位有力，换用的开口销直径与销孔相配合。 接触面应平整、光滑、铜铝过渡片不变形、不腐蚀。 固定导电铜管的夹板和上压盖无变形和裂纹。 导电铜管变形应矫直，开裂的要补焊。 导电管全长的1/2处应固定在支座中心，并使两个动触头与水平面垂直。

• 装上防雨罩。 • 开口销换新的，直径与销孔相配合。 • 检查触头在扭力弹簧作用下与触座成 45° 角。 6.6. 3.7 拧下动触头压盖 6.6.3.8 拆下检查固定导电铜管的夹板。 6.6.3.9 然后拧下导电管两端动触头的固定螺柱，取下动触头。 6.6. 3.10 清洗检查动触头与导电管接触面。 6.6. 3.11 装复动触头。 6.6. 3.12 装复夹板及上压盖。			
6.6. 4 转动瓷柱及支持瓷柱的检查 6.6. 4.1 清洗转动瓷柱、支持瓷柱表面及法兰的锈污。 6.6. 4.2 检查瓷柱、釉面。 6.6.4.3 检查瓷柱与法兰的浇合处。 6.6. 4. 4 检查瓷柱迭装处是否积水。		瓷质完好无裂纹。 釉面应光滑。 法兰铸件开裂的瓷柱应更换。 装迭处的缝隙应封堵并油漆防腐。	
6.6. 5 底座及传动系统的检修 6.6. 5.1 检查底座固定、接地情况。	W	座底应水平紧固件无松动。 所有敲拆轴、销均不得用锤	

6.6. 5.2 将转动瓷柱轴承座倒置，用高度超过转轴的垫块垫牢。 6.6. 5.3 取下转轴的防尘罩，将转轴擦干净，并涂一层润滑脂后用手锤经紫铜元将转轴从触座中敲出，然后翻正轴座敲出推力轴承，与钢球一齐放入清洗剂中浸泡。 6.6. 5.4 清洗检查转轴，轴承和钢球并加足润滑脂，更换严重锈蚀和磨损的钢球及配合过松或球架断裂的轴承。 6.6. 5.5 装复钢球扭力轴承，转轴。 6.6. 5.6 检查组装后的轴座转动应轻便灵活。 6.6. 5.7 拆下垂直连杆上轴承座的四只螺柱，擦洗干净转轴，修去毛刺并涂一层润滑脂后将转轴敲出。 6.6. 5.8 擦洗接地闸刀联锁板的转轴，修去毛刺薄涂一层润滑脂后，将转轴敲出。 6.6. 5.9 用专用工具旋出轴座封盖，清洗检查轴承，加润滑脂后，装复上述两轴承座。		直接敲击，防止将轴或销打毛。 更换严重锈蚀和磨损及配合过松或球架断裂的轴承。 更换严重锈蚀或球架断裂的轴承或轴套等。 配合件不得“公式化”地用砂布一律打磨。 转动轴装入轴座时注意拐臂与限位的相对位置。 装配后的转轴转动应灵活轻便。
---	--	---

6.6. 5.10 清洗检查所有连杆，拉杆及接头，联接器等有无开裂变形，调节的螺纹良好，并在螺纹上涂润滑脂。		
6.6. 6 操动机构的分解检修 6.6. 6.1 断开机构箱内部电源，用毛刷清除灰尘。 6.6.6.2 拆下交流接触器至电动机的三根线。 6.6.6.3 松开机构输出轴连接头上的止动螺钉，敲出两只园锥销取下连接头。 6.6.6.4 松开轴上密封圈压板的四个螺钉，取下压板、封垫和护罩。 6.6. 6.5 拧下辅助开关螺柱，将辅助开关放到箱外。 6.6. 6.6 检查辅助开关。 6.6. 6.7 将控制板拆下，放至箱底。 6.6.6.8 在箱内控制电缆头的前后各放一根 100×100×300 毫米的木条。 6.6.6.9 拆下固定电动机的四只螺钉将电机放在木条上并拆下电机接线盒中三根电源线(线头标记)将电机取	W	所拆线头均应标有编号，电源线头应有标记。 现厂解体更换困难时，可先整体换用合格的辅助开关，更换时线头应有标记。 电机转子、风叶转动无摩擦，转动轻便灵活。 用 500V 摇表测量电机绝缘电阻应在 1 兆欧以上。 当主轴将要离开机构箱顶部的轴孔时要加强扶持变速箱，防止倾倒。 蜗轮、蜗杆无变形齿轮无断齿，轴承不能修复的应更换，油杯环应清洁并注满润滑脂。 限位块被限时行程开关接点应切换并在切换后仍应有 4mm 左右的剩余行程。 齿轮啮合良好，应无过松过紧及咬合现象。 接触器接点弹力良好，接触

出机构箱进行检查。 6.6. 6.10 检查电机转动情况。 6.6. 6.11 松开轴上齿轮止钉，取下齿轮和平键后，检查电机齿轮、轴承和风叶，经加润滑脂后装复。 6.6. 6.12 测量电机绝缘电阻。 6.6. 6.13 拧下减速齿轮护罩螺钉，拆下塑料护罩。 6.6. 6.14 用液压千斤顶放在机构内的木条上，升起液压顶杆托住减速箱的重心处。 6.6. 6.15 用套筒扳手拧下固定减速箱四个 M16 螺钉，平稳地降下液压顶杆将减速箱抬出机构箱。 6.6. 6.16 拧出输出轴，限位块的沉头螺钉，取下限位块和平键。 6.6. 6.17 拧下减速箱上盖四只螺钉，用紫铜元轻叩主轴与辅助开关连接的端部，使上盖和两只定位钉脱离箱体后取出主轴、蜗轮及平键。 6.6. 6.18 将减速箱平放在垫块上，拧下齿轮组后端盖的两只 M8 螺钉，取下端盖并用		可靠，返回有力无卡涩。 电源开关分合应可靠。 输出轴转动角度应可靠限制 180° 辅助开关的切换，切换动作正确，分合闸进行到 4/5 时辅助开关应切换。
--	--	---

铜元、手锤将齿轮组的轴向后端盖方向敲出，取大小两个齿轮和附件。 6.6. 6.19 拧下蜗杆前后两个端盖螺钉，取下端盖，推力轴承外套和蜗杆。 6.6. 6.20 清洗检查轴承、齿轮和蜗轮、蜗杆以及油杯环。 6.6.6.21 将各部件加足润滑脂，油杯环注满润滑脂。 6.6. 6.11 按分解相反顺序装复 • 装上推力轴承外套和蜗杆，蜗杆前后两个端盖。 • 装上大小两个齿轮和附件，将齿轮组的轴装复。 • 装复齿轮组后端盖。 6.6. 6.23 打开行程开关的盖，检查接点接触情况，切换时的接点弹性。 6.6. 6.24 将减速箱抬进机构，装复。 6.6. 6.25 将电机装复，调整电机与减速箱之间的间隙。 6.6. 6.26 检查接触器接点。 6.6. 6.27 检查电源控制开关分合、端子排及所有接线连接情况。		
---	--	--

6.6. 6.28 检查输出轴转动角度是否可靠、辅助开关的切换是否正确。 6.6. 6.29 清洗检查电动操作机构万向节，并在其上涂润滑脂。		
6.6. 7 接地闸刀及机构的检修 6.6.7.1 从隔离静触头装配上拆下接地静触头进行检修。 6.6. 7.2 拆下触头外罩，触指固定的轴销以及触指簧和触头块。 6.6. 7.3 清洗检查各部件。 6.6. 7.4 轴销涂润滑脂，接触面上涂导电膏，装复静触头。 6.6.7.5 清洗检查接地动触头的接触面。 6.6.7.6 松开平衡弹簧悬挂件的开口销，用手推动接地刀管，在弹簧不受力时，拆下悬挂件和平衡弹簧。 6.6. 7.7 检查弹簧弹力、表面，锈蚀的的弹簧作防腐处理。 6.6. 7.8 清洗检查转轴、刀管及其定位弹簧。在转动部位涂润滑脂。 6.6. 7.9 断开手动机构的电源。		锈蚀严重及变形的弹簧应更换。 动触头与刀管连接牢固，触头触指无严重烧损，弹簧片弹性良好。 弹簧无裂纹，锈蚀的弹簧作防腐处理。 防止连接头与轴配钻的销孔有差异，拆后应对号摆放。 装配后转轴转动应灵活，横向窜动间隙不超过 2 毫米。 清除触点锈污后擦净并涂导电膏。 接点未接触时，静触点与动触点胶木圆盘应有 0.2-2 毫米间隙，切换灵活。 蜗轮、蜗杆无开裂，啮合符合要求，补充润滑脂。

6.6. 7.10 拆下机构外罩，用毛刷清扫并检查辅助开关的动静接点。 6.6. 7.11 检查蜗轮、蜗杆。 6.6. 7.12 装复后，检查转动、定位情况。 6.6. 7.13 检查电磁锁限位		装配好的主轴转动轻便灵活，转动 180 度后定位可靠。 电磁锁限位与锁头配合灵活。
6.6.8 机械数据调整与机械操作试验 6.6. 8.1 装复轴承座。 6.6. 8.2 吊装瓷柱，在瓷柱法兰与底座之间加垫片矫正瓷柱高度垂直度。垫片均应套进法兰螺栓。 6.6.8.3 检查调整单极三个瓷柱的中心距离符合制造厂要求。 6.6. 8.4 装复动、静触头装配及各连杆。 6.6. 8.5 用手转动中间瓷柱，使动、静触头即将接触时，调整导电管的固定位置使两个动触头与触指的距离一致，然后使动静触头刚接触。 6.6. 8.6 检查动、静触头接触不偏斜，否则转动导电杆调	H	检查垂直误差不超过 5mm，垫片不得突出瓷柱法兰。 同极两断口接触同期误差不大小 10mm。数据记入检修报告。 动、静触头接触不偏斜，否则转动导电杆调整。 用螺栓与导电管连接的动触头应使导电管插到底。 合闸时动触头不得与防雨罩或触指的外侧碰撞。 动、静触头相对高度差不大于 5mm。 手动分、合应轻便灵活无碰现象。 拉杆与接头丝扣长度不

整。 6.6. 8.7 转动中间瓷柱，使闸刀处于合闸位置。 6.6. 8.8 检查动触头扣入深度，动触头至静触头旋转轴中心距离为 235mm，单极两断口的扣入深度一致。 6.6. 8.9 检查调整、静触头相对高度符合要求。 6.6. 8.10 联接中间相与机构输出轴的竖直拉杆和主动水平连杆。 6.6. 8.11 手动分、合闸调整主动水平连杆的长度，使合闸到位。 6.6. 8.12 连接三相之间的水平连杆，水平拉杆的长度应调整到三相闸刀均处于合闸位置上。 6.6. 8.13 手动分、合检查调整相间拉杆长度，使三相接触同步并合闸到位 6.6. 8.14 手动分、合 2-3 次无异常。 6.6. 8.15 电动操作，检查分、合位置是否正确，每相动静触头成一直线，主动水平连		少于 25 毫米。 三相合闸同期误差不大于 20 毫米。 手动分合闸时，手摇柄应使机构主轴限位。电动操作时应平稳合闸到位。 隔离闸刀与接地闸刀在相对位置时，联锁板之间应有 2-3 毫米间隙。断口最小距离应大于 1200 毫米。 接地闸刀应合到底。 当动触头碰到静触指后，才变为伸直运动。 合闸后止位钉应限制地刀导电管的高度。 带电部分对地最小距离应大于 1800mm。
---	--	--

杆与转轴的拐臂也成一直线或略过一点。同时合闸后每相动静触头也成一条直线。 6.6. 8.16 在分闸位置检查静、动触头的距离应符合要求。 6.6. 8.17 连接接地刀主动水平连杆与垂直连杆。 6.6. 8.18 手动慢合接地刀，调整接地刀位置与卡板的位置，使动静触头对中。 6.6. 8.19 调整主动水平连杆长度使中相合闸深度不小于35mm。 6.6. 8.20 调整平衡弹簧的拉力和导电管在夹件中的位置，使合闸中动触头碰到静触头与触指后方变为伸直运动。 6.6. 8.21 调整接地刀相间水平连接器，使边上两相合闸深度不小于 35mm, 数据记入检修报告。 6.6. 8.11 接地刀杆分闸后应落在闸刀底座专设的托架上。		
6.6. 9. 联锁装置的与试验 6.6.9.1 检查相邻两个联锁板的	H	联锁的两个联锁板高度相

面高度是否一致。调整联锁板的转轴下面的垫片。 6.6. 9.2 检查联锁板之间的间隙。 6.6.9.3 在隔离刀合上时联锁板应闭锁接地闸刀，而当接地闸刀合上后隔离开关应被闭锁在分闸位置上。 6.6. 9.4 检查电磁闭锁装置。		差不超过板厚的 1/3。 联锁板应有 2-3 毫米间隙，主刀、地刀顺序操作时不发生卡涩和磨擦，闭锁功能可靠 机械联锁应能可靠防止误操作。 电磁锁线圈不受潮，锁头动作灵活，定位正确可靠。
6.6. 10 电气试验 6.6. 10.1 测量二次回路和控制电器件的绝缘电阻：断开操动机构箱内二次电源后使隔离刀处于半分合状态。 6.6. 10.2 测量控制回路的对地绝缘电阻。 6.6. 10.3 测量交流电动机绕组的绝缘电阻。 6.6. 10.4 合上隔离开关，在一次线的接线端子处用直流压降法测量导电回路的直流电阻。	H	用 500V 摇表测量控制回路的对地绝缘电阻。 用 1000V 摇表测量交流电动机绕组的绝缘电阻。 绝缘电阻不低于 $1\text{M}\Omega$。 导电回路的直流电阻应不大于 $60\mu\Omega$。
6.6. 13 结尾工作 6.6. 13. 1 对连接紧固件进行全面检查。 6.6. 13. 2 检查所有传动，转动		所有传动、转动等具有相对运动的部位均应润滑。

等具有相对运动的部位是否润滑。 6.6. 13. 3 连接引线 6.6. 13. 4 涂相位漆 6.6.13.5 对金属构件除锈涂漆，接地线涂黑漆。 6.6. 13. 6 拆除登高设备，拆除临时接地线。 6.6. 13. 7 清理工作现场 6.6. 13. 8 申请验收 6.6. 13. 9 总结工作票 6.6. 13. 10 填写大修报告		现厂清洁、无遗留物。
---	--	------------

6.7 技术文件支持

6. 7.1 引用产品使用说明书、维护手册、《电力生产安全规程》

附:检修记录表

一、动静触头装配的分解检修记录表			附表 1
序号	工作内容	质量标准	结果
1	动静触头 装配的分 解检修	1 触指触座的接触面应平整,镀银层有 光泽。触指无严重烧伤或触指过热 退性 2 将静触座装配转动部分涂润滑脂, 导电接触处涂导电膏。 3 开口销换新的,直径与销孔相配合。 4 检查触头在扭力弹簧作用下与触座 成 45° 角,触头转动灵活,复位有 力。 5 检查动触头夹板和上压盖有无变形 和裂纹。 6 动触头与导电管接触面。	
备注			
使用的仪表记录:			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		日期	

二、转动瓷柱及支持瓷柱的检查记录表			附表 2
序号	工作内容	质量标准	结果
1	转动瓷柱及支持瓷柱的检查	1 检查瓷柱有无破损裂纹，釉面有无电弧严重烧伤。 2 检查瓷柱迭装处是否有缝隙	
	底座及传动系统的检修	1 检查底座固定是否牢固和水平，接地是否良好可靠。 2 清洗检查转轴，轴承和钢球，并加足润滑脂， 3 检查组装后的轴座转动应轻便灵活。 4 接地闸刀联锁板的转轴，涂一层润滑脂后，将转轴敲出。 5 所有连杆，拉杆及接头，联接器等有无开裂变形，调节的螺纹良好，并在螺纹上涂润滑脂。	
备注			
使用的仪表记录：			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		年 月 日	

三、电动操动机构的分解检修记录表			附表 3
序号	工作内容	质量标准	结果
1	电动操动机构的分解检修	1 检查辅助开关接点接触好 2 用手转动电机轴检查有无卡涩和磨擦。轴承加润滑油 3 电机绝缘电阻应 ≥ 1 兆欧 4 蜗轮蜗杆无变形无断齿， 5 各部件加足润滑脂，油杯环注满润滑脂。 6 电机行程开关接点接触好，接点切换与定位件的配合，行程开关切换后仍应有 4mm 左右的剩余行程。 7 齿轮啮合良好，应无过松过紧及咬合现象。 8 检查接触器接点无烧伤及动作正确可靠，弹力良好。 9 电源开关分合应可靠。 10 检查输出轴转动角度是否可靠限制在 180° 辅助开关的切换是否正确，分合闸进行到 4/5 时辅助开关应切换。	
使用的仪表记录：			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		日期	

四、接地闸刀及机构的检修记录表			附表 4
序号	工作内容	质量标准	结果
1	接地闸刀及机构的检修	1 清洗检查静触头各部件。轴销涂润滑脂，接触面上涂导电膏， 2 接地动触头的接触面无严重烧伤，与刀管的连接固。 3 检查弹簧无纹，有弹性 4 检查转轴、刀管及其定位弹簧。转动部位涂润滑脂。 5 检查辅助开关的动静接点良好。 6 检查蜗轮、蜗杆无开裂，啮合符合要求，补充润滑脂。 7 装复后，转动灵活，转动 180°后定位可靠。	
备注			
使用的仪表记录：			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		日期	

五、机械数据调整与机械操作试验			附表5
序号	工作内容	质量标准	结果

机械数据调整与机械操作试验	1 检查瓷瓶垂直误差不超过 5mm 垫片不得突出瓷柱法兰，垫片应套进法兰螺栓。 2 检查调整单极三个瓷柱中心距为 1600mm。 3 两个动触头与触指的距离一致，同极两断口接触同期误差不大小 10mm。 4 动、静触头接触不偏斜，否则转动导电杆调整。 5 检查动触头扣入深度，动触头至静触头旋转轴中心距离为 235mm，单极两断口的扣入深度一致。 6 检查调整、静触头相对高度差不大于 5mm。 7 拉杆与接头的连接丝扣长度不能少于 25mm。 8 三相同期误差不大于 20mm 9 手动分、合 2-3 次无异常。 10 电动操作，分、合位置正确，每相动静触头成一直线，主动水平连杆与转轴的拐臂也成一直线或略过一点。 11 在分闸位置检查静、动触头的距离应大于 1200mm， 12 接地刀动静触头对中。 13 地刀三相合闸深度$\geq 35\text{mm}$ 14 调整平衡弹簧的拉力和导电管在夹件中的位置，使合闸中动触头碰到静触头与触指后方变为伸直运动。 15 接地刀杆合闸后应落在闸刀底座专设
---------------	---

备注			
使用的仪表记录：			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		年 月 日	检查结果
乙方质控		年 月 日	
甲方质控		年 月 日	

六、电气试验记录表			附表 6
序号	工作内容	质量标准	结果
	电气试验	1 将闸刀处于半分合状态。用 500V 摇表测量控制电器件的绝缘电阻不低于 $1\text{M}\Omega$ 。 2 测量导电回路的直流电阻应不大于 $60\mu\Omega$ ，否则应处理。	
备注			
使用的仪表记录：			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		年 月 日	检查结果
乙方质控		年 月 日	
甲方质控		年 月 日	

7 真空断路器检修规程

7.1 设备规范

35kV 断路器主要技术参数

额定电压	kV	35
最高工作电压	kV	40.5
工频耐受电压	kV	95
雷电冲击耐受电压	kV	185
额定频率	Hz	50/60
断路器，分支母线额定电流	A	…2500
额定峰值耐受电流	kA	…80
额定短路开断电流	kA	…31.5
额定短时耐受电流 4s	kA	…31.5
二次电压	V	DC110, 220; AC110, 220

7.2 检修周期及项目

7.2 .1 检修周期

该断路器具有高的机械性能和电气性能，并设计得不需要检修，但为保证产品可靠的运行，延长产品的使用年限，并防止意外情况，还是需要进行一定的检修，检修分为定期检修（小修）和全面检修（大修）。

7.2.1.1 正常运行设备实施每周一次状态监测，预试与系统检修及大、小修同步，一般为三年一次

7.2.1.2 定期检修是根据产品运行年限进行的，当产品运行一年，应进行定期检修维护，检修项目可根据运行情况具体分析和执行，必要时可通知制造厂进行有关协助。

7.2.1.3 全面检修是指产品已接近或达到产品规定的使用年限，机械寿命或电气寿命所进行的检修，这时将对产品主要的关键的零部件进行全面的检查，

维护和更换，使产品重新恢复到投运前状态。

7.2.2 检修项目

7.2.2.1 开关柜的清扫检查

7.2.2.2 断路器的外部清扫检查

7.2.2.3 操作机构的检修

7.2.2.4 驱动机构检修

7.2.2.5 真空泡检查

7.2.2.6 机械特性试验

7.2.2.7 断路器一次隔离触头的检查

7.2.2.8 储能机构电动检查及机械联锁检查

7.3 修前准备

7.3.1 人员要求：工作人员应是专业从事电气检修及试验人员，并且通过安规考试及技能资格审查。

7.3.2 安全措施

7.3.2.1 办理工作票。

7.3.2.2 看清设备编号，防止走错位置。

7.3.2.3 在柜内检查和工作时用挂锁锁定带电侧活门确保人员安全

7.3.3. 备品备件、材料

名称	数量	名称	数量
分合闸线圈	2 套	隔离触头	3 套
辅助开关	1 套	储能电机	1 套
储能电机齿轮箱	1 套	手动可移可抽组件	1 套
闭锁磁铁 Y1、Y0	2 套	断路器极	3 只
计数器	1 套	分合闸按钮	2 套
开口销、	1 套	清洁剂	适量
白细布	0.5 公斤	酒精	适量
凡士林	适量	润滑脂	适量

7.3.4 工器具

名称	数量	名称	数量
手车摇把	1 只	挡圈钳	1 只
套筒扳手	1 套	扭力扳手	1 套
内六角扳手	1 套	呆扳手	1 套
钢丝刷	1 只	接地开关 操作手柄	1 把
弹簧加载杆	1 把	摇表	1 只
转运小车	1 部	常用工具	1 套
万用表	1 只	直尺	1 把
开关柜门钥匙	1 把	开关机械特性 测试仪	1 套

7.4 检修工艺及质量要求

检修工艺	质检点	质量要求
7.4.1 开关柜的清扫检查 7.4.1.1 清扫柜体内外各零部件 7.4.1.2 检查柜体 7.4.1.3 检查接地回路各部分情况。	W	1. 无积尘，无油污 2. 柜体应无变形，活门关闭严密。活门驱动装置应灵活无卡涩。 3. 接地回路各部分情况，应连续完好。
7.4.2 断路器的清扫检查。 7.4.2.1 清扫开关各部件 7.4.2.2 检查绝缘体 7.4.2.3 检查滚动触头，	W	1. 用清洁软布擦拭， 2. 绝缘子表面光滑无放电痕迹无变形、裂纹和放电痕迹 3. 各部螺丝紧固齐全，轴销连接良好，卡销齐全，无变形。

7.4.3 操作机构的检修 7.4.3.1 拆除机构箱面板 7.4.3.2 清扫机构内灰尘，清理零件表面锈迹 7.4.3.3 检查凸轮盘、释放机构、止动盘、链、棘轮左侧控制凸轮等部件 7.4.3.4 检查绝缘拉杆，检查分、合闸弹簧 7.4.3.5 检查驱动轴及轴上各拐臂连杆。 7.4.3.6 检查曲柄内紧固件 7.4.3.7 检查机构箱 7.4.3.8 测量分、合闸线圈电阻值 7.4.3.9 检查分、合闸铁芯 7.4.3.10 检查辅助开关连杆及各辅助开关 7.4.3.11 检查储能电机 7.4.3.12 检查计数器，分合	W	1. 放在检修位置 2. 机构内无灰尘，零件表面无锈迹 装盘簧的筒应无变形现象 3. 凸轮盘、释放机构、止动盘、链、棘轮左侧控制凸轮等部件均完好 4. 绝缘拉杆无起层发泡，清洁光滑 分、合闸弹簧完好无损坏、无锈迹 5. 驱动轴及轴上各拐臂边杆无变形弯曲，卡簧安装紧固，灵活不拐劲 6. 曲柄内紧固件配合良好 7. 各部螺丝紧固，卡簧齐全，插套连接可靠与出厂数值比较，应无明显变化 8. 电机绝缘应大于 $2M\Omega$，直阻正常，外观无损坏，密封良好 9. 固定可靠，弹簧弹性良好，用手分别按压合闸、分闸铁芯，动作应可靠，吸合、返回时无卡涩 10. 连杆无弯曲变形，辅助开关动作灵活

闸指示器 7.4.3.13 机构保养		11.，储能及指示器指示正常，外观完好，引线连接紧固， 12. 计数器，分合指示器工作正常，做好记录 13. 对机构滑动和转动附件面进行润滑	
7.4.4 驱动机构检修 7.4.4.1 检查丝杠传动机构螺母。 7.4.4.2 检查手车驱动装置 7.4.4.3 检查测量杠杆与塑料凸轮间的距离 7.4.4.4 检查测量滚轮和角杆间距离	W	1 丝杠传动机构螺母无松动，推杆完好，无弯曲 2 手车驱动装置尺寸调整正确 3 杠杆与塑料凸轮间的距离为2mm， 4 滚轮和角杆间距离为 0.5mm	
7.4.5 真空泡检查及试验 据根开关动作次数，机械寿命，使用年限及试验数据等确定是否更换断路器	W	将断路器断开，进行 40KV 耐压试验 测导电回路直流电阻，与以前测量值应无明显变化，数据记入检修报告	
7.4.6 机械特性试验、测量与调整。 7.4.6.1 测量闭合时间与断开时间 7.4.6.2 测量全行程与超程应 7.4.6.3 测量合、分闸时间	W	1. 闭合时间大约 60ms，断开时间 $\leq$ 45ms。 2. 测量全行程为_____mm；超行程为_____mm。 3. 合闸时间为_____S；分闸时间为_____S.	

7.4.6.4 测量触头弹跳时间 7.4.6.5 测量合、分闸线圈最低动作电压		合闸同期为_____S；分闸同期为_____S. 4. 触头弹跳时间应为_____S. 5. 合、分闸线圈最低动作电压均为66V
7.4.7 断路器一次隔离触头的检查 7.4.7.1 检查隔离触头臂 7.4.7.2 检查塑料外罩 7.4.7.3 检查触头及固定轴是否变形，触头无过热及烧损现象。 7.4.7.4 检查一次触头 7.4.7.5 清理隔离触头	W	1 整体应水平，安装螺丝应紧固，M10 扭力应为 46N. M, M20 扭力为 250N. M 2 罩体完好安装可靠 3 轻微烧伤应用细砂纸打磨严重变形或烧损的应更换新的 4 触头弹簧压力应一致 5 隔离触头无过热烧损
7.4.8 储能机构电动检查及机械联锁检查 7.4.8.1 将断路器用维护小车推放至试验位置 7.4.8.2 将转运车小心推到柜前，并调整到合适的高度 7.4.8.3 将转运车与柜体锁定好，解除断路器手车与转运车的锁定位	W	1 在断路器分闸的情况下，可抽件只可由工作位置移入【试验/隔离】位置 2. 仅当断路器手车处于【试验/隔离】位置 时，接地开关才能进行合闸操作。 3. 当断路器处在分闸和接地开关处在分闸位置时才能将可抽件

置 7.4.8.4 将断路器手车平稳推入柜体同时锁定 7.4.8.5 确认手车与柜体锁好后解除转运车与柜体的锁定推开转运车 7.4.8.6 上好二次插头 7.4.8.7 送上操作电源，开关进行空载传动试验。 7.4.8.8 检查电机运转储能正常 7.4.8.9 检查弹簧储能指示正确 7.4.8.10 断开断路器操作电源 7.4.8.11 通知运行及有关人员进行联锁功能检查	从【试验/隔离】位置移入工作位置。 4. 断路器处于合闸状态或接地开关处在合闸状态时，可抽件向工作位置插入，在摇柄顺时针方向摇半圈一定受阻，且电动操作件的移动电动机一定不允许被接通。 5. 在断路器合闸的情况下，可抽件无法移动，可抽件的抽出动作只在反时针方向摇动摇柄仅半圈一定受阻，且电动操作件的移动电动机一定不允许被接。 6. 可抽件在工作位置时，由于机械化联锁作用二次插头被锁定不能解除 7. 当可抽件被确定在【试验/隔离】位置或工作位置时，断路器的合闸才是可能的。 8. 断路器手车确实在试验或工作位置，而没有控制电压时，仅能手动分闸不能合闸。 9. 仅当断路器手车处于【试验/隔离】位置 时，接地开关才能进行合闸操作。 10. 当可抽件处于【试验/隔离】位置和工作位置之间的任何位置
--	---

		的情况下，断路器不能合闸，联锁可通过测量辅助开关 S6 来检查。 11. 符合再鉴定程序
7.4.9 结尾工作 7.4.9.1 现厂清洁卫生 7.4.9.2 清点工具仪表 7.4.9.3 工作人员撤离现厂 7.4.9.4 办理工作票终结 7.4.9.5 填写检修报告		

7.5 技术文件支持

7.5.1 本规程引用维护手册《输电及辅助电源》

7.5.2 《电力生产安全规程》

7.5.3 真空断路器产品说明书

7.6 附表:35kV 真空断路器预试标准试验报告

35kV 真空断路器试验报告

试验日期： 天气： 温度： 湿度：

装置地点： 运行编号：

铭牌：

型 号		频 率	
额定电压		出厂日期	
额定电流		出厂编号	
操作电压		生产厂家	

1. 绝缘电阻 ($M\Omega$):

端 口	耐压前	耐压后	对 地	耐压前	耐压后
A			A		
B			B		
C			C		
标准：整体绝缘参照制造厂规定或自行规定。 断口绝缘电阻值运行中不小于 $300M\Omega$ ，大修后不小于 $1000 M\Omega$					

2. 接触电阻 ($\mu\Omega$):

相 别	A	B	C
电阻值			
标准：接触电阻值应符合制造厂规定，运行中自行规定，建议不大于 1.2 倍出厂值。			

3. 交流耐压:

端 口	电 压	时 间	对 地	电 压	时 间
A、B、C			A、B、C		
标准：在分、合闸状态下分别进行，试验电压值按 DL/T593 规定值，或制造厂要求。					

4. 线圈绝缘电阻、直流电阻：

项 目	合闸线圈	分闸线圈
绝缘电阻 (MΩ)		
直流电阻 (Ω)		
标准：绝缘电阻不应小于 2 MΩ。直流电阻应符合制造厂规定。		

5. 动作特性试验：

合闸时间	分闸时间	合闸线圈最低动作电压 (V)	分闸线圈最低动作电压 (V)
标准：应符合制造厂规定			

6. 分合闸同期性、弹跳时间：

合闸不同期性 (ms)	分闸不同期性 (ms)	相 别	A	B	C
		弹跳时间			
标准：应符合制造厂规定					

7. 结论及分析：

--

8. 使用仪表：

--

试验单位：

试验人员：

试验负责人：

审核：

校阅：

编写：

年 月 日

8、干式变压器(站用变)检修规程

8.1 站用变设备规范及技术参数：

设备名称	站用干式电力变压器	规格型号	SC10-500/35	标准代号	GB 1094.11-2007
额定容量	500kVA	额定电压	37000 ± 2x2.5%/400V	额定电流	7.8/721.7A
额定频率	50Hz	使用条件	户内	相数	三相
联接组标号	Dyn11	短路阻抗	5.84%	冷却方式	AN
防护等级	IP20	绝缘等级	F级	最高温升	95k
产品代号	1BB.710.5407	出厂序号		出厂日期	
总质量		投运日期		生产厂家	

8.2 检修周期和检修项目

8.2.1 小修一般为两年一次，大修周期在运行 8 年安排一次。

8.2.2 检修项目

8.2.2.1 检查并清除已发现的缺陷

8.2.2.2 检查并拧紧套管引出线的接头

8.2.2.3 检查冷却风扇装置

8.2.2.4 检查瓷绝缘并清扫

8.2.2.5 检修、试验各种保护装置，测量装置及操作控制箱

8.2.2.6 油漆及附件的检查

8.2.2.7 进行规定的测量和试验

8.2.2.8 测温装置检查、校验、传动

8.3 修前准备

8.3.1.1 收集变压器在运行中存在的缺陷

8.3.1.2 确定检修的特殊项目

8.3.1.3 制定检修的技术措施

8.3.1.4 工作计划用时 70 小时

8.3.2 人员要求：工作人员应是专业从事电气检修及试验人员，并且通过安规考试及技能资格审查。

8.3.3 安全措施

8.3.3.1 办理工作票。

8.3.3.2 看清设备编号，防止走错位置。

8.3.3.3 在柜内检查和工作时用挂锁锁定带电侧活门确保人员安全

8.3.3.4 开工前工作负责人要向工作班成员详细交待安全措施及注意事项，明确工作范围。

8.4. 备品备件、材料

编号	名称	规格	单位	数量
1	温度控制器		只	1
2	毛刷		只	4
3	试温片		片	20
4	凡士林		KG	0.1
5	防锈漆		KG	0.4
6	调和漆		KG	各 0.4
7	包皮布		KG	0.5
8	酒精		瓶	1
9	砂纸		张	5

10	塑料布		KG	5
11	变压器专用紧固件		套	1
12	带电清洗剂			20 开

常用工具

编号	名称	规格	单位	数量
1	力矩扳手	6" 10"	只	各 1
2	螺丝刀	平 8" ， 梅花 8"	只	各 1
3	吸尘器		台	1
4	电动吸风机		台	1
5	万用表		只	1
6	摇表	500V ， 2500V	只	各 1
7	手电筒（行灯）36V		只	1

8.5. 检修工艺及质量要求

检修工艺	质检点	质量要求
8.5. 1 变压器清洁： 8.5. 1. 1 打开前后仓门并清扫。 8.5. 1. 2 用吸尘器吸掉变压器线圈、铁芯上的各处积灰以及仓内底部的灰尘。 8.5. 1. 3 用包皮布擦掉上部母线、浇铸树脂形隔离器，抽头、连接线、接线柱标志上的灰尘，并清洁各个绝缘支持瓷瓶。		柜门清扫干净。 变压器线圈、铁芯上及室内底部无灰尘。 上部母线、浇铸树脂形隔离器，抽头、连接线、接线柱无灰尘，绝缘支持瓷瓶无灰尘。 变压器本体、缝隙内无积灰 浇铸树脂表面上无油脂附层。 仓内无浮尘。

8.5.1.4 用电动吹风机吹掉干式变压器本体上缝隙内的积灰和用吸尘器及手清扫不到的地方的积灰。 8.5.1.5 用毛刷刷去变压器本体上不能吹掉的积灰。 8.5.1.6 用带电清洗剂或其类似剂清除浇铸树脂表面上的油脂附层。 8.5.1.7 根据需要仍用吸尘器吸掉仓内浮尘。		
8.5.2 试验及检查 8.5.2.1 依次拆除变压器高压侧三相引线并做好标记。 8.5.2.2 依次拆除变压器低压侧三相引线。 8.5.2.3 线圈检查 1) 检查线圈外观 2) 检查冷却风道 3) 检查线圈支架、绝缘垫块 4) 检查压紧装置。 5) 检查各引线接头	W	线圈绝缘处于合格状态，无裂纹、脆化及爬电现象。 冷却风道无堵塞。 线圈支架无裂纹、位移；绝缘垫块无松动、脱落。 分接开关短接片无过热变色、锈蚀、螺栓无松动，规定力矩值。 压紧装置完好，无松动。 各引线接头表面平整，无溶化变形现象。
8.5.3 铁芯检查 8.5.3.1 检查铁芯表面 8.5.3.2 检查冷却风道		铁芯表面无锈蚀，无局部过热变色现象。

8.5.3.3 检查紧固件压紧垫块及螺栓。 8.5.3.4 检查接地装置		冷却风道无异物及堵塞现象。 紧固件压紧垫块及螺栓不松动，规定力矩值。 接地装置应牢靠，接地螺丝要压紧，规定力矩值。
8.5.4 附属设备检查 8.5.4.1 温度表检查校验 8.5.4.2 感温控头及引线检查 8.5.4.3 柜门检查	W	温度表指示正确。 表内无潮气及腐蚀现象。 温度计接线端子固定应牢固。 感温控头及引线适宜并固定牢固。 仓门开启应灵活无卡涩，插销门锁应完整。
8.5.5 电气试验 8.5.5.1 变压器高压侧绕组的直阻测量 8.5.5.2 变压器低压绕组的直阻测量 8.5.6.3 变压器各侧绕组的绝缘电阻、吸收比测量 低压侧-高压侧及地 高压侧-低压侧及地	H	所做试验要准确记录并填写试验报告
8.5.6 结尾工作： 8.5.6.1 连接高压引线 8.5.6.2 连接低压引线 8.5.6.3 补漆		连接引线时用酒精白细布清理好接触面，穿入螺栓，紧固螺帽，检查结合面接触良好。

8.5.6.4 检查仓内无遗留物。 8.5. 6. 5 工作票总结		在引线接头处容易看见的部位， 粘贴 80℃示温片。 对变压器柜体及各附件表面脱漆 及锈蚀部分用砂纸打磨干净。 先刷一遍防锈漆，再刷本色漆。 检查仓内无遗留物，变压器所属 回路应完整，符合运行条件关 好前后仓门。
--------------------------------------	--	--

8.6 技术文件支持

8.6. 1 产品说明书、《变压器检修技术》、电业安全生产规程

8.7 检修记录

8.7.1 变压器本体检查记录 (附表 1)

8.7.2 电气试验记录 (附表 2)

8.7.3 附属设备检查记录 (附表 3)

8.7.4 结尾工作记录 (附表 4)

一、变压器本体检查记录			附表 1
序号	工作内容	质量标准	结 果
1	线圈检查	1 线圈绝缘处于合格状态，无裂纹、脆化及爬电现象。 2 冷却风道无堵塞。 3 线圈支架无裂纹、位移；绝缘垫块无松动、脱落。 4 分接开关短接片无过热变色、锈蚀、螺栓无松动，规定力矩值。 5 压紧装置完好，无松动。 6 各引线接头表面平整，无溶化变形现象。	
2	铁芯检查	1 铁芯表面无锈蚀，无局部过热变色现象。 2 冷却风道无异物及堵塞现象。 3 紧固件压紧垫块及螺栓不松动，规定力矩值。 4 接地装置应牢靠，接地螺丝要压紧，规定力矩值。	
规格型号		编号	厂家
日 期			

二、电气试验记录				附表 2
1. 变压器高压侧绕组的直组测量				
	AB	BC	CA	温度
1				
2				
3				
4				
5				
差值				
2. 变压器低压绕组的直阻测量				
ab	bc	ca	温度	
差值				
变压器各侧绕组的绝缘电阻、吸收比测量				
被测部位	R15 秒	R60 秒	R15 秒/R60 秒	温度
低压侧-高压侧及地				
高压侧-低压侧及地				
备注				
使用的仪表记录				
名称	规格型号	编号	厂家	
作业人员		年 月 日	检查结果	
乙方质控		年 月 日		
甲方质控		年 月 日		

三、附属设备检查记录			附表 3
序号	工作内容	质量标准	结 果
1	温度表检查	1 温度表指示正确，表面无裂纹，密封严密。 2 表内无潮气及腐蚀现象。 3 温度计接线端子固定应牢固。 4 感温控头及引线适宜并固定牢固。	
2	仓门检查	开启应灵活无卡涩，插销及门锁应完整。	
备注			
使用的仪表记录：			
名称	规格型号	编号	厂家
作业人员		日期	

9、电缆检修规程

9.1. 主要内容与适用范围

本规程规定了电缆检修周期、标准项目、电缆的敷设及试验，规定了电缆端头和接头盒的制作。

本规程适用于电缆检修人员。

9.2. 电缆检修工艺

9.2.1 电缆检修周期及大小修标准项目

9.2.1.1 电缆的检修周期，一般主要电气设备的电缆随该设备的大、小修进行。

9.2.1.2 电缆大修时的标准项目如下：绝缘电阻的测定（低压由本值测定）耐压试验，泄漏电流试验各部分清扫及检查，核对标志，错误者更换运行中所存在的缺陷，在运行中不能处理的，以待在大修中进行处理。电缆鼻子接头应检查接触、焊接情况。

9.2.1.3 电缆小修标准项目如下：各部清扫及检查、处理缺陷或补挂标示牌

9.2.1.4 电缆定期检查巡视及试验电缆终端头及电缆温度不大于 80℃, 每季度应巡视一次，敷设在电缆沟中的电缆每月应巡视一次，其他电缆每季度巡视一次雷雨季节及气候突然变化时，应随时检查。

9.2.1.5 电缆线路在运动中，应定期进行下列各项检查试验在负荷最大期间，测量风力发电机及无功变压器电缆线路的负荷分配，每年夏季测定。检查风力发电机、无功变压器电缆最热点的温度并作好记录。

9.2.1.6 电缆绝缘耐压试验及泄露电流试验对风力发电机及所用变压器电缆每半年一次对无功补偿电缆应按现场具体情况决定。

9.2.2 电缆的敷设

9.2.2.1 敷设电缆时，如电缆存放处在敷设前 24 小时内平均温度低于下列数值，电缆必须进行预先加温工作纸绝缘电缆 10KV 及以下：0℃以上橡胶绝缘电缆、沥青保护电缆：70℃以上橡胶绝缘裸铅包电缆：20℃以上。

9.2.2.2 油浸纸绝缘电缆可采用下列方法加热

9.2.2.2.1 用提高周围温度的方法加热，当温度为 5-10℃时需 72 小时，当温

度为 25℃时，则需 24-36 小时。

9.2.2.2.2 用电流通过电缆线芯加热，加热电流不得大于电缆的额定电流，但加热后，电缆的表面温度不得低于+5℃。

9.2.2.3 电缆穿管的内径不应小于电缆外径的 2、5 倍，当管子有接头时，应增大到 3 倍。

9.2.2.4 敷设电缆时，内侧弯曲度半径之比不应低于下列数值：

单芯油浸纸绝缘电缆 25 倍三芯油浸纸绝缘电缆 15 倍橡胶或塑料电缆铠装 10 倍橡胶或塑料电缆无铠装 6 倍。

9.2.2.5 垂直或沿陡坡敷设的电缆，在最高与最低点之间的最大允许高度差，不应超过标准规定值，否则应使用堵油或接头高。一般油浸纸绝缘的最大允许高度差（米）如表一：

表一

电压等级 (KV)	铅皮 (米)	铝皮 (米)
3 铠装	25	25
1-3 无铠装	20	25
6-10	15	20

9.2.2.6 电缆架的距离水平敷设，动力电缆为 1 米，控制电缆为 0.8 米；垂直敷设，动力电缆为 1.5 米，控制电缆为 1 米，并用金属夹头夹紧。

9.2.2.7 在保护室电缆房为明敷设电缆时，电缆与热力管道间的距离不应小于 1 米，与一般管道间的距离，不应小于 0.5 米。如不能达到时，则应在接近段或交叉点的前、后一米范围为采取保护措施。

9.2.3 动力电缆的检修及试验

9.2.3.1 动力电缆的检修

9.2.3.1.1 检查接头接触情况，有无过热变色、无腐蚀现象。

9.2.3.1.2 清扫电缆头及引线表面。

9.2.3.1.3 检查电缆头是否有裂纹、积灰及其它不良现象。

9.2.3.1.4 检查电缆头、封铅、接地线电缆卡子、焊接及固定情况。

9.2.3.1.5 检查电缆封堵符合要求，保护罩是否紧固牢靠

9.2.3.1.7 检查标示牌是否齐全、正确、清楚，不清的应更换。

9.2.3.2 电缆的试验

9.3. 终端头和接头盒制作

9.3.1 准备工作及注意事项

9.3.1.1 检查绝缘是否受潮及测定绝缘电阻，14KV 以下，使用 1000 伏摇表，3KV 至 10KV，使用 2500 伏摇表。

9.3.1.2 制作终端头及接头盒前，应将需用的工具准备齐全，并应检查是否完整好用。

9.3.1.3 将一切需用材料准备齐全，主要材料及成品，必须经过试验合格方可使用。

9.3.1.4 施工现场应做下列准备工作：施工现场光线充足施工现场及周围应保持清洁和干燥，带电设备应作好安全措施施工现场应符合安全防火规定，易燃物应妥善保管现场温度不低于 5℃，通风应良好使用喷灯时，必须注意防火防爆

9.3.1.5 施工过程中，施工人员的手，施工用的绝缘材料和工具及电缆统包绝缘纸，线芯绝缘纸，应保持清洁干燥。

9.3.1.6 包扎绝缘带时，绝缘带以半迭包方式缠绕，并要求紧密、均匀，工作过程中，不得损伤绝缘纸。

9.3.1.7 各形式的终端头及接头盒，均要求连续做成。

9.3.1.8 连阴雨天，不准作终端头及中直接头盒

9.3.2 基本工艺要求

9.3.2.1 钢带卡子的制作

9.3.2.1.1 钢带卡子一律采用原电缆钢带退火后制成，钢带上的沥青应用喷灯烤化擦净，卡子要打紧，不许松散。

9.3.2.1.2 卡子在钢带上的位置，应根据制作电缆头的总长度或接头盒的长度

决定，卡子应打两道，卡子间的距离，应等于钢带宽度。

9.3.2.1.3 打钢带卡子前，若发现钢带松弛，则应预先拧紧

9.3.2.1.4 用喷灯预热钢带打卡子处，并用汽油破布，将此处的沥青混合物擦干净。

9.3.2.1.5 在钢带上焊地线处，应打磨干净，涂上焊锡，接地线按电缆轴向放好，并应打入两道卡子中间

9.3.2.1.6 卡子放在电缆钢铠及接地线上用手卡紧，并把卡子扣上，用钳子将咬口向钢带旋转方向打平，使卡子紧箍在电缆钢带上

9.3.2.2 锯钢带，削麻包

9.3.2.2.1 把地线靠第一道卡子向下弯，以便锯钢带。

9.3.2.2.2 用钢锯在第一道卡子口，向上 3-5mm 处，锯环形深痕，深度为钢带厚度的三分之二，不得锯透。

9.3.2.2.3 用螺丝刀在锯痕尖角处，将钢带挑起，用钳子钳住，用力撕断钢带，然后向上而下的将钢带松开，剥去。

9.3.2.2.4 用同样的方法剥除第二层钢带，修饰钢带缺口，使之圆滑无刺。

9.3.2.2.5 用喷灯烘热，剥除内层黄麻衬垫，剥切时，刀口向外，不得割伤铅包。

9.3.2.2.6 用喷灯略微烘铅包外面的防腐沥青纸，并把它撕下来，然后用破布蘸汽油擦净铅包，禁止用喷灯，将沥青纸在铅包上燃烧。

9.3.2.3 焊接地线

9.3.2.3.1 地线采用裸铜软绞线，截面不应小于 10-25 平方毫米

9.3.2.3.2 地线长度，应按实际情况决定，表面应清洁，无断股现象。

9.3.2.3.3 地线与钢带焊接，应在两道卡子之间，要求上、下两道钢带均应焊牢。

9.3.2.3.4 地线与铅包焊接前，应先将地线排列整齐，紧贴铅包，然后用 ϕ 1.4mm 铜线，在第一道卡子向上 5mm 处的铅包上匝两道，并匝紧。同时在扎线上口 15mm 处，将地线剪断，将地线留出部分向下弯并敲平，使地线紧贴扎线。

9.3.2.3.5 将地线和铅包焊牢，焊点大小为长 20mm 左右的椭圆，用喷灯焊接的时间不应过长，以免损伤电缆内部纸绝缘。

9.3.2.4 剖切铅包，统包绝缘分芯

9.3.2.4.1 确定好喇叭口位置，将该处用绝缘带临时包缠 1-2 层，然后用电工刀，沿绝缘带边缘，将铅包切一圈深痕，深度约为铅包厚度的 $1/2$ 或 $1/3$ ，不得切透，然后，将临时包带取下。

9.3.2.4.2 再用电工刀顺着电缆轴向，在铅包上剖切两道直线深痕，间距为 6-10mm，深痕仍为铅包厚度的 $1/2$ 或 $2/3$ ，不得切透。

9.3.2.4.3 在电缆顶端，将两道深痕间的铅皮条挑起，用钳子夹住撕下，当撕至下面环形深痕处时，要轻轻的将铅皮折断。

9.3.2.4.4 自上而下的用手，将铅皮剥开，当靠近下部环形深痕时，应将铅皮沿一个方向，向外折断，初步形成喇叭口。

9.3.2.4.5 用螺丝刀把铅口胀成喇叭口形，其喇叭口的直径，应为电缆直径的 1、2 倍，然后将喇叭口处修饰得圆滑无刺，注意铅屑不得掉入喇叭口。

9.3.2.4.6 用绝缘带将喇叭口向上 25mm 一段统包，绝缘包扎 6-8 层，并用绑绳扎紧，绑绳绑扎宽度约为 20mm。

9.3.2.4.7 将统包绝缘纸按喇叭口向上规定尺寸整齐撕掉，禁止用刀切割。

9.3.2.4.8 将线芯缓缓分开，并用刀割线芯充填物，注意不得割伤绝缘纸。

9.3.2.4.9 用干净的布蘸汽油，顺着线芯绝缘纸的包绕防法方向，将油擦净。

9.3.2.4.10 用黄腊袋按原来绝缘纸的包绕方向，将油擦净。

9.3.2.5 铅鼻子和铅连接管的压接

9.3.2.5.1 将鼻子或连接管内部脏物和氧化膜，清扫干净。

9.3.2.5.2 按鼻子或连接管的尺寸决定，剥去线芯一端绝缘纸，将导线上的油擦净，用细纱布除去氧化层，立即涂上一层凡士林油。

9.3.2.5.3 线芯用鲤鱼钳夹圆，端部用挫成圆角，以便塞入鼻子内或连接管内。

9.3.2.5.4 将鼻子或连接管，套入线芯的顶端，线芯外径与鼻子内径紧密配合，不得折断，剪掉线芯或另用铅丝充填。

9.3.2.5.5 按线芯截面选取钢压膜

9.3.2.5.6 用压钳进行局部压接每一铝鼻子或压接管。

9.3.2.5.7 压接时，应先将靠近鼻子口或联接管口的坑，后压鼻子与设备联结端的坑或联接管之间的坑。

9.3.2.5.8 压坑的位置及深度见表二

表二

序号	电缆芯标准截面(mm ²)	线鼻子外 (mm)	压入深度 (mm)
1	16	10	5
2	25	12	6
3	35	14	7
4	50	16.5	8.8
5	70	18	9
6	95	21	10.5
7	120	23	11.5
8	150	24.5	12.5
9	185	26.5	13.3
10	240	30	15

10、输电线路检修规程

10.1. 主题内容与适用范围

本规程规定了母线、输电线路、杆塔、拉线、接地装置、导线、避雷线金具、绝缘子装置的检修质量及标准。

本标准适用于高压线路检修的工作人员

10.2. 输电线路正常检查项目：

10.2.1 杆塔、基础、拉线、接地装置、导线、避雷线、金具、绝缘子、登杆塔的爬梯和脚钉、标志牌及附属设备

10.2.2 检修质量及标准

10.2.2.1 杆塔：

- 1) 杆塔基础表面水泥无脱落、无裂缝、钢筋无外漏等。
- 2) 杆塔无倾斜等现象。

10.2.2.2 基础：

基础要稳、牢固可靠。

10.2.2.3 拉线：

- 1) 拉线应松弛有度，不应过紧也不应过松。
- 2) 线路交叉跨越距离要符合安规要求。

10.2.2.4 接地装置：

- 1) 接地装置不应外漏或腐蚀严重。
- 2) 接地引下线要与接地体接触良好。
- 3) 接地电阻不应大于设计的规定值。

10.2.2.5 导线：

- 1) 导线无腐蚀、断股、损伤、烧伤闪络等现象。
- 2) 导线、相分裂导线间距无变化。
- 3) 导线接续金具无过热、变色、变形、滑移等现象。
- 4) 导线在线夹内不应划动、导线上不应悬挂异物。

10.2.2.6 避雷线：

连接可靠无腐蚀、与接地体可靠连接。

10.2.2.7 金具：

金具无腐蚀、变形、磨损、裂纹等现象。

10.2.2.8 绝缘子：

- 1) 绝缘子与瓷横担保持清洁、瓷瓶无裂纹破碎等现象。
- 2) 绝缘子与瓷横担无闪络痕迹和局部火花放电留下的痕迹。
- 3) 绝缘子串、瓷横担无严重偏斜。

10.2.2.9 爬梯和脚钉：

爬梯和脚钉应连接可靠稳定、无腐蚀、变形等现象。

10.2.2.10 标志牌及附属设备：

- 1) 防震垂应无移位、脱落、偏斜、钢丝断股、阻尼线变形、烧伤、绑线松动等现象。
- 2) 均压环无锈蚀及螺栓松动、偏斜。
- 3) 相分裂导线的间隔棒不应松动、移位、折断、线夹脱落、连接处不应磨损和放电烧伤。
- 4) 各种检测装置正常运行。

10.3 母线检修项目

10.3.1 正常检查项目

10.3.1.2 绝缘子表面清洁、无污

10.3.1.3 外线测温仪温度不超过 60℃

10.3.1.4 引线接头螺丝无松动

11、SVG 型动态无功补偿装置检修规程

11.1. 本规程的目的

11.1.1 保证并网光伏电站 SVG 设备保持良好运行状况，从而达到设计寿命，延长其使用年限。

11.1.2 保证并网光伏电站 SVG 设备的维护及检修质量，使维护及检修工作制度化、规范化。

11.2 SVG设备技术参数

设备名称	SVG 型无功补偿装置功率部分	规格型号	SP-HSVG-2 500-6	额定频率	50HZ
额定电压	6kV	额定电流	240A	额定容量	2500kVar
相数	3	接线形式	Y	出厂编号	

生产 厂家		出厂日期		投运日期	
----------	--	------	--	------	--

11.3 SVG系统操作规程

11.3.1 SVG 启动前准备

- 1) 检查设备状态。控制柜、功率柜、充电柜内是否有异物，电缆接线端头螺丝是否有松动，关好功率柜、充电柜的柜门。
- 2) 检查控制电源是否正常，正常则合上控制电源开关。
- 3) 闭合控制柜内所有空气开关。看控制柜的交流、直流电源显示是否正常；看充电柜的充电断路器是否在分位，储能指示是否亮起。
- 4) 检查控制柜、功率柜、充电柜风机运转是否正常。
- 5) SVG 室检查完毕，还要检查 SVG 变压器，看是否有异常（主要是目测），隔离开关是否在工作位置。
- 6) 检查 35KV 开关柜，确认接地刀拉开，35KV 手车断路器已经在工作位置待命。

11.3.2 手动状态启动

SVG 装置完好。

检查二次回路接线，包括传感器接线、继电器接线、PLC 接线和光纤通信连接线等。

- 1) 合配电柜开关。
- 2) 手动进入系统管理子界面的控制操作界面
- 3) 在系统管理子界面的控制操作界面下发调试命令，进入调试状态。
- 4) 从触摸屏下发清故障命令。PLC 从主控读到清故障命令位反馈后自动下发撤销清故障命令。
- 5) 合预充电开关，电网对 SVG 装置充电。经过约 120s，每个功率单元充电到 650V。（超过 150s 功率单元达不到 500V 就退出预充电状态）
- 6) 分预充电开关，从触摸屏下发自检命令。PLC 从主控读到自检完成位反馈后自动下发撤销自检命令（自动完成，自检成功继续进行下步操作，自检不

成功根据故障查找原因)。

- 7) 在收到自检完成位后重新合预充电开关。
- 8) 预充电开关再次合上，功率单元直流电压达到 650V（大约 20s，减少并网冲击）。触摸屏下发开脉冲命令（加直流电压限制条件），对功率单元进行合预充电开关并网充电。
- 9) 合预充电开关并网充电完成，功率单元可充电到 900V 左右。如果经过 120s，功率单元直流电压不到 900V，则装置退出。
- 10) 在直流电压稳定到 900V 左右，下发撤销开脉冲命令，合主开关，分预充电开关，后立即下发开脉冲命令（主开关合上后和下发开脉冲命令之间时间间隔小于 20s），此时装置并网完成。
- 11) 在系统管理子界面的控制操作界面设定控制参数。设置 k_r ，从 $k_r=0$ 开始，每次加 2 逐步调节 k_r 参数，一直到 $k_r=180$ 。
- 12) 设置 k_f ，直接设定 $k_f=200$ ；
- 13) 设置 k_s ，从 $k_s=0$ 开始，每次加 2 逐步调节 k_s 参数，直到 $k_s=k_r$ 。
- 14) 保存以上参数，系统界面切换到运行状态。

11.3.3 自动状态启动

- 1) SVG 装置完好。
- 2) 检查二次回路接线，包括传感器接线、继电器接线、PLC 接线和光纤通信连接等。
- 3) 合配电柜开关。
- 4) 手动进入系统管理子界面的控制操作界面。在系统管理子界面的控制操作界面下发“自动运行”命令，进入自动运行状态。

11.3.4 SVG 设备的停止

在正常运行中，手动进入系统管理子界面的控制操作界面，操作“停机”命令，装置设备自动停止。

11.3.5 操作注意事项

- 1) 在停电检修，分高压前切记将 SVG 停止运行。

2) SVG 送电要严格遵循“先送控制电源, 后送主供电电源”的顺序, 停电要严格遵循“先断主供电电源, 后断控制电源”的顺序。

3) 切记, 不管是停电检修或者故障跳闸, 都要确认 35KV 开关柜分断 10 分钟以上, 才允许开 SVG 本体的柜门查看。

11.4 SVG 设备日常维护

1) 经常检查室内温度, 通风情况, 注意室内温度不应超过 40 度。

2) 保持室内清洁卫生。

3) 经常检查 SVG 是否有异常响声, 振动及异味。

4) 经常检查所有电力电缆、控制电缆有无损伤, 电力电缆端子是否松动, 高压绝缘热缩管是否松动。

5) SVG 投入运行第一年内, 将变压器所有进出线电缆、功率单元进出线电缆紧固一遍, 并用吸尘器清除柜内灰尘。

11.5 SVG 设备维护

SVG 装置每年进行一次全面的维护。其维护包括: 各元件的外观检查, 各支路电容、电感值的测试, 元件及绝缘子表面的去污等内容。

11.6 维护注意事项

1) 设备维护前须参照有关的安全操作规程, 对施工现场的安全措施进行全面的检查

2) 带电设备应切断电源并挂好接地线。

3) 清扫二次接线时, 使用的清扫工具应干燥, 金属部分应包好绝缘, 并应小心谨慎清扫。

4) 禁止任何对各柜体内部电路板及设备的带电操作

5) 请勿使用强腐蚀性的试剂清洁柜体, 以免对柜体表面造成腐蚀缩短其寿命。请勿使用尖状物敲击柜体, 以免对柜体造成伤害. 请勿使用强腐蚀性试剂清洁触摸屏, 请勿使用尖状物敲击触摸屏, 以免影响其使用寿命。

- 6) 工作人员必须穿工作服，戴好安全帽。
- 7) 各部件在拆除前应认真核对或作好编号，并作好记录，根据需要作好技术测量的记录工作。
- 8) 部件拆装时联接紧固力要对称均匀，力度适当。
- 9) 零部件存放时，小型的应分类作好标记，用布袋子或用木箱装好妥善保管。
- 10) 在转动部件进行焊接时应做好接地措施。
- 11) 检修现场应保持整洁，文明施工，部件摆放有序，并注意防火防尘。在检修现场设置隔离带，并挂相关的标识牌。
- 12) 检修各工作区域用围栏围住，并挂“在此工作”标识牌。

12、逆变器检修规程

12. 技术参数

12.1 逆变器参数

逆变器技术参数			
输入（直流）		输出（交流）	
最大输入功率	560kW	额定输出功率	500kW
最大输入电压	1000V	最大输出视在功率	550kVA
启动电压	520V	最大输出电流	1008A
最低工作电压	500V	总电流波形畸变率	<3%
最大输入电流	1120A	额定电网电压	315V
MPP 电压范围	500~850V	电网电压范围	250362V
输入连接端数	8/16	额定电网频率	50/60Hz
效 率		电网频率范围	47~52/57~62Hz

最大效率	98.7%	功率因数范围	>0.99@满功率, 可调范围 0.9 超前~0.9 滞后
欧洲效率	98.5%	隔离变压器	无变压器
		直流分量	<0.5%额定输出 电流

12.2 兆伏逆变器参数（输入、输出参考数值）

输入、输出参考数值	
参数描述	参考值
最大直流电压	1000Vdc
启动电压	580Vdc
满载 MPPT 电压范围	500–850V
最低电压	500Vdc
最大直流功率	560kW
最大输入电流	1120Adc
额定输出功率	500kW
最大交流输出电流	3×1008Aac
额定电网电压	3~, 315Vac
额定电网频率	50Hz/60Hz
总电流波形畸变率	<3%
功率因数	0.9 超前……0.9（滞后）

12.2 逆变器投运前的运维

12.1 逆变器投运前的本体检查

检查所有紧固件、连接件是否松动。

检查运输时拆下的零部件是否重新安装妥当（对照逆变器安装手册及施工图），并检查逆变器内部是否有异物存在，特别柜体在运输过程中有无损伤。检查逆变器室内通风是否良好，轴流风机是否能正常启停。

检查逆变器柜体下部电缆通道是否已清理，防火封堵及防火涂料已按设计施工完毕。

检查逆变器交、直流侧接线是否已联接完毕，且连接线具有明确标识，接线牢固可靠，无松动。

12.2 逆变器投运前的试验

逆变器投运前的各项试验一般由厂家负责完成，现场运维人员可就地观摩，但不能作为实验人员。

通电前，设备交、直流侧的断路器应处于断开状态。

测量设备的接地电阻，小于 4 欧姆。

检查光伏组串的开路电压的一致性，一般偏差 2%以内为正常。

带电检查光伏组串与汇流箱、汇流箱与直流柜、直流柜与逆变器的正负极性是否一致。

逆变器初次带电调试时，按照 10%、30%、60%、100%负载逐步投入，时间间隔约 5 分钟左右。

逆变器大功率带载时，禁止直接分断交直流侧的断路器，可通过触摸屏菜单发出关机指令，减小对电网的冲击。

运行时应无电气异味，无异常声，散热正常，接线端子无发黑以及无打火现象。

12.3 逆变器并网运行的运维

12.3.1 并网运行

上电之前，要确认逆变器所有的直流输入和交流输入断路器都处于“断开”（包含直流配电柜的空开也应在“断开”）位置。

对于首次开机，要严格按照逆变器随机说明书进行操作，以后运行开机应先合交流侧断路器，再合直流侧断路器。

逆变器的调试要严格按照调试步骤来进行，填写调试数据，如果出现异常情况，要停电进行查找故障，只有找到原因，恢复好后，确认无误，才可以重新进行调试。

首次开机流程图（单台逆变器）

- ①合上每台汇流箱的每一路串列正负极高压保险丝
- ②该方阵全部汇流箱直流输出断路器全合上
- ③合上直流配电柜里任意一个直流输入断路器
- ④合上逆变器直流侧 2 个输入断路器
- ⑤约 30S 后断开逆变器已合上直流侧 2 个输入断路器（操作这几步是为了首次开机给母线的电容预充电，主要针对高压、大功率逆变器的首次调试）。
- ⑥合上逆变器交流侧输出断路器
- ⑦再合上逆变器直流侧 2 个输入断路器
- ⑧依次合上直流配电柜其它的直流输入断路器
- ⑨逆变器开机并投入运行

12.3.2 并网后的检查

保证逆变器正常运行需要定期巡检，在新投运、改造后或大修后 72 小时内、在有严重缺陷、高负荷期或环境温度较高时，更应该增加巡检次数。巡检时应注意以下三个方面。

温度：逆变器能正常运行温度是一个重要的指标。由于电站投运时间的不同，环境温度及负荷状况对逆变器温度有较大的影响。逆变器首次投运并带满负荷后，作为现场运维人员应在运行记录中详细记录逆变器的柜内温度。在随后的一周时间内，逆变器每运行 1 小时，记录一次柜内温度，当发现温度变化突升 5℃ 以上时，应立即去就地对逆变器进行检查。

在检查过程中，现场运维人员必须使用温度测试仪或热成像仪，对变压器本体及接线端子等附件进行有针对性的检查。（当逆变器室内有金属焦臭味时，应停机打开柜门检查）。

声音：逆变器正常运行时，声音是均匀硅整流及冷却风扇运行声音。如发现声音异常，明显增大、或者存在局部放电响声，应该立即找出原因、采取措施。

当发生上述情况时，应采取降负荷乃至停运逆变器等技术手段。（停机时，除非发生威胁人身或设备损坏的情况，采用柜体急停按钮；通常情况下应在触摸显示的人机画面中停机。）

通风：逆变器在运行中，保障通风对逆变器的高效稳定运行有着积极的作用。通风量的下降或通风设备故障都会限制逆变器的出力、甚至导致逆变器停运。在巡检过程中，运维人员应加强对逆变器本体通风及逆变器室通风的检查，正常状态下，逆变器本体风扇应保持工作；当柜体内温度或室内温度高于设定值时（具体数值为所在电站自行设定），室内轴流风机应立即启动。在巡检过程中，运维人员当发现逆变器室温度过高、而轴流风机未及时启动时，应立即手动启动。如轴流风机故障，则应采取打开逆变器室门、窗予以通风散热。

12.4 逆变器正常运行中的维护

12.4.1 检修周期：

①检修

随电站的每年春、秋检进行（暨电站的预防性维护）

②检查

10MWp-30MWp 电站每周进行一次；30MWp-50MWp 电站每 15 天进行一次；50MWp-100MWp 电站每月进行一次。所有逆变器应保障在夏季高温期间或持续高负荷期间每月进行一次检查。（当沙尘天气后应立即检查）

12.4.2 检查、修项目

①检查项目

逆变器的安装状况。

逆变器通风滤网的积灰性。

逆变器周围环境是否不利于运行。

逆变器通风状况和温度检测装置检验。

逆变器有无过热存在。

逆变器引线支持状态及接线端子。

逆变器各部连接状况。

逆变器接地状态。

逆变器室灰尘状态。

逆变器室轴流风机及风道状态。

注：电站应结合环境及实际情况，在检查项的规定时间内，对逆变器的滤网、逆变器室的积灰进行清理，在对逆变器进行检查时，应使用热成像仪对设备进行检查。

②检修项目

清除逆变器内外灰尘、污垢及水份等。

更换和检修易损零件（特别是逆变器本体通风风扇）。

包括检查项目的全部内容。

12.4.3 检修工艺

①检查

逆变器的安装是否完整，有无歪斜，局部变形及震动现象。

逆变器外壳是否完整，各连接是否松动，箱壳各处有无碰坏现象。

逆变器周围环境是否清洁，有无积水、顶上漏水及其他妨碍安全运行的物件。

检查逆变器室的通风设备，应能正常通风。

逆变器各部位有无局部过热现象，各部温度是否正常，是否超过现定值。

逆变器引线是否牢固，位置是否正常，引线四周绝缘距离是否有改变。

逆变器各处连接螺栓有无松动现象，逆变器有无不正常之噪音。

接线板等处的电气连接部分有无松动及局部过热现象，内部母排连接是否牢

固，然后清除逆变器内部的污物及灰尘。

逆变器接地是否可靠。

测量逆变器至干变的绝缘电阻。

应无孔洞、缝隙能进入危及安全的小动物。

②检修

了解逆变器在运行中所发现的缺陷和异常（事故）情况。

逆变器上次检修的技术资料和技术档案。

了解逆变器的运行状况（负荷、温度、其他附属装置的运行情况）。

查阅逆变器的原试验记录，了解逆变器的绝缘状况。

拆卸的螺栓零件应用去污剂清洗，如有损坏应修理或更换，然后妥善保管，防止丢失或损坏。

拆卸时应先对逆变器本体进行放电（逆变器投运后电容及直流母排内仍存有电），放电 10min 后验电，再拆卸逆变器柜门，组装时顺序相反。

逆变器检修时，原则上对控制单元不进行拆除检修，只进行清扫和紧固端子。当遇特殊情况需要检修时，应预先联系厂家，手戴静电环检修维护。

③逆变器检修后的试运行

(1)、逆变器检修竣工后，应清理现场、整理记录、资料、图纸，办理工作票终结手续。

(2)、试运行前检查项目

逆变器柜内冷却装置及室内通风所有附件均无缺陷，且无污迹。

逆变器本体固定装置牢固。

油漆完整，接地可靠。

逆变器顶部无遗留杂物。

与外部引线的连接接触良好。

12.4.4 试运行

逆变器试运行时应按下列进行检查：

按操作顺序先合交流侧、后合直流侧。

受电后，逆变器直流侧开关应逐步投运，让逆变器逐步带负荷并直至直流侧全部投运。

带电后，检查逆变器应无异常放电声及异味。

注：检修过程需严格遵守安全措施，所有检修必须持有现场人员签发的工作票，停送电时必须持有操作票并唱票复诵。
