

左亚芳 主编

# 无人值守变电站 运行维护



中国电力出版社  
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

左亚芳 主编

# 无人值守变电站 运行维护



中国电力出版社

CHINA ELECTRIC POWER PRESS

## 内 容 提 要

本书共分为四章，主要内容包括无人值守变电站概述、无人值守变电站设备及其运行维护、无人值守变电站异常及故障处理、智能变电站运行维护及异常事故处理。

本书可供从事变电站设备设计、研发、生产，以及从事无人值守变电站、智能变电站设备运行维护、运行监控、检修、检测、生产技术管理等工作的相关人员使用，也可供从事无人值守变电站相关设备研发、生产、检修、维护的相关人员参考。

### 图书在版编目 (CIP) 数据

无人值守变电站运行维护/左亚芳主编. —北京: 中国电力出版社, 2016. 2

ISBN 978-7-5123-8318-0

I. ①无… II. ①左… III. ①无人值守-变电所-电力系统运行②无人值守-变电所-电气设备-维修 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 229576 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

\*

2016 年 2 月第一版 2016 年 2 月北京第一次印刷

710 毫米×980 毫米 16 开本 10.25 印张 172 千字

印数 0001—2000 册 定价 45.00 元

### 敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪  
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



## 编 委 会



主编 左亚芳

参编 (排名不分先后)

尹 毅 赵小婷 尹佐逾凡 左向华

袁复晓





# 前 言

随着科学技术的飞速发展，我国电力设备在设计先进性、运行稳定性和电网运行科学性、智能化方面都得到了大幅度提高，电网网架结构越来越合理、稳固、坚强。交流 1000kV 和 750kV、直流  $\pm 800\text{kV}$  和  $\pm 600\text{kV}$  跨区电网的全面建成，结束了全国电网分片运行的历史。特别是新疆和西藏电网与国家主电网的并网运行，为我国西电东送提供了便利；风电和光伏并网运行，丰富了我国的电源品种，增加了我国的电力供给总量。智能变电站大规模建成，D5000 电网智能调度监控技术支持系统的应用日趋广泛和成熟。大运行、大检修体系已经建成，调控一体化运行模式已经成熟。110kV 及以下电压等级无人值守变电站积累了一定的运行维护经验。我国电网扩容速度加快，电网覆盖面扩大，具有点多面广的资产运行特点，需要大量的运维人员，从而使得电网及设备运维成本加大，变电站智能设备的大规模投运，这些都决定了我国电网各电压等级交直流变电站全面实行无人值守的必要性和迫切性。

在运维一体化模式下实行变电站无人值守，变电站设备集中监控、运行、维护和操作。无人值守变电站运行维护人员必须全面掌握与变电站运行维护有关的专业知识和维护、操作技能。运行维护人员的专业技能包括变电运行维护、变电一次设备检修、继电保护及自动装置检修维护、试验检测、通信及自

动化设备维护等。对从事无人值守变电站运行维护人员的专业知识及工作技能培训迫在眉睫。目前，此类培训教材仍是空白，此书正是为了满足这一生产工作的需要，也是为了培养高素质、综合能力强的生产技能人员而编写的。

《无人值守变电站运行维护》一书，是作者通过对自己从事 110kV 及 330kV 无人值守变电站运行维护经验的积累和研究，结合作者二十多年来从事变电站运行值班、一次设备检修、继电保护及自动装置检修维护、电气设备试验检测、通信自动化设备运行维护等工作的专业知识积累，在《330kV 与 750kV 变电运行技术问答》《电网调度与监控》和《GIS 设备运行维护及故障处理》三本书的基础上编写而成。

本书可供从事无人值守变电站、智能变电站运行维护工作和电网设备调度监控等工作的生产人员、技术人员、管理人员使用。旨在为无人值守变电站和智能变电站运行维护、异常事故处理提供技术指导，为有人值守变电站向无人值守变电站改造提供可借鉴方法和经验。

在本书的编写过程中，得到了许多专家及工程技术人员的帮助和指导，在此一并表示感谢。由于作者的写作水平和专业知识所限，书中不当之处在所难免，恳请广大读者批评指正。作者联系方式：电话 13997234908，邮箱 zuo.yafang@163.com。

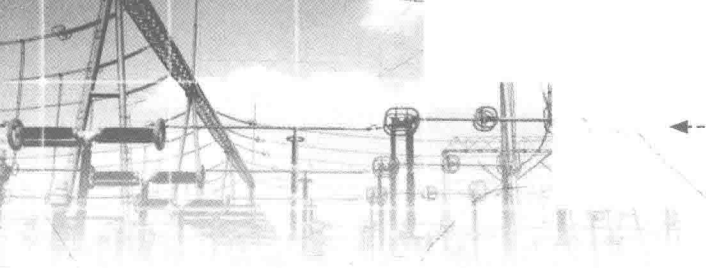
作者



# 目 录

## 前言

<b>第一章</b>	<b>无人值守变电站概述</b> .....	1
第一节	有人值守变电站向无人值守变电站改造 .....	1
第二节	无人值守变电站管理 .....	11
<b>第二章</b>	<b>无人值守变电站设备及其运行维护</b> .....	36
第一节	电压及其控制设备运行维护 .....	36
第二节	电网控制系统运行维护 .....	49
第三节	调控一体化系统 D5000 设备运行维护 .....	56
第四节	安防消防系统设备运行维护 .....	71
第五节	通信自动化设备运行维护 .....	74
第六节	无人值守变电站一次设备运行维护 .....	78
第七节	无人值守变电站二次设备运行维护 .....	90
<b>第三章</b>	<b>无人值守变电站异常及故障处理</b> .....	102
第一节	应急处置管理 .....	102
第二节	无人值守变电站电网、设备异常情况处理 .....	106
第三节	无人值守变电站电网、设备故障处理 .....	119
<b>第四章</b>	<b>智能变电站运行维护及异常事故处理</b> .....	134
第一节	智能变电站简介 .....	134
第二节	智能变电站管理 .....	140
第三节	智能变电站运行维护 .....	148
第四节	智能变电站异常及事故处理 .....	152



# 第一章

## 无人值守变电站概述

变电站是电网的重要组成部分，为提高变电站安全、稳定、经济运行的水平，使变电站的运行、维护、管理工作更加规范化、标准化、科学化。结合我国电网发展现状，变电站的运行模式经历了多人值班、少人值班、无人值班有人值守、无人值守四个阶段。

无人值守变电站是一种先进的变电站运行管理模式。它借助于计算机系统，进行信息采集、处理和传输，设备远程操作控制，电网异常及事故程序化处理等，对变电站电网设备运行信息和安防系统运行信息进行集中监控，集中进行变电站设备操作、维护工作。

### 第一节 有人值守变电站向无人值守变电站改造

2012年以后，我国新建变电站基本都按照无人值守变电站设计建设，之前建成的变电站大多都是按照有人值守变电站设计建设。有人值守变电站向无人值守变电站过渡时，改造工程较大，主要包括一、二次设备改造，一、二次设备远程监控信息完善，通信系统完善，安保及消防等辅助设施完善，远程巡视系统建设及完善。

#### 一、无人值守变电站基本要求

常规变电站若要实现无人值守，必须对其进行相应的设备及设施改造、完善，以达到无人值守的要求。无人值守变电站应满足以下基本要求：

(1) 综合自动化程度高。即变电站的全部设备已实现了遥调、遥控、遥信、遥测功能。

(2) 一次设备维护量小。即一次设备为 SF<sub>6</sub> 全封闭绝缘组合电器 (GIS) 等免维护或维护量较小、运行可靠性高的设备。



(3) 变电站内主变压器变电容量满足“N-1”要求。

(4) 交通便利。运维站距无人值班变电站车程均在半小时的半径内。

(5) 运行工况信息已全部接入省（地）调监控系统，支持变电站“五遥”功能，变电站集中监控等应用功能已拓展。

(6) 变电站具有可靠的通信系统，满足程控电话、调度电话的通信功能，具有远动信息及图像监控信息传递的通道。

(7) 变电站装设安全防卫电子围栏，其报警信息可以通过通信装置远程终端控制系统（RTU）远传至监控中心及单位安全保卫部。

(8) 主变压器（主变）均安装有单组分或多组分油在线监测装置，用于主变内部气体浓度含量监测，且该装置信号已远传至省电科院或者监控中心（室）。

(9) 监控系统已完成遥测、遥信的采集工作，并已通过了省公司组织的验收，即相当于省（地）调终端系统，且监控端已具备远方监视功能。监控系统的遥调、遥控具备防误操作功能，系统能够识别操作人员身份。

(10) 变电站建筑，一次设备，自动化系统，通信系统，交直流电源系统，时间同步系统，电量采集，视频和安防系统，消防、空调等辅助系统等经过改造后，已达到无人值班模式的要求。

## 二、有人值班变电站改造重点

### 1. 有人值班变电站改造

(1) 变电站的选取。在变电站无人值守改造工作中，应优先选取综合自动化程度高、设备运行可靠性高、交通便利、实现了远程监视、变电容量满足“N-1”准则的要求，且具备可靠的通信系统的变电站。通过改造设备设施比较完善的变电站，为后续变电站实现无人值守提供技术改造方案。

(2) 有人值守变电站评估。有人值守变电站向无人值守变电站改造时，首先要对变电站现有设备及运维条件进行全面摸底评估，分专业逐项评估打分，全面掌握设备的状况。通过全面评估和分析，找出实现无人值班变电站方面存在的问题，提出有针对性的对策和改造方案。

(3) 变电站改造中应同步进行的工作。在变电站的改造过程中要及时建立二次回路描述卡，主要描述电流、电压、出口跳闸、控制等回路电缆及光纤走向。特别是对于图纸资料缺失的变电站及间隔二次回路，结合改造和检修机会，立即建立二次回路描述卡，以便今后的检修维护。

(4) 变电站建筑改造。变电站建筑改造方面，变电站围墙高度应该满足无人值守要求，一般应在 2.0m 及以上。变电站大门应为实体铁门。设备室的门窗应为铁质或其他钢材材质，开启方向为向外开，窗户应加装防盗网。

(5) 一、二次设备免维护或维护量较小，具备遥控、遥调、遥信、遥测功能。断路器及隔离开关的控制电源小开关具有分闸报警功能。站内有远程巡视一、二次设备的探头及信号传输设备。主变压器均安装有单组分或多组分油在线监测装置，用于主变内部气体浓度含量监测，该装置信号已经远传至远程在线分析系统。

(6) 自动化系统及通信系统应比较完善，且运行可靠。主要信号传输应为光纤传输。不满足要求的应立即改进。

(7) 站内低压交直流电源系统供电可靠，主备电源能够自动切换。站内低压电源监视及低压电源遥测量采集是改造过程中最容易忽视和遗漏的地方。

(8) UPS（不间断供电装置）电源容量能够满足事故下的需要，UPS 至少应有两路交流电源，且能在站内低压交直流电源消失时自动投入运行。

(9) 站内时间同步系统完善、运行良好。主时钟与各保护小室内的分时钟定期自动对时，自动校正。主时钟能够与设定的通信卫星定期对时，自动校正时间。重要变电站的主时钟应至少有两套。

(10) 电量采集系统完善，且数据已经上送到省级电力计量中心。远程计量采集数据与现场实际数据误差满足要求。变电站实行无人值守前完成变电站电能计量表计接入用电集抄系统。

(11) 视频和安防系统、消防、空调等辅助系统经过改造后，能够实现远程巡视、报警远传、远方设防、撤防等功能。装设了电子围栏，其报警信息可以通过 RTU 远传。

(12) 运行工况信息已全部接入省（地）调监控系统，支持变电站“五遥”功能，变电站集中监控等应用功能已拓展，具备远动信息及图像监控信息传递的通道。

(13) 变电站配合监控中心监控系统完善，监控系统完成了遥测、遥信的采集工作，信息采集完善、传输正确，满足无人值守变电站运行监控需要，并通过相应部门验收。

(14) 变电站已全部实现遥调、遥控、遥信、遥测功能。

## 2. 变电站改造过程中注意事项

(1) 无人值守变电站改造过程中，消防、安防系统告警信号接入前应向本

公司安全质量监察部提出申请，批准后方可工作。

(2) 重要二次回路的改造接入工作必须由有经验的检修人员全程跟踪、指导，严防误动、误碰、误接线等异常发生。

(3) 新增遥测、遥信、遥控点表导入前必须做好数据库备份工作，并提前两天向监控处（室）提交符合信息优化规范要求的数据点表。信息接入完毕后需与各级调控中心（室）同步完成新增信息核对工作，进行断路器实控试验，具备遥控的站用低压断路器需申请进行实控试验。

(4) 无人值守变电站改造过程中，运维人员配合信通公司完成电网 GIS 空间地理信息接入。包括输电线路、变电站以及县城网配电线路、配电站房、工井等数据接入、核查、整理，电网地区地图切片工作。数据平台建设调试完毕，应进行科学评估。经国家电网公司电网地理 GIS 项目组评估验收合格后，投入运行。

### 三、无人值守变电站验收重点

在变电站进行无人值守改造过程中一般存在如下共性问题，这些共性问题即为改造后验收的重点内容。

(1) 变电站继电保护和安全自动装置、通信系统、交直流电源系统、视频和安防系统、消防、空调等辅助系统水平不高、功能不全；

(2) 保护信号、故障录波启动信号等不具备远方遥控复归功能；

(3) 保护功能连接片（压板）未采用软压板方式；

(4) 部分继电保护和安全自动装置不具备检修信息闭锁功能；

(5) 无法实现装置检修时应通过报文处理或其他机制避免对监控中心和调度的干扰；

(6) 隔离开关和接地开关的位置采集未采取双接点方式；

(7) 设备无法实现程序化控制；

(8) 无人值守变电站的交直流电源，未配置相应的监视措施并通过自动化系统送至调度和监控中心；

(9) 交直流电源系统的监控器，包括充电装置监控、绝缘监测等，没有将必要的信息通过自动化系统传至监控中心；

(10) 站用变压器（站用变）低压侧的动力电缆与控制电缆、光缆等同沟敷设；

(11) 视频和安防系统信号不具备远方控制、布防、撤防等功能；

(12) 变电站安防系统损坏率高，视频系统尚未实现全方位监控，存在盲区和死角，如充油设备喷油、电缆着火等现象不能及时发现，断路器不能立即断开故障设备，造成设备损坏严重；

(13) 无人值守变电站的安防系统、辅助系统、消防系统、SF<sub>6</sub> 气体泄漏的信息未通过自动化系统传至监控中心；

(14) 变电站远动设备、同步相量测量装置、监控后台机、同步时钟等设备未接入 UPS 电源，厂站所用电系统失电后将失去监控，严重影响无人值守变电站及电网安全运行；

(15) 工程竣工验收报告及设备修试报告缺失；

(16) 变电站远动机、值班机与备用机不能实现双机自动切换功能；

(17) 变电站大门为隔栅门；

(18) 运维站监控机带宽不足，操作监控画面及信息延时，影响监视；

(19) 运维站组织体系、组织机构不健全、职责分工不明晰，导致异常及故障处理延时；

(20) 变电站仍存在放电、漏油等无法通过信息监控发现的严重缺陷。

#### 四、无人值守变电站业务移交

(1) 变电站进行无人值守改造完成后，各项业务要按照“三集五大”划分的业务界面进行交接。

(2) 变电站设备运行工况信息、断路器实控试验完成后，将变电站运行监控权限正式移交省调控中心或地区调控室。设备运维单位向调控中心（或调控室）提供变电站所属运维站业务联系人及联系方式。

(3) 变电设备在线监测调试完成后，日常监测数据分析业务交接给调控中心或地区调控室（部分省公司将此业务交予省电科院）。输电线路防雷等日常运行监测由省电科院负责，并对监测数据进行分析，发布预警。设备及线路运维单位提供实时业务的联系人和联系方式。

(4) 必须在变电站所有设备监控业务进行无缝移交后，变电站才可以撤人。

#### 五、无人值守变电站改造过程中常见问题

##### 1. 无人值守变电站改造过程中常见问题举例

(1) 主变 CSR22B 非电量保护装置无法与后台通信通畅。由于 CSR22B 非电量保护装置无 CPU 插件和信息处理插件，只提供非电量开入、出口跳闸和

信息开出，功能与操作箱功能类似，所以装置不设计与综自系统通信，也无通信接口。详细接线如图 1-1 所示。

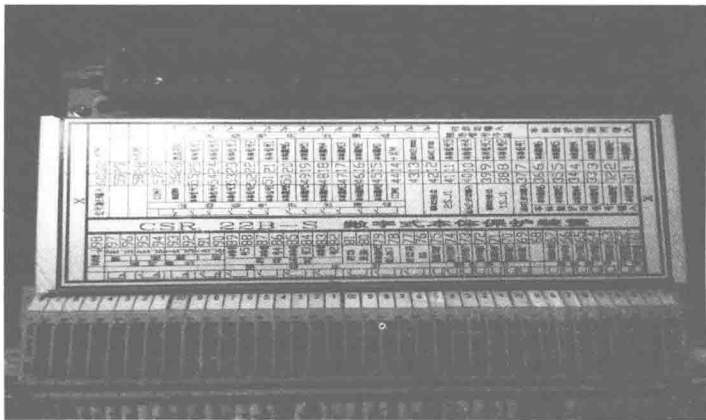


图 1-1 CSR22B 非电量保护装置图

(2) 站用变压器（站用变）本体无轻瓦斯动作及温度高信息。在常规变电站中，35kV 站用变大多数只设重瓦斯跳闸，不设轻瓦斯告警，站用变温度不进行采集上送。在无人值守变电站改造过程中，应增设轻瓦斯告警信号。从气体继电器另引电缆，使用一对触点，将信号上传至监控中心（室）。站用变普遍在室内使用，上层油温随环境温度变化较小，所以未向监控后台机上送站用变油面温度高或绕组温度高信息。在无人值守变电站改造过程中，应从站用变本体温度计处向测控装置引一根电缆，将温度信息上送监控中心（室）和变电站后台机。



图 1-2 老旧故障录波器工控主机图

(3) 部分故障录波装置无任何告警信息上送。如图 1-2 所示录波装置服役时间已久，装置只为常规变电站考虑，采用常规的工控机作为主机，未设计任何告警信号的开入。因此，现场无法实现信息的采集。必须结合无人值守变电站改造进行更换，才能实现信息的采集并上送。

(4) 大部分 35kV 站用变 380V 侧三相电流未上送。部分变电站因现场站用变低压侧无断路器，无电流互感器 (TA)，无法采集到电流，所以不能上送遥测量。解决办法：可通过分段断路器 (TA) 进行监控。低压柜如图 1-3 所示。

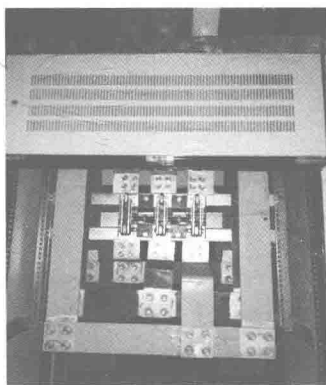


图 1-3 站用变低压侧无断路器及 TA

(5) 部分断路器测控装置在“检无压”方式下无法遥控合闸。因 CSI202A 测控装置较老，装置版本过低，无法对其进行升级，因此监控后台无法实现此功能，只有在更换测控装置后才能实现。

## 2. 无人值守变电站改造过程中常见典型问题汇总

表 1-1 无人值守变电站改造过程中常见典型问题

序号	问题及处理办法
1	变电站继电保护硬触点信息及异常信号采集不全
2	变电站工业视频监控、安防系统不完善，不能满足防盗、防火监视工作要求
3	部分继电保护和安全自动装置不具备检修信息闭锁功能。在改造初期，可以采用修改相关二次设备检修的管理办法，明确检修时采取切断装置网络的相关措施，防止检修信息上传调控中心（室），影响运行设备的正常监控。在以后的继电保护和安全自动装置升级改造过程中不断完善
4	闭锁式高频保护不具备通道自动测试功能，保护、故障录波器启动信号等不具备远方遥控复归功能。为解决这一问题，可以通过修改相关运行维护管理制度，由运维人员每次到达变电站现场后进行通道功能测试。每三天由运维人员到达变电站现场进行保护、故障录波器启动信号复归工作。对于不能实现远方复归，且发出启动信号或告警信号后闭锁正常动作功能的继电保护和安全自动装置，应在改造过程中及时改造回路，升级软件，取消告警、启动后闭锁动作回路的功能
5	保护功能连接片未采用软压板方式
6	隔离开关和接地开关的位置未采用双接点方式
7	部分设备无法实现程序化操作
8	动力电缆与控制电缆、光缆等同沟敷设。变电站动力电缆数量较少，应在改造过程中将动力电缆改道敷设在同沟内上电缆支架摆放。严禁动力电缆放在电缆沟底，控制电缆和通信光缆压在动力电缆之上
9	输变电设备状态在线监测系统未接入调控中心或省电科院
10	汇控柜、充气柜内的“自动开关分闸报警”信号汇总上送监控中心。需要将各种不同功能的小开关信息分别上送监控

续表

序号	问题及处理办法
11	主变（主变压器）间隔“事故信号”的定义及触发条件存在问题，各保护、各后台厂家命名混乱
12	SF <sub>6</sub> 设备“压力低闭锁”信号无法直接上传至监控中心
13	配置多套保护的主变及输电线路的保护动作、装置告警、直流消失等信号合并上送。装置异常或保护动作后不易判断具体位置
14	部分变电站所用系统自备投长时间未进行定检及实际传动试验
15	变电站 GIS 设备压力监视信号未全部上传至监控中心
16	普遍存在主变和高压电抗器的油面温度、绕组温度测试不准确、回路异常、感温系统故障等缺陷
17	主变通风系统运行存在问题。电源控制回路、热偶继电器、风扇电机、风扇、油流继电器等元件不同程度存在问题
18	强迫有循环风冷变压器冷却器全停跳闸限值设置不准确
19	变电站外接站用变高压断路器不具备遥控功能，高压侧装设隔离开关或跌落熔断器
20	主变有载调压电源故障信号不上送，现场普遍没有辅助触点，需要通过设计回路、增加辅助触点或信号继电器方式采集信号
21	主变通风直流电源故障信号不上送，部分单位认为现场采集并上送的交流电源 1、2 故障信号可以满足对主变通风回路电源的监视，所以不再重复采集上送。但不同厂家的主变通风控制回路设计存在差异，应根据其对交直流电源重要性要求不同，分别进行监视
22	变电站各电压等级出线间隔的控制电源、断路器机电电源等信号合并上送
23	厂站端变电设备在线监测装置与主站通信中断故障，设备在线监测装置性能不稳定，远动装置故障
24	1 号主变 CSR22A、CST141B、CST140B、CST143B、CST140B、CSII25A、CSLI01A、CSLI02A、CSII25A、CSLI64B 等型号的保护装置均为 LON 网的保护，无可接入的有效通信口，需要增设通信转接设备
25	技改或扩建后的设备信息未接入保护信息子站，上送信息不全
26	CSC326CB 装置（版本为 V1.56，校验码为 3D84 B97B，装置地址为 137），无法上送信息量，点表或是通信接口存在问题
27	主变保护 CSC326CB（差动装置地址为 58）、CSC326CB（后备装置地址为 59，版本号为 V1.53），无法上送信息量，点表或是通信接口存在问题
28	RCS921A 保护装置（版本号为 2.00，校验码为 72f9，装置地址为 1），技改或扩建后未接入保护信息子站，IP 地址设置好后重启装置，无法生效
29	ST-502 故障录波器装置，技改或扩建后未接入保护信息子站，装置通信正常，波形可上召，但故障录波定值无法上召
30	110kV 母联 CSC122M 型保护（版本号为 V1.02，校验码为 ADFA 6A78，装置地址为 20），技改或扩建后未接入保护信息子站，除软压板信息外其他信息均可上召，软压板信息不能上召问题，经判断为点表有误，需厂家重做点表后解决

序号	问题及处理办法
31	WXH-803 (装置地址为 1), 保护无多余 485 通信口, 有且仅有的一组已被后台占用。原因是装置投运时不需要两组通信接口, 所以未配置航空插头
32	330、110kV 汇控柜及 35kV 充气柜内, 未将“自动开关分闸报警”信息按柜内实际装设的控制指示电源、电机电源、加热电源、TV 回路电源分别独立上送
33	GIS 设备如将 SF <sub>6</sub> 压力降低告警信号合并后上送, 应按照实际装设的表计监视各气室压力, 对合并的“其他气室压力降低”等信号, 敷设电缆后分别上送
34	330kV 断路器未采集“本体三相不一致”信号, 应该敷设电缆后上送
35	保护动作跳闸后, 只报间隔“事故总”信号。若有测控信号, 则直接上送; 若无测控信号, 则应核查相关设备保护动作与启动信号, 将“事故总”定义为保护动作出口信号并上送
36	“装置通信中断”信号未按各装置分别上送
37	“装置通道异常”“TV 断线告警”“TA 断线告警”, 核查装置码表, 将以上信息分别采集上送; 若远跳保护与主保护复用一通道, 则远跳保护的“装置通道异常”信号应取消
38	“35kV II 母进线柜故障报警”“380V 各投保护弹簧未储能”信息内容不明确。应核查该信息含义, 若信息对运行监视有意义, 则明确其描述, 若无该信号或无意义, 则取消
39	电容器、电抗器间隔“接地告警”“过负荷告警”信息, 部分变电站实际不存在。核查装置码表, 若有该信息则上送; 若无信息则敷设电缆后增加该信号
40	主变间隔“有载调压轻瓦斯动作”“滤油机故障”两条信息合并上送。核查装置码表, 若有该信息则分别上送; 若无此信息则取消
41	主变间隔“冷却器全停”“辅助冷却器投入”“备用冷却器投入”“有载调压电源消失”“通风直流电源故障”“油流继电器故障”“本体过激磁发信”、站用变压器“有载调压故障”, 这些信息上送不全, 有些需要合并上送。需要核查装置码表, 若有该信息则上送; 若无此信息, 则敷设电缆后增加该信号
42	间隔内“控制回路断线”、110kV BP-2B 母差保护“开关位置切换异常”信息不上送。核查装置码表, 若有该信息则上送; 若无此信息, 则敷设电缆后增加该信号
43	“重合闸动作”“保护动作”信号不明确, 没有相关保护型号。该信号按数据优化原则要求优化后上送
44	“装置故障”信号应合并的子点为“装置失电”“装置闭锁”信号。无法区分是否闭锁保护的“装置告警”信号均应列入“装置故障”的子点中(如北京四方的保护装置)。“装置异常”信号内子点信息为“装置异常”或不闭锁保护的“装置告警”。这些信号的合并内容不统一、不规范
45	“压力降低闭锁重合闸”“压力降低闭锁分(合)闸”“压力降低闭锁”信号, 未按实际信号采集上送该信息。若有独立 TA 气室的, 则“TA SF <sub>6</sub> 气体压力降低报警”信号应按实际采集情况上送
46	“××保护 A (B、C) 相跳闸”信息内容描述不清楚。需要核查装置码表, 若有该信息(或“分相跳闸”信息), 则上送; 若无该信息, 则通过遥信位置信息进行监视



续表

序号	问题及处理办法
47	“失灵动作”“充电保护动作”信息定义不明确。应上送 330kV 或 110kV 母差失灵保护动作出口信号，断路器间隔及启动信息无需上送；110kV 应上送母联及分段断路器充电保护动作，110kV 出线间隔断路器充电保护信息应取消
48	在变电站无人值守后为便于监控和准确分析判断异常事故，原有的部分信息为软报文，需要改为硬触点信号。如“保护动作”“重合闸动作”取装置软报文，无人值守变电站改造要求取硬触点
49	部分装置遥信信号命名不规范、不清楚，是保护装置发出的信号或操作箱信号没有区分清楚
50	变电站部分信号在上送监控过程中，点号重合，导致多条信息合并
51	站用变的有载调压等遥调信号需要增加
52	遥测信号缺失较多，如各级母线电压的相电压、线电压、站用变的相电流、线电流、母线频率、站用变的温度等
53	位置信号中断路器的“远方/就地”把手位置没有设置，断路器测控中“检同期”和“检无压”取点错误，开放式手动隔离开关的主刀闸与接地刀闸位置取反，同一间隔内几个主刀闸之间或几个接地刀闸之间位置取反，接地刀闸位置信息未采样等问题较多
54	所有保护装置“闭锁”与“失电”合并为同一触点
55	一般应新增 35kV、10kV、380V 断路器机构箱内储能电机电源空气断路器跳闸信号，10kV 断路器储能电机电源空气断路器跳闸及加热照明空气断路器跳闸信号，380V 断路器就地/远方控制把手、自动空气断路器跳闸信号，备自投、站用变保护动作信号
56	直流部分需要完善 I 号、II 号、III 号充电机模块故障，输入过压，I 号、II 号、III 号直流绝缘监测装置故障，1、2、3 号直流屏母线接地，直流母线 I 段、II 段正、负极接地信号
57	UPS 部分需完善 I 号、II 号 UPS 装置故障、交流输入告警、直流输入告警、输出告警
58	需增加故障录波器装置的“装置失电”“装置故障”信号，测控装置的“测控装置失电闭锁”信号，全站同步时钟系统告警、失电信号，消防、安防系统告警等信号

### 3. 无人值守变电站改造过程中常见各类问题分析

(1) 断路器、隔离开关“远方/就地”把手位置信息主要问题。变电站后台机有此信息，远动库没有，需修改远动库。部分同一间隔内的断路器和隔离开关在告警直传中描述错误。部分同一间隔内的断路器和隔离开关的位置信息只上传 A、B、C 三相中的某一相，或只上传总位置，不进行分相上传，有的将“合”与“分”点号取反。接地开关位置合分位置信息缺失较多，需要敷设电缆、增加点号。断路器测控“远方/就地”把手位置没有设置，监控主站缺少信号较多，未接入到控制回路里，而且在监控中缺少画面。

(2) 遥测信息问题。母线相电压、线电压缺少，需要补点。断路器及线路相电流、线电流、有功功率、无功功率、频率、功率因数等缺少较多，需要补