

500kV变电站异常运行处理 及反事故演习

500KV BIANDIANZHAN YICHANG YUNXING CHULI
JI FANSHIGU YANXI

艾新法 主编



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

500kV变电站异常运行处理 及反事故演习

500KV BIANDIANZHAN YICHANG YUNXING CHULI
JI FANSHIGU YANXI

艾新法 主编



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书以提高 500kV 超高压变电站运行值班人员对事故和异常运行的分析判断、处理的能力为主要目的,分上、下两篇,上篇根据 500kV 变电站运行工作的特点,有针对性地叙述 500kV 变电站及电力系统异常运行和事故发生时,运行值班人员应怎样分析、判断和处理,内容包括变压器、500kV 线路高压并联电抗器、高压断路器、互感器、隔离开关、变电站母线失压以及有关电力系统常见的异常运行和典型故障,具体介绍事故的现象以及判断、处理的程序和方法。为了提高变电运行人员现场事故处理的实际技能,下篇编写了 500kV 仿真变电站的反事故演习题集,从假设的事故象征、初步分析判断、具体检查处理和操作过程、再分析、恢复系统运行方式,到故障分析和演习点评,使运行人员能够全面了解每一步骤具体的处理方法。

本书内容通俗易懂,针对性强,所述内容具有一定的普遍性和典型性,是一本讲求实用的 500kV 变电站运行岗位技能培训教材。

本书可供电网调度、检修、试验人员,变电站工程技术人员及相关管理人员参考。书中大部分内容对 35~220kV 变电站值班员也适用。

图书在版编目 (CIP) 数据

500kV 变电站异常运行处理及反事故演习/艾新法主编. —北京:中国电力出版社,2010.8

ISBN 978-7-5123-0644-8

I. ①5… II. ①艾… III. ①变电所-事故-处理 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2010) 第 128002 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2010 年 8 月第一版 2010 年 8 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 10.25 印张 221 千字

印数 0001—3000 册 定价 22.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失

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

前 言 | PREFACE

近几年，我国电网建设飞速发展。各省电网的主网架已经由原先 220kV 主网发展到以 500kV 骨干网络为主网，投入运行的 500kV 变电站数量迅猛增长，并且还将持续快速增长。500kV 变电站运行值班员队伍不断壮大，岗位技能培训的需求也随之增大。为了提高 500kV 变电站运行值班人员的技术水平和岗位技能，我们在举办 500kV 变电站运行值班员岗位培训的基础上，编写了《500kV 变电站异常运行处理及反事故演习》一书。

变电站的设备不断更新换代，采用 GIS、HGIS 组合电器的变电站越来越多，运行人员如果没有掌握检查发现内部问题的方法，不能正确分析故障，就谈不上正确处理事故问题。针对这一现实情况，经过一年多的调查研究和事故资料分析，编者总结出了运行人员在没有仪器检测的条件下，如何发现、分析 GIS、HGIS 组合电器内部故障点的方法。这些方法应该是国内首次在培训教材中出现的内容。在本书中，编者就运行人员如何检查发现 GIS、HGIS 组合电器内部问题，如何判断 GIS、HGIS 组合电器内部故障，如何处理 GIS、HGIS 组合电器常见异常，GIS、HGIS 组合电器母线保护动作应如何正确处理母线失压事故等内容，作了比较详实的叙述。因此，本书所讲的异常和事故处理，既具有很强的针对性，又具有广泛的适用性，还可以供电网调度员参考。

500kV 变电站属于超高压变电站，在异常运行和事故处理方面，虽然大部分与 35~220kV 变电站相同，但毕竟还有一定的不同之处和自身特点。因此，本书针对 500kV 变电站一次系统主接线的特点，针对其保护装置配置的特点，针对其低压侧一般不对外供电（仅连接站用变压器和无功补偿设备）的特点，针对其采用 GIS、HGIS 组合电器的变电站比采用敞开布置设备变电站更多的特点，针对其特有设备（如并联电抗器和线路高压并联电抗器）的特点，细致讲述异常运行和事故的分析、判断和处理。

本书通俗易懂，非常实用，适合现场岗位培训的需要。书中加入了 500kV 变电运行仿真培训的反事故演习训练内容。本书所选择的 500kV 仿真变电站设备，500kV 为 HGIS 组合电器、220kV 为 GIS 组合电器，目的是为了适应大多数 500kV 变电站实际培训需求，满足变电站运行技术要求。

本书坚持按照变电运行人员的岗位职责，不讲高深的理论，立足于提高运行岗位技

能的需要。不讲如何修复故障设备，主要叙述怎样发现、分析判断和隔离故障，怎样恢复系统正常运行，怎样保持和恢复对用户的供电。希望能够对电网安全、稳定运行有益，对提高变电运行人员的岗位工作技能有帮助。

本书在编写过程中，得到了河南省电力公司、平顶山供电公司有关领导的大力支持，承蒙河南省电力试验研究院黄兴泉博士的技术指教，在此一并表示衷心的感谢。

由于编者水平有限，加之时间仓促，书中难免存在疏漏之处，恳请广大读者批评指正。

编 者

2010年8月

目 录 CONTENTS

前言

上篇 500kV 变电站异常运行及事故判断和处理

第一章 事故处理的基本要求	3
第一节 事故处理的原则和程序	3
第二节 事故处理的注意事项	4
第三节 500kV 变电站事故处理的有关技术问题	7
第二章 变压器的异常运行和事故处理	12
第一节 变压器异常运行的检查处理	12
第二节 变压器轻瓦斯保护动作	15
第三节 变压器重瓦斯保护动作跳闸	18
第四节 变压器差动保护动作跳闸	21
第五节 变压器后备保护动作跳闸	24
第六节 变压器差动保护动作跳闸事故处理实例及分析	29
第三章 500kV 线路高压并联电抗器异常运行和事故处理	32
第一节 高抗异常运行的检查处理	32
第二节 高抗非电量保护动作	34
第三节 高抗差动保护动作跳闸	36
第四节 高抗差动及重瓦斯保护同时动作跳闸事故实例	39
第四章 高压断路器常见故障及事故处理	41
第一节 断路器跳闸失灵	41
第二节 液压操动机构常见故障处理	43
第三节 断路器其他故障处理	46
第五章 互感器异常运行和事故处理	49
第一节 互感器本体故障及异常处理	49
第二节 交流电压回路断线故障处理	51
第三节 电流互感器二次开路故障处理	53
第六章 隔离开关常见故障处理	57
第一节 隔离开关操作失灵故障处理	57
第二节 隔离开关运行中发热处理	59

第三节	隔离开关拒分故障实例	60
第七章	母线失压事故处理	63
第一节	母线失压事故判断方法	63
第二节	断路器失灵保护跳闸事故处理	66
第三节	母差保护动作跳闸事故处理	68
第四节	GIS 组合电器和 HGIS 设备母差保护动作跳闸事故处理	70
第五节	500kV 母差保护动作跳闸事故处理实例	78
第八章	系统异常和事故处理	83
第一节	线路保护动作跳闸	83
第二节	系统频率降低事故处理	85
第三节	系统电压降低事故处理	86
第四节	系统振荡事故处理	89
第五节	系统谐振过电压事故处理	90
第六节	小电流接地系统单相接地故障处理	92
第七节	500kV 线路故障跳闸处理实例	95
第九章	并联电抗器及电容器的异常运行和事故处理	99
第一节	电抗器的异常运行和事故处理	99
第二节	电容器的异常运行和事故处理	100

下篇 500kV 仿真变电站反事故演习训练题精选

第十章	概述	105
第一节	500kV 仿真变电站概况	105
第二节	500kV 仿真变电站主设备运行规定	110
第三节	反事故演习的有关要求	113
第十一章	500kV 仿真变电站反事故演习精选	116
第一节	35kV 部分及站用电系统异常和事故处理	116
第二节	220 ~ 500kV 设备异常运行	123
第三节	主变压器及高抗事故	127
第四节	母线失压事故	135
第五节	500kV 断路器失灵事故	145

上

篇

500 kV 变电站异常运行及事故判断和处理



第一章

事故处理的基本要求

电力系统中的事故，可以分为电气设备事故和电力系统事故两大类。如电气设备发生事故，将使所在系统和客户受到影响，这属于局部性事故；而电力系统发生事故，将使系统解列成几个部分，破坏了整个系统的稳定性，是使大量客户受影响的系统性事故。电气设备事故，可能会发展成为系统性事故，影响整个系统的稳定性。而系统性事故，又可能使某些电气设备损坏。若 500kV 变电站发生事故，将对电网产生巨大影响，因此，在处理事故和异常运行时，必须立足于电网，在调度的统一指挥下进行正确地检查、分析和判断。

第一节 事故处理的原则和程序

事故处理的重要原则，要坚持“保人身、保电网、保对客户供电、保设备”的原则。在事故处理中只有符合上述“四保”原则，才能保证事故处理的正确性。

保人身，是说保证人身安全是第一位的。如果发生的事故对于人身安全存在威胁，就要首先解除对人身的威胁；发生了对人身有伤害的事故，首先要进行解救。

保电网，是要求变电运行人员要有电网的观念，保电网比保设备和其他更重要，不能把思路禁锢在变电站的圈子内。如果不能保电网，就谈不上保对客户供电和保设备。

保对客户的供电，就是要正确处理排除设备的故障和恢复供电之间的关系，这需要用正确的分析、判断来保证。一般情况下，应当对具备送电条件的客户先恢复供电，先恢复无故障设备的运行，再检查处理故障设备，以减小损失。否则，将扩大事故和延误恢复送电，造成不应有的损失。

一、事故处理的一般原则

(1) 根据当时的运行方式、天气、工作情况、继电保护及自动装置的动作情况、报出的信号、表计指示和设备情况，判明事故的性质和范围，迅速限制事故的发展，消除事故的根源，解除对人身、电网和设备安全的威胁。

要想正确、迅速地处理事故，首先必须准确判断出事故的性质和范围，包括因事故影响的停电范围和故障可能发生的范围。明确了这些范围，处理时才不会扩大事故，才能及时恢复供电和系统的正常运行。否则，向故障点合闸送电，会加重设备损坏，甚至扩大事故范围和影响。



变电站微机综合自动化监控系统后台机显示和打印出来的事件顺序信息，记录了各种信号、断路器分合闸动作、保护装置动作和异常信息以及操作、通信等发生的时刻和次序，是分析事故的重要依据。保护屏上的故障信息、测距报告以及保护动作信号，则是分析和判断故障的重要依据。

(2) 迅速消除系统振荡，阻止频率、电压的继续恶化，防止频率和电压崩溃，恢复系统稳定。500kV 变电站的值班人员，要在调度员的正确指挥下，优先处理系统性事故，恢复电网的稳定。

(3) 采取一切可能的措施保持设备继续运行，保持对客户的供电。事故处理中，对于那些如果停止运行，可能会影响系统安全和对客户供电的设备，即使存在过负荷等问题，也应当设法保持继续运行。经过调整、倒换运行方式使系统和设备恢复正常，做到不对客户停电，保持系统之间的联系。

(4) 尽快恢复对已停电客户的供电，要优先恢复站用电，优先恢复对重要客户的供电。恢复电网稳定运行，恢复对客户的供电，是事故处理的根本目的。

(5) 设备发生损坏且无法自行处理时，应立即汇报上级。在检修人员到达现场之前，应先做好安全措施。

(6) 调整系统运行方式，恢复正常运行。

二、事故处理的一般程序

事故处理的一般程序为：

(1) 及时检查记录保护及自动装置的动作信号和事故象征。

(2) 迅速对故障范围内的设备进行外部检查，并将事故象征和检查情况向调度汇报。

(3) 根据事故象征，分析判断故障范围和事故停电范围。

(4) 采取措施，限制事故的发展，解除对人身和设备安全的威胁。

(5) 对无故障部分恢复供电。

(6) 迅速隔离或排除故障，恢复供电。

(7) 对损坏的设备做好安全措施，向有关上级汇报，由专业人员检修故障设备。

事故处理的一般程序可以概括为：及时记录，迅速检查，简明汇报，认真分析，准确判断，限制发展，排除故障，恢复供电。当然，也不是在任何情况下都生搬硬套，例如，设备发生故障时，如果现场实际条件许可，应首先经倒运行方式恢复供电，然后再检查处理设备的故障。

第二节 事故处理的注意事项

(1) 事故处理时，应设法保证站用电不能失压。如果在发生事故时已经失去了站用电，应当首先设法恢复站用电。在夜间，应考虑事故照明。

站用电的地位很重要。失去站用电就可能失去操作能源，失去调度、通信电源，将给事故处理带来很大的困难。对于强油风冷变压器，失去站用电意味着将失去冷却电



源，如果在规定时间内站用电不能恢复，会使事故停电范围扩大。

(2) 尽快限制事故发展，判断清楚故障性质和范围，及时将故障设备隔离，缩小影响范围，解除事故对人身安全和设备安全的威胁。

(3) 将故障现象、表计指示变化、所报信号、保护及自动装置动作情况、处理过程中与调度的联系、调度命令、操作、时间等作详细记录。

全面掌握事故时的保护及自动装置动作情况，对正确分析判断事故至关重要。为了全面掌握这些重要的依据，检查、记录和恢复保护信号应同时进行，并且应当一直到信号全部复归为止，做到全面地检查保护及自动装置的动作情况，不至于遗漏，防止造成误判断。

全面掌握事故时的保护及自动装置动作情况，要以保护屏上的信号为主要依据。既要检查记录后台机上信号、测量信息、设备位置显示变化，还要检查保护屏上的保护信号，因为综合自动化监控装置不能全面的反应保护装置的每一种异常情况。另外，连续报出的信号比较多时，后面的信号可能会覆盖前面的信号，造成比较重要的事故信号可能不在屏幕当前的画面上。因此，运行人员很有必要在后台机上，调出当前所报全部信号，从保护屏上、后台机上打印出保护动作及故障测距信息，打印事件顺序信息报告和故障录波报告。

上述信息、报告有助于判断事故性质、范围和事件发生的顺序，有利于正确处理。

全面掌握事故时的保护及自动装置动作情况，并不是检查保护动作信号时，对每一个信号都要查看。报出事故信号时，要首先看各级母线电压指示情况，接着检查断路器跳闸情况。搞清楚事故停电范围，依据上述情况，有目标、有针对性地全面检查保护动作信号。

发生事故跳闸后，绝大多数信号能够复归。但是，对于变压器瓦斯保护和压力释放保护则不一样；瓦斯保护的信号可能会不能立即复归；而压力释放保护的信号，需要人为手动使压力释放器复位，才能复归信号。

(4) 要注意记录保护装置的异常情况。在事故处理中，发现某线路或设备保护装置有异常，通常可能是越级跳闸、保护不正确动作、保护拒动、误动等造成的。例如，断路器位置指示灯不亮、有“控制回路断线”信号、微机保护装置液晶显示器无显示或显示异常、微机保护装置各电源指示灯和位置指示灯不亮、有保护自检出错报告信息，保护就可能拒动。微机保护装置的 CPU，如果检测到有装置本身硬件发生故障，如 RAM 异常、程序存储器出错、EPROM 出错、定值无效、光电隔离失电报警、DSP 出错、跳闸出口异常、直流电源异常、采样数据异常等，将报出装置闭锁信号，同时闭锁整套保护，保护装置“运行”灯熄灭。

(5) 发生事故时，对于装有自动装置的，如果自动装置应该动作而没有动作时，可以手动执行。例如，系统中发生了事故，电力系统频率已经降低到“低频减载装置”的动作值，如果该装置应该动作而没有动作，值班人员应立即手动操作，将应跳闸而没有跳闸的断路器断开，降低负荷，使频率回升到正常值，促使系统尽快恢复正常。但是，对于备用电源自投装置，如果应动作而没有动作，应当按现场规程规定执行。后备



保护动作跳闸时，自投装置如果没有动作，手动执行是不合适的，可能会重新向故障点送电。由于电源失压，自投装置应该动作而没有动作，可以手动执行，但必须先断开失压的电源，后投入备用电源。

(6) 事故处理过程中，应及时将出现的情况、保护及自动装置动作信号、处理和操作情况汇报调度，听从调度的指挥。

发生事故时，应当汇报调度。事故处理中的每一阶段也要汇报。第一次汇报的主要内容应包括事故和异常发生的时间、保护及自动装置动作情况、表计指示、断路器跳闸情况、事故造成的停电范围等主要事故象征。

(7) 为了能够准确地分析事故，准确地分析设备的故障原因，在不影响事故处理且不影响停送电的情况下，应尽可能地保留事故现场和故障设备的原状。

例如，线路故障越级跳闸以后，为了查明断路器不跳闸的原因，短时间不能恢复供电时，在停电情况下，可以将拒跳断路器两侧隔离开关拉开；先将无故障部分恢复送电正常以后，再分析检查故障原因。如果先人为地使不跳闸的断路器动作，则某些故障可能会暂时性地自行消失，这将会导致找不到故障原因。

(8) 事故处理中的操作，应该注意防止误使系统解列或非同期并列。对于联络线，应尽量经并列装置检同期合闸。确认线路上无电时，方可将并列装置投于“手动”位置。无并列装置的，应确知线路上无电或无非同期并列的可能时方能合闸。合联络线断路器之前，应该明确当前操作的性质，搞清楚当前操作的目的，是对线路充电、合环操作，还是系统之间的并列操作，这是防止非同期并列的有效措施。

(9) 恢复送电和调整运行方式的操作程序，应当考虑方便不同电源的系统之间的并列操作。

(10) 注意备用电源的负荷能力。事故处理时，某些设备（如变压器）在一定条件下，允许过负荷运行，但要注意设备的允许运行条件。特别是对于利用变压器中压侧的备用电源恢复送电时，能不能带全部负荷；要注意防止因负荷增大使保护误动作，同时加强监视并及时消除过负荷。

(11) 因事故处理的需要改变运行方式时，应注意保护和自动装置的投退方式，应按现场规程的规定作相应的改动，以适应新运行方式的要求（如母线保护、断路器保护、失灵保护、变压器后备保护的联跳回路、变压器中性点零序保护等）。

(12) 做保护及断路器传动试验时，注意退出联跳其他运行断路器的压板，并退出其启动失灵保护的压板，防止传动时误跳其他运行断路器。

(13) 处理好排除设备故障与恢复供电之间的关系。除了灭火、解除对人身和设备安全的威胁以外，应首先对无故障部分恢复供电，恢复系统之间的联系，再检查故障设备的问题。

一般来说，发生事故时，故障点应该在已经停电的范围之内。但是，在已经停电的范围内，不一定每一方面都有故障。所以，处理事故应该按照一般原则，对于经过判定无故障的部分，应先恢复供电。对于故障点所在的范围，应先隔离故障，然后恢复供电，再检查处理故障设备的问题。故障设备的故障排除之后，如果具备送电的条件，就



可以恢复供电。

(14) 在某些紧急情况下,为了防止事故扩大,解除事故对人身安全和设备安全的威胁,必须进行的操作,可以先执行,事后再向调度汇报。这些情况有:

- 1) 危及人身和设备安全的事故。
- 2) 将已损坏的设备隔离。
- 3) 母线失压时,按现场规程的规定,将失压母线上所连接的断路器断开。
- 4) 站用电全停或部分停止时,恢复站用电的操作。

5) 事故处理规程中,有明文规定可以先执行然后汇报的操作。例如:与调度失去通信联系时,或者调度授权自行处理时,可以按现场规程的规定执行。同时,要设法与调度取得联系。

(15) 在事故处理中,有关上级领导到现场,可以对事故处理给予指导。但是,对于所有事故处理中的操作命令,必须由调度员发布。

第三节 500kV 变电站事故处理的有关技术问题

一、倒闸操作

1. 变压器操作

(1) 变压器投入运行时,一般先从电源侧充电,后合上负荷侧断路器。变压器停电时,操作顺序相反。

(2) 空载变压器充电时,应有完备的继电保护,并保证有足够的灵敏度。

(3) 500kV 变压器停送电时,各侧中性点应保持接地。运行中的变压器中性点接地如需倒换,应先合另一台变压器中性点接地开关,后拉原来一台变压器中性点接地开关。

(4) 变压器中性点零序保护的投退方式,及时按照中性点接地方式改变。

2. 500kV 线路高压并联电抗器(以下简称“高抗”)操作

线路高抗经隔离开关接于线路上,投、停高抗的操作,必须在线路本侧或对侧线路已接地的情况下进行。如无法接地,可以待线路停电转冷备用 15min 后拉开高抗隔离开关。

3. 无功补偿设备操作

(1) 电抗器、电容器不得同时处于投入状态。

(2) 电容器组跳闸(包括失压保护动作),5min 内不得重新合闸。

(3) 根据系统电压情况决定电抗器、电容器投入和退出运行。

4. 断路器操作

(1) 遥控操作失灵,按现场规程规定进行近控操作时,不得分相操作。

(2) 3/2 主接线方式下设备送电时,应先合母线侧断路器(串中的边断路器),后合中间断路器(串中的中断路器);设备停电时,应先断开中间断路器,后断开母线侧断路器。



5. 隔离开关操作

拉、合隔离开关操作，必须在断路器断开后进行。允许用隔离开关单独进行以下操作：

- (1) 系统无接地时拉合电压互感器。
- (2) 无雷电时拉合避雷器。
- (3) 拉合不超过 5A 的母线充电电流；拉合励磁电流不超过 2A 的空载站用变压器。
- (4) 系统无接地时拉合变压器中性点接地开关或消弧线圈隔离开关。
- (5) 断路器在合闸状态下，拉合与断路器并联的旁路电流。
- (6) 拉合 3/2 主接线方式的母线环流（等电位法操作，至少在有 3 个串断路器合环运行状态下进行）。
- (7) 母联断路器在合闸位置时，进行回路倒母线操作（等电位法操作）。

使用隔离开关进行解合环、拉合空载变压器、空载母线等特殊操作，须符合有关规定或经过计算、试验并经主管领导批准。

6. 母线操作

(1) 对母线充电时，应使用配有反映各种故障类型的速动保护断路器（如母联或电源主进线断路器）。迫不得已使用隔离开关对母线充电时，必须检查、确认母线绝缘正常。

(2) 用主变压器向 220kV 母线充电时，变压器中性点必须接地。向中性点不接地或经消弧线圈接地系统的母线充电时，应防止铁磁谐振或母线三相对地电容不平衡而产生异常过电压；如有可能出现上述异常，应先投入一台站用变压器或低压电抗器（或电容器组）消谐。

(3) 正常倒母线操作时，母联断路器应在合闸位置，并断开其操作电源。母差保护应改变投入方式，投入其“操作中”或“非选择”压板（具有“自适应”功能的微机型母差保护除外）。事故处理中倒母线操作，在母联断路器、线路断路器在分闸位置的情况下，以先拉、后合的顺序，将线路倒至另一母线上恢复热备用。

(4) 双母线、双母联带分段断路器接线方式，正常倒母线操作应逐段进行。一段母线操作完毕，再进行另一段的倒母线操作。不得断开与操作要求无关的母联、分段断路器的操作电源。事故处理中倒母线操作，在母联断路器、线路断路器在分闸位置的情况下，以先拉、后合的顺序，将线路倒至另一母线上恢复热备用。

(5) 双母线主接线，母线停电转检修、检修转运行操作中，应防止母线电压互感器低压反充高压母线。

(6) 主接线为 3/2 接线的 500kV 母线，母线停电时，断开母线侧所有边断路器，再先拉开母线侧隔离开关，后拉开线路侧隔离开关。送电时的操作顺序与此相反。

二、SF₆气体安全防护要求

纯净的 SF₆ 气体，是无色、无味、无毒、化学性质很稳定的气体。SF₆ 气体经电弧分解（特别是有潮气）后，会产生有毒的、具有腐蚀性的气体和固体分解物。这些产物，不仅影响绝缘性能，而且危及运行、检修人员的安全。处理漏气故障时，必须采取



防护措施。

运行中发生 SF₆ 气体泄漏，嗅到有强烈刺激性的气味，工作人员必须穿戴防护用具。包括工作手套、工作鞋、护目镜、密闭式工作服、防毒面具等，应根据工作条件使用。工作中若发生流泪、流鼻涕、咽喉中有热辣感、发音嘶哑、头晕以及胸闷、恶心、颈部不适等中毒症状，应迅速离开现场，到空气新鲜处休息。必要时，应经医生治疗。

在现场处理与 SF₆ 气体泄漏的异常（在设备附近检查、操作、布置安全措施）之后，应将防护用具清洗干净，人员要洗手或洗澡。在进行上述工作、操作、检查和清洗防护用具时，必须有监护人在场。

三、GIS、HGIS 设备内部故障的检查判断

GIS、HGIS 组合电器由多个密闭气室构成，各气室的 SF₆ 气体相互隔绝。组合电器与敞开布置设备不同，内部发生故障时，外部故障象征不明显。外部检查时，发现故障点所在气室较难。如果不能查明故障点所在气室，就很难做到隔离故障，无故障部分也不能恢复运行。

在事故的检查、分析、判断和处理方面，组合电器与敞开布置设备有区别。没有专用仪器的条件下，值班员在事故处理中检查 GIS、HGIS 设备，难以直接发现故障点。根据国内多起 GIS、HGIS 组合电器事故调查、分析，可以从以下几个方面检查、判断来发现故障：

1. 外部检查分析法

(1) 气室 SF₆ 气压降低情况。经检查，SF₆ 气压降低较严重的气室有故障的可能较大。因为 SF₆ 气压降低，绝缘强度下降，会导致内部发生故障；气室内部故障，也会造成密封破坏。

(2) 检查各部外壳接地扁铁上的螺栓压接部位、接地连接部位，看有无电弧灼伤痕迹，同时设备外壳是否有熏黑痕迹。

110kV 及以上电网中，发生单相接地故障的概率最大。相间故障也多是由单相故障引起的。接地短路故障的零序电流流过外壳接地扁铁，大电流在螺栓压接部位、接地连接部位产生很大的热量，该部位会有电弧灼伤痕迹，同时设备外壳有熏黑痕迹。有上述象征的部位，该气室及其相邻气室可能发生故障。流过单相接地故障电流的气室外壳接地体如图 1-1 所示。

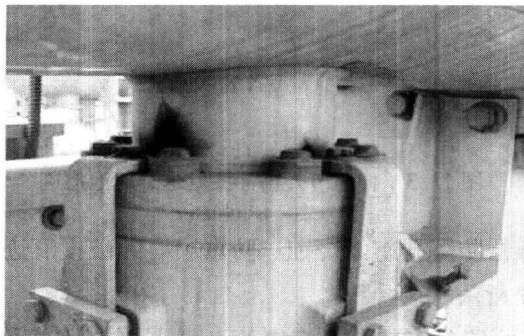


图 1-1 流过单相接地故障电流的气室外壳接地体



(3) 外部检查各部盆式绝缘子有无损伤痕迹。盆式绝缘子不同气室之间的分界、密封部位，同时又是内部主导流接触部位。由于安装、检修质量原因，接触部位会产生热量，高温可能使发热部位烧损，发展到产生大电弧时，盆式绝缘子会损坏。

(4) 外部检查各部盆式绝缘子部位、连接法兰部位有无 SF₆ 气体电弧分解物（白色）溢出。有上述象征的部位，其相邻气室可能发生故障。

(5) 外部检查各隔离开关气室的位置观察孔，内部及玻璃上有无 SF₆ 气体电弧分解物（白色），若有则表明该气室及其相邻气室可能发生故障。有 SF₆ 气体电弧分解物的隔离开关气室如图 1-2 所示。

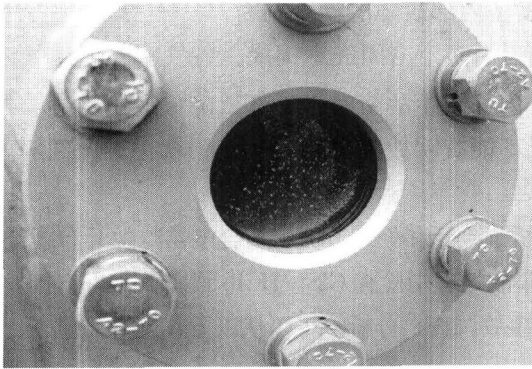


图 1-2 有 SF₆ 气体电弧分解物的隔离开关气室

(6) 外部检查伸缩节有无损伤，外壁有无油漆有熔退、起泡痕迹。伸缩节是组合电器外壳最薄的部位。当设备内部发生故障时，伸缩节外壁上的烧损会比较明显。内部严重发热时，外壁会发生油漆熔退、起泡、变黑等；烧损较严重时，会导致漏气。伸缩节外壁油漆熔退、起泡痕迹如图 1-3 所示。

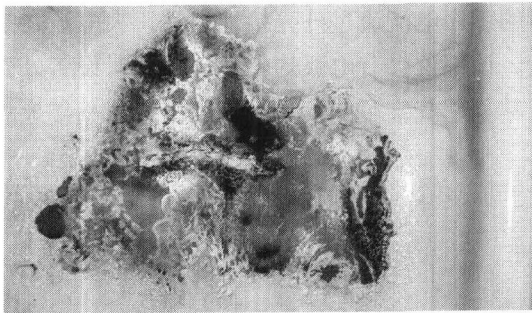


图 1-3 伸缩节外壁油漆熔退、起泡痕迹

(7) 外部检查避雷器防爆孔有无烧蚀、防爆膜有无破损痕迹。

2. 保护动作情况分析法

组合电器的断路器两侧各安装有一组电流互感器（以下简称“TA”）。断路器线路侧的 TA 二次绕组接入母线保护装置；而断路器母线侧 TA 二次绕组接入线路保护装置。