



# 全国电网典型事故分析

(1988-1998)

国家电力调度通信中心 编



中国电力出版社

[www.cepp.com.cn](http://www.cepp.com.cn)

TM711  
G98 603

# 全国电网典型事故分析

## (1988—1998)

---

国家电力调度通信中心 编



A0927934



中国电力出版社

[www.cepp.com.cn](http://www.cepp.com.cn)

**图书在版编目 (CIP) 数据**

全国电网典型事故分析: 1988~1998/国家电力调度  
通信中心编. -北京: 中国电力出版社, 1999. 12  
ISBN 7-5083-0200-1

I. 全… II. 国… III. 电力系统-事故分析-中国-  
1988~1998 IV. TM711

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (1999) 第 70701 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>)

北京密云红光印刷厂印刷

各地新华书店经售

\*

2000 年 1 月第一版 2000 年 1 月北京第一次印刷  
787 毫米×1092 毫米 16 开本 5.75 印张 126 千字  
印数 00001—15000 册 定价 15.00 元

**版 权 专 有 翻 印 必 究**

(本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换)

# 前 言

自从 1882 年我国有了第一台发电机组，到目前全国已形成 7 个跨省电网，装机容量 2.78 亿千瓦。在电网主网架形成初期，网络结构不强，单回大环网、弱电磁环网、大机小网并存的现象普遍存在，系统稳定问题比较突出，振荡失稳、电网瓦解等较大事故多次发生。1996 年以前系统稳定破坏事故较多，据 1988~1998 年统计的 221 起事故中，1996 年以前发生较大的电网稳定破坏事故 44 起。近年来，在各级领导的重视下，电力系统各级部门抓安全、促落实，电网安全情况明显好转，特别是近两年来，没有发生较大的系统稳定破坏事故。统计事故中绝大多数是局部系统和厂站事故，事故主要是由自然灾害、设备故障和人员责任等原因造成。但应引起注意的是，继电保护不正确动作直接引起和扩大的电网事故比例居高不下，仅 1998 年统计就发生 24 起与继电保护有关的事故。另外，人员直接责任事故还时有发生，1998 年统计对电网影响较大的直接人员责任事故发生 12 起，各级调度部门不能掉以轻心，应继续搞好电网安全工作，努力争取实现电网人员责任事故零的目标。

通过对十几年来我国电网事故统计资料的分析论证，本书共精选典型电网事故 20 起，按电网大范围停电事故、电网稳定破坏事故、电网解列事故、重要厂站停电事故、重大影响的停电事故 5 个章节分类阐述。每一类事故都按事故发生日期的先后顺序排列，对每次事故的经过、原因都进行了详细地分析、描述，并认真总结了事故经验教训，提出防范对策，以便有关领导和专业人员学习、借鉴。

本书在编写过程中，张皖军和尹其云同志做了大量工作，同时还得到了全国各网、省调许多领导和有关专业人员的大力帮助和支持，特别是华北、华东、华中、东北、西北、南方、山东、广东、浙江、福建、贵州、四川、河北、甘肃、海南等调度局（所）有关专家技术人员，为本书的编审做了大量的工作，在此表示衷心感谢。

本书如有不妥之处，敬请批评指正。

编者

1999 年 10 月

# 第一章 电网大面积停电事故

## 概 述

1988~1998年全国各电网先后发生大面积停电事故共十多起,事故多造成电网区域性的大面积停电。据统计资料分析,近年来大面积停电事故的起因多与人为或天气等因素有关。这些事故每年都时有发生,给电网的安全稳定运行带来了极大的危害,因此应提醒有关部门及时总结经验教训,尽早采取预防性措施,可大大减小自然灾害造成的损失,避免人为事故的发生,有利于提高电网的安全和供电可靠性。本章共选择具有典型代表性的大面积停电事故4起,进行了较详细的分析,供电力系统调度及科研设计人员参考。另外还有:1989年贵州电网“8.4”事故造成贵阳地区大面积停电;1993年3月14日新疆乌鲁木齐电网大面积雾闪,系统损失负荷41.6%;1995年云南“9.7”大面积停电事故,造成云南电网损失负荷22.34%;1997年8月18日浙江电网因受11号台风影响造成了大面积停电事故;1998年1月21~23日华东、华中电网因雪灾造成某些地区的大面积停电事故,致使110kV及以下输配电线路跳闸达2600余条次,共减供负荷150多万kW;1998年4月18日沙尘暴袭击新疆地区造成乌鲁木齐电网多处断线倒塔,损失负荷近1/3;1998年5月1日江苏无锡因暴风雨造成大面积停电事故,导致无锡地区4条220kV、1条110kV线路和8条10kV线路跳闸;1998年12月1日河南因恶劣天气造成的大面积停电事故,致使驻马店及信阳地区与系统解列,220kV系统全停,部分电气铁路停电,损失负荷80多万kW等。

## 一、1990 年广东电网“9.20”事故

广东电网 1990 年 9 月 20 日 16 时 22 分发生了茅村至顺德的 220kV 线路短路故障，造成了 7 个发电厂解列，13 条 220kV 线路跳闸，11 个 220kV 变电站停电；广州市区约 2/3 负荷，佛山市约 1/2 负荷及韶关市、清远市、肇庆市全部负荷中断供电的大面积停电事故，系统总失去负荷约 800MW（占事故前系统负荷 25%），损失电量 177 万 kWh。

### （一）事故经过

1990 年 9 月 20 日广东电网以正常方式运行，除检修容量 360MW、备用容量 180MW 外，其余机组全部运行；香港九龙送入 260MW；广东电网统配负荷 3100MW。

16 时 22 分，220kV 芳（村）顺（德）线 61 号塔因雷击造成 A、C 两相接地短路，顺德侧零序 I 段、高频、距离保护同时动作三相跳闸，芳村侧保护未动，引起多条相邻线路跳闸。主要线路有：

220kV 芳（村）罗（涌）线罗涌侧零序 IV 段动作，断路器跳闸；

220kV 佛（山）南（海）线两侧零序 IV 段动作，断路器跳闸；

黄埔 A 厂因 220kV 黄（埔）芳（村）甲、乙线路保护未动，2、3、4 号发电机低压过流保护动作，1 号主变压器低压过流保护动作，1~4 号主变压器 220kV 侧断路器跳闸，4 台机组解列；

220kV 黄（埔 B 厂）棠（下）甲线棠下侧断路器、220kV 板（桥）黄（埔 B 厂）线板桥侧断路器零序 IV 段保护均动作相继跳闸；

瑞宝站 220kV 瑞（宝）芳（村）线保护未动，220kV 黄（埔）瑞（宝）甲、乙线断路器跳闸；

红（星）（佛）山线红星侧方向高频误动跳闸；

沙（A）西（乡）线沙 A 侧相差高频误动跳闸。

16 时 37 分，220kV 棠（下）郭（塘）线 23~24 号档距间 B 相导线对下面交叉跨越的 10kV 馈线放电，造成 B 相接地短路，重合不成功，两侧三相跳闸。至此，北部电网（当时包括韶关、清远、肇庆三市及广州市郭塘、茶山站、红星站）与主网解列，由于功率缺额大、频率低，引起北部电网内各电厂机组相继解列停运，北部电网负荷全停，造成韶关、清远、肇庆三市全部停电，广州、佛山部分地区停电。

19 时 24 分，北部电网负荷全部送电，系统恢复正常。

### （二）事故影响

事故造成佛山、芳村、瑞宝三个 220kV 变电站全停；220kV 罗涌站 I 母线停电；黄埔 A 厂 220kV 母线停电，1~4 号机解列；13 条 220kV 线路跳闸；广东北部电网与主网解列，北部电网频率崩溃，韶关、清远、肇庆三市全部停电，韶关、广州、南水、长湖四厂失去厂用电；主系统频率最低降至 49.49Hz。

从 16 时 22 分至 19 时 24 分，事故历时 3 小时 02 分，损失负荷 800.2MW，损失电量

177.1 万 kWh。

受事故影响，广东电视台地方台停播 12min，广铁分局 23 列客车、58 列货车误点，广州、韶关、清远、肇庆、佛山等市自来水中断 40~180min 不等，广州市内部分电车停驶、交通受阻，韶关和广州钢厂一些冶炼设备损坏，广州第四煤矿停电，但未造成人员伤亡。

事故发生后，广东省局对局属事故责任单位考核，按 DL 558-94《电业生产事故调查规程》第 2.3.6 条规定：省局中调所、广州供电局各定重大事故一次，佛山供电局定为一般考核事故。

### （三）事故原因分析

#### 1. 事故发生起因

事故后经检查发现，220kV 芳顺线 61 号塔因雷击造成 A、C 相接地短路，A、C 相绝缘子串烧损，B 相一根导线和一段架空地线烧断坠地。

#### 2. 事故扩大主要原因

经检查确定，事故时芳村站侧芳顺线所有保护均未动作的原因是：芳村站芳顺线相差高频保护（许昌继电器厂 1985 年产品）出口继电器 CKJ 电压线圈并联的二极管 D94（及出口触点耦合二极管 D93）事故时击穿，直流正负电源通过 D94 短接，造成芳顺线控制、保护直流电源回路负极熔丝熔断，使受该熔丝控制的芳顺线所有保护均因失去直流电源而不能动作。并联二极管 D94 以及 D93 没有串联保护电阻，易击穿，属制造厂设计不合理。

#### 3. 事故进一步扩大原因

（1）红山线红星侧方向高频保护误动。红山线红星侧方向高频保护（BFG 型方向高频保护，上海继电器厂生产）误动，红星侧断路器跳闸，切除了红星站主变压器的中性接地点，使芳顺线故障时流经芳佛线零序电流减少，零序保护后备段返回而不能使芳佛线佛山侧断路器跳闸，进而导致佛南线越级跳闸，佛山站停电；另外，红山线保护误动跳闸，削弱了北部电网与主网的联系，使棠郭线电流增加，导致棠郭线过负荷。

事故后检查发现，红山线红星侧方向高频保护误动，是因为佛山站方向高频反向发信回路 1 只晶体管 2BG2 损坏，使得红山线外部相邻的芳顺线故障时，佛山侧无法向红星侧发出高频闭锁信号，导致红星侧方向高频保护误动。值得注意的是，芳顺线故障前，15 时 30 分佛南线曾发生故障，该保护误动，中调没有及时按反措要求将其转投信号，结果造成 16 时 30 分再次误动。

（2）瑞芳线瑞宝侧零序方向保护拒动。瑞芳线瑞宝侧零序方向保护拒动，降低了黄芳甲乙线黄埔侧零序保护后备段对芳顺线两侧接地短路故障的灵敏度，黄芳甲乙线黄埔侧零序保护不能动作。这一保护拒动的原因是由于瑞宝站电压互感器开口三角回路接线错误，在 B 相尾与 C 相首之间错接入隔离开关的辅助动断触点，运行时隔离开关合上，动断触点断开，不能形成零序电压，所以保护拒动。此接线错误是广州供电局基建工程遗留问题。

（3）电磁环网的存在，加剧了棠郭线电流过载。棠郭线严重过载，除红山线误跳引起其电流增加外，还有两个电磁环网的影响。220kV 罗涌站至 110kV 加禾站至 220kV 茶山站及 220kV 芳村站至 110kV 山村至 110kV 荔湾站至广州电厂至 220kV 罗涌站两个电磁环网，事故时在罗涌侧解环，芳村站停电，罗涌和芳村站所连接的广州市西、北片 110kV 电

网仅通过茶山站与主网连接,使棠郭线电流加剧,导线过热,弛度增加,棠郭线对交叉 10kV 馈线放电,造成棠郭线 B 相接地短路跳闸

(4) 低频减载装置部分拒动及中调频率调整失误。16 时 37 分,220kV 棠郭线跳闸瞬间,北部电网负荷 780MW,机组出力 500MW,功率缺额 280MW;北部电网低频减载实际切除负荷 178.9MW,应切而未切除的负荷达 88MW;在北部电网频率下降时,中调误下令,令北部电网的长湖、南水电厂减出力共 47MW,使事故影响增大。

(5) 这次棠郭线事故造成大面积停电事实说明,粤北电网与系统联络薄弱,其实际联络线只有红山 II 线 ( $2 \times 240$ ) 及棠郭线 ( $1 \times 240$ ),而且棠郭线导线截面偏小,正常方式下,只要红山 II 线停电检修,就使此系统运行在十分恶劣的方式下。按规划,该电网结构需待 500kV 罗涌站及其 220kV 配套工程完成后才能解决,在工程实现以前系统仍存在着重复类似事故的危险。

(6) 这次事故中,芳村站、瑞宝站、茶山站由于变电站停电后,站内电话小总机备用电源失效,使这些变电站通信中断,严重妨碍了事故处理。事故发生后,调度值班人员首先怀疑芳村站有问题,由于与芳村站联系不上,因此,就无法准确判断出故障发生在芳顺线,并无法及时利用黄埔 2、4 号机组并网及早向芳村站送电;茶山站本来可以较快恢复送电,但由于通信长时间中断,所以使茶山站断电时间达 2 小时 47 分。这些关键的地方通信不灵,严重影响了事故处理及拖延了恢复送电。

#### (四) 暴露问题

##### 1. 继电保护管理工作存在漏洞

多处保护拒动、误动导致事故扩大;低频减负荷装置未能按实际要求切除负荷;对于保护设备原理和质量的缺陷,未能及时提出反措要求和改进措施。

##### 2. 电网建设与电源建设不配套,新设备投产验收把关不严

由于基建投资中网络建设不够且布局不尽合理,随着电网发展,造成许多地方网架结构不合理;同时有些新设备或基建项目投产后还遗留一些问题,给调度运行带来不利,威胁电网的安全。

##### 3. 调度运行人员事故处理水平有待提高

在事故紧急情况、特别是多重故障发生时,如何合理调整系统潮流,正确有效地防止事故继续扩大,是检验调度员事故处理水平高低的标志。此次事故处理说明调度运行人员处理事故水平急待提高。

#### (五) 防范措施

##### 1. 加强继电保护管理

这次事故发生在一条线路上,而造成多条线路的越级跳闸,扩大了事故,使故障后的系统处于混乱状态,说明搞好系统继电保护装置的维护管理,保证每个元件的保护装置能正确动作是十分重要的。这次事故再次表明,主网中心线路保护拒动的危害性。在主网中心,一条线路故障拒动,需要多条相邻线路保护正确动作来消除故障。如果相邻线路保护再有拒动,就必然造成极严重后果。因此,加强 220kV 线路及大机组保护的调试管理,提高保护正确动作率,消除拒动隐患是继电保护工作的主要任务。

(1) 改进设备。对 ZCG-1A 相差高频保护回路进行更改；对有晶体管元件的保护要加强抗干扰措施；更换 BFG 型方向高频保护（已换为 CKJ-1 距离保护、CKF-1 方向保护）

(2) 严格执行反事故措施，保护装置直流电源回路、操作电源回路、信号电源回路均各自装设分熔丝。

(3) 加强保护定值管理，注意元件保护与系统保护匹配，改善后备保护的灵敏度

(4) 新、改建工程的保护及安全自装置要同时投产，把好验收关；清理基建遗留问题

## 2. 提高调度运行水平

各级调度要明确联络线允许电流并能有效监视。加强培训，提高事故处理水平。严格执行汇报制度，发电厂、变电站现场值班员在倒闸操作、事故处理过程中，要将系统设备的当前状态准确地汇报给上级调度部门的调度员，以便于核对和作出正确判断；防止因误汇报导致误调度事故的发生。

## 3. 加强低频减负荷、低频解列装置管理

认真执行电力系统发电厂保厂用和重要用户的有关规定，保证故障发生时低频解列装置合理正确动作。

## 4. 适当提高线路耐雷水平

每年雷雨季节前进行一次防雷普查，对接地电阻偏高的杆塔，采取措施降低接地电阻；对于线路交叉跨越不符合要求的地方及时调整。

## 5. 加强调度通信

保证通信畅通，是调度员能够随时掌握电网运行状况及设备状况，在电网发生事故时，了解系统整体，加快事故处理速度，减少停电损失的重要手段，因此必须加强电网通信系统的建设。

## (六) 附图

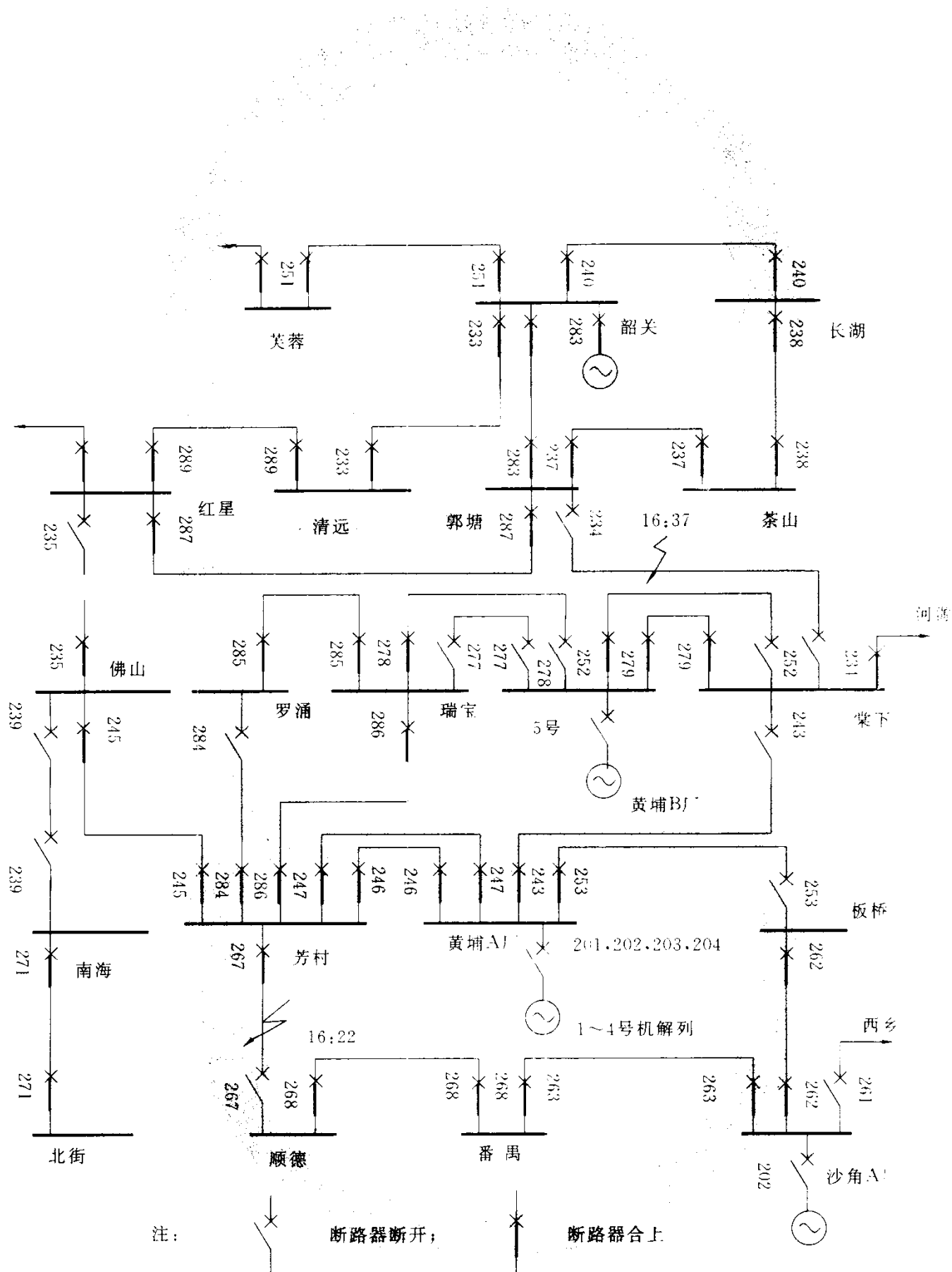


图 1 1990 年广东电网“9.20”事故时的接线图

## 二、1993 年海南电网“4.24”事故

1993 年 4 月 24 日,海南电网 110kV 秀英变电站一组站用变压器 380V 开关故障,保护动作不正确,引起全网瓦解的大面积停电事故。

### (一) 事故前的运行方式

#### 1. 开机方式

海口电厂  $2 \times 125\text{MW}$  机组,牛路岭电厂  $1 \times 20\text{MW}$  机组运行,有功出力 150MW 左右。

#### 2. 接线方式

220~110kV 大小电磁环网运行,如附图所示。

### (二) 事故经过

1993 年 4 月 24 日 4 时许,110kV 秀英变电站主变压器风扇电源组合开关短路,由于站用变压器低压侧没有总开关和保护切除故障,引起高压侧电弧放电,随即发展为 10kV 母线短路,且主变压器 10kV 及 110kV 断路器拒跳。

4 时 03 分,110kV 永秀线永庄侧接地距离保护动作跳闸,重合成功,之后断路器拒跳,秀英侧断路器 C 相连线烧断,110kV 永秀线非全相运行。

4 时 04 分,220kV 马永Ⅱ线马村侧高频相差、接地距离保护动作跳闸,重合不成功;永庄侧高频相差保护动作跳闸,重合不成功。

4 时 04 分,海口电厂 6、7 号机负序反时限过流保护动作跳闸,系统低频 1~6 轮动作。

4 时 04 分,110kV 屯金线屯昌侧距离Ⅲ段保护动作跳闸,金江侧无保护信号跳闸。

110kV 加文线加积侧距离Ⅲ段保护动作跳闸。

110kV 牛加线牛路岭侧无保护信号跳闸。

4 时 04 分,牛路岭 2 号机复合过流保护动作跳闸。至此海南电网全网瓦解。此次事故烧毁 110kV 秀英变电站 10kV 高压开关柜 6 面,波及 16 面;损失电量 137 万 kWh。

### (三) 事故原因分析

#### 1. 事故起因

110kV 秀英变电站站用变压器低压侧故障,由于无开关及保护装置,引起 10kV 母线短路。

#### 2. 事故扩大原因

秀英站 10kV 母线发生短路时,主变压器 10kV 断路器本应跳闸切除故障,但由于当时该站主控制室的直流操作熔丝熔断,导致主变压器 10kV 及 110kV 断路器无法切除故障点,从而扩大事故范围。

#### 3. 事故进一步扩大的原因

当主变压器断路器拒动后,110kV 永秀线永庄侧接地距离保护动作断路器跳闸,重合闸动作,由于故障未消除,本应后加速动作再次断路器跳闸,但当时永庄站永秀线的继电保护定值未按中调的通知单更改,导致重合后断路器拒跳,故障电流将秀英侧断路器 C 相连线烧断,110kV 永秀线带故障非全相运行。

由于故障点未被切除，海口电厂 6、7 号机始终向故障点提供短路电流，负序电流增大以致发电机负序反时限过流保护动作，两台机组同时跳闸，甩负荷 140MW 左右，导致系统低频减负荷装置 1~6 轮均动作；接着，牛路岭 2 号机也因系统电压急剧下降，其发电机复合过流保护动作跳闸，至此全网瓦解。

#### 4. 继电保护动作评价

在事故过程中，220kV 马永Ⅱ线高频保护误动，110kV 金屯线金江侧保护反方向误动；110kV 金屯线屯昌侧距离Ⅲ段、110kV 加文线距离Ⅲ段保护等越级跳闸，均属不正确动作。

#### （四）事故暴露的问题

（1）通过这次事故检查发现，秀英变电站直流熔断器配置不合理，未按逐级保护的原则配置，引起熔断器熔断导致主变压器保护拒动，主变压器断路器无法切除故障，扩大了事故范围。

（2）秀英变电站未严格执行中调下发的继电保护定值有关规定，导致 110kV 永秀线秀英侧保护拒动，进一步将事故扩大，酿成了这次严重的系统事故。

（3）全网继电保护配合及日常运行维护中存在着不少漏洞，在事故过程中保护不正确动作导致了事故的扩大；对于设备管理和质量的缺陷，也未能及时提出反措要求和改进措施。

#### （五）经验教训及防范措施

这是一起由一组站用变压器低压侧 380V 开关故障发展致使全网瓦解的事故，教训是深刻的。

（1）变电站应加强各方面的管理，严格按规程办事，无论是一次还是二次设备都要认真检查、精心管理，不能流于形式，存在侥幸心理。

（2）中调应加强对全网继电保护的管理。

1) 加强保护装置的维护管理。要淘汰一些旧的抗干扰能力较差的晶体管型和整流型装置，更换为微机保护装置。

2) 加强保护定值管理。要严格按中调要求执行继电保护定值，并及时将执行情况反馈回来；全网应做到元件保护与系统保护匹配，以及全网保护从定值上的逐级配合，以保证电网安全稳定运行。

#### （六）附图

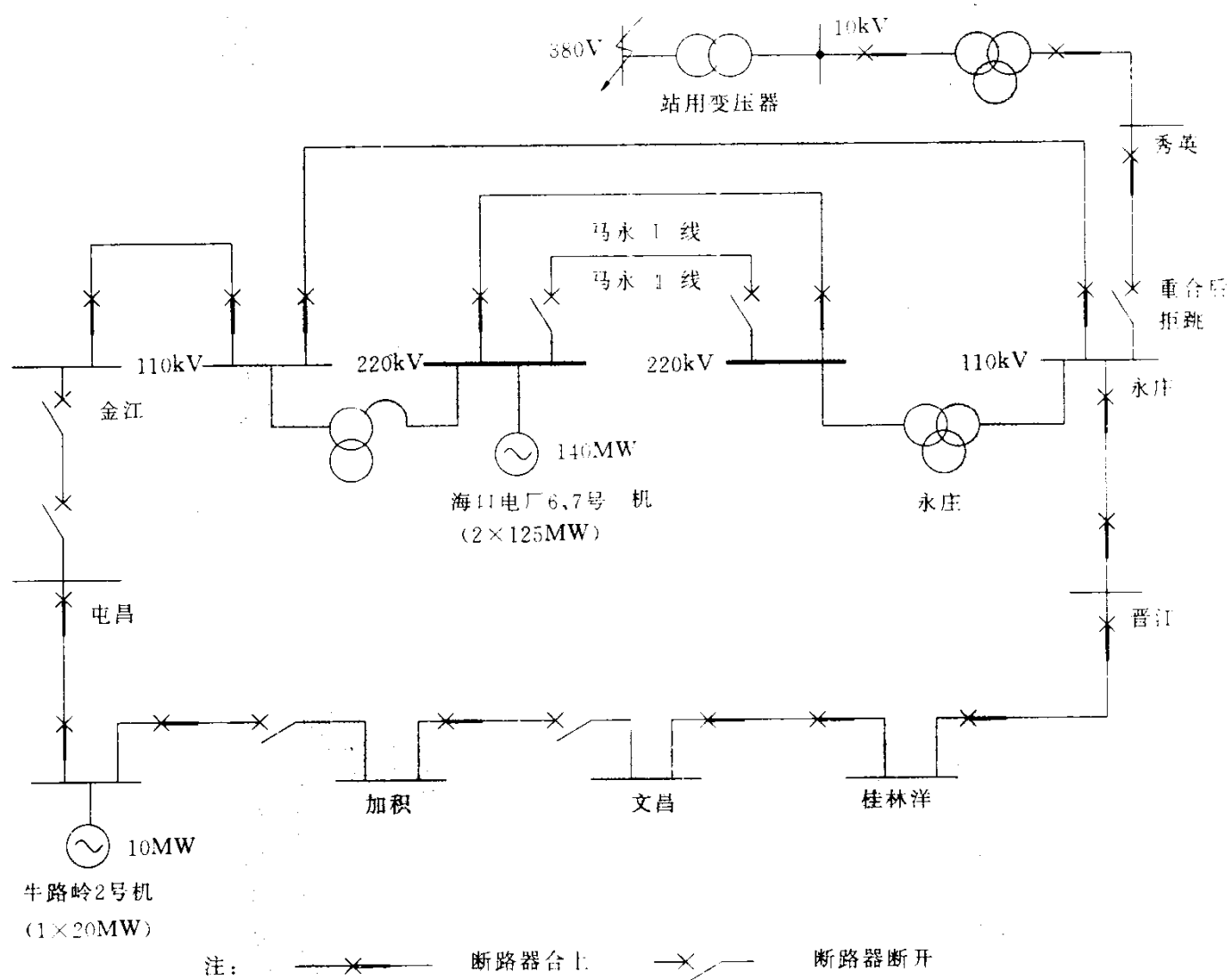


图 2 1993 年海南电网“4.24”事故故障区域接线图

### 三、1995 年宁夏电网“9.9”事故

1995 年 9 月 9 日 6 时 7 分，宁夏电网 330kV 靖（远）大（坝）线路 130 号塔 A 相绝缘子对横担闪络接地，部分保护不正确动作，造成 420MW 负荷停电，少供电量 564 万 kWh 的大面积停电事故。

#### （一）事故前运行方式

大坝电厂 2 号机组运行，1 号机检修。

大武口电厂 1、3、4 号机组运行。

石嘴山电厂 3、4、5、6、7、8、9 号机运行。

中宁电厂 1、2 号机组运行。

青铜峡电厂 1、2、3、4、5、6、7、8 号机组运行。火电厂出力 870MW，水电厂出力 170MW，大靖线送出 120MW，系统负荷 920MW。

主变压器中性点接地方式：青铜峡电厂 1、4 号，石电 2、7 号，大电 2、7、8 号，大武口电厂 1、2 号，中宁电厂 1、2 号，青铜峡变电站 1 号，银川变电站 3 号，新城变电站 3 号，古城变 3 号，五变 2 号，迎变 4 号，东变 1 号，平变 3 号主变压器中性点接地。当时全自治区用电负荷 920MW。

#### （二）事故经过

1995 年 9 月 9 日 6 时 7 分，宁夏电网与西北电网联络线靖（远）大（坝）330kV 线路 130 号塔（距靖远电厂 50km，属甘肃白银局管辖）A 相绝缘子对横担闪络接地。靖远电厂侧保护正确动作，单跳单重不成功跳开三相；宁夏大坝电厂侧保护二次线两处接线错误，造成高频方向、高频闭锁距离、接地距离、方向零序电流四套保护拒动（详细分析见后），3320、3322 断路器拒跳，7 号、8 号联络变压器 330kV 侧方向零序电流保护方向继电器选型、徒刑试验错误而拒动，8 号联络变压器中性点零序电流互感器（TA）断线拒动，2 号主变压器零序电流保护跳 8200、8202 断路器，7 号联络变压器中性点零序电流保护动作跳开三侧 3321、3320、8207、357 断路器，2 号机组停运，220kV 母线解列；大固 330kV 线路固原侧零序Ⅳ段跳 3312、3310 断路器（正确）；青铜峡 220kV 变电站大青甲、乙、丙线 217、219、221 断路器零序Ⅲ段跳闸（正确）；新城变电站 3 号主变压器中性点零序（两段式）由于电流互感器（TA）变比错误（应为 600/5，实为 200/5），其方向零序提前越级跳开 3206 断路器（误动）；银川变电站大银甲、乙线 423、424 零序方向保护，由于设计上的问题故障开始方向保护动作（20ms 后，如Ⅲ段不动作，整套保护被闭锁），但后备段定值不到。当大坝电厂 2 号主变压器跳闸和青变大青甲、乙、丙 217、219、221 跳开后，才达到该段定值。此时，整套保护已被闭锁，故银川变电站大银甲、乙 423、424 断路器拒跳；之后，银川变电站 3 号主变压器零序保护动作，跳 4203 断路器（无信号），新城变电站银新线 3207 断路器、大武口电厂武银甲 205 断路器零序后备段动作（正确），大武口电厂武银乙线 207 断路器零序保护与银川变电站 423、424 断路器同样原因拒动，新城变电站武新线 3209 断路器零序

后备段动作跳闸（正确）；大武口电厂带银南、银川地区负荷与北部网大武口电厂、石嘴山电厂带银北负荷解列，南部出力严重不足，频率下降至45.59Hz；北部网频率升高到51.27Hz，减出力调频率。中宁电厂低频保护切机动作将1号机从系统解列，2号主变压器复压过流保护动作，2号机停机。此时大武口电厂4号机4号主变压器通过武银乙线、大银乙线、大坝8号联络变压器带大靖线故障点，大武口电厂4号主变压器差动保护和银川变电站、4号主变压器差动保护此时同时误动作。大坝电厂大靖线过压保护动作切开大坝3322断路器，故障切除。大武口电厂3号机失磁误动，原因不明需要进一步分析。

### （三）处理经过

银南限电：除304铝厂低频减负荷装置切除90MW负荷外，事故处理过程中还拉开青铜峡变电站114、125断路器，青铜峡电厂112、113断路器共13MW负荷，使频率恢复至50Hz；同时银北地区减出力，停石嘴山电厂6号机。

6时37分恢复武新线；大武口电厂向银川变电站充电，银川变电站恢复运行。

7时13分大武口电厂用母联200断路器将宁夏电网并列，银新线合环。

银川变电站向大坝充电，青铜峡变电站217断路器合环。

8时03分与西北网并列。

各机组恢复时间：

7时15分石嘴山电厂6号机组并网。

7时16分大武口电厂3号机组并网。

7时52分青铜峡电厂9号机组并网。

9时25分大武口电厂2号机组并网。

10时50分中宁电厂2号机炉并网。

12时05分大武口电厂4号机组并网。

15时55分中宁电厂1号机炉并网。

9月12日15时10分大坝电厂2号机组并网。

事故过程中，宁夏低频减负荷装置动作正确，共切负荷240MW，其中304铝厂90MW，银川地区50MW，银南地区40MW，银北地区60MW。限电130MW，其中304铝厂90MW，银南地区40MW，主变压器跳闸甩负荷50MW，共计甩负荷420MW。事故前全网负荷920MW。

事故造成少发电量2595.4万kWh，其中大武口电厂70万kWh，大坝电厂2439万kWh，中宁电厂36.7万kWh，石嘴山电厂58.7万kWh。

### （四）继电保护动作分析

事故后，针对事故时的系统实际情况进行计算，保护定值及相互间配合基本正确。但其中只有古城变电站与青铜峡电厂间的220kV青古线零序Ⅱ段定值有问题，由于在保护计算时将青古线与大靖线之间互感按沿线均匀分布处理，实际上只有50km左右内线路间有互感，因而计算误差较大，导致古城变电站侧青古线零序Ⅱ段定值错误。

根据故障后电网短路电流的分析，本次事故中保护拒动的有：大靖线大坝电厂侧高频闭锁距离保护、高频闭锁方向保护、零序方向电流保护、接地距离保护；大坝电厂7、8号

联络变压器 330kV 侧零序电流保护；银川变电站大银甲线、大银乙线接地距离保护；大武口电厂武银乙线接地距离保护。保护误动的有：新城变电站 3 号主变压器零序方向电流保护；银川变电站 4 号主变压器差动保护；大武口电厂 4 号主变压器差动保护。

经试验检查分析，保护不正确动作的原因如下：

(1) 大靖线大坝电厂侧高频闭锁距离保护拒动是因为零序电压没有接入装置

(2) 大坝电厂大靖线电流互感器 (TA) 二次额定电流 1A，而安全自动装置二次额定电流 5A (旧设备)，屏内自耦升流器外部接线错误，导致流经高频闭锁方向保护、零序方向保护、距离保护内的零序电流反向，以至使高频闭锁方向保护、零序方向电流保护、距离保护拒动。

(3) 大坝电厂 8 号联络变压器中性点电流互感器开路，导致中性点零序保护拒动

(4) 大坝电厂 7、8 号联络变压器 330kV 侧零序功率方向保护装置内，功率方向继电器型号错，导致零序方向电流保护拒动。应为灵敏角  $70^\circ$ ，实为  $-45^\circ$  方向继电器。

(5) 银川变电站大银甲线、大银乙线、大武口电厂武银乙线接地距离保护采用 JH1-2 型接地距离保护装置，事故开始时短路电流达不到该装置启动元件 (零序 III 段) 定值，零序方向元件能动作，20ms 后，将闭锁出口回路，这样 20ms 后即使各段保护动作，也无法启动出口切除故障。经分析计算，本次事故刚发生时，上述几处的短路电流达不到 III 段定值，后经一定时间后，青铜峡变电站、大青甲、乙、丙 217、219、221 断路器和大坝 2 号主变压器跳闸后，定值达到，但保护因出口已被闭锁而拒动。

(6) 新城变电站 3 号主变压器零序方向过流 II 段误动，经检查是因为电流互感器变比接线错误造成，应为 600/5，实际为 200/5。

(7) 银川变电站 4 号主变压器差动保护、大武口电厂 4 号主变压器差动保护经试验检查未发现问题，分析认为是因为系统电压太高，主变压器空载电流过大，并含有较大的三次、五次谐波，从而导致主变压器差动保护误动。

#### (五) 事故暴露的问题

(1) 大坝电厂在这次事故检查中发现多处保护接线错误，且为基建遗留下的问题，送变电工程处应认真吸取教训，制订对策。保护装置移交给大坝电厂四年来电厂继电保护人员未做过一次全面校核，使该隐患一直遗留到这次事故发生。1995 年 6 月 6 日曾发生过大靖线保护误动但未引起足够重视，以致酿成这次大的系统事故，大坝电厂应深刻吸取教训。

(2) 这次事故中大坝电厂 330kV、青铜峡变电站 220kV 故障录波照片未录上，给这次事故分析造成极大困难，其他故障录波照片也还有不少问题。今后凡未录取故障录波照片者视情节轻重给予处理。

(3) 变压器中性点电流互感器变比需要带主变压器绕组一起做试验，有的厂站为图省事而不做，造成因电流互感器变比不对而引起保护误动作。今后应按继电保护检验条例该做变比试验的一定要去做。

(4) 宁夏电网线路通道集中，各线互感比较严重，但均无实测参数，计算与实际相差较大。因此，运行方式和保护整定计算应用线路实测参数。

(5) 主变压器二次谐波制动差动保护过去发生过误动，确切原因未查出，这次又有两

台主变压器差动（均为二次谐波制动原理）误动，应引起高度重视。

（6）中调所继电保护管理上存在不少漏洞，特别是 330kV 部分，认为 330kV 系统是总调管理而省调就可以少管理因而存在问题较多，深入研究不够。

（7）宁夏自治区电力局在继电保护管理和全过程管理上存在漏洞，致使大坝电厂基建遗留许多问题长时间未被发现。

#### （六）防范对策

（1）加强新建、扩建工程验收把关工作。对保护装置的验收传动实验坚持从电流互感器一次通电流，电压互感器二次通电压。基建安装人员要加强责任心，中调会同生技处、基建局要严格做好验收工作。

（2）认真执行继电保护检验条例，坚持定期检验制度。认真落实部颁继电保护反事故措施，对继电保护工作进行全面检查，切实做好继电保护的管理工作。

（3）普查电流、电压回路的接地情况，保证必须且只有一点接地，该接地点最好在装置上，注意不能降低二次回路绝缘水平。

（4）对零序功率方向保护进行普查，确保接线的正确性。对 JJL—21 型接地距离保护装置进行改进。

（5）加强故障录波器的管理、考核和奖惩力度，提高录波器管理人员的工作责任心和管理水平。

（6）设计单位要在设计送变电工程中全面贯彻部颁继电保护反事故措施要点。凡一个半断路器接线，线路保护两套二次回路应相对独立，两个断路器间的二次回路应做到相对独立，以便定检工作。

（7）这次事故后检查大坝电厂蓄电池维护不好，各发供电单位都应加强蓄电池的维护工作。

（8）要重视线路间互感问题，试验所要研究带负荷实测线路间互感问题。

#### （七）故障录波器运作评价（见表 1）