

某电网“5.12”大规模停电事故

■ 基本情况

本次事故涉及的变电站是某电网中重要的枢纽变电站。它们不但本身带有煤矿、地铁以及市区大型工厂等重要负荷,而且是豫西洛阳、三门峡火电基地以及黄河小浪底、三门峡 2 个水电厂出力外送的咽喉通道,同时还直接影响着济源电网和焦作电网的可靠供电。

2005-05-12, 某电网 220 kV 某变电站在按计划进行一项 110 kV 旁代操作时发生刀闸引流线夹断裂,因保护装置失去直流电源,导致事故扩大,造成某、某、中州等 3 个 220 kV 变电站停电,6 个 110 kV 变电站失压以及装机容量为 405 MW 的某电厂全停的大规模电网事故。

某电厂共有 2 台 165 MW 及 1 台 75 MW 火电机组,其 110 kV 母线通过 I, II 热陡线并网于某站 110 kV 母线,并通过某变 1, 2 号主变与 220 kV 系统主网相联。事故前某电厂总出力 307 MW; 110 kV I, II 热陡线外送 160 MW; 某 1, 2 号主变负荷 100MW。

■ 事故经过

2005-05-12 T09:27, 220 kV 某变在执行 110 kV 朝 11 旁开关代朝牵 1 开关操作中,在断开朝牵 1 开关时,朝牵 1 旁刀闸线路侧 B 相引流线夹断裂、拉弧,造成 A, B 相间弧光短路,同时某变控制与保护直流消失。与该站联络的 8 条 220 kV 线路对侧开关方向保护动作跳闸,某变失压。

220 kV 某变 II 朝陡 2 开关在断开故障电流时, A 相开断不成功开关慢分发生爆炸,爆炸现场 50 m 范围内碎片四射,多处瓷瓶、母线受损,导致 220 kV 失灵保护及母差保护动作,某变失压。

某变 1, 2 号主变跳闸后, 某电厂 3 台机组带某及某电厂系统 207 MW 负荷孤

网运行,在小系统出现大量功率剩余情况下,由于机组调速系统及有关电气保护不适应孤网运行方式,小系统频率先高后低,未能稳定,很快崩溃。

1,2号机组因匝间保护误动作跳闸,3号机组因过流保护动作跳闸,3台机组相继跳闸,小网全停,孤网运行时间约5.3s。

■ 原因分析

1.1、2号机停机原因分析

某电厂与系统解列后孤网运行时,由于孤网出现约100MW的剩余功率,导致孤网频率和汽轮机转速上升,当汽轮机转速升至3090r/min时,OPC动作,调速汽门迅速关闭,转速最高升至3119r/min后开始下降,正常当转速降至3090r/min以下时,OPC保护复位,调速汽门应重新开启,在某一转速下稳定运行。但由于高压油动机性能不佳,调门未能迅速开启,高压油动机53.316s后才全部开启(正常为1~2s),造成电网频率持续降低至43Hz。动作逻辑为发电机零序电压启动、负序功率方向闭锁的机组匝间保护,其三次谐波滤波器因频率偏移过大而失去对三次谐波的滤波作用,具有零序电压性质的三次谐波达到了匝间保护零序电压的启动条件;同时,用阻容移相原理构成的负序功率方向元件,同样由于频率偏移过大,不平衡输出达到动作门槛,且处于匝间保护动作的正方向,使机组匝间保护负序功率方向元件失去闭锁作用。两台机组因匝间保护误动作而跳闸。

2.3号机组停机原因分析

3号机组OPC动作条件与1,2号机组不同,因此在孤网运行时OPC未动作,在一次调频的作用下调门先关小再开大,最大负荷至90MW,导致过流保护动作切机,孤网崩溃全停。

综合3台机组停机原因分析,未能保住小网的主要原因为:

(1) 1,2号机组调门开启速度太慢,不能适应孤网运行方式下快速开启的要求,影响了小系统的频率恢复。

(2) 1,2号机组的匝间保护存在设计缺陷,厂家承认其不适应低频率运

行状态。

(3) 厂家给定的机组 OPC 动作定值低, OPC 动作过早, 转速下降过快, 不利于调速系统恢复稳定运行。

(4) 机组调速系统不具备二次调速功能, 由于一次调频是有差调节, 孤网运行时不能使转速自动稳定在 3 000 r/min, 且调节回路中的 PID 参数只能满足大网运行的需要, 不能适应孤网运行负荷快速变化的需要。

■ 经验及教训

本次事故的发生是由于在刀闸线夹选型安装、直流回路保险配置、断路器设备制造质量以及保护二次回路检验传动和维护等环节相继出现违规及故障, 使得事故逐步叠加扩大。

1. 违反设计要求是发生此次事故的诱因。

根据设计要求朝牵 1 旁线夹应该用 SL-10 型 30。设备线夹, 实际安装的是 0。的 SL-6 型弯曲成 30。的线夹, 自 1991 年投运以来, 线夹长期受力, 在风力作用下, 引线摆动, 引起线夹裂缝增大直至断裂。验收及检修人员对线夹设备型号不熟悉, 对刀闸线夹及引线的检查维护不够到位, 长时间未发现线夹选型不当及裂缝问题。此次事故提示我们, 必须严格执行电气设备施工及验收规范, 按照验收规范逐项进行, 避免因遗漏而造成隐患; 改进设备安装检修时的施工工艺, 防止线夹长时间额外受力; 坚持开展红外测温工作, 保证设备良好运行的状态, 把安全隐患消除在萌芽状态。

2. 在朝牵 1 旁刀闸发生弧光短路时, 某变直流保险熔断是造成某变失压、事故扩大的主要原因。

事故后分析发现某变直流系统存在以下 2 大问题: ① 直流保险配置不合理。某变 1990 年投运以来, 由于电网发展, 站内一次设备增加, 二次负荷已增加近一倍, 但选用的直流保险仍按原设计配置。很多保险的额定电流与正常运行负荷电流接近, 远小于事故时的动态负荷电流, 并且上、下级保险间配合系数偏小, 造成保险越级熔断。② 直流系统运行方式不合理。重要负荷都由一个回路提供,

造成一个保险熔断，全部保护控制母线失去电源。对此，须加强直流运行管理，完善变电站直流系统接线和直流保险配置。对新安装和改造的直流系统，应重新校核回路保险的级差配合，根据负荷的重要性，合理布置；直流母线应遵照《电力工程直流系统设计技术规程(DL/T 5044-2004 版)》和《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》执行。建立直流保险定期检查和更换制度，并切实执行。

3. II 朝陡 2 开关因其 A 相灭弧室中压气缸的压力未能熄灭电弧发生爆炸，是使得事故进一步发展、波及至某变的重要原因。

II 朝陡 2 开关使用的是 LW11-220W 型开关，从某电网使用情况看，该型开关多次出现异常，多次发生机构漏气；调试过程中出现过拒分拒合等重大异常。2002 年某变“9·17”事故中，由于二级阀体密封不严，陡 222 开关 C 相在开断过程中曾出现拒动现象(迟分 200 ms)。建议对 LW11-220W 型开关进行逐步更换。调度运行人员要加强对此类开关的运行监视，作好相关的事故预想和处理预案。

4. 本次事故中某变陡 220 开关由于母差保护及失灵保护共用出口正极回路装置背板接线端子虚焊而拒动，使得母差保护切除两条母线上所有元件，事故继续扩大至双母失压。

“5·12”事故的发生，反映了在二次回路尤其是一些重要的二次回路检验与传动方面存在着薄弱环节。杜绝类似事故，一要加强二次回路的检查与传动试验，特别是对陡(朝)220 此类母联开关跳闸回路的检查，因为该类开关正确跳闸可避免双母线同时失压；二是推进枢纽变电站母差保护双重化工作，提高系统安全稳定水平。

5. 某电厂保小网失败造成大量负荷的损失，充分说明了厂网之间不可分割的紧密关系和相互配合的重要性。

只有电网坚强，电厂才具备稳定运行的前提。同样电厂机组的可靠运行才能实现负荷的连续供电。某电厂应尽快更换其发电机匝间保护，改造其油动机、实现 1 s 开启，改善机组运行性能。电网要与电厂协同将机组 OPC 及调速系统进行改造，增加二次调频回路、改变 OPC 动作条件，使其适应孤网运行。还可考虑增加高周切机装置，使事故时负荷能够相对平衡，减少 OPC 动作，以缩短系统及机组振荡的时间。电厂与电网唇齿相依，应相互扶持，信息透明共享，互相紧密配

合，保证机组稳定运行和电网的可靠供电。

6. 提高运行人员技术水平是正确处理大电网事故的保障。

在本次事故中，事发突然，事故影响巨大，涉及厂站、线路众多，保护动作情况复杂，现场值班人员又未能及时汇报朝牵 1 旁刀闸的故障情况，这些对调度员正确处理事故增加了难度。只有平时注意积累、加强学习多方面的业务知识，具备一定的分析、判断、解决问题的能力，才能在纷繁的信息中抓住主要矛盾，正确判断出事故原因，迅速判断故障类型，及时消除事故威胁。

7. 经常进行反事故演习，针对电网薄弱点以及枢纽变电站提前做好反事故预案，使得调度员对事故影响范围，事故处理方法、步骤了然于胸是成功处理此次事故的关键。

本次事故出现四重故障，其难度已经超出事故预想，但由于平时扎实的训练使调度员在事故中能够保持头脑冷静，有条不紊地进行操作，迅速限制事故发展，选择出最佳的充电电源，按照正确的送电顺序，快速恢复电网结构，增强电网的抗事故能力。

8. 合理的电网结构是预防大规模电网事故的保证，是电网安全运行的靠山和基石。

此次事故说明某电网还存在许多危险点和薄弱环节，特别是豫西电力送出通道不畅，联系偏弱，容易出现窝电；而济源电网与主网仅通过两回 LGJ-240 导线线路相联，任一回路跳闸，势必造成线路过载，被迫限电。建议根据某电网发展规划继续改善电网结构，以从根本上摆脱电网抗风险能力低、事故影响大的困境。

9. 某变电站主变开关没有同期装置，给某电厂全停后与系统并列增加困难。

建议对作为发电厂并网的联络变压器开关(某变 221 开关、222 开关)加装同期装置，以减少不必要操作，使电厂带小网启动后能通过主变开关实现与系统的快速并列。