

[接地故障]

一起220 kV线路接地故障引起全厂生产系统停车事件分析

文/周 勇 董新胜 周 杰 王利超 谭金龙 王廷旺 胡 帅 赵 启
国网新疆电力有限公司电力科学研究院

介绍了一起由电网220 kV线路瞬时接地故障引发某化工企业全厂生产系统紧急停车的案例。通过现场情况检查、故障时刻曲线分析及仿真验证，明确了此次事件的直接原因和间接原因，总结了事件教训，并提出了相应的防范措施及建议。

某日6时48分，220 kV甲乙二线发生B相瞬时接地故障，线路两侧保护动作，重合成功。与此同时终端用户某化工企业2号锅炉给水泵停车，1号锅炉给水泵变频器频率自动减至0 Hz，锅炉给水总管压力低，值班人员迅速二次起动锅炉给水泵，1号泵起动成功，锅炉给水2号泵起动失败。7时4分，该化工企业全厂生产系统紧急停车。

工厂电网系统概况

220 kV甲变电站和乙变电站均为双母线单分段接线且事件发生前并列运行。A化工企业在事件发生前给水系统运行方式为：4台循环流化床锅炉配置5台电动给水泵，锅炉给水系统为5台给水泵并联母管制运行，单台锅炉额定给水量为360 t/h，满负荷运行给水量为390 t/h。1号、2号泵为变频调速电动给水泵，3号、4号及5号泵为液力耦合器调速电动给水泵。事件发生期间，4号给水泵为检修状态，给水泵本体处于返厂检修过程中。事件发生时，实际可用给水泵仅为1号、2号、3号及5号泵，分别运行于10 kV I段、II段、III段及VII段母线。系统及厂用接线示意图如图1所示。

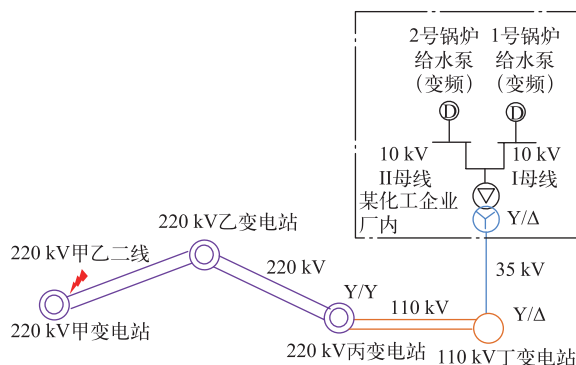


图1 系统及厂用接线示意图

事件经过及处理过程

某日6时48分56秒，220 kV甲乙二线发生B相瞬时接地故障，220 kV甲乙二线线路两次保护动作，重合成功。7时10分，甲变电站值班人员检查发现220 kV甲乙二线1#塔处放电严重，同时220 kV甲乙一线也存在放电现象。7时20分，巡线人员到达现场，发现现场雾气较大，甲变电站及周边220 kV线路放电严重。

用户侧A化工企业1号和2号给水泵变频器于6时48分56秒同时发生保护动作停运，变频器输出

电流、输出频率随即降至零。6时49分2秒, 2号给水泵变频器再次起动过程中出现过电流动作故障。6时49分7秒, 1号给水泵变频器再次起动成功, 频率自动升到初始预设值(15~20 Hz)。因2号给水泵变频器故障闭锁未复位, 故未能再次起动成功。给水泵变频器保护动作停运导致2号给水泵停止运行, 1号给水泵回退至空载低负荷运行, 锅炉给水管压力降低, 出现4号锅炉给水供水量不能满足外供汽负荷需求, 4号锅炉汽包水位快速下降。6时50分, 4号锅炉汽包液位低至保护动作值触发MFT停炉保护, 9.8 MPa蒸汽总管压力急剧下降。6时58分, 主蒸汽压力降至5.98 MPa。7时2分, 第二套空分装置汽轮机因进汽量不足转速下降进入联锁停机状态。7时4分, 第一套空分装置汽轮机因进汽量不足转速下降进入联锁停机状态, 1号、2号空分联锁停车。空分停车后高压氧气供气量低, 高压氧气总管压力下降, 为保证系统安全, 气化车间人员果断手动触发4号、2号及1号气化炉紧急停车, 随后气化下游生产装置按气化炉停车预案全线联锁停车, 至此全厂紧急停车。

事件过程分析

1. 220 kV甲乙二线跳闸分析

经现场检查核实, 220 kV甲乙二线跳闸为污闪故障引起。故障点附近工业园区污秽严重, 污秽源主要有以下几个方面。

1) 工业园区的硅业、热电厂等排放的废气中含有SO₂、NH₃、NO₃及C₁₂等, 遇潮湿空气形成的酸碱溶液(酸碱雾)是主要污染源。

2) 工业粉尘中有硅铁厂的粉尘、电石厂的粉尘、水泥厂的粉尘及造纸厂的潮湿粉尘等。

3) 自然飞尘。该地区的自然飞尘主要源自大片的次生盐碱土地, 各大垦区里有大量的盐碱包和盐结皮, 盐结皮含盐量高达27%。由于流入艾比湖、玛纳斯湖的河水在上游被截流用于灌溉, 致盐湖湖底大部分干枯外露。

考虑该线路属盐碱地地区, 加之工业粉尘对绝缘子污染较为严重, 线路全线应按e级污区设防。

经现场检查核实, 220 kV甲乙二线发生B相瞬时接地故障, 两侧保护动作, 断路器跳闸, 重合闸动作, 两侧重合成功, 220 kV线路两侧保护动作行

为正确。

2. 系统故障电压暂降仿真分析

事件发生时, A化工企业10 kV母线出现A相电压降幅最大, 上级35 kV母线A相和B相电压降幅最大, 再上级110 kV及220 kV系统均为B相降幅最大。

利用电力系统分析软件PSCAD/EMTDC搭建仿真模型, 对220 kV线路发生B相瞬时接地故障进行仿真。仿真结果显示, 220 kV线路发生B相接地时, 电压暂降经过Y/Y变压器传递到110 kV系统时, 仍为B相电压偏低; 电压暂降第一次经过Y/Δ变压器传递到35 kV系统时, 变为A、B相电压暂降幅度明显; 电压暂降第二次经过Y/Δ变压器传递到10 kV系统时, 变为A相电压暂降幅度最大, B相和C相电压暂降情况相差不大。

仿真结果表明, 220 kV线路发生B相接地时引起的电压暂降经各级变压器传递后, 各电压等级A、B、C三相电压分布趋势与现场实际录波波形一致。由此可推断, 因220 kV甲乙二线发生B相瞬时接地故障而导致终端用户A化工企业10 kV母线电压降低。

3. 给水泵变频器动作分析

5台给水泵额定功率均为2 500 kW, 额定电流均为170.5 A, 额定电压均为10 kV。事件发生前, A化工企业1号(变频)、2号(变频)、3号及5号给水泵均处于运行状态, 4号给水泵处于检修状态。事件发生初始时刻, 只有变频调速的电动给水泵变频器有保护动作。

6时48分56秒, 220 kV甲乙二线发生B相瞬时接地故障, 引起该线路B相电压明显降低, B相二次电压最低降至3.728 V, 电压经各级变压器传递后, 引起A化工企业10 kV母线电压降低, 其中10 kV I段、II段母线A相电压降幅最大, 其二次电压最低分别降至37.85 V、37.98 V, 降幅分别为34.44%、34.42%。故障时电压情况见表1。

表1 故障时电压情况

一次设备名称	故障时最低电压相别	故障时最低二次电压幅值(有效值)/V	故障时电压最大降幅(%)	电压暂降持续时间/ms
220 kV甲乙二线	B相	3.73	93.55	81
A化工企业10 kV I段母线	A相	37.85	34.44	136
A化工企业10 kV II段母线	A相	37.98	34.42	126

故障时1号、2号变频器相关参数整定情况及事件发生前给水泵相关运行参数分别见表2和表3。

表2 故障时变频器相关参数整定情况

变频器中相关参数	1号变频器	2号变频器
电动机负载过重检出水平 (%)	150	150
故障自动复位次数/次	1	1
自动复位间隔时间/s	10	5
自动复位期间故障输出	不输出	不输出
瞬停、自动复位及运行中断再起启动方式	跟踪起启动	跟踪起启动

表3 事件发生前给水泵相关运行参数

名称	1号给水泵	2号给水泵
事件发生前电流/A	143.56	98.35 A
事件发生前运行频率/Hz	43.7	43.63 Hz

当电源电压降低时，变频器执行低电压穿越功能，停止输出但不跳闸，这时高压电动机处于自由制动状态，转速逐渐降低（转速下降程度与负载类型和自身阻尼系数的大小密切相关）。在低电压穿越区域内电源恢复正常后，变频器将按照“跟踪转速再起启动”方式再起启动，若电动机负载率较高，负载波动较大引起变频器在再起启动时过电流动作。变频器若开启故障自动复位功能，则在自动复位间隔时间后自动进行故障复位。若故障消失，则按“瞬停再起启动”方式再起启动；若故障仍然存在，且此时已复位次数没有超过“故障自动复位次数”，则继续尝试自动复位，否则报故障并停机。

对于1号给水泵变频器，10 kV I段母线电压在136 ms内恢复正常，1号变频器按照“跟踪转速再起启动”方式再起启动，由于1号给水泵负载率较高，负载波动较大，波动范围超出变频器可控范围，造成1号变频器在再起启动时采样电流大于1.5倍额定电流，同时高压电动机还在转速降低阶段，上一次采样频率高于故障时采样频率，满足“减速运行过电流”动作条件，该保护动作。由于1号变频器“故障自动复位次数”设置为“1”，变频器报出过电流故障后短时中断输出，在“自动复位间隔时间”达到10 s后，自动进行故障复位，变频器再次按照“跟踪转速再起启动”方式再起启动，最后1号变频器再起启动成功。由于DCS设置变频器故障输出联锁“给定频率”自动归零的逻辑，使得1号变频器再起启动成功后的段时间内运行频率始终维持在低频率水平。

对于2号给水泵变频器，10 kV II段母线电压

在126 ms内恢复正常，2号变频器按照“跟踪转速再起启动”方式再起启动，由于2号给水泵负载波动较大，波动范围超出变频器可控范围，造成2号变频器在再起启动时采样电流大于1.5倍额定电流，同时高压电动机转速还在逐渐降低阶段，上一次采样频率高于故障时采样频率，满足“减速运行过电流”动作条件。由于2号变频器“故障自动复位次数”设置为“1”，变频器报出过电流故障后短时中断输出，在“自动复位间隔时间”5 s后，自动进行故障复位，变频器再次按照“跟踪转速再起启动”方式再起启动，同样由于负载波动较大，波动范围超出变频器可控范围，使得2号变频器再起启动时采样电流大于额定电流的1.5倍，满足“恒速运行过电流”动作条件，该保护动作，2号变频器报故障并停机。

4. 给水泵运行情况分析

1) 事件发生前，1号给水泵变频器输出电流143.6 A，输出频率45.7 Hz，给水泵出口压力12.5 MPa。事故发生后，变频器过电流保护动作，1号给水泵变频器输出频率、输出电流降至零，给水泵出口压力降至10.4 MPa。约10 s后，1号给水泵变频器再起启动成功，转速升速至初始预设转速，直到4号锅炉水位低至保护跳闸前，基本稳定在15~20 Hz低转速空载工况运行。

2) 事件发生前，2号给水泵变频器输出电流98.36 A，输出频率43.63 Hz，给水泵出口压力12.496 MPa。事故发生后，变频器过电流保护动作，2号给水泵变频器输出频率、输出电流降至零，给水泵出口压力降至10.2 MPa。2号给水泵变频器再起启动失败后一直处于停机状态。

事件原因

1. 直接原因

1) 依据DL/T 1648—2016《发电厂变电站辅助变频器高低电压穿越技术规范》第3.3条要求，1号、2号给水泵在电网故障期间脱网，是导致此次事件的第一个直接原因。

2) 1号给水泵在电网故障期间脱网后，1号变频器进行故障自动复位再起启动并起启动成功，但由于没有变频器再起启动后的抢水联锁控制逻辑，导致1号给水泵变频器在再起启动成功后的6时49分—06时50分时间内基本稳定在15~20 Hz低速空载运行。

此时1号给水泵出口压力低于母管压力，不足以顶开泵出口止回阀，不能承担锅炉给水任务；实际承担锅炉给水任务的仅为3号、5号给水泵，3号、5号给水泵在经过增加负荷调整后仍不能补偿给水母管压力下降，总的给水量不能满足当时运行锅炉的需水量，4号炉缺水停炉，是导致此次事件的第二个直接原因。

3) 未做好4号给水泵本体返厂检修期间相关突发紧急事故的预案，并制定相应的对策或提前安排好系统运行调整裕量，是导致此次事件的第三个直接原因。

2. 间接原因

故障杆塔均位于工业园区，该区域有多个污染源，如硅业、热电厂等，导致附近的输电线路绝缘子积污严重，现场污秽度等级已经达到了e级。

3月份该地区气候潮湿，多雨、雪、大雾天气。故障发生时空气湿度达到100%，绝缘子表面的污秽物吸水受潮时，在绝缘子表面形成一层导电水膜，污物中的电解质成分电离，在水溶液中以离子形态存在时导致污秽面的电阻急剧降低，最终引起绝缘子污闪。

绝缘子选型为全线钢化玻璃绝缘子。设计单位未考虑新疆气候干旱、降水稀少的天气情况，在该地区非常重的污秽环境中仍然选用玻璃绝缘子，且未采用喷涂RTV涂料等提高防污闪水平的技术措施，不符合Q/GDW 1152.1—2014《电力系统污区分级与外绝缘选择标准第1部分：交流系统》中第6.4条中关于“重污区的外绝缘配置宜采用硅橡胶类防污闪产品”的要求。同时该线路绝缘子爬电比距也不满足国家标准的规定，因此在绝缘子积污严重的情况下，遇到大雾天气，最终引起污闪跳闸。220 kV甲乙二线B相发生污闪引起电压波动是导致此次事件的间接原因。

改进建议

1. 线路方面

1) 建议按照差异化原则，对现有输电线路运行的玻璃绝缘子按运行环境的污秽程度进行复合绝缘子化改造，近期无法改造的，可采取喷涂RTV涂料等方法提高防污闪水平。

2) 建议做好污闪事故的统计、调查、分析工

作，要清楚事故当时的气象、温度、湿度等环境要素，以便经过统计分析进一步认识污闪的自然规律和诱发的环境要素。“重合”“强送”成功的也应进行统计。

3) 建议开展零值绝缘子的测试和更换工作；同时在输电线路和变电站内悬挂参照绝缘子，通过测量参照绝缘子表面的等值盐、灰密，掌握现场污秽度等级，为输电线路绝缘子选型和外绝缘配置提供参考依据。

2. 辅机方面

1) 建议开展给水控制系统联锁保护逻辑优化及试验验证。当给水泵出现变频器等故障时，给水泵组应当有相应的抢水控制逻辑，建议变频器再次启动成功后给定抢水控制指令，并配合给水泵运行状态，适当降低锅炉出力，保证锅炉系统运行稳定。

2) 建议严格落实《防止电力生产事故的二十五项重点要求》第6.4.14条、6.4.16条规定，给水系统中各备用设备应处于正常备用状态，并按规程定期切换。当失去备用设备时，应制定安全运行措施，限期恢复投入备用。应不断加强运行人员的培训，提高事故判断能力及操作技能。

3) 事件发生前，DCS历史曲线显示1号与2号给水泵变频器电流相差较大，建议检验核查2号给水泵的工作特性，优化给水泵并联运行控制调整策略，防止给水泵并联运行时工作特性偏差过大而影响水泵并联工作效率。

4) 事件过程中，1号给水泵变频器工作负荷恢复响应时间较长，不能满足锅炉给水紧急情况恢复供水需求，建议只采用工频电动机驱动的给水泵作为备用泵。

5) 给水泵排汽可利用时，建议采用工业汽轮机驱动的汽动泵作为工作用给水泵，电动给水泵作为工作备用泵。

3. 电气二次方面

1) 建议优化给水泵变频器设备参数，进一步提升给水泵变频器静态起动、动态转速追踪起动适应负荷波动的能力。

2) 建议加强继电保护运维管理，定期开展继电保护装置、故障录波装置定时巡视，发现装置定时异常时应及时处理，保证各装置定时正确。EA

(收稿日期：2022-10-06)