电力变压器是工、矿企业，电力系统发变电企业的核心设备，安全经济运行与否，轻则关系到企业的安全和经济效益，发生变压器设备事故还将影响或干扰国民经济的稳定运行。作者结合近期几例电力变压器事故调查报告进行分析，以期引起广大电力工作者对电力变压器的重视。

1、绕组引线固定支架断裂差动保护动作

1.1 事件经过

2009年6月21日12时51分，某厂 1号机组主变SSPB-240000/220/Yx/D系统220千伏(kV)侧110千伏(kV)侧等三侧开关跳闸与系统解列。经检查确认是误投1 号主变温度高保护压板，主变温度高保护动作掉闸。19时18分，1号发电机带1号主变零起升压至1号发电机静子电压9500V时，电气主控室事故喇叭响，1号机控制盘：“主变轻瓦斯”、“主变重瓦斯“、 “保护动作”“录波器动作”信号亮。1号发电机灭磁开关MK、01开关跳闸。经检查，1号主变差动及重瓦斯保护动作掉闸。

1.2 事故处理

19时整检查1号主变系统无异常并确认开关掉闸原因后，断开1号主变温度高保护压板。19时18分，1号发电机带1号主变压器零起升压至1号机静子电压9500V时，1号主变发生喷油、开关跳闸。

1.3 设备检查

经对变压器内部检查发现，变压器低压侧V相绕组引线固定支架支撑木架断裂，一根螺栓掉落，使其支撑角铁下沉，旁边右侧400mm处低压侧V、W相引出线下部汇流排间有放电烧痕，引线绝缘有碳黑现象。支撑木架三处发现裂纹。V相绕组围屏中间护箍断裂。油箱底部残油发黑。

1.4原因分析

1.4.1 1号主变温度高保护误投掉闸是造成1号机组掉闸的主要原因。

1.4.2变压器存在上述制造缺陷，其支撑角铁长期在重力作用和所支撑重物的压力作用下下沉，造成与其下方的W相低压侧绕组引出线铜排绝缘距离小于放电距离形成接地短路产生弧光，弧光击穿绝缘油引起V、W相相间短路，造成变压器瓦斯保护和V、W相差动保护动作。

1.5处理结果

结合变压器吊罩大修，对变压器低压内部连线及固定支架进行更改。将变压器低压侧所有引出线进行重新加固，对接触面的平整度重新进行处理,重新更换低压侧连线绝缘纸,严格按<<电力变压器检修导则>>要求加装双蝶簧及采用不锈钢螺钉固定支架,严防出现绝缘支架松动现象。

1.6防范措施

1.6.1举一反三，加强继电保护的日常维护和校验工作，消除“重装置轻回路”的思想和行为，对其它保护装置，利用设备停运机会进行检查，对改造保护要彻底检查。

1.6.2今后在改造、校验工作中要详细检查保护出口及控制回路，尤其是改造工作要把好质量关和技术关。

1.6.3 将1号发电机定子接地保护由原9秒发信号，改为0秒发信号，以便及时发现发电机定子线圈及其引出线以至变压器内部低压绕组的接地故障。

1.6.4 1号主变投运后，加强油色谱分析工作，投运后第1天、第3天、第5天、第10天、第15天、1个月、1个半月、2个月时刻分别对变压器油取样进行色谱分析和油中微水分析。

1.6.5 改进目前取油样方法,取油样时，应全过程应在全密封的状态下进行，油样不得与空气接触，应同时取油箱和油枕内油样，以使所取油样能更好的反映变压器油的数据。

1.6.6 进入夏季大负荷期间，气温较高，运行、点检和检修维护人员要加强对1号主变压器的巡视，及时记录温度变化，监视变压器运行情况。

1.6.7利用红外测温和红外成像设备，对1号主变高、中侧套管、变压器本体器身进行监视和检查。⑧严格按照变压器检修工艺要求进行变压器的检修工作，工作中严把质量关，提高检修质量，增强人员责任心，及时发现和处理设备存在的各种隐患。

经过检修处理后，7月3日22时16分, 1号主变零起升压正常后并网。

SSPB--240000/220

2变压器压力释放阀的控制电缆绝缘击穿

2.1事件经过

某年6月12日13时03分，运行中的B号机组“主变SPF7—360000/220压力跳闸”保护动作，B号主变油开关跳闸与系统解列。光字牌“B号主变压力释放跳闸”、“220千伏(kV)侧保护动作”、来牌。在对B号发变组压力跳闸电缆测绝缘时，发现该电缆101对157相间绝缘为0MΩ。进一步检查发现，B号变压器压力释放阀的控制电缆接头处(在主变本体上部金属槽盒内)在运行中击穿，经处理,对地及相间绝缘均为200MΩ。

2.2原因分析：

B号主变压力释放阀控制电缆的接头处，手包绝缘运行中击穿，形成导电通道，启动了“B号主变压力跳闸保护”中间继电器5ZJ，导致 B号机组跳闸，是造成本次事件的直接原因。在主变停电检修中没有及时对该电缆进行良好的检查和维护，使该控制电缆接头自投入运行4年多时间里，这一潜伏性绝缘缺陷，没有及时的发现和处理，是造成该事件的间接原因。主变压力释放阀动作保护，在设计规程GB-1485中规定“该保护可以作用跳闸，也可以作用于信号”，因此东北某省电力勘测设计院在设计时，上述两个回路设计都有，而且在施工时按设计安装了上述两个回路，机组至投入运行后，该保护一直投入运行，各级管理人员和继电保护专业人员，对该保护是否一定作用跳闸疏于管理，在DL/572-95电力变压器运行规程中5.4中，明确规定：“变压器的压力释放阀接点宜作用于信号”。其含义是该压力释放阀动作可靠性差，易造成主变的误动。

2.3采取措施

2.3.1分别对B号主变A、B号压力释放阀接线处进行重新绝缘处理及防水处理，测量其绝缘为200 MΩ。

2.3.2运行中无法对A号主变压力释放阀接线进行检查，待机组停电检修时进行全面检查处理。

2.3.3结合今年检修对B号主变压力释放阀接线进行改造。取消该控制电缆的中间接头和全厂压力释放阀接点仅作用于信号改造，取消压力释放阀跳闸回路或将该回路的保护压板断开，并在运行规程中对压力释放阀动作后的处理进行重新补充规定。

2.3.4举一反三，结合今后设备检修，对全厂所有跳闸回路和二次回路全面进行检查，重点是室外二次回路电缆的中间接头。

2.3.5各级专业管理人员及各专业的专业人员，要加强对规程制度的学习，加强专业管理，消除管理上的漏洞。

3变压器套管内部严重缺油造成事故

3.1事件经过

8月14日20时47分220千伏(kV)变电所一声巨响，SSPSL-150000/220/Y0/Y0/D高备变220千伏(kV)侧W相套管爆炸着火。主控制室警铃、警报响，中央信号盘“主机、主变掉牌”信号表示，高备变盘“压力下降”、“瓦斯回路故障”、“轻瓦斯动作”、“通风回路故障”信号表示，开关掉闸。

高备变220千伏(kV)侧W相套管着火，人员迅速打119报警，同时拉开高备变三侧开关、刀闸，组织救火，接到报警后，相关人员将火扑灭。

3.2原因分析

3.2.1事故直接原因，变压器W相套管缺油经分析认为，由于变压器套管内部严重缺油，加之有潮气侵入，(该地区持续下雨)在套管内部导电杆上部电容芯上边缘处，电场分布不均匀、电场强度大、对地电位高，先产生电晕和局部放电，然后沿电容芯表面爬电，最后经套管法兰和箱体及地线放电击穿(变压器器身接地线已熔断)，造成W相套管接地性故障，并引起套管爆炸，引发套管绝缘油的燃烧起火。对变压器本体产生高温烘烤，使得变压器W相附近局部温度急剧升高，在高温作用下氧化、分解而析出各种成分的气体，内部形成气流，造成矽胶罐密封薄弱处向外喷油。与此同时新机高备变重瓦斯保护动作。造成W相套管烧损的主要原因是该套管缺油，潮气侵入或可能进水而引发沿面放电击穿，最后导致套管爆炸。

3.2.2间接原因

一是检修维护不到位:新机高备变于2009年6月5日进行了春检预试工作，并未发现任何异常情况，但没有对变压器进行全面的检查。多年来，高备变未进行过大修，电气检修人员对设备底数不清，最终导致高备变损坏事故发生。二是化学对油质监督不力。化学《油分析监督管理》规定要定期进行绝缘油的分析工作，但新机高备变套管从未进行过油质分析，致使变压器套管缺油状况未能及时被发现。

3.3采取措施

3.3.1 严格执行《关于防止电力设备事故的25项重点要求》，按照可操作、可执行的原则，认真制定反事故措施计划并认真加以执行和考核。

3.3.2 认真贯彻执行预防性试验规程，做到不漏项，可核查。针对变压器、套管、断路器等充油设备的油品质量进行严格监督检查，做到定期巡查，定期取样化验。对所有220千伏(kV)、35千伏(kV)油浸设备进行全面认真细致的普查。尤其是油位、油温、环境温度的检查。

3.3.3 对所有220千伏(kV)、35千伏(kV)油浸设备进行油色谱和油质特性试验。查阅设备历年试验报告，重点检查电容型套管的介质损耗和电容量的变化，对监测数据进行综合性趋势分析，对查出有异常的设备要立即进行复试。

3.3.4 根据现场实际情况，对运行规程进行认真修改，补充对变压器各项参数检查的项目和条款，完善检查制度和岗位责任制。通过此次事故，举一反三，对其它电气设备的油质监督全部复查一遍，发现问题及时解决，避免同类事故再次发生。

4变压器内部放电造成跳闸

4.1 变压器内部放电造成跳闸

4.1.1 某厂3号主变内部存在放电故障，机组设备被迫停运。原因：B相线圈上部钢压圈与压顶螺帽之间的绝缘垫块移位脱落，造成钢压圈与压顶螺帽之间放电，有明显的放电痕迹，致使钢压圈形成“短路匝”。造成变压器内部放电故障。

4.1.2某厂1号主变高压侧A相套管总烃超过注意值、氢气超过注意值。1号主变被迫停止运行，更换1号主变A相高压套管。原因：含气空腔中的放电，已导致固体绝缘物产生放电痕迹或穿孔，这种空腔是由于不完全浸渍、气体过饱和、空吸作用、高湿度等原因造成。

4.1.3某厂1号主变高压侧B相套管喷油，被迫停机。原因：由于气温低(-21度)造成主变高压侧B相套管穿芯铁杆与导电杆收缩率不同，又由于穿芯铁杆上部紧固螺丝有所松动，导致下部接线头与导电杆下端面接触不良，由于铁杆过热放电产生大量热量，将套管中油加热，体积膨胀压力增大，使油从套管从上部喷出。

4.2防范措施：

4.2.1加强封母、主变引线、变压器钟罩等大电流元件的检查、清扫工作，防止大电流设备运行中发热。

4.2.2 重视接地网及电气设备接地引下线的定期检查，防止接地装置腐蚀断裂、接地故障电流烧断接地装置等事故发生。

4.2.3 做好变压器的冷却系统的检查、冲洗工作，保证主设备安全运行。加强充油设备的油气色谱监督，及时跟踪异常油设备运行情况。巡检中，应高度重视主变高压套管的油位，防止高压套管缺油爆炸引起主设备损坏。

4.2.4 充分利用远红外设备，定期进行电气设备带电测温工作。重视高压套管、主变引线接头、刀闸触头等带电接触面的监测，发现异常及时上报。定检期间应重视开关设备、变压器设备以及互感器设备上铜铝接头的检查，防止断线事件发生。

4.2.5 重视电瓷设备的防污闪工作，做到逢停必扫。恶劣天气应增加巡视次数，发现绝缘表面放电严重设备及时上报厂部协调处理，防止污闪事故发生。重视升压站支柱瓷瓶的运行安全性，严防升压站瓷瓶断裂事故发生，定检期间重视母线侧支柱瓷瓶的检查和更换工作，重点检查瓷瓶铸铁根部、顶部转动部位，发现异常应及时更换。运行人员提高巡回检查的质量，在气候异常的天气时重点对变压器外部的检查，加强对变压器油温和油位的监视。