



交流讨论

火电厂热控系统可靠性配置 与事故预控

电力行业热工自动化技术委员会

孙长生：电话0571-51211653 手机13857138815
邮箱：scs54@sina.com；网址：[Http://www.pptau.com](http://www.pptau.com)
工作单位：浙江省电力试验研究院
兼：电力行业热工自动化技术委员会 付秘书长

电力行业热工自动化技术委员会 热工技〔2010〕7号

关于印发《火电厂热控系统可靠性配置 与事故预控》的通知

各发电集团公司、电力科学(试验)研究院、火电建设公司、发电公司

为促进发电企业安全生产和技术进步，电力行业热工自动化技术委员会组织浙江省电力试验研究院、浙江省能源集团有限公司等有关单位，开展了提高热工自动化系统可靠性专题研究，在调研、收集、分析、总结全国发电厂近年来热控系统故障发生的原因和热控设备运行、检修、维护、管理经验与问题，并经广泛征求意见的基础上，制订了提高热工自动化系统可靠性的重点技术措施---《火电厂热控系统可靠性配置与事故预控》，经技术委员会审核通过，现以指导性技术文件予以印发。

《火电厂热控系统可靠性配置与事故预控》并不覆盖热控系统全部技术措施，各单位应根据本措施和已下发的相关技术措施，紧密结合本单位实际情况，制定具体的反事故技术措施并认真执行。

电力行业热工自动化技术委员会

二〇一〇年七月十日

本措施组织单位：电力行业热工自动化技术委员会
(以下简称热工委员会)

本措施负责起草单位：浙江电力试验研究院、浙江省能源集团公司。

本措施参加起草单位：浙江浙能嘉兴发电有限责任公司、浙江浙能温州发电有限公司、浙江浙能镇海发电有限公司。

本措施审查人：金耀华、尹淞、金丰、许继刚、段南、马永真、王利国、仝声、毕诗芳、李劲柏、沈丛奇、刘武林、骆意、陈世和、岳建华、张晋宾、张秋生。

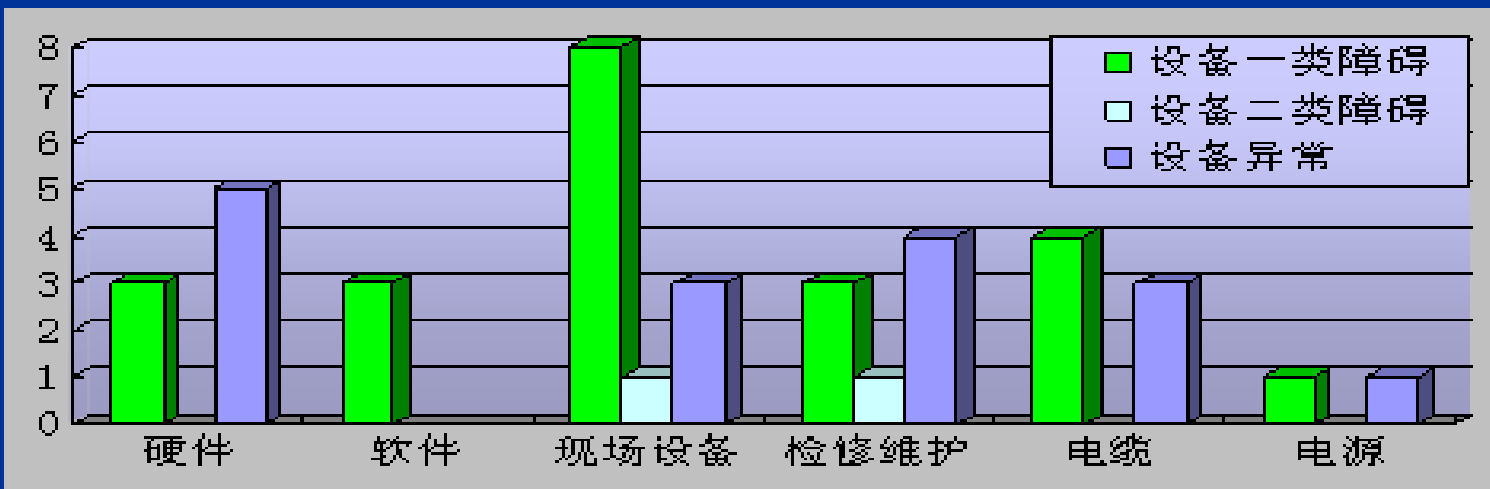
本文件起草人：孙长生、朱北恒、尹峰、孙耘、项谨、王建强、胡伯勇、丁永君、李式利、周强、樊健刚、徐晶霞、王革新、王志强、瞿萧、吴永存、傅望安、刘伟、马晖、杨桦、余燕山、滕卫明、李康良、刘玉成、丁俊宏、王蕙。

1) 编写起因

随着技术的发展，热工自动化系统已基本覆盖发电厂的各个角落，其可靠性决定着机组运行的安全经济运行。由于各种原因，如热控系统设计的科学性与可靠性、控制逻辑的条件合理性和系统完善性、保护信号的取信方式和配置、保护联锁信号定值和延时时间设置、系统安装调试和检修维护质量、热控技术监督力度和管理水平，都还存在不尽人意之处（尤其是随着新建机组容量的不断增大和机组数量的不断增加，为其工作的设计、安装调试、运行维护和检修人员的技术素质跟不上需要），引发热控保护系统可预防的误动仍时有发生。

我们归类统计分析电厂多年因热工原因引起的设备二类及以上障碍原因，其面上基本比例如图：

2) 编写起因



- a) 现场设备异常引起的占据首位约36.4%，
- b) 控制系统软、硬件引起的占据次位约28%，
- c) 电缆接线、模件松动引起的约占18.2%
- d) 检修维护不当引起的为13.6%

这些事件除涉及设备质量还与热工人员检修运行维护质量有关。为进一步贯彻落实“坚持预防为主，落实安全措施，确保安全生产”的方针，深化管理，完善系统配置，减少热控系统故障，提高热控系统可靠性和机组运行安全稳定性，热工委员会特组织制定、发布了本技术措施。

3) 专题研究涉及课题

根据热工委员会的安排和组织，浙江省电力试验研究院、浙江省能源集团有限公司等单位成立《热控系统状态评估及可靠性控制措施研究》项目组，在调研、收集、分析、总结全国近年来热控系统故障发生的原因及事故教训、热控设备运行检修维护管理经验与问题的基础上，进行了《基建阶段的热控系统可靠性过程控制》、《分散控制系统可靠性评估方法》、《分散控制系统故障应急处理导则》、《提高TSI系统运行可靠性的若干技术措施》、《提高热控接地系统可靠性和抗干扰能力的技术措施》、《热工保护与控制逻辑优化》、《提高汽包水位测量与保护信号可靠性的技术措施》、《热控设备可靠性分类与测量仪表合理校验周期及方法》等专题研究。本技术措施是项目中的一部份。奖。

4) 编制过程

本技术措施编制完成后：

- 在一些电厂进行了实际应用检验；
- 应一些电科院、集团技术中心等单位邀请先后进行技术交流与征求意见。
- 热工技术委员会两次组织全国性电厂专业人员进行认真讨论和普遍征求意见。
- 2010.5.20 日通过热工委员会审批
- 中国电力出版社于7月份出版发行。
- 2010年10月24日在浙江绍兴召开了宣贯会。



技术措施内容的基本结构：

3、4 单元机组控制系统和公用与辅助控制系统。

5、6二节分别热工保护、控制逻辑与设备。

7 ~ 11 节，对热工测量信号与报警、炉膛火焰、TSI装置、汽包水位测量与保护内容、硬接线设计和后备监控设备提出了规范。

12、13 电源系统、气源系统。

14、15 节，电缆与接线、取样装置和管路。

16 ~ 18节，主要提出了热控设备环境及防护、控制系统故障应急处理预案、定期试验与管理方面的技术措施。

附录B “热工保护逻辑可靠性优化”建议

附录A “单点信号保护联锁系统可靠性优化”建议

附录D“分散控制系统故障应急处理预案”编写导则

附录C“通讯故障防范措施建议”

接下来重点交流编写过程的依据。

本技术措施专题研究过程中，我们收集、汇类分析了大量因热工原因引起的事件和所采取的值得借鉴的预防措施：

1. 控制系统软硬件故障案例分析处理与预防措施
2. 现场设备故障案例分析处理与预防措施
3. 接地与干扰问题分析处理与预防措施
4. 检修维护不当引起的案例分析处理与预防措施
5. 汽包水位测量系统问题分析与预防措施
6. 最简单逻辑优化问题讨论与方法

2.1

控制系统软硬件故障

硬件故障

主要有一般模件故障和控制器故障，前者引起设备误动作但导致机组跳闸的较少，更换模件都得以解决；后者则出现以下3种情况：

- （1）控制器误发信号直接导致机组跳闸。
- （2）控制器A、B切换过程异常直接导致机组跳闸。
- （3）控制器A、B切换过程出现异常，热工人员处理过程中，操作不当导致机组跳闸。

控制逻辑存在的缺陷，运行多年相安无事，但在某特定运行环境和综合因素影响下，则可能显露而导致机组运行异常事件的发生。如：

（1）某600MW机组435MW时切换制粉系统，过程中“炉膛压力高高”导致MFT。事件原因是炉膛压力调节系统在大扰动情况下调节品质欠佳，一次风机动叶控制回路设计不合理引起。

（2）某600MW机组因“汽包水位高”MFT动作，事件起因是一台给煤机运行信号瞬间消失，引起给水泵RB后不成功，最终引起MFT。经查导致故障扩大的原因，与原逻辑设计中的一个缺陷有着直接关系，该逻辑在这种情况下，将给水泵调节指令置于最大且30min（事件后改为30s）之内禁止运行干预，加上运行对事故处理经验不足。

控制系统软硬故障预防

1) 为便于检修与维护，工程师站应具备操作员站显示功能，否则应在工程师站中配置仅开放显示功能的操作员站。

2) 当DCS与DEH为不同系统时，为防止DEH系统出现异常时，汽轮机失去监视和控制，宜在DCS操作站画面上，实现主重要参数的监视和操作功能。该操作功能在机组正常运行时应予以屏蔽，当DEH操作员站发生异常时即时开放。

3) 对输入 / 输出模件（I/O模件）的冗余配置给出了指导意见（费用、故障点），如：

- ？ 冗余信号/多台同类设备各自控制回路的I/O信号，

- ？ 所有的I/O模件的通道间，应具有信号隔离功能。

- ？ 用于机组和主要辅机跳闸的保护输入信号，必须直接接入对应保护控制器的输入模件。

4) 为隔离或增加容量等需要在测量和控制系统的I/O回路中加装隔离器时：

？宜采用无源隔离器，否则隔离器电源宜与对应测量或控制仪表为同一电源。

？应采取有效措施，防止积聚电荷而导致信号失真、漏电流导致执行器位置漂移、电源异常导致测量与控制失常。

？隔离器安装位置，用于输入信号时应在控制系统侧，用于输出信号时宜在现场侧。

5) 在两台及以上机组的控制系统均可对公用系统进行操作的情况下，必须设置优先级并增加闭锁功能，确保任何情况下，仅一台机组的控制系统可对公用系统操作。

6) 采用多机一控的电厂，必须保证机组之间的操作隔离和网络设备上的逻辑隔离，确保机组间不能相互访问，减少网络风暴对系统的影响。

2.2

热工逻辑与现场设备故障案例与预控措施

当用作联锁保护的测量信号本身不可靠时，系统的误动概率会大大增加。而热控保护联锁系统中的触发信号采用了不少单点测量信号，由于这些设备和系统运行在一个强电磁场环境，来自系统内部的异常和外部环境产生的干扰（接线松动、电导耦合、电磁辐射等），都可能引发单点信号保护回路的误动。如温度测量和振动信号受外界因素干扰，变送器故障，位置开关接触不良或某个挡板卡涩不到位，一些压力开关稳定性差等。统计数据表明，热控单点信号保护回路的异动，很多情况是外部因素诱导下的瞬间误发信号引起，不少故障仅仅是因为某个位置开关接触不良或某个挡板卡涩而造成机组跳闸。

2.2

热工逻辑与现场设备故障案例

【事件过程】

10年9月12日15:00，某厂1号机负荷300MW，真空泵B运行，A联锁备用，真空-83.5kPa时，开始真空严密性试验。解除真空泵A联锁，停运B，入口蝶阀联关正常。15:09:15真空严密性试验完成，此时真空-81.29kPa，联系现场的巡操准备启B真空泵，在CRT上点击启动后，B真空泵状态未由绿色变为红色，也无电流显示，其入口蝶阀已联开，联系现场的巡操询问得知真空泵未启动，蝶阀已开出，此时真空为-80.69kPa，马上在CRT上点击停运后，其入口蝶阀未关闭，15:09:56时真空降到-78.79kPa，联系巡操就地关闭B真空泵的入口蝶阀，准备启A真空泵，到15:10:08，真空很快降至-71.09kPa，汽机跳闸，首出是“低真空保护”动作。

● 1) 开关误发信号动作 ●

【事件原因】

(1) 造成这次跳机的原因是在做完真空严密性试验后，启动B真空泵时因真空泵开关本体上发故障信号，真空泵启动不起，但其入口门却联开且关不下，与大气接通而迅速垮真空跳机。

(2) 事后检查B真空泵无故障电流，无保护动作，关闭B真空泵入口手动门后在工作位置和试验位置试启停、联开关入口蝶阀均正常，因此判断开关是误发故障信号。

(3) 按设计真空泵启动后，应在入口蝶阀后前压差达到3kPa才允许开蝶阀，现为什么会联开？事后检查是该差压开关因运行中经常不可靠被热工人员短接了，造成泵未启动无出力就联开了入口蝶阀与大气接通垮真空跳机。

【事件教训与防范措施】

(1) 因入口蝶阀后前压差开关不可靠，更改成真空泵启动后应在入口蝶阀前真空达到-78 kPa才允许开蝶阀，有效防止泵无出力就联开入口蝶阀与大气接通垮真空事故。

(2) 原厂设计的发启动指令后，分别启动真空泵和开启入口蝶阀的控制逻辑不合理，入口蝶阀设计无远方操作功能。增加了入口蝶阀远方操作功能后，紧急情况可在远方操作开关。

(3) 真空泵开关启动时误发故障信号已发生多次，经联系开关厂家处理后正常。

(4) 针对真空泵磁翻板水位计磁柱长期运行后易卡涩，造成水位误判断，水位低后出力降低引起真空下降的问题，增加玻管水位计监视水位。

【事件过程】 05年2月20日02:52:07某电厂#1机组CRT出现过热汽B出口温度低报警，02:53:50光字牌出现过热汽温度低报警，02:56:05磨煤机热风调节挡板自动跳出，02:56:15CRT出现一次风和炉膛差压报警。当时一号机组负荷350MW，磨煤机A、B、C、F四台运行。运行人员发现磨煤机C热风调节挡板全开，磨煤机C出口温度52℃，机组负荷下降15MW，判断磨煤机C进水，减给煤机1C煤量，同时锅炉炉膛压力大幅晃动，运行人员撤出送风机自动，在准备撤出引风机自动时，02:57:02炉膛压力低低MFT，汽机跳闸。机组跳闸时磨煤机C出口温度最低到42℃，机组跳闸后检查磨煤机C看不出有进水现象。机组跳闸前主汽压力和机组功率大幅度上升，02:56:29主汽压力11.0MPa，机组功率328.7MW，02:57:08机组MFT前主汽压力11.66MPa，机组功率355.8MW。

【事件原因】

曲线显示02：50左右 1C磨煤机马达电流有一突增并迅速回落至正常值，磨煤机磨碗差压、密封风差压等均有不同程度波动，给煤机煤量反馈瞬时到零后又恢复（FSS回路检查时发现给煤机OFF信号触发）；约30秒后磨煤机热风隔离挡板关闭，但关到一定位置时该挡板卡涩，磨煤机一次风流量急剧下降，同时由于一次风出口温度持续下降，热风调节挡板在自动位置，冷风调节挡板在手动位置，造成热风调节挡板持续开大，冷风调节挡板由于前馈回路的作用而持续关小，造成一次风流量持续下降。大约6分钟后磨煤机C的热风隔离挡板卡涩自动消除关到位，引起一次风流量的再度急剧下降，BCS收到热风隔离挡板关闭信号后逻辑要求自动全开冷风隔离挡板，此时一次风流量迅速恢复到磨煤机正常运行值。此后炉膛压力三个波的在扰动后，低低MFT。

一次风流量小造成磨煤机中的煤粉积蓄，恢复后将磨煤机C中大量蓄煤迅速喷向炉膛，造成锅炉局部爆燃，引风机控制系统来不及调节，导致炉膛压力低低MFT。

根据上述分析，事件原因是给煤机煤量反馈信号误发，磨煤机C热风隔离挡板关闭过程中的卡涩引起。但运行人员事件处理不当，发现磨煤机出口温度低时虽采取一定措施，如减少给煤机C煤量指令，撤出送风机自动，但不够果断，未能及时作出停给煤机或磨煤机处理，在随后的炉膛压力发生振荡时也未作出有效的干预，则导致了MFT。

【事件教训与防范措施】

- (1) 更换给煤机C就地控制柜的相关卡件。
- (2) 处理磨煤机C热风隔离挡板开位置开关的缺陷。
- (3) 将给煤机OFF延时30秒关热风隔离挡板改为保持30秒；关热风隔离挡板同时，关闭热风调节挡板。
- (4) 调整放慢冷风调节挡板TRACK全开的速率。
- (5) 增加#1机组磨煤机温度低报警和低风量报警。报警信号进行优化，提供不同等级报警信号指导运行操作
- (6) 进一步完善#1机组炉膛压力的调节品质。

【事件过程】某机组运行中突然跳闸，首次故障信号显示为“轴承温度高”，经检查4号轴承推力瓦温度显示167℃，3小时后万用表测量值约为200℃的mV数且有波动，大约10分钟后再检查无mV信号。

【事件原因】

(1) 检查曲线该温度信号48s内由85℃升高至167℃，超过设计条件（任一轴瓦温度升高至115℃延时2秒）触发ETS动作跳机，其它点显示未变化。

(2) 检查该回路设置的温升速率保护值为18℃/s，但曲线变化最快时也未达8℃/s。??

(3) 分析认为测温元件热电偶的引出尾线（多股软线）逐步损伤断线碰地，地电位叠加在测量回路，引起温度变化。

机组检修时，开缸检查发现引线处于油冲刷位置，与金属间磨擦导致热偶引出尾线磨损已断。

(1) 基建安装时，引线未可靠固定，未考虑油冲刷因素影响。

(2) 单点温度信号保护，可靠性差，600MW机组东方汽轮机作为保护，但上海汽轮机不作为保护，该信号是否可以仅作为报报警，或与相邻报警信号组成与逻辑判断，建议组织讨论。

(3) 速率保护定值设置18 /s太大，降低了其保护功能，建议改为5 /s。

【事件过程】

某电厂燃机机组运行中跳闸，首次故障信号显示“排气温度分散度高”。检查CRT上参数显示为1170华氏度。

【事件原因】

经检查排气热电偶元件故障，正常情况下热电偶元件故障，CRT显示将被置为-118华氏度并作为环点信号被自动剔除。但由于同时补偿电缆绝缘不好，地电位串入信号回路，使得CRT显示为1170华氏度，由于速率保护未设，控制系统不能识别该点为坏信号，造成该机组因跳闸。

【事件教训】？

- (1) 重要保护电缆绝缘检查列入机组检修内容
- (2) 重要保护信号回路设置速率保护。



四台凝汽器真空开关共用一根取样管，逻辑为三取二后与上报警信号后作保护。报警开关故障将拒动，任一个接头漏将导致保护动作。

主汽门处高温，汽门行程开关内不宜用塑料开关，应选用胶木型开关，出线应使用高温电缆。



逻辑与现场设备故障预防措施

1) 保护回路中不应设置运行人员可投、撤保护和手动复归保护逻辑的任何操作设备。200MW及以下机组的工程师站中，已设计有投切开关的保护系统应设置有状态显示和投、撤开关操作的确认功能。

2) MFT、ETS、GTS间的跳闸指令，必须至少有两路信号，通过各自的输出模件，并按二选一或三选二逻辑启动跳闸继电器

3) 单元机组的锅炉、汽轮机和发电机之间跳闸保护间的联锁关系（5。8。

4) 保护逻辑组态时，应合理配置逻辑页面和正确的执行时序，

5) 应对热工保护联锁信号进行全面梳理，从提高动作可靠性的角度出发进行优化。

为避免单个部件或设备故障而造成机组跳闸，在新机组逻辑设计或运行机组检修时，应采用容错逻辑设计方法，对运行中易出现故障的设备、部件和元件，从控制逻辑上进行优化和完善，通过预先设置的逻辑措施来降低或避免控制逻辑失效：

1) 通过增加测点的方法，将单点信号保护逻辑，改为信号三选二选择逻辑。

2) 无法实施1) 的，通过对单点信号间的因果关系研究，加入证实信号改为二取二逻辑。

3) 无法实施1) 和2) 的单测点信号，通过专题论证，在信号报警后可通过人员操作处理保证设备安全的前提下可改为报警。

4) 实施上述措施的同时，对进入保护联锁系统的模拟量信号，合理设置变化速率保护、延时时间和缩小量程（提高坏值信号剔除作用灵敏度）等故障诊断功能，设置保护联锁信号坏值切除与报警逻辑，减少或消除因接线松动、干扰信号或设备故障引起的信号突变而导致的控制对象异常动作。

2.3

热工测量信号与报警

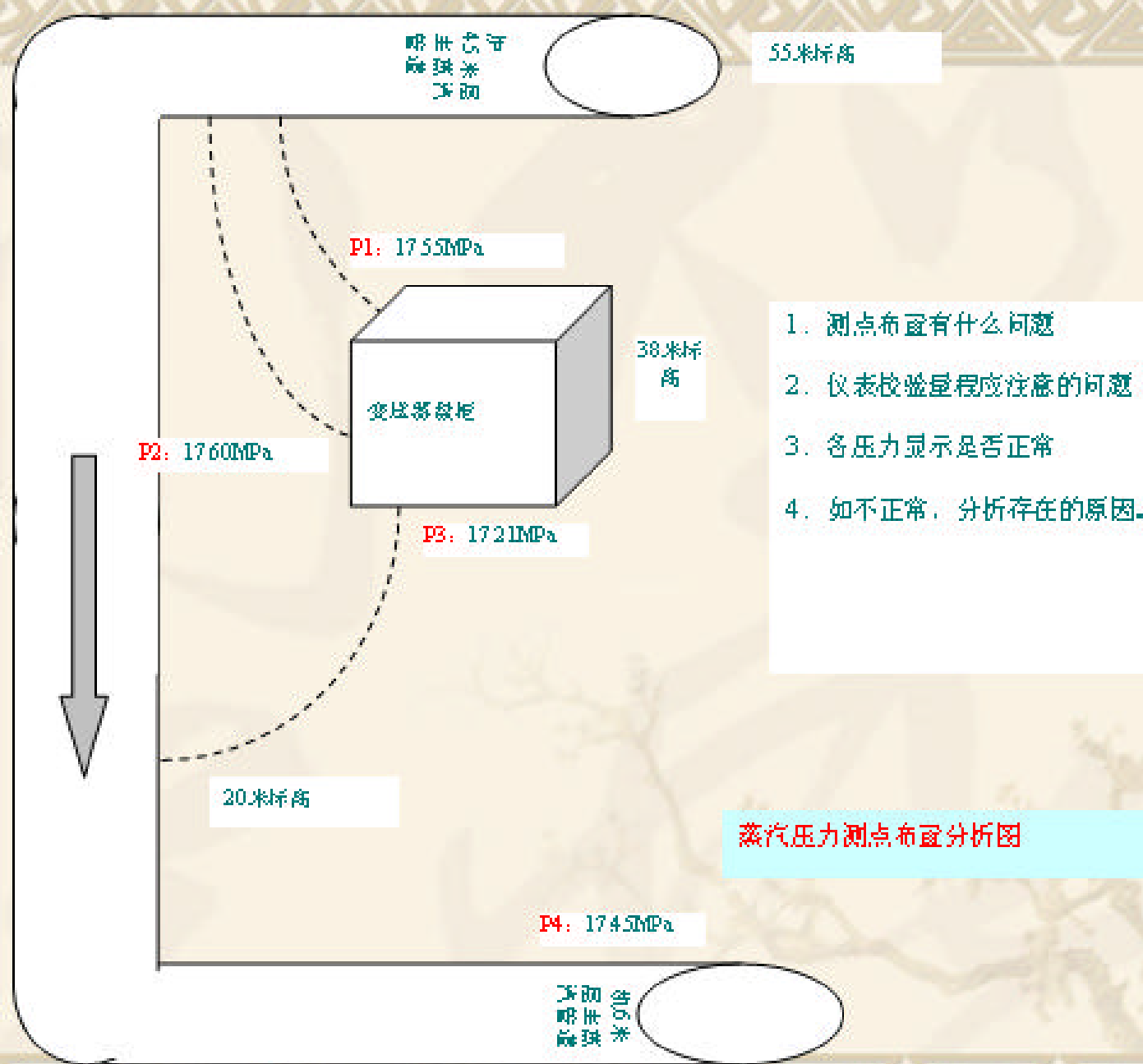
1)

必要性

测量信号不可靠，机组软报警点未分级或分级不完善，描述错误，报警值设置与设计或运行实际不符，由此导致操作画面上不断出现误报警信号，使运行人员疲倦于报警信号，无法及时发现设备异常，或通过软报警去发现、分析问题。

提高报警信号的可靠性，对软报警点组织专项核对整理并修改数据库里软报警量程和上、下限报警值；通过数据库和在装软件逻辑的比较，矫正和修改错误描述，删除重复和没有必要的软报警点，对所有软报警重新进行分组、分级，采用不同的颜色并开通操作员站声音报警。使软报警在运行人员监盘中发挥作用。

蒸汽压力测点布置问题分析图



1. 测点布置有什么问题
2. 仪表校验量程应注意的问题
3. 各压力显示是否正常
4. 如不正常, 分析存在的原因。

热工测量信号与报警预控措施

7.2 模拟量信号可靠性预控措施；

7.3 热工报警信号的定值设置;应能正确反映设备运行状况。

7.4 DCS的报警信号分级，应按运行实际要求进行一级、二级、三级分级；

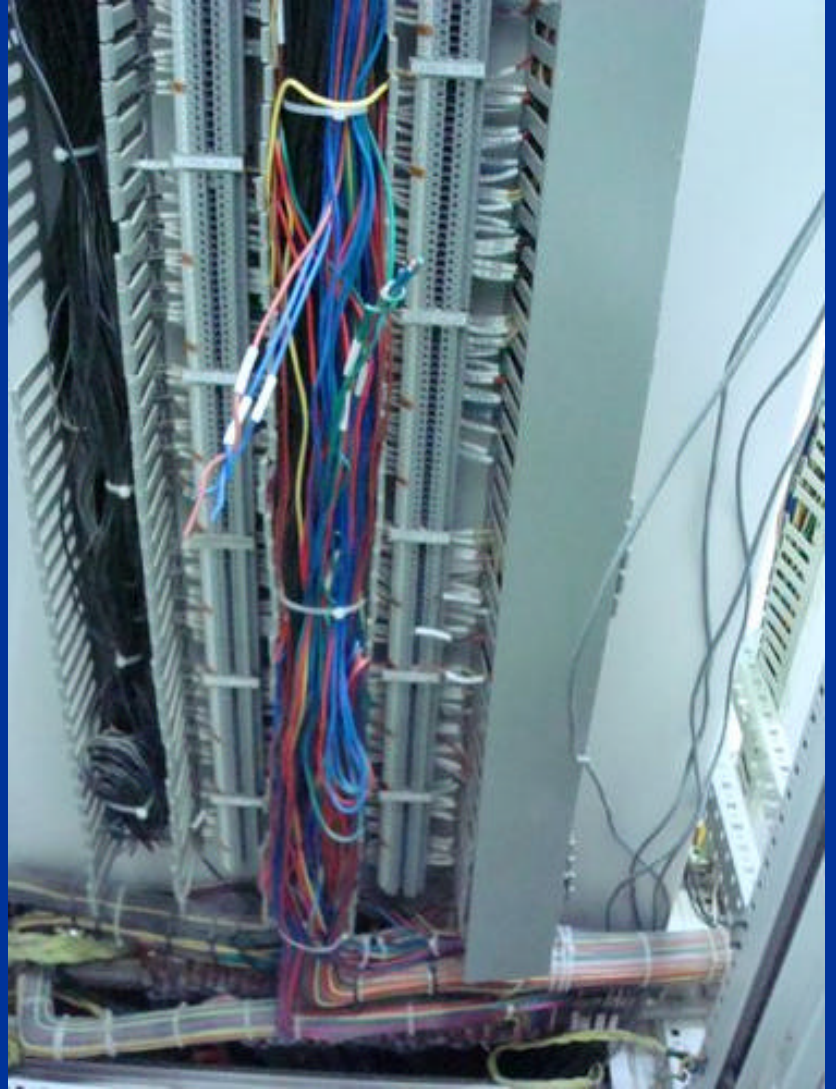
7.5 随着机组环境的运行状况的变化，机组热工报警信号须不断完善（新建机组整套启动前、新建机组试运行结束后30天内、新建机组试生产结束后的第一次机组检修中、运行机组应每两年修订一次）

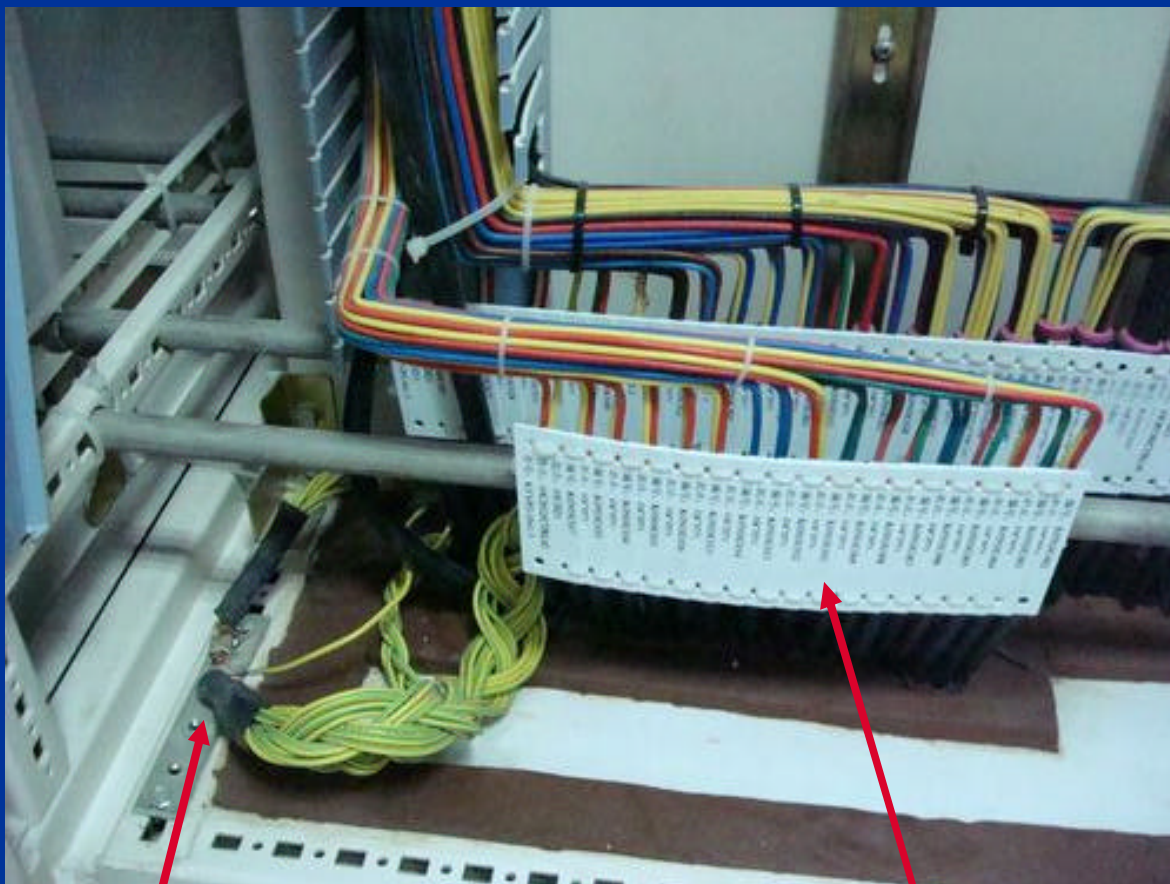
7.6 进行热工报警信号的综合管理和分析研究工作，通过对报警信号功能的不断完善，提高报警信号对可能发生事故的预告能力。

1) 冗余设备电缆未分开敷设：某机组#1EH油泵跳泵后#2EH油泵不能自启，油压低保护动作跳机。起因是两台EH油泵共用一根DCS柜至油泵就地柜的控制电缆短路接地，两台EH油泵的控制电源熔丝熔断引起。事故后两油泵分电缆控制，从本例事故可看到“同用途设备分模件、分电缆、分电源控制”的重要性。

2) 电缆不符环境要求，引起过热、绝缘损坏

3) 电缆绝缘下降、接线不规范（松动、毛刺等）、信号线拆除后未及时恢复等，引起热工系统异常情况也有发生，此外随着机组运行时间的延伸，电缆原先紧固的接头和接线，可能会因气候、氧化等因素而引起松动，电缆绝缘可能会因老化而下





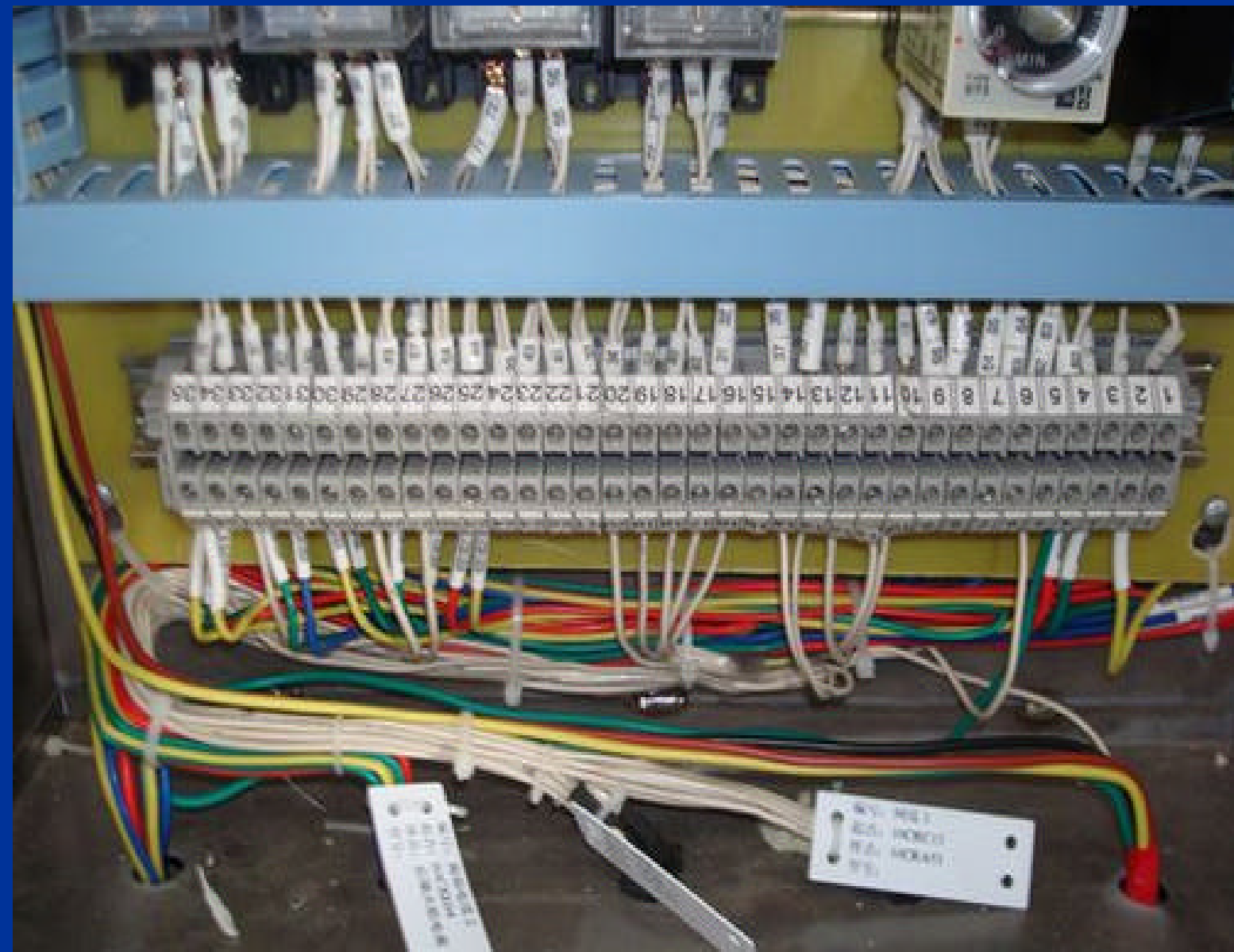
电子室机柜的接地线松动

17根电缆18个电缆号牌

线排接列不整齐
小号牌长短不一

、缺小号牌
、孔未密封

、





吹灰蒸汽压力开关下 无盘
向弯蒸汽将直接进入



测量与控制电缆、管路预控措施

14.1 热控系统DCS电子室设计无电缆夹层时，其电缆桥架应设计供检修维护用人行通道。

14.3 控制和信号电缆的安装敷设

14.4 电缆的连接

14.5 应列入基建机组电缆安装质量验收和运行机组A级检修电缆检修质量验收并建档的内容

15.2 炉膛压力取样点\标高，取样管直径应不小于60mm，与炉墙间的夹角小于45°。

15.3 汽轮机润滑油压测点须位置（注油器出口处）。

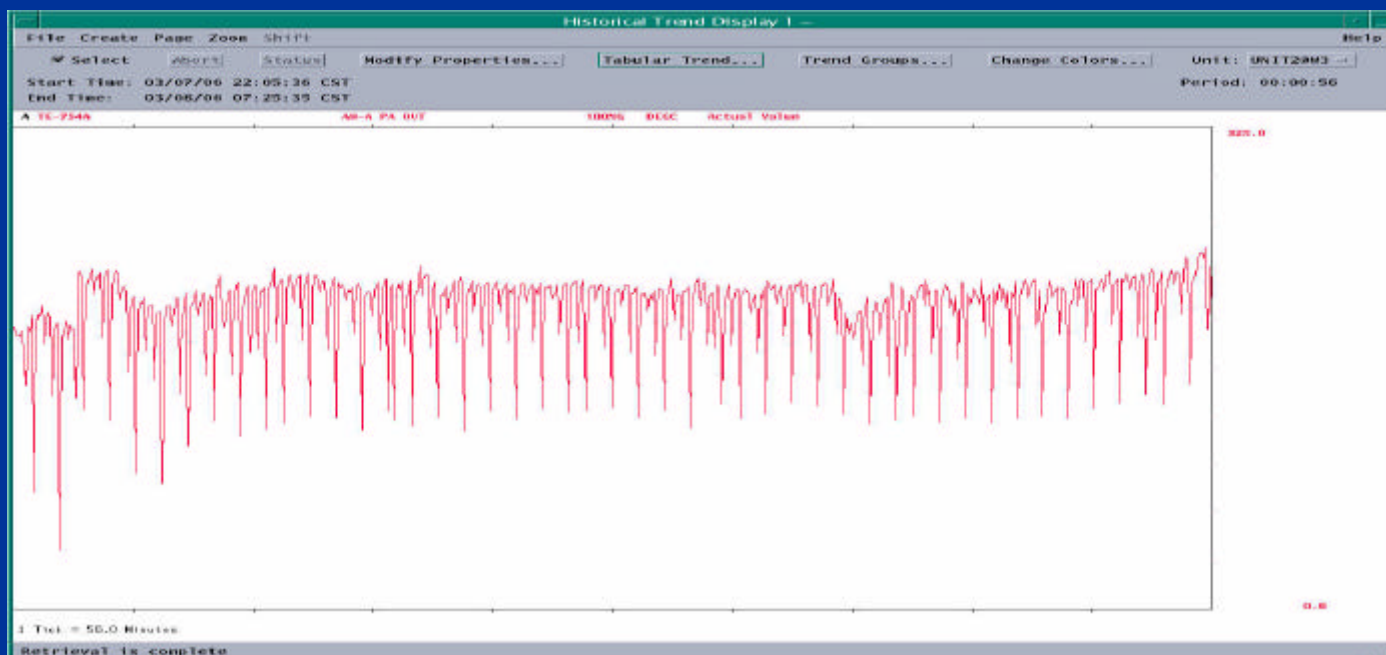
15.4 冗余信号从取样点到测量仪表的全程，均应互相独立分开设置。

15.5 测量蒸汽或液体介质的仪表与测点安装位置。

2.5

接地与干扰问题案例与预控

1) 一点接地引起干扰



【事件过程】某电厂#1机组DCS，采用OVATION系统进行改造，上电不久发现600个左右的热电偶信号中，有大约200个信号，白天在大幅跳跃，而到了晚上这些信号的跳跃幅度会小很多。

【事件原因】

经一段时间的分析检查，发现这些信号跳变的热电偶元件均为搭壳式，其负端在现场都处于接地状态。而根据OVATION热电偶模件的结构，其负端在DCS侧也接地。这样就造成了热电偶测量回路的二端接地，由于现场的地与DCS的地之间存在着电势差，且这个电势差不稳定（白天现场施工比较多，电动设备的启停比较频繁，晚上干扰相对较小），因此导致了热电偶信号的跳跃，且白天与晚间信号跳跃幅度上的不同。

(1) 实际上OVATION系统为解决此问题，在热电偶的特性模件内部专门设置有2个跨片。如果热电偶负端现场不接地，那么屏蔽线必须在OVATION侧单端接地，此时二个跨片须同时保留。如果热电偶现场接地，那么屏蔽线也必须在现场接地，二个跨片须同时去掉。但由于是改造机组，原来安装的热电偶屏蔽线都是DCS侧接地，现场的接地线已经被剪掉了，处理起来非常困难，经讨论后采用了一种折中的方案：凡是参与控制的热电偶信号，都严格按照西屋公司的标准连接回路，但对于DAS信号，如果热电偶是搭壳式的，特性模件中只去掉一个跨片，即热电偶现场接地，而屏蔽线OVATION侧接地。经过多年的运行观测，精度基本符合要求，没有发生因接地方式的不同出现问题。

(2) 热电偶可分为搭壳式和非搭壳式两大类，其中非搭壳式热电偶的测量电极与外面的保护管绝缘，而搭壳式热电偶的测量负极与外面的保护管则是导通的。国内生产的热电偶绝大多数是非搭壳式，而国外生产的热电偶搭壳式的居多。该电厂的1、2号机组为进口机组，搭壳式的热电偶比较多，上述案例告诉我们，如果在安装调试中不熟悉这一点，有时会在无意中造成二点接地而导致测量异常情况发生。此外由于现场环境比较恶劣，有时也会出现热电偶正极或负极接地的情况，在这种情况下，OVATION系统由于自身一侧热电偶接地，就会出现信号大幅跳跃的情况。如果这个信号参与控制，就容易引起设备的误动。

2) 一点接地引起干扰

【事件过程】

某机组开始冲管，当时两侧送引风机运行，热井换水，锅炉水冲洗。16:48分突然发生送风机B跳闸。检查报警记录和历史



曲线如图8所示，发现送风机B轴承三点温度同时发生大幅度跳变且超过90℃，检查该保护为三取二方式，当三点温度同时超过90℃后风机跳闸。

【事件原因】

(1) 从曲线分析三点温度信号同时发生变化，趋势基本一致，可以排除接线松动和模件故障的可能。

(2) 检查DCS机柜侧接线情况，端子接线紧固无松动现象。且该三点温度为四线制热电阻信号，12根信号线用同一根16芯电缆。该电缆屏蔽线浮空未接至机柜接地排，原因为该电缆屏蔽线已存在接地现象，为避免两点接地故暂时未在机柜侧接地。当晚在机柜侧和就地接线盒处用对讲机模拟干扰源，未发生温度信号跳变。

(3) 次日早晨在做好保护逻辑强制后，对该电缆进行了拆线检查，发现在就地接线盒处电缆屏蔽层引出时，有毛刺碰到金属电缆套管，形成两点接地产生地环电流，引起信号误动。

(4) 虽该温度信号保护，已设计为三取二逻辑方式，但因未设置信号变化速率大撤出保护的逻辑功能，三点温度同时发生跳变时，导致了风机跳闸。

（1）热工人员对该处屏蔽接线整理，确保DCS侧机柜处单点接地后，信号恢复正常，投运后至今未再发生类似现象。

（2）三取二的保护信号同时误动的情况不多见，但从本事件来看，除了做好系统接地及抗干扰措施外，对涉及的保护信号，即使已采用了三取二信号判断逻辑，仍然应考虑增加变化速率大撤出保护的逻辑。

（3）本事件中，“12根信号线用同一根16芯电缆”不符合全程冗余要求。基建机组应分电缆进行敷设。

接地与干扰问题预防措施

1) 除非控制系统制造商有特殊要求，否则控制与测量信号电缆屏蔽层应保持良好的单端接地；其中信号端不接地的回路其屏蔽线应直接接在机柜地线上；信号端接地的回路其屏蔽线应在信号端接地。屏蔽层接至信号源的公共端，避免形成屏蔽层环路，增加抗干扰能力。

2) 控制与测量信号电缆的屏蔽层不应作为信号地线，以防止电缆屏蔽层产生磁场感应电流形成干扰；。

3) 现场过渡连接时，电缆屏蔽线应通过端子可靠连接，保证屏蔽层接地的全程贯通连续性，不得有断层存在。

4) 具有“一点接地”要求的控制系统，机组大修时，应在解开总接地母线连接的情况下，进行DCS接地、屏蔽电缆屏蔽层接地、电源中性线接地、机柜外壳安全接地等四种接地系统对地的绝缘电阻测试，以及接地电极接地电阻值测试

接地干扰预防措施

5) 同轴电缆和模拟信号回路控制电缆宜采用集中一点接地的方式，且一般将接地点选取在控制室。当经过电磁干扰严重区域的电缆或露天安装的控制设备信号和电源电缆屏蔽，宜采用双重屏蔽或复合式总屏蔽，内屏蔽层为一点接地，外层屏蔽层为两点接地，或在现场侧安装防雷浪涌保护器SPD并保证安装可靠。（非正式）

6) 信号电缆在控制系统侧单点接地解决不了的干扰问题，可以在干扰源侧单点接地试验，看是否有利于干扰电压对地放电，减少或防止干扰电压的串入。（非正式）

7) 通常继电保护装置通常从抗高频干扰考虑而要求屏蔽电缆采用两点接地。而热工控制系统主要是考虑抗低频干扰而要求屏蔽电缆一点接地。当电气信号进入DCS时，则应按热工要求一点接地，或加装信号隔离器。（非正式）

需要指出的是热工保护系统误动作的次数，与有关部门的配合、运行和热工人员对事故的处理能力密切相关，类似的故障有的转危为安，有的导致机组停机。一些异常工况出现或辅机保护动作，若运行操作得当，本可以避免MFT动作。此外有关部门与热工良好的配合，可减少或加速一些误动隐患的消除；因此要减少机组跳闸次数，除热工需在提高设备可靠性和自身因素方面努力外，需要热工和机务的协调配合和有效工作，达到对热工自动化设备的全方位管理。需要运行和热工人员做好事故预想，完善相关事故操作指导，提高监盘和事故处理能力。

2.6

热控系统故障应急处理措施

1)

必要性

制定有可操作的《热控系统故障应急处理预案》是基础，但目前各电厂编写的《热控故障应急处理预案》（简称预案）内容参差不齐，有的内容不能满足故障时的处理需求，起不到指导作用，有的无预案，多数是凭着运行和检修人员的经验处理。结果发生了一些本可避免的机组跳闸。

有些机组跳闸，向上汇报是热工系统不好引起，实际上却是运行操作不当引起。有的机组出现异常，运行人员操作手忙脚乱，本可以不停机的停了机，本该停机的未停机。

同样热工人员也存在故障处理不当，导致了机组跳闸。

编制热控系统故障应急处理措施

为确保机组运行过程中发生控制系统故障时能够迅速、准确地组织故障处理，最大限度地降低故障造成的影响，发电厂必须根据本厂配置的具体情况，将控制系统危险源进行分级列表，制订切实可操的热工控制系统应急处理预案，并定期进行反事故演习。

根据故障可能造成的后果，将危险源分为两级，处理不及时会引起机组跳闸的为Ⅰ级；暂时不会引起机组跳闸，但处理不当会使得事故扩大并引发机组跳闸的为Ⅱ级。17.5中提出了制订DCS或DEH系统故障时的处理措施与安全对策包含内容。

目前委员会在组织全国9个电科院或集团技术中心、11个电厂，11家DCS厂家在编制分散控制系统故障应急处理预案规范

2.7

与检修维护不当有关的热工考核事件分析

控制器故障处理不当 1)

保护试验方法不当 2)

通讯软件配置失
误 3)

页面执行时序不当 4)

DC24V异常 5)

反馈信号不可靠 6)

7) 报警信号未及时复归

8) 电缆接线错误

9) 电缆插头接线松动

10) 检修维护不当

11) 维护人员跳错间隔

12) 电焊作业不当

1)

组态下载时，操作及措施不当

事件一：人员死亡

【事件1过程】尾部烟道爆炸，压塌烟道下方的控制室，导致人员死亡

【事件原因】热工人员修改组态后下载时，操作及措施不当，引起增压风机挡板关闭，导致尾部烟道爆炸，炸塌的烟道压塌烟道下方的控制室，导致人员死亡。

【事件过程】2008年1月17日凌晨3时10分当时#1机负荷100MW左右，1时40分运行发现#1炉CRT画面上部分锅炉参数指示失真，“DCS控制器故障”光字牌亮运行通知检修部热工和设备部。热工到现场发现3B两个控制器现场都故障报警，经值长同意，对3A和3B两个控制器分别进行断电、断网络、重启试验，均无法恢复，在此期间1#炉锅炉火焰强度信号、过热器、再热器汽包壁温、粉仓温度、一次风风速、一次风混合温度、一次风喷口温度、送引风液耦温度、部分油枪油角伐位置信号；旁路烟道、减温水系统位置及控制信号等等均失去监视及无法控制。设备部专工报经设备部门领导同意，按照DCS厂家技术人员要求，再次对控制器外部回路进行检查，均无法恢复。3A3B两个控制器工作。此时运行人员已经对上述信号失去监视达1个半小时，厂家技术人

员要求解决此问题唯一途径是对3A3B控制器进行组态重新下载，设备部专工再次报经设备部门领导同意，3时10分对控制器组态进行下载，发生数据传输混乱，发生#1炉全炉膛灭火，MFT事故跳闸，经控制器组态进行下载后，3B两个控制器恢复正常工作。

【事件原因】经查事故追忆，#1炉MFT首出原因是全炉膛灭火引起，保护动作原因是DCS940控制器3A，3B两个控制器故障，热工为了消除故障，并经设备部领导和制造厂技术人员同意下载，下载时DCS940控制器3A，3B所涉及的一次风门全部关闭，导致燃料失去，全炉膛灭火保护动作。

【事件教训与防范措施】安全措施不完善，控制器组态进行下载前，未将所有该控制器涉及的硬、软信号采取相应措施。如将现场设备切至手动，本次事件本可以避免

【事件3过程】07年4月21日某电厂#2机DCSSYS报警。经检查系#3PCU柜M3、M4冗余控制模件组BRC100中的主控制模件状态灯绿闪，指示灯7、8亮，从模件状态灯绿色，但冗余指示8灯不亮。因该对BRC100控制模件的控制对象包括：机炉协调系统、RB、风门等控制。

热工人员采取相关安全措施：1) 撤出#2机组协调控制，改为基本级控制：汽机主控切手动方式，锅炉主控切手动方式，燃料主控切手动控制。给煤机各自手动控制；2) DEH控制系统中，撤出CCS控制，改为投入DEH的功率回路控制机组的负荷，不再接受CCS来的控制信号。3) 撤出送风机出口压力控制系统、引风机出口压力控制系统、一次风控制系统、炉前燃油压力和流量控制系统自动，均改为手动控制；4) 降负荷至200MW。

在制定相关处理方案并咨询ABB公司后，于16时06分进行手动冗余切换，但不成功，操作员站上对应的该对BRC状态量显示紫颜色。对该对BRC模件进行离线下载，16时09分回到执行状态时，送风机动叶自关，引起炉膛压力低MFT。

【事件原因】根据上述故障现象分析，主控制模件状态灯绿闪，其错误信息为NVRAM内存检查错误；主模件指示灯7、8亮、表明主模件继续在执行状态运行，主模件出错时没能完成冗余切换；从模件状态灯绿色，表明从模件在执行状态，但冗余指示8灯不亮，表明从模件冗余切换不成功。这种情况下不能强制手动冗余切换。由于电厂热工人员就该问题的判断与处理，过于相信DCS厂家技术人员的水平，在未制订完善安全措施的情况下，进行了手动冗余切换，切换不成功后对该对BRC模件进行了离线下载，控制模件下载后在回到执行状态时有初始扫描过程，将赋予初始值使控制输出至零，从而导致控制对象状态失控。

【事件教训与防范措施】

1) 基于以上分析，暴露出故障分析处理过程中，技术人员考虑问题的全面性有待进一步提高。对DCS公司技术人员提出的问题的判断和处理方案，应经过充分论证和确认。

2) 上述故障需通过离线下载，对故障控制模件初始化来解决。但进行问题处理前，应制定完善的安全措施并邀请DCS厂家、电试院等技术人员一起论证，为防止离线下载后，在回到执行状态时的初始扫描过程中，软件初始值导致失控状态值输出，引起对象异常动作，下述条件必须满足：？
将控制模件所有控制的设备能全部切就地手操，（看运行能否满足）

？ 对该控制模件所有通讯的点进行全部隔离，并强制与之对应的控制模件的连锁关系点。

？ 对不同PCU柜的硬接线点进行强制。

2)

调试通讯软件的工作中，因配置失误引起机组通讯紊乱，导致机组MFT

机组MFT

【事件过程】某热电厂#4机组100MW，某日新华公司工程师应电厂要求，在现场进行ASDPU实时数据通讯。目的是将#3机组中的公用系统的控制,通过通讯功能在#4机组中能进行监视和操作。调试通讯软件的工作中，因配置失误将#3机组中的大量实时数据广播到#4机组的实时网中，导致#4机组的通讯紊乱，DPU的负荷率急剧升高，多个DPU先后复位，导致机组MFT，运行人员手动打闸停机后，6KV开关自投成功，但#0高备变高压侧303开关自投不成功。两台交流润滑油泵失电，由于该厂润滑油压低联启直流油泵的联锁未做电气硬逻辑联锁，故直流油泵未自动联启，同时没有及时手动启动直流油泵，导致汽机#4瓦烧瓦

【事件原因】经现场调查，#4机组控制器的负荷率偏高，有半数控制器高于75%，因此#4机组的DCS系统在通讯异常的情况下容易导致控制器复位，但该DCS相同配置在同类型100MW机组的使用中，控制器负荷率都在“规范书”允许的范围内。经当地省电科院、热电厂、DCS生产厂家三方联合调查后，认为DCS系统本身软硬件工作是稳定可靠。事件与安全管理不善有关，因人为失误导致控制器复位。

【事件教训与防范措施】

(1) 投入商业运行的控制系统，无论是DCS厂家的工程师，还是用户的维护人员，原则上不准在机组运行时对系统再进行软、硬件的改动。尤其不得进行与A、B实时网络有关的更改或调试工作。

(2) 如果在机组运行时的确需要进行在线修改，DCS厂家的工程师必须与用户单位的技术部门共同制定安全措施并得到批准后方可实施。在线实施时必须要有监护人员。

(3) 系统设计必须坚持《规范书》中的安全原则，在电气保护逻辑中设置交、直流润滑油泵的掉闸直联和低油压联动的硬逻辑。其他涉及机组安全停机的联锁功能，也应考虑设计硬逻辑联锁。

(4) 对使用DCS硬件从事工程项目的工程公司或代理商，DCS生产厂商应加强对项目整体质量的监督，委派项目经理，及时进行组态优化的指导和机组投运前的检查。

(5) DCS生产厂家将会同当地省电科院及电厂，在停机时对组态进行检查和优化。。

组态下载出错预防措施

1) 控制系统的逻辑组态及参数修改、软件的更新、升级保护连锁信号的临时强制与解除，均应履行审批授权及责任人制度，严格执行规定的程序，实行监护制，做好记录备案。

2) 保护逻辑组态时，应合理配置逻辑页面和正确的执行时序，注意相关保护逻辑间的时间配合，防止由于取样延迟和延迟时间设置不当而导致保护联锁系统动作时序不当。

3) 控制器故障处理时的安全措施应通过论证，并经试验验证正确后，制成标准处理卡；离线下载时应保证所有相关控制对象处于安全状态。

4) 原则上不对在线运行控制系统进行软、硬件的改动。尤其不得进行与A、B实时网络有关的更改或调试工作。如在机组运行时的确需要进行在线修改，DCS厂家工程师必须与用户单位技术部门共同制定安全措施并得到批准后方可实施。

3)

保护试验不规范致汽机大轴烧损

大轴烧损

【事件过程】某电厂机组检修启动后运行不到半个月，机组故障润滑油压下跌，低于保护动作值时ETS保护未动作，导致大轴烧损。

【事件原因】检修后启动前的试验，未启动油泵建立油压通过物理试验润滑油压低保护系统的可靠性，而是通过短接压力开关接点端子进行回路试验，使得压力开关接点氧化导致接触不良问题未能得到及时发现，机组故障润滑油压下跌低于保护动作值时，压力开关动作，但触点接触电阻大，ETS保护未动作，从而导致大轴烧损。

试验出错预防措施

1) 热工保护联锁试验中尽量采用物理方法进行实际传动，如条件不具备可在测量设备校验准确的前提下，在现场信号源点处模拟试验条件进行试验，但禁止在控制柜内通过开路或短路输入端子的方法进行试验。

2) 规范热工保护联锁系统试验过程，减少试验操作的随意性，确保试验项目或条件不遗漏，保护联锁系统试验，应编制规范的试验操作卡（操作卡上对既有软逻辑又有硬逻辑的保护系统应有明确标志），检修、改造或改动后的控制系统，均应在机组启动前，严格按照修改审核后的试验操作卡逐步进行试验。

4)

控制逻辑及执行时序问题，导致MFT保护动作

【事件过程】某热电厂机组容量为300MW，DCS控制系统采用WDPF—B型，正常运行时给水泵运行状态为：1号泵备用，2号泵A段运行，3号泵B段运行。运行人员发现3号给水泵有缺陷需停泵检修，决定做倒泵检修。考虑到倒泵后，1号和2号给水泵同时运行在6kV—A段电源，为保证6kV—A、B段电源负荷的平衡，2号泵也需倒电源。步骤为：启1号泵、停止2号泵A段、启2号泵B段、停3号泵并停电。运行人员按照步骤开始正常操作：启动1号泵，停止2号泵A段。在稳定系统操作过程中发现1号泵润滑油湿逐渐升高并报警，随即迅速启动2号给水泵B段，2号泵启动后马上跳闸，立即启动2号泵A段，启动成功。但此时汽包水位波动剧烈，汽包水位低保护动作，触发锅炉主保护MFT动作，锅炉灭火。

【事件原因】造成此次锅炉主保护动作的直接原因为：2号给水泵启动失败，汽包水位失控，汽包水位低保护动作。经逻辑查找分析，3台给水泵的控制逻辑存放在同一个DPU的同一个控制区，回路时间定义为1s。2号给水泵A段控制逻辑放在回路号1220～1224中，A段控制逻辑放在回路号1240～1244中。2号泵A、B段启动指令和运行信号均为过程I/O信号。由于2号泵在停运后仍处于备用方式。当1号泵因泵润滑油湿升高导致跳闸并联动2号泵A段合闸时，正好运行手动启动2号泵B段，在这个1s的执行周期中，控制回路检测到的2号泵状态为A段停、B段停，因此A段和B段允许合闸，控制指令有效，A段和B段同时合闸，在这个执行周期中A段、B段互锁逻辑失效。在第二个执行周期中，过程I/O检测到A段合闸、B段合闸，两段同时保护动作，导致2号泵跳闸。

【事件教训与防范措施】针对2号泵控制逻辑存在的问题，以及控制时序在逻辑控制中的作用，对2号泵控制逻辑进行了修改。

5)

外部DC24V故障致机组ETS动作

ETS
动作

【事件过程】某机组负荷160MW，#3机跳闸，锅炉首出“汽机跳闸”，发电机首出“汽机跳闸”，ETS无首出，ETS通道显示“遥控1”“遥控2”。经过SOE确认，在1时12分42秒764毫秒到1时12分42秒766毫秒2毫秒内出现“超速遮断”、“凝汽器真空低低遮断”、“轴承油压低低遮断”、“EH油压低低遮断”，1时12分42秒788毫秒“装置遮断报警”（四个AST电磁阀指令信号），这些信号由ETS装置（PLC）DO输出，1时12分42秒789毫秒到1时12分42秒801毫秒2毫秒内“超速遮断”、“凝汽器真空低低遮断”、“轴承油压低低遮断”、“EH油压低低遮断”四个信号复归，从信号出现到复归间隔约25毫秒，在后12秒内又反复出现十几次信号反复。

【事件原因】根据以下分析认为，ETS装置误动原因为外部DC24V故障所引起。

（1）汽机转速在并网运行时，只要系统周波正常，一般不可能出现“超速遮断”，根据转速信号分析也正常，“凝汽器真空”、“轴承油压”、“EH油压”根据DCS信号也正常，无任何其他报警，也没有连锁启动备泵，这四个信号也无同时触发的必然联系，可以判定是ETS装置误动。

（2）ETS装置动作条件“凝汽器真空低低遮断”、“轴承油压低低遮断”、“EH油压低低遮断”信号，均由四个开关串并连结构组成（可同时有效地防止误动和拒动）；“超速遮断”信号则由三取二判断逻辑组成，因此这四个信号构成的合理性与可靠性没有问题，ETS其他信号没有触发。分析这四个信号区别于其他信号不同处，发现这四个信号的共同特点是由常闭点

组成，其他信号如“轴向位移”、“振动”、“差胀”等信号由常开点组成。ETS本次事件能区分“常开点”与“常闭点”信号，且随着“常闭点”信号触发机组跳闸后，控制系统会发出“遥控1”、“遥控2”信号。再检查“装置遮断报警”在没有挂闸前一直保持，说明ETS的PLC扫描运行正常，PLC工作电源是由自己所配电源模块构成，主、从CPU同时工作，而数字量输入驱动由外部DC24V供DI模块，如果外部DC24V故障时，所有的常闭点由于没有驱动电源，PLC的DI模块将会判定常闭点状态改变。为了验证分析的正确性，确认事件误动原因，进行了试验论证，人为拉24V电源，所出现的信号跟跳机时现象吻合，因此判定ETS装置误动为外部DC24V故障引起。

【事件教训与防范措施】

(1) 停机时对可能的故障点加以检查：并且对所有电源接线点加以紧固。

(2) DC24V虽然有冗余设计，但它是经整流桥堆并接，并没有分卡分端子输出，负端共用线连接也未形成环路，因此在检修时对电源回路加以优化，再加一路冗余DC24V 分卡分端子供DC24V，并形成环路连接。

电源系统预防措施

将下列检查、确认工作列入新建机组安装和运行机组检修计划及验收内容并建立专用试验记录档案：

- 1) 热工电源的专用性，电源故障诊断系统的完备性；
- 2) 热工交直流柜和DCS电源的切换试验，切换时间的可靠性；
- 3) 电源熔断器容量和型号（应速断型）与已核准发布的清册的一致性，DI通道熔断器的完好性，电源上下级熔比的合理性；
- 4) 电源回路间公用线的连通性、所有接线螺丝的紧固性（包括盘内厂家的电源连接电缆的接触可靠性）；
- 5) 电源电缆的绝缘、温度符合性，各级电源电压测量值的正确性。

7)

装置内报警信号未及时复归

1) 某机组因#3轴承X向相对振动信号误发跳闸，按保护逻辑组态不应动作（本轴承的X向相对振动高报警信号和本轴承的Y向绝对振动跳机信号组成与逻辑），但检查发现1个月前，#3轴承Y向绝对振动信号曾误发，由于其继电器输出信号触发后运行人员未复位（装置设置为“闭锁”）被保留，使跳机逻辑条件满足。

2) 某新建机组进行试验，连接录波器监视转速过程中，转速信号跳机。检查发现DEH测速卡故障报警信号消失后的复归设置为手动，工作人员将录波器连接第一个转速信号时，录波器上无显示（录波器接地造成），而CRT报警未引起运行人员注意，测速卡该通道报警输出被保留，当工作人员未查明原因又去连接第二个转速信号，转速“三选二”条件满足，ETS动作。

预 防 措 施

为减少单点保护信号误动，有的改为三选二，有的增加证实信号改为二选二。但系统或装置内部软件设置不当和维护不及时，同样会导致保护误动。建议将装置内部的信号复归改为自动方式，信号报警改为手动复归，同时将次一级的报警信号在大屏上设立综合报警信号牌。

1) 某厂#5机组负荷400MW，运行人员在执行阀活动性全行程试验过程中，再热器保护动作，锅炉MFT。原因是B侧中压调门位置信号接线错误，当运行人员执行“中联门A全行程活动性试验”时，再热器保护动作条件之一“当机组负荷大于25%，低旁阀门均关闭且中联门AB均关闭延时10秒”满足，导致机组跳闸。

2) 某厂#6机负荷250MW，AGC运行方式，进行ETS定期试验。在进行真空保护通道试验时，因真空开关2和3安装位置交叉（开关为SOR，真空开关至接线端子的引线真空开关一体），当对一真空通道进行试验时，真空开关1和真空开关2同时动作（原本应该为真空开关1和3动作），使ETS保护动作，汽机跳闸。

3) 某电厂#3机负荷400MW，高旁不明原因快开，运行人员立即将高旁切至手动后关闭。后查明原因是将高旁慢开反馈信号串入了DCS高旁快开逻辑中所致。

事件反映了检修后的联锁试验内容和步骤不规范。

1) 某电厂#1机组辅机由PLC控制，某日引风机控制系统1B因“马达轴承温度高”而跳闸，联跳送风机1B，RB动作正常。原因是就地接线松动导致接触电阻增大，温度跳变超过跳闸定值而引起。事后热工在热电阻引出线连接处安装弹簧垫片。机组改造中将重要辅机控制引入DCS，设置热电偶断线逻辑处理。

2) 某300MW机组，负荷160MW时跳闸，首出“汽机跳闸”，ETS无首出，SOE记录2毫秒内出现“超速遮断”、“凝汽器真空低低遮断”等信号、原因是ETS装置外部DC24V负端接线松动引起。

3) 某电厂#1机组PLC#4/5/6/7B柜A路故障或B路故障多次报警，两路通讯曾短时同时失去，导致部分设备显示异常或动作。事件原因是PLC通讯电缆接头松动引起。

电缆插头或接线松动

1) 采用手松拉接线的方式，检查接线的可靠性；将紧固电缆接线、紧固通讯电缆接头、公用线环路连接检查，作为机组常规检修工作列入检修计划。

2) 运行中定期检查与自动保护相关的测量信号历史曲线，若有信号波动现象，应引起高度重视，及时检查处理（检查系统中设备各相应接头是否有松动或接触不良，电缆绝缘层是否有破损或接地，屏蔽层接地是否符合要求等）。任何时候，一旦出现信号异变，热工人员应及时检查原因并保存异常现象曲线，注明相关参数后归档。

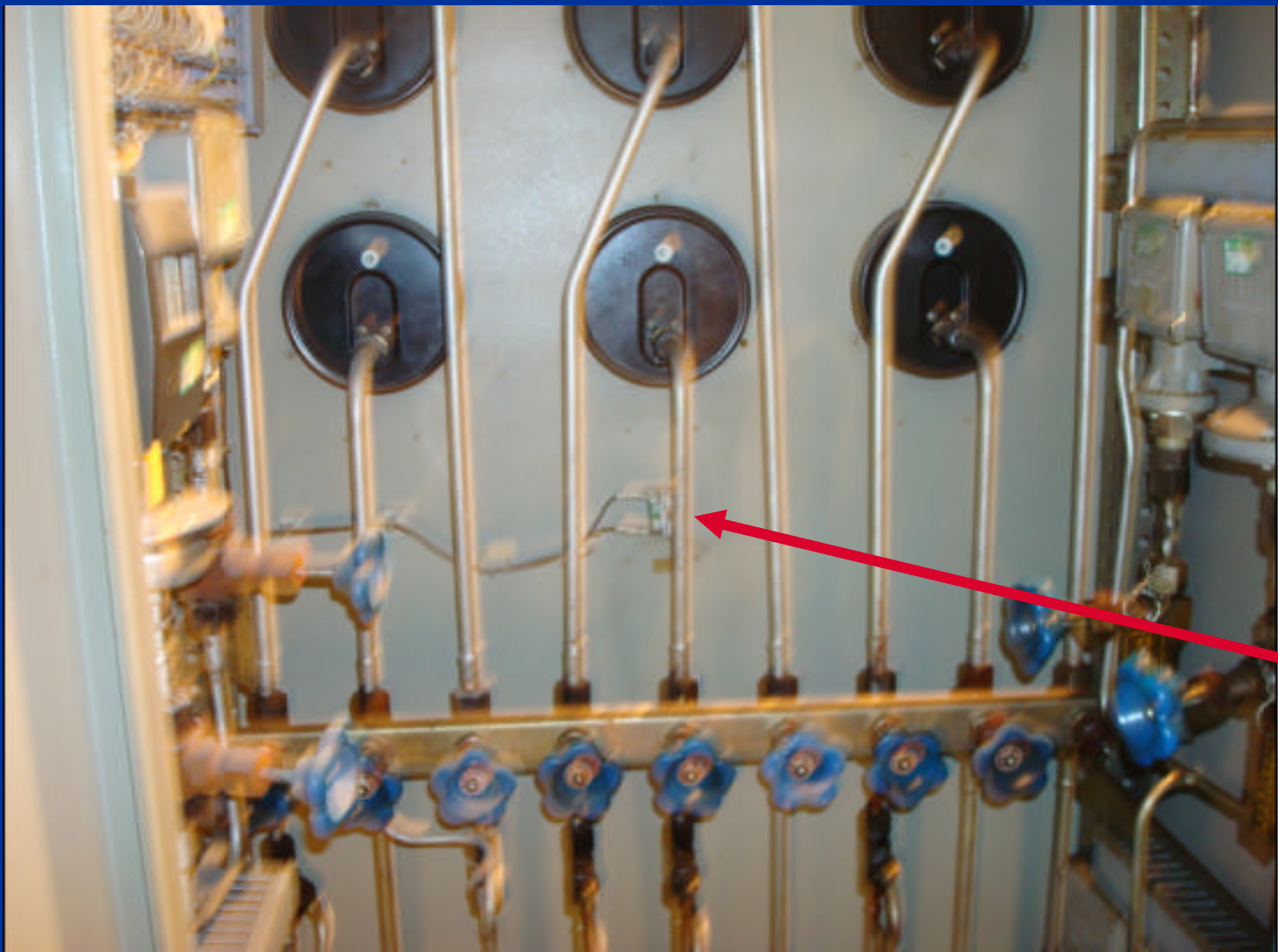
1) 某300MW机组出力230MW正常运行时，除氧器主调定位器连杆脱落，调节阀失去调节控制（相当于二位式阀门），造成凝结水流量在1400-0t/h间剧烈波动，最终引起汽包水位LL导致MFT动作。此事件反映二个方面问题：检修质量与验收不到位（除氧器主调定位器连杆未插销）。调节阀失控至汽包水位低低MFT近20分钟时间内，有多个报警信号且水位曲线逐渐下降过程，运行未能及时发现。

2) 某机组#1炉磨煤机A跳闸，RB动作，负荷减到220MW。检查后发现，就地“润滑油压力低低”信号开关进水引起。

3) 某厂#3燃机100MW负荷运行。低旁减温水压力故障报警，16:40:59秒低旁遮断逻辑触发跳机。经检查发现低旁减温水压力开关1接点闭合。由于内部积水有较长时间，导致接点逐步腐蚀卡涩，常闭接点无法脱开。金属电缆套管内也有少量黑色污水。

当压力表汇漏时，有可能导致小机紧急停机按钮误动作。

。



提高检修质量措施

新（改、扩）建机组启动前，或运行机组A级检修后，均应根据DL/T659和DL/T774要求，进行控制系统基本性能与应用功能的全面检查、试验和调整，以确保各项指标达到规程要求。整个检查、试验和调整时间，大修后机组整套启动前（期间）至少应保证72小时，小修后机组整套前应保证36小时，为确保控制系统的可靠运行，该检查、试验和调整的总时间应列入机组检修计划，并予以充分保证。

随着技术的发展和新建机组的不断增多，新老电厂实际工作中都面临着人员技术素质、检修维护经验跟不上电力生产发展和技术进步的局面。各级组织应重视技术培训工作的深入；开展技术操作比武竞赛，调动热工专业人员自觉学习和一专多能的积极性。以此提高集团公司系统热工专业人员积极主动的工作责任心、科学严谨的工作态度、功底扎实的专业和管理技能。

1) 某电厂1号机组B侧送风机因液偶故障处于抢修状态，带87MW负荷运行（2号机组停运检修）时，MFT动作。原因是热控人员在做2号机组A侧送风机检修试验时走错间隔，误做了1号机组A侧送风机试验，导致1号机组DCS系统收到A侧送风机停运信号而跳机。

3) 某机组负荷300MW，DCS控制柜一些控制器相继失去电源，机柜离线，柜内相关信号和设备失去监控，汽泵RB动作，机组减负荷过程中，汽泵A和失控，导致汽包水位高高机组MFT动作。原因为热控检修人员进行#6机组A修DCS机柜卡件吹扫工作时，误入#5机组电子间，将PCU18、21、25机柜断电进行卡件吹扫，造成机侧大部分设备失去控制及监视。汽泵失控导致汽包水位高高MFT动作。

防人为误动措施

1) 现场及控制台、屏上的紧急停机停炉操作按钮，均应有防误操作安全罩。热工现场设备标识牌，应通过颜色标识其重要等级。所有进入热控保护系统的就地一次检测元件以及可能造成机组跳闸的就地元部件，其标识牌都应有明显的高级别的颜色标志，以防止人为原因造成热工保护误动。

2) 机柜内电源端子排和重要保护端子排应有明显标识。在机柜内应张贴重要保护端子接线简图以及电源开关用途标志名牌。线路中转的各接线盒、柜应标明编号，盒或柜内应附有接线图；并保持及时更新。

3) 工程师站、DCS电子间等场所，应制定完善的管理制度，有条件的应装设电子门禁，记录出入人员及时间。

12)

电焊作业不当

【事件过程】 05年9时50分，某电厂1号炉因汽包水位低低保护MFT动作。经查实际汽包水位正常；DCS系统采集到的3个水位变送器信号和3个汽包压力信号及未过出口压力在机组跳闸前3秒钟曾剧烈跳变，最终引起水位低低保护误动作，机组跳闸。下午1时32分，机组准备重新冲转时，汽包水位等信号再次出现大幅上下跳变，引起水位高高MFT动作。



汽包水位等信号受干扰记录曲线如图

【事件原因】曲线分析认定事件干扰引起。经查机组 380V 电源检修段分别接#1、2炉检修电源箱以及# 1、2机组热工配电屏电源，热工配电屏主要用于提供锅炉现场仪表保温柜的电加热电源。而事件发生时检修电源箱有电焊机接入并在焊接工作。因此怀疑是电焊机工作时对检修段母线电源造成谐波污染，使得热工的伴热电源回路产生谐波分量，通过电缆间的电导耦合干扰，影响了锅炉汽包水位、汽包压力等主要信号。

经电焊机实际作业模拟试验验证，电焊机乙工作时检修段上未见有明显的谐波畸变；但电焊机甲工作时，检修段上会产生12次以下的谐波分量，其谐波分量比在5%以下。此时投入1号炉热工配电屏N78输出供给锅炉现场仪表柜的电加热电源开关后，即出现热工信号剧烈跳变现象，与MFT事件现象非常吻合，证明了试验前的分析意见正确。

进一步检查电加热电源电缆与仪表柜内的信号电缆有很长一段距离内并行走向。因此，可以判断热工信号干扰是电焊机焊接时，使电源产生谐波，经电容电感耦合引起。

【事件教训与处理措施】

(1) 事件后，将热工仪表管的伴热电源改接至照明电源。

(2) 对全厂电焊机进行实际试验，结果仅一台电焊机对电源产生谐波污染。

(3) 热工的电源电缆（220V/380V）建议采用带屏蔽层的KVV控制电缆，屏蔽层在电缆的两端有效接地。

(4) 在敷设热工信号电缆时，必须注意与强电电缆的走向分开，电缆桥架分层敷设，两者间距保持规定的距离，且敷设时与热工信号电缆不要平行。

(5) 现场宜采用带盖板的金属电缆架和电缆槽并可靠接地。

(6) 不同接地的系统之间信号传输，尤其是电气系统和DCS系统之间的信号传输，一定要加装信号隔离器。

(7) 热工信号电缆尤其是用于弱电信号的电缆最好采用有总屏蔽带分屏蔽的计算机电缆（对绞铜带屏蔽或对绞铝箔屏蔽），总屏蔽层在电缆的两端有效接地，分屏蔽层在DCS机柜侧接地，现场侧浮空（总屏蔽层和分屏蔽层不能连接在一起）。

电焊机干扰另二例：

2) 某脱硫增压风机振动突然跳变，导致增压风机跳闸。事件原因是焊机在TSI测量机柜附近进行焊接工作，因机柜处于电焊机接地点与焊接点间，焊接时导致TSI机柜附近接地线上产生电势差，该电势差在TSI测量电缆屏蔽层上产生环流，经电场耦合在信号线上产生感应电压，损坏TSI系统卡件与前置器，引起信号突变。

3) 某发电厂在1个月内AP2、AP15、AP3、AP8控制器多次发生死机事件，但重启后均正常，检查未发现任何异常。经分析认为，控制器死机是由于干扰造成。当时精处理再生小间加装厕所，施工人员未执行从事焊接作业时地线必须引致焊件的规定，多次单线施焊，使DCS系统的“地”受到严重干扰所引起。精处理再生小间施工完毕后，AP恢复了稳定运行。

防干扰措施

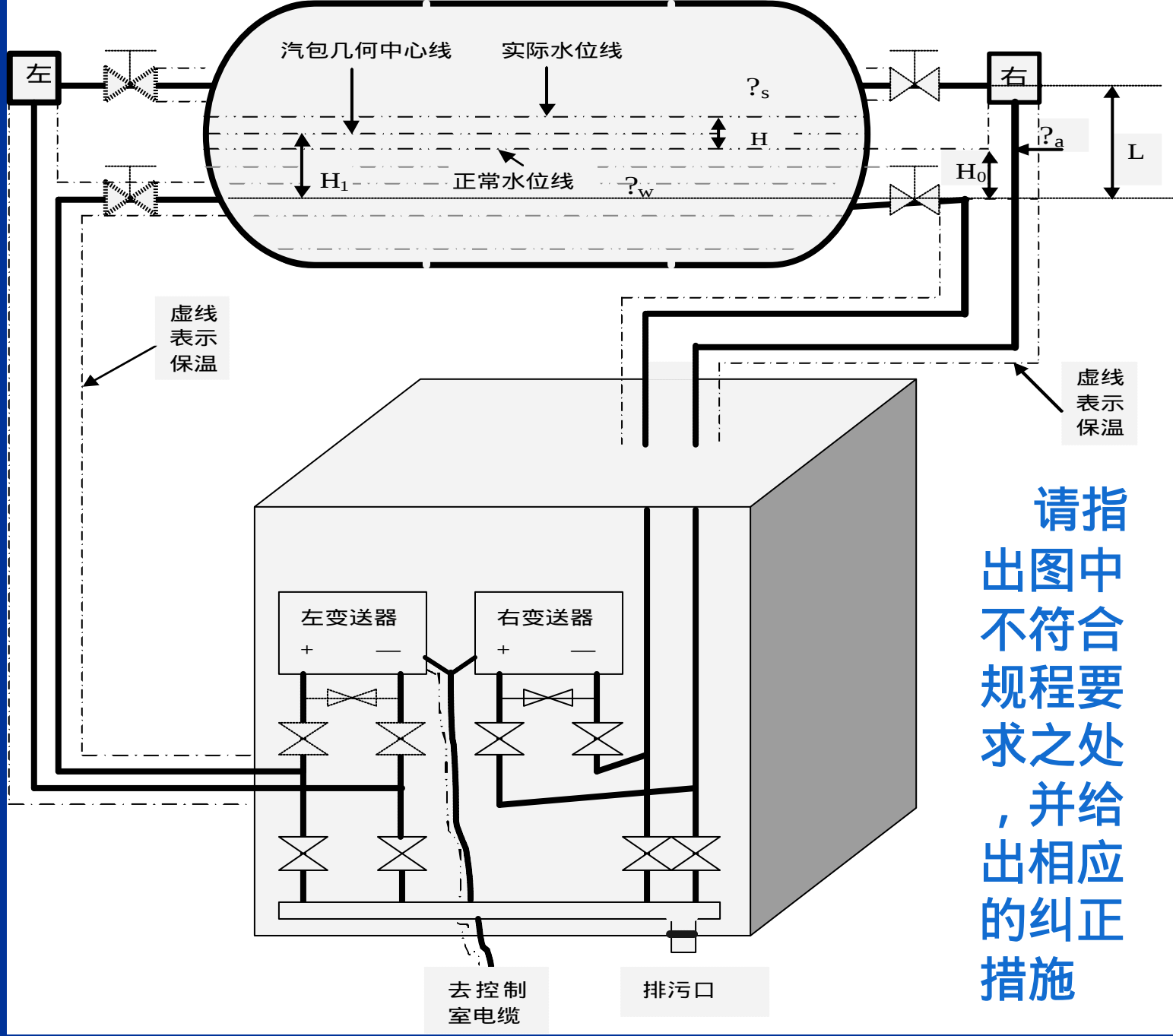
1) 可能会因干扰而导致保护联锁系统误动的外置探头，均应安装有屏蔽防护罩。机组运行中，易受干扰的测量元件处（如TSI探头、超声波仪表等）处应贴有警示牌，严禁磁性物体接近测量元件。在离测量元件5米处严禁使用步话机通话。控制系统电子室、工程师站内不宜使用手机。

2) 应做好由于电焊机作业可能造成的谐波污染干扰热工系统的防范措施。机组运行中，参与保护联锁的现场设备和机柜，在试验确定的距离内，不宜进行电焊作业，不宜使用手提机械转动、切割工具进行作业。如必须进行作业，需制定并做好相关的安全防护措施。

3) 对可能引入谐波污染源的检修段母线电源、照明段母线电源等加装谐波处理装置，以防止其它设备使用检修段电源时，产生的谐波污染干扰热工系统工作。

3

汽包水位测量系统问题分析



请指出图中不符合规程要求之处，并给出相应的纠正措施

答案：（1）安装上存在问题：

- 1) 平衡筒出口管无400mm水平段，温度梯度变化不确定，将对测量精度变化产生影响。
- 2) 汽水取样阀单阀且竖装，可能造成凝结水流通不畅、残留汽包。排污阀为单阀，可能会因排污后关不严，影响测量精度。
- 3) 平衡筒前的取样管无坡度，将可能造成汽水流通不畅；右边水侧取样孔至取样阀的取样管坡度反，将可能造成误判。。
- 4) 正负压侧测量管路排列距离不符合要求。

- 5) 汽侧取样阀至平衡筒和右边水侧取样至取样阀未保温，平衡筒出口至水侧标高的取样管保温，环境温度变化可能对测量精度产生影响。
- 6) 测量管路水平段无坡度，可能会残留汽包；右侧二次阀至测量管路倒坡，最低点有可能污物排不尽。
- 7) 排污阀后仪表管直接与排污汇集管连接，无法观察排污阀是否有泄漏。此外排污汇集管在柜内，且无斜向出口的坡度，排污汇集管出口未接至地沟
- 8) 变送器共用电缆，屏蔽线在变送器端接地。
- 9) 汽水侧取样管到变送器高低压室边接不一致，

汽包水位预控措施

1) 每个水位取样装置都应具有独立的取样孔。取样孔不够时可使用多测孔技术，实现取样的独立性。用于保护和控制的各汽包水位测量回路均应全程独立配置。

2) 汽水侧取样一次阀门必须为二个工艺截止阀串联，并且使其门杆处于水平位置安装，排污阀也宜采用二个阀门串联连接。

3) 就地电接点式水位计，汽侧取样管应斜上汽包取样孔侧，水侧取样管应斜下汽包取样孔侧。差压式水位计，汽侧取样管应斜下汽包取样孔侧，水侧取样管应斜上汽包取样孔侧。

4) 汽包水位的汽、水侧取样管和取样阀门均应良好保温。单室平衡容器及至参比水柱的管道400mm处不得保温。

5) 汽包水位测量误差，部份来源于冷凝筒安装位置上的偏差和冷热两态情况下位置的偏移。因此，机组检修时应分别进行冷、热两态情况下测量，如有偏差以热态测量数据进行替换。或安装可调的T型支架用于热态调整

汽包水位预控措施

6) 为提高汽包水位测量的准确性，机组检修时应利用汽包人孔门开启机会，检查汽包内水痕迹或其它有效的方法，核对汽包水位测量显示的零位值偏差并进行修正。

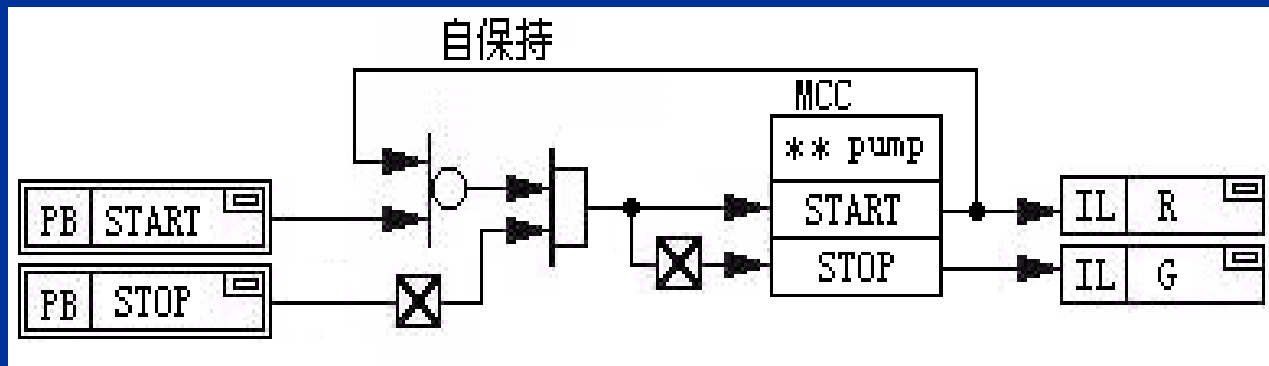
7) 运行中用红外测温仪测量单室平衡容器外壁温，如上下壁温差不够大，可认为倾斜度不满足要求，机组检修时处理。

8) 锅炉汽包水位保护的定值和延时值，随炉型和汽包内部结构不同而各异，其数值应由锅炉制造厂负责确定。为防止虚假水位引起保护的误动作，延时值在制造厂未提供或经运行证明偏差较大的情况下，可在计算试验的基础上，设置不超过10s的延时，并设置不加延时的动作二值。

9) 根据燃烧调整试验结果和采用新的测量技术测得的汽包水位数据，验证了汽包二侧水位偏差与炉内燃烧有关。热工专业应配合锅炉专业研究，探讨通过改变运行工况来减小二侧水位偏差的方法。

4

最简单逻辑优化案例



功率不大的油泵、电动门等设备通常由380V马达驱动，MCC接受来自远方控制回路的启停控制信号，并送出设备状态信号，控制逻辑图如上所示。控制回路送出的启停控制信号通常是标准方波，其宽度以建立自保持为准（一般为4s）。

图所示的控制逻辑虽然简单，但由DCS或PLC来实现仍然有需要考虑的问题。

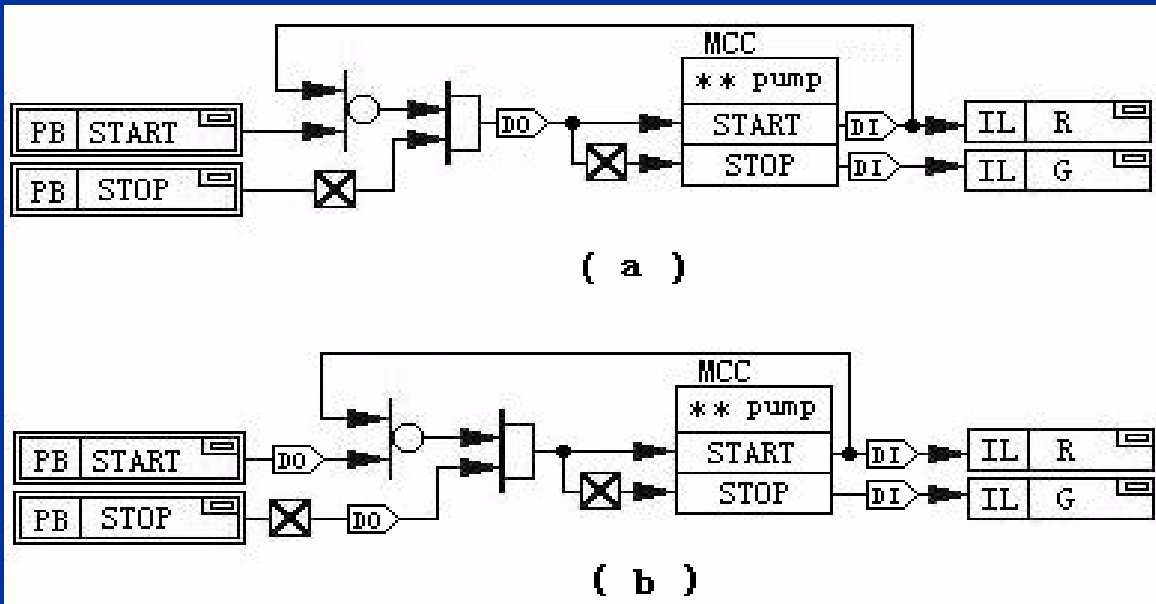
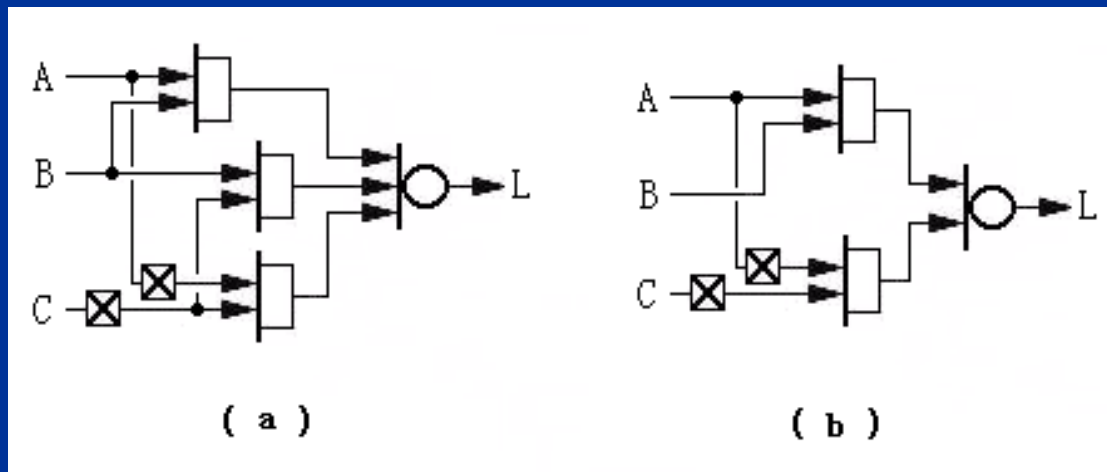


图 (a) 所示的接口设计，虽然比图 (b) 节省了一个DO，但控制系统的可靠性却大大降低。

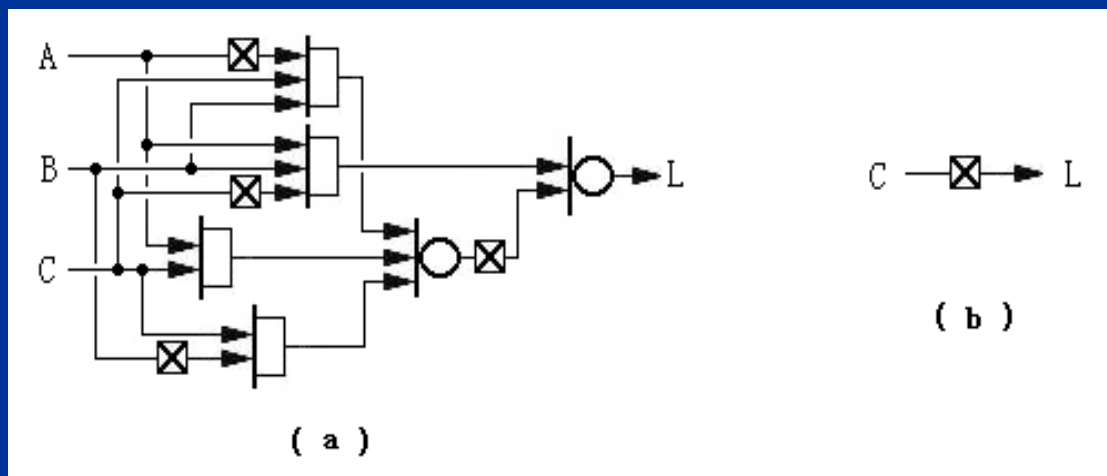
从工艺系统的可靠性来考虑，自保持回路应该放在就地控制回路（继电器回路）实现。在图 (a) 所示的控制系统中，当DCS或PLC系统I/O柜出现掉电或其他故障时，自保持回路被打断，设备将自动停止。如果该运行设备是主要辅机的润滑油泵或冷却水泵，将导致主要辅机跳闸，使故障扩大。在实际工程中，类似的接口设计并不少见。

逻辑控制的设计应遵循简单可靠的原则，多一个不必要的元件或环节，就增加了一个故障的可能。开关量控制逻辑由于不断地补充和修改，可能会变得很冗杂。在DCS、PLC进入电厂控制以前，常用固态逻辑电路来实现较为复杂的联锁保护，与非门、或非门常作为基本逻辑单元构成控制电路，这使得逻辑控制回路也看似复杂。逻辑设计者为了对自己的知识产权进行保护，有时也故意将逻辑图做得很复杂；如果没有相应的说明，可能难以看懂设计者的意图。



利用逻辑代数定律对开关量控制逻辑进行等效变换，有助于分析和简化控制逻辑。图（a）的

控制逻辑中有一个多余的与门，通过简化后的等效逻辑如图（b）所示



图（a）所示的控制逻辑，多余的东西太多了，通过简化后如b，原如此简单。

逻辑优化方法

应对热工保护联锁信号进行梳理，从提高动作可靠性角度出发进行优化。

电、汽泵主泵前后轴承温度、电动给水泵主泵推力内外侧轴承单点信号越限后即跳泵

易发生热电阻故障、接线断线、松动和接触不良等情况导致误跳泵

1. 在逻辑中增加温度变化率保护。
2. 使用双支热电阻，分别作跳闸值和报警值。保护逻辑改为跳闸值和报警值组成与逻辑判断

发电机主保护跳闸信号，由电气硬接线送至DCS输入后，再经输出转送一路硬接线至ETS作为跳汽机信号。

1. 发电机跳闸的同时DCS模件故障或死机，则信号无法到达ETS。
2. DCS环节延长了ETS响应时间。

取消中间环节，电气直接送出发电机保护三路信号至ETS并采用三选二逻辑。如电气只能送出二路信号至ETS，则采用或门逻辑动作跳汽。

结 论

为保证机组的安全经济运行，可靠的设备与控制逻辑是先决条件，正确的检修和维护是基础，有效的技术监督与管理是保证。

热工技术和设备的复杂程度提高，对热工人员掌握测量和控制技术提出更高要求。而新建机组的不断增多，对热工人员的需求增加，使得新老人员的流动性增大。加上机组设备维修人员配备大量减少，对维修人员的快速反应能力和一专多能方面也提出了更高要求。由此一来，新老电厂实际工作中都面临着人员技术素质、检修维护经验跟不上电力生产发展和技术进步的局面。

因此提高热工系统的运行可靠性，人为根本，组织培训、技术交流和反事故学习，提高检修人员的技术素质和安全生产意识，减少人为因素导致的热工系统故障，是热工管理工作的一项重要任务。集团大赛情况。

交流中如有不妥
请批评指出

谢谢