
附件

近期发生的在建核电厂建造质量问题

目 录

一、方家山核电工程 2 号机组稳压器垂直支承裙座锚固螺栓断裂事件	5
二、红沿河、宁德、阳江和防城港核电厂核级数字化仪控系统柜间电缆绝缘电阻常数偏差的共性事件	5
三、昌江、红沿河、宁德、阳江、防城港和台山核电厂主泵垂直支承、蒸汽发生器垂直支承装配与设计图纸不符的共性事件	6
四、方家山核电工程 2 号机组主管道一环路冷段组对超差事件	7
五、方家山核电工程 1 号机组控制棒驱动机构水压试验后液体渗透检查不合格事件	8
六、海南昌江核电厂 1 号机组主管道焊接违反工艺要求事件	9
七、方家山核电工程、福清核电厂主管道焊接发生未熔合缺陷的共性问题	9
八、红沿河核电厂 3 号机组稳压器电加热器绝缘电阻值不合格事件	10
九、红沿河核电厂 3 号机组应急柴油发电机组风机叶片断裂事件	11
十、宁德、红沿河核电厂运行期间上充泵泵轴断裂的共性事件	12
十一、福清核电厂 1 号机组首次装料期间堆芯异物事件	13
十二、宁德核电厂 3 号机组安喷泵再循环工况流量不足问题	13
十三、三门、海阳核电厂余热排出泵进出口管嘴堆焊层焊接材料不符合的共性事件	14
十四、三门、海阳核电厂核岛管阀错误领用和错装的共性事件	15
十五、阳江核电厂 2 号机组堆内构件螺栓松脱及蒸汽发生器等主设备损伤事件 ..	16
十六、福清核电厂 2 号机组安全壳喷淋泵异常启动事件	17
十七、福清核电厂 1 号机组主泵润滑油回路毛巾等异物问题	18
十八、方家山核电工程 1 号机组主泵推力瓦磨损问题	19
十九、宁德核电厂 6.6KV 移动式柴油机故障问题	20
二十、福清核电厂 1 号机组现场稳压器、主泵保温层火险问题	20
二十一、福清核电厂、方家山核电工程等项目稳压器喷雾头止松螺钉未实施防松焊的共性事件	21
二十二、其他质量问题	22

注：按日期排序

一、方家山核电工程 2 号机组稳压器垂直支承裙座锚固螺栓断裂事件

2013 年 1 月，检查发现方家山核电工程 2 号机组稳压器裙座 23 号螺孔的锚固螺栓断裂，断裂位置位于螺栓底部约 120mm 处，断口平齐。

该事件产生的直接原因是：设备制造过程中断口附近外部环状带因热处理局部过热导致出现组织异常，力学性能恶化，在工作载荷下发生断裂。事件的根本原因是：螺栓锻件热处理和磷化等环节的生产工艺不完善，制造过程控制不当，而导致局部出现过热组织异常。

处理措施：由于断裂螺栓在制造过程中未按照相关标准要求进行可追溯性标识，无法准确追溯材料批号。营运单位对该稳压器锚固螺栓进行了大比例抽样复检，确定方家山核电工程 1、2 号机组稳压器锚固螺栓使用了不同批次的材料制造，但性能指标均不满足标准要求，现场对这两台稳压器的全部 48 根锚固螺栓进行了更换。

二、红沿河、宁德、阳江和防城港核电厂核级数字化仪控系统柜间电缆绝缘电阻常数偏差的共性事件

2013 年 3 月，营运单位和工程公司对日本三菱电线供货的核级数字化仪控系统（DCS）柜间电缆进行了质量复验。复验发现，部分电缆中红色芯线的 90℃ 水中绝缘电阻常数低于技术规格书中 $3.67\text{M}\Omega \cdot \text{km}$ 的限值要求，该问题涉及红沿河、宁德、阳江、防城港核电厂共 14 台核电机组。

该事件产生的直接原因是：核级 DCS 柜间电缆的绝缘材料采用了交联聚烯烃（XLPO），而非制造技术文件中给出的交联聚乙烯（XLPE），两种材料存在性能差异，并对电缆绝缘性能造成不利影响。事件的根本原

因是：制造厂在进行型式试验时，没有编制型式试验程序，也未严格遵守相关标准中的要求进行试验，测试人员在绝缘芯线浸水时间不足 1 小时时就测量绝缘电阻值；制造厂生产过程没有编制质量计划，出厂性能数据漏检，未按照核级物项的要求对 1E 级 DCS 柜间电缆实施有效的质量控制；设备主供方日本三菱电机没有对电缆分包方日本三菱电线实施有效的监造和质量监督工作，工程公司对于核级重要物项二级供货商的监督和管理也存在明显疏漏，从而导致发生该质量事件。

处理措施：由于电缆的绝缘性能下降可能导致从反应堆停堆保护机柜（RPC）到未能紧急停堆的预期瞬态保护系统（ATWT）的主给水流量的信号损失，从而影响 ATWT 的功能。营运单位按审评要求更换影响 ATWT 功能的主给水流量信号电缆，并对系统功能进行再验证。对于已安装的其它含红色芯线电缆，选取一定数量有代表性的样品，进行绝缘电阻和绝缘断裂伸长率的定期监测。

三、昌江、红沿河、宁德、阳江、防城港和台山核电厂主泵垂直支承、蒸汽发生器垂直支承装配与设计图纸不符的共性事件

2013 年 4 月，海南昌江核电厂 1 号机组在安装主泵垂直支承上部调整垫板时，调整垫板定位螺栓孔与主泵泵壳支耳上的定位孔位置不符，核查后发现 1 号机组部分主泵垂直支承出厂装配与设计图纸存在差异，2 号机组主泵垂直支承也存在相同情况。经排查，红沿河、宁德、阳江、防城港和台山核电厂主泵垂直支承存在同样问题，部分核电厂蒸汽发生器垂直支承也存在类似问题。

该事件产生的直接原因是：制造厂在设备装配时将支承上的销轴装

反，导致销轴注油孔方向与设计图纸不符，安装单位没有用上支座的止动螺钉孔作为定位基准，而是以销轴注油孔作为定位基准，造成支承安装过程中无法对应配合的情况。事件的根本原因是：制造厂、施工单位均存在对技术文件消化理解不彻底、过程质量控制不到位的共性问题，最终导致突破多重质控屏障。同时，设计方和设计总包方质量控制欠缺，技术文件审查不严，导致出现装配图与零件图不一致的情况。

处理措施：通过对主泵垂直支承和蒸发器垂直支承的结构、功能、力学、安装、使用和维护等方面的分析，已装配完成的垂直支承可以原样接受使用。海南昌江核电厂 1 号机主泵垂直支承与泵壳螺孔不能对应的问题，现场采取了拆除支承地脚螺栓，将支承旋转 180° 后回装地脚螺栓的处理方案。

四、方家山核电工程 2 号机组主管道一环路冷段组对超差事件

2013 年 4 月，方家山核电工程 2 号机组反应堆压力容器及一环路主泵泵壳调整就位后，进行一环路主管道冷段组对时发现，主管道冷段与压力容器连接焊缝（F4 焊缝）和主管道冷段与主泵连接焊缝（F1 焊缝）无法同时满足组对间隙 0-1mm、焊口组对内径错边量 $\leq 1.5\text{mm}$ 的要求。F4 焊口满足组对要求时，F1 焊口错边量达到 24-32mm。一环路热段存在同样的问题，主管道热段与压力容器连接焊缝（C1 焊缝）满足组对要求时，主管道热段与蒸汽发生器连接焊缝（C4 焊缝）错边量达 25mm。

该事件产生的直接原因是：压力容器出厂方位线标识偏差过大，导致压力容器没有安装在正确的位置上。事件的根本原因是：设计文件存在不足，制造文件中没有给出压力容器外部方位标识线的精度要求；制

造厂质量意识薄弱，对压力容器标识线的作用和重要性认识不到位，导致方位标识线不满足现场安装的精度要求。

处理措施：制造厂在现场对压力容器进行了复测，重新制作压力容器筒体方位标识线；施工单位对压力容器实施了二次就位安装，压力容器筒体位置度及三个环路的主管道组对测量结果符合设计要求。

五、方家山核电工程 1 号机组控制棒驱动机构水压试验后液体渗透检查不合格事件

2013 年 4 月至 5 月，方家山核电工程 1 号机组先后完成了 16 根控制棒驱动机构及 5 个见证件的现场焊接施工活动。液体渗透检查（PT）发现 13 根产品（其中管座上 11 个，耐压壳上 2 个）和 4 个焊接见证件上均存在点状显示，部分发现显示的产品和焊接见证件经打磨处理、水压试验后再次发现点状显示。与此类似，阳江核电厂 3 号和福清核电厂 3 号机组均发生过控制棒驱动机构（CRDM）现场焊后 PT 检查不合格事件。

该事件产生的直接原因是：国产原材料中大尺寸非金属夹杂物接近技术规格书上限要求，个别复验试样存在超出技术规格书要求上限的情况，在焊接应力和水压试验应力作用下，在夹杂物处形成表面微裂纹导致 PT 超标显示。事件的根本原因是：原材料在冶炼和浇注过程中，氧化铝和硅酸盐等非金属夹杂物形成偏聚，导致部分非金属夹杂物偏高。

处理措施：产品焊接前对 CRDM 下部 Ω 焊缝坡口及附件母材区域的 PT 超标显示进行消缺处理。在焊接、水压试验后，对焊缝及相关区域进行 PT，对超标显示部位进行消缺处理。对于打磨超过设计最大允许修磨深度或仍存在超标显示的情况，制定专项处理方案。对于满足 PT 验收标准

的显示，尤其是密集性显示，进行有限的打磨以消除显示。同时，加强 CRDM 在役期间的监督检查，必要时考虑进行预防性和纠正性维修。在后续 CRDM 管座和耐压壳的设计和制造过程中，应提高非金属夹杂物的控制要求，尽量降低薄壁母材因金属夹杂物受焊接和水压试验影响而产生相关显示的倾向。

六、海南昌江核电厂 1 号机组主管道焊接违反工艺要求事件

2013 年 8 月，海南昌江核电厂 1 号机组进行主管道第一道焊口打底焊接后的检查时，发现实际焊接方向与焊接工艺文件要求相反。

该事件产生的直接原因是：焊工质量意识欠缺，违反工艺纪律，为便于操作未严格按照施工方案进行施焊活动。事件的根本原因是：施工单位技术交底不到位，重要工艺要求未重点培训和强调。同时，施焊前质量监督环节的失控，也是造成违反工艺要求的重要原因。

处理措施：产品焊接方向与焊接工艺评定不符，导致焊缝质量存在风险，为确保焊缝质量满足设计要求，不留安全隐患，现场在继续焊接至 50%焊缝厚度后，对焊接方向不符合要求的底部焊缝进行挖除，并实施手工补焊。

七、方家山核电工程、福清核电厂主管道焊接发生未熔合缺陷的共性问题

2013 年 11 月，方家山核电工程 2 号机组主管道一环路过渡段在自动焊接过程中，当焊接至 50%厚度时，射线检查发现存在焊缝中心未熔合缺陷，且返修后焊至 62mm 焊缝厚度时，射线检查再次发现存在侧壁未熔合缺陷。与此类似，2014 年 1 月，福清核电厂 3 号机组主管道在焊接至

50%厚度时，射线检查同样发现焊缝中心存在未熔合缺陷。

事件产生的直接原因是：焊机导丝嘴孔径偏大，焊接过程中焊丝头部发生偏离而导致熔池异常，最终造成焊缝中心产生未熔合缺陷；焊机轨道接头部位的高度变化，焊机在移动过程中焊弧出现抖动，以及在焊接初始阶段管件温度偏低，送丝时机把握不当，造成方家山核电工程 2 号机组焊缝侧壁出现未熔合缺陷。事件的根本原因是：施工单位人员管理、设备管理、环境控制、过程控制等方面均存在不足，如：自动焊设备维护保养不当，导丝嘴磨损未及时更换，焊接人员经验不足，对焊接过程中出现的异常现象未引起足够重视等。

处理措施：各现场对焊接至 50%厚度发现的焊缝中心未熔合缺陷均采取了整圈分层打磨，去除缺陷后重新进行自动焊接。方家山核电工程 2 号机组焊缝侧壁未熔合缺陷，采取了焊缝完成焊接后局部打磨去除缺陷，之后进行手工补焊的返修方案。在焊接人员管理、设备维护管理、现场环境和施工控制等方面，工程公司和施工单位梳理了相关管理程序，进一步明确的要求。

八、红沿河核电厂 3 号机组稳压器电加热器绝缘电阻值不合格事件

2013 年 11 月，红沿河核电厂 3 号机组进行稳压器安装后的电加热器检查时，发现 4 根电加热器对地绝缘电阻值不合格，不满足现场检测标准大于 100MΩ 的要求。

该事件产生的直接原因是：加热器顶部端塞与加热器壳体的焊缝（S1 焊缝）内存在气孔缺陷，距焊缝外表面极近，在内部应力及外力作用下

产生微小贯通裂纹，外部潮气进入加热器内部，从而导致加热器绝缘电阻值降低。事件的根本原因是：电加热器制造过程控制不当，因焊接件清洁度或焊接环境等因素而导致焊缝中产生气孔缺陷，加热器制造过程中对 S1 焊缝只要求表面 PT 检查，无法检测内部气孔缺陷。

处理措施：现场对稳压器全部电加热器 S1 焊缝进行射线探伤检查，除已查明绝缘电阻不合格的 4 根电加热器外，还有 2 根电加热器 S1 焊缝检测存在气孔缺陷，现场对 6 根加热器进行了更换，并进行密封性验证。全面排查中发现，红沿河核电厂 4 号机组稳压器 2 根电加热器也有相同缺陷，现场实施了更换并进行水压试验验证。

九、红沿河核电厂 3 号机组应急柴油发电机组风机叶片断裂事件

2014 年 2 月，红沿河核电厂 3 号机组应急柴油发电机组（LHQ）在进行功率试验时发生风机叶片断裂，造成风冷散热器部分翅片损坏及部分冷却铜水管破裂、变形。在事件分析验证过程中，现场启动了其它未损坏风机，叶片再次发生断裂，造成风冷散热器翅片和冷却水铜管进一步受损。经排查，叶片材料不合格问题涉及我国目前在建的大部分核电机组。

该事件产生的直接原因是：风机叶片材料未经调质处理，机械性能不能满足设计规范要求，运行中形成疲劳断裂。事件的根本原因是：设备供货方对分包商未能有效履行质量监督和管理，营运单位在事件处理过程中，对风险的识别和管理不到位，造成设备进一步损坏。

处理措施：现场更换了应急柴油发电机组风机的叶片及受损附件，

新叶片材料进行了调质处理，性能满足设计规范要求。对风冷散热器已损坏的 49 根铜管进行了临时封堵，经计算分析散热性能满足功能要求，后续将对受损的散热器进行整体更换。对于其他存在相同问题的运行和在建机组，按照审评要求更换为符合设计规范要求的叶片。

十、宁德、红沿河核电厂运行期间上充泵泵轴断裂的共性事件

2014 年 3 月，红沿河核电厂 2 号机组调试期间，德国 KSB 供货的上充泵（2RCV002P0）驱动电机过载保护动作导致泵停运，解体检查后发现，上充泵泵轴非驱动端轴承烧毁，口环咬死，泵轴在平衡推力卡环凹槽处断裂，与 2013 年 6 月宁德核电厂 1 号机组上充泵泵轴断裂现象基本一致。阳江、防城港、福清和昌江等核电厂上充泵均为德国 KSB 供货。

该事件产生的直接原因是：制造厂在制造过程中刀具使用错误，将泵轴卡环凹槽倒角由 R2 加工为 R1.2，导致局部应力集中增加，疲劳安全系数低于标准要求。上充泵存在超小流量甚至零流量工况运行的可能性，在此工况下运行时，泵内温度迅速上升造成叶轮与平衡鼓的膨胀间隙闭合，致使泵轴承受过大的轴向载荷，最终导致泵轴在卡环凹槽处疲劳断裂。事件的根本原因是：制造厂在设备设计和制造加工等环节的质量控制不完善，现场调试管理也存在不足。

处理措施：制造厂对上充泵泵轴进行优化设计，目前正在对实施变更的上充泵进行设备鉴定试验。根据阶段性鉴定试验完成情况和审评意见，对未装料的机组，在首次装料前完成优化泵轴的更换；对已装料的机组，在首次大修结束前完成泵轴的更换。同时，在更换泵轴前现场需加强运行监测，确保系统安全可用。

十一、福清核电厂 1 号机组首次装料期间堆芯异物事件

2014 年 5 月，福清核电厂 1 号机组在首次装料过程中，发现下部堆内构件栅格板上有一块白色胶带。福清核电厂停止装料，并将已就位的 2 组燃料组件卸回燃料厂房，通过对压力容器、上下部堆内构件、主管道和换料水池的全面排查，在压力容器底部、上部堆内构件驱动杆导向筒间和换料水池池壁的喷淋母管上发现多块白色胶带。与此类似，我国其它在建厂也经常发生异物事件。

该事件的直接原因是：安装单位在安装期间使用白色胶带做标识，安装工作完成后未清理干净，导致换料水池注水后喷淋母管上的白色胶带脱落并进入堆芯。事件的根本原因是：相关单位在安装和调试期间的施工管理不到位，对防异物管理的重视程度不够，未严格按照程序开展施工和调试活动。

处理措施：现场停止装料，排水并吊出堆内构件进行全面检查，排除异物隐患后重新开始装料。开展专项培训活动，加强现场安装、调试和运行期间的防异物管理。

十二、宁德核电厂 3 号机组安喷泵再循环工况流量不足问题

2014 年 5 月，宁德核电厂 3 号机组在进行安全壳喷淋系统（EAS）地坑再循环喷淋试验时，发现两台安喷泵（3EAS001/002P0）流量偏低，不能满足安全准则的相关要求。

该问题产生的直接原因是：工厂试验台文丘里流量计流出系数校验失准，工厂测量的流量值较实际流量值偏大，导致设备实际性能与出厂性能曲线不符，不能满足相关技术要求和运行安全准则要求。问题的根

本原因是：制造厂计量工具管理、质量控制存在不足，类似情况曾经在同类企业发生，未引起该厂的足够重视。

处理措施：制造厂采购了新流量计，并进行重新标定和试验验证。现场将宁德核电厂 3 号机组两台安喷泵部件返厂进行水力部件修整并重新试验，直至满足相关技术要求。经排查发现，宁德、防城港和福清核电厂的五台在建机组共 20 台安喷泵和低压安注泵均使用了标定错误的流量计，存在相同的偏差问题，均需重新进行处理和试验。

十三、三门、海阳核电厂余热排出泵进出口管嘴堆焊层焊接材料不符合的共性事件

2014 年 5 月，在进行三门核电厂 1 号机组首台余热排出泵（RNS）吸入接管嘴与管道焊接连接时，在打底焊完成后发现焊缝存在裂纹。排查原因时发现 RNS 泵制造过程中进出口管嘴堆焊层焊接材料与设计要求不符合。经排查，三门核电厂 2 号机组、海阳核电厂 1、2 号机组 RNS 泵也存在类似问题。

该事件产生的直接原因是：在制造过程中，德国 KSB 公司没有充分评估西屋设计文件中关于限制使用焊接材料 ERNiCr-3 的要求，按照以往经验选择 ERNiCr-3 作为 RNS 泵进出口管嘴堆焊的焊接材料。在安装过程中，安装单位将泵接管嘴处材质判断为符合设计设计要求的材质，导致所选用的焊接工艺与泵接口材质不匹配，导致焊接出现裂纹。事件的根本原因是：在制造过程中，德国 KSB 设计变更审查存在缺陷，没有充分评估设计文件的要求，而按照以往经验选择 RNS 泵进出口管嘴堆焊的焊接材料。工程公司采购部门（JPMO）审查供方文件、完工报告、质量记

录的程序细则存在缺陷，造成对技术文件审查不严格，对设备的监造监督不到位。在现场安装过程中，设备接口材质判断依据不明确，导致焊接工艺选取错误，从而造成焊接热裂纹事件的发生。

处理措施：事件发生后，三门、海阳核电厂现场均暂停 RNS 泵的施工活动，在厂家制造完工的 RNS 泵暂不发运，并对运达现场的所有核级泵和存在类似堆焊层的核级泵进行了排查。对于四台 RNS 泵，组织西屋、KSB、法玛通等专家进行了评估，并针对现场安装出现的焊缝裂纹进行了返修处理。此事件造成 RNS 泵施工暂停 4 个月。

十四、三门、海阳核电厂核岛管阀错误领用和错装的共性事件

2014 年 5 月，海阳核电厂 1 号机组进行污水系统 WWS-01 工作包试压过程中，发现阀门内漏，进而发现该阀门压力等级与有效版管道图纸要求的阀门压力等级不符。通过排查，发现三门核电厂 1、2 号机组有 412 台阀门存在阀门号位重复现象，其中有 37 台（均为非核级）已错误发放并安装就位；海阳核电厂 1、2 号机组有 249 台阀门存在号位重复现象，其中 33 台（均为非核级）已错误发放并安装就位。

该事件产生的直接原因是：工程公司现场管理部门（SPMO）对阀门隔离管理不到位，将没有隔离标识的报废阀门释放给了安装单位，造成阀门错装。事件的根本原因是：工程公司采购部门（JPMO）对设备放行工作的监督管理控制不够；设计变更对采购的影响控制相关程序存在缺陷；JPMO 内部及与 SPMO 在采购设备上的职责划分和接口不清晰；现场 SPMO 物项控制存在缺陷；JPMO 对报废不符合项的验证在程序没有要求；JPMO 和 SPMO 对报废物项的回收、重复利用等没有程序控制；施工单位对

安装、试验过程的先决条件检查/控制的程序要求不充分。

处理措施：针对出现阀门错装事件，JPMO、SPMO 对设计变更管理、采购管理、数据软件、仓储管理等都进行了梳理排查，进行了相应整改。施工单位也对物项领取等方面程序进行了升版。

十五、阳江核电厂 2 号机组堆内构件螺栓松脱及蒸汽发生器等主设备损伤事件

2014 年 5 月，阳江核电厂 2 号机组热态功能试验期间，松动部件和振动监测系统 (KIR) 先后监测到三号和一号蒸汽发生器 (SG3/SG1) 出现振动报警信号。营运单位打开 SG 一次侧人孔检查后发现，SG3 和 SG1 热端水室内均存在异物（断裂螺栓、金属片等），两台 SG 热端水室内表面均有大面积损伤。营运单位随后对一回路设备进行了全面检查，发现下部堆内构件中的两颗螺栓及对应的锁紧帽脱落。检查同时发现反应堆压力容器 (RPV) 内部堆焊层表面、主管道内表面、主泵和堆内构件表面均存在不同程度的损伤。在进行易松动部件的排查中，发现上部堆内构件控制棒导向筒紧固螺栓锁紧帽防松焊接与设计要求不符，设计要求为四点焊接，而实际均为三点焊接。

该事件产生的直接原因是：螺栓在安装阶段的螺栓紧固方面出现异常，在流致振动作用下连接螺栓首先出现松动，螺栓与锁紧帽发生往复摩擦和撞击，同时由于锁紧帽焊缝存在局部缺陷，锁紧帽焊缝出现断裂。当锁紧帽发生断裂后，断裂的螺栓头部和螺杆部分相继出现脱落现象。首颗螺栓松脱后，振动加剧，进而导致第二颗螺栓和锁紧帽出现断裂和脱落。两颗脱落螺栓在一回路水流冲击下，对主设备内表面形成撞击，

导致两台 SG 热端水室内表面和其他主设备损伤。KIR 报警后，营运单位未及时采取措施，导致设备损伤加剧。事件的根本原因是：施工单位、工程公司存在较严重的质量管理缺失，具体反映为设计单位技术交底不充分，施工单位质控文件不完善，过程记录不完整，存在施工人员凭经验操作和不按照技术要求施工的现象，施工单位和工程公司的监督检查人员也未认真核实检查，最终导致多环节失控，给运行安全留下隐患。

处理措施：现场对一回路及相连的辅助系统进行了全面的异物及其来源排查，在对设备缺陷进行充分损伤评价和保守分析的基础上制定了分步处理方案。对 RPV 内部堆焊层表面、主管道内表面和主泵叶轮表面的缺陷经轻微修磨后，能够满足原设计要求。对于损伤较为严重的 SG 热端水室内表面缺陷分为两部分制定了修复方案，其中 SG 水室封头表面、人孔、分隔板等区域为第一部分，采取打磨修复的方法，恢复到原设计水平；针对管板堆焊层表面和管口密封焊区域的缺陷，由于涉及到应力腐蚀敏感性和一回路密封性，作为第二部分处理的范围，在实施修复处理前通过对蒸汽发生器管板堆焊层、管子-管板封口焊缝和短水室隔板焊缝等的设计要求、设备出厂状态和部件的实际损伤程度的对比分析，结合一回路水环境应力腐蚀开裂（PWSCC）风险分析，制定了整体打磨后进行局部修磨的处理方案，实施前进行了充分的论证和模拟试验，修复后，进行全面的无损检验和水压试验。对于堆内构件的修复，营运单位采取了整体拆卸 BMI 组件、更换部分零部件并恢复至原设计水平的修复方案。

十六、福清核电厂 2 号机组安全壳喷淋泵异常启动事件

2014 年 6 月，在对福清核电厂 2 号机组 1 号安全壳喷淋泵进行负载

试车时，安装公司操作人员误将处于对中调整状态的 2 号安全壳喷淋泵启动，造成该泵联轴器从电机端脱落，电机联轴器和周边设备损伤。

该事件产生的直接原因安装公司操作人员听错指令，将“点动 2EAS001P0”的指令误听为“点动 2EAS002P0”，试车指挥人员与电气操作人员对操作指令未进行信息反馈与确认，导致 2EAS002P0 安喷泵错误点动。事件的根本原因是：安装公司管理制度执行不到位，具体表现为：在安喷泵试车前未召开工前会，未进行安全技术交底，现场相关操作人员无电气设备操作授权，开工前未对操作票进行签字确认。现场施工监督环节失效，工程公司、监理公司未起到相应监督作用。

处理措施：开启不符合项，更换联轴器等受损部件，并对电机、泵体进行全面检查。根据要求重新对联轴器安装、调试并形成记录。对安装公司工前会、操作票、隔离等管理程序和制度进行梳理和完善，并严格执行。安装公司制订监督程序有效落实的措施，提高监管的有效性。工程公司组织各单位进行防人因失误培训。

十七、福清核电厂 1 号机组主泵润滑油回路毛巾等异物问题

2014 年 9 月，福清核电厂 1 号机组向 75%FP 升负荷过程中，二环路主泵的推力轴承温度和电机上部轴承温度突然同时升高，主控室运行人员发现二环路主泵的润滑油流量明显低于另外两台主泵。在二环路主泵的推力轴承温度升至 95.7℃（报警值 90℃），电机上部轴承温度升至 94.3℃后，为保证主泵的设备安全，由运行人员手动操作停运主泵。经拆检，在主泵润滑油泵的入口处发现 2 块蓝色毛巾，在滑润油箱中发现金属丝异物。经清理异物后的第二次带载运行时，副推力瓦温度升高趋

势异常，运行人员手动停泵，拆检发现二环路主泵副推力瓦磨损较为严重。与此类似，我国其它在建核电厂也经常发生异物事件。

该问题产生的直接原因是：主泵润滑油泵中的蓝色毛巾异物的存在使润滑油流量不足，进而主泵的推力轴承和电机上部轴承温度升高，异物可能使副推力瓦产生一次损伤，在第二次带载运行过程中，由于润滑油中的异物进入到副推力瓦与推力盘之间破坏油膜建立，造成推力盘及副推力瓦面损伤，并逐渐扩大至整个巴氏合金瓦面使副推力瓦磨损。问题的根本原因是：设备组装过程中，防异物管理制度不完善，执行不到位，使得蓝色毛巾遗留在主泵润滑油泵中。清洁规程不完善或执行不到位，打磨片掉落的金属丝未得到清除。

处理措施：对副推力瓦进行打磨处理；全面拆解主泵润滑油泵检查，更换所有 O 型圈及锁片，叶轮、导叶、油封等主要部件确认可用；拆卸、检查电机上导轴瓦，确认可用；对所有发现异物进行了清理，并进行了全面检查；更换润滑油，确保油质颗粒度合格。截至 10 月 30 日，二环路主泵带载再鉴定试验结果合格，满足实际运行需求。

十八、方家山核电工程 1 号机组主泵推力瓦磨损问题

根据设计要求，允许在系统压力下失去顶轴油泵时主泵仍可停运下来。2014 年 9 月，方家山核电工程 1 号机组进行主泵惰转试验过程中，主泵和顶轴油泵同时断电停运后，二环路和三环路主泵主推力瓦温度显示异常，停泵检查发现两台主泵主推力瓦严重磨损，不满足设计要求。

该问题产生的直接原因为：主泵和顶轴油泵同时断电后，推力瓦和推力盘间油膜存在异常，在惰转过程中推力瓦和推力盘金属接触发生碾

磨造成严重损伤。问题的根本原因是：供应商未按设计要求，在出厂前试验过程中验证在系统压力下失去顶轴油泵时主泵惰转试验，失去顶轴油泵后主泵惰转试验不合格的问题未及时发现，从而留下隐患。

处理措施：对两台主推力瓦进行更换，重新装配主泵电机，重新试验。将顶轴油泵电源改由应急柴油机供电，在一般的失电事故情况下主泵失电停运时，顶轴油泵能够自动启动。并在主泵惰转试验中对失电的时间进行了真实工况的模拟，确认电源改造能够保证主泵的安全运行。

十九、宁德核电厂 6.6KV 移动式柴油机故障问题

2014 年 9 月 24 日，宁德核电厂在开展场内核应急综合演习前的预演习过程中 3 次启动 6.6kV 移动式柴油机未成功；10 月 14 日，在装料前场内核应急综合演习中 6.6kV 移动式柴油机 3 次启动不成功。

该问题产生的直接原因为：柴油机长期存放，燃油管路集气，造成 6.6kV 移动式柴油机 9 月 24 日 3 次未启动成功；由于蓄电池连续 5 次放电导致剩余电量不足，在综合演习过程中启动马达无法达到额定转速，造成 10 月 14 日未启动成功。问题的根本原因是：对 6.6kV 移动式柴油机的日常维护不到位，造成燃油管路集气和蓄电池电量不足等问题，致使多次启动未成功。

处理措施：针对 6.6kV 移动式柴油机故障问题，宁德核电厂采取了燃油管路加油排气、蓄电池充电等措施，并加强了柴油机的日常维护管理工作，此后进行的多次柴油机启动试验均成功启动。

二十、福清核电厂 1 号机组现场稳压器、主泵保温层火险问题

2014 年 10 月，福清核电厂 1 号机组现场发现稳压器人孔斜下方保温

层与筒体之间有明火，二环路主泵泵壳保温间隙中有烟冒出。

该问题产生的直接原因为：稳压器人孔处保温层火情由保温层与稳压器之间落入的可燃物引起，二环路主泵保温层中产生烟雾为小修期间二环路主泵拆卸中少量润滑油落入保温层引起。问题的根本原因为：对防异物管理重视程度不够，现场运行人员小修期间管理不到位，未严格执行相关程序。

处理措施：针对福清核电厂稳压器人孔保温层产生火情、主泵保温层产生烟气的异常情况，现场紧急消防干预扑灭 1 号机组稳压器人孔保温层发现的明火并拆除稳压器人孔处部分保温层，检查保温层状况，确认没有遗留火情。对于二环路主泵泵壳，拆除部分泵壳双壁保温层，取出用于填充间隙的保温被，烟雾消失。事后对 1 号机组稳压器人孔处、2 环路主泵保温层进行全面检查、清理、回装，持续进行监视，确认状态稳定，并加强后续巡检工作，对于事件原因进一步调查分析。

二十一、福清核电厂、方家山核电工程等项目稳压器喷雾头止松螺钉未实施防松焊的共性事件

2014 年 10 月，福清核电厂 2 号机组在处理稳压器喷雾头接管嘴安全端与热套管夹层内存在的焊渣异物问题时，发现 2 号机组稳压器喷雾头止松螺钉未按设计文件实施防松焊。经排查，发现福清核电厂 1 号机组、方家山核电工程 1、2 号等机组均存在类似问题。

该事件产生的直接原因是：制造厂未严格按照设计要求制造喷雾头。事件的根本原因是：制造厂工艺转化不当或执行不到位，制造过程中监督环节存在不足，未检查到该止松螺钉与设计要求不符。

处理措施：针对多台稳压器喷雾头止松螺钉未实施防松焊的事件，经工程公司、营运单位共同分析讨论后，采取对漏焊处进行补焊的返修方案，由供应商在稳压器内部搭设工作平台，焊接人员进入稳压器实施补焊。截至 11 月 20 日，福清核电厂 1、2 号机组和方家山核电工程 1、2 号机组已返修完成。

二十二、其他质量问题

同时，近期核电厂建造过程中还发生了其他一些不符合标准规范和设计要求的共性质量问题，暴露出工程管理和质量控制等方面仍存在不足，主要情况如下：

（一）设备质量问题对工程进展造成影响。如：在多个核电厂发现大连大高供货的阀门存在质量问题，乏燃料格架出现锈蚀情况，核岛主设备役前检查时发现超标显示，应急柴油机组零部件材料不合格，支持系统故障和启动异常等。

（二）DCS 软、硬件在出厂试验、安装和调试期间存在问题。如福清核电厂 1 号机组 1E 级 DCS 系统发运至现场后，发现软硬件鉴定文件、出厂试验报告和软件 V&V 等文件资料不完整，出厂前测试内容未完整实施，软件程序存在缺陷和参数设置错误，以及 1E 级机柜螺栓强度不符合设计要求等问题。另外在设备出厂前的监督、检查活动中，还发现存在不符合项（NCR）未关闭即开展后续工作、工程测试项目不完整、组装和测试活动不规范等情况。