



广东大亚湾核电站 岭澳核电站

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

生产运行年鉴

2003

广东大亚湾核电站
岭澳核电站
生产运行年鉴

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

2003

图书在版编目 (CIP) 数据

广东大亚湾核电站·岭澳核电站生产运行年鉴.2003/
贺禹主编.——北京:原子能出版社,2004.9
ISBN 7-5022-3268-0

I.广… II.贺… III.①大亚湾核电站-2003-年鉴
②岭澳核电站-2003-年鉴 IV.F426.23-54

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2004) 第 085745 号

广东大亚湾核电站·岭澳核电站生产运行年鉴 2003

出版发行 原子能出版社 (北京市海淀区阜成路 43 号 100037)

责任编辑 黄厚坤 张 辉

责任校对 李建慧

责任印制 丁怀兰

印 刷 保定市印刷厂

经 销 全国新华书店

开 本 787mm × 1092mm 1/16

字 数 666 千字

印 张 25 彩 页 9

版 次 2004 年 9 月第 1 版 2004 年 9 月第 1 次印刷

书 号 ISBN 7-5022-3268-0 / F·2

印 数 1-15 00 定 价:112.00 元

版权所有 侵权必究

出版社网址: <http://www.aep.com.cn/>

编辑委员会

主 编

贺 禹

副 主 编

刘达民 高立刚 郑东山

编 委

贺 禹 刘达民 高立刚 郑东山 卢长申 刘新栓 李晓明
廖伟明 郭利民 徐文兵 孙宗闻 徐 颖 杨昭刚 蔡康元
刘德强 陈德淦 强 辉 常宝盛 赵 昔 杨 宙 韩庆浩
马 捷 何文新 郭希全 宫广臣 杨茂春 琚存有 慕齐放
林北京 奚芝苓 陈小强 蒋达进 田延峰 陈军琦 吴 翎
张睿琼 高 歌 熊春华 邓正平 戴忠华 傅森磊 魏其岩
张 明 李志成 陈 强 陈伟仲

编 辑

陈海斌 李体强 易少群 梁无计 廖宏川 余 萌

供稿人员 (按姓氏汉语拼音顺序排列)

巢炯昆 陈传令 陈建兵 陈捷飞 陈 军 陈 宁 陈世均 陈 智 陈祖书 闯立夫
程应学 初志春 崔建房 戴忠华 段贤稳 樊陪都 范立明 高柯夫 宫广臣 顾晔艺
郭海静 郭建兵 韩 敏 洪 蔚 洪振旻 胡昌贤 黄家权 黄来喜 黄荣许 黄永建
吉长余 冀天才 贾国安 江 旭 蒋达进 蒋 延 焦 萍 景立峰 劳 毅 黎志政
李红军 李克勤 李 雷 李联成 李 敏 李 庆 李 燕 李 勇 李志军 廉志坤
梁 薇 刘 力 刘 鹏 龙三强 鲁明波 陆秀生 吕厚鑫 吕群贤 罗慧勇 罗 毅
马 蜀 梅建民 欧阳俊杰 潘 央 乔恩举 秦卫东 任 历 任世军 尚德宏
苏林森 苏章原 孙 键 汤晓清 陶于春 田新华 万 田 汪德伟 王宝山 王成铭
王岱宗 王 凡 王红玫 王宏斌 王佳峰 王卫东 王永刚 王周莉 问清华 吴虹霞
吴坚军 吴 锦 吴潞华 吴天华 郝海英 夏 彤 肖詹东 邢晓星 徐功义 徐光明
徐小花 徐咏梅 闫善君 严海德 杨 帆 姚 刚 姚雪鸿 易少群 于海峰 余 萌
袁建雄 曾晓辉 曾哲峰 张凤斌 张 健 张兰岐 张 宁 张水华 张熙军 张晓峰
张育彬 张 征 郑成山

前 言

2003年是广东大亚湾核电站投入商业运行的第十年。随着岭澳核电站2号机组年初投产，岭澳核电站两台机组全面投入商业运行。

根据群堆管理发展的要求，2003年中国广东核电集团有限公司成立了大亚湾核电运营管理有限责任公司，统一管理大亚湾核电站和岭澳核电站的安全运行。在此基础上，电站对生产线的行政架构和资源进行了重新整合，生产管理的形势和内容有了很大变化，2003年的《年鉴》内容也反映了此特点。2003年的《年鉴》在保持2002年的相同架构的基础上，包含了四台机组的安全运行内容，在架构上仍将两电站相对独立的生产运行部分，分开编写，以便于读者使用。

本《年鉴》的基本内容包括电站在运行、维修、安全监督、事件分析和事故处理方面的经验；电站在运行、维修、环境监测、剂量管理和工业安全等方面的信息和数据；电站在保证核安全、进行经验反馈、提高设备管理水平的实践，以及电站在人事管理、人员培训、技术管理和质量保证等方面的管理特色。

《年鉴》供稿人员众多，文章写作风格各异，繁简也有差别。编审工作只能做到在保证内容正确、表达准确、符合《年鉴》总体要求的前提下，基本上保持文章的原貌。《年鉴》各章节在写作技巧上独立成篇，但在编辑审稿时，力求相关的名词术语全书统一。《年鉴》中所涉及的电站基本系统的缩写、一些专业术语及机构的缩写、厂房和构筑物代号以及设备名称代码，在《年鉴》中出现的频率很高，未能在正文部分一一给出注释，读者可以在《年鉴》附录中查找它们的中、英文解释。

由于编审人员写作水平和表达能力有限，不当之处在所难免，敬请读者指正。

编 者

持续改进，迎接挑战， 确保安全生产，不断提高运营管理水平

大亚湾核电运营管理有限责任公司

总经理 



2003 年是大亚湾核电运营管理有限责任公司成立运作的第一年，是公司积极探索和实践的第一年，是不平凡的一年。一年来，在中国广东核电集团有限公司、公司董事会的正确领导下，在两个业主公司——广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司的指导帮助下，在两个电网——广东电网和香港电网的大力支持下，公司取得了令人鼓舞的业绩，整体上做到了承前启后，开局有力。

在安全方面，全年没有发生重大安全生产事故，实现四台机组四个“零”停堆；其中岭澳核电站两台机组创造了商业运行后第一个燃料循环无非计划自动停堆的优良纪录。实现了三项责任制中六个“零”的承诺。与 2002 年 WANO 同类型核电站的 8 项性能指标相比，2003 年大亚湾核电站有 6 项超过世界中间水平，其中 1 项达到世界先进水平；岭澳核电站有 5 项超过世界中间水平，其中 2 项达到世界先进水平。

在生产方面，顺利完成繁重的大修任务，全年大修时间累计达 165 天，创造了 31.23 天的电站投产以来最短的大修工期。四台机组共发电上网 276.94 亿 kW·h，比 269 亿 kW·h 计划电量超出近 8 亿 kW·h。其中，大亚湾核电站连续四年上网电量超过 140 亿 kW·h，2003 年达到 143.84 亿 kW·h。

在经营方面，三项责任制考核指标中，资产经营责任制总分 120 分，实际得分 116.58 分；安全生产责任制

总分 100 分,实际得分 96.6 分;党风廉政建设责任制总分 100 分,实际得分 96 分。

回顾全年工作,良好的经营业绩主要得益于以下五个方面:

1. 平稳过渡,专业化管理初见成效

2003 年第一季度公司成立,在新的模式下开始对现场四台机组实施专业化管理。为了充分发挥专业化运营管理的优势,公司成立后,立即对生产资源进行了整合,调整了组织机构设置,选配了德才兼备、年富力强的干部充实到各级管理岗位上。在较短时间内,公司完成了平稳交接和过渡,减少了行政岗位,规范了过程,提高了效率,安全生产核心业务得到加强,各项技术和管理改进工作陆续铺开,很快进入良性循环。

2. 执行有力,安全生产再上台阶

安全生产管理继续以防非计划停机停堆为核心,规范高风险和启、停机活动。为了提高经验反馈有效性,成立了纠正行动评审小组,强调事件的根本原因分析与纠正行动落实。进一步完善日常生产管理,初步形成以日常生产项目组为管理核心,以运行值为执行核心的总体模式,实现生产活动一体化运作。初步形成大修前找缺陷、大修中消缺陷、大修后百日消缺的缺陷处理机制。随着大修活动的日常化,公司进一步规范大修管理,突出以质量为中心,试行三级项目管理办法,规范非标准项目的管理,推行工前会制度。大修前,重点改善工作包的准备质量,实行工作负责人检查制度。大修中,强调关键路径“零”接口,重点加强计划的控制力度。

3. 周密部署,危机应对规范有序

2003 年初,面对“非典”疫情,在集团的统一领导下,由工地党委牵头,与服务集团紧密配合,借鉴安全管理的理念和系统,坚持“零宽容”原则,落实相关防治措施,编写程序,制定预案,规范管理,实现“零疑似”、“零确诊”目标,保证了生产和大修的正常进行,受到国资委表彰。

4. 持续改进,综合管理能力稳步提高

2003 年,公司在坚持以往良好实践的基础上,针对工作中的薄弱环节,按照有利于安全生产,有利于调动员工积极性的原则,推行了一系列管理创新举措,涉及托管模式下财务管理、人力资源管理、干部管理等领域,为进一步提升生产业绩、理顺管理流程、增强发展后劲、激发员工潜能发挥了积极的作用。

5. 监督支持,内部监控体系运作有效

公司成立后,及时完善内部治理结构,建立授权制度,梳理程序体系,明确岗位职责。各项业务规范运作,有序开展,监督控制严密到位,支持服务进一步增强,在合同评审、财会规范、专项监督、防腐教育等各方面取得了成效。公司改变以往以现场日常监督为主的做法,加大专项监督力度,强调过程审计,突出重点改进,注重效能监督,加强审计与纪检、质保与技术的联合监督。对一些较大的质量管理问题,以“改进项目”的形式联合推进。

2003 年所取得的经营管理业绩充分体现了专业化群堆管理的优越性,但电站的安全生产管理并不是十全十美的,在很多方面还有待进一步改进:

首先是四台机组全局化的安全生产管理要加强,特别是在资源配置和调度方面。生产线

的物资资源和人力资源的配置,与完全满足四台机组日常生产、换料大修及停机抢修所需的需求缺口还是比较大。电站缺乏技术水平高、经验丰富的技术骨干和专家,独立处理重大技术问题或设备故障的能力较弱,成为制约电站安全生产的一个重要因素。

其次,则是须进一步提高电站核安全文化建设水平。2003年电站的安全生产业绩虽好,但期间发生的人因事件比例偏高,这是一个不好的苗头。防人因失效要往更深的层面改进,既要対事,也要对人。以提高员工责任心为基础,将核安全文化建设落到实处,形成可操作的文化,而不是仅仅停留在纸面文章上。

再者就是日常生产机组抢修的规范化。虽然电站在2003年对日常生产机组抢修的响应、组织、程序和决策等方面积累了一些经验,但在规范化方面还必须进一步改进,从而减少机组抢修对电站安全生产的冲击。

成功的2003年将成为公司迈步向前的新起点。四台机组的运营管理与两台机组的运营管理有很大的不同,并不是简单算术相加,公司承担的责任和风险倍增,任务将更加艰巨、工作将更加繁重。2004年公司将继续发挥专业化管理优势,不断规范和向纵深推进公司的运营管理,以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导,全面贯彻十六大和十六届三中全会精神,在集团公司的领导下,坚持“安全第一、质量第一”,满怀信心、团结一致、振奋精神、一丝不苟,为确保四台机组安全生产,不断提高运营管理水平而努力奋斗!



■ 7月23日，全国人大常委财经委副主任刘积斌来访

方曦 摄

方
曦
摄



■ 11月8日，国务院国有资产监督管理委员会主任李荣融视察大亚湾核电现场

方曦
摄



■ 3月31日，大亚湾核电运营管理有限责任公司颁证仪式

方曦
摄



■ 5月28日，广东核电工地“非典”防治责任承诺书签字仪式



7月15日，中国广东核电集团领导干部会议在大亚湾核电工地召开

方曦 摄



先进党组织、优秀党员、优秀党务工作者表彰大会

方曦 摄

方曦
摄



■ 9月9日，中央宣传部记者团采访集团董事长王禹民

方曦
摄



■ 11月26日，外国驻华记者团来访



■ 10月28日, DNMC-EDF 维修工业政策研讨会在电站举行

方曦 摄

方
曦
摄



■ 12月1日, IAEA 设备老化与寿命管理研讨会在电站举行



■ 大亚湾核电站新技术规范切换仪式

方曦 摄

■ 大亚湾核电站1号机组实施延伸运行之现场参数调整



黄国平 摄

梁汉生
摄



■ 大修现场协调

■ 岭澳核电站主控制室



荣涛
摄



梁汉生
摄

■ 岭澳核电站辅助给水泵检修



黄国平
摄

■ 现场设备巡检

梁汉生 摄



■ 现场运行操作

梁汉生
摄



■ 岭澳核电站厂区

梁汉生
摄



■ 岭澳水库

荣涛
摄



■ 厂区一景

■ 桃花盛开的地方



荣涛 摄

荣
涛
摄



■ 厂区公园



团
委
提
供

■ 国庆晚会剪影

团
委
提
供



■ “大亚湾之恋”合唱团参加深圳
“企业之歌”比赛

大亚湾核电运营管理有限责任公司

第一个五年发展计划

(新闻稿) 高立刚

2003年第一季度大亚湾核电运营管理有限责任公司(简称“运营管理公司”)成立并开始运作,负责大亚湾地区核电站的运营管理。该公司系由广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司共同投资设立。

成立专业化的运营管理公司,是广东核电进行专业化、集约化和科学化的战略重组,构筑核心竞争力的一个重要举措。作为中国核电行业第一个专业化的运营管理公司,以及承担着广东核电集团有限公司的核心业务——核能发电,公司成立伊始就在战略发展、经营管理、技术研发等方面积极探索和研究,开辟发展和提升的道路。在总经理部的直接领导和关注下,运营管理公司在2003年9月完成了第一个五年发展计划编制,明确提出了运营管理公司的远景目标和第一个五年要实现的目标。

公司的远景目标是:建设在世界同类核电站中具有市场竞争能力、风险抵御能力和持续进步能力的先进核电运营企业。

2007年的目标是:

1. 电站运营业绩进入并保持世界同类核电站先进水平。其中四台机组三年平均能力因子不小于88%,非计划能力损失因子不大于2%;
2. 托管业务的单位发电成本平均水平具备同地区电力市场竞争力;
3. 以安全文化为核心的企业文化水平持续提升,为实现公司的使命和远景目标提供持续的动力;
4. 逐步建立后续生产梯队,满足中国广东核电集团有限公司运营机组和新建项目的人才需求。

运营管理公司第一个五年发展计划以世界同类核电站先进水平为目标,突出安全运营核心业务,着力于构筑企业三大核心能力,即市场竞争能力、风险抵御能力和持续进步能力。提高市场竞争能力主要是围绕改进生产和大修管理水平。提高风险抵御能力主要是围绕改进设备管理和战略备件管理。培育持续进步能力主要是围绕加强企业制度和文化建设,共7个改进发展领域。

第一个五年发展计划是对广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司两个股东的承诺,

是运营管理公司要为股东创优增值的战略规划。第一个五年发展计划明确了公司将在安全、可靠、环保、经济、人力资源管理和企业文化建设等方面持续努力的方向和目标。

第一个五年发展计划的贯彻执行在参考广东核电合营有限公司五年发展计划的基础上,增加了“过程指标”,强化了项目责任制,增加了计划实施中的风险分析和跟踪管理办法。五年发展计划的每个改进领域都有明确的发展目标、负责人、关键业绩指标、过程控制指标和行动计划。通过公司业务计划体系的正常运作得以贯彻落实。

第一个五年发展计划是运营管理公司按现代企业制度运作的一个行动纲领文件。我们相信,在已有近20堆·年运行经验的生产管理队伍的团结努力下,在集团公司、业主公司以及董事会的大力支持和正确领导下,运营管理公司一定能够实现第一个五年发展计划的目标,成为国际先进核电运营企业!

岭澳核电站两台机组 首轮商业循环无非计划自动停堆

(新闻稿) 卢长申

岭澳核电站1号机组于2002年5月28日投入商业运行,2003年4月21日按计划与电网解列,开始第一次换料大修,期间一直保持连续安全运行,未发生非计划自动停堆事件。2号机组于2002年8月27日反应堆首次达临界,2003年11月28日按计划与电网解列,开始第一次换料大修,在此调试和商业运行期间一直保持安全运行,未发生非计划自动停堆事件。

岭澳核电站两台机组实现首轮商业循环无非计划自动停堆,同时还创造1、2号机组单个循环分别连续运行332天和293天、2003年电站能力因子达到85.56%、两台机组首轮商业循环上网电量137.8亿千瓦时的佳绩。综合业绩表明,岭澳核电站两台机组达到了世界核电新机组的最好运行水平。

岭澳核电站取得良好的安全运行业绩,总结起来主要有以下几个方面原因。第一,实施群堆管理,大亚湾核电站的工程建设、调试启动、生产运行各阶段的经验和教训为岭澳核电站搭建了平台,运营管理公司的成立使这一平台更加坚实;第二,岭澳核电站工程建设为生产运行奠定了基础,特别是在工程后期的移交接产和调试阶段,承受进度压力的工程建设部门和作为工程验收方的生产管理部门建立了成功的合作关系,同时保障了工程质量和进度;第三,岭澳核电站生产准备、调试启动为生产运行奠定了基础,其中生产准备基础设施建设为调试启动提供了前提,1号机组总体调试又为2号机组总体调试提供了经验和教训;第四,投入商业运行后,岭澳核电站进行了科学的安全生产管理,对新机组进行精心运行和维护,紧密跟踪机组状态,及时消除安全隐患和缺陷,抓住了取得良好运行业绩的最终环节,取得了成功。

数以万计的岭澳核电站工程和生产的参与者,经过数千个日夜的努力,用辛勤和智慧取得了以两台机组首轮商业循环无非计划自动停堆为最终标志的良好业绩,再次创造了广东核电的辉煌,同时也为今后大亚湾核电站和岭澳核电站的生产运行和广东核电的长远发展奠定了基础。

目 录

第一章 公司与电站组织机构

1.1	公司简介	1
1.2	公司组织机构	2
1.3	电站组织机构	3

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1	电站运行	5
2.1.1	运行组织	5
2.1.2	机组运行状态	6
2.1.3	售电及外购电	11
2.1.4	机组性能指标	12
2.1.5	反应堆物理试验	13
2.1.6	电站化学	17
2.1.6.1	化学监督	17
2.1.6.2	淡水资源及化学系统制水	18
2.1.7	重要机械设备运行维护	19
2.1.7.1	静止机械设备	19
2.1.7.2	转动机械设备	19
2.1.8	继电保护	20
2.1.9	电气设备运行维护	21
2.1.10	发供电系统可靠性	25
2.1.11	仪控系统设备运行及评价	27
2.1.12	燃料循环及燃料管理	30
2.2	核安全	35
2.2.1	三道屏障完整性	35
2.2.2	专设安全系统	38
2.2.3	安全相关设备不可用状态(Io)跟踪	39
2.2.4	定期试验	41

2.2.5	瞬变统计	42
2.2.6	电站运行事件	44
2.2.7	经验反馈	48
2.2.7.1	内部事件经验反馈	48
2.2.7.2	外部事件经验反馈	52
2.2.8	安全文化建设	55
2.2.9	电站概率安全评价	56
<hr/>		
2.3	工业安全	58
<hr/>		
2.4	消防	59
2.4.1	火灾事件及火险事件统计	59
2.4.2	消防管理	60
<hr/>		
2.5	辐射防护	60
2.5.1	年度辐射防护总体评价	60
2.5.2	个人剂量监测	61
2.5.3	运行辐射防护管理	62
2.5.4	大修辐射防护管理	63
2.5.5	辐射防护培训	64

第三章 岭澳核电站安全运行

3.1	电站运行	65
3.1.1	运行组织	65
3.1.2	机组运行状态	66
3.1.3	售电及外购电	70
3.1.4	机组性能指标	72
3.1.5	反应堆物理试验	73
3.1.6	电站化学	75
3.1.6.1	化学监督	75
3.1.6.2	化学系统制水及制氢	77
3.1.7	重要机械设备运行维护	77
3.1.7.1	静止机械设备	77
3.1.7.2	转动机械设备	78
3.1.8	继电保护	78
3.1.9	电气设备运行维护	80
3.1.10	发供电系统可靠性	83
3.1.11	仪控系统设备运行及评价	85
3.1.12	燃料循环及燃料管理	87

3.2	核安全	90
3.2.1	三道屏障完整性	90
3.2.2	专设安全系统	92
3.2.3	安全相关设备不可用状态(Io)跟踪	94
3.2.4	定期试验	96
3.2.5	瞬变统计	96
3.2.6	运行事件	99
3.2.7	经验反馈	101
3.2.7.1	内部事件经验反馈	101
3.3	工业安全	104
3.4	消防	105
3.5	辐射防护	106
3.5.1	年度辐射防护总体评价	106
3.5.2	个人剂量监测	107
3.5.3	运行辐射防护管理	107
3.5.4	大修辐射防护管理	107

第四章 电站维修

4.1	维修组织与管理	111
4.1.1	维修组织管理	111
4.1.2	维修生产管理	113
4.1.2.1	维修质量管理	113
4.1.2.2	维修风险管理	114
4.1.2.3	维修计划控制	115
4.1.2.4	现场服务管理	115
4.2	日常维修	116
4.2.1	重要维修活动	116
4.2.2	消除设备缺陷百日竞赛活动	118
4.2.3	大亚湾核电站维修工作票执行情况	120
4.2.4	岭澳核电站维修工作票执行情况	122
4.2.5	预防性维修的有效性评估	124
4.3	机组抢修与小修	125
4.4	机组换料大修	129

4.4.1	大修组织管理	129
4.4.2	大亚湾核电站第九次换料大修	130
4.4.2.1	1号机组第九次换料大修	130
4.4.2.2	2号机组第九次换料大修	136
4.4.3	岭澳核电站1号机组第一次换料大修	143
4.4.4	大亚湾核电站第十次换料大修准备	147
4.4.4.1	1号机组第十次换料大修准备	147
4.4.4.2	2号机组第十次换料大修准备	149
4.4.5	岭澳核电站换料大修准备	150
4.4.5.1	大修前期准备	150
4.4.5.2	2号机组第一次换料大修准备	150
4.4.5.3	1号机组第二次换料大修准备	152
4.4.6	大修承包商介绍	153

第五章 电站技术支持与服务

5.1	设备管理	156
5.1.1	概述	156
5.1.2	设备状态监督与趋势分析	157
5.1.3	RCM 分析与预测性维修	157
5.1.4	RCA 的实施与应用	158
5.1.5	设备老化和寿命管理	160
5.1.6	遗留问题与 NCR 管理	160
5.2	工程及电站改造项目	163
5.2.1	电站工程及改造项目管理	163
5.2.2	岭澳核电站工程遗留项	164
5.2.3	新增工程改造项目	164
5.2.4	物项替代与国产化	168
5.2.5	设备防腐	169
5.2.6	电站厂房及相关构筑物维护	170
5.2.7	在役检查和金属监督	172
5.3	质量保证	174
5.4	环境管理	175
5.4.1	放射性废气排放与管理	176
5.4.2	放射性废液排放与管理	176
5.4.3	中低水平放射性固体废物处理	177
5.4.4	工业废物处理	180

5.4.5	环境监测与评估	181
5.4.6	环境保护工作	186
5.5	电站应急计划管理	188
5.5.1	应急响应能力的维持	188
5.5.2	场内应急准备管理	189
5.5.3	经验交流	190
5.6	职业健康管理	191
5.7	综合管理	192
5.7.1	计划及管理	192
5.7.1.1	发电计划执行情况及电网状况	192
5.7.1.2	电站日常生产管理	197
5.7.1.3	电站预算管理 and 控制	199
5.7.1.4	部门管理计划及指标	201
5.7.1.5	电站管理层工作会议	203
5.7.2	电站委员会	205
5.7.2.1	电站核安全委员会	205
5.7.2.2	电站培训委员会	205
5.7.2.3	电站环境保护与三废管理委员会	206
5.7.2.4	电站工程技术委员会	207
5.7.2.5	电站纠正行动审查委员会	208
5.7.2.6	电站合理化建议评审小组	209
5.7.2.7	电站技术监督委员会	209
5.7.2.8	电站节能小组	209
5.7.3	执照申请及对外交流	210
5.7.3.1	执照申请	210
5.7.3.2	国际原子能机构活动	214
5.7.3.3	对外交流及姊妹厂交流	214
5.7.4	人事管理	215
5.7.4.1	干部任免	215
5.7.4.2	职称评定	215
5.7.4.3	人员配备	216
5.7.4.4	职工学历和职称结构及专家名录	217
5.7.4.5	年龄结构	217
5.8	合同及备件管理	217
5.8.1	合同管理概要	217
5.8.2	合同管理工作	221
5.8.3	备品备件采购管理	222

5.8.4	仓储管理	224
5.8.5	承包商管理	225
5.8.6	库存管理	226
<hr/>		
5.9	人员培训及授权	227
5.9.1	培训管理活动	227
5.9.2	授权培训完成情况	227
5.9.3	管理培训改进	228
5.9.4	模拟机培训	228
5.9.5	承包商培训与授权管理	229
5.9.6	其他培训工作	230
<hr/>		
5.10	文件、档案与资料管理	230
5.10.1	文档基础工作	230
5.10.2	工作量统计	232
5.10.3	文件、资料、档案库存量	233
<hr/>		
5.11	计量管理	233
<hr/>		
5.12	信息系统开发与应用	234
5.12.1	信息基础设施的建设与维护	234
5.12.2	信息系统开发	235
5.12.3	信息安全与客户服务	236
5.12.4	信息系统运行	236
<hr/>		
5.13	电站保卫及核材料实体保障	238
5.13.1	保卫工作实绩	238
5.13.2	核材料的实体保障	239
<hr/>		
5.14	电站后勤保障	240

第六章 大事记

6.1	机组运行大事记	241
6.1.1	大亚湾核电站1号机组	241
6.1.2	大亚湾核电站2号机组	244
6.1.3	岭澳核电站1号机组	246
6.1.4	岭澳核电站2号机组	250
<hr/>		
6.2	重大技术问题	253
6.2.1	大亚湾核电站重大技术问题	253

6.2.2	岭澳核电站重大技术问题	255
6.3	生产管理大事记	257

第七章 统计指标

7.1	WANO 性能指标	261
7.2	电量销售及能耗	263
7.3	安全性能指标	264
7.4	生产运行指标	267
7.5	三废排放与环境监测	270
7.6	维修、改进与质量保证	271
7.7	物资管理	272
7.8	换料大修主要指标	273
7.9	机组停堆解列统计表	275
7.10	电站运行事件列表	276
7.10.1	大亚湾核电站运行事件列表	276
7.10.2	岭澳核电站运行事件列表	282
7.11	工业安全和消防统计	287
7.11.1	工业安全事件汇总	287
7.11.2	工业安全未遂事件汇总	287
7.11.3	一级火险事件汇总	289
7.11.4	零级火险事件汇总	289
7.12	辐射防护事件汇总	291
7.13	特许申请汇总	294
7.14	改造项目汇总	297

第八章 专题报告

* 大亚湾核电群堆管理的发展与创新 (DNMC 总经理部)	301
* 核电站非典型肺炎预防与危机应对 (问清华)	310
* 核电站主变压器故障处理与分析 (郭利民)	315
* 大亚湾核电站延伸运行技术的论证与实施 (肖 岷)	319
* 大亚湾核电站运行技术规范优化与改进 (陈 军)	322
* 岭澳核电站 1 号机组第一次大修发电机定子 划伤事件总结与反馈 (赵卫国)	327
* 全范围模拟机项目管理 (李晓明、张 明、李劲光)	330
* 群堆管理模式下的防非计划停机停堆改进 (卢长申)	337
* 核电站抗击 24 年最强台风“杜鹃”的总结 (赵 明)	340
* 质保处关于技术岗位聘任的新尝试 (陈 强)	342
附录一 基本系统名称	345
附录二 组织机构和相关术语缩写	365
附录三 计量单位符号中英对照	371
附录四 厂房和构筑物——代号和名称	372
附录五 设备名称代号	378
《年鉴》各章节供稿人名单	385

第一章 公司与电站组织机构

1.1 公司简介

大亚湾核电运营管理有限责任公司（简称“运营管理公司”）于2003年第一季度成立，由广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司共同投资设立，负责大亚湾地区核电站的运营管理以及其他电力设施、环保及与电力相关业务。运营管理公司是中国核电行业第一个专业化的运营管理公司，是在借鉴国外核电运营管理良好实践的基础上建立起来的，是大亚湾地区核电站群堆管理的发展和升华，目的是对中国广东核电集团有限公司投资的核电站实施专业化、集约化和科学化管理，也是对国家进一步深化改革、实现产权和运营管理权分离的有益尝试。

运营管理公司是独立法人企业，依法设立股东会、董事会、监事会和管理机构，实行董事会授权范围内的总经理负责制，严格按现代企业制度运作。运营管理公司注册资本为1亿元人民币，由广东核电合营有限公司（GNPJVC）和岭澳核电有限公司（LANPC）各出资50%组成。由于广东核电合营有限公司是中港合资企业，港方（中华电力公司）占25%的股权，所以运营管理公司相当于有12.5%的港资成分，按照我国有关法律规定，仍属内资企业，但具有“内资的外壳+外资的内核”的特点。图1.1-1显示了运营管理公司的投资模式。

运营管理公司成立后，广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司（简称“两公司”）根据我国合同法等法律法规，分别与运营管理公司签订了具有法律效力的合作协议，将各自所拥有的核电站委托给运营管理公司运营管理。相应地，两公司参与核电站运营管理的机构及绝大部分人员转移至运营管理公司。委托以后，两公司分别拥有大亚湾核电站和岭澳核电站的所有权，作为业主按照国家有关法律法规承担核相关经济责任。两公司既是运营管理公司的股东，又是核电站的业主，作为合作协议的委托方，享有合作协议规定的权利并承担相应的义务。运营管理公司拥有核电站的运营管理权，作为运营单位按照国家有关法律法规承担安全运行全面责任。目前，运营管理公司受广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司委托，运营大亚湾核电站和岭澳核电站一期共4台百万千瓦级压水堆机组。图1.1-2显示了运营管理公司的产权结构。

运营管理公司是在广东核电合营有限公司成功运营大亚湾核电站近十年的经验基础上成

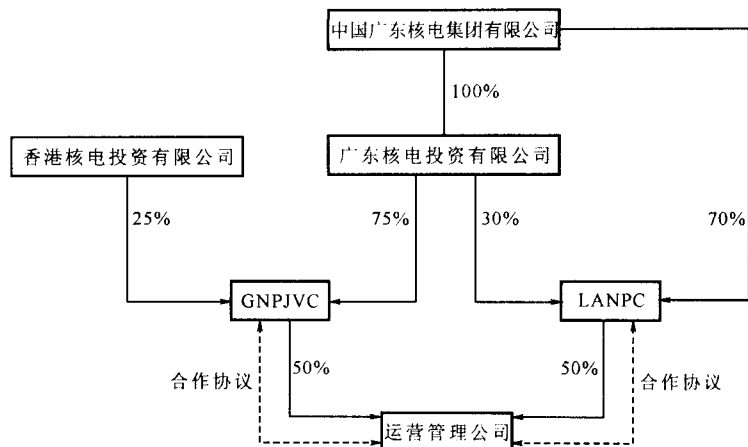


图 1.1-1 运营管理公司投资模式

立起来的，保持了原合营公司的基本组织架构和有近 20 堆·年运行经验的生产管理队伍。运营管理公司将始终如一地坚持“安全第一、质量第一”的指导思想，坚持“低调、务实、团结、高效、廉洁、向上”的工作原则，坚持“安全发电、追求卓越、以人为本、团队精神”的价值理念，持续推行以安全文化为核心的企业文化，强调透明度和经验反馈，为争创世界一流核电站而努力奋斗。

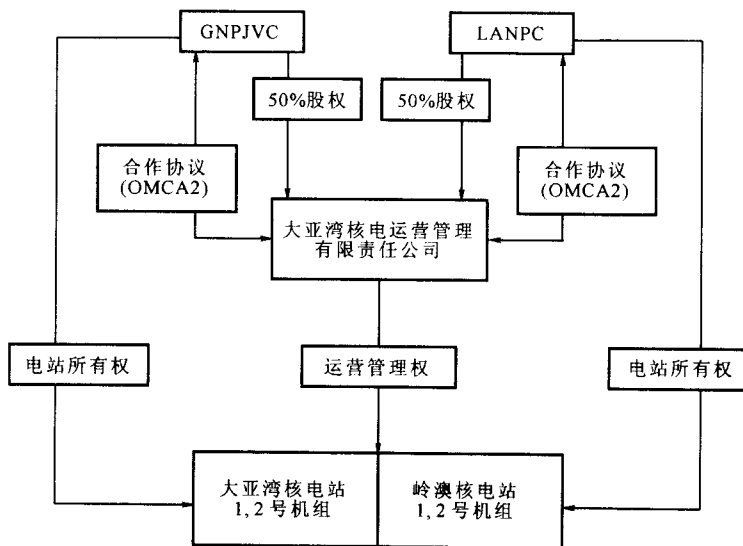


图 1.1-2 运营管理公司产权结构

1.2 公司组织机构

大亚湾核电运营管理有限责任公司（简称“运营管理公司”）依照《公司法》而成立，

依法自主经营，自负盈亏，按现代企业管理制度运作。它设立了由股东会、董事会、监事会和管理机构组成的法人治理结构。股东会是公司的权力机构，董事会是公司的决策机构，监事会是公司的监察机构，管理机构是公司的日常经营机构。公司成立伊始，管理机构由总经理部、科技委、生产部、维修部、技术部、质保部、财务部、审计部、人力资源部、行政管理部和监察室组成，同时设有党、纪、工、团相关组织。为了使组织机构更加适应运营管理公司的运作流程，2003年7月，公司新设置和撤销了一批处级机构，质保部更名为安全质保部，下设质保处和核安全处。同时，原隶属行政管理部的公关宣传中心开始独立运作，接受运营管理公司和中国广东核电集团有限公司的双重领导。2003年12月，成立党群工作部，接受公司党委和总经理部的领导，履行党、纪、工、团、监办事机构的职能，下设党群工作处、组织干部处和监察室。图 1.2-1 显示了运营管理公司 2003 年底的组织机构。

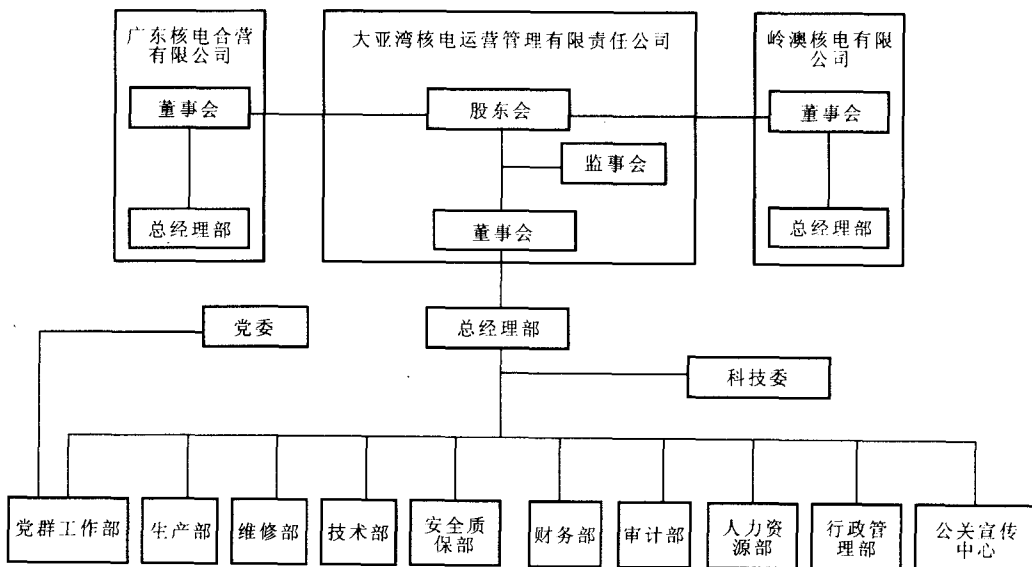


图 1.2-1 运营管理公司组织机构图

运营管理公司股东会由 6 名中方股东和 2 名港方股东组成，董事会由 9 名中方董事和 2 名港方董事组成，监事会由 4 名中方监事和 1 名港方监事组成。2003 年，公司总经理部由 1 名总经理、3 名副总经理、2 名总经理助理和 1 名总会计师组成。

1.3 电站组织机构

2003 年大亚湾核电运营管理有限责任公司成立后，电站的组织机构进行了较大的调整，合并了生产一部、生产二部。核安全监管职能并入质保部，并改称安全质保部。调整了生产线部分处、科的设置，新增土建处、化学环保处。新的生产线由生产部、维修部、技术部和安全质保部组成，组织机构图见图 1.3-1。

2003 年的生产线管理层职能、各部职责与功能基本保持不变，安全生产管理范畴包括大亚湾核电站、岭澳核电站。管理层次包括总经理部、部、处、科、班组和项目小组。各级管理层都逐级获得授权，行使管理职能。管理层的基本功能是对授权范围内的工作做出决

策，并担负相应的计划、组织、协调、监督和控制的管理责任。

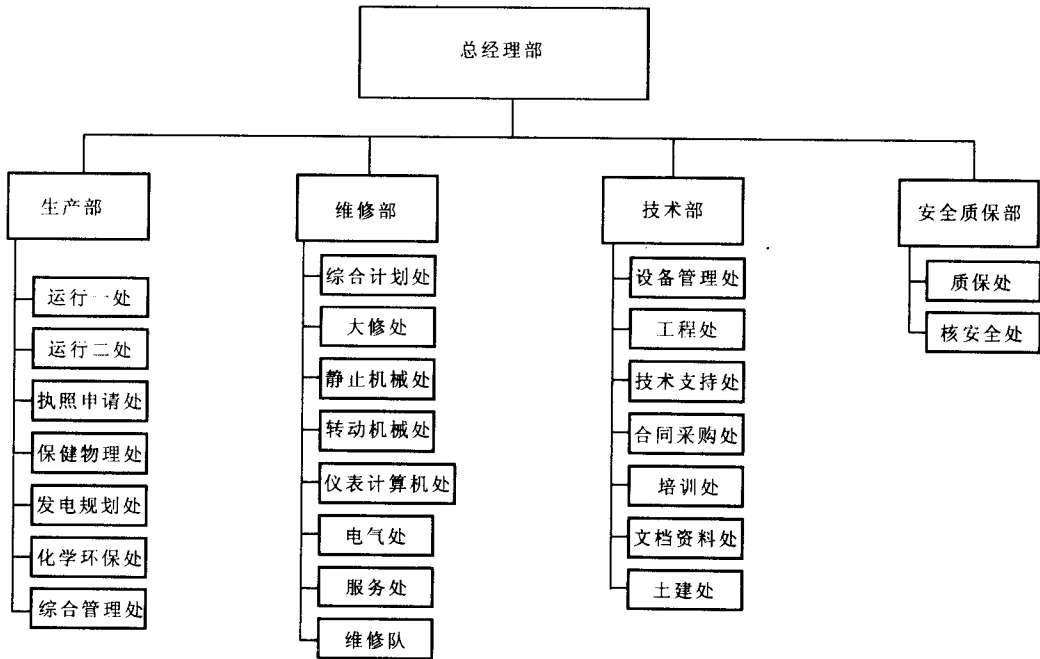


图 1.3-1 生产线组织机构图

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1 电站运行

2.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

2003 年大亚湾核电运营管理有限责任公司成立后, 公司对生产部组织机构进行了调整, 其中新增加化学环保处, 原运行处化学科调整至化学环保处, 化学科原有的功能也一并转至化学环保处, 同时撤销原运行处长助理岗位。运行一处、运行二处分别负责大亚湾核电站、岭澳核电站的运行管理。调整后的运行一处组织机构如图 2.1.1-1 所示。

新的运行一处管理层由处长、副处长、运行工程师、值长和科长组成。

2. 运行管理改进

2003 年运行一处进行的运行管理改进如下:

(1) 防非计划自动停机停堆措施改进

1) 建立并推行运行人员行为规范, 包括主控制室操纵员和现场操作员两个岗位共 13 条行为规范。通过实施行为规范, 改善了运行人员的职业行为, 减少了人因失效事件的发生。

2) 清理 A 类风险运行活动, 完善 A 类风险运行活动清单, 将 A 类风险运行活动的风险控制手段规范化和日常化。

3) 建立工前会风险控制单制度, 将风险分析规范化。

4) 加强设备缺陷管理, 推动设备异常的处理。运行处利用值长日报、操纵员日志、机组缺陷跟踪系统等对机组缺陷进行连续跟踪, 大大加快了设备异常的处理速度。

5) 加强不明原因事件的调查工作。运行处制定了不明原因事件的调查、分析、反馈和数据统计工作流程和控制指标, 定期向执照申请处传送状态信息。2003 年有 42 起不明原因设备状态改变事件, 其中 30 起查明了原因。

(2) 大修期间运行控制和管理技术改进

1) 首次将“PII (Performance Improvement International) 减少人因失效的理论”应用于大修期间特殊风险的防范工作。

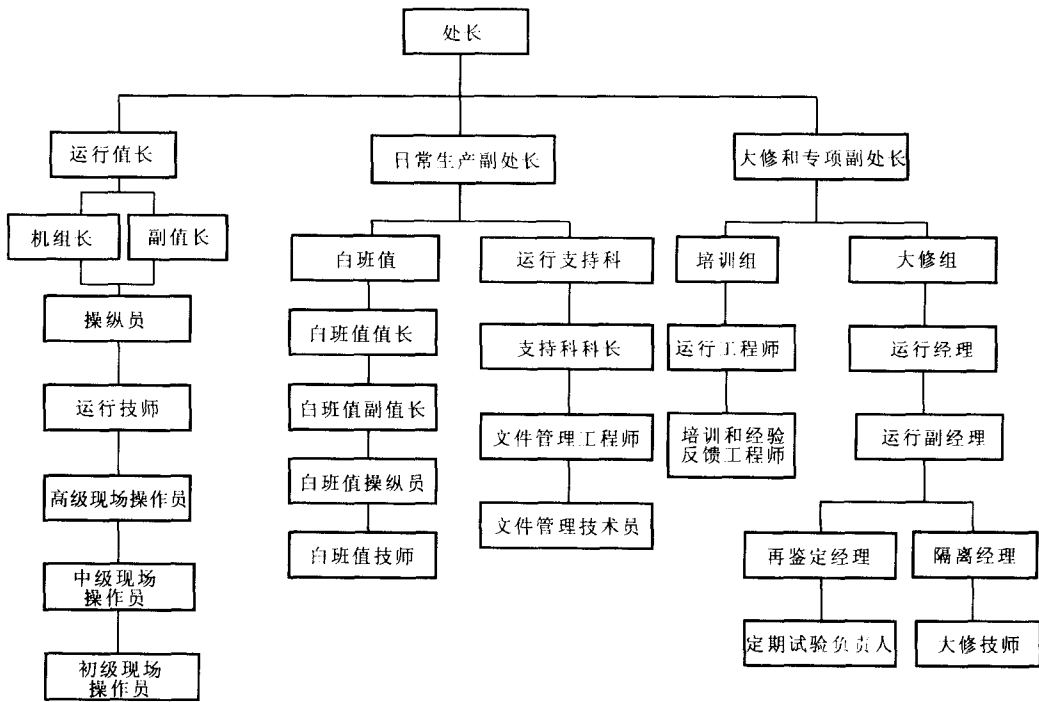


图 2.1.1-1 运行一处组织机构图

2) 对 EAS 系统热交换器的排水管线进行改造, 将其引入工艺疏水地坑。将充水排气的废水采取临时措施进行搜集, 然后再倒入指定的地坑内。这项改进措施解决了以往因 EAS 系统的排水和充水排气造成地板水被污染的问题。

3) 采用三台主冷却剂泵联合排气方案, 使一回路排气时间从 1 号机组第八次大修的 46 小时, 降为第九次大修的 36 小时。

4) 将机组长作为大修机组主控制室协调员, 强化运行值对大修运行活动的控制和推动力度, 优化运行值与外单位的接口和协调。

5) 建立大修标准文件档案和大修运行标准操作工时数据库等。

(3) 培训管理的改进

改善培训管理, 改革在岗培训形式, 将运行值现场人员 (包括高级现场操作员和学习操纵员) 的理论培训和实际操作考核改由运行值自行负责, 同时全面升版运行在岗培训任务书, 使之满足新在岗培训的要求。

2.1.2 机组运行状态

2003 年广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态见图 2.1.2-1 至图 2.1.2-6。

2003 年广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态见图 2.1.2-7 至图 2.1.2-12。

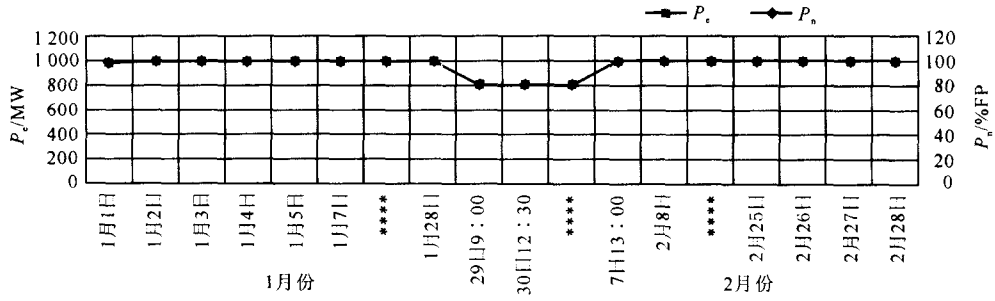


图 2.1.2-1 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月29日9:00因春节保电,按电网要求,1号机组降功率至800 MW。
- (2) 1月30日12:30 1号机组降功率至600 MW,停运1CRF002PO,更换CFI系统拦污格栅。
- (3) 2月7日13:00春节保电结束,1号机组按计划升至满功率运行。

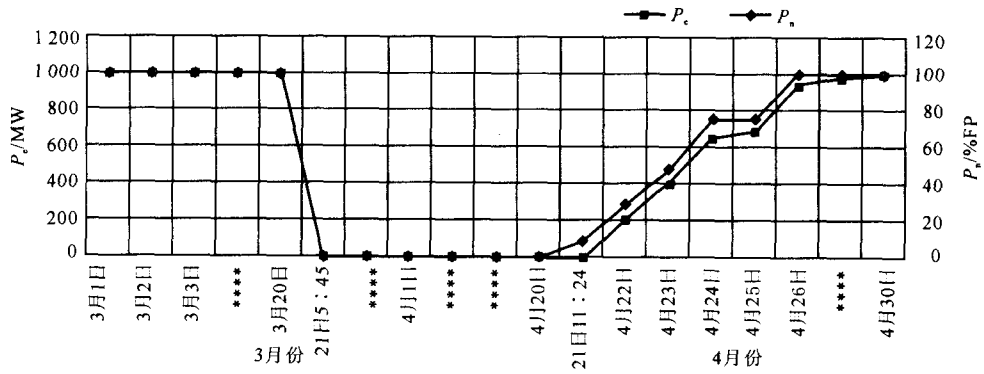


图 2.1.2-2 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 3月21日2:05实施延伸运行9天后,机组开始降功率,5:45与电网解列。开始第九次大修,9:05达到热停堆。
- (2) 4月21日11:24 1号机组并网成功,第九次大修结束。
- (3) 4月26日机组达到满功率。

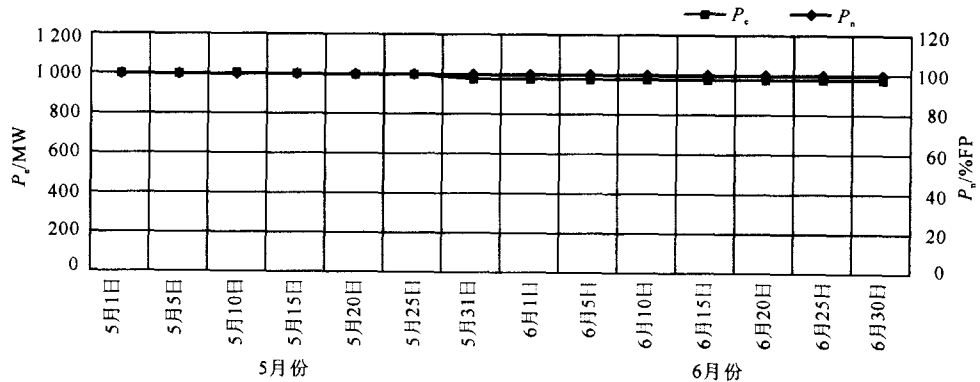


图 2.1.2-3 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

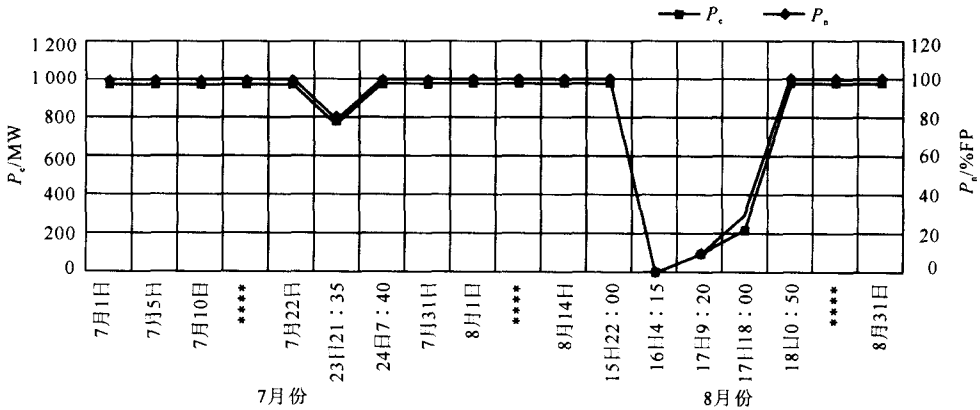


图 2.1.2-4 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

- (1) 7月23日21:35因受第7号台风“伊布都”影响, 机组降功率至760 MW, 24日7:40升至满功率运行。
- (2) 8月15日因检修1号机组主变压器软连接, 22:00点开始以5 MW/min的速率降功率, 16日4:15机组达到热停堆。
- (3) 8月17日5:40开始进行1号机组达临界操作, 9:20反应堆达临界, 13:09 1号机组并网不久即因1GSS230BA水位高高自动停机。
- (4) 8月17日18:00机组再次并网成功, 18日0:50机组达到满功率。

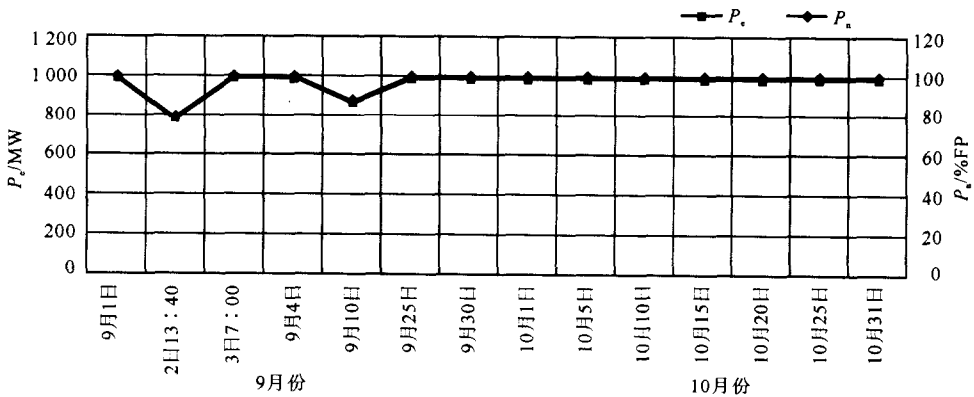


图 2.1.2-5 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

- (1) 9月2日因受到第13号台风“杜鹃”正面袭击, 1号机组于13:40降功率至760 MW, 3日7:00回升功率至984 MW。
- (2) 9月10日因更换1APP125VL阀门法兰密封垫, 1号机组降功率至850 MW运行9小时。

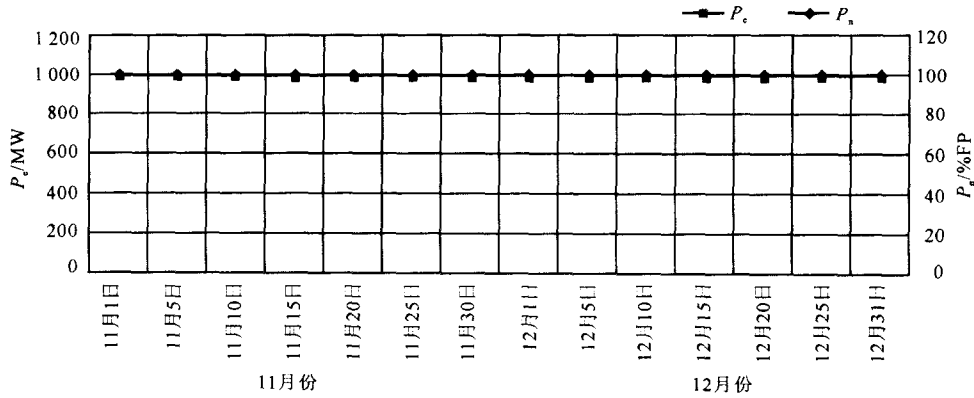


图 2.1.2-6 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (11, 12 月份)

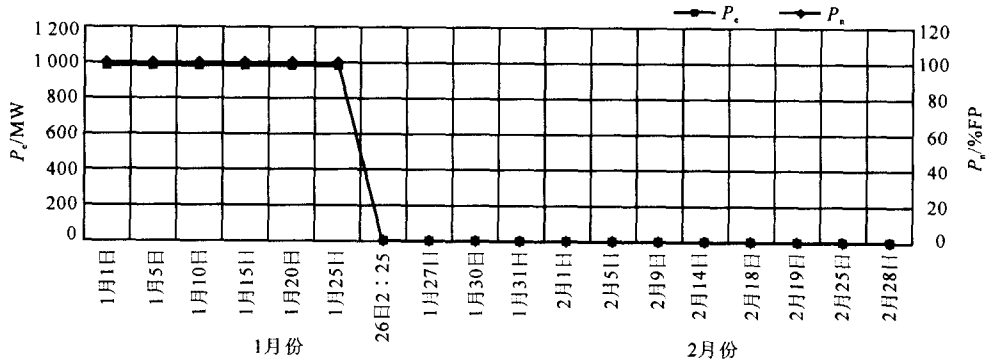


图 2.1.2-7 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月26日2:25 2号机组与电网解列, 开始第九次大修, 6:20 反应堆达到热停堆。

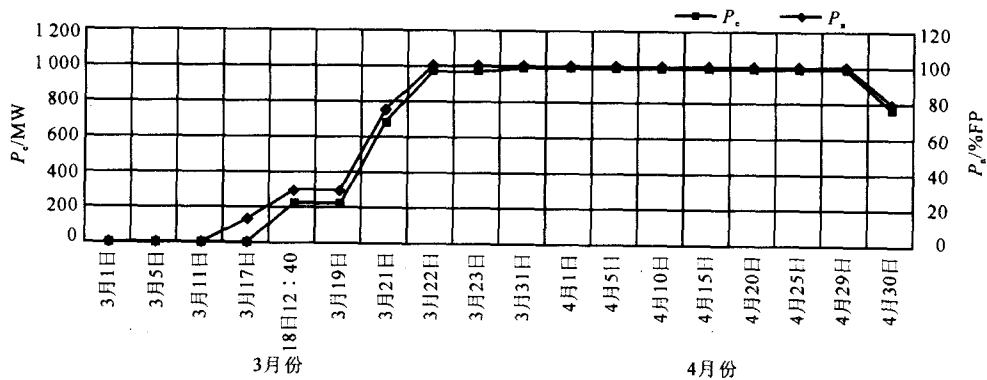


图 2.1.2-8 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 3月16日9:10 反应堆达临界。
- (2) 3月18日12:40 2号机组顺利并网, 第九次大修结束。
- (3) 3月22日2号机组达到满功率运行。
- (4) 4月30日因处理2APP系统B泵缺陷降功率至760 MW。

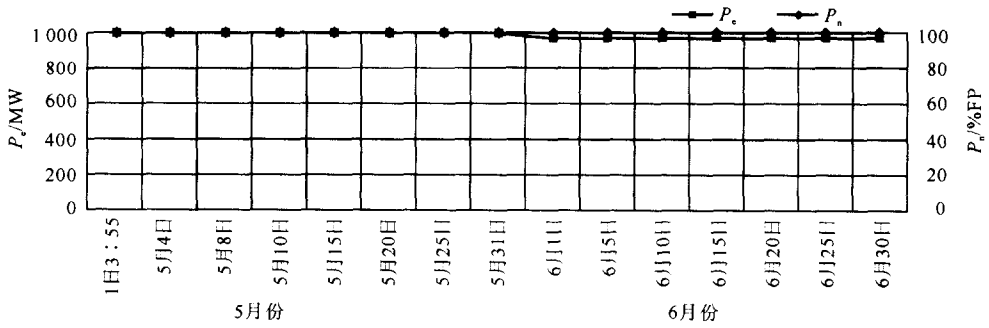


图 2.1.2-9 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (5, 6 月份)

说明:

- (1) 5月1日3:55 机组重新升至满功率运行。

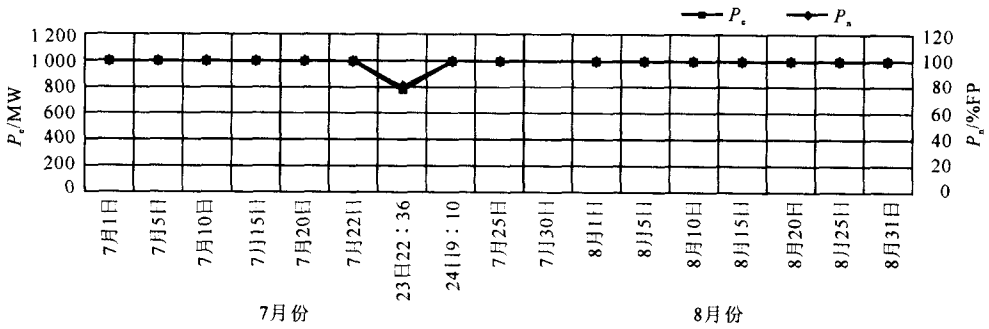


图 2.1.2-10 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

- (1) 7月23日22:36 因受第7号台风“伊布都”影响, 机组降功率至760 MW, 24日9:10 升至满功率运行。

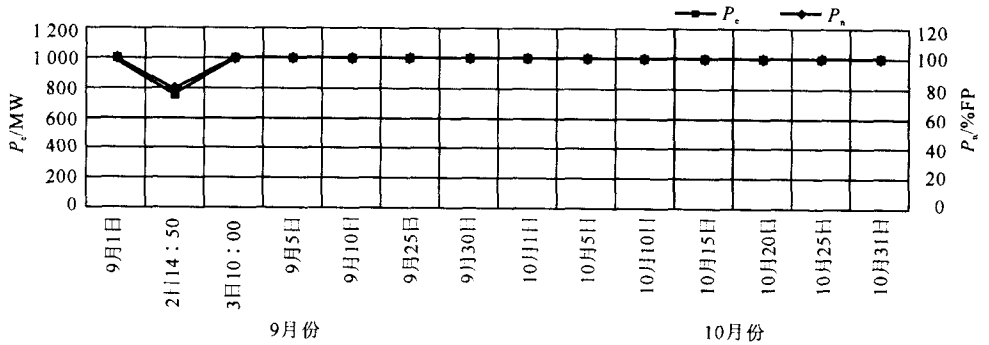


图 2.1.2-11 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

- (1) 9月2日因受第13号台风“杜鹃”正面袭击, 2号机组于14:50 降功率至760 MW, 3日10:00 回升功率至984 MW。

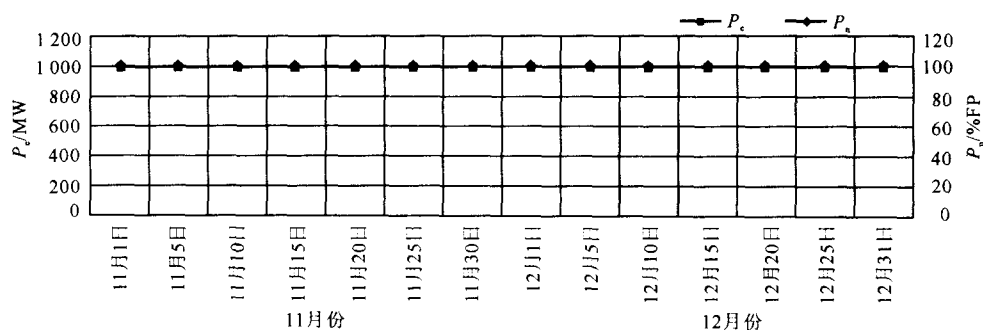


图 2.1.2-12 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

2.1.3 售电及外购电

2003 年, 广东省经济继续保持良好的发展势头, 全省用电呈超常规性增长, 负荷高峰来得早、来得猛。3 月中旬全省统调最高负荷达 1 996 万 kW, 接近 2002 年 9 月份创下的 2 008 万 kW 的历史记录, 随后统调负荷先后 14 次创出新高。8 月 4 日统调负荷创造 2003 年度最高记录——2 532 万 kW, 比去年最高负荷增加 523 万 kW, 增长率为 26%。当时系统备用容量仅为 26 万 kW, 系统强制错峰达 17 万 kW。2003 年度部分地区如东莞、深圳局部电网供电能力不足, 广东省东部电网负荷水平已超过网络输送的稳定极限, 广东省东部各市的电网供电能力受到一定的限制, 不同程度地出现过错峰用电情况。

在电力负荷需求长期保持高水平状况的有利形势下, 大亚湾核电站在电网的大力支持下, 共同克服了前所未有的困难和挑战, 如 SARS 病毒的威胁、“杜鹃”强台风的吹袭、酷热天气、1 号机组主变压器软连接过热故障等, 取得了上网电量 143.838 亿 kW·h 优秀业绩, 连续 4 年年度上网电量超过 140 亿 kW·h。大亚湾核电站详细发电、售电情况见表 2.1.3-1。

表 2.1.3-1 2003 年大亚湾核电站发电、售电情况一览表

月份	发电量/(MW·h)			售电量/(MW·h)			售电比例/%	
	1 号机组	2 号机组	合计	送香港电网	送广东电网	合计	送香港电网	送广东电网
1 月	723 116	596 364	1 319 480	632 807.7	632 807.7	1 265 615.4	50.000	50.000
2 月	639 074	0	639 074	304 786.1	304 786.1	609 572.2	50.000	50.000
3 月	477 913	262 426	740 339	355 911.5	341 954.2	697 865.7	51.000	49.000
4 月	166 707	701 646	868 353	436 961.7	387 494.4	824 456.1	53.000	47.000
5 月	730 178	725 261	1 455 439	995 532.9	403 625.4	1 399 158.3	71.152	28.848
6 月	705 502	701 518	1 407 020	1 183 309.0	169 035.5	1 352 344.5	87.501	12.499
7 月	723 839	719 934	1 443 773	1 219 836.6	166 341.3	1 386 177.9	88.000	12.000
8 月	680 242	719 426	1 399 668	1 181 370.7	161 096.0	1 342 466.7	88.000	12.000
9 月	698 500	693 282	1 391 782	1 168 256.5	166 965.8	1 335 222.3	87.495	12.505
10 月	731 655	724 263	1 455 918	995 079.0	404 104.8	1 399 183.8	71.119	28.881
11 月	709 333	705 493	1 414 826	816 405.3	544 270.2	1 360 675.4	60.000	40.000
12 月	734 438	732 571	1 467 009	778 409.7	632 659.5	1 411 069.2	55.165	44.835
合计	7 720 497	7 282 184	15 002 681	10 068 666.6	4 315 140.9	14 383 807.5	70.000	30.000

2003年, 220 kV 坪核线计费方式由按容量计算调整为按最大需求量计算, 核电调整了电费控制策略, 加强了10 kV 网络运行方式的计划安排, 大大节省了外购电费支出。2003年大亚湾核电站的外购电量、电费较往年均有较大幅度下降, 年度累计外购电费约为990万元, 约为去年的55.2%。详细外购电量、电费情况见表2.1.3-2。

表 2.1.3-2 2003 年大亚湾核电站外购电量、电费情况一览表

月份	外购电量/(kW·h)	外购电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
1月	877 800	822 888.0	0.9
2月	1 504 800	1 199 088.0	0.8
3月	877 800	840 312.0	1.0
4月	1 755 600	1 384 416.0	0.8
5月	1 128 600	961 752.0	0.9
6月	792 000	686 928.0	0.9
7月	660 000	622 776.0	0.9
8月	1 188 000	1 605 384.0	1.4
9月	270 799	445 539.5	1.6
10月	263 682	424 343.5	1.6
11月	255 176	419 835.3	1.6
12月	396 000	488 664.0	1.2
合计	9 970 257	9 901 926.3	1.0

注: 实际缴纳的电费包含了深圳供电分公司增减的调整费用。

2.1.4 机组性能指标

大亚湾核电站2003年的主要性能指标见表2.1.4-1。

表 2.1.4-1 2003 年大亚湾核电站主要性能指标

	毛发电量/(MW·h)	能力因子/%	负荷因子/%	非计划能力损失因子/%
1号机组	7 720 497	90.13	89.57	0.06
2号机组	7 282 184	84.79	84.48	1.13
全厂	15 002 681	87.46	87.03	0.60

1号和2号机组逐月的机组能力因子、计划能力损失因子、非计划能力损失因子统计见表2.1.4-2和表2.1.4-3。

表 2.1.4-2 1号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	99.49	100	65.02	23.40	99.91	99.98	99.95	93.84	99.76	100	100	100
计划能力损失因子/%	0.16	0	34.96	76.60	0.09	0	0	6.16	0	0	0	0
非计划能力损失因子/%	0.35	0	0.02	0	0	0.02	0.05	0	0.24	0	0	0

影响 1 号机组性能指标的主要事件：

- (1) 3 至 4 月份 1 号机组进行第九次换料大修，导致计划能力损失因子上升。
- (2) 8 月 15 日至 17 日，机组停机处理主变压器软连接温度异常，导致计划能力损失因子上升。

表 2.1.4-3 2 号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	80.50	0	35.85	99.03	99.83	99.63	99.37	99.10	99.06	99.34	99.67	99.74
计划能力损失因子/%	19.50	100	56	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0
非计划能力损失因子/%	0	0	8.15	0.93	0.17	0.37	0.63	0.9	0.94	0.66	0.33	0.26

影响 2 号机组性能指标的主要事件：

- (1) 2 至 3 月份 2 号机组进行第九次换料大修，大修工期较计划工期长，导致计划能力损失因子及非计划能力损失因子上升。
- (2) 2 号机组大修后设备的小故障较多，许多与发电效率相关的阀门有不同程度内漏，而且在机组运行时不好处理，造成 2 号机组月度的能力因子无法达到 100%。

2.1.5 反应堆物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

1 号机组第十循环首次临界试验于 2003 年 4 月 19 日 8:40 开始，19 日 14:00 临界，20 日 10:50 零功率物理试验结束，21 日并网成功，26 日到满功率。完成《物理启动大纲》要求的所有试验项目。

2 号机组第十循环首次临界试验于 2003 年 3 月 16 日 0:20 开始，16 日 9:10 反应堆达临界，17 日 4:38 零功率物理试验结束，18 日并网成功，22 日 21:00 达到满功率。完成《物理启动大纲》所有要求试验项目。

(2) 启动物理试验结果

零功率物理试验结果见表 2.1.5-1 (a~d) 及表 2.1.5-2 (a~d)。试验结果表明，堆芯的各项特性参数均满足堆芯物理设计准则的要求。

升功率物理试验结果见表 2.1.5-3 及表 2.1.5-4。两台机组升功率过程中各个功率台阶的堆芯特性参数均满足堆芯核安全准则和核设计准则的要求。

(3) 主要问题及解决措施

1) 大亚湾核电站 2 号机组第十循环首次启动过程中，发生了 30% FP 目标功率误升到了 38.5% FP 的执照运行事件。事件原因为该阶段 30% FP 功率水平物理试验前 RPN 功率测量未经标定，存在较大误差。工作人员在仅依靠 RPN 系统功率指示情况下升功率至 30% FP，结果实际堆功率已达到 38.5% FP。该事件虽无安全方面的后果，但对仅依靠 RPN 系统功率指示来控制反应堆功率的做法存在风险，应以 RPN，KIT，LSS 等系统为参照从保守原则出发，综合控制。无论升功率阶段还是正常运行阶段，KIT，LSS 系统堆芯热功率测量的方法相对而言更精确，这一点已通过经验反馈使相关人员有了新的认识。

2) 大亚湾核电站 1 号机组第十循环首次启动过程中由于 RIC 系统故障，导致多个注量率图测量结果存在错误，使得象限倾斜与核设计、安全相关指标变化趋势异常。解决措施：

①消除 RIC 故障，同时通过经验反馈，要求注量率测量过程中增加对相关信息和数据的检查，杜绝再次发生类似事件。②重新处理升功率阶段所有注量率图，并重新评价结果保证结果的正确，验证堆芯与核设计一致，确保堆芯安全。

表 2.1.5-1a 1 号机组零功率物理试验结果——控制棒价值 pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	968	970.1	0.2	±10
G1	302	298.94	-1	±10
G2	647	632.26	-2.3	±10
N1	763	748.8	-1.9	±10
N2	695	668.16	-3.9	±10
SA	456	445.06	-2.4	±10
SB	1024	1006.3	-1.7	±10
SC	579	562.1	-2.9	±10
SD	565	556.1	-1.6	±10

表 2.1.5-1b 1 号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	2162	2161.5	0.5	±50

表 2.1.5-1c 1 号机组零功率物理试验结果——等温温度系数 pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-3.64	-3.5	0.14	±5.4

表 2.1.5-1d 1 号机组零功率物理试验结果——硼微分价值 pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-6.58	-6.70	0.12	±1

表 2.1.5-2a 2 号机组零功率物理试验结果——控制棒价值 pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	934	975	4.4	±10
G1	238	249	4.6	±10
G2	727	739	1.7	±10
N1	993	1009.3	1.6	±10
N2	666	645	-3.2	±10
SA	575	559	-2.8	±10
SB	817	803	-1.7	±10
SC	584	576	-1.4	±10
SD	667	714	7.0	±10

表 2.1.5-2b 2 号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	1941	1948	7	±50

表 2.1.5-2c 2 号机组零功率物理试验结果——等温温度系数 pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-6.05	-4.97	1.08	±5.4

表 2.1.5-2d 2 号机组零功率物理试验结果——硼微分价值 pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-7.03	-6.97	0.06	±1

表 2.1.5-3 1 号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP/%				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2003-04-22	25	30.38	<10	3.0	<15	4.85	1.7542	1.5454	2.45	0.659	1.906	1.4777	<9	0.87
2	2003-04-25	80	73.53	<10	3.0	<15	4.66	1.683	1.509	2.45	1.467	1.702	1.4546	<5	0.60
3	2003-04-28	150	96.40	<10	3.2	<15	4.8	1.646	1.4894	2.45	1.880	1.5940	1.4444	<2	0.55

表 2.1.5-4 2 号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP/%				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2003-03-19	25	30.63	<10	3.3	<15	5.5	1.7539	1.5537	2.45	0.662	1.9058	1.4982	<9	0.45
2	2003-03-22	80	72.18	<10	3.9	<15	6.1	1.6857	1.5520	2.45	1.433	1.7085	1.4655	<5	0.49
3	2003-03-24	150	97.77	<10	4.5	<15	5.9	1.64	1.5809	2.45	1.867	1.59	1.4425	<2	0.58

注: F_{xy} ——径向功率峰因子; QT (Z)——总轴向最大功率分布因子; PT——象限功率倾斜因子;

$F_{\Delta H}$ ——熔升因子; MAP——组件平均功率因子。

2. 周期性物理试验

(1) 周期性物理试验状况

大亚湾核电站两台机组共完成周期性物理试验 62 项 (详见表 2.1.5-5)。其中 1 号机组 31 项, 2 号机组 31 项。周期性试验项目完成率 100%。两台机组在降功率运行期间, 及时修改了运行图以及失水事故监测系统 (LSS) 有关参数。

表 2.1.5-5 周期性物理试验状况

试验项目	要求周期	实际周期 ¹⁾		完成次数		完成率 %
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
中子注量率图测量	30EFPD	28.1EFPD	29.6EFPD	11	11	100
RPN 校验 试验	90EFPD	83.4EFPD	88.9EFPD	4	4	100
LSS 参数 修改	30EFPD	28.1EFPD	29.6EFPD	11	11	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	60.0EFPD	60.0EFPD	5	5	100

注：1) 该指标不含两机组第九循环的情况。

(2) 周期性物理试验结果

由于周期性物理试验结果较多，这里只列出了与反应堆核安全准则及设计准则有关的中子注量率图测量结果。表 2.1.5-6 和表 2.1.5-7 分别列出了 1 号机组和 2 号机组周期性物理试验结果。从表中可知两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个寿期内都能满足。

表 2.1.5-6 1 号机组中子注量率图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP/%				F_{zy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2003-01-07	12494	99.85	<10	2.5	<15	3.5	1.620	1.538	2.450	1.842	1.550	1.478	<2	0.45
2	2003-02-10	13786	99.88	<10	1.9	<15	2.4	1.619	1.521	2.450	1.769	1.549	1.452	<2	0.62
3	2003-04-28	150	96.40	<10	3.2	<15	4.8	1.646	1.489	2.450	1.88	1.594	1.444	<2	0.55
4	2003-05-14	841	99.57	<10	4.6	<15	6.9	1.641	1.507	2.450	1.957	1.579	1.457	<2	1.62
5	2003-06-17	2197	99.8	<10	3.9	<15	5.8	1.620	1.464	2.450	1.867	1.579	1.433	<2	0.47
6	2003-07-15	3318	99.71	<10	3	<15	4.7	1.620	1.651	2.450	1.831	1.578	1.428	<2	0.32
7	2003-08-13	4476	99.67	<10	2.8	<15	4.5	1.620	1.452	2.450	1.808	1.579	1.428	<2	0.27
8	2003-09-16	5765	99.42	<10	2.5	<15	3.6	1.620	1.439	2.450	1.766	1.578	1.414	<2	0.32
9	2003-10-13	6840	99.99	<10	2.5	<15	3.8	1.619	1.442	2.450	1.780	1.578	1.418	<2	0.26
10	2003-11-11	8008	99.8	<10	2.4	<15	4.3	1.620	1.450	2.450	1.804	1.578	1.426	<2	0.40
11	2003-12-10	9163	99.54	<10	2.7	<15	4.8	1.620	1.470	2.450	1.829	1.579	1.439	<2	0.34

表 2.1.5-7 2 号机组中子注量率图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP/%				F_{zy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2003-01-10	12297	99.9	<10	1.9	<15	2.8	1.619	1.514	2.450	1.779	1.549	1.450	<2	0.57
2	2003-03-24	177	97.77	<10	4.5	<15	5.7	1.640	1.581	2.450	1.867	1.590	1.443	<2	0.58
3	2003-04-22	1314	99.75	<10	3.7	<15	5.7	1.640	1.557	2.450	1.834	1.578	1.411	<2	0.44

续表

序号	日期 年-月-日	能耗 MW·d/t	功率 % FP	MAP/%				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
4	2003-05-20	2424	99.8	<10	4.9	<15	6.2	1.641	1.505	2.450	1.827	1.578	1.457	<2	0.86
5	2003-06-24	3824	99.82	<10	2.6	<15	4	1.640	1.511	2.450	1.722	1.578	1.404	<2	0.28
6	2003-07-28	5175	99.88	<10	2.5	<15	4	1.641	1.474	2.450	1.739	1.578	1.416	<2	0.35
7	2003-08-20	6090	100.0	<10	1.9	<15	3	1.620	1.434	2.450	1.721	1.577	1.401	<2	0.31
8	2003-09-24	7495	99.37	<10	2.1	<15	3.4	1.620	1.445	2.450	1.718	1.578	1.406	<2	0.42
9	2003-10-21	8570	99.81	<10	2.7	<15	3.9	1.620	1.452	2.450	1.740	1.578	1.412	<2	0.47
10	2003-11-18	9695	99.74	<10	2.5	<15	3.4	1.620	1.458	2.450	1.760	1.578	1.415	<2	0.46
11	2003-12-16	10820	99.7	<10	2.8	<15	3.7	1.620	1.480	2.450	1.781	1.578	1.420	<2	0.47

注： F_{xy} ——径向功率峰因子；QT (Z) ——总轴向最大功率分布因子；PT——象限功率倾斜因子；
 $F_{\Delta H}$ ——焓升因子；MAP——组件平均功率因子。

2.1.6 电站化学

2.1.6.1 化学监督

2003年电站新设立了化学环保处，原两电站化学科进行整合，合并为化学监督科，并对人力资源和设备进行了优化。11月16日，大亚湾核电站成功实现新旧化学与放射化学技术规范的切换，开始按照新的化学与放射化学技术规范对大亚湾核电站两台机组实施更为严格的化学监督。

1. 一回路水化学

2003年大亚湾核电站一回路水质控制良好，硼-锂和溶解氢含量严格控制在化学技术规范内，水中杂质浓度一直保持在较低的水平（见表2.1.6.1-1）。

表 2.1.6.1-1 2003 年大亚湾核电站一回路水质情况

参数	单位	实际测量值	限值
溶解氢	mL/kg	25 ~ 35	20 ~ 50
氟离子	mg/kg	<0.01	<0.15
氯离子	mg/kg	<0.01	<0.15
溶 硅	mg/kg	<0.50	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.01	<0.2
钙离子	mg/kg	<0.01	<0.05
镁离子	mg/kg	<0.01	<0.05
铝离子	mg/kg	<0.01	<0.05

2. 二回路水化学

2003 年大亚湾核电站两台机组二回路水质控制良好, 全年 WANO 月度化学指标见表 2.1.6.1-2。

表 2.1.6.1-2 2003 年大亚湾核电站 WANO 化学指标

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
1号机组	1.00	1.00	1.01	1.06	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
2号机组	1.00	大修	1.44	1.08	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01
全厂	1.00	1.00	1.23	1.07	1.02	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01

3. 放射化学监督和控制

2003 年大亚湾核电站两台机组一回路冷却剂的放射性活度始终保持在很低的水平, 两台机组的燃料包壳保持完整。对二回路的放射性监测结果表明一回路没有向二回路泄漏。

4. 油务监督和管理

2003 年按计划对大亚湾核电站的 1 号和 2 号机组主变压器、厂用变压器以及辅助变压器和联络主变压器的绝缘油进行了定期监测, 色谱及常规项目分析未发现异常。2 号机组厂用变压器 A 相 (2GEV001TS) 的油样色谱分析表明, 总烃偏高, 但尚在国家标准限值之内。按计划对两台机组的 GFR 系统抗燃油、汽轮机系统的润滑油以及重要设备循环水泵、柴油发电机的润滑油进行定期监测, 未发现异常。

2.1.6.2 淡水资源及化学系统制水

1. 淡水资源

电站从 2003 年开始按月统计淡水储备及消耗数据, 定期出版水务月报, 公布淡水资源状况, 同时根据降雨量安排蓄水与防汛工作, 成功抗击了正面吹袭的第 13 号台风“杜鹃”, 确保水库大坝安全度汛。在枯水期多次利用调水站合理调配大坑水库和岭澳水库的储量, 保证有效供给生产生活用水。2003 年总计提供淡水 314 万 m³。

淡水资源统计数据见表 2.1.6.2-1。

表 2.1.6.2-1 淡水资源统计

万 m³

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
大坑水库	83	83	82	78	92	122	122	122	123	121	111	94
岭澳水库	396	350	309	273	342	437	514	507	522	512	487	455
厂外用水	16	15	16	16	18	17	17	15	15	15	15	13

2. 化学系统制水

2003 年制水车间共处理生水 53.5 万 m³, 生产除盐水 12.1 万 m³, 其他为 SEP 用水和循环水泵轴封用水, 指标均低于 2002 年。凝结水精处理系统共处理水 47.3 万 m³。统计数据见表 2.1.6.2-2。

表 2.1.6.2-2 化学系统制水统计

m³

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
SEA	42 767	48 663	50 391	50 163	42 338	37 326	42 591	45 865	41 803	43 450	43 819	45 611
SEP	22 227	18 480	21 309	22 830	23 126	13 260	20 770	23 618	22 940	21 218	23 827	24 635
SER	8 122	10 108	14 820	14 730	5 642	8 640	8 060	7 170	5 239	4 800	5 042	6 448
SED	1 674	1 669	1 740	1 927	1 736	2 730	1 519	1 985	2 325	2 347	3 633	1 820

3. 大宗化学试剂消耗

大宗化学试剂消耗量均比 2002 年有明显降低，与化学系统制水量相符。统计数据见表 2.1.6.2-3。

表 2.1.6.2-3 化学试剂消耗统计

t

试剂	盐酸	氢氧化钠	氨水	联胺	三氯化铁	次氯酸钠
SDA	45	65	0.33	—	36.4	38.1
ATE	71	34	—	—	—	—
SIR	—	—	27	12.7	—	—

2.1.7 重要机械设备运行维护

2.1.7.1 静止机械设备

2003 年度日常生产中完成的重要维修工作及重大设备缺陷处理：

- (1) 改造 CV1101/201/301ZE 疏水管线，解决分离箱水位长期高报警故障；
- (2) 2RIS546VP 上游三通处渗漏和下游管段处的裂纹缺陷处理；
- (3) 用手动阀阀体替代气动阀阀体，解决 1TEP363VV 内漏缺陷；
- (4) 提出并实施 GRV007VY 加油方式改进方案，消除加油时氢气外漏风险；
- (5) 制作专用工具打捞杂物耙底部异物，消除杂物耙不能下行故障。

在第九次大修中处理的主要维修：

(1) 增加了气动调节阀性能诊断和电动闸阀密封性试验的预测性维修的内容。实现不因核岛阀门泄漏造成机组后退的大修目标；

(2) 通过测绘、定制更换了两台机组腐蚀的 SEN 泵进口伸缩节；

(3) 完成 1SEC 滤网进口腐蚀管道更换；

(4) 在 1 号机组第九次大修中，对 RX 厂房红区的全部 SAR 隔膜供气阀用针型阀进行了替代，消除机组运行期间泄漏风险，经替代后，设备运行状况良好。

2.1.7.2 转动机械设备

2003 年大亚湾核电站运行机组未出现因转动机械设备故障而导致降功率 100 MW 以上的检修，重复性维修次数指标为良好。全年日常执行维修工作票数 5 970 张，其中包括按时全额完成的预防性检修票 3 210 张。

2003 年度完成的重要转动机械维修维护：

- (1) 处理了 1LHP001GE 应急柴油发电机组缸头漏水故障；

(2) 通过执行 VVP 主蒸汽隔离阀的月度检查和配合运行试验, 及时处理气压、油压异常的缺陷;

(3) 修复因轴承故障严重损坏的 9DVN002ZV;

(4) 完成了核岛通风系统的 9 台大型离心风机的 8 年解体检修工作;

(5) 处理了 TEP/TEU 多次出现的密封失效、法兰泄漏的故障;

(6) 在对 2SEC001PO 轴封泄漏海水的故障进行消缺时, 发现了泵叶轮防松螺钉材质不耐海水腐蚀的缺陷, 完成了 8 台 SEC 泵更换叶轮防松螺钉的工作。

2.1.8 继电保护

2003 年度全厂继电保护装置继续保持良好的、稳定的运行状态, 全厂继电保护装置 100% 投运。继电保护各项考核指标均达到历史最高水平, 实现了无报警、无故障运行的优良状态。

1. 全厂继电保护运行情况

(1) 220 kV 保护装置共动作 0 次, 保护装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(2) 400 kV 线路保护装置共正确动作 8 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均保持正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(3) 500 kV 线路保护装置共正确动作 3 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均保持正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(4) 自动重合闸装置共正确动作 10 次, 误动作次数 0 次, 重合闸装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(5) 1 号机组保护共动作 0 次, 误动作 0 次, 正确动作率 100%;

(6) 2 号机组保护共动作 0 次, 误动作 0 次, 正确动作率 100%;

(7) 故障录波器应评价次数 5 次, 录波完好 5 次, 录波完好率 100%;

(8) 1 号和 2 号机组励磁装置自动调节器完好率 100%。

2. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 400 kV 开关站电网保护装置运行分析

2003 年度, 400 kV 系统线路共发生了 4 次瞬时故障。2003 年 8 月 8 日 12:42, 由于电网的瞬时故障, 导致核深线对侧第一主保护动作, 联跳核电侧 0GEW150/152JA 断路器, 重合闸正确动作, 断路器自动重合成功。

2003 年 9 月 2 日 20:01, 大埔 II 线路发生了 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW250/252JA 断路器, 重合闸正确动作, 断路器自动重合成功。

2003 年 9 月 2 日 20:13, 大埔 II 线路又发生了 A 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW250JA/252JA 断路器, 重合闸正确动作, 断路器自动重合成功。

2003 年 9 月 2 日 20:11, 大埔 I 线路发生了 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW150JA/151JA 断路器, 重合闸正确动作, 断路器自动重合成功。2003 年 400 kV 开关站电网保护控制装置均保持正常的稳定运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。

核电站 400 kV 电网保护装置已连续 10 年保持正确动作率 100%, 居国内领先水平。

(2) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2003 年, 500 kV 线路共发生一次接地故障。2003 年 7 月 15 日 7:42, 核惠线路相继发生了 B, C 相接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW550JA/551JA 断路器, 重合闸正确

不动作（重合闸整定为单相重合闸方式，即单相故障允许重合，两相及三相故障闭锁重合闸），断路器不再重合。2003年500 kV 开关站电网保护控制设备保持稳定安全的可靠运行状态，未发生任何误动作或误报警的情况。

核电站500 kV 电网保护装置已连续8年保持正确动作率100%，居国内领先水平。

(3) 发电机-变压器组保护装置运行分析

2003年，1号和2号发电机-变压器组保护装置继续保持良好的运行状态。发电机-变压器组保护装置已连续5年保持正确动作率100%。

(4) 发电机励磁调节系统的运行分析

2003年度，1号和2号发电机励磁调节装置 AVR 保持了良好的运行状态。励磁调节装置发挥了正常的电压和无功调节功能，保证了机组和电网的安全稳定运行。

(5) 应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行分析

2003年，4台应急柴油发电机组均保持正常稳定的运行状态，应急柴油发电机组保护和励磁控制装置均保持稳定安全可靠的运行状态，没有发生任何误动作或误报警的情况。继续保持应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行的历史最好水平。

(6) 其他系统保护和控制装置运行分析

2003年，220 kV 保护控制装置、6.6 kV 厂用电保护控制系统、RAM 系统的保护控制系统等均保持稳定安全可靠的运行状态，保证了电站的安全稳定运行。

2.1.9 电气设备运行维护

1. 电气设备的年度维护与检修

2003年度，电气设备主要完成的重大检修工作有：

第九次大修中对主变压器及厂用变压器 A/B 的年度检查、变压器油再生处理及脱气、脱水；主变压器及厂用变压器渗漏处更换密封垫及紧固；对1号主发电机进行抽转子大修及年检试验，更换转子，励磁机解体检修；对2号发电机进行抽转子大修及年检试验，更换发电机端部双层引流管，励磁机解体检修；更换2号机组厂用变压器 A 中性点套管及8组散热片，主变压器备用相油再生处理。

第九次大修共完成60块核岛、常规岛配电盘的年检和试验，并更换了40组6.6 kV 断路器的航空插头；完成30组蓄电池年检工作，并整组更换了LBJ蓄电池；完成了全部6.6 kV 电机年检和60组核岛电动头的解体检修。

大亚湾核电站电气设备维修和故障情况见表2.1.9-1至表2.1.9-2所示。

表 2.1.9-1 高压电气设备故障统计表

序号	名称与电压等级型号	故障时间	制造厂	故障情况与原因分析	损坏部位
1	1号主变压器 DTPX-375000 (500 kV/26 kV)	7月29日	GEC-ALSTOM	26 kV 侧软连接过热。主要原因是大修时软连接处理技术不到位，QC 把关不严	26 kV 侧软连接过热变色，停机检修
2	1号发电机 1GEX001GE (26 kV)	第九次大修	GEC-ALSTOM	转子匝间短路，属制造质量问题	转子第七槽匝间短路

表 2.1.9-2 高压电气设备典型缺陷统计表

序号	设备名称及型号	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
1	辅助变压器 9LGR001TA	220 kV	变压器内部	变压器油总烃异常 增长	变压器内部过热	ALSTOM
2	辅助变压器 9LGR002TA	220 kV	低压侧连接处	低压侧直流电阻不 平衡度超标	初步分析认为低压侧 连接接触电阻不平衡	ALSTOM
3	2号主发电机 2GEX001GE	26 kV	发电机转子	转子轻微匝间短路	厂家制造质量问题	GEC-ALSTOM

2. 过电压、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2003年,电气处按照电站防雷接地系统的维修大纲要求根据防雷工作的特点,在年初雷雨季节到来之前完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年度检查与维护工作,并在2003年10月完成了对全电站防雷设施和接地装置的第二次检查和测试工作。检查结果表明,接地系统状况良好。

2) 经对核电站避雷器全年动作情况的统计,220 kV及以上避雷器动作共16次,其中500 kV避雷器动作6次,400 kV动作7次,220 kV动作3次。由于避雷器的可靠动作,保证了核电站系统和设备的安全运行。大亚湾核电站电气一次侧设备全年未发生雷害事故。

3) 2003年度,400 kV及500 kV变电站、设备运行工况良好。400 kV线路发生四次线路单相接地故障,开关均自动重合成功,500 kV线路发生两相接地故障一次,开关自动重合闭锁成功,全年400 kV、500 kV开关正确动作率100%。全年未发生雷击而造成的雷害事故。

(2) 过电压防护工作

2003年核电站各级电压系统运行工况正常,全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件。系统在防护过电压能力方面保持着良好的状态。

(3) 防污工作

1) 大亚湾核电站400 kV和500 kV开关站(SF₆ GIS全封闭组合电器设备)、220 kV厂用辅助电源(SF₆ GIS全封闭组合电器设备)等出线端的户外绝缘设备,在2003年度的各种气候条件下,设备运行情况均表现良好。

2) 大亚湾核电站户外设备很少,1997年以前曾发生过户外绝缘子因污闪被迫停电清扫事件。几年来,电气处下大力对户外绝缘子进行增爬裙改造。到目前为止,已完成了400 kV核深线、500 kV核惠线和220 kV水核线出线支柱绝缘子的硅橡胶增爬裙改造。同时遵循“逢停必扫”的防污工作原则,在2003年核深线、大浦线和核惠线等线路的年度停电检修中,对超高压户外设备均按照程序进行了检查和全面的清扫。2003年大亚湾核电站全年未发生污闪事故。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1) 1号发电机于2003年3月21日开始第九次换料大修,4月22日大修结束并网发电,工期31.23天。

2) 8月15日因1号主变压器A相软连接温度异常,15日22:00开始降功率,8月16

日 2:48 电网解列。故障处理完后,于 17 日 13:08 并网,至 8 月 18 日机组升到满功率运行,等效满功率日损失为 1.91 天。

3) 此外,1 号发电机组因大修升、降功率,春节保电等计划因素和故障、台风等非计划因素降功率运行,等效满功率日损失为 2.15 天。2003 年 1 号发电机组运行天数为 329.71 天,机组年可用率为 90%。

4) 2 号发电机组于 2003 年 1 月 25 日开始第九次换料大修,计划工期 49 天。2003 年 3 月 18 日大修结束,工期 51.4 天。

5) 此外,2 号发电机组在 2003 年度因大修升降功率、故障、台风等计划或非计划因素,等效满功率日损失为 0.713 天。2003 年 2 号发电机组运行天数为 312.9 天,机组年可用率为 85.7%。

(2) 主变压器

1) 1 号主变压器因 A 相软连接过热,与电网解列,停运 1.91 天;第九次大修停电检修 15 天,全年累计运行 348 天,年可用率为 95.4%。

2) 2 号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故。第九次大修停电检修 15 天,全年累计运行 350 天,年可用率为 96%。

(3) SF₆ 气体绝缘变电站 GIS 和封闭母线 GIC

2003 年度,大亚湾核电站 400 kV、500 kV 以及 220 kV 变电站 GIS 系统运行工况正常,全年未发生任何故障或事故。本年度 GIS 系统 SF₆ 气室出现过 3 次压力低报警事件,经现场补气处理,均已恢复正常;SF₆ 压力高报警 7 次,均发生于开关操作后,经现场泄压处理后,均已恢复正常。

(4) 厂用 6.6 kV 系统

2003 年,厂用 6.6 kV 电压系统运行工况良好,未发生过系统障碍或故障事件。全年厂用电系统(6.6 kV 母线和开关设备)保持了良好的可用性。

(5) 6.6 kV 电机

年检时发现 2JPP001PO 电机绝缘低,极化指数为 1.2,不合格。除此,全厂 6.6 kV 电机工况良好。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项 NCR 的处理情况

2003 年电气处共发出 NCR 200 份。目前电气设备主要不符合项进展情况如下:

1) 0LBM001TB 蓄电池组极柱腐蚀严重。电气人员进行蓄电池季度放电试验时,发现 0LBM001, 0LBN, 0LBK, 0LBL, 0LCK 等直流盘蓄电池组极柱腐蚀严重。该系列蓄电池已运行十多年,部分蓄电池的容量已开始下降,极柱腐蚀已至 90%。电站将更换此类蓄电池,预计到 2004 年 3 月份完成。

2) 9LGR001TA 辅助变压器总烃异常增长。9LGR001TA 辅助变压器自 2003 年初以来,变压器油总烃异常增长,厂家、国内外专家及核电站技术、维修等相关部门均认为是由于变压器内部过热造成的。由于变压器内部结构的限制无法进行内部检查及处理。该变压器处于长期故障监视运行状态,无备件。

3) 9LGR002TA 低压侧直流电阻不平衡超标。在 9LGR002TA 测量直流电阻过程中发现变压器低压绕组(带套管测量)的直流电阻不平衡度为 4.8%,超过国家标准的规定(≤1%)。经查出厂报告,出厂试验低压绕组(不带套管)的直流电阻不平衡度为 2.2%。ALS-

TOM 专家认为造成直阻不平衡的原因可能是低压侧连接部分的接触电阻不平衡,可以继续运行,下次大修处理。采取的措施是:在运行中加强对 002TA 油样监测,每月取样分析。加大对辅助变压器的巡视力度,特别关注辅助变压器在满载和夏季时油的温度。

4) GIS318 气室漏气处理。GIS318 气室是 2 号主变压器 C 相高压出线仓气室。2003 年初,该气室气压低报警,补气后发现该气室有泄漏。为保证机组安全运行,电气处派人 24 小时值班监测该气室压力和补气,直至 1 月 26 日 2 号机组第九次大修主变压器停运。大修中,打开该气室发现密封垫已因过热老化,局部炭化。出线仓盆式绝缘子也有过热痕迹。经仔细检查和分析认为, GIS318 气室外部金属连接片接触不良,因感应电势形成涡流导致局部过热,致使密封过热老化。

经更换盆式绝缘子和密封垫后,压力试验合格,1 小时 243 kV 交流耐压及局部放电试验、SF₆微水测量均合格。

(2) 主变压器异常工况处理情况

1) 在第九次大修中,对 1 号和 2 号主变压器的不符合项进行了重点处理,主要有:1 号和 2 号主变压器油位观察窗渗油、取样阀漏油等渗漏部位处理和密封垫更换;2 号变压器 C 相温度套管 CT 更换;2 号机组 1 号厂用变压器中性点套管因漏油更换;1 号主变压器中性点接地 CT 因漏油更换;1 号机组 1 号厂用变压器更换 8 组散热片(锈蚀严重)等。

2) 主变压器油介损增长较快问题。主变压器从第八次大修投运后至 2003 年初,介损增长速度较快。其中 1 号主变压器油介损最大增幅为 61%,2 号主变压器油介损最大增幅为 69%,且 1 号主变压器 B、C 相和 2 号主变压器 A 相介损超过注意值。1 号和 2 号机组第九次大修,对 1 号和 2 号主变压器和厂用变压器油进行了再生处理和脱气脱水处理。处理后 1 号主变压器 B、C 相油介损分别从 2.467 和 2.482 降到 0.126 和 0.101;2 号主变压器 A 相油介损从 2.467 降到 0.112;其余各相均在 0.1 以下。

运行中发现主变压器箱体有多处渗漏油现象,主变压器介损增长的主要原因可能是因渗漏处潮气侵入变压器油中造成。国内大型电厂因变压器密封不好受潮而造成油介损甚至绕组介损增大的例子也很多。大修中对主变压器的渗漏处做了全面的处理。系统投运后,加强了对主变压器的巡检力度。

3) 1 号主变压器低压侧软连接过热问题。2003 年 7 月 29 日,电气处进行巡检和红外线监测发现,1 号主变压器低压侧 X1 仓内软连接过热,最热点温度达 145℃。根据厂家提供的技术要求,软连接接触面温度应低于 105℃,低压套管最高允许运行温度为 120℃,该仓室通风量经检查也属正常。为防止异常情况的发展,决定停机检修。8 月 15 日,1 号主变压器停运,经测量确定主变压器低压套管介损和电容量均合格,X1 端接触电阻超标。8 月 16 日对 X1 仓室软连接及过渡铝板进行更换及相关检修工作。X1 仓室软连接更换处理后,测接触电阻合格,8 月 18 日,1 号主变压器恢复送电。

这次故障的直接原因是 X1 仓室接触电阻过大,其根本原因是大修承包商软连接处理技术不到位和质量控制不严,为大修后的运行留下了隐患。

(3) 发电机异常工况处理情况

1) 1 号发电机转子匝间短路及处理。2003 年 3 月 29 日,1 号发电机转子抽出后,膛外进行 R. S. O (Repetitive Surge Oscillograph) 试验(匝间短路试验),结果显示转子第 7 槽存在匝间短路(与膛内 R. S. O 结果类似)。后又进行交流电压分布试验,试验结果也表明发电机转子的第 7 槽线棒匝间电压分布不均匀,进一步验证第 7 槽线棒存在匝间短路。决定用备

用新转子进行更换。新转子运至现场后,各项试验均合格,4月20日1号发电机新转子回装完毕,1号机组旧转子返厂修理,更换全部绕组后用作战略备件。

2) 1号发电机定子线棒漏点及处理。1号发电机第九次大修中,做定子线棒压力试验不合格。用SF₆气体检查漏点在发电机定子线棒汽轮机端第十、第十二槽线棒的水电接头处。经剥开第十、第十二槽线棒的水电接头绝缘检查,发现水电接头的焊缝有明显的漏点,使用金属修补剂对漏点进行补漏,修复所剥开的绝缘后,进行压力试验和绝缘试验均合格,为确保修补质量,又进行了金属修补剂耐受90℃高温试验,为以后安全运行消除了一大隐患。

3) 2号发电机转子有轻微匝间短路现象。2号机组第九次大修中,对2号发电机转子进行了各项测试和检查,发现3号线圈有轻微匝间短路问题。但考虑到2号发电机转子在2003年大修处理过,且前八个月的运行情况良好和备用转子不能到货的实际情况,发电机可继续运行。2004年第十次大修时予以更换。但这一绝缘隐患存在,可能在运行中会继续劣化,尤其在有外部冲击的情况下,可能会有问题。运行中加强监测。

5. 高压技术监督管理工作

2003年电气处进行了1420项巡检,共提出维修大纲修改意见40项,维修程序修改420份。完成的培训有:严重事故管理一级培训,AVO继电保护测试仪技能培训,电机故障诊断及检修方法等。

6. 新技术和新设备应用

1) 超高压电站避雷器在线检测。2003年,电气处使用“东北电力科学院”研制的避雷器阻性电流测试仪,开展了400kV/500kV变电站避雷器的在线检测工作。这一新技术的采用,使得高压开关站避雷器能在运行条件下进行性能检测,可及时发现设备隐患。

2) GIS局部放电检测。2003年与广东省电力中心试验所合作,在500kV,400kV,220kV系统进行了GIS局部放电检测工作。

3) 电缆故障定位和交联电缆耐压试验。电气处新购置了电缆故障探测定位仪和0.1周电缆耐压试验装置,在电缆的故障定位和电缆缺陷检测方面开展研究和探索。特别是岭澳核电站大量使用交联电缆,电缆低周耐压试验和故障定位仪等新仪器和新技术的采用,将在提高机组的安全稳定性方面发挥重要作用。

2.1.10 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2003年影响发电机组可靠性的主要因素有:

(1) 1号发电机转子匝间短路,详情见2.1.9节“4. 异常事件及处理情况”。

(2) 2号发电机转子轻微匝间短路现象。

2号发电机在第九次大修中做R. S. O试验时,发现3号线圈有匝间短路现象,又经电压分布测量,内窥镜检查等方法验证,确认3号线圈有轻微匝间短路,但现场无发电机转子备件更换。鉴于2号发电机转子在2002年3月18日事故后经过大修,且前八个月的运行情况良好,因而决定监视运行。正常运行时每月测量转子气隙波形和监测转子温度,第十次大修时更换。

(3) 1号发电机定子线棒汽轮机端第十、十二槽线棒的水电接头处有漏点,已修复。

2003年,1号和2号发电机组的年可用率分别为90%和85.7%。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统主要包括升压主变压器系统和厂用降压变压器系统。本年度影响 GEV 系统可靠性的主要因素有:

(1) 1号主变压器低压侧软连接过热故障,详情见2.1.9节“4. 异常事件及处理情况”。

(2) 主变压器油介损增长快及超标,大修中已对变压器油进行再生和脱气脱水处理,监视运行。

(3) 1, 2号主变压器及厂用变压器取样阀、油枕油观察窗等多处部位渗、漏油,第九次大修中已进行了全面处理。

(4) 2号主变压器C相高压出线仓气室漏气,已处理更换。

上述影响 GEV 系统可靠性的不利因素,由于采取措施得力,除因1号主变压器低压软连接停机检修2天外,并没有影响机组的正常运行。特别是2号主变压器C相高压出线仓气室漏气事件,电气处24小时派人值班监测SF₆气压并补气,保证机组正常运行。

2003年1号和2号机组GEV系统可用率分别达95.4%和96%。

3. 400 kV 和 500 kV GIS 开关站的可靠性

2003年,电站400 kV以上避雷器运行状况良好,全年动作次数为16次。0GEW系统SF₆气室全年共出现压力低报警3次,压力高报警7次,均及时处理恢复正常。400 kV/500 kV GIS气室维护完好率为100%。2003年400 kV及500 kV各出线计划性停电共5次(其中500 kV核惠线2次,400 kV核深线1次,核大I线1次,核大II线1次),非计划性停电1次(核惠线B, C相接地故障导致停电),停电约一天。2003年,400 kV线路共发生四次单相接地故障,均自动重合成功,500 kV线路发生两相接地故障一次,重合成功闭锁。400 kV、500 kV高压开关正确动作率为100%,全年未发生设备损坏或故障停运事件。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2003年220 kV辅助电源系统不可用2次,其中LGR系统大修计划性停电1次,共停电6天;另一次是因220 kV坪核线N105门型架导线中单相有松动。2003年8月31日开始停电检修,共停电13小时。LGR全年可用率为98.2%,开关正确动作率为100%。

影响LGR系统设备可靠性的主要因素有:

(1) 9LGR001TA辅助变压器总烃异常增长,专家分析认为变压器内部有过热故障,因无备件更换,监视运行。

(2) 9LGR002TA低压绕组直流电阻不平衡度超标,专家分析认为是低压连接接触电阻不平衡造成,监视运行。

5. 6.6 kV 厂用电系统的可靠性

2003年大亚湾核电站中压6.6 kV电气设备运行情况良好,全年无绝缘故障或设备损坏事件发生,可用率100%。

影响6.6 kV系统可靠性的主要因素为6.6 kV断路器开关控制回路航空插头质量不可靠,第九次大修中已全部更换。

6. 6.6 kV 应急柴油发电机组 (LHP/LHQ) 的可靠性

大亚湾核电站每台机组的两台6.6 kV应急柴油发电机组(LHP/LHQ)是电站最后一道应急供电电源。2003年,1号和2号机组柴油发电机不可用时间总计61.58小时,其不可用率为0.17%,2003年LHP/LHQ系统不可用率目标值为0.2%。近几年应急柴油发电机组不

可用率的统计结果见表 2.1.10-1。从统计结果可知，近几年来，电站针对柴油发电机组存在的问题进行重点整治，系统不可用率逐年降低。

表 2.1.10-1 LHP/LHQ 年不可用率

%

年份	1 号机组 (LHP/LHQ)	2 号机组 (LHP/LHQ)	综合统计	目标值
1999 年	2.20	0	1.10	0.50
2000 年	0.10	1.60	0.80	0.50
2001 年	0.17	0.10	0.16	0.40
2002 年	0.05	0	0.03	0.30
2003 年	—	—	0.17	0.20

7. 直流电源、逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

电厂直流电源系统有 230 V, 125 V, 48 V 和 30 V 共 4 个电压等级, 及与其相关的直流母线配电盘 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组 (BT) 和逆变器等。2003 年直流系统运行稳定, 未发生故障或设备损坏事故。影响直流系统的不可靠因素主要是 BOP 直流配电盘的蓄电池已运行十多年, 电池容量下降, 极柱腐蚀严重。电站已开始逐批更换, 预计 2004 年 3 月底更换完毕。

2.1.11 仪控系统设备运行及评价

大亚湾核电站采用仪控设备是比较可靠的模拟量控制系统, 数字化程度低。2003 年大亚湾核电站两台机组运行进入第十个循环, 电站面临设备开始老化以及国际上模拟量仪表的淘汰、数字化仪表的广泛使用造成备件采购难等困难。2003 年电站共完成预防性维修 312 项、纠正性维修 1 809 项、大修项目 2 722 项。仪控设备总体上良好, 没有发生由于仪控设备造成的停机停堆事件。

1. 总体评价

(1) 核岛控制测量系统

核岛 KRG 系统由 Bailey 9020 系列单元组合仪表构成, 它是 20 世纪 70 年代法国仪控产品。在多年的运行考验中, 发现该系列仪控板件中个别元件存在着设计上的缺陷, 如加法器的手拨式开关以及最近发现的调节器上的开关都存在接触不良的问题。2003 年, KRG 保护通道的定期试验 (SIP 试验) 合格率为 100%, 基本没有发生由于 Bailey 9020 板件出现故障造成的重大事件。

堆外中子注量率测量系统 (RPN) 可用率高, 周期试验合格率为 100%。全年的纠正性维修活动次数保持在比较低的水平。

棒控系统 (RGL) 由棒控系统和棒位测量系统两部分组成。由于大修质量的提高, 2003 年总体运行情况稳定。但是 RGL 控制系统几年以来经常出现的由于隔离耦合模块的光耦合管问题造成的数据传输故障还是再次出现过, 目前正在研究定期更换光耦合管的可行性。同时这几年每年会出现几次的显示卡故障问题也被证实可以通过更换晶体管来解决。

(2) 常规岛通用控制测量系统

常规岛 KRG 系统由 Bristol Babcock 公司 Series 4 仪表控制回路, 可编程控制器 GEM80 和 Protech 就地温度测量回路组成, 它覆盖常规岛大部分系统。这些系统可靠性比较高, 备

件更换量少,但是在2003年出现了KRG机柜供电电源故障而使整个机柜失电的事件,在事件后的分析中发现故障原因是设备老化造成,电站正考虑改造和加强预防性维修来解决这个问题。

(3) 保护系统

反应堆保护系统(RPR)全年可用率100%,磁逻辑性能稳定;汽轮机保护系统(GSE)可用率100%,继电器可用率100%,继电器性能稳定。不过也还是有一些问题存在,如RPR系统T2试验仪器老化,在试验中经常出现故障而导致试验时间延长。虽然这是离线设备,但是性能稳定的试验仪器可以减少在试验中引入的额外风险,所以这套设备也正在着手改造。

(4) 电站工业计算机部分

大亚湾核电站的KIT系统用于热功率监视、KPS系统用于事故后的监视,而KIT上网工程以及KDO系统是用于记录整个电站几乎所有的参数,对电站正常运行和系统故障时的分析起到非常重要的作用。

由于前几年电站对KDO和KIT做了部分改造,该系统目前的实用性非常高,运行也比较稳定。但是由于计算机设备太陈旧,原备件几乎采购不到,根据目前的硬件设备来通过优化软件的方式已无法满足日益严格的管理、运行、维修要求,拟加以改造。

(5) 消防探测系统

2003年消防探测系统的设备可用率与往年基本一样,设备运行情况较好。但是由于消防探测系统火警探头数量繁多,遍及全厂各个区域,所以故障的绝对数量还是非常高。由于新技术规范的实施,对火警系统要求更严格,很多区域的火警系统牵涉到 I_0 ,尤其是主泵火警探头故障就要求在一个月內修复好,要修复探头需要进入主泵房间去维修,而在功率运行情况下是无法进入该房间的,所以这些探头一旦出现故障将无法维修。对主泵火警探头的改造正在调研之中。

(6) 变送器

仪表变送器有热电偶温度探头、热电阻温度探头、浮子式液位变送器,1151系列变送器,6000系列和8000系列变送器等。2003年总体运行情况良好,尤其是核级变送器整个年度没有发生故障。但是常规岛使用的FISHER浮子式变送器由于所处的环境是高温高压介质,逐渐老化。2003年发生多起FISHER浮筒式变送器温度过高、漏水等故障。更糟糕的是用于此类变送器高温高压介质隔离的阀门却是质量等级不高的阀门,几乎所有阀门都隔离不严,给维修工作造成巨大的困难。目前已经提请改造部门对这类隔离阀进行改造。

(7) 气动阀门执行机构

气动阀门执行机构仪表部分或称为电气转换器和电位器。它的故障基本上集中在电位器反馈杆、元件密封以及电气转换器漂移等等。反馈杆断裂、脱落,气动部分漏气等问题通过强化维修工艺,更换不合理的反馈杆以及周期更换易损件等工作基本得到解决。2003年基本没有发生由于气动阀门执行机构问题造成的重大事件,总体评价良好。但是FISHER厂家的E/P信号漂移问题在ARE系统阀门上还是一直存在,虽然通过一些补偿手段可以缓解漂移对系统的影响,但是这种漂移故障对运行的风险还是存在。

(8) 开关量仪表

开关量仪表主要有压力开关、温度开关、水位开关和流量开关等类型,2003年度开关量仪表整体工作状态良好。出现的主要问题集中在GSS的开关量仪表铠装电缆老化造成绝

缘差以及常规岛浮筒式开关量仪表的浮子配重问题。

(9) 显示仪表和记录仪

前几年提出的记录仪国产化的改造在 2003 年实现了大部分, 尤其是监视主泵参数的 RCP403EN。改造工作的顺利实施对记录仪的维修提供了便利, 降低了维修成本, 提高了设备可用性。2003 年记录仪以及其他显示仪表运行良好。

2. 解决的主要技术问题

(1) RGL 单束棒测量信号丢失故障以及由此引发的一些异常报警

经过咨询该板件的生产厂家, 以及对板件接触电阻的测量发现原因是由于 MCP22 板件的试验开关“TEST H”和“TEST L”的滚珠老化出现接触造成, 厂家已经着手对开关进行改造, 已经生产出新的开关备件, 但是新设计的开关是否能够解决这个问题还有待于验证, 新备件正在采购。目前解决的方法是使用接触剂对开关内的滚珠进行清洗处理, 效果良好。

(2) GRE 模式切换造成 G 棒棒位定值的漂移

RGL 功率棒控制系统是开环控制系统, 它的控制定值来自 GRE 系统, 而且是跟随 GRE 模式切换而变化。当 GRE 在自动控制模式时, RGL/GRE 使用的是功率参考值做定值; 当 GRE 在手动控制模式时, RGL/GRE 使用的都是汽轮机开度参考信号; 当 GRE 在压力模式时, RGL 接收的是压力信号和功率控制信号的小选量。由于这三个信号的物理量单位不一样, 需要通过曲线函数发生器 RGL002GD 将汽轮机开度信号转换成功率信号, 通过 RGL004GD 将压力转换成功率信号, 这个转换是静态固定的。但是机组在整个运行周期内由于效率、仪表测量漂移等问题, 使得汽轮机开度和压力信号不能完全通过 RGL002GD/RGL004GD 来转换和表征, 从而造成正常运行期间由于 GRE 状态切换造成的 RGL 功率棒的扰动。

最初电站考虑请厂家对系统进行改造, 加入切换自动跟踪功能, 但是 FRAMATOME 公司到现在为止还没有做过这种改造, 于是只有在原有设计基础上做一些参数优化的工作。2003 年对这些曲线进行修正的尝试获得成功。

(3) 绝缘闪发故障查找方法的突破

仪表设备繁多, 不管是模拟信号板件还是逻辑继电器回路, 大多数设备都需要工作电源。随着电站运行年限的逐渐增加, 尤其是 2003 年实施新技术规范中对 LCA 绝缘的 24 小时 I_0 的要求, 对解决由仪表设备造成的绝缘问题提出了新的挑战。绝缘查找需要专门的绝缘仪来定点查故障, 过去电站配备使用的法国产绝缘检测仪精度非常低, 对一些绝缘值比较高或者绝缘闪发故障几乎没有办法。

2003 年电站找到国内一家做绝缘检测仪的厂家, 专门给电站做了一台高精度绝缘检测仪, 经过现场的多次试验和厂家的多次改进, 目前该绝缘仪可以查 100 k Ω 以下的绝缘 (可以很快查出黄报警故障, 而旧绝缘仪只可以查出红报警绝缘)。满足现场绝缘查找要求, 可以在电源有绝缘问题初期进行处理, 对保障电站仪表电源的正常运行起到非常重要作用。

(4) APP 振动仪表测量设备改造

APP 仪表振动和超速测量仪表由于设计上存在维修困难, 故障频度高, 厂家倒闭无法采购备件等问题。经过几年的准备, 在 2 号机组第九次大修中对 APP 的 A 泵实施改造。经过一年的运行观察, 发现该泵测量设备运行良好, 而且由于 2APP 的 A 泵原来拆下的板件可以作为其他三台泵的备件, 所以 2003 年 APP 泵振动、超速测量整体运行达到一个比较好的水平。电站将在第十次大修时对其他三台泵继续改造。

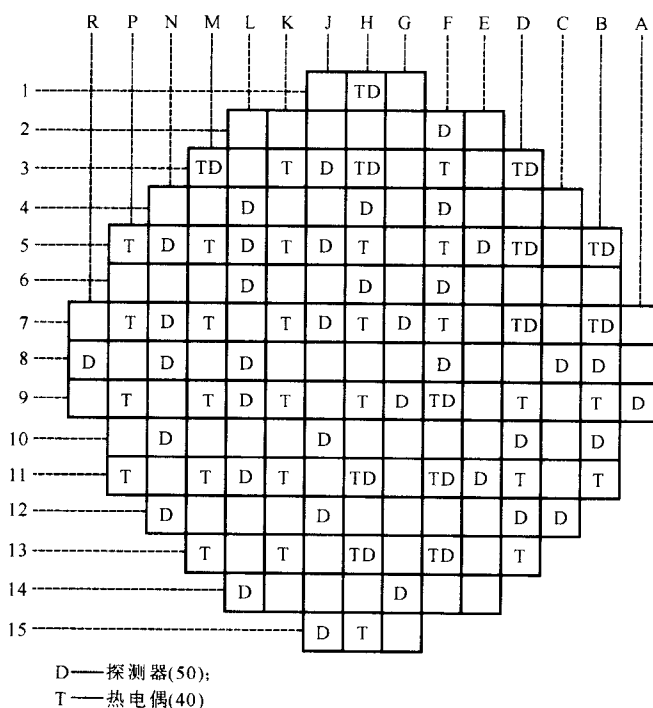


图 2.1.12-2 堆内探测器与热电偶的分布

大亚湾核电站 2 号机组第十循环于 2003 年 3 月 16 日首次达临界。其设计循环长度为 15 843 MW·d/t, 即 395 EFPD。堆芯装载 157 组组件。第十循环的堆芯装载方案见图 2.1.12-4。其中有 48 组 AFA-3G 富集度为 4.45% 的新组件, 12 组不含钎棒, 24 组含 8 根钎棒, 12 组含 20 根钎棒, 其余的为旧组件。9 组组件 (包括中心组件) 来自第六循环, 100 组来自第九循环。

2. 核材料管制

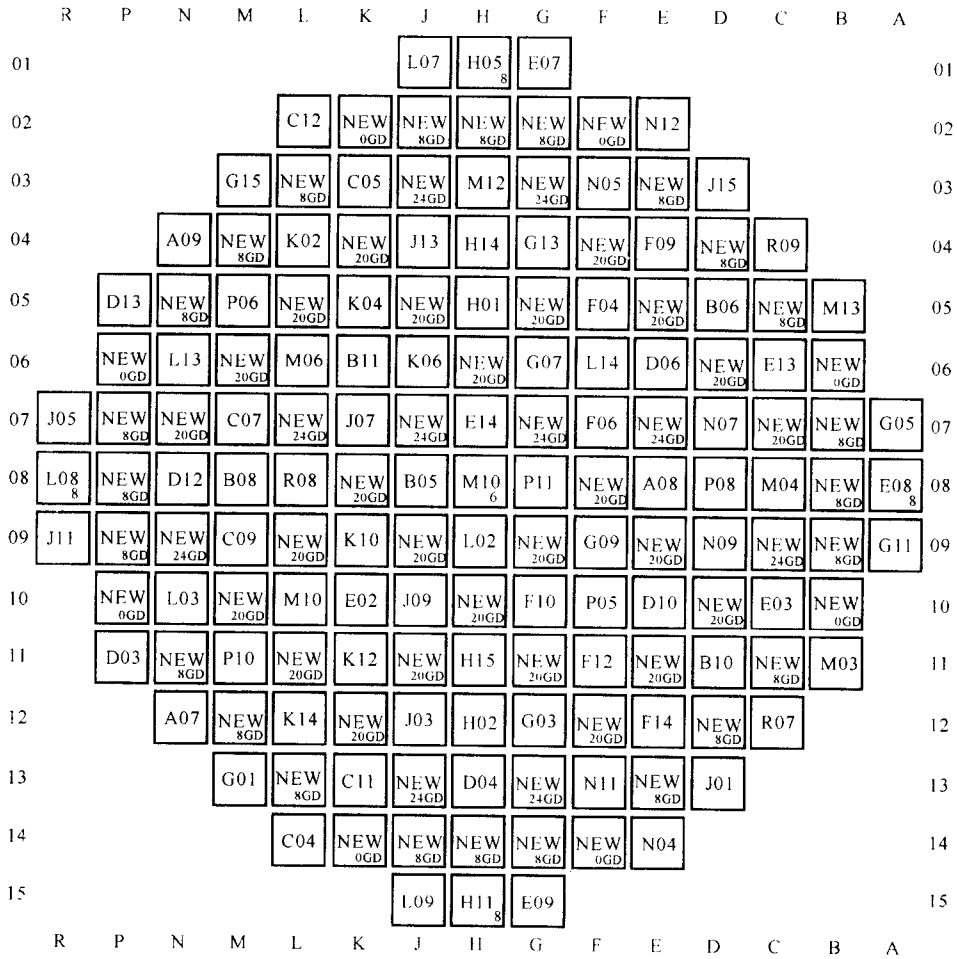
(1) 核材料管制办公室

大亚湾核电运营管理有限责任公司于 2003 年 3 月正式运作, 为了便于电站核材料管制工作的有序进行, 公司成立了核材料管制办公室。大亚湾核电站的所有核材料管制工作均由核材料管制办公室负责, 下设主任 1 名, 副主任 2 名, 负责生产的副总经理担任核材料管制办公室主任, 负责中华人民共和国核材料管制条例等核材料管制法规、条例、标准在公司的实施和各项工作任务委派。核材料管制办公室设副主任两名, 其中一名副主任由技术部技术支持处燃料管理科科长担任, 负责核材料衡算组的工作; 另一名副主任由综合管理处处长担任, 负责核材料实物保护组的工作。2003 年 12 月 15 日至 17 日, 国家核安全局对大亚湾核电运营管理有限责任公司的核材料管制和核设施实物保护工作进行了文件检查和现场检查。

(2) 核材料衡算软件升级

2003 年 7 月, 国家核材料管制办公室发放了新版核材料衡算账目管理软件, 用以替换旧版软件, 已完成了两者间所有数据的倒换, 并开始正式使用新版软件。

(3) 2003 年度核材料衡算报表



6——来自第六循环的组件；
8——来自第八循环的组件

图 2.1.12-3 大亚湾核电站 1 号机组第十循环的堆芯装载方案

2003 年度，核材料衡算工作方面继续贯彻和执行账务工作“完整、正确、及时、规范”的八字方针，按要求使用新版核材料衡算账目管理软件，完成并向核管办上报衡算报表和软盘。使用核材料衡算数据库管理软件 DYMMS 来完成燃料组件运行历史的管理，衡算报告和记录按季度存档。

(4) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了 1 号机组第九次换料大修用组件接收、贮存以及装卸料和两个机组实物盘存等工作。对燃料厂房和反应堆厂房的实物盘存表明，两台机组均无任何核材料的不平衡差和核材料的损失。核材料的消耗都用于发电，所产生的钚都存在于燃料组件中。实物盘存工作也验证了实际的装料与装料设计图的一致性，包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件数量的正确性。

(5) 乏燃料管理

2003 年 9 月 2 日，大亚湾核电站 1 号机组首批乏燃料组件 26 组，从大亚湾核电站现场

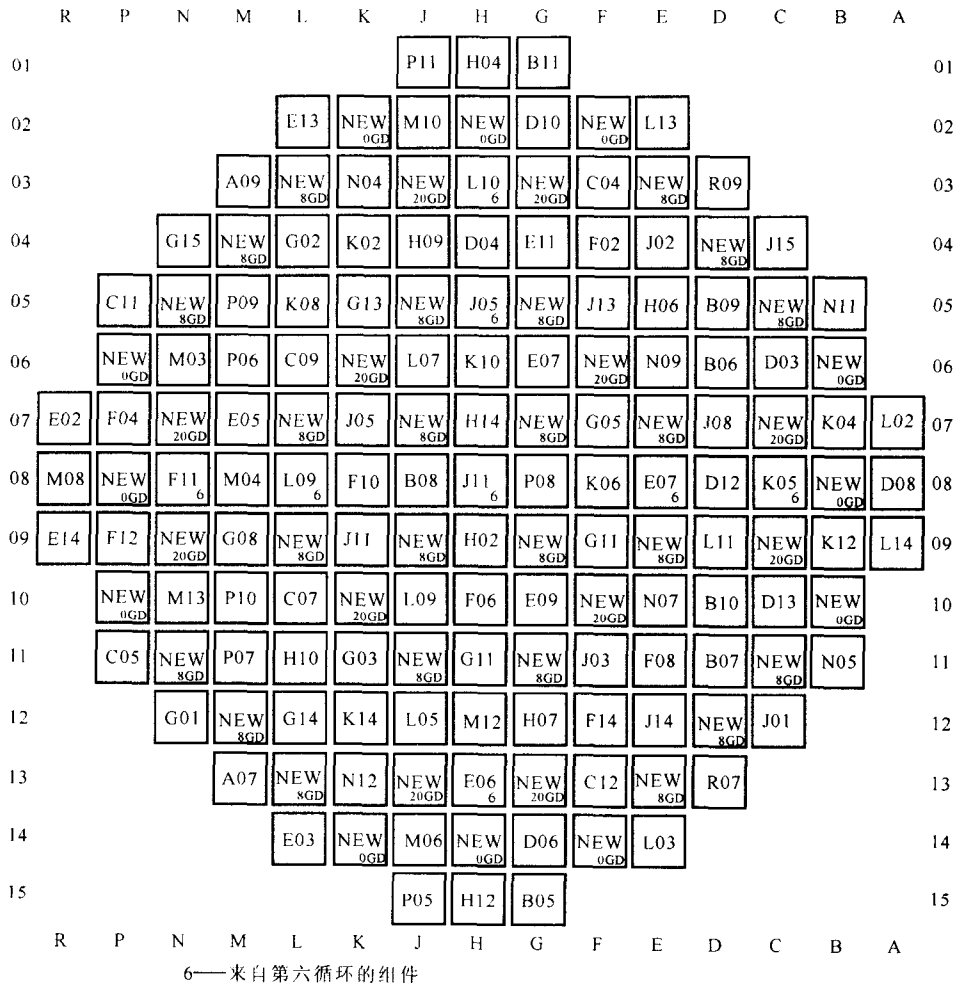


图 2.1.12-4 大亚湾核电站 2 号机组第十循环的堆芯装载方案

运往 404 厂。在此之前，对乏燃料组件进行了源项计算；向清原公司提交了乏燃料技术资料；填报了乏燃料组件重金属重量确认表；填报了核材料交接统计报表；更新了乏燃料数据库；对乏燃料组件进行了实物盘存。

3. 核燃料操作活动管理

2003 年的核燃料操作活动主要包括新燃料接收和大修期间核燃料换料操作，以及大亚湾核电站 1 号机组首次乏燃料运输容器装料操作。

(1) 新燃料接收

2003 年 1 月 14 日至 19 日，1 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 64 组富集度为 4.45% 的 AFA-3G 新燃料组件。

(2) 大修期间核燃料换料操作

2 号机组第九次大修换料操作时间是 2003 年 2 月 1 日至 3 月 6 日，1 号机组第九次大修换料操作时间是 2003 年 3 月 26 日至 4 月 9 日，具体操作时间见表 2.1.12-1。两台机组历年

大修换料操作的卸料用时和装料用时统计见表 2.1.12-2 和表 2.1.12-3。

表 2.1.12-1 第九次大修换料操作时间统计

h

项目名称	1号机组	2号机组
卸料前试验	5	4.5
卸料	58	53
相关组件倒换	72	144
装料前试验	12	3.5
装料	60	51 (不含第 123 步组件装料时间)
堆芯照相	3	3

表 2.1.12-2 历年大修换料操作的卸料用时

h

机组	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第四次大修	第五次大修	第六次大修	第七次大修	第八次大修	第九次大修
1号机组	82	69.5	78	72	93.5	61.5	53.5	56	58
2号机组	72	78	69	74	69	65	58.5	55.6	53

表 2.1.12-3 历年大修换料操作的装料用时

h

机组	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第四次大修	第五次大修	第六次大修	第七次大修	第八次大修	第九次大修
1号机组	99.5	79	103	86	69.5	74	73	77	60
2号机组	89	150.5	81	86.5	81	78	64.5	75.3	51

2号机组第九次大修换料操作有以下主要特点：美国西屋公司承包了 PMC 改造项目，在卸料前改造了 KX 厂房侧乏燃料桥吊；卸料后装料前，改造了换料机及传输系统，但未实现最初设计的全自动和半自动功能。此外，本次大修首次采用短鞋帮辅助装料，装料模式图也相应改变。装料过程中发生了一起燃料吊装事件：装料到第 123 步组件时燃料组件倾斜。

1号机组第九次大修换料操作吸取了2号机组的经验教训，专门编写了《换料机安全验证临时程序》，有效避免了换料机操作的安全隐患。

(3) 大亚湾核电站1号机组首次乏燃料运输容器装料操作

2000年3月25日 GNPJVC 与中国核工业集团公司成功签订了《乏燃料接收、处理、处置及责任转移合同》。2003年6月13日乏燃料运输容器运抵大亚湾核电站。

2003年7月7日至24日，在大亚湾核电站进行了为期三周的乏燃料装料操作培训，让全体操作人员全面了解并掌握乏燃料运输容器装料操作过程，检验大亚湾核电站的相关程序，验证大亚湾核电站乏燃料运输相关的辅助设备和工具的可用性，为乏燃料首次装料操作做准备。

2003年8月16日开始大亚湾核电站乏燃料首次装料工作，8月22日首批26组乏燃料组件装入容器，9月1日完成货包交接工作，9月2日首批乏燃料组件成功运出大亚湾核电站。

4. 燃料厂房乏燃料水池内存

截至2004年1月20日，大亚湾核电站两台机组燃料厂房乏燃料水池内新燃料接收后的库存见表 2.1.12-4。

表 2.1.12-4 燃料厂房乏燃料水池内库存

种 类	1 号机组	2 号机组
乏燃料组件	454	464
新燃料组件	0	56
适配器占用的燃料格架数 + 适配器数量	0	6 + 2
模型组件	1	0
可燃毒物贮存盒	7	8
假组件	1	1
损坏的 C11 位置控制棒贮存盒	0	1
空燃料格架	232	163
可用燃料格架	232	157

2.2 核安全

2.2.1 三道屏障完整性

2003 年, 大亚湾核电站的三道屏障完整性保持完好。三道屏障的监测数据分析如下。

1. 燃料元件包壳

为了保障第一道屏障的完整性, 限制工作人员在电站内所接受的放射性剂量, 及时发现任何可能的燃料元件破损, 电站按照运行技术规范对一回路放射性水平提出了具体限制, 对一回路放射性水平参数进行了监测。

表 2.2.1-1 和表 2.2.1-2 给出了 1 号机组和 2 号机组第十循环一回路放射性指标气体 γ 谱, 从表中可以看到, 该项指标在第十循环内均保持稳定, 并且一直在限值以下。

表 2.2.1-1 1 号机组第十循环一回路放射性气体总量 (比活度)

MBq/t

取样日期	1 月 23 日	2 月 13 日	3 月 13 日	6 月 26 日	7 月 22 日	8 月 21 日	9 月 2 日	10 月 23 日	11 月 4 日	12 月 18 日
$^{85}\text{Kr}^m$	9	9	10	2.7	0	0	6.6	1.2	6.9	0
^{87}Kr	7	16	17	3	0	0	0	0	0	0
^{88}Kr	13.5	17	0	0	0	0	26	0	0	0
^{133}Xe	53	57	60	79	152	241	93	29	32	40
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	63	67	63	22	30	20	27	33	40	45
^{138}Xe	82	69	80	28	37	37	32	45	61	56
气体总量	228	235	230	134	219	298	185	108	140	141

表 2.2.1-2 2 号机组第十循环一回路放射性气体总量 (比活度)

MBq/t

取样日期	1月8日	3月28日	4月16日	5月28日	6月25日	7月25日	8月27日	9月10日	10月1日	11月26日	12月5日
$^{85}\text{Kr}^m$	14	0	2.7	4.9	7	8.7	6.4	11	3.4	5.6	7.7
^{87}Kr	30	0	26	0	37	16.5	0	11	13	20	27
^{88}Kr	30	19	15	0	0	17.7	15	19	9.1	31	22
^{133}Xe	113	22	43	50	42	58	62	53	55	57	76
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	135	51	103	63	63	67	60	75	83	96	90
^{138}Xe	153	53	75	80	91	926	84	120	148	111	108
气体总量	475	145	265	198	240	1093	227	289	312	320	330

注: (1) 所取样点为当月气体总量最大值的取样点;

(2) 6 小时内停堆气体总量限值为 2.96 TBq/t, 48 小时内停堆气体总量限值为 1.48 TBq/t;

(3) 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

表 2.2.1-3 和表 2.2.1-4 给出了 1 号机组和 2 号机组第十循环的碘同位素 γ 谱, 从表中可以看到, 该项指标在第十循环内也保持稳定, 并且一直在限值以下。

表 2.2.1-3 1 号机组第十循环一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月28日	2月25日	3月13日	5月27日	6月27日	7月22日	8月19日	9月18日	10月30日	11月25日	12月18日
^{131}I	3.4	4.7	2.3	1	1	1.9	1	1.8	1	2	1.8
^{132}I	41	53	47	18	17	22	19.5	25	32	25	27
^{133}I	25	27	19	14	10	12	11.4	16	15	44	16
^{134}I	73	85	91	33	37	48	63	57	67	42	50
^{135}I	43	57	41	0	25	20	32	26	29	26	31
^{131}I 当量	16.78	20.62	21.81	5.76	7.31	8.59	8.96	10.37	10.06	17.27	10.80

表 2.2.1-4 2 号机组第十循环一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月24日	3月26日	4月30日	5月2日	6月6日	7月30日	8月27日	9月12日	10月3日	11月26日	12月5日
^{131}I	3	0.9	3.1	3.1	2.7	2.6	3.4	2.7	4.8	2.7	2
^{132}I	57	28	41	39	45	56	53	69	30	60	59
^{133}I	29	13	21	25	24	33	34	56	25	33	35
^{134}I	108	81	76	74	72	93	99	94	43	102	96
^{135}I	49	0	52	52	50	59	62	76	44	61	89
^{131}I 当量	29.16	9.96	25.13	17.33	16.64	20.48	21.85	28.48	17.31	21.09	23.54

注: (1) 所取样点为当月 ^{131}I 当量最大值的取样点;

(2) 6 小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 37.0 GBq/t, 48 小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 18.5 GBq/t, 15 天内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.96 GBq/t, 2 个月内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.22 GBq/t;

(3) 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

由此可以得出结论, 2003 年大亚湾核电站燃料元件包壳屏障的完整性均满足技术规范

的要求。

2. 一回路压力边界

2003年, 机组一回路压力边界完整性的监测情况(即一回路冷却剂的平均泄漏率)见表 2.2.1-5。从表中可以看出, 两台机组一回路压力边界泄漏率全年基本处于低水平, 远低于技术规范的规定(总泄漏量为 2 300 L/h, 非定量泄漏限值为 230 L/h), 第二道屏障完整性良好。

表 2.2.1-5 2003 年一回路冷却剂月平均泄漏率

L/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	17.7	17.7	17.8	大修	35.6	40.8	44.4	40.5	41.2	47	49.9	38.5
2号机组	25.6	大修	17.3	15.3	16.2	17.6	17.6	17.6	16.7	16.9	17.2	17.5

3. 安全壳

安全壳为最后一道屏障。电站在 2003 年全年对两台机组安全壳完整性的监测情况如表 2.2.1-6 所示。

1 号机组安全壳的气体平均泄漏率(归一化为标准状态, 下同)约为 1.10 m³/h, 12 个月监测结果介于 0.46 m³/h 与 1.88 m³/h 之间。

2 号机组安全壳的气体平均泄漏率约为 1.06 m³/h, 12 个月监测结果介于 0.26 m³/h 与 1.63 m³/h 之间。

由此可以得出结论, 2003 年两台机组安全壳的气体泄漏率均小于 5 m³/h 的标准, 满足运行技术规范的要求, 其完整性良好。

表 2.2.1-6 2003 年安全壳气体月平均泄漏率

m³/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.28	1.43	1.10	大修	1.41	0.97	1.18	1.47	0.81	1.10	1.23	1.29
2号机组	1.08	大修	0.45	0.84	0.97	1.03	1.17	0.88	1.25	0.98	1.26	0.84

4. 堆芯损伤频率

为加强电站核安全的控制, 大亚湾核电站利用概率风险分析(PSA)对机组状态进行跟踪评价, 并且制定了风险度的控制指标。在某一 T_0 到 T_1 时间段风险度的定义为:

$$P = \frac{\sum_i \Delta CDF_i \cdot \Delta T_i}{CDF_0 \cdot (T_1 - T_0)}$$

其中, CDF_0 为所有设备均为可用时的堆芯损伤频率;

CDF_i 为发生某一事件 i (例如有设备不可用等) 时的堆芯损伤频率;

ΔT_i 为设备 i 不可用的持续时间。

表 2.2.1-7 给出了 2003 年两台机组的堆芯风险度变化趋势。

表 2.2.1-7 2003 年风险度趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.007	1.359	1.050	大修	1.018	1.020	1.030	1.292	1.102	1.051	1.031	1.008
2号机组	1.137	大修	1.070	1.027	1.072	1.030	1.170	1.218	1.136	1.023	1.020	1.021

全年平均风险度 1 号机组为 1.09, 2 号机组为 1.08, 均未超过电站内部控制的指标限值 1.1。2003 年两台机组堆芯损伤风险度控制比较好, 总体风险在可接受范围之内。但是从表中可以看出, 2003 年两台机组均有个别月份风险度超过限值, 原因分析如下:

(1) 1 月 15 日, 2 号机组 LLS 系统跳闸, 导致 LLS 较长时间不可用;

(2) 2 月份, 9LGR 两次进行预防性检修, 持续时间都比较长。由于 2 号机组正处于大修, 因此只对 1 号机组有较大影响;

(3) 7 月 2 日, 2 号机组 LLS 超速试验不合格, 导致 LLS 较长时间不可用;

(4) 8 月 16 日, 1 号机组主变压器 A 相连接出现故障需要检修。8 月 31 日, 发现 9LGR 进厂导线出现断股;

(5) 9 月 2 日, 台风“杜鹃”正面袭击深圳造成风岭线跳闸, 9LGR 不可用。

这些事件均与丧失厂外电源和全厂断电事故有关。因此, 降低丧失厂外电源事故发生频率、提高全厂断电事故工况下所需系统的可用性仍然是电站需要密切关注的问题。

2.2.2 专设安全系统

2003 年, 大亚湾核电站专设安全系统总体状况一般, 电厂 WANO 指标体系所涉及到的辅助给水系统、高压安全注入系统、应急柴油发电机组不可用率分别为 0.002, 0.000, 0.002, 与 2002 年三系统不可用率 0.000, 0.000, 0.000 相比, 可用率水平有一定程度下降, 其中辅助给水系统指标超电站年度限值, 高压安全注入系统状态满意, 与 2002 年持平, 应急柴油发电机组指标与电站控制限值持平。

1. 辅助给水系统

两机组全年不可用分别为 0.002 和 0.001, 1 号机组不可用超电站限值, 2 号机组持平, 导致辅助给水系统 (ASG) 不可用的主要事件如下:

(1) 1ASG001PO 机械密封动环损坏, 不可用统计时间为 15.13 小时·列。

(2) 1ASG137VV 阀体漏汽, 不可用统计时间为 14.33 小时·列。

(3) 热停堆工况下, 1ASG001BA 补水不及时, 不可用统计时间为 9.15 小时·列。

(4) 1ASG014VD 内漏, 不可用统计时间为 2.57 小时·列。

(5) 2ASG138VV 阀杆卡涩及 2ASG032MT 渗油, 不可用统计时间为 11.67 小时·列。

(6) 2ASG001TC 调速器零点漂移, 不可用统计时间为 11.89 小时。经调查, 电站定期试验程序 PT RPR043 所附曲线错误导致现场错误调整, 经调整合格, 调速曲线已澄清。

维修质量缺陷所导致不可用占相当的比例, 电站已加快 ASG 系统 RCM 分析, 完善状态监测和维修优化。ASG 系统不可用主要发生在大修期间, 将在大修指标中增加“专设安全系统不可用率”指标。

2. 高压安全注入系统

2003 年, 两机组高压安全注入系统不可用率分别为 0.000 2 和 0.000 4, 均与 2002 年持

平, 导致高压安全注入系统不可用的主要异常如下:

(1) 1RCV001PO 泵组温控阀故障导致润滑油回路油温低, 更换温控阀导致泵组不可用 2.85 小时。

(2) 1RIS090SD 故障, 产生不可用时间 0.97 小时。

(3) 2RCV002PO 电机侧靠背轮螺栓断裂, 检修产生不可用时间 9.93 小时 (不计入 WANO 指标)。

(4) RCV 泵组轴承温度探头频繁漏油, 相继导致 2RCV002PO/003PO 不可用, 原因为探头设计缺陷, 已决定用新型探头替代旧型号探头。

(5) 2RIS546VP 上游与母管结合处渗水, 检修导致 2RIS001PO 不可用 3.97 小时, 原因为现场漏装支架, 现场支架已回装。

RCV 泵组不可用是高压安全注入系统不可用的主要贡献。根据现场检查, RIS 系统法兰外漏缺陷有逐渐增多趋势, RIS 系统维修大纲需要优化。

3. 应急柴油发电机组

2003 年, 两机组应急柴油发电机组可靠性较去年有所下降, 不可用率由去年的 0.0001 增加到今年的 0.0017, 导致系统不可用的主要异常如下:

(1) 4 月 15 日, 2LHP 因更换 LHP359MT 以及在励磁调节回路接入录波仪导致定期试验 PT 2 LHP001 期间 LHA002JA 跳闸, 不可用统计时间为 0.57 小时·列。

(2) 10 月 14 日至 22 日, 1LHP002MO 缸头水封失效漏水处理, 不可用统计时间为 57.98 小时·列。

存在的主要问题包括:

(1) 1LHP 应急柴油发电机可靠性不高, 柴油机中冷器振动高, 已经有 3 处水管卡固被振断。柴油机缸头水封漏水, 造成柴油机不可用 57.98 小时。

(2) 冷却水相关回路仍存在部分参数不符问题, 满功率参数与部分功率参数不一致。

(3) 目前应急柴油发电机定期试验方式影响柴油机的寿命和长期运行可靠性。6 个月一次的第五台应急柴油发电机低功率试验 (PT 0LHS003) 将造成 LHP/LHQ 系统的不可用, 预计每次 5 小时左右。

2.2.3 安全相关设备不可用状态 (Io) 跟踪

2003 年针对大亚湾核电站两台机组的第一组及第二组安全相关设备的不可用次数、不可用持续时间以及第一组安全相关设备的不可用消耗比等指标进行跟踪统计。

2003 年大亚湾核电站第一组安全相关设备不可用年累计消耗比的目标限值为每台机组 6.5, 全年实际结果是 1 号机组的累计第一组安全相关设备不可用 (Io) 消耗比为 8.15, 2 号机组为 6.74, 两机组的实际值均超出原限值, 主要原因是因电站在 11 月采用新技术规范, 安全设备不可用的界定记录规定有所改变。

1. 第一组安全相关设备不可用

第一组安全相关设备不可用次数、不可用累计消耗比按月分布情况如表 2.2.3-1, 2.2.3-2 所示。

表 2.2.3-1 第一组安全相关设备不可用次数逐月分布情况

月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	当月次数	24	20	59	50	27	36	40	13	47	23	53	79
	累计次数	24	44	103	153	180	216	256	269	316	339	392	471
1号机组	当月次数	10	17	21	42	12	22	20	5	22	12	32	40
	累计次数	10	27	48	90	102	124	144	149	171	183	215	255
2号机组	当月次数	14	3	38	8	15	14	20	8	25	11	21	39
	累计次数	14	17	55	63	78	92	112	120	145	156	177	216

表 2.2.3-2 第一组安全相关设备不可用消耗比逐月分布情况

月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	当月消耗比	0.27	1.32	1.52	1.66	0.55	0.53	0.64	1.31	0.91	1.04	1.67	3.47
	累计消耗比	0.27	1.59	3.11	4.77	5.32	5.85	6.50	7.80	8.72	9.75	11.42	14.90
1号机组	当月消耗比	0.11	1.16	0.42	0.92	0.24	0.33	0.37	0.46	0.41	0.90	0.84	1.99
	累计消耗比	0.11	1.27	1.69	2.61	2.85	3.18	3.55	4.01	4.42	5.32	6.16	8.15
2号机组	当月消耗比	0.16	0.16	1.10	0.74	0.31	0.20	0.28	0.84	0.50	0.14	0.83	1.48
	累计消耗比	0.16	0.32	1.42	2.16	2.47	2.67	2.95	3.79	4.29	4.43	5.26	6.74

考虑到大亚湾核电站已于2003年11月16日切换使用新运行技术规范,而在新技术规范中已规定了DVN系统的第一组I₀后撤时间,因此2003年的统计数据中包含了所有第一组I₀。

2003年1号和2号机组第一组I₀不可用次数分别为255次和216次。两机组的第一组I₀不可用累计消耗比分别为8.15及6.74,均超出6.5的限值。主要原因是由于电站在11月16日开始执行新技术规范,不可用的记录规定有所改变。如对于DVN系统的不可用,以前没有规定后撤时间,故以往DVN系统的第一组I₀没有计算消耗比,而现在对此规定了后撤时间,须计算其相应的消耗比。

在两台机组全年发生的共471次第一组不可用中,计划不可用有333次,占总数的70.7%;计划不可用的消耗比累计为10.02,占总数的累计消耗比的67.2%。随机不可用次数138次,占总数的29.3%,其消耗比为4.88,占总累计消耗比的32.8%。

2. 第二组安全相关设备不可用情况

2003年两机组第二组不可用总体情况示于表2.2.3-3。

表 2.2.3-3 第二组不可用总体情况

	1号机组				2号机组			
	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用次数	总不可用时间	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用次数	总不可用时间
2003年总计	309	852	1161	4506.49	326	827	1153	4962.36
一季度	59	235	294	991.55	64	213	277	785.02
二季度	82	215	297	818.72	75	189	264	876.29
三季度	80	179	259	1106.91	86	181	267	948.93
四季度	88	223	311	1589.31	101	244	345	2352.11

从表中可以看到, 两机组第二组总不可用次数达 2 314 次, 较 2002 年有所增加。其中 1 号和 2 号机组的总次数分别为 1 161 和 1 153 次。

2003 年各系统的第二组安全相关设备不可用次数排序统计结果如表 2.2.3-4 所示 (表中只列出两机组不可用次数较多的 10 个系统)。从表中的统计结果来看, 出现不可用次数较多的系统主要是 KRT, RPN, DVN, RIS, SEC, DVE, SIP, SAP 和 REN 等系统。尤其是 KRT 系统, 几年来始终都是不可用次数最多的一个系统。

表 2.2.3-4 各系统第二组不可用次数分类统计

1 号机组					2 号机组				
系统	总次数	计划次数	随机次数	持续时间	系统	总次数	计划次数	随机次数	持续时间
KRT	559	441	118	829.5	KRT	527	440	87	666.75
RPN	50	50	0	11.43	DVN	49	24	25	374.96
DVN	47	24	23	392.29	SEC	41	29	12	656.84
RIS	40	28	12	97.47	RIS	37	31	6	89.56
SEC	39	32	7	549.74	DVE	33	14	19	281.09
DVE	28	16	12	262.1	REN	33	15	18	27.09
SAP	27	21	6	54.21	RGL	33	14	19	24.14
REN	25	19	6	13.74	RPN	32	31	1	7.6
SIP	20	20	0	25.92	SAP	29	28	1	80.61
RPR	19	18	1	34.32	APG	28	17	11	81.31

2.2.4 定期试验

在 2002 年的基础上, 2003 年定期试验继续沿用项目组统一管理的方式对电站所有的定期试验项目进行有效的管理。2003 年, 定期试验的管理配合大亚湾核电站新技术规范的切换, 顺利完成了切换过程中定期试验 I₀ 方面的风险控制。首次实现将 OPC 化学取样项目纳入 COMIS 定期试验数据库及周计划中管理, 增加了生产计划的可控性及前瞻性。以下将根据 2003 年定期试验的总体执行情况, 进行相应的统计、分析及总结。

1. 统计结果 (见表 2.2.4-1)

2. 分析

(1) 1 号机组全年一次成功率比例为 99.6%, 总体情况良好。2 号机组全年一次成功率为 99.5%, 但有 3 个月份的指标没达到要求。经常出现异常的试验仍主要集中于 LHP/LHQ 应急柴油发电机试验、LLS002 试验及 RPB044 (启动 ASG 泵) 等试验。

(2) 定期试验无异常率, 全年都保持在目标值 96% 之上。

(3) 利用裕度情况分析。1 号和 2 号机组全年裕度平均利用率分别为 11.65% 和 12.82%。从利用裕度情况来看, 裕度的利用仍然主要集中在机组保电期间项目试验裕度的调整上。其中 1 月份和 5 月份因元旦、春节、五一等大节假日须保电而出现较多的调整项目。另外, 7 月份因庆祝香港回归及大亚湾核电工地有重要会议召开, 10 月份因国庆节保电等原因而使这两个月份项目调整数量也较多。

表 2.2.4-1 2003 年大亚湾核电站 GOR 定期试验年度统计

专 业		计 划		按计划执行项数		执行合格项数		异常项数		超期项数	
		1, 0, 9 号机组	2 号机组	1, 0, 9 号机组	2 号机组	1, 0, 9 号机组	2 号机组	1, 0, 9 号机组	2 号机组	1, 0, 9 号机组	2 号机组
MIC	大	(71)	(68)	(71)	(68)	(71)	(68)				
	小	439	436	439	436	439	436	0	0	0	0
MEE		17	13	17	13	17	13	0	0	0	0
TTS/TP		214	238	214	238	214	238	0	0	0	0
TTS/TF		33	29	33	29	33	29	0	0	0	0
OPH/HR		582	435	582	435	582	435	0	0	0	0
OPO	≥1 月	734	791	734	791	734	791	24	28	0	0
	=1 周	247	156	247	156	247	156	1	0	0	0
年度合计		2 266	2 098	2 266	2 098	2 266	2 098	25	28	0	0
年度比例				100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	98.7%	0.0%	0.0%
		占总计划数		按计划执行率		执行合格率		无异常率		超期率	

2.2.5 瞬变统计

2003 年电站开始 18 个月换料的第二个循环，瞬变统计的工作重点：一是考察实施 18 个月换料后，瞬变消耗的实际情况；二是继续对大修期间的瞬变消耗进行严格控制。实施 18 个月换料后，瞬变消耗没有明显的变化。从 2003 年实际的瞬变消耗情况看，瞬变年消耗率经过几年的逐步下降后，开始稳定保持在一个较低的水平。正常稳定运行期间瞬变消耗很少，因此反应堆寿期控制的重要手段之一就是设法在大修期间减少不必要的瞬变消耗。

1. 2003 年主要瞬变消耗

根据不同工况，瞬变可分为 4 类：I 类为设计工况；II 类为一般运行工况及中等概率事件（如升、降功率）；III 类为小概率事件（如一回路小破口）；IV 类为极小概率事件（如一回路大破口）。全部瞬变共 100 多项，主要瞬变统计如表 2.2.5-1。

表 2.2.5-1 2003 年主要瞬变消耗

瞬变 代码	简要描述	1999 年		2000 年		2001 年		2002 年		2003 年		累积消耗		设计 限值
		1 号 机组	2 号 机组	1 号 机组	2 号 机组	1 号 机组	2 号 机组	1 号 机组	2 号 机组	1 号 机组	2 号 机组	1 号 机组	2 号 机组	
1.1	开盖后的升温	1	1	2	1	1	0	1	1	1	1	15	11	80
1.2	未开盖前的升温	2	0	1	2	1	1	0	2	0	0	18	15	120
2	反应堆降温	3	1	3	3	2	2	1	2	1	1	32	25	200
3.1	升功率	1	3	4	2	5	6	3	7	6	5	130	117	9 800
4.1	降功率	3	7	5	3	7	6	2	6	7	4	95	103	9 920

续表

瞬变代码	简要描述	1999年		2000年		2001年		2002年		2003年		累积消耗		设计限值
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
21.1	紧急停堆, 有正常导热条件	0	0	1	0	1	1	2	0	0	0	33	17	230
32.1	上充增加 50%	21	14	19	13	8	11	9	8	3	2	347	277	12 000
32.2	上充最大增加	2	2	7	2	1	0	0	1	0	0	85	80	300
33	上充减少 50%	34	36	17	29	19	5	13	19	13	6	506	469	12 000
35	关闭第二个孔板, 流量减少 100% 中等幅度	5	7	3	6	1	3	2	7	5	6	84	68	11 200
36	关闭第二个孔板, 流量减少 100% 大幅度	3	5	2	11	4	5	0	3	2	1	55	61	800
37	下泄关闭后打开, 上充不变	0	0	2	1	0	1	2	0	0	0	35	26	220
38	上充、下泄同时关闭后, 同时打开	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	7	9	200

2. 趋势预测及改进建议

每次换料大修, 反应堆都要经历解列、降温、RCV 调节、RRA 启动、换料、升温、热停堆、并网等过程。由于运行工况的变化, 一回路所经历的瞬变不可避免地要在此期间大量发生。如表 2. 2. 5-2。

表 2. 2. 5-2 大修中固定发生的瞬变

代码	描述	设计限值	正常大修理想值	正常大修可接受值	历次大修平均值
2	反应堆降温, 一回路温度由 295 ℃ 降至 30 ℃, 一回路压力由 15.5 MPa 降至 0.1 MPa	200	1	1.5	1.6
42	RRA 启动	200	1	1.5	1
16	反应堆换料	80	1	1	1
17.2	换料后一回路排气	320	1	2	1
1.1	反应堆升温, 一回路温度由 30 ℃ 升至 295 ℃, 一回路压力由 0.1 MPa 升至 15.5 MPa	80	1	1	1.1

表 2. 2. 5-3 中的瞬变, 大修中可通过控制, 大大减少发生的次数。

表 2.2.5-3 大修中可控制发生的瞬变

代码	描述	设计限值	正常大修理想值	正常大修可接受值	历次大修平均值
9.2	一回路两相情况下波动（稳压器建立汽腔后加热或冷却）， $\Delta T_{\max} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$	100	0	1	0.1
10	热停堆下维持蒸汽发生器水位稳定	2 000	0	5	1.6
11	反应堆冷却剂环路停运	80	0	1	0
12	启动停运的冷却剂环路	70	0	1	0
15.1	一回路单相情况下加热或冷却（ $\Delta T_{\max} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ）	2 000	0	5	0.8
15.2	一回路单相情况下加热或冷却（ $\Delta T_{\max} = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ）	200	0	1	0.2
26	安全注入系统（RIS）异常启动	80	0	1	0
32.1	上充流量增加 50%	12 000	5	15	8.7
32.2	上充流量最大程度增加	300	0	2	1.9
33	上充流量减少 50%	12 000	5	15	12.6
34	下泄流量增加 100%，打开第二个孔板	12 000	5	10	0.5
35	下泄流量减少 100%，关闭第二个孔板（中等幅值变化）	11 200	5	10	3.4
36	下泄流量减少 100%，关闭第二个孔板（大幅值变化）	800	2	3	3.4
37	下泄关闭再打开，上充不关闭	220	0	1	0.5
38	同时关闭下泄和上充，同时打开下泄和上充	200	0	1	0.3
42.3	通过 RRA 进行温度调节	2 000	5	10	2.4
43	投运过剩下泄管线	400	1	2	0.1
44	RCP 冷却到冷停堆的过程中辅助喷淋启动	50	0	1	0
52.1	安全注入系统（RIS）误动	80	0	1	0

近几年瞬变消耗总的趋势在减少，如果机组不发生大的故障，瞬变消耗情况将保持良好状态。根据经验在实际操作中，如果注意以下几点，可减少瞬变发生：

- (1) 避免在升温或降温过程中进行导致主回路温度发生较大波动的操作；
- (2) 降温时，在热停堆状态至少持续 3 小时以上；
- (3) 降温时，RCV 打开两个下泄孔板增大下泄流量可减少 RCV 相关瞬变发生；
- (4) 避免关闭 RCV 下泄回路及上充、下泄回路同时关闭；
- (5) 换料期间减少对 RIS012/013VP 的操作次数；
- (6) 在对主回路温度测量回路的维修时，要避免阀门关闭超过 1 小时；
- (7) 限制过剩下泄的操作，保护 RCV250VP 阀门；
- (8) 限制辅助喷淋系统的操作。

2.2.6 电站运行事件

根据国家核安全局颁布的《核电厂营运单位运行事件报告制度》（HAF 0502-1-1）和大亚湾核电站管理程序《电站运行事件分级和报告制度》（IP/NSP/031），大亚湾核电站在 2003 年向国家核安全局报告了 11 起电站运行事件。具体的运行事件描述请参见 7.10 节

“电站运行事件列表”。

1. 核电站运行事件的分级

根据国际核事件分级 (INES) 方法, 2003 年度大亚湾核电站发生的 11 起运行事件均为 0 级事件, 没有发生 1 级以上 (含 1 级) 的运行事件。自电站商业运行以来每年运行事件分级情况请参见表 2.2.6-1。

表 2.2.6-1 0 级和 1 级运行事件逐年分布

事件分级	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	累计
0 级	20	28	23	9	10	10	9	13	8	11	141
1 级	9	7	3	5	5	6	7	2	3	0	47
事件总数	29	35	26	14	15	16	16	15	11	11	188

2. 运行事件按机组分布

大亚湾核电站两台机组商业运行以来发生的运行事件逐年分布情况见表 2.2.6-2。

表 2.2.6-2 运行事件按机组分布

年 份	1994 年		1995 年		1996 年		1997 年		1998 年		1999 年		2000 年		2001 年		2002 年		2003 年	
	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号
0 级	20	0	13	15	12	11	4	5	6	4	5	5	3	6	8	5	6	2	5	6
1 级	7	2	4	3	0	3	3	2	4	1	3	3	4	3	1	1	1	2	0	0
总 计	27	2	17	18	12	14	7	7	10	5	8	8	7	9	9	6	7	4	5	6

3. 运行事件按核安全法规 (HAF) 报告准则分布

大亚湾核电站两台机组投运以来每年发生的运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如下表 2.2.6-3 所示。

表 2.2.6-3 运行事件按 HAF 报告准则分布

HAF 报告准则	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
准则 1	12	14	8	5	9	6	6	7	6	6
准则 2	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
准则 3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
准则 4	8	9	10	5	—	—	1	2	3	—
准则 5	—	5	2	1	3	6	7	3	2	2
准则 6	—	4	3	2	2	1	—	—	—	1
准则 7	2	2	3	—	—	—	1	1	—	—
准则 8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
准则 9	7	1	—	1	—	3	1	2	—	2
合 计	29	35	26	14	15	16	16	15	11	11

2003 年度所发生的运行事件中,违反电站技术规范书(即准则 1)的事件数量仍然最多,超过全年运行事件总数的一半,达 54.5%,与 2002 年相同。电站商业运行以来违反准则 1 的事件占当年运行事件总数的比例变化见表 2.2.6-4。2003 年违反准则 1 的事件比例仍然保持在较高的水平:

表 2.2.6-4 违反准则 1 的运行事件比例统计

年 份	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
违反准则 1 的百分比/%	40.00	30.80	35.70	60.00	37.50	37.50	46.70	54.50	54.50

违反准则 4,即导致反应堆保护系统和专设安全设施自动或手动触发的事件在 2000 年,2001 年,2002 年连续三年均有发生后,在 2003 年没有发生,是继 1998 年,1999 年后再次出现的良好势头。而值得关注的是,因违反准则 6,即导致多个独立的具有核安全功能的系统、序列或通道同时失效的共因事件自 1999 年后已经连续三年没有出现,但在 2003 年再次出现。

4. 运行事件按事件性质分布

2003 年大亚湾核电站发生的 11 起运行事件中,按事件的直接原因分类,人因事件有 8 起,设备故障事件有 3 起。自 1996 年以来的运行事件按事件性质即直接原因的分析如表 2.2.6-5。

表 2.2.6-5 运行事件按性质分布

事件性质	1996 年		1997 年		1998 年		1999 年		2000 年		2001 年		2002 年		2003 年		1996 年至 2003 年合计	
	人因	17	65.4%	11	78.6%	12	80%	7	43.8%	8	50%	8	53%	4	36.4%	8	72.7%	75
设备故障	9	34.6%	3	21.4%	3	20%	9	56.2%	8	50%	7	47%	7	63.6%	3	27.3%	49	39.5%
合计	26	100%	14	100%	15	100%	16	100%	16	100%	15	100%	11	100%	11	100%	124	100%

从表中可知,2003 年运行事件的人因比例达 72.7%,与历史最高的 1998 年(80%)比较接近,为大亚湾核电站 10 年来的第三高,此前连续 4 年人因事件比例均处于较低的水平,反映出人因事件比例有反弹的趋势,需要警惕。

5. 运行事件按后果分布

大亚湾核电站把运行事件的后果分成 9 类,2003 年所发生的 11 起运行事件按后果分布见表 2.2.6-6。

表 2.2.6-6 2003 年运行事件按后果分布

	后 果	运 行 事 件 数	
		人因事件	设备故障事件
1	反应堆自动停堆		
2	除反应堆自动停堆外的其他瞬态	1	
3	电站运行条件下降(违反技术规范)	5	1

续表

后果		运行事件数	
		人因事件	设备故障事件
4	核安全相关系统降级	1	2
5	核安全屏障降级		
6	设备损坏	1	
7	放射性失控排放		
8	人员意外受照射		
9	人员伤亡		

上表显示：2003 年没有导致反应堆自动停堆的运行事件；违反技术规范并导致电站运行条件下降的事件共有 6 起，其中 5 起属于人因事件，仅 1 起属于设备故障事件；导致核安全相关系统降级的运行事件有 3 起，人因引起的事件 1 起，设备故障原因引起的事件 2 起；另有 1 起人因导致设备损坏的运行事件和 1 起人因导致的除反应堆自动停堆外的其他瞬态的运行事件。

6. 事件的人因根本原因分析

根据运行事件分析报告，将 2003 年 11 起运行事件中的人因因素统计并分类如下表 2.2.6-7 所示：

表 2.2.6-7 事件人因因素分类

根本原因分类	涉及的事件数量
培训不足	1
书面交流（规程缺陷）不足	3
组织管理及管理方法不当	4
工作实践不足	4
口头交流不足	2
监督方法不当	2

上表显示：2003 年的 11 个运行事件中，共涉及到 16 个人为的因素，6 个方面的人因因素。其中“工作实践不足”和“组织管理及管理方法不当”两方面的人因因素分占前两位，比例均为 25%。其次是“书面交流（规程缺陷）不足”排在第三位，而“口头交流不足”、“监督方法不当”各有两起相关运行事件，排在第四、五位。

对历年来的运行事件人因因素进行比较，连续 4 年居首位的“书面交流（规程缺陷）不足”这一因素所占比例约为 18.8%，与 2002 年的 50% 相比，有了很大幅度的下降。“组织管理及管理方法不当”这一因素所占比例与 2002 年相比持平，涉及的事件绝对数目有所下降，但已经是连续第三年排在第二位，表明在电站的生产运营过程中，生产活动的组织、管理问题正在逐渐成为电站安全生产的主要问题。

在 2003 年的 11 起运行事件中，有 6 起运行事件发生在大修期间，该 6 起事件中 5 起是 2003 年的第一次大修中产生的，这一特点与历次大修事件发生的阶段性特点存在类似之处。

2003 年度的运行事件反映出以下主要问题:

1) 工作人员的不良工作习惯。由于主控制室操纵员的不良工作习惯直接导致了两起运行事件:《目标功率设定错误导致堆芯热功率超越运行限值》、《使用不适宜的规程导致低压安全注入系统 A 列不可用》。主要体现在工作中没有执行严格要求的自检制、监护制,没有真正落实重要操作双重检查的要求和严格执行规程的要求。如前者在升功率时未通知另一个操纵员,失去了应有的监护,升功率指令发出后没有进行后续的跟踪,没有关注一、二回路功率的变化;后者在大修试验负责人准备文件不足的情况下又没有严格按照规程执行。良好工作习惯的形成有赖于重复的规范行为。

2) 工作人员的技能不足。由于人员的技能不足直接导致了两起运行事件:《关闭 2RRA002RF 二次侧隔离阀导致 2RRA002RF 二次侧安全阀动作》、《在升功率物理试验过程中核功率与热功率偏差过大》。主要体现在对缺陷和异常、变化或新事物的认识不足,考虑问题时只注意到了问题的某些方面,缺乏对问题更全面、更深入的了解。技能提高和经验积累是漫长的过程,需要依靠培训和自我培训,需要持之以恒,坚持不懈。

3) 隔离活动组织管理不当。此问题直接导致了三起运行事件:《没有在线 1RRI03RF 导致 RRI 系统 A 列冷却能力不符合安全要求》、《核燃料全部在 KX 厂房时不适当隔离导致 2PTR002PO 不可用》、《0TER001BA 在失去放射性监测下进行排放》。主要体现在隔离信息管理,相关人员之间口头、书面的交流、沟通不足。如何提高这一方面信息沟通的有效性,避免工作过程的多道屏障被突破,也是电站需要解决的问题。

除了上述主要问题以外,需要关注的是,PMC 改造导致的《一组燃料组件装入堆芯后倾斜》和备件问题导致的《SEC 泵叶轮螺母锁紧螺钉腐蚀共模问题可能导致最终热阱丧失》。两事件既有电站内部的原因,也有从外部引入的诱发因素,如何防范、管理外部诱发因素也是电站需要考虑的内容。

随着电站运营经验积累、管理要求和监管水平的提高,对电站工作人员、管理者的安全责任、安全意识和技术水平都提出了更高的要求。大亚湾核电站 2003 年共发生了 11 起运行事件,与 2002 年同为机组商业运行以来相比是运行事件数量最少的一年。由于运行事件数量较少,尚不能全面反映电站所有的人因失效模式,因此,若要全面了解电站的事件情况及人因失效模式,还要参考电站内部运行事件及 24 小时事件,2003 年电站共界定了 116 个内部运行事件,填报了 2 007 份 24 小时事件单。只有对这三个层次的所有事件分析、管理,准确找到电站在 2003 年的人因失效模式,才能制定、落实适当的纠正措施。

2.2.7 经验反馈

2.2.7.1 内部事件经验反馈

2003 年,随着公司组织机构的调整,电站经验反馈组织机构和过程也有较大的变动,两电站的经验反馈科合并,取消了原电站经验反馈委员会(PEFC),成立了纠正行动评审委员会(CARB),取消了由各部门经验反馈工程师参加的周例会制度,代之以负责经理、经验反馈专业人员和 RCA 小组人员参加的纠正行动审查评议工作组(CAP-Team)。每天对事件进行筛选,对过去 24 小时内两电站发生的异常进行甄别,根据事件的重要程度确定相应的后续行动和事件级别。

因应新的需求,2003 年对经验反馈系统(EFS)进行了升版,增加了电站运行事件通告单和内部运行事件通告单审批的电子化流程,完善了系统授权模块,增强了查询功能。经

验反馈系统的功能强大和使用方便促进了员工填写事件单的积极性。系统中全年电站 24 小时事件单的填报量突破 2 000 份, 为及时消除影响电站运行的各种隐患起到了重要作用。该系统与公司邮件系统的联系使得从公司领导到普通员工都能够借助于该系统及时了解电站发生的异常事件, 促进了对各种异常事件的跟踪和处理。

2003 年共发生电站运行事件 11 起, 内部运行事件 116 起。

1. 内部运行事件按机组分布及人因事件比例 (见表 2. 2. 7. 1-1, 对电站运行事件的评述见 2. 2. 6 节“电站运行事件”)

表 2. 2. 7. 1-1 1996—2003 年内部运行事件按机组分布

年份	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
1 号机组	18	46	84	50	80	87	70	66
2 号机组	15	64	60	58	77	49	44	50
合计	33	110	144	108	157	136	114	116
人因比例	64%	50%	55%	45%	50%	54%	46%	53%

可以看出, 全年内部运行事件数基本与去年持平, 内部运行事件与运行事件的比例保持在 10:1 较为正常的水平。全年 1 号机组的事件明显多于 2 号机组, 这与电站将在公用系统上发生的事件都按 1 号机组进行编号有关。

2003 年共界定 62 起人因内部事件 (53%), 人因失误主要表现为不严格遵守工作过程规定、质疑态度不足、沟通有缺陷、自检不够、操作经验不足等。设备因素方面主要有应急柴油发电机主励磁开关烧坏、1GSS230BA 高高水位导致汽轮发电机自动停运、1LCA 绝缘低低、安全阀 2VVP105VV 误开启、2RIS/EAS 泵轴弹簧支撑共模断裂、1RCP002VP 无法开启、2RCV003PO 二级叶轮出口侧导叶环螺钉全部断裂、1 号机组主变压器 A 相 X1 低压侧套管软连接温度高等。

2. 事件按月份分布 (见表 2. 2. 7. 1-2)

表 2. 2. 7. 1-2 2003 年内部运行事件按月份分布

月份		1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
内部运行事件	1 号机组	5	16	18	2	0	2	1	0	3	2	1	0
	2 号机组	6	7	12	12	4	6	6	4	1	3	1	4
	全厂	11	23	30	14	4	8	7	4	4	5	2	4
24 小时事件单		182	361	361	232	144	110	111	72	105	92	117	120

由表可见, 在年初机组大修阶段, 由于相关的运行操作和维修活动较为集中, 事件数量比随后的正常运行阶段要高出很多, 也是事件防范的重点时期。为了对大修中的事件进行防范, 除运行维修部门在管理上采取多种措施之外, 经验反馈人员在每次大修前均将以前大修中发生的事件分门别类汇编成册, 供各部门员工借鉴反馈, 在大修中除每天跟踪事件外, 还每天编写经验反馈日报, 列出每一阶段工作的多发事件及防范措施, 将反馈工作落到实处, 减少了事件的重发和发生。

3. 内部运行事件按部门分布 (见表 2.2.7.1-3)

表 2.2.7.1-3 2003 年内部运行事件按报告编写部门分布

部门	CAB	CTC	MEE	MCS	MIC	MRM	MSM	OPH	OPO	OSL	TCS	TEM	TEN	TTS
数量	1	1	11	3	15	20	17	4	17	7	1	10	5	4

可见, 电站内部运行事件较为集中地分布在与电站运行维修关系密切的部门 (如 MRM, OPO, MSM 等)。除生产部门外, 事件报告的分析编写还涉及到行政管理等部门, 这说明作为管理工具之一, 事件分析正逐渐在更大的范围内发挥作用。

4. 内部运行事件发生较多的系统 (见表 2.2.7.1-4)

表 2.2.7.1-4 发生较多内部运行事件的系统

系统	事件数量	主要事件
ASG	9	2ASG003/001PO 泵卡死无法盘动; 2ASG001PO 齿轮箱电动辅助油泵入口法兰被堵塞; 2ASG001PO 大量漏油; 1ASG001PO 驱动端机械密封动环损坏; 2ASG001BA 的溶解氧达到 3400 $\mu\text{g/L}$; 2ASG001BA 上部安全阀泄漏; 1ASG137VV 密封漏汽; 冲洗 9ASG001DZ 导致 2ASG001BA 液位上涨; 执行 PT2RPA043 时 2ASG003PO 转速和出口压力超过允许值
RIS	6	2RIS064VP 的 L 型电动头手轮的固定弹簧安装不一致; 2RIS/2EAS 泵轴弹簧支撑共模断裂; 1RIS022PO 检修违反工作过程; 2RIS413KD 严重漏水; 执行 PT2RIS001 时 RIS 泵小流量管线跑水; 2RIS177/178VP 试验时临时软管脱落导致跑水造成地面污染
RCP	5	RX 厂房 5 m 平台内环廊发现大量硼结晶; 1RCP002VP 无法开启; 2RRA001PO 再鉴定时 2RCP001VP 处冒水; PAMS 的二环路冷热端温度记录仪未投运; 主泵惰转试验存在问题
PMC	5	2 号机组第九次大修时控制棒束倒换时放错位置; KX 厂房 20 m 平台工作人员撞伤头部; PMC 改造出现异常; 乏燃料运输容器抽真空时导致油进入乏燃料水池; 卸料靠近装罐池水闸门时出现 1KRT013/014MA 一、二级报警
GPV	4	2 号低压缸吊装时 F1, F2 叶片部分围带拉伤; 1 号低压缸末级叶片叶顶径向间隙小于设计值; 检修 1, 3 号低压转子末级叶片时轮毂损伤; 1 号汽轮机 3 号低压转子末级叶轮叶根轮槽齿顶损伤
REA	4	9TEP007BA 传至 1REA004BA 过程中 2REA004BA 液位上涨; 1RCP 高氟水置换时造成误硼化; 9REA002BA 氧含量高
PTR	4	2PTR002MO 电机运行时非驱动端轴承振动超标; 乏燃料池打捞用工具进入 2PTR001PO 吸入口; 乏燃料水池水表面有大量油污; 1PTR865VB 阀门开启导致 PTR 乏燃料池水装量减少

5. 重发事件

在内部运行事件中有 11 起被认定为重发事件, 占总数的 9%, 所占比例较 2002 年的 13% 有所降低。清单见表 2.2.7.1-5。

表 2.2.7.1-5 重发事件

事件编号	事件题目
IOER-1-20030001	1LCA 绝缘低低
IOER-1-20030037	1GSE007VV 关闭导致机组热功率上升
IOER-1-20030042	1RCP 高氟水置换时造成误硼化
IOER-1-20030056	1GSS230BA 高高水位导致汽轮发电机自动停运
IOER-1-20030060	1LHP002MO 的 B3 缸头水套漏水
IOER-1-20030063	1RCP 一回路高氟水置换导致误硼化
IOER-2-20030007	2RCV003PO 二级叶轮出口侧导叶环螺钉全部断裂
IOER-2-20030010	KX 厂房 20 m 平台工作人员撞伤头部
IOER-2-20030012	2LHP 应急柴油发电机主励磁开关烧坏
IOER-2-20030013	2ASC003PO 和 2ASC001PO 泵卡死无法盘动
IOER-2-20030034	零功率物理试验后, 控制点未签字就提升功率

6.24 小时事件

24 小时事件的探测对象是电站各类异常, 其数量反映了电站员工对异常事件的反馈意识和事件的透明度。

在 24 小时事件单的填写方面, 2003 年收到的 24 小时事件单数量为 2 007 份 (见表 2.2.7.1-6), 是历年中最多的, 反映出电站员工整体核安全意识的持续提高。

表 2.2.7.1-6 24 小时事件单年度分布

年份	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
数量	312	445	557	605	874	956	1 310	2 007

从事件单在各个系统的分布来看, 24 小时事件较多地分布在以下几个系统。(表 2.2.7.1-7 和表 2.2.7.1-8)。

表 2.2.7.1-7 核岛五个系统 24 小时事件

系统	事件数量	主要缺陷
KRT	97	KRT 多个测量通道触发一、二级报警; 1KRT016MA 旁路阀被异常打开; KRT 多个测量通道出现“MF”故障; KRT036MA 失去显示值; 执行柴油机试验时 2KRT036MA 取样泵跳闸; 1KRT003AR 意外失电导致多个监测盘不可用; 0KRT904MA 故障动作自动停止 0SEL002BA 排放
RCP	79	2 号机组三台主泵同时出现 2RCP409/413/417AA 故障报警; 2RCP302VP 盘根吹扫孔漏水; 蒸汽发生器一次侧人孔密封衬板处有硼结晶; 2 号机组堆芯下栅格板上发现异物; 反应堆顶盖螺栓有锈蚀; 一回路充水过程中 RCP081MN/082LN 与堆池目视水位不一致; 电功率误升至 988 MW; 稳压器水位整定值出现波动
PTR	44	装罐池底部发现异物; 1PTR003PO 入口发现异物; 1PTR165VB 内有大量杂物; 拆除 PTR602TY 时发生跑水; 燃料操作引起 KRT 报警; 传输池与乏燃料水池之间的气闸门异常泄漏; 1PTR01BA 出现液位低报警; 1PTR 系统部分法兰连接螺栓腐蚀; 016 管线支吊架腐蚀严重

续表

系统	事件数量	主要缺陷
RIS	42	2RIS054VP 逆止阀不严; 2RIS061VP 电动头电动操作故障; 2RIS114VP 检修后气动头安装的位置与检修前不一致; 2RIS124VP 在主控制室无法开启; 2RIS002PO 泵坑入口腔室有异物; 1RIS001PO 泵座 O 形圈未装; RIS021BA 的硫酸根离子超出电站化学技术规范; 2RIS407VZ 漏气; 2RIS017DI 处有渗漏并聚集大量硼结晶; 2RIS001PO 泵支撑底板下部土建结构渗水; 2RIS546VP 上游管线漏装支架; 2RIS546VP 阀门下游管道与法兰焊缝连接处断开
RCV	37	2RCV018MD 航空插头接触不良; 2RCV003PO 泵第二级叶轮出口侧导叶口环脱落; 2RCV003PO 推力盘非驱动端定位螺栓损坏; 2RCV002PO 推力瓦工作端瓦块过热发黑; 1RCV003PO 叶轮卡死; 2RCV002PO 电动机侧对轮紧固螺栓断裂; 1RCV224VP 频繁起跳; 2RCV601VP 处于开启状态导致跑水; 2RCV322MT 接头处漏油

表 2.2.7.1-8 常规岛五个系统 24 小时事件

系统	事件数量	主要缺陷
GEX	53	2GEX001GE 出线仓 B 相软连接过热; 1GEX001GE 发电机出线仓水电接头漏水; 2GEX001UV 旋转二极管监测装置 5 V 直流电源损坏; 2GEX001CT 转子温度测量装置不可用; 自动励磁调节器 AVR 通道失配报警 1GEX007AA; 发电机轴接地保险 2GEX016FU 熔断
GPV	38	2GPV036VL 就地指示机构损坏; LP1-LP2 对轮同心度解体数据超标; 低压缸个别末级叶片尾部进汽侧硬质合金冲蚀严重; 2GPV102PO 低压缸前后轴封壳上、下轴封供汽口中分面侧局部汽蚀; 2GPV999KO 解体发现 4 号轴承下半部分左侧 45° 方向有烧瓦现象; 2 号汽轮机高压缸进汽管道内发现异物; 1GPV302KO 部分隔板汽封背部弹簧片定位销被汽流冲断
DVN	36	2DVN001/002/003ZV 风机无法启动; 9DVN001ZV 巡检时发现震动较高; 9DVN 风机自动停运; 2DVN006ZV 皮带断裂; 9DVN002ZV 风机运行时自动停运; 烟囱管道 9DVN100GL 及支架有裂缝和腐蚀情况; 2DVN259VA 不明原因关闭导致 2DVN002PI 不可用; 1DVN002ST 故障导致 1DVN003RS 不可用; 9DVN002ZV 的叶轮外壳脱落; 1/2DVW 与 9DVN 烟囱连接管的多处管间密封垫向外漏气; 9DVN 排气管的固定支架的卡箍有两处严重锈穿; 9DVN 风机全停
JDT	36	2JDT 管网气压异常; 2RX181 房间火警探头故障报警; 1JDT002LP 取样管线断裂; 2JDT703CR B 区动作模块损坏导致消防水自动喷淋功能丧失; 1JDT002LP 取压管断裂; 2 号机组汽轮机厂房 16 m 平台电缆层消防水误喷淋; 2JDT100CZ/200CZ 相继出现探头不可用
APP	34	2APP201PO 转速控制故障; 2APP243CT 的参数不明原因丢失导致误报警; 1APP201TC 汽轮机转子前后窜量与设计值不符; 2APP120VL 阀门底座冲蚀严重; 1APP908VL 上游管道与主管道之间的焊缝泄漏; 1APP125VL 上游法兰外漏

2.2.7.2 外部事件经验反馈

外部经验反馈运作主要包括三个方面: 外部事件、外部信息、外部查询。外部事件和外部信息主要来源是 WANO, CID, FROG, 国内外其他电站, 国际会议, 驻厂法国顾问等途径, 对获取的外部事件进行挑选、甄别, 选取其中对电站有价值的信息以不同方式进行反馈。具体说来主要有以下三种反馈形式: 编写外部运行事件报告 (EOER), 填写经验反馈单 (FA) 及作信息参考。对于外部信息, 则是通过 OUTLOOK 邮件系统全厂公告, 并贴到

公司局域网经验反馈模块进行广泛宣传。外部查询则是在电厂出现问题时需要其他有这方面经验的电站提供参考信息时，向 WANO, FROG, EDF 发出咨询问题。

2003 年电站成立了纠正行动评审委员会 (CARB)，下设电站内外部事件及纠正行动评议工作组，由安全质保部经理负责其运作。该小组每天召开例会，主要讨论电站现场最新发生的大小事件。其中外部事件由经验反馈科收集整理后提交到小组例会上讨论决定反馈方式，每月一次，运作方式较为规范，效率高，推行力度大。

1. 外部事件筛选

2003 年共有四次外部事件筛选会，讨论了 61 个外部事件，定了 14 个外部运行事件 (见表 2.2.7.2-1)，35 个须填写反馈单 (FA) 的事件，其余 10 个为参考事件，作一般信息了解。

表 2.2.7.2-1 外部运行事件

事件编号	事件名称	事件来源	事件类别
EOER0301	Tihange-2 核电站稳压器安全阀不恰当试验引发安全注入动作	FROG	
EOER0302	中压开关装置维修过程中电气工作人员严重受伤	WANO	重要事件报告 (SER)
EOER0303	氢气爆炸导致管道破裂	WANO	重要事件报告 (SER)
EOER0304	BLAYALIS 核电站瞬间信号干扰使 ΔT 超功率保护动作导致自动停堆	CID	BLAYALIS 电站运行事件
EOER0305	反应堆抗震拉杆防松螺帽松开	CID	TRICASTIN 电站须做快速反馈的事件
EOER0306	CRUAS 核电站 ΔT 超功率保护动作导致反应堆自动停堆	CID	CRUAS 电站运行事件
EOER0307	燃料棒变形泄漏	WANO	重要事件报告 (SER)
EOER0308	电力变压器的可靠性	WANO	重要运行事件报告 (SOER)
EOER0309	异常高温对法国核电站的影响及其应对措施	EDF	
EOER0310	Dampierre 核电站 4 号机组漏装一组燃料	DNMC-EDF 经验反馈研讨会报告材料	
EOER0311	PENLY 核电站 2 号机组大修中发现 9 个燃料组件的格架损坏	DNMC-EDF 经验反馈研讨会报告材料	
EOER0312	汽轮发电机组自动停机后中子注量率迅速变化引起自动停堆	CID	CRUAS 电站运行事件
EOER0313	润滑油中异物导致应急柴油发电机完全损坏	WANO	事件分析报告 (EAR)
EOER0314	机组后撤时稳压器卸压阀 RCP17VP 打开造成大面积污染	CID	电站运行事件

根据 2002 年 4 月 WANO 组织对大亚湾核电站同行评审复审结果作出的决定，凡 WANO

编写的重要运行事件报告 (SOER) 和重要事件报告 (SER), 都要由经验反馈科组织翻译并要求相关部门进行反馈总结。2003 年 WANO 编写 7 份重要事件报告 (SER):

- (1) SER0301 功率提升过程中的一些教训;
- (2) SER0302 氢气爆炸导致管道破裂;
- (3) SER0303 电站辐射防护大纲缺陷致使工作人员被内污染并撤出;
- (4) SER0304 冷凝器破管造成化学参数偏移及大修工期延长;
- (5) SER0305 电站的运行决策;
- (6) SER0306 余热排出功能丧失燃料堆外严重受损;
- (7) SER0307 执行非经常性工作期间发生的反应性事件。

重要运行事件报告 (SOER) 2 份:

- (1) SOER0301 电力变压器的可靠性;
- (2) SOER0302 Davis-Besse 反应堆压力容器封头腐蚀。

以上 9 起事件都作为外部运行事件 (EOER) 在电站进行了反馈学习, 其中 SER0301 和 0302 已完成, SER0303 和 0306 在 WANO 的 SER 报告出来之前就收到相关信息, 并已及时安排相关部门做了反馈, 并编写了外部运行事件报告 (EOER)。个别报告由于收到时间较晚, 安排在 2004 年反馈。

SOER0301 报告是一个综合性较强的技术报告, 报告对近年来发生在世界各地核电站的变压器事件进行了归纳总结和分析, 是一份价值较高的报告。由于近几年电站也发生了几起变压器相关事件, 所以由电气处结合电站的具体情况认真做了反馈学习, 并按要求组织了由电站经理层人员参加的事件分析会, 制定了六项纠正行动。

对于 SOER0302 报告, 由于在 2002 年电站就已获知相关信息, 并及时作了经验反馈, 在大修中对电站的压力容器顶盖做了相应检查。

2. 重要外部事件反馈

(1) 匈牙利 PAKS 电站燃料组件变形泄漏

2003 年 3 月 28 日, PAKS 电站 2 号机组按计划停堆, 开始换料大修。其中一项工作是清洁燃料组件上的沉积物, 清洗燃料组件和堆内构件。清洗用的容器已经在反应堆大厅中临时安装了几周。4 月 10 日 16:55, 第四次装入清洗容器的 30 组燃料组件的清洗工作已经完成, 但反应堆内部清洗仍未完成, 因此已经清洗过的燃料只好在容器内多停放几个小时。此时, 燃料组件的余热正通过一台低容量的浸在地坑水中的泵排出, 而不是通过水循环来排出。地坑里的水被送入清洁系统, 被加热后再循环回到地坑里。22:30, 反应堆厂房通风系统出口处的放射性探测系统探测到惰性气体活度快速上升, 升速最高达到 4.14×10^{13} Bq/10 min, 同时反应堆厂房放射性报警信号启动。值长要求反应堆厂房的工作人员立刻撤退, 所有的工作终止。

反馈方式: 结合电站工作过程中的某些人因事件形成一份反馈报告, 制定纠正行动, 在电站核安全委员会上宣讲, 以使电站管理层从管理上做好防患工作。

(2) 东京电力公司 (TEPCO) 涉嫌隐瞒核电站堆内构件故障

2002 年 8 月 29 日日本经济、贸易和工业省的原子能安全保安院发现东京电力公司自 80 年代末至 90 年代初有 29 起有关核电站裂纹的假记录。该公司曾在运行的 8 个反应堆中做假数据并企图掩盖问题, 包括企图掩盖检查中发现的反应堆套筒裂纹。

反馈方式: 结合电站的一些事例, 在核安全委员会上进行报告。

(3) 法国高温天气严重影响核电机组的运行

2003年夏季由于气温异常,法国一些核电站反应堆安全壳内部的温度显著高于往年,以 FESSENHEIM 电站的情况最为严重,其安全壳内的最高温度曾达到 49.3℃,50℃就是设计标准的临界点。正常情况下,安全壳内部的温度为 40℃至 45℃。另外,核电站用于冷却的河水因炎热温度高出 25 年来平均水温 5℃,且流速太慢,核电站排放的大量的冷却水温度超过 30℃,而行业规定排放的冷却水温度最高值应在 24℃左右,这些高温冷却水的排放将给法国河流生态环境造成危害。

反馈方式:通过法国顾问取得可靠的资料,根据技术规范相关条款进行分析,并将最后整理出来的材料全厂公布,同时上传至公司网站。由设备管理处牵头分析评估电站应对高温天气的能力及措施,形成外部运行事件报告(EOER)。

(4) 美加大停电事故

2003年8月14日北美洲发生大停电事故,在短短3分钟内,影响范围遍及美国7个州,包括纽约州、新泽西州、部分新英格兰地区,往西扩到俄亥俄和密西根等州,以及加拿大的多伦多和渥太华地区,至少21座电厂停止运转,其中包括位于美国四个州的9座核电厂。纽约州80%供电中断,估计有5000万人受到影响。

反馈方式:针对该事故暴露出的问题,由发电规划处与广东电网就该事件进行了讨论分析,以确认国内是否会发生类似问题及其应对措施。并将事故调查报告翻译印发给相关部门参考。

根据 WANO 的要求,作为其成员电站每年须向其所加入的中心提交若干份电站内发生的事件报告。2003年电站向 WANO 巴黎中心提交了以下4份英文版事件报告:

- (1) 使用不适宜的规程导致低压安全注入系统 A 列不可用;
- (2) 一组燃料组件装入堆芯后发生倾斜;
- (3) 停机降功率过程中蒸汽发生器水位高高产生 P14 信号;
- (4) 目标功率设定错误导致堆芯热功率超过运行限值。

2.2.8 安全文化建设

2003年安全文化建设在公司统一部署下,由电站经理任组长的安全文化推进小组负责全面推动电站的安全文化工作。安全文化推进小组组织了“安全文化宣传月”的宣传活动。在宣传月期间,安全文化推进小组分别在电站各个关键位置设置了有关安全文化的宣传标语。就安全文化的改进和关注问题对公司和部门领导进行了专题采访。组织了一次安全文化征文活动。同时对 CIS 的安全文化网页内容进行了改版和充实。

2003年,安全文化推进小组针对已经实施多年的安全文化指数的定义、计算方法进行了检讨,使得安全文化指数的内涵更加合理和科学。安全文化推进小组组织召开了以“安全文化与业绩持续提升”为专题的研讨会。会议就电站目前的安全文化现状、改进方向进行了研讨。

2003年,电站组织了安全文化调查和评估工作。通过此次评估活动,全体员工重温一次安全文化的基本知识,也对电站的当前的安全文化状态有了最新的资料。安全文化推进小组已经根据调查和评估结果制定了详细的改进计划。

2.2.9 电站概率安全评价

概率安全评价 (Probabilistic Safety Assessment, PSA) 又称为概率风险评价 (Probabilistic Risk Assessment, PRA), 是核电站风险定量评价的技术。大亚湾核电站和岭澳核电站 PSA 经过多年的发展, 已经为两个电站分别开发了反映其各自设计和运行特性的 PSA 模型, 并且建立了一支稳定的 PSA 专业队伍。PSA 项目组在不断改进和完善 PSA 模型的同时, 紧密跟踪和调研美国有关 PSA 技术方面的发展与研究以及 PSA 在电站中的实际应用, 同时结合大亚湾核电站和岭澳核电站的实际情况, 逐步加强 PSA 在电站中的应用。

1. 大亚湾核电站 PSA 模型和报告的升版

大亚湾核电站 PSA 模型和报告于 2000 年提交国家核安全局 (NNSA) 审查, NNSA 委托上海核工程设计研究院进行审查, PSA 项目组针对审评提出的问题予以认真的回答, 并于 2003 年关闭所有问题。同时根据审评要求, 对 PSA 模型和报告进行了全面的修改。与原模型相比, 修改后的模型的质量有大幅度的提高, 更加符合电站的实际情况, 将更加有利于 PSA 在电站中的应用。修改的内容主要有以下几方面:

(1) PSA 模型的修改与完善

1) 对始发事件分析报告进行了大量的补充和完善, 形成了完整的始发事件分析报告;

2) 补充了反应堆保护系统 (RPR)、中压安全注入和凝结水抽取系统 (CEX) 的故障树, 所有的系统故障树均按照新的标准化故障子树进行了全面的修改, 修改后的 PSA 模型中共有 40 多个系统的故障树;

3) 补充了二回路瞬态和自动停堆的事件树, 对事件树题头事件的定义、描述和编码重新进行了规范化, 对所有的事件树都进行了全面的修改, 修改后的 PSA 模型中共有 71 棵事件树。

(2) 数据、参数的修改与完善

1) 完成始发事件数据采集与处理, 评价出能反映电站特性的始发事件发生频率;

2) 对 PSA 模型中涉及的所有的人因事件重新进行了分析和计算;

3) 完成电站 49 个设备类的数据采集与处理, 评价出这些设备类的可靠性参数;

4) 完成 PSA 模型中设备的不可用度的数据采集与处理, 评价出这些设备的不可用度。

(3) 总体模型整合

完成 71 棵事件树和 40 多个单系统故障树之间的链接, 最终整合成新的 PSA 模型。总体模型整合完成后, 进行量化计算, 并评价计算结果的合理性。

(4) PSA 总报告的修改

根据 NNSA 的审评意见和新版 PSA 模型的计算结果, 对 PSA 总报告进行全面的修改, 其中主报告共 11 章, 事件树报告共 12 章, 故障树报告共 27 章。

2. PSA 在电站中的应用

根据美国的经验反馈, 随着风险指引型安全管理理念 (Risk-informed) 在核工业界的推广和应用, 近几年美国核电站的安全水平和业绩都有大幅提升, 这主要体现在几方面 (2002 年 NEI 的统计数据): 安全系统的不可用率降低至原来的 1/3、重要的安全事项减少至原来的 1/10、机组可用率从平均 64% 增至 90% 和发电量增长约 20%。美国核电站安全和业绩的提高主要得益于以 PSA 为基础的在线风险评价系统的广泛应用, 以及利用 PSA 放宽原来技术规范中过于保守的规定, 提高电站运行和维修的灵活性。电站 PSA 项目组也积极

地推进 PSA 技术在电站中的应用, 不仅开发适用于大亚湾核电站和岭澳核电站的在线风险评价系统, 而且根据电站的需求进行 PSA 分析, 为电站提供风险指引型的决策建议。2003 年 PSA 在电站的应用主要有如下几方面。

(1) 开发在线风险评价系统

在线风险评价系统用于评价生产运行和维修计划对电站风险水平的影响, 为电站的运行和维修活动提供基于风险的决策建议。借助在线风险评价系统的风险评价, 电站可以方便及时地掌握机组的风险信息, 确定风险所在和明确风险来源, 从而有的放矢地对机组进行风险管理, 确保电站的风险处于可知可控的状态, 降低高风险发生的可能性。

电站已成立了在线风险评价系统推广应用专项小组, 由计划人员、运行人员、安全技术顾问 (STA) 和 PSA 专业人员组成, 正广泛收集用户的试用意见, 进一步完善其功能, 使之真正满足电站的工作需要。

(2) 支持第五台应急柴油发电机的执照申请

大亚湾和岭澳核电站增设的第五台柴油发电机可以明显提高电站的安全水平, 根据法国和美国的经验反馈, 增设第五台应急柴油发电机不仅可以延长应急柴油发电机的后撤时间, 而且还允许应急柴油发电机在功率运行下进行在线检修, 从而有利于提高机组的可用率和有效缩短大修工期。PSA 项目组在进行广泛调研和深入研究后, 向 NNSA 提交了相应的 PSA 评价报告。评价结果认为增设第五台应急柴油发电机后, 应急柴油发电机进行在线检修和适当延长其后撤时间, 所增加的风险在可接受的范围之内。

(3) 支持电站的运行和维修

PSA 项目组积极参与电站的运行和维修, 对如下项目提供了 PSA 分析支持:

- 1) 第五台应急柴油发电机投运后技术规范变更的 PSA 分析;
- 2) 大亚湾核电站 PTR 水箱地脚螺栓腐蚀的 PSA 分析;
- 3) 大亚湾核电站 18 个月换料情况下 PTR 系统可靠性分析;
- 4) 大亚湾核电站 220 kV 坪核线线路改造和坪核线双回塔挂线的可靠性评估;
- 5) 大亚湾核电站主变压器在热停堆工况下维修特许申请的 PSA 分析;
- 6) 大亚湾核电站 PSR 工程改造项目的 PSA 分析 (包括 LOCA 事故后闸阀不能开启、主泵 1 号轴密封泄漏率高自动隔离逻辑修改);
- 7) 大亚湾核电站主泵轴封泄漏流量高的 PSA 分析;
- 8) 岭澳核电站 1 号机组在维修冷停堆期间实施 LHQ 系统 6 年检的特许申请的 PSA 分析。

3. PSA 的应用前景

美国近几年的实践经验表明, 以 PSA 为基础的风险指引型安全管理 (Risk-informed) 一方面可以维持甚至提高核电站的安全水平, 又可提高电站运行的灵活性和提升电站业绩, 另一方面监管部门也可以减轻监督负担和提高监督效率。对于 Risk-informed 的作用, NNSA 和核工业界都有越来越深刻的认识, 都认为应该逐步实施风险指引型的安全管理, 并都在努力推动 PSA 的发展和应用。但由于 PSA 应用相关的法规和导则尚未完善, PSA 的广泛应用还存在一定的困难, 这需要 NNSA 会同各电站及相关的研究单位尽快制定这方面的法规和导则以指导和规范 PSA 的应用。

2.3 工业安全

1. 指标统计 (见表 2.3-1)

表 2.3-1 工业安全指标

项 目	目标值	实际值
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	2	3
工业事故率 F	≤ 0.15	0.216
工业事故严重度 G	≤ 0.15	0
工业未遂次数	≤ 15	13

注: 工业安全事故率 $F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

工业事故严重度 $G = \frac{\text{损失工作日}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

2. 轻伤工业安全事故

2003 年大亚湾核电站共发生 3 起轻伤工业安全事故, 具体如下:

(1) 2003 年 2 月 4 日, MIC 一工作人员在前往 2VVP144VV 工作现场时, 因现场附近打开的地隔板, 未作任何警示标志, 导致其不慎踩空跌倒、胳膊擦破、右脚扭伤, 记轻伤事故 1 起。

(2) 2003 年 3 月 26 日, 制冷维修承包商人员在 W415 (该房间照明比较差) 工作时, 在冷却水管上踩空, 左小腿内侧挂在一小阀门管口上, 将小腿皮划开。经检查为皮外伤, 大小伤口分别缝 18 针、1 针, 记轻伤事故 1 起。

(3) 2003 年 8 月 27 日, 防腐人员在 AF 仓库西侧外进行打磨作业时, 在关闭磨光机后整理电源线时, 因磨光机未完全停下来, 不慎误碰在另一名工作人员身上, 致使大腿内侧割伤, 伤口长约 4 cm, 记轻伤事故 1 起。

3. 工业安全未遂事件

2003 年大亚湾核电站共发生工业安全未遂事件 13 起, 具体事件见 7.11.2 节“工业安全未遂事件汇总”。

(1) 按潜在后果分类 (见表 2.3-2)。

表 2.3-2 工业安全未遂事件潜在风险分类

风险类别	机械伤害	超压风险	触电风险	高空落物	窒息风险	烫伤风险
相关事件数	5	2	2	2	1	1

按事故失效模式后果分类见表 2.3-3。

表 2.3-3 工业安全未遂事件失效模式分类

失效模式	安全设施 装置失效	个人劳动防护 用品失效	高空作业防落物 措施失效	违反工作 组织过程	设备故障
相关事件数	3	3	3	2	2

4. 完成的主要工作

2003 年电站规范了工业安全日常项目组运作，建立周报制度，对日常作业项目风险进行审查与项目跟踪。基本规范了大修准备工作计划，统一了安全许可证格式和使用。防范和抗击台风“杜鹃”和暴雨的袭击，并根据反馈及时升版了“三防”程序。组织节假日及季节防火、危险化学品、剧毒品等专项检查。实施五星级厂房风险分析项目。

2.4 消防

2.4.1 火灾事件及火险事件统计

1. 指标统计

指标统计见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 火灾事故及火险事故统计

项 目	目标限值	实际值
火灾事故次数	0	0
一级火险次数	≤8	2
零级火险次数	—	13

2. 火灾事故与一级火险事件

2003 年大亚湾核电站共发生两起一级火险事件，未发生火灾事故，具体如下：

(1) 2003 年 2 月 3 日，电气人员在 2 号发电机平台做试验时，因接线错误导致电源烧毁，定为一级火险事件。

(2) 2003 年 10 月 12 日，AC 厂房 106 房间的 0DWA004ZV 轴承损坏造成皮带摩擦过热烧毁，产生大量烟雾，有明火，定为一级火险事件。

3. 零级火险事件

2003 年大亚湾核电站共发生零级火险事件 13 起（具体见 7.11 节）。按事件发生原因分类如表 2.4.1-2。

表 2.4.1-2 零级火险事件分类

原因类别	电缆接触不良过热	设备运行过热	漏油	漏氢
相关事件数	3	5	3	2

2.4.2 消防管理

2003年, 电站消防系统可用率保持在99%以上。完成的主要工作有:

(1) 十年安全评审防火审查

《防火实际状态》和《防火安全分析》两个专项报告均经PNSC审查通过, 签字生效, 改进项目和纠正行动正在逐步落实。

(2) 消防行动卡升版

经长期努力, 与运行相关的消防行动卡升版工作已于2003年完成。新消防行动卡为彩色电子版, 格式、内容有明显改进。

(3) 核保险检查

国际核保险共同体于2003年3月间对大亚湾核电站进行了风险检查。其检查报告对电站的消防方面作出了“非常肯定”的结论, 特别是对相关组织机构、程序框架、消防系统管理、消防行动卡、厂房管理等方面给予了高度评价, 同时也从进一步改进的角度出发, 在汽轮机灭火系统等方面提出了改进建议。

电站消防存在的主要问题有:

(1) JDT产生较多Io

新技术规范实施后, 因JDT系统产生的第二组Io有较大增加, 往往占到第二组Io的50%左右甚至更多。这反映出大亚湾核电站核安全相关的JDT系统现有的可靠性水平不能达到新技术规范的要求。电站正在分析改进。

(2) BOP2厂房消防行动卡及火警响应

BOP2是指非技术性BOP厂房。目前大亚湾核电站的BOP2厂房大部分没有消防行动卡, 相关火警响应单位的工作程序和人员培训也很不完善, 未达到IP程序《火警响应》的要求。2003年发生的火警事件也反映出这一区域的火警响应比较薄弱。OPH拟于2004年上半年完成电站BOP2厂房区域消防行动卡的编写生效。

(3) BOP2厂房消防系统监督大纲

目前电站BOP2厂房区域的消防系统, 不同程度地存在着无归属系统、技术文件不全、无定期试验、无预防性维修大纲、无专项巡视检查的情况, 不符合电站程序对消防系统的管理要求, 影响其可用率。为从根本上改变这种状况, OPH将于2004年编制电站BOP2厂房消防系统监督大纲, 明确对该区域所有消防系统的技术管理要求和责任单位, 以推进BOP2消防系统管理的完整化, 规范化。

2.5 辐射防护

2.5.1 年度辐射防护总体评价

2003年, 大亚湾核电站未发生人员超剂量照射和放射性物质管理失控事件, 人员体表污染和人因地面污染控制良好, 电站的辐射安全总体状况良好, 具体指标见表2.5.1-1。

表 2.5.1-1 2003 年大亚湾核电站辐射防护指标

指 标	目标值	结果值
集体剂量/(人·Sv)	<2.04	1.85
最大个人剂量/mSv	<20	8.098
人因地面污染事件数/起	10	9
人员体表污染/(人·次)	9	3
人员体内污染/(人·次)	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控/次	0	0

2003 年, 大亚湾核电站进行了第九次大修、更换反应堆大盖、乏燃料运输等活动, 集体剂量严格控制在全年指标限值内。由于 2 号机组第九次大修是十年大修, 包括更换反应堆大盖等大剂量项目, 仅此次大修的集体剂量就达到了 1.012 人·Sv, 而 1 号机组第九次大修的集体剂量也达到了 0.678 人·Sv。2003 年电站的集体剂量较往年高, 但仍然控制在目标范围内。

WANO 公布的 2002 年压水堆核电站集体剂量指标平均水平三年滚动值为 0.983 人·Sv/(堆·年), 大亚湾核电站的对应值为 0.925 人·Sv/(堆·年), 所以 2003 年大亚湾核电站的集体剂量指标处于世界的平均水平。

2.5.2 个人剂量监测

1. 外照射个人剂量监测

2003 年大亚湾核电站、岭澳核电站共进行了四次换料大修, 故集体剂量比 2002 年有明显的增加。2003 年两电站进行实时电子剂量计监测 280 057 人·次, 监测人数为 3 507 人, 集体剂量为 3 370.212 人·mSv, 比去年增加 343.5%, 人均剂量为 0.96 mSv, 比去年增加 336.4%, 包括承包商在内的最大个人年累积剂量为 14.507 mSv, 个人剂量达到年剂量警示值 (10 mSv) 的有 26 人, 其中超过干预限值 (15 mSv) 的有 1 人。集体剂量分布如表 2.5.2-1 ~ 2 所示。

表 2.5.2-1 2003 年度两电站在不同剂量段的人员分布

剂量段/(人·mSv)	0~0.5	0.5~1	1~2	2~5	5~10	10~20	20~50	合计
监测人数	2 187	409	412	343	130	26	0	3 507
人数百分比	62.36%	11.66%	11.75%	9.78%	3.71%	0.74%	0	100%
集体剂量/(人·mSv)	213.687	298.871	586.562	1 058.912	894.943	317.237	0	3 370.212
剂量百分比	6.34%	8.87%	17.40%	31.42%	26.55%	9.41%	0	100%
工时	172 435.433	92 212.731	120 130.122	118 623.37	58 654.454	17 282.408	0	579 338.518

表 2.5.2-2 2003 年度 GNPS 及 LNPS 热释光剂量计 (TLD) 测量结果

核电站	γ 监测 (人·次)	γ 剂量 (人·mSv)	最大个人 γ 剂量/mSv	中子监测 (人·次)	中子剂量 (人·mSv)	最大个人中子 剂量/mSv	总剂量 (人·mSv)
大亚湾核电站	7 116	1 186	338.76	7.77	55	1.40	0.20
岭澳核电站	7 398	1 233	237.81	5.3	62	11.28	0.99

2. 内照射剂量监测

2003 年度内照射剂量监测为 4 750 人·次,全部监测结果小于最低探测限,没有发现受到内污染的个案。

2.5.3 运行辐射防护管理

1. 总体状况

电站 2003 年非大修集体剂量 160 人·mSv,比 2002 年 (187 人·mSv)减少近 20%,未发生人员污染事件。非大修期间的地面污染事件共 35 起,较 2002 年 (22 起)大幅增加,其中有 26 起是由于设备 (泵、阀门、管道等)的直接泄漏而引起,比 2002 年 (13 起)增长一倍。人因失误造成的地面污染事件 9 起,与 2002 年相同。设备缺陷是造成地面污染的主要原因,与部分设备的老化和运行维修质量有关。

2. 辐射防护组织机构的调整

根据公司机构调整的要求,原大亚湾核电站及岭澳核电站的辐射防护科合并,辐射防护科分为运行组、大修组、技术组和仪表组,负责四个机组的辐射防护管理工作。

3. 日常工作管理

(1) 辐射防护工程师参与日常生产管理项目组的工作,所有控制区内的作业文件包必须经过辐射防护工程师的审核。每天下午 5 时,辐射防护工程师把第二天将在控制区内开工的作业情况及防护要求发给辐射防护运行值,由辐射防护运行值班人员负责作业现场的跟踪和控制。

(2) 对于辐射风险较高,持续时间较长的作业,辐射防护科指定专人与相关执行单位人员组成项目组,共同进行辐射风险的控制工作。如乏燃料的处理及运输、1RCV629VP 热点处理等。

4. KRT 系统运行

2003 年,大亚湾核电站 KRT 系统不可用的各项指标与 2002 年大体相同,全年系统可用率为 99.82%,总体运行状态满意,见表 2.5.3-1。

表 2.5.3-1 KRT 系统运行统计

年份	不可用时间 h	不可用次数	随机不可用 时间/h	随机不可用 次数	计划不可用 时间/h	计划不可用 次数	系统可用率
2002 年	1 075.12	753	683.75	127	391.37	626	99.83%
2003 年	1 100.01	793	675.74	152	424.27	641	99.82%

(1) 2003 年电站 KRT 系统不可用次数中,计划不可用的贡献很大,占了 80%左右,计划不可用的主要来源有以下几个:

- 1) 在 KRT008, 009, 028MA 以及 KRT016, 017, 021MA 上的定期取样导致的通道不可用。
- 2) KRT 通道定期试验及部分通道定期更换滤纸。
- 3) 其他运行活动 (倒电、定期试验) 导致的相关通道不可用。

5. 乏燃料运输

8 月 12 日到 9 月 2 日,大亚湾核电站圆满完成了首次乏燃料装运的工作。辐射防护科

充分准备,编写了3份专用辐射防护管理程序、认真审核工作文件并设置了4个辐射防护控制点和33个辐射防护介入监测点。对项目人员进行了充分的辐射工作技术和技能的培训,在项目实施阶段进行了全过程的跟踪和控制,注意防范和避免各种风险。实现零人员污染、零污染扩散和集体剂量仅为3.397人·mSv等控制目标。

2.5.4 大修辐射防护管理

2003年,大亚湾核电站两台机组进行了第九次换料大修,其中2号机组第九次大修为十年大修,同时还包括了反应堆大盖的更换工作。大修辐射防护各项指标完成情况良好,见表2.5.4-1。

表 2.5.4-1 第九次大修辐射防护

第九次换料大修	集体剂量 (人·mSv)		体表污染 (人·次)		人因地面污染/次	
	指标	结果	指标	结果	指标	结果
1号机组	600	678*	3	3	2	3
2号机组	1250	1012	6	0	4	3

注:1号机组第九次换料大修,由于新增纠正性阀门检修较多,使得阀门检修的剂量较预测值增加了近50人·mSv,返工等异常剂量增加了近30人·mSv。

由上表可见,大亚湾核电站的两次大修剂量占全年剂量的91.4%。而一般大修的剂量大约占全年剂量的85%左右,这表明在大修项目的安排上还存在一些问题,部分大修项目可以转到日常完成,以减少大修的压力。分析如下:

1) 2号机组第九次大修自2003年1月26日到3月18日结束,历时51.4天。该大修完全不同于一般年度大修:核岛任务繁多,控制区人工时达到了137569人·时,是一般年度大修工时的2倍。控制区内承包商承担工作多,参与人员多,项目工作量大,仅核岛维修主要承包商纽科利公司的集体剂量就达460人·mSv。改造项目多,涉及部门多,辐射风险高,改造项目的集体剂量约为260人·mSv。大修辐射防护协调、监督、管理难度是自电站运行以来最困难的一次。由于在大修前充分、良好的准备,以及各部门的共同努力,2号机组第九次大修未出现造成后果的辐射安全事件,也未出现因辐射防护工作延误大修关键路径的事件。特别是整个大修期间无一人体表污染,也无一人超过每日2mSv的个人剂量干预值,全面完成了辐射防护各项指标。

2) 1号机组第九次大修自2003年3月21日到4月21日结束,历时31.2天,实现了大亚湾核电站的历史最短大修工期。但此次大修工作量安排非常大,控制区的人员进出次数、总工时和总剂量方面都高出以往的年度大修。指标中集体剂量超过预测值的12.9%。主要是核岛阀门检修的预测偏低。在最初剂量预测过程中,考虑到工期短等其他因素,对于阀门检修剂量的预测明显偏低。仅此一项造成大修集体剂量预测偏低了50人·mSv。此外,十年安全评审项目,及核清洁培训项目,由于在大修准备阶段没有得到相关的计划信息,在预测剂量指标时漏估,造成集体剂量指标预测偏低了约30人·mSv。本次大修人员体表污染达到3次,与预定指标持平,人因地面污染次数3次超出预定指标。

2.5.5 辐射防护培训

辐射防护科在编人员全部完成当年授权所需的课程培训，共计3门课程，800人·小时。2003年辐射防护科承担的培训有：辐射防护一级2期，60人；辐射防护二级5期，80人；复训套餐31期，952人。

第三章 岭澳核电站安全运行

3.1 电站运行

3.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

2003 年第一季度, 大亚湾核电运营管理有限责任公司正式开始运作, 因此岭澳核电站运行处更名为“生产部运行二处”, 负责岭澳核电站的运行管理。组织机构也相应发生了一些变化, 化学科从运行处分离出去, 实行专业化管理, 支持组改名为“白班值”, 管理科改名为“运行支持科”, 6 个运行值、大修组、程序组和培训组没有变化, 正式员工 175 人。为了适应两电站一致性管理的需要, 启动了“安全工程师离线”项目, 开始了值长安全功能拓展培训, 设置了运行值机组长岗位。

2. 运行管理改进

为了持续提高运行业绩, 2003 年实施的主要运行管理改进如下:

(1) 推行运行活动规范化管理, 减少人因失误

2003 年初运行二处组织制定了值长、隔离经理、主控制室操纵员、现场主管和现场操作员等 5 个岗位的行为规范, 之后又按照 PII 的方法与运行一处共同重新制定了 7 条主控制室操纵员和 6 条现场操作员的行为规范。

(2) 以日常项目管理的方式严格控制过程风险, 保证机组运行安全

岭澳核电站全面投产后, 需要将部分人员在移交接产和调试启动过程中的一些工作思维模式转变到正常生产上来。一年来, 运行二处在日常项目管理上以强化白班值的支持功能, 加强日常工作的计划性、树立值长的厂长心态, 承担起日常项目的核心作用, 实行岗位规范化管理。加强运行监视, 降低和避免设备失效带来的风险等四个方面对安全生产实施全过程控制。对高风险和重大运行活动以项目小组的形式进行准备和实施。

(3) 抓住大修安全指标, 提高大修运行活动质量

由于大修期间始终把运行活动的安全和质量问题放在首位, 减少了运行人因失误的概率, 同时也使大修工期得到了保证。机组第一次大修的安全控制、一回路跑水、三废控制、LOE/IOE 数量和运行人员造成的工期延误等指标都完成了承诺指标。圆满地完成了 2 号机

组第一次大修的水压试验。

(4) 重视技能培训, 推动运行人员职业化

运行二处从值长到现场操作员岗位, 都是本岗位上的“新手”, 所以培训工作是保证机组安全和工作质量的重点之一。结合电站商业运行后及首次大修的特点, 运行二处将培训工作更进一步地规范化, 并与在岗培训、专项培训的内容与经验反馈工作紧密联系起来。通过管理措施鼓励运行人员积极进行操作心得体会和经验的交流, 把他们最“拿手”的“诀窍”或“窍门”写出来与大家分享, 共同进步。隔离经理教材、操纵员教材不断得到完善, 现场操作指南不断地丰富。

3.1.2 机组运行状态

2003 年岭澳核电站 1 号机组运行状态见图 3.1.2-1 至图 3.1.2-6。

2003 年岭澳核电站 2 号机组运行状态见图 3.1.2-7 至图 3.1.2-12。

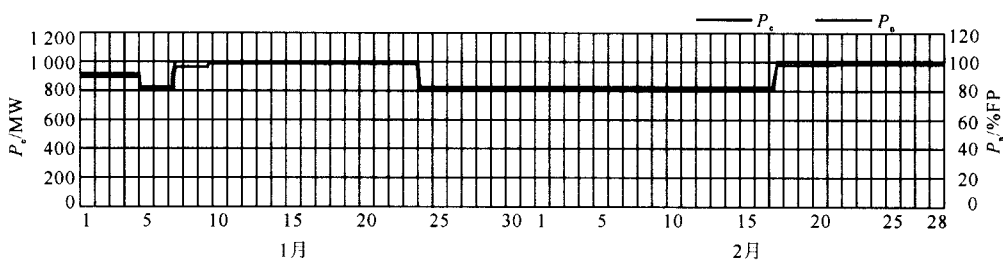


图 3.1.2-1 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1 月 5 日 0:35 根据调度计划, 电功率由 900 MW 降至 800 MW。
- (2) 1 月 7 日 9:00 调度指令要求升至满功率。先以 2 MW/min 速率升功率, 10:00 升至 900 MW 后, 因机组此前长期在该功率下运行, 将速率减小到 3% FP/h。12:08 反应堆达满功率, 电功率 964 MW。9 日 19:30 调整功率量程通道增益参数后, 电功率升至 984 MW。
- (3) 1 月 24 日 0:00 按调度计划降功率至 800 MW。
- (4) 2 月 17 日 8:35 根据调度指令升至满功率。

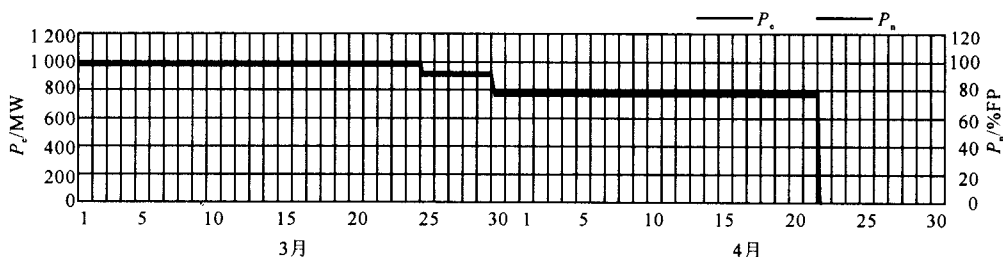


图 3.1.2-2 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

- (5) 3 月 25 日 0:00 根据燃耗及大修计划, 考虑 2 号机组第九次大修进度, 经调度批准降功率至 900 MW。
- (6) 3 月 30 日 0:00 实施第二步降功率, 降至 760 MW。
- (7) 4 月 21 日 23:08 开始按计划以 5 MW/min 降功率, 准备停机大修。23:52 功率降至 570 MW 时, 下位机控制模块故障使 GRE009VV/010VV 关闭, 构成最小系统故障, 汽轮机自动停运。机组开始第一次大修。

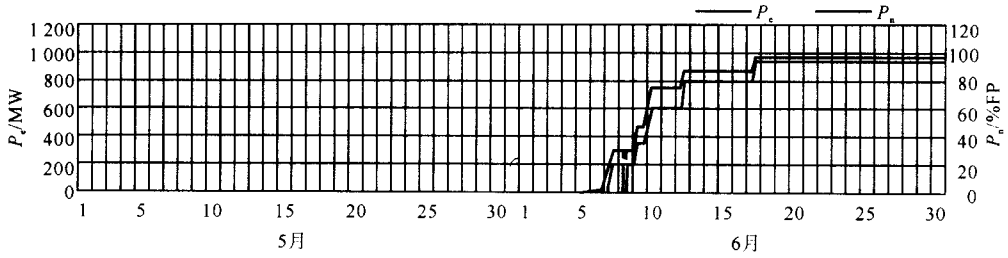


图 3.1.2-3 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

- (8) 6月5日9:05大修后反应堆达临界。6日21:59汽轮机冲转。7日6:28机组并网。
- (9) 6月8日5:50机组在200 MW停留16小时后,开始出现轴系振动。7:27,6号轴承振幅达到0.254 mm,手动停机。12:32汽轮机重新冲转。12:57机组并网。
- (10) 6月10日6:40核功率升至75%FP,电功率605 MW。
- (11) 6月12日8:24—14:00核功率升至87%FP,电功率800 MW。
- (12) 6月17日8:30—13:23根据计划,核功率升至97%FP,电功率930 MW。

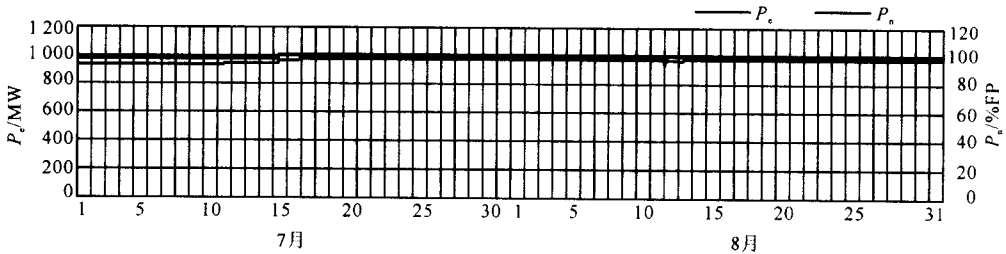


图 3.1.2-4 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (7, 8 月份)

- (13) 7月11日11:30调整功率量程通道增益参数后电功率由930 MW升至940 MW。
- (14) 7月15日9:25—10:35核功率升至100%FP,电功率966 MW。16日20:30调整G, K参数后电功率升至976 MW。
- (15) 8月11日23:00为准备PT1GRE001/002,降功率至900 MW。12日1:00试验结束,升至满功率。

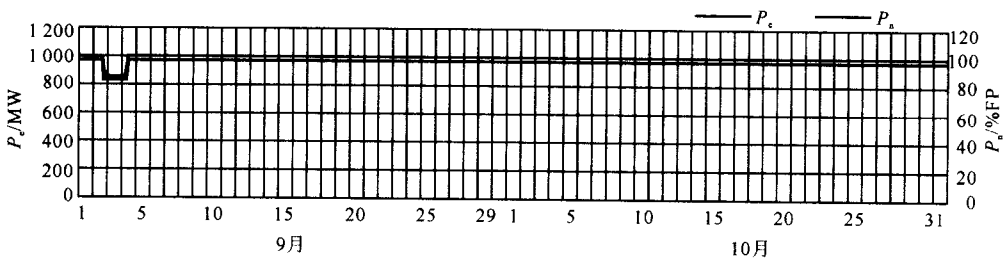


图 3.1.2-5 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (9, 10 月份)

- (16) 9月2日15:30根据电网防台风要求,降功率至830 MW。4日10:30升回满功率。

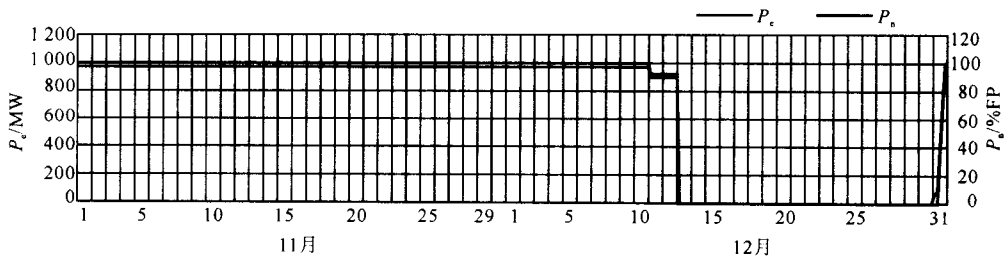


图 3.1.2-6 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (11, 12 月份)

- (17) 12月10日23:00 根据发电计划并经调度批准, 寿期末降功率运行, 由满功率降至900 MW。
- (18) 12月12日23:00 为处理1号主变压器C相油中氢、乙炔、总烃含量超标缺陷, 开始以5 MW/min 降功率。13日2:40 机组解列, 3:25 反应堆达次临界。14日2:28 主变压器隔离。
- (19) 12月28日12:37, 1号主变压器经三次充电正常后投入运行。
- (20) 12月30日22:20 反应堆达临界。31日6:48 机组并网。20:20 升至满功率, 同时主控室实现无异常报警运行。

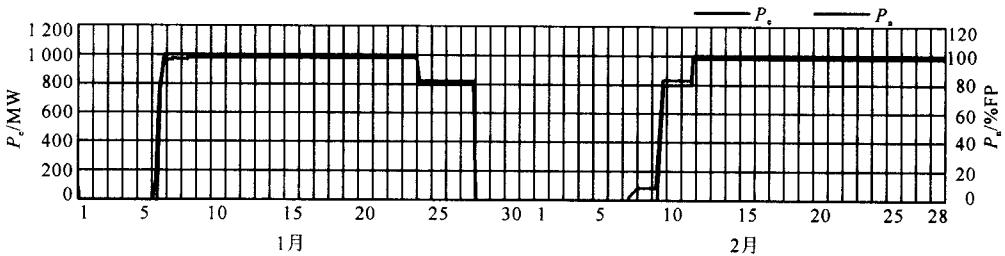


图 3.1.2-7 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月1日1:00 一回路由8%FP向热备用过渡。2:45 到达热停堆。
- (2) 1月6日3:35 反应堆达临界。7:30 汽轮机冲转。8:19 机组并网。18:40 升至满功率。
- (3) 1月24日1:00 根据调度计划降功率至800 MW。
- (4) 1月27日23:00 开始按计划以5 MW/min 降功率, 准备停机消缺。28日1:25 当降功率到50 MW时, 2GSS230BA 高高水位使机组提前解列。
- (5) 2月7日11:15 反应堆达临界。8日7:50 汽轮机冲转。转速到2400 r/min 时, 因发电机励磁系统故障, 手动停机。19:05 汽轮机冲转。20:40 发电机并网。20:47 正常解列。
- (6) 2月9日7:55 机组并网。7:59 升功率至50 MW后, 2GSS230BA 水位快速上升, 水位高高触发汽轮机自动停运。8:55 重新冲转、并网成功。19:24 升功率至800 MW。
- (7) 2月11日18:50 根据调度指令升至满功率。

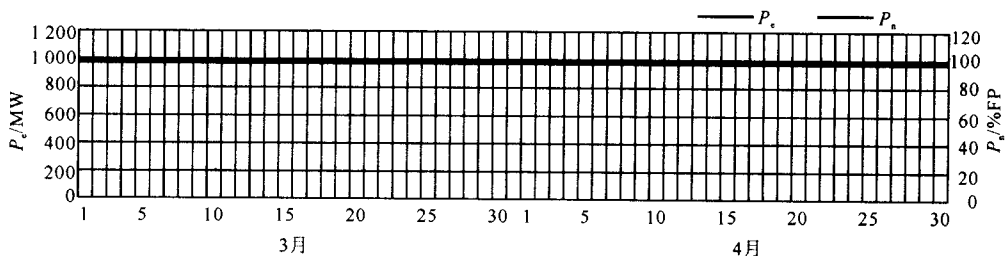


图 3.1.2-8 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (3, 4 月份)

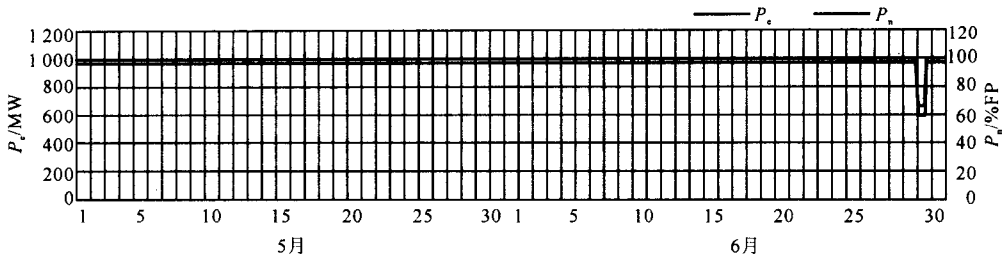


图 3.1.2-9 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (5, 6 月份)

- (8) 6月28日23:06 应电网要求从976 MW以2 MW/min 降功率至600 MW。
- (9) 6月29日16:45 应电网要求升回满功率。

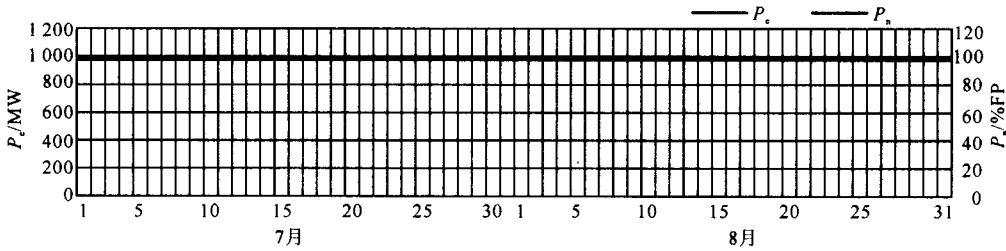


图 3.1.2-10 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (7, 8 月份)

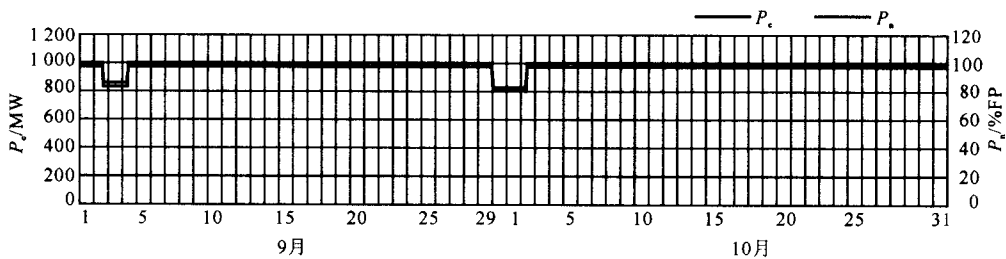


图 3.1.2-11 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (9, 10 月份)

- (10) 9月2日14:30 根据电网防台风要求, 降功率至830 MW。4日10:00 升回满功率。
- (11) 9月29日22:40 按照电网节日发电计划降功率至800 MW。10月2日8:53 按调度指令提前升回满功率运行。

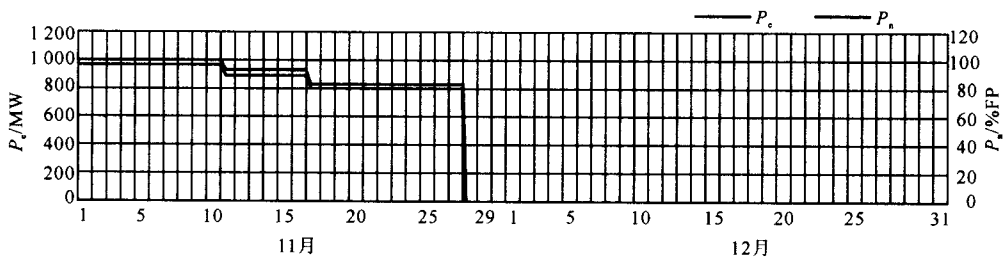


图 3.1.2-12 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

- (12) 11月10日22:40—11日6:00 根据2号机组燃耗及大修计划, 经电网调度批准, 电功率由960 MW 降至900 MW。11月17日0:00—5:30, 电功率降至800 MW。
- (13) 11月27日23:30 按大修计划开始以5 MW/min 速率降功率。28日0:10 当功率降至550 MW 时, 2GRE007VV/GSE007VV 故障关闭, 停止降功率。重装阀门模块后开启2GRE007VV/GSE007VV, 继续降功率。
- (14) 11月28日3:00 机组解列, 开始第一次大修。

3.1.3 售电及外购电

1. 售电

2003年在电力负荷需求长期保持高水平的有利形势下,岭澳核电站机组全年实现上网电量133.10亿kW·h,且两台机组商业运行后第一燃料循环无非计划自动停堆。详细售电情况见表3.1.3-2。

2. 外购电

外购电主要是通过220kV风(田)岭(澳)线供给。由风岭线通过核电辅助电源变电站两台变比为220kV/6.6kV、容量为32MVA的辅助变压器向机组辅助安全设施供电,通常在主变压器停运或机组因故与主电网解列时投入运行。

2003年,因岭澳核电站两台机组调试期结束,220kV风岭线购电电量大大降低,外购电电费年累计约516万元。除了机组第一次大修及1号机组主变压器抢修购电电量较多外,机组正常运行外购电较少,约为2002年的42%。详细外购电量、电费情况见表3.1.3-1。

表3.1.3-1 2003年岭澳核电站外购电情况

月份	计费电量/(kW·h)	当月最高需求量/kW	支付电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
1月	646 770	16 700	33 619.00	1.74
2月	19 365	500	77 986.20	1.68
3月	41 977	1 200	33 619.00	1.74
4月	19 365	500	452 116.00	2.5
5月	254 860	6 800	1 192 567.60	0.8
6月	1 432 600	7 300	32 454.78	1.7
7月	19 726	500	32 803.52	1.7
8月	20 384	500	32 803.52	1.7
9月	20 384	500	84 382.64	1.6
10月	51 288	1 300	32 803.52	1.6
11月	20 384	500	246 656.54	1.6
12月	149 918	3 800	2 908 118.25	0.8
合计	—	—	5 159 930.57	—

注:实际缴纳的电费包含了深圳供电分公司增减的调整费用。

表 3.1.3-2 2003 年岭澳核电站调试用电以及发售电一览表

MW·h

时 间	全厂商业运行净上网电量	商业运行上网电量(线路表输出之和)	用电电量		商业运行上网电量(由线路测表折算)		调试上网电量		商业运行发电量(0:00-24:00)	
			全厂商业运行上网电量(线路表输入之和)	2号机组调试期间	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组
1. 1 0:00-1. 8 0:00	136 229	140 870	0	4 641	140 870	0	0	0	146 836. 9	34 955. 2 (调试)
1. 8 0:00-1. 31 10:00	931 209	931 372	163	0	499 447	431 762	0	0	530 843. 6	451 714. 3
1. 31 10:00-2. 28 10:00	974 525	975 206	681	0	557 330	417 195	0	0	589 209. 4	450 580. 7
2. 28 10:00-3. 31 10:30	1 397 010	1 397 010	0	0	688 144	708 866	0	0	712 898. 5	735 474. 2
3. 31 10:00-4. 30 10:00	1 055 651	1 055 651	0	0	374 118	681 533	0	0	384 245. 9	711 017. 0
4. 30 10:00-5. 31 10:00	699 847. 5	703 091	3 243. 5	0	0	699 847. 5	0	0	0. 0	730 979. 8
5. 31 10:00-6. 30 10:00	1 084 041. 0	1 103 807	19 766. 0	0	412 810	671 231	0	0	452 452. 6	700 449. 0
6. 30 10:00-7. 31 10:00	1 382 019. 0	1 383 337	1 318. 0	0	682 535	699 484	0	0	708 391. 8	728 579. 8
7. 31 10:00-8. 31 10:00	1 392 666. 0	1 392 666	0. 0	0	693 110	699 556	0	0	720 740. 1	727 607. 8
8. 31 10:00-9. 30 10:00	1 335 759. 0	1 335 759	0. 0	0	666 799	668 960	0	0	693 433. 7	694 012. 4
9. 30 10:00-10. 31 10:00	1 391 569. 0	1 391 664	95. 0	0	698 700	692 869	0	0	725 503. 2	722 765. 3
10. 31 10:00-11. 30 10:00	1 242 982. 0	1 246 050	3 068. 0	0	679 405	563 577	0	0	705 776. 4	576 576. 5
11. 30 10:00-12. 31 24:00	286 419. 0	545 966	259 547. 0	0	286 419	0	0	0	292 277. 7	0. 0
合 计	13 309 926. 5	13 602 449	287 881. 5	4 641	6 379 687	6 934 881	0	0	6 662 609. 8	7 229 756. 8

注:岭澳核电站2号机组于2003年1月8日正式投入商业运行。

3.1.4 机组性能指标

在2003年岭澳核电站主要性能指标见表3.1.4-1。

表3.1.4-1 2003年岭澳核电站主要性能指标

	毛发电量/(MW·h)	能力因子/%	负荷因子/%	非计划能力损失因子/%
1号机组	6 662 610	80.68	76.83	5.46
2号机组	7 229 757	90.44	83.77	0.07
全厂	13 892 367	85.56	80.30	2.77

1号和2号机组逐月的机组能力因子、计划能力损失因子、非计划能力损失因子统计见表3.1.4-2和表3.1.4-3。

表3.1.4-2 1号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	100	99.73	99.66	70	0	63.48	96.98	99.97	100	99.97	99.97	40.6
计划能力损失因子/%	0	0	0	30	100	35.21	0	0.03	0	0	0	0
非计划能力损失因子/%	0	0.27	0.34	0	0	1.32	3.02	0	0	0.03	0.03	59.4

影响1号机组性能指标的主要事件：

(1) 4至6月份1号机组进行第一次换料大修，导致计划能力损失因子上升。

(2) 12月份，机组停机处理主变压器总烃、乙炔含量异常故障，导致非计划能力损失因子上升。

表3.1.4-3 2号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	100	99.89	99.84	99.73	99.88	99.91	100	100	100	99.88	90.17	0
计划能力损失因子/%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.83	100
非计划能力损失因子/%	0	0.11	0.16	0.27	0.12	0.09	0	0	0	0.12	0	0

影响2号机组性能指标的主要事件：

(1) 11至12月份2号机组进行第一次换料大修，导致计划能力损失因子上升。

3.1.5 反应堆物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

2003 年启动物理试验主要是 1 号机组第二循环启动物理试验。1 号机组停堆前的循环燃料耗为 13 782 MW·d/t。完成装料及必要的大修项目后, 从 2003 年 6 月 5 日 0:30 开始启动物理试验, 9:15 达到临界, 6 月 6 日 6:15 零功率物理试验结束, 6 月 17 日达到满功率。完成《启动物理试验大纲》中要求的所有试验项目, 总共 26 项。

(2) 启动物理试验结果

零功率物理试验结果见表 3.1.5-1 (a~d)。试验结果表明实际测量值都满足堆芯物理设计准则的要求。

升功率物理试验结果及 RPN 系统参数标定的结果见表 3.1.5-2 和表 3.1.5-3。机组升功率过程中各个功率台阶的堆芯特性参数测量结果表明, 堆芯核安全准则和核设计准则都得到了满足。

(3) 试验数据分析及试验措施

所有物理试验结果均满足设计准则的要求。根据技术规范中运行限制条件的规定, 正常运行时, 慢化剂温度系数 α_m 必须为负, 零功率、无氙毒、临界硼浓度 (ARO) 实测的 α_m^M (ARO) = -1.38 pcm/°C, 满足规定要求。

从升功率物理试验结果可以看出, 各功率台阶组件平均功率的预期值与实测值的相对偏差 MAP, 径向功率峰因子 F_{xy} , 热点因子 $Q_T(Z)$ 以及焓升因子 $F_{\Delta H}$ 均满足验收标准的要求。

零功率试验中, 所有控制棒价值满足验收准则, 根据《启动物理试验大纲》的要求, 不作 8% FP 时的注量率图测量。

30% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 4.2%, 小于 9%, 根据《启动物理试验大纲》的要求, 可以升功率到 75% FP 功率。

75% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 3.98%, 小于 5%, 根据《启动物理试验大纲》的要求, 升功率至 87% FP。

87% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 3.63%, 大于 3%, 经评价堆芯安全, 升功率至 100% FP。

100% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 3.29%, 大于 2%, 根据《启动物理试验大纲》的要求, 维持在该功率水平, 每 15EFPD 进行一次注量率图测量监测堆芯。

关于 RPN 系统测量系数, 在物理启动试验前, 按《启动物理试验大纲》用上循环启动试验 75% FP 时 RPN 系统的测量系数作为本次启动的预设值。6 月 8 日进行了 30% FP 物理试验, 结果显示最大的堆外 (EX-CORE) 与堆内 (IN-CORE) 功率偏差及 $\Delta\phi$ 偏差为:

$$\Delta P_{\text{MAX}} = | P_{\text{EX}} - P_{\text{IN}} | = 3.96\% < 5\% (\text{标准})$$

$$\Delta\phi_{\text{MAX}} = | \Delta\phi_{\text{EX}} - \Delta\phi_{\text{IN}} | = 1.98\% < 3\% (\text{标准})$$

说明计算的 RPN 系统测量系数相当好, 按大纲和程序规定, 不需要通过氙振荡试验预标定。当功率升至 75% FP 时, RPN 显示的功率值与热平衡计算的功率值最大约有 3.23% FP 的偏差, 根据规程要求, 调整了功率量程通道增益参数。功率升至 87% 后, RPN 显示的功率值与热平衡计算的功率值约有 5.8% FP 的偏差, 轴向功率偏差 $\Delta\phi$ 最大, 与 RIC 测量的有

1.54%的偏差。通过调整 RPN 系统测量参数 (K_u, K_L, α) 使功率偏差减小, DPAX 保持不变。功率升至 100% 后, RPN 显示的功率值与热平衡计算的功率值约有 2% FP 的偏差, 完成 100% FP 台阶 RPN 测量系数最终标定后, 最大的堆外 (EX-CORE) 与堆内 (IN-CORE) 功率偏差及 $\Delta\phi$ 偏差为:

$$\Delta P_{\text{MAX}} = | P_{\text{EX}} - P_{\text{IN}} | = 0.46\% < 5\% (\text{标准})$$

$$\delta\Delta\phi_{\text{MAX}} = | \Delta\phi_{\text{EX}} - \Delta\phi_{\text{IN}} | = 0.06\% < 3\% (\text{标准})$$

校验结果都满足验收标准的要求。

各功率台阶 LSS 参数均能够正常输入 LSS 计算机系统。

表 3.1.5-1a 1 号机组第二循环零功率物理试验结果——控制棒价值

pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	1 090	1 139.5	4.5	±10
G1	336	340	1.2	±10
G2	706	693	-1.8	±10
N1	844	859	1.8	±10
N2	674	617	-8.5	±10
SA	554	536	-3.2	±10
SB	955	925	-3.1	±10
SC	475	459	-4.2	±10
SD	795	828	4.2	±10

表 3.1.5-1b 1 号机组第二循环零功率物理试验结果——临界硼浓度

mg/L

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	1 367	1 416.8	49.8	±50

表 3.1.5-1c 1 号机组第二循环零功率物理试验结果——等温温度系数

pcm/°C

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	-4.82	-4.3	0.52	±5.4

表 3.1.5-1d 1 号机组第二循环零功率物理试验结果——硼微分价值

pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	9.22	9.76	0.54	±1

表 3.1.5-2 1 号机组第二循环升功率物理试验中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP/%				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
1	2003-6-8	25	30.38	<10	5.1	<15	6.9	1.606	1.584	2.12	0.772	1.757	1.461	<9	4.22
2	2003-6-11	80	73.53	<10	4.7	<15	5.0	1.547	1.532	2.13	1.379	1.585	1.413	<5	3.98
3	2003-6-14	120	84.3	<10	3.7	<15	4.5	1.528	1.513	2.13	1.531	1.530	1.399	<3	3.63
4	2003-6-19	150	94.8	<10	4.1	<15	5.1	1.512	1.490	2.13	1.666	1.483	1.391	<2	3.29

表 3.1.5-3 1 号机组第二循环升功率时 RPN 系统参数标定结果

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·d/t	功率 % FP	RPN 系统校验系数											
				K_u				K_L				α			
				C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4
1	2003-05-28	0	0	0.377 5	0.355 4	0.363 7	0.379 9	0.346 6	0.347 9	0.351 2	0.355 8	1.441	1.417	1.419	1.415
2	2003-06-08	25	30.38	0.418 7	0.375	0.418 3	0.402 8	0.384 4	0.367 1	0.403 9	0.377 2	1.299 3	1.343	1.233 7	1.334 6
3	2003-06-14	120	84.3	0.409 0	0.368 4	0.410 2	0.395 0	0.375 5	0.360 7	0.396 1	0.369 9	1.330 2	1.367 0	1.257 9	1.360 8
4	2003-06-19	150	94.8	0.385 9	0.355 1	0.383 8	0.374 8	0.349 4	0.343 9	0.367 6	0.351 0	1.482 5	1.491 8	1.492 8	1.487 1

注： F_{xy} ——径向功率峰因子；QT (Z) ——总轴向最大功率分布因子；PT——象限功率倾斜因子；
 $F_{\Delta H}$ ——焓升因子；MAP——组件平均功率因子。

2. 周期性物理试验

(1) 周期性物理试验状况

2003 年周期性物理试验包括 1 号机组第一循环部分和第二循环的部分、2 号机组的整个第一循环的周期性物理试验项目。岭澳核电站两台机组共完成周期性物理试验 52 项（详见表 3.1.5-4）。其中 1 号机组 24 项，2 号机组 28 项。周期性试验项目完成率 100%，无超期现象发生。两台机组在降功率运行期间，及时修改了运行图以及失水事故监测系统（LSS）有关参数。

表 3.1.5-4 周期性物理试验状况

试验项目	周期要求	完成次数		完成率/%
		1 号机组 (第二循环)	2 号机组 (第一循环)	
中子注量率图测量	30EFPD	9	10	100
RPN 校验试验	90EFPD	2	3	100
LSS 参数修改	30EFPD	9	10	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	4	5	100

3.1.6 电站化学

3.1.6.1 化学监督

1. 一回路水化学

2003 年一回路开始采用 12 个月换料化学规范，硼-锂、氢的含量按化学规范的要求得到严格控制，一回路水中的化学杂质浓度保持较低水平（见表 3.1.6.1-1）。从表中可以看出，一回路水质良好。

表 3.1.6.1-1 2003 年一回路水质情况

参 数	单 位	实际测量值	限值
溶解氢	mL/kg	25~35	20~50
氯离子	mg/kg	<0.01	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.01	<0.15
硫酸根离子	mg/kg	<0.01	<0.15
硅离子	mg/kg	<0.1	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.01	<0.20
钙离子	mg/kg	<0.01	<0.05
镁离子	mg/kg	<0.01	<0.05
铝离子	mg/kg	<0.01	<0.05

2. 二回路水化学

2003 年 6 月, 1 号机组第一次大修启动之后, 蒸汽发生器排污系统的钠含量维持在较低水平。WANO 指标月度值达到了 1.00 的目标值。而 2 号机组的硫酸根离子含量却一直维持在较高水平, 虽然通过加强水质监督控制使得随后的化学 WANO 指标月度值大大下降, 但也无法挽回对化学 WANO 指标年度值的影响。经过分析认为污染来自 GSS 系统的疏水, 而 GSS 系统的疏水持续硫酸根含量高主要是由于机组投运前未冲洗干净造成的。因此, 今后大修将采取进一步的纠正措施来尽量减少大修工作对化学水质的影响。2003 年 WANO 月度化学指标见表 3.1.6.1-2。

表 3.1.6.1-2 2003 年岭澳核电站 WANO 化学指标

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
1号机组	1.30	1.32	1.33	1.29	大修	1.49	1.15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.12
2号机组	3.20	2.17	1.93	1.78	1.63	1.48	1.33	1.11	1.13	1.11	1.03	1.03	1.57
全厂	2.25	1.75	1.65	1.54	1.63	1.48	1.24	1.06	1.06	1.05	1.01	1	1.34

3. 放射化学监测和控制

2003 年电站连续监督岭澳核电站两台机组的一回路放射性变化, 放射性惰性气体含量和一回路放射性碘含量维持在很低的水平。两台机组一回路正常运行期间的放射性腐蚀性产物主要是⁵⁸Co, 其活度保持在较低水平, 绝大多数时间都低于 50 MBq/t。

4. 油务监督管理

2003 年上半年, 岭澳核电站两台机组的主变绝缘油气体含量分析正常。12 月 8 日, 在对岭澳核电站 1 号机组主变压器 C 相 (1GEV301TP) 的油中气体色谱例行分析时发现各种气体含量急剧增加, 并有乙炔产生, 其中氢气、乙炔、总烃分别超过国标注意值, 1 号机组被迫停机更换主变压器 C 相。

2003 年 6 月份, 1 号厂用变压器 B 相 (1GEV002TS) 和 2 号厂用变压器 A 相 (2GEV001TS) 氢气含量出现增长趋势并超过注意值 (150 mg/L), 其后维持在 200 mg/L。

2003 年, GFR 抗燃油曾出现颗粒度超标, 进行了滤油处理后, 未见异常。汽轮机润滑油正常运行过程中油质保持良好。

3.1.6.2 化学系统制水及制氢

随着岭澳核电站两台机组的正常发电，化学系统制水、制氢也逐步走向正轨。

1. 化学系统制水

2003 年制水车间共处理生水 72.6 万 m³，生产除盐水 26.8 万 m³，其他为 SEP 用水和循环水泵轴封用水及自用水。凝结水精处理系统共处理水 38.8 万 m³。统计数据见表 3.1.6.2-1。

表 3.1.6.2-1 化学系统制水统计 m³

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
SEA	46 508	35 166	43 829	58 004	74 075	75 429	46 551	55 874	63 245	64 671	73 751	88 751
SEP	17 220	17 235	18 725	23 455	45 470	39 130	24 150	31 550	26 670	23 530	33 836	56 474
SER	22 441	12 296	18 731	26 774	19 411	28 137	15 532	16 667	12 171	13 960	17 956	30 051
SED	3 274	3 508	2 366	2 939	3 747	2 830	2 792	3 136	1 795	1 986	2 647	2 986

2. 化学系统制氢

系统运行基本正常，统计数据见表 3.1.6.2-2。

表 3.1.6.2-2 系统制氢统计 m³

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
制氢量	1 512	325	612	68	1 460	2 002	879	1 456	721	1 260	1 600	3 031
用氢量	1 860	367	686	382	848	3 464	1 338	1 300	200	586	900	500

3. 大宗化学试剂消耗

消耗量总体上与化学系统制水量基本相符。统计数据见表 3.1.6.2-3。

表 3.1.6.2-3 化学试剂消耗统计 t

试剂	盐酸	氢氧化钠	氨水	联胺	三氯化铁	次氯酸钠
SDA	160	150	0.2	—	26.54	14.65
ATE	167.39	211.16	—	—	—	—
SIR	—	—	72.75	4.12	—	—

3.1.7 重要机械设备运行维护

3.1.7.1 静止机械设备

2003 年度完成的重要静止机械维修维护如下：

- (1) 实施 CFI 反冲洗滤网轴密封和托盘固定改进方案，使故障率明显下降；
- (2) 在岭澳核电站 1 号机组应用红外线仪检测阀门内部密封性，发现 180 个阀门内漏严重，ALSTOM 提供赔偿；
- (3) 建立了阀门研磨量统计数据库，对重要阀门的研磨量进行跟踪；
- (4) 及时解决 1RRI036VN 蝶阀橡胶内衬破损问题；

(5) 在大修中增加了气动调节阀性能诊断和电动闸阀密封性试验的预测性维修, 未发生核岛阀门泄漏造成机组后撤的事件;

(6) 在 1 号机组第一次大修中对 RX 厂房红区的部分 SAR 隔膜供气阀用针型阀进行了替代, 消除机组运行期间泄漏风险;

(7) 在 1 号机组第一次大修中对 378 个核岛阻尼器进行了拆卸检查, 共发现 61 个进空气, 35 个低油压, 9 个漏油, 对有缺陷的阻尼器都进行了相应的维修处理。

3.1.7.2 转动机械设备

2003 年岭澳核电站转动设备运行状况良好, 全年未出现因转动设备故障导致的降功率 100 MW 以上的检修, 全年日常执行维修工作票数 4 138 张, 其中包括按时全额完成的预防性检修票 2 257 张。

1. 核岛重要转动设备维护

(1) 发现并处理了 2LHP 柴油机涡轮增压器出口水管与主回水管线接头 O 形环失效的故障;

(2) 更换了因电机非驱动端轴承烧损而不可用的 1RCV003MO;

(3) 处理了 2VVP003VV 先导阀漏气故障, 消除了停机隐患;

(4) 分析确定了 1ASG003PO 非驱动端轴承异常振动的缺陷和应急方案, 监视至大修, 完成解体消缺;

(5) 在密封备件元件不够的情况下解决了在线异常导致的 1REA004PO 密封烧毁缺陷;

(6) 处理了 TEP/TEU 三废系统泵设备多次出现的密封失效、异物堵塞、出力不足的故障。

2. 常规岛重要转动设备维护

(1) 对高压缸 1GPV001KO 中分面螺栓漏汽进行带压堵漏后监视运行;

(2) 对烧毁的 2CRF001MO 进行了抢修解体和复装;

(3) 处理了 1APP103VV 等阀驱动机构摩擦块组件卡死故障;

(4) 发现 2CRF002PO 气囊破损故障;

(5) 发现 2APA002PO 密封泄漏异常, 监视运行至大修;

(6) 发现 2GHE001/002BA 排油阀故障导致油位异常的重大缺陷, 监视运行至大修;

(7) 跟踪处理了 2CEX002PO 自动停运故障。

3.1.8 继电保护

2003 年是岭澳核电站全面商业运行的第一年, 全厂继电保护装置投运率 100%, 整体来说处于良好的稳定运行状态, 较大亚湾核电站同期的水平相比有了很大的提高, 继电保护各项考核指标均达到了良好的水平。

1. 全厂继电保护运行情况

(1) 220 kV 保护装置共动作 0 次, 误动作次数 0 次, 正确动作率 100%;

(2) 500 kV 线路保护装置共正确动作 3 次, 误动作次数 0 次, 正确动作率 100%;

(3) 自动重合闸装置共正确动作 6 次, 误动作次数 0 次, 正确动作率 100%;

(4) 1 号机组保护共动作 4 次, 误动作 4 次;

(5) 2 号机组保护共动作 0 次, 误动作 0 次;

(6) 故障录波器应评价次数 3 次, 录波完好 3 次, 录波完好率 100%;

(7) 1 号和 2 号机组励磁调节装置自动装置完好率 100%。

2. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2003 年 500 kV 超高压线路共发生了三次线路故障。2003 年 8 月 4 日 18:18, 岭东甲线线路发生 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, OGEW310JA/320JA 断路器的 B 相自动断开, 重合闸正确动作, 断路器的 B 相自动重合成功。

9 月 2 日 20:48, 岭深乙线线路发生 A 相永久性接地故障, 线路保护正确动作, OGEW510JA, 520JA 断路器的 A 相自动断开, 重合闸正确动作, 断路器自动重合成功。因故障仍存在, A, B, C 三相断路器自动断开。

9 月 2 日 20:27, 岭深乙线线路发生 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, OGEW310JA/320JA 断路器的 B 相自动断开, 重合闸正确动作, 断路器的 B 相自动重合成功。

整个 500 kV 开关站电网保护控制装置均保持正常的稳定运行状态。

(2) 发电机-变压器组保护装置动作分析

2003 年 5 月 16 日, 1 号主变压器在送电时, 出现了发电机-变压器组保护 BAY1 和 BAY2 两通道的 C 相差动保护装置动作情况。检查一次和二次回路及继电器定值均正常, 化学人员取油样分析也未见异常。5 月 17 日, 1 号主变压器再次送电, 又出现了 BAY1 和 BAY2 的两通道的 B 相差动保护装置动作, 检查二次回路和继电器定值均正常, 化学人员取油样分析仍未见异常。5 月 17 日 17 时, 主变压器第三次送电成功。初步分析是该类型的差动保护继电器抗变压器的励磁涌流特性差, 但厂家坚持认为该差动保护装置无问题。12 月 13 日, 1 号主变压器 C 相因总烃含量和乙炔含量高停运检修, 检查发现 C 相有匝间短路, 用备用变压器进行更换。12 月 28 日, 1 号主变压器一次送电成功, 差动保护没有动作。

(3) 发电机组励磁调节系统运行分析

2003 年, 1 号机组励磁调节装置出现 A, B 通道 70M 严重不匹配, 平衡表和机端电压表不时发生不明原因的波动。2 号机组励磁调节装置存在发电机励磁自投方式零起升压时过励磁保护和过激磁保护动作跳闸的遗留问题, 同时又出现了通道 A 低励磁限制动作及通道 A, B 不匹配等。这些问题对机组的稳定运行产生了较大的潜在威胁。

在 1 号机组第一次大修中经过认真分析和准备, 发现了 1 号发电机励磁调节装置共有 6 块控制卡件温度特性变坏, 并重新更换了备件, 消除了其故障隐患。在 2 号机组第一次大修中, 发现了该装置电流控制回路的一电位器虚焊、2 个控制卡件温度特性变坏、部分控制线头松脱及个别特性参数调整不当等诸多问题, 并都做了相应的处理和解决, 消除了 2 号发电机组励磁调节装置出现的新问题和遗留问题。2003 年, 1 号和 2 号发电机组励磁调节装置整体运行较好。

(4) 应急柴油发电机系统运行分析

2003 年, 在 1 号机组第一次大修中发现了 LHP/LHQ 系统 910AR 内的励磁保护的投退开关 958CC 无钥匙。该开关的功能是当柴油机试验时, 投入励磁保护, 正常备用时, 退出励磁保护, 提高应急柴油机的供电可靠性。目前, 两电站 8 台柴油机都没有正确使用这个功能。

另外, 2 号机组大修解决了 LHP 应急柴油发电机的主励磁开关 (LHP974JA) 触头经常被烧糊的遗留问题, 原因是灭磁触头机构太松, 导致在 974JA 在合闸时, 灭弧触头在初始的

断开的行程中,有个返回的行程,使该触头来回拉弧,造成触头表面烧糊,更换备件后一切正常。

(5) 其他系统保护和控制装置运行分析

2003年,9LGR变电站电气保护及控制系统、6.6 kV厂用电保护控制系统、RAM系统的保护控制系统等均保持稳定安全可靠的运行状态,保证了电站的安全稳定运行。

3.1.9 电气设备运行维护

1. 电气设备的年度维护与检修

2003年,按照电气设备的维修导则和预防性维修大纲,岭澳核电站共完成电气设备日常预防性维修工作1819项,纠正性维修工作910项,服务支持性工作1087项,电气设备巡检801项。在岭澳核电站1号机组第一次换料大修中共完成电气设备预防性维修工作597项,纠正性维修255项,服务支持类工作171项。在2号机组第一次换料大修中共完成电气设备预防性维修工作618项,纠正性维修357项,服务支持类175项,工程改造54项。

岭澳核电站电气设备的故障和缺陷统计见表3.1.9-1和表3.1.9-2。

表3.1.9-1 高压电气设备故障统计表

序号	名称与电压等级	故障时间	制造厂	故障情况及原因分析	损坏部位
1	1号主变压器C相 26 kV/500 kV	12月13日	GEC-ALSTOM	主变压器C相总烃和乙炔含量异常升高,铁芯与线圈夹铁之间绝缘损坏,局部放电	夹件间绝缘

表3.1.9-2 高压电气设备典型缺陷统计表

序号	设备名称	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
1	2号主变压器B相	26 kV/500 kV	变压器油 出现乙炔	乙炔已接近注意值	在高压侧的金属夹件存在局部放电	GEC-ALSTOM
2	1号主变压器B相	26 kV/500 kV	B相铁芯	铁芯倾斜超标	原因正在分析中	GEC-ALSTOM
3	2号主发电机	26 kV	导电杆	导电杆外侧密封失效	导电杆外侧密封装反	GEC-ALSTOM
4	200 kV变电站 电流互感器	220 kV	互感器 一次绕组	介损超标	进水受潮	西安高压开关厂

2003年度第一次换料大修中电气设备完成的重大检修工作有:对主变压器和厂用变压器进行了年检和试验,主变压器三相内部发现异物和脱落部件并进行了处理;处理了1号主变压器C相低压侧人孔盖漏油,更换了1号主变压器111/341PO。厂用变压器A/B更换了瓦斯继电器,滤油处理。

发电机抽转子大修和年度试验。厂用电部分共进行19块各电压等级配电盘四年检,发现并处理了常规岛低压配电盘后备接地保护继电器接线错误问题(施工遗留问题)。完成了GOR规定的共16组蓄电池的放电试验工作,更换了1LBC腐蚀严重的54号电池和2LBF001BT的5节蓄电池。对6.6 kV和380 V电机进行了年检或解体大修,发现多起6.6 kV

电机故障和缺陷（详情见下面第4节“异常情况处理”）。

2. 过电压、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2003年,电气处按照岭澳核电站的防雷接地系统的维修大纲要求并根据防雷工作的特点,在年初雷雨季节到来之前完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年检查与维护工作,并在2003年10月完成了对电站防雷设施和接地装置的第二次检查。检查结果表明,防雷设施和接地系统状况良好。

2) 岭澳核电站避雷器全年动作情况的统计:220 kV及以上避雷器共动作7次,其中500 kV避雷器动作5次,200 kV动作2次,岭澳核电站一次侧设备全年未发生雷害事故。

3) 2003年度,500 kV变电站运行情况良好,开关动作正确率100%,全年无故障或设备损坏事件发生。

(2) 过电压防护工作

2003年岭澳核电站各级电压系统工况正常,全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件,系统在防护过电压方面保持良好的状态。

(3) 防污工作

岭澳核电站500 kV开关站是SF₆ GIS全封闭组合电器。220 kV厂用辅助电源为户外式变电站,防污工作量比大亚湾核电站大。遵循“逢停必扫”的防污工作原则,对户外超高压设备均按照程序进行了检查和全面的清扫。2003年,岭澳核电站户外高压设备未发生污闪事故。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1) 1号发电机组于4月22日2:00与电网解列,开始第一次换料大修,至6月7日6:28结束大修,并网发电。工期46天6小时。

2) 2号发电机组于11月28日3:00与电网解列,开始第一次换料大修,至2004年2月13日12:00结束大修,并网发电。工期78天。

3) 12月13日,因1号机组主变压器C相总烃和乙炔含量异常升高,13日2:00停机抢修,至12月31日6:48抢修结束重新并网。工期18.46天。

4) 此外,1号机组因其他故障、台风、大修升、降功率和运行试验等,计划或非计划因素损失等效满功率日14.8天。2号机组因上述计划或非计划因素损失等效满功率日17.48天。

(2) 主变压器

1) 1号主变压器于4月29日至5月15日期间停运大修,历时16天。2003年12月份,发现1号主变压器C相总烃和乙炔含量异常增高,停机抢修。1号主变压器全年累计运行330.5天,年可用率为90%。

2) 2号主变压器于12月30日至2004年1月17日期间停运大修,历时16天。除此之外,2号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故,全年累计运行364天,年可用率为99%。

(3) SF₆气体绝缘变电站GIS/GIC和220 kV主变电站的运行情况

2003年,岭澳核电站500 kV主电站GIS/GIC和220 kV变电站户外高压设备运行工况正常,全年未发现故障或设备损坏事故。GIS系统SF₆气室出现过2次压力低报警事件,经现场补气处理,均已恢复正常;SF₆压力高报警3次,均发生于开关操作后,经现场泄压处理后,均已恢复正常。高压开关正确动作率均为100%。

(4) 厂用 6.6 kV 电源系统

2003 年岭澳核电站厂用 6.6 kV 电源系统运行工况良好, 未发生过系统障碍或故障事件。

(5) 6.6 kV 电机

2003 年, 1 号和 2 号机组的 6.6 kV 电机在运行中发现多起轴承噪声异常现象。在第一次大修中对这些有异常的 6.6 kV 电机进行了解体大修, 发现个别 6.6 kV 电机有扫膛现象, 如 2SEN401MO。较多的故障是电机轴承磨损。对这些电机进行了电机更换或轴承更换, 旧电机修复后做备件。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项 NCR 处理情况

2003 年电气处对岭澳核电站电气设备共发出 67 份 NCR, 目前主要不符合项进展情况如下:

1) 1LBC001TB 第 54 节蓄电池极性腐蚀。电气巡检发现岭澳核电站 1LBC001TB 第 54 节蓄电池极柱腐蚀严重, 0LBK001TB 极柱腐蚀的蓄电池达 90%, 这些蓄电池投运时间不到三年。经进一步检查发现蓄电池极柱腐蚀是从内部开始, 因而确认是厂家制造质量问题。现已立项进行物项替代, 1LBC001TB 第 54 节蓄电池在大修中已更换。

2) 9LGR 系统 6.6 kV 出线电缆过热故障。9LGR-1LGB, 9LGR-1LGC, 9LGR-2LGC 段的 6.6 kV 电缆采用的磁性铠装电缆型号为 YJY33-ZR, 现场发现 9LGR-LGB 电缆有多处过热及外护套机械损伤的部位, 9LGR-LGC 电缆也有多处机械损伤。在机组投入商业运行前, 曾发生 9LGR-2LGB 电缆采用同型号的电缆造成过热烧损。经检查及分析确认该电缆实际载流量小于标称容量。为防止共模事故, 在 1 号机组第一次大修中更换了 9LGR-1LGB 的 6.6 kV 电缆, 修补了 LGR-LGC 段的 6.6 kV 电缆。

3) 1 号机组常规岛低压配电盘后备保护继电器接线错误。在第一次大修中发现常规岛低压配电盘 851XZ 电流继电器的节点 (8, 9) 和 (15, 16) 端子无输出信号, 相关配电盘为 1LKL001TB, 1/2LKS, 1/2LKF 等。经分析认为, 属于就地设备接线错误。这类常规岛低压配电盘使用的均为后备反时限过电流保护, 保护出口应该为 (1, 2) 与 (5, 7) 两对节点, 现场使用 (8, 9)、(15, 16) 两对节点错误。在第一次大修中对 1 号和 2 号机组的相应配电盘进行了现场设备改线处理。

4) 6.6 kV 电动机缺陷处理。2003 年, 电气巡检发现多起 6.6 kV 电动机运行中噪声异常和振动异常现象。第一次大修中, 对有出现异常的 6.6 kV 电动机均进行了解体检査。检查情况和处理结果如表 3.1.9-3。

表 3.1.9-3 6.6 kV 电动机缺陷及处理结果统计

设备编码	异常现象	缺陷情况	处理结果
1CEX001MO	套管过热	接线松动, 套管已因过热损坏	更换过热套管, 现正常
1RCP003MO		防潮加热器绝缘低	更换防潮加热器
1CRF002MO	轴承声音异常	轴承磨损	更换轴承
2SEN401MO	运行噪声异常	有扫膛现象	更换新电机, 旧电机定子处理后做备件
2GGR003MO		直流电阻不平衡度超标	更换新电机
2DEG001/002/003MO	轴承噪声异常	轴承磨损	更换轴承, 轴径刷镀

(2) 主变压器异常工况处理情况

1) 2003年12月份,1号机组主变压器C相色谱出现异常,氢、总烃含量严重超标,乙炔含量超过注意值,且增长趋势较快。分析认为主变压器C相内部存在低能量放电故障,决定停机检修。12月12日,1号主变压器C相退出运行。停运排油后,国内外专家和电气处人员一起进入变压器内部进行检查。检查项目主要包括:过热或放电痕迹、部件松动、铁芯片扼要电阻测量、绕组直流电阻和绝缘检查、铁芯及夹件对地绝缘检查等。拆开铁芯及夹件各部位的等电位线,测量各部位之间的绝缘,发现线圈夹铁与铁芯之间绝缘不稳定,并有来自低压侧的放电声音。测量低压侧夹铁与拉板之间绝缘,确认放电的地方处于中间部位。进一步检查还发现高、低压侧夹铁之间绝缘有问题,拆开夹铁与横梁连接螺栓,发现高压侧螺栓已烧伤,绝缘已严重破坏。因变压器抢修需时较长,决定用备用相更换主变压器C相,更换后于12月31日1号主变压器重新投入运行。更换下的C相变压器抢修后用作备件。

2) 2号主变压器B相油中出现乙炔,达到0.56 mg/L,国标注意值为1 mg/L。经跟踪监测分析,认为变压器内部存在裸露金属的放电现象,具体部位估计在高压侧的金属夹件、铁芯等磁路部分。在2号机组第一次大修中,用备件相更换了2号主变压器B相。换下的B相变压器检修后用做备件。

3) 在两台机组的第一次大修中,做变压器内部检查时,发现1号和2号主变压器A,B,C三相及备用相底部均有纸板、纸条等杂物,部分绑带松脱;底部铁芯垫块松动。B相铁芯绝缘垫块有黑色痕迹,铁芯有波浪状倾斜约在5 cm以上。C相内部还发现铁砂。大修中对1号和2号主变压器内部进行清理,但不能彻底清除所有异物。厂家ALSTOM人员对松动的铁芯垫块进行固定,紧固绑带。现已要求ALSTOM提供根本原因分析报告和对B相铁芯倾斜超标的处理方案,将在第二次大修进行彻底处理。

(3) 主发电机组异常工况处理情况

1) 机组运行中发现1号发电机励磁调节系统通道不匹配。虽不影响运行,但在一个通道发生问题切换至单通道运行时有可能因过励磁而自动停机。经分析认为是励磁调节器电流反馈回路或70MA、70MB电位器存在问题。在第一次大修中已处理好。

2) 1号机组主发电机在第一次大修中,抽转子时,刮伤定子铁芯。对定子铁芯进行修补后,进行铁芯损耗试验合格。

3) 2号机组发电机在第一次大修中做发电机导电杆密封试验时,发现泄漏严重。经检查发现是由于外侧导电杆密封件装反,重新拆卸安装后密封试验合格。

3.1.10 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2003年影响岭澳核电站发电机组可靠性的主要因素有:

1) 1号发电机组励磁调节系统通道不匹配,不影响机组运行,在大修中已处理。

2) 2号发电机组轴电压高报警。分析认为接地碳刷与轴接触不好,或是2号机组报警设定值偏低。经处理后监视运行。

3) 2号发电机导电杆密封泄漏,经检查发现是因为外侧导电杆密封件装反,在大修中已处理。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统主要包括升压变压器系统和厂用降压器系统。

2003 年影响 GEV 系统可靠性的主要因素有:

1) 1 号主变压器 C 相变压器油总烃和乙炔含量异常增高, 停机检修。内部检查发现铁芯和线圈夹铁间绝缘损坏, 产生局部放电。现已用备用相更换。

2) 2 号主变压器 B 相变压器油中出现乙炔, 接近注意值。初步分析认为高压侧的金属夹件、铁芯等部件存在裸露金属放电, 已用备用相更换。

3) 在第一次大修中, 进行 1, 2 号主变压器内部检查时, 发现变压器内部有许多异物, 并且 1 号主变压器 B 相铁芯倾斜超标。大修中对变压器内部异物进行了清理。现已要求厂家给出根本原因分析报告及 B 相铁芯倾斜处理方案。

3. 500 kV GIS 开关站的可靠性

2003 年, 岭澳核电站 500 kV 开关站, 避雷器动作 5 次, GIS 气室压力低报警 2 次, 压力高报警 3 次。500 kV 线路计划性停电 4 次, 线路瞬时接地故障 3 次, 均自动重合成功, 未发生非计划性线路停电事故。500 kV 变电站全年未发生设备损坏或故障停运事件, 500 kV 开关正确动作率 100%。

影响 500 kV 系统的可靠性的主要因素是, 发生压力低报警的两个气室, 均发现泄漏。其中 216EB 法兰内部的焊缝处有 25 mm 的裂纹, 其对应的外部表现为一个沙眼, 沙眼漏气。用金属修补剂进行修补, 修补后未发现漏气, 处于监测运行状态。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2003 年 220 kV 辅助电源系统计划性停电 2 次, 一次是 2 号机组第一次大修期间 220 kV 开关站年检, 更换有缺陷电流互感器等, 共计停电 10 天。另一次是因处理 200 kV 开关站年检遗留问题, 停电 15 小时。系统的年可用率为 97%。

影响 220 kV 系统可靠性的主要因素是: 两组 220 kV 电流互感器介损超标, 分析认为是由于互感器进水受潮。已用全密封结构的 SF₆ 电流互感器更换。

5. 6.6 kV 厂用电系统的可靠性

2003 年岭澳核电站 6.6 kV 电气设备运行情况良好, 全年无绝缘故障或因设备损坏停运事件发生。

影响 6.6 kV 系统可靠的主要因素为: 9LGR-1LGB, 9LGR-1LGC 的 6.6 kV 供电电缆过热, 经检查分析认为是该型号电缆实际载流量小于标称容量。已更换 9LGR-1LGB 电缆。

6. 6.6 kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

岭澳核电站每台机组的两台柴油发电机组 (LHP/LHQ) 是电站最后一道应急供电电源。2003 年岭澳核电站 LHP/LHQ 柴油机组不可用率目标值是 0.2%, 投运第一年就达到世界先进水平。2003 年岭澳柴油发电机组实际不可用时间为 17.63 小时·列, 其不可用率为 0.05%。

影响柴油发电机组可靠性的主要因素: 运行巡检发现, 四组柴油机注油连接软管存在不同程度的裂纹, 共 51 根。该软管表面出现裂纹, 将影响软管强度, 在柴油机运行中可能出现断裂, 造成柴油机不可用。厂家答复该软管外层橡胶主要保护内部金属层, 起防腐作用, 不承压。该软管表面裂纹不会导致出现泄漏, 监视运行。

7. 直流电源, 逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

电厂直流电源系统有 230 V, 125 V, 48 V 和 30 V 共 4 个电压等级及与其相关的直流母线配电盘 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组和逆变器等组成。2003 年直流供电系统和设备未发生故障。

影响直流供电系统可靠性的主要因素为有些蓄电池极柱腐蚀严重, 经检查和分析确认是

产品制造质量问题，为此进行了更换处理。

3.1.11 仪控系统设备运行及评价

1. 运行总体概况

2003 年岭澳核电站仪控设备总体运行状况如下：

全年调节系统可用率、保护系统可用率、周期试验合格率均为 100%，发生仪表相关设备导致自动停机事件一起，机组启停过程中发生仪表问题自动停机 2 次。

新机组投产初期设备不稳定，其中模拟板件、变送器、就地设备损坏失效较多，数字设备 P320，GME 总体上运行状况良好，有部分模块损坏失效。岭澳核电站两台机组全面投入商业运行第一年的仪表损坏情况如下：

(1) 模拟模块

核岛 KRG 系统共更换 19 种型号 30 个模块。常规岛的 KRG 系统共更换 25 种型号 73 个模块。RPN/RIC 系统共更换 19 种型号 160 个模块。

(2) 数字设备

GRE 系统共更换 1 种型号 1 个备件。P320 系统共更换 12 种型号 20 个备件。RGL 系统共更换 10 种型号 19 个模块。GME 系统共更换 8 种型号 11 个模块。

(3) 一次侧探头

变送器设备共更换 69 种型号 116 个。就地压力表设备共更换 38 种型号 764 个模块。阀门类设备共更换 87 种型号 270 个模块（包括易损元件）。就地开关量探头共更换 60 种型号 90 个。

2. 处理的重要设备问题

仪控系统在新机组商运的第一年，对设备存在一些由于设计或供货质量带来的问题及调试遗留问题进行了处理。处理的问题包括：

(1) ARE 系统水位低负荷调节时，由于 GRE044MP 及 ARE411ZO 参数设置错误，导致自动停堆。

(2) 在机组启停期间因 GSS130/230BA 水位高高导致自动停机。

(3) KIT 热功率由于 KIT 输入模块信号不匹配，当功率显示波动大于 50 MW 时，功率可能会大于技术规范 2 905 MW 的限制，制约机组达到满功率运行。运用 KDO 显示代替 KIT 后，将功率波动降到 22 MW。

(4) 一回路 RGL 与二回路 GRE 控制信号不匹配致使 RGL 信号偏差大于 50 步。

(5) 1GGR001RG 因 026CA 远距离电压传输，使电压降低 140 mV，对应的温度幅值为 4℃，已将定值温度降低了 2℃。

(6) 1ADG001/007SP 未加静压修正，失去保护功能。

(7) 拔插 KRG、RCP 一回路模块引发 ARE，RCP 稳压器水位等机组参数波动。

(8) CEX025/026VL 因 ADG002MN 输出响应缓慢及参数问题，引发调节波动。

(9) 在停机过程中，1GRE009/010VV 自动关闭导致非计划自动停机。

(10) GSE 油压开关 SP 错油电磁阀因油质生锈定值漂移。

3. 仪控相关的主要事件

(1) ARE 水位在低功率平台下调节不正常

1) 故障分析描述。2003 年 4 月 21 日 1 号机组在降功率至 530 MW 时，因 1GRE009/

010VV 意外关闭导致自动停机。在停机后反应堆功率稳定在 30% FP, ARE 水位调节响应正常。

运行人员手动降功率,当功率降至 20% FP 时,1ARE031/032/033VL 大流量阀门完全关闭,但 1ARE242/243/244VL 小流量阀门在全开位置无法关闭,水位开始上升。小流量阀门维持全开 7 分 30 秒后开始关闭。运行人员快速插棒降功率,2 分钟后水位高高信号发出,P14 信号隔离 ARE 系统,启动 ASG 系统。由于运行人员在高高水位信号发出前 50 秒已快速将功率降至 10% FP 以下,未发生自动停堆。

2) 原因分析。GRE044MP 调试校验数据显示在零点时变送器输出有 22% 信号,GRE044MP 偏高 0.867 V,按公式折算为 8% 功率信号。停机后汽轮机负荷为零,正确时 GRE044MP 输出应为零负荷。在低功率平台下,GCT 开度信号、GRE044MP 负荷信号、ADG 开度信号三者之和表征二回路负荷。因此,ARE411ZO 给出流量虚假偏高 8% 的信号。加上 ARE413FI 滤波滞后环节使大小流量切换信号滞后实际功率变化 2%,这样大小流量信号比实际信号偏差大 10%。按定值要求功率在 19.6% FP 时,ARE 大小流量切换信号应发出,由于 10% 的偏差信号没有及时发出切换信号,在功率降至 11% FP 时才发出大小流量切换信号。

ARE 主给水调节阀(402/405/408RC)在大流量阀门关完后置于手动,使水位调节器输出信号由水位控制信号转为跟踪蒸汽、给水流量差值信号(ARE401/402/403ZO)。切换前由于 GRE044MP 产生功率滞后偏差已使汽、水产生差值,以上切换产生的信号使水位调节器 401/403/405RG 输出减小 6.5%,折算到小流量阀门控制信号(407/409/412ZO)输出增加 6.5% FP。使 25% FP 关小流量阀下时点值降为 18.5% FP。所以,以上手动切换使小流量阀门关闭滞后 6.5% FP。

以上原因使小流量阀门保持全开不能及时调节关闭,导致水位失控上升超过高高水位(1.01 m)。电站已重新确定 GRE044MP 和 ARE411ZO/414ZO 参数。制定 ARE 大流量阀门切换手动的操作方法,进行反馈培训。

(2) 在机组启停过程中 2GSS130/230BA 水位失控导致自动停机

2003 年 2 月 9 日 7:59,岭澳核电站 2 号机组启动并网。在机组并网后 2GSS130/230BA 水位快速上升,触发机组自动停机。

1) 原因分析。2GSS130/230BA 上部分别有 4 根由 GPV 高压缸排汽引入的疏水管道。在机组运行期间,直接将疏水排入 2GSS130/230BA。但 4 根疏水管走向先引到低于 130/230BA 约 4 米位置,再送入 130/230BA。这样,在并网前由于上一次冲转(或并网后)会在疏水管内囤积疏水。在并网瞬间,汽轮机压力变化致使囤积的疏水由 4 根疏水管同时进入 130/230BA。由于疏水管囤积水的水温比 130/230BA 中的水的温度低,开始进水时 130/230BA 的水位下降,使 GSS 水位调节阀关闭。在短时间内,汽轮机压力的作用致使大量疏水由 4 根管道同时涌入 130/230BA,与并网时汽水分离器疏水量增加引起瞬态波动共同作用下,水位将会快速上升。同时 2GSS110/210PO 置于手动,使 130/230BA 初始水位在高水位位置,产生高高水位信号,机组自动停运。

2) 制定的纠正行动。在并网前将 2GSS110/210PO 置于自动,并确认 GSS103/203VL 将水位控制在正常水位 -0.29 m 以下。在并网前派专人监视 130/230BA 水位,将应急疏水阀预先开到 70% 开度。

3.1.12 燃料循环及燃料管理

1. 核材料管制

(1) 运营管理公司核材料管制办公室

大亚湾核电运营管理有限责任公司核材料管制办公室同时负责岭澳核电站的核材料管制工作。

(2) 2003 年度核材料衡算报表

完成岭澳核电站 2003 年 4 个季度核材料衡算报表以及换料新燃料接收核材料交接统计报表。维护和完善岭澳核电站 1 号和 2 号机组核材料综合数据库, 包括组件从入厂到出厂的所有变化。完成所有燃料组件历史卡记录。

(3) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了换料用组件接收、贮存以及装卸料和两个机组实物盘存等工作。对燃料厂房和反应堆厂房的实物盘存表明, 两台机组均无任何核材料的不平衡差和核材料的损失。核材料的消耗都用于发电, 所产生的钚都存在于燃料组件中。实物盘存工作也验证了实际的装料与该循环的堆芯装载图的一致性, 包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件的正确性。

2003 年 12 月 15 日至 17 日, 国家核安全局对岭澳核电站的核材料管制和核设施实物保护工作进行了文件和现场检查。

2. 第二循环的燃料管理

岭澳核电站两台机组第二循环的换料设计由中国核动力研究设计院 (NPIC) 承担。第二循环运行在岭澳核电站混合堆芯及提高富集度项目之下, 堆芯装入 AFA-3G 燃料组件, 富集度为 3.2%。在第二循环的堆芯装载设计中取出了第一循环装入的可燃毒物组件硼玻璃。

1 号机组第一循环于 2003 年 4 月 22 日开始大修, 停堆时循环长度为 343.5 EFPD。在完成 49 天的大修后于 6 月 9 日第二循环达到临界。2 号机组第一循环于 2003 年 11 月 27 日开始大修, 停堆时循环长度为 338 EFPD, 2004 年 2 月 16 日第二循环达到临界, 2 号机组第二循环的寿期末预计要进行延长燃耗运行以满足发电计划需求。

两台机组第二循环的堆芯装载及运行情况如表 3.1.12-1 所示。

表 3.1.12-1 第二循环堆芯装载及运行情况

机 组	入堆新组件数目	设计循环长度	实际运行长度
1 号机组	48	230 EFPD	227 EFPD
2 号机组	60	275 EFPD	预计 288.5 EFPD

3. 岭澳核电站 1 号机组第二循环寿期初象限倾斜问题

1 号机组第一循环大修后, 开始第二循环的启动物理试验, 在 87% FP 功率平台物理试验结果显示堆芯象限功率倾斜为 3.63%, 超过启动物理试验大纲的要求值 ($\leq 3\%$), 导致机组不能正常升到满功率。

经验反馈表明在大亚湾核电站 1 号机组第二循环及 2 号机组第三循环出现过象限功率倾斜超差的现象。而且两个机组象限功率倾斜超差都出现在正南象限, EDF 同类电厂也存在类似的倾斜。从大亚湾核电站两个机组第四循环开始, 采用了象限倾斜抑制的方法后, 大亚

湾核电站未再出现象限功率倾斜超差现象。

在岭澳核电站出现首次象限功率倾斜超差之前,很难知道岭澳核电站是否有与大亚湾核电站同样的规律,因此并没有采取象限功率抑制的方法。问题出现后,电站对象限功率倾斜超差的实际功率分布进行安全分析,结果表明对基于基本负荷运行模式,在满功率运行、象限功率倾斜为4%时,功率运行时单棒提出事故、弹棒事故、落棒事故、堆芯功率能力 I, II 类工况等,其关键安全参数准则均满足准则要求,在存在象限功率倾斜超差的前提下,也不会出现安全隐患。分析结果经 NNSA 审批后,机组升至满功率运行。

4. 岭澳核电站1号机组第二循环寿期初堆芯出口热电偶温差报警

2003年6月10日,在1号机组第二循环正常升功率时,陆续出现 RIC712/711AA 报警。经查明两个报警原因为,布置在40个燃料组件冷却剂出口处的热电偶所测量的温度最大值与最小值的偏差大于报警设定值 20℃。

报警发生后,技术部门针对发生报警的功率水平及 100% FP 进行了堆芯模拟计算,证明了两个机组现场测量的最大温差大于 20℃ 与理论计算结果一致,堆芯出口的测量温度分布与理论计算的出口温度一致,因此从设计角度考虑,这一报警的出现是正常的。而且启动物理试验的各项参数都满足验收准则。从堆芯换料设计考虑,所作的设计准则和安全分析都满足要求,能够包络正常运行对应的堆芯功率分布,堆芯在出现上述温差报警的情况下运行是安全的。经 FRAMATOME 确认,该报警主要功能是验证堆芯冷却监视系统和热电偶的有效性,不作为堆芯安全评价的指标。因此报警不会对堆芯产生安全影响。

1号机组第二循环的设计有一定的特殊性,一是循环长度特别短,只有 230 EFPD,换料新组件只有 48 组,为了保证堆芯燃料布置的对称性,堆芯外围必须摆放乏燃料组件;二是由于岭澳核电站两台机组第二循环堆芯是 AFA-2G 与 AFA-3G 混合堆芯, $F_{\Delta H}$ 由原来的 1.55 降为 1.52,这决定了第二循环堆芯方案设计的难度。在设计中为满足堆芯功率峰因子的严格限制,将四组乏燃料组件移至堆芯的外围,因此1号机组第二循环的装载不是严格意义上的高泄漏。而正是这四组组件的功率很低,相应的堆芯出口温度也很低,又恰巧在热电偶位置,比较低的温度被热电偶所探测到,从而导致出现报警。

电站召集相关处进行了专题讨论,确定了解决方案,通过改变温度信号的连接方式,将产生最低温度的信号旁路并另行监测,其他温度信号正常连接。

5. 岭澳核电站先进燃料管理项目推进

2003年8月,由 DNMC 主持召开了由国内专家参与的岭澳核电站先进燃料管理策略研讨会,听取了专家意见,确定在岭澳核电站采用 1/4 换料方式。

2003年10月,召开了 DNMC-FRAMATOME 燃料管理研讨会。会上专家针对岭澳核电站的 1/4 换料项目介绍了推荐使用的新程序、新方法和新型的全 M5 燃料组件。并就燃料管理作了专题报告,给出了 1/4 换料燃料管理计算的初步结果。这些对岭澳核电站的先进燃料管理项目的确定有很好的指导作用。同月,又召开了 DNMC-EDF 燃料管理研讨会。会上双方就燃料管理、堆芯运行经验反馈、堆芯燃料运行状况进行了充分的交流。

通过燃料管理研讨会的召开,确定了岭澳核电站先进燃料管理项目的基本方向和论证思路,对项目的迅速推进有相当积极的作用。

6. 换料设计自动化程序 HADES-II 在岭澳核电站的应用

从岭澳核电站两台机组第二循环开始,换料设计程序采用 HADES-II 自动化程序。HADES-II 可以调用 SMART/ESPADON 程序,能够自动产生输入卡并进行计算结果的数据处理,

自动产生换料设计报告并有图形化的用户界接口。HADES-II 的使用很大程度上减少了以前换料设计中手工处理可能产生的错误, 大大节省换料设计的时间。由于换料设计所涉及的计算量很大, 计算内容繁多, 所以初始时 HADES-II 仍有部分缺陷, 需要通过使用者的经验反馈进行升级。目前 HADES-II 已经比较完善, 能够很好地为换料设计服务。

7. 核燃料操作活动管理

2003 年主要核燃料操作活动如下:

(1) 新燃料接收

2003 年 3 月 20 日至 22 日, 1 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 AFA-2G 燃料组件 48 组, 富集度为 3.2%, 全部贮存到燃料厂房内的乏燃料水池, 用于第一次换料大修。

2003 年 9 月 22 日至 25 日, 2 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 AFA-2G 燃料组件 56 组。同时, 根据换料计划的安排, 欲将原存放在 1 号机组的 4 组富集度为 3.1% 的备用燃料组件, 转运到 2 号机组乏燃料水池内贮存。计划将此 60 组新燃料组件全部用于 2 号机组第一次大修换料。

2003 年 11 月 19 日至 22 日, 1 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 AFA-3G 燃料组件 56 组, 富集度为 3.7%, 其中的 52 组贮存到燃料厂房内的乏燃料水池, 其余的 4 组贮存在干贮存间, 用于第二次大修换料。

(2) 1 号机组首次大修换料操作时间如表 3.1.12-2。

表 3.1.12-2 1 号机组换料操作时间

名称	实际时间
卸料前换料机试验	7 h
卸料	60 h
相关组件倒换	77 h 05 min
水池盘存	6 h 10 min
装料前换料机试验	5 h 55 min
装料	64 h 50 min
堆芯照相	4 h

(3) 燃料厂房乏燃料水池内库存

岭澳核电站两个机组的乏燃料水池库存信息如表 3.1.12-3 (截至 2003 年 12 月 31 日)。2 号机组已经完成堆芯卸料后的相关组件倒换工作, 尚未开始装料工作。

表 3.1.12-3 乏燃料水池内库存统计

种 类	1 号机组	2 号机组
乏燃料组件	48	157
新燃料组件	52	60
适配器占用的燃料格架数 + 适配器数量	85 + 29	88 + 30
模型组件	0	0
可燃毒物贮存盒	0	0
假组件	1	1
空燃料格架	1 075	957
可用燃料格架	990	869

3.2 核安全

3.2.1 三道屏障完整性

2003年,岭澳核电站两台机组的三道屏障完整性保持完好。以下是2003年三道屏障的监控情况。

1. 燃料元件包壳

作为反应堆第一道屏障,其完整性非常重要,其完整不但使得反应堆堆芯处于安全状态,同时又限制了电站内工作人员所接受的剂量;对于燃料包壳完整性,核电站技术规范对一回路放射性水平提出了具体限值,同时要求对一回路放射性水平参数进行监测。

表3.2.1-1~4给出了2003年岭澳核电站1号和2号机组的一回路放射性指标:气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱,从表中可以看出,两台机组的两项指标稳定,并且在限值之下。由此可得出结论:2003年岭澳核电站1号和2号机组燃料元件包壳屏障的完整性良好,满足技术规范的要求。

表3.2.1-1 1号机组第二循环一回路放射性气体总量

MBq/t

取样日期	4月8日	6月20日	7月22日	8月15日	9月9日	10月7日	11月28日	12月9日
$^{85}\text{Kr}^m$	8.6	0	8.8	16	5	12	11	13
^{87}Kr	24	13	11	27	24	23	36	17
^{88}Kr	31	16	0	0	0	0	0	0
^{133}Xe	67	47	75	48	65	71	94	71
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	83	60	83	90	83	83	91	94
^{138}Xe	116	89	96	108	114	113	109	120
气体总量	330	225	274	289	291	302	341	315

表3.2.1-2 2号机组第一循环一回路放射性气体总量

MBq/t

取样日期	2月12日	4月24日	5月29日	6月23日	7月21日	8月18日	9月29日	10月13日	11月10日
$^{85}\text{Kr}^m$	7.6	11	13	24	13	19	27	11	14
^{87}Kr	17	35	25	32	37	22	30	19	29
^{88}Kr	26	54	28	29	54	39	32	48	45
^{133}Xe	9.7	69	78	82	83	92	91	89	89
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	36	73	91	89	99	104	98	102	101
^{138}Xe	85	123	146	143	148	152	186	196	170
气体总量	181	365	381	399	434	428	464	465	448

注:(1)所取样点为当月气体总量最大值的取样点;

(2)6小时内停堆气体总量限值为2.96 TBq/t,48小时内停堆气体总量限值为1.48 TBq/t;

(3)个别月份机组处于大修或检修状态,故无相关数据。

表 3.2.1-3 1 号机组第二循环一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	4 月 11 日	6 月 24 日	7 月 22 日	8 月 5 日	9 月 9 日	10 月 3 日	11 月 4 日	12 月 9 日
^{131}I	2.3	3.2	2.7	2	3.1	3.4	6.2	2.2
^{132}I	63	48	55	47	55	50	53	49
^{133}I	27	33	36	34	35	33	34	36
^{134}I	116	103	88	80	99	75	77	89
^{135}I	53	55	56	54	54	62	43	62
^{131}I 当量	28.0	20.6	20.9	19.1	21.1	21.0	22.3	20.8

表 3.2.1-4 2 号机组第一循环一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	2 月 21 日	4 月 21 日	5 月 26 日	6 月 23 日	7 月 21 日	8 月 21 日	9 月 15 日	10 月 23 日	11 月 10 日
^{131}I	1.2	4.2	3.1	3.8	3.9	3.7	5.1	6	4.4
^{132}I	12	78	87	86	99	102	95	112	107
^{133}I	29	48	48	53	53	57	56	62	62
^{134}I	120	148	165	170	187	199	221	271	231
^{135}I	52	75	80	84	98	103	96	104	114
^{131}I 当量	16.5	29.3	29.3	31.7	34.0	35.6	36.3	41.1	39.5

注：(1) 所取样点为当月 ^{131}I 当量最大值的取样点；

(2) 6 小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 37.0 GBq/t，48 小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 18.5 GBq/t，15 天内停堆 ^{131}I 当量限值为 29.6 GBq/t，2 个月内停堆 ^{131}I 当量限值为 22.2 GBq/t；

(3) 个别月份机组处于大修或检修状态，故无相关数据。

2. 一回路压力边界

2003 年 1 号和 2 号机组一回路压力边界的完整性监测情况见表 3.2.1-5。从表中可以看出，两台机组一回路压力边界泄漏率处于较低水平，均远低于技术规范限值（总泄漏量限值为 2300 L/h，非定量泄漏限值为 230 L/h），也低于管理目标限值 30 L/h。1 号机组泄漏率年平均值为 18.1 L/h，2 号机组泄漏率年平均值为 16.2 L/h，小于管理目标限值 30 L/h。因此 2003 年 1 号和 2 号机组的第二道屏障完整性良好。

表 3.2.1-5 2003 年一回路月平均泄漏率

L/h

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
1 号机组	19.5	18.1	16.9	17.0	大修	24.7	19.1	16.6	17.0	18.0	18.4	13.9
2 号机组	17.2	14.4	17.5	17.4	14.1	17.4	13.9	15.7	15.4	16.3	18.8	大修

3. 安全壳

安全壳作为三道屏障的最后一道屏障，岭澳核电站两台机组在 2003 年全年的安全壳监测情况如表 3.2.1-6。

1 号机组泄漏率全年平均值为 0.46 m³/h（归一化为标准状态，下同）。12 个月监测结果介于 0.1 m³/h 与 0.6 m³/h 之间。

2号机组泄漏率全年平均值为 $0.45 \text{ m}^3/\text{h}$ 。12个月监测结果介于 $0.1 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.1 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

表 3.2.1-6 2003 年安全壳月度平均泄漏率 m^3/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	0.30	0.20	0.33	0.77	大修	0.60	0.36	0.55	0.58	0.42	0.48	0.48
2号机组	0.78	0.48	0.13	0.48	0.28	0.33	0.54	0.65	0.33	0.40	0.58	大修

由以上数据可以看出,2003年两台机组安全壳的泄漏率小于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$,满足运行技术规范的要求,其完整性良好。

4. 风险评价

风险评价是通过概率论的方法给出电站在运行期间风险的变化情况,用PSA的方法评价电站的安全度。表3.2.1-7给出岭澳核电站1号机组和2号机组在2003年的风险度变化趋势。

表 3.2.1-7 2003 年风险度趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.04	1.05	1.01	1.02	大修	1.00	1.08	1.03	1.11	1.07	1.03	1.85
2号机组	1.00	1.03	1.01	1.02	2.25	1.13	1.04	1.00	1.27	1.02	1.04	大修

全年平均风险度1号机组为1.12,2号机组为1.16,均未超过电站内部控制的指标限值1.2,这说明2003年两台机组堆芯损伤风险度控制比较好,总体风险在可接受范围之内。但是从表中可以看出,2003年两台机组均有个别月份风险度超过限值,其原因是:

(1) 5月份,9LGR共有4次预防性检修,累积时间比较长。当时1号机组正处于大修,因此只对2号机组有较大影响。

(2) 9月份,受台风影响,风岭线跳闸,造成9LGR不可用。此外,2号机组还对LLS进行了年检。

(3) 12月份,9LGR进行了3次预防性检修,累积时间比较长。由于当时2号机组正处于大修,因此只对1号机组有较大影响。

这些事件均与丧失厂外电源和全厂断电事故有关。虽然对机组风险度影响最大的事件中有两个为预防性维修,这一类事件的风险是可控的。但是降低丧失厂外电源事故发生频率、提高全厂断电事故工况下所需系统的可用性仍然是电站需要密切关注的问题。

3.2.2 专设安全系统

2003年1月8日岭澳核电站2号机组投入商业运行,至此岭澳核电站两台机组全部商业运行。两台机组安全系统不可用率达到公司五年发展计划中关键业绩指标的要求。安全系统性能指标如表3.2.2-1所示。

表 3.2.2-1 安全系统性能指标

指标	实际值	年限值
ASG 系统不可用率	0.0003	0.0010
RIS 系统不可用率	0.0005	0.0010
LHP/LHQ 系统不可用率	0.0005	0.0020

1. 辅助给水系统处理的主要技术问题

(1) 2003 年 ASG 相关的运行定期试验中频繁发生 ASG001BA 水位不高报警, 系统不可用时间累计 11.75 小时·列。通过启泵前补高水位, 完善试验规程, 问题得以解决。

(2) 2003 年 1 月 29 日隔离 2ASG003PO 处理 2ASG135/137VV 之间蒸汽管道法兰泄漏, 系统不可用时间 9.6 小时·列。

(3) 2 号机组在调试中就存在的 2ASG001/002PO 的入口管道在低流量运行时振动剧烈问题, 2002 年 11 月通过增设小流量管线后有了明显改善, 但问题仍然存在, 管道振动水平不稳定且偏高。2003 年 12 月对小流量管线孔板 2ASG038DI 进行了扩孔改造, 提高小流量管线再循环流量, 管道振动水平已恢复到正常水平。

(4) 在电站重要泵小组支持下, 对大修期间防 ASG 泵卡涩进行研究, 制定了初步的防卡涩措施。

(5) 针对 ASG001BA 水温高潜在风险问题, 尤其是在夏季大修长时间运行 ASG 泵的情况下易发 ASG001BA 水温高现象, 电站已拟定初步的设计改造方案。

2. 安全注入系统处理的主要技术问题

(1) 1 号机组第一次大修中 PTR001BA 水位长时间出现不高报警, 系统不可用时间为 13 小时·列。参考大亚湾核电站经验, 现场实施了增加 9TEP 中间箱到 1/2PTR001BA 传水管线的改造, 并完善了运行规程。

(2) 2003 年 6 月 1RIS012VP 阀门电动头故障关闭无法开启。经解体检查故障电动头, 发现电机中性点接线多股电缆断裂, 为原厂安装或装配中机械创伤造成, 属非共模故障。

(3) 2003 年 10 月 23 日发生 1RCV003PO 的电机非驱动端轴承烧毁事件, 经根本原因分析, 为润滑不足。电站已调整优化了 RCV002/003PO 的运行时间, 使之均衡分配, 并升版了 RCV 电机润滑大纲。

3. 应急柴油发电机系统处理的主要技术问题

(1) 2003 年 5 月 15 日, 2LHP001MO 涡轮增压器出口水管至主回水管线的接头漏水, 系统不可用时间为 5.25 小时·列。确认为厂家安装不当造成密封圈损伤并提出优化密封圈材料, 已提出密封圈物项替代申请, 修改维修大纲, 将更换密封圈工作周期调整为每循环。

(2) 2003 年 11 月 29 日, 2LHP 柴油发电机发现 6 个活塞燃烧室唇口处出现裂纹; 对其他三组柴油机活塞检查后均发现不同程度裂纹。已完成四组柴油机活塞裂纹检查和更换处理工作, 正在推动 FRAMATOME 供货商对问题的分析和解决。

(3) 2003 年 12 月 18 日, 2LHP001MO 柴油发电机 A5 注油泵管接头漏油, 根本原因为接头螺栓紧力不足。已对所有柴油发电机注油泵管接头进行紧固处理。

(4) 2003 年 12 月, 2LHP750CO 空气压缩机轴头键槽旁发现裂纹。已用备用空气压缩机进行更换。

3.2.3 安全相关设备不可用状态 (Io) 跟踪

2003 年针对岭澳核电站两台机组的第一组安全相关设备的不可用消耗比、不可用次数和平均消耗比, 以及第二组安全相关设备的不可用次数、不可用持续时间等指标进行了跟踪统计。

2003 年岭澳核电站第一组安全相关设备不可用年累计消耗比的目标限值为每台机组 9.0。全年实际结果是 1 号机组的累计第一组安全相关设备不可用 (Io) 消耗比为 13.45, 2 号机组为 11.03, 两台机组都超出 9.0 的年限值。

以下是岭澳核电站在 2003 年安全相关设备不可用状态的统计情况。

1. 第一组不可用

第一组不可用次数、不可用消耗比及不可用平均消耗比按月分布情况如表 3.2.3-1 所示。

表 3.2.3-1 第一组不可用月度分布

月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	月度消耗比	1.57	1.31	0.82	1.20	4.55	2.33	0.99	1.18	2.27	1.39	4.55	2.32
	月度消耗次数	55.00	48.00	41.00	56.00	25.00	58.00	49.00	34.00	42.00	43.00	36.00	11.00
	平均消耗比	0.03	0.03	0.02	0.02	0.18	0.04	0.02	0.03	0.05	0.03	0.13	0.21
1号机组	月度消耗比	0.61	0.78	0.39	0.73	1.15	1.72	0.46	0.26	1.73	1.05	3.28	1.29
	月度消耗次数	28	23	20	27	6	38	29	17	24	25	20	7
	平均消耗比	0.02	0.03	0.02	0.03	0.19	0.05	0.02	0.02	0.07	0.04	0.16	0.18
2号机组	月度消耗比	0.96	0.53	0.43	0.47	3.4	0.61	0.53	0.92	0.54	0.34	1.27	1.03
	月度消耗次数	27	25	21	29	19	20	20	17	18	18	16	4
	平均消耗比	0.04	0.02	0.02	0.02	0.18	0.03	0.03	0.05	0.03	0.02	0.08	0.26

在 2003 年所有第一组不可用中, 消耗比产生最多的是 RPN, LGR 及 RPR 系统的不可用; 2003 年两机组的平均消耗比为 0.05。

在两机组全年发生的共 498 次第一组不可用中: 计划不可用有 342 次, 占总数的 68.7%, 累计消耗比为 13.57, 占总累计消耗比的 55%; 随机不可用有 156 次, 占总数的 31.3%, 累计消耗比为 10.91, 占总累计消耗比的 45%。

2. 第二组不可用

2003 年两台机组第二组不可用总体情况见表 3.2.3-2。

表 3.2.3-2 第二组不可用总体情况

	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用次数	总不可用时间/h
1 号机组	156	599	755	4 458.95
2 号机组	133	625	758	2 071.06
合计	289	1 224	1 513	6 530.01

从表中可以看出, 1 号和 2 号机组第二组不可用次数分别为 786 次和 347 次; 虽然表中随机不可用次数较少, 但是随机不可用所持续的时间较长, 1 号机组为 3 251. 37 h, 2 号机组为 995. 47 h。1 号机组不可用持续时间的主要贡献者是 1RCP001PO 火警探头故障 (1JDT), 不可用持续时间为 2 318. 83 h。

2003 年第二组不可用按系统分布排序情况见表 3. 2. 3-3 (表中只列出不可用次数较多的系统)。从表中可以看出, 出现不可用次数较多的系统依次主要是: KRT, RPR, SEC, REN; 尤其是 KRT 系统, 在 1 号和 2 号机组都是不可用次数的主要贡献者。不可用持续时间主要贡献者来自 KRT, JDT 等系统。KRT 的主要原因是故障和流量低所造成的不可用, JDT 是故障所导致。

表 3. 2. 3-3 按系统分类第二组不可用统计

系统	1 号机组					2 号机组					
	总次数	计划次数	计划持续时间/h	随机次数	随机持续时间/h	系统	总次数	计划次数	计划持续时间/h	随机次数	随机持续时间/h
KRT	437	354	149. 75	83	273. 72	KRT	473	398	142. 3	75	404. 86
RPR	41	31	64. 34	10	8. 63	SEC	31	30	73. 38	1	9. 23
SEC	31	30	165. 11	1	0. 17	RPR	30	30	60. 41	0	0. 00
REN	22	17	12. 07	5	1. 28	DVN	18	13	65. 08	5	51. 34
DVE	18	9	51. 52	9	115. 52	REN	17	14	8. 03	3	34. 01
RIS	18	11	47. 21	7	129. 42	RIS	15	12	67	3	1. 3
DVN	18	13	64. 28	5	51. 34	EAS	15	14	16. 44	1	2. 95
EAS	17	16	19. 29	1	0. 32	APG	11	7	32. 85	4	22. 4
RRI	13	13	114. 72	0	0. 00	DVE	11	7	45. 53	4	15. 8
DVL	11	5	12. 08	6	16. 01	SAP	10	8	83. 62	2	11
APG	9	9	13. 4	0	0	DVI	9	9	57. 7	0	0. 00
REA	8	6	83. 97	2	86. 1	LCA	8	4	7. 59	4	38. 38
LCA	7	4	2. 28	3	4. 96	DWS	8	6	49. 09	2	33. 22
DVI	7	6	45. 81	1	10. 67	DVG	7	4	44. 51	3	8. 77
LBA	7	7	4. 32	0	0. 00	LBA	7	5	2. 77	2	1. 03
CFI	6	1	35. 33	5	165. 52	RRI	7	7	82. 28	0	0. 00
DVG	6	3	131. 83	3	19. 43	CFI	6	2	25. 77	4	121. 78
SAP	6	4	39. 82	2	7. 92	DVL	6	4	30. 49	2	109. 5
DVK	6	4	17. 21	2	5. 67	LCB	6	5	8. 05	1	2. 07
RPN	6	5	0. 93	1	2. 58	PAMS	5	2	1. 77	3	3. 72
LCB	5	5	2. 61	0	0. 00	DVS	5	4	29. 12	1	10. 6
LBB	5	5	1. 33	0	0. 00	LBB	5	5	2. 91	0	0. 00
TEG	4	3	30. 68	1	9. 72	DVK	5	5	38. 74	0	0. 00
PAMS	4	3	0. 71	1	0. 08	DVW	4	2	13. 2	2	28. 33
RIC	4	3	1. 62	1	5. 92	TEG	3	2	26. 35	1	9. 72
DWS	4	4	15. 72	0	0. 00	DVF	3	2	19. 43	1	17. 17

3.2.4 定期试验

1. 总体评价

全年定期试验的按计划执行率及执行合格率指标情况满意。

1号和2号机组全年的一次成功率比例分别为99.3%和99.2%，有3~4个月份的指标没达到99%的要求；1号和2号机组全年无异常率分别为98.7%和98.8%，皆达到目标值，总体情况良好。经常会出现异常的试验仍主要集中于LHP/LHQ柴油发电机手动及自动试验、9DVN01/04等定期试验项目。1号和2号机组全年裕度平均利用率分别为16.81%和10.73%，总体情况较满意，裕度利用比例中大多数是因机组保电调整而引起的。

2. 统计结果

2003年GOR定期试验统计结果见表3.2.4-1。

表3.2.4-1 GOR定期试验统计

专业	计划		执行		合格		有异常		超期		一次不成功		利用裕度项数		裕度平均利用率		
	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	1,0,9号机组	2号机组	
MIC	大	(55)	(61)	(55)	(61)	(55)	(61)										
	小	378	410	378	410	378	410	1	0	0	0	2	0	35	5	20.18%	11.78%
MEE	49	43	49	43	49	43	0	0	0	0	0	0	2	4	4.40%	11.28%	
TTS/TP	230	244	230	244	230	244	1	0	0	0	0	0	0	0	0.00%	0.00%	
TTS/TF	18	16	18	16	18	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%	0.00%	
OPH/HR	551	427	551	427	551	427	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%	0.00%	
LPO	>1月	531	461	531	461	531	461	22	22	0	0	10	13	15	13	10.60%	10.15%
	=1周	274	215	274	215	274	215	2	0	0	0	2	1	0	0	0.00%	0.00%
年度合计	2 031	1 816	2 031	1 816	2 031	1 816	26	22	0	0	14	14	52	22			
年度比例			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.7%	98.8%	0.0%	0.0%	99.3%	99.2%	2.56%	1.21%	16.81%	10.73%	
	占总计划数		按计划执行率		执行合格率		无异常率		超期率		一次成功率		裕度内调整率		裕度平均利用率		

注：2003年GOR定期试验一次成功率目标值 $\geq 99\%$ ，无异常率目标值 $\geq 96\%$ 。

3.2.5 瞬变统计

岭澳核电站自调试以来，发生了较多的第二类瞬变，调试期间消耗的数量较多，一些重要瞬变也是在调试期间消耗的。商业运行以后，两台机组消耗的瞬变明显减少，而且一些重要的瞬变如：7.1，3.2，4.2，9.2，10，13，14，21.1，22，32.2在商业运行期间没有消耗，说明商业运行之后的运行情况良好，运行操纵员在接受性能试验科的瞬变知识培训之后，有效地控制了瞬变的发生。

1. 2003年瞬变总体消耗

根据不同工况，瞬变可分为4类：1类为设计工况；2类为一般运行工况及中等概率事

件（如升、降功率）；3类为小概率事件（如一回路小破口）；4类为极小概率事件（如一回路大破口）。全部瞬变共100余种，主要瞬变有以下几种：反应堆升温降温、升降功率、快速降功率、停堆、化学容积控制系统上充下泄流量变化、余热导出系统投运、安全阀的动作等。表3.2.5-1给出了2003年的瞬变总体消耗。从表中可知：2003年所消耗的瞬变都为2类瞬变。

表3.2.5-1 2003年瞬变总体消耗统计

瞬变代码	简要描述	2002年		2003年		累计消耗		设计限值
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
1.1	开盖后升温	1	2	1	0	3	2	80
1.2	反应堆升温（没有打开反应堆冷却剂系统）	1	3	1	0	2	3	120
2.0	反应堆降温	2	4	2	1	4	5	200
3.1	升功率（在15%~100%之间，最大速率5%/min）	27	21	5	5	32	26	9800
3.2	升功率（15%~100%，G模式反应堆冷却剂温度偏低）	1	0	0	0	1	0	2000
4.1	降功率（100%~15%，最大速率5%/min）	19	20	6	6	25	26	9920
4.2	降功率（100%~15%，G模式反应堆冷却剂温度偏低）	4	0	0	0	4	0	2000
7.1	快速降功率至带厂用电运行	2	0	0	0	2	0	160
9.2	一回路两相情况下温度波动	7	0	0	0	7	0	100
10	热停堆期间维持蒸汽发生器水位稳定	11	7	0	0	11	7	2000
13	堆功率在0%和15%之间升高	8	0	0	0	8	0	2200
14	堆功率在15%和0%之间降低	0	1	0	0	0	1	2200
15.1	一回路单相情况下升温或冷却（ $\Delta T_{\max} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ）	1	1	2	1	3	2	2000
15.2	一回路单相情况下升温或冷却（ $\Delta T_{\max} = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ）	5	0	1	1	6	1	200
18	汽轮机自动停运，汽轮机旁路系统部分开启	6	1	1	0	7	1	80
21.1	功率运行时自动停堆，有正常导热条件	6	3	0	0	6	3	230
22	功率运行时自动停堆，出现给水过冷但安全注入系统未启动	1	0	0	0	1	0	160
32.1	上充流量增加50%	63	42	16	4	81	48	12000
32.2	上充流量最大程度增加	15	13	0	0	15	13	300

续表

瞬变代码	简要描述	2002 年		2003 年		累计消耗		设计限值
		1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
33	上充流量减少 50%	68	61	0	4	78	65	12 000
35	关闭第二个下泄孔板, 中等幅度温度变化	22	10	14	2	36	15	11 200
36	关闭第二个下泄孔板, 大幅度温度变化	16	3	0	2	16	5	800
37	下泄关闭再打开, 上充不关闭	10	3	1	0	11	3	220
38	上充下泄同时关闭, 同时打开	18	11	0	0	18	11	200
42	RRA 系统投运	1	5	1	1	4	6	200
42.3	RRA 投运后温度调节	0	0	0	2	0	4	2 000
43	投运过剩下泄管线	2	1	0	0	2	1	400
69	一回路水压试验	0	1	0	0	1	1	3

注: 表中瞬变累计消耗统计的截止日期为 2004 年 2 月 5 日。

2. 重要瞬变分析

(1) 1 号机组瞬变消耗主要是在第一次换料大修期间:

- 1) 瞬变 15.1: 在 4 月 23 日一回路单相降温过程中 RCP 升温 11 °C。
- 2) 瞬变 15.2: 5 月 31 日一回路单相升温过程中 RCP 降温 26 °C, 以处理一回路误加氢氧化钾事件。
- 3) 瞬变 37: 6 月 1 日 15 时, 两个下泄孔板同时关闭再打开, 1RCV019MT 测量的温度变化达 125 °C。

4) 瞬变 18: 4 月 21 日汽轮机降功率至 50% 发生自动停机, 造成 RCP 的温度在 1 小时内降低 27 °C, 该瞬变在 1 号机组商业运行前已出现了 6 次, 目前已累计 7 次, 需要引起注意。

(2) 2 号机组瞬变消耗主要是在第一次换料大修期间:

1) 瞬变 15.1: 11 月 30 日, RRA 系统投运, 一回路温度维持在 180 °C 平台, 由于 SE-BIEM 阀试验要求一回路的压力维持 2.4 MPa, 因此将一回路的温度从 180 °C 降至 170 °C, 试验完成之后又从 170 °C 升到 180 °C。

2) 瞬变 15.2: 12 月 20 日一回路水压试验期间, 一回路升温 58 °C, 升温速率超过正常升温速率。

3) 瞬变 36: 11 月 29 日第一次大修一回路降温降压过程中, RCV 系统温度调节, 两次温度变化幅度超过 90 °C。

2003 年的大部分瞬变发生在启停堆期间, 为了进一步减少瞬变的发生, 应注意以下几个方面:

- 1) 在停堆降温过程中需避免反向升温操作, 如确实需要, 注意升温的速率。
- 2) 注意 RCV 上充、下泄流量的调节控制, 当上充流量增加较大时, 应同时增加下泄流量。当 RCV 的下泄流量保持不变时, 避免过大幅度地调节上充流量。
- 3) 尽量避免下泄孔板的全部关闭, 减少 37 号瞬变的发生。

3.2.6 运行事件

根据国家核安全局颁布的《核电厂营运单位运行事件报告制度》(HAF0502-1-1)及IAEA和NEA(OECD)联合编制的INES《国际核事件分级使用手册》,岭澳核电站在2003年向国家核安全局共报告了12起电站运行事件(LOER)。具体运行事件列表详见7.10.2节。

1. 核电站运行事件的分级

根据国际核事件分级INES方法,2003年岭澳核电站发生的12起运行事件中,有3起1级事件,9起0级事件。岭澳核电站自1号机组首次装料以来每年运行事件数按事件分级情况参见表3.2.6-1。从表中可看出,虽然2003年运行事件的数量不多,但1级事件就有3起,比例较大。

表 3.2.6-1 2001—2003 年 0 级和 1 级运行事件分布 起

事件分级	2001 年	2002 年	2003 年
0 级	2	18	9
1 级	0	1	3
事件总数	2	19	12

2. 运行事件按机组分布

自岭澳核电站1号机组2001年首次装料以来1号和2号机组所发生的运行事件按机组分布情况见表3.2.6-2。

表 3.2.6-2 运行事件按机组分布 起

事件	2001 年		2002 年		2003 年	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
0 级	2	0	14	4	6	3
1 级	0	0	0	1	1	2
合计	2	0	14	5	7	5

3. 运行事件按核安全法规(HAF)报告准则分布

岭澳核电站自1号机组2001年首次装料以来1号和2号机组所发生的运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如表3.2.6-3所示。

表 3.2.6-3 运行事件按 HAF 报告准则分布 起

HAF 报告准则	2001 年	2002 年	2003 年
准则 1	1	13	9
准则 2	—	—	1
准则 3	—	—	—
准则 4	1	4	1
准则 5	—	1	—

续表

HAF 报告准则	2001 年	2002 年	2003 年
准则 6	—	—	1
准则 7	—	1	—
准则 8	—	—	—
准则 9	—	—	—
合计	2	19	12

上表显示：2003 年度岭澳核电站所发生的事件中，违反准则 1（违反核电站技术规范书）的事件数占总数的 75%，较 2002 年 68.4% 有所上升。

此外，违反准则 4（导致专设安全设施和反应堆保护系统自动或手动触发）的事件 2003 年共发生 1 起。

总体上说，2003 年岭澳核电站在“违反核电站技术规范”事件上所占比例较大。而“违反核电站技术规范”的事件主要是对技术规范的理解有误或对技术规范不清楚造成的。

4. 运行事件按事件性质分布

2003 年岭澳核电站发生的 12 起运行事件中，从事件的直接原因看，人因事件 8 起，设备故障 4 起。岭澳核电站从 1 号机组首次装料以来所界定的运行事件统计情况如表 3.2.6-4 所示。

表 3.2.6-4 运行事件按事件性质分布

事件性质	2001 年		2002 年		2003 年	
	数量	百分比	数量	百分比	数量	百分比
人因	2	100%	11	57.9%	8	66.7%
设备故障	0	0%	8	42.1%	4	33.3%
总计	2	100%	19	100%	12	100%

2003 年人因相关事件比例为 66.7%，比 2002 年的 57.9% 有所上升。

5. 运行事件按后果分布

岭澳核电站将运行事件的后果分成 9 类，2003 年所发生的 12 起运行事件按后果分布如表 3.2.6-5 所示。

表 3.2.6-5 2003 年运行事件按后果分布

起

后果	运行事件数	
	人因事件	设备故障事件
1 反应堆自动停堆	—	—
2 除反应堆自动停堆外的其他瞬态	0	1
3 电站运行条件下降（违反技术规范）	8	1
4 核安全相关系统降级	0	1
5 核安全屏障降级	0	1
6 设备损坏	—	—

续表

	后果	运行事件数	
		人因事件	设备故障事件
7	放射性失控排放	—	—
8	人员意外照射	—	—
9	人员伤亡	—	—

6. 事件的人因根本原因分析

表 3.2.6-6 将 2003 年岭澳核电站的 12 起运行事件报告中所涉及到的人的因素进行了归类（一起事故可有多个原因），按照根本原因因素共分成 6 大类。

表 3.2.6-6 事件人因因素分类

根本原因分类	涉及的事件数量
培训不足	5
书面交流（规程缺陷）不足	1
组织管理及管理方法不当	3
工作实践不足	2
口头交流不足	1
监督方法不当	1

2003 年的 12 起运行事件报告中有 8 起运行事件所涉及的人因因素共 13 个。从统计中可看出由于培训技能不足引发的事件占多数，主要是对技术规范的理解、一些运行限值的规定不清楚等。人因失误，特别是人的技能问题、风险分析不到位是事件发生的主要原因。

从事件发生阶段来看，大修期间是运行事件发生的高峰期。岭澳核电站 2 号机组 5 起运行事件都是大修期间发生的，半个月发生了 5 起运行事件，其中 3 起是人因违反技术规范。

3.2.7 经验反馈

3.2.7.1 内部事件经验反馈

1. 内部运行事件数量统计（表 3.2.7.1-1）

表 3.2.7.1-1 岭澳核电站 2003 年内部运行事件统计

内部运行事件	人因		设备		合计
	大修	平时	大修	平时	
1 号机组	20	13	10	20	63
2 号机组	13	6	6	22	47
合计	33	19	16	42	人因比例 47%

由表可见 1 号机组和 2 号机组的设备原因事件数量基本相同；而 1 号机组人因事件数量

远多于2号机组，主要是因为1号机组2003年首次大修，比2号机组大修时间长，另外平时0，9号机组的事件是计在1号机组的。

2. 事件数量变化趋势

2003年内部运行事件，无论人因事件还是设备原因事件，2003年事件数量明显高于调试阶段的2002年。主要贡献来自于5月的1号机组首次换料大修和12月的2号机组首次换料大修。换料大修是运行操作和检修活动集中的阶段，因此降低大修中事件数量对降低全年事件数量有很重要的作用。2003年执照运行事件较2002年有较大的下降，说明商业运行后对执照运行事件数量的控制明显好于调试阶段。变化趋势见图3.2.7.1-1。

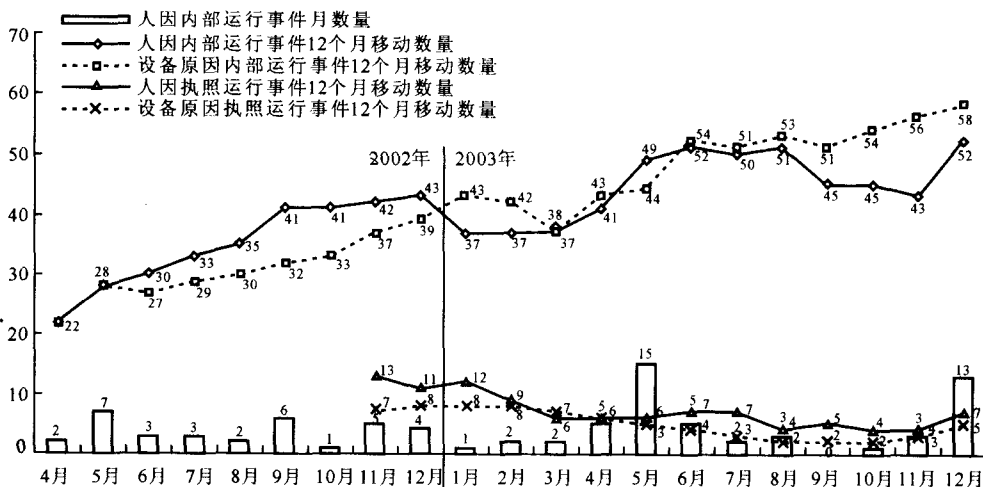


图 3.2.7.1-1 岭澳核电站2003年事件数量移动趋势图

3. 人因事件统计

(1) 事件责任统计

事件相关责任部门统计如图3.2.7.1-2，1个事件可能有几个责任相关部门，统计中责任不分主次。

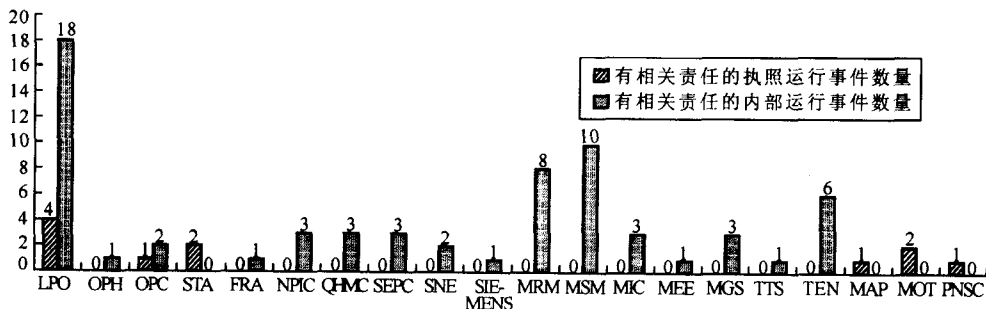


图 3.2.7.1-2 岭澳核电站2003年事件相关责任处统计

8个执照运行事件中，1起发生在1号机组大修中，3起发生在2号机组大修中。在责任统计中，对于承包商原因引发的事件，其责任同时记在承包商和其对口的专业

处；MSM 责任相关的 10 个事件中有 4 个是承包商引起，MRM 责任相关的 8 个事件中有 3 个是承包商引起。LPO 相关责任事件中有 3 个与其他处相关。

(2) 事件故障症状统计

人因事件故障症状分类见图 3.2.7.1-3，对前四类进一步细分如下：

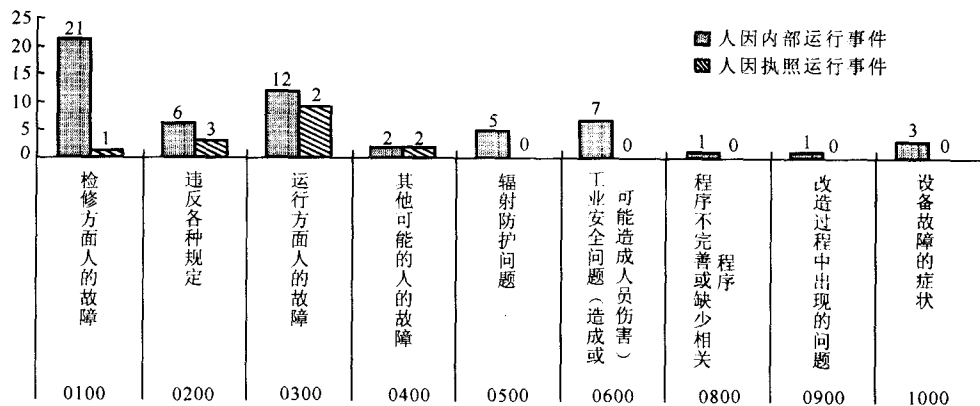


图 3.2.7.1-3 岭澳核电站 2003 年人因事件故障症状分类统计

1) 检修方面人的故障 (0100)：造成设备损坏 6 起、安装错误 5 起 (含 1 起 LOE)、其他检修质量问题 (主要是危害机组运行) 9 起、发现异物 1 起、用错工具和材料 1 起。检修方面人的故障多发生在大修。

2) 违反各种规定 (0200)：违反工作过程管理规定 2 起、违反检修程序 2 起、违反运行程序和运行技术规范 3 起 (LOE)、违反其他程序 2 起。

3) 运行方面人的故障 (0300)：再线、隔离错误 6 起、走错间隔 2 起、工作票管理缺陷 1 起、其他操作失误 5 起 (含 2 起 LOE)。只有 4 个发生在大修中。

4) 其他可能的人的故障 (0400)：化学取样、化验、分析等活动 3 起 (含 1 起 LOE)、人因的设备状态不明原因改变 1 起 LOE。

(3) 事件原因统计 (图 3.2.7.1-4)

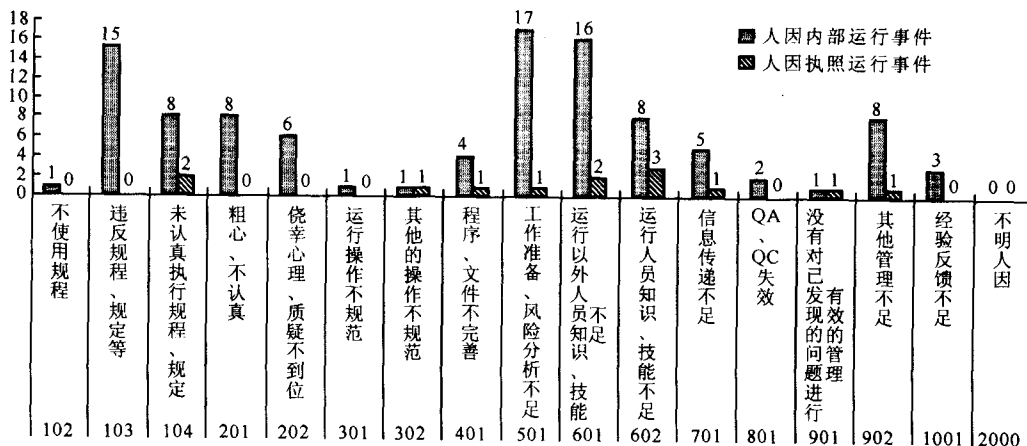


图 3.2.7.1-4 岭澳核电站 2003 年人因事件原因分类统计

4. 设备事件

2003 年岭澳核电站产生设备原因内部运行事件 58 起。设备原因执照运行事件 4 起。设备原因内部运行事件多发生于 RCP, LHP, GRE, PTR 系统; 执照运行事件多发生于 RRA 系统。

2003 年是刚投产不久的岭澳核电站重大设备问题多发的一年。这些设备包括: 主变压器油中气体含量高、6.6 kV 电缆局部严重过热、PMC 故障导致机组在不满足状态转换条件下向维修冷停堆过渡、重要冷却水系统 SEC 管道腐蚀问题、2RRA001PO 机械密封严重泄漏、2 号机组一回路主泵 1 号轴封泄漏量偏高、1RCV003MO 轴承烧毁。

3.3 工业安全

1. 指标统计 (表 3.3-1)

表 3.3-1 工业安全指标

项目	目标值	实际值
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	2	0
工业事故率 F	≤ 0.15	0.214
工业事故严重度 G	≤ 0.15	0
工业安全未遂次数	≤ 8	14

注: 工业安全事故率 $F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

工业事故严重度 $G = \frac{\text{损失工作日}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

2003 年岭澳核电站未发生工业事故, 共发生工业安全未遂事件 14 起, 具体事件见 7.11.2 节“工业安全未遂事件汇总”。

(1) 按潜在后果分类 (表 3.3-2)

表 3.3-2 工业安全未遂事件潜在风险分类

风险类别	机械伤害	氢爆风险	触电风险	高空落物	窒息风险
相关事件数	6	1	2	1	3

(2) 按事故失效模式后果分类 (表 3.3-3)

表 3.3-3 工业安全未遂事件失效模式分类

失效模式	安全设施装置失效	起重作业措施失效	违反工作组织过程	个人安全措施失效	信息失效
相关事件数	4	1	3	3	2

2. 完成的主要工作

(1) 公司组织机构调整, 完成了 OPH 工业安全相关管理程序的修改与升版, 完成了两

电站安全相关许可证的修订与统一,使两电站安全监督执行标准一致。

(2) 强化日常安全管理,参与日常项目组。对所有工作票风险分析进行审核与控制,对其风险与措施不到位的地方进行改进,并即时获取现场高风险作业项目信息,设置安全专人进行监护。

(3) 对大修工作包进行预先的电子与纸质双重审核;并通过推行“首问负责制、大安全团队管理、职业安全每日例会、重大项目专项风险分析、工前会、现场规范挂牌”等15项改进,有效地控制了大修现场作业规范与作业风险。

(4) 统一与整合防台风、防洪、防涝体系。建立了包括工地各承包商在内的岭澳核电站“三防”统一体系,对台风的预报、防、抗行动实行统一管理。对全年三防工作进行总体负责,包括“防台组织启动,组织防台检查,防台缺陷消除、防台项目协调”等工作。有效地抵御4次台风对电站的影响,尤其“杜鹃”号台风曾达9级。

(5) 实行“安全业绩档案”管理。建立个人安全业绩档案,对所有进入电站工作人员的安全培训、授权、良好实践和违章实行档案管理,为各管理者提供了一个安全管理的平台和手段。

(6) 进行有针对性的安全培训。对内开展了共有39门课程的工业安全技能培训和考核。并对从事化学危险品的储、搬、运人员以及起重作业人员进行专项安全培训,并实行电站内部授权管理。

(7) 建立工业安全技术监督机制。建立安全相关系统指标板,每月对安全相关系统进行跟踪监督统计,从而及时掌握,准确评价系统的可用性、安全性。

3.4 消防

1. 2003年消防指标统计(表3.4-1)

表3.4-1 消防指标统计

项目	目标值	实际值
火灾事故次数	0	0
1级火险次数	≤7	0
0级火险次数	—	7

2. 火灾未遂事件

2003年共发生火灾未遂7起,均为0级火险事件,其中与设备故障相关的有3起,人因失误相关的有3起,其他原因的有1起。

3. 消防系统可用率(见表3.4-2)

表3.4-2 消防系统可用率统计

区域	NI	CI	BOP	外围	全厂
系统数量/套	90	70	59	23	242
可用率/%	99.82	97.87	99.15	98.65	99.11

2003年1号和2号机组汽轮机厂房的部分洪水阀出现拒动及无法复位的情况,致使系统可用性受到影响。机组正常运行期间在该部分异常洪水阀进行临时改造处理,影响系统可用率。

4. 消防管理

(1) 规范大修机组消防控制监督管理

针对机组大修期间各阶段消防控制监督管理的不同要求以及维修动火作业的特点,工业安全科归纳总结了两电站在此方面的成功管理实施经验,编制针对性较强的大修消防监督细则及专项执行规程用以明确大修机组消防控制监督管理要求。

(2) 完成电站消防重点部分消防行动卡的编制工作

两机组拟编的872份消防行动卡中,有843份已经编制完成并已被布置到位,余下的29份行动卡的编制生效工作将在2004年内完成。

(3) 统一升版两电站消防相关许可证

随着DNMC成立、两电站保健物理处的整合,为了统一两电站安全相关许可证的管理、方便执行处人员现场工作,工业安全科统一升版安全相关许可证。其中包括十余份消防相关许可证,且增加了大修期间无须工业安全科签字的大修现场临时物料存放单。

(4) 消防相关培训与演习

本年度进行消防培训共63期,培训人员2155名,同时完成培训教案的新增事件反馈录入更新工作。另按计划完成针对6个值主控制室操纵人员及准操纵人员的消防行动卡的提卡使用培训,并按计划如期组织7次消防演习并及时完成相应报告的编写。

(5) 全厂灭火器年检

本次年检实际检查各类灭火器总数为1851具(设计总数为1431具),其中合格数为1491具,合格率为81%,修复或更换数为360具。实际检查总数超过设计总数的原因为部分厂房(GA/GB等)及库存增设了灭火器。部分灭火器的调整亦遵循灭火级别不小于原设计和保护距离符合规范标准的要求。

(6) 逐步完善电站消防技术监督体系

通过对消防探测系统、灭火系统可用率的月度数据统计以及火警探测、通风、排烟等消防相关系统定期试验结果的趋势分析,定期检查消防相关系统可用性状况。

3.5 辐射防护

3.5.1 年度辐射防护总体评价

2003年度,岭澳核电站未发生人员超剂量照射和放射性物质管理失控事件,人员体表污染和人因地面污染控制良好,电站的辐射安全总体状况满意。辐射防护指标见表3.5.1-1。

表 3.5.1-1 2003 年岭澳核电站辐射防护指标的目标值与结果

指标	目标值	结果值
集体剂量/(人·Sv)	<1.30	1.533
最大个人剂量/mSv	<20	11.331
人因地面污染次数	10	7
人员体表污染/(人·次)	9	11
人员体内污染/(人·次)	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控事件/次	0	0

在经历两个长工期、项目多的十年换料大修后，岭澳核电站的集体剂量控制取得了较好的成绩。因为 2 号机组第一次大修较原计划提前在 12 月份开始（原计划是 2004 年 1 月份开始），因此岭澳核电站的年集体剂量较年目标值高。

由于 1 号机组第一次大修是岭澳核电站的第一次大修，也是首次夏季大修，现场环境恶劣，缺乏合适的防护用品以及对作业过程的污染控制不够，仅 1 号机组第一次大修就发生了 8 人·次的人员体表污染，因此造成人员体表污染次数超标。

WANO 公布的 2002 年压水堆核电站三年滚动的中间水平（前 1/4 水平）为 0.773 人·Sv/(堆·年)，岭澳核电站的对应值为 0.766 人·Sv/(堆·年)。2003 年，岭澳核电站的集体剂量指标处于世界的中间水平。

3.5.2 个人剂量监测

请参见 2.5.2 节“个人剂量监测”。

3.5.3 运行辐射防护管理

1. 总体状况

电站年度非大修集体剂量为 105 人·mSv，较大亚湾核电站的 160 人·mSv 低；未发生人员污染事件。非大修期间人因失误造成的地面污染事件 1 起，较大亚湾核电站少。

2. KRT 系统运行管理

2003 年岭澳核电站 KRT 系统不可用的各项指标与 2002 年相比大为改善，随机不可用大幅减少，全年系统可用率上升为 99.85%，总体运行状态满意。统计结果见表 3.5.3-1。

表 3.5.3-1 KRT 运行统计

年份	不可用时间/h	不可用次数	随机不可用时间/h	随机不可用次数	计划不可用时间/h	计划不可用次数	系统可用率/%
2002 年	1 728.24	586	1 114.77	285	613.47	301	99.57
2003 年	947.56	913	677.45	160	270.11	753	99.85

3.5.4 大修辐射防护管理

2003 年度，岭澳核电站经历了两个机组第一次大修。均为十年大修，2 号机组第一次大

修还包括了水压试验和 MIS 机检查等高辐射风险工作。辐射防护较好地完成了各项指标（见表 3.5.4-1），有力保证了大修工作的顺利开展。

表 3.5.4-1 大修辐射防护指标完成情况

大修	集体剂量 (人·mSv)		体表污染 (人·次)		人因地面污染 次	
	指标	结果	指标	结果	指标	结果
1 号机组第一次大修	690	579	4	8	2	2
2 号机组第一次大修	1 000	849	5	3	10	4

从上表可见，岭澳核电站两次大修的集体剂量占全年剂量的 93.2%。而一般大修的剂量大约占全年剂量的 85%，这表明在大修项目的安排上还存在一些问题，部分大修项目可以转到日常完成，以减少大修的压力。

1 号机组第一次大修从 2003 年 4 月 22 日开始至 2003 年 6 月 7 日结束，历时 46 天。此次大修是岭澳核电站的第一次大修，是一个十年大修同时又是广东核电大修史上第一次夏季大修，也是历史上具有最多探伤作业的大修。并且是紧接着大亚湾核电站第九次大修之后，检修人员相当疲惫，大多数检修单位因忙于大亚湾核电站的大修而疏于岭澳核电站的大修准备。负责现场服务的凯利公司是一家新的承包商，毫无大修经验。受 SARS 的影响，大修部分项目取消，大修计划受到较大的冲击。岭澳核电站的绝大部分辐射防护人员没有大修的实战经验，大修的辐射防护工作难度相当大。大修中发生 8 起人员体表污染事件，整个大修存在以下问题：

- 1) 现场工作人员的防护意识薄弱，防护技能较差。人员的违章和不良工作习惯比较多；
- 2) 现场作业环境恶劣。大修在夏季进行，天气炎热，环境温度高湿度大。低低水位检修期间，由于 EBA 系统和 EVR 系统的检修使得 RX 厂房失去通风。反应堆水池的两次跑水事件造成作业环境的设备和墙壁上存在难以去除的污染；
- 3) 缺乏合适的在湿污染环境下作业的防护用品。污染物质很容易通过湿透的连体服造成皮肤的污染；
- 4) 岭澳核电站设备与大亚湾核电站的不同，增大了现场污染的风险。如：RCP121/221/321VP 里的被压碎的石墨密封垫就极易造成现场的高污染和污染扩散，而大亚湾核电站同类阀门采用的是金属缠绕垫；
- 5) 在电站现有的辐射防护程序里缺乏污染区的污染控制标准和手段，加之岭澳核电站年轻的辐射防护人员缺乏大修的实战经验，在污染区存在较高污染的情况下没有采取合适的措施消除风险；
- 6) 辐射防护人员对检修过程缺乏了解，对检修过程中的辐射风险控制准备不足、关注不够；
- 7) 现有的部分检修技术不合理，存在较大的辐射风险，如清除阀座内残存水的技术、人工搬运阀芯采用塑料袋接收残存水等。

针对以上问题核电站在大修后已经成立了检修技术优化小组、通风优化小组、疏排水优化小组、防护优化小组等四个专项小组进行改进。所有改进行动在 2 号机组第一次大修中得

到落实。

2号机组第一次大修从2003年11月28日开始至2004年2月13日结束,历时77.4天。此次大修是保健物理处机构变动及原大亚湾核电站和岭澳核电站的辐射防护科合并后经历的第一次大修,是一个包括水压试验和MIS机检查等高辐射风险工作的十年大修,也是广东核电大修史上项目最多正常工期最长的一次大修。至2003年底,2号机组第一次大修已进行了34天,集体剂量达849人·mSv,其中在大修中增加的纠正性维修和处理异常事件的剂量高达161人·mSv,这也是造成最后超过预测指标的原因之一。至大修结束,集体剂量为1105.3人·mSv。大修集体剂量偏高的主要原因如下:

- 1) 首轮循环腐蚀产物量大,导致一回路内活化产物较多,现场辐射水平偏高;
- 2) 岭澳核电站2号机组首次燃料循环连续运行时间长,腐蚀产物的活化时间长;
- 3) 热停堆期间由于设备故障(RRA013VP等)维修,导致反应堆在290℃到170℃之间,尤其是在170℃平台停留时间太长,部分活化腐蚀产物提前脱落,沉积在回路内;
- 4) 水压试验要求在一回路大范围拆除保温,裸露状态下的管道和设备造成现场辐射水平更高;
- 5) 为了控制保温人员的个人剂量,使用了较多的新人,增加了集体剂量的负担;
- 6) 大修中增加的纠正性维修和处理异常事件的剂量高达161人·mSv。

大修辐射防护良好实践包括如下内容:

1. 通过优化窗口和计划协调,控制作业风险

通过对以往大修的经验反馈,通过计划的优化来确保场地资源和环境的安全,事先控制作业现场的风险,在大修中若干现场得到以下具体的体现。

(1) 在低水位安排的蒸汽发生器主管嘴焊缝十年检查集中在RX厂房几个区域,每天晚上都要进行8个以上的探伤检查,现场风险可想而知。辐射防护在大修准备阶段,敏感地意识到了风险,推动大修相关部门将射线探伤和其他所有工作错开,保证了现场的控制和管理。

(2) 根据大修经验反馈,优化了EBA和EVR等RX通风系统的检修停运窗口,保证了低水位检修期间RX内检修现场的作业环境,减少了人员沾污的发生,同时也降低了现场作业人员因环境不适造成的疲劳感。

(3) 水压试验保温拆装工作,在计划制定过程中就充分考虑到实施窗口的重要性,遵循了管道满水状态下实施的原则,尽量降低剂量。

(4) 过程中新增工作和异常处理同样考虑状态的需要,在RCP120,220VP纠正性维修和跑水后的污染处理过程中,辐射防护建议是实施决策的重要意见。

2. 最优化分级管理

岭澳核电站大修是电站2003年第一次十年大修,电站对其中许多重要的项目没有相关经验和成熟的作业文件,辐射风险更是欠缺。大修准备阶段和过程中,专项管理和责任制的做法,确保了重大项目的顺利进行,其中:一回路水压试验、安全壳打压试验、MIS机检查、蒸汽发生器主管嘴焊缝十年检查、蒸汽发生器全过程堵板以及下部构件的吊出等,风险分析到位、控制有效,同时为电厂积累了经验。

3. 对重大设备的异常处理提供辐射防护专业意见

本次大修的另外一个特点是,发现了许多设备异常,并进行了处理。核岛几次重要设备故障的处理,在大修指挥部的协调下,辐射防护人员成功地介入,并在决策过程中发挥了重

要作用:

(1) 压力容器管嘴缺陷贴膜, 辐射防护准确预估了现场的辐射水平, 和 MSM; MGS 以及 MOT 共同制定了可行的防护方案, 确保了这一高风险作业的现场安全。

(2) PMC 抓爪故障处理, 辐射防护制定了多套方案, 并进入到内存乏燃料的水池内为检修工作测量辐射水平, 确定实施的方法和防护要求。

(3) 蒸汽发生器一次侧全过程堵板中, 辐射防护最先介入培训准备工作, 并进行考核和把关。在第一次堵板完成后始终坚持安装摄像监视探头; 第二次堵板后充水前, 辐射防护组织讨论了现场防跑水措施。

(4) 氧化净化后, 在 RCP 的 U 形管道发现了许多高放热点, 通过推动系统排水冲洗, 彻底去除。

(5) 在水池去污后, 发现了 PTR601, 602VB 及下游管线热点, 推动 MGS 对其进行冲洗, 去污效果良好。

(6) 在水池排水过程中, 发现了 PTR 喷淋管线的在线时的水雾现象, 果断建议 LPO 停止该项操作, 避免了可能发生的人员内污染。

4. 个人剂量的合理控制

大修开始前, 为了进一步完善承包商个人剂量管理, 于 11 月上旬发文各承包商《关于对承包商个人剂量管理检查和办理 RP 证要求个人历史剂量申报的通知》, 从 11 月 20 日开始执行承包商人员办理 RP 证时进行个人历史剂量申报制度, 消除了以往剂量管理对厂外剂量控制的盲区, 对于申报年剂量超过警示水平和干预水平的人员进行了合理的控制, 有效降低了人员超剂量照射风险。

例如 Emerson 公司两外方人员申报剂量连续 12 月累积剂量 (在国外电站) 均已超过 10 mSv, 一人已经接近 15 mSv, 电站及时发出了剂量警示单, 并跟踪其大修工作情况, 很好地控制了其大修期间个人剂量。

另一方面, 对于大修前历史剂量较高的部分承包商人员, 通过对相关承包商单位发出警示通知, 要求其合理安排该部分人员的工作内容和岗位轮换, 以满足今年多次大修的个人剂量控制要求。

例如在本次大修前, 中国核动力研究设计院和凯利公司部分员工年累积受照剂量在 13 mSv 附近, 这部分人员以往一次大修工作大致受照剂量在 6~7 mSv, 而通过合理安排工作内容, 培训新人进行岗位轮换, 该部分人员本次大修受照剂量均控制在 3 mSv 以内。各承包商通过提前的合理计划和安排, 防止了在大修期间因为个人剂量超过年干预水平被限制进入控制区而影响大修工作的情况发生。

第四章 电站维修

4.1 维修组织与管理

4.1.1 维修组织管理

2003 年是公司机构改革平稳过渡以及推进群堆管理进程中关键一年。在维修管理方面, 维修部通过实施“明职责、抓落实、看绩效”的管理策略, 重点对维修质量、防人因失效、承包商管理等领域进行了改进。在改进的过程中, 质量改进工作从以往注重外部控制, 转变为关注“自己怎么做才能做好”, 由被动控制变为主动改进; 管理要求从以往简单强调“高标准、严要求”, 直至发现一些管理、政策问题, 到现在强调更具体、更基础的持续改进; 另外维修部的管理改进工作更加关注基础工作质量, 包括维修人员的技能及质量意识、文件程序和工作包的质量等。

维修组织管理上采取的新措施:

1. 维修部全面试行三项责任制

问责制, 维修部发生的人因事件、重大设备问题等都要由处长在每周的经理办公会上讲清楚。

督办制, 各处应严格执行维修部已修订的管理计划, 并接受经理部的监督。

考核制, 各类事件的纠正行动、管理计划的执行情况、各处业绩等都纳入考核。

2. 加强维修质量管理, 全面制定了质量改进计划, 把责任落实到人

维修质量改进是维修部 2003 年管理的核心工作。维修部先后三次围绕质量改进主题举行了研讨会。对维修质量改进计划进行了中期调整, 并以调整后的改进计划为工作主线。由各位经理以及总工牵头负责维修质量改进的各个专题, 改进的子项目由各处长负责, 并成立对应的项目改进小组。随后, 维修部经理部与现场执行处准备科、执行科就维修质量问题进行了座谈, 深入了解实际工作中在质量管理方面存在的具体问题和工作难点。在维修质量领域全面实施责任制, 即在行政线实施部、处、科三级负责制, 技术线实施准备工程师、协调工程师、工作负责人和 QC 人员的负责制。出现质量问题, 实施问责制, 要求说明原因和改进措施, 进行经验反馈并与个人和所在处的绩效考核挂钩。

3. 实施大修管理整体优化

面对大修间隔时间缩短,大修工作逐渐日常化,实现大修管理专业化、职业化、规范化、标准化是当前的趋势要求。大修项目管理重点是规范大修组织管理及运作模式,建立大修关键岗位人员的工作职责,规范大修准备期间工作过程的管理,建立大修执行期间及准备阶段的规范,研究大修项目风险控制问题。其中涉及的难点工作主要有大修管理的相关政策没有执行文件支持;大修管理与其他管理计划交叉多,职责不清;大修时间间隔缩短等。解决问题的方案主要从三方面着手:规范大修组织与运作,实现大修的职业化、规范化管理;提高大修工作质量,主要是工作包质量的提高、大修准备规范的确立及大修备件采购过程的控制。

4. 改进维修部设备巡检

随着公司形势的变化,维修部原有的设备巡检管理方式受到了较大冲击,维修部经理部及时注意到这个问题,并提出解决问题的基本原则:设备巡检与预防性维修、纠正性维修、定期试验、服务支持等一样,属于维修部整体工作中的一部分,是必须要完成的工作。建立各处设备巡检大纲,使设备巡检项目内容、周期以大纲的形式规定下来。建立了设备巡检考核指标和评估制度,将重要设备责任落实到人,要求相关人员做到清楚现场设备的运行情况,发现问题及时处理。为了增加设备巡检的力度,维修部制定了设备巡检有效量化考核指标,量化指标涵盖了设备巡检各重要方面。考核指标确立后,维修部巡检效率较前阶段有所提高,缺陷发现率明显上升。为了改变以往单一依靠管理巡视对设备巡检进行评估这一局面,维修部制定双月评估制度,对设备巡检发现的问题及时做了改进。

5. 《维修人员工作守则》的出版

根据公司的企业文化理念和管理要求,在总结了大亚湾核电站十多年维修管理经验和不足的基础上,吸收和借鉴国内外核电站的先进管理经验,并结合电站的维修特点编制并出版了《维修人员工作守则》。该守则确定了维修部的使命、目标和价值观,阐明了维修工作应遵循的基本原则,提出了维修的理念和基本要求,突出了安全文化在维修领域中的重要地位和作用,是规范每个维修人员行为的指南。该守则的出版和使用为每个维修人员规范自己的行为,提高维修人员的整体素质和维修形象提供了理论基础。

6. 以质量为中心的承包商管理改进

承包商人员的资质与电站的管理要求有很大的差距。针对这一现状,维修部对承包商采取了以质量为中心的管理策略,修改了对承包商的考核指标,考核重点由以往的以工作量为转变到以安全质量为主,并且确定各维修活动标准工时,促使承包商控制工作效率,加快响应。

为进一步加强沟通和监督,维修部在各处设置监管员,负责本处承包商的管理,逐步建立承包商人员资质档案。同时规范与承包商管理层沟通的渠道,实施了双周沟通会制度。为保障承包商技能,各处还制定承包商在岗培训计划。各处长不仅要对本公司员工的行为负责,还要对承包商人员在电站的行为负责,实现承包商业化管理。

7. 建立维修活动缺陷异常管理制度

在发生缺陷和异常事件时,确保经理部在第一时间获取和掌握相关信息,通过对典型或重大的维修活动缺陷的一级分析,以此推进维修活动质量的改进。同时维修部还在日常生产管理项目组的牵头下收集维修各层面人员意见,尝试对工作过程进行优化。

4.1.2 维修生产管理

4.1.2.1 维修质量管理

2003年,维修质量管理改进包括以下五个方面:

1) 组织召开了维修质量研讨会,对维修工作存在的问题进行了归类和分析,并针对主要问题及原因,确定了9项改进目标及25项改进措施,这些措施已分别列入维修部2003年和2004年的管理改进计划中,按紧迫性进行排序,逐步进行改进。同时,各处召开质量研讨会,对本处的日常维修和大修工作的质量管理进行研讨和改进,其改进措施已纳入处级管理计划。

2) 引入以活动为中心的管理(ABM)模式,将维修工作质量管理由“管设备”“管人”转向“管具体的维修活动”,实行维修工作全过程质量控制。编制了《维修部维修活动分析暂行规定》,开发维修活动分析数据库,对大亚湾核电站17940个预防性维修标准工作包进行分析,按技术(维修等级、技术等级、跨专业)和风险(核安全、可用率、职业安全)程度,划分为A、B、C三类,分类标准见表4.1.2.1-1。根据重点优先管理原则,A类维修活动是日常维修和大修工作质量控制的重点内容。维修活动分析的结果及其管理思路已经开始逐步地应用到大修管理、日常保电及承包商管理等各个方面。

表 4.1.2.1-1 维修活动分类标准

分类	说 明	比例
A	<p>技术方面:高维修等级(解体大修或部分解体),高维修技术及故障诊断技术,跨专业(使用其他专业知识、技能,并需要或协调其他专业工作支持或配合),使用专门技术(包括专用工具)等</p> <p>风险方面:停机停堆影响机组可用率,影响三大安全功能之一,产生第一组Io,高辐射风险、高职业安全风险等</p>	20%
B	<p>技术方面:中等维修等级(部分解体或小型维修),高维修技术及故障诊断技术,跨专业(了解或使用其他专业知识),使用专门技术(包括专用工具)等</p> <p>风险方面:影响机组可用率,影响关键路径,高辐射风险、高职业安全风险等</p>	40%
C	<p>技术方面:一般维修等级(日常维护),中等以下维修技术及简单故障诊断等</p> <p>风险方面:不影响机组可用率,中等以下辐射风险及职业安全风险等</p>	40%

3) 进一步加强重复性维修改进工作,通过推行《设备重复性维修管理工作暂行规定》,实现了重复性维修改进管理工作规范化。实行重复性维修周报制度,对重复性维修产生的原因进行分析,并实行指标考核。2003年设备重复性维修数量总趋势呈逐月下降趋势,全年共产生设备重复性维修76起,占全年维修工作票总量的0.2%。

4) 推行人因失效改进工作,其关键环节在于通过人因失效原因分析和趋势分析,采取有效的控制措施,并具体落实到处、科、人。为此,制定并实施《维修部人因失效改进暂行规定》和统一的人因失效改进考核指标,实行规范化管理,并通过人因失效周报制度,对人因失效产生的原因进行分析和跟踪。2003年人因失效总趋势呈逐月下降趋势,全年人因失效比例为0.7%,其中,2003年下半年人因失效比例仅为0.3%。

5) 全面提高维修人员的专业技能和综合素质,推进维修管理水平,提高维修工作的安全和质量,维修部在2003年开展“维修技能竞赛”活动,共有527人·次约330人参加;有27项技能竞赛,约有80%的员工参加了技能竞赛;技能竞赛以青年员工为主,参加竞赛的青年员工约占总参加人数的75%,并且在竞赛青年员工获得了很好的成绩,在27个项目竞赛中,有20项桂冠被青年员工夺得。

6) 对维修工作文件进行优化,设定了优化原则和方法,建立了新的文件体系,明确了各基本文件的作用和相互关系。在保证工作文件包所应具有的全部指导作用的前提下,尽可能减少文件的种类。在安全、质量、成本和工期等方面有关的控制文件分别归类集中体现,避免重复。重点解决维修工作文件内容的一致性差、文件内容的整体性差和文件执行的有效性差的问题,从而从源头上保证了维修工作的质量。

7) 大修和日常维修工作中的容易引起自动停堆或需要停机停堆维修的设备实行重要设备关键工序控制管理方法,确定重要设备,确定设备维修的关键工序,推行项目负责人制度,明确重要设备检修的项目负责人和管理层关注人,明确现场实施过程组织和技术问题的处理步骤。

4.1.2.2 维修风险管理

Risk Monitor (以下简称RM) 工具的引进,标志着大亚湾核电站和岭澳核电站的维修风险管理将进入一个崭新的阶段。RM是当前国际上先进的风险管理理念中的一个组成部分。2003年电站成立了RM小组,以推动RM的试用。在试用的基础上完善RM和PSA (Probability Safety Assessment) 模型。

电站继续运用在维修风险管理方面所取得的成功经验:

1) 对现场维修活动进行百分之百的风险分析,根据经验反馈升版有关维修程序,执行现场工作监护人制度等。

2) 在总结大亚湾核电站维修快速响应小组(FINT)工作经验的基础上,又成立岭澳核电站维修快速响应小组。

3) 大亚湾核电站维修快速响应小组和岭澳核电站维修快速响应小组,通过不断完善工作流程、改进组织运作,改善与各专业处、职能单位的接口,已经形成了两支业务素质过硬、响应迅速、具备跨专业风险分析能力、团队精神突出的优秀团队,并实现当天分别快速处理50%以上纠正性维修票量的目标。

4) 制定防非计划停机停堆行动计划,进行保电工作安排。电站制定了切合实际、可操作性、可检查性强的“防非计划停机停堆行动计划”、“保电工作安排”等,对有停机停堆风险的维修活动进行重点的风险分析和控制,为全年生产任务及保电任务的完成做出了积极贡献。

5) 以《维修工作标准行为规范》为准则,更好地规范维修作业人员在现场进行的维修活动,养成良好的工作习惯。

6) 密切关注日常维修承包商政策切换后的风险控制,完成了切换后日常维修管理的平

稳过渡。

4.1.2.3 维修计划控制

2003年,维修计划控制的指导原则是规范和改进,主要包括预防性维修和定期试验数据库的维护、日常计划、大修计划、大修前后日常计划与大修计划之间的交接四个方面的控制。2003年电站规范了机组大修前后日常和大修的计划交接管理。

大修前后日常项目组和大修指挥部之间需要进行交接,其中计划控制交接是最主要的内容。一般在大修前三天,机组控制交由大修组管理,日常项目组须向大修计划人员介绍机组状况,将大修机组的计划、遗留工作移交给大修计划人员。同样,大修结束(并网)后三天,大修计划人员须向日常项目组介绍机组状况,将大修机组的计划、遗留工作移交给日常计划人员。

此外,由于定期试验管理的特殊要求,每次大修前和大修后,MAP定期试验管理工程师须召集定期试验管理小组开一次日常和大修的定期试验项目交接会,确保日常和大修之间的平稳过渡。

1) 日常转大修:与机组状态无关的定期试验,按正常周期执行。与机组状态有关的定期试验,若该试验在计划日期+25%周期(超期日期)的区间之内机组状态不要求执行,即此次计划点不必执行;在计划日期+25%周期(超期日期)的区间之外机组状态仍要求执行,必需按计划日期执行,直到机组状态不再要求执行该试验为止。

2) 大修转日常:若大修最近一次实际执行日期与大修结束后第一次计划执行日期(由上次基准点自动计算给出)的时间间隔大于试验周期,则临时增加一次试验,过渡到大修后第一次计划日期,并以此为基准点,按试验周期的要求执行;若大修最近一次实际执行日期与大修结束后第一次计划执行日期的时间间隔小于试验周期,则不必临时增加一次试验,而是以大修后第一次计划日期为基准点,按试验周期的要求执行。这样,此次基准点与上次基准点得到的结果一致,既遵守了运行技术规范,又保证了计划的合理性,并且减少了工作量。

4.1.2.4 现场服务管理

1. 机械加工

2003年机械加工车间更新两台普通车床和一台液压折边机。共计完成工作票3583张。测绘工作共收到54项申请,解决了51项工程技术问题。完成了发电机密封瓦室、高压缸进排汽管等重要大型部件修复。

2. 工具管理

2003年工具管理专用工具借用量为25949件次,常用工具借用量为482068件次。大修工具补充采购482项2090件。完成了OAMS固定资产软件开发(工具管理部分)跟踪、测试。

3. “非典”预防消毒

2003年,为了防止非典疫情在核电站蔓延,确保核电员工健康,保证电站的正常运行,MGS承担了核电区域消毒工作,将核电区域所有的会议室93间、办公室1519间、员工宿舍2275间、餐厅115间、专家村学校20间、电梯12部、班车60辆、公务自驾车50辆编入空气消毒计划,编制消毒记录表,按计划实施消毒工作,保证空气消毒不留死角。防非典共投入人力36人,消耗二氧化氯404L,确保了核电站没有一人感染非典型性肺炎。

4. 生产消耗物资接收 (表 4.1.2.4-1)

表 4.1.2.4-1 生产消耗物资接收统计

物资名称/单位	液态 CO ₂ /t	液氮/t	氢气/瓶	Ar-CO ₂ 混合气/瓶	次氯酸钠/t	柴油/t
大亚湾核电站	13.5	54	4 536	216	674	215
岭澳核电站	27	81	—	253	—	111

5. 洗衣房管理

由于大亚湾核电站的洗衣机已经使用了十年,设备老化、备件采购困难,2003年电站完成了两台洗衣机和五台烘干机更新,全部采用国产小天鹅牌洗衣机和烘干机。2003年全年洗衣量为41 t。

4.2 日常维修

4.2.1 重要维修活动

1. PTR001BA 地脚螺栓更换

在大亚湾核电站十年安全评审检查中发现,大亚湾核电站两台机组 PTR001BA 地脚螺栓发生严重腐蚀。该缺陷严重影响到机组的安全运行,国家核安全局要求限期进行更换,否则将要求停机。

两台机组共72根螺栓,每根长2 150 mm,其中1号机组有12根长2 350 mm。螺栓上端位于辅助厂房 W211/251,螺栓下端位于辅助厂房 K014/K054,螺栓贯穿整个地板层。地板下方需要站在近6 m高的脚手架上施工。部分螺栓上方有管道、加热器、探头;螺栓下方又被风管、管道、电缆火警探头挡住。施工难度和工作量都非常大。

为实现设备和维修国产化,更换地脚螺栓的工作交由静机处完成。静机处成立了项目组。为确保更换工作顺利完成,项目组精心研制施工方案,制作专用升降平台和专用吊具,并对现场的每一操作细节进行周密部署,严格监控,提前20天完成两台机组的更换任务。同时通过设备和维修活动的国产化,大大降低了维修成本。

2. 大亚湾核电站八台 SEC 泵更换叶轮螺母防松螺钉

2003年10月13日,维修工作负责人对2SEC001PO更换盘根及轴套O形圈时发现:该泵叶轮锁紧螺栓之锁紧螺钉锈蚀,锁紧螺栓松动,叶轮向下窜出2.65 mm,造成轴套与叶轮轮毂处的O形环密封失效,海水向外漏泄。轴头处腐蚀并有裂纹。轴套严重磨损,叶轮轮毂内径有拉伤。经过检查和测量各零部件配合尺寸,更换泵轴轴承、轴套,更换叶轮轮毂与轴套处的O形圈,锁紧叶轮锁紧螺栓,并按照要求力矩紧固检查无异常后,对电机、泵测量振动,现场检查泵进出口无漏泄,调整盘根的漏泄量,设备再鉴定合格。

2003年11月12日,在检修大亚湾核电站2SEC001PO并于仓库内领取SEC泵备件时发现叶轮螺母防松螺钉有两种颜色,怀疑是不同材质,经过对库存备件检查以及进行的光谱分析发现,仓库内备件分别为1994年到货以及1999年到货,且材料明显不同,其耐海水腐蚀也不相同。其中1999年到货的备件螺钉具有耐海水腐蚀性能。

经过调查确认目前大亚湾核电站SEC泵所使用的叶轮螺母防松螺钉为1994年以前到货

的备件,有可能再次出现叶轮螺母防松螺钉腐蚀,叶轮松动脱落的风险,要求重要水泵小组讨论处理 SEC 泵更换叶轮螺母防松螺钉计划和方法。

为了防止 SEC 泵共模现象的发生,电站于 2004 年 1 月 10 日完成八台 SEC 泵解体更换新的叶轮螺母防松螺钉的工作。

3. 大亚湾核电站 1 号机组 RRM004ZV 更换

2003 年 11 月 28 日,主控制室出现 1LLB003AA 报警。运行人员现场检查发现 1RRM004ZV 跳闸,1RRM002ZV 自动启动;1RRM004ZV 开关 1LLD101 上发现监测回路接地报警灯亮,现场断开 1LLD101 开关的交、直流电源,接地报警未复位。电气人员测量风机电机定子绕组绝缘为 0.2 M Ω ,电机定子绕组接地,须更换电动机。

更换新电动机时,新电机绝缘直阻检查均合格,但更换电机端子时发现该电机转子上无冷却风扇,经准备和设备管理人员确认该电动机备件不可用,向厂家咨询另行处理。同时,决定对烧毁电机进行修复。

故障电动机修复后,电气方面对修复电动机进行了检查试验,试验合格。整个 1RRM004ZV 故障处理工作于 2003 年 12 月 16 日结束,设备恢复后运行正常。

4. 岭澳核电站 1 号机组 LGC 电缆处理

2003 年 12 月 22 日,岭澳核电站 1 号机组 LGC 电缆(至 220 kV 辅助开关站 LGR 系统)GB 管廊 G 段处电缆段在运行中局部过热,电缆外皮破裂。检查发现该处电缆皮破裂后钢铠与 U 形固定钢卡的螺丝接地产生电弧,造成电缆固定钢卡和螺栓电弧过热,烧坏电缆。进一步检查发现 1LGC 电缆全长上另有 23 处破皮。

对电缆烧坏部分剪掉后,换接新的合格电缆段,并在安装时加钢电缆绑扎带临时加强固定。另外,对其余 23 处电缆有破皮现象处,全部用热缩套包扎临时处理。电站将采购新电缆对其进行更换。

5. 岭澳核电站 1 号机组 RCV003MO 非驱动端轴承烧毁

2003 年 10 月 16 日巡检发现岭澳核电站 1 号机组 RCV003PO 运行时噪音异常,KIT 显示岭澳核电站 1 号机组 RCV003MO 非驱动端轴承温度 1RCV301MT 从 47 $^{\circ}\text{C}$ 上升至 52 $^{\circ}\text{C}$ 。经振动测量未发现异常。但 17 日 13:41,1RCV301MT 在 KIT 记录上从 51.8 $^{\circ}\text{C}$ 开始上升,15:00,轴承温度突然快速上升,同时 1JDT001HK 出现火警(E0911 区),现场确认岭澳核电站 1 号机组 RCV003PO 泵房有浓烟冒出。主控制室操纵员立即启动 1RCV001PO,停运 1RCV003PO。同时立即启动一、二级火险干预队和消防队。后经 MRM 现场确认 1RCV003MO 非驱动端轴承烧坏,原因为轴承润滑不足,润滑特性下降,导致了轴承后期的疲劳和磨损,进而发展成轴承的最后失效。

2003 年 10 月 22 日到 24 日转机对 1RCV003MO 进行解体发现:轴承内油脂已经炭化;轴承滚珠表面有黄豆大小的剥落痕迹;铜保持架一侧开裂,另一侧裂开一半;轴承内端盖有 3 处裂纹且与轴发生严重磨损;轴承外端盖和甩油环严重磨损;轴颈严重磨损。另外,经测量发现电机转子在轴向上移动了约 2 mm,且有稍微的偏斜。

1RCV003PO 由于电机轴承烧毁而不可用,减少了系统上充功能和主泵轴封水注入功能的冗余度,同时使系统高压安全注入功能丧失冗余度。电站随即更换了 6.6 kV 电机,并且一次再鉴定合格。

6. 大亚湾核电站 1 号机组乏燃料外运

根据广东核电合营有限公司(GNPJVC)与中国核工业集团公司(CNNC)于 2000 年 3

月 25 日签订的《乏燃料接收、处理、处置及责任转移合同》，从 2003 年开始 CNNC 将逐年接收大亚湾核电站在合营责任范围内产生的全部乏燃料组件。中核清原技术工程有限公司 (EEEC) 作为 CNNC 下属的主要从事放射性废物处置和放射性物质运输的专业子公司，负责将大亚湾核电站的乏燃料运往 CNNC 下属的 404 厂，保证大亚湾核电站乏燃料水池有足够的剩余格架，具备安全贮存和转运乏燃料，并接受下一循环的新燃料组件的能力。主要工作分为乏燃料运输前期准备与乏燃料装运和交接两大部分。

2003 年 9 月乏燃料开始运输，乏燃料运输不仅在大亚湾核电站是第一次，在中国也是首次。作为第一个交接年，只能成功不能失败。这是合同规定的既定目标，对于合同双方都至关重要。

乏燃料运输不同于新燃料接收，接口多，涉及中国核工业集团公司、中国核工业清原公司、404 厂、中运物流公司、美国 NAC 公司、西班牙 ENSA 公司等单位，以及 DNMC 内部各部门，作为项目牵头部门，TEN 项目工程师听取各方面意见，协调各方面工作，处理各方面接口，保证项目能进展顺利。

乏燃料运输相关的辅助设备和工具开发相当成功，TEN 在半年时间内与中国核动力研究设计院合作，克服制造进度、质量要求、功能要求等各种困难，研制的辅助设备和工具满足了乏燃料运输容器装料操作的功能要求。

由于领导重视，准备工作充分，严格要求，大亚湾核电站乏燃料首次运输没有发生辐射防护、工业安全和核安全事故。操作过程中相关人员所接受的集体剂量为 3.379 人·mSv，相当于计划目标值的 11%。

4.2.2 消除设备缺陷百日竞赛活动

电站的设备找缺陷竞赛活动已开展了三年。2003 年总经理部提出了机组大修后“百日安全生产”的阶段性的战略要求：扭转以往三年电站上半年，特别是第二季度出现的安全生产被动局面。

电站结合以往相关生产活动经验和新形势下生产管理的新要求，决定以开展机组大修后“消除设备缺陷百日竞赛活动”为重点，作为保证机组大修后安全运行的重要生产管理措施。总结以往的竞赛活动存在的不足，主要为时间短、规范性、完整性不够；泛泛要求，四面出击，漫天撒网，重点不够突出；仅以工作申请数量为统计对象，而未突出消除的设备缺陷含金量。仅以发现缺陷为竞赛内容，不考虑消除缺陷的贡献，未发挥维修部门的特长，使维修专业与运行专业不在同一个平台上竞争等。

针对这些经验和教训，2003 年的“消除设备缺陷百日竞赛活动”，首先从鼓励发现缺陷到鼓励发现和消除缺陷并重，树立了处理异常也是百日消缺的一种贡献的概念，调动了维修部门的积极性，使“百日消缺”活动在实现安全生产这个总目标时显得更完整、更全面。为了规范“消除设备缺陷百日竞赛活动”以及为今后类似的活动打下基础，编写了活动管理导则，各个专业处并分别根据本专业的特点和分工制定了各自实施细则和活动计划。制定了考核内容和考核标准，并在百日消缺活动期间，成立了考核专项小组，由专人进行统计，每周公布一次统计结果。考核的内容和考核标准以利于发现隐患、处理隐患和尽快使机组进入平稳运行期为原则和出发点，具体评分原则为：

1) 发现隐患：强调所发现缺陷的“含金量”，依据“含金量”的不同设定不同附加分值，以促进发现隐患的数量和质量；

2) 处理隐患: 根据缺陷处理的难易程度和数量, 设置不同的分值, 予以鼓励;

3) 对机组尽快进入平稳运行期的贡献: 在机组并网后的不同时间区段, 对发现隐患、处理异常的加分乘以一个不同的权重因子以鼓励早发现问题, 早处理缺陷。

再者, 在时间上定位为 100 天, 使各单位有足够时间计划和安排。基于资源优化与重点突出, 确定活动重点为四个方面:

1) 各专业处所负责的与安全和可用性相关的系统、设备、参数、区域等;

2) 由各专业处负责, 但以前未纳入程序管理的或巡检频率偏低的“死角”, 如风门、软连接、支撑、吊架、防火封堵、剂量控制区等;

3) 大修过程中维修过的重要设备;

4) 与本部门相关的、以前曾经发生过人员、设备方面的事件和问题的系统、设备、参数、区域等。

2003 年“消除设备缺陷百日竞赛活动”得分统计如表 4.2.2-1。

表 4.2.2-1 统计得分

核电站	运行一值	运行二值	运行三值	运行四值	运行五值	运行六值	MSM	MRM	MIC	MEE	TEM	其他部门
大亚湾核电站	870	758.4	835	936.8	677	595	1 558	1 202.5	1 768.5	901.3	1 170	626.5
岭澳核电站	656	740	801.8	765.5	810	424						

在发现隐患方面, 运行值和设备管理处得分较高, 贡献较大。维修各部门在处理缺陷方面, 得分较多。这是 2003 年新加入的考核内容, 对发挥维修各专业处的参与积极性, 达到“消除缺陷”的竞赛最终目的, 有非常大的导向作用。2003 年通过“消除设备缺陷百日竞赛活动”发现处理的主要设备缺陷接近 20 项, 如大亚湾核电站 2GCT117VV 阀杆脱落、2ASG003PO 试验时发现转速调节问题、2GRH021VD 调节异常导致发电机氢气温度低等, 设备异常分析报告近 30 项。

2003 年电站顺利渡过“灰色二季度”, 四台机组全年均未出现非计划自动停堆。这一良好的生产业绩与“消除设备缺陷百日竞赛活动”是分不开的。2003 年发现的缺陷和隐患的总数量, 都比以往有较大幅度的增加, 组织的消缺活动数量增加了近 50%。同时, 这种增加不是以降低所发现缺陷的“含金量”为代价的。发现的缺陷分类中有较大比例的阀门开关状态不符、偏僻区域和备用设备的可用性问题等隐性缺陷, 以及大量的分析、评价报告都说明了活动的成效。

需要特别指出的是, 由于 2003 年“消除设备缺陷百日竞赛活动”时间段选择比较合理, 活动比较平顺、高效、有序, 未出现大的波动, 使后续的消除设备缺陷工作过程基本未出现如往年在一时间内工作周转票严重“积压、阻塞”的现象, 未对正常的生产和工作流程带来大的负面影响。

4.2.3 大亚湾核电站维修工作票执行情况

1. 2003 年电站工作申请统计 (表 4.2.3-1)

表 4.2.3-1 2003 年工作申请数量

张

机组	预防性维修	纠正性维修	定期试验	工程改造	服务支持	合计
1 号机组	2 288	2 407	3 204	104	3 301	11 304
2 号机组	2 210	2 353	3 166	86	2 919	10 734
0, 9 号机组	2 304	1 562	707	129	4 506	9 208
合计	6 802	6 322	7 077	319	10 726	31 246

2. 电站历年工作票量变化趋势 (图 4.2.3-1)

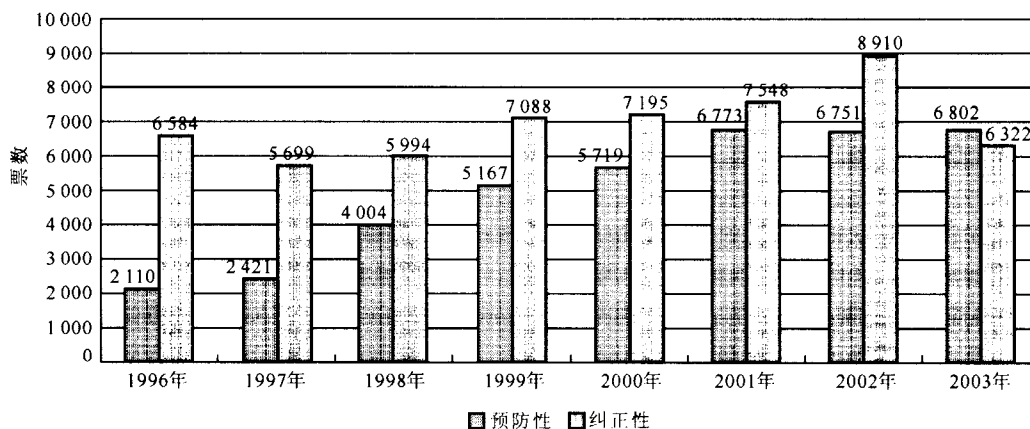


图 4.2.3-1 电站历年工作票量变化趋势

3. 按机组分类统计 (表 4.2.3-2)

表 4.2.3-2 各机组维修工作票统计

张

机组	纠正性			预防性		
	2003 年	2002 年	2001 年	2003 年	2002 年	2001 年
1 号机组	2 407	2 980	2 811	2 288	2 070	2 072
2 号机组	2 353	3 784	2 777	2 210	2 229	2 009
0, 9 号机组	1 562	2 146	1 960	2 304	2 452	2 692

4. 按专业分类统计 (表 4. 2. 3-3)

表 4. 2. 3-3 按专业统计的维修工作票

张

部门	预防性			纠正性		
	2003 年	2002 年	2001 年	2003 年	2002 年	2001 年
静止机械处	1 573	1 540	1 386	1 781	2 543	1 839
转动机械处	3 033	3 437	3 392	1 033	1 428	1 064
电气处	1 632	1 647	1 544	800	1 158	1 166
仪表控制处	420	322	353	2 182	3 031	3 044
现场服务处	0	49	35	54	94	227
总计	6 658	6 995	6 710	5 850	8 254	7 340

5. 一级工作票统计 (表 4. 2. 3-4)

表 4. 2. 3-4 一级工作票统计

张

年份	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	总计
2003 年	103	58	71	258	11	501
2002 年	177	78	107	388	24	774
2001 年	267	159	161	632	42	1 261
2000 年	244	181	194	719	38	1 376

6. QSR 设备维修工作票统计 (表 4. 2. 3-5)

表 4. 2. 3-5 QSR 设备维修工作票统计

张

类型	年份	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	TTS	总计
预防性维修	2003 年	288	956	235	63	0	8	1 550
	2002 年	298	977	243	46	0	11	1 575
	2001 年	355	1 212	286	55	1	15	1 924
纠正性维修	2003 年	484	297	225	975	45	8	2 034
	2002 年	512	304	239	1 012	57	7	2 131
	2001 年	573	330	251	1 231	86	10	2 481

7. 周转工作票统计 (表 4. 2. 3-6)

表 4. 2. 3-6 周转工作票统计

张

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
纠正性工作票 (0, 1, 2 级票)	41	29	80	60	47	78	54	40	15	43	43	54
控制指标	≤74											

8. 等状态工作票统计 (表 4.2.3-7)

表 4.2.3-7 等状态工作票统计

张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
票数	204	126	103	141	173	247	311	334	371	378	403	443

4.2.4 岭澳核电站维修工作票执行情况

2003年岭澳核电站共完成各类工作票30163项。各项生产维修活动的执行情况良好,满足各项管理控制指标。以下是各维修活动的详细统计情况。

1. 2003年岭澳核电站日常生产活动统计

(1) 2003年岭澳核电站日常生产活动总体统计 (表 4.2.4-1)

表 4.2.4-1 2003年岭澳核电站日常生产活动总体统计

种类	纠正性工作申请	预防性工作申请	服务工作申请	定期试验	工程改造	合计
申请总数/张	6 729	6 010	10 084	7 590	521	31 834
完成量/张	6 780	5 788	10 019	7 089	487	30 163
完成率/%	101	98	99	93	93	95

(2) 2003年各专业纠正性维修活动执行统计 (表 4.2.4-2)

表 4.2.4-2 2003年各专业纠正性维修活动执行统计

种类	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	其他
收到票量/张	1 859	658	883	2 732	80	516
完成票量/张	1 854	662	909	2 758	80	517
完成率/%	100	101	103	101	100	100

(3) 2003年各专业预防性维修活动执行统计 (表 4.2.4-3)

表 4.2.4-3 2003年各专业预防性维修活动执行统计

种类	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	TND
申请票量/张	1 344	2 291	1 913	257	—	205
按时完工量/张	1 327	2 257	1 802	236	—	186
按时完工率/%	99	99	94	91	—	91

(4) 2003年各专业定期试验执行情况 (表 4.2.4-4)

表 4.2.4-4 2003 年各专业定期试验执行情况

种类	MSM	MRM	MEE	MIC	MCS	TND
申请票量/张	—	—	107	1 001	—	1 417
按时完工量/张	—	—	107	1 001	—	1 417
按时完工率/%	—	—	100	100	—	100

(5) 2003 年各专业工程改造执行情况 (表 4.2.4-5)

表 4.2.4-5 2003 年各专业工程改造执行情况

种类	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	TND
申请票量/张	72	42	36	47	8	315
完工量/张	69	42	28	35	8	305
完工率/%	96	100	78	75	100	97

(6) 0, 1 级工作票每月的分布与执行情况统计 (表 4.2.4-6)

表 4.2.4-6 0, 1 级工作票每月的分布与执行情况统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
申请票量/张	151	82	29	35	24	97	78	81	68	66	63	73	847
按时开工/张	142	78	27	34	22	90	74	78	62	61	61	66	795
按时开工率/%	94	95	93	97	92	93	95	96	91	93	97	91	94

0, 1 级工作票的按时开工率均在 90% 以上, 满足设备的检修要求。同时在进行 0, 1 级工作票的统计时也发现, 岭澳核电站 0, 1 级工作票的响应速度有待进一步提高, 目前主要包括三方面的因素: 值长审批要及时、各专业准备要加快、计划沟通要到位。

(7) 2003 年岭澳核电站等状态/等备件的情况 (表 4.2.4-7)

表 4.2.4-7 2003 年岭澳核电站等状态/等备件的情况

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
等状态	90	155	59	60	58	48	66	107	170	94	125	62
等备件	115	127	144	93	87	81	76	92	92	87	94	93

2. 岭澳核电站 1 号机组主变压器故障抢修执行情况

2003 年, 岭澳核电站 1 号机组主变压器抢修是日常生产中的一项重要消缺工作。因主变压器 C 相总烃含量高且发现有乙炔, 从 2003 年 12 月 13 日开始, 机组被迫停机进行主变压器 C 相变压器的更换工作, 机组于 12 月 31 日重新并网, 历时 18.5 天。同时, 在主变压器抢修的过程中, 进行了大量并行消缺工作: 主要清除了主泵消防探头误报警、9LGR 电缆的验证与修补、1CRF506FI 碎石过滤器卡涩、1AHP 高压加热机器人孔漏水等。整个停机过程中共消除设备缺陷 307 项。

4.2.5 预防性维修的有效性评估

1. 大亚湾核电站预防性维修评估

(1) 维修大纲及规程

2003 年技术部设备管理处对所有大亚湾核电站预防性维修大纲按维修大纲系统要求统一归整升版为新的格式。其中新编大纲 6 份；升版大纲 563 份；取消大纲 5 份。电站根据以上大纲变动情况及时更新了数据库。由于维修大纲升版数量的巨大，尚有部分大纲未处理完成。

维修规程方面，至 2003 年各专业共升版规程 2 193 份；取消 1 625 份。

经过各部门的努力，维修大纲经验反馈在 MPM 系统中运作顺畅，为维修大纲优化工作奠定了良好基础。

(2) 预防性维修计划的优化

随着维修大纲按 MPM 归整及经验反馈的升版，电站及时地根据设备运行切换方式、大修窗口安排、检修条件、人力安排等因素修改预防性维修数据库，保证新版大纲得到及时有效的执行，并且在大亚湾核电站、岭澳核电站四台机组双周计划中统筹考虑人力资源、风险分配编制计划，确保计划执行的有效性。

(3) 预防性维修活动的实施

2003 年度执行的预防性维修工作票量 6 324 份（不包括大修项目），比 2002 年的 6 089 份增加了 235 份，增加 3.9%。主要原因为以可靠性为中心的维修方法和预防性维修策略等新大纲增加了新的维修项目。

2003 年共收到纠正性维修工作票 4 683 份，比 2002 年的 6 860 份少了 2 177 份，减少了 34.1%。主要原因为对纠正性维修申请与服务支持申请类别的票区分更为严格，部分纠正性维修申请票转变成服务支持申请票，服务支持申请票由 2002 年的 7 270 张大程度上升到 2003 年的 9 439 张，其增加量大概与纠正性维修申请票的减少量持平。

由于以上原因，2003 年纠正性维修与预防性维修工作票数的比例为 0.74:1（不包括大修工作），比 2002 年有较大的降低。历年变化趋势见图 4.2.5-1。

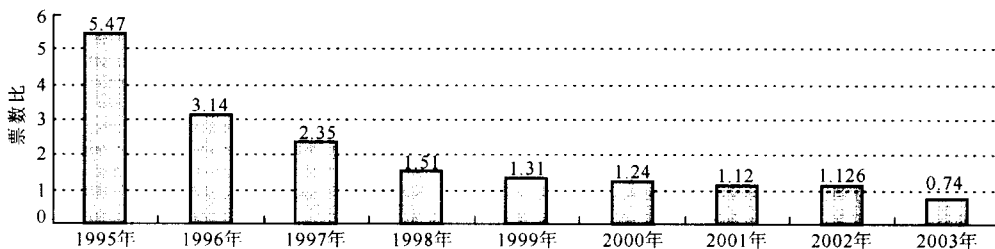


图 4.2.5-1 纠正性与预防性维修工作票之比变化趋势

2. 岭澳核电站预防性维修评估

(1) 维修大纲

2003 年岭澳核电站出版预防性维修大纲情况见表 4.2.5-1。

表 4.2.5-1 岭澳核电站出版预防性维修大纲情况

	MEE	MIC	MRM	MSM	合计
大纲数量/份	183	125	128	148	584

由于岭澳核电站维修大纲从一开始就按照维修大纲要求的数据格式编写，所以在 2003 年升版的大纲并不多。其预防性维修数据库项目从建立初期即以周为单位，并且根据季节、大修、切换等因素做了优化，所以整个数据库结构合理，计划编制简单易行。

岭澳核电站标准包规范工作尚未开始，预计在 2004 年展开。

(2) 预防性维修执行情况

2003 年岭澳核电站执行日常预防性维修 5 741 项，纠正性维修 6 208 项，服务支持 10 034 项。纠正性维修与预防性维修之比为 1.08:1 (2002 年该比值为 3.84)。纠正性维修加服务支持与日常预防性维修之比为 2.83:1 (2002 年该比值为 6.87)。从以上比值的变化可以看出岭澳核电站商业运行一年来日常维修工作进入正常轨道：预防性维修执行有效，纠正性和服务支持类工作正在逐渐减少。

4.3 机组抢修与小修

1. 大亚湾核电站 1 号机组主变压器 A 相 X1 仓室低压软连接过热停机抢修

大亚湾核电站 1 号机组于 8 月 15 日停机处理主变压器 A 相 X1 仓室低压软连接过热问题，8 月 18 日重新并网发电。整个抢修历时 39 小时 12 分，主变压器停运共 16 小时 28 分。

此次抢修首次由电站日常生产项目组承担。电站成立了专项小组，由生产部经理任项目经理，维修队队长任副经理，下设计划、运行、维修、支持和监督 5 个组。该组织机构在 1 号机组停机处理前负责跟踪监测主变压器低压软连接过热状况，同时研究处理对策，当机组进入变压器小修状态，自动转成小修组织机构。

(1) 过热问题的发现

在大亚湾核电站 1 号机组第九次大修中，MEE 在对 1 号机组的主变压器 A 相 X1 仓室软连接回装中发现该仓室内 24 根软连接中有 14 根存在不同程度的发黑现象，并进行了更换处理，对该问题发出了相应的 24 小时事件单。TEM 根据事件单得到的信息对该问题进行了初步的根本原因分析（此时低压仓已完成连接并已封闭），在软连接发黑问题原因进一步分析和纠正措施方面，与 MEE 达成一项一致意见，即在气温较高的月份对该仓室进行一次开仓测温检查。2003 年 5 月 29 日 TEM 申请了 A 相 X1 仓室开仓测温的工作票。由于工业安全科人员认为开仓测温检查的安全措施不具体，因此，测温工作耽搁了较长时间。

2003 年 6 月 30 日，TEM 在对变压器监督检查中发现 1 号机组的主变压器 A 相 X1 仓室外壳温度比其他仓室要高 15 ~ 20 °C，维持在 66 °C 左右。2003 年 7 月 29 日，MEE/TEM 对 1 号机组主变压器 A 相 X1 仓室进行了开仓测温检查，测量发现套管金具温度达 145 °C。2003 年 7 月 30 日，对 1 号和 2 号机组其他共 11 个软连接仓都进行了开仓测温检查，测量结果都在 75 ~ 85 °C 之间。

对比 1 号和 2 号机组 12 个低压连接温度测量情况，1 号机组主变压器 A 相 X1 仓室连结温度明显高于其他相连结很多，并且已超出套管本体允许最高运行温度 120 °C 和该电气连结

规范运行温度 105℃。在停机检修前, 电站对 X1 仓室两侧进风口增加了额外的压缩空气冷却。

经过分析, 专项小组认为过热原因是由于软连接与过渡板、相分离母线 (IPB) 和过渡板与套管之间接触不良, 接触电阻高, 从而导致过热; 根据套管本体的绝缘和密封填料耐热性能, 套管绝缘长期可耐受的最高运行温度为 120℃, 填料密封的最高耐受温度为 130℃; 该电气连接的技术规范要求温度应低于 90℃ (无镀层) 和 105℃ (有镀层), 显然测量到的温度已超出这些温度限值很多, 对套管等设备的安全运行带来很大的危害, 需要停机处理。

(2) 停机检查和处理情况

1) A 相 X1 仓室检查情况。软连接与 IPB 母线连接接触电阻最大值为 53 $\mu\Omega$, 紧固力矩松动最大值为 30%; 软连接与过渡板接触电阻最大值为 362 $\mu\Omega$, 紧固力矩松动最大值为 30%; 过渡板与套管之间接触电阻最大值为 305 $\mu\Omega$, 紧固力矩松动最大值为 45%。

接线板发黑, 原银镀层的银白色已不可见, 套管金具局部油漆起皮脱落, 表面局部有某种不明液体流过留下的暗黑色痕迹。接触面沾污严重, 覆盖一层灰黑色金属氧化物, 附着层呈花斑状分布。表面存在一到两处铝及其腐蚀产物的堆积突起, 与过渡板接触面上的腐蚀麻坑相对应。接线板背面及侧面部分发黑, 已无原来的银镀层颜色。

过渡板与套管接触面表面颜色为暗灰色, 腐蚀严重, 分布有腐蚀麻点和局部腐蚀麻坑, 腐蚀麻坑都处于螺孔和接触面边沿附近。接触面及边沿处留有少许干枯的导电膏。

过渡板与软连接接触面表面颜色为暗灰色, 基本平整, 有软连接线“鼻子”留下的导电膏印迹, 在两个印迹之间有铁锈水留下的暗红色痕迹。

软连接大多数发黑, 接触面基本平整, 大部分呈灰黑色。

2) 其他各相仓室检查情况。A 相 X2 仓室 7 根软连接铜编织物表面有发黑现象, 其他各相未发现发黑及其他异常颜色现象。

3) 处理情况。经检测 A 相 X1, X2 仓室低压套管介损合格, 电站对主变压器 A 相 X1 仓室低压连接的过渡板、软连接、螺栓全部更换并对接触面进行打磨处理, 低压套管猫爪检查并打磨处理。X2 仓室软连接、螺栓全部更换, 重新安装, 过渡板接触电阻小于 5 $\mu\Omega$, 只进行了力矩校验。

主变压器 B 相 X1 仓室低压软连接 21 根和 X2 仓室低压软连接 6 根软连接接触电阻略大, 进行拆卸表面打磨清理后重新安装和力矩校核。

主变压器 C 相 X2 仓室低压软连接中 3 根软连接接触电阻略大, 拆卸接触面打磨处理, 重新安装和力矩校验。

(3) 根本原因分析

大亚湾核电站在 1995 年和 1996 年期间多次发生和处理过主变压器连接过热问题。

1) 1995 年 4 月, 大亚湾核电站 2 号机组第一次大修期间发现 2 号主变压器 B 相 X1 仓室低压套管仓的软连接过热, 几乎所有的连接部件都存在腐蚀产物, 有明显的受潮迹象, 且低压套管端板与过渡板间的连接不良, 建议此部分软连接予以更换, 并对连接板表面的金属熔合物进行仔细清理, 保证连接板表面平滑度。

2) 1996 年 4 月的大亚湾核电站 1 号机组第二次大修发现 1 号机组的主变压器也存在类似的问题, 6 组软连接中有 5 组过热, 6 个低压套管的端板均有过热现象, 其中 B 相 X1, X2 两个套管出现因过热导致密封填料脱落而漏油的情况。

3) 1996年8月12日,用红外热像仪测得2号机组主变压器C相X1, X2低压套管表面温度最高达160℃以上。10月份2号机组小修发现6组软连接中有4组存在过热现象, B相X1仓室的软连接外观和接触电阻均正常, A相X2仓的软连接外观正常, 但接触电阻偏高。12月, 大亚湾核电站2号机组第三次大修期间对2号机组主变压器三相的低压软连接和低压套管全部进行更换。电站先后对两台机组主变压器的低压套管仓加装通风冷却系统。

通过RCA分析和论证, 在造成1号机组主变压器A相X1仓室低压套管与低压母线连接过热的可能原因中可能性最高的根本原因是, 1号机组第八次大修中由于A相X1仓室套管介损超标而进行了套管更换, 重新更换套管时对软连接和过渡板进行了拆卸和重新安装处理。由于拆卸后的处理和重新安装的质量上存在偏差, 在1号机组第九次大修中发现软连接出现发黑现象, 但在对主变压器低压连接维修中又未能严格执行相关的工作程序, 致使本来已经存在异常的过渡板与套管连接未能得到及时发现和处理, 使该连接状况继续恶化和加剧, 进而发展到过热故障。

从维修质量方面看, 影响低压连接维修质量的因素是接触面的处理和安装工艺, 主要包括, 接触面的平整度; 导电膏涂抹使用方法; 接触面安装、紧固工艺; 连接紧固力矩偏差; 连接在维修中的防潮、防雨措施。

从维修管理方面来看, 维修大纲存在对该低压连接的维修政策导向不明的缺陷, 因为, 大纲中具体提到了“软连接”, 但又未具体明确“过渡板连接”; 实际上, 包括了两部分——“软连接”和“过渡板连接”。

在维修程序中, 对低压套管与低压母线连接部位的检查, 只明确指出对“软连接”进行外观、接触电阻以及紧固力矩检查, 没有指出“过渡板”连接部位。但在力矩检查部分中, 又明确指出M16螺栓力矩应为90 N·m, M16螺栓对应的是过渡板与套管之间的连接螺栓。维修程序对主变压器低压连接部分的维修含糊不清。在接触电阻测量记录表中也无对过渡板与套管连接部分的表格, 但紧固力矩记录表中又有过渡板与套管连接紧固力矩的记录表格。这说明维修程序对过渡板与套管连接的维修不明确。

实际上, 从设计裕度、连接可靠性以及历史过热原因分析看, 过渡板与套管连接部位比软连接部分还要薄弱, 也多是过热的起因部分, 但由于软连接受到过热影响后会产生发黑现象, 而过渡板则在过热后基本看不出过热痕迹, 因此, 从现象来看容易将该连接的过热都归因于“软连接”过热, 从而掩盖了“过渡板”与套管连接过热的因素。但是, 在1号机组第九次大修中, 针对过渡板与套管连接的(M16螺栓)紧固力矩检查, 无相应记录能说明执行了该项检查。

针对低压连接过热问题, 连接部件厂家EMFORM和GEC-A分别在1996年和1997年针对主变压器低压软连接过热问题, 向电站提供了该连接的处理程序并且在1997年的大修中厂家派技术人员到现场进行了具体的指导和维修监督工作。但在目前的维修程序中, 上述供货商提供的对低压连接检查和维修的具体要求和技术指标基本上没有反映。这也使得主变压器低压连接在大修检查和维修工作中没有具体、明确的维修质量要求。

从设计方面看, 不理想或不合理的过渡板连接结构、连接接触面裕度不够、套管裕度不够等都会影响该连接的可靠性, 特别是不合理的过渡板连接结构, 在整个连接中也是最薄弱和需要关注的部位。但从2号机组和1号机组B, C相以及A相X2仓室来看, 在正常维护的情况下, 也不会发生过热问题。因此, 设计问题不可能是造成本次X1仓室过热的主要原因。

2. 岭澳核电站 1 号机组主变压器 C 相故障抢修

(1) 总体介绍

岭澳核电站 1 号机组主变压器 C 相故障抢修从 2003 年 12 月 13 日 2:40 机组解列开始, 到 2003 年 12 月 31 日 6:48 成功并网, 共约 18 天。

2003 年 12 月 8 日, 化学科进行岭澳核电站 1 号机组主变压器定期油样色谱分析中发现 C 相油中溶解气体含量异常: 出现乙炔并达到注意值; 氢气含量超出注意值; 总烃超出注意值 9 倍左右。原 ALSTOM 变压器厂家, 现 AREVA 变压器厂分析后认为变压器可以继续运行, 以便进一步跟踪分析油样气体含量变化趋势, 判断内部故障的性质。电站研究决定一方面组织专业技术人员对油样结果进行跟踪分析, 一方面为停机对 C 相进行检查处理做准备。

对连续几天的油样结果跟踪分析后, 确认为变压器内部存在中等温度过热兼放电性故障, 决定对该相变压器进行停电抢修处理, 13 日机组解列, 对变压器进行隔离, 经排油检查未能查到明显故障点, 经专题讨论会研究决定对主变压器 C 相备用相进行更换。

变压器更换安装后, 20 日测量低压绕组直流电阻时发现其超出出厂试验值 12.3%, 国标要求与出厂值比较应小于 2%。对变压器进行部分排油, 直接在低压侧汇流铜排上进行测量, 12% 左右的偏差仍然存在。厂家对于直流电阻偏大的意见是: 如果确认不是测量和换算方面造成的误差, 则很可能是由于变压器长期使用导致低压绕组引出线端部腐蚀, 从而造成接触电阻偏大, 直流电阻超标。经研究决定暂不处理, 将变压器投入运行。

28 日对 1 号机组主变压器进行了三次充电合闸试验, 送电正常。31 日 1 号机组并网成功。1 号机组主变压器的抢修工作结束。

此次抢修也由日常生产项目组承担, 成立了专项小组, 设立了七个执行小组: 即计划组、运行组、抢修组、技术支持组、安全组、监督组和消缺组。在抢修领导小组的统一指挥下, 七个执行小组分工协作, 执行抢修任务。

(2) 检修情况

电站对更换下来的故障变压器在现场检修处理。检修处理情况如下:

1) 高压侧夹件与方钢间的绝缘连接处烧损严重: 更换所有夹件与方钢间绝缘连接处的螺栓绝缘套管, 且改用加长的绝缘套, 在螺栓的非螺纹部分缠绕绝缘纸, 填充绝缘套与螺栓间的空隙;

2) 夹件与方钢间非绝缘连接处的弹簧垫片有开裂现象: 将所有非绝缘连接处的弹簧垫片更换为止退垫片, 防止螺栓松脱;

3) 夹件与方钢间的等电位连接线过热烧黑, 更换处理;

4) 绝缘测量时夹件与拉板间发生放电, 将 12 个原设计为通孔的 14 mm 绝缘垫块修改为 15 mm 不通孔的绝缘块, 且中间位置开有导油槽。绝缘垫块安装后与夹件间存在间隙, 为避免振动, 在间隙处插入固定绝缘纸板;

5) 两半铁芯间绝缘为零, 变压器厂家答复此处绝缘无具体要求, 未做处理;

6) 有载调压侧铁芯边柱拉板与夹件间的两块绝缘垫块松脱, 改用加厚不通孔的绝缘垫块进行恢复;

7) 铁芯边柱底部侧面定位螺栓及绝缘垫块松脱, 重新安装所有 6 块绝缘垫块, 紧固螺栓, 并用棉线和环氧胶固化防松退;

8) 部分线圈、铁芯的绑扎带松脱, 更换绑扎带, 重新紧固;

9) 绕组底部枕木移位: 恢复原位, 并用玻璃纤维杆固定;

10) 铁芯上轭顶部缓冲袋破损, 用绝缘纸重新包扎复位。

(3) 原因分析及纠正行动

经分析, 1 号机组主变压器 C 相油中出现氢、乙炔、总烃等气体含量超标事件的直接原因是高压侧夹件与方钢间的绝缘连接处绝缘损坏、击穿、放电, 导致上部夹件、方钢构成环路, 变压器运行中由于漏磁通的作用, 在该环路中形成较大环流, 使油样色谱分析结果出现异常。故障的性质属于内部结构件之间的绝缘性故障。

高压侧夹件绝缘连接处绝缘击穿、放电、短路是由于以下因素共同作用的结果: 上部夹件的绝缘连接设计不合理, 绝缘套长度不足, 不能完全填充螺栓与夹件间的间隙; 制造过程中质量控制不严, 未按要求紧固 318 N·m 力矩; 广东省直流输电系统采用单极对大地方式运行和双极负荷不平衡时, 岭澳核电站的高压输电线路中会产生直流分量, 直流电流流经主变压器高压绕组, 造成变压器直流偏磁, 振动加剧, 进而导致该相变压器上部夹件连接螺栓松动, 夹件结构变形, 使夹件与螺栓间的绝缘间隙变小。

电站制定的纠正行动如下:

1) 在接下来的大修中, 对所有主变压器上部夹件的绝缘进行修改, 并紧固所有连接螺栓, 提高绝缘可靠性、结构牢固性。在进行主变压器排油检查时, 检查框架结构件之间的绝缘。

2) 密切关注广东直流输电线路的运行, 及时与电网沟通, 尽量避免单极对大地运行及负荷不平衡方式运行。尽快研究并采取有效措施, 根本上解决直流输电对主变压器的影响。

3) 修改主变压器、厂用变压器维修大纲, 缩短绝缘油化验周期为 1 个月。对重要变压器加装绝缘油在线监测装置, 及时跟踪变压器运行状态。

4.4 机组换料大修

4.4.1 大修组织管理

2003 年的上半年, 电站连续完成了大亚湾核电站两台机组第九次大修和岭澳核电站 1 号机组首次大修。随着四台机组的商业运行, 大修工作也基本处于常态化, 面对这一生产形势的发展, 电站及时调整了生产系统的大修工作策略, 要求各部门大修准备及大修协调人员相对稳定, 并逐渐向职业化方向发展, 以便于大修管理及技术方面的经验积累和持续改进。根据这一要求, 大部分职能处均安排了专职的大修管理及协调人员。仅少数部门的人员因资源有限, 难以做到这一点, 但也做了较为长远的安排, 使得大修工作能够真正成为各部门日常工作的重要组成部分, 而不再与以往一样搞临时突击。

2003 年电站加强了大修文件的标准化和规范化工作, 过去大修文件的质量很难提高, 其原因是多方面的, 例如内容、形式和标准不明确或不统一、COMIS 系统设置不合理、人员技能差等, 因此有针对性地对 COMIS 系统做进一步优化, 明确了大修文件包的基本质量要求和 18 条检查标准, 通过这些努力, 大修文件包的质量较以往有较大的改进。

2003 年, 电站组织了维修部各处对所有标准包的备件需求建立了标准的编码信息, 使得在大修大纲出版后能够自动生成大修备件采购需求的电子报表, 为大修备件的采购实现较大的提前量, 基本解决了以往大修备件采购滞后的问题。

为了核电的长远发展, 2003 年电站引进了“东北清河电厂”作为大修新承包商, 参与

了岭澳核电站常规岛大修。

4.4.2 大亚湾核电站第九次换料大修

4.4.2.1 1号机组第九次换料大修

1. 概况

大亚湾核电站1号机组于2003年3月21日5:45与电网解列,开始第九次大修开始,并于2003年4月21日11:24重新并网,至此大亚湾核电站1号机组第九次大修圆满结束。大亚湾核电站1号机组第九次大修历时31.23天,按照大修目标工期32天内完成了计划的各项大修任务,刷新了大亚湾核电站2号机组第八次大修的工期记录,创造了新的最短工期。本次大修是一个非标准的年度大修。

2. 主要指标的完成情况

本次大修的安全、质量和工期等主要指标的控制状况较好,除个别项目已经超出预定的标准外,绝大部分指标都控制在目标之内,详细的大亚湾核电站1号机组第九次大修主要指标控制情况见表4.4.2.1-1。

表 4.4.2.1-1 大修主要指标控制情况

类别	目标描述	目标情况	实际情况
核安全	人因引起的运行事件数/起	0	1
	人因引起的内部事件数/起	≤8	9
	包括设备或人因的重发内部事件数/起	≤3	0
质量	检修返工数/次	≤10	6
	违反质量管理规定/次	≤20	4
	NI再鉴定一次合格率/%	≥98	98.73
	CI & BOP再鉴定一次合格率/%	≥95	97.73
工期	目标工期/天	32	31.23
	关键路径活动按时完成率/%	≥90	80.9
	机组状态倒退次数	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤600	677.576
	12个月个人累积剂量≥20 mSv/(人·次)	0	0
	人员体表污染/(人·次)	≤3	3
	人员体内污染/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件数/起	≤2	3
	放射性物质失控未遂事件数/起	0	0
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件数/起	0	0
	人员轻伤数/起	≤1	0
	火灾事故数/起	0	0
	火险事件数/起	≤2	1
	工业安全未遂事件数/起	≤3	2

续表

类别	目标描述	目标情况	实际情况
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	93.10
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的份额/%	≤0.07	0.056
	放射性气体排放量占国家年排放限值的份额/%	≤0.4	0.175
	放射性固体产量/m ³	45	32.91

3. 大修计划执行情况

大亚湾核电站1号机组第九次大修计划整体的执行情况良好,因人员操作、沟通引起的关键路径延误基本没有,设备原因(如PMC, RIS046VP, ASG137VV, ASG001PO等)引起的关键路径延误仍然是本次大修关键路径推迟的主要因素,大亚湾核电站1号机组第九次大修关键路径的详细执行情况见表4.4.2.1-2。

表4.4.2.1-2 大修各主要里程碑工作完成情况分析

里程碑	计划达到时间	实际达到时间	计划工期/h	实际工期/h	历史最佳工期/h
M0 解列	2003-3-21 6:00	2003-3-21 5:45	—	—	—
M1 正常冷停堆	2003-3-22 18:30	2003-3-22 18:03	36.5	36.25	30.3
M2 稳压器人孔打开	2003-3-24 12:30	2003-3-24 11:00	42	41	37.8
M3 卸料前堆坑满水	2003-3-25 17:30	2003-3-25 19:10	29	32.2	30.3
M4 卸料结束	2003-3-28 16:30	2003-3-29 1:45	71	77.7	71
M5 环路低水位状态开始	2003-3-29 18:30	2003-3-30 2:00	26	23.25	14
M9 换列	2003-3-30 20:30	2003-3-31 22:15	—	—	—
M6 低水位状态结束	2003-4-4 8:00	2003-4-5 17:00	133.5	159	112
M14 开始装料	2003-4-5 3:00	2003-4-6 17:30	18	24.5	21
M15 离开换料冷停堆	2003-4-8 9:30	2003-4-9 15:00	78.5	69.5	83
M18 稳压器人孔关闭	2003-4-10 14:00	2003-4-11 15:00	52.5	48	47
M18a 离开正常冷停堆	2003-4-13 2:30	2003-4-14 15:30	62.5	72.5	72
M19 达到热停堆	2003-4-14 14:00	2003-4-16 5:20	35.5	37.8	32.2
M20 临界	2003-4-16 21:30	2003-4-19 13:58	54.5	80.7	38.6
M21 并网	2003-4-18 17:30	2003-4-21 11:24	44	45.37	37

4. 主要检修活动

(1) 核岛静止机械部分

在大亚湾核电站1号机组第九次大修中完成核岛静止机械设备的预防性维修项目共计992项,其中核岛静止机械部分265项,核岛阀门727项,核岛支吊架7大项。另外,在整个大修过程中还处理了大量的纠正性维修工作,其中核岛部分有370项。

主要项目有:0m平台气闸门EPP225ZS全面检查、8m平台气闸门EPP405ZS全面检查、RCP000BA反应堆开/关大盖、螺栓孔、螺栓、螺母检查、RCP001BA稳压器开/关人孔、RCP001/003GV蒸汽发生器一次侧开/关人孔、RCP001/002/003GV蒸汽发生器二次侧

开/关手孔、眼孔,管板冲洗,电视检查。RIS001/002/004BA 三年内部及外部检查。

(2) 核岛阀门部分

主要项目有:APG004/005/106VL 阀体及气动头全面检查、ARE031/032VL 阀体及气动头全面检查、ARE038/039/040/041VL 阀门全面检查、ASG005/006/010VD 阀门全面检查、ASG137/138VV 阀门全面检查及气动头更换密封件、ASG014VD 阀门及气动头全面检查、DEG042VD 阀门全面检查、DEL004VD 全面检查、ETY042/004VA 阀门及气动头全面检查、GCT128/130VA 阀门全面检查、GCT131/132VV 气动头全面检查、RCP001/002VP 阀门全面检查及气动头更换隔膜、RCP017/020VP 的 SEBIM 阀及控制柜解体检查、RCP040/122/131/130/230 VP 阀门全面检查、RCP 131 VP 阀门及气动头全面检查、RCV 029/031/039/041/052/067/069/130 VP 阀门全面检查、RCV 003/013/046/310 VP 阀门及气动头全面检查、RCV201VP 的 SEBIM 阀及控制柜解体检查、RIS 005/046/047/053/122 VP 阀门全面检查、RIS 113/119/124/136/138 VP 阀门及气动头全面检查、RRA 018/120VP 的 SEBIM 阀门及控制柜解体检查、RRI 130/131/313 VN 阀门全面检查、VVP 101/106/114/118 VV 全面检查安全阀、VVP 128 VV 阀门及气动头全面检查。

(3) 转动机械部分

在大亚湾核电站 1 号机组第九次大修中完成核岛转动机械设备的预防性维修项目共计 88 项。另外在整个大修过程中还处理了大量的纠正性维修工作,其中核岛部分有 51 项。

主要项目有:ASG001PO 年度机械检查、ASG001MO 全面解体检查、ASG002PO 年度机械检查、ASG003PO 年度机械检查、EAS002/003PO 全面检查、EAS002MO 六年全面检查、LHP/LHQ 应急柴油机年度检查、RCP001PO 泵、电机、三道密封三年检查、RCP002PO 泵、三道密封两年检查、电机更换、RCP003PO 泵、电机、三道密封六年检查、RCV001/002PO 年度机械检查、RCV003PO 泵与电机全面检查、RIS002PO 全面检查、RRA001/002PO 年度检查、RRA001MO 全面检查、VVP002VV 主蒸汽隔离阀蓄能器压力检查、VVP001/003VV 驱动机构全面检查。

(4) 电气部分

大亚湾核电站 1 号机组第九次大修电气共完成 QSR 相关设备预防性维修 318 项。QSR 相关的预防性维修活动主要包括:6.6 kV 电机清洁及绝缘检查,380V 电机年度清洁及绝缘检查,中低压贯穿件四年度检查接线,配电盘、充电器的清洁检查,充电器交直流开关跳闸试验,蓄电池年度放电试验,核岛电动头三年度试验,核岛电动头解体检修及 LHA/LHB 配电盘和 6.6kV 电机指示仪表的校验工作。

QSR 相关设备的纠正性维修活动 91 项。主要有:根据经验反馈,更换了所有断路器型 6.6kV 航空插头并进行了功能试验,对 1LNA/LNB/LNC/LND 的可控硅、二极管和控制卡件进行了核实、更换。

1LBJ 蓄电池因极柱腐蚀,本次大修更换了新型号蓄电池。大修核岛电动头普查时发现有四台电动头漏油,对其进行解体检修。为消除设备老化的故障隐患,对所有充电器控制卡件的屏蔽线加装了绝缘套。更换了 1RCP001RG/002RG 调节柜的可控硅、二极管并进行了功能再鉴定。

(5) 仪表部分

大亚湾核电站 1 号机组第九次大修按照维修大纲的要求,计划完成 QSR 仪表设备的预防性维修工作 227 项,实际完成 226 项,剩余 1 项。1RPN - 9983AR 87% FP 功率量程通道

设定值和参数调整 (S31), 因没有 87% 功率平台且相关参数已随机组状态要求进行了调整、而没有执行; 在完成的这 226 项预防性工作中、涉及到堆芯监测仪表的检查、校核和试验的维修工作 31 项。在大修中对 QSR 设备完成的纠正性维修工作 214 项。所有这些设备经维修后结果满足技术规范要求, 但有以下一项须进行跟踪:

1RCP211/212MT 探头的绝缘偏低, 在冷态时测量绝缘均为 9.40 M Ω , 小于 10 M Ω ; 热态时测量 211/212MT 的绝缘为 2.73/2.66 M Ω , 功率运行时测量 211/212MT 的绝缘为 5.99/6.00 M Ω , 未达到要求值, 但趋势有所好转。

(6) 改造项目

计划实施工程改造 25 项 (QSR 项目 6 项), 再鉴定试验结果均满足技术设计要求。其中安全重要系统和部件的改造六项。包括:

1) 第五台应急柴油发电机改造: 完成柴油发电机组的整体启动调试和主要的设备消缺工作; 与 1 号机组相关的接线全部完成。完成再鉴定试验, 包括控制回路试验、负荷试验、过载试验、裕度试验等计划中的所有工作。结果满意。

2) EAS001/004DI 改为多级节流孔板: 已将 EAS 试验管线上的单级节流孔板改为两级节流孔板, 完成了支架改造。再鉴定渗透探伤、射线探伤合格, 完成定期试验 PTIEAS011 和 PTIEAS012, 试验完全合格。设备振动情况明显改善。

3) 取消阀门 RIS287VP/127VP 及所在管线: 已按计划拆除 RIS287/127VP 所在试验管线, 增设 4 个堵头。取消主控制室对该段管线的 RRB 温度显示和报警。完成渗透探伤、射线探伤、RRB 可用性试验, 结果合格。

4) LN * 静态开关换型 (MRMTS00062): 完成计划中的所有开关确认与换型。完成静态开关切换试验, 结果满意。

5) RX 厂房 -3.45 m 钢内衬与筏基之间的伸缩缝改造 (MRTEN010043): 完成了封堵检漏槽, 更换伸缩缝填充材料, 加装盖板等所有计划中的工作。施工工艺满足设计要求, 不需要进行再鉴定试验。

6) RCV050VP 防渗漏改造: 已更换 RCV050VP 的阀盖、填料和灯笼环。密封性试验以及关闭时间都合格。

7) 原计划中有 RCP212/215VP 和 RRA001/002VP 阀座平衡孔封堵 (MRTEN020016), 本次大修中该项目未实施。取消的原因是设计审查中发现设计有缺陷, 不具备实施条件。

(7) 在役检查

在役检查工作按核岛、常规岛划分方式进行过程管理及质量监督。

1 号机组第九次大修期间, 核岛在役检查根据核安全法规和在役检查大纲的要求, 对部分核一、二、三级以及核岛非规范要求的设备和系统进行了在役检查。除此之外还根据现场的实际要求及外部经验反馈实施了部分预防性的无损探伤项目: 1 号主泵飞轮超声检测; 两台主泵棘爪及销轴的渗透检查; 1APG001RF/002RF 管板渗透检查; RCV003PO 第 12 级叶轮渗透检查; 系统死管道焊缝射线检查。对汽轮发电机组的部分金属部件和常规岛的压力容器进行了在役检查。大亚湾核电站 1 号机组第九次大修的各项在役检查项目均按计划顺利完成, 对在本次大修中须处理的缺陷都已进行了相应处理并验收合格。

(8) 堆芯检查

大亚湾核电站 1 号机组第九次大修没有检查燃料组件。

1 号机组第十循环堆芯装载检查 2003 年 4 月 9 日 7:00 开始, 8:15 结束。堆芯装载检查

由现场服务处组织实施,由换料主管、现场燃料操作人员、燃料管理科人员组成的实物盘存小组进行。检查过程中对堆芯每位置的燃料组件号或相关组件号均实行了多次确认,每一步由第一组人员口头报堆芯位置和观察到的标识号,第二组人员记录听到的位置号和标识号并重复报一次燃料管理科人员核实确认;检查结束后,燃料管理科人员和现场服务处人员共同核查签字。本次大修中,堆芯装载检查进展顺利,未发现技术上和管理上的问题。堆芯装载检查表明堆芯中实际装载的燃料组件、相关组件与堆芯设计装载图一致,堆芯实物盘存结果和账面盘存结果一致。

(9) 物理启动试验报告

1号机组第十循环在完成装料及必要的大修项目后,从2003年4月19日8:40开始物理启动试验,19日14:00达到临界,4月20日10:50分零功率物理试验结束,4月21日并网成功,4月26日3:00达到满功率。4月28日完成《物理启动大纲》中除G9曲线标定试验外其他所有试验项目。试验结果表明,堆芯的各项特性参数满足核设计的要求,反应堆可以安全地运行在100%FP功率水平。

(10) 性能试验和贯穿件试验

大亚湾核电站1号机组第九次大修性能试验活动总共53项,其中根据NNSA的要求在大修初期机组热停堆期间进行落棒试验,完成53项,结果满意。

大亚湾核电站1号机组第九次大修前1号机组的2号主泵的振动值达200 μm 左右,动平衡试验小组通过对该主泵的振动状况、维修活动、与机组状态的关系等一一进行分析研究,确定了试验方案与试验窗口,在电机的靠背轮处安装平衡块。在4月14日2号主泵第一次启动时振动水平即下降到130 μm 左右,并在16日热停堆过程中保持稳定(85 μm)。大亚湾核电站1RCP001/002/003PO主泵运行时振动水平稳定,不需要进行主泵动平衡试验。

大亚湾核电站1号机组第九次大修贯穿件试验包括C类试验一年周期55个,B类试验4个。所有贯穿件均按计划完成。已完成的贯穿件试验都合格。

5. 主要技术问题及处理

(1) 1RIC701/702AA报警原因分析及处理措施

概述:2003年4月26日,在1号机组第十循环正常升功率至75%FP台阶过程中,当功率达68%FP时,1RIC701/702AA报警发生。经查明报警原因是由于堆芯出口处热电偶所测量的温度最大值(323 $^{\circ}\text{C}$)与最小值(302 $^{\circ}\text{C}$)的偏差大于报警设定值20 $^{\circ}\text{C}$ 。一回路饱和温度为345 $^{\circ}\text{C}$ 。

报警设置的目的是:经FRAMATOME确认,该报警是出于硬件方面的考虑,不涉及任何功能和安全因素。检查过冷监测系统的正常工作状态。确认热电偶没有随时间发生漂移,保证饱和裕度的准确指示。FRAMATOME确认了堆芯设计和堆芯测量数据无异常。

报警发生的根本原因:低泄漏堆芯装载方式,燃料循环长度较长,换料新组件数目较多,功率较大的燃料组件正好位于热电偶位置,对该功率台阶进行理论计算,得出的最大温差大于20 $^{\circ}\text{C}$,说明现场温度与设计相符。

在第九循环和2号机组第十循环中没有出现该报警原因:换料新组件数目较少,循环长度相对较短。堆芯功率分布的巧合,最热组件不在热电偶位置。尽管堆芯也存在部分组件出口温度较高,使得温差大于20 $^{\circ}\text{C}$,但不在热电偶探测位置,因而没有出现温差报警。

为何某些情况下年度换料的堆芯出口温度显示比18个月换料要高:第九循环和2号机组第十循环中不但没有温差报警,反而比年度换料的温差看起来低(小于333 $^{\circ}\text{C}$),OUT-

IN 装料使堆芯径向功率分布较均匀, 组件功率差及温差较小, 出口温度分布对装料方式不敏感, 而 IN-OUT 装料径向功率分布比较不均匀, 组件功率差及温差较大, 出口温度分布对装料方式敏感。非热组件的出口温度远低于出口平均温度而热组件的出口温度远高于出口平均温度, 因此, IN-OUT 装料时当热组件位于热电偶位置时温度指示就较高。当非热组件位于热电偶位置时, 温度指示可能低于年度换料的出口温度。

安全方面的考虑: 堆芯出口温度是对一回路过冷度的监督。正常情况下只要稳压器保持 15.5 MPa 不会发生堆芯出口整体沸腾、不会发生局部的 DNB 出现, 但可能出现局部过冷泡和沸腾, 温差不会无限制地增大 (堆芯设计安全限值已经间接限制其增大), 理论计算表明最大值在 30 °C 左右。有关的安全事故的安全分析已论证。

电站召开了内部协调会研究临时措施, 制定了 TOI, 规定每天监测热电偶测量的温度, 并监视其他会引起此报警的因素。在今后设计堆芯装载时, 注意计算分析不在热电偶位置的燃料组件出口温度, 以弥补热电偶位置有限的情况。

(2) 1EAS010VB 电动头螺杆变形共模故障问题处理

背景: 大亚湾核电站 1 号和 2 号机组第九次大修中发现几起核岛电动头蜗杆齿轮变形故障, 通过 FRAMATOME 咨询厂家并请厂家人员现场指导, 原因初步确定该故障与手动离合器上弹簧安装位置有关: 即弹簧应安装在手动离合器“B”位置, 并在第九次大修中对 2 号机组部分 L 型电动头、1 号机组全部 L 型电动头的离合器弹簧位置进行了调整。而厂家对于部分电动头弹簧安装位置不一致并无进一步解释。

后续行动: 因当时的纠正性行动并无安装图纸加以明确, 为确认故障的原因, 请厂家查找安装图纸确认手轮弹簧的安装位置。FRAMATOME 的最新来文确认电动头手轮的正常安装位置应为“A”位置, 关于弹簧在“B”位置, FRAMATOME 和电站的意见一致: 不影响电动头的可用性, 也不会造成电动头损伤, 只影响电动头的手动操作方式。

根本原因分析: 由厂家的答复可以看出手轮弹簧的安装位置并不是引起故障的根本原因, 法国厂家从没有发生过相关的事件, 也没有相关的经验反馈无法给出明确的原因分析, 只是提出了两种可能的原因: 电动操作时, 手控操作的按钮啮合不良或人为手动操作; 阀门卡死的情况下手动操作。事件的根本原因还须进一步分析。

现状: 在岭澳核电站 1 号机组第一次大修中对 L 型电动头的手轮弹簧及蜗杆齿轮进行了检查, 除岭澳核电站 1RIS062/064VP 未检查外, 其他 L 型电动头手轮弹簧均安装在“A”位置且齿轮没有任何损坏。结合厂家的答复, 现岭澳核电站 L 型电动头均保持在正常的“A”位置, 未做调整。大亚湾核电站现已调整到“B”位置的电动头不影响电动头的可用性, 也不会造成电动头损伤, 只影响电动头的手动操作方式, 在根本原因未找到之前没必要更换弹簧位置。

(3) 1RCP320VP 更换、检查情况及评价

检修原因: 大亚湾核电站 1 号机组第八次大修打压试验时该阀门内漏, 解体检修发现阀座腐蚀严重, 因无备件当时没有更换阀体, 研磨后试验合格回装。但阀座密封面上仍有 1 ~ 1.5 mm 深的腐蚀。为确保安全, 决定在大亚湾核电站 1 号机组第九次大修时更换阀体。

电站对旧阀体进行了切割处理, 更换了新阀体。焊口两次探伤合格。打压试验合格可以保证密封要求。可以确保一回路压力边界的承压要求。

(4) 1SEC 入口管道腐蚀处理及评价

背景介绍: 大亚湾核电站 1 号机组第九次大修中发现 1SEC 两列入口管道、法兰螺栓以

及法兰加强筋出现腐蚀,其中1SEC101VE上下游附近管道腐蚀最严重;电站根据RCCM规范的要求对腐蚀最严重的1SEC101VE上下游管道、法兰螺栓和法兰进行计算和评价。

1SEC入口管道腐蚀减薄计算:1SEC入口管道中,腐蚀最严重的是1SEC101VE上游管道,其管道壁厚由设计的8 mm减薄至3.1 mm;由RCCM-D3640计算得出的最小壁厚等于2.44 mm;根据实际壁厚3.1 mm,利用RCCM-D3650计算出的最大应力为28.03 MPa,远小于许用应力194.4 MPa;由此可以证明,1SEC入口管道在腐蚀减薄后仍满足RCCM的要求。

法兰螺栓腐蚀最小截面积计算:使用RCCM-ZV200计算程序,计算出法兰螺栓最小截面积等于579 mm²,转换为直径就是27.1 mm;根据现场实际的打磨测量后,确定所有已腐蚀的螺栓的直径都大于前面计算的最小直径;拆除两个腐蚀最严重的螺栓,发现其啮合部分螺纹仍保持完好;由此可以证明,1SEC入口管道的已腐蚀的螺栓仍能满足RCCM的要求。

法兰加强筋腐蚀计算:根据使用RCCM-ZV300,计算出法兰在其加强筋部分腐蚀后,其关键部位的最大应力等于272 MPa,仍小于许用应力(283.2 MPa);由此也可以证明,1SEC入口管道法兰在其加强筋部分腐蚀后仍能满足RCCM的要求。

大亚湾核电站1号机组第九次大修处理措施:对腐蚀的管道、法兰和螺栓进行打磨除锈以及防腐处理;加强巡视和检查;将计划在下次大修更换所有腐蚀的螺栓。

6. 大修质量控制与质保活动

(1) 大修质量控制

大亚湾核电站第九次大修管理工作启动早,准备时间相对充分;质量控制工作逐步标准化和规范化;质量控制发现的问题包问题得到纠正;采取措施保证质量控制签点率;全程跟踪质量缺陷的管理,提高了质量缺陷处理速度;对质量控制人员普遍进行了针对性的培训;采取积极措施保证再鉴定成功率。

在2号机组第九次大修后针对电站和承包商在管理上存在的缺陷,均进行了相应的反馈效果明显。1号机组第九次大修违反质量管理规定和返工次数明显减少。大修违反质量管理规定次数(为QA发出CAR的数量、质量控制发出的停工整改、质量整改、违章整改和大修指挥部认为属于违反管理要求的事件和缺陷数的算术和)总共为4次,检修返工次数(由返工整改数量和大修指挥部认为属于返工项目的数量的算术和)为6次。

(2) 大修质保活动

根据大亚湾核电站2号机组第九次大修的反馈,质保人员重新按专业和系统进行了任务分工,责任落实到人。对大亚湾核电站1号机组第九次大修的防异物措施做了事先预防工作,并明确了防异物的重点场所和活动。推动承包商的质量保证人员,对其防异物措施进行了自己专门检查。

4.4.2.2 2号机组第九次换料大修

1. 大修工作概况

大亚湾核电站2号机组第九次大修从2003年1月26日2:25与电网解列,至2003年3月18日12:41重新并网,历时51天10小时。本次大修所完成的活动无论从项目的数量、工作量以及重要性方面来看都是历次大修之最。本次大修共处理了7982张工作申请,共产生4019张工作许可票,创历次大修之最。现场实施并完成了改造项目31项,完成并关闭计划实施的“NCR”共计54项,处理大修期间新产生的“NCR”165项,产生并关闭“QDR”共计1091项,其中完成“重要设备技术问题”的现场处理共计47项;

核岛方面完成的主要项目有:压力容器顶盖更换,换料机PMC改造,核岛安全壳钢内

衬底部伸缩缝密封填料更换, 主变压器和辅助变压器检修, 3 台蒸汽发生器二次侧水压试验, 2 台蒸汽发生器一次侧涡流检查, LHP 应急柴油机六年检修, 第五台柴油机试验, 主泵惰走试验, EAS001/002PO、RIS001/002PO、RCV001/002/003PO、ASG001/003PO 检修或检查, RRA001PO 全面检查, RCP212/215/222/320/VP、RIS06VP 等低水位阀门检修。

常规岛及 BOP 方面完成的主要项目有: 高压缸开缸检查, 低压缸开缸及叶根、叶轮槽检查, 励磁机全检, 发电机抽转子检查及密封瓦漏油原因查找, CFI 系统 A 列旋转滤网防腐, 高、低压加热器水压试验, 油系统 GGR 化学清洗, GRE/GSE 阀门 10 个解体检查、5 个执行机构解体检查, APA001PO 泵及电机解体检查。

2. 大修指标完成情况

大修指标完成情况如表 4.4.2.2-1 所示。

表 4.4.2.2-1 大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标情况	实际情况
核安全	运行事件数/起	0	5
	人因引起的内部事件数/起	≤8	21
	包括设备或人因的重发内部事件数/起	≤3	6
质量	检修返工数/起	≤10	11
	违反质量管理规定的事件数/起	≤20	23
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	98.3
	CI & BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	99
工期	目标工期/天	46	52
	关键路径活动按时完成率/%	≥90	80.2
	机组状态倒退次数	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤1 250	1 011.568
	12 个月个人累积剂量≥20 mSv/(人·次)	0	0
	体表污染/(人·次)	≤6	0
	体内污染/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件数/起	≤4	3
	放射性物质失控未遂事件数/起	0	0
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件数/起	0	0
	人员轻伤数/起	≤1	1
	火灾事故数/起	0	0
	火险事件数/起	≤3	4
	工业安全未遂事件数/起	≤5	5
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	112.02
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的份额/%	0.10	0.06
	放射性气体排放量占国家年排放限值的份额/%	0.4	0.19
	放射性固体产量/m ³	55	49.3

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

1) 大亚湾核电站2号机组第九次大修共发生运行事件5起,突破目标值(0起);发生人因引起的内部事件21起,突破目标值(8起);发生设备或人因的重发内部事件6起,突破目标值(3起);

本次大修核安全相关指标均被突破,说明核安全相关活动的控制和管理方面存在较大的问题,并且所发生的事件以人因事件居多,事件所反映的问题主要有以下几方面:核安全要求可用的设备被隔离,反映相关工作人员缺乏风险意识或知识技能不足,尤其是对有可能违反技术规范活动的风险分析不充分;

2) 燃料组件倾斜事故反映出改造项目执行过程中质量管理程序未得到有效执行,工作人员未遵守操作程序以及缺乏质疑的工作态度导致误操作出现;

3) 共6起重发事件的出现,说明对以往事件根本原因分析的准确性和纠正行动的落实都存在不足;

4) 此次大修中发生跑油、跑水事件各3起。对流体传输过程进行有效控制是大修重点工作之一,重点是定期试验操作。

(2) 辐射防护方面

大亚湾核电站2号机组第九次大修的核岛项目工作量大,参与人员多,辐射防护协调、监督、管理难度是历次大修以来最困难的一次。此次大修全面完成了辐射防护各项指标,辐射防护6项指标均控制在目标值之内,未出现造成后果的辐射安全事件。特别是整个大修期间无一人体表污染,也无一人超过每日2 mSv的个人剂量干预值,为历次大修最好水平。本次大修辐射防护指标控制较为成功,得益于大修前充分的工作准备,大修期间现场活动的密切跟踪和控制,以及对突发事件的及时响应与妥善处理。大修期间的3起跑水造成地面污染事件,这表明与流体传输相关的定期试验活动应纳入辐射防护的重点监督跟踪范围之内。

(3) 工业安全方面

本次大修“火险事件”和“工业安全未遂事件”较多,原因之一是其中工作人员工业安全意识不强,而设备和技术问题也会导致火险事件的发生。另外,工作人员不遵守工业安全规定造成“人员轻伤”的事件一起。所以加强工作人员的工业安全意识,养成自觉遵守电站的工业安全相关管理规定的良好习惯,是一项必须长期坚持的工作。

4. 大修质量管理

(1) 检修返工

本次大修“检修返工”实发11起,突破了目标值(10起)。

本次大修因检修质量引起返工的事件较多,其原因涉及以下几方面:

1) 工作人员的业务技能不足,如2ASG126VZ再次发生泄漏而返工和2ASG001PO再鉴定时多处漏油漏水导致返工。

2) 没有严格遵守现有的技术标准,如1号低压缸末级叶片叶顶间隙超差较多造成重新开缸,这是大亚湾核电站2号机组第九次大修中工作量最大的一次返工。

3) 工作过程质量控制不严造成返工,如2ASG012PO入口防异物胶带未拆除导致返工和发电机汽轮机侧密封条安装质量问题造成返工。

4) 检修过程中异物控制不严,导致异物进入设备而返工,如SEN001FI内一钢丝刷子插在滤芯上,导致其无法转动,须返工检修。所以防止异物落入始终是检修过程中应强调的

重点。

(2) 违反质量管理规定

本次大修“违反质量管理规定”发生 23 起，突破了目标值（20 起）。

本次大修中违反质量管理规定的事件较多，归纳起来有两种情况，一种是工作人员不知道有此规定或对规定的内容要求不清楚；另外一种工作人员知道有规定但为了工作方便而不遵守。对于前者要加强电站相关规定的培训和宣传力度，使工作人员掌握工作直接相关的管理规定和要求；对于后一种情况，必须加大对违反规定的责任人员及其部门的处罚力度。

(3) 再鉴定一次合格率

本次大修核岛部分的再鉴定活动共 234 项，再鉴定一次合格率为 98.3%，此项指标控制在目标值之内。其中有 4 项再鉴定活动未一次合格。

本次大修 CI & BOP 部分的再鉴定活动共 305 项，再鉴定一次合格率为 99%，此项指标控制在目标值之内。其中有 3 项再鉴定活动未一次合格。

本次大修的再鉴定结果控制在目标之内，达到了令人满意的结果，虽然本次大修发生了较多的检修质量问题，但本着设备问题不处理决不放过原则，在大修整个过程中慎重、合理地处理了所发现的所有设备缺陷，使设备检修的最终质量得以保证。

5. 大修工期管理

(1) 关键路径活动工期控制情况

大亚湾核电站 2 号机组第九次大修实际工期 51.5 天，目标工期 46 天，超出目标工期 5.5 天；大亚湾核电站 2 号机组第九次大修未出现机组状态倒退，实现了预期目标；大亚湾核电站 2 号机组第九次大修关键路径活动总数为 414 项，其中按时完成的活动总数为 332 项，按计划推迟的活动总数为 82 项，实际关键路径活动按时完成率为 80.2%，低于目标值（90%）。大修计划里程碑完成情况如表 4.4.2.2-2 所示。

表 4.4.2.2-2 大修计划里程碑完成情况

里程碑	计划达到时间	实际达到时间	计划工期/h	实际工期/h	历史最佳工期/h
M0	2003-01-26 3:00	2003-01-26 2:25	—	—	—
M1	2003-01-27 15:00	2003-01-27 17:50	36	39.4	30.3
M2	2003-01-29 9:30	2003-01-29 7:25	42.5	37.8	43
M3	2003-01-30 21:00	2003-01-31 3:40	35.5	44.3	30.3
M4	2003-02-02 20:00	2003-02-03 14:20	71	82.5	71
M5	2003-02-03 23:30	2003-02-05 2:45	27.5	36.5	14
M6	2003-02-19 5:30	2003-02-18 21:10	368	331.5	112
M14	2003-02-26 2:30	2003-03-02 17:40	165	284.5	21
M15	2003-02-28 7:30	2003-03-07 8:30	53	111.2	83
M18	2003-03-03 2:30	2003-03-09 7:30	68	47	52
M18a	2003-03-05 14:00	2003-03-12 23:55	59.5	88.5	72
M19	2003-03-07 5:30	2003-03-14 8:05	39.5	32.2	38
M20	2003-03-09 18:30	2003-03-16 9:10	61	49.1	38.6
M21	2003-03-12 13:00	2003-03-18 12:41	67.5	51.5	37

(2) 历史最佳工期窗口

本次大修创造了三个历史最佳工期窗口, 见表 4.4.2.2-3。

表 4.4.2.2-3 最佳工期窗口

最佳窗口	M1-M2	M15-M18	M18a-M19
原最佳记录工时/h	43	52	38
2号机组第九次大修工期/h	38	47	32.2
缩短工时/h	5	5	5.8
缩短总计工时/h	15.8		

实现三个最佳窗口的主要活动如下:

- 1) M1-M2: 高压贯穿件试验顺利, 提前 2 h; 稳压器开人孔门操作缩短到 1.5 h;
- 2) M15-M18: 采用整体螺栓拉伸机, 并将三角吊具放置在稳压器上;
- 3) M18a-M19: ASG001TC 超速试验提前 4.5 h, OPO 定期试验提前 5 h。

(3) 工期延误窗口

本次大修有六个窗口时间与计划相比延迟较多, 详细情况见表 4.4.2.2-4。

表 4.4.2.2-4 工期延误窗口

主要延迟窗口	M2-M3	M3-M4	M4-M5	M6-M14	M14-M15	M18-M18a
延误时间/h	8.8	11.5	9	36.5	83	29

导致六个窗口时间延迟的主要涉及活动如下。

- 1) M2-M3: 运送反应堆大盖、PMC 工具延迟 6 h, 反应堆大盖螺栓咬死、螺孔塞处理增加 4 h;
- 2) M3-M4: PMC 故障增加 4 h, 卸料工期延长 3.5 h;
- 3) M4-M5: 排水时间增加 16 h;
- 4) M6-M14: PMC 改造增加 147.5 h;
- 5) M14-M15: 燃料倾斜处理延迟 44.5 h, 装料时间增加 15 h;
- 6) M18-M18a: 一回路进行第二次动态排气增加 10.5 h, RGL 冷态再鉴定延迟 15 h。

6. 大修三废管理

(1) 废液方面

TEU 系统地板水的产量为 266 m³, TEU 蒸馏液产量 309 m³, 全部合格排往 TER。大亚湾核电站 2 号机组第九次大修 TEU 系统共计向 TER 排放 658 m³, 比大亚湾核电站 2 号机组第八次大修 450 m³ 高, 主要原因是低水位持续时间长, 工作点多, 系统大量排空。同时由于系统恢复后阀门再次泄漏, 2EAS 系统 A/B 列和 2RIS 系统 B 列二次排空, 也增加了废液产量。

TER 共计排放 16 罐次, 体积为 $6\ 320\ \text{m}^3$ 。液态氙排放 15.89 TBq, 占国家年限值的 10.95%。2004 年大亚湾核电站全年排氙的计划目标值为 35%。大修期间 2 月份是历年大修中单月非氙核素排放量最少的一次。

(2) 固体废物方面

大亚湾核电站 2 号机组第九次大修固体废物产量 $49.3\ \text{m}^3$ (其中技术废物 $35.7\ \text{m}^3$, 工艺废物 $13.58\ \text{m}^3$); 占大亚湾核电站 2 号机组第九次大修目标值 $55\ \text{m}^3$ 的 89.6%。本次大修技术废物产量偏高, 是自大亚湾核电站 1 号机组第三次大修以来 12 次大修技术废物历史平均值 $16.16\ \text{m}^3$ 的 2.33 倍。检修过程中产生的技术废物一直是放射性固体废物管理中的重点和难点。

大亚湾核电站 2 号机组第九次大修放射性固体废物产量高的主要原因是大量改造项目的实施, 如反应堆大盖更换、PMC 改造、RRA 管道改造等, 仅反应堆厂房环廊伸缩缝改造一项就产生固体废物 25 桶, 约为 $5.25\ \text{m}^3$ 。

(3) 废气方面

本次大修吹扫共计产生放射性气体约 $350\ \text{m}^3$, 与往年持平, 没有发生衰变箱容量不足问题。

本次大修的三项三废指标均控制在目标值以内, 达到了预期的效果, 其中最值得一提的是废液的管理和控制工作。在本次大修中真正做到了废液的分类控制, 大量采用 TSD 排水, 优化废水分类。其中对 2EAS 系统一、二次侧疏水排气实施分离, 使地板水一直没有被放射性水污染。9TEU001EV 内浓缩液的硼浓度仅上升了 $5\ 000\ \text{mg/L}$ 。

7. 大修经验反馈

(1) 良好实践

1) 不放过任何设备缺陷, 使大修后的设备处于良好健康状态。大修前对系统及设备进行了认真地排查, 共查出 1 188 个问题。大修期间又发现了许多大大小小的设备缺陷, 对于这些设备问题相关部门不仅及时进行了妥善的处理, 同时分析造成设备故障原因并采取适当的纠正行动, 不放过任何潜在的设备隐患。例如根据 1 号低压缸末级叶片的检查结果决定增加另外两个低压缸末级叶片的检查工作。在 EAS/RIS001PO 泵的检修中发现其轴头弹簧垫片断裂, 在对其更换处理的同时, 为防止共模故障对与其相同工况的 EAS/RIS002PO 进行了检查, 发现了存在同样的问题并对缺陷及时进行了处理。整个大修期间技术部门确定了 48 项重大设备技术问题, 经过各方的努力, 47 项得到了合理和慎重的处理, 有一项转为日常维修项。

2) 应对突发事件措施及时得当。与以往大修相比, 本次大修出现了较多的突发事件, 如燃料组件倾斜事故、PMC 换料机调试问题、2 号低压缸转子围带拉伤、1 号低压缸重新开缸返工等, 这些突发事件出现后, 大修经理及其指挥部成员响应及时, 综合考虑大修各方面情况、严格按照电站程序要求组织相关部门制定出处理方案和措施, 在确保安全和质量的前提下, 使大修工期得到了最佳控制。如燃料组件倾斜事故的整个处理过程显示出大修组织较强的应变能力, 在 45 小时内安全、稳妥地处理完这一事件。

3) 监督工作方式更加有效。参与大修的质保、工业安全、STA 等监督部门在以往历次大修中发现了许多的管理和技术方面的问题。为使监督部门的工作更加有效, 及时发现并纠正大修中的不规范行为和错误, 本次大修指挥部从大修一开始就要求各部门尤其是监督部门对所反映的问题必须指明责任部门和当事人, 这样做才能够使责任部门和人员有较深刻的触

动,同时对其他部门起到更有力的警示作用。大亚湾核电站2号机组第九次大修期间各监督部门按照这一要求运作,取得了非常好的监督效果。这种要求和做法应该在今后的大修中一直延续下去并持续改进和优化。

4) 经验反馈制度化。本次大修的经验反馈工作做到了制度化,大修经验反馈工程师根据大修当前状态,事先收集以前历次大修相同状态期间所发生的事件信息,整理好材料,在每天的大修协调会上分发到与会人员,并在会上传达这些信息,提请相关部门人员注意。这项工作对重发事件的预防起到了一定的作用。

5) 对废液进行分类控制。本次大修的三废控制达到了预期的效果,其中最值得一提的是在本次大修中真正做到了废液的分类控制,大量采用TSD排水,优化废水分类。

(2) 存在或须关注的问题

1) 在大修期间实施的改造项目应充分准备、慎重审查。造成大亚湾核电站2号机组第九次大修工期延误的主要原因是PMC换料机的改造工期延误,从这一事件中可以看出改造项目的不确定因素很大,无任何经验可供借鉴,所以必须事先对改造项目进行严格审查,项目负责人要清楚项目中每个工序的细节和潜在的风险,作到心中有数并能够控制实施过程,同时要有第二方对改造项目进行独立审查,审查内容必须包括项目实施中可能出现的风险分析及应对措施。

2) 重发事件的出现所反映出的管理和技术方面的问题。本次大修重发事件较多,共发生设备或人因的重发内部事件6起,突破3起的目标值,重发事件的出现本身说明两方面的问题,一是以前事件的纠正行动未落到实处,如LHP974JA励磁线圈烧毁事件;二是以前事件的根本原因没有找到,以前分析出的原因是错误的或表面的,如ASG001/003PO卡死事件。所以针对如此多的重发事件,电站管理层应该从管理和技术两方面采取措施。

3) 跑水、跑油事件屡次发生。此次大修中发生跑油、跑水事件各3起。其中3起跑水事件全部是在定期试验过程中发生的,所以定期试验应作为跑水高风险活动加以控制。除此之外在进行油、水相关作业中一定要考虑是否存在跑油、跑水的风险,提前做好防范措施。

4) 异物落入事件屡次发生。在整个大修过程中,RX/KX厂房水池充水,还有许多设备处于开口状态,现场人员也比较多,所以这期间的异物落入设备和系统的风险最大,针对这一形式,电站制定了防异物管理大纲和程序,并在每次大修开始前对工作负责人进行防异物措施和管理规定的培训,但此次大修中出现的异物相关24小时事件仍然比较多,说明规定和措施没有在工作中得到落实,目前应该解决的问题是工作人员是否严格按照规定执行。

5) 维修质量问题突出。本次大修发生检修返工11起,违反质量管理规定23起,均突破指标值,说明大亚湾核电站2号机组第九次大修检修质量问题形势严峻,应引起高度重视。从这些质量相关事件中可以看出,导致检修质量下降的主要原因与工作人员专业技能、不遵守技术标准、违反有关规定以及质量控制的有效性直接相关。今后的纠正工作应重点从这些方面开展。

6) 承包商的管理和约束机制存在不足。本次大修所引进的承包商单位数量和人数及新人为历届大修之最,承包商承担了大修中的绝大部分工作,相应地在承包商中出现的各种不规范和违反管理规定的行为也较多,对大修的质量、安全和工期各方面的影响非常大。如何在大修过程中更加有效地管理和控制承包商人员的行为及人员的变动,是今后必须深入研究的课题。另外,目前对承包商在经济利益方面的约束机制存在漏洞,例如大修期间出现的违反管理规定及检修返工等问题无法在合同中加以奖惩或处罚的力度不足,所以必须将与承包

商的合同条款与承包商的行为联系起来,才能对其真正起到约束作用,否则,任何口头和纸面上的要求都无法改变目前的状态。

4.4.3 岭澳核电站1号机组第一次换料大修

1. 概述

岭澳核电站1号机组第一次换料大修,是机组投入商业运行后的首次大修。机组自2003年4月21日23:52解列,至6月7日6:28并网,整个大修历时46.3天,较目标工期提前7小时,顺利实现大修目标。

大修开始前,大修指挥部主要面临的困难包括:大修人员经过连续两个大修后的疲乏;部分第一次参加大修的人员对现场、对设备、对大修各项管理措施不熟悉;非典型性肺炎肆虐造成大修计划的重大调整;湿热的工作环境等。

大修主要项目包括:安全壳密封性试验、三台辅助给水泵解体检查、开/关反应堆顶盖、换料、混合堆芯及提高燃料浓缩度论证、物理试验、核岛阻尼器检查、LGB电缆更换、RGL加装12组控制棒、发电机抽转子、高压缸和2号低压缸开缸检查、APP/APA管道和支架改造、冷凝器“狗骨”泄漏处理等。大修期间,又发现并处理了汽轮机自动盘车投不上、环吊齿轮箱漏油、GRE/GSE多个阀门特性试验不合格、凝结水泵电机出线套管接头过热烧损、压缩空气供给系统有白色粉末、FORGED STEEL VALVES阀体冲蚀问题、给水泵机械密封弹簧断裂、主变压器内异物处理及差动保护动作、停堆开关辅助接点接触电阻过大、辅助给水泵轴瓦磨损严重、反应堆压力容器顶盖法兰面锈蚀等55项重大技术问题。

大修过程中,一方面发现并解决了在现场、程序、备件、工具等方面暴露出来的大亚湾核电站、岭澳核电站技术不同点所带来的各种问题,尤其是风险高、难度大、跨专业、接口复杂的安全壳打压试验按计划高质量地完成充分体现了广大大修参战人员团结拼搏的精神和兢兢业业的作风。另一方面,也由于准备工作做得不充分、具体工作人员的工作没做到位、不良工作习惯等,在大修中发生了诸如发电机抽转子过程中定子被擦伤、控制棒驱动杆落入内部构件池、氢氧化钾试剂误加入一回路系统等事件。所有这些经验和教训在大修后得到认真的总结和反馈。

2. 大修完成情况

本次大修完成了3823项预防性维修,主要包括ASG001/002PO四年机械检查,ASG001TC/003PO全面检查;LHP年度检查,LHQ年度检查;RIS002PO电机5年全面解体检查;VVP001VV驱动头全面解体检查;RCP212VP/RCP320VP/RCP610VP,RIS004VP,RCP100~106VP,RPE020/080VP,RRA004/014/015VP等低低水位阀门及其他核岛阀门解体检修(包括核岛SAR隔膜阀全面检查及更换隔膜)等机械方面的预防性维修。完成了LAB/LBF/LBM/LCE/LGA/LKA/LKF/LKG/LKP等17个电气盘4年检查,EAS013/014VB,RIS051/052VP核岛电动头10年全面解体检查,RIS021/023VP等38个核岛电动头3年检查,9LGR两年度检查等电气方面的预防性维修项目。另外还完成了1631项纠正性维修项目,主要包括RCP121/221/321VP,RCP215VP,RCP353/354VP,RIS040VP,RIS073/074VP等低低水位阀门解体检查,EAS001MO更换,主变压器排油开人孔检查异物,LHP/LHQ更换万向节等。

本次大修还完成了安全壳整体打压试验(包括所有贯穿件试验)、三台蒸汽发生器二次侧冲洗及电视检查,1号蒸汽发生器传热管涡流检查、内部堆焊层电视检查,2号蒸汽发生

器一次侧水室进出口管嘴焊缝射线探伤等在役检查项目。在本次大修期间执行的核岛在役检查项目没有发现超过验收标准的缺陷。

本次大修中完成下列安全重要系统和部件的改造：1RCV050VP 上充隔离阀盘根泄漏改造；6.6 kV 开关盘加装报警连片；第五台应急柴油发电机接口改造；岭澳核电站混合堆芯及提高燃料浓缩度论证，包括①近百份安全分析报告的论证；②乏燃料水池加装垫板改造；③安全注入系统 RIS 浓硼回路降低硼浓度改造；④RGL 加装 12 组控制棒驱动杆组件改造；⑤装料前的数百份受影响的文件切换和检查。LGB 电缆更换、LGC 电缆修补等重大改造项目也在本次大修中全部顺利完成。

由于这是岭澳核电站第一次大修，300 多项工程遗留项工作也在大修中得以实施，主要包括 APA/APP 小流量管线改造、常规岛液位变送器和水位计浮子改造、DMR 环吊加装时间继电器、核岛阻尼器处理、RIS001/002 /003 VP 诊断试验、RRI146/551VN 改造、PTR 水闸门加装报警回路、LAB/LBJ/LBM 加装蓄电池放电回路报警等。

根据运行技术规范准则对设备和系统进行了再鉴定，完成了反应堆启动物理试验，机组一次并网成功且运行稳定。从大修的再鉴定结果及机组的运行情况来看，大修的质量是令人满意的。

3. 主要设备异常的处理

1DMR 环吊液压油漏到 1RCP001PO 电机上——由于环吊液压安全制动系统密封环漏油，并直接落到 20m 平台、1RCP001PO 电机及隔壁吊货运间等区域。更换密封环，检查主泵电机无影响。

1RGL 改造中水闸板供气管被压破，构件池水漏入堆水池——TEN 在 RX 厂房 20 m 平台进行反应堆上部构件加装 12 组控制棒驱动杆的改造工作，在用环吊将专用工具和驱动杆吊往构件池的过程中，轮子压破了铺设在换料机导轨上的水闸门气管，导致水闸门密封用压缩空气气源失去，构件池内的放射性水往反应堆水池渗水，流入压力容器集水槽并有部分水流入 RPN 盖板孔，造成堆水池地面污染。发现问题后，暂停该项工作，及时采取措施，重新连接快速接头，插入水闸门气管。

1RGL 改造中控制棒驱动杆脱落击穿构件池钢衬——在实施加装 12 组控制棒改造，安装第 10 根驱动杆时，该驱动杆突然脱落，掉到水池底部。堆内构件池周围的水泥结构的裂缝和孔中有水漏出，水池泄漏水同时沿 R320 墙壁向下流淌，造成 RX320，RX220 以及 R120 区域部分地面和设备沾污。之后通过在线封堵，及时堵住泄漏点，在低低水位期间对水池底部击穿处进行焊接，探伤合格，充水后检查不漏。

堆水池充水过程中 RPN 测量井出现连续漏流——机组处于维修冷停堆模式，在给反应堆水池和堆内构件池充水过程中发现 1RPE411GT 上游来自 8 个 RPN 测量井的 8 根引漏管中的一根有水连续流出，表明一个 RPN 测量井的盖板不严密，充水被迫中止。在低低水位期间更换 O 形环，充水后验证不再漏。

1SEC 两列取水管混凝土内衬发现裂纹——在对 SEC 系统 A 列取水管进行预防性维修检查时，发现在管道弯头和泵入口处混凝土内衬有多处裂纹，凿开一处有水喷出；SEC 系统 B 列取水管发现也有同样问题。电站对于泵入口直管段进行了修补，母管弯头因方案无法确定，留待下次大修时再做全面处理。

主变压器送电时两次差动保护动作——主变压器大修后的第一次送电过程中，主变压器 C 相差动保护动作使主变压器跳闸。经检查主变压器 C 相变压器本体没有问题，怀疑保护定

值偏低,经征求 ALSTOM “调高差动保护定值再送电”意见后,再次主变压器送电,又因 B 相差动保护动作而跳闸。

针对送电过程中先后两次因为 C 相和 B 相差动保护动作跳闸, MEE 对三相油样进行分析、检查绝缘和继电器,初步认为差动保护定值偏低,变压器本体无异常。决定对 GPA 差动继电器进行检查和更换;在 GEV 高压侧接电压、电流录波装置进行录波。并决定对主变压器第三次重新送电,在送电过程前调高差动保护定值,主变压器第三次送电成功。

1ARE056VL 电动头电机烧毁——在进行 1ARE056VL 再鉴定时发现其上游开关跳闸,检查发现电动头的电机烧毁,电机三相直流电阻分别为 $1.5\ \Omega$, $1.5\ \Omega$ 和 $1.1\ \Omega$;绕组对地绝缘为零。原因是:定子线圈接地故障,铁芯固定不好。采取的措施是:更换电动头,再鉴定合格。

反应堆压力容器上、下螺栓法兰面锈蚀——在关大盖期间发现反应堆大盖上法兰面及反应堆压力壳法兰面(非密封面)锈蚀。原因是 1RX 厂房内空气湿度大,表面的冷凝水造成大盖法兰面电化学腐蚀,形成 Fe_2O_3 褐色腐蚀产物。通过对反应堆压力容器大盖上法兰面进行打磨、除锈处理,消除腐蚀产物对大盖连接螺栓力矩的影响,并对此问题开 QDR 和 NCR 进行跟踪处理。

一回路化学加药平台,两次错误加入 6 kg 和 3 kg 的氢氧化钾——LPO 化学和当值运行人员按计划通过 REA006BA 给一回路加药的过程中,两次误将氢氧化钾当作氢氧化锂加到一回路中,导致一回路的钾含量达到约 $16\ \text{mg/L}$ 。主要原因是化学实验室对化学试剂的管理存在漏洞;工作人员的基本工作技能不足;工作人员缺乏质疑的工作态度。采取的后续行动是:针对钾离子对一回路设备的影响进行安全评价,通过除盐床进行除钾离子并在临界前将钾离子浓度降至小于 $0.1\ \text{mg/L}$;同时,对化学实验室有关化学试剂的管理问题进行整改,并加强对相关工作人员的培训。

进行 SIP 试验时造成 ASG003PO 进汽阀误开——MIC 按大修计划进行 SIP 试验过程中,按程序要求模拟产生 P13 信号时,ASG003PO 进汽阀 137/138VV 意外开启,由于 1ASG003PO 仍处于隔离状态,该泵才没有真正启动。原因分析:通过查逻辑图确认,P13 信号产生的同时给出 P7 信号(反应堆功率或汽轮机负荷大于或等于 10% 整定值)，“P7 + 主泵低转速”将会产生“ASG003PO 启动”信号。岭澳核电站是第一次在机组冷态情况下执行该 SIP 试验,试验程序中对主泵的运行状态没有提出明确要求,而大亚湾核电站则要求在至少两台主泵运行的条件下才执行该试验。显然,程序不完善是导致事件发生的根本原因。

执行试验 T1KPR001 恢复操作时误关 1RCV033VP——热停堆工况下,LPO 按计划执行 T1KPR001,试验结束后按规程要求将 1KPR 盘上的所有选择开关由“KPR”位置切回“KSC”位置后,运行人员发现 1RCV110TL 与试验前位置不同,于是将其转到水平位置并且按下,导致 1RCV033VP 关闭,导致 1RCV003PO 在失去供水的情况下运行约一分半钟。此事件暴露出运行试验人员技能不足,当事人并不知道在 KPR 上的操作优先于主控制室;不按程序操作且没有意识到这项操作的后果。后续行动:对 1RCV003PO 进行检查、试运转和再鉴定,检查该泵的相关参数,未发现异常,泵水力参数符合泵特性曲线。恢复该泵运行。

1REA004PO 在出口阀关闭的情况下运行——LPO 按计划再线 1REA004PO 给 1REA004BA 打循环,而泵的循环回路出口阀 1REA059VB 处于关闭位置,自动补给阀门 1REA061VB 也已关闭。1REA004PO 在出口阀关闭的情况下运行了 8 小时。原因分析:再线

文件仅仅是主控制室操纵员标示出阀门状态的一张流程图；操作人员没有按规定进行操作验证，监护者也没起到独立的监护作用；相关人员没有巡视到位，致使 REA004PO 在出口阀关闭的情况下运行 8 小时。纠正行动：规范和完善在线文件；重新学习有关运行管理规定。

4. 大修指标完成情况

本次大修的安全、质量和工期等主要指标的控制状况较好，除个别项目已经超出预定的标准外，绝大部分指标都控制在目标之内，岭澳核电站 1 号机组第一次大修主要指标完成情况见表 4.4.3-1。

表 4.4.3-1 大修指标完成情况

类别	目标描述	目标情况	实际情况
核安全	人因引起的运行事件数/起	≤1	1
	人因引起的内部事件数/起	≤10	20
	包括设备或人因的重发内部事件数/起	≤3	2
质量	检修返工次数	≤10	18
	违反质量管理规定次数	≤25	22
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	98.5
	CI & BOP 再鉴定一次合格率/%	≥94	96.15
工期	目标工期/天	49	46.3
	关键路径活动按时完成率/%	≥90	82.3
	机组状态倒退次数	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤690	579.34
	12 个月个人累积剂量≥20 mSv/(人·次)	0	0
	体表污染/(人·次)	≤4	8
	体内污染/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件数/起	≤2	2
	放射性物质失控未遂事件数/起	0	0
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件数/起	0	0
	人员轻伤数/起	≤1	0
	火灾事故数/起	0	0
	火险事件数/起	≤2	0
	工业安全未遂事件数/起	≤4	6
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	57.27
三废管理	非氚放射性液体排放量低于国家年排放限值的份额/%	0.10	0.032
	放射性气体排放量低于国家年排放限值的份额/%	0.4	0.067
	放射性固体产量/m ³	55	35.09

4.4.4 大亚湾核电站第十次换料大修准备

4.4.4.1 1号机组第十次换料大修准备

由于18个月换料改造的实施，大亚湾核电站机组第十次大修与前几次大修的做法不同，须分开进行两台机组第十次大修的准备工作。

1. 工期要求

根据大亚湾核电站发电计划，大亚湾核电站1号机组第十次换料大修计划在2004年9月30日与电网解列，开始换料大修，目标工期72.1天。大亚湾核电站1号机组第十次换料大修是一个十年大修，并要进行多个重大改造项目，因此从2003年8月开始启动大亚湾核电站1号机组第十次大修的准备工作。

2. 组织准备

2003年7月，开始大亚湾核电站1号机组第十次换料大修准备工作，着手组建大亚湾核电站1号机组第十次换料大修准备组织机构，由维修部大修计划工程师、仪表处、静机处、转机处、电气处、服务处和技术部工程改造、性能试验、在役检查以及设备采购、工业安全、辐射防护协调人、运行经理、安全工程师、常规岛经理、质量经理、技术经理组成。2003年8月28日，召开第一次大修准备会议，标志着大亚湾核电站1号机组第十次换料大修准备正式启动。

3. 大修项目的确定

大亚湾核电站1号机组第十次换料大修核岛主要项目包括：一回路水压试验；反应堆压力容器MIS检查；更换反应堆顶盖；PMC改造；1APG001RF更换；1SEC泵站入口管道更换；其他十年改进：防止堆芯裸露改进，防稀释改进，电气贯穿件K1级接线改进，主泵房火警改造，LRT再供电改造等；EAS喷淋试验；蒸汽发生器传热管氦气检漏；三台蒸汽发生器二次侧冲洗，传热管涡流检查，一次侧水室进出口管嘴焊缝射线探伤，内部堆焊层电视检查；ASG002MO，RIS002MO电机全面解体检查；EAS001PO，RCV002PO，RRA002PO泵及电机全面检查；LLS001TC调速器整体更换；RCP003MO八年检查及更换电机；VVP002VV驱动头及阀体全面解体检查；RCP121/222VP等179个低低水位阀门及其他核岛阀门解体检修，核岛SAR隔膜阀全面检查及更换隔膜，ASG001BA四年内外部检查，RCV021BA四年全面检查，RIS003BA两年全面检查，LGB/LHA等16个电气盘三年检查；EAS007/009VB，RIS012/013VP等29个核岛电动头六年全面解体检查；RIS020/030VP等30个核岛电动头两年检查；辅助变压器冷却器联片更换。

大亚湾核电站1号机组第十次换料大修常规岛主要项目包括：高压缸及2号低压缸开缸检查；ADG001DZ水压试验；CFI031/032TF旋转滤网防腐，出水口改造；凝汽器水室及进水管衬胶防腐，APA002PO压力级泵全面检查，GRE002/005/008/009ZM，GSE002/008ZM油动机全面检查；GRE001/004/006/007/008/010VV，GSE001/009VV全面检查，APP系统A泵组及抽汽阀四年机械检查；主变压器软连接套管通风改造等。

4. 大修准备的进度

(1) 大修准备里程碑执行情况（见表4.4.4.1-1）

表 4.4.4.1-1 大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	计划实现日期	实际实现日期
P0: 大修准备开始 (开始第一次准备会)	2003-08-28	2003-08-28
P1: 十年大纲和年度大纲升版, 完成本轮大修备件补充采购申请	2003-10-15	2003-10-15
P2: 完成预防性维修工作申请的发出	2003-11-24	2003-11-07
P5: 出版大修水位图和主隔离图	2003-12-31	2003-12-18
P7: 完成大修工作包准备 (包括纸质打印)	2004-02-28	2004-02-28
P3: 完成所有外包项目技术规范 ¹⁾	2004-02-28	2004-03-10
P6: 冻结大修预防性维修项目, 确定各岗位人选	2004-04-09	未开始
P8: 完成大修工作包审查	2004-04-28	未开始
P4: 确定大修承包商	2004-06-30	未开始
P13: 所有合同签字生效	2004-06-30	未开始
P9: 完成大修计划编制定稿, 开始执行预检计划	2004-08-12	未开始
P10: 工作包全部下发到工作负责人并提交到 MAP	2004-08-23	未开始
P11: 主承包商人员进场并对其进行培训	2004-08-02	未开始
P12: 日常项目组向大修项目组移交	2004-09-27	未开始

注: 1) 所有外包项目技术规范和立项须同时出, 因增加改造项目现场实施和再鉴定技术支持立项和技术规范, 故未按时完成。

(2) 大修工作包准备

从 2003 年 11 月 7 日发出预防性维修工作申请, 开始了大修工作包的准备, 截止到 2004 年 2 月 10 日, 维修部各执行处已完成 90%, 共发出 3 197 份预防性工作申请: 静止机械 1210 份, 转动机械 443 份, 电气 552 份, 仪控 507 份, 技术支持 471 份, 土建 14 份。截止到 2004 年 2 月 28 日, 大亚湾核电站 1 号机组第十次换料大修预防性工作包除个别有特殊原因之外, 都已完成, 开始进行工作包审查。

(3) 大修备件采购

截至 2004 年 3 月 9 日, 大亚湾核电站 1 号机组第十次换料大修备件共申请 1 843 项, 取消 33 项, 发订单 1 680 项, 订购率 93%, 未发订单 130 项, 承诺满足 (承诺交货日期在 2004 年 9 月 15 日之前) 1 636 项, 承诺满足率 90%, 到货 1 354 项, 到货率 74.8%。

2003 年 12 月, 经与各重大项目小组讨论, 已出版了大亚湾核电站 1 号机组第十次换料大修水位图和 GOR 主隔离图。为确保大修质量, 大亚湾核电站 1 号机组第十次换料大修还将继续安排对重点设备的潜在缺陷组织进行排查; 对大修标准工作包准备情况, 组织自查和复查。

总的来说, 大亚湾核电站 1 号机组第十次换料大修启动较早, 准备基本按照准备计划执行, 但个别重大项目启动运作不良, 如 PMC 改造, 大亚湾核电站 2 号机组第九次换料大修经验反馈没有落实到位; 蒸汽发生器传热管氦气查漏, 是大亚湾核电站首次实施, 承包商尚未选定, 项目启动会虽已召开, 但各项目组成员, 仍不知自己的具体职责、工作范围, 详细准备计划和执行计划也没有最终确认, 现有准备计划不足于支持项目组运作。十年改造项目详细设计还未完成, 项目组也未开始启动。

4.4.4.2 2号机组第十次换料大修准备

1. 工期要求

根据大亚湾核电站2003—2007年发电计划，大亚湾核电站2号机组第十次换料大修计划于2004年4月24日与电网解列，于2004年5月23日重新并网，大修目标工期30天。

2. 组织准备

2003年6月，开始大修准备，着手组建大修组织机构。由大修经理、大修副经理、计划经理、运行经理、安全工程师、常规岛经理、质量经理和技术经理组成大修指挥部。2003年8月底，除个别岗位外，大修组织机构协调层人员全部到岗。本次大修指挥部成员岗位的设置是根据大亚湾核电站第九次大修的经验，并考虑到大修组织机构的相对稳定，增设了核岛经理岗位，其他岗位保持不变。

3. 大修项目的确定

大修主要项目包括：反应堆换料、蒸汽发生器传热管涡流检查、RCP003MO八年检查及更换、PMC改造、环吊（DMR）改造、低低水位阀门及气动头检修、RCP212VP/2RRA001VP平衡孔封堵改造、SEC系统A列入口管道修补及SEC101/103VE螺栓更换、部分交流电气盘清洁检查、核岛部分阀门及电动头解体检查和试验等。APA002PO全面检查、APP101/102PO四年全面检查及B列汽门全面检查、CRF001/002RF循环水泵机械密封弹性组件及充气密封的更换（六年检）、GEV主变压器年检、油吸附及再生处理、低压套管遮流板更换、厂用变压器无载调压开关密封垫更换、主变压器软连接更换、发电机转子更换。

为了落实大修后一个燃料周期内不因任何设备故障引发停机停堆的目标，在大修准备阶段开展重要系统设备缺陷的排查工作，最大限度找出大修预防性工作不能涵盖的重要系统设备缺陷，利用大修的机会，处理好这些缺陷。

4. 大修准备的进度

(1) 大修准备里程碑执行情况（见表4.4.4.2-1）

表4.4.4.2-1 大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	计划实现日期	实际实现日期
P0: 大修准备开始（开始第一次准备会）	2003-06-17	2003-06-17
P1: 十年大纲和年度大纲升版，完成本轮大修备件补充采购申请	2003-08-15	2003-08-04
P2: 完成发出预防性维修工作申请	2003-08-30	2003-08-16
P3: 完成所有外包项目技术规范	2003-10-30	2003-10-15
P4: 确定大修承包商	2003-10-31	2003-10-18
P5: 出版大修水位图和主隔离图	2003-10-31	2003-10-22
P6: 冻结大修项目，确定各岗位人选	2003-11-14	2003-11-05
P7: 完成大修工作包准备	2003-11-30	2003-11-10
P8: 完成大修工作包审查	2003-12-30	2003-12-30
P9: 完成计划编制，执行预检计划	2004-01-31	2004-01-31
P10: 工作包下发到工作负责人及提交许可票	2004-02-28	2004-02-20
P11: 开始对承包商人员培训、考核、授权	2004-03-20	未开始
P12: 大修项目组与日常项目组交接会	2004-04-21	未开始

(2) 大修工作包准备

2003年12月30日完成全部工作包审查,共发出2879份预防性工作申请:静止机械1096份,转动机械399份,电气514份,仪控479份,性能试验149份,在役检查208份,土建34份。

(3) 大修备件采购

截至2004年3月2日,大修备件共申请1865项,取消27项,发订单1737项,订购率95%,未发订单101项,承诺满足(承诺交货日期在2004年4月9日之前)1571项,承诺满足率85%,到货1340项,到货率72.9%。

(4) 大修合同

大修合同共36项,谈判从2003年10月开始预计至2004年3月底全部完成,满足大修准备的要求。

(5) 日常与大修的交接

截至2004年3月已进行三次交接,计划2004年4月21日完成日常项目组与大修项目组的移交。

(6) 管理改进

为确保大修质量对重点设备的潜在缺陷进行排查,在大修时安排处理;对大修工作包准备明确质量标准,严格检查。安排工作负责人熟悉工作包,并组织自查和复查,建立考核体系;加强工作负责人对电厂各项管理规定了解的培训,并组织监督人员进行检查。建立大修项目管理的三级责任制,落实各分项目负责人、各科处长及大修指挥部各级人员的责任,做到有功必奖、有错必罚,切实从根本上提高大修的管理水平和大修质量。

4.4.5 岭澳核电站换料大修准备

4.4.5.1 大修前期准备

在岭澳核电站2号机组第一次大修及岭澳核电站1号机组第二次大修准备中,首次引入“大修前期准备”的概念,这是大修准备工作的一个新尝试。2002年12月23日,正式启动“大修前期准备”组织机构,并召开首次准备会。根据大修工期安排,分别制定了2号机组第一次大修和1号机组第二次大修前期准备计划,会议明确了准备阶段的任务和要求,主要包括:出版生效预防性维修大纲、提交备件采购申请、标准工作包准备完善、确定大修项目清单等,并于大修前6个月分别向大修项目组移交大修前期准备工作成果,保证了大修项目组进行大修准备的连续性。

4.4.5.2 2号机组第一次换料大修准备

1. 工期要求

根据岭澳核电站2003—2007年发电计划,2号机组第一次换料大修计划在2003年11月27日与电网解列,2004年2月2日完成大修、并网,计划工期68天。

2. 组织准备

2003年5月,在“大修前期准备”的基础上开始大修准备工作,着手组建首次大修组织机构。2003年8月底,除个别岗位外,大修组织机构协调层人员全部到岗。

3. 大修项目的确定

大修主要项目包括:核岛一回路水压试验、MIS机在役检查、安全壳密封性试验、RCP

主管道射线探伤、RCP 主泵惰走试验、RIS006VP 等 74 个核岛阀门及气动头解体检查、ASG001TC 辅助给水泵汽轮机的全面机械检查、ASG001MO 电机更换、LLS001TC 汽轮机四年度项目检查、LHP 应急柴油发电机六年大修、第五台柴油机调试试验、VVP001VV 主蒸汽隔离阀全面检查、RCPO02PO 泵组的三年检查、LGA001TB 等 23 个电气盘清洁检查试验、6.6 kV 开关盘上增加报警屏蔽连片、RIS002VP 等 38 个核岛电动头三年检查、RIS051VP 等 4 个核岛电动头全面检查、31 个核岛电气贯穿件四年度电气贯穿件检查；常规岛 GEX001GE 发电机抽转子大修、GEX001GA 励磁机四年度检查（包括主/副励磁机）、GEX001AR 5 年 AER 试验、GPV 主汽轮机高压缸的七年度项目检查、GPV 主汽轮机 3 号低压缸的七年度项目检查、CEX002MO 电机全面解体检查、GRE/GSE 高压主汽门的四年检查、APP 系统 A 列主给水泵及汽门全面解体检查、辅助变压器、主变压器、厂用变压器年度检查及试验等。

4. 大修准备的进度

(1) 大修准备里程碑执行情况（见表 4.4.5.2-1）

表 4.4.5.2-1 2 号机组第一次大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	计划实现日期	实际实现日期
P0: 大修准备开始（开始第一次准备会）	2002-12-23	2002-12-23
P1: 十年大纲、年度大纲升版，完成本次大修补充采购申请	2003-06-09	2003-06-09
P2: 完成预防性维修工作申请	2003-06-09	2003-06-09
P3: 完成所有外包项目技术规范	2003-06-30	2003-07-04
P4: 确定大修承包商	2003-07-04	2003-07-28
P5: 出版大修水位图及主隔离图	2003-06-16	2003-06-16
P6: 冻结大修项目	2003-08-15	2003-08-15
P7: 完成大修包准备	2003-08-04	2003-08-22
P8: 完成大修工作包审查	2003-09-15	2003-09-15
P9: 大修计划定稿	2003-10-17	2003-10-17
P10: 工作包下发到工作负责人及提交许可票	2003-10-10	2003-10-10
P11: 开始对承包商人员培训、考核、授权	2003-10-20	2003-10-20
P12: 日常项目组向大修指挥部移交	2003-11-25	2003-11-24
M0: 大修开始	2003-11-27	2003-11-28

(2) 大修工作包准备

2003 年 6 月发出预防性维修工作申请，开始了大修工作包的准备，至 2003 年 8 月 22 日完成所有预防性维修工作包的准备。然后开始工作包的审查，本次大修工作包审查按照《工作包准备质量标准 18 条要求》进行，至 2003 年 9 月 15 日全部审查、修改完毕。共发出工作申请 4502 份，其中预防性工作申请 2453 份：静止机械 751 份，转动机械 292 份，电气 606 份，仪控 379 份，其他 425 份。

(3) 大修备件采购

截至 2003 年 11 月 27 日，大修备件共申请 1886 项，取消 51 项，发订单 1765 项，订购率 96%，未发订单 70 项，承诺满足 1148 项，承诺满足率 63%，到货 1457 项，到货率

79.4%。

(4) 大修合同

大修合同立项共 61 项，主要合同谈判于 2003 年 11 月全部完成。

(5) 日常转大修票的交接

自 2003 年 6 月至 2003 年 11 月，日常转大修工作票每月交接一次，于 2003 年 11 月 24 日完成日常项目组与大修项目组的移交。

(6) 管理改进

本次大修首次推广“三级项目”责任制，即每项活动都有项目负责人，特别是外包项都明确了 DNMC 对应项目负责人。在准备阶段完成了活动项目、工作负责人、项目负责人清单的编制，拟在大修中实行问责制。

总的来说，2 号机组第一次大修准备按照准备计划执行，里程碑完成情况良好。最终通过大修指挥机构的努力已于 2003 年 11 月 28 日顺利进入大修的实施阶段。

4.4.5.3 1 号机组第二次换料大修准备

1. 工期要求

根据岭澳核电站 2003—2007 年发电计划，1 号机组第二次换料大修计划在 2004 年 2 月 14 日与电网解列，2004 年 3 月 19 日完成大修并网，计划工期 35 天。

2. 组织准备

2003 年 8 月，在“大修前期准备”的基础上开始大修准备工作，2003 年 9 月，除个别岗位外，大修组织机构协调层人员全部到岗。

3. 大修项目的确定

大修主要项目包括：核岛 LHQ 六年检、RCP001/002PO 两年检查、2 号及 3 号机械密封解体、GEV 主变压器及厂用变压器年检、蓄电池放电试验、电气盘检查试验、核岛电动头十年解体检查、23 个核岛电动头三年检、RCP002GV 二次侧上部内部构件 3 年目视检查及 U 形管涡流检查、RCP002GV 开关一次侧和二次侧人孔、ARE038VL 等核岛阀门解体、RCPO00BA 反应堆开关大盖、RRA024VP 焊缝 10 年射线检查、EPP225/405ZS 气闸门三年检、EPP101/207/102 等 64 个贯穿件试验、RPE239VP 换型、取消 RIS287VP 及其所在试验管线；常规岛低压缸 GPV302KO 七年检、GPV001KO 开缸处理结合面漏汽、GEX 发电机抽转子及励磁机年检、GGR001BA 防腐、CEX101/102/103CS 年检及钛管涡流检查、给水加热器年检、GSS 再热器年检、CFI/CRF 海水涵道清理及机械电气检查、SEC 海水涵道清理、APP201/202PO 两年检、GRE002/004/009/010VV 四年检、GSE009/010VV 四年检、SEN201/401PO 全面检查、SRI201PO 全面检查等。

4. 大修准备的进度

(1) 大修准备里程碑执行情况（见表 4.4.5.3-1）

(2) 大修工作包准备

截至 2003 年 10 月 22 日，工作包全部审查完毕。大修共发出工作申请 2 920 份，其中预防性工作申请 2 023 份：静止机械 683 份，转动机械 266 份，电气 377 份，仪控 389 份，其他 308 份。

表 4.4.5.3-1 1 号机组第二次大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	计划实现时间	实际实现时间
P0: 大修准备开始 (开始第一次准备会)	2002-12-23	2002-12-23
P1: 年度大纲出版生效, 完成备件补充采购申请	2003-07-11	2003-07-11
P2: 完成发出预防性维修工作申请	2003-07-11	2003-07-11
P3: 完成所有外包项目技术规范	2003-07-30	2003-08-08
P4: 确定大修承包商	2003-07-14	2003-07-21
P5: 出版大修水位图和主隔离图	2003-07-18	2003-07-18
P6: 冻结大修项目, 确定各岗位人选	2003-09-15	2003-09-15
P7: 完成大修工作包准备	2003-09-15	2003-09-15
P8: 完成大修工作包审查	2003-09-30	2003-10-22
P9: 完成计划编制	2003-10-27	2003-10-27
P10A: 工作包提交许可票	2003-10-27	2003-11-14
P10B: 工作包下发到工作负责人	2004-01-14	2004-01-14
P11: 开始对承包商人员培训、考核、授权	2003-10-27	2003-10-27
P12: 大修项目组与日常项目组交接会	2004-02-11	2004-02-16
M0: 大修开始	2004-02-14	2004-02-17

(3) 大修备件采购

截至 2003 年 12 月 30 日, 大修备件共申请 1 800 项, 取消 61 项, 发订单 1 695 项, 订购率 97%, 未发订单 44 项, 承诺满足 1 681 项, 承诺满足率 97%, 到货 1 516 项, 到货率 87%。

(4) 大修合同

大修合同立项共 43 项, 合同谈判于 2003 年 12 月完成。

总的来说, 1 号机组第二次大修准备按照准备计划执行, 里程碑完成情况良好。

4.4.6 大修承包商介绍

1. FRAMATOME ANP

核岛大修的国外承包商, 除独立承担核燃料装卸贮存系统 (PMC) 检修与抗震螺栓检查 (十年安全评审项目) 外, 并为蒸汽发生器开关人孔、反应堆开关大盖、反应堆大盖螺栓孔检查、核岛环吊年检、阀门检修、堆芯测量系统和主泵检修等工作提供技术支持。在大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站 1 号机组第一次大修期间, 分别派遣 44 和 41 人参与大修工作。

2. ALSTOM

常规岛大修承包商, 主要提供主机与 BOP 设备检修项目外部顾问支持。在大亚湾核电站第九次大修中, 为 1 号和 2 号机组派出 12 和 26 名技术人员。岭澳核电站 1 号机组第一次大修也有两位专家提供技术支持。

3. 深圳纽科利核电工程有限公司 (简称 SEN)

核岛大修的主承包商, 承包核岛设备检修和改造项目工作, 并提供大修人力支持。在大

亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站1号机组第一次大修中,分别派遣558和359人参与大修工作。

4. 中国核动力研究设计院科技开发公司(简称NPIC)

在大亚湾核电站第九次大修中,分别派遣134和131人参加1号和2号机组大修。主要负责核岛内的SAS安装、脚手架搭制、保温层拆装、气闸门开关、洗衣房、热更衣间及气闸门管理等工作,另外还承担反应堆大盖更换的核清洁项目。

5. 深圳淮电检修公司(简称HNMC)

大亚湾核电站第九次大修常规岛主承包商,承担主机和主要辅机设备检修及提供大修人力支持。1号和2号机组大修人员数量分别为513和430人。

6. 东北核电建设公司(简称NEPC)

BOP维修主承包商,承担泵房与主变压器的检修工作。在大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站1号机组第一次大修期间,分别派遣190和159人参与大修工作。

7. 深圳山东核电工程公司(简称SEPC)

在大亚湾核电站第九次大修中承担常规岛ABP/AHP/ACO/SEN四个系统的大修工作和部分压力容器水压试验及大修人力支持。233人参加了本次大修。

在岭澳核电站1号机组第一次大修中承担主机的检修工作,并提供大修人力支持。大修期间有425人在现场工作。

8. 深圳市华兴建设有限公司(简称HXMC)

土建维修承包商,主要负责现场的各种土建工程的施工。大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站1号机组第一次大修分别有148和80人参与。

9. 核动力运行研究所(简称RINPO或105所)

核岛在役检查的主承包商,负责大修期间的核岛部分在役检查项目。大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站1号机组第一次大修分别派出132和134人参加。

10. 苏州热工研究所(简称苏州热工所)

常规岛在役检查的主承包商,负责大修期间的常规岛部分在役检查项目。大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站1号机组第一次大修分别派出10和12人参加。

11. 国营武昌船厂技术劳务公司(简称武船)

大修期间负责提供应急柴油发电机维护与保养工作的劳务支持。在大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站1号机组第一次大修期间,分别派遣44和41人参与大修工作。

12. 深圳凯利集团核电劳务公司(简称凯利公司)

大亚湾核电站第九次大修凯利公司派遣了37名员工参与工作,主要作为大修人力支持。在岭澳核电站1号机组第一次大修中,除以往提供大修人力支持外,还首次承包核岛通用服务合同。为此派遣145人参加现场工作。

13. 清河电力检修公司(简称QHMC)

作为一家新承包商首次参加核电站大修,在岭澳核电站1号机组大修中承担常规岛APA/GSS/ADG/AHP等辅机系统的检修任务。大修期间,共派出190人参与大修工作。

历年承包商统计见表4.4.6-1。

表 4.4.6-1 1997—2003 年大修承包商人数统计

人

承包商	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年		
							大亚湾核电站 2 号 机组第九次大修	大亚湾核电站 1 号 机组第九次大修	岭澳核电站 1 号 机组第一次大修
FRAMATOME	33	30	31	43	38	38	44	43	41
ALSTOM	5	5	9	13	6	6	26	12	2
SEN	213	185	189	200	184	184	558	450	359
NPIC	83	87	87	91	85	85	131	134	9
HNMC	362	338	299	306	334	334	430	513	67
NEPC	158	95	144	145	140	140	190	190	159
SEPC	—	—	60	75	130	130	233	233	425
105 所	88	89	139	157	91	91	132	132	134
HXMC	30	25	34	81	30	30	148	148	80
武船	24	27	15	60	50	50	44	44	41
苏州热工所	10	10	10	7	10	10	10	10	12
凯利公司	38	38	38	38	38	38	37	37	145
QHMC	—	—	—	—	—	—	—	—	190
合计	1 044	929	1 055	1 216	1 136	1 136	1 983	1 946	1 664

第五章 电站技术支持与服务

5.1 设备管理

5.1.1 概述

通过近年的实践,电站的维修优化工作从 RCM 分析技术的引进、消化,转变发展到按计划在大亚湾核电站全面推进应用,同时将分析成果转化应用于岭澳核电站;为适应仪控设备的特点而建立起来的以仪控设备功能和特性分析为中心,进行可靠性分析和失效模式分析,以确定正确的维修策略的分析方法(Technical - analysis Centered Maintenance of I & C Equipment, TCM)已经形成。为落实 RCM 和 TCM 的应用,分别建立了预测性维修管理系统和仪控设备预测与趋势分析系统,对系统和设备状态进行监督管理,规范了系统、设备状态监督和趋势分析,第一次在整个电站范围内通过局域网搭建了设备管理信息的统一平台,有效地推动了设备管理的信息化工作。

在做好相关基础工作的同时,通过与外部单位合作,开展电站关键敏感设备识别,结合内外部经验反馈编制相应的改进行动,避免重要设备发生故障,从而提高设备管理的有效性。项目已基本完成,具体后续行动将通过实施计划逐步落实。该项工作的开展,使设备管理工作有了明确的对象,便于集中精力做好重要工作,为有效进行设备管理打下了牢固的基础;外部技术问题经验反馈得到系统开展,把以前的事后个案被动反馈变成事前系统积极反馈,比较电站的实际状况,筛选或制定改进行动,避免已经在同行中发生的失效事件在电站重发。

为了持续改善设备的可靠性、提高系统和设备可用率,通过消化,美国 INPO (Institute of Nuclear Power Operations) 关于设备可靠性管理过程文件即 AP-913,对设备管理体系进行系统分析比较,找出偏差和薄弱环节,编制有针对性的行动计划进行改进。

进一步推进根本原因分析和老化与寿期管理工作。根据工作需要,设备管理处专门设置了根本原因分析小组,具体负责组织电站根本原因分析工作和对电站重大事件及各类疑难杂症进行独立分析,避免事件重发;老化与寿期管理工作有了实质性的进展,在第一个十年安全评审的基础上,结合国际上通用做法,已选定重要老化与寿期管理项目以待实施。

针对大修日常化的挑战,设备管理处提出设备管理大修目标——消除重大敏感设备的缺

陷,使其技术性能恢复到设计状态,为下一循环不发生因设备本身问题出现停机停堆提供技术保障。根据这一目标,设备管理处制定了在大修前进行设备故障排查、在大修中进行严格控制、在大修后及时反馈的策略,进一步理顺大修和日常的工作关系,即以提高大修后设备的可靠性来减轻日常设备抢修的压力。以基础技术水平的提高促进大修的有效性。

5.1.2 设备状态监督与趋势分析

为了使设备状态监督与趋势分析得到有效实施,电站2003年继续完善和增加已开发的PdM预测性维修软件系统功能。

一期开发完成了设备基础数据管理、状态监测任务管理与实施、设备状态评估、故障模式反馈等基础功能,能够在一个相对完整的数据、信息平台下对重要敏感设备的健康状态进行跟踪、评估。

二期开发至今已完成了系统设备状态报表、化学数据接口、振动数据接口、运行巡检数据接口、综合设备信息、设备异常管理等模块,成为综合的设备参数信息平台,不仅为设备状态评估活动提供进一步参数信息支持,还具有为其他设备管理活动提供综合信息支持的能力。目前47个系统的700多项设备状态监测任务已进入PdM,参数录入、查询,任务评估正常,近1500个状态监测参数得到了有效的管理。

通过PdM系统,电站成功组织完成了大亚湾核电站第九次大修的设备状态初步评估和最终评估,提出76项预测性维修建议。根据大修中对这些项目的跟踪统计,评估准确率达97.2%。电站已确定大亚湾核电站第十次大修47个系统RCM分析成果应用以及预测性维修相关的项目应用。

PdM系统后续将进行判据系统、工业数据接口、电站异常管理接口等功能的开发和应用。

5.1.3 RCM分析与预测性维修

1. RCM分析工作进展

截至2003年底,共累计完成54个系统RCM分析,按其同主设备相关性进行分类汇总如下:主发电机组GRH, GST, GRV, GHE, GSY, GEX;主汽轮机组GGR, GFR, CVI;重要厂用变压器组GEV;应急柴油发电机组LHP, LHQ;CRDM电源系统RAM;重要常规岛泵组CRF, CFI, SRI, CEX, SEN, SAP, APA;重要核岛泵组RRI, PTR, SEC, ASG, EAS, RIS;重要电气系统LCA, LBA, LGA, OLB, OLB, LGB/LGC, LGD/LGE, LHA/LHB, 9LGI, LAA, LBB, LBC/LBD, LBE/LBF, LBP, LCB/LCC, LDA;其他组ADG, AHP, ARE, AGR, CET。

2. RCM分析成果应用

大亚湾核电站第九次大修中,有38个系统RCM分析成果得到应用。从RCM分析维修项目变化、指导现场有效性和提高电站设备可靠性、可用率、可维修性及节约维修成本等方面收效明显:

(1) 大亚湾核电站第九次大修中与RCM相关的主要实施项目共324项,其中对538个设备状态监测结果确定需要大修解体检查76项、维修大纲确定的定期解体检查项目213项、增加定期试验34项、增加改造1项。

(2) 和RCM分析前维修大纲相比,有466个主要项目与大亚湾核电站第九次大修相

关,通过状态监测管理取消解体项目 142 项,增加 132 项解体检查项目,保留 192 项原来定期维修项目,与原计划相比有 58.8% 的项目发生改变。

(3) RCM 分析后增加解体项目共 132 项,其中与可靠性和可用率相关 42 项、与可靠性和可维修性相关 16 项,与可靠性相关 50 项,与可用率相关 8 项,与可维修性相关 16 项。这些项目均直接与降功率、停机停堆有不同程度的联系。

(4) 状态监测确定的解体检查有效性验证成功率 97.2%,定期解体检查有效性验证成功率 90.6%,抽样解体检查有效性验证成功率 100%。

(5) 仅备件和人工费用直接节省约 174 万元。

(6) 发现并处理的重大设备隐患包括日常跟踪发现大亚湾核电站 1GST0011C 窥视窗内有明显气泡问题,CRF 海水出口管道混凝土管道伸缩缝胶泥多处松脱和裂纹问题,旋转滤网驱动中间轴承噪音异常等。

大亚湾核电站在应用 RCM 过程中发现现在的 RCM 分析逻辑是通用逻辑,在大亚湾核电站的具体实践中,还存在某些不完善之处,电站结合实际情况进行了补充和完美:

(1) 将关键敏感设备管理融入到 RCM 分析过程中,在 RCM 逻辑图增加单一和多重故障影响自动停机停堆及降功率、影响安全相关设备可用率(Io)的判据。原有的 RCM 逻辑图中,故障后果只是简单分类为影响安全、环境、生产、非生产四类,但影响的程度如何,并没有在逻辑图中进一步细化分类说明,如是单一故障还是多重故障,导致机组降功率、停机停堆,导致机组进入 Io 等。只在故障影响中进行了描述。RCM 分析结果不能很方便用于计算机信息处理系统,列明各种重要的故障模式。

对于大亚湾核电站,一台机组停运一天损失约 100 万美元。因此,对于导致机组降功率、停机停堆的故障模式,必须高度关注。现在,电站计划在 RCM 逻辑图中增加对该项后果的管理。

(2) 在原有的 RCM 逻辑图中,显性故障模式的故障后果分为安全、环境、生产、非生产四类。而隐蔽性故障后果,不再进一步将多重故障后果分类。对于多重故障后果,不能明显清晰地分故障后果的严重程度。在选择维修任务时不易按照故障后果,根据 RCM 逻辑图来选择正确的维修任务。电站已经初步修改了 RCM 逻辑图,对于隐蔽性故障后果,也将其分为安全、环境、生产、非生产四类。

5.1.4 RCA 的实施与应用

1. 管理改进

2003 年,为进一步做好电站事件的原因分析和纠正措施的制定及落实工作,电站成立了纠正行动委员会(CARB)和纠正行动执行小组(CAP-Team)。CARB 委员会由总经理任主席,委员为生产、维修、技术和安全质保四部经理。CAP-Team 由安全质保部经理负责,主要成员来自 RCA 小组和生产部经验反馈科,CAP-Team 的工作对 CARB 负责。

运作方式为 CAP-Team 每日开早会,讨论、分析和甄别当天的 24 小时事件单,决定事件定级,对特别重要的事件及时启动 RCA 小组介入调查分析。每两周开一次 CARB 会议,听取重要事件的分析和纠正行动汇报以及 CAP-Team 的相关工作汇报。CARB 委员会和 CAP-Team 的成立和运作,有效地推动和完善了电站的事件分析、管理和纠正措施落实等方面工作。RCA 小组还专门针对各执行处选派的技术骨干进行了一次 RCA 技术和方法的培训,为启动处级 RCA 分析做好技术准备。

2003年, RCA小组继续在两电站应用和推广先进规范的根本原因分析技术, 建立完善的电站RCA分析管理体系。同时, 针对电站发生的特别重大、复杂、疑难事件, 包括涉及多部门跨专业的重要复杂事件或重发事件, 利用小组内技术专家和规范的RCA方法, 进行独立、深入、全面严谨根本原因分析。

2. 完成的主要工作

在2003年中, RCA组完成的重大事件的根本原因分析如下:

(1) 大亚湾核电站

- 1) 一组燃料组件在装入堆芯后倾斜根本原因分析;
- 2) 2RAM002AP故障跳闸根本原因分析;
- 3) 0GEW318GS (C相) SF₆泄漏根本原因初步分析;
- 4) 反应堆厂房SAR系统隔膜阀外漏事件根本原因分析;
- 5) 1ARE913VL密封泄漏故障根本原因分析;
- 6) 9DVN002ZV损坏故障根本原因分析;
- 7) GSS等系统抽汽疏水管线破裂根本原因分析;
- 8) 2RCV003PO导叶口环螺栓断裂根本原因分析;
- 9) 2DVN003ZV电机损坏故障根本原因分析;
- 10) GSS系统气动头隔膜内陷外漏事件根本原因分析;
- 11) 2CEX003PO自动跳闸同时2GSS210PO自动停运的根本原因分析。

(2) 岭澳核电站

- 1) 9LGR至2LGB的6.6kV电缆烧毁事件根本原因分析;
- 2) 1号机组第一次大修发电机抽转子定子划伤原因分析;
- 3) 1RIS012VP无法电动开启故障原因分析;
- 4) 发电机定子冷却水除盐床树脂快速失效根本原因分析;
- 5) 1GEX001GE发电机轴接地故障报警原因分析;
- 6) 1RCV003MO非驱动端轴承烧毁根本原因分析;
- 7) 岭澳核电站1REA002PO和大亚湾核电站9TEP010PO单级悬臂离心泵的故障模式分析;
- 8) 1号机组一回路误加氢氧化钾原因分析等。

3. 事件统计与分析

2003年RCA小组共完成事件分析21项, 其中按事件性质划分, 界定为LOE的有4项, IOE有17项。按事件重要性划分, 有停机停堆风险的10项, 重大设备故障4项, 重发事件7项。按主要涉及专业划分: 属转动机械9项, 静止机械5项, 电气4项, 服务1项, 运行2项。按根本原因划分, 属设计制造装配6项, 维修维护7项, 运行管理(人因)7项, 技术改造1项。

从根本原因来看, 维修维护不当和运行管理人因失误两项加起来占分析事件总数的66.6%。例如大亚湾核电站9DVN002ZV由于没有控制轴承的游隙造成风机损坏、岭澳核电站1RCV003MO非驱动端轴承由于润滑不足导致烧毁都是维修维护不当所致。而岭澳核电站1号机组第一次大修发电机抽转子定子划伤及一回路误加氢氧化钾则属于典型的人因失误。

5.1.5 设备老化和寿命管理

1. 概述

大亚湾核电站在完成第一次十年安全审查后, 2003年6月成立了电站老化和寿命管理组。按照“IAEA核电站寿命管理技术工作组(TWG-LMNPP)”的推荐, 对电站实施老化和寿命综合管理。

为了尽快地开展核电站老化和寿命管理方面的实质性工作, 力求使有限的资源投入获得较明显的成效, 老化和寿命管理组在编写了《老化和寿命管理实施程序》, 确定实施老化和寿命管理的政策、目标, 明确相关组织机构和职责分工之后, 又采用经验反馈方法, 确定了《老化和寿命管理所覆盖的系统、构筑物 and 部件初步清单》, 编写了《老化和寿命管理项目实施工作细则》。

2. 2003年完成的主要技术工作

(1) 完成了定期安全审查中与老化管理相关的17份审查记录的编写、校核和审批, 完成了管理专题审查报告的编审, 并且送交NNSA进行审查;

(2) 进行了DNMC设备管理体系与美国INPO AP-913设备可靠性管理体系的对比;

(3) 初步进行了主冷却剂管道双相不锈钢铸造弯头的老化分析;

(4) 制定了老化和寿命管理工作的五年规划。

初步选定的13个老化和寿命管理项目如下:

- 1) 一回路管道双相不锈钢铸件的热老化;
- 2) 电站管道部件的流体加速腐蚀, 即冲蚀和腐蚀;
- 3) 电缆的开裂和老化(重点是辐射和高温环境下的电缆);
- 4) 一回路管道部件的热疲劳;
- 5) 一回路辅助管道的热疲劳;
- 6) 小支管的振动疲劳;
- 7) 反应堆压力容器的老化和寿命管理;
- 8) 堆内构件的老化和寿命管理;
- 9) INCONEL 600合金在一回路水中的应力腐蚀开裂;
- 10) 蒸汽发生器的老化和寿命管理;
- 11) 安全壳的老化和寿命管理;
- 12) 主变压器的老化和寿命管理;
- 13) 发电机的老化和寿命管理。

5.1.6 遗留问题与NCR管理

1. 遗留问题管理

2003年的遗留问题管理在2002年的基础上又有了很大的进步。主要表现在以下几个方面:

(1) 由于组织机构的变化, 升版了《设备遗留问题管理程序》, 进一步完善设备遗留问题的管理。

(2) 预测性维修管理软件的“异常管理”模块投运, 为设备遗留问题的管理初步建立了统一的平台。

(3) 2003 年对重大设备遗留问题制定了设备遗留问题状态跟踪方案, 将所有设备遗留问题的进展状态量化, 以便于重点跟踪。到 2003 年底为止, 已经较圆满地解决了 28 项设备遗留问题。

2. NCR 管理

2003 年的不符合项管理在 2002 年度取得成绩的基础上又有了很大的进步。主要表现在以下几个方面:

(1) 升版了 NCR 管理程序。将紧急情况下 NCR 的处理流程及注意事项明确加入程序中, 强调“紧急 NCR 汇签表”可以作为领取不符合备件 (过期备件/NCON/NCOD) 的凭据。从而在制度上建立了紧急 NCR 的流程, 确保了日常及大修紧急 NCR 都能得到及时有效的处理。明确 NCR 管理程序的应用范围为生产相关, 明确要求 NCR 起草者详细填写 NCR (工作申请编号、临时措施、因备件问题开 NCR 的产生原因及备件八字码、订单号等), 明确下列情况下, 不需要签发 NCR。

1) 当对设备质量缺陷处理的结果不影响物项、设备、部件的原设计功能, 且满足安全设备质量等级鉴定要求并在机组上得到验证满足原设计功能时, 属于正常维修过程;

2) 等备件工作 (未用其他设备临时替代), 由执行处开等备件工作票跟踪, 由运行部门评估设备的可用性; 机组状态不允许而不能明确“设备或部件与设计是否不符”的维修遗留问题, 由执行处开等状态工作票跟踪;

3) 基准文件未标明设计值, 无法判断是否与设计不符, 由执行处发文核实, 或开工程服务申请由 TEN 核实原设计值;

4) 现场正确, 文件错误, 开工程服务申请由 TEN 修改文件; 现场错误, 文件正确, 开工作申请进行现场纠正;

5) 系统或设备出现故障且根本原因不明, 由执行处进行分析, 如认为需要做 RCA 分析, 应提交经理决定是否做 RCA 分析;

6) 因现场需要, 临时取消或增加设备或报警, 由 TCA/TSD/定值参数修改管理过程进行管理。

(2) 为解决岭澳核电站工程合同备件质量文件不全的问题, 与 TCS 召集专题讨论, 决定按仓库管理要求入库, 优先领用有质量文件的备件, 由 TCS 确定备件的质保等级, 必须领取 NCON 备件时, 根据 NCR 管理程序开出 NCR 报告单, 经 NCR 责任工程师及其他相关部门批准后在现场使用。

配合大修进行缺陷排查, 将必须由大修处理的 NCR 列成清单, 然后逐项清查工作票, 确保无遗漏, 排除了机组正常运行中的隐患。在大修中, 根据大修的实际情况, 经与 QA 讨论后决定, 在大修中, QSR 相关的 NCR 的处理措施至少在运行工程师和安全技术顾问签字后才能在现场实施。

非大修的 NCR 处理措施需按流程至运行工程师签字后方可在现场实施。同时强调各执行部门根据计划及时提出相关的 NCR 处理时间表, 以及在发出 NCR 时详细写明有关缺陷的描述和临时处理意见。相关签字人员及时进行签署, 防止在流程上出现延误。

(3) 组织了大修 NCR 管理, 促使 NCR 的报告迅速响应、分析和措施决策得到了有力的保障。将历次大修中遗留的大量不符合项管理要求的质量缺陷报告转为 NCR, 由技术部门进行分析论证并制定最终处理措施, 大大降低了潜在不符合项可能带来的风险。

积极汇报 NCR 中存在的备品备件问题, 推动电站备品备件的管理。2003 年电站多次召

开加强备件管理研讨会, 找出了产生大量备件 NCR 的主要原因并制定了相应的改进措施。大亚湾核电站 2 号机组第九次大修新产生的 NCR 共 165 项, 因备件问题产生的共 50 个。1 号机组第九次大修新产生的 NCR 共 76 项, 因备件问题产生的共 22 个。

2003 年 NCR 分类统计情况见表 5.1.6-1, NCR 状态变更见表 5.1.6-2。

表 5.1.6-1 2003 年度新增 NCR 分类统计

发出部门	发出数量	质量等级 ¹⁾			状态 ²⁾				
		QSR	QR	NQR	OP	CR	EW	CL	RE
MEE	207	49	139	18	22	62	19	48	56
MIC	118	36	79	2	13	41	32	18	14
MSM	180	66	110	4	11	116	5	21	27
MRM	379	74	298	7	9	268	7	49	46
TEN	4	3	1				2	2	
TTS	3	2	1				3		
TEM	2	2				2			
2003 年小计	893	232	628	31	55	489	68	138	143
2002 年小计	233	72	146	15	27	110	5	34	57

1) QSR—质量安全相关; QR—质量相关; NQR—与质量无关。

2) OP—打开; CR—有条件释放; EW—现场完工; CL—关闭; RE—拒绝。

表 5.1.6-2 2003 年度 NCR 状态统计

状态 ¹⁾		OP	CR	EW	CL	RE
总数	2 785	5	697	80	1 637	366
其中	QSR	915	4	165	565	153
	QR	1 645	1	500	907	193
	NQR	225	0	32	165	20

1) 此表为 2004 年 3 月 16 日时的状态。

3. 大修不符合项处理情况

2003 年大修中处理的不符合项情况统计见表 5.1.6-3。

表 5.1.6-3 大修中处理的不符合项统计

分 类		大亚湾核电站 1 号机组 第九次大修	大亚湾核电站 2 号机组 第九次大修	岭澳核电站 1 号机组 第一次大修
质量等级	QSR	54	45	24
	QR	104	173	63
处理方案	修理	70	79	35
	改进	14	25	6
	更换	28	31	11
	返工	0	3	0
	不处理	46	80	35

续表

分 类		大亚湾核电站1号机组 第九次大修	大亚湾核电站2号机组 第九次大修	岭澳核电站1号机组 第一次大修
专 业	电气	20	48	6
	仪控	9	26	3
	机械	129	144	63
状 态 ¹⁾	CL	53	55	5
	EW	10	10	2
	CR	126	106	39
	RE	30	45	8
	OP	0	2	18
来 源	计划处理	61	18	48
	大修新增	158	200	87
共 计 项 数		134	219	218

1) CL——关闭; EW—现场完工; CR—有条件释放; RE—拒绝; OP—打开。

5.2 工程及电站改造项目

5.2.1 电站工程及改造项目管理

2003年电站共完成工程改造项目117项,处理工程服务申请1316项。其中包括一些自电站投运以来十分重大的改造项目,如反应堆压力容器顶盖更换、旧顶盖的处置、乏燃料的运输和处置、第五台柴油发电机组建造、PMC燃料装卸系统改造、RGL加装12组控制棒驱动杆组件、主变压器中性点连接改造、LGB系统电缆更换等。这些项目的实施不仅消除了机组上存在的一些重大缺陷和隐患,而且大大提高了机组的安全性和可用率。对电站长期安全稳定运行具有十分重要的意义。

这些重大项目的特点是技术复杂、工程量大、涉及专业和工种多、接口多、安全风险大。在这些项目的准备和实施过程中,电站采取了以下一些新的措施:

(1) 通过制定项目组织管理程序,明确规定各单位、各部门的职责、任务和接口。

(2) 通过详尽的工作任务分解,制定周密的计划。采用任务跟踪单方式,及时跟踪、推动和落实有关工作按期完成。

(3) 编制风险分析导则,按工作活动内容逐项进行风险识别。根据分析的潜在后果和概率排出优先级,制定相应的控制管理措施。要求所有这些措施必须在文件、人员、工具、备件、现场等方面得到体现和落实。

(4) 对大修期间各种紧缺资源,制定专项管理计划。如环吊使用计划、龙门吊使用计划、运输车辆使用计划等。例如有些项目起重岗位人力非常紧张,在对有起吊作业的工作安排上要充分考虑这个因素,避免大量起重作业现场同时开工。

(5) 对需要布置大量设备、工具的作业区域预先做好规划,必要时开发空间三维布置图,并与设备运输计划和吊车使用计划协调考虑,避免设备在运输、中转、存放时发生冲突。

(6) 在准备阶段认真学习和吃透有关程序和技术要求,在此基础上制定质量控制细则,明确各关键活动的质量控制标准和要求,实施中加强对关键设备、关键工艺、关键点的控制

和监督。

(7) 对作业风险大、影响关键路径的特殊复杂活动,进行模拟实操培训,以提高工作人员的操作技能和熟练程度。既可有效减小风险,又提高了效率。

(8) 严格遵循安全第一的基本原则,当工期、成本与安全发生矛盾时,必须确保安全。在作业过程中如果发现问题、产生疑问必须停下来,及时汇报,分析查明原因并有正确方案措施后,方可进行下一步工作。

5.2.2 岭澳核电站工程遗留项

1. 遗留项的处理实施组织机构

在2003年1月15日工程部解散后,有2748项工程遗留项移交给生产部门,生产部门为此专门成立由技术部副经理负责的工程遗留项目组,其成员大多是从原工程部转到维修、技术部的人员,任务是负责处理实施工程部移交给生产部门的工程遗留项。

2. 岭澳核电站1号及2号机组第一次大修后工程遗留项处理完成情况

岭澳核电站在两台机组的第一次大修后处理完成了2572项工程遗留项,剩余176项工程遗留项。在岭澳核电站2号机组大修结束后工程遗留项目组解散,剩余的176项工程遗留项分别转移给了技术部设备管理处和技术部工程处,剩余项目中的保证期内问题(UES/CUW)管理、验收遗留项(PAC/FAC)收集、谈判、跟踪由TEM负责,设计变更的审查实施及文件修改由技术部工程处负责。

3. 重要工程遗留项处理情况

在岭澳核电站第一次大修期间完成的重要工程遗留项目有:1RIS001/002/003VP的解体检查、APP/APA小流量管线的改进、1DMR环吊改进、1RCV011MN测量管线校正、1/2LGR-LGC电缆更换、更换隔膜并对2DEL001BA充氮、2RCP006MP电源板更换、2RCP二环路流量变送器显示偏高的修改、1KRT901/902MA更换隔离模块和第五台应急柴油发电机接口改进。

在岭澳核电站第一次大修后仍未解决问题有:阻尼器阻尼液渗漏、阻尼液中有气泡、核岛仪表用压缩空气SAR阀门阀体橡胶隔膜漏气、ASG长时间小流量循环时水箱水温超标及辐射监测盘KRT008MA经常出现误报警等。这些问题将由技术部设备管理处与核岛供应商FRAMATOME、常规岛供应商ALSTOM谈判讨论来确定方案,处理解决。

5.2.3 新增工程改造项目

2003年,工程处的改造工作主要完成了大亚湾核电站首次乏燃料的运输、2号机组的反应堆压力容器的顶盖更换、主变压器中性点连接结构改造、大亚湾核电站KRT007MA前加装汽水分离器改造、岭澳核电站控制棒在线恢复及TEP的改造、岭澳核电站增加大修用正式电源改造等工作。以下简介主要改造项目。

1. 岭澳核电站TEP除气器旁路管线改造

改造原因:在换料大修期间,TEP前置罐001/008BA中的含硼水已经过氮气吹扫和除盐床处理,放射性水平很低,不需要再经过除气器除气,而可以直接排至TEP中间罐,因此需进行改造。

改造措施:分别从9TEP023/024VP下游引一根管线至TEP中间罐进水管上的1TEP037VP/042VP上游,作为9TEP001/002DZ除气器的旁路管线。改造后,不仅能节省

TEP 系统处理时间,而且可以节省运行费用。

2. 岭澳核电站 TEP/PTR 连接管线改造

改造原因:TEP 中间暂存箱与 PTR 换料水箱之间没有连接管线。在冷停堆期间,储存在 TEP 中间暂存箱中可以重复使用的反应堆冷却剂不能直接送入 PTR 换料水箱重复使用,而必须经过 TEP 系统分离为硼酸和堆用级的补给水,然后送入反应堆硼和水补给系统(REA)配制适当浓度的硼酸溶液,再送入 PTR 换料水箱使用。这不仅增加处理时间和运行费用,还影响机组换料大修。

改造措施:本改进包括从 9TEP114VP 下游引出的五条管线。其中最主要的两条管线分别引至 1/2PTR159VB 下游,作为 TEP/PTR 连接管线,每条管线安装一个隔离阀和一个止回阀,防止两个 PTR 换料水箱互通的风险。一条管线引至 TEU,作为 TEP 中间暂存箱至 TER 暂存箱的排放管线。另外两条管线分别引至 9RPE088GT 和 9RPE910VP 下游,用于疏排水。在改进中仪控部分增加了新的逻辑单元,即手动阀配置阀位开关,并根据相关的逻辑单元形成逻辑联锁,作为 TEP 中间暂存箱向 PTR 换料水箱传水时排水泵的启动条件。此外,在三废控制室的模拟控制盘上增加指示灯,以指示阀门的位置。在计算机与数据处理系统中增加变量,以便对阀门的位置进行查询与记录。改造后,从根本上解决反应堆冷却剂不能重复使用的问题,降低 TEP 系统分离硼酸的负荷,节省处理时间和运行费用,缩短大修关键路径。

3. 岭澳核电站 9TEU006PO 接水盘排水管安装隔离阀改造

改造原因:由于蒸汽发生器(9TEU001EV)的排水管线与蒸发器循环泵(9TEU006PO)接水盘排水管相连接,使得蒸汽发生器排水时接水盘溢流,从而造成厂房污染。

改造措施:在 9TEU006PO 接水盘的排水管上安装一个隔离阀,使得在蒸发器排水时可以隔离接水盘排水管。

4. 大亚湾核电站、岭澳核电站 EAS 热交换器疏水管改造

改造原因:EAS 热交换器排水管和排气管的疏水排往 RPE010PS(地板疏水坑),由于其放射性较高,大于 10 MBq/m^3 ,会污染地板疏水,使地板疏水放射性超标(地板疏水的排放标准是 1 MBq/m^3)。

改造措施:将 EAS 热交换器排水管和排气管的疏水排往 RPE008PS(工艺疏水坑),避免其对地板疏水的污染。

5. 岭澳核电站乏燃料水池贮存架加装垫板改造

改造原因:大亚湾核电站 18 个月换料引入的 AFA-3G 燃料组件同乏燃料池贮存架相干涉,不能正确就位,须在每个贮存单元加装一块垫板以消除该问题,共需要加装 $2 \times 690 = 1380$ 块垫板;岭澳核电站的第一次大修混合堆芯设计也引入 AFA-3G 燃料组件(宜宾核燃料元件厂目前只生产 AFA-3G 燃料组件),该组件同岭澳核电站乏燃料池 1 区相干涉,必须加装 $2 \times 378 = 756$ 块垫板。

改造措施:岭澳核电站加装垫板的工具采用大亚湾核电站用过的工具并根据以前的安装经验进行改进:吊篮底部增加导向板;工具头增加青铜套/转轮/固定销;垫板锁定爪角度变小;增加 4 个紧急脱位扣;取消吊篮提手,增设 4 个吊耳等。该改进已经顺利完工,彻底消除了 AFA-3G 燃料组件同乏燃料水池底部格架相干涉的问题。

6. 反应堆压力容器顶盖更换

改造原因:1991 年 9 月法国 Bugey3 核电站进行十年水压试验期间,发现控制棒驱动机构或热电偶管座出现裂纹而使一回路水泄漏。研究结果表明,导致管座出现应力腐蚀裂纹的

主要原因是 Inconel 600 管座材料抗应力腐蚀能力不强。法国核电站从 1994 年开始陆续采用 Inconel 690 材料管座的新顶盖更换原顶盖来解决以上问题。

改造措施：按照法国核电站经验反馈，大亚湾核电站也将采取与法国核电站相同措施解决顶盖管座潜在裂纹失效问题，提高机组安全可靠。2 号机组顶盖更换已于 2003 年 3 月完成；1 号机组将于 2004 年 11 月完成顶盖更换。

7. 岭澳核电站加 12 组控制棒改造

改造原因：岭澳核电站 2 台 900 MW 机组反应堆结构设计中，考虑未来堆芯设计改变的需要，共设置了 61 组控制棒驱动机构，这些驱动机构的机械、电气和仪控部分硬件都是完整的，第一个燃料循环只用了 49 组驱动机构，有 12 个处于备用状态，按原堆芯物理设计，从第二个燃料循环起增加 4 组控制棒，共启用 53 组驱动机构。为了使岭澳核电站的发电能力能够早日达到 140 亿 kW·h 以上上网电量的能力，岭澳核电站从第二循环采用混合堆芯设计以及在第三循环开始将实施提高燃料富集度到 3.7% 左右；另外根据大亚湾核电站成功经验，岭澳核电站也需要实施浓硼水箱改造（硼浓度由 21 000 mg/L 降到 7 000 mg/L），此两项目都要求控制棒组件增加到 61 组。因此为了避免重复施工，节约成本，以及混合堆芯设计的需要，有必要在第一次大修时一次恢复 12 组控制棒驱动机构的在线功能，堆芯增加了 12 组控制棒。

改造措施：机械部分，反应堆控制棒驱动机构的硬件设施齐全，只是连接驱动机构与控制棒的驱动杆未装上，现场工作是在维修冷停堆期间在反应堆构件池上部堆内构件上加装 12 根驱动杆。在加装驱动杆之前要用三套专用工具在水下操作，分别拆卸封堵在导向筒顶部孔洞的盖板和紧固螺钉。仪控部分，恢复控制棒驱动机构的电气、仪控接线，更换 RGL 控制系统的 REPORM 芯片。在系统冷、热停堆阶段做控制棒落棒试验和 RGL 功能再鉴定试验。

8. 大亚湾核电站主变压器中性点连接结构改造

改造原因：2000 年 2 月 28 日，大亚湾核电站 1 号主变压器 C 相中性点套管与铝材中性母线连接处因为过热熔断导致机组停机停堆。从事故后的检查和原因分析来看，原设计在接触面积裕度、连接形式和材料选择等方面存在不足之处，使电厂主变压器的运行存在较大隐患，因此须进行改造。

改造措施：将现有的铜铝直接连接方式改进为国内常用的铜铝过渡连接方式，并增大导体的有效接触面积。改造后，主变压器中性点连接结构可靠性得到提高，运行效果良好。

9. 大亚湾核电站主变压器有载调压开关控制回路改造

改造原因：1996 年 4 月 19 日，在运行人员调整 2 号主变压器有载调压开关分接头位置的过程中，A 相有载调压开关发生了滑步故障，造成与其他两相严重失步，从而导致机组解列。现场的检查和分析表明，调压开关控制回路中任一个操作控制继电器的失效都可能导致调压开关的滑步，构成威胁主变压器安全运行的一个重大隐患。

改造措施：在主变压器有载调压开关的控制回路上加设延时继电器，提供主变压器调压开关滑步的后备保护功能，有效提高了主变压器运行的可靠性。

10. 大亚湾核电站主控制室增加安全照明灯改造

改造原因：1 号和 2 号机组主控制室的安全照明只装有 10 盏，另外 20 盏未装，低于主控制室安全照明度标准。在主控制室完全失去应急照明的情况下，影响操作人员清晰准确的读取主控仪表读数和辨识按钮标识。

改造措施：考虑到蓄电池和充电器的容量问题，只是将吊顶上靠近 T 盘的 5 盏安全照明灯移至 T 盘的正上方，通过现场的照度试验证明改造后主控制室的安全照明照度基本满足要求。

11. 岭澳核电站增加大修用正式电源改造

改造原因：根据大亚湾核电站经验反馈，增加大修用正式电源，以满足大修用电需要。

改造措施：在常规岛汽轮机厂房增设大修用正式电源，主变压器站增设大修滤油用正式电源，PX 泵站增设大修电源，1 号机组汽轮机厂房东侧和 1 号机组龙门吊下及 2 号机组汽轮机厂房西侧和 2 号机组龙门吊下增设大修集装箱用正式电源。

12. 大亚湾核电站、岭澳核电站 AX 厂房消防系统改造

改造原因：大亚湾核电站 AX 厂房设计选用了感温探测器及可燃性气体探测器，并于 AX102 布置 TBB0QB 型可燃性气体报警器，报警器及感温探测器送至 AF 消防控制室。因原探测系统的设备现在无法采购，并存在腐蚀老化问题。需更新改造。

改造措施：将大亚湾核电站 AX 厂房的火警探测设备更新改造与岭澳核电站的新建 AX 厂房的火警探测问题统一考虑，两厂房共用一套火灾探测、气体灭火控制系统。火警控制盘在新建厂房，火警信号送 AF 消防控制室的监视盘报警。

13. 岭澳核电站 APA/APP 给水泵推力轴承温度高跳泵保护逻辑改造

改造原因：APA/APP 给水泵推力轴承的温度测量用的是热电偶，易受静电、振动干扰，引入高电势信号；同时，“8 取 1”的保护设置过于灵敏，单通道的误跳泵信号直接导致给水泵跳闸。给水泵跳闸在某些特殊的情况下可能对机组的运行产生较大影响，具有潜在的停机停堆风险。

改造措施：将每个给水泵的 8 个温度探头按照测量位置分为 4 组，每组 2 取 2 跳泵，报警型号仍保持 8 取 1。

14. 大亚湾核电站 KRT007MA 前加装汽水分离器改造

改造原因：由于来自 1CVI 系统的取样气体湿度太大，频繁导致 1KRT007MA 滤纸被打湿而失效，进而导致泵停运，1KRT007MA 不可用。

改造措施：在取样管线 KRT007MA 前加装汽水分离器，降低进入 007MA 气体湿度，改造后再未发生类似事件。

15. 大亚湾核电站 KIT 报警屏报警处理改造

改造原因：由于主控制室 KIT 报警屏上报警信号较多，机组正常运行时有 3~4 个屏约 70~90 个报警信息，报警过多可能导致重要的报警被操纵员忽略，对机组的安全构成一定威胁。

改造措施：对现有的 KIT 报警分类处理，对部分反映在特定运行工况的设备状态，不应在机组正常运行时的报警信号，修改其电厂机组单元描述（PUD）定义，增加报警的限制条件；对部分可通过其他手段监视或无须干预的设备状态报警，删除其 PUD 报警定义，归入各系统内记录，不在主控 KIT 报警显示

16. 大亚湾核电站 PTR 温度开关改造

改造原因：由于 PTR034LT/032MT/037ST 安装在 PTR 水池中且不可拆卸，因而缺乏校验、检修手段，一旦这些探头失效，就无法对 PTR 水池温度进行有效的监测。机组安全运行的要求不能得到满足。

改造措施：安装新的仪表支架，支架上设有仪表导管，将温度探头的毛细管和探头放在

仪表导管内。相应的仪表的敏感元件部分的外壳改为抗腐蚀的不锈钢材料。仪表无法校验和维修的问题得到解决。

5.2.4 物项替代与国产化

1. 总体情况

2003年收到的物项替代申请项目共572项。通过分析取消254项,完成论证424项,涉及备件822种。2003年物项替代工作的重点转移到解决因备件供应厂商倒闭、产品改型或产品淘汰等而采购不到备件的问题。

2. 机械专业主要完成情况

(1) PTR001BA的地脚螺栓螺母(Q1级,RCCM 2级)物项替代,大修发现腐蚀严重,替代物项选用国内对应材料来制作,按照RCCM的要求来加工。

(2) GCT,VVP电动截止阀物项替代,大修中发现阀门的阀芯、阀座普遍冲蚀严重,采购的新备件不能用,紧急替代。

(3) SIT系统取样管线隔离针型截止阀物项替代,降低采购成本。

(4) RX厂房SAR系统手动隔膜阀物项替代。

两电站的RX厂房SAR供气阀共194个,其中直径10mm管线的阀门均采用ALSTOM型号为MBCFWH0008的天然橡胶隔膜阀(铜质),共168个。电站投运以来,RX厂房内的SAR供气隔离阀门频繁发生外漏,造成RX厂房耗气量增加、年累计排放时间增加。气动阀门可靠性及功能降低。检修及运行人员须每年在机组正常运行期间进入RX厂房查漏消漏,增加了额外的人身风险和辐射伤害。该替代阀在大亚湾核电站1号机组第九次大修中已在核岛的SAR系统应用,从其安装和运行来看要比原隔膜阀方便和可靠。

(5) EPP系统设备闸门密封件(Q1级)物项替代,十年安全评审遗留项目。

(6) SEC泵排气管线物项替代,由最初的316L不锈钢管更换为浸塑管,减少排气管线的维修活动并延长寿命。

(7) 岭澳核电站9JPD001PO,大亚湾核电站9REN001PO取样真空泵物项替代,原因是产品淘汰。

3. 电气专业完成情况

(1) 两电站许多系统大量使用微型断路器C45系列产品,原厂家Schneider Electric在2002年已改型为C65系列产品。C65系列产品在保持C45系列产品优点的基础上,分断能力、耐冲击电压、过压保护、快速闭合等主要技术参数都比C45有明显提高。为确保机组安全运行,及时采购备品备件,现将C45系列各类产品,统一用C65H系列产品替代。

(2) 大亚湾核电站LGR系统两台辅助变压器上高压中性点套管物项替代,原型号的60HC659型套管已淘汰。

(3) 原物项OK SFC电磁式中间继电器已不生产了,选用ALSTOM OK B 184型电磁式中间继电器。

(4) 大亚湾核电站CTE107/108/117VC电动头物项替代。

(5) 大亚湾核电站直流盘Q1级整流可控硅物项替代。

(6) 完成8种型号淘汰电机物项替代。

(7) 主变压器零序后备保护二段时间继电器。

(8) 18种规格淘汰继电器的物项替代。

(9) 进口蓄电池报关困难, 进行国产化, 先后对番禺恒达电源实业有限公司和深圳雄韬电源科技有限公司进行了资格审查, 并完成了 DSI, KKK, JDT, JPV, JPL 和 KRS 等系统 14 种规格仪表用蓄电池的替代。

4. 仪表专业主要完成情况

(1) ATE 电磁阀物项替代, 原物项漏气, 维护量大, 现替代后, 解决了漏气问题。

(2) 柴油机温度开关的物项替代, 该开关套管和探头一体, 每次校验都必须将水或油排空。替代后将套管和探头分开, 简化维修。

(3) 岭澳核电站 CTE 转子流量计替代, 流量计原物项的转子和磁杆未加防腐衬里, 易被流经其中的次氯酸溶液腐蚀, 新物项将转子和磁杆都加防腐衬里, 防腐性能更好, 增加了流量计的使用寿命。

(4) 岭澳核电站 CRF 泵轴承润滑油油位测量的 101/102MN 备件已被淘汰, 无法采购备件。且原物项漂移严重, 曾发出多次误报警。在了解现场要求后, 根据 MIC 维修规程计算了原三个报警设定点, 并测量了机械接口, 用油位变送器加二次控制器对原物项进行了替代, 目前使用情况良好, 无误报警。

(5) 三废控制室 TEP, TEU 记录仪物项替代。

(6) ATE, SDA 等系统用的电磁阀组由于底座材料较软, 在维修后出现漏气。使用 PARKER 电磁阀组替代, 解决漏气问题。

5.2.5 设备防腐

1. 概述

2003 年电站设备防腐工作又向前迈进了一大步, 主要分为以下几方面: 完成大修设备防腐工作、完成日常设备防腐工作、启动设备防腐大纲项目、完善设备防腐管理程序和技术程序、完成化学品管理的相关工作等。

2. 大修设备防腐

大亚湾核电站第九次大修中完成的主要防腐工作有: CFI 旋转滤网防腐; CFI 粗格栅防腐; CEX 凝汽器水室防腐及 CRF 海水管道外加牺牲阳极; 1SEC 系统 B 列主管道衬胶、SEN001FI 衬胶修补; GRH 部分氢冷器水室防腐; SEC 泵吸入口管道防腐; 跟踪检修承包商大修防腐, 签点约 2 000 个; 继续对常规岛及 BOP 设备进行防腐整治。

岭澳核电站 1 号机组第一次大修中完成的主要防腐工作有: LPX 泵站部分设备防腐整治; LMX 厂房内部分设备防腐整治; SEC 泵吸入口管道防腐; 粗格栅防腐防污处理; 1GEV101/201/301TP, 1GEV001/002TS 防腐; 1CEX 水室内壁以及 1CRF 进出口管道内壁衬胶修补; 跟踪检修承包商大修防腐, 签点约 1 600 个。

3. 日常设备防腐

随着大亚湾核电站设备运行年限的增加和岭澳核电站两台机组的相继投产, 2003 年电站设备的日常防腐工作量又有了大幅度增加, 表 5.2.5-1 反映了最近三年设备防腐工作量的变化情况。

表 5.2.5-1 近三年日常防腐工作量变化情况

年份	2001 年	2002 年	2003 年
工作量/张	660	895	1 892

2003年的日常防腐工作量是2002年的两倍多。这还不包括机构调整之后土建部分的防腐工作,但是经过努力,不断改进工作方法,挖掘潜力,在管理人员没有明显增加的情况下,土建处防腐科保质保量地完成了日常防腐工作。

2003年还准备和实施了一些防腐外包项目,如大亚湾核电站8个水闸门防腐、DVN烟囪防腐、TER储罐和AF消防管道防腐、JPU几十个消防井的防腐等。这些项目特点是工作量大、工期长、质量要求高,但从项目准备到施工每个环节都是在有序的状态下进行。

2003年底还遇到了岭澳核电站SER水箱硫酸根超标、CRF碎石过滤器腐蚀、MX钢结构防火涂料脱落等与生产和安全相关的重大腐蚀问题。防腐专业人员迎难而上,取得了一些突破性进展。CRF碎石过滤器的腐蚀根本原因分析工作和外加牺牲阳极的保护工作都已经在开展之中;SER水箱重新防腐方案技术论证工作也取得了良好的结果;MX钢结构防火涂料保修的商务谈判和技术论证工作都取得了阶段性进展。

4. 启动设备防腐大纲项目

加强预防性的防腐维修是将来防腐工作的重点。所以,建立电站设备的防腐大纲也就成了当务之急。该项目体现了未来电站防腐工作以防为主,加强腐蚀监督的思想。自2003年6月起,土建处防腐科启动了建立电站防腐大纲的工作。这项工作的难度是显而易见的,它涉及到设备管理、维修、计划和运行等多个部门,工作量巨大,一开始存在诸多的困难和问题。但是,经过多次研讨和项目组人员认真的工作,目前该工作已经有了很大的进展,已经完成四个样板大纲的大部分工作,其余系统大纲的编写工作也已经展开。

5. 完善设备防腐管理程序和技术程序

为了适应群堆管理的需要,2003年升版了所有的防腐管理程序和防腐技术程序。另外,为了进一步完善防腐项目管理和现场维修工作,一些新的程序也相继被建立起来,如《防腐项目文件归档》程序。

6. 化学品管理的相关工作

2003年防腐工程师完成了电站近1800多种库存化学品的清理和技术报告的起草工作,为今后电站进一步加强化学品的管理打下了基础。

5.2.6 电站厂房及相关构筑物维护

1. 厂区建筑物及构筑物的维修和改造

(1) 岭澳核电站 SEC 管道维修

岭澳核电站重要厂用水系统 SEC 取水管,为直径 1200 mm 的钢管混凝土管道,钢管厚为 6 mm,内外侧都有混凝土。该管呈“U”形,与 CFI 进水喇叭口相通,埋设在 -17.6 m 标高下的 PX 泵房的筏基内。工程建设时期,由中国建筑第二工程局总包,山东电力管道公司供应管道,中国建筑第二工程局现场安装。

岭澳核电站 1 号机组第一次大修期间,5 月 1 日和 10 日工程处土建科分别对 1SEC 系统取水管进行预防性维修检查时,发现管道弯头和泵入口下部人工涂抹的内衬混凝土有多处开裂,裂缝一般长 15~20 cm,最长一根达 2 m,并且周围有不同程度的空鼓现象。凿开一处有水流,持续 5 秒后水量逐渐减少到渗流。缺陷产生的原因是施工质量问题。

在裂缝较小、内衬混凝土中间有钢丝网片、裂缝内钢管未发现明显锈蚀及大修时间窗口很短等情况下,决定采取紧急维修措施。对开裂及空鼓渗水处进行开凿,采用防水水泥进行涂抹与原内衬抹平、压光,并进行湿润养护。施工质量符合要求。评价结果为在一个运行周

期内,不会发生混凝土内衬脱漏事故。

土建科根据本次检查发现的缺陷情况与多家设计、科研部门进行沟通,并与原承建商和供货商进行多次技术交流,分析缺陷的根本原因,制定长期修复方案,准备在大修中实施,以确保在整个运行寿期内,该管道处于安全可靠的状态。

大亚湾核电站 SEC 取水管内衬为环氧砂浆,使用十年来未发生开裂现象。

(2) 培训中心外墙及室内装修改造

培训中心 EA 楼,投入使用已有十多年,由于材料老化,自然磨损等原因,存在着墙面漏水、设施陈旧等现象,影响培训环境和教学工作,须进行大修。主要项目有外墙拆除原喷涂等装修,改为贴瓷砖及铝塑板,铝合金门窗更换,正门天花板、地板更换,一楼学员休息室装修,多功能教室装修等内容。

该工程经立项批准,施工招标、评标,最后由深圳市广田装饰设计工程有限公司中标施工。2003 年 7 月 21 日开工,2003 年 12 月 22 日竣工。由于原主体工程平整度较差,须用水泥砂浆找平,耗用材料较多,加上装饰使用的材料采用进口材料,另外增加了一些装饰项目等原因,致使结算费用超出原施工报价较多。今后应吸取教训,工程变更量较大时,应先通过相关部门审批后再施工。

(3) 大亚湾核电站安全壳钢内衬密封改造

安全壳为核电站的第三道屏障。保持安全壳密封性是关系到公众健康和核电站形象的重大问题。根据外部经验反馈,由于安全壳底板钢内衬焊缝上方的检漏槽底板混凝土与钢内衬伸缩缝之间有积水,-3.4 m 标高附近钢内衬有锈蚀迹象。土建科在大修预防性维修检查时,发现两台机组均有类似现象(后经检查证实,钢内衬局部发生了锈蚀,个别地方深度达 4 mm,如不及时修理,将有锈穿的风险),因而需要对安全壳钢内衬进行密封改造。

对安全壳钢内衬进行密封改造的方法是将水泥浆灌入施工时用来检查底板钢内衬焊缝质量的检漏槽内,用石蜡更换安全壳钢内衬与筏基混凝土之间伸缩缝内原有的填充材料。

施工步骤为:用压缩空气注入检漏槽内,检查泄漏率,是否满足要求;用水冲洗槽内的杂物,最后用压缩空气吹干;检漏槽内压力灌浆;用条型的链条锯将伸缩缝内的填充材料锯成碎末,用真空吸尘器把碎屑吸出;伸缩缝内钢内衬 20 cm 深范围内,检查锈蚀状况,进行防腐处理;用高压水冲刷伸缩缝;缝内注蜡,预留 2~3 cm 抹胶泥,上部安装钢保护板。

由于严格遵守操作程序,通过对辐射剂量进行了预测和使用屏蔽墙进行防护,有效地减少了集体剂量;排入地坑内的水事先进行了多道过滤;注蜡时采取了高温防烫措施;灌浆前进行了模拟试验等措施,施工时未发生任何质量、安全事故。

该工程由核工业华兴维修公司负责施工,由外方人员进行技术指导,大亚湾核电站第九次大修时圆满完成了改造。由于大部分设备和材料改由国内购买,而且主要由国内承包商施工,节约了不少费用。

岭澳核电站在建造期间就进行了改造,不存在这些问题。

(4) 大亚湾核电站 1/2PTR001BA 地脚螺栓更换

大亚湾核电站十年安全评审(PSR)小组在检查 2PTR001BA 地脚螺栓的有效扭紧力矩时,发现该罐的地脚螺栓有不同程度的锈蚀,其中有 4 根锈蚀较重。经验算,在 4 根螺栓同时失效的情况下,只能承受运行基准地震(1/2SSE),不能满足安全停堆地震(SSE)的要求。检查后发现 1PTR001BA 的地脚螺栓也有锈蚀情况。核安全局对此问题非常关注,要求尽快更换。

PTR 罐的地脚螺栓直径为 85 mm, 有两种长度 2 150 mm 和 2 350 mm, 贯穿 1.8 m 厚的混凝土楼板。要想更换, 必须钻通楼板, 才能把旧螺栓取出。

根据以往更换螺栓的情况和国外经验反馈, 经多方研究, 确定该工程由法国 FREYSSINET 公司承担。方法是用多节钻把螺栓四周的混凝土钻掉 1 m 以上, 然后用千斤顶把螺栓拔出。新螺栓安装时, 上下面加装有侧面带孔的钢垫片, 拧紧螺帽, 从下部垫板的侧孔内用压力灌注法灌注石蜡, 上部垫板侧孔为排气孔。由于 PTR 罐螺栓周围设备较多, 部分螺栓更换特别困难, 需要用 1:1 的模型做模拟试验, 经过仔细试验后才能确定安装方向和螺栓拆装方法。

该工程共成功更换了 72 个螺栓, 工期为 58 天, 共有外方人员 5 人, 中方人员 18 人参加。

(5) 岭澳核电站 AC 厂房维修

岭澳核电站 AC 厂房交工后其地面发生多处裂缝, 影响去污, 另外 AC 厂房屋面防水质量较差, 雨季期间大厅屋面与墙面接缝处漏水严重, 故需要返工。在凿去原地面素混凝土和抹灰层后, 重新浇注钢筋混凝土地面, 并把原抹灰层改为加了一层钢筋网片的细石混凝土, 地面油漆。彻底解决了地面裂纹问题; 同时拆去原 ZXP 共混防水卷材及找平层, 新找平层上刷了一道防水涂料, 重铺两道防水卷材。改造效果须待雨季时检验。

(6) 大亚湾核电站保卫铁丝网更换

由于大亚湾核电站铁丝网已使用十多年, 部分铁丝网和立柱已锈蚀, 不能满足保卫的要求。土建科对部分围网进行了修复, 严重部分进行了更换, 保证了保卫边界的有效性。

2. 新建工程

由于原消防培训楼离南生活区太近, 须搬迁。经电站规划委员会批准, 新址选在岭澳核电站隧道口南面。新消防培训楼包括监控楼、训练楼、油泵房、油罐、遮阳棚、挡土墙、排洪沟等项目, 建筑物占地面积 385 m², 建筑面积 598 m²。该工程由广东省电力设计研究院进行地质勘探, 核工业第二研究设计院 (简称核二院) 设计, 惠阳建筑公司施工。2003 年 6 月 13 日开工, 基础开挖后发现地基未坐落在持力层上, 与核二院联系将原来条形基础改为混凝土桩基, 中间停工 1.5 个月。

5.2.7 在役检查和金属监督

1. 核岛在役检查

2003 年大亚湾核电站 1 号机组进行了第九次大修、岭澳核电站两台机组进行了第一次大修。三次大修在役检查的主要项目有:

(1) 大亚湾核电站 1 号机组第九次大修

对蒸汽发生器一次侧传热管, 主螺栓、螺母进行涡流检查; 对 EAS/RIS 地坑, 蒸汽发生器二次侧管板进行了内窥镜检查; 对主泵轴、飞轮, “Farly - Tihange” 现象 (RIS 与 RCP 连接处由于冷热混流造成疲劳裂纹的现象) 管段, 进行了超声波检查; 对死管段焊缝进行了射线检查。

检查发现, 1 号蒸汽发生器 C35R38 管内有一卷曲的金属丝异物, 取出该异物后对该管进行了涡流检查, 信号显示无损伤。蒸汽发生器传热管涡流检查, 3 号蒸汽发生器 C39R48 传热管检测出磨损深度约为壁厚的 28%, 与前几次基本相同。蒸汽发生器二次侧清洁度检查发现, 一次侧有一金属薄片状外来物, 带不规则齿形, 尺寸约 35 mm × 4 mm × 1 mm。三

台蒸汽发生器整体清洁度良好。

(2) 岭澳核电站1号机组第一次大修

对1号蒸汽发生器传热管,50根RIC指套管,压力容器主螺栓、螺母进行了涡流检查;对2号蒸汽发生器一次侧进出口管嘴及安全端焊缝,一回路使用因子 $F_u > 0.4$ 的焊缝,Farly-Tihange管段焊缝,稳压器波动管及上封头有关焊缝,RRA,ASG及RCV热套管等焊缝进行了射线检查;1号蒸汽发生器一次侧水室堆焊层检查,压力容器顶盖内部堆焊层及控制棒驱动机构焊缝、稳压器内部筒体堆焊层、三台蒸汽发生器二次侧清洁度、EAS和RIS地坑进行了电视检查。

检查发现,1号蒸汽发生器传热管C53R56的AV1处,检测出一处凹陷,与役前的检查结果没有明显变化。2号蒸汽发生器一次侧进出口管嘴及安全端S/C009IN焊缝上,检测出一处单个长度为5mm的夹渣,与役前的检查结果没有明显变化。在下列堆芯指套管F13,N5,C12,M3,F6和H6共检测出7处磨损深度小于20%壁厚的显示,低于50%割管移位标准,也低于65%的堵管标准。

(3) 岭澳核电站2号机组第一次大修

对一回路承压边界进行了静态水压试验;对反应堆压力容器本体进行了MIS机检查;对三台蒸汽发生器传热管,50根RIC指套管,压力容器主螺栓、螺母及三套主螺栓、螺母备件进行了涡流检查;射线检查:三台蒸汽发生器一次侧进出口管嘴及安全端焊缝,一回路使用因子 $F_u > 0.4$ 的焊缝,Farly-Tihange管段焊缝,稳压器焊缝,RRA和ASG管道焊缝进行了射线检查;蒸汽发生器一次侧水室堆焊层,压力容器顶盖内部堆焊层及控制棒驱动机构焊缝,稳压器内部筒体堆焊层,蒸汽发生器二次侧管板进行了电视及内窥镜检查。

检查结果如下:

一回路水压试验中没有发现泄漏信号和可记录的显示信号。整个水压试验期间的一回路承压边界的泄漏率满足规范的要求。

反应堆压力容器在役检查(MIS机检查):水下电视检查除在265°管嘴的20°位置的内圆弧附近发现划伤痕迹外,在其他部位没有发现可记录的缺陷,超声波检查结果与役前检查结果基本一致。其中役前检查期间在S/C202焊缝上发现的1,2号显示在本次检查中经反复扫查后确认为一个显示。其他的显示信号与役前检查比较变化幅值均在6dB的范围之内。

指套管涡流检查:在14根指套管上,共检测到3处磨损深度 $\delta \geq 30\%$ 壁厚的记录显示和14处磨损深度 $\delta < 30\%$ 壁厚的记录显示。上述显示虽然远低于65%的堵管标准,也低于达到50%通常采用的割管移位的幅值。但考虑到其磨损速率较高,为确保机组安全运行,对其采取了割管移位的处理。

3号蒸汽发生器一次侧进出口管嘴及安全端焊缝射线检查,在S/C009OU焊缝上检测出一个直径为2mm的气孔,与役前检查检验结果比较无明显变化;1号蒸汽发生器安全端与一回路管道焊缝射线检查,在1C4焊缝上检测出一个直径2mm的气孔,和役前检查相比无明显变化。在其他焊缝上没有检测出可记录的缺陷显示。

2. 常规岛在役检查

在2003年度进行的三次大修,均按相应机组常规岛在役检查大纲的要求对常规岛机械部件实施了在役检查。大亚湾核电站1号机组第九次大修、岭澳核电站第一次大修均对汽轮发电机部分进行了荧光磁粉检查,对压力容器进行了水压试验,对凝汽器钛管进行了涡流检测,对汽水管道弯头进行了测厚,对管束进行了气压查漏。除大亚湾核电站9SGZ701RS容

器因严重变形而报废外, 未见超标缺陷。

3. 金属监督

2003年, 电站完成了第二批辐照监督管的所有试验, 并在2003年7月通过了验收。同时在2003年12月, 完成了18个月换料对辐照监督大纲影响的评价工作, 为修改《辐照监督大纲》提供了依据。

对大亚湾核电站2CFI001RR联轴节轴承套、岭澳核电站1GSS152VV螺柱及螺母等共40件零件, 进行了化学成分分析与硬度测试。对大亚湾核电站2RCV002PO电机侧靠背轮紧固螺栓断裂失效原因、2DVN003ZV电机损坏故障根本原因进行了分析。完成了大亚湾核电站2号机组的2号和3号低压缸转子轮槽修磨处的复型检测。

5.3 质量保证

1. 运行质保大纲

2003年完成了大亚湾核电运营管理有限责任公司模式下的《运行质保大纲》的编写并提交国家核安全局审批。

2. 质量管理体系

2003年质保部门发现的主要问题包括:

设备管理领域: 预测性维修数据库PdM中, 一些设备的状态监测任务执行频度比维修实施大纲要求的频度要小; 重大设备的设备管理需要改进。

定期试验领域: 定期试验中对于超标没有进行任何处理或情况说明及影响评价; 定期试验不满足规程及定期试验监督大纲的要求; 部分定期试验执行过程中存在缺陷; 对“不满意”定期试验的跟踪不符合要求; 非GOR要求的定期试验未按要求进行审核。

工作过程领域: 对检修中发现的设备、程序等缺陷没有记录和报告; 对异常现象没有按规定开出缺陷报告; 交接班管理存在问题; 不按维修规程的要求进行检查; 维修报告的填写存在较多问题; 缺少维修报告或维修报告记录不完整。

吊具管理领域: 大修中使用的钢丝绳没有标识; 钢丝绳和吊带的标识和承载试验不符合程序的规定。

供应商管理领域: 选用未经相应资格审查的供应商; 商务负责人、技术负责人或质保负责人在合同履行过程中的职责不很清楚。

设计变更管理: 工程变更通知未送相关处进行审查; 在现场改造实施完工后责任工程师没有及时有效跟踪相关处的工作完成情况; 责任工程师没有有效跟踪各执行处返回的工程改造文件传递跟踪单。

燃料制造领域: 检验记录表格中缺少规程所要求的检查; 重要设备改造的管理流程不充分; 生产过程中的部分数据未按要求测量、记录; 检查与试验控制记录不完整; 现场仪表超期。

运行管理领域: 最小核安全运行值人数规定不符合程序要求; 隔离和再线规定的监护验证和独立验证制没有得到严格的实施; 隔离与再线的实际控制方法与程序规定不一致; 行政隔离实施的风险分析、独立验证和变更恢复等活动的实施存在缺陷。

文件管理领域: 未按程序要求进行审查; 部分维修规程变更后, 未修改相应的标准工作包数据库, 也未填写变更信息; 验收标准不统一或错误; 规程缺少备件的具体信息; 工作文

件不完整或不正确；风险分析及预防措施不充分或不正确；质量计划、工作指令与要求使用的维修程序内容不相符；维修程序中的要求与图纸、实际设备不相符。

计量管理领域：计量器具的储存不满足要求。

化学品管理领域：标签记录不全，有的标签没有验收日期和失效日期；未按要求存放化学品；未按要求对化学配制进行认真验证。

2003 年生产线实施了对安全质量管理体系的优化和改进。主要包括：优化质量管理体系；风险安全管理；加强经验反馈有效性；安全管理持续改进；优化环境管理等内容。通过建立和实施五大质量管理问题专项小组，协助电站执行部门解决了一些疑难问题。

3. 质保监督和监督

2003 年进行了场内质保监督和环保内审 16 次，场外质保监督 7 次，专项监督 63 次，共发出纠正行动要求 129 项。

电站发出的纠正行动通知单（CAR）平均关闭天数见表 5.3-1。

表 5.3-1 历年 CAR 平均关闭天数统计

年份	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
CAR 平均关闭天数/天	237	147	168	160	103	116	101	95	90

从电站各委员会行动的完成情况来看，按时完成率基本达到了 90% 的指标要求。2003 年质保大纲实施是有效的。

5.4 环境管理

大亚湾核电站、岭澳核电站现场四台机组统一进行放射性废气、废液管理，统一采用排放年限值（见表 5.4-1）。

表 5.4-1 四台机组的排放年限值

物质	液态非 ³ H 核素	液态 ³ H	惰性气体	碘	粒子
排放量年限值	700 GBq	145 TBq	1 140 TBq	34.2 GBq	3.8 GBq

2003 年四台机组排放结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 2003 年放射性流出物排放结果

	液态非 ³ H 核素		液态 ³ H		惰性气体		卤素		气溶胶		气态 ³ H 排放量 /TBq
	排放量 /GBq	占年限值 份额/%	排放量 /TBq	占年限值 份额/%	排放量 /TBq	占年限值 份额/%	排放量 /MBq	占年限值 份额/%	排放量 /MBq	占年限值 份额/%	
GNPS	1.43	0.20	63.6	43.8	11.3	0.99	94.3	0.27	1.47	0.04	1.31
LNPS	1.02	0.15	33.0	22.8	5.5	0.48	47.6	0.14	1.51	0.04	0.14
合计	2.45	0.35	96.6	66.6	16.8	1.47	141.9	0.41	2.98	0.08	1.45

注：1) 卤素 + 气溶胶的年限值为表 5.4-1 中碘和粒子的年限值之和。

2) 液态非³H 核素包括¹¹⁰Ag^m, ⁵⁸Co, ⁶⁰Co, ¹³⁷Cs, ¹³¹I, ¹³⁴Cs, ⁵⁴Mn, ¹²⁴Sb 等主要人工放射性核素。

5.4.1 放射性废气排放与管理

1. 大亚湾核电站

2003年惰性气体排放量为投产10年来的最低值,惰性气体的平均排放浓度为 4.01 kBq/m^3 ;卤素+气溶胶的排放量占年限值 0.28% ,略高于前两年,主要原因是自10月份起在烟囱的连续排放样品中发现有略高于探测限的 ^{131}I 和 ^{133}I 。卤素排放量为 94.3 MBq ,占卤素+气溶胶的 98.5% ,相当于卤素年限值(34.2 GBq)的 0.28% ;气溶胶的排放量为 1.47 MBq ,占气溶胶年限值(3.8 GBq)的 0.04% 。

2003年TEG含氢废气排放11罐次,ETY排放51次。ETY排放次数分别比2002年和2001年多了2次和8次,主要是2号机组第九次换料大修后,安全壳内压缩空气系统(SAR)换算为标准状态下的泄漏率 Q_n 较大($10 \sim 12 \text{ m}^3/\text{h}$),导致2ETY排放次数较多,排放间隔缩短,2003年2ETY平均排放周期为11.2天,而1ETY为14.5天。曾进入反应堆厂房内查漏数次,但效果不明显,计划在2号机组第十次大修中查漏。

自2002年8月中旬起,在2号机组安全壳厂房卸压排放前的分析中曾检测到 ^{131}I ,到2003年1月5日时,其浓度达 0.32 Bq/m^3 ,高于检测限近10倍。在分析了一回路总放射性、碘当量浓度、一回路泄漏率等均无异常的情况下,立即向相关部门报告并成立查漏小组,在2号机组第九次大修中查找漏点。于2003年1月27日查明是2RCP302VP有微漏导致。此部分对全年卤素的排放量无贡献。

从2003年10月起在DVN烟囱中陆续测到 ^{131}I 和 ^{133}I , ^{131}I 的最高浓度为 0.04 Bq/m^3 ,经过由运行、环境、设备管理、化学、辐射防护等专业人员组成查漏小组一段时间的努力,初步判断是一回路水漏至9RPE002PS引起。对9RPE002PS所在房间的空气进行的数次取样,均探测到有 ^{133}I 和 ^{131}I , ^{131}I 浓度范围 $0.078 \sim 0.51 \text{ Bq/m}^3$, ^{133}I 为 $0.37 \sim 2.8 \text{ Bq/m}^3$ 。此部分增加的卤素对全年卤素+气溶胶排放量的贡献相当于年限值 $0.04\% \sim 0.05\%$ 。

通过连续排放途径释放的惰性气体仍占惰性气体排放量的最大份额,为 98.3% ,ETY占 1.0% ,TEG仅占 0.7% 。

2. 岭澳核电站

通过气态途径排入环境的卤素为 47.6 MBq ,占卤素+气溶胶的 96.9% ,相当于卤素年限值(34.2 GBq)的 0.14% ,气溶胶的排放量为 1.51 MBq ,相当于气溶胶年限值(3.8 GBq)的 0.04% 。

在电厂烟囱的连续排放样品中除有气态 ^3H 外,未检出其他人工放射性核素。惰性气体的平均排放浓度为 1.56 kBq/m^3 ;卤素为 13.5 mBq/m^3 ,气溶胶为 0.431 mBq/m^3 。

2003年TEG排放含氢废气6罐·次,排放惰性气体 19.3 GBq ,占总量的 0.4% 。ETY吹扫35次,排放惰性气体 40.3 GBq ,占总量的 0.7% 。其中1ETY吹扫17次,共27.4小时;2ETY吹扫18次,共30.6小时。

5.4.2 放射性废液排放与管理

1. 大亚湾核电站

(1) 废液排放系统排放情况

2003年通过核岛废液排放系统(TER)共向环境排放67罐次。全年液态非 ^3H 核素的平均排放浓度为 52.1 kBq/m^3 ,液态 ^3H 为 2.32 GBq/m^3 。2003年通过TER排放的液态流出物

有以下几个特点:

1) 非³H 核素总量达历年最低水平。主要原因是全年特别是第九次换料大修期间未发生大的跑水事件, 废液处理系统运行正常的结果。2003 年 1 至 4 月份非³H 核素累积排放量仅占年限值的 0.10%, 较上年同期 0.18% 有大幅度下降, 同时 2 月份是液态非³H 核素历年大修中单月排放量最少的一次。另一个原因是从 2003 年 7 月起, 电站将 TEU 废液排 TER 的控制标准由 1 MBq/m³ 降为 0.5 MBq/m³, 加大了非³H 核素的处理程度, 减少了排放。

2) ¹¹⁰Ag^m 的排放量与占非³H 核素的比例大幅下降。2003 年度¹¹⁰Ag^m 的排放量与占非³H 核素的比例与 2002 年相比有很大程度的下降, 排放量为 0.31 GBq, 是自 1998 年采取降低¹¹⁰Ag^m 措施以来的最小排放量, 占非³H 核素的比例从 2002 年的 52.4% 下降到 21.7%。主要原因是在第九次换料大修一回路的氧化净化过程中,¹¹⁰Ag^m 的最高活度低于 1 000 MBq/m³, 比前几年最高浓度下降了数倍。源项产生量减少。

3) 液态³H 排放量增加。2003 年液态³H 排放量共计 66.6 TBq, 为历年最高, 比上年增加 50%。液态³H 排放量增加的主要原因为: 采用 18 个月换料大修的燃料管理模式使³H 产量增加; 液态³H 在系统内不能处理的特点, 决定了³H 产生多少, 排放多少; 有计划排³H 的结果。

(2) 废液收集系统排放情况

常规岛废液收集系统 (SEL) 本年度共排放废水 169 罐, 减少了 25%。

全年 SEL 分析合格, 无特殊排放, 每罐 SEL 废液取 100 mL 作为月度混合样, 月度混合样进行全分析, 测量项目有 γ 谱、总 γ 、总 β 和³H 等, 所有排放核素除³H 外均低于方法探测限。由于 1 号机组的主蒸汽系统中能检测到很低水平的³H, 故 SEL 中偶尔能测到略高于方法探测限 (40.0 kBq/m³) 的³H。

2. 岭澳核电站

(1) 废液排放系统排放情况

核岛废液排放系统 (TER) 全年排放 28 罐次, 非³H 核素平均排放浓度为 82.1 kBq/m³, 液态³H 的年平均浓度为 2.66 GBq/m³。全年的 TER 废液中除能偶尔检测到⁵⁸Co, ⁶⁰Co 和³H 外, 包括¹¹⁰Ag^m 在内的其他人工放射性核素均小于方法探测限。非³H 核素中主要以⁵⁸Co 为主, 占 72%。

6 月初, 由于 9TEU850VE 内漏, 造成 0TER002BA 总 γ 为 3.59 MBq/m³。电站根据废液中⁵⁸Co 为主 (占 88%) 和半衰期短 (70.8 d) 的特点, 决定进行贮存衰变。9 月 10 日排放时, 该罐废水总 γ 降为 1.12 MBq/m³, 非³H 核素占年限值从 6 月初的 0.15% 降到 0.06%, 整个贮存衰变期间, TER 系统以临时运行指令的方式操作。

12 月由于 1 号机组停机抢修, 2 号机组大修, 四台 CRF 泵停运, 0TER001BA 在 12 月 16 日满水位, 因无排水释稀, 至 12 月 28 日才排放。

(2) 废液收集系统排放情况

常规岛废液收集系统 (SEL) 本年度共排放废液 261 罐。废液中非³H 以外的所有人工放射性核素未检测出。每罐留取 100 mL 作月度混和样进行总³H 和谱线分析, 所有样品测量结果无异常。

5.4.3 中低水平放射性固体废物处理

5 年发展计划中规定的放射性废物管理的关键业绩指标要求见表 5.4.3-1。

表 5.4.3-1 放射性废物管理目标 (两台机组)

m³

年份	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
大亚湾核电站	200	190	170	140	160
岭澳核电站	—	—	—	100	170

1. 2003 年废物管理情况

(1) 放射性固体废物产量见表 5.4.3-2。

表 5.4.3-2 放射性固体废物产量统计表 (两台机组)

m³

	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	近三年平均值 (台机组)	现场库存量
大亚湾核电站	186.4	133.22	126.96	145.06	67.54	1708.57
岭澳核电站	—	—	12.57	69.59	—	82.16

2003 年由于大亚湾核电站 2 号机组第九次大修进行了反应堆压力容器大盖的更换、PMC 换料机的改造、反应堆厂房底层内环廊伸缩缝填料更换等新增的大的检修项目, 废物产生量比 2002 年有所增加。

(2) 各类废物货包产量统计见表 5.4.3-3。

表 5.4.3-3 固体废物货包产量统计表 (两台机组)

m³

废物类型	浓缩液	废树脂	淤积物	废滤芯	技术废物	其他	合计
大亚湾核电站	26	18	0	17.15	77.91	6	145.06
岭澳核电站	0	0	0	15.6	45.99	8	69.59

其他是指表面接触剂量率大于 2 mSv/h 的用混凝土桶处理的技术废物。

(3) 浓缩液产生量见表 5.4.3-4。

表 5.4.3-4 浓缩液产量统计表 (两台机组)

m³

	设计值	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年
大亚湾核电站	50	13.8	8.5	8.8	4.2	8.08	9.2	4.9
岭澳核电站	50	—	—	—	—	—	0	0

从上表可看出, 大亚湾核电站 2003 年的浓缩液产量 4.9 m³, 比 2002 年少产生一罐, 主要原因是加强了源头控制, 减少了废水产生量。岭澳核电站投产两年来, 没有产生放射性浓缩液。TEP 系统硼溶液全部回收复用, 未排入 TES 系统固化处理。

(4) 历年废树脂产量统计见表 5.4.3-5。

表 5.4.3-5 历年废树脂产量 (两台机组) m³

年份	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	设计值
大亚湾核电站	24.72	15	29.42	24.35	18	22.96	3	34
岭澳核电站	—	—	—	—	—	16.5	0.93	34

(5) 历年废过滤器芯子产量统计见表 5.4.3-6。

表 5.4.3-6 历年废滤芯产量统计 个

年份	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	设计值
大亚湾核电站	84	62	40	54	42	23	35	220
岭澳核电站	—	—	—	—	—	42	52	220

2003 年由于大亚湾核电站 RCV001FI 过滤器芯子由 5 μm 孔径全部改用 0.45 μm 孔径滤芯, 导致废滤芯产量增加。岭澳核电站投产仅两年, 系统内固体悬浮物较多, 废滤芯产量也较高。

(6) 放射性废油产量统计见表 5.4.3-7。

表 5.4.3-7 历年放射性废油产量统计表 m³

年份	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	1994—2003 合计
大亚湾核电站	590	150	140	120	130	2080
岭澳核电站	—	—	—	0	120	120

3. 中低放废物处置工作进展

2003 年 2 月, 大亚湾核电站第九次大修中更换的 2 号机组的反应堆大盖, 经国家环保总局批准暂存于北龙处置场。截至 2003 年 12 月 31 日, 北龙处置场共接收了 178.72 m³ 的废物货包, 其中旧导向筒废物货包 14 个, 每个方箱长 4.85 m, 宽 1.4 m, 高 1.4 m, 体积为 9.5 m³, 总体积 133 m³。旧反应堆大盖废物货包 1 个, 直径 4.674 m, 高度 2.666 m, 体积为 45.72 m³。

4. 废物管理良好实践和存在的问题

(1) 良好实践

将更换的主泵电机螺栓及 PTR 系统地角螺栓共 147 根 (长约 2 m) 进行去污、切割, 作非放射性废物处理。经过去污仍达不到要求的部分用车床将沾污部分车掉一层, 内部干净部分作非放射性废物处理。将 PMC 换料机改造更换下来的设备进行拆卸、去污, 部分达到标准的部件作为非放射性废物处理。

(2) 存在的问题

最近几年, 设备改造项目不断增加, 如旧导向筒更换及包装处理、反应堆大盖更换及包装处理、反应堆水池内不锈钢梯子改造、乏燃料容器去污水池围栏改造、反应堆内环廊底层密封填料更换等。这些改造均由技术部项目组负责, 由国内外的承包商分别组织实施, 其中大部分项目没有制定废物控制指标, 所产生的废物没有单独收集处理, 废物产量没有得到有

效控制，需要在今后的改造中制定措施，加强管理。

电站将放射性废水允许排放的内部控制标准改为：大修期间 1 MBq/m^3 ，正常运行期间 0.5 MBq/m^3 ，增加了废水处理量，将会影响到废树脂的使用寿命和废滤芯产量，从而影响到固体废物产量。

5.4.4 工业废物处理

1. 工业废物的收集与处理

2003 年成立了大亚湾核电运营管理有限责任公司，负责大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组的运行管理工作，为了充分利用现有资源，防止重复建设，新建成的大亚湾核电站工业废物存放场负责回收、暂存四台机组产生的工业废物。

(1) 2003 年工业废物存放场共收集处理的有：废油 56.67 t （其中废调节油 1.92 t ），约 67 m^3 ；废钢铁 186.29 t ；各种废包装木板 39.8 m^3 ；废电缆 6.78 t ；各种废塑料桶 5044 个；废包装纸箱 1.08 t ；废油漆 2.88 t ；净化主变压器油使用后产生的废吸附剂 31.35 t 。

上述工业废物全部由合同部门交深圳市龙岗再生资源有限公司收集处理，历年工业废物产量见表 5.4.4-1。

表 5.4.4-1 历年工业废物处理量统计

废物类型	单位	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年 ¹⁾
废钢铁	t	—	436.16	33.5	29.5	208.51	145.44	186.29
废油	m ³	55	36	25	27.2	52	118	67
一般工业垃圾	m ³	2000	1720	1730	1192	1196	1013	2796
废日光灯管	根	—	—	—	—	18000	—	2400
废干电池	t	—	—	—	—	1.18	—	2.92

注：1) 2003 年工业废物处理产量为大亚湾核电站和岭澳核电站共四台机组的产生量。

(2) 工业垃圾（含厂区内的生活垃圾）932 车，其中大亚湾核电站 434 车，岭澳核电站 498 车，共 2796 m^3 ，全部运到东山垃圾填埋场填埋处理。

(3) 将历年收集暂存的各种化学品（其中固体 891 瓶，液体 355 kg）以及近 2 年收集暂存的废干电池 2.92 t 直接送往深圳市危险废物处理站集中处理。

2. 2003 年工业废物管理主要工作

(1) 将岭澳核电站产生的废旧物资处理纳入到与深圳市龙岗再生资源有限公司续签的大亚湾核电站 2003 年工业废品处理合同之中统一管理；

(2) 配合公安分局对工业废物存放场收集存放多年的化学品（包括剧毒物品）进行清查整理，全部交由深圳市工业危险废物处理站集中处理。对《工业固体废物管理程序》修改升版，增加报废的剧毒物品的管理内容；

(3) 对工业废物存放场存放的报废机床、刀具、零部件等物品进行处理。对暂存物品建账管理，将工业废物分类存放区重新布置，将集装箱存放区浇注混凝土地面，以加强工业废物存放场的分类存放管理。

5.4.5 环境监测与评估

1. 概述

2003年继续执行《大亚湾核电地区环境监测大纲》，新的10个 γ 辐射连续监测站2003年度工作状态良好，旧的7个 γ 辐射连续监测站2003年8月停止采集数据，2003年环境监测计划完成率为102.65%，2003年度大亚湾核电地区环境辐射监测实施情况列于表5.4.5-1。

表 5.4.5-1 2003 年 DMNC 环境放射性监测采样、分析一览表

监测介质		频度	采样 点数	采 样 计划数	采 样 完成数	采样点	分析项目数						
							总 β	^{40}K	^{90}Sr	γ 谱	^3H	环境 γ 射线	
空 气	辐射量率 (日均值)	连续	5	1 825		AS1, AS2, AS3, AS4, AS5							
			5	1 825		BS1, BS2, BS3, BS4, BS5						3 621	
	环境 γ 射线	季	47	188	163	电厂周围 50 km						163	
	环境 γ 射线	季	36	144	142	核电站区域内定点测量						142	
	气溶胶	日	5	1 825	1 823	AS1, AS2, AS3, AS4, AS5						3 646	
	气溶胶	月	5	60	60	BS1, BS2, BS3, BS4, BS5				60			
空气中碘	周	1	48	50	AS2					50			
陆 地 生 态	雨 水	降水期	3	26	12	AS1、岭下、北龙	11				2	12	
		地表水	半年	3	6	12	大坑、鹏城、岭澳水库	9					12
		饮用水	季	1	4	4	01楼	4					4
	监 测 井 水	月	季	2	24	24	P5, PR1	24	24			4	24
			半年	3	12	18	LNPA, LNPB, LPNC	18	12			4	18
			年(季)	7	10	18	北龙 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10	18				1	6
			半年	2	4	6	岭下、风雨剧场	6				1	
	土 壤	年		11	11	17	大坑水库、鹏城果园、鹏城菜地、 长湾、北龙、岭澳水库、岭下、惠 东、P5井周围、荔枝园	17	5	1	17		
沉积物			年	2	2	4	大坑水库、岭澳水库					4	
水 果	柑 橘	收获期	1	1	1	鹏城	1				1		
	荔 枝	收获期	1	1	3	鹏城、水头、惠东	3				3		
植 物	叶 菜	年	3	3	6	鹏城、大鹏、水头	5				6		
	萝 卜	年	2	2	2	鹏城、大鹏	1				2		
	红 薯	年	1	1	1	大鹏	1				1		
	现场草	年	1	1	2	GNPS大草地	2				2		
动 物	鸡	年	1	1	2	鹏城	2				2		
	淡水鱼	年	1	1	2	鹏城	2				2		
指示生物(松针)		半年	3	6	9	大坑水库、风雨剧场、岭下	9				9	2 ¹⁾	

续表

监测介质	频度	采样 点数	采 样 计划数	采 样 完成数	采 样 点	分析项目数					
						总 β	⁴⁰ K	⁹⁰ Sr	γ 谱	³ H	环境 γ 射线
海水	半年	4	6	6	H2 (年)、H5 (年)、H6、H9	7	12	4	6		
	季	10	40	38	H1 至 H10					38	
	季	1	24	24	材料码头 (每季采样 6 次)					24	
排放渠海水	日	1	365	365	EC-B	365					
	周	1	48	48	EC-B					48	
海洋沉 积物	潮间带	半年	4	8	10	H21, H22, H23, H24			1	10	
	潮下带	半年	10	20	19	H1 至 H10	6		2	19	
甲壳 类	虾	半年	2	3	2	西大亚湾、南澳 (年)	2			2	1 ¹⁾
	虾蛄	半年	1	2	2	西大亚湾				2	
	梭子蟹	年	1	0	1					1	
软体 动物	珍珠贝	年	2	2	3	西大亚湾、澳头	2			3	1 ¹⁾
	青口	年	2	2	4	西大亚湾、澳头	2			4	1 ¹⁾
	鱿鱼	年	1	1	2	西大亚湾、澳头	2			2	1 ¹⁾
	螺	半年	2	2	3	西大亚湾	3			3	1 ¹⁾
鱼类	红鱼	年	1	1	1	东山养殖场	1			1	
	乌头鱼	半年	1	2	2	东山养殖场	1			2	1 ¹⁾
藻类	马尾藻	年	7	7	38	专家村、岭澳、长湾、杨梅坑、 沙缸吓、岭沃、大棘甲	31			37	4 ¹⁾
指示生物 (牡蛎)	半年	4	2	12	东山、澳头、坝岗、专家村	7				12	2 ¹⁾

注: 1) 有机氟测量。

2003 年核电站环境科和广东省环境辐射研究室监测中心开展了厂区监测井水中氚来源的专题研究。2003 年 7 月国家环保总局、中国原子能科学研究院、中国辐射防护研究院等单位的有关专家对该项目进行了评审, 专家组认为: 大亚湾核电站厂界内监测井水中氚来源和进入途径的结论是可以接受的。

参加广东应急办组织的广东大亚湾核电站、岭澳核电站场外应急辐射样品中⁹⁰Sr 的比对, 在参加比对的 4 家实验室中核电站的分析结果与真值最相近, 相对标准偏差最小。

环境科根据核电站质保要求, 加强质量控制的工作, 坚持环境监测中对测量数据的三级审核, 设立专职质量控制工程师岗位, 每月对所有测量数据进行检查、核对并对数据修正情况进行原因分析、提出改进建议及向全科工作人员通报, 使环境监测的质量控制落到实处。

2. 2003 年环境监测结果

(1) 陆地环境的辐射水平

大亚湾核电站周围地区环境辐射水平的监测主要采取 3 种方式: 10 个 γ 辐射连续监测站, 热释光剂量计的环境累积剂量监测和便携式剂量率仪的定期定点巡测数据。

1) 10 个 γ 辐射连续监测站 2003 年度系统可用率为 99.4%, 数据获取率为 98.3%。核

电站周围陆地环境的辐射水平与本底调查时相比仍在正常涨落范围内。

2) 2003 年度 46 个测点热释光剂量计测量值范围为 54.9 ~ 135.2 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ ，平均值为 102.1 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ ，与本底调查时范围值 33.4 ~ 145 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ 和平均值 100.4 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ 相比仍在正常涨落范围内。

3) 每季使用 BH-3103 便携式剂量率仪对核电站厂界内 36 个点进行定点测量，经 t 检验，1999 年至 2003 年环境辐射 γ 剂量率各年间未见显著差异。

(2) 气溶胶放射性水平

厂区边界 5 个监测站 2003 年度共采集 1 823 个样品，采集率为 99.9%，样品进行总测量分析，分析共 3 646 个测量数据未见异常，对各站采集的气溶胶样品进行月累积谱分析，未探测出任何可归于核电站运行后释放的人工放射性核素，2003 年度每周对 AS2 站进行空气中放射性气态碘取样分析； ^{131}I 、 ^{133}I 放射性核素活度浓度均低于谱探测下限。

2003 年 γ 谱分析大气飘尘月累积样品，显示气溶胶总 γ 活度浓度（衰变 6 天样）与氡的衰变子体 ^{210}Pb 活度浓度相关。经相关分析得出回归方程为 $A = 0.875B + 0.0543$ ，相关指数 $R^2 = 0.9782$ ，式中 B 为 ^{210}Pb 的活度浓度 (mBq/m^3)， A 为气溶胶总活度浓度 (mBq/m^3)。

(3) 淡水放射性水平

1) 雨水 2003 年度总活度浓度的平均值为 60.7 Bq/m^3 ，标准差为 48.5 Bq/m^3 ，2003 年度雨水总 γ 测量值与第二期本底调查值成组统计检验 $T_{0.05/2} = 0.34$ ($df = 38$ 时， $t_{0.05/2} = 2.02$)，无显著变化，12 个雨水样品中仅两个样品测到痕量的氡。

2) 2003 年度地表水、饮用水总 γ 放射性活度浓度在 (31.0 ~ 80.9) Bq/m^3 之间，平均值为 58.7 Bq/m^3 ，与第二期本底调查时平均值 59 Bq/m^3 相比基本一致。

3) GNPS 监测井水中总 γ 放射性活度浓度年平均值为 142 Bq/m^3 ，标准差为 30.0 Bq/m^3 与运行前第二次本底调查的平均值 169 Bq/m^3 相比基本一致，监测井水全年测氡 24 次，在厂区两个监测井水井中均能测到痕量的氡，活度浓度范围在 (1.3 ~ 11.1) Bq/L 之间，活度浓度年均值为 2.9 Bq/L ，与 2002 年相比略有升高，初步分析是由于 2003 年大亚湾核电站液态流出物氡排放总量比 2002 年上升了 50.1%。

4) LNPS 监测井水中总 γ 放射性活度浓度 2003 年平均值为 487 Bq/m^3 ，标准差为 318 Bq/m^3 ，24 个监测井水样品中仅 3 个样品测到痕量的氡，范围在 1.5 ~ 2.2 Bq/L 之间。

5) 北龙中低放射性固体废物处置场监测井 18 个水样品中总 β 放射性活度浓度年平均值为 106 Bq/m^3 ，标准差为 60 Bq/m^3 ，范围在 28.3 ~ 228 Bq/m^3 ，在本底调查值范围内波动，未见异常。

6) GNPS, LNPS, 北龙中低放射性固体废物处置场监测井部分水样的 γ 谱分析显示 $^{110}\text{Ag}^m$, ^{60}Co , ^{137}Cs , ^{54}Mn 等人工放射性核素活度浓度均低于 γ 谱探测限，天然放射性核素 ^{40}K , ^{226}Ra , ^{238}U , ^{232}Th 活度浓度均在本底调查值范围内波动。

(4) 陆地生物样品的放射性水平

各种陆地生物样品如柑橘、荔枝、叶菜、萝卜、鸡、鱼等的放射性水平与核电站运行以来其他年份相比无显著差异。

2003 年共采集分析厂区大坑水库旁、风雨剧场旁、南区、岭澳核电站等四处松针，共 9 个样品，其中仅风雨剧场旁 1 个样品、检测痕量放射性核素 ^{60}Co ，而其余站点松针样品未检测到放射性核素 ^{60}Co ，松针样品检测到放射性核素 ^{60}Co 的原因须进一步观察、分析。

(5) 土壤样品的放射性水平

2003 年度共分析 17 个表层土样品, 表层土中¹³⁷Cs 的含量为 1.47 Bq/kg, 与本底调查值 1.82 Bq/kg 水平大致相当。除¹³⁷Cs 外, γ 谱分析未探测出其他可归于电站运行后释放的人工放射性核素。

(6) 海洋沉积物的放射性水平

2003 年度海洋沉积物取样数为 29 个,¹³⁷Cs 的质量放射性活度平均为 (1.24 ± 0.60) Bq/kg (干样), 其中仅 H2 站位 1 月 22 日海洋沉积物样品测到痕量的人工放射性核素⁶⁰Co, 其质量放射性活度为 1.03 ± 0.59 Bq/kg (干样), 其余样品人工放射性核素¹¹⁰Ag^m, ⁵⁴Mn, ⁶⁰Co, ⁵⁸Co 等均小于 γ 谱仪的探测下限, H2 站位检测到痕量的⁶⁰Co, 其原因可能是:

- 1) H2 站位靠边排放口;
- 2) 采样前 1 天有较高活度浓度的⁶⁰Co 废液排放。

(7) 海水样品的放射性水平

1) 海水中¹¹⁰Ag^m 放射性活度浓度水平。2003 年在大亚湾海域共采集 6 个海水样品进行 γ 谱核素分析, ¹¹⁰Ag^m 的活度浓度均小于 γ 谱探测限 0.5 Bq/m³, 根据牡蛎¹¹⁰Ag^m 的浓集因子和 2003 年下半年东山附近海域检测到两个牡蛎中¹¹⁰Ag^m 平均含量 (0.06 Bq/kg) 推算海水中¹¹⁰Ag^m 活度浓度约为 0.004 Bq/m³, 比 γ 谱探测限的 0.5 Bq/m³ 低约 1~2 个数量级, 2003 年 4 月对在东山渔排放养牡蛎, 20 天、80 天后进行取样分析, 其中牡蛎样品中¹¹⁰Ag^m 活度浓度仍低于 γ 谱仪方法探测限, 也说明目前海水中¹¹⁰Ag^m 的活度浓度处于较低的水平。

2) 海水中氡放射性水平。2003 年度在大亚湾海域共采集 62 个样品进行氡分析, 重点测量核电站排放后海水中氡活度浓度, 分析结果列于表 5.4.5-2。

表 5.4.5-2 海水中氡活度浓度分析结果

样本	测量结果范围	平均值	Bq/L
			标准差
A 类样本	1.3 ~ 17.6	5.6	5.3
B 类样本	1.3 ~ 4.4	2.0	1.0
C 类样本	<1.3	<1.3	—
总体结果	1.3 ~ 17.6	4.38	4.60

注: A 类样本为采样时间在电站废液排放 3d 内的样本; B 类样本为采样时间在电站废液排放 3~6 d 内的样本; C 类样本为采样时间在电站废液排放 6 d 后的样本。

2003 年度海水氡活度浓度年均值与 2002 年 3.01 Bq/L 相比略微升高, 其原因是 2003 年两电站排氡总量占国家批准年限值 145 TBq 的 66.6%, 比 2002 年上升了 78.5%。

3) 海水中¹³⁷Cs 和⁹⁰Sr 放射性水平。2003 年海水中¹³⁷Cs 和⁹⁰Sr 放射性活度浓度的测量结果的平均值分别为 2.18 Bq/m³ 和 2.0 Bq/m³, 与本底调查时的平均值 2.1 Bq/m³ 和 2.7 Bq/m³ 相比, 变化不大。

4) 海水中其他人工放射性核素放射性水平。海水中⁵⁴Mn, ⁶⁰Co, ¹²⁴Sb, ⁵⁸Co, ¹³⁴Cs 等人工放射性核素活度浓度水平均小于 γ 谱仪探测限, 天然放射性核素⁴⁰K, ²²⁶Ra, ²³⁸U, ²³²Th 和总 γ 的活度浓度均在本底调查值范围内波动。

5) 排放渠海水放射性水平。排放渠海水总 β 和³H 的测量结果显示, 核电站放射性废液排放时排放渠海水总 β 和³H 的活度浓度符合稀释要求。

(8) 海洋生物放射性水平

1) 海藻类¹¹⁰Ag^m质量放射性活度水平。2003年共采集17个站位38个马尾藻样品,仅专家村1个样品测到痕量的放射核素¹¹⁰Ag^m,质量放射性活度浓度为0.083 Bq/kg,其余样品¹¹⁰Ag^m比活度均小于γ谱仪探测限。

2) 软体类¹¹⁰Ag^m活度浓度水平。2003年度采集软体动物24个样品,6个品种,取自东山、专家村、坝岗、澳头。2003年度软体动物仅在牡蛎和东山部分螺样中,共10个样品测出痕量的¹¹⁰Ag^m,检出到高于探测限的比例为41.6%;东山6个牡蛎样品¹¹⁰Ag^m比活度的范围、均值和标准差分别是0.051~0.17 Bq/kg,0.10 Bq/kg和0.04 Bq/kg(鲜样)。2003年牡蛎样品¹¹⁰Ag^m比活度的均值比2002年均值0.32 Bq/kg(鲜样)相比明显下降,其原因是2003年核电站¹¹⁰Ag^m排放总量比2002年明显下降。东山、澳头各1个鱿鱼样品、东山2个珍珠贝样、澳头1个珍珠贝样、东山4个青口样¹¹⁰Ag^m比活度均小于γ谱仪探测限。

3) 甲壳类、鱼类¹¹⁰Ag^m比活度水平。2003年度采集甲壳类生物6个样品,3个品种,取自东山、澳头、南澳3处。鱼类样品3个,甲壳类、鱼类9个样品¹¹⁰Ag^m比活度均小于γ谱仪探测限。

4) 海洋生物中¹³⁷Cs放射性水平。海洋生物中¹³⁷Cs比活度水平与本底调查时基本一致,表明核电站释放的较长寿命裂变产物¹³⁷Cs的总量很少,并未使该类放射性核素的本底水平产生可察觉的影响。

5) 海洋生物中天然放射性核素和⁵⁴Mn,⁶⁰Co,¹²⁴Sb,⁵⁸Co,¹³⁴Cs的放射性水平。海洋生物中⁵⁴Mn,⁶⁰Co,¹²⁴Sb,⁵⁸Co,¹³⁴Cs的比活度均小于探测限,天然放射性核素²³⁸U,⁴⁰K,²²⁶Ra,²³²Th仍在运行前本底调查范围值内波动。

6) 海洋生物中有机氟水平。2003年海洋生物中的有机氟水平,与1976年12月至1979年10月卫生部组织的对渤海、黄海、东海和南海中的海产品食品中的有机氟的调查值相比,各物种中有机氟含量不但无升高反而有所降低,分析原因可能是由于20世纪70年代核试验造成当时海洋环境中氟浓度较高所致,也可能与两者在采样代表性和测量分析方面有一定差异有关。

(9) 有关非放射性液态污染物的监测

非放射性监测实施双轨制:一方面送外监测;另一方面环境科自行监测。将双方的监测数据进行对比,为将来环境科独立进行非放射性监测打下基础;2003年每季度定期取样送龙岗环境监测站分析的方式进行监督,监测项目为高锰酸盐指数(COD)、生化需氧量(BOD5)、氨氮类、石油类、pH、磷酸盐、SS、总大肠菌群等,分析结果显示水质总体情况较好,除石油类外其余项目符合二、三级海水标准。

(10) 结论

1) 由于电站采取了一系列措施,逐年降低了废液中放射性核素排放量,其中2003年液态流出物非氟核素排放量仅为年限值的0.35%,2003年核电站¹¹⁰Ag^m排放总量比2002年的降低了2.9倍,使2003年牡蛎样品¹¹⁰Ag^m活度浓度的均值与2002年相比降低了2.2倍。2003年共采集71个生物样品进行γ谱分析,其中仅12个生物样品中探测到痕量的放射性核素¹¹⁰Ag^m,2003年湾内大部分马尾藻、东山珍珠贝样品放射性核素¹¹⁰Ag^m的活度浓度均小于γ谱仪探测限。

2) 2003年度个别月份氟活度浓度明显高于本底,这是由于核电站液体流出物非均匀排放及采样日期与液体流出物排放日期间隔较近,液体流出物未被大海充分稀释所致,而6天

后的样本大部分低于方法探测限水平。

3) 对厂区边界 γ 辐射水平及周围环境 γ 辐射水平进行了连续监测, 对周围环境 γ 辐射累积剂量监测以及大气飘尘、陆上生物、土壤、水质等环境介质作取样分析。结果显示, 2003 年度大亚湾核电站周围陆上环境放射性水平与电站投产前相比基本一致, 证明大亚湾核电站、岭澳核电站正常运行期间, 通过气态途径释放的放射性物质未对周围环境产生任何可察觉的影响。

4) 在厂区内东北方位的 PR1 监测井水中虽然可以检测出痕量氙, 但活度浓度始终处于较低水平。

广东大亚湾核电区域环境辐射监测的结果表明, 核电是安全、清洁、经济的能源, 正常运行条件下核电站不会对周围环境产生明显的影响。

5.4.6 环境保护工作

1. 综述

2003 年, 两电站放射性三废处理设施运行正常, 三废排放得到有效控制。大亚湾核电站和岭澳核电站的放射性液态、气态流出物排放指标均低于国家批准的年限值和公司五年计划中的目标值, 固体废物的产生量均低于本年度的目标值。大亚湾核电站非氙核素和惰性气体的排放量继续保持下降趋势, 达到电站投产以来的最低水平。岭澳核电站商业运行后的第一年放射性三废产生与排放就优于大亚湾核电站历史最好水平。

环境监测数据显示, 核电站周围环境的辐射水平基本保持在环境本底辐射水平的涨落范围之内。

2. 环境保护组织机构

2003 年, 由于人事和机构的变化, 公司调整和重新任命了环境管理者代表、副代表和环境管理体系协调组组长, 使环保工作进一步加强。为了保证环境管理体系有效地运行, 公司各部、处也调整了环保责任人和协调员。

环境管理者代表	高立刚 (公司副总经理)
环境管理者副代表	陆 玮 (总经理助理兼行政管理部经理)
	卢长申 (生产部经理)
	刘新栓 (维修部经理)
	李晓明 (技术部经理)
	廖伟明 (安全质保部经理)

环境管理体系协调组组长 徐文兵 (生产部副经理)

3. 环保培训和宣传

2003 年, 两电站继续加强环境保护培训和宣传。为提高公司环保内审质量, 安全质保部派出 6 人参加了国家相关部门组织的 ISO 14000 审核员培训, 使内审员的审核水平有了很大提高。11 月份, 结合外审对各部门环保负责人、协调员进行了环保培训, 效果明显。外审期间, 公司员工的环保意识得到了认证人员的好评。

为落实环境管理评审要求, 继续加强环境保护宣传的精神, 2003 年加大了环保宣传力度。由于环保宣传的突出成绩, 公司被广东省委宣传部、省环保局评为“2003 年广东省环保宣传活动先进单位”。

4. 环境管理体系运行和认证

2003年,在组织机构变化的情况下,经过各级领导和员工的共同努力,通过了大亚湾核电运营管理有限责任公司成立后ISO 14001环境管理体系的首次认证审核。

2003年12月16日至19日,兴原质量认证中心对大亚湾核电运营管理有限责任公司ISO 14001EMS进行了审核。审核组一致认为,大亚湾核电运营管理有限责任公司ISO 14001EMS体系运行有效,在群堆管理、绿化美化和污染预防等方面取得了突出的环境绩效,员工的环境保护意识空前提高并带动相关方进行环境管理体系认证工作。审核组一致推荐公司获得的ISO 14001环境管理体系认证证书保持有效。

此外,公司注重对承包商的环保宣传和检查,要求承包商在生产活动中关注环保问题。在大修中,对承包商首次提出了环保专项要求。经检查,参加大修的承包商都非常重视,对员工进行了专门的培训和考试并取得良好的效果。

目前,东北核电建设公司、深圳山东核电工程公司、深圳淮南电力检修公司已通过ISO 14001EMS认证并按ISO 14001标准的要求进行环境管理工作,核工业华兴建设公司和深圳纽科利核电工程有限公司已建立ISO 14001环境管理体系,正在准备认证。

5. 公司的环境治理

2003年继续加大环境整治和绿化、美化的力度。绿化改造面积19 650 m²,植树造林2万多棵,新建草坪650 m²。大亚湾核电站厂前区绿化改造、厂区东波堤草坪建植、泄洪区局部绿化改造、观景平台山地植树造林项目全部完成。核电大道二期改造工程已见成效,新增绿化面积1.8万m²,大亚湾核电地区的环境更加优美。

生活垃圾分类工作继续在公司推行,分类处理率88.87%,回收率36.9%,医用垃圾收集、处理率达100%。2003年工地内所有餐厅都安装了油烟净化器,完成餐厅冷柜、冷库的环保型制冷剂的替代工作。废电池、废日光灯管、废碳粉盒继续收集储存,最后交合法承包商进行处理。2003年共回收废电池2 920 kg,废日光灯管2 400多根,废碳粉盒1 165个。

6. 节能降耗工作进一步深入

2003年,继续开展对机组发电出力不足问题进行分析和现场调查,推动电站热力性能在线监测系统的实施。

2003年,为了减少公司外购电量,节电小组和运行人员多次认真研究、制订方案,对电站北区220 kV变电站的运行方式进行了优化和负荷调整,减少外购电量80多万kW·h。在电站2号和3号路照明系统上加装了节电器,经测试,效果明显,节约电量超过4 800 kW·h。

2003年对电站部分自来水管网进行改造和维护,减少了跑冒滴漏现象,并完成大坑水厂污水回收站的调试和竣工验收。

7. 生活污水管理加强

维修部服务处在污水站管理方面做了大量的工作,制定了各项管理制度,建立健全了设备档案,完善各类运行报表及各类文档的整理归纳,并对厂外污水站运行员工进行了技能培训,提高了对污水处理工艺的控制水平。

2003年对污水站运营商进行了整合,将原来两个承包商管理的3个厂外污水站,统一为一个运营承包商——大亚湾核电环保有限公司负责。

2003年,在核工地现场投入运行的8个生活污水处理站以及厂外的3个污水站——专家村、南区、北区总体运行情况良好。设备完好率和出水达标率都在97%以上。厂内的5个污水站——大亚湾核电站ED1, ED2, ED3, 岭澳核电站ED1, ED2, 因设备老化和管道

腐蚀,时常出现问题,不能保持良好的运行状态。针对这些问题,相关部门已制定具体措施和方案,进行改造和治理。

5.5 电站应急计划管理

5.5.1 应急响应能力的维持

(1) 应急培训

按照场内应急计划的要求组织应急响应的培训,其中考虑到应急人员的岗位不同,其应急培训不宜放置在培训中心的复训套餐中,因此从2003年起,有关应急复训的课程从电站复训套餐中分离出来,实现应急初训(课程代号366)、应急复训(课程代号614,为应急人员ON-CALL上岗授权培训)和应急人员专业技能培训相结合的应急培训体系。2003年应急培训情况见表5.5.1-1。

表 5.5.1-1 2003 年应急培训汇总表

课程代号	课程内容	培训期次	培训人数
366	应急初训	2	55
614 - SEH	应急指挥部的启动和响应	—	—
614 - GOP/LOP	运行控制组的启动和响应	12	330
614 - MSC	维修服务组的启动和响应	10	453
614 - TSC	技术支持组的启动和响应	7	44
614 - SSS	工地保卫组的启动和响应	3	75
614 - GRP	安全防护组的启动和响应	3	45
614 - SIA	公众信息与后勤支持组的启动和响应	2	40
专业培训	RACAS, SESAME, 应急网络	—	36

注:614 - SHE 培训未集中进行,而是根据岗位需要实现个别培训,特别是对新担任 SED, PED 和 AED 人员的授权培训。

(2) 应急演练与启动

按照应急准备工作计划,2003年共进行了10次应急演练和演习。演习的目的是为了检验统一应急计划及其相关程序的有效性,检验应急组织应付突发事件的能力;检验应急设施、设备、文件等准备的有效性。同时,初步检验应急指挥网络二期完成后的使用效能,以及技术支持组第一次与EDF技术中心同步使用SESAME系统进行应急响应的对比活动。演习均完成了预期响应行动,达到了演习的目的。主要演习项目如下:

1月31日,进行大亚湾核电站2号机组燃料吊装跌落事故,反应堆厂房人员紧急撤离应急演练。

3月26日,进行大亚湾核电站1号机组燃料吊装跌落事故,反应堆厂房人员紧急撤离应急演练。

4月29日,进行岭澳核电站1号机组燃料吊装跌落事故,反应堆厂房人员紧急撤离应

急演习。

8月18日,进行GNPS首次乏燃料装罐运往后处理厂前燃料厂房人员撤离演习,演习主要针对乏燃料吊装和装罐过程中发生意外情况下的应急响应行动。

8月28日,进行以海上航运事故为始发事件的场内综合应急演习。

9月24日,进行工地承包商应急集合和撤离演习。

11月20日,进行机组因各种故障的叠加导致RRI系统全部丧失,失去全部热阱,从而进入场区应急,随后又由于LBA失电,一回路冷端出现6.35 mm (2.5英寸)破口,而升级进入场外应急状态的应急演习。

12月29日,进行核电服务总公司及商业一条街人员应急集合和撤离演习。

2003年电站启动了一次应急组织,进入应急待命状态:

2003年9月2日,1979年以来在深圳地区登陆的最强的台风——第13号台风“杜鹃”正面袭击大亚湾核电站、岭澳核电站,12:40两个电站应电网要求分别降功率至760 MW和830 MW运行。20:03,电站应急指挥决定大亚湾核电工地提前进入应急待命状态(当时尚未完全达到《大亚湾核电站/岭澳核电站场内应急计划》第4章关于进入应急待命的条款)。

20:30,香港天文台挂出了9号强风信号,核电站现场瞬时风力达12级,现场实测平均风速最高达到24 m/s,瞬时风速达到44 m/s。22:44香港取下9号强风信号,因电站仍在紧急恢复辅助电源供电线路坪核线,继续维持在应急待命状态,至9月3日凌晨1:54结束。台风期间4台机组系统设备运行正常。整个防抗行动过程未发生人员伤亡事件。

(3) 应急设施设备和应急组织的管理

按照电站管理程序的要求,应急设施设备实现专业化管理,并与各应急专业组自行检查相结合。各专业部门对应急设施设备进行定期检查和试验,应急准备管理部门每月一次对所有应急设施和设备进行独立检查,汇总检查中发现的缺陷,并逐项跟踪解决。全年应急设施设备平均可用率为98.75%。

2003年对应急ON-CALL人员增加了在岗抽查频度,达到每周一次,并使抽查工作制度化和规范化。2003年应急ON-CALL人员抽查在岗率为99%。

5.5.2 场内应急准备管理

(1) 应急计划修改

2003年大亚湾核电运营管理有限责任公司(DNMC)成立,为大亚湾核电站、岭澳核电站的营运单位,承担准备和执行大亚湾核电工地两座电站统一应急计划的责任。应急功能的转移对原《广东大亚湾核电站/岭澳核电站场内应急计划》不会产生实质性的变化,仅限于应急计划的实施单位改为DNMC以及应急组织的成员改为DNMC人员担任,相应地将《广东大亚湾核电站/岭澳核电站场外应急计划》与《广东大亚湾核电站/岭澳核电站场内应急计划》的接口修改为DNMC,同时修改相应的应急文件和程序,使之符合《安全质量手册》(CQOM)的要求。与此同时可根据新的行政机构对应急组织进行适当调整和优化。主要调整如下:

工地应急总指挥(SED)担当人选由GNPJVC总经理部成员调整为DNMC总经理部成员。

电站应急指挥(PED)由生产部、技术部和维修部经理层担任,不再区分事故电站和非事故电站的经理。

两电站的安全防护组合起来只设一名组长，执行层则仍为两组。

(2) 研究新问题，制定相应应急程序

2003 年非典型肺炎突然暴发流行，给电站的安全运行带来了一个新的安全课题，电站因此制定了大亚湾核工地有关非典型肺炎的管理规定和应变处理预案，其重要特点是将非典型肺炎视为一个与核安全相关的外部事件，从而规定了大亚湾核工地发现非典型肺炎疑似和确诊病例时各部门应采取的行动及要求，以及疫情发展进一步危及机组安全而进入应急状态的条件。

鉴于 2002 年年底和 2003 年年初在邻近大亚湾核电站和岭澳核电站的大鹏湾海域发生两起油轮起火等事故，电站加强了海上航运事故对电站正常运行可能造成危险的防范工作，制定了核电站邻近海域海上航运事故的应急程序，并进行了海上油轮失事、所载原油泄漏导致电站丧失全部热阱情况下的全场综合应急演习。

2003 年也是大亚湾核电站乏燃料组件装罐运往后处理厂的第一年，电站及时制定了乏燃料运输的场内应急响应程序，并进行了乏燃料首次装罐前的事故演习，同时协助和配合乏燃料运输承包商搞好运输途中发生运输事故情况下的应急计划和准备工作。

(3) 工地承包商的应急管理

按照应急准备年度工作计划和 Pre-OSART 改进行动要求，针对过去只重视业主自身应急组织的启动与响应，疏于对承包商的应急管理和协调工作，DNMC 加强了对承包商的应急准备工作的介入力度，并计划分期分批组织各单位按照自己的应急撤离计划进行人员集合清点、模拟服碘和撤离的演练，从而对整个工地的应急准备工作起到了一个很大的促进。2003 年，15 家承包商（总 21 家）更新与提交了各单位的《应急撤离计划》，5 家承包商参加了演习。

(4) 应急指挥网络二期改造

在应急指挥网络一期的基础上，2003 年完成了二期的改造工作。相较于一期而言，在二期的改造中增加了视频会议系统、岭澳核电站模拟机数据传输等功能，并改进提高了 GNPS 机组实时数据的传输量（由 78 组数据增加到 482 组），此外在网络数据显示方式、报表制作功能等方面进行了改进和优化。系统已投入试运行，并在 2003 年的应急演习中发挥了作用。

5.5.3 经验交流

按照中法合作协议，2003 年 11 月 17 日至 21 日，电站与法国 EDF 的应急专家进行了为期一周的应急交流活动，活动内容包括技术交流、中法联合应急演习观摩以及今后合作事宜等。

在此次交流活动中，EDF 专家介绍了法国应急计划与准备的一些内容、事故状态诊断与预测方法（3D/3P 方法）、外部事件的应急响应以及应急演习情景设计的方法等。在针对外部事件方面，EDF 主要介绍了在发生洪水灾害情况下应急计划与准备方面的一些工作，EDF 在这方面所作的改进工作非常值得电站借鉴。

EDF 专家观摩了 2003 年 11 月 20 日举行的电站与 EDF 联合应急演习，并确定了今后在完善电站技术支持中心采用的 3D/3P 方法，改进情景设计参数准备技术，严重事故情景准备，洪水、恐怖活动等外部事件的应急响应等方面的合作内容。

5.6 职业健康管理

1. 职业危害的监测和评价

(1) 放射性职业危害监测

现场电离辐射水平的监测在 2.5 节的“辐射防护”中已经作了介绍。个人剂量监测包括外照射个人剂量监测和内照射个人剂量监测。2003 年度大亚湾核电站外照射集体剂量为 1 848.74 人·mSv, 人均剂量为 0.704 mSv, 中子集体剂量为 1.40 人·mSv。岭澳核电站外照射集体剂量为 1 521.48 人·mSv, 人均剂量为 0.618 人·mSv, 中子集体剂量为 11.28 人·mSv。两电站内照射个人剂量监测采用全身计数器测量和生物样品分析, 全身计数器测量 4 750 人·次, 被监测人员均未发现内污染。

(2) 非放射性职业危害的监测

通过对噪声、高温、电磁辐射、工作环境的空气质量(包括气压、风速、气温、空气离子、可吸入颗粒物浓度、CO 和 CO₂ 浓度及细菌总数等)、照度等项目的监测表明, 电站的各项监测指标与 2002 年相比无明显变化, 均在可控制范围内。

2. 职业健康监督

2003 年度定期健康检查于 4 月 15 日开始, 由于受非典型性肺炎的影响, 4 月 21 日暂停, 于 7 月 7 日恢复, 8 月 22 日结束, 历时 54 天。计划体检 1 511 人, 其中外籍员工 5 人, 4 人出国, 2 人驻外国办事处, 3 人病假, 5 人休假, 1 人出差, 1 人退休, 8 人离职, 应检人员 1 483 人, 实际体检人员 1 483 人, 体检完成率 100%。体检发现色盲和色弱 35 人, 血压增高 74 人, 血脂增高 306 人, 血糖增高 36 人, 体重超重 805 人, 心电图异常 208 人, 脂肪肝 100 人, 转氨酶增高 172 人, 乙型肝炎表面抗原阳性 56 人, 慢性肾功能不全 2 人, 肾结石 22 人, 胆结石 13 人, 慢性胆囊炎 36 人, 尿检异常 68 人, 甲亢 3 人, 妇科疾病 12 人, 白细胞减低 45 人, 血小板减低 11 人。

体检结果发现各种疾病的检出率较往年相比稍有增加。体检结束后对某些疾病不宜从事相应工作的人员, 提出医学建议, 提议用人单位适当调整岗位, 合理安排工作, 这样既保障了劳动安全, 又保护了员工的身体健康, 维护了职工的基本权利。

3. 职业健康保健

2002 年度大亚湾核电站的职业健康宣传和教育以健康宣传栏、核电计算机网和核电人杂志宣传卫生健康知识为主, 同时开展讲座和咨询。2003 年度编辑出版健康宣传材料 100 期, 更换健康宣传栏宣传材料 25 000 多份, 对提高员工的卫生保健知识, 增强员工自我保健的意识和能力, 起到了积极的促进作用。

4. 异常照射情况下医学干预的准备及实施

2003 年大亚湾核电站没有发生超剂量照射事故。控制区发生的各种外伤, 都从防止内污染的角度, 提出了医学建议, 并采取了相应的措施, 没有因外伤而发生内污染事故。皮肤放射性核素污染, 去污均达本底水平, 体表污染的原因主要是习惯性违章。

5. 医学应急计划与准备

2003 年为核电工地承包商医务人员, 核服务总公司医疗中心医务人员, 职业医疗中心医务人员进行了核事故医学应急培训, 并为员工进行了 41 期急救培训, 共有 2 500 多人参加。应急急救演习都达到了规定的应急响应要求。

现场放置的创伤急救箱、保健药箱、救护车、洗眼器和淋浴器,以及现场去污室,去污中心、抢救室的设施、设备、器材,每周巡检一次,周检率100%,可用率100%。核电工地范围各应急集合点放置了两万多片碘片,每季度巡检一次,季检率100%,碘片保存完好率100%。

6. 非典型肺炎预防

2003年2月初,中山、广州出现“非典”疫情,大亚湾核电站和岭澳核电站就着手研讨对策。在初步确定预防方案的基础上,2月11日召开了核电工地所有承包商参加的《关于预防不明原因肺炎》的紧急会议,会议针对不明原因肺炎的发病特征,按照呼吸道传染病的预防原则部署了核电工地预防“不明原因肺炎”的行动。要求各单位发现“不明原因肺炎”立即报告;明确了各级领导的责任;向员工发放了板兰根等预防感冒和抗病毒药物;对室内空气、地面、桌面等人员可能接触的物体表面进行了消毒,控制传染源和传染途径。

随着广东发病人数的增加和全国疫情的蔓延,电站也受到了影响,特别是岭澳核电站1号机组第一次大修即将开始,而外国专家对来岭澳核电站参加大修又犹豫不定,已经在核电工地工作的外国专家又有随时撤离的可能,这影响了电站的安全生产。公司经理部及时作出决策,成立专项工作组,集中核电工地的技术力量,研究对策,制定措施,指导和监督核电工地所有单位、部门和承包商的“非典”预防工作。迅速制定了《大亚湾核电工地预防非典型肺炎的管理规定》,实行“四统一”(统一领导、统一规定、统一报告、统一信息);落实“四控制”(控制传染源、控制传染途径、控制预防措施、控制预防质量);保证“四到位”(组织落实到位、管理规定到位、预防措施到位、监督检查到位)。要求专项小组做到“四快”(信息快、部署快、落实快、整改快);“四严”(制度严、控制严、监督严、处罚严);抓住关键人群,关键部位,关键环节。

通过一系列措施的实施和预防工作的不断深化,稳定了职工队伍,防止了“非典型肺炎”的发生和传入,保障了大亚湾核电站和岭澳核电站的安全生产,得到核电工地外国专家的信任,实现了“零非典”、“零疑似”的控制目标,受到了各级卫生行政部门和多家新闻媒体的赞誉。

5.7 综合管理

5.7.1 计划及管理

5.7.1.1 发电计划执行情况及电网状况

1. 大亚湾核电站

(1) 2003年上网目标

根据2002年12月18日广东核电合营有限公司第63次董事会会议精神,批准大亚湾核电站2003年计划上网电量为137亿kW·h,目标上网电量按140亿kW·h安排。

(2) 主要生产情况

2003年大亚湾核电站超额完成年初董事会批准的上网计划,年上网电量达历史最高水平143.838亿kW·h,并且大亚湾核电站连续四年年度上网电量超过140亿kW·h。主要指标执行情况见表5.7.1.1-1。

表 5.7.1.1-1 大亚湾核电站 2003 年发电计划主要指标

项 目	2003 年	2002 年	增减
发电量/ (亿 kW·h)	150.027	147.48	2.547
上网电量/ (亿 kW·h)	143.838	141.16	2.678
负荷因子/%	87.03	85.55	1.48
机组可用率/%	87.46	85.88	1.58
内部原因减载天数	5.02	55.04	-50.02
外部原因减载等效天数	2.16	2.58	-0.42

(3) 上网电量及其销售情况

2003 年大亚湾核电站实际完成上网电量 143.838 亿 kW·h, 连续四年年度上网电量超过 140 亿 kW·h 并创历史最高水平, 其中送中华电力公司 100.687 亿 kW·h, 占中华电力公司 2003 年总发购电量的 31.08%, 送广东电力公司 43.15 亿 kW·h, 占广东省 2003 年发购电量的 2.03%。

(4) 停机及减载裕度

2003 年因两台机组运行状况良好及广东省电力供应紧张, 内外部原因减载损失均较少, 外部原因减载达历史最低, 仅 2.16 天。2003 年大亚湾核电站运行曲线见图 5.7.1.1-1。

1) 内部原因停机及减载情况。2003 年大亚湾核电站发生内部原因等效减载 5.02 天, 其中主要有: ① 2 号机组第九次大修延期 2.4 天: 2 号机组第九次大修原计划工期 49 天, 实际工期 51.4 天, 延期 2.4 天。② 1 号机组主变压器 A 相软连接温度高处理, 停机等效 1.91 天。③ 其他内部原因减载等效 0.71 天。

2) 外部原因停机及减载情况。2003 年因经济快速发展, 电力需求大幅增长, 大亚湾核电站因外部原因减载很少, 仅 2.16 天。其中 1 号机组春节减载等效 1.56 天, 其他均为台风减载。

2. 岭澳核电站

(1) 2003 年上网目标

2002 年底的 LANPC 董事会批准 2003 年岭澳核电站计划上网电量为 132 亿 kW·h, 向电网按上网 137 亿 kW·h 争取。但 2003 年初省计委实际批准岭澳核电站 2003 年度上网电量为 132.65 亿 kW·h。后经核电集团等相关部门努力争取, 省计委于 2003 年 6 月 6 日复函岭澳核电站, 粤计基函【2003】176 号文《关于调整岭澳核电站 2003 年发电计划的复函》, 批准岭澳核电站 2003 年计划上网电量指标由原来的 132.65 亿 kW·h 调整为 136 亿 kW·h。

(2) 主要生产情况

2003 年岭澳核电站实际完成上网电量 133.099 亿 kW·h (详细情况见表 5.7.1.1-2), 超额完成年初董事会批准的计划上网电量。

表 5.7.1.1-2 岭澳核电站 2003 年发电计划主要指标完成情况

项目	2003 年
发电量/ (亿 kW·h)	138.924
上网电量/ (亿 kW·h)	133.099
负荷因子/%	80.92
机组可用率/%	85.56
内部原因减载天数	29.95
外部原因减载等效天数	20.77

(3) 停机及减载裕度

2003 年岭澳核电站共发生内外部停机减载等效 50.72 天, 其中内部原因减载等效 29.95 天, 外部原因减载等效 20.77 天。2003 年岭澳核电站运行曲线见图 5.7.1.1-2。

1) 内部原因停机及减载。2003 年岭澳核电站因燃料限制减载和更换岭澳核电站 1 号机组主变压器 C 相故障等内部原因减载较多, 共发生内部原因减载 29.95 天。主要项目如下:

①因受循环长度限制, 寿期末岭澳核电站 1 号机组于 3 月 5 日 0:00 减载到 900MW, 然后在 3 月 30 日 0:00 又减载到 760 MW 运行到大修, 减载等效天数为 5.72 天。

②1 号机组第一次大修并网后, 因象限功率倾斜超差, 增加 87% FP 功率平台试验, 并且根据技术规范要求不能升到满功率, 保持 97% FP (940 MW) 运行到 7 月 15 日, 在得到国家核安全局批准后才升到满功率, 减载等效天数为 3.14 天。

③因受循环长度限制, 寿期末岭澳核电站 2 号机组于 11 月 10 日 22:30 电功率减载到 900 MW, 然后在 11 月 17 日 0:00 减载到 800 MW 运行到大修, 减载等效天数为 2.59 天。

④因岭澳核电站 1 号机组主变压器故障, 12 月 13 日 2:40 解列到 12 月 31 日 6:48 并网停机更换了 1 号机组主变压器 C 相, 停机损失 18.46 天。

⑤其他试验减载损失 0.04 天。

2) 外部原因停机及减载。2003 年外部原因减载等效 20.77 天, 主要在春节期间, 说明如下:

①根据春节保电要求, 岭澳核电站 1 号机组于 1 月 24 日 2:30 至 2 月 17 日 19:45 减载 800 MW 运行, 减载等效天数为 4.63 天。

②根据春节保电要求, 岭澳核电站 2 号机组于 1 月 23 日 2:30 至 1 月 27 日 23:00 减载到 800 MW 运行, 1 月 28 日 1:25 到 2 月 9 日 9:00 停机备用, 2 月 9 日 19:24 至 2 月 11 日 18:50 保持 800 MW 运行, 之后升回满功率运行, 停机及减载等效天数为 13.94 天。

③其他国庆及台风减载等效有 2.2 天。

3. 电网电力生产完成情况

(1) 广东电网电力生产完成情况及特点

1) 2003 年广东省发购电量保持快速增长。2003 年广东省发购电量 2 129.86 亿 kW·h, 同比增长 18.89%。其中全省发电量 1 886.86 亿 kW·h, 同比增长 17.19%; 全省外购电量 243.00 亿 kW·h, 同比增长 33.93%。省内全社会用电量为 2 022.01 亿 kW·h, 同比增长 19.8% 亿 kW·h。

2) 全年电力、电量均出现紧张状况。2003 年电力供应有三个特点: ①电力需求高峰期来得早、来得猛、持续时间长。从 4 月以来, 广东省统调负荷 14 次创下新高, 负荷高企的

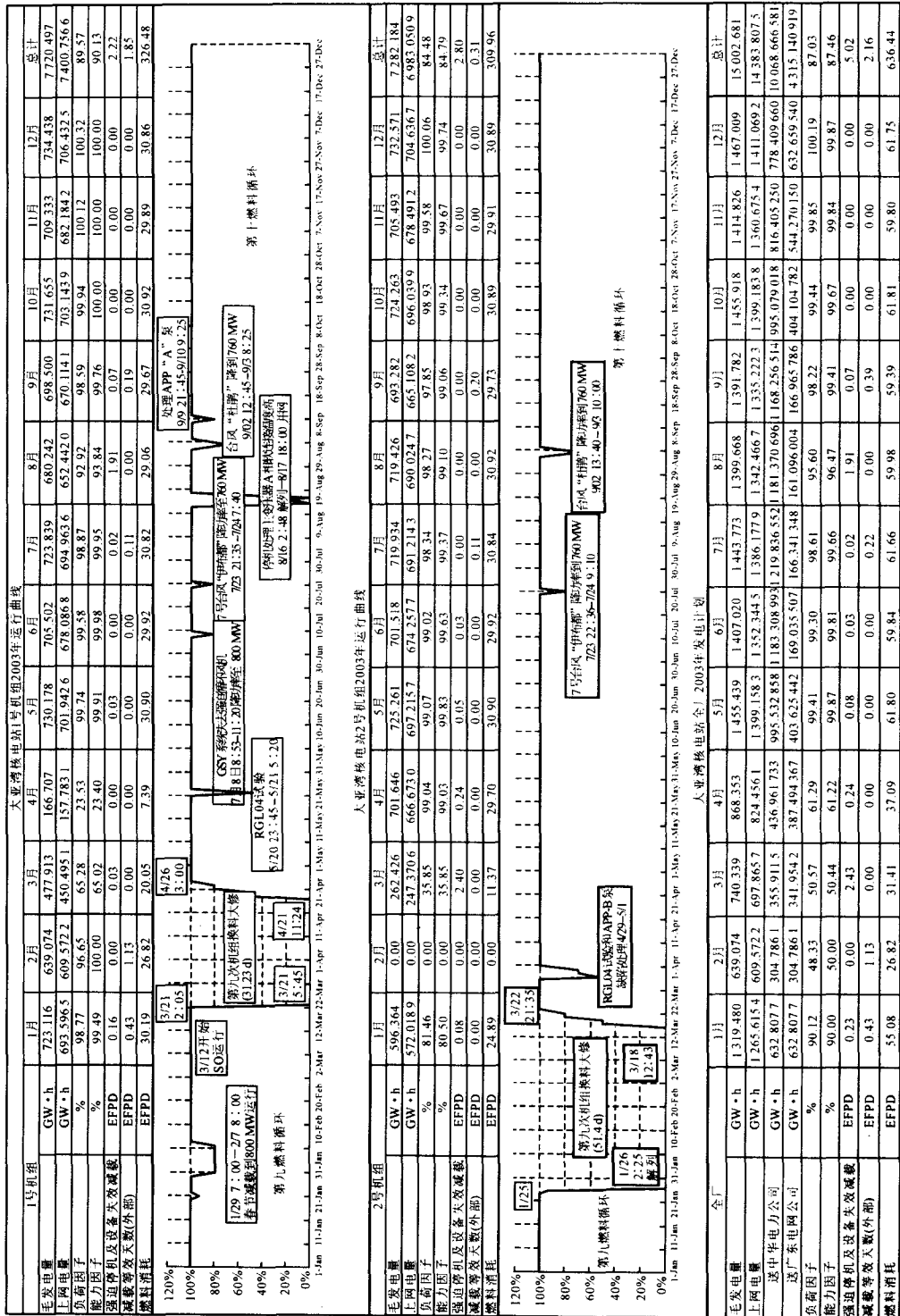


图5.7.1.1-1 2003年大亚湾核电站运行情况

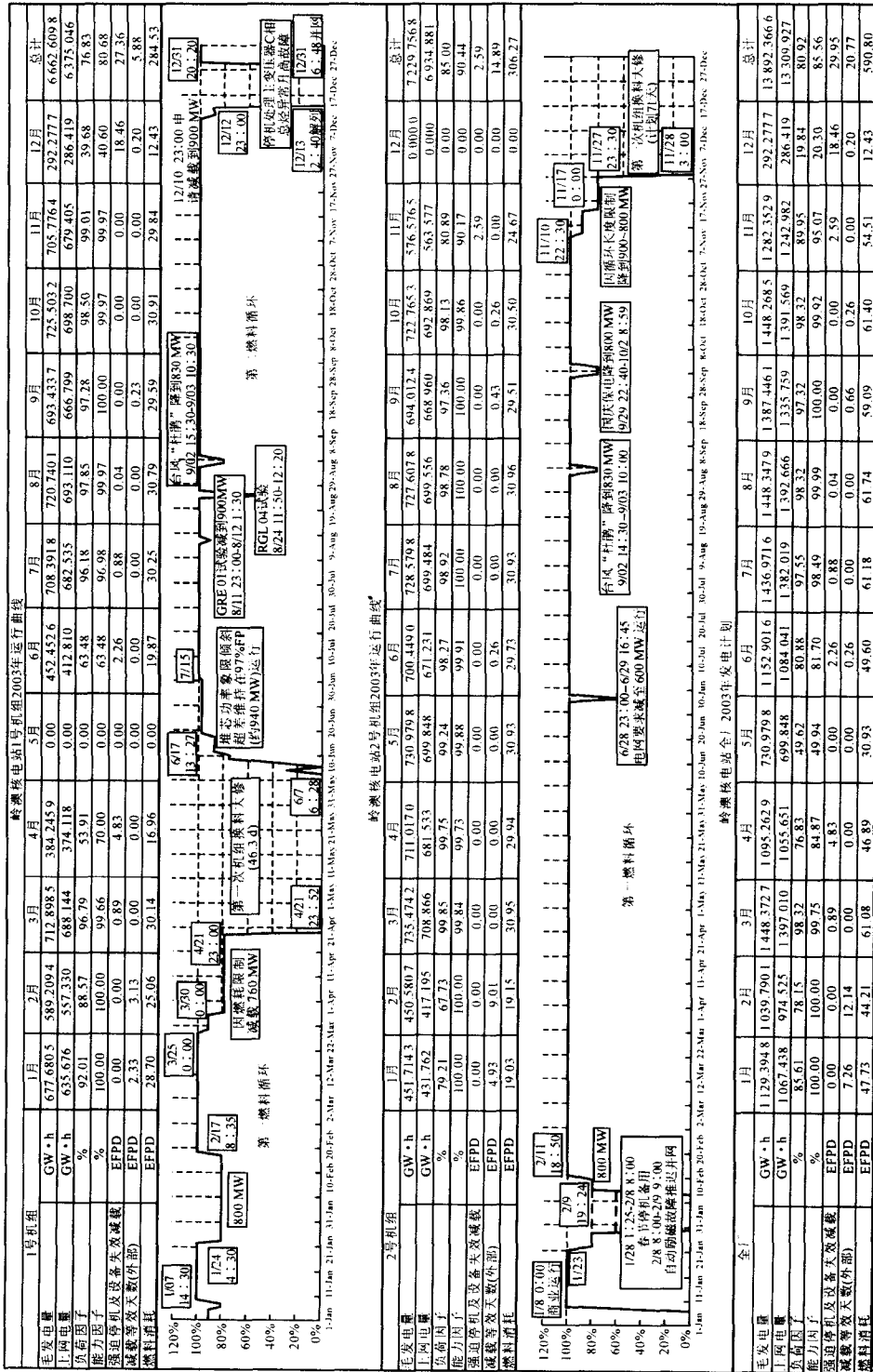


图5.7.1.1-2 2003年岭澳核电站运行情况

情况持续到年底。②高峰净增加值增长快,超过了预计的增长速度。统调最高需求负荷达到2531.2万kW,净增长523.1万kW,同比增长26.1%。③全省电力供应从2002年以前的缺电力、不缺电量转化为电力电量双缺局面,省统调火电机组年发电利用小时平均达6350h,导致火电机组检修安排困难;电力供应紧张,部分地区从2月份就开始实施强制性错峰用电。

(2) 香港电网电力生产完成情况及特点

2003年香港中华电力公司电网装机容量没有变化,2003年中华电力公司发购电量为324亿kW·h,同比增长3.87%。2003年中华电力公司总售电量同比增长3.9%,其中香港岛内总售电量略有增长1.2%,主要增长来源于广东省购电大幅增加达38.3%。

4. 发电计划执行情况简要分析

1) 因2003年广东出现电力短缺局面,除春节外部原因减载很少。岭澳核电站1号机组第一次大修由计划的57天工期缩短为46.3天,电网也及时安排并网,为全年完成上网276.9亿kW·h提供了外部条件,超过269亿kW·h计划7.9亿kW·h。

2) 2003年在大修中坚持安全第一,质量第一的理念,上半年在保证质量的前提下如期完成两电站三次换料大修,岭澳核电站1号机组第一次大修还比计划工期大幅缩短。并且在并网后针对近两年大亚湾核电站机组大修后均出现重大设备故障的问题,采取有效的管理措施,确保机组安全稳定运行,大修后没有因设备故障引起的停机或减载,为完成全年上网目标提供了保证。

3) 根据2003年各循环燃料的实际消耗情况来看,机组实际运行过程中如外部需求、大修工期、大修窗口和机组运行情况等方面有很高的不确定性,如果在燃料管理上不保留一定的灵活性,对电站的经济效益和市场竞争能力会有较大影响。

5.7.1.2 电站日常生产管理

电站日常生产管理项目组(TEF),是以横向项目的形式对电站机组在正常运行、降功率检修、临时停机检修期间的所有生产、维修、技术活动进行统一计划、组织、协调和控制的。大亚湾核电站TEF于2001年11月开始试运作,2002年6月开始正式运作。岭澳核电站TEF于2002年4月开始试运作。2003年3月底,随着DNMC正式成立,TEF开始实施对大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组的统一管理。

2003年,电站日常生产管理重点进行了以下改进:

1. 建立TEF核心管理层日会制度

6月30日开始,每天14:00至14:30召开TEF核心管理层日会,通报两电站日常运行机组的重要生产活动,讨论须推动解决的重要现场缺陷,会议由TEF经理、TEF副经理(技术部代表)、两电站各一名维修队长、两电站各一名运行处长、综合计划处处长、TEF秘书参加。同时编写《电站日常生产管理项目组日报》,每天向生产线管理层通报日常运行机组的状态、异常报警、重要异常、主要缺陷及负责人和完成期限,使四台机组当天的主要情况在一页纸上一目了然,日报也起到了推动解决现场缺陷的作用。通过日会制度,成功地从TEF核心管理层的高度将两电站四台机组的日常生产活动进行统一安排和指挥,同时共享两电站的技术经验。

2. 建立百日消缺制度

“百日消缺”是在机组大修结束后一百天内在现场各相关单位之间开展的查找和消除现场缺陷的竞赛活动,是在原找缺陷竞赛基础上的生产管理创新。通过竞赛鼓励各部门、专业

充分发挥各自的特长,及时发现并消除影响机组长期安全稳定运行的系统和设备的深层次缺陷,使机组在燃料循环初期尽快进入良好的运行状态,为机组循环中后期的安全稳定运行打下了坚实基础。在组织管理上通过发现隐患、处理隐患、响应效率三方面考核指标,实现了消除缺陷与发现缺陷并重,成功地调动了执行单位的积极性。同时通过权重因子的作用,增加了缺陷发现和处理的含金量,并提高了缺陷响应效率。

2003年电站在大修后首次开展了百日消缺活动,发现并处理了一大批现场缺陷,使机组在大修后一段时间内达到了良好的运行状态。

3. 重大设备故障识别与抢修

2003年,TEF发现和牵头处理了一系列重大设备故障:大亚湾核电站1号机组主变压器低压侧软连接过热,2号机组主变压器低压侧软连接温度异常,220kV坪核线N105-门型架导线断股、岭澳核电站1号机组主变压器C相总烃含量异常故障等,其中特别是牵头组织了两次主变压器故障抢修,初步形成了电站应对重大设备突发故障的横向组织模式。

4. 启停机保驾

为了更为有效地应对机组在大修和抢修的启停机阶段发生非计划停机停堆的高风险,2003年下半年TEF成立了主要由各相关专业工程师组成的安全启停机保驾小组,成功地解决了ARE小流量调节、GSS130/230BA水位调节、GRE阀门意外关闭等影响安全启停机的技术问题,保障了机组安全、平稳地实现启动和停机,为全年四台机组无非计划停堆目标的实现做出了贡献。同时将技术问题的解决措施编制成标准化指令,形成了防止非计划停机停堆的三道屏障:启停机前关键设备检查与处理,启停机过程中关键设备偏差检查与在线处理,设备失效时运行人员手动干预等的原则和方法,还包括事前的模拟机演练与现场踩点。为今后的机组安全启停工作提供了宝贵的经验。

5. 电站快速维修小队

电站快速维修小队(FINT),是在TEF的指挥和控制下,对电站机组在日常运行期间的所有可快速处理、无重大风险的现场缺陷进行及时消除。2003年6月,大亚湾核电站FINT开始正式运作(2002年11月开始试运作),2003年7月岭澳核电站FINT开始试运作。FINT处理了大亚湾核电站50%和岭澳核电站30%的纠正性维修,同时降低了运行部门提出的工作申请以及退票总数,提高了工作申请的质量,充当了电站日常生产异常处理过程中“粗滤网”的作用,使专业处有条件集中精力处理较复杂的故障。

6. 应对外部恶劣自然环境

2003年,电站成功抵御了24年来深圳最强的台风——“杜鹃”的正面袭击,现场未发生重大设备损坏,四台机组一直保持较高功率运行。

2003年夏季出现持续高温天气,TEF统一部署电站防高温工作,使电站安全度过高温期。同时,制定电站防高温程序,将电站防高温措施程序化、规范化,程序体现了“统一安排、专业侧重、针对性强”的特点。

总体来看,2003年电站日常生产管理思路日渐清晰,即换料大修后,以百日消缺活动为契机使机组尽快进入良好运行状态。燃料循环末期,以集中查找设备缺陷活动发现机组存在的缺陷和隐患,并跟踪在大修中的处理情况;机组日常运行期间,按时期、有重点地开展防台(风)、防雷、防涝、防高温、防水母工作。日常运行机组发生重大设备故障事件,由TEF牵头组织处理。

5.7.1.3 电站预算管理 and 控制

2003 年电站的预算管理和成本控制工作划分为大亚湾核电站托管业务、岭澳核电站托管业务和运营公司业务, 成本控制的工作量大、难度也有所上升。在生产线各级领导的大力支持和各成本中心的积极配合下, 2003 年生产线的成本管理工作又取得了满意的成果, 电站成本在 2002 年已经大幅度降低的基础上, 又有较大幅度的下降。其中大亚湾核电站委托业务日常运行维修成本比 2002 年下降 480.4 万等值美元; 岭澳核电站委托业务日常运行维修成本又较 2003 年大亚湾核电站低 422 万等值美元。管理和控制的具体成效有如下表现。

1. 大亚湾核电站托管业务

(1) 运行维修消耗材料及备品备件成本决算占批准预算的 77.32%, 比 2002 年降低 130.7 万等值美元。

(2) 厂外劳务及技术支持费用决算占批准预算的 79.4%, 比 2002 年降低了 120.5 万等值美元。主要是成立运营管理公司后资源优化配置和控制力度加大、严格控制新增承包商的结果。

(3) 生产厂房及构筑物维修费用决算占批准预算的 77.14%, 比 2002 年降低 40.2 万等值美元。主要是岭澳核电站投产后, 通过谈判小组的努力, 优化维修队伍的人员配置, 降低了成本。

(4) 电厂外购电及水费与预算相比节省了 9.6 万等值美元, 比 2002 年降低 143.4 万等值美元。主要是电力市场的变化, 改变了电费计价模式, 调整了电价、优化调度方式, 降低了生产用电使用外购电的用量。

(5) 生产文档管理费决算占预算的 52.52%, 比 2002 年降低 33.6 万等值美元。

(6) 信息资料交流与预算相比节省了 27.5 万等值美元, 比 2002 年降低 12.1 万等值美元。

(7) 环境保护费及电厂执照许可证费用决算占批准预算的 74.09%, 比 2002 年度降低 23.1 万等值美元。

2. 岭澳核电站托管业务

(1) 运行维修消耗材料及备品备件成本决算占批准预算的 40.34%, 比大亚湾核电站低 215.4 万等值美元。主要因为岭澳核电站是新机组, 日常维修量较小, 需要更换的材料比较少。

(2) 厂外劳务及技术支持费用决算占预算金额的 71.77%, 比大亚湾核电站低 79.1 万等值美元。主要是岭澳核电站单独实施的项目比大亚湾核电站单独实施的项目少。

(3) 生产厂房及构筑物维修费用决算占批准预算的 72.06%, 与大亚湾核电站相当。

(4) 电厂外购电及水费决算占批准预算的 64.29%, 比大亚湾核电站低 72.5 万等值美元。主要是大亚湾核电站的电费中包含转售电部分及生活区用电部分。

(5) 生产文档管理费决算金额比预算节省 9.6 万等值美元。

(6) 辅助设施运行维修费决算占批准预算的 65.15%, 比大亚湾核电站低 43.4 万等值美元。主要是因为岭澳核电站新机组的日常维修量较小。

(7) 机组换料大修方面, 岭澳核电站 1 号机组第一次大修费用决算占批准预算的 60.12%, 与大亚湾核电站的首次大修比较, 金额只是大亚湾核电站首次大修的 34.01%。主要是岭澳核电站大修是在大亚湾核电站经过九次大修的基础上进行的, 自主化率高, 工作内容比较熟悉, 工人的技能也有较大的提高, 大修管理也进入标准化管理; 另一方面, 由于

“非典”的原因，有个别项目取消了，也相应减少了费用。

3. DNMC 自营业务

DNMC 于 2003 年第一季度成立，电厂差旅费、培训费、电厂的行政后勤费用、交际应酬费等由业主委托业务转为 DNMC 业务，由 DNMC 进行总量控制，而岭澳核电站是全面投产的第一年，因此该部分费用无法与往年进行详细比较。但从总体来看，DNMC 成立后，相关项目费用只是在 2002 年大亚湾核电站单独核算时费用的基础上增加 26.77%，达到了组织机构整合后的双赢效果。

4. 预算管理 with 成本控制改进

(1) 预算和成本控制的良好实践

1) 根据集团公司资产经营责任制的要求，成本中心的年度预算执行率应达到 70%，为了使各成本中心对自己的预算执行情况做到心中有数，成本控制科将该指标分解到各月，并将统计结果按月及时反馈给各成本中心。

2) 成本控制部门与现场各执行处紧密联系，每季度与成本中心进行一次预算沟通协调，每两个月为各成本中心提供一份预算执行情况报告。

(2) ABC 项目的参与和推进

在维修部管理层的大力支持下，维修领域 ABC 项目小组和德勤管理咨询公司圆满地完成了第一阶段的工作，于 2003 年 1 月顺利建立了维修领域 ABC 领航模型。为进一步推广 ABC 项目在核电站的应用，2003 年成本控制科作为项目小组成员，与 ABC 项目小组其他成员一起开展了 ABC 第二阶段的工作：与德勤管理咨询公司签订了维修部作业成本管理 (ABC) 项目第二阶段咨询服务顾问合同；制定了 ABC 项目小组第二阶段的工作导则；制定了第二阶段的工作计划；对第一阶段完成的标准活动清单进行了优化；参照美国 NEI 模型开展了第二阶段维修部工作流程的流程图绘制等。

(3) 离线固定资产管理系统开发

生产离线固定资产管理系统 (OAMS) 的开发设想是由财务部于 2002 年初提出，并由生产部发电规划处成本控制科负责全过程的跟踪推进。该系统开发工作于 2003 年 1 月份开始至 7 月底完成程序设计工作；2003 年 8 月至 9 月组织各相关部门进行了系统调试，并对系统功能进行了补缺；10 月中旬开始对各成本中心进行了系统投产前的培训，10 月底按计划正式投产。在该系统的开发中，成本控制科负责公用流程的编制，并根据盘点数据对程序进行测试；针对测试过程中出现的问题，及时对系统进行修改完善，并根据现场部分管理职能的改变，对相关流程进行修订，编写系统培训资料并联合财务部对用户及归口管理部门进行系统应用培训，为系统开发工作的顺利完成做出了一定的贡献。

(4) 生产库存材料采购预算编制流程改进

2003 年是开始进行生产库存材料采购预算编制的第二年。为了使库存材料采购预算的申报更为准确合理并与现行的库存材料管理模式相匹配，2003 年将库存材料采购预算由 2002 年的按类别申报改为按 8 字码申报，数据由原来的 200 项增加到 18 400 项左右，申报及审核的工作量和难度明显加大。为了方便现场各成本中心顺利开展工作，成本控制科与合同处共同整理了 1998 年至 2002 年的库存领料数据提供给各成本中心，并在申报过程中与各成本中心的备件工程师进行积极有效的沟通，使该项工作按计划保质保量地完成。

(5) 建立并推行生产线项目经济可行性分析制度

为了使公司重大资本性项目和新增重大收益性支出项目预算编制和项目审核的依据更为

充分,提高预算编制的准确性,使执行的项目符合经济效益原则,节约公司资源,减少项目反复;提高资金的使用效率,成本控制科于2003年7月制定了项目经济可行性分析制度。该制度规定了需要进行经济可行性分析的项目标准、分析小组的人员组成、经济分析方法、分析结果的评价、分析报告的编制及规定了资本性支出预算的编制新方法。在制定制度的基础上,结合现场实际情况,选取电子缩微打印机采购项目作为试点,与技术部门一起进行了项目技术经济分析,形成分析报告,作为审核、审批该项目的参考。

(6) 专项成本趋势分析

2003年成本控制科完成了《劳务和技术支持费用趋势分析》、《大修费用构成及趋势分析》、《培训费用分析》、《核电机组启停成本分析》、《现场外购电费成本分析报告》、《土建维护费用分析报告》六份专项分析报告,对费用的合理性提出自己的见解,并对分析中发现的问题提出改进建议。

(7) 工程遗留项预算管理

岭澳核电站投产后,工程部管理的合同移交生产线进行管理,相应的预算也移交到成本控制科,在这个过程中,与岭澳核电站财务部、工程部合同处、工程控制处预算管理部门、技术部合同与采购处进行了沟通协调,确定该部分合同及预算的处理原则和操作细则,使该部分移交合同顺畅执行。应岭澳核电有限公司财务部工程竣工决算组的要求,对岭澳核电站工程竣工决算中的工程成本预提余额进行确认、补充,确定了最终余额。组织协调补充备品备件采购预算执行过程中出现的问题,保证补充备品备件采购的顺利进行。

(8) 参与电子立项和电子推荐流程的制定、测试

为了有效解决立项单据和推荐单据流转速度慢、花费时间长和时有单据丢失的问题,实现办公文件的电子化、无纸化,公司在电子行政系统中公文管理的基础上开发了业务管理模块,包括:合同采购模块,主要是电子推荐的审批流转;人力资源模块,主要是用人单据的审批流转;预算管理模块,主要是电子立项单的审批流转。在开发合同采购及预算管理模块时,成本控制科参与确定电子立项单和电子推荐单的结构和流转程序,并在开发初步完成时进行测试,提出测试意见供程序的修改完善。

5.7.1.4 部门管理计划及指标

在电站范围内,管理计划通常包含改进计划和管理控制指标两方面内容。改进计划有公司五年发展计划、生产线改进计划以及处级工作计划三个层次。相应地,电站管理控制指标有WANO性能指标、生产线一体化指标、部门管理控制指标以及各处关键业绩指标四个层次。

2003年,电站生产线各部门克服了三次大修、机构调整以及人员变动等因素的冲击,较好地完成管理计划任务。WANO性能指标,电站一体化指标以及生产线改进计划执行情况如下:

1. WANO性能指标

2003年两电站WANO性能指标数据见表5.7.1.4-1。

大亚湾核电站7000临界小时非计划自动停堆次数达到WANO同类型机组的先进水平,能力因子、非计划能力损失因子、燃料可靠性、化学指标、工业安全事故率达到中间水平。

岭澳核电站7000临界小时非计划自动停堆次数、工业安全事故率达到先进水平,专设安全系统性能、燃料可靠性、集体剂量达到中间水平,非计划能力损失因子达到平均水平。

表 5.7.1.4-1 2003 年两电站 WANO 性能指标

指标名称	2003 年结果				2002 年 WANO 同类型机组水平		
	大亚湾核电站 1 号机组	大亚湾核电站 2 号机组	岭澳核电站 1 号机组	岭澳核电站 2 号机组	先进水平	中间水平	平均水平
能力因子/%	90.13	84.79	80.68	90.44	91.52	87.26	85.8
非计划能力损失因子 /%	0.06	1.13	5.46	0.07	0.2	1.09	2.93
7 000 h 临界运行非 计划自动停堆数	0	0	0	0	0	0	0.62
专设系统性能	0.004	0.004	0.002	0.002	0.000 1	0.003 4	0.011 2
燃料可靠性/(Bq/g)	0.04	1.01	0.16	0.04	0.04	0.64	2 028.6
化学指标	1.01	1	1.12	1.57	1	1.01	1.05
集体剂量/(人·Sv), 单机组	0.924		0.76		0.458	0.773	0.983
工业安全事故率	0.216		0		0	0.31	0.507

2. 2003 年两电站一体化指标

(1) 大亚湾核电站 37 项一体化指标中, 年度达标指标有 33 项。未达标的指标有:

- 1) 第一组 I₀ 消耗比超标: 实际 7.38 (单机组), 目标: 6.5 (单机组)。
- 2) 工业安全事故率 0.216, 目标 0.15。
- 3) ESR, SR 的平均关闭时间。

(2) 岭澳核电站 32 项一体化指标中, 年度达标指标有 29 项。未达标的指标有:

- 1) 第一组 I₀ 消耗比超标: 实际 10.45, 目标: 9。
- 2) 化学指标: 实际: 1.34; 目标 1.05。
- 3) 能力因子: 实际 85.6%; 目标: 86.3%。

3. 生产线改进计划完成情况

2003 年生产线改进计划共 6 个大项目, 470 个子项目, 按计划执行率为 94%, 总体执行情况见表 5.7.1.4-2。

其中重要改进措施如下。

日常生产方面: 建立了 TEF 核心管理层日会制度、日报制度, 成立并运作岭澳核电站 FINT。在此基础上, 两电站统一编写了日常生产管理项目组快速响应队管理规定。大亚湾核电站采用了新技术规范。另外, 两电站首次开展了百日消缺活动, 发现并处理了一大批设备缺陷, 使机组在大修后保持了稳定的运行状态。

表 5.7.1.4-2 生产线改进计划执行情况

序号	项 目	子项数	按计划完成率/%
1	安全质量改进	92	82
2	日常生产改进	45	95
3	维修质量改进	66	99
4	大修整体优化	36	100
5	技术管理改进	123	99
6	管理效率提升及资源优化	108	96

安全管理方面：电厂成立了安全文化推进小组。安全文化由原来的宣传转化为规范实施阶段，生产、维修、技术部都分别建立了本部门的人员标准行为规范，运用制度化手段对人员行为进行约束。另一方面电厂继续大力推进 PII 项目，进一步落实防人因失效的有效措施。

维修质量改进：由维修经理部牵头制定了标准文件的完善要求和考核标准，各执行处相应地编写了标准文件、完善计划并开始实施。由维修队长牵头，对巡检大纲进行了升版，增加量化考核指标，随后实行双月评估制度，对承包商参与巡检，大修期间巡检制定了新的规定。日常承包商管理逐步尝试建立质量控制体系，将安全业绩和质量水平作为承包商考核的首选依据，并且增加了质量指标比重；各处设置监管员，专责本处承包商的管理，同时建立了与承包商管理层的定期沟通制度。

大修整体优化：编写了大修准备工作规范和大修中长期工作导则，重新整合和优化大修管理程序。实施换料大修质量控制导则，规范大修质量控制小组的组织运作，升版大修质量缺陷报告管理程序。把大修项目按大修指挥部、处、科三级进行管理，确定各自关注的项目，实施“项目负责人”制度。完成了一系列大修重大项目优化。如：稳压器人孔打开时间的论证、一回路抽真空充气排气技术改造方案、采用新升压降压速率进行安全壳打压试验方案等。

技术管理改进：完成了维修大纲规程升版，开发了维修大纲管理系统，为建立统一维修策略平台奠定了基础。在提高设备可靠性方面，RCM 小组完成多个系统评审和维修导则编写。在建立重大设备应急抢修体系方面，技术部完成重大关键敏感设备清单，与 ALSTOM 共同制定了发电机应变计划。十年安全评审总体审查报告已经 PNSC 批准，审查阶段工作全部结束。制定了纠正行动总体计划，最终安全分析报告部分章节修改工作已经完成。

4. 管理计划执行情况跟踪

2003 年生产线各部门基本建立了管理计划跟踪体系，以便及时发现问题并采取纠正措施，这个体系主要包括下列制度：

- (1) 与绩效考核结合：把管理计划执行作为各处管理绩效考核的重要组成部分。
- (2) 加强内部跟踪和控制：以月度面谈形式对各处管理计划进行评审，要求重大项目的开始和结束时在管理周会上汇报。
- (3) 引入外部跟踪检查：委托安全质保部对项目的执行效果和质量进行验证检查。

5.7.1.5 电站管理层工作会议

2003 年召开的重要管理会议包括：

1. 生产线科长以上干部会议

第一季度科长以上会议于3月25日召开。会议议题主要是四台机组安全生产现状和下阶段任务、大亚湾核电站2号机组第九次大修经验反馈和1号机组第九次大修进展状况、三项责任制的完成情况等。

第二季度科长以上会议于6月19日召开。围绕会议主题,维修部和生产部经理分别对上半年大修和生产情况进行专题发言。

第三季度科长以上会议于9月28日召开。生产线各部经理依次就电厂前三季度工作总结及第四季度主要工作、维修质量改进、岭澳核电站1号机组第一次大修准备情况、设备管理与技术创新、安全质量关注问题及下阶段改进重点、大亚湾核电站人因LOE原因趋势分析做了专题报告。

2. 2003年度大修动员会

为传递大修信息、做好充分沟通,2003年度大修动员会于1月14日隆重举行。会议由电厂党委组织,与会人员包括总经理部、生产系统各部、兄弟单位、主要大修承包商领导及代表共计400多人参加。会议明确2003年度大修的总目标是:确保机组大修后在一个循环周期内不因任何设备问题造成停堆停机。生产线各部及大修关键执行单位分别就自身的大修管理要求做了发言。

3. 技术部年中干部工作会议

8月12日,技术部召开年中干部工作会议。此次会议适逢中国广东核电集团公司干部会议成功召开、技术部处级机构重新整合之际,其目的是深入领会集团干部会议精神,贯彻DNMC总经理部要求,统一技术部各级管理层的思想,同时对上半年工作进行总结,寻找不足,理顺思路,做好下半年乃至今后的工作。

4. 生产部年中工作总结研讨会

8月27日,生产部召开年中工作总结研讨会。与会人员为生产部处以上干部。会议介绍了上半年的生产形势及三项责任制落实情况,重点阐述了下半年生产部在防人因失效、强化绩效考核、安全生产纵向和横向管理及与大修接口等方面的管理方向和思路。

5. 维修部质量改进研讨会

9月19日,维修部召开维修质量改进研讨会。会议围绕维修准备质量、承包商安全质量管理、重要设备关键工序控制等热点问题进行讨论。与会人员为维修部科以上干部。维修部经理室向基层管理干部贯彻了质量改进的工作思路,并与各处就相关改进措施达成共识。

6. 全国核电站第二届技术交流会

9月16日,为期四天的全国核电站第二届技术交流会在公关宣传中心拉开帷幕。来自秦山核电站、秦山第二核电厂、秦山第三核电厂、江苏田湾核电站、大亚湾核电站、岭澳核电站等六个电站约50名代表出席了本次会议。中国广东核电集团公司副总经理、大亚湾核电运营管理有限责任公司(DNMC)总经理贺禹致欢迎辞。与会人员就核电站安全管理、运行事件经验反馈、大修运行管理、技术管理、日常项目管理等内容展开了广泛的交流。

7. 专业领域研讨会

9月22日,EDF-DNMC管理研讨会在培训中心准时开幕。这次研讨会是DNMC成立以来首次举行的最高级别的中法管理研讨会。DNMC总经理部成员、生产四部经理、人力资源部及审计部领导出席了会议。贺禹总经理及法方代表团团长Vleminck先生分别致辞,希望通过交流实现持续改进,达成双赢合作。双方就EDF/DNMC管理模式与策略,EDF/DN-

MC 人力资源管理战略, EDF 全面质量管理 (TQM) 方法、工具、指标、执行情况, DNMC 安全质量管理及业绩、员工技能提高、干部储备和领导力提升计划等多项议题进行了广泛交流。

9月28日, 为期3天的 EDF-DNMC 老化管理管理研讨会在公关中心召开。DNMC 相关部门以及 EDF、NPIC、SNPI 等单位领导和专家出席了会议。与会人员就老化和寿命管理方法、经验和以后的合作进行了热烈讨论和深入交流。

10月14日至15日, DNMC-FRAMATOME 燃料管理研讨会在公关中心召开。DNMC 副总经理郑东山、技术部经理李晓明及相关部门领导出席了会议。中法专家就先进的燃料管理策略、堆芯设计、燃料制造等多方面内容进行热烈讨论, 会议取得了预期的效果。

10月28日至29日, DNMC-EDF 维修工业政策研讨会在培训中心召开。与会人员包括法国 EDF 公司、EDF 北京办事处、DNMC 相关部门领导及专家。按预定议程, 双方围绕着承包商管理等9个专项议题进行阐述和即时讨论, DNMC 郑东山副总经理出席了会议并致辞。

11月4日至5日, DNMC-EDF 模拟机培训政策和开发策略研讨会在培训中心召开。来自法国 EDF 的专家、DNMC 领导及相关人员参加了本次会议。会议围绕电站模拟机培训政策、模拟机开发策略及最新开发技术等专题进行了广泛的交流和讨论, 取得了良好的效果。

5.7.2 电站委员会

5.7.2.1 电站核安全委员会

2003年初, 电站核安全委员会 (PNSC) 进行了调整, 增加了生产一、二部副经理及维修部副经理任 PNSC 成员, 并由生产一部、二部经理轮流担任 PNSC 主席。

DNMC 成立并正式运作后, 电站组织机构进行了调整, PNSC 也进行了相应调整, 由生产部经理担任 PNSC 主席, 电厂顾问、生产部、维修部、技术部、安全质保部经理、副经理及运行一处、运行二处、核安全处、执照申请处处长等13人担任 PNSC 成员。

2003年电站核安全委员会 (PNSC) 共召开了31次会议, 其中6次为特别会议。PNSC 会议完成了全年的预定计划, 共审议了150项核安全相关问题, 主要内容如下:

- 1) 讨论并批准提交国家核安全局的运行事件报告 (LOER) 23份, 其中大亚湾核电站12份, 岭澳核电站11份。核安全相关内部事件报告 (IOER) 2份, 均与岭澳核电站相关;
- 2) 审查并批准了公司质量管理程序的所有 AD 程序的升版;
- 3) 审查并批准了大亚湾核电站新技术规范及监督大纲的实施;
- 4) 6次特别 PNSC 会议审查了大亚湾核电站2号机组第九次大修中燃料倾斜、1号主变压器停运检修、乏燃料运输以及岭澳核电站1号机组第二循环启动期间堆芯象限功率倾斜超限、2号机组 PMC 换料机故障维修等核安全问题;
- 5) 审查了16份《定期安全审评报告》, 包括 PSR 总体审查报告;
- 6) 审查了7个核安全相关改造申请;
- 7) 审查了28份核安全相关定期报告;
- 8) 审查了45份核安全相关专题报告。

2003年 PNSC 会议共形成109项决议及行动要求, 除10项未到完成期限外, 其余99项中按时完成89项, 按期完成率达到90%。

5.7.2.2 电站培训委员会

2003年, 由于公司组织机构和管理层人员的变动, 生产教育培训委员会组成人员重新

进行了调整,其功能定位进一步完善。核电生产教育培训委员会(OTC)作为生产培训管理的决策、协调和推进机构,通过制定电站培训领域的方针、政策,保证培训活动的有效开展,不断开发员工的潜能及提高其知识、技能。

OTC的主要任务是:

- 1) 制定电站培训领域的方针、政策,审查培训大纲及有关的培训管理程序;
- 2) 协调各部门的培训需求,评估培训活动的有效性,提出培训管理改进建议;
- 3) 审批年度培训计划,协调和批准重大培训活动;
- 4) 对培训预算额度分配进行总体安排;
- 5) 贯彻、执行集团教培委的各项方针、政策。

核电生产教培委机构设置有:主任一名(由公司总经理部主管生产的副总经理担任);副主任一名(由主管培训中心所在部的部门经理担任);秘书一名(由培训中心主任担任)。核电生产教育培训委员会委员为各部门负责培训工作的部门经理层人员。各部不再另设立分教育培训委员会,其职责由各部的核电生产教培委委员承担。具体部内日常培训协调工作由各部的培训协调员负责执行,培训协调员必要时可列席核电生产教培委会议。

2003年7月召开的核电生产教育培训委员会会议主要讨论了以下议题,并对各议题形成的有关决议进行了跟踪、落实。

- 1) 核电生产教育培训委员会功能定位及人员调整报告;
- 2) 干部管理培训规范化工作汇报;
- 3) 建立生产线技能培训体系的设想;
- 4) 加强兼职教员和培训工程师队伍管理及模拟机教员交流制度的建立;
- 5) EDF模拟机培训政策介绍及对培训中心教学独立评估报告。

5.7.2.3 电站环境保护与三废管理委员会

电站环境保护与三废管理委员会(PEWC)为电站环境保护和三废管理工作的检查决策机构,由电站生产副经理担任委员会主席,参与“三废”管理工作的服务处、运行处、设备管理处、保健物理处、化学环保处和执照申请处为常设成员,设备管理处三废系统工程师为委员会秘书。2003年召开了4次PEWC会议,会议行动有效,结果满意。

1. 完成的主要三废管理改进工作

(1) 大亚湾核电站第九次大修废液控制效果取得了成功,为全年放射性废液的排放突破历史最低记录奠定了基础。第九次大修期间,液态非氚核素累积量仅为国家年限值的0.10%,较2002年同期的0.18%有大幅度降低,并首次实现了大修期间地板废水没有被污染的记录。

(2) 日常生产期间执行了 0.5 MBq/m^3 的新TEU废液排TER内部控制标准,同时严格控制TEU浓缩液产量,大亚湾核电站2003年TEU只向TES传了一批浓缩液,产量达历史最低。

(3) EAS热交换器疏水排气管线改进已经实施,该项改造可以很好地防止大修期间废水的交叉污染。

(4) RPE003PS/004PS加隔离墙,避免了放射性交叉污染。该问题自电站投运以来就存在,消除了系统运行中潜在的重大隐患。

(5) QA厂房加装雨棚已经完工,每年可减少约 3000 m^3 的雨水进入TER系统。

(6) 通过NCR管理,使用同厂家的手动阀体替代,解决了1TEP363VV内漏问题。

(7) 岭澳核电站是新机组, 其三废系统设计充分吸收了大亚湾核电站的经验反馈, 在工程施工阶段对三废系统进行了大量改进: TEU/TEG 前置箱容量比大亚湾核电站充足; DVN/DVK 冷凝水由 TER 改排 SEO; TER/PTR 水箱都加装了雨棚。

由于系统设计的改进, 2003 年 TER 核岛放射性废液排放量较大亚湾核电站大为减少。

2003 年两电站三废系统设备总体运行正常, 故障较少。日常运行期间, 电厂通过“百日消缺”活动, 及时发现并处理了一批隐性缺陷, 减少了设备的跑、冒、滴、漏, 减少了三废产生的源头。大修期间, 三废系统工程师担任三废主管, 协调大修期间的废水分类和管理, 有效地控制了跑水、废水交叉污染等事件, 取得了良好效果。

2. 对环境产生较大影响事项

(1) 液态氙的排放

由于氙无法处理, 未能及时排出的氙将积存在一回路, 使一回路氙浓度持续升高, 增加一回路氙向二回路泄漏和大修时辐射防护风险。2003 年全年电站都在执行排氙计划, TEPO05/006BA 蒸馏液全部排往 TER 没有复用。大亚湾核电站液态氙排放量为 63.6 TBq, 为国家年限值 145 TBq 的 43.8%, 达到历史最高; 岭澳核电站向环境排放液态氙 33.0 TBq, 为国家年限值 145 TBq 的 22.8%。

(2) 岭澳核电站 0TER002BA 中废液的总 γ 超标

2003 年 6 月 5 日, 由于 9TEU850VE 逆止阀内漏, 造成 0TER002BA 中废液的总 γ 辐射达到 3.59 MBq/m^3 , 高于电站对放射性废液排放的内部控制标准。电站根据其含有的放射性核素的半衰期较短的事实, 决定采用临时运行指令的方式将 TER002BA 中的废液贮存衰变 2 个月以上, 使其放射性活度浓度从 3.59 MBq/m^3 降到 1.12 MBq/m^3 后排放。由此, 此次排放非氙核素从占年限值 0.15% 降到了 0.06%。作为此次事件的经验反馈, 为降低 TER 贮存罐被污染的风险, TEU 系统的常开直接过滤排放管线运行方式改为手动控制方式。

(3) 大亚湾核电站 0TER001BA 在失去放射性监测下进行排放

2003 年 7 月 26 日, 运行人员解除 0KRT901PO 隔离, 但未通知 OPH 解除 0KRT901MA 的闭锁。7 月 27 日上午, 在 0KRT901MA 闭锁的情况下, 进行了 0TER001BA 的排放。7 月 28 日, 现场巡视发现 9KRT501AR 上的 0KRT901MA 处于闭锁状态, 立即通知辐射防护人员现场检查 0KRT901MA 的运行情况并解除 0KRT901MA 的闭锁, 0KRT901MA 恢复可用。由于 0TER001BA 手动化验合格有效, 没有对环境造成影响。事件的根本原因是:

- 1) 设备状态变更跟踪信息管理不规范;
- 2) 排放操作单验证 0KRT901MA 可用的指令不完全。

5.7.2.4 电站工程技术委员会

2003 年, 由于组织机构的调整, 电站工程技术委员会 (PEC) 委员也作了调整, 同时增加了技术支持处和大修处的代表, 共 16 人。包括技术部经理 (担任 PEC 主席), 技术部副经理 (担任 PEC 副主席), 维修部经理助理, 工程处、设备管理处、技术支持处、运行一处、运行二处、化学环保处、保健物理处、静止机械处、转动机械处、电气处、仪控处及大修处的副处以上领导或高级工程师。

2003 年, PEC 共召开了 16 次会议, 听取汇报和审议的议题共 102 个, 其中审议的电站改进项目初步设计共 77 项, 61 项获得通过。

同 2002 年相比, 2003 年 PEC 审议的议题在数量和范围均有较大变化。2003 年审议的议题数量翻倍, 审议的范围从以前的改进项目和与工程改进有关的汇报, 如十年安全评审、

中长期改进等，扩大到针对电站重大技术问题的审议。

2003年，PEC审议通过的重要改进项目有：

- (1) 大亚湾核电站 LLS001TC 超速脱扣机构改进；
- (2) 大亚湾核电站 MX 厂房 16 m 平台电缆层火警系统改进；
- (3) 大亚湾核电站进水渠拦污网改进；
- (4) 大亚湾核电站 ARE 汽水调节阀门定位器改进；
- (5) 大亚湾核电站 XCA 系统 PLC 升级；
- (6) 大亚湾核电站和岭澳核电站环吊控制部件改进；
- (7) 岭澳核电站乏燃料水池加装垫板改进；
- (8) 岭澳核电站 RIS 浓硼回路降低硼浓度改进；
- (9) 岭澳核电站增加 12 组控制棒驱动机构改进；
- (10) 岭澳核电站 RIS287VP 及其所在试验管线取消。

2003年，PEC 审议的重大技术问题有：

- (1) 岭澳核电站 1 号机组堆芯功率象限倾斜抑制；
- (2) 岭澳核电站 2 号机组汽轮机低压缸末级叶片测振系统；
- (3) 两电站共用发电机备用转子的存放和运输；
- (4) EDF Dampiere4 核电站装料错误反馈。

5.7.2.5 电站纠正行动审查委员会

关于成立电站纠正行动评审委员会（CARB）的事宜，从 2002 年 11 月就开始着手考虑，做了许多组织机构的设想，并具体开展了每天事件跟踪和事件报告、纠正行动审查工作。

电站纠正行动评审委员会的主要任务包括：确保电厂的各类问题（人因、设备及其管理上）得到及时有效的识别、报告、分析、纠正、跟踪和评价。也就是要清楚哪里有问题，谁出问题，如何推动和解决问题。主要解决共性问题、体系问题、效率问题、管理问题，强调以大局观的角度来做决策。同时也包括从整体与宏观上保证电站经验反馈体系的有效运作。

电站纠正行动评审委员会主要内容有：审查近两周或一个月以来的事件总体情况；审查月度经验反馈指标、纠正行动指标，以了解电厂经验反馈的状态和关注事项；审查经验反馈趋势分析报告、二级分析报告；审查一些专题报告、一些重大事件报告及重大的外部事件报告；审查部分事件分析报告，关注报告中补充完善的方面、重发问题、纠正行动是否有效以及报告质量、管理问题、有效性评估等。

电站纠正行动评审委员会由生产副总经理任主席并主持会议，或委托生产部经理主持。委员会成员包括生产部经理、维修部经理、技术部经理、安全质保部经理，秘书由执照申请处（OPL）处长担任。会议周期一般为两周一次，也可一个月一次，根据具体情况而定。

在电站纠正行动评审委员会下设纠正行动计划小组（CAP-Team），由安全质保部经理负责日常工作。该小组每天上午 9:00 开例会讨论的当日事件分级，提出一些需要上报 CARB 的议题，如二级分析、专题报告等。该小组的工作重点是指出电站发生的事件中哪里有问题、谁出问题、出了什么问题，再由 CARB 推动解决这些问题。

2003 年电站纠正行动评审委员会共召开了四次会议，主要讨论的内容有：经验反馈月度指标；CARB 和 CAP-Team 的运作；RCA 小组的运作及建议；近期人因事件的分析；IOER

报告质量评估；润滑问题引起的事件的分析；岭澳核电站2号机组第一次大修中前期的事件分析等。

5.7.2.6 电站合理化建议评审小组

2003年，为了进一步提高合理化建议工作的水平，电站在合理化建议委员会下增设了电站合理化评审小组，负责对合理化建议的初审、评议、采纳、跟踪和宣传等工作。电站合理化评审小组由生产部、维修部、技术部、行政管理部、工会、人力资源部的代表组成，各部门的广泛参与使得合理化建议工作更加具有代表性、更加全面，业务流程更顺畅。同时，工作小组开发了合理化建议的新网页，使得员工通过CIS可以很方便地提交合理化建议。

电站合理化评审小组每月召开小组会议，对员工提交的新建议进行认真初审，初审通过的建议经小组组长和委员会主席审阅批示后，送到各相关部门征询专家意见。合理化建议小组根据专家意见，决定建议的采纳与否，并与相关责任部门协商落实后续行动。建议的初审、评议和采纳情况均会每月定期在CIS公布，员工可通过合理化建议系统进行实时查询，随时了解所提建议的评审状态。

2003年，电站合理化建议处理统计结果如下：收到的建议1160份，受理的建议287份，评议的建议211份，采纳的建议64份，产生的后续行动16项，建议平均答复时间76天，建议平均实施时间183天。

与2002年相比，2003年收到合理化建议份数有所下降，主要受2003年电站的现场生产任务较重所影响。2003年的合理化建议工作在制度规范化、主题策划和宣传等方面做了不少改进，效果明显，但小组成员间的运作协调还须进一步加强。

5.7.2.7 电站技术监督委员会

2003年，在广东电力系统实行厂网分家，分别成立广东电网集团公司（随后广东电网集团公司又被纳入南方电网公司）和粤电集团公司以后，广东电力行业对企业的技术监督力度逐渐减弱，尤其在涉及电站非电气部分的技术监督，广东电力行业未再做强制性要求。

2003年，核电内部继电保护、高压、金属、计量、化学、热工等专业完成了年度工作总结，其中继电保护、高压专业应电网要求提交了相关报告。

在新形势下，为进一步做好电站内部技术监督工作，理顺相关接口关系，电站技术监督委员会的功能、定位及其运作方式还须进一步明确。

5.7.2.8 电站节能小组

2003年，电站节能小组紧紧围绕年初制定的6项节能指标开展各项工作，节水、节电取得了良好的成绩。2003年电站节能指标完成情况见表5.2.7.8-1。

上述指标中，岭澳核电站厂内生产及办公日平均用水量超标严重，达1677m³，其主要原因是岭澳核电站SER系统水箱硫酸根含量高，需大量排水所致。

2003年完成的主要节能工作有：

1) 完成对外购电量的控制和电站内部用电量的控制。其中，2003年实际外购电费中，大亚湾核电站990万元，岭澳核电站516万元，与前几年相比，有相当大幅度的下降。

2) 完成电站2、3号路路灯节电改造及SA餐厅节能改造工作。

3) 对部分自来水管网进行了改造和维护，使厂外生活用水量的损耗率由前5个月的14%降到后7个月的8%。

表 5.7.2.8-1 2003 年电站节能指标完成情况

		厂用电率	发电标准煤耗	机组热效率	厂内生产及办公日平均用水量	厂外生活用水量	厂外办公及生活平均用电量
		%	g/(kW·h)	%	m ³	万 m ³	MW·h/a
2003 年 目标值	大亚湾 核电站	4.2	363	33.8	1 150	190	13 500
	岭澳 核电站	4.6	366	33.5	1 150		
实际完 成情况	大亚湾 核电站	3.85	362.05	33.91	1 048	188.39	14 463
	岭澳 核电站	4.04	362.95	33.84	1 677		

- 4) 完成机组出力不足问题的分析、现场调查工作，成立机组参数优化项目小组。
- 5) 推动电站热力性能在线监测系统的实施。

5.7.3 执照申请及对外交流

5.7.3.1 执照申请

1. 核安全监督与交流互动

(1) 外部监督检查

除了对电站的日常运行的监督、检查和跟踪外，国家核安全局（NNSA）及其派出机构国家核安全局广东监督站（GRO）还对大亚湾核电站、岭澳核电站实施了 13 项专题和例行检查，检查结果见表 5.7.3.1-1。电站对所有的检查报告在接到报告后的 1 个月内给予回答，并将需要后续行动的纠正行动和要求均输入 CIS 进行跟踪，直至关闭。

(2) 专题会议

对于较大的审评项目和专题，为了使 NNSA 的审评人员更好地了解项目情况，加快审评进度，确保安全重要审评的顺利进行，2003 年电站与 NNSA 举行的主要专题会议包括：2003 年年度协调会、新技术规范审评对话会、PTR 地脚螺栓腐蚀问题汇报会、核安全技术研讨会、PSA 审评对话会等。

(3) 大修相关监督活动

为了保证机组的换料大修活动满足国家核安全法规的要求，在每次换料大修期间，电站都会与 NNSA 和 GRO 多次召开相关评审会议，主要的会议包括大修初始报告审查会、大修在役检查报告审查会、大修临界前核安全检查会、大修满功率后评议会等。

2. 安全重要修改及评审

2003 年大亚湾核电站、岭澳核电站送交 NNSA 审批及评审的项目共 60 项，已获 NNSA 批准的有 34 项，其中一些重要的审评项目见表 5.7.3.1-2。

表 5.7.3.1-1 检查结果汇总

序号	检查内容	时间	检查结果及发现的问题
1	GNPS 运行限值和条件例行检查	1月6日至8日	基本满意, 提出2项改进行动要求
2	GNPS 1号机组延伸运行的非例行检查	3月13日	基本满意, 提出4项改进行动要求
3	GNPS 1RCP320VP 阀体更换准备情况专项检查	3月19日	基本满意, 提出2项改进行动要求
4	GNPS 运行事件专项检查	3月25日	基本满意, 提出2项改进要求, 1项改进建议
5	DNMC 纠正行动跟踪专项检查	7月16日	基本满意, 提出3项改进行动要求
6	LNPS 定期试验专项检查	8月14日	基本满意, 提出3项改进行动要求
7	GNPS 首批乏燃料运输专项检查	8月15日至9月2日	满意, 无具体改进要求, 1项改进建议
8	GNPS 设备管理例行检查	9月3日至5日	基本满意, 提出4项改进行动要求, 7项改进建议
9	GNPS 机组第九次大修改进项目专项检查	10月29日	基本满意, 提出3项改进行动要求, 1项改进建议
10	LNPS LHP/LHQ 系统例行检查	11月5日至7日	基本满意, 提出1项改进行动要求, 7项改进建议
11	DNMC/GNPJVC/LANPC 核安全责任落实情况检查	11月26日至28日	基本满意, 提出4项改进行动要求
12	GNPS/LNPS 核材料管制和核设施实物保护检查	12月15日至17日	基本满意, 提出5项改进行动要求
13	GNPS 新技术规范执行情况专项检查	12月19日至22日	基本满意, 提出2项改进行动要求

注: NNSA/GRO 检查报告中一般没有具体的检查结果描述字眼, 如“检查结果满意, 基本满意等”。此种情况下, 无纠正措施要求的视为“满意”, 否则为“基本满意”。

表 5.7.3.1-2 安全重要修改及评审项目

序号	项 目	备注	
大亚湾核电站			
1	新技术规范申请	已获批准的部分项目	
2	稳压器 29 m 平台上安装三角吊具申请		
3	PTR 水箱地脚螺栓腐蚀的 PSA 分析报告		
4	《安全相关系统与设备定期试验监督要求》修订申请		
5	严重事故管理项目		
6	提高 AFA-3G 组件燃耗限值至 52 GW·d/t 的申请		
7	以可靠性为中心的维修 (RCM) 方法应用申请		
8	大亚湾核电站第九次大修装料计划和安全评价报告、大修初始报告等评审		
9	18 个月换料高燃耗燃料组件弹棒事故分析方式确认		
10	大亚湾核电站 1 号机组第九循环未延伸运行的申请		
11	EAS 试验管线改造申请		
12	PMC 换料机改进申请		
13	取消 RIS287VP 及其所在的试验管线改造申请		
14	GNPS 旧反应堆压力容器封头暂存北龙处置场申请等安全重要改造项		
15	第五台柴油机顶替应急柴油发电机的后撤时间评审		正在评审的部分项目
16	十年安全评审大纲		
17	PRA 报告及模型送审		
18	取消反应堆压力容器进出口接管及安全端焊缝射线检查的申请		
19	FSAR Rev. F 修订申请		
20	关于停堆后稳压机器人孔开始打开时间提前的申请		
21	修改主泵惰走流量试验方案和验收准则申请	已获批准的部分项目	
岭澳核电站			
22	LNPS 混合堆芯及提高燃料浓缩度论证评审		
23	LNPS 控制区周界的变更申请		
24	2 号机组第一次大修、1 号机组第二次大修装料计划和安全评价报告、大修初始报告等、岭澳核电站换料大纲		
25	LNPS 1 号机组一回路首次在役水压试验及完整在役检查延期实施的申请		
26	LNPS 两台机组 ETY 碘过滤器效率试验相关的运行技术规范修改申请		
27	修改主泵惰转流量试验方法和验收准则		
28	LNPS 运行技术规范升版评审	正在评审的部分项目	
29	LNPS 的压力容器安全端探伤方法专项论证		
30	KRG 系统 RCP 温度端子改造申请		
31	LNPS 运行许可证申请相关的执照申请文件, 包括岭澳核电站最终安全分析报告 B 版修订文件、调试总结报告、试运行总结报告、运行质量保证大纲		

3. 特许申请

2003 年大亚湾核电站、岭澳核电站共向 NNSA 提交了 6 份特许申请, 其中大亚湾核电站 2 份, 岭澳核电站 4 份, 详细情况见 7.13 节“特许申请汇总”。

4. 承诺报告及来往信函

按照核安全法规和环保法规的要求以及电站生产运行的实际需要, 大亚湾核电站、岭澳核电站向国家核安全局和国家环境保护总局上报各类承诺报告和申请文件共 322 份, 包括: 运行月(年)报、安全分析季(年)报、重要活动通告、运行事件通告及运行事件报告、各类专题报告、安全重要修改申请、三废和环境监测月(年)报、工业废水和生活废水月(年)报等。其中按时提交 321 份, 按时提交率为 99.7%, 未按时提交报告为 D-LOER-2-2003005 (在升功率物理试验过程中核功率与热功率偏差过大), 原因是报告编写方和审查方对根本原因和纠正行动的意见不一致, 首次 PNSC 审查未通过。

2003 年大亚湾核电站、岭澳核电站共收到安全监督部门(有信函渠道号)来函共 149 份, 其中国家核安全局 115 份, 国家核安全局广东监督站 34 份。

5. 反应堆操纵员执照申请

反应堆操纵员和高级反应堆操纵员执照考试(见表 5.7.3.1-3)

表 5.7.3.1-3 执照考试情况

	大亚湾核电站			岭澳核电站		
	参加考核人数	考核合格人数	合格率/%	参加考核人数	考核合格人数	合格率/%
反应堆操纵员 执照考试	11	7	63.6	6	4	66.7
高级反应堆操纵员 执照考试	11	6	54.5	10	5	50

根据《核电厂操纵人员执照考核管理办法(试行)》的要求, 换照人员须进行换照考试且成绩合格。2003 年 7 月和 9 月, 共有 30 位高级反应堆操纵员和 52 位反应堆操纵员参加了在核电站培训中心进行的换照考试, 并申请换照。另外有 13 人通过了学习操纵员考试及资格审查。截至 2003 年 12 月 30 日, 大亚湾核电站共有反应堆操纵员 39 人、高级反应堆操纵员 55 人, 岭澳核电站共有反应堆操纵员 40 人、高级反应堆操纵员 36 人。

6. 环境监督

(1) 广东大亚湾海域赤潮问题专家讨论会

2003 年 7 月 25 日至 26 日, 国家环境保护总局在广东大亚湾核电站现场组织召开了“广东大亚湾海域赤潮问题的专家讨论会”。会议由中国工程院潘自强院士和中国科学院冯士筭院士担任专家组组长、副组长, 邀请中国核工业集团公司、青岛海洋大学、中国原子能科学研究院、国家海洋三所、国家环境保护总局华南所、中科院南海所、国家环境保护总局、广东省环境保护局、广东省环境辐射研究监测中心和深圳市环境监测站等单位与部门的专家与代表参加了本次会议。专家们通过现场调查, 否定了赤潮的成因与滨海核电站相关的说法。

(2) 核电站首次乏燃料运输

2003 年 9 月 1 日, 广东省环境保护局对大亚湾核电站首次乏燃料运输进行了现场检查。

(3) 2003 年环保协调会

2003 年 12 月 7 日至 14 日, 电站与广东省环保局召开了年度协调会, 总结交流了 2003 年电站环境管理及省环保局对电站的环境监测状况, 会议基本达到了预期的目的。

5.7.3.2 国际原子能机构活动

按照 IAEA-RAS/04/021 合作项目计划, 国际原子能机构 (IAEA) 于 2003 年 12 月 1 日至 5 日在大亚湾核电站、岭澳核电站现场举办了核电站老化和寿命管理研讨班 (National Workshop on Management of Ageing)。IAEA 官员 Takeyuki Inagaki 先生、瑞士专家 Kurt Thoma 先生和韩国专家 Ill-Seok Jeong 先生参加了此次研讨会。

为提高国内核电站的老化及寿命管理水平, 交流核电站老化及寿命管理经验, 根据 IAEA 建议, 大亚湾核电运营管理有限责任公司 (DNMC) 特邀请国家环保总局核安全中心、核电秦山有限公司、秦山核电联营有限公司、秦山第三核电有限公司、苏州热工研究所、中国核动力研究设计院、上海核工程研究设计院、北京核工程研究设计院等相关单位的老化和寿命管理专家或技术人员参加了此次研讨班。主要议题分四个领域:

- (1) 介绍老化管理和电站寿命管理的 IAEA 导则和其他国际标准;
- (2) PWR 和 CANDU 主要系统、构筑物和部件的重要老化机制;
- (3) IAEA 成员国关于老化管理和电站寿命管理的良好实践;
- (4) 交流并讨论中国核电站当前相关老化和寿命管理活动。

本次研讨班为 DNMC 和国内核电厂以及相关科研机构提供了大量的老化和寿命管理方面的信息。同时, 与会者充分认识到核电厂尽早开展老化和寿命管理工作的重要性。并且对于处于青少年期的中国核电厂, 老化和寿命管理工作的重点应该放在建立老化和寿命管理组织机构、老化和寿命管理大纲、老化和寿命管理数据库、核岛和常规岛部件的预老化试验和老化机理分析和评估等方面。

5.7.3.3 对外交流及姊妹厂交流

1. 2003 年生产四部出访概况

2003 年实际出访情况见表 5.7.3.3-1

表 5.7.3.3-1 2003 年各部实际出访情况

部门	出访项目数			出访人次			计划外项目数	计划外出访人次
	计划	执行	完成率/%	计划	实际	完成率/%		
OPS	14	9	64.3	21	16	76.2	5	5
TND	19	17	89.5	34	31	91.2	5	7
MTD	9	7	77.8	17	15	88.2	2	4
SQD	4	4	100	4	4	100	1	1
合计	37	30	81.1	76	66	86.8	12	17

除安全质保部全部完成 2003 年的出访计划外, 生产部、维修部及技术部都没有完成本部门当年的出访计划。出访计划未完成的主要原因是非典疫情, 2003 年上半年全国非典疫情严重, 公司一度停止了境外出访活动, 导致有 5 项 6 人次的出访项目未能执行, 并造成另外 4 个项目共 11 人次出访推迟。由于签证问题及出访项目启动较晚或临时出现变动未能执行的有 4 项共 4 人次。

2. 2003 年出访特点

(1) 继续保持与法国的密切交流的同时, 扩大了与其他国家核电同行的交流

2003 年生产四部到法国的计划内出访共有 20 项, 而且全部完成, 此外还落实了 7 个计划外项目, 即到法国的出访项目共计 27 项, 63 人次, 占生产四部当年全部出访项目的 64.3%, 出访人次数量的 75.9%。其中直接与 EDF 交流及接受其培训的项目有 7 项, 23 人次, 所占比例分别为: 16.7% 和 27.7%。显示出 EDF 对 DNMC 的强大技术支持。

除法国外, 2003 年生产四部人员还出访了其他一些国家, 扩大了交流学习范围。这些国家分别是: 美、英、俄、德、日、韩、西班牙、瑞士、比利时。有计划出访, 但未最后落实的还有到加拿大、巴西的项目。

(2) 出访项目内容以参加会议、培训及交流为主

在所有执行的出访项目中, 参加会议相关共有 10 项, 17 人次; 培训 9 项, 20 人次, 交流 7 项, 23 人次。

3. 2003 年主要来访交流活动

2003 年国内外来访交流的活动主要有: IAEA 举办的“老化管理研讨会”, DNMC - EDF 经验反馈、燃料管理、辐射防护等领域的交流会, WANO 巴黎中心和东京中心两位主任同时来访, 全国六电站第二届技术交流会等。

5.7.4 人事管理

5.7.4.1 干部任免

2003 年又有一批年轻干部充实到领导岗位上, 全年科级以上干部晋升 50 人·次, 免职 21 人, 调离 2 人。干部晋升情况见表 5.7.4.1-1。

表 5.7.4.1-1 干部晋升情况 人

部门经理以上	副经理	经理助理	处长	副处长	科长	副科长	合计
4	3	4	12	12	15	5	55

5.7.4.2 职称评定

2003 年获得各种专业技术职称人员情况见表 5.7.4.2-1。

表 5.7.4.2-1 2003 年获得各种专业技术人员情况 人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技师	技师	高级工	中级工	合计
3	23	75	63	7	1	15	16	8	211

5.7.4.3 人员配备 (见表 5.7.4.3-1)

工作单位		调入人员	聘用人员	合计
生产部	经理室	6	3	9
	运行一处	162	2	164
	运行二处	174	2	176
	化学环保处	63	9	72
	保健物理处	56	5	61
	发电规划处	23	13	36
	执照申请处	24	1	25
	综合管理处	14	42	56
	调往技术部设备管理处	1		1
	小计	523	77	600
维修部	经理室	5		5
	总工程师办公室	1		1
	GNPS 维修队	1		1
	LNPS 维修队	1		1
	综合计划处	37	6	43
	大修处	16	1	17
	静止机械处	83	6	89
	转动机械处	77	5	82
	电气处	66	5	71
	现场服务处	54	3	57
	仪表计算机处	95	9	104
小计	436	35	471	
技术部	经理室	4		4
	总工程师办公室	1	1	2
	工程处	71	3	74
	合同供应处	52	12	64
	技术支持处	62	14	76
	培训处	42	8	50
	设备管理处	62	10	72
	文档资料处	19	10	29
	土建处	19	5	24
小计	332	63	395	
安全质保部	经理室	1		1
	核安全处	18	1	19
	质保处	15	3	18
	小计	34	4	38
总计		1 325	179	1 504

5.7.4.4 职工学历和职称结构及专家名录

核电站的职工文化程度相对较高, 职工中具有大学本科以上学历的人员占到 61.9%, 职工学历结构见表 5.7.4.4-1。

表 5.7.4.4-1 职工学历结构 人

初中	高中	中技	中专	大学专科	大学本科	硕士	博士	合计
3	66	54	164	285	854	74	3	1504

职称状况见表 5.7.4.4-2。

表 5.7.4.4-2 职称状况 人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技师	技师	高级工	中级工	合计
24	279	654	265	95	2	58	95	69	1541

1. 生产四部中青年专家名录:

黄清武 张洪 顾学言 吴粉山 叶能谦 李桂夫 杨茂春 黄斌 马蜀
邹勇平 卢文跃 姚刚 郑伟平 肖岷 陈伟仲

2. 享受政府津贴专家名录:

叶能谦 杨昭刚

3. 研究员级高工名录:

简益民 陈德淦 晏仲民 周先觉 马捷 李晓明 熊春华 卢长申 杨昭刚
廖伟明 刘新栓 叶能谦 黄常勇 黄红 蔡康元 肖岷 蔡源之

5.7.4.5 年龄结构

生产线的员工队伍是一支年轻的队伍, 平均年龄为 34.5 岁, 年龄分布见表 5.7.4.5-1。

表 5.7.4.5-1 年龄分布 人

≤30 岁	31~40 岁	41~50 岁	50 岁以上	合计
680	546	217	61	1504

5.8 合同及备件管理

5.8.1 合同管理概要

1. 合同项目概要

2003 年, 由 DNMC 负责四台机组运营的模式正式开始运作, 合同处的领导班子和组织机构也进行了适当调整。2003 年组织实施了一批对核电站生产成本有较大影响的合同的签订工作。主要包括: 大亚湾核电站乏燃料交接合同、岭澳核电站燃料组件和大亚湾核电站 R11/12 燃料组件的采购、更换汽轮发电机转子绕组、GNPJVC&LANPC 向 DNMC 出售行政资

产、两电站之间互用材料、十年安全评审电气贯穿件安全壳内导线与电缆连接方式修改、综合应用系统服务器和数据库平台建设、SAR 仪用压缩空气管道和过滤器改造、核电大道二期改造工程、集团网络互联及 EXTRANET 系统建设、PTR001BA 地脚螺栓更换、岭澳核电站 2 号机组第一次大修和 1 号机组第二次大修常规岛主机设备大修、RGL 棒位测量探头升级改造等。

2003 年各类项目合同总体情况见表 5.8.1-1，分类统计情况见表 5.8.1-2。

表 5.8.1-1 2003 年合同总体情况

合同类型	有合同		无合同	总计
	合同部分	合同变更		
合同数量	765	387	79	1 231
合同数量比例 %	62.1	31.4	6.4	100

表 5.8.1-2 2003 年合同分类统计情况

部 门	技术部	行政管理部	维修部	生产部	其他
合同数量	504	259	285	158	25
合同数量比例 %	40.9	21	23.2	12.8	2

从合同总金额分析，岭澳核电站正式投入商业运行后，2003 年度成交合同总金额折合 26 106 万美元（包括浓缩铀、燃料组件采购费、乏燃料后处理合同费用），去除燃料后处理合同费用，总计 25 133 万美元，合同金额较 2002 年提高 78.4%。

从合同总体数量分析，合同总数较 2002 年增加 392 份，增幅达到 46.7%。分类统计表明，工程技术合同在数量上仍居于首位，而维修类合同数量上升至第二位，行政后勤服务合同数量退居第三位。

2. 合同项目内容

2003 年的各类项目合同，主要分布在以下几个方面：

(1) 燃料合同

2003 年度，大亚湾核电站继续通过与中国原子能公司所议定的 2002 年至 2005 年浓缩铀的交货价格（包括天然铀和分离功）及 URENCO 公司的框架合同采购第十次换料所需低浓铀 55 t。岭澳核电站则参考大亚湾核电站同期交货价格采购 2 号机组第二次换料、1 号机组第三次换料所需低浓铀 48 t，仍由中国原子能工业公司供应全部浓缩铀。

经过反复磋商与谈判，与宜宾核燃料元件厂分别签订了大亚湾核电站第十一次换料组件供应合同及岭澳核电站第三、第四次换料组件供应合同，燃料组件单价下调 1%。本年度依照既有合同宜宾核燃料元件厂向大亚湾核电站第九次换料与岭澳核电站两台机组第一次换料、1 号机组第二次换料分别供应了 116 组及 161 组 AFA-3G 组件。

2003 年度依照《广东大亚湾核电站乏燃料处理、处置并责任转移合同》与中国核工业集团公司成功完成首次乏燃料交接工作，共交接乏燃料组件 26 组，乏燃料运输不仅在大亚

湾核电站是第一次，在中国也是首次。

(2) 机组年度大修合同

2003 年度岭澳核电站两台机组正式投入商业运行，进行了大亚湾核电站第九次大修及岭澳核电站第一次机组大修。根据核电站大修的项目和内容，2003 年度签订的与大修相关的合同项目约 325 项，累计金额 1 625 万美元。其中的主要合同列于表 5.8.1-3。

表 5.8.1-3 2003 年大修主要合同

分类	项目内容	承包商
核岛项目	1. 核岛大修	FRAMATOME ANP
	2. 核岛在役检查	核动力运行研究所
	3. 蒸汽发生器二次侧清洁度电视检查	核动力运行研究所
	4. RCCA 检查场外技术支持	核动力运行研究所
	5. 反应堆压力容器螺栓孔检查	中国科学院成都光电研究所
	6. 核岛通用服务	中国核动力研究设计院
	7. 蒸汽发生器二次侧管板冲洗	深圳纽科利核电工程有限公司
	8. 9LGR 十年大修	ALSTOM
	9. 蒸汽发生器堵管维修服务	中国核动力研究设计院
	10. 核岛转动及静止设备大修	深圳纽科利核电工程有限公司
常规岛项目	1. 大亚湾核电站第九次大修常规岛大修	深圳淮南电力检修公司
	2. 岭澳核电站第一次大修常规岛主机及辅机大修	深圳山东核电工程公司
	3. 常规岛压力容器在役检查	苏州热工研究所
	4. 凝汽器钛管涡流探伤	核工业无损检测中心
	5. 岭澳核电站第一次大修常规岛辅机及主机大修	清河电力检修有限公司
	6. 大亚湾核电站第九次大修低压缸及转子全检	深圳淮南电力检修公司
	7. 大亚湾核电站 2 号机组第九次大修低压缸金相检查及无损探伤	中华电力公司
BOP 项目	1. BOP 大修	东北核电建设公司
	2. BOP 金属检验	苏州热工研究所
大修劳务	1. 核岛大修劳务支持	核工业第二三建设公司
	2. 常规岛大修技术支持	ALSTOM
	3. 应急柴油机检修技术支持	武昌造船厂
	4. SEBIM 阀门维修技术支持	Weir Valves & Control
	5. 蒸汽发生器冲洗技术支持	SRA-SAVAC
	6. FISHER 阀门维修技术支持	Emerson
	7. 机械贯穿件试验劳务支持	核动力运行研究所
	8. 岭澳核电站第一次大修安全壳打压试验技术支持	EDF
	9. 常规岛大修劳务支持	清河电力检修有限公司

2003 年电站开始实施四台机组的大修工作，常规岛引进了新承包商清河电力检修有限公司参与岭澳核电站主机及辅机大修工作，维持了常规岛大修的良性竞争。

(3) 日常维护与服务合同

在机组正常运行期间，仍有一系列的日常维护和保养问题需要通过外部支持来解决，此外还包括行政生活方面的外部服务的采购。2003 年度公司基本上维持了业已存在的承包商的长期合同关系。由于增加了岭澳核电站生产方面的合同工作，部分承包商人数有所调整。总体上说，长期维修保养承包商的总人数和费用基本保持不变。

(4) 技术改造项目合同

随着十年安全评审电气贯穿件安全壳内导线与电缆连接方式修改、SAR 仪用压缩空气管道和过滤器改造、PTR001BA 地脚螺栓更换、RGL 棒位测量探头升级改造等大型项目的启动，2003 年度签订技术改造合同约 192 项，累计金额 1 652 万美元（不包含基建施工改造项目）。本年度较有影响的技术改造项目列于表 5.8.1-4。

表 5.8.1-4 技术改造类合同

序号	项目名称	承担单位
1	更换汽轮机发电机转子绕组	ALSTOM
2	十年安全评审电气贯穿件安全壳内导线与电缆连接方式修改	FRAMATOME ANP
3	SAR 仪用压缩空气管道和过滤器改造	FRAMATOME ANP
4	制氢系统 (SHY) 更新	北京汉氢科技有限公司
5	环吊控制系统改造	FRAMATOME ANP
6	PTR001BA 地脚螺栓更换	FREYSSINET INTERNATIONAL

(5) 劳务技术支持

2003 年度继续通过劳务支持合同获得必要的技术支持服务。共签订各类合同约 27 项，累计金额约 634 万美元。其中国外劳务技术支持 (EDF, FRAMATOME, ALSTOM) 合同金额约 429 万美元，国内劳务技术支持合同金额约 205 万美元。

(6) 培训

2003 年继续实施电站自主化维修培训、干部管理培训，以及各个部门的岗位技能培训，重点是各类岗位培训。全年共签订各类培训合同 53 项，累计金额约 88 万美元，合同金额较 2002 年增长 51%。

(7) 行政后勤

2003 年度 DNMC 共签订票务、翻译出版、公共关系、办公设施的采购、维修及报废、后勤服务 (交通、绿化、餐厅、清洁、行政劳务用工) 等方面的行政后勤保障合同 138 项，累计金额 1 045 万美元，合同金额较 2002 年增长 74%。主要合同见表 5.8.1-5。

表 5.8.1-5 行政后勤类合同

序号	项目名称	承担单位
1	国际票务	Air France, Swire Travel
2	维修、清洁、绿化服务	核电服务总公司东部分公司
3	餐厅、宿舍管理、传达及会议服务	核电服务总公司东部分公司
4	交通运输合同	广东核电服务总公司、野生动物园
5	餐厅设备及炉具改造工程	深圳市蕾诺实业发展有限公司
6	现场办公生活垃圾处理费	龙岗区大鹏镇城镇管理办公室
7	DNMC 专题纪念邮册	广东南越邮品设计制作公司
8	《深圳东部风情》摄影活动	北京晶美迪国际文化传播公司

(8) 基建工程

2003 年度在基建工程方面共签订该类合同 134 项，累计金额 669 万美元（包含基建施工改造项目）。主要包括：核电大道二期改造工程、LX 厂房 24 m 屋面增建办公室、行政物资库房工程施工、岭澳核电站 AS 专用工具库等。

(9) 信息工程

为了适应 DNMC 群堆管理和与集团信息共享的要求，充分发挥信息技术在核电集团管理中的作用，2003 年电脑中心和通信中心合并为信息技术中心。而几项有关集团内网络互联和数据交换的项目实施使全年共签订信息工程类合同达 72 项，累计金额约 386 万美元。其中通信项目 33 项，合同金额 85 万美元，计算机项目 39 项，合同金额 301 万美元，合同金额较 2002 年增长 231%，主要合同见表 5.8.1-6。

表 5.8.1-6 信息技术类合同

序号	项目名称	承担单位
1	综合应用系统服务器、数据库平台建设	深圳市傲冠电脑系统技术公司
2	集团网络互联及 EXTRANET 系统建设	深圳市科健信息技术有限公司
3	SDH 传输网络系统建设	西门子（广州）传输系统有限公司
4	集团公司与大亚湾工地的 INTERNET 出口宽带域网用租费	中国网络通信有限公司深圳分公司
5	开发 CIS, PdM, 程序数据库, GREMS 系统等软件	深圳市现代卓越技术有限公司

5.8.2 合同管理工作

要保证合同得到全面、顺利地履行，就需要进行科学的合同管理。对合同进行宏观控制管理的重要措施之一是制定商务合同采购程序、方式方法并跟踪其过程，加强风险管理和目标控制。2003 年，合同管理工作从上下两个层面同时展开。第一层面是科和处对各类合同的管理称行政管理，第二层面是采购员对合同的业务管理。

1. 合同的行政管理

合同的行政管理主要包括以下几个方面：

1) 加强供应商管理,优化供应商队伍,保持相对稳定的技术支持与服务供应链系统;通过对各供应商服务质量跟踪与评审,对服务质量不满意者实行淘汰或通过引入竞争机制促使其改进提高;

2) 采购操作过程与公司采购程序符合性审查;

3) 制定合同科过程管理指标,从合同不合格率、采购效率、采购成本和中长期项目管理等方面提出具体量化考核指标;

4) 启动并逐步推进 2 人小组采购模式。此项举措目的在于实现项目采购工作的连续性,即当一人休假或外出时,另一人可承担外部接口等必须处理的工作;

5) 增设合同辅助管理系统,对签订合同文件、成本节省和发票支付凭证等信息进行电脑系统统计和管理;

6) 利用 COMIS 采购系统跟踪和监督合同采购进度和项目执行情况;

7) 合同相关问题法律咨询,从法律法规上明确买卖双方风险责任和权利义务;

8) 编制标准合同文件,对合同的主要内容、签订以及合同争议的解决等进行原则上的规定;

9) 将工程服务采购立项申请按专业和服务项目进行分块打包采购。

2. 合同的业务管理

采购员对具体合同的业务管理体现在:不同合同由具有相关专业技术知识和商务工作经验的合同采购人员进行具体管理。特殊合同由资深采购员起草或审查合同文本,凭借其工作经验确定合同形式和内容、控制和消除合同执行中可能出现的索赔事宜以及潜在的争议,规避合同陷阱。

所谓采购项目风险管理就是对潜在的意外损失进行辨识、评估、预防和控制的过程。工程服务采购项目由于其规模大,周期长,生产的复杂性等特点,在实施过程中存在着许多不确定的因素,比物资采购具有更大的风险,因此进行风险管理尤为重要。

5.8.3 备品备件采购管理

1. 备品备件采购管理重要举措

2003 年对于备品备件采购来说是非常重要的一年,以下几项重要举措对备件采购管理起到了积极的推动作用。

1) TCS 内部进行了机构重组。将数据库维护等物资技术工作与生产物资采购合二为一,减少了采购中间环节,提高了采购效率,同时又将行政物资采购独立出来,使得备品备件采购更加向专业化发展;

2) 管理层重视及备件项目小组全方位协调。技术部经理和 TCS 商务人员一行四人在 2003 年 9 月赴法国对 12 家重要备件供应商进行了访问,加强了彼此的沟通与合作,并针对性地落实了岭澳核电站 2 号机组第一次大修备件的供货保障;2003 年 7 月成立了跨部门的备件采购项目组,由技术部和维修部各派一名经理层人员担任正副组长,成员包括维修部各执行处、TCS、质保、财务、审计人员;

3) 大修备件首次集中申请。岭澳核电站 2 号机组第一次大修备件打破了以往历年大修备件采购申请相对分散的局面,第一次通过标准工作包集中申请大修备件,备件的需求计划有较大的改善。

2003 年全年共收到物项采购申请单 4 446 份,18 440 项,共发订单 3 861 份,涉及

21 263项, 合计金额 54 996 575.60 等值美元。

2. 大修备件采购状态

备品备件供应除满足四台机组日常维修外, 保障了大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站第一次大修的需要。

(1) 第九次大修备件采购状态 (表 5.8.3-1)

表 5.8.3-1 第九次大修备件状态

	D-13	D-12	D-11	D-10	D-09	D-08	D-07	D-06	D-05	D-04	D-03	D-02	D-01	D	D+01	D+02	D+03
申请数	463	476	499	533	664	903	1 078	1 234	1 687	2 633	2 866	3 002	3 101	3 145	3 260	3 271	3 272
发订单数	83	164	224	339	382	517	708	832	1 086	1 451	1 620	2 557	2 787	2 881	2 981	3 007	3 069
验收数	6	9	22	33	38	72	129	194	250	370	468	644	948	1 417	2 032	2 460	2 560
订购率/%	18	34	45	64	58	57	66	67	64	55	57	85	90	92	91	92	94
到货率/%	7	5	10	10	10	14	18	23	23	25	29	25	34	49	68	82	83
申请率/%	14	15	15	16	20	28	33	38	52	80	88	92	95	96	99.63	99.97	100

注: D-10 代表大修前第 10 个月, D+02 代表大修开始后 2 个月。

第九次大修备件采购申请量较第八次增加了 61%, 虽然申请启动得比较早, 但大修前第 8 个月时申请率只有 28%, 大部分备件在大修前四五个月时提出, 留给采购的周期很短, 所以大修开始时到货率只有 49%。

(2) 岭澳核电站 2 号机组第一次大修备件

岭澳核电站 2 号机组第一次大修备件共申请 1 622 项, 订购 1 600 项, 大修开始时到货率达到 79.3%, 创造了历年大修备件到货率的最高记录, 表 5.8.3-2 是其采购状态。

表 5.8.3-2 备件采购状态与历史记录比较

	D-13	D-12	D-11	D-10	D-09	D-08	D-07	D-06	D-05	D-04	D-03	D-02	D-01	D
历史平均申请率/%	9	10	20	22	25	35	42	46	59	73	80	84	92	95
申请率/%				0	0	65	66	66	74	96	96	96	97	100
历史订购率/%	4	6	7	11	15	18	27	34	43	56	64	78	90	95
订购率/%	0	0	0	0	0	1	10	30	45	72	80	86	96	96
历史到货率/%	1	2	2	3	3	4	5	7	10	13	16	21	28	50
到货率/%	0	0	0	0	0	0	0	1	3	6	17	24	46	79

岭澳核电站 2 号机组第一次大修备件虽然申请启动得比较晚, 大修前 9 个月还是 0, 但大修前第 8 个月一次申请就达到了 65%, 集中申请给采购工作提供了很大的方便, 但由于申请得晚, 留给备件供应的周期较短, 所发订单的承诺交货率只有 63%。TCS 根据实际情况及时加大了交货和支付的跟踪力度, 由专人负责催货, 使得 16% 的备件提前交货, 结果

实际到货率在大修开始时大大超过了订单承诺交货率。值得一提的是,绝大部分备件都是在大修前一个月内抵达现场。这给运输、报关带来很大的压力,如果申请能提前几个月,采购、运输、报关等压力就会大大缓解,到货率也会更高。

3. 供应商管理

2003年供应商数量的增加势头仍然强劲,全年共收到I, II, III类供应商使用申请单312份,组织源地评审25次,由于一方面对新引进的供应商严格审查把关,另一方面对原有的供应商进行表现评价,淘汰部分不合格的供应商,使得供应商数量的实际增长率控制在10%左右,同时制定相关管理规定,对零类供应商的管理逐步纳入正轨。

4. 报关与运输

在与DANZAS公司签订的运输合同到期之前,重新组织招标、评标,与GEODIS公司签订了新的运输合同,续签了代理报关合同。与海关、商检等部门积极沟通,取得最大限度的支持。TCS内部也对采购支持进行了整合和优化,今年共进口物资10801项,平均通关时间为12天,全年安排进口运输车辆256次,免税进口物资节约资金290万美元。

5.8.4 仓储管理

2003年是合同移交备件、补充生产备件及大修备件集中到货的高峰期,备件的接收、检验、上架储存等相关工作量大幅增加。经仓库全体员工的共同努力,在保证质量控制和安全的基础上,顺利地完成了工作任务,确保了三台机组大修的备品备件及时发放。

1. 在仓库业务方面

新引进的条形码管理系统完成了测试及试运作。已开始进行条码标签的更换,部分改进工作在进行中。完成仓库暂存物资的规范管理及清理登记工作。LNPS仓库开始接收工程安装剩余备件及材料。LAX危险品仓库投用后,对所有化学危险品重新进行分类,并完成货位转移存放工作。

2. 在仓库建设方面

完成了几项库房及设施设备的改造。AX仓库更换了屋顶隔热层、通风百叶窗,内外墙重新粉刷,酸碱池铺设耐酸碱瓷砖。AX各库房地面全部更换为防静电材料层。AF仓库进行了办公室改造,化学品储存间和恒湿间的消防喷淋系统增加了消防试验装置。FC油库拆除原来的八个贮油罐及附属设备,改造后采用货架贮存方式,从而提高了FC油库的利用率。

3. 在安全管理方面

坚持经常性的安全学习和培训,逐步完善各项管理制度。2003年完成了库存化学危险品的《风险提示单》编写工作,并分四次对仓库全体员工进行培训讲解,提高了全体员工对化学危险品操作的风险防范意识。另外,完善了仓库安全检查制度,建立了缺陷处理跟踪制度,使仓库所有安全设施设备的缺陷能够及时发现、及时处理,确保了2003年度实现无任何工业安全事件及火险事件发生的目标。

4. 2003年仓库各项数据统计和管理指标情况

各项数据统计详见表5.8.4-1,管理指标情况见表5.8.4-2。

表 5.8.4-1 仓库数据统计表

项目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	2001 年	2002 年	2003 年	2001 年	2002 年	2003 年
年终库存品种数	43 629	43 568	45 139	10 905	15 648	31 411
年终库存金额/美元	102 296 810	102 779 716	103 470 146	—	—	63 135 817
库存验收项数	4 457	3 856	6 597	5 368	10 240	20 234
工程移交备件项数	—	—	—	6 047	14 727	2 552
出库项数	16 694	17 681	27 412	534	988	12 113
出库金额/美元	10 929 751	10 411 889	12 134 111	—	—	4 431 885
退库项数	979	1 122	1 735	9	54	807
退库金额/美元	4 920 625	2 755 965	1 725 365	—	—	2 453 885
定期保养项数	900	1 277	1 284	234	502	510
改进保养项数	489	1 546	1 058	—	118	422
寿期控制项数	2 391	3 096	513	1 246	2 345	80
计划盘点项数	9 069	18 880	26 239	—	—	17 352
交易盘点项数	43 196	37 339	43 520	—	—	40 823

表 5.8.4-2 仓库管理业务指标

项目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	2001 年	2002 年	2003 年	2001 年	2002 年	2003 年
工业安全及火灾事故数	0	0	0	0	0	0
平均验收天数	4.7	4.69	4.8	—	3.45	4.3
交易盘点差异率/%	0.29	0.23	0.20	0.53	0.14	0.176
计划盘点差异率/%	0.55	0.43	0.30	0.30	0.60	0.47

5.8.5 承包商管理

2003 年共有 331 家承包商与电站有正常的合同业务关系, 由于合同项目数量及金额大幅度增加, 供应商数量较 2002 年增加 49 家, 增长率为 17.4%。

其中签约合同金额排名前 28 家的供应商合同额达到 25 115 万元, 占年度总合同金额的 96%; 排名前 10 家的合同金额达到 22 424 万元, 为年度合同总金额的 85%。主要承包商情况见表 5.8.5-1。

表 5.8.5-1 主要承包商

序号	承包商名称
1	中国原子能工业公司
2	宜宾核燃料元件厂
3	FRAMATOME ANP
4	中国核工业集团公司
5	ALSTOM POWER SERVICE
6	广东大亚湾核电服务(集团)有限公司东部分公司
7	ELECTRICITE DE FRANCE
8	惠阳建筑工程总公司深圳分公司
9	深圳华兴建设有限公司
10	中国核动力研究设计院

5.8.6 库存管理

1. 库存物资数据库的建立和维护

大亚湾核电站新建物资编码 1 834 项, 处理库存物资异常单 230 项, 清理物资编码 1 118 项。

从 2003 年 1 月至 12 月, 对大亚湾核电站库存备件实施验收独立检查制度, 每月打印出新到货物资清单, 由专业工程师到仓库的货位上核对新到货物资与 COMIS 数据库信息的一致性。该项新措施能够收集到第一手的备件信息, 然后将这些有用的信息补充到 COMIS 中, 大大提高了 COMIS 中备件数据质量。另外, 备件验收独立检查制度能够及时发现物资到货错误, 为商务退换货争取了时间, 而且降低了因备件不满足现场需求导致影响核电站安全稳定运行的风险, 保证了供货质量。全年共核对实物 14 691 项次, 使大亚湾核电站备件数据库质量指数从 2002 年底的 0.833 提升到 0.834。

岭澳核电站新建物资编码 4 846 项, 处理库存物资异常单 93 项, 清理物资编码 2 909 项。岭澳核电站的备件数据库质量指数虽然比 2002 年底的 0.943 略有下降, 仍然保持在 0.937 的高水平。

两个核电站物资数据库清理情况分别见表 5.8.6-1 和表 5.8.6-2。

表 5.8.6-1 大亚湾核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2002 年底	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
A	16 986	16 990	17 000	17 018	17 001	17 052	17 087	17 147	17 156	17 192	17 194	17 203	17 213
AA	14 335	14 391	14 279	14 165	14 141	14 145	14 217	14 093	14 136	14 174	14 201	14 312	14 354
AAA	18 106	18 071	18 209	18 379	18 517	18 633	18 760	18 931	18 946	18 972	18 973	18 976	18 980
总项数	80 450	80 712	80 796	80 978	81 387	81 603	81 802	81 859	81 936	82 043	82 103	82 271	82 284
质量指数	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.834	0.834	0.834	0.834

表 5.8.6-2 岭澳核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2002 年底	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
A	1 218	1 218	1 397	1 441	1 904	1 903	1 929	1 949	1 985	1 984	2 331	2 357	2 376
AA	23 091	23 035	22 529	22 454	22 257	22 292	22 587	22 642	22 617	22 583	22 525	22 508	22 471
AAA	10 952	11 551	12 357	12 813	13 384	13 446	13 451	13 473	13 551	13 738	13 843	14 165	14 216
总项数	37 841	38 401	38 857	39 614	40 909	41 184	41 534	41 680	41 799	42 066	42 212	42 578	42 687
质量指数	0.943	0.943	0.944	0.942	0.939	0.938	0.938	0.937	0.937	0.937	0.937	0.937	0.937

注：质量指数 = (未清理项 × 0.7 + AA × 0.95 + AAA × 1.0) / 总项数

A 代表核查实物与数据库；AA 代表核查资料与数据库；AAA 代表核查实物、图纸资料与数据库。

2003 年，共对 3 325 份采购订单进行了技术信息审查，共审查了 19 258 条采购物资数据，多次避免采购错误物资，保证了采购质量。

2. 库存控制

2003 年在公司控制成本政策指导下，合同供应处在维修和生产部门的积极配合下，开展了以下库存控制的工作。

(1) 严格审查《库存物资编码及采购申请表》，杜绝重码，取消新编码采购物资 70 种。

(2) 严格按照库存控制程序审查采购申请，调整每项采购物资的最大最小库存值，达到优化库存的目的，然后综合考虑物资的最大最小库存值和目前的可用库存量来审查采购申请，取消或减少了 1 097 项物资不必要的采购数量，2003 年共计节约 518 万美元。

(3) 由于原来采用的库存控制软件 RUSL 的成本太高，而且不向核电站提供核心技术，从 2002 年下半年起，合同供应处与外部科研单位联合开展库存管理理论研究，开发出共同拥有知识产权的“库存控制计算器”软件，该软件与 RUSL 有很高的拟合度，经过近一年的离线测试，完全能够胜任核电站的库存控制工作。目前正在进行将该软件嵌入到 COMIS 中的工作。该软件的成功开发，使得核电站库存控制工作有了理论依据，克服了以前完全凭个人经验来确定最大最小库存量这种做法的不足，提高了库存控制工作的自动化程度。

通过上述库存控制方面的工作，在不增高物资缺货率的前提下，大亚湾核电站和岭澳核电站的库存总值维持在 1 亿美元左右。

5.9 人员培训及授权

5.9.1 培训管理活动

根据《2003 年度电站总体培训大纲与培训计划》及《2003 年度 TTC 管理改进计划》的要求，2003 年度电站培训工作如期顺利完成各项任务。全年共组织各类培训课程 126 门，开课期数为 689 期，培训 14 143 人·次，培训负荷为 171 286 人·时。完成全员培训时间与工作时间之比为 6.43%。全厂基本安全授权培训的完成率为 97.5%。

2003 年，电站参加中国职工教育和职业培训协会年度会议，推广核电的先进培训经验，宣传核电企业文化，取得了良好的效果。

5.9.2 授权培训完成情况

基本安全授权培训制度作为电站培训的核心制度已运作多年，但鉴于往年授权培训时间

长、复训课程培训量大且 2003 年以后四台机组大修带来的培训时间相对有限等问题,培训中心对原有的基本安全授权培训制度已作了改进。基本安全授权培训制度改进的主要目标是保证培训效果的同时减少培训时间。

2003 年共开设授权培训课程 31 门,总开课期数为 188 期,培训 5 518 人·次,计 68 536 人·时,授权课程培训按计划完成。

5.9.3 管理培训改进

管理培训规范化工作取得实质性进展。在人力资源部、技术部和党群工作部组干处的领导下,成立包括人力资源部和培训中心相关人员的工作小组,策划并编制了管理人员行政知识任职资格管理培训实施方案和管理人员通用管理知识、管理技能培训要求。明确了人力资源部、党委组织干部处、技术部和培训中心从事管理培训工作的分工。针对管理培训规范化和管理的定位、功能、分工进行研讨,明确组织干部处确定党管干部等方面管理培训的原则,人力资源部负责规划和政策制定,培训中心在技术部领导下负责组织实施。

管理人员行政知识任职资格管理培训的主要内容是公司的政策和程序,其方案的实施将规范公司新任干部的任职培训。它要求管理人员在试用期内完成管理培训的要求,以通过管理培训作为干部任职的必要条件之一。管理人员通用管理培训要求将针对各级管理岗位的要求,分析各岗位所需要的能力,设置相应的课程。根据岗位需要和管理人员的实际状态编制个人培训计划 (ITP),据此确定管理人员年度培训计划。同时建立管理人员管理培训状态信息库,以供随时了解管理培训的状况。

2003 年度共开设管理培训课程 9 门,总开课期数为 19 期,培训 510 人·次,计 7 615 人·时。不仅完成了任务,而且平均培训满意率达 95% 以上。培训力求不断创新、有实效,如《团队沟通与协作拓展训练》和《职业心理分析与管理》培训项目突出体验式学习和有针对性的心理分析与评价。

5.9.4 模拟机培训

2003 年,为了确保安全生产顺利开展,在模拟机培训方面推出了一系列新的举措,完成各级领导下达的培训任务。

1. 模拟机教学与执照考试

全年共开设课程 12 门,计 110 期,培训 537 人·次,计 22 924 人·时。模拟机教学工作负荷统计为 159 教员周,计划内初训、复训各类课程完成率为 100%。

(1) 学习操纵员选拔考试

- 1) 2003 年度学习反应堆操纵员补充选拔考试,6 人通过,通过率为 75%。
- 2) 学习高级反应堆操纵员选拔考试,6 人通过,通过率为 60%。
- 3) 2004 年度学习反应堆操纵员选拔考试,10 人通过,通过率为 62.5%。

(2) 取照模拟机考试

1) 2003 年度反应堆操纵员取照模拟机考试,共 17 人参加,其中 11 人通过,通过率 64.7%。

2) 2003 年度高级反应堆操纵员取照模拟机考试,共 21 人参加,其中 11 人通过,通过率 52.4%。

2. 模拟机培训教材、教案规范化

完成《模拟机预培训》、《正常工况运行》、《故障工况运行》、《事故工况运行》等共 13 门课程教案的规范化工作。同时结合新技术规范的切换工作,对所有 13 门教案完成升版。完成《正常运行培训大纲》、《故障运行培训大纲》、《事故运行培训大纲》等 3 份规范化大纲的编写。

3. 模拟机项目工作

投入所有教员参与岭澳核电站模拟机现场验收工作,累计 59 教员周,发现和纠正偏差 3 300 多项,并完成模拟机培训前文件、系统的各项准备工作。2003 年 6 月 30 日,岭澳核电站新建模拟机正式投入试培训。

4. 经验反馈培训和现场技术支持

1) 为配合电站的安全生产工作,全年共为运行人员开设专门培训 24 期,涉及机组启动并网、解列,经验反馈等多个专题,并根据运行现场实际要求开设 6 期延伸运行培训。

2) 根据机组上存在的缺陷进行模拟机演练和分析,共提供 15 份专题报告供运行人员参考。

3) 为配合年度 RO/SRO 取照考试,利用周末时间,为学员开设 15 期模拟机专项演练课程。

4) 配合完成 2 次大亚湾核电站、岭澳核电站的应急演习工作。

5. 制度建设

1) 完成《模拟机教学向现场提供技术支持》程序一份,并提交审查。

2) 完成《模拟机教员与现场人员交流程序》,并实施 2 位模拟机教员与现场人员的交流工作。

5.9.5 承包商培训与授权管理

根据公司质量管理程序改版的要求,同时为进一步规范承包商培训与授权管理,将原有程序框架中《承包商人员授权培训要求》及《承包商入厂安全知识培训及大修入厂考核管理规定》两份技术支持程序及执行程序《承包商培训与授权管理》予以整合,并结合实际情况对相关规定进行了修改,进一步明确了各方责任,合理性及可操作性更强,形成了全新的承包商培训与授权管理制度体系。

在此基础上,2003 年按照承包商自主培训、培训中心控制、跟踪检查并统一组织考试及授权认可的新管理模式,进一步推动了承包商自主培训体系的建立与完善。强化对承包商的培训支持力度,组织开设了一期承包商教员专项培训,内容涉及现场安全管理制度、经验反馈及培训方法与技巧等。在资源许可的情况下,安排承包商管理层人员参加电站干部管理培训及核安全文化培训,在统一思想、沟通协作方面取得了良好效果。

另外,根据现场安全生产的实际要求,2003 年度继续组织新任及授权延期日常承包商工作负责人的考核评价,考核结果作为其获得工作负责人授权的重要依据。

为确保大修承包商工作质量水平,监督和控制培训质量,对 8 家常驻承包商单位的年度培训与授权实施情况进行综合检查,并提出整改意见。

年度大修承包商入厂考核工作从 2003 年 10 月 22 日开始,至 11 月 27 日所有考核工作基本完成,其间组织考核 16 场,共 9 家承包商单位与大修工作相关的管理人员、工作负责人、技工、劳务工等共 1 859 人按要求参加了考核,其中约 150 人因初考不及格而接受了补

考, 补考不合格者视情况建议予以降级使用或取消入厂资格处理。

5.9.6 其他培训工作

1. 技能培训

2003 年共开设技能培训课程 35 门, 开课 68 期, 计 1 655 人·次, 培训负荷为 20 538 人·时。

2. 电站特种作业取证及年审培训

2003 年度, 完成电站特种作业三个工种共 29 人的取证培训、考核及操作证办理工作, 完成起重指挥等四个工种操作工共 135 人的取证培训考核材料的申报。完成高空作业车、起重指挥等七个工种操作工共 95 人的年审工作。

3. 通用培训

通用培训包括计算机培训和外语培训等。2003 年共开设计算机培训课程 18 门, 总计 74 期, 培训 1 256 人·次, 培训负荷达 13 695 人·时。2003 年度共开设 5 门外语培训课程, 总计 8 期, 培训 146 人·次, 培训负荷为 23 168 人·时。

2003 年外语培训课程包括: 四川外国语学院英语脱产培训班及北京核工业研究生部出国人员英语脱产培训班共 2 期; 业余英语听说培训班 2 期; 运行人员英语培训班 1 期; 业余法语听说班 2 期; 管理干部英语培训班 1 期。

4. 其他重要专项培训

2003 年度重要的专项培训主要有经验反馈培训、新技术规范复训、严重事故管理培训、DNMC 知识普及与授权/预算/合同/财务专项培训、江苏田湾核电站人员现场实习培训及运行人员赴岷江进行反应堆达临界操作培训等。

5.10 文件、档案与资料管理

2003 年 3 月 15 日, 岭澳核电站工程部解散后, 文档资料处顺利完成了文档管理由工程建设阶段向生产运行时期的全面责任移交。文档资料处在原工程部文档处的协助下, 完成了工程遗留项目约 7 000 余卷文件材料的组卷归档工作; 完成了竣工文件的检查验收; 建立了面向生产现场的基准文件库。

2003 年 12 月 19 日, 岭澳核电站以 98.4 分的高分通过了国家档案局委托中国广东核电集团组织的由国防科工委、广东省档案局、深圳市档案局等单位组成的专家组开展的档案专项预竣工验收评审。

2003 年根据公司人事制度改革的需要, 两电站的文档服务科合并。图书信息科更名为图书编研科。图书编研科除保留原图书信息科的功能外, 还增加了文档资料处信息化建设及知识产权保护等职能。2003 年电站文档资料处荣获国家档案局颁发的“全国档案工作优秀集体”荣誉称号。

5.10.1 文档基础工作

1. 文档服务改进

1) 2003 年 1 月至 6 月份, 文档服务科从建立、健全文档利用管理制度及改善管理条件、服务条件等方面出发开展文档服务改进活动, 积极主动地改善阅览室条件, 提供中外文字

典、词典、各种文件汇编、参考资料如《大亚湾核电站生产管理丛书》、《大亚湾核电站基本系统名称手册》、《大亚湾核电站生产运行年鉴》等辅助阅读工具以及记录用的纸笔，并组织编写、制作了核岛部分区域的支架目录、设备规格书等专题目录6个，进一步拓展了文档利用的检索体系。

2) 根据公司文档利用需求的实际情况，委托中国核科技信息与经济研究院开展岭澳核电站工程竣工文件的标引工作；并对大亚湾核电站系统设计手册、设备运行维修手册进行了清理和标引。

3) 文档资料处根据馆藏文档全面开展了文件、档案的编研工作。完成了《大亚湾核电站生产文档指南》的校审、出版工作以及《大亚湾核电档案利用指南》的总体设计、标杆编写工作。

2. 文档控制改进

1) 在岭澳核电站生产准备期间应用 NOTES 程序数据库成功实现了程序产生过程和应用过程控制的经验基础上，研究开发了适用于两电站的群堆管理程序数据库系统。从2003年2月份开始，两电站所有管理程序和技术程序全部进入程序数据库进行编、校、审、批，从而实现了各类程序的规范产生和有效控制。

2) 2003年第一季度大亚湾核电运营管理有限责任公司挂牌成立，为确保广东核电合营有限公司的文档管理工作向新公司的平稳过渡，文档控制科有计划、有重点地在程序数据库中对原公司的近万份程序文件进行了移植、修改，为新公司的正常运作提供了文件支持。

3) 为配合大亚湾核电站施行的原技术规范的优化工作，文档控制科指定专人负责对优化后的新技术规范涉及到的1000多份技术程序进行了有效的跟踪管理，并于2003年11月16日零点，成功地实现了新技术规范的一次性更新切换。

4) 为防止岭澳核电站由工程建设向生产移交过程中出现的文件更新不及时等问题，文档控制科采取措施指定专人负责、定期检查的方式，对涉及到的卫星文件库进行重点监督检查，发现问题，及时纠正，从而杜绝了由于文件更新不及时而影响安全生产的事件的发生。

3. 信息化建设初见成效

2003年，电站对 DAMI 系统进行了进一步的改善和推广使用。制定了《电子文件归档与管理办法》等标准规范。确定了文档数字化的范围和工作方法。建立了文档数字化加工生产线。完成了馆藏文档8万多份（400多万页）纸质文件及1万余张照片档案数字化工作，初步建立起馆藏重要文档全文信息库及照片档案库。

4. 特种介质管理

1) 2003年，运营管理公司岩芯档案保护工作取得了重要成果。委托江西省核工业地质局开展、完成了岩芯档案整理工作。由于受岭澳核电站二期工程选址的影响，岩芯档案库房建设需要重新规划建设。

2) 文档资料处进一步加强了对特种介质文档的保护，委托核动力运行研究所完成了2003年之前归档的在役检查录像带转刻光盘的工作；并将照片档案全部扫描上网。其他特种介质文档转刻到光盘上的工作仍在进行中。

5. 缩微管理达标

2003年，运营管理公司档案馆开展缩微管理达标工作，并于7月中旬，向中国缩微协会提出了达标评审申请。9月23日，缩微专家对照相关标准对公司缩微工作进行了全面评估，包括：制作工艺、管理方法、服务方式，设备维护等，经过专家们的评估，缩微工作以

“97+3”的高分通过了“国家一级达标”评审。

6. 图书管理

2003年电站与深圳大学合作完成了大亚湾核电站中文版系统设计手册的电子文件制作及上网工作；建立和完成了图书馆工作平台和网页制作；2003年4月，正式加入深圳“标准信息协会”，解决了电站远离市区，法规、标准更新慢的问题。

7. 知识产权保护

2003年，公司知识产权保护工作取得了突破性的进展。成立了以副总经理牵头的“知识产权保护与文档管理委员会”；明确了委员会的运作方式和责任分工；完善了相关工作制度，制定了《知识产权保护办法》等标准规范；开展了“保密与知识产权保护”大型网上调查活动；收集整理22个知识产权保护项目，准备进行专利申报；先后2次组织6人参加知识产权保护培训班。

5.10.2 工作量统计 (表 5.10.2-1 ~ 5)

表 5.10.2-1 2003 年文档处理统计

文件/份		程序/份			档案接收/卷	档案入库/卷
接收	分发	接收	分发	上网		
16 689	105 339	14 815	25 194	15 805	38 794	38 794

表 5.10.2-2 2003 年缩微制作统计

缩微制作/张		缩微入库/张			缩微还原 折合 A4/张	文件扫描/份
卷片	开窗卡	卷片/m	开窗卡	平片		
242 000	49 050	528	0	0	3 278	13 962

表 5.10.2-3 2003 年资料图书管理统计

图书/册			标准/册			期刊/册			资料/册	
收集采购	分发	分编标引	收集采购	分发	分编标引	收集采购	分发	分编标引	收集采购	分编标引
1 200	147	937	353	120	595	3 647	1 606	2 422	359	0

表 5.10.2-4 2003 年提供服务统计

文档查询				图书服务 /(人·次)	缩微利用 /(人·次)
次数/(人·次)	文件图纸/份	档案/卷	查询成功率/%		
5 316	16 174	7 294	99.92	8 098	94

表 5.10.2-5 2003 年文档复制及翻译

文件复制			文件装订/册	翻译服务/万字	
黑白/页	彩色/页	晒图/m		自译	委托翻译
760.1 万	21 062	11 845	4 392	64	356

5.10.3 文件、资料、档案库存量 (表 5.10.3-1 ~ 2)

表 5.10.3-1 文件、资料、档案库存量 (纸质类)

文件/份	档案/盒	图书/册	标准/册	资料/册
775 473	96 373	30 207	8 046	5 699

表 5.10.3-2 文件、资料、档案库存量 (特种介质类)

缩微卷片/m	平片/张	开窗卡/张	照片/张	岩芯/箱	磁带/盒	光盘/盒	软盘/盒	录像带/盒	实物/件
21 887	574 100	92 725	14 286	3 541	1 272	920	2 024	879	104

5.11 计量管理

2003年9月公司正式批准成立了技术部技术支持处计量科,进一步明确了电站计量工作的归口和责任,从而使计量监督、管理、检定步入了集中、统一的管理模式。

计量中心成立伊始就积极与电站各计量相关单位进行了卓有成效的沟通和协商,大体划分和明确了计量中心与各相关单位的接口和责任,并将原维修部服务处管辖的长度、力矩专业检定室及检定人员划归到计量中心。

2003年完成计量检定统计见表 5.11-1。

表 5.11-1 2003年电站计量器具周期检定统计表 台(件)

责任单位	大亚湾核电站		岭澳核电站		累 计
	内检	外检	内检	外检	
环境监测	0	9	0	8	17
工业安全	432	36	468	67	1 003
职业医疗	3	5	3	5	16
性能试验	1 355	78	459	83	1 975
无损检测	0	7	0	7	14
辐射防护	2 196	3	2 205	9	4 413
化学分析	7	27	5	24	63
电气测量	290	58	113	21	482
仪表控制	203	77	203	48	531
现场服务	985	485	1 043	425	2 938
总 计	5 471	785	4 499	697	11 452
百分比	48%	7%	39%	6%	100%
	55%		45%		

注:此表未包括在线计量器具的校准。

5.12 信息系统开发与应用

2003年,运营公司在“中国企业信息化500强”评选活动中以其优秀的信息化建设整体解决方案和成果在IT 500强中名列第30位。同时,公司信息化建设解决方案和案例由全国企业信息化工作领导小组办公室组织专家评审后入选《企业信息化优秀案例暨解决方案选》,并在全国范围内推广。

2003年,原电脑中心、工程部管理信息科与通信中心合并组建成新的信息技术中心。新成立的信息技术中心采用业务功能块与项目驱动相结合的模式进行运作,共设工程应用、生产应用、综合应用、IT基础设施、客户服务、研发安全、交换系统、通信设备8个科。主要业务范围:信息基础设施的建设与维护、信息系统的建设与维护、信息安全体系的建立与管理、信息服务体系的建立与管理、交换系统的建设与维护、通信设施的建设与维护、信息新技术的研发与利用等。

5.12.1 信息基础设施的建设与维护

2003年完成的主要工作包括:

1. 广域网建设

2003年,以大亚湾核电工地和集团公司总部为中心的中国广东核电网络已初具规模,大亚湾核电工地和集团公司总部两个数据中心的建设也具备了条件,包括大亚湾地区(包括运营公司、岭东公司、技术中心)、深圳地区(包括集团公司、合营公司、岭澳公司、能源公司)、阳江地区(阳江核电雨田办公楼和阳江核电东平现场办公楼)已接入中广核网,其他成员公司包括深圳地区(核电服务集团、实业公司、财务公司)、北京地区(集团北京联络处、银河公司、群星公司)等将陆续接入。集团统一ID、统一内部邮件系统、统一办公平台也将随中广核网的延伸推广到所有集团各成员公司,原岭澳公司、技术中心等用户已全部转移到DOMAIN域,并将内部办公平台统一到EXCHANGE SERVER,逐步实现单点登录、全网通用、简化用户使用、优化系统管理的目标。

2. 深圳数据中心机房建设

2003年集团公司的深圳数据中心机房建设项目正式启动,完成了设计、土建、装修、设备安装等大部分的工作。深圳数据中心机房在整个集团信息化建设中位置十分重要,建设完工后,将成为集团公司的数据中心,集团所有关键应用系统服务器、网络核心设备将安装在那里,同时还将是集团公司网络的深圳汇接中心、集团统一INTERNET的接入中心。深圳数据中心将与大亚湾核电工地数据中心互为备份,提供一定的容灾和备用功能。

3. 局域网网络和服务器整合

信息技术中心重组后,对网络系统和服务器进行了整合,采用以维护费用换备件的方式,以较小的投资,逐步将所有用户过渡到信息技术中心的千兆以太主干网络上,并将桌面系统网络接口升级到100M交换,实现一个包括01楼、两电站厂区、LA区的大网,提高网络系统的性能和稳定性;同时启动建立了综合应用数据库平台,计划将所有综合应用的数据库平台移植到统一的平台上,包括财务系统(合营公司、岭澳公司、运营公司等)、DAMI系统、CIS系统等,提高系统性能和稳定性。

信息技术中心为了满足公司在工地范围移动办公的需求,建立了覆盖南区、专家村和北

区部分楼宇的无线网络系统，作为千兆以太网的补充。

4. 光传输系统改造

2003 年对广东核电光传输系统进行了改造，可提供多种业务的传输网络，保障核电站安全生产。系统不仅可以提供 2Mbps、STM-1、STM-4 等满足 CCITT G.703 系列的电/光接口，而且可以提供 10/100M、GE 等 IP 业务。传输网络由单一类型组成，由网络管理系统进行管理，具有便于管理维护，备品备件数量少，业务调度快速，业务转接点少，故障点少等特点。另外，PCM 设备提供电话线路的延伸，可以将运营商电话及专用交换机电话线路进行延伸。

5.12.2 信息系统开发

2003 年由信息技术中心开发和投产的新系统包括：

1. 任务督办系统

根据总经理部的指示，信息技术中心在 2003 年开发了“任务督办”系统。通过该系统可以对每项工作设置主办人/主办部门、多个协办人/协办部门、多个抄送人员、分管领导、批准人、验证人，以及关闭审批人等多种角色；相关人员可以就工作进行委托、分拆以及延期申请等多种操作。所有人员可以通过该系统进行网上的工作配合与交流。系统另外提供信息提醒功能、文件上传功能，以及复杂的综合查询、统计功能等。该系统自投运以来，已经广泛用于公司总经理部的重要管理工作、各部处重要工作的跟踪、电站各级纠正行动的跟踪、公司各级委员会，以及生产线领导班子会议所决定的各种工作的跟踪处理。

2. 离线固定资产管理系统

离线固定资产管理系统（OAMS）是根据固定资产全过程管理体系推进的要求，依据公司固定资产管理政策和流程，在总经理部的支持和领导下，由信息技术中心、财务、OPP 及用户联合开发的应用软件，于 2003 年 11 月投产运行。

OAMS 软件系统负责完成离线固定资产的入库、转移、出借、归还、检定、盘点、报废、转让、遗失、领用等工作流程，对离线固定资产从入（入库）到出（报废或转让）进行全过程管理，信息技术中心对此进行了相应的 40 多个模块的开发。目前 OAMS 管理的专用工具有 790 多套、通用工具 12 万件、固定资产 11 694 件。OAMS 面向两电站的所有归口部门、用户，负责管理生产离线固定资产、通用工具的信息管理和实物管理。同时针对有关流程涉及财务系统、COMIS 采购系统、COMIS 工作票的情况，提供并实现相应的系统接口。根据用户部门的实际需求，实现各种各样的查询功能，达到方便用户的目的，达到电站资产信息共享，完成资产监督和管理的重要目标。

3. 预测性维修管理软件二期

预测性维修管理软件（PdM）的二期项目是在第一阶段工作的基础上，进行自动判据系统、故障风险管理模块、信息智能检索分发系统、异常管理模块、与旋转机械保护监控系统 Entek 接口、与现场巡视系统 FPIS 接口的开发。其主要功能包括：实现参数、任务、设备、系统、主设备各个层面的自动判断和评估，使各个层面的状态评估由目前的人为判断发展成在相关判据指引下的自动判断；实现故障模式的辅助判别、故障风险评估与控制、模式统计控制等功能；对电站设备及其他异常事件进行管理与跟踪；通过与 Outlook 的无缝集成实现流程与信息的自动分发。

4. 程序数据库系统

程序数据库系统是利用 B/S 方式实现了程序编写过程控制、程序使用的应用系统。2003 年主要工作包括：完成程序信息从 Notes 系统向新系统的移植，保证了 DNMC 成立所需的管理程序的编写；完成了运行处原有 Word 格式程序向新系统的转移；根据岭东公司程序编写及使用的需要，改进有关的功能，适应工程建设的需要；以程序数据库的核心功能为基础，实现了维修大纲的编写、使用等功能；将用户在 Excel 等多种格式中保存的文件数据导入到系统中，实现数据的标准化，保证了整个维修大纲的完整、统一。程序数据库已经成为公司各种类型程序编写的基础平台，并和 DAMI 系统实现了较好的连接，使整个文档的产生、保存、使用成为一个有机的整体。

5.12.3 信息安全与客户服务

1) 2003 年，在全集团和成员公司范围近 3 000 台计算机安装了 McAfee 和 Norton 防病毒软件，建立了网关、服务器和客户机的三层防病毒体系，公司内的病毒从 2003 年年初每日检测的病毒数近 7 万个下降到年终每日检测到病毒不到 1 000 个。

2) 为 COMIS 系统和 CBA 系统建立了最小物理独立的网络环境，并且准备在任何情况下的 COMIS 系统和 CBA 系统数据的最新更新。为机组的安全连续运行和机组多次年度大修的顺利进行建立可靠的信息网络安全保障。

3) 积极参与公司的反恐斗争的工作，准备了管理计算机信息系统和通信系统遭受恐怖袭击的处置预案，为公司准备反恐通信器材等，同时在 2003 年 9 月 26 日参加了公司组织的有公安分局、武警大队、电站保安部门参与的反恐演练。

4) 参与公安部《信息系统局域网运行安全技术规范 GA xxx-2003》的起草工作。接受国务院信息办公室对广东大亚湾核电站进行的信息安全风险评估及相关信息安全的调研，获得高度肯定。

5) 全年共完成故障报修单 9 642 张，及时完成率达到 97.8%；完成服务申请单 8 479 张，及时完成率达到 97.6%；全年 IT 用户有效投诉次数为 0。通过引入专业化的外包服务模式，服务质量不断上升，用户满意度进一步提高。

5.12.4 信息系统运行

1. COMIS 系统运行情况

2003 年 COMIS 系统的运行状况主要概括为以下几个方面：

(1) 系统运行的稳定性得到了进一步提高

2003 年 COMIS 系统一直保持着很高的可用率，系统累计不可用时间约 10 h（其中计划不可用约 8 h），历经三次机组换料大修用户数量高峰期的考验，保持了良好的运行状态。该系统 2003 年度管理及运行管理数据见表 5.12.4-1。

表 5. 12. 4-1 2003 年度 COMIS 系统管理及运行管理数据

工作项目	统计数据	备注
用户授权申请表/张	260	
用户授权数量/(人·次)	1 325	
系统累计不可用时间/h	10.2	其中计划不可用(8.6 h)
用户反馈意见或建议项数/项	87	
软件功能改进项数/项	42	
转录历史工作票总量/张	28 542	
用户端系统故障排除次数/次	114	
用户应用支持项数/项	408	包括数据导换、数据干预和应用咨询服务等

(2) 进行系统用户授权管理体系优化

2003 年, COMIS 专职小组进一步优化了系统的用户授权控制, 特别是基础数据维护相关的用户授权控制。年初实行的限制标准工作包维护授权用户数量改进措施, 很好地确保了系统内标准工作包相关数据修改的安全性, 提高了标准工作包的数据质量。另外, 专职小组开展了定期清理 COMIS 系统内用户授权的工作, 半年一次的用户授权清理使得用户的权限更有即时性, 通过这种措施来避免超权限使用系统的问题。

(3) 系统功能的持续改进

2003 年, 通过对各部门用户意见和建议逐一认真进行分析、评价和讨论, 完成了许多行之有效的系统功能优化改进工作。例如工作票完工报告的格式优化、标准工作包封包管理体系的建立、工作票工时统计报表的开发、工作票另存为标准工作包的功能设计、与 DAMI 文档管理系统的接口开发、供应商评价报表开发、标准工作指令记录最后修改人、大修备件预测功能的开发、工作申请重票判断程序优化等。据 COMIS 专职小组的统计, 本年度共实施系统功能的优化改进 42 项, 这些功能改进或者解决了原来用户应用或管理方面的弊端, 或者规范了数据录入填写的格式, 或者丰富了系统的数据提取和分析手段, 受到了用户的一致好评。

(4) 改进系统基础数据的完善

针对系统基础数据仍然薄弱的状况, 专职小组积极参与和推动系统相关的基础数据完善工作。专职小组与设备管理处共同组织各专业讨论, 制定设备数据完善性的标准, 推动设备数据完善项目的立项和后续实施工作。继续配合大亚湾核电站日常标准工作包完善项目的技术支持以及制定标准工作包封包管理制度的工作; COMIS 专职小组开展了人员信息库的定期清查核对工作, 另外还为适应 DNMC 成立后机构改革的需要, 修改了专业代码库和人员数据库。COMIS 系统投产前历史工作票的转录工作 2003 年度持续进行, 已接近尾声。

2. CIS 系统运行

2003 年在 CIS 项目组和信息技术中心的通力合作下, 不仅高质量地完成了公司内、外部网站的改版, 数十个子系统的程序开发、修改和完善, 而且以 CIS 为基础, 完成 DIS, YES, GTC, OA-JT 等多个公司级综合信息系统的建设。

2003 年 CIS 重点面向生产进行开发, 同时完善了部门级网页。为适应生产管理信息系统化的要求, 进行了运行管理的创新, 完成了值长日报、主控制室电子日志、三废控制室电

子日志的开发和升版,大大提高了电站管理水平。

为了进一步提高 CIS 系统的稳定性,信息技术中心和 CIS 小组也进行了一系列系统升级和完善,包括投入新服务器 PCIS3、升级数据库版本、优化提醒代码结构等措施,系统负荷能力大幅度提高,经受了访问高峰的考验。

3. CBA 系统运行

在 2003 年度, CBA 系统主要进行了以下改进

(1) 授权人员的清理

长期以来,由于公司内部的人员正常流动,一些 CBA 的授权用户走向了新的岗位上,实际已不必再使用辅助隔离系统。但他们的授权继续在 CBA 保留,增加了维护人员的工作量,同时也使得 CBA 系统的运行迟缓。针对这种情况,电站对获得授权的 300 多名人员逐一进行了排查,必要用户继续保留,不必要用户取消授权。本次清理累计共取消了约三分之一的用户授权。使得在册用户的网络使用速度明显得到提升,使用质量得到进一步的保证。

在清理不必要授权用户的过程中,将清理工作的经验反馈积累了下来,写入了 CBA 管理规程,使得授权体系动态化,做到必要用户能及时加入,不必要用户及时取消,从机制上长远地保证授权用户的精干,避免“臃肿”的情况再次发生。

(2) P10 程序的改进

长期以来在 CBA 中的 P10 子程序模块中存在一个设计性缺陷,即当同时准备解除或暂停两个相关的隔离工作时, CBA 程序不能向用户发出提示性信息。该缺陷导致隔离经理在工作时有很大一部分精力必须用在以手动方式确认这些相关提示信息上,否则将会导致机组出现事故。程序改进重点就是为这些相关联的事项安装了提醒功能,当隔离经理准备解除或暂停某一项隔离工作时,相关的其他工作全部能自动显示出来,并提醒隔离经理注意,以供隔离经理确认。本项改进的成功实施,立即受到了各位用户的一致好评,将隔离经理出现遗忘而导致事故可能性降低。为机组的安全运行提供了一份保障。

5.13 电站保卫及核材料实体保障

2003 年大亚湾核电站进行了首次乏燃料运输,同时遇到了非典型肺炎疫情的暴发,对电站的保卫工作构成了新的考验。电站根据保卫新形势的需要,成立了反恐怖工作领导小组和反恐怖工作办公室。2003 年编写了《大亚湾核电站、岭澳核电站预防恐怖袭击预案》。反恐怖办公室每月举行工作会议,研讨改进电站反恐及保卫工作。9 月 19 日,核电各保卫力量联合进行了反恐演练,取得了预期效果。

5.13.1 保卫工作实绩

2003 年保卫科结合保卫任务的特点,建立了公安分局、武警大队、电站保卫科定期联系的工作会议制度,加强了核电几支保卫队伍之间的联系,进一步明确了各部门在突发事件中的职责。在防“非典”期间,制定了电站保卫应急预案,并根据公司防“非典”领导小组的要求,制定了相应的通行卡办理审查办法和出入口控制检查办法,为防“非典”作出了贡献。完成了公司质量程序中的《电站保卫政策》、《厂区出入管理》、《电站保卫和突发事件处理》、《警卫培训和授权》、《电站警卫值勤》、《现场治安管理》、《电站核材料保卫》等程序的修改升版工作。

为更好地进行各类厂区出入通行证的管理,与行政管理部信息中心成立项目小组,开发“保卫在线”管理系统,逐步实现证卡信息化管理。“非典”期间,制定并严格执行防止“非典”期间办理通行卡补充规定。

警卫组坚持从严治警、加强警队的各项基础建设。制定了《警卫执勤量化考核办法》,明确了各警卫岗位绩效考核标准,按月对各班警卫在岗执勤工作实施量化考核,取得了显著的效果。加强了警卫营地管理,在相关部门的大力支持下,对警队人员采用集中住宿的办法,制定了一套完整、严格的半军事化营地管理规程,落实执行营地警卫外出请销假制度,并定期进行监督检查。实行了警卫班营地待命值班制度。

在岭澳核电站1号机组主变压器C相异常处理工作中,应急待命警卫班严格执行项目组领导命令,按要求对1号机组主变压器C相隔离区域实施控制、并负责火警监测和相应灭火系统的手动操作等任务。警卫们在值勤工作中警惕性高、一丝不苟,确保了电站的安全。警卫全年共查获14起人员偷盗公司财物的事件。保卫科经警队被评为2003年度先进集体。

为完善厂区内交通管理和厂前区停车场管理,制定了《交通管理细则》,并安排专人有效监督检查,使厂区交通管理取得良好的效果。加强治安员管理。及时发现并有效处置了LTB和TC厂房因吸烟导致的火灾隐患,220kV辅助变压器线路断股等核安全隐患。

2003年加强了大亚湾核电站的KKK,DSI系统预防性维修,更换了所有摄像机的支架,确保台风期间的安全,台风“杜鹃”正面吹袭电站也未使一台摄像机损坏。更换了新型报警箱,解决了长期困扰的雷害问题。对讲机系统基本上保证了警卫之间、出入口与保卫控制中心的通信联络。

岭澳核电站KKK,DSI,KSU系统克服了运行初期的不稳定状态,转入稳定运行,满足了现场安全保卫需要。编写完成《LOT14A系统软件问题跟踪清单》,《LOT14A K20系统软件功能测试报告》,《岭澳核电站实物保护系统试验总结报告》和《岭澳核电站实物保护系统评估报告》等报告,并就系统运行过程中发现的新问题及时与ALSTOM进行沟通协商,采取有效的解决措施,保证系统正常运行。对DMS系统资料进行了整理,并与MIC工业计算机科进行了沟通协调,明确了运行与维修责任,为DMS系统正常运行与日常维修维护奠定了基础。

在系统改造方面,完成了两电站的SEP水箱增加防护设施改造,增加了电站防范水源被破坏的能力;完成两电站的EF源库增加摄像机和限位开关改造工作,加强了对电站放射源的保护;完成岭澳核电站LBX与LM之间增加铁丝网和旋转门的改造工作,方便了岭东公司员工的通行。UD电动大门改为随时保持关闭的运行方式,保证了保护区的严密性。大亚湾核电站周界围网改造从2003年初正式开始施工。目前ZP围网改造已经完成60%。ZS, TB/TC, PX/PS, ZR周界围网也按计划实施改造,预计2004年12月完成全部改造工作。

5.13.2 核材料的实体保障

2003年顺利完成了大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组换料大修核燃料运输的保卫工作,并顺利组织了大亚湾核电站乏燃料厂区内临时存放及运输的安全保卫工作。对大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组换料大修核燃料的运输,保卫科配合大亚湾公安局按规定提前向上级公安部门汇报并请求沿途协助,与武警大队共同完成核燃料向燃料厂房转移期间的现场保卫任务。

5.14 电站后勤保障

2003年核电站的后勤保障统一由公司行政管理部行政处管理，后勤科划归至行政处，并改组为电厂综合服务科，直接面向大亚湾核电站、岭澳核电站两个核电站提供最直接和快捷的服务。电站的后勤保障职能领域保持不变。员工交通、住宿和膳食服务水平继续保持良好的水平。

2003年电站拆除了BX楼锈蚀的镀锌自来水管，更换为清洁环保的金属塑料复合管PPR管，改善了水质；制作更新了中央空调系统的设备标牌，清洗了SA餐厅中央空调系统，将破坏大气臭氧层的氟利昂更换为绿色环保制冷剂，配合电厂节能办对SA餐厅中央空调系统进行了变频节能改造；完成了大亚湾核电站厂前区和东防波堤的绿化、厂前区停车场、自行车棚改造、入水口不锈钢围栏制作安装并完善了停车场的交通标识，使得电站厂区行政办公环境的面貌焕然一新。

2003年行政处安全科与核电交通运输中心针对核电个人购车量的激增，加大了交通安全管理的力度，更新了一批交通标志，进行了交通法规、标志宣讲并进行了交通安全有奖问答，促进了核电交通安全管理，减少了交通事故。

核电站现场北区设有一个医疗中心，配套有基本的医疗检查设施，隶属于核电服务集团东部分公司由公司行政处负责管理，2003年，医疗中心在卫生防疫工作中，尤其在预防非典的各项工作中取得了疟疾发生0例，甲类传染病0例，非典发病0次的可喜成绩，被深圳市卫生局评为2003年度疾病控制工作先进单位。

第六章 大事记

6.1 机组运行大事记

6.1.1 大亚湾核电站 1 号机组

1 月

- 1 月 25 日 1 号机组旋转二极管故障监测装置多次报警 (GEX004AA), 导致二极管监测装置不可用, 主控制室接不到报警信号。
- 1 月 26 日 ASG 泵出口氧含量异常上升, 化学取样结果是 1 900 $\mu\text{g}/\text{L}$ 左右, 27 日上午对 ASG001BA 本体进行取样化验的结果为 3 000 $\mu\text{g}/\text{L}$ 左右, 最高曾达到 3 300 $\mu\text{g}/\text{L}$, 原因为 ASG125VZ 回座时间过长 (最终能回座), 造成 ASG001BA 内的压力完全被释放掉, SGZ 所提供的 N_2 无法及时弥补所释放的压力, 致使 ASG001BA 有一段时间完全与大气相连。
- 1 月 30 日 1 号机组在 12:30 降功率至 600 MW, 停运 CRF002PO, 更换 CFI 拦污格栅。

2 月

- 2 月 8 日 1RCP002VP 不能开启, 原因为 1RCP002VP 供气阀 1SAR592VA 在上次漏气处理中被堵死, 从而影响对 1RCP002VP 的正常供气。
- 2 月 25 日 1PTR865VB 被误开造成 1 号机组乏燃料水池液位下降。

3 月

- 3 月 11 日 4:41 1LCA004/005AA 报警, 现场检查 LCA 的绝缘电阻为 0.4 $\text{k}\Omega$ 。
- 3 月 12 日 9:00 1 号机组正式进入延伸运行, 至 3 月 21 日开始大修, 共延伸运行 9 天。
- 3 月 21 日 5:45 机组与电网解列, 开始第九次大修, 9:05 达到热停堆。

- 3月21日 1号机组重新冲转过程中1GSS230BA水位高高导致汽轮机自动停运。
3月29日 1号机组3号低压缸转子末级叶轮轮槽损伤。

4 月

- 4月19日 13:58反应堆达临界。
4月21日 11:24 1号机组并网成功,第九次大修结束。26日机组达到满功率。
4月23日 1号机组堆芯出口温度偏差超过20℃,主控制室出现DEC报警,执行DEC规程后进入报警卡。MIC检查后认为RIC热电偶测量值准确,RIC701/702AA的出现是由于堆芯同一区的温度偏差大于20℃所致。根据TTS的计算,在当前堆芯状态,温度偏差将超过20℃,堆芯温度分布与设计相符。
4月27日 一回路泄漏率偏高,达到76.52 L/h,经现场检查确认为稳压器液相取样回路疏水阀REN743VP内漏。
4月30日 1SEC004PO推力轴承温度从4月29日凌晨开始居高不下,最高达81.2℃,5月1日21:20温度降为78.3℃。

5 月

- 5月8日 更换1RPE743VP后,一回路泄漏率由70 L/h降至34 L/h。
5月14日 23:00,因1GRE007VV突然关闭,导致机组出力由984 MW瞬间降至970 MW,约半小时后,机组功率重升至984 MW。
5月17日 因1GSS210DI(202PU)下游管道与凝汽器接口焊缝有裂纹泄漏,MSM成功实施带压堵漏。
5月24日 因1LLS暖机隔离阀1LLS006VV处于关闭状态,1LLS小汽轮机失去预热,导致1LLS小汽轮机本体温度较低。
5月26日 N240房间9TEU001BA的罐顶溢流,造成地面和罐体沾污。

6 月

- 6月5日 1号机组进行1RCP高氘水置换操作,因硼流量计算有误,多加入0.72 m³的硼酸溶液,使一回路偏冷,R棒自动上提12步,电功率降低至960 MW。
6月10日 1RGL出现一系列报警,G棒失去负荷跟踪能力。

7 月

- 7月3日 主控制室出现1GGR001AA(汽轮机轴瓦温度高)报警,报警原因是海水温度偏高引起。
7月8日 1号机组因1GSY002ZV故障跳闸同时001ZV没有自动启动,被迫短时功率降到800 MW。9:27升到满功率运行。
7月8日 在进行1LKR705开关隔离时,在开关处于合闸状态下将1LKR705挂牌上锁。

- 7月15日 核惠线相继发生B相、C相接地故障。
- 7月23日 因受第7号台风“伊布都”影响，机组于21:35降功率至760 MW，次日7:40升至满功率运行。
- 7月27日 在9KRT901MA被闭锁的情况下排放TER废液，导致一起运行事件。
- 7月29日 1号机组主变压器A相X1仓室低压套管软连接温度偏高。

8 月

- 8月15日 因1号机组主变压器软连接须停机检修，22:00点开始以5 MW/min的速率降功率，16日4:15分机组达到热停堆。
- 8月17日 9:20反应堆达临界，13:09 1号机组并网后不久即因1GSS230BA水位高高自动解列。
- 8月17日 18:00机组再次并网成功，18日0:50反应堆达到满功率。
- 8月18日 大亚湾核电站400 kV核-深线保护动作。
- 8月21日 2:30，因操纵员输入数据错误，1号机组电功率误升至988 MW。
- 8月21日 17:03公司网络系统由于病毒原因出现故障，中心交换机工作不正常，导致CBA，COMIS，CIS，OUTLOOK，现场巡视等系统短时不可用。
- 8月30日 0XPA023VF无法开启导致两台辅助锅炉不可用。

9 月

- 9月2日 19:33由于风岭线跳闸造成0LGR失电，电站进入应急待命状态，9月3日10:33 0LGR恢复由坪核线供电，1:54，电站终止应急待命状态。
- 9月2日 由于第13号台风“杜鹃”正面袭击，1号机组于13:40功率降至760 MW，9月3日7:00功率回升至984 MW。
- 9月10日 因更换1APP125VL阀门法兰密封垫，1号机组功率降至850 MW运行9小时。
- 9月23日 北区变电站220 kV主变压器中性点接地刀闸瓷柱断裂。
- 9月23日 电网故障导致1GPA002AR保护启动。
- 9月26日 联络变压器490TR、590TR高压、低压侧避雷器铜条接地引线与避雷器和计数器连接处及部分螺栓锈蚀严重。

10 月

- 10月2日 发现1SED144/145VD长期未使用防止乏燃料水池误稀释的运行隔离管理。
- 10月2日 核惠线故障停运。
- 10月10日 1号机组由于RGL板件故障自动闭锁G棒上提和下插。
- 10月14日 1LHP001GE柴油机002MO的B3缸冷却水渗漏。
- 10月15日 1VVP001VV的限位开关SM7在进行定期试验时卡涩。
- 10月16日 发现1RGL系统R棒低限及低低限报警均设置为179步，原因为9月22日进行1RGL R棒低限及低低限报警曲线参数调整时失误。

11 月

- 11月6日 汽轮发电机11号轴承振动自从2003年8月份的小修以来呈缓慢上升趋势,每周约涨 $1\mu\text{m}$,从 $110\mu\text{m}$ 增至 $126.5\mu\text{m}$ 。
- 11月12日 因CVI泵切换,1ARE的pH值超出电站化学技术规范。
- 11月16日 0:00大亚湾核电站顺利进行新旧技术规范切换。

12 月

- 12月9日 16:30一回路置换氦时,因计算硼流量错误,造成一回路温度偏差最大达 0.9°C ,R棒自动上提4步。

6.1.2 大亚湾核电站2号机组

1 月

- 1月26日 2:25机组顺利与电网解列,开始第九次大修,6:20达到热停堆。

2 月

- 2月3日 14:20堆芯卸料结束。
- 2月18日 2ASG001PO泵入口法兰处有一临时封堵设备开口的胶布未去除,导致齿轮箱电动辅助油泵入口被堵塞。
- 2月28日 燃料完全在2KX厂房情况下2PTR002PO被错误隔离,与技术规范对机组状态的要求不一致。

3 月

- 3月4日 2号机组第九次大修装料第123步新燃料意外倾倒在堆芯围板边。
- 3月16日 9:10反应堆达临界。
- 3月17日 12:40执行PT2GCT001定期试验过程中2VVP105VV安全阀动作。
- 3月18日 12:432号机组顺利并网,第九次大修结束。
- 3月22日 2号机组达到满功率运行。
- 3月26日 2AHP因工作负责人的螺丝刀使接线端子短路导致A列隔离。
- 3月31日 2CVI101PO多次启动不成功。

4 月

- 4月1日 2ETY005LP红色液体不足造成安全壳内的取样气体外逸。

- 4月7日 23:54 因惠州至东莞 500 kV 线路瞬间故障, 发电机有功功率向下波动约 40 MW, 无功功率波动约 20 Mvar, 10 号轴承的水平垂直振动都出现尖峰。
- 4月12日 因执行定期试验 PT1RPB040 误关 2REN112VP 致使硼表不可用 11 分钟。
- 4月29日 因执行定期试验 PT2RPA043 启动 2ASG003PO 后, 转速自动控制为 5 900 r/min, 超过允许范围 (5 380 ~ 5 660 r/min), 出口压力达 13.0 MPa, 超过限值 12.2 MPa。

5 月

- 5月22日 2CVI301PO 启动约 4 小时后因过负荷跳闸, 备用的 2CVII01PO 自启动成功。5月23日, 重新投运 2CVI301PO, 但 5月25日, 2CVI301PO 再次“过负荷”跳闸。
- 5月23日 2号机组 3号低压缸进汽法兰密封垫片漏汽。

6 月

- 6月3日 由于 2GSS210PO 故障跳闸, 2号机组降功率至 970 MW 运行长达 22 小时。
- 6月21日 2LCA 绝缘低, 绝缘电阻值仅为 10 kΩ。

7 月

- 7月3日 2号主控制室出现 2GGR001AA (汽轮机轴瓦温度高) 报警, 报警原因是海水温度偏高引起。
- 7月23日 22:36 因受第 7 号台风“伊布都”影响, 机组降功率至 760 MW, 次日 9:10 升至满功率运行。

8 月

无

9 月

- 9月2日 因第 13 号台风“杜鹃”正面袭击, 2号机组于 14:50 降功率至 760 MW, 3日 10:00 回升功率至 984 MW。
- 9月2日 2号汽轮机厂房屋顶天窗因台风吹袭损坏。
- 9月26日 2RCV002PO 电动机侧靠背轮紧固螺栓断裂。
- 9月29日 2GRE 部分阀门模块失去一路供电。

10 月

- 10月24日 自2号机组第九次大修结束后,发电机的氢气纯度在大部分时间内低于98% (要求值)。
- 10月29日 2RGL015AA报警出现,G1棒的棒束与棒组失步,G1棒组的H12棒束指示由224步下降到216步。
- 10月份 2号机组普遍存在CFI粗栅格不同程度堵塞(其中2CFI003GG较为明显)。

11 月

- 11月17日 因进行9ASG001DZ冲洗和2ASG001BA打循环两项工作冲突,2ASG001BA液位从11.58 m上涨到11.68 m。
- 11月23日 2REN硼表再次下漂,自7月份以来类似现象已出现6次。

12 月

- 12月4日 2号机组主变压器C相X2仓室低压侧连接外壳温度高。
- 12月5日 开仓检查2号机组主变压器C相X2仓室,最高热点温度达170℃。

6.1.3 岭澳核电站1号机组

1 月

- 1月5日 0:35根据调度计划,功率由900 MW降至800 MW。
- 1月7日 9:00调度指令要求升至满功率。先以2 MW/min速率升功率,10:00功率升至900 MW后,因机组此前长期在该功率下运行,将升功率速率减少到3% FP/h。9日升功率至984 MW。
- 1月24日 0:00按调度计划降功率至800 MW。

2 月

- 2月17日 8:35电网调度指令从800 MW升至满功率。
- 2月18日 执行定期试验PT2LLS001试验时,动错按钮误启动1LLS001AP。

3 月

- 3月25日 0:00根据燃耗及大修计划,考虑大亚湾核电站2号机组第九次大修进度,经调度批准降功率至900 MW。
- 3月30日 0:00实施第二步降功率,降至760 MW。

4 月

- 4月21日 23:08 按计划降功率准备大修。23:52 功率降至 570 MW 时, 下位机控制模块 VM13/VM14 发生 A8 故障使 1GRE009VV/010VV 关闭, GRE 构成最小系统故障使汽轮机自动停运, 开始第一次换料大修。
- 4月21日 机组解列后, 在堆功率降至 20% 时, ARE 大流量阀全关, 因 1GRE044MP 调试整定参数不正确 (偏差 8% FP) 导致小流量阀滞后 7 分 30 秒关闭。蒸汽发生器水位高高 (P14) 信号发出, 隔离 ARE, 启动 ASG。由于在 P14 信号发出前 50 秒已通过快速插棒将堆功率降至 10% FP (P10) 以下, 未发生自动停堆。
- 4月23日 10:20 执行一回路第三步硼化 (将 1RIS004BA 的 21 000 mg/L 硼水注入一回路) 时, 一回路压力由 2.5 MPa 下降到 2.25 MPa, 低于 RRA 连接的双相中间停堆状态的压力下限 2.3 MPa, 运行点离开运行区域图。

5 月

- 5月5日 在大修加装 12 组控制棒驱动杆过程中, 在加装第 10 根驱动杆时驱动杆脱落坠入构件池并击穿池底厚 3 mm 的钢衬, 造成构件池泄漏。
- 5月15日 1 号机组主变压器送电时 C 相差动保护动作。5 月 17 日第二次送电时, B 相差动保护动作。第三次送电成功。
- 5月30日 在大修再启动的一回路化学平台过程中, 错将 9 kg 氢氧化钾当作氢氧化锂加入到一回路中。

6 月

- 6月3日 执行 T1KPR001 定期试验中, 在恢复 KPR 盘到试验前状态时, 误关闭 1RCV033VP。当时 1RCV003PO 在运行中。
- 6月4日 启动 1REA004PO 为 1REA004BA 打循环时, 由于 1REA004PO 出口阀 1REA059VB 未开启, 导致泵在无流量的情况下运行了 8 个多小时。
- 6月5日 9:05 反应堆达临界。
- 6月7日 6:28 机组并网。
- 6月8日 5:50 机组在 200 MW 停留 16 小时后, 开始出现轴系振动。7:27, 6 号轴振动达到 0.254 mm, 手动停机。
- 6月8日 7:27 在机组轴承振动高手动停机后的瞬态处理过程中, 核功率在 13 分钟内提升了 6.6% FP (从 18.6% FP 升至 25.2% FP), 违反了技术规范关于换料后升功率速率必须小于 3% FP/h 的限制条件。
- 6月8日 12:32 汽轮机重新冲转。12:57 机组并网。
- 6月14日 87% FP 平台堆芯注量率图测量完成后, 因功率象限倾斜高, 根据升功率程序维持现功率, 不能升功率至 100% FP。

- 6月17日 8:30, 根据计划, 开始以 0.5 MW/min 速率升功率。13:23 核功率至 97% FP, 电功率 930 MW。
- 6月18日 1GST101FI 切换运行后, 因其为新型号滤芯且未进行有效浸泡和冲洗, 滤芯释放的有机物污染了树脂使之快速失效, 定子冷却水铜离子含量及电导率上升。

7 月

- 7月15日 10:35 核功率由 97% FP 升至 100% FP, 电功率由 940 MW 升至 966 MW。
- 7月31日 10:10 进行 1RCP63 交叉比较试验时, 为防止在测量过程中引进干扰信号, 将二环路的 481/482CC 切除。随即 R 棒迅速从 213 步提升至 219 步, 核功率从 100% 上升至 100.9%, 热功率从 2873 MW 上升至 2902 MW。经分析, 因二环路平均温度比其他两个环路高出接近 1℃, 当切除二环路平均温度后, 参与 R 棒控制的高选的平均温度变小, 引起 R 棒异常上提。

8 月

- 8月18日 1GEX016FU 多次熔断, 出现发电机轴电压故障报警。

9 月

- 9月2日 15:30 根据防台风“杜鹃”的要求, 机组降功率至 830 MW。4日 10:30 升回满功率。
- 9月2日 19:31 因 220 kV 风岭线跳闸, 辅助电源失去。3日 1:46 坪核支线投运, 恢复辅助电源供电。
- 9月9日 0TER002BA 排放时发现 0KRT901MA 的显示值为 1.6 MBq/m³, 与排放单上的 0.011 MBq/m³ 差别较大, 中止排放。原因为化验时将同台仪器中先前所测的 SEL 数据误以为 TER 的测量数据, 造成 0TER002BA 实际上未经化验排放。
- 9月10日 18:34, 1GSS006SN 误发 GSS110BA 水位高高报警, 蒸汽再热器新蒸汽隔离, 90 秒后新蒸汽自动重投。瞬态中热功率超过 2905 MW 约 50 秒, 最高 2912 MW。期间降功率至 955 MW, 后缓慢升回。19:09 再次出现 GSS110BA 水位高高报警, 蒸汽再热器新蒸汽隔离, 后自动重投。立即降电功率, 最低到 945 MW。热功率没有超限。现场发现就地指示正常, 水位高高报警没有触发, 但水位高高报警持续存在, 将其切到试验位置。

10 月

- 10月17日 15:00, 1RCV003PO 的电动机非驱动端轴承烧毁, 产生烟雾引发火警。检查 KIT 中 301MT 温度探头记录, 发现指示值在 14:00 至 15:00 从正常温度 52℃ 升至 68℃, 后瞬间上升并超过 120℃。
- 10月23日 9:30 在执行 1RPN020MA 试验时, 由于功率大选切除开关的继电器偶发失效,

未能有效闭锁功率试验信号, 导致 R 棒由 216 步下插到 197 步; 核功率下降到 95.5% FP, 电功率从 981 MW 下降到 966 MW; 一回路温度下降, 压力降至 15.25 MPa; 稳压器水位下降, 上位机进入反应堆模式。

- 10月23日 16:20, 9TEU005BA 废水的放射性活度浓度为 3.7 MBq/m^3 , 超出了传输到 9TER 的控制标准 0.5 MBq/m^3 , 但是在对结果进行评价的时候, 错误地选择了“合格, 排 TER”的结论, 致使放射性废液向 0TER002BA 传输 7 m^3 。17:20 发现后停止传输。
- 10月29日 在将 9TEU001EV 中的浓缩液传输到 9TES001BA 的过程中, 由于液位计零点向下漂移, 以及高高液位开关因型号与监测模块不匹配没有使阀门自动关闭, 最终导致 9TES001BA 溢流。

11 月

- 11月28日 1PTR001PO 年检发现, 联轴器的油脂已干裂, 成粉状。

12 月

- 12月10日 23:00 根据计划, 经调度中心批准, 1号机组寿期末降功率运行, 电功率由满功率降至 900 MW。
- 12月13日 2:40 停机处理 1号机组主变压器 C 相油中氢、乙炔、总烃含量超标缺陷。14日 2:28 主变压器隔离。
- 12月17日 机组后撤至 RRA 连接的双向中间停堆状态后, 在机组参数稳定后, 从 14 日至 17 日, 没有执行一回路泄漏率试验, 违反了运行技术规范中关于“中间停堆至功率运行每天进行一回路泄漏率试验”的监督要求的规定。
- 12月18日 在主变压器检修, 由辅助电源供厂用电, 进行 1LGB 电缆带载试验中, 发现 1LGC 电缆有局部严重过热现象。为做进一步检查, 停运 1RCPO01PO, 导致违反运行技术规范关于“在双相中间停堆 RRA 连接的状态下至少一台一回路主泵运行”的规定。电缆过热原因是安装过程中电缆外护套遭受机械损伤造成电缆钢丝铠装与电缆紧固件短接, 与托架形成多点接地, 在带载条件下通过电磁感应形成环流。
- 12月29日 4:30 启动 1RCPO01PO 进行电缆再鉴定时, 在 GB 管廊相同区域的另一段电缆闪发出电火星。闪发过火星处的电缆有损伤, 电缆槽架已被局部烧黑。重新隔离处理。10:08, 9LGR201TA 停运, 修复 9LGR-LGC 有放电部分的电缆。23:40 解除 9LGR201TA 隔离送电。
- 12月30日 22:20 反应堆达临界。
- 12月31日 5:55 经电网调度同意开始并网, 在并网过程中发电机出口电压为 23.2 kV。经 MEE 现场调节励磁升到 26 kV 左右, 但 CHANNEL-A 故障无法同步。6:48 用单通道并网成功。20:20 机组达满功率。在配合电气人员处理 1GEX 励磁通道 A 故障时, 由于按错按钮, 误将故障的励磁通道 A 投入运行。由于故障未消除, 约 0.5 秒后该励磁通道 A 自动跳闸, 1号机组无功功率下降约 100 Mvar。

6.1.4 岭澳核电站 2 号机组

1 月

- 1月6日 3:35 反应堆达临界。7:30 汽轮机冲转。8:19 发电机并网。18:40 升至满功率。
- 1月24日 根据调度计划降功率至 800 MW。
- 1月27日 23:00 开始按计划以 5 MW/min 速率降功率, 准备停机消缺。28日 1:25 当功率降至 50 MW 时, 2GSS230BA 高高水位使机组提前解列。

2 月

- 2月7日 11:15, 2号机组消缺后, 反应堆达临界。8日 7:50 汽轮机开始冲转。当转速到 2400 r/min 时, 励磁电压调节器自动零起升压, 发电机出口电压瞬间升至 31 kV, 又瞬间回到 9.6 kV, 然后电压稳定在 9.6 kV。励磁电压调节器 A 通道跳闸, B 通道跳手动。运行人员发现电压异常后, 将汽轮机转速稳定在 2750 r/min, 15 分钟后, 将汽轮机手动停机发电机灭磁。
- 2月8日 19:05 汽轮机开始冲转。20:40 发电机并网。20:47 正常解列。
- 2月9日 7:55 机组并网。7:59 在带 50 MW 后, 2GSS230BA 水位快速上升, 水位高高触发汽轮机自动停运。
- 2月9日 8:55 重新冲转并网成功。19:24 功率升至 800 MW。
- 2月11日 17:05 接电网指令, 开始升功率。18:50 电功率达到 984 MW。

3 月

无

4 月

- 4月9日 2GME 故障导致 4 台 APU 泵全部停运。
- 4月29日 3:39 对 2RIS021BA 补水后未及时电话通知化学取样 (仅发传真), 导致硼浓度未知时间超过 I_0 后撤时间的一半。

5 月

- 5月18日 2LCA 系统因板件和断路器故障导致两台充电器不可用, 蓄电池单独带负荷运行 1 小时 22 分。

6 月

- 6月4日 15:40, 2KRG201AR的P320程序失效, 使ABP, ACO, ADG, AHP, CET, CEX, SRI, STR等多个系统的自动控制失效, 转为手动控制。17:30重新启动程序后转自动控制。
- 6月14日 9:20, 2GRE/GSE009VV因阀门电源模块故障异常关闭, 降功率20 MW, R棒上提出现调节带高限报警, 轴向功率偏差右移预报警。热功率、核功率均发生瞬间波动。16:30机组升至满功率。
- 6月18日 11:00, 2AGR243VH被附近工作的人员误碰开启约40%, 2AGR201BA跑油约1600 L, 出现油位低报警。处理中手动启动2APA并带上部分负荷。后对各过滤器排油阀实施了运行隔离。
- 6月28日 23:06应电网要求从976 MW以2 MW/min速率降功率至600 MW。
- 6月29日 15:00应电网要求升回满功率。

7 月

- 7月11日 在安全壳气体排放的自然排放末尾阶段, 2ETY069VAF防火风门因熔断片熔化而关闭, 使排放中止。以前也发生过几次, 仅以更换熔断片处理。经跟踪试验和分析, 改进排放方法, 并调低了001ST定值, 使问题得到解决。

8 月

- 8月14日 2VVP002VV氮气储压罐泄漏致压力低报警, 处理用时5小时, 超过后撤时间(7小时)的50%。氮气泄漏原因为驱动头在厂家组装时造成224SP与集管块接头内密封圈损坏。
- 8月23日 18:30, 2APP156 MV现场端子箱中前置器出线端子松动, 引起给水泵2APP101PO跳闸。检查原因时发现安装调试过程中将现场实际跳泵逻辑组合成1/2(设计跳泵逻辑是2/2), 并利用ALERT报警继电器报警接点接在B列跳泵保护通道上, 使2APP101PO泵在错误跳泵逻辑下长期运行。检查两台机组的A, B列给水泵泵推力瓦磨损跳泵逻辑存在同样问题, 后分别进行了改正。

9 月

- 9月2日 14:30根据防台风“杜鹃”的要求, 降功率至830 MW。9月4日10:00升至满功率。
- 9月29日 22:40按照电网节日发电计划, 开始降功率至800 MW。10月2日8:53按电网指令提前升回满功率运行。

10 月

- 10月21日 1:03, 2CEX002PO 因轴承温度高高跳闸, 备用泵 2CEX001PO 自启动成功。经检查定值和轴承油质无异常, 当日 19:30 再次启动 2CEX002PO 正常。

11 月

- 11月3日 2GRE001UV 出现黑屏, GRE 转为下位机带负荷运行。判断为内部电源模块故障, 用模拟机的操纵员屏更换。重新启动上位机, 操纵员屏与上位机通信失败不可用, 触发 RGL003/004AA 及 KPS121LA (孤岛运行指示灯) 报警。同时汽轮机功率随电网频率在 928 ~ 984 MW 之间出现波动, 操纵员采用下位机控制。后将原操纵员屏电源模块更换后, 重新设置其参数, 恢复 GRE 自动控制, 负荷波动消失并稳定在目标负荷。
- 11月10日 根据 2 号机组燃耗及大修计划, 经电网调度批准, 决定寿期末分两步降功率运行: 22 时 40 分至 11 日 6 时, 电功率由 960 MW 降至 900 MW; 11 月 17 日零时至 5 时 30 分, 电功率由 900 MW 降至 800 MW。
- 11月20日 13:37 在 800 MW 电功率下进行 B 列 2AGR 油泵日常切换时, 2APP 系统 B 泵信号油压陡升 0.064 MPa, 转速、流量相应增加, 使已开启的小流量阀 2APP215VL 自动关闭, 进一步引起 A 列小流量阀反复开、关, 给水流量波动加剧, 最终造成蒸汽发生器水位在 -0.3 至 0.3 m 之间波动。
- 11月24日 在 KX 厂房做 SIPPING TEST 离线试验装置工作的法马通 PMC 作业小组长时间把 PMC756VD 置于开启状态, 同时温度控制器 752RC 温度定值设定存在问题, 造成 754VD 频繁开启, 使 SED 水非可控进入 2PTR 乏燃料水池, 水池水位升高, 硼浓度下降。
- 11月27日 23:30 按大修计划开始以 5 MW/min 速率降功率。28 日 0:10 当功率降至 550 MW 时, 2GRE007VV/GSE007VV 故障关闭, 立即停止降功率。检查阀门模块故障代码为 A8, 重装阀门模块后开启 GRE007VV/GSE007VV, 继续降功率。
- 11月28日 3:00 机组与电网解列, 开始第一次换料大修。
- 11月29日 2 号机组向 RRA 连接状态过渡过程中, 发现因杂质堵塞定位器继电器, 使定位器无输出, 阀门 2RRA013/024VP 无法操作。经过反复吹扫后恢复正常。

12 月

- 12月2日 9:30 运行中的 2RRA001PO 因机械密封动环断裂而使一回路水大量泄漏 (由 TEU 推算约 7 m³), 导致泵不可用和多个房间地面大面积污染。机械密封动环断裂的原因是制造期间机械密封轴向安装定位尺寸超差。
- 12月4日 按大修计划, 安排 2RIS001BA 排水和一回路 U 形管换水同时进行, 而 2RPE001/002PO 因曾手动停运不能自动启动排水, 且对 2RPE001BA 液位监视不够, 使 2RPE001BA 满水, 2RPE003BA 溢流。

- 12月6日 大修中在进行励磁机整体起吊前,在拆除了台板上方12颗正向地脚螺栓后,漏拆12颗反向连接的地脚螺栓,起吊过程中导致专用吊具的一根钢丝绳发生抽丝。
- 12月7日 16:30为执行2RIS系统A列贯穿件试验而在A列地坑入口处加装试验帽时,由于A、B列地坑入口的滤网(2RIS005/006FI)的标牌装反,导致试验帽错装在B列的地坑入口上,导致2RIS系统B列地坑再循环不可用,违反技术规范。
- 12月7日 2号机组卸料到149步后,PMC换料机发生抓具故障,须反应堆水池排水后检修。当时A列安全设备均在隔离维修状态,经充分的安全和风险分析后决定反应堆水池排水,机组从换料冷停堆过渡到维修冷停堆。此过程偏离技术规范要求。
- 12月9日 在执行2AHP601/602/701/702RE高压加热器空气打压检漏工作时,因区内2AHP217VL和2AHP102KD检修工作尚未完成,当压缩空气压力升至0.1MPa时,2AHP217VL的阀芯、阀笼、阀盖蹦出,流量孔板2AHP102KD被冲开。
- 12月23日 三台蒸汽发生器的冷、热端共六个水室内的管道堵板安装完成后,一回路充水时,由于管道法兰螺孔深度不够造成螺栓预紧力不能完全作用在堵板上,2号蒸汽发生器冷段水室堵板泄漏导致大量跑水,造成较大面积地面污染。
- 12月29日 SIEMENS公司进行反应堆容器电视检查时,发现在三环路出口接管管口堆焊层有伤痕2处,端面有伤痕1处。对撞伤部位拓模,分析认为不影响一回路状态。

6.2 重大技术问题

6.2.1 大亚湾核电站重大技术问题

1. 2RCV003PO 导叶口环螺栓断裂

2003年2月1日,在第九次大修期间对2RCV003PO上充泵总串量进行复校,其检测结果2.36mm与正常值4.0mm有较大偏差,而此前的定期试验并未发现泵的各项性能参数与曲线有任何异常,未降低电站的安全性。

2月2日对泵进行解体检修,发现第二级叶轮出口侧导叶口环上四个螺栓全部断裂,口环已经脱落,第二级叶轮背部与口环出现严重磨损,半截螺栓留在导叶内,半截螺栓漏出导叶10mm,一段螺栓残部进入泵筒体和导叶之间的夹层中,一个固定口环的螺栓头部残留物在2RCV046VP的阀腔内发现。

电站对事件根本原因进行了分析。最终确定,由于1998年该泵同一导叶口环连接螺栓断裂,当时更换了口环并加大了螺栓预紧力,但未更换导叶。而实际上,上次的事件已经造成了相关导叶上的一个连接螺栓螺孔内螺纹损坏,重新装配后,造成该位置的螺栓预紧力不足。这是造成本次螺栓断裂、口环脱落的根本原因。这种预紧力不足使得螺栓与螺孔的接触面产生相对滑移,破坏了钝化膜,造就了螺栓局部的腐蚀环境,交变载荷最终在应力集中的局部引发裂纹,并最终造成这一螺栓在腐蚀疲劳的作用下断裂,载荷在剩下的三个螺栓间重新非均匀分配,造成它们逐一疲劳断裂,最终导致口环脱落。电站已在相关装配程序中增加

了确认螺孔内表面完整性，并在发现螺孔内表面的完整性遭到较严重破坏的情况下更换相应导叶部件的内容。

2. 2ASG001/003PO 卡死无法盘动

2003年2月5日，2ASG003PO年检对中工作完成后，按规程要求验证泵转动部件是否盘动灵活时，发现泵无法盘动。工作负责人立即将此情况反馈到2ASG001PO，对2ASG001PO泵转子进行盘动检查，同样发现此问题，而且该泵同样是停泵后的第一次盘动。

2ASG003PO在1998年1月4日曾经发生泵转子卡死，检查叶轮及平衡鼓有不同程度的磨损拉毛痕迹。泵转子卡死的主要原因是联轴器安装错误和缺少对ASG001BA及相关管道内部清洁度检查，经过三天的抢修后恢复设备可用。2002年1月4日2ASG001TC做完超速试验，连靠背轮时盘动泵转子，发现2ASG003PO泵转子卡涩，泵芯包拆下后，发现泵壳体内水质非常脏，而且水内有颗粒物，对泵壳及上游管道进行重力冲洗后，更换了备用芯包，恢复现场设备可用。

本次2ASG003PO和2ASG001PO泵转子卡涩后，进行拆卸检查，发现泵平衡鼓与平衡套拉伤起球后黏结，拆下平衡套，清理完杂质后，对泵转子进行盘动，泵转子转动正常。现场对泵壳体及管道进行清洁检查，发现泵壳内有杂质硬颗粒，泵进出口管道内壁上附着有很多杂质、锈渣及焊瘤。

对在线设备和备件平衡鼓及平衡套材料和表面硬度进行检查，在线的平衡鼓及平衡套硬度分别为309HB/313HB，备件平衡鼓及平衡套硬度分别为312HB/318HB，而从理论上讲平衡鼓与平衡套需要采用不同的材料，表面硬度需要有不小于50HB的硬度差，才能保证配合表面有摩擦时不产生黏结。检查2ASG003PO泵芯包的完工报告和备件的完工报告，发现平衡鼓及平衡套的出厂完工报告1988年版与1995年版完全不同，1988年版给出泵平衡鼓硬度范围240~280HB，材料为Z22CN17；平衡套硬度范围300~320HB，材料为Z22CN17。而1995年版给出泵平衡鼓及平衡套硬度范围都是240~280HB，材料为Z15CN16-02。

因此上述事件的根本原因应为：ASG系统停运后其内表面氧化锈蚀加剧，腐蚀物进入泵配合间隙；平衡鼓和平衡套的材料选择不当，表面硬度不匹配。

3. 1SEC系统B列管道、1SEC泵吸入口管道及阀门腐蚀

管道腐蚀的直接原因是水在管道和防火封堵的粘接处积聚，其根本原因是设计上SEC管道在0m贯穿处有间隙；设备检修过程中有水从贯穿孔的间隙流到管道腐蚀部位；无定期检查和维修。已在大修中按计划进行了更换，并永久封堵了0m处SEC管道支撑板和管道之间的间隙。在涉及该房间内设备检修的相关工作标准包内增加了防止水沿SEC水管的贯穿孔流下的措施，并且在SEC系统维修大纲中增加了每季度对SEC泵地坑管道进行检查、每2年拆除防火层进行检查的项目。

2003年3月23日，现场巡视发现1SEC泵的进口隔离阀（1SEC101/102VE）、连通阀（1SEC103/104VE）夹紧法兰和螺栓有严重的腐蚀，同时发现管道靠近墙壁的部位下部有钟乳石状结晶，而墙壁和管道的接触部位有比较致密坚硬的结晶层，进一步检查发现各管段的管道表面油漆均有程度不等的鼓泡、起皮，尤以101VE连接管段腐蚀最为严重。该缺陷可能引起管道穿孔，导致SEC相关列不可用。经打磨测厚发现该管段腐蚀最深处减薄近5mm（原来管壁厚8.0mm）。计算表明管道仍能满足RCCM规范的各种要求。由于管道严重减薄，电站决定在第十次大修中更换锈蚀严重的管段、螺栓及阀门的相关部件。

4. 2RIS/EAS 水泵轴头碟簧共模断裂

2003年2月11日,2号机组第九次大修全面解体检查2RIS002PO时,发现水泵轴头锁紧螺母松动,底部的碟簧断裂成多节,断口处无金属光泽,并附有一层暗黄色水锈;对2EAS002PO进行全面解体检查及对现场的2RIS001PO/2EAS001PO进行检查,同样发现水泵轴头的碟簧全部断裂。RIS/EAS水泵分别是低压安全注入泵和安全壳喷淋泵,该泵的碟簧损坏后,可能导致该泵组的不可用,从而影响专设安全设施的重要设备实现其功能。电站立即组织进行碟簧金属材料分析和断裂模式分析,确认故障的根本原因是碟簧材料选型不当。已对上述弹性垫圈全部更换了新型备件。

5. 1号发电机转子第7槽线棒存在匝间短路

2003年3月29日第九次大修期间,1号发电机转子抽出后,膛外R. S. O. (Repetitive Surge Oscillograph 匝间短路试验)显示转子存在匝间绝缘故障。5A交流电压分布试验更直观地验证匝间绝缘故障位于OPP-Z极第7号线圈。拔出转子励磁侧护环后,内衬绝缘层过热痕迹进一步确认转子匝间绝缘故障及故障部位。如果机组继续长期运行,转子励磁侧存在的异常匝间绝缘及附近匝间绝缘会因温度偏高而进一步恶化,逐渐进入恶性循环。因局部温度过高,转子励磁侧护环下热套绝缘层有潜在失效风险,转子线圈通过护环发生接地故障,故障瞬间还有烧损转子的风险。经分析,第7槽线棒存在匝间短路的根本原因为励磁侧端部线棒“上升段”焊接工艺控制不良,造成此处局部匝间绝缘过热受损。更换新转子,旧转子返厂修复后用作备用。

6. 1GEV101TP主变压器X1仓室低压套管与相分离母线(IPB)连接过热

2003年6月30日,TEM在变压器监督检查中发现1号机组主变压器A相X1仓室外壳温度比其他仓室高15~20℃,打开1号机组主变压器A相X1低压套管连接仓接地孔,对低压套管X1及其与IPB连接的部位进行了红外测温检查,发现最高热点温度178℃。8月16日,开仓检查发现绝大多数软连接已受过热影响而发黑,部分连接螺栓也发黑,大部分连接部位接触电阻超出要求值,过渡板与套管连接接触面腐蚀严重,套管接线板背面也有发黑现象,判断过热的主要部位在过渡板与套管接触面上。低压连接过热对低压套管的安全运行构成了直接的威胁,套管绝缘一旦受热击穿,主变压器低压侧将发生短路故障,对机组的安全运行带来潜在风险。

经分析,在1号机组第八次大修中由于A相X1套管介损超标而进行了套管更换,重新更换套管时,对软连接和过渡板的拆卸和重新安装质量上存在偏差,导致第九次大修中发现软连接有发黑现象,大修对主变压器低压连接维修中,未能严格执行相关的工作程序,致使本来已经存在异常的过渡板与套管连接未能得到及时发现和处理,使该连接状况继续恶化和加剧。

经咨询设备供货商、EDF和国内专家的意见,于2003年8月16日对1号机组A相X1低压连接过热问题进行了停机处理,对该仓室所有过渡板和软连接进行了更换处理,对所有接触面进行了打磨处理,机组投运后测量检查温度在70℃左右,在技术规范要求范围内。电站决定在第十次大修中对所有软连接和过渡板连接进行一次拆卸检查处理。

6.2.2 岭澳核电站重大技术问题

1. 岭澳核电站2GSS230BA高高水位导致机组自动停运

2003年2月9日7:59,岭澳核电站2号机组启动并网,在机组并网后立即发生GSS水

位快速上升, 触发汽轮机自动停运。

2GSS130/230BA 上部分别有 4 根由 GPV 高压缸排汽引入的疏水管道, 在机组运行期间, 直接将疏水排入 2GSS130/230BA。但 4 根疏水管先引到低于 2GSS130/230BA 约 4m 位置, 再送入 2GSS130/230BA。

2月8日机组进行冲转和并网试验, 在疏水管内囤积了较多水量。在2月9日并网前 2GSS110/210PO 置于手动, 2GSS130/230BA 初始水位在高水位调节点 1 m 上, 并网瞬间, GPV 压力变化致使囤积的疏水由 4 根疏水管同时打入 2GSS130/230BA, 由于疏水管囤积水的水温比 2GSS130/230BA 中的水的温度低, 开始进水时 2GSS 130/230BA 的水位下降, 使 GSS 水位调节阀关闭。同时, GPV 的压力作用致使大量疏水由 4 根管道同时涌入 2GSS130/230BA, 使水位快速上升 0.8 m, 发生水位高高导致机组停机。

因此根本原因是 GPV 疏水管囤积疏水与并网初期汽水分离器疏水量增加引起瞬态波动, 而且 2GSS110/210PO 置于手动导致并网时水位快速上升至高高水位。针对上述原因, 电站已修改规程, 在并网前将 GSS110/210PO 置于自动并确认在没有低低水位信号情况下 GSS110/210PO 正确投运, 用 GSS103/203VL 将水位控制在低于正常水位 0.29 m 以下。

2. 大修中发现大量 Forged Steel Valve 截止阀阀体冲蚀

岭澳核电站 1 号机组功率运行期间, 对一批影响机组效率的阀门进行了红外检漏, 查出约有 40 台阀门内漏, 涉及 GCT, AHP, APU, ADG, GSS 等系统, 其中 Forged Steel Valve 的截止阀 25 台, 约占内漏阀门总数的 2/3。第一次大修中解体检查, 发现大量 Forged Steel Valve 截止阀阀体冲蚀严重, 设备已经损坏。经分析, 认为由于阀座与阀体采用可拆卸的螺纹连接, 无法实现良好的密封, 在高温高压汽水介质作用下, 介质从阀座与阀体连接部位漏出, 导致阀体严重冲蚀, 属于共模故障。阀体冲蚀的结果是阀门内漏, 降低了机组的热效率。阀体冲蚀的根本原因是 ALSTOM 公司对这一部分阀门选型不当, 其选择的阀门不能满足现场的工作条件。电站进行更换处理。

3. 1GEX016FU 多次熔断出现轴接地故障报警

2003 年 8 月 18 日, 岭澳核电站 1 号发电机出现轴接地故障报警, 检查发现轴接地回路 016FU 保险丝 (gG 型保险丝) 已经熔断, 更换保险丝 (gI 型保险丝), 对报警复位后系统恢复正常。9 月 22 日和 24 日, 又出现两次轴接地报警以及 016FU 熔断事件, 将熔丝更换为与 2 号机组相同类型的 gI-gG 型保险丝, 轴接地系统运行正常。轴接地系统故障的潜在后果是可能导致轴电流、轴电压异常, 从而导致发电机转轴、汽轮机动静部分的磁化以及造成发电机轴颈、轴瓦等的电蚀烧伤及发电机的异常振动。如果有真实的轴电压故障, 应立即停机。针对 1 号机组轴接地故障报警事件, RCA 分析小组通过对岭澳核电站两台机组采用同型号保险丝后的轴接地电流的情况进行录波和比较, 同时检查大亚湾核电站发电机轴接地回路的熔丝工况。认为根本原因是由于轴接地碳刷 GEX004MU 接触不良导致轴接地监视继电器 GEX002XZ 误动以及熔丝抗扰动 (电压) 的特性不强所造成的偶发事件。汽轮发电机组转轴本身以及发电机、励磁机组部分运行状态正常, 在采用 gI-gG 型熔丝后, 机组轴接地系统运行保持稳定。

4. 1RCV003MO 非驱动端轴承失效共模故障

2003 年 10 月 17 日 15:00, 1RCV003PO 所在房间有烟雾, 引发火警, 主控制室立即停运 1RCV003PO, 启动火险干预队和消防队。现场检查发现该电机非驱动端轴承部位有烟雾, 打开其左侧甩油盒中部分油脂炭化烫手, 检查 KIT 中 301MT 温度探头记录发现指示值从正

常温度 52℃ 升至 68℃，后瞬间上升并超过 120℃，引发火警。10 月 22 日至 24 日转机对 1RCV003MO 进行解体检查发现：轴承内圈已与轴烧结在一起，轴承内的油脂已经炭化；非驱动端轴承滚珠表面有米粒大小的剥落痕迹；铜保持架一侧开裂；轴承内端盖有 3 处裂纹且严重磨损；轴承外端盖和甩油环严重磨损；轴颈严重磨损。1RCV003PO 不可用，减少了系统上充功能和主泵轴封水注入功能的裕度，同时使系统高压安全注入功能丧失裕度。

经调查发现 1RCV003MO 迄今已运行 10 544 h，比 1RCV002MO 多运行了 5 042 h，EOMM 规定连续运行 800 h 或间断运行一年加润滑脂 80 g，而截至 10 月 17 日电机故障为止，轴承润滑仅在 5 月 10 日（大修期间）加油一次，严重违背连续运行 800 小时就要加油的规定，造成轴承润滑不足，润滑特性下降，导致了轴承后期的疲劳和磨损，进而发展成轴承的最后失效。2RCV003MO 也存在同样问题。电站决定更换故障电机，恢复系统的可用性；对两电站所有上充泵电机轴承进行加油，加油过程严格按照程序的要求进行；对重要设备的润滑程序进行一次全面的检查，包括加油周期、加油过程和润滑脂型号等；改变运行模式，使 RCV002/003PO 可以交替均衡使用。大修中解体检修 2RCV003MO，更换电机两端轴承，对其润滑脂进行性能分析。

5. 1LGC 两组电缆的两个 U 形固定金属卡箍接触部位局部严重过热

2003 年 12 月 18 日，在 1LGB 电缆带载试验中，发现 1LGC 两组电缆的两个 U 形固定金属卡箍接触部位局部严重过热，红外测温仪显示发光点温度达 450~500℃，电缆外护套温度达 130~150℃，多根电缆外护套烧伤。此事件的直接后果是：失去 1L1GC 辅助外电源备用功能；全部停运一回路主泵后，一回路强迫循环能力不足；GB 管廊 Q 段电缆廊道出现火灾风险。事件的根本原因是：该电缆安装过程中，电缆外护套遭受机械损伤造成电缆钢丝铠装与电缆紧固件短接，并与托架短路接地，在带载条件下通过电磁感应（耦合）形成环流，导致电缆局部严重过热；电缆设计选型缺陷也是本事件发生的一个重要因素。电站已拆除所有绑扎钢带，换用非金属绑扎带或采用内衬保护性绝缘材料的金属绑扎带。对损坏的电缆外护套进行修复；并且在大修中选用非导磁铠装电缆或无铠装电缆，对电缆进行更换。

6.3 生产管理大事记

- 1 月 8 日 岭澳核电站 2 号机组于 1 月 8 日零时投入商业运行，较原计划提前了 66 天。
- 1 月 10 日 全国人大环资委毛如柏主任等一行 14 人来到大亚湾核电站开展关于放射性污染防治法的调研。调研组与公司领导和专家座谈，针对北龙处置场的现状、核电站放射性污染的管理情况等内容进行了调研，调研组对核电站为防治污染、保护环境所作的各项工作表示十分满意。
- 1 月 14 日 2003 年度大修动员会在南区活动中心多功能厅举办，会议旨在将大修目标、大修计划和管理要求等重要信息，直接传递到公司各管理层、执行层、各专业负责人以及参与大修的承包商，为即将开始的三台机组大修做好充分沟通和准备。
- 3 月 12 日 大亚湾核电站 1 号机组于 3 月 12 日 9:00 正式进入延伸运行阶段。
- 3 月 18 日 大亚湾核电站 2 号机组于 3 月 18 日 12:43 并网成功，大亚湾核电站 2 号机组第九次大修结束，大修工期共计 51.43 天（原计划 46 天）。
- 3 月 19 日 国际核保险共同体对大亚湾核电站、岭澳核电站进行了为期两周的风险检查，

检查组由来自德国、美国、西班牙、瑞士四国的专家组成。此次检查的主要内容为核安全、运行、消防、机器故障等方面，目的是了解被投保电站的设备状态以及电站工程技术人员对各种潜在风险的控制能力。通过检查，国际核保险共同体专家对电厂的各方面给予了高度肯定，同时也提出了宝贵的改进建议。

- 3月21日 5:45, 大亚湾核电站1号机组与电网解列, 第九次换料大修开始, 至此, 大亚湾核电站1号机组在整个燃料循环周期内不停机、不停堆连续运行388天, 打破了大亚湾核电站2号机组于1999年创造的连续运行318天的历史纪录。
- 3月31日 在公关宣传中心举行大亚湾核电运营管理有限责任公司颁证仪式。国防科工委系统二司司长徐玉明和国家核安全局局长李干杰分别向运营管理公司颁发《核材料许可证》和《核电厂运行许可证》, 中广核集团公司董事长王禹民和集团公司高级顾问管云龙共同为运营管理公司成立揭牌。
- 4月3日 大亚湾核电站荣获2002年度EDF挑战赛(工业安全和辐射防护)两项第一名, 4月3日, 大亚湾核电运营管理有限责任公司董事长林贵清代表公司赴巴黎领奖。
- 4月21日 11:24, 大亚湾核电站1号机组并网成功, 大亚湾核电站1号机组第九次大修结束, 大修工期共计31.23天(原计划32天), 打破了大亚湾核电站2号机组第八次大修创下的最短单机组大修工期纪录(31.4天)。
- 4月21日 23:52, 岭澳核电站1号机组顺利与电网解列, 岭澳核电站1号机组第一次大修开始, 至此岭澳核电站1号机组自2002年5月28日商业运行后已连续运行332天, 创造了第一个燃料循环周期内未发生非计划自动停机停堆的良好业绩。
- 5月21日 10:00, 在公关宣传中心成功举行大亚湾核电运营管理有限责任公司三项责任制签字仪式, 贺禹总经理代表公司分别与各部门经理和总支书记在责任书上签字。本次签署的“DNMC三项责任制”责任书将DNMC与集团公司签订的责任指标分解到各部门, 旨在深入落实集团公司三项责任制的要求。
- 5月28日 11:00, 在公关宣传中心举行大亚湾核电工地“非典”防治责任承诺书签字仪式。大亚湾核电工地各核电企业和承包商共25家公司和单位的负责人与大亚湾核电工地“非典”防治领导小组签署了“非典”防治责任承诺书。
- 6月7日 6:28, 岭澳核电站1号机组并网成功, 岭澳核电站1号机组第一次大修结束, 大修工期共计46.3天, 较目标工期提前7小时。
- 6月9日 15:11, 岭澳核电站两台机组累计商业运行上网电量首次达到100亿kW·h。
- 7月23日 在公关宣传中心, 举行了DNMC与ALSTOM公司的《全面技术支持协议(TTSA)》签字仪式。ALSTOM作为大亚湾核电站、岭澳核电站常规岛主设备的供货商, 长期为核电站提供备品备件和技术支持服务。根据原技术支持协议(TSA-B70037), ALSTOM英国总部对电站提供常规岛运行和维修的技术问题的支持, 同时派遣一名现场代表协调现场出现的技术问题。上一轮技术支持协议已在2003年5月31日到期, 对于新一轮合同, 双方同意签订TTSA(Total Technical Support Agreement), 新协议在原协议(TSA-B70037)的基础上增加了岭澳核电站的服务内容。

- 8月16日 2:48, 大亚湾核电站1号机组与电网解列, 停机处理主变压器A相X1仓室软连接过热问题, 8月17日18:00故障处理完毕, 各项试验合格, 机组成功并网发电, 停机消缺共历时1.63天。
- 8月18日 以邱强博士为团长的美国核工业专家顾问组一行五位专家对电站进行了为期一周的评审考察。专家顾问组对电站的生产管理、大亚湾核电运营管理有限责任公司(DNMC)组织构建、持续改进文化及保守决策等方面的良好实践表示了认可, 在主控制室管理、安全文化建设、大修、技术服务等方面提出了许多中肯的改进建议。此外, 专家顾问组还介绍了美国核电站在减少人因失误、提高维修质量、安全文化推进、管理变革等方面的良好实践。
- 9月2日 台风“杜鹃”正面袭击大亚湾核电站和岭澳核电站。19:33因风岭线路故障跳闸和坪核线检修隔离, 电厂失去辅助电源, 电厂应急指挥部启动应急组织现场待命, 至9月3日1:54结束。台风期间4台机组系统设备运行正常。整个抗台风行动过程未发生人员伤亡事件。
- 9月16日 为期四天的第二届全国核电站技术交流会在大亚湾核电站公关宣传中心召开。秦山核电站、秦山二期核电厂、秦山三期核电厂、江苏田湾核电站、大亚湾核电站、岭澳核电站等六个电站约50名代表参加此会议。会议就核电站安全管理、运行事件经验反馈、大修运行管理、技术管理、日常项目管理等内容展开广泛的交流。
- 11月11日 15:00, 2003年至2004年度大修动员会顺利召开。会上维修部刘新栓经理介绍了2003年至2004年度大修的整体目标和要求, LPO, MEE, TTS, 清河电力检修公司, SNS的代表分别介绍了本部门大修准备情况及大修管理新举措。DNMC高立刚副总经理、业主公司刘锦华总经理、戴庆宇总经理、DNMC刘达民副总经理及DNMC林贵清董事长先后作了重要指示。
- 11月16日 0:00, 大亚湾核电站启用新技术规范, 它的实施有助于电站安全管理水平的提高, 缩短和世界先进核电站安全管理的差距。
- 11月20日 14:00, 大亚湾核电站和巴黎EDF应急中心的核事故场内应急联合演习开始。整个演习历时约5小时, 模拟岭澳核电站1号机组事故, 启动应急系统, 本次演习是历年来事故情景设计最复杂, 技术含量最高的一次。此次演习重点是检验了EDF的场外技术支持能力以及新引进开发的机组状态诊断系统(3D/3P)的使用效能, 及刚投入运行的应急指挥网络系统的数据实时传递功能。
- 11月24日 9:30, 岭澳核电站维修队队长主持召开了由日常项目组和大修项目组成员参加的岭澳核电站2号机组日常转大修移交会, 会上两个项目组经理在移交责任书上签了字, 标志着岭澳核电站2号机组的运行管理责任开始由岭澳核电站2号机组第一次大修项目组负责。
- 11月25日 电站经理卢长申主持召开了2003年度安全文化研讨会, DNMC高立刚副总经理、生产四部经理部主要成员、顾问以及电厂安全文化推进小组成员参加了本次研讨会。会议围绕2003年度安全文化的主题“安全文化与业绩持续提升”, 并就安全文化与防人因失误、安全文化测评结果分析以及重大设备可靠性的提高等进行了专题汇报。

- 11月28日 因电网负荷紧急需要,原计划11月27日开始的岭澳核电站2号机组第一次大修顺延24小时开始,于11月27日23:00降功率,11月28日3:00与电网解列,岭澳核电站2号机组第一次大修开始,本次大修的目标工期为68天。这标志着岭澳核电站2号机组首次临界后无非计划自动停堆。岭澳核电站两台机组商业运行后首轮燃料循环无非计划自动停堆。
- 12月9日 10:40,岭澳核电站年度累计上网电量达132亿kW·h,提前完成董事会年初确定的生产任务。
- 12月12日 23:00,岭澳核电站1号机组开始降功率,13日2:40,机组成功与电网解列,开始对岭澳核电站1号机组主变压器C相油样异常问题进行停机处理。
- 12月16日至19日 兴原质量认证中心审核组一行3人到电站现场,对大亚湾核电运营管理有限责任公司(DNMC)进行ISO 14001环境管理体系认证审核。
- 12月16日 23:29,大亚湾核电站全年累计上网电量达到137亿kW·h,提前完成董事会年初确定的2003年全年生产任务。
- 12月15日至19日 美国核工业专家组(SNSB)一行5位专家对大亚湾核电站和岭澳核电站现场进行为期一周的评估检查工作。这是继2003年8月份的检查评估后的第四次检查,本次评估的主题是大修安全管理,专家对大修安全评估、反应性控制、人员行为标准化等四个方面提出了改进建议。
- 12月31日 6:48,岭澳核电站1号机组成功并网发电,主变压器抢修结束,历时18天4小时8分。

第七章 统计指标

7.1 WANO 性能指标

大亚湾核电站												岭澳核电站			2002年 WANO 中间值
												指标名称			
												机组能力因子/%			
												非计划能力损失因子/%			
												7000小时反应堆临界运行 自动停堆数			
												辐射集体剂量/(人·Sv)			
大亚湾核电站															
1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年			2003年	2002年		
77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	90.13	1号机组		80.68	99.92		
99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02	84.79	2号机组		90.44	-	87.26	
86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	85.88	87.46	全厂		85.56	99.92		
17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	0.06	1号机组		5.46	0.00		
0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84	1.13	2号机组		0.07	-	1.09	
10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54	0.60	全厂		2.77	0.00		
5.39	4.81	5.01	0	0	0	1	0.9	1.7	0.0	1号机组		0.0	0.00		
0	6.72*	1.19	3.22	0	0	0	0.9	1	0.0	2号机组		0.0	-	0	
2.86	5.4	3.27	1.51	0	0	0.5	0.9	1.4	0.0	全厂		0.0	0.00		
0.201	0.991	0.827	0.754	0.669	0.666	0.565	0.683	0.366	0.924	单机组		0.761	0.013	0.77	

续表

大亚湾核电站												岭澳核电站			2002年 WANO 中间值
指标名称												2003年	2002年		
专设安全系统 高压安全注入系统性能												1号机组	0.001	0.002	
												2号机组	0.00	-	
												全厂	0.00	0.002	
专设安全系统 辅助给水系统性能												1号机组	0.000	0.000	0.003 4
												2号机组	0.001	-	
												全厂	0.000	0.000	
专设安全系统 应急交流电系统性能												全厂	0.001	0.009	
燃料可靠性/(Bq/g)												1号机组	0.16	0.07	
												2号机组	0.04	-	0.64
												全厂	0.10	0.07	
化学指标												1号机组	1.12	1.63	
												2号机组	1.57	-	1.01
												全厂	1.34	1.63	
20万小时工业安全事故率												全厂	0.00	0.00	0.31

注:1) 大亚湾核电站的数据是从1994年商业运行起开始统计,不包括调试阶段的值。

2) 岭澳核电站的数据是从2002年商业运行起开始统计,不包括调试阶段的值。

3) WANO中间值为截至2002年底的世界压水堆机组水平,单位为每堆·年。自2001年起,WANO组织不再统计热性能和放射性固体废物量两项指标。截至2003年年鉴付印时,电站尚未收到WANO组织正式提供的2003年WANO指标年报。

4) 1995年大亚湾核电站2号机组的7000小时临界运行自动停堆数实际应为5.75。

7.2 电量销售及能耗

分 类	大亚湾核电站											岭澳核电站			
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	指标名称	累计	2003年	2002年
电 量	122.65	106.14	121.14	124.06	129.38	141.00	147.01	150.00	147.48	150.03	1 338.89	发电量/(亿 kW·h)	192.65	138.92	53.73
	116.28	100.58	115.30	118.11	123.09	134.63	140.63	143.65	141.16	143.84	1 277.26	上网电量/(亿 kW·h)	184.26	133.10	51.16
	78.09	70.04	73.82	74.53	75.77	94.24	98.44	100.55	98.81	100.69	864.98	出口电量/(亿 kW·h)	-	-	-
	38.48	30.54	41.47	43.58	47.31	40.39	42.19	43.09	42.35	43.15	412.55	内销电量/(亿 kW·h)	178.08	133.10	44.98
能 耗	365.39	363.08	362.63	364.90	367.04	364.68	362.00	362.51	360.93	362.05	-	发电标准煤耗/(g/kW·h)	-	362.95	365.58
	385.40	383.15	381.01	383.30	385.80	381.29	378.43	378.53	377.08	377.62	-	供电标准煤耗/(g/kW·h)	-	378.83	380.19
	5.19	5.24	4.82	4.80	4.78	4.36	4.34	4.04	4.01	3.85	-	发电厂用电率/%	-	4.04	3.84

注:1) 所有累计值均始于机组商业运行起,其中大亚湾核电站的累计值始于1994年,岭澳核电站的累计值始于2002年。

2) 2001年起厂用率的统计已不包括大修期间厂用设备用电量。

核 安 全	13.49	6.11	12.63	4.47	7.03	8.21	7.4	3.85	7.39	8.13	-	1号机组	第一组安全相关 设备不可用 总消耗比	1号机组	-	9.89	2.88
	9.58	13.69	16.28	8.18	7.28	8.62	9.44	6.74	4.41	6.63	-	2号机组		2号机组	-	11.00	-
	23.07	19.8	28.91	12.65	14.31	16.83	16.84	10.59	11.8	14.76	-	全厂		全厂	-	20.89	2.88
	-	-	99.30	99.78	99.40	99.10	98.90	99.17	99.60	99.60	-	1号机组	GOR 定期试验 一次成功率/%	1号机组	-	99.2	100
	-	-	99.20	99.47	100.00	99.03	99.30	99.30	99.35	99.50	-	2号机组		2号机组	-	99.2	-
	-	-	99.25	99.63	99.70	99.05	99.09	99.25	99.55	99.55	-	全厂		全厂	-	99.2	100
电 网 安 全	12	4	6	2	4	1	2	3	2	1	37	1号机组	机组与电网非计 划解列次数*	1号机组	1	1	0
	0	8	5	5	1	1	2	3	3	0	28	2号机组		2号机组	0	0	-
	12	12	11	7	5	2	4	6	5	1	65	全厂		全厂	1	1	0
6	2	3	0	2	0	0	1	1	2	0	17	1号机组	机组与电网非计 划自动解列次数	1号机组	0	0	0
0	5	2	3	0	0	0	1	1	1	12	2号机组	2号机组		0	0	-	
6	7	5	3	2	0	0	1	2	3	0	29	全厂		全厂	0	0	0
6	2	4	5	2	2	1	2	2	2	3	29	全厂	工业安全事故数	全厂	0	0	0
7	40	34	42	30	23	24	16	13	13	242	全厂	工业安全未遂事 件次数	全厂	27	14	13	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	全厂	火灾事故次数	全厂	0	0	0
2	2	14	12	15	7	12	8	4	4	15	91	全厂	火险事件次数*	全厂	11	7	4
0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.066	0.137	0.129	0.124	0.216	-	-	全厂	20万小时工业 安全事故率	全厂	-	0	0

续表

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站			
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	指标名称	核电站	累计	2003年	2002年	
	0.1173	0.3086	0.2858	0.4278	0.4205	0.3786	0.3116	0.2841	0.1706	0.2678	2.972716						全厂集体剂量/ (人·Sv)
辐 射	0.2845	1.6736	1.369	1.0796	0.9176	0.9535	0.8188	1.0817	0.5642	1.5809	10.32337	承包商	承包商	2.7728	1.33437	1.4384	
	0.4018	1.9822	1.6548	1.5074	1.3381	1.3321	1.1304	1.3657	0.7348	1.8487	13.29607	合计	合计	4.1287	1.52148	2.6072	
	-	68703.3	62931.5	75111.7	55053.9	64476.3	57319.8	42317	58035	263452	1391208	核电站	核电站	101772	54808	46964	
防 护	-	192514	160431	166198	96103.5	120254	99061	157244	135950	263452	1391208	控制区内工作 时间/(人·h)	承包商	承包商	339288	202960	136328
	-	261217	223363	241310	151157	175589	163537	214564	178267	321487	1930491	合计	合计	441060	257768	183292	
	3.15	4.38	3.83	10.64	8.36	7.97	7.07	17.32	4.22	5.686	-	核电站	核电站	-	5.072	0.261	
	4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.350	8.150	35.84	6.52	8.098	-	最大年个人受 照射量/mSv	承包商	承包商	-	11.331	0.213
	4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.350	8.150	35.84	6.52	8.098	-	所有现场 人员	所有现场 人员	-	11.331	0.261	

注:1) 所有累计值均为自机组投入商业运行以来的累计值,其中大亚湾核电站的累计值始自1994年,岭澳核电站的累计值始自2002年。

2) 个人受照射量仅计γ照射剂量。

3) 自2003年起,原机组与电网解列总次数已改为机组与电网非计划解列次数。

4) 自2003起火灾未遂事件称为火险事件,包括零级火险事件和一级火险事件。

7.4 生产运行指标

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站						
	指标名称													指标名称						
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	累计	2003年	2002年
因	77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	90.13	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	80.68	99.92
	99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02	84.79	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	90.44	-
	86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	85.88	87.46	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	85.56	99.92
	17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	0.06	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	5.46	0.00
	0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84	1.13	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	0.07	-
	10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54	0.60	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	2.77	0.00
	4.90	16.50	18.67	17.35	14.36	13.00	12.00	10.80	10.01	9.81	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	13.86	0.08
	0.10	18.70	24.07	27.90	14.47	13.50	11.71	6.20	3.14	14.09	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	9.48	-
	2.92	17.60	21.37	22.63	14.41	13.20	11.85	8.50	6.58	11.95	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	11.67	0.08
	77.20	45.20	76.10	75.30	73.76	82.17	85.18	84.92	89.55	89.57	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	76.83	92.03
92.50	77.92	64.10	68.60	76.36	82.42	84.91	89.11	81.55	84.48	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	85	-	
84.85	61.56	70.10	71.95	75.06	81.80	85.05	87.02	85.55	87.03	-	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	-	80.92	92.03	
79.60	47.70	78.00	83.20	83.84	87.28	86.99	88.98	90.46	90.46	91.29	81.73	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	91.44	82.88	100.00
100.00	81.90	65.30	71.80	83.36	86.69	89.38	91.23	82.72	85.94	83.83	83.83	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	87.21	87.21	-
89.80	64.80	71.65	77.50	83.60	86.99	88.19	90.11	86.59	88.62	82.78	82.78	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	92.52	85.05	100.00
81.00	49.80	79.50	84.10	84.76	88.41	87.17	89.72	91.56	91.26	91.26	82.73	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	91.48	82.95	100.00
100.00	83.30	66.90	74.40	85.80	88.36	90.15	91.38	84.38	86.54	85.12	85.12	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	87.21	87.21	-
90.50	66.55	73.20	79.25	85.28	88.38	88.66	90.55	87.97	88.90	83.92	83.92	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	92.54	85.08	100.00
4.80	6.30	4.60	4.90	4.80	4.42	4.34	4.44	4.21	4.23	4.70	4.70	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	4.42	4.43	4.40
4.10	4.50	5.00	4.60	4.90	4.22	4.33	4.11	4.38	4.13	4.43	4.43	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	4.34	4.34	-
4.45	5.40	4.80	4.75	4.85	4.32	4.34	4.28	4.30	4.18	4.57	4.57	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	4.39	4.39	4.40

子

续表

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	指标名称		累计	2003年	2002年
	6 090.95	3 897.53	6 577.46	6 491.23	6 356.77	6 996.42	7 362.42	7 319.64	7 718.72	7 720.50	66 531.63	1号机组	1号机组	11 429.63	6 662.61	4 767.02
	5 222.39	6 716.81	5 536.43	5 914.84	6 580.94	7 104.10	7 338.99	6 680.73	7 029.22	7 282.18	66 406.63	2号机组	2号机组	7 229.756 6	7 229.76	-
	11 313.33	10 614.34	12 113.93	12 406.07	12 937.71	14 100.52	14 701.41	15 000.37	14 747.94	15 002.68	132 938.30	全厂	全厂	18 659.39	13 892.37	4 767.02
	293.91	245.33	300.35	317.13	304.25	326.00	319.64	324.74	324.94	326.86	3 083.14	1号机组	1号机组	504.45	294.77	209.68
	213.12	301.78	278.35	269.83	325.70	315.51	318.02	315.49	307.90	300.63	2 946.33	2号机组	2号机组	313.91	313.91	-
	507.02	547.11	578.70	586.96	629.95	641.52	637.66	640.23	632.84	627.49	6 029.47	全厂	全厂	818.36	608.68	209.68
	18 011.86	11 588.25	19 447.20	19 270.22	19 105.35	20 786.17	21 667.34	21 658.05	22 694.08	22 684.05	196 912.57	1号机组	1号机组	33 956.51	19 769.08	14 187.42
	15 398.49	19 843.56	16 313.64	17 584.05	19 553.54	21 075.44	21 658.89	22 611.00	20 640.68	21 535.82	196 215.12	2号机组	2号机组	21 270.214 9	21 270.21	-
	33 410.35	31 431.81	35 760.85	36 854.27	38 658.89	41 861.61	43 326.23	44 269.05	43 334.76	44 219.87	393 127.68	全厂	全厂	55 226.72	41 039.30	14 187.42
	259.24	166.83	279.92	277.35	274.98	299.17	311.85	311.71	326.63	326.48	2 834.15	1号机组	1号机组	488.72	284.53	204.19
	221.63	285.66	234.80	253.08	281.43	303.33	311.73	325.44	297.04	309.96	2 824.08	2号机组	2号机组	306.134 4	306.134 4	-
	480.86	452.49	514.71	530.43	556.40	602.50	623.58	637.15	623.66	636.44	5 658.23	全厂	全厂	794.86	590.66	204.19
	6 144.55	4 222.79	6 688.07	7 106.67	6 984.94	7 467.50	7 439.84	7 586.82	7 735.80	7 769.39	69 146.37	1号机组	1号机组	12 172.69	6 996.98	5 175.72
	5 610.36	7 022.58	5 855.64	6 085.72	7 258.34	7 419.85	7 606.19	7 834.52	7 069.75	7 308.55	69 071.50	2号机组	2号机组	7 693.295	7 693.30	-
	11 754.91	11 245.37	12 543.71	13 192.39	14 243.28	14 887.35	15 046.03	15 421.34	14 805.55	15 077.94	138 217.86	全厂	全厂	19 865.99	14 690.27	5 175.72
	386.50	1 422.27	1 613.71	1 495.61	1 237.50	1 121.34	1 014.02	931.08	863.09	845.54	10 930.67	1号机组	1号机组	1 205.55	1 201.59	3.96
	5.64	1 611.91	2 081.06	2 405.25	1 247.41	1 161.44	1 021.45	534.34	270.92	1 214.29	11 553.71	2号机组	2号机组	806.599	806.599	-
	392.14	3 034.18	3 694.77	3 900.86	2 484.91	2 282.78	2 035.47	1 465.43	1 134.01	2 059.83	22 484.38	全厂	全厂	2 012.15	2 008.19	3.96
	1 356.69	3 075.26	341.68	17.56	397.19	31.00	18.96	101.94	20.95	49.09	5 410.31	1号机组	1号机组	473.84	473.84	0.00
	28.22	174.98	706.76	128.87	114.08	38.55	15.82	250.98	1 279.18	970.03	3 707.47	2号机组	2号机组	6.186	6.186	-
	1 384.91	3 250.24	1 048.44	146.43	511.27	69.55	34.77	352.92	1 300.13	1 019.12	9 117.78	全厂	全厂	480.02	480.02	0.00

能

量

6 384.20	4 177.00	6 852.90	7 284.30	7 344.40	7 646.00	7 641.00	7 794.80	7 924.00	7 994.00	71 022.60	1 号机组	机组总运行时间/h	1 号机组	12 493	7 260.5	5 232
5 736.00	7 171.30	5 739.00	6 289.70	7 302.00	7 594.00	7 851.50	7 992.00	7 246.70	7 528.10	70 450.30	2 号机组		2 号机组	7 493.5	7 493.5	-
12 120.20	11 348.30	12 591.90	13 574.00	14 646.40	15 240.00	15 492.50	15 786.80	15 170.70	15 502.10	141 472.90	全厂		全厂	19 986	14 754.0	5 232
6 492.50	4 366.20	6 979.90	7 365.20	7 424.50	7 744.50	7 657.00	7 859.80	8 021.10	8 005.00	71 915.70	1 号机组	反应堆临界时间/h	1 号机组	12 499	7 266.5	5 232
5 736.00	7 295.10	5 879.40	6 518.10	7 518.00	7 740.00	7 919.00	8 004.50	7 392.70	7 581.30	71 584.10	2 号机组		2 号机组	7 538	7 538	-
12 228.50	11 661.30	12 859.30	13 883.30	14 942.50	15 484.50	15 576.00	15 864.30	15 413.80	15 586.30	143 499.80	全厂		全厂	20 037	14 804.5	5 232
359.90	1 303.00	1 582.80	1 464.70	1 197.00	1 104.00	975.00	906.20	826.50	763.00	10 482.10	1 号机组	计划全部不可用停运时间/h	1 号机组	1 065.0	1 065.0	0.0
0.00	1 391.30	2 016.00	2 380.50	1 224.00	1 098.00	914.50	504.00	228.00	1 171.20	10 927.50	2 号机组		2 号机组	813.0	813.0	-
359.90	2 694.30	3 598.80	3 845.20	2 421.00	2 202.00	1 889.50	1 410.20	1 054.50	1 934.20	21 409.60	全厂		全厂	1 878.0	1 878.0	0.0
1 271.90	3 042.50	3 328.30	10.50	218.60	0.00	198.00	34.50	9.50	0.00	5 113.80	1 号机组	非计划全部不可用停运时间/h	1 号机组	434.5	434.5	0.00
0.00	76.40	641.00	89.80	115.00	7.50	0.00	32.00	1 285.30	60.70	2 307.70	2 号机组		2 号机组	0.0	0.0	-
1 271.90	3 118.90	969.30	100.30	333.60	7.50	198.00	66.50	1 294.80	60.70	7 421.50	全厂		全厂	434.5	434.5	0.00
1 211.50	332.10	541.40	40.80	103.00	0.00	198.00	0.00	0.00	0.00	2 426.80	1 号机组	反应堆在可用状态下的停运时间/h	1 号机组	428.50	428.50	0.00
0.00	212.30	1 153.50	142.80	102.00	23.00	0.00	0.00	1 196.80	0.00	2 830.40	2 号机组		2 号机组	21.5	21.5	-
1 211.50	544.40	1 694.90	183.60	205.00	23.00	198.00	0.00	1 196.80	0.00	5 257.20	全厂		全厂	450.00	450.00	0.00

注:1)所有累计值均为自机组投入商业运行以来的累计值,其中大亚湾核电站的累计值始于1994年,岭澳核电站的累计值始于2002年。

7.5 三废排放与环境监测

分 类	大亚湾核电站										岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	2003年	2002年
气 体	22.72	80.20	43.63	31.06	23.49	25.73	19.43	15.51	13.90	11.29	-	5.49	6.67
	1.99	7.04	3.83	2.72	2.07	2.26	1.70	1.36	1.22	0.99	-	0.48	0.58
液 体	424.00	720.40	228.70	115.65	100.37	91.93	102.20	68.77	86.34	95.70	-	49.10	39.15
	1.12	1.90	0.60	0.30	0.27	0.24	0.27	0.18	0.23	0.25	-	0.13	0.10
固 体	89.20	26.94	10.24	11.29	2.49	4.69	2.59	2.18	2.29	1.43	-	1.02	0.14
	12.70	3.85	1.46	1.61	0.35	0.67	0.37	0.31	0.33	0.20	-	0.15	0.02
ASI 站点	41	100	78	78	66	66	62	44	47	36	618	17	4
	134	328	266	287	257	281	320	242	176	386	2677	219	37
	175	428	344	365	323	347	382	286	223	422	3295	236	41
	72	183	138	146	124	126	119	82	90	64	1145	28.4	4.8
	28	69	56	60	54	59	67	51	36.96	81.06	562.14	23.6	7.77
AS2 站点	100.00	252.00	194.26	206.66	177.97	184.61	186.40	133.22	126.96	145.06	1707.14	69.59	12.57
	0.146	0.151	0.127	0.127	0.127	0.128	0.128	0.137	0.129	0.130	-	-	-
AS3 站点	±0.015	±0.004	±0.003	±0.004	±0.004	±0.003	±0.005	±0.006	±0.004	±0.003	-	-	-
	0.171	0.178	0.148	0.147	0.146	0.144	0.145	0.153	0.147	0.150	-	-	-
BS1 站点	±0.014	±0.004	±0.004	±0.005	±0.004	±0.006	±0.006	±0.006	±0.003	±0.003	-	-	-
	0.139	0.137	0.128	0.146	0.166	0.164	0.153	0.157	0.150	0.155	-	-	-
BS2 站点	±0.011	±0.004	±0.010	±0.013	±0.005	±0.010	±0.007	±0.004	±0.005	±0.003	-	-	-
	0.157	0.157	0.117	0.113	0.114	0.115	0.115	0.130	0.122	0.111	-	-	-
BS3 站点	±0.010	±0.000	±0.02	±0.004	±0.003	±0.005	±0.006	±0.005	±0.005	±0.003	-	-	-
	0.110	0.110	0.117	0.119	0.114	0.117	0.116	0.133	0.107	0.108	-	-	-
BS4 站点	±0.003	±0.005	±0.003	±0.002	±0.003	±0.003	±0.004	±0.005	±0.003	±0.003	-	-	-
	0.139	0.128	0.105	0.095	0.092	0.094	0.100	0.124	0.146	0.145	-	-	-
环境监测站γ辐射剂量率 年平均值/(μSv/h)(两电站)	±0.004	±0.004	±0.010	±0.004	±0.004	±0.005	±0.004	±0.004	±0.005	±0.005	-	-	-
	0.187	0.169	0.126	0.124	0.113	0.107	0.113	0.128	0.116	0.116	-	-	-
环境监测站γ辐射剂量率 年平均值/(μSv/h)(两电站)	±0.019	±0.005	±0.007	±0.007	±0.011	±0.005	±0.007	±0.004	±0.004	±0.003	-	-	-

注:1)所有累计值均为自机组投入商业运行以来的累计值,其中大亚湾核电站的累计值始自1994年,岭澳核电站的累计值始自2002年。

2)大亚湾核电站与岭澳核电站采用统一的环境监测系统。

7.6 维修、改进与质量保证

分 类	大亚湾核电站										岭澳核电站			
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	2002年	2003年	
维 修 工 作 票	1 713	1 529	2 110	2 421	4 004	5 167	5 719	6 773	6 751	6 802	42 989	12 194	8 903	
	11 687	8 682	6 584	5 699	5 994	7 088	7 195	7 548	8 910	6 322	75 709	16 006	9 213	
	13 400	10 211	8 694	8 120	9 998	12 255	12 914	14 321	15 661	13 124	118 698	28 200	18 116	
	-	-	171	112	88	67	46	55	83	63	-	-	85	103
工 程 改 进	386	421	87	40	80	127	99	289	262	391	2 182	587	489	
	30	34	19	25	35	55	71	79	35	4	-	-	34	
	294	411	84	75	50	85	66	118	178	234	1 595	201	162	
	62	68	63	30	45	54	173	296	300	444	-	-	335	
	-	-	42	198	270	287	417	472	356	453	2 495	1 008	731	
	-	-	4	94	200	345	392	422	338	556	2 351	798	664	
	-	-	38	142	98	154	168	197	194	91	-	-	172	
	229	153	106	49	48	67	67	50	77	65	911	71	25	
	21	70	72	62	34	40	46	29	21	24	419	9	5	
	-	-	150	26	30	49	30	11	6	16	318	0	0	
208	291	175	136	120	96	93	103	113	136	-	-	38	42	
质量	265	134	178	94	55	70	40	50	111	83	1 080	-	-	
保证	185	138	185	127	61	77	55	52	109	74	1 063	-	-	
	80	74	64	50	30	29	7	8	10	13	-	-	-	

注:1)所有累计值均为自机组投入商业运行以来的累计值,其中大亚湾核电站的累计值始自1994年,岭澳核电站的累计值始自2002年。

2)CAR的数据反映两个电站的状态。

7.7 物资管理

分 类	大亚湾核电站										岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	累计	2003年	累计
物 资 消 耗	-	-	381.70	643.60	416.32	572.82	607.75	803.09	477.94	1 040.87	4 944.09	197.80	197.80
	-	-	229.25	222.64	331.17	320.03	840.87	268.03	364.92	385.43	2 962.34	125.28	125.28
	-	-	610.95	866.24	747.49	892.85	1 448.62	1 071.12	842.86	1 426.30	7 906.43	323.08	323.08
	-	-	2 056.78	2 489.70	2 520.33	2 511.56	3 081.95	3 545.07	6 750.73	7 623.94	-	-	3 435.87
	-	-	7 644.00	7 471.33	7 577.67	8 077.51	7 219.51	6 725.93	3 552.87	2 168.41	-	-	1 115.63
库 存 统 计	-	-	9 700.78	9 961.03	10 098.00	10 589.07	10 301.46	10 271.00	10 303.60	9 792.35	-	-	4 551.50
	-	-	18.56	25.85	16.25	22.81	19.72	22.65	7.08	13.65	-	-	5.76
	-	-	3.00	2.98	4.37	3.96	11.65	3.99	10.27	17.77	-	-	11.23
统 计	9 488	15 676	10 036	13 704	6 659	7 609	6 848	6 838	17 681	9 147	-	-	3 868
	36 980	43 956	44 186	43 981	44 854	44 674	43 839	42 092	43 568	45 506	-	-	30 436
	25 596	8 362	14 308	10 178	11 934	21 585	37 439	31 631	64 484	555	-	-	356
	6.00	5.00	0.49	0.34	3.04	0.76	0.21	0.29	0.29	0.00	-	-	0.00
	7 969.31	9 381.00	10 556.40	9 939.16	10 468.00	10 698.06	99 439.33	103 501.29	10 277.97	10 347.01	-	-	6 313.58
533.55	677.41	607.64	866.24	747.49	892.85	1 448.62	1 071.12	1 041.19	1 426.30	-	-	323.08	

注:1) 库存常用物资指单价少于1万美元、有领用记录的物资。

2) 所有累计值均为自机组投入商业运行以来的累计值,大亚湾核电站的累计值始自1994年。

3) 岭澳核电站统计数据始自2003年。

7.8 换料大修主要指标

大修代号	D101 ¹⁾	D201	D202	D102	D203	D103	D204	D104	D205	D105
大修	解列日期 94.12.17	95.04.04	95.12.15 ²⁾	96.03.31	96.12.10 ²⁾	97.03.11	97.11.22	98.01.24	98.11.16	99.01.26
工期	并网日期 95.02.24	95.05.20	96.04.09	96.05.26	97.02.24	97.05.10	98.01.15	98.03.20	99.01.03	99.03.12
	达满功率日期 95.07.08	95.05.26	96.04.14	95.05.31	97.03.01	97.05.13	98.01.20	98.03.25	99.01.11	99.03.18
	解列-并网/d 69.2.	46.9	111	56	65	59.6	54.5	55.4	48.6	45
	解列-满功率/d 203	52.2	116	61	71	64.1	59.6	60.5	56.1	51
核电站运行事件 (LOE)	人因	5	7	3	4	3	0	2	3	1
	设备	0	0	1	0	0	0	1	0	0
	设计	3	0	1	1	0	0	0	0	0
	事件总数	8	7	8	5	6	0	3	3	0
	其中:1级事件	2	3	1	0	1	1	0	1	0
内部运行事件 ³⁾ (IOE)	人因	15	9	8	13	12	14	12	26	5
	设备	4	1	1	2	8	10	15	8	5
	设计	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数	20	8	11	9	21	14	27	34	10
工业安全	人身轻伤	0	1	1	1	0	1	1	0	1
	未遂事件	16	8	13	12	6	3	4	6	4
	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾事件 ⁴⁾	6	2	2	2	1	1	2	2	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	1 018	534	829	807	511	474	544	573	603
	个人剂量大于5 mSv 的人数 ⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	体表沾污/(人·次)	5	4	3	2	3	3	1	3	3
成本	大修费用/百万美元	18.195	11.018	8.357	8.897	7.646	8.073	8.728	7.136	8.11

续表

大修代号	大修代号										L101
	D206	D106	D207	D107	D208	D108	D209	D109	D209		
大修工期	解列日期	99.11.16	00.01.14	00.11.22	01.01.14	01.12.10	02.01.24	03.01.26	03.03.21	03.04.21	03.04.21
	并网日期	99.12.30	00.02.23	00.12.28	01.02.21	02.01.10	02.02.27	03.03.18	03.04.21	03.06.07	03.06.07
	达满功率日期	00.01.05	00.02.27	01.01.03	01.02.26	02.01.15	02.03.04	03.03.22	03.04.26	03.07.15	03.07.15
	解列-并网/d	45	41	36.5	38	31.4	34.4	51.4	31.23	46.3	46.3
核电站运行事件 (LOE)	解列-满功率/d	51	45	41.9	43	36	39	55.7	35.88	84.5	84.5
	人因	2	2	3	2	3	1	5	1	1	1
	设备	2	1	1	4	0	0	0	0	0	1
	设计	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数	4	3	4	6	3	1	5	1	1	2
	其中:1级事件	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0
	人因	8	9	19	15	8	12	21	10	20	20
	设备	14	6	9	11	8	12	12	7	10	10
	设计	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数	22	15	28	26	16	24	33	17	30	30
工业安全	人身轻伤	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	未遂事件	8	0	4	3	3	2	5	2	6	6
	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾事件 ⁴⁾	0	1	1	2	1	1	4	1	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	572.5	491	489	555.2	712.3	548.3	1 011.57	677.576	579.343	579.343
	个人剂量大于5 mSv 的人数 ⁵⁾	-	-	-	0	10	0	2	0	8	8
	体表沾污/(人·次)	2	3	2	4	2	1	0	3	8	8
成本	大修费用/百万美元	9.097	6.445	6.106	7.02	6.748	6.537	10.995	8.403	6.471	6.471

注:1)大修代号中D代表大亚湾核电站,L代表岭澳核电站。D101表示为大亚湾核电站1号机组第一次大修,以此类推。
 2)根据电网安排,D202大修提前5天解列,D203大修提前12天解列;两次大修的实际开工日期分别为D202:1995.12.20;D203:1996.12.22。
 3)D203大修前称为安全事件,自D203大修起称为内部运行事件,其界定范围有所扩大,包括了辐射防护、工业安全等方面事件。
 4)D209大修前称为火灾未遂,自D209大修起称为火灾事件,它细分为两级分别是零级火灾和一级火灾。
 5)D208大修前统计个人剂量在7~20 mSv之间的人数与参与大修人员点数之比,自D208大修更改为个人剂量大于5 mSv的人数。

7.9 机组停堆解列统计表

序号	日期	原因	机组
1	3月21日	3月21日5:45, 1号机组与电网解列开始第九次大修	大亚湾核电站 1号机组
2	8月16日	因1号机组主变压器A相软连接温度高, 8月16日2:48与电网解列。故障处理完成后, 于17日13:08并网后因1GSS230BA水位高汽轮机自动停运, 18:00机组再次并网。停机及减载损失1.91天	
3	1月26日	1月26日2:25, 2号机组与电网解列开始第九次大修	大亚湾核电站 2号机组
4	4月21日	4月21日23:52核功率64%FP时, 由于1GSE009/010VV关闭导致汽轮发电机组最小系统不满足, 机组与电网解列, 1号机组开始第一次大修	岭澳核电站 1号机组
5	6月8日	1号机组第一次大修并网后, 6月8日7:27在30%FP功率平台由于汽轮发电机组轴承振动高并超过停机值, 手动停机	
6	12月13日	因1号机组主变压器C相总烃含量异常升高, 并且有乙炔产生, 于12月13日2:40停机更换了故障相变压器	
7	1月28日	根据电网春节期间的安排, 在1月28日1:25, 2号机组与电网解列停机备用	岭澳核电站 2号机组
8	11月28日	11月28日3:00, 2号机组与电网解列开始第九次大修(根据电网要求较原计划推迟1天)	

7.10 电站运行事件列表

7.10.1 大亚湾核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20030001 2002-12-03	0 级	ISEC 系统 B 列管道腐蚀不能满足 RCCM 规范要求	2002 年 12 月 3 日至 10 日系统工程师对 SEC 管道进行巡检, 陆续发现两机组的 SEC 主管道进入 0 m 贯穿孔的弯头和防火封堵的接触部位有腐蚀。发现腐蚀的管段所在具体管线分别是: SEC305TY (SEC001FI 海生物捕集器入口总管)、SEC306TY (SEC002FI 海生物捕集器入口总管)、SEC013TY (RR001/003RF 出口总管) 和 SEC014TY (RR002/004RF 出口总管)。其中 ISEC 系统 B 列管腐蚀较严重, ISEC014TY 已不能满足 RCCM 的规范要求	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设计上 SEC 管道在 0 m 贯穿处有间隙; 2. 设备检修 (如过滤器、板式换热器的检查清洗等) 过程中有水从贯穿孔的间隙流到管道腐蚀部位; 3. 进行常规清洁的工作时 (如抹布和拖把未拧干), 有水滴沿管道从贯穿孔的间隙流到腐蚀部位; 4. 无定期检查和维护 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换 ISEC 系统 B 列的被腐蚀管段: ISEC306TY (1SEFC002FI 海生物捕集器入口总管) 及 ISEC014TY (1RR002/004RF 出口总管); 2. 永久封堵 0 m 处 SEC 管道支撑板 and 管道之间的间隙。修改管道弯头处的防火封堵设计; 3. 在涉及该房间内设备检修 (如过滤器、板式换热器的检查清洗等) 的相关工作标准包内增加如下指令: 准备塑料布及胶带等材料, 用以保护周边设备防止被水溅到, 防止水沿 SEC 水管的贯穿孔流下; 擦干设备或管道上的水滴; 检查地面是否积水, 及时清理干净; 同时对所有相关人员进行培训; 4. 对负责相关厂房 (尤其是含有易腐蚀介质的设备和管道的厂房) 清洁的承包商工人再进入行培训, 进一步明确清洁要求: 防止水溅落到易腐蚀碳钢管道、设备及支架等结构上, 如有水滴, 及时擦干。同时, 在常规清洁的程序中作如下规定: 对于和海水接触过的、且正常情况下不允许与海水接触或容纳海水的设备、支架、构筑物部位在擦干后, 应该用清水彻底冲洗干净; 5. 修改 SEC 系统的维修大纲, 增加每 2 年拆除防火层进行检查的项目

<p>LOER-1-20030002 2003-04-04</p>	<p>0 级</p>	<p>没有再线 IRR1003RF 导致 RRI 系统 A 列冷却能力不符合安全要求</p>	<p>2003 年 3 月 30 日, 在解除隔离 9PW1840 (清洗 IRR1003RF 的热交换器) 时, 没有再线 IRR1027VN 阀门。3 月 31 日 22:15, 大修倒列后, 要求机组的安全相关设备 A 列可用。由于 IRR1027VN 处于关闭状态, 导致 IRR1003RF 不可用。4 月 4 日 11:00, 性能人员进行例行的 RRI/SEC 热交换器性能测量时, 发现试验结果异常。进一步检查发现, IRR1027VN 阀门处于不正确位置</p>	<p>1. 设备上有两项工作, 计划未安排再线、充水排气, 核安全相关设备上未安排再鉴定; 2. 隔离经理没有查对相关工作票的状态, 现场没有反馈信息; 3. 控制点程序 (SHP/DHP) 没有监察; 4. 培训值与当班隔离经理缺乏沟通</p>	<p>1. 大修计划必须明确安排对核安全相关设备检修后的再鉴定; 2. 重申解除隔离后的再线要求及必须的信息传递; 3. 改进 CBA, 一个设备有多个隔离票时, 如果前面有隔离票已过 P10, 在最后一张过 P10 的隔离票上给出前面已过 P10 的票号提示; 4. 重新编写控制点程序规定, 验证冷源的可 用性</p>
<p>LOER-1-20030003 2003-07-27</p>	<p>0 级</p>	<p>0TER001BA 在失去放射性监测情况下进行排放</p>	<p>2003 年 7 月 26 日, 解除 OKRT901PO 隔离, 但未通知 OPH 解除 OKRT901MA 的闭锁。翌日上午, 在 OKRT901MA 闭锁的情况下, 进行了 0TER001BA 的放射性废液排放</p>	<p>1. 设备状态变更跟踪信息管理不规范; 2. 排放操作单验证 OKRT901MA 可用的指令不完全</p>	<p>1. 通过快速通报方式, 强调隔离办对隔离边界未涉及的设备状态变更应在工作许可证上记录, 对重要的设备状态变更信息主控制室应在白板、电子日志、缺陷跟踪模块中记录; 完善管理程序中有关“设备状态变更跟踪信息”的管理规定; 2. 修改 0TER 排放的“专项操作单”; 要求在 9KRT501AR 上确认 OKRT901MA 未被闭锁</p>

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20030004 2003-08-21	0 级	目标功率设定错误导致堆芯热功率超过运行限值	2003年8月21日2:30, 1号机组电功率977 MW, 因一回路热功率允许, 操纵员准备升功率至978 MW。但在操作过程中, 操纵员误将 GRE 系统目标功率978 MW 输入成 988 MW。2:47, 另一名操纵员在巡盘时发现了这一回题, 立即降功率至 979 MW, 使堆芯热功率重新回到运行限值 2 905 MW 以下。期间, KIT 中一回路热功率最高达到 2 928 MW, 核功率最高达到 101% FP	1. 未执行 STAR 明星自检; 2. 操纵员之间的沟通不规范	1. 当事人脱岗进行影子培训, 编写行为观察报告; 2. 编写《主控室操纵员行为规范》, 规范操纵员在主控室操作行为; 进行经验反馈和根本原因分析
LOER-1-20030005 2003-11-26	0 级	SEC 系叶轮螺母锁紧螺钉腐蚀问题可能导致最终热阱丧失	2003年9月在进行 1SEC001PO 解体检查时发现该系叶轮锁紧螺钉的防转螺钉锈蚀。2003年10月在进行 2SEC001PO 解体检查时发现该泵叶轮锁紧螺钉的防转螺钉丢失。之后又检查 1SEC001PO 的叶轮锁紧螺钉的防转螺钉时, 发现该防转螺钉头部已经发生严重腐蚀。初步分析认为是由于防转螺钉所使用的材质不适合其工作环境, 造成 SEC 两个独立系列产生共模失效的风险	1. 1994 年到货的防转螺钉的材料不耐海水腐蚀	1. 更换 8 台 SEC 泵锈蚀的防转螺钉; 2. 通过 NCR 管理, 将 1994 年到货的那批防转螺钉报废处理; 3. 通过查找 EOMM 手册, 对比 COMIS 数据库, 确认现在数据库中的材料代号 Z6CND17. 12 是具有耐海水腐蚀性, 防止采购到不耐腐蚀的备件; 4. 将更换下来的没有被腐蚀的防转螺钉进行光谱分析, 确认材料的化学成分

<p>LOER-2-20030001 2003-02-28</p>	<p>0 级</p>	<p>核燃料全部在 KX 厂房时不适当隔离导致 2PTR002FO 不可用</p>	<p>2003 年 2 月 28 日 2:00, 第九次大修期间, 2 号机组处于核燃料全部在 KX 厂房状态。在准备进行更换阀门 2PTR520VB 工作, 实施隔离 9PW8745 时, PTR002FO 被隔离。违反了技术规范在此状态下要求两台 PTR 泵必须可用的核安全条款。不可用持续时间 7.5 h</p>	<p>1. 临时大修纠正性核安全相关项目审查流程中运行及核安全相关项目审查不充分; 2. 临时大修纠正性核安全相关项目在实施过程中工作票未能甄别出来; 3. 安全技术顾问在审查核安全相关性上没有保证其独立性; 4. 大修安全技术顾问与当值安全技术顾问接口不按照要求执行</p>	<p>1. 修改流程: 大修过程中临时提出的纠正性和预防性核安全相关项目, 运行经理、两个值长和大修安全工程师分别独立验证, 经签字的书面可行批准说明附在工作包中; 2. 大修过程中临时提出的纠正性和预防性核安全相关项目, 工作申请包封面上加盖红色醒目标章: “临时大修核安全相关项目”, 隔离经理在隔离操作单和解除隔离操作单上加盖风险提示章以提高运行人员的警惕性; 3. 根据新的大修纠正性核安全相关性审查的流程要求, 安全技术顾问在审查大修纠正性核安全相关性时, 独立出具书面的核安全相关性审查意见。由大修安全工程师和当值安全工程师独立签字批准; 4. 在安全工程师月会上内部反馈大修交接的有关要求</p>
<p>LOER-2-20030002 2003-03-04</p>	<p>0 级</p>	<p>一组燃料组件装入堆芯后倾斜</p>	<p>2003 年 3 月 4 日早上 7:00, 装料人员按计划进行第 123 步燃料组件装载。当组件下降至 Z = 8 911 mm 高度时出现“LOAD RELEASE”允许释放的指示灯, 由于该高度与前面已装组件的释放高度(在 8 953 ~ 8 959 mm 范围内)相差较大, 装料人员将组件提起后再次下降, 结果在相同的高度出现允许释放信号。装料人员认为是高度指示有误差, 于是松开夹爪释放组</p>	<p>1. 换料人员与项目组成员关于 Core Full Down 值的认识不一致; 2. SAT 规程内容不完整; 3. 对 2PMC 换料机改进工作控制不足; 4. PMC 坐标误差; 5. 装料人员质疑态度不足;</p>	<p>1. PMC 改造项目组与 MGS 进一步明确现有的 Core Full Down 值 (8 980 mm) 与操作人员实际抓爪脱扣高度值的关系; 2. 比较 FRAMATOME 与 WEC/Par “夹爪松开允许高度保护设定值”设定的设计依据, 并根据上述共识重新评价现有设定值 8 940 mm 的合适性; 3. 在 SAT 规程中, 增加对 Core Full Down 相关定值进行修改的要求, 增加对夹爪松开允许高度保护设定值的验证;</p>

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
			件, 随之该组件由 C03 向 J1 位置倾斜靠在堆芯围板上, 倾斜度约为 8°。事后检查发现, 夹爪松开允许高度保护设定值为 8 850 mm, 而在这一高度上, 定位销尚未进入定位孔, 即该值起不到实际的保护作用。同时发现, 堆芯载荷自动旁路高度定值的设定为 8 790 mm, 也不能起到限制作用。事件发生后, 已将上述两个设定值分别改为 8 940 mm 和 8 870 mm	6. 装料人员培训不充分; 7. 鞋帮 (SHOEHORN) 的使用没有明确标准	4. PMC 改造项目组制定措施, 规定安装调试中需要对哪些操作和参数进行监督、如何进行监督、以及出现异常后如何考虑相关数据的修改。检查所有其他定值的正确性; 5. 优化 PMC 改进的各项参数, 测试 X, Y 坐标, 确保定位准确; 6. 对操作人员组织经验反馈培训, 重申遇到异常向换料主管报告; 7. 对燃料操作人员重新进行改造后的 PMC 操作培训; 8. 与技术研究人员研究, 编写程序, 规定鞋帮 (SHOEHORN) 使用的风险、条件、方法等内容
LOER-2-20030003 2003-03-13	0 级	关闭 RRA002RF 二次侧隔离阀导致 RRA002RF 二次侧安全阀动作	2003 年 3 月 13 日, 主控室操纵员停运 RRA002PO 后又错误关闭 RRA002RF 二次侧隔离阀 RRI020VN, 导致 RRA002RF 二次侧安全阀 RRI130VN 动作并产生泄漏, 影响到 RRI 系统 B 列和 RRA 系统的可用性	1. 技能不足; 2. 程序缺陷, 大修规程中 D30/D31 中均只要求一台 RRA 泵运行; 3. 程序 PT9DHP008/SHP005 和技术规范中文版对 RRA, RRI 系统泵状态要求不明确	1. 2003 年度 MR 复训计划中增加 RRA 连接状态的培训; 2. 修改相应规程的相应部分; 3. 对相关控制点程序 DHP/SHP 进行修改
LOER-2-20030004 2003-03-15	0 级	使用不适宜的规程导致低压安全注入系统 A 列不可用	2003 年 3 月 15 日 11:23, 第九次大修中 2 号机组处于热停堆工况, 为验证 2RIS001PO 可用性, 错误选择试验规程 PT2RIS003 来启动 2RIS001PO, 未严格按照规程关闭其出口低压安全注入阀, 造成 A 列不可用	1. 大修试验负责人选择规程不核对机组状态, 操纵员试验时未按照规程执行; 2. 运行大修组对临时性工作的安排、文件准备缺少独立审查	1. 进行经验反馈, 进一步强调大修试验负责人和操纵员对文件执行的准确性和严肃性; 2. 大修组所有涉及 QSR 系统的临时性工作的安排、文件准备必须由第二人独立审查

<p>LOER-2-20030005 2003-03-19</p>	<p>在升功率物理试验过程中核功率与热功率偏差过大</p>	<p>2003年3月17日凌晨,零功率物理试验结束,试验结果均满足准则。根据启动物理试验大纲和质量安全计划,TTS通知 OPO 及相关部门,可以升功率到30%FP功率水平。按大修后升功率规程 D34,运行值以 RPN 系统功率指示为准将机组升至30%FP水平,而实际功率(以 KME 为参照)为38.5%FP,反应堆功率超过目标功率</p>	<p>1. 启动物理试验程序不完善; 2. D34 规程不完善; 3. 培训不足</p>	<p>1. 给 EDF 发文了解启动过程和各功率平台物理试验功率范围及启动阶段 RPN 系统功率偏差控制过程和方法;发文 FRAMATOME 调查其 RPN 系统预设用测量系数计算方法,启动失效原因;修改启动物理试验程序; 2. 修改 D34 规程,在规程中明确:根据 KIT/LSS/RPN 的指示,按照保守原则,控制功率,并注意相互之间的偏差;制定 TOI,加强整个升功率过程进行的功率控制; 3. 对运行持照人员增加换料后首次启动的培训;增加反应堆工程师关于保护、事故分析方面的培训</p>
<p>LOER-2-20030006 2003-09-26</p>	<p>机组安全相关设备不可用累积个数超过技术规范要求</p>	<p>2003年9月26日,机组满功率运行,由于例行的检修工作,使得机组存在 0KRT904MA 和 2RCV002PO 两个不可用。19时11分 2DVN003ZV 故障跳闸,并伴随火警,2LKJ001TB 母线失电,2DVN 正常通风机和正在运行的一台磷风机均失去供电电源。机组增加 DVN 风速小于 7 m/s、2DVN008ZV 和 2TEG002CO 三个不可用状态。此时,机组安全相关设备不可用个数累积超过技术规范要求</p>	<p>1. DVN003ZV 电机损坏; 2. LKJ101 开关动作和监控仓时间配合异常; 3. 电机轴承保持架材料容易损坏</p>	<p>1. 修改程序 PMNZVSV003 中带张力的定值范围;加强现场工作中皮带调整实际值的记录;完善电机拆卸、装配的记录; 2. 论证监控仓零序保护动作时间定值是否可由 1s 调到 1.2s; 3. 在电机检修程序中注明 2DVN001/002/003ZV 电机只能使用钢保持架的轴承;检查在役电机是否使用了 22222H 轴承,若有使用则进行更换</p>

7.10.2 岭澳核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20030001 2003-01-13	1级	DVC 001/002 PI长期不可用	在 TTS 执行 1DVC 碳过滤器效率试验时, 发现 1DVC001/002ZV 入口管线调节阀 1DVC151VAR 处于关闭状态。当就运行值立即将事件反馈到 2 号机组, 发现不仅 2DVC151VAR 与 1 号机组一样处于关闭状态, 而且 2DVC001/002ZV 的出口阀 2DVC118VAG 也被关闭	<ol style="list-style-type: none"> 1. 有人错误地将挡板插入风门; 2. 调节扇叶的固定螺栓松动; 3. 现场多出一块挡板 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 立即采取紧固 DVC151VAR 调节扇叶固定螺栓的临时措施; 2. 彻底解决通风风系统调节阀叶的固定螺栓在运行中由于系统、设备振动而导致的自行松动问题; 3. 从现场取走 DVC 多出的那一块挡板, 送仓库保管
L-LOER-1-20030002 2003-04-21	0级	停机降功率过程中蒸汽发生器水位高高产生 P14 信号	1 号机组在降功率至 570 MW 时, 1GRE009/010VV 自动关闭, 机组停运。当功率降至 20% 时, 1ARE031/032/033VL 大流量阀完全关闭, 但 1ARE242/243/244VL 小流量阀在全开位置不能关闭, 水位开始上升。小流量阀维持全开 7 min 30 s 后开始关闭。运行人员快速降功率, 2 分钟后产生水位高高信号, 之后系统发出 P14 信号隔离 1ARE, 启动 1ASG。由于运行人员在高高水位信号发出前 50 s 已快速将功率降至 10% 以下 (PI0), 避免了自动停堆	<ol style="list-style-type: none"> 1. 1GRE044MP 参数不正确使功率偏差导致小流量阀滞后后关闭约 8% FP 开度; 2. 1GRE044MP 调试整定参数不正确 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 重新确定 1GRE044MP 参数及与其相关的加法器 1ARE411ZO/ARE414ZO 参数。并经过机组启停机过程的再鉴定。确定参数在大修结束时完成, 再鉴定须在下次停机时完成; 2. 由 MIC 牵头对 LPO/OPO 进行“ARE 调节阀切换手动”反馈培训

<p>L-LOER-1-20030003 2003-04-23</p>	<p>0 级</p>	<p>1RCP 运行点离 开运行 PT 图</p>	<p>1 号机组中间双相冷停堆, RRA 连接, 一回路平均温度 170 °C、压力 2.5 MPa。运行值执行 D2 程序工作文件包, 将 IRIS004BA 的 21 000 mg/L 硼水注入一回路。由于程序要求的一回路压力控制初始状态设置不当, 且对一回路压力变化的提示有方向性错误, 同时主控室操纵员对该操作推迟到本值执行没有思想准备以及工期的压力等原因, 未能识别规程缺陷, 以及对该操作本身风险认识不足, 当 21 000 mg/L 硼水注入一回路后由于大量冷水 (约 170 °C) 进入稳压器, 破坏了最初稳压器加热器与喷淋流量之间的热力平衡, 使一回路压力由 2.5 MPa 降至 2.25 MPa 左右, 低于运行图压力下限 0.05 MPa</p>	<p>1. 手动控制开启 RIS034VP 将 RIS004BA 的 21 000 mg/L 硼水注入一回路流量过大; 2. 该项操作所使用的运行程序 S-RIS-006 有缺陷, 设置的初始状态不对; 3. 主控室操纵员缺乏该操作的经验</p>	<p>1. 修改程序; 2. 高风险的运行操作开始之前必须由值长主持召开所有相关人员参加的工前会, 以明确操作风险, 并提出风险控制措施</p>
<p>L-LOER-1-20030004 2003-09-09</p>	<p>0 级</p>	<p>OTERO 02BA 使用 OSEL002BA 化验结果 导致未经 化验排放</p>	<p>在排放已贮存衰变 3 个月的 TERO02BA 时发现 KRT901MA 显示值与排放单上的化验值差别较大而中止排放。经查找, 直接原因是由于环境科技术员将同台仪器中的 SEL 总 γ 数据误认为 TERO02BA 的测量数据所致</p>	<p>1. 在时间紧迫的情况下, 白班人员将样品放入仪器后, 没有确认测量状态; 2. 由于“想当然”的想法, 值班人员在抄录数据时没有确认仪器上的数据是否为仪器中样品的测量结果; 3. 信息交流不充分</p>	<p>1. 建立重要事项通告制度, 在两个废物实验室和环境实验室, 对相关的重要事项记录在白板上, 并以此为契机, 建立良好的信息交流环境; 2. 建立生产日记制度, 包括每天的工作内容、工作交接记录、异常情况等等; 3. 就信息交流、流出物的协调排放等内容, 组织运行、安全监管等部门一起进行协商、沟通; 4. 要求每次数据抄完后, 存盘、清屏, 建立良好的工作习惯</p>

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20030005 2003-06-08	0级	1号机组反应堆功率提升速率超过技术规范限值	反应堆功率30%FP, 由于汽轮发电机轴承受振动高并达到手动停机值, 运行人员手动停运汽轮机。在瞬态处理过程中核功率在13分钟内提升了6.6%FP, 违反了技术规范关于换料后升功率速率必须小于3%FP/h的限制条件	<ol style="list-style-type: none"> 1. 汽轮机自动停运瞬态工况下的干预手段选择不当; 2. 运行人员对换料后机组提升功率在瞬态情况下速率控制3%FP/h限值不清楚 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 对操纵员进行模拟机在30%FP功率下汽轮机自动停运瞬态工况的模拟操作过程培训; 2. 召开一个专题会, 研究30%FP功率平台上CCT模式的设置问题, 并根据分析结果修改程序; 3. 进行换料后机组提升功率时在瞬态情况下速率控制3%FP/h限值与PCI (Pellet-Clad Interaction) 之间的关系的原则培训
L-LOER-1-20030006 2003-12-18	0级	1号机组在双相中间停堆RRA连接状态下停运全部RCP主泵违反运行技术规范	在1LGB电缆带载试验中, 发现1LGC电缆有局部严重过热现象, 为做进一步检查, 停运1RCF001PO, 导致违反运行技术规范关于在双相中间停堆RRA连接的状态下至少一台一回路主泵运行的规定	<ol style="list-style-type: none"> 1. 由于电缆铠装多点接地, 通过电磁感应(耦合)形成环流导致电缆局部严重过热而手动停运1RCF001PO; 2. 由于该电缆安装过程中, 电缆外护套遭受机械损伤造成电缆钢丝铠装与电缆紧固件短接, 并与托架短路接地, 在带载条件下形成环流, 导致电缆局部严重过热。电缆设计选型缺陷 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 拆除所有绑扎钢带, 换用非金属绑扎带或采用内衬保护性绝缘材料的金属绑扎带; 2. 对损坏的电缆外护套进行修复; 3. 选用非导电铠装电缆或无铠装电缆, 更换电缆

<p>L-LOER-1-20030007 2003-12-12</p>	<p>0 级</p>	<p>1RRA 连接双相堆 中间停堆 状态下没 有执行 RCP 泄漏 率试验违 反运行技 术规范监 督要求</p>	<p>因岭澳核电站 I GEV 主变压器 C 相油样化验超标, 机组后撤至 RRA 连接的双相中间停堆状态, 以便处理主变压器 C 相缺陷。在机组参数稳定后, 从 12 月 14 日至 17 日, 没有执行一回路泄漏率试验, 违反了运行技术规范中“关于中间停堆至功率运行每天进行一回路泄漏率试验”监督要求的规定</p>	<p>1. 计划没有安排执行一回路泄漏率试验; 2. 工作人员不清楚运行技术规范对执行 RCP 泄漏率试验的要求和试验条件, 错误认为机组参数不稳定, 就可以不执行 RCP 泄漏率试验</p>	<p>1. 规范管理定期试验的变更, 定期试验计划临时变更, 不采取取消计划的方式, 而采用注释暂不执行的方式处理; 2. 对运行技术规范中关于一回路泄漏率的要求进行反馈; 3. 对监督项目的任何偏差, 要求给出评价</p>
<p>L-LOER-2-20030001 2003-11-29</p>	<p>0 级</p>	<p>大修停 机过程中 2RRA 013/024VP 阀门拒动</p>	<p>2 号机组向 RRA 连接状态过渡过程中发现 2RRA013VP 无法正常开启。现场检查确认阀门定位器无输出, 经过反复吹扫定位器 RELAY, 阀门恢复正常。对 2RRA024/025VP 进行共模失效检查时发现, 024VP 存在同样故障, 经过反复吹扫后, 阀门恢复正常动作</p>	<p>1. 调试安装阶段对 3570 型定位器阀门管道吹扫不充分, 阀门定位器 RELAY 内部堵塞, 导致定位器无输出</p>	<p>1. 对于所有 3570 定位器的 RELAY 易损件进行更换, 并对相关管线 (减压阀后) 吹扫; 大修中 RRA 投运前对同类型阀门 RRA013/024/025VP, 及 RCV310VP 进行试验性操作; 2. 法国核电站已采用 5μ 的减压阀, 评估减压阀更换为 5μ 滤芯的必要性和相关大纲的修改</p>
<p>L-LOER-2-20030002 2003-12-02</p>	<p>1 级</p>	<p>2RRA 001PO 机 械密封泄 漏</p>	<p>辐射防护人员发现 R185 房间有积水, 对现场水源进行仔细查找, 发现运行中的 2RRA001PO 泵体与泵轴承连接处有大量的水喷出, 导致 2RRA 泵房 R285/286 房间有接近 3 cm 深的积水, 这些积水流入 R250/260 环廊, 同时沿墙壁流入 R185/R184/R163 房间, 导致地面大面积污染。2RRA001PO 隔离后泄漏停止。通过 9TEU006BA 液位推算, 本次机械密封泄漏导致约 7 m³ 一回路冷却剂泄漏</p>	<p>1. 2RRA001PO 机械密封失效; 2. 制造期间机械密封轴向安装定位尺寸超差</p>	<p>1. 现场纠正 2RRA001PO 机械密封的轴向安装尺寸偏差; 2. 现场检查两电站的 1RRA001/002PO 机械密封的轴向安装定位尺寸</p>

续表

事件编号 及发生日期	事件 分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-2-20030003 2003-12-02	0级	2RIS热 电偶拆除 违反技术 规范	岭澳核电站2号机组处于小开口维修冷停堆。MIC人员按计划拆卸RIC热电偶,造成RIC不可用,违反技术规范	不了解技术规范在小开口状态 时对RIC热电偶的可用性要求	1. 相关专业处进行事件反馈; 2. 修改技术规范:明确标识维修停堆 小开口时对温度测量可用性的要求; 3. 修改大修参考计划; 4. 拆分工作包,修改标准工作指令, 明确维修窗口
L-LOER-2-20030004 2003-12-07	0级	TSD误 实施导致 2RIS系统 B列再循 环功能不 可用	岭澳核电站2号机组处于换料冷停堆。为了执 行2RIS系统A列贯穿件试验(EPP RIS105TW), 在2RIS系统A列地坑入口处加装试验帽时,由于 A、B列地坑入口的滤网(RIS005/006FI)的标 牌反,导致试验帽错装在B列的地坑入口上,导 致B列地坑再循环功能不可用,不满足控制点程 序SHP001的要求,违反技术规范	1. 安装调试时2RIS系统A、B 列地坑入口滤网RIS005/006FI标 牌反; 2. 标牌错误未及时纠正	1. 制定临时管理规定,对大修期间发 现的标牌错误要求立即纠正; 2. 修改管理规程《纠正性维修管理》 (C-IP/MTN/010);对于标牌错误的设 备,运行处挂设备缺陷标牌
L-LOER-2-20030005 2003-12-07	1级	2号机 组在不 满足状 态转换 条件下 向维修 冷停 堆过渡	岭澳核电站2号机组卸料到149步后,PMC换 料机发生抓具故障,须反应堆水池排水后检修。 当时机组A列安全设备均处于隔离维修状态,经 充分的安全评价和风险分析后决定反应堆水池排 水,机组从换料冷停堆过渡到维修冷停堆,此过 程偏离技术规范要求	1. PMC换料机气缸行程不够并 导致棘爪卡死; 2. 对技术规范“例外情况” 理解不准确	1. 更换磨损的部件; 2. 对照人员进行停堆阶段的运行技 术规范专题培训

7.11 工业安全和消防统计

7.11.1 工业安全事故汇总

序号	事件时间	描述	电站
1	2003-02-04	MIC 一名工作人员在前往 2VVPI44VV 工作现场时, 因 C23 公司人员打开现场附近的地隔板, 未作任何警示标志, 导致其不慎踩空跌倒, 胳膊擦破、右脚扭伤	大亚湾核电站
2	2003-03-26	制冷维修承包商人员在 W415 (该房间照明较差) 工作时, 在冷却水管上踩空, 左小腿内侧挂在一小阀门管口上, 将小腿皮划开。经检查为皮外伤, 缝针处理	
3	2003-08-27	防腐人员在 AF 仓库西侧外进行汽车衡打磨作业时, 在关闭磨光机后整理电源线时, 因磨光机未完全停下来, 不慎误碰在另一名工作人员身上, 造成大腿内侧割伤, 伤口长约 4 cm	

7.11.2 工业安全未遂事件汇总

序号	事件时间	描述	电站
1	2003-01-27	当仪表人员在进行低压缸阀门试验时, 16 m 平台上进行卸压操作的一名工作人员, 被高空一落物击中安全帽	大亚湾核电站
2	2003-02-04	大修外籍工作人员沿乏燃料水池旁的竖梯向上一平台攀登, 在开启上方活动铁栅格后, 由于该活动铁栅格无固定装置又落下, 造成其头部撞伤。马上通知职业医疗人员, 辐射防护人员采取救护措施, 将伤员送医疗中心	
3	2003-02-07	纽科利公司一员工在由核岛搬运 2RRA 改造管道出 2 号机组 0 m 气闸门 (W274) 过程中不小心将左手食指夹伤, 辐射防护人员确认无放射性沾染	
4	2003-02-07	HNMC 本体班在汽轮机高压缸做推缸前准备时, 工作人员将吸附在高压缸外侧一块百分表碰掉, 砸穿下方的编织布掉到 0 m 平台	
5	2003-02-21	NPIC 脚手架班一员工, 在 NX 厂房 11.5 m 平台 2 号机组电梯内往外搬运材料时, 不慎被脚手架钢板角碰伤脸部, 伤口长约 0.5 cm	
6	2003-03-12	运行人员在切换 1CTE101BA 时, 该列电解槽第九组内管爆裂, 弯头冲落。压力表 1CTE103LT 从母管上爆裂, 有比较大的人身伤害风险	
7	2003-03-27	巡视发现有若干隔离边界与隔离票的要求状态不符, 隔离票要求状态为 LD, 而现场开关 1CGR005/006JA、CGR209J/210JA 都处于合的状态	
8	2003-04-04	纽科利工作负责人对 1RIS022PO 全面检查后, 在没有通知 MEE 等支持配合单位回装电源线和仪表就归还隔离票, 违反维修工作过程管理规定	
9	2003-04-22	巡视发现 2JDT002CO 出口压力已到 0.8 MPa, 系统母管压力达 0.76 MPa, 远大于自动停运设置值 0.45 MPa, 但压缩机仍在运行。用手轻拍压力开关后 002CO 自动停运, 开启 011/005VA 泄压到正常压力 0.4 MPa。有潜在爆管伤人和系统误动作风险	

续表

序号	事件时间	描述	电站
10	2003-05-07	纽科利公司一名员工在热更衣室取连体服时,因衣架底座圆边太锋利,右脚小脚趾被划伤。现场临时包扎后,由职业医疗人员再处理	大亚湾核电站
11	2003-07-07	一名员工在1PTR001BA检查支架时没戴安全帽,头碰到楼梯的支撑横梁,造成左额眉弓上表皮划破	
12	2003-07-13	OPO发现W226房间1RAZ015LP的隔离阀1RAZ825VZ上游铜管弯折处断裂,氮气喷射状泄漏,距离漏点1m处测得氧含量20.3%低于正常值(20.9%)。原因是015LP未固定,该铜管断裂处仅用白胶布缠绕	
13	2003-09-04	2APA101DI更换垫片工作结束后,解除隔离,主控制室出现火警,2APA101DI向外喷水汽,大量水汽喷在附近的电气盘及2APP泵上	岭澳核电站
1	2003-02-26	工作负责人持PW7493票对1GEV133ZV进行解体检修。在进行解体电机的过程中,发现加热器的220V电源没有被隔离,存在极大的触电风险	
2	2003-03-31	TEN防腐组人员在对2CTE006BA顶部排气口处进行打磨时,引起氢罐内氢气轻度爆燃,产生热浪,使其耳根部几根头发烤焦,右脸一小块红肿	
3	2003-05-01	凯利公司一员工在热更衣室更衣时不慎踢到衣架,碰伤脚趾	
4	2003-05-07	在1RCPO01GV的检修SAS棚内拆堵板作业即将结束,工作人员准备离开SAS时,一根正在使用的气管突然爆破,致使气面罩失去外部气源。原因为服务人员在处理故障时错误将总供气管拔掉,致使另一仍在气衣内的工作人员失去外部供气	
5	2003-05-09	在给2号蒸汽发生器鼓氮时,临时供气软管脱落,导致W413房间氧含量低于正常值,有人员窒息风险	
6	2003-05-09	1LKH001TB供电盘恢复供电时未实施隔离措施,未按要求上锁、挂牌,存在人员误动设备的风险	
7	2003-05-21	FRAMATOME一员工在RX水池工作时,因供气管太长而缠绕,造成气面罩无法供气	
8	2003-05-26	FRAMATOME一工作人员在进行PMC检修活动时,在换料小车上使用绳子吊起放在构件水池底部的工具(扳手)过程中工具脱落,砸在构件水池底部,险些砸中在构件水池作业的其他工作人员	
9	2003-07-15	一名承包商员工在LEL洗衣房休息间休息时,右手无名指末节外侧不慎被房间角落处的电风扇擦破约1cm的皮,经简单包扎后,于16日恢复工作	
10	2003-07-21	一名承包商员工在汽轮机厂房28m平台风机房清洁门框时,房间风压大,而没有作任何防止门挤压的措施,导致门意外关闭时,夹伤中指,医院鉴定为中指的指甲盖前端骨头有轻微移位	
11	2003-11-05	为恢复DVK在线,两名运行现场操作员在开启2DVK001VA,在共同抬起重锤的过程中,一名现场操作员的食指被旁边的铁片刮破。因抬起后重锤未挂上,在下放的过程中,另一名现场操作员的食指又被另一侧夹破	

续表

序号	事件时间	描述	电站
12	2003-11-20	MGS 人员在 1KX 进行新燃料倒运工作, 在运输容器内斜撑杆调整过程中, 下面人员没有及时通知上面的人员, 斜撑杆晃动, 碰到 K516 上面人员造成左眼眉处受伤, 缝 4 针, 无工时损失	岭澳核电站
13	2003-12-05	清河电力检修公司人员整体起吊励磁机时, 由于固定励磁机的地脚螺栓没全部拆下, 造成钢丝绳端部扣件滑丝	
14	2003-12-29	凯利公司人员用肩背着一捆吊带从 8 m 平台走进电梯, 但吊带一头拖在地上, 由于吊带是又扁又小, 当电梯门完全关闭时, 吊带一头就卡在电梯门底部, 当吊带被拖行到 16 m 平台上时, 由于吊带受力很大将电梯门强行拉开, 严重变形, 地脚胶拉坏, 电梯门锁保护动作, 电梯自动停梯	

7.11.3 一级火险事件汇总

序号	事件时间	描述	电站
1	2003-02-03	电气人员在 2 号机组汽轮发电机平台做试验时, 因接线错误导致电源烧毁	大亚湾核电站
2	2003-10-12	AC 厂房 106 房间的 ODWA004ZV 轴承损坏造成皮带摩擦过热烧毁, 产生大量烟雾, 有明火	

注: 2003 年岭澳核电站未发生一级火险事件。

7.11.4 零级火险事件汇总

序号	事件时间	描述	电站
1	2003-01-27	OPO 进行 2AGR 排油时, 油从排气口 239/240VH 跑出, 201BA 的液位从 1.1 m 降至 0.87 m, 约 1 t 流入油沟。启动 2SEK006PO 从油沟排油时, 又从一漏斗口喷出, 致使地面淌油约 4 m ²	大亚湾核电站
2	2003-01-27	BX330 房间内的一配电盘因电源线压接处接触不良, 造成电缆局部过热, 绝缘层炭化冒烟, 后经路人发现报警	
3	2003-02-01	2 号机组第九次大修在拆卸主励磁机 12 号瓦进油管道法兰时大量跑油, 造成地面和设备油污。该管道中的油为油泵出口逆止阀到 12 号瓦之间管段的未排尽的积油	
4	2003-02-10	ZA 厂房现场人员闻到 9SGZ701RS 附近有烧焦味道, 运行人员检查发现该加热器附近支撑部位已被烧穿, 加热器旁边的管道也已经熏黑	
5	2003-02-19	MEE 执行计划检查时发现 1AGR522RE 异常, 拆下发现加热器表面过热完全变黑, 现象表明该加热器发生过干烧	
6	2003-03-16	2 号机组第九次大修, 发电机充氢时发现氢压上不去。现场检测到汽轮机厂房南门口、6 m 和 16 m 平台等多处有 0.1% ~ 0.5% 浓度的氢气, 其中最大值为 2GRV001AR 柜内 0.8%	

续表

序号	事件时间	描述	电站	
7	2003-04-16	1号机组第九次大修,进行发电机气密性试验时,启动1GHE101/401PO后,现场人员报告1GHE101VH处跑油,立即停泵后检查发现大约1t润滑油漏到地坑中。原因是1GHE101VH被错误的设置为开启状态	大亚湾核电站	
8	2003-04-22	OPO根据指令重新启动1DVM004ZV风机后发现无电流显示,现场检查1DVM004ZV进线接线盒处有冒烟,立即停运风机并断电。检查发现进线接线盒处有烧焦痕迹,且接线盒没有盖子		
9	2003-06-05	主控制室出现1GSY003AA报警,检查发现1GSY002ZV基座及皮带轮断裂,驱动端轴承严重过热损坏,轴承座烧损,有较强的焦糊味。系统立即切至1GSY001ZV运行,并对仓室进行了排烟,加压仓室切换至1GSY002BA运行		
10	2003-06-18	主控制室闻到淡淡的烧焦味。检查主控制室内各控制柜内无异常后,在W703检查发现加湿器1DVC001HU有很浓的烧焦味,原因是水箱无水,加湿器干烧所致		
11	2003-07-17	因锥形锁紧套或其紧定螺钉松脱,2GGR001ZV风机异常剧烈振动,风机电动机接线盒固定螺栓松脱,接线盒逐渐脱离,电源接线暴露伴有电火花		
12	2003-09-06	2GRV007VY内漏,导致发电机压力缓慢上升。MSM人员给007VY加油脂时007VY出现喷射外漏氢气,立刻终止工作,切断气源,关闭005VY,关闭计量筒隔离阀008/012VY		
13	2003-09-26	2DVN003ZV风机的电机轴承过热,烘烤漆皮产生了烟雾并触发了N551房间(DVN风机室)感烟探头报警		
1	2003-04-24	电气处对1CEX001PO电动机进行维修,在拆电缆接头时,发现C相出线与电缆连接的套管接头过热烧损,套管接头紧固螺帽已过热熔化,套管绝缘套已过热变形,电动机出线接头绝缘过热。经分析原因为安装时螺母未锁紧		岭澳核电站
2	2003-06-19	核电服务总公司东部公司园林中心员工违规在非吸烟点处抽烟,并随手将未熄灭的烟头丢入TC210卫生间里的垃圾桶,引起垃圾桶内着火		
3	2003-07-17	由于厂区路灯跳闸,保安到AF136电气间确认检查,闻到一股焦味并发现LKY电气盘有烟冒出,0LKY0202开关表面有烟痕。检查发现0LKY0201开关(AP厂区道路照明)的上游进线绝缘烧毁		
4	2003-10-17	1RCV003PO所在房间NA219触发探头报火警,RP值班人员到现场确认火情,发现NA219房间全部是烟、有很大焦糊味,现场无明火。主控制室立即停运1RCV003PO,并启动二级干预队、OPA消防队进行火险干预。发现该电动机非驱动端轴承部位有烟雾,烟雾散后转机人员到场检查,其左侧甩油盒中部分油脂炭化烫手。初步判断电动机非驱动端轴承损坏		
5	2003-11-11	主控制室出现报警1/2CRF003/004AA,中间控制室出现报警0LBK902AA/0LCK902AA/0LKV903AA,现场检查0LKV001TB开关盘失电,进一步检查发现0LKV401开关有焦糊味,9LGIA601配电盘跳闸。在拆开0LKV401开关后,发现此开关烧毁较为严重		

续表

序号	事件时间	描述	电站
6	2003-11-24	LAL 厂房照明电源突然失电, 工作人员在准备将照明电源恢复之前, 闻到走廊中有塑料烧焦气味, 在查找气味来源过程中, 发现 LAL202 房间顶棚上一个荧光照明灯具有火苗, 随即用灭火器进行扑灭。后来确认为电容爆燃	岭澳核电站
7	2003-12-19	焊工焊接 2AHP021VT 管座时, 由于位置较远需要增加焊接电线。但是在负极的接线上没有按要求使用标准接头, 而是用临时地线夹相连, 并且也没有清理接头处的可燃物。在焊接过程中接头处地线夹过热, 导致铺盖在上面的胶皮阴燃	

7.12 辐射防护事件汇总

序号	发生日期	事件性质	事件描述	电站
1	2003-09-02	放射性物质失控未遂事件	辐射防护人员在对运出厂区的非放射性工业垃圾进行测量时, 发现一双白纱手套, 其中一只接触剂量率为 $62 \mu\text{Sv/h}$ 。经调查不能确认污染的白纱手套的准确来源, 电站已制定纠正行动措施	大亚湾核电站
2	2003-11-25	放射源管理事件	从深圳火车站接货返回电站, 在准备经过 LUG 车道时引发 γ 探测器报警。经检查, 车辆所携带的普通邮品货包中有 OPC 采购的 γ 谱仪刻度源, 放射性活度较小, 接触剂量率为 $52 \mu\text{Sv/h}$ 。由于新的国家法规要求没有及时写入电站相关的管理程序, 在立项采购时未报告放射源归口管理部门, 因此该放射源的采购未办理“放射源准购许可证”及“放射源入厂许可证”, 电站已制定纠正行动措施	岭澳核电站
3	2003-03-29	人员污染	两名 FRAMATOME 工作人员出 C2 门时发现体表污染。其中一名脸上污染水平 15 Bq/cm^2 , 污染面积约 9 cm^2 。原因为上部构件吊具吊运过程沾污了工具箱, 箱子表面污染水平达到 400 Bq/cm^2	岭澳核电站
4	2003-04-11		FRAMATOME 一员工在 PMC 工作时, 造成颈部污染, 污染水平达 40 Bq/cm^2 。原因为穿气衣时污染气衣碰到身体所至	
5	2003-05-01		LPO 一员工在 RX 内巡检, 右唇边发现污染, 污染水平为 5.2 Bq/cm^2	
6	2003-05-03		NPIC 工作人员使用污染的望远镜, 造成脸部污染	
7	2003-05-04		1RCP320VP 检修, 有 1 人鼻子被污染	
8	2003-05-08		RX 厂房 5 m 平台内环阀门检修, 发生 4 人·次人员颈部以上污染	
9	2003-12-13		静机处一员工在对解体维修的 2RCP001VP 进行回装作业时面部污染, 污染水平 12 Bq/cm^2 , 污染面积约 6 cm^2	
10	2003-12-15		静机处一员工在对解体维修的 2RCP202VP 进行回装作业时下颌被污染, 污染水平约 5 Bq/cm^2 , 污染面积约 5 cm^2	

续表

序号	发生日期	事件性质	事件描述	电站	
11	2003-12-15	人员污染	由于 RRA001PO 的跑水, 导致 R285 现场大部分的设备和管道污染且污染难以去除。SNE 一员工在 R285 房间配合电气人员拆卸 RRI 法兰时, 因作业空间狭小, 且没有采取足够的防护措施, 面部不慎碰到有污染的设备, 造成右面腮部污染, 污染水平 3 Bq/cm^2 , 面积约 5 cm^2	岭澳核电站	
12	2003-02-18	地面污染	OPO 人员执行定期试验 PT2RIS009, 进行 2RIS177/178VP 可操作性试验。此试验由静机在 2RIS177/178VP 下游接临时软管将试验后的 PTR 水排往 RPE011 地坑。启动 RIS 泵进行 2RIS177/178VP 可操作性试验时 (泵出口压力 $16 \times 10^5 \text{ Pa}$), 固定在 RPE011 地坑处的临时软管固定点未接牢固, 致使软管的出水口甩出地坑, 造成地面污染 (约 20 m^2 , 污染水平 20 Bq/cm^2)	大亚湾核电站	
13	2003-02-20		在 2RCP001VP 没有回装的情况下对 RRA 泵做再鉴定, 一回路水从 2RCP001VP 溢出, 造成 R789, R788, R650 三号主泵门外, R488, R381 和 R388 等区域的墙壁、地面和设备的表面污染, 污染水平 $12 \sim 25 \text{ Bq/cm}^2$, 面积数百平方米		
14	2003-03-10		OPO 执行定期试验 PTRIS001 时, 放射性水从 2RIS177/178VP 直接流至 2RX 厂房 -3.4 米外环廊、内环廊地面, 约 30 m^2 地面污染。污染水平 $10 \sim 30 \text{ Bq/cm}^2$		
15	2003-04-01		RP 人员巡检时发现 N298、N293 地面有水, 面积约 5 m^2 , 污染水平 3030 Bq/cm^2 。经过调查, 具体原因为 MSM 在进行 1REN007MD 解体检修时未能及时接取管道残水, 解体阀门时管道残留水处理不当所致		
16	2003-04-04		1RX 厂房 8 m、4.65 m、0 m 各平台的外环廊均有污染, 平均污染水平 30 Bq/cm^2 , 粗略估计污染面积达到 30 m^2 。根据现场污染的分布, 判断污染原因为人员进出 R347 污染区未穿鞋套, 造成污染扩散		
17	2003-04-04		在解体 1RCV050VP 时, 由于工作负责人解体阀门时, 对管道残留水处理不当。造成污染扩散, 污染面积约 8 m^2 , R145 房间污染水平为 800 Bq/cm^2		
18	2003-05-05		吊运第 10 根驱动杆时脱落砸坏构件水池, 造成构件水池底部漏水。由于构件水池底部引流漏斗下游阀门故障, 造成 R320/R220/R120 大面积跑水。同时由于构件水池侧面墙体渗漏, 造成燃料传输通道 R430 内积水并扩流至下方区域		岭澳核电站
19	2003-05-09		RX 厂房 0 m 平台内环有大量冷凝水, 同时部分区域还发现有不同水平的地面污染, 最大污染水平达 60 Bq/cm^2		
20	2003-12-23	服务人员在清理完 2 号蒸汽发生器热端堵板处的跑水后, 由于吸尘器没有包装好而漏水, 导致途经的 2NX 厂房楼梯间、三废控制室门口、N265 房间地面污染			

续表

序号	发生日期	事件性质	事件描述	电站
21	2003-02-11	违反辐射防护规定	成都光电所一员工3次办理临时RP证进入控制区从事放射性工作, 此行为超越了有关临时RP证的适用范围	大亚湾核电站
22	2003-02-22		在2ABP501VL射线探伤工作前清场时, 当值保安班长清点2MX进出人员磁卡时发现仍有人在2MX内。射线探伤工作负责人和当值保安班长经过约20多min的寻找, 在2MXB24房间发现104队人员在睡觉, 且房门反锁	
23	2003-04-03		纽科利员工在进行1REN05, 006, 007MD拆卸过程中, 未实施正确的防污染措施, 导致来自RCV系统残留水流到地面, 造成污染。当事人在发现后未及时通知RP及服务人员测量处理, 导致污染进一步扩散。根据辐射防护的现场测量, 由此造成的地面污染超过8 m ² , 污染水平达到30 Bq/cm ²	
24	2003-06-04		静机处一工作负责人, 在进行0TER309VE腐蚀处理等工作中, 未进行有效作业班组管理, 工作组成员4人不穿戴防污染用品进入控制区作业, 违反了辐射防护程序以及现场安全指令要求, 增大人员污染和放射性扩散风险	
25	2003-11-30		保温层作业班一工作负责人违反净化期间RX厂房控制要求, 在MGS, RP再三强调“该阶段进入RX厂房必须经过RP人员的认可”的情况下擅自带领工作组成员进入高辐射风险的房间(环境剂量率600 μSv/h)准备拆稳压器保温, 被RP人员发现及时制止	岭澳核电站

7.13 特许申请汇总

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
1	关于对 1/2PTRI65 VB 检修的特许申请	中断乏燃料水池的冷却 12 h, 以便对泄漏的 2PTR001DI 进行维修以及对 1/2PTRI65VB 进行解体检查	功率运行状态	根据技术规范, 无论机组处于什么状态, 至少应保持一台 PTR 泵运行以确保乏燃料池的余热得以排出	CJO-600584-LJC	LIC-600271-CJO	2003-01-21	大亚湾核电站
2	在热停堆工况进行对一回路的流量变送器进行标定工作的特许申请	在热停堆工况人为地停运三台主泵 1 h, 以便执行 TP XRCPO59 规程, 对一回路的流量变送器 2RCP025/026/027/040/041/042/052/053/054MD 进行零点和量程调整。(该调整的试验条件要求机组必须处于热停堆工况, 启停三台主泵, 该工作会造成三台主泵同时停运 1 h, 待零流量信号稳定后, 仪表进行调零点, 随后启动三台主泵, 仪表继续调整量程)	热停堆状态	根据技术规范, 当机组处于热停堆工况时, 至少应保持两台主泵运行	CJO-600601-LJC	LIC-600283-CJO	2003-03-06	大亚湾核电站
3	关于运行技术规范部分化学监督条款更正执行的特许申请	在岭澳核电站升版的《运行技术规范》得到 NNSA 正式批准之前, 申请: 1) 不直接监测一回路的 pH 值; 2) 每月执行一次 PTR001BA 水质分析; 3) 不分析 TEG 隔离状态下的衰变箱的氧浓度	岭澳核电站升版的《运行技术规范》得到 NNSA 正式批准之前	《运行技术规范》中化学监督条款规定: RCP 主回路监督要求测 pH 值; PTR001BA 水质参数分析频率每周一次; 要求对 TEG 隔离状态下的衰变箱每周做一次分析	LJO-0001-LJC	LIC-000051-LJO	2003-03-07	岭澳核电站

<p>4</p> <p>关于岭澳核电站1号机组超出象限倾斜限值后从97%FP提升至100%FP并维持在满功率运行的特许申请</p>	<p>1号机组大修后,开始第二循环的启动物理试验,根据《换料后物理启动大纲》的要求,在相应的功率水平进行堆芯注量率测量,检查堆芯的各项安全指标和设计指标。87%FP功率平台物理试验结果显示堆芯象限功率倾斜超过启动物理试验大纲的要求值($\leq 3\%$);</p> <p>这一特许申请将使机组运行在上述规范以外的状态,即在象限功率倾斜大于2%的情况下将1号机组的核功率从97%FP提升至100%FP并维持在满功率运行</p>	<p>97%FP</p>	<p>根据运行技术规范关于象限功率倾斜的规定,机组没有存在控制棒失步情况下:</p> <p>1) 正常运行时,象限功率倾斜率应小于1.02;</p> <p>2) 当象限功率倾斜率在1.02~1.09之间时,通过热电偶(1h内)或堆内注量率图测量(6h内)确认;</p> <p>3) 如果确认后降功率到70%FP,并调低功率量程高注量率保护定值;如果24h后象限功率倾斜率未回到正常区间,继续降功率到50%FP以下,并调低功率量程高注量率保护定值</p>	<p>DNO-200026-LIC</p>	<p>LIC-200020-DNO</p>	<p>2003-07-17</p> <p>岭澳核电站</p>
<p>5</p> <p>关于1号和2号机组ETY碘过滤器效率试验通用特许申请</p>	<p>根据安全相关系统和设备定期试验监督大纲的要求,ETY系统碘过滤器效率试验每年进行一次。这一效率试验涉及及到在碘过滤器上游注入30分钟放射性碘,并在碘过滤器下游同时测量放射性。排放将通过核辅助厂房烟道;</p> <p>为了保证试验期间有足够的流量,需要拆除在2ETY001ZV或002ZV上游的一段活动接管(ETY011或012FL),这样ETY一系列的搅混功能在试验期间将不可用</p>	<p>功率运行状态</p>	<p>根据运行技术规范中有关ETY系统的规定,在双相RRA连接以上的所有状态下,如果一个系列的搅混功能不可用,都应在3天内修复,否则机组须过渡到正常冷停堆状态。同时运行技术规范规定,不允许由于维修或日常试验造成第一组安全设备的不可用</p>	<p>DNO-200039-LIC</p>	<p>LIC-200022-DNO</p>	<p>2003-09-12</p> <p>岭澳核电站</p>

续表

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
6	关于 2 号机组安全壳打压期间在 0.1 MPa 进行检查时停运 RRI 泵和 PTR 泵的特殊申请	当安全壳压力升至 0.1 MPa, 性能试验人员需要进入 RX 厂房进行听音检查, 以便检查安全壳四周的泄漏情况 (1h 以内), 此时需要停运安全壳周围所有的电动机, 包括 PTR 泵和 RRI 泵等, 从而导致乏燃料水池的冷却暂时中断	完全 堆芯 卸料	运行技术规范中关于乏燃料水池的冷却中明确规定: 无论机组在何种运行模式, 必须有一台 PTR 泵确保正常的余热排出。当所有的燃料组件全部卸料并储存在乏燃料水池的时候, 两台 PTR 泵必须可用。相应地, 也要求有一列 RRI/SEC 可用	DNO-200052-LIC	LIC-200027-DNO	2003 年底未 完成审批	岭澳 核电站

7.14 改造项目汇总

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
1	MR MTS000020	大亚湾	X	GEV	主变压器中性点母线连接改造
2	MR MTS000025	大亚湾	X	CRF	凝汽器出口海水管线加装牺牲阳极式阴极保护系统
3	MR MTS000045	大亚湾	X	CVI	CVI101/201/301RR 齿轮箱改造
4	MR MTS000055	大亚湾	X	PTR	PTR034LT/032MT/037ST 改型
5	MR MTS990030	大亚湾	0	MIS	档案馆空调温度和湿度监控系统
6	MR OTS980022	大亚湾	X	GSS	GSS 气动疏水阀防冲蚀改造
7	MR TEN010009	大亚湾	X	EAS	试验管线改造
8	MR TEN010025	大亚湾	X	GRE	低压缸阀杆连接组件的连接加装碟簧
9	MR TEN010026	大亚湾	X	RRA	热交换器下游混流三通及弯头更换
10	MR TEN010029	大亚湾	X	KIT	主控制室 KIT 报警屏报警信号的处理
11	MR TEN010031	大亚湾	9	DVN	DVN011/012AR 柜内压力开关安装改造
12	MR TEN010039	大亚湾	X	DSL	增加主控制室安全照明度和电源切换改造
13	MR TEN010043	大亚湾	X	MIS	安全壳底板钢内衬密封改造
14	MR TEN010051	大亚湾	1	AGR	AGR101CF 净油机改造
15	MR TEN020002	大亚湾	X	REN	REN010MG 量程修改
16	MR TEN020005	岭澳	X	PTR	乏燃料水池储存单元加装垫板
17	MR TEN020008	岭澳	X	RCP	增加 12 组控制棒
18	MR TEN020009	大亚湾	X	RIS	取消 RIS287VP 及其试验管线
19	MR TEN020012	大亚湾	X	GEV	主变压器有载调压开关控制回路改进
20	MR TEN020014	岭澳	X	MIS	岭澳核电站混合堆芯及提高燃料浓度度论证项目
21	MR TEN020026	岭澳	X	LMS	增设大修用正式电源
22	MR TEN020029	岭澳	X	APA	修改 APP/APA 推力瓦温度高停泵信号
23	MR TEN020037	大亚湾	X	RCV	上充隔离阀 RCV050VP 盘根改进
24	MR TEN020038	岭澳	X	RCV	上充隔离阀 RCV050VP 盘根改进
25	MR TEN020045	大亚湾	0	MIS	北龙处置场消防水泵更换
26	SMR MEN000016	大亚湾	X	VVP	主蒸汽安全阀加装防尘(砂)保护罩
27	SMR MEN000023	大亚湾	9	DVN	9DVN017AE/018AE 加热器管改造
28	SMR MEN000041	大亚湾	X	MIS	厂区加装水表
29	SMR TEN010043	大亚湾	X	APG	APG 系统除盐床上部弯管接头加装法兰
30	SMR TEN010054	大亚湾	X	GRV	发电机氢气、定子冷却水压差低信号加延时
31	SMR TEN010057	大亚湾	X	KRT	2KRT007MA 入口取样管线加装汽水分离器
32	SMR TEN010059	岭澳	0	LKU	给 XL 厂房的空气压缩机提供电源
33	SMR TEN010080	大亚湾	0	SED	0SE0443/444/445PO 控制回路改造

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
34	SMR TEN020001	大亚湾	X	CPA	CPA 继电器改造
35	SMR TEN020003	大亚湾	X	CTE	CTE 加药管连通
36	SMR TEN020004	大亚湾	9	RPE	N102 房间 9RPE574 管段加逆止阀
37	SMR TEN020005	大亚湾	X	CTE	CRF 进水口加药框改造
38	SMR TEN020006	大亚湾	X	SEN	SEN 泵加装引漏管
39	SMR TEN020013	大亚湾	X	ABP	ABP 大型蝶阀改变安装方向
40	SMR TEN020014	大亚湾	0	SDA	次氯酸钠储罐更换
41	SMR TEN020015	大亚湾	0	SEO	在 ED1 污水处理站出口安装流量计
42	SMR TEN020021	大亚湾	X	ADG	ADG115 - 80/STR110 - 80 管道法兰防漏改造
43	SMR TEN020022	大亚湾	1	SEN	SEN 泵轴封改造
44	SMR TEN020026	岭澳	2	DNL	冷更衣间小餐厅加电源
45	SMR TEN020033	岭澳	X	GGR	GGR125/225PO 就地控制盒 004/005BM 移位改造
46	SMR TEN020035	大亚湾	X	CRF	延长碎石过滤器检漏管
47	SMR TEN020036	岭澳	X	SAP	SAP 的 AG5786 - 1F 安全阀入口修改为法兰式连接
48	SMR TEN020037	岭澳	1	CRF	安装碎石过滤器检漏管
49	SMR TEN020038	大亚湾	X	KRT	KRT07MA 加装汽水分离器
50	SMR TEN020041	岭澳	X	KRG	机组性能试验电缆小改进
51	SMR TEN020046	大亚湾	X	CRF	气水分离罐溢流管改造
52	SMR TEN020056	岭澳	2	DMW	DMW001PR 吊车控制按钮盒改造
53	SMR TEN020061	大亚湾	X	ACO	ACO301PO 排气管改造
54	SMR TEN020067	大亚湾	X	MIS	MB 厂房 8.4 m 格栅平台改造
55	SMR TEN020068	大亚湾	9	DVN	碘过滤器房间模拟箱加装试验用微压计
56	SMR TEN020071	大亚湾	X	DEL	DEL003VD 上游加装隔离阀
57	SMR TEN020073	大亚湾	X	RPE	RPE239VP 换型改造
58	SMR TEN020077	大亚湾	9	DVN	将 9DVN097VA 的操作机构从 NC234 移到 NC212
59	SMR TEN020082	岭澳	9	DVN	9DVN 变形和裂纹风管的改造
60	SMR TEN020085	岭澳	0	SHY	0SHY 冷却水管更换
61	SMR TEN020086	大亚湾	9	SAP	呼吸器充气空压机电源及场地改造
62	SMR TEN020091	大亚湾	X	LAB	LAB/LBM 蓄电池回路设计缺陷
63	SMR TEN020092	大亚湾	0	SEP	将岭澳核电站危险品仓库与大亚湾核电站消防和活水处理接口
64	SMR TEN020093	大亚湾	0	JDT	AX 厂房火警探测设备更新改造
65	SMR TEN020096	岭澳	0	LKY	LAF 厂房增加电源配电箱和局部照明改进
66	SMR TEN020098	大亚湾	0	MIS	AF 工具库照明及通风改造
67	SMR TEN030001	岭澳	9	SEP	9SEP0851 管线加装快速接头

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
68	SMR TEN030003	岭澳	0	LLN	LLN206 开关漏电流保护定值变更
69	SMR TEN030005	大亚湾	X	SEC	SEC 泵排气管线改造
70	SMR TEN030006	大亚湾	2	GPV	2GPV001KO 加装差胀测量装置改造
71	SMR TEN030007	大亚湾	9	KSA	9KSA 报警铃声送主控制室
72	SMR TEN030008	大亚湾	0	MIS	AC 厂房主泵电动机地坑加照明, 控制箱移位
73	SMR TEN030010	大亚湾	X	GSS	将 GSS107VV 先导阀修改为法兰连接
74	SMR TEN030012	大亚湾	X	GME	汽轮机转速探头增加备用探头
75	SMR TEN030014	大亚湾	X	EAS	EAS 立管排水管线改造
76	SMR TEN030015	岭澳	9	CRF	安装加药消泡系统
77	SMR TEN030016	大亚湾	0	SEP	SEP401/402BA 定值修改
78	SMR TEN030031	大亚湾	0	DVQ	DVQ001AA 移位
79	SMR TEN030034	大亚湾/ 岭澳	X	CVI	CVI 气水分离箱改造
80	SMR TEN030036	大亚湾	1	GSS	修改 1APA128 - 25 管线布置
81	SMR TEN030039	大亚湾	1	RPE	1RPE110VP 和 110ID 位置互换
82	SMR TEN030040	大亚湾/ 岭澳	X	ATE	ATE003AA 报警逻辑修改
83	SMR TEN030043	岭澳	9	TEU	取消 9TEP/TEU 部分报警
84	SMR TEN030045	大亚湾	X	ATE	ATE801BA 液位计加标尺
85	SMR TEN030046	大亚湾/ 岭澳	0	DSI	EF/LEF 增加电视监视
86	SMR TEN030052	岭澳	X	GME	GME001AR 控制柜 BAY1/BAY2 和 GRE001AR 前后柜门加装通风口
87	SMR TEN030053	岭澳	0	SDA	取消 OSDA996/997/998/999AA 部分报警
88	SMR TEN030061	岭澳	0	MIS	QS 厂房增加照明电源, SAS 风机增加固定动力电源
89	SMR TEN030063	岭澳	X	PTR	PTR012CR 下游去水闸门供气管线改进
90	SMR TEN030070	岭澳	X	APA	APA/APP 泵增设机械密封泄漏检测管线
91	SMR TEN030073	岭澳	1	DVC	拆除 L706 内两台电加热器, 增加 L715 一台电加热器
92	SMR TEN030074	大亚湾	0	JDT	AK 仓库取消电源消防联动
93	SMR TEN030075	大亚湾	1	DEL	1DV1010RF 冷凝水排水管线改进
94	SMR TEN030076	大亚湾	X	DNM	GGR 油室照明电源更改
95	SMR TEN030078	大亚湾	9	JPD	AF 化学品间与恒湿间消防水加装试验阀
96	SMR TEN030087	大亚湾	1	RRI	1RRI064, 262 管线各增加 1 个限位支架
97	SMR TEN030109	岭澳	2	APA	修改 2APA003/004FI 疏水管线
98	SMR TEN030111	岭澳	0	LKM	LAC 厂房主泵电动机检修坑电气改进

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
99	SMR TEN030112	岭澳	9	TEU	9TEU006PO 接水盘排水管安装隔离阀
100	SMR TEN030127	岭澳	0	MIS	LVA/ZC 厂房外变压器周围增设围栏(格栅墙)
101	SMR TEN030128	岭澳	0	SDA	修改 OSDA111 等泵的控制回路
102	SMR TEN030130	岭澳	0	XCA	XCA903AA 报警条件修改
103	SMR TEN030133	大亚湾	0	SKH	FC 厂房油罐泵管道拆除
104	SMR TEN030134	大亚湾/ 岭澳	9	TEU	9TEU003FD 结构改造
105	SMR TEN030137	岭澳	0	LKZ	LAF 屋顶风机上游开关 LKZ0804 容量改造
106	SMR TEN030138	岭澳	0	DSB	LBX122 房间应急电源柜未投入使用的改造
107	SMR TEN030141	岭澳	X	DNK	SGZ 气瓶间加装照明
108	SMR TEN030149	岭澳	X	DMW	岭澳核电站反应堆厂房生物屏蔽门加控制盒
109	SMR TEN030151	岭澳	X	GCA	GCA 风管位移
110	SMR TEN030159	大亚湾	0	SBE	冷、热洗衣机房洗衣机更换
111	SMR TEN030167	大亚湾	X	DSL	DX 厂房门口加装照明灯
112	SMR TEN030168	岭澳	1	DNL	LX 的 24 m 会议室重新装修后, 修改照明和空调系统 图纸
113	SMR TEN030171	岭澳	0	LKV	给 LYA 二楼增加电源
114	SMR TEN030174	岭澳	0	KZC	LMP2 门增加移动物体辐射监测仪
115	SMR TEN030179	大亚湾	0	HHB	AL 实验室增加原子吸收仪及空调电源
116	SMR TEN030204	岭澳	2	CEX	2CEX 狗骨密封水槽溢流管道改造

第八章 专题报告

大亚湾核电群堆管理的发展与创新

DNMC 总经理部

核电项目具有巨额资金投入、长建设周期、严格安全要求、苛刻运行特性、限制环境排放、统一调度管理等特性。这些特性决定了对多个核电项目采用群堆管理的重要性、必要性和经济性。

核电群堆管理的核心思想是，对一座以上核电站实施统一的管理原则、标准、要求和办法，优化资源配置，实现规模效益，以低成本的为公众所接受的安全水平培植、保持和提高核心竞争力。委托方和受托方之间通过签订委托协议规定责、权、利关系。

核电群堆管理因机组产权、技术型号和地点不同，可以有各种不同的组织形态。一般而言，不管哪一种组织形态，核电群堆管理都有以下共性：

(1) 机组类似：不同机组一般采用相同、相似、相近或者相通的技术路线，以便在同一技术支持平台上实施建设和生产过程管理。

(2) 资源共享：核电站运营需要多方面的资源，既包括人、财、物、产、供、销等核心资源，也包括信息、环保、保安、应急、社区、企业文化等外围资源，群堆管理可以共同分享这些资源。

(3) 产权清晰：由于不同的核电项目可能采用不同的建设模式、融资安排和公司结构，因而不同的核电站的产权结构可能不尽相同。

(4) 经营合法：群堆管理所涉及到的任何企业程序，都必须符合国家的法律法规，如核安全法规、财务税法、审计法规、金融政策、电力法规、电网调度管理规定、安全生产法，等等。

(5) 整体增值：对于不同核电站的不同产权主体，实施群堆管理后必须产生“1+1>2”的整体增值效果，降低每个核电站的内部综合成本。

1. 大亚湾核电群堆管理的几个阶段

1994年我国第一座大型商业核电站——大亚湾核电站投入商业运行之期，大亚湾核电的运营管理采用的是全功能电厂模式。大亚湾核电站的营运单位广东核电合营有限公司设置

了运营管理核电站所需要的全部功能和组织。

大亚湾核电的运营管理大约经过了三个阶段。第一个阶段是准备策划阶段，时间大约在1995年至1996年。1995年国家批准建设岭澳核电站。在岭澳核电有限公司成立的初期，一切都是按照独立公司的架构进行部门的划分和人员的招聘。在这个阶段，根据岭澳核电站的运营规划和核反应堆操纵人员的培养周期，经过协商，建立了初步的群堆管理设想。

第二个阶段是岭澳核电站生产准备阶段，时间大约在1996年至2000年8月。这一阶段主要是解决两公司间的资源共享问题以及积极推进生产准备工作。1996年，两公司签署了相互支持协议，行政管理职能由大亚湾核电站承担，费用按比例分摊。同时确定了两个核电站环境保护和应急统一管理的方针。

第三个阶段为群堆管理初级阶段，时间为2000年8月至2001年12月。随着岭澳核电站投入运行的时间临近，两公司于2000年5月正式启动以两电站生产运行群堆管理为目标的研究，至同年8月完成了新的组织机构的设计并开始运作。在公司管理层，两公司采用总经理联席会议制。在部门层，生产运行采用分厂制，即大亚湾核电站为一个分厂（简称生产一部），岭澳核电站为另一个分厂（简称生产二部）。在新的部门设置中，两个电站分别保留了各自的计划处、运行处、核安全处和保健物理处，合并了设备管理处（交由技术部管理）和综合管理处（交由生产一部管理）。人力资源、行政管理仍由大亚湾核电站负责。生产审计和生产质保由大亚湾核电站审计部和质保部负责。其组织机构见图1。

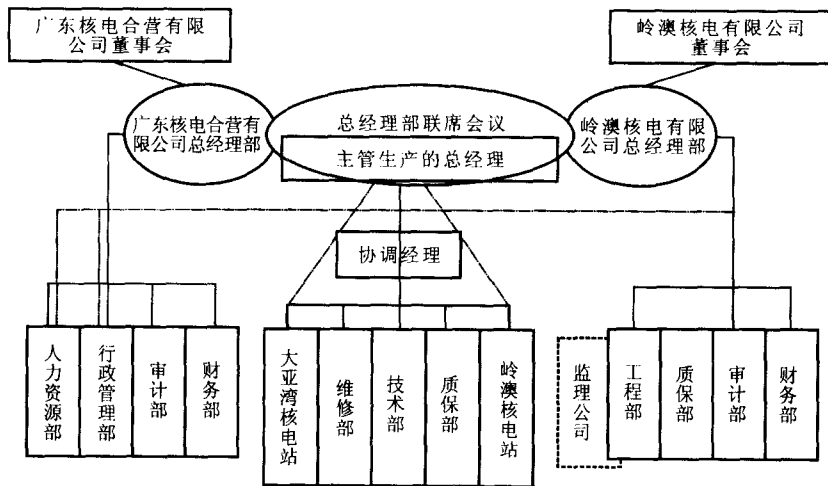


图1 群堆管理初级阶段组织机构

虽然生产各部门明确由主管生产的总经理负责指挥，但两个电站的责任主体仍分别由两个公司承担，造成实际职责不清，运作协调困难，决策多头。在核安全责任尚未由工程向生产切换的阶段能够发挥资源优势，提高效率的作用。随着岭澳核电站工程的推进，生产部门逐渐承接运行和维修责任，特别是首次装料的临近，按照国家核安全法规规定，必须解决责任与履行责任的主体不对称的问题。因此，在2001年12月，广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司签署了《群堆管理委托协议》，将岭澳核电站的生产运行全面委托给大亚湾核电站负责，称之为群堆管理过渡方案，见图2。

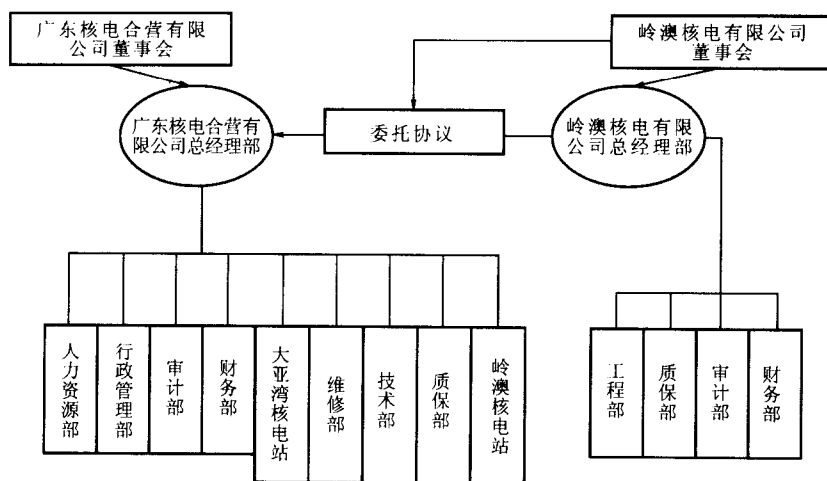


图2 群堆管理委托模式组织机构

这三个阶段的模式在不同的时期有其必然性和历史意义，并且发挥了不可替代的作用，为进一步研究全面群堆管理模式准备了基础，积累了经验，提供了思路。

2. 大亚湾核电群堆管理发展的战略思路

2.1 现行群堆管理模式分析

不同阶段的运营组织设置，是符合一定时期的客观需求的，也产生了巨大的效益。大亚湾核电站的安全运行，为岭澳核电站的建设提供了可靠的资金保证，为岭澳核电站的工程建设和生产准备输出了优秀的人才、先进的技术和管理。

在群堆管理的实施过程中，组织管理发挥了重要职能，根据不同阶段的目标和任务，确定了组织管理的基本原则，及时进行了部门调整和设置，明确了各部门的职责和权限，确定了分工协作方式，从而保证了从单一电站运行到群堆管理的平稳过渡。

根据委托协议，广东核电合营有限公司需要对岭澳核电站承担核安全责任，超出了广东核电合营有限公司的经营范围。同时委托协议实现了两电站安全生产统一调度和管理，但也产生了信息不对称问题。即：广东核电合营有限公司对岭澳核电站的运行负有全面责任，但不享有其发电所带来的利益；岭澳核电有限公司虽为岭澳核电站的所有者，却缺乏对其运营状况的有效监督和控制管道。

另外，委托协议将岭澳核电站的生产业务委托给了广东核电合营有限公司，但与业务流紧密相伴的资金流没有委托，是一个非完全委托。这一方式导致了工作程序频繁往复，执行程序体系复杂，影响了经营管理的效率，降低了操作性，增加了税务风险。而且相当多的项目需要高层介入协调，产生了一些不必要的高位决策，也干扰了公司管理层的部分正常工作秩序。

因此，委托协议模式只能作为大亚湾核电群堆管理的一种过渡性方案。

2.2 实施群堆管理可能的模式

在考虑对大亚湾地区核电的运营模式进一步优化的时候，重点研究了全面委托、大合营公司、总厂制和运营管理公司四种模式，从法律关系、股东意愿、信息对称性、运转效率、

资源集成性以及抗风险能力等方面分别进行了论证。

全面委托方式：岭澳核电有限公司将岭澳核电站的生产和经营业务全部委托给广东核电合营有限公司管理，岭澳核电有限公司的组织相对空壳化，双方的责权利关系仍通过《委托协议》加以规定，各相关方建立协调委员会，定期协调和处理核电站生产经营有关的重要事项。

大合营公司方式：按广东核电合营有限公司《合营合同》方式和股权结构，由中国广东核电集团将大亚湾地区的当前及未来的 25% 的岭澳核电站的股权平价或溢价转让给广东核电合营有限公司的香港投资方中电集团，重组合营公司。新的合营公司保持与现合营公司相同的股东和合营模式，采用统一的法人治理结构和生产经营管理方式，全面负责大亚湾地区核电站的生产与经营管理。此种方式是理论上比较理想的一种模式。

总厂制方式：成立一个总厂，专责大亚湾地区核电站的生产管理，不同的业主保留相对精干的经营班子，继续履行各自的经营财务职能。

运营管理公司方式：成立核电运营管理公司，对大亚湾地区的核电站实行专业化管理。运营管理公司由各个核电站业主为股东，可以按机组数量或容量占总的机组数量或容量的比例出资。各业主对各自核电站拥有 100% 的股权，通过“运营管理合作协议”将所拥有的电站全面委托给运行管理公司运营。业主负责提供运营核电站所必需的资源 and 资金。运营管理公司承担核电站安全运行全面责任，并就公众、社会和个人安全事项行使决策权。权益关系见图 3。此种方式可以圆满地解决上述委托协议及其他运营模式的各种弊端。

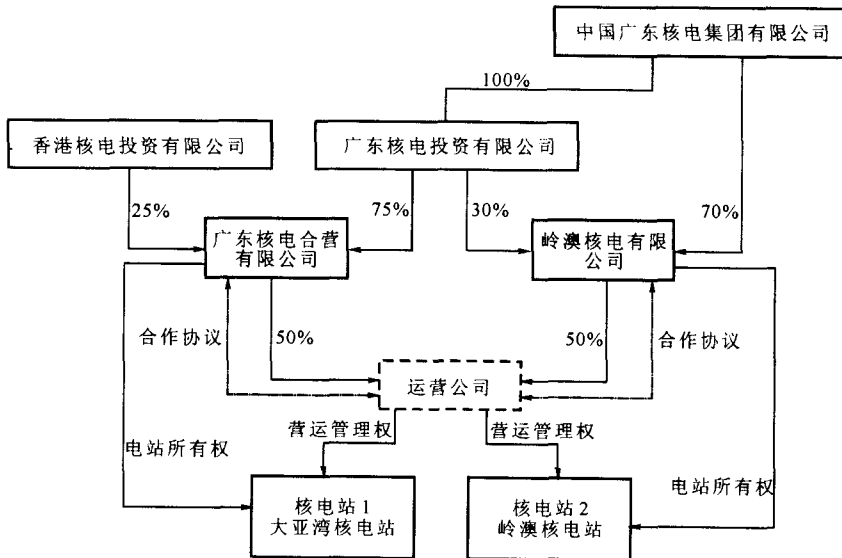


图 3 大亚湾核电群堆管理模式创新的权益关系

中国广东核电集团经过审慎研究，决定成立大亚湾核电运营管理有限责任公司（简称“运营管理公司”），负责大亚湾地区核电站的运营管理。

2.3 组织管理策略

运营管理公司所负责运行的四台机组容量中，香港中华电力集团占有 30% 的市场份额。不同的业主作为股东，必须依照公司法所建立的公司章程履行对运营管理公司的管理职能；

不同的业主作为核电站的所有者，又必须依照国家核安全法规及有关国际经验所建立的“运营管理合作协议”履行对运营管理公司的监控职能。

由于核电生产的特点和现代管理的要求，团队式作业和项目组织管理越来越显得重要，因此在电站的工作层面，更多的是提倡这种工作方式，以保证跨部门生产活动的有效实施。

就指挥系统而言，按照生产过程来建立指挥系统，例如，指定一名电站经理负责电站的日常运行，指定一名维修经理负责电站的大修管理。在这两个方面内，这两名经理有权指挥所有生产系统的人员，有权调动所有可以调动的资源，以切实保证其负责的正常运行和电站大修管理的有效性。在这里，实现了同级领导跨部门指挥，实现了指挥系统的团队运作，而与之相配合就是工作层的团队作业和项目管理。

运营管理公司的组织与运作方式设计必须充分考虑上述特征，按现代企业制度构筑法人治理结构，保证核安全保障体系，保护外销电市场及兼顾各方利益。同时要消除职能式组织结构的固有缺陷，引入项目管理原理。

业主的董事会核心成员构成运营管理公司的股东会，业主的总经理进入运营管理公司的董事会，业主的总会计师进入运营管理公司的监事会。规范三个公司董事会的运作，对于按法定程序必须报三个董事会履行审议或审批手续的事项，必须在三个公司经营管理层协调并达成一致以后才上报。组织结构见图4。

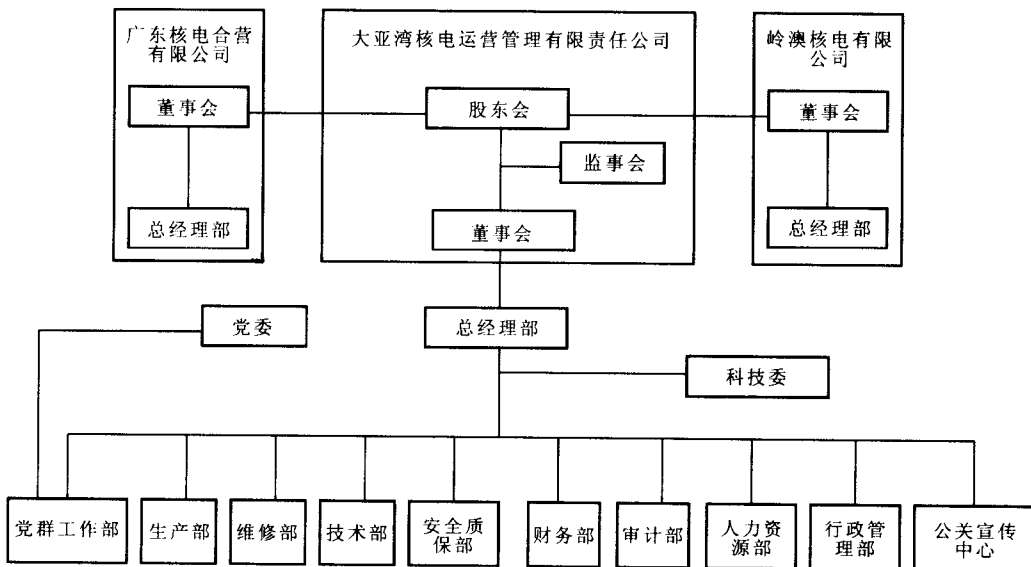


图4 运营管理公司组织机构

2.4 安全管理策略

2.4.1 安全许可证方式

根据我国核安全法规 HAF 0103《核电厂运行安全规定》的规定，核电厂营运单位承担核安全的全面责任，包括管理、支持、监控和安全运行决策。

HAF 0103 对核电厂运行管理者的责任规定：核电厂运行管理者对核电厂的安全运行负有直接的责任。核电厂营运单位必须授予足以保证有效地履行其职责的权力。核电厂运行管理者必须保证核电厂以安全的方式运行，特别是要符合运行限值和条件。

大亚湾核电运营管理有限责任公司承担了核电站安全运行全面责任,但因为不拥有电站产权而无法履行上述营运单位职责——“向核电厂运行管理者提供服务 and 设施”。业主拥有产权,理论上应承担全面责任,但因为生产组织和人员已全部转移到运营管理公司而不再拥有履行职责的能力和实体。

法规对核安全责任的界定直接影响了核电厂运行许可证的处理方式,运行许可证是核电站得以正常运行的政府控制点。当前核电站的运行许可证由业主拥有和持有,实施群堆管理以后,业主不再承担安全运行责任和行使安全决策权,即要将运行许可证转移给运营管理公司。在转移的方式上,有四种方式:

(1) 业主持有,运营管理公司定性为运行管理者。这种形式简单,运行许可证不作任何变化,但与群堆管理的实际权责划分不符,不能保证运营管理公司行使安全运行的决策权,会造成责任和权力不清。

(2) 许可证完全转移,业主不再持有许可证,运营管理公司成为了现行法规定义的“营运单位”。从许可证管理角度不违背现行法规,但与群堆管理的实际权责划分不符,因为核设施没有出售或转让。具体地说,业主仍承担着法规规定的一些责任,如支持性职能和财政保证以及监察等责任,而这些责任的履行仍须接受国家核安全局的监管。

(3) 根据群堆管理的实际责任划分,业主和运营管理公司各自取证,承担相应的安全责任,并行接受国家核安全局的监管。但这种形式在现行法规中没有涉及。

(4) 一证双持,统一许可证同时颁发给业主和运营管理公司。在许可证中规定各自的责任和接受监管的项目,国家核安全局通过此许可证规范业主和运营管理公司接受监管。

国家核安全局经过对现行法规体系的深入研究,对以上四种执照方式的比较分析和论证,最终批准了第四种方式,即联合执照方式。

2.4.2 安全保证体系

2.4.2.1 技术资格与能力

在获得国家核安全局批准《核电厂运行许可证》转移到运营管理公司后,生产部门组织机构和人员以及业主生产相关的现场其他组织机构也将全部转到运营管理公司。因此,运营管理公司执行其职责过程中的技术资格与能力,将保持广东核电合营有限公司原有的技术资格与能力。在大亚湾核电站近 20 堆·年安全运行经验和岭澳核电站安全调试启动及试运行成功经验共享的基础上,今后现场管理的整体优化将具备更大的提升空间。

2.4.2.2 沟通与汇报渠道

运营管理公司将依据中华人民共和国民用核设施监督管理条例实施细则之二附件一《核电厂营运单位报告制度》(HAF 001/02/01)、《核电厂核事故应急管理条例》(HAF 002)、核电厂核事故应急管理条例实施细则之一《核电厂营运单位的应急准备和应急响应》以及国家其他法律、法规、条令,向国家政府部门、国际机构、公众报告和所有与核电站安全运行相关的事项,并直接接受国家政府部门、国际机构、公众的监督和指示。对其他业务往来单位也将由运营管理公司直接或由运营管理公司以业主的名义对口。

2.4.2.3 对环境的影响

运营管理公司继续执行现场的工业物项和环境管理政策。因此,对核电站所在地区环境没有改变和影响,并将随着“四统一”(统一运行管理、统一申请排放限值、统一流出物和环境监测、统一应急计划)要求的整体落实、控制和优化而进一步改善。

2.4.2.4 对核电站安全目标的影响

运营管理公司将在遵守原核电站执照申请条件的基础上,继续维持和改进核电站的纵深防御,确保长期安全稳定运行,以实现保护人员、社会和环境免受放射性危害的安全目标,并追求核电站安全业绩的持续改进。

2.4.2.5 对应急计划的实施

根据国家环保总局(SEPA)环监(1995)700号文件提出的大亚湾核电工地两座电站实行环境保护与应急计划和准备“四统一”的要求,运营管理公司将承担准备和执行大亚湾核电工地两座电站应急计划的责任。

成立专业化的核电站运营管理公司将更有利于大亚湾核电工地“四统一”的实施,有利于大亚湾核电工地落实国家有关核事故应急管理工作“常备不懈,积极兼容,统一指挥,保护环境,保护公众”的方针。

2.4.2.6 运行质量保证大纲

成立运营管理公司后,原核电站《运行质量保证大纲》中除公司组织机构修改为运营管理公司外,其他内容与承诺保持不变。运营管理公司开始履行安全运行责任后将立即担负起对核电站现行《运行质量保证大纲》的一切责任。

2.4.2.7 最终安全分析报告

除运行管理组织机构名称和相应内容做修改外,其他内容保持不变。运营管理公司将继续遵守核电站《最终安全分析报告》中所做的承诺并负责对核电站《最终安全分析报告》的修订与管理。

2.4.2.8 反应堆操纵人员的培训、执照申请和换发管理

核电站委托运营管理公司营运管理后,《营运管理合作协议》中属于广东核电合营有限公司的所有在核电站工作的生产人员全部转移到运营管理公司。运营管理公司承诺将按照国家核安全法规的要求,保持核电站生产活动相关人员的资格要求与相应配备。

原负责核电站的操纵人员的培训、执照申请和换发管理的“广东核电操纵人员考试委员会”保持不变,但由广东核电合营有限公司转移至运营管理公司所属,并继续由该“考试委员会”负责核电站操纵人员的培训、执照申请和换发管理。

2.4.2.9 核材料管制

核电站委托运营管理公司营运管理后,将根据国防科学技术工业委员会的要求申请和管理《核材料拥有许可证》,并依据《中华人民共和国核材料管制条例》(HAF 501)的规定,由运营管理公司统一负责大亚湾核电工地所持有核材料的实体保卫、运输、储存、衡算管理等相关事宜。有关核材料的报告也将通过运营管理公司以电站的名义向政府部门报送并接受政府部门的审查与监督。对大亚湾核电工地所持有的核材料实施统一管制,将有利于国家对核材料安全的监管,有利于核材料的安全。

2.5 财务管理策略

2.5.1 投资结构的确定

关于运营管理公司的投资主体,主要有三种选择方案:

一是由广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司共同出资成立运营管理公司,广东核电合营有限公司与岭澳核电有限公司承担业主的责任,并将运行责任转移给运营管理公司。

二是由广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司的投资方直接投资成立运营管理公司。

三是由中国广东核电集团或广东核电投资有限公司全资成立运营管理公司。

考虑到作为核电站资产的拥有者的广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司如果直接拥有运营管理公司,产权所有者和股权所有者身份合一,结构简单化,能更有效地执行企业层次的治理,同时保留各投资方现行的权利和义务。因此最后决定选择第一种方案成立运营管理公司。

2.5.2 经营性质的确定

经营性质主要是盈利性企业还是非盈利性,它在很大程度上受投资主体的影响。运营管理公司由业主出资成立,业主与运营管理公司之间不仅是业务委托与受托的契约关系,也是投资者与被投资者的权益关系。运营管理公司不论是履行受托业务还是自身业务,费用均来自业主,亦即股东,所产生的任何收益均属于股东权益。这种情况下,运营管理公司可以是盈利性企业,也可以是非盈利性企业,在于商业决策。

最终确定运营管理公司的经营性质为非盈利性企业,以保证核电站安全生产为宗旨,不追求单方面利润最大化,不放大业主的成本,不在股东的核电站营运管理上盈利。这样可以使运营管理公司专注于核电站管理。这种单一目的的管理方式有利于核电站运行水平的全面优化,提高核电站的安全性和可靠性,有利于运营管理公司成为积累核电运行、管理、技术支持等专业经验的基地,也可以使现场安全生产工作的平稳进行。

2.5.3 财务模型的确定

运营管理公司对所有托管业务及运营管理公司自身业务的财会管理,按照“三个一、三个三”的模式进行。即一套班子、一个系统、一个界面、三组数据、三个出口、三份报告。

一套班子:即法规允许委托的财会业务,主要是操作业务,均委托由 DNMC 财务部负责,以免多头重复作业与接口,提高效率与效益;

一个系统:建设一个三个公司统一的财会信息软件系统,以免多头接口,提高效率,但数据信息是独立的;

一个界面:一个系统同时也保障了财会人员面对的是一个界面,但可操作三个独立信息或关联信息的输入、处理与输出工作;

三组数据:一个系统内包含三组独立数据以体现三个会计主体之财会的独立性,保障产权明晰;

三个出口:三组数据信息将分别输出,以免混合、混淆、甚至混乱,保证保密性;

三份报告:财会报告的独立性是会计主体的财务独立的最终表现形式,必须独立形成外部报告;同时因在一个系统下运作,又不会影响多堆管理财会数据信息的分析与比较或内部合并管理报告的编写等。

业主保留自己的财务功能,履行“营运管理合作协议”未托管业务的财务职能。对于由受托方履行的托管业务的财务、会计和资产管理,由业主聘用运营管理公司财会人员负责进行。

运营管理公司按业主的授权手册建立逐级授权制度,并依照业主的财会制度办理托管业务。运营管理公司将按业主要求,保留一切与核电站业务相关的原始凭证、财务记录和账册等,以保证业主符合相关会计法规、标准和制度。

此财务模式避免了很多接口,提高了管理效率,同时能够保证各方财务的独立性。

3. 实际运作的经验反馈

大亚湾核电运营管理有限责任公司自 2003 年 3 月成立运作以来，按照预定的模式迅速实现平稳过渡，组织和人员迅速到位，内部组织机构按照专业化管理的思路作了进一步整合与优化，很快显现出群堆管理的优势。四台机组保持安全稳定运行，大亚湾核电站 1 号机组实现了一个燃料循环不停机不停堆连续运行 388 天的历史最好记录，岭澳核电站两台机组创造了商业运行后第一个循环不停机不停堆连续运行的世界级记录。

运营管理公司的模式对大亚湾地区的核电站实行专业化管理是成功的。这一模式也为核电站工程建设的专业化管理提供了一定的借鉴思路。

核电站非典型肺炎预防与危机应对

问清华

2003年2月初,广东省中山市及广州市等地出现了非典型肺炎疫情。随着广东省发病人数的增加和全国疫情的蔓延,其高死亡率、高度传染性,对社会造成了广泛的不安全和恐惧感。此时恰逢岭澳核电站1号机组第一次大修即将开始,外国专家对是否来深圳参加大修犹豫不决,在大亚湾核电站工地工作的外国专家也有随时撤离的可能。由于核电工作群体性很强,工作场所集中,如果核电员工不慎感染非典,将会产生大面积的传染和暴发疫情。严重的情况下,核电站存在由于工作人员的减少,达不到安全法规的要求,而被迫停运的可能性。

此时的非典预防工作已经不仅是关系到员工生命健康的问题,而且还是一个核安全问题。非典预防工作的好坏直接影响核电站的安全生产,影响到岭澳核电站1号机组第一次大修能否按期进行。非典疫情爆发初期,集团公司领导在部署防治工作时就提出了“将防治‘非典’与核电站安全结合起来”的原则。因此,核电站全体员工非常重视非典的预防,并将其作为一种危机进行应对处理。

2月初,中山市和广州市出现非典疫情,核电工地就召集工地卫生防疫委员会,研讨对策。在初步确定预防方案的基础上,2月11日召开了核电工地所有承包商参加的《关于预防不明原因肺炎》的紧急会议,会议针对“不明原因肺炎”的临床发病特征,按照呼吸道传染病的预防原则部署了核电工地预防“不明原因肺炎”的行动。要求各单位发现“不明原因肺炎”立即报告卫生防疫委员会,并密切跟踪感冒发热病人;向员工发放板蓝根等预防感冒、抗病毒药物;对室内空气、地面、桌面物体表面进行消毒,控制传染源和传播途径。

总经理部随即决定成立专项工作小组,打破行政隶属关系,集中核电工地的技术力量,统一领导,统一规划,研究对策,制定措施,指导和监督核电工地所有单位,部门和承包商的非典预防工作。

在专项工作小组工作的基础上,为了进一步加强领导,保证预防非典型肺炎的各项措施能在全工地有效实施,4月22日核电工地又成立了以贺禹总经理为组长的领导小组和以刘达民副总经理为组长的督察小组。领导小组全面协调;专项工作小组制定措施,跟踪检查,

提供指导和服务；督察小组独立验证。三个小组各负其责，确保核电站非典的零感染、零疑似。电站采取了以下预防管理措施：

1. 明确责任，层层负责

大亚湾核电工地预防非典型肺炎工作遵循“首长负责制”和“属地管理原则”。要求工地所有单位的第一责任人对本单位和辖区的非典型肺炎预防工作负全面责任，并在单位内部建立各级责任制，实行“零宽容”政策。领导小组与各部门，各承包商签订预防非典承诺书，明确责任，层层负责。各级行政领导通过健康询问和日报审查，了解本部门、本单位员工的健康状况和预防措施的落实情况。对于出现的紧急或异常情况果断决策、及时行动，坚持“零宽容”的原则：

某承包商单位一名员工因怀疑感染非典成为医学观察对象（后被排除可能），但该公司初期的预防措施不力，未按要求对密切接触者执行有效隔离。4月18日，防治专项工作小组指示电厂保卫科冻结该公司400人的进厂磁卡，直至三天后才根据整改情况和健康检查证明重新受理入厂申请。

一承包商单位没有按照现场的统一要求建立员工身体健康状况异常报告制度，4月30日该公司有一名员工发烧（事后确诊为普通感冒）但隐瞒不报，直至5月2日才被发现，其间该员工还曾进入厂区工作。针对这种情况，工地防治领导小组本着“零宽容”的原则，要求该公司必须对责任人做出严肃处理，最终，这个单位的正、副总经理均受到了撤职处分。

针对核电站运行值制定具有特殊性的防治措施。运行人员工作性质比较特殊，表现为他们处于电站核心岗位、24小时三班倒、以值为单位运作等，他们的身体健康状况将会对日常生产以及核安全产生最为直接的影响。针对这种情况，公司及时采取了一系列严格的管理措施，包括交通班车“定车定司机”、运行人员服用药品和注射针剂进行预防、对工作场地进行土建改造等。同时，在电站应急预案中创造性地提出“清洁值”的概念，即一旦运行值因人员感染非典不能保证最小运行值运作，立即由备用值接替工作，同时对备用值采取特殊的防护措施。

2. 建立健全规章程度，实现程序化管理

大亚湾核电工地非典预防工作的成功经验之一就是程序化管理。专项工作小组成立初期，由于预防管理的需要颁布了一系列规定和措施，这些规定都是针对当时需要紧急处理的不同问题提出的，相对比较分散，前后统计，大大小小的规定、措施、通报有79个。虽然这些规定对某一具体问题的快速处理收到了明显的效果，但缺乏系统性，也不利于督察小组系统监督。

专项工作小组与督察小组研究制定了《大亚湾核电工地预防非典型肺炎管理规定》。《规定》明确了各级组织的责任，规范了预防措施，统一了信息发布和报告体系，提出了质量保证要求，对指导和监督核电工地各单位，各部门和承包商的非典预防工作提供了依据。

同时根据《大亚湾核电工地非典型肺炎预防管理规定》的要求，工地各单位考虑在核电工地或本单位受到非典疫情影响的情况下，如何防止疫情扩散，保护员工的健康，保障核电机组安全运行等方面，编写了各单位《非典疫情应变方案》，并进行了相应的准备。

3. 实行“四统一”

呼吸道传染病具有区域流行的特点，因此非典的预防不是一个单位做好就能解决问题，而是区域内所有单位都做好才能达到预期的目的。为了保证核电工地所有单位步调一致，领导小组、专项小组、督察小组成立后就明确了“四个统一”：统一领导、统一规定、统一报告、统一信息。

统一领导：核电工地所有单位都必须服从领导小组的统一领导；按照专项工作小组的统一部署，开展工作。

统一规定：核电工地所有单位都必须统一执行《大亚湾核电工地预防非典型肺炎管理规定》；专项工作小组按照《规定》的要求进行指导，检查和服务；督察小组按《规定》的要求进行独立验证。

统一报告：专项工作小组确定了报告项目，规定报告内容，编制了报告表格，限定了报告时间，明确了报告渠道。保证了专项工作小组在第一时间能够掌握全工地的疫情和预防措施的实施情况，为及时、正确的决策提供了依据。

统一信息：核电工地开展非典预防初期，由于信息不畅，出现了一些不实的谣传，引起了工地员工的恐慌。因而信息的管理在非典型预防管理中占有相当重要的地位。为了让员工掌握非典疫情和预防情况，行政管理部在公司网上建立了非典预防专题网页，由专项小组统一发布信息，使员工能及时了解核电工地非典动态，对稳定员工队伍起到了积极作用。

4. 落实“四控制”

非典型肺炎没有好的治疗办法，只有做好预防工作才能保护员工的身体健康。因此，能否在大亚湾核电工地成功地预防非典型肺炎，关键是能否控制传染源，切断传染途径：控制传染源，控制传染途径，控制预防措施，控制预防质量。

控制传染源：传染源有两个方面的含义，一是发生，一是传入。控制传染源既要防止发生，更要防止传入。核电工地的所有员工每天都要进行健康询问，进入核电工地的所有人员都要进行体温测量；外来人员要进行健康申报；出差，探亲要严格审批，返回要报告；从疫区回工地要隔离，解除隔离要进行健康检查；新聘，解聘员工要进行健康评价；停止了参观接待、停止了旅游审批、停止了大型聚会、停止了外出招工、取消了休假；建立了感冒、发热门诊，对转院医学观察人员进行个案调查，对接触者实行隔离。这些措施对控制传染源收到了明显的效果。

控制传染途径：非典型肺炎的传染途径主要有吸入、接触、食入几个方面。针对非典型肺炎的传染途径，加强了室内通风换气，对室内空气，地面、桌面、物体表面采取了不同的消毒措施；对员工宿舍、公共场所、空调系统、污水处理、医疗中心、员工班车、办公室、招待所、餐厅、厕所、电梯等加强了控制，规定了消毒方法和频率，有效地控制了传染途径。

控制预防措施：预防措施是否有效，直接关系到非典预防的成败。根据非典型肺炎的发病和传染特点，从人员预防，传染媒介控制，诊疗转送管理，员工心理保护等方面制定了一系列措施。

控制预防质量：专项工作小组成立以后，先后邀请深圳市疾病预防控制中心，龙岗区防疫站，东湖医院的专家来核电工地对消毒人员、医务人员、专项小组的全体人员进行了培训，

为控制预防质量提供人力保障。同时以《大亚湾核电工地非典预防管理规定》为依据，制定消毒计划，建立消毒记录和员工健康询问记录，定时填报日报，专项工作小组跟踪检查，督察小组独立验证。到5月底，专项工作小组进行了70多次专项检查，发出了14份整改通知，督察小组发出了9份督察报告。

5. 保证“四到位”

组织落实到位：各单位根据领导小组的要求建立了本单位非典型肺炎预防组织，并明确责任。专项工作小组在各单位的检查中，随机抽查，询问当事人，并检查其职责的履行情况。为此，专项小组发过几份整改要求，保证了各单位预防非典的工作做到有组织、有落实。

管理规定到位：《大亚湾核电工地非典型肺炎预防管理规定》是核电工地预防非典型肺炎的指导性文件，虽然是在很短的时间内完成的，但是《规定》符合国家法规要求，符合当前的国家政策和预防需求，是在前期专项工作小组工作的基础上，再经过反复论证编写的，实践证明是可行的、有效的，保证了管理规定能够在各单位得到贯彻和执行。

措施落实到位：措施落实到位首先是制定的措施要到位，措施要简单、易行。因此在制定预防措施时，依据国家和地方卫生行政部门推荐的方法，加以选择。清洁工文化程度比较低，肩负着表面消毒任务，要清洁工计算消毒液的配制浓度不太现实，就用一包药加多少水，在水桶上做好标志，保证了消毒液的配制质量。

监督检查到位：在非典预防工作中监督占有非常重要的地位，核电工地非典预防的监督检查分四个层次进行。各单位自查、专项工作小组综合检查、督察小组独立验证、精神文明小组综合检查。四个层次侧重不同，保证了所有管理规定得到执行，所有措施得到落实。

6. 做到“四快”、“四严”

专项小组在开展预防工作中做到“四快”：信息快、部署快、落实快、整改快。密切跟踪全国、省、市的疫情动态，保持与深圳市卫生防疫部门的联系，及时掌握核电工地员工的健康状况和预防情况，以日报和通报的形式在网上发布；对预防工作需要协调和解决的问题及时报告、及时协调、及时解决。在预防工作做到“四严”：制度严、措施严、监督严、处罚严，对有的单位人员发热不报，通报批评；对消毒没有计划的，提出整改；对记录审查签字不全的，要求改正。这些措施，保证了核电工地非典预防工作全面向前推进，有序地进行。

7. 保持高度透明

非典疫情发生后，尤其大亚湾现场出现一例医学观察对象之后，在大亚湾和岭澳核电站工作、居住的108名外国专家及其家属非常紧张。他们在很大程度上受到了境外媒体夸张报道的影响，产生了不稳定现象，甚至开始制定撤离计划。

此时，正值核电站安全生产与大修的高峰期，如果已在现场的专家和家属撤离核电站，而即将前来参加后续大修的外籍专家也很可能拒绝到场。因此能否稳定这些外国专家的情绪，让他们安心工作，将直接影响到现场的安全生产和后续大修的顺利开展。针对这种情况，电站采取了开放透明的沟通政策。对于居住在现场的专家，每天向他们通报非典防治工作的最新信息，公司内部网络上的非典专题网页也用中英双语设计，相关工作文件也有英文

版供阅读。组织专家代表参观了公司为与医学观察对象密切接触人员设立的隔离区。邀请5名外籍专家代表作为成员参加防治领导小组的工作；进一步加强专家居住地点的消毒工作等。

事实表明，运营管理公司这种对疫情信息披露的高度透明化、对疫情控制的高度程序化和一丝不苟的态度，使国外专家产生了很强的信赖感，对在大亚湾的安全状况充满了信心，从而稳定了工地内外籍专家和家属的情绪。

电站同时也面临着一个更大的困难。大修前夕，许多西方国家规定终止或推迟与疫区的交流，在政治上制造了障碍，与大亚湾和岭澳核电站有业务往来的外方公司纷纷表示因为非典原因，人员可能无法前来提供大修技术支持。针对这种情况，公司总经理部重点做了法国电力公司（EDF）、英国阿尔斯通公司、法国法马通公司等主要合作伙伴的工作，并及时与各公司高层管理者进行了密切的交流。

在具体策略上，公司将多年合作、关系密切的 EDF 作为突破口，从多渠道、多层次进行说服工作，一方面强调核安全高于一切，另一方面积极宣传工地防治工作的效果，消除对方的误解，最终促使 EDF 同意在保留中国广东地区为疫区的情况下，以文件的形式正式宣布大亚湾核电现场为安全区，保证为大亚湾和岭澳核电站提供技术支持的技术人员仍然按计划前来工作。将大亚湾排除在禁止出访地区之列，同意所属员工前来工作，在法国和大亚湾之间建立起了一条绿色通道。以 EDF 现场顾问组组长布赛先生为首，许多专家主动与国外建立起了沟通渠道，为电站做了大量的正面宣传工作，说服所在公司继续保持与大亚湾核电工地的交流。EDF 的态度也对其他国外承包商起到了积极的示范作用。

大亚湾核电工地预防非典型肺炎工作在广东核电集团的统一部署下，在大亚湾核电运营管理有限责任公司的直接领导下，在大亚湾核电工地所有单位、部门和承包商的支持下，实现了广东核电集团提出的“零非典”、“零疑似”的战略目标，保证了核电站的安全生产，成功化解了一场疫情危机，取得了最终胜利。

抗击非典的成功，主要得益于集团公司领导的正确部署和指导、全体员工的认识到位和团结、预防措施坚决有效以及 EDF 等外国专家的大力支持和信任。在防治非典过程中的一些要求和好的做法也为电站如何进一步提高核安全文化水平提供了新的启发：

1) 集团公司领导提出的争取病例“零指标”的目标，与核电站质量文化所要求的“零缺陷”是一致的，而这正是我们在今后的生产实践中仍需要努力追求的。

2) 在此次非典防治过程中，各地一些工作不力的政府官员受到了严肃的处分，这也启发了我们在今后的安全生产中，也要借鉴“零宽容”的理念对事故责任进行处理。

3) 对透明度的要求，一直以来，电站在核安全方面一直保持着高度的透明。而在本次与非典抗争的过程中，政府和媒体表现出了很高的透明度，我们必须认真思考如何适应新的形势，在透明度方面做得更好。

核电站主变压器故障处理与分析

郭利民

2003年,大亚湾核电站、岭澳核电站四台主变压器相继出现了不同程度和性质的故障,其中大亚湾核电站1号机组主变压器和岭澳核电站1号机组主变压器分别向电网申请了停机窗口,由日常生产管理项目组牵头对故障进行了抢修。本文简要介绍主变压器故障诊断和處理的过程,根本原因分析的结论,电网直流输电对核电站主变压器的影响,以及由主变压器频繁故障所引发的对于主变压器管理的系统思考。

1. 大亚湾核电站主变压器故障处理与分析

(1) 1号机组主变压器故障诊断与抢修

2003年6月30日,设备管理人员在现场巡视中发现大亚湾核电站1号机组主变压器X1仓室较其他仓室外部温度高,经多方慎重评价后于7月29日打开仓室进行测温,发现过热点在软连接与过渡板、低压套管猫爪与过渡板之间。最高点温度曾达到183℃,加设临时通风管线后最高点温度下降至150℃。由于X1仓室背后5块过渡板及软连接没有温度监测手段,低压套管和密封面的温度不能准确推断,过热存在继续恶化的可能性,加上长期开仓测温存在工业安全风险,8月12日总经理部决定在电网允许的情况下尽快停机检修,由日常生产管理项目组牵头。

为此电站成立了由计划、运行、维修、支持、监督等五个横向小组所组成的抢修组织。停机前准备了两套检修方案。方案一:更换软连接及打磨过渡板;方案二:增加更换低压套管。方案一包括进行低压套管介损测量试验,根据试验结果决定是否转方案二。根据以上两个检修方案和两个可能的机组后备状态(热停堆和双相中间停堆、RRA连接)准备了有3个停机检修的计划抢修。8月15日至8月17日,将机组置于热停堆状态,进行了停机检修工作,更换了A相X1和X2仓室的全部软连接和X1仓室的全部过渡板以及B、C两相的部分软连接。检修后每周进行温度测量,各测点温度均小于75℃,彻底消除了软连接及过渡板连接的过热隐患。

(2) 1号机组主变压器故障根本原因

通过对故障现象和可能的故障模式进行分析,确认导致本次1号机主变压器A相X1低

压套管与低压母线连接过热的根本原因是：大亚湾核电站1号机组第九次大修在对主变压器低压连接维修中，未能严格执行相关的工作程序，致使本来已经存在异常的过渡板与套管连接未能得到及时发现和处理，使该连接状况继续恶化和加剧，进而发展到大修后的过热程度。事实上，在大亚湾核电站1号机组第九次大修中已经发现有软连接发黑的异常现象，但仅以更换其中较严重的14根软连接作为纠正措施，没有进一步检查和测量过渡板与套管连接的接触电阻，也没有检查过渡板与套管连接的紧固力矩。

维修大纲和程序中也存在缺陷和漏洞。维修大纲中提到了“软连接”，但未明确“过渡板连接”，实际上，该低压连接包括了两部分，即“软连接”和“过渡板连接”。针对低压连接过热问题，厂家EMFORM和GEC-ALSTHOM分别在1996年5月和1997年3月向电站提供了该连接的工艺处理程序，并且在1997年的大修中派技术人员到现场进行了具体指导和维修监督工作，但在目前的维修程序中，上述供货商提供的对低压连接检查和维修的具体要求和技术指标基本上没有反映。这使得主变压器低压连接在大修检查和维修工作中没有具体、明确的维修质量要求。

从设计方面看，过渡板连接结构不合理、连接接触面裕度不够、套管裕度不够，是导致软连接过热的重要诱发因素。

(3) 2号机组主变压器故障处理与分析

2003年12月5日，设备管理人员又发现大亚湾核电站2号机组主变压器C相X2仓室内温度偏高，最热点温度达179℃，进一步测温结果显示，B相X2仓室内温度也偏高，最热点温度达116℃。12月6日，对主变压器C相现场加装临时通风，使C相X2仓室内的最热点温度降低至72℃。

12月12日，电站对大亚湾核电站2号机组主变压器现有供气管线出口调节阀进行改造，使主变压器三相通风流量可根据不同的仓室温度进行调节。虽然不可能彻底消除软连接过热，但对温度的控制可以有效限制软连接各接触面的高温氧化过程。由于制定了主变压器通风的故障抢修方案，机组紧急降功率方案，以及外仓温度监测计划，大亚湾核电站2号机组得以坚持连续运行，等待大修窗口再对故障进行彻底处理。两项最关键的温度控制措施，加装临时通风和供气管线调节阀改造，都是1号机组主变压器故障诊断和处理过程中产生的副产品，凭借这两项过硬的副产品，2号机组避免了一次不必要的停机抢修。

2. 岭澳核电站主变压器故障处理与分析

(1) 1号机组主变压器故障诊断与抢修

2003年12月8日，化学人员在岭澳核电站1号机组主变压器例行油样色谱分析时，发现C相油中溶解气体中含有乙炔(C_2H_2)，含量为1.52 mg/L，超出国标注意值(1 mg/L)；氢气含量为155 mg/L，超出国标注意值(150 mg/L)；总烃含量为1350.34 mg/L，为国标注意值(150 mg/L)的9倍多。随后加大油样色谱分析频度，几次结果基本与12月8日一致。通过降低主变压器C相有载调压开关油位，观察主油箱与有载调压开关室的油位差，排除有载调压开关室向主油箱渗油的可能性，确定主变压器C相内部存在300℃~700℃范围的中温过热故障。

12月12日电站决定尽快停机抢修，处理主变压器故障。日常生产管理项目组立即成立了抢修组织，设置了计划、运行、抢修、技术支持、安全、监督和消缺七个小组，出现9LGR至1LGC电缆故障后，又增设了电缆组。计划停机后，先排油检查主变压器C相，若

查找到故障点,则修复,若未查找到明显故障点,则用备用相更换。抢修过程中,将机组置于双相中间冷停堆 RRA 连接状态(实际执行过程中由于 9LGR 至 1LGC 电缆烧损故障进一步后撤至正常冷停堆)。

12月13日,机组与电网解列,开始主变压器抢修工作,更换主变压器备用相后于12月31日重新并网,整个主变压器抢修工作历时18天4小时8分。主变压器送电前,发现低压绕组直流电阻值与出厂值相比误差为14.5%,远超过国家标准(2%),经过慎重分析、判断和后果评估,决定送电,并用频密的色谱分析跟踪变压器内部状况。投运后的C相初期色谱分析结果正常,维持运行至1号机组第二次大修开始,由于运行后期总烃增长幅度加快,大修期间对其进行了吊罩检查和处理。

(2) 1号机组主变压器故障根本原因

2004年1月13日,对原变压器C相进行了吊罩检查,RCA小组根据检查和电气试验结果,结合故障现象,对可能的故障模式进行了分析,最终确认导致变压器C相色谱超标的直接原因是高压侧上部铁芯夹梁与侧梁带有绝缘的螺栓连接处出现短路(形成环流),根本原因是夹梁对铁芯的固定设计和螺栓及其绝缘结构存在设计缺陷。

(3) 2号机组主变压器故障处理与分析

2003年12月16日,对岭澳核电站2号机组主变压器油样色谱分析时,又发现B相出现乙炔成分。12月30日对主变压器停运检修,内部检查未发现故障点。2号机组第一次大修期间,主变压器恢复运行后再次出现乙炔,为此总经理部决定对该变压器进行更换处理,并对更换下来的变压器进行了吊罩处理。由于未查到实际的故障点,RCA小组根据故障现象和吊罩检查中发现的缺陷,推断导致故障的根本原因是变压器铁芯结构设计或制造过程中存在产品质量问题,随着变压器的运行,在电磁场、振动等作用下,在两半铁芯之间逐步形成绝缘缺陷,并最终发展成铁芯多点接地,在该短路点位置因环流而形成严重的局部过热,从而导致产生乙炔等特征气体。

3. 电网直流输电对核电站主变压器的影响

自2001年1月首次发现大亚湾核电站2号机组主变压器噪音出现异常和升高的情况后,电站即组织了对四台主变压器相应的跟踪监测和分析工作,基本了解了天广(广西天生桥至广州)直流投入双极运行后对核电站主变压器影响的规律,即天广直流发生单级闭锁故障转为单极-大地回路方式运行时,或者出现一定的双极不平衡时,核电主变压器即出现中性点电流增加和噪声级增加的现象,而且直流负荷越高,中性点电流和噪声级增量越显著。大亚湾主变压器受影响的情况主要是,噪声级从85dB左右增加到90dB,中性点电流由正常的0增加到7~13A,最大情况为13A;岭澳核电站主变压器受影响的程度更严重,噪声级从81dB左右增加到95dB,中性点电流由正常的0增加到7~28A,最大为28A。2003年核电站分别于6月18日、7月7日和12月21日监测到三次天广直流单极闭锁故障,12月21日,岭澳核电站2号机组主变压器直流分量达到27A,当班值班长立即报告广东电网,广东电网通过南方电网将线路负荷从600MW降至200MW,主变压器直流分量降至17A。理论上,流过变压器中性点的直流电流也流经变压器绕组,使变压器产生直流偏磁现象,导致铁心饱和,特别是使其中一个半波更加饱和,磁通波形不对称,使噪声、振动增大,进而可能引起部分部件(铁芯、螺栓以及外壳等)过热、变形。振动的增大还可能引起内、外部电气连接和紧固部件的松动。另外,直流偏磁将在变压器铁芯中产生剩磁,当变压器停运后

再合闸时励磁涌流增大。这些影响具有潜在的累积效应，在很大程度上增加了主变压器发生故障的概率。

4. 对主变压器管理的系统思考

2003年，面对频繁的主变压器故障对于电站安全生产构成的严重威胁，电站领导和员工一如既往表现了高度的责任感和凝聚力，以及迅速动用和整合资源投入抢修的能力。相对于2000年2月28日大亚湾核电站1号机组主变压器C相中性点过热熔断、2002年3月12日大亚湾核电站2号机组主变压器C相爆炸等突发或恶性设备故障事件，电站在长于组织抢修的传统优势基础上，2003年往故障探测方面又迈出了巨大一步，所有故障均得到及时识别和处理，没有演变成突发事件。

然而，冷静反思，为什么大亚湾核电站投运十年以及岭澳核电站调试接产以来，主变压器的健康状态始终得不到彻底、有效的改善？说明仅仅依靠快速的纠正能力是远远不够的，更需要培养的是故障探测和预防的能力。为此，需要广泛借鉴和吸取国内外关于主变压器管理的成功实践和经验教训，结合自己的实际，从纠正到探测和预防，形成一整套系统完整的管理方法，长期不懈地加以推行。

在探测层面，除了目前对主变压器的现场巡视和定期油样色谱分析，还可以在以下三个方面进一步改进：（1）界定主变压器运行的重要参数（包括辅助设备），明确数据采集的方式，定期进行数据分析和评估；（2）审查主变压器巡视范围、内容和频度，消除盲点和死点，确保巡视质量；（3）推动研究和应用主变压器在线监测技术。

在预防层面，可以在以下12个方面进行改进：（1）成立主变压器专项技术管理小组，统筹管理与主变压器相关的所有工作，明确所有参与人员及其部门的职责；（2）全面审查主变压器维修策略、大纲和维修程序，完善大修检查和试验项目；（3）加强对工作负责人及其承包商的管理，严格控制大修主变压器项目的工作质量；（4）针对主变压器设计上的先天缺陷，制订并实施相应的改造方案；（5）充分利用和系统开发供应商及国内变压器厂的资源，培养电站变压器专业的骨干技术人员，力求对于主变压器技术特征和故障机理有更加深入的认知；（6）有意识地扶持一家国内变压器厂作为电站主变压器维修的长期合作伙伴，逐步获得对于核心技术的控制，摆脱对陷于停滞甚至衰退状态的供应商过于依赖的被动局面；（7）长期保持一支稳定的外部专家队伍，创造条件使其熟知电站主变压器的技术特点、运行状态和异常情况，并且参与主变压器技术管理；（8）确保主变压器相关的备品备件充分、保养得当而且随时可用；（9）在以往抢修积累的经验基础上，准备更完整、更标准的主变压器抢修预案，包括变压器更换程序及相应的机组状态设置；（10）制订主变压器消防预案，保持运行人员消防响应的速度和消防干预的能力，定期进行运行值和消防队的联合演习；（11）研究收集外部主变压器经验反馈的方法和途径，寻找一切机会进行外部交流；（12）加强与电网沟通，提高抵抗电网故障的能力，当前迫切需要寻找消减直流输电对核电站主变压器造成的危害。

如果电站能够在2004年继续保持和改善在纠正层面的能力，并且还能够在以上所述的探测、预防层面有更实质性的突破，主变压器故障对安全生产构成的威胁就能够得到及时识别和有效遏制，即使出现意外事件，后果也能够得到控制和缓解。

大亚湾核电站延伸运行技术的论证与实施

肖 岷

1. 概述

在延伸运行实施之前，大亚湾核电站和岭澳核电站的燃料运行循环长度是固定的（核电站的核燃料是在某个运行周期前的大修中一次性装入反应堆的，运行期间不能增加核燃料），换料设计装多少核燃料只能运行相应的等效满功率天。

随着岭澳核电站两台机组的商业运行，两台机组同时大修的可能性也随之出现，在这种情况下往往希望机组具有延长运行的能力。而目前在电网电量紧缺和电站人力不足的情况下，不可能将两台机组同时停下来大修。为了提高大修停机窗口安排的灵活性，将大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组的大修相互错开，同时也提高燃料使用的经济性。要求采取更加灵活的运行方式，允许调整实际运行周期。延伸运行技术的有效实施便成为大亚湾核电站的必然选择。

延伸运行（Stretch-Out）是指当一回路的硼浓度接近0时，通过降温和降功率引入反应性，以保证反应堆加深燃耗的特殊运行模式。大亚湾核电站采用延伸运行主要是为了提高大修停机窗口安排的灵活性，即通过长短周期交替及寿期末延伸运行等方法避开18个月换料后在6, 7, 8, 9月电网用电高峰期停机大修。所以大亚湾核电站选用燃耗长度最大为30EFPD的延伸运行模式，不采用法国EDF电站燃耗长度最大为60EFPD的延伸运行方式。因为EDF的电站以经济性为首要目的，以充分的利用燃料为首要目的，而大亚湾核电站延伸运行以增加机组运行灵活性为首要目的，同时考虑到在延伸运行期间需要降低功率，过长的延伸运行会降低机组的可用率，从而影响经济效益。

2. 延伸运行论证及实施的技术难度

延伸运行是一种崭新的运行方式，这种方式只有被证明可以满足核电厂设计和运行安全规定中的所有要求，才能被采用。因此，必须全面、详尽地分析延伸运行对设备、系统正常运行以及所有设计基准事故的影响。

由于延伸运行是超出正常设计运行的运行模式，因此延伸运行的论证范围和难度都超出

正常安全分析报告的范围和难度。主要分析论证的内容包括一、二回路降低运行温度后造成一回路发生超压事故的后果加重；二回路蒸汽品质（干度）下降导致汽轮机振动；一、二回路压差加大（一回路压力不变，二回路压力降低）导致蒸汽发生器传热管受力加大；低参数工况下的燃料元件包壳与芯块的相互作用（PCI）等。

一回路冷却剂温度设定曲线的降低造成对设备的一些新的限制：须分析与蒸汽发生器直接相关的出口蒸汽干度变化、U形传热管振动、一次侧与二次侧之间的压差等运行限制；须分析汽轮机入口阀门开度并论证常规岛所有其他系统、设备的运行限制；为了使电站运行保有充分的抗干扰能力，须分析与蒸汽发生器间接相关的运行限制，包括核蒸汽供应系统（NSSS）设计瞬态的应力限制；须优化 NSSS 的调节和保护系统定值，包括一回路平均温度低低阈值（P12）的调整。最后，在充分考虑由堆芯核设计确定的中子动力学特性以及优化后的调节和保护系统参数的基础上，进行包络性事故分析。

延伸运行模式论证最关键的是确定延伸运行限制因素以及功率-温度运行图。对不同的压水堆反应堆的设计，延伸运行有不同的限制条件。对于大亚湾核电站（M310 设计堆型）来讲，延伸运行的功率-温度运行限制图最终由 NSSS 设备设计瞬态应力限制和汽轮机能力限制包络，而不是像 CP900 设计堆型的蒸汽发生器的出口蒸汽干度、U形管振动和一、二次侧之间的压差限制包络。其原因是由于 M310 设计的 55/19B 蒸汽发生器能力相对强于汽轮机组的能力。确定延伸运行功率-温度运行图是延伸运行最重要的，不同正常运行设计的理论分析成果。

延伸运行在实施上的难度和风险远大于正常运行。首先是堆芯特性大不一样，导致轴向功率偏差更向正向发展，更接近运行图的右边界，运行操作的风险与难度加大。此外，由于一回路硼浓度为零，并且控制棒全部提出堆外，运行上没有任何手段可以控制运行状态。延伸运行期间还要调整许多与正常运行不一样的控制和保护定值，实施风险大。

3. 延伸运行实施

延伸运行不同于正常运行。延伸运行期间，每天都可能有很多高风险的工作需要进行，如调整 G、K 参数，调整 Iref，调整 RGL、GCT、LPZR 的函数发生器，调整保护整定值，且须几个部门相互配合。因此各项工作的接口管理和过程控制就尤为重要。

大亚湾核电站研究制定了实施延伸运行的质量安全计划，该质量安全计划从技术和实施过程上覆盖了堆芯控制、仪表控制和运行控制的全部内容。论证了由于延伸运行系统参数的变化而带来的安全裕量的改变及其措施。这份质量安全计划用于延伸运行的准备、执行，反应堆保护整定值的调整和延伸运行后的系统恢复。它同时明确了在延伸运行期间各部门的职责分工，规定了延伸运行的操作步骤。延伸运行质量安全计划是延伸运行的核心文件，管理延伸运行期间机组的所有操作。它是延伸运行期间风险管理的工具，也是延伸运行期间所有信息的来源。延伸运行质量安全计划是相关部门负责人共同创建编写的，规程中的每一项都经过深思熟虑，多次组织讨论以保证文件实施的有效性。

为了保证延伸运行的顺利实施，项目小组编制了详细的培训教材。该培训教材涵盖延伸运行的理论基础、过程控制、各部门的分工协作、演变过程、主要操作，各种参数的改变调整以及理由、延伸运行期间注意事项及风险分析等。

延伸运行期间，机组的操纵员不仅要完成常规的各项操作，而且还要根据机组情况启动延伸运行期间的各项操作，各部门共同控制延伸运行期间各项工作的风险，保证机组运行在

最佳状态,因此培训是重中之重。在延伸运行实施之前,项目组完成了电厂有关部门人员的培训。从而保障所有操纵员和技术支持人员在延伸运行期间能够安全顺利控制机组。通过其后的延伸运行顺利进行说明培训是成功的。

按照发电计划的安排,延伸运行于2003年3月11日在大亚湾核电站1号机组实施,3月20日顺利结束,达到了预期的目的。延伸运行期间机组运行平稳,设备安全可靠,取得圆满成功。

4. 延伸运行的意义和经济效益

本次延伸运行持续时间虽然只有9天时间,却顺利实现了错开大亚湾核电站2号机组第九次大修和1号机组第九次大修的目的,多发电量达0.3亿kW·h,按照每千瓦时0.58元计算,创造经济效益1740万元,并且为1号机组创造连续运行388天的新记录作出了贡献,同时为今后30天的延伸运行积累了经验。

延伸运行是全世界范围核电运行生产的成熟做法,但国内尚无先例,大亚湾核电站延伸运行的成功实施填补了我国核电运行的一项空白。延伸运行将在岭澳核电站应用,在国内其他同类型核电站具有推广应用的价值。

大亚湾核电站运行技术规范优化与改进

陈 军

1. 前言

公司确定的中长期目标是使电站的安全运营达到世界一流水平。这就迫切要求电站自己根据十年来的所积累的运行经验,消化世界最新安全技术管理知识,包括安全管理理念、技术方法,完善运营公司的安全运行管理体系,以进一步提高电站的安全管理水平及安全运行业绩。运行技术规范作为核电站的运行阶段的技术“宪法”,它不仅是核电安全管理最重要的文件之一,也是核安全文化的具体载体。

大亚湾核电站现行的技术规范,是参考法国 GRAVELINES 电站 5 号和 6 号机组的技术规范 1990 年版进行编写的,它处在国际 20 世纪 80 年代的技术水平,是法国设计者直接提供给电站的。这本运行技术规范,仅仅集中了机组正常运行过程应该遵守的技术规定,是“系统设计者”按照编写最终安全分析报告的“研究工况”进行分类研究机组的安全,而不是从使用者角度进行技术规范的编制的。这导致技术规范在结构和格式编排上不利于员工检索和使用,很多年以来,除了安全技术顾问(STA)、值长、操纵员外,了解和熟悉技术规范内容的人不是很多,就算是了解的,使用中有时常产生理解偏差。对此电站付出了代价——不仅降低工作效率,不利于电站的安全运行,还因此出现一些本可以避免的电站运行事件(LOE)。在这样的背景下,迫使电站对技术规范进行改进与优化,以提供一个新的工作平台,满足电站的生产和安全管理的需要。另一方面,技术规范频繁升版或变更,现场执行人员难以适应,容易出现差错,因此,需要选择适当的时机进行改进并完成切换。综合考虑了这些因素,大亚湾核电站技术规范项目在 1997 年开始启动,最后在 2003 年顺利完成切换。

2. 项目的组织和管理

对运行技术规范优化与改进工作,电站按照项目管理的方式进行组织和管理。该项目工作涉及全厂(包括生产、维修、技术支持、安全监督部门),项目由核安全处牵头,成员由全厂各主要部门的技术骨干人员构成外,为了总体协调技术规范的编制、相关文件修改的控

制、确定需要变更定值改造的项目、电站人员的培训、以及项目的执照申请等工作，还特别设置了一位总协调人负责协调所有技术相关问题。

项目制定了工作细则和详细的工作计划。项目进度和质量控制主要通过定期双周会议、不定期技术专题会议，质保监查等方式来保证。对于技术难题，进行公开、透明的讨论，并始终得到 EDF 技术支持，重大问题最终通过会议讨论形成决议。

由于运行技术规范属于上层文件，在“优化技术规范”项目实施过程中，需要对各专业涉及的相关技术文件、程序进行全面修改。甄别电站需要修改的技术文件、程序是一项非常庞大和复杂的工作。项目组采取各部门自行甄别和项目组多次组织检查（包括对需要修改的文件清单及修改文件的正确性检查），且在切换前成立专门的文档小组检查相关的文档，以保证电站文件修改的正确性及使用正确版本文件。

项目按照现行管理规程和改造程序开展工作，不同阶段向 PNSC 汇报相应内容，重大问题经 PNSC 审查批准。项目组首先编制了《大亚湾核电站新技术规范——解释规范》及《化学和放射化学技术规范——解释规范》的初稿，重点针对电站的特点与运行经验，进行广泛深入的研究、讨论、审查、反复修改，在 PNSC 多次审查后交 NNSA 审查批准，在完成了预定的切换准备工作后，项目成功切换。

3. 技术规范优化与改进的主要工作

一本好的技术规范，它应该是推动核电站安全运行的好的工具，它既要提高核安全管理水平，还要给电站创造良好运行业绩提供条件。因此技术规范的编制必定涉及电站各生产技术部门。技术规范优化与改进工作远不是照搬 EDF 的新规范，对其新技术规范进行翻译那么简单。实际上大亚湾核电站的设备与法国 900 MW 系列机组的设备还是有不少的差别。譬如，大亚湾核电站的设备除了有与法国 900 MW 系列相同的设备和设计，也有 1 300 MW 系列的设备，特别在 GCT 系统、JP * 等消防系统与法国 900 MW 系列有很大的差别；法国 900 MW 系列核电站普遍实施了 LOT93 技术改造，而大亚湾核电站还没有进行类似的改造。此外，一些技术规格的选取与制定，必须考虑大亚湾核电站的技术与设备情况、技术的发展，更重要的是技术规范的制定，起码应该涵盖正常运行（相对于事故处理）期间的安全要求，符合机组正常运行的技术规律。技术规范的改进与优化还必须考虑大亚湾核电站已实施的或即将实施的多项技术改进与改造，如 18 月换料、第五台柴油机、大修优化项目以及电站的“三个十（十年安全评审、十年大修和十年技术改造）”项目。因此对于规范中的每一条标准、不同点都必须经过详细地分析、核对和多方面的论证。

大亚湾核电站技术规范的优化改进的技术路线是：以 EDF 的 CPY 系列机组运行技术规范为参考蓝本，按照 EDF 技术规范的基本结构框架，根据大亚湾核电站的实际系统设计编制的，符合实际要求且更为合理地指导电站实际工作的技术规范。

优化改进工作主要包括以下了 5 个阶段的工作。

第一阶段为项目的前期准备阶段：

翻译和研究法国新技术规范，研究 EDF 最新安全技术管理知识，包括安全管理理念、技术方法和所积累的运行经验；分析大亚湾核电站运行技术规范的弱点，并确定大亚湾核电站运行技术规范优化的目标为：从“使用者”角度进行编写，做到一个要求清晰、容易使用的结构，概括而精确阐明正常运行期间的设备要求的文件；使之成为“核安全”的具体载体，有利于改进电站的安全管理。具体地说，根据核安全的目标和要素（反应性、冷却、

屏蔽、支持功能)重审技术规范,并充分利用最新的技术分析成果和有效的经验反馈,使之符合现在的安全标准(水平);增加与之配套的解释规范,改善技术深度;使得专业和非专业人员均可以简便地检索和使用。其中最关键的是确定采用运行模式,按运行模式制定相关技术条款,相关的文件和规程也依此进行修改。

第二阶段为项目的全面启动与规范的编制阶段:

全面与法国 EDF-UNIFE 专家合作,充分利用法国专家的经验 and 项目组人员的运行经验,进行《大亚湾核电站新技术规范——解释规范》和《化学和放射化学技术规范——解释规范》的编制。

大亚湾核电站新技术规范的编制在策略上、总体上参考了法国 900 MW 系列核电站的技术规范的格式与结构,其基本结构与 CPY 的技术规范一样,但内容必须考虑大亚湾核电站的实际情况。因此,在对技术规格书的具体运行限值和条件加以确定,而这种确定是基于大亚湾核电站的设备设计文件、大亚湾核电站和法国的经验反馈,在考虑以下几个重要因素的基础上,由大亚湾核电站新技术规范项目组与法国顾问(EDF-UNIFE 专家)共同讨论确定的:

- (1) 考虑国情与大亚湾核电站所处的环境(孤立电站);
- (2) 考虑大亚湾核电站的设备设置与法国 900 MW 系列核电站的设备设置的差别;
- (3) 吸取法国有益的经验反馈(最新技术规范及安全分析,包括对应的解释规范);
- (4) 保留大亚湾核电站独有的技术条款(如 PAMS、LSS、18 月换料项目技术规格、运行梯形图、延长期运行等)。

第三阶段为项目的执照申请阶段:

2001 年 9 月,项目组多次向电站 PNSC 做专题汇报,在针对若干问题进行了多次修改后,电站决定正式向国家核安全局提出执照申请。同年 10 月首次与国家核安全局进行新技术规范项目对话会,提交新技术规范执照申请交流稿;先后与国家核安全局进行了 5 次执照申请对话会,最终于 2003 年 10 月得到国家核安全局正式批准。

第四阶段为项目的切换准备与现场实施阶段:

由于运行技术规范属于上层文件,在“优化技术规范”项目实施过程中,需要对各专业涉及的相关技术文件、程序进行全面修改,并由此带来电站运行诸多概念的变更。为确保相关文件正确及与“优化技术规范”项目相关的生产四部人员正确了解该项目基本情况及工作中可能受到的影响,并能够处理各自岗位中与技术规范有关的问题,保证新技术规范顺利按计划切换,项目组确定电站进行新技术规范实施切换的条件为:

只有当大亚湾核电站一类和二类培训人员的培训(包括复训)全部完成,电站 A 类相关技术文件和规程的修改全部完成,与新技术规范相关的改造工作完成,电站的两台机组运行处于稳定的功率运行,电站方可实施新技术规范的切换。

(1) 程序修改

电站共修改了各类运行规程 608 份,各类维修规程 312 份,各类其他规程文件约 74 份,合计为 996 份。为了确保电站 A 类相关技术文件和规程修改的正确性,先后组织了 3 次质保审查。

(2) 培训

由于新技术规范与原技术规范有许多重大变化,因此必须对所有相关人员进行培训。整个培训工作分为初训和复训两个阶段,并根据技术规范对各部门的影响程度将生产四部人员

分为三类进行不同层次和要求的培训,采取人员资格授权培训的形式进行全员培训,并进行考核登记。其中,一、二类人员必须完成初训和复训,并将之列为新技术规范切换的必要条件之一。

培训中心按培训要求根据人员分类标准,会同质保部门对学员报名情况逐个核实,并安排模拟机教员、理论科教员完成培训大纲、三类人员培训教材的编写、培训计划的制定以及教学的实施。

新技术规范初训自2002年7月中旬开始至2002年9月截止,由培训中心共计组织完成32期,参训学员1391人,其中一类人员为104人,二类人员为646人,三类人员为641人。2003年7月至10月对一、二类人员进行复训,共组织27期,完成812人(含电站新增人员)。

(3) 切换

电站实施技术规范的切换时,成立了专门的文件切换控制小组和切换工作风险控制小组,确保电站所有的文件和规程能够及时地得到替换以及处理在切换过程中可能出现的意外情况。文件切换控制小组在切换前后进行两次全面的文件检查:主要检查切换的文件是否被提前使用,指导各部门秘书集中需要切换的文件;第二次检查在切换以后,主要检查切换文件是否到位,旧文件是否销毁。切换工作风险控制小组负责控制与实施大修和日常COMIS工作包修改和工作安排,实施现场定值修改的相关工作。

在切换前一个月,电站开始实施20项(每个机组)与新技术规范相适应的定值改造工作,并于切换前1周完成所有定值修改工作。与此同时,进行了COMIS系统中的大修和日常工作包数据修改。

在新技术规范实施切换前,项目组在电站的CIS内部网上专门设置了“问题提出和回答”栏目,供电站人员反馈各种各样的与项目相关的问题。在新技术规范实施切换以后,核安全处通过“运行技术规范和定期试验监督大纲问题回答单”形式,回答和解决全厂各部门在新技术规范实施后存在的各种问题,从而确保了新技术规范在现场的正确执行和修改了技术规范中出现的差错。

各部门在切换前后也进行了大量的工作以配合新技术规范的切换工作,确保切换与实施的顺利进行。如:运行处和仪控处针对新技术规范的理解与使用,安排了数次在岗培训,并组织知识竞赛与技能比武。

为了克服对实施新版《运行技术规范》后第一个大修——2号机组第十次大修可能的不利影响,大修处和综合计划处对大修主线计划进行充分的审查与优化完善,把所有Io活动都纳入主线计划进行跟踪、管理,以确保每项活动的安排都符合技术规范的要求。

2003年10月电站PNSC正式批准开始实施与新技术规范项目匹配的电站改造项目和COMIS系统修改。11月12日电站正式签署《新技术规范项目切换同意证书》。11月16日零时大亚湾核电站正式切换新技术规范。

第五阶段为项目的全面推广阶段:

早在2002年1月确定的新技术规范项目任务书中,就确认了新技术规范优化项目必须在群堆管理模式下涵盖大亚湾和岭澳核电站。岭澳核电站的新技术规范优化项目将在2004年全面启动,并在适当的时候尽早实施。

4. 运行技术规范的主要变更

新技术规范编写的要求是从使用者角度出发,编制一本“安全要求清晰、易使用”的技术规范。运行技术规范优化的目标以“改善文件的形式”和“改善技术内容”两个轴心为依据:

(1) 形式上:将原先一本《运行技术规范》涵盖的技术内容分成相互独立的“运行技术规范及其解释规范”和“化学和放射化学技术规范及其解释规范”组成;将原技术规范中涉及“定期试验”方面的技术规格,全部纳入《安全系统定期试验监督要求》中去管理。

(2) 运行技术规范自身在内容上进行如下主要修改:

1) 采用“运行模式”:将原先的9个标准运行工况,重新划分为6个运行模式;

2) 对事件(不可用)的定义、种类、规则、累积规则做重大改进;

3) 单列“化学和放射化学技术规范”:化学和放射性化学的技术条款与运行技术规范的条款不再进行叠加;

4) 增设“事故工况下所要求可用的设备”的管理;

(3) 完善电站的安全管理机制:在原先的动态控制点规程(DHP)的基础上,新增了对大修的全面安全管理的启动阶段安全检查规程(RHP)。

(4) 完善《安全系统定期试验监督要求》:按照新版《运行技术规范》的要求,重新调整《安全系统定期试验监督要求》的结构,甄别了定期试验中所必须产生的第一组Io和限制条件。

5. 结束语

大亚湾核电站运行技术规范优化与改进工作已经结束,新技术规范已实施。新技术规范是建立在新的安全管理理念、新的安全管理技术以及电站经验反馈的基础之上的,因此其成功切换、使用,必将进一步提高电站安全管理与控制水平,从而进一步提高电站的运营水平。

在群堆运营模式下,根据大亚湾核电站技术规范改进与优化的经验,已经着手进行岭澳核电站新技术规范项目,以减少两电站使用不同形式技术规范所带来的不利因素,促进公司的安全管理水平和生产业绩的提高。

岭澳核电站 1 号机组第一次大修发电机 定子划伤事件总结与反馈

赵卫国

1. 事件简述

岭澳核电站装机容量为 2×900 MW，发电机由法国 ALSTOM 公司提供，定子铁芯部分长 7 m，转子长 14 m，重 98 t。1 号机组于 2002 年 5 月投入商业运行，在 2003 年 4 月 21 日开始第一次换料大修。

由山东电力核电建设集团公司（简称山东核电公司）负责此次大修的发电机抽转子工作。2003 年 5 月 5 日 22:30，在电站工作人员帮助下，将滑鞋安装到位后，开始抽转子。在抽转子开始不久，即发现转子后端（励磁机端）过低，左侧滑板上的绳子压断。然后，又发现前端的两根绳子被拉紧并进入定子腔内，此时确认转子与滑板一起在发电机定子上滑出 1 m 多，通知电站工作人员，经现场工作人员讨论，决定将前端绳子重新固定，并借助临时在励磁机端搭建的支座，采用两块木板试图顶住滑板，然后继续抽转子，由于木板支撑强度不够，滑板仍随转子移动，将木板顶断。6 日 3:00，转子和滑板一起抽出（转子及滑板直接在定子铁芯上滑行），滑板共移动 5.25 m，转子与滑板相对移动 58 cm。在滑板移动过程中由于滑板下面的聚四氟乙烯板撕裂，造成铝板直接与发电机定子铁芯摩擦，将发电机定子铁芯内表面划伤，表面绝缘漆脱落、轻微变形及铝屑进入铁芯缝隙中。

2. 发电机定子受损检查情况

检查发电机定子内表面，发现第 19 槽、20 槽、21 槽、22 槽从汽轮机侧到励磁机侧约 5 m 长都有不同程度损伤。损伤程度可分为四级：轻度损伤（仅绝缘漆脱落），共 52 处；中度损伤（除绝缘漆刮掉外还有轻微铝痕），共 52 处；重度损伤（除有铝痕外，定子硅钢片间也嵌有铝皮），共 56 处；严重损伤（有多匝硅钢片有铝皮嵌入，个别伴有硅钢片变形），共 30 处。在进行定子通风沟最后清扫时发现，第 2 槽、35 槽被转子风扇严重碰伤 2 处。另外，在处理定子底部铁芯（第 19 至 23 槽）过程中，又发现定子第 36 槽励磁机侧 35 块铁芯块有明显磕碰痕迹。此处靠近励磁机侧 2 m 左右中间偏上部位，可能为临时固定导向环的专用工具造成。

3. 设备损坏过程调查

通过检修人员描述和现场实物测量, 确认事件如下:

- 1) 因为仓库没有二硫化钼粉, 滑鞋滑板未按程序要求用二硫化钼粉擦拭;
- 2) 抽转子开始汽轮机侧绳子拉紧时, 未意识到滑板移动;
- 3) 励磁机侧绳子压断, 停止操作, 意识到滑板已移动;
- 4) 塞木块试图阻止滑板移动, 未成功;
- 5) 滑板随转子滑动过程中, 滑板有间歇停顿现象;
- 6) 转子过中心线后, 在汽轮机侧才发现聚四氟乙烯碎片(未及时发现);
- 7) 滑鞋固定在滑板上, 随转子移动约 3 m。

4. 定子铁芯划伤过程分析

根据模拟发电机抽转子过程及现场情况, 进行滑板摩擦力对比试验分析表明, 滑靴与滑板之间的摩擦力大于滑板与发电机定子内表面的摩擦力。因此, 可以认定, 在转子抽动的开始, 就出现滑板与转子一起移动, 滑板下的聚四氟乙烯板上压痕显示移动距离为 25 cm。之后, 转子在后端(励磁机侧)压上励磁机端滑板, 此时转子有两点与滑板接触, 拖动时转子与滑板之间摩擦力会增大, 转子与滑板在定子铁芯上一起移动, 造成聚四氟乙烯破损, 随着滑板继续移动, 聚四氟乙烯板撕裂, 破损部分与定子接触, 此时接触面摩擦力增大, 同时, 露出的铝板面与定子内表面摩擦造成定子铁芯划伤。

当滑板移动 60 cm 后, 励磁机侧转子被抬高, 此时转子与滑板仅通过滑鞋与滑板接触。而此时滑鞋正下方的聚四氟乙烯已破损, 转子被拖动时, 由于破损的聚四氟乙烯面与定子之间的摩擦力大于滑鞋与滑板之间的摩擦力, 故滑鞋在滑板上小幅移动, 使滑鞋着力点转移至聚四氟乙烯光面后停止移动。此时拖动转子, 由于聚四氟乙烯光面与定子的摩擦力小于滑鞋与滑板之间的摩擦力, 使得滑板再次开始移动, 造成聚四氟乙烯继续撕裂, 并且裸露铝板部分又开始与铁芯相摩擦, 随着摩擦力增大至停止, 期间铝板与定子铁芯的摩擦又造成铁芯划伤。

滑鞋再次在滑板上小幅移动, 着力点移至聚四氟乙烯光面后停止移动, 滑板又一次移动, 并造成聚四氟乙烯的继续撕裂。伴随着这种交替的移动过程, 直至转子拉出。最终滑板移动 5.25 m, 滑鞋移动 58 cm, 滑鞋移动位置与聚四氟乙烯撕裂长度吻合。

5. 纠正措施及反馈

(1) 发电机定子划伤的的根本原因

1) 滑板底部衬垫的替代, 没有经过技术评估和论证。发电机抽转子的滑板是原厂家(ALSTOM)提供的专用工具。为了防止毛屑落入发电机内部, 岭澳核电站 1 号机组第一次大修决定用聚四氟乙烯板替代原衬板。由于电站对专用工具的选用、替代缺乏相应的管理规范, 故本次滑板衬垫的更换, 主要是执行部门人员根据自己的知识和经验来决定, 而没有认识到聚四氟乙烯具有“好的自润滑性和低的抗拉强度”这一特性。

2) 发电机抽转子的准备工作不到位, 分工不明确。维修规程中明确使用“二硫化钼粉”, 却没有库存, 由于信息沟通不畅, 管理层不知道这一情况, 也没有意识到二硫化钼粉的重要性, 未能及时采购或替代。在抽转子的质量计划中, 对滑板和滑鞋的光滑处理描述不

完整。例如，“对滑板滑鞋须用二硫化钼进行光滑处理”这一关键工作，在质量计划中的描述为“处理滑鞋的滑动面”，这里只提及了滑鞋而没有提另一个重要部件“滑板”。另外，对于发电机抽转子工作，一直由转机负责，执行程序也由转机准备、编写，但滑板、滑鞋的光滑处理的质量控制点却由电气维修部门负责，这样的分工不甚妥当。

3) 工作人员和质量控制人员经验和技能不足。在本次发电机抽转子过程中，虽然现场各环节均安排有专人监视，但仍未能及时发现滑板的滑动、转子与滑板接触以及聚四氟乙烯的破损，表明现场人员对“发电机抽转子”工作认识和经验不足。

4) 重大检修项目的作业时间不当，须进一步完善。大修中，应谨慎选择在夜间进行重大项目工作，并对人员疲劳控制予以充分考虑。在本次事件中，承包商工作人员从早上7点一直工作到第二天凌晨3点，个别人员甚至在工作过程中睡着了，这说明存在人员疲劳问题。

5) 现场组织指挥和异常情况下的低位决策。本次发电机抽转子工作中，发现滑板移动后，却未向上级报告或咨询相关人员，只是现场工作人员讨论，决定继续抽转子，忽略了聚四氟乙烯板破裂后，划伤发电机定子的潜在风险，错过了纠错的时机。

(2) 经验反馈

1) 全面审查发电机抽转子的的工作过程，针对岭澳核电站发电机使用的滑板贴衬层的选材及粘贴方法，征求供应商意见，并进行评估后，方可使用。

2) 回穿转子前，严格按照程序使用二硫化钼剂和二硫化钼粉，对滑板和滑鞋进行光滑处理，并进行摩擦力测量检查。

3) 实行项目管理，明确现场组织分工、各参与方及人员的职责要求，如果发现异常情况，严格执行30分钟汇报制度，避免低位决策。

4) 针对重大设备的重要专用工具的改造或替代，制定相应的管理程序，保证工具的使用、替代或变更能够得到有效的控制。

5) 完善大修过程中重大操作的计划安排和人力安排的原则和规定，避免疲劳作业。

6) 大修相关部门应对承包商人员的资格和技能进行审查，保证符合工作要求。

全范围模拟机项目管理

李晓明 张 明 李劲光

1. 项目概述

全范围模拟机项目包括大亚湾核电站模拟机改造和岭澳核电站模拟机新建两项工程。项目于1997年下半年开始启动,通过进行可行性研究、技术路线分析论证、潜在承建商调研和考察及技术规范书的准备,以国际招标的方式,经过多轮的艰苦谈判,公司在1999年6月4日与加拿大CAE公司签订了模拟机项目合同。其间由于贷款协议的影响,项目合同于2000年1月正式生效。

改造后的大亚湾核电站全范围模拟机于2001年12月投入使用,通过替换计算机硬件设备和软件系统的运行平台,解决了系统运行不稳定和死机问题,改造后的模拟机总体运行状况良好。

岭澳核电站新建模拟机于2003年6月投入运行。它是目前世界上第一台在WINDOWS NT平台下开发的新一代核电站全范围模拟机,采用可视化图形建模工具和三维堆芯模型等先进仿真技术设计。具有模拟范围广、仿真度高、模拟过程可见、可扩展性、运行稳定性高等特点。不仅应用于运行培训,也是进行电厂运行分析及事故预想的有力工具。投入使用以来,不仅顺利地承担了岭澳核电站操纵员的培训任务,并圆满地完成了RO和SRO取照考试、电厂多次应急演练及现场提出的各项试验,无论在模拟性能,还是运行稳定性上,都得到用户的一致认可,其整体性能已达到预期的要求。

根据全范围模拟机项目工作计划安排,在岭澳核电站新建模拟机投入运行后,将对其模拟软件进行必要修改,并全面移植到大亚湾核电站模拟机上,整体取代原有较落后的模拟软件,以全面提升大亚湾核电站模拟机性能和培训质量,实现岭澳、大亚湾核电站两台模拟机的运行和维护环境一体化,降低运行维护成本。电站正在进行这一方面的工作。

2. 项目的特点

模拟机项目不是简单的采购项目,也不同于一般的软件开发项目,而是集大型软件开发和模拟核电站主控制室设计和建造为一体的系统工程。

模拟机项目的目标是：在合同签订后的 13 个月内完成大亚湾核电站模拟机的改造工作；在 31 个月时间内完成岭澳核电站模拟机的建造工作，并使整个项目的管理费用控制在预算范围，同时使两台模拟机的模拟范围和模拟精度满足合同技术规范的要求，从而可以使两台模拟机可用于核电站操纵员的运行培训和执照考试，为广东核电事业培养优秀的运行人员。

模拟机项目管理分为准备阶段的项目管理和实施阶段的项目管理。模拟机项目管理的范围包括：

准备合同招标文件；承包商的选择和招标；评标和合同谈判；制定切合实际的三级进度；提供管理程序和质量保证体系；设计审查；接口管理；软件设计的参与和文件的催交；项目活动的三大控制；合同管理；验收管理等。

3. 模拟机项目的风险管理

(1) 模拟机项目风险分析

在模拟机项目风险管理中，通过采用主动式和被动式的风险管理方法，同时注重过程管理，在项目的生命周期的各个阶段对风险进行动态的、不间断的评估，采取基于风险管理的决策。模拟机项目风险管理预测如表 1 所示：

表 1 风险因素分析

风险项目	风险来源	风险后果
1	项目技术难度大	出现意想不到的技术问题
2	项目工期紧	计划调整余地小
3	合同价格偏低	承包商投入资源少
4	承包商手头项目多	影响骨干力量全力投入
5	组织管理	功能不当
6	开发人员流动大	影响计划的完成
7	新技术的采用	产品质量的稳定性
8	文化背景和沟通问题	影响工作质量和效率

通过对模拟机项目特点的分析和对项目涉及的情况的了解，发现模拟机项目中存在的风险来自两个方面，一个是技术方面，一个是管理方面。

在技术方面存在的风险：

1) 主数据的提供问题

高质量的模拟机来自完整准确的模拟数据。世界上通常是先有核电站，再有模拟机。广东核电站模拟机的设计和电站的建设是同步进行的，这就给模拟数据的提供带来相当大的困难，尤其是核电站的设计是由国内外多家不同的公司来完成，其设计风格、规范及接口也有差异，因此业主如何按数据提交的计划和进度组织收集完整准确的设计资料，是本项目管理的主要技术任务之一。

2) 承包商对电站的数据理解问题

作为模拟机设计的主承包商，CAE 公司电站开发部的软件开发人员有一定的核电站模拟机开发经验，但是由法国法马通公司设计的反应堆型的广东核电站这样的模拟机系统却是

第一次,对电站的调节、控制系统和数据库的理解都有相当大的困难,由此影响仿真对象的范围和深度的模拟,难以实现项目的进度和计划的控制,造成对项目进度和质量的影响。

3) 硬件设计及盘台仪器、仪表的采购问题

模拟机硬件盘台的设计涉及 100 多种不同的仪器、仪表、电源和 I/O 接口的采购和设计,由于核电站的特殊性,许多设备是专门厂家生产的,而非通用产品,设备价格、供货时间周期和硬件设计改进遇到的困难超过承包商的预期,对项目的三大控制造成影响。

4) 验收计划和使用的规程、参考文件问题

模拟机的验收是模拟机质量控制的重要环节,验收计划和文件是项目质量控制的重要文件。对于验收计划、内容和范围,合同上都有框架性的描述,一方面,作为业主希望在有限的验收时间内能够最大限度验证模拟机的模拟精度和范围。另一方面,作为承包商,希望验收测试的内容越少越好。因此,如何制定科学的验收计划和编写高质量的验收文件保护业主利益是本项目管理的重要课题。

在管理方面存在的风险:

1) 项目开发人员变动频繁问题

模拟机项目不是一个简单的设备采购项目,而是利用现代的计算机仿真技术对核电站的运行、调节和控制系统进行模拟,主要的工作量在软件设计。

软件设计过程中开发队伍的素质和人员的稳定性是关键。但是由于 2000 年 IT 行业和 COM 公司的迅猛发展,吸引大量的软件设计和开发人才,相比之下世界范围内核电站模拟机市场的减少对人才的吸引力降低,许多人不愿意参与该项目的设计和进行相关的工作以及知识积累,造成 CAE 公司核电站模拟机项目软件人才的分流和项目开发队伍的动荡,同时北美公司的人事制度对项目队伍的稳定也不利。2000 年 CAE 公司本项目中有三分之一的核心技术开发人员流动到其他公司或部门。

2) 项目经理及项目工程师问题

由于承包商手头项目很多,同时开发设计 5 个核电站模拟机项目,考虑到项目的成本等因素,承包商委派在本项目的项目经理和项目工程师都是新手,项目经理不知道模拟机技术,项目工程师不清楚整个模拟机的设计过程。

搞技术管理不知道设计过程,尽管他们都很敬业,严格按程序办事,但是由于没有经验,搞出来的东西只是保护自己的工作岗位,完全执行程序,却不注意整个流程、效率等等。计划制定的客观性和可执行性及其完成计划的能力都打折扣。

3) 项目进度和计划的调整问题

模拟机项目实施过程中,承包商几次提出计划的调整,对进度产生不同程度的影响。其中有采购方面的问题,软件设计调试方面的问题,还有数据提供方面的问题,前两个问题主要是承包商的责任,后面的问题却是业主的责任。如何面对项目进度和计划的调整,也是本项目管理的主要问题之一。

4) 文化背景及沟通问题

尽管我们的企业是公司制的现代管理企业,引进法国先进的生产质量管理经验,但是在模拟机项目的实施过程中,合同双方项目管理人员在价值观、对项目管理问题的理解和实际操作方法都存在明显的差异。另外,语言沟通上也存在一定问题,这对项目管理都带来一定难度。

(2) 模拟机项目风险控制方法

针对模拟机项目中存在的技术方面和管理方面的风险，采取了相应的风险控制措施和方法。

针对技术问题的风险控制措施：

1) 力求数据提供的及时性和完整性

成立专门小组负责模拟设计数据的收集、整理、提交和跟踪协调工作，必须即时向承包商提供完整的设计数据。对于暂时无法按进度提供的数据，经过合同双方友好协商，采取参考电站的数据替代的办法解决问题。

2) 加强业主对项目设计、制造和调试的参与

对于技术问题，本着帮对方就是帮自己的项目原则，电站主动提出技术支持，派不同专业工程师驻厂协助承包商模拟机软件设计和硬件盘台的监造。这样一来，业主的项目成本会有所增加，但是通过设计的参与，及早发现问题，可改善项目的进度和质量。同时也达到自身的锻炼和自我提高，有利于培养模拟机设计、运行和调试技术人才，有利于今后模拟机的运行和维护管理，降低长远的运行维护成本。

3) 对专用设备的采购灵活掌握

对于少量采购困难、供货周期长的仪器设备，采取灵活掌握的方式，在不影响质量的前提下，考虑其他可替代的设计和供应商。但是所有的替代设计或设备样品必须经过业主的审查批准才能正式采纳。

4) 建立精干的验收队伍和准备验收文件

做好工程的验收准备工作；模拟机的验收（包括出厂验收和现场验收）是工程质量控制的关键阶段。作为业主，必须充分做好准备工作。主要采取以下措施：

按合同规定，积极参与验收规程（ATD）的编写和审查工作。这对保证验收广度和深度，不致降低验收标准极其有益。但要注意合同执行的责任界线。

在现有模拟机上尽早准备各种正常、事故瞬态数据，以备最终瞬态验收时参考。这对改造项目是必要的，对新建项目是有帮助的。

针对模拟机各系统的技术特点，在项目管理中进行不同方式的跟踪。如 GRE 是模拟机关键系统之一，设计难度较大，要紧密注意模拟范围和准确性；KIT/KPS 是大系统，开发工作量大，要注意进度控制。

针对管理问题的风险控制的方法：

1) 加强对承包商项目管理和开发队伍的监控

模拟机项目中承包商项目管理和开发队伍的投入是项目成功的关键。由于 CAE 公司面临北美人才频繁流动的威胁，非常不利于项目计划的完成。为此，必须利用不同的手段对其项目管理和开发人员进行必要的监控。比如，要求对方在每个项目管理月报中专门反映该月份的人员变化情况，以便掌握项目开发人员的变化情况和采取相应的措施。

此外，对国外主承包商和国内分包商的接口管理，也是项目管理的重点之一。

2) 严密计划，狠抓跟踪落实

计划是项目工作的依据和协调各个接口的纲领，计划的跟踪落实是项目管理的主要任务。在模拟机项目中，根据合同要求双方共同制定了项目三级进度计划，但是由于种种原因承包商要求调整计划，对计划的调整电站要求承包商解释原因、评估对项目的影响和采取的补救措施，同时预测对可能完成不了的计划要求提供四级和五级进度计划，由项目驻厂代表跟踪落实，细化管理，及早发现问题解决问题。

3) 风险分析, 提高预见能力

比如, 模拟机软件设计涉及对电站 100 多个系统的模拟, 软件问题往往是看不到摸不着的, 尤其是将所有系统的软件集成、联调, 是件非常复杂的工作; 其结果影响到整个项目的关键路径和整体进度, 必须充分估计困难, 及早做好思想准备和采取应对措施。事实上, 模拟机项目系统集成和联调过程中的确遇到一些意想不到的困难, 无法形成电站最小系统的模拟, 但由于有思想准备, 及时采取应对措施, 顺利解决了问题。

4) 沟通协调, 提高整体效率

建立周会制度, 加强协调沟通。作为一个团队, 项目成员之间的互相交流、理解和沟通是非常重要的; 另外合同双方的互相理解沟通也是非常重要的。由于中西方文化背景、价值观的不同, 许多问题的理解、处理方式和手段都有很大的差异, 这需要一个了解、磨合和互相适应的过程。尽管如此, 应该强调的是我们有一个共同的目标, 就是要搞好模拟机项目。一切有利于项目的事情, 合同双方应该采取积极合作的态度去推动解决。比如, 关于项目验收队伍成员人数的安排, 承包商方开始控制很严, 只同意让业主安排四个人参加出厂验收工作, 而我方提出指派八人参加出厂验收工作, 承包商方拒绝给另外四人发邀请信。电站为此多次发函提出要求, 承包商置之不理, 认为是无理取闹。经过驻厂代表与承包商面对面谈, 了解到承包商方面的担心原因为增加管理成本, 同时怕人多给他们找麻烦。电站解释了计划中每个人的专业分工和作用, 强调对验收工作和项目的好处。理解我方的意图和对项目的好处后承包商很快就同意了我方的要求。

4. 模拟机项目的验收管理

模拟机的验收是模拟机质量控制的重要手段。为了检查模拟机是否按照规范的要求设计及制造, 应在模拟机制造期间在承包商的工厂内对其进行检查, 然后由业主代表进行出厂验收测试及最后在现场进行验收测试。

模拟机项目的验收分为三个阶段: 预验收, 出厂验收和现场验收。验收的目的是使模拟机的性能符合合同技术规范的要求, 满足培训的需要。验收必须有验收计划, 验收规程和相关的验收技术文件, 质量记录, 偏差报告和消除偏差计划的跟踪。

模拟机的出厂验收测试应根据验收测试程序(ATP)来进行, 以验证文件中所有规范均已达到。此验收测试程序应包括各项测试的具体内容, 以便逐一检查模拟机的各种功能。在出厂验收测试期间, 应留出 4 个月时间给业主让其进行模拟机验收测试。承包商应根据测试的情况对模拟机进行调整和纠正。业主将对所作改动重新进行出厂验收测试。

验收队伍的力量是完成任务的关键, 包括:

驻厂代表是负责验收活动的协调和技术问题的决策, 是验收负责人。性能验收成员由有经验的模拟机教员和电站操纵员组成, 分别负责核岛、常规岛、电气部分的性能验收。模拟机硬件及软件验收队伍, 由模拟机软件和硬件工程师组成。

验收测试实际上是不断修正模拟机的过程, 为了更有效、全面地测试好模拟机, 共进行了三轮工厂测试。第一轮为出厂预验收, 测试主要由承包商内部进行, 业主协助, 主要解决初级问题。第二轮为出厂验收, 测试由业主负责, 承包商协助, 基本上解决模拟机存在的主要问题, 并将 ATP 报告文本内容测试完。签发出厂验收证书的前提是双方认为不足以影响设备安全可靠运行的小的缺陷, 不会妨碍设备发运、工厂验收证书或临时接受证书的签发, 且承包商将在双方议定的时间内完成对这些缺陷的修复。第三轮为现场验收, 测试主要

由业主完成, 严格按照 ATP 文本进行正式出厂测试证明模拟机达到验收标准。

(1) 硬件测试

与模拟机有关的设备及系统在装运前应在蒙特利尔用 CAE 的设备及其子承包商的设备进行严格检查。现场的测试和调试在业主现场进行。

(2) 软件测试

在模拟机的出厂预验收测试和出厂验收测试前, CAE 将对所有应用软件在其不同的开发阶段、逐步地对系统内部与系统间的集成阶段进行全面的测试。全范围模拟机的开发与测试应与 CAE 的软件开发计划 (SDP) 及软件质量计划相一致。SDP 为软件开发提供了一套可验证的程序并为符合 ISO 9001 的软件开发程序提供了资料。

CAE 将通过文件记录来证实每个系统都已根据 SDP 进行了测试, 这些记录可随时供业主审查与评估。测试将会由工程师进行评审并由软件质保人员进行监督, 以保证各系统能够完全满足 SDP 的要求。

在出厂验收前所要进行的测试工作包括:

1) 模块测试。模块主要代表一个具体的子系统的过程或控制。模块测试的主要目的在于保证所有对象都已被精确标定及初始化; 稳态满功率条件已建立; 边界条件变化时, 过程响应的总体变化方向正确; 所有仪控及特殊的故障能正确响应。

2) 子系统测试。子系统通常是由一个具体的子系统的过程和逻辑组成的。子系统测试通常包括稳态测试及子系统的启动与停止。测试的主要目的在于验证集成过程及控制环路的模拟, 其中包括报警、逻辑及连锁。

3) 系统及系统间集成。集成主要相关系统。系统及系统间测试的主要目的在于对一个封闭主环路, 建立一个由各个系统组成的满功率稳态及验证整体动态响应。

4) 软件系统集成。模拟机软件集成的目的在于验证模拟机的整体响应, 它是通过在教控制台及软盘台上进行某些 ATP 测试及引入故障完成的。

5) 出厂预验收测试。出厂预验收测试是在完整的模拟机软件配置的情况下进行选定的 ATP 测试。出厂预验收测试旨在确保设备可进行正式的出厂验收测试。

(3) 出厂验收测试

出厂验收测试应根据 CAE 开发的验收测试程序来进行。出厂验收测试将通过以下方式进行: 图形化软盘台、由模型软件 ROSETM、模拟的 KIT/KPS, 模拟的 LOCA 监视系统组成的模拟系统及可提交的计算机配置。硬盘台的验收测试将于现场验收测试期间在业主现场进行。CAE 在过去已成功地运用图形工具进行了出厂验收测试, 并发现它是一种经济有效的方法。

CAE 应在实际进行 ATP 前起草验收测试计划。验收测试计划应确定验收测试的范围并考虑到业主的技术规范要求。

验收测试计划至少应包括以下信息: 测试规则和方针、CAE 及业主的现场验收测试时间、ATP 列表、故障原因及后果列表、预期测试时间 (考虑到测试、分析、CAE 消除偏差、复位所需时间)、测试进度表和每个阶段的测试列表、报告和更正偏差程序、配置控制、测试期间关键人员名单及其责任。

CAE 准备初步的 ATP 文件, 并应在出厂验收测试开始前至少 5 个月内提交给业主审查, ATP 应包括所有用来证明与合同要求一致的模拟机测试内容。预期结果基于 ATP 准备阶段提供给 CAE 的数据。业主有 8 周的时间来审查 ATP, CAE 在两周内完成对反馈意见的处理。

除了进行 ATP 测试外, 出厂验收测试期间还将建立模拟机的各种初始条件 (ICS)。在几个月测试过程中, 双方互相配合, 负责人每天碰头了解当日出现的问题, 根据整个进程, 制定出周密的详细的精确至小时的整个过程测试计划, 使得测试能够有计划、有步骤、全面、均衡、完整的有序进行。为了使得测试有据可查, 双方采取了填写偏差报告的方式消除存在问题, 并将每一个故障、瞬态、事故、启动的曲线记录打印下来进行归类存档。

5. 结束语

在模拟机项目的准备阶段, 必须根据世界核电站模拟机技术的发展趋势, 针对模拟机的现状, 全面做好模拟机系统的软件、硬件升级的规划 (如计算机技术的选型、仿真模型的验证、开发工具的使用和合同商的选择等), 是模拟机项目成功的基础。在模拟机项目的执行阶段, 当进度和质量发生矛盾时, 强调质量, 兼顾进度, 提出了质量总是放在第一位的观点; 当出现质量风险和进度风险时, 必须识别风险、回避风险、控制风险和消除风险。

在评价一台核电站模拟机时, 不仅要从模拟机的培训功能即模拟机对电站的仿真度、模拟的范围、故障工况的模拟和控制台的功能等方面来考虑, 还要从模拟机的运行开发环境和长期的技术支持以及运行维护成本等方面来考虑, 模拟机的开发设计和性能评估通常是分阶段进行的, 每阶段的工作都有其重点和特点, 但是从全面质量管理和模拟机的长期运行来看, 这两个阶段又是紧密联系的。模拟机的开发设计所遵循的标准和过程控制, 是搞好模拟机项目的前提; 模拟机的性能评估方法和性能测试验收是控制模拟机质量的重要手段。

群堆管理模式下的防非计划停机停堆改进

卢长申

2003年,大亚湾核电站有效抑制了自2000年以来非计划自动停堆逐年上升的趋势,实现零非计划自动停堆;岭澳核电站在全面投产后,成功实现两台机组首轮燃料循环无非计划自动停堆。上述成绩的取得与管理层在组织、过程控制工作中实施有针对性的防非计划停机停堆措施密不可分。2003年电站的商业运行机组已增加至四台,安全生产管理进入了一个全新的群堆管理大生产时期,其内容和形势较以往年度有了很大的改变,2003年的防非计划停机停堆工作主要针对群堆管理模式下的特点,从建立一体化的生产指挥体系、加强风险控制、规范现场人员行为和危机应对四个方面进行了改进。

1. 建立一体化的生产指挥体系

(1) 深化日常生产管理项目组的运作方式,将跟踪、解决缺陷作为日常生产管理的重点。

2003年3月底,随着DNMC正式成立,日常生产管理项目组(TEF)开始对大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组日常生产进行统一管理。在具体运作方面,TEF建立了核心管理层日会制度,会议由TEF经理、TEF副经理(技术部代表)、两电站各一名维修队长、两电站各一名运行(副)处长、综合计划处处长、TEF秘书参加。每天汇总并通报两电站日常运行机组重要生产活动,讨论须推动解决的重要现场缺陷,同时以《电站日常生产管理项目组日报》形式将与机组安全运行关系最紧密的缺陷给予跟踪,设定跟踪负责人及完成期限。通过日会制度,成功地从TEF核心管理层的高度对两电站四台机组的日常生产活动进行统一安排和指挥,同时共享两电站的技术经验。

(2) 强化以值长为核心的现场管理体系,提高电站整体运行水平

两电站召开以“安全生产一肩挑”为主题的联席值长管理研讨会,明确值长定位、确定值长承担的安全责任和风险控制权利,实施值长签字生效日常三天滚动计划等新措施,强化了以值长为核心的现场管理指挥体系。另外运行一、二处定期沟通交流,相互支持学习,促进了人员整体知识面和素质的提高。

2. 加强风险控制

(1) 实施日常生产三天滚动计划新运作模式, 严格控制维修活动风险

日常生产管理项目组在 2003 年初启用了日常生产三天滚动计划新运作模式。新运作模式要求计划工程师先通报生产计划安排, 提示重要工作和高风险活动; 同时要求运行值长、SNS 安全技术顾问、OPH 辐射防护和工业安全工程师提出明确的安全注意事项、防范措施, 并对即将发出的许可申请进行联合审批, 层层把关, 避免维修活动给机组和人员带来的风险。

同时项目组加强了两电站节假日检修计划控制, 在节假日期间原则上不安排高风险的检修、试验活动, 要求 ON-CALL 人员加强机组重点设备的现场巡检, 密切跟踪机组遗留设备缺陷的变化。对于必须在节假日期间开展的检修活动, 要求 100% 进行风险分析, 并制定、落实相应的风险防范措施。

(2) 组织和开展“百日消缺”活动, 使大修和日常生产平稳过渡

在总结以往“找缺陷竞赛”活动的基础上, 2003 年, 电站开始在机组大修后实施“百日消缺”活动, 以便及时消除机组并网后存在的缺陷, 确保机组尽快进入健康状态。“百日消缺”活动按三阶段实施, 每个阶段消缺重点不同: 第一阶段重点是消报警和消跑冒滴漏, 第二阶段为处理系统设备状态不符及备用设备缺陷, 第三阶段侧重于系统设备状态评价和趋势分析等。在消缺分工方面, 主要按各专业已有分工实施工作。此外, 对于部分“死角”(如风门、软连接等)、大修期间维修过的设备以及以前曾经发生过问题的设备和区域给予重点关注。

在组织管理方面, “百日消缺”活动领导小组设置了发现隐患、处理隐患、响应效率三方面的考核指标, 实现了消除缺陷与发现缺陷并重, 成功地调动了执行处的积极性。同时对上述三个指标还设置了一定的权重因子, 合理评价了各执行处发现和处理的含金量。

3. 规范现场人员行为

(1) 推进人因失效防范

为减少人员行为对机组安全稳定运行的影响, 2003 年电站在以下三个方面开展了有针对性的工作: ①采纳美国 PII (Performance Improvement International) 公司防人因失效方方面面的良好实践, 成立电站防止人因失效项目小组, 对电站人因失效状态进行评估和分析, 确定重点改进领域。而后对员工、管理层及主管层面进行了培训。②系统学习和应用 PII 公司人因研究和实践的成果, 与电站长期积累的经验相结合, 建立了运行、维修人员行为规范。其中, 运行操纵员的每条规范均为简单易记的一句话, 在避免人员误操作方面起到了良好作用。③在安全文化方面, 电站成立了纠正行动评审委员会, 提高现场的执行力度, 重点强调事件发生后管理者的态度、根本原因分析以及纠正行动的落实。

(2) 建立设备巡检考核指标和评估制度, 设备巡检有效性得到进一步加强

从 2003 年 6 月份开始, 由维修队长牵头对电站设备巡检大纲进行完善, 并跟踪、改进各处设备巡检制度。新制度规定巡视只能由员工完成并将重要设备责任落实到人, 要求相关人员清楚现场设备的运行情况。同时还制定了设备巡检有效性量化考核指标, 量化指标涵盖了设备巡检各重要方面。通过上述方式, 各执行处加强了设备巡检力度, 发现并及时处理了一系列机组潜在缺陷, 使机组保持良好的运行状态。

4. 危机应对

2003年,电站制定了防高温程序,将防高温工作程序化、规范化。防高温程序由TEF统一部署实施,体现了“统一安排、专业侧重、针对性强”的特点。通过开展防高温工作,电站安全渡过高温期。

电站于2003年4月初即开始启动防台风、防雷、防涝的各项行动,在两个多月的“三防”工作中,两电站检查与处理了与“三防”相关的预防性项目96项,处理工业厂房漏雨点52个。同时,各单位还统一制定了“三防”行动方案。在强台风“杜鹃”来临之前,电站及时启动抗台风程序,连夜安排人员进行现场检查。保证了台风期间机组的安全稳定运行,未因台风影响发生停机停堆事件。

值得一提的是,电站还将应对突发事件的理念和良好实践进行延伸,在规范危机应对机制方面取得了良好的进展,制定了重大设备事故应变计划、黑启动方案、最小网络环境方案、反恐组织、海事应变程序以及非典型肺炎疫情和其他社会性事件的标准应变程序。

核电站抗击 24 年最强台风“杜鹃”的总结

赵 明

台风“杜鹃”是深圳地区 1979 年即 24 年以来对深圳市影响最严重的台风。此次台风造成深圳市及广东省人员死亡 40 人，财产损失近 23 亿。大亚湾核电站和岭澳核电站也处于台风的正面袭击范围之中，由于防范措施得当，人员行动及时，机组和人员经受住了强台风的袭击，使两电站在整个台风期间没有发生人身伤亡事故，没有发生重大设备损坏事故，没有发生洪涝水淹灾害，两机组安全运行并按电网要求正常升降功率。根据台风对两电站的影响情况，当班电站应急指挥果断启动电站应急组织并进入应急待命状态，启用应急中心，相关人员进入应急中心分析天气变化，指挥抗台风保机组运行的行动并取得了满意的效果。总结如下：

1. 预防有效，准备充分

电站于 2003 年 4 月 4 日开始启动防台风、防雷、防涝行动，将防雷接地系统检查，防台门、边界门、排水系统（SEK，SEO，SEL）检查，房屋渗水、廊道进水检查等都纳入生产计划，安排各单位组织 1 号风球的首次检查、电源线路及户外电气设备的检查、各单位核实并升版自己专业的检查清单，由工业安全科独立跟踪，到五月中旬已全部完成。从 4 月初启动“三防”工作以来，在两个多月的“三防”工作中，两电站预防性检查与处理了与“三防”相关的项目有 96 项，处理工业厂房漏雨点 52 个，为这次抗御强台风“杜鹃”打下了良好的基础。

2. 电站“三防”组织机构清晰，责任明确，运作有效

在 2003 年 4 月 4 日的“三防”工作准备会议上对电站的“三防”组织机构进行了调整，确定了 2003 年两电站的“三防”组织机构。

为进一步明确各单位的责任，将“三防”工作具体落实到基层每一个处，保健物理处在电站 2003 年第三次“三防”会议上要求各单位统一制订本单位的行动方案。方案中明确了本单位的“三防”组织，处长、“三防”协调员及本单位“三防”成员的责任，影响本单位“三防”的因素及对策，本单位防抗台风、暴雨、雷暴的具体行动。

3. 电站“三防”工作程序化的管理收到良好的效果

电站经过多年的防抗台风行动,不断总结完善并建立了比较规范的“三防”行动程序。《防抗台风、雷击、暴雨(三防)的行动导则》是两电站“三防”工作的主要依据,它明确了从电站经理到各执行处、科到每位员工承担的责任和分工;详细规定了两电站“三防”工作的组织与计划,“三防”信息的预报和发布,“三防”准备和“三防”检查的具体内容,台风、雷击、暴雨期间各单位的行动和要求以及1号和8号风球、黄色暴雨警告时相关单位的检查清单、3号风球时应急指挥的检查清单等。

4. 应急组织的启动及时、运作有效

在抗台风过程中,按程序规定,启动电站应急待命的条件是香港天文台挂9号风球或现场10 m高处十分钟平均风速达27 m/s。但此次“杜鹃”台风来势凶、速度快,当值应急指挥部通过对天气变化的分析,提前1个小时启动应急待命,除当值各应急组长外,非值班的总经理部及生产、维修、技术、质保等部管理层迅速汇集在电站应急指挥中心,组织并指挥抗台风保机组行动:

9月2日20:03大亚湾核电工地提前进入应急待命状态(当时尚未完全达到《大亚湾和岭澳核电站场内应急计划》第4章关于进入应急待命的条款);

20:30香港天文台挂出了9号强风信号,核电站现场瞬时风力达12级,现场实测平均风速最高达到24 m/s,瞬时风速达到44 m/s。

22:44香港取下9号强风信号。

9月3日1:45经与电网共同努力,紧急恢复坪核线,向大亚湾和岭澳核电站辅助变压器进行供电,恢复大亚湾和岭澳核电站220 kV辅助变压器电源供电;

1:54应急状态终止。

抗台风“杜鹃”过程中发现的问题有两项:一是外部电网可靠性较弱,220 kV辅助电源风岭线台风期间跳闸,两电站失去辅助电源达6小时之久;二是电站门窗、围栏、顶棚和标牌等抗台风强度不够。大亚湾核电站的2号机组汽轮机厂房天窗、AF变压器室大门、2MX501/601通风门、FC油库百叶窗和岭澳核电站的TB西门、TC厂房。岭澳核电站西门、LYA南门、LFC油库百叶窗等受台风“杜鹃”袭击损坏变形或吹走。

电站在今后的抗台行动中应加强的有:进一步规范现场干预和人身的安全保护,3号风球时,LNPS开关站应安排人员值班;8号风球时,UD/LUD内人员户外移动须戴安全帽。增加电源线路安全检查,与电网确认10条输电线路的状态,确认220 kV配电方式和应急柴油发电机的状态。对于没有影响到香港天文台悬挂1号风球的台风,应跟踪其动向,在局部管理层范围内发布。当香港天文台挂出8号风球时,及时分析台风的动向,由应急指挥部决定,是否提前启动应急组织,进入应急待命状态。

质保处关于技术岗位聘任的新尝试

陈 强

1. 公司技术岗位聘任改革简介

1998年6月,公司出台了《关于实行专业技术干部和技术工人聘任制的暂行办法》。实施四年多来,大批技术人员聘任上岗,调动了他们的工作积极性和潜力,形成了多渠道培养人才、鼓励岗位成才、员工职业发展多元化的大环境。但在执行中存在着责、权、利不对等的主要矛盾,包括技术岗位的职数设置按比例确定,而非按需设岗;部门、单位之间的岗位职级和职数不平衡,职级也不能做到按需设岗;技术岗位人员聘任上岗后,没有机制保证其履行相应的技术职责,技术岗位的责、权不对等;技术岗位只设中、高两级(工程师、高级工程师),聘与不聘职责基本没有变化,而待遇差别较大,造成责、利不平衡。聘任条件和聘任标准的随意性较大,没有相应的上岗培训考核体系和岗位任职资格水平、标准的支持。另外,还有些担任了行政职务的管理干部也聘任了技术岗位等。

为解决原技术岗位聘任暂行办法中存在的上述问题,进一步理顺公司的“三条线(行政线、技术线、工人线)”培养人才机制,适应新的公司发展需要,实施按需设岗、按岗聘任、严格考核、能上能下的技术岗位聘任原则,公司在2003年开始试行新的技术岗位聘任制度。新的技术岗位聘任制度采用了国际通用的技术岗位聘任办法,通过职位和岗位任务分析和岗位任职资格要求的建立,再结合同行岗位设置经验和公司岗位评估结果,并与公司薪酬结构匹配,形成公司技术系列职等结构(包括职类、职种、职级)、岗位任职资格标准、任职资格评价制度,然后在此基础上建立公司技术岗位聘任办法。

新的聘任办法出台后,得到公司领导干部和员工的普遍认同,认为现在实行新的岗位聘任办法有利于关键、重点领域技术管理职能的发挥,有利于引导专业技术人员拼搏奋进,锐意进取。由于2003年只完成了职位和岗位任务分析,相应的岗位任职资格体系和考核尚未完善,公司采用过渡的临时聘任办法。

2. 质保处技术岗位聘任的新尝试

质保处2003年共有18名员工,其中12名参与技术岗位聘任。由于人力资源部给质保

处的职级和职数有限，而处内最年轻的员工是1997届分配来的大学生，各职级的竞争非常激烈。高职级的岗位给谁，谁都可能不服。考虑到这些因素，质保处管理层结合新的岗位聘任办法，认真分析本处技术人员的工作特点，制定了适合本处技术岗位考核和聘任方法。概括而言，这个方法就是“一个原则”、“两个基本点”，争取达到“三个目的”。

所谓一个原则就是采用“民主集中制”原则。本次技术岗位聘任工作主要分3个阶段。首先是准备阶段：管理层提前2周时间发出通知，要求参加技术岗位聘任的人员准备好近3年来的主要工作项目清单、所取得的工作业绩、未来岗位设想、工作总结体会以及技术专业成果（包括所获得的科技成果奖、专业论文奖等）等。第二阶段是个人陈述。处里特别安排了一个上午的时间要求参与岗位聘任的人员向全处汇报自己准备的材料，全处的同事根据该同志平时的表现和他汇报的个人技术工作总结、工作成果和未来岗位设想等内容进行打分投票，这一阶段充分体现了民主，给大家一个公平的结果。最后一个阶段就是集中阶段。考虑到个人得票的多少不能完全反映出工作业绩的好坏，在一定程度上可能与个人感情或其他成分有关，所以处管理干部（主要为4名主任，一名处长）对每一位员工按其工作表现、业绩、以往的考绩等进行评议。民主投票和干部评议各占50%。这样经过综合评议，将不同岗位层次的人员进行排名，最终得出质保处的技术岗位聘任结果。

两个基本要点，就是“公平、公正”。质保处管理层深刻地了解到如果这次岗位聘任工作做好了，可以有效的激发大家的工作热情和积极性，如果做不好，不仅打击工作积极性，而且在相当程度上影响处内的团结和工作开展。为了把公平、公正做到实处，质保处管理层从准备阶段开始就把技术岗位聘任的原则及“游戏”的规则提前告诉员工。在汇报阶段，通过抽签的方式确定每个人的陈述次序，处长特别在会前给大家介绍了打分的方法和原则，包括工作能力、团队精神、工作业绩和工作设想等四个方面（对高职级的打分表见表1），强调大家要公平、客观进行打分；每个职级的竞选都采取无记名投票，而且请了生产部的副总工程师到会上进行独立的监督，以确保整个过程的公平性。最后计票、监票工作均由不参加这次竞聘的管理干部进行，由副总工程师进行独立监督。应该说质保处的这次技术岗位竞聘工作基本上做到了公平和公开。

通过这次技术岗位聘任，基本达到了当初设定的“三个目的”。其一就是工作交流。因为虽然大家都在一个处工作，但分别来自不同的科，对彼此的工作内容和工作量都不是很了解，可能都认为自己干的最多、最好，通过向全处员工介绍各自的工作，彼此也熟悉了其他科室员工的工作，了解到自己同别人的差距和不足，即使这次没有聘到合适的岗位，也有利于了解以后努力的方向。其次，就是通过竞聘起到激励和鞭策的作用。通过这次岗位竞聘，使员工自己知道在同一职级上还有很多竞争者，自己绝不能放松要求，仍需努力；未被聘到合适岗位的，也知道差距了，以后会更加努力工作，争取更好的机会。其三通过竞聘优化处内的技术岗位结构，使最适合的人员在最合适的岗位上发挥出其最大的作用。

岗位聘任完成后，处里将每个人的得分告诉各竞聘人员，处管理干部分别与员工进行谈话，肯定每一个员工做出的成绩，同时指出工作中存在的不足，使员工明确努力的方向。从处里反馈的信息来看，绝大多数的同事也都赞同这种方式。

在部门经理的直接指导和参与下，质保处已基本完成了《质保处员工绩效考核实施程序》，其中包括三个方面的内容：工作量的统计、工作质量评分和基础考核指标（包括三项责任制）。希望通过绩效考核体系的实施，能全面及时地了解到每个员工的工作业绩。

表1 质保处高职级技术岗位聘任评价表

考核因素 (权重)	因素说明	得分	投票结果
工作能力 (30%)	1) 是否有能力调查并解决需要大量复杂分析的全局性问题; 2) 是否能前瞻性地预见问题的发生, 并提出创新性的解决方案及计划; 3) 计划、执行和推动工作的能力如何; 4) 业务和政策水平如何, 科学管理知识水平如何; 5) 按照民主化、科学化过程进行决策的能力如何; 6) 语言和文字方面的表述能力如何	100	
		90	
		80	
		70	
		60	
		60	
团队精神 (10%)	1) 工作中对协作、服务对象的态度如何; 2) 组织管理能力和对外协调能力如何; 3) 能否同上级和同事配合, 同协作单位合作	100	
		90	
		80	
		70	
工作业绩 (40%)	1) 对工作是否尽职尽责; 2) 以往工作的业绩表现	100	
		90	
		80	
		70	
工作设想 (20%)	工作设想方案是否满足岗位要求	100	
		90	
		80	
		70	
		60	

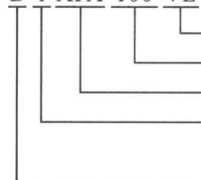
备注: 请在合适的得分栏打上“√”。

附录一 基本系统名称

Elementary System Codification

系统设备代码示意

D 1 APA 100 VL



大亚湾核电站1号机组电动主给水泵系统阀门

设备类型，VL代表凝结水和主给水阀门，可参阅附录五；

设备编号，通常为三位数字；

设备所属系统名称简写，可参阅附录一；

设备所属机组号，其中9号机组代表1，2号机组公用的系统设备，非1，2，9号机组的系统设备归为0号机组；

电站代码简写，D代表大亚湾核电站、L代表岭澳核电站。

1. 大亚湾核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无系统
A	Feedwater Supply 给水供应
ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACO	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑系统

AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication and Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给水泵系统
APU	Feedwater Pump Turbine Drain 主给水泵汽轮机疏水系统
ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ASC	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum-Circulating Water) 凝汽器 (冷凝-真空-循环水)

CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽口喷淋系统
CET	Turbine Gland 汽轮机轴封系统
CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
CFM	Condenser Debris Filter 凝汽器精滤器系统
CGR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
CPA	Cathodic Protection 阴极保护系统
CPP	Condensate Polishing Plant 凝结水精处理系统
CRF	Circulating Water 循环水系统
CTA	Condenser Tube Cleaning 凝汽器清洗系统
CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment-Communications-Lighting 通风-装卸设备-通信-照明
DAA	Hot and Cold Workshops and Warehouse Elevators 冷、热机修车间和仓库的电梯
DAB	Administration Building Elevators 办公楼电梯
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEB	Administration Building Chilled and Hot Water 办公楼冷、热水系统

DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Handling Equipment BOP 装卸搬运设备
DME	Main Switchyard Handling Equipment 主开关站装卸搬运设备
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种起吊设备
DMI	Drum Long Term Storage Handling Equipment 混凝土桶长期存放用的装卸搬运设备
DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房装卸搬运设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械装卸设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房装卸搬运设备
DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站装卸搬运设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房装卸搬运设备
DMW	Handling Equipment for Reactor Building Gantry and Peripheral Rooms 反应堆厂房龙门架及其外围厂房装卸搬运设备
DN	Normal Lighting 正常照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DS	Emergency Lighting 应急照明系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统

DTV	Communication 厂区通信系统
DVA	Cold Workshop and Warehouse Ventilation 冷机修车间和仓库通风系统
DVB	Administration Building Ventilation 办公楼通风系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVD	Diesel Buildings Ventilation 柴油机房通风系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统
DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统

DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳外贯穿件房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation 餐厅通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWG	Miscellaneous BOP Buildings Ventilation System (UA Building) 其他 BOP 厂房通风系统 (UA 厂房)
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWN	Site Laboratory Ventilation 厂区实验室通风系统
DWR	Security Building Ventilation 应急保安楼通风系统
DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation 核岛重要生水泵站通风系统
DWX	Oil and Grease Storage Area Ventilation System (FC Building) 油及润滑脂贮存区通风系统 (FC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统
E	Containment 安全壳

EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EIE	Containment Isolation 安全壳隔离系统
EPP	Containment Leakage Monitoring 安全壳泄漏监测系统
ETY	Containment Atmosphere Monitoring 安全壳内大气监测系统
EVC	Reactor Pit Ventilation 反应堆堆坑通风系统
EVF	Containment Cleanup 安全壳内空气净化系统
EVR	Containment Continuous Ventilation 安全壳连续通风系统
G	Turbine Generator 汽轮发电机
GCA	Turbine and Feedheating Plant Preservation During Outage 汽轮机和给水加热装置停运期间的保养系统
GCT	Turbine Bypass 汽轮机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard-EHV Switchgear 主开关站-超高压配电装置
GEX	Generator Excitation and Voltage Regulation 发电机励磁和电压调节系统
GFR	Turbine Control Fluid 汽轮机调节油系统

GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽轮机润滑、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电机密封油系统
GME	Turbine Supervisory 汽轮机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统
GPV	Turbine Steam and Drain 汽轮机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽轮机调节系统
GRH	Generator Hydrogen Cooling 发电机氢气冷却系统
GRV	Generator Hydrogen Supply 发电机氢气供应系统
GSE	Turbine Protection 汽轮机保护系统
GSS	Moisture Separator Reheater 汽水分离再热器系统
GST	Stator Cooling Water 发电机定子冷却水系统
GSY	Grid Synchronization and Connection 同步并网系统
GTH	Turbine Lube Oil Treatment 汽轮机润滑油处理系统
GTR	Turbine Generator Remote Control 汽轮发电机远方控制系统
J	Fire Protection (detection-fire fighting) 消防(探测-火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统

JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统
JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统
K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统
KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电能表和故障录波仪
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统

KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电站辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统
KSC	Main Control Room 主控制室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building-Local Control Panels and Boards 核辅助厂房——就地控制屏和控制盘
KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230 V 不间断直流电流系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125 V DC Power Supply—Train A 125 V 直流电源系统——系列 A
LBB	125 V DC Power Supply—Train B 125 V 直流电源系统——系列 B
LBC	Inverters Power Supply for Protection Group I 第一保护组逆变电源系统
LBD	Inverters Power Supply for Protection Group II 第二保护组逆变电源系统

LBE	Inverters Power Supply for Protection Group III 第三保护组逆变电源系统
LBF	Inverters Power Supply for Protection Group IV 第四保护组逆变电源系统
LBG	125 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125 V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125 V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
OLBK	125 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LBL	125 V DC Power Supply (EG Building) 125 V 直流电源系统 (EG 厂房)
LBM	125 V DC Power Supply (Switchgear Control) 125 V 直流电源系统 (开关控制)
OLBM	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (主开关站)
OLBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (主开关站)
LBP	125 V DC Power Source and Distribution System 125 V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48 V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48 V 直流电源系统——系列 B
LCC	48 V DC Power Source and Distribution System Decoupling 48 V 直流电源和配电去耦系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
OLCK	48 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LCL	48 V DC Power Supply (EC Building) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
OLCM	48 V DC Power Supply (Main Switchyard) 48 V 直流电源系统 (主开关站)
LDA	30 V DC Power Supply (Analog Control) 30 V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGB	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGC	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGD	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6 kV Switchboard 机组 6.6 kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6 kV Switchboard 公用和厂区 6.6 kV 配电盘系统
LGM	6.6 kV Switchboard-Preoperational Boiler 6.6 kV 配电盘系统-调试锅炉
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 B
LHT	Changeover Interconnection Devices 6.6 kV 交流应急电源切换系统
LHZ	Low Voltage 380 V AC Generating Set (EC Building) 低压 380 V 交流发电机组 (EC 厂房)
LK	LV AC Network-380 V 低压交流电源 (380 V 系统)

LL	LV AC Emergency Network-380 V 低压交流应急电源 (380 V 系统)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组
LMA	220 V AC Normal Power Source and Distribution System 220 V 交流电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (CI 仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (CI 仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第一保护 组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第二保护 组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第三保护 组)
LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220 V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B.) 220 V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂 房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Demineralization and Auxiliary Boilers) 220 V 交流不间断电源系统 (除盐车间和 辅助锅炉)
OLNL	Uninterrupted 220 V AC Power (EC Building) (Included In OLBL S. D. M.) 220 V 交流不间断电源系统 (EC 厂房)
OLNM	Uninterrupted 220 V AC Power (TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房)
LNP	Uninterrupted 220 V AC Power for Train B KIT&KPS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KIT&KPS)

LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LTR	Grounding 接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路
P	Pits 各种坑、池
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆和乏燃料水池冷却和处理系统
R	Reactor 反应堆
RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
RAZ	Nuclear Island Nitrogen Distribution 核岛氮气分配系统
RCP	Reactor Coolant System 反应堆冷却剂系统
RCV	Chemical and Volume Control 化学和容积控制系统
REA	Reactor Boron and Water Makeup 反应堆硼和水的补给系统
REN	Nuclear Sampling 核取样系统
RGL	Full Length Rod Control 棒控系统
RIC	In-core Instrumentation 堆芯测量系统
RIS	Safety Injection 安全注入系统





RPE	Nuclear Island Vent and Drain 核岛排气和疏水系统
RPN	Nuclear Instrumentation 核仪表系统
RPR	Reactor Protection 反应堆保护系统
RRA	Residual Heat Removal 余热排出系统
RRB	Boron Heating 硼加热系统
RRC	Reactor Control 反应堆控制系统
RRI	Component Cooling 设备冷却水系统
RRM	CRDM Ventilation 控制棒驱动机构风冷系统
S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry and Decontamination 热洗衣房和清洗去污系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 核岛重要生水系统

SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribution 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统
SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge 常规岛废液排放系统
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统
SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统
SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注入系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Oil and Grease Storage 润滑油和油脂贮存系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统

SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换器系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVE	Preoperational Test Steam Distribution 运行前试验用蒸汽分配系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEC	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统
TEP	Boron Recycle 硼回收系统

TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统
XCE	Preoperational Test Steam Production 运行前试验用蒸汽生产系统
XPA	Auxiliary Boiler Fuel Oil 辅助锅炉燃料油系统

2. 岭澳核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无关系统
A	Feedwater Supply 给水供应

ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACO	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
ADS	LV AC Network 380 V (ET Building) 低压交流电源 380 V 系统 (ET 厂房)
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑油系统

AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统
APD	Start-up Feedwater System 启动给水系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给水泵系统
APU	Feedwater Pump Turbine Drain 主给水泵汽轮机疏水系统
ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ASG	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
ATE	Condensate Polishing Plant 凝结水净化处理系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum-Circulating Water) 凝汽器 (冷凝-真空-循环水)
CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽口喷淋系统
CET	Turbine Gland 汽轮机轴封系统
CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
CGR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
CPA	Cathodic Protection 阴极保护系统
CRF	Circulating Water 循环水系统

CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment-Communications-Lighting 通风-吊装设备-通信-照明
DAA	BOP Elevator System BOP 电梯系统
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Hot workshop and Warehouse Handling Equipment (AC Building) BOP 热机修间及仓库吊装设备 (AC 厂房)
DME	Main Switchyard Handling Equipment (TB Building) 主开关站吊装设备 (TB 厂房)
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种吊装设备
DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房吊装设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械吊装设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房吊装设备
DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站吊装设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房吊装设备
DMS	Digital Monitor System 视频监控系統

DMW	Handling Equipment for Reactor Building External Gantry , Peripheral Rooms, Diesel Buildings, Waste Auxiliary Building 反应堆厂房外部龙门架及其外围厂房吊装设备
DNB	BOP Buildings & Area Normal Lighting BOP 厂房和区域内正常照明系统
DNK	Fuel Buildings Normal Lighting 核燃料厂房正常照明系统
DNL	Electrical Building Normal Lighting 电气厂房正常照明系统
DNM	Turbine Hall Normal Lighting 汽轮机厂房正常照明系统
DNN	Nuclear Auxiliary Building Normal Lighting 核辅助厂房正常照明系统
DNP	Circulating Water Pumping Station Normal Lighting 循环水泵房正常照明系统
DNQ	Waste Auxiliary Building Normal Lighting 废物辅助厂房正常照明系统
DNR	Reactor Building Normal Lighting 反应堆厂房正常照明系统
DSB	BOP Buildings & Area Emergency Lighting BOP 厂房和区域应急照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DSK	Fuel Building Emergency Lighting 核燃料厂房应急照明系统
DSL	Electrical Building Emergency Lighting 电气厂房应急照明系统
DSM	Turbine Hall Emergency Lighting 汽轮机厂房应急照明系统
DSN	Nuclear Auxiliary Building Emergency Lighting 核辅助厂房应急照明系统
DSP	Circulating Water Pumping Station Emergency Lighting 循环水泵站应急照明系统

DSQ	Waste Auxiliary Building Emergency Lighting 废物辅助厂房应急照明系统
DSR	Reactor Building Emergency Lighting 反应堆厂房应急照明系统
DTK	500 kV Switchyard Communication System 500 kV 开关站载波通信系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统
DTV	Site Communication 厂区通信系统
DVA	AA/AF Building Ventilation AA/AF 厂房通风空调系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统

DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统
DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳环廊房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation SA 餐厅通风系统
DWC	Training Center Ventilation (EA Building) 培训中心通风系统
DWD	Security Building Ventilation 保安楼通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWH	EC Building Ventilation System EC 厂房暖通空调系统
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWM	Emergency Center Ventilation System 应急中心通风系统 (EM 楼)
DWN	Site Laboratory Ventilation (AL Building) 厂区实验室通风系统 (AL 实验室)
DWQ	Garage & Laundry Ventilation 车库和洗衣房通风系统 (AG/EL 厂房)
DWR	Cold Warehouses Ventilation (AB Building) 冷机修仓库通风系统 (AB 厂房)

DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation (PX Building) 重要厂用水泵站通风系统 (PX 泵站)
DWT	Archive & Documentation Center Ventilation (AD Building) 档案馆通风系统 (AD 楼)
DWU	Fire Fighting Training Center Ventilation (EB Building) 消防培训中心通风系统 (EB 楼)
DWV	Oil Storage Area Ventilation (FC Building) 油料仓库通风系统 (FC 厂房)
DWW	Laboratory Office Ventilation (XL Building) 性能实验室办公间通风系统 (XL 厂房)
DWX	Compressors Building Ventilation (ZC Building) 空压机房通风系统 (ZC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统 (HX 厂房)
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统 (ZB 厂房)
E	Containment 安全壳
EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EPP	Containment Leakage Monitoring 安全壳泄漏监测系统
ETY	Containment Atmosphere Monitoring 安全壳内大气监测系统
EVC	Reactor Pit Ventilation 反应堆堆坑通风系统
EVF	Containment Cleanup 安全壳内空气净化系统

EVR	Containment Continuous Ventilation 安全壳连续通风系统
G	Turbine Generator 汽轮发电机
GCA	Turbine and Feedheating Plant Preservation During Outage 汽轮机和给水加热装置停运期间的保养系统
GCT	Turbine Bypass 汽轮机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard-EHV Switchgear 主开关站—超高压配电装置
GEX	Generator Excitation and Voltage Regulation 发电机励磁和电压调节系统
GFR	Turbine Control Fluid 汽轮机调节油系统
GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽轮机润滑、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电机密封油系统
GME	Turbine Supervisory system 汽轮机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统
GPV	Turbine Steam and Drain 汽轮机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽轮机调节系统
GRH	Generator Hydrogen Cooling 发电机氢气冷却系统
GRV	Generator Hydrogen Supply 发电机氢气供应系统

GSE	Turbine Protection 汽轮机保护系统
GSS	Moisture Separator Reheater 汽水分离再热器系统
GST	Stator Cooling Water 发电机定子冷却水系统
GSY	Grid Synchronization and Connection 同步并网系统
GTH	Turbine Lube Oil Treatment 汽轮机润滑油处理系统
GTR	Turbine Generator Remote Control 汽轮发电机远程控制系统
J	Fire Protection (Detection-Fire Fighting) 消防 (探测 - 火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPC	Low pressure Carbon Dioxide Fire Fighting 低压二氧化碳灭火系统 (AA/AB/AF 厂房)
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统
JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统
JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统

K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统
KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电度表和故障录波仪
KLP	500 kV Line Protection 500 kV 线路保护系统
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统
KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射与气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电厂辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统
KSC	Main Control Room 主控制室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building-Local Control Panels and Boards 核辅助厂房—就地控制屏和控制盘

KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230 V 不间断直流电源系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125 V DC Power Supply—Train A 125 V 直流电源系统——系列 A
LBB	125 V DC Power Supply—Train B 125 V 直流电源系统——系列 B
LBC	Protection Group I Inverters Power Supply 第一保护组逆变电源系统
LBD	Protection Group II Inverters Power Supply 第二保护组逆变电源系统
LBE	Protection Group III Inverters Power Supply 第三保护组逆变电源系统
LBF	Protection Group IV Inverters Power Supply 第四保护组逆变电源系统
LBG	125 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125 V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125 V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
LBK	125 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LBL	125 V DC Power Supply (UA/UD Building) 125 V 直流电源系统 (UA/UD 厂房)
LBM	125 V DC Power Supply (Switchgear Control-Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (开关控制、主开关站)
LBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LBO	125 V DC Power Supply (Auxiliary Switchyard) 125 V 直流电源系统 (TC 厂房辅助开关站)
LBP	125 V DC Power Source and Distribution System 125 V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48 V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48 V 直流电源系统——系列 B
LCC	Unit Disconnection 48 V DC Power Supply 机组解列用 48 V 直流电源系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LCE	Unit 48 V Power Supply System (Train A for CI) 48 V 电源系统 (常规岛 A 列)
LCK	48 V DC Power Supply (YA Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LCL	48 V DC Power Supply (UA Building) 48 V 直流电源系统 (UA 厂房)
LCM	48 V DC Power Supply (Main Switchyard) 48 V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LDA	30 V DC Power Supply (Analog Control) 30 V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGB	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统

LGC	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGD	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6 kV Switchboard 机组 6.6 kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6 kV Switchboard 公用和厂区 6.6 kV 配电盘系统
LGJ	Auxiliary Transformer 6.6 kV Switchboard 辅助变压器 6.6 kV 配电盘系统
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply -Diesel—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——柴油机系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply-Diesel—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——柴油机系列 B
LHT	Change Over Interconnection Devices-Site Emergency Power Distribution System 转换联接装置、现场应急电源配电系统
LHX	Low Voltage 380 V AC Generating Set (TB Building) 低压 380 V 交流发电机组 (TB 厂房)
LHY	Low Voltage 380 V AC Generating Set (EM/EC Building) 低压 380 V 交流发电机组 (EM/EC 厂房)
LHZ	Low Voltage 380 V AC Generating Set (UA Building) 低压 380 V 交流发电机组 (UA 厂房)
LKA	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)
LKB	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)
LKC	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)

LKD	LV AC Network 380 V (BA Building-Electrical Building) 低压交流电源 380 V 系统 (BA 楼、电气厂房)
LKE	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries - BX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备、BX 楼)
LKF	LV AC Network 380 V (CI Auxiliaries - TC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛辅助设备、TC 厂房)
LKG	LV AC Network 380 V (CI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛辅助设备)
LKH	380 V AC Power Supply System (PX Building) 380 V 交流电源系统 (PX 泵房)
LKI	LV AC Network 380 V (NX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (NX 厂房)
LKJ	LV AC Network 380 V (EL Building - NX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (EL 厂房、NX 厂房)
LKK	LV AC Network 380 V (Common Services) 低压交流电源 380 V 系统 (公用设施)
LKL	LV AC Network 380 V (Fuel Auxiliary Building - UA Building) 低压交流电源 380 V (燃料厂房、UA 厂房)
LKM	LV AC Network 380 V (AC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (AC 厂房)
LKN	LV AC Network 380 V (Common Services - AL Building) 低压交流电源 380 V 系统 (公用设施、AL 厂房)
LKO	LV AC Network 380 V (SA Restaurant) 低压交流电源 380 V 系统 (SA 餐厅)
LKP	LV AC Network 380 V (Turbine Hall - Hot Laundry) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房、热洗衣房)

LKQ	LV AC Network 380 V (BOP Auxiliary - TC Building - CI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (BOP 附属设备、TC 厂房、常规岛辅助设备)
LKR	LV AC Network 380 V (Unit Auxiliaries 1B) 低压交流电源 380 V 系统 (机组辅助设备 1B)
LKS	LV AC Network 380 V (Turbine Hall Ventilation - Waste Auxiliary Building) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房通风装置、废物辅助厂房)
LKT	LV AC Network 380 V (Unit Auxiliaries 1C) 低压交流电源 380 V 系统 (机组辅助设备 1C)
LKU	LV AC Network 380 V (Turbine Hall Ventilation - YA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房通风装置、YA 厂房)
LKV	LV AC Network 380 V (YA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (YA 厂房)
LKW	LV AC Network 380 V (VA/ZC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (VA/ZC 厂房)
LKX	LV AC Network 380 V (CI Condensate Polishing - VA/ZC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛凝结水净化系统、VA/ZC 厂房)
LKY	LV AC Network 380 V (AA Building - CI Condensate Polishing) 低压交流电源 380 V 系统 (AA 厂房、常规岛凝结水净化系统)
LKZ	LV AC Network 380 V (AA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (AA 厂房)
LLA	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLB	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLC	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLD	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B

LLE	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLF	LV AC Emergency Network 380 V (N. A. B. Lighting—Train A) 低压交流应急电源 380 V 系统 (核岛辅助厂房照明——系列 A)
LLG	LV AC Emergency Network 380 V System (Diesel A Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统 (柴油机 A 辅助设备)
LLH	LV AC Emergency Network 380 V System (N. A. B. Lighting—Train B) 低压交流应急电源——380 V 系统 (核辅助厂房照明——系列 B)
LLI	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLJ	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLM	LV AC Emergency Network 380 V System (NI Lighting) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源 380 V 系统 (核岛照明) 和应急配电盘 (TC 厂房)
LLN	LV AC Emergency Network 380 V System (Train A) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源 380 V 系统 (系列 A) 和应急配电盘 (TC 厂房)
LLO	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLP	LV AC Emergency Network 380 V—(Turbine Generator Emergency Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统——(汽轮发电机辅助设备)
LLR	LV AC Emergency Network 380 V—(CI Lighting) 低压交流应急电源 380 V 系统——(常规岛照明)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组

LLW	LV AC Emergency Network 380 V—(Diesel B Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统——(柴油机 B 辅助设备)
LLY	LV 380 V AC Distribution Emergency Panel (EM Building) 低压交流应急配电屏 380 V 系统 (EM 厂房)
LLZ	LV 380 V AC Distribution Emergency Panel (UA Building) 低压交流应急配电屏 380 V 系统 (UA 厂房)
LMA	220 V AC Normal Power Source and Distribution System 220 V 交流正常电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第三保护组)
LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220 V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B) 220 V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Demineralization-Auxiliary Boilers) 220 V 交流不间断电源系统 (除盐水车间、辅助锅炉)

LNL	Uninterrupted 220 V AC Power (UA/UD Building) 220 V 交流不间断电源系统 (UA/UD 厂房)
LNM	Uninterrupted 220 V AC Power (Main Switchyard TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房主开关站)
LNN	Uninterrupted 220 V AC Power (Auxiliary Switchyard TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房辅助开关站)
LNP	Uninterrupted 220 V AC Power for Train B KIT&KPS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KIT&KPS)
LRT	Electrical Power Resupply in Outage 大修期间再供电系统
LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LSS	LOCA Surveillance LOCA 监测系统
LTR	Grounding and Lightning Protection 避雷接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路
P	Pits 各种坑、池
PAMS	Post Accident Monitoring System 事故后监测系统
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存系统
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆换料堆腔和乏燃料水池的冷却和处理系统
R	Reactor 反应堆

RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
RAZ	Nuclear Island Nitrogen Distribution 核岛氮气分配系统
RCP	Reactor Coolant System 反应堆冷却剂系统
RCV	Chemical and Volume Control 化学和容积控制系统
REA	Reactor Boron and Water Makeup 反应堆硼和水的补给系统
REN	Nuclear Sampling 核取样系统
RGL	Full Length Rod Control 棒控系统
RIC	In-core Instrumentation 堆芯测量系统
RIS	Safety Injection 安全注入系统
RPE	Nuclear Island Vent and Drain 核岛排气和疏水系统
RPN	Nuclear Instrumentation 核仪表系统
RPR	Reactor Protection 反应堆保护系统
RRA	Residual Heat Removal 余热排出系统
RRB	Boron Heating 硼加热系统
RRC	Reactor Control 反应堆控制系统
RRI	Component Cooling 设备冷却水系统
RRM	CRDM Ventilation 控制棒驱动机构风冷系统

RVWLM	Reactor Vessel Water Level Monitoring System 反应堆压力容器水位监测系统
S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪表用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry System 热洗衣房系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 重要厂用水系统
SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribution 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil and Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统
SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge (QA Building) 常规岛废液排放系统 (QA 厂房)
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统

SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统
SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注射系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Lubrication Oil Transfer System 润滑油传输系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统
SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂 区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVC	Auxiliary Steam Connection Pipe System 辅助蒸汽联网管道系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统

TEP	Boron Recycle 硼回收系统
TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统

附录二 组织机构和相关术语缩写

英文	说明
AD	Administrative Procedure 行政程序
ALARA	As Low As Reasonably Achievable 可以合理达到的尽量低的水平（或译：合理可行尽量低）（辐射防护用语）
ALSTOM	阿尔斯通公司，由通用电气-阿尔斯通公司（GEC-ALSTHOM）1998年公开上市后更名而成
AOM	Assistant Operations Manager 电站经理助理
ASSET	Assessment of Safety Significant Event Team 安全重要事件评价团
ATR	Authorization Training Requirements 授权培训要求
ATWS	Anticipated Transient Without Scram 未能紧急停堆的预期瞬态
ATWT	Anticipated Transient Without Trip 未能紧急停机的预期瞬态
AUD	Audit Department 审计部
BOD	Board 董事会
BOP	Balance of the Plant 电站配套设施
CAB	Administration Branch 行政处
CAP-Team	Corrective Action Program Team 电站内外部事件及纠正行动审查评议小组
CAR	Corrective Action Request 纠正措施要求（质保用语）
CARB	Corrective Action Review Board 电站纠正行动评审委员会
CBO	Company Beijing Office 公司北京办事处
CCTV	Closed Circuit Television 闭路电视
CCW	Infrastructure Branch 基建处
CI	Conventional Island 常规岛
CIS	Corporate Information System 电站综合信息系统
CIT	Computer Center 信息技术中心
CLP	China Light & Power Co. Ltd. 中华电力有限公司
CNEIC	China Nuclear Energy Industrial Company 中国原子能工业公司
CNNC	China National Nuclear Corporation 中国核工业总公司（中核总）
COMIS	Company Operation & Maintenance Information System 公司生产管理信息系统
CPC	Communist Party Committee (Daya Bay) 党委（大亚湾）
CPR	Public Relations Branch 公关宣传中心
CQOM	Company Quality Organization Manual 公司质量管理程序手册
CRO	Computer Request to Order 自动采购申请
CSD	Corporate Services Department 行政管理部
CSE	Secretarial Branch 秘书处
CST	Science & Technology Committee of Company 公司科技委

CT	Containment Test 安全壳密封性试验
CTC	Communication Center 通讯中心
CUW	Call Up on Warranty 要求(供货商)履行保证条款
CVC	Transportation Center 运输中心
CYL	Communist Youth League Committee (Daya Bay) 团委(大亚湾)
DHP	Dynamic Hold Point Procedure 动态控制点程序
DOM	Deputy Operations Manager (OPS) 电站副经理
DNMC	Daya Bay Nuclear Power Operations & Management Company, Limited 大亚湾核电运营管理有限责任公司
EESR	End of Erection Status Report 安装竣工状态报告
EFPD	Equivalent Full Power Days 等效满功率天
EOMM	Equipment Operation and Maintenance Manual 设备运行维修手册
EP	Emergency Preparedness 应急准备
EQAV	Equivalent Average 当量(平均)
ERA	Europe Representative Agency 驻欧办事处
ESP	物资技术数据库
FAC	Accounting Branch 会计处
FAC	Final Acceptance Certificate 最终验收证书
FMX	同 Framex
FND	Finance Department 财务部
FP	Full Power 满功率
FPC	Cost Control Branch 成本处
FRA	同 FRAMATOME
FRAMATOME	法马通公司(法)
FRAMEX	法马通海外检修公司
FROG	Framatome Owners Group 法马通业主协会
FSAR	Final Safety Analysis Report 最终安全分析报告
FSS	Full Scope Simulator 全范围模拟机
FTS	Treasury Branch 资金处
F_{xy}	Radial Peaking Factor 径向功率峰因子
GEC-A	General Electrical-ALSTHOM Corp. 通用电气-阿尔斯通公司(英、法)
GEPB	Guangdong Environmental Protection Bureau 广东省环保局
GMC	General Management 总经理部
GNIC	Guangdong Nuclear Power Investment Co. Ltd. 广东核电投资有限公司
GNPJVC	Guangdong Nuclear Power Joint Venture Co. Ltd. 广东核电合营有限公司
GNPS	Guangdong Nuclear Power Station 广东大亚湾核电站
GNRB	General Nuclear Review Board 核安全评审委员会
GOR	General Operating Rules 运行总则
GPHC	Guangdong Electric power Holding Co. 广东省电力集团公司
GRO	Guangdong Regional Office (NNSA) 国家核安全局广东监督站

GT	反应堆控制棒束导向管更换
HAF	核安全法规 (中国发布)
HFO	Family Planning Office 计划生育办公室
HKNIC	Hong Kong Nuclear Power Investment Co. Ltd. 香港核电投资有限公司
HNMC	Huainan Nuclear Maintenance Company 淮南核电检修公司
HP	High Pressure cylinder 高压缸
HPB	Public Security Branch of Daya Bay 大亚湾公安分局
HRD	Human Resources Department 人力资源部
HSB	Personnel Branch 人事处
HWB	Salary & Wages Branch 劳资处
IAEA	International Atomic Energy Agency 国际原子能机构
I&C	核岛和常规岛
ICRP	International Committee of Radiation Protection 国际放射防护委员会
In-Core	堆内
INES	International Nuclear Event Scale 国际核事件分级 (IAEA 用语)
INPO	International Nuclear Power Operation 核电运行研究所 (美)
Io	Inoperability (系统设备) 不可用
IOE	Internal Operation Event 内部运行事件
IP	Implementation Procedure 执行程序
IS	Industrial Safety 工业安全
ISI	In-Service Inspection 在役检查
ISO	International Standard Organization 国际标准组织
ITP	Individual Training Programme 个人培训计划
ITV	Inspection of Television 电视检查
KEPCO	Korea Electric Power Corp. 韩国电力公司
LANPC	LingAo Nuclear Power Company Ltd. 岭澳核电有限公司
LNPS	Guangdong LingAo Nuclear Power Station 岭澳核电站
LOE	Licensing Operational Event 电站运行事件
LOI	Low Operation Interval (RRA) RRA 低水位运行间隔
LP	Low Pressure cylinder 低压缸
MAP	Administration & Planning Branch 综合计划处
MAP	Mean Assembly Power 反应堆组件平均功率
MCR	Main Control Room 主控制室
MDT	Maintenance Team for GNPS 大亚湾核电站维修队
MEE	Electrical Equipment Branch 电气处
MGS	General Service Branch 现场服务处
MIC	Instrument & Control Branch 仪表控制处
MIS	用于反应堆压力壳无损探伤的装置名称, 法国产品
MLT	Maintenance Team for LNPS 岭澳核电站维修队
MOT	Outage Branch 大修处

MPT	Procedure Writing Group	规程编写组
MR	Modification Request	改造申请
MRM	Rotating Machine Branch	转机处
MRO	Manual Request to Order	手动采购申请
MSM	Static Machine Branch	静机处
MTD	Maintenance Department	维修部
NCR	Non Conformance Report	不符合项报告
NDE	Non Destructive Examination	无损检验
NDT	Non Destructive Test	无损探伤
NEPA	National Environment Protection Administration	国家环境保护总局
NEPC	Northeast Electric Power Construction Co.	东北核电建设公司
NI	Nuclear Island	核岛
NNSA	National Nuclear Safety Administration	国家核安全局
NQR	Non Quality Related	与质量无关的
NS	Nuclear Safety	核安全
NSSS	Nuclear Steam Supply System	核蒸汽供应系统
OBN	Observation Note	观察通知单 (质量保证用语)
OJT	On-the-Job Training	在岗培训
OPA	Administration Branch	综合管理处
OPC	Chemical Branch	生产部化学环保处
OPG	Outage Planning Group	大修计划组
OPH	Health Physics Branch of OPS	生产部保健物理处
OPL	License Branch of OPS	生产部执照申请处
OPO	Operation Branch of OPS	生产部运行一处
OPP	Generation Planning Branch	生产部发电规划处
OPS	Operations Department of GNPS	生产部
OQAP	Operations Quality Assurance Programme	运行质保大纲
OS (contract)	Operation Service Contract	生产服务合同 (GNPJVC 与 EDF 之间)
OSART	Operational Safety Assessment Review Team	运行安全评审团 (IAEA)
P7	Permissive Signal P7	允许信号 P7 (反应堆功率大于 10%)
PCI	Pellet Cladding Interaction	芯块与包壳的相互作用
P_e	Power (Electricity)	电功率
PEC	Plant Engineering Committee	电站技术委员会
PI (法)	Intervention Permit	介入票
PICC	People's Insurance Co. of China	中国人民保险公司
PISRC	Plant Industrial Safety & Radiation Protection Committee	电站工业安全和辐射防护委员会
P_n	Power (nuclear)	核功率
PNSC	Plant Nuclear Safety Committee	电站核安全委员会
PO	Interface Procedure	接口程序

PQOM	Production Quality Organization Manual 生产质量管理手册 (1998 年以前: Plant Quality Organization Manual 电站质量管理手册)
PQTR	Personnel Qualification Training Requirements 专业技术和技能培训要求
PRA	Probability Risk Analysis 概率风险分析
Pre-OSART	Pre-Operational Safety Assessment Review Team 运行前安全评审团 (IAEA)
PSI	Pre-Service Inspection 役前检查
PT	Periodic Test 定期试验
PT	Power Tilt 堆芯象限功率倾斜因子
PTC	Plant Training Committee 电站培训委员会
PTS	Periodic Test System 定期试验系统
PWR	Pressurized Water Reactor 压水反应堆
PX	Exceptional Work Permit 特殊作业许可票
QA	Quality Assurance 质量保证
QC	Quality Control 质量控制
QR	Quality Related 与质量有关的
QSR	Quality And Safety Related 与质量及 (核) 安全有关的
RCCA	Rod Cluster Control Assemblies 控制棒束
RCCM	(法国) 核设备制造规范
RCM	Reliability-Centered Maintenance 以可靠性为中心的维修
RINPO	Research Institute of Nuclear Power Operation 核动力运行研究所 (武汉)
RO	Reactor Operator 反应堆操纵员
RP	Radiation Protection 辐射防护
SCAR	Significant Corrective Action Request 重大纠正运行要求 (质保用语)
SDM	System Design Manual 系统设计手册
SG	Steam Generator 蒸汽发生器
SNS	Nuclear Safety Branch 安全质保部核安全处
SPSB	Shenzhen Power Supply Bureau 深圳供电局
SQA	Quality Assurance Branch 质保处
SRO	Senior Reactor Operator 高级反应堆操纵员
STA	Safety Technical Advisor 安全技术顾问 (安全工程师)
TCA	Temporary Control Alterations 临时控制变更
TCS	Contract & Supplier Branch 合同供应处
TCW	技术部土建处
TDA	Documentation Archives Branch 文档资料处
TEF	日常生产管理项目组 (译自法文)
TEM	Equipment Management Branch 设备管理处
TEN	Engineering Branch 工程处
TLD	Thermoluminescent Dosimeter 热释光剂量计
TND	Technical Department 技术部
TOB	Take Over for Blocking 隔离责任移交生产部

TOI	Temporary Operation Instruction 临时运行指令
TOM	Take Over for Maintenance 维修责任移交生产部门
TOTO	Turned Over for Temporary Operations 临时运行责任移交生产部门
TSD	Temporary Special Device 临时专用设施（临时系统装置）
TSI	Temporary Surveillance Instruction 临时监督指令
TTC	Training Center 培训中心（培训处）
TTS	Technical Support Branch 技术支持处
TUN	Trade Union 工会
WANO	World Association of Nuclear Operators 世界核营运者协会
WANO—PC	世界核营运者协会——巴黎中心
WANO—TC	世界核营运者协会——东京中心
WO	Work Order 工作指令
WR	Work Request 工作申请
WRN	Work Request Notice （合同外）附加工作单

附录三 计量单位符号中英对照

英文	中文	英文	中文
Bq	贝可	m	米
Bq/g	贝可/克	GW·h	吉瓦·时
Bq/kg	贝可/千克	kV	千伏
Bq/m ³	贝可/米 ³	kW·h	千瓦·时
MBq/m ³	兆贝可/米 ³	μg/g	微克/克
MW	兆瓦	g/L	克/升
MW·h	兆瓦·时	mm	毫米
MW·d/t	兆瓦·日/吨	cm	厘米
EFPD	等效满功率天	g/cm ³	克/厘米 ³
h	小时	Ci/ m ³	居里/米 ³
m ³	米 ³	mCi/ m ³	毫居里/米 ³
mSv/h	毫希 [沃特] /时	m ³ /h	米 ³ /时
μSv/h	微希 [沃特] /时	MPa	兆帕斯卡
Sv/h	希 [沃特] /时	mbar	毫巴
man·Sv	人·希 [沃特]	MBq/t	兆贝可/吨
man·mSv	人·毫希 [沃特]	L/h	升/时
μGy/h	微戈 [瑞] /时	Hz	赫 [兹]
μGy/month	微戈 [瑞] /月	t/h	吨/时
d	天		

附录四 厂房和构筑物——代号和名称

厂房和构筑物可分为三大类

- 辅助厂房和构筑物
- 核动力区
- 汽轮机厂房

I. 辅助厂房和构筑物

辅助厂房和构筑物可分为 BOP、NI 和 CI 三大部分。

BOP:

- AA Cold Workshops
冷机修间
- AB Cold Warehouses
冷仓库
- AC Hot Workshop and Warehouses
热机修间和仓库
- AD Archive and Documentation Building
档案资料馆
- AF Workshop and Warehouse
车间和仓库
- AG Garage
汽车库
- AH Garage-Petrol Station and Fire Station (Cancelled)
汽车库—加油站和消防站 (取消)
- AL Site Laboratory
厂区实验室
- AM Radiation Measuring Devices Calibration Laboratory
辐射测量仪标定室
- AN Oil and Grease Analysis Laboratory
润滑油和油脂分析实验室
- AO Open Warehouse or Shed
露天仓库或棚库
- AP Permanent Access-Roads-parking Lots-Tracks on Site
永久出入口—道路—停车场—厂区便道
- AX Dangerous Products Warehouse
危险品库

—BA	Site Management Office 工程部办公楼（已改为生产部办公楼）
—BX	Administration Building 办公楼
—CA	Water Intake Structure 取水构筑物
—CB	Water Inlet Channel 进水渠
—CC	Outfall Structures 排水构筑物
—CD	Water Discharge Channel 排水渠
—CE	Breakwaters 防波堤
—EA	Training Centre 培训中心
—EB	Fire Fighting Training Building 消防培训站
—EC	Meteorological and Site Radiation Monitoring Station 气象和厂区辐射监测站
—ED	Waste Water Treatment Building 废水处理厂房
—EF	Iron Storage 钢材贮存库
—EG	Security Building 应急保安楼
—EH	Contractors' Building (Cancelled) 承包商办公楼（取消）
—EI	Information Centre (Cancelled) 接待中心（取消）
—EL	Laundry and Changing Building 洗衣更衣房
—FC	Oil and Grease Storage Area 润滑油和油脂贮存场地
—FD	Washing Area (Cancelled) 清洗场地（取消）
—FF	Fire Emergency Storage of Oil and Water 汽轮机事故排油坑
—FS	Sewage System Oil Separator 污水系统油分离器

- GB Technical Galleries and Gutters
技术管廊和管沟
- GD Circulating Water Inlet and Discharge Culverts (Outside Turbine Building)
循环水进水管和排水管 (汽轮机厂房外)
- GE Yard Storm-Foul Sewage System and Buried Piping
雨水—污水系统和地下管理
- GS Essential Service Water Discharge Structure (Non-Safety Related)
重要厂用水排放构筑物 (非安全有关的)
- HX Chlorination Plant
制氯站
- JX Auxiliary Transformer Area (220/6.6 kV)
辅助变压器平台
- OF Raw Water Filtration Plant
生水过滤装置
- OP Drinking Water Storage Tanks
饮用水贮存罐
- PS Pumping Station Annex
泵站附属建筑
- PX Combined Pumping Station
联合泵站
A further distinction is made for a specific subarea of the Pumping Station
联合泵站的某一特定部分可进一步用代号区分为·PA SEC-Well Area
表示重要厂用水系统的竖井区 PA
- QF Concrete Drum Fabrication Building (Cancelled)
混凝土桶制作厂房 (取消)
- QT Solid Radwaste Long-term Storage
固体废物长期贮存区
- SA Restaurant
餐厅
- TB Main Switchyard Building (500 kV and 400 kV)
主开关站 (500 kV 和 400 kV)
- TC Switchyard Control Building
开关站控制厂房
- TD Auxiliary Switchyard Area (220 kV)
辅助开关站 (220 kV)
- TX Spare Transformer Compound Housing, 1TX (400 kV), 2TX (500 kV)
备用变压器平台
- UA Guardhouse
警卫检查站

—UB	Fencing 围墙
—UC	Unloading Quay with Mooring Equipment 设备码头
—UD	Access Control Post 出入控制口
—UE	Provisional Guardhouse 临时警卫室
—UF	Access Control Post 出入控制口
—VA	Auxiliary Boilers Building 辅助锅炉厂房
—VB	Fuel Oil Storage Tank 燃油贮存罐
—XC	Site Concrete Laboratory 现场混凝土实验室
—YA	Demineralized Water Production Plant 除盐水生产车间
—YB	Demineralized Water Storage Tanks 除盐水贮存罐
—ZA	General Gas Storage Area 厂用气体贮存区
—ZB	Hydrogen and Oxygen Production and Storage Plant 制氢站
—ZC	Compressor House 空压机房
—NI:	
—ET	Transit Changing Rooms for Reactor Shutdown 停堆用更衣室
—EU	Connecting Tower 连接塔
—GA	Essential Service Water Intake Galleries 重要厂用水取水管廊
—GC	Liquid Waste Discharge Galleries (Safety-related Sections) 废液排放管廊(安全有关部分)
—QA	Liquid Waste Holdup Tanks 废液存留罐
—QS	Waste Auxiliary Building 废物辅助厂房

—CI:

- GD Circulating Water Inlet and Discharge Culverts (inside Turbine Building)
 循环水进水管和排水管 (汽轮机厂房内)
- MO Lubricating Oil Transfer Annex
 润滑油传送间
- MP Resin Regeneration Annex
 树脂再生间
- MV Turbine Ventilation Annex
 汽轮机通风间
- TA Main and Step-down Transformer Platform
 主变压器和厂用变压器平台
- VC Test Boiler Platform
 试验锅炉平台

II. 核动力区 (NUCLEAR POWER BLOCK)

核动力区包括下列厂房:

- DX Diesel Generator Building
 柴油发电机房
 必要时可将柴油发电机房区分为:
 - DA Diesel Building A
 柴油机房 A
 - DB Diesel Building B
 柴油机房 B
- KX Fuel Building and Refuelling Water Storage
 燃料厂房和换料水池
- LX Electrical Building
 电气厂房
- NX Nuclear Auxiliary Building
 核辅助厂房
 核辅助厂房可用一系列代号进一步分区:
 - NA NAB sub-area A
 NA 表示 NAB 中的 A 区
 - NB NAB sub-area B
 NB 表示 NAB 中的 B 区
 - NC NAB sub-area C
 NC 表示 NAB 中的 C 区
 - ND NAB sub-area D
 ND 表示 NAB 中的 D 区
 - NE NAB sub-area E
 NE 表示 NAB 中的 E 区

- NF NAB sub-area F
NF 表示 NAB 中的 F 区
and when necessary, in particular for civil documentation,
必要时,尤其在土建文件中可用:
- NL NAB sub-area common to NA and NB, also including 9LX
NL 表示 NAB 中的包括 9LX 在内的 NA + NB 区
- NR NAB sub-area common to NC + NE + NF
NR 表示 NAB 中的 NC + ND + NE + NF 区

—WX

Connecting Building

连接厂房

—RE

Auxiliary Feedwater Storage

辅助给水贮存罐

—RX

Reactor Building

反应堆厂房

Specific structures of the Reactor Building are distinguished by use of the following codes:

采用一系列代号进一步区分反应堆厂房内的不同构筑物:

- RC Containment
RC 安全壳
- RF Cylindrical Part
RF 圆柱部分
- RG Reactor Pool and Cavity
RG 反应堆堆换料腔
- RP Reactor Building Gantry
RP 反应堆厂房龙门架
- RS Reactor Building Internal Structures (other than RF, RG, RV)
RS 反应堆厂房 (RF, RG, RV 除外的) 内部构筑物
- RV Reactor Pit
RV 反应堆堆坑

Ⅲ. 汽轮机厂房 (TURBINE BUILDING)

—MX

Turbine Building

汽轮机厂房

Geographical sub-areas or specific structures of the Turbine Building are distinguished by use of the following codes:

汽轮机厂房可用下列代号进一步分区:

- MA Turbine Building Sub-area A.
MA 汽轮机厂房 A 区
- MB Turbine Building Sub-area B etc.
MB 汽轮机厂房 B 区等
- MT Turbine Pedestal
MT 汽轮机基座

附录五 设备名称代号

A		B		C		D	
AA	报警灯 可见报警信号	BA	储罐-稳压器	CA		DA	
AB		BB	喷雾器	CB		DB	
AC	电梯-升降机	BC	接线盒	CC	选择器开关或键盘	DC	核燃料装卸设备
AD	吸收器	BD	吊运转动台	CD	电容器	DD	
AE	空气加热器	BE	试验环路	CE	变频器或移相器	DE	除盐装置
AF	空气冷却器-冷却塔	BF	喷淋环路	CF	离心式净化器	DF	
AG	搅拌器-振动器	BG	气体钢瓶	CG	控制棒驱动	DG	拦污栅
AH		BH		CH	锅炉	DH	除油器
AI	消防柜	BI	消防栓	CI		DI	膜片-隔膜
AJ		BJ		CJ		DJ	
AK		BK	控制棒启动装置	CK	色谱	DK	爆破膜或爆破盘
AL	电源	BL	喷嘴、接管	CL	照明开关	DL	逆变器
AM	放大器模块	BM	试验箱	CM		DM	屏蔽容器-运输容器
AN	稳压电源	BN	端子板	CN	(液、水)柱	DN	去离子器
AO	阳极-正极	BO	插头	CO	压缩机或增压器	DO	
AP	发电机	BP		CP	(水力或机械) 联轴器	DP	控制棒束换位架
AQ	安注罐	BQ	应急照明	CQ	机架	DQ	
AR	控制柜	BR	控制棒或停堆棒	CR	箱子-编组箱	DR	错油阀(用于油 动机)
AS	燃料组件	BS	冷端盒	CS	凝汽器	DS	脱水器-干燥器
AT	自动化学监测和 控制装置	BT	蓄电池	CT	印刷电路板	DT	检测器
AU		BU	防水堰水闸	CU	(水池)衬里	DU	
AV	雨水排放管的集 水口	BV	灯具箱	CV	键锁机构	DV	
AW		BW		CW	容器	DW	
AX		BX		CX	搬运小车	DX	
AY		BY		CY		DY	二极管
AZ		BZ		CZ		DZ	除氧器

E		F		G		H	
EA	电磁铁	FA	高效(通风)过滤器	GA	交流发电机	HA	
EB		FB		GB		HB	
EC	屏蔽-计算机逻辑输入	FC	链式过滤器	GC	直流发电机	HC	
ED	杂项设备	FD	启动器过滤器	GD	函数发生器	HD	(数据贮存用)硬盘装置
EE	晒合电磁铁	FE		GE	功率发生器	HE	
EF	常闭式先导电磁阀	FF	(细)过滤器	GF	冷冻机组	HF	
EG	混合器	FG		GG	粗滤栅	HG	
EH		FH		GH		HH	
EI	堆内构件	FI	液体过滤器 电子过滤器 碘过滤器	GI		HI	打印机-电传打印机
EJ	喷射器	FJ		GJ		HJ	
EK		FK		GK		HK	
EL	(先导)电磁阀	FL		GL	通风管道	HL	穿孔带或穿孔卡片读出器或打孔机
EM	膜片或隔膜	FM		GM	泡沫发生器	HM	磁带机
EN	记录仪	FN		GN	声(动)力电话装置	HN	
EO	常开式(先导)电磁阀	FO		GO		HO	
EP	电动-气动转换器	FP	(通风)预过滤器	GP		HP	扬声器
EQ	放电间隙	FQ		GQ		HQ	
ER	电动制动器	FR		GR	注油器	HR	时钟
ES	照明设备	FS	砂床过滤器	GS		HS	
ET		FT	阻火器,消防栓	GT	漏盘、漏斗	HT	
EU	计算机模拟输入	FU	熔化-小容量开关	GU		HU	加湿器
EV	蒸发器	FV		GV	蒸汽发生器	HV	荧屏显示器
EW	参考电报	FW		GW		HW	
EX	热交换器	FX		GX		HX	
EY	发往控制柜的通/断信号	FY		GY		HY	
EZ	灭火器	FZ	化粪池	GZ	贮气瓶	HZ	

I		J		K		L	
IA	报警信息	JA	断路器	KA		LA	就地核测量(中子注量率或放射性)、照明灯
IB	插接式指示器	JB	母线	KB		LB	
IC	(机械式)流量指示器	JC		KC	计算机输出继电器	LC	就地速度测量
ID	电气指示器	JD	膨胀节	KD	一次流量测量元件-限流器	LD	就地流量测量
IE		JE		KE	排汽缸(汽轮机)	LE	就地声频测量
IF		JF		KF		LF	就地频率-相位测量
IG		JG		KG		LG	就地物理-化学分析
IH		JH		KH		LH	就地时间测量
II		JI		KI	粗滤器	LI	就地电流测量
IJ		JJ		KJ		LJ	火警探测
IK	计数率计	JK		KK	手动断路器	LK	就地应力测量
IL		JL		KL	喇叭-音响报警器	LL	就地亮度(不透明度)测量
IM		JM		KM		LM	就地位置-位移测量
IN	内部通信(电话)设施	JN		KN		LN	就地标高测量
IO		JO		KO	汽轮机汽缸	LO	
IP		JP	盲板	KP		LP	就地压力测量
IQ	放射性废物焚烧炉	JQ		KQ		LQ	就地无功功率测量
IR		JR		KR	冷冻器	LR	就地阻抗-电阻率或电阻-导电率测量
IS	隔离组件	JS	电源分区开关	KS		LS	就地保健测量
IT		JT		KT	一次测温元件	LT	就地温度测量
IU		JU		KU		LU	就地电压测量
IV		JV		KV		LV	就地振动-推力-胀差测量
IW		JW		KW		LW	就地有功功率测量
IX		JX		KX	与反应堆压力容器有关的设备	LX	其他机械数据的就地测量
IY		JY		KY		LY	其他物理数据的就地测量
IZ		JZ		KZ		LZ	其他物理数据的就地测量

M		N		P		Q	
MA	核测量(中子注 量率或放射性)	NA		PA	绞盘车-卷扬机	QA	放射性计数器
MB		NB		PB		QB	
MC	速度测量	NC		PC	(凸轮式)机械 程序执行机构	QC	转数计
MD	流量测量	ND		PD		QD	容积计数器
ME	声频测量	NE		PE	模拟燃料元件	QE	
MF	频率-相位测量	NF		PF	冷阱	QF	
MG	物理-化学分析	NG		PG	电磁泵	QG	
MH	时间测量	NH		PH	话筒	QH	时间计数器
MI	电流测量	NI		PI	碘捕集器	QI	
MJ	火警控制器	NJ		PJ	插座-插头-连接器	QJ	
MK	应力测量	NK		PK	故障记录示波仪	QK	
ML	亮度(不透明 度)测量	NL		PL	轴承	QL	
MM	位置-位移测量	NM		PM	测量用电位计	QM	操作计数器
MN	标高测量	NN	成套设备(总承包)	PN	活塞-千斤顶	QN	
MO	电动机	NO		PO	泵	QO	
MP	压力测量	NP		PP	控制台或仪表盘	QP	
MQ	无功功率测量	NQ		PQ	压实机	QQ	无功能量计数器
MR	电阻-电阻率或阻 抗-导电率测量	NR		PR	吊车-单梁吊车- 旋臂吊车	QR	
MS	保健测量	NS		PS	坑	QS	
MT	温度测量	NT		PT	吊车-桥式吊车- 环行吊车	QT	
MU	电压测量	NU		PU	蒸汽疏水器	QU	
MV	推力-胀差-振动 测量	NV		PV		QV	
MW	有功功率测量	NW		PW	避雷器	QW	有功能量计数器
MX	其他机械测量	NX		PX	核燃料组件检验 设施	QX	
MY	其他电气测量	NY		PY	预热元件	QY	
MZ	其他物理(如湿 度等)测量	NZ		PZ	灌浆部件	QZ	

R	
RA	空气调节风门
RB	气瓶架
RC	自动控制、遥控、中间控制或整定值控制站
RD	整流器
RE	加热器
RF	冷却器
RG	模拟计算机模块
RH	
RI	莫里斯消防接头
RJ	消防水龙带
RK	继电器架
RL	储存架
RM	
RN	
RO	转子
RP	疏水冷却器
RQ	
RR	减速或半速齿轮箱
RS	电阻器-电加热器
RT	电抗器-电感器
RU	(废水排放沟上的) 栅格盖板
RV	
RW	
RX	
RY	
RZ	

S	
SA	核测量(放射性或中子注量率)通/断信号
SB	
SC	速度测量通/断信号
SD	流量测量通/断信号
SE	声频测量通/断信号
SF	频率-相位测量通/断信号
SG	物理-化学分析通/断信号
SH	相对湿度测量通/断信号
SI	
SJ	火警探测通/断信号
SK	应力测量通/断信号
SL	亮度测量通/断信号
SM	位置-位移测量通/断信号
SN	标高测量通/断信号
SO	支架(不包括标准管道支架)
SP	压力测量通/断信号
SQ	
SR	电阻-导电率-阻抗测量通/断信号
SS	保健测量通/断信号
ST	温度测量通/断信号
SU	48 V 直流电压测量通/断信号
SV	推力-胀差-振动通/断信号
SW	
SX	其他机械测量通/断信号
SY	来自控制柜的其他电气测量通/断信号
SZ	其他物理测量通/断信号

T	
TA	辅助厂用变压器
TB	开关板-配电盘
TC	汽轮机
TD	连续式机械输送装置(螺杆输送、皮带输送等)
TT	遥控式断路器
TF	旋转滤网或滤筛
TG	凝汽器管子清洗套管
TH	
TI	电流互感器
TJ	称量料斗
TK	快速故障记录仪
TL	推旋式灯光开关
TM	装换料机
TN	电话设施
TO	按钮
TP	主变压器
TQ	电缆井
TR	电力变压器
TS	厂用变压器
TT	人孔盖板
TU	电压互感器
TV	电视设备
TW	贯穿件
TX	蒸汽变换器
TY	管道
TZ	传送带

U	
UA	报警器
UB	端子排组件
UC	控制器
UD	解列装置(电网) 去耦器(弱电回路)
UE	
UF	
UG	
UH	
UI	
UJ	接触器
UK	闪光器
UL	
UM	继电器
UN	继电器(RE3000)
UO	凸轮式程序执行机构
UP	电源通/断组件
UQ	
UR	继电装置
US	简化的控制器
UT	计时器
UU	
UV	显示器
UW	
UX	二极管矩阵器
UY	
UZ	

V	
VA	空气阀门
VB	(不同于一回路冷却剂阀门的)含硼水阀门
VC	循环水阀门
VD	除盐水阀门
VE	生水阀门
VF	燃料油阀门
VG	二氧化碳阀门
VH	油阀门
VI	
VJ	废气阀门
VK	废液阀门
VL	凝结水和给水阀门
VM	点火燃料阀门(丙烷重油)
VN	常规岛闭路冷却水阀门
VO	
VP	一回路冷却剂阀门
VQ	有机液体阀门
VR	试剂阀门
VS	排渣阀
VT	饮用水阀门
VU	
VV	蒸汽阀门
VW	
VX	SF ₆ 阀门
VY	氢气阀门
VZ	氮气阀门

W	
WA	
WB	振动器
WC	
WD	贯穿件
WE	
WF	
WG	
WH	
WI	
WJ	
WK	
WL	
WM	(洗衣房用)洗衣机
WN	
WO	
WP	
WQ	
WR	
WS	
WT	
WU	
WV	快卸式接头
WW	(洗衣房用)烘干机
WX	
WY	
WZ	

X	
XA	止动继电器
XB	闭锁继电器
XC	脉冲接触继电器
XD	瞬时脱扣继电器
XE	瞬时动作继电器
XF	闭合继电器
XG	闭合继电器
XH	频率继电器
XI	电流继电器
XJ	
XK	故障继电器
XL	
XM	启动继电器
XN	
XO	断开继电器
XP	抗震继电器或压力继电器
XQ	
XR	(本表所列瞬时继电器以外的)其他瞬时继电器
XS	过载继电器
XT	辅助延时继电器
XU	电压检测继电器-整定值继电器-比较器
XV	
XW	功率继电器
XX	模拟试验继电器
XY	
XZ	接地检测继电器

Y	
YA	核测试(放射性-中子注量率)
YB	
YC	速度测试
YD	流量测试
YE	声频测试
YF	频率-相位测试
YG	物理-化学分析测试
YH	时间测试
YI	电流测量
YJ	
YK	应力测试
YL	亮度(不透明度)测试
YM	位置-位移测试
YN	标高测试
YO	
YP	压力测试
YQ	无功功率测试
YR	阻抗-电阻率-导电率测试
YS	保健测试
YT	温度测试
YU	电压测试
YV	推力-胀差-振动测试
YW	有功功率测试
YX	其他机械测试
YY	其他电气测试
YZ	其他物理测试

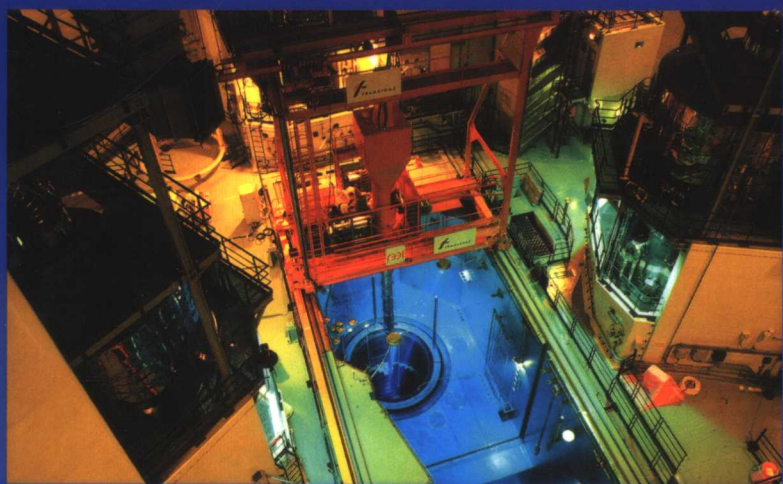
Z	
ZA	
ZB	
ZC	扫描器
ZD	
ZE	分离器
ZF	加热器-再热器
ZG	
ZH	
ZI	消音器
ZJ	
ZK	同步器-连接器
ZL	选择器
ZM	伺服机或油动机
ZN	
ZO	电焊机
ZP	
ZQ	
ZR	干燥器
ZS	出入气闸-设备闸门
ZT	分流器
ZU	
ZV	风机
ZW	
ZX	
ZY	
ZZ	汽水分离器-再热器

《年鉴》各章节供稿人名单

梅建民	(1.1) (1.2)
王宏斌	(1.3)
郭海静	(2.1.1)
徐光明	(2.1.2) (6.1.1) (6.1.2)
郑成山	(2.1.3) (3.1.3)
陈 宁	(2.1.4)
李志军	(2.1.5)
陈 智	(2.1.6.1)
王岱宗	(2.1.6.2) (3.1.6.2)
严海德	(2.1.7.1) (3.1.7.1)
江 旭	(2.1.7.2)
段贤稳	(2.1.8) (3.1.8)
潘 央	(2.1.9) (2.1.10) (3.1.9) (3.1.10)
汤晓清、马 蜀	(2.1.11) (3.1.11)
梁 薇、黄家权	(2.1.12)
郭建兵	(2.2.1) (3.2.1)
尚德宏、吕厚鑫	(2.2.2)
张 宁	(2.2.3)
苏章原	(2.2.4) (3.2.4)
张晓峰	(2.2.5)
劳 毅	(2.2.6) (7.10.1)
陈祖书	(2.2.7.1)
陈传令	(2.2.7.2) (5.7.3.3)
高柯夫	(2.2.8)
陈捷飞	(2.2.9)
张 征、乔恩举	(2.3)
张 征	(2.4.1) (3.3) (7.11)
王卫东	(2.4.2)
夏 彤	(2.5.1) (2.5.3~2.5.5) (3.5)
罗慧勇	(2.5.2)
宫广臣	(3.1.1)
黄永建	(3.1.2) (6.1.3) (6.1.4)
吴潞华	(3.1.4)
廉志坤	(3.1.5)
姚雪鸿	(3.1.6.1)

黎志政	(3.1.7.2)
李 雷、黄家权	(3.1.12)
吴坚军、张兰岐	(3.2.2)
郝海英	(3.2.3)
李 燕	(3.2.5)
程应学	(3.2.6) (7.10.2)
汪德伟	(3.2.7.1)
张 征、任 历	(3.4)
贾国安	(4.1.1)
鲁明波	(4.1.2.1)
巢炯昆	(4.1.2.2)
吴天华	(4.1.2.3) (4.2.5)
黄来喜	(4.1.2.4) (5.4.3)
张水华	(4.2.1)
刘 力	(4.2.2)
袁建雄	(4.2.3)
崔建房	(4.2.4)
李 敏	(4.2.5)
田新华、陈 军	(4.3)
蒋达进	(4.4.1)
肖詹东	(4.4.2.1) (4.4.4.2)
于海峰	(4.4.2.2)
姚 刚	(4.4.3)
罗 毅	(4.4.4.1)
陈建兵	(4.4.5)
李克勤	(4.4.6)
戴忠华	(5.1.1)
陈世均	(5.1.2)
陈世均、洪振旻	(5.1.3)
吕群贤	(5.1.4)
刘 鹏	(5.1.5)
阎立夫	(5.1.6)
范立明	(5.2.1)
胡昌贤	(5.2.2)
闫善君、万 田	(5.2.3)
王成铭	(5.2.4)
杨 帆	(5.2.5)
冀天才	(5.2.6)
陶于春	(5.2.7)
景立峰	(5.3)

- 欧阳俊杰 (5.4.1) (5.4.2)
任世军 (5.4.4)
吉长余 (5.4.5)
初志春 (5.4.6)
洪蔚 (5.5.1)
韩敏 (5.5.2) (5.5.3)
问清华 (5.6)
曾哲峰 (5.7.1.1) (7.9)
王宝山 (5.7.1.2)
吴锦 (5.7.1.3)
易少群 (5.7.1.4)
余萌 (5.7.1.5)
焦萍 (5.7.2.1)
苏林森 (5.7.2.2)
秦卫东 (5.7.2.3)
陆秀生 (5.7.2.4)
樊陪都 (5.7.2.5)
陈海斌 (5.7.2.6)
龙三强 (5.7.2.7) (5.7.2.8)
张育彬 (5.7.3.1) (5.7.3.2)
蒋延 (5.7.4)
王永刚 (5.8.1) (5.8.5)
吴虹霞 (5.8.2)
李红军 (5.8.3)
徐功义 (5.8.4)
李庆 (5.8.6)
徐小花 (5.9.1) (5.9.2) (5.9.3) (5.9.6)
曾晓辉 (5.9.4)
李勇 (5.9.5)
王红玫 (5.10)
邢晓星 (5.11)
李联成 (5.12.1~5.12.3)
张熙军、张凤斌、王佳峰 (5.12.4)
张健 (5.13)
孙键 (5.14)
王凡 (6.2)
王周莉 (6.3) (7.1~7.8)
黄荣许 (7.12)
顾晔艺 (7.13)
闫善君、徐咏梅 (7.14)



GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

ISBN 7-5022-3268-0



9 787502 232689 >

ISBN 7-5022-3268-0/F·2 定价:112.00 元