



广东大亚湾核电站

GNPS OPERATION YEARBOOK

生产运行年鉴

1996

廣東大亞灣核電站
生產運行年鑑

GNPS OPERATION YEARBOOK

1996

原子能出版社

书名题字:王全国

图书在版编目(CIP)数据

广东大亚湾核电站生产运行年鉴 1996/刘锡才主编.

-北京:原子能出版社,1997.12

ISBN 7-5022-1799-1

I. 广… I. 刘… II. 大亚湾核电站-运行-年鉴-1996 IV. TM623.7-54

中国版本图书馆 CIP 数据核字(97)第 26866 号



原子能出版社,1997

原子能出版社出版 发行

责任编辑:柴芳蓉

装帧设计:李松林

社址:北京市海淀区阜成路 43 号 邮政编码:100037

北京农业大学印刷厂印刷 新华书店经销

开本:787×1092mm 1/16 印张 23.25 插页 16 字数 580 千字

1997 年 12 月北京第 1 版 1997 年 12 月北京第 1 次印刷

印数:1—3000

定价:98.00 元

编辑委员会

主 编

刘锡才

副 主 编

周海涌 戴庆宇 樊鹤鸣 Decaix 濮继龙

编 委

刘锡才	周海涌	戴庆宇	樊鹤鸣	Decaix	濮继龙
刘达民	林贵清	杨昭刚	张善明	黄世强	李志仁
张兆丰	卢长申	郑东山	张志雄	陈德淦	蔡康元
李振亚	刘德强	奚芝苓	韩思充	赵迎春	

编 辑

郭丰守 余志平 方春法 王卫东

供稿人员(按姓氏汉语拼音顺序排列)

陈 宁	陈 跃	陈家龙	池志远	初志春	戴 庐
戴元生	Decaix	丁震行	范立明	方 军	方松利
符祥群	高 歌	高立刚	苟 东	关建军	郭丰守
郭利民	郭宗林	顾学言	韩庆浩	韩思充	洪锦丛
黄 红	黄扶汉	黄建华	黄来喜	黄卫刚	贾国安
景立峰	康进友	邝鲜辉	李 靖	李裕立	李振亚
李卓佳	廖伟明	刘 敏	刘达民	刘道和	刘云立
卢文跃	慕齐放	濮继龙	时伟奇	苏建忠	汤峥嵘
田延峰	王岱宗	王天华	魏其岩	问清华	吴引仙
夏庆生	谢昌渝	邢晓星	熊春华	徐礼新	闫 瑞
晏仲民	杨东强	杨茂春	杨维稼	阳运韬	姚 刚
虞福祥	余鑫耀	袁风茹	曾建林	张东果	张启波
张善明	章松林	张晓峰	张柱建	赵迎春	甄庭赞
		朱敏蓉	朱晓春		

前 言

1996年是广东大亚湾核电站投入商业运行的第三年。编写这一年度的生产运行年鉴仍遵循《年鉴》编写要求，这就是积累生产运行经验和信息，使它们得到及时的总结和记录，并对未来的生产运行提出建议、看法和展望。

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、推进核安全文化方面的实践，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。

本年度《年鉴》的显著特点是一部分供稿人都注意到在他们的专业范围内，不仅总结了一年来的生产成绩，还介绍了管理上和工作方法上的进步，介绍了做好工作的体会和经验，并提出了建议和今后应注意的问题。这说明经验反馈正在深入人心，并已初见成效。

本年度的《年鉴》与1995年度的相比，增补了一些章节，内容力求简明扼要，突出本年度的生产特色。一般情况下，尽量减少一般性的描述。为了完整地介绍某些技术问题，在某些情况下，在时间跨度上可能会向前或向后延伸，便于读者对问题的了解和理解。

《年鉴》的供稿人员众多，文章的写作风格各异。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，基本上保持文章原貌。换句话说，《年鉴》各章节包括专题报告，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》中出现频率很高，未能在正文部分一一给出注解，读者可以在《年鉴》附录中查找到它们的中、英文解释。

此次《年鉴》组稿，正值两台机组大修、电站工作十分繁忙之际，有关人员接到任务后，都努力争取时间认真负责地写出稿件，并且积极配合编审人员做好修改定稿工作，编者对此表示衷心感谢。

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

脚踏实地，再创辉煌

总经理 刘继才



1996年是大亚湾核电站投入商业运行的第三年，也是大亚湾核电站各项工作取得全面进展的一年。在董事会的领导下，总经理部带领全体员工发扬忘我劳动和无私奉献的精神，在全面完成了各项生产任务的同时，使核电站营运管理水平得到新的提高，为今后中方全面自主管理核电站打下了良好的基础。

1996年，电站各项业绩基本实现了年初预定的目标。全年上网电量115.3亿千瓦·小时，超额完成了预定的计划。两台机组圆满地完成了第二次换料大修，并在大修中实施了控制棒导向管更换，彻底解决了曾经牵动无数人心的控制棒落棒时间超差问题。在处理2号机组励磁机故障过程中，广大员工充分表现了敢于迎接挑战和顽强拼搏的主人翁精神。在日常生产运行中，及时发现和解决了许多设备缺陷，形成了

有一定特色的设备跟踪管理制度。在推广安全文化方面也采取了一系列新的举措，人因差错逐步减少。

1996年，具有里程碑性质的三项重大活动都获得了圆满成功。9月9日，国家核安全局颁发了大亚湾核电站两台机组的运行许可证，标志着大亚湾核电站投产以后，经过两年多的运行实践，设备状况和管理水平已具备了安全经济供电的能力。10月7日~25日，IAEA（国际原子能机构）组织的OSART（运行安全评审团）专家队伍对大亚湾核电站的安全生产和运行管理进行了全方位、多层次的评审，对我们员工谦虚好学、率直真诚的作风给予了高度赞赏。12月15日~17日，由国家计委牵头、各有关部委和地方政府参加组成的验收团，对大亚湾核电站工程建设项目进行最终验收。通过细致的审核和实地检查，代表们一致认为：核电站的各项指标达到了合同规定的要求，质量优良，运行安全可靠，经济效益良好，同意通过验收，并颁发了《广东大亚湾核电站工程国家验收合格证书》，表明大亚湾核电站工程建设是成功的，也为我国进一步发展核电事业和利用外资建设大型基础设施项目开辟了一条新路。

受岭澳核电有限公司委托，生产部还担负着岭澳核电站的生产准备任务。通过积极策

春到大亚湾 秋来结硕果



核电保供

核电站工程国家验收大会

划，岭澳核电站的生产准备工作已在短时间内按正常的轨道有序地开展起来。

1996年核电站管理又上了一个新的台阶，我们的管理、我们的技术和我们的员工队伍都在日趋成熟。可以说，我们已经基本具备了自主管理和业绩起飞的条件。提出和实现一个宏伟目标，已经是可能的和现实的了。

当然，我们的任务还十分艰巨。从某种意义上说，1997年是继往开来的一年，中方员工将全面担负起核电站的管理责任。我们要继续以安全生产为中心，同时积极进行岭澳核电站的生产准备，满腔热情地支持岭澳核电站的工程建设；我们要继续加强精神文明建设、深化人事制度改革、进一步改善职工生活条件；我们还要逐条落实 OSART 专家提出的改进建议，提高管理水平，为实现向世界先进水平靠拢的宏伟目标创造条件。

机遇和挑战同在。在新的一年里，我相信，凭着全体同仁脚踏实地的不懈努力，我们一定能够取得新的成绩，一定能够再创辉煌。



吴汉民 摄

1	3
2	4

- 1 陈云英董事长在核电站工程国家验收大会上
- 2 获得国家验收证书
- 3 颁发运行许可证
- 4 IAEA 运行安全评审

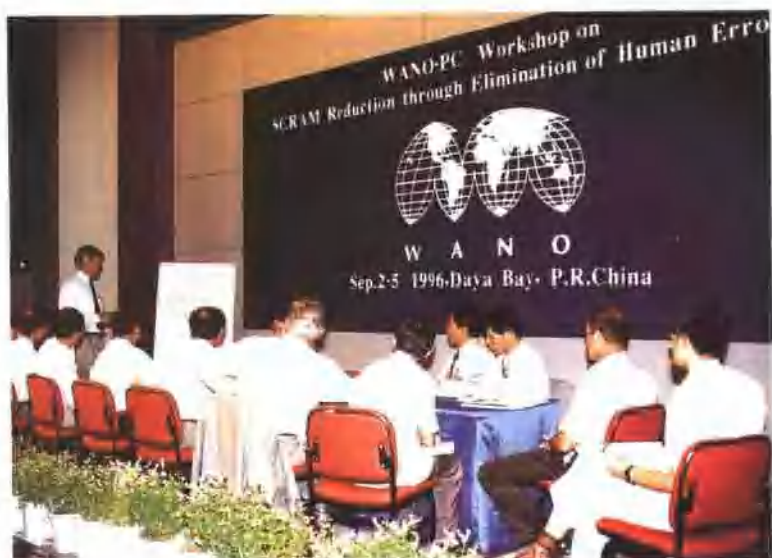


方 耀 摄



新华社 摄





姜汉民 摄

姜汉民 摄





姜汉民 摄



姜汉民 摄

1	3
2	4

- 1 WANO-PC 减少人因失误自动停堆研讨会
- 2 生产准备研讨会
- 3 厂区辐射监测
- 4 计量工作在进行



彭初成 摄

李汉武 摄





李汉武 摄



万 属 摄

1	3
2	4

- 1 一号主变吊装
- 2 二号炉组就位并予烘炉
- 3 国产核燃料组件到货
- 4 岭澳核电站负荷开工典礼



图 10-1-1



图 10-1-2



图 10-1-3

1
2
3

- 1 CGNPC/EDF 技术合作协议签字仪式。
- 2 广东核电集团与 EDF 签订技术转让协议。
- 3 核电站蒸汽发生器 FACS 签字仪式。



李汉武 摄



李汉国 摄



李朝成 摄

彭朝晖 摄



1
2
3

- 1 核岛花园室外越野骑行
- 2 广东核电集团首届运动会
- 3 里贝-大亚湾自行车拉力赛

OSART 评审活动

(新闻稿)

虞福祥

国际原子能机构 IAEA 是联合国属下的跨政府组织，总部设在维也纳，其使命是推动核能的和平利用。

中国是国际原子能机构的成员国之一。

应中华人民共和国政府的邀请，国际原子能机构于 1996 年 10 月派出“运行安全评审团 (OSART)”来大亚湾核电站进行运行安全评审。OSART 评审活动是国际原子能机构核安全部专门安排的一系列安全咨询服务之一，其宗旨是客观地评审成员国核电站所有与安全密切相关活动的有效性，并把国际标准作为衡量标准，完成评审工作。

这次 OSART 评审活动从 1996 年 10 月 7 日至 25 日，共有来自 14 个国家的 16 位核电专家参加，整个评审团成员累积有 300 年的核电运行和管理经验。

OSART 评审范围包括组织管理、培训和资格认可、运行、维修、技术支持、辐射防护、化学及应急准备等方面。

广东核电合营有限公司总经理部十分重视这次 OSART 活动，将该项活动列为 1996 年的一项重大国际活动，并指示公司各部门应充分认识 OSART 活动的重要意义和目的，要求各部门积极配合、通力协作，全面开展各项准备工作，圆满完成 OSART 评审活动。核电站于 1995 年 7 月开始准备工作，首先成立了以濮继龙副经理担任总负责人的核电站 OSART 活动组织，指定了 8 个评审项目的负责人，制定了准备计划。准备工作包括：核电站运行管理各方面的自检自查活动；OSART 活动文件准备；后勤、行政、接待准备；人员培训和动员；OSART 活动秘书组的组建。至 1996 年 9 月，各项准备工作全面就绪。

OSART 专家对 8 个项目开展深入细致的评审工作，包括听取电站人员的介绍和报告，审查文件，查阅资料，现场检查，观察运行操作和维修活动，视察现场设施和环境，与核电站员工座谈、交流等。评审团向合营公司提交了 OSART 评审技术报告，全面评述了大亚湾核电站的运行管理。

在 10 月 24 日的 OSART 评审活动闭幕会上，评审团各位专家介绍了各个项目的评审情况与主要结论；评审团团长对评审结果进行了总结；副团长对广东核电合营有限公司和电站所提供的支持和配合表示感谢。10 月 25 日，合营公司举行了“OSART 情况通报会”。评审团团长海德先生和合营公司刘锡才总经理分别向应邀出席通报会的大亚湾核电站安全咨询委员会部分委员、深港两地记者与有关新闻单位、合营公司各部门，通报了 OSART 评审目的与情况并回答了记者的提问。

OSART 全面评议了核电站的运行管理，并强调指出中国的核电事业刚刚起步，就运行经验而言，中国目前实施的核安全标准却比西方国家 20 年前或更早时期核电刚起步时执行的标准严格得多；核电站全体员工敢于迎接挑战，力求在很短时间里学习并掌握安全、质量标准，并在保护环境的前提下安全、经济地运行电站；各级管理层和全体员工开明、坦诚，所有人员都迫切希望从评审团成员的评价中学到知识，并期望能提出适合实际情况的改进建议；核

电站拥有一套完整的管理体系和规章制度，为管理好电站奠定了坚实的基础；在操纵员培训方面，核电站付出了巨大努力，并从中获得显著的效益。

评审团针对大亚湾核电站运行管理中存在的薄弱环节，提出了许多宝贵、中肯的改进建议与意见，这些建议与意见无疑对大亚湾核电站今后的安全运行和管理水平的提高很有实际意义。

OSART 评审活动期间，各位专家传授了他们在电站管理和运行方面的丰富经验与学识，表现了对评审活动的认真负责、刻苦工作的敬业精神。

广东核电合营有限公司总经理部和生产部经理部十分重视 OSART 提出的各项改进建议和意见，要求进行认真分析研究、对照现状、制定行动计划，采取措施逐项落实。同时建立完整的监督和跟踪体系。期望在 1998 年的 OSART 跟踪评审时，实施改进建议会有实质性的进展与效果。

国际原子能机构对大亚湾核电站给予高度的关注和积极支持，多次派遣代表团和专家来核电站评审和协助工作，有 1991 年 11 月的首次“运行前安全评审 (Pre-OSART)”；1992 年 1 月的针对生产准备方面的技术交流；1992 年 5 月的技术交流后续活动；1993 年 5 月的第二次“运行前安全评审”；应急准备工作等。大亚湾核电站协助国际原子能机构在现场举办多次培训讲习班和核电站运行安全研讨会。

IAEA 实施的运行安全评议活动计划和其他活动实践表明：推广这样的计划是有益的，加强了各成员国在核电工程建设和运行方面的经验交流，帮助成员国政府在核电工程和运行各阶段发现可能存在的某些薄弱环节并提出改进建议，有益于推动核电工业的发展，有利于增强和提高核电站运行安全水平，增强公众对核电安全的信心。

广东大亚湾核电站工程通过国家验收

(新闻稿)

周卫红

广东大亚湾核电站工程于1979年底开始进行经济技术可行性研究,1982年国家批准正式立项,1986年10月国家正式批准了这个项目。经过历时7年的工程建设,1994年2月1日和5月6日,电站的1号、2号两台984兆瓦压水堆核电机组相继投入商业运行。二年多的商业运行表明,机组的各项性能指标均达到设计要求,并取得了较好的运行记录。

根据国家《核电厂基本建设工程验收规程》的要求,我公司于1994年12月7日向中国核工业总公司提出工程预竣工验收申请,从此拉开了工程国家验收的序幕。1995年3月和11月中国核工业总公司、国家劳动部、公安部和中国广东核电集团组织专项验收代表团对核电站工程的“职业安全卫生”和“消防”进行了专项验收。验收获得通过,并得到良好的评价。1995年12月11日至14日,在核电站彻底解决了反应堆控制棒落棒时间超差的设计问题的基础上,中国核工业总公司、电力工业部、广东省政府有关部门、国家计委、国家核安全局、中国广东核电集团、中国银行及有关单位组成的预竣工验收委员会对大亚湾核电站工程进行了现场预竣工验收。预竣工验收认为大亚湾核电站工程已具备了国家验收条件,同意上报国家计委申请竣工验收。

1996年4月1日,我公司向中国核工业总公司、电力工业部提出广东大亚湾核电站工程国家验收申请,并递交了《广东大亚湾核电站工程竣工验收报告》,详细报告了工程设计供货、土建安装、系统调试、投资控制、生产准备、商业运行、遗留问题处理等方面的情况。在上述活动的基础上,国家计委决定成立广东大亚湾核电站工程国家验收委员会,并于1996年12月15日至17日对大亚湾核电站工程进行国家验收。

广东大亚湾核电站工程国家验收委员会由国家计委、电力工业部、广东省和深圳市等单位的领导和专家组成。委员会包括41名委员、66名代表、24名特邀代表;其中,主任委员和副主任委员分别由国家计委、电力工业部、中国核工业总公司和广东省领导担任,其他委员和代表分别来自国家计委、中国核工业总公司、电力工业部、国家经贸委、财政部、机械部、内贸部、公安部、劳动部、建设部、卫生部、国家核安全局、国家审计局、国家统计局、国家环保局、国家档案局、中华全国总工会、中国人民银行、中国银行、国家开发银行、国家税务总局、国家海关总署、国家口岸办、新华社香港分社、广东省、深圳市和中国广东核电集团等单位。此外,香港中华电力公司的朋友和曾经关心、支持和参与过核电站建设、生产运行的部分老领导、老专家,以及地方各级政府和驻军的代表,作为特邀嘉宾参加了这次国家验收活动。人民日报、中国日报、新华社等近30家中央、广东省、深圳市和香港地区的新闻单位对这次验收活动作了报道。

广东大亚湾核电站工程国家验收活动分别在深圳市新园大酒店和核电站现场两地进行。主要议程包括验收委员会听取和审议我公司刘锡才总经理所做的工程建设情况汇报,检查电站现场,审议、修改、签定《广东大亚湾核电站工程国家验收鉴定书》。12月17日验收委员会在核电站现场召开大会,宣读了验收结论,颁发了《广东大亚湾核电站工程国家验收合格

证书》。国家验收委员会认为：核电站的各项指标达到了合同规定的要求，质量优良，运行安全可靠，经济效益良好，同意通过验收。

在验收活动结束之际，国务院总理李鹏向我公司发来了贺信。总理在贺信中充分肯定了大亚湾核电站工程取得的成功，并且指出：“核电在我国还是新兴产业，随着改革开放的进一步深入，随着市场经济的进一步发展，我国的核电事业必将取得更大的成就。发展核电，任重道远。”

电站工程的成功归功于国家的改革开放政策，归功于中央和广东省、深圳市各部门、各单位的大力支持配合，归功于与以中华电力公司和法国电力公司为代表的国外合作伙伴的真诚合作，归功于全体员工的艰苦奋斗和无私奉献。刘总经理表示，工程通过国家验收，标志着大亚湾核电站已翻开了新的一页，在新的任务面前公司的全体员工有决心、有信心，坚持安全第一、质量第一的原则，戒骄戒躁，不断提高管理和运行水平，实现核电站长期安全、稳定、经济运行，为广东核电的发展，为广东经济发展和香港的繁荣稳定作出新贡献。

我公司为这次国家验收活动进行了充分的准备，验收活动期间，强有力的组织工作和工作人员的辛勤劳动确保了验收活动顺利进行。为此，国家验收委员会给予了肯定和赞赏。

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	1
1.3	电站组织机构	2
1.3.1	电站管理层级	2
1.3.2	管理线	3
1.3.2.1	运行维修线	3
1.3.2.2	控制监督线	3
1.3.2.3	行政支持线	4
1.3.2.4	生产准备办公室	5
1.3.3	电站工作委员会	5
1.3.4	电站组织机构图	5

第二章 生产运行

2.1	电站运行和维修	7
2.1.1	电站运行	7
2.1.1.1	电站运行组织	7
2.1.1.2	机组运行状态	9
2.1.1.3	电网状况及售电情况	9
2.1.1.4	机组性能指标	18
2.1.1.5	运行物理试验	21
2.1.1.6	电站化学	26
2.1.1.7	机组可靠性指标及评估	29
2.1.1.8	继电保护	31
2.1.1.9	高电压设备运行维护	34
2.1.1.10	热工系统设备运行及评价	44
2.1.2	电站维修	45
2.1.2.1	维修工作的组织管理	45
2.1.2.2	预防性维修评估	47

2.1.2.3	维修工作统计	47
2.1.2.4	重大维修活动	51
2.1.3	放射性废物排放与管理	53
2.1.3.1	放射性废气排放与管理	53
2.1.3.2	放射性废液排放与管理	54
2.1.3.3	中低水平放射性固体废物处理	55
2.1.3.4	工业废物处理	60
2.1.3.5	环境监测与评估	60
2.1.4	物资消耗	62
2.1.4.1	燃耗和核材料衡算管理	62
2.1.4.2	水库淡水储量及除盐水生产	67
2.1.4.3	化学试剂的使用与评价	72
2.1.4.4	外购电	76
2.1.5	工程及电站改造项目	77
2.1.5.1	电站改造项目管理	77
2.1.5.2	工程遗留项目	78
2.1.5.3	不符合项管理	78
2.1.5.4	在役检查和金属监督	82
2.1.5.5	工程文件更新	87
2.1.5.6	新增工程项目	88
2.1.6	机组换料大修	88
2.1.6.1	换料大修计划和组织管理	88
2.1.6.2	1号机组第二次换料大修	93
2.1.6.3	2号机组第二次换料大修	97
2.1.6.4	机组第三次大修的准备	102
2.1.6.5	大修承包商介绍	103
<hr/>		
2.2	核电站安全	104
2.2.1	核安全	104
2.2.1.1	电站运行事件	104
2.2.1.2	三道屏障完整性	107
2.2.1.3	安全相关设备不可用状态 (Io 跟踪)	117
2.2.1.4	定期试验	118
2.2.1.5	瞬变统计	121
2.2.1.6	核安全文化	122
2.2.1.7	执照申请	123
2.2.1.8	国际原子能机构活动	124
2.2.2	工业安全	128
2.2.2.1	工业安全统计	128

2.2.2.2	工业安全管理	129
2.2.2.3	工业安全培训	130
2.2.2.4	安全文化宣传	130
2.2.3	消防工作	130
2.2.3.1	消防管理	130
2.2.3.2	消防系统功能	130
2.2.3.3	消防事件	131
2.2.4	辐射防护	131
2.2.4.1	目标值与实际结果	131
2.2.4.2	辐射防护培训	133
2.2.4.3	电站第二次大修辐射防护	133
2.2.4.4	正常运行期间的辐射防护	134
2.2.4.5	辐射监测仪表	135
2.2.4.6	辐射工作许可证	135
2.2.4.7	个人剂量监测	136
2.2.5	职业医学管理	136
2.2.5.1	放射性工作人员的健康监督	136
2.2.5.2	异常照射情况下医学干预的准备及 实施	137
2.2.5.3	辐射工作人员的健康档案管理	137
2.2.6	电站应急计划	137
2.2.6.1	应急计划与准备的管理	137
2.2.6.2	应急组织的改进	138
2.2.6.3	应急培训	138
2.2.6.4	应急演练与演习	141
2.2.6.5	应急设施、设备的改进	141
2.2.7	电站保卫及核材料实体保障	142
2.2.7.1	电站保卫的任务	142
2.2.7.2	保卫工作实绩	142
2.2.7.3	核材料的实体保障	142
<hr/>		
2.3	电站管理	143
2.3.1	综合计划调度	143
2.3.1.1	年度发电计划及其实施	143
2.3.1.2	电站预算管理和控制	146
2.3.2	重要管理活动	148
2.3.2.1	电站管理层工作会议	148
2.3.2.2	干部任免及机构变动	150
2.3.2.3	职称晋升及技术技能考核	150
2.3.3	人事管理	150

2.3.3.1	人员配备	150
2.3.3.2	职工学历和职称结构及专家名录	151
2.3.3.3	年龄结构	152
2.3.4	人员培训及授权	152
2.3.4.1	培训管理及有关活动	152
2.3.4.2	各类培训及授权完成情况	154
2.3.4.3	运行人员执照考试	156
2.3.4.4	业余培训班及继续教育	156
2.3.5	电站工作委员会	156
2.3.5.1	电站核安全委员会	156
2.3.5.2	电站培训委员会	156
2.3.5.3	电站“三废”委员会	157
2.3.5.4	电站工程与改造委员会	158
2.3.5.5	电站经验反馈委员会	158
2.3.5.6	电站工业安全和辐射防护委员会	159
2.3.5.7	电站人力资源委员会	159
2.3.5.8	电站预算委员会	159
2.3.5.9	生产准备委员会	159
2.3.6	质量保证	160
2.3.6.1	质量保证活动实施情况	161
2.3.6.2	质量保证大纲实施有效性评价	163
2.3.7	经验反馈	164
2.3.7.1	内部事件经验反馈	164
2.3.7.2	外部经验反馈	167
2.3.7.3	运行与设计施工之间的经验反馈	168
2.3.7.4	国际经验及姐妹厂经验交流活动	168
2.3.7.5	运行处内运行经验反馈	169
2.3.8	备品备件和工具管理	176
2.3.8.1	备品备件采购管理	176
2.3.8.2	备品备件库存使用状况分析	178
2.3.8.3	工具管理	179
2.3.9	电站计量管理	183
2.3.10	合同及承包商管理	185
2.3.10.1	合同项目内容概要	185
2.3.10.2	承包商管理	188
2.3.11	管理计算机的应用	189
2.3.11.1	管理计算机主机升级	190
2.3.11.2	异步传输模式网络	190
2.3.11.3	电脑应用软件系统	193
2.3.12	文件、档案与资料管理	194

2.3.12.1	完成的主要工作量	194
2.3.12.2	文件、资料、档案库存量	195
2.3.13	电站后勤保障	195
2.3.13.1	后勤保障机构和运作方式	195
2.3.13.2	交通运输	196
2.3.13.3	行政办公设施及其配套系统的管理	196
2.3.13.4	行政办公用品、固定资产和办公家具的管理	196
2.3.13.5	员工住宿和膳食服务	197
2.3.13.6	文体设施和文体活动	197
<hr/>		
2.4	生产准备	197
2.4.1	组织准备	198
2.4.2	政策研究	198
2.4.3	培训工作	198
2.4.4	技术参与	199
2.4.5	技术程序编写策划	200
2.4.6	“四个统一”工作	201

第三章 大事记

3.1	1号机组 1996 年运行大事记	202
3.2	2号机组 1996 年运行大事记	206
3.3	1996 年管理大事记	210
3.4	重大技术问题	213

第四章 统计指标

4.1	WANO 性能指标	220
4.2	综合经济指标	227
4.3	能量统计指标	227
4.4	发电业绩逐月统计	229

4.5	电力系统继电保护和安全自动装置 动作统计	230
4.6	电站运行事件 (LOE) 汇总	233
4.7	工业事故及未遂事件汇总	237
4.8	火灾未遂事件汇总	240
4.9	辐射防护指标	241
4.10	三废指标	247
4.11	环境监测数据表	250
4.12	瞬变统计	253
4.13	机组降负荷统计表	254
4.14	机组停堆解列统计表	255
4.15	特许申请汇总	255
4.16	电站改造项目汇总	256
4.17	人事管理统计	260
4.18	培训统计	262
4.19	物资管理统计	264

第五章 专题报告

- 宣传、普及和推广核安全文化 (短文荟萃)
(德盖、高立刚、廖伟明、濮继龙) 266
- 核电站质量管理手册的编制 (李裕立) 274
- 十大技术问题管理 (刘达民) 278
- 运行处人因操作故障管理 (张柱建) 282
- 仪表计算机科的管理特点 (顾学言) 289
- 仪表控制预防性维修管理系统 (卢文跃) 292

• 汽轮机功频电液控制系统功能的系列改进 (郭宗林)	299
• 2号机组“6.6”停机停堆事件的始末 (张柱建)	308
• RRI系统行为分析(章松林)	311
• 490TR/590TR联变“T”点隔离刀闸闭锁 改造(杨维稼)	316
• 换料大修期间含氢放射性废气的处理与排放 (郭利民)	318
附录一 基本系统名称	322
附录二 组织机构和相关术语缩写	330
附录三 计量单位中英对照	335
附录四 厂房和构筑物——代号和名称	336
附录五 设备名称代号	343
《年鉴》各章节供稿人员名单	350

CONTENT

Part I : Organization of the company and GNPS

1.1	Brief introduction of GNPJVC	1
1.2	Organization of GNPJVC	1
1.3	Organization of GNPS	2
1.3.1	Management levels	2
1.3.2	Management lines	3
1.3.2.1	Operation and maintenance	3
1.3.2.2	Control and surveillance	3
1.3.2.3	Administrative and logistic	4
1.3.2.4	Phase II operations preparation office	5
1.3.3	Plant committees	5
1.3.4	Chart of organization of GNPS	5

Par II Synthetic report on operational activities

2.1	Operation and maintenance	7
2.1.1	Unit operation	7
2.1.1.1	Operation organization	7
2.1.1.2	Unit operation status	9
2.1.1.3	Relationship with grid	9
2.1.1.4	Unit performance indicators	18
2.1.1.5	Periodic reactor physical tests	21
2.1.1.6	Plant chemistry	26
2.1.1.7	Statistics and assessment of equipment reliability	29
2.1.1.8	Electrical relay protection	31
2.1.1.9	High voltage equipment	34
2.1.1.10	Operation and assessment of thermal equipment	44
2.1.2	Maintenance activities	45
2.1.2.1	Maintenance organization	45
2.1.2.2	Evaluation on preventive maintenance programme	47
2.1.2.3	Statistics of maintenance activities	47
2.1.2.4	Important corrective maintenance activities	51
2.1.3	Waste management and environment monitoring	53

2.1.3.1	Radioactive gaseous waste release	53
2.1.3.2	Radioactive liquid waste release	54
2.1.3.3	Low and median radwaste solid management	55
2.1.3.4	Management of industrial waste	60
2.1.3.5	Environment monitoring and evaluation	60
2.1.4	Material consumption	62
2.1.4.1	Fuel burnup and nuclear material counting	62
2.1.4.2	Water storage in the reservoir and demineralized water production	67
2.1.4.3	Consumption of chemicals	72
2.1.4.4	Payment of offsite power supply	76
2.1.5	Engineering and plant modification	77
2.1.5.1	Plant modification management	77
2.1.5.2	Project pending issues	78
2.1.5.3	NCR management	78
2.1.5.4	In-service inspection	82
2.1.5.5	Engineering file updating	87
2.1.5.6	Engineering projects	88
2.1.6	Unit outage	88
2.1.6.1	Outage organization	88
2.1.6.2	Second outage of Unit 1	93
2.1.6.3	Second outage of Unit 2	97
2.1.6.4	Preparation for the third outage	102
2.1.6.5	Contractors and subcontractors	103
2.2	Plant safety	104
2.2.1	Nuclear safety	104
2.2.1.1	Licensing Operational events	104
2.2.1.2	Integrity surveillance of three barriers	107
2.2.1.3	Inoperability of safety related equipment (Io monitoring)	117
2.2.1.4	Periodic tests	118
2.2.1.5	Transient accounting	121
2.2.1.6	Nuclear safety culture indoctrination	122
2.2.1.7	Licensing application	123
2.2.1.8	IAEA activities	124
2.2.2	Industrial safety	128
2.2.2.1	Statistics of industrial safety	128
2.2.2.2	Management system	129
2.2.2.3	Training	130
2.2.2.4	Safety culture enhancement	130

2.2.3	Fire protection	130
2.2.3.1	Fire fighting management	130
2.2.3.2	Fire fighting systems	130
2.2.3.3	Fire protection related events	131
2.2.4	Radiation protection	131
2.2.4.1	General	131
2.2.4.2	Training	133
2.2.4.3	Radiation protection during the second plant outage	133
2.2.4.4	Radiation protection during normal operation	134
2.2.4.5	Radiological instrument	135
2.2.4.6	RP permit	135
2.2.4.7	Individual dosage monitoring	136
2.2.5	Occupational medical care	136
2.2.5.1	Health surveillance of radiation workers	136
2.2.5.2	Intervention under abnormal exposure	137
2.2.5.3	Individual health files for radiation workers	137
2.2.6	Emergency planning	137
2.2.6.1	Emergency plan and preparedness	137
2.2.6.2	Emergency organization	138
2.2.6.3	Emergency training	138
2.2.6.4	Drills and exercises	141
2.2.6.5	Updating of emergency installations and equipment	141
2.2.7	Plant security and safeguard	142
2.2.7.1	Security mission	142
2.2.7.2	Achievement of security and safeguard	142
2.2.7.3	Safeguard of nuclear material	142
2.3	Plant management	143
2.3.1	Operation planning	143
2.3.1.1	Electricity production plan and its implementation	143
2.3.1.2	Budget management and control	146
2.3.2	Important management issues	148
2.3.2.1	Plant management seminars	148
2.3.2.2	Organization changes, personnel appointments and removals	150
2.3.2.3	Technique examination and academic rank appraisal	150
2.3.3	Personnel management	150
2.3.3.1	Recruitment and staffing	150

2.3.3.2	Sorting by education and professional rank	151
2.3.3.3.	Sorting by age	152
2.3.4	Personnel training and authorization	152
2.3.4.1	Plant training organization and policy	152
2.3.4.2	complete training process	154
2.3.4.3	Licensing examination	156
2.3.4.4	Part—time training course and constrains education	156
2.3.5	Plant committees	156
2.3.5.1	Plant nuclear safety committee (PNSC)	156
2.3.5.2	Plant training committee (PTC)	156
2.3.5.3	Plant waste management committee (PWC)	157
2.3.5.4	Plant engineering and modification committee (PEMC)	158
2.3.5.5	Plant experience feedback committee (EFC)	158
2.3.5.6	Plant industrial safety and radiation protection committee (PISRC)	159
2.3.5.7	Plant human resource management committee (PHPC)	159
2.3.5.8	Plant budget committee (PBC)	159
2.3.5.9	Phase II operations preparation committee (LOPC)	159
2.3.6	Quality assurance	160
2.3.6.1	Implementation of QA activities	161
2.3.6.2	Evaluation on effectiveness of QA programme	163
2.3.7	Experience feedback	164
2.3.7.1	Experience and lessons learnt from internal events	164
2.3.7.2	Experience and lessons learnt from external events	167
2.3.7.3	Experience feedback between construction and operation	168
2.3.7.4	International activities on informtion exchange and twinning activities	168
2.3.7.5	Experience feedback inside operation branch	169
2.3.8	Procurement management of spare parts and tools	176
2.3.8.1	Managemaint of procurement	176
2.3.8.2	Analysis of utilization and storage status	178
2.3.8.3	Tools management	179
2.3.9	Plant measurement management	183

2.3.10	Management of contracts and contractors	185
2.3.10.1	Contract management	185
2.3.10.2	Contractors management	188
2.3.11	Utilization of management computers	189
2.3.11.1	Main frame upgrading	190
2.3.11.2	ATM network	190
2.3.11.3	Application software system	193
2.3.12	Documentation and archives	194
2.3.12.1	Main achievement	194
2.3.12.2	Storage volume	195
2.3.13	Plant logistic support activities	195
2.3.13.1	Logistic organization	195
2.3.13.2	Transportation	196
2.3.13.3	Management of office appliances, common-use facilities and equipments	196
2.3.13.4	Management of consumables, fixed assets and office furniture	196
2.3.13.5	Staffs living necessities	197
2.3.13.6	Recreation and sports	197
2.4	Phase II operations preparation	197
2.4.1	Organization	198
2.4.2	Policy	198
2.4.3	Training	198
2.4.4	Technical participation	199
2.4.5	Technical procedure	200
2.4.6	"4 unifications" on environment protection	201

Part II : Chronicles

3.1	Operation events of Unit1	202
3.2	Operations events of Unit2	206
3.3	Major management issues	210
3.4	Major technical issues	213

Part IV : Statistics and indicators

4.1	WANO performance indicators	220
4.2	Comprehensive economic indicators	227
4.3	Energy balance	227
4.4	Energy statistics month by month	229

4.5	Relay protection and safety device actuation statistics	230
4.6	List of Licensing Operational Events	233
4.7	List of industrial incidents and nearmisses	237
4.8	List of fires and fire nearmisses	240
4.9	Radiation protection indicators	241
4.10	Radwaste indicators	247
4.11	Environment monitoring data	250
4.12	Transient accounting	253
4.13	Load reduction statistics	254
4.14	Scram and grid separation statistics	255
4.15	List of waiver requests	255
4.16	List of plant modifications	256
4.17	Human resources management statistics	260
4.18	Training statistics	262
4.19	Material management statistics	264

Part V : Invited technical Reports

•	Nuclear safety culture indoctrination (collection of short articles)	266
•	Establishment of plant quality organization manual by Li Yuli	274
•	Top ten technical issues management by Steven Lau	278
•	Human failure management in operation branch by Zhang Zhujian	282
•	Management characteristics of Computer&. Instrumentation Section by Gu Xueyan	289
•	Preventive maintenance for instrument and control systems by Lu Wenyue	292
•	Modification on turbine governing valve control system by Guo Zonglin	299
•	Unit 2 “June 6” Scram by Zhang Zhujian	308
•	Analysis on RRI system behaviour by Zhang Songlin	311
•	Modification on 490TR/590TR interbus transformer " T" point isolator interlock by Yang Weijia	316
•	Treatment and release for radioactive hydrogenated gas during the refuelling outage by Guo Limin	318

Appendix 1 Elementary System Codification	322
Appendix 2 Acronym	330

Appendix 3 Measurement Units	335
Appendix 4 List of buildings and structures	336
Appendix 5 Functional identification of equipment	343
List of Drafters of Sections in “Yearbook”	350

第一章 公司与电站组织机构

1.1 公司简介

广东核电合营有限公司成立于1985年2月7日,系由广东核电投资有限公司和香港核电投资有限公司共同投资组成,负责大亚湾核电站的建设和营运。

广东大亚湾核电站拥有两台单机容量各为984MW的压力水反应堆机组,其核岛和常规岛设备分别由法国法马通公司和英法通用电气-阿尔斯通公司供应,建设阶段的总体技术责任由法国电力公司承担。1987年8月7日工程正式开工。1994年2月1日和5月7日两台机组先后投入商业运行,1996年8月29日获得国家核安全局颁发的运行许可证,同年12月17日正式通过国家验收。

广东大亚湾核电站总投资约40亿美元,除股金4亿美元(中方持75%股权,出资3亿美元;港方持25%股权,出资1亿美元)外,其余通过中国银行从国外筹措出口信贷和商业贷款。按计划贷款可于投产后15年内还清本息。电站设计年发电量为100至126亿千瓦时,在合营期内按持股比例分售给投资双方。为取得贷款偿还中的外汇平衡,广东核电投资有限公司将其分得的占总上网电量的45%的电量转售给香港核电投资有限公司。因此,实际上电站上网电量的70%送入香港电网,30%送入广东电网。

在国家和广东省、深圳市各级政府的一贯关注和大力支持下,广东大亚湾核电站建设和生产始终如一地坚持“安全第一、质量第一”的方针。投产三年来实现了安全稳定运行,为广东和香港两地的经济发展和繁荣作出了贡献。不仅如此,通过这座大型核电站的建设和运行,在引进核电站先进技术、建立现代企业制度,培养人才等方面也作了有益的尝试,为广东核电的滚动发展打下了基础。

1.2 公司组织机构

广东核电合营公司实行现代企业管理制度。公司的最高权力机构为董事会,董事会有12名中方董事和5名港方董事。

董事会组成:

董事长 曾云龙(中方)

第一副董事长 施以诚（港方）

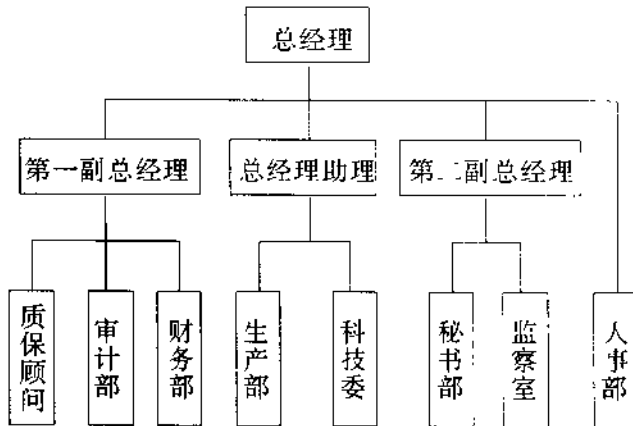
第二副董事长 吴希荣（中方）

中方董事 咎云龙、吴希荣、张华祝、刘锡才、马福邦、周展麟、罗成法、臧明昌、张毓麟、李忠良、徐申瑄、戴庆宇

港方董事 施以诚、米高·嘉道理、李锐波、李道悟、李德信

董事会任命刘锡才（中方）为总经理、周海涌（港方）为第一副总经理、戴庆宇（中方）为第二副总经理、樊鹤鸣（中方）为总经理助理，并组成总经理部。

为了充分发挥科学技术在生产中的作用，集中力量组织研究核电站生产中长期技术问题，促进核电站长期安全、稳定、经济、满发，1996年公司决定成立科学技术委员会（简称科技委）。公司组织结构图示如下：



为了贯彻“以核养核、滚动发展”的战略方针，在保证核电安全生产的前提下，广东核电合营有限公司大力支持岭澳核电站的工程建设。1996年12月12日双方签订了相互支持协议，岭澳核电站的生产准备、人事、秘书和监察工作委托合营公司管理。

1.3 电站组织机构

1.3.1 电站管理层级

管理层是根据上一级的授权范围行使管理职责，并承担责任的-级组织。电站管理层分为三级：

厂级 电站经理部是厂级管理层。在公司总经理部的授权下，厂级管理层对电站的各项工.作负有全面的领导责任，确保完成总经理部确立的各项目标。

厂级管理层由下列成员组成：

电站经理： 电站经理对电站的营运和管理负有全面的领导责任，向公司总经理部、外单位（政府、公众、承包商……）和买主（电网）负责。

电站副经理： 协助电站经理领导生产工作，当电站经理不在现场时，在其授权范围内代理电站经理职务。电站副经理兼任安全技术副经理，负责协调技术支持，协助和控制与安全、质量、计划相关的活动。

电站经理和电站副经理得到以下人员的支持：

- 生产副经理： 协调生产活动（运行、维修等）
- 行政副经理： 协调人力和后勤资源的支持，协调二核生产准备活动。
- 总工程师： 向经理和副经理提供专业技术的支持
- 副总工程师： 向电站总工程师提供支持
- 电站副经理助理：协助电站副经理的工作。
- 生产副经理助理：协助生产副经理的工作。
- 安全保健顾问： 向所有经理提供工业安全、辐射防护和核安全方面的专家支持。
- 质量管理顾问： 就所有事务，尤其是生产、工程技术和管理方面，协助各经理（特别是副经理）工作。

处级 各处正副处长属处级管理层。根据电站经理授权，处长对本处的工作效率、质量状况、预算、工业安全、核安全以及辐射防护诸方面向电站经理部负责。另外，处长还行使诸如日常管理、人力、财政、物资资源和组织机构方面的管理职责并承担相应责任。根据工作需要，电站共设置 12 个处。

科级 处内的这一级管理层，是指科长和负责管理或作为专家（系统工程师和安全技术顾问）的主要工程师。专家类的工程师的管理职能很小，并不构成真正的管理层。之所以把他们也列入科级，只是为了说明组织的功能。

1.3.2 管理线

为明晰职责范围，加强层次管理，建立高度集中统一的生产指挥系统，电站组织机构在电站经理和电站副经理下面划分了三条管理线，分别由电站副经理（兼）、生产副经理和行政副经理负责。这三条管理线分别是：运行维修线、控制监督线和行政支持线。

1.3.2.1 运行维修线

运行维修线，即直接生产线，包括运行处、维修处和技术服务处，由生产副经理分管。

运行处 运行处负责两台机组的运行，保证机组安全、可靠、经济地运行，使机组状况符合《核电站质量管理手册》和《运行管理总则》等有关制度的规定。

运行处设运行工程科、技术管理科和六个运行值。

维修处 维修处在运行和换料大修以及抢修期间负责对核电站设备进行定期试验，完成预防性维修及改正性维修活动。包括对设备性能进行诊断分析，执行燃料装卸活动，管理工具、器具和材料，协调并监督由承包商执行的维修工作。

维修处下设六个科室：静止机械科、转动机械科、仪表计算机科、电气科、现场服务科和办公室。

技术服务处 技术服务处的功能介于运行和维修活动之间，为运行和维修提供一系列的技术参数，以保证核电站的正常运行和维修。该处主要承担电站的试验、分析和监督工作。其中包括：化学分析和化学监督、环境监督、核电站的性能试验和堆物理试验。

技术服务处下设三个科：化学科、性能试验科和环境监测科。

1.3.2.2 控制监督线

控制监督线包括技术支持处、安全执照处、保健物理处、发电规划处和生产质保处。由电站副经理主管这条线，另外还有一名安全保健顾问协助电站副经理管理这条线的工作。

技术支持处 技术支持处向核电站各处提供日常或中、长期的技术支持以帮助解决问题；

向经理层提供技术建议以便其作出决定；组织各项专业检修活动；对涉及工程设计和开发的外部技术要求进行评价；处理与外部机构和支持单位在设计方面的接口。

技术支持处下设五个科：规范控制科、燃料管理科、改进科、工程科和土建科。

安全执照处 安全执照处主要负责核电站的核安全、安全协调（执照申领）及经验反馈方面的工作。从技术和核安全角度为运行和维修制定导则并进行监督；在运行阶段对核安全水平进行评估；对核电站的事件进行分析；进行核安全领域的经验反馈；与国家核安全局、国家环保局及国际原子能机构保持联络；协助、监督各处在运行阶段执行国家有关核安全法规、导则和规定的情况。

保健物理处 保健物理处进行核电站工业安全、防火、辐射防护、应急计划与准备，职业卫生与医疗防护方面的管理，同时为核电站的安全运行和核电站工作人员的健康提供工作安全、防火、辐射防护、职业医疗和急救等专业服务。

保健物理处下设四个科室：辐射防护科、工业安全科、职业医疗中心和应急计划科。

发电规划处 发电规划处负责与电网生产计划部门的协调与联络；制定维修计划，制定电站短期、中期和长期发电规划；对发电规划进行技术和经济分析；对生产成本进行预算和控制；负责电站的综合信息管理。

发电规划处下设四个科室：检修计划科、预算管理 and 控制科、发电策划科、综合信息管理科。

生产质保处 根据《运行质保大纲》和《最终安全分析报告》以及国际、国内核安全部门的有关法规和规定，对核电站内部和承包商所有活动进行监查、监督、质量趋势分析，对承包商、供货商进行资格审查，对管理文件和有关文件进行审查，并通过这些质量保证和质量控制措施来发现问题，提出纠正措施，以验证质保大纲的有效性，完善质保体系。

核电站质保处独立于其他职能处，直接向电站经理负责并报告工作，也可向总经理部报告工作。

1.3.2.3 行政支持线

行政支持线指与核电站运行不直接相关的各职能处，包括培训中心、资料处、合同采购处、综合管理处和管理计算机处。这条线由行政副经理主管。

培训中心 培训中心负责向生产部各处提供各类专业课程培训，其中包括全范围模拟机培训、基本原理模拟机培训、公共课程培训和实验室培训；审查、监督并指导各处在岗培训和专门培训的执行情况，就各类人员的授权状况提出建议。

培训中心下设四个科：培训科、模拟机维修科、管理科、模拟机教学科。

资料处 资料处对核电站所有与运行有关的文件、资料进行管理、归档；负责协助建立并监督各卫星资料库的管理和文件更新；为核电站资料室、档案馆、技术图书馆提供服务；负责翻译、出版各类技术文件和资料。

资料处下设四个科：文件管理科、文件收发和技术服务科、文件翻译管理科及档案馆。

合同采购处 合同采购处负责核电站运行所需的各类设备、核燃料、部件、零配件、原材料、消耗品，以及核电站职业生活、福利等用品的供应工作，包括计划、采购、签约、合同管理、运输、接货、检验、仓库储存和发放管理工作，确保核电站的安全经济运行所需的物资能及时供应。

合同采购处下设四个科：计划科、采购科、合同科和物资管理科。

综合管理处 综合管理处为生产部提供一系列行政、后勤服务，满足生产第一线的需要；

负责生产部劳动和人事管理，完善劳动人事管理制度；负责厂区的警卫和治安工作，以保证核电站的安全可靠运行；综合管理处还负责与公司秘书、财务、审计、人事等部门及服务公司保持联系，为职工创造良好的生活、福利和工作条件。

管理计算机处 管理计算机处负责公司内 IBM-4381 管理计算机主机的系统维护工作，对公司的微机进行管理，负责对用户进行培训及给予技术和维护方面的支持，开发主机上的应用软件及生产部微机上的应用软件，以及负责计算机隔离系统的维护、保养工作。该处于 1996 年 10 月份划归秘书部。

管理计算处下设四个科：系统科、运行科、应用科和微机科。

1.3.2.4 生产准备办公室 (LOP)

广东岭澳核电有限公司 (LANPC) 委托广东核电合营有限公司 (GNPJVC) 全面负责广东岭澳核电站的生产准备任务，而 GNPJVC 生产部具体负责实施生产准备。为此，生产部于 1996 年 9 月 17 日成立了生产准备办公室，其主要职责是：

- 负责策划、跟踪、协调和推动生产准备各项工作；
- 做好生产准备计划、预算、技术、文件、接口等工作。

生产准备办公室实行周会制 (每周一上午 10:00)，检查上周工作进展情况，解决存在的问题，布置本周工作，以使各项工作高效有序地进行。

1.3.3 电站工作委员会

电站工作委员会疏导横向沟通，实施网络管理，协调各条管理线之间，以及管理线内部各处之间的接口关系，以发挥核电站整体效益，是核电站管理体制的另一个重要方面。核电站除管理层周会和 在调试阶段已成立的核安全委员会外，还建立了若干个工作委员会或小组。这些委员会定期召开会议，推动核电站内涉及不同管理线的单项业务。核电站工作委员会分别是：

- 电站核安全委员会
- 电站三废管理委员会
- 电站工业安全与辐射防护委员会
- 电站培训委员会
- 电站经验反馈委员会
- 电站工程与改造委员会
- 电站预算委员会
- 生产准备委员会
- 电站人力资源管理委员会

这些委员会的人员组成、主要职责及活动情况，参阅本年鉴第 2.3.5 节。

1.3.4 电站组织机构图

大亚湾核电站的组织机构见图 1.3.4-1。

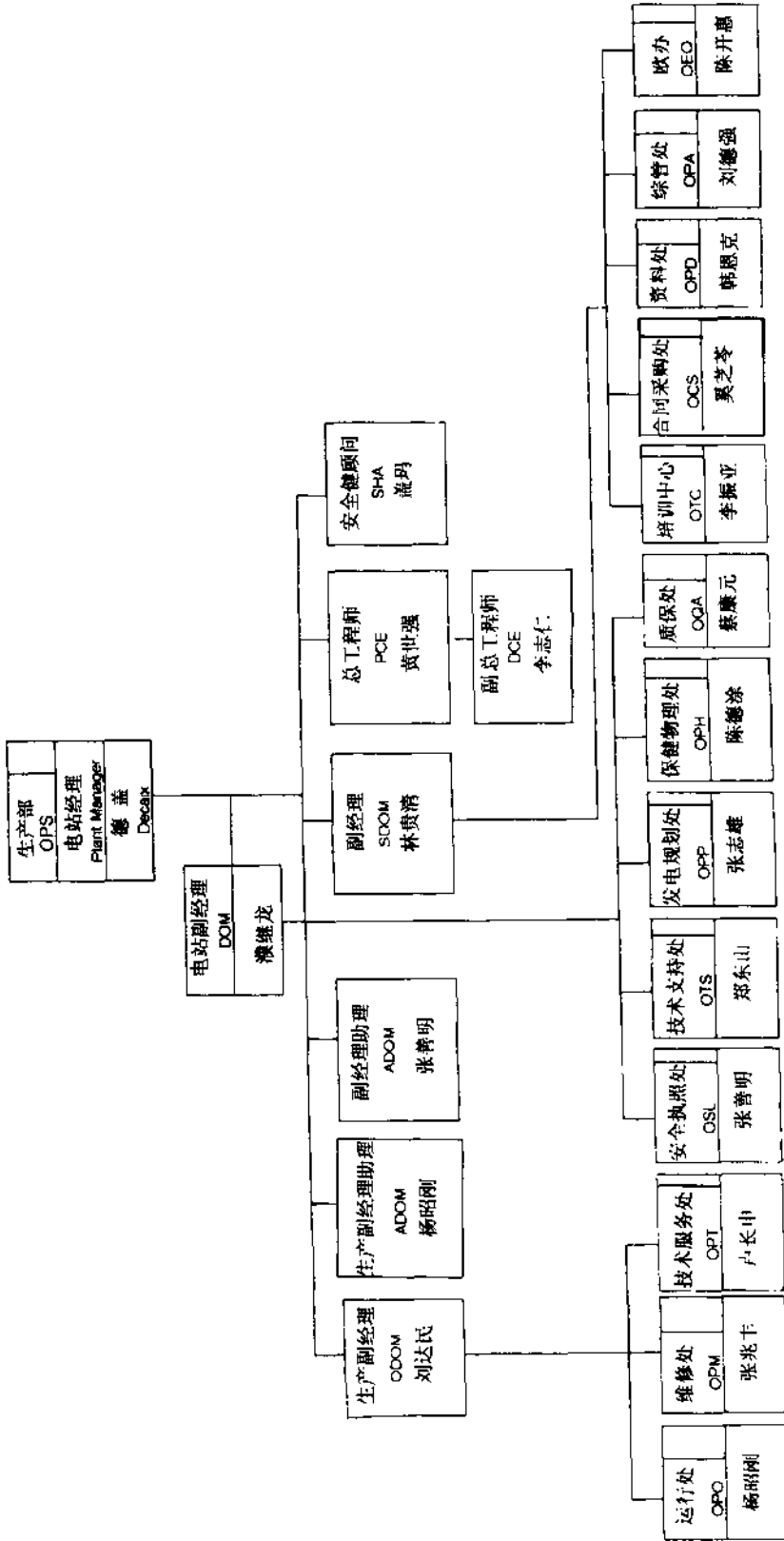


图3.4 4-1 大亚湾核电站组织机构图

第二章 生产运行

2.1 电站运行和维修

2.1.1 电站运行

2.1.1.1 电站运行组织

运行处负责大亚湾核电站两台 900MW 机组的安全运行。运行处处长在副处长和处长助理的协助下，负责管理运行处的工作。在处长授权下，运行工程师负责电站系统和设备运行的技术管理，值长负责电站系统和设备的运行以及运行值的管理。作为电站运行的技术准备和支持的单位，运行工程科为运行值提供系统运行专业技术支持，跟踪系统运行性能，并负责电站改造项目的运行评估和运行文件修改；技术管理科负责所有运行文件的管理，并负责运行记录的收集和归档。运行处组织机构如图 2.1.1.1-1 所示。

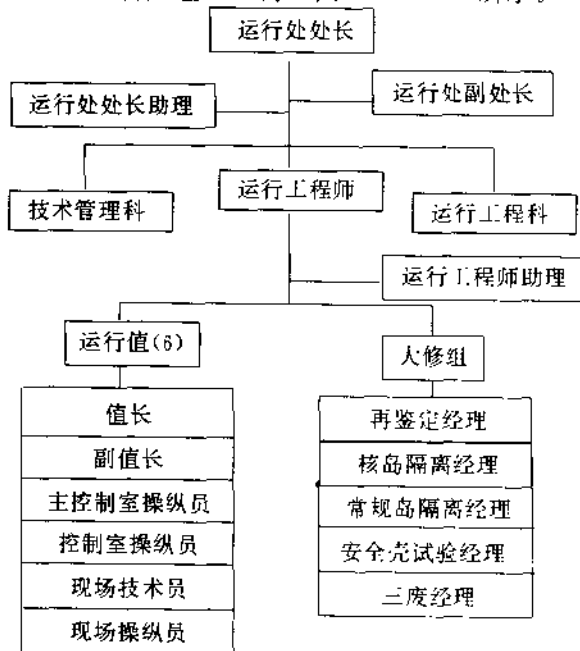


图2.1.1.1-1 运行处组织机构

1. 最小核安全运行值构成

最小核安全运行值的定义是确保电站无论是在正常运行还是在事故情况下都能使机组处于核安全状况所需的最少运行人员及其技能水平。最小运行值的构成为：

值长	1名
安全技术顾问	1名
副值长	1名
主控制室操纵员	4名
现场技术员	3名
现场操纵员	1名

2. 最小运行值构成

最小运行值是保证两台机组安全正常运行所需的最少运行人员及其技能水平。最小运行值包含最小核安全运行值的功能和消防二级干预队的功能，其构成为：

值长	1名
安全技术顾问	1名
副值长	2名
主控制室操纵员	4名（1台机组卸料时为3名）
现场技术员	4名
现场操纵员	4名

3. 巡检制度

在每一个当班运行值中，现场技术员和操纵员要进行三次现场巡视检查。第一次在接班后一小时内进行，确定系统的实际状态。第二次在值班中间时间进行，在巡视日志中记录各种设备状况、参数等。第三次在交班前一小时内进行，确定各个设备，特别是状态有变化的设备的最终状况。

4. 隔离办公室和隔离经理

隔离办公室负责隔离措施的制定、实施和解除以及工作许可证的签发。隔离经理作为指定的授权人员，负责执行所有的隔离活动以确保工作或试验在必需的安全条件下进行，签发工作许可证，并确保在工作中维持这种安全状态直至解除隔离后移交给主控制室操纵员重新设置或投运。

5. 运行处大修组

负责机组在整个大修期间的运行文件准备、规程修改。根据机组的状态制定核岛和常规岛的主隔离，组织并协助实施，在某种特殊情况下制定必要的再线（line-up）及相关文件和各定期试验的计划跟踪实施修改，并且制定所有安全壳压力试验（不一定每次机组换料大修都进行此试验）期间的隔离边界、系统再线和试验期间所有文件的准备。

运行处大修组受运行处和机组大修经理的领导，在机组大修期间负责组织、协调运行处内部的各项运行工作。人员来自运行处的工程师、值长、副值长、操纵员和技术员。

6. 文件支持与系统运行支持

运行所需的程序和文件由技术管理科统一管理。技术管理科负责运行文件的更新和工作文件的补充，确保主控制室及现场各文件资料点的文件为最新有效版本，并且保持有足够的文件工作和图纸。

系统工程师作为系统运行的专业技术人员，为运行值提供系统运行方面的系统运行专业

技术支持, 协助或培训运行值完成特殊的系统操作, 跟踪处理运行中发现的系统和设备问题, 研究分析系统运行性能, 并且提供内、外部事件的经验反馈。

7. 安全技术顾问

核安全技术顾问参与运行倒班, 其主要功能和作用是实时地进行安全独立监督和验证。在事故情况下, 安全技术顾问根据规程对事故工况进行诊断, 并根据需要给运行人员补充指令。为保证其监督的独立性, 安全技术顾问的三班倒方式是与运行值错开的。另外, 安全技术顾问也积极参与运行人员在核安全方面的技术培训。

2.1.1.2 机组运行状态

1996年广东大亚湾核电站1号机组运行状态, 见图2.1.1.2-1至图2.1.1.2-6。

1996年广东大亚湾核电站2号机组运行状态, 见图2.1.1.2-7至图2.1.1.2-12。

2.1.1.3 电网状况及售电情况

1. 电网结构

1996年广东主干网结构无变化, 没有新的500kV线路和变电站投产。

香港中华电力公司主干网在1996年2月接入龙鼓滩电厂。该电厂分别向青山电厂和沙田变电站两个方向出线, 均为同塔双回线路, 参见图2.1.1.3-1。

2. 装机容量

1996年广东电网统调新增装机7台, 共2720MW, 是近几年新增装机容量最多的一年。其

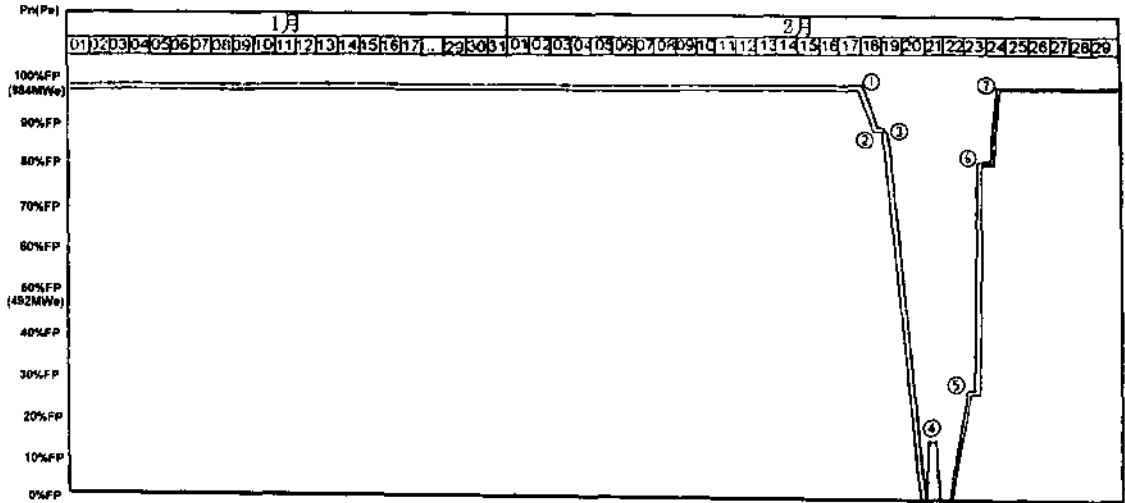


图 2.1.1.2-1 广东大亚湾核电站1号机组1996年运行状态

- 注: (1) 18/20:00~3:50 执行春节运行计划, 机组负荷从 $P_n = 984\text{MWe}$ 降至 $P_e = 850\text{MWe}$;
 (2) 19/20:14 继续执行春节运行计划, 开始降负荷 (目标负荷 $P_n = 800\text{MWe}$);
 (3) 19/22:52 RGL 系统电流故障, 引发中子通量变化率高, 导致反应堆自动停堆 (事故前 $P_n = 821\text{MWe}$);
 (4) 19/26:20 因 AGM 油位低: APP "A" 列泵跳闸: 反应堆功率从 $P_n = 14\%$ 降至 $P_n = 0.8\%$;
 (5) 22/25:45 反应堆达临界: 14:00 堆功率升至 $P_n = 25\%$; 14:24 机组并网, 随后以 0.5MWe/min 速率升负荷;
 (6) 23/211:20 机组功率升至 $P_n = 80\%$, $P_n = 760\text{MWe}$;
 (7) 24/20:10 机组达满功率 ($P_n = 100\%$, $P_n = 973\text{MWe}$).

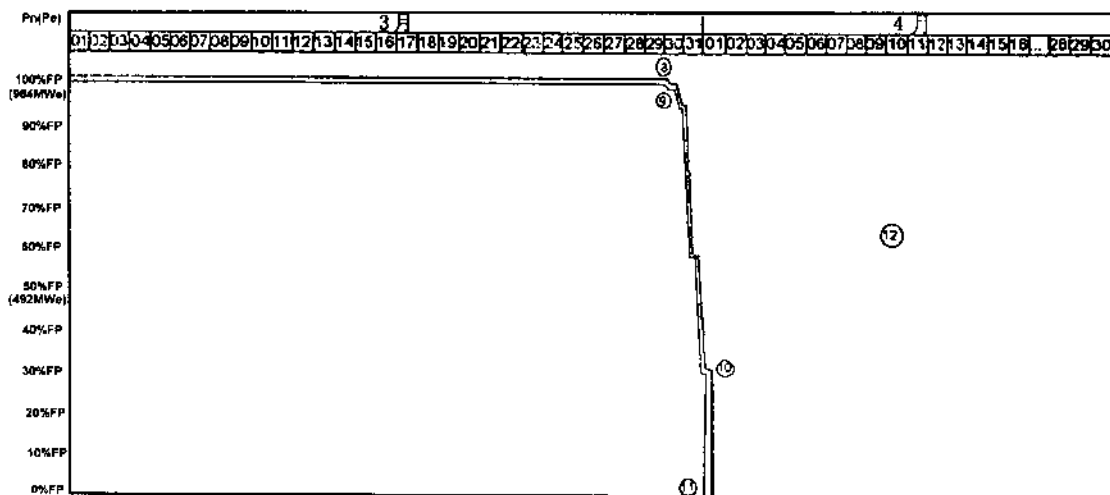


图 2.1.1.2-2 广东大亚湾核电站 1 号机组 1996 年运行状态

- 注：(8) 30/3 4:20 按计划机组开始降负荷至 $P_n=95\%$ ， $P_t=935\text{MWe}$ 进行试验；
 (9) 30/3 21:00 按计划机组从 $P_n=95\%$ ， $P_t=935\text{MWe}$ 开始降负荷，31/3，10:25 降至 $P_n=30\%$ ， $P_t=225\text{MWe}$ 进行试验；
 (10) 31/3 12:41 机组继续降负荷至 $P_n=30\%$ ， $P_t=110\text{MWe}$ 时，因汽机振动高手动汽机跳闸，机组与电网解列；
 (11) 31/3 15:20 因 SG3Hi-Hi 水位+P7 保护动作导致反应堆自动停堆；
 (12) 31/3 15:20 机组停机停堆进入第二次换料大修。

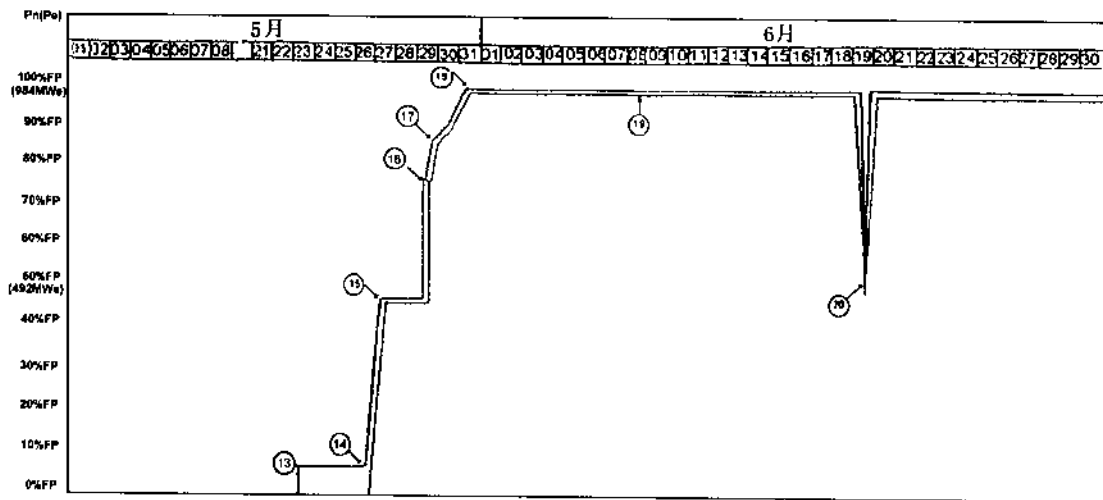


图 2.1.1.2-3 广东大亚湾核电站 1 号机组 1996 年运行状态

- 注：(13) 23/5 4:45 反应堆达临界 (R 棒=178 步，G 棒=615 步，CB=1476ppm)；
 (14) 26/5 11:28 机组自动并网；
 (15) 27/5 4:00 机组功率升至 $P_n=48\%$ ， $P_t=463\text{MWe}$ ；
 (16) 29/5 9:43 机组功率升至 $P_n=75\%$ ， $P_t=690\text{MWe}$ ；
 (17) 29/5 17:50 机组功率升至 $P_n=87\%$ ， $P_t=818\text{MWe}$ ；
 (18) 31/5 11:20 机组功率升至满负荷 ($P_n=100\%$ ， $P_t=965\text{MWe}$)，至此机组第二次换料大修结束；
 (19) 6/6 中班机组电功率升至 $P_t=980\text{MWe}$ ；
 (20) 19/6 12:30 执行 PT1RGL004 定期试验 (机组负荷从 $P_n=100\%$ ， $P_t=973\text{MWe}$ 以 50MWe/min 速率降至 $P_n=50\%$ ， $P_t=500\text{MWe}$ ，随后又升至满功率运行)。

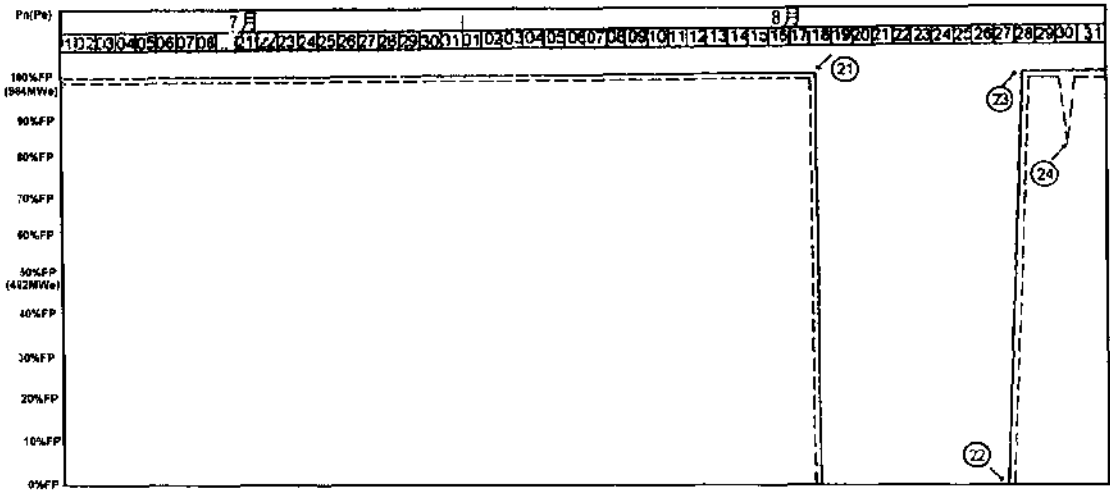


图 2.1.1.2-4 广东大亚湾核电站 1 号机组 1996 年运行状态

- 注：(21) 18/8 1:31 主变调无功，分接头 A 相瓦斯保护动作，导致汽机跳闸，反应堆自动停堆；
 (22) 27/8 8:41 反应堆达临界，12:50 机组并网升负荷；
 (23) 28/8 6:20 机组功率升至满功率 ($P_n=100\%$, $P_e=975\text{MWe}$)；
 (24) 30/8 2:45 VVP002VV 故障缓慢关小开度，机组负荷降至 $P_e=973\text{MWe}$ ，4:14 VVP002VV 全开，机组重新升功率至满负荷。

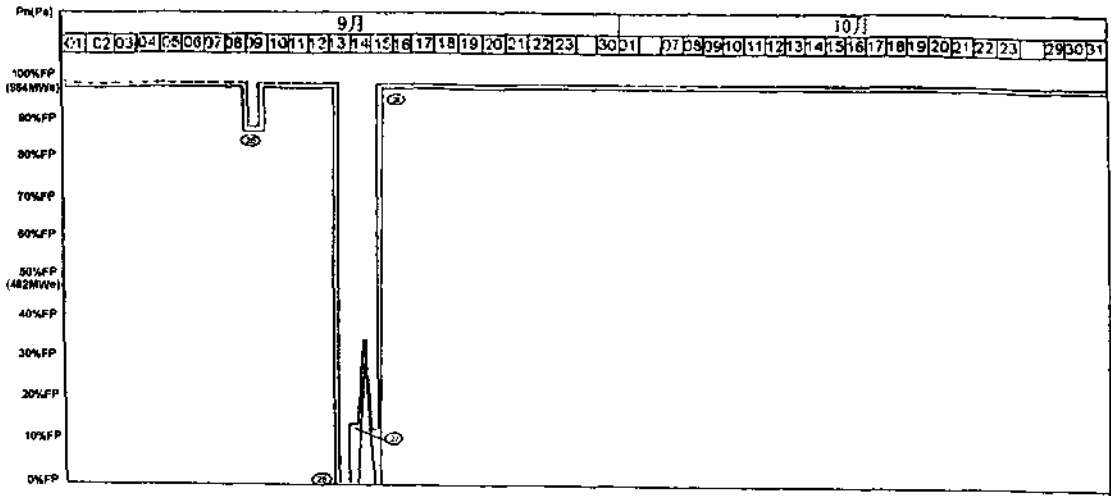


图 2.1.1.2-5 广东大亚湾核电站 1 号机组 1996 年运行状态

- 注：(25) 9/9 3:10-6:30 应电网要求降负荷到 $P_n=90\text{MWe}$ 功率水平运行；
 (26) 13/9 1:12 开始降负荷，当负荷降至 $P_e=130\text{MWe}$ 时，汽机手动跳闸→1:55 VVP002VV 速关，SG2 低-低水位保护动作反应堆自动停堆；
 (27) 13/9 11:06 机组功率升至 $P_n=34\%$ 、 $P_e=289\text{MWe}$ ，因 ΔI 控制困难机组与电网解列反应堆功率降至 $P_n=12.5\%$ ；
 (28) 13/9 11:37 重新并网升功率→16:05 机组功率升至 $P_n=100\%$ 、 $P_e=965\text{MWe}$ 。

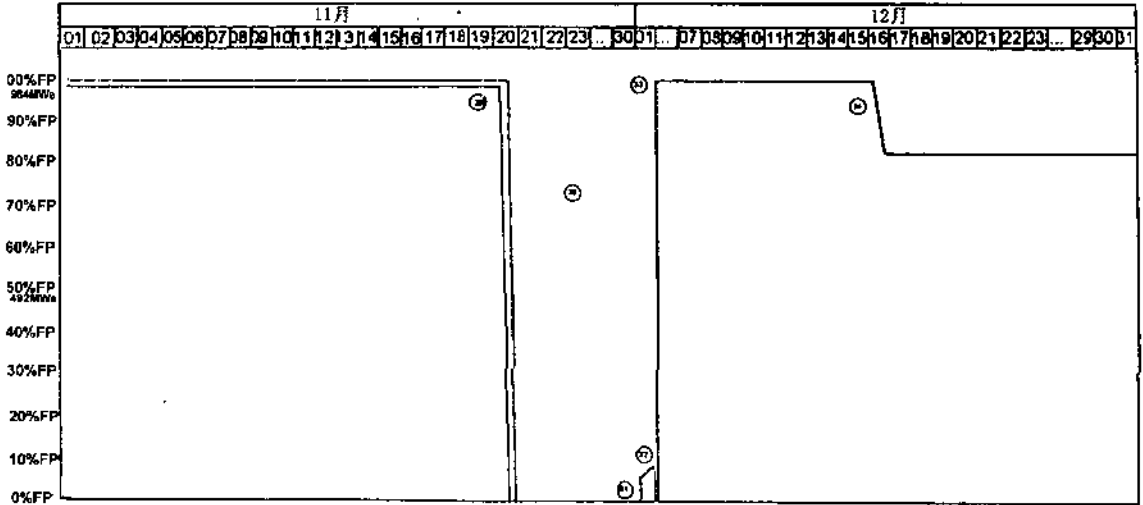


图 2.1.1.2-6 广东大亚湾核电站 1 号机组 1996 年运行状态

- 注：(29) 按计划机组从 20/11 21:00 开始降负荷，21/11 4:00 机组与电网解列，直至双相中间停堆（RRA 连接）工况进行整治性小修；
 (30) 按计划 21/11~1/12 进行整治性小修；
 (31) 1/12 10:00 反应堆达临界；
 (32) 1/12 20:08 反应堆功率升至 $P_n=19\%$ ，SG 高-高水位—P7 保护动作导致反应堆自动停堆；
 (33) 1/12 21:30 反应堆重新达临界，2/12 2:07 机组并网并以 3.0MWe/min 速率提升功率，9:00 机组功率升至 $P_n=100\%$ ， $P_e=978MWe$ ；
 (34) 16/12 0:00 按计划机组以 0.5MWe/min 的速率降负荷→5:25 机组负荷降至 $P_n=82\%$ ， $P_e=800MWe$ 稳定运行。

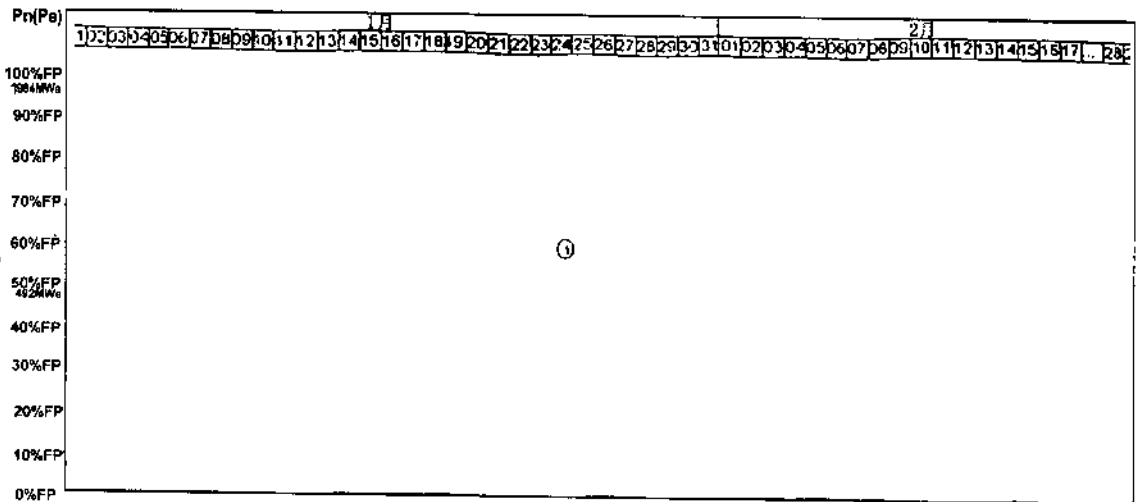


图 2.1.1.2-7 广东大亚湾核电站 2 号机组 1996 年运行状态

注：(1) 机组从 16/12-95 停机进入第二次换料大修。

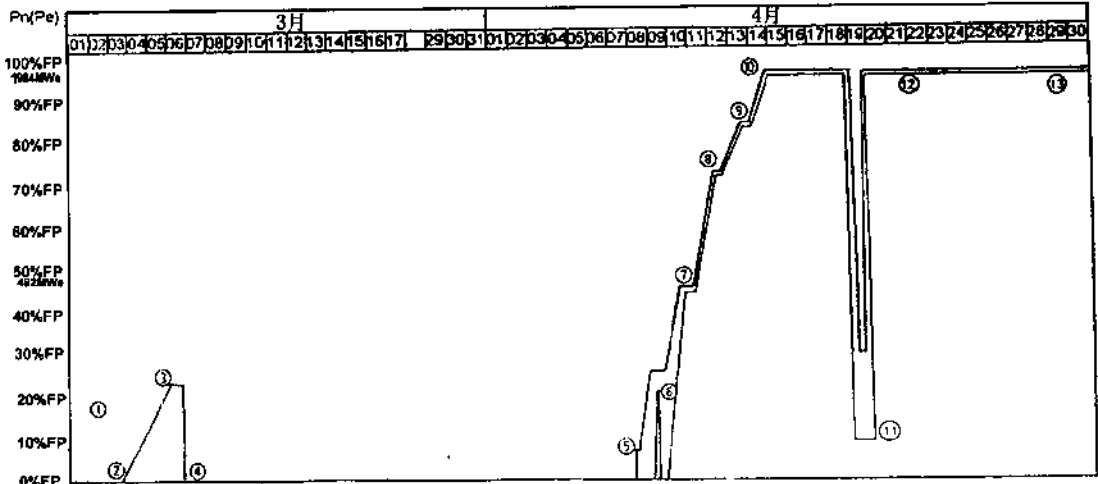


图 2.1.1.2-8 广东大亚湾核电站 2 号机组 1996 年运行状态

注：(1) 1/3 5 :08 机组达到停堆工况 ($p=155 \times 10^5 \text{Pa}$, $T_{\text{avg}}=291.4 \text{C}$)，SG2 低-低水位保护动作导致反应堆自动停堆；

(2) 3/3 10 :40 第二次换料大修后反应堆重新达临界 (R 棒=195 步，G 棒=615 步，C8=1435ppm)

(3) 6/3 8 :00 反应堆功率达 $P_n=22.5\%$ 进行第二次汽机冲转，准备并网；

(4) 6/3 13 :00 因发电机励磁机故障决定机组降功率并后撤至热停堆工况；

(5) 8/4 6 :00 反应堆重新达临界 (C6=132ppm，R 棒=210 步，G 棒=320 步)；

(6) 9/4 23 :05 汽机并网，10/4 3 :36 当汽机负荷升至 $P_e=280 \text{MWe}$ ，因 GSS230BA Hi-Hi 水位保护动作汽机跳闸；

(7) 10/4 12 :30 机组功率升至 $P_n=48\%$ ， $P_e=415 \text{MWe}$ 台阶进行物理试验；

(8) 12/4 11 :50 机组离开 $P_n=48\%$ 功率台阶。13/4 9 :10 机组功率升至 $P_n=75\%$ ， $P_e=690 \text{MWe}$ ；

(9) 13/4 14 :20 功率升至 $P_n=87\%$ ， $P_e=830 \text{MWe}$ ；

(10) 14/4 21 :35 机组功率升至 $P_n=100\%$ ， $P_e=960 \text{MWe}$ ；

(11) 19/4 7 :12 调无功，因主变抽头控制回路失调，引发发电机反时限负序电流保护动作导致 GEW450/452JA 自动跳闸断开，机组与电网解列并带厂用电运行 ($P_n=30\%$ ， $P_e=45 \text{MWe}$)；

(12) 19/4 13 :40 机组负荷升至 $P_n=97\%$ ， $P_e=925 \text{MWe}$ ；

(13) 27/4 19 :30 机组开始以 0.5MWe/min 升功率，20 :50 机组升至满功率运行 ($P_n=100\%$ ， $P_e=986 \text{MWe}$)。

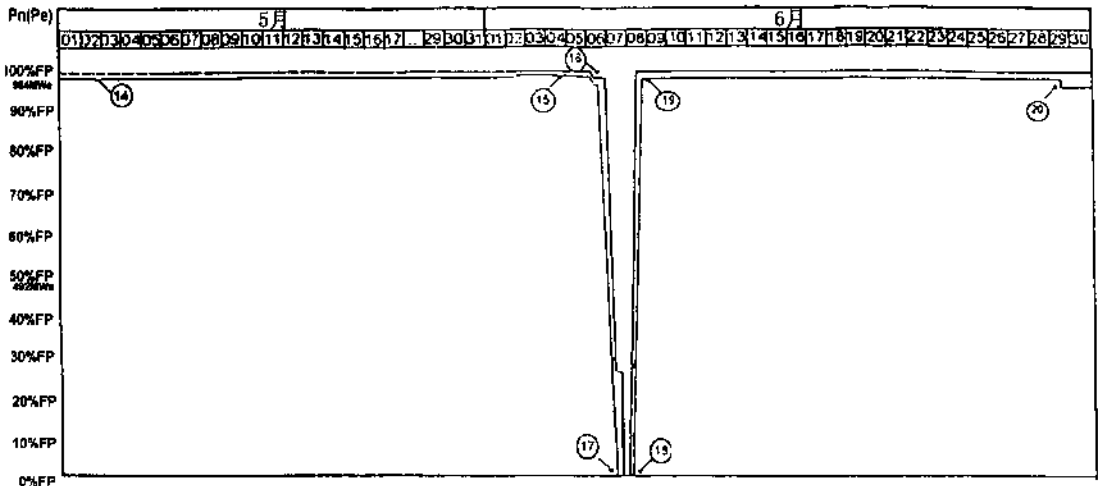


图 2.1.1.2-9 广东大亚湾核电站 2 号机组 1996 年运行状态

- 注：(14) 2/5 18:30 调查 R 棒的路故障，机组负荷从 $P_n=980\text{MWe}$ 降至 $P_n=971\text{MWe}$ ；
- (15) 4/6 17:30 由于 C_2 经常出现，汽机负荷从 $P_n=980\text{MWe}$ 降至 $P_n=975\text{MWe}$ ；
- (16) 6/6 18:00 汽机负荷升至 $P_n=983\text{MWe}$ ；
- (17) 6/6 20:55 误碰 OLB M810 拉杆式开关导致汽机快速降负荷，后因凝汽器真空恶化（达 210Mbar），汽机跳闸，21:18 因 SG3 Hi-Hi 水位 + P7 保护动作导致反应堆自动停堆；
- (18) 7/6 9:45 反应堆临界 → 14:11 机组并网；
- (19) 8/6 0:50 机组功率升至 $P_n=100\%$ ， $P_n=975\text{MWe}$ ；
- (20) 29/6 10:15 汽机上位机故障引起 GRE002VV 关闭，导致汽机电负荷 10MWe（即：负荷从 $P_n=978\text{MWe}$ 降至 $P_n=968\text{MWe}$ ）。

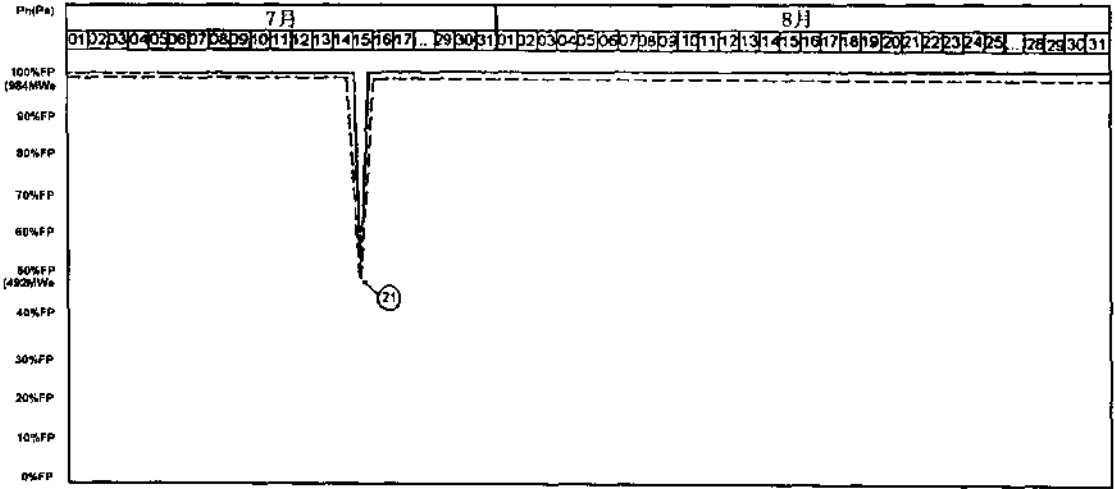


图 2.1.1.2-10 广东大亚湾核电站 2 号机组 1996 年运行状态

注：(21) 15/7 0:00~1:00 执行 PT2RGL004 定期试验，机组降负荷至 $P_n=500\text{MWe}$ 随后又升至 $P_n=984\text{MWe}$ 。

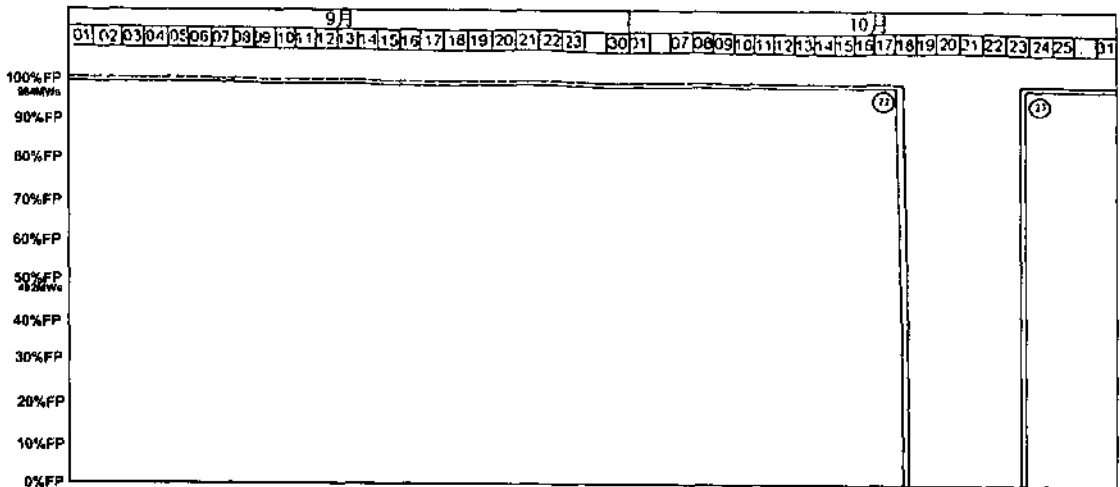


图 2.1.1.2-11 广东大亚湾核电站 2 号机组 1996 年运行状态

注：(22) 18/10 21:00 机组以 $2.5\text{MWe}/\text{min}$ 的速率降负荷 → 19/10 3:55 汽机与电网解列（停机停堆进行主变有载分节开关油流继电器定值校验）；

(23) 23/10 21:48 机组并网升功率 → 24/10 17:39 机组功率升至 $P_n=100\%$ ， $P_n=965\text{MWe}$

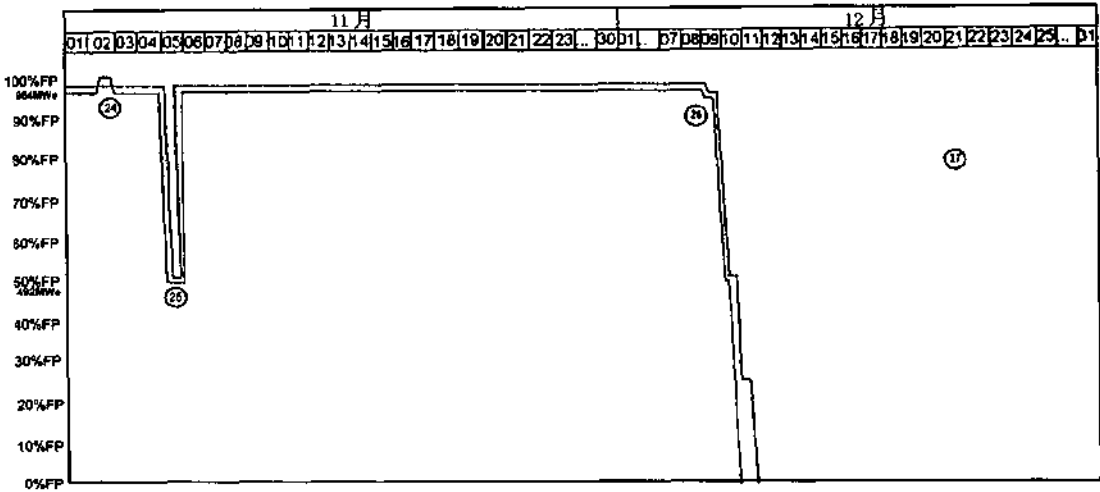


图 2.1.1.2-12 广东大亚湾核电站 2 号机组 1996 年运行状态

注：(24) 2/11 12:00 电网频率变化引起机组负荷变化 $P_n=980\sim 999\text{MWt}$ ；

(25) 5/11 4:00 以 $2.0\text{MWt}/\text{min}$ 速率降负荷，8:05 机组功率降至 $P_n=50\%$ ， $P_t=500\text{MWt}$ 功率水平进行核惠线停电，清扫阻波器支持绝缘子，17:00 机组又以 $2.0\text{MWt}/\text{min}$ 速率升功率，21:45 机组功率重新升至 $P_n=100\%$ ， $P_t=984\text{MWt}$ ；

(26) 9/12 2:00 机组开始以 $1.0\text{MWt}/\text{min}$ 的速率降负荷 \rightarrow 2:50 机组负荷降至 $P_n=95\%$ ， $P_t=933\text{MWt}$ 功率台阶 \rightarrow 21:00 又以 $1.0\text{MWt}/\text{min}$ 降负荷 \rightarrow 10/12 5:08 机组功率降至 $P_n=50\%$ ， $P_t=438\text{MWt}$ 功率台阶 \rightarrow 8:05 机组又以 $1.0\text{MWt}/\text{min}$ 的速率降负荷 \rightarrow 13:30 机组与电网解列 \rightarrow 18:20 反应堆手动停堆；

(27) 从 11/12 \sim 96 机组进入第三次换料大修。

中接入 500kV 主干网的有沙角 C 厂 2、3 号机 $2\times 660\text{MW}$ ，其余汕头电厂 $2\times 300\text{MW}$ 、广州珠江电厂 3 号机 300MW 、深圳西部电厂 3 号机 300MW 、南海新田电厂 1 号机 200MW ，均接入 220kV 系统。至 1996 年末，广电统调总装机达 12858.5MW 。

中电系统 1996 年新投产龙鼓滩电厂 4 台燃气联合循环机组 1250MW ，燃料以来自海南岛的天燃气为主，也可烧油。至 1996 年底中电总装机容量达 8140MW 。

3. 负荷水平

1996 年两个电网负荷情况分别如图 2.1.1.3-2 和图 2.1.1.3-3。

中电年最大负荷 4998MW ，较 1995 年增长 5.88% ，但供电量并无增加，反而下降 0.9% 。反映出商业与民用电的比例继续加大。

广东主网年最大负荷 8349MW ，较 1995 年增长 17.8% ，主网年发购电量 466.36 亿 kWh，年增长 9.1% 。说明峰谷差也随着系统负荷的增长而加大，1996 年日最大峰谷差 3381MW ，出现在 8 月份。

4. 调度运行

核电机组单机容量大，位于粤港联网点上，其运行方式对广东、香港九龙联网系统影响较大。核电机组的换料大修必须与电网负荷特性相配合。所以核电机组换料大修一般安排在每年 11 月至次年 4 月之间。4 台抽水蓄能机组的检修，核电联网系统、粤港联网线路的检修工作也须在核电机组大修期间完成。

从电网结构来看，500kV 网联系仍显较弱。如 500kV 核惠线、惠增线、沙深线的停运，会对核电机组出力、两个电网的核电分配比例、中电使用抽水蓄能容量等提出限制。

核发电机组对电网运行的影响,也表现在发生非计划停机时对电网的冲击。一般正常情况,核发电机组满负荷跳闸,电网周波下降0.4~0.5Hz。1996年核电两台机组满功率跳闸共4次,其中6月6日2号机甩负荷对电网影响很大,跳闸后,电网周波下降至49.60HZ,而广西岩滩机组调速器又发生异常调节,反而自动减出力520MW,加剧了系统有功缺额,致使线路过负荷,云南与南方互联网解列,周波进一步下降,导致低周动作。因为香港九龙和广东电网与广西、云南、贵州联网运行,组成了大型广域互联电力系统,将西部水电送往广东地区,全网总负荷近20,000MW。但近千公里的联络线为单回500kV线路,联系十分薄弱,稳定储备差,当受端大机组跳闸,又伴随某段联络线电流、电压控制不当,或有其他问题时,容易引发联网系统振荡事故。所以电网方面对核发电机组稳定运行的期望非常之高。

1996年两个电网日峰谷差均有所加大,特别是广东电网,日峰谷差较上年增长11%,调峰压力很大。尽管如此,一方面随着抽水蓄能机组可用率的提高;另一方面,在两个电网的支持下,采取临时变更核电分配比例,互借抽水蓄能容量等办法,保证了核发电机组带基荷运行,全年仅因气温骤降参与电网调峰一次。

5. 售电情况

1996年3月,2号机组大修后启动时,励磁机整流轭损坏,不得不将励磁机转子送返英国修理,后将1号机励磁机转子换装到2号机组,2号机组大修因此比计划延期31天。但两台机组全年保持了较高的可用率,仍提前11天完成全年上网计划。

根据《核电联网合同》,超过上网100亿kWh部分应由广电吸收75%。而广电原预计统调发购电量将增长17.7%,实际仅增长9.1%,且新投机组大多集中在年末,所以难于吸收计划外核电电量。因此在年末,有机会安排了1号机11天的整治性小修,2号机也提前11天停机等待大修开工,结果两台机组全年实际上网售电115.3亿kWh,见表2.1.1.3-1。

表 2.1.1.3-1 1996 年大亚湾核电站售电情况

单位: MWh

时 间	发 电		售 电		售电比率	
	1号机组	2号机组	CLP	GPHC	CLP	GPHC
1	733,659.00	0	326,604.00	373,718.10	46.64%	53.36%
2	589,007.00	0	444,366.00	104,801.70	80.96%	19.04%
3	716,461.00	0	302,503.30	362,339.00	45.50%	54.50%
4	0	431,910.00	178,896.20	220,425.10	44.80%	55.20%
5	83,431.00	732,565.00	470,041.70	299,320.30	51.09%	38.91%
6	705,352.00	683,928.00	1,044,898.70	287,880.10	78.40%	21.60%
7	729,796.00	730,579.00	1,099,371.10	302,888.00	78.40%	21.60%
8	504,270.00	729,921.00	927,038.20	255,408.50	78.40%	21.60%
9	683,278.00	703,358.00	1,043,095.80	287,383.80	78.40%	21.60%
10	725,176.00	606,948.00	763,160.20	512,739.80	59.81%	40.19%
11	470,386.00	700,911.00	477,787.30	641,995.40	42.67%	57.33%
12	636,614.00	216,354.00	301,629.70	498,276.70	37.94%	62.06%
合计	6,577,457.00	5,536,474.00	7,382,392.20	4,147,176.50	54.02%	35.98%

CLP:香港中华电力有限公司;

GPHC:广东电力集团。

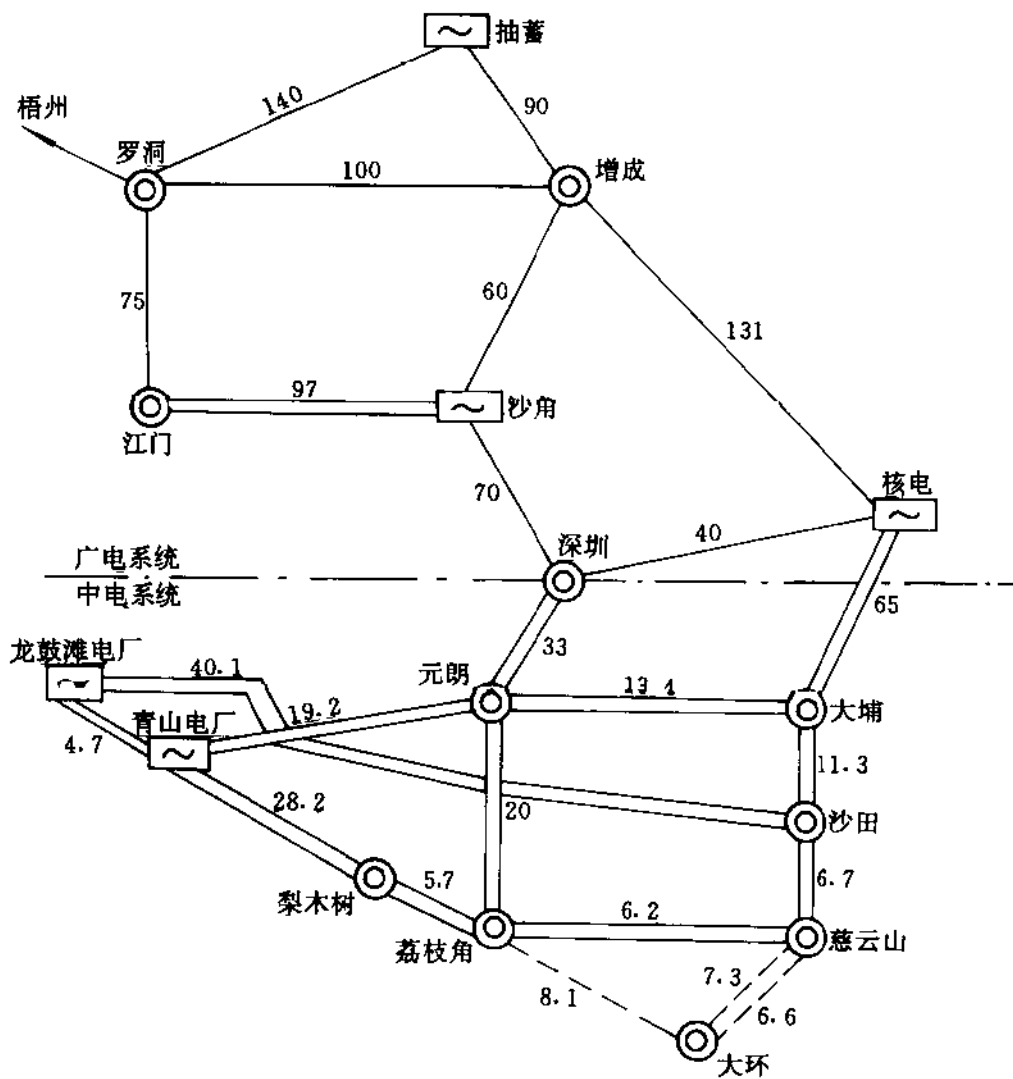


图 2.1.1.3-1 广东-九龙电网主干网架示意图

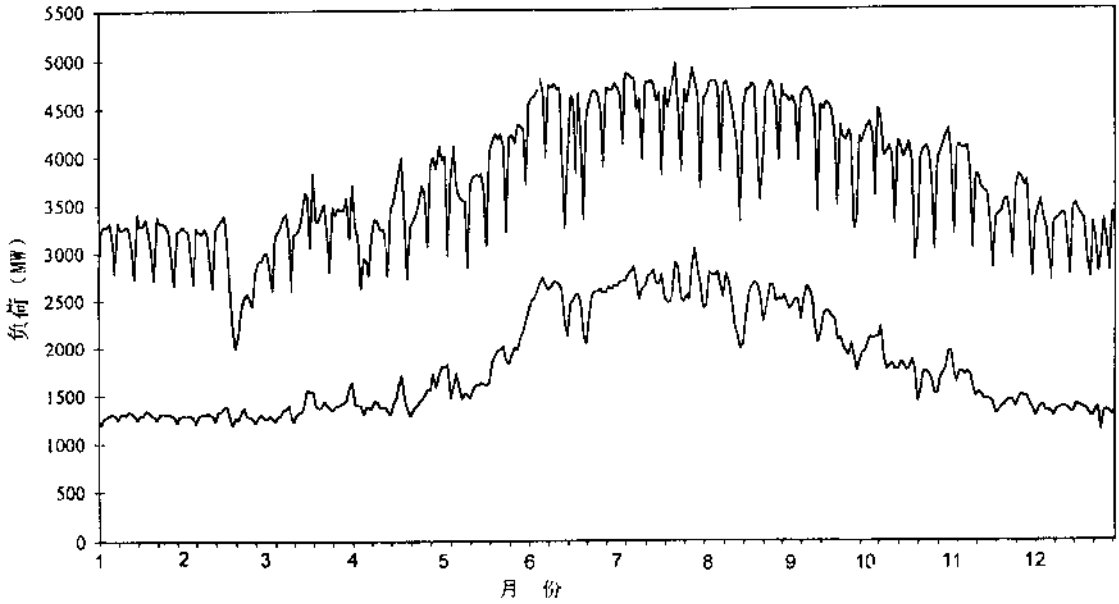


图 2.1.1.3-2 中电 1996 年峰谷负荷曲线

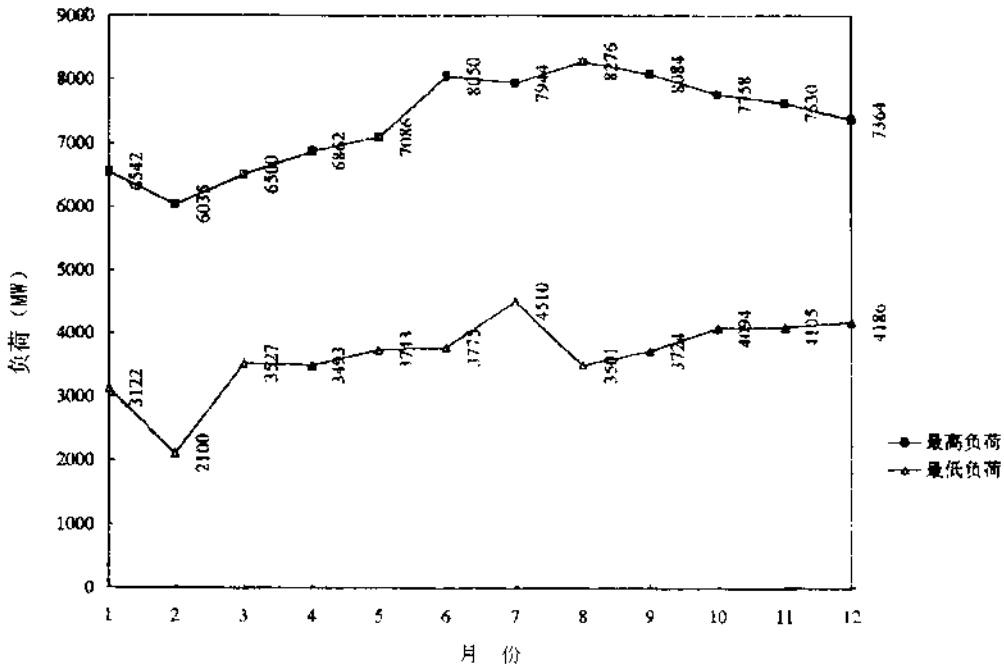


图 2.1.1.3-3 广东大亚湾核电站 1996 年负荷情况

2.1.1.4 机组性能指标

由于大亚湾核电站的核电技术基本上由法国引进，在进行统计工作时所选用的指标与法

国同类电站相似,结合本电站和我国的实际情况以及国际交流的需要进行了一些修改。下面是本电站两台机组在 1996 年主要性能指标逐月运行变化情况。

机组能力因子 K_d :在一定时间间隔内机组可能产生的毛能量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比,此比值永远不会超过 100%,即 $K_d \leq 100\%$ 。

机组计划能力损失因子 K_{ip} :在一定时间间隔内机组由于计划造成的毛不可用能量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比。

机组非计划能力损失因子 K_{inp} :在一定时间间隔内机组由于非计划的原因造成的毛不可用能量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比。

机组负荷因子 K_s :此为国际通用的性能指标,它是机组在一定时间间隔内实际所发的毛电量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比。

机组时间利用率 K_h :在一段时间间隔内机组与电网并网的总小时数与同期日历小时数之比。

1996 年,1 号机组总的毛发电量为 6,577,457MWh,机组能力因子 K_d 为 77.4%,非计划能力损失因子 K_{inp} 为 4%,负荷因子 K_s 为 76.1%。2 号机组总的毛发电量为 5,536,474MWh,机组能力因子 K_d 为 67.7%,非计划能力损失因子 K_{inp} 为 8.2%,负荷因子 K_s 为 64.1%。

图 2.1.1.4-1 和图 2.1.1.4-2 分别反映两台机组能力因子 K_d ,计划能力损失因子 K_{ip} ,非计划能力损失因子 K_{inp} 在一年时间里的变化情况,是机组可用性的定量反映。

第一季度 1 号机组的可用状况总体不错,只是在 2 月 19 日由于棒控系统 R 棒故障导致了自动停堆,致使 2 月份的机组能力因子降至 86.14%。3 月 31 日机组开始第二次换料大修,5 月 31 日机组达满功率宣告本次大修结束。6、7 两月机组情况良好。8 月 18 日主变有载调压分节开关油流继电器保护动作,汽机跳闸,反应堆自动停堆。8 月份机组能力因子降至 69.1%。9、10 两月机组情况也不错,只是在 9 月 13 日发生了一起由于主蒸汽隔离阀油压低,阀门关闭导致的自动停堆事件。11 月 20 日机组为配合电网的负荷需求进行了为期 11 天的整治性小修,能力因子降至 70%。12 月机组能力因子恢复至 96.77%。

由于 1996 年发电计划中确定了配合控制棒问题最终方案的实施,以及满足电网调整大修窗口的要求,2 号机组于 1995 年 12 月 16 日进入第二次换料大修,历时 90 天。1996 年 3 月 6 日启动并网时,出现了发电机励磁和电压调节系统设备损坏问题,为保证全年发电计划的完成,将 1 号励磁机转子倒换到 2 号机组上。2 号机组在大修超期 39 天后于 1996 年 4 月 14 日达满功率。4 月 19 日发电机负序保护动作,机组甩负荷至厂用电,导致能力因子仅为 60.96%。5 月和 9 月,机组能力因子全在 96% 以上。只是在 6 月 6 日出现了一次人为误碰 125V 直流电源开关导致汽机跳闸,反应堆自动停堆事件,使得机组 6 月的能力因子降为 96.57%。10 月 18 日至 10 月 24 日,机组按计划停运进行主变有载分节开关油流继电器的定值校验,使得机组能力因子降为 86.43%。11 月机组全可用。12 月 10 日机组停运等待第三次换料大修。12 月 22 日大修正式开始。

图 2.1.1.4-3 和图 2.1.1.4-4 分别反映了两台机组的负荷因子 K_s ,时间利用率 K_h 在 1996 年的逐月变化情况。负荷因子的高低反映了机组的实际发电情况,同时也反应了电网在某段时间对电力的需求。

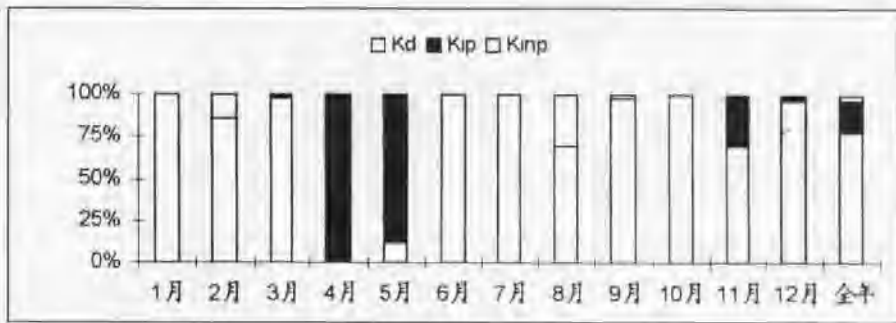


图 2.1.1.4-1 1号机组性能指标-Kd, Kip, Kinp

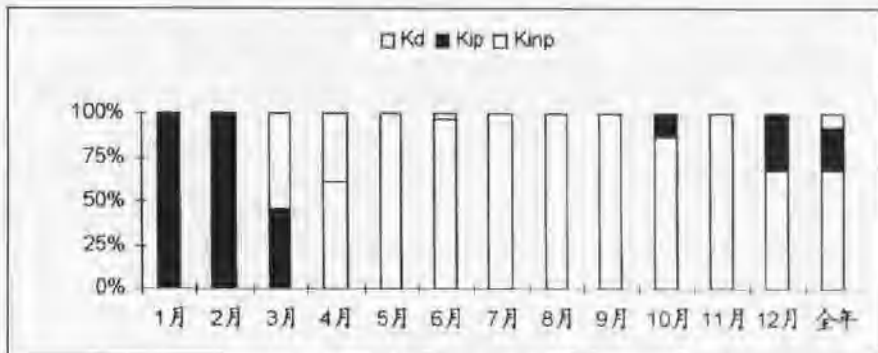


图 2.1.1.4-2 2号机组性能指标-Kd, Kip, Kinp

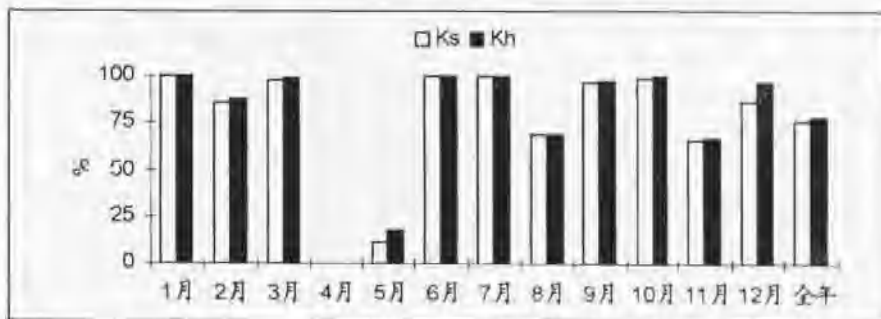


图 2.1.1.4-3 1号机组性能指标-Ks, Kh

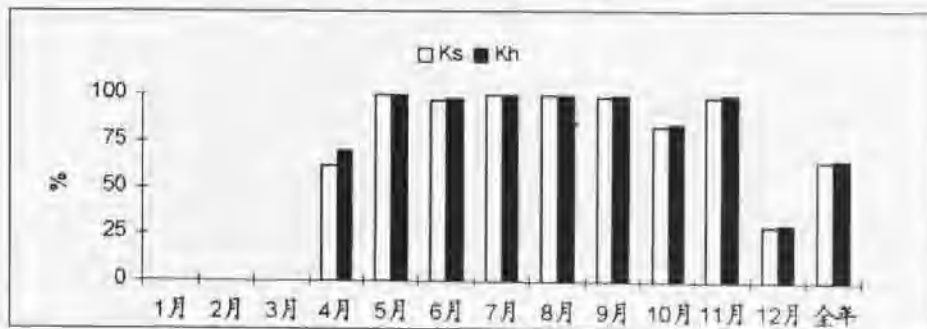


图 2.1.1.4-4 2号机组性能指标-Ks, Kh

2.1.1.5 运行物理试验

1. 起动物理试验

(1) 起动物理试验情况

1号机组第3循环首次临界试验从1996年5月22日20:00开始,5月23日早4:45结束。零功率物理试验从5月23日早4:45开始,5月24日17:00结束。升功率物理试验从5月24日开始,5月29日20:00结束。计划起动物理试验时间160小时,实际使用时间143小时,节省时间17小时。完成试验项目34项。

2号机组第3循环首次临界试验从1996年3月3日早3:00开始,3月3日早10:30结束。零功率物理试验从3月3日早10:30开始,3月4日16:30结束。升功率物理试验从3月4日开始,5月24日结束。^(注)计划起动物理试验时间160小时,实际使用时间136小时,节省时间24小时。完成试验项目37项。

(2) 起动物理试验结果

零功率物理试验结果见表2.1.1.5-1(1a~1c)及表2.1.1.5-2(2a~2c)。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见表2.1.1.5-3及表2.1.1.5-4。两台机组升功率过程中各个功率台阶的堆芯特性参数测量结果表明堆芯核安全准则得到满足;1号机组堆芯设计准则得到满足,但2号机组堆芯径向峰因子(F_{xy})超过设计标准的要求,这是由于堆芯象限功率倾斜因子过高引起的;2号机组其它堆芯设计准则得到满足。

(3) 主要问题及解决措施

a. 1号机组零功率物理试验过程中用交替法刻度N1棒组价值时,由于N1棒组插入其最低插入限(5步)以下,引发了控制棒控制系统(RGL)闭锁信号,RGL控制系统失效。采用手动紧急停堆,再重新起动物理试验,RGL系统恢复正常。重新恢复临界状态,再进行试验。

表 2.1.1.5-1a 1号机组零功率物理试验结果-控制棒价值 (pcm)

控制棒组	计算值	测量值	误差	标准
R	1050	1026	-2.3	(±10)
SB	1108	1030	7.0	(±10)
N1	845	876	3.7	(±10)
N2	725.4	764	5.3	(±10)
G2	648	641.5	1.0	(±10)
SA	428	413.8	-3.3	(±10)
SC	425	407.7	-4.1	(±10)
G1	309	323.4	4.7	(±10)
GG (215)	1657	1600	3.4	(±10)

注:1996年3月6日发现发电机励磁机损坏,决定使用1号机组发电机励磁机,2号机组升功率起动物理试验推迟近2个月时间。

表 2.1.1.5-1b 1号机组零功率物理试验结果-临界硼浓度 (mg/kg)

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
R (170)	1478			
ARO	1506	1512	6	(± 50)
Rin	1388	1405.8	17.8	1394 \pm 26.4
GG (215)	1323	1325	2	1329 \pm 32.5

表 2.1.1.5-1c 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	计算值	测量值	误差	标准
ARO	-4.40	-3.4	1.00	(± 5.4)
Rin	9.50	-7.15	2.35	(± 5.4)
GG (215)	-14.5	-11.85	2.65	(± 5.4)

表 2.1.1.5-2a 2号机组零功率物理试验结果-控制棒价值 (pcm)

控制棒组	计算值	测量值	误差	准则
SB	1198	1193.2	-0.4	(± 10)
R	1071	983.5	-8.2	(± 10)
N1	913	910	-0.3	(± 10)
G2	741	735.5	-0.7	(± 10)
N2	719	704.8	-2.0	(± 10)
SA	466	447	4.1	(± 10)
SC	455	412	9.5	(± 10)
G1	353	336.4	-4.7	(± 10)
GG (252)	1673	1673.1	0.0	(± 10)

表 2.1.1.5-2b 2号机组零功率物理试验结果-临界硼浓度 (mg/kg)

控制棒位	计算值	测量值	误差	准则
R (170)	1410	1425.5	15.5	
ARO	1441	1436	-5	(± 50)
Rin	1323	1344	21	(1318 \pm 26)
GG (ZPCP)	1258	1264	6	1259 \pm 32)

表 2.1.1.5-2c 2号机组零功率物理试验结果-等温温度系统 (pcm/°C)

控制棒位	计算值	测量值	误差	准则
ARO	-5.50	-3.67	1.83	(± 5.4)
Rin	10.90	7.1	3.50	(± 5.4)
GG (ZPCP)	-15.50	11.9	3.60	(± 5.4)

表 2.1.1.5-3 1号机组中子通量图测量结果(起动物理试验)

序号	日期	燃 耗 (兆瓦日 /吨)	功 率 (%FP)	MAP(%)				F _{av}		QT(Z)		F _{ΔH}		PT(%)	
				P>=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	1996.5.26	2	8.6	<10	10.7	<15	12.3	—	—	—	—	1.899	1.550	<9	3.67
2	1996.5.28	30	53.0	<10	-4.0	<15	5.1	1.503	1.461	4.243	1.945	1.700	1.415	<5	0.64
3	1996.5.30	95	84.5	<10	2.4	<15	3.6	1.435	1.428	2.664	1.870	1.560	1.386	<3	0.63
4	1996.6.3	234	99.3	<10	-2.5	<15	2.6	1.415	1.404	2.266	1.828	1.494	1.367	<2	0.67

表 2.1.1.5-4 2号机组中子通量图测量结果(超动物理试验)

序号	日期	燃 耗 (兆瓦日 /吨)	功 率 (%FP)	MAP(%)				F _{av}		QT(Z)		F _{ΔH}		PT(%)	
				P>=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	1996.3.6	1	8.5	<10	9.1	<15	10.4	—	—	—	—	1.899	1.489	<9	6.16
2	1996.4.12	50	48.9	<10	7.5	<15	10.7	1.476	1.452	4.66	1.958	1.719	1.413	<5	4.73
3	1996.4.14	93	85.7	<10	9.3	<15	6.8	1.414	1.427	2.627	1.875	1.555	1.404	<3	4.37
4	1996.4.17	210	97.8	<10	5.6	<15	7.0	1.397	1.460	2.301	1.791	1.500	1.404	<2	3.92
5	1996.5.2	782	99.4	<10	5.1	<15	6.4	1.394	1.420	2.264	1.739	1.493	1.386	<2	3.14
6	1996.5.14	1280	99.2	<10	6.0	<15	4.8	1.395	1.422	2.269	1.717	1.494	1.382	<2	2.9
7	1996.5.30	1921	100.2	<10	4.0	15	4.6	1.372	1.415	2.245	1.663	1.489	1.372	<2	2.66
8	1996.6.19	2658	99.7	<10	3.6	<15	3.4	1.366	1.398	2.257	1.621	1.492	1.355	<2	2.14

注: F_{av}: 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_{ΔH}: 烧升因子 MAP: 组件平均功率因子。

b. 2号机组内测量系统1号测量通道在热态再鉴定试验过程中失效, 主要问题是由于气候寒冷, 部分继电器机械变形失效。采取措施是使用备用继电器更换失效继电器。

c. 2号机组升功率过程中, 当功率水平达48%FP时, 发现中央计算机处理系统(KIT)计算出的堆功率水平与堆外核功率测量系统(RPN)测出的功率水平的差值超过技术规范的要求。主要原因是换料大修以后RPN系统仍未进行校验。解决措施是调节RPN系统校验系数。

d. 2号机组升功率过程中堆功率小于50%FP时, 运行点超出运行I区, 为了防止触发C21信号引起负荷自动下降, 决定闭锁C21信号。

e. 2号机组象限功率倾斜

大亚湾核电站2号机组第3循环于1996年3月3日换料后首次临界。1996年3月5日反应堆功率达到8%FP, 并完成堆芯中子通量图测量。测量结果显示堆芯象限功率倾斜因子(P.T.)为6.16%, 该值高于2号机组第2循环(202)同期水平(1.1%), 同时也略高于1号机组第2循环(102)同期水平(5.93%)。根据《起动物理试验大纲》规定: 当功率为8%FP时, P.T. <9%, 堆功率可以升至50%FP, 于是堆功率于4月10日升至50%FP并稳定48小时完成中子通量图测量。4月12日完成堆芯中子通量图测量, 测量结果显示P.T.为4.73%, 仍大大高于202同期水平(0.3%), 相当于102同期水平(1.74%)。由于该功率水平下的P.T.小于5%, 根据《起动物理试验大纲》规定堆功率可以升至87%。4月14日完成87%FP中子通量图测量, 测量结果表明P.T.为4.3%, 大大高于202同期水平(0.4%), 也稍高

于 102 同期水平 (4.17%)。此时由于 P. T. 仍高于技术规范中规定的 P. T. 值 (2%)，技术服务处认为 P. T. 过高是堆芯功率径向分布不均造成的且是短期内无法解决的问题，另一方面堆芯核安全准则都已满足，因此继续升功率是允许的。经电站领导同意决定将堆功率升至 97%FP。97%FP 功率水平下中子通量图测量结果表明 P. T. 为 3.92%，高于规定的限制水平 (2%)。根据 102 解决 P. T. 严重超标的经验，一方面按照规定每 15 等效满功率天 (EFPD) 完成一次中子通量图测量以便加强对堆芯安全状态监测；另一方面要求燃料组件供货合同商法马通公司对 203 堆芯状态进行核安全评价，然后向国家核安全局 (NNSA) 申请满负荷运行的许可。1996 年 4 月 26 日法马通公司完成 203 象限功率倾斜超标下的核安全评价。评价认为：在 P. T. 为 4.3% 情况下，考虑到目前 203 业已存在的一回路冷却剂流量裕量 (6%)，最终安全分析报告 (FSAR) 中涉及的各类事故工况以及正常运行技术规范中所涉及的 I、II 类工况下，堆芯核安全标准都能满足。2 号机第 3 循环可以在正常运行技术规范规定的条件下无任何限制地运行。于是堆功率在 1996 年 4 月 29 日升至 100%FP。

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 47 项 (详见表 2.1.1.5-5)。其中 1 号机组 25 项，2 号机组 22 项。周期性试验完成率 100%。两台机组在降负荷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。由于有效地对堆芯核安全参数进行监测以及定期地修改运行参数。确保了大亚湾核电站机组连续、安全和稳定地进行电力生产。

表 2.1.1.5-5 周期性物理试验状况

试验项目	要求周期	实际周期		完成次数		完成率 (%)
		1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
中子通量图测量	30EFPD	29EFPD	27EFPD	10	8	100
RPN 校验试验	90EFPD	77EFPD	50EFPD	4	4	100
LSS 参数修改	30EFPD	26EFPD	28EFPD	6	6	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	42EFPD	50EFPD	5	4	100

(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通量图测量结果。表 2.1.1.5-6 和表 2.1.1.5-7 分别列出了 1 号机组和 2 号机组周期性物理试验结果。表中可知两台机组反应堆核安全准则在整个寿期内都能满足；1 号机组反应堆设计准则得到满足；2 号机组反应堆组件平均功率 (MAP) 以及象限功率倾斜因子 (P. T.) 可以满足，但径向功率峰因子 (F_{sp}) 未能满足标准的要求。

(3) 主要问题及解决措施

a. 象限功率倾斜 (P. T.)

2 号机组换料大修以后升功率至满负荷时象限功率倾斜因子超过技术规范的要求 (2%)。由于 P. T. 是反应堆设计标准且经法马通公司安全评估，认为 P. T. 超标准不影响反应堆的核安全，根据 1 号机组第 2 循环处理 P. T. 超标准的经验，我们采用延长燃耗办法逐步消除象限功率倾斜。当 2 号机组运行到约 89 等效满功率天 (EFPD) 时，P. T. 测量值为 1.78%，小于技术规范规定值 (2%)。P. T. 与燃耗呈下列线性关系：

$$P. T. = -0.0005BU + 3.5456$$

式中, BU 为燃耗 (兆瓦日/吨), P. T. 为象限功率倾斜因子 (%)。

b. 径向功率峰因子 (F_{xy}) 超标准

2号机组反应堆径向功率峰因子几乎在整个寿期内都超过有关标准,其原因可能是中子通量图测量时温度调节棒组插入过深的缘故。

c. 径向功率峰因子 (F_{xy}) 设置故障

根据有关规定 LSS 系统监督参数之一 F_{xy} 应随着不同的燃耗进行定期修改。通常这种修改是通过堆芯中子通量图处理程序的数据输入卡写入并产生一个数据软盘,使用软盘在 LSS 系统计算机中进行修改。但 2号机组第 3 循环运行期间 F_{xy} 设置修改一直未成功。我们曾要求法马通公司给予解释,但我们未收到法马通的回答。

d. 电功率控制曲线标定方法 (RGL4) 的改进

电功率控制曲线随着运行燃耗增加应通过试验进行定期标定。在以往电功率控制曲线标定试验中曾因汽轮机微机控制系统上位机故障造成负荷不可控大幅度快速下降,使电网周波急剧上升以及引发其它设备故障。根据大亚湾核电站目前采用基本负荷运行模式以及以往试验经验,我们建议使用理论数值定期标定电功率控制曲线。经国家核安全局审批同意大亚湾核电站两台机组第 3 循环运行期间使用理论数值定期标定电功率控制曲线。

表 2.1.1.5-6 1号机组中子通量图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期	燃耗 (兆瓦 日/吨)	功率 (% FP)	MAP (%)				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT (%) 标准: PT<1.02				
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$								测量				
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	1象限	2象限	3象限	4象限	
1	1996.6.3	240	99.3	<10	-2.5	<15	2.6	1.415	1.404	2.266	1.828	1.494	1.367	1.004	20.997	40.996	01.004	2
2	1996.7.11	1776	100.1	<10	2.2	<15	2.8	1.404	1.394	2.248	1.752	1.490	1.364	1.003	30.995	20.997	81.004	0
3	1996.8.7	2860	99.8	<10	-2.4	<15	-2.2	1.383	1.378	2.254	1.691	1.491	1.353	1.003	10.997	20.997	81.001	9
4	1996.9.17	4127	99.5	<10	-2.1	<15	-2.3	1.384	1.354	2.261	1.662	1.493	1.332	1.001	80.998	60.999	61.000	1
5	1996.10.21	5470	99.9	<10	-1.8	<15	-2.0	1.362	1.327	2.252	1.601	1.491	1.311	1.002	50.998	00.998	91.000	7
6	1996.11.13	6400	99.5	<10	2.2	<15	2.1	1.363	1.320	2.261	1.592	1.493	1.307	1.001	30.999	30.999	60.998	8
7	1996.12.19	7377	82.7	<10	1.1	<15	1.3	1.354	1.307	2.720	1.569	1.568	1.294	0.999	90.999	1.000	70.999	5
8	1997.1.7	8050	99.3	<10	1.6	<15	1.7	1.332	1.308	2.266	1.606	1.493	1.294	0.999	30.999	21.002	20.999	3
9	1997.1.23	8650	79.2	<10	1.2	<15	1.5	1.348	1.298	2.841	1.579	1.583	1.287	1.002	1.000	10.999	10.998	7

表 2.1.1.5-7 2号机组中子通量图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期	燃耗 (兆瓦 日/吨)	功率 (% FP)	MAP (%)				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT (%) 标准: PT<1.02				
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$								测量				
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	1象限	2象限	3象限	4象限	
1	1996.6.19	2660	99.7	<10	3.6	<15	3.4	1.366	1.398	2.257	1.621	1.492	1.355	1.017	0.983	0.990	1.010	0
2	1996.7.12	3576	99.5	<10	3.4	<15	3.0	1.353	1.384	2.262	1.598	1.492	1.345	1.015	0.987	0.991	1.007	0
3	1996.8.5	4520	100.6	<10	-2.7	<15	-3.2	1.351	1.391	2.240	1.599	1.488	1.347	1.012	0.987	0.995	1.006	0
4	1996.9.3	5698	99.8	<10	2.9	<15	-2.6	1.352	1.363	2.254	1.582	1.492	1.330	1.010	0.992	0.994	1.003	0
5	1996.10.3	6914	100.1	<10	3.1	<15	2.6	1.352	1.357	2.248	1.594	1.490	1.332	1.010	0.995	0.995	1.000	0
6	1996.11.1	8264	99.6	<10	2.8	<15	2.4	1.342	1.351	2.259	1.607	1.492	1.324	1.009	0.995	0.997	0.999	0
7	1996.12.5	9220	99.2	<10	2.4	<15	2.7	1.343	1.346	2.269	1.598	1.494	1.319	1.008	0.994	0.998	1.000	0

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

2.1.1.6 电站化学

1. 一回路水化学

1994年、1995年和1996年3年中,1号机组和2号机组一回路水质都很好,没有发生污染现象。1996年一回路水中锂、硼浓度按化学规范得到了有效控制,溶解氢浓度保持在25—35cc/kg(有效抑制了一回路水中氧的生成),有效地缓解了两台机组一回路设备腐蚀。正常运行期间,一回路钴-58放射性活度小于100MBq/m³,金属杂质浓度保持在较低水平,见表2.1.1.6-1。

表 2.1.1.6-1 正常运行期间一回路水质情况 (1、2号机组)

参 数	单 位	测 量 值	规 范 值
溶解氢	cc/kg	25~35	25~50
氯离子	mg/kg	<0.005	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.005	<0.15
溶 硅	mg/kg	<0.09	<0.20
钠	mg/kg	<0.02	<0.20
钙	mg/kg	<0.005	<0.10
镁	mg/kg	<0.005	<0.10
铝	mg/kg	<0.005	<0.10

2. 二回路水化学

1996年两台机组的WANO化学指标,比1994年和1995年两台机组WANO化学指标低(见表2.1.1.6-2)。除1号机组凝结水中溶解氧外,1996年两台机组蒸汽发生器中的钠浓度、阳离子电导率和2号机组凝结水中溶解氧浓度明显低于1995年、1994年蒸汽发生器水中钠浓度、阳离子电导率和2号机组凝结水溶解氧浓度。

两台机组蒸汽发生器排污水中钠浓度趋势图,见图2.1.1.6-1和2。

两台机组蒸汽发生器排污水中阳离子电导率趋势图,见图2.1.1.6-3和4。

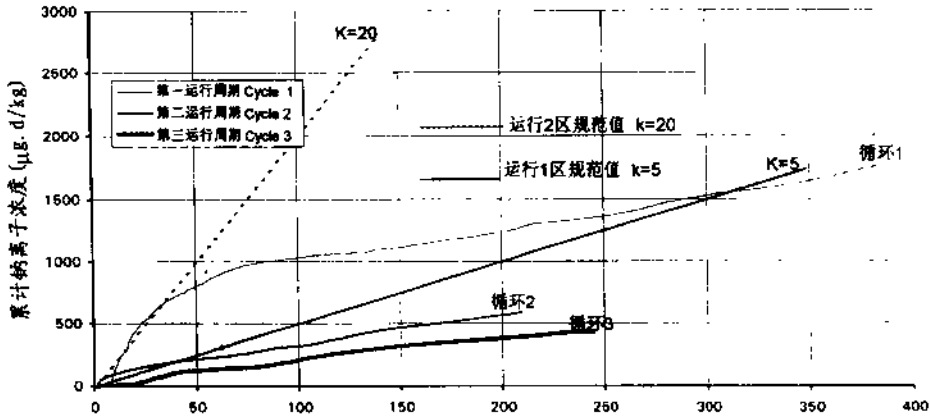
两台机组蒸汽发生器排污水中凝结水含氧量趋势图,见图2.1.1.6-5和6。

1996年两台机组二回路没有发生海水泄漏污染现象。1995年1号机组冷凝器有二个排水阀没有关严,导致1号机组凝结水中溶解氧明显比2号机组凝结水中溶解氧高。1996年在1995年堵漏基础上进一步采取检漏和堵漏措施,1996年1号机组凝结水中溶解氧浓度(约7μg/kg)明显比1995年的1号机组中溶解氧(约12μg/kg)低,但问题还没有得到彻底解决。

1号机组二次大修和2号机组三次大修蒸汽发生器冲洗沉渣重量是可比的,见表2.1.1.6-3。每个蒸汽发生器冲洗沉渣重量都在3.5kg以下,说明1、2号机组二回路水质一直保持良好状态。

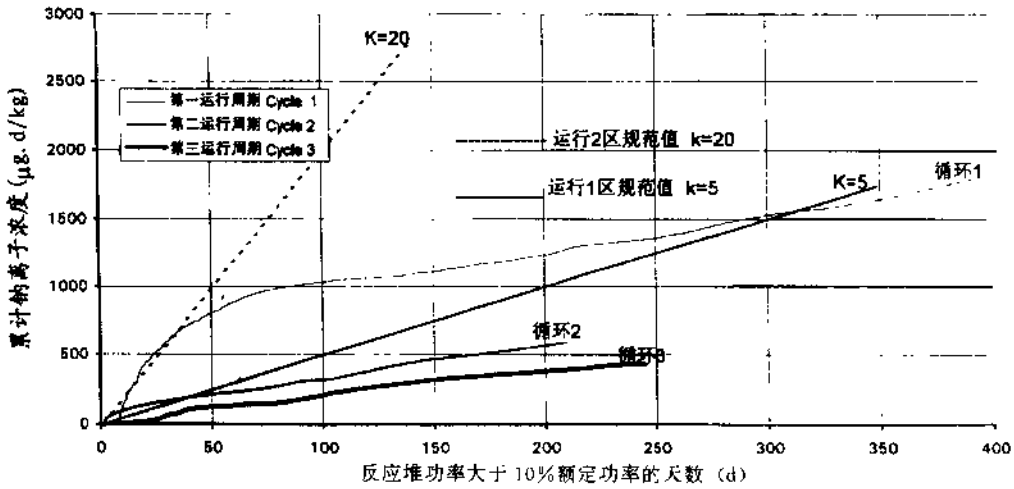
表 2.1.1.6-2 WANO 化学指标

年度	1994年	1995年	1996年
1号机组	0.44	0.59	0.32
2号机组	0.46	0.38	0.26



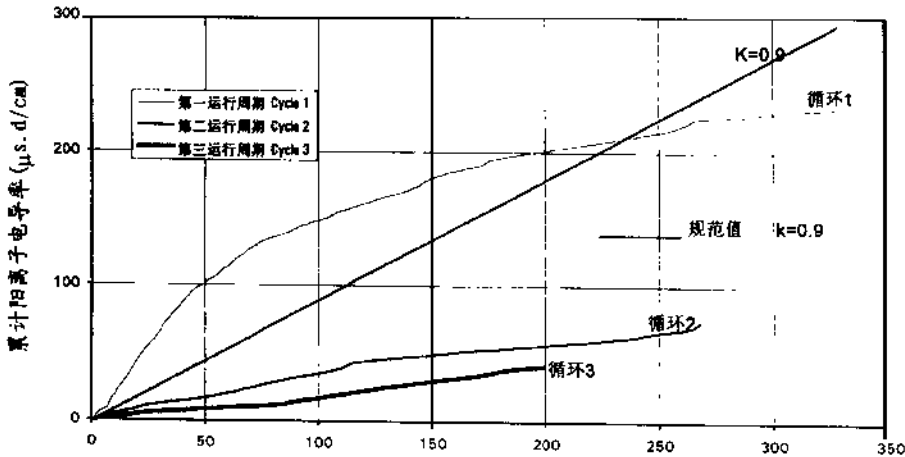
反应堆功率大于10%额定功率的天数 (d)

图 2.1.1.6-1 1号机组蒸汽发生器排污水累计钠离子浓度变化图



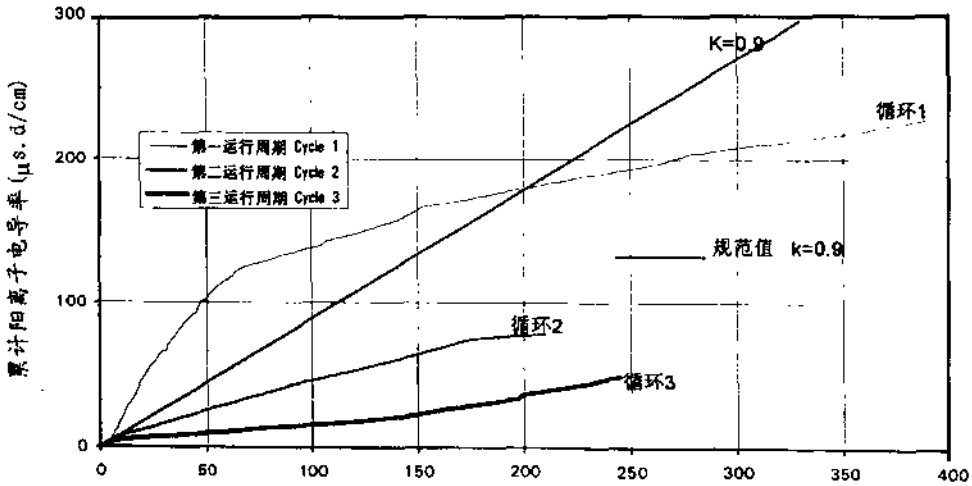
反应堆功率大于10%额定功率的天数 (d)

图 2.1.1.6-2 2号机组蒸汽发生器排污水累计钠离子浓度变化图



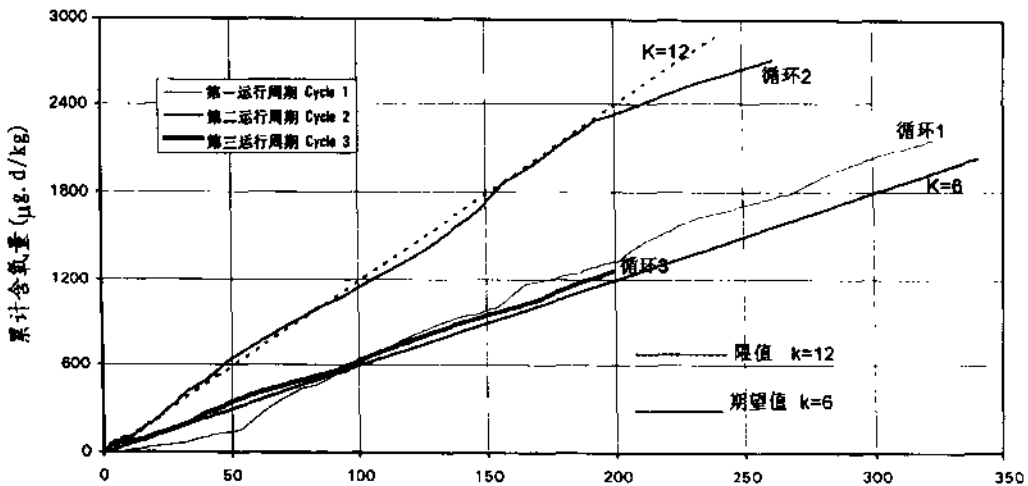
反应堆功率大于10%额定功率的天数 (d)

图 2.1.1.6-3 1号机组蒸汽发生器排污水累计阳离子电导率变化图



反应堆功率大于10%额定功率的天数 (d)

图 2.1.1.6-4 2号机组蒸汽发生器排污水累计阳离子电导率变化图



反应堆功率大于40%额定功率的天数 (d)

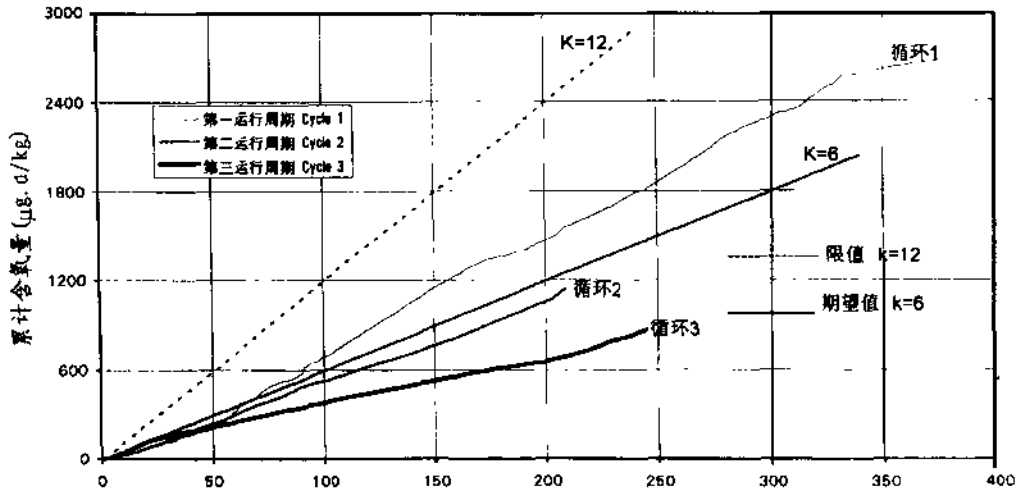
图 2.1.1.6-5 1号机组凝结水累计含氧量变化图

表 2.1.1.6-3 蒸汽发生器冲洗沉渣重量

蒸汽发生器编号	1SG1	1SG2	1SG3	2SG1	2SG2	2SG3
第一次大修	1.73	1.95	2.68	2.28	2.44	3.19
第二次大修	0.85	0.88	1.45	1.65	1.56	2.01
第三次大修				0.9	3.14	5.11

注：SG——蒸汽发生器；

1SG1——1号机组的1号蒸汽发生器，其余类推。



反应堆功率大于40%额定功率的天数(d)

图 2.1.1.6-6 2号机组凝结水累计含氧量变化图

2.1.1.7 机组可靠性指标及评估

1. 大亚湾核电站机组可靠性考核指标

1996年大亚湾核电站机组各项可靠性考核指标列于表 2.1.1.7-1 和 2.1.1.7-2 中。

表 2.1.1.7-1 大亚湾核电站机组可靠性考核指标

指标 机组	发电量 (MW·h)	非计划停运 (h)	强迫停运次数 (次)	非计划降低出力 等效停运 (h)	出力系数 (%)	毛容量系数 (%)	运行系数 (%)
1号机组	6577457	324.58	4	144.82	97.51	76	78.04
2号机组	5536474	644.99	3	85.45	98.53	64	65.01
机组平均	6056965.50	484.79	3.5	115.14	97.97	70	71.53

表 2.1.1.7-2 大亚湾核电站机组可靠性考核指标

指标 机组	不可用系数 (%)	等效可用系数 (%)	非计划停运 系统 (%)	强迫停运率 (%)	降低出力 系数 (%)	等效强迫 停运率 (%)	强迫停运 发生率 (%)
1号机组	21.96	76.39	3.70	4.52	1.65	4.55	5.11
2号机组	31.59	67.44	7.34	0.38	0.97	0.47	4.47
机组平均	26.77	71.92	5.52	2.68	1.31	2.74	4.77

2. 大亚湾核电站机组可靠性评估

1996年3月6日,2号机组反应堆功率升至的33%时,由于励磁机转子发生故障,延长了大修工期。

1996年7月,机组保持安全、稳定、满负荷运行,实现“三无”目标(无工业安全事件、无紧急停机停堆事件、无运行事件),基本保持主控室零报警运行,月度上网电量超过14亿度,创机组投入商业运行以来历史最好水平。两台机组负荷因子和可用率达100%。

1996年两台机组累计运行12566小时,毛发电量为121.14亿kWh。机组由于大修、小修,核安全要求进行各类试验及设备故障、设备缺陷,元器件质量不良等降低出力共54次,影响了机组的发电量。其中,核安全要求进行各类试验为28次,约占52%。

1996年大亚湾核电站最大的设备缺陷是2号机组励磁机整流毅烧毁,它使大修工期比目标2期延长了39天之久,损失发电量8.974亿度。由于大亚湾核电站相当一部分大设备是原型机,在大亚湾核电站首次使用,它们的设计、制造质量对机组的可靠性影响很大。

1996年,1号机组非计划强迫停运4次,共350.56小时,损失电量3.45亿度。由表2.1.1.7-3看出,2月19日温度控制棒R1电流出现故障,使R1下插控制失灵,引起停机、停堆。8月18日由于主变有载调压开关油流保护继电器动作,导致停机、停堆。9月13日,由于主蒸汽系统(VVP)002VV因漏油快速关闭,非计划停机停堆。9月13日,升功率过程中,Xe毒影响造成轴向功率偏差 ΔI 超出运行区域,手动停机。2号机组非计划强迫停运三次,共21.94小时,损失电量0.203亿度。4月10日,GSS419/425VL两阀再线时未正确开启,造成停机。4月19日,为了调节无功,主控操纵员按GEX061/062TO调主变高压侧分接头位置出现分接头调节失控,机组处于“厂用电负荷”模式。6月6日,电站人员误碰OLBM810开关,引发0GEW450/452JA断开信号,最终停机、停堆。

表 2.1.1.7-3 非计划强迫停运原因分析

序号	解列时间	并网时间	停机时间(h)	停 运 原 因 分 析	责 任 分 析	责 任 单 位
	月、日、时、分	月、日、时、分				
1	2月19日 2:52	2月22日 14:24	83.53	1号机组由于棒控系统(RGL)电子控制设备电流故障,引起H14/B8棒组落下,造成中子通量变化率高而触发反应堆自动停堆	温度控制棒R1电流故障出现,使R1下插控制失灵	产品质量不良 法马通
2	4月10日 3:38	4月10日 5:30	1.87	2号机组当汽机负荷为330MW时汽水分离再热器系统(GSS)230BA(汽水分离疏水箱)高-高水位信号触发汽机跳闸	GSS419/425VL两阀再线时未正确开启	运行、维护缺陷 生产部
3	4月19日 7:12	4月19日 10:00	2.8	2号机组主控操纵员手动调变压器抽头,由于控制系统误动导致主变分接头接错,“发电机负序保护二级”报警出现,汽轮发电机组解列,机组处于“厂用电负荷”模式	按 GEV061/062TO调主变高压侧分接头位置以调节无功,出现分接头调节失控	设备缺陷 英国通用电气公司(GEC)
4	6月6日 20:55	6月7日 14:11	17.27	2号机组生产人员定期试验0GEW002时,误碰OLBM810开关,引起汽机快速降负荷。因凝汽器真空低跳机,汽机跳闸后,由于蒸汽发生器水位控制不好,3号蒸汽发生器高-高水位及堆功率大于10% P_n 信号(P7)触发反应堆紧急停堆	生产人员误碰OLBM810开关,引发0GEW450/452JA断开信号	运行缺陷 生产部

续表

序号	解列时间	并网时间	停机时间(h)	停运原因分析	责任分析	责任单位
	月、日、时、分	月、日、时、分				
5	8月18日 1:3	8月27日 12:50	251.33	1号机组主控操纵员为了降低发电机无功,用主变有载调压头调节主变抽头,引发主变有载调压开关A相油流保护继电器误动,导致0GEW350/351JA跳开,汽轮机跳闸,反应堆紧急停堆	由于主变有载调压开关油流保护继电器动作定值变化,造成油流保护继电器的灵敏度高,在调节无功过程中使油流保护继电器动作	产品质量不良 --- 英国通用电气公司(GEC)
9	9月13日 1:55	9月13日 11:07	9.2	1号机组 VVP002VV A列油控制回路电磁阀 262EL 微漏,使得气动油泵 002P0 频繁动作, 312VH 密封垫因冲击损坏, 312VH 漏油, VVP002VV 关闭导致 SG2 水位波动, SG2 水位低引起紧急停堆	由于主蒸汽系统(VVP)002VV因漏油快速关闭,使SG2压力升高,给水骤减,加上汽泡淹没效应,使2号蒸汽发生器水位急剧下降	产品质量不良 法马通
7	9月13日 11:33	9月13日 16:05	6.5	1号机组升功率到289MW时,由于轴向功率偏差 ΔI 超出运行区域II(1小时内)根据技术规范要求手动停机	升功率过程中, Xc 毒影响,轴向功率偏差 ΔI 超出运行区域	运行经验不足 生产部

2.1.1.8 继电保护

1. 全厂继电保护投运情况

(1)全厂继电保护和自动装置(6.6kV以上)共配置311套,投运310套,投运率99.68%。其中继电保护装置286套,投运285套,投运率99.65%;自动装置25套,投运25套,投运率100%。

(2)220kV系统继电保护装置共配置9套,投运9套,投运率100%。

(3)400kV系统继电保护装置共配置106套,投运106套,投运率100%。

(4)500kV系统继电保护装置共配置69套,投运69套,投运率100%。

(5)1号机组发变组保护装置共配置51套,投运51套,投运率100%。

(6)2号机组发变组保护装置共配置51套,投运50套,投运率98%。

其中退出的一套保护装置为“发电机100%定子接地保护”。该保护装置在1996年7月份曾申请投入运行,后因出口逻辑插件再次发生故障,被迫再次退出运行。目前已返回厂家进行维修,并计划对该保护装置的运行可靠性进行评估。

(7)自动重合闸装置共配置7套,投运7套,投运率100%。

(8)同期并网装置共配置8套,投运8套,投运率100%。

(9)故障录波器共配置10套,投运10套,投运率100%。

2. 全厂继电保护运行情况

(1)全厂继电保护装置共动作29次,正确动作25次,正常动作3次,不正确动作1次,正确动作率为86.2%,正常动作率为10.35%,误动作率为3.448%。正确和正常动作率(96.55%)比1995年的85.19%提高11.36%。

(2) 220kV 及以上保护装置共动作 16 次, 正确动作 15 次, 不正确动作 1 次, 正确动作为 93.75%, 误动作率为 6.25%。正确和正常动作率 (93.75%) 比 1995 年的 87.5% 提高 6.25%。

(3) 400kV 线路保护装置其动作 10 次, 正确动作 10 次, 正确动作率为 100%, 与 1995 年相同。

(4) 500kV 线路保护装置共动作 5 次, 正确动作 5 次, 正确动作率为 100%, 比 1995 年的 80% 提高 20%。

(5) 断路器失灵保护动作 1 次, 不正确动作 1 次, 误动作率为 100%。

(6) 发变组保护装置共动作 13 次, 正确动作 10 次, 正常动作 3 次, 正确和正常动作率 (100%), 比 1995 年的 84.21% 提高 15.79%。

(7) 自动重合闸装置共动作 6 次, 正确动作 6 次, 正确动作率为 100%, 与 1995 年相同。

(8) 故障录波器应评价 4 次, 录波完好 4 次, 录波完好率为 100%, 与 1995 年相同。

3. 主系统继电保护装置运行分析

(1) 400kV 线路保护装置运行分析

1996 年 400kV 线路共发生 3 次单相瞬时接地故障, 其中大浦 I 回线发生 2 次 C 相瞬时接地故障, 深圳线核电侧发生 T 区 B 相瞬时接地故障 1 次。在这 3 次故障中, 全部保护装置和自动重合闸装置均正确动作, 正确动作率达到 100%, 说明 400kV 线路保护装置处于良好的运行状况之中。

(2) 500kV 线路保护装置动作分析

1996 年 500kV 核惠线共发生 1 次单相瞬时接地故障。在这次故障中全部保护装置和自动重合闸装置均正确动作, 正确动作率达到 100%。特别值得一提的是: LCB I 电流差动保护在这次故障中一改过去区内故障情况下一直拒动的老毛病正确动作出口, 说明我们在 1995 年底核惠线改造过程中将 SNR 时间电路由 0/100ms 改为 5ms/100ms 的改进措施是正确和行之有效的, 从根本上查清了 LCB I 电流差动保护装置以前一直拒动的原因。

(3) 断路器失灵保护装置动作分析

1996 年发生了 1 次断路器失灵保护出口继电器误动作, 引起核惠线停电的事故。当时 ME/OTS 人员在完成 2 号联络变压器 (590TR) 隔离刀闸加装电气闭锁改进盘内跳线工作后, 恢复 0GEW507TB 盘内直流工作电源时 0GEW550JA 断路器失灵保护出口继电器动作出口, 引起 0GEW551JA 和核惠线对侧开关跳闸, 导致核惠线停电。对这次断路器失灵保护出口继电器误动的根本原因分析, 尽管目前还不能下最后的结论, 但从调查的情况来看有一点是可以肯定的: 当引 +/—BF 至本盘的 PJ 拔掉后, 其它开关的失灵保护负电源通过其它 PJ 串过来, 使得失灵出口继电器的 BF 端带一悬浮的负电位, 一旦本盘的失灵电源的 PJ 重新恢复, 会对失灵出口继电器产生一瞬态扰动, 导致失灵出口继电器误动。这现象在 GEW 系统所有其它断路器失灵保护中都存在, 属厂家设计方面存在的问题, 有待日后同厂家进一步探讨解决的办法。

(4) 发变组保护装置动作分析

1996 年发变组保护装置共动作 13 次, 没有一次是因发电机、变压器本身的故障引起保护装置动作。在这些动作次数中, 汽机联跳动作 8 次, 发电机 100% 定了接地保护动作 1 次, 发电机逆功率保护动作 1 次, 发电机负序电流保护动作 1 次, 主变压器分接头瓦斯保护动作 2 次。从这些保护的動作情况来看, 无论是正确或正常, 还是不正确动作 (1996 年没有), 除少

数是因设备问题引起的以外,绝大多数均与人为因素有关。主要表现在:

a. 在重要设备和回路上工作未采取二次隔离措施,导致保护动作出口

1996年4月1日31时12分2秒,因ME高压人员在发电机侧挂地线之前,未申请将发电机100%定子接地保护退出运行,导致挂地线时该保护动作出口。

b. 人为误碰导致保护动作出口

1996年6月6日20时55分46秒,OPO人员在作0GEW柴油机定期试验时,误碰0LBM810开关,导致500kV系统+/-SA1125V直流信号电源丧失,0GEW450JA/452JA合闸位置重动继电器失磁,误发信号给汽机上位机,汽机快速降负荷,后因真空下降,导致汽机跳闸。

c. OPO人员操作不当,导致保护动作出口

1996年6月7日12时19分39秒,OPO人员执行同期并网程序,准备将2号发电机并网,由于转速设置不当(应高于系统周波),在转速增人的时候并网,导致发电机并网后逆功率保护动作出口。

d. 设备故障导致保护动作出口

(a) 1996年8月18日1时32分53秒,运行人员在调节1号主变压器分接头升压过程中因主变压器A相分接头瓦斯保护动作,导致1GPA001AR Bay1/2 8R动作出口。

(b) 1996年4月19日7时12分25秒,控制室操纵员在调主变压器分接头升无功过程中出现分接头三相位置不对应,导致发电机负序电流保护动作出口。

(5) 故障录波器动作分析

故障录波器总的来说运行状况良好,在系统故障时均能正确可靠启动,录波完好率为100%。

4. 生产及管理

针对生产和管理上的薄弱环节,1996年在生产和管理方面主要作了以下工作:

(1) 利用大浦1、2和深圳线停电机,对线路后备保护回路进行了改进;

(2) 利用1号机组停电小修机会,对2号联络变压器(590TR)进行隔离刀闸加装电气闭锁回路改进;

(3) 查清了核惠线(原核增线)LCBⅠ电流差动保护在区内故障情况下一直拒动的原因,提出并实施了行之有效的改进措施;

(4) 查明并处理了柴油发电机初励开关(971JA)方面存在的问题;

(5) 进一步完善了继电保护定值管理数据库;

(6) 适时地对GEW等系统的试验程序进行了改版工作;

(7) 进一步完善和充实GPA、GSY等系统的试验程序;

(8) 对2号发电机AVR通道‘A’跳闸问题作了大量测试、检查工作,但迄今为止其根本原因尚在进一步分析调查之中。

5. 小结

从继电器保护运行情况来讲,各项系统指标都显示1996年较之1995年度有了明显的改善。特别是400kV和500kV线路保护装置及自动重合闸装置的正确动作率都达到了100%,从整个电网来讲都是非常不易的成绩。发变组保护装置的运行情况也有了明显的起色,单从继电保护组本身管理的设备角度来讲,没有出现一次不正确动作,杜绝了人为“三误”(误整定、误碰、误接线)事故的发生。但外部因素的影响及设备本身的故障仍是造成发变组保护

装置超越一次设备故障而动作的主要因素，需进一步花大力气改进。

2.1.1.9 高电压设备运行维护

1. 高电压设备的年度维护与检修

在本年度内，按照预防性年度检修计划的安排，高压电气设备的年度检修完成率为100%。设备的运行与检修状况见表2.1.1.9-1至11。

2. SF₆ 气体绝缘变电站（GIS）和气体封闭导线（GIC）的运行与维护

在本年度内，根据维修计划的安排，对各气室的SF₆气体按照程序要求，测量其含水量，测量各气室压力并进行气体检漏工作。GIS、GIC各气室的补气情况见表2.1.1.9-12。

1996年度，SF₆GIS曾发生设备损坏事故一次。OGEW400kV系统核深线107气室在正常运行状态下，出现接地故障，导致线路跳闸。参见本节6.（2）。

3. 变压器油的运行与监督

对核电站主变压器、联络变压器、辅助变压器和厂用变压器等使用的变压器油定期进行跟踪检测，监督其运行状况。对运行中油样的检测结果见表2.1.1.9-13。从油样分析结果可知，1号、2号主变压器内部均存在有低温过热现象（总烃含量超标）。其根本原因在于主变冷却系统设计不合理，由此也造成主变每次停运后出现渗油、低压套管渗油、软连接过热等异常状况，对主变冷却系统的改造工作正在研究中。

为了保证主变的安全可靠运行，防止因内部过热而引发事故，电气科对每台主变每月进行一次油检测分析，跟踪油样的变化趋势，监测变压器的运行状态。

4. 防雷与保护接地

大亚湾核电站1996年度内未发生过雷电事故。

按照《防雷与接地检修大纲》的要求，对全厂防雷设备以及厂房、设备等的接地设备进行一年度检测。检测结果说明：防护系统完整，接地与防雷设施工作状态良好。核电站高压避雷器全年动作情况见表2.1.1.9-14。

5. 防污工作

为确实做好防污工作，在1996年度里，电气科遵循“逢停必扫”的原则，不失时机地对户外设备进行检查和清扫维护。全年生产过程中，未发生过污闪事故。

6. 异常事件和故障分析

大亚湾核电站安装的两台机组均为原型机，并且电气设备运行两年多的时间，目前正处在老化期，因此设备质量问题暴露较多。针对电气设备出现的问题，电气科根据电站提出的十大技术问题，把其中电气部分的问题给予高度的重视。并且把电气设备中的遗留问题、不符合项以及随时发现的设备异常问题等集中在一起，逐项安排到专人负责。并且每周召开一次会议，检查、跟踪问题进展状态和下一步的措施。做到一旦发现问题，就立刻制定相应的措施，扎扎实实地把存在的问题解决好。

在1996年度，电气设备出现的主要问题和状况如下：

（1）辅助变压器 9LGR001TR 跳闸。

1996年11月7日3:00左右，辅助变压器9LGR001TR在正常运行条件下跳闸，造成核电站220kV备用电源可用性和可靠性降低。经现场检查，发现辅助变压器的两台油泵接触器控制回路监测继电器176XK故障，引起辅变跳闸。

对该继电器进行检查，发现其失效原因是由于其内部47kΩ电阻过热烧断所致。这种类型的继电器在该系统中使用较多，过去也发生过这种电阻烧断现象。造成这种现象的根本原因，

初步认为是：a. 设计工作条件不合理，即该继电器所处的工作环境温度过高。继电器内的电器元件封装在封闭壳内，而此继电器又安装在封闭控制箱中，加上大亚湾夏季环境温度又较高，易造成元件老化和失效。b. 继电器内的 $47\text{k}\Omega$ 电阻容量 (0.5W) 太小。经试验表明，增大这一电阻容量至 1 瓦，可提高并改善其工作性能。在更换 176XK 继电器后，于 11 月 8 日将 9LGR001TR 恢复正常运行。

对此事件，已发出文件通知制造厂家，寻求技术支持。电气科制定了相应的反事故措施，定期检查该继电器的工作状况，以防止类似事件的发生。

(2) 400kV 深核线 GIS 内部接地故障

1996 年 6 月 11 日 9 时 19 分，在 400kV 系统正常运行条件下，深核“T”区主一、主二保护 B 相动作，跳开 0GEW150JA 和 0GEW152JA 两台断路器。同时，在 0GEW107GSB 相气室 SF₆ 压力高报警。检查故障录波图，事故时系统电压为 398kV，故障相 B 相最大短路电流为 11kA（峰值），保护动作正确。90ms 后深圳侧开关跳开，深核 400kV 线路停电造成 400kV 电网解环运行，降低了 400kV 电网运行的可靠性。

1996 年 6 月 14 日，在制造厂专家的指导下，对 0GEW107GS 气室进行解体检查。发现在内部隔离开关与断路器之间的盆式绝缘子表面发生电弧放电，内部均压罩被局部灼伤。造成事故的原因是由于设备的质量不良所致。初步分析可能是在制造、安装过程中，盆式绝缘子制造工艺不良，有杂质或表面粗糙，或附有金属微粒等。

6 月 18 日，对更换后的 0GEW107 气室进行交流耐压试验。在试验合格后，于 6 月 20 日 11 点恢复对深核 400kV 线路的供电。

(3) 应急 6.6kV 柴油发电机 2LHP/2LHPQ 启动不成功

1996 年 10 月 20 日，因主变检修，厂用电需从降压变 TS 切换至辅助变 TA 供电。在电源切换过程中，两台柴油机 2LHP/2LHQ 如期启动。但启动后因初励开关 971JA 合闸时间过长（大于 2s），同 421XT 的延时整定时间（2s）不配，使初励开关合不到位，造成初励加不上，致使柴油发电机不能建立电压，导致低电压保护动作出口，引起 2LHP/2LHQ 启动不成功。这种现象到目前已发生过五次，其后果是应急电源失去，并造成反应堆电源供电的可靠性降低。

经过多次试验分析，查明初励开关 971JA 合闸时间超标是造成柴油机启动不成功的主要原因。针对此现象，大亚湾核电站与制造厂家交涉，并又订购了四台符合要求的开关（动作时间小于 280ms），现已全部作了更换。更换后，通过再鉴定试验，每台柴油机均一次启动成功。

(4) 1 号主变 A 相瓦斯继电器误动造成主变跳闸、反应堆自动停堆。

见 2.1.2.4 节重大维修活动。

(5) 北区变电站 220kV 主变低压出口短路故障。

1996 年 11 月 22 日 2 时 14 分，在北区 220kV 变电站（由承包商维护）10kV 母线上，由 F4 开关供电的馈线出口避雷器处，因避雷器沿面闪络而发展成弧光短路故障。引起 F4 开关速断保护动作，220kV 主变重瓦斯继电器亦同时动作跳闸，即跳开 10kV 侧 501 和 504 断路器和 220kV 侧 201 断路器，造成全站失电。事故后，检查发现 F4 馈线断路器两相开关油严重变黑，馈线出口引线两相烧断，避雷器表面有放电痕迹并局部烧损，220kV 主变有大量瓦斯气体产生。通过对主变压器的油样分析，表明内部有电弧放电故障。后经对人孔门打开检查，内部低压线圈严重变形。事故后，将 2LGS002TR 电源（来自厂用电 6.6kV VLGE 系统）切换至 10kV

母线上送电成功。于 22 日 7 时全面恢复 10kV 系统的供电。

分析事故原因,因近来二核施工拉土车的影响,避雷器上积污严重,且 10kV 系统中选用的是 6kV 等级设备,外爬距裕度不充足,在后半夜雾气较重的情况下发生闪络。由于故障点距主变仅有 20 米的距离,对主变相当于出口短路,因此造成主变低压线圈变形短路事故。目前正组织安排对此台变压器送保定变压器厂进行解体维修,计划三个月后恢复使用。

(6) 2 号发电机励磁机短路故障

见 2.1.2.4 节重大维修活动。

(7) RRI 系统 6.6kV 电机质量问题

1995 年 11 月 28 日 22 点 30 分,1LGD6.6kV 母线接地报警,Ⅰ、Ⅱ段同时动作。经检查后确认 1RR I 002MO 电机金属性接地。

将 1RR I 002MO 解体检查,其 B 相绝缘的第一个线圈上层对铁蕊放电形成短路,且其上多处磁性槽楔脱落,造成线圈松动。分析认为是制造厂制造质量问题所致。事后在 1996 年大修时,对整个 RR I 系统的电机(共 4 台)都进行了解体检查。发现每台电机均存在有槽楔脱落或松动的问题。至此 FRAMATOME 厂家紧急送来两台电机,并将原来的两台送回厂家返修。到 1996 年 11 月,所有 RR I 系统 4 台电机全部进行了更换或改造处理,一台备用电机也通过验收入库。

RR I 系统电机故障的主要原因是制造工艺存在问题,造成磁性槽楔磨损脱落,线圈松动破坏绝缘。

为此,对 6.6kV 系统(4 台)、SEC 系统(8 台)、DEG 系统(6 台)等使用的电机也都分别进行了检查,未发现与 RR I 电机同类问题。对 6.6kV 系统运行的电机制定了维修导则和相应的定期检查程序,加强跟踪和监视,防止类似事故的发生。

(8) 220kV 水核线 9 号杆塔问题

220kV 水核线 9 号杆进行移位改造,至 1996 年 11 月新杆塔建成并通过验收。220kV 线路跳线工作业已完成,并正式投入使用。

表 2.1.1.9-1 设备绝缘事故情况统计

设备分类		分项							
		主变压器	电压互感器	电流互感器	断路器	GIS(间隔)	耦合电容器	高压电缆 (条/千米)	避雷器
400kV	运行台	5	15	—	9	51	—	—	9
	故障台	0	0	—	0	1	—	—	0
	故障率*	0	0	—	—	1.96	—	—	—
220kV	运行台	3	6	3	3	5	6	3X0.2	6
	故障台	1	0	0	0	0	0	0	0
	故障率*	33.3	0	0	0	0	0	0	0
500kV	运行台	5	21	—	6	39	—	—	15
	故障台	0	0	—	0	0	—	—	0
	故障率*	0	0	—	0	0	—	—	0

注:故障率 = $\frac{\text{设备故障次数}}{\text{设备台数}/100}$ (次/百台·年)。

表 2.1.1.9-2 高压电气设备事故与故障统计表

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	400kV GIS	1996.6.11	GEC-ALSTHOM	107GS 气室故障跳开核深线, 气室内有导电颗粒。	盆式绝缘子
2	220kV 主变压器 CKB-20000/220	1996.11.22	三菱	F2 馈线 10kV 避雷器表面闪络, 造成两相短路	主变 A 相, 低压侧线圈变形

表 2.1.1.9-3 高压设备典型缺陷统计表

安装地点	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
大亚湾核电站	1号主变 DFPX-375000	400kV	有载调压开关油流继电器	继电器内磁钢退磁	漏磁	GEC ALSTHOM
大亚湾核电站	2号主变 DFPX-375000	500kV	有载调压开关油流继电器	继电器内磁钢退磁	漏磁	GEC ALSTHOM

表 2.1.1.9-4 避雷器运行情况统计表

电压等级	背阀型			磁吹型			氧化锌型			备注
	运行台数	缺陷台数	事故台数	运行台数	缺陷台数	事故台数	运行台数	缺陷台数	事故台数	
10kV	78	0	1	--	--	--	0	-	-	外绝缘闪络
26kV	--	--	--	--	--	--	6	--	--	
400kV	--	--	--	--	--	--	18	--	--	
220kV	--	--	--	--	--	--	6	-	-	
220kV	--	--	--	--	--	--	6	-	--	
500kV	--	--	--	--	--	--	12	--	--	

表 2.1.1.9-5 高压电气设备预防性试验情况统计表

名称	电压等级 (kV)	总台数	计划试验台数	已试		不良设备		缺陷消除情况	
				台数	占总数%	台数	占总数%	台数	占不良设备%
变压器	500	4	4	4	100				
	220	3	3	3	100				
	400	4	4	4	100				
电容式电压互感器	500	3	4	3	100				
	220	3	3	3	100				
	400	9	9	9	100				
电流互感器	500	--	--	--	--				
	220	3	3	3	100				
	110	--	--	--	--				
高压开关	500	6	2	2	30				
	220	3	3	3	100				
	400	9	9	3	30				

续表

名称	电压等级 (kV)	总台数	计划试验台数	已试		不良设备		缺陷消除情况	
				台数	占总数%	台数	占总数%	台数	占不良设备%
GIS 组合电器	500	39	39	39	100				
	220	5	5	5	100				
	400	51	51	51	100				
避雷器	500	12	—	—	—				
	220	6	3	3	50				
	400	18	—	—	—				
耦合电容器	500	—	—	—	—				
	220	—	—	—	—				
	110	—	—	—	—				
50MW 及以上发电机	—	—	—	—	—				
	26	2	2	2	100				
	—	—	—	—	—				
高压电缆	500	—	—	—	—				
	220	3	—	—	—				
	110	—	—	—	—				

注：1. 高压设备按电压等级分类进行统计；

2. 变压器、油开关以台为单位；互感器以台（即相）为单位统计；高压电缆以条为单位。

表 2.1.1.9-6 110kV 及以上输电线路情况统计表

电压等级 (kV)	110	220	500
运行数量 (回)	0	1	—
杆塔总基数 (基)	—	134	—
已测量杆塔接地电阻基数 (基)	—	—	—
本年度接地电阻不合格基数	—	—	—
已改造杆塔地网基数 (基)	—	—	—
架空地线更换公里数 (km)	—	—	—
备注	—	此线路由深供代维护	

表 2.1.1.9-7 电厂、变电站地网情况统计表

电压等级 (kV)	35	220	400	500
发电厂、变电站地网总数 (所)	—	2	1	1
已检查、测量接地电阻数 (所)	—	0	0	0
地网接地电阻不合格数 (所)	—	—	—	—
本年度检查、测量接地电阻 (所)	—	0	0	0
已改造旧地网数 (回)	—	—	—	—
接地引下线合格的站 (厂) 数 (所)	—	2	1	1
本年改造接地引下线的站 (厂) 数 (所)	—	—	—	—

表 2.1.1.9-8 雷击故障情况统计表

设备名称	运行数量	雷 击		次·百千米(百站·百台)·年40雷电日	
		跳闸(次)	事故(次)	跳闸率%	事故率%
500kV 发变电站(所)	—	—	—	—	—
220kV 发变电站(所)	—	—	—	—	—
400kV 发变电站(所)	—	—	—	—	—
35kV 发变电站(所)	—	—	—	—	—
500kV 变压器(台)	—	—	—	—	—
220kV 变压器(台)	—	—	—	—	—
110kV 变压器(台)	—	—	—	—	—
35kV 变压器(台)	—	—	—	—	—
500kV 线路(Km)	50	1	0	—	—
220kV 线路(Km)	45	0	0	—	—
400kV 线路(Km)	130	2	0	—	—
35kV 线路(Km)	—	—	—	—	—
6-10kV 变压器(Km)	—	—	—	—	—

表 2.1.1.9-9 配电变压器防雷运行指标

额定电压(kV)	运行数量(台)	雷击损坏数(台)	雷击损坏率(台/百台·年)
10	55	0	0

表 2.1.1.9-10 发电机、调相机防雷运行指标

额定电压(kV)	设备名称	运行数量(台)	雷击损坏数(台)	雷击损坏率(台/百台·年)
26	发电机	2	0	0

表 2.1.1.9-11 10kV 及以上等级电缆运行情况统计表

电压等级(kV)	电缆类别	运行数量(条)	故障次数		缺陷次数	
			电缆头	电缆本体	电缆头	电缆本体
10	交联	39	2	1	—	—
35	充油	—	—	—	—	—
110	交联	—	—	—	—	—
	充油	—	—	—	—	—
220	交联	3	0	0	0	0
	充油	—	—	—	—	—
500	充油	—	—	—	—	—

表 2.1.1.9-12 大亚湾核电站 GIS、GIC 补气记录表

系统	间隔	气室	相别	设备编码	报警等级	报警日期	补气前压力 ($\times 10^5 \text{Pa}$)	温度 ($^{\circ}\text{C}$)	补气后压力 ($\times 10^5 \text{Pa}$)	温度 ($^{\circ}\text{C}$)	补气日期
500kV	BAY4	410GB	B	402JS	低 I 级	96.1.10	3.22	17	3.42	17	1996.1.10
500kV	BAY5	510GS	A	502JS	低 I 级	96.3.18	3.30	22	3.60	20	1996.3.18
500kV	BAY5	510GS	B	502JS	低 I 级	96.3.18	3.35	22	3.60	22	1996.3.18
500kV	BAY4	404GS	B	403JS	高压报警	96.10.22	—	—	3.75	27	1996.10.22
500kV	BAY4	407GS	B	406JS	低 I 级	96.11.23	3.40	25	3.6	25	1996.11.23
500kV	BAY4	407GS	A	406JS	低 I 级	97.1.2	3.35	21	3.6	21	1997.1.2
500kV	BAY4	410GS	B	402JS	低 I 级	97.1.13	3.36	19	3.5	19	1997.1.13
OGEW	414GS	414GS	C	—	低 I 级	97.1.24	3.36	16	3.5	16	1997.1.24
9LGR	050GS	050GS	B	—	低 I 级	97.1.26	3.26	20	3.56	20	1997.1.26

表 2.1.1.9-13 大亚湾核电站变压器油/油色谱分析结果统计表

运行中油		外观	酸值 (mgk OH/g)	水份 (pp m)	击穿 电压 (kV)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	H ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (ppm)	eI (ppm)	总可 燃气 (ppm)	备注
取样日期	设备标识														
1996.4.17	1GEV101TP	澄清	—	6.5	91.4	83.0	75.3	5.6	0	3.4	330.0	1481.0	164.9	498.3	总烃超标
1996.4.17	1GEV201TP	澄清	—	4.3	90.5	87.3	57.8	5.5	0	4.5	330	2227	150.6	485.1	总烃超标
1996.4.17	1GEV301TP	澄清	—	4.5	91.4	117.4	110.0	7.8	0	3.8	240.3	1730.0	235.2	479.3	总烃超标
1996.4.30	1GEV101TP	澄清	—	6.2	91	5.3	5.1	痕量	0	3.8	23	176	10.4	57.2	合格
1996.5.1	1GEV201TP	澄清	—	9.3	89	11.7	6.4	痕量	0	1.9	70	414	18.1	90	合格
1996.4.29	1GWV301TP	澄清	—	12.0	90	3.3	2.6	0	0	4.7	18.7	142.1	5.9	29.3	合格
1996.6.4	1GEV101TP	—	—	—	—	28	26	痕量	0	2	143	1052	54	199	合格
1996.6.4	1GEV201TP	—	—	—	—	31	26	痕量	0	2	165	1293	57	224	合格
1996.6.4	1GEV301TP	—	—	—	—	36	48	1.0	0	2	146	1183	85	233	合格
1996.7.10	1GEV101TP	—	—	—	—	41.5	45.9	0	0	4.6	297.3	1848.2	87.4	387.3	合格
1996.7.10	1GEV301TP	—	—	—	—	51.3	38.7	0	0	4.3	486.5	2813.0	90	580.8	合格
1996.7.10	1GEV201TP	—	—	—	—	52.3	54.2	0	0	5.7	299.4	1924.2	106.5	411.6	合格
1996.8.18	1GEV101TP	浑浊	0.034	13.2	57.2	41	23.9	2.1	0	5.4	326.6	1765	67.3	399.3	A 相分接 开关瓦斯继 电器动作跳 三相主变
1996.8.18	1GEV201TP	浑浊	0.038	10.5	62.8	43.8	25.1	1.8	0	6.9	417.6	2126	70.7	498.2	A 相分接 开关瓦斯继 电器动作跳 三相主变
1996.8.18	1GEV301TP	浑浊	0.036	10.6	62.1	65.0	36.1	3.0	0	6.5	594.6	2111.3	104.1	505.2	A 相分接 开关瓦斯继 电器动作跳 三相主变
1996.8.24	1GEV101TP	澄清	—	5.0	74	33.5	39.3	0	0	11.4	185.5	1299.2	72.8	269.7	合格
1996.8.25	1GEV201TP	澄清	—	5	77	10.5	5.2	0	0	1.2	83.2	663	15.7	100.1	合格

续表

运行中油		外观	酸值 (mgk OH/g)	水份 (pp m)	击穿 电压 (kV)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	H ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (ppm)	eI (ppm)	总可 燃气 (ppm)	备 注
取样日期	设备标识														
1996.8.25	1GEV301TP	澄清	—	6.4	75	27.8	15.3	0	0	7.2	158	1028	43.1	208.3	合格
1996.9.26	1GEV101TP	—	—	—	—	22.7	8.4	1.0	0	3.5	237	1097	32.1	—	深供检
1996.9.26	1GEV201TP	—	—	—	—	25.8	9.2	1.0	0	5	247	1326	36	—	深供检
1996.9.26	1GEV301TP	—	—	—	—	50.6	27.2	1.7	0	5	314	1550	79.5	—	深供检
1996.11.4	1GEV101TP	—	—	—	—	40.4	18.7	2.3	0.5	—	373	1430	61.9	—	甲烷增 长快,有乙 炔
1996.11.4	1GEV201TP	—	—	—	—	48.6	21.1	2.1	0	0	408	1804	71.8	—	甲烷增 长快
1996.11.4	1GEV301TP	—	—	—	—	82.2	50.4	2.4	0	5	486	2024	135	—	甲烷增 长快
1996.11.6	1GEV101TP	—	—	—	—	41.2	17.1	1.6	0	0	347	1461	59.9	—	甲烷增 长快,无乙 炔
1997.1.9	1GEV101TP	—	—	—	—	55.2	32.8	2.7	0	4.0	371.3	1522.8	90.7	466	合格
1997.1.9	1GEV201TP	—	—	—	—	65.4	45.2	3.0	0	4.5	415.3	2166.3	113.6	533.4	合格
1997.1.9	1GEV301TP	—	—	—	—	94.1	86.9	3.0	0	4.9	415.0	1932.8	184	603.9	总烃超
1996.1.2	2GEV101TP	—	—	—	—	130.2	136.6	1.1	0	6.2	653.2	2652.9	267.9	927.3	标 总烃超
1996.1.2	2GEV201TP	—	—	—	—	120.2	91.9	0.7	0	1.0	706.1	2943.4	212.8	919.9	标 总烃超
1996.1.2	2GEV301TP	—	—	—	—	129.6	156.8	1.5	0	5.3	671.3	2837.1	287.9	964.5	标 总烃超
1996.5.24	2GEV101TP	—	—	—	—	192	147	5	0	2	569	3176	344	915	标 总烃超
1996.5.24	2GEV201TP	—	—	—	—	184	175	6	0	痕量	779	4781	365	1052	标 总烃超
1996.5.24	2GEV301TP	—	—	—	—	187	203	6	0	2	654	3902	396	1144	标 总烃超
1996.6.12	2GEV101TP	—	—	—	—	162.2	184.0	33.1	0	8.3	646.6	3503.5	379.3	1034.2	标 总烃超
1996.6.12	2GEV201TP	—	—	—	—	182.1	179.1	31.7	0	11.3	682.7	3947.8	492.7	1086.9	标 总烃超
1996.6.12	2GEV301TP	—	—	—	—	178.2	185.2	23.1	0	9.5	702.9	3668.1	386.5	1098.9	标 总烃超
1996.6.18	2GEV101TP	—	—	—	—	163.8	182.3	33.2	0	8.5	705.8	3638	379.3	1093.4	标 总烃超
1996.6.18	2GEV201TP	—	—	—	—	182.7	179.3	31.5	0	11.2	677.5	4000	393.5	1082.2	标 总烃超
1996.6.18	2GEV301TP	—	—	—	—	177.1	185.0	23.7	0	9.6	648.6	3469.6	385.8	1044.0	标 总烃超
1996.6.27	2GEV101TP	—	—	—	—	165.2	185.3	33.4	0	8.5	758.5	4328.1	383.9	1150.7	标 总烃超
1996.6.27	2GEV201TP	—	—	—	—	183.9	181.8	31.5	0	11.2	737.2	4852.1	397.2	1145.6	标 总烃超
1996.6.27	2GEV301TP	—	—	—	—	179.1	187.2	23.9	0	9.7	729.1	4402.0	390.2	1125.0	标 总烃超
1996.7.10	2GEV101TP	—	—	—	—	185.0	180.2	32.8	0	8.0	746.5	3998.6	398.0	1152.5	标 总烃超
1996.7.10	2GEV201TP	—	—	—	—	184.0	183.1	31.6	0	11.2	817.3	5345.6	398.7	1227.2	标 总烃超
1996.7.10	2GEV301TP	—	—	—	—	180.8	186.3	23.3	0	9.6	650.4	3766.0	390.3	1050.3	标 总烃超
1996.7.31	2GEV101TP	—	—	—	—	182.7	194	34.6	0	8.6	749.7	4510.5	411.3	1169.6	标 总烃超 低温过 热

续表

运行中油		外观	酸值 (mg/kg OH ₂)	水份 (ppm)	击穿 电压 (kV)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	H ₂ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (ppm)	eI (ppm)	总可燃 燃气 (ppm)	备注
取样日期	设备标识														
1996.7.31	2GEV201TP	—	—	—	—	187.5	186.8	33.4	0	11.2	840.1	15627.6	407.7	1259.0	总烃超标,低温过热
1996.7.31	2GEV301TP	—	—	—	—	188.7	196.9	26.0	0	9.7	793.0	5061.3	411.6	1214.4	总烃超标,低温过热
1996.9.10	2GEV101TP	—	—	—	—	190.8	185.3	7.2	0	9	840	3822	283.2	—	送深供 检,低温过热 故障
1996.9.10	2GEV201TP	—	—	—	—	148.8	137.6	4.0	0	0	801	4806	290.4	—	送深供 检,低温过热 故障
1996.9.10	2GEV301TP	—	—	—	—	208.5	212.2	7.6	0	8	902	4384	428.3	—	送深供 检,低温过热 故障
1996.9.26	2GEV101TP	—	—	—	—	166.4	156.3	5.0	0	7	775	3450	327.7	—	送深供 检,低温过热
1996.9.26	2GEV301TP	—	—	—	—	162.8	137.4	5.1	0	5	866	4800	305.3	—	送深供 检,低温过热
1996.9.26	2GEV201TP	—	—	—	—	179.4	177.3	6.5	0	11	789	3796	363.2	—	送深供 检,低温过热
1996.11.4	2GEV101TP	—	—	—	—	172.0	173.4	5.2	0	0	805	3450	351	—	送深供 检,甲烷乙 烷,总烃超标
1996.11.4	2GEV201TP	—	—	—	—	177	160.9	6.0	0	5	968	5300	343.9	—	送深供 检,甲烷乙 烷,总烃超标
1996.11.4	2GEV301TP	—	—	—	—	186.2	202.0	5.9	0	0	844	4105	394.1	—	送深供 检,甲烷乙 烷,总烃超标
1996.4.17	1GEV001TS	澄清	—	13.5	94.2	135.0	138.9	5.2	0	2.9	481.0	1472.0	279.1	763	合格
1996.4.17	1GEV002TS	澄清	—	11.6	94.1	15.7	31.2	5.5	0	2.9	373.2	1716	52.4	428.5	合格
1996.1.2	2GEV001TS	澄清	—	9.2	76.8	115.8	199.5	11.0	0	6.6	333.5	1104.6	316.3	656.4	总烃超标 其余合格
1996.1.2	2GEV002TS	澄清	—	14.5	81.2	106.7	294.9	2.2	0	10.6	368.8	1920.6	403.8	783.2	总烃超标 其余合格
1996.5.21	0GEW590TR	澄清	—	13	88.6	8	18	2	0	9	88	2.5	28	125	合格
1996.6.12	0GEW590TR	澄清	—	—	—	12.3	67.0	痕量	0	8.2	122.9	527.0	79.3	210.4	合格
1996.3.1	0GEW490TR	澄清	—	17.0	82.1	49.6	10.8	3.3	0	26.5	307.1	1244.5	13.7	397.3	合格
1996.9.26	2GEV001TS	—	—	—	—	100.1	167.8	4.2	0	20	352	991	272.0	—	送深供 检,低温过热
1996.9.26	2GEV002TS	—	—	—	—	73.5	98.0	6.2	0	36	452	1874	177.7	—	送深供 检,低温过热
1996.1.22	220kV主变上部	—	—	—	—	223.3	12.8	224.2	466.5	886	548	1881	926.8	—	—
1996.11.22	220kV主变下部	—	—	—	—	24.3	4.6	32.8	54.9	1118	265	1883	116.6	—	—
1996.11.22	220kV瓦斯气体	—	—	—	—	6080	320	4657	12100	189754	52944	3338	23157	—	—

表 2.1.1.9-14 高压避雷器运行情况表

避雷器标识	位 置	本年度动作次数	累计动作次数	运行状况	备 注
OGEW501PW	核惠线出线	0	10	良好	
OGEW502PW	核惠线出线	0	10	良好	
OGEW503PW	核惠线出线	1	10	良好	
OGEW101PW	核深线出线	1	7	良好	
OGEW102PW	核深线出线	0	6	良好	
OGEW103PW	核深线出线	0	6	良好	
OGEW104PW	大浦 1 出线	1	20	良好	
OGEW105PW	大浦 1 出线	0	22	良好	
OGEW106PW	大浦 1 出线	1	31	良好	
OGEW201PW	大浦 2 出线	0	6	良好	
OGEW202PW	大浦 2 出线	0	7	良好	
OGEW203PW	大浦 2 出线	0	5	良好	
OGEW204PW	490TR400kV 侧	0	5	良好	
OGEW205PW	490TR400kV 侧	0	6	良好	
OGEW206PW	490TR400kV 侧	0	5	良好	
OGEW404PW	490TR500kV	0	6	良好	
OGEW405PW	490TR500kV	0	6	良好	
OGEW406PW	490TR500kV	1	9	良好	
OGEW304PW	590TR400kV	0	5	良好	
OGEW305PW	590TR400kV	0	5	良好	
OGEW306PW	590TR400kV	0	5	良好	
OGEW504PW	590TR500kV	0	5	良好	
OGEW505PW	590TR500kV	0	5	良好	
OGEW506PW	590TR400kV	1	8	良好	
OGEW301PW	1号主变出口	1	6	良好	
OGEW302PW	1号主变出口	0	5	良好	
OGEW303PW	1号主变出口	0	5	良好	
OGEW401PW	2号主变出口	0	5	良好	
OGEW402PW	2号主变出口	0	7	良好	
OGEW403PW	2号主变出口	1	8	良好	
OLGR050PWA	OLGR 进线端口	0	22	良好	
OLGR050PWB	OLGR 进线端口	0	21	良好	
OLGR050PWC	OLGR 进线端口	0	20	良好	
OGEW490TRA	490TR6kV 侧	0	9910	良好	
OGEW490TRB	490TR6kV 侧	0	9910	良好	
OGEW490TRC	490TR6kV 侧	0	9910	良好	
OGEW509TRA	590TR6kV 侧	0	9990	良好	
OGEW509TRB	590TR6kV 侧	0	9990	良好	
OGEW500TRC	590TR6kV 侧	0	9990	良好	

2.1.1.10 热工系统设备运行及评价

1. 控制系统

(1) 核岛总控制系统

核岛总控制系统主要由 KRG (N1) I、II、III、IV 组 (SIP) 和第 V 组组成, 包括: 反应堆冷却剂系统的压力、温度、流量控制; 化学和容积控制系统的压力、流量控制; 反应堆硼和水的补给系统的压力、流量控制; 核取样系统的压力、流量控制; 余热排出系统的压力、温度、流量控制; 核岛设备中间冷却水温度、压力、流量控制; 核岛应急生水系统的流量、压力控制; 主蒸汽系统的温度、压力、流量控制; 蒸汽发生器主给水和辅助给水流量控制等主要系统组成。其测量部分主要采用 8000 系列、6000 系列的变送器、热电阻、热电偶等一次测量, 大部分为 K1 设备; 组装仪表采用 Beilay9020。设备投运率、完好率均为 100%。

(2) 常规岛总控制系统

常规岛总控制系统 KRG (CI) 主要由除 GEM80 程控系统以外的系统组成, 主要包括: 低加给水及上充水回收的温度、压力控制; 除氧器给水温度和压力控制; 高压加热系统的温度、压力控制; 汽机轴封和凝结水抽取系统的压力、温度控制; 汽机排汽口喷淋系统的温度、压力控制; 发电机氢气冷却温度、压力控制等主要系统组成。其测量部分主要采用 1151 变送器、Fisher 变送器、热电偶等一次测量; 组装仪表采用 Bristol Backcock 系列的 4 组仪表。设备投运率、完好率为 100%, 但安装在 AHP 和 GSS 系统的 Fisher 变送器故障率相对较高。

(3) 核辅助系统的控制系统

主要包括: 废气处理、废液处理和排放等热工调节系统。一次测量仪表主要采用 Bailey 和 8000 系列仪表; 组装仪表采用 Bailay9020。设备投运率、完好率为 100%。

(4) 特殊控制系统

主要有棒控系统、堆内中子通量测量系统、堆外中子通量测量系统、电厂辐射监测系统和辐射气象监测系统。设备投运率和完好率为 100%, 但棒控系统电流故障问题仍未彻底解决, 电厂辐射监测系统 (KRT) 故障率相对较高。

(5) 汽机调节系统

采用英国 GEC Measurement 设计的 Microgovernor。其上位机是 PDP11/83, 下位机由 14 个微机构成的阀门模块组成。202 大修 (2 号机组第二次大修) 中彻底解决了上位机死机的问题, 并使用了 25 版件。

2. 保护系统

汽机保护系统由 GEC 生产。继电器性能稳定, 拒动率和误动率均为零。反应堆保护系统的专用安全设施系统采用磁逻辑元件, 工作稳定, 没有发生误动和拒动的情况。保护系统的投入率和完好率为 100%。喷淋系统的改造准备工作已完成, 将在 203 和 103 大修中分别在 2 号机和 1 号实施改造。

3. 程控系统

常规岛汽动给水、电动给水、中间再热、凝结器真空、发电机定子冷却水控制采用 GEM80 程控装置, 化水系统采用 PB400 程控装置。制氮站和循环水系统分别采用 GEM80 和 GEM60 程控装置。程控装置的投入率和完好率为 100%。

4. 监视系统

(1) 监视系统采用英国的 Z 系列仪表, 工作性能稳定, 故障率少。

(2) 核岛主泵监视采用法国的特殊组装仪表。

- (3) 汽动/电动给水泵监视采用英国的 CML 仪表。
- (4) 集中数据处理系统的安全监督系统采用 Bull sems 的 SPS5/90 计算机。
- (5) 报警系统采用常规的窗口报警。
- (6) 记录仪选用法国生产的 CIS 和 KS 系列记录仪。

电动/汽动给水使用的 CML 仪表故障率较高, 1996 年在厂家的协助下, 进行了全面的检查, 并对所有异常模块实施了三级维修; 集中数据处理系统 (KIT) 死机问题仍没有彻底解决, 有待进一步分析和采取改造行动来解决。

2.1.2 电站维修

2.1.2.1 维修工作的组织管理

1. 维修组织与分工

(1) 维修处根据 1995 年 8 月机构调整以后运作的实际情况和加强维修管理力度的需要, 1996 年 10 月将机械科划分为转动机械科和静止机械科; 将通讯科划归公司秘书部管理; 服务科土建组人员转到技术支持处。核电站生产厂房、建(构)筑物的维护和改造工作转由技术支持处负责。维修处现有转动机械、静止机械、仪表和计算机、电气、现场服务五个执行科和一个处办公室。

(2) 提供维修服务的主要承包商包括:

- 法国 FRAMEX: 提供核岛换料大修维修服务
- 核工业总公司 23 公司: 提供换料大修和日常维修的人力支持
- 淮南电力检修公司: 提供常规岛换料大修维修服务
- 东北核电建设公司: 提供 BOP 换料大修维修服务和核电站电气、机务服务
- 中国核动力研究设计院: 提供现场核清洁和通用技术服务
- 武汉 105 所和苏州热工所: 提供在役检查服务

2. 维修基础管理

(1) 根据生产部业务计划, 制定维修处工作计划, 明确主要工作目标, 实行“量化目标”管理。处级和科级之间以“工作计划”为基础, 每月检查各科执行情况, 督促履行其“管理责任”, 并向主管经理报告维修处工作计划执行情况与存在的问题。

(2) 维修处通过每天早晨的工作日会制度, 落实生产部早会上要求维修处实施的工作; 实行维修处领导小组周会, 对维修处工作中的主要问题进行讨论、信息交流和决策; 每月月末召开领导小组扩大会议, 除包括周会内容外, 还安排下个月工作; 各科也相应建立科领导小组周会制度, 检查、落实各科工作。

(3) 继续开展维修大纲的审查修订工作。1996 年更新了部分预防性维修大纲, 已经建立了十年维修大纲, 同时维修程序的生效工作也取得了较大的进展。维修程序中已经使用过、可以生效的程序占总数的 74%, 1996 年初生效的程序仅占总数的 30%, 1996 年 12 月底已达到 53.9%。1996 年底尚无中文版的程序数量仅占程序总数的 4.3%。

(4) 继续落实和完善设备专责制, 做到设备巡视规范化和经常化。维修处每个专业按照定期设备巡检制度坚持每周一次对责任范围内的系统设备进行全面巡视, 周末值班人员坚持一次重点设备的巡视。目前由维修人员发现设备缺陷并发出工作申请的数量占纠正性维修工作申请总数的 35%。另外, 处、科两级的管理巡视也已经建立起来。

(5) 制定并进一步落实维修承包商使用政策, 加强对维修承包商的使用管理。在保持适

当规模的基础上努力减少维修承包商人数,充分发挥合格承包商的作用。同时努力提高自主维修能力,减少对国外承包商的依赖。除仪表、电气、换料操作基本实现自主维修外,核岛机械自主维修又迈出了具有重要意义的一步,即第三次换料大修关键活动之一的反应堆压力壳开、关盖操作决定由维修处全面负责。

(6) 动员全体维修人员参与 OSART 的准备活动。通过自查自纠和模拟检查演习,完成了 69 项中 94% 的纠正行动。其它的 6% 属于长期工作正在经过加强和完善基础管理加以改进。在 OSART 三周检查活动中,维修人员密切配合 OSART 专家检查,正确对待检查出的问题,迅速采取有效纠正行动,给 OSART 专家留下了良好的印象。在总共 48 项改进建议中,涉及维修领域的改进建议有 5 项,需要在今后工作中落实。

(7) 完善了维修处经验反馈体系,成立了由维修处副处长为首的经验反馈委员会,生效出版了执行程序 BP/DEF/041。1996 年维修处签发事件单总数 155 份。经验反馈单签发总数 112 份,比 1995 年有明显提高,并且 70% 的事件作了进一步的分析总结并提出改正措施。

(8) QSR 相关的维修活动全部进行风险分析,建立维修报告质量跟踪和检查制度,维修报告质量明显提高。部分设备的维修历史档案已逐步建立并初步开展了设备性能趋势分析。

(9) 备品备件的技术管理得到加强。计算机自动补充采购系统、手动采购和首次采购相互补充,保证机组日常维修和换料大修的需要。根据维修经验,对自动采购系统最大、最小库存进行了修改,努力提高备件的使用率,减少库存长期积压。维修处和合同采购部门建立了周会制度,加强对备品备件采购状态的跟踪,并采取有效措施尽可能保证现场维修需要,同时对等待备件的工作票也建立了跟踪体系。备品备件国产化的步伐正在加快。

(10) 大力开展核安全文化教育、工业安全教育和技术规范培训。维修人员在核安全文化基础知识、GOR 第三章简介、重大事件实例分析三个方面普遍接受了一次轮训,维修处同时组织了 3 次科级工程师以上人员参加的核安全文化研讨班。全年实现无辐射污染事件和无工业安全事故。

(11) 开展了维修技术工人等级考试的试点工作,为公司全面推行工人技术等级考核作了有益的尝试。

3. 日常维修管理

(1) 严格按照维修工过程实施维修活动。编制了《维修环节的维修执行要点》以保证维修活动各个环节、过程有章有序。坚持每天例会制度,确保工作申请得到及时响应。

(2) 加强对工作申请和许可票的管理。维修处将周转工作票指标落实到各执行科,作为考核工作成效的量化指标。维修周转工作票数从 1995 年平均每月 340 张降到 1996 年平均每月 238 张,1996 年 7 月、10 月、11 月达到每月周转工作票数少于 200 张。

(3) 加大预防性维修力度,未按时安排的预防性维修项目逐月下降。从 1996 年元月的 400 项下降到 12 月的 36 项,远远低于原定小于 100 项的工作指标。预防性维修与纠正性维修项目数的比例从 1995 年的 1/5.47 提高到 1996 年的 1/3.14 (预防性维修 2179,纠正性维修 6850)。由于维修质量的提高和预防性维修的有效实施,工作票总数比往年有所下降,平均每月的纠正性维修工作票数从 1995 年的 723 张降到 1996 年 570 张。

(4) 加强维修活动的质量监督和控制。维修处成立了由处级领导和科级工程师组成的 QC 领导小组,并在转动机械科和静止机械科成立了专职 QC 小组,电气科和仪表科也相应完善了本专业的 QC 功能。同时,对 QC 人员进行了质量控制工作方法和专业技术方面的培训,提高

了QC工作的有效性。QC组织的完善,体现在1号机组第二次换料大修中,检修设备、系统再鉴定试验一次成功率达到81.4%。

2.1.2.2 预防性维修评估

1. 预防性维修大纲的修改

(1) 机械大纲的修改

成立了由OPP牵头,OPM、OPP、OPO、OTS和OPT参加的预防性维修工作组。OPP计划科组织召开定期会议,其目的是对预防性维修大纲的每一项变更的工程评估进行验证和确认。OPM根据经验反馈,完成了66份机械维修大纲的修改。

(2) 仪表大纲的修改

根据机组运行后原维修大纲的执行情况和存在的问题,仪表计算机科重新编制了首部维修导则,改编了维修大纲和十年大修大纲,形成了完整的维修大纲体系。到1996年底,已完成GOR定期试验中与I&C相关的85个系统的十年维修大纲,和367份程序的编写,基本使维修大纲、十年大修大纲和维修规程相统一。

(3) 电气大纲的修改

电气专业涉及的系统有186个,电气维修大纲193份,维修程序1543份。1996年在维修大纲的基础上编制了十年维修大纲,组织进行了维修程序修改升版工作,已生效691份程序。同时展开了电气维修导则的编写工作。

2. 预防性维修大纲的实施及评价

(1) OPP计划科负责正常运行期间预防性维修计划安排,均衡维修负荷,区分在正常运行期间执行的和要在机组换料大修期间执行的预防性维修活动。

正常运行时,OPP每周发出下一周要执行的预防性维修活动清单,在与各执行部门讨论后排入计划执行。在换料大修时,中止发出正常运行时的预防性维修活动,它们被更全面的大修活动所包容。设备重新启动后才重新计划安排。

(2) 由于预防性维修大纲的修改和逐步完善,大纲的可执行性大大增加。同时在维修组织管理方面进一步加强预防性维修工作,改进计划工作,从而使预防性维修工作的执行状态发生了显著变化。1996年共发出预防性维修工作票2179项,执行完成2169项。

预防性维修的有效实施,也使纠正性维修工作票数明显减少。由1995年的8682项下降至1996年的6850项,下降幅度达21%。说明机组运行状态有了较大改善,设备的可靠性和完好率有了提高。

(3) 虽然各专业已制定了维修大纲和十年维修大纲,但除仪表专业已制定维修导则外,电气、机械专业的维修导则还在编制。今后将根据维修导则与经验反馈,修改与优化预防性维修大纲。

(4) OTS和OPM正着手建立设备可靠性数据库和设备维修历史记录,逐步开展设备性能趋势分析。这将为开发以可靠性为中心的维修方法创造必要的条件,同时设备性能趋势分析结果和设备可靠性现状对修改预防性维修大纲有积极的作用。

2.1.2.3 维修工作统计

日常维修是机组在功率运行状态下进行的,包括纠正性维修和预防性维修。换句话说,在每年计划大修期外实施的维修都属于日常维修的范围。大亚湾核电站每一项维修活动的实施过程如下:

发出工作票→工作票准备→许可票申请→OPO发出许可票→工作执行→再鉴

定—→工作完成及报告

由此可以看到,一项维修活动从发出工作票开始,到工作完成后填写维修报告存档结束,其间经过准备、计划、运行、执行等环节。只有各个岗位正常而有效地运作,才能及时完成维修工作,恢复设备到要求状态,保障设备的可用。维修工作统计的意义就在于定量地反映电站设备及维修管理的面貌,检查努力的成效,揭示存在的问题,寻求需要改善管理的环节。

大亚湾核电站目前对维修工作票的管理是使用 WRS (工作申请软件) 系统,统计数据均来自于它。

为了说明问题,统计 1996 年数据时同时列出 1995 年的数据进行比较。考虑到 1996 年机组运行天数比 1995 年多,引入归一化系数 85.7% (1995 年运行天数/1996 年运行天数),后面计算的百分比都用 85.7% 修正后列出。

1. 目前,电站工作票分为 A 类和 C 类; A 类是直接对设备进行维修, C 类为辅助性工作(如一般厂房清洁、运输、机加工等), 1996 年收到工作票分类情况如表 2.1.2.3-1 所示。

表 2.1.2.3-1 两类工作票数量

类 别	A 类工作票	C 类工作票	总 计
类 量	6584	2157	8741
比 例	75.32%	24.68%	100%

A 类工作票比例较 1995 年的 60% 提高 15.53 个百分点。从设备维修数据的正确管理,剔除不必要的数据库,保证 WRS 高效运作的角度看,规范工作票使用范围是值得研究的问题。顺便指出,下面只统计 A 类工作票,不统计 C 类工作票,因为 C 类工作票不能帮助我们说明电站设备维修情况。

2. 1996 年日常维修工作票统计如表 2.1.2.3-2 所示。

表 2.1.2.3-2 维修工作票统计

	1996 年	1995 年	1996/1995
预防性	2154	1529	120.73%
纠正性	6584	8682	64.99%
总 计	8738	10211	73.34%

从统计数字看,1996 年预防性维修活动比 1995 年增长 20.73%,说明电站在提高设备可用率,避免设备故障方面作了较大的努力。这是由于维修观念发生了变化,即由重视解决设备故障转变到同时重视消除设备潜在隐患。

1996 年纠正性维修比 1995 年下降约 35%。原因是一方面由于预防性维修受到重视,另一方面由于维修质量有所提高。

1996 年预防性维修的比重为 24.65%,比 1995 年的 15% 提高近 10 个百分点。但纠正性维修占 75.35%,是预防性维修量的 3 倍。说明仍须继续改进设备维修管理,加强预防性维修,提高检修质量,保证设备可用率。

(1) 按机组分类统计

表 2.1.2.3-3 各机组维修工作票数量统计

	纠正性		预防性		总计	
	1996年	1995年	1996年	1995年	1996年	1995年
1号机	2631	2929	613	454	3244	3383
2号机	2055	2519	621	446	2676	2965
0, 9号机	1898	3234	920	629	2818	3863

1、2号机组及公用系统上的预防性维修增幅分别为 15.71%、19.33%、25.35%，原因是：

a. 维修工作中重视预防性维修活动，维修处 1996 年主要工作指标规定预防性维修遗留工作票低于 20 张；

b. 通过完善预防性维修大纲及程序，使计划项目得以实施；

c. 与运行的接口得到较好的改善，检修需要的许可票能按计划获得，这一点在公用系统上尤为明显。

1号机组、2号机组及公用系统纠正性维修下降 23.02%、30.06%、49.71%。

请注意，机组纠正性维修活动下降幅度与预防性维修活动的增加呈相关性。

(2) 按专业统计

表 2.1.2.3-4 按专业统计的维修工作量

	预防性			纠正性			总数		
	1996年	1995年	96/95	1996年	1995年	96/95	1996年	1995年	96/95
机械	1383	1139	104.06%	1848	2543	62.28%	3231	3682	75.20%
转机	166	—	—	377	—	—	543	—	—
静机	35	—	—	508	—	—	543	—	—
电气	451	335	115.38	692	1083	54.76%	1143	1418	69.08%
仪表	67	43	133.53%	2677	3015	76.09%	2744	3058	76.90%
服务	7	12	49.99%	365	2041	15.33%	372	2053	15.53%
土建	1	—	—	31	—	—	32	—	—

1996年10月25日，机械科一分为二，成为转机科和静机科。1996年9月，土建专业从服务科分离出来组建为OTS土建科。所以表中1995年没有对应这些新建科的统计数字。统计表明，各专业纠正性维修都有所下降。

3. 一级工作票统计

表 2.1.2.3-5 一级工作票统计

	机械	转机	静机	电气	仪表	服务	土建	总计
1996年	239	35	55	74	437	42	1	883
1995年	471	—	—	183	640	302	—	1596
1996/1995	43.30%	—	—	34.65%	68.28%	13.91%	—	47.41%

从总量来看,1996年一级工作票数量较1995年减少53.59%,主要原因是严格一级票的管理制度,但按照1996年机组运行天数276天计算,每天仍有 $883/276=3.2$ 张。

表 2.1.2.3-6 一级票完成周期统计

完成周期(天)	T<1	1<T<2	2<T<3	3<T<4	4<T<5	T>5	总计
数量	232	195	87	59	46	198	817
百分数(%)	28.40	23.87	10.65	7.22	5.63	24.23	100

按程序规定,一级票的响应时间是工作票签发后24小时。上表就1天、1到2天、2到3天、3到4天、4到5天、5天以上的完成周期对一级票的响应情况进行统计。结果表明,48小时内故障排除的比例仅为52.27%。考虑到数据方面的误差,一级票的处理是不理想的。由此至少可以说明两个问题:(1)这样低的完成比例下,机组仍能够安全运行,有些一级工作票和故障的紧急程度不符,每天有3.2张一级工作票不能反映机组安全状态,还需加强一级票的管理;(2)维修响应速度有待进一步提高。

4. QSR(质量安全相关设备)维修工作

表 2.1.2.3-7 质量安全相关设备维修统计

		机械	转机	静机	电气	仪表	服务	土建	合计
预防性	1996年	281	50	11	33	2	0	0	377
	1995年	265	—	—	51	0	0		316
纠正性	1996年	375	79	126	129	922	119	5	1755
	1995	425	—	—	121	839	267		1652
	96/95	75.62%	—	—	91.37%	94.18%	38.20%		91.04%

与1995年相比,QSR设备的维修工作量下降,但绝对量却大于1995年。这个结果应引起有关职能部门注意,采取措施,提高QSR设备的可靠性。

5. 未完成工作票统计

在前面介绍的工作过程中,一张工作票处于准备到维修设备再鉴定阶段被视为未完成的工作票(或称周转工作票)。未完成工作票由等待安排、已开工和等待各科的工作票组成。表2.1.2.3-8统计了未完成工作票。

表 2.1.2.3-8 未完成工作票统计

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
预防性	11	19	70	100	71	92	89	45	60	39	37	45
纠正性	153	140	127	172	178	87	105	107	114	93	157	110
合计	164	159	197	272	249	179	194	152	174	132	192	155

由于3-5月份1号机组大修,所以未完成工作票数量超过200张,但随后都控制在200张以内。按维修处1996年工作大纲的要求,每周末完成工作票少于200张,其中纠正性维修少于180张,预防性维修少于20张。对照统计数字,总量控制较好,但裕度不大,显得较艰难。

值得注意的是，未完成工作票数量在统计学意义上是一个时点数据，不具累加性，影响它大小的因素主要有：

(1) 从准备工作开始，历经许可票申请、准备、现场实施、解除隔离、设备再鉴定等过程。一项维修活动得以完成，各个工作环节高效、高质地运作，以及良好的沟通和配合，是减少未完成工作票的一个主要方面。

(2) 大亚湾核电站设备主要从国外进口，维修中需要的备品备件采购难度大，给现场维修活动带来一定影响。以 1996 年 12 月份未完成工作票 155 张为例，其中 29 项是等备件，占 18.71%。因此，备品备件的国产化战略是核电站中长期计划的一个重要部分。

(3) 人力资源也是一个影响因素。特别在大修期间，由于日常维修人员数量少，这段时间的积压工作就较多。

总之，未完成工作票从一个侧面反映了核电站设备管理和维修管理的水平。这个数字已成了各维修部门领导日常管理的一个指标，定期清理未完成工作票已成了现场各维修科管理的经常性工作。

2.1.2.4 重大维修活动

1. 励磁机故障

3 月 6 日上午 10:30，2 号机组第二次大修接近完成进行发电机系统试加励磁升压时，励磁机 11 号和 12 号轴承振动大幅度增大，副励磁机仓有烟泄出，被迫紧急停机。

电站成立了以电站副经理任励磁机抢修总体协调和指挥、电气科科长任抢修现场技术负责人的抢修组织，负责励磁机故障分析和故障处理。励磁机抢修活动包括励磁机转子移装和励磁机转子在原制造厂修复两个部分。

(1) 励磁机转子移装

由于 2 号机励磁机转子送返原制造厂修复时间较长，为了尽快恢复 2 号机组正常运行，在经过可行性研究和风险分析后，公司总经理部决定利用 1 号机组换料大修机会，将 1 号励磁机转子移装至 2 号机组。

3 月 31 日 1 号机组进入换料大修，移装工作随即展开。

4 月 8 日 20 时 30 分，励磁机转子移装 2 号机组的工作全部完成，23 时投运盘车装置。

4 月 9 日 23:03，2 号机组并网成功。

(2) 励磁机转子在原制造厂修复

3 月 10 日励磁机转子启运，3 月 12 日运抵英国，5 月 8 日，励磁机转子运返现场，回装至 1 号机组，5 月 14 日回装工作结束，5 月 26 日 11:30，1 号机组并网。至此励磁机抢修工作全面完成。

根据 GNPJVC 和 GEC-A 的两名现场工程师的调查分析，包括对 1 号机组励磁机转子的检查以及 2 号机组励磁机转子故障后熔化物的成份分析，故障的原因有如下五种可能：

- a. 外来金属物落入，造成交流连接 B、C 相之间短路。
- b. 正、负轭之间轴绝缘衬套被污染引起短路。
- c. 整流轭内衬轭与交流底板之间的污染引起短路。
- d. 交流软连接部分被污染引起短路。
- e. 由于 AVR 的故障引起整流轭之间的短路。

可能性最大的是第三种，这一点还有待供应商 GEC-A 确认。近两年运行表明，碳刷及滑环磨损非常严重，冷却通风流向设计不合理，导致大量的碳粉污染励磁机小室。这是形成整

流鞍短路的潜在隐患。而现场潮湿的气候为碳粉污染垢导电创造了外部条件，这一点正由对1号励磁机转子检查结果所证明。

2. 应急柴油发电机缸头漏水处理

4月1日上午，应急柴油发电机2LHQ在执行定期试验PTLHQ001时，柴油机2LHQ001MO 4个缸头与缸体密封处泄漏。其中B1、B5、A4缸漏水在运行中逐渐减小，A1缸漏水严重。维修处机械科组织了柴油机抢修小组。由于更换缸头与缸体密封属5年大修项目，工作量大。为此实行三班倒连续工作，将两台柴油机共二十四个缸头的密封全部更换。4月3日凌晨3:00完成垫片更换工作。4月5日，柴油发电机2LHQ再鉴定试验一次成功，各项指标全部合格。

3. 主变压器分接开关油流保护继电器误动

1996年8月18日1:50左右，为了降低1号发电机无功，主控制室操纵员用1GEV主变有载调压开关调节主变抽头（从11步调到12步）时，B相有载调压开关失步，OGEW350/351JA跳开，汽轮机跳闸，反应堆紧急停堆。维修处立即组织以电气科为主的抢修队伍，检查拒动的B相有载调压开关，发现电动操作机构卡住。检查确认A相有载调压开关油流保护继电器动作，这是引发主变跳闸的直接原因。A相油流保护继电器的实际动作值是150克，B相为90克，C相290克（由于B相电机卡死，故B相油流保护继电器并未动作），动作值已大大小于整定值。造成这一结果是由于油流保护继电器安装在2个低压出线中间。在出线漏磁的作用下，使油流保护继电器内的永久磁钢失磁。对A相油流保护继电器整定值重新设定，更换B相油流保护继电器。针对B相调压开关操作机构卡死是由于操作箱控制门被强迫挤压变形导致密封不好雨水渗入锈死所致，更换B相电动操作箱。8月25日凌晨，主变检修完成，倒送电，进行有载分接开关试验，满足要求。8月27日12:54机组并网。

根据此次故障原因，还确定在第三次大修时对油流保护继电器的安装位置进行改造。

4. 主蒸汽隔离阀故障

9月13日0:50，1VVP312VH发生液压油外泄，油压丧失，导致1VVP002VV完全关闭，机组停机，反应堆紧急停堆。维修人员立即组织抢修，更换失效的1VVP312VH和供气回路电磁阀1VVP212EL。按计划进行试验，找出并更换造成油回路内漏的电磁阀1VVP262EL。OPO执行试验规程PT1VVP002，试验结果满足要求。整个维修活动于1996年9月13日9:30结束。

5. 2号机组计划停机小修

根据今年8月18日1号机组因有载调压开关A相油流保护继电器误动作导致机组停机、反应堆紧急停堆的教训，为了防止共模事件在2号主变压器上发生，保证电网运行稳定和电厂安全，于1996年10月19日到1996年10月23日安排进行了本次小修，重点校验上述油流继电器定值，同时消除部分等待机组状态的缺陷。

主要项目有：

(1) 对2号主变压器油流继电器的检查发现，A、B、C三相动作值均小于整定值，A、C两相进行重新校定；B相由于退磁，校定时拒动，作了更换。

(2) 对主变压器低压套管软连接的检查发现，三相6个低压套管软连接中有4个出现过热，接触电阻有较大增加。因此，对除B相Y1以外的5个低压套管120个软连接进行了处理，并更换了其中19个软连接。

(3) 应急柴油发电机初励接触器在电源切换中合闸时间超标(>2s)，经清洁处理，缩短

到 200~300ms, 保证柴油发电机正常启动。

6.1 号机组整治性小修

为了保证 1 号机组在 2 号机组大修期间安全稳定运行, 于 1996 年 11 月 20 日至 1996 年 12 月 2 日对 1 号机组进行了整治性小修, 以消除影响稳定运行的隐患。

本次小修主要技术问题包括:

(1) 重点解决了 1GME005MN 胀差显示偏大的问题。机组满功率 24 小时后, 高压缸胀差为 -1.18mm , 优于停机前的 -2.08mm 。

(2) 更换了 1RCP001VP 气动放大器, 使 RX 厂房耗气量由 $8.3\text{m}^3/\text{h}$ 降到 $6\text{m}^3/\text{h}$ 。

(3) 完成了 0GEW590TRT 点电气闭锁改造。

(4) 1GEV 低压侧封闭母线三相多余接地联接排列改为单根接地。

(5) 1 号主变低压侧软连接检查时, 发现接触电阻超过 $5\mu\Omega$ 。全部拆开处理接触面, 恢复后所有接触电阻均小于 $5\mu\Omega$ 。

(6) 更换 1LHP/LHQ971JA, 试验结果符合厂家提供的 280ms 标准。

(7) 对 1ADG005VL/ABP006VL 阀门进行解体检查。更换了阀瓣, 对阀座密封面进行了研磨。机组并网后电功率达到 984MW, 而小修前只达 979MW。两个阀门内漏的处理解决了 1 号机组效率低的问题。

(8) 1RAM002AP 解体, 更换两端轴承。回装后再鉴定合格, 解决了运行中发现的噪音异常, 振动大的问题。

本次小修目标明确, 运行和检修等部门都严格执行一个统一的小修计划, 独立开展工作的小修组织机构责任到人, 检修工作和运行隔离进行了充分的准备, 1996 年 12 月 2 日凌晨 2 点 17 分重新并网, 按计划工期完成了小修。

2.1.3 放射性废物排放与管理

2.1.3.1 放射性废气排放与管理

1. 概述

电站正常运行期间, 放射性气体释放的唯一途径是烟囱。烟囱内装有气体放射性水平监测仪。它们连续地和等速地采集烟囱内的空气样品, 供低的和高的放射性水平气体测量之用。同时还用于气溶胶和放射性碘的测量。烟囱气体连续监测由 1-2KRT17MA 监测仪完成。此外在 1-2KRT16MA 监测仪采用定时更换滤纸和活性炭滤盒的方式确保气溶胶和放射性碘的连续监测, 并定期取样供实验室仪器分析。在事故释放时, 高水平的释放气体由 1-2KRT21MA 进行监测。

上述监测仪的阈值列在表 2.1.3.1-1 中。

表 2.1.3.1-1 监测仪器的阈值

通道	核素种类	一级阈值 (MBq/m^3)	二级阈值 (MBq/m^3)
1-2KRT 17MA	总 β	0.4	4
1-2KRT 16MA	总 $\beta+\gamma$	0.04	0.4
1-2KRT 21MA	总 γ	500	2000

当烟囱释放气体的放射性水平超出上表所给的 KRT 通道二级阈值时, 将会自动关闭下

述系统的排气阀门：

安全壳内空气监测系统 (ETY) 的低流量扫气系统；
废气处理系统 (TEG) 贮槽。

2. 放射性气态排出物的年排放限值

为了确保核电站排放的放射性气态排出物不会对电站周围的居民及环境产生不良影响，国家环保局规定了 GNPS (大亚湾核电站) 在正常运行期间的气态排出物的年排放限值，列在表 2.1.3.1-2 中。

表 2.1.3.1-2 放射性气体排出物的年排放限值

惰性气体	气体中的卤素和气溶胶	氡
1140TBq	38GBq	11TBq

1996 年度 GNPS 通过气态途径释放至环境中的惰性气体与 1995 年度相比有了较大幅度下降。虽然 1996 年度 2 号机组燃料包壳仍发生了与 1995 年度类似的包壳破损事件，但由于在大修后重新启动前，对反应堆厂房及核辅助厂房进行了较深入细致的检查，使气体泄漏点与 1995 年度相比有了较大幅度的减少。

1996 年度 TEG 系统向环境释放了含氢废气 15 罐。1 号机组安全壳扫气 19 次，2 号机组扫气 20 次。

全年通过气态途径释放至环境中的惰性气体总量为 43.63TBq，为国家批准年排放限值的 3.83%；卤素+气溶胶 229MBq，为年限值的 0.60%。

2.1.3.2 放射性废液排放与管理

1. 废液排出物的放射性监测

液体排放监测分为两类，按以下步骤完成：

(1) 连续排放

由常规岛废液排放系统 (SEK) 和蒸汽发生器排污系统 (APG) 以及放射性洗衣房来的低放射性废水，在连续排放时，由两台设置在排放母管上的在线监测仪 (KRT902MA、KRT903MA) 进行监测。这两台监测仪在排放废液的放射性水平高出二级报警阈值时，将自动切断排放。为确保功效，两台监测仪串联设置，其报警阈值列在表 2.1.3.2-1 中。

表 2.1.3.2-1 废液排出物连续监测的报警阈值

监测仪表	一级报警阈值 (MBq/m ³)	二级报警阈值 (MBq/m ³)
902MA	0.08	0.4
903MA	0.08	0.4
904MA	0.08	0.4

对该系统排放的废液，环境科同时进行定期的采样放射性分析。分析项目为总 β 、总 γ 、 γ 谱及氡。

GNPS 按照国家环保局对所有可能被放射性污染的废液均需实行槽式排放的要求，新建了 SEL 系统。该系统主要由 3 个容积为 500m³ 的贮罐组成，常规岛废液排放前必须先贮存在该系统内。只有当实验室分析证明废液放射性水平符合排放要求后，才能进行排放。排放过程中，由 KRT904MA 进行连续监测。实验室分析项目与连续排放相同。该系统已于 1996 年 12 月正式投入使用。

(2) 槽式排放

由核岛排气和疏水系统 (RPE) 收集的工艺废水、化学废水及地板冲洗水送到 TEU 系统进行处理。在 TEU 系统中, 根据废水的放射性水平及化学成分的不同分别采用离子交换、蒸发或过滤处理, 然后排至废液排放系统 (TER) 贮罐中。环境科分析人员对贮槽中的废液进行总 β 、总 γ 、 γ 谱及氡的分析, 在确认废液放射性水平符合排放标准后才能排放。排放的废液在排放过程中由 KRT901MA 进行监测。一旦废液放射性水平高出一级报警阈值, 主控室将有警报信号显示。高出二级报警阈值时, 排放系统将自动终止排放。901MA 一级报警阈值为 20MBq/m^3 , 二级报警阈值为 80MBq/m^3 。

2. 放射性废液排出物的年排放限值

为确保核电站排放的放射性液态排出物不会对电站周围的居民及环境产生不良影响, 国家环保局规定了 GNPS 在正常运行期间液态排出物的年排放限值, 列在表 2.1.3.2-2 中。

表 2.1.3.2-2 废液排出物的年排放限值

	非氡放射性核素	氡
年排放限值	0.7TBq	55.6TBq

1996 年全年 GNPS 通过 TER 系统向环境中释放的处理后放射性废液达 73 罐, 32533m^3 。常规岛废液仍通过 TER 连续排放管线排放。由于两台机组的蒸汽发生器未发生任何泄漏事件, 故从连续排放管线排放的常规岛废液中基本不含放射性核素。

1996 年通过液态途径释放至环境中的放射性物质中氡为 22.06TBq , 占国家批准年排放限值的 39.7%; 非氡放射性核素排放总量为 10.24GBq , 占年排放限值的 1.46%。

2.1.3.3 中低水平放射性固体废物处理

1. 放射性固体废物产生量

大亚湾核电站放射性固体废物处理系统 (TES) 经过三年的运行考验, 1996 年运行情况良好, 废物处理人员的技术水平也得到相应的提高。通过培训及生产实践的锻炼。电站全体员工及承包商人员的废物控制意识有所提高。通过电站三废管理委员会及三废双周会, 三废管理中的问题能得到及时解决, 放射性固体废物的管理工作取得了较好的成绩。1996 年共产生水泥桶废物货包 78 桶, 比上年减少 24%; 金属桶废物包 266 桶, 比上年降低了 19%; 总体积 195m^3 , 比 1996 年目标值 200m^3 低 2.5%, 比上年总产量降低 23%, 取得了明显的效果。废物总产量及各类废物产量见如下图表。

(1) 废物总产量及目标值比较 (见图 2.1.3.3.1)。

(2) 1996 年浓缩液产生量 (m^3) (见表 2.1.3.3.1)。

表 2.1.3.3-1 浓缩液产量 (m^3)

来源	设计值	控制指标	1995 年产量	1996 年产量	1996 年产量
TEU 蒸发器	50	20	10	18	13
TEP 蒸发器	0	0	0	0	0
SRE 去污废液	0	0	0	0	0
合计	50	20	10	18	13

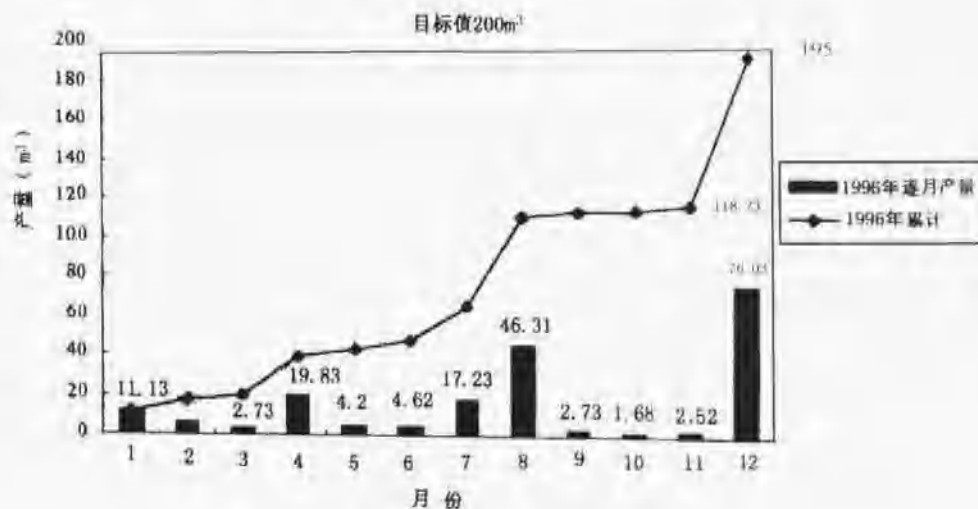


图 2.1.3.3-1 1996 年废物产量统计

本年度共接收 TEU 系统浓缩液三批,放射性比活度在 1570~7706MBq/m³ 之间,平均值 4152MBq/m³。TEP 系统未产生废硼酸, AC 去污车间产生的去污废液放射性比活度很低,不需要固化处理,直接排入 TEU 化学废水收集罐。

(3) 1996 年废树脂产量见表 2.1.3.3-2 和图 2.1.3.3-2。

表 2.1.3.3-2 废树脂产量

系 统	设计值 (m ³)	1994 年产量 (m ³)	1995 年产量 (m ³)	1996 年	
				产量 (m ³)	放射性水平
APG	12	39	9	7.5	无放射性
PTR	3	0	3	1.5	高
RCV	3	0.93	2.79	0.93	高
TEP	10	0	0	0	
TEU	6	1.5	3	1.5	中
合计	34	41.43	17.79	11.43	

从表 2.1.3.3-2 和图 2.1.3.3-2 可以看出, 1995 年和 1996 年废树脂的产量逐年降低。这主要是 1995 年对 APG 系统 8 个除盐床实行了氨循环运行方式, 原来由于氨饱和而经常更换, 现在半年以上才更换一次, 大大降低了新树脂的消耗, 同时也减少了废物量。

另一个原因是这 5 个系统共 25 个除盐床, 本年度只更换了其中 8 个除盐床的废树脂, 其余除盐床的树脂尚未饱和而没有更换。

另外, TEU、RCV 除盐床今年也多次出现过压差高的问题。RCV 除盐床压差高主要是由于流量大引起的, 而 TEU 除盐床压差高主要是上部滤网堵塞所致。目前, 法国特卡斯坦电站的 APG、TEU 除盐床上部连接管道均为法兰联接, 可拆开对上部滤网进行清洗。而大亚湾核电站则采用焊接连接, 所以无法拆卸清洗, 只能采用反冲法解决压差高的问题。今后将对其

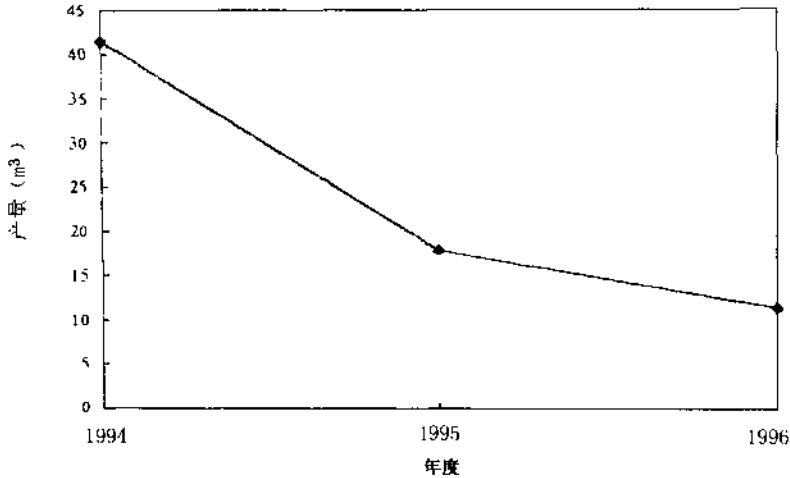


图 2.1.3.3-2 废树脂产量

进行改造,从根本上解决压差高的问题。

(4) 废过滤器芯子产量见表 2.1.3.3-3。

表 2.1.3.3-3 废过滤器芯子产量 (个)

系 统	设计值	1994 年	1995 年	1996 年	放射性水平
APG	38	82	13	7	无
PTR	13	16	6	6	中
RCV	30	32	14	12	高
TEP	8	2	1	2	中
TEU	131	104	11	44	低或中
合计	220	236	45	71	

从表 2.1.3.3-3 可知,1996 年除了 TEU 废滤芯产量比上年增加 3 倍外,其余 4 个系统的废过滤器芯子产量均低于(或等于)1995 年产量。TEU 系统废过滤器芯子产量增加的主要原因是该系统的废水收集罐和 RPE 废水收集坑淤积物太多所致。9TEU004FD 本年度清洗过 58 次,9TEU002PO 曾两次被淤积物堵死,无法排水。该泵前置管道过滤器 9TEU002FD 早在调试结束后就拆除了,现在又不得不重新装上。1996 年从工艺废水收集罐中清理出 11 袋约 200 升淤积物。所以,要想降低过滤器芯子的消耗,降低废物产量,保证除盐床的正常运行,定期清除 RPE 废水收集坑中的淤积物和 TEU 废水收集罐中的淤积物是从根本上解决问题的方法。

(5) 维修活动产生的技术废物见表 2.1.3.3-4。

表 2.1.3.3-4 技术废物产量 (m³)

废物类别	设计值	1994 年	1995 年	1996 年	累 计
可压缩	300	13	37	33	83
不可压缩		6	23	21	50
装水泥桶*		0	4	4	8
合 计	300	19	64	58	141

* 表面接触剂量率大于 2mSv/h 的技术废物装入水泥桶, 其余均装入金属桶。

从表 2.1.3.3-4 可以看出, 维修活动产生的技术废物产量大大低于设计值。其中可压缩废物占 59%, 不可压缩废物占 35%, 大于 2mSv/h 的废物占 6%。全年共计压缩打包 27 批, 每打包一批约耗时一天, 打包机的利用率为 10%。

本年度共产生放射性废油 0.25m³, 累计产生 0.3m³, 暂存于 QR 厂房的 001BA 中。

2. 放射性固体废物货包产量

截止 1996 年底, 大亚湾核电站产生的所有放射性固体废物, 除了 0.3m³ 放射性废油无法处理, 暂存于废油贮罐中外, 其余都进行了固化或打包处理。废物货包产量见下表:

(1) 1996 年各类废物货包产量见表 2.1.3.3-5。

表 2.1.3.3-5 1996 年放射性固体废物货包产量

货包类型		浓缩液 (桶)	废树脂 (桶)	废滤芯 (桶)	技术废物 (桶)	合计 (桶)	体积 (m ³)	累计产量	
								(桶)	(m ³)
水泥桶	C1	34	19	1	2	56	112	162	321
	C2	—	—	—	—	—	—	1	2
	C3	—	—	—	—	—	—	1	2
	C4	—	—	22	—	22	27	55	66
金属桶	可压缩	—	—	—	155	155	33	392	82
	不可压缩	—	—	10	101	111	23	336	71
合 计	(m ³)	68	38	31	58	—	195	—	547

(2) 1996 年各类废物固化体产量比较见图 2.1.3.3-3。

(3) 历年放射性废物货包统计见表 2.1.3.3-6。

表 2.1.3.3-6 放射性废物产量对照表

货包类型		1994 年		1995 年		1996 年		累计产量	
		(桶)	(m ³)	(桶)	(m ³)	(桶)	(m ³)	(桶)	(m ³)
水泥桶	C1	29	58	77	154	56	112	162	321
	C2	0	0	1	2	0	0	1	2
	C3	0	0	1	2	0	0	1	2
	C4	12	14	21	25	22	27	55	66
金属桶	可压缩	62	13	175	37	155	33	392	82
	不可压缩	72	15	153	32	111	23	336	71
合 计			100		252		195		547

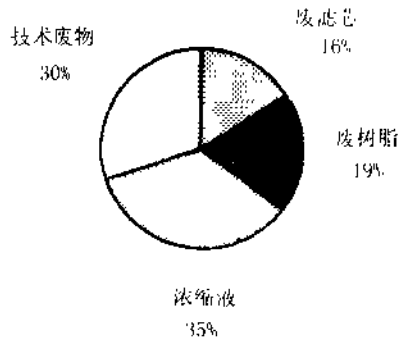


图 2.1.3.3-3 1996 年各类废物固化体产量分析

3. 放射性固体废物管理及活度计算

根据国家有关规定以及国际上的惯例,废物生产厂家不仅要对放射性固体废物进行转型,使之变为稳定形态(即固化或包装处理),而且应向处置中心报告废物货包中的主要放射性核素和废物的放射性总活度。大亚湾核电站从 1994 年开始着手解决废物活度计算问题。到 1996 年底,已建立起废物放射性活度的计算方法,并编写了放射性固体废物管理程序 2 份,废物处理技术程序 4 份,活度计算程序 3 份,完成了已产生的废物货包的活度计算工作。

4. 经验与体会

在过去的一年里,固体废物管理方面主要做了以下工作:

- (1) 完成了废物管理程序、废物处理技术程序、废物活度计算程序的升版工作。
- (2) 将废树脂的固化处理安排在第四季度。利用 TES 暂存能力,使放射性核素自然衰变,以降低其比活度;并根据废树脂的放射性水平,分别收集在三个贮罐中,以便处理时合理地搭配;尽量采用处理能力大的 C1 型水泥桶,尽可能不使用容积小的 C2、C3 型容器,以减少废物货包产量。
- (3) 对于小于 2mSv/h 的废滤芯进行拆卸,减容。
- (4) 在保证屏蔽效果和固化质量的前提下,尽量采用一个容器处理多个滤芯或尽量采用 C4 型桶,以减少废物货包体积。
- (5) 加强检修现场的指导和管理,减少维修废物,并加强分拣,提高减容效果。
- (6) 新建了一个水泥贮存料仓和沙石料贮存厂房,解决了原料的贮存问题。

值得注意的是,放射性固体废物产量之所以被国际上用作衡量一个核电站运行和管理水平的一个重要指标,是因为它确实从一个侧面反映了一个电站的运行水平和管理水平。从我们的统计数据可以看出,工艺废物产量占废物总产量的 70%,检修产生的废物占总产量的 30%。1996 年产生了三批浓缩液,比上年减少一批,仅这一项就少使用 12 个水泥桶,减少废物体积 24m³,使废物产量下降 9.5%。本年度曾因 TEU 蒸发处理的废液中钠硼比太低,使蒸发器循环管道和取样管道结晶,导致 TEU 蒸发器不可用。在处理结晶堵管的过程中,又使部分浓缩液进入地面疏水坑,导致地面疏水放射性水平升高,无法排放。不得不蒸发处理。这一事例说明了废物产量不仅与维修水平有关,与化学分析和控制,与运行的调度和管理均有密切的关系。同理,除盐床的运行和化学控制水平也直接影响了废树脂的产量。检修产生的技术废物不但与计划、辐射防护相关,也与运行和维修人员及承包商人员的废物控制意识、工

作习惯、核安全文化素养有关。

2.1.3.4 工业废物处理

1. 废水处理

自电站投产以来,生活污水处理设施 ED2 和 ED3 运行情况良好。ED1 由于超负荷运行,使这部分生活污水未经充分增氧分解而排放。1996 年电站委托深圳市福田区环保研究所对 ED1 进行了改造,在原设施上增加了预处理装置和增氧分解处理池。预处理装置包括自动清渣机和油水分离池。对餐厅废水进行预处理,在曝气池后增加了一个增氧处理池,扩大了增氧处理能力。由于污水滞留时间延长,使有机物得到完全分解,保证了污水处理质量。

2. 废油收集与处理

本年度收集废油 138m³,全部交给龙岗废旧物资回收站回收处理。这些废油大部分来自于 SEK 和 SEH 系统,主要是设备泄漏或误排放所致。

3. 固体废物

1996 年共产生废保温棉 124m³,一般工业垃圾 2400m³。废保温棉由合同部门委托深圳市一家有处理能力的单位处理。工业垃圾全部运往填埋场填埋处理。现场收集的废包装材料和废旧钢材,均运往设备码头旁的临时存放场地暂存,然后由合同部门定期处理给龙岗废旧物资回收站。

2.1.3.5 环境监测与评估

广东大亚湾核电站环境监测工作主要依照 GNPS“环境监测大纲”进行实施。环境 γ 辐射监测的范围取 50 公里,其余项目监测范围为 20-30 公里。1996 年度借鉴几年来环境监测反馈的经验,重点加强了对海洋环境样品的取样监测。

通过一年来的环境样品取样分析,仅在厂区地下水中测到痕量的氡并在大亚湾海域采集的海洋生物中检测出痕量的 ^{110m}Ag 和 ⁵⁸Co 等人工核素,但其浓度水平与国家标准相比是极其微小的。

经过 1996 年对厂区边界 γ 辐射水平及周围环境 γ 辐射水平连续监测,周围环境 γ 辐射累积剂量监测以及大气飘尘、生物、土壤和水质样品监测结果表明,1996 年度 GNPS 陆上周围环境放射性水平与本底调查水平无显著变化。

1996 年度增加了海洋环境监测项目的频度和品种,通过对海水、海洋沉积物、海洋生物的监测,除海洋生物中测出痕量的 ^{110m}Ag、^{58m}Co 等核素外,其余监测分析结果与本底调查水平无显著变化。

1. 环境样品取样原则

1996 年的取样原则是在与前几年基本相同的情况下进一步加强对大亚湾海域环境监测。GNPS 与广东环境辐射监测研究中心对海水、海洋沉积物(潮下带)、部分海洋生物样品共同取样,各自进行处理、分析,对分析数据进行比较。

1996 年度海水 S4、S5、S29 站位海水取样频度由半年一次改为每 4 个月一次,并增加了 SW4 等 5 个站位潮下带、海洋沉积物取样分析,1996 年度海洋生物采样 16 次,而 1995 年度仅 8 次。

为加强对厂区环境 γ 剂量率的监测,1996 年下半年在厂区选择了 24 个点并设置监测标牌,每月对上述点位进行环境 γ 剂量率监测。

1996 年度核电站厂区边界及周围环境 γ 剂量率定点连续监测,通过运行和维修人员共同努力,7 个站位数据日获取率为 95.3%。

大亚湾核电站正常运行期间环境监测方案列在表 4.11-1。

2. 样品分析项目

1996 年度环境样品分析项目与 1995 年度基本相同, 对不同监测项目采用的分析方法及测量仪器探测下限见表 4.11-2。

3. 质量保证

1996 年度大亚湾核电站加强了环境监测工作中质量保证活动, 以确保分析数据的可靠性。

环境实验室 γ 谱分析 IAEA-300 等 5 种参考物质, 取得比较满意的结果。 ^{137}Cs 、 ^{134}Cs 、 ^{40}K 、 ^{238}U 和 ^{226}Ra 等核素测试值与推荐值最大偏差为 12%, 最小偏差为 1%。

为检验实验室分析数据的可靠性, 对环境 γ 谱分析样品进行复检, 1996 年度复检率为 20%, 复检合格率为 100%。

开展与广东环境辐射监测研究中心实验室之间分析结果的对比工作。如 1996 年 4 月份 SW2 海洋沉积物样品中 ^{137}Cs 和 ^{40}K 等核素, 两个实验室分析结果偏差 $<1\%$ 。

4. 1996 年环境监测结果

(1) 大亚湾核电站周围陆地的环境 γ 辐射水平

GNPS 对周围地区环境 γ 辐射水平的监测主要采取了三种手段, 即厂设 KRS (环境 γ 辐射监测系统) 7 个 γ 辐射监测站的 γ 辐射连续监测, 热释光剂量片的累积监测以及用手提式 γ 剂量率仪定期定点巡测。

a. 环境 γ 累积剂量

1996 年 36 个测量点热释光累积剂量测量值范围为 36.1~142.8 $\mu\text{Gy}/\text{月}$, 与 1995 年度 34.5~135 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ 和本底调查时 33.4~145.1 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ 的测量值范围相符。

b. 7 个环境辐射监测站连续监测与定点 γ 剂量率巡测结果表明, GNPS 周围环境中 γ 辐射水平与本底调查时相比仍在正常涨落范围内, 未发现有明显变化。

(2) 陆地环境放射性水平

a. 通过对厂区边界 3 个监测站每日采集的大气飘尘样品进行总 β 测量分析, 1996 年度全年平均值为 1.9 mBq/m^3 , 最大值为 8.7 mBq/m^3 。与 1995 年度全年均值 2.1 mBq/m^3 , 最大值 8.6 mBq/m^3 相比无明显差异。 γ 谱分析每月气溶胶样品 ^{60}Co 、 ^{137}Cs 、和 ^{60}Co 等人工核素均小于 γ 谱仪探测限。在厂区边界 3 个监测点每月用活性炭盒采样一次, γ 谱分析 ^{131}I 核素均小于探测限 0.73 mBq/m^3 。

b. 雨水总 β 测量值介于本底值波动范围内。4 月份和 10 月份在雨水中测量出痕量氚, 其余月份均小于探测限 (1.2 Bq/L)。

c. 地表水 (水库水、饮用水) 中总 β 放射性活度平均值为 $(99 \pm 46) \text{Bq}/\text{m}^3$, 与本底调查时无明显变化; 氚的放射性比活度小于探测限 (1.2 Bq/L)。

d. 地下水中氚的放射性比活度范围值为 1.2~6.6 Bq/L , 全年平均值为 2.5 Bq/L , 比本底调查时平均值 1.3 Bq/L 稍微提高。但地下水中总 β 放射性活度平均值为 211 Bq/m^3 , 和本底调查值无明显变化。 γ 谱分析地下水中 ^{60}Co 、 ^{137}Cs 、 ^{51}Mn 和 ^{109}Ag 等人工核素均小于探测限。

e. 各种生物样品如柑桔、荔枝、空心菜、萝卜、鸡、淡水鱼等的放射性水平与 1995 年度无明显差别, 且与本底值基本一致。

f. 1996 年度在 50 公里范围内采集 9 个表层土样品, 土壤中天然放射性含量总 β 数值与本底调查中相应地区的天然放射性含量基本一致。表层土中 ^{137}Cs 含量的范围为 4.8~0.4 Bq/m^2 。

kg, 平均值为 $(2.6 \pm 1.6) \text{ Bq/kg}$ 。

(3) 海洋环境放射性水平

a. 对大亚湾海域采集的海水样品的分析结果表明, 海水样品中人工核素¹³⁷Cs 平均活度为 $2.4 \pm 0.6 \text{ Bq/m}^3$, 与本底调查值 2.3 Bq/m^3 一致。其余人工核素^{110m}Ag、⁶⁰Co、⁵⁴Mn、¹²⁴Sb 和¹²⁹I 等均小于 γ 谱仪的探测限。⁴⁰K、⁹⁰Sr、²²⁶Ra、²³⁵U 和²³²Th 等核素和总 β 均在本底调查值涨落范围内。海水中³H 的放射性低于所用方法探测下限 (1.2 Bq/L)。

b. 排放渠海水样品总 β 放射性 (未去钾) 的全年平均值为 $1.1 \times 10^4 \text{ Bq/m}^3$, 排放渠海水中测到³H 的放射性比活度范围为 $82 \text{ Bq/L} \sim < 1.2 \text{ Bq/L}$ 。这说明核电站液体流出物放射性核素活度经冷却水循环稀释后排放完全符合有关标准。

c. 1996 年度大亚湾核电站共采集 13 个海洋沉积物样品。经 γ 谱分析, 海洋沉积物中人工核素¹³⁷Cs 的平均活度为 $1.6 \pm 0.3 \text{ Bq/kg}$, 与本底调查平均值 1.8 Bq/kg 一致。其余^{110m}Ag、⁵⁴Mn、⁶⁰Co、¹²⁴Sb 和¹³⁴Cs 等人工核素的活度均小于 γ 谱仪的探测限。

d. 1996 年度在海虾、珍珠贝、东风螺、墨鱼、乌头鱼、马尾藻等样品中均测出痕量的人工核素^{110m}Ag、⁵⁸Co 等。但其放射性水平与 1995 年度相比基本相近, 未见增长趋势, 且各种放射性核素活度仍远远低于“GNPS 环境影响报告”(EIR) 书中根据国家批准年排放限值推导出的各类海洋生物中预估的相关核素放射性含量, 浓度水平与国家标准相比是极其低微的。海洋生物中人工核素¹³⁷Cs 浓度与本底值相比未见明显差别。

2.1.4 物资消耗

2.1.4.1 燃耗和核材料衡算管理

1. 大亚湾核电站 1、2 号机组燃耗

(1) 1 号机组第二循环

1 号机组第二循环堆芯于 1995 年 1 月 25 日~29 日装料, 共计装入 157 组燃料组件 (参见图 2.1.4.1-6), 是由参加第一循环的 105 组 (富集度为 1.8% 的 1 组, 2.4% 的 52 组和 3.1% 的 52 组, 见表 2.1.4.1-1 第 1、2、3 区) 加上富集度为 3.2% 的新燃料组件 52 组 (见表 2.1.4.1-1 第 4 区) 组成。1 号机组于 1995 年 6 月 30 日临界, 7 月 2 日并网, 1996 年 3 月 31 日停堆, 4 月 13 日~15 日卸料, 共计运行 252.89 等效满功率天 (EFPD)。第二循环长度为 10163Mwd/tU, 全堆芯组件平均累计燃耗为 18029Mwd/tU, 组件中最大累计燃耗为 24782Mwd/tU (富集度为 2.4% 的组件, 堆芯 F, 8 位置), 最小累计燃耗为 6773Mwd/tU (富集度为 3.2%、堆芯 G, 1 位置)。堆芯燃料组件数、富集度及相应的燃耗见表 2.1.4.1-1。

表 2.1.4.1-1 1 号机组第二循环堆芯组件数、富集度及燃耗

富集度 (W/O) %	进料日期	生产厂家	首次装堆日期	组件 (组)	所在堆芯区域	平均累计燃耗 (Mwd/tU)	组件在堆内运行历史 (循环)
1.8	1992.11.13~27	FRAGEMA	1993.05.28~06.01	1	1	19440	第一和
2.4	1992.11.13~27	FRAGEMA	1993.05.28~06.01	52	2	23839	第一和
3.1	1992.11.13~27	FRAGEMA	1993.05.28~06.01	52	3	21280	第一和
3.2	1994.08.10~15	FRAGEMA	1995.01.25~01.29	52	4	8911	第二
全堆				157		18029	

1 号机组首燃料是带滤网组件 (富集度为 1.8%、2.4%、3.1%)。

* 第一次换料组件是由法国生产的带滤网的组件 (富集度为 3.2%)。

(2) 1号机组第三循环

1号机组第三循环于1996年5月1日~5日装料,共计装入157组组件(见图2.1.4.1-7),由参加第一循环的富集度为1.8%的13组(见表2.1.4.1-2中第1区)、参加第一和第二循环的3.1%的44组(见表2.1.4.1-2中第3区)、参加第二循环的3.2%的52组(见表2.1.4.1-2中的第4区)组件以及富集度为3.1%的4组和3.2%的44组新燃料组件(表2.1.4.1-2中第5区)组成。1号机组于1996年5月23日达临界,5月26日并网,1997年3月12日0:00停堆,3月21日~24日卸料,共计运行256.22等效满功率天(EFPD)。第三循环长度为10299MWd/tU,全堆芯组件平均累计燃耗为20158MWd/tU,组件中最大累计燃耗为33169MWd/tU(富集度为3.1%、堆芯第3区、E,11位置),最小累计燃耗为7096MWd/tU(富集度为3.2%、堆芯A,7位置)。堆芯中燃料组件数、富集度及相应的燃耗参见表2.1.4.1-2:

表 2.1.4.1-2 1号机组第三循环堆芯组件数、富集度及燃耗

富集度 (W/O)%	进料日期	生产厂家	首次装堆日期	组件 (组)	所在堆 芯区域	平均累计燃耗 (MWd/tU)	组件在堆内 运行历史 (循环)
1.8	1992.11.13~11.27	F-FRAGEMA	1993.05.28~06.01	13	1	20612	第一和二
2.4				0	2	0	—
3.1	1992.11.13~11.27	F-FRAGEMA	1993.05.28~06.01	44	3	31320	第一、二和三
*3.2	1994.08.10~08.13	F-FRAGEMA	1993.05.25~01.29	52	4	20853	第二和三
3.1	1992.11.13~11.27	F-FRAGEMA	1996.05.01~05.05	4	5	11296	第三
**3.2	1996.01.12~01.14	宜宾燃料元件厂	1996.05.01~05.05	44	5	8847	第三
全堆				157			

* 1号机组第一次换料组件是由法国生产的带滤网的组件(富集度为3.2%);

** 1号机组第二次换料组件是由宜宾燃料元件厂生产的带滤网的组件(富集度为3.2%)。

(3) 2号机组第三循环

2号机组第三循环堆芯于1996年2月2日~8日装入157组组件(见图2.1.4.1-9),是由参加第一循环的富集度为1.8%的13组(见表2.1.4.1-3中第1区)、参加第一和第二循环的富集度为3.1%的52组(见表2.1.4.1-3中第3区)、参加第二循环的富集度为3.2%的52组(见表2.1.4.1-3中第4区)以及富集度为3.2%的40组新燃料组件(见表2.1.4.1-3中第5区)组成。2号机组于1996年3月3日临界,4月9日并网,1996年12月10日停堆,1996年12月29日~1997年1月1日卸料,共计运行234.8等效满功率天(EFPD)。第三循环长度为9416MWd/tU,全堆芯组件平均累计燃耗为19740MWd/tU,组件中最大累计燃耗为32495MWd/tU(富集度为3.1%、堆芯第3区、M,11位置),最小的累计燃耗为6202MWd/tU(富集度为3.2%、堆芯第5区、P,5位置)。堆芯中燃料组件的数目、富集度及相应的燃耗参见表2.1.4.1-3:

表 2.1.4.1-3 2号机组第三循环堆芯组件数、富集度及燃耗

富集度 (W/O)%	进料日期 (年.月.日)	生产厂家	首次装堆日期 (年.月.日- 月.日)	组件 (组)	所在堆 芯区域	平均累计燃耗 (MWd/tU)	组件在堆内 运行历史 (循环)
1.8	93.07.08	FRAGEMA	93.11.23~11.26	13	1	22026	第一和二
2.4			—	0	2	0	
3.1	93.07.08-F	FRAGEMA	93.11.23~11.26	52	3	29802	第一、二和三
* 3.2	95.02.07~02.09	宜宾燃料元件厂	95.04.23~04.27	52	4	18402	第二和三
** 3.2	95.09.27~09.29	宜宾燃料元件厂	96.02.02~02.08	40	5	7657	第三
全堆				157		19740	

2号机组首炉料是法国生产的未带滤网的组件；

* 2号机组第一次换料组件是由宜宾燃料元件厂生产的未带滤网的组件（富集度为3.2%）；

** 2号机组第二次换料组件是由宜宾燃料元件厂生产的带滤网的组件（富集度为3.2%）。

2. 燃耗曲线

1号机组第二循环燃耗曲线如图 2.1.4.1-1 所示，1号机组第三循环燃耗曲线见图 2.1.4.1-2，2号机组第三循环燃耗曲线见图 2.1.4.1-3。

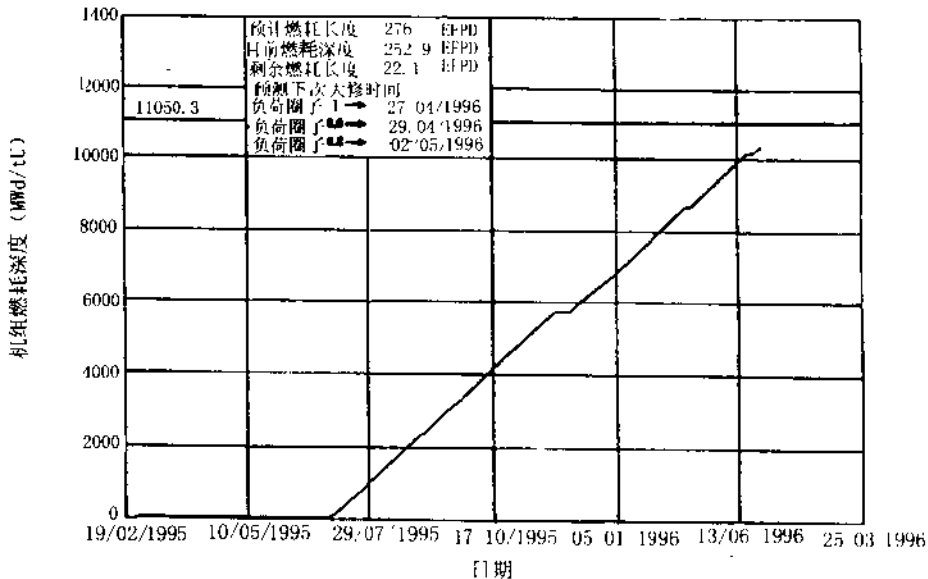


图 2.1.4.1-1 1号机组第二循环燃耗深度（报告日期 1996 年 4 月 4 日）

3. 堆芯布置

大亚湾核电站 1、2号机组第一、二和第三循环的堆芯及控制棒束组件布置见图 2.1.4.1-4 至 2.1.4.1-11。

(1) 1、2号机组第一循环堆芯和控制棒束组件布置见图 2.1.4.1-4 和 2.1.4.1-5；

(2) 1号机组第二、三循环堆芯布置见图 2.1.4.1-6 和 2.1.4.1-7。第二循环卸料发现有两组经过两个循环的 3.1%组件有轻微漏损；第三循环装料方案考虑到对称性问题而卸去 8 组经过两个循环燃耗的 3.1%组件、调整使用 1.8%组件数及采用 4 组 3.1%的新组件（图

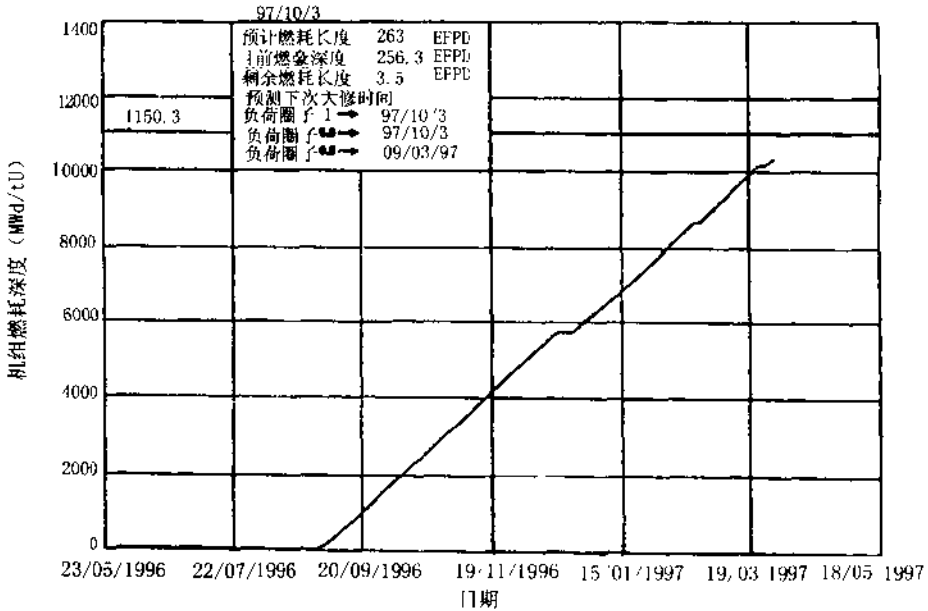


图 2.1.4.1-2 1号机组第三循环燃耗深度 (报告日期 1997年3月13日)

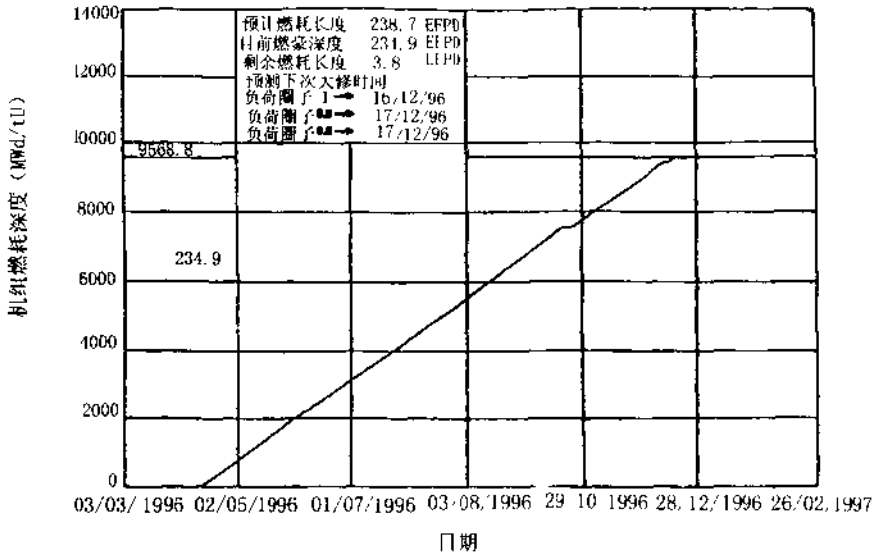


图 2.1.4.1-3 2号机组第三循环燃耗深度 (报告日期 1996年12月12日)

2.1.4.1-7 中**)。

- (3) 2号机组第二、三循环堆芯布置见图 2.1.4.1-8 和 2.1.4.1-9;
- (4) 1、2号机组第二、三循环堆芯控制棒束组件布置见图 2.1.4.1-10 和 2.1.4.1-11。

4. 核材料衡算管理活动

(1) 核材料许可证例行检查

1995年7月10日国家原子能机构核材料管制办公室换发了我公司的核材料许可证《国

核材证字第 R01 号》。1996 年 5 月 4 日~7 日,核材料管制办公室组织检查组对大亚湾核电站 1 号机组第二次换料和实物盘存,以及核材料许可证换证申请文件中所提出的薄弱环节的整改措施的实施情况进行了现场检查。检查组抽查了部分组件的燃料制造厂的发货单、组件交接记录、移动记录和实物盘存记录,并逐一核对了有关数据。检查组还抽查了我厂实物保护技防措施中 KKK 出入口控制系统及 DSI 周界监视系统。在保护区通道口及控制中心验证了卡加密的可靠性。检查组对大亚湾核电站的核材料衡算管理和实物保护给予了肯定并提出了改进措施。

(2) 国际原子能机构运行安全评审

1996 年 10 月 26 日国际原子能机构运行安全评审团(OSART)成员对反应堆工程专题进行评审检查。IAEA 专家对核材料管理进行了检查。

(3) 大亚湾核电站核材料操作活动

a. 核材料接收和转移

1996 年广东核电合营有限公司接收由宜宾燃料元件厂生产的燃料组件共 140 组:

- 1996 年 1 月 12 至 14 日接收 1 号机组第二次换料(第三循环)用组件 44 组;
- 1996 年 10 月 11 至 14 日接收 2 号机组第三次换料(第四循环)用组件 48 组;
- 1996 年 12 月 9 至 12 日接收 1 号机组第三次换料(第四循环)用组件 48 组;
- 1996 年 12 月 12 日将 4 组 3.1% 新燃料组件由 2 号机组燃料厂房转移到 1 号机组燃料厂房内作为 1 号机组的备用组件。

b. 换料和实物盘存

—1 号机组于 1996 年 5 月 1 日至 5 日第三循环装料,4 月 28 日和 5 月 5 日进行了实物盘存。

—2 号机组于 1996 年 2 月 2 日至 8 日第三循环装料,2 月 2 日和 2 月 8 日进行了实物盘存。

盘存后帐物相符,未出现不平衡差。核材料的消耗都用于发电,每座堆所产生的钚都存在于组件之中。

现将大亚湾核电站 1、2 号机组历年来核材料操作活动的日程列于表 2.1.4.1-4:

表 2.1.4.1-4 大亚湾核电站 1、2 号机组换料大修核材料操作活动日程表

循 环	第一循环		第二循环		第三循环		第四循环	
	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
到料	1992.11.13 ~11.27	1993.07.08	1994.08.10 ~08.13	1995.02.07 ~02.09	1996.01.12 ~01.14	1995.09.27 ~09.29	1996.12.09 ~12.12	1996.10.11 ~10.14
4 组 3.1% 组件转移	/	/	/	/	/	/	1996.12.12 2KX→1KX	1996.12.12 2KX→1KX
装料	1993.05.28 ~06.10	1993.11.23 ~11.26	1995.01.25 ~01.29	1995.04.23 ~04.27	1996.05.01 ~05.05	1996.02.02 ~02.08	1997.04.15 ~04.20	1997.01.25 ~01.28
实物盘存 (KX 厂房)	1992.12.30	/	1995.04.20	1995.04.20	1996.04.28	1996.02.02	1997.04.10	1997.01.23
实物盘存 (RX 厂房)	1993.06.01	1993.11.26	1995.01.29~30 1995.03.21 1995.04.25 1995.06.13	1995.04.27	1996.05.05	1996.02.08	1997.04.20	1997.01.28

续表

循环	第一循环		第二循环		第三循环		第四循环	
	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
临界	1993.07.28	1994.01.12	1995.06.30	1995.05.16 & 05.20	1996.05.23	1996.03.03	1997.05.07	1997.02.18
并网	1993.08.31	1994.02.07	1995.07.02	1995.05.20	1996.05.26	1996.04.09	1997.05.10	1997.02.25
停堆	1994.12.17	1995.04.04	1996.03.31	1995.12.15	1997.03.12	1996.12.10	/	/
卸料	1994.12.28 ~01.23	1995.04.12 ~04.15	1996.04.13 ~04.15	1995.12.26 ~12.30	1997.03.21 ~03.24	1996.12.29 1997.01.01	/	/

(4) 核材料衡算管理软件和核材料衡算报表

在1996年10月核材料衡算管理学习班期间对《核材料衡算管理通用软件HCL》的使用情况提出了改进意见,软件编者讲解了HCL升级版安装和使用。燃料管理科已将该升级版软件安装在大亚湾核电站,并投入使用。

大亚湾核电站的核材料衡算报表是应用HCL软件完成的,已按规定向国家原子能机构核材料管制办公室提交了上报报表及软盘。其报表、规定时间及上报情况列于下面:

核材料交接统计报表	实时报	1996年已上报
核材料出入境统计报表	实时报	1996年无
核材料库存变化统计报表	季报	1996年已上报
核材料实际库存统计报表	季报	1996年已上报
核材料平衡统计报表	季报	1996年已上报
核材料注释统计表	实时报	1996年已上报
核材料事故损失统计报表	实时报	1996年已上报
核材料库存变化综合统计报表	半年报	1996年已上报
核材料平衡综合统计报表	半年报	1996年已上报
核材料进出口通知单	实时报	1996年无

(5) 核材料衡算管理规章制度

1996年,公司统一组织并要求按电厂质量管理手册来规范管理程序和执行程序,为此,核材料衡算管理的程序也相应作了调整和修改,列于下面:

电厂质量管理手册第18章	原生产部规程
PQOM Section 18	(AD/././.), (IP/././.) etc.

IP/FUL/010 核材料衡算管理 AD/OPS/099, FH S XRCP 004

IP/FUL/020 核燃料接收、贮存和换料 AD/OPS/135, IP/OPM/064

FH S XRCP 004, UM S IPMC 09

(6) 核材料衡算管理培训

在完成1996年度核电站规定的培训后,由电站经理向核材料衡算管理人员授权。1996年10月8日~15日大亚湾核电站派人参加了国家原子能机构核材料管制办公室举办的核材料衡算管理学习班。

2.1.4.2 水库淡水储量及除盐水生产

1. 大坑水库淡水储量变化情况

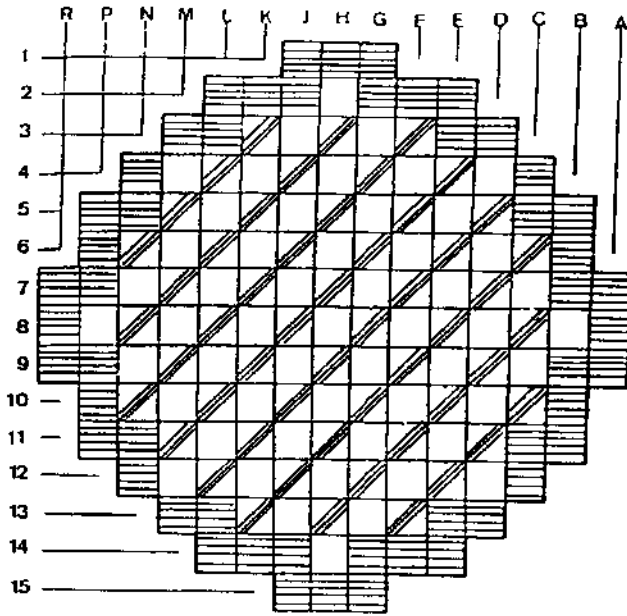


图2.1-4 1、2号机组第一循环堆芯装载图

图中：轴-235百分比密度 %0.5

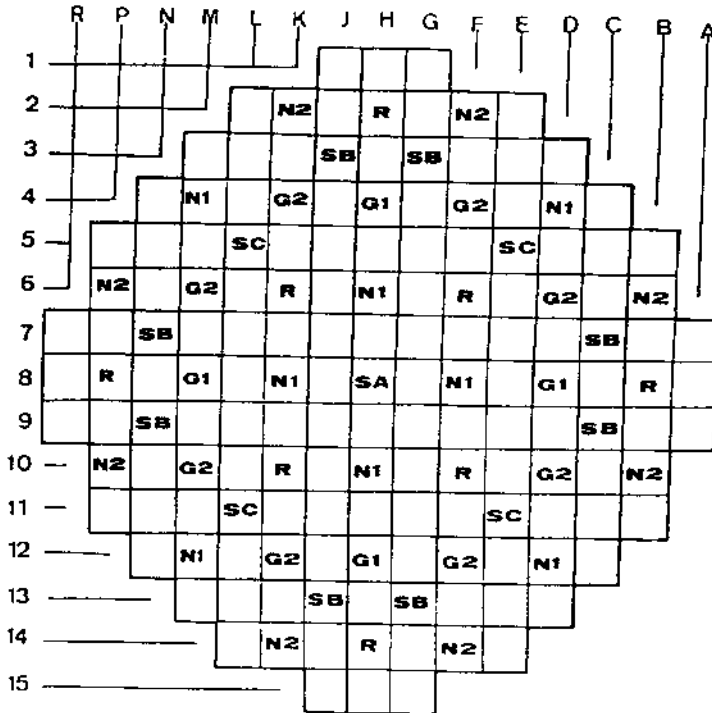


图 2.1.4.1-5 1、2号机组第一循环控制棒束组件在堆芯的位置图

* 第一循环堆芯控制棒束组件共 49 组

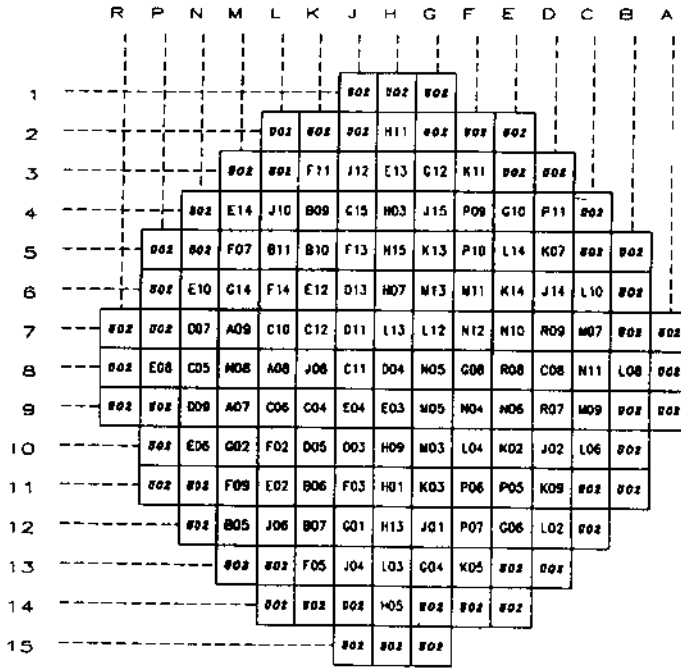


图 2.1.4.1-6 1号机组第二循环堆芯装载图

图中标号：组件在第一循环堆芯中的位置；

U02：3.2%新燃料组件。

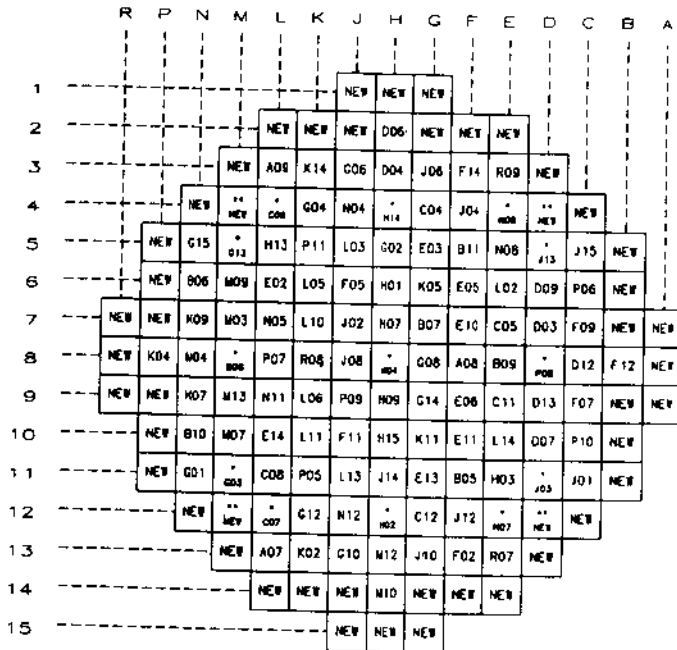


图 2.1.4.1-7 1号机组第一循环堆芯装载图

图中标号：组件在第二循环堆芯中的位置；*：组件在第一循环堆芯中的位置；

NEW：3.2%新燃料组件；

**：3.1%新燃料组件。

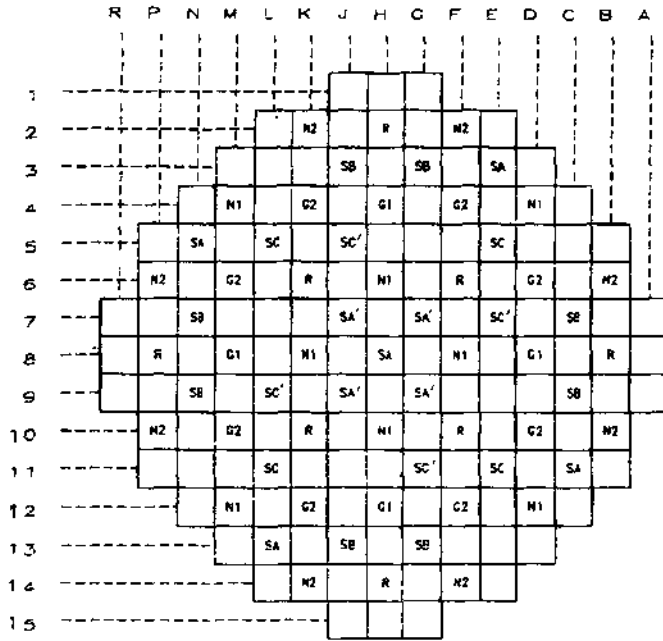


图 2.1.4.1-10 1、2号机组第二循环控制棒束组件在堆芯的位置图

* 第二循环的控制棒组件为 61 组，其中每个机组有 8 组 SA' 和 SC'，这类控制棒仅在两台机组的第二循环使用，他们是控制棒落棒时间超差的短期解决方案的组成部分，自第三循环起，这 8 组控制棒就不再使用。

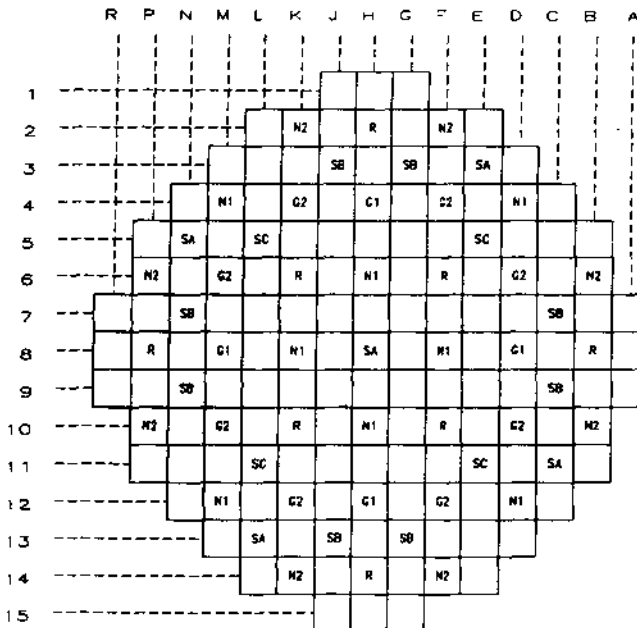


图 2.1.4.1-11 1、2号机组第三循环控制棒束组件在堆芯的位置图

* 第三循环堆芯控制棒束组件共 53 组

在过去的一年里,大坑水库储蓄的淡水,在各项节水措施的落实、实施以及在全体员工的配合下,得到了充分、合理的应用。最大限度地保证了核电站生产、二核工程施工用水及全体员工生活用水。与1995年相比,大坑水库的蓄水与生产有如下特点:

(1) 1996年度大亚湾核电站地区降雨量:见附图2.1.4.2-1。

a. 降雨量比较均匀,除6月、9月两个月下雨量稍大,其它四个月降雨量均在160mm左右,大坑水库满库容运行时间较之往年短,仅仅为两个月的时间。

b. 全年有约四个月的时间未降雨。

(2) 1996年度大坑水库供水量和库容量:见附图2.1.4.2-2和2.1.4.2-3。

a. 二核施工现场和生活区月供水量平均为15.7万 m^3 ,年总供水量为183.5万 m^3 ,均比去年下降了10.4%。

b. 厂区生产用水月平均为5万 m^3 ,年总用水量为60万 m^3 ,均比去年下降了16.7%。

(3) 需关注的预防性问题:

a. 大坑水库、水厂已投运十多年的时间,许多设备、设施还是沿用临时设施。各种转动机械出力下降,加药流程落后,大坑水库淤泥量逐年增加等等。

b. 生活区水管网错综复杂,大部分直径200mm以上阀门无备品备件,管道锈蚀相当严重。目前只能在0.45MPa压力以下运行。

2. 除盐水生产

1996年,两台机组的运行比上年度更为稳定,水的消耗呈大幅度下降趋势,见附图2.1.4.2-4、2.1.4.2-5及表2.1.4.2-1。生水消耗下降了10万 m^3 。其中,生活用水(SEP)下降了7.3万 m^3 ;二回路补给水(SER)下降了6万 m^3 ;一回路除盐水(SED)增加了3.6万 m^3 ,主要是改造项目“凝结水精处理系统”调试期间用水量较大,特别是7月~9月份,平均每月用水6000~7000 m^3 ,为正常用水的3~3.5倍。

预处理和除盐水的生产稳定,水质都符合化学规范要求,实际测定值低于规范值。但是随着设备和系统的长期运行,暴露出不少问题:

(1) 两列混床(250DE)在反洗时,树脂随水流溢出。经打开人孔门检查,发现上部配水装置断裂,检修后恢复正常。其后,检查1列混床(150DE),未见异常。两列混床都补充了树脂。

(2) 在对清水箱(010BA)进行年检清洗时,发现池底有不少砂子(约4~5kg)。经检查分析,对3号砂滤池(030FI)进行检修,其出水浊度恢复正常,漏砂的问题还要在运行中不断跟踪。

(3) 一些气动阀的限位器不灵,管道、电缆支架及其它部件的防腐问题等等。

根据上述一些情况,初步作了预防性维修的补充建议,并对阴阳床再生过程进行了跟踪,为下年度安全经济运行打下了基础。

2.1.4.3 化学试剂的使用与评价

1996年两台机组的运行状态良好,使得大宗试剂的消耗平稳、合理,大多数试剂比1995年有了较大幅度的下降。1996年大宗化学试剂消耗量见表2.1.4.3-1。

1. 硼酸和氢氧化锂

1996年硼酸的消耗比1995年(22.8t)下降了53%;氢氧化锂(1995年用50kg)下降了82%。这说明机组运行越稳定,这两种试剂消耗越少。

存在的问题:1号机组只消耗氢氧化锂1.67kg;而2号机组消耗了7.52kg,占年耗量的

82%。其原因主要是2号机组第二次大修后启动时，因操作不当，反复加了多次试剂。但并未真正加入反应堆冷却剂系统主回路，造成了浪费。

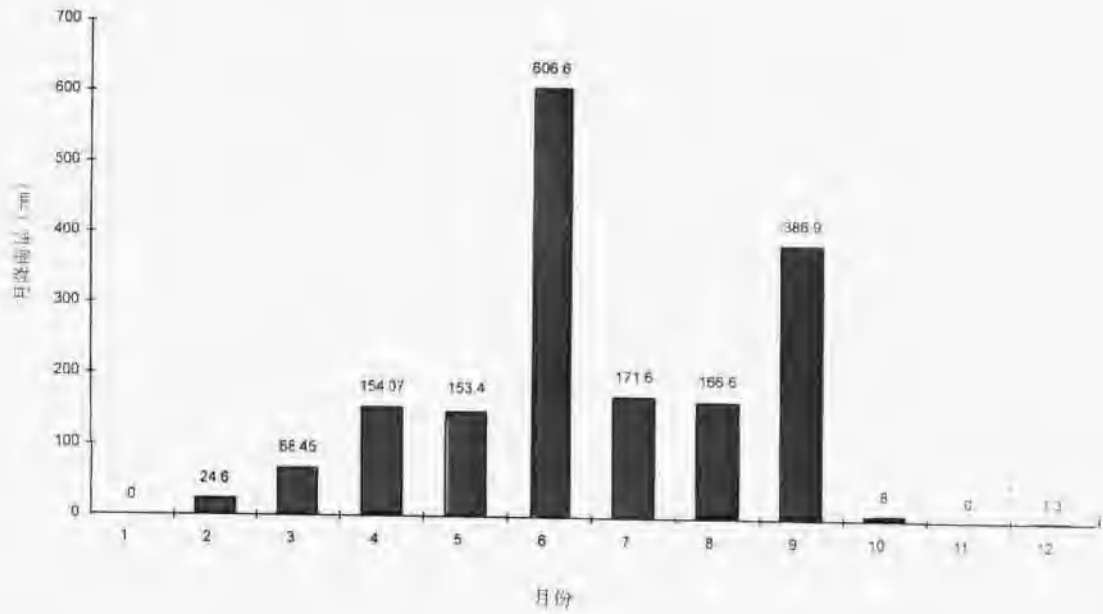


图 2.1.4.2-1 1996 年大亚湾核电站地区月降雨量

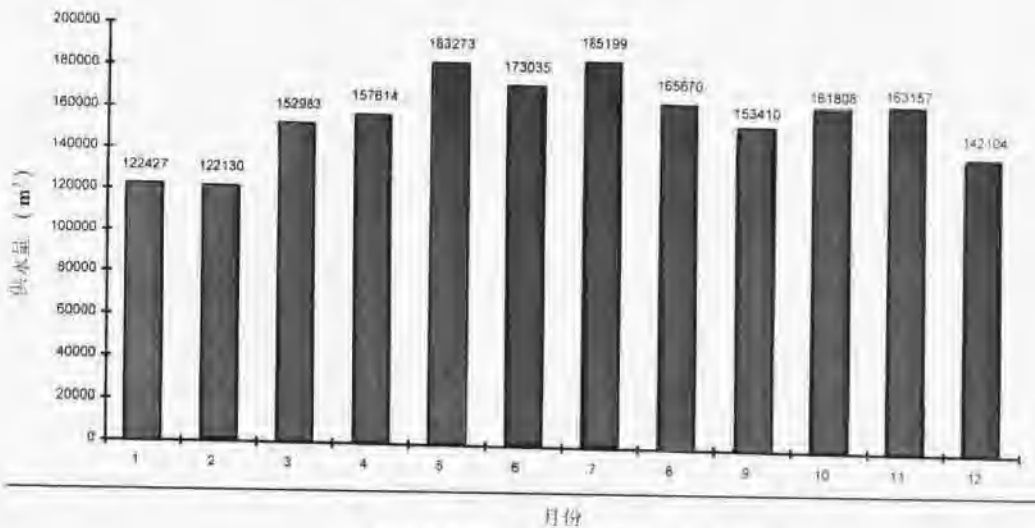


图 2.1.4.2-2 1996 年大坑水库月供水量

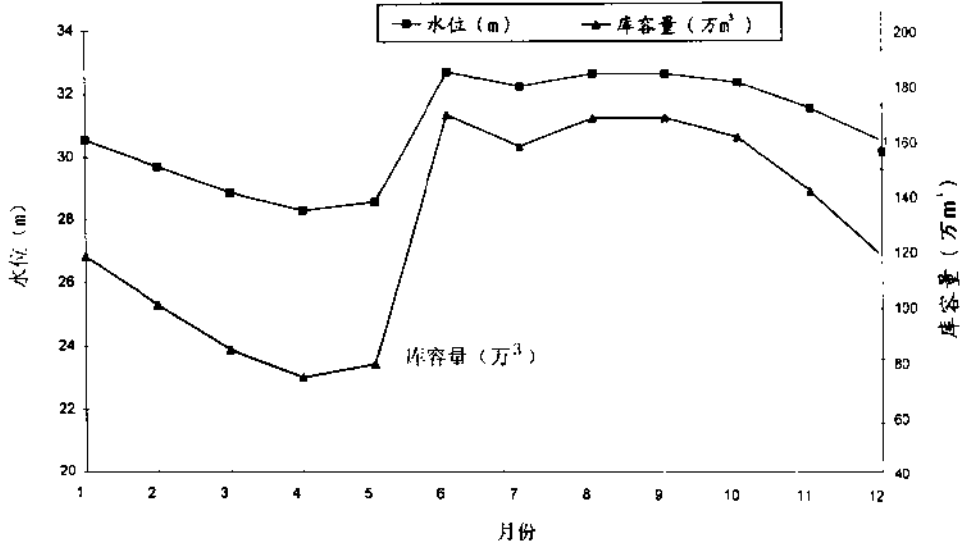


图 2.1.4.2-3 1996 年大坑水库水位和库容量关系图

表 2.1.4.2-1 制水车间水的生产量和消耗量

月份	生水	排放 生水排放率 (%)	除盐水制水量 (m ³)			生活用水 (m ³)	常规岛除盐 水分配 (m ³)	核岛除盐水 分配 (m ³)
			第 1 列	第 2 列	总量			
1 月	34222	0.00	4308	6462	10770	20030	8739	2031
2 月	39943	0.00	6571	10421	16992	22951	15393	1599
3 月	51909	0.00	3341	23404	26745	19973	24570	2175
4 月	51475	0.00	8034	12513	20547	25781	18660	1887
5 月	87595	3.96	16196	17361	33557	43292	28582	4975
6 月	57273	0.00	9520	7180	16700	35661	11333	5367
7 月	68793	0.00	10617	10783	21400	42148	12423	8977
8 月	46350	5.59	11106	15010	26116	9547	18172	7944
9 月	36046	0.00	13672	7571	21243	9176	12006	9237
10 月	42636	0.00	10031	10182	20213	18062	13800	6413
11 月	49944	0.00	12996	7049	20045	23739	15095	4949
12 月	34535	0.00	11175	3094	14269	16486	11817	2452
总计	600721	1.01	117567	131030	248597	286846	190591	58006

2. 氨水和联氨

此二项的消耗量较 1995 年 (氨水为 20.9t, 联氨为 7.7t) 有所上升, 分别高出约 23% 和 64%。这是由于:

(1) 1 和 2 号 SIR 加药系统在机组 1996 年第二次大修期间进行了改造, 加药泵由隔膜泵改为柱塞泵后, 其故障率大大下降, 而且, 新的化学规范要求二路给水保持更高的联氨浓度。加药量基本保持连续稳定。而在 1995 年, 隔膜泵经常故障, 以致所需加入的药加不进去。比

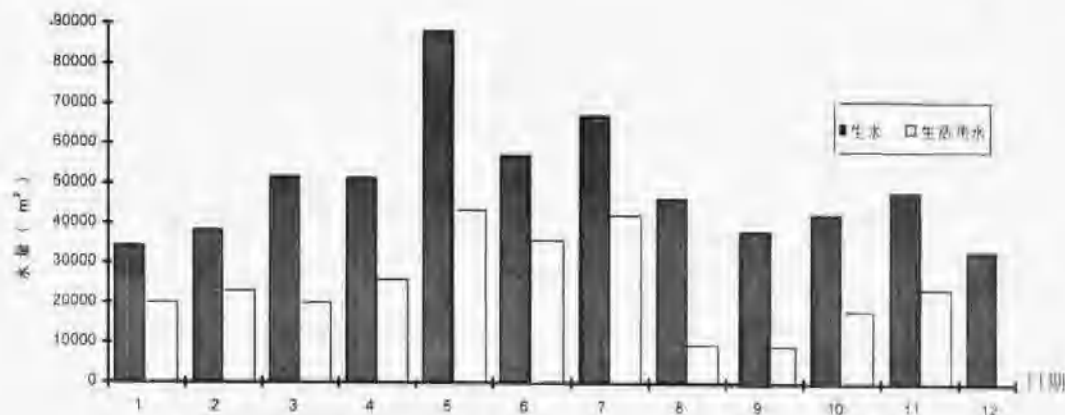


图 2.1.4.2-4 生水和生活用水产量图

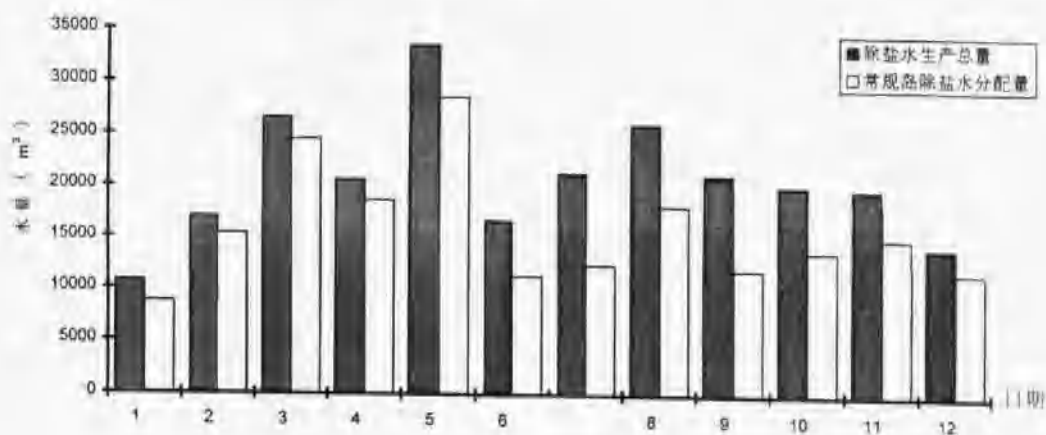


图 2.1.4.2-5 除盐水生产图

较起来，1996年加药正常，药的消耗量就增加了。

(2) 10月以后随着秋季到来，海水温度下降，凝汽器真空上升，抽汽量下降，使二回路耗氨量也随之下降。而且，新的化学规范要求二回路给水保持更高的联氨浓度为了平衡氨与联氨在二回路浓度，10月以后的加药方式由原来的混加（氨：联氨=2：1，以桶计）改为只加联氨，其中氨的补充由联氨分解而成，由此保证二者在二回路里的浓度都符合新的化学规范。

综上所述，氨与联氨量的增加是正常的。而且，联氨的增加量远大于氨的增加量也是正常的。

3. 盐酸和烧碱

(1) SDA系统：1996年除盐水生产24.86万 m^3 ，比1995年下降约2.5万 m^3 ，其中SED水有一半消耗在CPP调试上。酸、碱的耗量比上年度（酸100.5t，碱106t）相应略有降低。

(2) CPP系统（凝结水精处理系统）：

两台机组的CPP系统在1996年处于安装、调试高峰，新树脂装入后的转型和试验消耗了大量的酸、碱。

4. 次氯酸钠

因为两台机组的制氯系统 (CTE) 运行日趋正常, 此试剂消耗量比 1995 年的 2000t 已大为下降, 仅占上年度的 19%。这是运行、维修和技术服务等各部门卓有成效的工作的结果。

其中, SDA 系统此试剂的消耗量与上年度持平。

5. 三氯化铁

本年度和上年度的生水产量和三氯化铁耗量, 基本是每吨试剂生产 1 万吨水。本年度的消耗量是正常的。

6. 磷酸三钠

本年度此试剂的消耗比 1995 年下降了 13% 左右。说明各冷却水系统 (RRI, DEG, SRI) 的排水、换水及泄漏量下降, 系统运行稳定。

总而言之, 本年度的化学试剂消耗有较大幅度的下降, 但仍有潜力做得更好。在保证各类水介质符合化学规范的前提下, 提高人员素质和管理水平, 保证设备和系统的可用性, 优化相应的运行参数 (如 SDA 的酸、碱耗量), 降低化学试剂的消耗, 不仅可节约成本, 而且可以减少对环境的污染, 对大亚湾核电站而言, 有着现实和长远的意义。

表 2.1.4.3-1 1996 年度大宗化学试剂消耗量

项目 \ 机组及系统	1 号和 2 号机组	SDA 系统	CPP 系统 (调试用)
氢氧化锂 (kg)	9.2	-	
磷酸三钠 (t)	2.35	-	
联氨 (t)	12.7	-	-
氨水 (t)	25.7	-	
硼酸 (t)	10.8	-	-
次氯酸钠 (t)	360	19.2	-
50% 氢氧化钠 (t)	-	94.2	122.5
32% 氢氧化钠 (t)	-	-	73.98
31% 盐酸 (t)	-	87.0	222.0
三氯化铁 (t)	-	60.9	

2.1.4.4 外购电

220kV 水核线向核电站提供站外辅助电源。当机组大修或意外停机时, 部分厂用 6.6kV 母线将转由水核线辅助变压器供电。另外水核线进入厂区后, 线路“T”接有一台 20MVA 变压器, 供厂区部分办公和生活用电。这两部分用电组成了大亚湾核电站的外购电量, 按涉外高需求用电电价向深圳供电局购买。

高需求用电计费由电度电费和基本容量电费两部分组成。电度电费人民币 0.89 元/kWh。每月每 kVA 容量最少用电 40kWh, 实际低于此数时, 按此标准计收。基本容量电费又分两类: 500kVA 以下 22.00 元/kVA, 500kVA 以上 25.00 元/kVA。由于位于水核线末端的核电辅助变压器全年绝大部分时间空载运行, 用电很少, 所以整个外购电费中基本容量电费占有较大

比重。就整个水核线用电费用看,月用电量越少,综合平均电价越高。如12月T接的20MVA变压器故障停用,该月综合均价就高达2.44元/kWh

表 2.1.4.4-1 1996年各月外购电量统计

日期(月)	外购电量(kWh)	支付电费(人民币:元)	综合平均电价(元/kWh)
1	1,193,030.00	1,676,796.70	1.41
2	961,052.00	1,470,336.28	1.53
3	927,912.00	1,440,841.68	1.55
4	1,848,000.00	2,259,720.00	1.22
5	1,320,000.00	1,789,800.00	1.36
6	1,320,000.00	1,789,800.00	1.36
7	1,980,000.00	2,377,200.00	1.20
8	3,960,000.00	4,139,400.00	1.05
9	792,000.00	1,319,880.00	1.67
10	2,244,000.00	2,612,160.00	1.16
11	1,320,000.00	1,789,800.00	1.36
12	396,000.00	967,440.00	2.44

2.1.5 工程及电站改造项目

2.1.5.1 电站改造项目管理

1. 改造项目管理规程的完善

1994、1995年陆续批准实施的ENG/800系列改造项目管理及执行规程,在改造项目的规范化管理、电站安全、质量控制等方面发挥了重要作用。同时这些规程自身在改造实践中又不断得到检验。根据内部和外部的经验反馈,特别是随着工程设计自主化程度的逐步提高,规程的完善工作日益迫切,为此对改造管理的有关规程也在不断进行修改升版与补充。

截止到1996年12月31日,正式批准的规程状况如下:

AD/ENG/800 Rev.3 改造过程政策

IP/ENG/810 Rev.2 改造申请与初步设计审查

IP/ENG/820 Rev.2 改造项目详细设计与实施

IP/ENG/830 Rev.2 改造项目鉴定与完工

IP/ENG/840 Rev.2 工程变更通知

IP/ENG/850 Rev.1 核安全评估

IP/ENG/860 Rev.1 设计检验

IP/ENG/870 Rev.1 文件更新过程

IP/ENG/880 Rev.1 改造项目的鉴定试验报告处理过程

IP/ENG/890 Rev.1 大修中紧急设计变更申请

IP/ENG/831 Rev.1 改造项目归档导则

2. 改造项目处理过程

改造项目的处理包括以下五个主要阶段：

- (1) 改造申请的提出、批准。
- (2) 初步分析、论证。
- (3) 详细设计及现场实施。
- (4) 鉴定试验及完工。
- (5) 文件最终更新及项目关闭。

2.1.5.2 工程遗留项目及重要遗留项目说明

1. 工程遗留项目

从工程建造之日起到签发临时验收证书 (Provisional Acceptance Certificate, 简称 PAC) 之日止, 在设计、供货、安装及调试方面出现了不少工程问题。其中绝大部分都已在工程建设阶段及 1994、1995 年的日常运行和大修中得到了解决。但由于设计未完成、供货不及时及实施时间窗口的限制等多种原因, 仍有少量问题还未完全解决, 这些问题统称为工程遗留问题。截止到 1996 年 12 月底, 工程遗留项目共有 16 项, 其中核岛 8 项、常规岛 5 项, 电厂配套设施 3 项。

为加强对工程遗留项目处理过程的控制, 保证遗留项目现场实施后受影响的文件、图纸得到及时更新, 工程遗留项目的解决方案一旦确定, 均已转成改造申请, 以遵循改造项目的管理规程。

2. 重要遗留项目说明

(1) DVN、DVK、DVL 通风系统凝结水问题

由于原设计对厂房内部得热量、得湿量估算不准, 又未充分考虑到室外大气温、湿度高的影响, 致使通风系统部分风管外壁结露。虽然已对局部风管试装保温层并收到一定效果, 但由于安装空间限制, 不可能在所有结露风管上均加装保温材料。目前仍在寻求合理可行的解决方案。

(2) 1/2GSS 汽水分离再热器隔离试验

汽水分离再热器有两级加热, 第一级为抽汽加热, 第二级为主蒸汽加热。按照 GEC-A 的原设计, 每一级加热汽源均可分别在汽机处于任何稳定负荷情况下进行完全隔离, 保证在某一加热蒸汽管道、设备等不可用的异常情况下仍能维持汽轮发电机组稳定运行。调试期间执行该隔离试验时, 汽机因胀差、振动超标而停机, 试验未成功。GEC-A 认为原因是再热蒸汽温度下降速率过快, 遂对控制软件进行修改, 将降温速率由原来的 2 C/分钟改为 0.5 C/分钟。现在, 修改工作已完成, 等待隔离试验验证。在第一和第二次换料大修期间, 由于实施时间窗口的限制, 试验多次被迫取消, 而成为遗留项目。

2.1.5.3 不符合项管理

1. 不符合项管理现状

通过不断总结经验, 电站的不符合项管理工作也不断得到了改进和完善, 逐步实施了管理程序化和规范化。与 1995 年相比, 1996 年主要在以下几个方面取得了显著改进:

(1) 总结几年来运行维修经验, 修订再版的不符合项管理程序。

(2) 多次举办培训班, 对电站有关人员进行培训, 进一步理顺了各部门的职责、功能和相互关系。

(3) 加强部门之间的沟通与协调,做到明确责任、相互理解、相互支持配合,减少了运作过程中的推诿、扯皮现象。

(4) 加大管理力度,严格按程序中规定的步骤和要求控制把关,使不符合项报告内容更加完整、正确和具有可操作性。

(5) 定期召开不符合项处理跟踪协调会(尤其在大修时每周要进行一次),及时掌握项目处理进展状况,协调并落实进一步的行动。

(6) 改进计算机管理软件系统,使其在功能上更加完善和优越,以满足在实践过程中不断提出的新的要求。

(7) 不符合项报告增加了必须做运行影响评价的内容,使得在考虑处理方案时不仅只针对物项本身,还要考虑到该物项对系统、对核安全和电站可用率方面的影响。

2. 不符合项分类统计

截止1996年12月31日不符合项报告的分类统计情况见2.1.5.3-1。

表 2.1.5.3-1 不符合项报告分类统计表

分类 发出部门	发出数量	质量等级			状 态			
		QSR	QR	NQR	打开	有条件释放	工作结束	关闭
OPM/ME	112	35	74	3	15	7	5	85
OPM/MI	414	104	196	114	16	1	5	392
OPM/MM	278	114	160	4	20	7	10	241
OPM/MS	5	5	3	2	0	0	0	5
OPO	29	1	28	0	2	1	0	26
OPT	8	7	1	0	3	0	0	5
OTS	44	19	20	5	7	3	3	31
OPH	4	1	3	0	0	0	0	4
总计	894	284	484	126	63	19	23	789

3. 不符合项处理情况

(1) 大修不符合项处理

1996年期间先后完成了两台机组的第二次换料大修,目前2号机组第三次大修正在进行之中。这几次大修中处理的不符合项情况统计如表2.1.5.3-2所示。

表 2.1.5.3-2 大修中处理的不符合项统计

大修次数		1号机组 第二次大修	2号机组 第二次大修	2号机组 第三次大修
质量级别	质量安全相关	20	35	18
	质量相关	26	30	21

续表

分 类		大修次数	1号机组第二次大修	2号机组第二次大修	2号机组第三次大修
处理方案	维修	12		22	9
	改造	17		20	14
	更换	8		7	6
	返工	4		2	0
	照用	5		14	10
专业	电气	11		17	12
	仪表	8		5	6
	机械	27		43	21
状态	关闭	11		17	0
	工作结束	19		19	9
	有条件释放	12		20	0
	打开	4		9	30
共 计 项 目		46		65	39

* 2号机组第三次大修正在进行,统计数据为截止到1996年12月31日的状态。

(2)重大不符合项处理简述

a. 核岛部分:

(a)安全壳喷淋及再循环误动(NCRX940304,X950032)

1995年1月,1号机组停堆大修期间,当进行LCC再送电时,出现安全壳压力通道HI4喷淋信号误发。由于当时安全系统(EAS,RIS)均已隔离,仅仅引起LHQ启动而未造成其它后果。引起事件的根本原因在于安全壳通道HI4及RWST水位通道MIN2、MIN3设计有误。逻辑设计采用了负逻辑(失电动作),同时为防止失电误动,设计了备用闭锁保护通道。因此当电源失电或RPR内部逻辑元件失效时引发HI4、MIN2、MIN3信号误发等一系列严重后果。目前现场已实施了最终改进方案,即将HI4、MIN2、MIN3的SIP柜至RPR之间接口部分由“失电动作”改为“带电动作”,RPR内部保留“失电动作”,取消该接口部分的备用闭锁保护通道。实施改进后,误动概率减少到改进前的1/60。

(b)RRI冷却水泵电机定子绕阻接地故障(NCR 196009A)

1995年12月17日,正在运行的1RRI002MO电机发生定子绕阻接地故障。停运检查发现,B相6个定子槽的槽楔脱落和第12槽B相上层线棒两处对地击穿损坏。随后决定对该制造厂生产的26台6.6kV电机进行检查,发现同样问题的电机还有2台,且上述3台电机均属1988年12月生产的同一批产品。经分析最后确认属制造质量问题。目前已将故障电机全部用合格备品更换。

(c)SEC重要生水系统衬胶管腐蚀(NCR2950130)

运行中发现2RRI001/002RF冷却器的海水侧进口衬胶管出现穿孔泄漏故障。经分析是由于长期运行中管内衬胶老化破裂,导致海水直接侵蚀碳钢管所致。事故发生后立即采取了临

时修补措施,并在随后的机组第二次大修中采用内衬 8mm 聚丙烯的钢塑复合管更换了以前的内衬氯丁橡胶碳钢管。因钢塑复合管耐腐蚀、耐老化性能良好,该问题得到较好解决。

(d)ASG001/011MN 水位计测量误差(NCR X950048、X950108)

运行中发现 ASG001BA 水箱水位在主控制室 001/011MN 水位计上的指示与报警信号指示不一致。调查表明主控室指示值比水箱就地水位计指示值高 0.5m。其根本原因是仪表管道布置不合理,造成管线中积水,产生静水柱引起测量误差。在机组第二次大修时已对仪表管线进行改造。问题得到解决。

(e)RRI 冷却水泵入口侧稳流器脱落事件(NCR296038A)

2 号机组第二次大修时,发生 RRI 冷却水泵入口侧稳流器脱落事件。并且脱落的稳流器被冲至下游冷却水泵处,将泵的叶轮打坏。该稳流器的主要作用是减小泵的振动和防止泵叶轮发生汽蚀。经分析,脱落的根本原因是由于稳流器结构设计和安装设计不合理所致。目前已将改进设计的新稳流器重新装上,增加了部件的结构强度和在管路上的安装强度,以防稳流器再次脱落事故发生。

b. 常规岛部分:

(a)高压缸第 5 级叶片连接带裂纹(NCR296008A)

1996 年 1 月,2 号机组第二次大修时,无损探伤检查中发现在高压转子第 5 级叶片连接带不同位置上有 4 条裂纹,其中有一条连接带有 2 条裂纹。这 4 条裂纹均发生在两组搭接口附近的铆孔边,属高循环疲劳应力引起的穿透性裂纹。在 1 号机组第二次大修时也发现了同类裂纹。GECA 认为是因原设计连接带强度余度不够,而 GNPJVC 对此尚有不同看法。目前已经采取了增加连接带强度和刚度的措施,但根本原因仍在调查之中。

(b)GEX 励磁机故障(NCR296040A)

2 号机组第二次大修结束启动并网过程中,发生励磁机旋转整流器、交流软连接线、二级管连接熔丝和整流轂等不同程度烧损事故。初步分析其原因为整流轂之间轴绝缘衬套表面被污染形成闪络,绝缘损坏造成短路导致损坏。污染可能是来源于碳粉或金属外来物等,目前仍在调查。事故后立即将故障励磁机送回英国抢修,目前已修复回装。同时 GNPJVC 还要求 GECA 考虑如何改进励磁机通风系统以防止碳粉落入到励磁机旋转整流轂部位的措施。

(c)CTE 海水输送泵腐蚀(NCR X96061A)

电站 4 台 CTE 海水输送泵经试运行和运行,目前有 3 台泵已被完全腐蚀破坏,叶轮表面、泵壳内表面布满大大小小的蚀坑。根据调查分析,确认是由于泵的材料不耐海水腐蚀所致。目前被腐蚀的泵已经修复,能维持正常运行。而最终方案则是采用大连耐酸泵厂生产的用海水钢 NH35 制造的海水泵进行更换。该工作目前正在准备实施过程中。

(d)GEV 主变压器 26kV 软连接过热(NCR 196050A)

在 1 号机组主变压器年检时,发现其 26kV 侧套管与封闭母线之间的软连接铜辫过热烧黑事故,经初步分析,主要是由于导体连接处紧固力矩不均匀,造成接触不良,接触电阻过大所致。在机组第二次大修时,已将软连接全部更换,并根据厂家要求,去掉了过渡铝板接触面上的镀锡层。为防止接触不良,已根据厂家提供的力矩值,逐个紧固螺丝并进行了校验。在第三次大修中还准备装设一个冷却干燥通风回路,以防过热现象发生。

(e)GSE***^① SM 限位开关过热损坏(NCR X950141)

① ***代表多个限位开关,每一开关有一个 3 位数字编号。

由于汽轮机低压缸进汽主汽门安装位置处的环境温度太高,造成大量阀门限位开关 GSE***SM 过热损坏。目前已将原来的限位开关全部更换为耐高温型限位开关,并实施了增设隔热层和改善环境通风条件的一些改进,以防止限位开关过热发生。

2.1.5.4 在役检查和金属监督

1. 核岛在役检查

(1)1 号机组第二次大修(102 大修)核岛在役检查

a. 主要检查项目

- (a)蒸汽发生器传热管的涡流探伤(计划性的):1437 根。
- (b)蒸汽发生器传热管的涡流探伤(重复性的):15 根。
- (c)蒸汽发生器 96 个螺栓的超声检查和 96 个螺帽的目视检查。
- (d)反应堆顶盖 58 个螺栓和螺帽涡流探伤。
- (e)蒸汽发生器二次侧的目视检查和二次侧管板清洁度的 ITV 检查。
- (f)稳压器焊缝的射线检查。
- (g)ARE 和 ASG 系统管线焊缝的射线、目视和渗透检查。
- (h)一回路压力边界管线焊缝的抽样射线、目视和渗透检查。
- (i)11 个与核安全相关的热交换器和容器的目视检查。
- (j)与核安全相关的阀门支座的目视检查。
- (k)在预防性检修计划中包括的无损探伤(NDT)项目:
 - RIC 系统 50 根指套管的涡流检查;
 - 三台主泵惯性飞轮的超声检查。

b. 主要检查情况

(a)在对蒸汽发生器二次侧管板清洁度进行 ITV 电视检查时,发现 3 号蒸汽发生器管板上有 2 个外来异物,决定增加对异物周围共 19 根管子的涡流检查(NCR1.96.052A)。

(b)蒸汽发生器传热管涡流检查

1 号蒸汽发生器:在所检查的 313 根管子中,没有超过记录水平的材料损耗型缺陷。在役前检查中已发现的凹痕,此次检查中没有明显的发展变化。

2 号蒸汽发生器:在所检查的 830 根管子中,没有超过记录水平的材料损耗型缺陷。此次检查中所探测到的凹痕,除在以前检查中发现外,没有发展变化。有两个新的凹痕,但其幅度很小,刚刚超过记录水平。

3 号蒸汽发生器:在所检查的 328 根管子中,没有超过记录水平的材料损耗型缺陷。在役前检查中已发现的凹痕,此次检查中没有明显的发展变化。由于发现外来异物而增加检查 19 根管子,也未在管根处发现异常,故相关的 NCR1.96.052A 1.96052A 有条件地释放。

(c) RIC 系统 50 根指套管的涡流检查,发现有 11 根管子被探测到有材料损耗型缺陷指示:最大损耗壁厚为 28% (管号为 A9); 低于跟踪监督标准 (48%) 和验收标准 (65%)。

(d) 反应堆顶盖螺栓螺帽的涡流探伤,其中螺栓第 44 号、第 57 号有缺陷指示。既有以前检查发现过的缺陷,也有新发现的缺陷。经目视和表面渗透复查,证实缺陷为齿面腐蚀,无根部裂纹且均未超过 2mm 的当量标准。

c. 主要检查结论

(a) 所有计划内的检查项目均已完成。

- (b) 以前检查发现的缺陷, 此次检查证实无明显的变化。
- (c) 少量新发现的缺陷均在验收标准范围之内。
- (d) 蒸汽发生器传热管、反应堆顶盖螺栓缺陷将在下次检查中继续监督跟踪。

(2) 2号机组第二次大修(202大修)

a. 主要检查项目

- (a) 蒸汽发生器传热管的涡流探伤(计划性的): 1451根。
- (b) 蒸汽发生器传热管的涡流探伤(重复性的): 64根。
- (c) 蒸汽发生器96个螺栓的超声检查和96个螺帽的目视检查。
- (d) 蒸汽发生器一次侧接管焊缝的射线检查。
- (e) 稳压器焊缝的射线检查、16个螺栓的超声检查和16个螺帽的目视检查。
- (f) 一回路压力边界管线焊缝的抽样射线、目视和渗透检查。
- (g) 蒸汽发生器二次侧的目视检查和二次侧管板清洁度ITV检查。
- (h) 11个与核安全相关的热交换器和容器的目视检查。
- (i) 主蒸汽系统VVP管线焊缝的超声检查。
- (j) 与核安全相关的阀门支座的目视检查。
- (k) 在预防性检修计划中包括的无损探伤(NDT)项目:
 - RIC系统50根指套管的涡流探伤;
 - 三台主泵惯性飞轮的超声检查。

b. 主要检查情况:

(a) 在对蒸汽发生器二次侧管板清洁度进行ITV检查时, 发现三台蒸汽发生器的管板上共有13个外来异物, 决定增加对异物周围共93根管子的涡流探伤(NCR2.96.002/003/004A)。

(b) 蒸汽发生器传热管涡流检查

- 1号蒸汽发生器: 在所检查的357根管子中, 没有超过记录水平的材料损耗型缺陷。役前检查及上次检查中已发现的凹痕, 此次检查中没有明显的发展变化。
- 2号蒸汽发生器: 在所检查的904根管子中, 没有超过记录水平的材料损耗型缺陷, 除其中有一根管子由于其凹痕幅度较小而不作记录外, 其余在役前检查中发现的凹痕, 此次检查中没有明显的发展变化。
- 3号蒸汽发生器: 在所检查的347根管子中, 没有超过记录水平的材料损耗型缺陷。在役前检查及上次检查中已发现的凹痕, 此次检查中没有明显的发展变化。

(c) 蒸汽发生器一次侧焊缝的超声检查, 所有在役前检查中已发现的缺陷信号, 此次检查中没有明显的变化。在SG220焊缝S/C001检查中发现一个新的缺陷信号, 其幅度为0dB, 长度为9mm。

(d) 主蒸汽系统管线焊缝的超声检查, 所有在役前检查中已发现的缺陷信号, 此次检查中没有明显的发展变化。在2W10082A211/A214焊缝检查中发现三个新的缺陷信号, 其最大幅度为-5dB, 长度为15mm。

(e) RIC系统50根指套管的涡流探伤, 发现有7根管子被探测到有材料损耗型缺陷指示。最大损耗壁厚为37%(管号为L14), 低于跟踪监督标准(48%)和验收标准(65%)。

c. 主要检查结论

(a) 2 台热交换器 2EAS001/002RF 因手孔备件不足, 没有打开手孔进行内部目视检查, 该项目将在下次大修中安排。

(b) 一回路压力边界管道焊缝液体渗透检查中, 发现有 29 条焊缝部分可达和 4 条焊缝因保温层无法拆除而未实施检查, 该 4 条焊缝的检查将在下次大修中安排实施。

(c) 稳压器焊缝的射线探伤由于⁶⁰Co 源机故障无法解决, 计划检查项目推迟到下次大修中进行。

(d) 以前检查发现的缺陷, 此次检查证实无明显的变化。

(e) 少量新发现的缺陷均在验收标准范围之内。

(f) 蒸汽发生器传热管的缺陷及管板上异物周围管子将在下次检查中监督跟踪。

2. 常规岛及 BOP 在役检查

为保证常规岛汽轮机、压力容器及辅助锅炉的安全运行, 根据我国安全技术规范和归口管理的要求, 在 1995 年所做的压力容器制造质量文件清查、办理注册登记等安全工作基础上, 1996 年我们做了如下工作:

a. 编制和修改程序大纲、执行程序及制订全年检查计划

根据已生效的《常规岛和电站配套设施压力容器在役检查大纲》及《常规岛和电站配套设施汽轮发电机组及压力容器十年检查大纲》, 制订了两台机组 1996 年度换料期间常规岛汽轮发电机组及压力容器的检查计划及电站配套设施日常维修的检查计划。在此基础上编写了两台机组金属检查的技术规范书和检验项目细化表、记录表格等。

b. 实施机组换料大修金属检查工作

根据 1996 年度检查计划和落实的执行合同, 实行业主、热工所和现场承包商三级管理方式, 对金属检查工作初步进行规范化。大修之中对两台机组常规岛汽轮发电机组及压力容器进行年度目视检查及焊缝抽查, 共完成如下项目:

(a) 汽轮发电机组

- 2 台高压缸: 转子、叶片、内缸、隔板及主要紧固件等;
- 2 台低压缸: 转子、叶片、内缸、隔板等;
- 4 台低压缸: 叶片、围带等;
- 15 台高、低压调节汽门: 阀座、阀芯、阀杆、紧固件等;
- 15 台高、低压主汽门: 阀座、阀芯、阀杆、紧固件等;
- 20 个主机轴承: 轴承面、双金结合层、轴颈;
- 2 台给水小汽轮机: 叶片、转子、隔板、围带、泵叶轮等。

(b) 压力容器

共检查 21 个系统的 150 台压力容器, 其中 66 台进行年度目视检查 (即外观检查), 其余 84 台进行容器抽查, 主要项目为:

- 壳体: 内外部目视检查、壳体焊缝目视和超声或射线检查、管座焊缝目视和渗透检查、壳体测厚等;
- 支撑: 焊缝目视、紧固件目视检查;
- 连接管道: 弯头测厚、焊缝目视和超声检查;
- 安全附件: 外部目视检查 (安全附件的校验由生产部维修处负责);
- 热交换器管簇: 气压查漏。

其中凝汽器钛管共抽查 30% (12255 根 × 两台机组) 进行涡流探伤。

(c) 安全阀定期试验

两台机组大修前后,利用在线安全阀试验装置对 48 台主要安全阀进行试验,均达到技术要求。

c. 完成辅助锅炉检查工作

根据制订的全年检查计划,在 1996 年 8 月份对两台辅助锅炉、汽包、排污箱、除氧器及给水箱进行年度目视检查,并对压力容器部分焊缝进行无损抽查和缺陷跟踪。检查结果表明,由于两台辅助锅炉自 1994 年大修以来长期处于备用或停用状态,未发生危及安全的故障,本次检验对曾经返修并监督运行的汽包管座焊缝进行超声波检测复查,未发现缺陷扩展等异常,焊缝抽查亦未发现超标缺陷。

d. 压缩空气罐缺陷修理及探伤

对常规岛 14 台气动阀执行机构气源的压缩空气罐,因焊缝缺陷及安全附件未做过校验,也未办理注册登记,在 1996 年底至 1997 年初两台机组换料期间进行修理及探伤。鉴于修理及探伤结果并不十分理想,将考虑在 1997 年重新改造更换该 14 台压缩空气罐。

e. 锅炉及压力容器安全性能全过程监督计算机管理系统的开发

鉴于大亚湾核电站常规岛和电站配套设施的汽轮发电机组、压力容器及两台辅助锅炉每年都必须进行检查,必将产生大量的技术资料 and 检验报告书等文件。文件管理和统计工作量很繁重。为此,根据电力部的经验和技术管理计算机化的目标。于 1996 年委托电力工业部苏州热工研究所开发“锅炉压力容器安全性能全过程监督管理系统”。以先进的计算机为手段,把技术资料 and 检查报告书等文件用数据库的形式进行管理,以便于进行设备安全性能的跟踪。该项工作已在 1996 年完成前期准备和合同产生,主要工作将在 1997 年实施。

f. 人员培训和授权

根据核电站的特殊要求,并参照国外电站的管理方法,所有从事无损检测人员和焊接人员(包括业主和承包商)都必须持有合格的证书。每年还必须参加核电站举办的工业安全、质量保证和控制、辐射防护、消防等课程的培训,并且经过核电站所要求的工作授权才能担任无损检测或焊接工作。电站技术和 QA 部门不定期进行培训和授权的监查,对不符合要求的情况发出纠正行动单,敦促整改。

g. 实验室无损检测仪器的管理

为更好地实施现场的金属检验,同时为满足国家规范的要求,在实验室无损检测仪器管理方面,制订了“实验室无损检测仪器管理”的程序。程序规定,所有无损检测仪器必须进行定期校验,如超声检测仪及测厚仪每年送汕头超声波仪器厂进行校验。

h. 所需改进的问题

(a) 锅炉压力容器的安全监督由技术支持处规范控制科负责,而热工仪表校验由维修处仪表科负责,安全阀在线试验由维修处机械科负责,相互间管理职责及接口不明确,校验结果未能及时归总,不便于管理。而且现行程序校验周期同国内的标准不一致。

(b) 14 台压缩空气罐虽然在 1997 年初已经修理和检验,但从修理及检验情况来看,其效果并不十分理想,需采取进一步的措施来彻底解决这一隐患。

i. 主要结论

所有压力容器的检验报告均送交广东省电力工业局审查和备案。压力容器和金属监督工作逐步得到完善,技术管理初步走上规范化,并将在新的一年内进一步在技术规范、质量、合同管理中加大力度,提高自主化和管理水平。

3. 金属监督

(1) 金属实验室的逐步完善

1995年,初步建立了金相和硬度试验手段。1996年又增添了光谱分析仪等设备。对维修或失效的零部件材料16项,进行了化学成分与硬度检验。

(2)1996年9月27日与中国核动力研究设计院签定了“广东大亚湾核电站压力壳材料辐照监督试验合同”。1997年第一根辐照监督管试样试验的准备工作已全面铺开。

(3)1996年10月与法国电力公司中心实验室(EDF/GDL)签订了关于金属学、化学和无损探伤方面的互相技术支持协议,建立金属监督的外部支持网络。

(4) 完成8项金属失效分析工作

- a. 2PMC 351 PT 5吨辅助吊车滚筒轴承磨损。
- b. 2APP小汽轮机进汽法兰螺栓咬扣与拧断失效。
- c. 1SEN101.201.301.401P0入口中间泵壳汽蚀损伤。
- d. 2RRI002、004ED稳流器破损失效。
- e. 2CFI 122PO出口不锈钢管腐蚀穿孔损伤。
- f. 1GSS105VL等控制阀阀体冲蚀损伤。
- g. 1SR1201VC蝶阀浸蚀。
- h. 2RRI002RFSEC侧海水管道剥蚀损伤。

4. 焊接管理

大亚湾核电站的焊接管理工作主要包括焊接工艺评定、焊工资格、焊接材料及设备的管理,焊接程序及质量计划的准备或审查,焊接及无损探伤的现场QC监督等。1996年焊接活动涉及1、2号机组二十多个系统,包括常规岛GSS和AHP系统12个阀门底部汽蚀的补焊;除氧器防浪板改造及加固,主变压器油箱渗油补焊;CFI系统腐蚀管道的更换;核岛、常规岛内泄漏阀门的更换等,共跟踪焊口近1000个,审查射线探伤底片约300张,焊口总返修率小于10%,达到了质量控制的预期目标。

(1) 焊接文件管理

现场使用的焊接文件有两种,一种是业主自己准备并审核,另一种是由承包商准备并送业主审核批准。1996年,由业主准备了135份焊接工艺说明书及相应的质量计划,大多数与质量安全相关或与质量相关。对大修及改造项目中承包商准备的焊接文件,业主都一一作了审查,并设了停工待检点(H点)或见证点(W点)进行质量监督。如CPP改造项目中,业主对承包商填写的约1000份焊接记录进行了审核,指出并纠正文件中的错误,使最终焊接完工文件与现场相符。

(2) 焊工资格管理

1996年,对二三建设公司维修编制中的8名焊工的不同资格项目进行了40人次的考核;东北核电建设公司在1、2号机组CPP系统改造前,共有14名焊工进行了5个项目共35人次的考核。另外,由于淮南核电检修公司的焊工只是在大修期间才在大亚湾核电站工作,则要求该公司提供焊工资格证及工作表现情况证明,经业主审查合格后,才能从事现场的焊接工作。

(3) 焊接材料及设备管理

根据仓库的库存情况,制定年度采购计划,保证库存量不低于库存下限。药皮焊条按RCCM标准要求定期进行定期鉴定试验,延长其使用期限到1997年底。

(4) 现场焊接 QC 监督及无损探伤检查

在 1、2 号机组第二次大修及日常维修期间，共监督、释放了约 300 个 H 点和 W 点，有效地控制了焊前准备、焊接过程和完成文件填写等重要步骤，保证了焊缝质量及文件的正确性和完整性。

2.1.5.5 工程文件更新

工程技术文件的管理是电站技术管理工作的重要组成部分，同时又是一项长期的基础性工作。保证文件与现场、文件与文件之间的一致性对电站的安全运行极其重要。1996 年度就曾因文件与现场不符引发了三起事件，其中一起属电站运行事件。因此现场设计修改项目实施后，必须及时而准确地更新受其影响的技术文件。

涉及文件更新的设计修改目前分为两大类。一类是在工程阶段电站安装、调试期间提出的各种修改通知；另一类是电站进入商业试运行以来提出的改造申请 (Modification Request, 简称 MR)。

1. 工程阶段提出的修改通知引起的文件更新

在电站安装阶段及调试前期阶段，现场设计修改以及相应的技术文件的修正均属于设计、供货和安装承包商的责任范围。自 1993 年安装完成 (安装承包商向业主提交“安装竣工状态报告”) 之后，承包商所持有的竣工文件母本 (Master Document) 全部移交给业主，施工队伍逐步撤离现场。但是，仍有大量的设计修改、修理和试验等项目还没有实施，这些项目称为工程遗留项。工程遗留项的技术分析、实施以及受其影响的技术文件的修正等任务则由电站业主承担。

为了不影响安全生产，工程遗留项尽量选择在适当时机、用最短的时间实施完毕。在许多情况下，一个项目刚实施完毕，还来不及收集和整理记录文件，马上就开始实施下一个项目；加之项目负责工程师大部分是借聘人员，合同到期后迅速撤离，文件交接不慎，导致部分文件散失和记录不全。截止到 1996 年底，绝大部分工程遗留项目已实施完毕，余下的 16 项已全部转成改造申请以便按照电站改造管理规程进行管理、控制。然而已实施完毕的工程遗留项目涉及的技术文件是否已经修正、是否建立了相应的技术档案、档案材料是否翔实完整等成了急待分析、澄清的问题。

有鉴于此，电站在 1996 年 1 月专门成立了工程遗留项清查小组。

清查主要结果如下：

- 工程遗留项目 711 项，涉及 140 个系统。其中包括：核岛 424 项；常规岛 222 项；电站配套设施 65 项；

- 判定文件更新正确、完整可以“关闭”的项目 429 项，占总数的 60%；
- 判定文件未更新、或更新不全甚至错误而不能“关闭”的项目 227 项，占总数的 32%；
- 作为记录备考 (未作关闭与否的结论) 的项目 55 项，占总数的 8%。

清查工作结果展示了工程遗留项的现状全貌，同时为下一步须进行的技术文件修正明确了方向，界定了范围。

2. 改造项目的文件更新

随着电站改造项目系列管理规程的陆续批准和实施，改造涉及的技术文件更新过程已逐步规范化。在人力上，于 1995 年底以合同借聘方式从核一院引入了十几名工程技术人员。从而使文件更新工作既有规程可循又有了人力资源保障。从 1996 年 1 月份开始，管理上采取了如下一些措施：

(1) 合同借聘人员管理形式的变化

由原苏州热工所相对独立的文件修改现场队和深圳四星公司外包合同形式改为将核一院合同借聘人员直接编入改进科文件修改组,由科长、组长直接安排任务、跟踪控制。并使文件修改人员与项目责任工程师的交流更便利,提高了文件修改的效率和质量。

(2) 电站基准文件管理软件 (Masterman) 及改造申请 (MR) 数据库的修改。

修改后的软件及数据库能够提供等修改文件的范围、内容、修改进展、最终状态、卷宗归档等全面信息。

1996 年度共完成 67 个改造项目所涉及的全部文件的更新升版及项目的最终关闭工作,而在 1996 年 1 月份以前,改造项目的“关闭”数量为零。

2.1.5.6 新增工程项目

1. 南生活区

为了给核电职工创造一个舒适、优美的生活环境,合营公司决定在培训中心与专家村之间的海滨建设核电职工生活区(简称南生活区)。总规划面积约 0.15 平方公里,可容纳 3000 多名员工入住。分三期建设。一期工程内容包括宿舍楼 15 幢,共 1122 套房间,总建筑面积 31007m²,还有配套的食堂、停车场、变电站、通讯楼、高位水池、活动中心、球场及观景亭等,估计 1997 年 12 月完工。

该项目由电力工业部中南勘测设计研究院设计,由深圳市建设集团施工。

2. ED1 污水处理系统改造及周围环境美化

由于 BA、BX 楼及 SA 餐厅的污水量增加,导致经 ED1 处理后排出的污水超出排放标准,须将 ED1 污水处理系统进行改造。除了对运行系统改进外,还增建一个接触氧化池。施工中对该氧化池进行了立面处理,并拆除了附近的制冷机房(报废建筑物),补上了绿化,改善了厂容厂貌。

3. TES 固化系统的砂、石贮存仓及散装水泥罐

TES 固化系统使用的砂、石及水泥均有特殊要求,采购及贮存比较困难。为保证系统的安全运行,在设备码头附近增建了容量 40 吨的散装水泥罐及容量各 100 吨的砂、石贮存仓。

4. 第 5 台柴油发电机组

1995 年 12 月份由电站技术支持处正式提交经理部研究。项目的目的是为了:

- 提高应急电源的后备可靠性;
- 便于应急柴油发电机组的检修安排;
- 提高核电机组的可用率;
- 一、二核共用该后备电源。

目前,该项目已委托北京核二院进行可行性研究。初步设想把备用的柴油机和发电机组装起来,厂房建在一核厂内,一、二核共用该机组。计划在可行性研究报告得到批准后,即进行立项、计划、设计、采购、土建、安装调试等。预计在 2000 年前可完成。

该项目建成后,可作为现有应急柴油机的后备,增大应急柴油机的后退时间,避免应急柴油机故障情况下核电机组停机,提高应急电源的后备性和核电机组的可用率。

2.1.6 机组换料大修

2.1.6.1 换料大修计划和组织管理

1. 换料大修计划

大亚湾核电站每年需进行停堆换料大修。换料就是用新燃料组件去更换反应堆内原 157 个组件的 1/3, 并对其余 2/3 组件进行重新装载。同时, 核电站利用这一机会, 根据设备检修大纲对部分设备进行预防性检修和定期试验, 以确保机组按设计要求保持良好的安全水平。大修期间还要根据机组的运行经验反馈进行设备改造, 以便进一步改善设备的运行特性, 使机组的安全水平得到进一步提高。

(1) 大修计划的制约因素

a. 换料大修大纲。包括预防性维修和纠正性维修计划、在役检查大纲 (ISI)、定期试验及技术改造等项目;

b. 发电计划和电网负荷需求;

c. 燃料管理策略。按燃料燃耗最优化的要求合理安排大修周期;

d. 核电站运行总则的限制;

e. 资源的限制。即人力、物力、财力以及备品备件的限制。

(2) 标准的换料大修大纲

根据国外同类电站的经验, 为了更有效地计划、管理和实施所有的大修活动, 合理地安排人力, 大亚湾核电站制定了一个以十年为一个计划周期的换料大修大纲, 并将其标准化。目前大亚湾核电站的换料大修大纲有三种标准模式:

T₁: 十年大修大纲

T₂: 五年大修大纲

T₃: 年度大修大纲

具体内容见表 2.1.6.1-1。

表 2.1.6.1-1 现行的标准换料大修大纲

大修类型	核岛	常规岛	关键路径		工期 (天)	
			核岛	常规岛	计划	目标
T ₁	换料; 压力壳检查; 10 年在役检查大纲; 一回路低低水位工作; 重要的阀门和水泵维修; 安全壳压力试验; 大的技术改造项目	高压缸全面检查; 发电机全面检查; 1 台低压缸全面检查; 10 年在役检查大纲; 大的维修活动; 大的技术改造项目	换料; 压力壳检查; 一回路低低水位; 安全壳压力试验 (关键路径)	高压缸全面检查 (次关键路径)	84	78
T ₂	换料; 5 年在役检查大纲; 一回路低低水位工作; 重要的阀门和水泵维修; 大的技术改造项目	高压缸全面检查; 发电机全面检查; 1 台低压缸全面检查; 5 年在役检查大纲; 大的维修活动; 大的技术改造项目	换料 一回路低低水位 (关键路径)	高压缸全面检查 (次关键路径)	56	50
T ₃	换料; (一回路低低水位工作); 小的维修活动; 小的技术改造; 年度在役检查大纲	1 台低压缸全面检查; 小的维修活动; 小的技术改造	换料 (一回路低低水位) (关键路径)	低压缸全面检查 (次关键路径)	48	42

(3) 计划编制

2号机组和1号机组第二次大修的计划编制,按照管理程序,早在大修前6~8个月就开始进行。首先,根据换料大修大纲,确定主要项目、工期和关键路径、里程碑等。然后,编制出大修计划框架、水位图、主隔离等。随着大修项目的进一步确定和现场运行的经验反馈,在不同时期嵌入各专业项目,并分别与相关专业讨论,使计划进一步细化。

大亚湾核电站机组的第二次大修计划的编制,吸取了第一次大修计划编制的经验教训,在以下几个方面进行了改进:首先,采用了美国微软公司的project项目管理软件,进行计划编制和管理。由于该软件界面好,操作灵活,简单、实用、易学,处理能力强,具有较强的逻辑性,并可提供各种报表,大大方便了计划编制工作。使计划项目细化到大修中的每一项检修、每一次操作,时间计算更加准确。由于可自动计算关键路径,使关键路径的控制变得容易直观。对于现场出现的任何计划变动,大修计划人员使用该软件都能够准确进行跟踪修改,并每天分发三天滚动计划。其次,强调电站大修计划的唯一性。针对以前大修曾出现的一些部门自编计划与大修整体计划不符的问题,强调任何部门都应服从大修计划组编制的大修计划,不再允许另设计划。各部门必须遵守计划,严格执行,保证计划的严肃性。大修计划的编制要尽可能考虑周全。在计划编制时,也首次尝试了对人力资源和工具资源的合理分配,如进入核反应堆厂房的人数限制和吊车的使用等,使大修期间的管理更加科学化。

2. 换料大修的组织管理

(1) 大修组织机构

1996年,大亚湾核电站1、2号机组第二次换料大修,组织机构基本沿用了首次换料大修模式。大修的各项工,包括准备和执行均由特殊任命的大修队来组织完成。大修队由大修指挥部和执行、支持等部门组成,在由电厂厂长任命的大修经理统一领导下开展工作。

一名电厂副厂长做为电厂经理部的大修协调员,代表经理部负责监督整个大修项目,并确定大修中诸如核安全、辐射防护、工业安全、质量、工期、计划和成本等方面的战略目标。大修经理负责整个大修的全过程并负责指挥和协调所有参与大修的业主和承包商员工。对经理部大修协调员确定的大修目标,大修经理负责实施,并相应确定建立大修队内的组织。大修副经理协助大修经理进行大修准备、协调及经验反馈,并具体负责在保证安全的前提下,跟踪大修计划的准备、优化和实施。

大修指挥部由电厂经理部的大修协调员、大修经理、大修副经理、运行工程师、计划工程师、核岛经理和常规岛经理等支持部门组成。

大修执行部门由各专业组成的执行小组和相应的QC小组组成。

支持部门负责提供大修活动的支持、服务、监督等。如核安全、工程设计、后勤服务、辐射防护、质保、工业安全及合同预算等。

对于接口多、内容复杂的活动指定特定的项目负责人进行协调。对大修中经常出现的技术问题指定专业技术小组重点跟踪解决。例如:1号机组第二次大修共设12个项目负责人、4个专业技术小组,在完成大修中的重要工作和解决疑难问题上发挥了作用。

大亚湾核电站第二次换料大修的组织机构见图2.1.6.1-1。

(2) 大修组织的管理和运作

根据电站大修组织程序,大修队建立后,所有工作均在大修经理统一领导下开展。本次大修尽管受到1号机组首次换料大修控制棒抢修的影响,但2号机的大修准备仍按原计划在大修前8~6月就开始进行。本着计划先行的原则,作为大修组织常设机构的大修计划组,着手编制大修准备工作计划。根据发电规划和十年检修大纲确定大修策略,编制大修框架、工

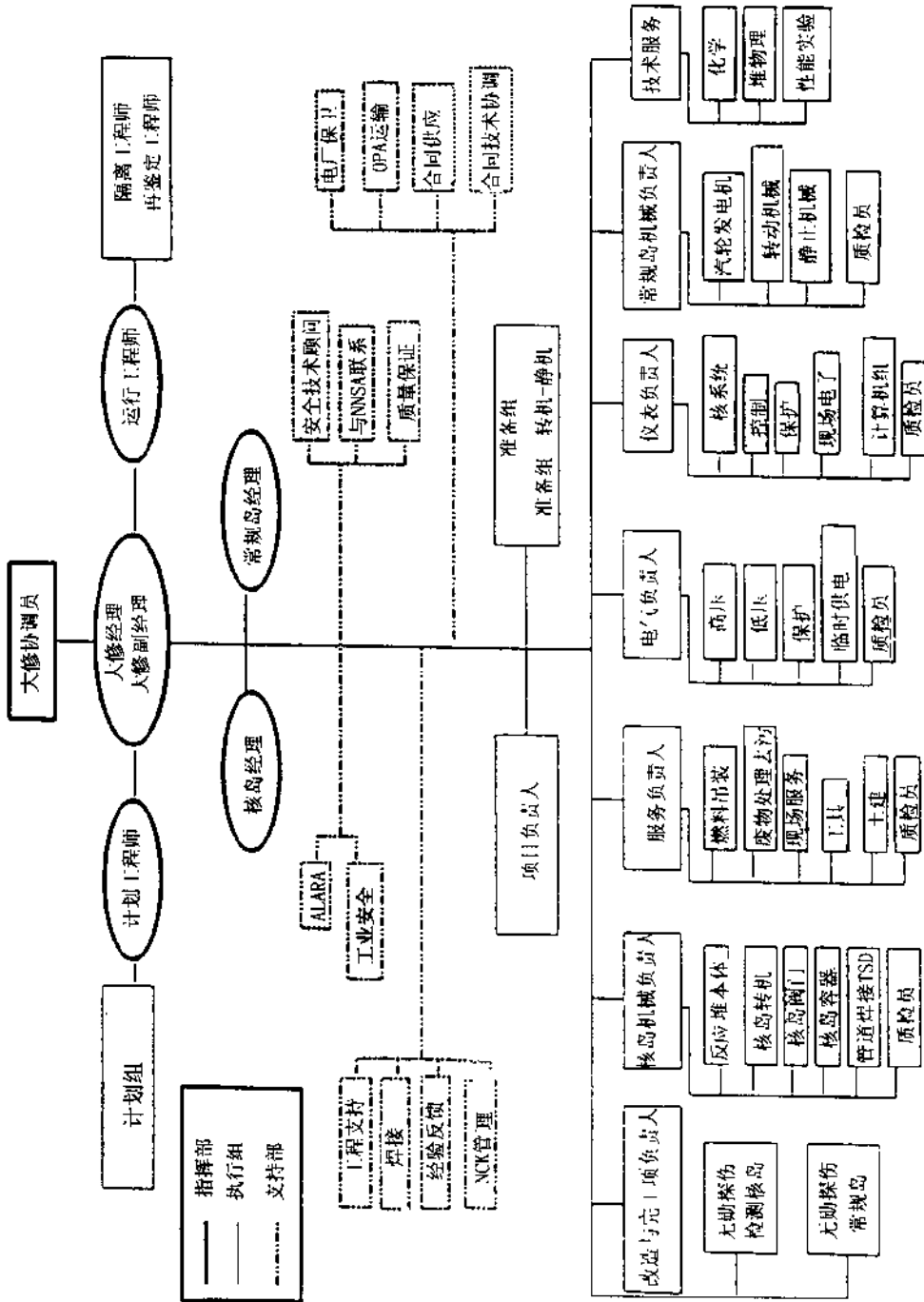


图2.1.6.1-1 人修组织机构图

期、大修的主要活动、GOR 主隔离窗口等。开始召开由各相关部门参加的大修准备月会,对大修的各项准备工作进行跟踪、协调,开始陆续向各部门发出大修文件包。各部门根据各自检修大纲,对重大维修活动进行计划的分项编制,如安全壳密封性试验、控制棒导向筒更换、贯穿件试验等。随着大修开工日期的临近,大修的各项准备工作全面启动。如大修周会的建立、外部支持合同谈判的开始、各分项计划的讨论和纳入大修整体计划、大修组织机构的审定、主隔离再线文件的准备、大修运行操作规程的审查更新及大修预检工作的开始。

从大修的准备到实施,各主要部门的大修组织仍采用大修与日常分开,并相对集中办公的原则,以利于协调沟通和统一指挥。大修期间,每天共有4个大修例会:早上8:05分由运行值长主持召开大修早会,主要是汇报机组状态,计划进度及工作许可票制作状况,讨论当日紧急的工作申请和经验反馈;上午11:00由大修经理主持的大修协调会,汇报过去24小时的工作进展、核安全、工业安全及辐射防护有关问题,分发最新调整过的大修计划,并对有关接口问题进行协调;下午2:30由计划工程师主持日计划会,主要是收集信息和相互沟通,明确未来3天的计划进度和主要工作;下午4:30由计划工程师主持工作许可票申请会,根据计划和机组状态对提出的许可票申请进行讨论和风险分析。除日例会外,大修期间还定期召开辐射防护最优化会议、不符合项会议及工业安全会议等,对大修过程中所发生的问题进行分析、处理。在大修开始和结束阶段,分别在停堆前和离开冷停堆前,还要与国家核安全局召开审评会,对完成的各项指标进行审查,以决定是否可以向新的状态过渡。

(3) 措施与改进

在总结首次换料大修的基础上,第二次大修重点加强了QC监督的管理力度。首先,维修处和运行处都相应增加了QC人员的数量。其次,大修前由QA部门对大修的QC人员进行了再培训,并结合前次换料大修对QC人员重新进行资格审查。在大修实施过程中,还建立了各级经理巡视制度,定期检查QC人员的工作;维修处还指定了一名副处长负责协调处内的QC工作。这样从组织上保证了QC工作的开展。在具体措施上:QC人员分成几个小组,专入专项负责,建立QC日例会制度,随时解决处理所发现的问题。在检修现场,要求QC人员常驻现场,随时了解检修进度和出现的问题。为加强运行方面的QC监督,运行处安排了不同值,对系统、设备实施的行政隔离和QSR(核安全质量相关)系统的隔离操作分别进行独立验证;对于较复杂的操作,编制了质量计划;对大修的定期试验,制定了一套标准的规程图表,并设立了风险分析和关键点。力求通过这些措施,减少人为失误带来的事件。

在质保方面,电站质保处分别向1、2号机组派出1名QA协调员和6名质保工程师参加大修的质保监督。QA监督员在质保处长的领导下,参加大修指挥部的工作,其主要工作是制定大修队人员的QA培训计划、组织安排对大修准备及实施工作的检查、出席大修例会、编写质保日报、及时向大修指挥部报告QA监督情况和工作中发现的质量问题和处理建议。例如,1号机组大修QA人员对60个维修工作包进行了抽样审查,对5个改造项目和10个在役检查项目的工作包也进行抽样检查,并在有关文件包上设立了185个质保通知点。在对大修有关承包商及活动进行监督后,发出纠正行动单(CAR)43份。在大修期间,分别对1、2号机组的181项和425项工作进行了质保监督,不满意率分别为19%和23%,及时敦促有关部门进行了纠正。

为更加有效地监督大修中的各项活动,确保所有活动符合技术规范要求,保证核安全,在大修指挥部设一名专职的核安全工程师。在标准工况变化前,负责独立验证和见证点释放,对涉及到核安全设备的维修、改造、再鉴定、异常和不符合项等进行安全评审。安全执照处还

指定专人负责与国家核安全局的接口，保证了有关部门对大修工作的指导与监督。

为保证大修中有效的辐射防护，保健物理处在1、2号机组大修中分别指派一名专职工程师，负责各项检修活动辐射防护工作的协调。并根据实际工作需要，成立了5个专项辐射防护最优化(ALARA)小组，分别是：源项控制组、蒸汽发生器检修小组、导向筒更换小组、压力壳检修小组、现场服务小组。对一些高放射性的工作较好地进行了辐射防护控制。使大修中的集体剂量、个人剂量均低于大修前设定的目标值。

为加强对大修工作的支持，电厂工业安全、化学、性能试验、采购、改造及后勤等部门也都指定一名专职工程师参加了大修指挥部的工作，使大修得以顺利开展。

2.1.6.2 1号机组第二次换料大修

1. 概况

根据广东大亚湾核电站机组换料大修规划，并参照电站换料大修分类标准(T1:10年大修, T2:5年大修, T3:年度大修)，1号机组第2次换料大修计划为年度大修。但是，为实施解决控制棒落棒时间超差的长期方案，进行了导向筒更换。在常规岛方面，根据前几次大修的经验反馈，对汽轮机高、低压缸的部分围带连接板、叶片和对轮进行了更换和改造。上述非标准项目的实施，使得本次大修的工作量和工时超过年度大修规划的内容。故本次大修属非标准化的年度大修。

由于2号机组励磁机故障，1号机组大修推迟到3月31日开始。3月31日下午1:00正式与电网解列进入大修，5月26日上午11:20重新并网成功，5月31日上午11:30重新达到满功率，大修结束。实际工期61天，比目标工期提前4天，比计划工期提前11天。

(1) 工期

本次大修原定于3月24日停机开始大修，从机组与电网解列到大修结束(机组恢复满功率运行)，计划的目标工期为65天，计划工期72天。

(2) 换料

本次大修共更换3.2%燃料组件44组，3.1%燃料组件4组，其余组件按新方案重新装载。卸料时利用在线吸漏装置检查发现有三组燃料组件轻微泄漏，后经离线吸漏检查证实上述结果，并测得破口当量直径在15~20微米，(其中一组2.4%组件，两组3.1%组件)。经过慎重研究，为运行安全起见，通过调整第三循环发电方案，最终采用了去掉泄漏组件的新装料方案。

(3) 主要工作项目

a. 核岛

- 更换48组燃料组件；
- 更换新型控制棒导向筒(54根)；
- 反应堆开、扣盖；
- 反应堆上、下部构件检查；
- 三台蒸汽发生器部分传热管涡流探伤检查；
- 三台蒸汽发生器二次侧管板冲洗及ITV检查；
- 堆芯螺栓孔、顶盖螺栓检查；
- 主泵的三年检、年检及机械密封更换；
- 应急柴油机LHP/LHQ年检及改造；
- 低低水位阀门解体检查；

- 20 个减振器的十年校验;
- 核辅助泵的年检。
- b. 常规岛
 - 高压缸第 5 级叶片围带连接板更换;
 - LP1/LP2/LP3 转子第三级叶片及围带连接板更换;
 - LP2 汽缸全面检查及无损探伤检查;
 - 汽机联轴器的螺栓改型;
 - 返厂的励磁机转子复装;
 - 主变低压套管软连接更换;
 - 一台汽动给水泵的解体大修。

2. 主要数据

- 工期: 从解列到并网共 57 天, 从解列到满功率共 61 天;
- 维修工作: 共计 2056 项, 其中预防性维修 1230 项, 纠正性维修 826 项;
- 定期试验: 总计 478 项, 其中运行 308 项, 仪控 65 项, 电气 15 项, 性能试验及化学 98 项;
- 改造及完工项: 总计 41 项, 实际完成 33 项;
- 不符合项: 总计 46 项, 其中关闭、工作结束及有条件释放 42 项;
- 紧急采购: 申请总计 240 项;
- 大修材料费用: 350 万美元 (估算);
- 大修总工日: 60000 工日 (估算), 其中: 本公司员工 17000, 承包商员工 43000。

3. 主要技术指标

a. 核安全:

运行事件: 5 起
内部事件: 4 起

b. 辐射防护

集体剂量: 813.5 人 mSv;
个人剂量 > 7mSv: 4 人;
外污染: 1 人;
内污染: 0 人。

c. 工业安全

重大人身伤亡: 0 起;
轻伤事故: 0 起;
未遂事故: 6 起;
火灾事故: 0 起;
消防未遂: 4 起。

b. 再鉴定

再鉴定设备总数: 164 (QR), 107 (QR, NQR); 一次再鉴定不合格率: 19.6%。

e. QA 监督

满意: 145;
不满意: 34;

不满意率：19%。

4. 主要计划进度：见表 2.1.6.2-1：

表 2.1.6.2-1 主要项目计划进度及实际完成时间

里程碑	项目	计划	实际
M0	与电网解列	31/03 14:00	31/03 12:40
M2	进入维修冷停堆	06/04 0:00	09/04 15:00
M3	卸料开始	08/04 0:00	12/04 2:30
M4	卸料结束	12/04 0:00	15/04 22:35
M14	装料开始	30/04 8:00	01/05 21:00
M15	装料结束	03/05 16:00	05/05 5:25
M18	稳压器人孔关闭	08/05 12:00	11/05 0:00
M20	反应堆重新达临界	24/05 12:00	23/05 4:45
M21	并网	30/05 0:00	26/05 11:30
M22	达满功率	04/06 0:00	31/05 11:20

5. 三废排放

(1) 废气与废液排放

- 含氢废气总排放 659m^3 ，其中惰性气体排放活度 16.49TBq ，占国家年度排放限值的 1.45%；
- 卤素+气溶胶排放活度 103.52MBq ，占国家年度排放限值的 0.27%；
- 氟排放活度 76.48GBq ，占国家年度排放限值的 0.48%；
- 非氟液体核素排放活度 5.37GBq ，占国家年度排放限值的 0.77%；
- 液氟排放活度 5.78TBq ，占国家年度排放限值的 10.4%；（核素氟不作处理）。

(2) 固体废物处理

- 可压缩金属桶为 44 桶，体积 8.8m^3 ；
- 不可压缩金属桶为 19 桶，体积 3.8m^3 ；
- C1 水泥桶为 1 桶，体积 2.0m^3 ；
- C4 水泥桶为 6 桶，体积 7.8m^3 。

6. 主要技术问题

(1) 导向筒的更换

继控制棒长期方案在 2 号机组第 2 次大修顺利实施后，1 号机组第 2 次大修也实施了控制棒长期解决方案。包括：用修改设计后的 1300MW 型新导向筒更换原来的导向筒，用渗氮控制棒更换原来的标准棒。

(2) 低压转子围带连接板及叶片的更换

在 2 号机组第 1 次和第 2 次大修时，分别发现 2 号低压缸第 3 级前后流叶片围带连接板出现裂纹。由于此问题具有共模性，所以决定在本次大修期间对全部三个汽机低压转子的六个第三级叶片的全部连接板和相关的 4X13 叶片实施改进和更换。据制造厂商分析，导致上述问题的原因是原设计的连接板强度不够，制造工艺装配不当等问题。

(3) 高压转子围带连接板及叶片的更换

同样，根据 2 号机组第 2 次大修期间发现高压转子第 5 级（前级）叶片连接带第 4 条裂

纹事件, 决定在 1 号机组第 2 次大修期间对高压转子前后第 5 级连接带实施全部改进和相关叶片的更换。根据制造厂商分析, 上述问题是原设计连接带强度不够, 尺寸小, 宽度不够, 加上倒角, 使材料抗疲劳强度能力下降所致。

(4) 主变软连接的更换

本次大修在执行 GEV 主变年检时发现, 有 5 只低压套管与封闭母线的软连接部分有过热变色及碳化现象。为此, 对 5 只低压套管与封闭母线的软连接进行更换。其接触面用铣床进行了处理, 母线与套管的接触面进行了手工打磨处理, 使复装后的接触电阻达到标准值。导致上述问题的原因是设计不当, 进一步的改进方案正在研究之中。

(5) RPN 电缆屏蔽层绝缘低的处理

本次大修中发现, RPN014/020MA 测量电缆的屏蔽层除了在机柜内接地外, 反应堆厂房内的探头也有一点接地故障。不及时消除此故障, 将会导致干扰信号进入 RPN 系统, 影响 RPN 系统的正常工作, 给机组安全运行带来事故隐患。本次大修及时发现、解决了此故障, 使电缆外皮的对地绝缘电阻由 0Ω 上升到 105Ω 以上, 达到技术规范要求。

(6) 蒸汽发生器二次侧法兰面的处理

由于设计方面的原因, 在以往历次大修中发现: 过一个运行周期后蒸汽发生器二次侧人孔法兰密封面和衬板密封面有腐蚀问题, 最深的凹陷达 0.5mm 。导致每次大修时, 都需对密封面进行处理。本次大修采用了新近进口的专用螺栓拉伸机, 避免了螺栓易卡在螺孔内的现象。对 3 个蒸汽发生器腐蚀的人孔门密封面采用移动式车床分别进行了现场加工处理, 密封面最大切削深度 0.6mm , 衬板密封面 0.4mm , 并更换了新型的石墨缠绕密封垫。

(7) 应急柴油机 LHP/LHQ 预热系统的改造

自系统投运以来, 预热回路水泵频繁烧毁, 直接对机组的核安全造成影响。其原因是原设计的预热水泵绝缘等级为 F 级, 制造质量较差, 加之预热水泵安装于加热器下游附近, 设计不合理。本次大修对预热回路进行了改造, 使泵远离加热器, 并改用了一种新型的绝缘等级为 H 级的耐热水泵。

(8) RIC1 号探头故障的处理

1995 年机组正常运行期间, 在做定期试验时发现 RIC1 号探头被卡在贮存通道内, 无法使用。后因技术条件所限, 无法进行处理, 一直由 5 号探头支援 1 号探头通道。本次大修对上述探头进行更换, 并分析了 1 号探头卡住原因是由于该探头经导向链和收盘快速回卷时, 探头部分造成很大的机械变形, 并造成探头内部材料的特性变化, 使探头无法在通道内自由穿行, 增大了摩擦所致。

(9) 控制棒驱动轴的检查与更换

为寻找 1 号机组控制棒异常落下造成停堆 (2.19 事件) 的原因, 本次大修利用控制棒驱动轴回装机会, 对可能造成上述问题的 9 根控制棒驱动轴进行了目视检查。用 SD1/SD2 的备用驱动轴对其中的 3 根进行了更换。

(10) 发电机出线端子密封泄漏的检修

本次大修在进行发电机出线软连接仓年检时, 发现有油从发电机内部流出, 做气密试验证明有泄漏。打开密封环后发现: 原正方形 $7\text{mm}\times 7\text{mm}$ 截面已变成长方形, 密封失效。在对发电机中性点侧氢气密封检查后发现存在同样问题。对损坏的密封环在大修中及时进行了更换, 解决了发电机氢气密封不严的缺陷, 消除了事故隐患。

(11) EVC 温度高的处理

1号机组第一次大修后曾发现 EVC043MT 温度偏高(70℃)。第二次大修后热停堆时仍偏高,7.8%功率时达 74.7℃。同时发现 EVC013MT 达 81.92℃,已接近停堆值,并有继续上升的趋势。后采用黄金分割法对 EVC001VA 进行调整,同时调整 EVR04/015VA, EVC008VA 等,使 EVC 温度降低到可接受范围。

(12) 汽轮机胀差接近报警值

本次大修重新启动过程中,发现高压转子-高压缸胀差出现负值,最高达-1.8mm(报警值-1.9mm)。通过与2号机组第二次大修汽机胀差曲线比较和数据分析,可确认本次大修后高压缸的膨胀是正常的,出现绝对值较大的负胀差读数,估计原因在于冷态盘车时胀差读数已为-0.8mm,而不是盘车整定前“0”值,实际胀差并不高,真正原因将在下一次大修中检查。

7. 经验反馈

1号机组第二次大修,充分吸取前次大修的经验教训。在全体职工的努力下,以比目标工期提前4天,比计划工期提前11天的优异成绩胜利结束。

本次大修全面完成了既定的大修目标:在工期上提前;在工业安全、生产上优质;核安全运行事件比2号机组第二次大修减少20%;基本杜绝了前几次大修中发生的共模人因事件;大修成本控制是历次大修中的最好水平。值得一提的是这次大修的设备再鉴定一次不合格率从2号机组第二次大修的40.6%下降到19.6%,保证了维修、调试、起动、并网一次成功。

本次大修存在的不足:

(1) 大修准备工作上的不足仍需重视。工作指令、规程及质量计划的质量仍需提高,风险分析的力度不够。此外,应使准备人员认识到准备工作对大修的重要性,严格遵守准备阶段的管理要求,认真严肃地做好准备工作,有关责任方应保证资源并做到严格控制。

(2) QC工作在本次大修中尽管有了较大改进,但仍有不足。如控制点的设置、现场QC与工作负责人之间的配合等还存在问题,改造方面的QC也有待加强等。由于现场大量的工作都是由承包商承担,仅靠业主的QC工作还远远不够,加强承包商自己的QC意义重大。

(3) 大修起始日期应在大修前15天确定,充裕的时间既能使大家心理准备更充分,又能使计划制定更合理;大修日期的任何改动或延期,都可能造成计划的紊乱,甚至引发事件。本次大修初期的几次事件,不能说与大修日期的改变毫无关系。

(4) 尽管大修的主要工作发生在核岛和常规岛,但外围辅助系统的可用性也直接影响大修进度和质量。本次大修是在有燃料元件泄漏,主回路气体放射性浓度高的情况下,首次不采用RRALOI水位进行主回路的吹扫脱气工作。由于缺乏经验和准备不足,辅助锅炉和三废系统接连出现故障,导致主回路脱气的延长和工期的延误。因此,大修前的预检工作需引起高度重视,尤其是一些辅助系统的可用性。

2.1.6.3 2号机组第二次换料大修

1. 概况

2号机组第二次换料大修(202大修)属于部分十年大修,其中40组燃料组件由富集度为3.2%的燃料组件替代,并根据机组第3运行循环的要求对堆芯进行重新布置和装载。根据十年在役检查大纲的要求,2号机组第二次大修增加了反应堆压力壳密封性试验和更换控制棒导向筒两项内容。

(1) 核岛的主要工作

- 反应堆压力壳密封性试验;
- 更换 40 组燃料组件;
- 压力壳、上部构件和主回路在役检查;
- 更换所有 61 组控制棒导向筒;
- RCP 一回路水压试验;
- 3 个蒸汽发生器一次侧涡流探伤、二次侧冲洗和电视检查;
- 2 号主泵三道密封全面检查;
- 2、3 号主泵年检;
- 稳压器人孔开/关以及内部检查;
- LHP/Q 年度检查;
- VVP002VV 全面检查;
- 15 个低低水位阀门检查;
- 泵和部分阀门年检。

(2) 常规岛的主要工作

- 高压缸全面检查和更换末级叶片围带连接片;
- 2 号低压缸全面检查;
- 更换所有低压缸第三级叶片围带连接片;
- 励磁机全面检查;
- CEX001 泵全面检查;
- APP A 列汽轮机全面检查、APP B 列年检;
- CEX 疏水扩容箱改造和 CPP 接口改造。

由于机组启动期间发生励磁机转子故障,大修从 1995 年 12 月 21 日正式开始到 1996 年 4 月 14 日达到满功率,共计 116 天。

2. 主要数据

- 维修工作: 2308 项,其中预防性 1148 项,纠正性 1160;
- 定期试验: 632 项,其中 OPO 定期试验 288 项,仪表控制和保护 173 项,OPT 再鉴定试验 70 项,贯穿件密封试验 101 项;
- 改造项目和工程遗留项处理: 改造计划 39 项,实际完成 36 项,工程遗留项目处理计划 13 项,实际完成 10 项;
- 大修期间产生不符合项: 65 项,在大修中关闭 17 项,仍有 48 项没有完全关闭;
- 工业安全事故: 1 起;
- 运行事件: 12 起;
- 总剂量: 0.81 人·Sv;
- 总工日: 70000 工日(估算),其中承包商: 53000 工日;电站员工: 17000 工日。

3. 主要计划进度

- 1995.12.15 23:00 机组解列;
- 1995.12.30 2:30 卸料结束(总计用了 100 小时);
- 1996.1.18 23:50 压力壳密封试验开始;
- 1996.1.24 23:50 压力壳密封试验结束;
- 1996.2.8 20:30 装料结束(总计用了 155 小时);

- 1996.2.23 14:00 到达热停堆；
 1996.4.9 23:03 机组并网；
 1996.4.14 21:35 达到100%功率。

4. 主要承包商承担的工作

- FRAMEX 承担核岛反应堆顶盖和低位水位阀门以及 PMC、DMR、RIC 的检查维修工作；
- 核工业二三建设公司向 FRAMEX 和维修处提供大修劳务，主要是核岛部分的工作；
- 淮南核电维修公司：承担常规岛所有机械和部分电气维修；
- 东北核电建设公司：承担 BOP 部分的机械维修工作、CEX 疏水扩容器改造、CPP 接口改造等工作；
- 中国核动力研究设计院和凯利公司：承担核清洁和核岛的架子、保温等辅助工作；
- 武汉核动力运行研究所：承担蒸汽发生器无损探伤工作；
- 苏州热工研究所：常规岛压力容器检查和探伤。

5. 三废排放·放射性废液排放：6280m³。非氚放射性总量为 110.8MBq，为年排放限值的 0.69%；

• 放射性气体排放：气体的放射性总量为 15.87TBq，占年限值的 0.15%。卤素和气溶胶的放射性总量为 56.87MBq；

• 产生的固体废物：

95 金属桶废物。其中 36 桶不可压缩固体废物，59 桶可压缩固体废物。

6. 辐射防护

• 剂量

	目 标	实 际
集体剂量	1.2 人·Sv	0.81 人·Sv
个人剂量>20mSv	0	0
个人剂量>7mSv	5%	1%
外污染	10 人·次	3 人·次

• ALARA

大修中推广 ALARA 行动计划。根据维修计划和经验反馈数据制定了合理的 ALARA 目标，并成立了两个小组：核岛和服务工作组，实施源项控制，使大修剂量得到了较好控制并大大降低。

7. 重要技术问题

• 反应堆压力壳螺丝孔及一回路管道在役检查，检查结果良好。压力壳有部分法兰螺孔有轻微损伤，进行了修复。

• 三个蒸汽发生器管束进行涡流探伤，部分管子有凹痕，未作处理。蒸汽发生器的一次侧，二次侧做了在役检查；管束二次侧进行高压冲洗，清出的沉积物为 SG1：1.65kg、SG2：1.5kg、SG3：2.04kg，比 2 号机组第一次大修有明显减少。二次侧的电视检查结果发现二次

侧有异物, SG1 发现 2 个异物、SG2 发现 2 个异物、SG3 发现 3 个异物。

- 反应堆压力壳密封试验在分别经过 0、1.0、2.1、3.15、 4.2×10^5 Pa 五个压力台阶后, 得出如下结论: 反应堆压力壳密封性良好, 抗变形能力满意。密封试验没有造成设备损坏, 整个试验历时 147 个小时, 比原计划时间窗口缩短 7 小时。

- 沙堆过滤器性能良好。

- 法国 1300MW 机组控制棒导向筒在经过设计修改和验证、鉴定之后, 作为长期方案, 在 202 换料大修中由法马通公司加工新的导向筒更换原来 61 组导向筒, 并由此成立专门的技术组和 QC 队, 实施严格的质量控制。电视检查合格之后, 在冷停堆和热停堆状态下的落棒试验结果满意, 平均落棒时间 $T_5 = 1.36$ 秒, 最大落棒时间 $T_5 = 1.42$ 秒。

- 汽轮机高压缸转子末级叶片带速连接片水蚀仍然比较严重, 并发现 4 处穿透性裂纹。GECA 对此进行专项改造, 对所有末级叶片围带连接片和 $2 \times 4 \times 7$ 叶片进行更换, 静频试验结果满意。

- 汽轮机低压缸转子第 3 级叶片围带连接片发现有 2 处穿透性裂纹。GECA 认为是由于材料疲劳应力造成强度不够所致。决定更换所有第 3 级叶片围带连接片和 $2 \times 4 \times 13$ 叶片, 静频试验结果满意。

- 1996 年 1 月 15 日在反应堆压力壳密封性试验前的排水过程中, 五个水下灯由于没有及时关掉而暴露于大气中, 后果是失去冷却导致灯泡破碎。灯泡碎片散落在堆芯附近。当时反应堆上、下部构件就位于堆芯中, 并且燃料已经卸出。在采取了用水下吸尘器处理碎片及电视检查之后, 经过充分的风险分析和参考国外有关经验, 认为散落的玻璃碎片不会对核安全构成影响。这一结论在随后的冷态落棒试验中得到证实。

- 1996 年 1 月 28 日在进行堆芯下部构件闭路电视检查时, 摄像机轴承发生故障。所有 15 个滚珠 (直径 2.4mm) 丢失, 轴承内环破损, 随后在堆芯法兰面上发现并找回 11 个滚珠, 其余 4 个滚珠仍留在反应堆压力壳内, 经过详细的核安全分析和外部经验反馈之后认为: 滚珠对控制棒、燃料包壳、RIC 探头和蒸汽发生器管束的影响几率非常小, 对机组装料和长期运行几乎不产生影响。

- 1996 年 2 月 15 日在对 RRI 系统热交换器泄漏问题进行检查处理时, 发现有金属碎片, 并发现 RRI004 泵卡涩。随后解体发现是稳流器被冲蚀损坏, 并导致泵体叶轮受损。研究分析后认为是由于稳流器安装方向错误, 导致振荡而疲劳损坏。采取的措施包括拆除 RRI 系统稳流器, 并且用 RRI 系统回路水冲洗净化。经过安全分析后认为对 RRI 系统的泵体和热交换器的影响是可接受的。

- 在对 2 号机组 RRI003 马达的检查中发现马达的 48 个楔槽脱落了 21 个, 在对其他同类型的马达检查中没有发现类似问题。经过分析判断是制造质量问题。马达启动电流对质量有缺陷的楔槽产生磁力作用而导致楔槽松动或脱落。两台有缺陷的 RRI 马达送回厂家返修, 换上紧急采购的同型马达。

- 1996 年 2 月 25 日 FRAMEX 在检查阀门完工报告时, 发现 6 个低低水位阀门 RCP100/104/206/301VP 和 RPE020/080VPSEREG 阀门的力矩紧固值 (1800Nm) 被错误地更改为 18.7mdaN, 事先 FRAMEX 的 QA 和 JVC 的 QC 人员也未通知核岛经理和准备工程师就在质量计划上签了字, 质量计划中也无设置停工待检点。这一错误改动造成机组被迫由热停堆退后至冷停堆, FRAMEX 人员重新更正阀门紧固力矩并封焊。

- 1996 年 3 月 6 日上午, 因为发现励机外壳有烟雾冒出, 运行人员被迫将检修后启动不

久的励磁机停运。检查结果发现励磁机的旋转二极管和交流引线损坏。为了不影响年度发电量,电厂经理部决定将2号机励磁机转子送回英国厂家返修,1号机组开始换料大修,并把1号机组励磁机转子拆装到2号机组上。由于采取了更为严格的现场控制和联合检查,这一工作得以顺利成功实施。

8. 经验反馈

2号机组第二次大修从1995年12月21日起到1996年4月14日满功率止共历时116天,比原计划工期85天延迟31天。除包括正常停堆换料及检修活动外,还增加了控制棒导向筒更换、压力壳密封试验和高、低压缸转子围带连接片的更换工作。在大修后期出现了励磁机损坏并抢修励磁机。

由于具有前两次机组换料大修和整治性小修的经验,大修人员对此次大修的顺利完成充满信心,然而这种心情容易导致疏忽和大意。在此次大修中发生了一些以前从未发生的事件,同时也发生了一些重复事件。

纵观整个大修过程,一些重大活动进展顺利,如控制棒导向筒的更换、反应堆压力壳密封试验和高低压缸叶片围带连接片更换工作。然而一些核岛和常规岛的意外事件影响了关键路径。从对这些意外事件的处理上可以看出从经理层的决策、维修队伍的组织和协调、维修计划的编制到现场实施,机组维护和设备拆装及运输的各个方面都是令人满意的。

存在的主要问题有:

- 大修前开工日期不明确对大修前期工作的协调造成影响。建议大修开工日期和解列时间应在大修前半个月确定。

- 应重视在大修前对辅助系统设备的维护,在202大修前期的除气净化系统不正常和后期启动期间的辅助锅炉运行不稳定都暴露出我们在检修和操作质量、设备可用性方面还存在不足。

- 此次大修中反应堆压力壳密封性试验是机组运行后第一次自主承担的压力试验,技术复杂,质量要求高。大修前特别组织了强有力的机构,指定专人负责。由于领导重视、准备充分、考虑周到,组织、指挥、协调得力,工作层层落实,并经多次反复验证和现场检查,使此次压力壳密封试验取得圆满成功,从而证明了成立专门技术机构来准备大型工程项目这一管理模式是可行的。

- 这次大修中出现了因协调不足而造成的运行事件。因此,对重大维修活动必须指定专人负责并明确其职责范围,他必须对整个工作过程负责并直接向大修经理汇报。

- 经验反馈工作应该加强。外部事件报告和历史事件分析应在大修中各个不同阶段及时提供给大家。这一工作应在203大修中得到成功贯彻。

- 努力减少非预期事件的发生和提高关键路径活动的可靠度。建议在工作准备、风险分析、维修质量、校核验证等方面加强力度。同时,QC人员素质的强化也是一个非常重要的方面。严格的QC检查将会提高工作质量并减少非预期事件的发生。

- 应加强对人因事件的研究,提高大修质量。为减少人因事件的发生,必须深入对大修管理政策的探讨,如核安全文化的培训、电厂人员的奖惩原则,提高核安全意识,强调责任感,提倡严谨的工作作风和良好的工作习惯,重视对工作场所的改进。

- 在这次大修中,我们有过成功的经验,也有一些失败的教训。前事不忘,后事之师。我们必须加强对这些经验的反馈和总结工作,深入分析原因并采取切实有力的措施,以杜绝此类事件的再次发生。

2.1.6.4 机组第三次大修的准备

1. 准备工作计划

两台机组的第二次换料大修于1996年5月31日全部结束，第三次大修的工作计划于6月份出台。按计划，2号机组第三次大修于1996年12月22日开始，目标工期64天，计划工期70天，争取在1997年2月23日达到满功率；而1号机组第三次大修将于1997年3月11日零点开始，目标工期62天，计划工期68天，争取在1997年5月11日达到满功率。两台机组的大修准备工作根据此总体计划进行安排、控制。

2. 组织准备

2号机组第三次大修的准备工作于1996年7月开始，同期成立了大修指挥部，包括大修责任厂长（经理部大修协调员）、大修经理、副经理、运行经理、计划工程师、核岛经理、常规岛经理。大修指挥部是整个大修工作的领导核心，负责所有大修活动计划安排、组织协调和进度控制。大修队于1996年10月成立，包括各执行部门和支持部门，同时加强了QC队伍组织，另外设立了8个专项和6个专业技术小组，指定了相应的项目负责人，其它方面在组织结构上基本与第二次大修一样。

1号机组第三次大修的准备工作于1996年9月开始，大修队于1996年12月成立，与2号机组的区别在于没有设专业技术小组。

运行经理（或运行工程师）负责运行处内部工作及运行处与其他部门的协调；计划工程师负责大修期间各项工作的计划安排、协调、跟踪；核岛/常规岛经理全面负责核岛/常规岛维修工作；项目负责人负责所辖项目工作中各部门交叉作业的统一调度；专业技术小组负责解决大修过程中某些复杂的技术问题。

3. 大修项目准备

2号机组大修项目的准备于1996年6月开始，主要由OPM准备组、OPP大修计划组以及OTS共同完成，以预防性维修大纲和十年大修大纲为基础，结合设备运行过程中的实际情况及经验反馈，制定出相应的年度大修大纲。在本次换料大修中，2号机组的主要项目包括：

- 更换反应堆内1/3的燃料；
- 压力壳MIS检查；
- 三台蒸汽发生器一次侧装、拆堵板，U型管涡流检查；二次侧冲洗和ITV检查；
- 3号主泵检查3道轴封，其它两台主泵年检；
- 年度在役检查项目；
- 应急柴油发电机LHP 6000小时大修、改造，LHQ年检；
- 核岛5个低水位阀门内部检查；
- 3号低压缸全面检查，高压缸及1、2号低压缸年度检查；
- 发电机年度检查，励磁机解体检查；
- 部分改造和完工项目；
- 凝汽器内部清洁、检查，钛管涡流试验检查；
- 一台汽动给水泵、一台凝结水泵、一台循环水泵解体大修，其它的6.6kV泵年度检查；
- GEV主变压器改造。

1号机组大修项目的准备于1996年8月开始，主要项目包括：

- 更换反应堆内1/3的燃料；
- 安全壳密封性试验；

- 84 个贯穿件及气闸门、设备舱门的密封试验；
- 年度在役检查项目；
- 25 项改造和完工项目；
- 三台蒸汽发生器一次侧 U 型管涡流检查，二次侧冲洗和 ITV 检查；
- 3 号主泵检查 3 道轴封，其它两台年检；
- 核岛 6 个低水位阀门内部检查；
- 316 项运行定期试验；
- 3 号低压缸全面检查，高压缸及 1、2 号低压缸年度检查；
- 发电机、励磁机年度检查；
- 凝汽器内部清洁度检查，钛管涡流检查；
- 一台循环水泵、一台凝结水泵、电动给水泵、一台真空泵解体检查；
- 主变压器三根低压套管检查，软连接更换，油流继电器更换；
- 辅助变压器自运行以来第一次大修；
- 一台旋转滤网更换内齿条。

4. 大修文件的准备

1996 年，大修大纲的编写工作由 OPM 负责，OPP 配合建立数据库。根据年度预防性维修大纲，OPP 发出预防性维修工作申请，OPM、OTS、OPT 准备工作包。整个 2 号机组第三次大修共发出预防性维修工作申请 1505 份，其中机械占 45%、电气占 18%、仪表占 26%，文件准备工作在大修前顺利完成。1 号机组第三次大修共发出预防性维修工作申请 1582 份，其中机械占 41%、电气占 17%、仪表占 25%，维修工作包的准备正在按计划执行。其中 460 份工作包是送承包商执行的，也正在准备过程中。而安全壳密封试验、在役检查、改造项目的文件准备以及运行文件准备大部分已结束。

5. 其它准备工作

备品备件：现在把两台机组需要的备品备件一次性提出并尽可能早地安排采购，以减少大修中紧急采购的数量。

工具、材料的准备工作已受到各级领导的高度重视，状态也有相应的改观。

合同准备：按总经理部控制预算、压缩大修成本的方针，各部门不仅从技术上而且从商务上做了大量工作，使本次大修成本较以往有所下降。

人员培训：GNPJVC 职工的授权培训在 12 月份全部结束。首次参加大修的承包商初训以及承包商的综合培训已得到进一步落实。

QC、QA 培训：针对以往大修中出现的问题，本次大修对 QC 队伍加强管理，在大修前有针对性地实行 QC/QA 培训，以使整个大修维修工作质量得到保证。

2.1.6.5 大修承包商介绍

1996 年大修承包商基本保持不变，但随着自主化维修程度的提高，承包商的服务范围有所变化。

1 号机组第二次换料大修主要承包商的工作范围如下：

1. FRAMEX 公司负责部分核岛机械维修项目，主要包括：

- 反应堆压力壳开/扣盖；
- 环吊及换料装置的检查与维修；
- 阀门维修 (VVP 主隔离阀、CRISS 阀门、FISHER 阀门以及低-低水位隔离阀门维修)；

- 堆芯测量系统 (RIC) 的维修;
- 技术支持

2. 核工业二三建设公司除继续提供大修劳务支持外,独立承担蒸汽发生器一次侧水室堵板的拆装工作和部分核岛更新改造项目的实施。大修期间,现场劳务支持的高峰人数为 230 人。

3. 深圳淮南电力检修公司按照合作协议,继续承担常规岛大修工作。随着对核电站工作过程的熟悉和管理水平的提高,维修质量也有明显的改善。大修高峰人数由首次大修的约 550 人降低到第二次大修的 450 人。

4. 东北核电建设公司继续承担电厂配套设施和主变的维修工作。同时,东北核电建设公司顺利地接管了《电气、机务维修服务合同》。并根据该合同,承担了大修阶段的临时供电等工作,独立承担了 CPP 系统的安装工程。

5. 中国核动力研究设计院依据《核岛大修通用技术服务合同》,为业主提供大修通用技术服务(高峰人数为 115 人);依据《控制区日常核清洁维护服务合同》为业主提供核清洁服务(高峰人数为 51 人)。此外还提供反应堆压力壳螺栓孔 CCTV 检查和螺栓孔清洗,专用工具的技术支持。

6. 法国 INTERCONTROLE 公司继续负责反应堆压力壳的在役检查。

7. 武汉核动力运行研究所承担核岛核安全一级设备的在役检查工作,主要包括蒸汽发生器、稳压器和一回路管道等;核岛核安全二、三级设备的在役检查,主要包括管道和容器;此外,还承担堆内中子通量测量装置指套管的涡流检查工作。

8. 电力部苏州热工研究所负责常规岛和电厂配套设施压力容器(包括汽轮机部件)在役检查的质量监督工作(在役检查工作由淮南电力检修公司进行)。

9. GECA 公司负责常规岛大修的技术支持和汽轮机检修质量控制工作。此外,还承担了汽轮-发电机组轴系对轮螺栓更换、发电机前侧对轮平面瓢偏处理和励磁机转子倒换工作。

10. SRA 公司承担蒸汽发生器冲洗专用工具技术支持工作。

11. 深圳华兴公司负责大修期间现场土建维修及更新改造项目中有关建筑工程的施工。在 2 号机组第二次大修安全壳打压试验中参与土建相关检查项目。

2.2 核电站安全

2.2.1 核安全

2.2.1.1 电站运行事件

电站运行事件在过去两年(1994 年和 1995 年)称为重大事件。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)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/210),大亚湾核电站在 1996 年向国家核安全局报告了 26 起电站运行事件。

1. 电站运行事件的分级

根据国际核事件分级(INES)方法,1996 年度大亚湾核电站发生的 26 起运行事件中,1 级事件为 3 起,其余 23 起为 0 级事件。运行事件和 1 级事件的逐年变化,见表 2.2.1.1-1。可以看出,事件总数和 1 级事件的比例在逐年减少。

表 2.2.1.1-1 各年度运行事件总数和 1 级事件数

事件分级 \ 年度	1994	1995	1996	从商业运行开始到 1996 年 12 月 31 日 累计事件数
0 级	20	28	23	71
1 级	9	7	3	19
事件总数	29	35	26	90
1 级事件百分比	31%	20%	11.5%	

2. 电站运行事件按机组分布

大亚湾核电站两台机组发生的运行事件见表 2.2.1.1-2。

表 2.2.1.1-2 电站运行事件按机组分布

事件分级	1994		1995		1996	
	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	20	0	13	15	12	11
1 级	7	2	4	3	0	3
合计	27	2	17	18	12	14

3. 运行事件按 HAF 报告准则分布

大亚湾核电站发生的运行事件按国家核安全局颁布的报告准则分布如表 2.2.1.1-3 所示。

表 2.2.1.1-3 运行事件按 HAF 报告准则分布

HAF 报告准则	1994	1995	1996
准则 1	12	14	8
准则 2	—	—	—
准则 3	—	—	—
准则 4	8	9	10
准则 5	—	5	2
准则 6	—	4	3
准则 7	2	2	3
准则 8	—	—	—
准则 9	7	1	—

三年运行表明,所发生的运行事件主要是违反核电站技术规范的事件(准则1)和导致反应堆保护系统和专用安全设施自动或手动触发的事件(准则4),在后一类事件中非计划自动停堆事件占有相当的比例。

4. 运行事件按事件性质分布

1996年大亚湾核电站发生的26起运行事件中,人因事件占17起,设备故障事件占9起。表2.2.1.1-4给出1994年、1995年及1996年的运行事件性质分布。

表 2.2.1.1-4 运行事件按性质分布

事件性质	1994	1995	1996
人因	22	19	17
设备故障	7	16	9

从表上可以看出运行三年来,人因失误或不适当动作造成的人因事件是占主要的。

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,1996年大亚湾核电站运行事件按后果分布示于表2.2.1.1-5中。

表 2.2.1.1-5 1996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	5	5
2	除反应堆自动停堆以外的其它瞬态	1	—
3	电站运行条件下降(违反技术规范)	7	1
4	核安全相关系统降级	—	1
5	核安全屏障降级	1	—
6	设备损坏	—	2
7	放射性失控排放	3	—
8	人员意外受照射	—	—
9	人员伤亡	—	—

从表上可以看出:在运行事件中,反应堆自动停堆事件是最多的,共10次。其中6次是在反应堆临界状态下发生的,这6次中设备故障事件占5次,人因事件占1次。其次就是违反技术规范事件,共8次,其中7次由人因失误造成。

6. 人因事件的根本原因分布

1996年发生的17起人因事件,归纳出它们的根本原因,如表2.2.1.1-6所示,平均每起事件1.82个根本原因。

表 2.2.1.1-6 人因事件根本原因分布

根本原因	涉及的事件数
工作实践不足	11
书面交流不足	7
口头交流不足	2
培训不足	4
工作组织管理不足	3
接口设计差	1
变更管理不当	1
外部因素	2

可以看出,工作实践不足是事件根本原因的主要方面。就所涉及的事件而言,造成工作实践不足的因素有:在开始工作前工作现场没有合适的信息/指令;不遵守规程;日常监督有缺陷;缺乏自检的良好工作习惯;没有用自检方法保证设备在正常状态;使用的设备不可用;对控制盘的监督有缺陷;没有正确地按照规程进行作业;行为缺乏风险意识。造成交流不足的因素有:没有相应的规程;没有传递有关信息;文件的条目不足(内容欠缺);没有和变更的实施协调好;规程的技术准确性不够。造成其它根本原因的因素不一列出。

7. 评价与建议

从上面的分析看到,运行事件数目逐年减少,说明大亚湾核电站的管理水平和运行维修水平在逐年提高。电站经理部把减少运行事件数作为使大亚湾核电站性能达到国际水平,进入世界先进核电站行列的重要指标之一。因此,认真做好人因事件分析,找出根本原因,制定纠正行动,并密切跟踪纠正行动实施的有效性,减少和防止事件重发,把人因事件重发率降到最低限度是十分重要的。此外,加强设备状态监督,做好预防性维修,确保设备在良好状态,努力减少设备故障事件也是必须高度重视的。

2.2.1.2 三道屏障完整性

根据纵深防御的设计原理,核电站放射性裂变产物与人所处的环境之间设置了三道屏障。力求最大限度地包容放射性物质,尽可能减少放射性物质向周围释放。这三道屏障分别是燃料元件包壳、一回路压力边界和安全壳。在核电站的运行过程中,要求最大限度地确保这三道屏障的完整性。

1. 燃料元件包壳

大亚湾核电站反应堆堆芯有4万多名燃料元件,这些燃料元件的包壳就构成了核电站的第一道屏障。

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,运行技术规范对一回路的放射性水平作了具体限制,并以此来限制反应堆的运行。这些代表一回路放射性水平的参数包括:

- ^{131}I 当量 (瞬时量)

- ^{133}I 当量 (瞬时量)
- ^{134}I 当量 (瞬时量)
- ^{133}Xe 当量 (瞬时量)
- 惰性气体总量 (瞬时量)
- ^{131}I 当量平均值

上述瞬时值是在下述运行条件下测出的:

- 反应堆必须在某一功率水平稳定运行至少 48 小时;
- 机组在正常状态 (一个下泄节流孔板运行)。

一回路放射性化学技术规范如图 2.2.1.2-1 所示。

正常运行时,大亚湾核电站每周对一回路冷却剂活度进行两次 γ 谱分析,并通过在线仪表对其进行连续监测。

图 2.2.1.2-2 和图 2.2.1.2-3 给出的是 1 号机组第三循环 1996 年度的一回路放射性指标气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱。从图 2.2.1.2-3 中可以看出,燃料包壳无破损条件下, ^{131}I 活度维持低分布,且在整个循环中较稳定。

图 2.2.1.2-4 和图 2.2.1.2-5 给出的是 2 号机组第三循环 1996 年度的一回路放射性指标气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱。从图 2.2.1.2-5 中可以看出,每当机组出现瞬变时(如 6 月 6 日紧急停机停堆),放射性碘均会出现尖峰释放。同时还可以看出 ^{131}I 活度量级高于 1 号机组,后来的换料证实有 3 根燃料棒包壳有轻微破损。

但总而言之,大亚湾核电站 1、2 号机组的第一道屏障(燃料包壳)的完整性均满足技术规范的要求。

2. 一回路压力边界

一回路压力边界构成核电站的第二道屏障,它将放射性产物包容在一回路冷却剂内。但是,压力边界也可能存在泄漏。

正常运行时,有一个指标是通过估算一回路冷却剂的泄漏量来监测一回路压力边界(即第二道屏障)的完整性。运行技术规范规定,一回路的泄漏率不得超过如下数值:

- 定量泄漏率小于 2300L/h。所谓定量泄漏,指漏点及泄漏量已明确知道的泄漏;
- 非定量泄漏率小于 230L/h。非定量泄漏是指漏点和漏量不知道的泄漏;
- 每一台蒸汽发生器传热管泄漏小于 44L/h。

从图 2.2.1.2-6 (a) 中 1 号机组一回路 1996 年度的泄漏率曲线可以看出,泄漏率是较低的,全年平均泄漏率为 60L/h,低于技术规范的限值。但有几个点的泄漏率还是比较高的,如 RCV620VP 泄漏导致的泄漏率上升到 2150L/h、REN012VP 泄漏导致泄漏率上升至 920L/h 等。本年度 REN 取样回路引发泄漏率上升的事件是应该吸取经验的。

从图 2.2.1.2-6 (b) 中 2 号机组一回路 1996 年度的泄漏率曲线可以看出,泄漏率是很低的,除了年初约在 120L/h 外(换料大修后,部分阀门有漏引起),从 4 月至 12 月均维持在 30L/h 左右。

两台机组 1996 年泄漏率均维持较低水平,满足技术规范的要求。同时第三循环两台机组 6 个蒸汽发生器 U 型管继续保持完整。未发现泄漏迹象。

3. 安全壳

安全壳即包容一回路的主厂房。它将反应堆和冷却剂系统的主要设备和主管道包容在内。它能阻止放射性产物向环境释放。构成了反应堆与环境之间的最后一道屏障。

技术规范的要求：

- 安全壳在 6kPa (g) 时，总泄漏不能超过 $10\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

- 大亚湾核电站安全壳所承受的压力是根据在 LOCA (即一回路破口导致冷却剂丧失) 事故情况下所达到的峰值压力来设计的。运行技术规范规定 LOCA 峰值压力下，安全壳的泄漏率必须小于总体积的 0.3%/24h。

- 在正常运行时，安全壳压力不能超过 0.11MPa (g)，否则要在 24h 内停堆 (0.11MPa 为用于安全分析中的安全壳压力数据)。

在安全壳每一个升压过程中，安全壳泄压排放之前，进行一次安全壳的泄漏率测量，确保安全壳的泄漏率小于 $10\text{Nm}^3/\text{h}$ 。图 2.2.1.2-7 为安全壳相对压力为 6kPa 下的泄漏率曲线。从图中可以看出，1 号机组安全壳的平均泄漏率约为 $1.3\text{Nm}^3/\text{h}$ ；2 号机为 $1.1\text{Nm}^3/\text{h}$ ，远低于技术规范的限制值。

考虑到用 ETY 对安全壳进行排气，尽管经过了过滤处理，仍存在把放射性物质排放到大气的可能性。因此，在辐射防护 ALARA 的原则下，ETY 每年排放时间不能超过 80 小时。实际排气时间如图 2.2.1.2-8 所示，1 号机实际排放 58.28 小时，占 73%；2 号机实际排放时间为 44.78 小时，占 56%。

从上述图表可以得出这样的结论，大亚湾核电站 1996 年第三道屏障的完整性也得到了有效的保证。

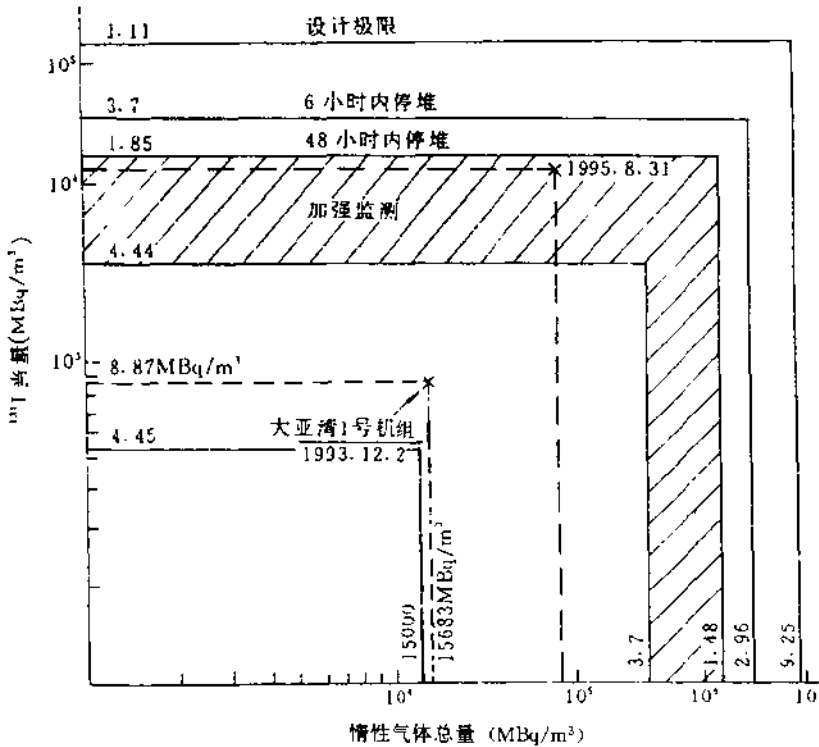


图 2.2.1.2-1 一回路放射化学技术规范及瞬时释放点

机组: 1
运行周期: 3

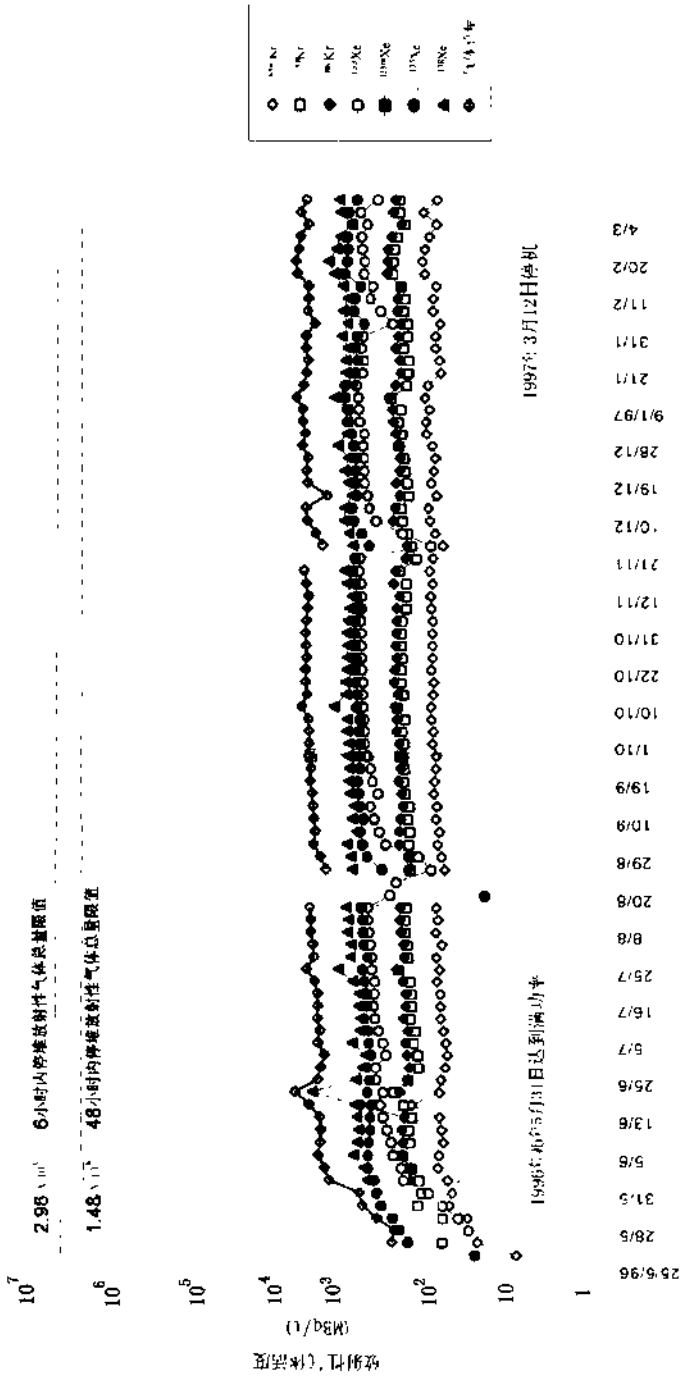


图2.2.1.2-2 1号机组第一循环一回路放射性气体总活

机组: 1
运行周期: 3

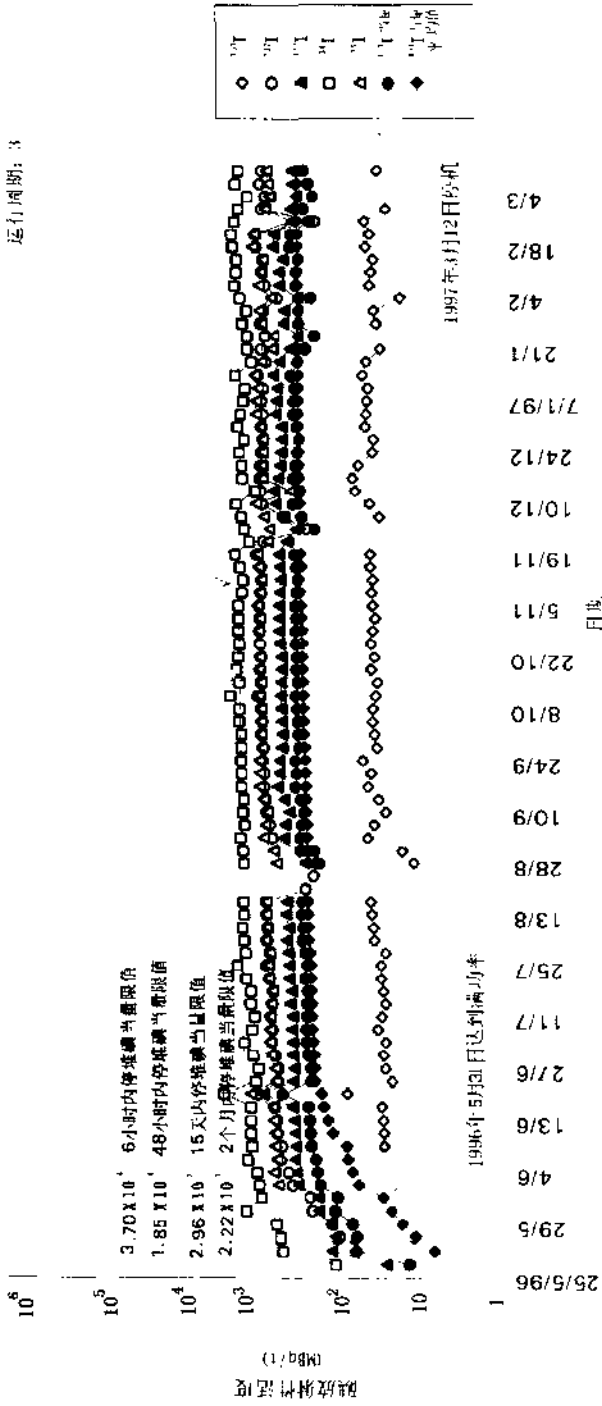


图2.2.1.2.3 1号机第三循环一回路放射性碘活度

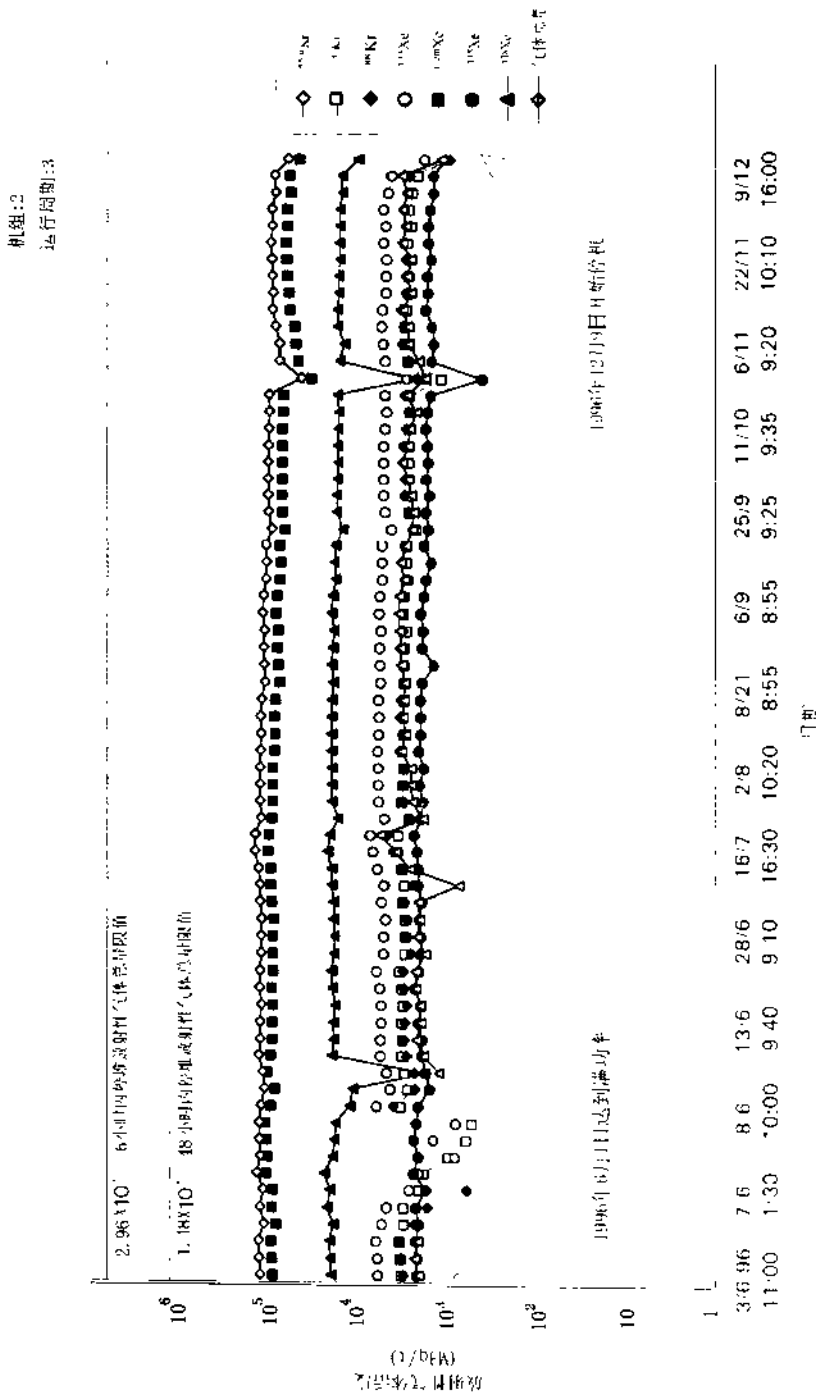


图2.2.1.2.1 2号机组第一回路放射性气体总量

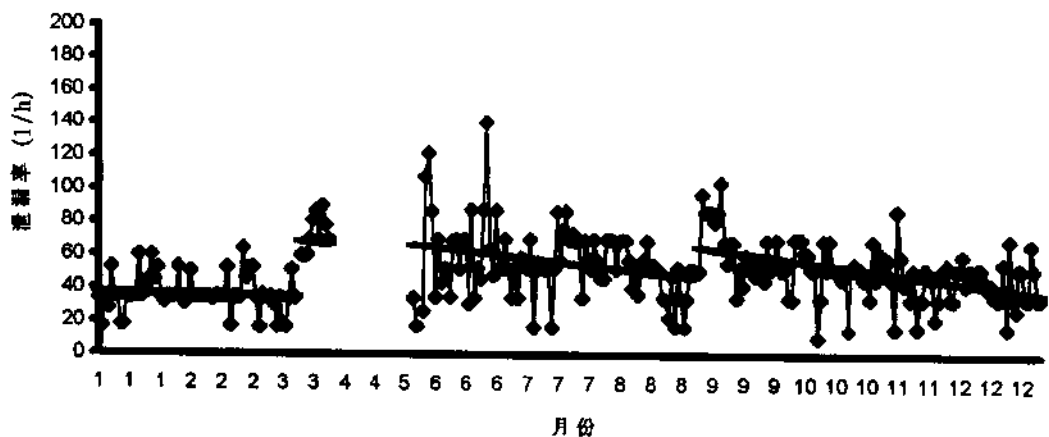


图 2.2.1.2-6 (a) 1号机组 1996 年一回路泄漏率分布

注：(1) 5月31日 RCV620VP 泄漏，泄漏率为 2150L/h；

(2) 5月13日 REN012VP 泄漏，泄漏率为 920L/h。

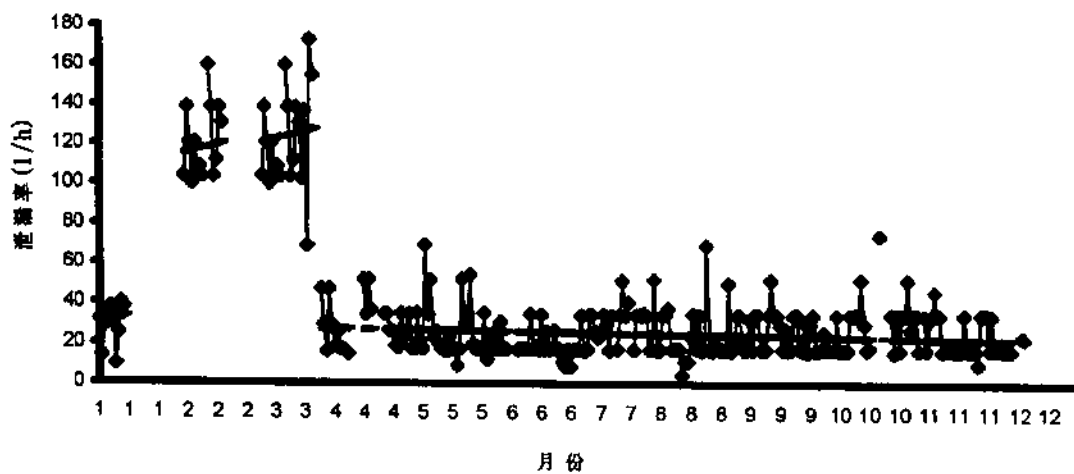


图 2.2.1.2-6 (b) 2号机组 1996 年一回路泄漏率分布

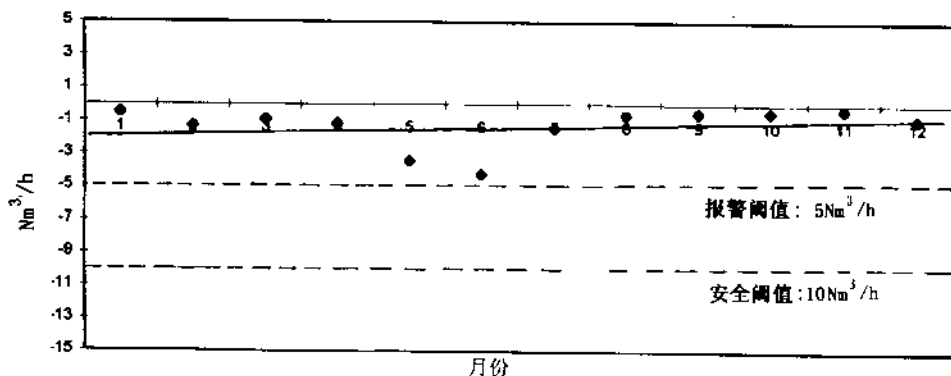


图 2.2.1.2-7 (a) 1号机组 1996 年安全壳泄漏率 (6KPa 时)

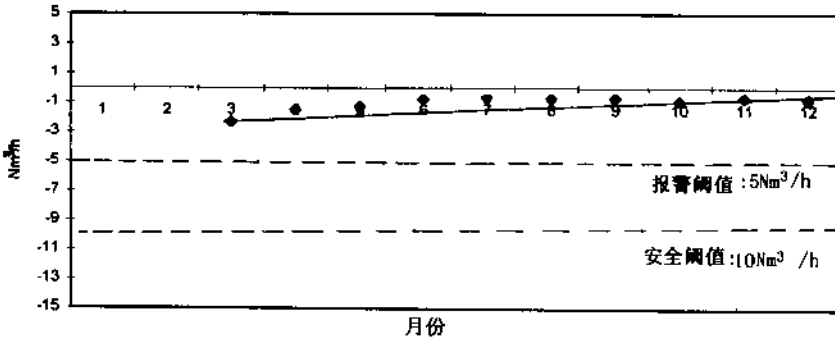


图 2.2.1.2-7 (b) 2号机组 1996 年度安全壳泄漏率 (6kPa 时)

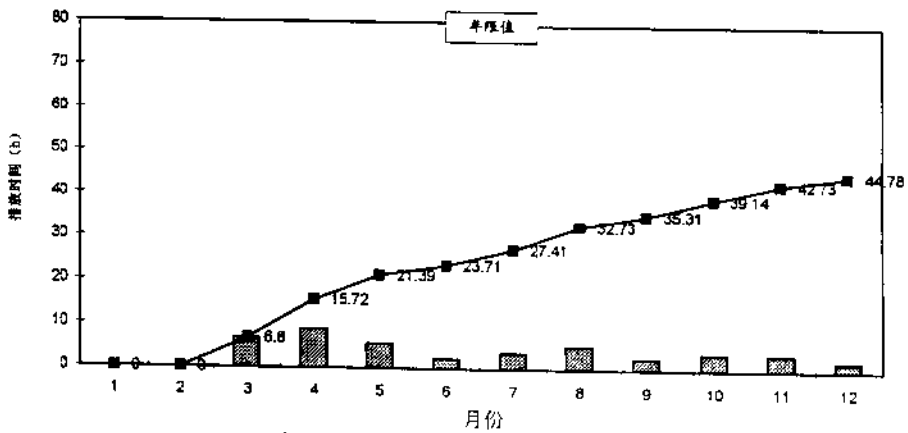
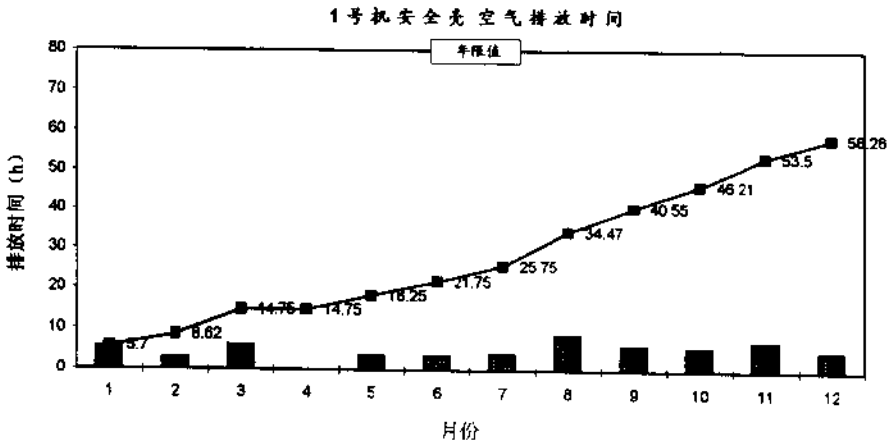
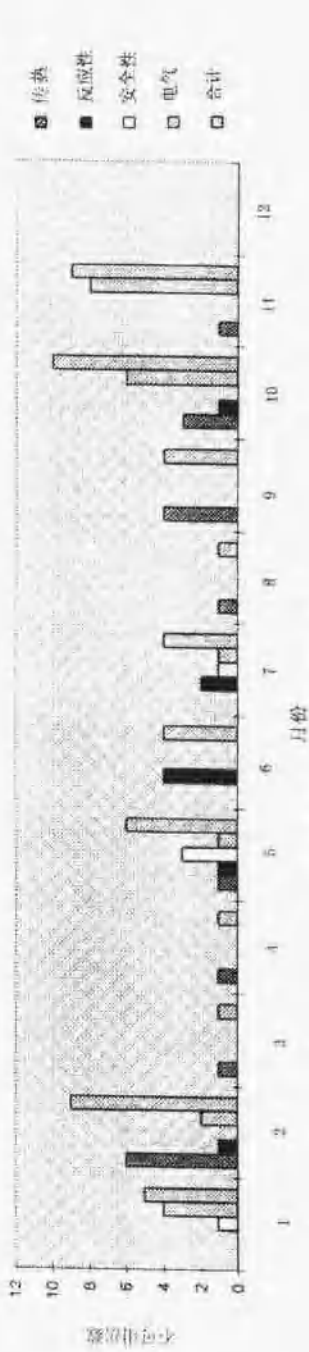
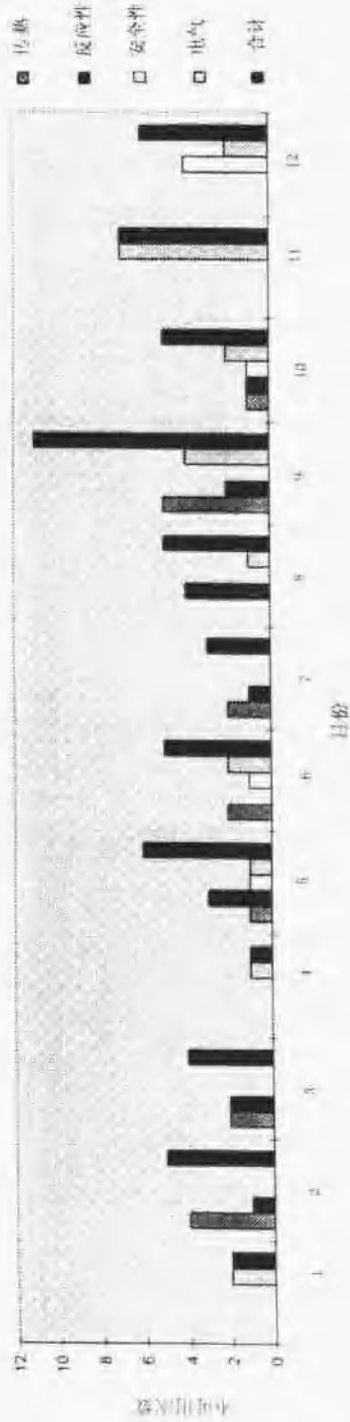


图 2.2.1.2-8 (a) 2号机组 1996 年度安全壳泄压排放状态



1号机不可用次数按月分布



2号机不可用次数按月分布

图2.2.1.3.1 第一组设备不可用次数按月分布

2.2.1.3 安全相关设备不可用状态 (Io 跟踪)

1. 两台机组预防性维修

• RRI/SEC 热交换器

1996 年两台机组这方面的清洗工作都在热停堆工况下进行。所以这方面的预防性（功率运行工况下）维修不可用时间为 0。

• 9LGR

1996 年辅助电源计划不可用时间为 34 小时，占允许时间 72 小时的 47.2%。

2. 两台机组设备随机不可用统计

(1) 第一组设备不可用次数及份额分布见表 2.2.1.3-1。

表 2.2.1.3-1 第一组设备不可用次数及份额

功能	1 号机组		2 号机组	
	次数	份额 (%)	次数	份额 (%)
传热	18	33.3	17	28.3
反应性	9	16.7	14	23.3
安全性	5	9.3	7	11.7
电气	22	40.7	22	36.7
合计	54	100	60	100

(2) 第一组设备不可用总消耗比分布见表 2.2.1.3-2。

表 2.2.1.3-2 第一组设备不可用总消耗比分布

功能	1 号机组		2 号机组	
	总消耗比	份额 (%)	总消耗比	份额 (%)
传热	3.13	24.8	6.25	38.4
反应性	4.26	33.7	3.64	22.4
安全性	1.31	10.4	2.05	12.6
电气	3.93	31.1	4.34	26.6
合计	12.63	100	16.28	100

(3) 第一组设备不可用次数按月分布如图 2.2.1.3-1

(4) 第一组设备不可用状态评估

- 电气和热阱不可用占的份额较大，主要是柴油机问题、RRI 泵稳流器及泵壳问题以及 ASG 泵问题等。
- 设备安全功能降级相对严重的有 RIS 021BA、RIS01、02、03BA、LHP/Q、LGR 等。
- 对不可用状态影响较大的主要是后退时间限制在 24 小时以下的安全设备不可用。

(5) 第二组设备不可用次数和时间，见表 2.2.1.3-3。

表 2.2.1.3-3 第二组设备不可用次数和时间

	1号机组		2号机组	
	不可用次数	不可用时间(h)	不可用次数	不可用时间(h)
计划不可用	58	1441.87	71	1412.91
随机不可用	98	4148.68	110	4605.43

表 2.2.1.3-4 第二组设备有问题的各主要系统所发生的不可用次数及时间分布

系 统	1号机组				2号机组				全厂合计			
	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用时间(h)	不可用时间份额(%)	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用时间(h)	不可用时间份额(%)	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用时间(h)	不可用时间份额(%)
KRT	63	3	1379.26	24.67	67	2	777.16	29.53	130	5	3156.42	27.19
RRI	7	10	1375.5	24.60	12	8	1331.95	22.13	19	18	2707.45	23.32
DVN	13	5	1280.1	22.90	11	7	854.3	14.19	24	12	2134.4	18.39
TEG	2	2	530.75	9.49	2	1	531.5	8.83	4	3	1062.25	9.15
DVI	3	2	330.47	5.91	1	2	500.3	8.31	4	4	830.17	7.16
SAP	0	4	136.5	2.44	3	6	182	3.02	3	10	318.5	2.74
DVE	2	10	112.8	2.02	2	14	152.08	2.53	4	24	264.88	2.28
DVK	0	3	6.5	0.12	0	7	203.2	3.38	0	10	209.7	1.81
REA	0	5	148	2.65	2	3	61	1.01	2	8	209	1.80
SEC	2	3	115	2.06	0	5	61.88	1.03	2	8	176.88	1.52
其它	6	11	175.67	3.14	10	16	362.97	6.03	16	27	538.64	4.64
合计	98	58	5590.55	100	110	71	6018.34	100	208	129	11608.89	100

(6) 第二组设备不可用状态评价, 见表 2.2.1.3-4。

- KRT 由多个分别独立的子系统组成, 主要是取样回路发生故障;
- RRI 系统 1996 年泵的稳流器及壳体均存在共模失效现象;
- DVN 系统主要是风机故障较多。

2.2.1.4 定期试验

1996 年度严格执行了《定期试验监督大纲》, 并按《定期试验管理程序》的要求由 OPP 计划科牵头成立了 PTS 管理小组。在 PTS 系统不够完善的情况下, OPP 以表格的形式制作了年度主计划《定期试验计划及执行情况表》, 并得到 OQA 的认可, 全年定期试验 (GOR 要求的) 无漏项。特殊原因未按原计划周期执行的个别项目及时向国家核安全局 (NNSA) 提交了特许申请 (PT2RPN), 从而确保了所有 GOR 要求的定期试验项目无失控状态。《定期试验监督大纲》和《定期试验管理程序》的升版以及 PTS 管理小组的建立对定期试验的实施与跟踪

打下了良好的基础。

1. PTS 定期试验管理小组的建立

结合电站生产活动工作过程的实际以及电站投运以来定期试验管理的实际情况，我们正式成立了 PTS 管理小组，并在程序 IP/TST/012 中正式规定下来。其成员构成如下：

OSL：安全工程师

OPO：PTS 负责人

OPM：仪表 PTS 负责人；电气 PTS 负责人

OPT：性能 PTS 负责人；化学 PTS 负责人；环境 PTS 负责人

OMC：PTS 软件负责人

OPP：PTS 管理人（计划工程师）

该小组的使命是共同维护 PTS 定期试验计算机管理系统，统一制订定期试验总体计划。其工作内容包括：

- 大修前后定期试验的交接及过渡性计划的确定；
- 机组状态变化对定期试验年度计划影响较大时的变更；
- 试验项目（周期、内容、形式等）的变更（经 NNSA 批准后）；
- PTS 软件的改进/完善；
- PTS 系统中试验结果的及时输入与管理。

小组中各成员的职责在《定期试验管理程序》中有明确规定。

2. 《定期试验监督大纲》IP/TST/011 升版

IP/TST/011 程序是大纲，也是执行定期试验的基础性文件。它的升版（由 0 版英文升为 1 版双语，内容也有修订）给定期试验的管理和执行奠定了良好的基础。当然新版大纲出台后，在执行过程中又发现一些问题：诸如程序号不符、负责单位标注不对、周期不合适等。通过 PTS 小组会议统一要求各部门结合新版大纲认真研究自己所管辖的定期试验，正式向 OSL 处提出修改申请。也有些部分需要各部门以大纲为根据修改自己的程序。截止年底，各种材料已汇总到 OSL 处。OSL 正在审阅，计划 1997 年再升版次。

3. 《定期试验管理程序》IP/TST/012 升版

根据“各自负责，统一管理”的方针，OPP 对 IP/TST/012 程序进行了升版（由 1 版升至 2 版）。对几年定期试验管理中较好的经验以程序的形式明确下来，使之不但合理而且合法。例如：规定 PTS 负责人是自己部门定期试验管理的第一责任人；每次大修后召集 PTS 小组例会；根据大修期间的试验情况讨论和安排下一步日常定期试验，制定《PTS 临时过渡计划》；PTS 管理小组的构成等。

4. 年度 OPS 日常 GOR 定期试验执行情况，见表 2.2.1.4-1 和表 2.2.1.4-2。

表 2.2.1.4-1 年度 OPS 日常 GOR9 定期试验执行情况统计

	OPM		OPO	OPT			OPH	合计
	MI	ME		PT	CS	ES		
1 号机组(0,9)(项)	72	48	543	95	132	81	171	1115
2 号机组(项)	68	48	490	89	120	0	135	985
总 计								2131

注：表中数据为周期大于一周的定期试验项目，但不包括所有取样化验。

表 2.2.1.4-2 GOR9 主要设备定期试验一次成功率及可靠率统计

设备/系统	试验	试验次数	一次试验成功次数	状态要求启动次数	按要求成功启动次数	一次试验成功率* (%)	设备/系统可靠率** (%)	备注
1LHP	PT1LHP01/2/3	15	14	2	0	93.3	82.4	8月18日-412XB故障 8月25日-励磁回路故障 10月2日-低电压跳闸
1LHQ	PT1LHQ01/2/3	16	15	2	2	93.8	94.4	4月25日-PT1LHQ003第二次成功
1LLS001TC	PT1LLS01/2/3	11	8	0	0	72.7	72.7	10月29日-启动后“电压不足”跳闸(971JA动作慢)
2LHP	PT2LHP01/2/3	13	13	1	0	100.0	92.9	见LLS小组报告
2LHQ	PT2LHQ01/2/3	15	13	2	0	86.7	76.5	7月30日-2LHQ420CF故障 10月29日-启动后“电压不足”跳闸(971JA动作慢) 11月19日-002MO密封垫破裂 12月22日-971JA拒动
2LLS001TC	PT2LLS01/2/3	17	11	0	0	64.7	64.7	见LLS小组报告

注：* 一次成功率=一次试验成功次数×100%/试验次数；

** 设备可靠率=(一次试验成功次数+按要求成功启动次数)×100%/(试验次数+状态要求启动次数)。

针对四台柴油机一次试验成功率较低的问题，引起管理层和执行人员的充分注意。分析几次继电器的故障原因很大程度上是柴油发电机控制房间环境温度高所致。故于9月份对全部四个房间加装了空调。但接下来的试验一次成功率仍不高，即未能从根本上解决问题。至10月29日，2号机组小修，主变向LGR倒电时2LHP/Q启动后双双因“电压不足”而跳闸。后经仔细观察发现1LHP971JA动作太慢，经理部决定立即对所有四个柴油发电机的971JA进行附加试验，以验证该开关的分合闸动作时间。结果发现都有问题，遂决定结合定期试验对其进行更换。具体更换时间如下：

1LHP971JA：11月27日

1LHQ971JA：11月28日

2LHP971JA：12月3日

2LHQ971JA：12月6日

至此，柴油发电机试验的一次性成功率很好，预计1997年度会更好。

2RPN/QPITRPN201 试验超期情况：

上次调度日期：7月26日 本次调度日期：8月23日

上次执行日期：7月25日 最后期限：8月30日

试验结果：合格 结果：由于030MA有问题未能执行

8月24日5:56 2RPN030MA失电，使得定期试验无法执行。(其中：1号机组停机停堆日期：8月18日~8月28日)

10:00 MI更换烧毁的保险后030MA投入运行。

8月27日18:11 2RPN030MA再次失电，MI检查后恢复送电。

19:22又失电，MI恢复。

8月28日2:00 030MA失电, MI检查发现030MA上部第二电离室无输出。

9:21 030MA失电, MI更换了两块模块, 电离室输出恢复正常, 以后MI对030MA进行监视, 并等厂家来人。此期间OSL向NNSA申请特许, 并得到批准。

9月10日17:00 试验完成, 结果合格。

5.102 (1号机组第二次大修) 大修定期试验完成情况

(1) OPO所负责的QSR定期试验项目251个, 合格248个, 不合格2个, 未做1个。

• 不合格的两项:

—PT1EVR03: 执行三次都不合格, 滤网更换后003LP压差仍超出要求, 需与EVC/EVR系统重调结合在一起找原因。

—PT1RRB01: 执行二次仍不合格, 主要是灯泡问题。已责成OPM调查灯泡经常烧坏的原因。

• 未做的一项:

—PI1DEG001: 主要是301/201制冷机先后维修过, 等效。

(2) OPM/MI完成了8项次(GOR9要求的), 分别是:

冷停状态SIP1/3、SIP2/4, 热停状态SIP1/3、SIP2/4, RPN, RPA, RPB, RGL,

OPM/ME完成了12项(GOR9) 蓄电池年度放电试验。

(3) OPT完成零功率物理试验20小项, 升功率物理试验13小项及56个贯穿件试验。

6.202 (2号机组第二次大修) 大修定期试验完成情况:

OPO完成191项(GOR9);

OPM/MI计划175小项(GOR9), 完成173小项, 两项取消;

OPM/ME完成11项蓄电池年度放电试验;

OPT: 本次大修由于安全壳打压试验, 贯穿件试验由正常56个增加到84个, 除完成了正常物理试验项目外, 控制棒的落棒试验是一个大项。

注: 大修期间KRT各通道的定期试验按日常统计。

2.2.1.5 瞬变统计

1. 主要瞬变消耗统计

反应堆一回路承压边界在核电站运行期间会随工况的变化发生一系列的应力变化, 这些应力变化会对一回路的管道造成不同程度的疲劳或强度破坏, 因此了解这些应力变化的数量与强度进行分析、归类和统计是一项与核安全密切相关的工作, 这就是瞬变统计。

目前大亚湾核电站所采用的瞬变统计方法是: 用KDO系统(试验数据采集系统)记录仪记录与一回路相关的压力、温度以及阀门开关状态等信号, 分析这些信号的性质、大小, 然后与设计值比较、归类, 通过对一段时间的瞬变进行统计, 了解瞬变消耗及运行质量, 从而对反应堆的寿期进行控制。

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、降负荷); 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)。主要瞬变有以下几种: 反应堆升降温、升降负荷、甩负荷、停堆、化容系统上充下泄流量变化、余热导出系统投运、安全阀动作等。这些瞬变的描述与实际工况通常并不一致, 只有实际工况导致相应的参数变化达到某种瞬变规定的阈值时, 才有瞬变发生。大亚湾核电站的设计寿期为40年, 在寿期内每一种瞬变都规定一定的设计发生次数, 即该瞬变的设计值。

我们将设计值平均到每年所得数值称之为期望值，而实际发生的次数称之为瞬变消耗。从1996年瞬变统计的结果看出（见表2.2.1.5-1）。

表 2.2.1.5-1 1996 年主要瞬变消耗

瞬变代码	瞬变描述	1号机组瞬变消耗	2号机组瞬变消耗	期望值	设计值
1.1 和 1.2	反应堆升温	3	4	5	200
2	反应堆降温	3	4	5	200
3.1	升功率	5	6	245	9800
4.1	降功率	5	4	248	9920
10	热停堆维持蒸汽发生器水位	9	6	50	2000
21-1	紧急停堆	3*	1	5.75	230
32.2	上充最大增加	3	5	7.5	300
37	下泄关闭，上充不变	4	4	5.5	220
38	下泄上充关闭	3	1	5	200
42	RRA 启动	4	5	5	200

* 根据运行数据，紧急停堆共有5次，但其中2次按瞬变原理不能归类为紧急停堆，因为一回路温度、压力的变化未超过一定限值。

两台机组在1996年的瞬变消耗状况良好，没有超过期望值。

2. 趋势预测及改进建议

两台机组1996年瞬变消耗情况与1995年相比，有一定减少，特别是1号机组。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2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、下泄同时关闭；
- (5) 换料期间减少对RIS12、13VP的操作次数；
- (6) 在对主回路温度测量旁路的维修时，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) 限制辅助喷淋的操作。

2.2.1.6 核安全文化

1996年电厂的各项核安全指标比1995年有较大的改善。电厂运行事件数、反应堆临界后自动停堆次数、集体剂量率等比1995年有较大幅度的下降。这些无不得益于电厂核安全文化的深入开展。

1996年度电厂核安全文化的开展主要具有下述特点：

1. 制定了核安全文化宣传计划，并在处、科一级得到了初步实施。根据电站核安全文化宣传计划的要求，各处、科根据自己处、科的实际情况，举办了各种各样的讲座或培训，包括PQOM培训、技术规范培训、核安全文化基本知识培训等等。并结合本处、科曾经发生的

事件,因材施教,使核安全文化的宣传真正落实到员工工作与行动上。

2. 加大了核安全文化宣传的广度与力度。1996年,电厂举办了公司一级的核安全文化讲座,同时在培训中心正式开办了核安全文化课程,以提高处、科级干部的核安全文化意识。另外,为进一步把核安全文化宣传贯彻到基层班组,还分批举办了科级核安全文化研讨班,以统一科级领导干部对核安全文化的认识。“安全之声”也能结合电厂实际情况,定期反映电厂的核安全动态。

3. 结合 OSART 评审活动,各处开展了核安全管理的自查自纠活动。对于自查自纠中发现的问题,各处、科制定了详细的纠正行动计划,并逐步得以落实。

4. 进一步加强了电厂经验反馈工作。对经验反馈的管理体制,在组织机构上进行了调整。事件管理上增加了电厂内部运行事件的分类,以进一步提高事件分析的深度与纠正行动的有效性。另外,开始建立大亚湾核电站的事件分析方法与重发事件分类方法,从而使大亚湾核电站的事件管理走向规范化、正规化。

2.2.1.7 执照申请

1996年度广东大亚湾核电站执照申请活动主要围绕提高电站的安全性、机组的可用性和经济运行,使核安全管理要求与电站的承诺保持一致,促进国际间的交流与合作,提高电站的整体安全文化水平等内容展开。其主要内容可分以下几个方面叙述。

1. 运行许可证的申请与颁发

按核安全法规要求,广东核电合营有限公司分别于1994年11月28日和1995年3月24日向国家核安全局呈送了两台机组的《运行许可证申请书》。1996年8月29日国家核安全局根据核安全审评和对首次装料以来试运行情况进行监督的结果,认为广东大亚湾核电站1、2号机组的设计、建造和试运行满足颁发核电站运行许可证的条件。这标志着从法律程序上批准广东大亚湾核电站的安全运行,是对GNPS核电工程质量和运行状况的认可。对核电站运行已达到相当核安全水平和可靠性的确认,是核电站从建造到营运的重要里程碑。

2. 安全基准文件管理

广东大亚湾核电站试运行阶段的环境影响报告书,经国家环保局组织专家审评后,于1996年元月完成修订工作,并于1996年2月正式出版,同时正式出版了环保设施竣工验收报告和专题报告。

核电站运行质保大纲(D版)和厂内应急计划(第三版)经审评修订后分别于1996年4月和6月出版。运行总则的第三、六、九、十章中文版已于1996年2月正式出版。修订、编写、出版了核电站调试总结报告和试运行总结补充报告。

为了有效实施质保大纲,1996年9月核电站还完善了质量管理手册,修订了核电站质量管理手册程序。

3. 操纵员执照申请

1996年12月GNPS组织实施了第四次SRO执照申请考试,共9人参加了此次SRO考试。

4. 安全重要修改

1996年度内实施的经国家核安全局批准的安全重要修改有:

- 柴油发电机组1/2LHP/Q预热回路的修改;
- RPR安全壳喷淋和再循环控制系统的修改;
- 主控室记录仪国产化。

5. 停堆监督

在 1996 年度核电站分别在第一和第二季度实施了 102、202（1 号和 2 号机组第 2 次大修）换料停堆大修。在大修期间实施了控制棒问题最终方案，装上了新导向筒及渗氮控制棒，彻底解决了控制棒落棒时间超差问题。

6. 特许申请

根据机组运行状况的要求，1996 年度向国家核安全局提交了 7 份特许申请，并获得批准实施，其中 1 号机组一份，2 号机组三份，其余三份为适用于两台机组的通用申请。

7. 核安全监督与核安全报告

国家核安全局和广东省环保局分别于 1996 年第三季度和第四季度对广东大亚湾核电站实施了年度核安全和三废检查，涉及运行、经验反馈、应急准备、辐射防护、人员培训、质保、技术规范、三废排放管理和电站化学等。并分别召开了年度协调会，阐明了审评和监督的要求，以及执行措施等。

核电站在 1996 年向国家核安全当局提交的报告类别有：

- 运行日报；
- 重要活动通告；
- 安全运行月度报告；
- 运行事件通告（1996 年共发生 26 起运行事件，其中 1 号机组 12 起，2 号机组 14 起）；
- 核电站季度安全分析报告；
- 专题报告；
- 三废和环境监测月报，年度报告，工业废水月度报告。

8. 环境监督与管理

1996 年度启动了 ISO14000 环保体系认证工作，成立了 GNPJVC ISO14000 工作组。取得了 GEPB 对 GNPS 的排放和监测数据的认可。

9. 竣工验收活动

1996 年 12 月 15 日至 17 日，由国务院有关部门、广东省和深圳市政府等组织的国家验收委员会，对大亚湾核电站工程进行了国家验收。验收委员会认为：大亚湾核电站符合合同要求，工程质量优良，运行安全可靠，经济效益良好，验收予以通过，正式交付生产运行。李鹏总理发来贺信，称赞此项工程开创了我国利用外资建设大型能源基础产业项目的新路子。

10. 往来函件

1996 年内，核电站收到核安全部门的函件 62 件。核电站为执行核安全监督管理要求，报告对核安全部门函件要求的实施状况，向核安全部门提交了共 192 件函件。

2.2.1.8 国际原子能机构活动

1. OSART 评审活动

(1) OSART 评审活动准备

IAEA 于 1996 年 10 月 7 日至 25 日对大亚湾核电站进行了 OSART 评审活动。

此次活动是 IAEA 于 1993 年对 GNPS 进行“运行前安全评审”时，GNPJVC 向 IAEA 提议，后经中国政府有关部门与国际原子能机构商定，并在 1995 年 7 月 GNPJVC 与 IAEA 在预备会上正式确定安排在 1996 年 10 月 7 日至 25 日进行。

GNPJVC 总经理部十分重视这次 OSART 活动，将该项活动列入我公司 1996 年的一项重大国际活动，并指示公司各部门应充分认识 OSART 活动的重要意义和目的，要求各部门

积极配合通力协作,全面开展 OSART 活动各项准备工作,圆满完成 OSART 评审活动。

大亚湾核电站 OSART 评审活动准备工作始于 1995 年 7 月。核电站经理部按照合营公司总经理部批示,结合 OSART 预备会及 IAEA 有关 OSART 活动的文件要求,制定了 OSART 评审活动准备计划,开始以下各方面的准备工作:

a. 建立核电站 OSART 活动组织

1995 年 9 月建立了核电站 OSART 活动组织。电站副经理濮继龙担任电站 OSART 活动负责人,安全保健顾问协助工作。并按照 8 个评议项目的内容,确定相关的副处长为各项目的负责人,还指定若干顾问。

核电站 OSART 活动组织每月召集一次协调会,各项目负责人汇报准备工作进展状态,协调各部门的接口和需要协商的事项,制定下一阶段的工作计划。

b. 核电站自检自查活动

为顺利开展国际原子能机构的 OSART 评审活动,核电站于 1995 年 10 月开展了自检自查活动。以 IAEA 的 OSART 导则为指导,将核电站的政策、程序和实践执行情况及现状,和国际核安全标准相对照。各评审专题自我评价安全水平现状、政策和程序的正确性和完善性及执行情况,自找差距、发现薄弱环节,加强自律,提出改进建议,制定具体的纠正行动计划,明确责任部门,定期跟踪检查。到 1996 年 9 月底止,即 OSART 活动开始前,在所有的建议项目中,除 16 项是长期性工作外,其他项目基本上都已完成。

c. OSART 活动文件准备

• 预审文件 (HANDBOOK)

按照 IAEA 有关 OSART 准备的要求,核电站编制了 OSART 的预审文件 (HANDBOOK),并在 1996 年 7 月份寄给 OSART 活动的各位专家和分发至电站各有关部门。该文件有十一章共 323 页,扼要介绍了核电站的运行管理体系,管理和运行手段,电站业绩和状态,基本的设计资料和 OSART 活动的行政管理事宜。

• 介绍资料

按照 OSART 活动准备工作的要求,参加 OSART 活动各项目负责人参照电站编写的导则各自准备了在 OSART 活动期间各项目的介绍资料。

• OSART 活动手册

OSART 活动历时三周,评议范围涉及核电站的各个方面。为有条不紊地开展 OSART 活动,核电站编制了 OSART 活动手册 (OSART MANUAL)。它包括 OSART 活动评议专家和 GNPJVC 各项目负责人每日评审内容、时间、地点,各部门参加每日活动的人员等。

d. 后勤、行政、接待准备

由广东核电合营有限公司第二副总经理负责,成立了“OSART 活动接待准备组”。

接待准备组召集了三次协调会,制定了具体的接待准备项目、责任部门和实施完成时间,包括办公室装修、办公家具与用品、接待、现场交通、食宿、证件办理、日常秘书服务等。

在 OSART 评审活动期间,专门建立了 OSART 秘书组。

e. 人员培训和动员

核电站对参与 OSART 活动人员的培训分阶段进行。

- 准备和分发 OSART 活动导则;
- 对参加活动人员介绍和宣传 OSART 的目的,活动方式,准备工作计划;
- 法国电力公司驻电站专家在现场举办 OSART 活动准备研讨会;

- 各评审专题举办模拟 OSART 活动；
- 组织 OSART 文秘人员培训，OSART 知识讲座；
- 通过多种方式宣传 OSART 活动；报刊、内部出版物、电子屏幕、特辑等，帮助公司全体员工了解 OSART 活动，调动全体员工做好 OSART 评审准备和全力投入。

(2) OSART 评审活动实施

OSART 评审团由 IAEA 核设施安全部核电站运行安全分部的经理海德(Hide)先生担任团长，IAEA 官员霍林格(Hollinger)先生担任副团长，成员有 IAEA 的另二位官员及英国、美国、匈牙利、日本、南韩、德国、瑞典、捷克等国的专家和保加利亚、巴基斯坦、斯洛伐克、荷兰等国的观察员。

OSART 评审团的 16 位专家于 10 月 4 日到达现场。10 月 5 日、6 日按计划进行了评审团内部培训。

10 月 7 日，在公司公众信息中心举行了 OSART 评审活动开幕式。公司领导、电站领导和各专题负责人及顾问、中广核集团领导、中核总代表等出席了开幕式。当天 OSART 评审团参观了核电站，讨论评审活动日程安排，进行了全身剂量测量。

10 月 8 日至 10 月 18 日，OSART 评审团专家对 8 个专题开展深入细致的评审活动。包括听取电站各专题负责人的介绍和报告、讨论、审查文件、查阅资料、现场检查、观察运行操作和维修活动、视察现场设施状态和环境、与核电站员工座谈、交流等。每天下午评审团和电站分别召开内部会议，总结交流当天评议情况及关注的问题，讨论需协调的事项，确定下一天评审内容。

10 月 21 日至 24 日，评审团专家编写了各专题评审技术报告，并在集体评议讨论的基础上与电站各专题对口负责人交换了意见。

OSART 评审团团长和副团长每天上午利用一个小时向核电站领导通报上一天的评审情况，协调双方关注的事宜。

核电站 OSART 秘书组积极配合评审团圆满完成行政、后勤、交通服务，完成评审报告的打印、校对、修改，协调急需处理的其他事务。OSART 秘书组不定期出版 OSART 简报。

10 月 24 日下午，OSART 评审闭幕式在公司公众信息中心会议室举行，评审团全体专家出席了闭幕式。评审团各评审专家介绍了各专题的评审情况与主要结论；评审团团长对 OSART 评审结果进行了总结；副团长对 OSART 评审期间合营公司与电站提供的支持与配合表示感谢。出席闭幕式的各单位领导或代表分别讲话。

10 月 25 日上午，合营公司在公众信息中心会议室举行了“OSART 情况报告会”。周海涌副总经理主持，合营公司刘锡才总经理和评审团团长海德先生分别向应邀出席报告会的大亚湾核电站安全咨询委员会部分委员、深港两地记者与有关新闻单位、合营公司各部门通报了这次 OSART 评审情况与目的并回答了记者的提问。

评审团专家分两批于 10 月 25 日上午与下午离开大亚湾赴香港。至此，国际原子能机构赴广东大亚湾核电站进行为期三周的运行安全评审工作圆满结束。

两个周末期间，合营公司安排 OSART 评审团专家参观了从化抽水蓄能电站和游览民俗文化村。评审团成员对参观途中所见到的中国经济发展取得的成就，独特的中国传统文化留下了难忘的印象。

OSART 评审技术报告全面评述了核电站的运行管理，并强调指出中国的核电事业刚刚起步，就运行经验而言，中国目前实施的核安全标准却比西方国家二十年前或更早时期核电

刚起步时执行的标准严格得多；广东大亚湾核电站的全体员工敢于迎接挑战，力求在很短的时间里学习并掌握严格的安全、质量标准，并在保护环境的前提下安全、经济地运行核电站；各级管理层和全体员工开明、坦诚，所有人员都迫切希望从评审团成员的评价中学到知识，并期望能提出适合于他们实际情况的改进建议；大亚湾核电站拥有一套完整的管理和规章制度体系，为管理好电站奠定了坚实的基础。评审技术报告针对存在的薄弱环节，提出了多项改进建议和意见（见表 2.2.1.8-1）。

表 2.2.1.8-1 OSART 评审团提出的改进建议和意见数目统计

评审项目	建议	意见
管理、组织、行政	9	6
0	培训	7
运行	8	1
维修	5	1
技术支持	4	1
辐射防护	4	0
化学	5	2
应急计划及准备	6	0
总数	48	11

(3) OSART 评审建议实施

广东核电合营有限公司总经理部十分重视 OSART 评审团提出的各项改进建议和意见，要求各部门认真研究和分析，对照现状、制定行动计划、采取措施逐项落实、付诸于行动，在下次的 OSART 跟踪评审时，大亚湾核电站在落实改进计划方面将有实质性的进展与效果。

电站经理部遵照总经理部的要求，采取了多项实质性的措施落实 OSART 评审活动提出的建议，包括：

- 将评审技术报告分发到有关部门，通过多种形式研究分析各项建议；
- 依照国际标准，对照自检自查发现的差距，制定相应的纠正行动计划；
- 将纠正行动计划编入电站的业务工作计划中，定期检查；
- 建立一套监督和跟踪体系，确保纠正行动计划的有效实施。

(4) 结束语

OSART 评审活动经过评审团全体专家的努力与电站员工的积极参与，取得了圆满成功。达到了 IAEA 实施 OSART 评审活动的两个目标，即与电站人员一起共同找出有助于改进运行安全的有关措施，同时要将大亚湾核电站好的实践经验向世界其他核电站推广。

通过 OSART 评审活动，评审专家向核电站员工传授了他们在核电站管理和运行方面的丰富经验与学识，以及对工作认真负责、严谨细致的敬业精神。

2. ASSET 方法和运行经验反馈讲习班

国家核安全局与 IAEA 商定的 ASSET 方法和运行经验反馈讲习班，由国家核安全局主

办、大亚湾核电站协办，于1996年12月3日至5日在核电站现场举行。大亚湾和岭澳核电站约30人及国内其他单位的25位人员参加此次讲习班。

IAEA两位安全事件分析专家主持讲习班，详细讲解了ASSET方法，并分组练习。

在讲习班上，以大亚湾核电站曾发生的四个事件做为例子，分四个小组，采用ASSET方法，先后进行了事件定级，事件逻辑树，直接原因，根本原因和纠正行动分析。经过三天的学习，与会学员对ASSET方法有了较全面的理解，并初步掌握了这一事件分析方法。

与其它事件分析方法相比，ASSET有如下几个特点：

- 不仅回答“发生了什么”和“为什么发生”，而且进一步回答“为什么没有被避免”。
- 紧密结合核电站生产实践，从质量控制、预防性维修、监督大纲、监督与经验反馈政策诸方面层层递进，查找事件发生的失效序列中，每一个失效的直接原因、根本原因及其针对性纠正措施。
- 失效按其性质分为人、设备和规程三种，每一种都有具体失效模式。
- 每一个失效至少有四个纠正行动。四个纠正行动中，一个属硬件方面，三个属软件方面；三个是针对失效对象本身，一个上升为管理问题。

ASSET方法开始是专为分析核安全运行事件而设计，随着该ASSET方法的十年实践与有效应用，越来越多的核电厂扩展此方法来分析未遂事件和进行安全评价，ASSET方法具有系统性、针对性和全面性三大特点。

2.2.2 工业安全

2.2.2.1 工业安全统计

1. 工业事故总数

4次，详细情况见表2.2.2.1-1

表 2.2.2.1-1 工业事故情况表

No.	事故编号	说 明	时 间	损失天数
1	9601	上班途中，由于自行车故障摔倒，造成手掌、膝盖、肩部受伤	1996.8.30	3
2	9602	搬投影仪下楼梯时不慎，扭伤脚部	1996.10.17	1
3	9603	乘坐厂区巡回班车上班途中，司机过交通路口刹车过急，摔倒在车上，腰椎压缩性骨折	1996.12.5	18 (计至12月31日止)
4	9604	乘市内进厂班车过减速坡时司机未减速，被抛起、摔落后腰部骨折	1996.12.23	6 (计至12月31日止)

2. 工业事故率 (F)

目标： $F \leq 1.8$ 结果 $F = 1.580$

3. 工业事故严重度 (G)

目标： $G \leq 0.1$ 结果 $G = 0.011$ (计至12月31日止)

4. 未遂事故

33次，分类分析统计见表2.2.2.1-2

表 2.2.2.1-2 未遂事故分类分析统计表

分类	事件数	比例 (%)	GNPS 责任	比例 (%)	承包商责任	比例 (%)
走错间隔(隔错设备, 拆错设备, 标牌错误)	12	35	12	100		
电气作业	4	12	2	50	2	50
坠落、脚手架作业	4	12	3	75	1	25
化学危险品	2	6.0	1	50	1	50
起重搬运	2	6.0			2	100
交通运输	2	6.0	2	100		
安装	2	6.0			2	100
工具使用	1	3.0			1	100
窒息	1	3.0	1	100		
机械伤害	1	3.0			1	100
其它	2	8	1	50	2	50
合计	33	100	22	65	12	35

5. 工业安全统计情况分析

- 全年交通事故次数占总事故次数 75%，损失工作日占总数 86%；
- 全年未发生与运行生产直接相关的人身伤亡事故，表明现场工业事故控制有一定的效果；从未遂事件来看，1995 年曾多次发生的起重作业、焊接作业、工具使用方面的未遂事件有大幅度下降；
- 未遂事件分类表明，走错间隔（隔错设备、拆错设备、标牌错误）占比例最大（35%）；
- 习惯性违章作业（无许可证作业、无风险分析、缺乏沟通、不验证关键点）及工作责任心不够是未遂事件的主要原因。

2.2.2.2 工业安全管理

1. 健全和完善了工业安全管理体系

调整和重新任命了各处安全协调员，科、值、班组安全员，厂房安全负责人，并进行了专题培训，使他们在安全管理中发挥良好的组织和协调作用。

2. 全面修订、建立了电站工业安全管理程序；

3. 广泛开展基层安全学习和教育，员工的风险意识普遍有所增强

作业风险较大的处制定了定期安全学习制度，对事件进行认真分析，利用典型事例进行安全宣讲、教育。

4. 加强大修作业的安全管理

大修开始前，组织常规岛大修主要承包商对大修的重点项目进行工业风险分析，并按安全措施的要求对工作负责人进行培训。对大修使用的设备进行全面的安全性能检查。

5. 起重设备安全检测

请深圳市劳动局按国家标准对起重设备进行安全性能检测，共检测各类固定起重机 52 部。并由维修处成立专门整改小组，完成整改项目 214 项。

6. 特种车辆驾驶安全管理

组织对现场使用的特种车辆的驾驶人员进行专门培训,并由深圳市劳动局组织考核,颁发驾驶证。特种车辆维修和日常管理统一由综管处负责。

7. 季节性防灾检查和整改措施落实

台风季节到来之前,完成了对受影响较大的系统的防雨改造措施;完成了地下廊道的防水封堵和排水井的改造;按计划及时进行了防雷接地系统的检查;维修处、综管处对受台风、暴雨影响较大的区域和设备建立了专业人员巡检制度,并已执行。

2.2.2.3 工业安全培训

本年度核电站参加工业安全培训人员共 144 人,复训 918 人,承包商参加由核电站组织的工业安全培训人员共 516 人。

2.2.2.4 安全文化宣传

出版《安全通讯》7 期,安全宣传栏 27 块次;组织 1996 年度工业安全、消防知识考试 1 次,核电站参加考试人员 901 人,承包商抽查考试人员 63 人。

2.2.3 消防工作

2.2.3.1 消防管理

1. 根据核安全委员会的决议,成立了消防技术小组,跟踪解决重要消防技术问题,并卓有成效地开展工作。

2. 严格执行现场消防管理控制

通过动火证、消防系统隔离单、防火屏障穿孔许可证等控制现场动火作业、易燃可燃液体及碘钨灯的使用,控制消防系统的可用性和防火屏障的完整性。

3. 开始试行消防事件分级及消防系统定期试验的统计评价工作,并定期(每季度)发出消防状态报告,向更高层次的趋势分析管理努力。

4. 几项重要消防问题的处理有了进展

- 防火挡板:经过运行处和消防技术小组的努力,确认了核岛防火挡板故障的主要原因,并落实了解决方法(即增加定期试验频度),使设备故障率明显降低。
- JPP 预防性维修大纲及相关程序的升版已于 11 月底由维修处完成并开始执行。
- 防火门:1996 年下半年进行跟踪检查,发现了问题的几个主要原因,并向核电站核安全委员会提出改进建议,部分建议的措施正在落实。修改了运行处的 JPH/JPT 定期试验程序,解决了定期试验中经常发生的水锤现象,消除了造成常规岛消防水误喷和 JPD 环网受冲击的隐患。
- 消防系统的改进:完成了 AF 高架仓库增设喷淋系统的改造工程,完成 AF、BA、SA 等厂房火警探测系统的整改,使这些系统正常工作。
- 运行处建立了主控室火警信息记录制度。
- 技术服务处进一步完善 JPP 系统性能试验,增加了压头流量性能试验项目。
- 继续加强消防培训,提高灭火自救能力。全年完成消防一级培训 220 人,二级培训 664 人,三级复训 188 人。组织消防灭火演习、演练 16 次,其中三级以上消防演习 10 次。

2.2.3.2 消防系统功能

1996 年,消防系统中 JPP 消防水生产系统、JPU 厂区消防水分配系统、JPD 厂房消防水

分配系统、JPT 变压器灭火系统、JPH 汽机厂房灭火系统、JPS 便携式灭火器系统、JPV 柴油发电机灭火系统均处于可靠运行状态。

JDT 火警探测系统主系统运行基本正常，部分线性感温探测线由于易损造成误报警并引起消防水误喷；

JPL 电气厂房灭火系统由于线性感温探测线控制系统的设计、安装及维护方面的问题，多次发生误报警并引起消防水误喷；

JPI 核岛消防系统主要设备运行正常，但其中主泵消防二级喷淋系统由于大修后解除隔离有误，有近十个月的时间处于不能遥控启动状态。

2.2.3.3 消防事件

1. 火灾次数：0
2. 火警未遂：14
3. 未遂事件分类分析

主要未遂类型：可燃/易燃液体失控 4 (29%)

火源失控 3 (21%)

电气设备火警 2 (14%)

消防系统误操作 5 (36%)

4. 主要火警未遂事件简介 (7 起)：

- 1996 年 1 月 8 日，香港一个承包商将给 2 号机组冷凝器加涂层用的大量易燃液体（丙酮、CORROGLASS）存放在 2 号机组主变压器旁；
- 1996 年 1 月 15 日，2 号机组反应堆水池排水前水池内的水下灯未关闭，造成 4 只水下灯烧爆；
- 1996 年 1 月 24 日，2 号机组汽轮机厂房 16 米厕所废纸篓内废纸被引燃，被及时扑灭；
- 1996 年 2 月 19 日，1 号机组发电机氢冷却器大量漏氢，经紧急排氢、吹扫后，无其它后果；
- 1996 年 5 月 7 日，东北核电建设公司员工在 2CPP 改造现场高处作业时，电焊火星落至 0 米一个小油漆桶内，引燃油漆，被现场作业人员及时扑灭；
- 1996 年 6 月 24 日，BX 楼 225 办公室的日光灯镇流器由于故障过热，引起短路，发出爆响及小火燃烧，漏电开关动作后自行熄灭；
- 1996 年 12 月 20 日，1 号机组一个辅助冷却水泵 SEN301PO 上部轴承红热发烟，被正在巡视的运行现场操纵员发现，停运该泵。

2.2.4 辐射防护

2.2.4.1 目标值与实际结果

1996 年是大亚湾核电站辐射防护工作经受严峻考验，同时也是取得满意成绩的一年。由于控制棒落棒时间超标，控制棒更换使得第二循环大修工期延长，集体剂量的控制难度提高。1 号机组第二循环和 2 号机组第三循环中由于燃料包壳泄漏，正常运行期间的放射性惰性气体查漏和人员防护问题，以及在大修期间的机组源项控制和空气污染防护问题，都给辐射防护提出新的要求。由于电厂全体员工和辐射防护人员卓有成效地工作，电站在剂量控制和污染防护等方面比 1995 年取得明显的进步，已经步入世界先进水平行列。

1995 年与 1996 年的辐射防护目标值与实际结果如表 2.2.4.1-1。

表 2.2.4.1-1 1995 年和 1996 年的辐射防护情况统计

	1996 年目标值	1996 年实现值	1995 年目标值	1995 年实现值
年集体剂量 (人·希沃特)	<2.8	1.65	<3.0	1.98
GNPS/承包商最大个人剂量 (mSv)	<20	5.83/12.13	<20	4.38 18.73
放射性体表沾污 (人·次)	<15	6	<15	15
放射性体内沾污 (人·次)	0	0	0	0
放射性事故	0	0	0	0

从表中可以看出, 1996 年全年电站包括承包商人员在内的集体剂量当量远低于目标值。虽然第二循环大修增加了导向筒更换工作, 其集体剂量 (290 人·毫希) 约相当于全年总剂量的 18%。而且机组辐射水平明显提高, 但 1996 年电站年集体剂量仍比 1995 年下降了 16.2%。同时, 每台机组平均集体剂量当量为 0.83 人·希沃特, 低于 WANO 公布的 1994 年世界 234 个压水堆机组的中值 (1.29 人·希沃特) 和 1992-1994 年的四分之一值 (1.15 人·希沃特)。说明大亚湾核电站在集体剂量控制方面已经率先进入了世界先进水平行列。电站员工个人年最大剂量为 3.83mSv, 承包商员工为 12.13mSv, 远远低于年个人剂量限值, 也低于 1995 年的结果。

在工作人员体表沾污控制方面也取得了明显的进步。人员体表沾污的人·次数由 1995 年的 15 人·次下降到 1996 年的 6 人·次。

全年没有发生丢失放射性物质, 放射性污染扩散和人员超剂量照射等辐射事故, 也没有发生人员体内沾污事件。

但是 1996 年发生了多起人员体表沾污、射线探伤、地面污染和放射性物质失控事件, 说明电站在辐射安全管理方面仍存在缺陷, 这是进一步提高辐射防护管理水平的工作方向。

1. 人员体表沾污事件

1996 年全年共发了 6 起人员体表轻微沾污事件。其中: 五起发生在第二次大修, 一起发生在第三次大修; 承包商人员四次, 维修处人员二次; 五次为面部沾污, 一次为腿部沾污。五次面部沾污中一次因穿脱面罩引起污染转移, 一次因工作时用戴着手套的双手推眼镜, 另三次可能因工作时不经意地戴着手套或手部沾污后摸了脸部; OPM 人员发生的一次腿部沾污可能是因为离开或撤离工作现场时工作服不经意地碰到沾污设备。

2. 射线探伤事件

全年发生事件 2 次。一次是 NEPC 在对 1 号机组凝结水精处理系统 (CPP) 改造现场探伤时没有办理“射线探伤许可证”, 经调查用于探伤的 X 光机因临时从外单位借用也没有办理入厂和入库手续。另一次是 RINPO 人员在反应堆厂房内超越申请的“探伤许可证”许可范围探伤。

3. 地面沾污事件

发生两起比较严重的地面沾污事件。一起是在 202 大修 (2 号机组第 2 次大修) 中由于 RRI 水泄漏引起反应堆厂房-3.4m 轻微沾污; 另一起是在 102 大修 (1 号机组第 2 次大修) 中拆除 PTR601VB 后反应堆水池中再次有水泄漏而造成 5m 环廊部分地面沾污。

4. 放射性物质失控事件

1996 年共发生三起放射性物质失控事件。第一起是 OPM 未经 OPH 人员检查同意在 AA

车间加工两个带放射性阀芯；第二起是在电厂非放射性垃圾中发现几块带放射性的包装材料；第三起是水下灯残片被带出控制区，在 OPM 办公室存放 2 个多月后被当作一般垃圾运出厂外时被发现。

2.2.4.2 辐射防护培训

在 1996 年辐射防护科指定工程师负责全厂的辐射防护培训授课和本科人员的培训计划，为促进安全文化，提高人员素质做了大量工作。

1. 1996 年共完成 RP1 培训 290 人，RP2 培训 163 人，复训 958 人，辐射防护经验反馈培训 218 人，承包商人员入厂培训 406 人。

2. 加强了对承包商的辐射防护培训管理。对长期在现场工作的承包商人员，辐射防护培训直接由辐射防护人员完成，或者在承包商人员授课后由辐射防护工程师完成答疑。对所有承包商人员，办理控制区通行证前必须经过相应考核。1996 年底电站第三次大修前，完成承包商 161 位参与大修人员的考核。

3. 努力提高培训质量，活跃培训形式。1996 年完成了辐射防护复训和 RP1 培训教材的修改和重新编写。大修前，通过“辐射防护经验反馈培训”讲解以往大修中发生的事件和应注意的问题；对 OPM 的辐射防护复训大多以班组为单位进行；严格培训和考试纪律，对考试不及格者按规定处理；编写了辐射防护培训录像带解说词，并初步摄录了一些素材。

4. 重视现场培训。在复训中增加了现场培训的内容，注重实际防护能力的提高，比如各种防护用品的穿脱演练。对辐射风险较高的工作，如蒸汽发生器拆堵板，工作前组织 23 公司人员反复演练。

5. 本科人员较好地完成了培训计划，组织了核安全文化讨论，对相关 PQOM 程序举行了多次讲座。

2.2.4.3 电站第二次大修辐射防护

电站第二次大修的一个特点是增加了导向筒更换工作和 1 号机组的燃料包壳泄漏问题。针对这一特点，吸收了第一次大修的辐射防护管理经验，辐射防护科通过对大修工作项目的辐射风险分析，预先制定了大修的各项辐射防护控制指标及主要工作的剂量控制目标。初步利用电站程序“ALARA 实施管理”实施大修 ALARA 分级管理。

成立 ALARA 工作组。成立了放射性源项控制、压力容器检修、蒸汽发生器检修、导向筒更换和现场服务等 5 个 ALARA 工作组。对主泵检修、核燃料更换和阀门维修等工作，安排辐射防护人员重点跟踪。

加强了人员的培训和经验反馈活动。大修前开设《辐射防护经验反馈》培训课，对工作负责人讲解第一次大修曾发生的问题，以提高人员防护意识和水平。加强了对承包商辐射防护知识的考核，由第一次大修抽考改为 100% 考核。保证所有参与核岛大修的承包商人员 100% 接受入厂辐射防护培训，100% 通过辐射防护知识考核和 100% 接受全身计数器 (WBC) 检查。

强化对现场服务工作的管理。对重要维修项目的现场服务方案，由维修方、服务方与辐射防护人员商定。规定现场搭设工作棚、铺设塑料布和吸水纸、增设屏蔽等活动必须得到辐射防护人员的认可。

加强辐射防护人员对工作过程的跟踪。通过 ALARA 工作跟踪单和现场巡检报告，记录人员剂量、现场的辐射与污染水平、防护效果与人员防护意识等信息。根据程序“ALARA 实施管理”对重要工作设置“辐射防护控制点”，预先确定了检查项目清单和释放条件，对工作

过程中辐射与沾污风险的控制起了重要作用。大修期间加强了各单位在辐射防护方面的协调,组织了辐射防护周会,对提高辐射防护管理发挥了明显作用。

对可能产生较多放射性废物的污染防护措施进行了研究和评价,在102大修中大大压缩了工作棚的数量,工作棚数由202大修的17个减至102大修的7个。

大修前,对各种防护用品进行了精心的准备,保证了大修的需要。其中首次启用的无纺布连体服作为污染防护的附加工作服,改善了工作条件并且取得了较好的防护效果。

202大修集体剂量为829人·毫希沃特,体表沾污人数为3人·次,102大修集体剂量为810人·毫希沃特,体表沾污人数为2人·次,均达到了预期的要求。

2.2.4.4 正常运行期间的辐射防护

在电站正常运行期间,辐射防护工作主要集中在以下几个方面:

1. 技术管理和设备改造

1996年完成了PQOM第16章全部管理类程序(23份)的出版及双语化工作。对KZC系统完成了多项重大改造,包括KZC读卡头的改造,使个人磁卡统一到KKK的通行卡;在UD和UF分别增加了一对和二对CSM型放射性监测报警仪,保证了离开厂区的车辆和人员的放射性监测;扩大UA门的CSM放射性监测仪与KKK门闸的距离,以保证其监测的可靠性。

2. OSART 检查

1996年10月电站接受了IAEA的OSART检查。从总体上讲,电站的辐射防护管理符合国际通行的实践,受到了来自德国的OSART专家的肯定。就检查发现的问题,OSART专家提出四项建议:

- (1) 所有放射性物质的运输必须有明显的标志。
- (2) 加强控制区的完整性管理,包括管理措施和硬件方面的改进。
- (3) 应定期进行放射源的表面沾污检查,以防止密封放射源损坏造成污染扩散。
- (4) 放射性表面沾污的测量应进一步定量化。

3. 放射性物质与控制区完整性的管理

由于电站在年初连续发生三起放射性物质失控事件,说明管理上还有缺陷。OSART专家的建议也提出了这一问题。这一问题已作为辐射防护科1996年的一项重要工作,并得到了加强。

1996年编写了“辐射防护独立审查大纲”,规定辐射防护人员定期对控制区边界、厂区各主要道路进行检查和测量。1996年还完成了对电站所有办公室的放射性普测;对部分控制区边界大门作了改造,由辐射防护人员掌管钥匙;制做了专门的放射性物品离开控制区和厂区的辐射检查登记表,并在程序中做了具体的规定,明确了物品离开控制区和厂区的登记、测量要求。通过与OCS协调,规定进入厂区的放射性物质必须向辐射防护科申报,加强了管理和监督。

4. 对现场运行维修活动的支持

辐射防护人员除完成规定的每天、每周、每月的现场巡检和测量以及对日常运行维修活动的跟踪工作以外,还注重对与辐射防护关系密切的活动的协调工作。譬如9TES001/002ST更换工作。该工作曾计划在1995年实施,因邻近的TES002BA和TES003BA贮存有高放树脂,现场辐射水平太高而推迟。在1996年1号机组小修期间,利用TES更换废树脂的时机,辐射防护科建议并协调了该探头的更换工作。辐射防护科还注重对机组运行活动的支持。1996年2号机组因一个RCV阀门内漏,造成放射性惰性气体的不定期排放,增加了放射性惰性气

体的排放量和人员的辐射风险。在 OPH 和 OPO 人员的共同努力下,经过一个多月的的工作,终于确定了漏点。之后,与 OPO、OPM、OPT 等单位一起又完成对核岛通风系统的全面调整工作。

5. 辐射防护管理

在 1996 年重点抓了辐射防护专业人员的队伍建设。对本科的机构做了一定调整,部分岗位人员进行了轮换,加强了经验反馈和技术支持的力量。强调工作的计划管理。全年组织了两次科管理研讨会以及多次针对核安全和辐射防护相关事件的讨论和专业讲座,在全科提出更新管理概念的要求,提倡严格控制、主动干预、加强管理的作用,建立了科工程师巡检制度,明确了辐射防护人员的现场巡检要求。

2.2.4.5 辐射监测仪表

大亚湾核电站共有便携式辐射监测仪表 35 个种类 2103 台件。其中 γ 剂量率仪 242 台件, α/β 表面污染仪 320 台件,个人剂量计 1510 台,气溶胶监测仪 7 台,中子剂量仪 2 台,空气取样器 22 台。这些仪器在功能和数量上能够满足现场辐射防护工作的需要。

辐射防护科负责这些仪表的管理、维修、定期检查和年度检定工作。

仪器的管理工作通过计算机进行,主要内容包括:仪器的档案、资料、历次故障及维修、历年刻度和借出、回收情况。

本年度共修复故障仪表 327 台件,有效的维修工作使仪器的可用率随时保持在 99% 以上。

KZC 系统包括各类仪表 306 台件,由于这些仪表与现场运行密切相关,辐射防护科加强了对系统的管理与维修工作。大修期间坚持每天早晨到现场巡检一遍,发现问题及时处理。全年维修量为 364 台次,使系统可用率保持在 100%。

除中子剂量仪等少数特殊仪器外,99% 以上的辐射监测仪表的年度检定工作均可在已经上级主管部门考核合格并授权的电站辐射计量实验室进行。本年度该实验室共检定仪表 1726 台件,按国家有关标准检定合格的仪器均出具检定证书,同时在仪器上贴上注明有效日期的检定合格标签。

在对 DM-91 型个人剂量计的刻度工作中,为使其测读值更加准确可靠,量值与国际规范相一致,检定组进行了大量的模拟照射实验,并针对普通型和加强型两类 DM-91 的响应特点确定了两组参考值,用以改进 CDM21 型剂量计标定器的刻度工作,后来的验证实验说明这项改进收到了预期的效果。

本年度辐射计量实验室与“核工业总公司职业性照射个人剂量管理服务中心”的 γ 参考辐射源辐射场比对结果令人满意,相对偏差在 0.03%~0.6% 之间。

2.2.4.6 辐射工作许可证

1996 年共签发了 322 份进入橙、红区及反应堆厂房的许可证和 64 份射线探伤许可证,办理了 895 张正式的“控制区通行证”和 383 张“临时控制区通行证”。

辐射防护人员对进入橙红区的工作过程进行了严密的跟踪,对潜在危险较大的工作,做周密的工作前准备,以尽量降低工作人员的剂量。

在办理《控制区通行证》中,检查了人员健康、辐射防护授权、WBC 检查等情况,对承包商人员进行了辐射防护知识考核,有效地推动和支持了培训、体检和剂量监测工作。

在射线探伤的管理上,及时对外部发生的事故进行经验反馈,组织有关人员认真学习,分析射线探伤过程中可能存在的隐患,找出相应的预防措施。譬如针对 1996 年 1 月在我国某工

地发生的射线探伤事故，具体提出了在借出和归还放射源时，用剂量率仪表核实放射源确实在射线装置内，并且更新了射线探伤的标志，使之更加醒目、有效。辐射防护人员对每张射线探伤工作票进行严格的审查，预先确定防护措施，并安排了对探伤现场的实地安全检查。

2.2.4.7 个人剂量监测

1. 内照剂量监测 (WBC)

按照电站程序规定，辐射工作人员每年均需进行 WBC 测量，承包商人员则需在工作开始前和结束后分别做一次测量。针对 1995 年部分人员没有主动接受测量的情况，1996 年辐射防护科在办理“控制区通行证”时增加了这一要求，保证了 100% 的测量，也提高了人员的自觉意识。

全年共完成 WBC 测量 3576 人·次。

针对厂家提供的 WBC 测量报告内容不清，易产生误解，并且为了便于对大量 WBC 测量结果进行查询，OPH 在 1996 年开发了专门的软件，改变了报告格式，使得 WBC 测量结果以数据库方式进行管理成为可能。

2. 电子剂量计系统 (KZC)

1996 年基本避免了 KZC 主机死机问题。

针对 1995 年电站的 KZC 系统监测结果比 TLD 及 FMX 胶片结果普遍偏高的情况，1996 年初通过大量实验，重新确定了电子剂量计的刻度因子，保证了不同监测系统结果的一致性。

3. 热释光剂量系统 (TLD)

该系统全年运行正常。全年共完成监测约 9 万人·次。

1996 年电站有 20 人接受了广东省职业卫生研究院和中国辐射防护研究院的双轨制个人剂量监测，三家监测结果一致性满足国家要求，两家监督单位分别提交了年度评价报告。

1996 年参加了由 IAEA 组织的亚太地区个人剂量监测国际比对，第一阶段工作已经完成，结果基本满意。第二阶段工作正在进行中。

4. 个人剂量报告和档案

1996 年对个人剂量管理软件作了比较大的修改，提高了运算速度和可靠性。该软件综合来自 KZC、TLD 和其它剂量监测方式的测量结果，对结果按要求给出统计分析和报告。

在大修期间，每天出版的各单位工作人员剂量日报、大修剂量日报和 ALARA 剂量日报在大修剂量控制和 ALARA 管理中发挥了重要作用。

1996 年对个人剂量档案进行了归档和整理。

2.2.5 职业医学管理

1996 年大亚湾核电站的职业医学管理工作以放射医学监督、异常照射情况下的医学干预及现场医学应急为重点，不断拓宽职业医学服务范围，完善职业卫生服务体系，加强员工的健康监督和现场职业卫生服务，保障员工的身体健康。

2.2.5.1 放射性工作人员的健康监督

大亚湾核电站放射性工作人员的健康监督围绕工作人员的健康满足核安全的要求和保护职工的健康开展工作。目的是保证辐射工作人员的身体状况能适任于他们的工作，同时为异常照射情况下的医学干预、职业病的诊断、工作适任性评价、劳动能力鉴定以及职业危害的防治等提供健康资料。针对这一目的，大亚湾核电站建立了放射性工作人员的健康监督体系。职工聘用前进行就业前的健康检查；聘用后每年进行一次健康检查，并进行工作适任

性评价；对患病职工积极治疗，跟踪随访。通过体检了解个人的健康状况及大亚湾核电站人群的健康变化趋势，编写《大亚湾核电站职工年度健康评价报告》，制订大亚湾核电站职工健康保健计划。1996年体检结束后发给每位职工一张个人健康检查结论表，并附有相应的医学建议，随后医疗中心又针对职工的患病情况通知随访治疗。根据心血管病的发病情况，职业医疗中心邀请苏州医学院的心血管专家来大亚湾进行心血管病咨询、普查和治疗，做到早发现、早诊断、早预防、早治疗，大大地降低了心血管病的发病率。传染性肝炎也是1996年健康监督的重点内容之一。对新招聘职工注射肝炎疫苗，老职工每隔2—3年注射一次加强针；肝炎病菌携带者，饮食隔离；肝炎患者积极治疗，定期随访；通过这些措施，降低了肝炎的发病率，1996年体检发现乙型肝炎表面抗原阳性者占全体职工的比例明显低于深圳市的平均水平。为了不断提高职工的身体素质，公司设立了健身房；组织职工集体长跑活动；召开了第一届职工运动会。同时把普及卫生知识的宣传和作为健康监督的一项重要工作内容，提高职工强身健体的自觉性，使健康监督落到实处。

2.2.5.2 异常照射情况下医学干预的准备及实施

职业医疗中心负责大亚湾核电站异常照射情况下的医学干预，针对异常照射发生的不同情况、不同阶段，从医学管理、医学预防及医学处理等方面准备了相应的措施：对人员进行了相应的培训；建立了设备齐全的现场去污室及去污中心；配备了相应的污染监测设备和去污剂、内污染吸收剂、促排剂、抗放药物、核事故急救药箱等物品，基本满足了现场异常照射情况下的需要。对应急照射前的医学干预、应急照射和事故照射后的医学干预从医学管理，医学预防及医学处理等方面作了明确规定。1996年大亚湾核电站没有发生过量照射事故。控制区发生的各种外伤，都从防止内污的角度，提出了医学建议，并采取相应的预防措施，没有因外伤而发生内污染事故。6例面部放射性污染，经去污均达到本底水平。

2.2.5.3 辐射工作人员的健康档案管理

职业医疗中心对核电站的工作人员建立了详细的个人健康档案。健康档案的内容包括：职业史、个人史、既往史、家族史、个人受照射剂量、有害物质接触量、就业前的健康检查记录、历年的健康检查记录、异常照射情况下的医学干预记录、过量照射人员的医学随访记录、职业病的诊治记录等。个人健康档案是个人保密材料，任何第三者不得查阅，其使用范围限于工作适任性评价、劳动能力鉴定、应急照射时的健康评价、职业病诊断、职工健康保健、人群健康评价、职业危害水平与效应的评价。个人健康档案实行档案库和计算机双重管理，以文字管理为准，每年对健康档案进行一次整理，健康档案库包括：人员信息、健康检查计划、物理检查数据、化验及仪器检查数据库、工作适任性评价数据、个人病史、特殊项目检查数据、确保个人健康档案全面、系统，为职业医学管理提供基础资料。

2.2.6 电站应急计划

1996年，根据大亚湾核电站的经验反馈和实际变化情况，结合申请运行许可证的要求，大亚湾核电站对《厂内应急计划》进行第三次修改、再版。正式出版后的《厂内应急计划》第三版分发到厂内各部门，并报国家及广东省等各有关部门和单位。

2.2.6.1 应急计划与准备的管理

1. 1996年在保健物理处内将电站应急管理部门升格为科的建制，并充实了人员，使之能更有效地开展电站内部的和协调各部门之间的应急准备工作。

2. 在不断完善GNPS应急组织机构的前提下，结合电站机构调整和人员流动的情况，对

关键岗位的人员进行了相应的调整,并按提名、审批、培训、考核的程序,进入各应急 On-call 组织。应急准备科统一归口管理关键岗位人员的信息。

3. 1996 年召开五次应急协调员会议。各部门及时沟通,对 GNPS 应急准备工作起到了推进作用。

4. 定期对各应急中心的检查,有效地保证了应急设施和设备的可用性。在执行对各应急中心定期检查(周检、季检)的同时,对原管理方式(应急中心归相关处管理)存在的问题进行分析总结,决定从 1997 年 1 月 1 日起由保健物理处应急准备科统一专业化管理,各专业组按要求协助应急准备科进行定期检查。

5. 1996 年 6 月首次配合质保处(OQA)在全公司范围内进行应急计划与准备专题监督,提出了一系列改进建议和措施,推动了应急准备工作的改进。

2.2.6.2 应急组织的改进

随着工作经验的不断积累和多次演习、演练中暴露出来的问题,大亚湾核电站的应急组织得到不断完善。1996 年对公众信息组(GIJ)和公司支援组(GAJ)进行改组,成立了公众信息与公司支援组(GIA)和工地保卫组(GSS),并明确其职责和各岗位人员的确定办法。

按照 GNPS 应急组织机构(见图 2.2.6.2-1),确定了各专业组内的关键岗位。应急指挥部的指挥顾问(原来由外籍专家担任)改称为应急指挥助理,主要负责协调电站内部技术问题,交由中方专家担任。至此,应急组织中的全部岗位都由中方员工担任。关键岗位人选按照一定的程序产生:由相关处的处长提名,各分管经理审批,经过培训、考核合格后上岗进入应急待命值班。

随着岭澳核电工程的不断进展,大亚湾工地的应急准备工作也日趋复杂。为统一协调大亚湾工地各单位的应急准备工作,成立了由广东核电合营有限公司和岭澳核电公司副总经理分别担当主任委员、副主任委员的“广东大亚湾核电厂工地应急准备协调委员会”。委员会的办公室设在广东核电合营有限公司生产部保健物理处。

2.2.6.3 应急培训

应急培训由应急基础知识培训、应急启动与响应专项培训、技术培训和公众教育宣传等四部分组成。

1. 应急计划与准备基础知识培训是在修改更新原教材、适当介绍一些典型事例的基础上进行的,1996 年共举办此类培训班 39 期,1452 人参加。

2. 应急启动与响应专项培训在 1996 年有了较大的改进。首先由 EP/OPH 在 PQOM 第 17 章的基础上编写了一套系列教材,共 6 份,再由 EP/OPH 组织 GNPS 应急组织关键岗位人员进行培训。应急准备工程师担当教员,共举办专项培训 12 期,181 人参加。

3. 应急技术培训

针对应急组织中技术上要求较高的岗位,如:技术支持组(GTS),辐射防护与评价组(GRP),增设了专项技术培训。组织编写了系列教材 11 份:

- 应急数据采集;
- KPS 的使用;
- 事故诊断与趋势分析;
- 堆芯损伤评价;
- 事故规程的使用指南;
- 气象数据获取;

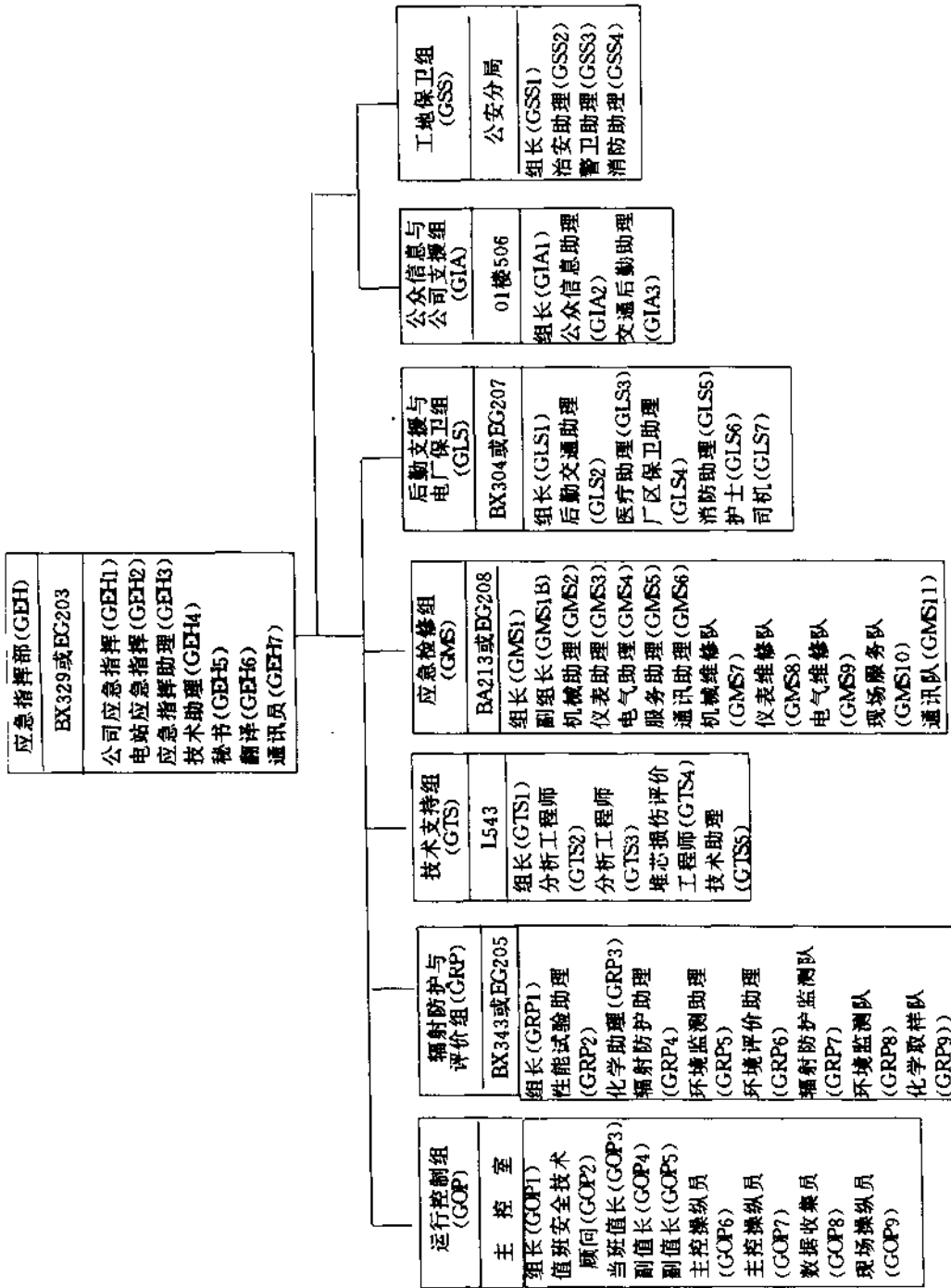


图2. 2. 6. 2- 1 GNPS应急组织机构

- 环境影响评价；
- 应急环境监测；
- 人员集合、清点与撤离；
- 流出物的源项估算；
- 应急辐射防护及干预行动。

这些教材分别由 OPH、OPT、OTS、OSL、OPO、OPA、OTC 工程师负责编写，并由他们讲课。此类培训班共举办 14 期，培训了 225 人·次，比较有效地提高了岗位人员的应急响应技能。1996 年 GNPS 应急培训综合统计见表 2.2.6.3-1。

4. 公众教育、宣传

在大亚湾核电工地范围内开展形式多样的公众宣传教育，举行多次讲座，介绍核电站事故应急的基本常识，分发并发文要求各单位组织学习《广东大亚湾核电站应急响应手册》。一、二核员工人手一册，各承包商和驻大亚湾核电工地政府部门也领到相当数量的《手册》。再版了《深圳市核事故应急公众教育教材》，印刷 8 万册供深圳市应急办组织中小学教师和中学生学习，为深圳市民防办和市教育局组织的五十所中学约 100 名教师介绍核电及其应急响应知识。增强了公众对核电站的认识。

表 2.2.6.3-1 1996 年 GNPS 应急培训综合统计

课 程	培训对象	参加人数/人员总数，百分比
应急基础知识培训		
应急基础知识培训 (366, 614)	公司员工和部分承包商	1452
应急响应专业组启动与响应培训		
GEH 启动与响应	GEH	24/24, 100%
GTS 启动与响应	GTS	37/38, 97.4%
GRP 启动与响应	GRP	39/39, 100%
GLS 启动与响应	GLS	26/26, 100%
GMS 启动与响应	GMS	46/46, 100%
GOP 启动与响应	GOP	10/75, 13%
应急响应专业组技术培训		
事故规程使用指南	GTS	23/38, 60.5%
KPS 盘的使用	GTS	30/38, 78.9%
堆芯损伤评价	GTS	25/38, 65.8%
事故分析与预测	GTS	21/38, 55.3%
应急数据采集	GOP	6/6, 100%
应急环境监测	GRP	31/39, 79.5%
应急辐射防护及干预行动	GRP	21/39, 53.8%
流出物的源项评价	GRP	21/39, 53.8%
环境影响应急评价	GRP	31/39, 79.5%
人员集合、清点、撤离	GLS	16/26, 61.5%

2.2.6.4 应急演练与演习

根据《厂内应急计划》，按一定的频度进行各种规模的应急演练。演习的目的在于检验应急人员的素质、应急组织的响应能力和应急设施及设备的可用性，发现问题并及时改进，保证应急计划的有效性和执行程序的可操作性，使应急准备做到常备不懈，达到“召之能来，来之能战”的目的。

1996年大亚湾核电站应急组织进行了较系统的演练、演习。保健物理处应急准备科在编写了演习总情景的前提下，又根据 GEH、GRP、GOP/GTS 的应急响应行动特点编写了演练分情景，然后分别组织演练。GEH 每值演练一次，共演练六次；GOP/GTS 演练三次；GRP 演练三次。在时间和事故情景保密的情况下于 1996 年 9 月 24 日和 11 月 28 日组织两次全厂应急组织都参与的综合演习。11 月 28 日的综合演习还与国家核安全局、中国核工业总公司、广东省应急办、法国电力公司 (EDF) 国家应急中心取得联系，向他们发送有关机组状态信息，中国核工业总公司并部分响应。两次综合演习取得了良好的效果，既锻炼了 GNPS 应急组织的协调能力，也锻炼了各岗位人员应付紧急情况响应行动的技能，同时也暴露出 GNPS 应急组织中存在的问题。GNPS 应急组织 1996 年度演练、演习实施情况见表 2.2.6.4-1。

2.2.6.5 应急设施、设备的改进

1. 应急指挥部 (BX329/EG203) 更新了会议桌、椅、沙发和所有的电话机，添置了一台可复印电动白板和两台多路传真机，配备了整套事故规程、主系统图等。

表 2.2.6.4-1 GNPS 应急组织 1996 年度演练、演习实施情况

	专业组名称	演练日期					
		9月3日	9月5日	9月9日	9月12日	9月16日	10月12日
分 组 演 练	应急指挥部 (GEH)	9月3日	9月5日	9月9日	9月12日	9月16日	10月12日
	运行控制组 (GOP)	9月4日	9月11日	9月18日			
	技术支持组 (GTS)	9月4日	9月11日	9月18日			
	辐射防护与评价组 (GRP)	9月10日	9月12日	9月17日			
	应急检修组 (GMS)						
	后勤支持与现场保卫组 (GLS)						
	公众信息与公司支援组 (GIA)						
	工地保卫组 (GSS)						
综合 演 习	GEH-GOP-GTS-GRP-GMS-GLS-GIA-GSS 第一次综合演习于 1996 年 9 月 24 日举行，85 人参加。第二次综合演习于 11 月 28 日举行，厂内 80 人参与应急响应行动，场外应急组织中核总、国家核安全局、广东省应急办、法国电力公司国家应急中心也收到通知，并部分响应						

2. 技术支持中心 (L543) 完成土建改造工作，使之成为专用并可独立管理的中心，恢复中心内的对内、对外通信功能，更新文件、图纸等。

3. GIA 和 GSS 的中心分别设在 01 楼 506 室和公安分局的二楼会议室，并配备了相应的通信设备和应急响应文件，使这两个中心处于可用状态。

4. 完善各应急中心的通信信息流，规范了应急组织之间的联络方式。

5. 厂内通讯系统的广播、警报系统实现第一步改进，在厂区范围内增设广播警报设

备。

6. 各应急集合点配备了核辐射剂量率监测仪。

7. 定期对各应急中心进行检查,有效地保证了应急设施、设备的可用性。在执行对各应急中心定期检查(周检、季检)的同时,也发现了原管理方式(应急中心归相关处管理)存在诸多问题,决定从1997年1月1日起由生产部保健物理处应急准备科统一专业化管理,各专业组长仍按要求进行定检,发现问题及时纠正。

2.2.7 电站保卫及核材料实体保障

2.2.7.1 电站保卫的任务

核电站保卫工作有两个主要的目标:1.保障核材料和核设施不被盗窃或破坏;2.保障电站生产设施免受破坏,维持正常生产运行的环境。

围绕电站保卫的目标,根据国家有关规定,电站制定了全面的保卫计划,建立了由公安、武警、经警、保安等多种保卫力量组成,统一指挥,协同工作的保卫队伍。根据“纵深防御”和“均衡防御”的保卫原则,电站从外到里设立了四个层次的保护区域,建立了完善的周界监控和通道控制系统。

在保卫任务分工上,大亚湾公安分局负责整个保卫工作的统筹兼顾,以及所有刑事治安案件、交通事故的处理。武警负责主要出入口及周围要害点的执勤;电站保卫科属下经警和保安队伍直接负责厂区的出入口管理、周界监视和巡逻、重要厂房哨位执勤等。

2.2.7.2 保卫工作实绩

1996年,核电站公安保卫部门始终围绕核电生产建设的中心任务,以加强防范为龙头,不断强化治安、保卫和交通等管理。根据上级公安机关的统一部署开展夏季严打和冬季整治行动,整治治安突出问题,确保了核电区域有一个相对稳定的治安环境。

电站保卫科在1996年根据实际情况调整组织机构,成立了现场管理组。重点是对现场保安员队伍进行规范化建设和管理,以及加强对进厂承包商员工的审查管理和生产厂房的巡视。将电站保卫工作的重点由保卫区域周界和通道扩大到厂房和人员信息管理。

在保卫系统设备方面,经过技术改造后的通道控制系统(KKK)于1996年初正式投入运行。新系统具有运行可靠,操作方便等优点,并增加了有利于核电站保卫的功能。在此基础上,1996年中通过更新车辆通道控制设施,完善了车辆出人的读卡和携物检查制度,消除了车辆通道出入控制上的薄弱环节。

同时核电站继续坚持人防与技防并重的原则,走加强管理和利用科技提高电站安全保卫水平的道路。1996年加快周界监视系统(DSI)技术改造的步伐,通过了可行性研究和立项审批。预计改造工程于1997年完工,技术改造后大亚湾核电站保卫系统设施将处于先进水平,给核电站安全保卫提供有力的保障。

2.2.7.3 核材料的实体保障

大亚湾核电站的核材料及核设施都处在电站的加强保护区之内,受到严密保护。保卫部门制订了《核材料实物保护与保密实施计划》及《核燃料进厂的保卫措施》等保卫方案,核燃料在电站正常运行期间或燃料组件运输进厂都有可靠的保障措施。国家核安全局和国家原子能机构核材料管制办公室每年都分别对大亚湾核电站的保卫工作进行监督检查,以确保核材料保障工作的落实。

1996年电站核材料保障工作,主要是在维护好保护系统设备正常运行及保卫措施落实的

基础上,针对获准进入燃料厂房(KX)人员过多的情况,重新严格审查,只保留少数人员长期通行资格,其它人员临时进入采用临时授权,降低了风险。对于核燃料进厂,保卫部门高度重视,按程序规定及时向省市公安机关报告计划,取得大力支持。在保卫措施上周密安排,派警车沿途押送,使年度核燃料进厂运输工作顺利完成。

2.3 电站管理

2.3.1 综合计划调度

2.3.1.1 年度发电计划及其实施

1. 概况

1996年为配合反应堆控制棒导向筒问题最终方案的实施,以及满足电网调整大修窗口口的要求,2号机组先于1号机组进行换料大修,全年计划发电上网电量为115亿kWh。

从全年的机组运行状况来看,两台机组基本上保持良好的运行工况。全年共发电121.14亿kWh,上网售电量115.30亿kWh。1号机组可用率为77.38%,负荷因子76.10%,机组强迫停机及减载率为5.9%(机组强迫停机率5.0%);2号机组可用率为67.75%,负荷因子64.05%,机组强迫停机及减载率为5.4%(机组强迫停机率0.77%)。两台机组全年共出现6次非计划自动停堆停机事件(反应堆在临界状态)。

电网吸收容量有限仍是全年发电计划实施过程中的一大难点。1号机组于11月21日至12月1日进行为期11天的整治性小修,以保证1号机组在2号机组大修期间保持高的可用率。2号机组按设计停堆燃耗提高前11天停机备用等待机组换料大修。

另外,由于8月18日发生了1号机组主变有载调压分节开关油流保护继电器保护动作,致使反应堆紧急停堆。为防止2号机组出现类似问题,10月19日至10月23日,2号机组进行计划停机检查,消除存在共模故障隐患。

2. 1996年生产情况

1996年大亚湾核电站生产情况列在表2.3.1.1-1中。

1996年发电计划执行情况见表2.3.1.1-2,从投入商运以来,累计发电上网电量及1996年各月份电量统计在表2.3.1.1-3和图2.3.1.1-1中示出。

表 2.3.1.1-1 大亚湾核电站生产情况

	1号机组	2号机组	全厂
发电量(亿kWh)	65.775	55.365	121.139
上网售电量(亿kWh)	62.527	52.769	115.296
厂用电量(亿kWh)	-	-	-
燃耗(EFPD)	279.92	234.80	514.72
可用率(%)	77.38	67.75	72.56
负荷因子(%)	76.10	64.05	70.08

表 2.3.1.1-3 发电业绩逐月统计情况

单位: GWh		1994年商运	1995年	1996年1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1996年全年	自1994年累计
毛发电 电量	1号机组	6090.47	3897.533	733.659	589.007	716.461	0	83.431	705.352	725.796	504.270	683.278	725.176	470.386	636.641	6577.457	16565.460
	2号机组	5221.40	6716.808	0	0	0	431.91	732.565	683.928	730.579	729.921	703.358	606.948	700.911	216.354	5536.474	17474.682
	全厂	11311.87	10614.341	733.659	589.007	716.461	431.910	815.996	1389.280	146.375	1234.191	1386.636	1332.124	1171.297	852.995	12113.931	34040.142
上网售 电量	10784.62	10058.415	700.322	549.168	664.842	399.321	769.362	1332.779	402.259	1182.447	1330.480	275.900	119.783	802.906	11529.569	32372.604	

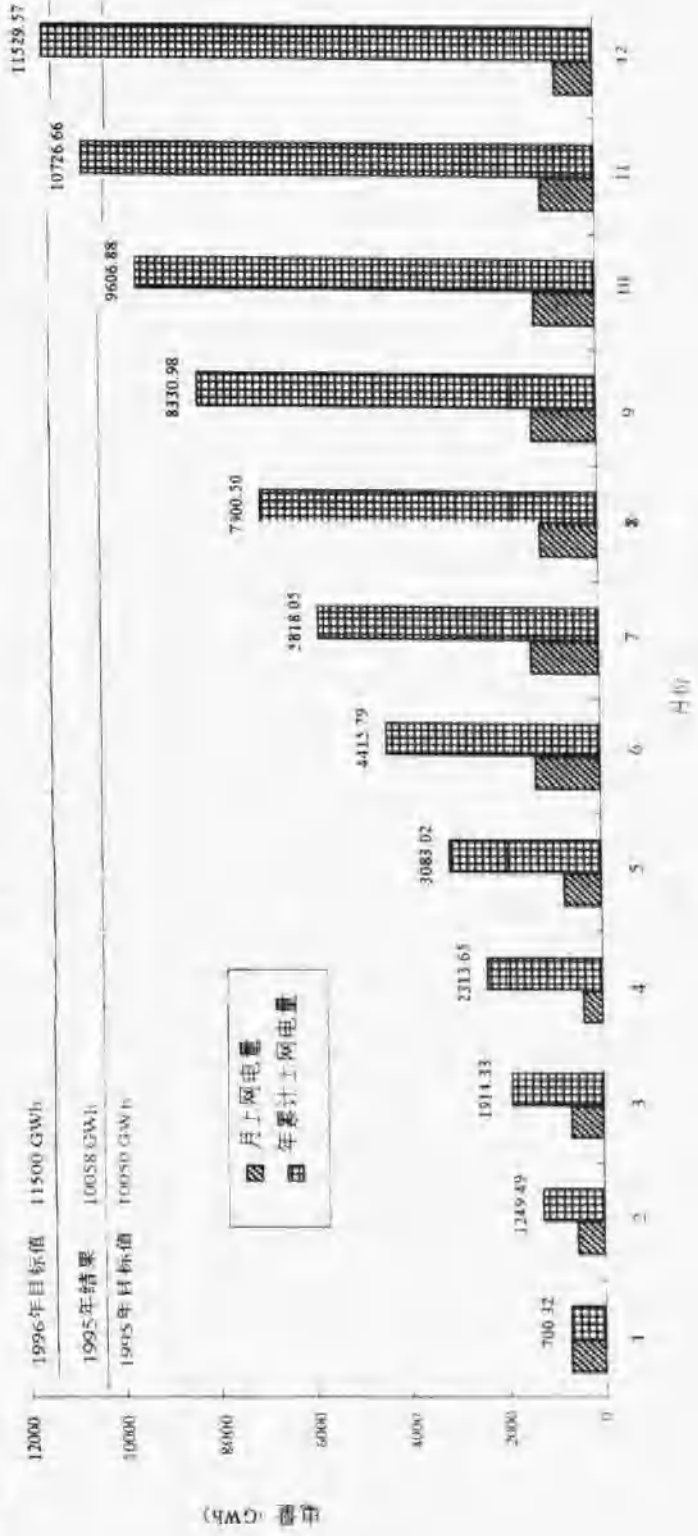


图 2.3.1.1-1 1996年逐月上网电量统计

2.3.1.2 电站预算管理 and 控制

在电站预算委员会的领导和电站各级预算责任中心的积极配合和努力下,在1995年取得的三大转变、三个第一次和三大成绩的基础上,1996年电站预算管理和控制工作逐步走向全面程序化、系统化和自觉化的规范工作轨道,具体体现在以下几个方面:

1. 确立了电站预算管理和控制工作的指导思想和长远目标

经过几年的探索,电站预算管理和控制归口部门和各级预算责任中心已确立了如下指导思想和长远目标:

指导思想:始终坚持服务于生产的宗旨,有意识地进行全面预算和成本控制,从而降低发电成本,保证债权人的权益,为公司、股东、员工和社会谋福利。

长远目标:消耗最少量的资源,运行一座高质量、高安全和高产出的核电站,从而创造出最大的综合经济效益和社会效益。

指导思想和长远目标的确立统一了各级预算责任中心人员的认识和奋斗目标。

2. 建立和健全了电站预算管理和控制体系

通过加深对电站预算管理和控制过程的认识,以及加强对过程中的各关键点及其内涵的分析,建立和健全了电站预算管理和控制体系,包括健全的预算管理和控制组织机构;完善的预算管理、控制行政规定和工作程序;有效的预算管理和控制手段。

(1) 健全的预算管理和控制组织机构

预算管理和控制工作是一项内部群体工作,是全体员工的工作,各级生产管理者都应是预算管理和控制的直接参与者和责任人。所谓“健全”的预算管理和控制组织机构就是在这种认识的基础上建立的一种网络责任机构。

大亚湾核电站的预算管理和控制组织机构是由电站预算委员会集体领导下各级预算责任中心(成本中心、收入中心、利润中心和投资中心)组成的网络机构。各级责任中心是按照统一领导、分级管理的原则,并根据技术上的特点和管理上的要求进行设置的,以成本中心为例的责任机构网络见图 2.3.1.2-1。

(2) 完善的预算管理、控制行政规定和工作程序

“没有规矩不成方圆”,制定规章制度和工作程序的目的是使各级预算责任中心的预算管理和控制工作规范化,以期提高工作效率和工作质量,保证预算工作围绕公司总体目标展开。

大亚湾核电站根据基建期间的管理经验和商业运行后的生产预算管理的具体情况,协助公司逐步完善了《政策手册》、《各级管理权限的规定》、《预算编制和执行手册》、《材料采购与核算手册》、《统计手册》等与预算计划、执行或评价有关的行政性规章制度,从而使预算工作迈向了规范化和标准化的台阶。

(3) 有效的预算管理和控制手段

针对大亚湾核电站预算管理内容杂、部门多、统计分析指标计算难度大等特点,建立了预算编制、预算变更、项目立项、支付审核等一系列过程控制机制。并将这些过程控制计算机化,实现了预算数据、立项数据、承诺数据和支付数据的连贯性、全面性和实时比较的预算控制手段,提高了预算管理和控制工作质量和效率。

3. 深化了电站预算编制、执行和反馈工作

1996年度加强了预算编制、执行和反馈的工作:

- 细化了预算编制大纲、预算编制过程中的协调和平衡、预算报批(预算委员会会议)等

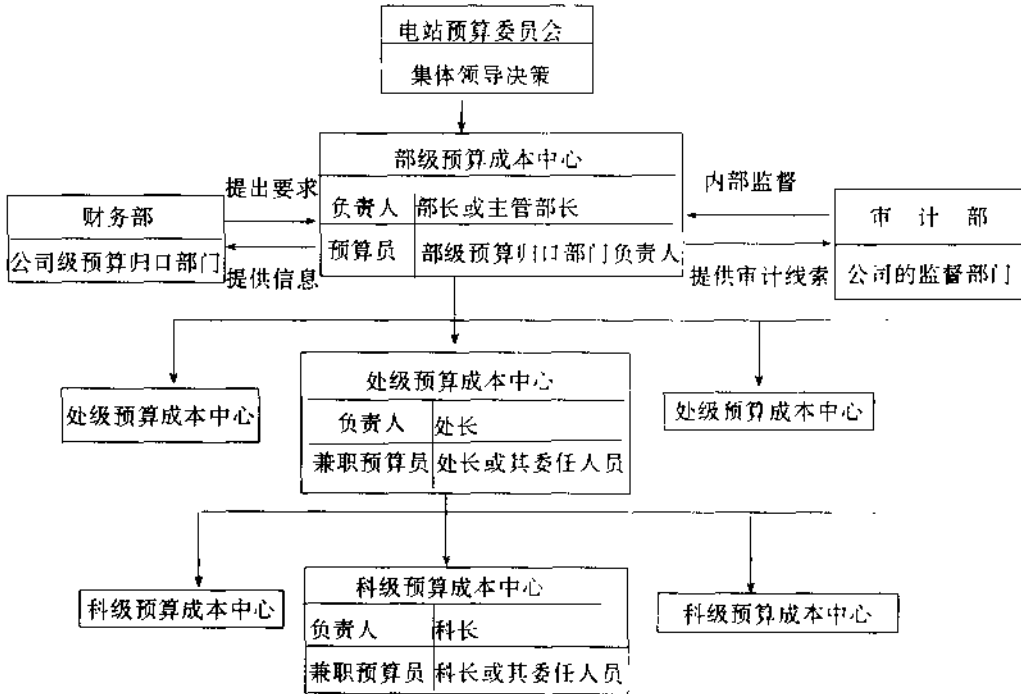


图2.3.1.2-1 成本中心的责任机构网络

工作。

· 加大了预算作为标准和指标的控制力度，通过电站预算执行月报和大修预算执行周报的编写和出版工作，及时向各级预算责任中心反馈预算执行信息，使1996年的日常运行维修成本实际支出控制在批准预算的75%以内，较1995年降低10%以上；第二次机组换料大修成本实际支出控制在批准预算的80%以内，较第一次换料大修降低近40%。

4. 开展了电站固定资产管理的研究和执行工作

由于核电站固定资产投资大、折旧成本和维修成本占运行总成本的比重大以及高负债、高风险经营，为了更好地管理电站的固定资产，电站预算管理和控制归口管理部门对固定资产的构成和使用期的过程管理等进行了深入的研究，编写了《关于建立企业固定资产的过程管理体系的设想》，并获得了核工业系统优秀论文奖。参与修改了公司的《固定资产管理手册》，使之更趋于完善和具可操作性。

5. 开展了电站维修备件库存规划和控制的研究和执行工作

鉴于适量合理的维修备件和生产运行物资的库存是电站安全稳定运行的前提保证，而过量的库存又将导致库存成本高、资金周转慢、财务弹性差等经济问题，电站预算管理和控制归口管理部门针对如何均衡维修备件的订货成本、采购成本、储存成本和缺货成本四者的关系进行了系统的研究，以期使库存总成本最低，编写了《广东大亚湾核电站维修备件的库存规划和控制》。该文获得了核工业系统第三次工业统计优秀论文奖，并且已按构思开展了某些具体工作细节的改进工作。

6. 过程管理，注重人员素质的培训

从为生产一线服务的指导思想出发，1996年电站预算管理和控制归口管理部门的人员与

生产技术人员建立了广泛的联系,参与了一些项目的技术讨论过程,对生产现场的情况有了较多的了解,加强了与生产人员的沟通和协调,尤其是参与了大修合同的技术谈判过程。由于预算人员既熟知合同商务情况又了解技术背景,所以对大修成本控制在尽可能低的水平上起到了重要作用。

在电站经理的关心和重视下,电站预算人员已全部到位。针对预算人员大部分是新进人员且无实际相关工作经验的现状,电站预算管理和控制归口管理部门加大了在岗培训力度,采取多种方式使新进员工尽快熟悉工作和各种流程,并在此基础上开始进行较深入的培训工作。

7. 积极参与二核生产准备预算的前期准备工作

由于二核生产准备工作的需要,电站预算管理和控制归口管理部门参与了二核生产准备预算的前期准备工作,收集、整理了原一核生产准备预算执行情况和详细预算明细构成,编写了《关于建立二核生产准备预算体系的设想》,对二核生产准备和未来生产预算的工作进行了初步的规划。

8. 提出并开始实施十大降低电站运行维修成本的主要措施

1996年电站预算管理和控制归口管理部门针对电站预算管理和控制工作应向纵深发展的要求,提出并开始实施以下降低电站运行维修成本的十大措施:

(1) 加强电站预算管理工作计划的制定、执行和监督工作,变预算的被动工作方式为主工作方式;

(2) 深化电站预算管理和控制体系的完善工作,使之更趋于规范化、标准化和自觉化;

(3) 开展电站预算执行月报、大修周报的编写和信息反馈工作,以便及时发现问题、及时解决、及时杜绝问题;

(4) 开展电站固定资产过程管理的研究和实施工作,将预算管理体系的概念引入到固定资产的管理工作中,并初步取得了良好效果;

(5) 开展维修备件库存规划和控制的研究和实施工作,预计将极大地降低储存成本;

(6) 开展预算投向决策问题的研究,以期建立“预算投向项目决策模型”,从而科学地决策有限的预算支出方向;

(7) 全面提高电站预算管理人员的素质和业务水平,解决管理的瓶颈问题;

(8) 开展建立电站经济统计和考核指标体系,以考核电站经济计划及其执行的各项指标是否达到同类先进电站的水平,促进工作的改进;

(9) 开展合理降低电站运行维修成本的合理化建议,强化全体员工的理财观念和控制意识;

(10) 实施重大成本项目的例外管理方法,有的放矢地进行预算控制工作。

1996年是电站预算管理和控制工作走向规范化关键的一年,也是规范化初见显著成效的一年,为1997年的例外管理工作打下了良好的基础。

2.3.2 重要管理活动

2.3.2.1 电站管理层工作会议

按照1995年度电站经理部第二次管理研讨会确定的原则,1996年电站管理层工作会议制度更加趋于完善和规范化。经过近一年的实际运作和经验反馈,经理部于1996年7月召开管理研讨会,对电站管理层工作会议制度和各工作委员会会议制度又作了进一步的调

整。

1996年召开的电站管理层工作会议情况如下：

1. 经理部工作会议

又称作“生产部领导班子管理会议”。由电站经理主持，参加人员为经理部全体成员，包括各副经理、经理助理、总工程师、副总工程师和经理部顾问（质量管理顾问和安全保健顾问）。当电站经理不在现场时，由电站经理授权电站副经理主持。

1996年6月，电站经理部人员调整之后，经理部工作会议参加人员包括电站经理、副经理、生产副经理、行政副经理、总工程师、副总工程师和经理部顾问。根据工作需要，1996年9月任命的两位电站副经理助理也于任命生效之后参加经理部工作会议。

1996年经理部工作会议共召开了22次，议题涉及电站各项重大管理问题和技术问题以及相应的决策。1996年8月以前，根据电站总体工作情况，每月召开1~2次经理部工作会议，1996年7月经理部管理研讨会期间经过讨论，调整了会议频率，改为每月召开3次，每次会议时间一般控制在2小时以内。

2. 经理部扩大会议

由电站经理主持，参加人员除通常参加经理部工作会议的经理部全体成员以外，还有电站各处处长和/或部分处的处长顾问。由于有各处处长参加，因此习惯上又把经理部扩大会议称作“生产部处长管理月会”。

1996年共召开了12次经理部扩大会议，一般于每月月初召开，议题通常包括：传达贯彻公司总经理部和电站经理部的指示，总结上月工作并对当月及近期工作进行部署安排，各处汇报各自的主要工作进展情况和需经理部关注的问题。

3. 分管经理工作会议

由各分管经理定期召集其主管的几个处的处长参加的工作会议，以推动和协调各处的工作，处理接口问题。这类会议包括：

- 由生产副经理主持，有运行处、维修处和技术服务处处长参加的生产线处长会议，通常于每月下旬召开。1996年共召开了12次会议。

- 由电站副经理主持，有技术支持处、安全执照处、保健物理处、质保处和发电规划处处长参加的控制支持线处长会议，通常于每月中旬召开。1996年共召开了11次会议。

- 由行政副经理主持，有综合管理处、培训中心（处）、管理计算机处、资料处、合同供应处处长参加的合同行政线处长会议（电厂支持部门月度管理会），通常于每月上旬召开。1996年共召开了12次会议。1996年10月21日，管理计算机处划归秘书部管理之后，该处处长不再参加电站有关管理层工作会议。

4. 经理部管理研讨会

为了确保实现公司确定的电站长期安全、稳定、经济、满发的长远目标，进一步改进电站内部各项工作的管理，特别是加强技术管理，不断总结工作的经验反馈，电站于1996年7月25日至26日和8月29日至30日先后举办了二次管理研讨会。研讨会由电站经理主持，经理部全体成员均参加讨论并充分发表意见，目的是通过沟通在经理部全体成员之间就重大问题达成共识，在共识的基础上由各分管经理或副经理按照授权与分工原则分别作出相应的决策并组织实施。

根据电站的总体工作安排，1996年第一次研讨会期间讨论涉及的议程包括：电站处、科级机构的调整原则；各经理与处长之间的授权与责任分工原则；管理层工作会议和各工作委

员会会议的运作情况回顾与改进设想；加强对电站技术问题的管理与跟踪；电站总工程师和副总工程师的责任与工作范围；二核生产准备计划与安排；会议决策的跟踪制度；公司业务计划的构想和电站管理计划的制定。

1996年电站经理部第二次管理研讨会以核安全文化为主题，讨论涉及的议程包括：INSAG-4关于核安全文化的主要原则介绍；大亚湾核电站的核安全文化回顾和电站“6.6”事件之后组织学习核安全文化的总结；电站近3年来与人因有关的运行事件趋势分析；电站关于加强核安全文化建设的计划实施情况；电站的核安全文化指标；核安全自我评估方法；电站迎接国际原子机构OASRT评审的准备情况。

按照1996年第一次管理研讨会关于会议决策跟踪制度的意见，第二次研讨会后制定了相应的决策跟踪单，列出了有关行动的完成期限和负责人，以此为电站各级管理层加强对会议决策的跟踪落实作出了示范。

电站经理部管理研讨会之后，电站各处相继举办了处级管理研讨会，部分主要科还组织了科级研讨会。组织举办管理研讨会为在电站内部统一思想、改进管理和推广核安全文化起到了积极有效的作用。

2.3.2.2 干部任免及机构变动

1. 干部任免

1996年，大亚湾核电站选拔了一批年轻干部充实到领导岗位上。全年部级干部任免2人，处级干部任免8人，科级干部任免23人。

2. 机构变动

- 增加电站副经理助理和生产副经理助理，协助副经理的工作，他们自1996年9月10日开始任职；
- 管理计算机处和维修处通讯科自1996年10月21日划归秘书部管理，其功能随之转移；
- 1996年9月17日成立二核生产准备办公室，在生产准备委员会的领导下负责策划、跟踪协调和推动二核生产准备各项工作；
- 原维修处机械科分解为静止机械科和转动机械科；
- 撤消技术服务处反应堆工程科，其功能转并到性能实验科；
- 撤消技术支持处经验反馈科，其功能转并到安全执照处。

3. 员工奖惩

维修处仪表科郭宗林同志获‘96年深圳市青年科技专家—中银集团奖’

2.3.2.3 职称晋升及技术技能考核

1996年度，配合公司完成了部分员工的转正定级、职称评定、高级工考核工作。已获批准通过转正定级82名，中级职称19名，初级职称74名，技术员级8名，高级工47名。另外，推荐了23人参加高级职称评审，5人参加正研级职称评审，目前尚待考核批准。

2.3.3 人事管理

2.3.3.1 人员配备

截至到1996年底，电站中方职工人数为1043名，（其中调入人员939名，聘用中方员工104名），聘用外籍员工23名，各处人员配备列在表2.3.3.1-1。

表 2.3.3.1-1 大亚湾核电站人员配备情况

部门	调入职工人数	聘用职工人数	总数	外聘职工人数
经理室	5	1	6	3
运行处	230	6	236	2
维修处	305	8	313	5
技术服务处	86	5	91	2
技术支持处	81	5	86	6
发电规划处	28	9	37	22
安全执照处	19	4	23	
培训中心	32	5	37	1
资料中心	17	16	33	
合同采购处	47	7	54	2
保健物理处	43	3	46	
质保处	21	2	23	
综管处	21	33	54	
二核生产准备办公室	4			
合计	939	104	1043	29

2.3.3.2 职工学历和职称结构及专家名录

广东大亚湾核电站目前拥有职工 1043 人。其中大学本科毕业生 501 人，大中专毕业生 318 人，研究生 54 人，博士 2 人；正研级高工 10 人，高工 132 人，中级职称 293 人，初级职称 190 人，员级 69 人。享受政府特殊津职的人员 6 人。图 2.3.3.2-1 和图 2.3.3.2-2 分别给出了电站职工的学历和职称的结构。

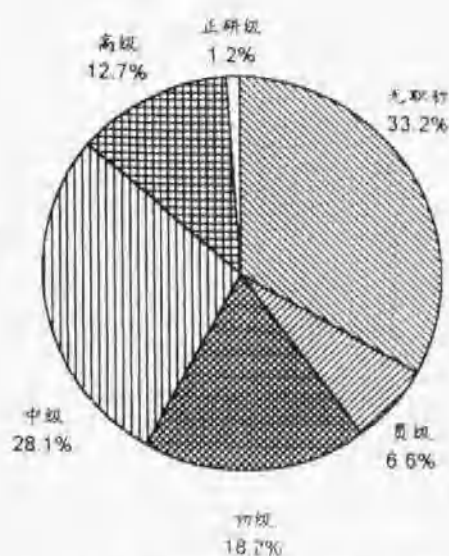
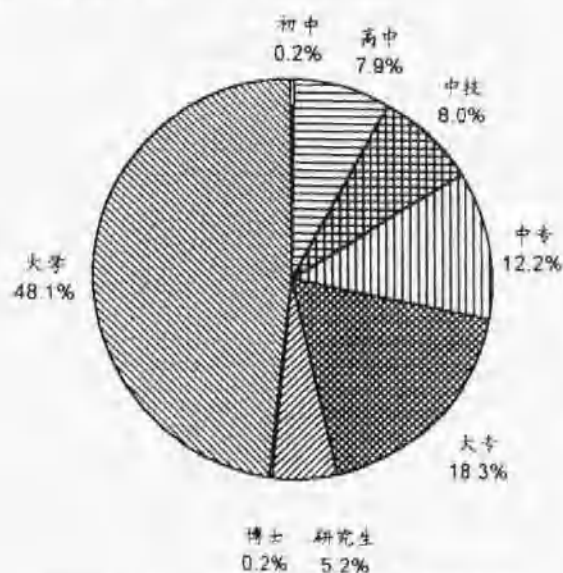


图 2.3.3.2-1 大亚湾核电站职工学历状态图

图 2.3.3.2-2 大亚湾核电站职工职称状态图

- 正研级高工名录

濮继龙、林贵清、李志仁、李寿才、陈开惠、胡传嘯、陈德淦、黄永愚、赵志凡、高席丰

- 享受政府津贴专家名录

濮继龙、林贵清、李志仁、赵志凡、胡孝礼、杨昭刚

- 公司中青年专家名录

叶能谦、吴粉山、李桂夫、杨茂春、郭宗林

2.3.3.3 年龄结构

大亚湾核电站是一支年轻的队伍。30岁以下人员有470人，30岁到40岁人员有387人，40岁到50岁的人员有99人，50岁以上的人员有87人。尤其是运行处和维修处80%是40岁以下的人员。图2.3.3.3-1中示出了职工的年龄状况。

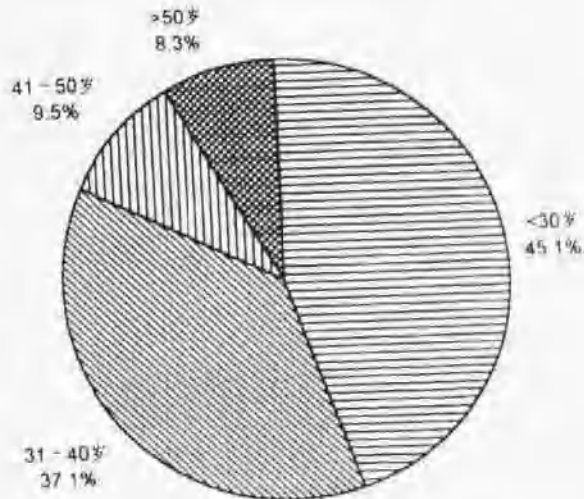


图2.3.3.3-1 大亚湾核电站职工年龄状况图

2.3.4 人员培训及授权

2.3.4.1 培训管理及有关活动

1. OSART 活动

1996年在培训方面的主要活动之一是国际原子能机构进行的OSART检查。为此，培训中心及各处进行了全面的、认真的准备。准备工作包括修改岗位规范、授权培训要求(ATR)，编写各岗位的职业资格培训要求(PQTR)和专门培训，在岗培训课程描述单，修改培训政策等培训管理程序，培训管理工作日趋规范化。但仍遗留一些问题需要解决，如PQTR大部分未经认真审查和批准，有些处的专门培训和在岗培训课程描述单尚未完成。

2. 职业资格培训要求(PQTR)

设置授权培训要求(ATR)的目的是为了使员工通过这些课程的初始培训和复训获得并维持最基本的安全、质量知识，以便获得相应岗位的授权，进而可以在现场进行专门培训，在岗培训和工作。PQTR就是在现场相应岗位上获得职业或专业资格的培训要求。只有经过这类培训才可以有资格执行相应的工作。这类培训由各处具体负责，可以一项一项按现场实际情况进行，一项培训完成后即可执行相应的工作。

ATR和PQTR之和就是完整的各岗位对个人的资格要求。部分岗位的PQTR还将进一步讨论出版。

3. 专门培训和在岗培训课程描述单

各处对PQTR中的每个专门培训和在岗培训课程都要写出描述单，内容包括：该课程的目的、对象、教员资格、实施条件、考核方式及内容。这些描述单有待进一步完善和出版。

4. 培训手册

为方便各处编制岗位规范、岗位的职业资格培训要求、专门培训及在岗培训课程描述单并使编写工作规范化，培训中心编制了培训手册。

培训手册的主要内容如下：

- 系统化培训方法简要介绍；
- 有关培训管理程序清单；
- 岗位规范编写要求；
- 个人培训计划的编制；
- ATR、PQTR 等的格式要求；
- 培训分类及分工；
- 外出培训管理；
- 特种作业人员的培训、考核与发证；
- 应急响应培训；
- 各种表格；
- 个别面谈参考。

为加强新招员工的培训管理和原有员工的在岗培训管理，已经编制了一些新的表格，例如新员工的两周培训报告、月考核表、培训任务和报告书等，这些新表格也将收集到培训手册中。1997 年将对培训手册进一步修改并正式出版。

5. PQOM 程序编写和修改

培训中心在电站的总体安排下，重新修改与编写了 13 份程序。

6. 培训中心培训管理研讨会

培训中心在 11 月底举办培训管理研讨会。根据 OSART 专家提出的建议和意见，以及质保处和审计部对培训进行的审计，研讨会上着重研究了目前培训管理方面的问题，并采取措施分工到人去解决。在研讨会上电站经理部提了两点要求。第一：当前要深抓培训，防止人才素质的滑坡。我们要把大亚湾建成世界一流水平的核电站，首先要求人员素质是一流的，而培训对于提高员工的素质，具有不可低估的作用。第二：为承担二核的培训任务，做好二核的生产准备，培训中心应在教员队伍和培训设施方面加紧充实和发展自己。二核的生产准备工作现在已经紧锣密鼓的展开了，要吸取一核建设的成功经验。一核之所以在投产后几年内，取得如此好的效益，这与我们在生产准备期间，花大力气培训了一批能够担当重任的人才有关。现在培训中心作为电站培训管理的职能部门和培训基地，在二核的人员培训中起着十分重要的作用。

7. 教员队伍建设

(1) 模拟机教员力量与素质

1996 年正式成立模拟机培训科。

1996 年 4 月份前有模拟机教员 4 人，其中全面授权（能承担所有模拟机培训课程）的有 2 人，部份授权（能承担部份课程的）2 人。4 月份从运行处调人 1 名新教员和从法国聘请 1 名专家级顾问。

为提高模拟机教员技术水平和业务能力，除了完成所有规定的课程培训外，我们克服教员不足困难，利用机组大修的大好时机，派教员参加大修活动，使之在较短的时间内掌握更多的现场经验。年初，我们派了一名教员参加 1 号机组的大修，年底又派 1 名教员去参加 2 号机组大修。

1996 年模拟机教员对高级操纵员取照考试模拟机试题进行了全面修改。新的考题在形式与内容上都取得了很大突破，使模拟机考试的标准更为客观。可以认为，这些考题处于国际领

先水平。

在应急演习中，模拟机是事件和运行信息的发射中心。1996年内，我们密切配合并大力协助保健物理处进行了10余次应急演习或演练工作。

在培训过程中，我们经常发现一些正常运行规程、故障运行规程及事故运行规程中的错误。对此，我们均立即填写文件修改申请及建议，并及时地发送到有关处，以便尽早得到更正。

(2) 课堂教员队伍建设

1996年正式成立课堂培训科并从维修处仪表科调入一名有经验的员工担任课堂培训科科长。年初有教员6名，后从模拟机维修科调入1名年轻人，12月份新分配来4名96应届毕业生。

8. 模拟机维修及相关活动

1996年模拟机全年的平均可用率达到98%。维修费用仅2万美元，为国际上同类模拟机的五分之一至十分之一。

模拟机维修科人员对培训中发现的偏差及时进行分析、消偏，对因机组改造引起的不符合项及时跟踪并修改模拟软件或控制屏表盘、设备。1996年共消除偏差21次，修改模拟软件28个模块。其中，对机组的重大修改在模拟机上实施后，及时将有关信息反馈给改进科。如1号机组在两台水泵故障时快速甩负荷，法马通给出的成功数据在模拟机上不能成功，我们配合改进科人员进行了反复论证、重演，并打印出参数曲线，供进一步与法马通商讨。又如，在励磁机烧损后，我们配合电气人员在模拟机上反复重演事件，为查找根本原因提供了有力的依据。

9. 《培训园地》复刊

为反映培训动态、加强培训宣传和加强技术问题的讨论，《培训园地》在停刊3年后复刊。

2.3.4.2 各类培训及授权完成情况

1996年度，尽管有几个重大活动，但在上级领导的重视下，培训情况比1995年有较大的好转，特别是缺度人数大大减少。

1. 课堂培训情况

1996年度全年培训为7698人次，完成培训负荷3258入周，其中全范围模拟机培训负荷为279入周。开课共计321门次。

各处培训负荷如图2.3.4.2-1所示。

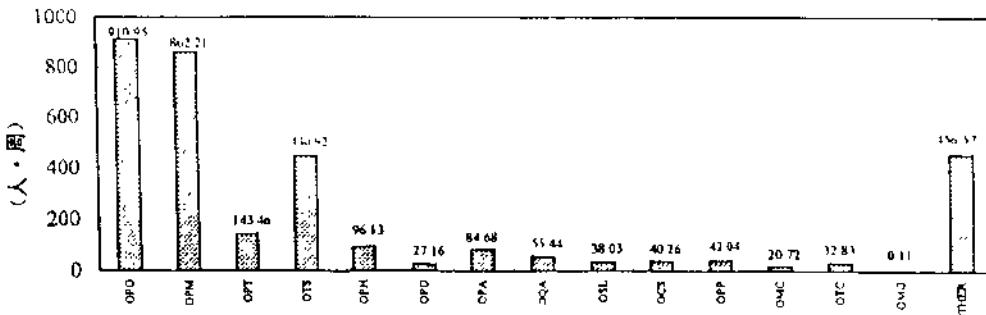


图 2.3.4.2-1 各处培训负荷

各类培训大致分布如下：质量与安全占30%；技术占43.2%；辐射防护与工业安全占

21.3%；管理占5.5%。初始培训和复训各约占75%和25%。全年培训时间占用率为6.26%。

除上述培训活动外，尚有以下说明：

(1) 1996年新招应届毕业生中104名分别在苏州热工所、清华大学和西安交通大学参加初始培训。他们的培训负荷未计在内，平均每人均为660学时（22周），具体情况见二核生产准备部份（第2.4.3节）；

- (2) 11~12月各类承包商人员的入厂前培训；
- (3) 公司除生产部以外其它部人员的应急响应培训；
- (4) 举办一期“开会方法”的管理培训；
- (5) 开设“核安全文化”课，对各类人员进行培训；
- (6) 开设“概率风险分析”课；
- (7) 开设“工业安全三级培训”课；
- (8) 正式开设通用雇员培训。

2. 全范围模拟机培训情况

(1) 对持照人员的复训：共36教员·周

电站现有在岗的持照人员（含经理层、运行处管理层和运行值、安全执照处、培训中心等持有操纵员执照和高级操纵员执照者）82人。

其中：复杂工况的实际情况培训：24教员·周

一般工况复训：12教员·周

(2) 对1995年取得操纵员执照者的M4培训：12教员·周

(3) 对培训操纵员进行的取照前的基本培训：30教员·周

其中：M1预培训：5教员·周

M1培训：10教员·周

M2培训：10教员·周

M3培训：5教员·周（有3教员·周在1997年初实施）

(4) 对秦山二期13名学员进行M1预培训：3教员·周。

(5) 对发电规划处有关人员进行“工程师单元”培训：2教员·周。

总计培训时间：83教员·周。

3. 在岗培训和专门培训

• 1996年各处做了大量的在岗培训和专门培训工作，但记录不完整，特别是组织工作未有明显改观。国外培训也未作统计；

- 1996年PQOM的培训进行得比较好，各处均按不同要求和内容对员工进行了培训；
- OCS组织了由香港采购与物资管理处亚太公司开办的合同管理培训；
- 8、9月间10人参加了反应堆压力壳开盖培训；
- 1月份1人参加了三项反应堆压力壳专用工具培训；
- 经理层的专门培训也作了很大努力，他们举行了几次安全或管理研讨班；
- 原电站副经理樊鹤鸣先生完成了2个月的技术和英语培训。

4. 授权情况

1996年初授权情况不理想，有相当一部份只能由经理批准进行临时授权。到年底，授权情况如下：核安全授权884人，辐射防护授权905人；工业安全授权901人。但总的来说，授权情况不十分理想，有一些承诺完成的课程到年底未完成。

另外 1996 年进行了一些获取国家有关部门证书的培训和考核，共有 4 人、22 人、4 人和 9 人分别获得汽车吊、行车、高架叉车和一般叉车的证书。

2.3.4.3 运行人员执照考试

12 月份举行了一次 SRO 考试，有 9 人参加。

2.3.4.4 业余培训班及继续教育

1996 年度开办二期商贸英语班；
有 35 人批准参加各种函授教育。

2.3.5 电站工作委员会

2.3.5.1 电站核安全委员会

电站核安全委员会 (PNSC) 由电站经理主持，委员会成员有电站副经理、生产副经理、行政副经理、安全保健顾问、质保经理、OSL、OPC、OPM、OPT 处长。委员会秘书由 OSL 处长兼任。1996 年电站核安全委员会总共召开了 23 次会议 (不包括紧急会议)，主要议题如下：

1. 电厂运行事件报告、电厂内部事件报告的审查；
2. 电厂质量管理手册 (PQOM) 相关规程的审查；
3. 核安全文化相关专题介绍；
4. 事件趋势、电厂安全指标趋势、应急规程、放射性排放、环境影响、消防等文件、报告的审查；
5. 电厂紧急核安全技术问题处理意见审查。

2.3.5.2 电站培训委员会

1996 年电站培训委员会 (PTC) 主席由大亚湾核电站行政副经理担任，下半年起经理部决定由培训中心处长担任主席。1996 年共召开 8 次 PTC 会，主要内容如下：

1. **第 9 次 PTC 会议于 2 月 8 日召开，内容为：**
 - 培训状态评审
 - 第 8 次 PTC 会议要求的培训中心行动计划
 - 培训指标介绍
 - 个别面谈方法介绍
2. **第 10 次 PTC 会议于 3 月 14 日召开，内容为：**
 - 培训和授权状态评审
 - 4 月份行动计划
3. **第 11 次 PTC 会议于 4 月 11 日召开，内容为：**
 - 电厂培训政策介绍
 - 各处强化培训管理的行动计划
 - 跟踪行动状态自评
4. **第 12 次 PTC 会议于 5 月 23 日召开，内容为：**
 - OSART 准备
 - 通用雇员培训建议
 - 培训对口人的培训介绍
 - 大亚湾核电站专门培训和在岗培训监督大纲

5. 第 13 次 PTC 会议于 7 月 11 日召开, 内容为:
 - 培训状态评审
 - 岗位规范编写方法
 - OSART 培训检查的总体安排
6. 第 14 次 PTC 会议于 8 月 15 日召开, 内容为:
 - 各处介绍电站质量管理手册培训情况。
 - 岗位规范、PQTR、ITP (个人年度培训计划) 编写时间要求
 - 兼职教员报名方式
7. 第 15 次 PTC 会议于 9 月 19 日召开, 内容为:
 - 各处报告岗位规范和 PQTR 编写情况
 - 修改后的 ATR 最后意见
 - 确定 OSART 各项准备工作的最后期限
8. 第 16 次 PTC 会议于 11 月 20 日召开, 内容为:
 - OSART 关于培训的评价
 - 1997 年培训主要目标
 - OTC 研讨班主要结果介绍
 - 各处国内、国外培训主题及预算

2.3.5.3 电站“三废”委员会

1. 组成及活动情况

1996 年度, 对电站“三废”委员会 (PWC) 的组成人员作了相应的调整。

负责电站日常生产与维修工作的生产副经理担任电站“三废”委员会主席, “三废”系统工程师为秘书, 处理有关日常工作。

电站“三废”生产委员会组成人员有 OPO、OPT、OPM、OPH 负责有关工作的处长或副处长, 相关处的责任工程师出席参加会议。

1996 年度“三废”委员会会议改为每两个月一次, 共举行五次会议, 会议对必须予以关注的“三废”方面的工作及时做出安排, 并采取了一系列具体的步骤进行实施。

由于“三废”委员会有效的工作, 使得 1996 年度与 1995 年度相比, 放射性废液、废气的排放均有大幅度下降, 放射性固体废物产生量也有明显降低。

2. 主要管理工作

(1) 集中控制停堆过程中源项的产生

- 加强对一回路停堆扫气工作的控制, 及时进行经验反馈, 使长期困扰我们的 TEG 容量不足问题, 在目前不增加容量的前提下通过改进吹扫操作来解决。

- 加强对氧化及净化工作的控制与指导, 使得机组大修停堆过程中的氧化及净化效果显著提高。

- 全面更换控制区水过滤器, 使之向小孔径方面发展, 进一步提高净化效果。

- 对一段时间内困扰我们的 IRCV545VP 泄漏进行了一个半月之久的检漏, 最终解决了问题。

- TEP06DE 改型后用于一回路大修前净化并取得成功。

- 加强对运行人员的培训, 提高“三废”系统的运行质量及可用率。

2.3.5.4 电站工程与改造委员会

电站工程与改造委员会 (PEMC) 成立于 1996 年 9 月, 其前身为电站改进委员会 (PMC), 这两个委员会 1996 年共举行了五次会议。

委员会主席由电站总工程师担任, 副主席由技术支持处处长担任, 运行处、维修处、技术服务处、安全执照处和技术支持处改进科为常设成员, 秘书由技术支持处改进科兼任。

委员会的职责是:

- (1) 分析电站性能状况;
- (2) 确定工作优先级别;
- (3) 协调各处在重大技术问题上的工作。

历次会议的主要议题是:

- (1) OSART 检查前改进工作自我评估结果及纠正措施;
- (2) PEMC 成立及委员调整;
- (3) 讨论 PEMC 的职责、工作方式;
- (4) 第三次换料大修改进项目介绍;
- (5) 未来两年电站重要改进项目实施计划;
- (6) 电站性能监测情况。

历次会议的重要决定:

- (1) 改进申请管理的策略调整;
- (2) 确定 PEMC 会议的标准发言次序及内容;
- (3) 制定绝缘监督实施细则;
- (4) 制定继电器维护及巡视政策;
- (5) 设备、系统工程师报告格式标准化;
- (6) ΔI 控制问题需由 OPO/OTC/OTS/OPT 相关人员配合解决。

历次会议关注的主要问题:

- (1) CPP 项目进展情况;
- (2) 已实施改进项目运行文件的更新及对操纵员的培训情况;
- (3) 十大工程技术问题进展情况;
- (4) 十大急待或正在解决的技术问题进展情况;
- (5) 十大重要改造项目进展情况;
- (6) 十个优先实施的改造项目进展情况;
- (7) 其它技术问题。
 - SAR 密封垫紧固方式调查;
 - MX 厂房吊车防撞装置改进;
 - SHY 氧表功能问题;
 - 化学技术规范的修改;
 - 主变温度高问题。

2.3.5.5 电站经验反馈委员会

1996 年电站经验反馈委员会 (EFC) 由电站副经理助理兼 OSL 处长主持, 各有关处副处长或他的代表参加。1996 年总共召开了 10 次会议。会议讨论的议题主要有:

1. 与经验反馈相关的规程、文件审查;

2. 厂内事件及厂外事件的经验反馈；
3. 事件纠正行动的执行审查；
4. 事件趋势分析。

2.3.5.6 电站工业安全和辐射防护委员会

1996年，电站工业安全和辐射防护委员会（PISRC）主席由电站副经理担任，保健物理处处长担任委员会协调员，成员包括工会代表、各处安全协调员以及工业安全科科长、辐射防护科科长、职业医疗中心主任。保健物理处副处长担任委员会秘书。

1996年委员会第一次会议于1月24日召开，主要内容为：

- (1) 审议批准电站1996年度工业安全大纲；
- (2) 审议批准电站1996年度辐射防护大纲；
- (3) 审议批准电站1996年度职业医疗工作大纲。

1996年4月25日，委员会召开了扩大会议，主要内容为：

- (1) 关于1996年第二次安全月活动的安排；
- (2) 介绍《大亚湾核电站工地安全管理政策》和《大亚湾核电工地交通安全管理条例》；
- (3) 报告102大修工业安全、辐射防护状态及有关建议。

此外，辐射防护最优化分委员会（ALARA Sub-Committee）在1996年内召开了三次会议，分别审议了102、202大修的辐射防护最优化实施情况以及203大修的辐射防护最优化目标和准备情况。（102、202、203大修分别表示1号机组第2次大修，2号机组第2次大修和2号机组第3次大修）。

2.3.5.7 电站人力资源委员会

根据电站管理层人员变动情况，经1996年7月25日至26日经理部管理研讨会讨论，对电站人力资源委员会（PHRC）的组成情况进行了调整。调整后的电站人力资源委员会由电站副经理主持，成员包括电站经理、生产副经理和行政副经理。电站人力资源委员会的工作由电站经理、副经理定期通过经理部工作会议向经理部成员通报。

电站人力资源委员会原则上每季度召开1次会议。根据电站总体工作安排，1996年该委员会共召开了3次会议，为1996年电站处、科级机构调整和人员变动以及电站中长期的人力资源需求和规划在经理部各成员之间达成了共识，并重点抓了中、青年干部的培养工作。委员会的有关决策由负责电站人力资源管理的综合管理处按照公司的有关政策和程序规定贯彻落实。

2.3.5.8 电站预算委员会

电站预算委员会是由电站经理、副经理和发电规划处处长组成的，委员会主席由中方经理担任。电站预算委员会每年定期或不定期召集会议，制定和修改电站预算管理规章制度，讨论、审议和批准电站向公司总经理部和财务部申报的年度预算计划，讨论和决策电站重大更新改造支出项目的立项，指导和监督电站预算归口管理部门和各级成本中心的管理和控制工作，协调和解决电站预算编制和执行过程中发生的问题。

1996年电站预算委员会审议和批准了1996年电站预算中期调整报告、第二次大修预算决算报告、1997年度电站预算计划及重大更新改造项目计划报告和降低电站运行维修成本的十大措施及其进展情况的报告。

2.3.5.9 生产准备委员会

1996年9月19日电站行政副经理主持召开了生产准备会议。会议决定成立二核生产准

备委员会(LOPC)、正式成立二核生产准备办公室、正式启动二核生产准备工作。

LOPC 委员由生产部各处负责生产准备的处长或副处长担任。LOPC 人员组成如下:

主席: 林贵清

副主席: 黄世强、张志雄

委员: OSL 张善明、OPA 刘德强、OTS 黄常勇、OPT 卢长申、OTC 陆玮、
OPO 徐文兵、OPM 张兆丰、OPP 张志雄、OPD 韩思充、OCS 奚芝苓、
OQA 蔡康元、OPH 晏仲民、OMC 赵迎春

LOPC 的主要职责是:

- (1) 讨论和研究生产准备过程中的重大问题;
- (2) 充分利用一核各处的资源推动生产准备的各项工作。

另外, LOPC 实行月会制度。1996 年共召开了四次委员会会议, 各次会议简况如表 2.3.5.9-1 所示:

表 2.3.5.9-1 生产准备委员会会议简况

序号	LOPC 会议 (及会议日期)	主要议题	主要决定
1	生产准备委员会 第一次会议 (1996 年 9 月 26 日)	(1) 各处报告已接收大学生的培训状况; (2) 各处提出对 1997 年招收毕业生的设想; (3) 各处提出对二核生产准备的有关要求	(1) 提出 1997 年招收毕业生计划; (2) 提出对二核生产准备的设想和建议; (3) 完成《二核生产准备工作大纲》; (4) 报告一、二核技术上不同点; (5) 指定 BOP 各个包 (LOT) 的负责人, 准备生产部意见
2	生产准备委员会 第二次会议 (1996 年 10 月 17 日)	(1) 二核生产准备人力资源需求政策 (OPA); (2) 备品备件的审核 (OPM、OCS、OTS); (3) 指定技术参与对口人 (包括 BOP29 个包) (OTS); (4) 生产准备中程序编写的设想 (OPD); (5) 生产准备研讨会	(1) 成立备品备件审查小组, 明确其职责和参与审查的方式; (2) 指定 BOP 29 个包的负责人, 参加人, 确定工作方法; (3) 生产准备研讨会后各处要准备出生产准备计划
3	生产准备委员会 第三次会议 (1996 年 11 月 21 日)	(1) 一、二核技术不同点报告; (2) 二核技术/管理规程策划; (3) 二核设备监造参与方案; (4) 新招人员培训组织与管理方法; (5) 生产准备计划工作设想; (6) 其它	(1) 碎石过滤器改进请给二核发文; (2) 《一、二核技术不同点一览表》修订; (3) 设备监制派遣计划; (4) 编制《培训管理》程序; (5) 制定《培训计划》; (6) 制定生产准备工作计划; (7) 各处、科指定一名生产准备联络员
4	生产准备委员会 第四次会议 (1996 年 12 月 18 日)	(1) 1997 年生产准备工作一级计划征求意见; (2) 生产准备过程中的质保监查; (3) 1995 与 1996 年度新招毕业生培训状况; (4) 技术参与的工作方法; (5) 二核来文处理情况; (6) 各处生产准备进展与问题通报	(1) 制定 1997 年工作计划; (2) 制定生产准备质保监查计划; (3) 制定培训管理程序; (4) 厂外承包商工作表现评价; (5) 技术参与工作办法

2.3.6 质量保证

2.3.6.1 质量保证活动实施情况

1. 监查大纲实施

本年度质保处按年度监查计划的要求共进行监查 27 次。其中对电站内部监查 14 次，对场内和场外承包商监查 13 次，包括在大修开始前检查承包商，如 23 公司、淮南公司、苏州所、上海 NDE 中心、核一院等的大修准备情况。监查所涉及的主要领域有：

- 化学控制和环境监测；
- 文件和记录管理；
- 运行和执照申领；
- 技术规范的监督试验；
- 培训和授权；
- 在役检查和特殊工艺管理；
- 设计改造和经验反馈；
- 燃料制造和管理；
- 运行隔离；
- 采购和材料管理；
- 应急和消防；
- 维修。

通过监查，质保处共发给被监查单位 161 个《纠正措施要求》和 238 个《观察通知》。

2. 监督大纲的实施

本年度质保处的现场监督根据六个月监督计划实施，共进行监督 1005 次。

监督的重点领域如表 2.3.6.1-1，监督的重点单位见表 2.3.6.1-2。

表 2.3.6.1-1 对重点领域的监督结果

监督的重点领域	监督总数	满意的数量	有缺陷的比率
维修活动	551 次	391	29%
行政管理	137 次	103	25%
运行活动	90 次	75	16%
采购	32 次	23	28%

表 2.3.6.1-2 对重点单位的监督结果

监督的重点单位	监督总数	满意的数量	有缺陷的比率
维修处	344 次	241	30%
土建维修承包商（华兴）	133 次	97	27%
常规岛维修承包商（淮南）	107 次	77	27%
运行处	72 次	57	20%
核岛维修承包商（FMX）	66 次	61	5%

注：这里的“有缺陷”是指监督过程中所发现的任何形式的缺陷，包括正式发出《纠正措施要求》或《观察通知》，也包括较小的可以现场纠正的缺陷都记录在监督报告中。

大修活动的质保监督由质保大修协调员负责的一个专门小组实施。该小组通过对大修工作准备（如工作文件包）的检查及大修活动实施过程的监督检查（如验证质保控制点）以达到督促、帮助和验证质保大纲及程序的实施。此外，为提高承包商进场人员的质保意识，还在大修工作开始前对其人员进行质保教育。

另外，根据现场实际情况和经理部的指示，实施了 9 次专项质保监督：

- 设定值管理；
- 不符合项管理；
- FMX 人员培训和资格评定；
- 仓库管理；
- 燃料芯块制造；
- 物资寿期管理；
- 常规岛和 BOP 承包商的大修准备；
- 2LHQ 出水管垫片问题；
- 定期试验管理。

针对监督发现的较重要的或重复发生的缺陷，共发出 17 个《纠正措施要求》和 5 个《观察通知》，其他较小缺陷则督促责任单位现场纠正或通过信函的形式提醒有关单位注意。

3. 供应商资格评审

本年度质保处共评审了 61 家供应商。其中包括：

- 国内供应商 41 家，质保评审合格 38 家；
- 国外供应商 20 家，质保评审合格 20 家，质保和技术评审全部合格 9 家。

其余有待技术评审完成。这为 GNPJVC 直接采购提供了条件。

4. 文件的 QA 审查

本年度因《运行质量保证大纲》和《电站质量管理手册》做了修改，因此有大量的文件需要编制和审核。质保处共审核程序 400 多份次，条理不清和内容杂乱是文件中存在的普遍问题。对双语版文件，主要问题是很多译文与原文不符。

本年度抽样审查采购订单 1020 份，符合要求的约占 85%。问题较多的主要出现在给采购物项或服务确定质量级别方面。另外，合同的技术要求（包括技术和质保要求）没有经技术和质保部门审查也是问题较多的方面。

5. 缺陷报告和跟踪

根据本年度在监查和监督中发现的缺陷，质保处共发出《纠正措施要求》178 个、《观察通知》243 个和有缺陷结论的《监督报告》258 个。

较严重或系统性的缺陷都通过发出《纠正措施要求》给责任单位进行改正。《纠正措施要求》的发布、跟踪和关闭情况与去年对比见表 2.3.6.1-3。

表 2.6.3.1-3 执行《纠正措施要求》的情况

年 度	发出 CAR 数量	关闭时间超过 100 天 (OPS 内部)	关闭时间超过 180 天 (OPS 内部)	平均关闭时间 (OPS 内部)
1995 年	134	47	29	167
1996 年	178	31	3	86

6. 质量意识教育和质保人员资格

除正常的监督和监查外, OQA 另一重要任务就是对全厂员工进行质量意识的教育, 使之懂得核电厂质量保证的意义和我们必须树立的对待质量的态度, 并了解核电厂为什么要建立和实施质量保证大纲。本年度 OQA 对电站职工共进行了质保教育培训 48 次, 其中初训 8 次, 复训 40 次。组织了一次对全公司处长以上人员的 QA 培训, 对承包商新进场人员和工作负责人以上人员共 520 人进行了 QA 教育。

今年完成了三名质保监查长的考评与授证工作。此外, 随着 ISO9000 系列标准的推行, 质保处也进行了一次该系列标准与 IAEA 实施法规的对比讨论会, 并派出 4 名 QA 工程师参加国家质量审核员的培训和取证。

7. 质保工作的改进

今年 10 月 IAEA 的 OSART 评审团专家对 OQA 活动进行了全面评估, 其结论是: QA 人员的培训是充分的, 经验是丰富的, OQA 实施的监查和监督大纲是全面的。OSART 评审专家提出的一条改进意见是: 对所发现的低级别的缺陷也要积极跟踪。

根据 OSART 专家的评审意见, OQA 已开始加强对《观察通知》和有缺陷结论的《监督报告》的跟踪。跟踪方法已写入 OQA 内部指示书中。

在本年度工作总结的基础上, 质保处将通过以下工作达到强化管理、改进工作的目的:

- 进一步完善员工工作考核制度;
- 加强质保人员的技术培训;
- 建立质保指标管理制度;
- 开展质量趋势分析工作;
- 逐步完成标准检查清单的编制工作;
- 进一步推广实效性监督、监查方法;
- 进一步完善和使用《运行质保大纲要求对照表》。

2.3.6.2 质量保证大纲实施有效性评价

1. 运行质保大纲

《运行质保大纲》D 版已正式获 NNSA 批准。与大纲相关的《电站质量管理手册》的架构已确定, 管理程序的修改已完毕。

2. 组织机构

从监查和监督的结果来看, 该领域有关的质量要求已得到了有效执行。

3. 文件管理和记录

从监查和监督的结果来看, 该领域有关的质量要求已得到了有效执行。要引起关注的是在技术程序(维修程序等)的编制、使用、生效以及修改等方面还存在不少问题。

4. 运行管理

从监查和监督的结果来看, 该领域有关的质量要求已得到了有效执行。特别是去年较弱的系统隔离和操作的验证已有明显改善。

5. 维修管理

从监查和监督的结果来看, 该领域有关的质量要求已得到了基本有效执行。但仍需加快建立独立的 QC 小组以提高准备质量和控制维修质量。

6. 监督、检查和试验管理

从监查和监督的结果来看, 该领域有关的质量要求已得到了有效执行。但对 GOR 第九章

除 OPO 负责之外的定期试验的独立检查还需进一步落实。

7. 放射性废物管理

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了有效执行。

8. 采购和材料管理

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了基本有效执行。但合同中技术要求(包括技术和质保要求)的审查有待加强。另外,到货验收过程中验收检查清单的准备和检查记录不完整也有待改进。

9. 培训和授权

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了基本有效执行。但目前的授权政策与 FSAR 的要求不一致应引起关注。针对管理程序出版后没有及时组织培训的问题,电站已采取措施并在 8 月底告一段落。但由此联想到,技术程序的培训(或称技术交底)是否存在同样的问题以及程序培训的制度化仍然要重视。

10. 设计管理

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了有效执行。但还需进一步落实各处对改造后相关文件修改的责任分工以及加强文件修改的监督检查。

11. 不符合项管理和纠正措施

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了基本有效执行。但对于不符合项的管理方面,还应加强有缺陷物项的有条件释放管理,关注改变工程措施无审批就实施的现象。此外,对于与经验反馈有关的纠正措施,跟踪制度还不健全;在落实管理缺陷的纠正措施方面,要求的完成时间还太长。

12. 质量验证

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了有效执行。

13. 消防

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了有效执行。

14. 计算机管理

对该领域没有进行验证。

15. 保卫和出入管理

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了有效执行。

16. 辐射安全

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了有效执行。

17. 应急准备

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到了基本有效执行。但应急准备中的重要环节,如演习,刚刚开始进行,还没有建立起一套较合适的评价指标。

2.3.7 经验反馈

2.3.7.1 内部事件经验反馈

1996 年度共发生各类事件 390 起,较 1995 年度有较大幅度的上升(升高 33%)。但核电厂运行事件较去年同期有较大幅度的下降(减少 35%)。这说明大亚湾核电站经验反馈体系已逐步完善,电站经理部和广大员工开始重视经验反馈、认真申报事件,使事件单与运行事件报告比例逐渐趋向合理。取得这些进步的主要原因可归纳为以下几个方面:

电站经理部和广大员工开始认识到“数据就是财富”，只有将每一个相关事件和设备失效都记录下来，才能有效地进行经验反馈和进行设备系统可靠性分析，才能进行 PSA 分析，才能对核电站的风险进行分析。

对事件采取了防微杜渐的方法。经验反馈工作得到重视，增加了事件的“透明度”，工作中存在的问题即时得以暴露出来，并采取了有效的改正措施，避免更大和更严重的事件的发生。这是运行事件大幅度下降的一个主要原因。

在 1996 年度，大部分事件发生在核岛机械。其中问题比较多的系统与设备如下：VVP 主隔离阀压缩空气系统；EPP 气闸门由于设备故障不可用；反应堆水池照明灯管理；RCV 管道支撑不够引起振动及金属疲劳等。其具体分析如下：

专业	事件数	百分比
NI 机械	135	35%
NI 电气	60	15%
CI 机械	82	21%
CI 电气	45	12%
其它 ^①	68	17%

1996 年度核岛发生事件比较多的系统主要有：

- VVP 系统（5 个事件，占总数 1.3%）

该系统主隔离阀伺服系统设备故障频繁。

- LHP/LHQ（15 个事件，占总数 3.8%）

该系统设备可靠性较差，启动拒动 7 次，启动拒动率高于国际标准。但通过 1996 年认真查找设备失效根本原因后，柴油机的拒动率已开始下降。

- EPP 气闸门

在大修过程中 EPP 气闸门经常故障不可用。曾发生过将工作人员关在气闸门内事件。

- RCV 系统

该系统部分管线支撑存在设计上的缺陷，由于振动引起管道金属疲劳，产生泄漏。

- REN 系统

该系统部分阀门经常泄漏，外部经验表明，一回路泄漏多半与 REN 系统有关。

- RGL 系统（12 个事件，占 3%）

该系统故障率较高并存在设计上的缺陷，EDF 外部经验和大亚湾核电站发生的事件根本原因分析的结果认为 RGL 系统 48 伏直流电源系统存在设计缺陷。

常规岛在 1996 年度故障较多的系统有：

- JPD, JPI 等系统（13 个事件，占 3.3%）

火警探测系统故障频繁。有人因事件，也有设备故障。该系统问题在 1997 年应给予重视。

- GEX 系统

该系统励磁机在大修中启动时十二根软连接烧毁。

- GEV 系统

主变调抽头导致 A 相瓦斯继电器动作，B 相分接头开关操作机构卡死。

- SEK 系统

① 其它项中包括违章、消防和电厂保安事件、工业安全事件。

该系统泵经常故障。

1. 事件原因

事件根本原因按 WANO 分类, 可分为三类:

- 人为因素 39%
- 技术因素 54%
- 外部因素 7%

2. 操作失误

1996 年人因事件率开始下降。特别是在 1996 年下半年度, 人因事件已降低到 32%, 低于 EDF 电厂的人因事件率。这说明 OPS 在管理上, 以及广大员工的核安全意识已有较大的改进。不过还未达到国际先进水平 (20%)。

1996 年度上半年误操作事件率是商运以来最高的 (10%), 但下半年度很快降到历史最低点 (4%)。究其原因是由于 OPO, OPM 和 OPT 等处狠抓改正行动的落实, 并针对存在的实际问题采取了比较强硬措施的缘故。另外一个很重要的原因就是: OPS 经理部很重视核安全文化和经验反馈, 并把经验反馈工作扩大到全厂每一个科与班组, 让广大的员工都意识到经验反馈的重要性。

3. 事件单和经验反馈单

1996 年的二十四小时事件单发送情况是商运以来最好的。这要归功于电站经理部对经验反馈的重视, 以及核安全文化的普及。广大员工已开始真正认识到, 申报事件是为了把存在的问题搞清楚, 防止同类事件的重复发生。另外, 鼓励事件“透明度”也起到了很好的作用。

不过在事件单管理上, 有些处还存在一些问题, 例如: 事件单重号, 还有些经验反馈单没有实质性内容。

4. 纠正行动的实施及跟踪

纠正行动的落实直接关系到经验反馈的有效性。1996 年纠正行动落实情况是比较好的。特别是在 1 号机组第二次大修 (102 大修) 过程中各处、各班组都将落实经验反馈纠正行动当做大事来抓, 使得 102 大修圆满地完成。102 大修的经验告诉我们: 经验反馈的纠正措施只有责任处处长亲自抓, 并将其落实到每一个相关岗位才能真正有效, 否则只是纸上谈兵。

另外各处经验反馈工程师对未落实的纠正行动要积极跟踪。如果某一个处纠正行动不能认真落实, 那么肯定重复发生事件会接二连三。

5. 重复发生事件

1996 年上半年度, 事件重复发生率为 11%, 下半年度, 事件重复发生率为 9%, 见图 2.3.7.1-1。

在人因方面主要是:

- 设备隔离和再线错误事件 (10 个事件, 占总数 2.5%, OPO 相关);
- 化学取样事件 (6 个事件, 占总数 1.5%, OPT 相关);

人因事件重复发生率呈下降趋势。

在技术方面主要有:

- RGL 系统设备故障 (9 个事件, 占总数 2.3%, 根本原因未全部找到);
- SAR 系统压缩空气泄漏 (根本原因未找到);
- KRT 系统和 LHP/LHQ 系统设备 (11 个事件, 占总数 2.8%, 根本原因未全部找到),

以及消防系统故障等。

技术方面的重复发生率变化不大。

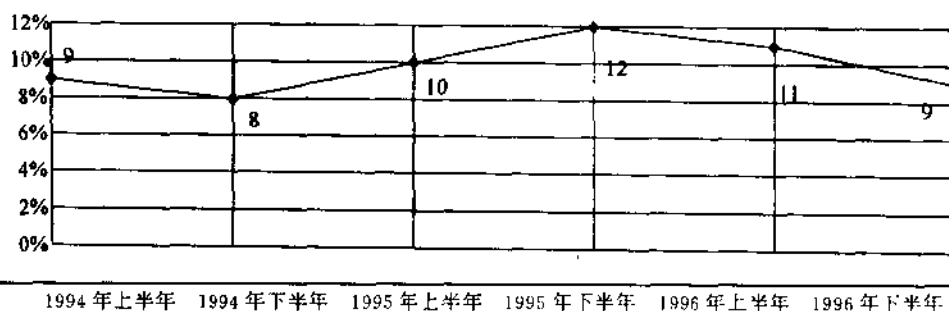


图 2.3.7.1-1 事件的重复发生率

2.3.7.2 外部经验反馈

1996 年共有 47 项外部经验被应用到实际工作中。这些外部经验为电站安全运行提供了有力的支持，使我们在许多工作中少走了不必要的弯路，节省了时间和费用。以下是其主要部分：

1. RCV 系统支管破裂

在 1 号机组第二次大修（102 大修）中，机组启动后不久，一回路泄漏率突然上升，上升速率很高，现场发现 1RCV 620 VP 下游管线破裂，主系统泄漏率上升。事件原因是由于 RCV 管线支撑缺陷引起管道振动面产生裂纹。类似事件在 EDF 机组曾多次发生过。例如：RCV 容控箱排气管线断裂。EDF 情况与大亚湾情况相同，均是由于振动引起金属疲劳，致使管道断裂。在 103/203 大修中，组织人员对类似管线进行了检查。

2. EDF 在 JPI 试验时误喷淋

在 102 大修，同一天发生二起 JPI 消防水误喷淋信号触发事件，一起在 RCP 003 PO，一起在 RCV 002 PO。类似事件在 EDF 机组曾发生过 70 多次，由此可见 JPI 误喷淋事件具有普遍性。误喷淋事件原因如下：人为误操作；阀门未关严；电气设备老化；设备安装缺陷等。采取的措施主要有：设备干燥后测绝缘，对不合理设计进行改造。为了防止类似事件重复发生，在 103/203 大修采取了有效措施。

3. RCP 主泵轴振动高

在 102 大修后，发现检修的二台主泵轴振动偏高。从 EDF 事件库中发现 EDF 机组也存在类似事件。并分为二种形式，一类是主泵轴振动在短时间内突然上升；另一类是主泵轴振动缓慢上升。对于不同类型的处理措施不一样，前者一般需要降负荷，如果振动消失可恢复正常运行，否则停机检修，后者一般在振动达 $300\mu\text{M}$ 位移量时停机处理。

4. 机组瞬间失去 48V 电源

大亚湾核电站 1996.8.18 在定期试验过程中，一号机组连续两次发生瞬间失去 RGL48V 控制电源，引起控制棒下插。与 EDF 机组情况相类似，EDF 在一段时间内曾经多次发生类似事件，其根本原因是 RGL 系统存在设计缺陷。该设计错误导致反应堆驱动机构保持线圈电源的可控硅整流器和 260V 电源断路器启动卡的 48V 控制电源经常丧失。由于瞬间失去 48V 电源 1-2 秒，造成指示灯损坏，引起 48V 直流电源系统瞬间短路。为此 EDF 对机组进行了改造，将 RGL 备用控制系统的一个 48V 电源通/断电源组件给 260V 电源断路器启动卡供电，并采用多用指示灯替代目前使用的指示灯，防止短路。

2.3.7.3 运行与设计施工之间的经验反馈

1. RGL 系统

该系统自商运以来,问题就比较多,EDF 也存在同样的问题,经常出现瞬间失去 48V 电源导致反应堆驱动机构保持线圈动作,引起反应堆紧急停堆事件。EDF 在对该类事件进行根本原因分析后,进行了改造。建议二核对该系统进行类似改造。

2. KRT 系统

该系统由于受大亚湾环境气候条件影响,故障率略高于法国 EDF 机组,类似情况还有核岛通风系统碘过滤器由于温度太高而失效。建议采取局部加热除湿或采用可带性高的新型号设备。

3. SAR 系统

核岛压缩空气系统空气质量不好会导致主给水调节阀及其核岛气动阀调节失灵,原因是 SAR 系统干燥剂 Al_2O_3 与压缩空气中水份起化学作用,形成氧化铝薄膜,堵塞 SAR 系统滤网,或使设备不可用,引起反应堆紧急停堆或降负荷。建议对 SAR 系统采取改造措施,采用双重滤网或极细滤网来防止 Al_2O_3 进入系统。

4. RIS, RCV, EAS, ASG 系统

大亚湾核电站在 1 号机组第二次大修(102 大修)后不久,1RCV620VP 下游管线破裂,泄漏严重。EDF 机组在 RIS、RCV、EAS、ASG 系统仪表管接头处也经常发生泄漏。根本原因是由于应力集中,振动产生金属疲劳。作为改进措施,建议将这一类仪表接管增加壁厚,加装防振环,并将连接管上的阀门换为较轻的阀门。EDF 开发 ASPIQ 专用工具来评估该类管线振动情况。

5. LHP/LHQ 系统

几年来的商业运行证明大亚湾核电站的应急柴油机系统的可靠性远低于国际标准。经多次改造和维修后可靠性有所改善。从事件分析看来大部分属于设计、安装和设备质量问题。如此重要的安全系统,这样高的故障率,说明设备在安装、调试验收过程中存在质量控制和监督方面的缺陷。

6. APA 系统

大亚湾核电站 2 号机组第三次大修(203 大修)第一次解体检查 2APA002P0 发现驱动端护环松脱,非驱动端护环未装。该事件的根本原因是由于泵在初始安装质量控制方面存在缺陷,作为经验反馈,该事件提醒我们要加强设备监造 QC 质量。

2.3.7.4 国际经验及姐妹厂经验交流活动

1. WANO 活动

1996 年 9 月 2 至 5 日,WANO 在大亚湾核电站举办“消除人因错误减少自动停堆事件国际研讨会”,会议有代表 20 人,共有 6 个国家和地区参加本次研讨会。宣读论文 12 篇,其中大亚湾核电站有 6 篇。会上来自不同核电站,运行研究所的专家们介绍了入因工程方面的最新先进经验,大亚湾同行介绍了我们运行初期取得的实践经验。与国外核电站相比,我们所采取的措施与它们的实践基本相符。

2. 姐妹电厂经验交流活动

1996 年 5 月和 11 月大亚湾核电站与秦山核电站举行了第五、第六届核电站运行经验交流会。

第五届核电站运行经验交流会在大亚湾举行。交流项目为:设备检修中存在的问题、换

料大修、一回路氧化、在役检查、辐射防护及三废管理等。

第六届核电站运行经验交流会在秦山举行。交流项目为：核电站日常运行管理、核电站工业安全管理、运行事件分析、物资采购管理、核电站业务计划管理等方面。

3. 1996年12月3日至5日IAEA专家在大亚湾举办ASSET方法和运行经验反馈讲习班

讲习班由国家核安全局主办，大亚湾核电站协办。该讲习班由IAEA事件安全分析专家Mr. B. THOMAS和Mr. P. BLISELIUS主持，课堂讲解与分组练习并举。

在讲习班上，以大亚湾核电站曾发生的四个事件做为例子，分四个小组，采用ASSET方法，先后进行了事件定级、事件逻辑树、直接原因、根本原因和纠正行动分析。经过三天的学习，与会学员（大亚湾、岭澳核电站约30人，国内其它单位约25人）对ASSET方法有了较全面的理解，并初步掌握了这一事件分析方法。

2.3.7.5 运行处内运行经验反馈

1. 运行处运行经验反馈工作的特点

以预防和监督为主，同时紧密跟踪和落实纠正行动三个环节。

(1) 预防人因操作故障和事件的发生。

a. 组织的保证

- 建立运行处经验反馈体系；
- 设置专职运行经验反馈工程师负责处内经验反馈工作。

b. 坚持经验反馈和事件培训

· 处内每周进行两次经验反馈教育，内容包括：运行周报、机组异常、事件分析报告、运行操作的经验与技巧以及操作应注意的问题；

· 处内提供运行周报、一个月的事件汇总作为值内经验反馈培训教材；

· 值长在班前会坚持经验反馈及事件分析讲解工作；

· 出版核电站运行事件报告汇编及操作经验与技巧汇编，作为运行人员和申请执照人员的考试资料，目的是让运行人员关心机组曾发生了什么事件以及如何避免；

· 强化运行经验反馈教育，即：在培训班进行经验反馈考试，培训操纵员以上人员，测试由处内经验反馈工程师出题，而现场人员由值长出题考试。

c. 对事件高发的运行活动提前进行专题培训和通报

· 机组换料大修前的专题培训

—以图解的形式列出机组换料大修期间事件的高发阶段（见图2.3.7.5-1），提醒运行人员各阶段曾发生了哪些事件。

—机组换料大修停堆前的吹扫；

—机组换料大修期间RCP水的传输；

—1号、2号机组换料大修期间曾发生的核电站运行事件。

· 机组正常停机停堆过程中应注意的问题

—机组功率降至 $P_n < 20\%$ 后；

—汽轮发电机组解列后；

—反应堆处于热停堆工况下；

—机组处于双相中间停堆（RRA连接）工况。

· 机组正常启堆、并网升负荷过程中应注意的问题

- 核仪表系统 (RPN) 问题;
- ASG 水箱水位违反技术规范要求导致机组状态后撤事件;
- 机组升功率过程中常发生的事件。

d. 针对运行处不同运行活动存在的风险和对策,用图解的形式标出(见图 2.3.7.5-2),提醒运行人员注意哪些事项,减少人因事件和避免事件重复发生。

e. 开展“明星”自检活动,防止人因操作故障

开展“明星”自检,针对运行人员习惯性的违章行为,要求运行人员运行操作要规范化。为配合“明星”自检活动,处内按照“明星”自检过程,摄制了录像作为值内培训教材。

(2) 监督人为操作过程,避免操作失误

a. 严格遵守运行管理程序

- 任何运行操作应遵守规程,操作前进行必要的风险分析;
- 交待任务要清楚,执行时要明确工作过程和风险;
- 养成严谨的工作态度,加强值内操作监护制和独立验证。

b. 制定和实施设备复役跟踪单

处内制定和实施设备复役跟踪单的目的是:

- 系统地保存并跟踪各个步骤(解除隔离、再线、再鉴定)的文件;
- 保证恢复过程的良好跟踪;
- 明确副值是整个设备复役过程的负责人;
- 完善使用设备(包括大修和日常维修)复役的全过程。

很明显制定设备复役跟踪单是针对维修活动后的重新役运和特殊运行方式进行密切地跟踪,实施设备复役跟踪单的目的是加强运行人员的责任感,加强相互验证和监督,避免操作过程中的漏项和失误。

从上面顺序来看,使用设备复役跟踪单给运行人员尤其是副值长增加了不少签字手续,工作过程也许有所延长,但通过机组换料大修和运行实践证明:实施设备复役跟踪单可以大大减少隔离、解除隔离、再线过程中出现的漏项和失误引起的事件,见图 2.3.7.5-3。

c. 开展运行操作质量考评

处内建立如下运行操作质量考评:

- 运行事件统计分析;
- 隔离、再线错误在运行事件中所占的比例;
- 隔离操作质量控制验证结果(分值统计);
- 解除隔离再线操作质量控制验证结果(分值统计);
- 隔离/解除隔离、再线操作质量控制验证结果(分值统计);
- 隔离/解除隔离、再线质量控制错误率。

(3) 落实和跟踪纠正行动

处内对发生的每起人因事件均采取如下步骤:(以 1996 年 6 月 6 日 2 号机组跳机停堆事件为例。)

弄清事件的过程→列出事件过程中出现的异常→深入分析引起事件的直接原因和根本原因(如图 2.3.7.5-4 所示)→制定纠正行动→跟踪纠正行动的落实(如:表 2.3.7.5 所示)。

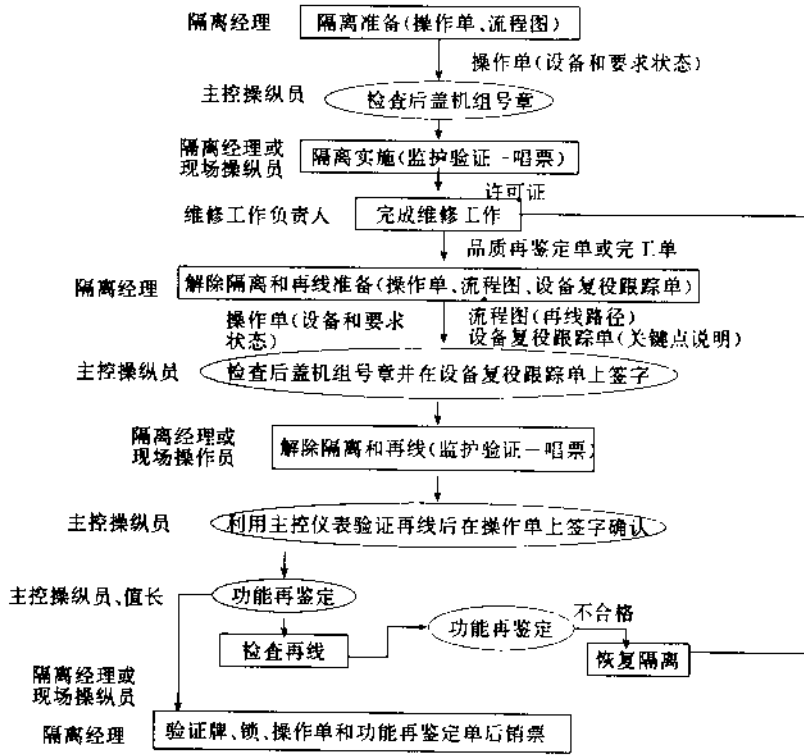


图2. 3. 7. 5- 3 隔离、解除隔离、再线工作过程

表 2.3.5.1-1 纠正行动

原因	纠正行动	负责单位	限期
一人因 • 不了解现场设备的风险，缺乏警觉； • 未及时向主控报告致使事故调查持续15小时； • 动态过程未能控制好SG水位； • 给2ASG001BA补水未开启CEX950VL	一核安全文化教育 • 学习总经理关于“6.6”事件的指示； • 加强事业心责任心的教育； • 加强核安全文化的意识教育。	OPO	30/6-96
• 推迟临界时间 一设计缺陷 • 供电盘（如：OLBM和9LKR）之间间距较窄；	一人员技能培训 • 对现场主要电气盘和开关的功能； • 机组动态过程中如何控制和调节S.G的水位，现明确规定跳机后S.G水位由自动调节； • 有关技术规范章节~ASG001BA水位的重要性以及ASG001BA水位控制的技巧和注意的事项； • 机组甩负荷至厂用电运行方式和空载运行方式的培训 一如何正确执行技术规范 一临时措施 • 贴警告牌 • 拉安全带	OPO OTC- OSL/OPO OPO	31/12-96 31/2-96 31/2-96 8/6-96

续表

原因	纠正行动	负责单位	限期
<ul style="list-style-type: none"> 开关结构和型式不合理(如:推进为断开); 重要开关无独立供电(即:OLBM8.10供0GEW450/452JA两个开关)。 	<ul style="list-style-type: none"> —长期措施 ·修改供电方式; ·加保护罩 	OTS OPM/ME	下次大修 30/8-96
—设备和控制保护缺陷	—进行研究和调查		
·为何引起 CEX 真空低保护动作;	·GRE 何种情况发带厂用电、而何种情况发空载运行信号;	OPM/MI	30/9-96
·逆功率保护为何动作;	·CEX 真空恶化的原因;	OPM/MI	30/9-96
·GSS130BA 为何 Hi-Hi 水位;	·调查和研究并检查逆功保护动作原因、GSS130BA Hi-Hi 水位的原因;	OPM/ME	30/9-96
·ARE 调节性能不太好	·ARE 调节阀内漏对控制的影响以及措施	OPM/MT	30/9-96

2. 小结

(1) 核电站运行事件数逐年减少(以给国家核安全局报告的事件为例)

- 1993年1号机组63起,2号机组5起,共计68起事件;
- 1994年1号机组29起,2号机组25起,共计54起事件;
- 1995年1号机组17起,2号机组18起,共计35起事件;
- 1996年1号机组12起,2号机组14起,共计26起事件。

(2) 机组大修期间运行事件数也逐次减少(以大修时间为序)

- 首次换料大修 1号机组10起,2号机组7起,共计17起;
- 第二次换料大修 2号机组7起,1号机组6起,共计13起;
- 第三次换料大修 2号机组5起,1号机组1起,共计6起。

(3) 计划外停机停堆的次数逐年减少

- 1995年1号和2号机组共发生11次计划外停堆停机事件;
- 1996年1号和2号机组共发生6次计划外停堆停机事件。

(4) 不足之处

- 机组换料大修期间违反技术规范的运行事件时有发生。

1996年2号机组第三次换料初期一连发生三起核电站运行事件,这三起事件均违反技术规范,事件的原因是换料大修期间机组状态的变化比较频繁,介入的人员比较多,因而出事件的几率大。

- 未严格执行规程,以致个别事件重复发生

因操作中未使用规程或未严格按规程操作造成个别事件重复发生,如:投运RCV除盐床引起RCP硼化有3起其根本原因认为投运RCV除盐床是一种简单操作,属操作前不看操作规程,操作时不用规程的一种典型不规范操作行为。

- 培训不足,技能缺乏引起的事件也时有发生

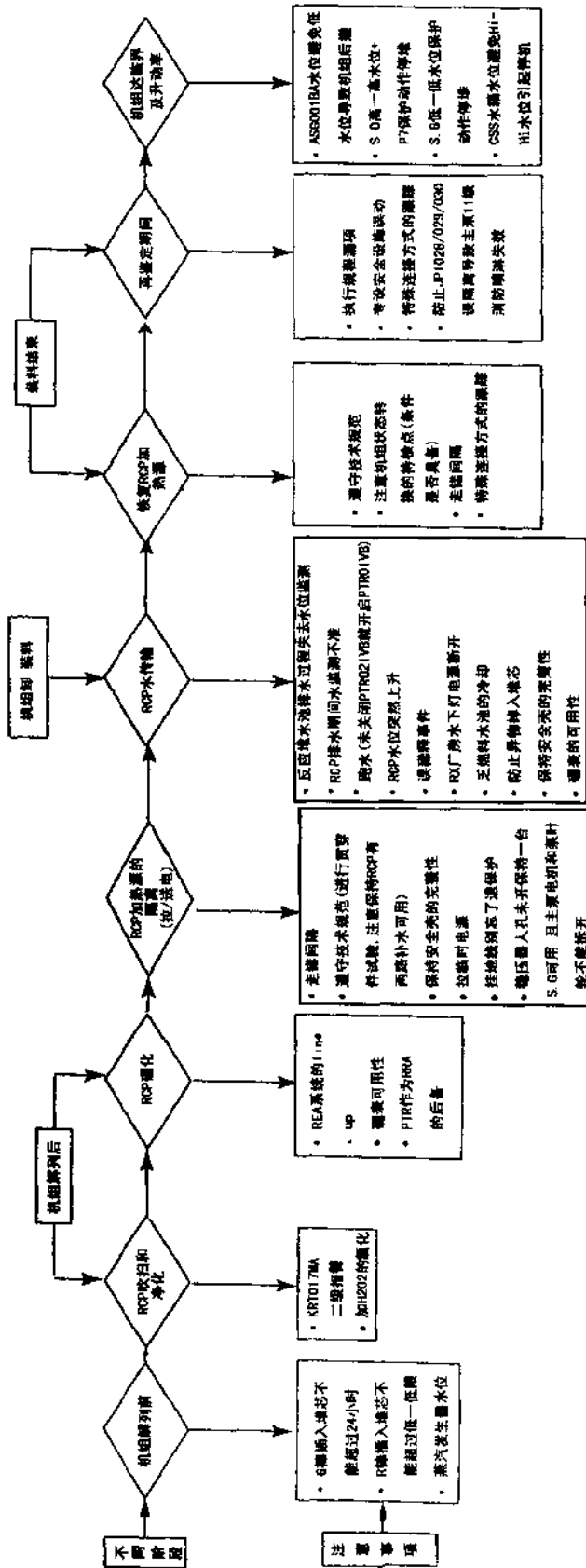


图2.3.7.5-1 机组换料人修期间事件高发阶段

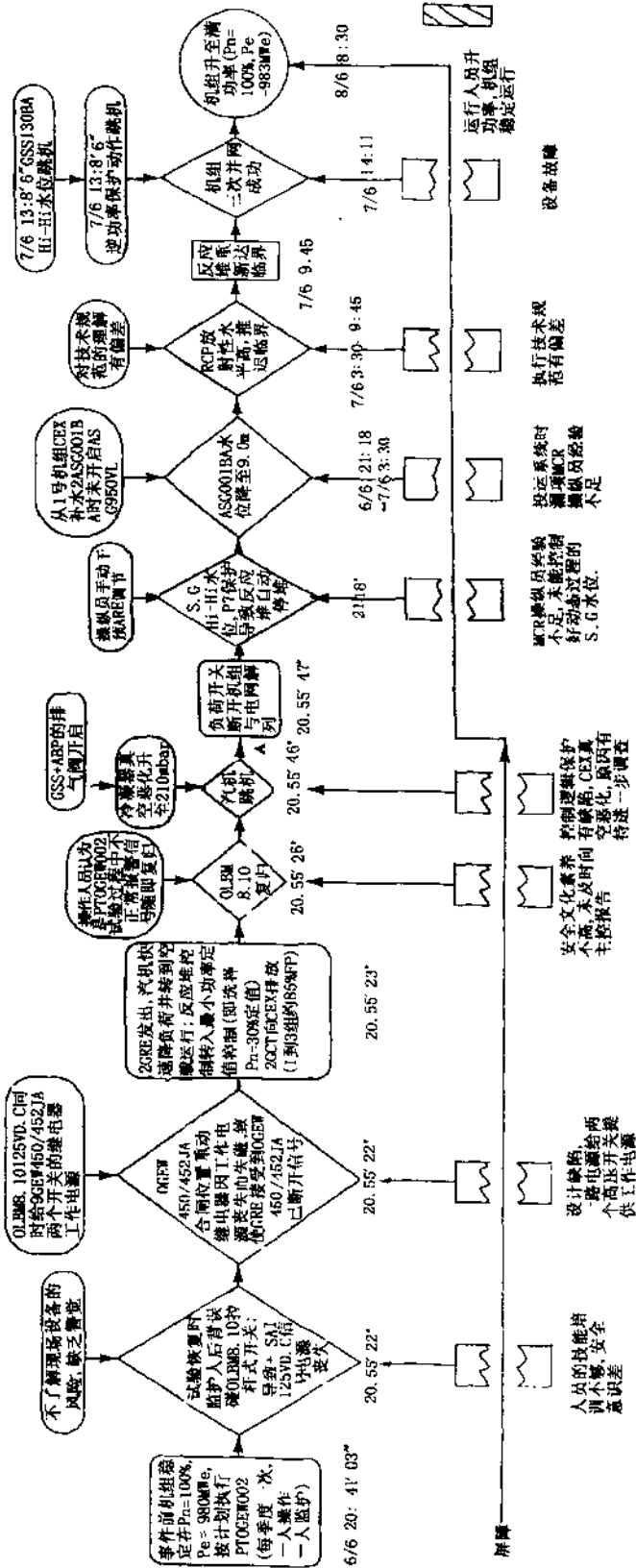


图2.3.7.5-4 “6.6”事件序列

应核电形势发展的要求，造成运行人员变化大，不同岗位的人员变更比较多，培训计划和内容跟不上而带来一些运行人员自身的专业和对现场系统和设备不太熟悉。如：1996年6月6日1号机组操纵员下现场执行PTOGEW002定期试验，因对现场一些电气开关不了解，后背误碰01BMO01TB盘上中部一拉杆式125VDC电源开关(01BMO8-10)的拉杆导致2号机组跳机和随后的停堆，事后不知道该开关造成了2号机组跳机停堆就是一例。

2.3.8 备品备件和工具管理

2.3.8.1 备品备件采购管理

大亚湾核电站运行三年来，备品备件采购和库存消耗积累了大量的数据。因此，结合大亚湾的实际情况，在管理方面，采取了一系列的改进措施。其中1996年的备品备件采购管理，在保证核电站安全运行的前题下，主要做法如下：

1. 加强备件采购计划

备品备件采购计划的首要目标是保证电站的安全运行，及时补充已消耗的备件，其次要搞好备件的批量经济采购，争取更好的经济效益。

(1) 计算机库存补充采购申请(CRO)

至1996年底库存物资的品种达44,217项，属CRO范围的为18,310项。为了充分发挥CRO在常用物资备件库存补充方面的作用，合同供应处(OCS)早在1995年中，就修改了CRO的范围和打印条件，理顺审批的流程。

修改后的CRO范围为：

- 有GNPCODE的库存物资；
- 最大库存量大于零，有采购点；
- 有采购和消耗记录。

打印条件为：

- 属CRO范围内；
- 库存量等于或小于采购点；
- 没有未完成采购的项目。

修改后的CRO在1995年底正式投入使用，每个星期打印一次。在电站第二次大修中，发挥了较好的作用。在第二次大修期间共打印了1736项CRO，及时提出了备品备件的采购申请。表2.3.8.1-1是1994年至1996年备品备件采购申请状况：

表 2.3.8.1-1 备品备件采购申请状态

	1994年	1995年	1996年
CRO	0	755	2,477
MRO	10,971	6,593	5,024
UMR	514	238	192

从表中可以看出，CRO采购的数量逐渐增加，而“电化备件采购申请单”和“紧急采购申请”(UMR)都呈逐年减小的趋势。特别是紧急采购申请数量的减少，说明了CRO的有效性及其在采购计划中的重要地位。

(2) 电化备件采购申请(MRO)

建立MRO是为了进一步规范备件采购申请,帮助用户在申请时核查是否重复采购,最小/最大库存量是否合理等。特别是用户根据现场的需要修订最小/最大库存量,为以后的CRO运转打下良好的基础。同时,MRO的使用也实现了申请单的数据共享。

(3) CRO 和 MRO 的结合

CRO实施后也带来一些新问题,主要困难在采购方面。由于CRO是根据每一项库存备品备件的消耗情况打印的,这造成相同供应商的备件采购极其分散,无法现成地进行批量采购,因此采购计划主要工作是集中分散的CRO,在满足现场需要的前提下,使其成为经济采购。

根据广东大亚湾核电站三年多的运行经验,大部分的备件采购申请在大修准备初期提出,其中1996年的MRO在7至9月份提出的约占全年的40%。

因此,需有效地结合CRO和MRO,使之成为月度、季度和年度采购计划。

2. 库存量控制

为了更有效地搞好库存控制工作,OCS在1996年中成立了库存控制组,主要工作范围包括:

- 采用一切方法和技术,将库存维持在合理、经济的水平;减少采购费用;
- 管理库存补充采购;
- 与技术归口人讨论确定备品备件的最小、最大库存量、采购点和经济采购量。

库存控制组成立以后,审核了716项CRO,另加上MRO共审核了2162项库存备品备件的最小、最大库存量。审核MRO申请单时,发现问题,及时征求用户的意见,取消和减少部分库存物资的采购量。1996年下半年这项工作共节省约70万美元的采购费用,在库存控制方面起到积极的推动作用。

3. 物资采购的归口管理和备件采购申请过程的简化

在OCS和预算管理部门的推动下,OCS将于1997年开始电站物资采购的归口管理工作,并参与了1997年备品备件的采购预算编制。为了控制新增库存的备品备件,OCS提出了“新增库存补充采购预算”的概念,并将于1997年起实施。

由于1996年的第三次大修备品备件的采购申请审批时间过长,导致部分供应商无法按我们的需要日期交货。针对这个问题,OCS根据公司的“合同与采购手册”提出简化现有备件采购申请程序的建议,以缩短审批时间。

4. 采购过程

采购继续根据公司的《合同与采购手册》和电站的管理程序进行。1996年向328家供应商采购了4010项备品备件,其中76%为国外采购。过去三年的情况见表2.3.8.1-2。

表 2.3.8.1-2 备品备件采购情况

	1994年	1995年	1996年
项目数	21,684	6,477	4,910
供应商(国外)	521家	293家	249家
供应商(国内)	98家	95家	79家

OCS与维修处和质保处等组团走访了欧洲16家备件供应商,审查了它们的供货能力和质保体系,加强了对国外备件供应的控制,同时也为今后直接采购Q1和Q2级的备件打基础。

在1996年，OCS加强了催货和差异项管理。超过预定交货期一星期的订单，转由采购员负责催货，差异项的消除也由采购员直接与供应商联系解决。

此外，OCS计划科建立了“等备件工作票的备件采购清单”和“用户催货清单”，更好地为现场服务。

5. 运输、报关

在原有运输渠道的基础上，OCS与另一香港公司签订了紧急运输协议，保障了周末和节假日的紧急运输服务。

1996年国家在海关政策上做了较大的调整，取消了电站以往每月集中报关的方式，使进出口办公室的工作量和工作复杂程度增加。经努力，进一步理顺了与口岸联检单位的关系，较好地完成了电站进口物资的审批和报关工作。并连续九年获得九龙海关颁发的“信得过企业”荣誉称号。

6. 验收

验收是保证电站合格备件供应的一个重要环节。1996年OCS加强了仓库管理人员的业务培训，规范了用户参与重要和复杂备件的验收，并在“设备和备件管理系统”上加了验收标志，采购员参与验收方面的工作也有所加强。这样，除了数量、外观、文件等方面的验收外，加大了质量检验的力度，有利于及时发现不符合项，采购员也可及时跟踪，向供应商提出索赔。过去三年的验收情况见表2.3.8.1-3。

表 2.3.8.1-3 备品备件验收情况

年 度	1994 年	1995 年	1996 年
验收项目数	22,066	14,859	5,173

7. 计算机采购管理系统的改进

现有的计算机采购管理系统(PMS)是建立在IBM4381型大机上的，基本可提供采购所需信息。如项目技术资料、单价、数量、单位、订单号、供应商、预计交货日期、实际到货日期等，而且能提供各种管理报表。但是此系统是建立在大机器上的，缺乏灵活性，无法打印询价单和订单；采购员无法充分利用备品备件数据库的资料，询价单和订单都靠微机输入和打印；订单发出后，再由计划科输入PMS系统；这样不仅造成重复输入的人力资源浪费，而且，备件采购过程中，缺乏有效系统管理。

根据上述情况，OCS于1995年准备并建立了新的“订单管理系统”(POP)的功能需求说明书。经公司计算机中心的努力，在微机网络上开发的POP系统于1996年12月投入试运行。完成采购员的操作培训后，将于1997年初正式运行。

2.3.8.2 备品备件库存使用状况分析

1. 库存物资使用状况分析

从保持库存的目的出发，可将库存物资划分为两类：

第一类称为库存生产物资，用于满足可预计的日常生产维修需要；

第二类称为库存战略物资，用于满足重要设备出现意外故障时的维修需要，这些设备的失效将对电站的安全性和可用性造成重大影响。

按照上述分类，1996年库存和库存消耗统计数据见表2.3.8.2-1及图2.3.8.2-1。表中数据反映出：

· 大亚湾核电站库存中战略物资占总库存五分之四，由于战略物资在运行初期使用率极低，造成总库存周转率偏低。

· 在 1996 年领用的库存物资中，三分之一为战略物资，三分之二为生产物资。

2. 三年库存管理统计数据

为了反映库存管理的重点，将三年来库存、消耗和盘点的的数据加以统计，详见表 2.3.8.2-2 及图 2.3.8.2-2，从表中数据可以得出以下结论：

· 1995、1996 年库存品种相对变化很小，说明目前库存品种已满足生产需求。

· 三年来库存金额基本上呈线性增长，每年平均增加 1200 万美元。由于第一批库存订单基本到货，因此 1996 年库存增长较 1995 年库存增长慢。

· 库存消耗金额比较稳定，反映出每年生产对库存物资的需求，大约为 600 万美元。1995 年库存消耗品种较多，主要是由于 1995 年内有二次十年大修。

· 随着库存变化的减小，库存数据的准确率在提高，因此三年的盘点差错率也在逐年降低。1996 年库存差错率说明库存管理在改进量化指标方面做出很大的努力并取得了显著的成绩。

表 2.3.8.2-1 1996 年物资消耗分类统计 (96.01.01~97.01.10)

项 目 类 别	消耗 (USD)	平均库存 (USD)	库存周转
库存生产物资 (RUN)	\$ 3, 817, 021	\$ 20, 567, 769	18.56%
库存战略备件 (SSS)	\$ 2, 292, 483	\$ 76, 440, 003	3.00%
合 计	\$ 6, 109, 504	\$ 97, 007, 772	6.30%

表 2.3.8.2-2 三年库存统计

年 度	1994 年	1995 年	1996 年
年终库存 (品种)	36980	43956	44186
年终库存 (金额)	\$ 79, 693, 051	\$ 93, 810, 032	\$ 105, 563, 966
库存领用 (品种)	9488	15676	10036
库存领用 (金额)	\$ 5, 335, 000	\$ 6, 774, 075	\$ 6, 076, 373
库存盘点 (品种)	25596	8362	14308
差错率	6%	5%	0.49%

2.3.8.3 工具管理

1. 工具管理机构

核电站的换料大修和日常维修都离不开工具，合格的工具是核电站进行维修活动所必不可少的四个重要因素之一。大亚湾核电站的维修工具由维修处服务科工具组集中管理，下设专用工具库、通用工具库、计量、维护四个专业小组，负责专用工具、通用工具、个人工具、计量检定和工具维护的管理。

2. 工具现状

大亚湾核电站的工具根据用途和使用区域分为专用工具（包括核岛用专用工具、常规岛用专用工具、BOP 用专用工具）和通用工具（包括控制区用工具、非控制区用工具）。工具主

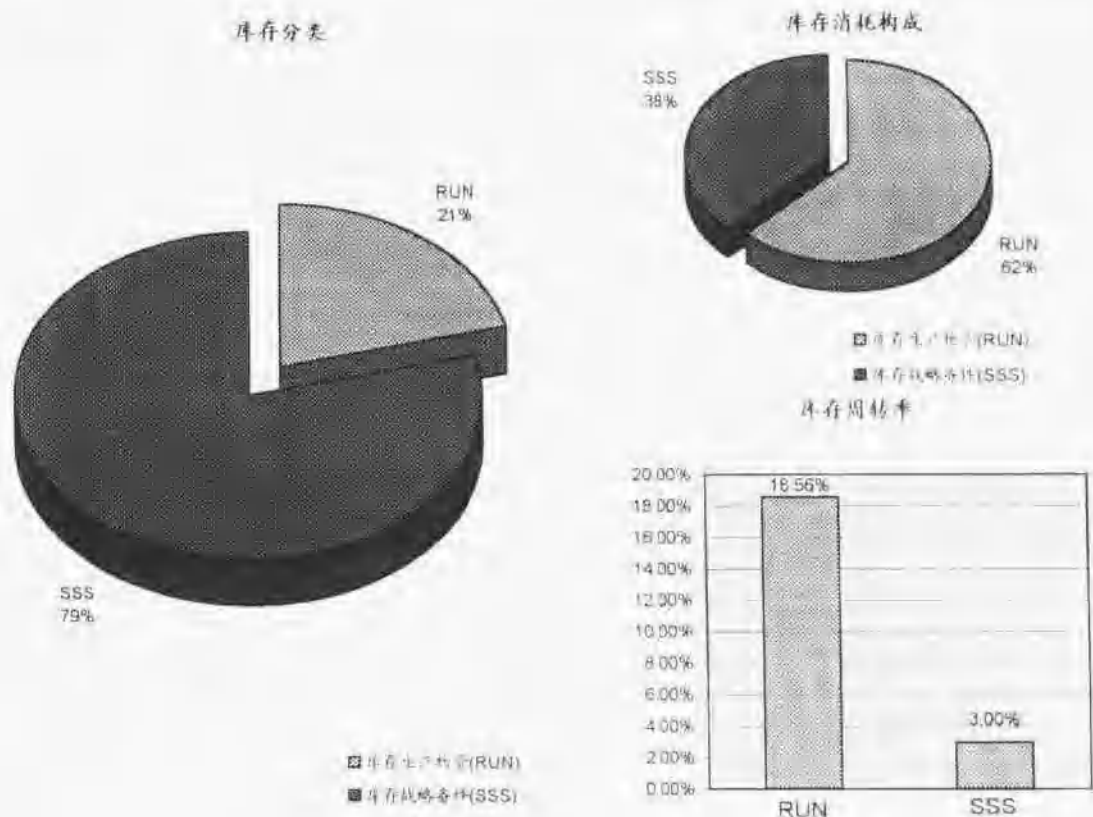


图 2.3.8.2-1 1996 年物资消耗分类图示

要来源为工程安装完成后移交的和直接采购的，也有部分自行制作加工以满足需要。

截止 1996 年底，专用工具有 705 套共 18000 多件，通用工具 300 多种共 3 万多件，其中重要的专用工具有 90 多套。这些工具分别存放在五个工具库内，见表 2.3.8.3.1。

表 2.3.8.3.1 工具分布状况

序号	工具库名称	储存面积	区域类型	工具数量(件)	主要工具名称
1	AF 专用工具库	1739m ²	冷区	25002	常规岛及 BOP 专用工具、葫芦、钢丝绳等吊具
2	AF 通用工具库	350m ²	冷区	16126	电钻、扳子、钳子、量具
3	AC 专用工具库	135m ²	热区	7105	核岛专用工具、通用工具
4	核岛热工具库	58m ²	热区	3928	电钻、扳手、钳子、量具
5	AA 车间工具库	70m ²	冷区	16547	刀、量具、机床附件

3. 工具管理

(1) 工具管理包括：工具研制开发、采购、接收、编码、贮存、出借归还、工具去污、维护维修、定期试验、计量检定、报废补充。其管理流程见图 2.3.8.3-1。

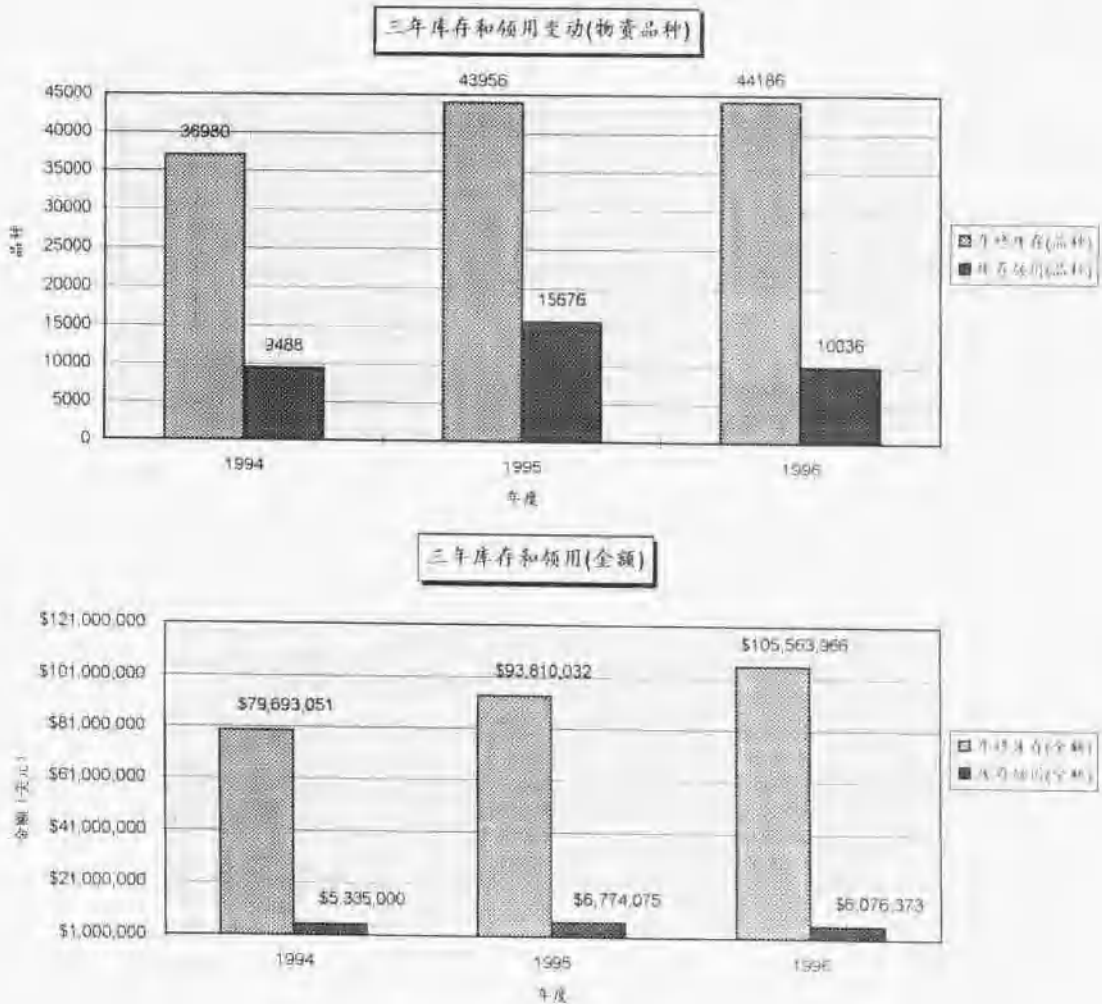


图 2.3.8.2-2 三年库存图示

(2) 维持工具质量和性能所要求的技术管理工作见表 2.3.8.3.2。

表 2.3.8.3.2 工具技术管理要求

类别	主要工具名称	维护	维修	试验	稳定	参照标准和依据	主要负责单位
吊具类工具	钢丝绳、专用吊具、葫芦、卸扣	✓		✓		电力安全工作规程	OPM
计量类工具	卡尺、力矩扳手、百分表、平尺平板	✓	✓		✓	国家计量法规	OPM
电动类工具	手电钻、切割机、抛光机	✓	✓	✓		电力安全工作规程厂家说明书	OPM
液压类工具	千斤顶、液压扳手、液压拉码	✓	✓	✓		电力安全工作规程厂家说明书	OPM
气动类工具	阀门工具、堵漏工具	✓	✓	✓		电力安全工作规程厂家说明书	OPM
NI 重要专用工具	RV 螺栓拉伸机、电视检查工具、SG 堵管工具	✓	✓	✓	✓	核电站规程、操作和维护	OPM
CI 重要专用工具	螺栓加热器、对轮磨孔工具	✓	✓	✓	✓	核电站规程、操作和维护	OPM

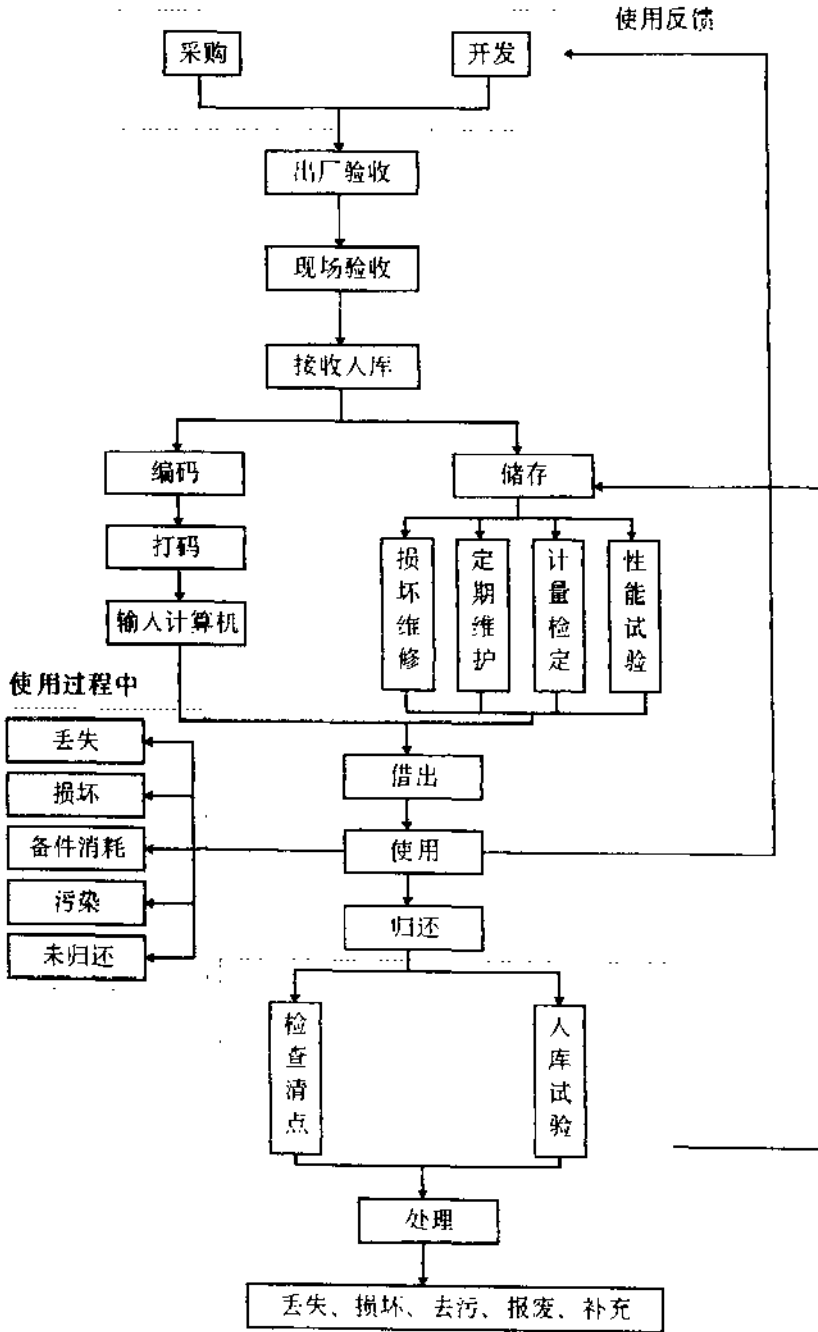


图 2.3.8.3-1 工具管理流程

(3) 计量检定现已设立力矩计量室和长度计量室，并达到国家计量传递 2 级标准，主要负责整个大亚湾核电站力矩和长度测量工具的计量检定。

(4) 工具状态通过 STI (专用工具) 和 CTS (通用工具) 计算机管理系统进行管理。管理信息包括：工具编码、功用、供货厂家、使用区域、储存位置、出借归还、检定日期、维修

信息、人员授权、使用文件等。

(5) 已建立的管理程序包括《工具管理政策》、《专用工具的研制和开发》、《专用工具管理程序》、《通用工具管理程序》、《计量管理程序》和《个人工具管理程序》。

6. 1996 年完成工作量统计

- 出借工具 8287 次, 53290 件;
- 接收工具 1300 件;
- 工具维修 854 件;
- 工具性能试验 1434 件;
- 工具维修及试验 1075 件;
- 工具计量检定 1631 件 (外检 699 件, 内检 932 件)

2.3.9 电站计量管理

保证计量监督的公正性与相对独立性, 保证核电站量值传递的准确性, 进而对核电站的运行、维修与其他技术服务提供准确、可靠的数据是计量管理的首要任务。

为了加强对计量工作的管理, 电站成立了以中方主要领导为首的技术监督领导小组, 并于 1996 年七月成立了“广东大亚湾核电站计量室”, 明确计量室是电站计量监督管理的归口单位。

1. 管理机构

广东大亚湾核电站计量管理的上级归口部门为广东省电力工业局计量办公室。依照国家计量法及有关规定, 核电站的计量工作同时也要接受国家、省、市技术监督部门以及电站技术监督领导小组、质保部门的监督和检查。

2. 计量工作现状

(1) 目前核电站内部涉及到计量工作的部门有 3 个处的 6 个科, 它们是:

技术服务处的性能试验科、化学科。

维修处的仪表科、电气科、现场服务科。

保健物理处的辐射防护科。

(2) 计量器具的总台数为 4318 台(件), 其中在电站内部可完成的检定数量占全部计量器具的 83%, 外部检定单位 10 余家。见表 2.3.9-1。

表 2.3.9-1 广东大亚湾核电站计量器具统计

计量器具所在单位	计量器具总数 (台、件)	内部周期检定数	外部周期检定数	外部检定占总台 数百分比 (%)
技术服务处性能科	225	126	99	44
维修处仪表科	333	305	28	8.4
维修处电气科	204	152	52	25
维修处服务科	1492	919	573	38
保健物理处辐射防护科	2064	2042	22	1
总 计	4318	3544	738	17

注: 以上统计为截止至 1995 年底核电站非化学计量器具的数量。

(3) 计量标准装置 12 个 (见表 2.3.9-2) 拟建标的标准装置 6 个。

表 2.3.9-2 广东大亚湾核电站计量检定标准统计

标准检定室	标准装置	标准等级	标准计量器具数	发证机关	标准检定室所在部门	建标(复查)日期	有效期(年)
温度	铂电阻温度计	二等	4	广东省电力局	技术服务处性能科	1996.09	5
	水银温度计	二等	3				
压力	数字式压力校验仪	0.05%	5	广东省电力局	技术服务处性能科	1995.03.15	5
	二等活塞压力计	0.05%	3				
电测	数字多用表	0.0003%	5	广东省技术监督局	技术服务处性能科	1996.11.01	3
力学	力矩扳手	一级	6	广东省技术监督局	维修处服务科	1994.08.16	3
万能量具	百分表	0-10mm	7	广东省技术监督局	维修处服务科	1994.05.25	3
	游标卡尺	四等二级	10				
	测微	四等二级	10				
辐射计量	γ射线照射量	一级	4	广东省国防科工办	保健物理处辐射防护科	1995.03.01	5
	α、β表面污染仪	二级	15				
	个人剂量计	二级	4				

(4) 具有检定员资格的有 66 人, 其中实验室的检定人员 21 人。

3. 计量室职责

广东大亚湾核电站计量室业务上接受国家、省、市及电力系统技术监督部门的领导和检查。在电站技术监督领导小组的指导下进行量器具的检定与管理, 以保证电站内部(包括承包商)所有计量活动能在计量法规和质保程序的控制下, 达到量值传递的准确可靠。

(1) 对电站内部各计量检定相关单位(辐射剂量、化学、热工、电测、电能、力学、万能量具等)的计量执法和量值传递工作进行例行监督和检查。

(2) 作为电站计量检定管理的对外接口单位, 向上级计量主管部门汇报工作并接受检查。

(3) 负责电站内计量标准的建标与复查以及年度周期检定费用的统一预算与申报。

(4) 协调计量检定员的培训和改换取证(换证)工作。

(5) 组织计量监督方面的学习与交流。

4. 计量检定管理

计量检定管理应起到对计量执法和量值传递工作的日常监督和检查的作用, 以确保核电站开展的计量工作符合计量检定规程的要求和检测能力, 并保持考核认证时的技术水平。

凡在核电站内部进行的计量检定、测试工作除接受国家计量法令、法规的监督外, 还要由质保部门定期(或不定期)的监查。发现问题及时整改, 提出经验反馈, 采取纠正行动, 使计量管理工作能够按章有序地进行。

对计量检定人员和计量器具均采用计算机管理, 动态掌握电站检定人员及计量器具的状况, 并保证计量器具能按周期进行检定, 同时对计量器具实行分类和彩色标识管理。

5. 周期检定控制

核电站计量器具的周期检定依照检定规程和周期检定计划的要求, 共分为内部检定和外部送检两个部分:

(1) 内部检定：对于电站内已建标的标准检定装置，对其所能覆盖的计量器具，一律在电站内部完成检定和测试。

(2) 外部送检：对于电站内部未建标，无条件完成检定的强制性检定计量器具应按照周期检定计划的要求，本着就地、就近的原则，送国家或地方计量部门检定或测试。对于国内无法完成的可考虑送国外检定机构或原厂家完成检定。

6. 非法定计量单位及特种计量器具

由于核电站系统设备全部为引进，及其技术责任的特殊性，加之运行操纵及部分维修人员（包括安装、调试人员等）已熟悉了现有的现场工作环境，对现存的一些非法定计量单位难以更改。故向国家技术监督部门提交了专门报告，申请保留其现行的非法定计量单位，并得到批复认可，这主要基于对核电站安全的考虑。

对于特种计量器具，主要指用于辐射剂量、化学分析、无损检测等计量器具。它的检定、测试方法较为特殊，要在特殊场所或采用标准物质进行检定。用于辐射剂量检定的标准源及化学的标准物质，责任单位均妥善管理，严格按照国家计量检定规程及周期检定计划完成检定和测试。

同样，对于“现场温度指示仪表、铂电阻、热电偶就地检定测试”，国家技术监督局也有批复。为保证控制系统的可靠性，考虑到供应商提出的技术规范及核电站放射性控制要求，可以用经标定的相应计量器具对部分仪表进行现场检定和测试。对目前尚无法按现有检定规程进行现场检定的，可以参照供应商提供的检验方法与有关计量技术机构一起，商议制定一个适合核电方面的温度仪表现场检定的暂行检定方法，以保证量值的统一和准确。

2.3.10 合同及承包商管理

2.3.10.1 合同项目内容概要

1. 概述

1996 年度电站共对外签订新合同 144 个，并通过业已存在的部分长期框架合同发出了一系列的变更令，妥善解决了大亚湾核电站对外经济交往所产生的商务问题。本年度成交合同金额折合美元约 80M USD，主要分布在以下几个方面：

- 浓缩铀和燃料组件供应合同
- 机组大修类合同
- 日常维护类合同
- 项目技术改造类合同
- 可行性研究类合同
- 劳务技术支持类合同

2. 项目内容概要

(1) 浓缩铀和燃料组件供应合同

利用公司与中国原子能公司之间的长期《浓缩铀供应合同》从俄罗斯 TENEX 和国内气体扩散厂采购浓缩铀共 42 吨；利用公司与宜宾核燃料元件厂的《燃料组件加工合同》为本年度两台机组的大修提供新燃料组件共 88 组。

(2) 机组大修类合同

1996 年度两台机组先后进行了各一次正常换料大修（1 号机组第二次大修和 2 号机第三次大修，简称 102 大修和 203 大修），根据核电站大修的项目和内容，1996 年度共签如表

2.3.10.1-1 所示各类合同。

表 2.3.10.1-1 1996 年两台机组大修主要合同

序号	项目内容	承包商	102大修	203大修	备注
1	核岛大修	FRAMEX	✓	✓	* 核岛项目
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	堆芯套管涡流检查	核动力运行研究所	✓		
5	APG 系统涡流探伤检查	核工业无损检测中心		✓	
6	蒸汽发生器冲洗支持	SRA-SAVAC	✓	✓	*
7	MIS 机检查和运输	Intercontrole		✓	*
8	核岛通用服务	核动力研究设计院	✓	✓	
9	DEG 制冷机 15000 小时维修支持	FRAMEX	✓	✓	
10	蒸汽发生器堵板拆装	中核总 23 公司	✓	✓	
11	贯穿件打压试验	中国核动力研究设计院	✓	✓	
12	安全壳密封及打压试验	广州市教捞局	✓	✓	
13	PTR 水箱防腐处理	武昌造船厂技术服务公司		✓	
14	常规岛大修	深圳淮电检修公司	✓	✓	* 常规岛项目
15	常规岛压力容器在役检查	电力部苏州热工所	✓	✓	
16	BOP 大修	东北核电建设公司	✓	✓	* BOP 项目
17	2 号主变检修	东北核电建设公司		✓	
18	CFI 粗格筛防腐处理	武昌造船厂技术服务公司		✓	
19	CRF 防腐处理	武昌造船厂技术服务公司		✓	
20	核岛大修劳务支持	中核总 23 建设公司	✓	✓	* 加入到 FRAMEX
21	常规岛大修技术支持	GEC-A	✓	✓	* 加入到 OPM
22	应急柴油机检修技术支持	武昌造船厂技术服务公司	✓	✓	加入到 OPM

注：带“*”的为金额较大合同项目。

从表中可以看出，随着机组运行年限的增长，管道和设备的防腐项目将日益增多。

(3) 日常维护类合同

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解决。1996 年度，公司基本上维持了 1994、1995 年度就存在的承包商的长期维修保养合同关系。这些合同列在表 2.3.10.1-2。

表 2.3.10.1-2 1996 年度核电站日常维护类合同

序号	项目内容	承包商	现场人数	备注
1	核岛日常维护	中核总 23 建设公司	50 (106 人备用)	加入到 OPM，由 OPM 安排日常工作
2	常规岛日常维护	深圳淮电检修公司	26	
3	BOP 日常维护	东北核电建设公司	25	
4	电气、机务维修	东北核电建设公司	70	总包项目
5	土建维修	深圳华兴建设公司	96	

续表

序号	项目内容	承包商	现场人数	备注
6	控制区核清洁	中国核动力研究设计院	51	
7	行政办公楼空调维修保养	核电供水管理所	20	
8	厂区空调维修保养	深圳开利公司	4	
9	辐射防护仪表维修	解放军防化研究院	8	
10	航标维护和码头管理	上海港务公司	6	
11	白蚁、虫害、鼠害防治	深圳白蚁防治中心	8	
12	AST、IBM 微机维修	深圳新明星公司	4	
13	厂区电梯维修	深圳赛格物业管理公司	8	
14	主机房空调系统保养	Libert Asia Ltd.	0	
15	行政办公楼消防维护	蛇口高力消防工程公司	2	
16	贮氦气瓶检修	粤港气体公司	0	
总计			184 (其中 106 人备用)	

(4) 项目技术改造类合同

与 1994-1995 年相比, 1996 年度核电站的更新改造项目得到明显的控制, 无论从数量上还是在规模上都有较大的减少。主要更新改造项目见表 2.3.10.1-3。

表 2.3.10.1-3 项目技术改造类合同

序号	项目内容	承包商	备注
1	反应堆压力容器封头更换	FRAMATOME	2002 年实施
2	KZC 系统读卡头改造	解放军防化研究院	已实施
3	SEK 系统改造	核工业第七研究院	1997 年实施
4	水核线 9 号塔改造	深圳市供电局	已实施

表 2.3.10.1-3 所列改造项目都与机组的核安全和可用率密切相关。通过实施这些改造, 机组的健康水平将得到改善, 为 1997 年度的稳定运行打下基础。

(5) 可行性研究类合同

在实施表 2.3.10.1-3 所列改造项目的同时, 核电站经理层从机组的长期稳定和安全运行出发, 已着手委托有关院所进行一些项目的可行性研究, 详见表 2.3.10.1-4。

表 2.3.10.1-4 可行性研究类合同

序号	项目内容	承包商
1	第二备用电源可行性研究	广东省电力勘测设计院
2	第五台柴油发电机组可行性研究	核工业第二研究设计院
3	设备可靠性数据库开发	机械部机械科学院

(6) 劳务技术支持类合同

1996 年度核电站劳务技术支持方面的特点是：国外劳务技术支持人数减少（已从 1995 年度的 26 人减为 1996 年度的 16 人）。与此同时，为建立和培养一支稳定可靠的国内专家技术支持队伍，为中国核电的滚动发展积累知识和人才。公司在 1996 年度与国内一些有实力和专业的院所签订了条件等同的技术服务合同。详见表 2.3.10.1-5。

表 2.3.10.1-5 劳务技术支持类合同

序号	承包商	现场人数
1	EDF	14
2	KEPCO	2
3	核动力研究设计院	50
4	核动力运行研究所	0
5	苏州热工所	11
6	中通	3
7	核工业第七设计院	9
8	核工业第五设计院	0
9	凯利公司	230
总计		319

表 2.3.10.1-5 中所列人员都编入核电站各职能处室，日常工作由其所在处室安排，其人事、行政关系则由其原单位负责。

2.3.10.2 承包商管理

在总结 1994、1995 年承包商合同管理工作得失的基础上，1996 年度承包商合同管理水平步入新台阶，公司上下都认识到正确处理与承包商的关系的重要性。1996 年 11 月 19 日总经理部会议纪要中对这一思想作了总结，即：我们与供货商的关系不能单纯当作商品买卖关系、合同关系，更重要的是伙伴合作关系。我们应该把供货商、承包商作为我们团队的一个成员，大家共同营造核行业良好的“大团队”精神，核安全的基础就会更加牢固，核安全才真正有保证。

基于这一思想，1996 年度承包商管理工作主要体现在以下几个方面：

(1) 公司级领导、电站领导对一些主要承包商进行了一系列的访问，如 FRAMATOME、GEC-A、淮南电厂、宜宾核燃料元件厂、国内设计院所等。这为合同管理工作创造了良好的外部环境。

(2) 与核岛大修承包商 FRAMEX 先后签订了 1997、1998 年度核岛大修服务合同，以保证在今后两年的 4 次大修中仍能得到原供应商的技术支持，并一揽子解决了前几次大修中由于进度延迟等原因引起的承包商索赔和其它遗留问题。

(3) 与 FRAMATOME 正式签署了两个核岛和两台机组蒸汽发生器的最终验收证书 (FAC)。这标志着与 FRAMATOME 合作关系将进入一个新的阶段。

(4) 稳定了与深圳淮电检修公司、东北核电建设公司、核动力运行研究所、中国核动力研究院等参与核电站机组大修的国内主要承包商的关系,保证了大修队伍的稳定性和延续性。

(5) 在统一条款、统一标准的基础上和表 2.3.10.1-5 所列国内技术后援单位签订了技术支持服务合同,为电站长期稳定运行建立了强有力的技术支持网络。

(6) 在 1996 年初解除了两个长期服务合同。其中一个是与核工业第二研究设计院的“设计支持与服务合同”,另一个是与南江电气公司的“电气、机务维修合同”。前者是因为核工业第二设计院作为岭澳核电站施工建造的主要设计后援单位,将在岭澳核电站扮演重要角色并投入较大的技术力量,后者则是因为南江电气公司在管理上存在一系列的问题。

核电是个高科技的产业,其行业特性决定核电站日常运行和大修所产生的工作不可能由核电站自身的员工单独完成,必须通过合同的方式将各项工作进行分割。逐渐建立一支以核工业系统单位为龙头的专家支持网络,确保电站的安全可靠运行。另一方面,展望 1997 年,公司在承包商合同管理方面应充分发挥市场牵动作用,有意识地对国内外参与核电大市场的承包商作出合理的规划,形成有多方参与的以下几个方面快速外部支持网络:

- 燃料制造及设计支持线
- 机组大修支持线
- 日常维修保养支持线
- 设计技术支持线
- 劳务技术支持线

在每条线上都应有至少 2 家切实可行的国内或国外单位作为后盾,这样,大亚湾核电站将不再孤立,在保证机组正常运行的基础上,也有利于我国核电事业的滚动发展。

2.3.11 管理计算机的应用

大亚湾核电站 1996 年管理计算机的应用,无论是从计算机软、硬件系统设备、扩大应用范围、计算机整体系统网络结构,还是从改善用户界面友好程序上,都大大地向前迈进了一步。

由于 IBM-4381 主机担负着正常运行和应用开发双重任务,随着电脑应用的不断扩大、普及和提高,主机 CPU 的处理能力已不能满足需要;另外,在 IBM-4381 上运行的操作系统 MVS/ESA,由于受到 4381 硬件的限制,系统软件的很多功能和优越性不能发挥;新投入的 DFSMS 数据存储器管理系统,由于系统开销大,使 IBM-4381 主机的响应时间明显加长等等。

为了对上述产生的问题和 IBM-4381 主机 CPU 处理能力做出正确的评估和科学的论断,我们先后邀请了深圳国联发投资有限公司、深圳远望城多媒体有限公司,以及香港中华电力公司的电脑专家,对有关问题进行研讨。大家一致认为,为了很好地完成广东核电合营有限公司电脑应用所面临的任务,进一步把电脑应用推上一个新台阶,需要进一步扩大主机 CPU (中央处理器)的处理能力,建立公司范围内的计算机网络和开发融公司管理信息、生产信息和办公自动化于一体的综合信息管理系统。其中,香港中华电力公司的电脑专家们还进一步研究分析了大亚湾核电站 IBM-4381 计算机的 RMF (计算机资源管理软件)报告,从报告的数据中找出了主机 CPU 必须升级的根据,同时建议大亚湾核电站的电脑应用要继续坚持以大型主机为电脑应用主导地位的正确方向,并兼顾客户机/服务器技术和用户友好的图形界

面。

综上所述, 1996 年大亚湾核电站管理计算机系统主要的工作是主机从 IBM-4381 机升级到 ES/9000 系列的 IBM-9672-R22 计算机, 建立公司范围内的计算机局域网, 逐步实现以公司现有管理计算机为基础的管理信息、生产信息和办公自动化为一体的综合信息管理系统。

2.3.11.1 管理计算机主机升级

9672 计算机采用先进的 CMOS (Complementary Metal Oxide Semi-conductor) 技术, 即互补金属氧化物半导体技术。这种技术是随着电子技术的进步而发展起来的, 它可以大大地改善大型机硬件的性能/价格比, 使大型机的 CPU 实现单片化, 通过应用并行处理技术使大型机的处理能力更加强大。初步信息表明其性能/价格比将比以往的大型机高出 4 倍, 使大型机的性能/价格比与小型机或微机网相比具有竞争力, 其整体性能却强得多。

IBM 9672 计算机良好的可扩充性表现在:

9672 计算机共有 12 个机型, 从 RA2、R12、R22...RX3, CPU 可以从一个增加到 10 个。而且升级只要增加插件板即可。我们现在的机型为 9672-R22, 两个 CPU。其处理能力 ITR (Internal Throughput Ratio, 即内部吞吐率) 等于 42。

最大内存容量可扩充到 4096MB (兆字节), 我们目前拥有 256MB。

最大可拥有的通道数为 192 个, 其中包括并行通道和光纤通道。我们目前拥有 21 个并行通道, 其传输速率为 4.5MB/sec (即每秒传输 4.5 兆字节)。

此外, 9672 计算机还具有双重电源互为备用、标量均方根指令、逻辑串加速器、硬件压缩、异步数据移动器、逻辑分区 (最多可达 10 个逻辑分区)、动态存储器配量等。

为了增强 IBM-9672 计算机的上网能力, 还配置 3172 互连控制器。该控制器可以使主机与 ATM (异步传输模式) 网进行通讯, 起到了网关的作用。

系统软件方面, 在原有的基础上, 为了支持新的硬件系统及对数据库两相承诺的要求, 一些软件的版本进行升级。同时也增加了个别新的软件。为了支持 3172 互连控制器, 增加了 3172 SNA COM program (即同步网络结构通讯程序)。升级的系统软件有: VTAM VERSION 4 FOR MVS/ESA (虚拟通讯存取方法 4 版本); DB2 V4 (IBM 数据库系统 4 版本); CICS/ESA V4 (客户信息控制系统 4 版本)。

上述软件经过增加版本后, 可以使 9672 计算机与 ATM (异步传输模式) 网络连接。同时支持数据库的两相承诺。使用户可以同时使用大机和 PC 机服务器的数据库。而又做到数据的唯一性。

2.3.11.2 异步传输模式网络

为了实现大亚湾核电站电脑系统规模优化的结构, 完成管理信息、生产信息和办公自动化为一体的综合信息管理系统。建立大亚湾核电站的计算机通讯网络势在必行。

为了建立大亚湾核电站的计算机网络, 网络选型至关重要。在区域连网时, 首先考虑的几个问题是: 距离、速率、协议软件、网络操作系统、数据保密和网络管理技术等。对于我们来讲, 是要建立大亚湾范围内的局域网。各建筑物之间的距离在 2 公里以内, 其环境特点是: 核电厂的电磁场干扰比较严重; 另外, 在综合信息管理系统中, 有传输多媒体的需要。鉴于以上情况, 在网络传输介质上, 建筑物之间采用多模光纤, 在建筑物内部采用屏蔽的规格 5 双绞线。这样既满足了抗电磁场干扰的技术指标, 也同时符合传输多媒体的要求。布线方法采用智能大厦中结构化布线的标准。

网络选型。目前广泛使用的有两种, 即以太网和令牌环网。其中以太网占有率最高, 约

70%，令牌环网大约 25% 左右。另外还有光纤分布数据网（FDDI）及高速以太网。

但是上述各种网络的一个共同的特点就是共享介质。共享介质式网络既没有足够的吞吐能力，又会产生数据传输延迟，服务中断，工作站重定位困难。网络配置不灵活，更不能满足传输多媒体的要求。特别是在用户多时，上述缺点就更加暴露得厉害。

为了克服上述缺点，目前兴起了异步传输模式（ATM）网。ATM 起源于 1980 年欧洲发展成功的宽带综合业务网。这是一种点与点之间面向连接的网络。与以前各种网络技术有明显的不同。一般的数据网信息传输没有决定性，如果数据丢失，必须由应用软件层决定再发送。ATM 网络近年来发展迅速，已渐为世界先进国家设计者所采用。它具有下列特点：

- 介质速度任选。从 100Mbps、155Mbps、252Mbps 到 622Mbps/2448Mbps...，由使用者依据实际情况选用。

- 数据传输采用信元制。每个信元在 53 个字节的光纤介质上，以高速速度传输，延迟低。因此 ATM 适用于延迟敏感性网络。另外使用者可设定优先顺序和可随意调整带宽，故适合多媒体的应用。

- ATM 具有良好的线性可扩展性，网络间用交换机连接。克服了对路由器的依赖性。

- ATM 是一种局域网和广域网的综合技术。同一种协议可用于短距离的局域网，也可用于城市与城市之间、省与省之间的长途电话网。这些有利条件，促使电脑业、网络业和电信服务业共同推进 ATM 成为下一代网络的主流。

- ATM 的标准制定已渐趋成熟。在传输量管理、网络管理、及网间协议等方面有完善的制度。

尽管 ATM 有上述优点，但过去由于 ATM 的费用较高，推广采用一直遇到困难。近期其费用已比 1992 年降低 6 倍多，已基本上接近 FDDI 网络的费用。所以目前已得到广泛的应用。

根据上述论述，大亚湾核电站计算机网络采用了 ATM 技术，目前已经把 01 楼、BX 楼、BA 楼、LX 厂房、AA、AB 厂房、AF 厂房和 TC 厂房共 7 处 8 个建筑物用多模光纤连成网。其逻辑图见图 2.3.11.2-1。

- 多协议智能交换集线器 8260-A17

是用于中等到大型网络的中心交换机，它具有很大范围的插件可供选择，包括以太网、令牌环网、FDDI 和 ATM；具有多个局域网背板，使客户可以建立需要的网络拓扑。ATM 插件带有一个内部的信元交换结构，它使 8260 能够向服务器或其它主干网交换机提供采用交换技术的 ATM 连接。它支持 100 和 155Mbps 的 ATM 连接带宽。

- ATM 局域网桥 8281-001

是一个独立的产品，它提供把 4 个局域网连接到 ATM 主干网上的功能，也能够把此四个网彼此相连。每个接口可以连接以太或令牌环网。一个接口内不得混接，即要么全接以太网，要么全接令牌环网。

- 8282—001 ATM 集线器

可提供多达 12 个 ATM 站点的连接。它支持在两对非屏蔽双绞线（UTP）或屏蔽双绞线（STP）介质上 25.6Mbps 数据速率。一个 100Mbps 向上连接件，连接于一个工作组或校园网交换机，用于站点间的信元交换功能。

- 8271-001 以太网交换机

可提供 8 个以太网端口和一个扩展槽。交换机可以安装在机架上或堆叠在一起。当连接

于一个 10BASE-T 中继器时, 每个以太网端口可以支持一个共享的 10BASE-T 网段。每个端口也可以支持一个专用的、工作于半双工或全双工模式的 10Mbps 连接件, 可以把多个交换机互连在一起形成树状结构以用于更大的工作组。

- 8224-001, 8224-002 可推叠集线器

该集线器适用于中、小型以太网局域网。它能够将网络分段, 从而获得更高的吞吐量。8224 有两种型号: 001 型是非管理的集线器, 可由 002 型进行管理; 002 型是一个管理部件, 它可同时管理堆栈中 9 个 001 型集线器。这两种部件都有 17 个端口。其中 16 个端口可接 10Base-T, 另一个媒体扩展端口可接 10Base-2、10Base5 或光纤网络。

以上是各种网络设备的简单介绍, 其逻辑连接见图 2.3.11.2-1。

IBM ES/9000 9672-R22 主机通过互连控制器 3172, 以 100Mbps 或 155Mbps 的传输速率与 ATM 网相连。

AS/400 小型计算机可以通过 8224、8271 或 8281 与 ATM 网相连。RS/6000 工作站可以通过 8224, 同时也可以通过 155Mbps 网卡直接与 ATM 相连。

另外还有 11 台服务器连接在网络上。

综合上述, 目前大亚湾核电站已经把用户的微机、服务器、工作站、小型机和大型机通过 ATM 网连接起来, 组成了一个具有三个平台, 即主机平台、小型机、工作站平台和 PC 机服务器平台系统规模优化 (Right Sizing) 的计算机网络系统。连在网络上的任何一个用户, 只要授权允许可以访问网络上的任何一个平台。这样既实现了用户计算机界面友好, 又能发挥大、中、小三个平台的优点。

2.3.11.3 电脑应用软件系统

大亚湾核电站电脑应用软件的概述在以前的年鉴中已做了说明。现将新开发的一些应用简述如下:

- 在全公司范围内开发了电子邮件系统, 目前运转良好。此系统开通后大大地减少了公司内部纸介质文件的往来, 提高了信息沟通的效率。现在大修简报、保健物理处周报、各种通知、总经理部会议纪要等都通过电子邮件进行传送。此电子邮件系统中包括的功能有: 个人信箱、文件起草、信息记录、废纸箱、公告栏、文件夹及档案等。我们认为, 电子邮件的开通只是在实现办公自动化方面打下了一个基础, 还有大量的其它工作有待完成。

- 完成了综合信息管理系统中的生产实时数据显示子系统。可以在用户的计算机上实时地看到两台机组的实时功率、本月累计发电量、本年度累计发电量及两台机组的发电功率曲线等。

- 完成了综合信息管理系统中的生产管理子系统之安全生产模块。

- 完成了电子电话簿。其中包括常用电话, 按部门查找, 按姓名查找等功能。

- 用新的客户机、服务器技术开发了电站采购订单系统。该系统实现了数据库两相承诺的功能, 做到了用户界面友好。

- CBA 系统的移植和汉化的工作已接近完成, 很快就要进入调试阶段。

其它的一些应用工作也已经进入了实质性的开发阶段。如公关中心的多媒体系统, 电站资料处的复合文档系统等。

综合上述, 1996 年大亚湾核电站的电脑应用在原有的基础上已经上了一个台阶。

2.3.12 文件、档案与资料管理

1996年资料处充分发掘内部潜力,初步采取目标管理,逐步完善工作细则,为电站员工提供了准确、有效的文件支持和文件服务工作。

1. 由资料处建立的大亚湾核电站文件档案一体化管理体系,由于其独特性和创造性以及在核电站运用的有效性,在获得1995年国家档案局科技进步二等奖的基础上,又获得了1996年国家科技进步三等奖;

2. 资料处文件科针对文件管理工作中存在的问题,制定了文件自查行动计划,对存在的问题逐条落实解决,实行重点问题重点解决,工作量较大的问题集中解决等措施。并进行目标控制管理,使文件管理收到了良好的效果,顺利完成了OSART评审;

3. 资料处档案科收集整理和保管的工程竣工档案,顺利通过了1996年12月的国家验收。国家验收委员会在对资料处档案馆进行检查、审议后,一致认为:核电站建立了严格的文件、档案质量保证体系,管理程序完整、规范。工程档案完整、准确、系统,已整理归档32324盒(卷),计1550延长米。整理质量符合要求,能满足运行、维修和管理的需要,亦便于社会有关方面利用,并已发挥了较明显的效用。档案保管条件达到规范要求。竣工图的编制质量符合国家有关规定。

4. 经过资料处规程协调组强有力的协调工作,使327个按新结构编写的管理规程(P.QOM)及其相应的译文全部生效发布,这标志着电站的管理规程得到进一步的完善。

5. 电站的《设备运行维修手册》(EOMM)是一部包括1696个文件的技术手册,原文为英文。资料处从1992年初开始组织核工业第二研究设计院、华东电管局与江苏省工程技术翻译院、中国船舶工业七一四所分别进行核岛、常规岛和辅助设备资料的翻译,至1996年5月全部完成翻译印刷工作。据统计,中文EOMM共610卷,1005册,印刷12套,译成的中文字数达17321万。另外在翻译过程中,收集、整理和审定了3千多条英汉对照核电名词术语。

6. 资料处在1996年内引进了图书和标准计算机管理软件,使图书、资料和标准的管理从手工管理向自动化管理迈进了一步。

2.3.12.1 完成的主要工作量

1. 文件处理和管理

(1) 1996年新接收和处理文件27635份,其中包括:

- 函件: 7060份
- 规程: 6406份
- 合同文本: 158份
- 记录报告: 13462份
- 其它技术文件: 549份

(2) 文件分发: 51165份

(3) 复制A4-A3文件: 309万页

(4) 晒图: 1.75万米

(5) 装订: 3383册

2. 缩微片管理

(1) 缩微片接收: 1400份

- (2) 制作缩微卷片：218 卷（约 78 万幅）
- (3) 制作缩微开窗卡：1.7 万张
- (4) 提供缩微服务：21 万幅
- (5) 整理编号入库：16 万张

3. 档案管理

- (1) 组织进馆：7496 盒
- (2) 组卷入库：5192 盒
- (3) 案卷级著录：4053 卷
- (4) 文件级著录：43103 份
- (5) 分编档案：5762 卷
- (6) 自行组卷：9462 卷

4. 资料图书管理

- (1) 收集采购各类标准、期刊、图书、手册：7306 册
- (2) 接收各类中外文资料：24035 册
- (3) 分发各类资料：14219 册

5. 提供文件、资料、档案服务

- (1) 文件库：3446 人次
- (2) 档案馆：1783 人次
- (3) 图书资料馆：4971 人次

6. 翻译出版管理

- (1) 完成翻译合同和协议：10 个项目，643.55 万字
- (2) 自译：207.2 万字

7. 培训

- (1) ITP 计划内培训：88 人次，80 人天
- (2) 专业培训：1 人次，10 人天

2.3.12.2 文件、资料、档案库存量（不含各卫星文件库）

文件库至 1996 年底文件、资料和档案的库存情况如下：

- (1) 中央基准文件库：202583 份
- (2) 档案库（纸品库）：32361 盒
- (3) X 光片库：4948 盒
- (4) 照片档案：130 盒
- (5) 岩芯档案：1507 箱
- (6) 图书资料库：34859 册（份）
- (7) 缩微片库：62 万张

2.3.13 电站后勤保障

2.3.13.1 后勤保障机构和运作方式

大亚湾核电站的后勤保障机构主要有公司秘书部下属的行政处以及大亚湾核电站下属的后勤科和汽车队。其中后勤科和车队的服务特点是直接面向生产，为核电站的生产和工作提供后勤保障。

核电站的后勤保障运作基本上采用社会化服务的方式，上述行政处或后勤科仅配备少量管理人员对后勤服务工作进行管理，大部分的服务性工作则由广东核电服务总公司等承包商具体实施。

2.3.13.2 交通运输

由于电站员工在工作期间都生活居住在厂区，长期聘用员工在深圳市内有住房，两地相距约70公里。在周一和周末电站以合同方式租用车辆运送员工往返深圳与电站，平时，电站租用车辆保证每日三个班次往返电站和深圳，为电站员工生活和工作提供了较为方便的交通服务。每逢周日和节假日，电站也以合同形式租用车辆为在深圳市内没有住房的临时聘用人员提供每日两个对开班次的深圳与电站之间的班车服务。电站轮值倒班的员工也以合同形式提供每周十几个班次的深圳与电站之间的班车服务。

由于电站生活区与工作区相距约1公里多，在上下班时，也以合同形式租用车辆提供员工上下班的现场交通服务。

此外，在大亚湾核电站工作的外国专家除部分配备自驾车外，其余所需的交通服务均由广东核电服务总公司专家车队负责提供。

为了确保电站生产运行、维修和行政后勤保障方面的交通运输，电站拥有规模较大的车队：拥有近200辆各种用途的机动车辆，除部分配备给外籍专家和少量中方员工外，大部分作为电站自用。根据用途车队分为四个部分：公司秘书部车队有深圳和工地两个车班，主要负责公司总部各部门所需用车，并24小时值班；电站车队分行政和生产用两个车班，负责电站采购用车、接待用车、工地运行倒班车、生产运行和维修活动中的各类特殊运输和作业，以及各处所需用车和应急值班用车，并24小时值班。另外，电站还根据有关合同的承诺，为在大亚湾核电站提供短期劳务活动的承包商提供少部分车辆，以方便他们的生活和工作。

此外，电站还为公安保卫、环境监测、医疗消防、饮食服务等部门配备了专用特种车辆。

上述所采取的各种措施确保了电站安全运行对交通运输的需求。

2.3.13.3 行政办公设施及其配套系统的管理

核电站的行政办公设施包括行政办公楼、档案馆、培训中心以及设在电站行政区内的餐厅等。其配套系统包括供电供水系统、消防监测系统和中央空调系统等。以上设施及其配套系统的日常运行和维护检修工作，均以合同形式承包给广东核电服务总公司和专业消防公司。

为了保证上述设施和系统的正常使用，后勤科配备了专业技术人员负责技术管理、备品备件采购申请和使用审查、监督承包商的运行维修工作质量。同时，后勤科的技术人员还负责所管辖设施和系统的局部技术改造工作。

2.3.13.4 行政办公用品、固定资产和办公家具的管理

行政办公用品、办公家具和属于固定资产的行政办公设备，大多属于工作和生活两用物资。为了有效地管理行政用资产和物品，后勤科设定了专用的行政仓库，并建立了包括采购立项、入库验收、领用发放、使用跟踪、定期盘存、固定资产清理登记和不定期的审计检查等一整套物资管理制度。同时还对办公家具和固定资产统一编号，建立使用人台账的方式把每一件办公家具和固定资产的保管责任落实到具体的使用人员。

由于有一套严格而有效的物资管理制度，保证了行政办公用品、固定资产和办公家具的合理配置，既能充分满足核电站的行政办公需要，又能有效地杜绝浪费，减少行政费用开支。

2.3.13.5 员工住宿和膳食服务

大亚湾核电站的生活基地设在深圳市内,距离厂区约 70 公里,大部分员工在工作日中都住宿在核电站内。因此,搞好核电站内的员工住宿和膳食服务,是后勤保障的一项十分重要的工作内容。

核电站员工在电站内都有单身宿舍,宿舍内配备了整套卧具和桌椅衣柜、电视机、淋浴器等生活设施,为员工提供了良好的休息条件。

为了进一步改善员工在核电站内的生活条件,目前广东核电合营有限公司正在兴建可供 2650 人居住、占地 240000m²,建筑面积 68810m² 的南生活区。1997 年内,核电站的员工将从电站建设初期兴建的临建宿舍,迁入依山傍海、环境优美,集居住、娱乐和职工餐厅于一体的功能完善的南生活区。

大亚湾核电站的膳食服务主要由秘书部行政处负责管理,处内设有膳食主任岗位。广东核电服务总公司以合同形式承包了包括核电站行政区餐厅在内的两个大型职工餐厅和两个客餐厅。这种管理模式已沿用多年,通过严格的管理,员工伙食做到了清洁卫生、花色多样。

此外,广东核电合营有限公司工会还新办了一家名为“西园”的星级装修的营业性餐厅,除了向社会服务外,也为核电站员工亲朋相聚提供了方便。

1996 年中,公司把以 IC 卡取代餐卷作为提高餐厅服务质量的一项举措并已成功实施。职工就餐时只需划卡便可扣除当餐餐费,大大缩短了就餐高峰期员工排队买饭时间。

2.3.13.6 文体设施和文体活动

以健康向上的文体活动丰富员工的业余生活,也是核电站后勤保障工作的一个重要方面。大亚湾核电站的文体设施由广东核电合营有限公司工会管理,文体活动也主要由公司工会组织。

大亚湾核电站的文体设施有足球场、篮球场、排球场、网球场、羽毛球场、室内健身房、乒乓球室、图书馆、海滨天然游泳场等。这些完善的文体设施向全公司员工和临时来核电站度周末的职工家属开放。

公司工会和核电站工会每年举行各种球类比赛、棋类比赛和书画摄影展览。

1996 年中国广东核电集团公司举办了首届运动会,大亚湾核电站代表队参加了运动会并取得了优异成绩。

完善的文体设施和丰富多彩的文体活动,对增强员工体质、陶冶员工思想情操起到了不可忽视的作用。

2.4 生产准备

在广大工程技术人员的努力下,二核(岭澳核电站的简称)工程取得顺利进展。根据有关法规要求和广东核电的实际情况,有必要立即着手二核生产准备工作。集团公司和岭澳公司委托合营公司生产部承担二核生产准备任务。

生产部于 1996 年 9 月中旬正式启动这一工作。生产准备主要包括三个方面:

1. 培养合格人才,建立生产组织;
2. 创造各种条件,顺利完成接产;
3. 利用一核(大亚湾核电站的简称)经验,支持工程建设。

根据生产部当前任务,经理部制定了以一核安全生产为中心,努力做好二核生产准备工

作，力所能及地支持二核工程建设的统筹兼顾，全面推动的工作方针。

2.4.1 组织准备

生产部经理层在多种场合要求每一个生产部员工认识到身上肩负着两个重担：一核安全生产和二核生产准备，这是生产部全体员工义不容辞的责任。要求各处、科把两项任务列入自己的年、月和周业务计划，并将其作为考核指标。

9月中旬，生产部成立生产准备委员会，各处指定一名处长或副处长担任委员，并要求各处、科指定一名生产准备联络员。委员会每月召开一次定期会议，报告生产准备工作进展，研究讨论各类政策问题，并跟踪检查各项工作的执行情况，协调解决接口问题。

建立了工程/生产月会制度，协调处理好与工程相关的各类技术、管理问题以及接口事务。生产部还成立了生产准备办公室。

2.4.2 政策研究

大亚湾核电站是全国第一座大型商用核电站。几年来，她逐渐形成了颇具特色的组织管理体系。岭澳核电站作为广东核电二期工程，她的建设与运行模式给我们带来了—个系列全新的课题：怎样在充分利用广东核电现有人力与技术资源的情况下，建立起一个高效运作的生产管理体系？怎么处理好安全生产、工程建设与生产准备的关系？怎样在有限的时间内培养锻炼出一支高素质的生产队伍？怎样利用—核已有的经验教训，支持工程建设？……

为解决好这些问题，生产准备委员会开展了有效的研究工作。如秦山二期生产准备情况调研、华能几个优秀电厂的多机组管理模式调研，通过信息网和外国专家进行国外多机组核电站的管理调研等等。

为了充分吸纳工程建设、生产准备和商业运行各个阶段的经验教训，做好生产准备工作，生产准备委员会于11月初邀请工作在生产—线的处长和专家、当年组织—核工程建设与生产准备的领导和专家、以及集团、二核与—核领导和专家，召开了生产准备研讨会。深入探讨和研究二核生产机构设置，两厂资源共享，培训工作开展，生产对工程的参与和支持以及广东核电长远规划等等课题，明确思路，逐步酝酿各项政策。

研讨会结束，即组织编写《生产准备工作大纲》，制定各项政策与计划。《大纲》于1996年12月29日完成，呈送一、二核双方总经理部审批。

2.4.3 培训工作

二核生产部的主要后备人力资源是1998年以前按计划招聘的大中专毕业生以及适量的社会招聘人员；将上述人力资源与—核有经验的生产人员统筹安排，以满足顺利接产和安全生产的需要。为适应今后生产岗位的需要，所有这些人员均需要接受有关培训。

1995年招收各类毕业生84人，其中59人为二核编制人员；1996年招收各类毕业生147人，其中123人是二核编制。生产部对这些毕业生按统一招聘、统一培训、统一考核、统一分配工作的原则进行管理。

1995年生产部招聘的25名毕业生，直接按照现行ATR和PQTR的要求进行培训，目前已全部获得授权，开始独立工作。59名从二核转入的毕业生，首先由二核送往清华大学和苏州热工所接受了为期6个月的集中培训，课程总学时为720小时。集中培训结束后，这批人于1996年2月转入生产部。预计1997年二季度他们可全部获得授权，开始独立工作或转入

更高一级的培训。

1996 年度的 147 名毕业生, 43 名直接分配到生产部各处, 按照 ATR 和 PQTR 要求接受培训, 预计 1997 年一季度全部可以获得上岗授权。另外 104 人分两个专业分别在苏州热工所(常规专业)、清华大学和西安交通大学(核专业)进行了为期半年的培训, 这些毕业生于 1996 年 12 月底全部返回工地。1996 年外部培训的课题设置见表 2.4.3-1。

表 2.4.3-1 外部培训的课程设置

常规专业基础 (共 24 人)		核专业基础 (共 80 人, 其中清华 29 人、西安 51 人)	
汽轮机原理	60h	核物理与辐射防护	30h
发电厂热力系统	40h	反应堆物理	30h
基本电气设备	40h	反应堆热工水力	30h
泵与阀门	30h	反应堆结构	30h
PWR 化学	20h	泵与阀门	30h
热工仪表与控制	40h	大亚湾核电站系统与运行	150h
大亚湾核电站系统与运行	150h	反应堆保护	30h
电力系统与保护	40h	PWR 化学	20h
英语	200h	反应堆安全	30h
		英语	200h

1996 年 9 月中旬生产准备委员会成立后, 根据二核机组投运的时间要求、培训目标和现状, 深入分析, 认真策划, 制定切实有效的措施, 改进培训管理。

在培训组织上, 生产准备办公室成立培训计划协调组, 负责生产准备人员培训计划的制定与控制; 由培训中心牵头成立培训综合考核小组, 负责学员月度综合考核、阶段鉴定和最终培训鉴定; 有关处、科设立专职培训工程师, 培训中心为各处指派培训联络员; 建立正式的学员与培训对口人责任制。

在培训管理措施上采用分阶段的培训管理; 采用培训任务和指导单; 实行学员定期报告制度; 实行月度培训考核制度; 加强各项监控手段和措施; 加强对培训工程师和培训对口人的管理。

设备监制与调试参与是最好的培训机会。生产准备委员会考虑充分利用这一机会提高广东核电生产人员的技术水平, 根据用人需求, 认真选择人员, 做好派遣计划, 并制定政策, 明确责任。

2.4.4 技术参与

充分利用一核建设与运行的经验教训, 充分利用一核现有的人力与技术资源, 支持二核工程建设, 这是生产部义不容辞的责任。技术参与主要有以下几个方面:

a. 建立技术接口人工作制度。生产准备委员会根据工程专业情况, 制定了 BOP、核岛、常规岛机电仪控与土建各专业的技术接口人名单与联络办法, 建立技术参与工作制度, 明确

责任；要求技术接口人根据工作轻重缓急，参与到相关技术问题中去，对工程设计审核、招标、评标、安装、调试等整个过程给予支持。实践表明，这一技术接口人网络工作颇有成效，得到二核工程部的欢迎与肯定。

b. 建立备品备件和专用工具小组。备件小组协助审核工程部 LOT2、LOT7 以及核岛备件清单，根据“一、二核备件共享”原则提出采购调整建议，以保证备件需求并尽量节省资金。同时，备件组还根据备件管理要求对电脑数据库提出改造申请。专用工具小组负责协助审查二核专用工具，以优化二核专用工具的采购，并做好一、二核专用工具的统一管理。

c. 定期分析一、二核技术不同点。生产准备委员会组织技术人员定期分析一、二核技术不同点，编制《一、二核技术差异一览表》，定期更新。技术不同点的分析有利于各项技术工作的开展，对今后设备安装调试、程序编写、运行维护、备件采购以及国产化工作等十分重要。

d. 制定设备监制（QC）派遣计划。为充分利用设备监制的机会培养技术人才，生产部与工程部协商，尽量多地派遣生产部员工参与设备监制。生产部制定了派遣计划，并做好人员调整。

e. 及时安排、处理工程部需生产部支持解决的各项具体技术问题。生产准备办公室建立了文件管理与工作跟踪系统，跟踪每份来文处理状态，确保每份文件均有回复，每项工作都得到有效处理。

2.4.5 技术程序编写策划

一核自 1990 年起，共编写近万份技术程序，耗用约 200 人年。在调试和三年商业运行期间，这些技术程序对保证调试、运行、维修及换料的正常运作起了重要的作用。回顾一核技术程序编写过程可以归纳出如下经验：

- 应尽早进行总体策划。根据工程的进展制定计划，控制程序的质量和数量；
- 应充分吸收国内外各部门的经验。承包商提供的文件只是其中的一个组成部分；
- 技术程序的编写及组织管理必须由有经验的人承担，特别是管理人员和顾问。这里所说的经验不仅是核电站的一般工作经验，而是指技术程序编写及组织管理经验；
- 从整体上讲，技术程序的编写必须和安装、调试工作紧密地结合在一起。也就是讲领导上的统一，以及编写、安装和调试人员的相互渗透。

从整体上讲，二核是一核的翻版，一核现有的技术程序已经包含了调试和三年商业运行的经验反馈，因此，一核的技术程序是二核技术程序编写的基础。目前一核的维修程序还有相当部分尚未生效，各类技术程序的优化进程很不平衡。二核将在 2002 年投入商业运行，二核技术程序应能反映各国核电站运行维修的最新水平和多机组（多电站）共用技术程序的特点，其要点是：

- 用状态逼近法代替事件逼近法编写事故程序；
- 从预防性维修向预测性维修的过渡；
- 用逻辑树法编写运行警报卡；
- 突出风险意识，增强技术程序的可用性，精简内容和减少数量；
- 四个统一（见第 2.4.6 节）部分共用程序的编写；
- 技术程序及其相关文件编写、存档、使用的数据库化；
- 对于二核设计与重大改变有关的技术程序的编写。

生产部领导指出：生产准备工作要抓早、抓紧；二核的生产准备工作不是孤立的，一核的安全生产与二核的生产准备应有机地结合在一起。自二核生产准备研讨会之后，生产准备办公室即将二核技术编写策划工作纳入计划，各有关部门派出策划兼职人员相继到岗。经过调查、分析、讨论、交流，各部门正在编写二核技术程序编写任务书，预计在1997年第一季度编出0版。任务书中将包括目标、工作量、编写、工作全面展开前的准备工作（技术准备、人力准备）以及编写工作全面展开的时间。任务书批准后即作为编制工作计划的依据。总体上讲，二核技术程序编写工作将在1998年第四季度开始陆续展开，并在二核1号机组投入商业运行后基本完成0版技术程序编写。在此之前各项准备丝毫不能放松，并应根据工程和一核技术程序优化进展，及时对任务书进行改版。

2.4.6 “四个统一”工作

根据国家环保局的要求，在集团公司的协调和安排下，生产部配合二核就环境保护“四个统一”问题进行了调查和分析研究，提出了初步方案。

这里所谓环境保护“四个统一”是指国家环保局要求一、二核在环境保护方面要针对一址多堆的特点做到“统一运行管理，统一申请排放量限值，统一进行流出物和环境监测，统一制订并实施应急响应计划和准备”。

此外，生产准备委员会还着手研究调试队的组建、生产准备中的质保监查等等问题。

第三章 大事记

3.1 1号机组 1996年运行大事记

1 月

1月1日 机组处于 $P_n=92.7\%$, $P_e=910\text{MWe}$ 功率水平稳定运行。23小时55分, 机组以 $0.5\sim 1.0\text{MWe}/\text{min}$ 的速率升功率。1月2日2时20分机组功率升至 $P_n=100\%$, $P_e=984\text{MWe}$ 功率水平稳定运行。

2 月

2月18日 按电网要求, 春节期间降负荷运行。零时机组以 $0.5\sim 1.0\text{MWe}/\text{min}$ 速率降负荷, 7时机组功率降至 $P_n=87\%$, $P_e=850\text{MWe}$ 功率水平运行。

2月19日 零时15分按电网要求机组以 $0.5\text{MWe}/\text{min}$ 的速率降负荷(初始负荷 $P_e=850\text{MWe}$, 目标负荷 $P_e=800\text{MWe}$); 1时20分主控出现 RGL019AA 和 PGL011AL (R棒失步) 报警, 随即停止降负荷(此时机组负荷 $P_e=812\text{MWe}$) 并通知 OPM/MI 人员, 回答按 IRGL001 规程处理此故障。在执行 IRGL001 规程 6.1 节提 R棒 12 步时, 未见棒位指示有变化, 于是停止提 R棒, 并通知 OPM/MI 人员到现场, 重新将原提的 R棒下插, 当插至第 11 步时, 出现高中子通量变化率触发反应堆自动停堆, 汽轮机跳闸。随后由 DEC 进入 II 规程, 稳定机组参数。

2月22日 5时45分反应堆重新达到临界 (R棒 = 215 步, G棒 = 286 步, $C_b=583\text{ppm}$)。14时当反应堆功率 $P_n=25\%$ 时, 汽轮机冲转。14时24分机组并网, 随后以 $0.5\text{MWe}/\text{min}$ 的速率提升负荷。

2月23日 11时20分机组功率升至 $P_n=70\%$, $P_e=760\text{MWe}$ 功率水平运行, 等待 APP155VH 漏油和 APA 泵转速控制异常的处理。

2月24日 0时10分机组功率升至 $P_n=100\%$, $P_e=973\text{MWe}$, 因 GSS108VL 和 GSS212VL 不能调节, 以至机组电功率不能升至 $P_e=984\text{MWe}$ 。

3 月

- 3月30日 4时按大修计划机组以1.0MWe/min的速率降负荷,5时10分机组达到 $P_n=95\%$, $P_e=935\text{MWe}$,进行RGL系统电流超差测量试验。21时又以1.0MWe/min的速率降负荷。
- 3月31日 12时15分当机组功率降至 $P_n=30\%$, $P_e=110\text{MWe}$ 时,出现汽轮机1号轴瓦偏心高(达0.17mm);6号轴承振动高(达0.05mm)。12时41分汽轮机手动停机。15时20分当反应堆功率 $P_n=30\%$ 时,因“蒸汽发生器高-高水位+P₇”保护动作,导致反应堆自动停堆。

4 月

- 4月1日 机组进入第二次换料大修。21时11分机组从热停堆向双相中间停堆过渡,OPM/ME人员为拆励磁机而进行挂地线时,引起发电机100%定子接地保护动作导致主变跳闸失电,使R棒和S棒掉入堆芯。随后通过DEC进入I1规程,并恢复供电,启动RCP主泵稳定机组参数。
- 4月2日 9TEG006BA氮气吹扫导致KRT017MA I级报警。
- 4月9日 14时45分稳压器人孔打开,KRT017MA放射性水平上升,数值达 $1\times 10^5\text{Bq}/\text{m}^3$ 。
- 4月12日 1时30分,反应堆水池水位达 $L=19.50\text{m}$ 。
- 4月13日 0时38分反应堆堆芯开始卸料。按计划实施RCP003主隔离,母票中仅指出PTR部份除外,而忽略了RRA部份也应除外,以致RCP主隔离实施不完善造成PTR002PO两次启动不成功。
- 4月15日 22时35分反应堆堆芯卸料结束,整个卸料时间69小时57分。

5 月

- 5月1日 22时30分第一组燃料元件装入堆芯。
- 5月5日 5时25分反应堆堆芯装料结束,历时78时55分。
- 5月19日 4时10分机组从正常冷停堆过渡到热停堆工况($p=15.5\text{MPa}$, $T_{\text{avg}}=291.4\text{C}$)
- 5月23日 4时35分反应堆达临界(R棒=175步,G棒=415步, $C_b=1476\text{ppm}$)。
- 5月24日 0时15分出现1RGL003AA,后检查发现 N_{1-2} 棒已下插到5步以下,已进入缓冲段,而 N_{1-1} 棒在8步位置。5时将 N_{1-1} 和 N_{1-2} 棒放至堆芯底部,后与有关人员共同讨论将所有的棒下插至5步,6时15分手动停堆,6时45分再提棒达临界,至此N棒失步故障消除。
- 5月25日 1时零功率物理试验结束,4时反应堆功率升至 $P_n=1.5\%$ 开始暖管,19时汽轮机冲转,20时19分汽轮机转速达 $n=3000\text{rpm}$ 。
- 5月26日 0时20分执行PT1GSE002试验(汽轮机超速保护跳闸试验),2时30分汽轮机重新升速到 $n=3000\text{rpm}$,11时28分机组自动并网。12时10分汽轮机负荷升至 $P_e=200\text{MWe}$,此时将GCT由压力模式切为温度控制模式,随后16时15分机组以0.5MWe/min速率升负荷。

- 5月27日 4时机组功率升至 $P_n=48\%$, $P_e=463\text{MWe}$ 稳定运行, 进行物理试验, 21时15分氩振荡和热平衡试验结束。
- 5月28日 10时10分开始 $P_n=48\%$ 堆芯通量图测量。
- 5月29日 2时18分 RPN 参数调整完毕, 机组开始以 $0.5\text{MWe}/\text{min}$ 速率升负荷, 9时43分机组功率升至 $P_n=75\%$, $P_e=690\text{MWe}$, 13时热平衡试验结束, 机组重新以 $0.5\text{MWe}/\text{min}$ 的速率升负荷, 17时50分机组负荷升至 $P_n=87\%$, $P_e=818\text{MWe}$, 机组稳定运行在 $P_n=87\%$, 进行堆芯通量测量试验。
- 5月30日 21时 $P_n=87\%$, 堆芯通量图测量完后, 进行参数和保护定值的调整。
- 5月31日 12时30分当机组功率升至 $P_n=100\%$, $P_e=965\text{MWe}$ 功率水平时, 发现 RCP 泄漏增加 (约为 $1\text{m}^3/\text{h}$)。13时40分现场检查发现 1RCV620VP 下游管线处有泄漏。14时50分保守的估计 RCP 的泄漏率大于 $2.3\text{m}^3/\text{h}$, 决定通过事故规程 IRCP004 进入 IRCV001 规程。

6 月

- 6月1日 1时30分 1RCV620VP 下游管线检修完毕, 投入上充、下泄管线运行。1时40分退出过剩下泄运行, 并对焊缝探伤。拍片检查发现焊缝存在一些缺陷, 后决定关闭 1RCV620VP 并上锁, 将通过 1RCV620VP 的取样回路作为备用取样回路。
- 6月6日 机组电功率从 $P_e=965\text{MWe}$ 升至 $P_e=980\text{MWe}$ 。
- 6月11日 9时19分23秒 1CEX001/003PO 突然跳闸, 主控操纵员准确判断后, 分别于9时19分50秒和9时19分52秒启动 1CEX001/003PO, 从而避免了一次汽机跳机事件。

7 月

- 7月2日 8时58分 1CEX001PO 振动高跳闸, 幸好 1CEX002PO 自启动, 后通知 OPT 人员测振动, 一切正常。10时10分重新启动 1CEX001PO, 停运 1CEX002PO。
- 7月4日 15时30分机组处于满功率 ($P_n=100\%$, $P_e=978\text{MWe}$) 运行, 主控操纵员发现一回路平均温度偏差记录出现 $+1\text{C}$ 脉冲, 并引起 R 棒自动提升 2 步。进一步检查发现发电机有功记录曾出现 $+30\text{MWe}$ 的脉冲, 无功出现 $\pm 60\text{MVAR}$ 脉冲, 当时怀疑是电网冲击。后中电证实是广东、广西电网故障解列, 事故期间汽轮机控制处于高压缸入口压力控制模式。
- 7月11日 6时57分 1CEX001PO 不明原因跳闸, 1CEX002PO 自启动, 且 1CEX 系统含氧量由 7ppb 突然升至 15ppb。为此 8时10分又重新启动 1CEX001PO, 由 OPT 人员测振动。10时2分经测振 1CEX001PO 无异常, 后停运 1CEX002PO。
- 7月16日 在执行 PT1SEC002 期间, 发现 1RRI004RF SEC 侧入口管道有两个穿孔 (直径约 $\phi 20\text{mm}$ 和 $\phi 10\text{mm}$)。随即通知主控操纵员, 后停运相关的 SEC 系统和 RRI 系统的泵。
- 7月21日 JPL 消防系统 3 次误喷。

8 月

- 8月18日 1时25分主控操纵员巡视发现1号机组无功负荷太高(达250MVAR),而2号机组无功负荷仅50MVAR,且1号机组无功有增加的趋势,后报告电网需将无功调低100MVAR。1时31分调主变高压侧分节头第一步时,(即:从11步位调至12步)主变抽头A相重瓦斯保护动作,使得GEW350/351JA跳闸,汽轮机跳闸、反应堆自动停堆。
- 8月27日 8时41分反应堆达临界(G棒=451步, R₁棒=217步, R₂棒=216步, CB=1095ppm),随后提升反应堆功率。12时35分汽轮机冲转,12时50分机组自动并网成功,21时40分机组功率升至 P_n=99.8%, P_e=965MWe。
- 8月28日 6时20分机组功率升至 P_n=100%, P_e=975MWe。

9 月

- 9月13日 1时12分机组开始降负荷。1时55分,当负荷降至 P_e=130MWe时,手动汽轮机跳闸。由于1VVP002VV关闭,蒸汽压力升高、汽泡消失效应加上给水流量下降,造成2号蒸汽发生器水位骤降,蒸汽发生器低-低水位保护动作,导致反应堆自动停堆。2时5分合停堆断路器,3时15分反应堆达临界,11时机组升功率并网。当机组功率升至 P_n=34%, P_e=289MWe时,因ΔI控制困难,运行点在梯形图II区内,11时33分机组被迫与电网解列,反应堆功率降至 P_n=12.5%,稀释并调整ΔI运行点。16时6分机组重新并网,升功率至 P_n=100%, P_e=965MWe。

10 月

- 10月4日 怀疑LHP跳闸的原因是励磁回路上的LHP910JA开关未合上,更换后再次启动LHP后正常,30分钟后停运。但在LHA倒电过程中出现5个RGL报警—RGL002/001/401/403AA,其中除RGL001保持外,其它一闪即失,同时还出现1LLC410/2LLC410开关跳以及RCP主泵振动高-高报警和JPL报警虚假信号,经分析是倒电过程中LMA失电引起的。

11 月

- 11月6日 按计划水-核线9号铁塔改造需9LGR停电8小时(7:00~15:00),同时由于11月5日23时发现的辅变所有绝缘子均有闪烁火花的问题。因此早会后临时安排利用此期间清扫这些绝缘子。其后因水-核对相测绝缘问题和清扫工作使得9LGR送电时间推迟。
- 11月20日 按计划机组从21:00开始降负荷,准备进行整治性小修。
- 11月21日 4时机组与电网解列,4时20分反应堆处于次临界。

12 月

- 12月1日 7时30分继续临界前的稀释操作,10时反应堆达临界(G棒=351步, R₁棒=216步, R₂棒=215步, C₀=768ppm)18时汽轮机开始冲转并进行超

速试验, 20时8分3号机组蒸汽发生器高-高水位+P₇保护动作, 导致反应堆自动停堆。21时30分反应堆重新达临界(G棒=329步, R₁棒=216步, R₂棒=2156步, C_B=710ppm), 23时20分汽轮机冲转。

- 12月2日 2时17分机组并网并以3.0MWe/min的速率提升功率, 9时机组功率升至P₀=100%, P_e=978MWe。
- 12月16日 0时按计划机组以0.5MWe/min的速率降负荷, 5时25分机组负荷降至P₀=82%, P_e=800MWe功率水平稳定运行, 一直到12月31日。

3.2 2号机组 1996年运行大事记

1 月

机组从1995年12月16日停机停堆进行第二次换料大修。

- 1月4日 2时49分在实施LBA221隔离时, 误将LBA211开关断开, 以致LHA失去125VDC, 引起LHP启动(但未并列), LLN/I/E跳闸。
- 1月15日 反应堆水池排水从L=19.4m排至L=14.0m时, 发现PMC水池照明灯露出水面后烧坏。为处理水下灯烧坏一事, 反应堆水池重新充水至L=19.0m, 造成关键路径延误7.5小时。
- 1月28日 进行RRI切换试验后, 将RRI系统切换回“B”列, 而RRI“A”列在CT试验前发现RRI019/539VN内漏, 为此临时修改隔离边界, 将RR1060VN关闭。此后的再线和解除隔离时均未打开此阀, 从而导致公用部份流量为零, 使得乏燃料水池水温从T=24℃升至40℃。
18时30分, 承包商在反应堆压力壳内进行电视检查时, 因电视检查机构部份的滚珠轴承保持架断裂, 导致15颗滚珠(直径2mm)掉入反应堆压力壳内。

2 月

- 2月1日 6时已找到11颗滚珠及其他杂物和金属小堵头, 为此关键路径延误3天多。
- 2月2日 9时55分第一组燃料元件装入堆芯。
- 2月3日 4时换料机出现故障暂停换料。5时30分换料人员在修理换料机时将扳手掉入堆芯。10时8分将扳手捞出, 换料机修复后重新装料。23时PMC换料机传输小车电机出现故障, 暂停装料。
- 2月4日 7时55分PMC换料机故障排除, 继续装料。11时PMC换料机又出现故障, 暂停装料工作, 进行抢修。
- 2月6日 6时30分PMC换料机修复, 继续装料。
- 2月8日 15时30分堆芯装料结束, 比原计划推迟约3天多。
- 2月23日 14时机组升至热停堆工况($p=15.5\text{MPa}$, $T_{\text{堆}}=291.4\text{℃}$)。
- 2月24日 2时RGL落棒试验结束全部合格。(落棒时间均小于1.4秒)
- 2月25日 RGL落棒试验合格后机组准备向临界过渡, 此时Framex发现其复装的6个阀门: RCP100/104/206/301VP和RPE020/080VP预紧力不够, 设计应

为 180mdaN, 实际只紧到 18.75mdaN。

- 2月26日 PNSC会议决定: 机组后撤至维修冷停堆工况, 检修 RCP 系统的 6 个阀门。15 时执行 D22 规程, 开始 RCP 降温降压。
- 2月27日 14 时 22 分机组达到维修冷停堆工况。($p=0.03\text{MPa}$, $T_{\text{avg}}=50\text{C}$)
- 2月28日 3 时 RPE020/080VP 加预紧力完成后解除隔离, 6 时 30 分 RCP 系统 4 个阀门加预紧力检修工作完成后解除隔离, 随后机组开始升温升压。

3 月

- 3月1日 当机组正在由中间冷停堆向热停堆过渡时, 发现 ASG014VD 内漏(约 5~6t/h)。3 时 20 分打开 APG, 以约 6~10t/h 的速度排水以期平衡 ASG014VD 的内漏。4 时 48 分出现 ARE403AA 红灯闪; 4 时 52 分 31 秒 SG₂ 出现低水位; 5 时 7 分 59 秒 SG₂ 出现低-低水位; 5 时 7 分 59 秒 SG₂ 低-低水位保护动作导致反应堆自动停堆(此时无功率仅发停堆信号)。从 ARE403AA 红信号灯, 闪到反应堆自动停堆历时约 19 分钟, 未能发现并及时处理。
- 3月3日 2 时 30 分机组准备向临界过渡, 并开始对 RCP 稀释; 10 时 40 分反应堆达临界 (R_1 棒=195 步, R_2 棒=194 步, G 棒=615 步, $C_B=1435\text{ppm}$), 随后开始零功率下的物理试验。
- 3月6日 4 时左右零功率物理试验结束。
7 时反应堆功率升至 $P_n=17.2\%$; 8 时达 $P_n=22.5\%$; 9 时 5 分开始大修后第二次汽机冲转, 准备并网。当汽机转速 $n=2400\text{rpm}$ 时, 出现 GEX007AA 报警, 通知 OPM/ME 人员处理。9 时 25 分汽机转速达 $n=3000\text{rpm}$, 10 时 6 分汽轮发电机组 11 号轴承出现振动高报警, 同时现场来电告知发电机励磁机故障并有烟冒出, 随即停机检查发电机励磁机故障原因。13 时 30 分决定反应堆降功率; 15 时机组开始向热停堆工况过渡; 11 时 55 分机组达热停堆工况, 当机组从热备用向热停堆工况过渡过程中, R 棒下插时出现 2RGL003AA 闭锁, 只有在现场“复位”后才能继续下插。
- 3月14日 19 时 18 分 RGL 试验结束后机组从热停堆工况向双相中间停堆工况过渡 (RRA 连接状态), 励磁机送英国返修, 二回路处于保养工况。
- 3月25日~26日 人为误发两次停堆信号导致安全棒和温度棒掉入堆芯。

4 月

- 4月4日 为保证不影响全年发电计划, 将 1 号机组的励磁机转子换装到 2 号机组, 回装工作结束。
- 4月5日 6 时 30 分机组开始升温升压。(即: 离开双相中间停堆向热停堆过渡)
- 4月7日 8 时 10 分机组达热停堆工况 ($P=15.5\text{MPa}$, $T_{\text{avg}}=291.4\text{C}$)。
- 4月8日 6 时 5 分反应堆达临界 (R 棒=210 步, G 棒=320 步, $C_B=1320\text{ppm}$)。
- 4月9日 2 时 10 分 VVP 暖管; 11 时 30 分反应堆功率升至 $P_n=12\%$; 14 时 16 分汽轮机冲转至 $n=3000\text{rpm}$; 20 时进行加励磁试验和汽轮机测振动。21 时 30 分反应堆功率达 $P_n=30\%$, 汽轮机超速试验结束, 随后机组并网(此时仅 APA 泵在运行), 升功率。

- 4月10日 3时38分,因GSS230BA高-高水位保护动作,导致汽轮机跳闸。5时30分机组重新并网升功率;12时30分机组功率升至 $P_n=48\%$, $P_e=415\text{MWe}$ 。停留36小时进行物理试验。
- 4月11日~14日 机组稳定在 $P_n=48\%$, $P_n=75\%$, $P_n=87\%$, $P_n=100\%$ 4个功率台阶进行物理试验,至此2号机组换料大修比目标超期39天后于4月14日21时35分达到满功率。
- 4月17日 物理测量后的计算,在反应堆归一化的100%功率时(对应的反应堆热功率为2835MWt,电功率为960MWe),堆芯象限倾斜为3.92%。因此值大于设计值,是否将反应堆热功率升至2905MWt,有待与FRA评定后再定。
- 4月19日 7时12分,操纵员在调无功的过程中,因主变抽头控制回路失调,引发发电机反时限负序电流保护动作,导致GEW450/452JA自动跳闸断开,机组与电网解列,带厂用电运行。

5 月

- 5月4日 当机组处于 $P_n=100\%$, $P_e=980\text{MWe}$ 功率水平运行时,3时59分52秒APP213VL突然关闭,4时33秒该阀门又重新打开。查KIT发现SG水位降低,给水和蒸汽流量失配,APP“B”列泵出口流量瞬间大幅度下降(从3300m³/h降至3000m³/h)然后又恢复正常,并相继发出报警信号。

6 月

- 6月6日 机组处于稳定满功率运行($P_n=100\%$, $P_e=983\text{MWe}$),20时41分3秒按计划执行PT0GEW002定期试验,20时54分6秒试验结束并进行恢复。20时55分22秒试验恢复过程中,试验监护人员后背误碰拉杆式OLBM8.10开关造成500kV系统125VDC信号电源丧失,引起500KV高压开关0GEW450/452JA合闸位置重动继电器(0GEW013CT/K₁,006CT/K₁,013CT/K₁,006CT/K₀)因工作电源丧失而失磁,处于合闸位置的4副接点断开而使汽轮机调速器上位机接受到0GEW450/452JA已断开信号,于是汽轮机快速降负荷,并转至解列运行方式。20时55分46秒汽轮机因凝汽器真空恶化(升至210mbar),达到零负荷真空跳闸整定值而跳闸。20时55分47秒负荷开关打开(机组与电网解列)。21时18分因3号蒸汽发生器高-高水位+P₇保护动作,导致反应堆自动停堆。
- 6月7日 9时45分反应堆重新达到临界,14时11分机组并网成功,升功率。
- 6月8日 8时30分机组功率升至 $P_n=100\%$, $P_e=984\text{MWe}$ 。

7 月

- 7月7日 22时22分主控制室出现RGI.021AA报警,检查发现功率棒整定值为401步,导致G1棒快速下插至205步左右,RCP系统 T_{avg} 下降1.2℃。操纵员立即将功率棒置于“手动”控制,随后根据反应堆的功率水平,又将G₁棒手动提升至225步。由于处理及时机组电功率未变化,稳定机组功率后将功率棒置“手动”控制方式。

7月11日 15时39分工作负责人在使用PI票测量2RGL401GD的输入/输出信号过程中触发了C₂₂信号。随即操纵员要求工作人员停止试验并恢复工作前状态,恢复后C₂₂信号消失,前后时间仅持续数秒种。汽轮机负荷从 $P_c=984\text{MWe}$ 甩至 $P_c=980\text{MWe}$ 。

7月17日 7时32分主控制室出现GEX005AA报警,GEX“A”通道跳闸。无功大幅度波动,从70MVAR,升至810MVAR,随后降至170MVAR。后手动调到100MVAR,而有功扰动约30MWe。

8 月

8月24日 5时40分机组负荷波动约50Mwe,主控制室出现了下列信号:GST009AA, GME001AA, GEV008/010AA, GEX008AA, KKO001AA, CTE“A”/“B”两列同时停运。经查是核惠线“C”相线路故障引起主保护及后备保护动作,0GEW550/552JA跳闸后重合闸成功。

9 月

9月1日~30日 机组处于稳定满负荷运行($P_n=100\%$, $P_c=982\sim 986\text{MWe}$)。

10 月

10月18日 21时按计划机组开始以2.5MWe/min的速率降负荷,按计划机组停运进行主变有载分节开关油流继电器定值校验。

10月9日 3时55分机组与电网解列,4时40分机组达热停堆工况($p=15.5\text{MPa}$, $T_{\text{avg}}=291.4\text{C}$),16时50分机组达双相中间停堆工况。

10月21日 RCV002BA频繁补水,且RCP的泄漏率大于230L/h,小于2300L/h(约为850L/h),现场查漏发现是RCV224VP向外漏水。

10月22日 23时20分机组开始升温升压。

10月23日 5时20分机组达热停堆工况,12时52分反应堆重新达临界(G棒=390步, R棒=212步, $C_B=636\text{ppm}$),21时20分汽机冲转,21时48分机组并网并以2.5MWe/min的速率升负荷。

10月24日 2时38分机组功率升至 $P_n=78\%$, $P_c=760\text{MWe}$ (因APP“B”列泵再鉴定试验不合格暂停升功率)。8时50分机组以2.5MWe/min速率升功率。9时50分当机组功率升至 $P_n=94.4\%$, $P_c=900\text{MWe}$ 时,因APP215V1故障不能自动关闭而暂停提升功率,直至17时38分机组功率升至 $P_n=100\%$, $P_c=965\text{MWe}$ 。

10月29日 20时RCV003DE正在进行除锂,现场人员向主控制室操纵员汇报RCV001DE除盐床压差高,操纵员同意将RCV001DE切换至RCV002DE运行。切换后发现反应堆冷却剂平均温度下降,立即进行稀释,使反应堆冷却剂平均温度回到正常状态。

11 月

11月2日 电网频率变化引起机组负荷变化,12时汽轮机转速自 $n=3000\text{rpm}$ 开始上

- 升,最高达 $n=3022\text{rpm}$ 。此时对应的频率约为 50.4Hz ,此期间机组电功率在 $P_e=980\sim 999\text{MWe}$ 范围内变化, R_1 棒自 214 步自动上提至 216 步, R_2 棒自 214 步自动提升至 215 步,整个过程持续约 20 分钟。
- 11 月 5 日 按计划机组降负荷运行 ($P_n=50\%$, $P_e=500\text{MWe}$),核惠线停电清扫阻波器支持绝缘子。
- 11 月 19 日 9 时 35 分执行 PT2LHQ001 定期试验, LHQ 启动成功,但现场发现冷却水泄漏,随即停运 LHQ,现场检查发现是 LHQ002MO A 侧 3 号缸头垫圈损坏,而导致冷却水泄漏。
- 11 月 25 日 机组减负荷 40MWe ,10 时 47 分当 GEW452JA 核惠线开关跳闸有功波动 $\pm 50\text{MWe}$,无功上升达 100MVAR 。11 时 15 分机组以 $3.0\text{MWe}/\text{min}$ 的速率降负荷至 $P_e=940\text{MWe}$,11 时 55 分机组开始以 $1.0\text{MWe}/\text{min}$ 的速率升功率。13 时 5 分机组功率升至 $P_n=100\%$, $P_e=984\text{MWe}$ 。

12 月

- 12 月 9 日~10 日 按计划机组降负荷、与电网解列、最终停留在热停堆工况。
- 12 月 16 日~19 日 机组从热停堆过渡到维修冷停堆工况。
- 12 月 20 日 机组处于冷停堆工况下,误开 RIS023VP 导致 RRA115VP 安全阀动作。夜班 RRA013VP 外漏造成反应堆第二道屏障破坏。14 时 30 分接班后发现 RCV002BA 补水频繁,并且发现 RX 厂房内地坑水位上升,判断 RCP 在 RX 厂房内的系统外漏。当时根据 PTRCP010 计算,RCP 泄漏率约 $1300\text{L}/\text{h}$ 。后进 RX 厂房内查漏,发现 RRA013VP 与管道接点“O”形环处向外漏水,其后果是造成大量高硼浓度放射性废水增加。
- 12 月 22 日 10 时 30 分发现 RCP 主泵消防 I 级喷淋阀自 12 月 14 日以来一直处于被关闭状态,其后果是三台主泵的消防 I 级喷淋在主控制室不能启动,其潜在风险是一旦发生相关火灾有可能烧毁主泵。
- 12 月 28 日 18 时 45 分误隔离 RIS020VP 导致 RCP 经 RIS020VP 一路补水不可用,违反了技术规范关于保持 RCP 有两路补水可用的原则。
- 12 月 29 日 20 时反应堆堆芯开始卸料,到 1997 年 1 月 1 日 17 时 07 分堆芯卸料工作全部结束,历时 69 小时 17 分钟。

3.3 1996 年管理大事记

1 月

- 1 月 14 日 大亚湾核电站 (GNPS) 在 202 大修 (2 号机组第二次大修) 中成功完成新的“+1300MW”型导向筒更换。
- 1 月 19 日 广东核电合营有限公司召开 1996 年第一次记者招待会,向公众报告了电站 1995 年安全生产运行情况。
- 1 月 22 日 国家环保局局长谢振华、中核总副总经理李定凡在广东省及深圳市环保部门领导陪同下视察大亚湾核电站。

- 1月25日 韩国电力公司(KEPCO)高层(副总裁沈昌、海外事业部总经理李超雄一行8人)访问大亚湾核电站。双方回顾了前段时期技术合作取得的成绩,探讨今后进一步合作的方法和途径,并安排建立姐妹电厂事宜。

2 月

- 2月12日 公司为所有科以上干部和现场承包商举办了廉政讲座。
2月24日 202大修热态控制棒落棒试验完成,结果满意。各棒组T₃时间在1.335秒至1.425秒之间,平均为1.366秒。至此,2号机组控制棒落棒时间超差问题获基本解决。
2月26日 EDF核能发电部部长Mr. DUPRAZ和国际事务代表Mr. LACRDIX访问大亚湾核电站。

3 月

- 3月6日 2号机组大修并网前励磁机发生故障。经研究,决定返送英国抢修。电站成立了技术小组,调查根本原因。经供应商GECA确认,决定将1号机励磁机转子倒换至2号机组。
3月8日 公司执委会召开,审议了1996年发电计划,决定先按115亿度执行;审议通过了设立GNPJVC科学技术委员会和部分重要人事任免;任命濮继龙先生接替樊鹤鸣先生担任电站第一副经理、刘达民先生担任生产副经理、林贵清先生任行政副经理、黄世强先生任电站总工程师。
3月19日~20日 电站举办OSART(运行安全评审团)活动讲习班。
3月31日 1号机组按计划解列停机,进入第二次换料大修。

4 月

- 4月1日 姐妹电厂TRICASTIN四位专家访问大亚湾核电站,就风险分析与经验反馈等问题进行了广泛深入的交流。
4月9日 202大修结束。此次大修历时116天,因励磁机故障,比目标工期滞后39天。

5 月

- 5月3日 国家原子能机构核材料管制办公室来大亚湾核电站检查1号机组换料、实物盘存及核材料管制实施情况等工作。
5月6日 国家开发银行行长姚振炎一行来访。
5月10日 国家审计署完成对大亚湾核电站基建竣工决算的审计。
5月11日 中国科协副主席高潮等一行3人参观大亚湾核电站。
5月18日 清华大学副校长吴志成一行3人访问大亚湾核电站。
5月29日 公司第39次董事会批准了反应堆压力壳封头最终解决方案。
5月31日 102大修(1号机组第二次大修)结束。此次大修历时61天,比计划工期提前11天完成。

6 月

- 6月3日 公司科学技术委员会正式成立。

- 6月4日 朱琳同志和全国妇联一行参观大亚湾核电站。
- 6月22日 中国驻阿尔及利亚大使王建帮来访。

7 月

- 7月1日 党委组织召开庆祝建党75周年暨1996年上半年总结大会。刘锡才总经理作了“大亚湾核电站要上一个新台阶”的报告。
- 7月4日 “里昂-大亚湾自动车拉力赛”队伍抵达大亚湾核电站，公司举行隆重的闭幕仪式。
- 7月6日 公司举行1996年第二次记者招待会，向新闻界报告了核电站1996年上半年安全生产和大修情况。
- 7月8日 国家计委副主任陈同海一行来公司检查工作。
- 7月25~26日 电站管理研讨班第一次会议。
决定调整生产部部分处、科的组织机构和职能。明确了经理与处长的责任分工、以及电站总工与副总工的职责范围；讨论了技术管理以及二核生产准备有关问题；提出了提高会议效率，优化决策跟踪体系的具体措施。

8 月

- 8月2日 国家审计署对大亚湾核电站基建竣工决算作出审计结论，确认工程造价40.72亿美元。
- 8月19日 国务院核电办主任陈增庆一行来公司检查工作。
- 8月26日 俄罗斯外交部、原子能部代表团访问大亚湾核电站。
- 8月27日 电站第一次党代会召开。
- 8月29~30日 电站管理研讨班第二次会议。
会议着重讨论了如何加强电站的核安全文化建设，包括相关大纲的执行、核安全文化指标的建立以及电站内的自我评估情况。同时还分析了1994年以来人因运行事件的趋势，报告了OSART检查活动的准备情况。

9 月

- 9月2~5日 WANO（世界核营运者协会）巴黎中心在我公司举办“通过减少人因错误降低紧急停堆事件”研讨会，取得满意成果。
- 9月9日 国家核安全局向公司颁发大亚湾核电站两台机组的运行许可证。
- 9月23~25日 公司召开“大亚湾核电站堆芯燃料管理策略和燃料堆内行为监督研讨会”。
- 9月29日 法国议会代表团来大亚湾核电站进行友好访问。

10 月

- 10月7日 由深圳市人民政府和香港各界人士组织的“深港人民心连心”友好联谊活动“香港访深团”一行185人参观大亚湾核电站。活动加深了香港人民对核电站的了解，增进了深港人民的友谊。
- 10月7日 全国人大新闻局访问大亚湾核电站。

- 10月7日~25日 IAEA（国际原子能机构）组织 OSART 评审团对大亚湾核电站的安全生产和管理进行为期三周的评审。25日公司举行情况通报会，评审团认为，大亚湾核电站在投产后极短时间内能达到规定的安全和剂量标准是相当不错的。
- 10月30日 公司第40次董事会批准了一、二核相互支持原则协议，确定二核秘书、人事和监察工作委托一核相应部门管理。确定1996年最终上网电量为115亿千瓦时，1997年上网发电计划初步定为120亿千瓦时。
- 10月31日 广东核电举办第二届百歌颂中华歌咏比赛。

11 月

- 11月4~5日 电站组织召开二核生产准备研讨会，就如何建立一支高素质的生产队伍进行了热烈讨论，取得良好效果。
- 11月7日 广东省核事故应急委员会访问大亚湾核电站。
- 11月10日 中共中央政治局委员、国务院副总理吴邦国在各级领导陪同下视察大亚湾核电站，对大亚湾核电站的工作和岭澳核电站的建设作了重要指示。
- 11月14日 EDF（法国电力公司）董事长阿尔封丹先生一行访问大亚湾核电站。

12 月

- 12月3~6日 大亚湾核电站举行高级操纵员取照考试，共9位持操纵员执照人员参加了考试。
- 12月15~17日 由国家计委组织的国家工程竣工验收委员会对大亚湾核电站工程进行了最终验收，获得圆满成功。12月17日举行了隆重的签字仪式。
- 12月22日 203大修正式开始。
- 12月28日 电站举行科长管理研讨会，主题为加强班组建设。

3.4 重大技术问题

1996年是机组设备缺陷的重要年份，通过发现问题找出根本原因，然后对症下药，解决了不少技术问题，电站通过十大技术问题的管理，大大提高了解决问题的效率。下面简要介绍在十大技术问题清单中出现的24个技术问题。

1. 主变压器

大亚湾核电站1号、2号主变自1991年投产运行以来存在许多问题，主要表现在以下几个方面：

- 漏油（垫片选型不当）；
- 有载分接开关不同步（设计问题）；
- 有载分接开关油流继电器误动（设计布局不当造成失磁）；
- 软连接及低压套管过热（设计问题）；
- 总烃气体含量高（与主变低温过热有关）；
- 油介损不合格（与主变低温过热有关）；
- 变压器运行油温高。

上述问题通过几次大修大部分已得到解决,如更换密封垫、失步闭锁改造、改变油流继电器安装位置、增加软连接及低压套管小室通风冷却系统,其余问题将在下一阶段逐步解决,如对冷却器系统进行改造,通过空载与短路试验查找过热部位并进行改造。

2. 2号励磁机整流毅烧毁事件

1996年3月6日,2号发电机第2次大修后启动升压,上午9点12分,电压升到23.5kV(即90%额定电压)后,出现不能再提升的情况,同时调节器B通道出现失配报警,几经调升操作均无结果,反而引出过励磁通道保护多次报警,发电机电压出现6次高峰脉冲。直到9点54分后励磁调节器被过磁通保护跳开。当时认为B通道70M不能跟踪是一个问题。为了不耽误并网,于是决定退出B通道,让调节器单通道运行。10点01分投调节器A通道于自动,2秒后出现A通道过励保护动作跳调节器于手动,10点04分现场人员再次投A通道于自动,过励保护再次动作跳调节器于手动。紧接着出现发电机电压从23.5kV下滑。10点06分,发现励磁机室冒烟,到10点13分手动跳开灭磁开关。事后,解体检查发现励磁机整流毅多处电弧烧损,尤其是交流连接线和毅中心环损坏严重,现场无法修复。3月10日整个励磁机转子运回英国返厂修理,于5月8日修好返回。造成此次设备重大事故的原因主要有二:一是调节器全速下投自动方式引起励磁回路较高过电压,二是励磁机滑环和碳刷产生的碳粉进入整流毅,使得整流毅绝缘表面耐压水平下降。

3. 2号励磁调节器A通道跳闸问题

1995年9月2号发电机励磁调节器A通道第一次出现运行中跳开,1996年间前后又发生过5次。分析其背景,多数发生在主变或联变分接头实施操作的时候,个别情况是在没有任何操作下发生的。为了查明根本原因,于1997年2月8日至3月4日,对调节器进行了全面的静态检查和动态考核,均未发现任何会导致A通道擅自跳闸的征兆,所有数据符合要求,并与原调试设定值没有多大差别。因此,引起A通道运行中跳闸的确切原因还不得而知,可能与外部扰动有关,但也不排除调节器个别元件或局部环节存在有隐匿的缺陷,这有待于进一步进行观察。

4. 0GEW107GS 接地故障

1996年6月11日,400kV核深线0GEW150/152JA跳闸,经检查发现“T”点差动保护B相动作,通过原厂家ALSTHOM专家现场解体检查,发现0GEW107GS隔离刀闸气室B相触头对地闪络,随后用具有快速地刀系统的备用隔离刀闸气室替换故障气室,并将故障气室运回法国维修。1996年12月底厂家提交根本原因分析报告,判断为在制造或安装过程中有金属颗粒进入或触头表面有金属物脱落(操作过程中),1997年1月厂家提供一台备用的带有慢速地刀系统的隔离刀闸气室,并准备在4月底前更换原快速地刀系统。

5. 0GEW 高压开关位置继电器失电后误发机组解列信号

原因分析:

这是设计问题,只有一路电源同时供给两个高压断路器控制电源。曾于1996年6月6日因误碰2LBM810JA造成停机停堆事件。

短期方案:加罩保护开关,防止误碰。

长期方案:将直流电源分开。

6. RRI 稳流器脱落

202大修期间,发生2RRI002PC、2RRI004PC稳流器脱落事件。造成2RRI B列不可用,两台泵叶轮严重磨损、泵壳入口和管道磨损。根本原因是稳流器与管壁联接设计强度不足和

安装错误,立即决定拆掉所有稳流器。而后,相继更换被磨损管段、更换叶轮、更换泵壳,重新设计稳流器并安装在泵入口处。经10个月运行后,以NDT方法抽查稳流器,状态尚好。

7. RRI 马达槽楔脱落

见2.1.5.3“不符合项管理—3)重大不符合项处理简述—b)”。

8. GCT 大气排放阀泄漏

GCT 大气排放阀自机组投运以来内漏问题一直存在,在解体检查时,发现在各个阀门的部分密封面上存在不同程度的冲蚀和斑痕。大修时需对密封面车削并按尺寸限制调节其他面的高低。据分析,主要原因是因阀门结构设计不合理而造成阀座压紧力不够。针对该原因FRAMATOME 提出CIN196/197,主要内容如下:

- (1) 在大修解体检查前利用调试工具 Flow scanner 进行检查记录;
- (2) 利用 lattflon3260 盘根填料代替原有的 latttygraph E1 填料;
- (3) 在先导阀芯和主阀芯之间去掉2根弹簧;
- (4) 利用 EPDM 气动头隔膜代替原有的隔膜;
- (5) 加长气动头弹簧调节螺栓。

CIN196/197 在2号机上已执行完毕,从改进后的检查情况看,到目前为止情况良好,但还有待进一步观察。

9. 高压缸第5级叶片连接带裂纹

见“不符合项管理及处理——常规岛部分 a”

10. 限制联变隔离刀闸操作,避免产生“VFTO”造成联变损坏

大亚湾核电站两台联变分别于1992年和1994年因隔离刀闸带电压操作相继损坏,经工厂检查、试验及有关专家的共同分析,一致认为是由于变压器在“VFTO”(超高频快速暂态过电压)作用下产生谐振造成500kV进线端匝间电压过高,超出绝缘水平所致。

为确保联变在今后的隔离刀闸操作中不再损坏,根据三菱公司的要求对相关隔离刀闸进行限制操作闭锁,即在0GEW201/202/203/401/402/403和0GEW304/305/306/504/505/506闸刀操作回路中增加带电操作闭锁功能。此项改造已在1996年11月开始实施,预计1997年1月完成并投入运行。

11. LLS 定期试验失败

简述:自核电站工程调试期间,即发现LLS系统试验成功率低,该问题一直未得到彻底解决。

现象:LLS机组启动后,超速保护动作,致使试验失败,其中PTLLS002试验成功率最低,PTLLS001有时不成功,但PTLLS003成功率较高。

主要问题:调节阀003VV径向间隙不合适。

- (1) EOMM手册规定,调节阀003VV阀头与阀套间的径向间隙在0.25~0.3mm之间。但现场试验时发现,当径向间隙为0.3mm、主蒸汽压力为75bar时,蒸汽提供的动力大于PTLLS002试验时电气消耗的有功功率,机组输入与输出功率不平衡、超速、跳机。

- (2) 调节阀003VV的阻尼器定值调整不正确:

现场阻尼器的阻尼时间被调整在60秒左右,远远大于EOMM手册给出的5秒的时间定值,这样LLS机组启动时,003VV不能及时打开,机组带负荷启动能力下降,造成由于频率大幅下降而甩负荷的情况,使得机组超速的几率大大增加。

措施：(1) 减小 003VV 径向间隙在 0.15~0.2mm 之间。

(2) 重新调整 003VV 阻尼器，使阻尼时间为 6 秒左右。

12. SAP 温度高跳闸

夏季空压机 0SAP401CO/0SAP402CO 频繁出现 SAP419AA/SAP420AA 高压级压缩空气出口温度高报警跳闸，其原因是：

(1) 空压机中间冷却水供应量不足，正常水量 20m³/h，但实际供水量仅 14.5m³/h，报警值 16m³/h；导致空压机中间冷却不足，高压级入口压缩空气温度增高。

(2) 0SAP419ST 温度探头测量发生漂移 (+6%)

经处理，0SAP419ST 重新校准，温度测量恢复正常。但中间冷却水量多次调节，水量没能得到增加，空压机中间冷却不足问题未得到解决。夏季空压机高压级压缩空气出口温度仍接近跳闸值 220℃，存在跳闸风险。

要解决 SAP 温度高跳闸，必须解决中间冷却水量不足问题。计划调查 SRI 冷却水量的分配，按原设计调整 SRI 水量分配至正常值（CRF 泵电机冷却水供应量比设计值 50m³/h 高出 5m³/h）。

13. 2RIS012VP 阀门电动头差动机构小齿轮轴断裂

概述：

2RIS012VP 为电动楔形阀门，在正常运行状态下，为常闭状态。1996 年 9 月 21 日，OPM/ME 在进行定期试验时，发现 2RIS012VP 不能动作。经解体检查发现：电动头差动机构中的 2 个小伞齿轮原来是装在套管轴上，以角焊缝型式焊接固定的。现在 2 个小齿轮焊缝已全部裂开，齿轮轴脱落，其中一个齿轮轴末端和轴孔的口子上有一处由于受力过大而屈服。

据记录 1994 年 RIS013VP 也曾发生过套管轴联接键断裂事件。

原因分析：

对脱落的小齿轮轴检查发现伞形齿轮轴焊缝断裂的主要原因为：

(1) 焊缝质量差

焊缝内有较大气孔，降低了焊缝的承受能力，并产生应力集中，引发焊缝脆性断裂。焊缝气孔的存在与焊缝的工艺有很大关系。

(2) 伞形齿轮与轴孔配合间隙较大（约有 0.1~0.2mm），这样主要受力几乎都作用在焊缝上。应采用较小的配合间隙，使伞形齿轮轴承受大部分载荷。另外，如果阀门限位装置或力矩限制装置不对也会使力矩增大，以致造成构件破坏，所以限位开关和力矩保护器的定值有待进一步核查。

处理方案：

订购电动头新备件，更换 1RIS012/013VP 和 2RIS013VP 旧电动头，对于换下的旧电动头进行解体检查及焊口分析检查。重新组装电动头，并做试验核查限位开关和力矩保护定值。预计 1997 年 6 月底完成。

14. 500kV 核一惠线阻波器支柱绝缘子表面污闪

500kV 核一惠线阻波器支柱绝缘子因表面污秽多次发生沿面放电现象，长此下去可能引起短路事故，由于缺少必要的防污措施，目前只能停电冲洗，这给电站的安全可靠运行带来极大影响。鉴于这种情况，决定对支柱绝缘子实施防污闪改造，通过对各种改造方案的比较，最后选择增爬裙技术方案，即在支柱绝缘子上增加硅橡胶伞裙。这样既增加了爬电距离也起到遮档作用，此项改造计划在 1997 年 5 月份实施。

15. RGL 控制棒电流超差

RGL 系统曾多次出现由于电流超差导致控制棒不能提升或下插的故障，经 GNPJVC 与 FRA 有关专家多次分析讨论和现场调查均未能确定电流超差的根本原因。考虑到 EDF 的 900MW 机组 RGL 系统在设计上无电流超差闭锁，FRA 建议修改闭锁定值，以避免电流超差造成的控制棒闭锁。修改内容是在所有的 RGL 电源控制柜上将：

- 提升满电流定值由 4.0V 改为 $4.16 \pm 0.02V$ （相当于由 40A 改为 41.6A）；
- 提升半电流最小值阈值由 13A 改为 10A；
- 提升半电流最大值阈值由 19A 改为 20A；
- 提升最大电流差阈值由 4.5A 改为 11A。

上述改造已在 103、203 大修期间在两台机组上实施，改造后未发生电流超差造成控制棒闭锁的故障。

16. 220kV 水-核线 99 号塔基边坡治理

1995 年夏天，99 号塔基边坡出现崩塌，业主决定进行治理，由深圳市供电局设计，深圳市勘察研究院施工，挡土墙主体工程基本完成。由于 8 月上旬的一场台风暴雨，使挡土墙的两处地段出现倒塌，

为保护输电杆塔的安全，决定对上述边坡进行第二次治理。从 1995 年 8 月起开始地质勘察，在此基础上，业主与设计院讨论，确定采用挖桩（带预应力锚杆）、挡土墙及浆砌片石进行综合治理。于 1996 年 2 月 14 日竣工验收。这次只是加固塔基下部的东南侧。

1996 年夏、秋期间由于台风暴雨袭击，塔基的西南侧又出现土体塌滑。经与设计、施工单位共同到现场观察，决定进行第三次治理，采用三道挡土墙及喷射砼护面（带锚杆）的设计方案。预计 1997 年 3 月开始施工，5 月份完成。

17. 一回路放射性高

自 1 号机组和 2 号机组商运以来，根据裂变气体放射性分析，两台机组一回路各个循环的放射性水平如下表所示：

机 组 循 环	^{131}I 放射性水平 (MBq/t)	组件泄漏数 (个)
U1C1	~100	1
U1C2	~2000	3
U1C3	~200	0
U2C1	~100	0
U2C2	~100	0
U2C3	~3000	3

注：U1C1 表示 1 号机组 (U1) 第一循环 (C1) 其余类推。

技术规范中规定一回路 ^{131}I 的限值：

加强监督限值为： 4400MBq/t (瞬时值)

15 天内停堆限值： 2200MBq/t (平均值)

2 个月内停堆限值： 2960MBq/t (平均值)

所有泄漏组件都是无滤网的 AFA-2G，异物落入堆坑导致组件被磨损的可能性较大，但不能排除制造缺陷所致。由 PCI（芯块与包壳的相互作用）和水质控制所致可能性很小。

18. JDT——热敏火灾线缆

JDT 系统的热敏火灾线缆安装在常规岛十六米电缆层, 由英国 PATOL 公司制造。自投运以来, 多次出现误报警而导致消防系统误喷淋事件。按技术要求线缆芯-屏(或地)之间在正常温度下绝缘电阻应大于 $1000M\Omega$ 。经检查, 绝大部分电缆未达到此要求, 部分线缆出现了短路及断线。同时, 线缆接头及机柜内接线缺乏必要的硅脂保护及屏蔽接地。可见, JDT 系统误报与电缆特性的严重变坏有很大关系, 电缆安装质量相当差, 有一些电缆必须更换。目前 JDT 火灾线缆部分分区处于断电状态, 部分分区处于 ISOLATION (屏蔽) 状态, 仅能进行手动喷淋。

19. CI 气动疏水阀改造

CI 气动疏水阀为 HOPKINSON 调节阀, 大多用于 GSS&AHP 向冷凝器疏水, 阀体底部存在不同程度冲蚀现象。根据在关闭状态下的泄漏量, 该类阀可分成Ⅲ级和Ⅳ级。该阀冲蚀的主要原因是阀门结构设计不能满足运行工况的要求。在 1、2 号机组第二次大修时对 1/2GSS110/210VL 更换了新型式的阀笼和加装紊流罩。在第三次大修时, 发现 2GSS110/210VL 情况良好, 但 1GSS110/210VL 新装的紊流罩存在冲蚀, 主要原因是阀门在关闭状态下泄漏量较大, 经厂家来人到现场协助对阀塞和紊流罩车削加工及对紊流罩冲蚀部分堆焊处理后已回装。本次大修还根据 PCN G AHP97260 REV. A 对 1/2GSS105/205VL, 1/2AHP120/220VL 进行了相同的改进, 还对 1ACO107/207V, 1GSS113/213/114/214VL 1AHP119/219/117/217VL 进行了解体检査, 发现 1GSS113VL 存在冲蚀。计划下次大修解体部分已改进过的阀门, 以验证改进效果并对有冲蚀和可能有冲蚀的其他阀采取改进措施。

20. 柴油机初励开关 971JA 合闸问题

1996 年 8 月 18 日至 10 月 9 日, 应急柴油发电机 1LHP、2LHP、2LHQ 先后 8 次因低电压保护动作而导致柴油发电机启动失败。

经技术人员仔细监视、检查、分析, 最后确定为初励开关 971JA 合闸速度较慢、合闸时间过长(大于 2 秒), 与 421XT 的延时整定时间(2 秒)不匹配, 致使初励开关合不到位、初励加不上, 最终导致柴油发电机启动后因低电压保护动作而跳闸。

所有四台开关用新备件更换后, 至今未有因 971JA 动作慢而引起的柴油发电机启动不成功。

971JA 动作过慢的原因可从以下几个方面分析:

(1) 开关联轴处间隙不当

根据设计运行维修手册 (EOMM) 描述, 此处应有适应间隙, 但最大不超过 1mm。而实际测量值为 0mm (1LHP)、0.4mm (1LHQ)、1.87mm (2LHP)、3mm (2LHQ)。

(2) 灭弧罩与主触头有摩擦;

此现象只在 2LHQ 上发现, 其它三台开关无此现象。

(3) 开关联轴处缺乏润滑;

(4) 开关联轴座内壁发现有油漆 (制造缺陷);

(5) 联轴与轴座有磨损。

磨损越严重的开关动作时间越长。

现已将换下的开关其中的一台送原厂家检测, 最终结论有待厂家的检测结果。

21. 因 KCO 系统继电器不可用造成 TS/TA 切换不成功

1996年11月22日, OPO 人员在进行厂用电倒闸操作时, 当进行 1LGC 由 TS 切至 TA 操作时切换不成功。经检查发现电源切换控制回路中的继电器(属 KCO 系统)接点接触电阻过大, 这是造成切换不成功的根本原因。在与原供应商 GEC-A 协商后决定用可靠性较高、具有钨铜接点的继电器进行更换, 新继电器已采购到货, 并准备在第三次大修中予以更换。

22. 9LGR001TR176/177XK 继电器故障

9LGR001TR 系统中 176XK 继电器功能为 175/176 两台冷却油泵接触器控制电源监测继电器。当 176XK 继电器故障后, 启动油流故障继电器发出油流故障报警, 并经 3 分钟延时跳 9LGR001TR; 177XK 继电器功能为 9LGR001TR 冷却风扇温度模式运行的控制继电器。当 177XK 故障后, 两台冷却风扇停运, 经检查发现造成这一继电器故障的原因是该继电器内一个 0.5W、47k Ω 的碳膜电阻因环境及运行温度过高造成损坏。鉴于这一原因, 准备临时用 1W、47k Ω 的金属膜电阻取代原电阻, 并已发文至原厂家 COGELEX, 要求他们进行分析并提出改进方案。

23. 1/2LLC410 开关同时跳闸问题

由于 9KRT501CR 柜内电源切换开关控制回路设计不周, 致使 1LHP 进行定期试验时往往引起 9KRT501CR 上游供电开关 1/2LLC410JA 同时跳开而失电。经现场测试分析, 证实是因为 1LHP 恢复 1LLC410JA 供电时, 2LLC410JA 未能事先跳开, 从而造成两系统非同期并网, 使 1/2LLC410JA 过流跳闸。通过对 9KRT501CR 柜内控制回路作相应改进后, 此问题得到彻底解决。

24. 2DEG301GF 冬季频繁跳机的处理

1996年初, 2DEG301GF 因 RRI 水温降低, 造成冷凝器压力低报警。在运行中, 由于冷凝器压力低引起蒸发压力低而跳闸。

现场检查, 制冷剂液位正常。因 RRI 冷却水阀门为蝶阀, 无法准确调节冷却水流量, 故无法彻底排除故障。

厂家技术人员在对 2DEG301GF 进行详细检查后, 确认制冷机组温度控制器定值漂移, 定值为 10C 实际为 7C。

经校验温度控制器温度探头后, 故障消除。

第四章 统计指标

4.1 WANO 性能指标

4.1.1 WANO 性能指标的作用

- (1) 为核电站提供了衡量核安全、可靠性、效率和人身安全方面的定量指标；
- (2) 有助于核电站运行机构监督核电站性能、设立努力目标、了解其它核电站的运行概貌；
- (3) 为核电站改进总体性能、调整工作的轻重缓急和资源利用提供了依据；
- (4) 为核电站性能比较提供了一个统一的标准，有助于运行经验交流。

4.1.2 WANO 指标的定义、计算公式及其意义

(1) 机组能力因子 (UCF)

在一定时间间隔内，核电站实际提供的可用毛能量与该期间的额定毛能量之比，用百分比表示为：

$$\frac{\text{额定毛能量} - \text{不可用毛能量}}{\text{额定毛能量}} \times 100\%$$

这项指标反映了核电站为最大限度地生产电能的管理成效，是综合表征核电站运行与检修质量的指标。

(2) 非计划能力损失因子 (UCL)

在一定时间间隔内，核电站由于非计划停堆、停机或因核电站管理控制能力内的非计划降负荷面损失的能量，与该期间的额定毛能量之比，用百分比表示为：

$$\frac{\text{非计划不可用毛能量}}{\text{额定毛能量}} \times 100\%$$

这项指标反映出核电站在维护其设备、系统，使之安全可靠地发电方面的能力和成效。

(3) 7000 小时临界运行时非计划自动停堆数 (UA7)

指在 7000 小时临界运行时，由于反应堆保护系统逻辑动作而引起的非计划自动停堆的次数。用公式表达为：

$$\frac{\text{临界运行时非计划自动停堆总次数} \times 7000}{\text{临界运行小时总数}}$$

该项指标标志着核电站通过减少那些可能导致非计划自动停堆的热工水力瞬态和反应性瞬态事件来改善安全性能方面的成就。

(4) 安全系统性能 (SP_x)

根据安全系统在避免堆芯损坏和防止事件扩大成核电站停电方面的重要性,压水堆核电站选定下列三个安全系统来计算此项性能指标:

- a. 高压安注系统 (SP1);
- b. 辅助给水系统 (SP2);
- c. 应急交流供电系统 (SP5);

此指标对于以上三系统分别进行计算。对于高压安注和辅助给水两系统的指标定义为在一定时间间隔内,由于任何一种原因造成该系统的部件不可用的累计小时数,与该时间间隔内要求该系统可用的小时数乘以该系统的系列数的比值,用公式表示为:

$$\frac{\text{部件不可用小时数}}{\text{要求系统可用的小时数} \times \text{系统系列数}}$$

但是,对于应急交流电源系统,只统计某一系列不能供电的不可用小时数,而不统计部件的不可用小时数。用公式表示为:

$$\frac{\text{系列不可用小时数}}{\text{要求系统可用的小时数} \times \text{系统系列数}}$$

这项指标反映了核电站内对异常事件和事故作出反应的重要安全系统的完好程度以及核电站在降低安全系统部件不可用率方面的运行检修工作的成效。

(5) 热性能 (TPI)

指按完工状况修改过的设计总热比,与调整过的实际总热比的比值。

实际总热比的调整是相对额定功率和额定循环冷却水入口温度进行的。

总热比是指在某给定时间间隔内反应堆堆芯释放总热能与发电机生产的总电能之比。

反应堆堆芯释放的总热能计算如下:

$$\text{总热能} = P_{th1} + P_{th2} - P_{th3} - P_{th4} - P_{e0}$$

$$P_{th1} = \text{饱和蒸汽质量流量} \times \text{饱和蒸汽焓};$$

$$P_{th2} = \text{排污流量} \times \text{饱和水焓};$$

$$P_{th3} = \text{给水流量} \times \text{给水焓};$$

$$P_{th4} = 0 \text{ (进入热能平衡边界的其它热能总和)};$$

$$P_{e1} = \text{该天的毛发电量,即发电机生产的总电能};$$

$$P_{e0} = (\text{供给主泵的电能} \times \text{主泵水力效率}) \times 3600 \text{ kJ/h/kW};$$

$$\text{实际总热比} = \frac{\text{总热能}}{\text{发电机生产的总电能}} = \frac{P_{th1} + P_{th2} - P_{th3} - P_{th4} - P_{e0}}{P_{e1}}$$

此指标反映核电站在注重热效率和核电站配套系统设备维修方面的成效,若能以接近热性能的设计值运行,则说明此方面的业绩优良。

(6) 燃料可靠性 (FRI)

对于压水堆,该指标定义为:反应堆在某一功率水平上稳定运行至少三天(功率变化不大于 $\pm 5\%$),反应堆冷却剂中所含 ^{131}I 的比活度(用Bq/g或 $\mu\text{Ci/g}$ 表示)。该比活度测量值要对元件表面沾污的溅附铀的贡献进行修正,并归一到一个公共的净化因子($B_n = 2 \times 10^{-5} \text{s}^{-1}$)

上,以便于比较。功率水平一般应大于85%,否则应取当月的最高稳态功率。用公式表示为:

$$FRI = [(A_{131})_N - k(A_{134})_N] \times [(L_N/LHGR) \times (100/P_0)]^{1/2}$$

式中, $(A_{131})_N$ 是归一到公共净化因子上的冷却剂中 ^{131}I 活性的平均稳态值; $(A_{134})_N$ 则是 ^{134}I 的相应值; $k(A_{134})_N$ 表示溅附轴对 $(A_{131})_N$ 的贡献; $k = 0.0318$, $L_N = 18.0\text{kW/m}$ (参考线释热率), $LHGR = 18.6\text{kW/m}$ (大亚湾核电站100%功率下的平均线释热率), P_0 是活性测量时的平均堆功率。

该项指标提供了对燃料组件完整性的一种相对简单的度量,用来监督燃料组件的完整性、可靠性,以促使人们高度重视维护燃料组件的完整性。

(7) 集体辐射剂量当量 (CRE)

指在某一时间间隔内,核电站所有现场人员(包括承包商人员及参观人员)受到的全部外照射全身剂量。

此指标用来比较各核电站在减少工作人员受照射剂量方面的辐射防护计划的成效。

(8) 低放固体废物量 (RWV)

指在一定时间间隔内,核电站内业已经过加工处理成供最终处置形式的低放固体废物的体积。

该指标反映了在减少最终处置的低放固体废物量方面的成效,并将改善公众对核电站在环境影响方面的理解。

(9) 100万小时工业安全事故率 (ISA)

指对应100万人时数,在核电站长期工作的人员离开工作或受限制作轻微工作一天以上(不包括事故当天),甚至发生死亡的事故次数。合同商的工作人员不包括在内。用公式表示为:

$$\frac{\text{事故次数} \times 1000000}{\text{该核电站工作人时}}$$

该项指标客观反映了核电站在改善长期从事业人员工业安全性能方面的成效。

(10) 化学指标 (CYI)

指将选择出来的几种重要的杂质浓度与其限值相比,把这些比值求和并归一处理。

对采用再循环蒸汽发生器的压水堆核电站,选以下三个参数计算化学指标:

- a. 蒸汽发生器排污水阳离子电导率;
- b. 蒸汽发生器排污水钠离子浓度;
- c. 凝结水泵出口凝结水溶解氧浓度。

用公式表示为:

$$CI = \frac{\frac{K_a}{0.8} + \frac{N_a}{20} + \frac{O_2}{10}}{3} \quad (\text{式中 } K_a, N_a, O_2 \text{ 均为时间权重值})$$

此指标可用于评估核电站在改善化学控制方面的进展情况。经验表明当杂质浓度高于该指标采用的限制水平时,将导致蒸汽发生器明显的腐蚀损坏;但尚未明确规定出某些杂质浓度水平,低于这些水平则可避免腐蚀损坏。因此,核电站应在实际可达的最低杂质浓度水平下运行。

4.1.3 1996年大亚湾核电站的 WANO 性能指标

表4.1-1为1994年商运以来到1996年大亚湾核电站的10项WANO性能指标。表4.1-2

为 1996 年度分月份和年度的性能指标统计表, 附有 1995 年 7 月至 1996 年 6 月的世界 WANO 指标中间值以进行比较, 并用直方图表示在图 4.1-1 至 4.1-9 中。

表 4.1-1 1994 年~1996 年大亚湾核电站的 WANO 指标数据

序号	WANO 性能指标	单位	1994 年		1995 年		1996 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
1	机组能力因子 (UCF)	%	77.9	99.4	48.99	81.47	77.38	67.75
2	非计划能力损失因子 (UCL)	%	17.2	0.5	35.68	2.03	3.95	8.18
3	7000 小时临界运行时非计划自动停堆数 (UA7)		5.39	0	4.81	6.72	5.01	1.19
4	集体辐射剂量当量 (CRE)	man-Sv	0.2	0.2	0.988	0.988	0.827	0.827
5	低放固体废物量 (RWV)	m ³	46.8	46.8	124.9	124.9	97.1	97.1
6	安全系统性能—高压安注系统 (SP1)		无数据	无数据	无数据	无数据	无数据	无数据
	安全系统性能—辅助给水系统 (SP2)		无数据	无数据	无数据	无数据	无数据	无数据
	安全系统性能—应急交流电源系统 (SP5)		无数据		无数据		无数据	
7	热性能 (TPI)	%	100	100	99.75	100	99.43	99.81
8	燃料可靠性 (FRI)	Bq/g	96.2	0	498.6	72.9	0	572.2
9	化学指标 (CYI)		0.535	0.46	0.587	0.392	0.33	0.23
10	1000000 小时工业安全事故率 (ISA)		2.164	2.164	0.785	0.785	1.594	

表 4.1-2 1996 年大亚湾核电站 WANO 指标一览表

机组	月份	月份												年度	世界中间值
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
UCF	1 号机组	100	86.1	97.4	0	11.4	99.6	99.8	69.1	97.6	100	70	96.8	77.38	82.8
	2 号机组	0	0	0	61	99.9	96.6	99.8	100	100	86.4	100	67.7	67.75	
UCL	1 号机组	0	13.9	0	0	0	0.29	0.2	30.9	2.41	0	0	0	3.95	2.8
	2 号机组	0	0	54.8	39	0.12	3.43	0.16	0	0	0.31	0	0	8.18	
UA7	1 号机组	0	11.2	9.52	0	0	0	0	13.4	9.74	0	0	9.56	5.01	0
	2 号机组	0	0	0	0	0	9.89	0	0	0	0	0	0	1.19	
TPI	1 号机组	100	100	99.8	大修	大修	99.6	100	99.7	98.9	99.2	99.7	99	99.43	99.1
	2 号机组	大修	大修	大修	96.6	100	100	100	100	100	95.8	100	100	99.81	
FRI	1 号机组	309	193	790	大修	大修	0	0	0	0	0	0	0	0	3.4
	2 号机组	大修	大修	大修	1784	972	1275	1254	1198	981	657	494	566	572.2	
CYI	1 号机组	0.41	0.32	0.33	大修	大修	0.31	0.31	0.27	0.36	0.33	0.28	0.36	0.33	0.26
	2 号机组	大修	大修	大修	0.29	0.21	0.19	0.2	0.19	0.22	0.26	0.29	0.32	0.23	
CRE	2 号机组	0.25	0.05	0.01	0.3	0.11	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.06	0.827	1.26
	2 号机组	0.25	0.05	0.01	0.3	0.11	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.06	0.827	
RWV	1 号机组	5.512	2.6	1.352	9.872	2.08	2.288	2.392	27.74	1.352	0.832	1.248	38.99	97.1	55
	1 号机组	5.512	2.6	1.352	9.872	2.08	2.288	2.392	27.74	1.352	0.832	1.248	38.99	97.1	
ISA		0	0	0	0	0	0	0	4.79	0	4.75	0	9.31	1.59	2.76

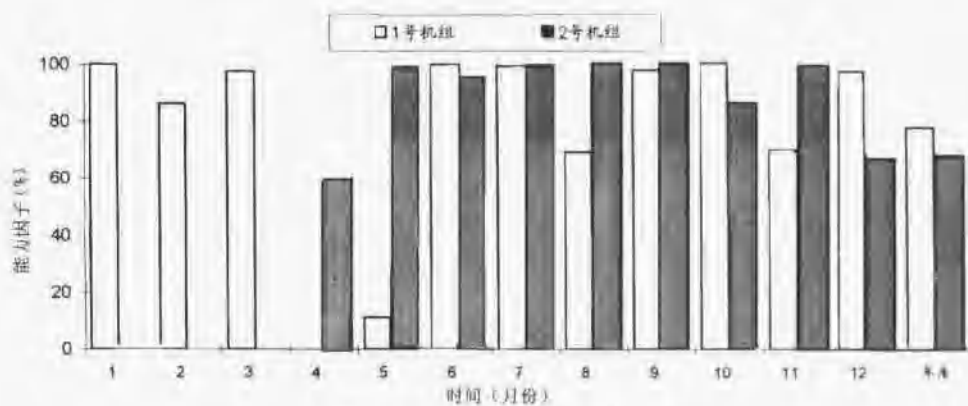


图4.1-1 机组能力因子 (%)

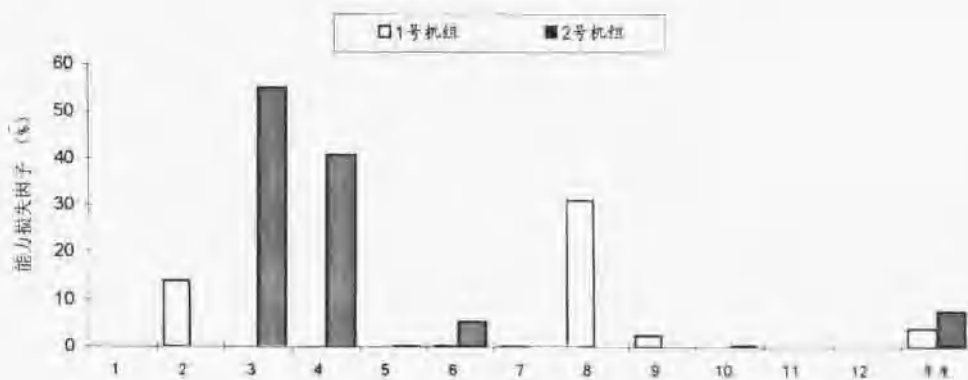


图4.1-2 非计划能力损失因子 (%)

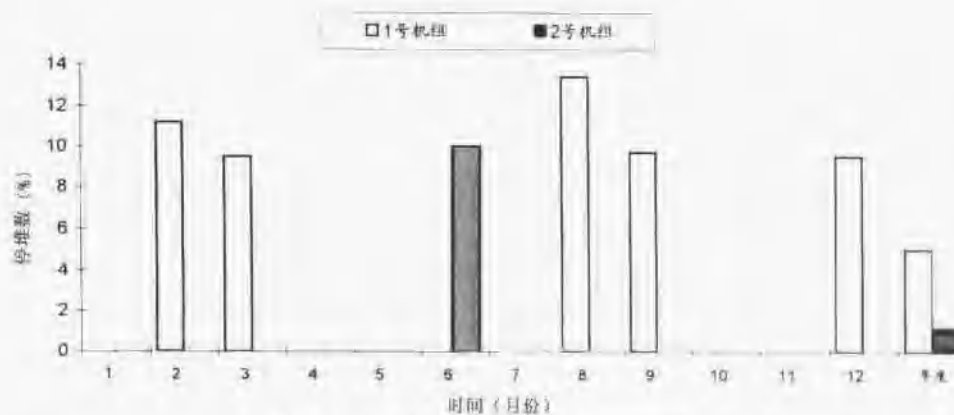


图4.1-3 7000小时临界运行时非计划自动停堆数 (%)

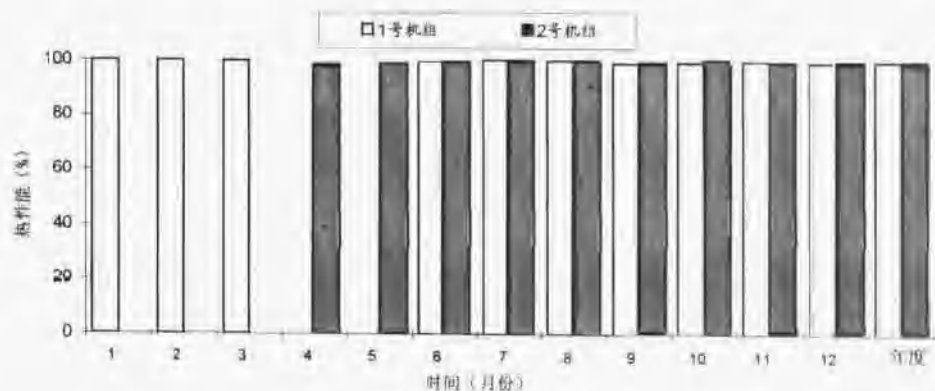


图 4.1-4 热效率 (TP1)

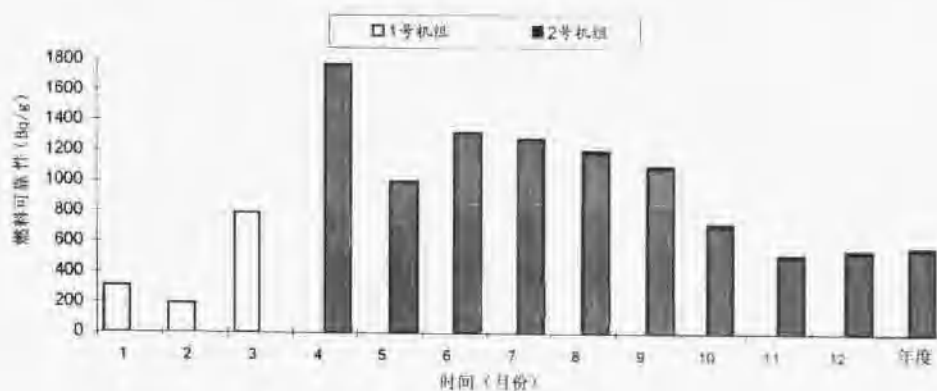


图 4.1-5 燃料可靠性 (FR)

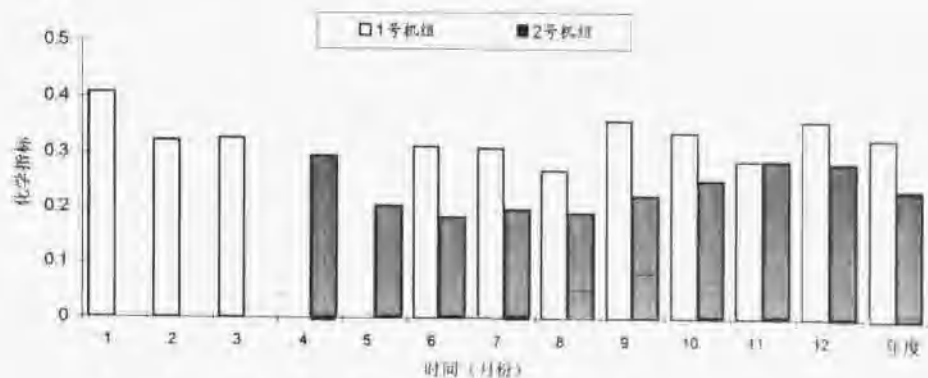
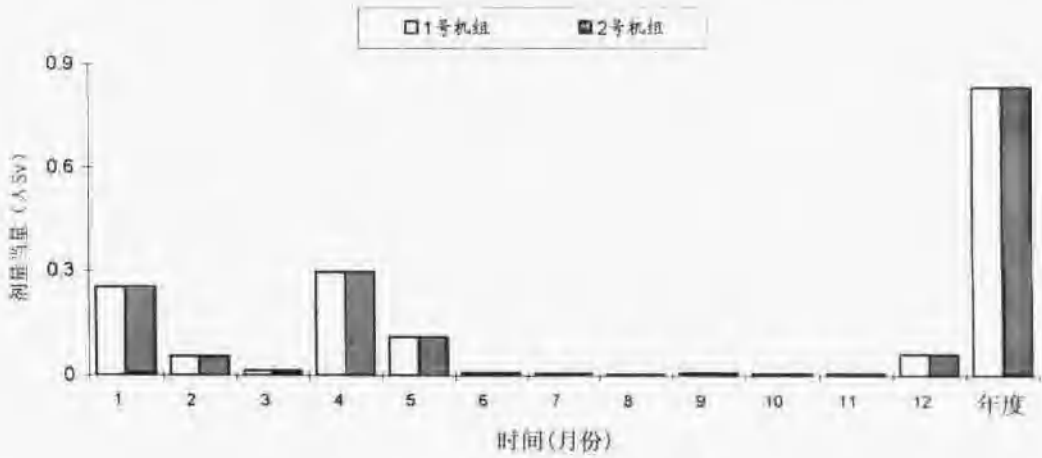
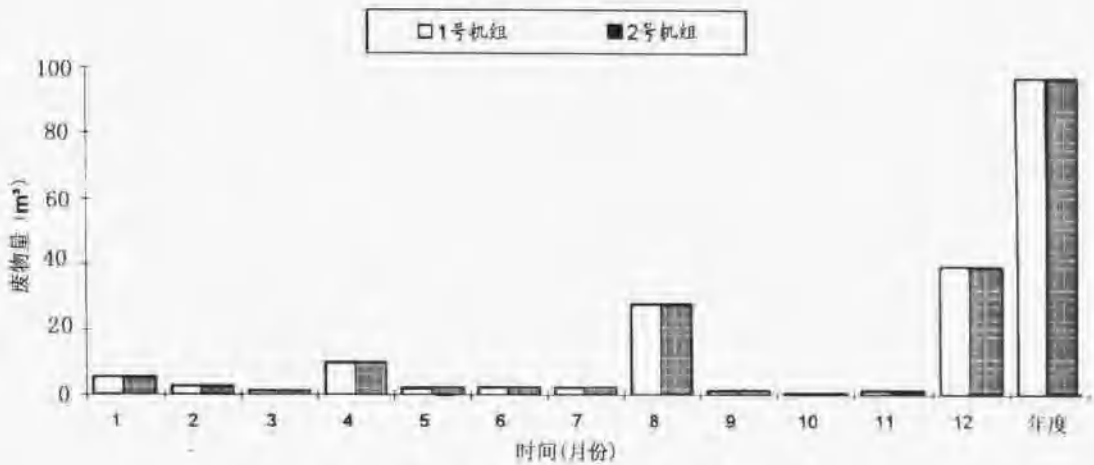


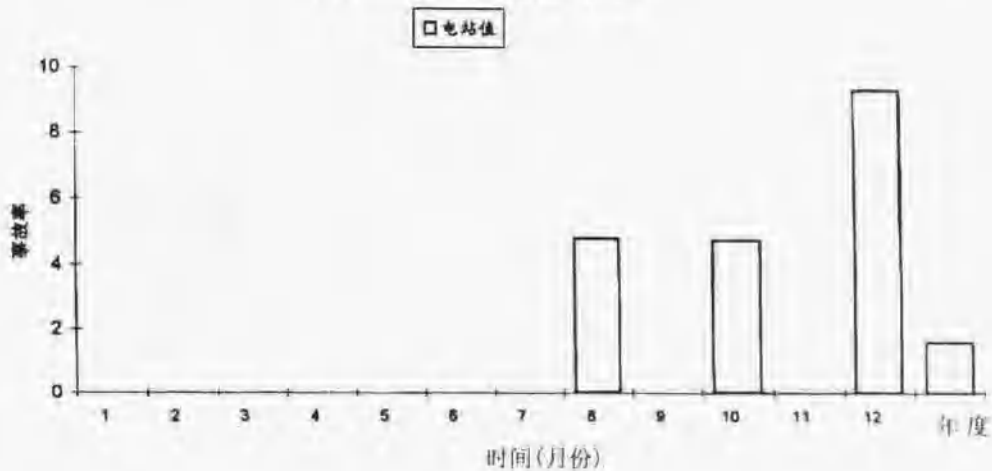
图 4.1-6 化学指标 (CY)



4.1-7 集体辐射剂量当量 (CRE)



4.1-8 低放固体废物量 (RWV)



4.1-9 1000000小时工业安全事故率 (ISA)

4.2 综合经济指标

表 4.2-1 1996 年大亚湾核电站综合经济指标及与 1995 年的比较

指标名称	单位	1994 年	1995 年	1996 年	与去年比较(%)
发电量	百万度	12,265.10	10,614.35	12,113.93	114.13
厂供电量	百万度	11,628.22	10,058.42	11,529.57	114.63
出口电量	百万度	7,809.14	7,004.49	7,382.39	105.40
内销电量	百万度	3,848.34	3,053.93	4,147.18	135.80
总产值(现行价)	万元	558,344.00	548,017.00	612,334.00	111.74
工业增加值	万元	246,475.00	246,892.00	314,472.00	127.37
总销售收入	万元	525,549.00	548,017.00	612,334.00	111.74
出口创汇额	万美元	40,310.00	45,880.00	47,249.00	102.98
职工年平均人数	人	1,632.00	1,350.00	1,191.00	88.22
劳动生产率	元/人	3,421,223.00	4,059,384.00	5,141,345.00	126.65
人均利税总额	元/人	547,230.00	760,910.00	1,191,617.00	156.10
本年固定资产投资	万元	1,024.00	12,161.00	141,389.00	118.32
本年实现利润	万元	89,308.00	102,693.00	141,921.00	138.20
本年上缴税金	万元	0.00	30.00	10,644.00(所得税)	35480.00
发电标准煤耗	克/度	365.39	363.08	362.63	99.88
供电标准煤耗	克/度	385.40	383.15	381.01	99.44
发电厂用电率	%	5.19	5.24	4.82	91.98

说明: 1. 以上相关价值指标均按当年末的汇率折算;

2. 1994 年发电量、供电量、出口电量及内销电量均包括调试电量;

3. 固定资产投资只计更新改造部分;

4. 1994 年调试期厂用电率 11.36%, 商运期 4.67%。

4.3 能量统计指标

表 4.3-1 1996 年大亚湾核电站的能量统计指标

指 标		单 位	一号机组	二号机组	
功 率	机组连续净功率	PCN	MW	944	944
	机组连续毛功率	PCB	MW	984	984
	反应堆热功率	PPRIM	MW	2895	2895
能 量	毛发电量	Eb	MWh	6577457	5536174
	辅助设备消耗能量总和	X	MWh	300346	278352
	统计期间的净电能	En	MWh	6264498	5247506
	运行期间的净电能	Enm	MWh	6293717	5297472
	反应堆产生的热能	Eth	MWh	19447203	16314642
	从燃料获得的能量	Eec	EFPD	279.916	234.796
	堆芯平均燃耗	IRRAD	MWd/t	11251	9416

续表

指 标		单 位	1号机组	2号机组	
能 量	毛可用能量	Ed	MWh	6688068	5855643
	毛不可用能量	Ei	MWh	1955388	2787813
	计划的毛不可用能量	Eip	MWh	1613710	2081056
	非计划的毛不可用能量	Eif	MWh	341678	706757
常 用 比 率	机组能力因子	Kd	%	77.4	67.7
	机组能力损失因子	Ki	%	22.6	32.3
	计划的能力损失因子	Kip	%	18.7	24.1
	非计划的能力损失因子	Kinp	%	4	8.2
	负荷因子	Ks	%	76.1	64.1
	净可用能量的利用率	Ku	%	98.3	94.5
	机组时间利用率	Kb	%	78	65.3
	反应堆时间利用率	Kal	%	79.5	66.9
	辅助设备消耗因子	Kax	%	4.6	5
	运行期间辅助设备消耗因子	Kam	%	4.1	4.1
时 间	机组理论小时数	H	Hrs	8784	8784
	机组在全可用情况下的运行时间	Hmt	Hrs	5265.9	4462.5
	机组在部分可用情况下的运行时间	Hmr	Hrs	1587	1276.5
	机组总的运行时间	Hm	Hrs	6852.9	5739
	机组在全可用和部分可用情况下的停运时间	Hd	Hrs	20	388
	计划的全部不可用下的停运时间	Hip	Hrs	1582.8	2016
	非计划的全部不可用下的停运时间	Hif	Hrs	328.3	641
	机组在全不可用下的总停运时间	Hi	Hrs	1911.1	2657
	反应堆临界小时数	Hc	Hrs	6979.9	5879.4
反应堆在可用状况下的停运小时数	Ha	Hrs	541.4	1153.5	
运 行 状 态	由于内部事故机组与电网自动解列的总次数	Sii		4	3
	机组与电网解列的总次数	St		6	5
	汽机起动的次数	Dtu		8	6
	汽机跳闸但反应堆仍运行的次数	Atu		4	4
	反应堆临界次数	Div		7	4
	反应堆非计划自动紧急停堆次数	Aui		5	1
	冷停堆次数	Ait		1	2
	中间停堆次数	Ait		4	6
	热停堆次数	Act		9	8
安注次数	Is		0	0	

4.4 发电业绩逐月统计

大亚湾核电站发电业绩逐月统计列在表 4.4-1 中。

表 4.4-1 发电业绩统计

1 号机组

1 号机组		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	总计
发电量	GWH	733.659	589.007	716.461	0.00	83.431	705.352	729.796	504.270	583.278	725.176	470.386	636.6410	6577.457
上网售电量	GWH	700.322	549.168	664.842	0.00	78.663	676.666	700.754	483.128	655.606	594.569	449.698	599.257	6252.673
负荷因子	%	100.21	86.00	97.90	0.00	11.40	99.56	99.59	68.90	96.44	99.05	66.39	86.96	76.10
机组可用率	%	100.00	86.14	97.40	0.00	11.40	99.56	99.80	69.10	97.59	100.00	70.00	96.77	77.38
强迫停机及减载等效天数	天数	0.08	4.055	0.741	0.00	0.00	0.00	0.00	9.30	0.65	0.00	0.00	2.70	17.526
燃料消耗	EFPD	30.92	24.90	30.24	0.00	3.81	29.98	30.98	21.65	29.30	30.97	19.99	27.18	279.92

2 号机组

1 号机组		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	总计
发电量	GWH	0.00	0.00	0.00	431.910	732.565	683.928	730.579	729.921	703.358	606.948	700.911	1216.3540	5536.474
上网售电量	GWH	0.00	0.00	0.00	399.321	690.699	656.113	701.505	699.319	674.873	581.331	670.085	203.6495	5276.896
负荷因子	%	0.00	0.00	0.00	60.96	100.10	96.53	99.79	99.70	99.28	82.91	98.93	29.55	64.05
机组可用率	%	0.00	0.00	0.00	60.96	99.90	96.57	99.81	100.00	100.00	86.43	100.00	67.74	67.75
强迫停机及减载等效天数	天数	0.00	0.00	0.00	0.541	0.00	1.077	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	11.61	13.438
燃料消耗	EFPD	0.00	0.00	0.157	18.339	30.92	28.83	30.92	30.93	29.94	25.88	29.67	9.21	234.80

全厂

1 号机组		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	总计
发电量	GWH	733.659	589.007	716.461	431.910	815.996	1389.280	1460.375	1234.191	1386.636	1332.124	1171.297	852.9950	12113.931
上网售电量	GWH	700.322	549.168	664.842	399.321	769.362	1332.779	1402.259	1182.447	1330.479	1275.900	1119.783	802.9064	11529.569
负荷因子	%	50.11	43.00	48.95	30.48	55.75	98.05	99.74	84.30	97.86	90.98	82.66	58.26	70.08
机组可用率	%	50.00	43.07	48.70	30.48	55.65	98.07	99.81	84.55	98.80	93.22	85.00	82.26	72.57
强迫停机及减载等效天数	天数	0.08	4.055	0.741	0.541	0.00	1.077	0.00	9.30	0.65	0.00	0.21	14.31	30.964
燃料消耗	EFPD	30.92	24.90	30.397	18.339	34.73	58.81	61.9	52.58	59.24	56.85	49.66	36.39	514.72

4.5 电力系统继电保护和自动装置动作统计

表 4.5-1 电力系统继电保护和自动装置动作统计

序号	时间	保护装置动作情况简述 (包括设备故障类型及 重合闸装置动作评论)	被保护设 备名称	保护与安全 自动装置 类型、型号	装置的动作分析			正常和不正确 动作原因	责任分类	备注
					正常 (次数)	正确 (次数)	不正确 (次数)			
1	1996年 2月19日 02时53分 50秒	1996年2月19日02时53分50秒,1号 反应堆高通量保护动作,引起反应堆自动停 堆,汽机跳闸,汽机联跳信号启动; 1GPA001ARBAY1、BAY2上的10L出口 通道,将1GLBS、励磁开关跳开	1号发电机	汽机联跳	2				10L动作出 口,属正确动作 两次	
2	1996年 4月1日 21时12分 02秒	1996年4月1日21时12分02秒,ME高 压人员在发电机侧挂地线之前因未申请将 发电机100%定子接地保护退出运行,导致 挂地线时该保护动作出口,跳开 0GEW351JA、350JA,主变失电,厂用电切换 至辅变供电	1号发电机	GIX104	1				发电机100% 定子接地保护 正常动作一次	
3	1996年 4月10日 03时38分 00秒	1996年4月10日03时38分00秒, 2GSS230BA水位HI-HI引起GSE保护动作 出口,跳开汽轮机,汽机联跳信号出口后 启动2GPA001ARBAY1/BAY2上的10L,引 起GLBS,灭磁开关跳闸,主变转为带厂荷 运行	2号发电机	汽机联跳	2				10L动作出 口属正确动作 两次	
4	1996年 4月19日 06时54分 56秒	1996年4月19日06时54分56秒,主控 室操纵员在调主变分接头升无功的过程中 出现分接头三相位置不对应(A相为2,B、C 相为8),导致发电机负序电流保护经1000S 延时后动作出口,将0GEW450JA、452JA跳 开,2号发电机转至带厂荷运行	2号发电机	IPX146A/	1				发电机负序 电流保护正确 动作一次	
5	1996年 5月4日 06时51分 15秒	1996年5月4日06时51分15秒,大埔 1回线路发生C相瞬时接地故障,第一、二 套主保护MFDA2、THR均正确动作,跳开 250JA、252JA,并启动自动重合闸,经重合 闸延时后,250JA、252JA自动重合闸正确动作, 开关自动重合成功	大埔2线	线路保护 自动重合 闸	4				两套主保护 和两套自动重 合闸装置均正 确动作,统计四 次	

续表

序号	时间	保护装置动作情况简述 (包括设备故障类型及重合闸装置动作评论)	被保护设备名称	保护与安全自动装置类型、型号	装置的动作分析			正常和不正确动作原因	责任分类	备注
					正常(次数)	正确(次数)	不正确(次数)			
6	1996年6月6日20时55分46秒	1996年6月6日20时55分46秒, OPO 人员空作 OGEW 柴油机定期试验时, 误碰 OLB4M8-10 开关, 导致 500kV 系统 + / - SAI 125V 直流电源信号丧失, OGEW450JA、452JA 合闸位置重动继电器失磁, 误发信号给汽轮机上位机, 汽轮机快速降负荷, 后因真空下降, 汽机跳闸, 汽机联跳动作出口, 将 GLBS、励磁开关跳开	2号发电机	汽机联跳		2			10L 动作出口, 属正确动作两次	
7	1996年6月7日12时19分39秒	1996年6月7日12时19分39秒, OPO 人员执行同期并网程序, 准备将 2 号发电机并网, 由于转速设置不当(应高于系统周波), 在转速过大的时候并网, 导致发电机并网后逆功率保护动作出口, 引起 GLBS、汽机、励磁开关跳闸	2号发电机	逆功率保护 PPX105b		1			发电机逆功率保护动作出口, 属正确动作一次	
8	1996年6月7日13时08分40秒	1996年6月7日13时08分40秒, 2号发电机并网后约30秒左右, GSS 满水箱水位高一高, 引起汽机跳闸, 汽机联跳动作出口, 将 GLBS、励磁开关跳开	2号发电机	汽机联跳		2			10L 动作出口, 属正确动作两次	
9	1996年6月11日09时19分31秒	1996年6月11日09时19分31秒, 核深线核岛发生 T 区 B 相瞬时接地故障, 第一、第二 T 区主保护 TDB11、MCAG14 均正确动作, 跳开 150JA、152JA, 并闭锁其自动重合闸装置, 同时联跳对侧线路开关, 经过约 90ms 左右的时间可靠切除故障	核深线	线路保护自动重合		2			第一、二套 T 区主保护属正确动作两次	
10	1996年7月19日07时22分39秒	1996年7月19日07时22分39秒, 大埔 I 回线路发生 C 相瞬时接地故障, 第一、二套主保护 MFOA2、TTR 均正确动作, 跳开 250JA、252JA 自动重合闸重合成功	大埔 2 线			4			两套主保护和两套重合闸装置均正确动作, 统计四次	

续表

序号	时间	保护装置动作情况简述 (包括设备故障类型及 重合闸装置动作评论)	被保护设 备名称	保护与安全 自动装置类 型、型号	装置的动作分析			正常和不正确 动作原因	责任分类	备注
					正常 (次数)	正确 (次数)	不正确 (次数)			
11	1996年 8月18日 01时32分 53秒	1996年8月18日01时32分53秒,运行 人员在调节1号主变分接头升压过程中引 起主变A相分接头瓦斯保护动作,导致 1GPA001AR BAY1/2 8R 动作出口,导致 0GEW3511A、3501A、灭磁开关、汽机、GLBS 跳闸,反应堆自动停堆,厂用电由TS切换至 TA供电	1号主变压 器	主变分接 头瓦斯保护	2				1GPA001AR BAY1/2 上 8R 动作出口,属正 常动作两次	
12	1996年 8月25日 05时42分 27秒	1996年8月25日05时42分27秒,核惠 线发生C相瞬时接地故障,线路主保护和后 备距离保护均正确动作,切除0GEW551JA、 550JA故障相,并同时启动自动重合闸,经 重合闸延时后,551JA、550JA自动重合闸正 确动作出口,合上跳开的故障相,核惠线恢 复全相运行	核惠线	线路保护 自动重合闸	5				LCB I、 THR、RAZFE、 YTG33、551、 550JA 自动重 合闸装置各动 作一次(统计五 次)	
13	1996年 11月23日 10时47分 21秒	1996年11月23日10时47分21秒, ME/OTTS人员在完成590TR隔离刀闸加装 电气闭锁改进盘内跳线工作后,恢复 0GEW507T.B盘内直流工作电源时, 0GEW550JA断路器失灵,保护出口断路器 动作出口,引起0GEW551JA和核惠线对侧 开关跳闸,导致核惠线停电	核惠线			1	从设计原理图和 断路器失灵保护的 设计准则来讲,脱切 直流工作电源都不 会对断路器失灵保 护出口继电器造成 任何影响,从事故现 象来说,此误动是瞬 时的,一旦直流工作 电源正常,其动作线 圈便可复归,说明其 根本原因只有等等其 他原因才能查找和分 析	属厂 家设计 制造本 身不合 理所致	0GEW550JA 断路器失灵保 护出口继电器 动作属于误动 作一次	

注:1996年1月至12月全部保护动作总次数29,其中正常动作次数3,正确次数25,不正确次数1

4.6 电站运行事件 (LOE) 汇总

表 4.6-1 电站运行事件 (LOE) 汇总

编号/日期	分级	事件名称/描述	事件性质	原因因素
LOE 96-1-01 1995年12月 17日	0	名称: RRI 电动机制造缺陷 描述: 1995年12月17日整治性小修期间, 发现 RRI02PC* 的电动机绝缘被击穿, 进一步检查发现这是由于电动机制造缺陷引起电动机槽楔脱落所致	设备故障	制造缺陷 (要求制造商阐明根本原因)
LOE 96-1-02 1996年2月 19日	0	名称: RGL R 棒组故障造成功率量程高通量率引起紧急停堆 描述: 在使用 IRGL01 规程处理 H ₁₄ /B ₈ (R 棒) 控制棒失步故障的过程中, H ₁₄ /B ₈ 中的一个棒束意外掉落, 触发功率量程中子通量变化率高, 引起非计划自动停堆 (停堆前堆临界)	设备故障	R 棒控制柜电流故障
LOE96-1-03 1996年3月 31日	0	名称: 3号蒸汽发生器高-高水位+P ₇ 保护信号引起紧急停堆 描述: APA 泵正在起动过程中 (转速为 3950rpm), 当操纵员将泵速控制模式由“手动”切换至“自动”时, 此时 APA01RC 在手动“0%”位置, 泵速突然快速上升, 造成泵给水流量增加, 蒸汽发生器水位上升, 最后触发“3号蒸汽发生器高-高水位+P ₇ ”信号而引起非计划自动停堆 (停堆前堆临界)	设备故障	在 APA 速度控制器的 PLC 软件中缺乏速度传感器检查
LOE96-1-04 1996年4月 1日	0	名称: 主厂外电源丧失造成紧急停堆 描述: 1号机组解列后由于 100% 定子保护未退出运行, 在装设发电机出口地线时造成人为接地点保护动作, 主变跳闸, 导致非计划自动停堆 (停堆前堆次临界)	人员失误	准备不足, 风险分析不足
LOE 96-1-05 1996年4月 2日	0	名称: 9TEG006BA 氮气扫气导致 KRT017MA II 级报警 描述: TEG006BA 箱的 618VY 阀门维修完后, 运行人员对 TEG006BA 箱进行氮气清扫。由于清扫管线的再线不正确, 导致清扫过程中触发 KRT017MA (在 DVN 烟窗内) II 级报警, 整个排放报警过程持续了约 1 分钟	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> 工作准备不足 使用不合适的运行规程 缺乏自控 (再线错误)
LOE 96-1-06 1996年4月 26日	0	名称: 由于 LHB001TU 125VDC 电源断开, 造成一路内部电源 (LBH) 丧失 描述: 在处理 LHB004AA 报警时, 发现 LHB001TU 没有工作电源 (LHB001TU 电压互感器 125VDC 电源在断开位置), 这意味着在失外电源时, 将无法自动切换至 LHQ 供电, 也就是 B 列柴油机 LHQ 不可用, 不可能作为 6.6kV B 列配电盘 LHB 的后备电源	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> 缺乏培训 (有关的知识不足) 不遵守规程
LOE96-1-07 1996年5月 31日	0	名称: 1RCV620VP 下游管子插套焊接处裂口 描述: 1RCV620VP 阀下游管子由于振动出现裂纹而发生泄漏, 裂口在插套管焊接处, 造成一回路泄漏率超标	设备故障	<ul style="list-style-type: none"> 设计缺陷 (管线未安装支架, 吊架) 焊缝的焊接质量缺陷 主控制室规程管理缺陷
LOE96-1-08 1996年6月 4日	0	名称: 放射性气体意外排放 描述: 在进行日常化学取样分析时, 化学人员进行稳压器液相取样时, 误开稳压器汽相取样阀, 导致放射性气体从烟窗排出, 触发 KRT017MA 2 级报警	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> 缺乏自控 (再线错误) 工作准备缺陷 (没有正确查阅流程图)

* 见附录 5 “设备名称代码”。

续表

编号/日期	分级	事件名称/描述	事件性质	原因因素
LOE96-1-09 1996年8月 18日	0	名称: 在满功率下失去 LGA 和 LGD 引起紧急停堆 描述: 为了降低发电机无功, 操纵员用主变有载调压开关调节主变抽头(从 11 步调到 12 步), 引发主变有载调压开关 A 相油流保护继电器误动, 导致 OGEW350/351JA 跳开、汽轮机跳闸、非计划自动停堆(停堆前堆临界)	设备故障	油流保护继电器设计安装不合理, 保护继电器动作值下降
LOE 96-1-10 1996年8月 27日	0	名称: 一回路硼浓度监督的丧失 描述: 开始反应堆在中间停堆, 硼表在 RRA 连接。8月26日, RRA 系统被隔离, 反应堆从中间停堆过渡到热停堆条件。8月27日, 在逼近临界和进行相关稀释时, 发现硼表的硼浓度指示没变化。最后弄清楚了硼表系统仍与 RRA 系统联接, 没有与 RCP 连接, 使硼表系统不可用, 造成一回路硼浓度监督丧失达 11 小时	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> 临时再线变更管理缺陷 交流不够(运行和化学人员之间) 规程缺陷(缺陷在硼表再线的停工待检点) 值长检查和 STA 独立验证不够
LOE 96-1-11 1996年9月 13日	0	名称: 2号蒸汽发生器低-低水位触发紧急停堆 描述: 由于 1VVP312VH 阀门“O”型密封圈损坏, 造成 1VVP002VV 阀控制油严重内漏和外漏, 油路压力降低, 虽然机组快速降负荷, 但终因 1VVP002VV 关闭, 造成 2号蒸汽发生器低-低水位, 导致非计划自动停堆(停堆前堆临界)	设备故障	<ul style="list-style-type: none"> 非泵侧油路电磁阀 1VVP262EL 内漏(油路中有杂质) 1VVP312VH“O”环失效, 大量控制油外漏 气动泵频繁动作, 促成“O”环损坏 电磁阀 1VVP212EL 故障, 导致对气动泵的供气中断
LOE 96-1-12 1996年12月 1日	0	名称: 3号蒸汽发生器高-高水位+P; 保护动作导致紧急停堆 描述: 机组正常启动, 当堆功率提升到 19%FP 左右时, 3台蒸汽发生器水位迅速上升。主控室人员手动干预蒸汽发生器水位调节, 试图控制水位上升, 但未获成功, 最终因 3号蒸汽发生器高-高水位+P; 导致非计划自动停堆(停堆前堆临界)	设备故障	给水流最控制系统(ARE)自动调节性能差
LOE 96-2-01 1996年1月 2日	0	名称: 乏燃料池失去冷却 描述: 机组正处于换料维修状态, 所有燃料组件已存放在燃料厂房内乏燃料水池中。RRIB 列已停运, 只有 RRIA 列是可用的。此时有人报告, 在 RX170 房间内有水, 现场操纵员发现 RRA619/620VN 被打开, 造成 RRI 系统的水丧失, 乏燃料池失去冷却 1.5 小时, 池水温度升高 10℃	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> 承包商人员或非运行人员误动; RRA 619/620VN 阀无挂标识牌(标明阀功能是排 RRI 水); 规程缺陷
LOE 96-2-02 1996年1月 29日	0	名称: 乏燃料池失去冷却 描述: 在定期试验 PT2RRI03/09/17 之后, 2RRI A 列在运行, B 列备用, 由于 2RRI060NV 阀被关闭, 使 2PTR001RF 失去冷却水 7.5 小时, 此时正是换料维修状态, 燃料组件存放在乏燃料水池中, 乏燃料水池失去冷却 7.5 小时, 池水温度从 24℃ 升到 34℃, 升高了 10℃	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> 在再线文件准备期间, 没有系统地跟踪临时添加的隔离项目; 没有用自检方法保证设备在正常状态; —为什么 RRI 公用系统流量丧失? —为什么乏燃料水池温度上升?

续表

编号/日期	分级	事件名称/描述	事件性质	原因因素
LOE 96 -2-03 1996年2月 15日	1	名称: 由于稳流器(2RRI02ED/04ED)故障使2RRI002PO/004PO泵损坏 描述: 2月15日, 在对RRI02RF的漏水进行检修时发现, RRI侧有大量金属碎片, 另外, 2RRI04PO也出现卡堵现象, 当日下午在对泵进口侧的稳流器拆开检查时发现, 原进口侧的稳流器已因安装反向和设计不合理的原因而脱落, 泵的叶轮也被打坏	设备故障	<ul style="list-style-type: none"> • 安装错误; • 设计缺陷(关于振动水平和湍流的裕量)
LOE 96 -2-04 1996年3月 1日	0	名称: 2号蒸汽发生器低-低水位引起紧急停堆 描述: 事件发生前, 一回路正在加热升温, 由中间冷停堆向热停堆过渡, 温度为273℃, 压力为 41×10^5 Pa。3台蒸汽发生器由ASG001PO泵供水, 在此期间2ARE401/405EN记录仪卡纸, 2ARE404EN记录仪工作时好时坏。它们是指示3台蒸汽发生器水位的。2ASG014VD阀(2号蒸汽发生器的调节阀)有约5t/h的内漏, 投运2号蒸汽发生器的APG以平衡5t/h的内漏, 终因没有充分监督蒸汽发生器水位和没有及时调整ASG供水, 2号蒸汽发生器达到低-低水位, 导致非计划自动停堆(停堆前堆次临界)	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> • 对重要运行参数监督不力(从低水位红灯闪烁到低水位保护动作停堆历时19分钟); • 设备维修质量欠佳; • 操纵员缺乏经验, 不熟悉所遇到的情况
LOE 96 -2-05 1996年3月 25日	0	名称: 由于RPN源量程高通量引起紧急停堆 描述: 为了排除2LNA系统绝缘的故障, 断开了2LNA101JA断路器。这引起了2RPN014MA的电源丧失, 触发了源量程高通量信号, 导致非计划自动停堆(停堆前堆次临界)	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> • 工作准备不足(没做风险分析); • 没遵守维修规程; • 培训不足(关于所述事件); • 设计缺陷(在丧失LNA/LNB/LNE下按照$P_N < P_{in}$的自动停堆)
LOE 96 -2-06 1996年3月 26日	0	名称: 由于RPB007UP失电造成紧急停堆。 描述: 由于NI所有系统的继电器架均为开放式(包括重要的保护系统), 上面的UP跳闸按钮极易被误碰, 存在较大隐患, 为解决这一问题, 技术支持处人员利用本次换料大修期间将所有UP跳闸按钮加装保护套, 在现场确认RPB007UP保护套尺寸时, 误碰此跳闸按钮, 造成失电, 停堆断路器自动打开, 导致非计划自动停堆(停堆前堆次临界)	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> • 工作准备缺陷(风险、分析和工作过程)
LOE 96-2-07 1996年5月 31日		名称: 2RCV545VP维修导致KRT017MA II级报警 描述: 2号机组第二次大修后的运行中, 在2KRT036MA第7支路上陆续出现峰值, 运行处人员经过二十多次试验, 怀疑2RCV545VP内漏。维修处人员分析后, 认为该阀门的内漏可能是由于阀芯内有异物或者阀门没有关严引起的。在未找到运行处人员情况下就操作了该阀门, 开关操作两次, 试图把阀芯密封上的可能的异物冲走, 然后又检查2RPE018IC流量指示计观察镜, 发现无流量, 通知运行处人员确认该阀门内漏已消除, 解决了长期以来2RPE018MA报警问题。但是, 由于操作该阀门, 引起一回路放射性气体释放, 触发2KRT017MA I级报警	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> • 不遵守规程, 无票作业; • 缺乏该阀门及相关系统知识; • 运行与维修之间信息交流不足

续表

编号/日期	分级	事件名称/描述	事件性质	原因因素
LOE 96-2-08 1996年6月 6日	0	名称: 3号蒸汽发生器高-高水位→P ₇ 导致紧急停堆。 描述: 在执行 OGEW 定期试验期间 (PTOGEW02), 因误碰 OLB M810 开关, 引起汽轮机快速降负荷, 并因凝汽器真空低而停机。在汽轮发电机跳闸后, 又由于蒸汽发生器水位调节控制不好, 3号蒸汽发生器高-高水位信号及堆功率大于 10%FP 信号 (P ₇), 触发非计划自动停堆 (停堆前堆临界)	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> · 技艺培训不足, 风险知识不足; · 人员没有意识到自己的行动对核安全的影响; · 没有及时沟通 (害怕失败); · 布置设计不适当 (接口设计); · 工作地方狭窄 (环境条件); · 设备设计不合理 (例如往里推是断电)
LOE 96-2-09 1996年10月 20日	1	名称: 电源切换时 2LHP/Q 启动后跳闸 描述: 因 2 号主变检修, 厂用电需从 TS 切换到 TA 供电, 在电源切换过程中, 两台柴油发电机 2LHP/Q 如期启动, 但启动后因初励开关 971JA 合闸时间太长 (大于 2s), 与 421XT 的延时整定时间 (2s) 不配, 致使初励开关 971JA 合不到位, 初励加不上, 柴油发电机不能建立电压, 导致低电压保护动作出口, 引起 2LHP/Q 启动后跳闸	设备故障	<ul style="list-style-type: none"> · 971JA 开关联轴处间隙小于 1mm; · 灭弧罩与主触头之间有摩擦; · 开关联轴处阻力大
LOE 96-2-10 1996年11月 19日	1	名称: 2LHQ 柴油机出水管垫片漏水导致柴油机不可用。 描述: 2LHQ 作带负荷试验, 002MO A3 缸出水管垫漏水, 造成冷却水位低, 柴油机不可用。经检查, 漏水是因为 1995 年 4 月抢修缸头与缸密封组件时所用的出水管垫是改造 (出水管垫片改造) 前使用的旧材质垫片	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> · 改造管理程序不完整; · 对改造后文件修改状态的跟踪不及时; · 仓库内新旧材质的出水管垫混合存放; · 检查经验反馈不足, 现场对旧材质垫片未能识别
LOE 96-2-11 1996年12月 20日	0	名称: 一回路超压引起 RRA 安全阀动作 描述: 机组处于正常冷停堆, 一回路压力为 10bar, 由于运行规程与大修计划活动先后顺序相矛盾, 在解除 RIS 贯穿件试验部分隔离重新再线隔离中, 误开 RIS023VP 阀 (热端注入), 造成一回路超压, 引起 RRA115VP 安全阀动作, 并超出运行允许区域	人员失误	
LOE 96-2-12 1996年12月 14日	0	名称: 两台机组主泵 II 级消防喷淋失效。 描述: 2 号机组第三次换料大修 (203 大修) 期间, 为防止对主泵的意外喷淋, 必须对 2JPI028/029/030VE 阀实施隔离, 当进行这一隔离时, 发现此三阀已处于手动关闭状态, 且操作气源断开, 由此造成 RCP001/002, 003PO 泵的 II 级消防喷淋系统不可用。为此对 1 号机组进行检查, 其供气阀是开启状态, 但未确认 1JPI028/029/030VE 阀的状态, 直至 1997 年 1 月 22 日进入 RX 厂房查漏时发现 1JPI028/029/030VE 阀也是处于关闭状态, 这样, 共因故障造成了两台机组的主泵 II 级消防喷淋失效	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> · 有关规程不完善; · 对气动阀自动位置的含义不清楚 缺乏对具体设备的知识; · 错误的探测 没有用自检方法保护装置在正常状态

续表

编号/日期	分级	事件名称/描述	事件性质	原因因素
LOE 96-2-13 1996年12月 20日	0	名称: 2RRA013VP 阀严重外漏 描述: 机组正处在正常冷停堆状态, 一回路压力为 25bar·(g), 温度为 53℃, 当值运行人员发现一回路泄漏严重, 泄漏率高达 2080l/h 时, 立即到现场查出漏点是一 2RRA013VP 两侧法兰密封面。机械检修人员立即到现场设法消漏。把一回路泄漏率降低到 346l/h。为了彻底消漏, 12月24日, 机械检修人员做了充分准备, 再次来到现场, 紧固法兰连接螺栓, 完全消除了泄漏。直到 1997年1月7日, 一回路处于低-低水位, RRA 系统排空, 机械检修人员对 2RRA013VP 进行解体, 仔细检查密封面, “O” 型环无异常, 弄清楚了泄漏的根本原因是 2RRA013VP 蝶阀、法兰螺母防松垫片没有正确安装, 导致阀门两侧法兰密封面功能丧失	人员失误	<ul style="list-style-type: none"> • 2号机组第二次大修时 FMX 人员在检修 2RRA013VP 最终环节时, 没有正确安装螺母防松垫片, 设备重组装不正确 • QC 人员没有检查出重要安装缺陷 QC 不充分
LOE 96-2-14 1996年12月 28日	0	名称: 主泵已回座情况下, RIS020VP 被隔离 描述: 机组已从维修冷停堆转入换料冷停堆并主泵已回座, 当运行值人员执行安注系统 A 列隔离时, 由于大修组准备的规程不正确, RIS020VP 被隔离。RCP 三取二的补水功能丧失 2 小时 15 分钟	人员失误	

4.7 工业事故及未遂事故汇总

4.7.1 工业事故

工业事故总数: 4 次 (见表 4.7-1)。

表 4.7-1 工业事故汇总

序号	事故编号	说明	时间	损失天数	责任单位
1	9601	上班途中, 由于单车故障摔倒, 造成手掌、膝盖、肩部受伤	1996.8.30	3	OCS
2	9602	搬投影仪下楼梯时不慎, 扭伤脚部	1996.10.17	1	OPD
3	9603	乘坐厂区巡回班车上班途中, 司机过交通路口刹车过急, 摔倒在车上, 腰椎压缩性骨折	1996.12.5	18 (计至 12月31日止)	OTS
4	9604	乘市内进厂班车过减速坡时司机未减速, 被抛起、摔落后腰部骨折	1996.12.23	6 (计至 12月31日止)	OPT

4.7.2 未遂事故

未遂事故总数：33（见表 4.7-2）。

表 4.7-2 未遂事故汇总

序号	日期	单位 机组/系统	事件简述	运行/大修	原因因素
1	1996.1.1	法美 2RX20m	法美人员将 2RX20m 平台的运料小车的 380V 电缆压断，造成短路打火	大修	人因
2	1996.1.3	OPA 2MX	在运输汽轮机 3 号低压缸转子时，由于驾驶不慎，造成转子意外前移	大修	人因
33	1996.1.3	OPO 1DVM	OPO 在实施 1DVM48V 电气隔离时，将 1LKV506 的隔离牌误挂到 2LKV506 上，导致该隔离的设备没有断电	运行	人因
4	1996.1.12	OPM/OPA UD	OPM/ME 一员工驾电瓶车不慎撞在 UD 门前一照明灯线杆上，线杆被撞倒，无人人受伤	大修	人因
5	1996.1.22	GEC-A AF	GEC A 一员工在 AF 厂房加工高压缸转子一部件时不慎右手拇指和食指间被废屑划破，缝七针	大修	人因
6	1996.2.24	OPM 1SAR	OPO 在作 1SAR084VA 隔离时发现 1SAR084VA 与 1SAR193VA 的标牌挂错	运行	人因或设计
7	1996.1.31	HNMC/OPM 2GSS	工作负责人解体 2GSS210VL 并维修后，工作没彻底完成就交还隔离许可证	运行	人因
8	1996.2.7	二核	二核修路爆破时有石块坠落在 QA 厂房、LGR 高压线塔附近，险些造成人身及设备安全事故	运行	人因
9	1996.2.4	HNMC 2MX	准电检修公司员工装高压缸组装板时，不慎将一块组装板掉下，打在轴承座上弹起，打在一员工后背，未造成严重伤害	大修	人因
10	1996.2.17	OPM/MM 1REN	MM 在更换 2REN081、082、083F1 时，因走错机组，误将 1REN082、083F1 滤网更换	运行	人因
11	1996.2.26	OPM/MI AF	仪表科一民工爬上 AF 办公室天花板检查电脑终端线，连人带板坠落到办公室桌上，未伤	运行	人因
12	1996.3.12	OPO 2CEX	OPO 将 2CEX075VL 工作点作为另一项工作的隔离边界并上锁挂牌	运行	人因
13	1996.4.10	NPIC/MS 1R511	核动力研究设计院二员工在 1R511 拆脚手架上一根横杆时，因配合失调，钢管碰到一员工的嘴唇，轻微撞伤	大修	人因
14	1996.4.10	MS/FMX 1RX20m	吊卸平板车上的两个导向管存放箱时，歪拉斜吊，吊起一个将另一个箱推下平板车并翻 180°，险些落入堆坑	大修	人因
15	1996.4.10	OPM/C23 1RCP	协助 MM 在 1RCP002PO 工作的一名中核总二一建设公司员工用铜棒敲靠背轮时打伤手指	大修	人因
16	1996.4.18	OPO 1RRA	MM 打开 1RRA002RF 手孔时，大量水冲出，人身沾污，险些冲下盖板造成人身伤害	运行	人因

续表

序号	日期	单位 机组/系统	事件简述	运行/大修	原因因素
17	1996.4.22	C23/MM 1RX0m 气闸门	MM 与中核总二三建设公司人员从 1RX0m 气闸门往外搬运设备时,在气闸门打开过程中,被门与门栓夹伤左手食指,缝两针	大修	人因
18	1996.4.22	OPO 1RCP	ME 工作人员持工作票 9PT1072 在 1RCP215VP 上进行年检时,发现法美公司人员在同一设备上持 9PW0743 作业	大修	人因
19	1996.4.27	OPM/MM 1EBA	MM 人员无许可证,在核岛经理和专业主管口头命令检修 1EBA015VA 时,该阀突然关闭,将一名作业人员关闭在内	大修	人因
20	1996.4.29	OPM/MM 1REN	MM 人员检修 1REN041VL 时,误识设备标牌,将 2REN041VL 拆开,导致 2REN 取样阀泄漏	运行	人因
21	1996.5.5	OPM/ME GEV	1GEV 主隔离未解除情况下,然保护隔离状态,并发现 GSY014JS 临时接地线已被拆除	运行	人因
22	1996.5.22	OPO 1REN	OPO 解除 9PW1758 时,隔离经理没有要求将 1REN194/195/196VL 解除隔离,引起 KRT002/003/004MA 不可用	运行	人因
23	1966.6.16	OPM/ME GEW	电气科在检修 GEW107GS 时,用 N ₂ 转换六氟化硫过程中,由于受高温高压作用,107GS 的防爆门被冲开	运行	设备
24	1996.6.24	OCS 10kV 地下电缆	华兴公司在加油站处疏通马路排水时将 10KV 地下电缆挖断,造成 220kV 变电站 F10 供电开关速断,保护动作跳闸	运行	人因
25	1996.7.11	OPO/OTS SHY	OPO 在经 SHY002BA 补水后,没关补水总阀门,水阀有内漏,导致电解液 (KOH) 浓度降低 (意外稀释)	运行	设备 人因
26	1996.10.5	OPM 1CPP	由于 1CPP 门外的下水井盖未盖,通讯科一人员于当晚加班路过时一条腿掉入井内,摔伤膝盖	运行	人因
27	1996.9.4	2SEK	2SEK008PO 泵在检修人员检查背靠轮时发生反转	运行	其它
28	1996.10.13	1CPP	1CPP 管道一阀门垫片损坏,大量漏酸	运行	设备
29	1996.10.16	9TEG	OPM 检修 9TEG004BA 时,拆卸 9TEG128VY 时有残余气体流出	运行	人因
30	1996.10.25	SA 餐厅	二楼一大片瓷砖脱落落在人行道上,险伤人员		其它
31	1996.11.6	二核	二核修路爆破时有石块坠落在东防波堤上,未造成人员伤亡	运行	人因
32	1996.12.17	2RAZ	OPM 人员拆卸 2RAZ001MD 时有氨气漏出	运行	人因
33	96.12.24	OPM/MS 2R888	核动力院人员拆稳压器保温层时,发现脚手架有两根斜杆被人拆除,四个扣件已被松动,险些造成人身伤亡事故	大修	人因

4.8 火灾未遂事件汇总

火灾未遂总数：14起（见表4.8-1）。

表 4.8-1 火灾未遂事件汇总

序号	日期	机组/系统	事件简述	运行/大修	原因因素
1	1996.1.8	2 -	香港一承包商将冷凝器涂层用的7桶丙酮（一级易燃品）-43桶CORROGLASS（二级易燃品）存放在2号主变旁	大修	人因
2	1996.1.15	2 PMC	反应堆水池排水前，水池内的水下灯未关闭，造成4只水下灯烧爆	大修	人因
3	1996.1.24	2 -	2MX16m厕所废纸篓内废纸引燃，可能原因： (1)吸烟引燃(2)由于停电，人员点燃废纸照明引燃	大修	人因
4	1996.1.25	2 SEC/JPP	解除隔离时误开2JPP007VE，使2JPP001BA水池水位下降	大修	人因
5	1996.2.19	1 GRH	发电机氢冷器301RF、401RF漏氢，停机，用CO ₂ 紧急吹扫。原因：氢冷器底部管板与密封板间隙不均	大修	设备
6	1996.3.18	2 JDT	淮南检修公司一职工无故触动2MX内2JDT手动火警按钮，导致按钮盒玻璃片破裂，发火警	大修	人因
7	1996.4.16	1 GEV	GEC与ME人员在1GEV301TP油冷器放油时，因与主变本体间的阀门1GEV303VH未关严导致油大量溢出，一工人强行封堵时全身淋油	大修	人因
8	1996.5.7	2 CPP	东北电建管道队在2CPP高处焊接作业，火花落至0m处一小油漆桶，引燃着火，现场人员用1只8kg干粉灭火器扑灭	运行	人因
9	1996.5.11	1 JPI	OPO执行1JPI001PT时，未按程序核对竖管已排水，导致二级喷淋（RCP001PO泵室）系统误喷	大修	人因
10	1996.5.11	1 JPI	OPO执行1JPI001PT时，把018VG当作017VG锁定，起动017VG造成RCV02PO受短时喷淋	大修	人因
11	1996.5.21	1 GGR	GGR003PO启动时，因滤网更换孔压盖未关紧，造成GGR101FIB室润滑油喷出2m ³ 左右	大修	人因
12	1996.6.12	1 JPH	OPO按规程进行JPH193VT喷淋阀定期试验时，因水锤冲击管道震荡，使法兰损坏，大量喷水，跳机风险	运行	人因
13	1996.6.24	MIS	BX225办公室日光灯镇流器故障过热，引起短路，发出爆响及小烧，漏电开关跳闸后自熄（ESOPO96112）	运行	设备
14	1996.12.20	1SEN	301PO上部轴承红热发烟，被巡视现场操纵员发现，通知主控制室停运该泵，事后解体检查，发现轴承碎裂	运行	设备

4.9 辐射防护指标

4.9.1 剂量统计

4.9.1.1 集体剂量

1996年度员工(包括大亚湾核电站员工和承包商员工)集体受照剂量的目标预定为小于2.8人·希沃特,实际集体受照剂量为1.65人·希沃特,约为目标值的59%,平均每台机组集体剂量为0.83人·希沃特。

表4.9.1.1-1及图4.9.1.1-1给出了大亚湾核电站和承包商1996年各月份的集体受照剂量情况。表4.9.1.1-2及图4.9.1.1-2给出了核电站和主要承包商单位集体受照剂量的分布情况。

4.9.1.2 员工个人剂量

表4.9.1.2-1及图4.9.1.2-1和表4.9.1.2-2及图4.9.1.2-2给出了电站员工和承包商员工个人受照剂量分布情况。

1996年度电站员工个人最大受照剂量为3.83毫希沃特,承包商员工个人最大受照剂量为12.13毫希沃特,均低于50毫希沃特的个人年剂量限值。共有5人的个人受照剂量大于10毫希沃特,约占受照人数的0.25%,而96.51%的员工的年受照剂量小于5毫希沃特。

4.9.1.3 集体剂量与发电量之比

目前,国际核电行业趋向于使用集体剂量与发电量之比来表示核电站的辐射防护水平,其定义是每10亿度的发电量的剂量代价是多少人·希沃特,即 $\text{man} \cdot \text{Sv}/\text{TWh}$ 。1996年大亚湾核电站此比值为 $0.14\text{man} \cdot \text{Sv}/\text{TWh}$ 。

表 4.9.1.1-1 大亚湾核电站一九九六年剂量一览表

月份	大亚湾核电站					承包商					合计				
	集体剂量	进出人数	最大剂量	进出次数	工作时间	集体剂量	进出人数	最大剂量	进出次数	工作时间	集体剂量	进出人数	最大剂量	进出次数	工作时间
1	53.21	2611	1.10	3739	8313.4	454.40	7414	5.14	13144	32581.3	507.61	10025	5.14	16883	40894.7
2	18.83	1501	0.35	2017	5130.3	90.08	3724	1.20	6165	16428.2	108.92	5225	1.20	8182	21558.5
3	8.87	1312	0.15	1749	4485.7	17.56	2909	0.87	4570	10422.3	26.43	4221	0.87	6319	14908.0
4	84.96	2550	0.84	3506	8248.5	505.82	8224	4.43	12561	33258.7	590.51	10774	4.43	16067	41507.2
5	49.30	1701	1.20	2417	6106.1	168.40	4066	1.62	6252	16219.8	217.96	5767	1.62	8669	22325.9
6	7.20	984	0.47	1418	3436.4	10.02	1447	0.27	2433	5625.8	17.22	2431	0.47	3851	9062.2
7	5.17	1200	0.12	1653	4077.3	6.45	1443	0.25	2531	5909.9	11.62	2643	0.25	4184	9987.2
8	5.26	1074	0.35	1399	3720.8	5.72	1193	0.18	2016	4679.5	10.98	2267	0.35	3415	8400.3
9	6.49	988	0.38	1293	3439.3	9.61	1351	0.79	2291	5421.7	16.09	2339	0.79	3584	8861.0
10	5.68	1268	0.08	1777	4414.4	7.32	1596	0.14	2844	6712.5	13.00	2864	0.14	4621	11126.9
11	6.67	1255	0.21	1806	4209.3	6.61	1467	0.22	2524	6115.9	13.27	2722	0.22	4330	10325.2
12	34.48	2108	0.47	3061	7350.0	87.04	4314	0.87	6821	17055.6	121.53	6422	0.87	9882	24405.6
合计	285.84	18552	1.20	29835	62931.5	1369.03	39148	5.14	64152	160431.2	1654.86	57700	5.14	89987	223362.7

注:集体剂量:单位:人·毫希;
 进出人数:进入控制区的人数;
 进出次数:进入控制区的次数;
 工作时间:在控制区内的工作时间,单位:人·小时;
 最大剂量:最大个人日受照剂量,单位:毫希。

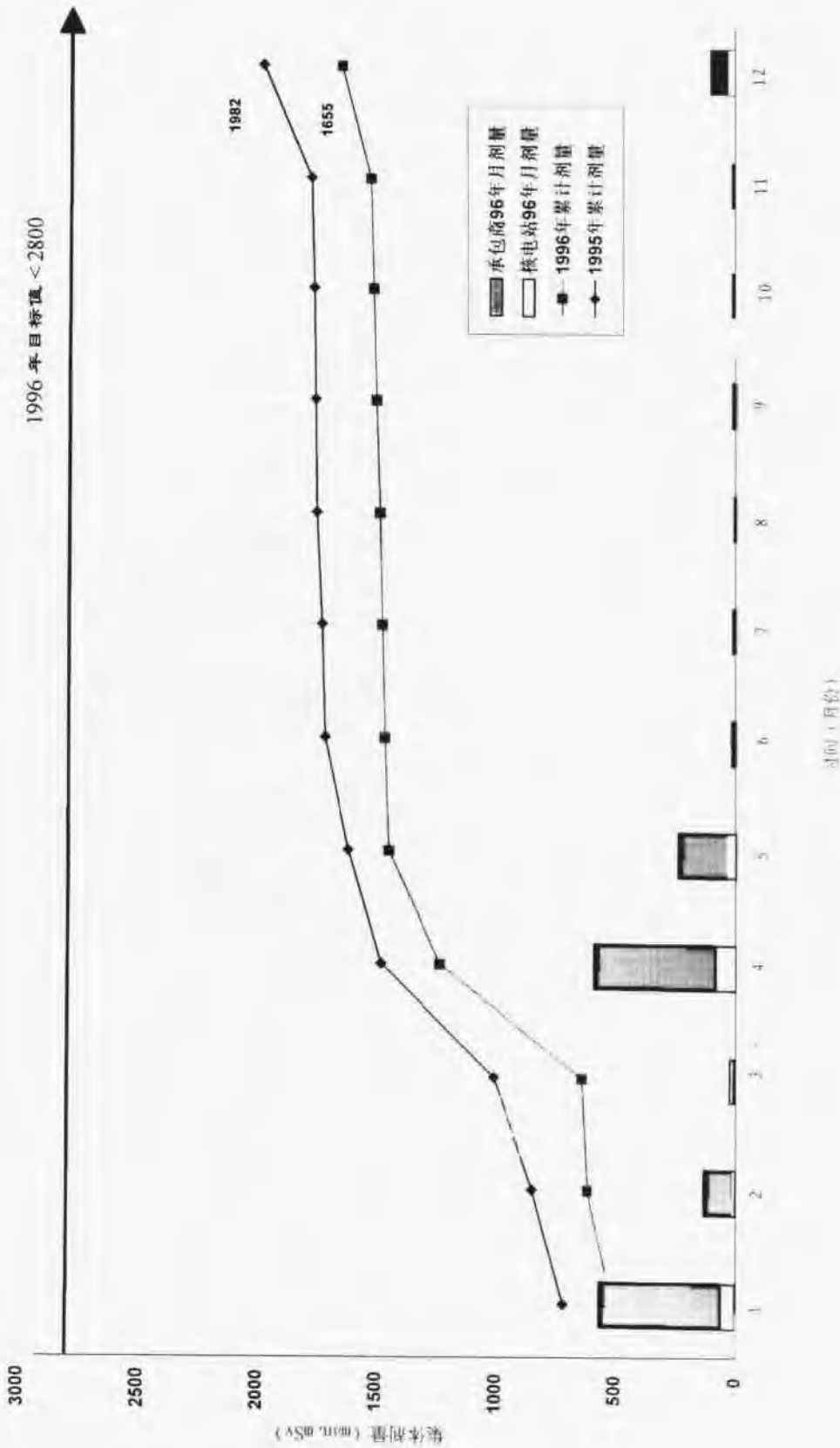


图1.9.1.1 集体剂量变化

表 4.9.1.1-2 1996 年大亚湾核电站集体剂量分布

单 位	GNPS	FRAMEX	23 公司	NPIC	RINPO	KAILI	其他*
剂量	286.65	521.893	307.298	399.716	62.006	46.855	30.44

注：剂量单位为人·毫希 (man, mSv)。

大亚湾核电站集体剂量分布

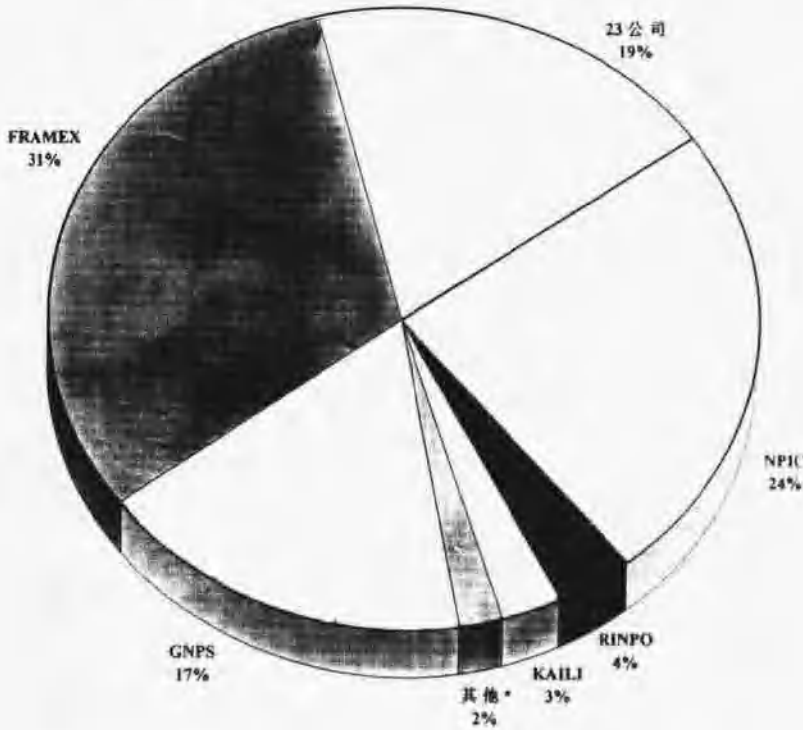


图 4.9.1.1-2 大亚湾核电站集体剂量分布

注：其他包括华兴、东北电建等承包商以及参观访问人员。

表4.9.1.2-1 1996年大亚湾核电站员工个人剂量分布

剂量范围 (mSv)	0-0.2	0.2-0.4	0.4-0.6	0.6-0.8	0.8-1.0	1.0-1.5	1.5-2.0	2.0-3.0	3.0-5.0	5.0-7.0	7.0-10	10-15	15-20
电站员工受照人数	403	102	62	43	37	34	25	15	7	0	0	0	0
(%)	55.36%	14.01%	8.52%	5.91%	5.08%	4.67%	3.43%	2.06%	0.96%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%



表4.9.1.2-1 1996年大亚湾核电站员工个人剂量分布

表4.9.1.2-2 1996年大亚湾核电站承包商员工剂量分布

剂量范围(mSv)	0~0.2	0.2~0.4	0.4~0.6	0.6~0.8	0.8~1.0	1.0~1.5	1.5~2.0	2.0~3.0	3.0~5.0	5.0~7.0	7.0~10	10~15	15~20
承包商人数	688	130	57	44	36	60	55	66	97	39	27	5	0
(%)	52.76%	9.97%	4.37%	3.37%	2.76%	4.60%	4.22%	5.06%	7.44%	2.99%	2.07%	0.38%	0.00%



图4.9.1.2-2 1996年大亚湾核电站承包商员工个人剂量分布

4.9.2 辐射事件汇总

表 4.9.2-1 辐射事件汇总

事件序号	时间	事件描述	原因分析
1	1/2	2RX-3.4m 沾污 ($\sim 30\text{Bq}/\text{cm}^2$)	2RRA619/620VN 被误打开, 造成-3.4m 水淹
2	1/4	1名 FRAMEX 人员手部、脚部和右半身沾污 ($2\sim 8\text{Bq}/\text{cm}^2$)	拧导向管螺栓时, 工具上的水流到该工作人员右臂, 在随后的工作过程中, 污染扩散到手部和右半身
3	1/4	1名 FRAMEX 工作人员面部、手部和颈部沾污 ($2\sim 6\text{Bq}/\text{cm}^2$), C2 门报警	该工作人员检修 2RCP103VP 时, 戴沾污的手套、脱气面罩, 过后又将沾污的气面罩戴回头上, 造成面部、手部和颈部沾污
4	1/11	OPM 人员在非控制区 (AA) 加工放射性部件	因 AC 厂房机床损坏, 在未通知 RP 人员的情况下, 在非控制区加工放射性部件
5	1/17	2RX 厂房地面沾污	2名 FRAMEX 工作人员在拆 2PTR601/602VB 时, 未检查疏水情况, 致使阀门上游管道内的大量积水流出, 虽然工作负责人马上用塑料袋回收废水, 但仍有一部分水流到 0m 和 5m 的地面上, 造成 RX 厂房局部地面污染
6	1/29	OPH/RP 发现 1KRT010MA 测量显示值极低且长期不变, 原以为是设备故障, 后检查发现是 RCV001FI 长期不可用	自从 95/8/7 更换 1RCV001FI 过滤器后一直未解除隔离状态 (1RCV204VP 开启, 1RCV015VP 和 016VP 关闭)
7	1/31	AF 仓库发现沾污的泵, 发现后送回 AC 厂房	OPM/MM 的工作人员 95/12/28 把带沾污的 1RIS021PO 泵由 NX 厂房运到 AF 厂房暂存, 准备送法国鉴定
8	2/14	2KRT022MA 周期性年度刻度时发现通道前一年不可用, 并恢复	接错了通道的信号线极性
9	2/23	NEPC 工作人员未经许可, 未采取足够安全措施的情况下, 擅自在 1CPP 用 X 光机对铁罐探伤	未办理许可证, 从外部借用的 X 光机也未办理入库手续, 辐射防护意识薄弱
10	5/8	1名 OPM/MI 人员面部沾污 ($80\text{Bq}/\text{cm}^2$)	在反应堆水池底部检修 1RPN14、20MA, 戴沾污手套扶眼镜
11	5/9	1RX 厂房 5m 地面大范围沾污, $\text{MAX} > 1000\text{Bq}/\text{cm}^2$	1PTR601/602VB 拆卸后, 因冲洗闸板, 大量的放射性水流出, 造成 1RX 0m 和 5m 的大部分地面沾污
12	5/23	垃圾车出 UA 门引起报警 ($4.3\mu\text{Sv}/\text{h}$, 为本底的 10 倍)	因该垃圾来自 FRAMEX 的垃圾场, 为包装用木板和泡沫塑料, 估计是 FRAMEX 在控制区外拆除包装材料, 而没有检查其是否沾污, 而送往垃圾场
13	6/4	水下照明灯残骸 (最大剂量率为 $1.3\text{mSv}/\text{h}$) 混入生活垃圾, 垃圾车触发 UA 报警	2号机组大修卸料后, 排水时 4 个水下灯爆碎, 残骸由服务科存放在 AC 厂房, 服务科从 AC 槽白拿出, 交给机械科顾问以帮助写风险分析报告, 机械科顾问认为已去污, 没有放射性, 后该顾问把这些残骸扔在办公室的垃圾桶里, 垃圾车触发 UA 报警
14	12/20	在 2RX 上部构件水池搭脚手架时, 1名工作人员脸部沾污 ($8\text{Bq}/\text{cm}^2$)	NPIC 人员在 2RX 上部构件水池搭脚手架, 工作过程中可能因放射性灰尘抖落或脱除防护用品时造成脸部沾污

4.10 三废指标

4.10.1 气体排放

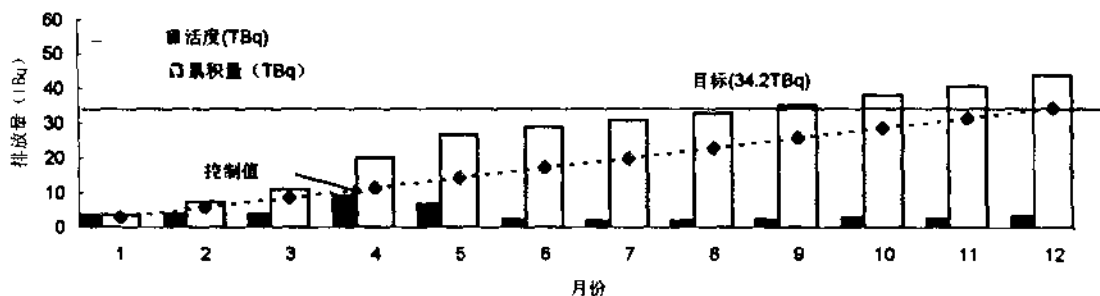


图 4.10.1-1 气体放射性排放量统计

表 4.10.1-1 气体放射性排放量统计

项 目	气 体											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
活度 (TBq)	3.47	3.80	3.68	9.07	6.63	2.27	1.90	1.96	2.20	2.85	2.60	3.20
年限值 (TBq)	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
控制值 (TBq)	2.85	5.7	8.55	11.4	14.25	17.1	19.95	22.8	25.65	28.5	31.35	34.2
份额 (%)	0.30%	0.33%	0.32%	0.80%	0.58%	0.20%	0.17%	0.17%	0.19%	0.25%	0.23%	0.28%
累积量 (TBq)	3.47	7.27	10.95	20.02	26.65	28.92	30.82	32.78	34.98	37.83	40.43	43.63
累积量所占份额 (%)	0.30%	0.64%	0.96%	1.76%	2.34%	2.54%	2.70%	2.88%	3.07%	3.32%	3.55%	3.83%

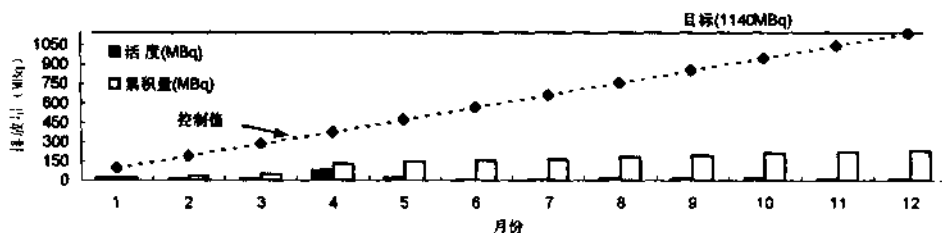


图 4.10.1-2 气溶胶+卤素的放射性排放量统计

表 4.10.1-2 气溶胶+卤素的放射性排放量统计

项 目	气 溶 胶 + 卤 素											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
活度 (MBq)	20.80	12.30	15.30	80.30	20.70	6.79	7.15	18.60	13.10	17.30	9.57	5.83
年限值 (MBq)	38000	38000	38000	38000	38000	38000	38000	38000	38000	38000	38000	38000
控制值 (MBq)	95	190	285	380	475	570	665	760	855	950	1045	1140
份额 (%)	0.05%	0.03%	0.04%	0.21%	0.05%	0.018%	0.019%	0.049%	0.03%	0.05%	0.03%	0.02%
累积量 (MBq)	20.80	33.10	48.40	128.70	149.40	156.19	163.34	181.94	195.04	212.34	221.91	228.70
累积量所占份额 (%)	0.05%	0.09%	0.13%	0.34%	0.39%	0.41%	0.43%	0.48%	0.51%	0.56%	0.58%	0.60%

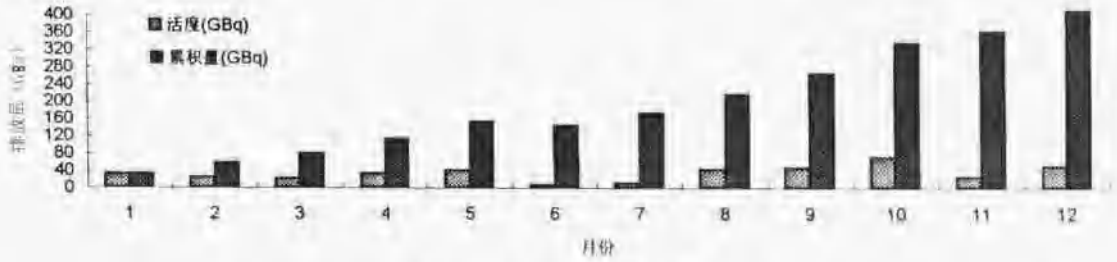


图 4.10.1-3 氡放射性排放量统计

表 4.10.1-3 氡放射性排放量统计

项 目	氡											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
活度 (GBq)	33.40	24.50	21.80	33.00	40.40	8.04	11.00	43.50	47.20	70.80	26.00	51.30
年限值 (GBq)	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000	16000
份额 (%)	0.21	0.15	0.14	0.21	0.25	0.05	0.07	0.27	0.30	0.44	0.16	0.32
累积量 (GBq)	33.40	57.90	79.70	112.70	153.10	161.14	172.14	215.64	262.84	333.64	359.64	410.94
累积量所占份额 (%)	0.21	0.36	0.50	0.70	0.96	1.01	1.08	1.35	1.64	2.09	2.25	2.57

4.10.2 液体排放

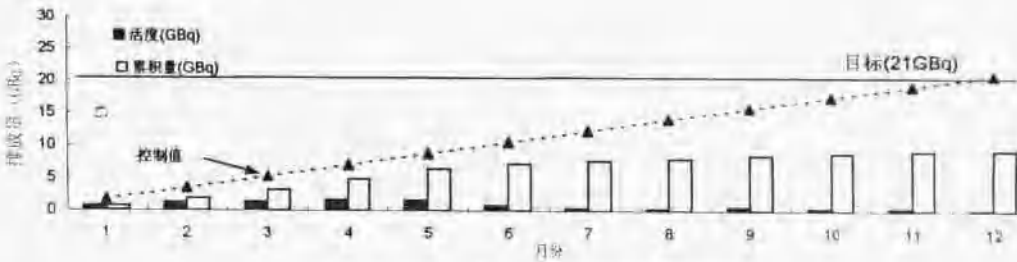


图 4.10.2-1 废液 (氡除外) 放射性排放量统计

表 4.10.2-1 废液 (氡除外) 放射性排放量统计

项 目	核素 (除 氡 外)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
活度 (GBq)	0.69	1.21	1.29	1.72	2.58	0.82	0.41	0.26	0.48	0.35	0.33	0.16
年限值 (GBq)	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
控制值 (GBq)	1.75	3.5	5.25	7	8.75	10.5	12.25	14	15.75	17.5	19.25	21
份额 (%)	0.10	0.17	0.18	0.25	0.37	0.12	0.06	0.04	0.07	0.05	0.05	0.02
累积量 (GBq)	0.69	1.90	3.19	4.86	6.44	7.26	7.67	7.93	8.41	8.76	9.10	9.32
累积量所占份额 (%)	0.10	0.27	0.64	0.69	0.92	1.04	1.10	1.13	1.21	1.26	1.31	1.33

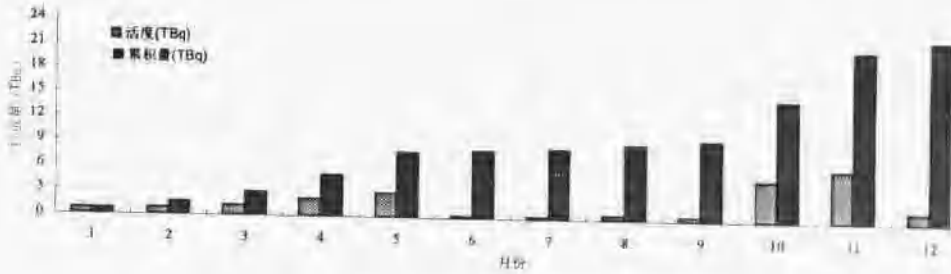


图 4.10.2-2 废液中氡放射性排放量统计

表 4.10.2-2 废液中氡放射性排放量统计

项 目	氡											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月份(月)												
活度(TBq)	0.77	0.87	1.23	2.12	2.87	0.26	0.30	0.61	0.55	4.80	6.24	0.85
年限值(TBq)	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6
份 额 (%)	1.38	1.56	2.21	3.81	5.16	0.46	0.54	1.10	0.99	8.79	11.22	2.43
累积量(TBq)	0.77	1.64	2.87	4.99	7.86	8.12	8.42	9.03	9.58	14.37	20.61	21.46
累积所占份额 (%)	1.38	2.95	5.16	8.97	14.19	14.60	15.13	16.23	17.22	26.02	37.24	39.68

1TBq=1.0×10¹²Bq1GBq=1.0×10⁹Bq1MBq=1.0×10⁶Bq

4.10.3 放射性固体废物货包产量

表 4.10.3-1 放射性固体废物货包产量

货包类型	浓缩液 (桶)	废树脂 (桶)	废滤芯 (桶)	技术废物 (桶)	合 计 (桶)	体积 (m ³)	累计产量		
							桶	m ³	
水泥桶	C1	34	19	1	2	56	112	162	324
	C2	—	—	—	—	—	—	1	2
	C3	—	—	—	—	—	—	1	2
	C4	—	—	22	—	22	27	55	66
金属桶	可压缩	—	—	—	155	155	33	492	82
	不可压缩	—	—	10	191	111	23	326	71
合 计	(m ³)	68	38	31	58	—	195	—	547

表 4.10.3-2 放射性固体废物产量对照表

货包类型	1994年		1995年		1996年		累计产量		
	桶	m ³	桶	m ³	桶	m ³	桶	m ³	
水泥桶	C1	29	58	177	154	56	112	162	324
	C2	0	0	1	2	0	0	2	2
	C3	0	0	1	2	0	0	1	2
	C4	12	14	21	25	22	27	55	66
金属桶	可压缩	62	13	176	37	135	33	492	82
	不可压缩	72	15	153	32	111	23	326	71
合 计		100		252		195		547	

4.11 环境监测数据表

表 4.11-1 GNPS 正常运行期间环境放射性监测方案 (1996)

监测介质		频度	采样 点数	采样数 (年)	分析样 品数/年	采 样 点	监 测 分 析 项 目	
空 气	辐射量率	连续	3			AS1、AS2、AS3	正常运行工况下 γ 辐射连续监测以及事故工况下 γ 辐射连续监测和报警	
			4			BS1、BS2、BS3、BS4		
	累积照射量	季	34	136	136	电厂周围50公里(厂区边界9点)	TLD	
	环境 γ	季	40	160	160	电厂周围50公里	γ 辐射空气吸收剂量率	
	环境 γ	月	12	144	144	厂区定点测量	γ 辐射空气吸收剂量率	
	气溶胶	日	3	1095	1095	AS1、AS2、AS3	总 β (总 β 偏高时,测 γ 谱)	
	气溶胶	月	3	36	36	AS1、AS2、AS3	30片测 γ 谱	
	空气总碘	月	3	36	36	AS1、AS2、AS3	γ 谱	
	陆 地 生 态	雨水	月	2	24	76	AS1、EM	总 β 、 ^3H 、 ^{40}K 4、8二个月 γ 谱及 ^{90}Sr
		地表水	季	3	12	38	大坑水库、打马坳水库、枫木浪水库	总 β 、 ^3H 、 ^{40}K (7月份做 γ 谱及 ^{90}Sr 分析)
饮用水		季	2	24	24	厂区、水头	总 β 、 ^3H 、 ^{40}K	
地下水		月	3	36	110	A [#] 、P5、PR1	总 β 、 ^3H 、 ^{40}K (3、9月份做 γ 谱及 ^{90}Sr 分析)	
土壤	土壤	半年	5	10	20	大坑水库、鹏城果园、对照点	总 β 、 γ 谱	
	沉积物	半年	1	2	1	大坑水库	总 β 、 γ 谱	
水果	柑桔	收获期	2	2	4	鹏城、坪山※、对照点	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
	荔枝	收获期	2	2	4	鹏城、对照点	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
植 物	菜心	年	3	3	15	鹏城、葵涌※、对照点	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
	通心菜	年	2	2	8	鹏城、对照点	总 β ^{40}K 、 γ 谱、 ^{90}Sr	
	萝卜☆	年	3	3	15	鹏城、葵涌※、对照点	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
	大米☆	年	1	1	3	鹏城	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
	现场草	年	1	1	4	厂区	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱、 ^{90}Sr	
动 物	鸡	年	1	1	3	鹏城	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
	淡水鱼	年	1	1	3	鹏城	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱	
指示生物(马尾松)		半年	1	2	8	西门山上	总 β 、 ^3H 、 ^{90}Sr 、 γ 谱	
海 洋 生 态	海水	4个月	3	9	36	S4、S5、S29	总 β 、 ^3H 、 γ 谱、 ^3H (4月及10月都做 ^{90}Sr)	
			4	12	12	SW4、SW9、SW11、SW12	^3H	
		季	2	8	32	进口水、出口水	CoD、BoD、氯氨、石油类、pH、悬浮物	

续表

监测介质		频度	采样 点数	采样数 (年)	分析样 品数/年	采 样 点	监 测 分 析 项 目	
海 洋 生 态	排放渠水	过滤海水	日	1	365	365	EC-D	总β
		悬浮物	周	1	52	52	EC-D	总β
		过滤海水	周	1	52	52	EC-D	³ H
	海洋沉积物	潮间带	半年	2	4	12	SB3、SB6	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
		潮下带	年	5	5	15	SW2、SW4、SW12、SW13、 SW18	总β、γ、(SW12做 ⁹⁰ Sr)
	甲壳	宽突赤虾	半年	1	2	6	西大亚湾	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
			年	1	1	3	南澳(对照点)	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
		墨鱼	半年	1	2	6	东山养殖场	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
	软体	东风螺	半年	1	2	6	东山养殖场	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
		沙丁鱼	半年	1	2	6	西大亚湾	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
	鱼	带鱼	半年	1	2	6	西大亚湾	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
		二长棘鲷	年	1	1	3	西大亚湾	总βΔ、 ⁴⁰ K、γ谱
海藻	马尾藻	年	3	3	10	专家村、材料码头、东山	总β、 ⁴⁰ K、γ谱、(材料码头做 ⁹⁰ Sr)	
	指示生物(珍珠贝)	半年	1	1	8	东山养殖场	总β、 ⁴⁰ K、 ⁹⁰ Sr、γ谱	
气象参数		连续	1			EC-B	风向、风速、降雨量、相对湿度、 大气压、温度、大气稳定度	
总 计								

注：1. 表中⁴⁰K分析全部为原子吸收；

2. 地表水取样时间为1月、4月、7月、10月。

表 4.11-2 环境辐射与放射性样品测量方法、装量及探测下限

项 目	分析测量方法	测定装置	化学回收率%	探测效率 cpm/dpm	测量时间 (min)	仪器本底 (cpm)	样品用量	探测下限
γ吸收剂量	连续测量	γ辐射连续监测仪, 远程γ辐射监测仪站 LB133 手提式γ剂量率仪			连续			量程 1.0 × 10 ⁻⁸ -1Gy/h
	瞬时测量				瞬时			
累积剂量	TLD 元件; LiF, Ca F ₂	HAR-SHAW4400			—	—		0.5mrad
水中氚	蒸馏法制样, 测量用 hisafe III 闪烁液	Quantulus 1220 超低本底液闪谱仪		0.23	1420	0.77		1.2Bq/L
总β	气溶胶	用φ50mm的滤膜和大气飘尘采样器抽取空气样、β测量		0.46	190	1.3cpm	空气样 144m ³	0.17mBq/m ³

续表

项 目	分析测量方法	测定装置	化学回收率%	探测效率 cpm/dpm	测量时间 (min)	仪器本底 (cpm)	样品用量	探测下限					
总β	生物	灰化法, β测量	NU-20PC 多路 低本底 α/β 测量仪		0.25	120	1.3cpm	灰样 3g 灰	14.08Bq/kg.				
	土壤	烘干, 筛选法, β 测量			0.14	120		上样 6g	12.0 Bq/kg.				
	淡水	蒸发法, β测量			0.45	120		水样 1L	23.0Bq/m ³				
	海水	铁明矾-氯化钡 沉淀法, β测量			0.42	120		海水样 3L	8.2Bq/m ³				
	排放渠水	蒸发法, β测量			0.25	100		海水样 100ml	430Bq/m ³				
⁹⁰ Sr	生物	发烟硝酸法, β 测量 (GB11222.1- 89)	LB770/ 5PC 10 跳低本 底 α/β 测量 仪	75	0.38	1440	0.5	灰样 10g	0.63m4Bq/ g. 灰				
	土壤							70	0.38	1440	0.5	上样 200g	33mBq/kg.
	淡水							85	0.38	1440	0.5	水样 10L	0.55Bq/m ³
	海水							65	0.38	1440	0.5	海水样 5L	1.46Bq/m ³
⁴⁰ K	水	火焰原子吸收法	PE2380 原子吸收 谱仪					水样	6.2mB/L				
	生物							灰样 0.3g	0.26Bq/g 灰				
γ谱	气溶胶	直接测定空气滤 膜 γ谱	EG&G ORTEC P-TYPE HEGeD. [GEM- 70215S] N-YTPE HPGe. D [GMY- 40210] 低本 底 γ谱仪			80000s		空气样 4320M	5.3μBq/m ³ ¹³⁷ Cs				
	碘	用 φ50mm 的活 性炭盒采样器抽 取空气样						432m ³	71μBq/m ³ ¹³¹ I				
	生物	灰化法, γ谱测 量						20g	灰样	6.4mBq/kg ¹³⁷ Cs			
										5mB/kg ^{110m} Ag			
										3mBq/kg ⁵⁸ Co			
	土壤	直接测定细干 土 γ谱						200g	上样	0.5Bq/kg ¹³⁷ Cs			
										0.5Bq/kg ^{110m} Ag			
										0.4Bq/kg ⁵⁸ Co			
淡水	蒸发法, γ谱测 量	20L	水样	3Bq/m ³ ¹³⁷ Cs									
				3Bq/m ³ ^{110m} Ag									
				3Bq/m ³ ⁵⁸ Co									
海水	亚铁氰化钴钾 沉淀法 γ谱测量	100L	海水样	0.5Bq/m ³ ¹³⁷ Cs									
				0.5Bq/m ³ ^{110m} Ag									
				0.3Bq/m ³ ⁵⁸ Co									

4.12 瞬变统计

瞬变代码	瞬变描述	类别	1号机			2号机			设计值
			商运前	本年度	总计	商运前	本年度	总计	
1.1	反应堆升温(开盖)	2	2	1	7	2	1	4	80
1.2	反应堆升温(不开盖)	2	6	2	13	4	3	7	120
2	反应堆降温	2	7	3	20	5	4	11	200
3.1	升负荷	2	45	5	100	32	6	87	9800
4.1	降负荷	2	17	5	61	23	4	68	9920
7.11	满功率用负荷到厂用电	2	2	0	2	0	0	0	80
7.12	非满功率用负荷到厂用电	2	0	0	0	0	0	1	80
9.2	一回路两相情况下波动	2	13	9	110	51	6	53	100
10	热停堆维持蒸发器水位稳定	2	74	9	110	51	6	53	2000
15.1	一回路单相加热或冷却	2	90	1	100	61	3	65	2000
15.2	一回路单相加热或冷却(大幅度)	2	13	0	13	8	1	10	200
17.3	冷态泄漏试验引起压力增加	2	1	0	1	1	0	1	10
19	失去厂用电	2	2	0	2	0	0	0	40
21.1	停堆	2	20	3	29	9	1	14	230
21.2	延长期停堆	2	0	0	0	0	0	0	160
23	停堆出现给水过冷触发安注	2	2	0	2	0	0	0	10
32.1	上充流量增加50%	2	145	15	255	133	30	189	12000
32.2	上充流量增加100%	2	42	3	72	57	5	69	300
33	上充流量减小50%	2	126	42	348	93	96	293	12000
34	下泄流量增加100%	2	9	1	19	3	1	5	12000
35	下泄流量减小100%	2	29	7	60	14	7	24	11200
36	下泄流量减小100%(大幅度)	2	18	7	30	10	11	23	800
37	下泄关闭再打开,上充不关闭	2	21	4	31	16	4	23	220
38	上充下泄关闭再打开	2	2	3	6	4	1	6	200
42	RRA 起动	2	7	4	22	8	5	15	200
42.3	RRA 调节	2	12	10	34	3	4	10	2000
69	水压试验	2	1	0	1	1	0	1	3
72.1	SG1 全流量水压试验	2	1	0	1	1	0	1	3
72.2	SG2 全流量水压试验	2	1	0	1	1	0	1	3
72.3	SG3 全流量水压试验	2	1	0	1	1	0	1	3
104	安全阀 RCP020VP 相关试验	2	6	0	6	2	0	2	10

续表

瞬变代码	瞬变描述	类别	1号机			2号机			设计值
			商运前	本年度	总计	商运前	本年度	总计	
105	安全阀 RCP020VP 相关试验	2	4	0	4	5	0	5	90
106	安全阀 RCP020VP 相关试验	2	1	2	5		2	2	120
107	安全阀 RCP020VP 相关试验	2	1	0	1			0	110
111	安全阀 RCP020VP 相关试验	2	6	0	6	2	0	2	10
112	安全阀 RCP020VP 相关试验	2	4	0	4	5	0	5	90
115	安全阀 RCP020VP 相关试验	2, 3, 4	13	2	17	3	2	5	100
204	安全阀 RCP021VP 相关试验	2	5	0	5	2	0	2	10
205	安全阀 RCP021VP 相关试验	2	3	0	3	2	0	2	90
211	安全阀 RCP021VP 相关试验	2	5	0	5	2	0	2	10
212	安全阀 RCP021VP 相关试验	2	3	0	3	2	0	2	90
215	安全阀 RCP021VP 相关试验	2, 3, 4	5	0	5	3	0	3	100
304	安全阀 RCP022VP 相关试验	2	2	0	2	2	0	2	10
305	安全阀 RCP022VP 相关试验	2	5	0	5	2	0	2	90
311	安全阀 RCP022VP 相关试验	2	2	0	2	2	0	2	10
312	安全阀 RCP022VP 相关试验	2	5	0	5	2	0	2	90
315	安全阀 RCP022VP 相关试验	2, 3, 4	2	0	2	3	0	3	100

注: RRA 为余热导出系统 RCP 为反应堆冷却剂系统; VP 为阀门代号;
代码 104-315 为与安全阀定期试验相关的瞬变。

4.13 机组降负荷统计表

序号	日期	功率水平		降负荷运行时间	机组
		初始	最终		
1	1月1日	984MWe	910MWe	3小时25分钟	1号机组
2	2月17日	984MWe	850MWe	1天15分钟	
3	6月19日	972MWe	500MWe	0.5小时	
4	8月30日	980MWe	793MWe	1小时5分钟	
5	9月9日	974MWe	900MWe	3小时20分钟	
6	12月16日	980MWe	800MWe	15天	
7	4月19日	960MWe	45MWe	4小时40分钟	2号机组
8	7月15日	984MWe	500MWe	1小时	
9	11月5日	984MWe	500MWe	12小时	

4.14 机组停堆解列统计表

1号机组

序号	日期	原因
1	2月19日	RGL系统电流故障,引发中子通量变化率高,导致反应堆自动停堆(事故前机组电功率为 $P_e=821\text{MWe}$)
2	3月31日	当机组功率降至 $P_n=110\text{MWe}$ 时,因汽轮机1号轴承振动高,手动打闸汽轮发电机,机组与电网解列,随后出现SG ₃ 高-高水位+P ₇ 保护动作,反应堆自动停堆
3	8月18日	利用主变高压侧分接头调无功,出现A相重瓦斯保护动作,导致汽轮发电机组跳闸,反应堆自动停堆
4	9月13日	处理VVP002VV喷油故障,12:55手动打闸汽轮机,随后SG ₂ 低-低水位保护动作导致反应堆自动停堆
5	9月13日	11:00当机组功率升至 $P_n=34\%$ 、 $P_e=289\text{MWe}$ 时,因 $\Delta 1$ 控制困难,11:33机组被迫与电网解列
6	11月21日	机组进行整治性小修,4:00机组与电网解列,12月2日机组功率升至 $P_n=100\%$ 、 $P_e=978\text{MWe}$
7	12月1日	整治性小修结束后,反应堆功率升至 $P_n=19\%$ 、SG ₃ 高-高水位+P ₇ 保护动作导致反应堆自动停堆

2号机组

序号	日期	原因
8	3月6日	大修结束后,机组启动过程中,反应堆功率升至 $P_n=22.5\%$ 、由于励磁机故障,电厂决定反应堆降功率向热停堆过渡,在励磁机抢修期间,反应堆处于双相中间停堆状态
9	4月10日	当机组功率升至 $P_n=32.5\%$ 、 $P_e=350\text{MWe}$ 时,因GSS230BA高-高水位保护动作导致汽轮机跳闸
10	4月19日	利用主变高压侧分接头调无功,因电机锈蚀卡死,引发电机反时限负序电流保护动作,导致机组与电网解列,带厂用电运行($P_n=30\%$ 、 $P_e=45\text{MWe}$)
11	6月6日	误碰OLBM8.10拉杆式开关,导致汽机快速降负荷,后因冷凝器真空恶化,汽轮机跳闸,随后SG ₃ 高-高水位保护动作导致反应自动停堆
12	10月18日	按计划机组与电网解列进行主变有载分节头开关油流继电器定值校验
13	11月10日	按计划机组与电网解列,随后反应堆手动停堆,机组进行第三次换料大修

4.15 特许申请汇总

为了利于核安全,根据机组运行状况要求,1996年GNPS向国家核安全局提交了7份特许申请,其中1号机组1份,2号机组3份,有3份是适用于两台机组的通用申请。7次特许申请汇总在表4.15-1。

所有申请均经国家核安全局批准实施,并严格遵守申请中承诺的预防措施和补充安全措施

施。

表 4.15-1 广东大亚湾核电站 1996 年特许申请统计

GNPS 申请	标 题	影 响	执行状态	技术规范	NNSA 批准号
GJS-1161-LIC	隔离厂外辅助电源 (220KV)	短时厂外辅助电源不可用	确保 36 小时内恢复供电	220kv 辅助电源不可用的安全期限为 36 小时, 属第一组不可用设备	LIC-432-GJS
GJS-1183-LIC	同上	隔离 220KV 辅助电源			LIC-404-GJS
GJS-1188-LIC	关于隔离 1 号机组 DVC 碘过滤器回路				LIC-405-GJS
GJS-1196-LIC	GNPS2 号机组超出 2% 象限倾斜率后维持满功率运行的特许申请	在 97.8% 功率平台上象限倾率高于运行技术的 2% 的设计要求值	2 号机组维持满功率运行, 维持机组在基荷运行模式每 15 天测一次通敏图	TS16 章 4.6.5 节	LIC-410-GJS
GJS-1197-LIC	关于隔离 2 号机组 DVC 碘过滤器回路	需隔离 2DVC 碘过滤器回路	确保 2DVC03, 04ZV 可用, 且一台在运行		LIC-407-GJS
GJS-1227-LIC	运行总则第九章 RGL 定期试验	改变 G9 曲线的标定方法	用理论曲线标定方法定期 (60 个满功率日) 修订 G9 曲线	GOR 第九章第 34.2 页	LIC-430-GJS
GJS-1231-LIC	2 号机组推迟 RPN 通道定期检查试验的特许申请	由此带来通道不可用的核安全风险是可以接受的	将 RPN 定期试验推迟一周	GOR 第九章要求 RPN 功率通道必须每月进行通道检查试验	LIC-434-GJS

4.16 电站改造项目汇总

表 4.16-1 1996 年完成的 1, 0, 9 号机组改造项目清单 (按机组号和系统字母顺序排列)

序号	改造项目号	机组系统	分 类	改 造 内 容
1	MR-OTS-950003	0CRF	辅助设施机械	排水渠增设拦泡浮网
2	MR-OPM-940045	0GEW	辅助设施电气	400kv 线路反时限后备过流保护改进
3	MR-OPA-960001	0JDT	辅助设施机械	BX108, 110 火警探测系统改进
4	MR-OPM-950044	0KKO	核岛土建	防止 L605 和 L647 厂房漏雨水
5	MR-OPH-960008	0KZC	辅助设施电气	UD 门前面增加灯塔
6	MR-OTS-950013	0LSI	核岛电气	135BC 和 004BC 移位

续表

序号	改造项目号	机组系统	分类	改造内容
7	MR-OPM-960038	0MIS	常规岛土建	TB 高压开关站高压出线下面铺设马路
8	MR-OPM-940006	0MIS	辅助设施机械	AF 仓库货架区安装消防喷头
9	MR-OPA-950002	0MIS	辅助设施土建	增设车辆通道保安室
10	MR-OCS-960001	0MIS	辅助设施电气	F/S 仓库电气线路、设备更新
11	MR-OPM-950039	0MIS	辅助设施电气	安装电源电缆
12	MR-OPM-960034	0MIS	辅助设施电气	在 BX 楼、01 楼、UA 门、UD 门安装运行电子信息牌
13	MR-OTS-950033	0MIS	辅助设施电气	阻尼器试验台动力与照明供电
14	MR-OTS-950014	0SEL	辅助设施电气	在主控室增设系统运行及操作信息
15	MR-OPO-950024	0SLT	辅助设施仪控	闭锁 001AA 报警信号
16	MR-OTS-950031	0XCE	辅助设施机械	取消试验锅炉的接口
17	MR-OPM-960001	1AHP	常规岛机械	为安全阀 AHP109/209VL 加装隔离阀
18	MR-OTS-950015	1APA	常规岛仪控	取消推力轴承温度高高使 APA/APP 泵自动停运信号
19	MR-OTS-950016	1APA	常规岛电气	取消 AP* 机械密封改造后原系统不适用的机械及电气部分
20	MR-OPM-940048	1APP	常规岛仪控	压力泵入口温度逻辑通道改进
21	MR-OTS-950037	1ASG	核岛仪控	水位传感器仪表管线修改
22	MR-OTS-950040	1ASG	核岛仪控	就地水位计仪表管线修改
23	MR-OPM-940064	1CAR	常规岛仪控	增加电站计算机的输入信息
24	MR-OPO-940064	1CEX	常规岛机械	003FI 及旁路加装隔离阀
25	MR-OPM-950045	1CEX	常规岛仪控	给凝结水泵轴承振动高-高信号加装延时继电器
26	MR-OPO-950002	1CEX	常规岛仪控	CEX006VL 控制模式修改
27	MR-OPM-950002	1CRF	常规岛土建	CRF 海水涵道接合部增设不锈钢衬圈
28	MR-OTS-950046	1CVI	常规岛机械	CVI001、002、003PO 内轮箱改进
29	MR-OTS-950035	1DTV	核岛电气	500HR 母钟系统修改
30	MR-OPT-940040	1DVC	核岛机械	降低碘过滤器回路的温度
31	MR-OPM-950042	1DVC	辅助设施电气	拆除早会会议室的废弃电缆及托盘
32	MR-OPO-940032	1DVK	核岛机械	非放射性废水收集
33	MR-OPT-940005	1EPP	核岛机械	机械贯穿件隔离阀泄漏试验加装带快卸接头的法兰
34	MR-OTS-950039	1GCT	常规岛电气	执行机构移位
35	MR-OTS-950047	1GEX	常规岛电气	发电机转子电压测量将环刷架改进
36	MR-OPM-950013	1GFR	常规岛仪控	增加需更换的过滤器的识别功能
37	MR-OPM-950037	1GFR	常规岛机械	七汽门、调速汽门驱动机构外罩增设疏油管及疏油接收器
38	MR-OPO-940034	1GFR	常规岛机械	两个阀门重号,重新命名其中的一个,修改标牌

续表

序号	改造项目号	机组系统	分 类	改 造 内 容
39	MR-OPM-940067	1GPV	常规岛机械	将汽轮发电机组联轴器联接螺栓改为液压螺栓
40	MR-OTS-950018	1GRE	常规岛仪控	失去主给水泵时汽机快速降负荷
41	MR-OPM-940062	1GSE	常规岛仪控	汽机脱扣信号改进
42	MR-OPM-960028	1GSS	常规岛仪控	GEM-80 软件梯形图修改
43	MR-OPM-940063	1GSS	常规岛仪控	增加电站计算机的输入信息
44	MR-OTS-950029	1KIT	核岛仪控	ASG003PO 轴承温度整定值修改
45	MR-OPH-950018	1KZC	辅助设施电气	KZC 系统读卡头改造
46	MR-OTS-960007	1LHP	核岛仪控	应急柴油机冷却水预热回路改进
47	MR-OPM-960042	1LHP	核岛电气	在 LHP/LHQ 电气室加装空调器
48	MR-OTS-950041	1LHP	核岛仪控	取消应急柴油机排气温度高跳闸保护
49	MR-OPH-960006	1MIS	核岛上建	应急组织技术支持中心 (L543 房间) 改造
50	MR-OTS-950044	1RAM	核岛电气	501BN 端子之间加连接片
51	MR-OTS-940011	1RCP	核岛机械	用空气吹扫 RCP002BA、RPE001BA 及 RCV002BA
52	MR-OTS-950017	1RCP	核岛机械	更换反应堆控制棒导向筒 (长期方案)
53	MR-OPO-940029	1RCP	核岛仪控	增设 SG 水室挡板泄漏监测器
54	MR-OTS-960009	1RGL	核岛仪控	401AA 报警窗颜色变更
55	MR-OSL-940002	1RIC	核岛仪控	711/712AA 改进, 原组合报警改为两个独立报警
56	MR-OPA-950034	1RRA	核岛仪控	RRA 隔离时闭锁不必要的报警信号
57	MR-OTS-960008	1RRI	核岛机械	在泵入口段安装新型稳流器
58	MR-OTS-950009	1SDA	辅助设施机械	SDA 管道更换及增设疏水阀
59	MR-OTS-950038	1SEC	核岛机械	RRI 热交换器 SEC 侧海水管道更换为衬塑管
60	MR-OPM-950031	1SEN	常规岛电气	SEN 101/201/301/401 PO 控制箱移位以减缓其腐蚀
61	MR-OTS-950030	1SIR	核岛机械	加药泵换型等改进
62	MR-OTS-950023	1VVP	常规岛土建	VVP 阀门通风间增加防雨设施
63	MR-OPM-960011	1VVP	常规岛电气	VVP 001/002/003VV SM5 设计修改
64	MR-OTS-950034	1VVP	常规岛机械	VVP 取样管线改进
65	MR-OTS-950024	9CTF	辅助设施机械	次氯酸钠注入系统改造
66	MR-OTS-950042	9SEO	辅助设施机械	450PO、451PO 的液位开关改型及 451PO 加大容量
67	MR-OPM-940075	9TEG	核岛机械	更换为新型氨表 (001MG)
68	MR-OPM-940072	9TES	核岛机械	为水泥贮存罐增加振动器
69	MR-OTS-950036	9TES	核岛仪控	搅拌器控制逻辑修改
70	MR-OPH-960009	YA 厂房	辅助设施机械	增加现场淋浴器

表 4.16-2 1996 年度完成的 2 号机组改造项目清单 (按系统字母顺序排列)

序号	改造项目号	机组系统	分 类	改 造 内 容
1	MR-OPM-950001	2AHP	常规岛机械	为安全阀 AHP 109/209VL 加装隔离阀
2	MR-OTS-950015	2APA	常规岛仪控	取消推力轴承温度高高使 APA/APP 泵自动停运信号
3	MR-OTS-950016	2APA	常规岛电气	取消 AP* 机械密封改造后原系统不适用的机械及电气部分
4	MR-OPM-940048	2APP	常规岛仪控	压力泵入口温度逻辑通道改进
5	MR-OTS-950037	2ASG	核岛仪控	水位传感器仪表管线修改
6	MR-OTS-950040	2ASG	核岛仪控	就地水位计仪表管线修改
7	MR-OPM-940064	2CAR	常规岛电气	增加电站计算机的输入信息
8	MR-OPO-940064	2CEX	常规岛机械	003FI 及旁路加装隔离阀
9	MR-OPM-950045	2CEX	常规岛仪控	给凝结水泵轴承振动高高信号加装延时继电器
10	MR-OPO-950002	2CEX	常规岛仪控	CEX 006VL 控制模式修改
11	MR-OPM-960002	2CRF	常规岛土建	CRF 海水涵道接合部增设不锈钢衬圈
12	MR-OTS-950046	2CVI	常规岛机械	CVI001.002.003PO 齿轮箱改进
13	MR-OTS-950035	2DTV	核岛电气	500HR 母钟系统修改
14	MR-OPT-940041	2DVC	核岛机械	降低碘过滤器回路的湿度
15	MR-OPO-940033	2DVK	核岛机械	凝结水收集
16	MR-OTS-950039	2GCT	常规岛电气	执行机构移位
17	MR-OTS-950047	2GEX	常规岛电气	发电机转子电压测量滑环刷架改进
18	MR-OPM-950013	2GFR	常规岛仪控	增加需更换的过滤器的识别功能
19	MR-OPM-950037	2GFR	常规岛机械	主汽门、调速汽门驱动机构外罩增设疏油管及疏油接收器
20	MR-OPO-940034	2GFR	常规岛机械	两个阀门重号,重新命名其中的一个,修改标牌
21	MR-OPM-940067	2GPV	常规岛机械	将汽轮发电机组联轴器联接螺栓改为液压螺栓
22	MR-OTS-950018	2GRE	常规岛仪控	失去主给水泵时汽机快速降负荷
23	MR-OPM-940062	2GSE	常规岛仪控	汽机脱扣信号改造
24	MR-OPM-940063	2GSS	常规岛电气	增加电站计算机的输入信息
25	MR-OPM-960028	2GSS	常规岛仪控	GEM-80 软件梯形图修改
26	MR-OTS-950029	2KIT	核岛仪控	ASG003PO 轴承温度整定值修改
27	MR-OPH-950018	2KZC	辅助设施电气	KZC 系统读卡头改造
28	MR-OTS-960007	2LHP	核岛电气	应急柴油机机冷却水质热回路改进
29	MR-OPM-960042	2LHP	核岛电气	在 LHP LHQ 电气室加装空调器
30	MR-OTS-950041	2LHP	核岛仪控	取消应急柴油机排气温度高跳闸保护
31	MR-OTS-950007	2MIS	核岛土建	在 W275 房间增加电缆贯穿孔
32	MR-OPH-960006	2MIS	核岛土建	应急组织技术支持中心(L543 房间)改造

续表

序号	改造项目号	机组系统	分 类	改 造 内 容
33	MR-OPH-950012	2MIS	辅助设施土建	增加固定竖梯
34	MR-OTS-950044	2RAM	核岛电气	501BN 端子之间加连接片
35	MR-OTS-940011	2RCP	核岛机械	用空气吹扫 RCP002BA、RPE001BA 及 RCV002BA
36	MR-OTS-950017	2RCP	核岛机械	更换反应堆控制棒导向筒
37	MR-OPO-940029	2RCP	核岛仪控	增设 SG 水室挡板泄漏监测器
38	MR-OTS-950019	2RCP	核岛土建	-18.89 米的两个混凝土支撑修改
39	MR-OTS-950022	2RCV	核岛机械	改变 2RCV076LP 的位置
40	MR-OTS-960009	2RGL	核岛电气	401AA 报警窗颜色变更
41	MR-OSL-940002	2RIC	核岛仪控	711/712AA 改进,原组合报警改为两个独立报警
42	MR-OPT-950001	2RPE	核岛机械	为 EPP 试验在盲法兰加装快卸式接头
43	MR-OPM-950034	2RRA	核岛仪控	RRA 隔离时闭锁不必要的报警信号
44	MR-OTS-960008	2RRI	核岛机械	在泵入口段安装新型稳流器
45	MR-OTS-950009	2SDA	辅助设施机械	SDA 管道更换及增设疏水阀
46	MR-OTS-950038	2SEC	核岛机械	RRI 热交换器 SEC 侧海水管道更换为衬塑管
47	MR-OPM-950031	2SEN	常规岛电气	SEN101/201/301/401 PC 控制箱移位以减缓其腐蚀
48	MR-OTS-950030	2SIR	核岛机械	加药泵换型等改进
49	MR-OPO-950025	2SLT	辅助设施仪控	闭锁 001AA 报警
50	MR-OTS-950023	2VVP	常规岛土建	VVP 阀门通风间增加防雨设施
51	MR-OPM-960011	2VVP	常规岛电气	VVP001/002/003VV SM5 设计修改
52	MR-OTS-950034	2VVP	常规岛机械	VVP 取样管线改进

4.17 人事管理统计

表 4.17-1 大亚湾核电站人员配备情况

部 门	调入职工人数	聘用职工人数	总数	外籍员工人数
经理室	5	1	6	3
运行处	230	6	236	2
维修处	305	8	313	5
技术服务处	86	5	91	2
技术支持处	81	5	86	6
发电规划处	28	9	37	2
安全执照处	19	4	23	
培训中心	32	5	37	1
资料中心	17	16	33	
合同采购处	47	7	54	2

续表

部 门	调入职工人数	聘用职工人数	总数	外籍员工人数
保健物理处	48	3	51	
质保处	21	2	23	
综管处	27	33	60	
三核生产准备办公室	4			
合 计	939	104	1043	23

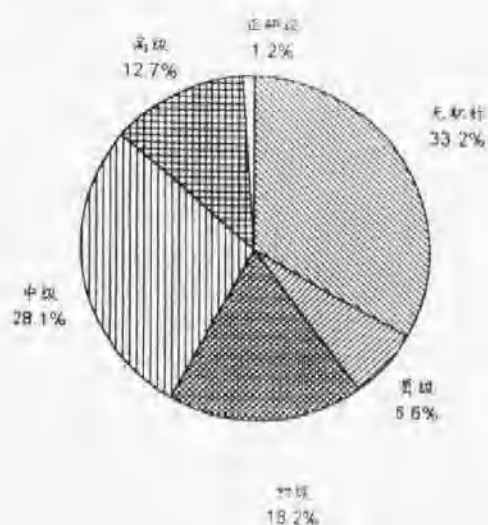
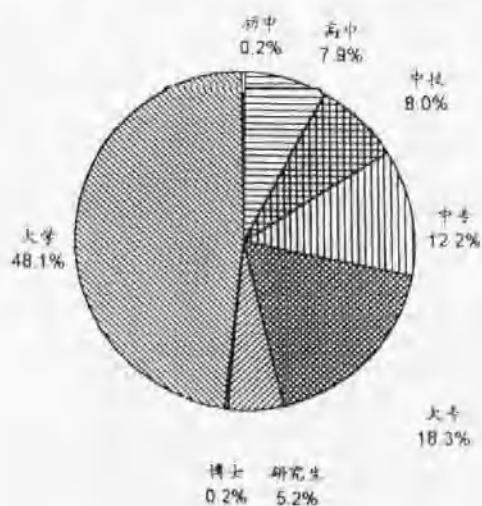


图 4.17-1 大亚湾核电站职工学历状态图

图 4.17-2 大亚湾核电站职工职称状态图

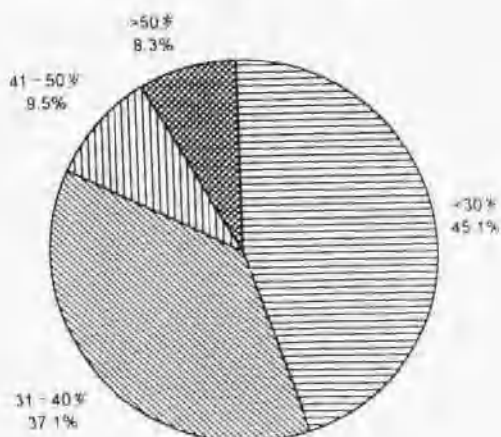


图 4.17-3 大亚湾核电站职工年龄状态图

4.18 培训统计

表 4.18-1 1996 年培训负荷

(单位:人·周)

处 别	OPD	OPM	OPT	OTS	OPH	OPD	OPA	OQA	OSL	OCS	OPP	OMC	OTG	OMG	其它	总计
实际负荷	910.95	862.21	143.46	46.92	96.13	27.16	84.68	55.44	38.03	40.26	42.04	20.72	32.83	0.11	456.57	3257.51
计划负荷	839.82	823.41	161.81	480.44	105.8	29.84	99.95	57.65	32.27	46.57	44.94	18.05	32.05	0.11	459.12	3231.83

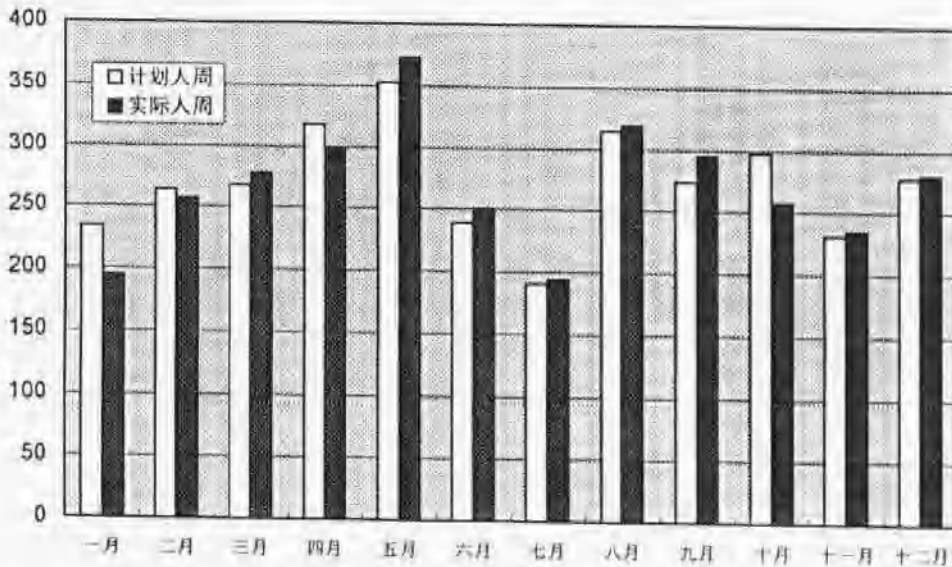


图 4.18-1 1996 年培训状态

表 4.18-2 1996 年授权情况

处 别	OPD	OPM	OPT	OTS	OPH	OPD	OPA	OQA	OSL	OCS	OPP	OMC	OTG	OMG	合计
核安全	175	340	82	80	51	12	63	19	13	0	15	2	14	8	884
辐射防护	205	346	82	80	54	5	61	19	13	0	17	0	15	8	903
工业安全	203	346	82	80	54	0	62	19	13	5	13	0	14	8	901
特殊工种	0	171	25	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	205
总 数	583	1203	271	240	159	17	195	57	39	15	45	2	43	19	2893

表 4.18-3 1996 年模拟机课程培训情况

(单位:人·周)

课程代号	500	501	502	503	504	505	506	507	511	合计
培训负荷	32	44	32	14	50	46	24	26	8	279

表 4.18-4 1996 年模拟机各月培训负荷

(单位:人·周)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	合计
负荷	22	4	20	27	30	28	18	48	23	9	21	29	279

表 4.18-5 1996 年开设的 40 门公共课程清单

课程代号	授课时间	课程名称
001	2.5d	电厂介绍
301	3d	一般信息培训
304a	1d	工业安全一级培训
304b	2d	工业安全二级培训
304c	1d	工业安全三级培训
305a	3d	辐射防护一级培训
305b	3d	辐射防护二级培训
307	1w	行政人员 PWR 知识简介
320	6w	PWR 核电站系统及运行
321	1.5w	基础技术培训
322b	1w	初级运行
349	4d	大修期间安全
351	1w	运行核安全
352	3d	核安全文化
353	5w	高级运行
362	2.5d	工作过程
364	1.5d	QA/QC 培训
366	2.5d	核安全规则与应急响应
366b	0.5d	非应急人员的应急培训
383	1w	核燃料装卸基础
384	1w	换料工艺与装卸料机
391	3d	技术规格与采购
601	1d	消防一级培训
602	2d	消防二级培训
610	0.5d	RP 复训
611	0.5d	QA/QC 复训
612A	1d	消防一级复训
612B	1d	消防二级复训
612C	2d	消防三级复训
613A	0.5d	工业安全一级复训
613B	0.5d	工安安全二级复训
614	0.5d	应急复训
616	3d	质检员培训

715	1d	开会方法
815	1w	计算机基础及 DOS 操作系统
823	10d	初级风险分析
823b	1w	高级风险分析
852	0.5d	承包商大修培训
853	0.5d	承包商大修再培训
860	2.5d	一般质量和安全培训

表 4.18-6 1996 年开设的 9 门全范围模拟机培训课程清单

课程代号	授课时间	课程名称
500	1w	全范围模拟机预培训 (Pre-M1)
501	2w	正常运行 (M1)
502	2w	故障工况运行 (M2)
503	2w	事故工况运行 (M3)
504	2w	失去电源的运行工况 (M4)
505	1w	简单工况复训 (MR)
506	1w	复杂工况实景培训 (MS1)
507	1w	复杂工况实景培训 (MS2)
512	2w	工程师全范围模拟机培训 (ME)

4.19 物资管理统计

表 4.19-1 三年库存统计

	1994	1995	1996
年终库存 (品种)	36980	43956	44186
年终库存 (金额)	\$ 79, 693, 051	\$ 93, 810, 032	\$ 105, 563, 966
库存领用 (品种)	9488	15676	16036
库存领用 (金额)	\$ 5, 335, 500	\$ 6, 774, 075	\$ 6, 076, 373
库存盘点 (品种)	25596	8362	14308
差错率	6%	5%	0.49%

表 4.19-2 1996 年物资消耗分类统计 (96.01.01-97.01.10)

项 目 类别	消耗 (USD)	平均库存 (USD)	库存周转
库存生产物资 (RUN)	\$ 3, 817, 021	\$ 20, 567, 769	18.56%
库存战略备件 (SSS)	\$ 2, 292, 483	\$ 76, 440, 003	3.00%
合计	\$ 6, 109, 504	\$ 97, 007, 772	6.50%

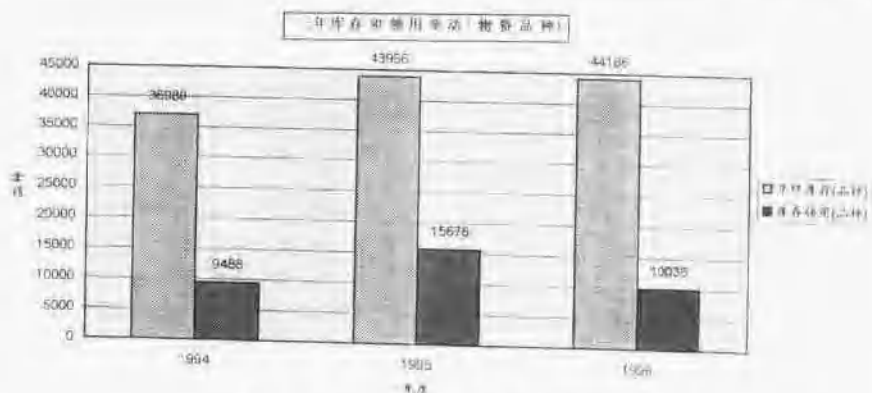


图 4-19-1 三年库存和领用变动 (物资品种)

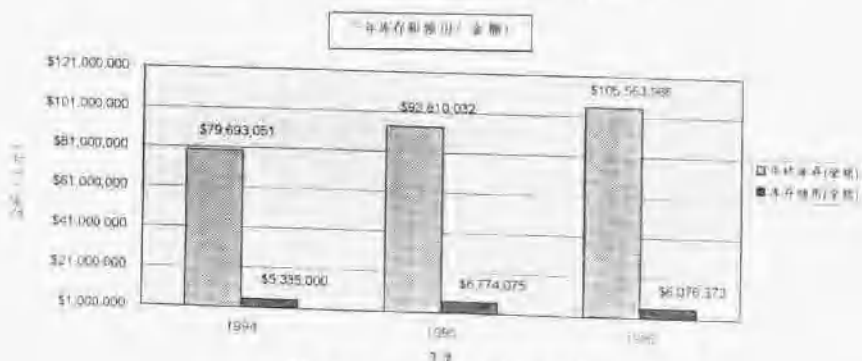


图 4-19-2 三年库存和领用 (金额)

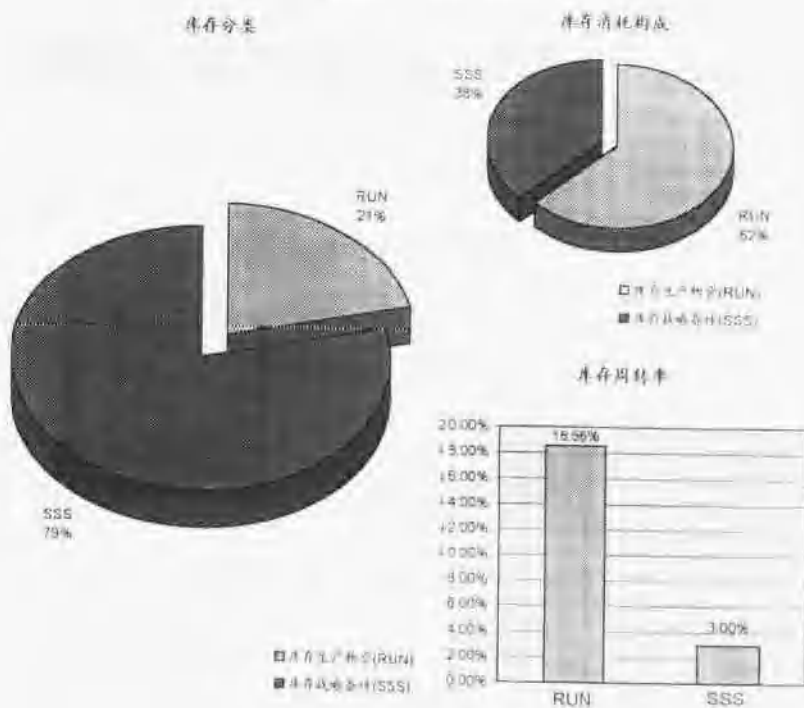


图 4-19-3 物资消耗分类图

第五章 专题报告

宣传、普及和推广核安全文化

—短文荟萃—

编者按：下面 5 篇短文选自《安全之声》（参见第 2.2.1.6 节）。这些短文着力宣传、普及和推广核安全文化，文章观点明确，含义深刻，语言简练，有趣味性，具有较强可读性，受到读者喜爱，特收集在年鉴里。

第一篇 社论：一份可听到“安全之声”的刊物

德 盖

（大亚湾核电站经理、法国专家）

说实在的，为了安全的目的，创作和使用新闻媒介对生产部来讲是一种雄心勃勃的挑战。通过介绍核安全问题的处理的具体例子，这一刊物将加深和丰富每个人的经验，在电站中保持良好的透明度，提高对实现核安全的认识。

为了发展我们的核安全文化，不断地提醒我们自己是在“高科技”核工业中工作，这一刊物应被认为是我们的工具之一。这意味着我们必须不断地提高我们的职业道德，同时也要改进工作中的行为规范：

- 乐于提问的态度：我的工作对安全可能有什么影响，可能有什么不足之外，这些不足会有什么后果，我需要些什么帮助，…？
- 细心和严格的工作方法：我已经拿了规程没有，我有没有按规程办事，我已经理解了我所做的一切吗，…？
- 良好的沟通和透明度：我已经把所有必须的信息给了我的同事了吗，我对经验反馈做出了什么贡献，…？

为了使这个刊物办得成功，它需要电站全体员工大力参与，写出与个人的经验相关的文章。介绍好的实践经验，同时也介绍关于核安全的事件（特别是避免事件的办法）。必须非常清楚，这些文章的目的不是去批评人的行为，而是要从中得出经验教训，以便改进我们的工作。

衷心希望大家仔细阅读这一刊物，我坚信它会对生产部的安全行为的进步做出贡献。

在电站中的每个员工的加入和对核安全要求的承诺是中国核工业未来的成功发展的关键！

祝幸运，“安全之声”万岁！

（郭丰守译）

第二篇 做事一次做好

——谈零缺点的质量管理

高立刚

美国著名的质量管理专家克罗斯比(Philip B. Crosby),曾是被称为企业管理典范的ITT公司的副总裁,后来自创PCA公司,专门从事质量工作,协助世界各地企业做质量改进,成绩卓著。下面是他的零缺点的质量管理理论的主要思想:

一、质量管理定理一:质量合乎标准

质量就是合乎标准,而不仅仅是“好”。因此我们必须有一套完善的质量标准手册,而且要让每个员工都清楚标准是什么。标准一旦树立,就不可动摇。

如何改进质量呢?

改进质量不能只停留在方案(Program)上,而应付诸于过程(Process)之中。优秀的质保体系和质保人员并不能保证质量的提高,应该着重改善工作过程,强调每一个人**第一次就把事做对(Do it Right the First Time, 简称DIRFT)**,DIRFT才是改善质量的基础。质量是做(Do)出来的,不是管出来的。

二、质量管理定理二:防患于未然为质量管理制度

检验是一种传统的质量管理方式,为我们所大量采用,但这种方式实际既昂贵又不可靠。因为检查一旦发现问题,问题已经发生了,已经造成了损失,只能事后弥补。况且检验也经常发生漏项,可靠性不高。因此质量活动的关键在于预防,即事先了解潜在风险,制定行事程序,把错误的可能都消除。**提升质量的良方是预防,不是检验。**

三、质量管理定理三:工作标准必须是“零缺点”

质量管理要达到的标准就是“零缺点”。但这一点未得到质量管理界的重视。有人甚至还攻击它,认为它不切实际。或在有的企业“零缺点”只被视为一种“鼓舞员工”的课程。日本人将“零缺点”管理思想视若珍宝,坚持认真实行,取得了有目共睹的成绩。

“人非圣贤,孰能无过?”这是绝大部分人认同的观点,就是说人不可能完美,必定犯错误。但人是不是都有一个犯错误的概率呢?比如5%,那么他做任何事都会出5%的差错,回家也是100次中有5次走错家门,这显然是荒谬的。犯错的多寡在于个人对事物的重视程度,人们在某些事情上不犯错误是因为他们特别重视和谨慎。比如,某人在没有警察在场时,几乎每次都闯红灯,但一旦有警察,他一次也不会闯红灯,因为他知道这是万万做不得的。人**有双重标准**。在某些事情上,人们视缺陷为理所当然,而在另一些事情上,人们都要求绝对完美无缺。

酿成错误的因素有两种,缺乏知识和漫不经心。知识可以通过学习来提高,而漫不经心只能靠个人觉悟。

四、质量管理定理四：“以产品不合标准的代价”衡量质量

质量的成本可以分为两个范畴：

- 为不合要求所付出的代价 (The Price of Nonconformance, PONC)；
- 一切符合要求的代价 (The Price of Conformance, POC)；

统计数字表明，POC 仅占 PONC 的 1/5 还不到，可以为企业节省开支相当于总营业额的 15% 以上。

以上理论对我们执行部门搞好质量管理有一定的指导意义。

第三篇 核安全文化与微笑

濮继龙

看了这个标题，大概不少人会忍不住要笑出声来：“哼！真是胡扯。微笑难道与核安全文化还有什么关系吗！如果微笑能带来核安全，那我们就一天到晚微笑好了！”

先不说微笑与核安全是什么关系，一天到晚微笑真的就那么容易做到吗？大约是未必。特别是当你面对川流不息的被你服务的人群，而这群人中又什么人都有时，能始终保持真诚的甜美的微笑，可是不容易的呢！最近一期《广东核电》上有一则报道，其中有这样两段：

“胡卫洁是电厂保卫科一名普通的文员，负责电厂的制卡科里的文档管理、考勤等日常繁琐杂事，同许许多多核电默默工作的员工一样，小胡没有豪言壮语，没有轰轰烈烈的英雄事迹，有的只是对事业、对工作的不懈执著，对他人的周到服务和甜美微笑”。

“记得在一个电视专访中有这样的报导：工作在服务部门的人不可能每天都面带笑容面对所有的人，也不可能对每一个人都说‘请’、‘谢谢’、‘麻烦您’等礼貌用语。而胡卫洁却做到了！从来核电那日起，两年七百多个工作日，她始终如一地认真做好每一件事。凡到保卫科办事的人，总能听到她那：‘您好，请问有什么事吗？’‘麻烦您把证件拿出来好吗？’、‘请稍等，谢谢！’热情礼貌的招呼，甜美可爱的微笑。”

为什么保卫科的小胡以及她的同事们能有甜美的微笑？如果你能与她们交谈几句话，马上就会发现答案非常简单，但又非常有意义：她们不愿意因为自己不周到的服务，使职工带着不平静的心情走上工作岗位，“那样会出事的”。我们感谢小胡和她的同事们，她们讲出了问题的本质：我们每一个服务岗位，态度的好坏会影响其他人的情绪，从而直接影响核安全。我们的服务岗位，对于核安全来说，也同样是重要的岗位。

微笑，体现了对别人的理解和支持，而这正是团队精神的基础。广义地说，核电的每一个岗位都有为别人服务的成分。检修为运行服务，反过来，运行的隔离、解除隔离活动又是为检修服务。如果每个人都有个想法，保证让被服务的朋友有求而来，满意而去，脸上稍微带那么一点微笑，恐怕我们的合作就会好得多。

可是有少数同志不是那样，自以为老子是来干急活的，你就要为我服务好，他们动不动就把眼睛瞪得老大，可以想象，他们当时脸上一定没有笑容。

所以说，脸上真诚的微笑，反映了对自己本职工作的热爱，也反映了对对方的尊重。这就是核安全所要求的情绪。

微笑，还体现了一个国家一个企业的精神面貌。人人面带笑容，这是一个企业兴旺发达的标志，说明企业有活力，员工感到有奔头，对企业和个人的前途充满信心。如果对安全没有信心，怕是笑不出来吧。很难设想，人人垂头丧气，个个愁眉不展，时时恶语相对的企业，会是一个好企业？

当然，人有七情六欲，不可能时时都笑。当我们面对腐败、贪婪、凶残的时候，理所当然地会义愤填膺。偶而拍案而起，也是一种正常的情绪宣泄，这并不妨碍我们在面对服务对

象时的热情。冷漠是最可怕的，形同槁木，心如死灰，已经失去希望了，还有什么救呢！

但愿我们的领导把部下当作服务对象，员工把合作伙伴看作服务对象，人人都露出笑容来，笑口常开。

第四篇 核安全文化与禅

廖伟明

核安全文化是核安全管理上的一个新概念，它把核安全与企业的管理、政策、工作作风以及个人的工作态度、思维方式、专业技能、修养等联系在一起。其目的是通过系统性的管理和各种活动的实施来建立一个高质量的纵深防御体系，用以预防可能导致事故的技术上、人为上和管理上的失误。而禅是一种修持方法。用现代的话来说，是通过深入思虑的方法来改造思想，是教导人们真心投注于生活，以发挥人性光明面的传承。它强调的是静和定。这两者根本就是风马牛不相及的两回事，似乎无法混为一谈。但细想一下，从本质和某种意义上，它们之间似乎又有几分相似，如同世间万物总有些千丝万缕的内在联系一样。

1. 禅之说在于难。因为禅不是知性的理念所能传递和领会的，它无法用逻辑去推理，甚至不能用文字来表达，抽象到只能“意会不能言传”的地步。核安全文化是理解起来和说起来容易做起来难，难在每一个人都要把核安全的要求变成一种习惯的行为，难在要在电厂中形成核安全高于一切的气氛和环境。

2. 禅之道在于悟。对于一个道理，“悟”与“明白”的区别在于：“明白”仅是从字面上了解，而“悟”是能在行动中做到。对于核安全文化，仅是“明白”是不够的，这不在于你说多少，而在于能做到多少。发展核安全文化，最忌就象鹦鹉学舌，嘴巴叫的漂亮，心中却无所得，没有行动而流于“口头禅”。

禅尚有“见桃花、闻驴叫”的“顿悟”之说。而核安全文化绝无“顿悟”之可能，只有“渐悟”之道。如同一个社会的风气，国民的素质不可能在一夜之间来个飞跃一样。只有每个员工在自己的岗位上尽职尽责，满足核安全的要求，严格、自觉地按照核安全的规则办事，日积月累的努力，核安全文化才会得到发展和提高。

当厂长先生能天天见到员工层出不穷的核安全文化上的良好表现和成绩，见到电厂的核安全指标达到优异的水平而发出会心的微笑时，核安全文化就达到“悟”的境界了。一如禅书上所说的“拈花微笑”的故事：轻轻地，一朵花拈起，微笑浮现在另一个人脸上，拈花是法，微笑就是悟理。

3. 禅之理在于自律，靠别人强迫是不可能悟禅的。为何一个虔诚的教徒，无论在什么样环境，有无外人在场，他都能自觉地遵循教义的要求行事，因为他心中有一个“神明”在照着。核安全文化的实现同样在于自律，核安全文化的要求不是做给别人或做给领导看的。

需要我们切切实实把这些要求落实到我们的每一项活动和工作之中，成为工作不可分割的组成部分。核电站完全同样有一个至高无上的“神明”在上-那就是核安全。这要求我们即使在真相无人能知的情况下，也能自觉、自律地维护和遵守核安全的要求，一如“神明”在前，这样才能造就一个高水平的核安全文化。

第五篇 “到哪儿去凉快凉快呢”

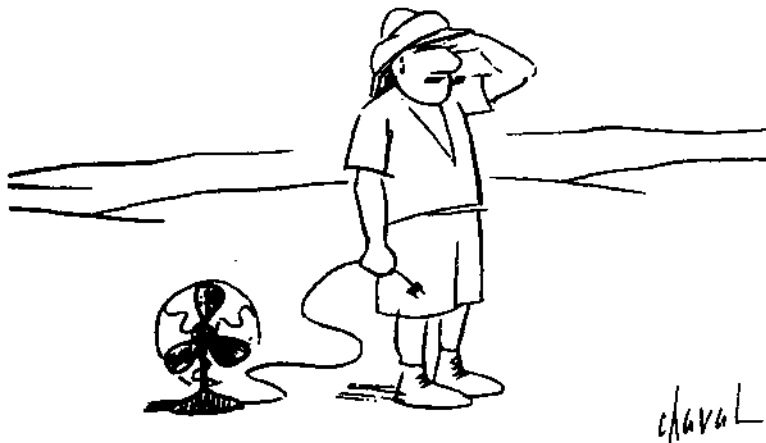
—核安全十诫律之三：保证有效的纵深防御

濮继龙

沙漠旅行者在计划其探险时显然考虑到了沙漠腹地的炎热和干旱，为了保证自身的冷却，他带了一台强力风扇。吹电扇当然是获得凉爽的方法之一，却不料沙漠中找不到电源插座。面对浩瀚沙海，“到哪儿去凉快凉快呢？”只能徒唤奈何。如果他能带顶帐篷，哪怕带把阳伞，情况也会好得多。

中国有句古话，做事要留有后手。从核安全原则来说，叫做要保证有效的纵深防御。核电站设计上已有纵深防御的配备，比如放射性与环境之间有三道屏障，设备有多重配置和多样性，等等，策略思想上的孤注一掷是危险的。

作为一名核电员工，为了保证有效的纵深防御，每项作业前都应该先问自己几个为什么和怎么办：万一现场情况与原来的预计不符怎么办？万一作业中出了差错怎么办？作为一名干部，你应该想到：万一技术方案行不通怎么办？万一派出去的作业小组不能完成任务怎么办？**在任何情况下始终有应急对策**，是保证纵深防御有效从而能处变不惊的重要计谋。



“到哪儿去凉快凉快呢？”

—保证有效的纵深防御

核电站质量管理手册的编制

李裕立

摘要：本文概述了核电站质量管理手册的内容、编写要点和注意的问题。

一、前言

核电站技术高度密集，专业众多，设备系统复杂，质量安全要求高。这就必须明确部门的功能、人员责任、机构接口和人机关系，使核电站真正安全可靠地运行起来，达到高负荷，低消耗的目的，这是一个很复杂的系统工程。从质量保证角度来说，就是要建立一整套行之有效的质量保证体系，建立起一套简单、明确、可操作和可检查的质量管理手册。

大亚湾核电站新的电厂质量管理手册于1996年基本编制完毕。至1996年底为止，共完成28个政策程序，216个执行程序，81个处级程序，一个关于应急的接口程序，一个文件编码手册，总共327个程序，基本上建立起一套功能齐全，管理层次分明，职责和接口清楚，可操作可检查的程序体系。这为接受国际原子能机构OSART检查打下了良好的基础，并得到了OSART专家的好评。

二、历史的回顾

大亚湾核电站的质量管理手册，第一次从1990年初开始编制。当时，由于缺乏经验，缺乏详细的统一规划，在对电站总体功能未完全弄准的情况下，用流水号的办法，由各处自己编制，造成矛盾、重复多。到1994年11月份为止，共编制了618份管理程序。由于当时对程序内容没有统一要求，一些程序责任不明确，光有任务和要求，但不知道由谁来执行程序的要求。有的程序写的似论文一样，一个程序引用了很多别的程序，可操作性差。有的程序编写单位，未通过有关处，就给别的处定了很多职责、任务，执行过程中，矛盾比较多。因此，根据总经理部和电站经理部的指示，从1994年开始，逐渐组建起由电厂质量管理手册各章的带头人和各处的程序协调员组成的程序协调组，负责组织编制新的电厂质量管理手册。对以前的所有管理程序作一次彻底的清理。然后从1995年开始，逐步接新的程序框架，新的编码，一一编写新的管理程序。

三、质量管理手册的内容

质量管理手册是规范核电站所有与质量有关（包括与核安全有关）的活动的系统的文件，是质量保证体系中的重要文件。因此，在编制质量管理手册之前，首先要弄清企业总的目标、核电站所有相关的功能。用质量保证的行话来说，就是要把质量体系要素在核电站里的体现弄清楚，不漏掉电厂有关功能活动。然后，按功能活动的重要性，活动范围的大小，列出清单，在划分功能活动时，既要考虑现有组织机构的功能，又要考虑具体功能活动划分的科学性。这样，从一开始，就从系统工程观点出发，对质量管理手册内容，作仔细周密的安排和策划。而不是临时你一块，我一块，如自由开荒一样，没有控制，造成内容的重复、矛盾或空缺。

大亚湾核电站质量管理手册，按功能区域，划分为十九部分（章），并对第一章给出相应

的编码：

章 名	编 码
1) 核安全大纲	(NSP)
2) 组机机构	(ORG)
3) 文件和记录管理	(DOC)
4) 运行	(OPN)
5) 维修	(MTN)
6) 检查和试验	(TST)
7) 废物管理和环境保护	(WME)
8) 采购和材料管理	(MAT)
9) 培训	(TRN)
10) 设计工程	(ENG)
11) 缺陷和纠正措施	(DEF)
12) 质量验证	(QAC)
13) 消防和工业安全	(FPS)
14) 计算机和数据管理	(CMP)
15) 电厂保卫	(SCY)
16) 辐射防护	(RPS)
17) 应急准备	(EMP)
18) 燃料管理	(FUL)
19) 电网	(GRD)

电站十九个功能区域确定之后，对相应的每一部分给一个编码，然后再一一确定每一部分的程序框架，对于每一部分里的活动，再一一用程序规范下来，并给予相应的编号。使得每一部分从政策程序到下面的一级执行程序、二级执行程序和相关处级执行程序，工作流程和逻辑思维是清楚的，程序的数量和定位也是清楚的。使得每一部分里的程序都如电影院的座位一样，对号入座。如对政策程序，用 000,100 编号，一级执行程序的编号用十位数 010, 020... 等表示，二级执行程序则用个位数 011, 012, 021, 022, 023 等表示。

在质量管理手册的每一章中，有一个或多个的政策程序 (AD)，给出法律、法规和条例的外部要求；也明确了公司和电站管理层的内部要求；给出为满足这些要求的流程和管理原则。在每一政策程序的下面，包括一批支持程序，其中有涉及到多个处活动的执行程序 (IP)，也有仅涉及一个处活动的处级程序 (BP)。对于比较复杂的活动，在一级执行程序下面，也许还有若干二级执行程序或处级程序给予详细说明。(见图 1)

对于每一功能区域，明确规定其活动的范围，责任的划分。从管理层 (经理、副经理和各处处长等)、监督验证层 (质保、质检、安全检查等) 到执行操作层，都要明确责任。部门或单位之间的职责也要划分清楚，即凡是“接口”都要清楚。

考虑功能区域划分和程序的层次划分时，要尽量避免过多的重复和减少层次。适当的交叉和衔接是必要的，但要防止两个部分之间和同一部分中两个程序层次之间的大量内容重复。

关于质量管理手册的内容，我们强调总体内容上要包括核电站所有相关功能；在划分部分时，各部分的功能要尽量划分清楚；在每一部分的层次划分时，能用一个层次说清楚的，就用一个层次，而尽量不要用两个层次的程序去处理。保证整个质量管理手册覆盖核电站的功

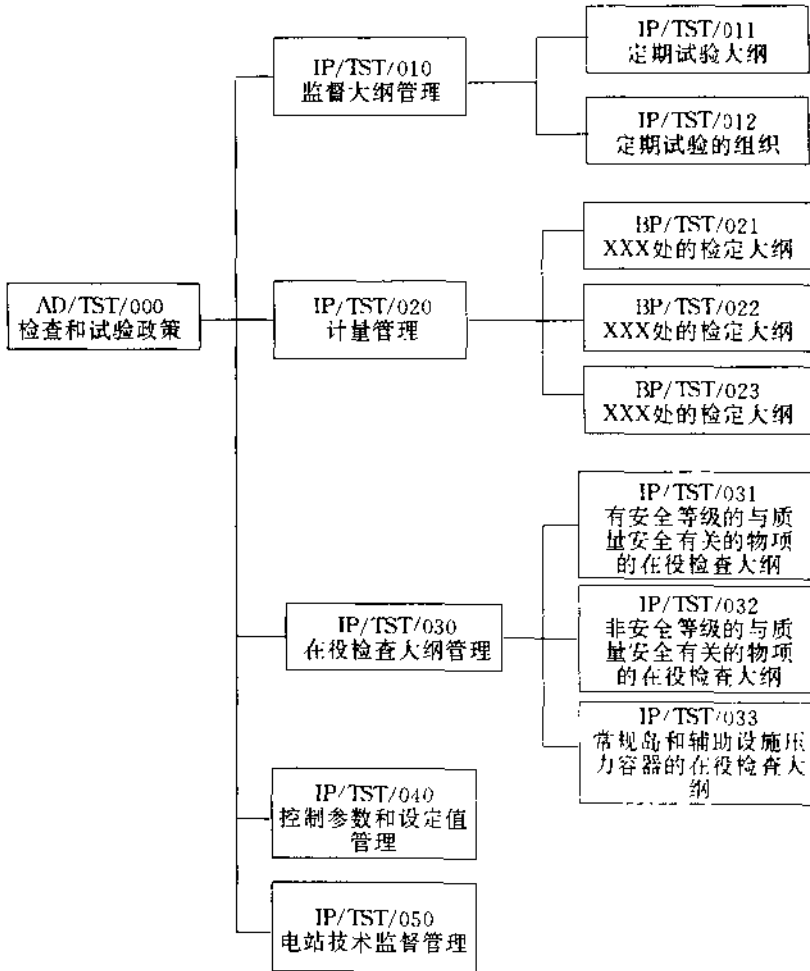


图1 质量管理手册程序框架、程序编号图例

能，保证质量管理手册功能划分是清楚的，程序层次是清楚的。从一开始在总体设计上，就保证不漏项，不矛盾，少重复。工作流程尽量简单和明确。这在组织协调过程中，由程序协调组，多次协商、讨论、确定好程序框架图。

这里还要特别指出的是，在编制质量管理手册过程中，特别要防止各单位、各部门用自我封闭的办法来建立程序，而是要以功能活动为中心，打破单位、部门之间的界限来制定管理程序。如果涉及多个单位，则确定一个领头单位编写，其他单位负责校核、审查。明确各单位之间的责任，但不允许一个平级单位向另一个平级单位强行“布置”任务，而是相互间明确彼此之间的责任功能，不漏掉任何质量活动与功能。在具体编制过程中，凡是一个程序涉及到几个处的，我们都要求相关处审查，必要时还要相关处的处长签字，使得程序由涉及的任务到责任划分，尽可能清楚，避免以后工作过程中的扯皮。

四、统一内容格式

在具体编写程序之前，要统一规划。规划好质量管理手册的整体内容、功能划分、整个质量管理手册程序的框架层次与程序的编码系统，还要制定好一个编写程序的程序。

对编写程序的程序，一定要仔细研究，对程序的封面，管理批准页，修改跟踪页要强制性地实行统一格式。规定凡是政策性程序，必须经过电广核安全委员会审查批准；所有与质量有关的执行程序，都必须经质保部门审查签字；任何程序，都必须经程序协调组审查签字。程序的出版分发部门如果发现有关的审查签字栏的手续不完备，就拒绝发布此程序。这就从管理上，把住了这道关口。

对不同类型的程序，尽管有一定的内容伸缩性，但我们强制性地实行一个基本的统一要求。没有一个明确的要求，就不可能建立起一整套目标明确，概念清楚，使用方便，职责划分明确，系统完整，工作效率高的质量管理程序。

对执行程序，我们特别强调其内容的叙述既要简听扼要，又要讲求实践性；讲求可操作性，可检查性。其内容格式一律统一为：

- 1.0 目的
- 2.0 适用范围
- 3.0 责任
- 4.0 规定
- 5.0 记录
- 6.0 定义和缩略语
- 7.0 参考文件（内又分为编制用的参考文件和执行用的参考文件）
- 8.0 附录

我们对每一节的具体内容要求，又作了明确的说明。

对政策程序，我们原则上采用上述的内容格式，但允许有适当的伸缩性。

对每一执行程序，我们特别强调，这是一个操作文件，要特别注意程序的可操作性。我们建立核电站质量管理手册，不是为了应付什么检查，不是为了放在架子上当陈列品，而是实实在在用来规范、指导我们核电站的各项活动。因此，我们一再强调说明程序的可操作性，要求所编写的程序的内容，操作的步骤一步一步要说明清楚，是谁的责任要明确。不允许列出或引用大量别的程序来执行此程序。

五、结束语

最后，就是我们一方面强调反对各部门自己封闭式地编制质量管理手册，而要从核电站整体功能考虑去编制质量管理手册，另一方面我们还要考虑每一职能部门的一些活动的特殊性，允许每一部门在总的核电站质量管理手册的功能范围内，编制数量有限的部门的程序，作为核电站质量管理手册的补充。这时，也要认真规划，科学考虑其内容和编码，避免出现下级文件与上级文件的矛盾或重复太多，不能放任各部门乱搞一套。

在新的质量管理手册中所包括各章的政策程序、执行程序 and 处级程序编制实施后，尽管还有它的不足之处，但是无论是各专业处的使用者，管理层、或是政府的安全检查部门，都一致认为目前的这些程序功能比较齐全（增加了过去没有的计算机与数据处理、废物管理、电网、工程、电厂改进、质量控制、人员管理等内容），管理层次比较清楚，职责分工和接口比较清楚，使用方便，查找也方便。

十大技术问题管理

刘达民

正如其他新建核电站一样，大亚湾核电站自商业运行以来，大大小小的设备缺陷陆续暴露出来。1994年1号机组发电机定子线棒电磁虫和1995年控制棒导向管问题都是较为严重的技术问题。过去两年在影响安全生产的遗留技术问题清单上保持了30项左右技术问题。由此，核电站技术问题可见一斑。

开厂以来，技术问题管理基本上没有太大改变，只是在落实监督、处理问题进度和在加强管理层沟通、汇报渠道上做了一点改进。十大问题跟踪构思始于这一点。

十大问题管理是把30多项遗留问题合理地排列出来后，抽出前十个问题作重点报导和跟踪，并明确地告诉各处、经理，这是整个电站的问题，而不是个别处的和负责人的问题，但在处理问题上，他们必须参与和贡献，不可推卸责任。解决问题的方式也按电站既定的程序进行（根本原因分析、改造等等），并利用现有资源按优先缓急处理。

十大问题清单也能反映出设备运行情况、维修质量和管理技术水平。要踏上世界先进电站水平这一台阶，人才培养最为重要。尤其是怎样找出隐患并加以消除，暴露出来的设备缺陷怎样找出根本原因后杜绝故障，防止再现。实践中处理十大问题既能培养人才，也能实现团队精神和改善各级的横向沟通。每个星期一电站经理会上都报告和讨论十大问题，这表示管理层的关注和支持，对加强沟通和提高处理问题效率有明显效果。

首先介绍遗留问题的定义：

- 一个系统或设备（部件）不能按设计发挥功能，而纠正工作只能等机组停下来或大幅度降负荷后才能进行。
- 消缺工作需要外来专家、特殊技能或规程来执行。
- 对核安全/工业安全、机组可靠性、机组可用率或对生产构成威胁，而且需等待分析根本原因和提出处理方案的问题。
- 需要3个月或更多的时间进行纠正工作准备的问题。
- 系统或部件出现重复性故障而根本原因不明的问题。
- 悬而未决的不符合项（NCR）或改造项目（MR）对实现电站目标构成影响。
- 须3个月时间来解决的问题。
- 需要两倍于原计划时间来纠正的问题。

根据遗留问题管理流程（见附件一），查找和记录技术问题和设备缺陷是运行处运行工程师每天工作的一部分。他在每天早上的工作会议上收集信息（如工作申请、工作票、不符合项报告、工程服务申请、24小时事件单、内部事件、运行事件、改造申请、试验报告、设备和系统工程师报告、主控操纵员的值长日志），整理后如符合定义要求，他便把项目加在遗留问题清单上，并按指定的方法排列后（见附件二），在每周四下午5时的遗留问题跟踪会议上提出，会上主席（生产副经理）指派负责人安排行动计划（见附件三）和报告执行情况，所有项目负责人在这会上报告执行行动计划进展并交出更新的计划表，尤其是在清单上的前十个问题（十大问题）。在会上申请取消任何一项遗留问题必须经过会议主席同意才可执行。会后主席更新十大问题清单，并在下周一电站经理会上汇报进展并在会上讨论，必要时邀请有

关负责人、专家介绍处理问题方案或进展。

以下是几个管理目标：

- (1) 清单上不超过 30 项遗留问题；
- (2) TCA（临时控制更改）少于 20 个；
- (3) TSD（临时专用装置）少于 10 个；
- (4) 停留在清单上超过 3 个月的不超过 4 项。

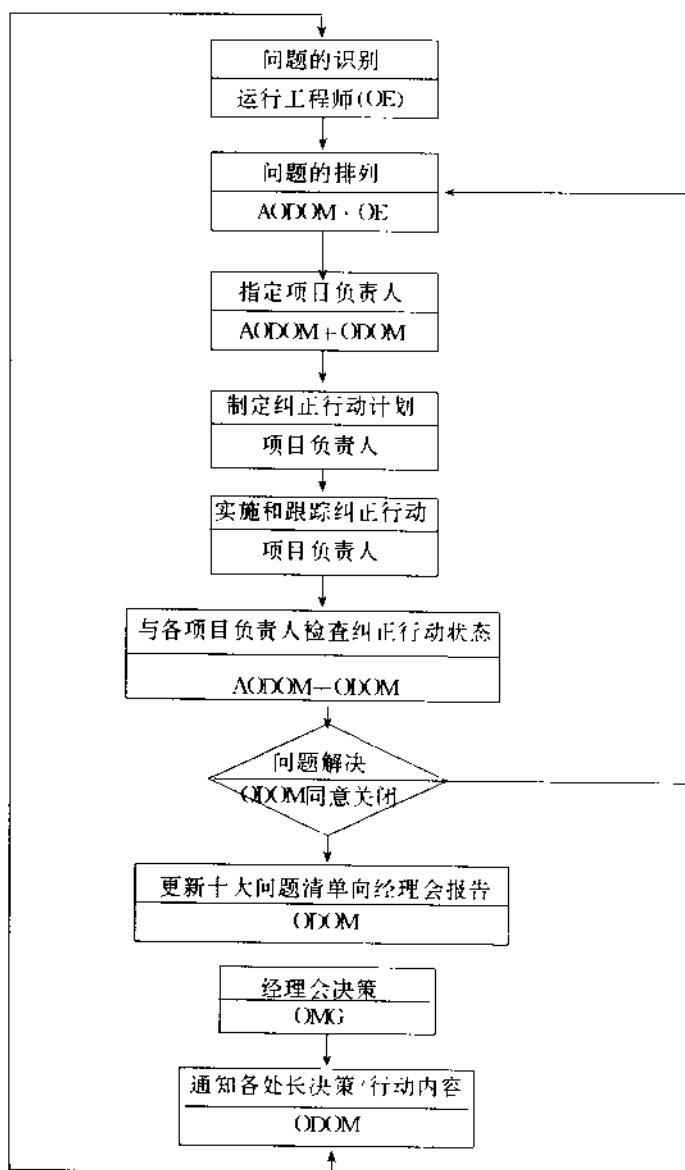
附件：

一、遗留技术问题管理流程

二、遗留技术问题的权重评判标准

三、技术问题处理计划（样本）

附件一 遗留技术问题管理流程



附件二 遗留技术问题的权重评判标准

权重标准

权重标准是划分遗留问题优先等级最常见的标准，这些标准主要有三种：

- (1) 他们都同等重要；
- (2) 一部分比其它更重要，划定相应的比重；
- (3) 一部分是必须的，其它则是非必须的。

我们一般采用第二种标准来评价遗留问题的优先等级，从三个方面来权衡遗留问题，划定每一方面的权重因子。这三个方面称之为评估标准，相应的权重因子如下：

表 1 权重评估标准

评估标准	权重因子
核安全影响	5
机组可靠性影响	3
生产成本影响	1

在这里，核安全影响占头等重要位置，权重因子定为“5”；机组可靠性对实现电站目标至为关键，但要服从核安全要求，故权重因子定为“3”；生产成本影响则再次之，故权重因子定为“1”。采用“5分制”方式，对每一个技术遗留问题的优先等级通过对每一项评估标准进行打分来综合评定，如下表所示。

表 2 单项评分标准

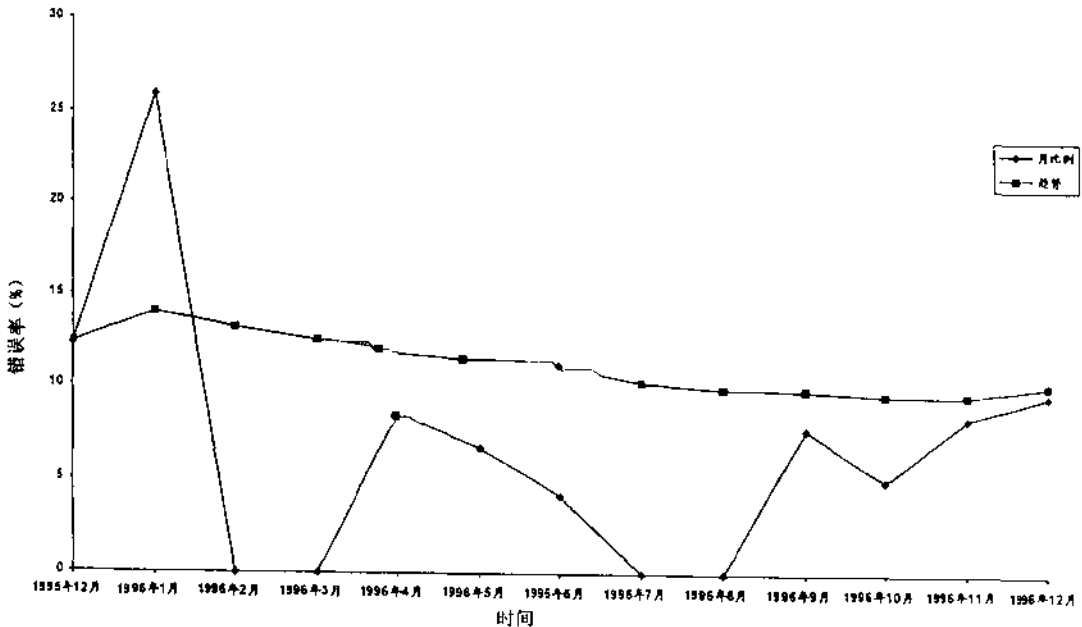
评分依据 单项评分数	评估标准	生产成本	机组可靠性	核安全
	5	纠正行动须要停机 ≥ 24 小时或与其对等的费用	有跳机、自动停堆和工变跳闸风险	影响一大安全功能之一（反应堆控制、堆芯冷却控制、放射性产物包容控制）
4	纠正行动须要停机 ≥ 12 小时 < 24 小时或与其对等的费用	有跳机、紧急停堆风险	影响后备电源系统可靠性（220kV和应急柴油发电机）	
3	纠正行动须要停机 ≥ 4 小时 < 12 小时或与其对等的费用	限制机组出力	影响安全冗余系统设备可靠性	
2	纠正行动须要停机 ≥ 2 小时 < 4 小时或与其对等的费用	负荷扰动风险（厂用电运行、孤岛运行、负荷扰动）	共模故障风险（同时丧失相同功能的系统，即不能满足实体分隔原理）	
1	纠正行动须要停机 ≥ 1 小时 < 2 小时或与其对等的费用	处理问题须要降负荷	影响主控室或电厂的监控功能	
0	无影响	无影响	无影响	

运行处人因操作故障管理

张柱建

摘要: 广东大亚湾核电站两台机组分别于1994年2月1日和5月7日相继建成投入商业运行,到1996年6月底止,在这两年多的商业运行期间,机组因设计缺陷、设备缺陷、意外事件、人因失误等原因共发生大大小小事件546起,其中人因事件222起,占40.7%,这说明投产的初期人因操作故障的比例还是比较高的。但从1996年上半年与1995年上半年同期相比:1995年上半年人因事件占63%,而1996年上半年人因事件占43%,下降10%;上述是全厂的数据,而从运行处统计分析来看:1995年隔离和再线操作错误的每月比例12.3%,而1996年每月的比例9.55%,下降2.75%,(见附件一);隔离/解除隔离、再线质量控制错误率在1995年每月平均为2.05%;1996年每月平均为1.25%,下降0.80%(见附件二)。总的来看:无论是全厂员工还是运行处运行人员,人因失误引起的事件明显减少,究其原因加强经验反馈、行政管理规程的执行、人员培训等措施使得运行人员的责任感和事业心加强,操作技能不断提高的结果。文中分预防、监督、纠正三个消除人因故障具体步骤,介绍广东大亚湾核电站运行处人因操作故障管理。

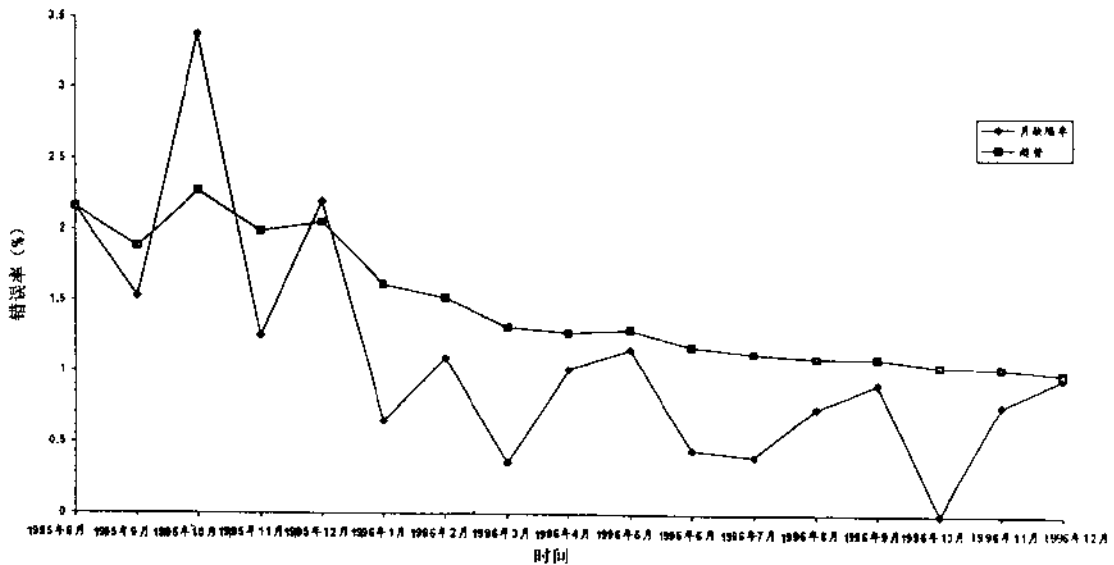
附件一 隔离和再线错误在运行事件中的比例



一、预防人因操作故障发生

1. 组织的保证

附件二 隔离/解除隔离再线质量控制错误率-监护验证



为防止人为操作故障发生，运行处遵循广东大亚湾核电站制定的：

AD/DEF/000: Deficiency and Corrective Action;

IP/ORG/040: Experience Feedback;

IP/ORG/060: Human Failure Management;

GL/OPO/005: Operation Experience Feedback.

等规程，设立组织专门负责运行经验反馈工作，以确保处内人因操作故障管理的贯彻和执行。

(1) 运行处内运行经验反馈体系和功能如图 1 所示。

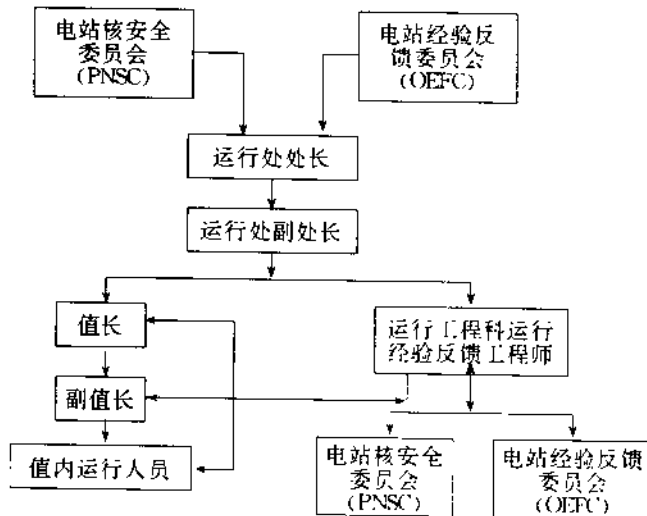


图 1 运行处运行经验反馈体系

处长全面负责处内运行经验反馈工作。值长作为运行值运行经验反馈工作责任人，负责组织值内经验反馈工作，同时指定一名副值长协助值长，分管值内经验反馈体系的运转。

(2) 设立专职运行经验反馈工程师负责处内经验反馈工作，图 2 显示运行经验反馈工程师的功能。

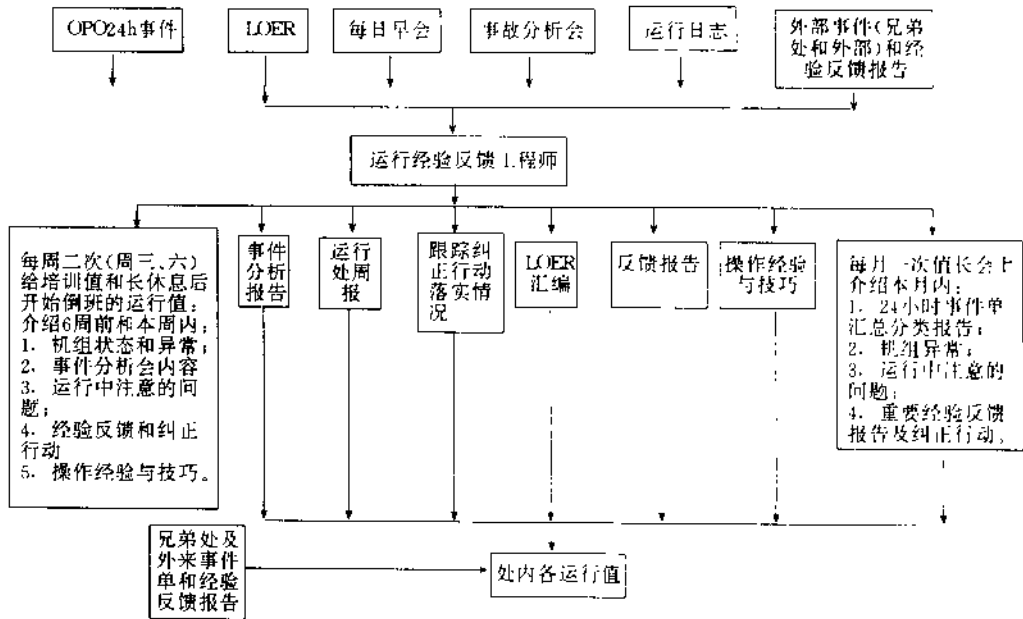


图 2 运行经验反馈工程师功能

实践中体会到：由于运行值是分散的，对机组状态和存在的异常、设备故障以及操作中注意的问题等信息传递和沟通比较困难。但是运行经验的反馈是非常重要的，为此设立专职的运行经验反馈工程师来承担这一工作。现在运行处通过运行工程师和经验反馈工程师将值与值、值与处、值与各处衔接起来，起到及时沟通和信息传递的作用，收到较好的效果。

2. 坚持经验反馈和事件培训工作

运行处对经验反馈和事件培训工作紧紧地抓住不放，现在处内规定：

- 处内每周进行两次经验反馈教育，以便经过较长时间休息或培训时间后的运行值能及时知晓机组状态和发生的事件；
- 值长在班前会组织经验反馈及事件分析讲解工作；
- 处内提供运行周报、一个月的事件汇总作为值内经验反馈培训教材；
- 针对机组状态不定期地进行专题事件报导与运行经验反馈（如：机组升功率、机组正常停堆大修期间 RCP 水的传输等）通过运行经验反馈提醒运行人员，此阶段曾发生了什么事和应注意的事项；
- 对有助于提高运行操作水平或需进一步澄清的事件，组织值内人员上模拟机模拟事件的工况，制定纠正行动，编写操作经验与技巧；
- 出版核电站运行事件报告汇编及操作经验与技巧汇编，作为授权的执照人员和申请执行人员的考试资料，其目的是让运行人员关心机组曾发生了什么事以及如何避免；

- 对典型事件经常讲反复讲；如：SG 高-高水位+P₇ 保护动作导致停堆，换料期间 RCP 水传输引起的事件。
- 强化运行经验反馈教育（即培训班），坚持经验反馈测试——培训操纵员以上人员测试由处内经验反馈工程师出题，现场人员由值内出题考试。

由于坚持了经验反馈和事件培训以及测试工作，收到了较好的效果，如换料期间 RCP 水传输问题，1 号和 2 号机组第一次换料大修期间，因 RCP 水传输问题曾发生大小水传输事件 8 起，后来组织人力，将换料大修期间水传输分为 9 个阶段。每一阶段分列 6 项制成表格和图示说明每个阶段要求的水位、各阶段的目的和风险、水传输的途径、所用的规程、传输水体积、水位监测手段和报警值、以及曾发生的事件，作为培训教材下发到各值，同时在大培训班内介绍。到 1 号和 2 号机组第二换料大修期间，再未发生一起 RCP 水传输事件。

3. 开展“明星”自检活动，防止人因操作故障 ——开展“明星”自检

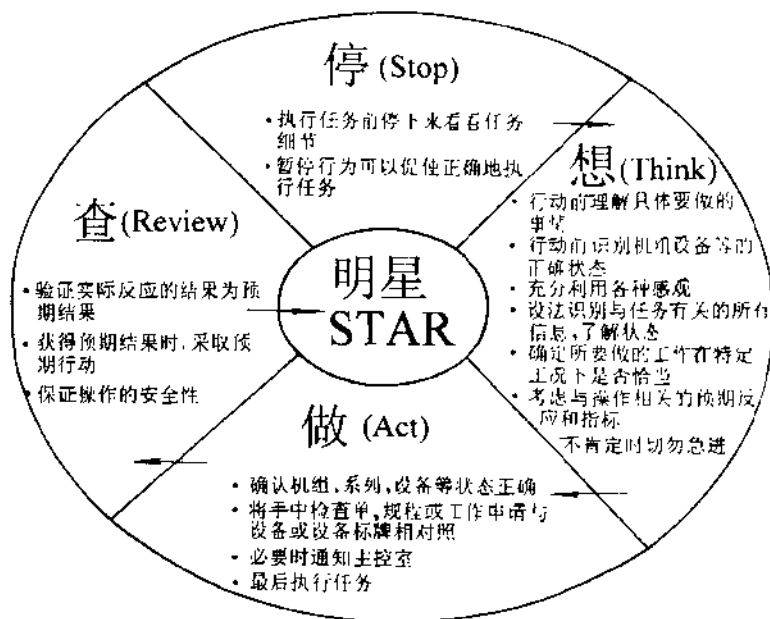


图3 “明星”自检过程

开展“明星”自检的目的，是针对运行人员习惯性的违章行为，要求运行人员运行操作要规范化。避免一接到运行操作指令，想也不想一会就干起来，操作完后也不检查。为开展“明星”自检，组织值内运行人员学习自查自己工作实践中的不规范行为所引起的事件，为配合“明星”自检活动，处内按照“明星”自检过程（如图3所示），摄制了录像作为值内培训材料。通过一段时间强制性的推行“明星”自检活动，各值运行人员分头总结谈体会，对照“明星”自检过程，查以前人因事件的原因，发现以前人因操作失误引起的事件，无一不是违反“明星”自检过程；通过这一活动的开展，人因操作失误事件明显减少，处内大部分运行人员尝到“明星”自检的甜头，工作实践中能自觉地遵守“明星”自检过程，从而大大地减少人因操作失误事件的发生。

为此，处内在“停”→“想”→“做”→“查”的基础上，结合运行处内运行管理的内容和特点以及中国文化的特点，处内进行了具体化。也就是：

(2) 在停 (STOP) → 想 (THINK) → 做 (ACT) → 查 (REVIEW) 的基础上发展成图 4 所示的过程。

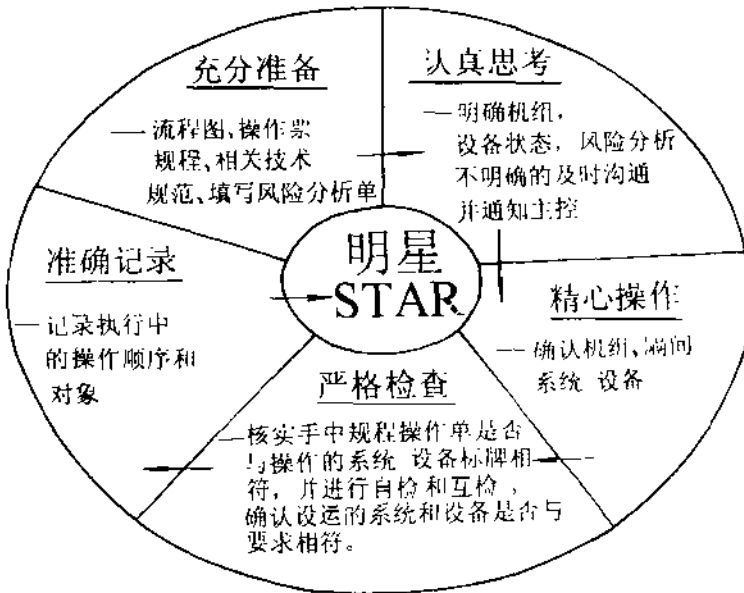


图 4 发展了的“明星”自检过程

二、监督人为操作过程，避免操作失误

1. 严格遵守运行管理程序

- 运行操作按规程操作前进行风险分析；
- 交待任务要清，执行时要明确工作过程和风险；
- 养成严谨的工作态度，加强值内操作监护制和独立验证。

2. 制定和实施设备复役跟踪单

处内制定和实施设备复役跟踪单的目的是：

- 保留系统地跟踪各步骤（解除隔离，再线，再鉴定）的文件；
- 保证恢复过程的良好跟踪；
- 明确副值长是整个设备复役过程的负责人；
- 完善使用设备（包括大修和日常维修）复役全过程。

很明显，针对维修活动后的重新投运和特殊运行方式缺乏跟踪单，制定设备复役跟踪单，实施的目的是加强运行人员的责任感，加强相互验证和监督，避免操作过程中的漏项和失误。

图 5 是关于隔离、解除隔离，再线工作过程

从上面顺序来看，使用设备复役跟踪单给运行人员增加了不少签字手续，工作过程也许有所延长，但通过 1 号机组第二次换料大修实践证明：可以大大减少隔离、解除隔离、再线过程中的漏项和失误。

3. 开展运行操作质量考评

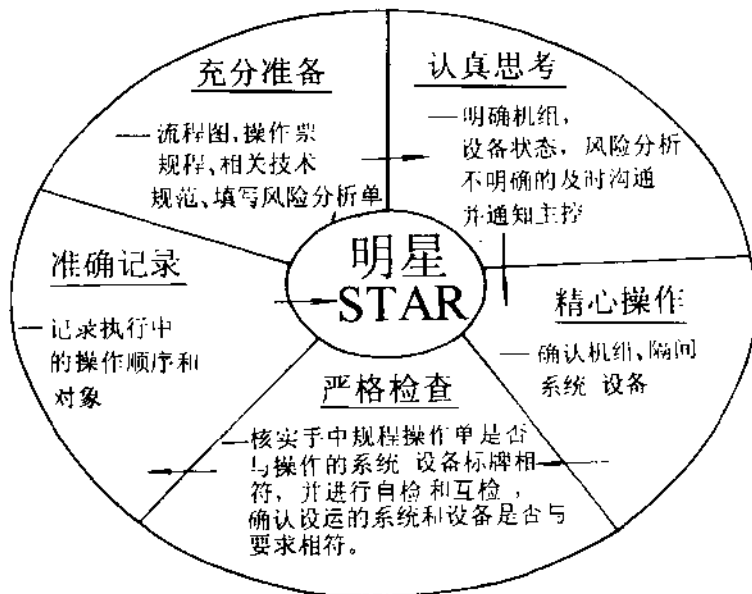


图5 隔离、解除隔离、再线工作过程

(1) 目的:

- 使运行人员形成严谨的工作作风, 培养良好的工作方法和工作习惯;
- 养成在任何运行操作中按规程办事, 防止和避免随意性而造成人为的失误;
- 使每个运行人员重视集体的荣誉, 严格约束自身习惯性的违章行为;
- 加强值长的责任感, 提高各值的运行操作管理水平;
- 建立运行处内个人考核管理体系。

(2) 项目:

- 隔离和再线不按操作单操作引起的事件;
- 运行操作不按规程执行引起的事件;
- 其他引起的事件 (如: 准备不充分, 监护验证不力, 监盘质量不高, 巡视不到位等)。

三、查找事件的原因, 落实和跟踪纠正措施

处内对每起人因事件均采取如下步骤:

事件过程→列出所有的异常→深入分析找出直接原因和根本原因→制定纠正措施。这样作要求事件透明度高, 不隐瞒事件过程中的任何细节, 目的不是为了追究责任, 而是为了提高和改进工作。与此同时, 我们还设定了人因错误指标和人因故障管理、类型及政策, 下面重点介绍这两部分内容。

1. 设定人因错误指标

- 处内运行事件统计分析;
- 隔离、再线错误在运行事件中所占的比例;
- 隔离操作质量控制验证结果: (分值统计)
- 解除隔离再线操作质量控制验证结果: (分值统计)

- 隔离/解除隔离、再线操作质量控制验证结果；(分值统计)
- 隔离/解除隔离、再线质量控制错误率。

2. 人因故障管理类型和政策

- 无意的意外失误→进行培训、经验反馈；
- 有意的意外失误→临时中止授权；
- 无意的反复失误→临时中止授权，调换岗位；
- 有意的反复失误→如无任何改进，则取消授权，并调换岗位；
- 偶尔疏忽→警告、纪律措施、从不予晋升直到停职；
- 一贯疏忽→处罚、开除；
- 破坏和恶意行为→处罚、开除直至法律制裁。

到目前为止，广东大亚湾核电站运行处，人因失误故障管理已执行了处内通报、在岗或离岗培训、调离岗位和取消授权。也就是说，到目前为止运行处已发生的人因事件大部份都属于无意/有意的意外失误，而少数是无意的反复失误。

四、结束语

广东大亚湾核电站运行处由于对人因操作故障管理采取预防、监督、纠正等三个步骤，以及围绕这三个步骤制定的一系列措施和运行管理规程，从而使得隔离、解除隔离、再线错误在运行事件中所占的比例以及隔离、解除隔离、再线质量控制的错误率趋势下降。实践中深感：预防、监督、纠正三个步骤中，以预防和监督为主，防患于未然；同时辅以处罚、纠正措施，因为处罚不是目的。

自商业运行以来，广东大亚湾核电站运行处人因故障管理作了一些工作。自己与自己比有点进步，但与世界先进核电站相比仍有差距。需要继续改进和完善，使广东大亚湾核电站人因操作故障率降至最低水平，争取在较短的时间内达到或接近世界先进水平。

仪表计算机科的管理特点

顾学言

仪表计算机科负责核电站的控制、保护和工业计算机设备的维修工作。其工作性质复杂，涉及面广，绝大部分的维修活动涉及核安全和机组的可用率。

几年来，经过仪表计算机科全体员工共同努力，成功地完成了首次大修自主化，管理水平不断提高。1996年在总结经验的基础上，全科的安全意识不断加强，人因运行事件由1994年的5次降到了1996年1次。建立了先进的维修导则、十年维修大纲。维修程序一体化的准备体系也已取得较大进展。逐步形成了自己的特色，主要有以下三个方面：

一、营造良好的内部环境，发扬“团队精神”

高效运作的团队，不仅需要高素质的人才，而且要有团结向上的内部环境。这种环境使员工同心同德，齐心协力，形成对工作必须有较高责任心和积极性的氛围。因此，仪表计算机科不断探索，努力营造着这种积极向上的内部环境：

1. 管理层是敬业、爱业的模范

科长、主任工程师、工程师、组长构成了科内管理层，而管理层的素质高低对全科的风气有着直接的影响。所以，在选择这些岗位的人员时，首先要看他们是否有敬业、爱业的精神，是否把公司的利益放在第一位。管理人员只有既具有良好职业道德，又有较高的专业理论知识和业务水平、能苦干实干，才能带领全体员工形成一股能够克服困难、力求高速度高质量完成总经理和生产部下达的各项生产任务的力量，才能使全科安全第一、质量第一的意识不断深入。

2. 以人为本，增强群体的凝聚力

一个运作良好的团队就像一支好的足球队，不仅要有明星球员，更重要的是需要各个球员的良好配合；不仅要有前锋进攻，而且要求后卫的防守和门卫的尽职尽责。要作到这种配合，就要有相应的理解和合作。仪表计算机科在营造互相理解、相互合作氛围方面作了如下的努力：

(1) 科内的管理层刻苦钻研技术，深入现场工作，在现场活动中修正准备和工作安排的偏差。通过现场维修活动的实践，既使管理层成为系统维修的行家，也得到非管理人员的认可。

(2) 为了增加准备和执行人员之间的沟通，减少员工在等级观念上的偏见，采取交流工作岗位的做法。即在大修过程中适当安排一些准备人员参加大修并担任工作负责人，大修结束后，又抽调一些经验丰富、专业知识水平高的执行人员参与编写复杂的工作程序。共同的工作使执行人员和准备人员在思想和技术上相互了解，相互学习，既增强了程序的可执行性、执行人员了解了准备的工作程序，也使全科的工作效率大大提高。

(3) 一个团队是具有一定的组织和共同目标的群体，团队中的个体在心里上相互影响、行为上相互作用。如何增强积极向上的群体内聚力，减少由于人与人之间缺乏相互理解所产生的矛盾，体现了人是管理中最重要因素。因此，科内注重加强对员工的管理，加强党的各项政策及公司各项规章制度的宣传工作，通过培训、谈心、共同工作、深入调查等多种形式

了解员工的思想活动,开展批评与自我批评,在思想上积极引导,生活上热情帮助,克服困难。从而增进了领导与员工、员工与员工、领导与领导之间的理解。

3. 安全生产与精神文明要两手抓

精神文明建设促进生产的有序和高效,也促进核安全文化素养的提高。这方面仪表计算机科对上班时间禁止做与工作无关的事,落实请假制度、办公室禁烟、安全帽和工作服放指定位置等要求都很严格,使工作环境文明有序。另外,注意充分发挥党、团、工会组织的作用,利用8小时之外,举行各类文体竞赛活动,增进团队的上进心和集体荣誉感。

4. 强化班组建设

班组是核电厂最基层的组织机构,是“大厦的基石”。借鉴常规电厂的管理经验,仪表计算机科在逐步完善班组建设制度,如:岗位责任制、技术巡视制、值班制度、班会制度的同时,在班组建设中纳入技术管理的内涵,包括设立重要设备的技术负责人、新人培训、专业和在岗培训等,使班组配合科内在人力管理,培训管理,技术管理和设备管理等方面发挥更大的作用。

二、加强质量安全意识

仪表计算机科的维修活动直接影响着核电站的核安全以及机组的可用率。因此科内从一开始就把强化质量安全意识作为首要任务常抓不懈。

1. 核安全意识的培养

全科利用班会、日会、专门的核安全文化讲座、设立安全宣传栏、知识竞赛等多种形式,经常不断地给员工灌输核安全意识,推行“明星自检”的工作方法,管理者在巡视和共同的工作中纠正不安全的习惯,及时消除安全隐患。潜移默化中提高整体核安全素养。

2. 质量是安全的重要保证

良好的运行设备是确保安全的必要保证,而高质维修才能保证设备的良好运行。仪表计算机科在加强质量意识上提出“做事一次做好”和“零缺点”的口号,同时配合重要设备维修的质量跟踪,使维修人员的质量意识和维修工作的质量水平逐步提高。

3. 员工具有良好的知识和技能,使质量安全具有多重屏障

为了提高员工的知识和技能水平,1996年科内加大综合性培训和大修在岗培训的力度,1996年仪表计算机科培训工时达到总工时的13%,相当于1994年和1995年培训工时的总和。这样,执行人员的技术水平大大提高,增强了执行人员对准备指令的分析能力,起到了对质量安全层层把关、多重屏障的作用。

4. 落实经验反馈

国内外的经验和教训是改进我们工作的宝贵财富,仪表计算机科这方面投入了大量人力。比如,国外经常由于I&C方面的定期试验而跳机,我们也曾在1994年5月25日SIP试验跳机。科里及时总结组织完善规程,在规程中加入风险分析,强化试验过程的状态检查,及时终止几起试验状态不符的试验(如:RPN定期试验前曾发生2R PN030MA高压丢失,由于状态检查严格,及时终止试验,未发生紧急停堆事件),两年多未发生一起因定期试验而跳机的事件。

三、加大基础性工作的投入,保证生产管理的持续发展

核电站是高科技的产物,I&C部分是其中的难中难。依靠几个专家来控制维修工作,已不

能满足核电站这种高科技大生产的需要了。因此使维修活动逐步标准化至关重要。这方面仪表计算机科在强调快速响应故障处理的同时，加大基础性工作的投入，主要有：

(1) 1992 年底开始派出 32 人，参加 34 个关键系统的机组调试，耗时 16 人年的在岗培训。

(2) 维修大纲：1990 年开始，前后耗时 212 人年完成编写维修大纲 145 份，规程 3400 余份。

(3) 设备清册：耗时 75 人年建立 50328 台件清册设备台账

(4) 备件库：共耗时约 9 人年，编制 23652 项备件数据库。

(5) 校验库：共耗时 4 人年编制 12776 项，I&C 校验数据库。

(6) 设定值库：1993 年开始共耗时 2.5 人年编制 18585 项定值数据库。

(7) 卫星文件库：耗时 3.5 人年建立和完善 I&C 卫星资料中心库。

(8) 维修导则+十年大修大纲+规程优化和编写：现完成大约 3/5，已耗时 8 人年。

这些基础工作积累了 I&C 全体员工的经验和智慧，也为 I&C 管理再上新台阶奠定了基础。

目前仪表计算机科的管理比过去进步很大，虽然比起世界先进水平还有差距、还有许多困难要克服，但她已是一支团结进取、正在逐步成熟的队伍，定能不断完善自己，向世界一流的维修水平挑战，创出更好的业绩。

仪表控制预防性维修管理系统

卢文跃

摘要：大亚湾 2×984MW 机组，由法马通和 GEC-A 分别作为核岛和常规岛的设计承包商，仪表控制设备选型种类多、设备多、接口多；由于大容量机组及自动化投运率 100% 的原因，维修处仪表科参与维修的系统多达 145 个，建立一套标准化的维修管理系统使有限的人力和物力能够保证仪表控制系统的维修达到最佳化，保证机组的安全运行，提高机组可用率，并从大量繁杂的重复准备工作中解放出来，建立一套标准化的准备系统，是建立该系统的目标。

一、仪表控制系统维修管理的目标

建立一套操作性强的、完整的预防性维修系统；建立预见性维修的分析模型，进一步改善预防性维修；建立用于预防性维修和预见性维修管理各种软件包，实现管理的计算机化和标准化。

二、预防性维修管理系统

1. 建立该系统的背景

在电站生产准备时期（1990~1994），在向国际标准看齐的思想指导下，不惜巨大投入，全面准备了电站维修支持的规程系统。在以中国工程技术人员为主和法国电力公司（EDF）的支持下，用 840 个人月完成了仪表控制部分的 50338 台件设备的初步维修规程，这是核电站质保体系中“按规程办事”的国际惯例。根据系统设计手册（SDM）和设备运行维修手册（EOMM）编写的规程系统，保证了核电站投产时顺利通过 IAEA 的检查，并使技术准备人员熟悉了系统和设备。但是这套规程系统没有经过实践的检验，其可用性在第一次换料大修时受到了极大的挑战，要干的活要么没有规程，要么规程不实用，不得不在大修前 5 个月组织人力（40 人月）编写了临时规程以应付大修文件之需。这时的技术准备工作显得相当被动，也迫使我们进行痛苦的反思：如此巨大的准备工作量必须要有一套操作性强、高效运作的维修管理系统来保证。

2. 仪表控制预防性维修管理系统的结构和基本内容

从 1995 年 6 月 2 台机组首次大修结束后，根据投产后大量维修工作的需要和首次两台机组大修经验的积累，以及 EDF 最新的仪表控制维修政策的经验反馈，我们着手建立了一套新的更加实用的仪表控制预防性维修体系，该体系主要由六个部分组成，如图 1。

（1）维修哲理

维修哲理反映的是一个政策和方向的问题，即仪控预防性维修管理系统必须符合公司的维修政策。这一点公司的管理规程“维修政策（AD/MTN/000 Rev. 1）”明确给出了预防性维修的政策，包括两种预防性维修：系统性预防性维修（又称周期性预防性维修）和预见性预防性维修（又称预测性预防性维修），以及这两种预防性维修的最优化方针。

（2）准则文件

维修准则文件是维修方法的指导文件，它的作用主要有两个方面：一是提供维修实施文

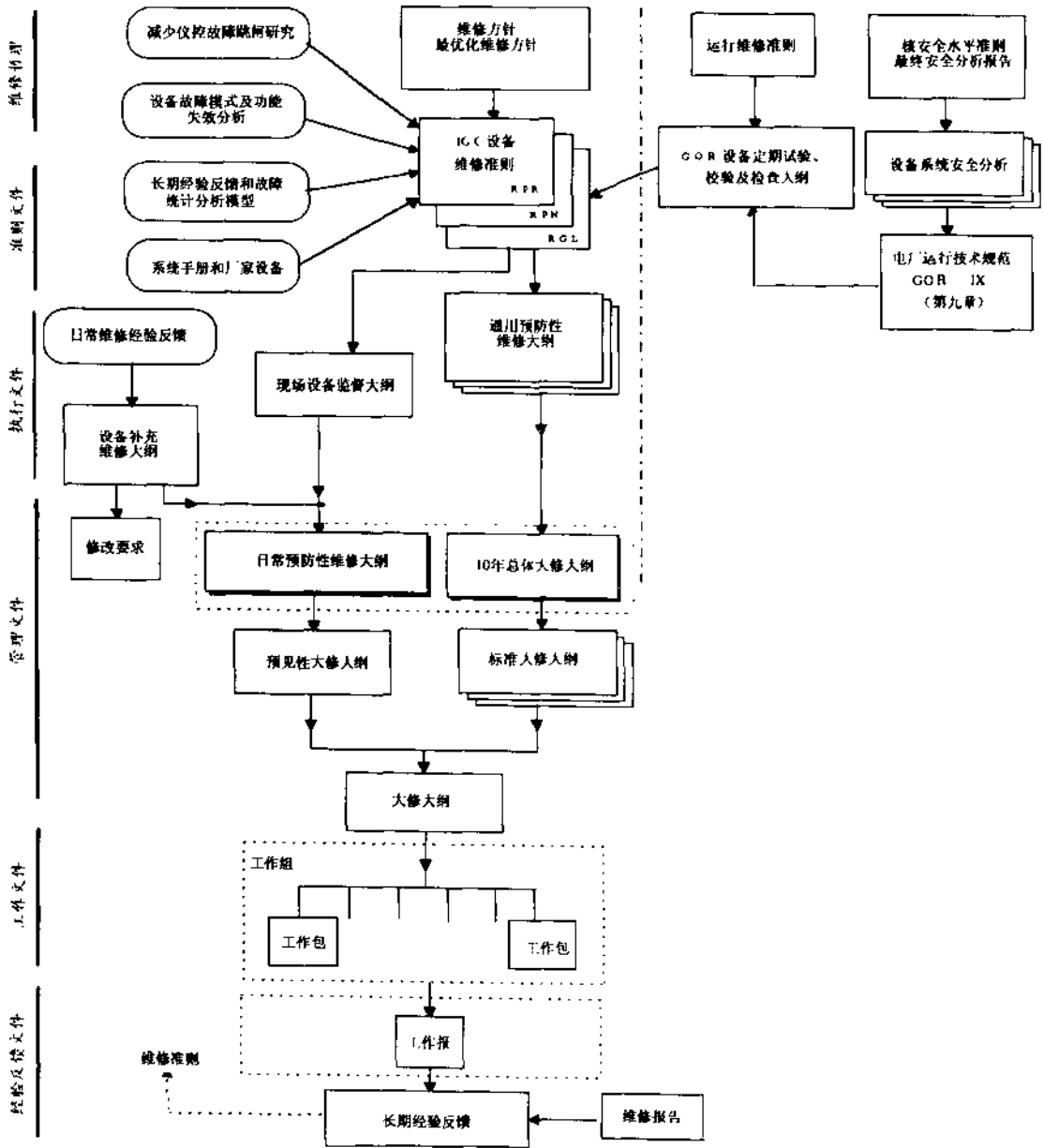


图1 仪表控制预防性维修系统图

件的分析方法；二是提供实施维修的技术分析依据。它的维修原则必须符合电厂运行技术规范、电厂监督大纲的要求和维修方针及其最优化的原则。

维修导则确立了预防性维修的两个阶段，第一阶段通过参考 EDF900MW/1300MW 系列的维修导则，分析系统手册和厂家设备运行维修手册以及设备故障模式及功能失效研究，确立系统性预防性维修。第二阶段通过长期经验反馈及故障统计分析模型的分析以及减少仪控故障跳闸研究，确立预见性预防性维修。

(3) 执行文件

执行文件是指导现场实施维修的文件。它是根据第一阶段系统性预防性维修的研究,建立通用预防性维修大纲;根据第二阶段预见性预防性维修的研究,建立现场设备监督大纲,并在维修实践中根据经验反馈,不断优化系统性预防性维修和预见性预防性维修。

(4) 管理文件

维修管理文件是一种将执行文件转化为工作文件的过渡文件,它的重要性在于确立了一种管理方法,将执行文件毫无遗漏地变成工作文件,保证每燃料周期、每月、每周的预防性维修得以实施。主要通过下列三种方法来管理:(1)根据通用预防性维修大纲确立10年总体大修大纲,从而确立了每燃料循环标准大修大纲;(2)根据设备补充维修大纲及现场设备监督大纲确立了日常预防性维修大纲,对日常预防性维修结果的分析、统计和研究,确立每个燃料循环内的预见性维修;(3)根据标准大修大纲和确立的预见性维修建立年度大修大纲。

(5) 工作文件

工作文件是用于现场维修实施的工作包,工作文件管理的重要任务在于使工作文件的规范化和标准化,进而实现工作包的自动生成,使准备工程师从大量的准备工作中解放出来,将更多的精力用于技术研究和管理工作方法的研究上。工作文件的内容和管理有以下两种方法:(1)对于简单的工作以单个工作包的形式;(2)对于关联的系统性工作以整体的形式将多个工作包的形式组合在一起,以方便完成一项整体工作,并提供以下足够的信息和方法:整体工作概况;项目负责人及参与该项目的JVC各单位人员及承包商人员;大修里程碑状态及细化的详细状况;各单个工作包整体计划安排及状态需求;工作流程图;质量安全计划。

(6) 经验反馈文件

经验反馈是预防性维修管理系统中的一个重要环节,它提供了进一步完善该系统的分析研究依据,因此作为经验反馈必须做以下两方面的工作:(1)审查每一个工作包的工作结果,分析维修方面的可行性及规程升版;(2)汇集工作负责人和准备工程师的专项报告,作为修改维修导则的依据。

三、预防性维修管理系统数据库

1. 设备档案数据库

设备档案数据库建立在IBM4381中央计算机上,其信息可在全公司所有终端上共享,数据库的基本内容包括设备标码、设备用途、生产厂家、型号、安装位置、质量等级、图纸编号、主要技术参数、相应的备件代码等信息。该数据库历时三年花费80人月建成,收录了仪表控制设备50338台件,是维修管理系统中的重要支持数据之一。

2. 备品备件数据库

备品备件数据库亦是建在中央计算机上的信息共享数据库,数据库的基本内容包括备件代码、名称、型号、生产厂家、技术参数、质量等级、最大最小库存量等信息。该数据库与设备档案数据库是相互关联的数据库,可实现多种途径的备件的查询,并具有自动采购申请功能。该数据库的建立历时四年,花费108人月,共录入备件23652条,并完善了相应的采购和技术信息。

3. 参数定值数据库

参数定值数据库亦是建立在中央计算机上的信息共享数据库。数据库的基本内容包括设

备功能代码、用途、参数定值的物理量和电量,具有查询、输入、修改、确认、打印、授权等多种功能。该数据库的建立历时2年,花费30人月,共录入参数定值18585条,并有严格的管理程序对其进行管理。

4. 校验单数据库

校验单数据库是在微机上开发的数据库,可实现对仪控设备校验信息的输入、修改、拷贝、查询、打印、统计及校验历史的存贮功能,并具有方便、简单、准确的特点,该数据库的建立历时3年,花费48人月,共录入校验单12776条。该数据库在仪控设备维修中起着重要的作用。

5. 十年大修计划数据库

十年大修计划数据库亦是在微机上开发的数据库。该数据库是按维修导则对设备逐一进行技术分析的基础上确立的预防性维修项目,并确定设备在10年中的维修安排,给出了机组、系统、功能代码、质量要求、维修描述、维修周期、计划年度、规程等信息。数据库的建立历时一年花费76人月,共录入3496个设备的维修计划。该数据库的管理可实现维修大纲自动升版和年度预防性维修计划的自动确立,并可打印出标准工作申请。

6. 标准仪器工具数据库

标准仪器工具数据库是建在微机上比较小的数据库,用于管理仪器控制设备维修的标准仪器和特殊工具,对仪器工具的存放、借用管理和有效性跟踪起着重要作用。

7. 临时控制变更(TCA)数据库

临时控制变更数据库是建在计算机辅助隔离系统(CBA)上的数据库,用于控制现场临时改变原设计的接线,它对机组的安全运行起着重要的作用。该数据库管理两类TCA:一类是正在现场实施的TCA;另一类是对TCA的历史进行管理。数据库中存放有从系统设备接管进行维修以来的近一千个TCA。

8. 设备监督性能趋势分析数据库

随着仪表控制维修工作的不断深入,系统性(周期性)预防性维修有很多的不足之处也不断地暴露出来,最大的问题是维修周期确立的不可靠性。周期过短,过度维修会造成设备寿命缩短,同时浪费大量财力、物力;周期过长,纠正性维修工作会增大,对设备可用率和安全会造成直接的影响。为此,在仪表控制系统的维修导则中,将预见性维修工作作为第二阶段的重点工作。这和大亚湾核电站的维修政策,和世界上各先进核电站正在进行的优化维修都是一致的。目前已逐步建立了针对核岛模拟量传感器的四十个分析计算模型及子数据库。

四、预防性维修的标准化

预防性维修系统的标准化是仪表控制维修管理系统十分重要的部分,它不仅为预防性维修提供支持和分析手段,同样也为日常纠正性维修提供了极大的便利。因此维修管理系统的标准化是预防性维修得以有效实施和改善的基础。

1. 预防性维修系统整体框架的确立是预防性维修标准化的基础

预防性维修系统整体框架(图1)确立预防性维修在符合维修方针的前提下,按维修导则的要求,通过维修大纲和十年大修计划对设备实施有计划的预防性维修。

2. 管理数据库的建立是预防性维修标准化的必然要求

一系统数据库的建立都是为实现维修标准化服务,它通过计算机大量的信息变得易于查询,大大地提高了信息的利用率和维修准备工作的效率。数据库的建立是围绕着两个方面的

要求进行的：一是以设备为中心的数据库管理（如图 2），维修管理系统的对象是现场设备，摸清要维修的设备和对设备进行维修的物质基础是必须的；二是以维修工作文件为中心的数据库管理（如图 3），维修最终要通过准备工作文件，并按工作文件的要求对设备实施维修，所有数据库的准备都为现场维修的工作文件服务的。

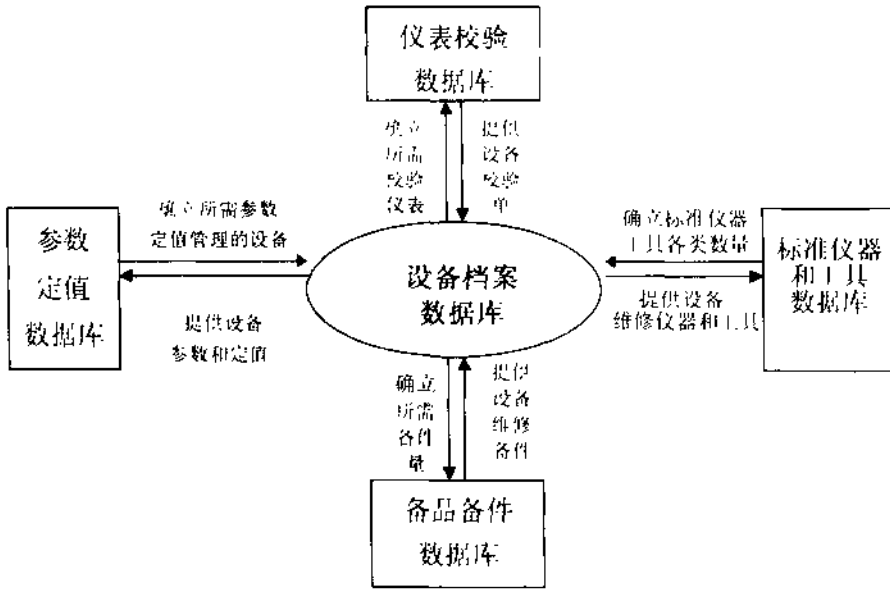


图 2 以设备为中心的设备数据库管理

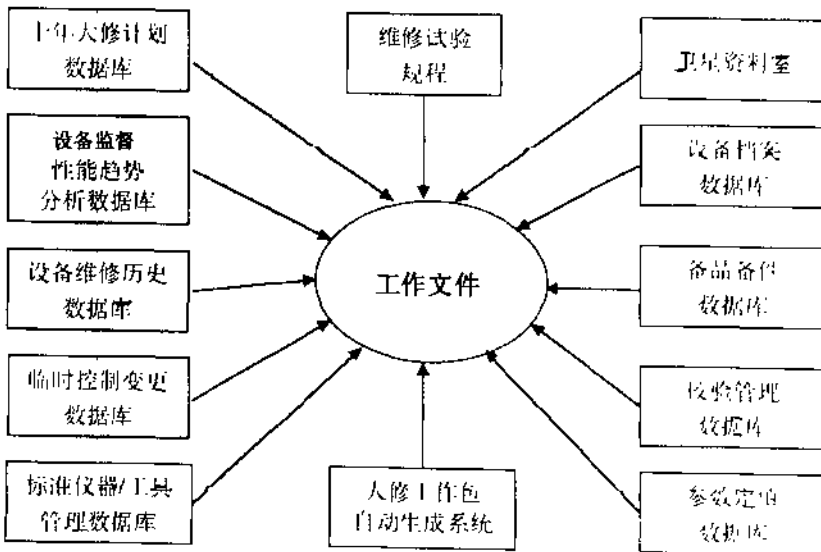


图 3 以维修工作文件为中心的数据库管理

3. 工作文件自动生成系统是预防性维修标准化的最终体现

工作文件自动生成系统的建立使最终用于现场维修的工作文件得以标准化。该系统在首次大修结束后开发完成并在第二次大修中投入使用。它具有四个功能模块：数据录入修改模

块；数据查询显示模块；工作包打印模块；工作包清单打印模块。通过这四个功能模块来满足工作文件标准化的各种需要。通过两个机组四次大修的使用，系统中已存有 1881 个标准维修工作文件记录。工作文件生成系统的建立，大大提高了准备工作效率和工作文件的质量，并可通过不断的经验反馈，使工作文件日臻完善。

五、维修程序的优化

仪表控制预防性维修系统的建立，起源于维修规程不能满足现场维修的要求和安全的需要，反过来程序的优化是仪表控制预防性维修系统的必然要求，同时仪表控制预防性维修系统的确立，又为程序的优化确立了方向和要求。具体地说，仪表控制程序的优化经历以下几个过程：

- (1) 1990 年开始编写的仪表控制维修规程是现在程序优化的基础；
- (2) 1994 年 3 月开始的首次机组的大修，使我们意识到仪表控制规程结构不合理和规程实用性差；
- (3) 1995 年 6 月首次两台机组大修结束后，确立了仪表控制预防性维修系统的结构，将程序的优化纳入到预防性维修系统的整体计划中进行；
- (4) 到 1996 年 8 月用了一年时间，完成了急需的仪表控制设备准则的编写，并在准则的要求下，完成了大部分系统十年总体大纲的编写以及通用系统性预防性维修大纲的编写，由此重新确定了系统性预防性维修规程，对程序进行了优化。主要的优化方法为：
 - a. 程序的确定性和实用性：程序和十年大修计划中确定的维修项目是对应的，对同一设备在不同年度的检查使用相同规程；
 - b. 程序的对应性和安全性：所有 GOR 准则要求的维修项目，必须有一一对应的规程，即使是仪表的校验；
 - c. 程序的包容性：对每年大修可能需要拆装的仪表拆装和检查，采用一份规程包容一个系统或一个大设备上的所有仪表；
 - d. 程序的可用性：在程序的编写上，以原有的正式规程和前几次大修的临时规程为基础，考虑所有的经验反馈，并结合国外的最新维修方法来编写。

六、仪表控制预防性维修系统的应用

仪表控制预防性维修系统是在维修实践中摸索出来的一整套技术管理方法，使有限的人力和物力能够保证仪表控制系统的维修达到最佳化，保证机组的安全经济运行，提高机组可用率，并使技术人员从大量繁杂的基础准备工作中解放出来，从而可以有更多的力量去研究机组的重大维修问题及长远技术问题。它从实践中来，并在大亚湾两台机组的第三次换料大修中（96 年 12 月至 97 年 5 月）得以检验，应用结果表明从计划管理到维修质量的提高都取得了很好的效果，保证了引进的核电站仪控维修实现“自主化”。由于采用了这套管理系统，其完备的技术分析模型和丰富的经验反馈大大提高了核电机组的安全风险管理水平，同时优化了仪控设备的维修，特别是通过预见性维修分析，既改善了设备的可靠性，又降低了维修成本。

在安全管理部门的理解和配合下，我们严格按照其要求，对涉及电厂运行总则的内容已申请修改。该系统在大修中的成功运用为其推广应用打下了基础，其构筑的思路和框架已为

机械、电气等专业所采用。

作为应用仪表控制系统预防性维修管理系统的成果，大亚湾两台机组的第三次换料大修仪表控制维修从管理到实施都取得了很好的效果，极大地提高了工作效率和维修质量，有利于维修经验的积累和共享，并为二核（岭澳核电站）的生产准备提供了一种示范模式。

汽轮机功频电液控制系统功能的系列改进

郭宗林

摘要：作为核电站最重要的控制系统之一，大亚湾核电站的汽轮机功频电液控制系统自1993年启动调试和商业运行以来，曾遇到了调频功能组态设置不合理、汽轮机有误停于“发电机负临界转速区”的风险、负荷测量通道故障以及上位机I/O控制“冻结”故障引起负荷失控这三大难题。本文综合论证这些难题的解决方法和介绍其实效，希望在我国核电机组的汽机功频控制上进行一些有益的探讨。

一、为兼顾核电机组/电网安全对调频功能的研究和组态设置

1. 电力系统负荷频率控制

在稳态情况下，电力系统的频率是一个全系统一致的运行参数。当电力系统的总电力与总负荷（包括线损）发生不平衡时，电力系统的频率就要产生偏差。而电力系统的负荷是经常发生变化的，任何一次的负荷发生变化，都将引起全系统的功率不平衡，因而导致电力系统频率的波动。所以，电力系统运行中的重要任务之一，就是对电力系统频率的监视与调节。频率调节的任务是调系统的有功功率不平衡，当频率偏离额定值时，必须相应地调节发电机的出力（汽机进汽），使电力系统的有功功率达到新的平衡，以保证电力系统频率维持在允许范围之内，因此，调频与有功功率的调节是不可分开的，电力系统调频也就是负荷和频率的控制问题。

2. 电网的负荷频率控制方式

现今广东-香港电网调频器的调整方式是有差调频。有差调频器的稳态工作特性用下式表示：

$$\Delta f + K_s \Delta P = 0$$

式中 Δf 与 ΔP 分别为调频过程结束时系统频率的增量与调频机组有功功率的增量。 K_s 为有差调频器的调差系数。

当系统中有 n 台机组参加调频，每台机组各配备有差调频器时，计划外负荷在调频机组间是按一定的比例分配的，各一次调频机组最终承担的计划外负荷 ΔP_i 与调差系数 K_{si} 成反比，要改变各机组间调频容量的分配比例，可以通过改变调差系数来实现，负荷的分配是可以控制的，这是有差调节器固有的优点。

电力系统出现功率偏差时，系统的稳定频率 f 必然偏离额定频率 f_n ，系统频率从 f_n 变化到 f 的过程就是系统的动态频率特性。系统的频率变化不是瞬间完成的，而是按指数规律变化，其表达式为：

$$f = f_n + (f - f_n) e^{-t/T}$$

因此，电网中某台机组的频率，在动态情况下，与电网的频率是不完全一样的。

就电网的功率潮流而言，某个一次调频机组在动态过程中所承担的计划外负荷 ΔP_i 不仅与调差系统 K_{si} 有关，同时也与电网中计划外负荷扰动的加入点距离机组远近有关。因为从电力拖动的理论分析，整个电网的频率所以在稳态情况下能达到一致是由于各个电厂的原动力矩和电网同步力矩同时作用下将发电机拖入同步。反之，如果某台发电机的出口频率出现

高频振荡, 则由于电网具有高频滤波作用而使电网仅对其包络有响应。

3. 核电站的调频功能设计

(1) 汽机的调频能力设计

频率有差调节是调节机组的功率变化, 这是用汽轮机的调速器来实现的。大亚湾 984MW 机组的调速器是一套微机调速系统(如图 1 所示)。一个与电网实际频率和其额定值之差成比例的校正信号 $K\Delta f$ 加到汽轮机的进汽指令上, 该进汽指令校正信号允许机组参与维持电网频率。这样, 频率太低将由 $K\Delta f$ 增加进汽指令。相反, 频率太高将导致一个减少。根据广东-香港电网的实际情况, 在机组投产试运时, 为频差修正加入了 (+0.25, -0.5Hz) 的死区。

大亚湾核电站的功/频控制系统可根据机组在电网中所处的位置, 具有下述三种调频功能组态选择:

a. 参与电网的一次调频和二次调频

当功/频控制系统在“自动负荷控制”方式下运行时, 如此时“频率控制信号”投入(该信号可与 $K\Delta f$ 相同, 也可选择不同的 K 值或死区), 则机组将自动进行“电网瞬态”情况下(一般周期为几百毫秒到几秒)的一次调频; 并且随之按频率控制信号的计算量通过负荷调节器承担电网的负荷再分配(二次调频, 一般周期为几十秒以上)。值得说明的是, 一次调频量的返回是由负荷回路的反应时间决定的, 而二次调频量的返回是由电网重新达到调度平衡, 频率返回到死区以内而完成的。

b. 参与电网的一次调频

对于“频率控制信号”切除情况下的“自动负荷控制”方式, 机组仅参与一次调频 而对于“手动负荷控制”方式, 因无负荷反馈, 则“一次调频量”以与上述“二次调频量”相同的方式返回。事实上, 起到了一、二次调频的双重作用。

c. 限制方式运行的单向调频

功/频调节系统的限制方式运行是指“高压缸入口压力控制”和“操纵员蒸汽指令限制”两种方式中之一。该方式仅产生上限限制。因此, 在该方式下, 汽轮发电机组仅参与电网频率超高情况下的调频。

(2) 反应堆调频能力设计

从堆/机协调控制的设计理论上讲, 堆/机能同步而正确地响应电网频率的变化。这当然是最理想的情况。实际上, 由于反应堆物理性能以及反应堆与汽机间能量交换的延迟等因素, 使得上述之理想情况不能完全实现。对于一次调频而言, 由于其维持的时间不超过几秒钟, 反应堆控制系统无法实现, 也无必要设计一次调频功能, 对于 15% 以内的汽机一次调频负荷变化, 反应堆可由其自身物理效应(主要是负温度效应)进行补偿。当一次调频幅度超过 15% 时, 由汽轮机旁路系统排掉不能补偿的部分(这仅出现在短时间内的电网故障时)。大亚湾的反应堆控制系统设计有 8% 的二次调频能力, 其中 2.8% 由“反应堆温度控制棒”实现, 5.2% 由“功率控制棒”实现。8% 的二次调频能力设计是考虑了堆芯的物理特性, 即反应堆不应用控制棒保持在 92% 以下的工况长期运行。调节器的参数整定保证了堆/机在 8% 范围内补偿幅度一致。

4. 1994 年 5 月 25 日 2 号机组因电网周波降低引起降负荷 89MW 原因分析

事件发生前, 机组功率 984MW; 汽机功/频控制系统运行方式为高压缸入口压力控制(限制汽轮机进汽流量控制方式, 其目的是防止反应堆超功率), 进汽指令定值 = 92%SD; 实际进汽指令 = 91%SD; 电网频率 = 50Hz。

从协调控制的角度讲,此时为堆跟机方式,即汽轮带固定负荷,不参与电网频率降低工况下的一次调频,反应堆在自动方式下跟随汽轮机要求变化。

受堆/机协调交换信号数量的限制,送到反应堆功率棒控制系统的只有“进汽指令定值(包括一次调频作用)”而无“实际进汽指令(在当时工况下保持为常数)”。在堆跟机的方式下,功率棒的控制又需要跟随“实际进汽指令”。因此,在功率棒控制系统中引进了:

“进汽指令定值(74) - 一次调频作用值(83) = 实际进汽指令”

的计算。由于上述算式中的三个信号的定值区间不同(74)信号为0~105%SD,(83)信号为-50%~+50%SD,当电网的频率低于49.24Hz时,“实际进汽指令”即成为一随频率降低而变小的错误值。当电网频率低到48.7Hz时,“实际进汽指令”变为65%SD。算法如下:

$$(74)-(83) = SD_{(50+\Delta f)} + K\Delta f = SD_{50} = 92\%SD \quad (f \geq 49.2\text{Hz})$$

$$(74)-(83) = 105\%SD + K \times (\Delta f + 0.76) \\ = 105\%SD + 25 \times (\Delta f + 0.76) / 50 \quad (f < 49.2\text{Hz})$$

即功率棒的指令棒位由对应于100%FP的625步变到错误的450步。功率棒以60步/分的速度下插。实际棒位因电网低周波的维持时间较短(低于49.2Hz的时间为1分钟)而仅下插60余步。此时,因为汽机高压缸入口压力控制维持汽机进汽流量恒定,而一回路功率棒下插使平均温度降低,一回路平均温度的降低导致二回路蒸汽品质降低(即焓值降低),最终二回路减电负荷89MW。

5. 运行方式设置

前述可知,电网频率扰动直接导致核功率的升降,而核功率升高导致堆芯安全裕度的降低,因此,当机组运行在100%工况下必须“限制方式”运行。否则,当电网频率快速下降时,调频造成的瞬间蒸汽需求升幅最大可达13%。这超出了FSAR(最终安全分析报告)中分析的四种工况的超功率运行(蒸汽流量为额定流量的110%)。一般地讲,该类瞬态使超功率停堆裕度减少和使最小烧毁比下降。如果发生在寿期末,由于慢化剂负温度系数更大,会造成核功率上升更快更高,而且由于反应堆超功减负荷信号(103%)的作用相对弱(实际最大减负荷速率仅为5.7%/min),严重时触发超功率 $\Delta T'$ 或高核功率(109%)紧急停堆。造成严重的经济损失和对电网造成负面影响。

1994年8月形成兼顾核电机组和电网安全的运行方案如下:

(1) 当汽机带满负荷时,在电网周波下降时,机组维持在满负荷不参与调频;但当周波上升到超过50.25Hz时,机组可以4%的调速系数向下调。

(2) 当汽机负荷低于满载时,在电网周波下降超过49.5Hz时,机组也可以4%的调速系数往上调,但最大幅度不超过10%;当周波上升超过50.25Hz时,机组同样可以4%的调速系数向下调。

当机组处于100%负荷运行时,采用调低二次调频死区下限到2925rpm的方法同时满足了反应堆保护和电网的要求,即此时反应堆可参与电网频率过高的调节(汽机减负荷),但已无裕度参与电网频率降低的调节(汽机升负荷)。也就是说,一次调频下限的大、小已对机组的升功率不构成实际意义。

当机组低于满载运行(通常为80%负荷,即电功率760MW)时,如果反应堆状态允许,则可按电网要求参与10%(反应堆可承受10%的阶跃扰动)的电网频率降低调节。这需要机组执行如下运行规定:

(1) 机组在100%时,

设定调频死区为： $(-1.25, +0.25\text{Hz})$

操纵员蒸汽指令限制整定在 96%SD 以下和高压缸压力控制“投入”。

(2) 机组降负荷到 760MW 稳定后：

设定调频死区为 $(-0.5, +0.25\text{Hz})$ 和

设定蒸汽指令限制在 82%SD 以下。

(3) 机组从 760MW 回升到 984MW 前

设定调频死区为 $(-1.25, +0.25\text{Hz})$ 和

设定蒸汽指令限制到 96% 以下后开始升负荷。

二、“防止汽轮机误停于临界转速区”的改进

1. 问题的发现

在 1995 年 2 月 23 日晚的 1 号机组启动过程中，按冲转计划，汽机转速的第一个平台是 300rpm，因冲动惯性过大而没能实现，将汽机转速“暂停”在 396rpm。造成汽机 9#、10# 瓦轴承座振动高（因为转速“保持”在“发电机负临界转速 400rpm”上），发现后，立即使机组离开该转速区域。

2. 解决办法

大亚湾核电机组的临界转速分布如表 1 所示。

表 1 大亚湾核电机组的临界转速公布

	1 号机	2 号机
发电机负临界转速	400rpm	400rpm
发电机临界转速	800rpm	800rpm
汽轮机第一临界转速区	564~920rpm	760~1190rpm
汽轮机第二临界转速区	930~1100rpm	1450~1550rpm
汽轮机第三临界转速区	1850~2000rpm	1980~2184rpm

汽轮机功频电液控制系统具有快速通过临界转速区域而不响应操纵员“暂停”或汽机机械监视系统“暂停”的控制功能。并且当转速处于临界转速区域时将在主控室操纵员盘上出现“TURBINE RUN-UP---CRITICAL SPEED BAND”。这提醒操纵员机组转速处于“临界转速区域”而不允许引发“暂停”。英国 GEC 公司在原始设计中没有考虑 400rpm 的“发电机负临界转速”，故在控制系统中没有相关 400rpm 的临界转速功能。为解决上述遗漏，我们考虑将汽轮机的第一临界转速区域调整如表 2 所示。

表 2 汽轮机第一临界转速区域调整

	1 号机		2 号机	
	调整前	调整后	调整前	调整后
第一临界转速区预备区	550-564	350-364	750-850	350-365
第一临界转速区	564-920	364-920	760-1190	365-1190

上述调整已在两台机组上实施并取得预期效果。

三、为防止负荷测量通道故障以及上位机 I/O 控制“冻结”故障引起负荷失控的改进

自商业运行以来，2号机上位机发生过的较严重三次“死机”故障如下：

1994年6月19日，导致负荷从984MW快速减到750MW。

1994年7月24日，导致负荷从984MW升到1016MW。

1994年11月2日，导致负荷从984MW快速降到19MW。

1. 1994年11月1日上位机故障现象分析（典型故障）

为做反应堆控制刻度试验，操纵员整定目标负荷500MW，减负荷速度30MW/min。当操作员“释放”减负荷时，由于此前（或同时）上位机I/O接口“冻结”，造成三路实际负荷测量输入不能进行实时采集而“保持”在984MW，而此时上位机到下位机的指令并未“冻结”。这样，上位机按图2实时计算并向下位机传送蒸汽指令（SD）。

由上述可见，如果实际负荷测量存储器保持在984MW不变，则仅需196秒时间负荷即可从984MW减至19MW。

当操纵员将控制系统切换到“手动”运行时，上述过程停止。

2. 为解决上述问题而实行的两项改进

(1) 负荷偏差限值的改进

为了稳定机组运行，减少二回路对一回路的非预期扰动，在机组升/降负荷时达到与稀释/硼化的最佳配合，防止因控制系统故障或者负荷测量通道故障造成汽机负荷升/降，经分析和模拟机验证后将控制系统的“负荷定值与实际负荷测量值之差的绝对值限制”从原设计的98.4MW减少到10MW。

根据设计，机组的最大升/降负荷速率为50MW/min，而在此最大速率下，正常的负荷差值的绝对值小于9MW，其计算如下：

$$\pm 50\text{MW}/\text{min} \times 1\text{min} = 1/T \times \Delta\text{MW}_{\text{max}} \times 60\text{Sec}$$

$$\Delta\text{MW}_{\text{max}} = \pm 500/60 = \pm 8.3\text{MW}$$

$$\text{从而，} |\Delta\text{MW}_{\text{max}}| < 10\text{MW}$$

$$\therefore L[\Delta\text{SD}] = 0.086 \times \frac{1}{10 \cdot S} \times L[\Delta\text{MW}_L]$$

$$\Delta\text{MW}_L = \begin{cases} -\frac{30}{60} \times t\text{MW} & t \leq 20 \text{秒} \\ -10\text{MW} & t > 20 \text{秒} \end{cases}$$

$$92\%SD \langle \Rightarrow \rangle 100\%FP = 984\text{MW}$$

$$7\%SD \langle \Rightarrow \rangle 0\text{MW}, 3000\text{rpm}$$

$$9\%SD \langle \Rightarrow \rangle 19\text{MW}$$

$$\therefore 0-t_1 = 20 \text{秒}; \Delta\text{SD}_1 = -\frac{1}{2} \times \frac{0.086 \times 3}{10 \times 6} \times t_1 \\ = -0.86\%SD$$

$$\Delta\text{SD} = \Delta\text{SD}_1 + \Delta\text{SD}_2 = -83\%SD$$

$$\Delta\text{SD}_2 = -82.14\%SD \quad \Delta\text{SD}_2 = -\frac{0.086}{10} \times t_2$$

$$t_2 = 955 \text{秒} \quad t = t_1 + t_2 = 20 + 955 = 975 \text{秒}$$

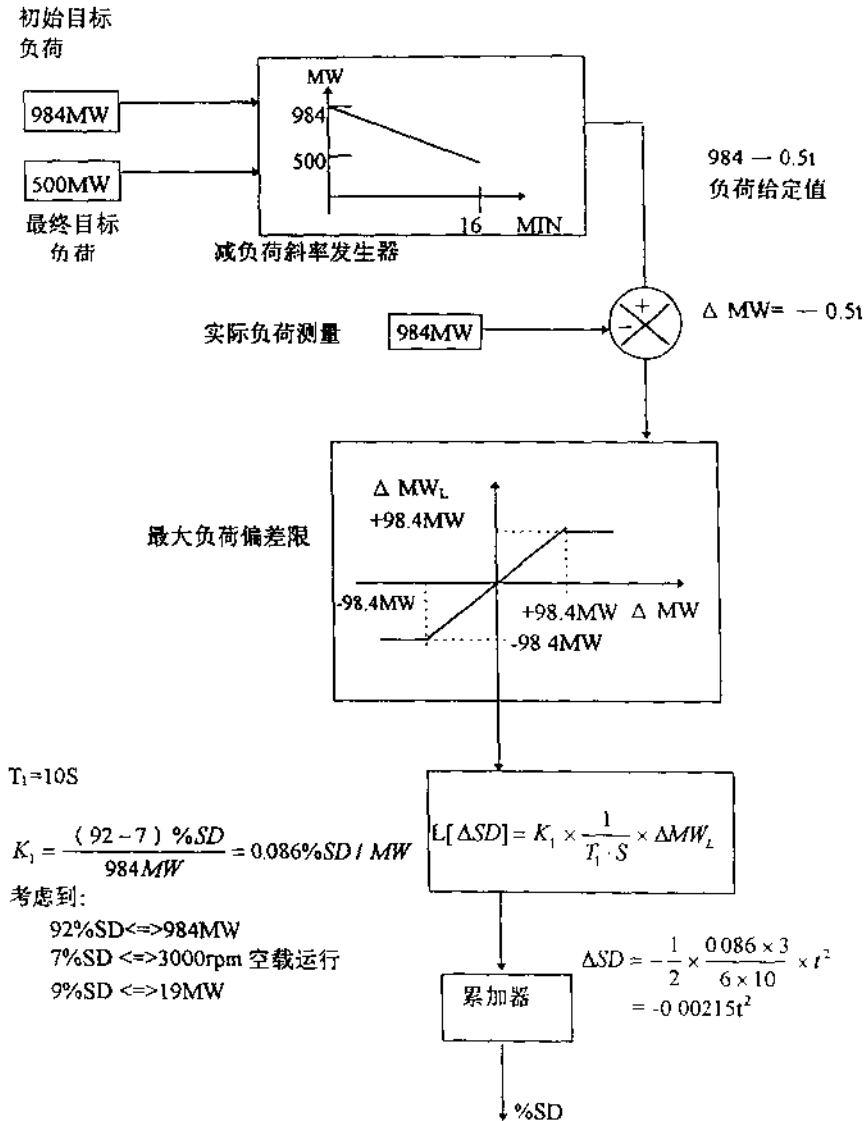


图2 汽机负荷调节器功能方块图

对此项改进，我们分别进行了控制系统算法模拟计算（见附图3和4）和全方位模拟机验证（见图5和6），这些结果与机组的实际试验结果是一致的。

条件：汽机测量负荷=984MW，反应堆核功率=100.5%

反应堆热功率=102.1%，目标负荷：500MW，速率：50MW/min

条件同图5

(2) 故障检测和上位机 I/O 控制“冻结”故障时的自动切“手动”功能

为了增强控制系统的检测和自诊断功能，利用备用的模拟量和数字量通道以及软件的改进，增加模拟量、数字量 I/O 部分的监视功能和上位机“数据采集扫描”部分的监视功能：

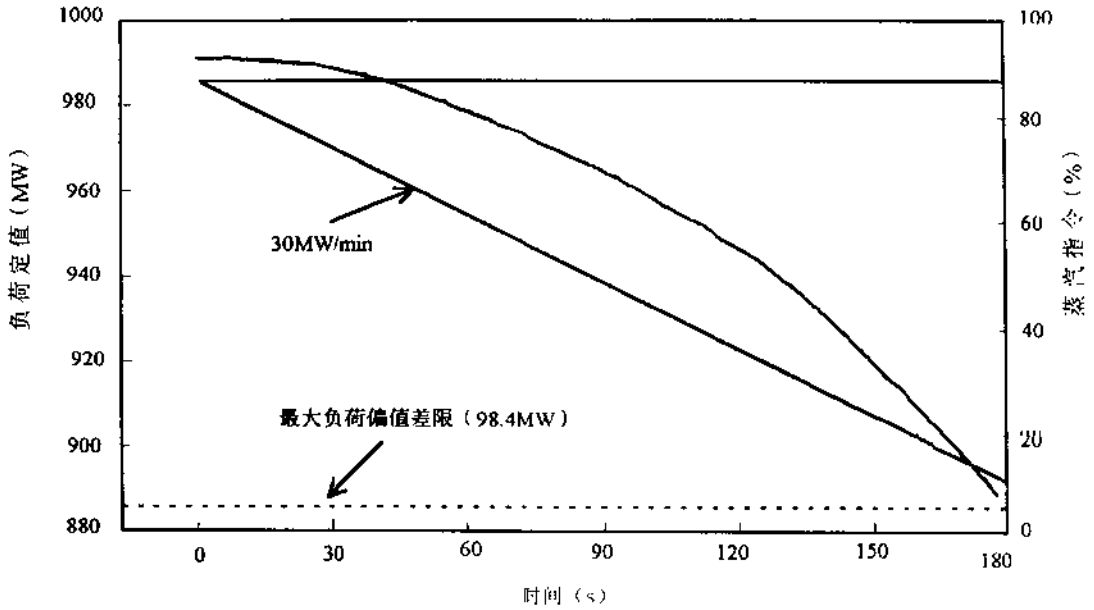


图3 改进前的故障情况算法模拟计算

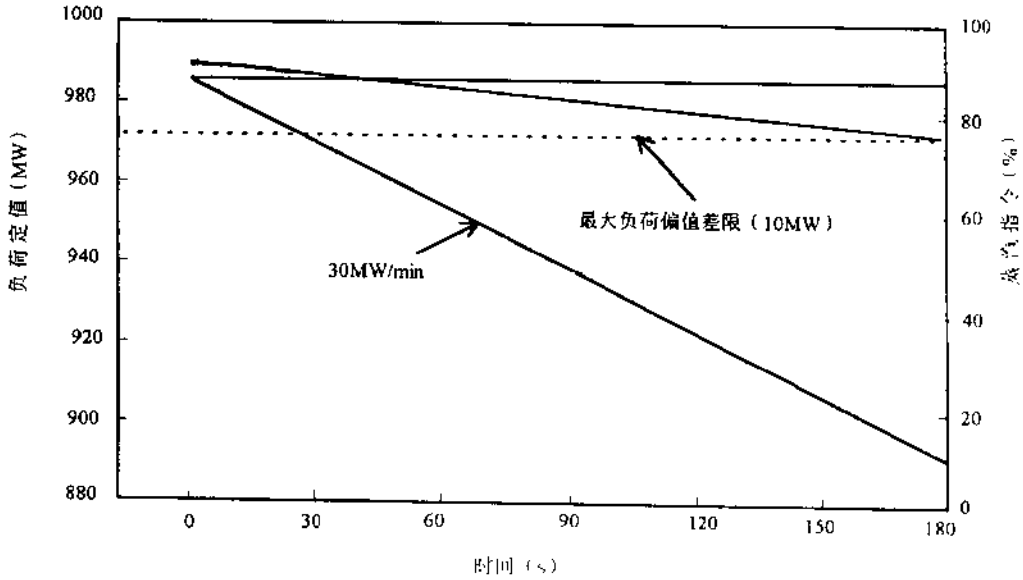


图4 改进后的故障情况算法模拟计算

“681 ANALOGUE I/O; SYSTEM FAILURE”该报警指明模拟量输入/输出闭环检查回路检测到故障。上位机产生一个从5mA到18mA的阶跃信号，周期为5秒。该信号经输出口输出又经输入口返回到上位机进行相同性比较，相同性误差超出允许值则报警。

“628 DIGITAL I/O; SYSTEM FAILURE”该报警指明数字量输入/输出闭环检查回路检测到故障，考虑到继电器的接点寿命和电子干扰，其周期设定为15分钟。

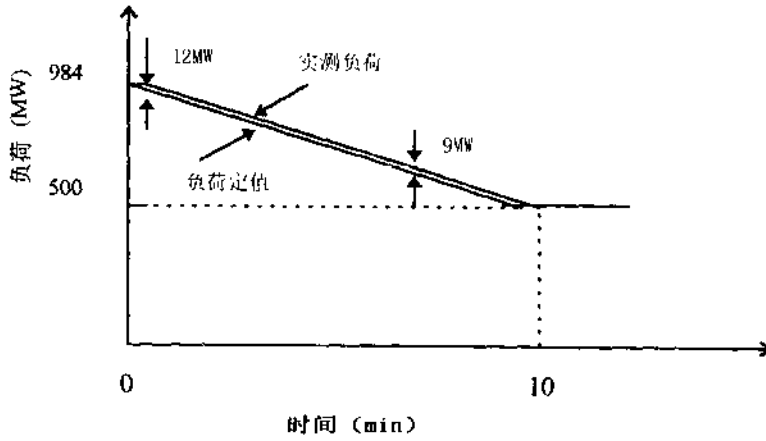


图 5 全方位模拟机减负荷试验

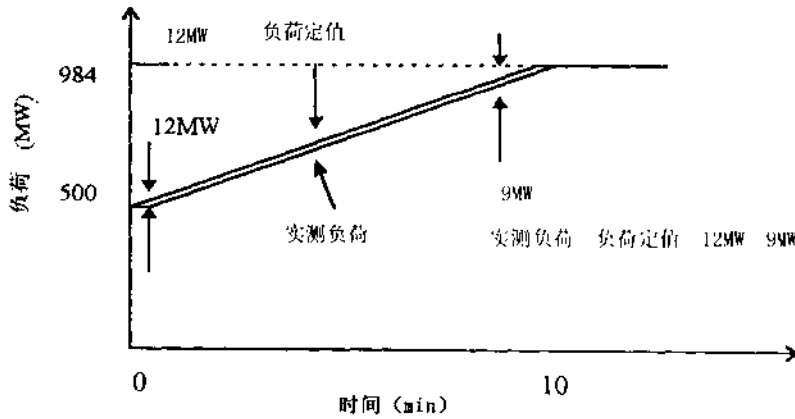


图 6 全方位模拟机升负荷试验

“683 SYSTEM FAULT; MESSAGE AT PRINTER”上位机“数据采集扫描”部分的故障将引发该报警。该故障的检查周期与上位机的软件执行周期相同（周期为1秒）。

此外，在软件中加入了“当发生上述三项故障之一以上时，自动切‘手动’运行”的功能。

上述改进的系统调试及运行效果良好，已于1996年初在两台机组上正式运行。

2号机组“6.6”停机停堆事件的始末

——一次生动而深刻的核安全文化教育

张柱建

摘要:1996年6月6日20时35分,运行人员执行主开关站-超高压配电装置直流电源应急柴油机(PT1GEW002)的定期试验时,由于现场操纵员后背误碰0LBM001(125V直流电源系统)供电盘上一拉杆式开关,导致汽轮机跳闸,反应堆自动停堆。事件发生后,操作人员未向主控室及时报告误碰开关一事,并在事件原因调查期间又迟迟不作澄清,致使事件调查过程持续了15个小时,从而丧失了及时重新并网时机。事件的发生有主观因素,也有客观因素。电厂经理部以这次事件为契机,结合这次事件暴露出来的问题在电厂内部开展了核安全文化教育活动。讨论中针对人因事件进行深入的分析和解剖及加强事业心、责任心的教育,员工一致反映这是一次生动而深刻的核安全文化教育,通过认真学习和讨论使全厂每个员工真正地了解到电站核安全的内容取决于设备的可靠性,取决于人员的能力,也取决于工作质量。核安全文化的实质是使全厂各个层次的员工在各自的岗位上严肃、谨慎、尽职尽责地满足核安全的要求,从而提高了全厂员工的核安全文化,增强全厂员工的职业道德和敬业精神,使全厂的管理水平、运行水平、维修水平上了一个新的台阶。

一、“6.6”事件的过程

事件前机组处于满功率运行(核功率 $P_n=100\%$,电功率 $P_e=983\text{MWe}$)。1996年6月6日20时40分3秒,1号机组运行人员按计划执行PT0GEW002定期试验(即:高压开关站自配应急柴油机可用试验,此试验每季度一次,且无任何风险)。当时二人下现场执行(即1人执行,1人监护)。20时54分6秒该试验结束进行恢复操作,由于0LKR001TB(380V交流供电盘)和其相邻的配电盘0LBM001TB(125V直流供电盘)之间的距离太窄(约2尺),监护人在监护过程中后背误碰拉杆式开关0LGBM8.10的拉杆造成500kV输电系统125VDC信号电源丧失,从而引起500kV高压开关0GEW450JA和0GEW452JA合闸位置的重动继电器因工作电源丧失而失磁,造成处于合闸位置的4付接点断开,导致汽轮机调速器上位机接收到0GEW450/452JA开关已断开信号,使得汽轮机快速降负荷并转到机组与电网解列运行方式。20时55分46秒由于冷凝器真空恶化,汽轮发电机组跳闸,21时18分因3号蒸汽发生器高-高水位+反应堆功率大于10%保护信号动作,导致反应堆自动停堆。事后组织了调查和分析,当事件原因清楚后,于6月7日9时45分反应堆重新达临界,14时11分机组并网,并于6月8时8日30分机组升至满功率。(P_n=100%,P_e=984MWE)

二、“6.6”事件的原因和启示

事件发生后,根据核电站事件管理规程的原则,当夜和第二天召开了有当值运行人员、电气、仪控保护人员,电站经理不同层次人员参加的事件分析会。深入仔细地研究了事件过程,分析了事件的原因(而为慎重起见机组并网前进行了1次验证试验)。最后认为引起这次事件有主观因素,也有客观因素。客观因素是设备的设计和布置不合理:开关的结构不合理(拉出为合上而拉杆推进为断开)且0LKR001TB和其相邻的配电盘0LBM001TB之间的距离太

窄(约2尺);主开关0GEW450/452JA不是两路供电而是一路供电,即目前的0LBM8.10 125VDC供电开关一路开关分供0GEW450/452JA两个开关。主观因素是操作人员工作前未作充分准备,风险分析不足,风险意识差,认为是在与安全和机组可用率无直接关系的辅助系统上工作,因而放松了警惕性,以致误碰开关后未及时向主控制室报告。并在事件原因调查期间又迟迟不作澄清,致使事件调查过程持续了15个小时,从而丧失了及时重新并网时机。这一事实反映了电厂在安全管理方面还存在许多薄弱环节,正如电站经理部指出:几年来我们一直在提倡核安全文化,提倡出现问题不过夜,提倡如实反映情况,提倡积极的经验反馈,强调团队精神,强调责任心、事业心,强调严谨的工作作风,强调质疑的工作态度,但是在不少方面还不能令人满意,这不能不发人深思:为什么人为差错屡禁不止,重复事件仍不断出现,为什么我们的经验反馈工作不能到位?正如总经理部所指出:生产部(电厂)的管理工作很大程度上还浮在表面上,有关的要求和经验反馈没有能使每一个员工都知道。领导忙于开会和一般号召,缺乏有力的指导,或者有布置无检查,很多纠正行为没有能落到实处。为此有必要以这次事件为契机,利用事件暴露出来的安全意识薄弱问题开展一次核安全文化教育。

三、落实“6.6”事件的纠正行动,推动核安全文化教育

针对“6.6”事件设备设计、布局不合理的方面,为避免重犯类似的错误,电厂采取了如下措施:

- 对机组安全运行重要的配电盘上的开关进行改造,加装保护罩,防止人为误碰拉杆开关;
- 在电厂改造实施前,采取临时措施,即在相关配电盘上挂警告牌和拉安全带,提醒有关人员避免误碰拉杆开关;
- 准备将一些影响安全运行的重要开关改为两路供电而不是一路供电,如:0GEW450/452JA,采用两路供电,而不是目前0LBM8.10一路开关分供0GEW450/452JA两个开关。

对事件暴露出来的安全意识问题,有必要在电厂全体员工中开展一次核安全文化教育,通过学习和讨论,每个员工都应认真思考一下:

- 在电厂基层班组究竟有哪些不符合核安全文化的行为和习惯?
- 如何在基层班组学习和贯彻核安全文化要求?
- 经理和各处处长应当为基层提供哪些支持?

具体作法是:

- 领导承担责任,不推托,不掩盖,要做深刻分析和认真反思;
- 针对操作人员因害怕而不及时报告的错误,以班组为单位,各级干部深入基层,在电厂员工中广泛开展一次核安全文化的学习,就“做老实人,说老实话,办老实事”进行一次讨论;
- 制定经理与员工定期对话的制度,加强上下级之间的沟通;
- 加强纠正行动的跟踪监督,把责任落实到人;
- 在经理研讨班上,将如何加强基层班组建设,培育良好企业文化问题和如何加强经理自身修养的问题,作为重要议题来讨论,并落实到各经理个人的纠正行动计划。

通过学习和认真讨论,各部门结合切身体会,在制定奖罚措施方面,在核安全文化的推

动方式方面，在工作风险分析制度方面，在思想教育和岗位培训方面，在员工业绩考评方面，在先进典型人物工作态度，工作作风和工作习惯的宣传和推广方面，在加强横向和纵向的沟通等 10 多个方面，提出了几十项合理化建议。这些建议极大地丰富了核安全文化的内容，优化了现有的电厂管理制度。针对这些建议，电站经理部于 1996 年 8 月举行了专题研讨会，会上集中讨论核安全与班组建设问题，对事件本身和基层提出的合理化建议进行分类、分析、研究，制定落实措施，并逐条向基层作了反馈。

通过学习和认真讨论，全厂员工受到一次生动而深刻的核安全文化教育，使全厂每个员工真正了解到，只有全厂各个层次的员工在各自的岗位上严肃、谨慎、尽职尽责，才能满足核安全的要求，核安全文化才会得以发展、提高；要改进管理必须要准备工作，风险分析，编制程序等方面进行有效的改进，责任制要落实到人，培训方面要下功夫，同时要在电站管理、运行、维修等各个方面向世界一流水平看齐，要使公众确信广东大亚湾核电站是安全的、可靠的，并且是由有能力、有责任心、有敬业精神、有职业道德的专业人员操纵和运行的。

RRI 系统行为分析

章松林

大亚湾核电站核岛设备冷却水系统(简称RRI系统)的主要功能是在反应堆启动、运行、停堆及事故工况下,冷却各类核岛辅助系统的热交换器,并将热负荷经过厂用水系统的热交换器传至最终热阱→海水;同时在核岛热交换器和海水之间形成屏障,即防止放射性液体不可控地释放到海水中,又避免每个核岛热交换器由于海水冷却而产生腐蚀结垢等问题。本文分析了RRI系统在1996年度内的运行行为,同时亦对该系统的工程设计上的缺陷和遗留问题的关闭情况作一介绍。

一、系统可用性

设备可用性定义:可用率 = $\left(1 - \frac{\text{不可用时间 (h)}}{\text{实际运行时间}}\right) \times 100\%$

表1 RRI系统可用性情况

序号	系列	设备	不可用小时数	可用率	可用率下降的原因
1	1RRIA列	1RRI01RF/01PO	729 (h)	94.3%	稳流器更换,清洗热交换器,热交换器SEC侧蚀孔处理
		1RRI03RF/03PO	239 (h)	97.2%	稳流器更换,泵年检,热交换器SEC侧蚀孔处理
2	1RRIIB列	1RRI02RF/02PO	279 (h)	96.7%	稳流器更换,管道更换,电动机更换
		1RRI04RF/04PO	139 (h)	98.3%	稳流器更换,泵年检,管道更换
3	2RRIA列	2RRI01RF/01PO	136 (h)	98.4%	清洗热交换器,热交换器年检
		2RRI03RF/03PO	39 (h)	99.5%	清洗热交换器,热交换器年检,电动机更换
4	2RRIIB列	2RRI02RF/02PO	866 (h)	89.7%	稳流器更换,泵壳更换,管道更换,泵振动超标,泵轴承温度高,热交换器清洗
		2RRI04RF/04PO	271 (h)	96.7%	稳流器更换,管道更换,电动机更换

注:RRI*RF—核岛设备冷却水与核岛应急生水系统之间的热交换器

RRI*PO—核岛设备冷却水循环泵

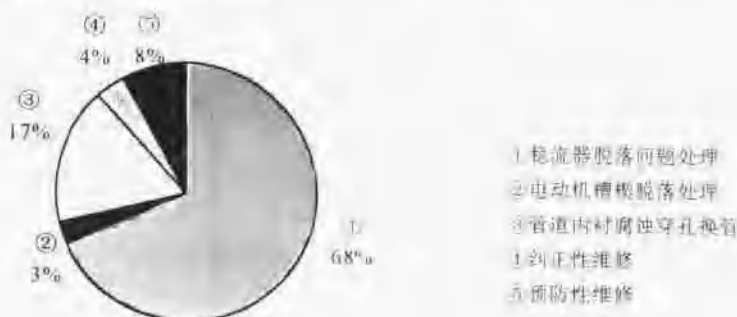


图1 影响RRI各系列可用性的因素

由此可见 1996 年度 RRI 系统由于设备在设计、制造、安装中的缺陷引起设备损坏及善后处理是所耗的各列不可用时间的主要因素。

二、系统存在的技术问题及处理 (System Technical Problem and Problem Solving)

1. 稳流器脱落问题

(1) 稳流器脱落情况描述

1995 年 6 月, 8 台 RRI 设备冷却水泵入口处分别加装稳流器的改造完毕。1996 年 2 月 15 日, 在对 2RRI02PO、04PO 泵维修中分别发现了泵入口上游处的稳流器装置脱落并被吸入泵腔, 稳流器被叶轮打成碎片, 其中发现 4 台设备冷却水泵入口处稳流器的固定螺丝松脱掉出。

稳流器脱落及泵叶轮损坏情况汇总如下:

表 2 RRI 系统稳流器脱落及泵叶轮损坏情况

设备代码	泵叶轮损坏情况	稳流器装置脱落情况	采取的纠正行动
1RRI01PO	泵叶轮无损坏	稳流器完整	1. 实施电厂改造项目 MROTS96008 将 8 台稳流器全部更换, 并改善设计, 及安装工艺; 2. 更换 2RRI04PO 泵叶轮; 3. 修复 2RRI02PO 泵叶轮; 4. 磨损严重的 2RRI02PO 泵壳更换
1RRI03PO	泵叶轮无损坏	稳流器完整	
1RRI02PO	泵叶轮无损坏	稳流器完整	
1RRI04PO	泵叶轮无损坏	稳流器完整, 1 颗螺丝掉出	
2RRI01PO	泵叶轮无损坏	稳流器完整, 2 颗螺丝掉出	
2RRI03PO	泵叶轮无损坏	稳流器完整, 1 颗螺丝掉出	
2RRI02PO	泵叶轮轻度损坏	稳流器脱落损坏, 4 颗螺丝掉出	
2RRI04PO	泵叶轮严重损坏	稳流器脱落损坏	

(2) 原因分析

① 系统布置设计缺陷: 增加稳流器改造项目

由于 RRI 系统布置设计缺陷, RRI 设备冷却水泵 (简称 RRI-PO) 进出口管道阻力大、弯头多, 在泵入口管段处流体流动呈紊流状且不稳定, 使得水流紊动激振管道和设备, 这一现象会引起泵叶轮汽蚀, 性能变坏, 造成在泵的附近振动和噪音很大。为此加装了泵固定减振支架以减少泵体的振动和加装泵入口处管段的稳流器装置, 在加装稳流器装置后, 改善了泵入口段流体的流动情况, 减少了泵的振动情况。

② 稳流器安装工艺缺陷: 稳流器反向安装

检查中发现 8 台稳流器的安装全部装成了反向。稳流器反向安装后, 虽然泵的运行工况有一定程度的改善, 但反向安装的稳流器长期处在泵吸力和振动力的作用, 在流体湍流和稳流器振动力的作用下, 稳流器螺栓固紧处产生松脱掉出。

③ 稳流器设计缺陷: 稳流器固定方式不妥引起稳流器在共振频率区内工作

在设计上, 稳流器是由六颗螺栓将其一端固定在管道上, 由于水力湍流引起的振动频率接近于稳流器在水力作用下的固有振动频率, 稳流器工作频率接近于共振频率区, 因此, 稳流器固定螺栓被振松, 脱落掉出, 使得稳流器脱落。

在以上几点原因的作用下, 稳流器从安装位置上脱落, 并有两台稳流器被泵吸入、打碎,

泵叶轮也损坏。同时还引起下列事件：

(3) 稳流器脱落引起相关设备的损坏情况

① 稳流器脱落被吸入泵腔内损坏叶轮

在对稳流器脱落后全面检查中，发现 2RRI04PO 泵叶轮被吸入的稳流器打坏。稳流器被打成碎片，该叶轮也损坏严重，更换了整个叶轮。2RRI02PO 泵叶轮轻度损坏，该叶轮经修复后重新使用。

② 稳定器碎片将泵壳磨损变薄

在发生稳流器脱落被吸入泵腔内打成碎片后的进一步检查中，发现 2RRI02PO 泵的泵壳被碎片磨损变薄，经更换泵壳后消除了隐患。

③ 稳流器脱落并磨损泵入口管道使其变薄变形

在稳流器脱落后的检查中，发现 2RRI02PO 泵入口管道被稳流器碎片磨损变薄，厚度为 3.38mm，而设计值为 4.46mm。2RRI04PO 泵入口管段则发生变形。事后更换了两台泵的入口管段，消除了隐患。

(4) 采取的纠正措施

立即采取的纠正行动：

① 检查并拆除两台机组全部 8 台稳流器；

② 更换 2RRI04PO 泵叶轮，修复 2RRI02PO 泵叶轮；

③ 静态与动态清洗 2 号机组的 RRI 系统和全部 8 台热交换器，并在泵的入口加装磁性滤网和在出口处加装滤网；

④ 长期对泵的振动等参数进行性能监督；

⑤ 监督热交换器的压差和热效率；

后续纠正措施：

① 全部更换为新型稳流器，改进设计和安装工艺；

② 更换 2RRI02PO，2RRI04PO 泵的泵体；

③ 更换泵入口管段；

④ 长期监督 RRI 系统运行工况；

通过以上措施，从根本上解决了因稳流器脱落而给 RRI 泵和系统带来的问题，改善了泵的运行工况。

2. 2RRI003PO 设备冷却水泵叶轮汽蚀问题

1996 年 1 月 25 日，发现 2RRI03PO 泵的叶轮有汽蚀现象。该泵曾于 1994 年 2 月 20 日在运行 2000 小时后发现叶轮严重汽蚀。更换叶轮后运行了 4339 小时，现在又出现汽蚀。

由于 RRI 系统布置复杂，泵进出口管道弯头多，水流紊动激振管道和设备，在泵的附近振动和噪音声很大，虽然理论上 $NPSH_a > NPSH_r$ ，但实际上仍可能发生汽蚀现象。

从设计上讲，泵运行应在设计工况附近，否则容易发生叶轮汽蚀。大亚湾核电站的实际情况是：RRI 泵在额定工况时， $Q_n = 2670 \text{ m}^3/\text{h}$ ，在 LOCA 工况时， $Q_1 = 2150 \text{ m}^3/\text{h}$ ，小流量时： $Q_1 < Q < Q_n$ 。双泵运行时， $Q_D = 1800 \text{ m}^3/\text{h}$ ，所以在 LOCA 条件下，小流量和双泵运行时，都处在 $Q < Q_n$ 的偏离额定工况运行状态，使 $NPSH_r$ 变大，而 $NPSH_a$ 变小，最终使 $NPSH$ 接近于零而产生汽蚀。泵的额定流量和系统的要求不匹配，使泵不能在正常工作特性区域内工作，这可能是导致叶轮汽蚀的主要原因。

此外，RRI 泵叶轮原用的是铝青铜材料，该材料的抗疲劳性能较差，与奥氏体不锈钢材

料相比, 较易被汽蚀。大亚湾核电站 SEC 泵也曾发生汽蚀共模现象, 在使用奥氏体不锈钢叶轮材料取代铝青铜材料后, 其汽蚀、耐腐蚀性能均得到改善。

为改善原叶轮汽蚀现象, 已在泵入口处加装稳流器以改善泵的运行工况, 其效果是良好的。现已安装了不锈钢叶轮替换原叶轮, 汽蚀问题的解决方案尚等进一步工作。

3. RRI 泵马达定子铁芯槽楔松脱问题

1995 年 12 月 17 日, 在对故障的 1RRI002MO 电动机解体检查中, 发现 B 相 6 槽磁性楔磨损和脱落、第 12 槽 B 相上层线棒两处对地击穿损坏。在对同一生产厂家提供的 26 台电动机进行的共模故障检查中, 又发现 1RRI001MO 和 2RRI003MO 电动机也存在槽楔脱落现象。这三台电动机属同一批生产出厂的产品。

事件的根本原因是 1988 年 12 月生产的同批 6.6kV 电动机槽楔的浸渍工艺质量差, 其次槽楔材料首次采用分层材料也可能是引起槽楔容易脱落的原因之一。

事件发生后, 及时用备品电动机更换, 没有造成对机组核安全的直接威胁。

4. RRI/SEC 热交换器海水侧衬胶管腐蚀问题

1995 年 6 月后, 相继发现 RRI/SEC 热交换器海水侧衬胶管严重腐蚀, 部分衬胶管因腐蚀穿孔而泄漏海水。其原因是因衬胶材料容易老化, 衬胶管在运行一段时间后, 海水中生物的流动磨损作用以及海水在弯头处的加速冲刷使管内衬胶破裂, 引起碳钢管腐蚀, 甚至穿孔泄漏。在 1996 年度分别采用内衬 8mm 厚聚炳烯钢塑复合管更换以前的内衬氯丁橡胶碳钢管, 并取消原设计中的盲管。热交换器海水侧管段经过改造以后, 取得了良好的效果。

5. RRI/APG 热交换器 (蒸汽发生器排污管线冷却器) 破管问题

1996 年 10 月 11 日, 1 号机组 RRI 系统补水箱频繁地出现高水位报警现象, 在现场排水后, 报警可消除。但频繁的高水位异常工况表明由 RRI 系统提供冷源的相关系统的热交换器有泄漏。在取样分析后, 发现系统内存有氨根 (约 400ppm), 这一情况表明: 蒸汽发生器排污管线冷却器内有管子泄漏, 经检查发现有 5 根管子在管板上有缺口, 采用堵管的方法解决了问题。

三、系统设计变更情况评述

1. 设计改造项目 (MR)

1996 年度实施的对 RRI 泵入口处安装新型稳流器装置的改造项目 (MR0TS96008 详述见第二节), 该项目在换新型稳流器和新的安装工艺后, 改善了泵的运行工况, 减少了泵的振动和噪音, 取得了良好的效果。

2. 设计不符合项关闭情况

截止 1996 年底, RRI 系统共有 8 项设计不符合项, 其中有 5 项关闭, 2 项未关闭, 一项有条件关闭。

2RRI03PO 泵的泵叶轮汽蚀问题有条件关闭的设计不符合项。

四、系统性能技术监督

1. 周期性试验监督

(1) 1996 年度, 两台机组的 RRI 系统 8 个系列的备用泵起动和出口逆止阀正常工作试验共执行 27 项定期试验, 其中一项第一次试验不成功, 经检修后才试验成功。因此 RRI 系统定期试验一次成功合格率为 96.3%。

(2) 设备冷却水泵特性试验

对设备冷却水泵振动特性的定期测量是每4个月测试一次,1996年度泵振动特性的试验结果均为合格。

在稳流器脱落修复后,除2RRI02PO泵在LOCA工况下振动不合格以外,其余的泵特性均合格,目前该泵作备用。

在加装稳流器的前后,均对泵特性作过测量。结果表明:加装稳流器后,泵的振动指标明显改善,低于报警值。泵的进出口压力波动均比装稳流器前的波动要小,稳流器对改善泵的特性效果明显。

(3) RRI/SEC热交换器效果和压差

在每周对RRI/SEC热交换器的传热系数和SEC侧进出口压差的测量中,仅发现一次2RRIB列热交换器传热系数下降,及时地冲洗了热交换器。

2. 水质监督

对RRI系统的水质监督每两周进行一次,主要是对系统中的磷酸三钠含量pH值、悬浮物、铜、铁、氟、氯含量等参数及放射性含量进行监督,同时也对与该系统相关的压力高于RRI系统压力的各系统水质的特性参数进行监督。这些监督的目的是监控核岛主回路及核辅系统是否向RRI系统泄漏,和对系统内的设备的腐蚀情况。在长期跟踪中,除出现氨根超标一次(APG/RRI热交换器破管泄漏)以外,水质情况是良好的。

3. 系统状态定期评估报告

电厂系统工程师每月对RRI系统的运行状态进行一次评估,以跟踪该系统中遇到的技术问题,协同维修或技术部门采取对策,提高系统的可用性。系统状态评估报告中反映了系统基本状态及存在的问题和设备缺陷的解决措施。

五、系统健康状况评估

1. 核安全方面的影响

(1) 稳流器脱落事件

该事件是一个共模设备故障事件,由于及时采取纠正措施,没有违反技术规范要求,没有发生丧失核岛热阱的功能,也没有造成放射性外泄的后果。虽然二号机组RRIIB系列造成短时间不可用,但是仍没有超出技术规范的要求限制,没有造成机组核安全等级的下降。由于属设备共模故障,根据事件定级准则,该事件被定为核安全一级电厂运行事件。

(2) 电动机故障

该事件是一个共模设备故障,由于及采用备件更换故障的电动机,没有造成潜在后果,但两台机组的热量导出系统的安全水平稍微有所降低。根据事件定级准则,该事件被定为核安全0级电厂运行事件。

由于及时地采取纠正行动,1996年度RRI系统所产生的事件没有直接对机组的核安全构成影响。

2. 可用性方面的影响

RRI系统上所发生的事件虽然使各系列的可用性有所下降,但是由于电厂方面严格地执行技术规范的要求,每台机组RRI系统的可用性并没有受到影响

490TR/590TR 联变“T”点隔离刀闸闭锁改造

杨维稼

一、序言

大亚湾核电站两台联络变压器 490TR、590TR 分别于 1992 年 5 月和 1994 年 2 月因隔离刀闸带电操作造成损坏,经工厂解体检查、试验及有关专家共同分析,一致认为是由于 GIS 开关站中隔离刀闸带电操作引起特快速暂态过电压 (VFTO) 导致变压器匝间绝缘击穿所致。制造厂经计算分析后认为变压器在 VFTO 作用下发生谐振时,匝间绝缘难以承受外加的电压,又受结构限制不可能进一步加强绝缘。因此只能在隔离刀闸操作方式上加以限制,防止变压器再次损坏。按制造厂给出的操作限制方式,400kV/500kV 开关站共有 18 副隔离刀闸必须在 490TR 或 590TR 联变停电条件下才能操作。这给运行带来极大不便,既增加了倒闸操作的复杂性也增加了误操作的风险性。在这种情况下,为防止因误操作而损坏变压器,决定在受限制的 18 副隔离刀闸中对可以在控制回路实现电气闭锁的 12 副刀闸进行闭锁改造。从过电压计算中看出 12 副刀闸的过电压情况最为严重,其余 6 副刀闸由于在电气上无法实现闭锁,因此只能从操作程序中加以限制。

二、隔离刀闸电气闭锁原理

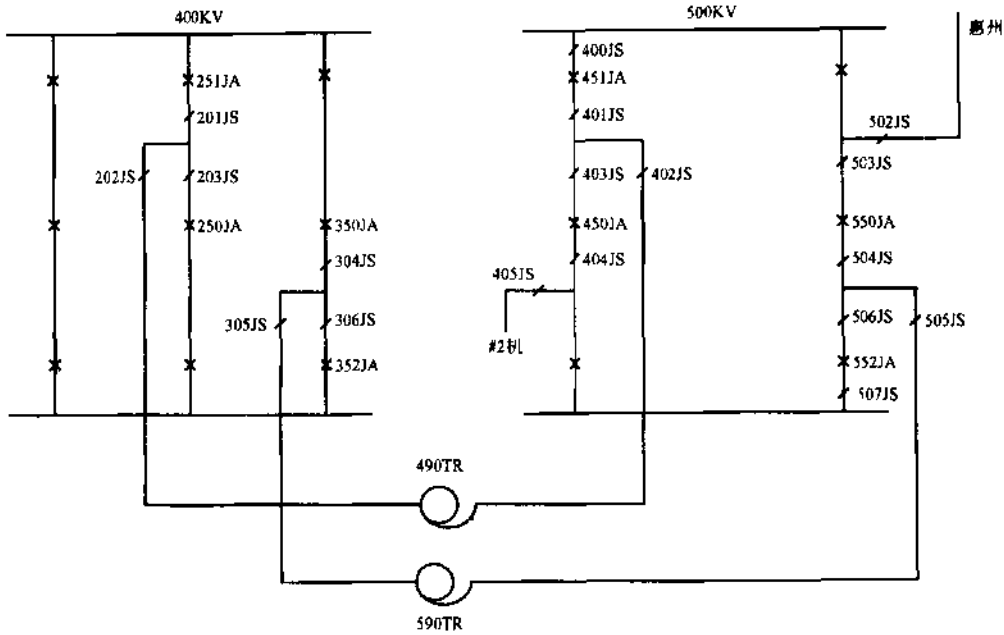
参见附图一,参与电气闭锁的 12 副隔离刀闸均为联变“T”点刀闸: OGEW201JS/202JS/203JS/401JS/402JS/403JS (490TR)、OGEW304JS/305JS/306JS/504JS/505JS/506JS (590TR),以 490TR 联变两侧“T”点隔离刀闸为例说明电气闭锁的基本原理:当操作 OGEW201JS/202JS/203JS/401JS/402JS/403JS 任何一个隔离刀闸时 490TR 联变都必须停电,具体做法是在上述隔离刀闸连锁回路中串入 490TR 联变两侧断路器 OGEW250JA/251JA/450JA/451JA 位置接点,只有当这 4 台断路器在断开位置时(判断为 490TR 停电)才允许隔离刀闸操作。

三、隔离刀闸改造情况

隔离刀闸为法国 ALSTHOM 产品,我们曾试图委托他们进行闭锁改造设计,但由于报价过高,我们决定自行设计。1995 年着手进行图纸设计和文件修改,并经各方审定及厂家确认,1996 年上半年完成全部设计工作。1996 年 11 月及 1997 年 1 月利用 2 号和 1 号机组第三次(203/103)换料大修停机机会分别对 590TR、490TR 联变“T”点隔离刀闸进行了现场改造,经再鉴定试验,证明改造符合设计要求,完全满足带电操作闭锁功能。改造后的系统于 1997 年 1 月全部投入运行且运行状况良好。

四、评价

通过对 490TR/590TR 联变“T”点 12 副隔离刀闸的闭锁改造,满足了制造厂对隔离刀闸操作的限制要求,同时也确保了运行操作的可靠性。对于无法实施电气闭锁的 6 副隔离刀闸 400JS/404JS/405JS/502JS/503JS/507JS 已在运行操作程序上做了严格规定,禁止上述隔



附图 1 490/590TR 联变“T”点隔离刀闸示意图

离刀闸在联变带电情况下操作。

由于对隔离刀闸限制操作的要求给整个 GIS 开关站运行操作带来很大不便，但随着运行经验的不断积累及操作方式的合理安排，目前的运行操作已基本满足减少停电几率、缩短操作时间、确保供电可靠性的要求。随着“VFTO”现象研究水平的不断提高，如何改善联变入口的谐振条件、降低“VFTO”影响，从根本上解决因壳式结构变压器空间小、匝间绝缘薄弱、无法承受“VFTO”影响将作为一个主要工作目标。因此，今后的中长期任务是在大亚湾核电站 GIS 开关站现有布置的基础上找出真正解决“VFTO”影响的改造方案，以解决对隔离刀闸操作的限制要求。

换料大修期间含氢放射性废气的处理与排放

郭利民

一、从功率运行到维修冷停堆

如果机组计划进行换料大修，在一回路稳压器人孔开启前需要考虑两个问题：一是降低一回路冷却剂中的放射性水平，使其适应于工作人员的辐射防护要求；二是将一回路中的氢气含量在氧化之前降到足够低，防止因氢氧混合发生爆炸，并且将用来置换氢气的氮气也用空气予以置换，确保在一回路的工作人员没有窒息的风险。

降低一回路冷却剂中放射性气体 (^{135}Xe 和 ^{131}I) 的含量分阶段进行。在停堆前三天，将稳压器气相通过 REN 取样管与另一台机组 TEP 前置箱相连，该连线一直维持到稳压器气腔淹没，约有一半的放射性气体通过这种方式排出。为提高除气效果，投入所有稳压器加热器以使喷淋强制投入。从热停堆至氧化前这一阶段，应尽量启动 TEP 除气器，通过除气器回到 RCV002BA 的循环管线给一回路除气。氧化之后至上充泵停运这一阶段，使用压缩空气对 RCV002BA 进行吹扫，脱去下泄流量释放的放射性气体，但应调整好压缩空气流量，并密切监视 KRT017MA 的测量，将排放气体的放射性水平控制在警报值以下。外部经验反馈显示出众多的放射性过量排放事件，说明这个过程是一个薄弱环节，有必要保持警惕。至于自氧化以来由于金属本底脱落导致放射性水平呈现的上升趋势，会因为将下泄流量增至最大以及 RCV 除盐净化装置的投运而逐步降低。如果主泵停运后一回路放射性水平仍然高，有必要将一回路水位降低 LOI-RRA，用压缩空气对一回路管线特别是蒸汽发生器 U 形管进行吹扫，直到放射性指标符合标准。

一回路氢气的置换分为两大步骤进行：首先用氮气置换氢气，这个过程与 TEG 系统相连；然后用空气置换氮气，这过程与通风系统相连。功率运行时为抑制水的辐照分解，冷却剂的氢气含量维持在饱和状态 (25~35cc/kg)。考虑到规范要求在一回路氧化之前要使氢气含量降到 3CC/kg，冷却剂除氢在停堆前两天开始着手进行，以避免成为停堆计划中的关键路径。由于氮气置换氢气的操作产生大量废气，在行动前应将 TEG 气罐尽量排放，以获得最大的储存容量。停堆前将 RCV002BA 由氢气覆盖改为氮气覆盖，用反复提升水位赶气的方法分阶段降低一回路冷却剂的氢气含量。TEP 除气器脱气效果虽然好，但由于过快地降低氢气含量，不能满足功率运行条件下对氢气含量的要求而不予采用。而一旦停堆之后，则应尽可能地启动 TEP 除气器给一回路冷却剂除气，以尽快达到一回路氧化前的标准。这个标准包括两方面：一方面是冷却剂中的氢气含量，另一方面是含有一回路冷却剂的各气空间（包括 RCV002BA、RPE001BA、RCP002BA、TEP001BA、TEP001CS 以及稳压器排放环管）的氢气浓度。一旦氢气浓度高于 2%，则要求使用氮气进行吹扫，吹扫产生的废气进入 TEG 气罐。氧化是通过向一回路注入双氧水来实现的，在双氧水注入之前，应将含氢废气收集系统与 TEG 系统隔离，转为与通风系统 DVW 相连，避免氧气进入 TEG 系统。燃料元件存在破损时，通过碘过滤器排往 DVN 烟囱；否则通过正常过滤器即可（见图 1）。氧化完成之后，将 RCV002BA 由氮气覆盖改为由空气覆盖，并用压缩空气吹扫 RCP002BA 和 RPE001BA，最后将 TEP001BA 与大气连通，空气置换氮气的过程便可宣告结束。

二、从维修冷停堆到功率运行

因为没有放射性问题要考虑,这一过程相对来说要简单得多。只要考虑好用氮气置换空气,再用氢气置换氮气就可以了。一回路稳压器人孔一旦关闭,就进行静态排气与动态排气。剩余空气体积符合标准后,便可以升温,加联氨除氧,然后恢复 RCV002BA、RCP002BA、RPE001BA 以及 TEP001BA 的氮气供应。只要以上储存箱中的氧气含量高于 2%,便使用氮气进行吹扫,吹扫产生的废气通过通风系统 DVW 排往烟囱。如果一回路冷却剂中的氧气含量和各储存箱中的氧气浓度均符合标准,含氢废气收集系统即可由排 DVW 系统改排 TEG 系统。之后 RCV002BA 由氮气覆盖改由氢气覆盖,但这一步骤最好安排在一回路泄漏试验(热停堆时做)合格后进行,避免因在机组往后撤时泄漏率不合格而再次将一回路转氮气覆盖。当一回路置于氢气覆盖之后,气体混合物应定期取样,确保氧气浓度小于 2%,否则使用氮气吹扫。功率运行后要不断用氢气置换氮气,直至一回路冷却剂中的氢气含量合格(25~35cc/kg),产生的废气排至 TEG 气罐。

三、氢氧分离运行隔离

由于两台机组收集的废气排往公共的含氢废气处理系统,所以当一台机组大修需要一回路开启时,必须保证与另一台正常运行的机组产生的含氢废气隔离开来,而且停堆机组用于置换氢气的氮气最终也必须用空气置换干净。因此在大修过程中根据机组状态的变化采用了四个步骤的运行隔离,与运行操作相适应,并确保操作后关键阀门的状态没有改变的可能性。以下表格说明了运行隔离的目的、实施和解除条件:

表 1 氢氧分离的运行隔离步骤

步 骤	目 的	实 施 条 件	解 除 条 件
第一步	隔离一回路氮气供应,切断两台机组 TEP 前置箱之间的联系	停堆之前,RCV002BA 已由氢气覆盖改由氮气覆盖	含氢废气已由排 DVW 系统改排 TEG 系统
第二步	切断停堆机组含氢废气与 TEG 系统之间的联系,转与通风系统 DVW 相连	双氧水注入之前	一回路除氧合格后
第二步	隔离一回路所有可能的氮气来源	一回路氧化完成后,RCV002BA 已由氮气覆盖转为空气覆盖	一回路排气合格后
第四步	隔离 TEP 前置箱氮气供应并与大气连通	一回路冷却结束后	一回路排气合格后

四、水位下降至 LOI RRA 一回路冷却剂的脱气方法

由于 LOI RRA 水位所具有的核安全方面的隐患,大亚湾核电站从 1 号机组第二次大修开始采纳法国 EDF 的成功经验,对一回路的脱气采用特殊的处理方法以避免在装料状态下过滤到 LOI RRA 水位。处理的难度体现在有多根燃料元件破损的情况下,如何在停堆过程的各个阶段尽快提前脱去其高浓度的放射性气体,从而满足一回路稳压器人孔开启前的放射化学规范。与正常的脱气过程相比,没有 LOI RRA 吹扫的一回路脱气的特殊性,具体体现在以下

几个方面：

首先，停堆前七天而不是以往的三天将稳压器汽相通过 REN 取样管与另一台机组 TEP 前置箱相连；第二，氧化开始后，RCV002BA 维持压缩空气吹扫（排往 DVN 烟囱）直至上充泵停运为止，在保证 KRT 通道不出现报警的前提下适当地调高空气流量，尽可能彻底地除去下泄流量中的放射性气体；第三，最后一台主泵停运后将一回路压力从 25 巴降至 1.2 巴，维持足够的时间，将破损元件中的裂变产物释放出来，确认释放完全后重新升压至 25 巴，在进行其它工作的同时除去提前释放到一回路冷却剂中的放射性气体；最后，在打开稳压器人孔前，启动辅助喷淋置换稳压器气空间中的气体，以直接降低稳压器人孔开启时的放射性浓度。

从 1 号机组第二次大修和 2 号机组第三次大修的结果来看，上述措施是充分有效的。只要把握好首次降压至 1.2 巴后的持续的时间，并且准确判断裂变气体释放的完全程度，就可以取得很好的除气效果。尽管如此，应该意识到这种水位不降至 LOI RRA 的脱气方法，由于部分聚积在蒸汽发生器 U 形管中的放射性气体没有排出，不能完全排除当一回路第一次降至低水位时放射性气体释放至安全壳大气的可能性。因此，除了加强辐射防护措施，如何给一回路加负压并且确保 EBA 系统的有效运行显得尤其重要。

五、TEG 存储容量的合理使用

大亚湾核电站 TEG 系统的存储容量比同类型的法国机组少得多，而两台机组换料大修相距的时间又很短，有限的容量很容易出现周转不过来的现象，因此要求运行人员在整个大修吹扫过程中将废气量控制到最小的程度。运行总则第五章中规定，充满的气罐在向环境排放之前至少应该储存衰变三十天。放射性水平高时则要存放更多的天数。如果 2 号机组在大修期间充满的气罐过多，1 号机组大修开始后很快就要面临提前排放 TEG 气罐的窘迫局面。因此，当含氢废气与 TEG 系统相连的情况下（见图 1），运行人员应尽量避免手动开启各储存箱的泄压阀，即使是用于吹扫开启的时间也要严格控制，发现氮气供应阀整定失当要及时关闭泄压阀，氮气供应阀故障则要迅速予以隔离。目的只有一个，就是防止没有产生吹扫作用的氮气大量进入 TEG 气罐占用本来已很紧张的存储容量。

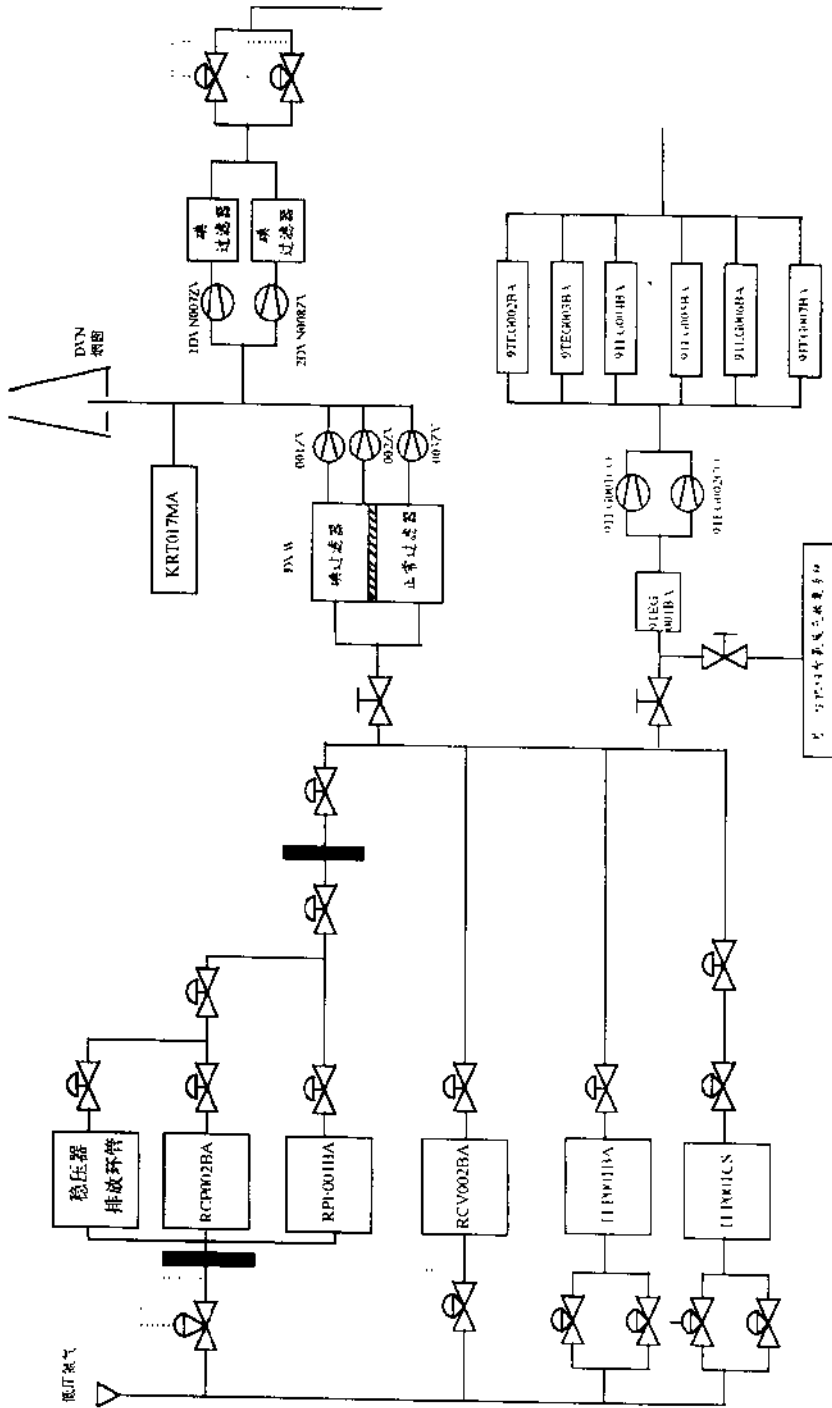


图1 燃气轮机系统供气的使用与排放流程

附录一 基本系统名称

Elementary System Codification

<div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 20px; border: 1px solid black; background-color: white; margin-right: 5px;"></div> <div>Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 20px; border: 1px solid black; background-color: #cccccc; margin-right: 5px;"></div> <div>Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 20px; border: 1px solid black; background-color: #999999; margin-right: 5px;"></div> <div>Quality related system 与质量相关系统</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 20px; border: 1px solid black; background-color: white; margin-right: 5px;"></div> <div>Non quality related system 与质量无关系统</div> </div> </div>			
A	Feedwater Supply 给水供应	APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给泵系统
ABF	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统	APU	Feedwater Pump Turbine Drain 二给水泵汽机疏水系统
ACD	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统	ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统	ASG	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽机轴封系统	C	Condenser (Circulating Water) Circulation Water) 凝汽器(循环水)冷却水
AGM	Motor Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑系统	CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽机排气口喷淋系统
AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication and Control Fluid 主给水泵汽机润滑油及调节油系统	CET	Turbine Gland 汽机轴封系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统	CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
APA	Motor Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统	CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统	CFM	Condenser Debris Filter 凝汽器过滤器系统
		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 通讯-照明
BAA	Hot and Cold Workshops and Warehouses 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 Inbuilding Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽机厂房电梯
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区域内的各种起重设备
DMI	Drum Long Term Storage-Handling Equipment 凝汽上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
DMM	Handling Equipment for Reactor Building Entry and Peripheral Rooms 反应堆厂房入口及外围房间 装卸搬运设备
DN	Natural Lighting 自然照明系统
DPSI	Site Security System 厂区保安系统
DPS	Emergency Lighting 应急照明系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统
DTV	Communication 厂区通讯系统
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 主控室空调系统
DVD	Thermal Buildings Ventilation 热机厂房通风系统
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 设备冷却水房内通风系统
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	Deminerlization 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 厂内实验室通风系统
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
DWN	Oil and Grease Storage Area Ventilation System (FC Building) 油及润滑油贮存区通风系统 (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
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
FVF	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 汽机和给水加热装置停运期间的保养系统
GCT	Turbine Bypass 汽机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard-EPHV 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 汽机调节油系统
GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽机润滑油、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电机密封油系统
GME	Turbine Supervisory 汽机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统

GPV	Turbine Steam and Drain 汽机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽机调节系统
RGH	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 移动式和便携式消防设备
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
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 230V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230V 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 汽轮机发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽机厂房)
LBA	125V DC Power Supply-Train A 125V 直流电源系统——系列 A
LBB	125V DC Power Supply-Train B 125V 直流电源系统——系列 B
LBC	Inverters Power Supply for Protection Group I 用于第一保护组的逆变电源系统
LBD	Inverters Power Supply for Protection Group II 用于第二保护组的逆变电源系统
LBE	Inverters Power Supply for Protection Group III 用于第三保护组的逆变电源系统
LBF	Inverters Power Supply for Protection Group IV 用于第四保护组的逆变电源系统
LBG	125V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125V DC Power Supply (6.6kV Breakers) 125V 直流电源系统 (6.6kV 断路器)
OLBK	125V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125V 直流电源系统 (除盐车间和辅助锅炉)
LBI	125V DC Power Supply (EG Building) 125V 直流电源系统 (EG 厂房)
LBM	125V DC Power Supply (Switchgear Control) 125V 直流电源系统 (开关控制)
OLBM	125V DC Power Supply (Main Switchyard) 125V 直流电源系统 (主开关站)
OLBN	125V DC Power Supply (Main Switchyard) 125V 直流电源系统 (主开关站)
LBP	125V DC Power Source and Distribution System 125V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 18V DC Power Supply-Train A 机组 18V 直流电源系统——系列 A

LCB	Unit 18V DC Power Supply-Train B 机组 18V 直流电源系统——系列 B
LCU	48V DC Power Source and Distribution System- Teacupling 48V 直流电源和配电去耦系统
LCD	Common 48V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48V 直流电源系统 (核辅助厂房)
OLCK	48V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48V 直流电源系统 (除盐车间和辅助锅炉)
LOL	48V DC Power Supply (EG Building) 48V 直流电源系统 (EG 厂房)
OLCM	48V DC Power Supply (Main Switchyard) 48V 直流电源系统 (主开关站)
LDA	30V DC Power Supply (Analog Control) 30V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGB	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGC	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGD	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6kV Switchboard 机组 6.6kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6kV Switchboard 公用和厂内 6.6kV 配电盘系统
LGM	6.6kV Switchboard (Pressurized Water Boiler) 6.6kV 配电盘系统 (压水式锅炉)
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6kV AC Emergency Power Distribution-Train A 6.6kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6kV AC Emergency Power Distribution-Train B 6.6kV 交流应急配电系统——系列 B
LHF	6.6kV AC Emergency Power Supply-Train A 6.6kV 交流应急电源系统——系列 A

LHQ	6.6kV AC Emergency Power Supply Train B 6.6kV 交流应急电源系统——系列 B
LHT	Changeover Interconnection Devices 6.6kV 交流应急电源切换系统
LHZ	Low Voltage 380V AC Generating Set (EC Building) 低压 380V 交流发电机组 (EC 厂房)
LK	LV AC Network—380V 低压交流电源 (380V 系统)
LL	LV AC Emergency Network—380V 低压交流应急电源 (380V 系统)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮机发电机组
LMA	220V AC Normal Power Source and Distribution System 220V 交流电源和配电系统
LMC	220V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220V 交流电源系统 (CI 仪表)
LMD	220V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220V 交流电源系统 (CI 仪表)
LNA	Vital 220V AC Power (Protection Group 1) 220V 交流重要负荷电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220V AC Power (Protection Group 2) 220V 交流重要负荷电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220V AC Power (Protection Group 3) 220V 交流重要负荷电源系统 (第三保护组)
LND	Vital 220V AC Power (Protection Group 4) 220V 交流重要负荷电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220V AC Power 220V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220V AC Power (N, A, B.) 220V 交流公用不间断电源系统
LNK	Uninterrupted 220V AC Power (Demineralization and Auxiliary Boilers) 220V 交流不间断电源系统(除盐水车和辅助锅炉)
OLNL	Uninterrupted 220V AC Power (EC Building) (Included In OLBL S. D. M.) 220V 交流不间断电源系统 (EC 厂房)
OLNM	Uninterrupted 220V AC Power (TC Building) 220V 交流不间断电源系统 (TC 厂房)

LNP	Uninterrupted 220V AC Power for Train B KIT KPS 220V 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 Botton 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

RPN	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 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 常规岛废液排放系统
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 站污污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统

	Conventional	Island	Demineralized	Water
SER	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	Oil and Grease Storage 润滑油和油脂贮存系统			
SLI	Transfer Changing Room Ventilation 更衣室通风系统			
SKE	Sewage Recovery (NI-Workshop) Site Laboratory 放射性废水回收系统(核岛-机修车间工区实验室)			
SIR	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 固废处理			
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
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

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)
AOM	Assistant Operations Manager (OPS) 生产部部长助理
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 未能紧急停堆的预期暂态
AUD	Audit Department 审计部
BHO	Building Hand Over 厂房移交
BNI	Balance of Nuclear Island 核岛配套设施
BOP	Balance of the Plant 电站配套设施
CAR	Corrective Action request 纠正措施要求(质保用语)
CCTV	Closed Circuit Television 闭路电视
CFC	Certified for Construction 可供施工使用(文件状态)
CI	Conventional Island 常规岛
CIN	Component Intervention Notice 设备干预通知
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)
CO	Commercial Operation 商业运行
CPP	Condensate Polishing Plant 凝结水精处理系统
CQA	Company Quality Assurance Department 公司质量保证部
CRO	Computer Request to Order 自动采购申请
CUW	Call Upon Warranty 要求(供货商)履行保证条款
DM	Deputy Manager (OPS) 生产部副经理
DOM	Deputy Operations Manager (OPS) 生产部副部长
DR	Deviation Reports 偏差项报告
EESR	End of Erection Status Report 安装竣工报告
EFPD	Equivalent Full Power Days 等效满功率天数
EOMM	Equipment Operation and Maintenance Manual 设备运行维修手册
EOMR	End of Manufacturing Report 制造竣工报告
EP	Emergency Preparedness 应急准备
EQAV	Equivalent Average 当量(平均)
ERA	Europe Representative Agency 驻欧办事处
FAC	Final Acceptance Certificate 最终验收证书

FCN	Field Change Notice	现场变更通知
FCO	Field Change Order	现场变更命令
FMX	同 FRAMEX	
FP	Full Power	满功率
FRA.	=FRAMATOME	
FRAMATOME	法马通公司 (法)	
FRAMEX	法马通海外检修公司	
FROG	Framatome Owners Group	法马通产品业主协会
FS	(Experience) Feedback Sheet	(经验) 反馈单
FSAR	Final Safety Analysis Report	最终安全分析报告
FSS	Full Scope Simulator	全范围模拟机
Fxy	Radial Peaking Factor	径向功率峰因子
GEC	General Electric Corp.	通用电气公司 (英国)
GECA	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
GGPC	Guangdong General Power Company	广东省电力总公司
GNIC	Guangdong Nuclear Power Investment Co. Ltd	广东核电投资有限公司
GNPGSC	Guangdong Nuclear Power General Services Co.	广东核电服务总公司
GNPJVC	Guangdong Nuclear Power Joint Venture Co. Ltd	广东核电合营有限公司
GNRB	General Nuclear Review Board	核安全评审委员会
GNPS	Guangdong Nuclear Power Station	广东大亚湾核电站
GOR	General Operating Rules	运行总则
GRO	Guangdong Regional Office (NNSA)	(国家核安全局) 广东监督站
HAF	核安全法规 (中国发布)	
HCCM	Huaxing, Campenon Brnard, China 2nd Construction Bureau, Maeda	HCCM 核电建设合营公司
Hi	High	高 (水位)
HKNIC	Hongkong Nuclear Power Investment CO. Ltd	香港核电投资有限公司
HP	Hold Point	停工待检点, 控制点
IAEA	International Atomic Energy Agency	国际原子能机构
ICRP	International Committee of Radiation Protection	国际辐射防护委员会
In-Core		堆内
INES	International Nuclear Event Scale	国际核事件分级 (IAEA 用语)
INPO	Institute of Nuclear Power Operation	核电运行研究所 (美)
Io	Inoperability	不可用
IP	Implementation Procedure	执行程序
IS	Industrial Safty	工业安全
ISI	In Service Inspection	在役检查
ITP	Individual Training Program	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
Lo	Low 低(水位)
LOI	一回路低水位距离
MAP Mean	Assembly Power 反应堆组件平均功率
MCR	Main Control Room 主控室
MIS	用于反应堆压力壳无损探伤的装置名称, 法国产品
MR	Modification Request 改造申请
MRO	Manual Request to Order 手动采购申请
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 Agency 国家环保局
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
NUMEX	Nuclear Maintenance Experience Exchange 核维修经验交流协会
OCS	Contract and Supply Branch 合同供应处
OJT	On the Job Training 在岗培训
OMC	Management Computer Branch 管理计算机处
OPA	Administrative Branch 综合管理处
OPD	Documentation Branch 资料处
OPG	Outage Planning Group 大修计划组
OPH	Health Physics Branch 保健物理处
OPM	Maintenance Branch 维修处
OPM/ME	Electrical Section 维修处电气科
OPM/MI	Instrumentation and control Section 维修处仪表控制科
OPM/MM	Mechanical Section 维修处机械科
OPM/MS	General Service Section 维修处服务科
OPO	Operation Branch 运行处
OPP	Generation Planning Branch 发电规划处
OPS	Operations Department 生产部或称广东大亚湾核电站
OPT	Technical Service Branch 技术服务处
OQA	Quality Assurance Branch 质量保证处
OQAP	Operations Quality Assurance Programme 运行质保大纲
OS (contract)	Operation Service Contract 生产服务合同 (GNP JVC 与 EDF 之间)
OSART	Operational Safety Review Team 运行安全评审团 (IAEA)

OSL	Safety & License Branch 安全热照处
OTC	Training Centre 培训中心
OTS	Technical Support Branch 技术支持处
P7	Permissive Signal P7 允许信号 P7 (反应堆功率>10%)
PAC	Partial Test Completion Satisfactory 部分试验结果合格 (调试报告用语)
PAC	Provisional Acceptance Certificate 临时验收证书 (合同用语)
PCG	Procedure Coordination Group 规程协调组
PCI	Pellet Cladding Interaction 芯块与包壳的相互作用
PCN	Plant Change Notice 电厂变更通知单
Pe	Power (electricity) 电功率
PEMC	Plant Engineering & Modification Committee 电站工程改造委员会
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
PMC	Plant Modification Committee 电站改进委员会 (已改名为 PEMC)
P_n	Power (nominal) 名义功率
PNSC	Plant Nuclear Safety Committee 电站核安全委员会
PO	Project/Operations Interface Procedure 接口程序
PQOM	Plant Quality Organization Manual 电站质量管理手册
PQTR	Personnel Qualification Training Requirements 专业技能和技能培训要求
PRE-OSART	Pre-Operational Safety Review Team 运行前安全评审团 (IAEA)
PSA	Probability Safety Analysis 概率安全分析
PSI	Pre-Service Inspection 役前检查
P. T	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
QAP	Quality Assurance Programme 质保大纲
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
RINPO	Research Institute of Nuclear Power Operation 核动力运行研究所
RO	Reactor Operator 反应堆操纵员
RP	Radiation Protection 辐射防护

RWST	Refuelling Water Storage Tank 换料水储存箱
SCAR	Significant Corrective Action Request 重大纠正措施要求
SDM	System Design Manual 系统设计手册
SG	Steam Generator 蒸汽发生器
SEPC	Shandong Electrical Power Construction Co. 山东核电工程公司
SER	Significant Event Report 重大事件报告 (已改名为 LOE)
SPSB	Shenzhen Power Supply Bureau 深圳供电局
SRA	SRA SAVAC 公司的简称
SRO	Senior Reactor Operator 高级反应堆操纵员
TCA	Temporary Control Alterations 临时控制变更
TLD	Thermoluminescent Dosimeter 热释光剂量计
TOI	Temporary Operation Instruction 临时运行指令
UES	Unexpected Event Sheet 意外事件单
WANO	World Association of Nuclear Operators 世界核营运者协会
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 计量单位中英对照

英文	中文	英文	中文
Bq/g	贝可/克	MWe	兆瓦(电)
MBq/m ³	兆贝可/米 ³	c/s	计数/秒
Bq	贝可	GWh	百万千瓦时
MWd/t	兆瓦日/吨	kV	千伏
MW	兆瓦	kWh	千瓦时
MWh	兆瓦时	ppmB	ppm 硼
EFPD	等效满功率日	g/L	克/升
h	小时	mm	毫米
m ³	米 ³	cm	厘米
mSv/h	毫希/时	g/cm ³	克/厘米 ³
μSv/h	微希/时	MWd/tU	兆瓦日/吨金属铀
Sv/h	希/时	Ci/m ³	居里/米 ³
man · Sv	人 · 希	mCi/m ³	毫居里/米 ³
man · mSv	人 · 毫希	m ² /h	米 ² /时
Bq/kg	贝可/公斤	bar (g)	巴(表)
Bq/m ³	贝可/米 ³	mbar	毫巴
μGy/h	微戈/时	MBq/t	兆贝可/吨
μGy/month	微戈/月	L/h	升/时
d	天	Hz	赫[兹]
m	米	t/h	吨/时

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 (汽机厂房外)
- GE Yard storm-Foul sewage System and Buried piping
雨水-污水系统和地下管道
- 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 (220/6.6kV)
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 Annexe
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 (220kV)
- 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
- UF Access Control Post
出入控制口
- UE Provisional Guardhouse
临时警卫室
- 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 (汽机厂房内)

- MO Lubricating Oil Transfer Annexe
润滑油传送间
- MP Resin Regeneration Annexe
树脂再生间
- MV Turbine Ventilation Annexe
汽机通风间
- TA Main and Stepdown Transformer Platform
主变压器和厂用变压器平台
- VC Test Boiler Platform
试验锅炉平台

1. NUCLEAR POWER BLOCK (核动力区)

This includes the following buildings:

核动力区包括下列厂房:

- DX Diesel Generator Building
柴油发电机房

When necessary a distinction is made between:

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

A further distinction is made for a specific sub-area of the Electrical Building

- LS Feedwater and steam line bunkers

给水和蒸汽管线隔间

- NX Nuclear Auxiliary Building
核辅助厂房

Geographical sub-areas of the Nuclear Auxiliary Building are distinguished by use of the following codes:

核辅助厂房可用下列代号进一步分区:

- 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:

采用下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 以外的) 内部构筑物

- RV Reactor Pit

RV 反应堆堆坑

III. TURBINE BUILDING (汽机厂房):

—MX Turbine building

汽机厂房

Geographical sub—areas or specific structures of the Turbine Building are distinguished by use of the following codes:

汽机厂房可用下列代号进一步分区:

- MA Turbine Building Sub—area A
MA 汽机厂房 A 区
- MB Turbine Building Sub—area B etc.
MB 汽机厂房 B 区等
- MT Turbine Pedestal
MT 汽轮机基座

附录五 设备名称代码

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	CO
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-振荡器	BG 气体钢瓶	CG 控制棒驱动	DG 栅污棚
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 错油门(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) 发盘装置
EE	啮合电磁铁	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 电子过程器 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		GO		HN	
EO	常开式(先导)电磁阀	FO		GP		HO	
EP	电动-气动转换器	FP	(通风) 预过滤器	GQ		HP	扬声器
EQ	放电间隙	FQ		GR	注油器	HQ	
ER	电动制动器	FR		GS		HR	时钟
ES	照明设备	FS	砂床过滤器	GT	漏盘、漏斗	HS	
ET		FT	阻火器, 消防栓	GU		HT	
EU	计算机模拟输入	FU	熔丝-小容量开关	GV	蒸汽发生器	HU	加湿器
EV	蒸发器	FV		GW		HV	荧屏显示器
EW	参考电报	FW		GX		HW	
EX	热交换器	FX		GY		HX	
EY	发往控制柜的通/断信号	FY		GZ	贮气瓶	HY	
EZ	灭火器	FZ	化粪池			HZ	

I		J		K		L	
IA	报警信息	JA	断路器	KA		LA	- 就地核测量(中子 通量或放射性) - 照明灯
IB	插接式接示器	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 - 泵流器	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
II		JH		KH		LH	就地时间测量
IJ		JJ		KI	粗滤器	LI	就地电流测量
IK	计数率计	JK		KJ		LJ	火警探测
IL		JL		KK	手动断路器	LK	就地应力测量
IM		JM		KL	喇叭-音响报警器	LL	就地亮度(不透明度) 测量
IN	内部通讯(电话)设施	JN		KM		LM	就地位置-位移测量
IO		JO		KN		LN	就地标高测量
IP		JP	盲板	KO	汽轮机汽缸	LO	
IQ	放射性废物焚烧炉	JQ		KP		LP	就地压力测量
IR		JR		KQ		LQ	就地无功功率测量
IS	隔离组件	JS	电源分区开关	KR	冷冻器	LR	就地阻抗-电阻率或 电阻-导电率测量
IT		JT		KS		LS	就地保健测量
IU		JU		KT	一次测温元件	LT	就地温度测量
IV		JY		KV		LU	就地电压测量
IW		JV		KU		LV	就地振动-推力-胀 差测量
IX		JW		KW		LW	就地有功功率测量
IY		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
IZ		JY		DY		LY	其他电气数据的就地 测量
		JZ		KZ		LZ	其他物理数据的就地 测量

M		N		P		Q	
MA	核测量(中子通量或放射性)	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		AD	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	火警探测器	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	PQ		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	其它机械测量	NX		PX	核燃料检验设施	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	罐浆部件	QZ	

R		S		SQ		T	
RA	空气调节风门	SA	核测量(放射性或中子通量)通/断信号	SR	电阻-导电率-阻抗测量通/断信号	TA	辅助厂用变压器
RB	气瓶架	SB		SS	保健测量通/断信号	TB	开关板-配电盘
RC	自动控制、遥控、中间控制或整定值控制站	SC	速度测量通/断信号	ST	温度测量通/断信号	TC	汽轮机
RD	整流器	SD	流量测量通/断信号	SU	48V 直流电压测量通/断信号	TD	连续式机械输送装置(螺杆输送、皮带输送等)
RE	加热器	SE	声频测量通/断信号	SV	推力-胀差振动通/断信号	TE	通控式断路器
RF	冷却器	SF	频率-相位测量通/断信号	SW		TF	旋转滤网或滤筛
RG	模拟计算模块	SG	物理-化学分析通/断信号	SX	其他机械测量通/断信号	TG	凝汽器管子清洗套管
RH		SH	相对湿度测量通/断信号	SY	来自控制柜的其他电气测量通/断信号	TH	
RI	莫里斯消防接头	SI		SZ	其他物理测量通/断信号	TI	电流互感器
RJ	消防水龙带	SJ	火警探测通/断信号			TJ	称量料斗
RK	继电器架	SK	应力测量通/断信号			TK	快速故障记录仪
RL	储存架	SL	亮度测量通/断信号			TL	螺旋式灯光开关
RM		SM	位置-位移测量通/断信号			TM	装换料机
RN	找人机	SN	标高测量通/断信号			TN	电话设施
RO	转子	SO	支架(不包括标准管道支架)			TO	按钮
RP	疏水冷却器	SP	压力测量通/断信号			TP	主变压器
RQ						TQ	电缆井
RR	减速或半速齿轮箱					TR	电力变压器
RS	电阻器-电加热器					TS	厂用变压器
RT	电抗器-电感器					TT	人孔盖板
RU	(废水排放沟上的)栅格盖板					TU	电压互感器
RV						TV	电视设备
RW						TW	贯穿件
RX						TX	蒸汽变换器
RY						TY	管道
RZ						TZ	传送带

U		V		W		X	
UA	报警器	VA	空气阀门	WA		XA	止动继电器
UB	端子排组件		(不同于一回路冷却	WB	振动器	XB	闭锁继电器
UC	控制器	VB	剂阀门的)含硼水阀门	WC		XC	脉冲接触继电器
UD	解列装置(电网)去耦器(弱电回路)	VC	循环水阀门	WD	贯穿件	XD	瞬时脱扣继电器
UE		VD	除盐水阀门	WE		XE	瞬时动作继电器
UF		VE	生水阀门	WF		XF	闭合继电器
UG		VF	燃料油阀门	WG		XG	闪光继电器
UH		VG	二氧化碳阀门	WH		XH	频率继电器
UI		VH	油阀门	WI		XI	电流继电器
UJ	接触器	VI		WJ		XJ	
UK	闪光器	VJ	废气阀门	WK		XK	故障继电器
UL		VK	废液阀门	WL		XL	
UM	继电器	VL	凝结水和给水阀门	WM	(洗衣房用)洗衣机	XM	启动继电器
UN	继电器(RE3000)	VM	点火燃料阀门(丙烷重油)	WN		XX	
UQ	凸轮式程序执行机构	VN	常规岛闭路冷却水阀门	WO		XO	断开继电器
UP	电源通/断组件	VO		WP		XP	抗震继电器或压力继电器
UQ		VP	一回路冷却剂阀门	WQ		XQ	
UR	继电器装置	VQ	有机液体阀门	WR		XR	(本表所列瞬时继电器以外的)其他瞬动继电器
US	简化的控制器	VR	试阀门	WS		XS	过载继电器
UT	计时器	VS	排渣阀	WT		XT	辅助延时继电器
UU		VT	饮用水阀门	WU		XU	电压检测继电器-整定值继电器-比较器
UV	显示器	VU		WV	快卸式接头	XV	
UW		VV	蒸汽阀门	WW	(洗衣房用)烘干机	XW	功率继电器
UX	二极管矩阵器	VW		WX		XX	模拟试验继电器
UY		VX	SF6 阀门	WY		XY	
UZ		VY	氢气阀门	WZ		XZ	接地检测继电器
		VZ	氮气阀门				

Y		Z	
YA	核测试(放射性-中子通量)	ZA	
YB		ZB	
YC	速度测试	ZC	扫描器
YD	流量测试	ZD	
YE	声频测试	ZE	分离器
YF	频率-相位测试	ZF	加热器-再热器
YG	物理-化学分析测试	ZG	
YH	时间测试	ZH	
YI	电流测试	ZI	消音器
YJ		ZJ	
YK	应力测试	ZK	同步器-连接器
YL	亮度(不透明度)测试	ZL	选择器
YM	位置-位移测试	ZM	伺服机或油动机
YN	标高测试	ZN	
YO		ZO	电焊机
YP	压力测试	ZP	
YQ	无功功率测试	ZQ	
YR	阻抗-电阻率-导电率测试	ZR	干燥器
YS	保健测试	ZS	出入气闸-设备闸门
YT	温度测试	ZT	分流器
YU	电压测试	ZU	
YV	推力-胀差-振动测试	ZV	风机
YW	有功功率测试	ZW	
YX	其他机械测试	ZX	
YY	其他电气测试	ZY	
YZ	其他物理测试	ZZ	汽水分离器-再热器

《年鉴》各章节供稿人员名单

- 朱敏蓉 (1.1) (1.2)
 刘云立 (1.3) (2.3.2.1) (2.3.5.7)
 张柱建 (2.1.1.1) (2.1.1.2) (2.3.7.5) (3.1) (3.2) (4.13) (4.14)
 谢昌渝 (2.1.1.3) (2.1.4.4)
 陈 宁 (2.1.1.4)
 熊春华 (2.1.1.5)
 洪锦丛 (2.1.1.6)
 袁风茹 (2.1.1.7)
 刘 敏 (2.1.1.8)
 关建军 (2.1.1.9)
 卢文跃 (2.1.1.10)
 丁震行 (2.1.2.1) (2.1.2.2) (2.1.2.4) (2.1.6.5)
 阳运韬 (2.1.2.3)
 张东果 (2.1.3.1) (2.1.3.2) (2.1.3.5) (4.11)
 黄来喜 (2.1.3.3) (2.1.3.4) (4.10.3)
 吴引仙 (2.1.4.1)
 陈 跃、王岱宗 (2.1.4.2)
 陈 跃 (2.1.4.3)
 王天华 (2.1.5.1) (2.1.5.2) (2.1.5.5) (2.3.5.4) (4.16)
 范立明 (2.1.5.3)
 方松利 (2.1.5.4)
 甄庭赞、朱晓春、韩庆浩、田延峰 (2.1.5.6) (3.4)
 高 歌 (2.1.6.1) (2.1.6.2)
 戴 庐 (2.1.6.3)
 姚 刚 (2.1.6.4)
 郭丰守 (2.2.1.1) (4.6)
 符祥群、方军、刘道和 (2.2.1.2)
 符祥群 (2.2.1.3) (2.3.5.1) (2.3.5.5)
 贾国安 (2.2.1.4)
 张晓峰 (2.2.1.5) (4.12)
 张善明 (2.2.1.6)
 邝鲜辉 (2.2.1.7) (4.15)
 虞福祥 (2.2.1.8)
 慕齐放 (2.2.2) (2.2.3) (4.7)
 杨茂春 (2.2.4)
 何清华 (2.2.5)
 黄扶汉 (2.2.6)

- 李卓佳 (2.2.7)
戴元生 (2.3.1.1) (4.2) (4.4)
张启波 (2.3.1.2) (2.3.5.8)
康进友 (2.3.2.2) (2.3.2.3) (2.3.3) (4.17)
李振亚 (2.3.4) (2.3.5.2) (4.18)
李 靖 (2.3.5.3)
晏仲民 (2.3.5.6) (4.9)
魏其岩 (2.3.5.9)
景立峰 (2.3.6)
黄卫刚 (2.3.7.1) (2.3.7.2) (2.3.7.3) (2.3.7.4)
杨东强 (2.3.8.1)
时伟奇 (2.3.8.2) (4.19)
余鑫耀、闫瑞 (2.3.8.3)
邢晓星 (2.3.9)
黄建华 (2.3.10)
赵迎春 (2.3.11)
韩思充 (2.3.12)
夏庆生 (2.3.13)
汤峥嵘 (2.4.1) (2.4.2) (2.4.3) (2.4.4) (2.4.6)
陈家龙 (2.4.5)
曾建林 (3.3)
苟东、池志远 (4.1)
苏建忠 (4.3)
徐礼新 (4.5)
黄 红 (4.8)
初志春 (4.10.1) (4.10.2)



GNPS OPERATION YEARBOOK 1996

ISBN 7-5022-1799-1



9 787502 217990 >

中国核工业集团公司 广东核电有限公司