

火电机组调峰运行 和延长寿命

译文集

上海市电力工业局《上海电力》编辑部

一九九〇年四月

编者按

为推进本局火电机组调峰运行和延长寿命的工作，我们收集了美国近年出版的一些资料，编译出版了本文集。这些资料有的来自美国近年召开的专业会议，有的是美国电力研究协会的研究报告，也有的是制造厂或顾问工程公司的工作成果。

由于上海电网运行需要，一些原先按基荷运行方式设计的机组要求按调峰方式运行，显然为此必须在广泛调查的基础上对设备和系统作出一系列的改造，既包括主设备，也包括热控、电气、化水等辅助设备和系统，以保证安全、经济运行并方便起停操作。本译文集提供了美国近年的一些做法和经验教训。机组延长寿命的工作往往要求适应调峰运行方式，因此机组欲改按调峰方式运行也可参见本译文集中有关延长寿命的文章。

延长现有机组寿命是我们面临的一项战略任务，本身又是一项策略性和技术性很强的工作，必须有计划、有步骤地进行。要收集积累运行检修资料，要进行全面细致检查和试验，在这些工作的基础上进行设备状况和剩余寿命的评定，作出整修计划，进行设备整修并定期进行设备检查。本译文集中的《常规火电厂延长寿命通用导则》是美国电力研究协会组织许多单位协作进行得出的一项最新科研成果，它介绍了延长寿命各阶段工作如何开展，其中关于剩余寿命的三级评定方法以及许多有关实例特别可供我们开展这项工作参考。

为开展延长寿命工作，一项重要的手段是无损检验，本文集特别强调了这项工作的重要性，并介绍了各种无损检验方法及其发展。我们要努力提高这方面的技术水平。

译文集的翻译和出版得到了许多部门和同志的支持。生产技术处组织了翻译，许多同志承担了翻译和校对工作，安全科技处负责了出版的组织工作，在此表示感谢。

主编 王一鸣

目 录

哈瓦那电站燃煤机组两班制运行经验.....	(1)
英格兰电厂3号机组改为两班制运行.....	(7)
米斯蒂克电站4、5、6号机组两班制运行经验.....	(12)
大型燃煤机组两班制运行经验.....	(16)
西勃兰电厂一号锅炉两班制运行的考虑.....	(28)
调峰运行对汽包锅炉部件的影响及其解决办法.....	(29)
调峰机组高压加热器运行经验.....	(36)
老机组改调峰运行.....	(46)
柏德电站汽机进水保护装置与推荐保护的比较.....	(52)
常规火电厂延长寿命通用导则.....	(54)
米斯蒂克六号机组延长设备寿命的对策.....	(125)
CE公司关于米斯蒂克六号锅炉延长寿命和适应两班制运行的改进建议.....	(138)
GE公司对米斯蒂克六号机延长寿命的意见.....	(142)
密苏里电力公司西勃莱电厂一号汽轮发电机组延长寿命工作项目.....	(143)
密苏里电力公司西勃莱电厂二号汽轮发电机组延长寿命工作项目.....	(148)
柏德电站设备延长寿命第一阶段研究报告的结论和附录.....	(155)
萨金·伦迪公司导则(CMPF·7)凝汽器真空装置.....	(171)
萨金·伦迪公司导则(CELE·1)厂用电系统的性能.....	(176)
萨金·伦迪公司导则(CMWT·4)补给水处理系统.....	(180)
汽轮机叶片寿命的延长.....	(189)
评估蒸汽管道寿命的逐步逼近法.....	(195)
高能管道系统的评估及寿命评定.....	(199)
电站热力管道系统剩余运行寿命的测定.....	(206)
有缝再热蒸汽管道爆破.....	(215)
无损检验在弗吉尼亚电力公司的管理前景.....	(217)
无损检验在电力公司维修策略中的作用.....	(220)
火力发电厂设备检查技术.....	(222)
用于损伤评价的无损检测新技术.....	(230)
金相检查有助于改进对锅炉寿命的估计.....	(241)
根据中心孔超声波检查结果决定汽轮机是否报废.....	(244)
电站风机表面应力的定性评定.....	(247)

哈瓦那电站燃煤机组两班制运行经验

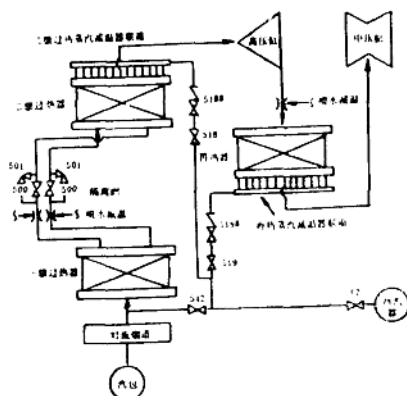
伊利诺斯电力公司哈瓦那电站

本文提供哈瓦那电站一台45万千瓦燃煤机组的经验概要,它经九年、1200多次两班制运行,负荷系数26%,等效可用率87%。该台机组属伊利诺斯电力公司所有和管理,1978年投运,是用当时七十年代中期技术水平按两班制运行设计的机组。

本文重点是介绍从启动开始到目前为止得到的有关维修经验,尤其是两班制运行对维修产生的影响和电站维修需采用的材料。

一、机组情况

哈瓦那6号机组是拔柏葛(BW)公司提供的自然循环汽包炉,额定参数为3239000磅/时、1965psig、1005°F/1005°F。五台BW公司 MPS-89 磨煤机和40只具有双调风器的煤粉燃烧器前后墙布置在分隔风箱内组成燃烧系统。幅射式锅炉启动系统可供汽机变压运行,保持较高锅炉压力,通过使用旁路和喷水系统达到双压运行(图1)。锅炉空气量靠两台西屋公司提供的送风机供给,炉膛负压靠两台美国标准公司提供的液力耦合变速引风机控制。烟气侧设备包括两台再生式空气预热器和两台Buell 环保技术公司提供的高温电除尘器。1—5号老机组作辅助蒸汽汽源供暖风器、除氧器加热和汽轮机轴封。凝结水系统经外部再生混合床除盐进行全容量凝结水精处理。锅炉给水由两台电动机驱动液力耦合器变速的Delaval公司给水泵供水。有四级低压加热器,除氧器作为第五级加热器。另有两级高压加热器。由KWU公司设计的汽轮机是单轴多缸四流再热汽轮机,具有筒型汽缸、节流调节、单阀进汽特点。发电机额定容量540兆伏安,20千伏,功率因数0.9,静子水冷,氢压60psig。



而作为快速启动的两班制运行机组，运行情况很好。

表 1 运行历史

年份	发电量(兆瓦时)	供电量(兆瓦时)	厂用电率(%)	运行小时	启动次数*			可用系数
					热态	冷态	总计	
78	828845	723045	12.8	3423	49	22	71	75.08
79	1030650	905867	12.1	3746	90	22	112	84.73
80	1406790	1252430	11.0	4748	116	41	157	83.95
81	1075460	947392	11.9	4054	73	41	114	90.72
82	756210	650457	14.0	3104	76	33	109	92.71
83	902450	756747	16.2	3807	114	38	152	94.94
84	550740	451440	18.0	2953	91	52	143	93.51
85	1045030	913002	12.6	3943	122	39	161	92.26
86	1678130	1504408	10.4	5717	111	34	145	92.12
	总计 9274405	8104788	12.6	35495	842	322	1164	86.65
	年平均 1069712	934819	12.6	4094	97	37	134	—
	月平均 89142	77901	12.6	341	8	3	11	—

* 热态—停机24小时内；冷态—停机超过24小时

三、燃料供应

综观机组的整个历史，燃料供应从西部低热值、低硫份的粉煤变为目前美国东部的高热值、低硫份煤。采用高热值、低硫份、低灰份煤对减少有关锅炉方面问题十分有效。该机组运行中很少结渣，並由于煤的特性关系，能够在调峰运行期间达到单磨稳定燃烧运行。

表 2 (略) 列出机组整个运行时期各燃料供应商所供煤的典型热值 (10736~13106Btu/磅)、灰份(5.67~15.88%)和水份(5.28~16.00%)。

四、机械方面的维修问题

1. 锅炉 统计和历史数据表明，影响美国公用电力公司可靠性的最主要原因是炉管故障。因此，在评论机组运行状况时不涉及这个范围将是不完整的。因此这里首先介绍 6 号锅炉故障的梗概。现在看来，锅炉的所有故障都与机组的两班制运行性质有关。迄今为止，还没有碰到磨蚀性故障，只是应力引起的裂纹或原先施工焊接的故障。

1983年12月锅炉末级再热器泄漏，经查明是由于焊接不良引起，可能的原因是初始按装焊接和焊接应力产生的缺陷。最初泄漏很小，没有及时检测出故障，随之产生了大的危害。当然温度的交变至少对故障可以维持的时间产生很大影响。

1985年锅炉第二次故障又发生在再热器部位。故障点是在管组导管的D型卡子处，该卡子是用来固定到前排定位管的。这故障是管子母材中的应力裂纹引起的小孔泄漏，随后引起了重大的危害，最终造成机组强迫停机。显然这次故障是活动部件之间应力造成的，引起管子母材的最后故障。

1985年8月机组对流烟道侧墙管外表故障，侧墙管在该处固定于H型横梁上。这又是管子母材的故障，管子靠固定夹固定于锅炉构架上。这次故障检测得早，未造成进一步危害，并通过外表垫板焊补而修复。以后没有再发生故障。

下一次故障在1986年6月发生在斜炉管上。中心分隔墙的水冷壁管穿过斜炉底，斜炉管在该处被弯曲并密封填实。起先是在管子靠膜片固定在分隔墙炉管上的地方产生裂纹，该点是由锅炉温度引起的两个金属膨胀不同产生的高应力点。有一些由此引起的故障，临时处理了一下，往后加以更换了。

最近一次锅炉故障发生在1987年7月，它在斜炉底与后墙水冷壁弯头处的膜片连接点上，膜片是用于封堵空气死滞区。这一泄漏是在原先焊缝中的一条小裂纹，由于检测得早未引起进一步危害，经清理重焊，目前在运行中。

以上是机组初期试运转后所发生的炉管故障简要情况。该机组现在已运行近十年。很显然所有这些问题都与两班制运行的性质有关。最为重要的是采取哪些措施可以防止今后发生故障。唯一的预测方法是采用定期综合锅炉检验，在这些检验中特别要注意结构部件和活动连接件。

两班制运行中另一个很需注意的问题是由于多次温度交变而引起的风道开裂。这台机组从省煤器到高温除尘器的风道长度超过100呎，已经发生了许多膨胀接头开裂，曾对裂缝采用焊接修复没有获得成功。最近的尝试是在运行于近650°F的膨胀节外复上一个纤维膨胀节。它包在不锈钢的双叠膨胀节外面，并留有中间空隙，绝热填充物夹在不锈钢膨胀节和纤维物之间，降低纤维物的工作温度。用作试验的材料由Raybestos Manhattan公司提供，使用至今还不到一年，还不能知道是否成功。

在锅炉本体范围，大量开裂发生在双调风器燃烧器与炉墙之间的连接上。原先燃烧器要求喉部与炉墙之间保持1"间隙。锅炉本体膨胀时，间隙消失，调风器受到压力，导致焊缝开裂。按制造厂的最新设计作了改进，采用高温填料作滑动密封环，炉墙与燃烧器可以水平方向自由膨胀。有些燃烧器比设计放大了密封间隙，但垂直方向膨胀仍存在问题，吹掉了填料，直接压在滑动密封上，引起了燃烧器喉部焊缝故障。新的修改只局限于消除了下层燃烧器开裂问题，上层燃烧器仍发生焊缝故障。调风器与燃烧器喉部的密封焊接减少了周期性变化引起的重复维修。这里仅需定期检查和维修。

炉顶密封室经常由于膨胀造成焊接故障和烟气泄漏。虽然炉顶漏烟在哈瓦那电站还不是严重问题，但已是一件麻烦的事，增加了焊接修复的停机时间和消耗更多的耐火材料。制造厂代表新近的发现为过去某些问题提供了一个理由。大多数一次过热器炉顶扇形板在初次按装时就按装不正确，这些板设计作为炉顶耐火材料和保温的底板。这错误毫无疑问造成了问题，进入的烟气温比预计的高，相应膨胀过度，使钢板扭曲、发生焊缝故障和烟气进入。

制造厂已经确认汽包锅炉的省煤器进口联箱对热疲劳特别敏感。这类故障是由于在启动时低温给水进入热的省煤器进口联箱。即使带基本负荷的机组也碰到这个问题，对两班制运行机组则更为突出。

最近两次计划停机已经完成联箱的目视检查。最近一次停机录了象供今后比较。也加装了热电偶供试验和温度变化率的分析。

已经采取的措施包括低速率锅炉进水——“涓流式给水”以限制启动时的热剧变。还可能重新确定给水控制系统应有的尺寸，以保持适当的“涓流式给水”速率，并对管路进行较

大的修改以提供再循环能力,保持省煤器进口的给水温度。

2. 风机 1986年1月引风机制造商发出通知,引风机可能对低周疲劳十分敏感,以致引起局部裂纹和扩展,如没有检测出来就会造成叶轮故障。这种情况因频繁启停和速度变化而恶化。最近一次检验风机叶轮,发现叶片焊缝已开裂。

监测方法曾有过变化,从磁粉探伤改为目视检查,现在又回到采用磁粉探伤。除振动值表明应增加检验次数外,现在每六个月必须进行一次检验。幸运的是烟气相对较清洁,因此风机振动较小。当检验或检修发现风机叶轮已接近它的使用寿命时,就要换上备用风机叶轮。

3. 阀门 阀门问题由于两班制运行而加剧。它引起热交变,每天受到加热和冷却。填料同阀座、压力密封和电动操作机构一起经受这种运行条件。

给水阀门在机组运行时工作温度在300°F以上,停用由于环境温度而受到冷却,因此对填料和压力密封泄漏尤其敏感。由于两班制运行要造成凝结水和给水系统中逆止阀阀座的损坏,故需每年检查这些阀门。

汽轮机和蒸汽系统低点疏水阀经常发生问题。启动时阀门打开,机组运行时又关闭。机组停止时这些阀门又打开,准备下一次启动疏水。该阀的出口是凝汽器真空,填料泄漏产生冷却空气进入阀内的通路,就进一步冷却阀门,产生更多收缩,漏进更多的空气,等等。这种热膨胀和收缩过程已使许多疏水阀的阀座损坏。这些疏水阀不仅是与机组热耗和运行有关的领域,而且是与维修有关的领域。

Graphoil 填料有助于减少阀门维修工作量。另一个正在研究但还未完成的解决办法是采用“活荷重”填料。

4. 汽机 1979年12月,机组发生了第一次汽轮机叶片故障,检验发现低压缸最末第二级叶片第49片叶根顶端边缘以上开裂约40毫米。后面三片叶片也受到损伤。

后来调查表明叶片裂纹表面显示了从出汽边开始产生的疲劳裂纹的迹象。

调查得出的最终结论:

1. 没有会引起这种损伤的腐蚀现象。

2. 排除谐振的原因。

3. 在叶片顶端出汽边有大量的水滴撞击引起的水潮侵蚀。正如制造商报告中所述:“水潮区明显的边界范围可导致这样的结论,叶片不是完全在水雾中工作,而可能是被背后水流全力冲击。”

检查低压缸喷水喷嘴是否正常工作,发现喷嘴处于良好状态。

制造商报告最后指出,他们确信这只是一次偶然事故,这种类型故障在这台机组上不会再次发生。

1986年11月,机组发生了第二次叶片故障,这次发生在低压缸末级叶片。这次故障实质上与第一次完全一样,需要调换四片叶片。

对故障和自1984年以来收集到的数据进行分析得出这样的结论,低压缸排汽部份喷水喷嘴是两次故障的根本原因。几种情况会导致故障:

1. 叶尖出汽侧的水潮使制造商得出这样的结论,喷水喷嘴太靠近叶片,在某一特定的速度会产生涡流,引起水滴打击最后一列叶片。

2. 四组喷嘴间隔均匀地安装在排汽外壳的端部,喷水作为激发力而均匀地喷出。

3.即使喷水装置正常工作,但喷水控制阀始终泄漏,喷嘴就一直有水。

4.制造商得出结论:15滴1毫米大小的水滴就足以产生引起裂纹的应力。

按制造商推荐作了如下修改:

1.喷水喷嘴从60°型改为30°型。

2.确保喷水隔绝阀关严,并加装了一只监视阀以检查阀门是否泄漏,每日进行检查。

3.喷水逻辑修改为只许在汽轮机达3000r/min后才可喷水。

4.增大喷嘴环的半径,将低位喷嘴的角度位置从水平向下45°改为30°,消除了喷水的均匀性。这些修改希望能消除新叶片出汽侧的水漏,但要经时间考验。

五、电气设备的维修

这台机组配有双室高温电气除尘器,它实质上是两台独立的电除尘器,烟气自省煤器出口分别通向两个完全独立的烟道。两班制运行电除尘器的首要问题是要获得适当的运行温度。至今在冷态启动的许多场合已经碰到烟气黑度问题。电除尘器达到正常运行温度后,对目前使用的燃料而言,能保持黑度在5%或以下。温度交变已引起烟道开裂和电除尘器外壳开裂,这个问题还未得到解决,需要定期检查和不断维护。在一台电除尘器的某个区域内,发生了极板扭曲问题,要引起今后注意。

机组两班制运行和启停时的小风量,结果造成灰份进入电除尘器时在烟道流速低的部位产生大量沉积。过量的灰荷重已引起电除尘外壳和灰斗结构钢之间的构架裂缝。解决的方法是安装电动的和一时的气力吹风机,把灰扰动使之再回到气流中并输送到集灰斗。使保持烟气在烟道中畅通相当成功。

最近碰到的最严重的问题是许多4kV电动机故障。表2列出机组使用期内发生的4kV电动机的故障。这些电动机的故障机理实质上大部份都是机械方面的故障。已经碰到了转子

表 2

电 动 机 故 障

故障年份	电 动 机	容量(马力)	制 造 厂
79	6A 引风机电动机	6000	Allis Chalmers
79	6B 引风机电动机	6000	Allis Chalmers
80/83	6A 冲灰水泵电动机	700	U.S.
79	6B 冲灰水泵电动机	700	U.S.
81/87	6A 凝结水泵电动机	1250	U.S.
78/79	6B 凝结水泵电动机	1250	U.S.
85	6B 一次风机电动机	1000	U.S.
86	6B 一次风机电动机	1000	U.S.
86	6B 磨煤机电动机	700	U.S.
86	6E 磨煤机电动机	700	U.S.
86	6B 杂用空气压缩机电动机	600	Reliance

鼠笼断裂, 定子端部渐开线卷松开和引线故障。其中有些故障被定期检查所发现, 其他则导致绕组或主要电气部份故障。根据以上的电动机方面的经验, 电站在购买电动机时改变了规范, 要求加强结构和机械的牢固性。为了改进转子的结构强度, 现在指定所有电动机均采用铜材做转子鼠笼。电站认为这些电动机的许多机械故障直接由于频繁地周期运行所致。对策是要对电动机制造厂的重复起动的规定给予严格的关注, 已多次发现由于制造厂的规定而不能再启动一台设备。

六、控制和仪表

1. 点火器 随着每日启动点火, 机组中最重要的设备之一是油点火器。这台机组配备40只燃烧器, 相应应有40只油点火器, 它们要求经常不断的日常维护和校正维修工作。每周必须至少一次清理点火器喷嘴。要定期检查油压和气压调节器、调换滤网和进行其他必不可少的预防性维护工作。即使有计划地进行预防性维护工作, 点火器在启动阶段还是会出现不正常, 通常在冷态启动时第一次点火总会有问题。点火装置的一个重要部分是火花装置, 从最初设计到现在, 已经经历了三次修改。原设计有一个装在变压器壳体内的火花间隙, 后来移到变压器壳体外。由于频繁故障, 这样可易于处理。装变压器和火花间隙的盒子已从原来靠近锅炉移到远离锅炉约12呎地方, 使它们能得到冷却。

原有火花塞已调换为更大的, 并改变了有关硬件, 大的火花塞与原来相比在易于调换方面有很大的改进。

最新的变压器又把火花间隙放在壳体内, 预计新的设计可消除火花间隙的故障。这些点火器频繁操作, 预测在不久将来, 需要重新制造执行机构的气缸和其他所有杆和轴。

2. 火焰检测器 具有同样重要性的是火焰检测器, 在这台机组中它同时用于检测点火火焰和主燃烧器火焰。这台机组配有Bailey 762型燃烧器管理系统。在初次启动时这个系统出现了大量问题, 已对光管和可调反光镜作了改动, 还进行了其他一些小的修改, 以使既能看到点火火焰, 又能看到主燃烧器火焰。这套设备的正常运行对在建立主燃烧器火焰之前阶段减少助燃用油量起重要作用。这些设备需要定期清理。最近碰到了过热的问题, 还未找到原因和确定对策。

3. 启动控制 两班制运行机组另一重要问题是控制装置的调整。控制装置调整与基荷机组很不相同。控制装置必须能适应很低的负荷和周期性偏离到最大负荷以及快速负荷变化, 并保持稳定。该机组变压运行, 冷态启动时靠过热器隔离阀进行双压运行(图1), 该阀供主汽压力控制, 保持恒定的锅炉压力。该阀在机组使用期内已出现许多控制和维修问题, 机组启动期间这些阀门是气动操作的。在两年不满意的控制后, 控制装置已改为电气操作, 从而改进了控制, 但由于使用条件太恶劣, 电动操作器及其硬件设备需经常维修。这些阀门除了有控制问题外, 还需经常更换垫料和进行内部检修。

未来展望 这台机组一个已知的重要问题是省煤器进口联箱裂缝的扩展。最近的检验表明, 短管与联箱联结处产生了裂缝。机组启停时, 开始给水循环, 冷水进入省煤器联箱, 热应力导致裂纹。已经观察到温度变化率超过每小时1500°F, 这显然超过了正常运行变化率。目前正进行操作试验, 以减少热应力, 延长联箱寿命。此外正在寻找其他解决办法和可以延长联箱寿命的中期检修。

另一个问题是多次温度交变引起的汽轮发电机组的寿命。该汽轮机装有汽轮机热应力评

英格兰电厂3号机组改为两班制运行

大西洋电气公司 联合工程建设公司

提要 面对油价波动和负荷变动的需要,大西洋电气公司决定把该公司的英格兰*3机组(162MW)从带基荷改为两班制运行。为此,在进行了一系列调查研究的基础上对汽轮机、锅炉作了一些改进,加装了辅助蒸汽系统和一些新系统。这些新系统包括:一个炉前清洗回路系统,其作用是使氧化腐蚀对锅炉的影响减至最小;一项使蒸汽和汽机金属温度相匹配的汽机旁路系统设计,从而大大缩短热态再启动时间;以及一台机械真空泵,当机组停役时维持凝汽器真空。将于1988年末完成的另外一些改进,包括按装蒸汽雾化燃烧器、火焰监测器以及一个分散式控制系统。本文简述了迄今为止在锅炉和汽机上所作的改进以及在机组上加装的新系统的详细内容。

概况 英格兰电厂装有三台汽轮发电机组。*1、2机组为60年代早期燃煤机组,*3机组是一台CE角式喷燃、自然循环,中间再热,平衡通风的燃油锅炉,设计主蒸汽最大连续蒸发量为1,260,000磅/时,过热和再热蒸汽温度为1005°F,其汽压分别为19.40psig(磅/时²表压)和524psig,机组点火用油为2号油,正常运行时用6号油。

估仪,它在机组上连续使用,以降低汽轮机热应力水平。由于第一次大检查尚未完成,机组频繁周期性运行造成的影响还不知道。由于另一台机组在建设,出于财政原因,已经多次拖延了大检查。目前计划在1988年春进行汽轮机大检查。经过检查,汽轮机两班制运行受到的影响会更清楚。此外,该检查会更好提供汽水品质控制的性能。在两班制运行中一直在注意保持良好水质。

另一需要继续关心的问题是频繁温度交变对锅炉所有部件的影响。对锅炉有关的问题即使采用现代方法还是难于确定。多年故障表明温度和应力交变仍将是锅炉故障的主要原因,还没有理由认为这种趋势会有所改变。如前所述,锅炉不结渣,因此,对锅炉故障而言,磨蚀不会是主要问题。锅炉连接部份和支撑点越来越对炉管泄漏起着重要的影响。如前所述,过热器隔离阀(*500和*501)是目前控制和维修问题的根子,由于这些阀门和控制装置不可靠,这些阀门仅在冷态启动时使用,提供温度匹配和压力控制。正在寻找更好的控制方法和更可靠的阀门。

七、结束语

机组的两班制运行已经提出了一些特殊的维修问题。然而还没有对整台机组可用率有很大影响的问题。这些经验表明,只要设计合理,运行恰当,两班制运行的燃煤机组可以在整个发电系统中成为一个能充分发挥作用的可靠的组成部分。

资料来源:1987年美国电力研究协会火电机组调峰会议

姚子龙译 王一鸣校

汽轮发电机组系通用电气公司的纵向布置、一次再热、双流机组，在背压为1½吋汞柱和进汽参数1800psig和1000°F/1000°F时，保证发电出力为162MW。汽机排汽至一台双流凝汽器，其冷却水来自一台自然通风冷却塔。一台全容量凝给水泵(另一台备用)将凝汽器热井中凝结水抽出并泵送经射气抽气器、密封汽凝汽器、复合式1、2号低压加热器，然后至除氧器。两台半容量的锅炉电动给水泵将除氧器水箱的水泵送经三级高压给水加热器而至省煤器进口。*3机组原设计为带基本负荷的机组，于1974年投入商业运行。

介绍 大西洋电气公司进行了某些研究以验证矿物燃料机组改为两班制运行的必要性。这些研究考虑了容量配合、核电站的可用率、输电限制、燃料价格以及发电综合成本。这些研究也考虑到地区系统设想、系统经济性、未来运行情况预测以及包括由带基本负荷改为两班制运行的投资费用。

在非峰值负荷时(晚间和周末)，由于有充裕的核电和煤电可用，投用昂贵的油电是不适当的。然而，由于在顶峰负荷时核电和煤电的不足，仍然需用油电机组。电网输送上的限制以及地区系统出力也涉及到油电机组的投用。基于这些因素，现有带基本负荷的油机必须采用两班制运行方式。当系统需电处于低谷时，燃油机组必须处于低负荷运行或是停机以适应系统调度的需要。

曾选择了两台机组作为可能进行两班制运行的候选机组：英格兰发电厂的3*机组和深水发电厂的1*机组。对这些机组而言，因实行两班制运行可以节约的生产费用，经采用生产成本模型和负荷预测进行了核算。在结束工程研究后，对因两班制运行所需的改造投资也进行了核定。从成本比较和技术合理的考虑出发，英格兰发电厂的*3机组被选用作为两班制运行机组。

为了确定将机组改为两班制运行所需的设计改造，曾经进行了一系列工程研究和现场试验。两班制运行的定义为每日开停机运行(全年达200次)并具有负荷跟踪能力。

要达到的主要目标是：

(1) 安全可靠地两班制运行达25年；(2) 对部件寿命的影响最小；(3) 维修工作量最少；(4) 改善机组起动时间。

本文论述了迄今为达到这些目标所完成的系统和设备方面的改造。

锅炉改造 对锅炉的试验、检查和研究表明，近期对承压部件不需立即作出改动。不管怎样，为评定蠕胀和两班制的影响，需要对高温过热器、再热器和一级过热器联箱进行检查。为此，进行了无损检验以建立这些联箱的基本数据。此外，还评估了对省煤器进水联箱的周期性进水影响和热疲劳影响。设计并安装了省煤器再循环系统以防止起动时省煤器煮干。此系统也减少了省煤器进口联箱和管束的热不稳定现象，同时，由于在汽包和省煤器进口间建立了自然循环，从而使汽包水位波动减至最小限度。

目前机组装有机械雾化油枪、点火器以及紫外线火焰监测器。燃油装置共三层，每层4根油枪。底层也考虑了2号燃油用于锅炉暖炉。现有燃烧器管理系统系继电逻辑型，所以常易发生维修问题。此外，起动时在控制室不能确定锅炉跳闸原因，引起了延迟，这在每天进行两班制运行时，将是不能允许的。

1988年将作出改造以进一步增进锅炉两班制运行的能力。

汽机改造 对汽轮发电机进行两班制运行评定时，考虑了所规定的两班制运行准则、该汽轮发电机的使用历史和设计以及同类型机组的生产经验。

虽然这台汽轮发电机在原设计时已考虑了为可靠地两班制运行所必需的许多性能,但评估认为高低压缸转子轴向间隙和内部密封径向间隙要放大。为减少热应力集中要对转子进行加工,所有叶轮根部、平衡盘和凸肩部分圆角处均经抛光。此外,发电机转子用硬铜线圈重绕,它比软铜线圈有较低的热胀系数。

其他设备改造 除了锅炉和汽轮机的改进以外,还从运行方便和设备对两班制反应的角度出发,对电厂其他系统就两班制运行的影响加以分析研究。已进行的主要研究包括:变压运行、控制要求、给水和炉水化学处理、凝汽器改造、辅助蒸汽系统改进、汽机进水保护以及为减少热态再启动时间而使主蒸汽温度与汽缸金属温度相匹配的方法。其他几项研究还涉及电气设备、加热器排气和疏水、空气预热器、风道胀缩接、蒸汽暖风器和高能管道。

此外,对电厂所有可能因两班制运行而受影响的部件进行了全面检查,并研究了将来进行监测和评估的检查程序。

根据上述研究结果,电厂完成的一系列改进包括:

- 安装炉前清洗系统使对给水系统和锅炉部件的氧腐蚀影响减至最小程度;
- 安装后部回路排汽系统使汽温与汽缸金属温度相匹配从而缩短热态启动时间;
- 安装凝汽器真空泵和辅助冷却水源使机组停用时维持凝汽器真空;
- 改进辅助蒸汽系统以向汽机密封和除氧器供汽。

炉前清洗系统 炉前清洗系统的主要作用在于锅炉启动时使水在进入锅炉前从给水系统中去除氧和腐蚀产物。机组起停时,给水系统漏入的氧有较大增加。所以,当机组周期地启停时,系统中氧的渗入将随启动次数和停用时间而增加,这将导致炉管损坏增加,使更多的凝结水和给水系统中的腐蚀产物带入锅炉从而影响锅炉的可靠性并要求进行更多的化学清洗。在机组短期停用时,为使给水和凝结水系统中的溶解氧水平维持最低,要维持凝汽器真空,除氧器要通入封闭蒸汽加以覆盖,汽机密封处要通入辅助蒸汽。

炉前清洗系统使凝给水和给水系统中直至省煤器进口前的全部水进行再循环、清洗和除氧。在现有除氧器以及凝汽器较小程度上从凝水中除去溶解氧的同时,新装的凝水精处理装置进行除盐并除去腐蚀产物。如图1所示,精处理装置装在蒸汽抽气器和密封汽凝汽器之间,与凝水系统相连。[#]6加热器顶部出口和凝汽器之间的再循环管道使锅炉给水系统和凝结水系统联接起来成为炉前清洗回路。就在机组启动前,投入炉前清洗系统,而当所需的水的化学性能达到标准时即停用。

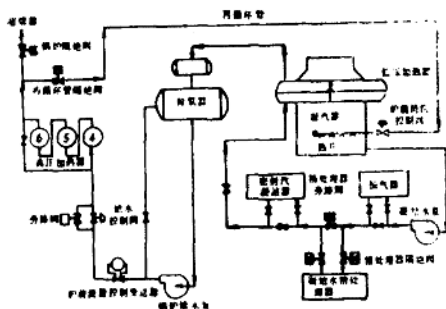


图1 炉前清洗系统

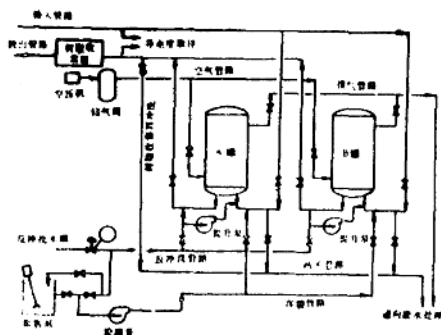


图2 凝水精处理系统

炉前清洗系统设计是以最大连续流量(630GPM)的25%作为正常运行流量。这样,在给水处理系统中其流速为2呎/秒。根据运行经验,2呎/秒是将腐蚀产物输出加热器所需的最低速度。此外,该系统还按最大清洗流量为37% MCR (正常流量的1.5倍)设计,以便当凝水和给水化学品质远较正常情况为差时,可加快清洗速率。

将蒸汽输入除氧器提高给水温度以有效地除氧。但由于炉前清洗系统要求有一定的流量,输入除氧器的可用蒸汽量不足以保持其正压运行。所以,为防止空气进入除氧器,在进行炉前清洗时必须将排气通向凝汽器。而当机组正常运行时,除氧器排气通大气。

凝水精处理装置是一台采用纤维和粉状树脂的混合覆盖物的粉状树脂过滤除盐设备。这里对采用粉状树脂和深层混床两种除盐装置都进行过考虑。还考虑了所有各种因素如设备和按装费用、所需场地、过程性能和运行灵活性等。由于炉前清洗系统除了要求进行离子交换外,同时强调要去除颗粒,所以选用了粉状树脂系统。其处理系统简图如图2所示。

后部回路排汽系统 后部回路排汽系统的作用在于当热态起动时使进入汽缸前的汽温与汽缸金属温度相匹配。该系统的设计是当起动时,用后包覆出口联箱的抽汽来控制汽包汽压上升和过热器最后汽温。由于采用后部回路排汽系统控制汽压上升,锅炉就能在所确定的运行限制条件下,在最大可能的燃烧速率下运行。用这种方式控制过热器出口汽温就可获得最高汽温,就可能使其在最短时间内适应汽缸金属温度。在两班制运行机组中采用这一系统是重要的,因为它能在热态再起动时减少汽机中热疲劳应力并缩短起动时间。

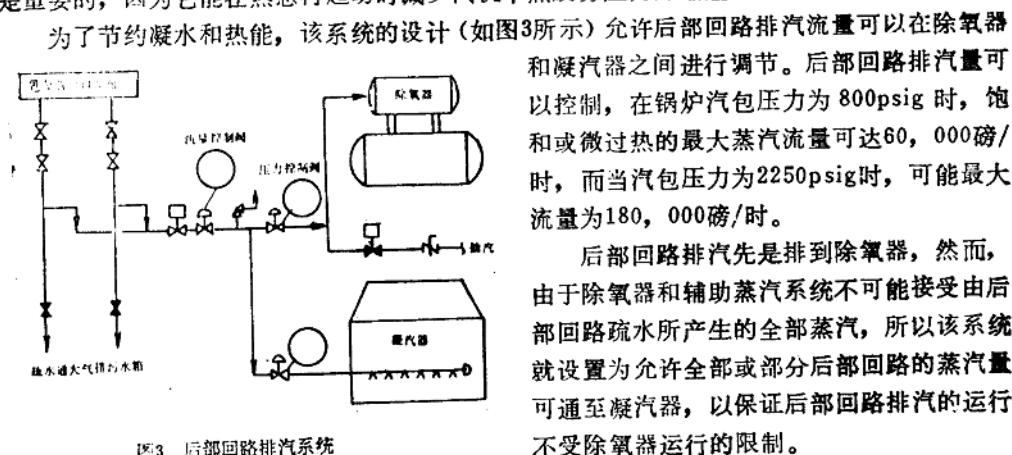


图3 后部回路排汽系统

为了节约凝水和热能,该系统的设计(如图3所示)允许后部回路排汽流量可以在除氧器和凝汽器之间进行调节。后部回路排汽量可以控制,在锅炉汽包压力为800psig时,饱和或微过热的最大蒸汽流量可达60,000磅/时,而当汽包压力为2250psig时,可能最大流量为180,000磅/时。

后部回路排汽先是排到除氧器,然而,由于除氧器和辅助蒸汽系统不可能接受由后部回路疏水所产生的全部蒸汽,所以该系统就设置为允许全部或部分后部回路的蒸汽量可通至凝汽器,以保证后部回路排汽的运行不受除氧器运行的限制。

后部回路排汽系统的运行完全由装于主控制室的仪表和遥控来实现。用手动开关闭电启动操作闸阀来启停该系统。由手动负荷调节站操作流量控制阀来调节流量。用抽汽流量作为控制压力上升以及过热器出口汽温的手段以适应汽缸金属温度。燃烧速率则由限制炉膛出口烟温不大于1000°F来控制。

压力控制阀自动调节排汽以维持除氧器压力为70psig。当来汽背压增至300psig以上时,凝汽器蒸汽闸板控制阀打开,使全部过量蒸汽排入凝汽器,而当阀前压力降至300psig以下时,该阀将自动关闭,而不管什么时候当系统闸阀关闭时,该阀也将自动关闭。当阀后压力升高(稍低于安全阀整定值)或当系统闸阀关闭时,系统流量控制阀自动关闭。

系统手动控制闸阀具有联锁,使当阀前锅炉压力大于1200psig或当通除氧器的3号点抽汽闸阀处于“开启”位置时不会开启。

凝汽器真空系统 在两班制运行时,当机组停役时为了尽可能降低热井中凝结水溶解氧,凝汽器要维持真空。这一措施不仅有助于防止凝水和给水系统中腐蚀产物的形成,而且由于在起动前不需要使凝汽器压力降至运行时真空度而缩短了起动时间。为了防止从汽机密封处漏入空气,由电厂辅助蒸汽系统供给密封蒸汽。图4为凝汽器真空系统图。为维持凝汽器真空,选用机械真空泵较选用蒸汽射汽抽气器更为有效。真空泵的容量可按机组停役后在现场试验和测量凝汽器中真空下降速率来确定。真空泵的设计值要求在停用期间能维持6吋汞柱。为了使该泵在长期停用后开始起动时能很快建立真空,其容量应较大,并足以保持其真空。这种布置排除了采用现有蒸汽射汽抽气器来保持真空的需要。

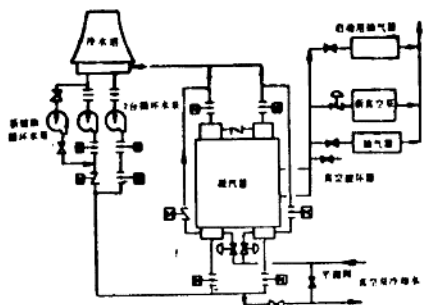


图4 凝汽器真空系统

停用期间凝汽器和真空泵所需冷却水是极小的。为了节能在泵房中按装一台小型辅助循环水泵供给必需的水量。停用时就用这台泵,可不必启用大型循环水泵。

辅助蒸汽系统的改进 由于两班制运行的需要,蒸汽在机组停用期内有各种用途,还需要供给炉前清洗回路,而这在以前带基本负荷时,这两种情况都不存在。

在停用时,从*1、2机组可供高达11,900磅/时的辅助蒸汽。如前所述,*3机组要有蒸汽作覆盖除氧器和保持汽机密封用。

在炉前清洗时,除氧器是辅助蒸汽的最大用户,它将加热25~37%最大连续出力的凝结水量,使其从凝汽器热井中的140°F加热至除氧所需的195°F。在此期间,蒸汽还需供汽机密封用。

在机组启动时,辅助蒸汽系统还将供燃油喷嘴作为雾化蒸汽用。此时,可将来自*1、2机组的过热蒸汽调整到所需参数。在机械真空泵不能工作的情况下,也可以采用由本系统的蒸汽供射汽抽气器用。

主蒸汽和热再热管道系统的评估 对主蒸汽管和热再热管系统曾进行数次检查以获得基本数据并评定其对两班制运行的适用性。对这些高温系统还进行了无损检验和管道支吊架分析。

按25年每年200次考虑,电厂在此期间将经受5000次开停启。假定自该机组投运后,电厂已承受了不大于200次的两班制运行,那末对机组预期寿命来说,其总的预期两班制运行将少于5200次。蠕胀会加剧热疲劳的作用,因而导致管道系统预期寿命会低于按ANSI B31.1规范所计算的周期数。

曾经研究了一种对蠕胀疲劳的评估方法并用以评价主蒸汽管和热再热管系统。评估结果是该系统可用于两班制运行,但热再热管系统的一只弯头除外。将对该弯头定期进行检查并监测其状态。

今后工作 在1938年将另外进行一些改进,这将进一步增进机组两班制运行的能力。这些改进包括:用一套分散控制系统(DCS)更换现有的气/电复合锅炉控制系统和继电器型燃烧器控制系统;用一台CRT装置更换锅炉控制盘以及更换燃烧器、点火器和火焰监视器以尽可能减少机组起动时间和操作人员的参预。一个事件监视程序将包括在DCS中以有助

米斯蒂克电站4、5、6号机组两班制运行经验

波士顿爱迪生电力公司

1.前言 随着更多的新机组投入运行,许多电力公司已经意识到由该公司效率较低的旧机组发送到输电系统中去的电量注定要受到限制。波士顿爱迪生(BE)电力公司米斯蒂克电厂*4、5、6机组平均已运行了26年,是公司所属火电厂中效率最低的机组。由于需要,它们都被降级作调峰即两班制运行。

本文着重介绍把米斯蒂克*4、5、6机组专门用作调峰来解决本公司新老机组之间的负荷分配问题。按时间顺序介绍的许多实际情况,不仅包括运行经验,而且包括为电力系统安全、经济发电所必需的电站设备的现代化和维修而作的各种努力。预计最近负荷会增长,这就要求特别强调继续使用旧机组,以替代新机组。公司已经完成了延长现有机组寿命并改善其可用率和热效率的方案。

2. BE公司简介 BE公司在600平方英里的范围内向40个城镇的595,000个用户供电。95%以上的电力由共有七台发电设备的三个发电厂提供。此外,五个燃气轮机电站在高峰负荷时发电。高峰时,内部电网的发电总容量为2,861MW,外加合资电厂提供的合同容量41⁴ MW。公司的运行由马萨诸塞公用事业部(DPU)进行管理。每台机组每天和每小时的发电量在新英格兰电力交换局(NEPEX)——新英格兰电力联营公司的一个附属机构的总方针指导下,通过经济负荷分配由罗德岛、东马萨诸塞和佛蒙特能源控制中心(REMVEC)加以确定。

3.米斯蒂克*4、5、6机组概况 *4机组于1957年投运,*5和*6分别于1959年和1961年投运。每台机组的锅炉、汽轮机和辅助设备都相同。锅炉是燃烧工程公司的强迫循环、燃煤或燃油的汽包炉、蒸发量935,000磅/时,参数为1940psig和1000°F。燃烧室由一组垂直的中间水冷壁管分隔开,共有24只燃烧器,分三层分布在所有角上进行切向燃烧。锅炉附属设备包括送风机、引风机、空气预热器和锅炉循环泵。

所有三台汽轮机都是通用电气公司生产的凝汽式、串列多缸、三排汽的中间再热机组。3600r/min、1000°F再热温度,额定功率为145MW。氢冷发电机的额定输出功率为183.8 MVA,出口端电压为18,000V。

4.调峰的到来 对于BE公司来说,机组的调峰,不是一个新经验。现已退役的米斯蒂克*1、2、3机组,在五十年代后期安装好*4、5、6新机组以后就已开始调峰运行。对本文而

于在点火和燃烧器熄火时为操作人员提供对燃烧器系统的判断能力,以帮助确定起动失败的原因。在DCS中还将包括汽机应力分析仪,后者与锅炉控制系统结合,可使汽轮机起动时和负荷变动时转子应力的增加减至最小。此外,机组性能监视系统将考虑和DCS结合起来。

资料来源:1987年美国电力研究协会火电机组调峰会议

朱兆富译 王一鸣校

言,“调峰”一词指的是两班制运行,即机组在夜间停役,锅炉压火,第二天早晨再启动。在新波士顿*1、2机组建设时期(65年和67年),米斯蒂克*4、5、6机组于1965年已有限制地实现了这种两班制运行方式。

1972年Pilgrim核电站开始运行,结果造成米斯蒂克*1、2、3机组极少运行而*4、5、6机组则由REMVEC决定仅在需要时投入运行。米斯蒂克*7机组于1975年投运,*1、2、3机组同时退役,造成*4、5、6机组利用率较低,Edgar*4、5、6机组作调峰运行,1978年Edgar*4、5、6机组最终也退役了。因为电力供需有了变化,即可以调度其它更经济的机组来满足联营电网的需要,所以在七十年代后期和八十年代初期米斯蒂克*4、5、6机组出现了利用率较低的情况。

在公司系统中,米斯蒂克*4、5、6机组的调峰历史最长。如前所述,1965年这些机组开始进行调峰运行,但次数不多。从1965年到1970年,机组继续进行调峰运行,从次数不多到逐步增加调峰次数。在七十年代初期,调峰次数显著增加,即使不是每天调峰,也成为经常性的运行方式了。到七十年代中期,代之以热备用或冷备用方式。从七十年代后期开始,持续到目前,这些机组再次承担调峰任务。

5. 运行问题 在机组开始调峰后,发生了许多问题。最严重和代价最高的是调峰影响了锅炉的受压部件。水冷壁管和省煤器管的泄漏与事故都显著增加。所有一级和二级过热器及再热器都加速恶化,过热器及再热器管束开始弯曲。在七十年代中期到后期,调换或重新校直了水冷壁、省煤器、过热器及再热器管。燃烧室中间隔墙管的泄漏和事故次数特别多。与调峰运行以前锅炉只在维修或强迫停用时停炉相比较,现在锅炉每天要经受一次充分的膨胀和收缩(5~6吋)。这个事实肯定会对以上这些问题产生影响。而且,锅炉每天停炉和启动时受热分配不均和可能存在的过度燃烧都会引起压力和温度升得太快,这样就会造成水冷壁、过热器及再热器管的泄漏问题。

当机组在夜间停下时,给水温度下降,而溶解氧上升。在除氧器水箱内维持适当的溶解氧含量将变得很困难。把蒸汽直接喷到除氧器水箱以维持温度并缓和此问题。然而,这只能解决一部分问题,因为在启动阶段除氧器本身也会发生问题。如除气盘常常移位,有时还会在除氧器水箱内竖立起来。

调峰开始后,过热器及再热器管壁剥落增加。这样反过来使汽机增加了固体颗粒磨蚀,对汽机运行和可靠性产生了某些影响,因为在整个七十年代,汽机维修增加了。

调峰开始后,对电站阀门的运行也有不良影响。隔绝阀、调节阀和减压阀的运行都出现问题,不是卡塞就是根本不能运行。有时候,解决阀门的运行问题变为电站运行人员的日常工作了。夜间停役及随后的温度下降影响了密封垫、填料、润滑油特性、气控管路和部件的对准。

当机组调峰时,燃油系统也存在问题。运行人员在点燃点火器和维持点火器火焰时发生困难。主燃烧器偶尔需手操点燃。主燃烧器堵塞并不得不清理比调峰前更加频繁。当机组夜间停用所有燃烧器退出运行时,留在管路中的燃油以及点火器和燃烧器内的剩油会冷却下来、变稠并阻塞设备,使重新启动发生困难。点火时发生的问题也会不时使燃油泵出口管路上的安全阀起座。

每天监视汽机金属温度和主蒸汽温度的匹配。但在调峰运行时,有时会在汽机上存在一些热应力。在早晨启动时,主蒸汽通过汽机时的参数大约为600psig和750°F,而汽机内部金属温度仍保持在850°F,这100°F温差是制造厂的最大限额,引起迅速和不均匀收缩。汽

机控制设备包括马达、阀门、填料、联动装置和限位开关受到加速磨损。整个机组的磨损和裂开程度发现直接与偏离最佳运行参数的次数和数值成正比。

6.大修和补救方法 以下是*4、5、6机组在1970~1985年停用期间所做主要工作的综述。公司所以要做这些工作除由于机组老化以外,还有调峰的原因。这段时期被分为1970~1974、1975~1979和1980~1985三个阶段。维修工作又被分为所有三台机组的共同项目和每台机组的特殊项目。

1970~1974年,共同项目——完成了所有电站设备的全面检查和维修,加上锅炉部份水冷壁管的更新工作。省煤器管鳍片端头作了斜切,以避免管子裂纹事故。公司认为是调峰加速了这些事故。

*5机组——大修了所有燃烧器和重新对准一级过热器管。更新了高、低温过热器及再热器管。

1975~1979年,共同项目——在1974及1976年之间,将每台机组的控制装置都集中在一个新的单独控制室内,目的是减少运行人员和改进运行。在停机改为集中控制时,汽机改成能使它们参加调峰运行。这些改进包括转子轴与轮缘接合处以及汽封台阶处的内圆角半径的重新设计。这样能消除转子在该部位的截面的突然变化,改善转子性能,使它能长期参加调峰运行。在启动和停用时必须操作的所有汽机阀门都装上了电动操作机构。那些配上电动操作机构的阀门包括但不限于泄放阀、旁路阀、截止阀和遮断阀。汽机监视仪表用有最新技术成就的新装置进行更换。在汽机金属内再装了其它热电偶,以监视暖机温度并防止在启动过程中发生水冲击。

如同更换再热器和过热器管一样,许多锅炉水冷壁管也进行了更换。所有三台省煤器都更换了。检查了所有的锅炉汽鼓,对下汽鼓上发现的裂纹进行了修理。三台凝汽器的空气抽出区调换了高材质的管子。安装了新的锅炉循环泵。

*4机组——汽机更换了许多叶片和喷嘴,安装了新的推力轴承。

1980~1985年——共同项目,汽机高压、中压和低压段作了内部检查。汽轮机及发电机转子的中心孔作了超声波检查。许多级叶片及喷嘴进行更新或调换。对防水冲蚀装置、喷嘴组、隔板和隔板间壁进行了修理。轴封调新。还检查和修理了所有截止阀、遮断阀和调节阀。

锅炉——修理或调换了过热器减温器的三通,更新了空气预热器篦篮。

*4机组——修补水冷壁管泄漏,调换全部燃烧器,并调换一级过热器的上排管束。修理汽鼓和安装一台新排污水箱。更新自八级及十一级抽汽的给水加热器。对送风机、引风机和除氧器进行了无损探伤检验。修理了一级过热器出口联箱上管接头的焊口。

*5机组——安装了一级过热器的热电偶并重新固定一级过热器。修理锅炉水冷壁管上许多补焊垫板并调换再热器。更换自第八、十一和十六级抽汽的加热器并调换了凝汽器管子。

*6机组——为维修设备并配合检查和研究,在八十年代早期的一段时间里,这台机组未投运。得到的资料用在目前正在开展的延长设备寿命的研究工作上。对汽机汽缸进行了无损检验,调新上部水冷壁管和再热器管,调换自第八级和第十一级抽汽的给水加热器,修理汽鼓和除氧器并调换了凝汽器管子。

7.化学监督方面的考虑事项 BE公司历史上曾应用高度缓冲的炉水处理,并成功地通过控制给水pH值和造成还原性环境进行给水处理。由于采用高度缓冲处理方法,在炉水