

低压缸零出力风险防控 及改造工程经验总结

北极星2019火电灵活性深度调峰暨智慧火电转型培训班

西安热工研究院有限公司
西安西热节能技术有限公司
2019年12月于西安

低压缸零出力风险防控及改造工程经验总结

目录

一、低压缸零出力安全风险点

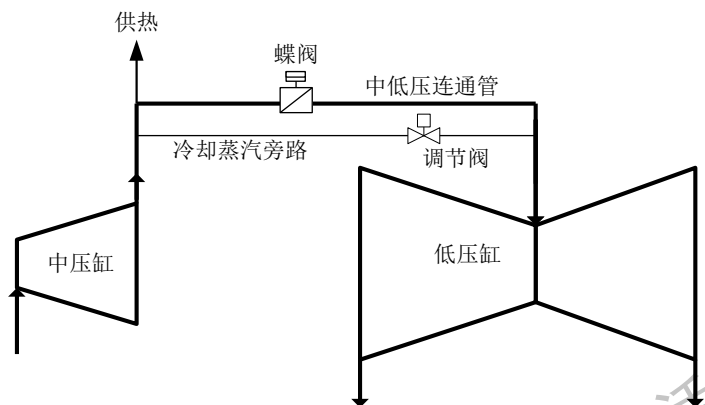
二、数值分析

三、动应力试验

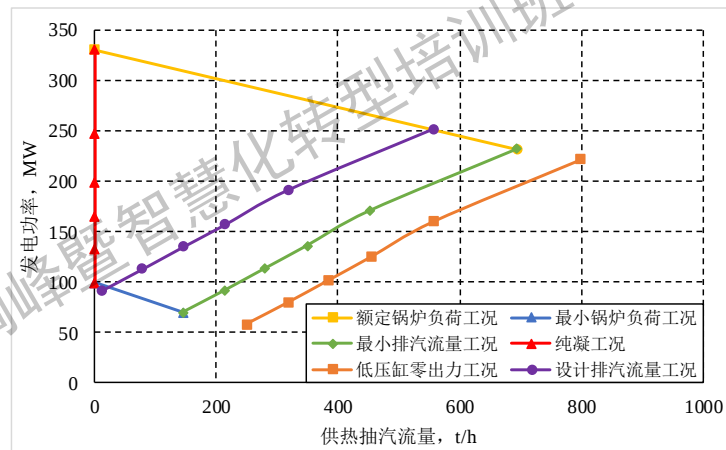
四、已完成项目情况

五、经验教训

技术原理



低压缸零出力供热改造方案原则性系统图



改造后热-电特性图

以全面安全评估为基础，进行集成化技术改造，采取一系列的安全措施，将原进入低压缸的蒸汽用于供热，实现汽轮机低压缸零出力运行，机组发电出力显著减小，供热能力大幅提升。供热需求量较低时，机组切换到原运行模式机组，发电出力恢复。

对现役机组通过技术创新与集成，研究出一整套不更换低压转子实现零出力的改造技术，应用于实际改造并能保证安全运行，最终形成一套能够提升供热机组供热能力、运行灵活性、降低热-电耦合程度的低压缸零出力改造的技术成果及方法。

低压通流区域安全性校核



➤ 小容积流量运行时原设计流场被破坏，末级叶片沿叶高的热力参数将重新分布。气流通过次末级、末级时将无法推动叶片做功，在叶片旋转扇动作用下，以**鼓风态**通过叶栅通道，这将使气流温度升高引起**气缸升温变形**，从而导致机组转静中心线偏离，引起振动隐患。

➤ 小容积流量工况下，动叶根部区域由于汽流脱离所造成的涡流，在大负攻角流动冲击下将进一步在叶片内弧表面形成**大尺度非稳定分离振荡涡**，即失速现象，这激发了叶片的自激振动，当自激振动落入共振区时会使叶片的**动应力突增**。

➤ 机组偏离设计工况低负荷运行时使汽轮机末级叶片长时间处于湿蒸汽条件下工作。而随着大型汽轮机的发展，末级叶片不断增长，其叶顶的线速度不断提高，这使湿蒸汽对末级叶片顶端部分的**水蚀水涮**更为严重。

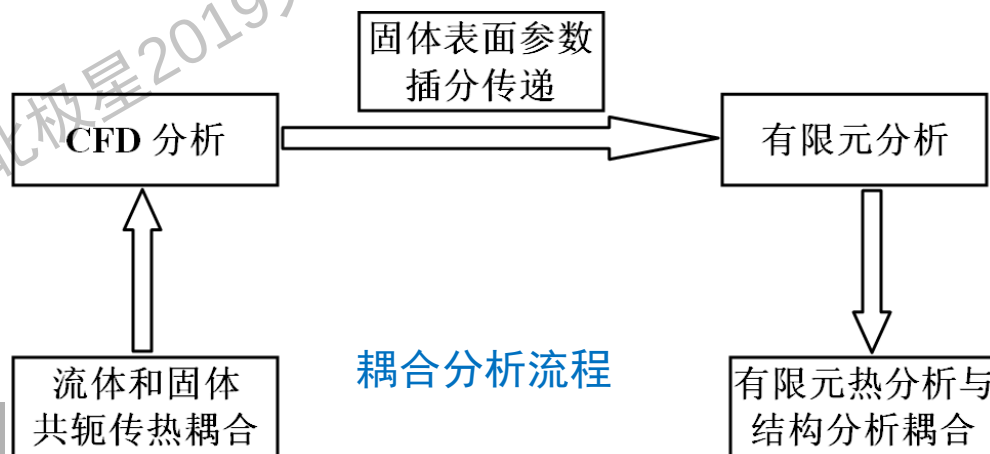


低压通流区域安全性校核-技术路线

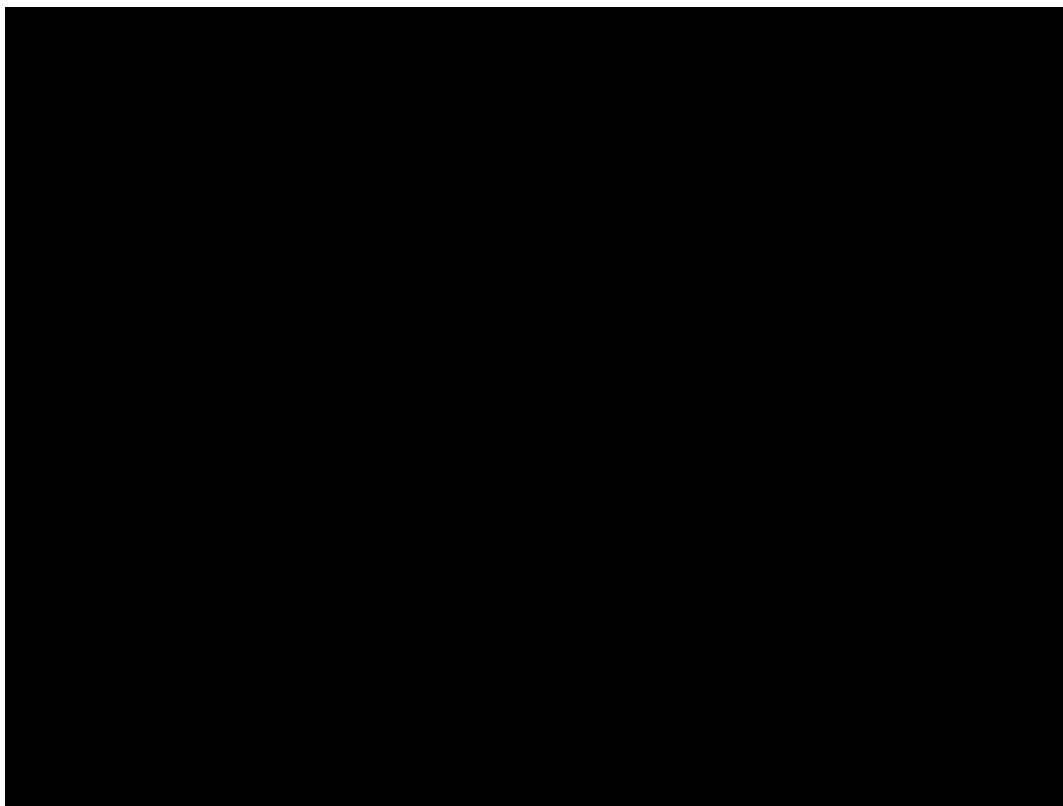
小容积流量 面临的 安全性问题

- 通过先进的**全三维CFD**流动仿真技术，对末级鼓风温升现象进行评估，找出鼓风高温区位置，确定鼓风临界流量。

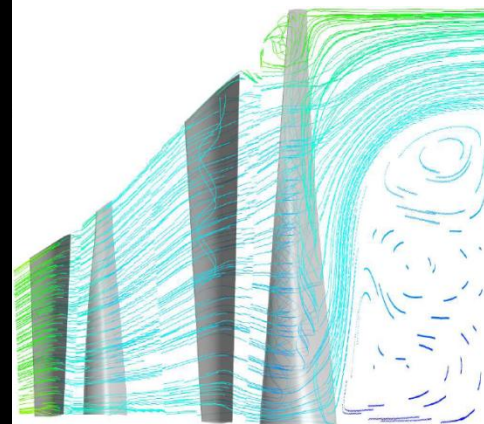
- 基于三维CFD非稳态流动分析计算技术，通过多物理场数据传递，耦合**有限元分析**计算分析，通过非稳态流场计算捕捉大尺度非稳定分离振荡涡，加载至固体叶片有限元模型得到叶片动应力，评估叶片安全。



颤振风险



转型培训班 大桥 被风吹断



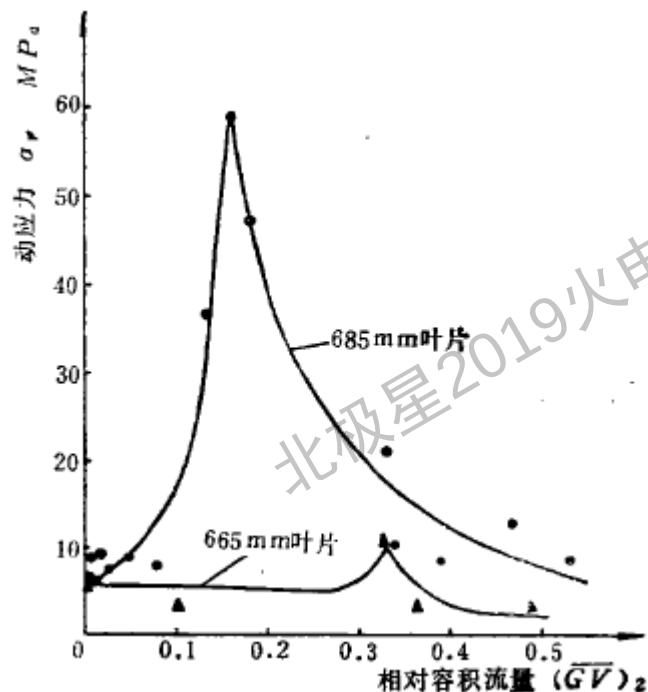
10%流量工况下的末两级子午面流场

颤振风险

大桥 被风吹断

不均匀的流场中，叶片如有微弱的初始振动时，就会不断地从汽流中吸取能量，当能量足够大时，便导致叶片振动增大，即颤振发作。每台机组的风险点是不同的，切不可只知其一，不知其二，盲目套用！！！！

10MPa的交替应力，也是危险的！



另一種情況是 12 800 瓩 前置式反動汽輪機，當它在無蒸汽方式運行大約兩小時後，即發生了嚴重的事故。使汽輪機組長期不能工作，通汽部分全部損壞。

但是很多試驗結果證明，容量在 5000 瓩以下的(單缸衝動式機組)無蒸汽方式運行是完全可以允許的。

因而根據汽輪機在無蒸汽方式下運行時溫度條件的分析和試驗資料的研究，得出以下結論：僅是容量不大(6000 瓩以下)而且是單缸的汽輪機組在無蒸汽方式下運行才會安全可靠。

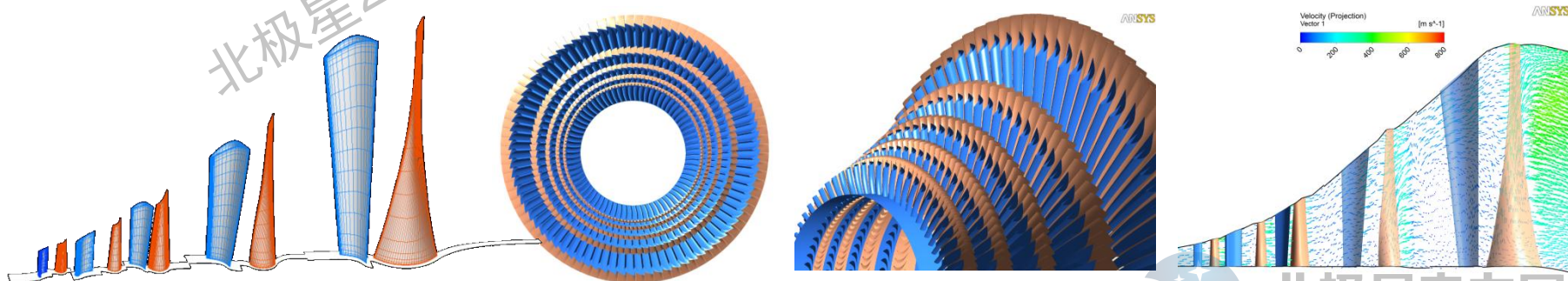
大容量的汽輪機以及比 6000 瓩小的雙缸式三缸式的機組，在無蒸汽方式下運行是不安全的。按照 1946 年 9 月反事故通報第 33 號的規定，禁止這類機組在無蒸汽方式下運行。

安全分析

构建了基于多物理场耦合计算的低压缸极小流量计算模型，获得低压缸零出力状态下流动特性，掌握了叶片动应力的分布规律，确定了极小流量的安全范围，并给出了规避风险的技术要求。

1) 基于CFD分析方法对低压全通流区域开展定常流动计算分析，迭代计算多种小容积流量下末级及次末级通流区域鼓风态热流多元物理场，获得末级及次末级叶片进出口边界条件；并总结影响末级及次末级鼓风温升的主要因素。

2) 在以上常CFD流动计算边界的基础上，对低压缸末级及次末级通流级开展非定常流动分析，得出了不同动静叶片时空位置下动叶表面压力场。最后建立末级叶片的有限元模型，基于高精度差分拟合方法将流场定常计算获得的叶片表面压力转化为有限元分析模型各个节点的压力，分别计算设计工况和低负荷工况下低压末级叶片的蒸汽弯应力以及振动应力。最终对末级叶片的安全性进行了评估。



安全分析

采用有限元方法建立末级长叶片的振动方程，

$$M\ddot{X}(t) + C\dot{X}(t) + KX(t) = F(t)$$

式中： **M**——质量矩阵；

K——刚度矩阵；

C——阻尼矩阵；

X(t)——振动响应；

F(t)——汽流力。

低压缸单侧进汽流量 8.7t/h 时，分析在汽流力作用下末级叶片一个振动周期 10 个时刻的变形量。在 3/4 叶高出汽边附近叶片的变形量最大，约为 0.0097mm。

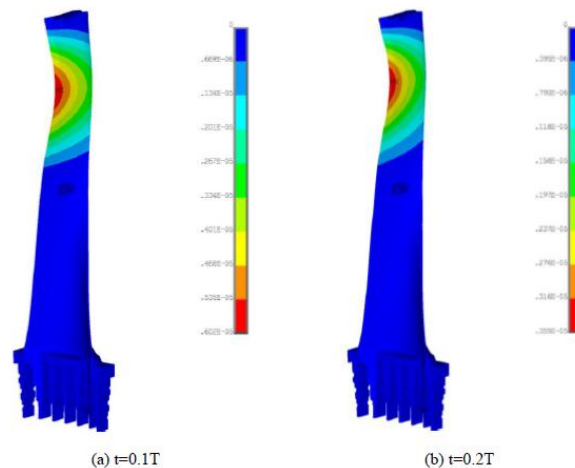
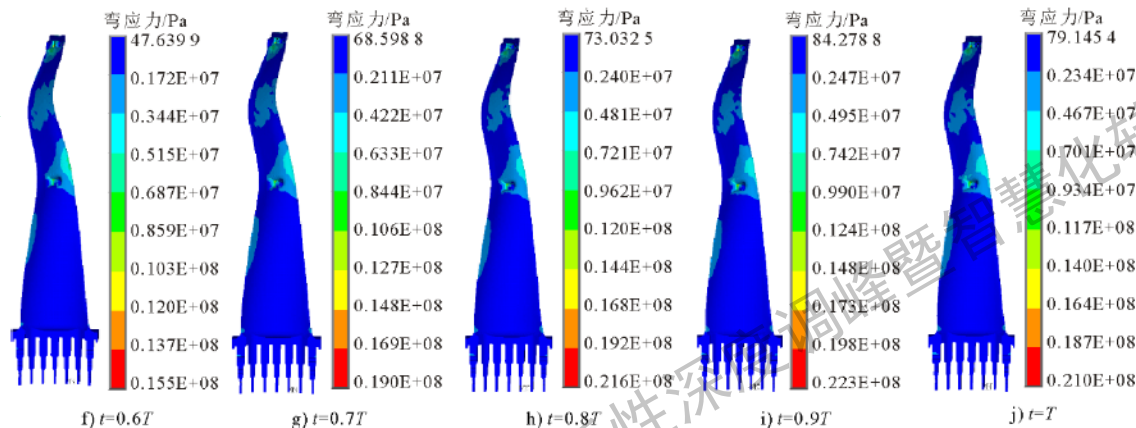


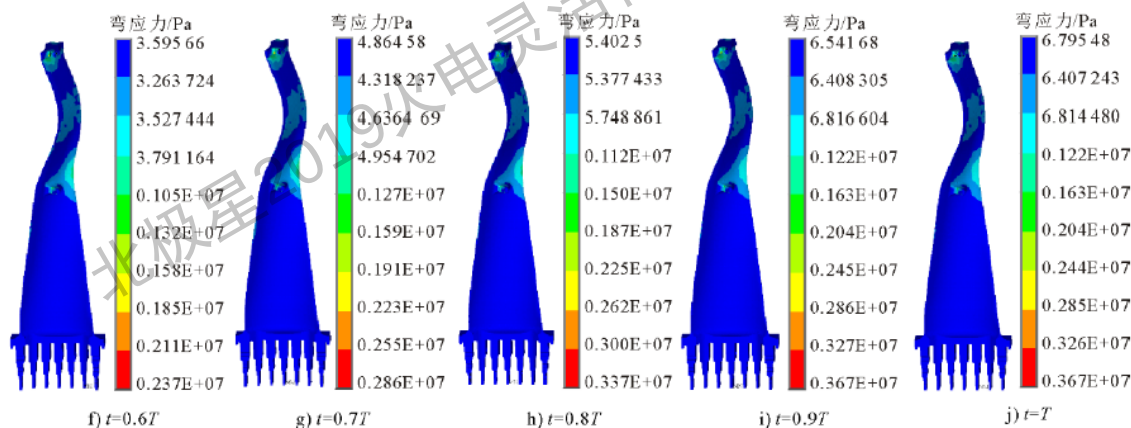
图 5-1 一个周期不同时刻叶片的蒸汽弯应力

某300MW机组末级长叶片动应力校核

低压缸
进汽
600t/h



低压缸
进汽
16t/h



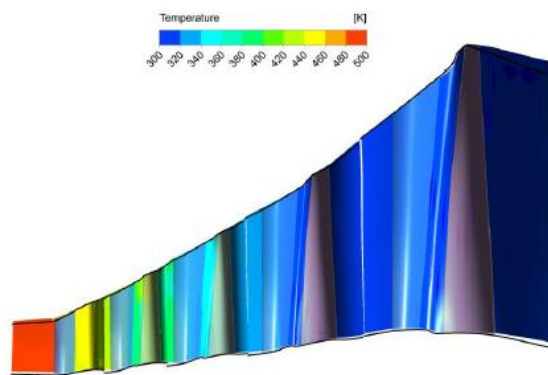
1) 低压缸进汽600t/h工况下，该低压末级长叶片在凸肩区域和叶顶区域存在较大动应力，最大动应力分别为5.353、5.973 MPa；

2) 低压缸进汽16t/h工况下，叶片在凸肩区域和叶顶区域存在较大的动应力，最大动应力分别为1.119、1.008 MPa。

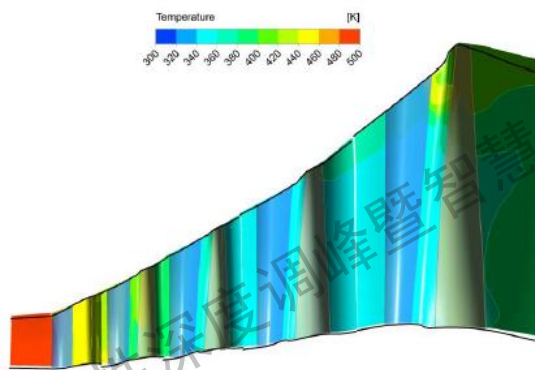
3) 由于低压缸零出力供热工况下叶片的最大动应力小于设计工况，所以判断低压缸零出力供热工况下叶片的动强度满足制造厂设计规范要。

4) 因为低压缸进汽16t/h工况是安全的，切缸过程运行调节时，尽快进入该区域，低压缸零出力工况运行在该工况附近。这就解决了叶片颤振的难题。

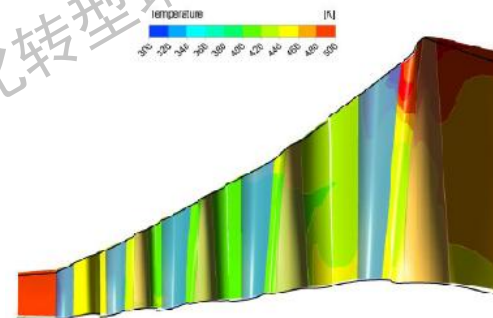
小容积流量下的鼓风及冷却研究



低压缸单边进汽流量 119.3 T/H



低压缸单边进汽流量 19.7 T/H



低压缸单边进汽流量 9.3 T/H

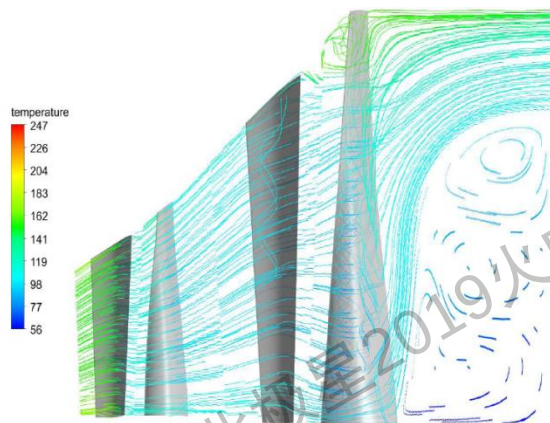
进气量逐渐减少状况鼓风温度计算图

进汽流量越低，特别是通流尾部的鼓风现象越严重，为了防止鼓风升温对汽轮机尾部以及凝汽器造成影响，利用极小进汽量工况末级蒸汽流动卷吸原理，对低压缸后缸喷水减温系统进行优化改造。

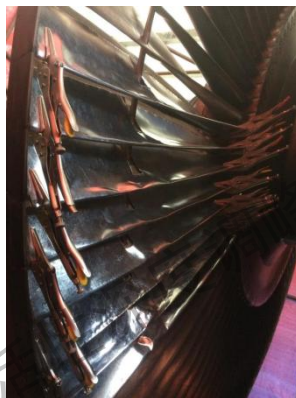
首次进行了冷却蒸汽系统管路设计校核，得到了冷却管路的流速、管径、壁厚以及支撑跨距等几何结构参数。从计算以及实践的情况看，冷却蒸汽流量主要与叶片气动特性、冷却蒸汽参数、排汽压力、缸后减温水流量、缸后减温水温度、汽机转速等参数有关。解决了鼓风发热的技术难题。

末级叶片水蚀的预防

采用超音速火焰喷涂金属耐磨层技术，首次提出在末级叶片出汽边防水蚀喷涂方案。



10%流量工况下的末两级子午面流场



华能鹤岗发电有限公司 1、2 号汽轮机 低压缸末级叶片金属耐磨层喷涂技术规范书

1. 项目概况

华能鹤岗发电有限公司（以下简称“鹤岗电厂”）位于黑龙江省东部，小兴安岭南麓，三江平原西缘的桦南镇附近。电厂南距佳木斯市约 39km，北距鹤岗市 25km，西至新华火车站 12km。靠近我国煤炭储量十分丰富的大庆煤矿之一——鹤岗煤矿。

鹤岗电厂 1、2 号汽轮机工程一台 600MW 超临界

为保证机组供热运行

行整合，并在 2017 年

炉，由此产生的热源

公司发函《关于需要 4

年供热季到来时，提

为了满足鹤岗市研

有限公司决定对电厂

为响应国家电力

深部调峰能力和供热

力，鹤岗电厂以下海

的低压缸零出力改造

根据检修计划进行

工运行，汽轮机小

致低压缸末级叶片温

入喷水减温，以维持

叶片出现的再热会影

机组安全运行。因此，

3.2 喷涂范围：

根据汽轮机低压末级叶片的损伤形式、范围及其他机组的防护处理实践结果，喷涂防护处理范围为：低压末级叶片出汽侧的正反面，覆盖可能出水蚀的全部区域（喷涂区域至少占叶片高度 2/3 以上），出汽侧的喷涂面宽度约为 30mm，出汽侧的端面宽度约 10mm。

4. 技术工艺要求

本项目采用超音速火焰喷涂的方式制备耐水蚀防护涂层。具体修复工艺流程包括：

4.1 防护处理前准备

4.1.1 前期资料收集及整理

(1) 资料收集

(2) 对汽轮机

坏程度进行现场勘

4.1.2 防护处理前

(1) 外观检查

对汽轮机低压

叶片出现的再热会影

机组安全运行。因此，

采用超声波进行

测合格后方可进行

4.1.3 耐水蚀涂层

汽轮机低压末

级叶片喷涂耐

涂层确定材料

厚度。涂层过厚，涂

6. 检验/验收方法

6.1 质量标准

(1) 涂层结合强度可达 60MPa

(2) 涂层硬度为 HV300=600~1100

(3) 涂层孔隙率≤2%

(4) 涂层表面均匀、细腻

(5) 喷涂时工件的温度较低，不会出现变形

(6) 喷涂厚度为 0.15~0.35mm

(7) 要求涂层具有良好的韧性、结合强度高及优异的耐蚀性，保证在正常运行工况条件下涂层使用 5 年以上（即下次检修时涂层应保持完好无脱落、腐蚀现象）。

(8) 叶片修复后区域表面无危害性缺陷。

6.2 验收内容

(1) 现场喷涂时，同步制作喷涂试板，并进行试板涂层性能考核试验

分析：

(2) 现场宏观检查涂层致密性及涂层有无缺陷；

(3) 现场对涂层厚度进行检测；

(4) 修复后叶片检查，检查是否恢复叶片型线。

6.3 验收方式

现场验收与技术报告等技术资料验收相结合。

6.4 质量保证

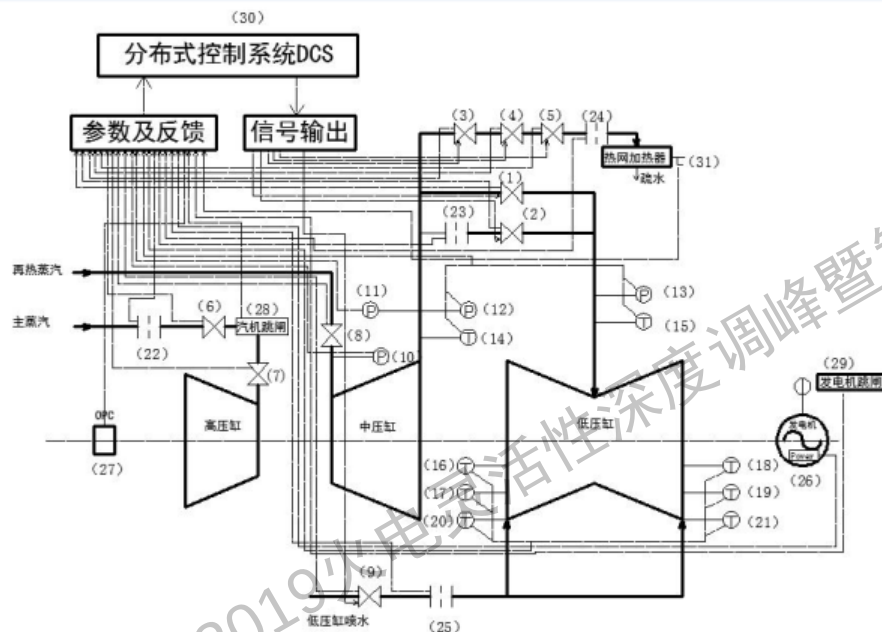
在正常运行工况条件下涂层使用 5 年以上（即下次检修时涂层应保持完好无不良现象）。如何在下次检修时发现涂层有脱落、腐蚀或其它缺陷，乙方应及时负责无偿修复。

7. 总包方配合的事情

(1) 提供相关图纸、资料；

(2) 审核乙方提交的焊接修复试验方案、超音速喷涂试验方案及施工

控制保护系统的优化与改造



- 梳理原控制系统中与供热抽汽相关的控制逻辑，取消与低压缸蝶阀关闭对应的所有闭锁控制逻辑；取消供热低负荷投入保护逻辑；取消与切除低压缸进汽相违背的相关控制逻辑。
- 梳理原控制系统中与低压缸运行相关的保护定值设置，确认各控制逻辑与切除低压缸进汽供热运行要求一致；
- 增加切除低压缸进汽供热投入/切除控制逻辑；
- 根据切除低压缸进汽后机组电-热负荷特性，优化调整机组AGC负荷响应控制逻辑，确保改造后机组安全、稳定运行。
- 改造方案新增加监视测点等接入DCS控制系统。
-

基于350MW供热机组低压缸切除运行优化技术研究与应用

技术报告

火电机组切除低压缸运行的安全保护系统的安全保护方法：

1) 汽轮机停机保护

当中压缸第一中压缸排汽压力传感器和第二中压缸排汽压力传感器排汽压力信号2取2并排汽压力 $\geq 1.0\text{MPa}$ ，信号传至分布式控制系统DCS，分布式控制系统DCS发出指令使汽轮机主汽阀、高压调节阀和中压调节阀关闭；抽气截止阀、抽气逆止阀和抽气逆止调节阀关闭；凝汽器调节阀和冷却水调节阀开启；汽轮机关闭进汽使汽轮机停止运行。

2) 中压缸排汽压力控制

中压缸排汽压力控制投入时，手动操作（原逻辑保留）
● 供热压力控制投入时，手动操作（原逻辑保留）
● 供热压力控制退出（原逻辑保留）
● 零出力退出（原逻辑保留）
自动退出条件：（所有条件满足）
● 零出力投入时，中压缸排汽压力正常（新增）或零出力未投入时，供热压力正常（原逻辑保留）
● 供热压力控制投入（原逻辑保留）
EV压力控制切除：（任一条件满足）

3) 主蒸汽压力控制

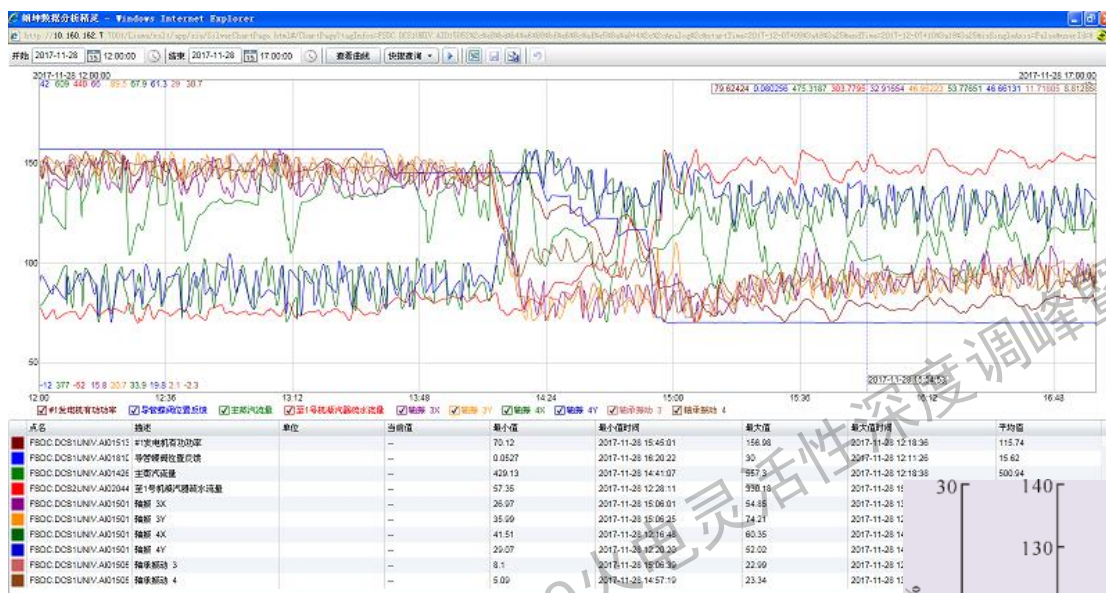
当主蒸汽压力控制投入时，手动操作（原逻辑保留）
● 零出力未投入时，供热压力正常（原逻辑保留）
● 中压缸排汽压力控制退出（原逻辑保留）
● 负荷 $\leq 60\text{MW}$ （原逻辑保留）
EV自动控制
● 零出力投入时，EV调节中压缸（新增）
● 零出力未投入时，EV调节热网抽汽阀下游压力（原逻辑保留）
4 CPV阀（新增）
CPV自动控制
● 调节低压缸冷却蒸汽流量（新增逻辑）
切手动：（任一条件满足）
● 低压缸冷却蒸汽流量低
● 低压缸进汽温度低
● 指令和反馈偏差大（新增）
● 手动切除（新增）
切手动：（任一条件满足）
● 反馈 $\leq 30\%$
● 指令 $\leq 30\%$

5) 低压缸喷水控制

自动控制
● 以热网凝结水出口温度 5°C 和 60°C 的较小值作为设定值，调节低压缸喷水温度。可手动给定设定值（新增）
切手动：（任一条件满足）
● 低压缸排汽温度 $\geq 80^{\circ}\text{C}$ （原逻辑保留）
● 低压缸喷水调节阀设定值与反馈量偏差 $\geq 15^{\circ}\text{C}$ （原逻辑保留）
● 低压缸喷水调节阀指令与反馈偏差 $\geq 30\%$ （原逻辑保留）



安全监测系统



基于330MW 供热机组低负荷运行优化技术研究与应用 技术报告

阀杆脱落的问题。

机组实际运行考核表明，40%~50%工况下给水系统运行稳定。

6.1.7 热力系统改造

实施低负荷出力供热改造后，机组低负荷出力运行时，低负荷通流部分运行条件大幅改善，处于低负荷流量条件下运行，为充分监视低负荷通流部分运行状态，确保机组安全运行，加装安全监测系统，所有改造测点均需接入机组 DCS 系统，设置保护限值，并参与相关控制，改造的测点有：

- 1) 增加低负荷末级、次末级出口温度测点（多个）。
- 2) 增加（或改造）中压缸排汽压力测点（供热蝶阀前，2 个）和温度测点（2 个）。
- 3) 增加低负荷进汽压力测点（2 个）和温度测点（2 个）。
- 4) 更换原 7 段抽汽压力（1 个）、8 段抽汽压力（1 个）、低负荷排汽压力变送器为高精度压力变送器（2 个）。
- 5) 采暖抽汽的压力（1 个）和温度测点（1 个）。
- 6) 冷却蒸汽流量、采暖抽汽流量、低负荷喷水流量测点各 1 个。
- 7) 其他相关测点。

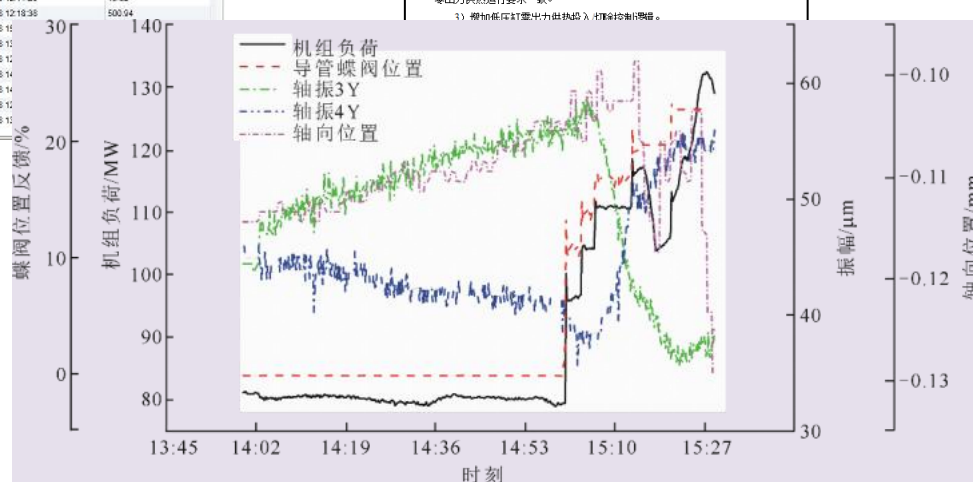
上述所有改造测点均需接入机组 DCS 系统，并参与相关控制。

在 DCS 组态低负荷出力系统画面。

1) 原控制系统中与供热相关控制逻辑，取消与低负荷运行相关的所有闭锁控制逻辑；取消供热低负荷投入保护逻辑；取消与低负荷出力有冲突的相关控制逻辑。

2) 原控制系统中与低负荷运行相关的保护限值设置，确认原控制逻辑与低负荷出力运行要求一致。

3) 增加低负荷出力供热投入、退出控制逻辑。



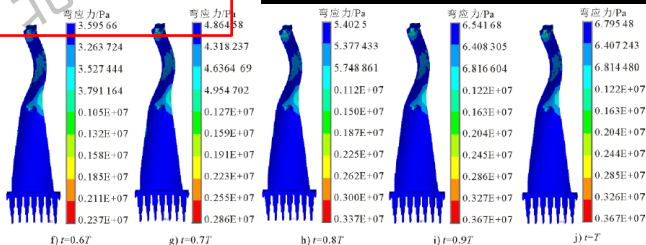
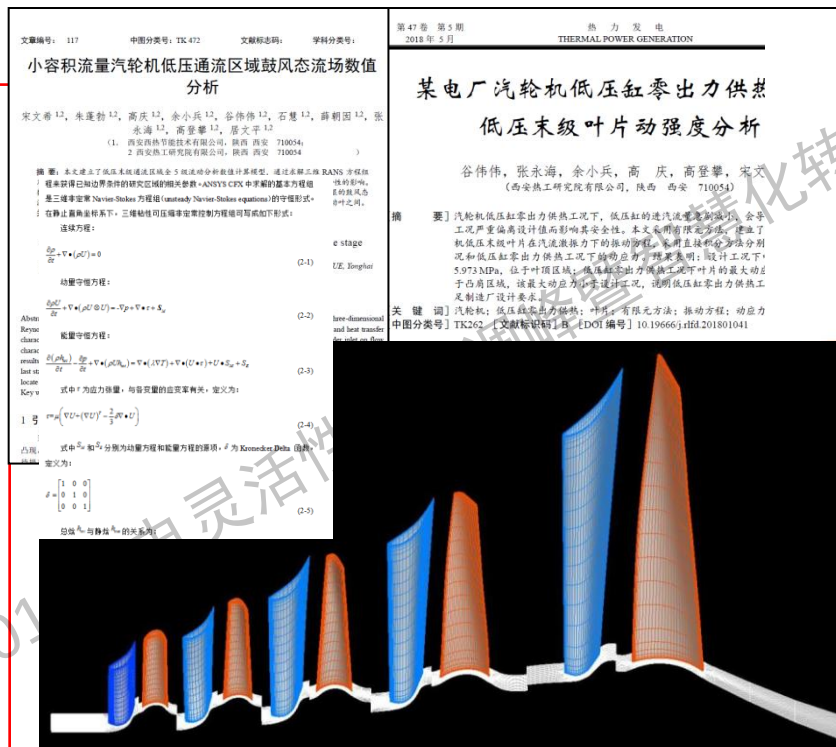
低压缸零出力对机组特性影响研究

机组低压缸零出力运行时，低压缸长叶片鼓风情况、机组真空、汽缸差胀、转子轴向位移变化、汽缸上下缸温差、加热器抽汽量、中压缸排汽参数，连通管受力等均可能发生较大变化，且不同机组上述特性各不相同。因此，需通过低压缸零出力特性试验，研究机组在低压缸零出力运行时的相关特性，为后续制订低压缸零出力投入/调整/切除/优化运行控制方案及运行指导提供支撑。

创新点

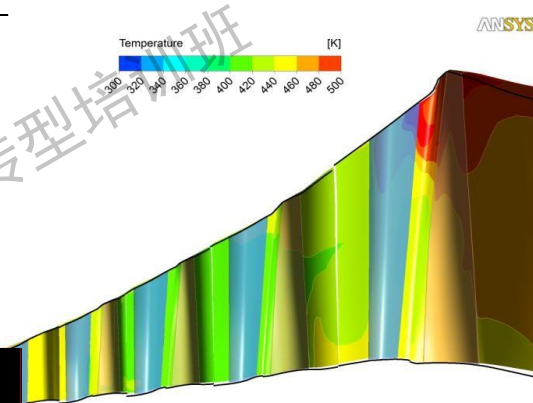
创新点1

提出了基于全面安全分析的低压缸零出力改造的技术路线，构建了基于多物理场耦合计算的低压缸极小流量计算模型，获得了低压缸零出力状态下流动特性，掌握了叶片动应力的分布规律，确定了极小流量的安全范围，并给出了规避风险的技术要求。



技术报告:

- 1) 临河1号机组末级叶片安全分析
- 2) 延吉2号机组末级叶片安全分析
- 3) 东方1号机组末级叶片安全分析
- 4) 黄台10号机组末级叶片安全分析



创新点

创新点2

提出了低压缸冷却系统设计方案，掌握了包括叶片气动特性、冷却蒸汽参数、排汽压力等影响冷却蒸汽流量的主要关联因素，确定了冷却管径、壁厚以及支撑跨距等几何结构参数和流速、温度等热力参数，提出了低压缸冷却系统系列成套方案。

1) 熱力系統

[illegible]

冷却蒸汽系统应设置相应的设置蒸汽压力、温度、流量测量,且相关测点均需接入机组 DCS 系统。

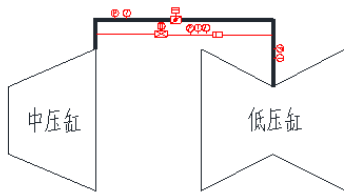


图 3-2 低压缸零出力改造方案原则性热力系统图

2) 冷却蒸汽管道规格校核

根据《电厂动力管道设计规范 GB 50764-2012》和《火力发电厂汽水管道设计技术规定 DLT 5054-1996》的规定,对于单相流体,应根据管道的介质流速按照下式计算管道内径:

$$D_i = 394.7 \times \frac{G_v}{\omega} = 18.81 \times \frac{G}{\omega}$$

式中,

D_i ——管道内径, mm;
 G ——介质质量流量, t/h;
 v ——介质比容, m^3/kg ;
 ω ——介质流速, m/s;
 Q ——介质容积流量, m^3/s

专利

- 1 一种基于一种基于给水泵汽轮机排汽的低压缸长叶片冷却系统
- 2 一种基于回热抽汽口的低压缸长叶片冷却系统
- 3 一种无冷却蒸汽旁路的低压缸零出力供热系统

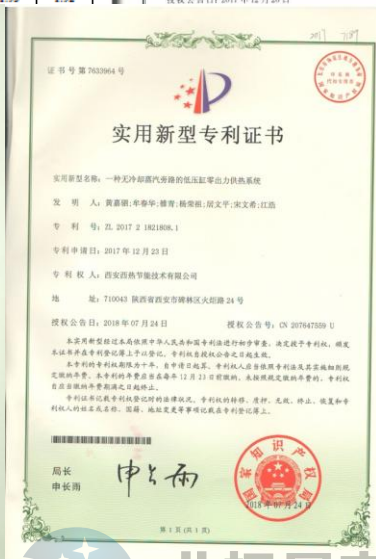
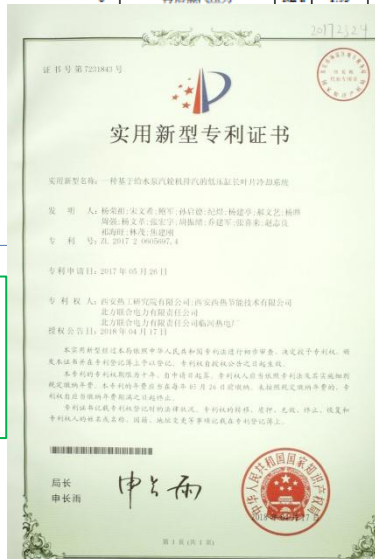
3.4.5 冷却蒸汽流量对低压缸零出力运行的影响

在投入低压缸零出力运行试验过程中,通过调整冷却蒸汽调节阀开度,测试了冷却蒸汽流量变化对机组主要运行参数的变化。见表 3-6。从表中数据可以看出,在冷却蒸汽流量从 25.3t/h 减小至 15t/h 的过程中,汽轮机次级级和末级后温度略有增加,分别提高了 1℃ 和 0.5℃,但始终维持在安全运行范围内。次级的增加主要受低压缸喷水流量和低压缸长叶片鼓风热量的变化影响。凝泵出口压力始终维持在 1.48MPa,因而低压缸疏水流量始终保满。随着冷却蒸汽流量的减小,低压缸长叶片鼓风发热量增加,导致温度略有上升。

综上所述,冷却蒸汽流量在 15t/h ~25.3t/h 的范围内均能满足低压的运行要求。

表 3-6 冷却蒸汽流量变化时机组主要运行参数汇总

序号	参数	单位	13:57:00	13:58:20	14:29:10	14:29:50
1	#1 发电机有功功率	MW	82.41	81.5	79.78	79.78
2	主蒸汽流量	th	484.87	484.72	480.01	480.01
3	主蒸汽压力	MPa	9.87	9.87	9.77	9.77
4	主蒸汽温度	℃	538.17	538.22	538.03	538.03
5	调节汽压力	MPa	5.48	5.49	5.43	5.43
6	再热蒸汽压力	MPa	1.53	1.53	1.52	1.52



创新点

创新点3

提出了末级叶片出汽边防水蚀措施，降低了排汽大涡流卷吸湿蒸汽对末级叶片的危害，制定了低压缸鼓风区温度等重要参数的监测控制方案，提升了低压缸末级叶片安全运行的可靠性。



创新点

创新点4

提出了低压缸零出力状态下控制系统无扰切换策略，开发了低压缸零出力控制模块，保证了机组在常规抽汽供热和低压缸零出力运行两种状态下的平稳切换。

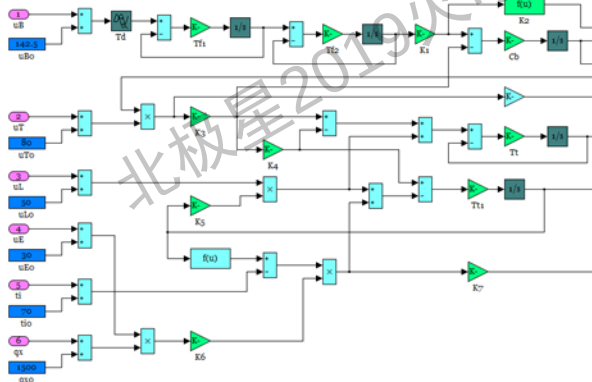
TPRI 西安热工研究院有限公司技术报告

表 3-4 退出低压缸零出力前后机组主要运行参数汇总

序号	参数	单位	14:50:00	15:01:30	15:01:40	15:02:00	15:07:50
1	#1 发电机有功功率	MW	80.43	79.8	100.75	96.34	111.52
2	主蒸汽流量	t/h	476.34	478.9	478.9	479.32	477.19
3	主蒸汽压力	MPa	9.69	9.76	9.75	9.77	9.72
4	主蒸汽温度	℃	537.9	537.93	537.93	537.93	537.94
5	调节级压力	MPa	5.39	5.43	5.43	5.43	5.4
6	再热蒸汽压力	MPa	1.5	1.52	1.52	1.52	1.47
7	再热蒸汽汽温	℃	521.33	521.53	521.53	521.53	522.1
8	中排压力	MPa	0.42	0.454	0.454	0.375	0.312
9	中排温度	℃	363.9	367.73	368.81	368.81	343.78
10	凝汽器真空	kPa	95.64	95.61	95.61	95.61	95.29
11	循环水 B 侧入口水温	℃	8.59	8.57	8.57	8.59	8.54
12	循环水 B 侧出口水温	℃	9.78	9.69	9.69	9.74	11.31
13	低压缸末级后温度	℃	31.46	31.69	31.69	31.69	42.16
11	汽机排汽温度	℃	28.28	28.41	28.46	28.46	31.32
15	1 号机组抽汽流量	t/h	309.06	301.17	314.06	329.94	232.71
14	低压缸冷却蒸汽流量	t/h	25.15	26.39	26.39	23.92	21.61
16	导管蝶阀位置反馈	%	-0.015	3.04	13.7	10.29	16.89
17	低压缸冷却蒸汽管道调节阀	%	49.98	49.98	49.98	49.96	49.98
		mm	-0.107	-0.105	-0.104	-0.104	-0.099
		mm	22.69	22.7	22.7	22.7	22.7
		mm	8.63	8.68	8.68	8.68	8.68
		t/h	5645.3	5499.08	5434.67	5512.66	5527.38
		t/h	5685.95	5604.14	5588.3	5672.49	5655.84
		℃	41.7	40.52	41.78	40.96	41.64
		℃	79.5	86.21	85.18	85.23	81.44

表 3-3 低压缸零出力运行时，典型时间节点机组主要状态参数汇总

序号	参数	单位	11:06	11:32	11:42	13:50	机组主要参数变化
1	#1 发电机有功功率	MW	107.33	83.62	80.58	82.13	-26.75
2	主蒸汽流量	t/h	473.78	485.66	481.03	484.38	7.25
3	主蒸汽压力	MPa	9.67	9.94	9.76	9.87	0.09
4	主蒸汽温度	℃	534.53	538.94	535.27	538.08	0.74
5	调节级压力	MPa	5.36	5.5	5.44	5.48	0.08
6	再热蒸汽压力	MPa	1.45	1.52	1.52	1.53	0.07
7	再热蒸汽汽温	℃	521.04	525.01	523.41	522.06	2.37
8	中排压力	MPa	0.3	0.376	0.432	0.429	0.132
9	中排温度	℃	331.96	343.54	366.81	364.3	34.85
10	凝汽器真空	kPa	96.27	96.44	96.04	95.81	-0.23
11	循环水 B 侧入口水温	℃	12.68	12.38	12.15	8.68	-0.53
12	循环水 B 侧出口水温	℃	17.58	15.36	13.72	9.91	-3.86
13	低压缸末级后温度	℃	26.06	25.22	23.63	26.46	-2.43
11	汽机排汽温度	℃	26.71	26.31	26.43	27.52	-0.28
15	1 号机组抽汽流量	t/h	244.46	241.88	300.45	313.76	55.99
14	低压缸冷却蒸汽流量	t/h	31.46	26.92	26.73	25.19	-4.73
16	导管蝶阀位置反馈	%	15.26	4.68	4.65	-0.0176	-10.61
17	低压缸冷却蒸汽管道调节阀	%	57.96	50.1	50.1	50.09	-7.86
18	轴向位移	mm	-0.191	-0.176	-0.167	-0.115	0.024
19	绝对膨胀	mm	22.63	22.65	22.65	22.67	0.02
20	低压缸胀差	mm	8.08	8	8.02	8.47	-0.06
21	热网首站回水流量	t/h	5645.52	5559.21	5451.29	5639.01	-194.23
22	热网首站供水流量	t/h	5617.85	5689.27	5534.8	5650.99	-83.05
23	热网首站回水温度	℃	42.38	41.47	41.71	41.63	-0.67
24	热网首站供水温度	℃	72.26	74.88	80.11	80.76	7.85



创新点

创新点5

开发了低压缸零出力特性试验技术，为低压缸零出力运行工况的投入/调整/切除及优化运行提供了技术支撑。

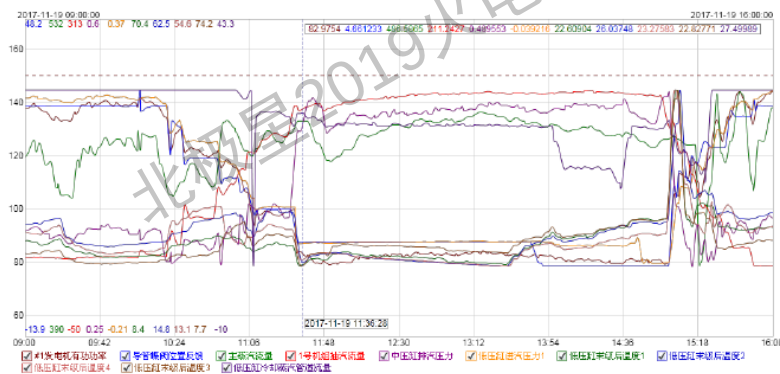


图 3-3 蝶阀关闭时，机组主要运行参数与变化曲线

3.2 试验目的和内容

3.2.1 试验目的

▶ 试验测定低压缸零出力运行对机组主要主辅设备机系统运行状态的影响，为后续制订低压缸零出力运行控制方案与运行措施提供依据。

3.2.2 试验主要内容

- ▶ 试验测定高真空、极低容积流量条件下，鼓风工况下，低压缸长叶片区域温度变化；
- ▶ 试验测定机组在低压缸零出力运行过程中以及运行前，汽轮机轴瓦振动、差胀、转子轴向位移、汽缸上下缸温差、排气温度等的变化趋势与规律；
- ▶ 试验测定低压缸零出力运行过程中，机组主要运行参数的变化趋势与规律；
- ▶ 试验测定低压缸零出力运行时，主要辅助系统包括：凝结水系统、循环水系统、给水系统、凝汽器抽空气系统、化学水处理系统、热网首站系统的适应性；
- ▶ 低压缸零出力运行时，排气压力对低压缸运行状态的影响。在低压缸零出力运行状态下，依次改变凝汽器压力至 5kPa、7kPa、9kPa，试验测量排气压力对切除低压缸运行的影响。试验顺序为：从高真空条件向低真空条件。观察汽轮机各监视段参数、轴向位移、机组振动等参数的变化情况，并记录。

3.4 汽轮机辅机适配性分析

3.4.1 空冷岛适配性分析

每台机组空冷岛共有六列空冷单元，中间两列空冷单元未设置隔离阀，其它四列空冷单元均设置有隔离阀，在冬季工况为解决空冷岛防冻问题可以隔离部分空冷单元。低压缸零出力运行工况下低压缸排汽流量约 20t/h，同时要求汽轮机低背压（排气压力约 5kPa）运行，空冷岛主要面临较大的防冻问题，针对低压缸排汽冷却问题，空冷岛两列未设置隔离阀的支管处各新增一道隔离阀的基础上，暂提出以下几种方案一：低压缸排汽上空冷岛，保留一列空冷单元运行，对该列空冷单元进行保温措施；

方案二：新增独立的板式蒸发冷却系统，该冷却系统冬季用于低压缸零出力时冷却低压缸排汽，夏季及春秋季节可起到尖峰冷却器的作用；

方案三：新增管式凝汽器，凝汽器冷却水取自机组开式水系统，该凝汽器在夏季及春秋季节也可起到尖峰冷却器的作用。

以上几种方案根据各自的改进、调整范围，具有不同的特点和效果，方案一：通过运行调整方式解决空冷岛防冻问题，方案二和方案三均需对设备和系统进行改造。

方案一需要对没有隔离阀的一列空冷单元进行封堵，保留一列空冷单元运行，于低压缸排汽流量过小，隔离五列保留一列空冷单元后，排气流量仍低于空冷岛防冻流量，空冷岛在防冻方面存在较大风险；

方案二新增独立的板式蒸发冷却系统用于冷却低压缸排汽，对没有隔离阀的四列空冷单元进行封堵，低压缸零出力运行时低压缸排汽完全不上空冷岛，新增冷却器较独立，可有效解决空冷岛防冻问题，同时新增冷却系统在夏季及春秋季节可起到冷却器的作用，有利于机组节能降耗；

方案三新增管式凝汽器，低压缸零出力运行时，用于冷却低压缸排汽（约 20t/h）的冷却水流量约 1500t/h，二期开式水系统配置三台循环水泵，单台循环水泵设计流量 2850t/h，机组正常运行时两台运行一台备用，二期开式水系统有足够的裕量满足低压缸零出力运行时的冷却需求，该凝汽器在夏季及春秋季节也可起到尖峰冷却器的作用。

3.4.2 凝结水泵及凝结水系统适配性分析

天热电厂 330MW 机组每台机组配置三台 50%容量凝结水泵，冬季供热工况下，凝结水泵流量约 1500t/h，冬季凝结水泵流量约 1000t/h，夏季凝结水泵流量约 2850t/h。

安全性校核

安全性校核需要汽轮机制造厂提供的资料

1. 低压缸整缸叶型几何型线；
2. 排汽缸扩压段几何型线；
3. 低压缸各级热力设计数据；
4. 凝汽器扩压段出口设计背压；
5. 低压缸各级叶片装配图及工艺要求；
6. 低压末两级叶片几何造型数据；
7. 低压转子结构造型数据；
8. 低压末两级叶片材料牌号及其物理性能参数、力学性能参数。

叶片动应力试验

在缺少安全性校核资料数据时，应进行汽轮机叶片动应力试验。通过引线与微型发射机相连接，由电阻丝应变片、引线、微型发射机及电池组成闭合工作电路。叶片在旋转状态下，受到蒸汽激振时产生的振动变形引发叶片上粘贴应变片阻值的变化，其信号由发射机调制发射，通过天线发射出去，遥测接收天线接收到信号后，经高频电缆输入配套遥测接收机，经遥测接收机解调后传输到数据采集记录仪、频谱分析仪、动态应变分析仪等信号测试及分析处理系统对信号进行同步采样，实时显示，实时存储，试验数据采集结束后通过分析软件对采集数据进行处理和分析，并得到叶片的实时振动应力。

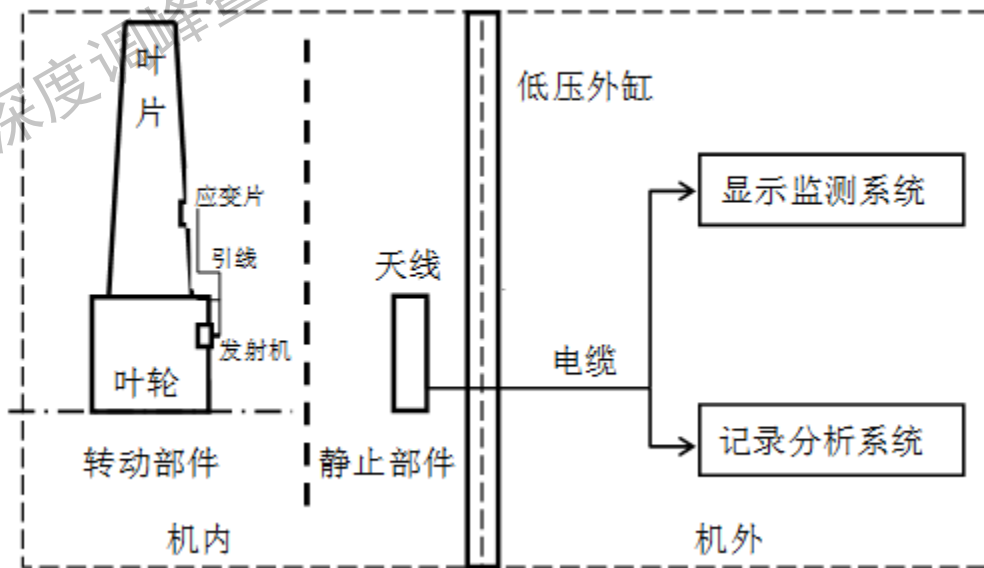
试验前在西安热工研究院有限公司实验室采用标准音叉对测试系统进行了校验和标定，减少系统测量误差。

机组大修前，做准备工作需要**1个月时间**；在机组大修期间，做测点安装需要六天时间，即**工期需要增加六天**。

试验情况

华能营口热电2号汽轮机低压末级1000mm叶片动应力试验

- 2018年10月24日完成了华能营口热电2号汽轮机低压末级动叶片各种工况下的动应力测试现场试验。
- 机组负荷为322MW、背压为-93.03kPa时，测点1位置处的动应力最大为2.19MPa；负荷为78MW、背压为-93.41kPa时低压缸进汽切除后低压末级动叶片测点1处的最大动应力为0.73Mpa，小于低压缸进汽切除前该测点处的动应力数值。



无线电遥测原理图

试验现场



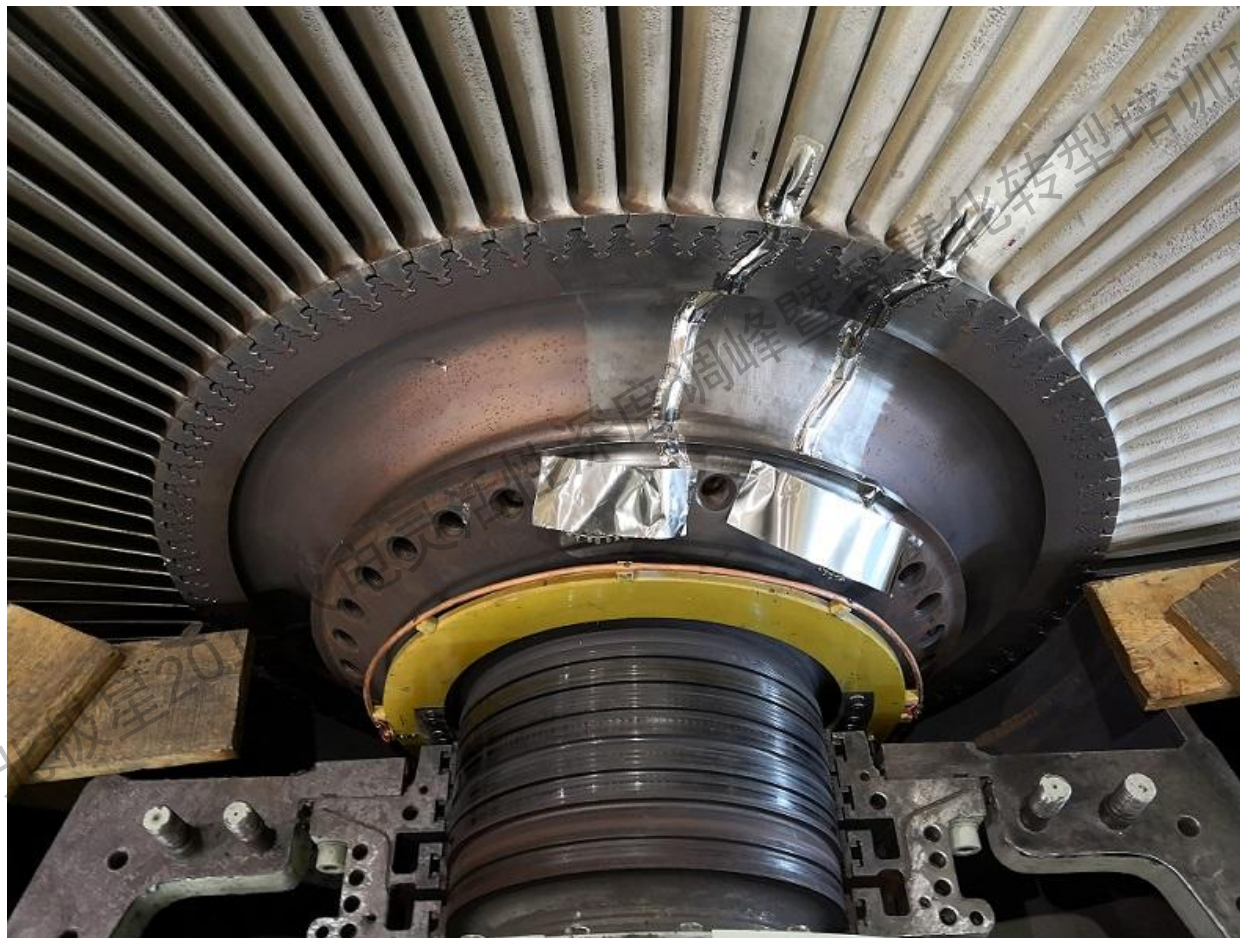
营口热电2号汽轮机末级叶片动应力试验现场

试验现场



现场试验测点及连接线

试验现场



试验发射及接收装置

项目情况

从低压缸零出力技术理论研究成果及其应用情况来看，该技术对汽轮机运行安全性的影响是可控的，能够满足供热机组频繁参与电网辅助调峰或大幅提升供热能力的需要，是对供热机组现有运行模式的重大突破，具有投资小，收益高、维护简单的特点，经济、社会、环保效益显著，具备大范围推广应用的条件，目前已经列入华能集团火电机组灵活性改造的推荐目录，2016年已执行项目1台，2017年已执行的EPC总包项目5台，2018年执行10台，2019年执行20余台，累计接近40台，推广前景广阔。

项目情况

通过技术创新和集成，提出了针对现役机组一整套不更换低压缸转子实现低压缸零出力的改造技术，通过工程实践有效地实现冷却蒸汽流量、排汽温度等重要参数的可测可调可控。完成了**国内首次**低压缸零出力供热改造工程，实现了机组运行过程中纯凝、抽汽、切（低）缸各工况不停机在线平稳切换。

国内
首台

新闻首页 | 要闻 | 评论 | 市场 | 报道 | 项目 | 访谈 | 政策 | 数据 | 技术 | 专题

您当前的位置：北极星电力网 > 新闻频道 > 火力发电网 > 技术 > 正文

【国内首次】火电灵活性改造试点迎新成果：临河热电1号机组热电解耦切除低压缸进汽试验成功

北极星电力网新闻中心 来源：中电新闻网 作者：冯义军 张宏宇 郑星 2017/3/23 9:14:53 [我要投稿](#)

所属频道：火力发电 关键词：火电灵活性 灵活性改造 热电厂

[北极星“光伏+”研讨会 10月25日 北京](#)

[2018中国分布式储能峰会 10月26日 北京](#)

北极星火力发电网讯：报道 3月18日，中国华能集团公司北方联合电力临河**热电厂**1号机组热电解耦切除低压缸进汽试验取得圆满成功。此项技术在国内尚属首次，对国内其他机组的供热改造和**灵活性改造**具有重大的技术引领与示范意义。

据了解，该项技术是由华能集团公司和北方联合电力有限责任公司组织领导下，西安热工院的技术支持下，以常规高背压供热改造5%的设备投资，达到了和高背压供热相同的运行经济性，同时以灵活的方式实现了热电解耦。此次试验是在机组供热运行状态下进行。试验期间，低压缸进汽全部切除，机组运行参数稳定，切换过程平稳顺畅，在供热抽汽流量360t/h的情况下，电负荷降低至120MW，发电煤耗大幅下降。

1号机组热电解耦切除低压缸进汽试验的成功，标志着临河热电厂承担的国家能源局**火电灵活性改造示范试点项目**和华能集团公司**节能降耗集成技术应用改造工程改造示范项目**取得了重大成果，同时也是对热电联产机组运行理论的重大突破。

项目情况

根据既有经验：改造后在锅炉100%负荷时，发电负荷约为60%，300MW机组采供抽汽达650t/h；在锅炉40%负荷时，发电负荷约为25%，300MW机组采供抽汽约250t/h。供热能力和调峰能力提升效果显著。



安全运行情况

截至目前，统计的热工院已改造几台典型机组运行情况如下：

- 1) 临河300MW亚临界，2017年3月试运20小时，2017~2018供热期，切缸59次，累计约500小时。2018~2019供热期至今，切缸20余次，累计运行1020小时。
 - 2) 延吉200MW两排汽机组，2017年完成汽机本体改造，2018年完成热网首站改造，2018年供热期至今，切缸19余次，累计运行1448小时。
 - 3) 辽宁东方350MW亚临界，2017年完成改造，2017~2018供热期，切缸20次，挣调峰补助约2000万元，2018~2019年供热期至今，切缸39次，单次最长190小时，累计运行1007小时，调峰补助3000万元。
 - 4) 沈煤红阳300MW亚临界，2018年完成改造，改造后一直低压缸零出力运行，截止目前累计切缸4次，累计安全运行2380小时。
 - 5) 营口热电2018年完成改造，截止目前累计切缸156次，累计安全运行2479小时。
- 以上表明，低压缸零出力改造技术可以实现零出力与常规供热的在线灵活切换和机组的长期安全稳定运行。

总结一下

低压缸零出力技术

改造费用少

供热能力高

调峰能力强

运行灵活
在线切换

运维工作量少

经验教训

低压缸零出力技术是新技术，风险点多、难度高，不能像常规项目那样简单拼凑复制，实施过程中可能存在各种各样的问题。

经验教训 案例一

工期紧张

原因：因项目审批、招投标等流程存在较大不确定性，设备订货时间紧张，安装时间极其紧张，受供热期限制约，容易忙中出错！

经验教训 案例三

低压缸胀差的控制

原因：热网加热器换热不足，不能被带走的部分热量累积，导致中排温度持续走高，加热器进汽、疏水、热网供水温度都持续上升，进入低压缸的冷却蒸汽温度也升高。

措施：机组运行电负荷和供热不匹配。应提高供热循环水量或降低电负荷。

经验教训 案例四

热网加热器水位不稳

原因：机组降负荷或退出低压缸零出力运行过程中，加热器进汽压力降低较快，疏水温度变化滞后，当疏水温度高于进汽压力对应的饱和温度时，产生汽化现象。

措施：1) 降低进汽压力的变化速度，特别是降低过程。

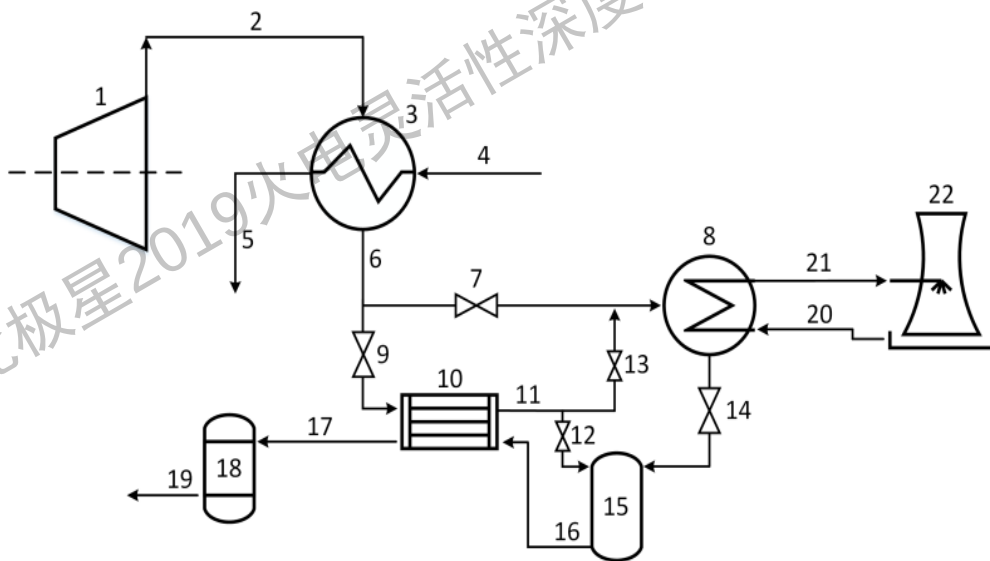
2) 从凝泵出口引减温水，布置在热网加热器水位以下，在降低加热器进汽压力之前，降低加热器疏水温度。

经验教训 案例五

热网加热器疏水去向问题

原因：1) 热网加热器疏水直接回除氧器，不过精处理系统，长期运行会导致水质不合格，会引起热网加热器、锅炉水冷壁泄漏。
2) 热网加热器疏水直接回凝汽器，流经凝汽器80℃热水被冷却至30℃，存在热量浪费。

措施



其中：

6为热网加热器疏水出口，
15为精处理设备，
18为除氧器，
10为新增换热器，
8为凝汽器。

经验教训 案例六

安装与设计脱节



经验教训 案例七

低压内缸振动

某厂在蝶阀开度在15%时，低压内缸振动，1) 没有达到低压缸鼓风发热的程度，但是各瓦振动都有小幅度上升，2) 蝶阀前后压差增大0.06MPa，作用在1平米的阀门上，不会差生较大振动，不存在连通管振动，3) 低压缸的流量，在150吨左右，颤振可能性也不大。4) 小开度蝶阀后气流形成了局部漩涡，漩涡频率和低压内缸固有频率发生了共振。所以是打孔抽汽联通管设计问题，蝶阀位置离低压缸太近造成的，小流量蒸汽进入低压缸没有整流段，流动不均匀因为低压缸内缸共振。

Thank you very much for your attention!

追
求
卓
越

求
实
创
新

规
范
诚
信

以
人
为
本

谢 谢!