

2. 详细科学技术内容

一. 机组概况

张家口热电公司300MW机组的汽轮机是哈尔滨汽轮机有限公司生产的CN300-16.7/537/537/型,为亚临界、一次中间再热、单轴、双缸双排汽、抽汽、凝汽式汽轮机;锅炉采用哈尔滨锅炉股份有限公司制造的亚临界、自然循环汽包炉,锅炉最大连续出力 1025 t/h,锅炉允许最低稳燃负荷(不投油) 30%B-MCR。发电机为由哈尔滨电机股份有限公司制造的QFSN-300-2型水-氢-氢冷发电机。

每台机组配备1台100%容量汽动给水泵组,用于机组正常运行锅炉供水。小汽轮机有除正常采用4段抽汽低压汽源外,还有备用的主汽轮机冷再蒸汽高压汽源,另外设计有启动调试用的来自辅助蒸汽系统的低压汽源。另配有1台50%容量电动给水泵组,用于机组启动及备用。

在汽轮机DEH中,设计有功率负荷不平衡功能(简称PLU),即在发电机机端发生短路等故障条件下,汽轮机内的蒸汽输入功率(Power)大于发电机的输出电磁功率(Load),为保护汽轮机安全DEH将迅速关闭汽轮机中压调节汽门(IV),持续0.5秒后PLU动作复位,中压调节汽门重新开启。在10秒以内,DEH禁止PLU重复动作。

二. 前期准备

1. 了解国内动态

1994年7月30日,吉林省双辽电厂#1机组在极热态起机时,中调门误动快关,造成串轴。后分析其原因是:DEH设计厂家设计的DEH内部参数,调节级压力低限过高,导致并网突升负荷过大,中调门“快关”功能动作,关闭中压调节阀再没开启,使高压缸憋压,轴向推力随着迅速增加,造成串轴。

目前,国内还没有大型火电机组中调门快关试验成功经验,要做试验存在一定的风险。

2. 技术论证

300MW供热机组均具有快关中调门(CIV)功能,也就是功率不平衡保护(PLU)功能一种。CIV功能基于汽机机械功率和电负荷之间的不匹配。火电机组中压排汽压力同发电机电气功率或有功功率进行比较,如果CIV没有被禁止,当机械功率与电功率偏差超过某个定值(通常为大于30%),并且变送器均工作正常时,CIV动作。CIV动作时,如果发电机断路器依旧保持合闸状态,中调门大约在0.15秒内关闭。发生这种情况时被认为是甩部分负荷。中调门关闭后保持一段时间(通常为0.5秒),然后重新打开。CIV再次动作时必须间隔10秒,同时中压排汽压力与电功率也必须大致相等。快关中调门使发电机输出功率瞬间降低,有助于维持电力系统的稳定性。如果不需要CIV功能,则可以通过主操作画面将其禁止。

3. 相关问题研讨

1) PLU试验对主机扭应力影响,特别是对中、低对轮扭应力影响的大小,是否安全?

结论:PLU试验时汽轮机转子第4#轴颈处扭应力最大为62MPa,轴颈处设计工况许用扭应力为152MPa,轴颈处短路工况许用扭应力为433.2Mpa;中低对轮螺栓最大扭应力为26.7 MPa,许用扭应力为112 MPa。PLU试验对主机扭应力影响不大,对中、低对轮扭应力影响也不大,是安全的。

2) PLU试验对主机轴位移及推力瓦的影响,是否安全?

结论:300MW机组在100%负荷运行时,其轴向推力为 +74kN,CIV试验时轴向推力为负-52kN,推力瓦能承受的最大推力为 $\pm 204\text{kN}$,轴位移串动0.04mm,均在允许范围之内。

3) PLU试验过程中,再热调门关闭后,再热蒸汽额定及更高的高压差下(如:4.0MPa)能否再次打开?再热调门油动机提升力是否足够?

结论：在PLU试验时，中压调节阀向上的总提升力需要118.3kN，中压调门油动机提升力为285.5kN，可以满足要求。

4) PLU试验过程中，可能出现的设备异常情况和应对方案、组织措施、技术措施完善。

结论：试验前，确认所有方案可行，落实专人负责。

4. 技术改进

为了系统的安全，试验前对DCS与DEH中与PLU相关的部分控制功能进行了优化。具体措施为：

① 在机组协调方式下，为了避免PLU动作后协调对机组起到的负面作用，一旦PLU动作，即退出协调，DEH切到阀控方式，锅炉切到CCS中的炉主控手动状态。② 为了防止在PLU触发后，中压调节阀快关之后打不开，造成汽轮机轴向推力过大损伤推力轴承，当PLU动作后4~9秒内，中压调节汽门任一个在关位(取关反馈或阀位反馈<3%)，即发汽轮机跳闸指令。

5. 试验目的

1、考核汽轮机DEH中PLU功能逻辑设计无误，动作可靠，即PLU触发时能迅速关闭中压调节汽门，PLU复位后中压调节汽门能可靠开启，恢复汽机负荷；

2、考核汽轮机在带负荷下，当PLU触发时，汽轮机本体安全能够保障；

3、考核机组与各配套辅机的设计、制造、安装及调试质量以及对PLU触发时的适应能力；

4、收集相关数据，为将来因电网风险可能需要对现有PLU功能提出完善的要求提供进一步的依据。

三. 静态试验

试验前制定了详细的试验措施、组织措施与检查卡。

PLU静态传动试验：采用 DEH仿真模式，带负荷使得 IV全开，并投入协调模式。传动过程，PLU信号与各 IV动作正常，中压调节汽门反应正确，动作灵活，符合试验要求。

PLU保护静态传动试验：在 PLU信号触发前，强制IV在逻辑内的行程反馈<3%，PLU动作4.2秒后，汽轮机跳闸。跳闸时IV1与IV2已全部开展。试验表明，PLU的机组保护逻辑正确、可靠。

四、动态试验过程

动态试验前进行了机组静态下试验，包括 PLU过程静态传动试验、PLU保护试验。

1. 150MW负荷动态试验（50%额定负荷）

150MW负荷动态试验前锅炉给水由汽动给水泵供应，给水自动，电动给水泵启动作旋转备用。辅助蒸汽由邻机供给。除 4段抽汽外，辅助蒸汽的调试汽源作小汽机的汽源部分补充。小汽机高压汽源作热备用。机组其它的保护与自动全部投入。

机组功率：0.29秒时功率开始下降，在 0.85到 1.35秒之间降到 67~71MW，最低 67MW，下降约 55.3%。在最低谷持续了 0.5秒。IV开启后，功率恢复过程中出现两次超调波动，最大超调量 154MW，出现在 2.69秒。除了再热汽压有所上升外，功率的波动应为扭振作用导致的电磁功角的波动所造成。当 IV完全开展后，功率为 151MW，基本达到稳定。

中排压力：试验开始前为 0.25MPa，2.9秒后降到最低 0.13MPa，5.5秒后压力恢复到 0.25MPa，基本达到稳定。

再热汽压力：试验开始前为 1.54MPa，1.6秒后达到最高 1.72MPa，上升 11.7%。再热汽压下降速度较慢，约 20秒后才基本恢复到试验前水平。

试验过程中高压调节汽门(GV)阀位无变化。

根据DCS参数，汽机转子轴位移在IV关闭后向负方向移动了0.038mm，仍在正常推力瓦间隙内，正、负向推力瓦温均没有变化。

由于 PLU时间很短，加之辅助蒸汽的补充，虽然 4抽压力有波动，但小汽机转速与给水母管压力几乎没有变化。

机前热再压力上升了 0.14MPa，炉侧再热器出口压力上升了 0.18MPa，由于 PLU时间短且再热器的容积惯性，高排、调节级、主汽压力都没有变化。这表明再热压力的上升，不只是由于主蒸汽涌入造成的，更主要由于 IV的关闭对再热蒸汽的压缩作用造成的。

汽轮机各处轴振与瓦振在PLU试验前后无明显变化。

锅炉的汽包水位没有变化。送风机、一次风机的动叶开度指令都有不同程度的变化，这是由于负荷的变化在烟风调节系统产生响应。但由于执行机构的机械惯性与迟缓，各风机的动叶阀位反馈几乎没有变化，因而各处风压及炉膛负压都没有明显变化。锅炉系统稳定。

发电机侧无功功率随有功功率有一定程度变化，属正常调节，定子电压没有变化。

随着 IV的顺利开启，机组迅速恢复了负荷，保持稳定。150MW工况下的 PLU试验结束，机组反应正常。

2. 300MW负荷动态试验（100%额定负荷）

试验前锅炉给水由汽动给水泵供应，汽包水位自动控制，电动给水泵静止状态联锁备用。辅助蒸汽由邻机供给，辅助蒸汽的调试汽源仍作小汽机低压部分补充，稳定了小汽机的汽源供给。小汽机高压汽源作热备用，机组其它的保护与自动全部投入，协调投入。

机组功率：0.25秒时功率开始下降，0.9秒降到最低 139MW，下降约54%。在最低谷持续了约0.4秒。IV开启后，功率恢复过程中出现两次超调波动，最大超调量309MW，出现在2.5秒。除了再热汽压上升外，不排除转子应扭振作用导致的电磁功角的波动造成功率波动。到3.52秒IV全开时功率为304MW，基本趋于稳定。

中排压力：试验开始前为0.46MPa，2.18秒后降到最低0.24MPa，IV开展后为0.44MPa，基本趋于稳定。

再热汽压力：试验开始前为3.07MPa，1.4秒后达到最高值3.43MPa，压力上升量为11.7%。IV开展后压力为3.28，再热压力下降速度较慢，但一直是趋于稳定。

试验过程中高压调节汽门(GV) 阀位无变化。

根据 DCS参数，汽机转子轴位移在IV关闭后向负方向移动了0.056mm，仍在正常推力瓦间隙内，正、负向推力瓦温没有变化。

在满负荷下的试验，小汽机辅助蒸汽的补充比例减小，随着4抽压力的波动，小汽机转速下降64r/min，但这个波动量只有1.4%，给水母管压力几乎没有变化。机前热再压力上升了0.26MPa，炉侧再热器出口压力上升了0.36MPa。由于在满负荷下进行PLU试验，高排与调节级压力也有一定的上升，主汽压力则没有明显变化。

汽轮机各处轴振与瓦振在PLU试验前后无明显变化。

锅炉侧参数：

PLU触发后，过热器压力基本无变化，再热器压力升高约11~12%，升高幅度小于本机组再热器安全门动作压力（TRL工况下，再热器安全门动作压力分别为再热器出口压力升高17.5%与24.3%），再热器安全门不会动作。

因一次风母管压力是随机组负荷变化的函数，在PLU触发后，一次风机动叶开度指令有一定的变化（变化小于1.3%），但由于一次风机动叶存在一定的死区（死区基本为1.5%），因此实际一次风机动叶开度基本不变。

因锅炉风量是随负荷变化的函数，在PLU触发后，送风机动叶指令有一定的变化（变化小于

1.1%)，但由于送风机动叶也存在一定的死区（死区基本为 1.5%），实际送风机动叶开度也基本不变。

PLU触发后，炉膛负压无明显变化。

PLU触发后，短时间内机组负荷下降，造成汽包水位略微变化（小于 $\pm 5\text{mm}$ ），可以忽略，短时间内汽包水位即得到快速恢复。

PLU触发后，因协调退出，锅炉处于燃料主控手动状态，因此燃料量得以维持，无变化。

PLU触发后，锅炉壁温无变化，锅炉主、再热汽温无变化。

综上所述，因锅炉一次风压、总风量、燃料量等影响燃烧的因素无明显变化，锅炉燃烧稳定；另因过、再热器安全门无动作，汽包水位调节特性良好，基本无明显变化。

发电机侧无功功率随有功变化有一定程度变化，正常调节。定子电压少量变化，在正常范围内。

随着 IV的顺利开启，机组迅速恢复了负荷，保持稳定。300MW工况下的 PLU试验结束，机组反应正常。

五. 试验结论

150MW与 300MW两个负荷点下的 PLU试验，机组总体运行平稳。试验前后汽机本体轴位移变化不超过 0.06mm ，变化量较小，推力瓦温没有变化。试验前后机组振动无明显变化。整个系统在试验前后的各项参数没有大的波动，汽包水位、主汽压力基本无波动，再热汽压力上升 $11\sim 12\%$ ，在机组可承受范围内。

本机组 PLU试验对锅炉无明显的影响，锅炉可满足 PLU试验的要求。

在当前的 PLU控制逻辑以及运行方式下，机组可以正常执行PLU(功率负荷不平衡)保护功能。

本次试验达到了预期试验目的。

300MW机组PLU功能的投入，在小区域孤网运行初期能够有效降低电网过剩有功功率，抑制频率大幅度波动，为电网的稳定运行提供有力的支援。