



中华人民共和国黑色冶金行业标准

YB/T 4270—2012

转炉汽化回收蒸汽发电系统运行规范

Operation specifications of converter vaporization recovery
steam generation system

2012-05-24 发布

2012-11-01 实施

中华人民共和国工业和信息化部 发布

前 言

本标准由中国钢铁工业协会提出。

本标准由全国钢标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：马鞍山钢铁股份有限公司、青海物通(集团)实业有限公司、冶金工业信息标准研究院、首钢总公司。

本标准主要起草人：丁毅、田俊、李爱群、王启民、仇金辉、何世文、高建平、殷红、陈道海、方拓野、张甲福、包向军、闫青林。

本标准首次发布。

转炉汽化回收蒸汽发电系统运行规范

1 总则

1.1 本标准规定了转炉汽化回收蒸汽发电系统的组成及主要设备、系统运行、维护、事故处理。

1.2 本标准中的汽轮机组形式为饱和蒸汽汽轮机。

1.3 本标准适用于钢铁企业转炉汽化回收蒸汽发电系统使用。其他类似的饱和蒸汽发电系统也可以参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB 1576 低压锅炉水质

GB/T 14541 电厂用运行矿物汽轮机油维护管理导则

DL/T 561 火力发电厂水汽化学监督导则

DL/T 893 电站汽轮机名词术语

3 术语和定义

DL/T 893 界定的及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

转炉汽化回收蒸汽 converter vaporization recovery steam

利用转炉烟道汽化冷却产生的蒸汽。

4 转炉汽化回收蒸汽发电系统的组成及主要设备

转炉汽化回收蒸汽发电系统由两大子系统组成。即转炉汽化烟道冷却系统和汽轮机组发电系统。转炉汽化烟道冷却系统及主要设备包括汽化冷却烟道、汽包、蓄热器、上升下降管及软水供水系统等;汽轮机组发电系统及主要设备包括汽轮机、发电机、蒸汽系统、凝结水系统、真空系统、疏水系统、工业水系统、汽轮机油系统、给排水系统、采暖通风、电气、电信、自动化系统等。

5 发电系统的运行、维护、事故处理

5.1 转炉汽化烟道冷却系统

5.1.1 基本要求

5.1.1.1 转炉汽化烟道冷却系统属于余热锅炉,要严格按照《蒸汽锅炉安全技术监察规程》(劳部发[1996]276号)要求进行管理。

5.1.1.2 操作人员必须经过专业和安全技术培训,并经安全部门考核合格后持有合格证方可上岗。

5.1.2 启动

5.1.2.1 启动前检查

5.1.2.1.1 检查汽水管路所有阀门,必须灵活好用,并确认开关位置。所有排污阀门必须关闭。

5.1.2.1.2 检查仪电控及报警系统是否正常。

5.1.2.1.3 水位计、压力表完好、清晰可辨。

5.1.2.1.4 汽化系统经过检修的,应对系统进行水压试验,确认无泄漏,方可启动。

5.1.2.2 启动准备

5.1.2.2.1 系统检查完毕后,通知转炉炉前相关人员。

5.1.2.2.2 开启汽包、蓄热器放散阀。

5.1.2.2.3 引入外部蒸汽预热汽包、蓄热器和除氧器。

5.1.2.2.4 开启软水泵,保证软水箱、除氧器的正常水位。

5.1.2.2.5 建立活动烟罩、氧枪水套、溜槽水套的水循环。

5.1.2.2.6 汽包进水至正常水位。

5.1.2.2.7 准备工作完成后,通知炼钢炉前兑铁炼钢。

5.1.3 升压和运行

5.1.3.1 启动后,当汽包放散阀排出蒸汽,蒸汽压力升高到 0.05MPa,关闭放散阀。

5.1.3.2 当汽包压力升至 0.2MPa,检查各接头、人孔、法兰等处有无渗漏。

5.1.3.3 在升压过程中,必须密切监视汽包、除氧器水位。

5.1.3.4 当升压至工作压力时,要按照《蒸汽锅炉安全技术监察规程》(劳部发[1996]276号)的要求,校验所有安全阀。

5.1.4 运行和维护

5.1.4.1 除氧器、汽包、蓄热器水位计应定期冲洗,并检查水位计水位与控制系统显示水位是否一致。

5.1.4.2 定期排污应在转炉停吹期进行,通过连续排污量的调整,保证汽化炉炉水碱度合格。

5.1.4.3 应保持正常的汽包、除氧器的供水压力,各水泵应定期倒换使用备用泵。

5.1.4.4 给水水质应定期化验,水质要求应符合 GB 1576 的要求。

5.1.4.5 各水箱水位应维持在正常水位。

5.1.4.6 运行人员应加强巡回检查,发现问题及时处理。

5.1.5 停炉及保养

5.1.5.1 停炉后应关闭或减小给水,关闭主汽阀,停炉 24h 后逐渐打开排污阀,将水放空。

5.1.5.2 根据运行记录,安排检修计划。

5.1.5.3 当系统停运时间较长时,可按以下两种方法进行保养。

5.1.5.3.1 停运一个月以上的,采用干法保养。

5.1.5.3.2 停运不超过一个月的,采用湿法保养。

5.1.6 故障及处理方法

5.1.6.1 当转炉发生大喷或发生爆炸等事故时,应切断给水,打开汽包放散阀,并对转炉汽化蒸汽回收系统进行全面检查。

5.1.6.2 汽包严重缺水或满水时,应紧急停炉。

5.1.6.3 蒸汽压力超过极限,而安全阀、放散阀失效时,应紧急停炉。

5.1.6.4 系统设备大量泄漏汽、水时,应紧急停炉。

5.1.6.5 转炉吹炼中,系统断电时,应紧急停炉。

5.2 汽轮发电系统

5.2.1 基本要求

为了合理地分配和使用汽轮发电机组的寿命,操作人员应当正确地启停操作,良好地检查维护,严格地调整控制参数,细致地整定试验,可靠地预防和处理事故,使之经常处于安全、经济、可靠、稳定运行的良好状态。

5.2.2 汽轮机启动

5.2.2.1 汽轮机启动应在合理的寿命损耗范围内平稳升速带负荷,防止胀差超限、缸体温差超限、动静摩擦、轴系异常振动等异常情况,不出现影响主机安全的辅助设备、热控装置等异常运行,并尽量缩短启动时间,减少启动消耗,以取得最佳安全经济效益。

5.2.2.2 启动方式划分

5.2.2.2.1 按冲转前汽轮机金属温度划分

具体划分温度应按制造厂规定。一般划分为:

- a) 冷态启动;
- b) 温态启动;
- c) 热态启动;
- d) 极热态启动。

5.2.2.2.2 按停机时间划分

- a) 冷态启动:停机超过 72h,金属温度已下降至其额定负荷值的 40% 以下。
- b) 温态启动:停机在 10 h~72h 之间,金属温度已下降至其额定负荷值的 40%~80% 之间。
- c) 极热态启动:停机在 1h 以内,金属温度仍维持或接近其额定负荷值。

5.2.2.2.3 按阀门控制方式划分

- a) 主汽阀启动;
- b) 调节阀启动。

5.2.2.3 启动前应具备的条件

5.2.2.3.1 系统要求:

- a) 汽轮机各系统及设备完好,阀门位置正确。
- b) 汽、水、油系统及设备冲洗合格。
- c) 热控装置的仪表、声光报警、设备状态及参数显示正常。
- d) 计算机控制系统正常工作。

5.2.2.3.2 启动前的试验全部合格。

5.2.2.3.3 盘车:汽轮机冲动前连续盘车,主要是减少冲转惯性,消除弹性热弯曲。因此冲转前盘车应连续运转 4h,特殊情况不少于 2h。

5.2.2.3.4 轴封供汽及凝汽器抽真空:

- a) 轴封供汽
 - 1) 静止的转子禁止向轴封供汽,以避免转子产生热弯曲。
 - 2) 高、低压轴封供汽温度与转子轴封区间金属表面温度应匹配,不应超过制造厂允许的偏差值。
- b) 凝汽器抽真空
 - 1) 汽轮机轴封未送汽凝汽器不宜抽真空。具体可按制造厂规定执行。
 - 2) 冲转前应建立并保持适当的凝汽器真空。

5.2.2.3.5 遇下列情况之一时,禁止汽轮机冲转:

- a) 危急保安器动作不正常;
- b) 调速系统不能维持正常工作;
- c) 隔离汽门、电动主汽门、速关阀、调速汽门卡涩或关闭不严密;
- d) 机组转动部分有明显摩擦声;
- e) 轴向位移、转速表、主要油压表及温度表失灵;
- f) 抽气系统故障,不能维持启动真空;
- g) 油箱油位过低,油质不合格,油温低于 20℃;

h) 凝结水系统故障;

i) 循环水系统故障。

5.2.2.3.6 暖管

转炉汽化回收蒸汽含水量大,汽轮机冲转前应当加强蒸汽管道的暖管工作。

a) 暖管总时间夏季不少于 60min,冬季不少于 120min,在紧急启动情况下可缩短至 10min,但应加强疏水。

b) 暖管过程中应对管道、阀门及法兰进行检查,并检查管道支架及膨胀情况。

5.2.3 汽轮机冷态启动

5.2.3.1 冲转参数选择:

汽轮机冷态启动时,主汽门前主蒸汽压力和温度应满足制造厂提供的有关启动曲线的要求。

5.2.3.2 汽轮机冲转前应对主、辅设备及相关系统进行全面检查,均应具备启动条件。

5.2.3.3 汽轮机冲转:

a) 汽轮机冲转至 600r/min,保持时间 40min~60min,并进行摩擦检查,仔细倾听汽轮机内部声音,确认通流部分无摩擦、各轴承回油正常,方可立即升速。升速率一般为 100r/min。

b) 暖机时间、暖机转速应按制造厂提供的启动曲线进行。

c) 转速升至转子一阶临界转速前,应进行检查。

d) 暖机时间和温度应满足制造厂规定的要求。

5.2.3.4 汽轮机定速后应记录各有关数据,经全面检查正常后方可并网及带负荷。

5.2.3.5 并网及带负荷:

a) 并网后立即带 5%额定负荷暖机,在此负荷下至少稳定运行 30min。

b) 严格按启动曲线要求控制升负荷率。

c) 升负荷至预定的负荷点,确认相应的疏水阀应关闭。

d) 检查确认汽轮机振动、汽缸膨胀、胀差、轴向位移、轴承金属温度、回油温度、油系统压力、温度等主要监测参数在正常范围。

e) 根据负荷的增加应及时调整凝汽器真空。

5.2.4 汽轮机启动中的规定

5.2.4.1 汽轮机冲转后若盘车装置不能及时脱开,应立即拉闸停机。

5.2.4.2 在升速过程中,机组发生不正常振动时,应进行停机再重新暖机,重复两次振动仍未消除时,应停机查找原因。

5.2.4.3 应迅速平稳通过临界转速,在该范围内转速不应停留。

5.2.4.4 启动中应注意与转炉汽化系统的协调,防止蒸汽参数及负荷的大幅度波动。

5.2.4.5 启动中监视汽缸各膨胀值变化均匀对应,发现滑销系统卡涩,应延长暖机时间或研究解决措施,防止汽缸不均匀膨胀变形引起振动。

5.2.4.6 冲转后及运行中冷油器出口油温宜调整控制在 35℃~45℃。

5.2.4.7 正常情况下排汽缸温度不超过 65℃可以长期运行,超过时应限制负荷并不得超过 80℃。并网前若采取措施无效,当低压缸排汽温度达到 120℃时应停止汽轮机运行。

5.2.5 汽轮机运行

5.2.5.1 汽轮机运行的安全与经济应兼顾,应坚持安全第一的方针。

5.2.5.2 按照正常运行控制参数限额规定,监视汽轮机主要参数及其变化值应符合规定。

5.2.5.3 按规定内容进行设备定期巡检及维护。

5.2.5.4 定期对运行参数进行分析,使机组在经济状态下运行。

5.2.5.5 定期进行有关设备的切换及试验。

5.2.5.6 汽、水、油品质应符合标准。汽、水品质参照 DL/T 561 的有关规定执行。油系统清洁度参照 GB/T 14541 的有关规定执行。

5.2.6 汽轮机停机和维护

5.2.6.1 汽轮机的正常停机：

a) 为使汽轮机能安全停止，停机前应完成润滑油泵、盘车装置的试验工作。若试验不合格，非紧急故障停机条件可暂缓停机，以便进行消除。

b) 汽轮机停机的一般规定：

1) 汽轮机的停止是启动的逆过程，启动过程的基本要求原则上适用于停机。

2) 随着负荷及主蒸汽参数的降低，胀差、绝对膨胀、各轴承温度、轴向位移等的变化应予足够重视，轴封供汽、真空及辅助设备各系统应及时调整和切换。

3) 确保机组各部的疏水阀应能在不同工况时开启。

4) 发电机解列后汽轮机的转速变化应予以重视，当发生不正常升高时，应立即拉闸停机。

5) 拉闸后应准确记录汽轮机转子的惰走时间，这是判断汽轮机动静部分和轴承工作是否正常的重要依据。

c) 盘车：

1) 转子静止后盘车装置应立即投入运行。

2) 盘车运行期间，若发现机组内部有清楚的金属摩擦声，应停止连续盘车，改为间断盘车 180°。要迅速查明原因并消除后再投入连续盘车运行。

3) 盘车电机故障造成不能电动盘车时，应查明原因尽快消除，并设法手动间断盘车 180°，待正常且能自由转动时方可投入连续盘车。其他原因造成盘车不动时，禁止用机械手段强制盘车。

4) 需要短时间停止连续盘车，必须保持轴承供油正常，以防止轴承钨金过热损坏，在此期间应手动间断盘车。

5) 连续盘车 48h 或排汽温度降至 50℃ 以下时，可停用盘车装置。

5.2.6.2 汽轮机的紧急停机

5.2.6.2.1 在出现下列情况之一时，应进行紧急停机：

a) 机组转速升至危急遮断器动作转速时，而危急遮断器仍未动作时。

b) 机组发生剧烈振动。

c) 清楚地听出机组内部有金属响声，轴封内发生火花。

d) 汽轮机发生水冲击。

e) 转子轴向位移、汽轮机回油温度超过制造厂规定时。

f) 油箱油位降至最低油位，经补充又无法恢复，机组发生火灾，无法扑灭，危及机组安全。

g) 当危急遮断器误动作，机组在无蒸汽状态运行时间超过制造厂规定时。

h) 主蒸汽管道破裂，无法维持进汽，以及蒸汽压力温度急剧下降，虽经减负荷和加强疏水不能恢复。

i) 润滑油压降至制造厂规定以下时，经处理无效的。

j) 真空下降至制造厂规定以下时，经减负荷仍不能恢复的。

k) 冷却水中断时。

5.2.6.2.2 紧急停机操作

a) 手动关闭危急保安器。

b) 监控润滑油压。

c) 如发生转动部位故障时，可破坏真空，缩短惰走时间。

d) 按规定要求进行有关停机操作。

5.2.6.3 汽轮机停机后的养护

5.2.6.3.1 为保证汽轮机设备的安全经济运行,汽轮机设备在停用期间,必须采取有效的防锈蚀措施,避免热力设备锈蚀损坏。

5.2.6.3.2 停用设备防锈蚀方法的选择,应根据停用设备所处的状态、停用期限的长短、防锈蚀材料药剂的供应及其质量情况、设备系统的严密程度、周围环境温度和防锈蚀方法本身的工艺要求等综合因素确定。

5.2.6.3.3 防锈蚀工作是一项周密细致、涉及面广的技术工作,应加强各专业统一配合提前准备,所需时间应纳入检修计划,药剂应经检验合格。解除防锈蚀养护时应应对设备检查记录防锈蚀的效果,并建立设备防锈蚀技术档案。

5.2.6.3.4 停用汽轮机防锈蚀方法一般有:

- a) 热风干燥法;
- b) 干燥剂去湿法。

5.2.6.3.5 其他停用设备防锈蚀方法:

- a) 凝汽器、冷油器、空冷器水侧长期停用保养时应排净积水,清理干净后用压缩空气吹干。
- b) 转动辅机做长期停用保养时,应解体检查,按有关规定防锈处理后装复。
- c) 长期停用的油系统应定期进行油循环活动以调节系统。

5.2.6.3.6 对滨海盐雾地区和有腐蚀性的环境,应采取特殊措施,防止设备腐蚀。

5.2.6.3.7 寒冷季节应采取有效的防冻措施。

5.2.7 汽轮机热控及试验

5.2.7.1 汽轮机热控设备

5.2.7.1.1 由于计算机的广泛应用,自动化水平有了显著提高。常规模拟仪表和手操器减少后,计算机成为汽轮机热控主要设备,应加强检修维护,减少和防止误调节、保护误动作,努力提高调节水平,同时应加强人员培训,提高设备维护人员和运行人员的技术水平。当前,低压饱和蒸汽机组一般采用分布式控制系统(DCS)或可编程逻辑控制系统(PLC),还应具有安全监测和保护功能的相应系统和设备,如透平监测仪表系统(TSI)、跳闸保护系统(ETS)等。

5.2.7.1.2 计算机控制系统一般具有以下功能:

- a) 转速控制功能;
- b) 负荷控制、限制功能;
- c) 机组协调控制功能;
- d) 辅机联锁控制功能;
- e) 应力监控功能;
- f) 阀门管理、试验功能;
- g) 保护在线试验功能;
- h) 安全监测、保护功能;
- i) 数据采集及日报、时报、即时打印、超限报警、事故追忆打印功能。

5.2.7.1.3 主要仪表、自动调节系统、热控保护装置应随主设备一并投入,未经批准不得停运。计算机系统应在机组启动前对有关功能进行试验,试验时运行人员应参加并给予确认。

5.2.7.2 汽轮机试验

5.2.7.2.1 汽轮机启动前的试验:

- a) 汽轮机调速系统静态特性试验。
- b) 汽轮机全部跳机保护试验及机电联锁试验。
- c) 油泵、水泵等的启停及保护联锁试验。

d) 转动设备应经一定时间的连续运转证明可靠。

5.2.7.2.2 汽轮机启动中的试验：

a) 危急保安器就地及远方拉闸试验。

b) 主汽门、调速汽门严密性试验。

c) 超速试验：

1) 下述情况必须做：

——汽轮机新安装或大修后；

——停机一个月后再启动；

——甩负荷试验前；

——危急保安器解体或调整后。

2) 下述情况不得进行超速试验：

——就地或远方停机不正常；

——主汽门、调速汽门关闭不严；

——在额定转速下任一轴承的振动异常时；

——任一轴承温度高于限定值时。

3) 超速试验进行三次，前两次动作转速差不应超过 0.6%，第三次和前两次平均数差不超过 1%。

4) 危急遮断器动作转速为额定转速 109%~111%。

d) 甩负荷试验：

试验前机组和电网应具备必要的条件并制定完善的措施，试验应经批准方可进行。

5.2.8 汽轮机主要辅机

5.2.8.1 水泵

5.2.8.1.1 运行中的水泵应防止泵失水及积空气。

5.2.8.1.2 地下布置的水泵，应有可靠的防水淹措施。

5.2.8.1.3 水泵停止时出口阀应同时关闭，以防发生倒转。

5.2.8.2 凝汽器

5.2.8.2.1 引入凝汽器的疏水阀门在正常运行中应关闭严密，防止局部冲刷、裂纹。

5.2.8.2.2 凝汽器汽侧引出的低压抽汽管道在检修中应检查是否泄漏。

5.2.8.2.3 应定期进行凝结水和循环水水质的化验，防止泄漏及结垢。

5.2.8.2.4 循环水应保持清洁，根据季节及负荷的变化合理调整水温水量，满足循环倍率、端差、温升的要求。可通过排污、加药等方法严格控制循环水浓缩倍率。开式循环水系统，应防止微生物附着和堵塞。

5.2.8.2.5 应定期对凝汽器进行清洗，及时处理设备缺陷。

5.2.9 汽轮机事故预防及处理要求

5.2.9.1 事故处理的基本要求

5.2.9.1.1 事故发生时，应按“保人身、保电网、保设备”的原则进行处理。

5.2.9.1.2 事故发生时的处理要点：

a) 根据仪表显示及设备异常象征判断事故确已发生。

b) 迅速处理事故，首先解除对人身、电网及设备的威胁，防止事故蔓延。

c) 必要时应立即解列或停用发生事故的设备，确保非事故设备正常运行。

d) 迅速查清原因，消除事故。

5.2.9.1.3 将所观察到的现象、事故发展的过程和时间及所采取的消除措施等进行详细的记录。

5.2.9.1.4 事故发生及处理过程中的有关数据资料等应完整保存。

5.2.9.2 常见事故及处理

5.2.9.2.1 汽压汽温不正常

- a) 确认汽压、汽温表计显示不正常。
- b) 通知调度调整运行参数。
- c) 汽温下降时,应加强疏水。
- d) 应注意真空变化,加强对射水泵调整以及轴封供汽变化调整。
- e) 当主汽汽压下降时,应降低负荷。
- f) 当汽温超过 $10^{\circ}\text{C}\sim 20^{\circ}\text{C}$ 以上或在这个温度下连续运行 30min 仍不能恢复正常时,应故障停机,超温运行时应注意轴承温升、振动及热膨胀。

5.2.9.2.2 真空下降

- a) 真空表数指示值逐渐下降,排汽温度表数指示值逐渐上升。
- b) 抽汽器工作效率下降。
- c) 循环水量减少或水温升高。
- d) 凝汽器内满水造成冷却面积减少,或空气系统不严密。
- e) 高、低压轴封汽量减少。
- f) 凝汽器运行时的真空不得低于制造厂规定数值。
- g) 发现真空指示下降,应与排汽温度及就地真空表核对判断表计是否有误。
- h) 增加高、低轴封蒸汽量,真空下降较快时应立即启动备用抽气装置。
- i) 若真空不能维持,按规定减负荷直至停机。

5.2.9.2.3 循环水减少或中断

- a) 循环水量、水压指数到零。
- b) 真空表指数急剧下降,排汽温度表指数急剧上升。
- c) 凝汽器上端大气自动排气阀因过压开启(薄膜安全板破裂),大量排汽。水泵房电源断电(I、II),或供水管路破裂。
- d) 当水压下降过大时,应立即联系恢复水压,并根据真空下降数值,降低机组负荷。
- e) 当水压降至零时,应立即紧急停机,并尽快关闭进水总阀。
- f) 若凝汽器需要投运,应待凝汽器温度下降到 50°C 以下时方可进水。
- g) 在开机前应注意检查薄膜安全板是否破裂(若破裂,应更换)。

5.2.9.2.4 凝汽器铜管泄漏

- a) 热水井水位突然升高,凝结水流量与蒸汽进汽流量差数明显增大。
- b) 凝结水硬度超标。循环水压过高,引起铜管破裂或管板胀口处泄漏。铜管化学腐蚀,使铜管受损(或清洗铜管时,清洗不当)。
- c) 启动备用凝结泵,两台水泵运行,保持热水井正常水位。
- d) 通过化验凝结水硬度,确认铜管是否破裂。加强排放凝结水量,尽量减低除氧器水质硬度不超标。
- e) 严重泄漏,应停机处理。

5.2.9.2.5 水冲击

- a) 现象
 - 1) 蒸汽温度表指数迅速下降。
 - 2) 蒸汽阀法兰、阀杆以及调整汽门室平面处冒白汽。
 - 3) 推力轴承与温度上升及轴向推力增大。
 - 4) 蒸汽母管内有冲击声。
- b) 原因,转炉汽化烟道冷却系统操作不当或设备故障。

c) 处理

- 1) 迅速开启开大蒸汽管道上所有疏水阀。
- 2) 立即与调度联系,采取处理方法,恢复正常汽温。
- 3) 若水冲击不能立即消除,应紧急停机。

5.2.9.2.6 危急保安器动作

a) 现象

- 1) 超速保护信号灯亮。
- 2) 主汽阀,调速汽门关闭。
- 3) 转速急速下降。

b) 原因

- 1) 负荷调节不当。
- 2) 调速器动作迟缓。
- 3) 危急遮断器误动作。

c) 处理

- 1) 减负荷时,不宜减小过快。
- 2) 危急遮断器通过确认误动作后,应紧急停机处理。

5.2.10 发电机的运行、维护

5.2.10.1 发电机启动前检查

5.2.10.1.1 发电机本体及其附属设备工作全部终结,检修后各项电气试验合格,试验数据应有书面报告并且符合启动要求。

5.2.10.1.2 发电机、变压器、电抗器等本体各处完好,周围无杂物。

5.2.10.1.3 发电机滑环、炭刷完好。

5.2.10.1.4 发电机组导线清洁完好,无杂物。

5.2.10.1.5 空冷器完好无堵塞,风道通畅无杂物,无漏水及结露现象,冷却水压力正常。

5.2.10.1.6 开关柜、发电机中性点柜、励磁柜、保护装置及自动装置柜线路正常。

5.2.10.1.7 控制系统无异常,各开关位置信号和自动装置显示的位置与设备实际状态相符,远动信号正常。

5.2.10.1.8 发电机组启动前的准备工作做完以后,应立即汇报班长:发电机组具备启动条件。

5.2.10.2 发电机的启动和并列

5.2.10.2.1 发电机的启动

- a) 发电机一经冲转,即应认为发电机及其全部设备已带电,严禁在有关回路上工作。
- b) 发电机冲转及过临界转速时,应加强对励磁装置及滑环炭刷的监视,达额定转速时,应全面检查发电机。
- c) 发电机转速升至 1500r/min 时,应作下列检查:
 - 1) 发电机、励磁机内部是否有摩擦声。
 - 2) 各炭刷是否跳动卡涩,接触是否良好。
 - 3) 发电机冷却水压、水温是否正常,有无渗、漏水现象。
- d) 升压时应监视励磁电压、励磁电流,当励磁电压、电流已达到空载额定值而定子电压较小或定子电流较大(定子电流理论上应为零),应停止升压,查明原因。
- e) 当发电机转速升至 3000r/min,经批准将并列开关推入运行位置。

5.2.10.2.2 发电机与系统的并列

- a) 发电机的并列,采用准同期方法,并列时应符合下列条件:

- 1) 发电机与系统的周波差小于 $\pm 0.1\text{Hz}$ 。
- 2) 发电机与系统的电压差小于 $\pm 5\%$ 。
- 3) 发电机与系统电压相位相同。
- 4) 发电机与系统相序一致。
- b) 事故情况下,为尽快与系统并列,可允许周波差 $\pm 0.5\text{Hz}$,电压差小于 $\pm 10\%$ 。

5.2.10.3 发电机带负荷

5.2.10.3.1 机组并列后,自动带初始负荷时应注意适当调整无功负荷,以保持发电机端电压在额定范围内以及避免发电机进相运行。

5.2.10.3.2 有功负荷增减的速度,原则上取决于汽轮机。发电机冷态启动并列后,可带40%定子额定电流,热态及事故情况下,并入系统,增加有功负荷,速度不受限制。

5.2.10.3.3 在增加负荷的过程中,应监视发电机的铁芯温度,发电机的定、转子绕组温度,进出口风温,发电机的定、转子电流、电压在额定的范围内,各部分温度不应超标。

5.2.10.3.4 并网后应及时对系统全面检查一次,注意各运行参数、自动控制系统正常,保护无异常。此外,在每次较严重的外部短路后,必须对发电机进行全面的外部检查。

5.2.10.4 发电机的运行监视

5.2.10.4.1 发电机应在额定电压的 $\pm 5\%$ 范围内运行,在此范围内,功率因数为额定值时,发电机的额定容量不变。

5.2.10.4.2 发电机允许在额定频率的 $\pm 2\%$ 范围内长期运行,频率在此变化范围时,发电机可按额定容量连续运行。

5.2.10.4.3 发电机的三相负载不对称时,允许的不平衡电流可在发电机额定电流的10%范围内变化(即最大电流与最小电流之差)但需符合下列条件:

- a) 发电机外壳的振动不大于0.5mm。
- b) 转子温度不得超过 130°C 。
- c) 任一相电流不得超过额定值。

5.2.10.4.4 发电机在额定工作方式连续运行时,各主要部分的温升允许值在规定范围内。

5.2.10.4.5 空冷发电机进风温度不超过 40°C ,最高不允许超过 55°C ,为防止结露,进风温度最低不得低于 20°C 。

5.2.10.4.6 运行中的发电机及其附属设备,应定期检查:

- a) 发电机本体清洁,内部无结露、流胶等现象。
- b) 发电机本体各部分温度、声音正常,无异常振动,无异味。
- c) 定子槽楔不松动脱落,端部绑线不断裂,垫块不松动。
- d) 发电机引出线套管、支持绝缘子、PT、CT、灭磁开关等无异常状况。
- e) 空冷室无渗漏。
- f) 炭刷接触良好,无火花,不过热、不跳动,无卡涩现象。
- g) 发电机保护装置运行正常,无异常报警信号。
- h) 发电机励磁系统运行正常,无异常报警信号。
- i) 电压切换装置运行正常,无异常报警信号。
- j) 发电机进、出水,进、出风,铁芯、线圈温度正常。

5.2.10.5 发电机的解列与停机

5.2.10.5.1 逐步减少发电机有功与无功。

5.2.10.5.2 拉开发电机并网开关,解列发电机。

5.2.10.5.3 将发电机电压减至最低值,拉开灭磁开关。

5.2.10.5.4 发电机停止转动后,立即测量定子、转子、励磁机绝缘,并做好记录。

5.2.10.5.5 发电机停机时间超过 24h,应转为冷备用。

5.2.10.6 发电机的异常运行及事故处理见表 1。

表 1 发电机的异常运行及事故处理

序号	异常或故障部位	异常或故障现象	处理措施
1	发电机温度异常	入口风温超过 40℃。定子铁芯温度超过 130℃。定子线圈温度超过 90℃。	检查发电机冷却水系统是否正常。检查仪表是否正常。适当降低无功,如不能恢复,降低有功,直至温度恢复正常。若冷却系统故障无法消除时,汇报后解列停机处理。
2	发电机冷却水中断	发电机断水报警信号发出,光字牌亮,进水压力表、流量表指示到零。	立即将有、无功负荷减至零,并到换厂用电。定、转子断水时间不得超过 30s,定子断水如果 30s 不能恢复供水,转子断水 30s 则断水保护动作,跳开发电机开关,如果断水保护拒动,应手动解列发电机。
3	发电机定子接地	警铃响,“发电机定子接地”光字牌发出。定子接地电压表可能有指示。	通过现象确认非保护 PT 高压熔丝熔断或 PT 高压熔丝熔断造成的误发信号。通过发电机定子电压表指示判断接地点距发电机中性点的远近。穿上绝缘鞋,对发电机本体及其回路进行详细检查,看能否发现明显故障点。如找不到故障点,要求停机检查。发电机组接地时间不得超过 30min,否则解列停机检查。
4	发电机事故过负荷	定子电压低于额定值。定子、转子电流可能超过额定值。“过负荷”光字牌发出。	首先检查发电机电压及功率因数,注意电流允许值及时间,并记录,对发电机加强监视,检查各部分温度不超过允许限额。如果电流超过允许时,应降低有功及无功,但要注意不得进相运行和电压过低。若过负荷是发电机强励动作引起,在 18s 内运行人员不得干预,动作时间超过 20s 应退出强励。
5	发电机三相电流不平衡超过 10% 额定值	发电机定子最大相电流与最小相电流差超过 10%。并列运行的联络线同时出现不平衡电流。	发电机不平衡电流超过允许值,如是由系统引起的,要求改变运行方式,使不平衡电流降至允许值。降低发电机无功负荷,但功率因数不得超过迟相的 0.95,无效时,应降低有功负荷,使任一相电流不超过额定值,且不平衡电流不大于 10%。对发电机的一次、二次回路进行认真检查,看有无异常情况,并对发电机的振动、转子温度加强监视。查看发电机组开关是否缺相运行。
6	发电机振荡或失去同期	定子电流大幅度摆动,且可能超过正常值。有功、无功表同时摆动。定子电压、母线电压也剧烈摆动,且通常是电压降低。转子电压、电流在正常值附近摆动。发电机发出与表计摆动合拍的鸣声。	首先判别是系统振荡还是发电机失去同期,若并列运行的各机组表计摆动方向完全一致,属系统振荡,若其中某一台机组的表计摆动方向与其他发电机和系统的相反,则为该台机与系统失去同期。若调节器在自动方式运行,则应适当减小有功负荷,若调节器自动未投入,则应手动增加发电机励磁,但转子电流不得超过允许值。经上述措施后,经 2min 振荡未消除且失步解列装置未动作(投运情况下),按指令将发电机与系统解列。根据解列后的情况判断是否应将发电机与系统并列。

表 1(续)

序号	异常或故障部位	异常或故障现象	处 理 措 施
7	发电机失去励磁(异步运行)	发电机定子电压降低,定子电流升高,同时有节奏地摆动。 发电机转子电流表指示到零或在零附近摆动;转子电压指示失常;如转子短路则电压下降;转子开路则电压升高。发电机有功表指示下降,无功表指示为零或负值,功率因数表指示进相,同时有节奏地摆动。“失磁动作”光字牌发出。	根据上述现象电气运行人员判断发电机已失磁,应在 60s 内将发电机有功负荷降至 60% 以下,在 90s 内将发电机有功负荷降至 40% 以下,在 120s 内将发电机有功负荷降至 12% 以下。尽快恢复发电机励磁;若灭磁开关跳闸,经同意,重新合上灭磁开关;若灭磁开关未跳闸,应迅速将励磁调节器(LCT-2)由“自动”切至“手动”(LCT-2 可能已自动切至“手动”方式),用手动增加励磁。经判断发电机励磁确实无法恢复,同意将发电机负荷减至零后解列发电机,待查明原因后重新升压并列。发电机失磁运行时间不得超过 10min。
8	转子一点接地	“转子一点接地”光字牌发出,发电机检漏计可能动作。转子正、负对地电压之和接近或等于转子电压。	检查整流子、滑环炭刷有无碰壳接地。检查空气冷却器是否漏水。检查励磁有无掉线接地或元件受潮接地。若转子接地漏水应立即停机。要求化验冷却水水质是否合格。检查是否保护误动。若一点接地无法消除,应做好事故预想,防止两点接地(自动投入)后跳闸。
9	转子回路两点接地	励磁电流增大,励磁电压降低,无功降低,可能为负值。发电机可能发生振动和噪声。“转子两点接地”光字牌发出。检漏计可能动作。	判明转子两点接地且保护未动作,立即手动拉开发电机组主开关和灭磁开关,将发电机解列。
10	发电机组开关跳闸	发电机组开关跳闸。	根据表计指示和信号迅速判断跳闸原因。如灭磁开关未跳,且无保护掉牌,无故障象征,判明发电机组开关误跳后,可重新并入系统。若经检查一切正常,测发电机绝缘良好,又无保护信号,对发电机零起正常后并入系统。判明发电变组主保护动作,未查明原因,不得轻易将发电机并入系统;判明为后备保护动作,经检查发变组内设备无故障且系统故障已排除,经同意,对发电机零起升压正常后并入系统。汽机保护动作,应仔细检查发变组一次设备,保持发变组热备用状态,做好开机前准备。
11	发电机电动机运行(调相运行)	该发电机“主汽门关闭”光字牌可能发出。该发电机有功反指示,无功指示升高,定子电流指示下降,功率因数指示进相。该发电机有功电度表倒转。系统周波正常(系统总装机容量较大)。若该发电机调节器自动方式投用,则转子电压,转子电流要降低,定子电压升高不多;若该发电机调节器自动方式停用,则定子电压和转子电压、电流指示正常。	若“汽机跳闸”保护动作,发电机已跳闸应参照发电机跳闸处理。如无“机器危险”信号,不必将发电机解列,将高厂变负荷倒换至联络线运行,维持定子电压在正常值,并立即汇报,打开主汽门后重新带负荷。若同时汽机出现“注意”、“机器危险”信号,应立即将发电机解列停机,解列之前应注意厂用电的倒换。“机器危险”信号在复归前必须经确认。

表 1(续)

序号	异常或故障部位	异常或故障现象	处 理 措 施
12	发电机振动	发电机振动大,有异常声音。炭刷可能有冒火现象。	检查定子电流三相是否平衡。检查转子电流、电压是否正常。检查发电机定子、转子是否有接地现象。检查发电机各部分温度是否正常。检查发电机振动是否由于汽轮机振动引起,如振动超过允许值,应申请停机。
13	发电机着火	发电机端盖、窥视孔有明显的烟气,伴有火星或有绝缘烧焦的气味。励磁机有明显的火星和绝缘烧焦的气味。发电机壳内有剧烈的响声。	汽机用紧急停机按钮跳开发电机开关,检查发电机组开关、灭磁开关是否跳闸,若未跳,立即手动断开10kV侧开关、灭磁开关。立即用干式四氯化碳灭火器灭火,不得使用泡沫灭火器或砂子灭火,当地面上有油类着火时,可用砂子灭火,但要注意不得使砂子落到发电机内或其轴承上。灭火期间保持发电机 300r/min 左右,且定子、转子冷却水不得中断。