

中华人民共和国电力行业标准

300MW 级汽轮机运行导则

DL / T 609—1996

Guide for 300MW grade steam turbine operation

中华人民共和国电力工业部

1997—02—03 批准

1997—06—01 实施

1 范围

1.1 本导则确立了以安全经济运行为基础，以寿命管理为主线进行 300MW 级汽轮机运行技术管理的基本原则。

1.2 本导则适用于国产型及引进型国产亚临界参数 300MW 级汽轮机，主要原则也适用于亚临界参数 600MW 汽轮机，进口机组及其他机组可参照执行。

1.3 本导则不适用于超临界参数的汽轮机和核电汽轮机。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。在本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB5578—85 固定式发电用汽轮机技术条件

GB7596—87 电厂用运行中汽轮机油质量标准

GB11347—89 大型旋转机械振动烈度现场测量与评定

GB12145—89 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准

DL428—91 电力系统自动低频减负荷技术规定

DL / T561—95 火力发电厂水汽化学监督导则

DL / T571—95 电厂用抗燃油验收、运行监督及维护管理导则

DL5011—92 电力建设施工及验收技术规范(汽轮机机组篇)

SD223—87 火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则

(82)水电技字第 63 号 电力工业技术管理法规(试行)

(83)水电电生字第 47 号 火力发电厂高压加热器运行维护守则

电安生[1994]227 号 电业安全工作规程(热力和机械部分)

3 总则

3.1 汽轮机运行的主要任务是：合理地分配和使用汽轮机寿命，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。

3.2 制定本导则是为了正确指导运行操作维护，加强汽轮机寿命管理，进一步提高 300MW 级汽轮机运行水平，满足电力生产需要。

3.3 本导则是通用性、原则性的技术规定。本导则对汽轮机启停方式的选择和操作要求、重要运行参数控制范围、正常与特殊运行方式应该遵守的一般原则等做了明确规定，提出了属于运行范围内的主要检查、维护、试验、调整等内容，确立了常见事故的预防和处理原则。如制造厂有明确规定的应遵照执行，制造厂无明确规定的应按本导则执行。

3.4 以本导则为依据，结合制造厂出具的技术文件及设备实际情况编制现场汽轮机运行规程。编写运行规程一般应有的主要内容见附录 F(提示的附录)。

4 汽轮机寿命管理

为了确保 300MW 级汽轮机安全经济运行，应以寿命管理为主线进行现场运行技术管理。

4.1 合理分配和使用汽轮机寿命

4.1.1 重 汽轮机的寿命分配一般取决于汽轮机的结构和使用特点、启停次数、启停方式、工况变化、甩负荷带厂用电的次数等。要根据不同机型及其运行方式进行分配。

4.1.2 在汽轮机设计寿命年限内，根据制造厂提供的寿命管理曲线一般分配蠕变寿命损耗占 20%，疲劳寿命损耗占 80%。汽轮机寿命分配要留有余地，一般情况下寿命损耗只分配 80%左右，其余 20%以备突发性事故。汽轮机寿命分配示例见附录 E(提示的附录)。

4.1.3 带基本负荷的汽轮机，每次冷态启动的寿命损耗率可以分配得大一些，一般控制在 0.05% / 次；调峰机组的寿命损耗主要消耗在热态启停中，每次启停的寿命损耗率可分配得小一些，一般为 0.01% / 次。

4.2 汽轮机转子寿命的监测与管理

4.2.1 每台汽轮机应以制造厂提供汽轮机寿命管理曲线为依据，绘制各种工况启动曲线。汽轮机启停曲线示例见附录 D(提示的附录)。

4.2.2 每台汽轮机应建立并逐步完善转子寿命损耗数据库，根据制造厂提供的寿命管理曲线进行控制，使汽轮机寿命损耗处于受控状态，以便指导运行人员进行开停机操作和运行参数调整及对异常工况的处理。

4.3 减少汽轮机转子寿命损耗的原则

4.3.1 启动中预防汽轮机转子脆性损伤

a)启动时应根据汽缸金属温度水平合理选择冲转蒸汽参数和轴封供汽温度，严格控制金属温升率。

b)一般以中压缸排汽口处金属温度或排汽温度为参考，判断转子金属温度特别是中压转子中心孔金属温度是否已超过金属低温脆性转变温度(FATT)。

c)汽轮机冷态启动时，有条件的可在盘车状态下进行转子预热，变冷态启动为热态启动。

d)如制造厂允许，可以采用冷态中压缸启动方式，以改善汽轮机启动条件。

e)危急保安器超速试验，必须待中压转子末级中心孔金属温度达到 FATT 以上方可进行，一般规定汽轮发电机组带 10% ~ 25% 额定负荷稳定暖机至少 4h。

4.3.2 运行中减少汽轮机转子寿命损耗

a)避免短时间内负荷大幅度变动，严格控制运行中转子表面工质温度变化率在最大允许范围内。

b)严格控制汽轮机甩负荷后空转运行时间。

c)防止主、再热蒸汽温度及轴封供汽温度与转子表面金属温度严重失配。

d)在汽轮机启动、运行、停机及停机后未完全冷却之前，均应严防湿蒸汽、冷气和水进入汽缸。

4.4 加强可靠性管理，减少汽轮机寿命损耗

4.4.1 可靠性指标不仅反映了设计、制造、安装水平和质量，是技术改造和技术进步的重要依据，还直接反映了发电厂运行管理及设备维修状况，是现代化汽轮机运行管理的重要内容。

4.4.2 汽轮机设备大都是可维修的，其寿命分配也有很大共性。在汽轮机使用寿命年限内，通过可靠性统计分析，可以找出因运行检修维护不当造成的寿命损耗，从而改善运行操作方法和检修维护方案，逐步由被动检修转变为状态监测和预知性维修，提高设备等效可用系数(EAF)，减少等效强迫停用率(EFOR)，减少维修费用，延长汽轮机使用寿命，取得更大安全经济效益。

5 汽轮机启动

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，不出现危及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。

5.1 启动方式划分

5.1.1 按启动时汽缸进汽方式划分

a)高压缸启动(或高、中压缸联合启动)；

b)中压缸启动。

5.1.2 按冲转前汽轮机金属温度划分

高压缸启动时按调节级处金属温度划分；中压缸启动时按中压第一压力级处金属温度划分。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。

5.1.3 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 ~ 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。

5.1.4 按阀门控制方式划分

- a)主汽阀启动；
- b)调节阀启动。

5.2 启动前应具备的条件

5.2.1 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)计算机控制系统连续正常工作 2h 以上。

5.2.2 启动前的试验全部合格。

5.2.3 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。

5.2.4 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、中、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。过热度不应低于 14℃，以防止凝结放热使转子表面产生过高热应力造成金属疲劳而增加寿命损耗。

b)凝汽器抽真空

1)汽轮机轴封未送汽凝汽器不应抽真空。我国早期国产机组规定冷态启动时先抽真空后送轴封汽，如制造厂无新规定，可仍按原规定执行。

2)冲转前应建立并保持适当的凝汽器真空，以利于汽轮机加热、排汽温度不超限及旁路系统及时投用。

5.2.5 旁路系统：

- a)旁路系统的设置及其型式、容量和控制水平，应按机组特性或有关设计规程规定。
- b)设有旁路系统机组的启动方法应由制造厂提出，如中压缸启动或高、中压调门及旁路协调启动等。
- c)旁路系统投用前应确认自动、联锁、保护正常且在投入状态。

d)旁路系统使用时控制高、中压缸蒸汽流量应匹配，应分别满足高压缸和中、低压缸在不同工况下最小冷却流量。

e)汽轮机运行中旁路系统如不能处于热备用状态，应退出自动，避免投用时蒸汽管道发生水冲击。

5.2.6 遇下列情况之一时，禁止汽轮机冲转或并入电网：

- a)全部转速表失灵。
- b)调速系统不能维持汽轮机空转或甩负荷后动态飞升转速超出危急保安器动作值。
- c)高、中压主汽门、调速汽门、高压缸排汽逆止门、回热系统中任一只抽汽逆止门关闭不严、卡涩或动作失灵。
- d)危急保安器超速试验不合格。
- e)汽轮机任一跳机保护失灵。汽轮机一般具备的事故跳机保护见附录 A1(标准的附录)。
- f)汽轮机任一主要控制参数失去监视或任一主要调节控制装置失灵。汽轮机一般主要监测参数见附录 A2(标准的附录)，汽轮机一般具备的主要调节控制装置见附录 A3(标准的附录)。
- g)启动油泵、抗燃油泵、润滑油泵、事故油泵、顶轴油泵之一故障或其自启动装置失灵。
- h)高中压外缸内壁上下温差大于或等于 56℃。
- i)转子偏心度在原始高点相位处的偏差值大于 0.02mm。
- j)盘车装置故障、盘车不动或盘车电流超限。
- k)汽轮机动静部分有清楚的金属摩擦声或其他异音。
- l)汽、水、油品质不合格。

5.3 冷态启动

5.3.1 冲转参数选择：

汽轮机冷态启动时，主汽门前主、再热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。进入汽轮机的主蒸汽至少有 50℃ 的过热度，但其温度一般不宜大于 426℃。双管道蒸汽温度差一般不大于 17℃。主、再热蒸汽温差，高中压合缸机组一般为 28℃，短时可达 42℃，最大不大于 80℃。

5.3.2 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。

5.3.3 汽轮机冲转：

a) 汽轮机冲转至 600r/min，迅速切断进汽，应在 5min 内进行摩擦检查，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。升速率一般为每分钟 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) 转速升至高中压转子一阶临界转速前，应进行检查或中速暖机。

d) 暖机时间和温度应满足制造厂规定的要求。

5.3.4 汽轮机定速后应测量记录各有关数据，经全面检查正常后可进行有关试验，试验中重新复位应以每分钟 200r/min 的升速率升至定速。

5.3.5 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。在此期间，主蒸汽温度每变化 2℃，稳定暖机时间增加 1min。

b) 严格按启动曲线要求控制升负荷率及主、再热蒸汽参数的变化率。

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) 高、低压加热器应随机启动，当供除氧器的抽汽压力高于除氧器内部压力并能克服高度差引起的静压时，应切换为该段抽汽，除氧器滑压运行。

f) 根据负荷的增加应及时调整凝汽器真空，切换或投入给水泵、循环水泵、疏水泵等辅助设备

5.4 热态启动

5.4.1 冲转参数选择

汽轮机热态启动时，根据汽缸温度按制造厂提供的启动曲线确定冲转参数。

5.4.2 冲转

a) 主、再热蒸汽管道疏水充分，汽缸本体疏水在极热态开机冲转前开启 5min 后关闭。

b) 冲转后应经摩擦检查无异常方可升速，升速率一般不小于每分钟 200r/min。

c) 定速后经必要检查正常应尽快并网。

5.4.3 并网及带负荷

a) 并网后应尽快加负荷至启动曲线所对应的负荷点，确认汽轮机下缸温度不再下降，以减少汽缸及转子的冷却。

b) 控制主、再热蒸汽参数应平稳，温差不超限。

5.5 汽轮机启动中的规定

5.5.1 汽轮机冲转后若盘车装置不能及时脱开，应立即打闸停机。

5.5.2 一般在转速升至 1200r/min 时，停止顶轴油泵运行。

5.5.3 汽轮机转速在 80%~85% 轴系一阶临界转速若出现异常振动，不得强行升速，须查明原因并消除，待振动正常后方可通过临界转速。

5.5.4 应迅速平稳通过临界转速，在该范围内转速不应停留。

5.5.5 控制汽缸金属温升率 2~2.5℃/min，温降率 1~1.5℃/min；超过时，应稳定转速或负荷，延长暖机时间。

5.5.6 启动中应注意相邻专业的协调，防止蒸汽参数及负荷的大幅度波动。

5.5.7 启动中监视、记录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。

5.5.8 冲转后及运行中冷油器出口油温宜调整控制在 38~45℃，抗燃油冷油器出口油温宜控制在 40~50℃。

5.5.9 汽轮机冲转至 600r/min 应投入排汽缸喷水，至 15% 额定负荷时应停用。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。

5.5.10 进行两班制调峰运行的汽轮机，启动时应根据汽缸金属温度合理选择冲转参数及温升率，适当加快带负荷速度，减少汽轮机转子冷却时间。

6 汽轮机运行

6.1 汽轮机运行的安全与经济应兼顾，应坚持安全第一的方针。

6.2 汽轮机的正常运行

6.2.1 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。

6.2.2 按规定内容进行设备定期巡检及维护。

6.2.3 每小时对定时打印或抄录的参数应进行分析，使机组在经济状态下运行。

6.2.4 定期进行有关设备的切换及试验。

6.2.5 负荷调整：

a)采用变压或定一滑一定方式。

b)定压运行时负荷变化率应以调节级变工况适应能力为准，符合寿命管理曲线要求，一般每分钟为1%~2%额定负荷。

c)变压运行时负荷变化率应以锅炉适应能力而定，一般每分钟为2%—3%额定负荷。

d)喷嘴调节的汽轮机应避免长时间在负荷转换点运行，以减少调速汽门的节流损失。

e)辅助设备的运行方式应满足相应的负荷调整要求。

6.2.6 蒸汽参数控制范围及允许偏差

a)运行中应控制蒸汽参数在允许范围内，当超限或有超限趋势时，应进行调整并准确记录超限量、超限时间及累计时间，同时进行相应处理。

b)蒸汽参数允许偏差见表1。

表1 蒸汽参数允许偏差(均对额定值而言)

| 参 数 名 称 | | 限 值 |
|---------------|--------------------------------------|--------------------|
| 主蒸 汽压 力 | 任何12个月周期内的平均压力 | 1.00p ₀ |
| | 保持所述平均压力下允许连续运行的压力 | 1.05p ₀ |
| | 例外情况下允许偏离值，但12个月周期内积累时间 12h | 1.20p ₀ |
| 冷再热蒸汽压力 | | 1.25p |
| 主蒸 汽温 度 | 任何12个月周期内的平均温度 | 1.00t |
| | 保持所述平均温度下允许连续运行的温度 | t+8 |
| | 例外情况下允许偏离值，但12个月周期内积累时间 400h | t+(8~14) |
| | 例外情况下允许偏离值，每小时 15min，但12个月周期积累时间 80h | t+(14~28) |
| 不允许值 | | >t+28 |

注：1. p₀ 为额定主蒸汽压力(MPa)；p₁ 为额定冷再热蒸汽压力(MPa)；t 为主蒸汽或再热蒸汽额定温度。
2. 温度限值只适应于 t₅₆₆ 的情况

6.2.7 汽、水、油品质应符合标准。水汽质量恶化时的处理见附录 B(标准的附录)。油系统清洁度常用标准见附录 C(标准的附录)。

6.3 汽轮机的特殊运行

6.3.1 高压加热器部分或全部停止运行，制造厂有限制负荷规定时应严格执行，特别应控制主蒸汽流量及监视段压力和各段抽汽压力不得超过设计最大允许值，同时应注意对锅炉汽温的影响。

6.3.2 凝汽器停止半侧运行应控制凝汽器真空值在允许范围，否则应降低负荷运行。应重点监视汽轮机膨胀、轴向推力及低压缸胀差不超限。

7 汽轮机停机

7.1 汽轮机的正常停机

7.1.1 停机方式：

a)复合变压停机。

b)滑参数停机。

7.1.2 为使汽轮机安全停止，停机前应完成润滑油泵、顶轴油泵、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。

7.1.3 汽轮机停机：

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，但温降率要小于启动时的温升率，一般控制在 1~1.5 / min。

- a)根据停机目的及设备特性，合理选择停机方式及汽缸温降目标值。
- b)负荷、蒸汽参数、高中压汽缸金属温度变化率，应始终处于受控状态且符合停机曲线。滑参数停机时，主、再热蒸汽应始终保持过热度不小于 50 。
- c)随着负荷及主蒸汽参数的降低，差胀、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。要确保除氧器运行稳定，防止压力和温度失配汽化。
- d)确保机组各部的疏水阀应能在不同工况时开启。
- e)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，应立即打闸停机。
- f)打闸后应准确记录汽轮机转子的情走时间，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。一般规定转速降至 1200r / min 时开启顶轴油泵。
- g)正常停机时应继续保持真空，直到汽轮机惰走至 400r / min 可以破坏真空。

7.1.4 盘车：

- a)转子静止后盘车装置应立即投入运行。
- b)盘车运行期间，若发现转子偏心度超过最高允许值或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，待偏心度恢复至正常值后再投入连续盘车运行。
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°，待转子偏心度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或强行冲转。
- c)若汽轮机调节级或中压第一压力级处金属温度在 150 以上，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。
- d)短时间停止盘车运行，应准确记录盘车停止时间及当时的转子偏心度及相位。工作结束后，根据转子偏心度的变化值，决定是否应经手动盘车 180~直轴或投入连续盘车。
- e)高压缸金属温度小于 150 时，可以停止盘车运行，但应继续监视转子偏心度；若有明显变化，应查明原因并进行间断盘车。

7.2 汽轮机停机过程中异常情况处理

停机过程中，由于设备缺陷使停机工作不能正常进行，应制定行之有效的技术和安全措施，确保汽轮机安全停止。

7.2.1 减负荷过程中发现调节系统部套卡涩应设法消除。此时不宜先行解列发电机，必要时可以先将汽轮机打闸或关闭主蒸汽截门，确认负荷到“0”MW 后再解列发电机。

7.2.2 抽汽逆止阀卡涩或不能关严，应关闭截止阀，防止蒸汽倒流入汽轮机造成超速。

7.2.3 自动控制系统失灵应及时改手动调整，以防汽轮机失控。

7.2.4 滑参数停机过程中，若主、再热蒸汽参数失控或发生蒸汽带水，应立即停机。

7.3 汽轮机停机后的强迫冷却

7.3.1 汽轮机停机后的强迫冷却应特别注意防止大轴弯曲，同时不应增加寿命损耗。

7.3.2 应经过慎重的试验计算选择冷却方式和方法，并须经技术主管部门审查批准。

7.3.3 冷却工质的引入和引出要有合理设计，防止局部过大的热应力和应力集中，防止运行中积水或零件脱落进入管道设备中。

7.3.4 冷却全过程必须保证盘车连续运行正常，严禁在转子静止状态引入冷却工质。

7.3.5 加强对盘车电流、转子偏心度、轴向位移、汽轮机膨胀、胀差、金属温度等重要参数的控制，发现异常或超限应立即停止冷却。

7.3.6 强迫冷却系统及操作力求简单，汽缸热应力敏感部位的监测仪表应事先校验正确并确定控制指标。

7.3.7 严格控制冷却速度，汽缸温降率一般不超过 8~12 儿。

7.3.8 强迫冷却结束，为保证转子及汽缸冷却均匀，至少再连续盘车 8h。

7.4 汽轮机停机后的养护

7.4.1 为保证汽轮机设备的安全经济运行，汽轮机设备在停(备)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。

7.4.2 停(备)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。

7.4.3 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记录设备检查记录防锈蚀的效果，并建立设备防锈蚀技术档案。

7.4.4 停(备)用汽轮机防锈蚀方法一般有：

a)热风干燥法：停机后隔离全部可能进入汽缸和凝汽器汽侧的汽水系统，排尽汽缸和抽汽管道内积水，当汽缸金属温度降至 80℃ 以下时，向汽缸内送入温度为 50~80℃ 的热风；汽缸内风压应小于 0.04MPa，应定时测定从汽缸排出气体的湿度低于 70%(室温值)或等于环境相对湿度。

b)干燥剂去湿法：本方法适用于周围湿度较 / S(大气湿度不高于 70%)，汽缸内无积水的汽轮机封存保养。停机后先经热风干燥法干燥合格后，汽缸内放入干燥剂。保养期间应经常检查干燥剂吸湿情况，发现失效应及时更换。放入的干燥剂应记录数量，解除保养时必须如数取出。

7.4.5 停(备)用高压加热器防锈蚀方法一般有：

a)充氮法：水侧泄压放水的同时充入氮气，排尽存水后，氮气压力稳定在 0.5MPa 时停止充氮；汽侧压力降至 0.5MPa 时充入氮气，排尽疏水后，氮气压力稳定在 0.5MPa 时停止充氮(养护中发现压力下降，应查明原因，及时补充)。使用的氮气纯度以大于 99.5% 为宜，最低不得小于 98%。

b)氨—联氨法：停机后汽侧压力降至零，水侧温度降至 100℃ 时放尽积水，充入联氨含量为 200mg / L(加氨调整 pH 值为 10~10.5)的溶液封闭加热器。

7.4.6 其他停(备)用设备防锈蚀方法：

a)除氧器、低压加热器、凝汽器、冷油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调节系统。

7.4.7 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。

7.4.8 寒冷季节应采取有效的防冻措施。

8 汽轮机热控、试验

8.1 汽轮机热控设备

8.1.1 我国 300MW 级汽轮机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，努力提高调节品质，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，我国 300MW 级机组一般采用的分散控制系统(DCS)包括以下子系统：

——数据采集与处理系统(DAS)；

——顺序控制系统(SCS)；

——汽轮机：数字电调(DEH)；

——给水泵小汽轮机电调(MEH)；

——模拟量控制系统(MCS)。

其中 DEH、MEH 也有不采用 DCS 来实现的。除上述系统和设备外，还应具有安全监测和保护功能的相应系统和设备，如 TSI、ETS 等。

8.1.2 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。

8.1.3 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，未经有关技术主管批准不得停运。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予以确认。

8.2 汽轮机试验

8.2.1 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炉电大联锁试验。
- c) 高排逆止门、抽汽逆止门、控制阀、调节阀开关及保护联锁试验。
- d) 除氧器、加热器等主要辅助设备的保护试验。
- e) 各种油泵、水泵、风机的启停及保护联锁试验。
- f) 转动设备应经一定时间的连续运转证明可靠。

8.2.2 汽轮机启动中的试验：

- a) 危急保安器就地及远方打闸试验。
- b) 主汽门、调速汽门严密性试验。
 - 1) 应在额定汽压、正常真空和汽轮机空负荷运行时进行试验。
 - 2) 主汽门或调速汽门分别全关而另一汽门全开时，应保证汽轮机转速降至 1000r/min 以下。
 - 3) 当主蒸汽压力偏低但不低于 50% 额定压力时，汽轮机转速下降值可按下列公式修正：

$$n = (p / p_0) \times 1000 \text{ r/min}$$

式中：P——试验时的主蒸汽压力；

p_0 —— 额定主蒸汽压力。

- c) 危急保安器充油试验：
 - 1) 应在定速后或正常运行中进行。
 - 2) 两只危急保安器应分别试验。
 - 3) 危急保安器动作声光指示应正确。

d) 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；
 - 高中压主汽门、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) 要点：

- 试验前汽轮机带 10% ~ 25% 额定负荷运行 4h 以上，此期间保持蒸汽参数稳定；
- 机械超速及 103%、110% 电气超速要分别进行；
- 机械超速动作转速 110%— 111% 额定转速应进行两次，两次动作转速之差不应超过 0.6%；若转速达 3330r/min 危急保安器仍不动作，应立即停机；
- 试验时间应控制在 15min 内。

e) 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，试验应经有关上级技术主管部门批准方可进行。

8.2.3 汽轮机运行中的试验及切换见表 2。

表 2 运行中的试验及切换

| 项 目 名 称 | 标 准 与 方 法 | 时 间 间 隔 |
|-----------------|---|----------|
| 高、中压主汽门及调速汽门活动 | 无卡涩 | 每天一次 |
| 抽汽逆止门活动 | 全行程或部分行程 | 每周一次 |
| 抗燃油泵、交流油泵、事故油泵 | 启、停正常运行 3~5min | 每周一次 |
| 低真空、润滑油压低、抗燃油压低 | 在线进行，动作正常 | 每月一次 |
| 危急保安器充油试验 | 动作正常 | 运行 2000h |
| 真空严密性试验 | 在 80% 额定负荷时关闭空气门，30s 后开始记录，5min 内真空平均下降速度不超过 0.40kPa/min 为合格，下降总值不大于 2kPa | 每月一次 |
| 备用给水泵 | 启停正常，运行 3~5min | 备用超过一个月 |
| 转动辅机切换 | 切换运行 | 每月一次 |
| 常规热力试验 | 测试汽轮机热效率 | 大修前后 |
| 考核性热力试验 | 考核汽轮机效率 | 新投产或改造后 |

9 汽轮机主要辅机

9.1 给水泵

9.1.1 汽动给水泵盘车不动时应查明原因，未查明原因前严禁强行盘车和冲转。

9.1.2 备用给水泵应暖泵良好，泵壳上下温差超限时应退出联动备用。

9.1.3 运行及备用状态的给水泵再循环截止门不应关闭。

9.1.4 逆止门不严，严禁启动给水泵；停泵时发现逆止门不严，应立即关闭出口门，保持油泵连续运行，同时采取其他有效措施扼制给水泵倒转；备用中的给水泵若发现逆止门不严，应立即退出备用。

9.2 循环水泵

9.2.1 运行中的循环水泵应防止泵失水及积空气。

9.2.2 地下布置的循环水泵，应有可靠的防水淹措施。

9.2.3 循环水泵停止时出口蝶阀应同时关闭，以防发生倒转。

9.3 凝汽器

9.3.1 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。

9.3.2 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。

9.3.3 应定期进行凝结水和循环水水质的化验，防止泄漏及结垢。

9.3.4 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。

9.3.5 应定期对凝汽器进行胶球冲洗，及时处理设备缺陷，每次冲洗应计算收球率并记录端差和真空的变化。

9.4 高压加热器

9.4.1 高加保护动作不正常，严禁投入运行。

9.4.2 高加保护动作时，应立即检查原因确保汽轮机不进水，同时应保证向锅炉连续供水。

9.4.3 避免高加低水位运行。

9.4.4 运行中高加水位自动调节异常时应及时处理，水位无法控制时应停止高加运行。

9.4.5 定期对高加端差及疏水调节阀开度变化进行分析。

9.4.6 新装或检修后的高加安全阀，须经校验合格方可投入运行。

9.4.7 正常情况下高加应随机启动。机组运行中投入高加一般先通给水，也可以先通蒸汽，但都必须注意减少对高加管板、管口、筒体等部件的热冲击，投入蒸汽时应按抽汽压力由低至高逐个投入。

9.5 除氧器

9.5.1 除氧器大修或安全阀检修后应做安全阀动作试验，试验不合格不应投入运行。

9.5.2 严格控制水位在正常范围内运行。

9.5.3 负荷突增或高加跳闸时，应严防除氧器超温、超压。

9.5.4 负荷急剧减少或抽汽突然停用，应防止除氧器失压引起汽化。

10 汽轮机事故预防及处理

10.1 事故处理的基本要求

10.1.1 事故发生时，应按“保人身、保电网、保设备”的原则进行处理。

10.1.2 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。

10.1.3 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。

10.1.4 事故发生及处理过程中的有关数据资料等应完整保存。

10.2 汽轮机的事故停机

出现下述情况之一时，应立即破坏真空事故停机：

- 10.2.1 汽轮机转速上升到 3330r / min，而超速保护未动作。
- 10.2.2 汽轮机突然发生强烈振动或超过跳闸值。
- 10.2.3 汽轮机内部有明显的金属撞击声或摩擦声。
- 10.2.4 轴向位移达极限值或推力瓦块金属温度超限。
- 10.2.5 润滑油供油中断或油压下降至极限值，备用泵启动仍无效。
- 10.2.6 润滑油箱油位下降至极限值，补油无效。
- 10.2.7 汽轮机任一轴承乌金温度突然升高，超过规定的极限值。
- 10.2.8 汽轮机发生水冲击，上下缸温差超限，10min 内主、再热汽温急剧下降 50℃，抽汽管道进水报警且超过跳闸值。
- 10.2.9 汽轮机轴封异常摩擦冒火花。
- 10.2.10 发电机、励磁机冒烟着火或氢系统发生爆炸。
- 10.2.11 汽轮机油系统着火不能很快扑灭，严重威胁机组安全。

10.3 典型事故预防及处理

10.3.1 汽轮机超速

a) 主要危害：

严重时导致叶轮松动变形、叶片及围带脱落、轴承损坏、动静摩擦甚至断轴。

b) 主要特征：

转速升高超过危急保安器动作值。

c) 主要原因：

- 1) 发电机甩负荷到零，汽轮机调速系统工作不正常。
- 2) 危急保安器超速试验时转速失控。
- 3) 发电机解列后主再热蒸汽进汽阀、回热抽汽逆止阀等卡涩或关闭不到位。

d) 处理要点：

- 1) 立即紧急故障停机，确认转速应下降。
- 2) 检查并开启高压导汽管通风阀。
- 3) 若发现转速继续升高，应采取果断隔离及泄压措施。

4) 查明超速原因并消除故障，全面检查确认汽轮机正常方可重新启动，应经校验危急保安器及各超速保护装置动作正常方可并网带负荷。

5) 重新启动过程中应对汽轮机振动、内部声音、轴承温度、轴向位移、推力瓦温度等进行重点检查与监视，发现异常应停止启动。

e) 防止措施：

- 1) 启动前认真检查高、中压主汽门、调速汽门的安装质量，检查各汽门开关动作灵活。
- 2) 运行中任一汽轮机超速保护故障不能消除时应停机消除。
- 3) 应定期进行危急保安器充油试验、各停机保护的在线试验和主汽阀、调节阀及各段抽汽逆止阀的活动试验。

4) 停机过程中发现主汽门或调速汽门卡涩，应设法将负荷减至“0” MW，汽轮机先打闸后解列发电机。

5) 加强汽、水、油品质的监督，品质符合规定。

6)转速监测控制系统工作应正常。

10.3.2 汽轮机强烈振动

a) 主要危害：

造成轴承损坏，动静摩擦，甚至毁机。

b)主要原因：

- 1)动静碰磨或大轴弯曲。
- 2)转子质量不平衡或叶片断落。
- 3)轴承工作不正常或轴承座松动。
- 4)汽缸进水或冷汽造成汽缸变形。
- 5)中心不正或联轴器松动。
- 6)滑销系统卡涩造成膨胀不均。

c)处理要点：

1)汽轮机冲转后在轴系一阶临界转速前，任一轴承出现 0.04mm 振动或任一轴承处轴振超过 0.12mm 不应降速暖机，应立即打闸停机查找原因。

2)在稳定工况下，汽轮发电机组转轴振动幅值突然变化超过表 3 区域 B 上限值的 25%，一般预示机组发生了损坏或是故障预兆或是某些不规则性变化的警告，应立即采取措施将机组稳定在允许振动限值内，否则应果断停机。

3)在额定转速 3000r/min 或带负荷稳定工况下，大型汽轮发电机组转轴振动位移限值见表 3，现阶段采用引进技术制造的 300MW 及以上机组的振动限值应取表中的小值。支持轴承振动位移限值一般为 0.03mm，当机组具有符合要求的测轴振装置时，应以轴振监测为主。

表 3 大型汽轮发电机组转轴振动位移限值表

| 区域 上限 | 额定转速 3000r/min(μm 峰峰值) | | |
|----------|------------------------|---------|-------------------------------|
| | 相对位移 | 绝对位移 | 评价 |
| A | 80 | 100 | 通常新投产机组在此区域内 |
| B | 120~165 | 150~200 | 通常认为是合格的，可以长期运行 |
| C | 180~260 | 250~320 | 通常认为是不合格的，在采取补救措施之前，可运行有限一段时间 |
| D | 大于 C 区上限 | | 通常认为是危险的，其剧烈程度足以引起机组破坏 |

10.3.3 轴承损坏

a)主要危害：

造成轴颈损坏，严重时发生动静摩擦导致汽轮机损坏。

b)主要象征：

- 1)轴承钨金温度明显升高或轴承冒烟。
- 2)推力轴承损坏时，推力瓦块金属温度升高。
- 3)回油中发现乌金碎末。
- 4)汽轮机振动增加；

c)主要原因：

- 1)轴承断油或润滑油量偏小。
- 2)油压偏低油温偏高或油质不合格。
- 3)轴承过载或推力轴承超负荷，盘车时顶轴油压低或未顶起。
- 4)轴承间隙、紧力过大或过小。
- 5)汽轮机进水或发生水击。
- 6)长期振动偏大造成轴瓦损坏。
- 7)交、直流油泵自动联锁不正常，有关联锁、保护定值不正确，造成事故时供油不正常。

d)处理要点：

- 1)运行中发现轴承损坏应立即紧急故障停机。
- 2)因轴承损坏停机后盘车不能投入运行不应强制盘车，应采取可靠的隔离措施，防止汽缸进水或冷汽。
- 3)轴承损坏后应彻底清理油系统，确保油质合格方可重新启动。

e)防止要点：

- 1)加强油温、油压的监视调整，严密监视轴承乌金温度及回油温度，发现异常应及时查找原因并消除。
- 2)油系统设备自动及备用可靠，并进行严格的定期试验。运行中油泵或冷油器的投停切换应平稳谨慎，严防断油烧瓦。
- 3)油净化装置运行正常，油质应符合标准。
- 4)防止汽轮机进水、大轴弯曲、轴承振动及通流部分损坏。
- 5)汽轮发电机转子应可靠接地。
- 6)启动前应认真按设计要求整定交、直流油泵的联锁定值，检查接线正确。

10.3.4 叶片损坏

a)主要危害：

造成汽轮机动静碰磨、运行工况恶化、转子质量不平衡发生振动。

b)主要象征：

- 1)振动增大。
- 2)临界转速振动异常增大。
- 3)有金属撞击声或盘车时有摩擦声。
- 4)凝结水硬度增加。
- 5)监视段压力升高。

c)原因：

- 1)叶片频率不合格或制造质量不良。
- 2)汽轮机超速或运行频率长时间偏离正常值造成叶片疲劳。

d)处理要点：

- 1)确认汽轮机内部发生明显的金属撞击声或汽轮机发生强烈振动，应立即紧急故障停机。
- 2)若运行中发现调节级或抽汽压力异常，应立即进行分析，同时参照振动、轴向位移、推力轴承金属温度的变化，确认叶片断落应停机处理。

e)防止要点：

- 1)严防汽轮机超速及水冲击。
- 2)控制汽轮机在规定的参数、负荷下运行，防止低汽温、低真空、低频率及超负荷运行。
- 3)加强汽、水品质的监督。
- 4)重视汽轮机停机后的养护。
- 5)定期进行叶片测频及探伤。

10.3.5 大轴弯曲

a)主要危害：

引起汽轮机强烈振动或动静碰磨，严重时导致汽轮机损坏。

b)主要象征：

- 1)汽轮机转子偏心度超限，连续盘车 4h 不能恢复到正常值。
- 2)临界转速振动显著增大。

c)主要原因：

- 1)汽轮机发生振动或动静部分发生碰磨。
- 2)运行中进水，特别是开、停机或停机后操作维护不当造成汽缸进水或冷汽。
- 3)上下缸温差大造成热弯曲。

d)处理要点：

确认大轴发生弯曲，应立即停机，未查明原因并消除不得再次启动。

e)预防要点：

- 1) 汽轮机每次冲转前及停机后均应测量转子偏心度及盘车电流应正常。冲转前发生转子弹性热弯曲应适当加长盘车时间，升速中发现弹性热弯曲应加长暖机时间，热弯曲严重时或暖机无效应停机处理。
- 2)汽轮机盘车状态应采取有效的隔离措施，防止汽缸进水和冷汽。
- 3)汽轮机上下缸温差或转子偏心度超限时禁止汽轮机冲转。
- 4)汽轮机启动时应充分疏水并监视振动、胀差、膨胀、轴向位移、汽缸滑销系统等正常，避免动静碰磨引

起大轴弯曲。

5)汽轮机升速在 80% ~ 85%高中压转子一阶临界转速时，应检查确认轴系振动正常；如果发现异常振动，应打闸停机直至盘车状态。

10.3.6 汽轮机进水

a)主要危害：

引起汽缸变形、动静间隙消失发生碰磨、大轴弯曲等。

b)主要特征：

- 1)上、下缸温差明显增大。
- 2)主、再热蒸汽温度突降，过热度减小。
- 3)汽轮机振动增大。
- 4)抽汽管道发生振动。
- 5)盘车状态下盘车电流增大。

c)主要原因：

- 1)锅炉主、再热蒸汽温度失控或主蒸汽流量瞬间突增造成蒸汽带水。
- 2)加热器满水倒灌进入汽轮机。
- 3)轴封供汽或回热抽汽管道疏水不畅，积水或疏水进入汽缸。
- 4)DEH 或一次测温元件故障。

d)处理要点：

- 1)运行中主、再热蒸汽温度突降超过规定值或下降至极限值，应立即紧急故障停机。
- 2)汽轮机盘车中发现进水，必须保持盘车运行一直到汽轮机上下缸温差恢复正常。同时加强汽轮机内部声音、转子偏心度、盘车电流等的监视。
- 3)汽轮机在升速过程中发现进水，应立即停机进行盘车。
- 4)汽轮机运行中进水监测报警时，应迅速查明原因并消除。若振动、胀差、上下缸温差的变化达到停机值时应立即停机。

e)预防要点：

- 1)汽轮机应装设防进水监测装置并可靠投入。
- 2)在停机时若不出现上下缸温差大，可不开启汽缸疏水，以防疏水系统的水及冷汽返回汽缸，极热态开机可在冲转前开启 5min 后关闭。
- 3)疏水管道阀门应定期疏通清理检查，确保畅通。
- 4)加热器、除氧器水位调整应平稳，水位报警及保护应可靠。
- 5)应有足够数量和可靠的汽缸金属温度测量元件和参数显示，并定期进行校验。

10.3.7 调节控制系统异常

a)主要危害：

造成部分或全部调节控制功能失灵，严重时无法维持机组运行，甚至造成运行参数超限保护动作跳机。

b)主要原因：

- 1)调节控制装置本身异常或被调控设备异常。
- 2) 调节控制电源失电或电源质量异常。

3)调节控制气源压力低或失气。

c)处理要点：

1)双套计算机系统运行当其中一台故障时应自动切为另一台运行，故障计算机应退出运行。计算机故障无法自动调节控制时可切为手动调节维持运行，当两台计算机全部故障时，联锁汽轮机跳闸，否则应手动打闸停机。

2)因控制电源失电，应尽量保持机组原状态稳定运行，同时注意监视主要参数，必须操作的设备可到就地操作，如短时间无法恢复应请示停机，以保证机组安全。

3)控制用压缩空气局部失气时，应根据对机组整体运行的影响，尽可能改为手动调节或控制，无维持运行可能或全部失去气源，机组安全受到影响时应立即减负荷停机。

d)防止措施：

- 1)调节控制用计算机应有可靠的电源，一般由不停电电源(UPS)供电，由于控制电源的分类较多，

应确保供电电压、频率、谐波质量等合格；并具有抗内外干扰能力，防止电压波动或机柜接地不良造成死机或误动。

2)计算机主机房和机柜应加强管理维护，应按规定防湿、防尘、防静电、防电磁干扰和通风降温，防止因维护不当造成计算机模件损坏。

3)控制用空气压缩机除加强正常维护外，供气应充分除水疏水进行干燥，防止空气管道和气控元件锈蚀损坏动作失灵，以及寒冷季节管道内积水结冰。

4)运行值班人员应熟知所有气控装置在失气后动作特性(即失气后开、失气后关、失气后保持)，以便分别进行处理。

10.4 常见事故的分析与处理

10.4.1 汽轮机真空下降

a)主要危害：

汽轮机真空下降不仅使机组的经济性降低，严重时可能造成低压缸末级叶片发生喘振、转子振动等异常，甚至造成汽轮机事故。

b)主要原因：

- 1)冷却水量不足或中断。
- 2)凝汽器换热效率降低。
- 3)真空系统泄漏或设备异常。
- 4)轴封系统工作失常。
- 5)凝汽器水位控制失常。

c)处理要点：

- 1)发现真空下降，首先应对照低压缸排汽温度表进行确认并查找原因，并进行相应的处理。
- 2)真空下降时应按规定限制负荷，真空低自动减负荷保护装置不得解除。若负荷降至 30% 额定负荷真空仍不能恢复，应立即减负荷至“0” MW 停机。

10.4.2 主、再热蒸汽参数异常

a)主要危害：

超温超压或低温除对汽轮机经济运行产生影响外，对汽轮机寿命的影响亦是非常大的。转子的高温蠕变寿命损耗随超温时间成比例的增大，而低温则造成末级叶片水蚀。

b)主要原因：

- 1)锅炉控制失常或减温水异常。
- 2)高压旁路阀误开或泄漏。
- 3)高压缸排汽压力、温度偏高。
- 3) 高压缸抽汽突然停用。

c)处理要点：

- 1)参数越限时应迅速联系恢复，同时应重点监视振动、胀差、轴向位移的变化并对汽轮机进行全面检查。
- 2)详细记录越限值及越限时间。
- 3)若参数超限超过规定时间或达极限值时应立即停机。

10.4.3 负荷骤变

a)主要危害：

负荷大幅度波动时造成汽轮机轴向推力急剧变化，严重时造成推力瓦化瓦或通流部分磨损。

b)主要原因：

- 1)汽轮机控制系统失常或调速汽门动作失常。
- 2)高、低压旁路误动或回热抽汽突然停用。
- 3)电网频率异常变化或锅炉运行异常。

c)处理要点：

- 1)负荷突然升高或降低应对照有关表计分析原因，超负荷时应将负荷降至额定值，分析确认汽轮机内部无异常。
- 2)若锅炉运行异常变化引起负荷骤变，要相应调整汽轮机的进汽量，稳定蒸汽参数；若系电网频率异常引起，应尽可能适应负荷需求，但应防止超负荷运行。

3)若控制系统失常引起，应立即切为手动控制。

4)调速汽门脱落应根据允许流量带负荷，调速汽门卡涩时不得强行增减负荷。

10.4.4 发电机甩负荷

a)主要危害：

1), 造成汽轮机轴向推力急剧变化，严重时造成通流部分磨损。

2)引起汽轮机超速。

b)主要原因：

电网或发电机、主变压器故障，发电机主油开关跳闸。

c)处理要点：

1)首先确认汽轮机是否联动跳闸，同时检查转速飞升情况。

2)若超速，应迅速采取果断措施使转速下降。原因未查明并消除之前，不应再次启动。

3)检查确认润滑油系统供油正常。

4)如制造厂允许带厂用电或维持汽轮机空转，3min 内不能恢复应打闸停机。发电机变电动机运行时逆功率保护应动作，否则应打闸停机。

10.4.5 油系统工作失常

a)主要危害：

1)控制油系统失常导致控制系统失灵。

2)润滑油系统失常导致轴承损坏。

3)油系统泄漏易导致火灾发生。

b)主要原因：

1)油质不合格。

2)油系统设备异常。

3)油管路泄漏。

c)处理要点：

1)油压、油位任一降至极限值时应果断停机。发现油系统工作异常，应迅速查明原因处理。

2)处理油系统泄漏时应重点注意防火。油压下降而油箱油位不变时，应设法查找原因，但油压危及机组安全运行时，应进行紧急事故停机处理。

3)油质不合格应采取措施进行处理，达不到标准时，应停机更换。

4)运行油泵故障时应及时启动备用油泵或直流事故油泵，以保证润滑用油，但应迅速停机。

10.4.6 主要汽、水管道故障

a)主要原因：

1)冲刷减薄、疲劳损伤、焊接不良、振动。

2)选材不符、支吊架不合理。

3)操作不当引起超温、超压、水冲击等。

b)处理要点：

1)在尽可能小的范围内迅速隔离故障点。

2)主、再热蒸汽及主给水管道破裂时，应立即事故停机；高温蒸汽外泄时，应防止烫伤并做好防火措施。

3)低压汽、水管道破裂应设法进行隔离并消除，必要时停机处理，同时注意防止水淹设备。

4)加强主要承压部件的金属监督，特别应注意疏水管座、弯头、焊口等的壁厚测量及探伤。

10.4.7 轴向位移增大

a)主要危害：

推力轴承损坏，严重时导致汽轮机动静部分磨损。

b)主要原因：

1)主蒸汽参数、真空、负荷大幅度波动，造成轴向推力增加。

2)通流部分结垢、断叶片或漏汽增加，造成轴向推力增加。

3)推力轴承断油或磨损。

c)处理要点：

- 1)轴向位移增大时，首先检查推力瓦温度及相关参数的变化。
- 2)采取措施仍不能恢复，应果断降负荷。
- 3)超限时应停机处理。

10.4.8 厂用电失去

处理要点：

- a)厂用电全部失去应立即停机。保安电源不正常时应及时启动直流事故油泵确保轴承供油。若盘车马达无电，转子静止后应设法手动盘车。厂用电恢复后应经全面检查，确认符合启动要求方可启动。
- b)厂用电部分失去时备用辅机应及时投入，加强对汽轮机的检查调整；若无法维持运行，应停机。
- c)热控电源失去时可设法维持原运行状态，必要时应进行就地调整及表计监视。30min 不能恢复电源或电源消失后导致汽轮机运行异常，应停机。停机操作时应采取措施确保汽轮机安全、可靠地停止。

10.4.9 汽轮机偏离正常频率

a)主要危害：

导致叶片可能接近共振频率而损坏。

b)处理要点：

当偏离正常频率运行时，应重点检查汽轮机振动及转动设备，防止汽轮机及转动辅机超负荷运行。在确保汽轮机安全运行的前提下，应尽量满足电网需要。汽轮机应允许在电网频率 48.5—50.5Hz 之间连续运行，当电网频率偏离制造厂允许范围时应加以限制，达到极限值时应立即解列发电机。

10.4.10 锅炉灭火

处理要点：

a)锅炉灭火应立即停止汽轮机运行。

b)汽轮机恢复时充分疏水。

c)采用高压缸启动冲转前应确定合适的高、低压旁路开度，以确保汽轮机冲转后高排逆止阀能自动打开及高、中压缸蒸汽流量匹配。

d)加负荷应快速平稳，防止主汽压大幅度波动引起蒸汽带水。及时调整并投入辅助设备运行。

10.4.11 油系统着火

a)主要危害：

导致汽轮机停机或设备损坏，严重时威胁人身安全。

b)主要原因：

1)油系统泄漏至高温部件。

2)电缆着火或其他火情引起。

c)处理要点：

1)立即组织灭火，汇报领导并联系消防部门。

2)正确使用消防器材进行灭火，同时应防止烧伤及窒息。

3)迅速采取隔离措施，防止火灾蔓延。

4)若火势不能很快扑灭且严重威胁汽轮机安全时，应立即紧急故障停机。

5)需开事故放油门时放油速度应适当，以使转子静止前润滑油不中断。

6)油系统着火时，禁止启动高压油泵，必要时降低润滑油压以减少外泄油量，不得已时可停止油系统运行。

d)防止要点：

1)油系统设计安装应减少法兰联接，油管道应可靠固定，防止振动磨损泄漏。靠近油管道的高温管道设备保温应完好，表面温度不大于 50 并有金属外层保护。

2)加强运行巡检，发现轻微泄漏亦应及时消除并采取措施，防止漏油至高温管道设备引起火灾。

3)油系统的事故放油门应有明显的标志，其位置应操作方便且又不易被火包围，正常运行中应加铅封以防误操作。

4)不允许在未彻底清理的油系统上使用明火。

5)不允许用水扑灭油系统着火。现场消防设施完备、充足，运行人员应熟知一般消防器材的使用方法及灭火方法，定期进行防火灭火的反事故演习。