



中华人民共和国电力行业标准

DL/T 608 — 2019
代替 DL/T 608 — 1996, DL/T 609 — 1996

300MW~600MW 级汽轮机运行导则

Guide of operation for 300MW~600MW grade steam turbine

2019-06-04 发布

2019-10-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言..... II

1 范围..... 1

2 规范性引用文件 1

3 总则..... 1

4 汽轮机启动 1

5 汽轮机运行 4

6 汽轮机停运 6

7 汽轮机试验 7

8 汽轮机主要辅机运行 9

9 汽轮机事故预防及处理..... 11

附录 A（规范性附录） 汽轮机主要保护、监测参数及控制装置 19

附录 B（资料性附录） 汽轮机启动和停机示范曲线图 21

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准代替 DL/T 608—1996《200MW 级汽轮机运行导则》、DL/T 609—1996《300MW 级汽轮机运行导则》。与 DL/T 608—1996 和 DL/T 609—1996 在技术内容上的主要差异为：

- 增加了使用范围；
- 更新了规范性引用文件；
- 修订了汽轮机启动方式划分及应具备的条件；
- 更新了汽轮机汽、水、油质量控制标准；
- 增加了汽轮机破坏真空紧急停机和破坏真空紧急停机的条件及处理；
- 取消了汽轮机停机后的强迫冷却；
- 修订了汽轮机试验项目及要求，明确了 A、B、C、D 级检修后启动前试验项目；
- 增加了凝结水泵、低压加热器、冷却塔及空冷岛、润滑油泵等汽轮机主要辅机运行；
- 修订了汽轮机事故预防及处理。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电站汽轮机标准化技术委员会（DL/TC 07）归口。

本标准的起草单位：天津大唐国际盘山发电有限责任公司、广东大唐国际潮州发电有限责任公司。

本标准主要起草人：贺帅、杨凯利、刘冬明、钱峻、李大才、金日锋、李建勇、张艳宾、李新鹏。

本标准首次发布日期为 1996 年，本次为第一次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

300MW~600MW 级汽轮机运行导则

1 范围

本标准规定了 300MW~600MW 级汽轮机启动、运行、停运、试验、事故预防及处理等方面原则性技术要求和操作方法。

本标准适用于 300MW 级亚临界、超临界和 600MW 级亚临界、超临界及超超临界火力发电厂汽轮机, 125MW 级、200MW 级火力发电厂汽轮机可参照执行。

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(包括所有修改单)均适用于本文件。

GB/T 5578 固定式发电用汽轮机规范

GB/T 7596 电厂运行中汽轮机油质量导则

GB/T 11120 涡轮机油

GB/T 11348.2 机械振动 在旋转轴上测量评价机器的振动

GB/T 12145 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量

DL/T 571 电厂用磷酸酯抗燃油运行维护导则

DL/T 705 运行中氢冷发电机用密封油质量导则

DL/T 711 汽轮机调节控制系统试验导则

DL/T 834 火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则

DL/T 863 汽轮机启动调试导则

DL/T 956 火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则

DL/T 1052 节能技术监督导则

DL/T 1270 火力发电建设工程机组甩负荷试验导则

3 总则

按照本标准的有关规定, 结合制造商出具的有关技术文件, 编制现场运行规程时, 如果制造商有明确规定, 则按制造商的规定执行; 如果制造商没有规定, 则按本标准(包含本标准的引用文件相关条文)的规定执行。

4 汽轮机启动

4.1 启动方式划分

4.1.1 按启动时汽缸进汽方式划分。

- 高压缸启动。启动时主蒸汽直接进入汽轮机高压缸进行冲转, 中压主汽阀、中压调速汽阀全开, 不参与汽轮机转速调节。
- 高、中压缸联合启动。启动时蒸汽同时进入高、中压缸进行冲转, 中压主汽阀全开、中压调速汽阀参与调节, 启动过程中应注意控制再热蒸汽压力在正常范围内。
- 中压缸启动。启动时蒸汽不经过高压缸, 再热蒸汽直接进入汽轮机中压缸进行冲转, 通常采用

通风阀控制高压缸温度，当转速升高到一定值或并网带一定负荷后再切换到高压缸进汽。

4.1.2 按启动前汽轮机汽缸或转子表面温度划分。温度划分应按制造商的规定执行，如无规定应按 DL/T 863 执行，一般划分为：

- a) 冷态启动。金属温度低于满负荷时金属温度的 40% 或金属温度低于 150℃~180℃。
- b) 温态启动。金属温度处于满负荷时金属温度的 40%~80% 或金属温度低于 180℃~350℃。
- c) 热态启动。金属温度高于满负荷时金属温度的 80% 或金属温度高于 350℃，又分为热态启动（350℃~450℃）和极热态启动（450℃以上）。

4.1.3 根据上次运行后的停机时间长短划分。根据 GB/T 5578 给出典型的启动分类，可作为参考：

- a) 冷态启动。停机超过 72h（金属温度已下降至约为其满负荷温度的 40% 以下）。
- b) 温态启动。停机在 10h~72h 之间（金属温度约为其满负荷温度的 40%~80% 以下）。
- c) 热态启动。停机不到 10h（金属温度约为其满负荷温度的 80% 以上）。
- d) 极热态启动。机组跳闸后 1h 以内（金属温度仍保持或接近其满负荷温度）。

4.2 启动应具备的条件

4.2.1 系统应具备以下条件：

- a) 汽轮机各系统及设备完好，阀门位置正确，传动正常。
- b) 汽、水、油品质合格。
- c) 热控装置的仪表、声光报警、设备状态及参数显示正常，机组主保护正常投运。
- d) 分散控制系统（DCS）工作正常。

4.2.2 启动前的试验全部合格。

4.2.3 盘车运行正常。连续盘车时间应执行制造商的有关规定，一般冷态启动冲转前盘车应连续运转 2h~4h，热态启动不少于 4h，若盘车中断应重新计时。

4.2.4 轴封供汽及凝汽器抽真空系统应满足以下要求：

- a) 转子处于盘车状态向轴封供汽。
- b) 轴封供、回汽管道进行充分疏水、暖管。
- c) 轴封加热器风机运行，确保轴封加热器处于微负压状态。
- d) 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，不应超过制造商允许的偏差值。
- e) 热态启动应先投运轴封后抽真空。
- f) 冲转前应建立并保持适当的凝汽器真空。

4.2.5 旁路系统应满足以下要求：

- a) 投用旁路系统前，应确认自动、联锁、保护正常且在投入状态。
- b) 使用旁路系统时，控制高、中压缸蒸汽流量应匹配，分别满足高压缸和中、低压缸在不同工况下最小冷却流量。

4.2.6 遇下列情况（不局限于）之一时，禁止汽轮机冲转或并入电网：

- a) 设备重大缺陷未消除或影响机组启动的检修工作票未终结。
- b) 有热工或电气保护未投入。
- c) 转速表失灵。
- d) 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超速保护动作值。
- e) 高、中压主汽阀、调速汽阀、高压缸排汽止回阀、回热系统中任一抽汽止回阀关闭不严、卡涩或动作失灵。
- f) 危急保安器动作不正常。
- g) 汽轮机任一事故跳机保护失灵。汽轮机一般应具备的事故跳机保护参见附录 A 中 A.1。

- h) 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参见附录 A 中 A.2, 汽轮机一般具备的主要调节控制装置参见附录 A 中 A.3。
- i) 主机润滑油系统、抗燃油 (EH 油) 系统、密封油系统、顶轴油系统相关设备故障或其自启动装置失灵。
- j) 高、中压缸上、下缸温差超过制造商的规定值。
- k) 大轴晃动值超过制造商的规定值或原始值的 $\pm 0.02\text{mm}$ 。
- l) 盘车装置故障、盘车不动或盘车电流超限。
- m) 汽轮机动静部分有清楚的金属摩擦声或其他异声。
- n) 轴向位移、胀差超过规定值。
- o) 汽、水、油品质不合格。
- p) 厂用仪表压缩空气系统工作不正常。
- q) 汽轮机数字式电液控制系统 (DEH、MEH)、协调控制系统 (CCS) 等热工控制系统工作不正常。
- r) 机组振动超过规定值。
- s) 发电机、主变压器、厂用变压器试验不合格。
- t) 操作员站不正常。
- u) 主要设备、管道保温不完善。

4.3 冷态启动

4.3.1 冲转参数选择

汽轮机启动时, 主汽阀前主、再热蒸汽压力和温度应满足制造商的要求, 主、再热蒸汽过热度不低于 56°C 。

4.3.2 汽轮机冲转

4.3.2.1 汽轮机冲动后, 确认盘车装置正常脱开。

4.3.2.2 冲转过程中根据制造商要求进行打闸摩擦试验, 仔细倾听汽轮机内部声音, 确认通流部分及油挡无摩擦、各轴承回油正常, 同时确认汽轮机联锁动作正常, 方可升速。升速率按制造商要求进行设定, 一般为 100r/min^2 。

4.3.2.3 暖机时间、暖机转速、暖机温度应按制造商提供的启动曲线进行, 典型启动曲线参见附录 B。暖机过程中注意控制主、再热蒸汽和轴封蒸汽温度, 严禁汽轮机胀差超过规定值, 并通过汽缸膨胀评价暖机效果。

4.3.2.4 冲转过程中应监视机组胀差、振动、轴瓦温度、润滑油压和油温、蒸汽和金属壁温等参数, 超过规定值时, 应立即打闸停机。

4.3.2.5 汽轮机冲至 3000r/min 稳定运行, 经全面检查正常后, 按制造商要求进行有关试验。

4.3.3 带负荷

4.3.3.1 并网后带初始负荷暖机, 根据制造商提供的启动曲线带初始负荷并保证暖机时间。

4.3.3.2 严格按启动曲线要求控制升负荷速率及主、再热蒸汽参数的变化率。

4.3.3.3 升负荷至规定值, 确认机组各部位相应的疏水阀应关闭。

4.3.3.4 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、排汽温度、油温及油压、蒸汽温度等主要监测参数在正常范围。

4.3.3.5 高、低压加热器应随机组启动而投入, 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，应将除氧器的加热汽源切换为该段抽汽。

4.4 温态启动

4.4.1 机组启动过程中应先投轴封后抽真空，冲转参数严格按照制造商提供的启动曲线确定。

4.4.2 其他启动要求见 4.3。

4.5 热态启动

4.5.1 冲转参数选择。汽轮机热态启动时，根据汽缸温度按制造商提供的启动曲线确定冲转参数。

4.5.2 冲转、并网及带负荷注意事项：

- a) 主、再热蒸汽管道疏水充分。
- b) 升速率按制造商要求进行设定，一般控制在 $100\text{r/min}^2 \sim 300\text{r/min}^2$ 。
- c) 定速后检查正常应尽快并网。
- d) 并网后，应按照启动曲线的要求尽快带负荷，确保汽轮机本体各项参数不超过规定值。
- e) 控制主、再热蒸汽参数平稳，不超过规定值。

4.5.3 其他启动要求见 4.4。

4.6 极热态启动

4.6.1 冲转参数严格按照制造商提供的启动曲线确定，并网后按照启动曲线快速升负荷，升负荷过程中严密监视汽轮机本体各参数不超过规定值。

4.6.2 其他启动要求见 4.5。

4.7 汽轮机启动中的要求

4.7.1 汽轮机冲转后若盘车装置不能及时脱开，应立即打闸停机。

4.7.2 按照制造商规定汽轮机的转速停止顶轴油泵运行。

4.7.3 汽轮机若出现异常振动，不得强行升速，须查明原因并消除后，方可重新升速。

4.7.4 应迅速平稳地通过临界转速，在该范围内转速不应停留。

4.7.5 启动中保持蒸汽参数稳定，控制汽缸金属温升率小于或等于 $2.5^\circ\text{C}/\text{min}$ ，温降率小于或等于 $1.5^\circ\text{C}/\text{min}$ 。

4.7.6 启动中监视汽缸膨胀值变化应均匀，滑销系统卡涩时应延长暖机时间或研究解决措施。

4.7.7 冲转后及运行中冷油器出口油温宜调整控制在 $38^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ （采用 46 号汽轮机油的机组宜控制在 $45^\circ\text{C} \sim 50^\circ\text{C}$ ），各轴瓦回油温度正常；抗燃油冷油器出口油温宜控制在 $40^\circ\text{C} \pm 5^\circ\text{C}$ 。

4.7.8 汽轮机低压缸喷水减温应按制造商的规定进行投入或退出。一般情况下，低压缸排汽温度不超过 65°C 可以长期运行，超过时应限制负荷使排汽缸温度不超过 80°C 。并网前若采取措施无效，当低压缸排汽温度达到 120°C 时应停止汽轮机运行。

4.7.9 凝汽器、加热器、除氧器水位应正常。

4.7.10 汽轮机本体及管道，应无水击、振动现象。

4.7.11 定速后确认汽轮机主油泵工作正常，可停止交流润滑油泵运行。

5 汽轮机运行

5.1 正常运行

5.1.1 监视汽轮机主要参数及其变化值符合规定。

5.1.2 定期进行有关设备的试验及轮换。

5.1.3 应按以下原则进行负荷调整：

- a) 采用变压或定—滑—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，符合汽轮机寿命管理曲线要求。
- 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 1.5%~2%额定负荷。
- d) 带有喷嘴调节的汽轮机应根据调速汽阀的阀门特性设定合理的重叠度，以减少调速汽阀的节流损失，同时保证在启动和带负荷过程中不出现阀门振荡和功率振荡的现象。
- e) 辅助设备的运行方式应满足相应的要求。

5.1.4 蒸汽参数控制范围及允许偏差应满足以下要求：

- a) 运行中应控制蒸汽参数在允许范围内，当超过规定值或有超过规定值的趋势时，应进行调整并准确记录超过规定值的幅度、超过规定值的时间及累计时间，同时进行相应处理。
- b) 根据 GB/T 5578，蒸汽参数允许偏差见表 1。

表 1 蒸汽参数允许偏差（相对于额定值）

参 数 名 称		限 值
主蒸汽压力	任何 12 个月运行周期内的平均压力	$\leq 1.00p_0$
	保持所述平均压力下允许连续运行的压力	$\leq 1.05p_0$
	例外情况下的允许偏离值，但在任何 12 个月运行周期内的累计时间小于或等于 12h	$\leq 1.20p_0$
冷再热蒸汽压力		$\leq 1.25p_1$
主、再热蒸汽温度（适用于额定蒸汽温度不大于 566℃的机组，超过 566℃时允许偏差由供需双方商定）	任何 12 个月运行周期内的平均温度	$\leq 1.00t$
	保持所述平均温度下，允许连续运行的温度	$\leq t+8^{\circ}\text{C}$
	例外情况下允许偏离值，但在任何 12 个月运行周期内的累计时间小于或等于 400h	$\leq t+(8\sim 14)^{\circ}\text{C}$
	例外情况下允许偏离值，每次小于或等于 15min，但在任何 12 个月运行周期内的累计时间小于或等于 80h	$\leq t+(14\sim 28)^{\circ}\text{C}$
	不允许值	$> t+28^{\circ}\text{C}$
	两根或多根平行管道中任意两根管道蒸汽温度差允许连续运行值	$\leq 17^{\circ}\text{C}$
	例外情况下允许偏离值，但任一 4h 期间不超过 15min	$\leq 28^{\circ}\text{C}$
注： p_0 为主蒸汽额定压力（MPa）； p_1 为冷再热蒸汽额定压力（MPa）； t 为主蒸汽或再热蒸汽额定温度（℃）。		

5.1.5 汽轮机水汽质量控制标准及水汽质量恶化时处理见 GB/T 12145。

5.1.6 汽轮机用磷酸酯抗燃油质量控制标准见 DL/T 571。

5.1.7 汽轮机油质量控制标准见 GB/T 7596、GB 11120。

5.1.8 氢冷发电机用密封油质量控制标准见 DL/T 705。

5.2 特殊运行

5.2.1 高、低压加热器部分或全部停止运行时，应按照制造商的规定执行，控制主蒸汽流量及各抽汽段压力不应超过设计最大允许值，控制锅炉壁温、烟气温度的变化。

5.2.2 凝汽器停止半侧运行时，原则上宜降低至 50%额定负荷，控制凝汽器真空值、轴向位移及低压缸胀差在允许范围内，监视汽轮机膨胀。

6 汽轮机停运

6.1 正常停运

6.1.1 停机前应确认交直流润滑油泵、顶轴油泵、盘车装置、备用给水泵试运正常。

6.1.2 汽轮机停运过程应符合以下要求：

- a) 汽轮机停机时，一般控制温降率小于或等于 $1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ，典型停机曲线参见附录 B。
- b) 根据停机目的及设备特性，合理选择汽缸温降目标值。
- c) 滑参数停机时，主、再热蒸汽应始终保持过热度不小于 56°C ，高中压合缸机组主、再热蒸汽温度偏差不超过 28°C 。
- d) 监视胀差、汽缸膨胀、各轴承温度、轴向位移、轴封供汽压力、真空等参数正常，辅助设备各系统运行稳定。
- e) 机组各部位的疏水阀应在相应负荷打开。
- f) 汽轮机打闸后逆功率保护正常动作，确认转速下降。
- g) 转速降至制造商规定值时顶轴油泵应联启正常。
- h) 汽轮机转速降至 $400\text{r}/\text{min}$ 时破坏凝汽器真空（采用真空抽湿法防腐机组除外）或按制造商的规定执行，破坏真空后应及时将疏水至凝汽器的高温高压疏水阀关闭。
- i) 凝汽器真空到零后，才可停止轴封供汽。
- j) 汽轮机转速到零后，立即投入盘车装置，记录并分析汽轮机转子惰走时间。
- k) 当汽轮机金属温度降至冷态值或制造商规定值时，可以停止盘车运行。

6.2 紧急停机

6.2.1 破坏凝汽器真空紧急停机应具备以下条件：

- a) 汽轮机转速超过 $3300\text{r}/\text{min}$ ，保护拒动作。
- b) 汽轮发电机组突然发生强烈振动或超过跳闸值。
- c) 汽轮发电机组内部有明显的金属摩擦声或撞击声。
- d) 轴向位移超过规定值或推力瓦块金属温度超规定值。
- e) 润滑油供油中断或油压下降至规定值，备用油泵启动仍无效，保护拒动作。
- f) 润滑油箱油位下降至规定值，补油无效。
- g) 汽轮发电机组任一轴承金属温度突然升高，超过规定值。
- h) 汽轮机发生水冲击。
- i) 汽轮机高、中压缸上、下缸温差超过制造商规定值。
- j) 汽轮机运行期间， 10min 内主、再热蒸汽温度突然下降 50°C 。
- k) 汽轮机轴封异常摩擦并冒火花。
- l) 发电机、励磁机冒烟着火或氢气系统发生爆炸。
- m) 汽轮机油系统着火不能很快扑灭，严重威胁机组安全。
- n) 汽轮机胀差超过规定值。
- o) 厂用电全部失去。
- p) 氢冷系统大量漏氢，发电机内氢压无法维持。

6.2.2 不破坏凝汽器真空紧急停机应具备以下条件：

- a) 凝汽器真空降至保护值，保护拒动作。
- b) 高压缸排汽温度超过规定值。
- c) 低压缸排汽温度超过规定值。

- d) 主、再热蒸汽温度超过规定值。
- e) 主蒸汽压力超过规定值。
- f) 发电机定子冷却水断水，保护拒动作。
- g) 凝汽器冷却水管泄漏，凝结水水质严重超标，经采取措施仍不能消除。
- h) DEH、TSI 故障，致使一些重要参数无法监控，不能维持机组运行时。
- i) 汽轮机任一缸发生完全无蒸汽运行，时间超过制造商规定值仍不能恢复时。
- j) 润滑油、抗燃油系统大量漏油，或油质严重恶化，无法维持正常运行。
- k) 主/再热蒸汽管道、给水管及不能隔离处理的其他管道破裂，危及人身和设备安全。
- l) 开式循环冷却水、闭式循环冷却水中断，短时间无法恢复，无法维持机组运行时。
- m) 机组热工保护或系统故障，在限期内无法恢复，影响机组安全、稳定运行时。

6.2.3 紧急停机应符合以下要求：

- a) 紧急脱扣汽轮机。
- b) 确认交流润滑油泵联启，油压正常。
- c) 检查发电机出口开关或主变压器高压侧开关断开，发电机与电网解列，确认转速下降。
- d) 当需要破坏凝汽器真空停机时，应停止抽真空系统运行，打开真空破坏阀，其他操作同正常停运。

6.3 停运异常处理

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

6.3.2 自动控制系统失灵应及时改为手动调整，以防汽轮机失控。

6.3.3 若主、再热蒸汽参数失控或发生蒸汽带水，应立即打闸停机。

6.3.4 当盘车电流比正常值大、摆动或盘车装置有异声时，应查明原因及时处理。当汽封摩擦严重时，将转子高点置于最高位置，关闭与汽缸连通的所有疏水（闷缸措施），保持上、下缸温差，监视转子弯曲度，确认转子弯曲度正常后，进行试投盘车，盘车投入后应连续盘车。当盘车盘不动时，严禁强行盘车。停机后因盘车装置故障造成不能连续盘车时，应采取闷缸措施，监视上、下缸温差及转子弯曲度的变化，待盘车装置正常或暂停盘车的因素消除后及时投入连续盘车。

6.4 停运后的养护

6.4.1 汽轮机设备在停（备）用期间，应按照 DL/T 956 进行养护。

6.4.2 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。

6.4.3 对于自然环境温度达到发生冰冻的区域，应预先对停运设备采取有效的防冻措施。盛有液体的容器、管道，要放干净其中的液体。工艺不允许将液体放干净的设施，要采取保温、伴热等措施。

7 汽轮机试验

7.1 启动前的试验

7.1.1 机组进行 A 级检修或调速系统检修后，应进行汽轮机调速系统静态特性试验和主汽阀、调速汽阀及抽汽止回阀关闭时间试验，其试验结果符合制造商的技术规定及 DL/T 711 的规定。

7.1.2 机组进行 A 级、B 级检修后或停机备用 30 天以上，至少应进行以下试验：

- a) 汽轮机全部跳机保护试验及机炉电大联锁试验。
- b) 高压缸排汽止回阀、抽汽止回阀、控制阀、调节阀开关及保护联锁试验。
- c) 除氧器、加热器等主要辅助设备的联锁保护试验。
- d) 各种油泵、水泵、风机的启停及保护联锁试验。

7.1.3 机组进行 C 级、D 级检修后，应进行以下试验：

- a) 机炉电大联锁试验。
- b) 对检修的设备进行保护联锁试验。

7.2 启动中的试验

7.2.1 机组启动，应进行就地及远方打闸试验。

7.2.2 汽轮机超速试验前，应进行主汽阀、调速汽阀严密性试验，试验要求见 DL/T 863。

7.2.3 危急保安器注油试验应按以下要求进行：

- a) 试验应按制造商要求的时间间隔进行。
- b) 试验应在定速后或正常运行中进行。
- c) 试验动作油压正确，否则应立即查明原因并予以处理。

7.2.4 超速试验要求。

7.2.4.1 下述情况应做超速试验：

- a) 汽轮机新安装或 A 级检修后。
- b) 甩负荷试验前。
- c) 危急保安器解体或调整后。
- d) 进行任何有可能影响超速保护动作的检修后。

7.2.4.2 下述情况不得进行超速试验：

- a) 就地或远方停机不正常。
- b) 高中压主汽阀、调速汽阀严密性试验不合格。
- c) 在额定转速下任一轴承的振动异常。
- d) 任一轴承温度高于规定值。
- e) 危机保安器注油试验不合格。

7.2.4.3 根据 DL/T 863，试验应按以下要求进行：

- a) 高、中压主汽阀和调速汽阀严密性试验合格。
- b) 汽轮发电机组按制造商要求的参数带低负荷暖机，一般带 10%~25%额定负荷运行 4h 以上，暖机结束后，减负荷与电网解列，立即进行汽轮机超速试验。
- c) 机械超速保护动作转速值应在额定转速的 109%~111%范围内，每个危机保安装置应至少试验两次，且两次动作转速之差不大于 0.6%的额定转速。
- d) 电气超速保护动态实校，动作值应符合制造商的规定。

7.2.5 新投产机组或调速系统经重大改造后的机组应进行甩负荷试验，试验要求见 DL/T 1270。

7.3 运行中的试验

汽轮机运行中的试验及定期轮换项目应全面，不应有漏项，一般试验及定期轮换项目见表 2，具体的试验及定期轮换项目应根据系统情况而定。

表 2 运行中的试验及定期轮换项目

项目名称	试 验 内 容	时间间隔
汽阀活动/松动试验	利用就地试验装置或 DEH 试验逻辑活动汽阀 10%~20%行程	每周
主汽阀、调速汽阀全行程活动试验	利用就地试验装置或 DEH 试验逻辑对汽阀进行全行程活动	每月
抽汽止回阀关闭/活动试验	利用试验装置部分活动，或直接操作关闭	每月

表 2 (续)

项目名称	试 验 内 容	时间间隔
真空严密性试验	在 80%额定负荷以上的稳定工况下停止抽真空系统运行, 记录 8min 内真空下降速度, 取后 5min 内真空平均下降速度	每月
疏、放水阀测温	对阀体出口焊口或出口法兰后管壁处测温	每月
备用给水泵启停		每周
交流润滑油泵、事故油泵启停		每周
转动辅机设备轮换		每两周

8 汽轮机主要辅机运行

8.1 凝结水泵

- 8.1.1 凝结水泵运行期间, 控制凝汽器热井水位正常, 再循环调节阀应处于正常备用状态。
- 8.1.2 机组正常运行期间对凝结水泵进行检修工作时, 应确认与真空系统彻底隔绝。
- 8.1.3 采用变频调节的凝结水泵, 应注意低频运行时凝结水压力下降对各用水设备和系统的影响。

8.2 给水泵组

- 8.2.1 给水泵组运行期间振动、超速等保护应投入。
- 8.2.2 给水泵组再循环调节阀应处于正常备用状态。
- 8.2.3 备用给水泵应处于暖泵状态, 泵壳上、下温差超过规定值时应退出备用。
- 8.2.4 给水泵出口阀、出口止回阀应严密。

8.3 循环水泵

- 8.3.1 地下布置的循环水泵, 应有可靠的防水淹措施。
- 8.3.2 运行中循环水泵应防止失水及积空气。
- 8.3.3 循环水泵出口控制蝶阀开关时间应合理, 防止在启停泵过程中发生水锤现象。

8.4 凝汽器

- 8.4.1 进入疏水扩容器的疏水阀门应能够关闭严密, 疏水阀门后应安装测温元件, 便于在线监测阀门泄漏情况。
- 8.4.2 凝汽器冷却水管及管板应保持清洁。
- 8.4.3 定期化验凝结水和循环水水质, 发现凝汽器泄漏或结垢应及时采取措施。
- 8.4.4 根据负荷和大气条件的变化, 合理调整循环水流量以保证机组最佳真空。
- 8.4.5 凝结水过冷度不大于 2℃。
- 8.4.6 凝汽器端差在正常范围内, 根据 DL/T 1052, 具体规定如下:
- 当循环水入口水温小于或等于 14℃时, 端差小于或等于 9℃。
 - 当循环水入口水温大于 14℃, 且小于 30℃时, 端差小于或等于 7℃。
 - 当循环水入口水温大于 30℃时, 端差小于或等于 5℃。

8.5 冷却塔及空冷岛

- 8.5.1 湿冷机组冷却塔内部填料应无破损, 淋水密度均匀。
- 8.5.2 空冷机组空冷岛内各散热管束温度偏差应在正常范围内, 冷却气流分布均匀。

8.5.3 冬季寒冷地区的湿冷机组，冷却塔应采用化冰管、挡风墙等方法防止冷却塔内大面积结冰，并制定冷却塔防冻运行措施。

8.5.4 冬季寒冷季节，空冷机组应严格控制凝结水温度在正常范围内，杜绝凝结水温过低时空冷岛散热管束冻结。

8.6 高、低压加热器

8.6.1 高、低压加热器泄漏、水位计运行不正常、联锁保护动作不正常，严禁投入运行。

8.6.2 高、低压加热器水位高保护动作退出运行时，应立即确认抽汽止回阀和电动阀关闭、事故疏水调节阀和抽汽管道疏水电动阀打开，水侧切至旁路运行，立即查明保护动作原因并采取措施防止汽轮机进水，同时应保证锅炉供水正常。

8.6.3 避免高、低压加热器低水位运行，防止疏水带汽引起管道振动。

8.6.4 运行中高、低压加热器水位自动调节异常时应及时处理，水位无法控制时应停止相应加热器的运行。

8.6.5 定期对高、低压加热器端差及正常疏水调节阀开度、疏水量进行分析。

8.6.6 新装或检修后的高、低压加热器安全阀应校验合格。

8.6.7 正常情况下，高、低压加热器应随机组启动而投入。投入加热器过程中应先投水侧、后投汽侧，高、低压加热器汽侧分别并按抽汽压力由低至高逐个投入。

8.6.8 高、低压加热器的投入和退出过程中，应按制造商的要求严格控制加热器出口水温温升率和温降率。

8.6.9 高、低压加热器退出运行时，应按制造商的要求控制机组负荷，防止各抽汽段参数异常。

8.6.10 高压加热器退出运行时，应注意锅炉排烟温度降低对脱硝系统的影响，并及时调整进入除氧器的凝结水流量。

8.7 除氧器

8.7.1 新装或检修后的除氧器安全阀应校验合格。

8.7.2 严格控制除氧器水位在正常范围内运行。

8.7.3 负荷急剧减小或抽汽突然停用时，防止除氧器失压引起汽化。

8.8 旁路系统

机组正常运行期间，汽轮机高、低压旁路阀应关闭严密。

8.9 润滑油系统

8.9.1 油箱排烟风机运行正常，保证油箱处于微负压状态。

8.9.2 润滑油系统联锁保护动作正常，油质合格、油温正常。

8.9.3 在进行润滑油冷却器切换操作时，应严密监视润滑油油压的变化，严防切换操作过程中断油。

8.9.4 润滑油系统的自动消防装置应正常投入。

8.10 EH 油系统

8.10.1 EH 油系统联锁保护动作正常，油质合格，油温正常。

8.10.2 运行中 EH 油过滤器及硅胶呼吸器应正常投入。

8.11 顶轴油系统

8.11.1 严格按制造商规定的转速启停顶轴油泵，逻辑保护应正常投入。

8.11.2 机组检修后应根据各轴所需顶起高度调整好顶轴油压，启停机时应严密监视各轴瓦顶轴油压。

9 汽轮机事故预防及处理

9.1 事故处理的基本要求

- 9.1.1 根据仪表显示及设备异常现象判断事故发生的部位。
- 9.1.2 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。
- 9.1.3 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。
- 9.1.4 迅速查清原因，消除事故隐患。
- 9.1.5 事故处理完毕后，应详细记录事故现象、过程及采取的处理措施等，收集事故发生及处理过程中的有关数据资料，进行故障分析并存档。

9.2 典型事故预防及处理

9.2.1 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、动静部分摩擦，甚至断轴、飞车。
- b) 主要现象：
 - 1) 汽轮机转速急速上升，超过超速保护动作值。
 - 2) 机组声音异常，振动增大。
- c) 主要原因：
 - 1) 机组甩负荷时，汽轮机调节控制系统工作不正常。
 - 2) 汽轮机超速试验时转速失控。
 - 3) 发电机解列后汽轮机主/再热蒸汽进汽阀、抽汽止回阀卡涩或关闭不到位。
- d) 处理要点：
 - 1) 立即破坏真空紧急停机，确认锅炉灭火、汽轮机转速下降。若发现转速继续升高，应果断采取隔离及泄压措施。
 - 2) 严密监视停机时各参数变化，记录惰走时间和惰走曲线，对机组进行全面检查。
 - 3) 在机组停运后，查明超速原因并消除故障，全面检查确认汽轮机正常，具备启动条件后方可重新启动；定速后应重新做超速试验，确认超速保护试验合格后，方可并网带负荷。
 - 4) 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、推力瓦温度等参数进行全面监视，发现异常应停止启动。
- e) 防范措施：
 - 1) 各超速保护装置均应正常投入运行，机组重要运行参数监视表计应定期校验，确保转速监测控制系统工作正常。
 - 2) 运行中任一汽轮机超速保护故障且不能及时消除时，应停机处理。
 - 3) 对于新投产或汽轮机调速系统经过重大改造的机组，应做甩负荷试验。
 - 4) 按要求测试主汽阀、调速汽阀及抽汽止回阀关闭时间，进行主汽阀及调速汽阀严密性试验、超速保护试验。
 - 5) 定期进行危急保安器注油试验、汽轮机安全保护装置在线试验和主汽阀、调速汽阀及各级抽汽止回阀的活动试验。
 - 6) 汽、水、油品质应符合规定。
 - 7) 运行中发现主汽阀或调速汽阀卡涩应及时处理，必要时停机处理。停机过程中发现主汽阀或调速汽阀卡涩，应设法将负荷降至 0MW，汽轮机先打闸，再解列发电机，或采用逆

功率保护动作解列。

9.2.2 汽轮机剧烈振动

- a) 主要危害：造成轴承损坏，动静部分碰磨，甚至汽轮机损坏。
- b) 主要现象：
 - 1) 汽轮机轴承绝对振动、相对振动突然增大。
 - 2) 机组声音异常。
- c) 主要原因：
 - 1) 胀差超过规定值、上下缸温差超过规定值、汽缸左右两侧法兰金属温差超过规定值造成动静部分摩擦或大轴弯曲。
 - 2) 转子质量不平衡、叶片断裂或汽轮机内部部件损坏脱落。
 - 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) 汽轮机主汽阀或调速汽阀不正常关闭引起单侧进汽。
 - 6) 转子中心不正或联轴器松动。
 - 7) 滑销系统卡涩造成膨胀不均。
 - 8) 润滑油温过低、油中带水、油质恶化使轴承油膜失稳或润滑油系统断油、烧瓦。
 - 9) 发电机磁场不平衡或冷却风叶脱落。
 - 10) 电网频率变化幅度过大。
 - 11) 发电机不对称运行。
 - 12) 发电机非同期并列。
- d) 处理要点：
 - 1) 机组启动过程中，在中速暖机之前，轴承振动超过 0.03mm 时，应立即打闸停机。通过临界转速，轴承振动超过 0.1mm 或者相对轴振动超过 0.26mm 时，应立即打闸停机，严禁强行通过临界转速或降速暖机。
 - 2) 机组运行中要求轴承振动不超过 0.03mm 或相对轴振动不超过 0.08mm，超过时应设法消除。当相对轴振动大于 0.26mm 时应立即打闸停机；当轴承振动或相对轴振动变化量超过报警值的 25% 时，应查明原因设法消除；当轴承振动或相对轴振动突然增加报警值的 100% 时，应立即打闸停机。
 - 3) 机组正常运行中，发现汽轮机内部有金属摩擦声、撞击声或轴封部位有明显摩擦，甚至冒火花时，不论振动有何变化，应立即破坏凝汽器真空打闸停机，未查明原因并消除隐患前，禁止重新启动。
 - 4) 根据 GB/T 11348.2，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。

表 3 大型汽轮发电机组转轴振动位移限值

mm

区域限值	额定转速为 3000r/min 时（位移峰～峰值）		
	相对位移	绝对位移	评 价
A	0.09	0.1	新投产机组通常在此区域内
B	0.12~0.165	0.15~0.2	通常认为是合格的，可以长期运行
C	0.18~0.24	0.25~0.30	通常认为不适宜长期连续运行，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，足以引起机组破坏

e) 防范措施:

- 1) 在机组启动及运行变负荷时, 合理控制主、再热蒸汽温度变化率, 避免胀差超过规定值。
- 2) 润滑油在线再生、过滤装置运行正常, 确保润滑油油质合格。
- 3) 禁止发电机非同期并网。
- 4) 防止汽缸进水或进冷汽, 见 DL/T 834。

9.2.3 轴承损坏

a) 主要危害: 造成轴承损坏, 严重时发生动静部分碰磨。

b) 主要现象:

- 1) 轴承温度、润滑油回油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) 润滑油回油中发现金属碎末。
- 4) 汽轮机振动增大。

c) 主要原因:

- 1) 轴承断油或润滑油油压偏低、油量偏小。
- 2) 润滑油油质不合格或润滑油温度超过规定值。
- 3) 轴承过载或推力轴承超负荷, 启停机过程中或盘车时顶轴油压低、大轴顶起高度不够。
- 4) 轴承间隙、紧力不符合规定。
- 5) 汽轮机进水或发生水击现象。
- 6) 长期振动偏大, 造成轴瓦损坏。
- 7) 轴承制造质量差引起脱胎等, 造成轴承损坏。
- 8) 电腐蚀。

d) 处理要点:

- 1) 运行中发现轴承温度超过规定值时, 应立即紧急停机。
- 2) 因轴承损坏停机后盘车不能投入运行时, 不得强行盘车, 应采取可靠的隔离措施, 防止汽缸进水或进冷汽。
- 3) 轴承损坏后应彻底清理油系统杂物, 确保油质合格方可重新启动。

e) 防范措施:

- 1) 防止汽轮机进水、大轴弯曲、轴承振动及通流部分损坏。
- 2) 油系统油质应按要求进行定期化验, 油质劣化时应及时处理, 确保油质符合规定。
- 3) 加强油温、油压、轴瓦温度的监视, 发现异常应及时查找原因并消除。
- 4) 润滑油系统联锁保护及测点安装位置应符合制造商的要求, 润滑油压力低联启直流油泵的同时应跳闸停机。
- 5) 油系统设备自动及备用可靠, 并进行定期校验。
- 6) 运行中油泵或冷油器的投停切换应平稳谨慎, 操作中严密监视润滑油压的变化, 严防断油烧瓦。
- 7) 在汽轮机启停过程中, 应按制造商规定的转速启停顶轴油泵, 并严密监视顶轴油压。
- 8) 汽轮发电机转子应可靠接地。
- 9) 汽轮机交流润滑油泵电源的接触器, 应采取低电压延时释放措施, 同时要保证自投装置动作可靠。
- 10) 汽轮机直流事故油泵应配置润滑油压力低电气联锁启动回路, 并进行定期校验。

9.2.4 叶片损坏

a) 主要危害: 造成汽轮机运行工况恶化、效率降低, 转子质量不平衡而引起汽轮机振动、动静部

分碰磨，甚至造成转子卡死使汽轮机设备严重损坏。

b) 主要现象：

- 1) 振动突然增大。
- 2) 各监视段压力突然发生变化。
- 3) 轴向位移突变。
- 4) 机组负荷突降，汽轮机调速汽阀开度突增。
- 5) 有金属撞击声或盘车时有摩擦声。
- 6) 凝结水硬度增大。

c) 主要原因：

- 1) 叶片制造质量不良。
- 2) 主蒸汽品质不合格造成叶片腐蚀结垢。
- 3) 汽轮机运行中发生水冲击现象。
- 4) 汽轮机超速或运行频率长时间偏离正常值，造成叶片疲劳。
- 5) 主、再热蒸汽温度超过规定范围运行。
- 6) 汽轮机长期在过低的背压下运行，引起叶片水蚀。

d) 处理要点：

- 1) 当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时，应破坏真空紧急停机。
- 2) 当发现振动异常时，应立即进行分析，同时参照调节级和各抽汽段压力、轴向位移、推力轴承金属温度、调速汽阀开度、机组负荷的变化，确认叶片断裂时应立即停机处理。

e) 防范措施：

- 1) 防止汽轮机超速或发生水冲击。
- 2) 控制主/再热蒸汽压力、主/再热蒸汽温度、机组背压和频率等参数在规定范围内运行，防止超负荷运行。
- 3) 按要求严格控制进入汽轮机的蒸汽品质。
- 4) 汽轮机停机后按规定进行养护。
- 5) 机组 A 级检修应对叶片、围带及拉筋进行全面的清理、检查并探伤，必要时做叶片频率试验或轮系振动频率试验。

9.2.5 大轴弯曲

a) 主要危害：引起汽轮机强烈振动或动静部分碰磨，严重时导致汽轮机损坏。

b) 主要现象：

- 1) 汽轮机转子偏心度或晃度超过规定值，连续盘车 4h 不能恢复到正常值。
- 2) 盘车电流或转速异常。
- 3) 汽轮机升速或惰走过程中振动显著增大。

c) 主要原因：

- 1) 汽轮机发生振动引起动静部分发生碰磨。
- 2) 汽轮机运行中进水，启、停机过程中或停机后操作维护不当造成汽缸进水或进冷汽。
- 3) 上、下缸温差大造成热弯曲，或汽缸法兰加热不均造成汽缸变形，以及汽缸膨胀不均、胀差过大等原因引起动静部分摩擦。

d) 处理要点：运行中汽轮机发生强烈振动，应紧急停机。未查明大轴弯曲的原因及消除弯曲前，不得再次启动。

e) 防范措施：

- 1) 大轴晃动值、轴向位移、胀差、低油压和振动保护等表计显示正确，并正常投入。

- 2) 汽轮机冲转前及停机后, 应严密监视转子偏心度, 确认盘车运行正常, 发现异常及时查明原因并进行处理。
- 3) 汽轮机冲转前, 发生转子弹性热弯曲应适当加长盘车时间, 转子弹性热弯曲消除前严禁启动。
- 4) 汽轮机启动时, 应严密监视振动、胀差、膨胀、轴向位移等, 避免动静部分碰磨引起大轴弯曲。
- 5) 汽轮机启动时, 主蒸汽温度应遵照制造商的规定, 蒸汽过热度不小于 56℃。
- 6) 汽轮机热态启动投轴封供汽时, 应确认盘车装置运行正常, 先向轴封供汽, 后抽真空。停机后, 凝汽器真空到零, 方可停止轴封供汽。轴封供汽温度应与金属温度相匹配, 符合制造商的规定。
- 7) 汽轮机启动过程中, 因振动异常停机回到盘车状态, 应全面检查、认真分析、查明原因。当机组已符合启动条件时, 连续盘车不少于 4h 才能再次启动, 严禁盲目启动。
- 8) 高、中压缸上、下缸温差不超过制造商规定值。
- 9) 防止冷水或冷汽进入汽轮机。
- 10) 汽轮机在热态下, 严禁进行锅炉水压试验。

9.2.6 汽轮机进水

- a) 主要危害: 引起汽缸变形、动静部分间隙消失发生碰磨、大轴弯曲等。
- b) 主要现象:
 - 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、轴向位移增大、推力瓦温度升高。
 - 4) 抽汽管道发生振动。
 - 5) 盘车状态下盘车电流增大或盘车转速低于正常盘车转速。
 - 6) 严重时, 轴封处见水或冒白汽。
- 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、除氧器满水但汽机防进水保护拒动, 或保护动作但抽汽止回阀及抽汽电动阀关闭不严。
 - 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) 再热器减温水或高压旁路减温水泄漏, 高压缸排汽止回阀关闭不严密, 泄漏的减温水从再热蒸汽冷段管道倒入汽轮机高压缸。
- d) 处理要点:
 - 1) 运行中主、再热蒸汽温度突降超过规定值, 应立即紧急停机。
 - 2) 汽轮机盘车中发现进水, 应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、盘车电流或盘车转速等的监视。
 - 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、上下缸温差变化达到规定值时应立即停机。
- e) 防范措施:
 - 1) 机组应装设防进水装置并可靠投入。
 - 2) 主、再热蒸汽温度应控制平稳, 蒸汽过热度不小于 56℃, 超过规定值时应紧急停机。
 - 3) 疏水管道、阀门应定期检查, 确保畅通。

- 4) 汽轮机启动前和暖机过程中应充分疏水, 轴封供汽温度应按照制造商的技术要求进行控制。
- 5) 加热器、除氧器及汽包锅炉汽包水位调整应平稳, 水位报警及保护应可靠投入。
- 6) 抽汽电动阀和抽汽止回阀应能够严密关闭, 定期进行抽汽止回阀活动试验。
- 7) 加热器的检修维护和运行参数控制应符合制造商的规定, 避免发生泄漏。

9.2.7 轴向位移过大

- a) 主要危害: 推力轴承损坏, 严重时导致汽轮机动静部分碰磨。
- b) 主要现象: 汽轮机轴向位移增大, 推力瓦温度升高, 严重时振动增大。
- c) 主要原因:
 - 1) 主蒸汽参数或负荷突变。
 - 2) 通流部分结垢、叶片断裂或汽封漏汽量增加。
 - 3) 汽轮机真空下降。
 - 4) 推力轴承断油或磨损。
 - 5) 汽轮机发生水冲击。
 - 6) 汽轮机发生剧烈振动, 使平衡活塞汽封片磨损严重, 失去平衡作用。
 - 7) 发电机转子窜动。
- d) 处理要点:
 - 1) 轴向位移增大时, 首先检查推力瓦温度及回油温度、胀差、振动等相关参数的变化。
 - 2) 负荷与蒸汽流量突变时, 应迅速稳定负荷并调整蒸汽参数至正常值。
 - 3) 汽轮机真空下降时, 应迅速查明原因并处理。
 - 4) 采取措施后轴向位移仍不能恢复正常时, 应果断降负荷。
 - 5) 推力轴承内部或汽轮机内部有摩擦声或机组剧烈振动时, 应紧急停机。
 - 6) 轴向位移超过规定值时, 应紧急停机。
- e) 防范措施:
 - 1) 控制主蒸汽参数、负荷变化率在规定范围内, 杜绝大幅度波动。
 - 2) 按要求控制蒸汽品质, 确保汽轮机通流部分清洁。
 - 3) 防止汽轮机进水、进冷汽。
 - 4) 防止汽轮机剧烈振动。

9.2.8 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) 主要现象: 油系统着火, 现场冒烟, 有刺鼻的烟气味。
- c) 主要原因:
 - 1) 油系统泄漏至高温部件。
 - 2) 电气设备着火或其他火情引起。
 - 3) 油系统及附近区域违章施工。
- d) 处理要点:
 - 1) 立即组织灭火, 汇报上级并联系消防部门。
 - 2) 正确使用消防器材进行灭火, 同时应防止人员烧伤及窒息。
 - 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, 应立即紧急停机。
 - 5) 需要开启事故放油阀时应控制放油速度, 保证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, 必要时应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。
 - 7) 油系统着火威胁发电机氢气系统时, 应立即紧急停机并迅速进行事故排氢。
 - 8) 密封油系统着火无法迅速扑灭, 威胁设备安全时, 应立即紧急停机, 并在汽轮机惰走过程中, 迅速进行事故排氢, 密封油系统应尽量维持到汽轮机停转。
- e) 防范措施:
- 1) 油系统设计安装应尽量避免法兰连接, 禁止使用铸铁阀门, 油管道应可靠固定, 防止振动磨损泄漏。
 - 2) 油管道法兰、阀门及可能漏油部位附近不准有明火; 若明火作业, 应采取有效的防范措施。靠近油管道的高温管道或设备保温应完好, 表面温度不超过 50℃ 并用金属外层保护。
 - 3) 加强运行巡检, 发现轻微漏油时应采取措施消除泄漏, 防止漏油至高温管道设备而引起火灾。保温材料渗入油时, 应立即消除漏点并更换保温材料。
 - 4) 润滑油箱事故放油门应设置两个串联钢质截止阀, 其操作手轮应设在距油箱 5m 以外的地方, 并有两个以上的通道, 操作手轮不允许加锁, 应挂有明显的“禁止操作!” 标示牌。
 - 5) 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, 定期进行消防灭火的反事故演习。

9.2.9 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) 主要现象: 汽轮机真空下降, 低压缸排汽温度升高, 轴向位移增大, 汽轮机效率下降。
- c) 主要原因:
 - 1) 湿冷机组循环水泵或空冷机组空冷岛冷却风机性能下降或跳闸等引起冷却不足或中断。
 - 2) 湿冷机组冷却水质脏污引起凝汽器冷却水管堵塞、结垢或空冷机组散热管束表面脏污, 未进行及时清洗而引起换热效率降低。
 - 3) 循环水系统滤网堵塞引起循环水量大幅度下降。
 - 4) 抽真空系统故障或性能下降引起抽气能力不足。
 - 5) 轴封间隙调整不当、运行中磨损严重或轴封供汽压力降低造成轴封泄漏。
 - 6) 低压缸大气阀、真空破坏阀或其他负压系统管道和阀门泄漏造成空气漏入凝汽器。
 - 7) 湿冷机组凝汽器水位过高淹没部分冷却水管。
- d) 处理要点:
 - 1) 发现真空下降应立即检查抽真空系统运行状况是否正常, 若是抽真空系统运行异常引起真空下降, 应及时启动备用抽真空设备。
 - 2) 当真空系统发生泄漏时, 应及时查找漏点, 进行系统隔离或堵漏。
 - 3) 真空下降时应按照制造商的规定进行降负荷, 并观察真空变化情况。一般情况下, 若负荷降至 30% 额定负荷真空仍不能恢复, 应立即减负荷至 0MW 停机。真空降低及减负荷过程中, 应注意监视以下各项:
 - 真空降低时, 要特别注意监视低压缸的振动情况, 发现机组振动比原先明显增大时, 应降负荷以消除振动, 如降负荷无效且振动继续增大, 当振动超过制造商规定值时应立即紧急停机。
 - 真空降低时, 应注意监视低压缸排汽温度, 升高至规定温度时应确认低压缸喷水阀应自动打开, 否则应手动打开, 若排汽温度超限应手动停机。

4) 真空急剧降低达到停机值时, 应立即打闸停机。

e) 防范措施:

- 1) 凝汽器冷却水管清洗系统运行正常, 定期检查清洗系统运行情况。
- 2) 监视循环水系统滤网前后压差, 及时清理滤网。
- 3) 提高凝汽器抽真空系统的可靠性, 备用设备应可靠备用。
- 4) 定期进行真空严密性试验, 当超过规定时 (见 DL/T 1052), 进行查漏并消除漏点。
- 5) 检修中按制造商工艺标准调整轴封间隙, 在汽轮机冲转及运行过程中避免振动过大导致轴封磨损。
- 6) 运行中监视轴封压力在正常范围内, 必要时切换轴封供汽汽源。
- 7) 控制凝汽器水位在正常范围内。

附 录 A
(规范性附录)

汽轮机主要保护、监测参数及控制装置

A.1 汽轮机的主要保护

A.1.1 汽轮机事故跳机保护：

- a) 机械超速保护。
- b) 电超速保护。
- c) 轴向位移保护。
- d) 真空低保护。
- e) 润滑油压低保护。
- f) 抗燃油压低保护。
- g) 轴振动保护。
- h) 汽轮机胀差保护。
- i) 轴承金属温度高保护。
- j) 推力轴承温度高保护。
- k) 机炉电大联锁保护。
- l) DEH 严重故障。
- m) 高压缸压比低保护。
- n) 高压缸排汽温度高保护。
- o) 低压缸排汽温度高保护。
- p) 润滑油箱油位低保护。
- q) 抗燃油箱油位低保护。
- r) 发电机定子冷水断水保护。

A.1.2 OPC 防超速保护。

A.1.3 热应力控制保护。

A.1.4 负荷限制保护。

A.1.5 主蒸汽压力控制保护。

A.1.6 低压缸排汽安全阀保护。

A.1.7 汽轮机防进水保护。

A.1.8 高、低压旁路保护。

A.1.9 手动停机保护。

A.1.10 汽轮机主要附属设备联锁保护：

- a) 抗燃油控制系统联锁保护。
- b) 润滑油控制系统联锁保护。
- c) 密封油控制系统联锁保护。
- d) 顶轴油控制系统联锁保护。
- e) 除氧器控制联锁保护。
- f) 高、低压加热器控制联锁保护。
- g) 抽汽止回阀联锁保护。
- h) 汽动给水泵辅助油泵联锁保护。

- i) 电动给水泵联锁保护。
- j) 凝结水泵联锁保护。
- k) 循环水泵联锁保护。
- l) 定子冷却水泵联锁保护。
- m) 抽真空系统联锁保护。

A.2 汽轮机的主要监测参数

- A.2.1 汽轮机转速。
- A.2.2 汽轮机转子偏心度、振动。
- A.2.3 汽轮机胀差、汽缸膨胀。
- A.2.4 汽轮机转子轴向位移。
- A.2.5 汽缸热应力、汽缸金属温度、高中压主汽阀金属温度。
- A.2.6 调节级及各段抽汽蒸汽压力、温度、金属温度。
- A.2.7 主蒸汽、再热蒸汽及高、中、低压缸排汽压力和温度。
- A.2.8 主蒸汽流量、主给水流量、凝结水流量。
- A.2.9 支持轴承、推力轴承金属温度及回油温度。
- A.2.10 润滑油、密封油、顶轴油、EH 油油压和油温。
- A.2.11 高、中压主汽阀、调速汽阀的阀位指示。
- A.2.12 凝汽器、除氧器、疏水箱、油箱液位指示。
- A.2.13 加热器水位、进出口水温、疏水温度及疏水量。
- A.2.14 高、低压旁路阀位、温度。
- A.2.15 轴封蒸汽压力和温度。
- A.2.16 发电机定子冷却水温度、流量及电导率。
- A.2.17 发电机内氢气纯度、压力及冷氢温度。

A.3 汽轮机主要调节控制装置

- A.3.1 汽轮机控制系统。
- A.3.2 凝汽器、除氧器及加热器水位调节控制装置。
- A.3.3 给水泵调节控制装置。
- A.3.4 高、低压旁路调节控制装置。
- A.3.5 轴封供汽压力、温度调节装置。
- A.3.6 润滑油、抗燃油温度调节装置。
- A.3.7 闭式循环冷却水、开式循环冷却水温度调节装置。
- A.3.8 疏水控制装置。

附录 B
(资料性附录)
汽轮机启动和停机示范曲线图

汽轮机启动和停机示范曲线图见图 B.1～图 B.5。

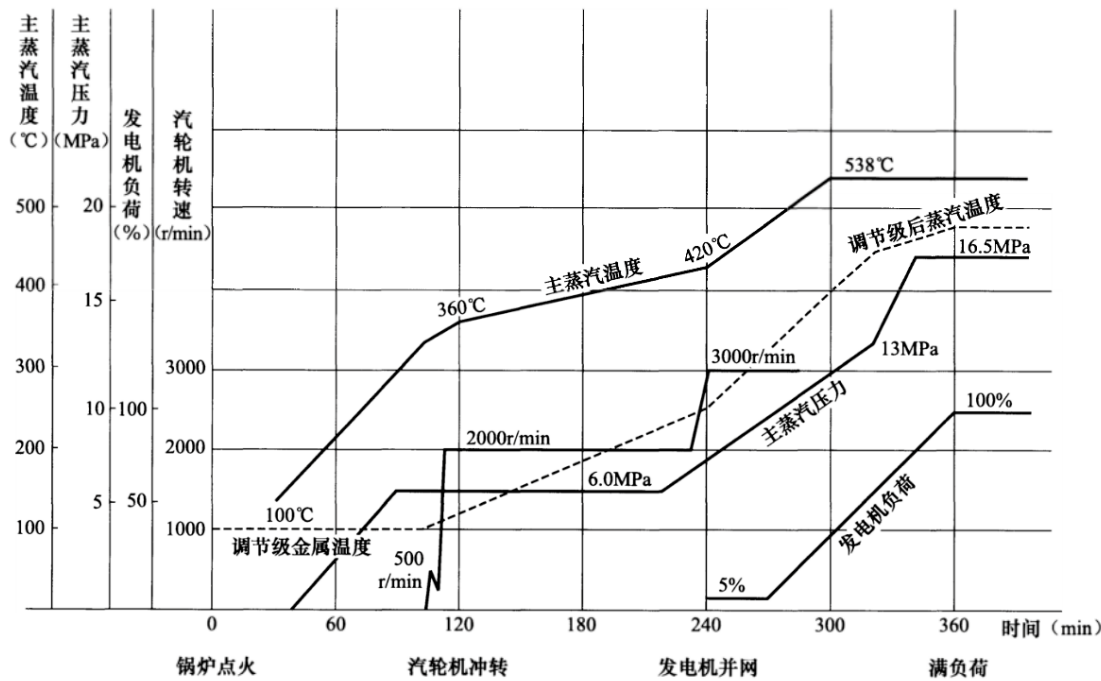


图 B.1 某 300MW 亚临界机组典型冷态启动曲线

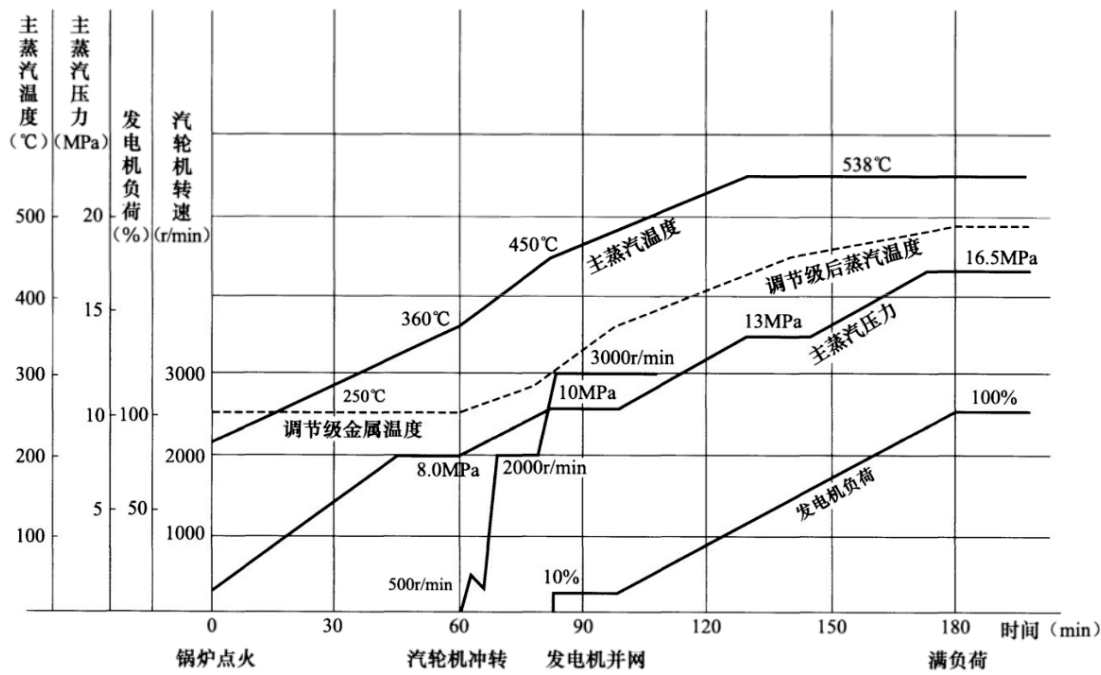


图 B.2 某 300MW 亚临界机组典型温态启动曲线

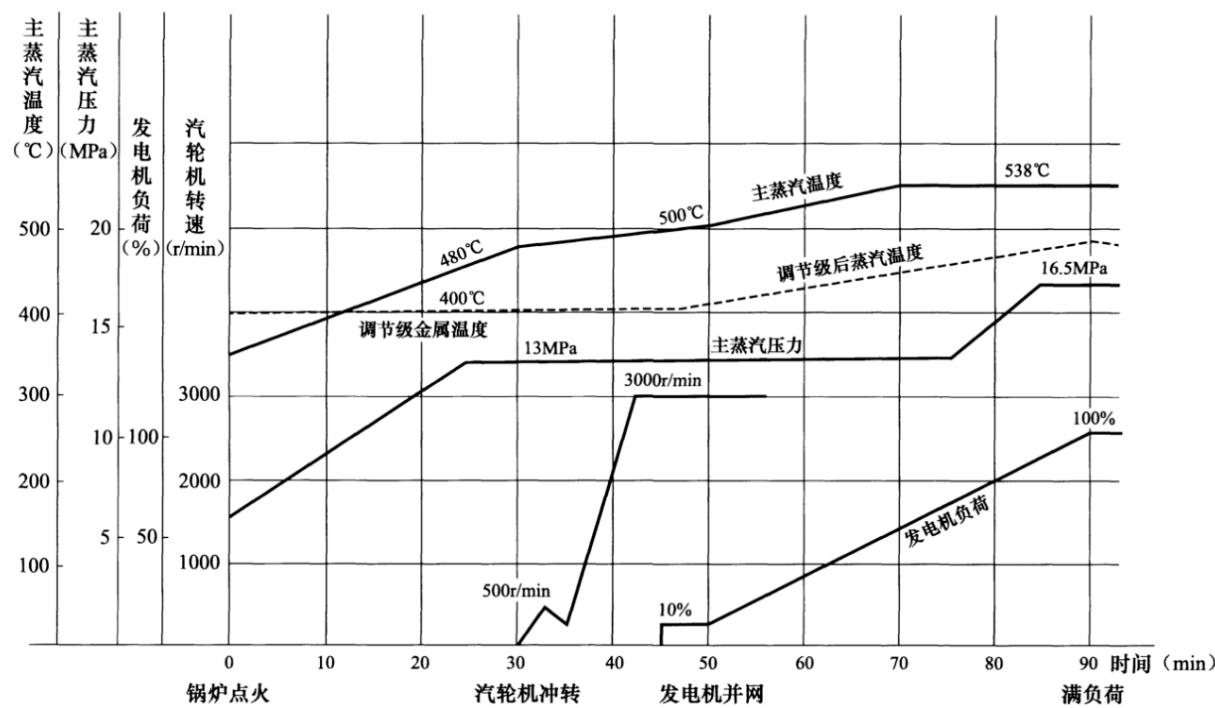


图 B.3 某 300MW 亚临界机组典型热态启动曲线

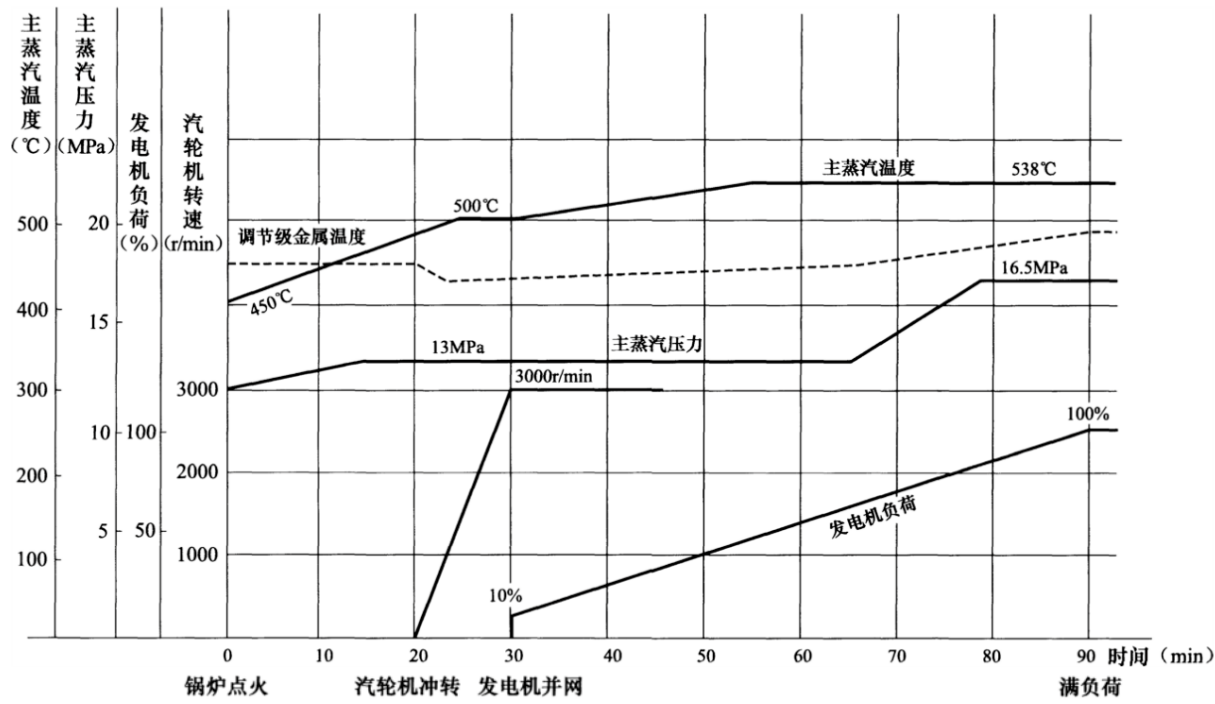


图 B.4 某 300MW 亚临界机组典型极热态启动曲线

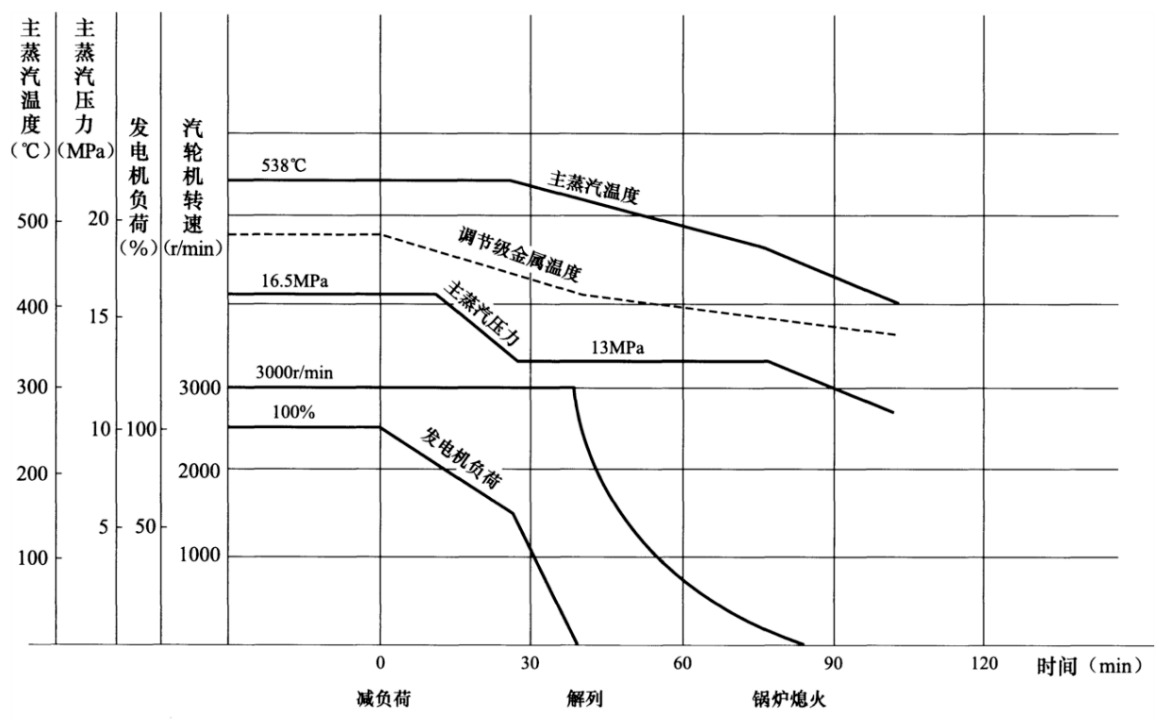


图 B.5 某 300MW 亚临界机组典型正常停机曲线

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
300MW~600MW 级汽轮机运行导则
DL/T 608—2019
代替 DL/T 608—1996, DL/T 609—1996

*

中国电力出版社出版、发行
(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)
北京传奇佳彩印刷有限公司印刷

*

2019 年 12 月第一版 2019 年 12 月北京第一次印刷
880 毫米×1230 毫米 16 开本 1.75 印张 52 千字
印数 001—500 册

*

统一书号 155198·1717 定价 **27.00** 元

版 权 专 有 侵 权 必 究
本书如有印装质量问题, 我社营销中心负责退换



中国电力出版社官方微信



电力标准信息微信

为您提供 **最及时、最准确、最权威** 的电力标准信息



155198.1717