

ICS 27.100
F 23
备案号：31162-2011

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 332.2 — 2010

塔式炉超临界机组运行导则 第 2 部分：汽轮机运行导则

**Guide for operation of tower type boiler supercritical units
Part 2: Guide for operation of steam turbine**

2011-01-09 发布

2011-05-01 实施

国家能源局 发布



目 次

前言	II
引言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 总则	1
4 汽轮机组启动	1
5 汽轮机运行	4
6 汽轮机停机	5
7 汽轮机控制系统及试验	6
8 汽轮机主要辅助设备在投用与运行中的注意要点	8
9 汽轮机运行事故预防与处理	9
附录 A (资料性附录) 启动控制准则	11
附录 B (资料性附录) 开高、中压主汽门暖阀条件	16
附录 C (资料性附录) 汽轮机冲转条件	17
附录 D (资料性附录) 汽轮机升速至额定转速条件	18
附录 E (资料性附录) 发电机并网条件	19
附录 F (资料性附录) 汽轮机正常运行监视的主要参数	20
附录 G (资料性附录) 汽轮机定期校验及切换项目	22
附录 H (资料性附录) 蒸汽品质的要求	23
附录 I (规范性附录) 汽轮机润滑油、密封油及控制油质量控制与监督	24

前　　言

DL/T 332《塔式炉超临界机组运行导则》分为三个部分：

第1部分：锅炉运行导则；

第2部分：汽轮机运行导则；

第3部分：化学运行导则。

本部分为 DL/T 332 的第 2 部分。

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归口。

本标准起草单位：上海外高桥第二发电有限责任公司。

本标准主要编写人：吴军、顾海栋、李惠棣、包伟大、陆顺华。

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）。

引言

当前，随着我国火力发电厂趋向于向大容量、高参数、高度自动化控制方向发展，大容量、高参数带来机组效率的极大提高，但是对机组的运行可靠性、发电稳定性、自动化程度的完善可靠性的要求进一步提高，需要制订一份能够提高机组运行水平的规范性文件。为此，上海外高桥第二发电有限责任公司通过对大容量、高参数塔式炉超临界机组配套的汽轮机运行积累的实践经验，编制了本标准供同行业参考，以使同类型、同等级的大容量、高参数汽轮机在运行中能更科学、更合理、更安全、更规范地运行。

本标准是发电厂运行的指导性技术文件。同类型、同等级的机组可根据本标准的要求，并结合制造厂的设备技术文件要求及电厂的系统情况参照执行。

塔式炉超临界机组运行导则

第2部分：汽轮机运行导则

1 范围

本标准规定了《塔式炉超临界机组运行导则》汽轮机部分的运行技术管理的基本原则。

本标准适用于相似类型超临界参数 600MW 等级以上的汽轮机组，其他类型机组制造厂无明确规定时的可参考选用。

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（包括所有的修改单）适用于本文件。

DL/T 609 300MW 级汽轮机运行导则

DL/T 651 氢冷发电机氢气湿度的技术要求

DL/T 801 大型发电机内冷却水质及系统技术要求

3 总则

3.1 本标准对汽轮机的启动方式及停机方式的选择与操作，以及对操作过程的要求、重要运行参数的选择与控制，对正常运行与停机应遵守的原则，均根据运行资料及运行经验提出了明确的规定。

3.2 本标准提出了运行中的主要检查、维护、试验、调整等工作内容与项目；提出了常见事故的预防、现象和处理原则。若制造厂有特别明确的要求与规定，则应遵照制造厂要求执行。在制造厂无明确规定和要求时，应按本标准执行。

3.3 本标准是根据汽轮机组启动、运行和停机过程中对汽轮机组各部件金属的机械疲劳应力、金属的热应力和寿命管理的要求，以及结合汽轮机设备的特征和运行实践而制定的机组运行操作方法，并通过设备运行参数的控制、运行操作的正确来达到安全、合理地启动、运行和停机的目的。

4 汽轮机组启动

4.1 汽轮机启动应在合理的寿命损耗范围内平稳升速带负荷，应防止胀差超限、进汽门及缸体转子温差超限、动静摩擦、轴系异常振动等异常情况，不应出现危及汽轮机安全的辅助设备、热控装置等异常运行，并应尽量缩短启动时间，减少启动能量消耗，以取得最佳安全经济效益。

4.2 机组启动方式主要分以下情况：

- a) 正常启动 (N);
- b) 中速启动 (M);
- c) 快速启动 (F)。

4.3 机组启动操作方式如下：

- a) 机组级控制；
- b) 组级控制；
- c) 子组级控制；
- d) 子回路级控制；
- e) 单操（一般情况下，不宜使用单操方式，设备检修后试转和校验除外）。

4.4 启动状态的划分如下：

- a) 冷态启动 1：汽轮机初始温度 50℃；
- b) 冷态启动 2：汽轮机初始温度 150℃；
- c) 温态启动：汽轮机停机 72h 内；
- d) 热态启动 1：汽轮机停机 48h 内；
- e) 热态启动 2：汽轮机停机 8h 内。

4.5 发现下列情况之一，汽轮机禁止启动：

- a) DEH、DCS 系统故障。
- b) 任一汽轮机重要自动调节、保护装置失灵。
- c) 任一汽轮机重要监视仪表失灵。
- d) 任一汽轮机转子温度小于 20℃。
- e) 任一高、中压主汽门，高、中压调门，高排止回阀，抽汽止回阀卡涩或动作不灵活。
- f) 汽轮机设备和系统严重泄漏，如漏水、漏油、漏气等。
- g) 汽轮机盘车不能正常投运或盘车运行中汽轮机动静部分有明显的金属摩擦声。
- h) 主要辅机（交流润滑油泵、直流润滑油泵、顶轴油泵、盘车、电动给水泵等）之一工作失常。
- i) 汽轮机高、中压缸上下温差大于 55℃。
- j) 润滑及控制油质不合格；控制油温小于 10℃，不得开控制油泵；润滑油温小于 21℃；机组不允许启动。
- k) 高/低压旁路系统故障或控制失常。
- l) 重要保护、控制参数超限或有超限的趋势。
- m) 发现有其他威胁安全的严重设备缺陷。

4.6 启动前应具备如下条件：

- a) 所有检修过的设备，应确定检修工作票已终结，临时安装的脚手架已拆除，机组本体及附属设备周围地面已清扫整洁且设备保温完好；
- b) 所有电气设备绝缘应良好，电源送上，机械部分无卡涩，轴承润滑油质、油位、冷却水、密封水等良好，确认 MCC 屏和阀门盘电源送上，确认 BTG 盘及台盘上控制电源、信号电源已送上，CRT 可用；
- c) 热工报警信息及光字牌报警应正确；
- d) 计算机控制系统应连续正常工作 2h 以上。

4.7 启动前应进行下列试验及检查：

- a) 汽轮机设备检修后，应对检修后的设备进行相应的项目试验。
- b) 汽轮机每次启动前，应进行以下项目试验：
 - 1) 在控制室操作盘上进行汽轮机手动脱扣试验；
 - 2) 汽轮机油泵试验；
 - 3) 汽轮机保护系统通道试验。

4.8 启动前有关系统的检查及投入：

4.8.1 启动前有关系统的检查及投入的基本要求如下：

- a) 设备检查应按辅机启动检查项目执行；
- b) 系统投入应按系统检查卡检查项目执行。

4.8.2 检查及投入凝补水系统应符合下列要求：

- a) 应投入凝补水箱调节阀门自动控制，检查凝补水箱水位应正常；
- b) 应投入凝补水泵自动控制，并确认凝补水泵运行，凝补水再循环门动作正常。

4.8.3 检查及投入冷却水系统:

应投入冷却水组级程控，确认闭冷泵、水室真空泵、循环水泵、胶球清洗装置启动正常，系统运行应正常。

4.8.4 检查及投入仪用气及杂用气系统要求如下:

应确认气压符合设计值及系统装置运行正常，电动机电压、电流正常。

4.8.5 检查及投入辅汽系统要求如下:

- a) 系统减温减压装置的调节门、控制门应操作灵活，运行参数应达到设计要求；
- b) 系统减温水系统、疏水系统应工作正常。

4.8.6 检查及投入发电机定冷水系统要求如下:

- a) 应投入发电机定冷水自动控制，确认定冷泵启动，系统运行正常。
- b) 应确认发电机冷却系统的仪表、检漏装置、控制设备、声光信号和保护连锁装置等指示正常和检验动作正确。
- c) 发电机定子冷却水水质应符合 DL/T 801 的要求。定子冷却水系统进发电机的温度应高于发电机内气体的露点，以防止发电机内部结露。

4.8.7 检查及投入发电机密封油系统要求如下:

- a) 应确认顶轴油泵启动；
- b) 应确认发电机工作完毕；
- c) 应投入密封油自动控制，确认系统运行正常。

4.8.8 发电机投氢置换应符合下列要求:

- a) 应确认密封油系统运行正常，各种保护及报警装置动作正常可靠，各种仪表均校验合格、指示正确。
- b) 应准备好足够的质量合格的氢气和二氧化碳。二氧化碳的纯度应不低于 98%，含氧量应不超过 2%；母管的氢气压力宜比发电机额定氢压高 0.2MPa，纯度应为 99.5%，最低不应低于 98%，氢气湿度应符合 DL/T 651 的要求。
- c) 发电机置换气体应在静止状态或低转速下进行，充气时应保证密封瓦的供油，油压应比发电机内部气体压力略高（具体数值按制造厂要求）。
- d) 发电机正常运行时，氢气纯度应不低于 95%。

4.8.9 检查及投入凝结水系统要求如下:

应确认凝结水除盐装置投用，低压加热器水侧投用，凝结水泵启动。

4.8.10 检查及投入汽轮机子系统应符合下列要求:

- a) 应确认汽轮机润滑油系统投用，盘车投运，汽轮机控制油系统投用，汽轮机轴封汽系统投运，真空系统投运。
- b) 检查及投入汽轮机子系统应注意：
 - 1) 汽轮机冲转前应连续盘车。冲转前盘车应连续运转 4h，特殊情况应不少于 2h。
 - 2) 静止的转子应禁止向轴封供汽。轴封汽进汽温度应满足制造厂要求，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转子的寿命损耗。
 - 3) 汽轮机轴封汽未送前，凝汽器不应抽真空。

4.8.11 检查及投入给水/蒸汽系统

应确认给水泵及给水系统运行正常，确认蒸汽系统的自动投入正常。

4.9 汽轮机冲转参数的选择。

4.9.1 汽轮机启动时，主蒸汽及再热蒸汽的压力和温度应满足制造厂的相关要求。进入汽轮机的主蒸汽、再热蒸汽应至少有 50℃的过热度。进汽平行管道蒸汽温度差不宜大于 17℃，如温度差大于 17℃，则不应超过 15min，温度差最大不应大于 28℃。

4.9.2 主蒸汽压力在冷态启动时应采用 7.0MPa；当高压缸温度大于 500℃、或高压转子温度大于 500℃、或中压转子温度大于 480℃ 时，应采用 10.0MPa。

4.9.3 主蒸汽温度在冷态启动时应采用 400℃；热态及温态启动应参照附录 A 的启动控制准则 4、启动控制准则 5 确定。

4.9.4 再热蒸汽温度在冷态启动时应采用 400℃；热态及温态启动应参见附录 A 的启动控制准则 6 确定。

4.10 汽轮机启动。

4.10.1 启动前检查与设置应符合下列要求：

- a) 汽轮机启动前应对主、辅设备及相关系统进行全面检查，应具备启动条件；
- b) 启动前，应根据需要在 DEH 上选择合理的启动方式。

4.10.2 汽轮机启动中的相关要求如下：

- a) 当满足汽轮机允许启动条件后，可进行程控启动。
- b) 汽轮机程控启动走步过程中，运行人员应密切监视程控走步进程，如发现走步超时或走步故障，应及时判断原因并予以排除。
- c) 汽轮机冲转、并网过程中应控制主蒸汽、再热蒸汽参数平稳，平行进汽管温差不超限。
- d) 汽轮机程控启动走步过程中，遇到需手动干预的节点，运行人员应根据当时的运行状态，决定是否进行下一步程控走步。
- e) 汽轮机冲转、升速、并网及加负荷过程中，应密切注意汽轮机组的振动、各道轴承的金属温度、汽轮机高中压缸上下缸温差、汽缸膨胀、胀差、轴向位移等主要监测参数在正常范围。
- f) 机组升速过程中应注意汽轮机冷油器出口油温的变化，油温应保持在正常范围内，并注意观察各轴承回油温度不超过 70℃。
- g) 机组升速过程中应注意发电机冷氢温度不超限。
- h) 低压缸排汽温度不应超过 90℃。低压缸排汽温度高时，应检查真空值与负荷值是否偏低，排气缸喷水门工作是否正常。
- i) 汽轮机冲转至暖机转速后，应到就地仔细倾听汽轮机内部声音。确认通流部分无摩擦、各轴承回油应正常。
- j) 机组并网后，机组应按 25MW/min 的升负荷率升负荷至 30% 额定负荷。在此期间，运行人员可根据主蒸汽压力波动情况修改升负荷速率，以使主蒸汽压力波动最小。
- k) 当高压旁路关闭后，应确认汽轮机控制方式切换至压力控制方式。

4.10.3 高/低压加热器投入及除氧器汽源切换要求如下：

- a) 高/低压加热器应随机启动；
- b) 当供除氧器的抽汽压力高于除氧器内部压力时，应由辅汽切换到抽汽，除氧器应进行滑压运行。

4.10.4 启动中辅助设备的调整如下：

根据负荷的增加，应及时切换及投入相关的辅助设备。

4.11 汽轮机启动主要参照的控制指标如下：

- a) 高中压主汽门暖阀条件应参见附录 B；
- b) 汽轮机冲转条件应参见附录 C；
- c) 汽轮机升速至额定转速条件应参见附录 D；
- d) 发电机并网条件应参见附录 E。

5 汽轮机运行

5.1 汽轮机正常运行的要求如下：

- a) 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设计规定。汽轮机正常运行监视的主要参数参见附录 F。

- b) 应按规定内容进行设备定期巡检及维护。
- c) 每小时对定期打印或抄录的参数应进行分析，使机组在安全、经济状态下运行。
- d) 应定期进行有关设备的切换及试验。汽轮机定期校验及切换项目参见附录 G。
- e) 负荷调整要求如下：
 - 1) 应采用滑压运行方式或厂家建议的其他运行方式；
 - 2) 滑压运行时负荷变化率应根据锅炉适应能力而定；
 - 3) 辅助设备的运行方式应满足相应的负荷调整要求。
- f) 蒸汽参数控制范围如下：
 - 1) 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；
 - 2) 蒸汽参数控制范围应符合表 1 及表 2 的要求。

表 1 蒸汽压力控制范围

MPa

参数	名义	长期	短期
主蒸汽压力	$\leq 1.00p_0$	$\leq 1.09p_0$	$\leq 1.25p_0$
中压主汽门前压力	$\leq 1.00p_1$	$\leq 1.26p_1$	$\leq 1.31p_1$

注 1: p_0 为额定主蒸汽压力, MPa; p_1 为额定再热蒸汽压力, MPa。

注 2: 长期——汽轮机进口压力在 12 个月运行的平均值不应超过额定值, 为保证此平均值, 运行压力不应超过长期值。

注 3: 短期——允许瞬时达到的压力值, 每年累计超压不超过 12h。

注 4: 所有压力均为绝对压力

表 2 蒸汽温度控制范围

℃

参数	名义	长期	每年 400h	每年 80h 但每次不超过 15min
主蒸汽温度	t_1	t_1	t_1+14	t_1+28
中压主汽门前温度	t_2	t_2	t_2+14	t_2+28

注 1: t_1 为额定主蒸汽温度, ℃; t_2 为额定再热蒸汽温度, ℃。

注 2: 长期——汽轮机进口温度在 12 个月运行的平均值不应超过额定值, 为保证此平均值, 运行压力不应超过长期值。

- g) 水汽质量恶化时的处理参见附录 H。汽轮机润滑油、密封油及控制油质量控制与监督见附录 I。

5.2 汽轮机的特殊运行要求如下:

- a) 高/低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应超过设计最大允许值, 同时应注意对锅炉汽温的影响。
- b) 凝汽器停止半侧运行时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。

6 汽轮机停机

6.1 汽轮机停机方式如下:

- a) 正常停机应是负荷减至 40% 额定负荷后, 按程控停机。
- b) 滑参数停机应根据滑参数停机曲线减负荷, 减负荷过程中逐步降低主、再热蒸汽参数, 负荷减至 40% 额定负荷, 按程控停机。

6.2 汽轮机停机应符合下列规定:

- a) 停机前应对交流润滑油泵(针对采用主油泵的机组)、直流润滑油泵、顶轴油泵、盘车装置进

行试开，保证安全停机。

- b) 应按照正常停机或滑参数停机要求，进行机组减负荷。在减负荷过程中，控制锅炉主蒸汽、再热蒸气温降速率，保证汽轮机最小温度裕度大于3℃。
- c) 随着负荷和主蒸汽参数的降低，应加强监视差胀、轴向位移、各轴承温度的变化，并确认轴封汽、除氧器等辅助系统的汽源切换正常。
- d) 机组减负荷至40%额定负荷后，可进行程控停机。
- e) 汽轮机程控停机走步过程中，运行人员应密切监视程控走步进程，如发现走步超时或走步故障，应及时判断原因并予以排除。
- f) 发电机解列后，应监视汽轮机转速变化，如发现转速有不正常升高现象，应立即手动按下停机按钮。并应检查跳闸后相应汽轮机设备动作情况，各主汽门、调门和抽汽止回阀应关闭。
- g) 汽轮机转子惰走过程中，应注意监视轴振的变化情况并记录惰走时间等相关数据。
- h) 应注意高排通风门动作正常，同时观察各疏水门的自动开启情况。
- i) 汽轮机转速降低到规定转速时，应分别确认顶轴油泵及盘车自动投入。
- j) 停机后应认真监视凝汽器、高低压加热器和除氧器水位，防止汽轮机进水。

6.3 汽轮机停机后的养护要求如下：

- a) 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，应采取有效的防锈蚀措施，避免热力设备锈蚀损坏。
- b) 停（备）用汽轮机防锈蚀方法宜采用抽真空干燥法：停机后，待缸温达到停盘车条件和凝汽器汽侧水放尽后，开启真空泵保持凝汽器真空10h以上，保证汽轮机内无湿汽。
- c) 停（备）用高压加热器及低压加热器防锈蚀方法宜使用充氮法：随锅炉保养的同时进行充氮，氮气压力稳定在0.5MPa时应停止充氮。使用的氮气纯度应大于99.5%，最低不应小于98%。
- d) 寒冷季节应采用有效的防冻措施。

7 汽轮机控制系统及试验

7.1 汽轮机控制系统的基本要求如下：

- a) 汽轮机控制系统及保护装置应随主设备一并投入，未经有关领导批准，不应停运。
- b) 在机组启动前或启动过程中，应对汽轮机控制系统及保护装置有关功能进行确认及试验，试验时运行人员应参加并给予确认。

7.2 汽轮机控制系统的基本功能：

7.2.1 数据采集与处理系统（DAS）应具备以下功能：

- a) 显示功能；
- b) 报警功能；
- c) 记录和制表功能；
- d) 历史数据存储和检索功能。

7.2.2 顺序控制系统（SCS）应具备以下功能：

- a) 机组级控制；
- b) 功能组控制；
- c) 功能子组控制；
- d) 子回路控制；
- e) 设备（基础级）控制。

7.2.3 汽轮机数字式电液控制系统（DEH）应具备以下功能：

- a) 汽轮机转速控制；

- b) 负荷控制;
- c) 主蒸汽压力控制;
- d) 阀门管理与控制;
- e) 负荷限制;
- f) 热应力控制;
- g) 汽轮机保护。

7.3 汽轮机安全监测和控制保护系统的功能:

7.3.1 汽轮机安全监测仪表装置 (TSI) 应具备以下功能:

- a) 绝对振动监测;
- b) 径向振动监测;
- c) 轴向位移监测;
- d) 偏心度监测;
- e) 转速监测;
- f) 差胀监测;
- g) 缸胀监测。

7.3.2 汽轮机紧急跳闸系统 (ETS) 应具备以下功能:

- a) 汽轮机电超速保护;
- b) 汽轮机轴向位移保护;
- c) 汽轮机轴承座振动保护;
- d) 汽轮机轴承温度保护;
- e) 汽轮机推力瓦温度保护;
- f) 汽轮机润滑油压保护;
- g) 汽轮机控制油压保护;
- h) 汽轮机润滑油箱油位保护;
- i) 汽轮机控制油箱油位保护;
- j) 高压缸/低压缸末级叶片温度保护;
- k) 高压缸/低压缸排气温度保护;
- l) 凝汽器水位保护;
- m) 凝汽器真空保护;
- n) 发电机定冷水断水保护;
- o) 汽轮机手动紧急跳闸;
- p) 机组大连锁保护。

7.3.3 汽轮机附属设备控制系统应具备以下功能:

- a) 润滑油系统控制连锁保护;
- b) 控制油系统控制连锁保护;
- c) 密封油系统控制连锁保护;
- d) 抽汽止回阀控制连锁保护;
- e) 循环水系统控制连锁保护;
- f) 除氧器控制连锁保护;
- g) 高/低压加热器控制连锁保护;
- h) 汽动给水泵系统控制连锁保护;
- i) 电动给水泵系统控制连锁保护。

7.4 汽轮机控制系统的试验:

7.4.1 汽轮机启动前控制系统的试验包括以下内容:

- a) 润滑油系统的连锁保护试验;
- b) 控制油系统的连锁保护试验;
- c) 密封油系统的连锁保护试验;
- d) 除氧器系统的连锁保护试验;
- e) 高/低压加热器的连锁保护试验;
- f) 循环水系统的连锁保护试验;
- g) 电动给水泵系统的连锁保护试验;
- h) 汽动给水泵系统的连锁保护试验;
- i) 汽轮机高压/中压调门控制特性检查及试验;
- j) 汽轮机控制阀门冷态活动试验(ATT);
- k) 汽轮机高/中压主汽门快关时间测试;
- l) 汽轮机跳闸保护试验;
- m) 机组大连锁试验。

7.4.2 汽轮机启动过程中控制系统的试验要求如下:

- a) 汽轮机检修后或停机一个月后再启动,应进行汽轮机超速保护试验;
- b) 高/中压主汽门、高/中压调门如进行过检修,在机组启动过程中应对阀门进行快关时间的测试,阀门的全程关闭时间要求在300ms之内。

8 汽轮机主要辅助设备在投用与运行中的注意要点

8.1 给水泵应注意以下事项:

- a) 汽动给水泵盘车不动时应查明原因,未查明原因前不应强行盘车或冲转。
- b) 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。
- c) 运行及备用状态的给水泵再循环截止门不应关闭。
- d) 止回阀不严,应严禁启动给水泵;停泵时若发现止回阀不严,应立即关闭出口门,保持油泵连续运行,同时应采取其他有效措施扼制给水泵倒转;备用中的给水泵若是发现止回阀不严,应立即退出备用。

8.2 循环水泵应注意以下事项:

- a) 运行中的循环水泵应防止泵失水及积空气;
- b) 地下布置的循环水泵,应有可靠的防水淹措施;
- c) 循环水泵停止时出口门应同时关闭,以防发生倒转。

8.3 凝汽器应注意以下事项:

- a) 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。开式循环水系统应防止微生物附着和堵塞。
- b) 应定期进行凝结水和循环水水质的化验,防止凝汽器冷却管泄漏及结垢。
- c) 应定期对凝汽器进行胶球冲洗和及时处理设备缺陷。
- d) 引入凝汽器的汽轮机本体及蒸汽管道各疏水阀门在正常运行中应关闭严密,防止凝汽器冷却管局部冲刷或产生裂纹。

8.4 高/低压加热器应注意以下事项:

- a) 高/低压加热器保护动作不正常时,应严禁投入运行。
- b) 保护动作后,应立即进行系统检查,确保汽轮机不进水,同时应保证锅炉连续供水。
- c) 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高/低压加热器。

运行。

- d) 定期对高/低压加热器端差及疏水调节门开度变化进行分析，避免其低水位运行。
- e) 维修后的高/低压加热器安全门，应经校验合格后方可投入运行。
- f) 正常情况下高/低压加热器应随机启动。机组运行中投入高/低压加热器应先通给水，投入蒸汽时应按抽汽压力由低至高逐个投入。

8.5 除氧器应注意以下事项：

- a) 除氧器大修或安全门检修后应做安全门动作试验，试验不合格则不应投入运行；
- b) 应严格控制水位在正常范围内运行；
- c) 负荷突增或高压加热器解列时，应严防除氧器超温、超压；
- d) 负荷急剧减少或抽汽突然停用时，应防止除氧器失压引起汽化。

9 汽轮机运行事故预防与处理

9.1 事故处理的基本要求如下：

- a) 事故发生时，应按“保人身、保设备、保电网”的原则进行处理。
- b) 事故发生时的处理要点如下：
 - 1) 应根据仪表显示及设备异常状态判断事故是否确已发生；
 - 2) 应迅速处理事故，首先解除对人身、设备及电网的威胁，防止事故蔓延；
 - 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；
 - 4) 应迅速查清原因，消除事故。
- c) 应将所观察到的现象、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。
- d) 事故发生及处理过程中的有关数据资料等应完整保存。

9.2 汽轮机事故停机。

- a) 出现下述情况之一时，应立即破坏真空事故停机：
 - 1) 汽轮机转速上升到 3330r/min，而超速保护未动作；
 - 2) 汽轮机突然发生强烈振动或振动超过跳闸值；
 - 3) 汽轮机动静部分有明显的金属撞击声或摩擦声；
 - 4) 轴向位移达极限值或推力瓦块金属温度超限；
 - 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；
 - 6) 润滑油箱油位下降至极限值，补油无效；
 - 7) 汽轮机任一轴承金属温度突然升高，超过规定的极限值；
 - 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；
 - 9) 汽轮机轴封异常摩擦冒火花；
 - 10) 发电机、励磁机冒烟着火或氢系统发生爆炸；
 - 11) 汽轮机油系统着火不能很快扑灭，严重威胁机组安全。
- b) 机组遇有下列情况之一，应不破坏真空故障停机：
 - 1) 主蒸汽管道、再热蒸汽管道、高压给水管道或压力部件破裂无法运行时；
 - 2) DEH 工作失常，汽轮机不能控制转速和负荷；
 - 3) 汽轮机控制油箱油位下降至极限值，补油无效；
 - 4) 主蒸汽压力升高至极限值；
 - 5) 在带负荷情况下，主蒸汽温度或再热蒸汽温度大于极限值；
 - 6) 汽轮机辅助系统故障，影响到汽轮机运行；
 - 7) 满足汽轮机不破坏真空故障跳闸保护动作条件，而保护未动作；

- 8) 主、再热蒸汽品质达到停机极限值；
- 9) 主、再热蒸汽进汽平行管道两侧温度偏差大于 17℃，15min 无法恢复或主、再热蒸汽管道两侧温度偏差大于 28℃；
- 10) 发电机任何一侧的两组氢冷器均发生泄漏。

9.3 紧急事故停机的基本操作如下：

- a) 手动脱扣，检查高压主汽门、中压主汽门、调门及各段抽汽止回阀、抽汽门均关闭，负荷到零，转速下降；
- b) 关闭低压旁路及确认主、再热蒸汽高压疏水阀门关闭；
- c) 停用真空泵，开启破坏真空门；
- d) 检查机组情况，听测转动部分声音、振动；
- e) 转子静止后，注意和正常停机时的惰走时间进行比较。

9.4 汽轮机典型事故的预防与处理应符合 DL/T 609 的要求。

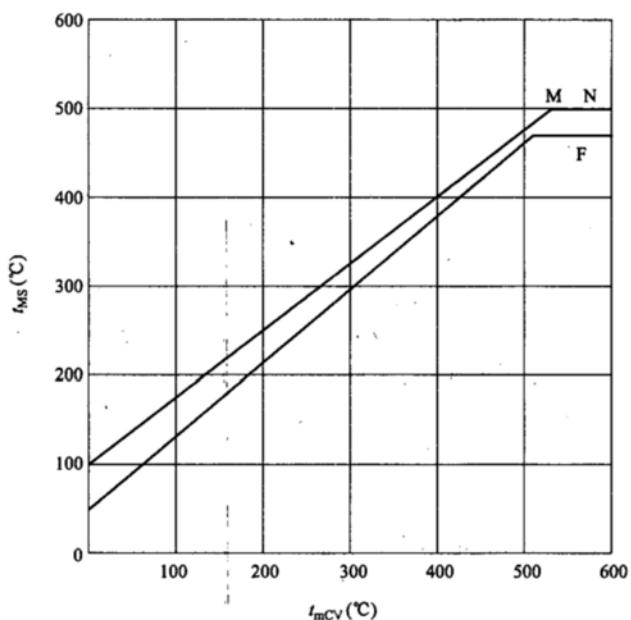
附录 A
(资料性附录)
启动控制准则

A.1 启动控制准则 1——见图 A.1

用途：用来确定开高压主汽门进行暖高压阀门腔室前的主蒸汽温度值。

说明：该准则的设置原则是避免高压主汽门及高压调门阀体的冷却，在打开高压主汽门暖管进行暖高压阀门腔室前，主蒸汽的温度要比高压调门阀体的温度高一定值，即满足启动控制准则 1。

$$t_{MS} > t_{mCV} + \text{启动控制准则1}$$



t_{MS} —高压主汽门前主蒸汽温度与高压旁路前的主蒸汽温度的最低值； t_{mCV} —高压调门前金属温度

图 A.1 启动控制准则 1

A.2 启动控制准则 2——见图 A.2

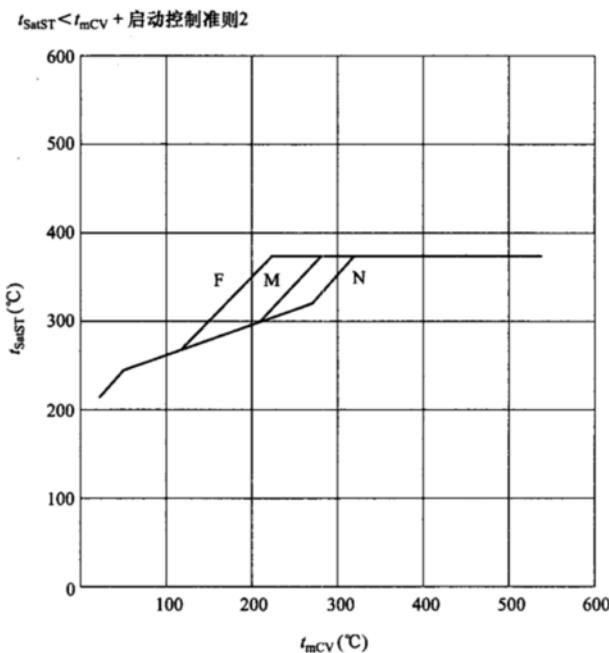
用途：用来确定开高压主汽门进行暖高压阀门腔室前的主蒸汽压力值。

说明：该准则用来避免高压调门阀体中过大的温度变化，确保主蒸汽饱和温度不超过高压调门的平均壁温加某一值。在冷态启动时，阀体的温度低于主蒸汽的饱和温度，在打开主汽门后，蒸汽以凝结放热的形式向阀体传递热量。由于凝结放热的放热系数很大，剧烈的换热将使阀体内表面温度很快上升到蒸汽的饱和温度，这使阀体产生很大的温差，产生很大的热应力。所以要使主蒸汽的饱和温度低于阀体的平均温度某一值。即满足启动控制准则 2。

A.3 启动控制准则 4——见图 A.3

用途：用来确定汽轮机冲转前的主蒸汽温度值。

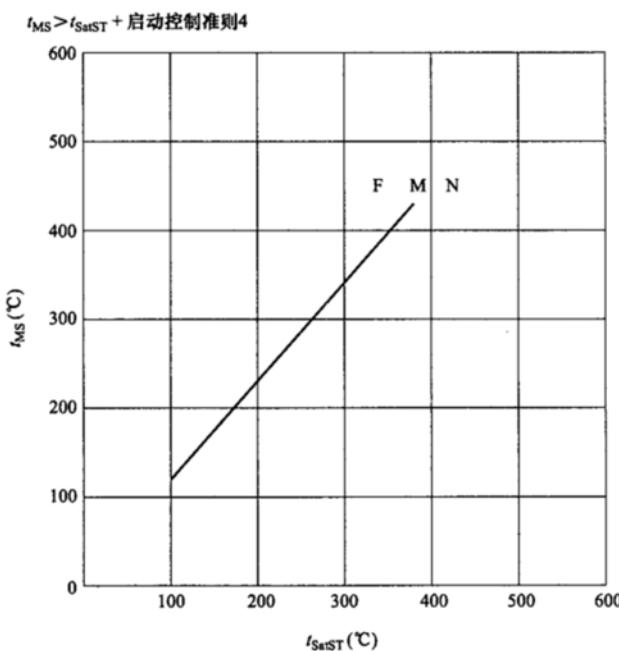
说明：该准则用来避免湿蒸汽进入汽轮机，确保主蒸汽温度高于主蒸汽饱和温度某一值，即主蒸汽要有一定的过热度，这样可以防止湿主蒸汽进入汽轮机。当金属表面温度达到该蒸汽压力下的饱和温度



t_{SatST} —主蒸汽压力的最高值对应的饱和温度； t_{mCV} —高压调门前金属温度

图 A.2 启动控制准则 2

以上时，凝结放热结束，蒸汽对金属的放热系数与蒸汽的状态有很大的关系，高压过热蒸汽和湿蒸汽的放热系数较大；低压微过热蒸汽的放热系数较小。汽轮机冷态启动时为了避免在金属部件内（转子）产生过大的温差，一般都采用低压微过热蒸汽冲动转子。所以要使主蒸汽温度高于其饱和温度某一值，即满足启动控制准则 4。



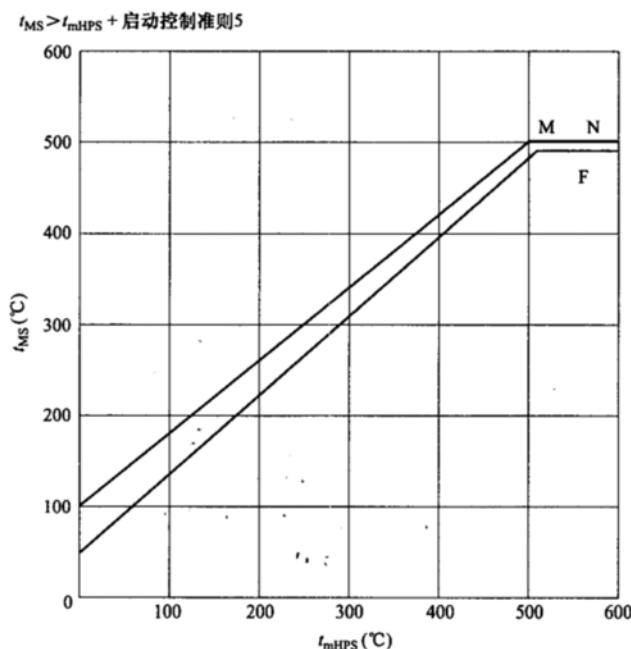
t_{MS} —高压主汽门前主蒸汽温度的最低值； t_{SatST} —主蒸汽压力最高值对应的饱和温度

图 A.3 启动控制准则 4

A.4 启动控制准则 5——见图 A.4

用途：用来确定汽轮机冲转前的主蒸汽温度值。

说明：该准则用来避免高压汽轮机部分被冷却，确保主蒸汽温度高于高压缸的平均壁温和高压转子的平均温度某一值，即满足启动控制准则 5。



t_{MS} —高压主汽门前主蒸汽温度与高压旁路前的主蒸汽温度的最低值； t_{mHPS} —高压转子温度与高压缸温度的最高值

图 A.4 启动控制准则 5

A.5 启动控制准则 6——见图 A.5

用途：用来确定汽轮机冲转前的再热蒸汽温度值。

说明：该准则用来避免中压汽轮机部分被冷却，确保再热蒸汽温度高于中压转子的平均温度某一值，即满足启动控制准则 6。

A.6 启动控制准则 7——见图 A.6、图 A.7

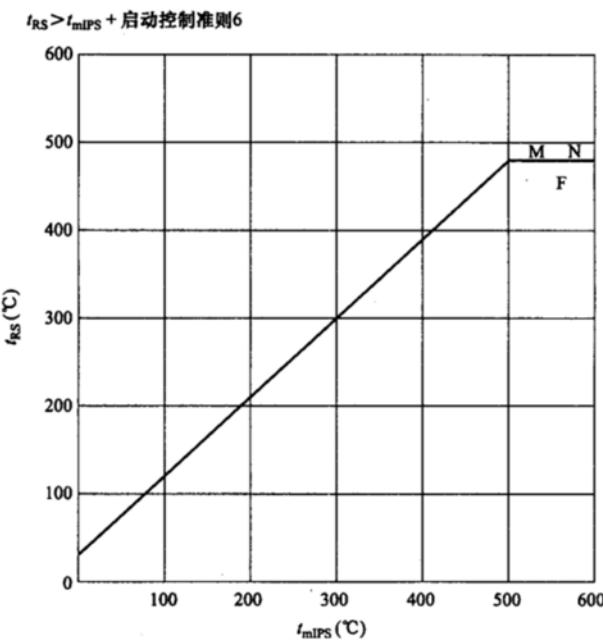
用途：用来判断汽轮机暖机是否结束，进而可以升速至额定转速。

说明：该准则在冲转到额定转速前使用，目的是使高压汽轮机充分暖机，汽轮机的启动过程是一个对汽轮机各部件加热的过程，为了使缸体和转子的应力不超过许用应力，要使缸体和转子的内外表面温差小，应对汽轮机进行暖机，暖机是否完成，由启动控制准则 7 来判断。

A.7 启动控制准则 8——见图 A.8

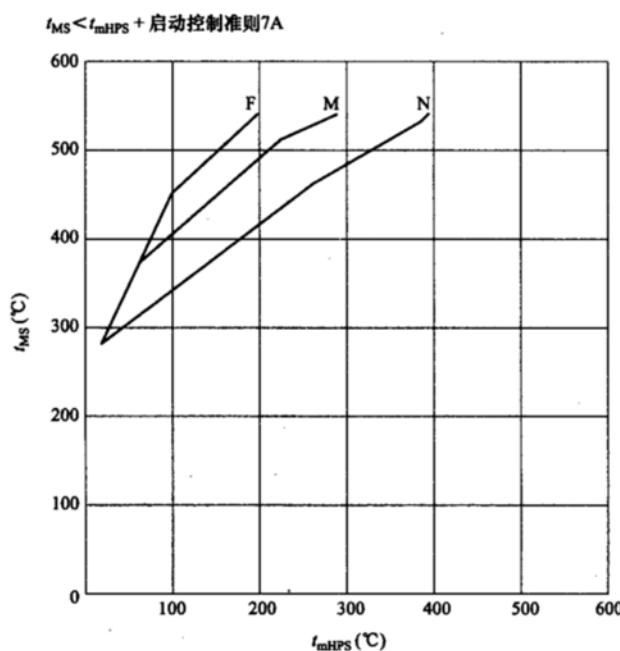
用途：用来判断汽轮机暖机是否结束，进而可以进行发电机并网。

说明：该准则在机组并网前使用，目的是使中压汽轮机充分暖机，暖机是否完成，由启动控制准则 8 来判断（此准则用于冷态启动）。



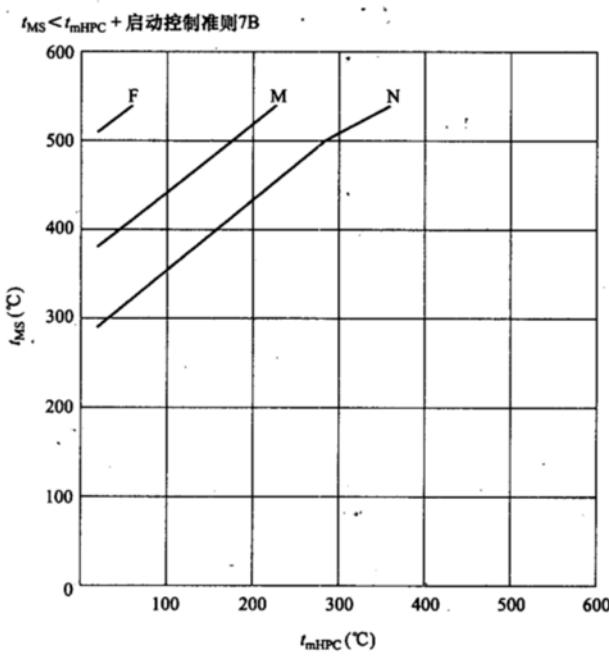
t_{RS} —中压主汽门前再热蒸汽温度与低压旁路前的再热蒸汽温度的最低值； t_{mIPS} —中压转子温度

图 A.5 启动控制准则 6



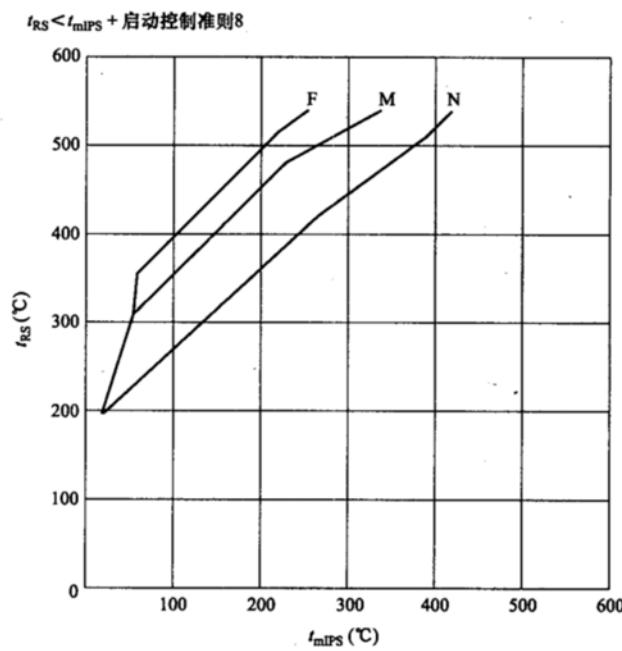
t_{MS} —高压主汽门前主蒸汽温度与高压旁路前的主蒸汽温度的最高值； t_{mHPS} —高压转子温度

图 A.6 启动控制准则 7A



t_{MS} —高压主汽门前主蒸汽温度与高压旁路前的主蒸汽温度的最高值; t_{mHPC} —高压缸温度

图 A.7 启动控制准则 7B



t_{RS} —中压主汽门前再热蒸汽温度与低压旁路前的再热蒸汽温度的最高值; t_{mIPS} —中压转子温度

图 A.8 启动控制准则 8

附录 B
(资料性附录)
开高、中压主汽门暖阀条件

开高、中压主汽门暖阀条件见图 B.1。

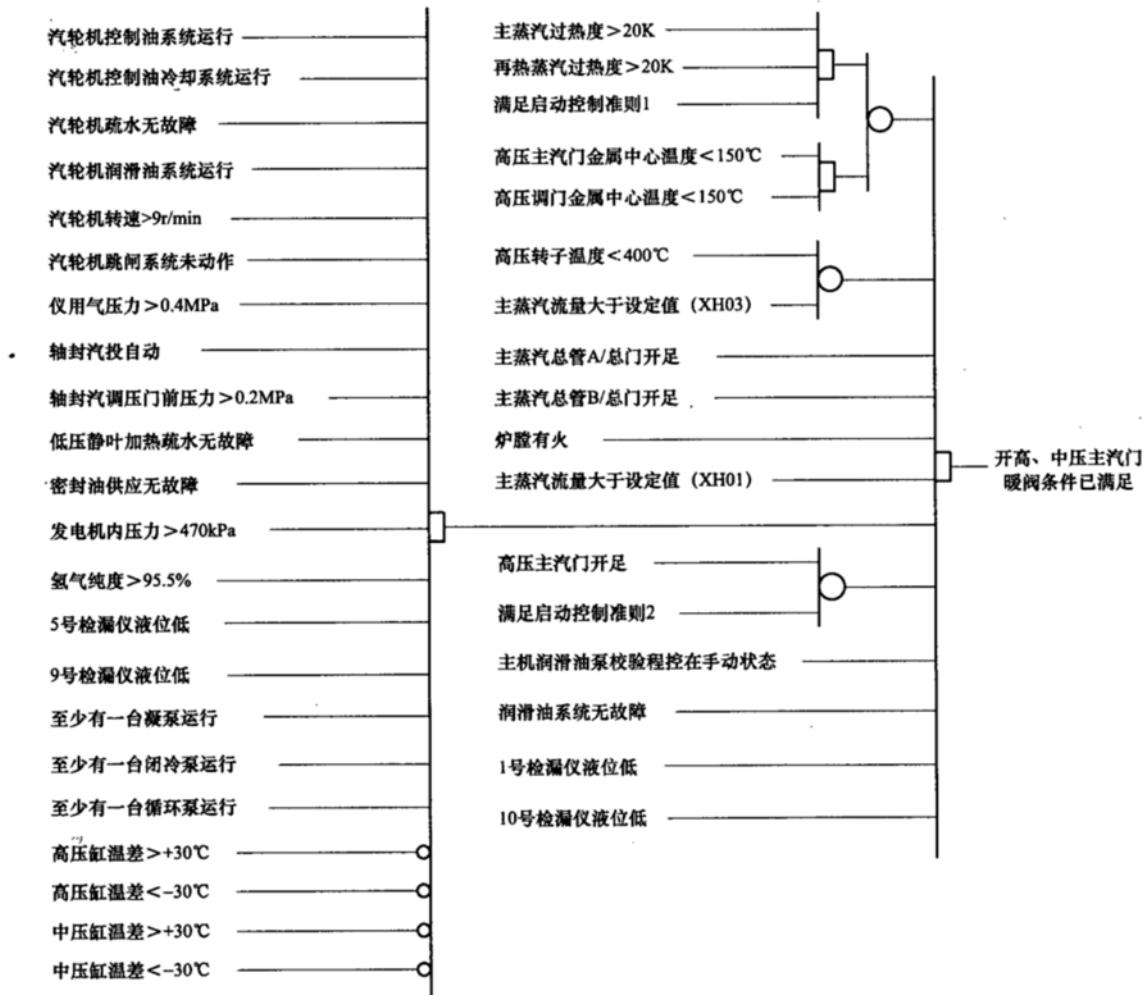


图 B.1 开高、中压主汽门暖阀条件

附录 C
(资料性附录)
汽轮机冲转条件

汽轮机冲转条件见图 C.1。

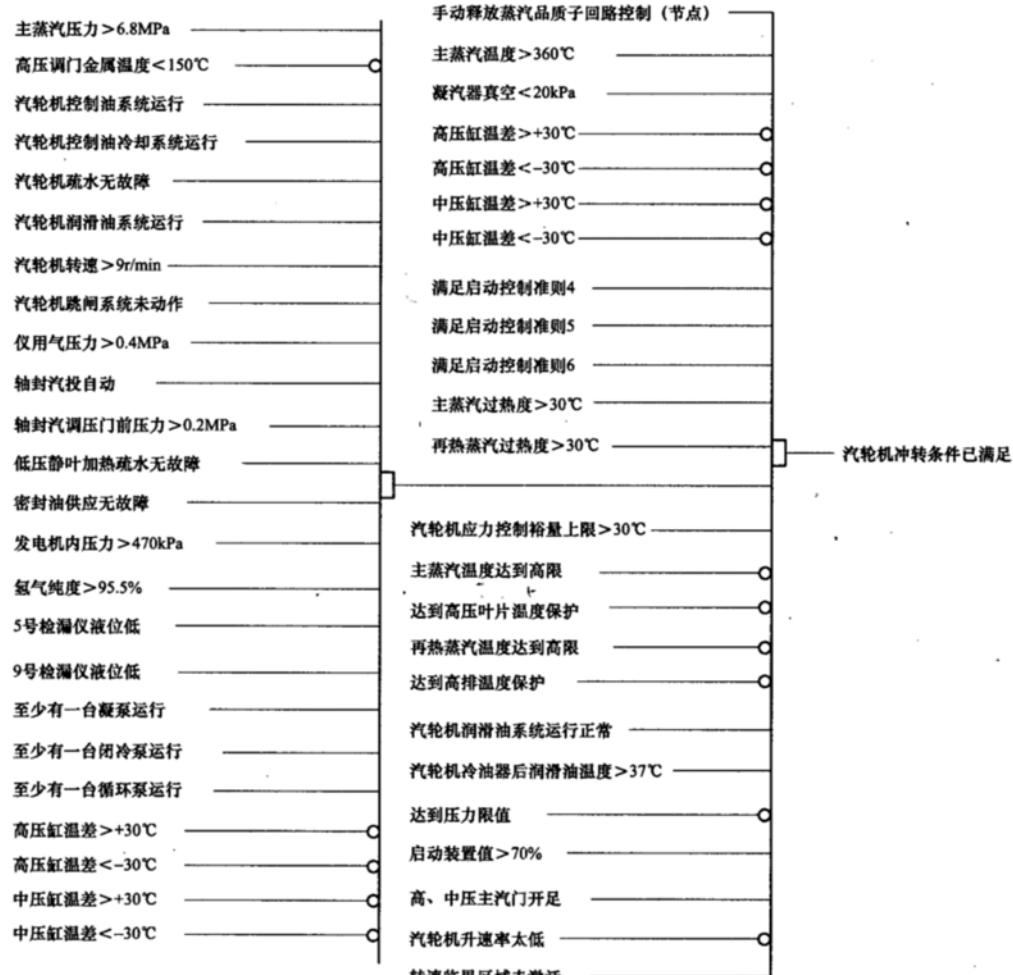


图 C.1 汽轮机冲转条件

附录 D
(资料性附录)
汽轮机升速至额定转速条件

汽轮机升速至额定转速条件见图 D.1。

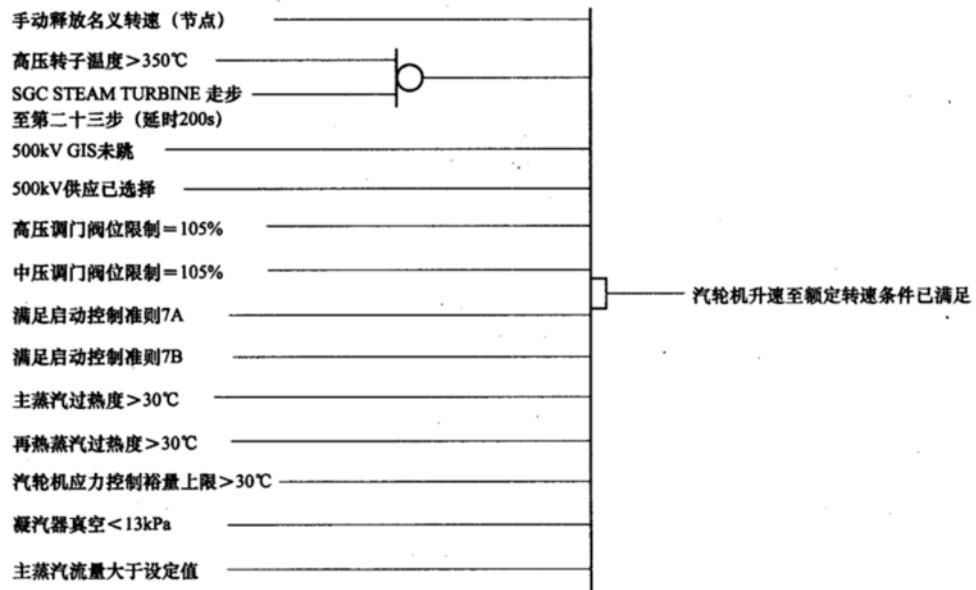


图 D.1 汽轮机升速至额定转速条件

附录 E
(资料性附录)
发电机并网条件

发电机并网条件见图 E.1。

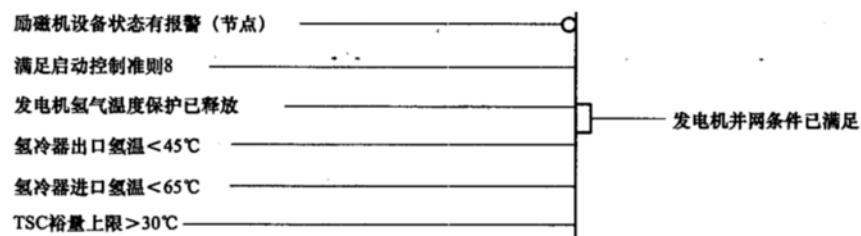


图 E.1 发电机并网条件

附录 F
(资料性附录)
汽轮机正常运行监视的主要参数

汽轮机正常运行监视的主要参数见表 F.1 和表 F.2。

表 F.1 汽轮机正常运行监视的主要参数(一)

项 目		正常值	报警值	跳闸值
汽轮机进汽平行管道允许温差 ℃	无时间限制	—	17	—
	在短时间内(15min)	—	—	28
轴承温度 ℃	汽轮机径向轴承	—	90	130
	推力轴承	—	90	130
	发电机及励磁机径向轴承	—	100	130
振动 mm/s	汽轮机轴承座	—	9.3	11.8
	发电机及励磁机轴承座	—	9.3	14.8
轴向位移 mm		—	±0.5	±1.0
差胀 mm	高压缸	—	9.9/-4.7	10.4/-5.2
	低压缸	—	-8	-10
汽轮机润滑油压力 kPa		550	<250	<230
汽轮机润滑油温度 ℃	冷油器出口	45	>57	—
	主机油箱内油温	—	<10;>65	>70 ¹⁾
汽轮机轴承内润滑油温升 ℃		20	25	—
汽轮机润滑油箱油位 mm	油位高	—	>1500	>1550
	油位低	—	<1400	<1350
控制油箱油位		—	<L	<LL
控制油压力 MPa		16	—	—
控制油温度 ℃		50~53	70	75
上下缸温差 ℃	高压缸中部	—	±30	±55 ²⁾ ±45 ³⁾
	中压缸中部	—	±30	±55 ²⁾ ±45 ³⁾
高压内缸进汽端温度大于高压缸排汽温度 ℃		—	<10	<0
高压内缸进汽端温度大于高压缸后部汽温 ℃		>15	<10	<0
低压缸叶片温度保护 ℃	低压内缸 A 温度	—	>180	>230
	低压内缸 B 温度	—	>180	>230
低压缸排汽温度保护 ℃	低压缸 A 排汽温度	—	>90	>110
	低压缸 B 排汽温度	—	>90	>110
轴封汽母管压力(大气压以上) kPa		3.5	—	—

注 1): 顶轴油泵跳闸。

注 2): 空负荷运行。

注 3): 带负荷运行。

表 F.2 汽轮机正常运行监视的主要参数（二）

项 目		正常值	报警值	跳闸值
发电机冷氢温度 ℃	冷氢温度高	43	>48	>53
	冷氢温度低		<5	<0
励磁机热风温度 ℃		—	>75	>80
定冷水温度（定冷器后） ℃		48	>53	>58
定冷水流量 m ³ /h		—	<90	<80
定冷水导电度 μS/cm		<2.0	—	—
发电机内氢气纯度 %		>96	—	—
发电机内氢气压力 kPa		500	—	—

附录 G
(资料性附录)
汽轮机定期校验及切换项目

汽轮机定期校验及切换项目见表 G.1。

表 G.1 汽轮机定期校验及切换项目

项目名称	标准与方法	时间间隔
汽轮机座振测量	不超标	每天一次
汽轮机高、中压主汽门及调门活动	无卡涩、全行程	每月一次
检验汽轮机控制油高压蓄能器氮压	正常	每月一次
汽轮机控制油泵、交流油泵、直流油泵	切换运行、试开	每月两次
真空严密性	停真空泵做 8min, 取后 5min 的真空平均下降速度。 0.1kPa/min: 优秀; 0.2kPa/min: 良好; 0.4kPa/min: 合格	每月一次
发电机漏氢测量记录	不大于 $18\text{m}^3/\text{d}$	每月一次
电动给水泵	试开启停正常	每月两次
汽动给水泵主汽门及调门活动	无卡涩、全行程	每月一次
检验汽动给水泵控制油高压蓄能器氮压	正常	每月一次
汽动给水泵控制油泵、交流油泵、直流油泵	切换运行、试开	每月两次
其他转动辅机切换	切换运行	每月两次
汽轮机油箱及汽动给水泵油箱放水	无水放出	每月一次
仪用气罐、杂用气罐放水	无水放出	每月两次
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

附录 H
(资料性附录)
蒸汽品质的要求

H.1 正常运行情况下的蒸汽品质——见表 H.1。

表 H.1 正常运行情况下的蒸汽品质

参数	额定值	正常值
氢电导率 (25°C) μS/cm	<0.2	0.1
钠 μg/kg	<5	2
二氧化硅 μg/kg	<10	5
总铁含量 μg/kg	<20	5
总铜含量 μg/kg	<2	1

注 1：额定值——为了避免效能损耗，应将实际值维持在低于额定值，在正常运行时实际值最好在正常值的范围内。
 注 2：正常值——在正常值一栏内的值仅在连续运行状态下才能获得。在其他情况下，可将额定值当作正常运行时的最大值。
 注 3：钠——如果在运行状态不正常的情况下使用了碱性药剂后 (NaOH、Na₃PO₄)，不必对钠进行连续监控。
 注 4：总铜含量——如果在汽水循环中没有采用铜合金，不必对铜进行监控。

H.2 在运行初期和偏离推荐值的连续运行情况下的蒸汽品质——见表 H.2。

表 H.2 在运行初期和偏离推荐值的连续运行情况下的蒸汽品质

参数	操作标准 1	操作标准 2	操作标准 3	操作标准 4=立即停机
氢电导率 (25°C) μS/cm	0.20~0.35	0.35~0.50	0.50~1.00	≥1.00
钠 μg/kg	5~10	10~15	15~20	≥20
二氧化硅 μg/kg	10~20	20~40	40~50	≥50
总铁含量 μg/kg	20~30	30~40	40~50	≥50
总铜含量 μg/kg	2~5	5~8	8~10	≥10
每次事件发生的时间段，在该时间段内 汽轮机可以继续以各自的值运行 h	≤100	≤24	≤4	0
每年的累积时间 h/a	≤2000	≤500	≤80	0

注 1：为了避免任何效能损耗或寿命缩短等情况出现，最好在汽轮机启动阶段在低于操作标准 2 的值下运行。该值应呈现明显的下降趋势。
 注 2：操作标准 4，该值表明蒸汽质量严重超标，汽轮机将会很快受到损坏（腐蚀或/和沉积）。建议汽轮机紧急停机。
 注 3：如果在运行状态不正常的情况下使用了碱性药剂后 (NaOH、Na₃PO₄)，不必对钠进行连续监控。
 注 4：如果在汽水循环中没有采用铜合金，不必对铜进行监控。
 注 5：一旦有任一参数达到或超过了所给的操作标准，就会自动适用下一更高标准

附录 I
(规范性附录)
汽轮机润滑油、密封油及控制油质量控制与监督

I.1 运行中汽轮机润滑油质量控制标准——见表 I.1。

表 I.1 运行中汽轮机润滑油质量控制标准 (46 号汽轮机油)

项 目		国 家 标 准	企 业 标 准
外状		透明	透明
运动黏度 (40℃) mm ² /s		与新油原始测值偏离≤20%	与新油原始测值偏离≤20%
闪点(开口杯) ℃		与新油原始测值相比不低于 15	与新油原始测值相比不低于 15
机械杂质		无	无
颗粒度, NSA1638 级		≤9	≤8
酸值 mgKOH/g	未加防锈剂油	≤0.2	≤0.2
	加防锈剂油	≤0.3	≤0.3
液相锈蚀		无锈	无锈
破乳化度 min		≤60	≤60
水分 mg/L		≤100	≤100
起泡沫试验 mL		≤600/痕迹	≤600/痕迹
空气释放值 min		≤10	≤10

I.2 运行中发电机密封油质量控制标准——见表 I.2。

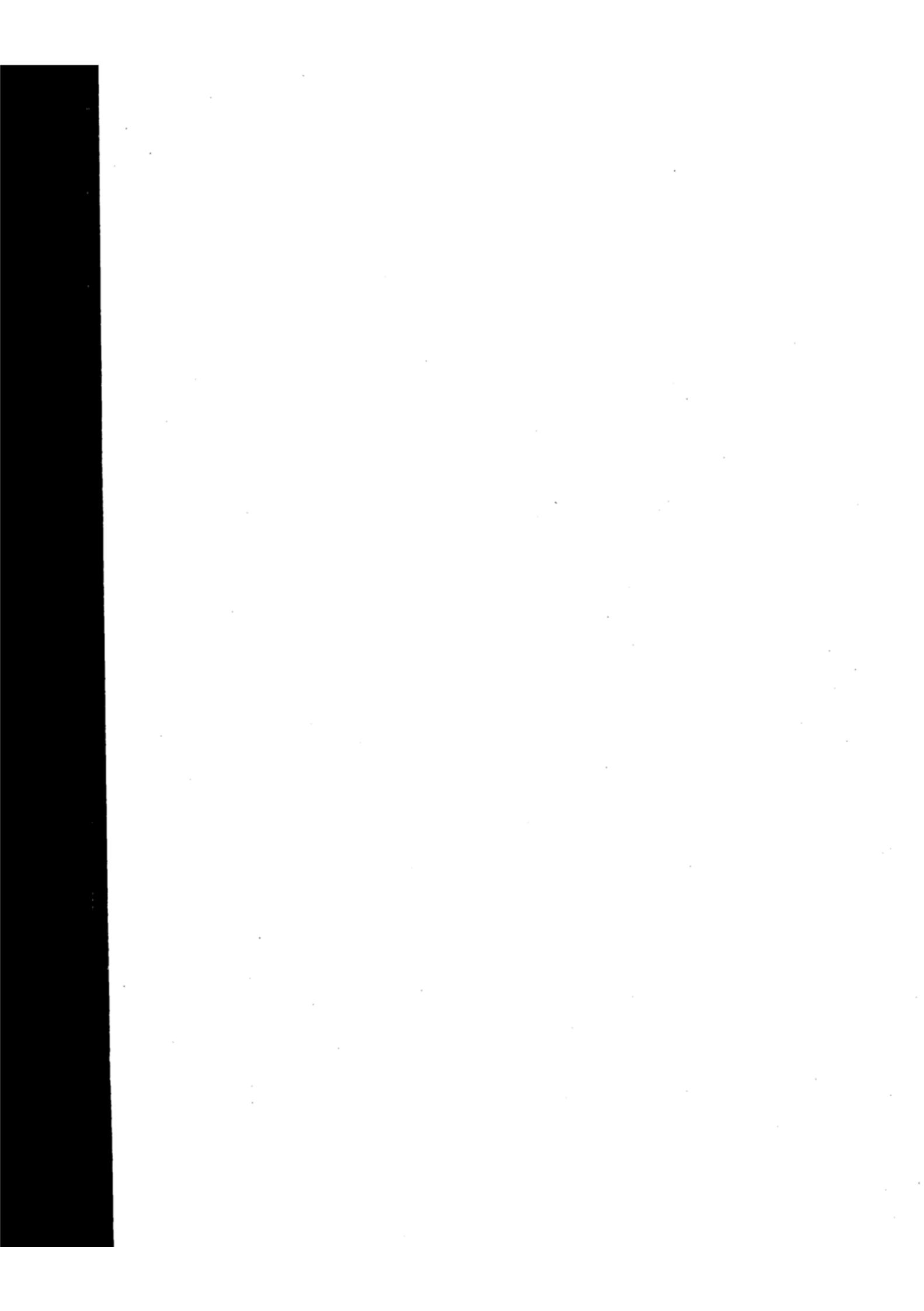
表 I.2 运行中发电机密封油质量控制标准

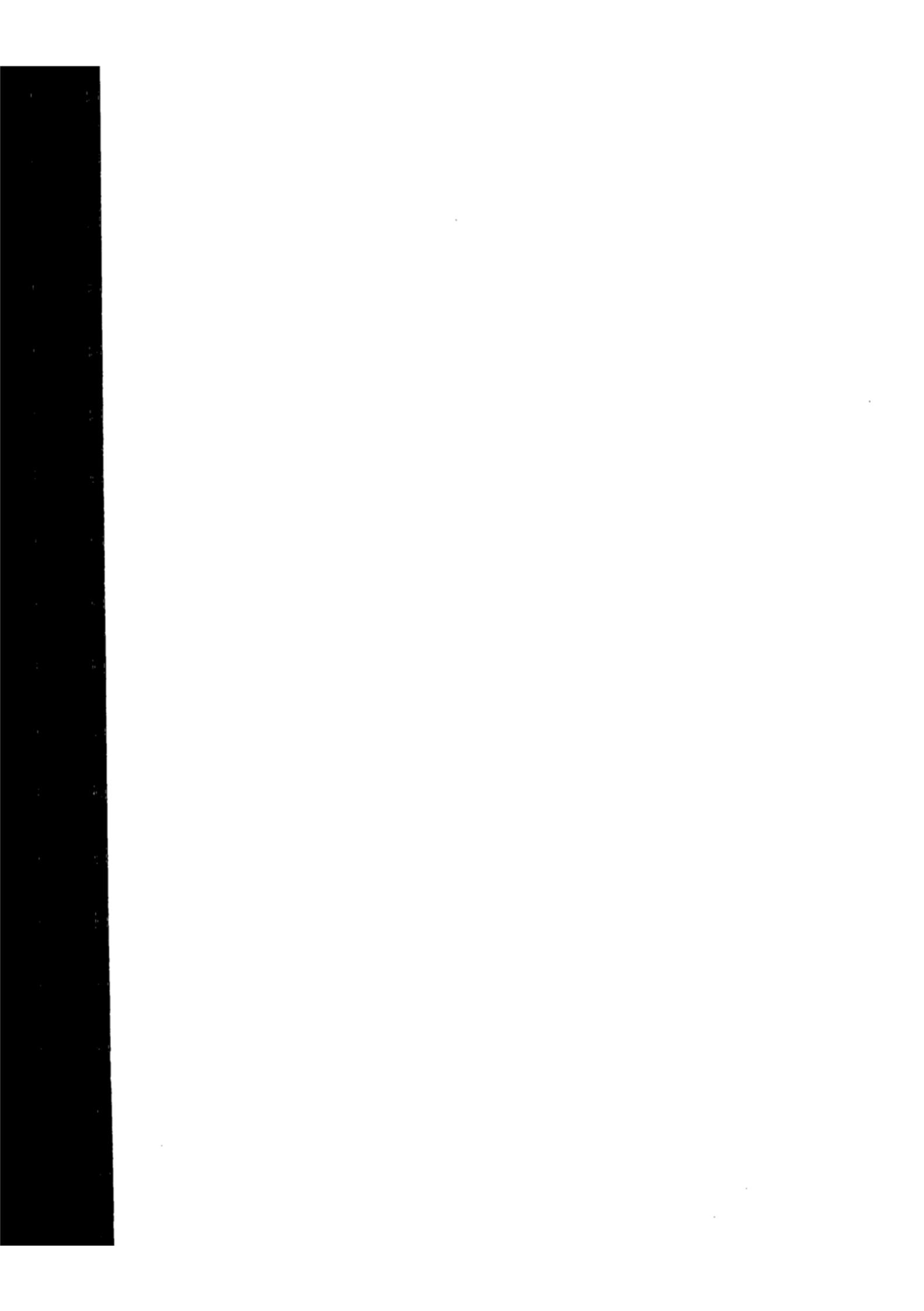
项 目	行 业 标 准	企 业 标 准
外状	透明	透明
运动黏度 (40℃) mm ² /s	与新油原始测值偏离≤20%	与新油原始测值偏离≤20%
闪点(开口杯) ℃	不低于新油原始测值 15℃	不低于新油原始测值 15℃
酸值 mgKOH/g	≤0.3	≤0.3
机械杂质	无	无
水分 mg/L	≤50	≤50
空气释放值 (50℃) min	≤10	≤10
泡沫特性 (24℃) mL	≤600	≤600

I.3 汽轮机控制油质量控制标准——见表 I.3。

表 I.3 汽轮机控制油质量控制标准(46号汽轮机油)

项 目	新 油	运 行 油
外 观	无色或淡黄、透明	透 明
密度(20℃) g/cm ³	1.13~1.17	1.13~1.17
运动黏度(40℃) mm ² /s	41.4~50.6	39.1~52.9
凝点 ℃	≤-18	≤-18
闪点 ℃	≥240	≥235
自燃点 ℃	≥530	≥530
颗粒污染度, NAS1638 级	≤6	≤6
水 分 mg/L	≤600	≤1000
酸 值 mgKOH/g	≤0.05	≤0.15
氯 含 量 mg/kg	≤50	≤100
泡沫特性 mL/mL	24℃	≤50/0
	93.5℃	≤10/0
	24℃	≤50/0
电 阻 率(20℃) Ω·cm	≥1×10 ¹⁰	≥6×10 ⁹
矿 物 油 含 量 %	—	≤4
空 气 释 放 值(50℃) min	≤3	≤10





中华人 民共 和 国
电 力 行 业 标 准
塔式炉超临界机组运行导则
第2部分：汽轮机运行导则

DL/T 332.2—2010

*

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>)

北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2011年4月第一版 2011年4月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 2印张 53千字
印数 0001—3000册

*

统一书号 155123·423 定价 17.00元

敬 告 读 者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



155123.423

上架建议：规程规范/
电力工程/火力发电