

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 892 — 2004

代替 SD 269 — 1988

电站汽轮机技术条件

Specification of steam turbine for power plant

(IEC 60045-1: 1991 Steam Turbines Part 1:
Specifications, MOD)

2004-10-20 发布

2005-04-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	II
引言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 保证值	6
5 调节	7
6 运行和维修	9
7 部件	12
8 基础和建筑物	13
9 给水泵的驱动	14
10 汽轮机附属系统	15
11 仪表	16
12 保护	17
13 振动	19
14 噪声	20
15 检验与试验	21
16 供货与安装	22
17 需方应提供的设计资料	22
18 供方提供的设计资料	24
19 有给水回热的汽轮机装置	24
20 其他保证	25
附录 A (资料性附录) 本标准章条编号与 IEC 60045-1: 1991 章条编号对照表	26
附录 B (资料性附录) 本标准与 IEC 60045-1: 1991 技术性差异及其原因	27
附录 C (规范性附录) 电子调节器	30
附录 D (资料性附录) 典型的包装、标志、运输保管的技术要求	33
附录 E (资料性附录) 典型的技术规范	35
附录 F (资料性附录) 典型的技术文件及图纸	43

前 言

本标准修改采用 IEC 60045-1: 1991《汽轮机规范》。

本标准根据 IEC 60045-1: 1991 重新起草。为了方便比较, 在附录 A 中列出了本标准章条编号与 IEC 60045-1: 1991《汽轮机规范》章条编号的对照一览表。

考虑到我国国情, 在采用 IEC 60045-1: 1991《汽轮机规范》时, 本标准做了一些修改。有关技术差异已编入正文中, 并在它们所涉及的条款的页边空白处用垂直单线标识。在附录 B 中给出了这些技术性差异及其原因的一览表, 以供参考。

为了便于使用, 对于 IEC 60045-1: 1991 还做了下列编辑性修改:

——“汽轮机规范”改为“电站汽轮机技术条件”。

——删除了 IEC 60045-1: 1991 规范的“本出版物的修订版前言”、“序言”和“说明”; 该规范中三处有关“除非合同中另有规定”、“除非另有协议”等假设条件的短语, 由于在叙述中得到肯定而被删除。

——删除了 IEC 60045-1: 1991 规范中个别有关工业汽轮机和小汽轮机尤其是 20MW 以下机组的条款和内容, 以免造成与本标准的某些表述相混淆。

——IEC 60045-1: 1991 数字中的小数点“.”改为“.”; “绝对温度 K”改为“摄氏温度℃”。

本标准实施后代替 SD 269—1988。

本标准的附录 C 为规范性附录, 附录 A、B、D、E、F 为资料性附录。

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并解释。

本标准起草单位: 国电热工研究院。

本标准主要起草人: 刘志江、张亚夫、杨寿敏、刘向民。

引 言

DL/T892—2004《电站汽轮机技术条件》是根据国家经贸委 2000 年电力行业标准计划项目（电力〔2000〕70 号文）的安排修订的。

被本标准代替的 SD892—1988《固定式发电用汽轮机技术条件》实施 15 年以来，在电力行业中对国产汽轮机设备的订货谈判和确保订购的国产设备的可靠性、经济性起到了重要的指导作用。随着电力工业汽轮机技术的迅速发展，需要对 SD269—1988 进行修订和补充，另外由于 IEC 60045-1: 1991《汽轮机规范》的发行，该标准亦需要进行修改以实现与国际标准 IEC 60045-1: 1991《汽轮机规范》协调一致。

国际电工委员会的标准 IE C60045-1: 1991《汽轮机规范》，是在 1970 年版基础上经过修订形成的迄今最新版本，其内容更为详细，该标准适应当代大功率汽轮机以至核电汽轮机发展的技术水平，并对汽轮机控制系统及机组的可靠性、动态特性、两班制运行的适应性、关注人身健康与安全等方面的要求提出更高的标准。该标准表达了国际上对汽轮机规范基本一致的意见，包含了各国对大型汽轮机产品质量和性能的共同需求，同时也考虑到较小汽轮机的发展应用。但由于我国地理、气候和各省区地域电力工业发展不平衡及电力行业对电力生产的安全性、经济性和运行人员劳动保护的要求等特点，如果完全采用上述国际标准是不切合实际的。有关这一点，世界贸易组织的“贸易中的技术壁垒协定（即 WTO/TBT 协定）”也承认这些是区域或国家标准与相应的国际标准存在差异的正当理由。

因此本标准在修改采用 IEC 60045-1: 1991 重新起草时，充分考虑到我国电力工业生产的实际情况和要求，以保证发电厂用户（需方）所订购的汽轮机装置及其设备的质量和性能达到先进水平，在生产运行中获得长期稳定的经济效益。

本标准可作为大容量汽轮机订货、招标和技术谈判的指导性文件，亦可作为大容量汽轮机招标、技术谈判和签定合同时的依据。

电站汽轮机技术条件

1 范围

本标准主要适用于驱动发电机的汽轮机，有些条款也适用于其他用途的汽轮机。

本标准的目的是为购买汽轮机的国内用户（需方）了解可考虑的各种选择和方案，以及能向未来的供方清楚地说明需方的技术要求。

本标准主要适用于各类大容量凝汽式汽轮机装置，对于其他型式发电用汽轮机装置及 20MW 以上的中小型汽轮机组也可供参考。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T11347 大型旋转机械振动烈度的现场测量和评定

GB/T11348.2 旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第2部分：陆地安装的大型汽轮发电机组（EQV ISO7919.2：1996）

DL/T586 电力设备用户监造技术导则

DL/T711 汽轮机调节控制系统试验导则

DL/T834 火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则

ISO2372：1974 运行转速范围从 10r/s 到 200r/s 的机器的机械振动，规定评价标准的基础

IEC 60953-1：1990 汽轮机热力性能验收试验规程 第1部分：方法 A—大型凝汽式汽轮机高准确试验

IEC 60953-2：1990 汽轮机热力性能验收试验规程 第2部分：方法 B—各种类型和容量汽轮机宽准确试验

IEC651：1979 声级计

IEC1063 声学——由汽轮机及其驱动机械发出的空间噪声测量

IEC1064 汽轮机转速控制系统的验收试验

ASME PTC6 汽轮机性能验收试验规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1 汽轮机型式 Turbine type

过热蒸汽汽轮机 surperheat turbine

主蒸汽有显著过热度的汽轮机。

湿蒸汽汽轮机 wet-steam turbine

主蒸汽为饱和或接近饱和状态的汽轮机（也称饱和蒸汽汽轮机）。

再热式汽轮机 reheat turbine

蒸汽在汽轮机膨胀过程中引出（经一次或多次）再加热后重新返回的汽轮机。

非再热式汽轮机 non-reheat turbine

无再热蒸汽的汽轮机。

混压式汽轮机 mixed-pressure turbine

进汽为二种或二种以上压力且其进口为分开的汽轮机。

背压式汽轮机 back-pressure turbine

排汽用于工艺过程加热并且排汽直接进入凝汽器的汽轮机，其排汽压力通常高于大气压力（也称非凝汽式汽轮机）。

凝汽式汽轮机 condensing turbine

排汽直接进入凝汽器的汽轮机，其排汽压力通常低于大气压力。

回热式汽轮机 regenerative-cycle turbine

有部分蒸汽从汽轮机膨胀过程中抽出加热给水的汽轮机。

抽汽式汽轮机 extraction turbine

有部分蒸汽在汽轮机膨胀过程中抽出用作工艺过程加热的汽轮机，如果汽轮机有调节抽汽压力的手段，则称为调整（或自动）抽汽式汽轮机。

联合循环 combined cycle

锅炉、汽轮机和燃气轮机的组合循环，其中燃气轮机的排气通常用以向蒸汽循环输入热量。

单轴联合循环 single-line combined cycle

在这种联合循环装置中，汽轮机和燃气轮机驱动同一台发电机，不能分出汽轮机和燃气轮机各自的出力，因而本标准下文中提出的热耗率或出力等的定义不再适用。

注：3.1 中的术语可组合定义任何特殊机组的特点。

3.2 主蒸汽进汽方式 Methods of initial steam admission

全周进汽 full-arc

所有调节（控制）汽阀均匀向第一级的进汽环室供气。

部分进汽 partial-arc

第一级进汽环室分为若干隔开的进汽弧段，通常蒸汽通过各自的调节阀分别流向各个弧段；调节阀按顺序全部或部分开启。

3.3 参数 Conditions

终端参数 terminal conditions

汽轮机或汽轮发电机组的终端参数是在合同上对该装置各终端点上强行规定的参数。这些参数通常可包括：

- 主蒸汽和再热蒸汽参数；
- 冷段再热压力；
- 最终给水温度；
- 排汽压力；
- 输出功率；
- 转速；
- 抽汽参数。

规定的或额定的终端参数 specified or rated terminal conditions

在汽轮机或汽轮发电机组合同中，带有规定出力和/或热耗率的终端参数应标明和/或作为保证。注意有些核电蒸汽发生器的供汽压力随负荷降低而升高，汽轮机设计时必须考虑到这种情况。

蒸汽参数 steam conditions

确定蒸汽热力状态的参数通常是（静）压力和温度或干度（或品质），蒸汽压力的单位宜总是用绝对压力，而不用表压。

主蒸汽参数 initial steam conditions

在主汽阀进口处的蒸汽参数。

最高蒸汽参数 maximum steam conditions

汽轮机可以连续运行的最高蒸汽参数。

注：最高蒸汽参数建议不超过 6.2.1 和 6.2.2 的允许值。

注汽参数 induction steam conditions

任何低于主蒸汽压力的附加蒸汽注入汽轮机的参数。

双蒸汽参数 dual steam conditions

适用于混压式汽轮机的主蒸汽和注汽参数的统称。

再热蒸汽参数 reheat steam conditions

再热汽阀进口处的蒸汽参数（也称热段再热蒸汽参数）。

冷段再热蒸汽参数 cold reheat steam conditions

在再热器前汽轮机出口处的蒸汽参数。

抽汽参数 extraction steam conditions

在汽轮机抽汽口处，作为回热给水或工艺过程加热的抽汽参数。

排汽参数 exhaust conditions

汽轮机排汽接口处的蒸汽参数。

注：在合同文件中，关于任何蒸汽参数、输出功率、转速等，宜避免用“设计”字样。该术语只应用于设计计算中的一些数值，如压力容器的设计压力。

3.4 转速 speeds**额定转速 rated speed**

在汽轮机设计中规定的运行转速。

最高连续转速 maximum continuous speed

汽轮机连续运行转速的上限。

超速跳闸设定值 overspeed trip setting

超速跳闸装置设定的动作转速。

瞬时飞升转速 temporary speed rise

汽轮机甩负荷以后，在调速系统控制下，其转速的瞬时最大升高值。如果在额定转速下甩去额定功率，则为额定瞬时飞升转速。

瞬时最高转速 maximum transient speed

在调速系统控制下，由于发电机从电网解列（辅助供电系统预先脱开）引起甩最大负荷后的最高转速。

稳态升速值 permanent speed rise

在调节器正常控制下，甩负荷后汽轮机转速的最终稳态升高值。

最高升速值 maximum speed rise

汽轮机甩负荷以后，在调速系统失灵和超速跳闸动作下，其转速的瞬时升高值。如果在额定转速下甩去额定负荷，则为额定最高升速值。

3.5 功率 power

注：这里所有功率或出力都是对汽轮机在额定终端参数下运行而言（除非另有说明）。

功率 power

汽轮机或由它驱动的机械的功率，其定义应说明测量位置和任何应扣除的损失或辅助功率（也称作出力或负荷）。

联轴器端的净功率 net power at coupling

汽轮机联轴器端的功率，如果汽轮机的辅机被分开驱动时，要减去辅机的耗功。

发电机出力 generator output

扣除任何外部励磁功率后的发电机端子处的功率。

额定功率或铭牌功率 (TRL) turbine rated power or nameplate load

是指在额定的主蒸汽及再热蒸汽参数、背压 11.8kPa 绝对压力, 补给水率 3% 及回热系统正常投入条件下, 扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗, 供方能保证在寿命期内任何时间都能安全连续地在额定功率因数、额定氢压 (氢冷发电机) 下发电机端输出的功率。

注: 背压 11.8kPa 是对湿冷机组, 空冷机组的背压与大气温度有关, 其满发背压由供需双方确定。

最大连续功率 (TMCR) (发电机组) turbine maximum continuous rating (TMCR) (electrical generation set)

是指在额定的主蒸汽及再热蒸汽参数下, 主蒸汽流量与额定功率的进汽量相同, 考虑年平均水温等因素规定的背压, 补给水率为 0% 及回热系统正常投入, 扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗, 在额定功率因数、额定氢压 (氢冷发电机) 下发电机端输出的功率。该功率为供方的保证功率, 并能在保证的寿命期内安全连续地运行。

热耗率验收功率 (THA) turbine heat-rate acceptance power

是指在额定主蒸汽及再热蒸汽参数下, 主蒸汽流量与额定功率的进汽量不相同, 考虑年平均水温等因素规定的背压, 补给水率为 0% 及回热系统正常投入, 扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗, 在额定功率因数、额定氢压 (氢冷发电机) 下发电机端输出的功率, 其值与额定功率相同, 并且供方能保证在寿命期内安全连续地运行。

该热耗率一般作为汽轮机验收保证值。

最大计算容量 maximum capability

在调节阀全开时 (VWO) 的进汽量以及在最大连续功率 (TMCR) 定义的条件下发电机端输出的功率, 或称阀门全开功率 (VWO)。在此定义下的进汽量为额定功率 (TRL) 进汽量的 1.05 倍。该进汽量一般作为锅炉最大连续蒸发量 (BMCR)。

注: 对有些采用节流调节运行的汽轮机, 在 TMCR、THA 和 VWO 工况时其主蒸汽压力会稍有变化。

最大超负荷容量 maximum over load capability

在规定的过负荷终端参数下 (例如, 规定最终给水加热器被旁路或提高主蒸汽压力) 调节 (控制) 阀全部开启时, 发电机端输出的功率。

最经济连续功率 (ECR) most economical continuous rating

在规定的终端参数下能达到最低热耗率或汽耗率时的功率。

净电功率 net electrical power

发电机输出功率 (扣除外部励磁功率) 减去辅助电功率。

辅助电功率 electrical auxiliary power

非汽轮机驱动的汽轮机和发电机的辅机所耗功率。通常包括所有控制、润滑、发电机的冷却和密封所耗功率。也可包括附加的辅机, 如电动机驱动的锅炉给水泵。需方与供方承包人宜商定须包括哪些附加的辅机。

3.6 蒸汽流量与汽耗率 Steam flow rate and steam rate**主蒸汽流量 initial steam flow rate**

在主汽参数下流入汽轮机的蒸汽流量, 包括供应阀杆、汽封或平衡活塞的所有蒸汽, 也包括供给 (如驱动锅炉给水泵汽轮机、汽/汽再热器、射汽抽气器等) 辅机的所有蒸汽。

汽耗率 steam rate

主蒸汽流量与输出功率之比。

3.7 热耗率 Heat rates**热耗率 heat rates**

外界输入循环的热量与输出功率之比，是热效率的倒数。

保证热耗率 guarantee heat rate

基于在 THA 和或某一确定出力（额定负荷和部分负荷）的工况和 19.1 中描述的热力循环条件所保证的或提供的热耗率。应说明参与该循环的所有外来的流量、补给水、进入或散失的热量。总之，用于定义热耗率的公式应在合同中说明。

未修正的试验热耗率 uncorrected test heat rate

用试验结果代入合同中的公式所得的热耗率。

完全修正的热耗率 full-corrected heat rate

在终端参数符合规定值，以及供方责任范围之外的一切辅机做到完全按其保证值要求的情况下，试验期间达到的热耗率。

注：参见 IEC60953-1，该标准给出更详细的定义。

3.8 效率 Efficiency

热效率 thermal efficiency

输出功率与外界输入循环的热量之比，如果要保证此值的话，则热效率的定义应在合同中说明。

3.9 运行方式 Operational regimes (modes)

基本负荷运行 based-load operation

长期以额定功率或接近该功率运行。

两班制运行 two-shift operation

每天 24h 中约有 16h 或不到 16h 以额定功率或较大功率运行，其余时间停用。

一班制运行 one-shift operation

每天 24h 中约有 8h 以额定功率或较大功率运行，其余时间停用。

周期性负荷运行 load cycling

机组按一定规律以高、低负荷交替运行。

尖峰负荷运行 peak-load operation

在尖峰用电时，机组短期（一般 1h~3h）以较高负荷运行。每天尖峰次数不定，其余时间停用。

注：上述属一般性定义，也可通过说明汽轮机是否周期性停机来作更多的规定。典型的可区分为 36h 或 48h 停机。

3.10 变负荷方式 Methods of load variation

定压运行 constant-pressure operation

运行时主蒸汽压力明显地保持恒定，用同步（全周进汽）或顺序（部分进汽）逐渐关闭所有调节（控制）阀的方式来减少负荷。

滑压运行 sliding-pressure operation

运行时用改变主蒸汽压力来改变负荷，各调节（控制）阀同步动作均保持在其全开位置上。

改良滑压运行 modified sliding-pressure

运行在 100% 到约 90% 额定出力范围内，主蒸汽压力维持不变，通过同步启闭所有调节（控制）阀来改变负荷；负荷低于约 90% 额定出力时，在可行场合，由变化主蒸汽压力来改变负荷，但调节（控制）阀开度仍保持接近在对应于 90% 额定负荷时的位置上。

复合运行 hybrid operation

部分进汽的机组运行时，其主蒸汽压力维持不变，负荷的减少仅靠顺序关闭调节（控制）阀，直到保持全开的调节阀的个数达到允许的最少数目时相对应的某一负荷值；再进一步减少负荷则靠降低主蒸汽压力，但那些调节（控制）阀仍保持在接近其全开位置。

节流调节 throttle governing

所有调节（控制）阀同步或接近同步动作，这是全周进汽汽轮机定压运行中常用的调节方式。

喷嘴调节 nozzle governing

调节（控制）阀顺序关闭，这是部分进汽汽轮机定压运行中常用的调节方式。

3.11 运行寿命 Operational life

役龄 calendar age

从第一次并网算起，机组经历的总的寿命，以月或年表示。

运行小时 running hours

机组带负荷的小时数。

3.12 控制与保护 Control and protection

调节系统 governing system

将控制信号按一特定方式转换成阀门位置的装置和机构的总体。它包括调速器、转速控制机构、同步器（转速变换器）、加减负荷系统及其他蒸汽阀门的操纵装置。

汽轮发电机组保护系统 turbine-generator protection system

为汽轮发电机组提供保护，以防由其自身或输电系统故障的综合系统。

稳态工况 steady-state condition

转速和负荷的平均值在有限的随机偏差内保持恒定的工况。

稳定运行 stable operation

如果某个系统在经受一次转速或负荷的扰动后达到稳态工况，则称该系统是稳定的。

转速不等率 steady-state regulation (speed governing droop)

在孤立机组的调速系统的整定值不变，并假设没有迟缓率的情况下，当负荷从零到额定值之间变化时，以额定转速的百分率表示的稳态转速变化量。

局部转速不等率 steady-state incremental speed regulation (incremental speed droop)

假定没有迟缓率，在某一给定的稳态转速和负荷上，稳态转速相对于负荷的变化率。该值即为调节系统静态特性转速—负荷曲线上在给定负荷处的斜率。

调速系统迟缓率 dead band of the speed governing (control) system

不会引起调节阀位置改变的稳态转速变化的总量（以额定转速的百分率表示）。迟缓率是调速系统灵敏度的一种衡量。

负荷最大偏差度或非线性度 maximum load inaccuracy or non-linearity

在控制装置规定的环境（如温度、湿度）和动力源（如电压、油压）条件下运行时，转速—负荷曲线与相应于总不等率的直线相比的负荷最大偏差值，以额定负荷的百分率表示。

调节器的环境稳定性 governor environmental stability

除设定点或转速以外，因任何一个独立变量给定的变化而引起的负荷变化，以额定负荷百分率表示。这些独立变量是经历的时间、温度、振动、大气压、电源的电压和频率。

短期稳定性 short-term stability

环境条件在规定的范围内，对负荷任一设定值和转速，在任何 30min 的时间间隔内该负荷值的变化，以额定负荷的百分率表示的负荷变化。

长期稳定性 long-term stability

设定值和转速不变的情况下，在相隔 12 个月的两次 30min 时间内的所带平均负荷变化，以额定负荷百分率表示。在这两次试验期中环境条件宜在要求范围内，但可不要求严格一致。

4 保证值

4.1 一般原则

在合同中可标明几项保证值，如效率、热（或汽）耗率、功率和辅机耗功。也可对调节（控制）系统功能、振动及噪声水平等特性提出保证。

应说明所有保证值及其条款并用公式表达,不得含糊其词。

4.2 汽轮机装置的热效率或热耗率或汽耗率

在合同中,应给出验收试验时的保证热(或汽)耗率,并指明所采用的标准,一般验收试验应按 IEC60953-1、IEC60953-2 或 ASME PTC6 条款,其中包括需要商定的修正方法。汽轮机组的热效率或热耗率或汽耗率的保证值可按合同条款限定于某一规定负荷或一系列负荷的加权值。

如果在汽轮机供方的合同内不包括给水回热加热器,需方最好在其技术条件中提供附有足够数据的给水加热系统图,以便列出整个装置热耗率保证值的计算式来,否则供方应在其投标书中说明计算保证热耗率时采用的给水加热器数目与其配置,以及各给水加热器的端差和汽轮机到各加热器之间的压降。

对于湿蒸汽汽轮机,若其汽水分离器或再热器或二者均未包括在汽轮机合同中时,应采取类似的做法。

如果包括给水回热加热器,也应适合第 19 章的要求。

如果有不属于汽轮机供方供货范围的设备,如加热器、阀门、管道或泵(包括拖动给水泵汽轮机),因它们的性能与保证值所依据的条件有所不同,应给汽轮机供方机会在合同阶段调整其保证值,或者对热力验收试验结果按商定办法进行修正。

4.2.1 供方应在合同中根据需方要求给出所供汽轮机设备在 THA 和/或最大连续功率工况的热耗率保证值。

4.2.2 供方应给出热耗率的计算公式和附有详细数据的热平衡系统图及有关说明。热平衡系统图一般包括有:热耗率验收功率、阀门全开功率(VWO)、最大连续功率、额定功率、75%及 50%和 30%热耗率验收功率等各种工况。其背压均为规定背压,补水率为规定值。图中数据除参数、流量、功率等外,还应包括有压降、端差、温升、焓增等项。

4.2.3 供方应给出热耗率和汽耗率保证值下的给水泵负荷和效率数值,以便当给水泵非汽轮机供货商供货时,给水泵实际负荷和效率与保证值下的数值不相同修正保证值。

4.3 输出功率或蒸汽流量

按合同规定各项考核条件考核汽轮机的保证功率及保证流量,该试验应按 IEC 60953-1、或 ASME PTC6 各款进行。

4.4 辅机耗功

如果对连续运行的辅机耗功给出保证值,则应商定该辅机的项目清单。其每一项的耗功应在汽轮机规定出力和规定终端参数下测得或由供、需双方商定。

4.5 蒸汽表

保证值和计算试验结果使用的蒸汽表或公式应符合 1963 年第 6 届国际蒸汽性质会议(ICPS)上确定的国际骨架表,宜采用国际水和蒸汽性质协会 1997 年发布的水和蒸汽性质工业公式 IAPWS-IF97。如果供需双方协商一致,也可使用 1968 年第 7 届 ICPS 批准的 1967 国际公式委员会(IFC)的工业用公式。

所使用的水和蒸汽性质表或公式应由供、需双方商定,并应在合同中说明。

4.6 允差

商业性偏差本不属本标准范围。

4.7 老化

因机组自第一次并网以后,随时间推移对热耗率、汽耗率或热效率试验有影响的任何修正,应在供、需双方取得一致后进行,并符合 IEC 60953-1、IEC 60953-2 或相关规程的规定。

5 调节

5.1 调节(控制)系统

大型汽轮机的调节(控制)系统以采用数字电子液压系统为宜。系统应具有自动升速、定速、并

网至接带目标负荷, 实现自动控制及监视, 并应有与其他控制装置协调控制接口。

5.1.1 汽轮机的调节(控制)系统应能控制从静止开始上升的转速。其控制可用手动或其他方法。

5.1.2 对驱动发电机的汽轮机, 其调节系统还应能控制:

- a) 当发电机孤立运行时, 从空负荷到满负荷之间(包括两者)所有负荷下的转速保持稳定;
- b) 当发电机与其他发电机并列运行时, 稳定地将能量输入电网(见 6.1.1)。

5.1.3 调节器及其系统的设计不应在任何部件故障时妨碍汽轮机安全停机。

5.1.4 如果是电—液调节(控制)系统, 那么其电子设备还应遵守附录 C 的要求。

5.1.5 设计的调节器和蒸汽阀门的操动机构应做到, 在额定参数或 6.3.1 中规定的非正常工况下, 瞬间甩去任何负荷至所能甩去的最大负荷, 都不应引起过大的瞬时超速而导致汽轮机跳闸。

5.2 转速和负荷调整

当空负荷运行时, 汽轮机转速应能按下列范围进行调整:

——当驱动发电机时, 至少能在额定转速上、下 5% 范围以内;

在额定转速下, 由转速和负荷的调整装置从空负荷调到满负荷的设定值所需的最短时间通常不应超过 50s, 也可由供、需双方商定。应提供调整设定值的方法。

5.3 调节器特性

对机械和电液系统要求的转速不等率和迟缓率特性见表 1。表 1 中给出的数值供参考。对工业汽轮机和额定出力超过系统容量 5% 的发电用汽轮机, 对调节装置的要求应予专门考虑。

表 1 调速器的不等率和迟缓率特性

调节器型式		机械式		电液式	
汽轮机额定功率 MW		20~150	>150	20~150	>150
总不等率 %		3~5			
局部转速 不等率	(0~0.9) 额定功率范围	最大值无限制		3~8	
	(0.9~1.0) 额定功率范围	最小值 $0.4 \times$ 总不等率		≤ 12	
在 (0.9~1.0) 额定功率范围平均局部转速不等率 %		≤ 15		≤ 10	
迟缓率, 额定转速的 %		0.20	0.10	0.10	0.06
* 对采用部分进汽喷嘴调节(控制)的汽轮机, 用除最后一个喷嘴组以外任何一个喷嘴组的调节阀控制在 90%~100% 出力范围内的平均不等率应不大于总不等率的 3 倍。					

5.4 阀门试验

对工业汽轮机和那些仅有单一主汽阀或调节阀或只靠单一执行机构操纵多个调节阀的汽轮机, 应提供使主汽阀和调节阀能进行局部动作的方法, 以检查其是否活动自如而不妨碍汽轮机运行。

对其他型式的汽轮机, 控制装置应具有按 7.5 规定的任何一个阀门在带负荷条件下做顺序全关试验的手段。

供方应说明试验时有关任何限制出力的范围。

5.5 超速跳闸装置(危急保安装置)

5.5.1 除调速器之外, 汽轮机和发电机还应有能独立动作的操纵跳闸装置的超速保护系统, 以防止过度超速。

超速跳闸装置的动作转速通常应在超过额定转速 10%, 其允差为上、下 1% (即其动作转速不应超过额定转速的 111% 或低于 109%)。

在特殊情况(例如, 为了符合 5.1.5 中的要求)并经商定可能需要把正常跳闸设定值取超过 10% (允差在选定值上、下 1% 以内)。总之, 如果在突然甩负荷时调速器失灵, 超速跳闸装置应在足够低的转

速下动作,以限制最高超速在安全范围内,即防止汽轮机或被驱动机械的任何零部件有任何损坏,或防止甩负荷后仍与发电机保持连接的电动机及其驱动的设备有任何损坏,供方应在运行说明书上说明超速跳闸的设定值。

5.5.2 对所有其他型式的汽轮机,至少应提供两套功能独立于调节器并完全分开作用的超速跳闸装置;任何一套动作时都应关闭所有主汽阀和调节阀。

当机组在额定转速运行时,应能进行每套超速跳闸装置的功能试验,而不影响主汽阀的位置,此时机组应由另一套装置保护以防止超速。为此应备有相应的安全措施,以便当一套超速装置正在做功能试验时,即使有要求也不能把另一套锁住或阻止其动作。

5.5.3 对所有其他型式的汽轮机,在汽轮机转速下降到不低于额定转速时,超速跳闸机构应能复位。

6 运行和维修

6.1 正常运行

6.1.1 就正常运行而言,在已投入运行的这些机组相互间能正常地并列运行,且无论单机或多机运行均无异常特征条件下,汽轮机的特性应能使汽轮机及其被驱动机械与任何运行的机组并网运行。

6.1.2 过热汽轮机的启动能按汽轮机启动时的热状态分类。典型的分类准则是按不同部件(如高压内缸)金属冷却到的温度,但通常也按上次运行后的停机时间长短来分类。下面给出具有典型关联性的特性,可作为参考。

典型的启动分类:

- a) 冷态启动: 停机超过 72h [金属温度约为其满负荷温度(℃)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%至 80%之间];
- 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(金属温度为或接近其满负荷温度)。

6.1.3 需方应规定下列条件,供汽轮机设计之用:

- a) 上述各种分类的启动次数。

注:如需方未提出这方面的要求,则供方应说明该汽轮机设计时考虑的各种类型启动的次数。例如,按二班制运行的汽轮机的典型启动计划安排可包括:

- 100 次冷态启动;
- 700 次温态启动;
- 3000 次热态启动;
- 150 次极热态启动。

- b) 较大周期性负荷的循环次数。

——12000 次负荷阶跃(>10%额定负荷)。

- c) 考虑到电厂其他设备(如锅炉)的任何限制,各类较大周期性负荷所要求的负荷变化率。一般负荷变动率为:在 50%~100%额定负荷范围内约每分钟 5%额定负荷;在 50%额定负荷以下约每分钟 3%额定负荷。

注:允许的负荷变化率和周期性负荷的变化幅度与锅炉的特性(见 6.1.4)和在每次负荷变化期间汽轮机的运行方式(即节流调节或喷嘴调节),以及汽轮机的独特设计有关。在负荷变化期间,汽轮机内部蒸汽温度的剧变与所有这些因素有关,从而可导致某些部件出现过高的热应力,极大地降低其寿命。

- d) 供方应提供各种分类启动时,从冲转到满负荷的时间及其寿命损耗。在 30 年内机组总的寿命损耗应不超过 75%。

注:对 300MW 及以上汽轮机应有汽轮机热应力计算装置,能在机组启动或负荷变化时控制负荷变化率。

除已限定的较大周期性负荷外,与稳定工况相比负荷仅有较小的变化(即负荷增量小于 10%的额定负荷)是可接受的,而无需计数。

6.1.4 需方应如实提供锅炉特性,包括在所有预计的启动方式、周期性负荷和停机方式下,压力和主蒸汽及再热蒸汽温度随蒸汽流量的变化。

6.1.5 需方应说明是否采用汽轮机旁路系统,如果采用的话,应说明其功能、蒸汽参数和流量及供应商。通常旁路系统的设置及其型式、容量和控制水平应按机组特性及电网对机组运行方式的要求来确定。对于设有旁路系统的机组,启动方式应由制造厂提出,如中压缸或高、中压缸启动等。

6.1.6 需方还应说明可用辅助汽源的蒸汽参数。

6.1.7 在最低持续稳定负荷范围内,应保持汽轮机稳定持续地运行。在最低持续稳定负荷以下直至带厂用电,也应能保证汽轮机稳定运行,其允许持续运行时间可经供需双方协商作出具体规定。制造厂应给出最低稳定负荷值,以及汽轮机安全运行对最高、低背压的限制范围。

6.1.8 空负荷运行

汽轮机甩负荷后,允许空转运行时间由供方提出,并经需方认可确定。

汽轮机应能在额定转速下空负荷运行。允许连续运行的时间至少应满足汽轮机启动后用以进行发电机试验所需时间要求。

6.1.9 调峰能力

根据电网要求,汽轮机应具备一定的调峰能力。

6.2 偏离额定参数的极限值

汽轮机应能承受额定参数在下述极限值内的变化。

6.2.1 主蒸汽压力

在任何 12 个月的运行期中,汽轮机进口的平均主蒸汽压力不应超过额定压力。为保持此平均值,主蒸汽压力不应超过额定压力的 105%,偶然出现不超过 120%额定压力的波动是许可的,但是这种波动在任何 12 个月的运行期中累计不得超过 12h (此外见 6.2 末的注)。

注:参见 3.3 中额定蒸汽参数的定义。

提高主蒸汽压力通常会使汽轮机发出超过其正常的功率,除非通过控制系统动作限制蒸汽流量。发电机及相关的电器设备可能承受不了这种额外出力并且也可能引起汽轮机出现不应有的应力,因此需方应提供负荷响应的保护方法来限制汽轮机在上述情况下的出力。

需方还应提供设施,以保证再热器前汽轮机高压缸的排汽压力不能超过汽轮机在额定出力下运行时该处规定压力的 125%。

6.2.2 主蒸汽温度和再热蒸汽温度

额定蒸汽温度不超过 566℃时,其允许偏差如下一段所述。额定蒸汽超过 566℃时,其允许偏差由供需双方商定。

在任何 12 个月的运行期间,汽轮机任一进口的平均温度不应超过其额定温度。为保持此平均值,进口温度通常不应超出额定温度 8℃;若在异常情况下超出额定温度 8℃时,瞬时温度的值可在超过额定温度 8℃~14℃之间变化,但在此二极限之间的总运行小时在任一 12 个月的运行期中不得超过 400h。在超过额定温度 14℃~28℃极限值之间作 15min 或以下的短暂波动运行也是许可的,但在此二极限值之间的总运行小时在任一 12 个月的运行期中不超过 80h,温度决不应超过额定温度 28℃ (见 6.2 末的注)。

如果通过二根或二根以上平行管道向汽轮机任一端点供汽,其中任何一根管子的蒸汽温度与另外任意一根的差异不宜超过 17℃;只要是温度波动的时间在任一 4h 期间不超过 15min,其温差不超过 28℃应是许可的,但最高温度的一根管道的蒸汽温度不应超过上一段中给出的极限值。

6.2.3 背压式汽轮机的排汽压力

在任一 12 个月的运行期中,平均排汽压力不应高于规定的排汽压力。

为保持此平均值,排汽绝对压力不应高于额定排汽压力的 110%或低于额定排汽压力的 80%。

6.2.4 凝汽式汽轮机的排汽压力

冷却水温度或流量在规定的范围，或者排汽压力在规定的范围引起排汽状态的任何变化下，汽轮机均应运行。供方应声明这些方面的任何限制。

6.2.5 转速

汽轮机应能在 97%~101% 的额定转速下持续运行而没有持续时间和出力限制。各级叶片或叶片—叶轮系统的振动频率都处于合格范围。紧急情况允许在更高或更低转速下运行的数值、限制时间及条件，供方应作出规定或说明。

除非另有商定，不允许在与额定值有更大偏离的转速下运行。

对进汽为或接近饱和参数的汽轮机，如由核反应堆供汽，对主蒸汽参数的限制值应由需方、反应堆供方和汽轮机供方共同商定。

6.2.6 排汽缸温度

汽轮机应在排汽缸温度不高于 79℃ 下长期运行。供方应给出排汽缸最高允许运行温度。

注：6.2.1 和 6.2.2 中对主蒸汽压力和温度变化的限制值分别适用于燃烧化石燃料的锅炉或其他高温热源供汽的汽轮机。

6.3 异常运行

6.3.1 需方如需在以下任何一类情况下运行，应详细说明自己的要求：

- a) 隔离停用凝汽器的部分冷却面；
- b) 停用几台或所有给水加热器；
- c) 过负荷及其运行方式；
- d) 引起特殊工况的任何其他运行方式（例如，允许无蒸汽电动方式运行时间应大于 1min）。

6.3.2 供方应说明由规定的异常运行引起的任何限制，这可包括诸如结构性负荷分配或输出功率的调整等问题并包括这些限制所允许的持续时间。

6.4 安装条件

6.4.1 需方应提出安装是在室内或室外、有无顶棚，以及汽轮机机组运行的必要条件，还包括最高与最低温度、相对湿度、异常的尘埃问题、降雨量和风速（如装在室外），以及其他有关因素。

6.4.2 需方应提供与地震情况相关的一切数据，供电厂设计用。

6.5 维修

6.5.1 制造厂应给出汽轮机的大修周期，一般不少于 4 年。

6.5.2 汽轮机的使用寿命应不少于 30 年（不包括易损件）。汽轮机易损件的使用寿命，供方应在汽轮机供货技术条件中予以规定。在高温区工作用耐高温材料制造的紧固件，供方应考虑其松弛性能，并保证在大修间隔内运行可靠。

6.5.3 在汽缸、阀门和导气管外壳上应设置手柄、挂耳或其他装置，以便在安装和拆卸时能够方便与安全地吊装和挪动这些部件。

6.5.4 制造厂应提供整套机组各部件拆卸、安装、起吊的专用工具。

6.5.5 质量超过 20kg 的汽轮机零部件，若其外形不能用起吊设备的钢丝绳方便可靠地捆缚时，供方应供应按其质量另行配置的起吊、卸放和支承装置，以供安装、检修时使用。

6.5.6 汽轮机应配备翻转轴瓦时用的永久性或临时性抬轴装置。

6.5.7 汽轮机径向汽封和隔板汽封的结构在检修时，应可以调整恢复其动静间隙。

6.5.8 汽轮机汽缸部件（包括配汽机构）和高压导汽管上，应设有可用以进行部件金属材料机械性能试验的取样位置。

6.6 运行说明书

供方应提供完全适合且措辞明确的运行说明书，以便能使其供应的装置（全套设备）安全运行，说明书应包括与机组运行有关的所有限制值，并还可包括供方对蒸汽品质的要求。

7 部件

7.1 材料与结构

所有用于制造设备的材料、部件和焊接,以及所有管道、支架、零件和辅助设备,就合理性而论,应符合相应的国家标准或国际标准,这些标准应在合同中规定。

7.2 承受高温的零部件

- a) 非受力零部件。不接受明显应力的零部件在其运行温度下的材料选择,宜做到避免由于下述任一原因引起不能接受的材料性能的恶化:
 - 1) 内部结构或组织的变化;
 - 2) 材料与其周围环境之间的反应。
- b) 受力零部件。用于受力零部件的材料应满足上述 a) 所列条件。此外,应在试验确定的数据的基础上选择材料,以确保零部件在其使用的应力、温度和时间条件下,不会开裂或发生超过允许的变形。

7.3 汽缸和轴承座

汽缸、轴承座及支架的设计应能承受所有正常和事故情况下的负荷,允许的管道推力和力矩,以及温度引起的位移。汽缸的设计应使工作时的热应力最小。汽轮机汽缸应适当支承,以保证与转子保持良好对中。

7.4 转子

7.4.1 完工后的转子应在制造厂内做动平衡。

7.4.2 汽轮机与其所驱动机械的共同轴系的各阶临界转速应有足够裕量避开额定转速,其避开范围为额定转速的 90%~115%,以避免转速在调速系统失灵时对机组运行发生任何不利影响。轴系临界转速的分布应保证能有安全的暖机转速,制造厂应给出轴系各临界转速的计算值和单转子的计算值。供方还应提供轴系扭振固有频率,在工频和二倍频±10%范围内无扭振固有频率。

如果被驱动的机械不是由汽轮机制造厂供应,机组轴系稳定性和临界转速应由汽轮机制造厂负责。

7.4.3 每台汽轮机转子都应进行一次超速试验,试验最好在制造厂进行。超速试验应在超过最高计算转速的 102% 的转速下进行,最高计算转速是假定在调速器失灵且最高转速只受超速跳闸装置动作的限制时可能出现的最高转速。超速试验延续时间不应超过 10min,并只可进行一次。

如果超速跳闸的正常设定值为额定转速的 110%,则超速试验不应超过额定转速的 120%。

7.4.4 转子及联轴器(如果有的话还包括齿轮传动机构)的设计应能承受由发电机短路和母线短路时或电力系统中其他特定扰动造成的运行工况产生的扭矩。当电网要求汽轮机具备快关功能时,汽轮机转子和发电机转子及联轴器应能承受快关动作所引起的扭矩。

需方应采用某些保护装置,以便能减少或消除电力系统中任何电力故障对汽轮发电机的影响。

7.5 阀门

汽轮机应采用适当数量的调节(控制)阀。这些阀门应在整个转速和负荷范围内能适当地调节进入汽轮机的主蒸汽量。此外还应与这些调节阀串联配置适当的主汽阀。对那些首先通过蒸汽的阀门应尽可能在靠近每个阀门的上游侧的位置上装设一蒸汽滤网。

对再热循环汽轮机,应配有适当数量的再热调节(控制)阀。这些调节阀还应串联配置适当的再热主汽阀,对这些首先通过再热蒸汽的阀门,应尽可能在靠近每个阀门的上游侧的位置上装设一个蒸汽滤网,下述情况除外:

- a) 第一个阀是摆动型(在这种情况下,滤网应设计在第一和第二个阀之间);
- b) 再热是在汽—汽式再热器中进行。

主汽阀应能满足锅炉严密性水压试验的要求。在额定参数下,当高、中压缸主汽阀关闭时,汽轮机转子不应被冲动。

7.6 主轴和轴承箱

- a) 径向轴承应是水平中分面的, 并附有可更换的轴瓦、瓦块和衬瓦。
 - b) 推力轴承的设计应能承受任一方向的轴向推力。推力轴承应有维修时可调整转子轴向位置的装置。
 - c) 更换所有的轴承应不解体汽缸。
 - d) 径向和推力轴承应是压力供油润滑, 并保证排油畅通。
 - e) 轴承箱应能防止水分或异物进入和防止润滑油漏出。
 - f) 为了尽可能降低静电摩擦效应产生的电流和影响, 应把汽轮机及其被驱动机械的轴接地。如果这些机械由不同的供方提供, 则供需双方应商定轴接地点的位置。
- 较小的工业汽轮机通常不需接地。

7.7 汽缸汽封和级间汽封

转子的端部汽封及各级间的汽封应采用适当材料, 以使在运行温度下的变形和膨胀减少到最小限度。

汽封的结构应当是在运行中万一发生摩擦时, 对转子的损害减少到最小限度。

7.8 保温层

高温汽缸、主汽阀和调节汽阀, 以及导汽管等的外部应有保温层。供方应对保温层提出设计, 以及安装保温层的有关文件。保温材料的供货由供、需双方协定。

在正常运行时, 环境温度为 27℃ 时, 保温层或罩壳表面温度不应超过 50℃。

机器设备及主要管道的保温表面上应复以金属罩壳, 如厂商对保温采用其他方法, 可由双方共同协商。

按规程启动、停机和运行时, 汽轮机的保温应使汽缸上下部金属温差符合制造厂使用说明书的规定。

在要进行排水、排汽操作的地方, 有烫伤危险的管道或装置应包以保温材料。对操作人员的双手无特殊保护措施而事故情况下又需要操作的装置, 其表面温度应不超过下列数值:

- a) 使用金属材料制造的为 40℃;
- b) 使用传热性能差的材料制造的为 50℃。

为保持适宜的运行环境温度和安全条件, 在提供的设备罩壳上应适当开孔, 以排除热气 and 易燃气体。布置在紧靠高温蒸汽入口区域的设备以及材料, 应按最高空气温度 60℃ 设计。

保温层设计应便于汽轮机维修。

需方应说明对绝热材料的任何限制。

8 基础和建筑物

汽轮机供方向需方提供在其本身设计范围和需方设计范围或其基础设计师设计范围之间接口的有关资料 (静载荷与动载荷、轮廓图、就位详图、力与力矩、基础允许挠度、热膨胀等), 使整个支承系统的设计和建造得以进行。

汽轮机供方应保证由其设计或提供的基础部分的挠度、固有频率和其他特性不会在 5.2 和 5.3 规定的转速范围内对机组的运行产生不利影响。

无论在运行还是停运时, 传递到汽轮机机上各种载荷的详情, 包括所有管道力和力矩在内, 都应得到汽轮机供方的认可。

除非另有协议, 需方应提供合适的基座, 对此, 在设计阶段应给汽轮机供方机会提出意见。基础振动的固有频率不应与机组运行转速的任何低倍率重合。

为便于设备安装, 基础与建筑结构中应有足够空间和必要的通道。为运入设备, 建筑物应有合适的通道。在设备周围, 需方应提供足够使用的空间, 包括抽吊出转子和放置汽缸上盖的场地。

与汽轮机相连的辅助设备（如汽水分离器和再热器），如果安装在由其他方提供的另一个分开的基础上时，则汽轮机供方应对其相对汽轮机基础的允许位移作出规定。

9 给水泵的驱动

9.1 需要的资料

给水泵可以用不同方式驱动，这对热力循环系统的影响可能不同。在最终确定详细设计或热耗率之前，汽轮机供方通常需要下列资料：

9.1.1 辅助汽轮机驱动

给水泵由辅助汽轮机驱动，辅助汽轮机由主汽轮机抽汽供汽，或者其排汽排入主汽轮机或其系统中：

- 如果给水泵及其驱动汽轮机由主汽轮机供方供应，则需方应在早期阶段向汽轮机供方提供表明所需给水泵的压头与给水流量的函数关系。
- 如果主汽轮机供方只单独提供驱动给水泵的汽轮机而不提供泵，则需方应在早期阶段向汽轮机供方表明所需泵输入功率、转速和给水泵压头的变化与给水流量的函数关系。
- 如果主汽轮机供方既不提供驱动给水泵的汽轮机，也不提供泵，则需方应在早期阶段向主汽轮机供方提供充分资料以便得出在整个给水流量范围内，通过泵的给水焓升和驱动汽轮机的蒸汽流量。

上述 a) 和 b) 的资料涉及范围应包括从主汽轮机最小负荷下汽动给水泵能独立满足需要的给水流量直到给水泵及驱动汽轮机设计的最大给水流量。

在确定辅助汽轮机容量之前，应考虑超过主汽轮机最大输出功率时所需要辅助汽轮机功率和转速的附加裕量；裕量的大小应由需方与主汽轮机的供方之间商定。

如果主汽轮机供方不提供从主汽轮机供汽口或从主蒸汽管（或从其他汽源）到给水泵汽轮机的供汽连通管，则需方应向主汽轮机供方说明该管道允许的蒸汽压力降和温度降。

9.1.2 电动机驱动

当给水泵由一台电动机驱动时，有时是直连的，有时是通过变速齿轮，有时通过使用液力偶合器：

- 如果汽轮机供方提供上述整套设备，则需方应在早期阶段向汽轮机供方提供表明所需给水泵压头与给水流量关系。
- 如果汽轮机供方只提供驱动设备而不包括水泵，则需方应在早期阶段向汽轮机供方提供表明所需水泵的功率（在水泵输入联轴器上测量）和给水泵压头与给水流量的函数关系，以及水泵最高转速的资料。
- 如果汽轮机供方不提供给水泵、电动机、变速齿轮或液力联轴器，则需方应在早期阶段向汽轮机供方提供表明给水焓升与给水流量的函数关系。

9.1.3 给水泵流量的裕量

在任何情况下，凡具有过热器、再热器和汽轮机旁路的场合，规定的给水泵流量都应包括它们所需要的减温水量。

9.2 一般原则

9.2.1 如果给水泵由辅助汽轮机驱动，则辅助汽轮机供方和水泵的供方应就相关接口资料，包括转动方向达成协议。应考虑对润滑油、控制液、给水泵的密封水和驱动泵的辅助汽轮机的汽封汽的供给配置。要记住这些配置可能需要与主汽轮机分开。是否要装盘车机构应由辅助汽轮机与给水泵的供方共同商定。

9.2.2 对防止或限制给水泵反转的任何要求都应给予考虑。

10 汽轮机附属系统

10.1 润滑油系统

汽轮机主油泵应由主汽轮机直接驱动（或经商定），也可由电动机驱动。

还应提供一台完全独立于主油泵的由动力源驱动的辅助油泵。这台辅助油泵在汽轮机启动或停机时工作，并在万一油压偏低时能自动投入替代主油泵运行，维持汽轮机继续运行。应具备在带负荷条件下用模拟低油压的办法使所有辅助润滑油泵自动启动的试验设施。

应提供一台最好用直流电动机驱动的紧急事故油泵，其容量大小足以使机组能安全地逐渐停下来。如果辅助油泵或其电源发生故障，该泵应能自动启动，或经商定，也可用重力油箱来达到同样目的。

为了减少在盘车（转动）或启动时的启动力矩和轴承磨损，应提供一套顶轴油压系统向汽轮机和发电机各轴承供应高压油顶起转子。

应提供容量足够的多台冷油器和滤油器，以便在机组运行时，能任意停用一台冷油器或滤油器。冷油器或滤油器的进、出口切换阀应配置成在机组运行时不能切断流向各轴承的油。对工业汽轮机也可只提供一台冷油器和一台滤油器。

所有管道、阀门、冷油器壳体和滤油器壳体都应采用钢材或其他合适材料，不得使用诸如灰铸铁等脆性材料。管道连接应尽可能采用焊接。

主汽轮机和辅助汽轮机润滑油管路系统应分开。

每台机组使用的润滑油、控制液均应有各自的系统，均应有油净化装置，以保证运行中任何时候油质合格。

润滑油系统的油泵，应考虑有自启动、手动停止装置。

汽轮机轴承回油管上应有观察孔及温度计插座，回油观察孔照明装置应是防爆的，其电压不应超过 12V。

制造厂给出轴承排油温度及巴氏合金温度的监视标准。润滑油系统的设计应当是在正常运行时，汽轮机轴承座回油温度一般不超过 75℃。应采取预防润滑油泄漏引起火灾的措施。

可能聚集油气的腔室（油箱、轴承箱、回油母管等）应有排放油气的措施。

汽轮机轴承回油母管应向汽轮机油箱一侧倾斜一定角度布置，一般倾斜度为 2% 左右，弯管段应保证油流平稳。

应采取预防措施将油箱与油管内部锈蚀减至最低限度。油箱、供油管、回油管、油泵和冷油器的所有表面及油箱内所有设备都应清洗，除掉设备中的残砂、焊渣和污垢后，再防锈、密封出厂。

汽轮发电机润滑油系统油箱的大小，应满足机组在失去厂用电、冷油器无冷却水的情况下停机时，保证机组安全惰走的要求。此时润滑油油箱中的油温不应超过 79℃。

供方提供的冷油器，应是按下述原则设计的，即在汽轮机额定功率和给定的最高水温下，管子堵塞 5% 时，考虑水侧污染系数后，换热量不小于该冷油器 100% 的实际换热量。

汽轮机的润滑油系统必须使用符合标准、经供需双方协议的透平油。供方应规定使用润滑油的性质。如果初次冲洗不是由供方负责，则所用油应经供方认可。

10.2 调节系统控制用液

调节系统和操纵蒸汽阀门的液体既可以是来自润滑系统的油，又可来自一个完全独立系统的液体。

供给控制液的泵应是两台，当一台泵故障时能自动切换。

在备用泵启动时，如需要应有一定措施维持控制液压力。

如所用控制液不是润滑油系统的油，则该液体应得到供方的认可。除非另有协议，否则应按照 10.1 中的有关材料、管道结构和多重冷油器与滤油器的同样要求。

10.3 转子和阀门汽封的密封系统

轴端汽封和阀门汽封的密封系统的设计应做到无蒸汽漏到汽轮机间。例如配备一台汽封蒸汽凝汽

器。凡在合适场合，在任何运行方式下汽封密封汽的调节都应是全自动的。蒸汽输送管道上应根据需要装设安全阀。如需要辅助蒸汽（如启动时），供方应说明其对蒸汽参数和汽量的要求。汽轮机应有汽封压力自动调整装置和汽封抽汽装置，汽封抽汽装置如果配置电动排风机，应设置二台。

10.4 疏水

汽轮机抽汽和疏水系统应按 12.4.2 或 DL/T834 要求设有防止水和冷蒸汽进入汽轮机的设施。

在每一个汽缸、蒸汽室或其他容器，以及所有输汽管包括到给水加热器抽汽管道上，应在所有可能积水的地方充分疏水。

疏水通常应排入合适的疏水容器中，并且在排入疏水容器之前，疏水管上应装有合适的阀门、疏水器或孔板。

10.5 排放

应提供从汽封蒸汽排风扇和润滑系统排风扇至指定的室外场所或到商定的地方的排放管。

10.6 盘车装置

汽轮机应配备盘车装置以使转子在非蒸汽驱动时，能继续或断续地缓慢转动转子系统以限制转子热变形。如需要，应提供联锁装置以确保在获得充分润滑油供应和盘车驱动机构完全啮合以后，转子才能开始盘转。当汽轮机转速增加到超过盘车转速时，盘车装置应自动脱开。当汽轮机停机时，盘车应自动启动。

10.7 管道

所有蒸汽、水、油和空气管道的用钢，最好应符合相适用的国际或国家标准钢材的要求。在合同中宜说明这些标准。

应尽可能用焊接接头。经需方和汽轮机供方商定也可采用其他连接形式。

供方应说明该汽轮机在其设备商定的主要端点上可承受的来自管道作用力和力矩的大小和方向。

11 仪表

11.1 一般原则

应提供汽轮机可靠、高效运行和监视所需的各种仪表。

经济上合理的仪表范围取决于汽轮机的功率及其运行条件。下述要求适用于大功率汽轮机。

11.2 标准仪表

凡适用的场合，至少应设置下列一次测量元件：

a) 压力

- 主蒸汽和再热蒸汽进口，设在主蒸汽和再热蒸汽主汽门和滤网的前侧；
- 抽汽式汽轮机的抽汽；
- 去各给水加热器的抽汽；
- 每个汽缸的排汽；
- 每个轴承的润滑进油；
- 进入调节系统的控制液。

b) 温度

- 主蒸汽和再热蒸汽；
- 高、中压缸的排汽；
- 去各给水加热器的抽汽；
- 冷油器出油；
- 各轴承排油和轴瓦金属温度。

c) 液位

- 主润滑油箱的油位；

——调节控制液箱的液位。

11.3 监视装置

应装设下述测量设备：

- a) 转速：汽轮机转速；
- b) 负荷：发电机输出电功率（通常该仪表不包括在汽轮机合同内）；
- c) 转子和轴承座的位移：在远离推力轴承的一端测量被测转子相对于汽缸或轴承座的轴向相对位移；
- d) 振动：轴承座或转子的振动，加装转子偏心度和振动相位角可能也是需要的；
- e) 金属温度：为汽轮机安全运行、估算汽轮机汽缸壁或其他部件热应力所需要的所有金属温度或温差提供测量设施，以便为机组制订安全的升速率和负荷变化率提供参考数据；
- f) 阀位：除非另有协议，所有主蒸汽和再热蒸汽阀门开度的位置，对于只要求全开或全关指示的再热主汽阀是例外的；
- g) 对配置有汽水分离器和再热器的饱和蒸汽汽轮机，再热蒸汽流量（或再热器疏水流量）和分离器及再热器疏水箱的水位；
- h) 另外应提供第 12 章列出的报警和引发跳闸信号所需的设备。

11.4 附加仪表

附加一次测量元件可由需方规定，也可由供方推荐。

对大功率汽轮机装置，这些仪表一般包括：

- 冷却水温度；
- 凝汽器压力；
- 各类容器内的压力和液位；
- 给水加热器及其他热交换器的进、出口蒸汽和水的温度；
- 给水泵进、出口水压力；
- 凝结水、给水和主蒸汽的流量。

注：这些测量用的一次测量元件可由其他单位提供。

11.5 试验测点

为热耗率或其他原因进行的性能试验，应提供所有试验和监视的测点。这些测点应是汽轮机正常运行和控制所需测点之外的，并由供、需双方商定。

应就不属于合同供应范围的那些需要的测点的责任和供方达成协议。

12 保护

12.1 一般原则

经济上合理的保护范围取决于汽轮机的额定功率及其运行条件，下述保护要求适用于大型汽轮机。

12.2 跳闸保护系统

12.2.1 应提供一套独立且分开的汽轮机保护系统，该系统应设计成一旦发出跳闸信号，所有的蒸汽阀〔即主汽阀、调节（控制）阀、再热主汽阀和再热调节（控制）阀〕都应立即关闭；冷段再热蒸汽管、到给水加热器的抽汽管和其他通常由汽轮机供汽的系统中的逆止阀（如果装设的话）都应强制关闭；从出现跳闸信号到主汽阀和调节汽阀完全关闭的时间应符合 DL/T711 的规定；这样万一发生事故才能使汽轮机安全地停下来，否则会造成汽轮机或其辅机损坏。

12.2.2 保护设备应按“故障—安全”原则设计，如在控制液失去压力时，应立即关闭主汽阀和调节（控制）阀。

12.2.3 当引起跳闸系统动作的条件消失后，不应使跳闸装置自动复位和蒸汽阀重新开启。跳闸系统的设计应只能由运行人员手动复位，在跳闸系统复位之前不能重新开启任何蒸汽阀。

12.2.4 跳闸系统应以下列引发装置为基础，以下任何一种装置的动作（但并不局限于这些），将使跳闸系统动作：

- a) 超速跳闸（见 5.5）；
 - b) 汽轮机就地手动跳闸；
 - c) 就地和遥控操作的危急停机按钮；
 - d) 排汽压力高跳闸；
- 注：凝汽器压力增加到某设定值以上时应引发一个（或多个以上）警报器报警，警报器可以设定在不同压力下动作。凝汽器压力进一步增加应导致机组跳闸。
- e) 进汽压力低跳闸（若需要）；
 - f) 润滑油压低跳闸；
 - g) 调速器失灵跳闸（对电子调节器）；
 - h) 由发电机或其辅助系统引起的跳闸（例如发电机定子线圈失去冷却水）；
 - i) 由于电气部分误动作自动引起的发电机跳闸；
 - j) 机炉电大联锁保护动作；
 - k) 轴向位移大跳闸；
 - l) 胀差大跳闸。

12.3 警报器保护系统

因下列原因发出警报，但汽轮机尚不应跳闸（除非另有规定）：

- a) 推力轴承磨损过大；
- b) 低压缸排汽温度过高；
- c) 轴承油温或金属温度过高；
- d) 振动过大。

12.4 其他保护装置

应提供其他不会引起汽轮机跳闸的保护装置（除非合同规定），这些保护装置包括：

12.4.1 低压缸和凝汽器压力保护

低压缸和凝汽器应有足够大的泄压阀或防爆门以防止过压，保持其压力在允许限值内。

12.4.2 防止水从给水加热系统进入汽轮机

需方应向给水加热装置的供方提出防止从给水加热装置向汽轮机进水的保护。这种保护的主要内容至少应包括：

12.4.2.1 汽轮机的每一抽汽管应这样布设，凡有水可能进入汽轮机之前，必须先使加热器全部满水，加热器的位置布置最好低于汽轮机。

12.4.2.2 对每一台给水加热器，应有两套独立的能自动防止从抽汽系统的水进入汽轮机的方法；该系统应设计当任何一个手段失效时都不会导致汽轮机进水。

通常这些独立手段可能是下列条款组合中的任何一种：b) 条和 a) 条中的 1) 款或 2) 款；或者 c) 条和 a) 条中的 1) 款或 2) 款；或者 b) 条和 c) 条。

- a) 1) 加热器采用开式差压密封的重力疏水设施；
- 2) 从加热器另加一条自动切换的大流量疏水管道的设施。

注：如果条件允许使用，宜使用 a) 条 1) 款而不用 a) 条 2) 款。

b) 在汽轮机到给水加热器之间的抽汽管及与加热器串联的疏水管道上加自动隔离阀的设施。

c) 对所有进入加热器给水的水源加自动隔离阀的设施。在这种情况下，通常加热器需加一自动旁路绕过。

注：上述 b) 条或 c) 条要求每个自动隔离阀从接到关闭信号至全关位置的动作时间宜为流入壳侧的水流量相当于下列二者中较大者相应的时间：

——从二根断裂管子（从管子端头）流出的水流量。

——水流量相当于加热器管侧在额定负荷时流量的 10%；阀门宜在水充满高限的报警水位（它引发阀门关闭）到自动隔离阀之间的有效容积之前关闭。

a) 条 2) 款, b) 和 c) 条通常应由加热壳侧的高水位传感器引发, 并有保证可靠动作的相应预防措施。

12.4.2.3 为限制甩负荷时的转速飞升（见 19.3），通常在抽汽管装设逆止阀，该阀的位置宜尽可能靠近汽轮机的抽汽口。

凡装有隔离阀和动力关闭式逆止阀时，应能在机组运行时进行关闭动作试验。

助动式和自动摇摆式逆止阀应能在机组运行时检查其灵活性。

12.4.2.4 如果从一条抽汽管同时给几台加热器供汽时，则应为每台加热器配备一些阀门；或者如果这些阀门安装在抽汽总管上时，从一台满水的加热器溢出的水应流入相连的加热器中，并在水可能溢入抽汽总管乃至汽轮机以前要完全灌满该加热器。

12.4.2.5 每台加热器应配置双重高水位检测开关，每个开关在机组运行中应能试验其是否正确动作。这些开关的动作都应能引发保护装置动作。

12.4.3 防止汽水分离器和再热器的超压

汽水分离器和再热器均应有相应的安全阀、爆破薄膜或其他商定的手段以防止超压。

12.4.4 低进汽压卸负荷保护装置（如果需要）

汽轮机进汽压力降至某一设定值以下时，应能关小调节阀并因此逐渐减少汽轮机负荷至某个商定值。进汽压力的恢复不应导致调节汽阀自动重新开大，除非另有协议。

进汽压力进一步降低应导致汽轮机跳闸（见 12.2.4）。

注：如果原定汽轮机在受调压且被降低主蒸汽压力下带部分负荷运行的话，则低进汽压卸负荷保护装置和低进汽压力跳闸保护装置（见 12.2.4）能保护汽轮机以防止进汽压力急剧下跌；但正常运行时允许调节阀重新自动开启。

12.4.5 防止有害蒸汽进入汽轮机

当装设汽轮机旁路系统时，需要采取保护措施以防止有害蒸汽进入汽轮机。通常在高压缸排汽管上至少设置一个逆止阀来达到上述目的。

12.4.6 油系统防火

为防止油系统着火，应遵照我国有关防火规范设计。

12.4.7 负荷限制

为防止机组过负荷运行，汽轮机一般应设置负荷限制装置。

13 振动

13.1 汽轮机零部件的一般振动

汽轮机应具备有在运行时每个主轴承或其邻近处可供进行振动测量的条件 [见 11.3d)]，还可测量轴承座、轴或轴相对轴承座的振动。

描述汽轮机轴承座振动程度的优先准则是振动速度，对于同步振动，它与峰峰值移值的关系为：

$$2A = 450V/f$$

式中：

2A ——峰峰值移值， μm ；

V ——均方根振动速度， mm/s ；

f ——转速频率，Hz。

描述轴振动的优先准则是轴的峰峰值移值。

13.2 轴承座上测量的振动

在经过良好平衡并以规定转速在稳定工况下运行的汽轮机，通常可以在轴承座上沿径向测得 2.8mm/s 或更好的振动速度值，但在更高的振动速度值下，汽轮机也有可能继续良好运行。

表 2 给出了相应于此值的（该值按 ISO 2372 第 IV 类 A 品质段）峰峰值。

表 2 ISO 2372 第 IV 类 A 品质段的峰峰值（相应于振动速度为 2.8mm/s）

汽轮机额定转速（Hz）	轴承箱上测得的峰峰值（ μm ）
16.67	75
25	50
30	42
50	25
60	21
100	12
200	6
注：其他转速下的振幅可由下列关系式得到：转速 $\times$ 振幅=1250	

13.3 轴上测得的振动

轴振动通常相对于轴承座测得，但无论如何，该振动测量应按 GB/T 11348.2 进行。轴上测得的振动很可能比轴承座上测得的大得多（二或更多倍），它取决于轴的振型、拾振器的轴向位置、轴承结构及其他因素。

13.4 振动界限值

汽轮机在所有稳定运行工况下额定转速时，可按 GB/T 11348.2 规定，应同时满足轴相对振动位移峰峰值的界限值为 80 μm 和轴绝对振动位移峰峰值的界限值为 100 μm 。制造厂应给出升速过程中通过临界转速时的轴振允许值。

注：对于功率大于 50MW，小于或等于 200MW 的汽轮发电机组，一般会要求测量轴承座的振动。可按 GB/T 11347 进行评定。如合同有规定或机组调试、故障诊断分析时同时需要测量轴振动，则按 GB/T 11348.2 进行评定。

14 噪声

14.1 机组单个部件发出的噪声

机械的噪声是在一个围绕该机械的假想平面上测得，该面离机器罩壳表面 1m，距离所在运行层地板、走道或运行人员能进入的地面之上 1.2m。

表面噪声级的定义是用符合 IEC 651 的 1 型慢响应声级计，用传声器置于上述位置测得的最大“A”级加权均方根声压级。

14.2 汽轮机组附近的噪声级

汽轮机附近的噪声级取于很多因素，例如汽轮机不同部件发出的声功率、电站其他设备部件发出的声功率，该汽轮机和其他设备的相对位置以及周围环境和建筑物的音响效应，其中包括消声材料的使用量。

如果所有上述因素都在汽轮机供方范围之内，需方可向汽轮机供方提出有关汽轮机附近允许噪声级的要求。如果这些因素并不全在汽轮机供方范围内，这就需要需方、汽轮机供方及对其他因素负有责任的各方共同来满足需方的要求。汽轮机附近其他部件或设备的供方应对他们本身所供的设备或部件产生的噪声负责。

如果不能靠设备本身的设计来满足这些要求,可通过供应合适的隔声屏或罩壳来解决。

14.3 噪声控制值

在上述假想平面处的噪声宜小于 85dB (A)。噪声测量方法按 IEC-1063 进行。

15 检验与试验

15.1 一般原则

制造厂应对汽轮机各部件和辅机进行必要的检查与试验,以保证设计和制造符合规范要求。供方的检验资料对需方不应保密。为取得需方验收的通过,供方应在试验前规定时间通知需方代表参加。

必须进行检验和试验的项目,应能验明下列各项:

- a) 所供设备是否符合技术和安全规范;
- b) 安全和保护装置等动作是否正确;
- c) 能否达到合同规定的保证值;
- d) 是否达到合同规定的其他特殊要求等。

供方向需方提供检查与试验的项目、方法及判断标准。需方对供方提出的检查与试验项目、方法及判断标准有不同看法时,供需双方可通过协商讨论,决定是否需作出改变。如产品质量和性能与标准不符时,需方有权拒收,供方应负责更换。

本标准要求的全部试验应按规定的条款执行。

需方进一步要求的任何试验和需方及其代表要做的任何认证的范围应在需方的技术条件中说明。

15.2 水压试验

作为质保大纲的一部分,在正常运行时承受的压力超过大气压的所有零部件都应进行水压试验;其试验压力载荷至少应超过在额定终端参数(如 3.3 所定义)与任何负荷下可能出现的最大压力的 150%,凡运行中不会向大气泄漏的部位,经协商水压试验可以取消。如果制造商能用其他办法使需方对部件的完善性和适用性感到满意时,经协商也可省去水压试验。

15.3 检查与试验项目

15.3.1 制造厂检查监造项目可参考 DL/T 586,由双方商定,列入合同附件中。

15.3.2 性能试验范围以及希望供方参加的范围,应在需方规范书中提出。

15.3.2.1 热力验收试验:

- a) 供方提供的汽轮机组的保证性能—保证功率及保证热耗率和汽耗率,应在现场进行验收试验加以证明。
- b) 为在现场顺利进行验收试验,供方应承担以下现场试验的准备事项:
 - 1) 对所有试验用仪器的安装及试验操作提出建议;
 - 2) 在设备上提供试验测点开孔和接线;
 - 3) 提供试验用仪器的连接点和测点位置的图纸,以及试验所需的设置于需方管道或设备上测点的零部件,如插座、温度套管及节流装置等;
 - 4) 测试仪器的准备由供需双方商定。
- c) 所进行的热力验收试验应严格按 IEC 60953-1、IEC 60953-2 或 ASME PTC6: 规定的条款,并在供需双方一致同意的日期由需方主持、供方参加完成这些试验。试验应在初次并网六个月内完成。

15.3.2.2 振动验收。设备安装后,应该在现场进行振动验收试验以检验振动水平。由需方主持,供方参加完成试验。如振动不合格,应当重新进行轴系动平衡试验,但应避免无休止启停。

15.3.2.3 转速及负荷调节试验应按 IEC1064 执行。

15.4 试验结果和数据

试验结果和数据以及据此提出有效的证书或报告应经供需双方共同认可,这些证书或报告是证实合同中规定的所有试验目标已经达到所需的要求。

16 供货与安装

16.1 运往工地及临时保护

汽轮机所有零部件从制造厂运出之前都应适当保护（参见附录 D），以防止运送到工地途中和在安装前的储存阶段发生腐蚀、应力腐蚀和装卸损坏，应规定或供、需双方商定储存条件和储存时间。

16.2 安装和调试

安装和调试程序应按供方在图样上或由其他文件提出的建议和说明进行。如果合同不包括安装和调试部分，则应有供方技术服务人员在现场进行技术服务。

17 需方应提供的设计资料

17.1 一般原则

通常需方会向供方提出他要求的一个详细技术条件。推荐这些要求或其他有关资料至少包括下列内容。

17.2 汽轮机及辅机的特性

- a) 在发电机终端或汽轮机联轴器处按 3.5 中定义的额定出力；
- b) 当要求执行 4.2 中的各项要求时，热力性能保证用的加权系数；
- c) 要求的转速或电网频率和运行转速的范围；
- d) 要求总的运行小时数；
- e) 汽轮机安装场地的详细情况和任何环境限制条件；
- f) 要考虑的任何地震情况。

17.3 汽、水条件

- a) 在额定出力时，汽轮机每组主汽阀进口的额定蒸汽参数和最高蒸汽参数。
- b) 在额定出力时，汽轮机各排汽法兰处的蒸汽压力。

注：当汽轮机供方不提供凝汽器时，则应包括汽轮机排汽法兰处的压力。如果汽轮机供方也提供凝汽器，则所需资料如 17.4 中所列。

- c) 对于化石燃料电厂，如汽轮机在汽缸间配置了再热系统，且再热器不由汽轮机供方提供：
 - 各冷段再热压力；
 - 各再热器的压降；
 - 再热系统各安全阀的设定压力。
- d) 如果汽轮机配置有不由汽轮机供方提供的外置式水分离器：
 - 蒸汽的压降；
 - 水分离效率；
 - 分离器疏水的去处；
 - 安全阀或其他装置（见 12.4.3）的设定压力，如果它们不属于汽轮机供货范围的话。

如果水分离器之后有不由汽轮机供方提供的一级或多级汽—汽再热器，则：

- 再热蒸汽的压降；
- 再热蒸汽管的压降；
- 各级再热器的端差；
- 再热器疏水的去处。

凡合适时，上述参数应定义为蒸汽流量的函数。

- e) 如果主蒸汽或再热蒸汽用喷水调温：
 - 水源、水流量和水的焓值。
- f) 如果因清洗和弥补锅炉损失供给凝汽器的补充水：

——水量和水温。

g) 如果为外界加热或其他辅助目的而需要抽汽;

——所需流量及压力、疏水的去处和焓值, 抽汽压力是否需要调整以及这部分抽汽是否计入保证值。

h) 供给混压式汽轮机的低压蒸汽;

——压力;

——平均温度(或干度)和范围;

——蒸汽流量;

——控制进汽的方法;

——仅有高压蒸汽时所要求的最大输出功率。

注: 供方要求高压蒸汽流量不低于规定值。

i) 可用的辅助汽源及其参数, 例如为了启动时供汽封密封用的蒸汽。

j) 供汽的化学特性。

k) 对于锅炉给水泵, 需方宜提供第 9 章中所列的资料, 以及整个电厂热力系统和机械方面配套所需要的其他资料。凡有可能, 资料中宜提供这些参数随给水流量或汽轮机出力而变化的详细数据。

注: 对上述 c)、d)、e) 和 g) 各项, 要求供、需双方之间交换一些资料, 因为非供方供应范围的设备最终设计将受到汽轮机最终设计压力分配的影响。

17.4 凝汽器和冷却器的条件(如果该设备属供方供货范围)

a) 冷却介质的来源与品质, 或换热面使用的材料和设计中采用的清洁系数;

b) 冷却介质的最高和最低温度, 以及年平均温度;

c) 冷却介质可用流量, 或许可温升的任何限制;

d) 冷却水系统各端点的最高和最低压力, 以及端点间的压降。

17.5 使用、安装和运行方式

a) 被驱动机械的详情(不由汽轮机供方供货的);

——制造商名;

——轮廓、接口和固定方式布置的完整尺寸;

——包括汽轮机可承受的所有正常或非正常扭矩以及任何轴向推力和径向轴承负荷等有关特性的全部说明;

——对例如润滑油和冷却水等辅助装置的要求;

——如果该机械是通过齿轮箱驱动, 其输出轴的转速;

——有关平衡、对中、膨胀或其他影响组装后机组良好运行的任何要求。

注: 旋转方向应与汽轮机供方商定。

b) 汽轮机拟带负荷的性质、预期运行模式和运行方式。

c) 会引起异常扭矩的电力系统的扰动次数、特性和强度。如果发电机和汽轮机并非同一制造厂供应, 则发电机制造商应向汽轮机供方详细说明由它施加在汽轮机上的异常扭矩; 在确定这些异常扭矩时可要求发电机和汽轮机制造厂之间的合作。

d) 影响汽轮机运行的有关因素, 例如:

1) 运行任务(见 6.1.3);

2) 滑压(见 3.10);

3) 要求最大的升负荷率[见 6.1.3c)];

4) 短期非正常运行工况(见 6.3.1);

5) 蒸汽发生器的特性(见 6.1.4);

6) 如采用旁路, 汽轮机旁路的容量(见 6.1.5)。

- e) 影响机组经济上优化的有关因素, 包括需方的评估数据, 以便汽轮机本身和凝汽设备实现优化运行。对于固定的主蒸汽参数和蒸汽流量, 通过合理选择汽轮机辅助装置的参数, 包括有关凝汽器及其冷却水系统的参数, 增加出力 and 降低热耗率。需方宜说明为以下目的而作的评估数据:
 - 改善设备保证热耗率得到的增益;
 - 在热耗率保证值中没有计及的每增加 1kW 辅机电用对其成本的影响;
 - 单位容积冷却水和补给水流量对其成本的微增率;
 - 需方要考虑的其他设备的特性或数值。
- f) 对于推荐的控制系统, 应详细说明该系统具备哪些功能 (如: 启动、并网、带负荷和停机等), 在这些功能中哪些功能是就地手动、遥控手动和自动操作。
- g) 如需用电调节器, 见附录 C 的 C.6 章所列资料。
- h) 安装条件 (见 6.4)。
- i) 隔热保温要求 (见 7.8)。
- j) 允许噪声级 (见 14)。
- k) 所需附加仪表 (见 11.4)。
- l) 是否需要低进汽压卸负荷装置 (见 12.4.4)。

17.6 基础

如果需方负责基础设计, 则应在早期向汽轮机供方提供基于第 8 章中由供方提供的资料而设计的基础轮廓图。

17.7 接口

应提供该装置的接口。

17.8 交货现场条件

- a) 交货地点。
- b) 影响运输和进入现场通道的条件, 现场可用条件和延期储存的任何要求。

17.9 检查及试验项目

检查及试验项目 (见 15.3)。

18 供方提供的设计资料

供方向需方提供其设备的详细技术规范 (参见附录 E) 和有关技术文件、附图 (参见附录 F)。建议至少包括下列项目。

18.1 为汽轮机的稳定性和进行接口与管道系统的机械设计, 必须要限制来自主要蒸汽管道的力和力矩。供方应提供足够的资料使需方可根据这些要求设计管道系统。

如果给水加热器或类似设备在供方的供货范围内, 就给水管系而言, 也可要求提供类似的资料。

18.2 接口在有关运行条件下的热膨胀。

18.3 到需方管道系统的所有管子的接口尺寸以及焊接准备与焊接建议。

18.4 双方为技术需要交换技术资料与图样的建议时间表, 使汽轮发电机组及其辅助设备能纳入总体电站设计中去。

18.5 启动时蒸汽及汽封密封用辅助蒸汽的参数和流量要求。

18.6 如第 8 章中详述的汽轮机基础的资料。

19 有给水回热的汽轮机装置

19.1 资料的交换

发电用汽轮机通常都有给水回热, 对其基本要求 (见第 4 章) 和有关下述细节应由需方和供方针对一个或几个特定负荷进行商定。

- a) 给水抽汽回热级数以及其中供汽：
 - 1) 有的来自主汽轮机；
 - 2) 有的来自驱动其他设备（如锅炉给水泵或辅助发电机或类似设备）的辅助汽轮机。
- b) 每级给水加热所用的热交换器的数目和布置，以及每一加热器是由汽轮机的一个抽汽点单独供汽，还是同一给水回热级的所有加热器由一条母管供汽。
- c) 给水泵在给水加热回路中的位置、每台泵出口的给水压力和经过每台泵的给水焓升。
- d) 在相应终端点所要求的给水温度，及其与要求值的允许偏差。还有，最终给水温度能否允许随汽轮机负荷自然地变化；如不允许，则由需方对此提出有关要求。
- e) 串联加热器的疏水方式，以及疏水在哪一处或哪几处（如有的话）向前注入给水系统。
- f) 每台加热器的端差，即加热器进口压力下的饱和温度与加热器出口给水温度之差。
注：在进入给水加热器饱和区以前，如抽汽要冷却的话，则必须考虑采用过热蒸汽冷却器对给水补充加热。
- g) 无论是单独的或与抽汽加热器做成一体的每台疏水冷却器（除扩容式外）的端差，即加热器凝结水在疏水冷却器出口处的温度与给水在疏水冷却器进口处的温度之差。
- h) 在给水系统中凝结水通过任何一台非供方提供的热交换器的焓升。
- i) 从每个汽轮机抽汽出口至加热器的压降，或从抽汽出口至加热器的饱和温降。
- j) 抽汽蒸发器（如有的话）的型式及其在系统中的位置；所需补给水量、蒸发器的排污量和进入蒸发器的焓值。
- k) 如果来自辅助设备的凝结水也由本给水加热系统处理的话，该凝结水的流量和焓值以及进入给水加热系统的地点。
- l) 除汽轮机出力外而需调节的运行工况细节，例如在除氧器最低压力有规定时，为满足此类要求，有何可供选择的汽源及其参数。
- m) 如果加热给水的汽源不是来自主汽轮机，每个汽源的压力、焓值和流量以及被凝结蒸汽的去向，与此类似，如供热介质不是蒸汽时有关的详情。

19.2 把给水加热系统的性能纳入汽轮机保证值中

如果汽轮机供方提供给水加热系统，则该系统的性能应包括在性能保证值内，除非另有协议。

如果汽轮机供方不提供给水加热系统，则性能保证中应说明在 19.1 中所列情况。

如果最后商定的给水加热系统与保证值所依据的系统有所不同时，应给予汽轮机供方调整其保证值的机会。

19.3 汽轮机抽汽管上装逆止阀的规定

供方应确定由于甩负荷或汽轮机跳闸，滞留蒸汽引起的汽轮机超速量。

如果给水加热装置不由汽轮机供方提供，则汽轮机抽汽管道上要装的逆止阀数目和型式应由汽轮机供方与需方商定，并以超速计算结果为依据。

20 其他保证

供方应向需方保证：

- a) 设计、材料和工艺无缺陷和差错，满足安全运行要求。
- b) 技术文件、图纸清晰，内容完整、正确，满足安装、起动和维护的要求。
- c) 如在安装和试运期间发现设备或材料有缺陷或受到损坏，其原因是由于供方技术人员不恰当的技术建议和技术文件、图纸和说明书的错误所引起的，供方应尽快地修复或免费更换，或进行赔偿、减价。
- d) 上述情况进行更换、修复或必须停机处理所多花的时间，应在保证期内相应延长。
- e) 供方对技术条件保证数据的有效期及交货保证期等应由双方协商确定并签署在合同中。
- a) ~ d) 任一情况更换的设备和材料的保证期，应按更换之日起重新开始计算。

附 录 A
(资料性附录)

本标准章条编号与 IEC60045-1: 1991 章条编号对照表

表 A.1 本标准章条编号与 IEC60045-1: 1991 章条编号对照

本标准章条编号	对应的国际标准 IEC60045-1: 1991 章条编号
1~3	1~3
3.1~3.12	3.1~3.12
4.1~4.2	4.1~4.2
4.2.1~4.2.3	...
4.3~4.7	4.3~4.7
5.1~5.5	5.1~5.5
5.5.1	5.5.1
5.5.2	5.5.3
5.5.3	5.5.5
6.1.1~6.1.6	6.1.1~6.1.6
6.1.7~6.1.9	...
6.2~6.4	6.2~6.4
6.5.1~6.5.8	...
6.6	6.6
7.1~7.8	7.1~7.8
8~11	8~11
12.1~12.4	12.1~12.4
12.4.1~12.4.5	12.4.1~12.4.5
12.4.6~12.4.8	...
13.1~13.3	13.1~13.3
13.4	...
14.1~14.2	14.1~14.2
14.3	...
15.1~15.2	15.1~15.2
15.3.1~15.3.2	...
15.4	15.4
16.1~16.2	16.1~16.2
17~19	17~19
20	...
附录 A	...
附录 B	...
附录 C	附录 A
附录 D	...
附录 E	...
附录 F	...

附录 B
(资料性附录)

本标准与 IEC60045-1: 1991 技术性差异及其原因

表 B.1 本标准与 IEC60045-1: 1991 技术性差异及其原因

本部分的章节编号	技术性差异	原因
1	增加第三段文字	适应我国电力生产要求
2	添加“国标 GB/T11347-1989, 大型旋转机械振动烈度的现场测量和评定”、“DL/T586-95 电力设备用户监造技术导则”、“ASME PTC6-1996, 美国机械工程师学会, 汽轮机性能验收试验规程”、“DL/T834, 火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则”等引用标准	国标 GB/T11348.2: 1997 (EQV ISO7979.2: 1996); 新添加的引用标准适应我国电力行业标准和电力生产要求
3.5	添加“额定功率或名牌功率 (TRL)”定义; 重新定义“最大连续功率 (TMCr) (发电机组)”和“最大容量”; 删除“最大连续功率 (驱动非发电机组)”; 添加“热耗率验收功率 (THA)”定义	按我国电力工业生产的实际要求和适应引用电力行业标准的规定
3.7	将原文保证热耗率定义中“基于在额定端参数下的某一个确定的出力工况”改为“基于在 THA 和或某一确定出力 (额定负荷和部分负荷) 的工况”	适应我国电力生产要求
3.9	根据 3.5 定义, 基本负荷运行是在额定功率或接近额定功率下运行	与 3.5 的定义协调一致
4.2	调整验收试验标准 添加 4.2.1、4.2.2、4.2.3 条	适应引用电力行业标准的规定, 增加使用的可操作性
4.3	原文为“应验证在合同规定的终端参数下的额定出力或其额定蒸汽流量, 该试验应按 IEC953 条款进行”, 更改为“按合同规定各项考核条件考核汽轮机的保证功率及保证流量, 该试验应按 IEC60953-1、IEC60953-2 或 ASME PTC6 各款进行”	适应电力行业标准的规定。ASMEPTC6 是美国先进标准, 在我国获广泛应用
4.5	添加“国际水和水蒸气性质协会 1997 年发布的水和水蒸气性质工业公式 IAPWS-IF97。”	IAPWS (国际水和水蒸气性质协会) 发布以“IF97”替代“IFC-67”
5.1	增加文字“大型汽轮机的调节系统以采用数字电子液压系统为宜。系统应具有自动升速、定速、并网至接带目标负荷, 实现自动控制及监视, 并应有与其他控制装置协调控制接口”	适应电力行业引用标准的规定和电力生产要求
5.3	在表 1 中删除汽轮机额定功率 < 20MW 的二栏规定	机组容量太小
5.5	删去原文中的 5.5.2 和 5.5.4	此二条属工业汽轮机, 不属于本标准范围
6.1	添加 6.1.7、6.1.8、6.1.9	适应电力行业生产要求和标准规定
6.1.3a)	添加“——150 次极热态启动; ”	适应电力行业标准的规定

表 B.1 (续)

本部分的章条编号	技术 性 差 异	原 因
6.1.3b)	添加“——12000 次负荷阶跃(>10%额定负荷)”	适应电力行业标准的规定
6.1.3d)	增加 6.1.3d)	适应电力行业引用标准的规定和电力生产要求
6.1.5	添加文字“通常旁路系统的设置及其型式……如中压缸或高、中压缸启动等”	适应电力行业标准的规定
6.2.5	原文“汽轮机应能在 98%~101%的额定转速下持续运行不限制出力”，将其中“98%”改为“97%”。增加文字“各级叶片或叶片—叶轮系统的振动频率都处于合格范围。紧急情况允许在更高或更低转速下运行的数值、限制时间及条件，供方应作出规定或说明”	适应我国电力行业标准规定，符合电力生产要求
6.2.6	增加“6.2.6 排汽缸温度”	适应我国电力行业标准规定，符合电力生产要求
6.5	增加 6.5.1~6.5.8	适应电力行业标准规定，方便机组维修
7.4.1	增加“在制造厂内”	适应电力行业标准规定
7.4.2	增加文字“其避开范围为额定转速的 90%~115%”及“轴系临界转速的分布……无扭振固有频率”	适应电力行业标准规定和电力安全生产要求
7.4.4	增加文字“和母线短路时……产生的扭矩”及“当网要求汽轮机具备快关功能时，汽轮机转子和发电机转子及联轴器应能承受快关动作所引起的扭矩。”	适应电力行业标准规定
7.5	增加文字“主汽阀应能满足锅炉严密性水压试验的要求。在额定参数下，当高、中压缸主汽阀关闭时，汽轮机转子不应被冲动。”	适应电力行业标准规定
7.5	删除文字“对小型工业汽轮机主汽阀与调节(控制)阀的功能可合并在一个阀门内。”	属工业汽轮机，不属于本标准范围
7.8	增加前六段文字，删除原标准中的“当规定汽轮机应隔热保温时，需方应提出保温层材料外表面温度的要求(通常不超过环境温度 40K，但应符合国家标准)。”	适应电力行业标准规定和电厂安全保护要求
10.1	增加后十段文字	适合电力标准对润滑油系统的具体规定
10.3	增加文字“汽轮机应有汽封压力自动调整装置和汽封抽汽装置，汽封抽汽装置如果配置电动排风机，应设置二台。”	适应电力行业标准规定
10.4	增加第一段	适应电力行业标准规定
10.6	增加文字“当汽轮机停机时，盘车应自动启动。”	适应电力行业标准规定
12.2.1	增加文字“从出现跳闸信号到主汽阀和调节汽阀完全关闭……或其辅机损坏。”和注释	适应电力行业标准规定
12.2.4	增加“j) 机炉电大联锁保护动作； k) 轴向位移大跳闸； l) 胀差大跳闸。”	适应电力行业标准规定

表 B.1 (续)

本部分的章条编号	技术性差异	原因
12.4	添加 12.4.6、12.4.7 项	适应电力行业标准规定
13	增加“13.4 振动界限值”	适应电力行业标准规定
14	增加“14.3 噪声控制值”	适应电力行业标准规定
15	将原文“试验”改为“检验与试验”	适应电力行业标准规定和需方对制造质量监控的要求
15.1	增加第一、二、三段文字	适应电力行业标准规定
15.3	将原文“性能试验”改为“检查与试验项目”，删除了原文“需方要求的任何试验范围连同希望供方参加的范围一起应在需方的技术条件中提出”	适应电力行业标准规定
15.3	增加“15.3.1 工厂检查监造项目可参考电力行业标准 DL/T 586，由双方商定，列入合同附件中”	适应电力行业标准规定
15.3.2	增加“15.3.2.1 热力验收试验”和“15.3.2.2 振动验收”的具体条件	适应电力行业标准规定
15.4	将原文“供方向需方提供有效的证书或报告”更改为“试验结果和数据以及据此提出有效的证书或报告应经供需双方共同认可”	适应电力行业标准规定
18	增加文字“供方向需方提供其设备的详细技术规范（参见附录 E）和有关技术文件、附图（参见附录 F）。建议至少包括下列项目”	适应电力行业标准规定和需方要求
19.3	删除原文“如果已计算返回到汽轮机的蒸汽量，且所造成对超速的影响是可以接受的，则这一些抽汽管道上的逆止阀可以取消”	适应电力行业标准规定
20	增加“20 其他保证”	适应电力行业标准规定
附录 C 表 C.1	删除汽轮机额定功率<20MW 一栏	机组容量太小

附 录 C
(规范性附录)
电 子 调 节 器

C.1 一般原则**C.1.1 范围**

本附录适用于汽轮机上使用的电—液调节（控制）系统和超速保护装置的电子部分。第 5 章的要求，凡适用，也应予以遵守。

C.1.2 调节（控制）系统的分类

C.1.2.1 电子调节器按各种用途所要求的不同性能类别之间的差别，特别是可靠性方面，分类如下：

A 型：容错系统。在该系统中至少能检测和修好一项故障，对系统的可用率没有影响或仅有有限地影响，且不影响超速限制功能。这样的调节控制系统可以有诸如三个平行重复的主过程通道，通过比较，可检测出其中某一通道的故障，同时报警，并通过通道间的选通配置来维持系统的控制。

B 型：该系统可检测出自己的故障，并按单个故障的大小引起机组卸负荷或跳闸。单个故障中包括导致丧失超速限制功能的所有故障。这类调节器可以有诸如两个过程通道或一个具有功能监控的通道。

C 型：除去调节（控制）系统的输出在发生某些故障时，先不使汽轮机卸负荷或跳闸而是置于“维持”位置外，其他特性与 B 型系统相同。在这种状态下，虽然可以人工控制系统输出，但调节（控制）系统无助于限制超速。

D 型：简单的调节（控制）系统，系统故障很可能会导致完全丧失其可用性。

C.1.2.2 调节器也可按其进汽阀液压继电器的接口分类：

a 型：每个蒸汽阀都有一单独电液控制器的系统，每个系统都有故障监控设施并可能在内部是重复保护的。这种系统通常与 A 型或 B 型调节器一起使用。

b 型：所有汽轮机的阀门或控制阀组共用一个接口系统。这种系统通常与 B、C 或 D 型调节器一起使用。

C.1.3 超速保护

第 5.5 要求适用于机械式和电超速保护装置，其中任何一种均可与电子调节器联用。电子超速保护也可与机械式调节器联用或与机械式超速保护装置并用。

对中心电站汽轮机而言，电子保护装置应设计成任何单个故障既不会引起一次跳闸，也不会阻止一次跳闸，可以采用任何一种合适的冗余型式。

对工业汽轮机而言，电子超速保护装置可与调节（控制）系统结合使用。

C.1.4 控制方法

电子调节器可以是模拟或数字控制式的，或是二者的组合式。但一般不允许采用共用设备（即有一部分属于汽轮机供方供货范围之外的设备）。

C.1.5 动力源

对 A 型调节器而言，需方应至少提供二套独立的电源，以便在任何时候，当一套电源失去作用时调节器性能仍不受影响。

C.2 提供的设备

调节器应包括下列特点：

- a) 在线检查和试验的试验点。
- b) 显示设备故障类型的警报。

- c) 模板简单的更换 (A 型可在线更换)。
- d) 如果采用部分进汽控制方式, 则在任何特殊目的需要时, 可切换到全周进汽运行的装置。
- e) 需方可以明确说明的其他设备, 例如:
- 遥控或者就地控制;
 - 与其他控制系统的接口;
 - 卸负荷和跳闸措施;
 - 可变不等率;
 - 在宽范围或者窄范围进行控制;
 - 不同的控制阀组 (主汽、再热汽、抽汽等);
 - 转速或者负荷的限制;
 - 负荷或者压力的控制;
 - 阀门位置的直接控制。

C.3 特性

一个电压调节系统的特性主要取决于控制阀门位置的机械和液压元件, 以及阀门本身的特性。除非另有协议, 5.2 给出的综合特性应作为包含电子调节器的系统规定值。

同步器 (负荷定位) 应能逐步调整出力, 每步不大于额定出力的 0.5%。

表 C.1 给出了非线性与稳定性的参考值。

表 C.1 非线性与稳定性

汽轮机额定负荷 MW		20~150	>150
非线性 (额定负荷%)		—	在 (0~100%) 额定负荷范围不大于±3
稳定性 (额定负荷%)	短期	1.5	1
	长期	10	10

C.4 环境

在表 C.2 规定的任何等级环境条件下, 设备都应能良好和连续运行。

下列标准环境条件对所有三种等级环境也应适用:

——振动: 10Hz~65Hz, 振幅 0.15mm

——气压: 68kPa~106kPa

在规定的某种性质和级别的无线电干扰时, 设备功能应正常。

设备也不应发出超过规定水平的无线电干扰。

表 C.2 环境等级

等级	环境温度范围	环境相对湿度	典型环境
1	0℃~40℃	45%~75%	控制室和设备室
2	-25℃~+55℃	45%~100%	室外或车间现场
3	-10℃~+70℃	45%~100%	特殊环境

C.5 试验

C.5.1 工厂试验

需方参与的见证试验应事先商定。

C.5.2 现场试验

凡是使设备能在所有规定模式下工作所需的试验，都必须进行现场试验。

C.6 文件

需方应在其技术条件中提供下列资料：

- a) 工作环境的详细情况（见 C.4）；
- b) 可用电源的详细情况；
- c) 发电机组或过程的控制框图；
- d) 包括 C.2 章所述可供选择的设备在内的控制功能要求的清单；
- e) 可以接受的调节器种类（A、B、C 或 D）和接口 a 型或 b 型（见 C.1.2）；
- f) 试验的特殊要求。

附录 D (资料性附录)

典型的包装、标志、运输保管的技术要求

D.1 包装

D.1.1 供方所供设备部件，除有些特殊部件（如管件等）外，均应遵照国家标准和有关包装技术条件，使用坚固的箱子包装。并应根据不同货物的特性和要求，采取措施，如对设备进行适当的油漆或进行其他仔细的防腐处理，以适应海上和内陆运输条件和大量的吊装、卸货，以及长期的露天堆放，防止雨淋、受潮、生锈、腐蚀、受震，以及机械和化学引起的损坏等。保证自交货日起双方协定的期间（应不少于 12 个月）内设备完整无损。

D.1.2 供方所供技术文件应妥善地包装，使能承受远途运输和多次的搬运，并能防止潮气和雨水的侵蚀。每个技术文件包应装有五份详细的目录清单。

D.1.3 为防止设备器材被窃或受腐蚀和海水的损坏，未经需方认可，不得采用敞开的板条箱和类似的包装。

D.2 标志

D.2.1 设备标志

- a) 每台汽轮机及其辅机都应有固定铭牌。铭牌应不易损坏，标志应醒目，整齐、美观。
- b) 汽轮机重要阀门、调节保安套等，均应有表示其行程、转角、操作方法等明显易辨的指示标志，对于检修或运行时可能发生危险的部件，必须有醒目的特殊标志。
- c) 重要部件应根据图纸规定，在一定的位置上标有装配编号、使用材料和检验合格的标志。

D.2.2 包装标志

- a) 供方供给的设备部件（无论是装在箱内或捆成的散件）的包装，都应贴有标明合同号，主要设备名称、部件名称和组装图上的部件位置号的标签。备品备件和专用工具还应标明“备品备件”和“工具”的字样。
- b) 对装箱供给的设备，供方应在每个箱子的二面漆写下下列条目：
 - 1) 合同号；
 - 2) 装运标志；
 - 3) 目的港；
 - 4) 收货人代码；
 - 5) 设备名称和项目号；
 - 6) 箱号（箱的序号/设备总件数）；
 - 7) 毛/净重；
 - 8) 外形尺寸：长×宽×高。

对 2t 或更重的包装箱，还应在两侧用箭头突出地标出“重心”和“起吊点”的位置，以便装卸和搬运。

供方还应按照设备特性和不同的运输及装卸要求，在箱上标出明显的“小心”、“向上”、“防潮”、“玻璃”、“勿倒”等记号以及其他适用的通用标志。

- c) 对裸装件应在每件或每捆上牢固地系上标有同装箱设备一样的条目的金属标签至少两个，或用不掉色的油漆在裸装件的两端或两侧涂写标志。
- d) 供方所提供的技术文件，其包装的表面和内部应有如下标志：

- 1) 合同号;
- 2) 收货人;
- 3) 目的地;
- 4) 毛重;
- 5) 箱号。

e) 包装箱应连续编号, 不应出现重号, 而且在全部装运过程中, 装箱编号的顺序应始终是连贯的。

D.3 运输保管要求

D.3.1 经由铁路运输的部件, 其尺寸不应超过国家对非标准外型物体的规定。当部件经由除铁路外的其他方式运输时, 其重量和体积的限值由供需双方协商确定。

D.3.2 部件的保管按国家的标准执行。有效保管期应不少于 12 个月。

D.3.3 每批设备发出后一定期间内, 供方应用电报或航空信通知需方, 通知中应指明:

- a) 设备名称;
- b) 件数、件号和重量;
- c) 合同号;
- d) 货运单号;
- e) 设备发出日期。

如系超限超重的部件, 供方在发货前提前若干天将发货日期以电报通知需方。

附录 E

(资料性附录)

典型的技术规范

E.1 一般原则

供方应完整地提供下列规范数据、保证性能、预计性能以及所供设备的结构特点等有关重要数据,并保证这些数据的正确性及其与需方所提性能要求的一致性。以下规范数据未包括凝汽设备、给水加热设备、给水泵等。

E.2 汽轮机主要技术数据和资料

对大型汽轮机装置,其主要技术数据和资料应包括:

- E.2.1 机组型号;
- E.2.2 机组形式;
- E.2.3 制造厂家;
- E.2.4 出厂编号;
- E.2.5 出厂时间;
- E.2.6 额定功率(铭牌功率 TRL);
- E.2.7 最大连续功率(TMCR);
- E.2.8 阀门全开功率(VWO);
- E.2.9 热耗率验收功率(THA);
- E.2.10 工作转速;
- E.2.11 旋转方向;
- E.2.12 提供 THA 工况的下列数据:
 - E.2.12.1 主蒸汽压力;
 - E.2.12.2 主蒸汽温度;
 - E.2.12.3 再热蒸汽压力;
 - E.2.12.4 再热蒸汽温度;
 - E.2.12.5 高压缸排汽压力;
 - E.2.12.6 中压缸排汽压力;
 - E.2.12.7 排汽压力(背压或真空);
 - E.2.12.8 设计冷却水温度;
 - E.2.12.9 最高冷却水温度;
 - E.2.12.10 设计冷却水流量;
 - E.2.12.11 主蒸汽额定进汽量(THA 定义条件下的进汽量);
 - E.2.12.12 阀门全开时最大连续进汽量(VWO 工况的进汽量);
 - E.2.12.13 额定再热蒸汽流量;
 - E.2.12.14 给水回热级数;
 - E.2.12.15 最终给水温度;
 - E.2.12.16 保证热耗率(汽轮机——发电机组);
 - E.2.12.17 保证汽耗率(汽轮机——发电机组);
 - E.2.12.18 高压缸内效率;

- E.2.12.19 中压缸内效率;
 E.2.12.20 低压缸内效率;
 E.2.12.21 汽轮机相对内效率;
 E.2.12.22 排汽损失;
 E.2.12.23 排汽速度。

E.3 保证值条件

E.3.1 功率及进汽量保证值(额定进汽参数)见表 E.1。

表 E.1 功率及进汽量保证值(额定进汽参数)

项目名称	单位	100%额定功率	最大连续功率 TMCR	VWO 功率
保证功率	MW			
功率因数				
冷却水温	℃	最高水温	水温	水温
冷却水量	t/h			
背压(真空)	kPa	11.8	背压	背压
补给水率		3%	0%	0%
进汽量	t/h			
注: VWO 功率可以只是考核值。				

E.3.2 热耗率保证值见表 E.2。

表 E.2 热耗率保证值

项目名称	单位	100%THA	75%THA	50%THA	TMCR 功率
功率	MW				
功率因数					
冷却水温	℃	水温	水温	水温	水温
冷却水量	t/h				
背压(真空)	kPa	背压	背压	背压	背压
补给水率		0%	0%	0%	0%
保证热耗率					
保证汽耗率					
注: 75%和 50%额定负荷时的热耗率可以只是考核值。					

E.3.3 机组允许连续运行的频率范围及其异频特性;

E.3.4 轴系扭振和噪声保证值。

E.4 结构特性数据

E.4.1 调节系统型式;

E.4.2 汽缸数;

- E.4.3 同一轴线上的转子数;
- E.4.4 高压转子级数;
- E.4.5 中压转子级数;
- E.4.6 低压转子级数;
- E.4.7 带卫带的叶片级数;
- E.4.8 最大叶轮外缘直径;
- E.4.9 最大叶轮的最大圆周速度;
- E.4.10 末级叶片长度及结构型式;
- E.4.11 100%负荷时末级叶片的最大荷载;
- E.4.12 低压缸排汽口数目;
- E.4.13 排汽总截面积;
- E.4.14 低压缸排汽温度;
- E.4.15 防止叶片水蚀的保护型式及叶片级数;
- E.4.16 各个转子的临界转速;
- E.4.17 轴系临界转速 (包括发电机);
 - 一阶 (包括计算值和实测值, 下同)
 - 二阶
 -
- E.4.18 各主轴承的型式直径和长度;
- E.4.19 轴承所用耐磨合金种类;
- E.4.20 各支持和推力轴承上的比压;
- E.4.21 轴系扭振固有频率值 (包括发电机): 一阶, 二阶, ...;
- E.4.22 转子的失稳转速。

E.5 汽轮机本体主要部件材料

- E.5.1 高、中、低压转子材料及其 FATT 数据 (高中压合缸机组则指高中压联合下同);
- E.5.2 高、中、低压外缸;
- E.5.3 高、中、低压内缸、隔板套、隔板和导叶;
- E.5.4 高压喷嘴弧段;
- E.5.5 高、中、低压各级叶片、拉筋及围带;
- E.5.6 高温螺栓。

E.6 汽轮机本体主要部件重量和安装尺寸

- E.6.1 汽轮机组最大组装部件重量;
- E.6.2 主蒸汽和再热蒸汽进汽阀各自重量;
- E.6.3 主蒸汽和再热蒸汽调节阀及蒸汽室各自重量;
- E.6.4 高、中、低压转子各自重量;
- E.6.5 高、中、低压外上缸各自重量;
- E.6.6 高、中、低压外下缸各自重量;
- E.6.7 高、中、低压各内上缸及隔板套重量;
- E.6.8 高、中、低压各内下缸及隔板套重量;
- E.6.9 润滑油箱 (包括设备) 重量:
 - 不充油时;

——充油时；

E.6.10 汽轮机要求的起重行车吊钩至汽轮发电机中心线的最大距离：

——带横担时；

——不带横担时。

E.7 启动操作数据

E.7.1 冲转方式

——冷态启动为_____压缸冲转；

——热、温态启动为_____压缸冲转；

E.7.2 汽缸和转子预热数据（如制造厂有规定时）

- a) 汽轮机汽缸和转子预热最低温度；
- b) 金属温度从 35℃ 升至最低预热温度所需热量；
- c) 需预热的汽轮机金属质量；
- d) 预热蒸汽参数
 - 1) 主蒸汽压力、温度、流量；
 - 2) 辅助蒸汽压力、温度、流量。

E.7.3 启动时间

表 E.3 启动时间

启动状态	冲转至 额定转速时间	并网至 额定负荷时间	冲转至 额定负荷时间	次数	寿命损耗
冷态					
温态					
热态					
极热态					

E.7.4 启动及运行极限参数

- a) 关键部位金属温度、温差及温升率；
- b) 各轴瓦金属温度正常值、报警值、停机值；
- c) 高、中、低压转子和汽缸的相对膨胀；
- d) 高、中、低压汽缸及各轴承箱的绝对膨胀；
- e) 汽轮机保护系统的各项要求值。

E.7.5 其他

- a) 额定参数下空负荷蒸汽流量；
- b) 最小启动蒸汽流量；
- c) 最小启动蒸汽压力；
- d) 启动过程中高压缸允许最高排汽温度。

E.8 运行数据

E.8.1 汽轮机

- a) 在正常真空中跳闸后惰走时间；
- b) 破坏真空中跳闸后惰走时间；

- c) 超速跳闸转速;
- d) 超速试验飞升转速;
- e) 从最高负荷到最低持续稳定负荷的最大控制减负荷速率;
- f) 定压运行方式下负荷变化率允许值;
- g) 滑压运行方式下负荷变化率允许值;
- h) 允许运行的最高背压、报警背压、跳闸背压;
- i) 允许运行的最高排汽温度、报警排汽温度、手动停机排汽温度;
- j) 末级叶片的阻塞背压;
- k) 允许连续运行最低负荷及相应的末级叶片气动特性 (最高背压, 最小容积流量的限制范围);
- l) 主蒸汽参数允许偏差值:
 - 1) 允许连续运行最大主蒸汽压力;
 - 2) 允许连续运行最大主蒸汽温度。
- m) 轴及轴承座振动限值 (见 13.4);
- n) 噪声控制值 (见 14.3)。

E.8.2 高压加热器

- a) 停用高压加热器时的功率规定:

表 E.4 停用高压加热器时的功率

停用台数	第一台	第一、二台		全部
允许功率				

- b) 对其他短期非正常运行工况的要求。

E.8.3 各阀门关闭时间

表 E.5 各阀门关闭时间

阀门名称	主汽阀	调节阀	再热主汽阀	再热调节阀
关闭时间				
延迟时间				

E.8.4 油系统

- a) 正常润滑进油温度;
- b) 正常润滑回油温度;
- c) 报警油温;
- d) 打闸停机油温;
- e) 允许停止润滑油泵的汽缸温度;
- f) 正常油压;
- g) 报警油压;
- h) 联锁启动辅助油泵、交直流润滑油泵的油压;
- i) 紧急停机油压;
- j) 停盘车时油压。

E.8.5 盘车装置

- a) 汽轮机盘车转速;
- b) 可停盘车时汽缸的最高温度。

E.9 附属设备及系统数据

E.9.1 润滑油系统

- a) 储油箱外形尺寸（长×宽×高）；
- b) 储油箱储油量；
- c) 润滑油流量；
- d) 供油压力；
- e) 停机后返回油箱的润滑油量；
- f) 推荐的润滑油型号。

E.9.2 油泵

- a) 油泵

表 E.6 油泵

名称	台数	容量	出口压力	驱动型式
主油泵				
启动油泵				
交流电动辅助油泵				
直流电动辅助油泵				
顶轴油泵				

- b) 排烟机

- 1) 台数；
- 2) 额定功率/电压。

E.9.3 润滑油冷却器

- a) 管子数；
- b) 管子外径及壁厚；
- c) 管子材料；
- d) 壳体材料；
- e) 总体尺寸；
- f) 起吊重量；
- g) 起吊高度。

E.9.4 汽封系统

- a) 需要的启动辅助蒸汽量；
- b) 启动时辅助蒸汽参数；

表 E.7 启动时辅助蒸汽参数

启动状态	冷态	热态
最低压力		
最低温度		

- c) 正常运行的汽封蒸汽压力；
- d) 要求的最大汽封蒸汽量。

E.9.5 汽封蒸汽冷却器

- a) 管子数;
- b) 管子外径及壁厚;
- c) 管子材料;
- d) 壳体材料;
- e) 汽封抽气装置:
 - 1) 型式;
 - 2) 台数;
 - 3) 单台容量;
 - 4) 额定功率/电压。
- f) 整个蒸汽冷却器:
 - 1) 组合重量;
 - 2) 运行重量。

E.9.6 液压调节系统 (采用单独的调节油系统时)

- a) 储油箱外型尺寸 (长×宽×高);
- b) 液压油量;
- c) 停机后返回储油箱油量;
- d) 运行中油箱油量;
- e) 液压油泵:
 - 1) 型式;
 - 2) 最大供油压力;
 - 3) 台数;
 - 4) 单台容量;
 - 5) 功率。
- f) 液压油过滤器 (或油净化设备):
 - 1) 型式;
 - 2) 台数。
- g) 推荐的液压油牌号。

E.9.7 冷却水系统**表 E.8 冷却水系统**

项目名称	单位	冷却器		
		润滑油	调节油	轴封蒸汽
冷却器台数				
单台容量				
设计工况热交换量				
单台冷却面积				
管束传热系数				
管子材料				
保证不更换管束的使用寿命				
水侧设计压力				

表 E.8 (续)

项目名称	单位	冷却器		
		润滑油	调节油	轴封蒸汽
水侧设计温度				
最高进口冷却水温				
出口冷却水量				
需要水量				
冷却器压降				
设计进口冷却水温				
设计出口冷却水温				
需要水量				
冷却器压降				
最低进口冷却水温				
出口冷却水温				
需要水量				
冷却器压降				
允许最高进口水温				

附录 F

(资料性附录)

典型的技术文件及图纸

F.1 一般原则

供方应根据合同向需方提供使用国际单位制单位(并列公制单位)的技术文件及图纸等资料,每台机组一式五份,其中一份应为可供复制的底图。

供方所供各种技术资料应能满足需方对电站总体设计以及设备的安装、调试、运行和维护的总要求。如果需方对所供技术资料认为不能满足需要时,需方有权提出补充要求,供方应免费提供所需的补充技术资料。

供方提供的技术资料应包括下列等方面的内容:

- a) 提供技术文件及图纸和设备目录总清单;
- b) 供供需双方协商定案用的技术图纸资料;
- c) 需方对供方供给的设备进行混凝土基础、厂房、地板、平台及楼梯等土建工程设计计算和施工所需的图纸资料;
- d) 需方对供方供给的设备进行电站设计和总体布置所需的技术资料和数据;
- e) 供方所供设备的安装、调整和试运行说明书,以及有关设计图、组装和拆卸图及示意图等技术文件和图纸资料;
- f) 供方所供设备的启停、运行和维护说明书,以及图纸资料;
- g) 各种设备部套的检验记录、试检报告及质量合格证等出厂检验报告单;
- h) 供方所供设备设计、制造所依据的各种标准、规范和规定;
- i) 备品备件的加工图纸及工艺要求。

供方应保证提供的技术文件和图纸清楚无误、装封良好,并按系统分类,分期分批提供给需方。

供方应随最后一批资料供给一份完整的全套图纸、图表、资料和说明手册等的总清单。

F.2 技术文件和图纸的范围

供方应提供的技术文件及图纸可参考下列,并根据供货机组具体情况予以增减。提供时间由供需双方协商确定。

F.2.1 供协商定案用图纸资料:

- a) 50%、75%、100%额定负荷及最大功率下的热平衡图及蒸汽膨胀过程线,各级有关热力参数;
- b) 汽轮机热力系统图(初步的);
- c) 冷却水系统图(注明冷却水量、水头损失及泵的规格等);
- d) 选择水泵规格所需的技术数据;
- e) 主管路布置图及计算汇总表(包括主蒸汽、冷、热再热蒸汽、主给水及冷却水);
- f) 主管路(同上)的直径、厚度和压降的初步计算;
- g) 汽轮机房内总体布置图(底、中、运转各层剖面图及必要说明);
- h) 汽轮机外形图及纵剖面图(或包括发电机);
- i) 大件重量及运输尺寸图(包括凝汽器分解运输图);
- j) 除盐、凝结水净化系统图及加药取样系统图;
- k) 重要压力容器及承压设备强度;高、低压加热器、除氧器的安全阀选择计算及给水箱应力计算和考虑到给水泵吸入管直径的给水箱高度的确定;

- l) 润滑油及油净化系统图;
- m) 轴封系统图;
- n) 汽轮机调节系统及保护系统图 (作为资料);
- o) 汽轮机各主要部件使用材料一览表 (包括其化学、物理性能及热处理数据等);
- p) 制造厂试验检查项目、方法和采用的标准;
- q) 就地控制系统及电气配线系统图;
- r) 汽轮机标牌图。

F.2.2 如土建设计由需方进行时, 供需方进行电站工程设计用的图纸资料:

- a) 主辅机外形图;
- b) 汽轮机——发电机基础尺寸和荷载 (包括正常运行及发电机短路时机组动静荷载及转动力矩图);
- c) 汽轮发电机基础柱子大概位置和地下室荷载;
- d) 使需方能进行零米及零米以下的土建设计的总图 (上有墙壁和地板的开口);
- e) 汽轮机房和补给水处理装置各层的安装和维护荷载;
- f) 汽轮机房辅机基础及荷载建议图;
- g) 支撑供方供应设备和管路的建筑物和设备基础的混凝土梁、柱子和地板的预埋件分布图、作用力和力矩的示意图;
- h) 支架和平台总图;
- i) 供需方订购汽轮机房行车的参考图和必要的资料;
- j) 供需方设计循环水泵站用的参考图和资料 (如供方提供泵站设备时);
- k) 供需方设计制氢装置建筑的参考图和资料 (供方供货时);
- l) 供需方设计通风系统所用的汽轮机房散热量数据;
- m) 需方设计端点接头详图的要求;
- n) 管路及其他要保温的设备的初步清单;
- o) 启动锅炉容量、参数要求 (对新建电厂);
- p) 汽轮机、发电机等主要设备检修场地布置图 (各层)。

F.2.3 如果电站工艺设计由供方承担时, 供需方安装调整用图纸资料:

- a) 汽轮机热力系统图 (最终的);
- b) 注有详细尺寸的汽机房的管道布置图;
- c) 下列管路系统分项提供详细的单线系统图及注有详细尺寸的管路安装图:
 - 1) 主蒸汽系统;
 - 2) 冷、热再热蒸汽管路;
 - 3) 凝结水系统 (低压给水系统);
 - 4) 高压给水系统;
 - 5) 补给水系统;
 - 6) 辅助蒸汽系统;
 - 7) 厂内冷却水系统;
 - 8) 密封水回收系统;
 - 9) 各设备及管路系统的疏水、放水、排空管;
 - 10) 汽动给水泵 (当有汽动给水泵时) 润滑油系统;
 - 11) 汽动给水泵高、低压进汽管路;
 - 12) 就地控制系统;
 - 13) 其他管路系统;

- 14) 自动主汽阀和调节阀之间的导管;
- 15) 抽汽管路系统;
- 16) 汽封蒸汽系统;
- 17) 本体疏水管路系统;
- 18) 空气系统(抽气器空气管路);
- 19) 润滑油及油净化系统。

注1: 上述安装图纸应包括管路支吊架位置, 型式、荷重、膨胀方向及其安装图和零件图。

注2: 上述1)、2)、14)、15)项各管路系统应包括与汽轮机相连接点的作用力大小及方向。

注3: 系统分类, 供需双方可另行商定, 但内容必须齐全。

d) 提供下列汽轮机本体安装图纸资料及供查找用的零部件清单:

- 1) 汽轮机外形图;
- 2) 汽轮机纵剖面图(注有主要尺寸及动静间隙);
- 3) 装有动叶片的高、中、低压汽轮机转子结构图(包括各级动叶装配图);
- 4) 高中压外缸装配图;
- 5) 高中压内缸装配图;
- 6) 低压外缸装配图;
- 7) 低压内缸装配图;
- 8) 第一级(或调节级)喷嘴室装配图;
- 9) 各主轴承装配图;
- 10) 推力轴承装配图;
- 11) 前、中、后轴承室装配图;
- 12) 高中低压缸汽封装配图;
- 13) 轴承及汽缸的支承台板图;
- 14) 盘车装置装配图(包括电动机);
- 15) 滑销系统布置图;
- 16) 高、中、压转子各连接靠背轮装配图;
- 17) 低压转子和发电机转子连接靠背轮装配图;
- 18) 低压缸喷水装置装配图;
- 19) 汽封调整器装配图及安装图;
- 20) 低压缸安全阀装配图;
- 21) 中压缸至低压缸导汽管装配图;
- 22) 高中压喷嘴室的结构图;
- 23) 每一级隔板装配图及隔板总装配图;
- 24) 汽轮发电机基础垫铁布置及要求;
- 25) 排汽口与凝汽器连接要求及伸缩节的装配图;
- 26) 汽缸螺栓加热装置的结构图及使用说明;
- 27) 汽轮机罩壳的装配图;
- 28) 隔板起吊工具图;
- 29) 汽轮机汽缸保温图纸及说明;
- 30) 高、中、低压汽缸及转子的起吊工具图;
- 31) 汽轮发电机地脚螺栓布置图及安装要求;
- 32) 随机供应的专用工具一览表;
- 33) 便于查找零件的详细清单;

- 34) 汽轮机监视仪表说明书;
- 35) 汽机分解检查要领书;
- 36) 汽缸压力、温度测点一览表及布置图;
- 37) 汽缸固定点及其膨胀系统说明书;
- 38) 汽缸中分面螺栓紧值和顺序及热紧伸长值的要求;
- 39) 调节阀与喷嘴室嵌接部分的装配要求;
- 40) 汽缸负荷分配用的测力计特性曲线及资料;
- 41) 安装时所必须的下列数据:
 - 汽缸负荷分配数据;
 - 转子与汽缸的中心位置要求;
 - 汽缸纵、横向水平要求;
 - 隔板装在汽缸内的间隙要求;
 - 转子轴颈扬度要求;
 - 转子靠背轮找中心要求;
 - 靠背轮连接要求;
 - 动静叶片间隙(包括阻汽片);
 - 高、中、低压缸汽封间隙(轴向、径向);
 - 隔板汽封间隙(轴向、径向);
 - 转子挠度值;
 - 各主轴承及推力轴承安装要求(用图纸表示);
 - 各轴承室油档片的间隙;
 - 各滑动销的间隙。
- e) 提供下列供调节系统及保护系统安装调整用的图纸资料:
 - 1) 汽轮机调节系统及保护系统图;
 - 2) 汽阀及继动部分结构图及装配图;
 - 3) 热联合汽阀及其继动部分的结构图及装配图;
 - 4) 调节阀装配图;
 - 5) 离心式调速器装配图;
 - 6) 电液调速器装配图;
 - 7) 功率限制器包括电动机的装配图;
 - 8) 电动及手动危急保安器装置图(含电超速保护);
 - 9) 轴振检测器装配图;
 - 10) 调速器传动部分装配图;
 - 11) 偏心式危急保安器装配图;
 - 12) 危急保安器掉闸错油门及试验装置的装配图;
 - 13) 初压调正器装配图;
 - 14) 主油泵装配图;
 - 15) 调节阀伺服机及反馈装置装配图;
 - 16) 调节阀凸轮传动机构装配图;
 - 17) 胀差指示器装配图;
 - 18) 轴向位移指示器及推力轴承磨损监测装置装配图;
 - 19) 轴偏心指示器装配图;
 - 20) 轴瓦乌金温度测点安装图;

- 21) 调节系统各部分连杆装配图;
- 22) 下部调节阀分解工具图;
- 23) 速度负荷调节器装配图;
- 24) 前轴承室内调速油管装配图;
- 25) 调节系统及保护系统安装调整要领书;
- 26) 调节、保护系统其他部件的装配图及必要的说明;
- 27) 调节系统静态及动态试验说明书;
- 28) DEH 液压部份与安装有关的全部图纸、资料;
- 29) 汽机 (TSI) 安装资料;
- 30) 电子调节器的有关资料。

注: 上述设备部件的结构图、装配图应表示出主要尺寸及使用材料。

f) 为润滑油设备安装应提供的图纸资料 (表示出零件的主要尺寸及使用材料):

- 1) 冷油器的装配图及水压试验要求;
- 2) 主油箱的油位计装配图;
- 3) 油净化器装配图;
- 4) 启动油泵装配图、零件图及安装图;
- 5) 顶轴油泵 (或盘车油泵) 装配图、零件图及安装图;
- 6) 直流事故油泵装配图、零件图及安装图;
- 7) 交流润滑油泵装配图、零件图及安装图;
- 8) 主油箱装配图;
- 9) 主油箱溢油阀装配图及零件图;
- 10) 油涡轮或注油器装配图;
- 11) 调节油系统结构安装图 (当调节油和润滑油系统分开时)。

g) 如果辅助设备由制造厂供货时, 为辅助设备安装应提供的图纸资料 (表示出部件主要尺寸及使用材料):

- 1) 凝汽器现场安装组合图;
- 2) 凝汽器整体结构装配图;
- 3) 凝汽器安装说明;
- 4) 抽气器及中间冷却器装配图;
- 5) 启动抽气器装配图;
- 6) 各低压加热器外形图及装配图;
- 7) 除氧器外形及内部结构装置图;
- 8) 各高压加热器外形图及装配图;
- 9) 各给水加热器的水位计组合图;
- 10) 各加热器及除氧器的材料表;
- 11) 汽封冷却器及抽气风机的外形图及装配图;
- 12) 除氧器水箱制造图;
- 13) 补给水箱及附件的装配图;
- 14) 密封水回收箱及附件的装配图;
- 15) 加热器疏水箱及附件装配图;
- 16) 冷却水高位水箱及附件装配图;
- 17) 冷却水滤网装配图。

h) 为水泵安装应提供的图纸资料:

- 1) 泵的整体安装图(包括电动机);
 - 2) 泵的总装配图(断面图)及各种系统图。
- i) 电站工艺设计由供方承担时,为管道及附件安装应提供的图纸资料:
- 1) 主蒸汽管道及再热蒸汽管道热应力分析数据;
 - 2) 抽汽管道热应力分析数据;
 - 3) 合金钢管材质的出厂证明书;
 - 4) 合金钢管焊接要领书(包括焊条要求、熔焊要求、热处理要求、焊口要求及质量标准);
 - 5) 管道一览表;
 - 6) 管道计算一览表(包括名称、管径、比容、流速、流量);
 - 7) 管道保温设计说明(对于主汽管道及高温再热管);
 - 8) 主汽管道吹洗措施及规定;
 - 9) 管道安装标准;
 - 10) 焊接标准(除合金钢外的一般标准);
 - 11) 水位控制阀结构图及一览表(包括型号、性能、规格、使用说明);
 - 12) 管道法兰、螺栓、螺母、金属密封、垫片、温度表插座套管等零件图;
 - 13) 管道系统各种电动闸阀、截止阀及蝶阀,普通高低压闸阀、截止阀、逆止阀、气控逆止阀等各型阀门的结构图及一览表(包括型号、性能、规格、使用说明);
 - 14) 交接点一览表。

F.2.4 供需方运行维护用的图纸资料:

- a) 汽轮机结构说明书;
- b) 汽轮机运行维护说明书;
- c) 盘车装置使用说明;
- d) 关于汽轮机停止时强制冷却的说明;
- e) 调节系统说明书;
- f) 汽轮机各种保护装置试验使用说明书;
- g) 汽轮机膨胀及胀差指示说明;
- h) 凝汽器严密性试验说明书;
- i) 提供下列关系曲线及非额定工况时的修正曲线:
 - 1) 主蒸汽压力和温度对发电机功率、热耗率的修正;
 - 2) 再热蒸汽温度和再热系统压降百分数对发电机功率、热耗率的修正;
 - 3) 排汽压力对发电机功率、热耗率的修正;
 - 4) 给水温度对发电机功率的修正;
 - 5) 各监视段压力和发电机功率的关系;
 - 6) 高、中、低压缸内效率和发电机功率的关系;
 - 7) 调节阀开度和发电机功率的关系;
 - 8) 汽耗率、热耗率和发电机功率的关系;
 - 9) 主蒸汽流量和发电机功率的关系;
 - 10) 真空变化和微增出力的关系;
 - 11) 排汽容积流量和排汽损失的关系。
- j) 现场试运行要领书(包括试验和调整所必须的装置一览表);
- k) 汽轮机启动、停止和事故处理规程、曲线、图表:
 - 1) 主汽阀前压力的规定;
 - 2) 主汽阀前温度的规定;

- 3) 第一级(或调节级)后压力、温度的规定和调节级压力与主汽流量关系曲线;
- 4) 再热汽阀前压力、温度的规定;
- 5) 各段抽汽压力与主流量关系曲线;
- 6) 汽轮机升速率和升降负荷的规定;
- 7) 汽缸金属温差的规定(包括法兰、螺栓、内外壁、上下缸);
- 8) 给水温度与主汽流量关系曲线;
- 9) 冷态启动暖机时间的规定及转速保持推荐图表;
- 10) 停机后盘车时间的规定;
- 11) 启动和停止时, 汽封蒸汽的规定;
- 12) 轴偏心、轴振动、胀差、轴瓦温度等保护系统运行维护说明;
- 13) 汽轮机寿命管理的规定和转子寿命曲线;
- 14) 冷、热、极热态启动曲线及对真空的规定。

l) 凝汽器特性曲线;

m) 各种泵的特性曲线及启动运行维护规程;

n) 其他附属设备(加热器、除氧器、抽气器)启动维护规程;

o) 主油泵的特性及说明;

p) 各种辅机及阀门的润滑油及油脂的牌号、性能、技术参数、填充量及更换周期;

q) 汽轮机设备性能试验要领书。

F.2.5 为需方提供下列设计数据及检验参考资料:

a) 各级动叶片的一、二阶动频、静频及动应力;

b) 各主轴瓦失稳转速值;

c) 轴系稳定性计算资料;

d) 汽缸、转子及动叶片的强度计算数据:

- 1) 由各级动叶片的离心力引起的拉伸应力及末级叶片叶根销钉的剪切应力;
- 2) 叶片的蒸汽弯应力;
- 3) 铆钉头的剪切应力和拉应力;
- 4) 封口叶片及锁金的拉应力、剪切应力;
- 5) 动叶片根部的挤压及剪切应力;
- 6) 短路时作用在转子上的扭曲应力;
- 7) 额定工况下高中压转子的温度分布及热应力;
- 8) 额定工况下汽缸温度场的分布;
- 9) 作用在汽缸、阀类、管路上的热应力和由内压引起的应力;
- 10) 额定工况时汽缸、法兰和螺栓的作用应力;
- 11) 汽缸螺栓材料的松弛曲线;
- 12) 隔板强度计算数据及额定工况时挠度数据;
- 13) 末级叶片采用司太立合金熔焊或硬化处理说明(焊条牌号、成分、焊接方法、淬火方式、淬火层厚度及其硬化面积和硬度);
- 14) 叶片附着物程度的影响和极限;
- 15) 每一级叶片的级效率;
- 16) 低压缸排汽流速分布;
- 17) 叶片风洞试验报告(末级和其他级);
- 18) 末级叶片安装工艺标准(如在现场安装时);
- 19) 转子在停机 2h、4h、8h 后最大挠度曲线;

20) 热力计算及强度计算汇总表;

21) 汽轮机各主要部件一览表。

e) 主轴承油膜的厚度;

f) 主轴承及推力轴承温升允许值及其依据;

g) 汽轮发电机组在额定工况时对于基座的动负荷分布;

h) 加热设备(压力容器)强度计算及出厂检验证明书;

i) 汽轮机内部损失数据(包括隔板汽封、围带部分的漏汽);

j) 工厂试验、检验项目结果的报告书(如转子热跑试验、超速试验, 承压部件的水压试验, 汽缸转子总装纪录等)。
