

ICS 27.100

K 54

备案号: 37368-2012

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1164 — 2012

汽轮发电机运行导则

Guide for operating of turbo-generators

2012-08-23 发布

2012-12-01 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 基本要求 | 1 |
| 4 正常运行方式 | 5 |
| 5 启停、运行监视和检查维护 | 6 |
| 6 异常运行和故障处理 | 9 |
| 7 水内冷发电机的运行 | 13 |
| 8 全氢冷和水氢冷发电机的运行 | 17 |
| 9 空冷发电机的运行 | 24 |
| 附录 A (资料性附录) 水、气、油系统管道及封闭母线的着色规定 | 26 |
| 附录 B (资料性附录) 集电环 (滑环) 电刷发生火花的原因和消除方法 | 27 |
| 附录 C (资料性附录) 发电机的温度、温升限值 | 28 |

前 言

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电机标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：大唐国际发电股份有限公司、华北电力科学研究院有限责任公司、北京京丰燃气发电有限责任公司。

本标准主要起草人：佟义英、曾芳、司志强、苏为民、梅志刚、白亚民、白恺、王晓洁、项建伟、白岭。

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

本标准根据《国家能源局关于下达 2010 年第一批能源领域行业标准制（修）订计划的通知》（国能科技〔2010〕320 号），电力行业标准计划中第“201 项”的安排制定。

目前电力行业标准中没有汽轮发电机运行标准，大部分发电单位仍在执行原国家电力公司 1999 年颁布的《汽轮发电机运行规程》。该规程于 10 余年前修订颁布，限于当时大容量机组投运数量很少，运行经验不多，规程主要面向的是中小型机组，难以适应近年来 600MW~1000MW 大容量机组成为主力机的发展需求。加之计算机监控技术的发展、在线监测技术的成熟，新材料、新产品的应用，对发电机的运行提出了新的要求。因此，有必要在《汽轮发电机运行规程》的基础上，通过增补现行国家、行业标准的最新要求，大容量机组的厂家技术要求，融合与发电机运行相关的反事故技术措施等编制行业的汽轮发电机运行导则，为发电企业在发电机及其附属设备的必要配置、运行指标控制、维护要求、操作注意事项和事故处理原则等方面提供综合技术指导。

汽轮发电机运行导则

1 范围

本标准规定了汽轮发电机正常运行、异常运行和事故处理的基本原则。

本标准适用于 200MW 及以上容量的汽轮发电机（含燃气轮发电机）的运行。200MW 以下容量的汽轮发电机（简称发电机）可参照执行。

各发电企业可依据本标准编制本企业现场运行规程。

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。

- GB 755 旋转电机 定额和性能（GB 755—2008，IEC 60034-1：2004，IDT）
- GB/T 3805 特低电压（ELV）限值
- GB/T 7064 隐极同步发电机技术要求（GB/T 7064—2008；IEC 60034-3：2007，MOD）
- GB/T 7409.3 同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求（GB/T 7409.3—2007，IEC 60034-16-3：1996，NEQ）
- GB/T 8349 金属封闭母线
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB 50229 火力发电厂与变电站设计防火规范
- DL/T 591 火力发电厂汽轮发电机的检测与控制技术条件
- DL/T 596 电力设备预防性试验规程
- DL/T 607 汽轮发电机漏水、漏氢的检验
- DL/T 651 氢冷发电机氢气湿度的技术要求
- DL/T 705 运行中氢冷发电机用密封油质量标准
- DL/T 801 大型发电机内冷水质及系统技术要求
- DL/T 843 大型汽轮发电机励磁系统技术条件
- DL/T 970 大型汽轮发电机非正常和特殊运行及维护导则
- DL/T 1040 电网运行准则
- DL/T 5072 火力发电厂保温油漆设计规程
- JB/T 6227 氢冷电机气密封性检验方法及评定

3 基本要求

3.1 一般要求

3.1.1 每台发电机和励磁装置及其主要部件，应有制造厂的定额铭牌，制造厂提供的产品合格证书、技术规范说明书等，提供的相关数据应和铭牌定额保持一致。

3.1.2 每台发电机应按照本单位规定的顺序进行编号，并应将名称和序号明显地标示在发电机组外壳上。发电机的附属设备应有相应编号。如同一台发电机有多套同样附属设备时，在每套附属设备上除标明发电机序号和设备名称外，应附加“甲”、“乙”或其他字样，以示区别。

附属设备的阀门上，应有编号和名称，并应用箭头标出开闭的方向。

3.1.3 发电机在安装和检修后应按照相关规定对发电机进行性能和参数试验。

3.1.4 每台发电机至少应有下列备品和技术资料：

- a) 运行维护所必需的备品；
- b) 安装维护使用的技术说明书和随机供应的产品图纸；
- c) 安装、检查和交接试验的各种记录；
- d) 运行、检修、试验和停机的记录（包括技术文件）；
- e) 缺陷和事故的记录；
- f) 发电机及其附属设备的定期预防性试验及绝缘分析记录；
- g) 现场运行、检修规程；
- h) 设备台账。

3.1.5 发电机所有的水、气、油管路及封闭母线均应按规定着色。着色规定参见附录 A。

3.1.6 水内冷发电机应有内冷水系统图，氢冷发电机应有氢气系统图、密封油系统图和事故排氢操作程序图，并应悬挂在现场。

3.1.7 汽轮发电机厂房内环境温度不得低于 5℃。

3.1.8 发电机应有适当的灭火装置。空气冷却的发电机内部应装设灭火水管或二氧化碳管，管路的端头应引出机座外；氢气冷却的发电机，应采用二氧化碳灭火，二氧化碳瓶应接到二氧化碳母管上。

主控室和主机室内，应按 GB 50229 的规定配置电气设备专用的灭火器并定期检验、更换。

3.2 测量、信号、保护和联锁装置

3.2.1 发电机应装设必要的监视、测量仪表，继电保护装置、过电压保护装置和各种自动、联锁装置。发电机的参数监控应符合下列规定：

- a) 发电机的有功功率、无功功率、功率因数、定子电压、定子电流、励磁电压、励磁电流等电气参数，各测点振动、温度、温差值，冷却、密封及润滑介质的压力、流量、温度、纯度、湿度、电导率、pH 值等参数检测量应接入微机监控系统并应有参数越限的声光报警显示。
- b) 在线监测装置，如漏水、漏氢、漏油监测器，转子绕组对地及匝间绝缘监测仪、定子绕组端部振动监测仪、发电机绝缘过热监测器（GCM）、局部放电监测仪（PDM）等应具有就地报警功能和远传接口，必要时可实现远传。

3.2.2 主控室与主机室分开的电厂，每台发电机组均应装设联系信号装置。应使主控室与主机室能相互传送带有声、光和必要文字的信号。这些信号的种类和使用方法应在现场运行规程中具体规定。

3.2.3 实行集中控制的电厂，发电机保护动作时，应有相应的信号送达集控室，并有声、光报警显示。

3.2.4 单元机组当机、炉热工保护动作时，应由逆功率保护作用于发电机跳闸；发电机保护动作时应相应地作用于机、炉减负荷或停机。

3.3 励磁系统

3.3.1 当发电机的励磁电压和励磁电流不超过其额定值的 1.1 倍时，励磁系统（备用励磁装置同）应保证长期连续运行，励磁设备的短时过负荷能力应大于发电机转子短时过负荷能力。

3.3.2 发电机励磁系统应有强励能力，交流励磁机励磁系统顶值电压倍数不应低于 2.0 倍，自并励静止励磁系统顶值电压倍数在发电机额定电压时不应低于 2.25 倍。有特殊要求时，可由供、需双方商定。允许强励时间不应小于 10s。强励宜由自动励磁调节器来实现。

3.3.3 汽轮发电机励磁系统的标称响应应不低于每秒 2 倍额定励磁电压。高起始响应励磁系统和自并励静止励磁系统的励磁系统电压响应时间不应大于 0.1s。

3.3.4 励磁系统的自动电压调节功能应能保证在发电机空载额定电压的 70%~110% 范围内稳定、平滑地调节；励磁系统的手动励磁调节功能应能保证发电机励磁电流在空载励磁电流的 20% 到额定励磁电流的 110% 范围内稳定、平滑地调节。

3.3.5 发电机励磁系统的自动通道应冗余配置，各通道的输入、输出信号及脉冲回路尽可能相互独立，

单一通道发生故障时,应能保证发电机在各种运行工况下稳定运行和强励的要求。冗余配置的自动通道可以采用并联运行方式,也可以采用一用一备或三取二的运行方式。

3.3.6 发电机励磁系统还应配置手动通道,当励磁自动通道全部故障或发电机电压互感器断线等情况时能自动切换到手动方式。

3.3.7 自动电压调节器应装设以下附加功能并投入运行:

- a) 电压互感器断线保护;
- b) 无功电流补偿;
- c) 过励限制;
- d) 欠励限制;
- e) 电压/频率限制;
- f) 电力系统稳定器(PSS);
- g) 过励保护;
- h) 定子电流限制;
- i) 其他附加功能。

3.3.8 自动励磁调节器应有跟踪、故障检测和判断功能,应能及时切除故障通道,投入备用通道或备用励磁,且切换时扰动最小。

3.3.9 并网机组励磁系统应在励磁调节器自动方式下运行,自动投入率应大于99%。自动通道发生故障时应及时修复并投入运行。严禁发电机长期在手动方式下运行。在手动励磁调节期间,当需要调整机组有功负荷时应先适当调节发电机的无功负荷,防止发电机失去静态稳定性。

3.3.10 备用励磁装置应符合下列要求:

- a) 备用励磁(调节)装置应定期试验,确保处于完好状态。
- b) 采用交流励磁机不可控整流器励磁系统的发电机,应有手动备用励磁调节装置。
- c) 采用晶闸管直接励磁的发电机(交流励磁机晶闸管励磁系统或自并励静止励磁系统),必要时可配备全厂公用的备用励磁装置。

3.3.11 由运行人员调节励磁的元部件,应有明确的“增”、“减”指示。

3.3.12 励磁调节器的功率整流器宜采用三相全控桥式整流;功率整流器冗余度可按全部功率整流器的并联支路中有一个支路退出运行后,剩余支路仍应满足发电机的所有运行工况要求设置。功率整流装置的均流系数应不小于0.85。每个功率整流器支路宜单独组柜,以免发生故障时影响其他支路。

3.3.13 采用强迫风冷的整流装置,冷却风机及电源的配置应考虑单风机或单路电源故障不应造成整流装置跳闸。若整流柜全部冷却系统发生故障时,应按制造厂提供的数据限制整流装置的输出电流或切除该整流装置。

3.3.14 发电机灭磁装置应能可靠动作,并在发电机各种工况下可靠灭磁。采用非线性电阻灭磁时,非线性电阻的容量应能满足发电机强行励磁时灭磁的要求。灭磁时产生的过电压应不超过发电机转子过电压保护装置的动作值。

3.3.15 发电机励磁回路可装设转子过电压保护,过电压保护的整定值应低于规定的发电机转子试验电压。

3.3.16 自并励发电机的励磁变压器宜采用电流速断保护作为主保护,过电流保护作为后备保护。励磁变压器应设有冷却风机及自动温控装置。

3.3.17 励磁母线应设置倒换接头以根据情况倒换极性。

3.3.18 对有进相运行或长期高功率因数运行要求的发电机应进行专门的进相运行试验。进相运行的发电机应投入低励限制器。低励限制定值应根据进相试验结果进行校核,并与发电机失磁保护相配合。

3.3.19 励磁变压器过流保护定值应与励磁系统强励能力相配合,防止机组强励时保护误动作。

3.3.20 励磁系统如设有定子过电压限制环节,应与发电机过电压保护定值相配合,该限制环节应在机组保

护之前动作。

3.3.21 励磁系统应具有无功调差环节和合理的无功调差系数。接入同一母线的发电机的无功调差系数应基本一致。励磁系统无功调差功能应投入运行。

3.3.22 励磁系统送往控制室的信号至少应包括下列各项：

- a) 励磁机故障；
- b) 励磁变压器故障；
- c) 功率整流装置故障；
- d) 电压互感器断线；
- e) 励磁控制回路电源消失和励磁调节装置工作电源消失；
- f) 励磁调节装置故障；
- g) 电源故障；
- h) 触发脉冲故障；
- i) 调节通道自动切换动作；
- j) 欠励限制动作；
- k) 过励限制动作；
- l) 电压/频率限制动作；
- m) 旋转整流元件故障（对于无刷励磁系统）。

3.4 冷却系统

3.4.1 发电机的通风系统应严密，不应有短路。发电机的轴封应保持严密并符合制造厂规定。风扇叶的方向和风挡板的位置应正确。

3.4.2 气体冷却器供水管道系统中，应装设两个并联而且可以倒换使用的网状过滤器。在气体冷却器排水总管上，应装一个调节水量的阀门，该阀门的操作传动装置，应引到便于操作的地点。此外，每一段气体冷却器的进出水口应装设阀门。当气体冷却器的水由压力较高的水源供给，调节水量的阀门，应装在气体冷却器的进水口处。管道上应装设压力表和带有水门的保险阀。

3.4.3 凡充水的冷却系统及水冷却的水冷系统，应设置自动开启的电加热装置。

3.5 轴承

3.5.1 正常运行时，发电机润滑油的入口温度和压力应按制造厂规定控制。

3.5.2 发电机励磁机端的轴承及励磁机轴承与台板和油管间，油密封与油管间，转子进水支座与台板间应设置双层绝缘，在绝缘层间应垫金属板，定期测量绝缘板的绝缘。当用 1000V 绝缘电阻表测量时，其绝缘电阻应不低于 $1M\Omega$ 。

3.5.3 发电机汽侧轴上应装设接地装置（接地电刷），定期测量轴电压。当轴电压大于 20V 时，应查明原因。

3.6 封闭母线

3.6.1 封闭母线应焊接良好、严密、不漏水，并应有监视接头温度的窥视窗；导体及外壳（包括外壳抱箍接头连接螺栓及多点接地处）的运行温度不应超过制造厂的规定。制造厂无规定时应按 GB/T 8349 执行。

3.6.2 封闭母线的外壳应可靠接地，接地导线的截面应具备承受短路电流的能力。当母线通过短路电流时，外壳的感应电压应不超过 24V。

3.6.3 与封闭母线直接连接的氢冷发电机出线箱上应设置排氢孔，出线箱与离相封闭母线连接处应采取密封隔氢措施。漏氢监测装置应监测每相封闭母线及中性点箱。

3.6.4 封闭母线应有防止结露、积水的措施。微正压装置应投入自动运行，在运行中应加强巡视检查，保证空压机和干燥器工作正常。如果微正压装置长时间连续运行而不停顿，应查明原因。如果安装了封闭母线泄水设备，应定期排水。

3.6.5 对新投产机组，巡视检查时应关注基础沉降或其他原因引起的封闭母线位移或变形（封闭母线外

壳焊缝开裂、伸缩节开裂、绝缘子密封材料变形等)现象,并及时上报。

4 正常运行方式

4.1 额定运行方式

4.1.1 发电机按照制造厂铭牌规定数据运行的方式,称为额定运行方式。发电机可在这种方式下以及相应的出力图的范围内长期连续运行。典型出力图见 GB/T 7064。

4.1.2 转子电流的额定值,应采用在额定功率因数和电压波动在额定值的 $\pm 5\%$ 和频率变动在 $\pm 2\%$ 范围内时,能保证发电机额定出力的最大电流值(如不能在电压与额定值相差 $\pm 5\%$ 的情况下进行试验,则可在该范围内试验一点,然后用作图和计算的方法来求得额定转子电流值)。

4.1.3 发电机投入运行后,如无异常现象,即可按照发电机的铭牌数据带负荷。如需长期限制发电机的容量时,应经上级主管部门批准。

发电机超过额定数值运行时,应按制造厂的规定或经过特殊的温升试验,证明发电机在温升方面有裕度,结构分析也确定发电机能够超过额定数值运行时,将所做的试验记录连同结构分析(国内产品应附制造厂的意见)一并报上级主管部门批准。

4.1.4 经过改进后提高出力的发电机,应通过温升试验和其他必要的试验,以及进行技术分析鉴定,来确定提高出力后的运行数据。按提高出力数据运行的方式经上级主管部门批准后,可作为发电机正常运行方式。

4.1.5 转子绕组、定子绕组及定子铁芯的最大允许监视温度,为发电机在额定冷却条件及额定功率因数下,带额定负荷连续运行时所产生的温度。这些温度应根据温升试验的结果来确定,其值应在绝缘等级和制造厂所允许的限度以内。

4.2 间接冷却的发电机进风温度变动时的运行方式

4.2.1 当进风温度超过额定值时,如果定子绕组、转子绕组及定子铁芯的温度,经过试验未超过其绝缘等级和制造厂允许的温度,可以不降低发电机的容量。当温度超过允许值时,应减少定子电流和转子电流,直到允许温度为止。

4.2.2 发电机风温、风压的运行范围及与容量的关系应按照制造厂给定的曲线运行。例如,某氢冷发电机风温、风压等与容量的关系曲线如图1所示。

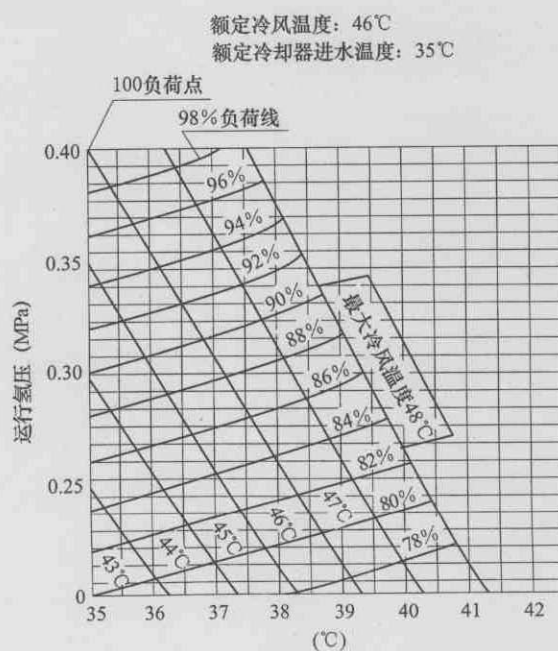


图1 某氢冷发电机风温、风压等与容量的关系曲线图

4.2.3 间接冷却的发电机应监视冷却介质进、出口温差。当温差显著增大，超过制造厂规定时，应分析原因，采取措施，予以解决。

4.3 电压、频率、功率因数变动时的运行方式

4.3.1 发电机在额定功率因数下当电压偏差为 $\pm 5\%$ ，频率偏差为 $\pm 2\%$ 时，应能长期输出额定功率。电压和频率同时变化时的限值应符合 GB/T 7064 的规定，如图 2 所示。

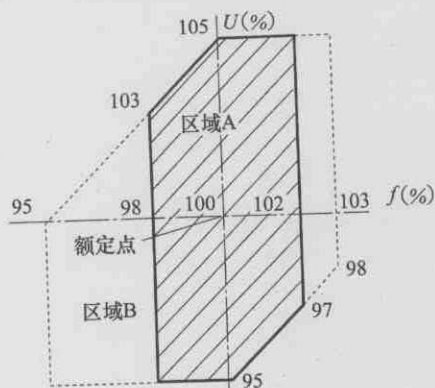


图 2 电压和频率的限值

4.3.2 发电机连续运行的最高允许电压应遵守制造厂的规定，最高不得高于额定值的 110%；发电机的最低运行电压应根据稳定运行的要求来确定，不应低于额定值的 90%。

4.3.3 系统频率在 48.5Hz~50.5Hz 变化范围内应连续保持恒定的有功功率输出，系统频率下降至 48Hz 时，有功功率输出减少不宜超过 5% 机组额定有功功率。

4.3.4 发电机在运行中功率因数变动时，应使其定子电流和转子电流不超过在当时进风温度下所允许的数值。

发电机的进相运行能力应符合 DL/T 970 和 DL/T 1040 的规定，并应通过试验来确定。进相试验时应监视发电机端部发热不得超过 GB/T 7064 规定的温度限值，发电机功角不应超过 70° ，厂用电电压不应低于额定电压的 95%。

4.4 调峰的运行方式

4.4.1 参与调峰运行的发电机，应优先采用变负荷调峰方式。负荷增减的速度应遵守制造厂规定。

4.4.2 两班制调峰机组由于启动频繁，应加强检查。对已发现缺陷的发电机，应酌情缩减检修间隔。

5 启停、运行监视和检查维护

5.1 发电机的启动、并列、加负荷和停机

5.1.1 备用中的发电机及其全部附属设备，应进行必要的维护和监视，使其处于完好状态，随时可以启动。

当发电机长期处于备用状态时，应该采取适当的措施防止绕组受潮，并保持绕组温度在 5°C 以上。

5.1.2 发电机安装和检修后，在启动前应确认检修工作已全部结束并将工作票全部收回，发电机各部位及其周围应清洁，各有关设备应完好，短路线和接地线应拆除。应完成启动前的各种试验。启动前的检查项目和试验项目应在现场运行规程中详细规定。

5.1.3 发电机启动前定子及励磁回路绝缘电阻应符合下列规定：

- a) 测量发电机定子回路绝缘电阻，可以包括连接在该发电机定子回路上不能用隔离开关断开的各种电气设备，并采用 2500V~5000V 绝缘电阻表测量，其绝缘电阻值不作规定。若测量结果较前次有显著降低时（考虑温度和气体湿度的变化，如降低到历年正常值的 $1/3$ 以下），应查明原因并设法消除。

- b) 对定子水内冷发电机, 测量定子回路绝缘电阻时, 应采用水内冷发电机专用绝缘电阻表进行测量, 将汇水管到外接水管法兰处的跨接线拆开, 并将两端汇水管连接起来, 接到绝缘电阻表的屏蔽端, 然后测量。测毕应恢复法兰两端跨接线。测量时, 定冷水电导率应符合 DL/T 801 的规定。若汇水环为死接地形式, 则绝缘电阻的测量按照制造厂规定执行。
- c) 测量发电机励磁回路绝缘电阻, 应包括发电机转子、主(副)励磁机。对各种整流励磁装置是否测量绝缘电阻, 应按有关规定的要求进行。测量时应采用 1000V 绝缘电阻表, 其励磁回路全部绝缘电阻值不应小于 $0.5\text{M}\Omega$ 。测量水内冷转子绕组的绝缘电阻采用 500V 及以下绝缘电阻表或其他测量仪器, 阻值不应小于 $5\text{k}\Omega$ 。若低于规程规定的数值时, 应采取措施加以恢复。
- d) 对于担任调峰工作而启动频繁的发电机, 每次启动前可不进行定子和励磁回路绝缘电阻的测量工作, 但每月至少应测量一次。发电机备用时间超过 120h, 在启动前应进行发电机定子、转子绝缘电阻的测量。绝缘不合格时, 应查明原因, 进行处理。

5.1.4 在机组检修后启动前, 应完成发电机(发电机变压器组)主断路器、灭磁开关的合、分闸传动试验及联锁试验。

5.1.5 发电机开始转动后, 应视发电机及其全部设备均已带电。对安装和检修后第一次启动的机组, 应缓慢升速并监听发电机及主、副励磁机的声音, 检查轴承油流及机组振动情况。

在发电机升速过程中, 值班人员应检查发电机动、静部分之间有无摩擦及碰撞, 轴及轴承振动、轴瓦温度有无异常, 集电环(滑环)上的电刷是否有跳动、卡涩或接触不良的现象, 如有异常, 应设法消除。

应快速通过临界转速区域。在转速达到额定值时, 应检查下列各项:

- a) 轴承油流温度和轴瓦温度;
- b) 对密闭冷却系统应检查发电机和冷却系统有无漏风现象, 对漏风处应做好标记, 以便安排处理;
- c) 对水内冷发电机, 应检查水压、流量、检漏计等, 均应正常;
- d) 对氢冷发电机, 应检查氢压、密封油压等, 均应正常。

5.1.6 发电机升电压前, 应注意定子三相电流应接近于零。当发电机的转速达到额定值时, 可以进行励磁系统的启动操作。启动后, 检查发电机三相电压是否平衡并不超过额定值, 励磁电流、励磁电压是否与空载额定值相符, 如果差别较大, 应查明原因。

5.1.7 采用准同期并列时, 发电机的频率与系统频率相差在 1Hz 以内方可投入自动准同期装置。

在现场规程中, 应具体规定同期并列的方法及所使用的开关和同期装置。

5.1.8 发电机并入电网以后, 有功负荷增加的速度决定于汽轮机。间接冷却发电机的定子和转子电流增加的速度不受限制; 对于直接冷却的汽轮发电机, 不应超过在正常运行方式下有功负荷的增长速度, 制造厂另有规定者应遵守制造厂规定。

加负荷时应应对发电机冷却介质温升、铁芯温度、绕组温度以及电刷、励磁装置的工作情况进行监视。

5.1.9 燃气轮发电机的启动应按照制造厂的要求进行。

5.1.10 在正常情况下, 发电机停机前, 无出口断路器机组应将厂用电切换至备用电源, 有出口断路器机组应做厂用电切换试验。将发电机有功负荷及无功负荷降至最低, 然后再执行停机操作。宜采用先关主汽门, 通过逆功率保护动作停机的方式, 防止汽轮机超速。

5.1.11 发电机停机后, 应按 5.1.3 的规定, 测量定子和励磁回路的绝缘电阻。

5.2 运行中的监视、检查和维护

5.2.1 所有安装在发电机仪表盘上的电气表计指示值应每小时记录一次, 分散控制系统(DCS)操作员的电气参数显示值应至少每小时检查一次; 发电机定子绕组、定子铁芯和进出水、进出风温度应有监视记录, 具体间隔时间, 由现场规程规定。

励磁回路绝缘的电压表, 每班记录(测量)一次。轴承绝缘的检查, 在机组大、小修后进行。

5.2.2 发电机及其附属设备, 应由值班人员进行定期的外部检查, 检查周期应在现场规程中规定。此外,

在每次较严重的外部短路以后，也应对发电机进行必要的检查。

5.2.3 润滑油和轴承的允许温度及油压、进出风温度控制，氢气系统压力及温度、湿度控制，定冷水压力（流量）及温度控制，均应在汽轮机现场运行规程中规定。

5.2.4 定期检查氢冷发电机氢气压力、纯度在规定的范围内，湿度符合 DL/T 651 的规定。漏氢监测装置各测点氢气含量在合格范围。密封油压力正常，含水量符合 DL/T 705 的规定。

5.2.5 应定期检查水内冷发电机水质，水质应符合 DL/T 801 的规定。

5.2.6 应定期检查发电机绝缘过热、局部放电、转子匝间短路、定子端部振动等在线监测装置运行情况，发现报警时，应立即分析数据合理性，并根据发电机运行参数及大修试验数据进行综合分析，必要时应停机处理。

5.2.7 发电机及其附属设备的运行管理与监督，应由值班人员与相关专业人员共同承担，其职责分工，应在现场规程中明确规定。

5.3 集电环（滑环）电刷的检查和维护

5.3.1 对集电环（滑环）的检查和维护，应由电气专业人员负责。现场规程应规定检查时间和次数，并应定期用吸尘器或压缩空气清除灰尘和碳粉。

使用压缩空气吹扫时，压力不应超过 0.3MPa（表压），压缩空气中应无水分和油（可用手试）。

5.3.2 在运行中的发电机集电环（滑环）或其他励磁装置上工作时，工作人员应穿绝缘鞋（或站在绝缘垫上），使用绝缘良好的工具并应采取防止短路及接地的措施。当励磁系统有一点接地时，不得进行集电环（滑环）电刷的维护工作。

严禁在维护时造成励磁回路接地和正负极短路。

禁止同时用两手触碰发电机励磁回路和接地部分或两个不同极的带电部分。工作时应穿工作服，禁止穿短袖衣服或把衣袖卷起来。衣袖要小，并在手腕处扣住。女工还应将辫子或长发卷在帽子内。

5.3.3 定期检查集电环（滑环）时，应检查下列各点：

- a) 集电环（滑环）上电刷的冒火情况；
- b) 电刷在刷框内有无跳动、摇动或卡涩的情况，弹簧压力是否正常；
- c) 电刷刷辫是否完整，与电刷的连接是否良好，有无过热及触碰机构件的情况；
- d) 电刷边缘是否有剥落的情况；
- e) 电刷是否过短（应注意电刷磨损的允许程度，此项允许程度应列入现场运行规程中）；
- f) 各电刷的电流分担是否均匀，有无过热；
- g) 集电环（滑环）表面的温度是否超过规定；
- h) 刷握和刷架上有无积垢。

5.3.4 如果集电环（滑环）上的电刷发生火花，应参照附录 B 进行处理。

5.3.5 检查电刷时，可顺序将其由刷盒内抽出。一般情况下更换电刷时，在同一时间内，每个刷架上只许换 1~2 个电刷。换上的电刷应事先在与集电环（滑环）直径相等的模型上研磨好，且新旧牌号须一致。

更换电刷的工作应由有经验的人员进行。

5.3.6 集电环（滑环）表面应无变色、过热现象，其温度应不大于 120℃。

对励磁电流大的发电机，电刷数目多，应特别关注其发热情况。

5.4 励磁装置的检查和维护

5.4.1 励磁调节装置的检查和维护

5.4.1.1 定期检查自动励磁调节器各通道的工作状态指示是否与实际情况相符；检查工作通道的输出电压和输出电流应不超过装置的允许值。

5.4.1.2 双自动通道在并联运行状态时，应定期检查两个通道的输出电压和输出电流。输出电压应相等，输出电流之差应在制造厂提供的规定范围内。

5.4.1.3 晶闸管整流装置采用风冷时，应定期检查并监视风机的运行情况。

5.4.1.4 发电机组若配置了备励设备，应定期检查，保证其完好可用。

5.4.2 定期检查整流柜及灭磁开关的工作情况：晶闸管、励磁交直流母线及电缆接头、开关及刀闸触头有无过热现象，快速熔丝有无熔断，有无异常报警。

5.4.3 定期检查励磁变压器的温度（温升）是否在正常范围内、冷却系统工作是否正常、封闭母线外壳接地连接处有无过热现象等。

5.4.4 定期检查有并联支路的非线性灭磁装置的熔丝有无熔断现象。应保证有足够支路在运行状态。

5.4.5 定期检查励磁调节器安装处环境温度、湿度应符合规程要求，空调设备运行应良好。

5.4.6 定期检查励磁调节器控制回路、操作回路、电压回路空气断路器应正常合入，各状态指示灯应正常。

5.4.7 对运行中励磁系统发出的报警，要及时检查处理。

5.4.8 安装有转子绕组绝缘对地及匝间绝缘在线监测的，应定期检查绝缘变化情况。

5.4.9 现场规程应根据励磁装置的具体情况和制造厂的要求，制订出具体的检查项目和使用、维护方法。

6 异常运行和故障处理

6.1 发电机的异常运行及处理

6.1.1 发电机短时过负荷。在故障情况下允许发电机的定子绕组在短时间内过负荷运行，同时也允许转子绕组有相应的过负荷。当发电机的定子电流过负荷运行时，值班人员应首先检查发电机的功率因数和电压，并记录过负荷的大小及时间，按照现场规程的规定，在允许的持续时间内，用减少励磁电流的方法，降低定子电流到正常值，但不得使电压过低。如果减少励磁电流不能使定子电流降低到正常值时，则应降低发电机的有功负荷或切除一部分负荷。

发电机短时过负荷的允许值应符合制造厂的规定。制造厂无规定时，1200MVA 及以下容量的发电机可以参照表 1 执行，或按式（1）计算允许的过电流时间与过电流倍数：

$$(I^2 - 1)t = 37.5s \quad (1)$$

式中：

I ——定子过电流的标么值；

t ——持续时间，适用范围 10s~60s。

表 1 发电机允许的短时过负荷值（ $P_N \leq 1200\text{MVA}$ ）

| 定子电流/定子额定电流（标么值） | 1.27 | 1.32 | 1.39 | 1.50 | 1.69 | 2.17 |
|---|------|------|------|------|------|------|
| 允许持续时间 s | 60 | 50 | 40 | 30 | 20 | 10 |
| 注：在上述过负荷情况下的定子温度将超过额定负载时的数值，所以过负荷每年不得超过 2 次。 对于正常运行时定子或转子绕组温度偏高的发电机，应适当限制其短时过负荷的倍数和时间。 | | | | | | |

6.1.2 当发电机（绕组、铁芯、冷却介质）的温度、温升、温差与正常值有较大的偏差时，应按下列情况进行分析、查找原因：

- 对于水氢冷定子线棒层间测温元件的温差达 8℃或定子线棒引水管同层出水温差达 8℃报警时，应检查定子三相电流是否平衡，定子绕组水路流量与压力是否异常。如果发电机的过热是由于内冷水中断或内冷水量减少引起的，则应立即恢复供水。当定子线棒温差达 14℃或定子引水管出水温差达 12℃，或任一定子槽内层间测温元件温度超过 90℃或出水温度超过 85℃时，应立即降低负荷，在确认测温元件无误后，为避免发生重大事故，应立即停机，进行反冲洗及有关检查处理。

- b) 对于全氢冷发电机，定子线棒出口风温差达到 8°C 或定子线棒间温差超过 8°C 时，应立即停机，排除故障。

6.1.3 当发电机的转子绕组发生一点接地时，应立即查明故障点与性质。如是稳定性的金属接地，应尽快安排停机处理。

6.1.4 当励磁系统发生两点接地时，应立即解列发电机，并切断励磁。

6.1.5 当转子绕组因匝间短路而引起不允许的振动或转子电流明显增大（变化达 10% 以上），必须立即减少负荷，使振动或转子电流减少到允许的范围，尽快停机检查、处理。

6.1.6 当发电机变成同步电动机的方式运行时，则有功功率指示反向，无功功率通常指示升高，定子电流指示可能稍低，定子电压和励磁的指示正常。若在规定时限逆功率保护未动作，则应将发电机与系统解列。

6.1.7 当发电机失掉励磁时，其显示或表计指示如下：

- 转子电流等于或接近于零；
- 发电机电压通常降低，无功功率指示为负值；
- 定子电流升高；
- 有功功率较正常数值低；
- 定子电流和转子电压有周期性摆动。

对于不允许无励磁运行的发电机，如失磁保护未动作，应立即将发电机与电网解列。

对于允许无励磁运行的发电机，应按照制造厂要求，降低发电机有功负荷，并在允许时间内查找失磁原因，尽快恢复励磁运行。如不能在允许的时间内恢复励磁，则应解列发电机。制造厂无规定时，应根据电网电压的允许降低程度，通过计算和试验确定机组能否失磁异步运行，并将失磁异步运行的有关规定，写入现场运行规程。

当发电机失去励磁时，其自动励磁调节装置应立即停用，其他运行中的相关机组的自动励磁调节装置，应继续工作，并允许这些发电机按照 6.1.1 的规定短时过负荷。

6.1.8 当定子或转子参数指示之一突然消失时，应按照其余参数的指示监视发电机的运行。同时检查是否由于显示装置本身或其一次、二次回路的损坏所致。宜在不改变发电机的运行方式下尽快处理。

6.1.9 当三相负荷不对称时，如发电机所承受的负序电流分量 (I_2) 与额定电流之比 (I_2/I_N) 符合表 2 的规定，且定子每相电流均不超过额定值时，应能连续运行。当发生不对称故障时， $(I_2/I_N)^2$ 和时间 t (s) 的乘积应不超过表 2 所规定的数值。

表 2 不平衡负荷运行限值

| 发电机形式 | | 连续运行时的 I_2/I_N 最大值 | 在故障状态下运行时的 $(I_2/I_N)^2 t$ 最大值 s |
|----------------------|--|--|--|
| 间接冷却 转子绕组 | 空冷 | 0.1 | 15 |
| | 氢冷 | 0.1 | 10 |
| 直接冷却 (内冷) 转子绕组 | $S_N \leq 350\text{MVA}$ | 0.08 | 8 |
| | $350\text{MVA} < S_N \leq 900\text{MVA}$ | $0.08 - \frac{S_N - 350}{3 \times 10^4}$ | $8 - 0.00545(S_N - 350)$ |
| | $900\text{MVA} < S_N \leq 1250\text{MVA}$ | $0.08 - \frac{S_N - 350}{3 \times 10^4}$ | 5 |
| | $1250\text{MVA} < S_N \leq 1600\text{MVA}$ | 0.05 | 5 |

注： S_N 为额定容量 MVA。

6.1.10 汽轮发电机组频率异常时允许的运行时间不得低于表3的规定。

表3 汽轮发电机组频率异常时允许的运行时间

| 频率范围 Hz | 累计允许运行时间 min | 每次允许运行时间 s |
|--------------|-----------------|---------------|
| 51.0 以上~51.5 | >30 | >30 |
| 50.5 以上~51.0 | >180 | >180 |
| 48.5~50.5 | 连续运行 | |
| 48.5 以下~48.0 | >300 | >300 |
| 48.0 以下~47.5 | >60 | >60 |
| 47.5 以下~47.0 | >10 | >20 |
| 47.0 以下~46.5 | >2 | >5 |

6.1.11 发电机变压器组的主断路器出现非全相运行时,为避免烧损发电机,其相关保护应及时启动断路器失灵保护,断开与其连接在同一母线上的所有电源。

6.2 发电机的故障处理

6.2.1 发电机发生剧烈的振荡或失步时,在显示或仪表上有下列指示:

- 定子电流剧烈地摆动,并超过正常值;
- 发电机和母线电压指示发生剧烈的摆动,经常是电压降低;
- 有功功率及无功功率大幅波动;
- 转子电流在正常值附近摆动。

同时发电机发出鸣音,其节奏与上列各项显示的摆动合拍。这时,值班人员应分别采取下列措施:

- 当失步振荡中心在发电机变压器组内部时,应立即启动失步保护解列发电机。
- 当失步振荡中心在发电机变压器组外部时(发电机电流低于三相出口短路电流的60%~70%),应立即增大发电机励磁,同时减少有功负荷,切换厂用电,争取在短时间内恢复同步或在适当时机解列(发电机组允许失步运行5个~20个振荡周期)。

6.2.2 当系统内或其他并列运行的发电机发生事故,引起电压下降,励磁系统强励达到最大输出时,对于间接冷却的发电机,在50s内值班人员不得干涉自动励磁调节装置的动作。在50s以后,则应立即根据现场规程的规定采取措施,以降低发电机的定子电流和转子电流到正常值。

对于直接冷却的发电机,应遵照制造厂的规定;制造厂无规定时,强励时间不应超过10s。

6.2.3 在发电机或发电机变压器组主断路器以外的回路上发生持续短路,定子电流的指示指向最大而电压剧烈降低时,如果发电机的保护装置未动作跳闸,值班人员应立即解列发电机。

6.2.4 当发电机主断路器自动跳闸时,值班人员应立即进行以下检查和处理:

- 检查灭磁开关是否已跳闸。如果未跳闸,对于不允许发电机自带厂用电孤立运行的,应立即断开灭磁开关;如果允许发电机带厂用电孤立运行且备用电源正常的情况下,应先切换厂用电电源再断开灭磁开关。
- 检查危急保安器是否动作。
- 检查是否为保护装置动作停机。
- 检查是否由于人员误动而引起,如果确定跳闸原因是由于人员误动所引起,则应立即将发电机并入电网。
- 根据记录式仪表,查明保护装置的动作是否由于短路故障引起。

6.2.5 如果发电机由于电网内或发电厂升压站母线保护装置动作而被切断,同时内部故障的保护装置未

动作，经外部检查发电机也未发现明显的不正常现象，则发电机即可并入电网。

6.2.6 当发电机由于内部故障的保护装置动作而跳闸时，除检查发电机外观，还应进行必要的试验和检查，并对发电机及其有关的设备和所有在保护区域内的一切电气回路（包括电缆在内）的状况，作详细的外部检查，查明有无外部征象（如烟、火、响声、绝缘烧焦味、放电或烧伤痕迹等），以判明发电机有无损伤。此外，应同时对动作的保护装置进行检查，并查问在电网上有无故障。

如果检查发电机及其回路未发现故障，则发电机可零起升压。升压时如发现有不正常情况，应立即停机，详细检查并消除故障。如升压时未发现不正常现象，则发电机可并入电网运行。

6.2.7 当发电机或汽轮机发生故障（发电机内冒烟、着火，氢气爆炸、振动超标、威胁人身安全等）时，应立即紧急停机。值班人员应检查汽轮机转速已下降，发电机主断路器、灭磁开关及工作厂用变压器是否跳闸，备用厂用变压器是否投入，了解故障原因。

如发电机（包括同轴励磁机）着火，值班人员应同时采取下列措施：

- a) 根据现场规程的规定操作灭火装置，直到火焰完全熄灭为止。氢冷却的发电机应切断氢源和电源，用二氧化碳灭火；水内冷发电机应使水泵继续运行，直至火焰熄灭为止；空冷发电机用水或其他灭火剂灭火。
- b) 如果火势过大或灭火装置发生故障时，值班人员应立即通知消防队并设法采取一切可行手段及时扑灭火焰。灭火时不得使用沙子或泡沫式灭火器。
- c) 在救火时，为避免由于一侧过热而导致主轴弯曲，禁止在火焰最后熄灭前，将发电机完全停下，而应投入连续盘车运行。

6.2.8 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按制造厂的规定，制造厂无规定时可参照表 4 所列数据。发电机应装设保护区为 100% 的定子接地保护，保护宜作用于跳闸。当定子接地保护报警时，应首先检查外部回路是否存在接地现象，根据情况进行处理；若确认接地点在发电机内部，或在外部不停机无法处理的，应尽快安排停机处理。

表 4 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

| 发电机额定电压 kV | 发电机额定容量 MW | 接地电流允许值 A |
|---------------|---------------|-----------------|
| 13.8~15.75 | 125~200 | 2（对于氢冷发电机为 2.5） |
| 18~20 | 300~600 | 1 |

6.3 励磁系统的故障处理

6.3.1 励磁系统的异常运行方式。

6.3.1.1 发生下列异常情况之一即为励磁系统的异常运行方式：

- a) 自动励磁调节器自动调节通道退出运行。
- b) 在发电机运行限制曲线范围内，发生限制无功功率或限制转子电流运行。
- c) 功率整流部分并联支路故障或退出运行。
- d) 功率整流器冷却系统电源有一路不能投入运行。
- e) 自动励磁调节器工作电源有一路不能投入运行。
- f) 任一限制、保护辅助功能退出运行。
- g) 微机励磁调节器发生不能自恢复的，但不会造成机组强迫停运的局部软、硬件故障。
- h) 灭磁电阻损坏，但总数未超过 20%。
- i) 冷却系统故障励磁系统限制负荷运行。
- j) 励磁系统操作及信号电源消失。

6.3.1.2 出现励磁系统异常运行方式时,运行人员应密切监视励磁系统的运行情况,并采取必要的应急措施,以防止故障范围扩大,异常运行方式的处理原则如下:

- a) 调节器发生不能自恢复的,但不影响机组运行的局部软、硬件故障时,应向调度说明情况申请停机进行检修。
- b) 故障的某一自动调节通道退出运行后,经调度同意可长期继续使用备用的自动调节通道运行。退出故障通道应及时检修。
- c) 手动调节通道(转子电流闭环)原则上不能长期运行,应向调度说明情况申请停机进行检修。
- d) 在不影响发电机运行的情况下,并联运行的功率整流器可以退出故障部分继续运行。退出故障部分应及时检修。
- e) 当功率整流器冷却系统及自动励磁调节器电源中有一路故障时,机组仍可正常运行,但应及时检修。
- f) 在发电机运行限制曲线范围内,发生限制无功功率或限制转子电流的运行以及各种限制、保护辅助功能退出运行时,励磁系统不能长期运行,应密切监视并及时向调度说明情况申请停机进行检修。
- g) 当励磁变压器或励磁功率柜冷却系统故障时励磁系统应根据设计要求限制负荷运行。

6.3.2 出现下列任一种情况时励磁系统应立即退出运行:

- a) 励磁系统绝缘下降不能维持正常运行。
- b) 励磁装置及设备温度明显升高,采取措施后仍超过规定的允许值。
- c) 灭磁开关或磁场断路器等转子回路直流开关的触头过热超过制造厂家规定允许值。
- d) 转子过电压保护因故障而退出。
- e) 自动励磁调节器失控或自动励磁调节器工作通道故障而备用通道不能自动切换或投入。
- f) 功率柜故障屏柜退出后,剩余功率柜容量不足以满足机组额定负荷运行要求。
- g) 采用集中冷却方式的冷却系统故障短时间内不能恢复。
- h) 灭磁电阻的损坏总数超过 20%。

6.3.3 运行中的发电机,当励磁回路的绝缘电阻突然降低时,应以压缩空气吹净集电环(滑环)和电刷,以恢复绝缘电阻。当水内冷发电机由于水质不合格引起绝缘电阻下降时,应换用合格的水。如果绝缘电阻不能恢复,则应对发电机严密监视,尽快安排停机处理。

6.3.4 各种整流装置和励磁调节装置等的故障现象和处理方法,在现场规程中应作具体规定。

7 水内冷发电机的运行

7.1 内冷水系统

7.1.1 应保证连续向发电机供给足够的内冷水量。每台发电机的水冷系统应设有两台内冷水泵,该两台水泵应能互为备用和自动切换。其驱动电动机应分别接于两个厂用电母线段。

7.1.2 发电机内冷水应采用除盐水或凝结水(凝结水应取自小混床出口)。内冷水系统应设置旁路混合阴阳离子交换器和内冷水碱度自动调节装置。

7.1.3 发电机的内冷水箱宜采用充气的全密闭系统,推荐充以微正压的纯净氮气。内冷水箱顶部应有排气门,底部有排污门。水箱应装有水位计和水位调节装置。

7.1.4 内冷水系统应装设适当数量的水冷器,并有一台作备用。水冷器的冷却水源可取自循环水或工业水。发电机冷却水的压力应大于水冷器中循环水或工业水的压力。在水冷器内发电机内冷水侧顶部应装设排放空气的阀门。

7.1.5 内冷水系统的管道、阀门、水泵、水冷却器、水箱、过滤器等均应采用不锈钢制品。内冷水系统的进水端应设置 $5\mu\text{m}\sim 10\mu\text{m}$ 孔径的滤网。

内冷水系统的管道法兰和所有结合面的密封垫不得使用橡胶、石棉纸板等可能造成水路堵塞和影响

水质的材料,宜采用聚四氟乙烯等材料加工成型的产品。

7.1.6 内冷水系统应配置成套反冲洗装置。

7.1.7 内冷水系统一般应有下列测量监视装置:

- a) 电导率、pH 值在线监测 (并传送到集控室显示);
- b) 总进水压力和流量显示;
- c) 定子和转子绕组的进水压力、流量显示;
- d) 定子端部冷却元件进水压力、流量显示;
- e) 总进水、定子和转子绕组的出水、定子端部冷却元件进出水等温度显示;
- f) 内冷水泵出口压力表;
- g) 监视发电机漏水和积水的检漏计;
- h) 定子绕组、出水温度显示;
- i) 湿度监测装置。

7.1.8 内冷水系统一般应有下列声光信号装置:

- a) 水的电导率高;
- b) 水的 pH 值超限;
- c) 定子绕组进水温度高;
- d) 转子绕组进水温度高;
- e) 定子绕组出水温度高、温差大;
- f) 转子绕组出水温度高;
- g) 内冷水泵出口压力低;
- h) 备用水泵投入;
- i) 发电机断水;
- j) 内冷水箱水位低;
- k) 发电机漏水;
- l) 定子和转子流量低;
- m) 定子端部冷却元件流量低;
- n) 定子绕组进水压力低;
- o) 转子绕组进水压力低;
- p) 湿度高。

7.1.9 发电机的端盖和热风室内,应装设 36V 以下的低压照明,以便于检查发电机内部的情况。

7.1.10 内冷水系统的管道应便于冲洗和排除积水,在定子和转子绕组的进出水口、补给水入口和排污管的出口等处应设有取样阀门。为了便于检查水系统的运行情况,定子绕组和定子端部冷却元件的内冷水管、进出口法兰应加有机玻璃环连接,其两端应装好连接线。

7.2 水内冷发电机的运行参数

7.2.1 发电机在额定负荷及正常的冷却条件下运行时,各部件的允许最高温度参见附录 C 中表 C.1。

7.2.2 正常情况下,应保证进入发电机的内冷水温度为 $40^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$,当发电机进水温度超过 50°C 时,首先应将全部水冷却器投入并提高效率。如仍不能达到要求,而发电机的定子、转子绕组出水温度以及定子绕组温度确定未超过允许值时,可以不降低发电机的出力;否则应降低发电机的定子电流和转子电流,直到不超过规定的允许温度为止。

7.2.3 进入发电机空心铜导线的内冷水水质应符合下列要求:

- a) 水质透明纯净,无机械杂物。
- b) 25°C 时水的电导率为 $0.4\mu\text{S}/\text{cm}\sim 2\mu\text{S}/\text{cm}$ 。
- c) 25°C 时水的 pH 值为 $8.0\sim 9.0$; 当 pH 值为 $7.0\sim 8.0$ 时,应控制水中溶氧量不大于 $30\mu\text{g}/\text{L}$;

d) 含铜量应不大于 $20\mu\text{g/L}$ 。

7.2.4 不锈钢空心导线内冷水水质控制标准:

- a) 25°C 时水的 pH 值为 $6.5\sim 7.5$;
- b) 25°C 时水的电导率为 $0.5\mu\text{S/cm}\sim 1.2\mu\text{S/cm}$ 。

7.2.5 水系统安装或大修结束后应进行冲洗,直至水质合格后,方允许与发电机内的水路接通。

7.3 水内冷发电机的启动、并列、加负荷和停机

7.3.1 发电机安装和检修后,在启动前应先启动内冷水泵,通水循环。除执行 5.1.2 的规定外,还应按如下项目进行检查:

- a) 从窥视窗检查双水内冷发电机定子线圈引水管和线圈绑扎的情况,应无引水管渗水、漏水、折瘪,绑线断裂、垫块松动、存在异物等异常情况;
- b) 核对定子、转子、铁芯温度指示正常;
- c) 检查校验检漏计、湿度仪、巡回测温表计正常;
- d) 发电机内的冲洗情况正常,水质化验符合标准,水冷泵相互自启动和低水压自启动校验情况正常;
- e) 发电机断水跳闸及低水压、发电机断水、漏水信号等校验应正常。

7.3.2 在启动内冷水泵前,首先应关闭定子、转子进水阀门,随后启动内冷水泵。在内冷水进入发电机前,应先作一段时间的排污,然后开启转子绕组和定子绕组及端部冷却元件内冷水进水阀门,控制定子水压为 $0.2\text{MPa}\sim 0.3\text{MPa}$ (制造厂另有规定者除外),并根据流量给予调整,转子水压约为 0.2MPa ,定子端部冷却元件水压为 $0.2\text{MPa}\sim 0.3\text{MPa}$ 。在未带负荷前水冷器的二次循环水暂不投入。为防止结露,应注意调整进风温度。

7.3.3 转子启动以后应注意调整转子进水压力和流量直至转速达 3000r/min 。这时转子的进水压力宜为 $0.1\text{MPa}\sim 0.3\text{MPa}$,流量应与制造厂规定值相近。在启动过程中转子进水压力随转速升高而逐渐降低,因此应进行调整以保持正压 (一般在 0.1MPa 以上),不应产生负压。

7.3.4 发电机并列后,即可按 5.1.8 的规定增加负荷。发电机未通水前,任何情况下都不得加励磁和带负荷。在并列和升负荷的过程中,应特别注意水压、水量和水温等的变化,并加强监视定子端部应无渗漏现象、端盖螺钉应无异常情况,绕组及引线接头应无过热、垫块无松动、发电机各部件温度应正常。

7.3.5 在停机过程中,转子的进水压力将随转速下降而上升 (在同一侧进、出水者除外),此时应及时调整其进口阀门,使水压不超过 $0.4\text{MPa}\sim 0.5\text{MPa}$ 。在发电机完全停止转动后,才允许停用内冷水泵。

发电机累计运行两个月以上,遇有停机机会时,应对定子、转子水回路进行反冲洗,以确保水回路的畅通。

7.3.6 冬季停机,应使发电机本体各部分的温度维持在 5°C 以上。如室温低于 5°C 时,短时停机应采用维持内冷水温度在 5°C 以上通水循环的方法防冻;长期停机,可在发电机与气体冷却器之间的风室内装设电热器 (注意防火),维持机体温度在 5°C 以上。并保持机内空气相对湿度不大于 50% 。

7.3.7 对停用时间较长的发电机,定子、转子绕组和定子端部冷却元件中的水应放净吹干,或通入水质合格的水长期循环。

7.3.8 定子绕组的内冷水温应高于发电机的进风温度 (冷风温度),以防止定子绕组结露。

7.4 水内冷发电机运行中的监视与维护

7.4.1 发电机本体和内冷水系统检查、维护的项目如下:

- a) 定子和转子内冷水的流量、进出水温度、水质电导率、pH 值以及进出水压力和进出风温度应符合正常值,并至少每 2h 抄录一次;
- b) 通过窥视窗检查双水内冷发电机机内及风室内应无渗水、漏水、结露、流胶、异物,引水管无相互碰擦、弯瘪、绝缘磨损出现黄粉、绑线松动或断裂等现象,以及无烟火、异味、端部压圈过热发红等异常情况;
- c) 转子进水支座的水封处应有水滴落下,无过热现象;

- d) 检查检漏计和自动测温装置的指示值应在正常范围内，否则应查明原因；
- e) 检查湿度监测装置的指示及变化趋势应正常，否则应分析原因并进行相应处理；
- f) 检查水冷系统的联锁及信号开关应在正常运行位置，内冷水泵低压力自启动整定值应正确。

7.4.2 运行中水冷器、内冷水泵（包括管道）需投入或切换时，均应注意将水系统内可能进入的空气排净，以免发生断水故障。

7.4.3 运行中应定期进行的分析工作，包括下列各项：

- a) 定期测量定子测温元件的对地电位，监视槽内线棒不应有松动和电腐蚀现象；
- b) 定期测量分析定子端部冷却元件进出水温差，监视定子端部内冷水系统不应有结垢现象；
- c) 定期分析定子、转子绕组温升；定子上、下层线圈间埋置检温计之间的温差，定子绝缘引水管出口端检温计之间的温差，监视内冷水系统不应有腐蚀阻塞现象；
- d) 定期分析水冷器的端差，监视二次水系统不应有结垢阻塞现象。

7.5 水冷系统的故障处理

7.5.1 运行中的水冷发电机，如果发现在同样的进水压力下流量突然减少时，应立即查明原因，设法消除。如可提高进水压力，增加流量，观察是否恢复正常，必要时适当减少负荷或停机处理。

7.5.2 水内冷发电机的内冷水出水温度高于额定值时，应立即检查发电机的进水温度、压力和流量。如果进水温度高，则应检查水冷却器的冷却水系统是否正常，并进行调整。如果一切正常，可在不超过最大允许工作压力的条件下，提高发电机的进水压力，增加内冷水流量，以降低发电机的出水温度。如果发电机出水温度仍高于额定值，则应降低发电机的负荷。

7.5.3 运行中发现机壳内、风室、空冷器等处有水时，应立即分析检查，并进行下列处理：

- a) 如果是由于轻微结露引起时，应升高发电机的进水和进风温度，使其高于机壳内的露点；
- b) 如果是由于空气冷却器漏水引起时，应将漏水的空气冷却器的进、出水阀门关闭（注意进风温度）；
- c) 在进行上述处理后，如果发现其他空气冷却器或热风室有水时，可能是发电机发生渗水或漏水，则可按表 5 进行处理。

表 5 发电机内发生渗水或漏水时的处理

| 故障情况 | | 立即停机 | 10min 内停机 | 尽快安排停机 (降低水压带故障运行) |
|------|------------------------|------|-----------|-----------------------|
| 定子绕组 | 汽轮机侧漏水 | | √ | |
| | 励磁机侧漏水 | √ | | |
| | 轻微渗水 | | | √ |
| | 大量漏水 | √ | | |
| 转子绕组 | 漏水 | √ | | |
| 其他 | 漏水并伴随定子绕组接地 或转子一点接地 | √ | | |

7.5.4 水内冷发电机允许断水的时间不得超过 30s。当值班人员不能在规定的时间内恢复供水时，则应立即停机处理。

7.5.5 当发电机的内冷水电导率突然增大时，应立即检查水冷器有无漏水，补充水的水质是否良好。如果水冷器漏水，则应停用漏水的水冷器，并进行检查和修理。如果补充水的水质不良，则应切换到水质良好的水源供水。

7.5.6 水内冷发电机在运行中发现定子端部绕组有流胶和过热现象时，应增加内冷水流量和降低进水和

进风温度，并迅速降低定子电流，使流胶现象停止，必要时停机处理。

7.5.7 当定子绕组温度高报警或在测量中发现温度有不正常的升高时，应立即核对同一水路的线圈对应槽温度是否也有不正常的升高，若有时，则认为是导线内有阻塞现象，应立即提高进水压力，增加水流量，必要时应减负荷，使温度不超过规定值。同时对温度升高的线圈温度加强监视，直到故障消除或停机检查，并进行反冲洗。

现场规程中，应将定子线圈的槽号与测量元件的对应挡数列出，以便供值班人员对照分析。

8 全氢冷和水氢冷发电机的运行

8.1 氢气系统

8.1.1 氢源应可靠，保证日常运行和满足最大容量机组一次启动充氢所需。

8.1.2 二氧化碳瓶装数量应按照置换一台最大机组所需3倍容积的气体来确定。

8.1.3 每台氢冷发电机在零米层均应设有气体控制站。该站由供氢母管、二氧化碳母管、与发电机连接的气管路及有关的阀门、仪表、信号装置等组成。

a) 由制氢站供氢的母管应装有可临时接通储氢瓶的阀门。

从供氢母管引至发电机的供氢管路上应装设可拆卸的短管或可拆开的法兰。供氢母管上应装压力表、安全阀、取样门、手动补氢阀门、自动补氢装置以及可接通压缩空气气源的阀门、管段和空气干燥器。

b) 二氧化碳母管上应有接通二氧化碳储气瓶的阀门、压力表、安全阀及取样门。

c) 从发电机底部引出的排污管上应装设液位指示器，并能发出液位高、低的信号。

8.1.4 每台发电机应装设附带动力的氢气循环干燥装置以保证停机时仍能正常工作。

氢气循环干燥装置安装地点应便于维护、检查。干燥装置的进、出管路分别与发电机内的高、低压风区相通。该管路应尽量减少弯曲，增加坡度，其管头伸入机内需高出机壳底部100mm左右。进入干燥装置的管路上应装氢气取样门。

吸附式干燥装置应具备不间断工作的再生能力。

8.1.5 氢气冷却器的冷却水由两台冷却水泵（互为备用）供给，冷却水泵出口压力和流量应符合规定。在进水管路上应装设滤网。

在水温较低的地方，冷却水应装设再循环管路，以调整冷却水温。

氢气冷却器顶端应装排气门和排气管。

8.1.6 发电机内氢压应能在机旁和主控室进行监视，并应有氢压达高、低限的信号报警装置。

8.2 密封油系统

8.2.1 密封油系统应保证发电机转轴处漏氢量最少，并保持机内氢气质量合格和氢压稳定。同时，还应防止密封油进入机内。

8.2.2 密封油源应可靠。密封油压和油质应符合 GB/T 705 的规定。供油管路上应装设冷油器和过滤器或净化装置，并在运行中应能替换清扫滤网。

8.2.3 在双流环式密封瓦的油系统中，空侧密封油源取自汽轮机主油箱，工作油源由专设的射油器供给，交流油泵、直流油泵分别为第一、第二备用油源。氢侧密封油则自成封闭式循环系统，有专用的密封油箱及氢侧密封油交流油泵（工作）和直流油泵（备用），补油也来自主油箱。

在双流环式密封瓦的油系统中，氢侧回油利用密封油箱分离出油中氢气，并使其返回机内；空侧回油则通过氢气分离器使分离出来的氢气排往大气。

在双流环式密封瓦的油系统中，压差阀和平衡阀应动作灵敏，跟踪性能良好。

8.2.4 在单流环式密封瓦的油系统中应装设单独的真空净化装置。

8.2.5 三流环密封瓦油系统是在原双流环密封油系统的空侧油和氢侧油中间，引进第三股经过真空处理的压力油以隔绝空侧油和氢侧油的接触和交换的密封油系统。真空侧密封油系统由真空侧油箱、真空侧

油泵、真空油箱真空泵、真空密封油压力控制阀等组成。

8.2.6 密封油系统中冷油器的冷却水压力，在任何情况下都应低于密封油压。

8.2.7 空、氢侧备用密封油泵应定期进行联动试验。

8.3 内冷水系统（参照 7.1）

8.4 全氢冷和水氢冷发电机的正常运行参数

8.4.1 氢冷系统正常运行时，应符合下列要求：

- a) 发电机内氢压应达额定值。
- b) 发电机内氢气纯度按容积计应在 96% 以上，最好运行在 98% 以上以提高效率。氢气中氧的体积分不得数不得超过 0.5%。
- c) 发电机内氢气在运行氢压下的氢气允许湿度的高限值，应按发电机内最低温度查得，见表 6；允许湿度的低限为露点温度 -25°C 。
- d) 氢气冷风温度范围应遵守制造厂的规定，一般为 $35^{\circ}\text{C}\sim 46^{\circ}\text{C}$ 。

表 6 发电机内氢气在运行氢压下的氢气允许湿度高限值

| 发电机内最低温度 $^{\circ}\text{C}$ | 5 | ≥ 10 |
|--|----|-----------|
| 发电机在运行氢压下的氢气允许湿度的高限（露点温度） $^{\circ}\text{C}$ | -5 | 0 |
| 注：发电机内最低温度可按如下规定确定： 1) 稳定运行中的发电机：以冷氢温度和内冷水入口水温中的较低者，作为发电机内的最低温度值。 2) 停运和开、停机过程中的发电机：以冷氢温度、内冷水入口水温、定子线棒温度和定子铁芯温度中的最低者，作为发电机内的最低温度值。 3) 本表为标准原文引用。最低温度的解释也是对应表中第 1 项。如制造厂家规定的湿度标准高于本标准，则应按厂家标准执行。 | | |

8.4.2 氢气直接冷却的发电机不应用空气冷却长时间带负荷运行。

氢气间接冷却的发电机应按制造厂的规定确定空气冷却方式下的运行参数。若可用空气冷却连续运行时，其功率应以定子、转子温升不超过附录 C 中表 C.2 的规定为宜。

8.4.3 密封油中不得含有杂质。油中含水量不得大于 50mg/L。

8.4.4 双流环式密封油系统的压差阀应保证空侧密封油压比机内氢压高出 0.08MPa（或按制造厂规定）。平衡阀应保证氢侧密封油压与空侧密封油压尽量相等，二者差值不应超过制造厂家规定值（约 1kPa）。

单流环式密封瓦油系统中的压差阀应保证密封油压比机内氢压高出 0.05MPa（或按制造厂规定）。

三流环式密封油系统的空侧差压阀应保证空侧密封油压比机内氢压高 0.05MPa（或按制造厂规定）。氢侧差压阀应保证氢侧油压比空侧油压高 0.01MPa。真空侧密封油压等于氢侧密封油压。

8.4.5 定子绕组内冷水进水温度和水质要求见 7.2.2~7.2.4 的规定。

8.4.6 机内氢压应高于定子内冷水压，其差压应按厂家规定执行。如厂家无规定，差压应大于 0.05MPa。同时，定子内冷水进水温度应高于氢气冷风温度。

8.4.7 运行中定子绕组断水最长允许时间应符合制造厂规定。一般为 30s。

8.4.8 国产氢气冷却发电机的温升、温度限值参见附录 C 表 C.2 和表 C.3。水氢冷发电机冷却水的温度限值参见附录 C 表 C.1。

8.5 全氢冷和水氢冷发电机的启动、并列、加负荷和停机

8.5.1 密封油系统的运行准备。

- a) 密封油系统的各个设备、器件均已验收。所有管路、阀门均试验检查合格，组装完毕。
- b) 低油压信号与低油压联动的整定值正确。工作油泵与备用油泵之间的联动完好。
- c) 全套密封油回路应进行充分的油循环，彻底清除可能遗留的任何杂质，油系统的工作状况正常。

8.5.2 气系统的运行准备。

- a) 气系统的所有管路、阀门均试验检查合格，组装完毕。气体控制站应完好可用。
- b) 经过空气干燥器通入压缩空气的管路和活接头已经装好。
- c) 氢油系统的测量仪表、保护装置均已校验完毕，安装就位。
- d) 自动补氢装置应动作灵敏，压力整定值校验合格。采用远方控制手动补氢方式时，应检验操作回路完好，电磁阀关闭严密，衔铁不卡涩。
- e) 整体气密性试验（排氢检修后）合格后再充氢置换。气密试验不合格的发电机不允许投运。

进行整体气密性试验前，密封油系统先投入运行。试验时，先通过空气干燥器向机内充入干净的压缩空气，压力稍低于额定氢压。在此压力下检查和消除可能存在的漏点。然后将机内气压升至额定氢压，稳定时开始计时，每小时记录一次机内气压、气温、室温及大气压。试验持续 24h（特殊情况下不少于 12h）。然后按 8.6.9 的计算式，求得规定状态下（绝对压力 0.1MPa，环境温度 20℃）静止状态的发电机的漏气量 ΔV_a 。合格标准列于表 7 中。

表 7 整体气密性试验每昼夜最大允许漏气量（0.1MPa，20℃）

| 额定氢压 MPa | ≥ 0.5 | ≥ 0.4 | ≥ 0.3 | ≥ 0.2 | ≥ 0.1 | < 0.1 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|---------|
| 每昼夜最大允许 漏气量 m^3 | 4.7 | 4.2 | 3.8 | 2.0 | 1.3 | 1.1 |
| 注：漏氢量与漏气量的折合系数可取 $\Delta V_H / \Delta V_a = 3.8$ 。 | | | | | | |

8.5.3 内冷水系统的运行准备。

- a) 内冷水系统的各个设备、器件均已验收。所有管路、阀门均试验检查合格，组装完毕。
- b) 内冷水泵试运正常，两台泵相互间低水压联动试验良好，整定值正确，联动开关处于自动位置，断水保护延时跳闸及各种信号报警装置校验合格。
- c) 先对机外内冷水管路及水箱进行冲洗排污，除尽污物和杂物，水质合格后再接通发电机内的水路。在运行水压下，检查、消除水路各处结合面渗漏。同时注意排气，防止发生气堵。
- d) 内冷水箱补水至正常水位，启动一台内冷水泵向发电机内送水。当机内未充氢时，进水压力不超过 0.05MPa。

8.5.4 气体置换。

8.5.4.1 发电机的充氢和排氢工作均应借助中间介质（二氧化碳或氮气）来进行。不允许使用真空法置换。置换时气体系统的压力应保持在最低允许值。在置换过程中，应定期取出气体混合物试样进行分析，直到气体含量合格为止。

8.5.4.2 用二氧化碳作为中间介质时，二氧化碳气体的纯度按容积计不得低于 98%，水分的含量按质量计不得大于 0.1%。用氮气作为中间介质时，氮气的纯度按容积计不得低于 97.5%，水分的含量按质量计不得大于 0.1%，并不得含有带腐蚀性的杂质。

8.5.4.3 向机内充氢时，新鲜氢气的纯度按容积计不得低于 99.5%，氧气和其他气体的含量按容积计不大于 0.5%。新鲜氢气在常压下的湿度为露点温度不高于 -25℃。

8.5.4.4 气体置换一般在转子静止状态下进行，也可在盘车状态下进行，但不得在启动过程中进行。

8.5.4.5 氢冷发电机通过中间介质置换气体的步骤。

由空气置换为氢气时的步骤为:

- a) 用二氧化碳气体或氮气充满气体系统,以驱出空气。
- b) 用氢气充满气体系统,以驱出二氧化碳气体或氮气。

由氢气置换为空气时的步骤为:

- a) 用二氧化碳气体或氮气充满气体系统,以驱出氢气。
- b) 用空气充满气体系统,以驱出二氧化碳气体或氮气。

置换时:从气体系统中切断差压表、氢气气体分析器及其操作电源,并将自动补氢装置停用。各个阀门的操作顺序和相应的开闭状态,应在现场规程中明确规定。

8.5.4.6 置换发电机内的空气(以二氧化碳为例)应符合下列要求:

- a) 在置换过程中,发电机应处于停机或盘车状态。而且密封油系统应投入运行。
- b) 通过发电机底部的二氧化碳输送管通入二氧化碳,空气通过氢气入口管排放到大气中,发电机内部二氧化碳的压力维持在 10kPa~30kPa 的范围内。
- c) 从氢气入口管和气体不易流动的死区(如氢气分离器的箱里)取样,用二氧化碳分析仪检测二氧化碳含量均达 85% 则排除空气工作结束。
- d) 当置换管路中的二氧化碳的纯度达到 85% 以后,方可向发电机内充氢气。
- e) 氢气通过氢气汇流管进入发电机顶部,二氧化碳和空气的混合物通过二氧化碳入口管排放到大气中。在排放二氧化碳与空气混合物的过程中,发电机内的氢气压力应维持在 10kPa~30kPa 范围内。
- f) 当发电机处于充氢气状态时,用氢气—二氧化碳纯度分析仪检测氢气在混合气体中的百分含量(从二氧化碳排出管和气体不易流动的死区取样),百分含量均达到 95% 以上且发电机内氢气纯度高于置换出来的气体纯度,则充氢工作结束。
- g) 当发电机内氢气在混合气体中的纯度达到 95% 时所需的氢气体积大约为发电机容积的 2 倍。

8.5.4.7 置换发电机内的氢气应符合下列要求:

- a) 在置换氢气的过程中,发电机应处于停机或盘车状态,并且保证密封油系统投入运行,管道中的阀门开启状态应与二氧化碳置换空气时的阀门状态一致。
- b) 用二氧化碳置换发电机内氢气的体积大约为发电机容积的 2 倍,排氢气过程中要求充氢气阀门关闭并有效隔离,保证氢气不得进入发电机。
- c) 维持发电机内气体压力在 10kPa~30kPa 范围内,切实保证二氧化碳在发电机内部的气体纯度在 90% 以上。
- d) 二氧化碳纯度合格后,用干燥的空气置换二氧化碳。干燥的空气应由供气管道通过软管输送,此时气体控制系统的阀门状态同氢气置换二氧化碳时的阀门状态一致。
- e) 当气体混合物中空气的含量达到 90% 时,则认为置换发电机内氢气的工作结束。
- f) 氢气置换完毕,应停止密封油系统,打开所有排污门和取样门将发电机泄压。如果密封油系统不停运,在进行电气试验等工作前应从发电机顶部排气,并检测氢气浓度。

8.5.5 启停时注意事项如下:

- a) 启动时应注意控制内冷水温大于氢温,氢压和内冷水压可适当降低。待发电机并网后,再投入氢冷却器冷却水。以后随负荷和氢温的提高,逐渐开大氢冷却器水门,提高氢压和内冷水压,及时投入水冷却器的冷却水。
- b) 氢冷发电机启停时应特别注意控制油压与氢压的差值在规定范围内,以防漏氢和发电机内进油。
- c) 停机时在达盘车转速之前应将氢冷却器冷却水流量调至额定流量的 5%~10%,并按厂家要求在该流量下运行一段时间,一般为 15h 左右。

8.5.6 发电机停机后应进行的主要工作为:

- a) 水氢冷发电机由运行转备用后, 发电机的氢压、纯度、湿度, 内冷水压力、温度、pH 值, 密封油压, 氢水(油)压差等参数均应按照发电机运行状态进行监视、调整。
- b) 发电机需要检修时, 应将发电机由备用转为检修状态, 按照本厂规定将发电机的氢气置换为空气, 并停止内冷水系统和密封油系统, 在发电机定子装设接地线。
- c) 发电机置换为空气后, 将检修的发电机与氢气管路完全隔绝, 必要时可在发电机氢气管路入口上加装死堵。
- d) 发电机进行氢气置换时, 应保证氢干燥器一同进行。
- e) 应保持发电机温度高于 5℃ 和机内空气相对湿度不大于 50%。

8.6 运行中的监视和维护

8.6.1 除按 5.2.1 执行外, 全氢冷和水氢冷发电机还应对表 8 所列各项指示值按时检查记录。

表 8 全氢冷和水氢冷发电机的补充检查记录

| 序号 | 检查项目 | 记录周期 |
|----|--------------|----------|
| 1 | 机内氢压 | 每小时一次 |
| 2 | 油压(空侧)—氢压差 | 每小时一次 |
| 3 | 空侧油压—氢侧油压差 | 每小时一次 |
| 4 | 密封瓦温度 | 4 小时一次 |
| 5 | 密封瓦进口油温 | 4 小时一次 |
| 6 | 密封油冷却器前后油温 | 4 小时一次 |
| 7 | 密封油过滤器前后油压 | 每班一次 |
| 8 | 密封油压(紧靠密封瓦处) | 每小时一次 |
| 9 | 储氢罐内氢压 | 每班一次 |
| 10 | 供氢母管内氢压 | 每班一次 |
| 11 | 机内氢纯度(氢气分析器) | 4 小时一次 |
| 12 | 定子内冷水进出口压力 | 每小时一次 |
| 13 | 定子内冷水流量 | 每小时一次 |
| 14 | 定子内冷水进出口温度 | 每小时一次 |
| 15 | 内冷水冷却器前后水温度 | 4 小时一次 |
| 16 | 内冷水过滤器前后压力 | 每班一次 |
| 17 | 内冷水泵出口压力 | 4 小时一次 |
| 18 | 内冷水电导率 | 每班一次 |
| 19 | 离子交换器流量 | 4 小时一次 |
| 20 | 氢冷器冷却水进出口温度 | 每小时一次 |
| 21 | 氢气冷热风温度 | 每小时一次 |
| 22 | 定子绕组出水温度 | 每 2 小时一次 |

8.6.2 全氢冷和水氢冷发电机的定期检查、维护工作应包括表 9 所列各项。

表9 全氢冷和水氢冷发电机的定期检查、维护工作

| 序号 | 检 验 维 护 项 目 | 执行周期 |
|----|--------------------|------|
| 1 | 机内氢气纯度化验 | 每日一次 |
| 2 | 机内气体含氧量化验 | 每日一次 |
| 3 | 机内气体湿度检测 | 每日一次 |
| 4 | 气体控制站电磁阀、安全阀检查试验 | 每周一次 |
| 5 | 冷凝式循环干燥器排放存水 | 每班一次 |
| 6 | 机内积存液体检查、排放 | 每日一次 |
| 7 | 主油箱含氢量化验 | 每周一次 |
| 8 | 密封油含水量化验 | 每日一次 |
| 9 | 密封油泵备用联动试验 | 每月一次 |
| 10 | 密封油箱补、排油电磁阀检查试验 | 每周一次 |
| 11 | 密封油过滤器检查清扫 | 每周一次 |
| 12 | 内冷水泵备用联动试验 | 每月一次 |
| 13 | 内冷水过滤器及其冷却水滤网检查试验 | 每周一次 |
| 14 | 内冷水箱顶部含氢量检测或氢压变化检查 | 每日一次 |
| 15 | 内冷水电导率检验 | 三日一次 |
| 16 | 内冷水 pH 值化验 | 三日一次 |
| 17 | 发电机漏氢量测试 | 每月一次 |

8.6.3 补氢一般应通过自动补氢装置完成。自动补氢装置阀门前的氢压应比额定运行氢压高 0.2MPa 以上,以 0.6MPa~0.8MPa 为宜,最高不超过 1.0MPa 或厂家规定值。运行日志中应有补氢量记录。

8.6.4 如无自动补氢装置或该装置因故未投,可采用手动方式就地操作阀门或远方控制电磁阀进行补氢。此时应注意监视不同位置装设的压力表指示值是否相同。

8.6.5 当机内氢气纯度低于 96% 时,应进行排污,同时补充新鲜氢气,使机内氢气纯度或湿度达到正常运行值。新鲜氢气的标准同 8.5.4.3 的要求。补氢前应从供氢母管上取样化验氢气湿度。

8.6.6 汽轮机轴封进汽自动调整装置应经常投入使用。每次启停机或运行中负荷增减变化时,都应及时调整轴封进汽压力,防止水汽混入油中,通过密封瓦进入机内。净油装置要经常投入运行。

8.6.7 氢气循环干燥装置应连续投入使用。当机内氢气湿度大于露点温度 0℃ 时,应立即检查干燥装置是否失效。同时,进行排污和补充新鲜氢气。

a) 吸附式干燥装置失效时,应立即投入备用干燥装置,并使替换下的干燥装置处于备用状态。

b) 使用冷凝式干燥装置时,应合理调整制冷系统的膨胀阀的开度,选定最佳工况和运行方式。

8.6.8 发电机排污管处的液位指示器应每日检查。一旦发现大量油水积存,应及时放净并查明原因。

8.6.9 发电机实际漏氢量应每月定期测试一次,应符合下列要求:

a) 测试时,发电机运行参数应等于或接近额定参数,氢冷器二次水量尽量保持不变以减少氢温变化。测试前,氢压应先保持在额定值,氢气纯度、湿度在合格范围。然后在既不补氢也不排污的情况下进行测试,从测试起始直到测试结束整个过程中,每小时记录一次机内氢压(应用标准压力表)、氢温(冷热风多点平均值)、周围大气压和室温。测试持续时间一般应达到 24h,特殊情况下不得少于 12h。

b) 漏氢量按下式计算:

$$\Delta V_H = V \left(\frac{p_1 + B_1}{273 + t_1} - \frac{p_2 + B_2}{273 + t_2} \right) \frac{\theta_0}{p_0} \times \frac{24}{\Delta t} \quad (\text{m}^3/\text{d}) \quad (2)$$

将系数带入则公式化简为:

$$\Delta H_H = 70\,320 \times \frac{V}{H} \left(\frac{p_1 + B_1}{273 + t_1} - \frac{p_2 + B_2}{273 + t_2} \right) \quad (\text{m}^3/\text{d}) \quad (3)$$

式中:

- V ——发电机的充氢容积, m^3 ;
- p_1 、 p_2 ——测试起始、结束时机内氢压, MPa;
- B_1 、 B_2 ——测试起始、结束时周围环境的大气压力, MPa;
- t_1 、 t_2 ——测试起始、结束时机内平均氢温, $^{\circ}\text{C}$;
- θ_0 ——大气绝对温度, $\theta_0 = 273 + 20 = 293\text{K}$;
- p_0 ——大气绝对压力, $p_0 = 0.1\text{MPa}$;
- Δt ——测试进行时的任意时间段 ($\Delta t \geq 4$), h。

由上式计算出的实际漏氢量表示每昼夜漏泄到充氢容积外, 并已换算到规定状态下的氢气体积。规定状态为氢气压力 0.1MPa, 温度 20°C 。

c) 当检验时间较长 (如超过 48h), 漏氢量可由以下简化公式计算:

$$\Delta V_H = V \left(\frac{p_1 - p_2}{p_0} \right) \frac{24}{\Delta t} \quad (\text{m}^3/\text{d}) \quad (4)$$

d) 国产发电机整套系统在额定氢压、额定转速下每昼夜的最大允许漏氢量一般应不超过表 10 所列值。

表 10 发电机每昼夜最大允许漏氢量 (规定状态)

| 额定氢压 MPa | ≥ 0.5 | ≥ 0.4 | ≥ 0.3 | ≥ 0.2 | ≥ 0.1 | < 0.1 |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|---------|
| 合格值 m^3 | 18.0 | 16.0 | 14.5 | 7.5 | 5.0 | 4.0 |

8.6.10 应保证内冷水水质合格, 水温、流量符合制造厂规定。运行中发现水质不合格时, 应及时从内冷水箱排污, 同时补充合格的化学除盐水或凝结水, 直到水质达到 7.2.3 或 7.2.4 的要求, 水箱补水至正常水位。

8.6.11 内冷水压应符合制造厂规定, 并且高于其冷却器的冷却水压值。

8.6.12 密封油系统和汽轮机主油箱的排烟机应投入使用, 抽走可能逸入油系统的氢气。

8.7 异常运行和故障处理

8.7.1 运行中发电机内氢压降至允许值的下限, 虽经自动补氢装置一再动作, 氢压也未能回升至允许值范围时, 应停用自动补氢装置, 改用手动方式继续补氢, 同时应进行下列检查并采取相应措施:

- a) 检查漏氢在线监测装置有无报警。
- b) 检查氢压表管及其表计: 如查明表管堵塞、接头泄漏或表计失灵, 应立即更换。
- c) 检查密封油压: 如油压偏低, 应立即启动备用密封油泵, 保持油泵运行状态及出口压力正常。
- d) 检查供氢母管压力: 如氢压过低, 应查明供氢主管路及其阀门有无缺陷, 氢站供氢压力是否正常。
- e) 检查自动补氢装置本身有无缺陷。如缺陷不能修复可暂时用手动补氢方法维持。
- f) 检测内冷水箱顶部排气门处有无含氢量或顶部充氢 (氮) 压力有无变化。
- g) 用检漏仪或其他方法查找漏氢点, 并设法消除。

采取上述措施后, 如氢压仍不能恢复到额定值, 应降低发电机负荷。低于额定氢压允许值时, 发电机允许的负荷值按照厂家规定或专门的温升试验结果确定。

8.7.2 运行中发电机漏氢量增大, 自动补氢装置频繁动作, 虽改用手动补氢方式, 也难于在低氢压下维

持低负荷运行时,应采取下列措施:

- a) 检查密封油压是否过低,油流是否中断。经采取措施后,仍无法提高油压,不能维持最低氢压运行时,应停机处理。
- b) 当发现内冷水系统中出现氢气时,应尽快安排停机处理。
- c) 注意防止在集电环(滑环)附近、机壳周围引起氢爆。
- d) 应查找漏氢部位,迅速消除或为停机处理提供依据。
- e) 随时根据氢压降低的幅度估算漏氢量。如漏氢量超过厂家允许值1倍以上,短时间内无法制止时,宜停机处理。

8.7.3 运行中当机内氢压超过额定氢压时,应立即打开排污门,停用自动补氢装置,将氢压恢复到额定值。然后查明氢压升高的原因,并加以消除。

8.7.4 运行中当机内氢纯度低于95%,或含氧量体积含量超过0.5%时,应立即进行排污,然后补充新鲜氢气,使氢气纯度恢复到正常值,并查找原因。排污时,应检查确定排污管出口附近无动火作业,以防发生氢爆。

8.7.5 运行中当机内氢气湿度超出允许值,用排污补氢方法处理无效时,应从下列几方面查找原因,加以消除:

- a) 复查供氢母管内氢气的湿度是否合格。
- b) 检查从排污管排放的液体中水分的含量,并鉴别水分的来源。
- c) 检查氢气冷却器有无漏水情况(见8.7.6)。
- d) 检查内冷水系统有无渗漏(内冷水箱中氢气是否超标)。
- e) 检查主油箱中有无存水,并取样化验油中含水量。
- f) 检查内冷水温若低于氢温,应立即提高内冷水温,并保持内冷水温高于氢温。
- g) 检查氢气干燥装置工作是否正常。

8.7.6 运行中若从排污门放出的液体中水占主要成分,而且从水质化验和其他异状判定是氢气冷却器漏水时,应先降低负荷,关小冷却水入口门,减少漏水量,再逐个查明漏水的冷却器,进行处理。发电机氢冷却器部分退出运行时,应按照厂家规定降低发电机负荷,水氢冷发电机氢气冷却器四分之一退出运行时的出力应降至80%以下,当发电机一侧的冷却器全部退出时须停机。

8.7.7 运行中若发现氢压降低和内冷水压升高的现象同时发生,应立即检查内冷水箱顶部是否出现氢气或箱内充气压力有无变化,同时降低负荷。一旦判定机内定子线棒漏水,应立即停机处理。

8.7.8 运行中定子内冷水电导率突然增大时,应检查该系统的冷却器是否漏水,离子交换器是否失效。如属前者,应切换备用冷却器。如属后者,应将离子交换器加以隔离,进行处理。与此同时应一面排污,一面补充合格的除盐水,以降低电导率。

8.7.9 当封闭母线处含氢量超过1%时,应立即停机处理。

8.7.10 发电机组轴承油系统或主油箱内气体应每周排空一次。当发电机组轴承油系统或主油箱内氢气体积含量超过1%时应停机处理。

8.7.11 若发电机内冷水箱漏氢量达到 $0.3\text{Nm}^3/\text{d}$ 时应在计划停机时安排消缺,漏氢量大于 $5\text{Nm}^3/\text{d}$ 时应立即停机处理。或当内冷水系统含氢(体积含量)超过2%应加强对发电机的监视,若超过10%应立即停机处理。

9 空冷发电机的运行

9.1 空冷系统

9.1.1 密闭式通风的发电机,应保持通风系统严密。冷空气室与热空气室应有隔热措施,并应装设厚玻璃窥视窗。空气室的门应用金属制作,并应严密。室内照明开关应装在外面。在空气室和空气通道内应清洁无杂物,其墙壁应涂刷浅色的油漆。

空气室内应设置水槽,并用水管引至室外,以排出内部积水,并可监视冷却器是否泄漏。

9.1.2 发电机通风系统不应有短路。发电机的轴封应保持严密并符合制造厂规定。发电机引出线附近，不应有空隙。风扇叶的方向和风挡板的位置应该正确。

9.1.3 集电环的通风系统与电机应分开，以免碳粉污染电机和励磁机。

9.1.4 气体冷却器供水管道系统中，应装设两个并联而且可以倒换使用的网状过滤器。在气体冷却器排水总管上，应装一个调节水量的阀门，该阀门的操作传动装置，应引到便于操作的地点。此外，每一段气体冷却器的进出口应装设截门。

如果气体冷却器的水不由循环水泵供给，而由压力较高的水源供给，则调节水量的阀门，应装在气体冷却器的进水口处。在此水管上，应装设压力表和带有水门的保险阀。

9.2 空冷发动机的运行参数

9.2.1 空冷发电机的温升限值参见附录 C 表 C.4。

9.2.2 发电机冷风温度应不超过 40℃。

9.2.3 运行时机内空气相对湿度应不大于 50%。

9.3 空冷发电机的启动、并列、加负荷和停机

9.3.1 发电机启动前除执行 5.1.2 的规定外，还应按如下项目进行检查：

- a) 确认发电机机械连接良好，各部件均安装完毕；
- b) 测温元件均校验完毕连接良好，指示正确；
- c) 轴承油路、冷却器水路均通畅正常；
- d) 所有接线正确、可靠；
- e) 确认发电机电加热器电源已切除。

9.3.2 打开空气冷却器进水阀，调节出水阀，让少量冷却水流出。打开排气阀排出空气，待排气阀有水流出即可关闭。调节冷却器水量至额定值，保持汽轮机侧、励磁机侧冷风温度基本相同。

9.3.3 投入轴承润滑油及顶轴油，转速升到设定值时，按汽轮机规定关闭顶轴油。

9.3.4 在低转速下检查发电机动静之间有无摩擦及碰撞，确认无异常后方可升速。在发电机升速过程中监测轴及轴承座的振动及轴瓦温度，检查碳刷与集电环的工作情况，均正常方可继续升速并迅速通过临界转速。达额定转速后，监测各部分数据均在规定的范围内，方可进行升压、并网操作。

9.3.5 降速到盘车转速时方可停空气冷却器的冷却水。

9.4 空冷发电机运行中的监视与维护

9.4.1 发电机运行时应监测下列项目：

- a) 定子、转子线圈温度；
- b) 定子铁芯温度；
- c) 轴瓦温度；
- d) 轴承进油压力、进油温度和回油温度；
- e) 冷却器进水温度、压力、流量以及出水温度；
- f) 轴及轴承座振动；
- g) 冷却器漏水监测状态；
- h) 滑环、碳刷运行状态。

9.4.2 发电机应在容量曲线规定的范围内运行。

9.5 空冷系统的故障处理

9.5.1 运行中发现机壳内有水时，应将漏水的空气冷却器的进、出水阀门关闭（注意进风温度）；空冷器之一因故障停止使用时，发电机应能带 80% 额定负荷连续运行，且发电机不超过允许温升。

9.5.2 空冷器全部停用后，机组带额定负荷运行的时间不得超过 30s。如不能在规定时间内恢复供水，则应立即停机处理。

附录 A
(资料性附录)

水、气、油系统管道及封闭母线的着色规定

表 A.1 给出了水、气、油系统管道及封闭母线的着色规定。

表 A.1 水、气、油系统管道及封闭母线的着色规定

| 管道类别 | | 颜色 |
|--------------------------|---------------------|--------------------------------|
| 汽 轮 发 电 机 | 油管 | 黄色 |
| | 冷却器的冷却水管 | 黑色 |
| | 直接冷却发电机的内冷水管(即凝结水管) | 浅绿色 |
| | 充氢管道 | 橙色 |
| | 充二氧化碳管道 | 浅灰色 |
| | 充压缩空气管道 | 天蓝色 |
| | 消防水管 | 红色 |
| | 封闭母线 | 外壳内表面和导体外表面应涂无光泽黑漆, 外壳外表面应涂浅色漆 |
| 注: 介质名称和流向箭头可用黑色或白色油漆涂刷。 | | |

附 录 B
(资料性附录)

集电环(滑环)电刷发生火花的原因和消除方法

表 B.1 给出了集电环(滑环)电刷发生火花的原因和消除方法。

表 B.1 集电环(滑环)电刷发生火花的原因和消除方法

| 现象 | 可能的原因 | 消除的方法 |
|---------------|---------------------------------|---|
| 检修后刚投入运行时发生火花 | 1. 电刷接触面研磨不良,与集电环(滑环)未完全接触 | 应重磨电刷或更换为研磨好的电刷 |
| | 2. 电刷通流回路接触电阻大,造成与其他电刷的负荷分配不均匀 | 检查电刷与铜辫的接触、刷辫与刷架引线回路中各螺钉是否紧固,接触是否良好 |
| | 3. 弹簧与电刷间失去绝缘,弹簧因流过电流而发热变软、失去弹性 | 将弹簧与电刷绝缘,如弹簧已失去弹性,则应更换 |
| 运行中发生火花的原因 | 1. 使用的电刷牌号不符合要求,或更换的电刷牌号错乱 | 检查电刷牌号,应使用制造厂家指定的或经过试验适用的同一牌号的电刷 |
| | 2. 电刷压力不均匀,或不符合要求 | 用弹簧秤检查电刷压力,并进行调整。电刷的压力应按制造厂家规定,无规定时可调整到不发生火花的最小压力(一般为 $200\text{g}/\text{cm}^2 \sim 300\text{g}/\text{cm}^2$)。各电刷压力应均匀,其差别不应超过 10% |
| | 3. 电刷磨短 | 电刷磨短至不能保持所需压力时应更换 |
| | 4. 电刷接触面不洁,在个别或全部电刷下出现火花 | 用干净帆布擦去或用电工刀刮去电刷接触面的污垢 |
| | 5. 电刷和刷辫、刷辫和刷架间的连接松动,发生局部火花 | 检查连接处的接触程度,设法紧固 |
| | 6. 电刷在刷盒中摇摆或动作卡涩,火花随负荷而增加 | 检查电刷在刷盒内能否上下自如地活动,更换摇摆和卡涩的电刷。电刷与刷盒之间应有 $0.1\text{mm} \sim 0.2\text{mm}$ 的间隙 |
| | 7. 集电环(滑环)表面凸凹不平 | 在停机时检查集电环(滑环)表面的不平度,应不超过厂家规定值。否则,应进行车削打磨处理 |
| | 8. 电刷间负荷分布不均匀 | 用直流卡钳检测电刷电流分布情况。对负荷过重、过轻的电刷及时调整处理,重点是使电刷压力均匀、位置对准集电环(滑环)圆周的法线方向、更换发热磨损的电刷 |

附录 C

(资料性附录)

发电机的温度、温升限值

表 C.1~表 C.4 给出了不同冷却形式发电机的温度及温升的限值。

表 C.1 水内冷发电机的温度限值

| 部 位 | 允许最高温度 ℃ | 测量方法 |
|--|--|----------|
| 定子铁芯轭部 | 120 | 电阻测温元件 |
| 定子铁芯齿部 | 120 | 电阻测温元件 |
| 定子绕组 | 90 | 层间电阻测温元件 |
| 定子绕组出水 | 85 | 温度计法 |
| 转子绕组出水 | 85 | 温度计法 |
| 定子端部冷却元件（铜屏蔽）出水 | 80 | 温度计法 |
| 集电环（滑环） | 120 | 温度计法 |
| 不与绕组接触的铁芯及其他部分 | 这些部件的温度在任何情况下不应达到使绕组或邻近的任何部位和绝缘或其他材料有损坏危险的数值 | |
| 注 1：用埋置检温计法测得的温度并不表示定子绕组最热点的温度。 | | |
| 注 2：集电环（滑环）的绝缘等级应与此温度限值相适应，温度只限于用膨胀式温度计测得。 | | |

表 C.2 氢气间接冷却发电机的温升限值

| 部件 | 测量位置和测量方法 | 氢气绝对压力 MPa | 冷却介质为 40℃时的温升限值 K |
|----------------|---|---------------|----------------------|
| 定子绕组 | 槽内上、下层线圈 埋置检温计法 | 0.15 及以下 | 85 |
| | | >0.15 且≤0.2 | 80 |
| | | >0.2 且≤0.3 | 78 |
| | | >0.3 且≤0.4 | 73 |
| | | >0.4 且≤0.5 | 70 |
| 转子绕组 | 电阻法 | 85 | |
| 定子铁芯 | 埋置检温计法 | 80 | |
| 不与绕组接触的铁芯及其他部件 | 这些部件的温升在任何情况下都不应达到使绕组或邻近的任何部位的绝缘或其他材料有损坏危险的数值 | | |
| 集电环（滑环） | 温度计法 | 80 | |

表 C.3 氢气和水直接冷却发电机的温度限值

| 部件 | 测量位置和测量方法 | 冷却方法和冷却介质 | 温度限值 ℃ |
|------|--------------------------|-----------|-----------|
| 定子绕组 | 直接冷却有效部分出口处的 氢温, 检温计法 | 水 | 85 |
| | | 氢气 | 110 |
| | 槽内上、下层线圈间 埋置检温计法 | 水 | 90 |

表 C.3 (续)

| 部件 | 测量位置和测量方法 | 冷却方法和冷却介质 | | 温度限值 ℃ |
|--|--|----------------------------|-------|-----------|
| 转子绕组 | 电阻法 | 氢气直接冷却转 子全长上径向出 风区数目 | 1 和 2 | 100 |
| | | | 3 和 4 | 105 |
| | | | 5~7 | 110 |
| | | | 8~14 | 115 |
| | | | 14 以上 | 120 |
| 定子铁芯 | 埋置检温计法 | | | 120 |
| 不与绕组接触的 铁芯及其他部件 | 这些部件的温升在任何情况下不应达到使绕组或邻近的任何部位的绝缘或其他材料有损坏危险的数值 | | | |
| 集电环（滑环） | 温度计法 | | | 120 |
| 注 1：用埋置检温计法测得的温度并不表示定子绕组最热点的温度。 注 2：转子绕组的温度限值是以转子全长上径向出风区的数目分级的。端部绕组出风在每端算一个风区，两个反方向的轴向冷却气体的共同出风口应作为两个出风区计算。 注 3：集电环（滑环）的绝缘等级应与此温度限值相适应。 | | | | |

表 C.4 空冷发电机温升限值

| 部件 | 测量位置和测量方法 | 冷却介质为 40℃ 时的温升限值 K |
|--------------------|---|--|
| 定子绕组 | 槽内上、下层线圈间 埋置检温计法 | 85 |
| 转子绕组 | 电阻法 | 间接冷却: 90 直接冷却: 75 (副槽通风), 65 (轴向通风) |
| 定子铁芯 | 埋置检温计法 | 80 |
| 集电环 | 温度计法 | 80 |
| 不与绕组接触的 铁芯及其他部件 | 这些部件的温升在任何情况下都不应达到使绕组或邻近的任何部位的绝缘或其他材料有损坏危险的数值 | |

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
汽 轮 发 电 机 运 行 导 则
DL/T 1164—2012

*

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>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

*

2012年12月第一版 2012年12月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 2.25印张 60千字
印数 0001—3000册

*

统一书号 155123·1240 定价 19.00元

敬 告 读 者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪
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



155123.1240

上架建议：规程规范/
电力工程/供用电

