



中华人民共和国国家标准

GB/T 43188—2023

发电机设备状态评价导则

Guide for condition evaluation of turbogenerators

2023-09-07 发布

2024-04-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 总体要求 1

5 评价资料 1

6 部件评价 2

7 整体评价 3

附录 A（资料性） 发电机状态量劣化程度分级 4

参考文献 13

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由全国电力设备状态维修与在线监测标准化技术委员会(SAC/TC 321)归口。

本文件起草单位：西安热工研究院有限公司、中国华能集团有限公司、中国电力科学研究院有限公司、国网山东省电力公司电力科学研究院、哈尔滨电机厂有限责任公司、国网浙江省电力有限公司电力科学研究院、东方电气集团东方电机有限公司、华北电力科学研究院有限责任公司、中国大唐集团科学技术研究总院有限公司西北电力试验研究院。

本文件主要起草人：杨博、刘瞻、吕尚霖、马晋辉、高克利、吴立远、曹志伟、靳慧勇、邵先军、王建立、雷雨、张建丁。

发电机设备状态评价导则

1 范围

本文件规定了发电机设备状态的总体要求、评价资料、部件评价及整体评价。

本文件适用于燃煤、燃气等发电厂隐极同步发电机设备的状态评价工作,其他类型发电机参照使用。

2 规范性引用文件

本文件没有规范性引用文件。

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

设备状态 equipment condition

设备在额定运行条件下保持安全、稳定运行能力的一种综合性表述。

3.2

状态量 condition indicators

直接或间接反映设备状态的数据、波形、图像、声音、现象等,需通过巡检、带电检测、在线监测和停电试验获取。

3.3

家族缺陷 family defect

由设计、材质、制造、工艺等共性因素导致的缺陷。

注:实践中,若同型号、同批次设备的某一缺陷发生率显著高于行业平均水平,通常为家族缺陷。

4 总体要求

4.1 发电机状态评价应收集设备全寿命周期内的投运前信息、运行信息、检修试验信息及其他信息,对信息中包含的电气类和非电气类状态量进行分析评价。

4.2 发电机状态评价应包括部件评价和整体评价,部件包括定子、转子及附属系统,部件评价按状态量劣化程度分为正常状态、注意状态、异常状态和严重状态。

4.3 发电机整体评价应在部件的基础上结合发电机整体性能进行判定。

4.4 发电机整体评价工作完成后应形成评价报告,结合发电机实际情况,提供运行、维护、检修策略。

5 评价资料

5.1 基本信息

基本信息应包括(但不限于)设备铭牌参数、设计说明书、订货技术协议、设备技术说明书、设备运维

手册、设备监造报告、型式试验报告、出厂试验报告、运输记录、到货验收及存放记录、交接试验报告、安装验收记录、安装调试报告及新(改、扩)建工程有关图纸等纸质和电子版资料信息。

5.2 运行信息

运行信息应包括(但不限于)设备运行属性(如设备归属、运行编号等)、实时运行数据、设备巡视记录、维护记录、运行分析记录、故障跳闸记录、重要缺陷和消缺记录、设备异动记录、启停记录、在线监测和带电检测数据以及不良工况等信息。

5.3 检修试验信息

检修试验信息应包括(但不限于)各类试验报告、缺陷及故障记录、检修报告、部件更换情况、设备停机检查记录、设备检测报告及设备技术改造等信息。

5.4 其他信息

其他信息应包括(但不限于)同制造厂、同型号、同批次设备(含主要元器件)由于制造厂设计、材质、工艺等同一共性因素导致的设备缺陷或隐患信息等家族性缺陷,设备状态数据、设备台账,相关反事故措施执行情况、电网运行环境信息、技术监督情况及整改措施等信息。

6 部件评价

6.1 一般规定

6.1.1 发电机部件评价通过状态量劣化程度进行评估,按照状态量对设备从轻到重的影响程度,将状态量劣化程度划分为Ⅰ级、Ⅱ级、Ⅲ级:

- a) 状态量超出标准限值要求,对设备的性能和安全运行影响相对较小时,将劣化程度划分为Ⅰ级;
- b) 状态量超出标准限值要求,对设备的性能和安全运行影响相对较大,但未直接影响设备安全时,将劣化程度划分为Ⅱ级;
- c) 状态量超出标准限值要求,并直接影响设备安全运行时,将劣化程度划分为Ⅲ级。

6.1.2 部件评价按状态量劣化程度分为正常状态、注意状态、异常状态和严重状态:

- a) 部件各状态量处于稳定且在标准限值以内,评价为正常状态;
- b) 部件存在一项劣化程度Ⅰ级的状态量超过标准限值,评价为注意状态;
- c) 部件存在至少一项Ⅱ级或多个劣化程度Ⅰ级的状态量超过标准限值,评价为异常状态;
- d) 部件存在至少一项劣化程度Ⅲ级的状态量超过标准限值,评价为严重状态。

6.2 定子评价

发电机定子评价宜综合考虑定子电气类和非电气类状态量的劣化程度进行评价。

电气类状态量应包括绝缘电阻、直流电阻、铁心损耗、过负荷、不平衡负载运行、空载特性曲线、三相稳定短路特性曲线等;非电气类状态量应包括温度、温差、流量试验、气密性及其他机械性能等。

发电机定子状态量劣化程度划分见附录 A 中 A.1。

6.3 转子评价

发电机转子评价宜综合考虑转子电气类和非电气类状态量的劣化程度进行评价。

电气类状态量应包括绝缘电阻、直流电阻、过电流、转子匝间短路及电气在线监测等;非电气类状态量应包括温度、振动、气密性及其他机械性能等。

发电机转子状态量劣化程度划分见 A.2。

6.4 附属系统评价

附属系统评价宜综合考虑励磁、氢油水等系统电气类和非电气类状态量的劣化程度进行评价。

电气类状态量应包括励磁系统涉及的过流、过负荷、强励倍数、强励时间、电压标称响应比、电压精度、动态增益、调差范围、空载阶跃响应特性、负载阶跃响应特性、励磁调节器调压范围、励磁调压速度、电压分辨率、保护特性等；非电气类量应包括氢油水系统涉及的氢气纯度、氢气湿度、漏氢量、密封油温度、密封油品质、冷却水压力、冷却水水质、冷却水流量、轴瓦振动、轴瓦温度等。

发电机附属系统状态量劣化程度划分见 A.3。

7 整体评价

7.1 发电机整体评价在定子、转子及附属系统评价结果基础上，结合发电机工况、运行参数、绝缘性能、电流过载情况、负载不平衡程度、冷却、出力、机械性能、轴承温度、轴瓦温度、效率等性能因素，综合进行判定。

7.2 整体评价结果可分为正常、注意、异常和严重状态四种情况。当全部部件评价为正常状态时，整体评价为正常状态；当一个或多个部件评价中最严重状态为注意状态时，整体评价为注意状态；当一个或多个部件评价中最严重状态为异常状态时，整体评价为异常状态；当一个或多个部件评价中存在严重状态时，整体评价为严重状态。

7.3 发电机状态评价完成后，应形成状态评价报告，报告内容分为发电机基本信息、评价详情及检修策略等部分。基本信息应包括(但不限于)型号、厂家、额定参数、定子绕组连接方式、定子绕组出线端子数、励磁方式、冷却方式等；评价详情应包括(但不限于)评价时间、异常状态描述、部件及整体评价结果等；检修策略应包括(但不限于)检修时间、检修等级、检修项目、重点检修部件等。

附录 A
(资料性)
发电机状态量劣化程度分级

A.1 发电机定子状态量劣化程度划分见表 A.1。

表 A.1 发电机定子状态量劣化程度分级表

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
1	发电机温度	Ⅲ	热分级 130(B)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 85 K	GB/T 7064
		Ⅲ	热分级 155(F)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 110 K	
		Ⅲ	热分级 130(B)定子铁心在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 80 K	
		Ⅲ	热分级 155(F)定子铁心在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 105 K	
		Ⅲ	氢气绝对压力≤0.15 MPa,热分级 130(B)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 85 K	
		Ⅲ	氢气绝对压力≤0.15 MPa,热分级 155(F)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 105 K	
		Ⅲ	0.15 MPa<氢气绝对压力≤0.2 MPa,热分级 130(B)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 80 K	
		Ⅲ	0.15 MPa<氢气绝对压力≤0.2 MPa,热分级 155(F)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 100 K	
		Ⅲ	0.2 MPa<氢气绝对压力≤0.3 MPa,热分级 130(B)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 78 K	
		Ⅲ	0.2 MPa<氢气绝对压力≤0.3 MPa,热分级 155(F)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 98 K	
		Ⅲ	0.3 MPa<氢气绝对压力≤0.4 MPa,热分级 130(B)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 73 K	
		Ⅲ	0.3 MPa<氢气绝对压力≤0.4 MPa,热分级 155(F)定子绕组在冷却介质为 40 ℃时的温升超过 93 K	

表 A.1 发电机定子状态劣化程度分级表（续）

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
1	发电机温度	Ⅲ	0.4 MPa<氢气绝对压力≤0.5 MPa,热分级 130(B)定子绕组在冷却介质为 40℃时的温升超过 70 K	GB/T 7064
		Ⅲ	0.4 MPa<氢气绝对压力≤0.5 MPa,热分级 155(F)定子绕组在冷却介质为 40℃时的温升超过 90 K	
		Ⅲ	热分级 130(B)定子铁心在冷却介质为 40℃时的温升超过 80 K	
		Ⅲ	热分级 155(F)定子铁心在冷却介质为 40℃时的温升超过 100 K	
		Ⅲ	热分级 130(B)定子绕组温度超过 90℃(冷却介质为水)	
		Ⅲ	热分级 130(B)定子绕组温度超过 110℃(冷却介质为氢气)	
		Ⅲ	热分级 155(F)定子绕组温度超过 90℃(冷却介质为水)	
		Ⅲ	热分级 155(F)定子绕组温度超过 130℃(冷却介质为氢气)	
2	温差限值	Ⅲ	热分级 130(B)定子铁心温度超过 120℃	DL/T 1164 或制造厂说明书
		Ⅲ	热分级 155(F)定子铁心温度超过 140℃	
3	定子绕组端部振动	Ⅰ	定子线棒温差≥14 K 或定子引水管出水温差≥12 K	GB/T 20140,针对配置有定子绕组端部振动在线监测装置的发 电机
		Ⅱ	定子绕组端部通频和倍频振动位移峰值小于或等于 250 μm	
		Ⅲ	定子绕组端部通频和倍频振动位移峰值大于 250 μm,小于或等于 400 μm	
4	过负荷	Ⅲ	定子绕组端部通频和倍频振动位移峰值大于 400 μm	GB/T 7064
5	短路电流、短路次数	Ⅲ	$(i^2-1)t>37.5\text{ s}$,且一年内超过 2 次	短路冲击的持续时间每超过 0.5 s,应增加一次统计次数
		Ⅰ	短路冲击电流达到允许短路电流 50%~70%,次数累计≥6 次	
		Ⅱ	短路冲击电流达到允许短路电流 70%~90%	
		Ⅲ	短路冲击电流达到允许短路电流 90%以上	

表 A.1 发电机定子状态量劣化程度分级表 (续)

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
6	不平衡 负载运行		连续运行的 I_2/I_N 值	GB/T 7064
			$S_N \leq 350$ MVA 超过 0.08	
			$350 \text{ MVA} < S_N \leq 900$ MVA 超过 0.08— $(S_N - 350)/30\ 000$	
			$900 \text{ MVA} < S_N \leq 1\ 250$ MVA 超过 0.08— $(S_N - 350)/30\ 000$	
			$1\ 250 \text{ MVA} < S_N \leq 1\ 600$ MVA 超过 0.05	
			$S_N \leq 350$ MVA 超过 8	
			$350 \text{ MVA} < S_N \leq 900$ MVA 超过 8— $0.005\ 45(S_N - 350)$	
7	故障运行时的 $(I_2/I_N)^2 t$ 的值		$900 \text{ MVA} < S_N \leq 1\ 250$ MVA 超过 5	
			$1\ 250 \text{ MVA} < S_N \leq 1\ 600$ MVA 超过 5	
			超过发电机制造厂过励磁限值	
			制造厂说明书	
8	频率偏差	II	额定负荷下频率偏差超过 $\pm 2\%$	GB/T 7064 以及制造厂关于频率偏差对发电机寿命管理的影响
9	绝缘过热	II	绝缘过热在线监测装置显示过热并报警	—
10	局部放电	II	局放在线监测装置显示局放较严重, Q_m 一年内增加量超过 1 倍	GB/T 20833.2
11	异音	I	运行中声音异常	—
12	定子接地达到继电保护设置值	II	定子接地保护达到继电保护设置的高值(报警值)	—
		III	定子接地保护达到继电保护设置的低值(动作值)	
		II	若在相近试验条件(温度、湿度)下,绝缘电阻值降低到历年正常值的 1/3 以下	
		II	各相或各分支绝缘电阻值的差值大于最小值的 100%	
13	定子绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数	II	环氧粉云母绝缘吸收比小于 1.6 且极化指数小于 2.0	
		II	发电机相间(或分支间)差别及其历年的相对变化大于 1%	
		III	发电机各相或各分支的直流电阻值,在校正了由于引线长度不同而引起的误差后相间差别以及和初次(出厂或交接时)测量值比较,相差大于最小值的 2%	
14	定子绕组直流电阻	II	泄漏电流随时间的延长而增大	DL/T 1768 或 DL/T 596
15	定子绕组泄漏电流	II	泄漏电流随电压不成比例显著增长	
		III	各相泄漏电流的差别大于最小值的 100%	
16	发电机组和励磁机轴承的绝缘电阻	II	轴承绝缘电阻值低于 0.5 M Ω	

表 A.1 发电机定子状态量劣化程度分级表（续）

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
17	定子铁心磁化试验	Ⅲ	发电机铁心最大温升大于 25 K	GB/T 20835
		Ⅲ	相同部位(定子齿或槽)温差大于 15 K	
18	定子槽部线圈防晕层对地电位	Ⅱ	大于 10 V 或超出制造厂规定	DL/T 1768 或 DL/T 596
19	定子绕组端部电晕	Ⅱ	同相内电晕检测,有亮点和火花	采用暗室目测法检测,按照 DL/T 298
		Ⅱ	异相间电晕检测,有间断出现的金黄色亮点,无连续晕带	
		Ⅲ	异相间电晕检测,有明显的金黄色亮点、稳定的火花或连续晕带	
20	定子绕组端部动态特性	Ⅱ	相引线和主引线固有频率在 95 Hz~108 Hz	GB/T 20140
		Ⅱ	椭圆振型固有频率在 95 Hz~110 Hz	
21	定子绕组手包绝缘施加直流电压	Ⅲ	相邻不同相手包绝缘,泄漏电流超过 20 μA;100 MΩ 电阻上的电压降值大于 2 000 V	DL/T 1612
22	流量试验	Ⅲ	引水管分类比较,负偏差绝对值大于 10%	DL/T 1522
23	水路气密试验	Ⅱ	24 h 的漏气率大于 1%	JB/T 6228
24	穿心螺杆绝缘电阻	Ⅱ	低于制造厂要求	制造厂说明书
25	绕组介损及介损增量试验	Ⅲ	$\Delta \tan \delta_N > 4\%$ 或 $\tan \delta_N > 6\%$	DL/T 492
26	绕组电容增量试验	Ⅲ	$\Delta C > 8\%$	DL/T 492
27	空载特性曲线	Ⅱ	与制造厂出厂(或以前测得的)数据比较,超过测量误差的范围	DL/T 1768 或 DL/T 596
28	三相稳定短路特性曲线	Ⅱ	与制造厂出厂(或以前测得的)数据比较,超过测量误差的范围	DL/T 1768 或 DL/T 596

表 A.1 发电机定子状态量劣化程度分级表（续）

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
29	已发布的家族缺陷；或者同厂、同型、同期设备的故障信息	II	一般缺陷未整改	—
		III	重大缺陷未整改	—
注：				
i ——定子绕组电流除以定子绕组额定电流所得值；				
t ——时间；				
I_2 ——负序电流；				
I_N ——发电机定子绕组额定电流；				
S_N ——发电机额定容量；				
Q_m ——最大局部放电量；				
$\Delta \tan \delta_N$ ——额定电压下的介质损耗因数与 20％额定电压下的介质损耗因数的差值；				
ΔC ——额定电压下的绕组对地电容量与 20％额定电压下的绕组对地电容量的差值。				

A.2 发电机转子状态量劣化程度划分见表 A.2。

表 A.2 发电机转子状态量劣化程度分级表

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
1	温度	III	热分级 130(B) 间接冷却方式，在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 90 K	GB/T 7064
		III	热分级 130(B) 直接冷却方式(副槽通风)，在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 75 K	
		III	热分级 130(B) 直接冷却方式(轴向通风)，在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 65 K	
		III	热分级 155(F) 间接冷却方式，在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 115 K	
		III	热分级 155(F) 直接冷却方式(副槽通风)，在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 100 K	
		III	热分级 155(F) 直接冷却方式(轴向通风)，在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 90 K	
		III	氢气间接冷却发电机	
		III	热分级 130(B) 在冷却介质为 40 °C 时转子绕组温升大于 85 K	

表 A.2 发电机转子状态劣化程度分级表（续）

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
1	温度	III	氢气间接冷却发电机	热分级 155(F)在冷却介质为 40℃时转子绕组温升大于 105 K
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 130(B) 风区数 1 和 2,转子绕组温度超过 100℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 150(F) 风区数 1 和 2,转子绕组温度超过 115℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 130(B) 风区数 3 和 4,转子绕组温度超过 105℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 150(F) 风区数 3 和 4,转子绕组温度超过 120℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 130(B) 风区数 5~7,转子绕组温度超过 110℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 150(F) 风区数 5~7,转子绕组温度超过 125℃
		III	氢气和水直接冷却的发电机	氢气直接冷却发电机 热分级 130(B) 风区数 8~14,转子绕组温度超过 115℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 150(F) 风区数 8~14,转子绕组温度超过 130℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 130(B) 风区数 14 以上,转子绕组温度超过 120℃
		III		氢气直接冷却发电机 热分级 150(F) 风区数 14 以上,转子绕组温度超过 135℃
		III		水直接冷却发电机 热分级 130(B),转子绕组温度超过 90℃
		III		水直接冷却发电机 热分级 150(F),转子绕组温度超过 90℃
		III		热分级 130(B),集电环温度超过 120℃
		III		热分级 150(F),集电环温度超过 140℃
2	转子匝间短路在线监测	II	转子气隙磁通法在线装置检测数据中两极对应槽线圈电压峰值相差大于 0.45×1/N	DL/T 1525
3	过电流	III	$(i_t^2 - 1)t > 33.75$ s 且一年内超过 2 次	GB/T 7064
4	集电环及碳刷	II	集电环外表面跳动不满足要求	—
		II	电刷间负荷分布不平衡,电刷电流密度不在 4 A/cm ² ~9 A/cm ² 范围,或不符合制造厂要求	—
		III	空气间接冷却方式,冷却介质为 40℃时温升超过 80 K(B级绝缘)或 105 K(F级绝缘) 氢气间接冷却方式,冷却介质为 40℃时温升超过 80 K(B级绝缘)或 100 K(F级绝缘) 氢气和水直接冷却方式,温度超过 120℃(B级绝缘)或 140℃(F级绝缘)	GB/T 7064
		II	电刷压力不平衡或不符合制造厂要求,电刷压力差别大于 10%	—

表 A.2 发电机转子状态量劣化程度分级表 (续)

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
4	集电环及碳刷	II	电刷使用牌号不符合要求,或更换的电刷牌号错乱	DL/T 1164
		II	接地碳刷接触不良	
5	轴振动	II	轴相对位移处于区域 C	GB/T 11348.2
		III	轴相对位移处于区域 D	
		II	轴绝对位移处于区域 C	
		III	轴绝对位移处于区域 D	
6	转子绝缘电阻	III	绝缘电阻值在室温时小于 0.5 MΩ	DL/T 1768
			水内冷转子绕组绝缘电阻值在室温时小于 5 kΩ	
7	转子直流电阻	III	与初次(交接或大修)所测结果比较,换算至同一温度下其差别超过 2%	
8	转子匝间短路离线检测	II	交流阻抗值与出厂数据或历史数据比较,减少值超过 10%;或在转子升速与降速过程中,相邻转速下,相同电压的交流阻抗发生 5%以上突变	DL/T 1525
		II	在排除干扰后两极的响应存在明显差值	
		II	极间电压差超过最大电压值的 3%	
9	轴电压	II	发电机大轴对地电压大于 20 V(或当两侧大轴电压大于大轴对地电压),或制造厂规定值	DL/T 1768
10	护环及风叶探伤	III	存在裂纹	—
注: i_t ——励磁电流除以额定励磁电流所得值。				

A.3 发电机附属系统状态劣化程度划分见表 A.3。

表 A.3 发电机附属系统状态劣化程度分级表

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
1	氢气	纯度	氢气纯度按容积计<95%	GB/T 7064
			氢气中氧的体积分数>0.5%	
	湿度	II	发电机内最低温度 5℃时, t_d (露点)<-25℃或 t_d (露点)>-5℃	GB/T 7064
		II	发电机内最低温度 10℃时, t_d (露点)<-25℃或 t_d (露点)>0℃	
	冷氢温度	I	高于定子内冷水进水温度	GB/T 7064
		II	超过 46℃	
	压力	II	氢气压力低于定子绕组内冷水压力	DL/T 1164 和制造厂说明书
		II	氢气压力低于额定压力	
	含氢量或漏氢量	III	轴承油系统或主油箱≥1%	DL/T 1164
		III	封闭母线外套≥1%	
		III	内冷水系统漏氢量≥5 m ³ /d 或内冷水箱内的含氢量(体积含量)≥10%	
		II	漏氢量大于标准规定值	
2	空气	II	空冷发电机冷风温度超过 40℃	空冷发电机
		II	空冷发电机内空气相对湿度大于 50%	空冷发电机
3	冷却水	I	pH 值(25℃)>9 或 pH 值(25℃)<7	GB/T 7064
		II	电导率(25℃)>2.0 μS/cm	
		II	含铜量>20 μg/L	
		II	溶氧量>20 μg/L(贫氧运行方式)	
		I	pH 值(25℃)>9 或 pH 值(25℃)<7	GB/T 7064
		II	电导率(25℃)>5.0 μS/cm	
		II	含铜量>40 μg/L	
		I	pH 值(25℃)>7.5 或 pH 值(25℃)<6.5	
		II	电导率(25℃)>1.2 μS/cm	
		II	不锈钢空心导线	GB/T 7064

表 A.3 发电机附属系统状态劣化程度分级表（续）

序号	状态量	劣化程度	判断依据	说明
3	冷却水	进水温度	发电机的内冷水进水温度 $\geq 50\text{ }^{\circ}\text{C}$	DL/T 1164
		运行压力	调节阀相同开度下,水压高出正常水压 30%	DL/T 801
		流量	相同流量下,定子进、出水压力差的变化与原始数据相比变化明显,但小于 10%	
			低于额定流量	
			相同流量下,定子进、出水压力差的变化比原始数据大 10%	
		外观浑浊		DL/T 705
4	密封油	油质	运动黏度(40 $^{\circ}\text{C}$)与新油原定值的偏差大于 20%	
			闪点(开口杯)低于新油原定值 15 $^{\circ}\text{C}$	
			酸值(以氢氧化钾计) $\geq 0.30\text{ mg/g}$	
			有机机械杂质	
			水分 $\geq 50\text{ mg/L}$	DL/T 1164 和制造厂说明书
			双流环式密封油系统的压差阀不能保证空侧密封油压机内氢压高出 0.08 MPa(或按制造厂规定)	
			双流环式密封油系统平衡阀不能保证氢侧密封油和空侧密封油压差超过制造厂规定值	
			单流环式密封油系统中的压差阀不能保证密封油压机内氢压高出 0.05 MPa(或按制造厂规定),存在较大偏离	
5	轴瓦	压力阀	三流环式密封油系统的空侧压差阀不能保证空侧密封油压机内氢压高出 0.05 MPa(或按制造厂规定),存在较大偏离	
			三流环式密封油系统的氢侧压差阀不能保证氢侧油压比空侧油压高出 0.01 MPa,存在较大偏离	DL/T 1164
			三流环式密封油系统的真空侧密封油压与氢侧密封油压存在较大偏差	
			轴承回油温度超过 70 $^{\circ}\text{C}$	
6	漏液监测		轴瓦温度超过 105 $^{\circ}\text{C}$	—
			漏液监测报警	

参 考 文 献

- [1] GB/T 7064 隐极同步发电机技术要求
 - [2] GB/T 11348.2 机械振动 在旋转轴上测量评价机器的振动 第2部分:功率大于50 MW,额定工作转速1 500 r/min、1 800 r/min、3 000 r/min、3 600 r/min 陆地安装的汽轮机和发电机
 - [3] GB/T 20140 隐极同步发电机定子绕组端部动态特性和振动测量方法及评定
 - [4] GB/T 20833.2 旋转电机 旋转电机定子绕组绝缘 第2部分:在线局部放电测量
 - [5] GB/T 20835 发电机定子铁心磁化试验导则
 - [6] DL/T 298 发电机定子绕组端部电晕检测与评定导则
 - [7] DL/T 492 发电机环氧云母定子绕组绝缘老化鉴定导则
 - [8] DL/T 596 电力设备预防性试验规程
 - [9] DL/T 705 运行中氢冷发电机用密封油质量
 - [10] DL/T 801 大型发电机内冷却水质及系统技术要求
 - [11] DL/T 1164 汽轮发电机运行导则
 - [12] DL/T 1522 发电机定子绕组内冷水系统水流量超声波测量方法及评定导则
 - [13] DL/T 1525 隐极同步发电机转子匝间短路故障诊断导则
 - [14] DL/T 1612 发电机定子绕组手包绝缘施加直流电压测量方法及评定导则
 - [15] DL/T 1768 旋转电机预防性试验规程
 - [16] JB/T 6228 汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定
-