

「发电机」

某200 MW机组漏氢事件分析与处理

文/大庆油田电力集团油田热电厂 马庆柱 叶蕊 王志新 姜亚洁 黄菊艳

发电机漏氢是氢冷机组运行中发生率较高且危害性很大的事件，严重影响了机组的安全运行。针对某200 MW机组一次严重漏氢事件，详细分析了3种漏氢模式——直接外漏、漏到密封油系统、漏入内冷水系统；对3种漏氢模式的漏氢量进行了检测和换算，评估了漏氢对机组运行安全的影响；就漏氢事件发生的原因进行了分析，对处理过程进行了总结；提出了监督管理方面的要求，可为其他电厂处理类似问题提供借鉴。

氢气因其具有冷却效率高、冷却效果好的优势，加之比较纯净、不易氧化、电晕时不产生臭氧等优点，在大型发电机组中普遍用以作为冷却介质。但是，氢气属第2.1类易燃气体，燃烧时肉眼不易察觉，在空气中，氢气爆炸极限为体积分量的4.0%~74.2%。因此，对氢冷发电机的氢气质量控制及运行维护提出了较高的要求。

某电厂7号72型汽轮发电机组配置哈尔滨电机有限责任公司生产的QFSN-200-2型发电机，采用水-氢-氢冷却方式，其密封油系统采用双流环式密封瓦，于1993年9月23日投产。机组装有氢气干燥装置和内冷水系统。额定工作氢压0.3 MPa，内冷水压0.2 MPa，额定氢压下的泄漏量14.5 m³/d。本文就该台发电机（以下简称D7发电机）发生的一次漏氢事件进行分析和总结，可为漏氢事件决策过程的技术组织工作和漏氢的停机检修标准提供参考。

D7发电机漏氢模式

水-氢-氢冷却方式的发电机漏氢途径很多，归纳起来主要有3种模式：一是直接外漏，即发电机内的氢气通过泄漏点漏到机壳外的空气中；二是漏到发电机密封油系统；三是漏到发电机内冷水系统。后两种基本属于“暗漏”，漏点具体位置不明确，检查处理较为复杂，且处理时间要长，给大型发电机组的安全运行带来潜在危害。D7发电机漏氢事件发生时内冷水箱处测氢含量时有时无，测氢范围0%~13%，发电机日补氢量11.1 m³（该台发电机厂家合同保证漏氢量≤8 m³/d），与本次事件有关的渗漏情况如表1所示。

D7发电机漏氢量检测及换算

D7发电机漏氢事件风险控制关键在于确定各种漏氢模式下的漏氢量大小，以便为运行监视、

表1 D7发电机漏氢情况

漏氢模式	漏点部位	泄漏描述	发现时间
直接外漏	室外立盘氢气入口压力表活接	1处微漏	2012-7-21
	室外氢气压力表一次门	1处微漏	2012-7-21
	1号及2号补氢门后法兰	各1处微漏	2012-7-26
漏到密封油系统	发电机励侧下端盖中分面密封槽	1处泄漏极大	2012-9-16
	励侧“17点”位置，聚四氟乙烯引水管与汇水环连接管螺母	1处泄漏较大	2012-8-30
	绝缘引水管不锈钢压幅励侧	13处微渗、11处微漏	2012-9-18
	绝缘引水管不锈钢压幅汽侧	20处微渗、16处微漏	2012-9-18
漏入内冷水系统	绝缘引水管本体	普遍微渗	2012-9-18
	并联引线电连接接触板U ₁ 相上部及U ₂ 相下部引线接头	各1处开焊微漏	2013-5-25
	并联引线电连接接触板V ₁ 相及V ₂ 相上部引线接头和U ₂ 相引水管接头	各1处开焊微漏	2013-5-25
	W ₂ 相出线电连接接触板上部引线接头	1处开焊微漏	2013-5-25
	V ₂ 瓷绝缘子电连接胶圈变形	1处微漏	2013-5-31

防爆检测和检修决策提供依据。针对漏氢模式1可以通过氢气检漏仪、肥皂液、卤素检漏仪等多种检漏设备找到漏氢点并加以消除。只要制订有较全面的检测点清单，一般都能够较为迅速地检测发现。本次漏氢事件检测出的直接外漏点有四处，均在机组运行当中处理完毕，漏氢模式1处理好后，发电机日补氢量减少0.3 m³。

本次漏氢模式2发生时，氢气经1号排烟风机DN108排气管排向墙外距10 m平台屋顶7 m高的大气中。事发时排烟风机出口挡板开度在3/14位置，用可以检测出低至 5×10^{-7} mbar/s泄漏的H2000 PLUS型氢气检漏仪测出排气管含氢量 $7.86 \times 10^{-2}\%$ ，根据表2相关数据，计算可知排气管流量6 535.5 m³/d，漏氢模式2漏氢量5.14 m³/d。

表2 1号排烟风机铭牌

GXP-HB-200型发电机密封油系统无泄漏高效排油烟装置			
适用机组容量50~600 MW汽轮发电机组			
排烟风机参数	功率/kW	3 (4)	
	转速/ (r/min)	2 960	
	风量/ (m³/s)	0.320 (0.386)	
	全压/Pa	4 500 (5 000)	
排烟母管直径	DN108、DN133、		
	DN159、DN219		
牡丹江电力技术研究所97/6/3			

剔除D7发电机模式1漏氢量0.3 m³/d和模式2漏氢量5.14 m³/d，可计算模式3漏氢量5.66 m³/d。根据GB/T 7064—2002 “《附录D 用氢气作为冷却介质的电机安装和运行的附加规则》：D13当内冷水系统含氢（体积含）超过3%，应加强对电机的监视；若超过20%应立即停机处理。或当内冷水系统中漏氢量大于0.5 m³/d时可在计划停机时安排消缺；若漏氢量超过10 m³/d时应立即停机处理。”，结合国电发〔2000〕589号，防止电力生产重大事故的25项重点要求“应按时检测氢冷发电机油系统、主油箱内、封闭母线外套内的氢气体积含量，超过1%时，应停机查漏消缺。当内冷水箱内的含氢量达到3%时报警，在120 h内缺陷未能消除或含氢量升至20%时，应停机处理。”，D7发电机模式3漏氢可在计划停机时安排消缺。

D7发电机漏氢原因分析及处理过程

该厂规程规定：①发电机在低氢压工作时，其允许负荷应在安装后根据温升试验确定，可参考表3进行。②发电机在满负荷运行，氢压不得低于0.28 MPa。

表3 发电机氢气压力与定子电压、电流及有功功率的变化关系

氢气压力 /kPa	定子电压 /V	定子电流 /A	有功功率 /MW	功率 因数
49.1	15 750	2 150	50	0.85
49.1	15 750	3 230	75	0.85
98.1	15 750	4 310	100	0.85
147.2	15 750	5 400	125	0.85
196.2	15 750	6 470	150	0.85
245.3	15 750	7 450	175	0.85
294.3	15 750	8 625	200	0.85

发现漏氢后，该厂机组运行维护当中发电机氢压一直维持在0.28 MPa运行。下面着重介绍漏氢模式为“暗漏”时的分析与处理。

1. 针对模式2漏氢的分析与处理

密封瓦安装在发电机外端盖内部的轴承区内，通过密封油系统不间断提供的压力油在转子轴半径方向形成环形轴密封，以防止定子内部氢气沿轴颈泄漏。

如图1所示，本台机组采用双流环式油密封，设计的油、氢压差40~60 kPa，空、氢侧油压差1 kPa，密封瓦可在轴颈上随意径向浮动，并通过销键定位在密封座内。

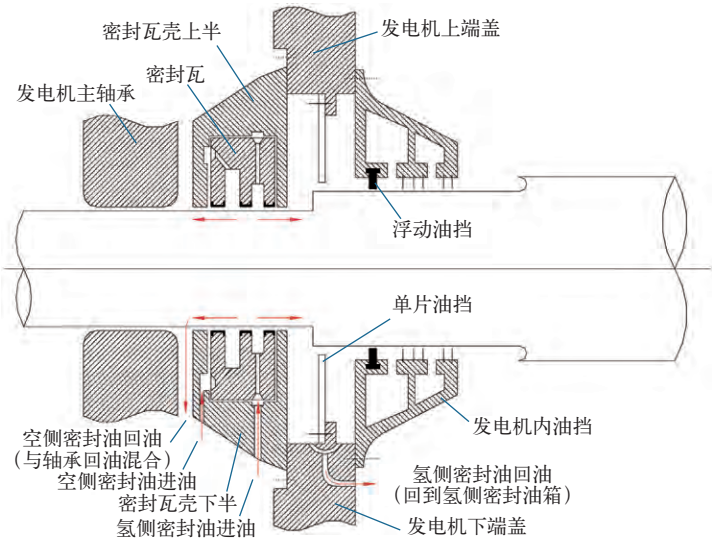


图1 双流环式密封瓦结构示意图

(1) 模式2漏氢原因分析

氢气漏到密封油系统是目前该厂漏氢中危险性最大的漏氢模式。当时该厂对于模式2漏氢的运行监测、设备管理监督及防爆检测与风险评价，尚无有针对性的、明确的程序规定。对密封瓦漏氢不能进行有效监视，容易导致发现隐患较晚、

2) 200 MW机组频繁地参与省网调峰, 发电机受系统冲击比较大。

3) 受内冷水等腐蚀及设备材质老化影响, 造成渗漏。事实上发生模式3漏氢时, 内冷水指标中铜含量178.44 $\mu\text{g/L}$, 25℃时pH值6.82, 均已超出JB/T 6228—2005 “铜 $\leq 40 \mu\text{g/L}$ 、pH (25℃) 7.0~9.0”的规定。

(2) 模式3漏氢处理

整个处理过程可分为三个阶段。

1) 第1阶段: 2012年8月30日在未抽转子情况下, 从人孔门进入发电机内部检查。用低于检漏压力的压缩空气吹扫排除定子水路剩余冷却水并吹干, 在内冷水系统出水侧加装堵板后充示踪气体氟利昂至350 kPa, 静止8 h后用卤素检漏仪精检。卤素灯火焰变绿色时再用肥皂水涂漏气部位以判断泄漏程度, 渗漏检测情况见表1。漏点处理好后, 充氟利昂精检未发现异常, 换充335 kPa氮气, 在水路安装一块0.25级标准压力表, 在汽端、励端各悬挂一支0~50℃温度计, 试验压力294.3 kPa稳定2 h后开始做24 h气密试验, 每隔1 h记录1次数据。根据公式

$$\Delta p_d = \frac{24}{\Delta t} \left[(p_1 - p_2) + (B_1 - B_2) + \frac{(p_1 + B_1) \times (t_2 - t_1)}{273 + t_1} \right]$$

式中, p_1 为试验起始表压, MPa; p_2 为试验终止表压, MPa; B_1 为试验起始大气压力, MPa; B_2 为试验终止大气压力, MPa; t_1 为试验起始平均温度, ℃; t_2 为试验终止平均温度, ℃; Δp_d 为24 h泄漏压降, MPa; Δt 为试验时间, h。算出24 h泄漏压降 $\Delta p_d = 0.00042 < 1\% p_1$; 再根据公式 $\delta = (\Delta p_d / p_1) \times 100\%$, 算出24 h漏气率 $\delta = 0.1247\% < 1\%$ 。氮气保压试验合格, 内冷水箱含氢量降为0~9%, D7发电机漏氢量降至9.6 m^3/d 。剔除模式1漏氢量0.3 m^3/d 影响, 此阶段模式3漏氢量减少1.2 m^3/d 。结合内冷水箱含氢量变化情况, 意识到了模式2漏氢的存在。于是在9月16日发现1号排烟风机排气管口含氢量 $7.86 \times 10^{-2}\%$, 进而查出发电机励侧下端盖中分面密封槽处漏氢。

2) 第2阶段: 2012年9月18日抽发电机转子后, 将内冷水压力提升至600 kPa, 稳定后保持24 h未见异常。然后采用集气法检漏, 充入350 kPa氟利昂, 再用氮气提压至450 kPa, 渗漏检测情况如表1所示。渗漏点处理完, 绝缘引水管更换后, 卤素检漏及氮气保压正常, 内冷水箱含氢量降为0~6%, 加之处理了漏氢模式2的漏氢量5.14 m^3/d ,

D7发电机漏氢量降至2.9 m^3/d 。此阶段模式3漏氢量减少1.56 m^3/d 。

此时受发电、供热生产任务影响, 发电机氢压一直在0.28 MPa进行机组运行当中的氢气质量控制及运行维护。从2012年10月15日至2013年5月1日, 运行维护198天。

3) 第3阶段: 考虑到发电机出线电连接部分处于水系统的最低点, 内冷水不排净时会阻止试验介质的渗出, 2013年5月将出线部分绝缘缘拆开, 彻底放净内冷水, 更换电连接接线板通水孔用专用胶垫密封, 经氟利昂检漏, 渗漏检测情况参见表1。发电机出线部分冷却水回路示意如图4所示。漏点进行了焊接并对接触板进行电镀, 回装时更换了所有密封胶圈。氟利昂检漏及氢气检漏无问题, 且保压和手包绝缘处电位外移试验合格, 内冷水箱含氢量降为0~0.2%, D7发电机漏氢量降至0.7 m^3/d 。此阶段模式3漏氢量减少2.2 m^3/d 。

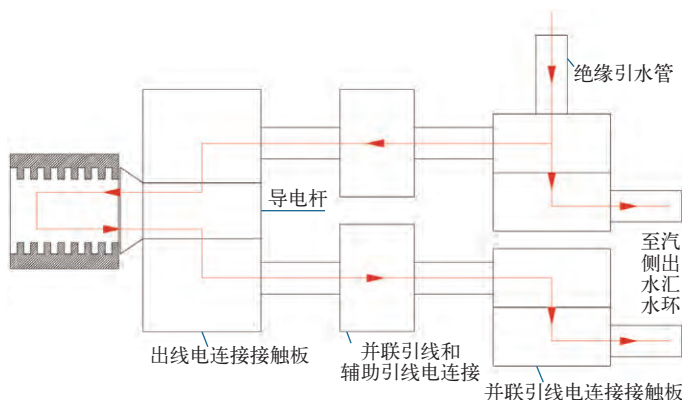


图4 发电机出线部分冷却水回路示意

结束语

1) D7发电机存在3种漏氢模式, 漏氢模式1、2、3的漏氢量大体上分别为0.3 m^3/d 、5.14 m^3/d 和4.96 m^3/d 。规范的漏氢检测要求及停机检修标准对预防发电机发生风险至关重要。在D7发电机漏氢事件处理过程中, 前期由于氢气探测器精度不够、检测方法不当、技术人员缺乏经验等原因, 发现模式2漏氢较晚。

2) 管路有存水时, 检漏介质气体难以渗透, 容易造成合格假象, 检漏时必须把管路里的存水排净。

3) 发电机内冷水箱上应设置在线漏氢检测装置并监视好内冷水的电导率、pH值、硬度和含铜量等指标。EA

(收稿日期: 2014.11.17)