

±500 kV 换流站阀水冷系统隐患分析治理

段涛, 杨斌, 李贤庆, 彭东

(国网四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610001)

摘要: 以±500 kV 德阳换流站为例, 介绍了主泵轴封渗水及均压电极腐蚀结垢两项可能导致直流设备停运的典型阀水冷系统隐患。通过多次处理轴封缺陷, 并在设备运行过程中连续跟踪分析, 基本确定气蚀振动是引发轴封渗水的原因。因此提出从电机选型、电机控制及主泵进出水管路改造三方面防控此类隐患的意见, 并确定最经济稳定的改造方案为主泵进出水管路增加旁路的方式。利用停机机会检查电极结垢、腐蚀情况, 判断电极结垢可能对直流输电系统造成的影响。通过结垢成分分析确定引发电极结垢的设备原因, 采用冷却水介质换型解决了因水质而造成散热器腐蚀隐患。根据内水冷密闭结构提出了增加气囊的改造方案, 在含氧量方面进行电极结垢控制。两项隐患的分析治理过程对新投换流站相关设备的选型及设计都有一定的指导意义, 为已投换流站类似隐患分析提供了参考依据。

关键词: 阀水冷系统; 直流停运; 轴封渗水; 电极结垢; 隐患治理

Analysis of potential dangers in ±500 kV converter station valve water cooling system

DUAN Tao, YANG Bin, LI Xian-qing, PENG Dong

(Sichuan Electric Power Corporation Overhaul Company, Chengdu 610001, China)

Abstract: Taking the ± 500 kV Deyang Converter Station as an example, the main pump shaft seal water seepage and the scaling of voltage sharing electrodes are two typical hidden troubles which may cause HVDC equipment outage. Through the defects treatment of shaft seals for many times, tracking and analysis continuously in the operation process of equipment, it can be basically determined that cavitation vibration is the reason which causes shaft seal water seepage. In order to prevent and control this hidden trouble, three improving suggestions are put forward, including motor selection, motor controlling and improving the main pump outlet pipe road, and then the improvement program is determined as adding the bypass in the main pump outlet pipe road for its economy and stability. Electrode scaling and corrosion is checked to determine the influence of HVDC transmission system caused by electrode scaling, the cause of the electrode scaling is determined according to the analysis of the constituents content in scaling electrode, and then the electrodes are descaled. The hidden trouble of radiator corrosion caused by water quality is solved by changing the cooling water medium, and according to the closed structure of inner cooling water system, an improved scheme by adding gasbag is designed to descale the electrodes. Analysis and governance of the two hidden troubles will provide the guidance for selecting and designing of related equipment in new converter, and provide a reference to analyze the similar hidden hazard for completed converters.

Key words: valve water cooling system; HVDC equipment outage; shaft seal water seepage; electrode scaling; hidden troubles governance

中图分类号: TM76 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)18-0132-07

0 引言

可控硅换流阀是换流站的核心元件, 正常运行时, 大电流会产生高热量, 导致可控硅温度急剧上升, 如果不对可控硅进行有效冷却, 可控硅将被烧坏, 造成直流输电系统停运。换流阀冷却系统可分为内冷却系统和外冷却系统, 它通过冷却介质的流

动带走可控硅消耗功率所产生的热量。常规换流站内冷却系统采用去离子水作为冷却介质, 外冷却系统可根据换流站所处地理位置及水质情况选择水冷方式或风冷方式^[1-4]。

近年来, 国网公司越来越重视电网隐患排查治理工作, 特别是对于跨区输电的直流输电工程, 已先后安排多次隐患排查专项工作, 各换流站在设备

运维工作中也排查发现了多项重大隐患并安排进行治理^[5-6]。

本文以±500 kV德阳换流站为例,介绍分析了在运维工作中发现的阀水冷系统主泵轴封渗水及阀组件均压电极结垢腐蚀两项可能引起直流系统停运的典型隐患,并针对隐患提出了治理方案,为其他换流站可能出现的类似隐患提供了参考,为换流站相关设备设计选型提供依据。

1 阀冷却系统参数及配置

德阳换流站阀冷却系统采用内水冷和外水冷系统,内冷水系统主要由主循环泵、补水泵、主通道过滤器、去离子交换器、高位水箱、原水罐、旁通阀等组成,参数配置如表1所示。

表1 德阳换流站阀水冷系统参数配置

Table 1 Configuration of Deyang Converter Station valve water cooling system

名称	参数
冷却系统额定冷却容量	5 200 kW
冷却介质	超纯水
换流阀最小流量	4 110 L/min (主循环泵高速)
主循环冷却水额定流量	4 280 L/min (主循环泵高速)
去离子水处理回路设计流量	100 L/min
阀体总水容量	620×6=3 720 L
主循环泵出口压力	≤0.75 MPa
电源供应	2×380VAC±10%,50±0.1Hz; 直流 4×110 V
额定功率	170 kW
额定电流	310 A

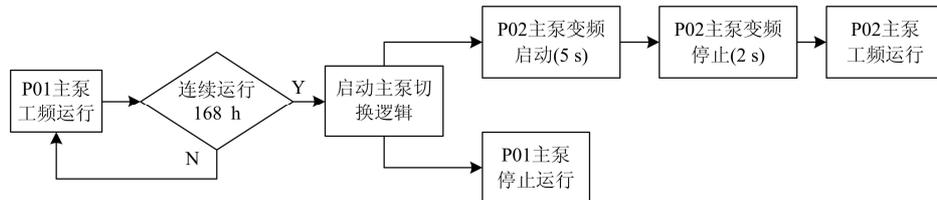


图2 主泵自动切换流程图

Fig. 2 Auto-switch flowchart of main pump

1.2 阀组件水冷管路及均压电极配置

德阳换流站换流阀采用四重三阀塔结构。阀塔分左、右两侧,有独立的冷却回路,由两个供水管和两个出水管构成,水管从阀塔顶部引入,贯穿整个阀塔,内水冷系统为阀塔提供去离子水作为冷却介质。阀塔由阀组件构成,在组件内部,每个晶闸管散热器和阻尼电阻以及电抗器的分支水路又并联到组件的支水管上^[8]。每层组件及水冷主管路共安

1.1 阀内水冷系统主泵及电源回路配置

德阳换流站主循环泵泵体为KSB公司生产的Etanorm SYA 100-250型泵体,主循环泵电机为ABB公司生产的M2QA28OS2A型75 kW电机。主循环泵(P01/P02)互为备用,采用变频器启动控制。当其中一个主循环泵故障同时冷却水进阀压力低时可自动切换,当两台主循环泵均故障,同时有冷却水流量低或进阀压力低报警时,闭锁直流输电系统。主泵轴封处配置有漏水检测,能够及时监测到轴封工作情况。两路380 V AC进线动力电源,其中1#电源直接接入P01主循环泵,2#电源直接接入P02主循环泵^[7]。主泵电源配置如图1所示。

以P01主泵运行为例,P01主泵连续无故障工频运行168 h后,启动主循环泵自动切换逻辑,P02主泵变频投入运行同时P01主泵停止,P02主泵变频启动5 s后,P02主泵停止运行2 s,P02主泵再切入工频连续运行。自动切换流程如图2示。

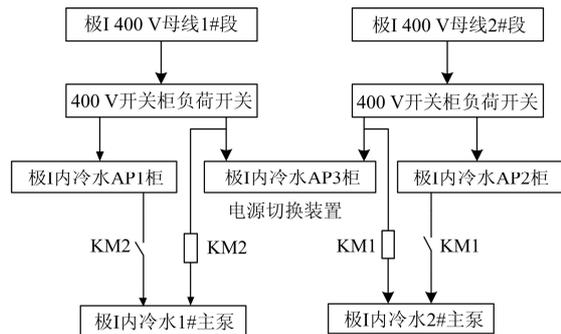


图1 德阳换流站内水冷系统主泵电源配置图

Fig. 1 Configuration diagram of main pump power source in Deyang Converter Station water cooling system

装12只均压电极,以确保水路的电位分布均匀,E3-E10是组件内晶闸管水冷管路电极安装位置,如图3示。

2 阀内水冷系统主泵轴封渗水隐患排查治理

德阳换流站内水冷系统主循环泵自2009年12月投运以来频繁出现因轴封泄露告警而更换主泵轴封的缺陷,双极4台主循环泵均已更换过两次轴封,

是比较典型的隐患。主泵轴封更换情况如表 2 示。

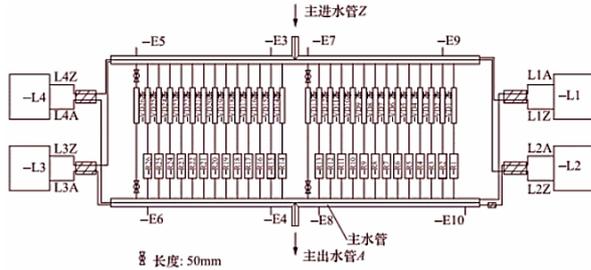


图 3 阀组件内各电极配置图

Fig. 3 Configuration of the electrodes in the valve module

表 2 主泵轴封更换次数统计表

Table 2 Replacing times of main pump shaft seal

设备名称	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	合计/次
极 I 1#主泵	2	1	0	1	3
极 I 2#主泵	0	2	2	1	4
极 II 1#主泵	1	1	2	1	5
极 II 2#主泵	0	1	3	0	4
合计/次	3	5	7	3	18

更换主泵轴封使内水冷系统处于单主泵运行，大大降低了直流系统的运行可靠性，若检修期间出现主泵电源失电、水冷系统流量突变等问题将造成直流系统停运的严重后果。

2.1 主泵轴封渗水隐患分析

针对轴封渗水隐患，大修期间对四台主泵进行了振动、同心度测试。主、备用泵处于同一基座上，选择运行中主泵振动情况和备用状态下主泵振动情况同时测试，核实是否存在传递振动，具体振动测试点设置情况如图 4 示。

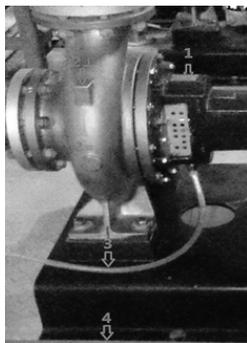


图 4 主泵振动测试点设置图

Fig. 4 Monitoring points configuration diagram of main pump vibration

振动测量结果如表 3 所示。

测试结果显示近期泄露相对严重的极 I 2#主泵泵体振动情况最严重，主、备用泵切换时振动情况最严重，运行、停止主泵之间基本不存在传递振动。

接着对四台主泵进行了同心度检查，如表 4 所示。

表 3 主泵振动测量数据

Table 3 Main pump vibration measured data

测试点位	mm/s, pk			
	极 I #2 运行、 #1 停止	极 I #1 运行、 #2 停止	极 II #1 运行、 #2 停止	极 II #2 运行、 #1 停止
运行泵测点 1	8.6	3.1	3.5	4.1
运行泵测点 2⊥	9.5	/	3.9	4.0
运行泵测点 2=	6.0	5.1	2.7	3.3
运行泵测点 3	9.6	4.0	3.5	3.3
运行泵测点 4	3.9	2.3	2.4	1.5
停止泵测点 1	8.0	3.3	3.5	2.2
停止泵测点 2⊥	/	/	/	/
停止泵测点 2=	3.7	1.9	3.0	1.8
停止泵测点 3	5.5	2.4	2.3	1.4
停止泵测点 4	4.2	2.3	1.5	1.4
切换泵时测点 1 最大值	29.7		37.1	

表 4 德阳换流站内水冷系统主循环泵同心度数据

Table 4 Concentricity of the main circulating pump for Deyang Converter Station water cooling system

名称	mm							
	R (外圆同心度)				A (联轴器端面同心度)			
	上	下	左	右	上	下	左	右
极 I 1#主泵	0.02	0.11	0	0.08	0	0.09	0.01	0.10
极 I 2#主泵	0	0.09	0.01	0.08	0	0.07	0.01	0.09
极 II 1#主泵	0	0.09	0.04	0.12	0.05	0.13	0	0.08
极 II 2#主泵	0	0.08	0	0.06	0.02	0.12	0.03	0.12

结果发现极 II 2#主泵同心度左右偏差最大达到 0.12 mm(同心度左右偏差应控制在 0.10 mm 以内)，近期泄露相对严重的极 I 2#主泵同心度也存在左右偏差超标的情况。

对极 I 2#主泵轴封进行更换，更换下的轴封接触面存在磨损（表面不光整即为磨损）情况，泵体叶轮有气蚀冲击的痕迹，如图 5 示。

综合分析，运行中的泵体振动是造成轴封磨损泄露的主要原因。振动数据显示，传递振动对泵体运行影响不大，基本可以排除主泵安装基础不平而造成主泵运行振动的因素。德阳换流站主泵属于柔

性支撑,速度均方根值应 ≤ 7.1 mm/s,而泵体平均振动测试值大于 7.1 mm/s,泵体振动测试点最大值为 9.6 mm/s,振动水平超标。根据极 I 2#主泵泵体振动数据及检修过程中发现的叶轮气蚀痕迹判断,气蚀振动是主泵泵体产生振动的主要原因。

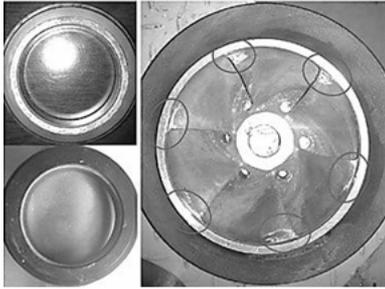


图 5 极 I 2#主泵轴封和叶轮磨损情况

Fig. 5 Wear of 2# main pump shaft seal and impeller abrasion

2.2 主泵轴封渗水隐患治理措施

针对气蚀问题,最初怀疑是水杂质引起,检修人员首先对主泵同心度进行了校准,对主泵及基础脚螺栓进行了紧固,并对冷却水进行了整体更换。但在随后的设备运维过程中,发现气蚀问题仍未解决,可以排除因水质而引发气蚀问题。

德阳站主泵电机采用大功率、高转速电机,利用变频器控制;进出水口采用漏斗型管路加纹波补偿器结构。进一步分析主泵进出水口结构及电机配置情况可以确定,当主备用泵进行切换时,高速电机启动使漏斗型进出水口的水流量不一致,主泵泵腔内产生气腔,进而产生水泵气蚀现象,引起主泵轴封渗水。

更换主泵电机选择低转速、大功率电机,或者再将变频器控制改为软启动器控制,平滑电机的启动波形,保证电机机械特性,但改造成本过高,工程量偏大。本文提出了一种在主泵进出水口加装旁路管道,补偿主泵进水口流量的方案,如图 6 所示。

阀内冷系统主泵设计流量及扬程余量较大,在



图 6 主泵进水口改进示意图

Fig. 6 Schematic of the improved main pump intake

原有两台主泵供、回水管路之间增加一条旁路,不影响换流阀进水流量,可增加主泵启动瞬间机封处回水水量和压力,确保主泵泵腔内充满介质,避免或减少系统出现气蚀,导致机封渗水。该方案对内水冷系统主泵及电源回路改造量小,利用原系统设计裕量,不破坏原系统的参数设计,保证了系统稳定性延续,且改造成本低^[9-11]。

内水冷系统设备生产厂家,根据相关换流站设备运行及检修情况,尤其是德阳换流站轴封更换频繁的隐患,对系统进行了优化。目前正在建的双龙换流站、正在进行扩建的灵宝背靠背换流站内水冷系统主循环泵都采用了在主泵电机进出水口处增加旁路的设计方式,以双龙换流站为例,其主泵采用双轴封设计,如图 7 所示。

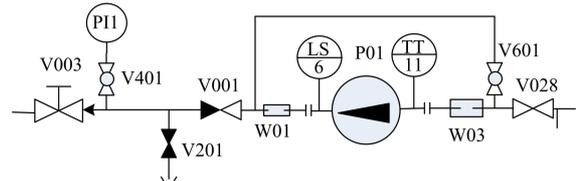


图 7 双龙换流站主泵旁路示意图

Fig. 7 Main pump bypass of Shuang Long Converter Station

在增加旁路并加装 V601 阀门后,运行的主泵轴封通过旁路冷却水冷却,避免轴封因温度过高而加速老化的问题;通过旁路确保主泵在电机切换时,泵腔内充满水介质,降低主泵产生气蚀的概率,避免轴封因气蚀原因加速磨损,保护轴封。

3 阀组件均压电极结垢隐患排查治理

均压电极结垢后所产生的危害主要有两点:一是均压电极密封圈腐蚀,导致内冷水泄露;二是垢质脱落导致细水管堵塞,导致设备过热或烧损。这两点都会造成直流系统停运^[11-13],天广直流就已发生过因电极结垢而导致直流停运的不安全事件。

3.1 均压电极结垢隐患分析

2013 年大修期间,根据图 3 所示均压电极位置情况对均压电极结垢腐蚀隐患进行了抽查(电极原直径 1.98 mm,长度 23.80 mm,电极座孔径 4.00 mm,极 I 运行 3 年半,极 II 运行 3 年)。

极 I C 相 L 侧第 1 层抽取电极 10 根,结垢情况如图 8 示。极 I 各电极直径如表 5 所示。

阳极侧 4 根: E5、E6、E7、E8,阳极侧结垢比较轻微,一般结垢厚度为 0.1 mm;阴极侧 4 根: E3、E4、E9、E10,结垢比较严重,但是未见电极腐蚀,结垢最严重的电极,其最厚处已经达到 0.63 mm;组件汇流管进水、回水主管法兰间 2 根,结垢厚度

及长度均介于阴极及阳极之间，结垢比较密实。极 I 运行抽样最大结垢厚度 0.71 mm，年均结垢厚度约 0.20 mm，电极结垢非常严重。

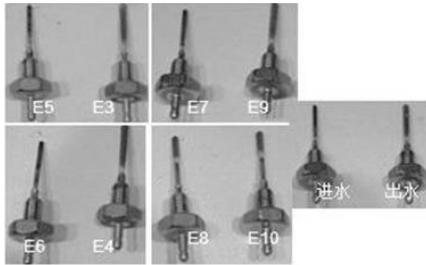


图 8 均压电极结垢情况

Fig. 8 Scaling status of voltage sharing electrode

表 5 极 I 各电极直径

Table 5 Diameters of electrodes in pole I

电极位置	端部直径	中部直径	尾部直径	结垢长度
极 I CL1E5	2.02	2.03	1.98	20.70
极 I CL1E6	2.03	1.99	2.01	20.76
极 I CL1E3	3.26	3.01	2.59	23.26
极 I CL1E4	3.21	2.96	2.72	23.79
极 I CL1E7	2.06	1.98	1.98	21.90
极 I CL1E8	1.99	1.99	1.98	21.59
极 I CL1E9	2.98	2.79	2.62	22.88
极 I CL1E10	3.33	2.94	2.59	24.50
极 I CL1 组件汇流管进水侧	2.64	2.55	2.38	14.29
极 I CL1 组件汇流管出水侧	2.82	2.72	2.56	15.78

极 II C 相 L 侧第 2 层抽取电极 8 根，抽样结果表明结垢位置、厚度及长度与极 I C 相相同，同样是晶闸管阴极侧结垢严重，阳极侧结垢轻微，组件汇流管进水、回水主管法兰间电极结垢居中，但是阴极侧结垢最厚的电极已经达到 0.885 mm。极 II 抽样最大结垢厚度 0.885 mm，年均结垢厚度约 0.295 mm，电极结垢同样非常严重。

3.2 结垢及水质分析

结垢主要成分，如表 6 所示。

表 6 电极结垢各主要成分含量

Table 6 Content of each constituent in scaling electrode

极 I 垢样		极 II 垢样	
成分	含量	成分	含量
Al	87.14%	Al	83.20%
Fe	4.08%	Fe	10.76%
P	2.36%	Ni	1.36%
Zn	1.85%	Si	1.16%
Cu	1.54%	F	0.96%
Ca	0.68%	Cu	0.44%
Na	0.65%	Cr	0.44%

从表 6 可以看出，垢的主要成分是氧化铝，而现场抽取的两极阀塔水样、补给水样表明，水中铝含量非常低，而现场能接触到阀塔冷却水的铝质设备为晶闸管散热器，据此推理结垢中的氧化铝应该来源于晶闸管铝质散热片的腐蚀产物，结垢中的氧化铁来源于不锈钢管道腐蚀产物，且基本被电极吸附结垢或树脂滤除。

3.3 均压电极结垢隐患治理措施

长期以来，直流输电系统对电极结垢隐患都没有一个统一的治理标准，2013 年 10 月利用换流站停极机会，德宝直流在国网公司系统内第一次开展了对阀组件内所有均压电极进行除垢综合治理，主要从电极除垢、更换电极密封圈、更换除盐水三方面着手，落实该项隐患的治理工作。

电极除垢后，将在一段时间内避免因为垢体脱落堵塞晶闸管水冷管路，引起晶闸管过热导致直流停运的电网不安全事件。

均压电极密封圈的腐蚀与电极探针结垢具有高度的一致性，均压电极表面的垢质是绝缘的，沉积物越厚则绝缘能力越强。靠近电极根部（临近密封圈）沉积物的生成受到阻碍，相对比较薄，电流密度大。电流密度增大到一定程度后会生成臭氧，由于临近的密封圈材质采用 EPDM 橡胶，在臭氧环境下容易被溶解腐蚀^[14-15]，腐蚀后密封效果被破坏，极易导致内冷水泄露。因此，在电极除垢同时，对电极的密封圈也进行了整体更换。

水中含有去离子树脂粉末是形成局部碱性环境导致金属铝分解的关键因素。阀冷却系统中内冷水循环流经离子交换器，在水流的冲击下，破碎的树脂粉末可能被源源不断地带入内冷水中。针对冷却水介质，在此次停极时间内将去离子水更换为除盐水，避免因水质因素导致晶闸管散热器被腐蚀。

此次电极结垢隐患治理工作主要是依据电极实际结垢情况及抑制金属铝分解方面着手的，为其他换流站电极结垢隐患提供了一可行的治理方案。但是从结垢的主要成份为氧化铝分析，内冷水系统非密闭性结构也是导致电极结垢的原因之一。在内冷水冷系统初设选型时，可考虑选择全封闭系统，或对内冷水系统进行全密闭改造，借鉴换流变油枕内加装气囊并安装呼吸器的设计理念，采用高位水箱增加气囊呼吸的方式，通过气囊与空气沟通，避免内冷水直接与大气接触，降低内冷水中的含氧量，达

到抑制生成氧化铝的目的。

4 结论

本文介绍的主泵轴封渗水及均压电极腐蚀结垢是换流站在几年运维过程中,遇到的非常典型的导致直流停运设备隐患,同时也是直流输电核心设备需要解决的问题。换流站通过多次处理轴封缺陷,并在设备运行过程中连续跟踪分析,基本确定气蚀振动引发轴封渗水的因素,同时提出从电机选型、电机控制及主泵进出水管路改造三方面防控此类隐患,并确定最经济稳定的改造方案为主泵进出水管路增加旁路的方式。通过利用停极时间分析电极结垢、腐蚀情况,判断电极结垢可能对直流输电系统造成的影响,通过结垢分析判断引发电极结垢的设备原因,利用停电机会,进行了电极除垢并对冷却水介质进行了换型,治理了因水质原因而造成的散热器腐蚀因素,并根据内水冷非密闭结构提出了增加气囊的改造方案,从含氧量方面进行电极结垢控制。两项隐患的分析治理过程,对新投换流站相关设备的选型及设计都有一定的指导意义,为已投换流站类似隐患分析也提供了一定的参考依据。

参考文献

- [1] 浙江大学发电教研组直流输电教研组. 直流输电[M]. 北京: 水利电力出版社, 1985.
Zhejiang University Teaching and Research Group DC power transmission research group. DC power transmission[M]. Beijing: Water Resources and Electric Power Press, 1985.
- [2] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
ZHAO Wan-jun. HVDC engineering technology[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004.
- [3] 杨光亮, 邵能灵, 郑晓冬. 换流站阀水冷系统导致直流停运隐患分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(18): 199-203.
YANG Guang-liang, TAI Neng-ling, ZHENG Xiao-dong. Analysis of potential dangers leading to HVDC outage in valve cooling system[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(18): 199-203.
- [4] 王华锋, 陈龙龙, 林志光, 等. ±800 kV 特高压直流

输电换流阀控制保护系统工作原理及其工程应用[J]. 输配电技术, 2013, 34(4): 32-36.

WANG Hua-feng, CHEN Long-long, LIN Zhi-guang, et al. Working principle and application of control and protection system for converter valve in ±800 kV UHV DC power transmission project[J]. Electric Power Construction, 2013, 34(4): 32-36.

- [5] 李爱生, 朱韬析. 直流输电工程中阀水冷监控系统的改进建议[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(16): 153-156.
LI Ai-sheng, ZHU Tao-xi. The improving suggestions to the valve-cooling control and monitoring system in HVDC transmission projects[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(16): 153-156.
- [6] 梁家豪, 林睿, 周翔胜. 天广和贵广直流工程中的阀冷控制系统[J]. 高电压技术, 2006, 32(9): 92-95.
LIANG Jia-hao, LIN Rui, ZHOU Xiang-sheng. Valve-cooling control system applied in Tian-Guang & Gui-Guang DC transmission projects[J]. High Voltage Engineering, 2006, 32(9): 92-95.
- [7] 刘森, 宋述波, 刘俊, 等. 贵广直流肇庆换流站阀冷切换控制系统浅析[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(12): 109-111, 117.
LIU Sen, SONG Shu-bo, LIU Jun, et al. Basic analysis on the valve cooling system's switching control problem of Zhaoqing converter station, Gui-Guang HVDC project[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(12): 109-111, 117.
- [8] 杨振宇, 俞澄一. 超高压直流输电换流站阀冷却系统的故障分析[J]. 华东电力, 2010(3): 369-372.
YANG Zhen-yu, YU Cheng-yi. Fault analysis on the valve cooling system of ultrahigh voltage DC converter station[J]. East China Electric Power, 2010(3): 369-372.
- [9] 刘相枪, 国建宝, 王海军, 等. VBE 系统保护性触发导致安顺换流站极 II 闭锁分析及反措[J]. 南方电网技术, 2012, 6(6): 27-30.
LIU Xiang-qiang, GUO Jian-bao, WANG Hai-jun, et al. Analysis of the blocking of pole II in Anshun Converter Station triggered by the VBE protective system and

- related countermeasure[J]. Southern Power System Technology, 2012, 6(6): 27-30.
- [10] 姚其新, 饶洪林. 换流站阀水冷系统隐患分析及治理[J]. 华中电力, 2010, 23(5): 56-58.
YAO Qi-xin, YAO Hong-lin. Valve cooling system pitfall analysis and treatment in Yidu converter station[J]. Central China Electric Power, 2010, 23(5): 56-58.
- [11] 李龙蛟. 复龙站阀水冷流量保护跳闸隐患分析及处理[J]. 华中电力, 2012, 25 (3): 15-19.
LI Long-jiao. Analysis and solution of valve cooling system flow protection trip in Fulong converter station[J]. Central China Electric Power, 2010, 23(5): 15-19.
- [12] 廖敏, 蓝元良, 杨晓楠, 等. ± 660 kV 直流输电工程换流阀控制系统的工作原理及工程应用[J]. 电力建设, 2012, 32(7): 21-24.
LIAO Min, LAN Yuan-liang, YANG Xiao-nan, et al. Working principle and application of converter valve control system in ± 660 kV HVDC transmission project[J]. Electric Power Construction, 2012, 32(7): 21-24.
- [13] 高军, 王和杰, 马骥峰. 南桥换流站阀控制系统的隐患排查及治理[J]. 电力与能源, 2012, 33(3): 239-240.
GAO Jun, WANG He-jie, MA Ji-feng. Hidden investigation and management of the valve system of the Nanqiao converter station[J]. Power and Energy, 2012, 33(3): 239-240.
- [14] 郑国书, 冯战武. 天生桥换流站阀冷系统不稳定因素分析与改进[J]. 广西电力, 2010(3): 29-31.
ZHENG Guo-shu, FENG Zhan-wu. Analysis and modification unstable factors of valve cooling system in Tianshengqiao convert station[J]. Guangxi Electric Power, 2010(3): 29-31.
- [15] 洪乐洲, 江一, 翁洪志, 等. 换流站阀冷系统设计缺陷与改进措施[J]. 南方电网技术, 2013, 7(1): 44-46.
HONG Le-zhou, JIANG Yi, WENG Hong-zhi, et al. Design flaws and corrective measures of valve cooling system at converter station[J]. Southern Power System Technology, 2013, 7(1): 44-46.

收稿日期: 2013-12-09; 修回日期: 2014-04-03

作者简介:

段 涛(1981-), 男, 硕士, 工程师, 技师, 研究方向为直流输电技术与换流站设备运维; E-mail: tower1981@126.com

杨 斌(1976-), 男, 工程师, 技师, 研究方向为变电站设备运维;

李贤庆(1971-), 男, 高级工程师, 研究方向为直流输电技术与换流站设备运维。