

基于大数据分析的燃煤发电机组回热系统故障远程诊断

崔传涛, 秦 攀, 刘 利, 刘 岩

(中电华创电力技术研究有限公司, 江苏 苏州 215123)

摘要:为提高燃煤发电机组运行经济性及安全性,对机组回热系统故障进行远程诊断。通过建立抽汽回热系统计算模型,对各级加热器性能进行分析,并远程诊断机组给水温度偏低问题。结果表明:回热系统抽汽参数与加热器性能匹配性不佳;多台加热器温升未达到设计值,以二号高压加热器尤为明显;设备解体检修验证了分析判断的准确性,问题处理后机组给水温度提升 3.2℃,提高了机组运行经济性。可见以大数据为依托对机组故障进行远程诊断,可有效缓解机组给水温度偏低问题,具有重要的工程实践意义。

关键词:汽轮机;回热系统;远程诊断;参数

中图分类号:TK262 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2022)01-0258-04

随着科技的进步及数字化技术的发展,在国家政策的积极引导下,各燃煤发电企业正在加快智能化、数字化建设,依托先进的工业互联网技术,推进大数据、人工智能等新兴技术与燃煤发电企业的深度融合,提高发电设备自动化、数字化程度。燃煤发电机组数字化水平的提升为远程诊断机组故障提供了便利条件,提供了解决机组实际问题的新思路。利用数字化技术开展机组故障诊断成为国内外广泛研究的课题。数字化发展与远程诊断技术紧密结合,可及时发现回热系统故障,提升机组运行经济性及安全性,具有广阔应用空间。

1 回热系统计算理论

在电力行业新形势下,燃煤发电机组低负荷运行时间增加、启停频繁,对机组运行安全性产生不利影响。与此同时,对燃煤发电机组运行安全性的要求不断提高,运用新技术提升机组安全水平成为迫切需求。

加热器作为一种热量交换装置,广泛应用于大型火电机组回热系统^[1-2]。抽汽回热系统是指从汽轮机抽出高温蒸汽,加热机组给水,提升工质在锅炉内吸热过程的平均温度,以提高机组循环热效率^[3-6]。抽汽回热系统的正常投运对机组的热经济

性有重要影响,如果加热器换热性能下降,会引起加热器出水温度降低、疏水温度升高等现象,造成机组给水温度偏低,降低机组运行经济性^[7-8]。

在热力学第二定律理论上,建立机组回热抽汽系统计算程序,加热器能量平衡公式为

$$G_{jq}(h_{jq}-h_{ss})+G_{sss}(h_{sss}-h_{ss})+G_{qt}(h_{qt}-h_{ss})=G_{js}(h_{cs}-h_{js}) \quad (1)$$

式中: G_{jq} 为抽汽流量,kg/h; h_{jq} 为加热器进汽焓,kJ/kg; h_{ss} 为加热器疏水焓,kJ/kg; G_{sss} 为上级加热器疏水流量,kg/h; h_{sss} 为上级加热器疏水焓,kJ/kg; G_{qt} 为加热器其他进汽流量,kg/h; h_{qt} 为加热器其他进汽焓,kJ/kg; G_{js} 为加热器进水流量,kg/h; h_{cs} 为加热器出水焓,kJ/kg; h_{js} 为加热器进水焓,kJ/kg。

2 给水温度偏低原因分析

2.1 给水温度偏低现象描述

燃煤发电机组铭牌功率为 660 MW,汽轮机类型为超超临界、一次中间再热、单轴、凝汽式汽轮机,额定工况下设计主汽压力为 25 MPa、主汽温度为 580℃、再热汽温为 580℃、设计给水温度为 291.1℃。给水回热系统配置 3 台高压加热器、1 台除氧器及 5 台低压加热器。

运行中发现机组给水温度达不到设计值,给水

收稿日期:2021-09-12

基金项目:国家电投 2021 年科技项目(ZGDL-KJ-2021-017)。

作者简介:崔传涛(1982—),男,山东聊城人,中电华创电力技术研究有限公司,高级工程师,硕士,研究方向为燃煤发电机组汽轮机节能提效技术。

温度比设计值低 2.20%，因给水温度偏低影响机组煤耗 0.50 g/(kW·h)，且给水温度有持续降低趋势，迫切需要查明原因，提升机组运行经济性，防止给水温度进一步降低。受制于疫情防控及负荷计划等因素，不具备开展现场诊断试验条件，决定以大数据为依托，采用远程诊断的方式对给水温度偏低问题进行分析。

2.2 回热系统换热性能分析

机组试验期间，机组发电功率为 655.96 MW、主蒸汽压力为 25.30 MPa，主蒸汽温度为 576.50℃，再热汽温为 578.07℃，给水温度为 288.06℃。

机组抽汽回热系统性能分析宜在额定负荷工况下进行，为选取稳定可靠的运行参数，确定机组历史数据的选取原则：①机组功率为 660±3 MW；②机组功率稳定运行超过 10 min；③选取机组稳定运行 5 min 后的数据，以功率 660 MW 工况时间段平均值为准。选取额定负荷工况下设计值、考核试验值和当前运行值进行对比分析。

在线选取 2021 年 1 月 8 日机组运行参数，机组功率为 660.78 MW、主汽压力为 24.91 MPa、主汽温度为 577.52℃、再热汽温为 579.63℃、给水温度为 284.71℃，主要运行数据见表 1。

表 1 1~9 号回热系统参数统计

参数		1	2	3	4	5	6	7	8	9
进汽压力/MPa	设计值	7.60	5.87	2.89	1.09	0.48	0.23	0.12	0.05	0.02
	试验值	7.00	5.38	2.69	0.97	0.39	0.23	0.12	0.07	0.02
	运行值	6.90	5.30	2.67	1.08	0.46	0.22	0.12	—	—
进汽温度/℃	设计值	388.8	353.9	484	344.8	244.1	176	111	80.2	57.7
	试验值	383.4	343.5	481.9	343.7	236.3	164.7	105.9	—	—
	运行值	383.4	342.8	482.9	324.4	234.1	154	99.6	77.7	53.4
进水温度/℃	设计值	272.2	230.2	186.6	145.3	120.7	99.7	76.1	53.8	34.3
	试验值	266.1	225.6	182.7	146.6	119.8	95.8	79.1	57.5	40.7
	运行值	264.7	227.4	183.2	145.1	118.0	98.1	76.8	53.5	36.5
疏水温度/℃	设计值	277.8	235.8	192.2	186.6	126.3	105	102	59.4	39.9
	试验值	284.5	235.8	189.4	183.0	122.6	103.5	100.5	57.5	37.5
	运行值	269.5	234.1	192.1	183.0	120.6	102	99.3	54.1	37.5
温升/℃	设计值	18.9	42.0	43.6	41.3	24.6	21.0	23.3	22.3	19.5
	试验值	22.0	40.5	42.9	36.1	26.4	24.0	16.7	21.6	16.8
	运行值	20.0	37.3	44.2	38.1	27.1	19.9	21.3	23.3	17.0
上端差/℃	设计值	-1.70	0	0	0	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80
	试验值	-1.60	3.47	3.88	1.75	—	—	—	—	—
	运行值	0.15	2.89	0.10	0.26	4.02	5.98	7.87	—	—

由表 1 可以看出：①在主蒸汽压力接近设计值情况下，高、中压缸抽汽压力低于设计值，随着运行时间增加，偏差值有增大趋势；②在主蒸汽温度比设计值低 2.5℃的情况下，各段抽汽温度均低于设计值 0.23%~12.50%，其中，2、5、7 号抽汽温度比设计值低 10℃以上，4、6 号抽汽温度比设计值低 20℃以上；③多台换热器温升低于设计值，其中，2 号高压加热器温升比设计值低 11.19%，除氧器温升比设计值低 7.75%，9 号低压加热器温升比设计值低 12.82%；④机组抽汽参数与加热器匹配性不佳，2 号高加、除氧器及 6、7、9 号低加温升偏低，需要下级加热器进行热补偿，5 号低压加热器可以完成补偿，使除氧器进水温度达到设计值；1、3 号高压加热器进行了热补偿，但不能弥补 2 号高压加热器及除氧器温升偏低的问题；⑤1 号高压加热器上端差设计值为 -1.70℃，考核试验期间上端差为

-1.60℃，运行上端差为 0.15℃，虽然 1 号高压加热器温升高于设计值，但其热补偿能力下降 9.09%。

2.3 2 号高加温升低原因分析

机组投产后存在 2 号高压加热器及除氧器温升偏低的问题，结合机组运行参数，2 号高压加热器温升有明显降低，因此将 2 号高压加热器作为重点分析对象。对机组验收试验后额定工况下 2 号高压加热器运行参数进行汇总，筛选出 2020 年 8 月 25 日至 9 月 29 运行数据见表 2。

由表 2 可以看出：①同负荷工况下 2 号高压加热器正常疏水调门开度、加热器水位及下端差未发生明显波动，加热器温升下降与正常疏水调门开度、水位及下端差没有规律性变化，可以排除加热器水侧泄漏至汽侧、汽侧短路至疏水侧的可能性；②2020 年 8 月 25 日至 9 月 29 日期间，2 号高压加

热器温升呈明显下降趋势,期间机组处于深度调峰状态,低负荷降至 35%额定负荷,机组负荷频繁、大幅度波动易对设备安全性产生不利影响;③加热器

换热管束结垢会造成换热效果变差,加热器出水温度降低;④加热器进水侧泄漏至出水侧会造成出水温度降低。

表 2 2020 年 8 月 25 日至 9 月 29 日 2 号高压加热器运行参数

参数	2020-08-25	2020-09-01	2020-09-18	2020-09-23	2020-09-29
机组功率/MW	659.5	660.4	659.7	632.9	655.7
出水温度/℃	269.3	268.8	268.1	265.0	267.7
进水温度/℃	228.9	229.1	229.3	227.3	229.1
温升/℃	40.43	39.75	38.81	37.71	37.67
疏水调门/%	73.18	70.2	69.99	69.3	70.01
水位/mm	120.7	116.6	117.7	116.5	122.1
进汽压力/MPa	5.62	5.51	5.56	5.31	5.49
上端差/℃	3.03	2.32	3.57	3.79	3.17
下端差/℃	7.50	7.22	7.71	7.33	7.58

2.4 回热系统问题分析

通过上述数据分析可以看出:机组抽汽参数与加热器匹配性不佳,多级抽汽参数低于设计值;6、7、9 号低压加热器温升偏低,需要下一级加热器进行热补偿,5 号低压加热器可以完成温度补偿,使除氧器进水温度接近设计值;2 号高压加热器及除氧器温升偏低,1、3 号高压加热器虽然进行热补偿,但不能弥补 2 号高压加热器及除氧器温升偏低的问题,未能使机组给水温度达到设计值。

机组考核试验期间,给水温度比设计值低 1.04%,主要原因为 2 号高压加热器及除氧器温升偏低,高压段抽汽压力低于设计值在一定程度上限制了加热器出水温度的提升。随着运行时间的增加,机组给水温度比设计值低 2.20%,2 号高压加热器温升偏差由 3.57%升高至 11.19%,1 号高压加热器热补偿能力下降 9.09%,是造成机组给水温度进一步降低的主要原因。

针对 2 号高压加热器温升降低的问题,远程诊断发现 2020 年 8 月 25 日至 9 月 29 日,2 号高压加热器温升呈明显下降趋势,期间机组处于深度调峰状态;结合其他运行参数的变化情况,初步判断为加热器结垢或进出水隔板泄漏所致,机组检修期间重点对 2 号高压加热器结垢情况及进出水隔板进行检查。

3 设备解体情况

机组 C 修期间,对 1、2 号高压加热器进行了解体检修,发现两台高压加热器存在换热管结垢现象、2 号高压加热器进出水隔板焊缝处有漏点,验证了远程诊断分析的准确性。采取漏点补焊处理,并对高压加热器换热管进行除垢。机组启动后,相比于机组检修前同负荷工况下 2 号高压加热器温升提高 2.6℃,机

组给水温度提升 3.2℃,机组运行经济性明显提升。高压加热器解体检修情况如图 1 所示。



图 1 高压加热器解体检修情况

4 结论

通过远程诊断的方式对机组给水温度偏低问题进行分析,得到以下结论:

- 1)通过建立抽汽回热系统计算模型,采集同负荷工况下历史运行参数,对各级加热器参数进行综合分析。通过远程诊断,分析出机组回热系统存在 2 号高加及除氧器温升偏低、1 号高加热补偿能力下降、抽汽段参数偏低等问题。
- 2)结合远程诊断结果提出合理化建议,机组检修期间对 1、2 号高加进行解体检修,发现换热管结垢及 2 号高加进出水隔板漏点问题,通过检修提效使机组给水温度比检修前提升 3.2℃,降低机组煤耗 0.23 g/(kW·h)。

随着数字化技术的发展,以大数据为依托对机组故障进行远程诊断分析,会得到广泛的应用。

参考文献

[1] 陈爱萍. 等效热降法的火电厂低压加热器疏水系统设计[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(33): 257-262.

[2] [1]李少华,宋东辉.应用热力系统流网模型分析高压加热器泄漏后热力系统流网的变化[J].科学技术与工程,2016,16(14):186-189,200.

[3] 余兴刚,陈非,李旭,等.回热系统运行状况对机组热经济性影响的定量分析[J].汽轮机技术,2021,63(1):57-61.

[4] 税杨浩,刘强,张磊,等.650℃超超临界1000MW机组回热系统的参数优化[J].工程热物理学报,2020,41(1):32-36.

[5] 崔传涛,赵玉柱,鄢传武.亚临界机组蒸汽参数提升条件下回热抽汽参数优化设计[J].热能动力工程,2017,32(9):46-49.

[6] 张才稳.加热器等效热降分析模型研究[J].汽轮机技术,2011,53(6):459-461.

[7] 阎顺林,刘振刚,徐鸿.加热器上、下端差对机组煤耗影响的通用计算模型[J].热能动力工程,2008,23(2):161-164.

[8] 毛研伟.汽轮机抽汽系统的实验及数值研究[D].上海:上海交通大学,2012.

Remote Fault Diagnosis of Coal-fired Generator Regeneration
System Based on Big Data Analysis

CUI Chuantao, QIN Pan, LIU Li, LIU Yan

(China Power Hua Chuang Electricity Technology Research Co.,Ltd., Suzhou Jiangsu 215123, China)

Abstract: In order to improve the operating economy and safety of coal-fired power generating units, the remote diagnosis of regenerative system fault was carried out. By establishing the calculation model of steam extraction and heat return system, the performance of all levels of heaters was analyzed, and the problem of low feed water temperature of unit was diagnosed remotely. The results show that the extraction parameters of the regenerative system do not match well with the performance of the heater. The temperature rise of several heaters has not reached the design value, especially the No. 2 high pressure heater. The accuracy of the analysis and judgment was verified by the equipment disassembly and maintenance. After the problem was solved, the water supply temperature of the unit was increased by 3.2℃, which improved the operation economy of the unit. It is concluded that it is of great engineering practical significance to carry out remote diagnosis of unit faults based on big data and effectively alleviate the problem of low feed water temperature of the unit.

Keywords: steam turbine; regenerative system; remote diagnosis; parameter