

2080 t/h亚临界四角切圆锅炉能耗诊断研究分析

刘禹熙

大唐韩城第二发电有限责任公司, 陕西 韩城

收稿日期: 2025年9月16日; 录用日期: 2025年9月25日; 发布日期: 2025年10月16日

摘 要

为了解锅炉运行情况及能耗水平, 以某电厂2080 t/h亚临界四角切圆锅炉为研究对象, 开展能耗诊断试验研究。试验包括煤质参数分析、灰渣参数分析、锅炉效率、空预器漏风及辅机耗电试验。结果表明机组存在排烟温度高、飞灰含碳量大、辅机耗电率高、机组漏风量大、减温水总量大且左右偏差大等问题。最后针对存在的问题提出合理化节能降耗措施。

关键词

锅炉, 四角切圆, 锅炉效率, 能耗诊断

Research and Analysis on Energy Consumption Diagnosis of 2080 t/h Subcritical Four-Corner Tangential Boiler

Yuxi Liu

Datang Hancheng No.2 Power Generation Co., Ltd., Hancheng Shaanxi

Received: September 16, 2025; accepted: September 25, 2025; published: October 16, 2025

Abstract

In order to understand the operation and energy consumption level of the boiler, a 2080 t/h subcritical four corner tangential boiler in a certain power plant was selected as the research object to conduct energy consumption diagnosis experiments. The experiment includes coal quality parameter analysis, ash residue parameter analysis, boiler efficiency, air preheater leakage, and auxiliary power consumption test. The results indicate that the unit has problems such as high exhaust temperature,

high carbon content in fly ash, high power consumption of auxiliary equipment, large air leakage of the unit, large total amount of cooling water, and large left-right deviation. Finally, reasonable energy-saving and consumption-reducing measures are proposed to address the existing problems.

Keywords

Boiler, Four Corner Tangential, Boiler Efficiency, Energy Consumption Diagnosis

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在当前“双碳”目标深入推进与电力行业节能降耗要求不断提升的背景下，火电机组的运行经济性与能耗水平已成为衡量电厂核心竞争力的关键指标。尤其是亚临界四角切圆锅炉作为火电系统的核心设备，其运行状态直接影响机组热效率、污染物排放及发电成本。随着电力市场环境变化，机组常需参与深度调峰运行，长期变负荷工况易导致锅炉燃烧系统磨损、换热效率下降、辅机能耗升高等问题，进而加剧能耗损失，影响整体发电经济性。

为此，学者们开展了诸多研究，赵等[1]通过对 600 MW 燃煤锅炉进行能耗诊断试验，定量分析了该机组的主要能耗损失及主要原因，在运行优化调整、设备治理和技术改造等方面提出了节能降耗措施，预计可降低供电煤耗约 6.78 g/kWh。田等[2]以 600 MW 超临界机组为例，围绕该机组煤耗及厂用电率较要求值偏高的问题展开研究，确定能耗损失的主要因素及原因，并对热力系统提出了改造建议，经验证，改造后全厂可减少供电煤耗率约 7.876 g/(kW·h)，节能效果明显。刘等[3]通过对 330 MW 机组进行能耗诊断，判断影响锅炉运行经济性的主要因素是锅炉飞灰含碳量、空预器漏风率、过热减温水量、再热减温水量、辅机单耗等，现阶段通过优化调整、设备治理可降低锅炉侧供电煤耗约 7.3 g/(kW·h)。

本文以某电厂最大蒸发量为 2080 t/h 的亚临界锅炉为研究对象进行能耗诊断试验，构建并实施了一套系统性的“锅炉能耗诊断框架”。该框架整合了煤质分析、灰渣检测、锅炉效率测试、漏风诊断及辅机能耗对标五大核心模块。研究发现，机组主要存在排烟温度高、飞灰含碳量大、辅机耗电率高、漏风严重及减温水量大且偏差显著等问题。针对这些问题，本文提出了指标的优化建议，为同类机组的节能降耗提供了参考方案。

该锅炉采用哈尔滨锅炉厂生产的亚临界、一次中间再热、强制循环燃煤汽包炉。配置直流式燃烧器采用四角切圆燃烧方式，锅炉最大连续负荷(BMCR)按机组电负荷为 664.83 MW 时，锅炉设计最大连续蒸发量为 2080 t/h。锅炉采用水浸式排渣系统，在锅炉下降管系统通过 3 台低压头炉水循环泵连接到前水冷壁下集箱构成强制循环。

锅炉为单炉膛四角布置的摆动式直流燃烧器，切向燃烧，配 4 台 ZGM113G 型 + 2 台 ZMG123 改进型中速磨煤机，正压直吹式系统，每角燃烧器为六层一次风喷口，燃烧器可上下摆动，最大摆角为 30°。在 BMCR 工况时，5 台磨煤机运行，一台备用。A 层燃烧器装设了等离子点火装置，点火系统采用二级高能点火装置，布置 2 层共 8 支可伸缩式油枪，油枪采用机械雾化喷嘴，油枪最大出力 13% BMCR。燃烧器采用水平浓淡煤粉燃烧技术，以提高锅炉低负荷运行的能力，水平浓淡煤粉燃烧器是利用煤粉进入燃烧器一次风喷嘴体后，经百叶窗的分离作用，将一次风气流分离成浓淡两部分。两部分之间用垂直隔

板分开，燃烧器出口处设有带波纹形的稳燃钝体。浓相气流的煤粉浓度高，着火特性好，即使在低负荷情况下，浓相气流的风煤比仍可保持在较合适的范围内，使着火特性不会明显恶化。钝体形成的高温烟气回流区又充分为煤粉着火提供了热源，这两者的结合为低负荷稳燃提供了保证。

由于机组投运时间长，且频繁参与深调运行，对机组能耗影响较大，为掌握机组真实性能状况，分析锅炉影响能耗的主要因素，精准定位能耗过高的具体原因[4]，降低发电成本，提高电厂的核心竞争力，遂开展锅炉能耗诊断试验。

2. 试验内容

试验工况：机组分别稳定运行在 600 MW、450 MW、300 MW 三个典型负荷点，每个工况稳定运行不少于 2 小时。本次试验双方约定按照《电站锅炉性能试验规程》GB/T 10184-2015 的相关要求进行[5]。试验使用常用煤质，期间锅炉负荷维持稳定，不对风量、煤量、负荷等进行大的调整，且煤质稳定，并保证有足够的、符合试验规定的试验燃料。锅炉主要参数的波动范围为：锅炉负荷：额定蒸汽流量±2%；主汽压力：额定蒸汽压力±2%；主汽温度：额定蒸汽温度±5℃；再热汽温：额定再热汽温±5℃。

试验仪器主要包括：MRU 烟气分析仪(O₂ (0~21)%，CO (0~1)%，NO (0~5000) μmol/mol，NO₂ (0~5000) μmol/mol)、热电偶和数字式温度计(-200℃~1000℃)、大气压力温度测量仪(温度：-10℃~60℃，湿度：0~100% RH，绝压：300~1200 hPa)。

2.1. 煤质化验结果分析

锅炉入炉煤质与设计值存在偏差，主要体现在热值、挥发分、水分。其中，入炉煤低位热值常年维持在 16 MJ/kg 左右(设计值 18.79 MJ/kg)；干燥无灰基挥发分在 23%~28% (设计值 39.35%)；全水分在 5.5%~10% (设计值 4.78%)，如表 1 所示。上述入炉煤条件导致燃料量大，烟气量大，煤粉着火、燃尽难度均增加[6]，降低锅炉效率，增大系统阻力和风机电耗。

Table 1. Coal quality analysis parameters
表 1. 煤质化验参数

项目名称		符号	单位	检测结果		
				600 MW	450 MW	300 MW
工业分析	全水分	M _t	%	5.50	7.70	8.00
	空气干燥基水分	M _{ad}	%	2.60	3.52	2.98
	收到基灰分	A _{ar}	%	34.43	41.12	36.62
	收到基挥发分	V _{ar}	%	24.92	27.57	22.87
	收到基固定碳	F _{car}	%	34.75	31.61	41.01
元素分析	收到基碳	C _{ar}	%	3.25	3.32	3.76
	收到基氢	H _{ar}	%	8.03	8.43	7.41
	收到基氮	N _{ar}	%	0.64	0.8	0.88
	收到基氧	O _{ar}	%	0.53	0.51	0.78
	收到基全硫	S _{t,ar}	%	3.25	3.32	3.76
发热量	弹筒发热量	Q _{b,ad}	J/g	19560	18150	19730
	空气干燥基高位发热量	Q _{gr,ad}	MJ/kg	18.48	18.08	18.64
	收到基低位发热量	Q _{net,ar}	MJ/kg	16.32	16.69	15.36

2.2. 飞灰大渣化验结果分析

试验期间飞灰大渣化验参数如表 2 所示。各负荷工况下飞灰含碳量平均值分别为 4.97%、4.06%、5.58%，炉渣含碳量在 4%~8%之间，灰、渣含碳量整体均偏大，未完全燃烧热损失高。

Table 2. Ash and slag assay parameters
表 2. 灰渣化验参数

工况	样品名称	项目名称	单位	化验结果
600 MW	A 侧飞灰	含碳量	%	6.23
	B 侧飞灰	含碳量	%	6.38
	大渣	含碳量	%	1.84
450 MW	A 侧飞灰	含碳量	%	3.01
	B 侧飞灰	含碳量	%	2.51
	大渣	含碳量	%	7.22
300 MW	A 侧飞灰	含碳量	%	2.21
	B 侧飞灰	含碳量	%	1.96
	大渣	含碳量	%	5.30

灰、渣含碳量大的原因分析如下：

1) 氮氧化物控制压力大，主燃区缺氧运行。中高负荷下，煤量远超设计值，风煤比偏小，造成不完全燃烧，尾部 CO 实测值约 5000 ppm~15000 ppm，炉膛总体缺氧运行，煤粉无法充分燃烧；一次风率在 35%以上，煤粉在炉内停留时间短；此外底层二次风开度控制偏小，为 50%左右，对煤粉托底风的作用不强，易造成炉渣含碳量升高，以上因素均不利于燃料充分燃尽，导致机械未完全燃烧损失增加。本次试验各工况下脱硝入口 NO_x 浓度分别为 382.6 mg/Nm³、431.1 mg/Nm³、435.2 mg/Nm³ (设计不高于 400 mg/Nm³)。调取近 1 年的脱硝入口氮氧化物浓度，均值接近 500 mg/Nm³。为控制 NO_x，运行维持较低的运行氧量。实测各工况下运行氧量分别为 2.04%、1.93%、3.19%，氧运行偏低导致煤粉燃尽性差，灰、渣可燃物含量常年偏高。

2) 该锅炉入炉煤质持续劣化，煤质长期偏离设计值，对燃烧系统的磨损加剧，燃烧系统缺陷多且长期失修。煤粉细度普遍偏粗导致着火滞后、燃尽推迟也是飞灰含碳量偏大的重要原因[2]。检修期间发现存在：燃烧器本体磨损严重，煤粉管可调缩孔调整线性度差，甚至内部构件损坏无法调整。

2.3. 锅炉效率试验

600 MW 工况下锅炉效率为 87.89%，修正后为 88.53%；450 MW 工况下锅炉效率为 90.55%，修正后为 91.07%；300 MW 工况下锅炉效率为 92.01%，修正后为 92.00%。三个工况下，锅炉效率均低于设计值，主要原因是排烟热损失及固体未完全燃烧热损失。额定负荷下分别占总热损失的比重为 64.58%、29.44%。

排烟热损失偏大的主要原因是：

1) 各负荷下，一次风温升比设计值低 25℃~46℃，二次风温升比设计值低 18℃~32℃，烟气侧温降比设计值低 21℃~43℃。经计算，300 MW 工况下，空预器烟气侧换热效率仅为 54.75%，预热器本体换热性能不佳。

2) 煤粉着火温度偏高,着火延迟,同样导致火焰中心上移;煤质偏差,原煤低位发热量比设计值 18.79 MJ/kg 偏低、含水量比设计值 4.78%高,造成烟气量相对增加。中低负荷下,总风量高于设计值,450 MW 工况下,设计风量 1743 t/h,实际风量 1860 t/h;300 MW 工况下,设计风量 975 t/h,实际风量 1220 t/h。高负荷下由于引风机出力受限,总风量达不到设计值,590 MW 工况下,设计风量 2089 t/h,实际风量 2006 t/h。总风量偏大情况下,排烟体积大,导致排烟热损失增加。

3) 磨煤机进口冷风门开度,在高负荷下由于煤量较大,冷风门基本全关,在中低负荷下冷风调开度偏大,这会导致流经空预器的风量偏小,排烟温度升高。空预器漏风率整体偏大,两侧空预器漏风率偏差大,600 MW 工况下,A 侧空预器漏风率 7.19%,B 侧空预器漏风率 4.73%,其中 A 侧空预器出口 A1 测点处漏风尤为明显。300 MW 工况下,空预器漏风率分别为 11.68%,现场测试发现,两侧空预器出口氧量测点位置膨胀节过近,且 A 侧空预器明确存在漏风点,建议加强对空预器出口烟道及空预器内部的密封治理。

机械不完全燃烧热损失偏大的主要原因是:

1) 煤粉细度普遍偏粗,特别是上层磨 D、E 煤粉细度 R90 分别为 30.29%、23.10%,比设计值 18% 偏高较多,导致煤粉燃烧不完全。

2) 煤粉挥发分低、燃尽温度偏高,导致煤粉燃尽困难。

3) 中高负荷下,煤量远超设计值,风煤比偏小,造成不完全燃烧,尾部 CO 实测值约 5000 ppm~15000 ppm,炉膛总体缺氧运行,煤粉无法充分燃烧;一次风率在 35%以上,煤粉在炉内停留时间短;此外底层二次风开度控制偏小,为 50%左右,对煤粉托底风的作用不强,易造成炉渣含碳量升高

在三个工况中,600 MW 工况下的锅炉效率较低,经分析是因为在该工况下火焰存在偏烧,过热器左侧一级减温水量为 113.80 t/h,右侧一级减温水量为 45.00 t/h,左侧一级减温水远超设计值,锅炉排烟温度高,主燃区氧量低,经测试空预器入口烟气中,A 侧 CO 含量达到 5000 ppm~8000 ppm,B 侧 CO 含量达到 12000 ppm~15000 ppm,导致化学未完全燃烧损失增加,煤粉未充分燃烧。其次,为了控制 NO_x 的生成量,需使煤粉细度增大,炉膛煤粉粗细不均,同时引风机动叶开度 85%,开度继续增加易失速,且由于烟道进行过改造,烟道通流面积变小,导致引风机出力受限,燃烧时炉膛压力一直维持正压,110 Pa 左右运行,飞灰含碳量 7.305%,大渣含碳量 4.87%,导致机械未完全燃烧损失大,锅炉效率低。

本锅炉采用四角切圆燃烧方式,理想状态下应形成稳定旋转流场,促进煤粉与空气混合。但实际运行中存在以下问题:

切圆变形与火焰偏斜:由于燃烧器磨损、二次风门开度不均(如底层二次风仅 50%),实际切圆可能变形,导致火焰中心偏移、屏区热偏差增大。减温水左右偏差(左侧远大于右侧)正是流场不对称的直接表现。

烟气残余旋转:炉膛出口烟气旋转动量未充分消旋,导致水平烟道热偏差,加剧减温水量偏差。反切风效果不足是主要原因。

2.4. 辅机耗电率

在机组负荷为 600 MW、450 MW 和 300 MW 时,分别记录一次风机、送风机、引风机、磨煤机和脱硫系统在试验期间的功率因数、电压和电流,计算各辅机的耗电量和耗电率,并与同类型机组进行能效对标。根据中国电力企业联合会发布的 2024 年度全国火电 600 MW 级机组能效水平对标报告,列出机组指标最优值和平均值。从表 3 结果可知,送风机、磨煤机耗电率处于先进水平;一次风机耗电率处于平均水平;引风机总耗电率、脱硫耗电率处于落后水平。

负荷为 600 MW、450 MW 和 300 MW 时,各辅机耗电率见表 3。

Table 3. Auxiliary power consumption rate results
表 3. 辅机耗电率结果

项目	单位	工况 1	工况 2	工况 3	最优值	平均值
负荷	MW	600	450	300	/	/
燃料量	t/h	341.14	256.61	197.68	/	/
一次风机耗电率	%	0.56	0.59	0.53	0.35	0.64
送风机耗电率	%	0.22	0.14	0.12	0.12	0.25
引风机耗电率	%	1.29	1.13	1.09	/	/
磨煤机耗电率	%	0.36	0.33	0.37	0.35	0.38
脱硫耗电率	%	1.23	1.31	1.89	0.46	1.26

脱硫耗电率高的主要原因是燃烧高硫煤，结合电厂历年煤质分析，入炉煤的含硫量一直很稳定，硫份在 3%以上，属于高硫煤，增加了脱硫系统的负载。

引风机耗电率高的原因主要有两点[7]：一是漏风量较大，造成烟气量增加；二是烟道通流面积经过改造烟道阻力及脱硫系统阻力较大，在机组高负荷时脱硫系统阻力高达 4.6~5.2 kPa，使引风机耗电率增加。

为揭示关键参数间的耦合关系，本研究建立了简化的量化关联模型：经验表明，漏风率每增加 1%，排烟温度约升高 1.5℃~2.0℃。一次风率过高会缩短煤粉在炉内停留时间，在本炉型中，一次风率每降低 1 个百分点，飞灰含碳量可降低约 0.5~0.8 个百分点。

锅炉效率 η 可近似表示为以上因素的函数， $\eta \approx f(\text{漏风率降低量}, \text{一次风率降低量}, \text{煤粉细度 R90 降低量})$ ，初步估算，将空预器漏风率控制在 5%以下，一次风率降低 2 个百分点，煤粉细度 R90 降至 20% 以下，锅炉效率有望提升 1.0~1.5 个百分点。

3. 结论及建议

3.1. 结论

通过对锅炉效率、辅机单耗等进行现场试验，目前影响机组经济性的主要因素是排烟温度高、飞灰含碳量大、辅机耗电率高、机组漏风量大、减温水总量大且左右偏差大等，并提出该机组的节能降耗措施。

3.2. 建议

锅炉排烟温度高：1) 加强空预器蓄热元件检修治理，逢停必检，及时对破损、倒伏元件进行更换；2) 强化空预器吹灰，避免积灰沾污，尤其深调运行期间，需保证空预器吹灰频次，确保吹灰蒸汽参数达标；3) 控制制粉系统冷风用量，合理控制运行风煤比，降低冷风用量；4) 治理锅炉无组织漏风，重点是控制炉膛区域漏风，保证磨煤机冷风调门严密性，避免过多排挤空预器换热风量；5) 保证脱硝入口 NO_x 含量不超限，控制好脱硝喷氨量，减少氨逃逸，降低硫酸氢铵对空预器换热元件的粘黏风险，保证空预器换热性能。

飞灰含碳量大：1) 建议对磨煤机进行全方面的检修，并加强平时的维护工作；2) 运行中应该调整配风方式，维持合适的氧量，改善缺氧燃烧的现状，提高煤粉燃尽度；3) 适当调整配煤掺烧方案，特别是保证上层磨的煤质和煤粉细度，降低飞灰含碳量。

辅机耗电率高：1) 电厂长期烧高硫煤，对脱硫系统造成较大的负载[1]。建议电厂深化配煤掺烧措施，

根据锅炉煤种适应性掺配合适入炉煤质；2) 对烟道出口通流面积、系统阻力进行重新校核，减小引风机出力，使高负荷下炉膛维持负压运行，同时降低脱硫系统阻力。

机组漏风量大：本次试验测得空气预热器本体的漏风率大，以及通过脱硝入口烟气温度与设计值的比较，发现机组漏风现象严重。建议停炉期间进行打风压试验，仔细检查锅炉本体、沿程各设备以及之间连接烟道的漏风情况，并全面治理机组漏风问题。

减温水总量大且左右偏差大的主要原因为火焰中心偏高、屏区热偏差大。因此在降低火焰中心方面，建议通过燃烧调整予以改善：1) 在保证不堵管的前提下尽量降低一次风率，避免煤粉延迟燃烧；2) 优化配风方式。结合氮氧化物控制情况，主燃区可采用“正宝塔”配风方式，适当减少未投运磨组的通风量，提高炉膛温度，强化主燃区中、下区域热负荷强度，改善燃烧；3) 合理控制煤粉细度[8]，结合氮氧化物控制情况，合理调控各磨煤机动态分离器转速，顶层磨煤粉细度控制应尽量偏细。减少屏区热偏差方面，核心思路是设法降低炉膛出口烟气残余旋转动量。首先是改善顶部消旋风效果。鉴于当前存在较大热偏差，可调整反切角度和反切层数；其次是尽量缩小主燃区切圆直径。中低负荷运行时，适当关小未投运层二次风门开度，提高二次风整体刚性，防止二次风扩散贴壁；增大周界风开度，提高刚性，防止煤粉气流飞边；尽量降低上层燃烧器出力。建议择机开展冷态空气动力场试验，确定炉内切圆分布情况，必要时实施燃烧器局部改造。

参考文献

- [1] 赵方渊, 陈禄. 600 MW 燃煤锅炉能耗诊断分析[J]. 中国特种设备安全, 2024, 40(8): 9-13.
- [2] 田鹏路. 600 MW 超临界机组能耗诊断研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 华北电力大学, 2019.
- [3] 刘志华, 武岳, 郭松涛. 330 MW 机组锅炉能耗诊断及节能分析[J]. 中国特种设备安全, 2016, 32(11): 52-55.
- [4] 赵振宁. 660 MW 超临界锅炉的能耗诊断分析[C]//中国能源学会. 2015 火力发电节能改造现状与发展趋势技术交流会论文集. 北京: 华北电力科学研究院有限责任公司, 2015: 58-64.
- [5] GB/T 10184-2015, 电站锅炉性能试验规程[S]. 北京: 中国标准出版社, 2016.
- [6] 樊泉桂, 阎维平, 闰顺林, 等. 锅炉原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [7] 刘家钰. 电站锅炉风机节能诊断方法与技术[J]. 风机技术, 2015, 57(5): 56-63.
- [8] 段栋伟. 600 MW 亚临界空冷火力发电机组能耗诊断与节能潜力评估[D]: [硕士学位论文]. 北京: 华北电力大学, 2017.