



移动扫码阅读

王洁,秦刚华,李清毅,等.煤种掺烧对燃煤机组脱硫系统运行经济性分析[J].能源环境保护, 2021, 35(6):55-60.

WANG Jie, QIN Ganghua, LI Qingyi, et al. Economical analysis of desulfurization system operation of coal-fired units with mixed-coal combustion[J]. Energy Environmental Protection, 2021, 35(6):55-60.

煤种掺烧对燃煤机组脱硫系统运行经济性分析

王洁^{1,2,*}, 秦刚华^{1,2,3}, 李清毅³, 黄斐鹏^{1,2}, 郝润龙⁴, 张勤^{1,2}

(1.浙江省火力发电高效节能与污染物控制技术研究重点实验室,浙江杭州 311121;2.浙江浙能技术研究院有限公司,浙江杭州 311121;3.浙江省能源集团有限公司,浙江杭州 310007;
4.华北电力大学,河北保定 071003)

摘要:为满足烟气超低排放改造要求,对660 MW燃煤机组脱硫系统进行增容提效改造。在经济煤种掺烧条件下,通过改变负荷、入炉煤硫分的脱硫耦合试验分析了机组脱硫系统运行的经济性,建立了基于脱硫绩效、脱硫费率、时均脱硫费用的计算模型,分析了脱硫系统运行费用和潜能。结果表明:在机组100%负荷运行并满足超低排放要求的条件下,脱硫系统所能承受的最大原烟气SO₂含量为2 320 mg/Nm³,折算入炉煤含硫量为1.1%;当入炉煤硫分大于0.85%后,时均运行费率急剧增大;当入炉煤硫分增大到1.1%以上时,系统各设备全出力运行,缺少冗余,可靠性变差;当入炉煤硫分为0.66%~0.85%时,脱硫系统具有较好的经济性和可靠性。

关键词:煤种掺烧;脱硫增容提效;运行潜能;脱硫绩效;脱硫费率

中图分类号:X701.3

文献标识码:A

文章编号:1006-8759(2021)06-0055-06

Economical analysis of desulfurization system operation of coal-fired units with mixed-coal combustion

WANG Jie^{1,2,*}, QIN Ganghua^{1,2,3}, LI Qingyi³, HUANG Feipeng^{1,2}, HAO Runlong⁴, ZHANG Qin^{1,2}

(1.Key Laboratory of Energy Conservation & Pollutant Control Technology for Thermal Power of Zhejiang Province, Hangzhou 311121, China; 2.Zhejiang Energy R & D Institute Co., Ltd., Hangzhou 311121, China; 3.Zhejiang Energy Group CP Ltd., Hangzhou 310007, China; 4.North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to meet the requirements of ultra-low flue gas emission, the desulfurization system of 660 MW coal-fired unit was upgraded to increase its capacity and efficiency. Applying mixed combustion of economical coals, the economic efficiency of the desulfurization system was analyzed by changing the load and sulfur content of coal. The calculation models were established based on desulfurization performance, desulfurization cost per unit power supply, and hourly average operation cost. The operation cost and potential of the desulfurization system were analyzed. The results showed that, when the unit operated at 100% load and met the ultra-low emission requirements, the maximum SO₂ content of raw flue gas that the desulfurization system could withstand was 2 320 mg/Nm³, which equaled to a coal sulfur content of 1.1%. When the sulfur content of coal in furnace was greater than 0.85%, the hourly average desulfurization cost increased rapidly. When the sulfur content of coal in furnace increased to more than 1.1%, all equipments of the system operated at full capacity, with lack of redundancy and poor reliability. The desulfurization system had a good performance in economy and reliability when the the sulfur content of coal in furnace was 0.66%~0.85%.

Key Words: Mixed combustion of coals; Improvement of desulfurization capacity and efficiency; Operational potential; Desulfurization performance; Desulfurization cost per unit power supply

0 引言

煤炭是我国电力能源的主要来源,燃煤电厂发电产生的 SO_2 、 NO_x 、烟尘是主要的固定污染源之一,对环境有着重大不利影响^[1]。《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271—2014)对原有的环保系统提出了更高要求^[2],燃煤机组实施超低排放后^[3],原有脱硫系统的运行压力进一步增加,要求折算后 SO_2 排放浓度低于 $35 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ 。烟气脱硫系统(FGD)是控制 SO_2 污染最为有效的技术手段,其中湿法 FGD 技术具有脱硫反应速度快、煤种适应性强、脱硫效率高和吸收剂利用率高等优点,被大规模地应用于燃煤电厂^[4]。近年来,随着能源双控,煤炭消耗约束收紧,煤炭生产成本和运输费用一直提高,导致燃煤电厂煤粉需求十分紧张。因此,为满足电厂燃煤供应,掺烧一种甚至多种煤已经成为普遍的方式。

由于燃煤机组容量、脱硫系统配置^[5-6]、燃煤成分^[7-8]不同,湿法 FGD 的运行成本大约为 $0.015 \sim 0.04 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$,国家或地方政府给予的脱硫政策性成本补贴约为 $0.015 \sim 0.02 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$,运行成本高于补贴金额,因此,在脱硫运行中如何优化降低成本是燃煤电厂面临的一个重要问题。

本文以某电厂 660 MW 机组超低排放改造后的脱硫系统为例,基于煤种进行掺烧耦合机组负荷进行试验,分析脱硫装置满足超低排放要求下的最大出力能力,挖掘脱硫潜力;建立有效的经济效益计算模型,结合试验数据,分析不同入炉煤硫分条件下的能耗及物耗,计算脱硫系统运行费用,为脱硫系统提高运行可靠性和经济性提供技术支撑。

1 计算模型

1.1 试验工况

某电厂 660 MW 锅炉由上海锅炉厂设计制造,为超超临界参数变压运行螺旋管圈直流炉,单炉膛、一次中间再热、采用四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬挂结构 π 型、露天布置燃煤锅炉。锅炉型号:SG-2031/26.15-M623。机组同步建设完成石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统和 SCR 脱硝系统。机组超低排放改造中对 FGD 系统主要是优化改造增设塔外浆池,增设一台循环浆液泵。脱硫系统石灰石循环浆液量增大,为保证浆液的停留时间,在原吸收塔旁增加了一个塔外浆池,其与吸收塔底部和上部均连通。新增的浆液循环泵从塔外浆池中将石膏浆液输送至吸收塔交互式喷淋层进行喷淋,脱硫供浆仍在原吸收塔中部位置。

根据工况变化调整运行和控制方式是提高脱硫系统经济性的重要手段^[9],其中浆液再循环泵是湿法脱硫浆液系统的最大耗电设备^[10],在实际运行中需根据入口烟气 SO_2 的负荷调整循环泵的运行数量^[11-12]。脱硫运行经济性试验主要是通过探究不同负荷条件下机组 FGD 可以满足最大脱硫出力能力的试验煤种的硫分,同时分析不同工况下运行状态,得到机组经济效益最佳的运行模式。

试验设计 3 个典型的负荷段,分别是 100%、75%及 50%锅炉最大连续蒸发量(BMCR),每个负荷进行不同入炉煤硫分试验,入炉煤由两种试验煤种掺配,试验煤种工业与元素分析数据如表 1。

表 1 试验煤种工业与元素分析数据

Table 1 Industrial and elemental analysis data of test coal

分析项目	试验煤种一				试验煤种二			
	收到基 ar	空干基 ad	干燥基 d	干燥无灰基 daf	收到基 ar	空干基 ad	干燥基 d	干燥无灰基 daf
全水分 Mt/%	14.20	/	/	/	16.40	/	/	/
水分 M/%	/	3.32	/	/	/	5.06	/	/
工业分析								
灰分 A/%	18.19	20.50	21.20	/	11.35	12.89	13.58	/
挥发分 V/%	26.29	29.62	30.64	38.88	26.63	30.24	31.85	36.86
固定碳 FC/%	41.32	46.56	48.16	61.12	45.62	51.81	54.57	63.14
元素分析								
硫 S/%	1.33	1.45	1.46	/	0.57	0.65	0.68	/
氢 H/%	/	3.84	/	/	/	4.01	/	/
弹筒 $Q_{it}/(\text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1})$	/	24.55	/	/	/	26.63	/	/
发热量 高位 $Q_{gr}/(\text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1})$	/	24.42	25.26	/	/	26.53	27.94	/
低位 $Q_{net}/(\text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1})$	20.65	/	/	/	22.25	/	/	/

每个工况连续稳定运行 4 小时以上。试验过程需保证脱硫出口 SO_2 浓度满足超低排放要求 (小于 $35 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, $6\% \text{ O}_2$), 根据 FGD 原烟气中

SO_2 浓度变化, 适时增加或减少脱硫浆液循环泵运行台数, 尽量以低能耗方式运行, 各工况运行时间及入炉煤硫分情况如表 2 所示。

表 2 脱硫经济性试验工况

Table 2 Operating conditions of desulfurization economic test

负荷率	日期	试验起止时间	入炉煤硫分/%	平均煤耗量 $/(t \cdot h^{-1})$	脱硫入口 SO_2 浓度均值 $/(mg \cdot m^{-3})$	脱硫出口 SO_2 浓度均值 $/(mg \cdot m^{-3})$
100% BMCR	Day1	07:00~17:30	0.67	265	1 341	24.5
	Day2	07:30~10:50, 13:00~16:50	0.84	260	1 718	25.6
	Day3	08:00~10:40, 13:30~16:30	1.08	254	2 284	30.5
	Day4	08:00~10:50, 13:10~17:00	1.11	253	2 353	30.9
	Day5	07:45~10:45	1.19	258	2 537	31.7
75% BMCR	Day1	18:10~20:00	0.59	203	1 157	20.8
	Day2	17:20~0:00	0.84	198	1 632	27.6
	Day3	18:30~19:30	1.08	207	2 284	28.8
		21:25~23:55	1.11	211	2 353	27.5
	Day4	19:00~19:45, 22:30~01:00	1.12	201	2 297	30.8
50% BMCR	Day2	01:30~06:00	1.12	153	2 376	31.6
	Day3	01:00~06:30	1.24	161	2 552	31.8
	Day4	01:40~06:10	1.33	158	2 759	33.5

试验期间, 保持同种石灰石, 其分析结果如表 3 所示。按照机组运行规程, 试验期间脱硫系统运行 pH 值由石灰石给料浓度自动控制, 吸收塔浆液位调整维持在 $(8.3 \pm 0.2) \text{ m}$, 定期校验石灰石浆液质量浓度值。

表 3 脱硫系统石灰石化验结果

Table 3 Test results of limestone in the desulfurization system

序号	项目	单位	测量结果
1	CaO	%	51.96
2	MgO	%	0.55
3	SiO ₂	%	2.76
4	Fe ₂ O ₃	%	0.62
5	CaCO ₃ 纯度	%	>90% (可利用率)
6	石灰石粉细度	/	325 目 85% 通过

1.2 效益分析

本文主要分析脱硫系统运行过程产生的费用, 不计算设备折旧费、设备检修维护费、人力成本、硫分高导致设备磨损加大的费用, 此外, 由于石膏外排间歇性增大、 SO_3 转换量加大、脱硫废水化学需氧量 (COD) 上升导致废水总排量加大等外部影响导致费用变化也不列入考虑。脱硫费率是一个有效评价脱硫系统运行经济性的综合评价指标。

脱硫绩效 E_i 定义为某工况下每度电所需脱除的 SO_2 量, 其单位为 $\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 按公式 (1) 计算:

$$E_i = \frac{Q_V \times C_{\text{SO}_2} \times \eta}{P} \times 10^{-6} \quad (1)$$

式中: Q_V 为该工况下的干基烟气流量, Nm^3/h ; C_{SO_2} 为干烟气中 SO_2 的折算浓度, mg/Nm^3 ; η 为脱硫效率, %; P 为机组功率, MW。

脱硫费率 C_i 定义为某工况下每度电脱除 SO_2 所需的运行成本, 其单位为分 $/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 按公式 (2) 计算:

$$C_i = \frac{C_{\text{石灰}} \times Q_{\text{石灰}} + C_{\text{水}} \times Q_{\text{水}} + C_{\text{电}} \times P_{\text{脱硫}}}{10P} \quad (2)$$

式中: $C_{\text{石灰}}$ 为石灰石单价, 元/t; $C_{\text{水}}$ 为工业用水单价, 元/t; $C_{\text{电}}$ 为工业用电单价, 元 $/(\text{kW} \cdot \text{h})$; $Q_{\text{石灰}}$ 为单位时间的石灰石耗量, t/h; $Q_{\text{水}}$ 为单位时间的工业用水量, t/h; $P_{\text{电}}$ 为脱硫相关设备电功率总量, kW。

脱硫系统时均运行费用 F_i 定义为某工况下脱硫设备每小时运行所需费用, 单位为元/h, 按公式 (3) 计算:

$$F_i = \frac{C_i \times C_{\text{SO}_2} \times Q_V}{E_i} \times 10^{-5} \quad (3)$$

2 运行分析

2.1 脱硫潜能分析

根据试验结果,分析脱硫系统在不同负荷下

表 4 脱硫系统不同负荷下潜能分析

Table 4 Analysis of the potential of the desulfurization system under different loads

项目	原烟气最大 SO ₂ 折算浓度均值 /(mg·Nm ⁻³)	入炉煤硫分 /%	入炉煤折算含硫量 /(g·MJ ⁻¹)
50% BMCR	2 750	1.44	0.594 9
75% BMCR	2 500	1.26	0.540 9
100% BMCR	2 320	1.19	0.501 9

机组脱硫系统原烟气中 SO₂ 的浓度与入炉煤硫分的关系如图 1 所示。

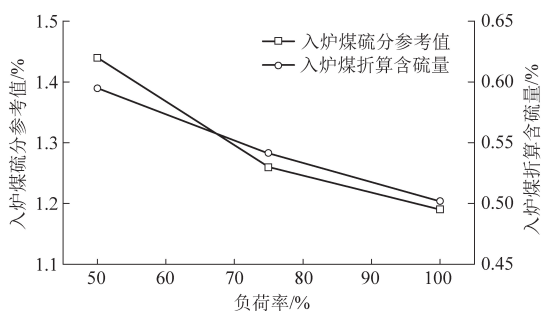


图 1 不同负荷率下燃煤最大含硫量试验结果

Fig.1 Test results of maximum sulfur content of coal under different load rates

100%BMCR 工况下,脱硫系统入口 SO₂ 折算浓度值最大入口可达 2 320 mg/Nm³,折算入炉煤含硫量为 1.1%,折算硫分 2.1 mg/kcal。此时,4 台循环泵全开,2 台氧化风机全部运行,pH 值达到 5.8,不间断排浆,且石膏碳酸根明显增大,基本达到本脱硫系统运行极限工况。目前的系统配置条件下,正常运行不建议长时间燃用硫分达 1.1% 及以上煤种。

2.2 脱硫电耗统计

由于机组取消了脱硫增压风机,锅炉尾部烟道及脱硫、超低排放等设备的阻力完全由引风机做功来克服,即引风机的所做的功既包含克服机组炉膛部分阻力,也包括克服脱硫部分阻力。

试验中在燃烧试验煤种情形下,环境温度 18℃,对脱硫系统在各典型负荷下的阻力进行测试,其结果如表 5 所示。

表 5 脱硫系统阻力与锅炉负荷分析

Table 5 Relationship between the resistance of the desulfurization system and the boiler load

负荷率	50% BMCR	75% BMCR	100% BMCR
脱硫系统总阻力/kPa	1.08	1.57	2.20

的脱硫潜能,即不同机组负荷率下脱硫系统能满足超低排放要求所承受的最高入炉煤硫分值,其结果如表 4 所示。

根据不同负荷下阻力测试值,结合炉膛至引风机前的阻力,将引风机的做功按阻力值以比例分配统计电耗。

统计入炉煤硫分为 1% 时机组各负荷下脱硫系统相关的设备功耗如表 6 所示。

表 6 入炉煤硫分 1% 时脱硫系统设备功率

Table 6 The power of the desulfurization system equipment when the sulfur content of coal is 1%

设备	数量 /台	功率/kW		
		额定	实际	
脱硫浆液 循环泵	A	1	800	767
	B	1	800	767
	C	1	900	630
	D	1	1 250	1 071
	E	1	1 250	/
吸收塔搅拌器		6	222	205
	石膏排出泵	1	15	13.5
区域浆池泵	1	22	20.5	
氧化风机	1	220	204	
浆液泵	1	22	20.5	
浆液箱搅拌器	1	7.5	7.0	
工艺水泵	1	37	35	
除雾器水泵	1	37	35	
脱水系统	1	508.6	450	
引风机	A	1	5 600	100%BMCR:7 023
	B	1	5 600	75%BMCR:4 587
				50%BMCR:3 688
总计		18 091.1		100%BMCR:12 273.5 75%BMCR:9 837.5 50%BMCR:8 938.5

2.3 粉耗及水耗量统计

统计各工况条件下的石灰石粉耗量及水耗量

如表 7 所示。

表 7 各工况下石灰石粉耗及水耗

Table 7 Limestone powder consumption and water consumption under various working conditions

物质消耗量		入炉煤硫分/%			
		0.66	0.85	1.10	1.26
石灰石耗量/(t·h ⁻¹)	50%BMCR	1.9	3.0	3.6	4.2
	75%BMCR	3.1	4.3	5.1	6.2
	100%BMCR	4.0	5.5	6.9	8.1
水耗量/(t·h ⁻¹)	50%BMCR	22.2	24.9	26.9	32.0
	75%BMCR	45.4	46.5	50.6	55.2
	100%BMCR	48.5	49.6	55.5	69.8

从表 7 可见,当机组负荷率不变时,入炉煤硫分变化对水耗的影响不大,其差异主要来自于负荷增大时脱硫系统石灰石浆液耗量及脱硫后形成的石膏外排量均增多。

3 经济效益分析

3.1 脱硫绩效分析

按公式(1)计算各工况下脱硫绩效 E_i ,其结果如表 8 所示。

从表 8 中可见,机组负荷一定时,脱硫绩效随着入炉煤硫分的增加而明显增加,即脱硫系统入口原烟气中 SO₂浓度增加导致每发一度电所需的脱硫量也相应增加,而入炉煤硫分一定,不同机组负荷的脱硫绩效差异不明显,由于物料平衡原理,机组产生的烟气量随着负荷增加而增加。

表 9 脱硫费率与入炉煤硫分关系

Table 9 Relationship between the desulfurization cost per unit power supply and the sulfur content of coal in furnace

入炉煤硫分/%	折算硫分/(g·MJ ⁻¹)	脱硫费率/(分·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)		
		50% BMCR	75% BMCR	100% BMCR
0.66	0.281 0	0.750	0.627	0.619
0.85	0.373 2	0.870	0.773	0.708
1.10	0.455 4	1.030	0.889	0.838
1.26	0.499 3	1.180	1.000	0.923

根据试验结果,费用随硫分变化关系曲线如图 2 所示。

从图 2 中可见,在 4 种典型燃煤含硫量条件下,脱硫费用均是随着硫分含量的升高而增大。但是每种负荷条件下,入炉煤硫分增加 0.2% 时,时均运行费用增幅存在差异,其增幅变化如表 10 所示。

从表 10 中可见,机组负荷为 100%BMCR 时,硫分增大带来费用升高的增幅最大值为入炉煤硫分为 0.85%~1.10%。入炉煤硫分增大到 1.1% 以

表 8 各工况对应的脱硫绩效

Table 8 Desulfurization performance under each working condition

入炉煤硫分/%	脱硫绩效/(g·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)		
	50% BMCR	75% BMCR	100% BMCR
0.66	4.06	3.96	4.19
0.85	5.86	5.80	5.85
1.10	7.74	7.60	7.74
1.26	8.27	7.95	8.16

3.2 脱硫费率分析

按公式(2)计算各工况下脱硫系统脱硫费率 C_i ,其中石灰石、工业用水、工业用电单价分别按照 300 元/吨、5 元/吨、0.45 元/(kW·h) 计算,其结果如表 9 所示。

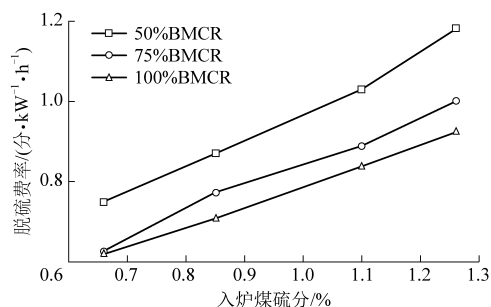


图 2 入炉煤硫分对脱硫费率的影响

Fig.2 Effect of sulfur content of coal in furnace on the desulfurization cost per unit power supply

上时,虽然增幅较低,但绝对值较大,且系统各设备全出力运行,缺少冗余,可靠性变差。

表 10 脱硫运行费用变化

Table 10 Changes of desulfurization operating cost

入炉煤硫分 变化范围/%	脱硫运行费用/(元/0.2%入炉煤硫分增幅)		
	50%BMCR	75%BMCR	100%BMCR
0.66~0.85	392	671	589
0.85~1.10	541	632	865
1.10~1.26	494	560	508

3.3 时均脱硫费用分析

按公式(3)计算脱硫系统时均运行费用,如图 3 所示。

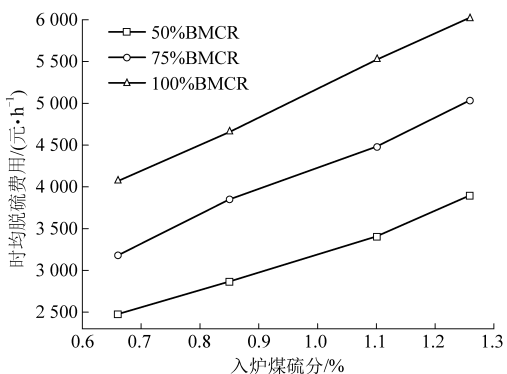


图 3 入炉煤硫分对时均脱硫费用的影响

Fig.3 Effect of sulfur content of coal in furnace on hourly average desulfurization cost

从图 3 可见,脱硫系统在不同负荷条件下,时均脱硫费用与入炉煤硫分基本呈线性关系。特别是 100%BMCR 工况下,由于脱硫系统处理烟量较大,当超过入炉煤硫分大于 0.85%后,时均运行费率急剧增大。为满足超低排放要求,同时兼顾运行经济性,建议入炉煤硫分硫分在 0.66%~0.85%。75%BMCR 和 50%BMCR 工况下,时均脱硫费用存在一定裕度,可以优化脱硫系统运行操作,特别是浆液循环泵的合理运行,以进一步降低脱硫电耗,从而降低时均运行费用。

4 结 论

某 660 MW 燃煤机组在超低排放改造后,脱硫系统增设一台石灰石浆液循环泵,增加塔外浆池,为评估改造后脱硫系统的潜能及经济效益,本文通过变负荷、变入炉煤硫分的脱硫耦合试验,得到不同工况条件下脱硫系统运行结果,分析了脱硫系统运行潜能;建立了脱硫绩效、脱硫费率、时

均运行费率效益计算模型,分析脱硫系统运行费用,结论如下:

(1)100%BMCR 工况下,脱硫系统入口 SO_2 折算浓度值最大入口可达 $2\ 320\ \text{mg}/\text{Nm}^3$,折算入炉煤含硫量为 1.1%,折算硫分 $2.1\ \text{mg}/\text{kcal}$ 。

(2)100%BMCR 工况下,脱硫费率增幅最大值为入炉煤硫分处于 0.85%~1.10%范围时;当上网电价下行,或煤价上调时,机组燃用煤种硫分需要充分论证其经济性;入炉煤增大到 1.1%以上时,虽然增幅较低,但绝对值较大,且系统各设备全出力运行,缺少冗余,可靠性变差。

(3)当超过入炉煤硫分大于 0.85%后,时均运行费率急剧增大;100%BMCR 工况下为满足超低排放要求,同时兼顾运行经济性,入炉煤硫分变化区间建议在 0.66%~0.85%。

参考文献

- [1] 郝吉明,王书肖,陆永琪. 燃煤二氧化硫污染控制技术手册 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2001: 5-32.
- [2] 王志轩,潘荔,张晶杰,等. 我国燃煤电厂“十二五”大气污染物控制规划的思考 [J]. 环境工程技术学报, 2011, 1 (1): 63-71.
- [3] 张东辉,庄焯,朱润儒,等. 燃煤烟气污染物超低排放技术及经济分析 [J]. 电力建设, 2015, 36 (5): 125-130.
- [4] 曾庭华. 湿法烟气脱硫系统的调试、试验及运行 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2008: 7-13.
- [5] 周至祥,段建中,薛建明. 火电厂湿法烟气脱硫技术手册 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2006: 473-488.
- [6] 冯斌,王锋涛,闫乃明,等. 600 MW 燃煤机组脱硫浆液循环泵变频改造及节能优化研究 [J]. 电力科技与环保, 2021, 37 (2): 51-57.
- [7] 侯德安,蒋蓬勃. 燃煤硫分对锅炉及脱硫系统经济性影响的模型研究 [J]. 华电技术, 2015 (2): 21-23.
- [8] 邓芙蓉. 入炉煤含硫量对 600 MW 超临界机组脱硫经济性的影响 [J]. 能源工程, 2014 (2): 77-80.
- [9] 李皎,王永翔,高岩,等. 电厂脱硫运行经济性考核研究 [J]. 电力科技与环保, 2014, 30 (5): 50-53.
- [10] 王树东,胡三高,刘玲,等. 600 MW 机组脱硫系统中循环浆液泵的运行优化与改造研究 [J]. 中国电力, 2010, 43 (11): 46-49.
- [11] 邱国华,魏宏鸽,梁秀进,等. 火电机组脱硫超低排放运行能耗分析与节能运行展望 [J]. 发电技术, 2020, 41 (5): 510-516.
- [12] 李兴华,牛拥军,雷鸣,等. 火电机组脱硫系统超低排放改造节能优化 [J]. 热力发电, 2017, 46 (11): 119-123.