

某电厂 600MW 机组掺烧高硫煤脱硫系统超出力运行的优化调整及保证措施

翟学军，章广晔

(江苏射阳港发电有限责任公司，江苏 盐城 224346)

摘 要：本文以某电企 600MW 机组掺烧高硫煤（最高平均含硫达到 1.38%）工况下，探讨石灰石-石膏湿法脱硫系统超出力运行方式和优化调整措施，最终满足国家环保政策的要求。

关键词：掺烧；高硫煤；脱硫系统；运方；优化；国家环保政策

0 引言

2013 年电煤市场面对最大的变化是取消重点电煤合同，代之以电企与煤企之间的长期协议。目前煤企与电企之间，大多是定量不定价，电煤价格在幅波动不可能出现，但在一定空间内仍有变化。在此时间内，电煤价格的品质是影响其价格的重要因素，特别是电煤的含硫量影响价格很明显，各大型火电企业开始在发电机组中掺煤一定量的高硫煤，以降低发电成本，提高企业利润。

电企在掺煤高硫煤，追求高利润的同时，国家环保政策对大型耗能企业的要求也越来越高，这给火电企业的脱硫系统带来较大压力。

我国大型火电厂石灰石-石膏湿法脱硫系统在设计时，一般最高设计含硫为 1.2%，设计脱硫效率大都不超过 95%。近几年，因脱硫系统的招标价格不断后下降，脱硫系统设计裕量也越来越小，有些机组脱硫系统甚至达不到设计值。这给机组掺烧高硫煤带来一定的困难，某电厂 600MW 机组通过一系列脱硫系统运方和措施的不断优化，顺利适应掺烧高硫煤（超设计值）工况，并满足国家环保政策要求。

在机组掺烧高硫煤工况下，最关心的是配套的脱硫系统能承受多大负荷，最重要问题是如何保持高出力运行，下面就某电厂 600MW 机组掺烧高硫煤工况下，脱硫系统超出力运行的优化调整及保证措施。

1 某电厂 600MW 机组脱硫系统概况

某电厂 660MW 机组烟气脱硫系统，由北京博奇电力科技有限公司总承包，采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺，一炉一塔处理 100%的烟气。配套的工艺系统包括：石灰石浆液制备系统、烟气系统、SO₂ 吸收系统、石膏脱水系统、工艺水系统、压缩空气系统、排放系统、废水处理系统。其中石灰石浆液制备系统、石膏脱水系统、工艺水系统、废水处理系统、压缩空气系统为两台机组公用。

1.1 主要设计参数

主要设计参数见表 1。

表 1 主要设计参数

项目	单位	锅炉 BMCR 工况/数据		
		设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
锅炉 B-MCR 工况在湿烟气中				
污染物成分 SO ₂ （标准状态，实际 O ₂ ）	mg/Nm ³	2537	3763	1373
煤质分析：收到基硫分(St,ar)	%	1.20	1.60	0.63
FGD 入口湿烟气量(BMCR)	Nm ³ /s	591.7	584.1	588.8
FGD 入口烟气温度(BMCR)	℃	122	123	123
FGD 入口烟道设计温度	℃	132	133	133
FGD 设计脱硫效率	%		95.2	
脱硫剂石灰石主要成份：氧化钙 CaO	%		52.5	

1.2 SO₂吸收系统主要参数表

SO₂吸收系统主要参数见表 2。

表 2 SO₂吸收系统主要参数

名称		吸收塔			
项目	单位	数据	项目	单位	数据
全容积	m ³	6505	正常浆液池容积	m ³	1609
设计烟气流	Nm ³ /h	2136120	SO ₂ 浓度	mg/Nm ³	2583
材质	玻璃鳞片+Q235-B		数量	个	1
名称	石膏浆液循环泵				
项目	单位	数据	项目	单位	数据
流量	m ³ /h	11220	数量	台	3
转速(A)	r/min	375	扬程(A)	m	14.5
转速(B)	r/min	390	扬程(B)	m	16.5
转速(C)	r/min	404	扬程(C)	m	18.5
厂家	襄樊五二五泵业有限公司 型号 LC600/1150 II 离心式				

该厂 600MW 机组从投产以来,满负荷工况下,脱硫系统 FGD 入口最大承受 SO_2 浓度在 $2300\text{mg}/\text{Nm}^3$,最大脱硫效率只能达到 95%。从 2013 年以来,机组掺烧高硫煤,最高 FGD 入口浓度基本运行在 $2350\sim 3200\text{ mg}/\text{Nm}^3$,最大承受 SO_2 浓度达到 $3400\text{ mg}/\text{Nm}^3$,月平均 FGD 入口 SO_2 浓度达到 $2900\text{ mg}/\text{Nm}^3$ 左右,对应入炉煤含硫量约为 1.38%。

该厂在原有石灰石-石膏湿法脱硫系统基础上,通过运行措施的运方的优化,实际运行中做到精细化要求,精细化调整,配合脱硫添加剂的使用,达到提高脱硫系统出力的目的,本文就其系统的运行措施的运方的优化调整加以论述。

2 机组掺烧高硫煤工况下脱硫系统运行优化措施

2.1 SO_2 吸收系统运行调整

众所周知,石灰石-石膏湿法脱硫系统中,石膏浆液活性是保证脱硫效率的关键。当 FGD 入口 SO_2 浓度高时,石灰石供浆量必然大幅度提高,特别是当超流量供给石灰石(超过设计值)时,此时,极易造成石膏浆发生“石灰石致盲”现象,从而影响 SO_2 脱除率。

在 FGD 入口 SO_2 浓度高时,即要能够“顶住”压力,而又要保证石膏浆液活性,这是脱硫系统要解决的首要矛盾。

该厂通过摸索,在高硫煤工况下,对石膏浆液活性的作出如下保证措施。

(1) 机组负荷每天有高峰和低谷,该厂利用任何低负荷、低含硫的机会,降低石膏浆液 pH,最好能降低到 5.0 以下(最低不得低于 4.5,此时间段不得超过 10min)。如条件允许,可以循环降低 pH。降低原则:快速下降,缓慢上升。以在低 pH 值条件下,消耗石膏浆液中过剩的 CaCO_3 ,从而避免“石灰石致盲”现象。

如图 1 所示,①②③点都是机组负荷、FGD 入口 SO_2 浓度下降过程,此时,立即大幅减少石灰石浆液供给量,石膏浆液 pH 呈快速下降趋势。pH 这一快速下降过程,即是石膏浆液中 CaCO_3 大量消耗过程,也是亚硫酸盐含量降低过程,从而有效地恢复了石膏浆液的活性。

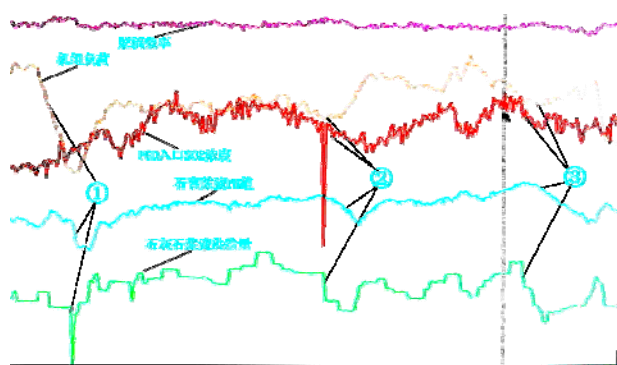


图1 利用脱硫系统低负荷快速恢复石膏浆液活性示意图(图片来自实际运行曲线)

当然,石膏浆液 pH 值变化与石灰石供浆量变化有时间差,在实际运行中,能够提前掌握机组负荷、煤种含硫量情况,超前进行调整供浆量,效果会更好。

(2) 运行中,严格控制石膏浆液 pH 在 5.2~5.6,如工况需要,pH 值需上升至 5.6(5.8)时,时间不得超过 2h,杜绝 pH 值超过 5.8。防止 CaCO_3 残留量过大,影响浆液品质。

(3) 为保证脱硫各项排放指标,石膏浆液 pH 需超过 5.8,必须采取相应补充措施。如添加脱硫添加剂、降低炉膛出口氧量等措施。

(4) 加强脱水,维持石膏浆液在低密度范围运行,控制在 $1090\sim 1135\text{kg}/\text{m}^3$,不得高于 $1150\text{kg}/\text{m}^3$ 。

(5) 增加石灰石制浆系统循环量,降低石灰石浆液细度,提高其密度,且保证浆液供给量不得在大于 $35\text{t}/\text{h}$ 的流量下连续运行,以保证在大流量供给 CaCO_3 时,不易发生石膏浆液活性钝化现象。

(6) 当脱硫系统在高负荷工况下运行,吸收塔液位在低位时,应增加吸收塔的补水量,缓慢抬高液位,降低石膏浆液密度。这在大流量供给 CaCO_3 时,对石膏浆液活性有很大益处。

该厂在脱硫系统低负荷时机组负荷在 500MW 以下,FGD 入口 SO_2 浓度在 $2400\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以下时,吸收塔液位控制在低位 6.5m 运行,当脱硫系统负荷开始升高时,液位逐步抬高,最高在 7.8m,效果很好。

2.2 石灰石(CaCO_3)浆液供给的优化措施

(1) 在石灰石浆液过量供给工况下,退出调门自动,采取手动调整方式,以保证调整的及时性、对应性。600MW 机组负荷控制通过 AGC 调整,波

动较频繁，故在脱硫系统高负荷时，石灰石供给应对应脱硫系统负荷频繁、及时调整。

(2) 运行人员在监盘调整时，应能找到石灰石供给量与机组负荷、FGD 入口含硫量的对应平衡点，做到不同工况下，通过增减石灰石供给量，来找到平衡点。这要求运行人员有较高的技术水平和较强的责任心。

平衡点的摸索，主要在 pH 值的高低、pH 值的变化速率，以及对应脱硫效率的变化趋势。相同负荷和 FGD 入口 SO_2 浓度时，pH 值应与前期正常工况下相对应，或相同石灰石供给量条件下，pH 值变化速率应相同。

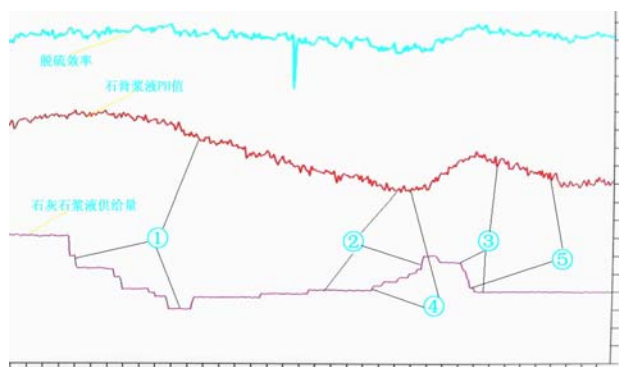


图 2 运行中石灰石浆液供给量平衡点

如图 2 所示，是在 FGD 系统负荷基本一致情况下，在①点，根据脱硫效率情况，进行石灰石供浆量降低操作，当石膏浆液 pH 开始下降，在②点，当 pH 值出现快速下降，且脱硫效率有较大幅度下降时，开始缓慢提高石灰石供浆量，直到 pH 值出现上升时。在③点，当石灰石浆液达到一定量时，pH 值开始出现快速上升，且脱硫效率也出现大幅上升时，应开始降低石灰石浆液供给量。我们比较④、⑤两点，发现出现 pH 值快速下降和快速上升时，石灰石供浆量基本一样，即可判断此时的石灰石供给量与此时的 FGD 系统负荷对应，即为石灰石供给量的平衡点。之后，维持此数量的石灰石浆液供给，脱硫效率与 pH 值都在一个较佳工况下稳定运行。

(3) 在找到石灰石浆液供给量的平衡点后，手动调整应以微量调整为原则，不得大幅度提高或减少供给量。

(4) 在石灰石浆液的制备上，应调整石灰石湿式制浆系统的上、下水量配比，调整外送次数，使

石灰石浆液细度减小，以利于在脱硫系统超设计值运行，大流量供浆时，增加石灰石的溶解速度，并保证石膏浆液的活性。

(5) 严格控制石灰石入厂关，保证石灰石品质合格。对于云母石来说，CaO 含量都能达到 50% 以上，但其他杂质对脱硫系统石膏浆液的活性影响却是很大的。目前，火电厂对石灰石的全分析一般都做不到，不能准确了解每批入厂石灰石杂质情况，在实际操作中，我们可以直观地以颜色来判断，以白黄色为最佳。

(6) 在专业技术管理上，技术人员能够整理出石灰石供给量的对应表，以帮助运行人员调整，并能制定相应制度约束运行人员的调整及时性，也是必要的。

2.3 脱硫添加剂的使用

当以上措施不能满足脱硫系统浆液品质要求时，使用脱硫添加剂来缓解系统压力，是很好进一步提高了脱硫效率的方法。

(1) 脱硫添加剂的选择很重要，通过对国内几家知名脱硫添加剂产品进行试验，以提效空间大、衰减速度慢为原则选择一款添加剂，连续使用了二年多，效果理想，并在机组 B 修中对相关设备内部进行检查，未发现因添加剂而产生的腐蚀现象。

(2) 脱硫添加剂的使用在按产品要求使用的同时，应根据各自不同的脱硫系统具体情况下，摸索更为合理的使用方案，以发挥其最大效益。如初始添加量、每天定期添加量的确定，都需根据系统实际运行情况来定。

该厂经过前期运行（扬州科亿牌脱硫添加剂），目前按照初始添加量 500kg（产品说明书要求为 800~1000kg），每天添加量在 80kg。

(3) 脱硫添加剂的添加时机的选择，也很重要。因为添加剂加入吸收塔浆池后，在脱水系统运行中，脱硫废水排放会带走部分，加速添加剂的衰减速度。所以，每天定期的添加工作应放在脱水系统停运后，立即进行。

(4) 脱硫添加剂，除了能够提高脱硫效率以外，还有两项主要功能，一是促进石灰石（ CaCO_3 ）在浆池的溶解，二是可以使脱硫系统在超出力运行后，有更大的向下调整参数空间，给脱硫系统创造更大的“喘息”机会。在实际运行中，应选择在脱硫系统超出力时，进行添加量的增大，且应根据出力的

大小情况相应改变。

2.4 烟气系统运行调整措施

(1) FGD 进、出口氧量差不得小于 0.5 (出口氧量高)。不仅可以加强吸收塔浆池的氧化,且能有效降低石膏浆液中的亚硫酸盐的含量。

(2) 如出现氧量差倒置现象,应及时开启备用氧化风机运行。

(3) 应及时有效地调整增压风机入口负压,严格控制旁路挡板差压在-50~+50Pa。

(4) 严密监视增压风机入口负压、烟囱入口负压、吸收塔出口负压等,以保证吸收塔内部烟气流体的稳定。

(5) 机组在掺烧高硫工况下,如果脱硫系统超设计值运行,此时,锅炉燃烧调整参数对系统的影响作用被“放大”,更为明显。如在系统超设计运行,排口指标都较高,“压线运行”(但在政策要求范围内),此时,如果 FGD 入口烟气氧量波动较大,SO₂ 浓度、NO_x 浓度用实际氧量进行修正,直接影响到脱硫效率。故在脱硫系统超设计值运行时,要求锅炉燃烧调整降低炉膛出口氧量,减少波动,对脱硫系统非常有益,不仅可以“修正”脱硫效率,还可以减少 FGD 入口烟气量,进而提高脱硫效率。

2.5 脱水系统运方的调整

脱硫系统在超设计值运行时,从石灰石、复用水、烟气中带入的各种杂质必然增加,为了保证石膏浆液的活性,脱水系统、废水处理系统出力应增加。

(1) 增加石膏旋流器、废水旋流器的出力,提高入口压力,必要时通过技改增加旋流子个数。

(2) 增加真空皮带机的出力,如提高运行频率、增加石膏饼厚度等。

(3) 增加废水处理系统加药量。

(4) 增开废水排放泵,增加废水排放量。

3 煤种掺配控制

为保证脱硫系统的长期稳定,煤种掺配的合理性,尤为重要。脱硫系统长期连续超负荷运行,必然会造成其稳定性下降。从上述内容,可以看出,在入炉煤掺配式,间断地给脱硫系统“喘息”的机会,非常重要。

该厂在机组掺烧高硫煤时,做到以下几个原则:

(1) 煤场管理做到严、细、实。严格按不同煤

种分堆存放;细化采样、化验相关管理制度,确保煤种各项指标准确度;在实际运行中,入炉煤掺配工作做到比例准确,上煤准时。这样,在脱硫系统运行时,能够根据入炉煤指标超前调整系统运行方式,从而有效保证脱硫系统连续高硫运行,并能及时“喘息”。

(2) 该厂 600MW 机组一般为直吹式,分六个煤仓,根据煤场不同含硫煤种,分仓供应。两个煤仓高硫煤,两个仓中硫煤(高硫煤与低硫煤不同比例掺配),两个仓低硫煤。

(3) 煤仓投用顺序按硫份从高到低顺序,这样就能保证在机组高负荷 FGD 入口 SO₂ 浓度相对较低,在机组低负荷时段,FGD 入口 SO₂ 浓度相对较高。见表 1。

表 1 某电厂 600MW 机组六个煤仓煤种掺配情况

煤仓编号	煤种	热值	灰份	含硫	挥发份	水份
A 仓	蒙泰	4150	26	0.9	32	13.2
B 仓	中煤	4600	27	2.2	31	7.8
C 仓	伊泰	5100	31	0.65	15	16
D 仓	伊泰	5100	31	0.65	15	16
E 仓	中煤	4600	27	2.2	31	7.8
F 仓	伊泰	5100	31	0.65	15	16

该厂在满负荷 600MW 时,六个煤仓全部投入运行,烟气量最大,此时入炉煤平均含硫在 1.21%;当机组负荷降到 550MW 时,投入 A、B、C、D、E 煤仓运行,此时烟气量减少,而入炉煤平均含硫在 1.32%;当机组负荷进一步降低到 500MW 以下时,烟气量进一步减少,投入 A、B、D、E 煤仓运行,入炉煤平均含硫在 1.49%。这样,即掺烧了高硫煤,且对于脱硫系统来说,其系统负荷基本稳定。

(4) 相关煤质指标综合考虑,不同煤种品质,如灰份、热值等,对脱硫系统在运行中的含硫量影响也很大。故需对煤质的其他指标在掺配时也要作为辅助参考,进一步优化掺配比例,做到细致掺配。

4 机组掺烧高硫煤工况下,相关系统运行优化保证措施

(1) 电除尘器的优化运行调整很重要。目前,国内大型火力发电厂烟尘表计的准确性都较低,一般都只能反应烟尘浓度的变化的趋势,表计显示值不能及时、准确地反应真实烟尘浓度。烟尘量的大小也直接关系到脱硫系统的稳定运行,过高的烟尘直接会恶化石膏浆液品质,造成“烟尘致盲”现象,从而降低脱硫效率,这给机组掺烧高硫煤造成负面

作用。而且，电除尘又是大型火电厂的耗电大户，一味地提高电除尘器效率，必然使厂用电率上升。此时，可以根据机组负荷、入炉煤灰份情况进行调整，以烟表显示值作为辅助监视手段。

(2) 在机组掺烧高硫煤时，脱硫系统排口 SO_2 浓度较高，距离国家要求的标准值较近，故 CEMS 的准确性显得尤为重要。

(3) 因 FGD 入口 SO_2 浓度较高时，为达到排口不超标，脱硫效率即相应提高。在实际运行中，应以排口 SO_2 浓度来控制，脱硫效率也辅助。

(4) 需制定相关标准和制度，细化技术指导，强化经济奖惩。

5 结论

(1) 火力发电厂在掺烧高硫煤时，通过一系列是技术运方调整和制定严格的保证措施，能够使目前脱硫系统的出力再提高。

(2) 火电厂相关的配套系统和设备，在运行方式上也应该与脱硫系统超出力运行运方相协调，如机组燃烧优化调整、电除尘优化调整等。

(3) 在脱硫添加剂的使用上，应选择提效明显，衰减速度慢，负作用小的产品。

(4) 提高运行人员监盘调整技术水平，加强专业技术管理，对掺烧高硫煤的脱硫系统也是重要的。

参考文献：

- [1] 邵炜,陈颖,金东春. 600MW 机组湿法脱硫石灰石盲区现象分析及对策[J].浙江电力,2007(3):57-59.
- [2] 曾庭华,杨华,廖永进,等. 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.
- [3] 邱正波,董传声.湿法烟气脱硫工艺技术全程控制指导手册[Z].宁海:浙江宁海电厂.
- [4] 林朝扶,陈显辉.石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统运行优化分析[J].广西电力,2007(4):53-57.

作者简介：

翟学军 (1970-), 男, 江苏盐城人, 工程师, 长期从事发电厂脱硫运行管理;

章广晔 (1969-), 男, 江苏盐城人, 工程师, 主要从事火电厂运行调度管理。