



新疆中泰化学托克逊能化有限公司 热电厂 2 号机组全工况脱硝项目 检测验收评估报告

(报告编号: HSYD-BG-2019-060)

建设单位：新疆中泰化学托克逊能化有限公司

评估单位：乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

2019 年 09 月 22 日

项目承担单位：乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

项目建设单位：新疆中泰化学托克逊能化有限公司

项目起讫日期：2019 年 08 月 21 日～09 月 22 日

项目名称：新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组全
工况脱硝项目检测验收评估

项目负责人：吕小龙

报告编写人：吕小龙

项目参加人：赵彬彬、师小东、刘向佰

报告批准人：邵书岩 2019 年 09 月 22 日

报告审核人：冯少华 2019 年 09 月 22 日

报告编写人：吕小龙 2019 年 09 月 22 日

目 录

1. 前言	1
2. 评估依据	1
2.1 环境保护法律法规及有关文件	1
2.2 评估相关技术文件	2
3. 项目概况	2
4. 全工况脱硝技改情况	3
4.1 全工况脱硝改造内容	3
4.2 运行调整措施	4
5. 检测评估情况	4
5.1 检测标准	4
5.2 检测使用仪器	4
5.3 检测条件	5
5.4 检测评估工况及检测内容	5
5.5 检测测点布置	6
5.6 检测测量方法	7
5.7 质量保证和质量控制	8
5.8 检测过程、结果及分析	8
6. 结论	13
7. 附录	14
附图 A 99.0MW 机组运行参数截图	15
附图 B 125.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图	17
附图 C 全工况脱硝系统运行状态曲线图	19
附图 D 99.0MW 脱硝系统运行曲线图	20
附图 E 125.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统运行曲线图	21
附图 F 90.0MW 总排口净烟气分钟平均值报表	22
附图 G 125.0MW（低负荷稳燃）总排口净烟气分钟平均值报表	23
附件一 2 号炉脱硝运行日报表	24
附件二 2 号机组总排口运行记录	26
附件三 2 号机组并网证明	28

附件四	2 号机组最低稳燃负荷试验报告	29
附件五	2 号机组全工况脱硝评估检测报告	41
附件六	全工况脱硝改造合同	50
附件七	全工况脱硝改造技术协议	54

1. 前言

为落实国务院大气污染防治行动计划，根据《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020）》（发改能源【2014】2093 号）和《关于印发全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案的通知》（环发【2015】64 号）以及原新疆维吾尔自治区环境保护厅文件《新疆维吾尔自治区全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作实施方案》（新环发【2016】379 号）的文件要求，进一步提高煤电机组环保水平。新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组于 2019 年 7 月已完成超低排放改造，但还未完成超低排放验收工作。

根据新疆维吾尔自治区生态环境厅文件《关于做好 2019 年度燃煤机组超低排放和全工况脱硝工作的通知》（新环发【2019】47 号）以及《关于明确全工况脱硝改造相关工作事宜的函》（新环函【2018】630 号）文件要求。新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组进行了全工况脱硝改造工作。

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组在 2019 年经过脱硝系统烟气旁路改造后，2 号机组在 30%电负荷和锅炉最低稳燃工况能够满足机组脱硝系统投入要求，且污染物排放达到超低排放标准。受新疆中泰化学托克逊能化有限公司委托，乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司于 2019 年 8 月 21 日对 2 号机组进行全工况脱硝检测验收试验。并根据检测结果及现场的核查，对 2 号机组全工况脱硝投入进行综合评估，并完成了评估报告。

2. 评估依据

2.1 环境保护法律法规及有关文件

- （1）《中华人民共和国大气污染防治法》；
- （2）《关于印发全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案的通知》（环发【2015】64 号）；

- (3) 《关于做好煤发电机组达到超低排放水平环保改造示范项目评估监测工作的通知》（环办【2015】60号）；
- (4) 《新疆维吾尔自治区全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作实施方案》（新环发【2016】379号）；
- (5) 《关于做好燃煤发电机组超低排放改造项目评估监测工作的通知》（新环发【2016】389号）；
- (6) 《关于做好 2019 年度燃煤机组超低排放和全工况脱硝工作的通知》（新环发【2019】47号）；
- (7) 《关于明确全工况脱硝改造相关工作事宜的函》（新环函【2018】630号）。

2.2 评估相关技术文件

- (1) 《新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号锅炉低负荷稳燃报告》乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司，2019 年 8 月 15 日。
- (2) 《新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组全工况脱硝检测报告》乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司，2019 年 8 月 29 日。
- (3) 《新疆中泰化学托克逊能化有限公司 2×330MW 机组宽负荷投脱硝改造项目 EPC 合同》西安西热锅炉环保工程有限公司，2019 年。
- (4) 《新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2×330MW 机组宽负荷投脱硝改造项目技术规范书》西安西热锅炉环保工程有限公司，2019 年。

3. 项目概况

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2×330MW 机组锅炉由东方电气集团东方锅炉股份有限公司生产制造, 型号为 DG1116/17.4-II 22, 锅炉采用一次再热、自然循环、四角切圆燃烧方式、单炉膛 π 型布置。

2 号炉脱硝系统采用选择性催化还原（SCR）脱硝工艺，脱硝催化剂采用单炉体双 SCR 结构体、高灰型布置方式，即 SCR 反应器布置在锅炉省煤器出口和空气预热器入口之间，催化剂层数采用 2+1 层运行设置。为响应新疆维吾尔自治区生态环境厅超低排放及全工况脱硝的要求，将原有备用

层加装催化剂，现为 3 层催化剂同时运行，提升了 SCR 脱硝系统脱硝效率，实现 NO_x 排放浓度小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

烟气脱硫除尘超净排放改造由福建龙净环保股份有限公司对脱硫等相关设施进行改造，实现总排口烟气颗粒物小于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 及 SO_2 排放浓度小于 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 的超低排放要求。

4. 全工况脱硝技改情况

4.1 全工况脱硝改造内容

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组全工况脱硝系统改造方案为：在低温过热器入口位置处开孔加装旁路烟道抽取高温烟气，出口连接至 SCR 入口烟道，与原锅炉 SCR 入口的低温烟气混合，从而提高 SCR 入口烟气温度至 310°C 以上。旁路烟道设置关断挡板门、调节挡板门，实现 SCR 入口烟气温度可调，改造工艺流程图见图 1。

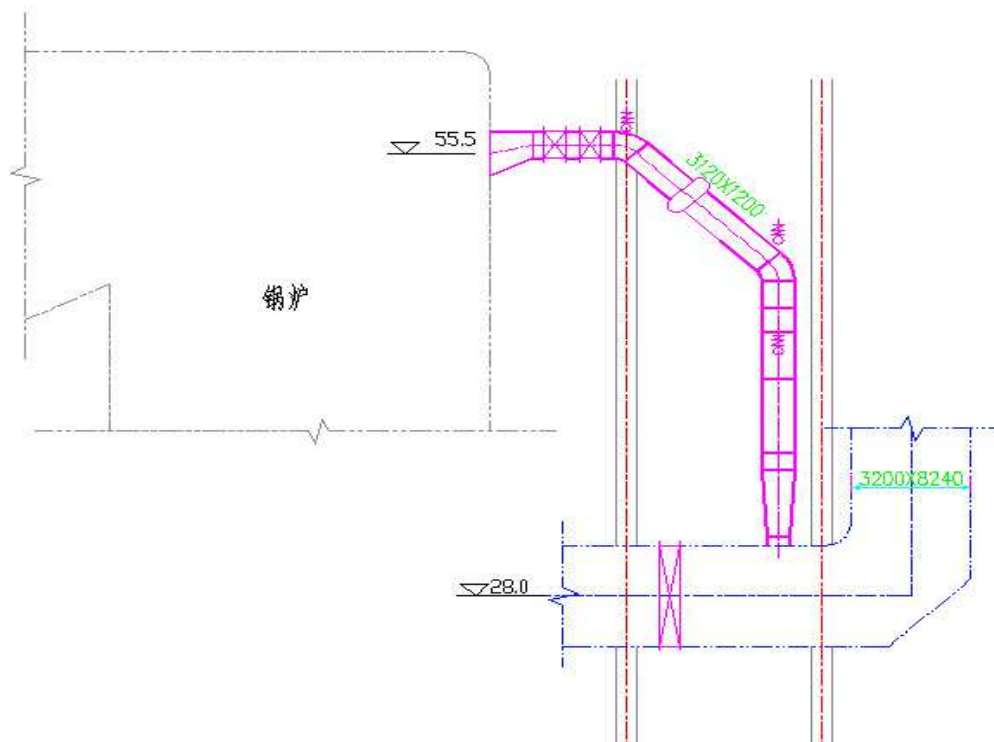


图 1 脱硝旁路改造工艺流程图

4.2 运行调整措施

(1) 开大旁路烟道调节挡板门，关小主路烟道调节挡板门，减少尾部烟道

受热面吸热量，提高进入 SCR 区烟气温度。

(2) 提高炉膛氧量，增大烟气流量，提高烟气温度。

5.检测评估情况

5.1 检测标准

- (1) 《电站锅炉性能试验规程》 GB10184-2015；
- (2) 《火电厂大气污染物排放标准》 GB 13223-2011；
- (3) 《燃煤烟气脱硝技术装备》 GB/T 21509-2008；
- (4) 《燃煤电厂烟气脱硝装置性能验收试验规范》 DL/T 260-2012；
- (5) 《固定污染源烟气（SO₂、NO_x、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及检测方法》 HJ 76-2017；
- (6) 《固定污染源废气氮氧化物的测定非分散红外吸收法》 HJ 692-2014；
- (7) 《固定污染源废气氮氧化物的测定定电位电解法》 HJ 693-2014；
- (8) 《固定污染源烟气（SO₂、NO_x、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ 75-2017）；
- (9) 《固定污染源废气二氧化硫的测定非分散红外吸收法》 HJ 629-2011；
- (10) 《固定污染源废气低浓度颗粒物的测定重量法》 HJ 836-2017；
- (11) 《火电厂烟气治理设施运行管理技术规范》 HJ 2040-2014 ；
- (12) 检测评估合同及其它有关的技术协议、相关资料。

5.2 检测使用仪器

使用的仪器经过校验合格并在有效期内。使用仪器见表 1。

表 1 使用仪器

序	仪器名称	型 号	管理编号	有效期
1	红外烟气分析仪	Model3080-15	HSYD-002-01	2020. 03. 27
2	烟气分析仪	Testo350 加强	HSYD-001-03	2020. 03. 07
3	烟尘测试仪	JCY-80E(S)	HSYD-004-01	2020. 03. 07
4	数字温度测试仪	AT4208	HSYD-017-01	2020. 03. 07
5	铠装热电偶	E 型	002-011	2020. 03. 16

6	电子天平	AUW120D	HSYD-025-02	2020.03.07
7	恒温恒湿称重系统	JC-AWS9	HSYD-023-01	2020.03.07
8	O ₂ 标气(5.03%)	/	HSYD-B-04	2020.05.08
9	NO _x 标气(17×10^{-6})	/	AR15022	2019.12.23
10	NO _x 标气(107×10^{-6})	/	HSYD-B-03	2020.05.08
11	SO ₂ 标气(19×10^{-6})	/	HSYD-B-01	2020.05.08

5.3 检测条件

(1) 2019年8月已由乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司完成2号锅炉低负荷稳燃试验，确定锅炉最低稳定运行工况，最低稳燃负荷试验报告见附件。

(2) 锅炉主要设备处于良好状态，无明显漏风、烟气和蒸汽现象。

(3) 试验测试期间锅炉各参数稳定，炉膛负压表，蒸汽流量等表计能够正常投入并指示正确。

(4) 试验测试期间机组负荷能达到所要求负荷（30%电负荷和锅炉最低稳燃负荷），并能够根据试验的要求随时变化负荷，试验开始后，未进行风压、风量的调整，未进行制粉系统的调整。

(5) 脱硝、脱硫等环保设备运行正常，各类监视表计运行正常，无设备退出运行。

(6) 试验测试开始前，调整到试验工况并保持锅炉各项参数稳定。

5.4 检测评估工况及检测内容

2号机组全工况脱硝项目检测验收评估在30%电负荷及锅炉最低稳燃负荷下进行，根据现场机组运行状况，检测评估工况及内容见表2。

表2 2号机组全工况脱硝项目检测及评估工况

日期	时间	工况	负荷	检测内容
2019.08.20	16:19	锅炉点火	/	现场准备，预备性试验
2019.08.20	20:48~01:40	汽轮机冲转	/	

2019. 08. 21	01:57	机组并网	/	
2019. 08. 21	05:40~07:40	30%电负荷	99.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 O ₂ 、NO _x 浓度 3、总排口净烟气 O ₂ 、NO _x 、SO ₂ 及颗粒物浓度
2019. 08. 21	08:40~10:40	最低稳燃负荷	125.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 O ₂ 、NO _x 浓度 3、总排口净烟气 O ₂ 、NO _x 、SO ₂ 及颗粒物浓度

5.5 检测测点布置

脱硝系统检测测点位置见图 2，总排口净烟气测点位置见图 3。测点布置及测试内容见表 3。

表 3 试验测点及测量项目

序	位置说明	测点数目	测量项目
1	脱硝入口测点	10×8	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统入口 NO _x 、O ₂ 浓度
2	脱硝出口测点	10×8	脱硝系统出口 NO _x 、O ₂ 浓度
3	总排口净烟气测点	8×6	总排口净烟气 O ₂ 、NO _x 、SO ₂ 及颗粒物

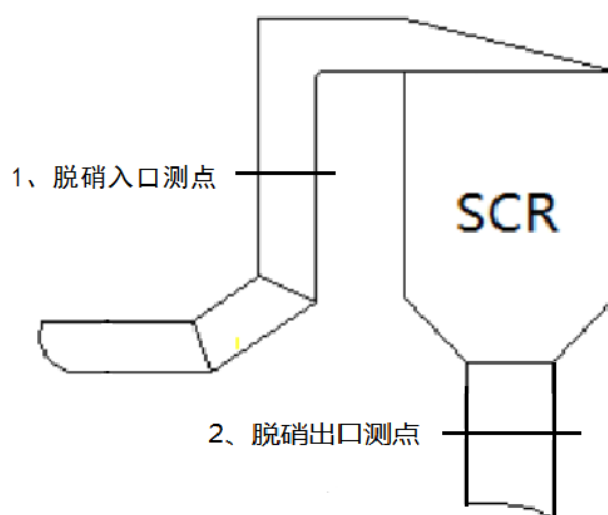


图 2 脱硝系统试验测点位置

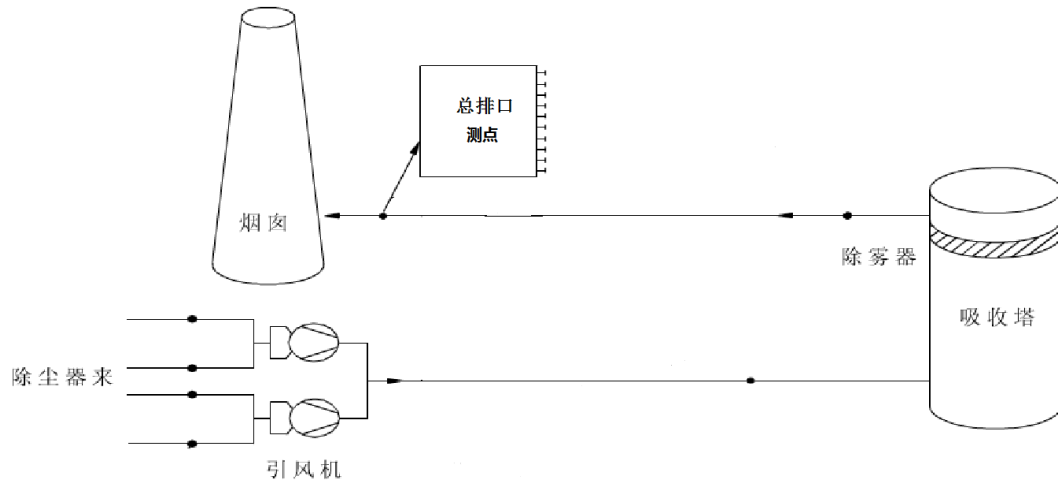


图 3 总排口净烟气测点位置

5.6 检测测量方法

(1) 脱硝系统进、出口烟气 NO_x 与 O_2 含量测量

在每台 SCR 反应器进、出口烟道截面，采用网格法布置烟气取样点。将烟气经不锈钢管引至烟道外，在经过除尘、除湿、冷却等处理后，最后进入烟气分析仪进行分析（如图 4），分析烟气中 NO_x 与 O_2 含量。

(2) 总排口净烟气 NO_x 及 SO_2 测量

总排口净烟气中 NO_x 、 SO_2 排放浓度采用非分散红外吸收法直接测量。

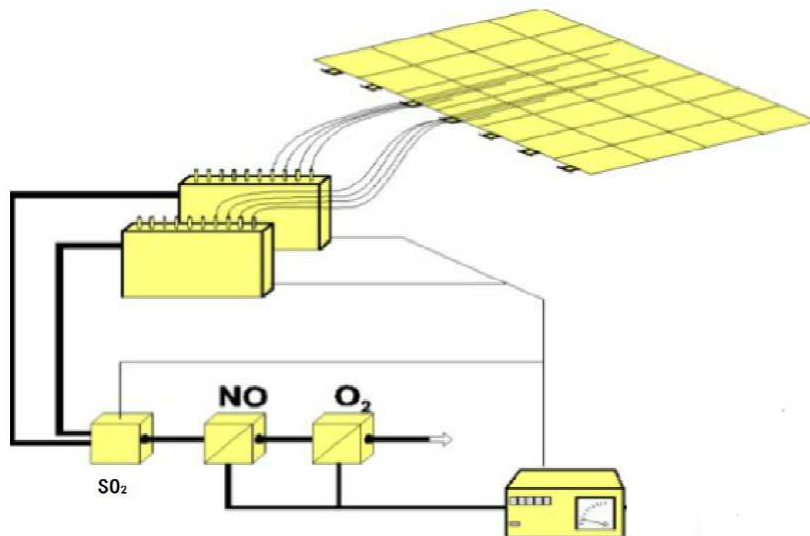


图 4 烟气采集与分析系统

（3）总排口净烟气颗粒物浓度测量

用低浓度烟尘采样仪在总排口烟道中采集颗粒物，样品按《固定污染源废气低浓度颗粒物的测定重量法》(HJ 836-2017)的要求进行测试，计算颗粒物排放浓度。

（4）烟气温度测量

在每台脱硝装置入口烟道截面上，网格法布置 E 型热电偶，采用数字温度测试仪逐点测量各点的烟气温度，各点温度取平均值作为脱硝装置入口烟气温度。

（5）运行参数

试验期间，通过机组 DCS 系统记录锅炉主要运行参数（负荷、主汽流量、总煤量及其它），并监视脱硝系统主要运行参数（SCR 进出口 NO_x 浓度、喷氨流量、烟气温度等）。

5.7 质量保证和质量控制

质量保证和质量控制严格按照《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（HJ/373-2007）的要求进行样品的采集、分析、全程序质量控制。监测仪器经计量部门检定/校准并在有效期内，监测人员持证上岗，监测数据经三级审核。

5.8 检测评估过程、结果及分析

（1）检测评估过程

2019 年 08 月 20 日 16:19 锅炉点火，20:48 汽轮机转速开始冲转，2019 年 08 月 21 日 01:57 机组并网。

2019 年 08 月 21 日 04:55 机组负荷升至 60.0MW 左右，SCR 反应器甲、乙两侧进口烟温分别 320.2℃、328.7℃，超过 SCR 系统设计最低烟气温度 310℃。开始投入脱硝系统运行。

2019 年 08 月 21 日 05:40 进行 30%电负荷工况试验，至 07:40 时试验结束，机组负荷维持在 99.0MW 左右，总排口净烟气实测 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度未出现超标情况。

2019 年 08 月 21 日 08:40 机组负荷升至 125.0MW，锅炉退出等离子助燃系统，进入低负荷稳燃运行，试验开始。08 月 21 日 10:40 试验结束，低负荷稳燃工况期间总排口净烟气 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度未出现超标情况。

脱硝系统投入期间机组运行参数见表 4。

表 4 脱硝系统投入期间机组运行参数（盘表）

序	名称	单位	试验工况	
1	脱硝系统投运情况	/	已投入	已投入
2	脱硝系统投入时间	/	2019/08/21 04:55	2019/08/21 04:55
3	锅炉等离子投运情况	/	投入等离子	已停等离子
4	机组负荷	MW	99.0	125.0
5	主蒸汽流量	t/h	416.9	511.1
6	总煤量	t/h	51.1	65.1
7	脱硝系统入口烟气温度	A 侧	℃	320.6
		B 侧	℃	328.4
8	脱硝系统入口 NO _x 浓度	A 侧	mg/m ³	392.9
		B 侧	mg/m ³	385.2
9	脱硝系统出口 NO _x 浓度	A 侧	mg/m ³	11.1
		B 侧	mg/m ³	11.8
10	喷氨阀门开度	A 侧	%	31
		B 侧	%	3
11	喷氨量	A 侧	Nm ³ /h	112.0
		B 侧	Nm ³ /h	88.5
12	总排口净烟气 NO _x 平均浓度	mg/m ³	11.2	8.6

（2） SCR 反应器进口温度测量结果

在机组负荷升至 99.0MW 及 125.0MW 时，采用网格法在 SCR 反应器进口截面测量烟气温度，DCS 盘表温度显示值、运行报表与实测值存在一定偏差，存在偏差的主要原因是 SCR 反应器进口实测值测点（多点测量）与 DCS 监测点（只有 3 个点）的位置存在偏差。检测期间机组负荷与烟气温度（实测值）曲线图见图 5，从图 5 可以看出检测期间，SCR 入口烟温稳定。SCR

系统入口烟温实测值与 DCS 盘表、运行报表显示值对比见表 5。

表 5 SCR 系统入口烟温实测值与 DCS 盘表、运行报表显示值对比

工况	负荷	位置	名称	单位	DCS 盘表显示值	实测值(多点平均值)	运行报表
30% 电负荷	99.0MW	A 侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	320.6	327.9	328.4
			SCR 入口烟气温度 2	℃	323.4		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	323.0		
		B 侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	324.7	328.7	328.2
			SCR 入口烟气温度 2	℃	328.4		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	326.5		
锅炉 最低稳 燃负荷	125.0 MW	A 侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	341.9	343.3	344.3
			SCR 入口烟气温度 2	℃	340.9		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	341.1		
		B 侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	336.1	341.5	341.6
			SCR 入口烟气温度 2	℃	339.9		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	341.0		

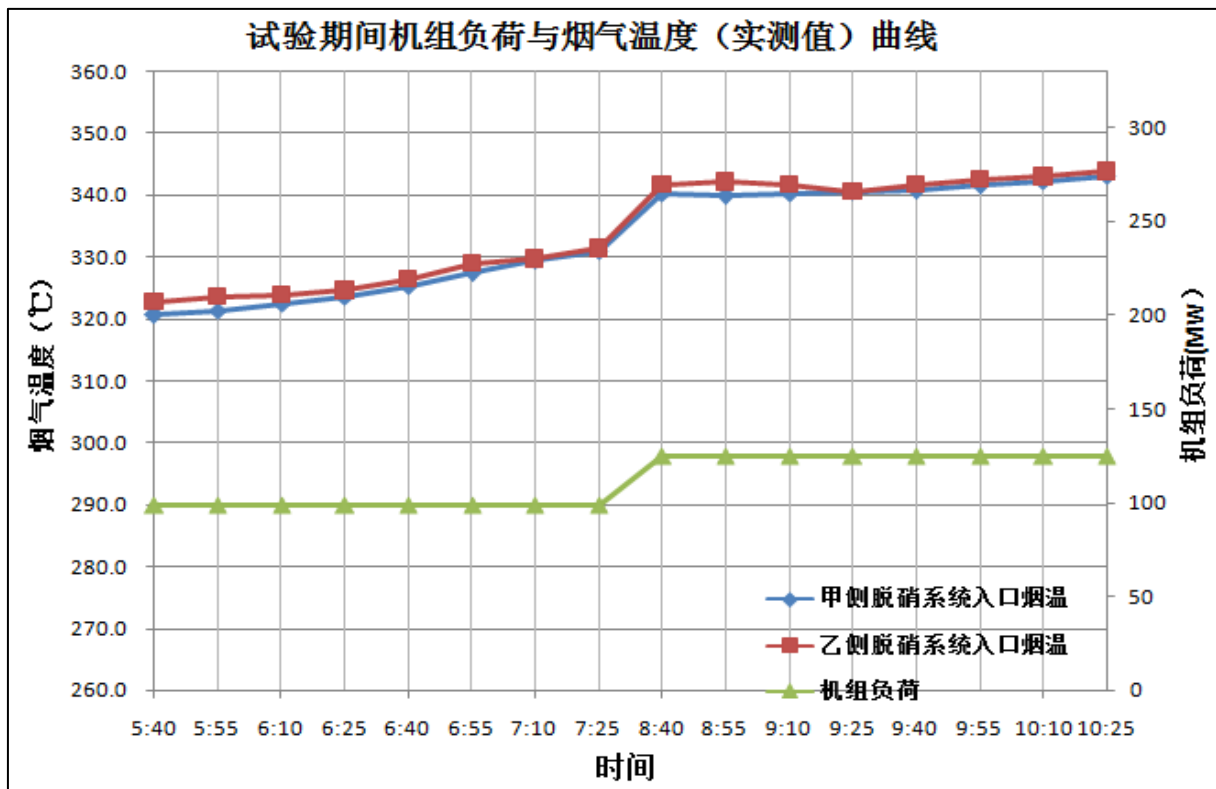


图 5 试验期间机组负荷与烟气温度（实测值）曲线图

(3) 手工监测烟气 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度数据

30%电负荷及锅炉最低稳燃负荷下锅炉脱硝出口 NO_x 浓度及总排口 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度实测最大值结果见 6。从表 6 可以看出，两种工况下手工监测值 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度均符合超低排放的要求限值。

表 6 脱硝系统及总排口 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度手工监测最大值

工况	负荷	名称	单位	最大值
30% 电负荷	99.0MW	脱硝系统入口 NO _x 浓度 A 侧 手工监测折算值	mg/m ³	463.1
		脱硝系统入口 NO _x 浓度 B 侧 手工监测折算值	mg/m ³	472.8
		脱硝系统出口 NO _x 浓度 A 侧 手工监测折算值	mg/m ³	14.7
		脱硝系统出口 NO _x 浓度 B 侧 手工监测折算值	mg/m ³	15.8
		总排口 NO _x 浓度手工监测折算值	mg/m ³	15.6
		总排口 SO ₂ 浓度手工监测折算值	mg/m ³	17.6
		总排口颗粒物浓度手工监测折算值	mg/m ³	<1
锅炉 最低稳 燃负荷	125.0 MW	脱硝系统入口 NO _x 浓度 A 侧 手工监测折算值	mg/m ³	353.9
		脱硝系统入口 NO _x 浓度 B 侧 手工监测折算值	mg/m ³	337.2
		脱硝系统出口 NO _x 浓度 A 侧 手工监测折算值	mg/m ³	9.6
		脱硝系统出口 NO _x 浓度 B 侧 手工监测折算值	mg/m ³	9.2
		总排口 NO _x 浓度手工监测折算值	mg/m ³	9.6
		总排口 SO ₂ 浓度手工监测折算值	mg/m ³	22.4
		总排口颗粒物浓度手工监测折算值	mg/m ³	<1

(4) 总排口烟气 NO_x、SO₂ 及颗粒物浓度 CMES 值、运行报表、手工监测值对比

总排口 NO_x 浓度 CMES 值、运行报表、手工监测值对比见表 7，总排口 SO₂ 浓度 CMES 值、运行报表、手工监测值对比见表 8，总排口颗粒物浓度 CMES 值、运行报表、手工监测值对比见表 9。

表 7 总排口 NO_x 浓度 CMES 值、运行报表、手工监测值对比

工况	负荷	名称	单位	平均值
30% 电负荷	99.0MW	总排口 NO _x 浓度 CMES 报表折算值	mg/m ³	10.3
		总排口 NO _x 浓度运行报表折算值	mg/m ³	11.2
		总排口 NO _x 浓度手工监测折算值	mg/m ³	10.5
锅炉 最低稳 燃负荷	125.0 MW	总排口 NO _x 浓度 CMES 报表折算值	mg/m ³	8.4
		总排口 NO _x 浓度运行报表折算值	mg/m ³	8.6
		总排口 NO _x 浓度手工监测折算值	mg/m ³	9.1

表 8 总排口 SO₂ 浓度 CMES 值、运行报表、手工监测值对比

工况	负荷	名称	单位	平均值
30% 电负荷	99.0MW	总排口 SO ₂ 浓度 CMES 报表折算值	mg/m ³	13.3
		总排口 SO ₂ 浓度运行报表折算值	mg/m ³	11.2
		总排口 SO ₂ 浓度手工监测折算值	mg/m ³	12.7
锅炉 最低稳 燃负荷	125.0 MW	总排口 SO ₂ 浓度 CMES 报表折算值	mg/m ³	19.5
		总排口 SO ₂ 浓度运行报表折算值	mg/m ³	20.3
		总排口 SO ₂ 浓度手工监测折算值	mg/m ³	20.8

表 9 总排口颗粒物浓度 CMES 值、运行报表、手工监测对比

工况	负荷	名称	单位	平均值
30% 电负荷	99.0MW	总排口颗粒物浓度 CMES 报表折算值	mg/m ³	0.25
		总排口颗粒物浓度运行报表折算值	mg/m ³	0.20
		总排口颗粒物浓度手工监测折算值	mg/m ³	<1
锅炉 最低稳 燃负荷	125.0 MW	总排口颗粒物浓度 CMES 报表折算值	mg/m ³	0.35
		总排口颗粒物浓度运行报表折算值	mg/m ³	0.22
		总排口颗粒物浓度手工监测折算值	mg/m ³	<1

(5) 检测结果与分析

检测评估期间, 2 号机组在 30%电负荷及最低稳燃负荷工况下, 脱硝装置进口烟温均达到 310℃, 满足脱硝催化剂最低连续运行条件, 脱硝系统运行正常, 总排口 NO_x、SO₂ 及颗粒物排放浓度满足超低排放要求。

6. 结论

新疆中泰化学托克逊能化有限公司 2 号机组经过脱硝系统烟气旁路改造后，在 30%电负荷及最低稳燃负荷下，脱硝系统入口烟温均高于脱硝设计最低烟气温度 310℃，能够确保脱硝系统在两种工况下正常投入使用，2 号机组总排口 NO_x 最大排放浓度在两种工况下分别为 15.6 mg/m³、9.6mg/m³，SO₂ 最大排放浓度在两种工况下分别为 17.6 mg/m³、22.4 mg/m³，颗粒物最大排放浓度在两种工况下均小于检出限（1mg/m³）。排放浓度符合《关于做好燃煤发电机组超低排放改造项目评估监测工作的通知》（新环发【2016】389 号）的限值要求。

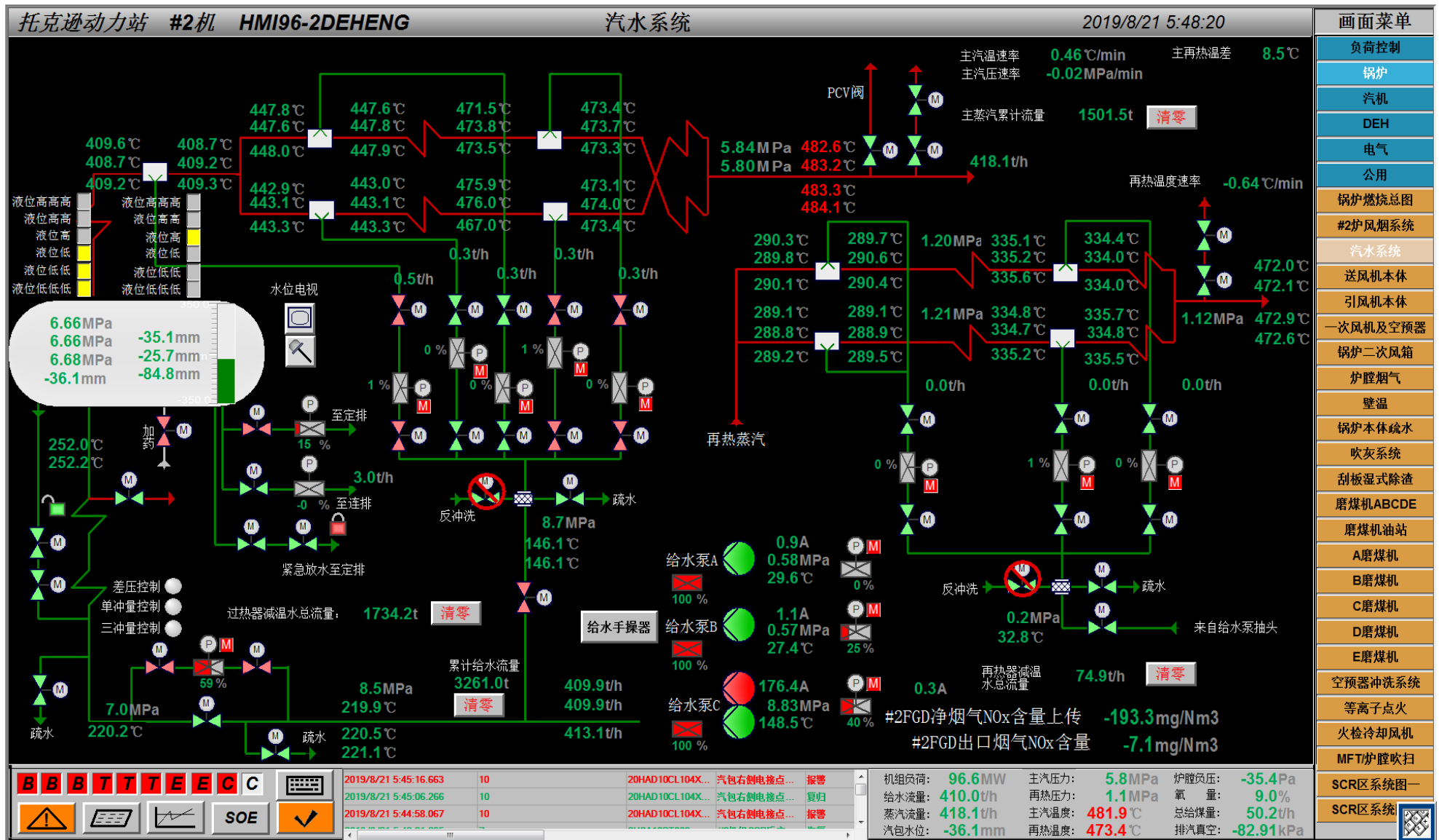
评估结论：新疆中泰化学托克逊能化有限公司 2 号机组在 30%电负荷及最低稳燃负荷两种工况下，脱硝装置均能正常投入，总排口 NO_x、SO₂ 及颗粒物排放浓度达到了超低排放水平，建议通过“全工况”脱硝评估。

7. 附录

- 附图 A 99.0MW 机组运行参数截图
- 附图 B 125.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图
- 附图 C 全工况脱硝系统运行状态曲线图
- 附图 D 99.0MW 总排口 NO_x、SO₂ 及颗粒物排放浓度曲线图
- 附图 E 115.0MW（低负荷稳燃）总排口 NO_x、SO₂ 及颗粒物排放曲线图
- 附图 F 99.0MW 总排口净烟气分钟平均值报表
- 附图 G 125.0MW（低负荷稳燃）总排口净烟气分钟平均值报表
- 附件一 2 号炉脱硝运行日报表
- 附件二 2 号机组总排口运行记录
- 附件三 2 号机组并网证明
- 附件四 2 号最低稳燃负荷试验报告
- 附件五 2 号机组全工况脱硝评测报告
- 附件六 全工况脱硝改造合同
- 附件七 全工况脱硝改造技术协议

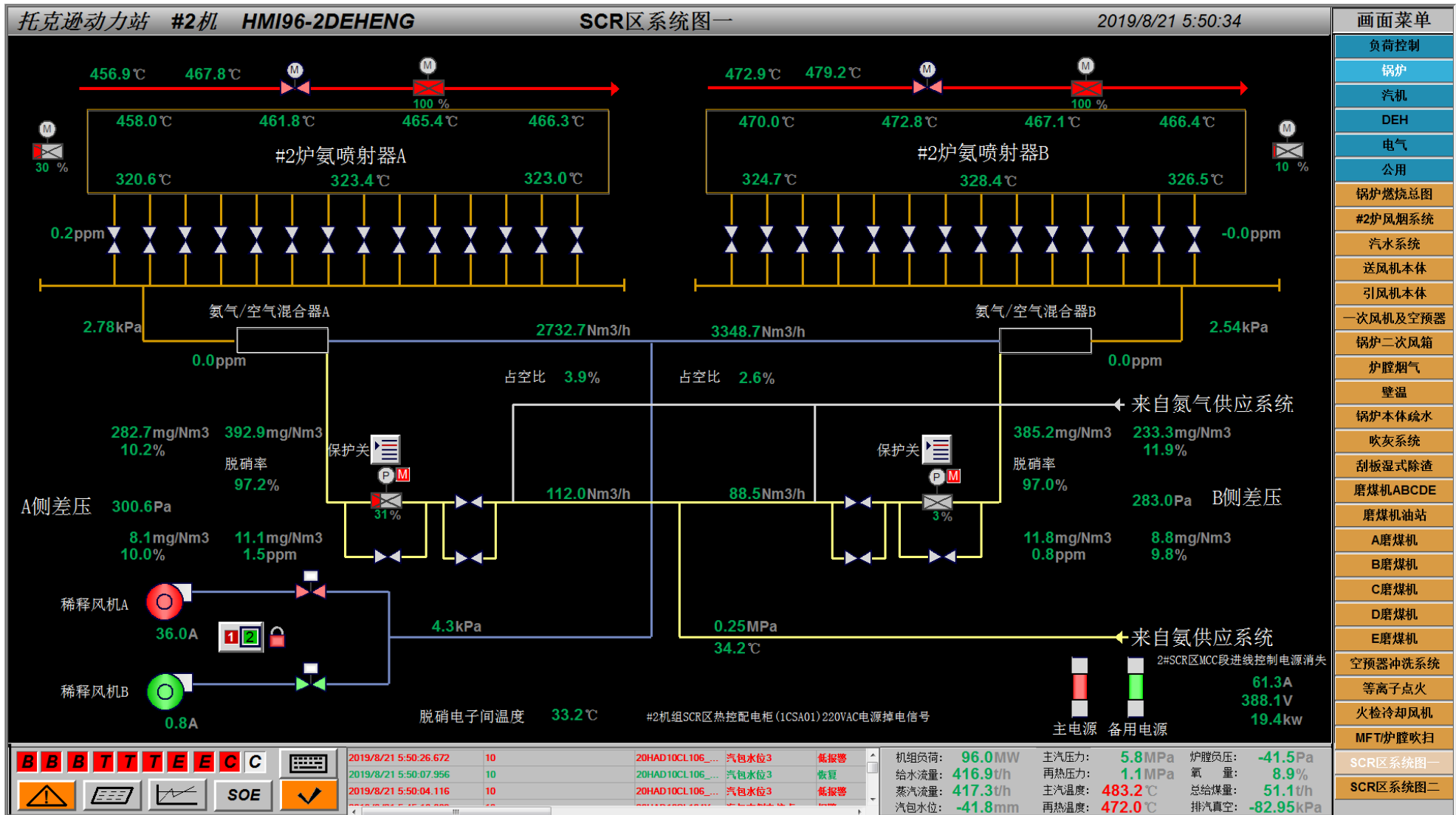
附图 A

99.0MW 机组运行参数截图



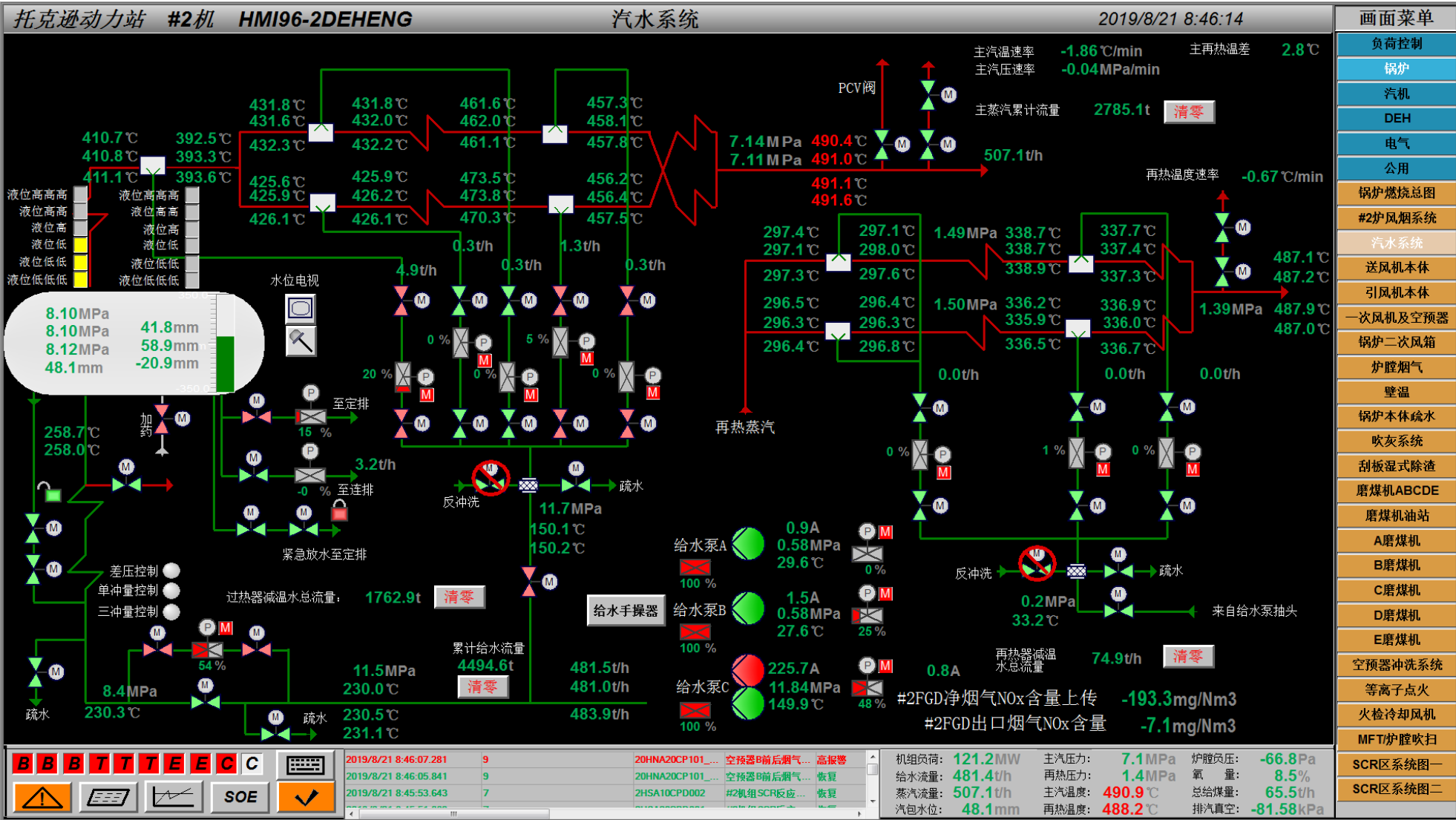
续附图 A

99.0MW 机组运行参数截图



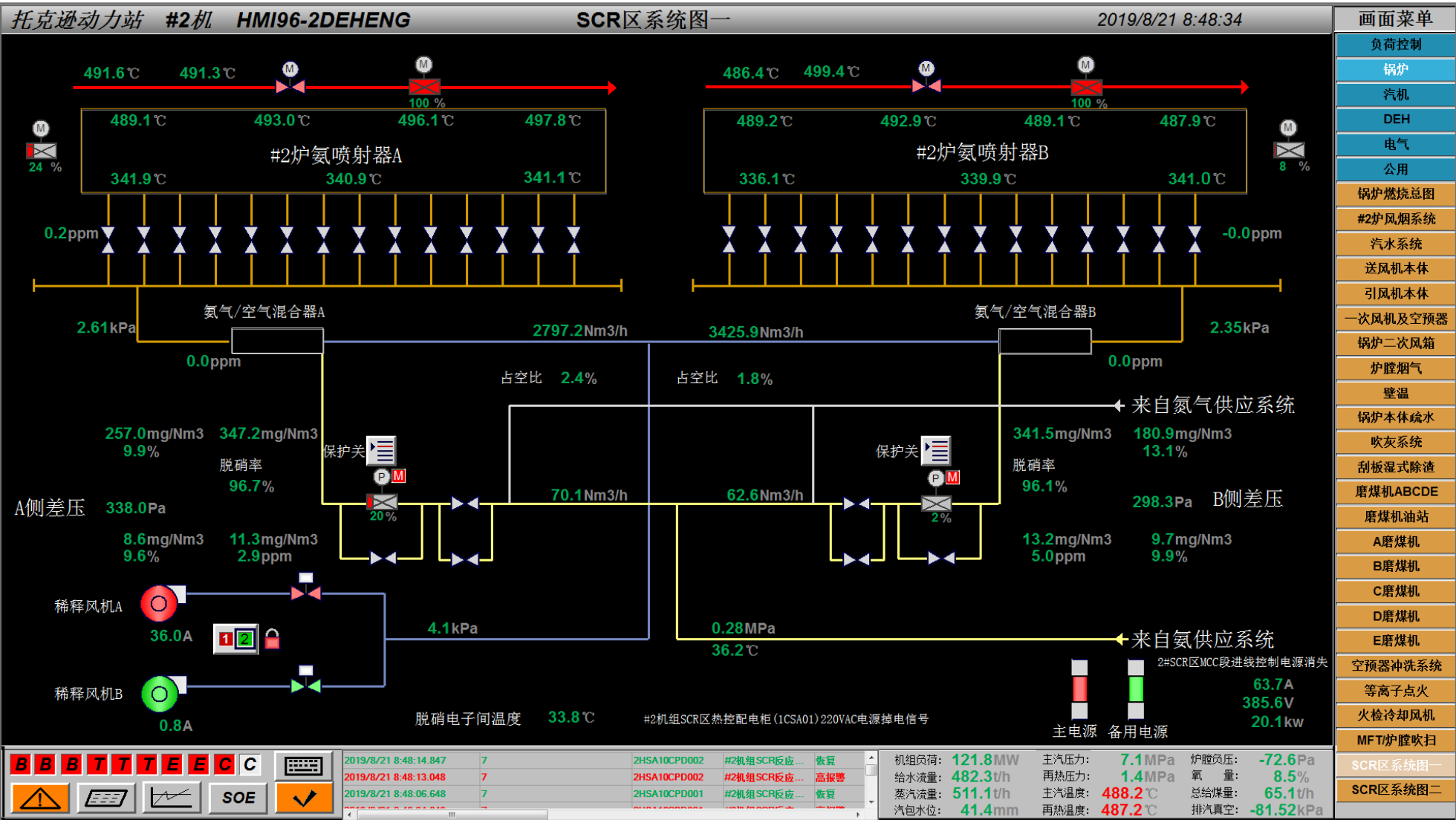
附图 B

125.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图



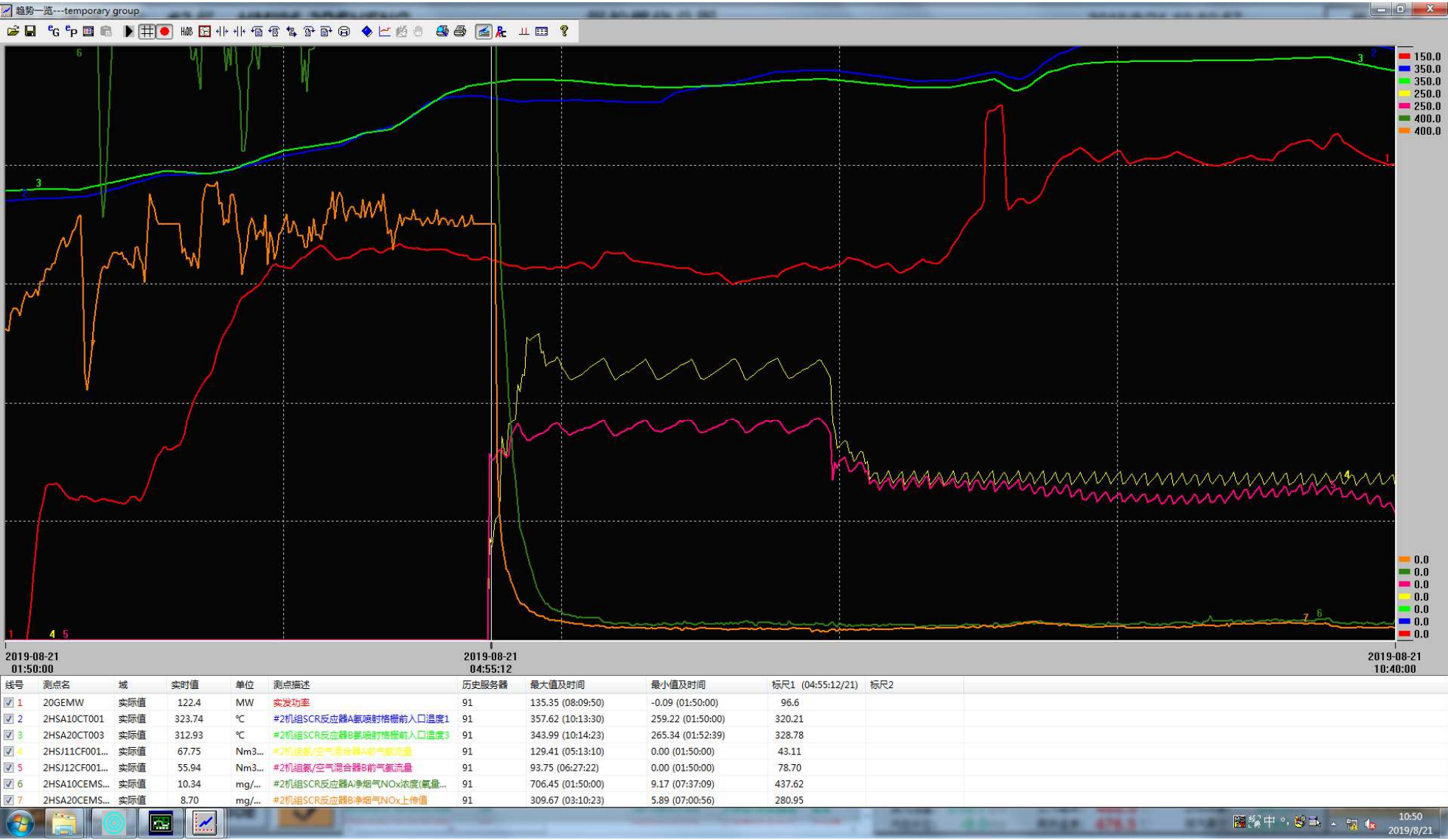
续附图 B

125.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图



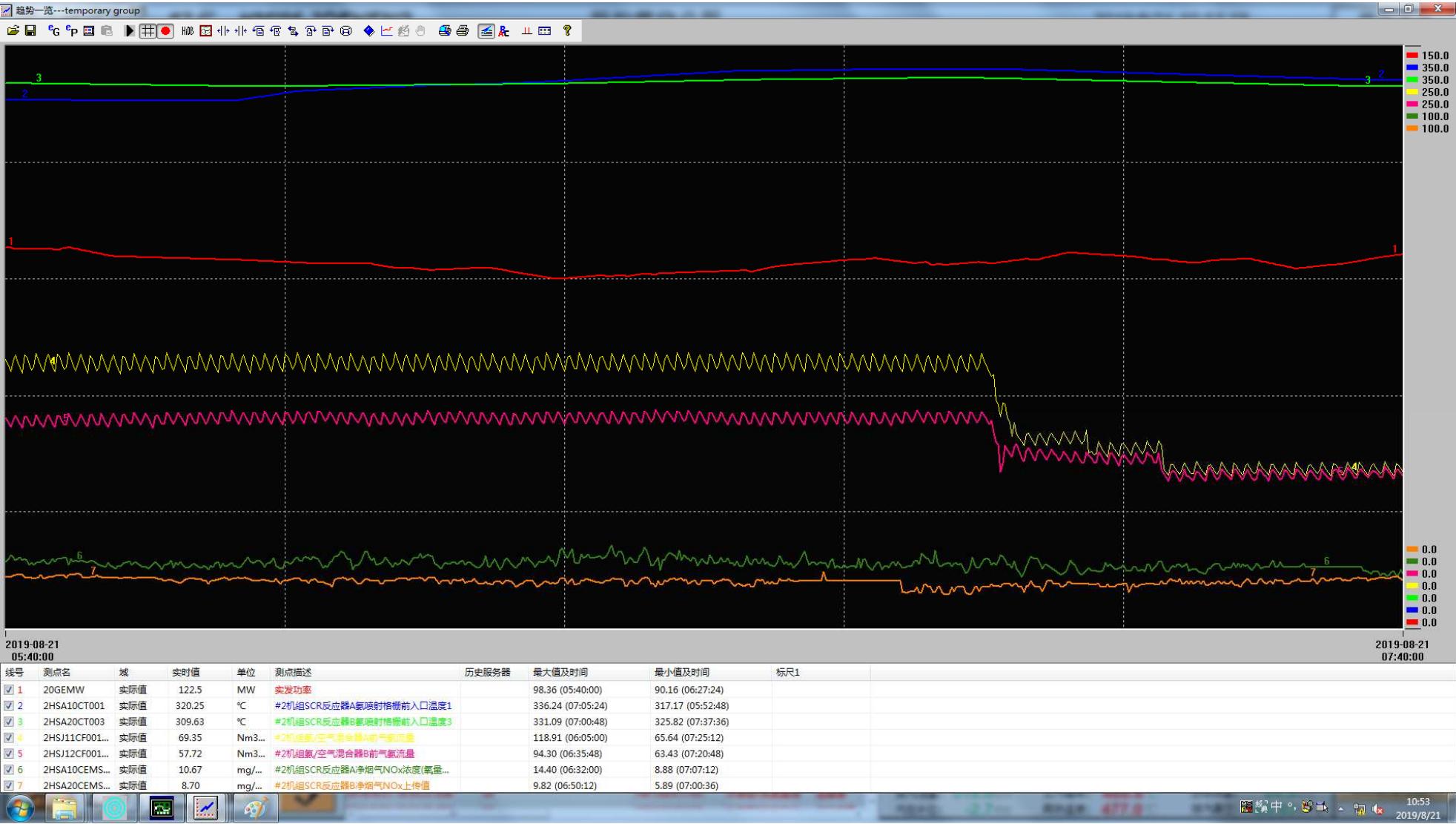
附图 C

全工况脱硝系统运行状态曲线图



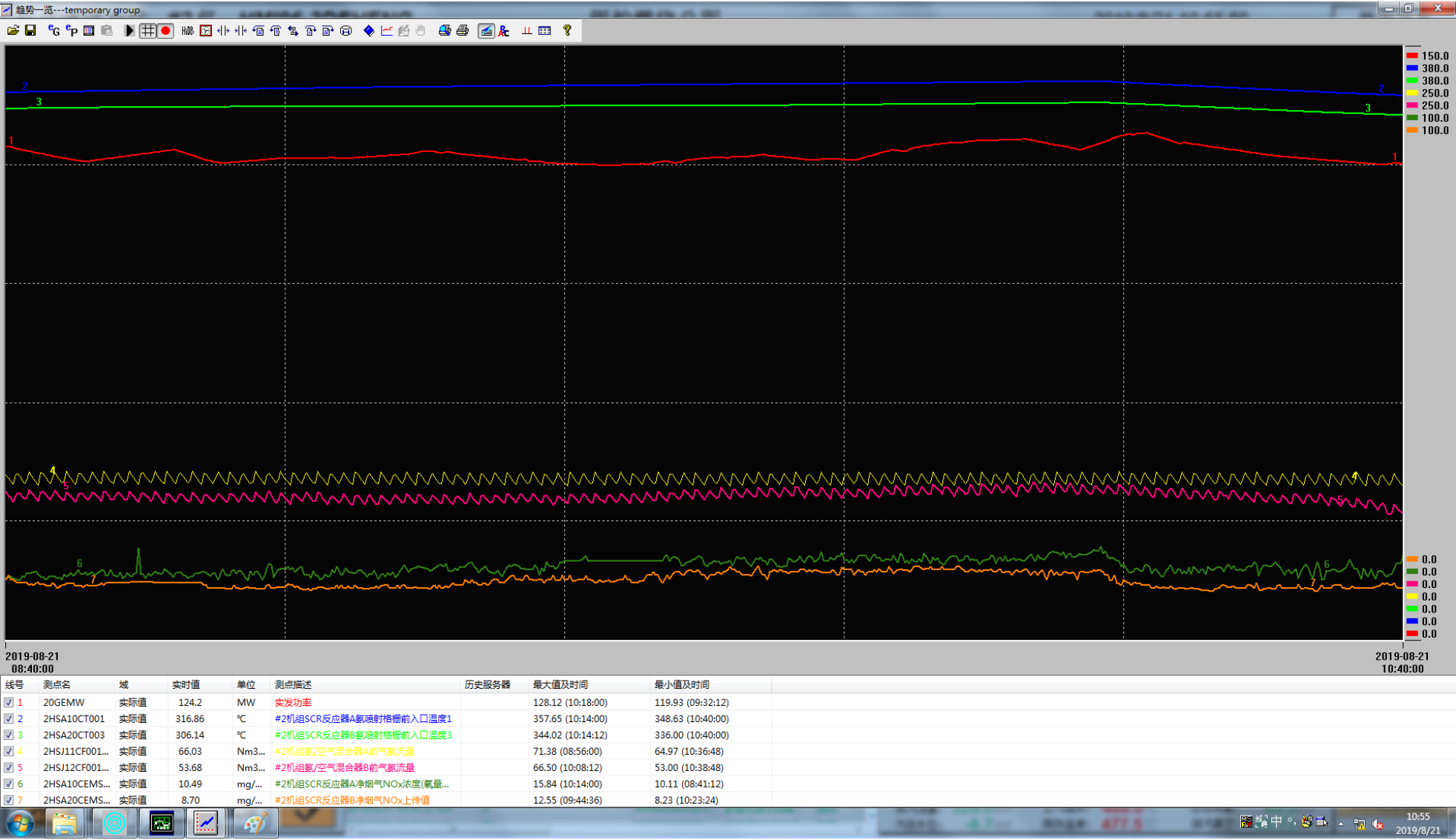
附图 D

99.0MW 脱硝系统运行状态曲线图



附图 E

125.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统运行曲线图



附图 F

99.0MW 总排口净烟气分钟平均值报表

B1 监测时间								
	A	B	C	D	E	F	G	H
1	序号	监测时间	折算烟尘(mg/m³)	实测烟尘(mg/m³)	折算二氧化硫(mg/m³)	实测二氧化硫(mg/m³)	折算氮氧化物(mg/m³)	实测氮氧化物(mg/m³)
197	196	2019/8/21 7:40	0.302	0.177	14.084	8.417	5.208	3.115
198	197	2019/8/21 7:35	0.413	0.248	12.772	7.652	4.831	2.892
199	198	2019/8/21 7:30	0.285	0.158	14.691	8.318	4.795	2.717
200	199	2019/8/21 7:25	0.256	0.149	14.236	8.231	4.706	2.72
201	200	2019/8/21 7:20	0.261	0.15	14.149	8.24	4.97	2.896
202	201	2019/8/21 7:15	0.235	0.144	13.016	7.695	5.176	3.06
203	202	2019/8/21 7:10	0.197	0.121	14.198	8.313	5.397	3.155
204	203	2019/8/21 7:05	0.243	0.135	8.632	4.941	5.846	3.341
205	204	2019/8/21 7:00	0.219	0.118	8.304	4.626	5.969	3.333
206	205	2019/8/21 6:55	0.239	0.127	15.12	8.497	5.984	3.363
207	206	2019/8/21 6:50	0.295	0.167	31.042	17.378	6.632	3.722
208	207	2019/8/21 6:45	0.143	0.078	36.415	20.42	7.366	4.119
209	208	2019/8/21 6:40	0.159	0.087	23.398	13.036	8.002	4.444
210	209	2019/8/21 6:35	0.233	0.127	13.024	7.265	8.325	4.635
211	210	2019/8/21 6:30	0.168	0.094	13.479	7.442	8.233	4.547
212	211	2019/8/21 6:25	0.738	0.36	13.748	7.784	8.872	5.023
213	212	2019/8/21 6:20	0.174	0.103	11.019	6.382	9.835	5.695
214	213	2019/8/21 6:15	0.185	0.106	10.852	6.263	11.273	6.496
215	214	2019/8/21 6:10	0.231	0.131	10.032	5.801	12.801	7.396
216	215	2019/8/21 6:05	0.22	0.114	8.626	4.895	15.335	8.694
217	216	2019/8/21 6:00	0.159	0.097	7.743	4.587	15.655	9.275
218	217	2019/8/21 5:55	0.172	0.103	6.699	4.011	17.71	10.594
219	218	2019/8/21 5:50	0.222	0.137	6.099	3.695	20.946	12.673
220	219	2019/8/21 5:45	0.207	0.123	5.31	3.32	24.822	15.492
221	220	2019/8/21 5:40	0.196	0.123	4.637	2.842	29.423	18.033

附图 G

125.0MW（低负荷稳燃）总排口净烟气分钟平均值报表

B1 监测时间								
	A	B	C	D	E	F	G	H
1	序号	监测时间	折算烟尘(mg/m³)	实测烟尘(mg/m³)	折算二氧化硫(mg/m³)	实测二氧化硫(mg/m³)	折算氮氧化物(mg/m³)	实测氮氧化物(mg/m³)
161	160	2019/8/21 10:40	3.604	2.393	5.728	3.719	5.012	3.257
162	161	2019/8/21 10:35	0.325	0.216	6.678	4.288	5.257	3.38
163	162	2019/8/21 10:30	0.272	0.171	9.032	5.732	5.721	3.634
164	163	2019/8/21 10:25	0.252	0.16	15.58	9.901	7.746	4.929
165	164	2019/8/21 10:20	0.201	0.137	20.472	13.324	9.802	6.383
166	165	2019/8/21 10:15	0.134	0.084	23.347	15.001	10.081	6.485
167	166	2019/8/21 10:10	0.177	0.121	24.638	15.509	10.062	6.333
168	167	2019/8/21 10:05	0.141	0.09	21.605	13.825	10.263	6.569
169	168	2019/8/21 10:00	0.18	0.108	20.331	13.118	10.222	6.591
170	169	2019/8/21 9:55	0.159	0.098	20.149	12.897	9.76	6.252
171	170	2019/8/21 9:50	0.154	0.094	21.767	13.471	9.929	6.146
172	171	2019/8/21 9:45	0.17	0.102	21.189	13.338	9.862	6.205
173	172	2019/8/21 9:40	0.203	0.132	21.073	13.303	10.049	6.342
174	173	2019/8/21 9:35	0.225	0.146	22.473	14.073	9.759	6.114
175	174	2019/8/21 9:30	0.227	0.131	23.815	14.834	9.313	5.8
176	175	2019/8/21 9:25	0.18	0.112	22.838	14.184	9.034	5.609
177	176	2019/8/21 9:20	0.226	0.144	21.582	13.548	8.502	5.337
178	177	2019/8/21 9:15	0.202	0.132	20.608	13.024	8.224	5.195
179	178	2019/8/21 9:10	0.209	0.139	19.089	12.069	8.425	5.325
180	179	2019/8/21 9:05	0.219	0.141	18.692	11.799	7.856	4.959
181	180	2019/8/21 9:00	0.38	0.234	19.53	12.342	7.703	4.87
182	181	2019/8/21 8:55	0.191	0.119	21.795	13.829	7.626	4.837
183	182	2019/8/21 8:50	0.245	0.153	21.131	13.442	6.897	4.389
184	183	2019/8/21 8:45	0.286	0.177	22.228	13.601	6.533	4.001
185	184	2019/8/21 8:40	0.301	0.177	21.266	13.481	6.623	4.199

附件一

2号炉脱硝运行日报表

#2号炉脱硝运行日报表

报表日期: 2019年08月21日

时 间			5:40	5:50	6:00	6:10	6:20	6:30	6:40	6:50	07:00	07:10	07:20	07:30		
A 侧脱硝系统入口	锅炉负荷	MW	98	96	95.1	94.1	92.9	90.8	92	94.5	94	96.2	94.9	93.4		
	O ₂ 含量	%	10.24	10.28	10.11	10.72	10.69	11.16	11.0	11.02	11.16	10.71	10.37	10.94		
	NOx 含量	mg/Nm ³	391.28	406.62	407.80	432.09	414.02	520.13	462.89	478.02	501.68	429.13	419.12	429.45		
	温度	℃	317.9	317.74	317.71	324.56	327.15	330.08	334.02	335.62	336.14	335.32	333.3	321.29		
A 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm ³ /h	2740.24	2740.48	2751.55	2755.27	2746.94	2759.55	2764.38	2744.64	2770.18	2781.2	2760.94	2758.46		
	供 NH ₃ 流量	Nm ³ /h	118.37	116.54	110.75	113.6	117.52	113.72	112.74	116.06	117.16	82.43	70.17	69.36		
	供氨温度	℃	34.7	34.22	34.34	34.47	34.6	34.74	34.87	34.98	34.98	34.98	35.06	35.16		
	供氨压力	MPa	0.25	0.27	0.27	0.24	0.25	0.27	0.27	0.24	0.25	0.24	0.26	0.24		
A 侧脱硝系统出口	脱硝效率	%	96.75	97.27	97.39	97.49	97.14	97.51	97.45	97.47	97.66	97.62	97.43	97.56		
	温度	℃	277.61	275.81	274.58	274.01	274.38	274.64	275.49	276.33	277.18	276.98	275.68	274.39		
	NH ₃ 含量	ppm	1.67	2.6	2.72	3.9	4.11	4.5	5.09	5.33	6.29	5.51	5.01	3.87		
	O ₂ 含量	%	9.89	9.99	9.8	10.34	10.36	10.88	10.66	10.79	10.92	10.38	10.03	10.22		
B 侧脱硝系统入口	NOx 含量	mg/Nm ³	12.11	11.13	10.49	10.79	11.08	12.82	11.57	11.61	11.73	10.2	10.67	10.64		
	O ₂ 含量	%	12.10	12.03	12.06	12.54	12.69	13.18	13.26	13.07	13.39	13.16	12.36	12.88		
	NOx 含量	mg/Nm ³	379.29	396.90	402.91	426.09	409.91	507.33	454.46	468.59	487.25	401.35	413.13	423.12		
	温度	℃	327.96	326.95	326.05	326.42	327.03	327.89	329.27	330.31	331.03	329.97	328.46	326.94		
B 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm ³ /h	3366.36	3326.19	3369.65	3369.02	3372.45	3370.52	3390.07	3361.57	3382.49	3384.20	3372.63	3370.23		
	供 NH ₃ 流量	Nm ³ /h	90.46	91.16	87.78	90.18	93.25	89.85	89.27	91.54	92.69	75.46	66.47	67.65		
	供氨温度	℃	34.31	34.22	34.34	34.47	34.60	34.74	34.87	34.98	34.98	34.98	35.06	35.16		
	供氨压力	MPa	0.25	0.27	0.27	0.24	0.25	0.24	0.27	0.24	0.25	0.24	0.26	0.24		
B 侧脱硝系统出口	脱硝效率	%	96.86	97.02	97.01	97.37	97.06	97.08	97.35	97.47	97.80	97.53	97.13	97.29		
	温度	℃	281.18	279.53	277.88	277.86	278.19	278.86	280.12	281.28	281.77	280.90	279.60	278.31		
	NH ₃ 含量	ppm	0.18	0.49	0.87	0.98	3.36	4.57	5.53	5.63	6.14	6.17	6.08	5.48		
	O ₂ 含量	%	9.66	9.88	9.82	10.27	10.28	10.93	10.83	10.64	10.85	10.22	10.09	10.54		
B 侧脱硝系统出口	NOx 含量	mg/Nm ³	11.89	11.60	11.73	11.18	12.09	12.71	12.16	11.86	10.75	10.93	11.81	11.72		
	班组: 四值		抄表人: 张春燕		班组: 四值		抄表人: 张春燕		班组: 四值		抄表人: 张春燕		班组: 四值		抄表人: 张春燕	

续附件一

2号炉脱硝运行日报表

2号炉脱硝运行日报表

报表日期: 2019年08月21日

时 间			08:40	08:50	09:00	09:10	09:20	09:30	09:40	09:50	10:00	10:10	10:20	10:30		
A 侧脱硝系统入口	锅炉负荷	MW	124.7	122.2	120.9	121.9	122.5	120.2	121.7	121.6	125.3	125.2	126.2	122.1		
	O ₂ 含量	%	9.49	9.56	9.85	9.72	9.87	9.90	9.75	9.88	9.40	9.56	8.97	9.48		
	NOx 含量	mg/Nm ³	316.19	320.96	332.38	326.04	339.33	334.14	328.48	347.39	312.84	331.37	244.08	268.80		
	温度	℃	340.59	341.96	342.61	343.61	344.34	344.96	345.59	346.11	346.75	347.39	345.37	341.80		
A 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm ³ /h	2788.52	2787.87	2810.00	2790.17	2796.55	2796.35	2814.93	2782.87	2787.16	2777.10	2759.15	2770.17		
	供 NH ₃ 流量	Nm ³ /h	69.73	67.79	65.64	70.51	68.92	67.42	65.41	70.97	67.20	65.26	70.01	67.58		
	供氨温度	℃	36.03	36.17	36.31	36.28	36.18	36.07	36.03	35.95	36.11	36.26	36.42	36.58		
	供氨压力	MPa	0.27	0.27	0.24	0.24	0.27	0.25	0.23	0.28	0.25	0.24	0.27	0.24		
	脱硝效率	%	96.73	96.64	96.45	96.68	96.12	95.99	96.16	95.75	95.56	95.55	94.89	95.73		
A 侧脱硝系统出口	温度	℃	286.44	287.89	288.81	288.98	289.24	289.45	289.79	290.04	290.28	290.43	289.26	286.96		
	NH ₃ 含量	ppm	2.97	2.85	1.99	2.02	2.51	2.22	1.61	1.69	1.48	1.48	1.60	1.52		
	O ₂ 含量	%	9.15	9.22	9.51	9.47	9.60	9.66	9.61	9.57	9.15	9.21	8.68	9.20		
	NOx 含量	mg/Nm ³	10.37	10.69	11.82	10.97	13.13	13.35	12.82	14.89	13.89	14.85	12.73	11.78		
B 侧脱硝系统入口	O ₂ 含量	%	12.76	12.93	12.91	12.94	13.09	13.27	13.19	13.19	12.94	13.03	12.22	12.59		
	NOx 含量	mg/Nm ³	309.71	316.35	326.02	329.88	333.75	330.67	328.53	342.25	312.56	327.82	239.16	260.66		
	温度	℃	339.99	341.03	341.37	341.57	341.75	341.55	341.99	342.52	343.14	343.76	342.16	338.90		
B 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm ³ /h	3441.52	3421.83	3444.79	3424.29	3428.10	3421.81	3439.49	3415.38	3432.57	3421.51	3377.91	3415.28		
	供 NH ₃ 流量	Nm ³ /h	62.71	60.32	58.28	59.50	60.77	59.56	59.16	64.42	62.73	61.58	64.11	59.21		
	供氨温度	℃	36.03	36.17	36.31	36.27	36.15	36.02	36.03	35.95	36.11	36.26	36.43	36.59		
	供氨压力	MPa	0.27	0.27	0.24	0.24	0.27	0.25	0.23	0.28	0.25	0.24	0.27	0.24		
	脱硝效率	%	95.34	95.82	96.37	96.46	95.91	95.79	95.73	95.34	95.02	95.39	95.38	95.85		
B 侧脱硝系统出口	温度	℃	289.33	291.19	291.72	291.80	291.86	291.93	292.70	292.94	293.19	293.12	292.08	290.11		
	NH ₃ 含量	ppm	5.89	5.02	4.73	3.69	3.69	3.30	3.13	2.96	2.53	2.90	2.96	2.61		
	O ₂ 含量	%	9.60	9.99	9.79	9.67	9.79	9.79	9.66	9.86	9.40	9.58	8.81	9.29		
	NOx 含量	mg/Nm ³	14.46	13.22	11.83	11.67	13.63	13.87	14.00	16.00	15.24	14.97	10.95	10.71		
班组: 四值			抄表人: 张春燕		班组: 四值		抄表人: 张春燕		班组: 四值		抄表人: 张春燕		班组: 四值		抄表人: 张春燕	

附件二

2 号机组总排口运行日报表

#2 号机组总排口运行记录

序	项目	单位	记录时间											
			5:40	5:50	6:00	6:10	6:20	6:30	6:40	6:50	7:00	7:10	7:20	7:30
1	氧量 O ₂	%	11.77	11.64	11.96	12.40	12.46	12.56	12.53	12.65	12.86	12.38	12.12	12.36
2	NO _x 浓度折算值	mg/m ³	27.93	19.08	15.26	15.33	10.92	8.42	8.42	7.00	6.06	5.85	5.08	4.69
3	SO ₂ 浓度折算值	mg/m ³	4.14	5.55	7.14	8.63	10.69	15.10	14.76	18.17	12.41	7.52	14.58	15.55
4	烟尘含量折算值	mg/m ³	0.12	0.12	0.25	0.42	0.45	0.12	0.36	0.09	0.08	0.16	0.08	0.09
5	烟温	℃	45.82	45.98	47.39	48.28	46.77	44.83	45.87	45.91	45.91	45.98	46.17	46.28

记录人: 张春燕

班组 四值

续附件二

2 号机组总排口运行日报表

2号机组总排口运行记录

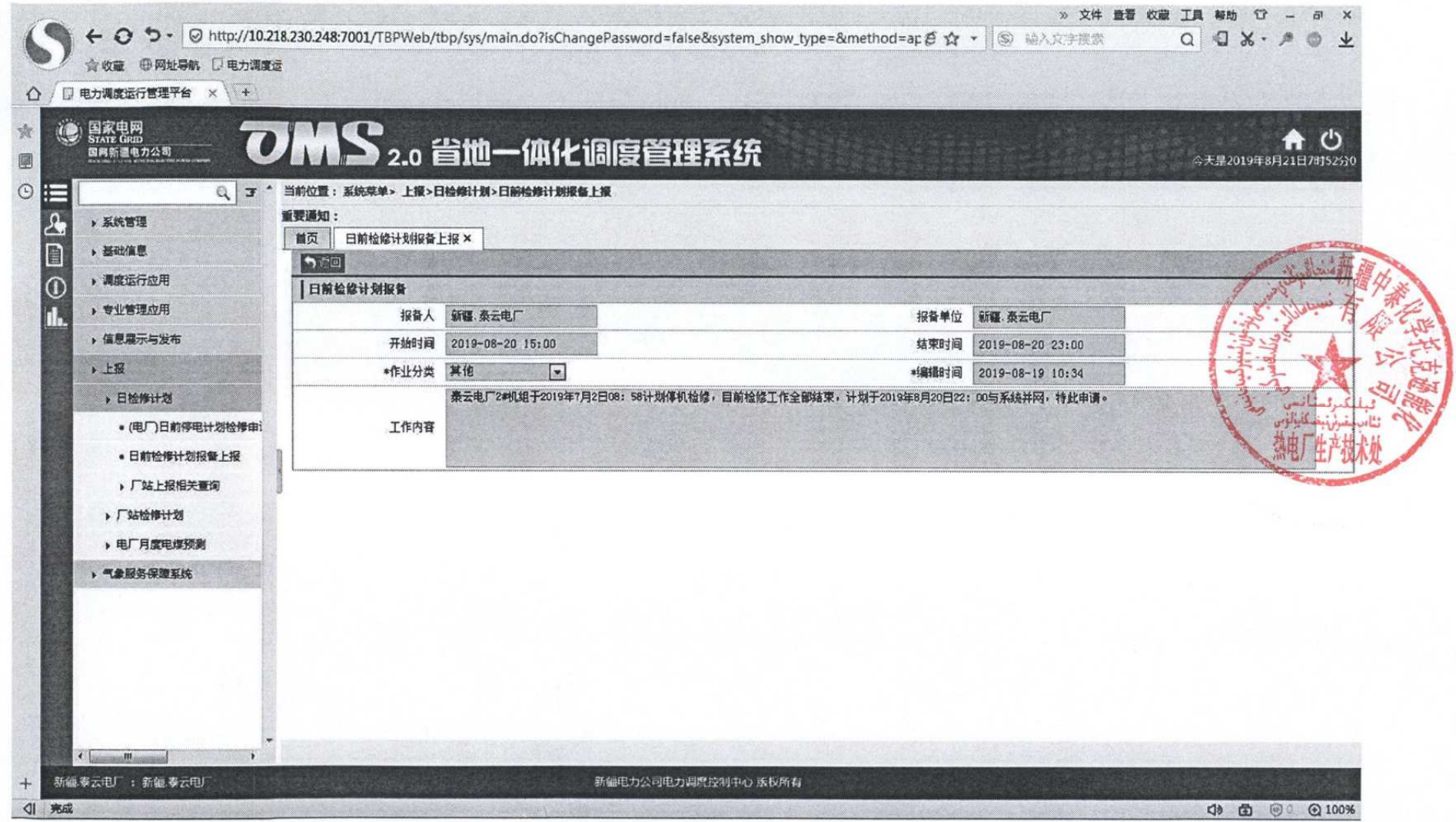
序	项目	单位	记录时间											
			08:40	08:50	09:00	09:10	09:20	09:30	09:40	09:50	10:00	10:10	10:20	10:30
1	氧量 O ₂	%	11.44	11.56	11.55	11.61	11.66	11.70	11.53	11.75	11.42	11.40	11.11	11.50
2	NO _x 浓度折算值	mg/m ³	6.58	6.65	7.78	8.42	8.38	9.28	9.92	9.95	10.06	10.23	9.89	6.59
3	SO ₂ 浓度折算值	mg/m ³	20.76	20.85	19.86	18.72	21.54	23.84	21.59	21.67	19.96	20.99	21.98	12.24
4	烟尘含量折算值	mg/m ³	0.27	0.11	0.40	0.21	0.17	0.26	0.17	0.26	0.13	0.24	0.18	0.24
5	烟温	℃	46.71	46.70	45.63	46.67	46.81	47.03	47.21	47.42	47.50	47.71	47.62	47.83

记录人: 张春燕

班组 四值

附件三

2 号机组并网证明



附件四

2 号机组最低稳燃负荷试验报告



新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂

2 号锅炉低负荷稳燃试验报告

(报告编号: HSYD-BG-2019-058)

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司
二〇一九年八月十五日

注 意 事 项

1. 本技术报告的著作权属乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司，未经我公司的书面许可，任何单位与人员不得部分复制本报告或擅自公开发表；
2. 凡注明了密级的技术报告，任何部门与人员均不得私自对外提供，不得复制；
3. 无乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告专用章的技术报告，不属我公司的正式技术报告；
4. 对本技术报告有异议者，请与乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司联系（电话：0991-3654786）。

报告编号：HSYD-BG-2019-058

项目承担单位：乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

项目起讫日期：2019 年 07 月 02 日~8 月 15 日

项目名称：新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号锅炉低
负荷稳燃试验

项目负责人：吕小龙

项目参加人：闫坤

报告批准人：邵长贵 2019 年 08 月 15 日

报告审核人：冯少华 2019 年 08 月 15 日

报告编写人：吕小龙 2019 年 08 月 15 日

目 录

一、概 述	1
二、试验目的	2
三、试验依据	2
四、试验仪器	2
五、试验条件	3
六、试验过程及方法	3
七、试验结果	3
八、结论	4
九、附录	4

一、概 述

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号锅炉为东方电气集团东方锅炉股份有限公司的型号为 DG1116/17.4-II22 型自然循环汽包炉。锅炉采用 π 型布置、单炉膛、燃烧器四角布置，切圆燃烧、平衡通风、固态排渣。锅炉主要设计参数见表 1，锅炉燃用烟煤煤质特性参数见表 2。

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司于 2018 年 07 月 02 日对该厂 2 号锅炉进行了低负荷稳燃试验。

表 1 锅炉主要设计参数

项 目 \ 负 荷	单 位	BMCR	BRL
过热蒸汽出口流量	t/h	1116.3	1063
过热器蒸汽出口压力	Mpa	17.4	17.32
过热器蒸汽出口温度	℃	541	541
再热蒸汽流量	t/h	923	877
再热蒸汽进口压力	MPa	4.03	3.82
再热蒸汽出口压力	MPa	3.85	3.66
再热器蒸汽进口温度	℃	337	331
再热器蒸汽出口温度	℃	541	541
给水温度	℃	286	283
汽包工作压力	MPa	18.77	18.58
炉膛出口烟温	℃	914	905
高温再热器出口	℃	831	825
高温过热器出口	℃	723	719
低温过热器出口（水平段）	℃	413	412
省煤器出口	℃	366	365
排烟温度	℃	127	127
空预器进口风温	℃	30	30
一次热风温度	℃	331	332
二次热风温度	℃	338	339

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告

表 2 锅炉燃煤煤质分析

项 目	符 号	单 位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
元 素 分 析	收到基碳	Car	%	62.26	63.78
	收到基氢	Har	%	3.85	4.06
	收到基氧	Oar	%	14.87	12.24
	收到基氮	Nar	%	0.78	0.89
	收到基硫	Sar	%	0.78	0.62
工 业 分 析	收到基灰份	Aar	%	7.85	7.32
	收到基水份	Mar	%	9.9	11.11
	空气干燥基水份	Mad	%	9.17	8.90
	干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	41.23	40.98
收到基低位发热量		$Q_{\text{net}, \text{v}, \text{ar}}$	kJ/kg	23270	24120

二、试验目的

确定 2 号锅炉最低稳燃负荷。

三、试验依据

- 3.1 《电站锅炉性能试验规程》GB/T 10184-2015;
- 3.2 《电站煤粉锅炉炉膛防爆规程》DL/T 435;
- 3.3 《防止电力生产重大事故的二十五项反措》;
- 3.4 《锅炉设计说明书》。

四、试验仪器

试验使用的仪器是经过校验合格的。试验使用仪器见表 3。

表 3 试验使用仪器

序号	仪器名称	型 号	编 号	精度	有效期
1	高温远红外	AR862D+	2345474	1 级	2020.02.24

五、试验条件

- 5.1 采用锅炉常用煤质进行试验。
- 5.2 制粉系统运行正常，煤粉细度符合设计要求。

5.3 锅炉炉膛监控系统及锅炉灭火保护装置投入正常。

5.4 工业电视系统工作正常，火焰监视清晰。

5.5 等离子点火系统工作正常，处于备用状态，随时可以投入运行。

六、试验过程及方法

试验于 2019 年 07 月 20 日 02:30 开始，04:30 结束，试验期间采用 A、B 磨煤机运行，锅炉运行稳定。

6.1 降负荷试验

1) 机组负荷从 165.0MW，主蒸汽流量 560.7t/h，开始以 2MW/分钟的速率降低负荷。采用 A、B、C 磨煤机运行方式。此时炉膛温度正常，火焰明亮，负压波动正常。

2) 机组负荷降至 146.3MW，主蒸汽流量 504.1t/h，采用 A、B 磨煤机运行方式。炉内燃烧稳定。在此负荷下稳定运行 20 分钟，测量炉膛温度。

3) 机组负荷降至 132.9MW，主蒸汽流量 446.5t/h，采用 A、B 磨煤机运行方式。炉内燃烧稳定。在此负荷下稳定运行 20 分钟，测量炉膛温度。

6.2 最低负荷稳燃试验

02:10 机组负荷降至 120.3 MW，主蒸汽流量 405.7t/h 左右，炉膛火焰电视观察炉膛出现火焰闪烁情况，02:30 机组负荷升至 125.8 MW，主蒸汽流量 428.7t/h 左右，炉内燃烧稳定，测量炉膛温度 1028℃左右，炉膛负压在-40~-139Pa 波动，炉膛负压稳定，试验开始，锅炉维持此负荷连续运行至 04:30 试验结束。

6.3 火焰温度测试在试验过程中进行，每 10 分钟测量一次火焰温度。测量结果见附表 B。

6.4 由电厂煤质化验室对煤质进行工业分析。

七、试验结果及分析

7.1 锅炉低负荷稳燃试验结果见表 4。

表 4 锅炉低负荷稳燃试验结果

序	负荷 (MW)	主气流量 (t/h)	负压波动 (Pa)	火焰状态
1	165.0	560.7	-30~-80	火焰亮度稳定
2	146.3	504.1	-20~-80	火焰亮度稳定

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告

3	132.9	446.5	-50~-110	火焰亮度稳定
4	120.3	405.7	-70~-190	火焰亮度变暗（闪烁）
5	125.8	428.7	-10~-90	火焰亮度恢复稳定

7.2 2号机组在125.8MW负荷，主汽流量428.7t/h工况下运行，锅炉最低稳燃负荷运行相关参数基本稳定。

八、结论

2号机组最低稳燃负荷为125.8MW，主汽流量428.7 t/h。

九、附录

- 附表 A 低负荷稳燃试验表盘记录；
- 附表 B 锅炉低负荷稳燃试验最低负荷试验结果；
- 附表 C 锅炉试验煤质与设计煤质对比分析。

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告

附表 A 低负荷稳燃试验表盘记录（一）

项 目		单位	1	2	3
电负荷		MW	125.6	126.4	125.5
主蒸汽流量		t/h	428.0	427.3	429.0
过热蒸汽压力		MPa	7.2	7.1	7.3
总给煤量		t/h	63.7	63.5	63.7
总风量		t/h	694.2	696.2	694.2
真空		kPa	-82.03	-81.04	-82.03
过热蒸汽系统	一级减温器前蒸汽温度	℃	409.5	407.5	408.6
	一级减温水流量	t/h	0.5	0.4	0.55
	一级减温器后蒸汽温度	℃	397.3	396.4	395.2
	二级减温器前蒸汽温度	℃	432.6	431.5	435.7
	二级减温水流量	t/h	0.3	0.35	0.27
	二级减温器后蒸汽温度	℃	432.6	433.5	434.2
	末级过热器出口蒸汽温度	℃	490.2	492.1	495.7
	末级过热器出口蒸汽压力	MPa	7.21	7.12	8.11
再热蒸汽系统	再热器减温器前蒸汽温度	A	℃	296.3	295.2
		B		295.6	294.2
	再热器减温水流量	A	t/h	0.4	0.35
		B	t/h	0.3	0.3
	再热器减温器后蒸汽温度	A	℃	338.6	339.4
		B		338.1	334.5
	再热器减温器出口蒸汽温度	A	℃	485.8	483.4
		B		485.8	483.4
	末级再热器出口蒸汽压力	MPa	1.4	1.35	1.26
给水系统	给水流量	t/h	499.7	489.4	479.5
	给水压力	MPa	8.5	8.45	8.3
	给水温度	℃	230.2	240.2	227
	汽包压力	MPa	8.18	8.20	9.17
	汽包水位	mm	16.1	16.5	16.3
一次风系统	一次风机入口温度	A	℃	31.5	31.5
		B		31.6	32.5
	一次风机入口挡板开度	A	%	100	100
		B		100	100
	一次风机电动机电流	A	A	46.9	45.3
		B		48.6	47.5
	空气预热器入口一次风压	A	kPa	9.6	9.5
		B		10.3	10.2

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告

续附表 A 低负荷稳燃试验表盘记录 (二)

	项 目		单位	1	2	3
二次风系统	空预器入口 一次风温	A	℃	43.4	42.1	42.4
		B		43.3	44.2	41.3
	空预器出口 一次风温	A	℃	298.5	297.2	296.5
		B		298.9	298.9	298.9
	送风机 进口风温	A	℃	32.8	32.4	32.2
		B		43.0	43.0	43.0
	送风机动叶开度开度	A	%	43	44	45
		B		44	45	46
	送风机 电动机电流	A	A	19.1	19.3	19.5
		B		19.2	20	19.2
	送风机出口 二次风压	A	kPa	0.9	0.8	0.9
		B		0.9	0.8	0.9
	空气预热器 入口二次风温	A	℃	35.5	35.6	35.2
		B		38.7	38.9	38.8
	空气预热器 出口二次风温	A	℃	299	302	303
		B		301	311	306
烟风系统	空气预热器 出口二次风压	A	kPa	0.4	0.37	0.46
		B		0.4	0.3	0.35
	二次风流量	A	t/h	532.8	532.7	531.5
		B		482.0	483.1	481.2
	炉膛负压		Pa	-57	-60	-58
	空气预热器前 烟气温度	A	℃	288	285	279
		B		291	294	296
	空气预热器前 烟气压力	A	kPa	-0.47	-0.48	-0.45
		B		-0.50	-0.49	-0.55
	空气预热器前 表盘氧量	A	%	8.66	8.53	8.54
		B		7.79	7.65	7.43
	空气预热器 后烟气压力	A	kPa	-0.47	-0.47	-0.47
		B		-0.50	-0.50	-0.50
	排烟温度	A	℃	86.8	86.8	86.8
		B		91.7	90.7	93.7
	引风机动叶 开度	A	%	47	48	49
		B		50	51	52
	引风机电流	A	A	86.8	83.7	87.3
		B		91.7	92.6	91.5

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告

续附表 A

低负荷稳燃试验表盘记录 (三)

项 目		单位	1	2	3
制粉系统 A	给煤量	t/h	29.2	30.2	30.4
	磨煤机电流	A	17.1	18.2	18.4
	磨煤机入口冷风门开度	%	41	42	43
	磨煤机入口热风门开度	%	61	62	63
	磨煤机入口一次风压	kPa	16.6	16.4	16.7
	磨煤机入口一次风温	℃	197	200	201
	磨煤机入口一次风量	t/h	70.5	71.3	75.2
	磨煤机出口温度	℃	78	80	82
制粉系统 B	给煤量	t/h	31.9	32.1	32.4
	磨煤机电流	A	17.9	18.1	18.3
	磨煤机入口冷风门开度	%	17	18	19
	磨煤机入口热风门开度	%	45	46	47
	磨煤机入口一次风压	kPa	17.4	18.1	18.5
	磨煤机入口一次风温	℃	214	214	216
	磨煤机入口一次风量	t/h	70.5	70.5	72.1
	磨煤机出口温度	℃	81	82	84



乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司技术报告

附表 B 锅炉低负荷稳燃试验最低负荷试验结果

序	记录时间	机组负荷 (MW)	主汽流量 (t/h)	炉膛负压 (Pa)	炉膛出口 烟气温度 (℃)
1	00:40	165.0	560.7	-30~-80	1145
2	01:10	146.3	504.1	-20~-80	1130
3	01:30	132.9	446.5	-50~-110	1128
4	02:10	120.3	405.7	-70~-190	1070
5	02:30	125.8	428.7	-10~-90	1103
6	02:50	125.9	429.2	-13~-85	1096
7	03:10	126.2	429.5	-16~-88	1087
8	03:30	125.8	428.7	-20~-90	1069
9	03:50	126.1	429.0	-17~-86	1056
10	03:10	125.9	428.8	-22~-90	1053
11	04:30	126.0	429.1	-16~-79	1058

附表 C 锅炉试验煤质与设计煤质对比分析

序	项 目	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2	试验煤质
1	收到基水分 M_{ar} (%)	9.90	11.11	17.40	10.23
2	收到基灰份 A_{ar} (%)	7.85	7.32	10.07	7.92
3	干燥无灰基挥发分 V_{daf} (%)	41.23	40.98	41.00	41.10
4	低位发热量 $Q_{net, a, var}$ (MJ/kg)	23270	24120	19150	19870

(以上煤质数据由电厂提供)

附件五

2 号机组全工况脱硝检测报告



报告编号: HSYD-JCBG-2019-011



检测报告

项目名称: 新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组全工况脱硝检测

锅炉型号: DG1116/17.4-II22

委托单位: 新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂

委托单位地址: 新疆吐鲁番市托克逊县工业园区第三辅道南侧

测试日期: 2019 年 08 月 21 日

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

2019 年 08 月 29 日

注 意 事 项

1. 本检测报告的著作权属乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司，未经我公司的书面许可，任何单位与人员不得部分复制本报告或擅自公开发表；
2. 凡注明了密级的检测报告，任何部门与人员均不得私自对外提供，不得复制；
3. 无乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司检测报告专用章的报告，不属我公司的正式检测报告；
4. 对本检测报告有异议者，请与乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司联系。

单位地址：新疆乌鲁木齐市高新区（新市区）河北东路 430 号

上海大厦 A2811 室

电 话：0991-6673082

传 真：0991-6673082

邮 箱：hsyddl@163.com

邮 编：830011

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司检测报告

报告编号：HSYD-JCBG-2019-011

一、检测综合报告

报告编号：HSYD-JCBG-2019-011

项目名称	新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2 号机组全工况脱硝检测		
机组编号	2 号机组	锅炉型号	DG1116/17.4-II22
测试地点	新疆吐鲁番市托克逊县工业园区第三辅道南侧	测试时间	2019.08.21
测试样品	烟气及有组织废气		
测试依据	1、《电站锅炉性能试验规程》GB10184-2015； 2、《固定污染源废气氮氧化物的测定非分散红外吸收法》HJ 692-2014； 3、《固定污染源废气氮氧化物的测定定电位电解法》HJ 693-2014； 4、《固定污染源废气二氧化硫的测定非分散红外吸收法》HJ 629-2011； 5、《固定污染源废气低浓度颗粒物的测定重量法》HJ 836-2017。		
测试说明	1、测试参数为脱硝入口温度及总排口净烟气 NO _x 、SO ₂ 、颗粒物排放浓度。 2、测试工况为 30%电负荷及锅炉最低稳燃工况。 3、其他需要说明的内容：无。		
检测结论	SCR 入口烟温平均值 (°C)	30%电负荷 (A/B)：327.9/328.7 锅炉最低稳燃负荷 (A/B)：343.3/341.5	
	SCR 入口 NO _x 浓度最大值 (mg/Nm ³)	30%电负荷 (A/B)：463.1/472.8 锅炉最低稳燃负荷 (A/B)：353.9/337.2	
	SCR 出口 NO _x 浓度最大值 (mg/Nm ³)	30%电负荷 (A/B)：14.7/15.8 锅炉最低稳燃负荷 (A/B)：9.6/9.2	
	总排口 NO _x 浓度最大值 (mg/m ³)	30%电负荷：15.6 锅炉最低稳燃负荷：9.6	
	总排口 SO ₂ 浓度最大值 (mg/m ³)	30%电负荷：17.6 锅炉最低稳燃负荷：22.4	
	总排口颗粒物最大值 (mg/m ³)	30%电负荷：<1 锅炉最低稳燃负荷：<1	
检测负责人：吕小龙		检测人员：赵彬彬、师小东、刘向佰	
编制：吕小龙		日期：2019.8.29	 (检测机构检测专用章或公章)
审核：冯少华		日期：2019.8.29	
批准：吕小龙		日期：2019.8.29	

二、概述

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2×330MW 机组锅炉由东方电气集团东方锅炉股份有限公司生产制造的, 型号 DG1116/17.4-II 22 型锅炉为亚临界参数, 一次再热、自然循环、四角切圆燃烧方式、单炉膛 π 型布置, 平衡通风、固态排渣, 全钢构架、全悬吊结构, 燃烧器采用水平浓淡分离燃烧器。2 号炉脱硝系统采用选择性催化还原 (SCR) 脱硝工艺, 脱硝催化剂采用单炉双体 SCR 结构布置, SCR 反应器布置在锅炉省煤器出口和空气预热器入口之间。为实现机组超低排放及全工况脱硝要求, 通过增设脱硝烟气旁路的办法, 以提高低负荷时脱硝入口的烟气温度, 在机组 30% 电负荷及锅炉最低稳燃负荷工况下, 脱硝入口烟温能够达到 310℃ 以上, 保证脱硝系统能够长期稳定运行, 并实现机组超低排放目标。

受新疆中泰化学托克逊能化有限公司的委托, 乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司于 2019 年 08 月 21 日对 2 号机组进行了全工况脱硝项目的检测。

三、检测目的

测试机组在 30% 电负荷及锅炉最低稳燃负荷下的 SCR 入口烟温及总排口净烟气的 NO_x 、 SO_2 及颗粒物排放浓度。

四、检测依据

- 4.1 《电站锅炉性能试验规程》 GB/T 10184-2015;
- 4.2 《固定污染源废气氮氧化物的测定非分散红外吸收法》 HJ 692-2014;
- 4.3 《固定污染源废气氮氧化物的测定定点位电解法》 HJ 693-2014;
- 4.4 《固定污染源废气二氧化硫的测定非分散红外吸收法》 HJ 629-2011;
- 4.5 《固定污染源废气低浓度颗粒物的测定重量法》 HJ 836-2017。

五、检测仪器

测试使用的仪器经校验合格。测试使用仪器见表 1。

表 1 测试使用仪器

序	仪器名称	型 号	管理编号	有效期
1	红外烟气分析仪	Model3080-15	HSYD-002-01	2020.03.27
2	烟气分析仪	Testo350 加强	HSYD-001-03	2020.03.07
3	烟尘测试仪	JCY-80E(S)	HSYD-004-01	2020.03.07
4	数字温度测试仪	AT4208	HSYD-017-01	2020.03.07
5	铠装热电偶	E 型	002-011	2020.03.16
6	电子天平	AUW120D	HSYD-025-02	2020.03.07
7	恒温恒湿称重系统	JC-AWS9	HSYD-023-01	2020.03.07
8	O ₂ 标气 (5.03%)	/	HSYD-B-04	2020.05.08
9	NO _x 标气 (17×10 ⁻⁶)	/	AR15022	2019.12.23
10	NO _x 标气 (107×10 ⁻⁶)	/	HSYD-B-03	2020.05.08
11	SO ₂ 标气 (19×10 ⁻⁶)	/	HSYD-B-01	2020.05.08

六、检测条件

- 6.1 锅炉主要设备处于良好状态，无明显漏风、烟气和蒸汽现象。
- 6.2 试验测试期间锅炉各参数稳定，炉膛负压表，蒸汽流量等表计能够正常投入并指示正确。
- 6.3 试验测试期间机组负荷能达到所要求负荷（30%电负荷和锅炉最低稳燃负荷），并能够根据试验的要求随时变化负荷，试验开始后，未进行风压、风量的调整，未进行制粉系统的调整。
- 6.4 脱硝、脱硫、电除尘等环保设备运行正常，各类监视表计运行正常，无设备退出运行。
- 6.5 试验测试开始前，调整到试验工况并保持锅炉各项参数稳定。

七、检测过程及方法

- 7.1 2 号机组全工况脱硝检测试验在 30%电负荷及锅炉最低稳燃负荷下进行，检测工况及内容见表 2。

表 2 2 号机组全负荷脱硝检测工况及内容

日期	时间	工况	负荷	检测内容
2019. 08. 20	16:19	锅炉点火	/	现场准备, 预备性试验
2019. 08. 20	20:48~01:40	汽轮机冲转	/	
2019. 08. 21	01:57	机组并网	/	
2019. 08. 21	05:40~07:40	30%电负荷	99.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 O ₂ 、NO _x 浓度 3、总排口净烟气 O ₂ 、NO _x 、SO ₂ 及颗粒物浓度
2019. 08. 21	08:40~10:40	最低稳燃负荷	125.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 O ₂ 、NO _x 浓度 3、总排口净烟气 O ₂ 、NO _x 、SO ₂ 及颗粒物浓度

7.2 脱硝系统检测测点位置见图 1, 净烟气测点位置见图 2。

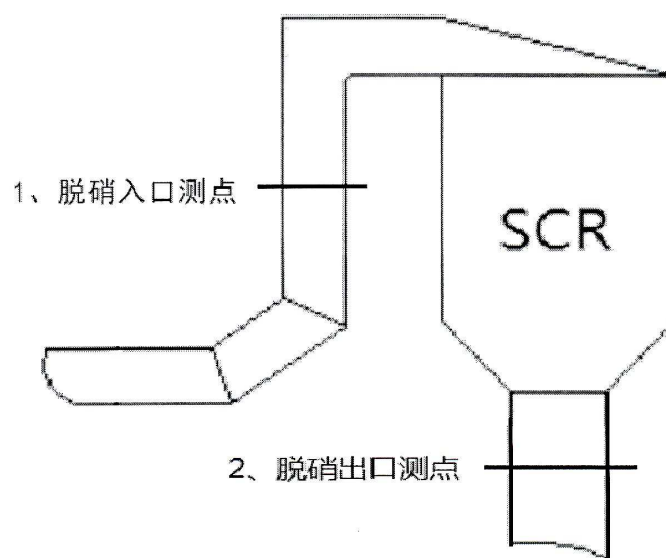


图 1 脱硝系统试验测点位置

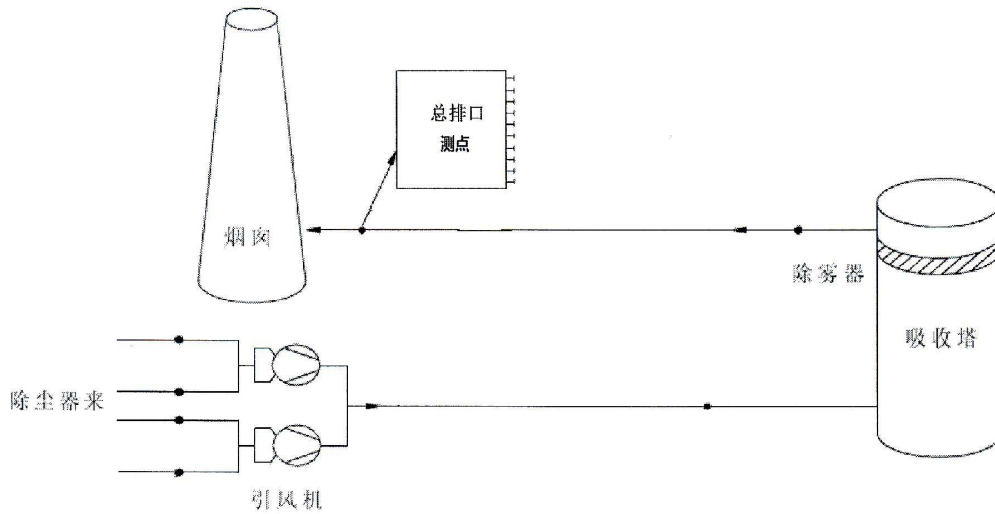


图2 总排口烟气测点位置

7.3 检测参数测量

(1) 烟气温度测量

在每台脱硝装置入口烟道截面上, 网格法布置 E 型热电偶, 采用数字温度测试仪逐点测量各点的烟气温度, 各点温度取平均值作为脱硝装置入口烟气温度。

(2) 脱硝系统烟气 NO_x 及 O_2 含量测量

在每台 SCR 反应器进、出口烟道截面处, 分别采用网格法布置烟气取样点, 将烟气经不锈钢管引至烟道外, 在经过除尘、除湿、冷却等处理后, 最后进入烟气分析仪进行 NO_x 及 O_2 含量测量。

(3) 总排口净烟气 NO_x 、 SO_2 浓度测量

总排口净烟气中 NO_x 、 SO_2 浓度采用非分散红外吸收法直接测量。

(4) 总排口净烟气颗粒物含量测量

颗粒物浓度用低浓度颗粒物采样仪在总排口烟道中采集颗粒物, 样品按《固定污染源废气低浓度颗粒物的测定重量法》(HJ 836-2017) 的要求进行测试, 计算颗粒物排放浓度。

八、检测结果

30%电负荷及最低稳燃负荷全工况脱硝项目检测结果分别见表 3、表 4。

表 3 30%电负荷全工况脱硝项目检测结果

序	项 目	单位	检测结果		
			第一次	第二次	第三次
1	测量时间	/	05:40~07:40		
2	SCR 入口 A 侧烟气温度	℃	318.4	331.7	333.6
3	SCR 入口 B 侧烟气温度	℃	326.8	329.4	329.8
4	SCR 入口 A 侧 O ₂ 含量	%	9.89	9.96	10.13
5	SCR 入口 A 侧 NO _x 浓度 (折算值)	mg/m ³	410.3	463.1	428.7
6	SCR 入口 B 侧 O ₂ 含量	%	9.76	10.12	10.03
7	SCR 入口 NO _x 浓度 B 侧 (折算值)	mg/m ³	402.9	472.8	431.7
8	SCR 出口 A 侧 O ₂ 含量	%	10.13	10.71	10.26
9	SCR 出口 A 侧 NO _x 浓度 (折算值)	mg/m ³	14.7	9.6	7.2
10	SCR 出口 B 侧 O ₂ 含量	%	10.43	10.89	10.68
11	SCR 出口 NO _x 浓度 B 侧 (折算值)	mg/m ³	15.8	9.2	6.3
12	总排口 O ₂ 含量	%	11.96	12.49	12.28
13	总排口 NO _x 浓度 (折算值)	mg/m ³	15.6	9.3	6.6
14	总排口 SO ₂ 浓度 (折算值)	mg/m ³	7.1	17.6	13.4
15	总排口颗粒物浓度 (折算值)	mg/m ³	<1	<1	<1

表 4 最低稳燃负荷全工况脱硝项目检测结果

序	项 目	单位	检测结果		
			第一次	第二次	第三次
1	测量时间	/	08:40~10:40		
2	SCR 入口 A 侧烟气温度	℃	341.2	343.7	345.1
3	SCR 入口 B 侧烟气温度	℃	340.2	341.6	342.6
4	SCR 入口 A 侧 O ₂ 含量	%	9.63	9.72	9.89
5	SCR 入口 A 侧 NO _x 浓度 (折算值)	mg/m ³	320.6	333.7	353.9
6	SCR 入口 B 侧 O ₂ 含量	%	9.59	9.53	9.61
7	SCR 入口 NO _x 浓度 B 侧 (折算值)	mg/m ³	322.7	330.6	337.2
8	SCR 出口 A 侧 O ₂ 含量	%	9.93	9.86	10.12
9	SCR 出口 A 侧 NO _x 浓度 (折算值)	mg/m ³	8.5	9.6	9.2
10	SCR 出口 B 侧 O ₂ 含量	%	9.73	9.75	9.83
11	SCR 出口 NO _x 浓度 B 侧 (折算值)	mg/m ³	8.1	9.2	8.9
12	总排口 O ₂ 含量	%	11.32	11.28	11.42
13	总排口 NO _x 浓度 (折算值)	mg/m ³	8.2	9.6	9.4
14	总排口 SO ₂ 浓度 (折算值)	mg/m ³	19.6	22.4	20.3
15	总排口颗粒物浓度 (折算值)	mg/m ³	<1	<1	<1

附件六

全工况脱硝改造合同

31406C1905-0096

新疆中泰化学托克逊能化有限公司
2×330MW 机组宽负荷投脱
硝改造项目 EPC 合同



发 包 人 （ 甲 方 ）： 新疆中泰化学托克逊能化有限公司

总 承 包 人 （ 乙 方 ）： 西安西热锅炉环保工程有限公司

第一部分 协议书

发 包 人（甲方）：新疆中泰化学托克逊能化有限公司

住所：新疆吐鲁番市托克逊县工业园区第三辅道南侧

法定代表（负责）人：王利国

总承包人(乙方): 西安西热锅炉环保工程有限公司

住所: 陕西省西安市雁塔区雁翔路 99 号博源科技广场 A 座

法定代表（负责）人：牟春华

依照《中华人民共和国合同法》、《中华人民共和国建筑法》及其他有关法律、行政法规，遵循平等、自愿、公平和诚信原则，双方就本建设工程总承包事宜经协商一致，于 年 月 日在 订立本合同。

第一条 工程概况

工程名称: 新疆中泰化学托克逊能化有限公司 2×330MW 机组宽负荷投脱硝改造项目

项目代码: _____

立项批准文号: _____

资金来源：技措资金

第二条 工程总承包范围

总承包范围：新疆中泰化学托克逊能化有限公司 1#、2#机组宽负荷投脱硝旁路烟道改造 EPC 工程，总承包范围从设计、设备采购、材料供应、安装、调试、试运行至投运正常(性能验收合格)全过程工作内容。

详细范围：包括抽烟口受热面及防磨改造、烟道系统（包括膨胀节、烟道、旁路烟道关闭挡板门及调节门、相应的电气、热控电缆设备、满足系统运行的各类测量仪表）锅炉钢构架加固、支吊架、保温油漆、楼梯平台等。

附总承包人承揽工程工作范围一览表（附件1）。

第三条 主要里程碑:

合同生效日期：合同文本签订日为合同生效起始日

合同总工期：90 天/台。

其中设计总工期为：10天。

供货工期为：30 天/台。

施工总工期为：40 天，根据发包方停炉后交付施工单位之日起 20 天/台。

竣工验收时间为：30 天

最终接收日期: 2019 年 月 日

质量保证期：宽负荷投脱硝旁路烟道改造工程整体验收合格双方签署《竣工验收报告》后视为质量保修期开始时间，竣工验收报告时间需在系统 72+24 小时试运行后 3 个月内完成。质量保证期为 1 年。

第四条 合同价款

合同暂定总金额（含税价）（大写）： 拾万元整（人民币）
（小写）： 万元（人民币）。

工程最终总造价=总承包管理费（为固定总价）+设计费（为固定总价）+设备购置费（为固定总价）+建安工程费（暂估价）-水电费。

其中总承包管理费固定价 万元（人民币）

设计费固定价 万元（人民币）；

设备购置费固定价 万元（人民币）；

建安工程费暂估价 万元（人民币）（根据投标建安工程费概算金额签订）。

建安工程费结算下浮率（a%）： %；包含但不限于建筑、工艺管道、电气、仪表、防腐保温等建安工程费、工程调试费等

建安工程费结算价=建安工程费造价*（1-a%）并按规定扣除甲供水电费

建安工程费结算价以发包人终审结算金额为准，具体结算办法详见附件九，在合同履行期间下浮率不作调整。建安工程费结算价金额如超出建安工程暂估价 10%以上，超出部分不予记取。

本合同包含完成本工程所需的人工费、材料费、机械费、措施费、管理费、利润、规费、税金及风险因素在内的一切费用。无论投标报价各分项是否详尽或遗漏，发包人都有理由认为，承包人的报价都涵盖了本工程范围内的所有工作内容。（结算时如存在未按技术要求提供的设备，对未提供部分按投标时单价予以扣除，非发包人原因导致设备供货增加，造成设备费增加的费用不予计取）。建安工程部分最终结算价格如超出建安工程暂估价 10%以上，超出部分不予记取。

第五条 合同附件

合同附件是构成合同整体的有机组成。

第六条 其他

本协议书中有词语的含义与合同通用条款中赋予的定义与解释相同。

第六条 合同生效

本合同经双方法定代表人（负责人）或授权代表签字并加盖双方公章（或合同专用章）后生效。

发包人名称：（盖章）新疆中泰化学托克逊能化有限公司

法定代表（负 责）人：



开 户 银 行：中国农业银行托克逊县支行

账 号：266101040009651

电 话：

32

传 真:

邮 政 编 码:

总承包人名称: (盖章): 西安热电厂环保工程有限公司

法定代表(负责)人:

开 户 银 行: 中国银行西安金花北路支行

账 号: 102800213518

电 话: 029-82001695

传 真: 029-82001801

邮 政 编 码: 710054



附件七

全工况脱硝改造技术协议

**新疆中泰托克逊能化有限公司热电厂
2×330MW 机组宽负荷投脱硝改造项目**

技 术 规 范 书

甲方：新疆中泰化学托克逊能化有限公司

乙方：西安西热锅炉环保工程有限公司

签订时间：2019 年 5 月 8 日

目 录

第一章 技术规范	1
1、总则	1
2、工程概况	3
3、烟气旁路设计规范与要求	8
4、技术要求	10
5、标准和规范	17
6、清洁和油漆	18
7、包装和运输	18
8、设备标志	18
9、保证与索赔	19
10、 设计方案	19
第二章 供货范围	24
1、一般要求	24
2、供货清单	24
3、接口	26
第三章 设计要求与设计联络会	28
第四章 技术资料内容和交付进度	29
1、总的要求	29
2、技术资料和交付进度	29
第五章 检验、调试和性能验收试验	31
1、概述	31
2、工厂检验	31
3、设备监造	31
4、性能验收试验	32
第六章 技术服务和培训	34
1、乙方现场技术服务	34
2、培训	35
第七章 工程总进度	36

第一章 技术规范

1、总则

- 1.1** 本技术协议书适用于新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2×330MW 机组锅炉脱硝系统低负荷投运烟气旁路改造工作，它提出了全部设计、设备制造、设备及材料供货、运输、改造工程总体安装、施工（含原有系统及设备的拆除、恢复）、调试、性能考核等方面的技术要求，本工程采用 EPC 方式。
- 1.2** 本工程为改造工程，原系统设备的拆除；新设备的现场制作；烟气旁路的设计制造、供货、运输、安装、调试、培训、售后服务均由乙方负责，改造所需的焊材、保温、油漆、氧气、乙炔等所有消耗类材料均由乙方负责。
- 1.3** 甲方在本技术协议中提出了最低限度的技术要求，并未规定所有的技术要求和适用的标准，乙方应提供一套满足本技术协议和所列标准要求的高质量产品及其相应服务。对国家、地方有关安全、环保等标准，必须满足其要求。
- 1.4** 如对本技术协议有偏差（无论多少），都必须清楚地表示在附件“差异表”中。否则将认为乙方提供的设备完全符合本技术协议和标准的要求。
- 1.5** 乙方应执行本技术协议所列标准。有不一致（或矛盾）时，按较高标准执行；本技术协议若有前后不一致之处，以甲方解释为准。
- 1.6** 设备采用的专利涉及到的全部费用均已包含在设备报价中，乙方保证甲方不承担有关设备专利的一切责任。
- 1.7** 乙方投标文件经技术澄清后，承诺内容和招标文件、技术协议具有同等约束力，与合同正文具有同等效力。
- 1.8** 合同签订后 7 日内，按本技术协议要求，乙方提出合同设备的设计、制造、检验/试验、装配、安装、调试、试运、验收、运行和维护等标准清单给甲方，由甲方确认。
- 1.9** 在签订合同之后，到乙方开始制造之日的这段时间内，甲方有权因规范、标准发生变化而提出一些补充要求，在设备投料生产之前，乙方应在设计上予以修改。
- 1.10** 乙方对成套设备负有全部技术及质量责任，包括分包（或采购）的设备和零部件。乙方对于分包设备和主要外购零部件（同等价格）推荐 3 家或以上品牌，按市场价计入投标总价，最终厂家必须经甲方确定。

- 1.11 乙方应保证提供的烟气旁路系统具有良好的调节性能，并完全适应当前的设备运行。在调试及质保期内，由于乙方的原因影响机组正常、安全、经济运行，乙方应承担相应责任，并及时采取有效措施解决设备问题。
- 1.12 乙方应采用国际单位制（SI），英文资料应附有中文译文，乙方提供设计阶段所需的资料与图纸，电子版文档采用 WORD2003,电子版图纸要求为 CAD2006-2009 格式。
- 1.13 本工程质保期为验收合格日起计一年，性能保证指标为：机组 30%BMCR 负荷时脱硝入口 A、B 两侧所有烟气温度测点达到 320℃ 以上（温度测点显示的最大值与最小值偏差不超过 10℃）。
- 1.14 所有设备应有符合现场规定的 KKS 编码及标示牌,乙方应向甲方提供设备名称清册，并按甲方要求完成 KKS 编码及标牌制作。
- 1.15 乙方提供的动力电缆必须选用铠装电缆和 KVVP 型控制电缆进行工程设计,选用远东电缆有限公司、特变电工股份有限公司新疆线缆厂、兰州众邦电线电缆集团有限公司产品（最终须由业主确认）。

2、工程概况

2.1 概况

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2×330MW 机组锅炉由东方电气集团东方锅炉股份有限公司生产制造的,型号 DG1116/17.4-II 22 型锅炉为亚临界参数,一次再热、自然循环、四角切圆燃烧方式、单炉膛 π 型布置,平衡通风、固态排渣,全钢构架、全悬吊结构,燃烧器采用水平浓淡分离燃烧器。

锅炉配套的制粉系统为中速辊式磨煤机正压直吹式制粉系统,每台炉配置 5 台中速辊式磨煤机,其中一台备用。

过热蒸汽温度调节采用三级喷水调温。再热蒸汽温度调节主要靠燃烧器喷口的摆动,壁再出口至中再入口的左右侧连接管上设有喷水减温器,作微调用,并调节两侧汽温偏差,使其控制在允许的范围内;在壁再进口前的管道上设有事故喷水减温器。用燃烧调节及喷水减温不能满足再热汽温要求或事故情况下时,投再热器事故喷水减温器调节。

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂目前锅炉在 70%BMCR 负荷以上时,SCR 入口 NO_x 浓度约 330-400 mg/m^3 , SCR 出口 NO_x 排放浓度可控制在 50 mg/m^3 左右。

目前锅炉脱硝入口烟气温度的在低负荷时无法满足脱硝设备(SCR)的投入。按照脱硝投入温度 320℃的要求,在 70%BMCR 负荷以上可以投入脱硝,70%BMCR 负荷以下脱硝系统无法正常投运。为更好的响应国家环保政策,满足深度调峰要求,实现超低排放目标,要满足在机组 30%负荷时能达到脱硝正常投入条件。

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂锅炉,通过增设脱硝烟气旁路的办法,以提高低负荷时脱硝入口的烟气温度,在机组30%BMCR负荷的情况下,脱硝入口入口A、B两侧所有烟气温度的测点达到320℃以上(单侧温度测点显示的最大值与最小值偏差不超过10℃)。

2.2 根据近一年来运行数据统计结果,满负荷下脱硝装置入口烟气温度的 360℃左右。为保证机组 30%BMCR 以上负荷 SCR 脱硝装置能正常投运,需对锅炉尾部烟道进行部分改造,将低负荷下脱硝入口烟温提升至 320℃以上,并同时具备在设计最低稳燃负荷(即 30%BMCR 负荷),脱硝达到正常投运温度 320℃以上。

2.3 场地条件和自然条件

2.3.1 厂址概述

本工程厂址位于新疆托克逊能源重化工工业园区内，毗邻新疆新业化工股份有限公司 100 万吨/年电石项目。周围绝大部分为戈壁荒漠。

2.3.2 地震烈度及场地类别

根据《中国地震动参数区划图》GB18306-2001，拟建场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.10g，相应的地震基本烈度为Ⅶ度，反应谱特征周期值为 0.40s。

根据《建筑抗震设计规范》GB50011—2010 查得，拟建场地上覆土层较厚，建筑场地类别可按Ⅱ类考虑。属对建筑抗震有利地段。

2.3.3 气象资料

托克逊县区域内干燥、高温、多风。年日照时数长，蒸发量大，无霜期长，降水量少但局地性强。春季升温迅速而不稳定，干燥少雨，风多力强；夏季漫长而酷热，因地形影响，增温迅速，散热不易；冬季干冷，风小雪少；秋季降温迅速，温差大，降水稀少。以下资料根据托克逊气象站 1981～2010 年实测资料统计得出。

1) 温度 (℃)

多年年平均气温	14.5
极端最高气温	48.0 (2010.6.20)
极端最低气温	-21.8 (1984.12.30)
多年最热月平均气温	32.1 (7 月)
多年最冷月平均气温	-7.5 (1 月)
多年夏季最大日温差	24.3
多年冬季最大日温差	19.1

注：根据建站至今记录极端最低气温为-24.6℃。

2) 气压 (hPa)

多年年平均气压	1017.0
多年年平均水汽压	7.9

3) 相对湿度 (%)

多年年平均相对湿度	42
-----------	----

4) 降水量及蒸发量 (mm)

多年年平均降水量	8.1
----------	-----

多年一日最大降水量	16.9 (2002.6.8)
多年年平均蒸发量	2995.9
多年年最大蒸发量	3486.2 (1982 年)
5) 风速 (m/s)	
多年年平均风速	2.3
多年年最大风速	25.0 (NW, 1985.4.18)
6) 冻土、积雪深度 (cm)	
最大积雪深度	3 (1986 年)
最大冻土深度	150 (1992.2)
7) 天气日数 (d)	
多年年平均雷暴日数	6.0
多年年平均沙暴日数	5.7
多年年平均大风日数	64.9

注：根据 1971-2000 年统计多年年平均大风日数是 80.8d。

8) 设计风速

用托克逊气象站 1981—2010 年风速资料进行 Gumbel 频率计算，托克逊气象站 50 年一遇离地 10m 高 10min 平均设计风速为 30.0m/s；100 年一遇离地 10m 高 10min 平均设计风速为 32.1m/s。查《建筑结构荷载规范》，50 年一遇基本风压为 0.85kN/m²，通过风压换算得到 50 年一遇离地 10m 高 10min 平均最大风速为 36.9m/s；100 年一遇基本风压 1.00 kN/m²，通过风压换算得到 100 年一遇离地 10m 高 10min 平均最大风速为 40.0m/s。

2.4 锅炉主要参数

锅炉主要参数

内容	单位	数据
锅炉最大连续蒸发量	t/h	1116.3
过热蒸汽压力	MPa.g	17.4
过热蒸汽温度	℃	541
再热蒸汽流量	t/h	923.1
再热蒸汽压力(进口/出口)	MPa.g	4.03/3.85
再热蒸汽温度(进口/出口)	℃	336.6/541
给水温度	℃	286.4
冷空气温度	℃	20
空气预热器进口冷风温度(考核工况)	℃	20
空气预热器出口一次热风温度	℃	333

空气预热器出口二次热风温度	℃	341
锅炉一次风侧排烟温度	℃	130
锅炉二次风侧排烟温度	℃	130

2.5 锅炉整体布置及结构

锅炉主要尺寸

炉膛宽度(左右侧水冷壁中心线距离)	14706.6mm
炉膛深度(前后水冷壁中心线距离)	14657.8mm
锅筒中心标高	67800mm
锅炉最高点标高	~70700mm
锅炉运转层标高	12600mm
顶棚管标高	63800 mm
水冷壁下集箱标高	6500mm
水平烟道深度	4720mm
尾部竖井深度	9890mm

锅炉本体的布置分本体和尾部两部分。本体呈 π 型，悬吊于锅炉顶板下，它主要由水冷壁、过热器、再热器和省煤器组成。

2.6 燃料

2.6.1 煤质资料

序号	名 称	单 位	设计煤种 潞安与黑山混煤	校核煤种 1 同泰与黑山混煤	校核煤种 2 当地混煤
一	元素分析				
1	收到基碳 C_{ar}	%	62.26	63.78	53.65
2	收到基氢 H_{ar}	%	3.85	4.06	2.77
3	收到基氧 O_{ar}	%	14.87	12.24	14.03
4	收到基氮 N_{ar}	%	0.78	0.89	1.3
5	收到基硫 S_{ar}	%	0.78	0.62	0.78
二	工业分析				
1	收到基水分 M_{ar}	%	9.9	11.11	17.4
2	空气干燥基水分 M_{ad}	%	9.17	8.9	14.34
3	干燥无灰基挥发份 V_{daf}	%	41.23	40.98	41
4	收到基灰分 A_{ar}	%	7.58	7.32	10.07
三	收到基低位发热量 $Q_{net,ar}$	MJ/kg	23.27	24.12	19.15
四	哈氏可磨系数 HGI	/	56	59	53

序号	名 称	单 位	设计煤种 潞安与黑山混煤	校核煤种 1 同泰与黑山混煤	校核煤种 2 当地混煤
五	煤中氯含量 Cl_{ar}	%	0.011	0.009	0.011
六	灰熔融性				
	变形温度 DT	℃	1210	1190	1190
	软化温度 ST	℃	1220	1200	1200
	半球温度 HT	℃	1230	1210	1210
	流动温度 HT	℃	1240	1220	1220
七	灰成份分析				
1	二氧化硅 SiO_2	%	27.9	26.72	27.94
2	三氧化二铝 Al_2O_3	%	13.71	11.11	13.56
3	三氧化二铁 Fe_2O_3	%	9.06	14.35	9.82
4	氧化钙 CaO	%	28.06	28.72	27.99
5	氧化镁 MgO	%	8.35	5.69	8.35
6	氧化钠 Na_2O	%	5	3.5	4.25
7	氧化钾 K_2O	%	0.46	0.84	0.5
8	三氧化硫 SO_3	%	5.56	7.31	5.71
9	二氧化钛 TiO_2	%	1	0.73	0.99
10	二氧化锰 MnO_2	%	0.1	0.17	0.11

2.6.2 点火方式

点火方式：等离子点火，无油枪点火装置

2.6.3 近年燃料统计情况

中泰托克逊能化有限公司热电厂主要燃用黑山混煤、同泰煤、当地混煤等。

乙方应充分考虑烟气旁路系统设计对煤种和近年常用煤种的适应性，本技术协议规定的改造目标和性能验收试验基于上述煤质确定（包括设计煤质和近年常用煤质）。要求在设计时对煤质情况进行谨慎分析，充分考虑系统的适应性。

3、烟气旁路设计规范与要求

3.1 总则

烟气旁路系统设备、装置的设计、制造、安装、调试及检查、试运行、考核、最终交付等，应符合相关的中国法律、规范以及最新版的 ISO 和 IEC 标准。对于标准的采用应符合下述原则：首先应符合中国国家标准（GB）、部颁标准及电力行业标准（DL）。

GB/T 21509	燃煤烟气脱硝技术设备
HJ 562	火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性催化还原法
DL/T 296	火电厂烟气脱硝技术导则
DL/T 5257	火电厂烟气脱硝工程施工验收技术规程
DL/T 260	燃煤电厂烟气脱硝装置性能验收试验规范
DL/T 5041	电力建设施工及验收技术规范
DL/T 869	火力发电厂焊接技术规程
DL/T 939	火力发电厂锅炉受热面监督检验技术导则
DL/T 5072	火力发电厂保温油漆设计规程
DL/T 5095	火力发电厂主厂房荷载设计规程
DL/T 589	火力发电厂燃煤锅炉热工检测控制技术导则
GB 50254	电气装置安装低压电器施工及验收规范
JB/T 1611	锅炉管子制造技术条件
GB 50017	钢结构设计规范
GB 5009	建筑结构荷载规范
GB 4053.3	固定式工业防护栏杆
GB 4053.4	固定式工业钢平台

3.2 乙方应根据本技术协议要求，设计烟气旁路，并至少应满足以下总的技术要求：

3.2.1 采用成熟、可靠的、已成功应用案例的先进技术。针对本次锅炉受热面及钢架改动等一切设计均应校核确认。乙方设计时必须进行 CFD 流场均布模型试验，并在改造工程开工前提供正式的模型试验报告等材料。

3.2.2 改造后保证机组 30%BMCR 以上负荷 SCR 脱硝装置能正常投运，并同时具备在设计最低稳燃负荷（即 30%BMCR 负荷），脱硝达到正常投运温度 320℃以上（所有测点）。

3.2.3 乙方整体设计时考虑旁路烟道内部堵灰及旁路烟道关闭挡板门的卡涩问题；确保在旁路退出的情况下关闭挡板门能够可靠隔绝烟气，杜绝机组在任何负荷下的旁路烟道的内漏，保证隔绝效果。每个关断挡板门前增设 1 个以上温度测点，每个旁路烟道调节挡板门后需增设 3 个以上温度测点，测点要有防磨措施，并远传至 DCS 画面供运行人员监视。

3.2.4 锅炉钢构架原设计载荷未考虑烟气旁路载荷，乙方必须对原构架进行校核确认，所产生的费用由乙方承担，以上工作所用的厂家资料（未交付乙方的涉及技术保密资料）及其他所有配合费用由乙方负责。

3.2.5 乙方应到现场详细勘察，充分考虑改造工程现场的复杂性。如果新增支架、烟风道等对原有锅炉区域的各种管道、平台扶梯、电缆桥架等有影响，对原有管道、电缆桥架及平台等的修改方案必须经过甲方的审核批准，且所有改造、移位费用由乙方负责。

3.2.6 系统具备高的可利用率，节省能源和原材料，并确保人员和设备安全。

3.2.7 乙方要保证设计的所有调节挡板门、关断挡板门等能够在远方集控室 DCS 画面操作，且与甲方采用的 GE 新华 oc6000e 的系统相兼容，要求乙方设计时 DCS 系统要采用 GE 新华的 oc6000e 系统，要求所增加的测点类型，需增加对应卡件，增加卡件数量满足运行需求，技术人员提供技术服务。

3.2.8 本改造工程要求每台炉每个旁路烟道必须配备 1 台关断挡板门和 1 台调节挡板门。关断挡板门和调节挡板门尺寸合适，保证动作灵活，要上下布置，执行机构要选择英国罗托克 IQ3 系列；德国 EMGDIM 系列；美国利米托克 MX 系列高品质产品，以上产品供货时需提供原产地商会证明及报关单。最终产品选型由甲方进行确认。主烟道调节挡板门执行机构要选用高品质产品，动作可靠灵活，执行机构要选择英国罗托克 IQ3 系列；德国 EMGDIM 系列；美国利米托克 MX 系列高品质产品，以上产品供货时需提供原产地商会证明及报关单。最终产品选型由甲方进行确认。挡板门所选用的材质必须充分考虑满足安装部位高温烟气运行要求。所有挡板门布置在高灰区域，要求挡板门的选型、安装位置的设计上必须充分考虑挡板门积灰的解决，杜绝由于积灰产生卡涩、卡死或动作不灵活、开关不到位等问题。

3.2.9 旁路烟道改造必须充分考虑改造后对 SCR 脱硝系统入口的烟气均布的影响，要求必须改造前进行 CFD 模型分析，并设置必须的气流均布板，保证改造后 SCR 系统的气流均布。

3.2.10 改造范围内所有的压力管道、锅炉受热面管等的金相检验（含探伤、拍片、材质

检验等)所采用的标准必须符合国家、行业的规范和技术标准,同时所有的检测、检验费用全部由乙方负责。

3.2.11 改造范围内所有合理的检测,检验费用全部由乙方负责,包含在投标总价中。

3.2.12 设计联络会上乙方需提供《不同负荷下主烟道烟气挡板门和旁路烟道挡板门的协调控制调整设计说明》。

3.2.13 乙方所供设备及材料必需提供产品合格证,水冷壁管出厂必须提供材质报告及水压试验、通球试验等试验报告,无产品合格证及水冷壁管材质报告及水压试验、通球试验等试验报告,甲方拒接收设备。

3.2.14 改造完毕后,乙方经过调试及试运行(72+24h)完毕后,须出具调试、试运报告及全面,系统的操作规程,并有技术人员对甲方运行人员进行培训。

4、技术要求

4.1 改造原则及范围

4.1.1 本次改造采用 EPC 方式。

4.1.2 改造范围包括抽烟口受热面及防磨改造、烟道系统(包括膨胀节、烟道、旁路烟道关闭挡板门、相应的电气、热控电缆设备、满足系统运行的各类测量仪表)锅炉钢构架加固、支吊架、保温油漆、楼梯平台等。

4.1.3 乙方的供货范围为抽烟口受热面及防磨改造、烟道钢材、膨胀节、旁路烟道关闭挡板门(包括调节门)、保温油漆材料、锅炉钢构架加固材料、支吊架、楼梯平台、热控电气设备等。

4.1.4 本次改造新增了电动执行机构,需要乙方提供新增电动执行机构配电柜(箱)以满足改造需要。

4.2 具体技术要求

4.2.1 烟道

4.2.1.1 烟道应保证在各种工况下能安全运行的条件下进行设计。烟道设计应能够承受如下负荷:烟道自重、整体膨胀、风荷载、地震荷载、灰尘积累、内衬和保温的重量等。

4.2.1.2 由于旁路烟道入口处烟道内烟气温度较高,故旁路烟道材质在第一个调节门前(取烟口至调节门前)烟道材质采用 316L 不锈钢,第一个调节门后旁路烟道材质必须满足设计抽烟口烟气温度要求,材质不低于 12Cr1MoVG,壁厚要求不小于 6mm。

4.2.1.3 应在适当位置配有足够数量和大小的人孔门，并设有相应平台，以便于维修和检查以及清除积灰。另外，人孔门应与烟道壁分开保温，以便于开启。

4.2.1.4 旁路烟道内部应设置导流板或整流板。

4.2.1.5 为了使与烟道连接的设备的受力在允许范围内，特别要注意考虑烟道系统的热膨胀，热膨胀应通过膨胀节进行补偿。

4.2.1.6 烟道支撑件考虑挡板门开关的行程，保证挡板开关不受阻。

4.2.1.7 本次改造需要对原锅炉烟风系统省煤器出口烟道加装挡板门或调节门，同时甲方要求新加旁路烟道接入口必须在脱硝 A、B 两侧喷氨格栅前烟道开孔接入，禁止在脱硝 A、B 两侧喷氨格栅后烟道开孔接入。

4.2.2 挡板门

4.2.2.1 形式选用带气密性双挡板(百叶窗)结构，配套电动执行机构。挡板要有足够的强度及刚度，做到除了正常挡板承重件外，不需要在烟道中另外增加加强板或支撑件等。能承受烟道的最大运行压力及温度，当烟道热胀冷缩时能承受热胀力或收缩力而不变形，要求挡板门泄漏率小于 1%。

4.2.2.2 要求加入防止挡板门处积灰具体措施，防止积灰挡板打不开。

4.2.2.3 挡板门在厂内组装后，进行冷态调试，保证转动灵活，无卡阻现象，密封件接触良好。在热态运行下转动灵活，密封良好。

4.2.2.4 挡板门的所有构件（包括叶片），可以简单、快捷地从框架上拆卸。在运行状态下，其外部构体和密封件可以更换。

4.2.2.5 挡板门按 CE 标准设计，框架采用钢板整体冲压成型。框架每只角上装一只吊耳，采取相应措施，保证起吊时框架不产生扭曲变形。

4.2.2.6 每个叶片组件的应力值不超过相关标准的等级，同时考虑扭应力与弯曲应力。设计时要考虑消除当叶片处于关闭位置时两边的温度差而引起的翘曲。

4.2.2.7 为防止挡板门变形，要求所有挡板门密封面材质为 316L 及以上不锈钢且耐磨。

4.2.2.8 轴承座内侧与框架之间留有 150mm 以上距离，以便风道保温，避免轴承受高温影响。为防止温度过热，挡板轴采取过渡轴结构，轴的长度考虑保温厚度。

4.2.3 膨胀节

4.2.3.1 所供补偿器的易损件（主要指圈带蒙皮和保温材料）设计使用寿命大于 10 年，所有金属件使用寿命大于 30 年，并确保补偿器与设备的长期安全运行。

4.2.3.2 所有非金属补偿器在所有运行和事故条件下都应能吸收全部连接设备和管道的

轴向和径向位移，避免管道、设备承受额外应力，并且能承受可能发生的最大设计正压和负压。补偿器在瞬时压力不大于 1.5 倍工作压力的工况条件下不应发生不允许的永久变形和损坏。非金属补偿器应留有足够连接长度，防止焊接时对圈带等部位造成烧伤。

4.2.3.3 在不使用特殊锚状物的情况下，补偿器应能承受本附件所规定的轴向位移和径向位移，并应有不小于 20% 的裕量。

4.2.3.4 所有非金属补偿器从选材及结构设计上充分考虑使用中的可靠性，所选用的各种材质完全能保证补偿器承受粉尘介质的高温、腐蚀、磨损等要求。烟气中含有飞灰粒子和硫氧化物，非金属圈带、补偿器衬套等与烟气接触部件的材料及其厚度选取应能有效地抗酸腐蚀和防止磨损。所有补偿器都需有导流内套筒，并在补偿器上表明介质流动方向。烟风道上的非金属补偿器为室外露天布置，其材料应能满足本附件中所提供的各种原始设计条件，特别注意其材料应能耐冬季室外的低温和盐雾腐蚀。

4.2.3.5 非金属补偿器材料的厚度应根据该补偿器所处实际运行工况计算后确定，其它承力零部件材料、尺寸也应按设计要求的选取。不允许采用石棉材料，非金属补偿器蒙皮应包括多种材料层，具体规定为：

设计温度 $\leq 250^{\circ}\text{C}$ ，不少于 4 层材料，总厚度不低于 7mm；

设计温度 $\geq 250^{\circ}\text{C}$ ，不少于 6 层材料，总厚度不低于 9mm；

非金属补偿器蒙皮材料应采用：硅橡胶无碱玻璃纤维布、夹不锈钢丝无碱玻璃纤维布、硅（氟）橡胶布、夹不锈钢丝陶瓷纤维布、无碱玻璃纤维布、不锈钢丝网、多元复合橡胶无碱玻璃纤维布、聚四氟乙烯薄膜、硅酸铝纤维毯、超细无碱玻璃纤维棉等材料，根据不同温度优化组合。隔热层材料有：硅酸铝纤维毯、硅酸铝纤维棉、不锈钢丝网等。

4.2.3.6 非金属补偿器的导流筒材料采用不锈钢 SUS316L，厚度不小于 6mm。非金属补偿器设计制造中应充分考虑防止积尘积灰现象的发生。

4.2.3.7 非金属补偿器在每段烟风道上的安装如采用焊接连接，连接烟风道插入至补偿器内口 20mm 并与之焊接，补偿器管口内径比连接烟道外径大 4~6mm；如采用法兰连接，对扁钢法兰连接烟风道插入反法兰内距离反法兰的法兰面 5mm，对型钢法兰（角钢或槽钢）连接烟风道插入反法兰内距离反法兰的法兰面 20mm，反法兰内径比连接烟道外径大 4~6mm。

4.2.3.8 非金属补偿器接口尺寸、外形尺寸、流通截面和补偿量应符合买方的要求。非金属补偿器应考虑检修的方便性，蒙皮和框架采用螺栓、压板连接，并保证补偿器具有 100% 的气密性。

电动执行器采用一体化的产品，应能满足其工作环境的温度、湿度等要求，其保护等级至少为 IEC 标准 IP67，包括电动机和接线盒。应采用三相 380VAC, 50Hz 的工作电源，用于调节的执行机构应为连续型，接受 4~20mA DC 的控制信号。所有调节型执行器应装有带 4-20mA DC 输出信号的电子位置传感器和 0-100%标度的就地位置指示器。

电动执行机构的电动机额定持续工作负荷，至少比驱动阀门所要求的功率最大值高 40%，必须具备自动调节和连锁功能，自动控制参数、逻辑组态合理，不能对现有脱硝系统运行造成不良影响。

本工程中使用的调节型执行机构需符合本工程实际需要提供，并用稳定可靠。调节型执行机构须采用电动智能一体化执行机构，关断两位型执行机构须采用电动智能一体化执行机构，乙方在报价时须包含但不仅限于推荐品牌，以最高价计入总价，最终由甲方选定。

对智能一体化电动装置控制应有以下要求：

- (1) 应带一体化控制单元，具有故障自诊断功能，且操作调试简便。
- (2) 智能一体化电动装置的控制单元应具备无触点电子式电机自动换向功能。
- (3) 甲方仅提供 380VAC 动力电源和控制指令（均为无源干接点开关量信号），控制指令为全开、全关或中途停止的开关量信号。智能一体化电动装置应具备开、关自保持或中途停止功能，且自上述功能应能在智能型控制单元中实现。
- (4) 智能一体化电动装置就地操作面板，配备远控/就地操作切换开关，并提供保护措施防止就地误操作。就地操作仅在调试检修时使用，正常运行时均接受 DCS 系统的远方控制。
- (5) 应配置手轮和手/电动切换装置。在电动操作时，能安全地将手轮脱开。
- (6) 应能送出以下无源干接点各一付供用户使用，接点容量 220VAC, 5A：全开位、全关位、开方向过力矩、关方向过力矩、执行机构故障。
- (7) 电机应带有热保护功能。

4.2.9 甲方提供的控制电源为交流 380V±10%，50Hz。乙方如需其它规格等级的电源，由乙方自行负责解决。

4.2.10 所供控制箱/电源箱的外壳防护等级，室内为 IP56、室外为不低于 IP65（防尘、防水、防腐）。盘柜的色标及安装在电子室的盘柜尺寸最终由甲方确认。阀门和热工测点等设备的接线盒避开高温位置固定牢固并可拆卸，材料为 316 不锈钢产品，厚度大于 2mm。

4.2.11 因抽烟口而涉及改造的受热面管即为后包墙过热器管。在满足旁路烟气量的前提

下,尽可能减少受热面管的改造数量。

4.2.12 改造受热面管的厂家必须具有国家相应资质。

4.2.13 改造受热面管的弯制厂家必须具有国家相应资质。

5、标准和规范

5.1 设计和制造应符合现行使用的国家有关标准和原部颁标准。这些标准和规范至少包括:

- 1) 焊接件通用技术要求 JB/ZQ4000.3
- 2) 公差与配合未注公差尺寸的极限偏差等 GB1800-1804
- 3) 焊缝代号 GB324
- 4) 焊接接头的基本型式及尺寸 GB985
- 5) 产品标牌 GB13306
- 6) 包装储运标志 GB191
- 7) 火力发电厂焊接技术规程 DL/T869

5.2 进口设备及引进技术的相应国家标准。

5.3 本工程采用统一的 KKS 编码标识系统。编码范围包括乙方所供系统、设备、主要部件和构筑物等。乙方在设计、制造、运输、安装、试运及项目管理等各个环节使用 KKS 编码。

5.4 性能保证

旁路烟道开启调节后:

- 1) 锅炉最低稳燃负荷 (30%BMCR) 时脱硝入口烟气温度不低于 320℃。
- 2) 烟气系统增加的压力损失 $\leq$ 100 Pa。
- 3) 旁路投用对锅炉效率的影响值 $\leq$ 1%。
- 4) 甲乙侧旁路烟道烟温偏差 $\leq$ 50℃。

5.5 质量保证

- 1) 设备整体寿命不少于 30 年。
- 2) 在设备投运后一年内出现产品质量问题,乙方在接到甲方通知后必须 24 小时内到达现场免费修理或更换。更换的部件,应重新提供一年的质保期。

5.6 性能验收试验

改造后性能验收试验的目的是验证烟气旁路性能是否符合性能保证值。

在所有的安装结束后，甲方将确定系统是否运行良好，是否完全满足技术协议书的要求，并确认其性能是否达到乙方的保证值。性能验收试验必须是经双方认可且具有资质的第三方测试机构完成。乙方应派出授权代表对试验进行见证，费用自理。

性能验收试验在竣工验收后三个月内进行，具体试验时间由双方商定，最长不超过 3 个月。所有的性能保证值必须同时满足。

6、清洁和油漆

设备包装前涂防腐漆，以便在运输保管中起防腐作用。设备凡需要油漆的所有部件均采用耐盐雾的特种油漆（耐高温）。油漆、保温设计符合《火力发电厂保温油漆设计技术规范》（DL/T5072-2004）。

7、包装和运输

7.1 设备的包装应符合 GB/T13384 标准的规定，并采取防雨、防潮、防锈、防震等措施，以免在运输过程中，由于振动和碰撞引起轴承等部件的损坏。设备出厂时，零部件的包装符合 JB2647 的规定，分类装箱，遵循适于运输、便于安装和查找的原则。

7.2 所有开口、法兰、接头应采取保护措施，以防止在运输和储存期间遭受腐蚀、损伤及进入杂物，油系统设备及管路应采取适当措施装运，保证其防锈、防腐。需要现场连接的螺纹孔或管座的焊接孔应采用螺纹或其它方式予以保护。遮盖物、紧固件不应焊在设备上。

7.3 包装标准及示意图。

7.4 大部件储存要求参见国家有关标准。乙方应保证提供设备的包装至少满足现场露天存放 3 个月的要求。

8、设备标志

8.1 设备铭牌应采用耐腐蚀材料制造。

8.2 铭牌应安放在运行人员容易看到的地方。

8.3 铭牌上应该有耐磨损的下列内容，但不限于此。

a) 制造厂国别；b) 制造厂名称；c) 设备型号；d) 设备名称；e) 出厂日期编码；f)

出厂检验编码：g) 主要技术参数。

9、保证与索赔

由于乙方的原因，改造后不能达到约定的一项或多项保证指标时，甲方有权依情况根据本章所列的考核条款进行考核。

9.1 在设计条件下，具备通过调节烟气流量，提升 SCR 入口烟温不低于 320℃(全部温度测点)，同时在锅炉不投等离子最低稳燃负荷（30%BMCR）时，投运旁路烟道，SCR 入口烟温达到 320℃以上，实现脱硝系统投运正常，则不予扣款。如果无法实现便利调节，任意一项烟温无法达到性能考核条件，乙方无条件整改，整改后仍达不到性能要求，视为改造失败，需向甲方支付单台机组合同总价 20%的违约金。

9.2 调试及质保期内，如果由于旁路烟道系统的原因，导致脱硝系统无法运行或机组无法运行，引起机组降负荷或停机，每发生一次，向甲方支付单台机组合同总价 20%。并负责无偿消除相关设备缺陷，直至合格。

9.3 需保护性拆除的设备因乙方原因损坏，由乙方无偿修复或更换，拆除的设备改造结束后，乙方负责按原样恢复。

9.4 由于乙方的原因，未能按进度计划完成改造，造成机组延期发电，每延期 1 天向乙方罚款人民币拾万元整。

10、设计方案

10.1 旁路烟道及后包墙开孔设计

根据新疆维吾尔自治区环境保护厅发布的新环函[2018]630 号，最低技术出力界定为机组额定电负荷的 30%和最低稳燃工况。即通过改造后，机组在 30%电负荷和最低稳燃工况两种状态下，脱硝设施都要投运并达到污染物超低排放水平。

对于本项目锅炉，最低稳燃负荷大于 30%机组额定负荷，因此设计要求应是满足 30%机组额定负荷时 SCR 系统烟温水平。30%机组负荷又分为机组调峰时由高负荷降低到 30%负荷和锅炉启动过程中达到 30%负荷，因机组启动过程中水温、汽温低，炉墙部件也在蓄热，因此同负荷下各段烟温水平更低，更难以达到 SCR 系统烟温水平，因此把启炉过程中 30%负荷烟温作为设计工况。

30%、50%电负荷下计算结果见表 10-1，旁路烟道尺寸 2.6×1.0 时各工况下烟道内

烟气流速均不高于 15m/s，后包墙单侧让管数量 10 根，开孔高度 1.8m 时烟窗处烟气流速不高于 15m/s。后包墙烟窗开孔示意图见图 10-1。

表 10-1 烟气旁路计算

基本参数计算		30%负荷	50%负荷
机组电负荷	MW	100	165
发热量 $Q_{\text{net},\text{var}}$	kJ/kg	23270	23270
过剩空气系数	%	1.60	1.40
烟气量	t/h	679.54	961.35
烟气流量（单侧）	kg/s	94.38	133.52
省煤器后烟温	℃	287	312
取烟口（转向室）烟气温度	℃	458	496
旁路烟气比例	%	20.0	5.0
混合后烟气温度	℃	321.2	321.2
烟气旁路长度	m	2.6	2.6
烟气旁路宽度	m	1.0	1.0
旁路烟气流通面积	m ²	2.6	2.6
旁路烟气流速	m/s	14.78	5.48

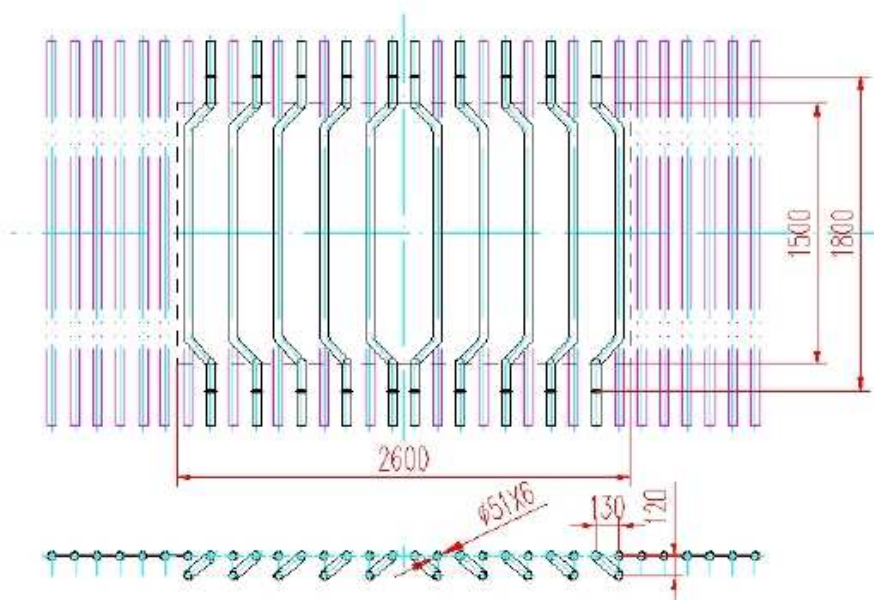


图 10-1 后包墙开孔示意图

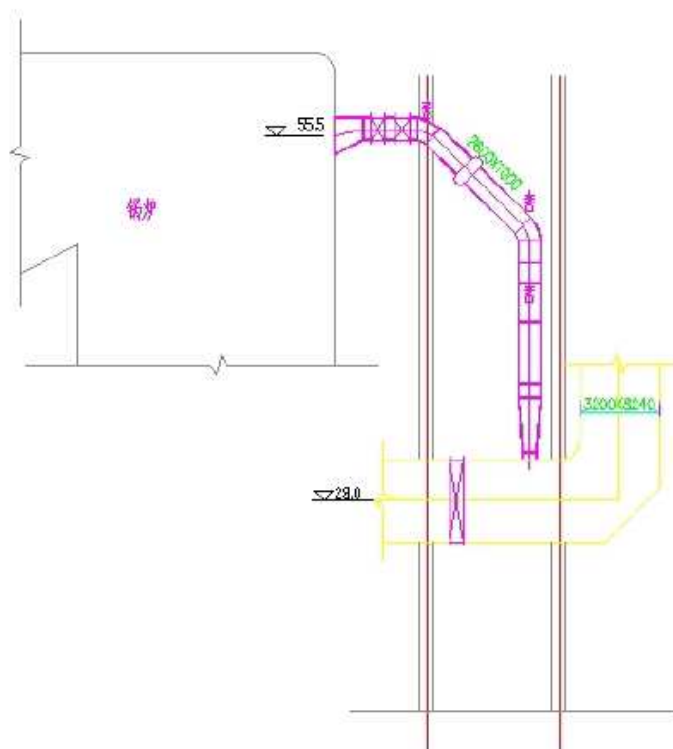


图 10-2 烟气旁路侧视图

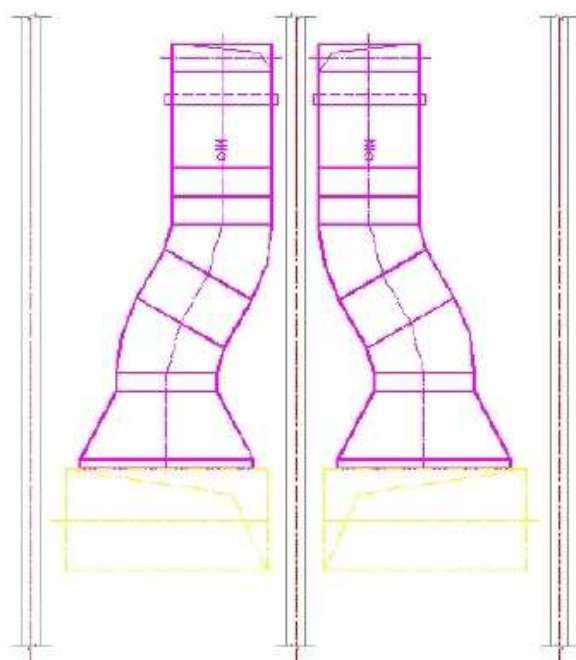


图 10-3 烟气旁路正视图

根据锅炉各段烟温水平，再考虑到现场锅炉钢架、平台等因素，确定旁路烟道入口

位于低温过热器上部的转向室烟道后墙，标高 55.5m。取烟口尺寸为 2.6m×1.0m，调节型挡板门和截止型挡板门安装于旁路烟道水平段。旁路烟道与 SCR 进口烟道接口位置烟道宽度方向逐渐过渡到与主烟道等宽，以利于烟气混合均匀，接口位置位于脱硝入口喷氨格栅前的烟道水平段上，标高 29.6m。

10.2 烟气旁路与主烟道阻力平衡计算

锅炉尾部烟道中布置有低温过热器、低温再热器、省煤器，目前缺少不同负荷时尾部烟道阻力数据，暂根据经验估算 30%负荷时阻力约 400Pa。

旁路烟道中未布置设备，主要阻力是挡板门阻力，烟气进、出口及弯头、变径的局部阻力，管道沿程阻力损失。经计算，30%负荷时新增旁路烟道阻力为 180Pa。

在低负荷时为避免可能出现的旁路烟气量不足，需要省煤器后烟气挡板与旁路烟道调节风门共同配合调节，才能使足够量的烟气从旁路烟道流过以维持脱硝入口烟温大于 320℃。高负荷时，需关断旁路烟道截止门，防止烟气流入旁路烟道导致脱硝入口烟温超限。因此，本工程中省煤器后需要新增烟气挡板门，见图 10-2 所示。

在锅炉启动过程中，首先保持旁路烟道截止门开启，旁路烟道调节门全开，省煤器出口调节门关闭，在各段烟气阻力不超限，引风机在正常运行范围情况下，烟气均通过烟气旁路而进入 SCR 系统。随着锅炉负荷升高，若旁路烟道阻力过大，则适当开启省煤器出口挡板开度，否则保持省煤器出口烟气挡板关闭，使脱硝入口烟温尽快升至 320℃以上，以使脱硝尽早投运。当 SCR 进口烟温达到 320℃，SCR 系统投运后，随着负荷升高逐渐开大省煤器后烟气挡板，保持 SCR 进口烟温 320℃。省煤器出口挡板全开后，随着锅炉负荷进一步提高，逐渐关小旁路烟道调节门开度，直至开度至 0，此时旁路烟道截止门关闭，锅炉进入常规升负荷过程。

在机组参与深度调峰，锅炉降负荷过程中（包括停炉过程），在脱硝入口烟温低于 320℃时就开启旁路烟道截止门，逐渐增大旁路烟道调节门开度，增大旁路烟气量维持脱硝继续投运，直至旁路烟道调节门开至最大，若 SCR 系统烟温仍不能满足投运要求则逐渐关闭省煤器出口烟气挡板门，直至 SCR 系统烟温满足要求。

10.3 烟气挡板门选型及布置

本次改造每个烟气旁路加装一个调节型挡板门和一个截止门，其中调节挡板选择容易确定，选择使用挡板式。截止门分挡板式和插板式两种，插板式挡板门的漏风率一般在

0.5%左右，挡板门漏风率一般在 1.0%左右。根据投标方已有工程经验，在 600℃左右的高温下，插板门极易变形卡涩，目前国内还未很好解决该问题，因此本工程截止门选用挡板门，虽其漏风率略高，但更安全可靠，且两个门串联布置可保证旁路烟道漏风率满足招标文件要求，即漏风率不高于 1%。

本工程采用截止门在前、调节门在后的布置方式，两个门均布置在旁路烟道烟气进口水平段上。

10.4 热控系统

本工程的自控系统主要涉及 2 个开关型烟气截止门还 4 个调节型烟气挡板门，另外新增约 10 个热电偶监测烟气旁路的温度。本工程电动执行器、热电偶、电缆的选用均以招标文件的要求为准。

10.5 改造对锅炉钢结构的影响

本工程新增烟气旁路、保温、挡板门等的总重量已经超过 50t，需要对现锅炉钢架的载荷进行校核计算，根据计算结果确定钢结构加固方案，本项目中标后总包方将提供钢结构校核报告及钢结构加固方案，同时对后包墙开孔后的强度进行校核。

10.6 烟道保温、油漆、平台

保温、油漆等满足招标文件要求，烟道保温采用硅酸铝纤维毡，外护板采用与锅炉原外护板一致的铝波纹板，油漆与锅炉原钢架色系一致。

挡板门、执行器等位置均新增检修平台，便于投运后设备维护，因旁路烟道施工引起的原平台行走不畅等问题本项目施工中一并加以解决。

第二章 供货范围

1、一般要求

1.1 本次技术协议供货范围为新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂 2×330MW 机组锅炉脱硝烟气旁路改造的全部设备及材料。乙方保证提供设备为全新的、先进的、成熟的、完整的和安全可靠的，且设备的技术经济性能符合节能要求。

1.2 乙方提供详细供货清单，清单中依次说明型号、数量、原产地、生产厂家等内容。对于属于整套系统运行和施工所必需的部件，即使本合同未列出或数目不足，乙方仍须在执行的同时无偿补足。

1.3 乙方负责完成 DCS 系统组态、DCS 控制逻辑修改、DCS 操作界面的设计和施工。

1.4 乙方提供所供设备的进口清单，由甲方进行确认。

1.5 乙方设备进口件和配套部件的生产厂家（原产地）由甲方最终确认。

2、供货清单

1) 设备包括的具体项目如下，但不限于此：

新疆中泰化学托克逊能化有限公司热电厂锅炉脱硝旁路烟道改造项目供货清单（数量按单台炉）：

序号	设备名称	规格或型号	数量	厂家	备注
一	烟气旁路烟道				
1	调节挡板门门后烟道及导流板	2600×1000	1 批	西安润盈物资有限公司，上海佳鉴实业有限公司，郑州顺通金属有限公司，陕西华鑫达工贸有限公司，新疆友钢贸易有限公司	
2	调节挡板门门前烟道	2600×1000	1 批		
3	平台扶梯		1 批		
4	保温抓钉及角钢	φ3/∠30	1 批		
5	弹簧吊架		1 批	沧州北钢管业有限公司，湖北润泽昌盛管道机械有限公司，江苏连天红机械制造有限公司	
6	保温材料	δ=350mm	1 批	西安润盈物资有限公司，上海佳鉴实业有限公司，郑州顺通金属有限公司，陕西华鑫达工贸有限公司，新疆友钢贸易有限公司	

第七章 工程总进度

乙方应统筹组织工程方案设计、设备制造、供货、安装、调试等节点，提供详细的工程进度安排，列出工程进度计划与设备交付进度表。本项目土建、钢构加固部分施工在不影响机组正常安全运行的前提下可以在机组停机前组织施工，具体待设计联络会时确定。

表 1 工程工期

序号	项目	时间（天）	备注
1	设计	10	
2	加工采购	30	
3	安装	40	单台20天

表 2 脱硝烟气旁路进度计划

序号	项 目 名 称	计划完成时间
1	合同授予	中标后
2	合同生效	中标后
3	签订技术协议	中标通知书后1周
4	基本设计	中标通知书后开始
5	乙方向业主方提供基本设计资料	技术协议签订后1周
6	施工图设计（详细设计）	技术协议签订后1周
7	安装开始～安装完成	随停炉检修时间确定
8	性能考核试验	改造后不超过3个月进行

备注：总体工程进度按实际进展做调整

表 3 脱硝烟气旁路设备交货进度表（单台炉交货计划）

序号	设备/部件/名称/型号	数量	开始	完成
1	旁路烟道钢材	一批	合同签订后30天	停炉前3天
2	保温材料及外护板	一批	合同签订后30天	现场开工后10天
3	锅炉钢结构加固材料	一批	合同签订后30天	停炉后3天
4	挡板门及膨胀节	一批	合同签订后30天	现场开工后10天
5	后包墙弯管及防磨瓦	一批	合同签订后30天	停炉后3天
6	电动执行器	一批	合同签订后30天	现场开工后15天
7	热控设备	一批	合同签订后30天	现场开工后15天

备注：国产设备交货日期指该批设备到现场的日期。

乙方应按供货范围对表 2 进一步细化，填写自合同签订之日起的交货进度。

签字页

甲方：新疆中泰化学托克逊能
化有限公司

乙方：西安西热锅炉环保工程有
限公司



签字：

签字：

宋勇在、王新时
联系人：刘龙山

张喜来
联系人：张喜来

联系电话：15099132495

联系电话：029-82001695

传真：

传真：029-82001801

地址：新疆吐鲁番市托克逊县
工业园区第三辅道南侧

地址：陕西省西安市雁塔区雁翔
路 99 号博源科技广场 A 座

签字日期：2019 年 5 月 8 日

签订日期：2019 年 5 月 8 日