

引用格式: 张石凯, 程硕, 黄庆, 等. 某燃气轮机电厂启动全过程无硝黄烟排放操作方法 [J]. 南方能源建设, 2024, 11(4): 144-155. ZHANG Shikai, CHENG Shuo, HUANG Qing, et al. A methodology for yellow non-nitrate smoke emission during the full-process startup of a gas turbine power plant [J]. Southern energy construction, 2024, 11(4): 144-155. DOI: 10.16516/j.ceec.2024.4.15.

某燃气轮机电厂启动全过程无硝黄烟排放操作方法

张石凯[✉], 程硕, 黄庆, 周建, 朱为东, 唐寅
(中国华能集团南京燃机发电有限公司, 江苏南京 210034)

摘要: [目的] 某燃气轮机电厂的 GE-PG9351FA 型燃气轮机发电机组, 目前采用 DLN2.0+燃烧器, 设计 NO_x (氮氧化物) 排放浓度为 50 mg/m³, 启动过程中大量排放黄色烟雾, 已无法满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011) 要求, 频繁遭到周围居民举报。根据江苏环保排放新规, 自 2023 年 1 月 1 日起, NO_x 折算排放全程小时均值均小于 30 mg/m³。针对该种型号燃烧器进一步降低 NO_x 且解决启动过程中硝黄烟排放的需求, 电厂采用余热锅炉烟道 SCR 脱硝改造技术, 且对启动过程各指标控制进行数据模拟推演、分析总结, 提炼出合理的启动操作方法。[方法] 为验证该操作方法的可行性, 电厂进行了多次调峰启动过程操作试验, 并根据实际 NO_x 排放特性修正操作方法中的启动时刻、燃气轮机负荷控制、SCR 脱硝系统投入节点, 形成最优化操作法。[结果] 试验结果表明: 在优化电厂 SCR 脱硝系统投入时刻、燃气轮机启动时刻、并网后暖机负荷后, NO_x 折算排放全程小时均值均小于 30 mg/m³, 且硝黄烟排放现象消失。[结论] 该操作策略是基于燃气轮机启动过程 NO_x 与硝黄烟排放特性而得出, 后期通过数据推演和大量试验验证, 可为同类型燃气轮机启动过程降低氮氧化物与硝黄烟现象提供直接指导, 并为燃气轮机电厂调峰运行的 NO_x 排放控制提供分析借鉴思路。

关键词: 燃气轮机电厂; 氮氧化物; 硝黄烟; 模拟推演; 启动时刻; 暖机负荷; 排放控制

中图分类号: TM611; X773

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)04-0144-12

DOI: 10.16516/j.ceec.2024.4.15

OA: <https://www.energychina.press/>



论文二维码

A Methodology for Yellow Non-Nitrate Smoke Emission During the Full-Process Startup of A Gas Turbine Power Plant

ZHANG Shikai[✉], CHENG Shuo, HUANG Qing, ZHOU Jian, ZHU Weidong, TANG Yin

(Nanjing Gas Turbine Power Generation Co., Ltd. of China Huaneng Group, Nanjing 210034, Jiangsu, China)

Abstract: [Introduction] The gas turbine generator set (GE-PG9351FA) with a DLN2.0 + burner and a designed NO_x emission concentration of 50 mg/m³ is used in a gas turbine power plant. During the warm-up periods, the generator set emitted a large amount of yellow smoke, which violates provisions stipulated in the "Emission Standard for Air Pollutants from Thermal Power Plants" (GB 13223—2011) and is complained by the surrounding residents. According to the new emission regulations for environmental protection in Jiangsu, starting from January 1, 2023, the converted NO_x emission average throughout the operation period should be less than 30 mg/m³. In order to meet this requirement and reduce the emission of yellow nitrate smoke during start-up, the renovated SCR denitration technology for the flue gas of the HRSG (Heat Recovery Steam Generator) is adopted. Data simulation, deduction, analysis and summarization of various indicators are conducted during the start-up process to refine a reasonable startup operation method. [Method] To validate the feasibility of this method, the power plant conducted multiple peak shaving start-up process operation tests. Based on the actual NO_x emission characteristics, adjustments were made to the start-up point, gas turbine load control, and input nodes

收稿日期: 2023-02-17 修回日期: 2023-06-02

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“双碳目标下发电企业低碳技术创新扩散及其产业链协同”(72272050)

for the SCR system in the operation method. This process resulted in an optimized operational strategy. [Result] The test results show that by optimizing the SCR denitration system input point, gas turbine start-up point and warm-up load after grid connection, the converted NO_x emission average throughout the operation period is less than 30 mg/m^3 , and the phenomenon of yellow nitrate smoke disappeared. [Conclusion] This strategy is based on the characteristics of NO_x and yellow nitrate smoke emission during the gas turbine start-up process. Afterward, through data deduction and numerous experiments for validation, it can provide direct guidance for reducing yellow nitrate smoke emission during the start-up process of similar gas turbines. Additionally, it can serve as an analytical reference for controlling NO_x emissions during peak shaving operations in gas turbine power plants.

Key words: gas turbine power plants; nitrogen oxides; nitro smoke; simulation deduction; start-up; warm-up load; emission control

2095-8676 © 2024 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI.

This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

0 引言

燃气-蒸汽联合循环机组由 GE-MS9001FA 系列 PG9351FA 重型燃气轮机(简称 9F 燃机)、D10 型三压、一次中间再热、单轴、双缸双排汽、冲动式无抽汽纯凝式汽轮机、390H 型全氢冷发电机、三压、一次中间再热、卧式、无补燃和自然循环余热锅炉组成。9F 燃机设计 NO_x (氮氧化物)排放浓度为 50 mg/m^3 , 启动过程中大量排放黄色烟雾^[1], 已无法满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)要求, 周围民众频繁投诉电厂“偷排废气”, 造成很大社会舆论压力, 且根据江苏环保排放新规, NO_x 折算排放全程小时均值由原来的 50 mg/m^3 标准降低到小于 30 mg/m^3 。针对 $\text{NO}_x \leq 25 \text{ mg/m}^3$ 的控制目标, 电厂通过调研, 最终选择实施余热锅炉过渡烟道尿素直喷 SCR^[2] (Selective Catalytic Reduction), 选择性催化还原脱硝改造方案, 旨在将余热锅炉入口 NO_x 浓度从 50 mg/m^3 降低至 10 mg/m^3 , 从而满足排放要求。

SCR 脱硝系统投入运行以来, 机组高负荷预混燃烧模式下, 运行中 NO_x 浓度得到有效控制^[3-5], 可控制在 $10 \sim 25 \text{ mg/m}^3$ 。但机组启动过程中, 因 SCR 催化剂活性温度需达到 $250 \text{ }^\circ\text{C}$ 后, 才可投入脱硝系统, 导致机组启动点火后至 SCR 催化剂活性温度 $250 \text{ }^\circ\text{C}$ 之间, 存在 $30 \sim 40 \text{ min}$ 真空期。在此期间, 脱硝无法投入运行, 机组 NO_x 折算排放小时均值(启动点火本小时)易超标; 若 24 h 内超标 3 个点, 电厂生产副总需向环保局说明情况。且由于脱硝真空期的存在及 NO_x 排放特性即启动初期至低负荷阶段排放最高, NO_x 中的 NO_2 形成大量棕黄色烟雾, 造成不良社会影响。

本研究在电厂 SCR 脱硝系统改造后的基础上, 重点基于现有设备水平, 对机组启动过程 NO_x ^[6] 折算排放小时均值与机组启动时刻、机组并网暖机负荷、SCR 脱硝系统运行操作优化等因素进行分析、总结, 采用数据推演的方法, 通过调整启动时间范围、机组暖机负荷值、SCR 脱硝系统投入参数, 发现可存在 1 个合理的控制策略, 使得启动过程氮氧化物不超标与硝黄烟零排放。该控制策略经电厂机组多次调峰启动过程的试验论证, 并根据实际试验结果不断修正, 最终得出启动全过程无硝黄烟排放操作方法。

1 设备概况

余热锅炉采用卧式布置, 全悬吊管箱结构。锅炉本体受热面管箱由高/低压汽包及附件、除氧器、高压过热器、高压蒸发器、高压省煤器、低压过热器、低压蒸发器、低压省煤器、除氧蒸发器、凝水加热器等部件组成。锅炉本体的内部烟道为双通道形式并列布置, 两通道内的各受压件管组关于锅炉本体水平中心线对称, 如图 1 所示。

1.1 余热锅炉烟气脱硝 SCR 系统

烟气脱硝 SCR 工艺已在国内外燃煤电厂、燃气轮机机组上广泛应用, 通常脱硝效率可达到 $50\% \sim 90\%$ 。系统主要包括 SCR 反应器区的脱硝催化剂和氨喷射系统, 还包括还原剂氨的储存与供应系统。

SCR 即为选择性催化还原技术, 电厂经广泛调研后, 采用过渡烟道尿素直喷热解^[7-8] 工艺。根据尿素热解原理, 结合燃机余热锅炉入口烟气无灰、温度较高的特点, 将尿素溶液雾化成细小颗粒喷入到燃

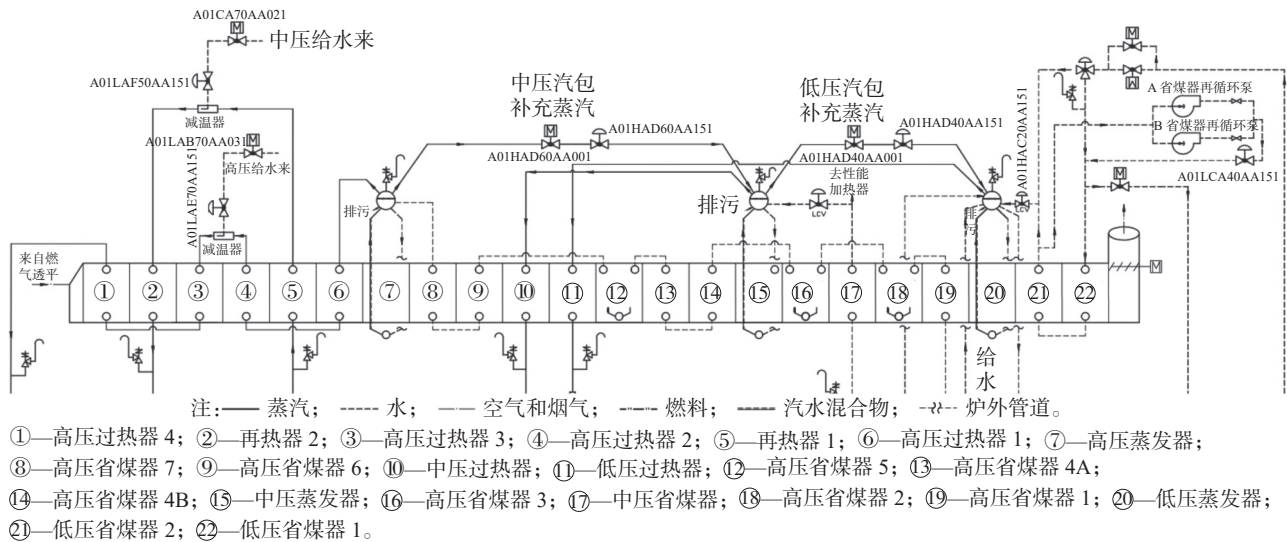


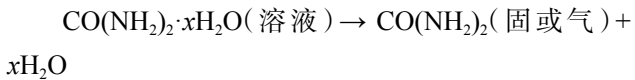
图 1 余热锅炉的系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of HRSG

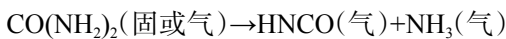
机出口过渡段烟道,利用燃机出口过渡段 400~604 ℃ 的烟气热量将尿素溶液热解成 SCR 脱硝反应需要的还原剂氨气、二氧化碳混合气体。相较于常规热解,该工艺系统简单、投资较省,可以较快响应脱硝系统日常运行和启动需要。

尿素溶液喷入高温烟气中,会发生以下 3 步反应:

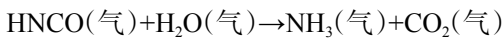
1) 水从尿素溶液雾滴中蒸发出来



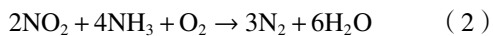
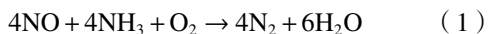
2) 尿素热解成氨气和异氰酸



3) 异氰酸发生水解反应生成氨气



选择性是指在催化剂的作用和在氧气存在条件下, NH_3 优先和 NO_x 发生还原脱除反应,生成氮气和水,而不和烟气中的氧进行氧化反应,其主要反应式见式(1)和式(2):



在没有催化剂的情况下,上述化学反应需在 800~1 250 ℃ 温度范围内进行,采用催化剂时其反应温度可降至 250 ℃。目前电厂采用的 SCR 烟气脱硝催化剂布置于余热锅炉中压过热器和低压过热器之间空间^[9],如图 2 蓝色箭头所指位置,并在催化剂前

布置温度测点,当温度达到催化剂允许投用温度(250 ℃)时,及时投用脱硝系统。

1.2 电厂运行中存在的问题

下面选取电厂 2 号机组 2022 年 11 月典型调峰启动过程作为分析案例。

1.2.1 启动过程

08:30 机组开始启动;

08:45 燃气轮机点火;

08:56 发电机并网;

09:25 投入脱硝喷枪冲洗水系统,5 min 冲洗结束后,脱硝催化剂前温度 250 ℃,及时投入脱硝系统;

10:10 机组带至满负荷;

21:41 机组开始停机;

21:54 发电机解列;

22:37 机组转速至零,投入盘车。

1.2.2 启动过程 NO_x 排放

2 号机组平均负荷率为 81.50%,调峰期间脱硝投入后全程投用,此次调峰过程中的脱硝投入及时,尿素喷入量合理,为 9F 机组热态调峰典型工况,故在此基础进行分析。本文氮氧化物排放折算值均指折算至 15% 含氧量的数值,折算公式为: $\text{NO}_x(15\% \text{O}_2) = \text{NO}_x \times (20.9\% - 15\%) / (20.9\% - \text{O}_2\%)$ 。氮氧化物每小时实测值与残氧量折算值(用“折算值”代指)排放数据如表 1 所示。

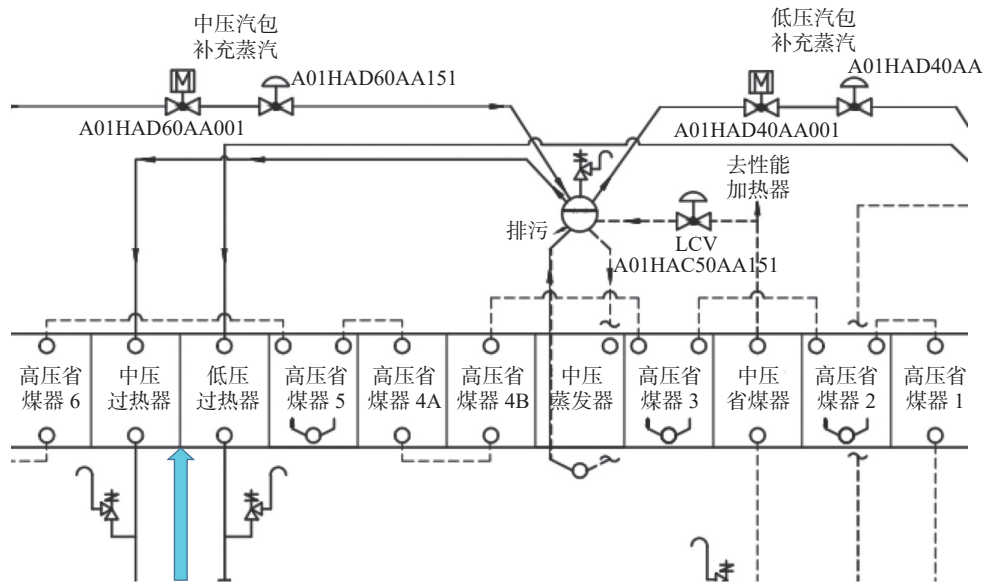


图 2 余热锅炉 SCR 脱硝催化剂位置图

Fig. 2 Location of the SCR denitration catalyst for HRSG

表 1 南京市环保网站 NO_x 排放小时数据

Tab. 1 NO_x emission hourly data from Nanjing environmental protection website

金陵燃机(2号排口)废气类小时数据			
时间	氮氧化物浓度		
	实测值	折算值	标准值
08:00	5.07	9.17	50
09:00	44.01	58.74	50

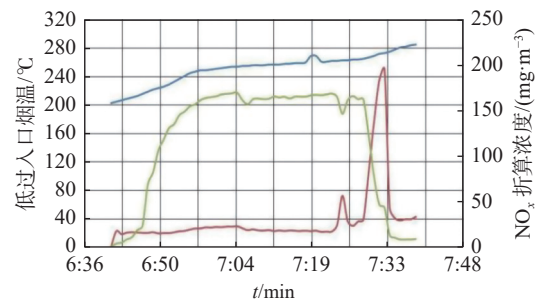
可见, 根据《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)要求, 电厂锅炉氮氧化物折算浓度小时数据超过 50 mg/m³ 会被南京市环保网站记录为 1 个环保超标点, 24 h 内超标 3 个点, 需要向环保局说明情况。即使脱硝设备及时投入, 若按照此次 2 号机典型调峰热态启停过程的启动方式, 仍存在 09:00 氮氧化物小时均值超标的情况发生。

1.2.3 启动过程硝黄烟排放

下面选取某日#2 机组启动时的硝黄烟排放情况进行分析。在燃气轮机透平排气的典型组分下, CO 的存在会导致排气中的 NO 向 NO₂ 转化, 600~700 °C 是 NO 转化率最高的温度区间, 温度低于 400 °C 或者高于 800 °C 条件下, NO 向 NO₂ 的转化率都很低。同时一定量的水蒸气和氧气是转化反应发生的必要条件, 氧气体积分数在 5% 以内时对 NO 的转化率影响变化大, 超过 5% 氧浓度后 NO 转化率受氧浓度影

响趋于稳定^[10]。启动阶段(并网后至 SCR 脱硝投入前)氧浓度在 15%~18%, 且由于燃烧温度在 846~938 °C 之间, 氮氧化物排放总量较低, 且 NO₂ 的转化率很低, 此时烟气颜色无。并网后燃机带负荷暖机, 此时氮氧化物总量开始上升, 启动初期, 随着 NO₂ 在烟气中的浓度逐渐上升, 此时烟气颜色逐渐显现为浅黄色^[11]。

而后燃机加负荷过程中, 烟气颜色转为黄色, 乃至棕黄色, 天气良好的情况下, 在方圆 10 km 内, 均可以明显目视到黄烟。根据南京金陵燃机 2 号机组热态启动阶段^[12](无 SCR 脱硝系统投运时)烟气排放浓度统计, NO 排放浓度为 40~150 mg/m³, NO₂ 排放浓度较高(为 40~170 mg/m³)^[13], 如图 3 所示。



注: — 低过入口烟温; — NO 折算值; — NO₂ 折算值。

图 3 热态启动 SCR 脱硝未投时氮氧化物排放图

Fig. 3 Diagram of NO_x emissions during thermal start-up (without SCR)

直至并网后 30 min, 达到脱硝催化剂活性温度 250 °C, SCR 脱硝系统投入之后, 氮氧化物总量迅速

降低, 而 NO₂ 浓度在启动初期所占比重较高, 故硝黄烟随着脱硝系统投入而迅速消失, 如图 4 所示。

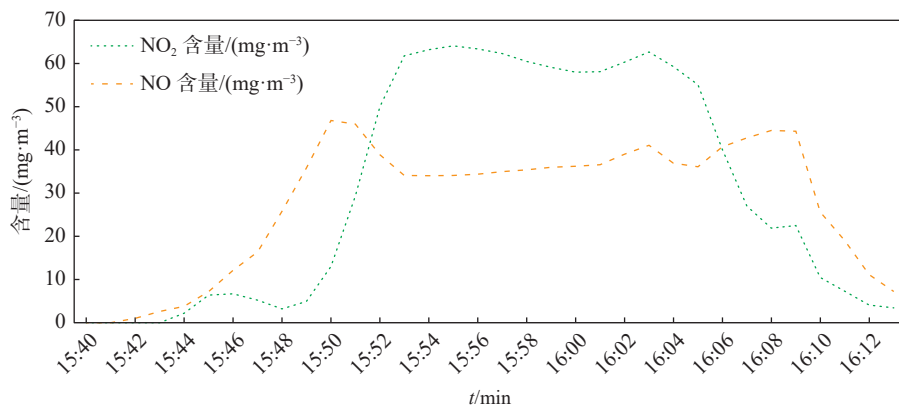


图 4 热态启动 SCR 脱硝投入时氮氧化物排放图

Fig. 4 Diagram of NO_x emissions during thermal start-up (with SCR)

根据江苏电网调度要求, 燃气轮机电厂机组运行方式为调峰运行, 即需要每日启停, 且调度要求电厂机组启动时间基本为 09:00~10:00 或者 15:00~16:00, 这两个时间段是白天, 视野情况良好, 导致每次调峰启动时, 都存在至少 30 min 的硝黄烟排放窗口。

2 NO_x 排放小时均值数据分析

通过对 2 号机启动过程中氮氧化物每分钟的排放数据进行分析: 由于燃气轮机启动过程为程控, 各个时间节点基本固定即启动时刻至点火时刻时间差为 15 min 左右, 故可以从控制点火时刻来决定启动时刻。

环保网站数据更新与机组点火时刻存在偏差, 机组点火 2 min 后, 环保网站分钟数据开始更新第 1 个分钟点。通过分析机组典型调峰工况下每分钟氮氧化物的排放量(见附录 A, 详见 OSID 二维码), 模拟机组点火时刻前移和后移, 取得两个边界值, 如表 2 和表 3 所示。

2.1 NO_x 排放小时均值优化策略

由上文得知, 燃气轮机启动过程为程控, 参照典型调峰工况(脱硝改造后)机组氮氧化物排放特性曲线, 在启动初期及低负荷情况下氮氧化物排放量较大, 至脱硝系统投入后氮氧化物排放量快速下降, 但典型调峰工况下, 氮氧化物排放总量和随时间变化趋势固定不变。为保证启动过程 NO_x 排放小时均值

表 2 点火时刻与本小时 NO_x 排放均值关系

Tab. 2 Relationship between ignition time and average NO_x emissions for the current hour

本小时折算后均值/(mg·m ⁻³)	点火时刻/min
35.67	35
38.72	34
41.79	33
44.87	32
47.98	31
51.08	30
54.21	29
57.30	28
59.31	27
60.31	26

表 3 点火时刻与下小时 NO_x 排放均值关系

Tab. 3 Relationship between ignition time and average NO_x emissions for the following hour

下小时折算后均值/(mg·m ⁻³)	点火时刻/min
58.74	45
57.19	44
55.22	43
52.84	42
50.20	41
47.40	40
44.51	39
41.58	38
38.68	37
35.77	36

不超过 50 mg/m^3 , 电厂将启动过程中氮氧化物排放峰值安排在两个小时中间阶段, 进行均摊, 从而保证每小时 NO_x 排放不超标。

若启动过程中, 机组点火时刻若在 30 分及以前点火, 则本小时氮氧化物会超标; 30 分以后点火, 本小时不会超标; 若在 41 分及以后点火, 本小时氮氧化物不会超标, 但是下 1 个小时, 即使脱硝系统按规定及时投入, 仍会超标, 故应控制在 40 分及以前点火。

由以上两个边界条件可知: 应控制点火时刻在 31~40 分之间, 对应启动时间在 16~24 分之间。保守计算, 取均值, 建议在 20 分左右启动, 则配合顺利投运脱硝系统, 则 9F 热态调峰启动过程中氮氧化物各小时均值不会出现超标情况。

2.2 NO_x 排放小时均值优化结果

近期电厂 2 号机调峰热态启停次数较多, 下面选取近 3 次调峰启动过程: 18 日、20 日和 23 日 #2 机开机主要过程如表 4 所示。

2.3 启动参数分析

1) B 工况: 20 日开机过程, 由于脱硝投入时间稍偏后, 导致下一点氮氧化物超标, 但并网至脱硝投入后这段时间内 NO_x 平均排放浓度较低, 23 日启机试验过程在此基础上进行了优化。故下面分析, 暂只选取 A: 18 日和 C: 23 日的开机过程。

2) 由于燃机点火至并网过程人为干预较少, 故重点调节手段和思路在于:

(1) 调整并网时刻。

(2) 调整暖机负荷: 燃气轮机并网后, 机组带初

始负荷约 17 MW。电厂典型调峰工况下, 机组并网后根据燃烧温度 TTRF1 (燃烧基准温度), 将燃气轮机选择负荷预选模式, 根据不同环境温度缓慢增加燃机负荷, 直至 TTRF1 逼近 $982 \text{ }^\circ\text{C}$ (此温度为电厂 9F 机型由次先导预混模式向先导预混模式燃烧切换的温度, 根据不同环境温度, 燃烧切换时燃机负荷为 45~49 MW)。电厂利用中压省煤器出口给水加热天然气, 当性能加热器出口天然气温度达 $150 \text{ }^\circ\text{C}$ (天然气温度过低时进行燃烧切换会造成燃气轮机火焰脉振大乃至熄火等故障) 时, 值班员继续增加负荷直至燃烧模式切换至先导预混模式, 并在此燃烧模式下完成汽轮机进汽操作。待进汽完成后, 则进一步提高燃机负荷至满负荷, 完成调峰任务。本文暖机过程指燃气轮机并网后由初始负荷至 TTRF1 到达 $982 \text{ }^\circ\text{C}$ 的过程。

(3) 负荷及燃烧模式影响 NO_x 排放较大^[14]。

(4) 投脱硝时最佳 SCR 前温度。

(5) 脱硝投入及时则下一点易控制。

3) 通过对 A 和 C 两次开机的时间节点、负荷加载情况、氮氧化物水平、脱硝系统投运时间进行综合对比分析, 发现以下问题:

A 工况: 启动本小时氮氧化物排放量接近标准上限, 氮氧化物排放小时均值 28.58 mg/m^3 。但是并网后至脱硝投入前, 由于带负荷较高 (平均负荷为 40 MW), 暖机时长仅 15 min。但平均排放太高达 151.05 mg/m^3 , 虽脱硝投入及时, 但下一点仍超标^[15]。

C 工况: 第一时间点利用较充分, 氮氧化物排放小时均值达 29.83 mg/m^3 。并网后到脱硝投入前, 由

表 4 #2 机开机主要过程
Tab. 4 The main start-up process of #2 unit

日期	A: 18日	B: 20日	C: 23日
启动	8:25	9:22	9:21
点火	8:41	9:38	9:36
并网	8:50	9:47	9:45
投入脱硝	9:05	10:10	10:02
SCR前温度/ $^\circ\text{C}$	220	240	230
带负荷暖机时长/min	15	23	17
并网至脱硝投入平均排气温度/ $^\circ\text{C}$	505.3	506.4	494.0
并网至排放合格平均排放浓度/ $(\text{mg}\cdot\text{m}^{-3})$	151.05	127.29	111.46
氮氧化物排放小时均值/ $(\text{mg}\cdot\text{m}^{-3})$	08:00~09:00: 28.58	09:00~10:00: 21.20	09:00~10:00: 29.83
	09:00~10:00: 35.17	10:00~11:00: 51.38	10:00~11:00: 23.46

于带负荷较平缓(平均负荷 35 MW), 暖机时长 17 min, 总体氮氧化物排放水平低, 小时均值为 111.46 mg/m^3 。C 工况脱硝投入时刻较早, 使 10:00~11:00 过程中氮氧化物排放小时均值较易控制, 最终数值为 23.46 mg/m^3 。如图 5 和图 6 所示。

4) A 和 C 两种工况并网后至脱硝投入前的燃机排气温度对比:

A 工况平均排气温度在 $505.28 \text{ }^\circ\text{C}$, C 工况平均排气温度在 $493.98 \text{ }^\circ\text{C}$, 差值在 $11.3 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

C 工况选择低负荷暖机, 总体采取用延长 2 min 暖机时间换 $11.3 \text{ }^\circ\text{C}$ 排气温度的思路, 并有以下优势:

(1) 燃机 $500 \text{ }^\circ\text{C}$ 排气温度的略微变化对于提高脱硝催化剂前温度至 $250 \text{ }^\circ\text{C}$ 来说, 影响很小。

(2) 降低脱硝投入前 NO_x 总体排放水平, 缓解并网前后 2 h 的排放控制压力。

(3) 根据上点, 因总体排放水平低, 可以提前并网, 延长暖机时间 2 min, 影响很大。

5) 若要实现整点前后两个点的氮氧化物排放小时均值小于 30 mg/m^3 , 且实现较易控制的措施。可以参考 D 工况进行试验:

D 工况: 建议机组 20~21 分启动, 36 分点火, 45 分并网, 45~50 分: 暖机负荷设定值 30 MW(参考值), 50 分~整点: 暖机负荷设定值 33 MW(参考值)。

则预计氮氧化物排放量为:

本小时: $25.50\sim 28.50 \text{ mg/m}^3$;

下小时: $23.50\sim 26.50 \text{ mg/m}^3$ 。

6) 近期 9F #2 机组热态启动 10 次左右, 点火时刻均按照整点 36 分左右控制, 根据实际反馈效果, 氮氧化物总量各小时均值均未出现超标情况, 也验证了此推演方法确有效果。

3 硝黄烟排放分析

根据机组典型调峰工况(无脱硝)氮氧化物排放图可知, 南京金陵燃机 2 号机组热态启动阶段(无

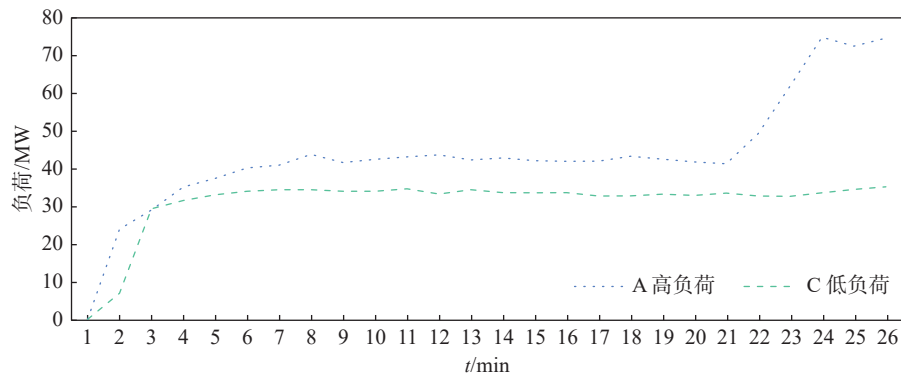


图 5 A 和 C 开机并网后暖机负荷图

Fig. 5 Warm-up load after start-up and grid connection under A and C working conditions

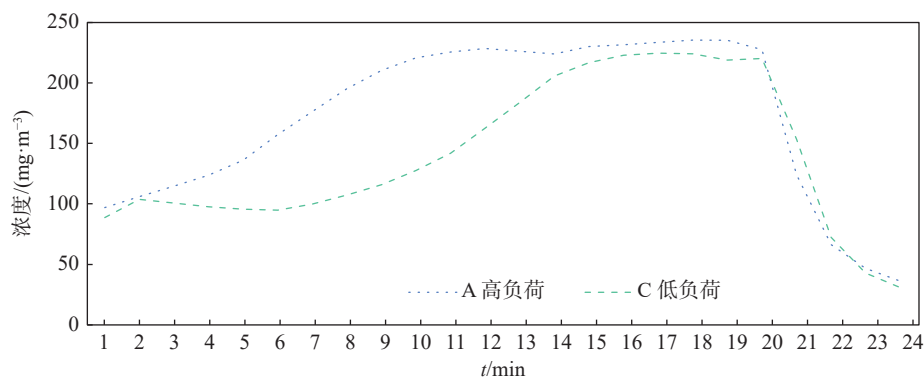


图 6 A 和 C 开机并网后 NO_x 排放图

Fig. 6 NO_x emission diagram after start-up and grid connection under A and C working conditions

SCR 脱硝系统投运时)烟气排放浓度: NO 排放浓度为 40~150 mg/m³, NO₂ 排放浓度较高(40~170 mg/m³)。

机组热态启动初期, NO₂ 在 NO_x 中占比超过 45%^[16], 纯 NO₂ 是 1 种棕红色气体, 在机组启动过程中(脱硝工况), NO₂ 排放浓度呈先快速上升至峰值, 然后迅速下降的趋势。烟气颜色由初期的淡黄色变为峰值的棕黄色, 即“硝黄烟”, 后由于燃机切换至预混燃烧模式和脱硝系统的投入, 烟气颜色迅速变

为淡黄色然后消失。故控制启动初期的氮氧化物总量和 NO₂ 浓度, 对于控制硝黄烟具有重要意义^[17-19]。

启动初期由于烟气中氧含量偏高, 此时折算后的 NO₂ 浓度远大于实际值。故在此重点控制脱硝投运前, NO₂ 的实际排放实时值。

3.1 机组启动初期硝黄烟排放情况

根据南京金陵燃机 2 号机组 CEMS 排放数据, 得出机组典型调峰过程中 NO₂ 排放特性, 如图 7 所示。

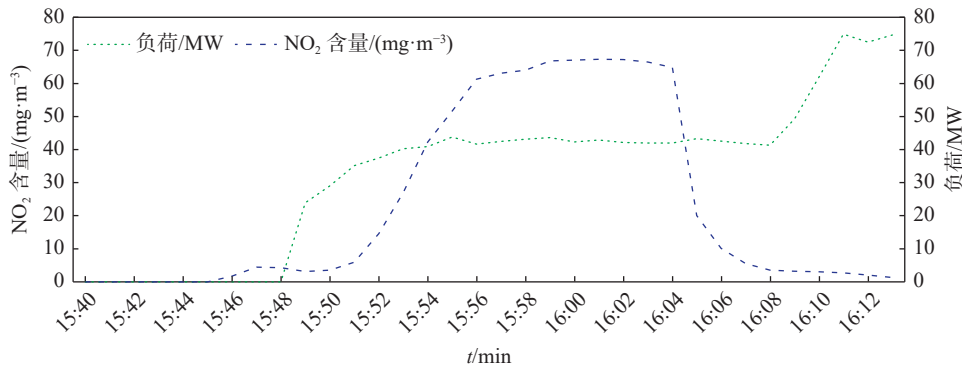


图 7 典型调峰过程(脱硝投用)NO₂ 与负荷关系图

Fig. 7 Diagram of NO₂-load relationship in typical peak shaving process (with SCR)

可见, 经上文 SCR 脱硝系统及时投入等操作, NO₂ 含量仍在 60 mg/m³ 的水平持续 10~15 min, 造成硝黄烟排放现象, 烟气颜色为淡黄色。烟气颜色与 NO₂ 关系如表 5 所示。

表 5 烟气颜色与 NO₂ 含量关系表

Tab. 5 Relationship between flue gas color and NO₂ content

	mg/m ³			
NO ₂ 含量	0~25	> 25~60	> 60~100	>100
烟气颜色	无色	淡黄色	黄色	棕黄色

3.2 机组硝黄烟排放工况分析

对硝黄烟工况进行分析可得, 把 NO₂ 排放浓度实际值控制在低于 25 mg/m³ 范围内, 就可以保证启动全过程无黄烟。降低 NO₂ 排放浓度, 可采取两种措施, 即降低氮氧化物总体排放水平和单独降低 NO₂ 在烟气中的浓度。值班员通过合理控制燃气轮机燃烧温度、机组负荷、排气温度等主要参数, 可以保证启动过程中氮氧化物排放浓度总体处于较低水平, 从而减少硝黄烟工况时间^[20]。近期电厂利用机组多次调峰工况进行降低 NO₂ 排放浓度的试验, 对燃烧温度、机组负荷、排气温度、压气机进气温度等

影响燃烧的重要参数逐一分析, 结合电厂机组调峰过程的实际操作经验, 发现两个特点: 降低燃机负荷进行暖机可明显降低 NO₂ 实际排放浓度; 机组每日调峰对锅炉加强保温可明显提升催化剂活性, 从而在启动过程中显著降低 NO₂ 排放浓度。下面提出各参数优化后控制策略, 如图 8 所示。

1) 并网初期, 设置暖机负荷在 20~30 MW, 在燃机初期升负荷过程应平稳, 保证燃机燃烧模式不切换(电厂 GE-9F 机型燃烧切换至先导预混模式温度为 982 ℃)。

2) 根据启动当天不同环境温度, 设置不同暖机负荷, 暖机负荷应随环境温度的提高而降低。

3) 在脱硝系统投入之前, 应控制燃气轮机排烟温度在 500 ℃ 以下。

4) 脱硝系统投入时间可适当提前, 当催化剂前温度达 220 ℃ 时, 立即投用脱硝系统。

5) 调峰工况下, 机组停运后, 及时关闭余热锅炉烟囱挡板, 对余热锅炉进行保温。

6) 利用南京市环保网站和电厂烟气排放监测站实时监测调峰工况下 NO₂ 排放浓度的实际值与折算值, 若发现数据异常应及时控制燃机负荷, 并向环保局报备情况。

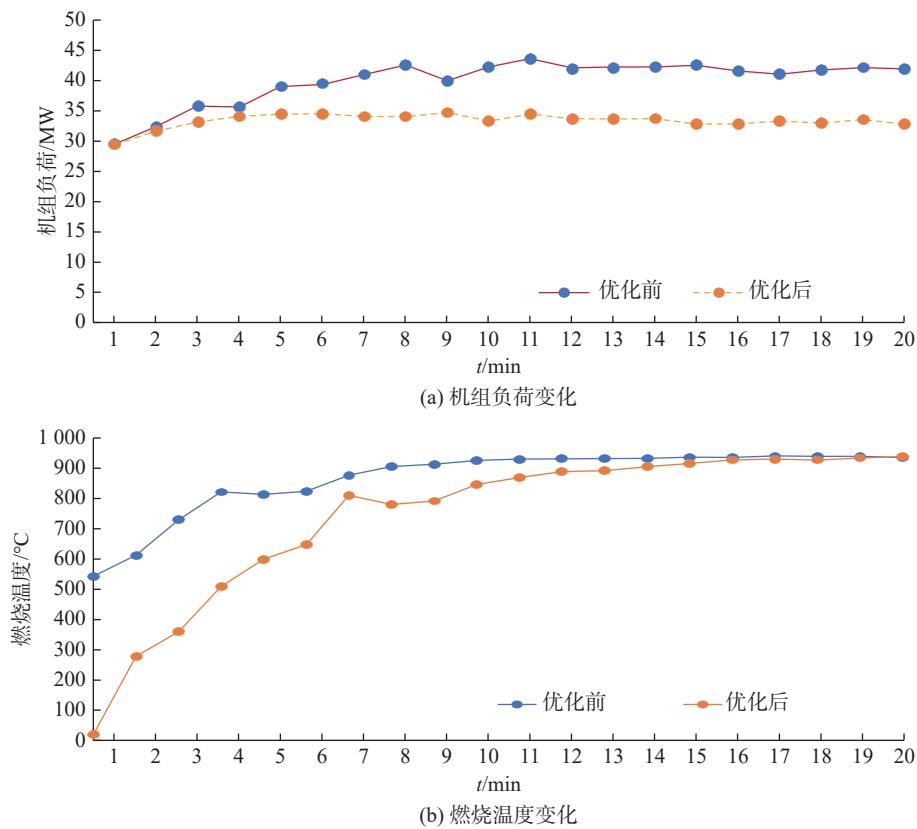


图 8 硝黄烟工况优化后负荷与燃烧温度控制图

Fig. 8 Combustion temperature and load control diagram after optimizing the working conditions of nitrate yellow smoke

3.3 硝黄烟优化操作后排放情况

近日,对电厂 9F 机组进行调峰启动过程进行试验,采用优化后曲线进行验证,实际排放过程如图 9 所示,全程氮氧化物排放小时均值均低于 30 mg/m^3 ,且启动全过程 NO_2 实际值低于 22 mg/m^3 ,目视烟气无任何硝黄烟排放现象,试验取得预期效果。

4 结论

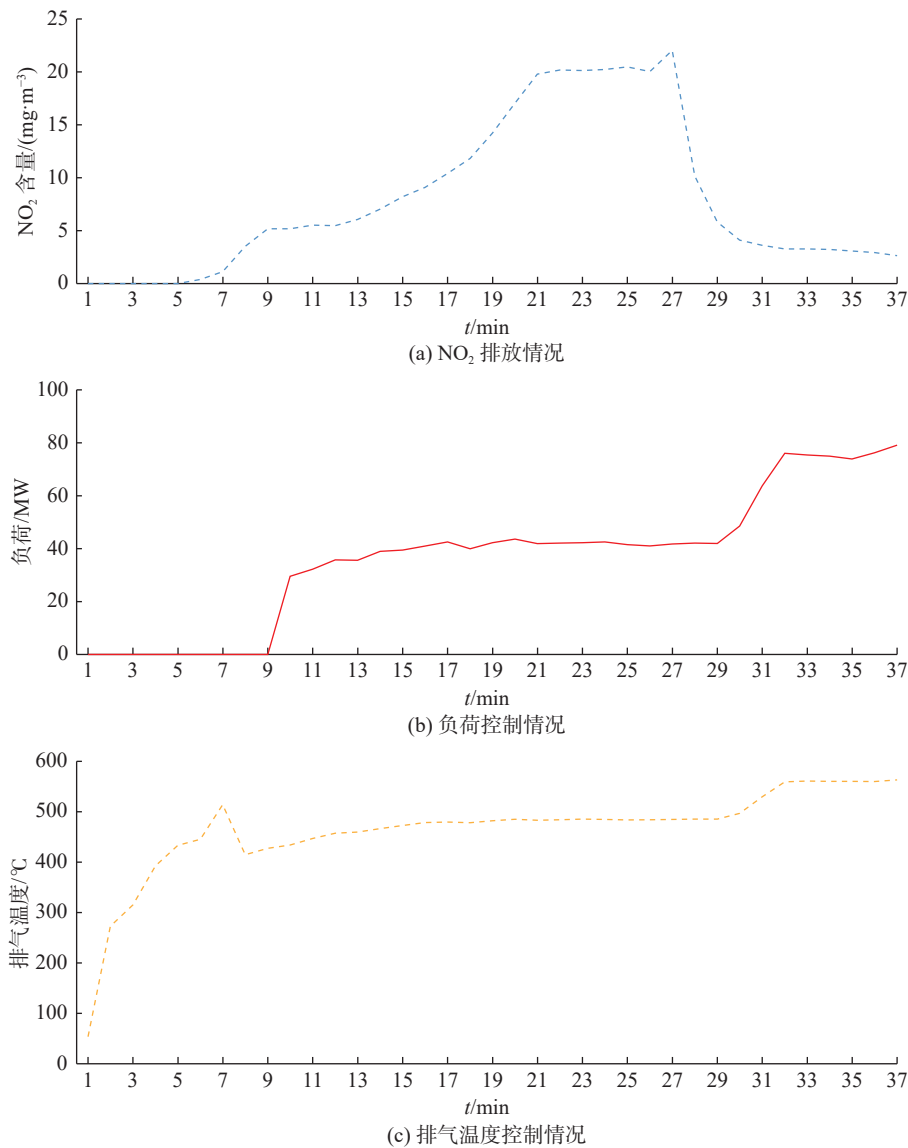
氮氧化物排放是燃气轮机电厂运行过程中的主要排放污染物。中华人民共和国国家标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)的实施以及周围居民认为电厂硝黄烟工况是“偷排废气”的环保举报,让电厂面临很大的环保和舆论压力。随着 2021 年 1 月,江苏省地方标准《固定式燃气轮机大气污染物排放标准》(要求 2023 年在役机组 NO_x 排放不大于 30 mg/m^3 ,新建机组 NO_x 排放不大于 15 mg/m^3)的颁布,电厂于 2022 年 11 月完成对 1 号余热锅炉和 2 号余热锅炉的 SCR 烟气脱硝改造。

针对脱硝系统改造投入运行后,电厂 PG9351FA

重型燃气轮机频繁调峰过程中氮氧化物小时均值仍出现超标的情况,本文采用模拟推演的办法,从点火时刻与本小时氮氧化物排放关系及下小时氮氧化物排放关系、脱硝投入时间节点、控制机组暖机负荷、燃烧温度、排烟温度等多方面进行分析,提出合理的启动时刻范围、暖机负荷、脱硝投入最佳点,使得 NO_x 排放小时均值不超标,解决了环保网站考核的问题。

针对机组调峰过程中仍存在至少 30 min 硝黄烟工况的问题,此文重点分析硝黄烟形成机理,结合电厂运行实际,制定相应控制措施,使调峰过程不出现硝黄烟工况,有利于社会舆论的疏导。

此建议经电厂多次调峰过程的实践检验,证明可行。但燃气轮机使用管道天然气时因燃料热值与成分不同导致的氮氧化物排放情况出现偏差的问题,笔者仍未找到解决思路。本文为同类型燃气轮机电厂调峰过程中氮氧化物的排放优化及硝黄烟工况控制方法提供了分析思路与佐证。

图9 硝黄烟优化操作后调峰过程热态启动 NO₂ 排放图Fig. 9 NO₂ emission diagram during warm-up After optimizing the working conditions of nitrate yellow smoke

参考文献:

- [1] 王卫群, 华伟, 孙虹. 燃气轮机烟囱冒“黄烟”原因分析及解决对策 [J]. 电力科技与环保, 2016(1): 33-35. DOI: 10.3969/j.issn.1674-8069.2016.01.010.
WANG W Q, HUA W, SUN H. Analysis of the causes of "yellow smoke" emitted from gas turbine chimneys and countermeasures [J]. *Electric power technology and environmental protection*, 2016(1): 33-35. DOI: 10.3969/j.issn.1674-8069.2016.01.010.
- [2] 刘志坦, 李玉刚, 王凯, 等. 一种锅炉侧缓解燃气机组冒黄烟现象的系统: CN202110198648.4 [P]. 2021-05-25.
LIU Z T, LI Y G, WANG K, et al. A system for alleviating the yellow smoke phenomenon of gas turbine at the boiler side: CN202110198648.4 [P]. 2021-05-25.
- [3] 雷琼. 燃气轮机氮氧化物排放规律及转化机制 [D]. 郑州大学, 2019.
LEI Q. Nitrogen oxide emission law and conversion mechanism of gas turbine [D]. Zhengzhou University, 2019.
- [4] 丁建博, 王赞惠, 于庭芳. 燃气电厂调压站紧急关断阀门控制及电源优化研究 [J]. 内蒙古电力技术, 2022, 40(4): 95-100. DOI: 10.19929/j.cnki.nmgdljs.2022.0072.
DING J B, WANG Z H, YU T F. Research on ESD valve control and power supply optimization of pressure regulating station in gas turbine power plant [J]. *Inner Mongolia electric power*, 2022,

- 40(4): 95-100. DOI: [10.19929/j.cnki.nmgdljs.2022.0072](https://doi.org/10.19929/j.cnki.nmgdljs.2022.0072).
- [5] 徐晓燕, 毛建锋, 沈云. 燃机电厂黑启动与保安柴油发电机组配置方案及启动方式研究 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(2): 92-100. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.013](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.013).
- XU X Y, MAO J F, SHEN Y. Research on the configuration scheme and starting method of black start and emergency diesel generator unit in gas turbine power plant [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(2): 92-100. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.013](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.013).
- [6] 马方磊. 燃气轮机启动过程中减少 NO_x 排放量的优化改造 [J]. *发电设备*, 2021, 35(2): 117-121, 130. DOI: [10.19806/j.cnki.fdsb.2021.02.008](https://doi.org/10.19806/j.cnki.fdsb.2021.02.008).
- MA F L. Optimization and transformation of reducing NO_x emission during gas turbine startup [J]. *Power generation equipment*, 2021, 35(2): 117-121, 130. DOI: [10.19806/j.cnki.fdsb.2021.02.008](https://doi.org/10.19806/j.cnki.fdsb.2021.02.008).
- [7] 董陈, 何育东, 王晓冰, 等. 尿素直喷系统: CN202221207629.X [P]. 2022-12-20.
- DONG C, HE Y D, WANG X B, et al. Urea direct injection system: CN202221207629.X [P]. 2022-12-20.
- [8] 卢培, 李小宝, 郑晨旭, 等. 350 MW 余热锅炉变工况运行特性分析 [J]. *南方能源建设*, 2022, 9(3): 41-49. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.005](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.005).
- LU P, LI X B, ZHENG C X, et al. Analysis on operation characteristics of 350 MW waste heat boiler under variable working conditions [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(3): 41-49. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.005](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.005).
- [9] 章焰. 南京燃机电厂 9F 机组脱硝系统 [Z]. 南京, 2022.
- ZHANG Y. Denitration system of 9F unit of nanjing gas turbine power plant [Z]. Nanjing, 2022.
- [10] 孙晨. 重型燃气轮机联合循环启动黄烟生成原因研究 [D]. 中国科学院大学, 2018.
- SUN C. Study on the cause of yellow smoke formation during heavy duty gas turbine combined cycle startup [D]. University of Chinese Academy of Sciences, 2018.
- [11] 颜雪芬, 薛少洋, 赵钰琳, 等. 燃煤机组耦合固废焚烧关键技术研究进展 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(2): 39-47. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.006](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.006).
- YAN X F, XUE S Y, ZHAO Y L, et al. Research progress on key technologies for coupled combustion of coal and solid waste in coal-fired unit [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(2): 39-47. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.006](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.006).
- [12] 唐寅, 孙明峰, 余耀坤, 等. 2×390 MW 燃气-蒸汽联合循环机组运行规程燃气轮机分册 (第六版) [Z]. 南京, 2019: 1-2.
- TANG Y, SUN M F, YU Y K, et al. 2×390 MW gas-steam combined cycle unit operation regulations gas turbine volume (6th ed.) [Z]. Nanjing, 2019: 1-2.
- [13] 周杨军, 潘勇进. 9FA 燃机启动过程烟囱可见黄烟问题探析 [J]. *发电与空调*, 2015(5): 4. DOI: [10.3969/j.issn.2095-3429.2015.05.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.2095-3429.2015.05.002).
- ZHOU Y J, PAN Y J. Analysis of yellow smoke visible in chimney during 9FA gas turbine startup [J]. *Power generation and air conditioning*, 2015(5): 4. DOI: [10.3969/j.issn.2095-3429.2015.05.002](https://doi.org/10.3969/j.issn.2095-3429.2015.05.002).
- [14] 李乐. 9F 燃机余热锅炉烟气中黄烟生成原理分析及控制策略 [J]. *农家科技 (上旬刊)*, 2019(8): 278.
- LI L. Principle analysis and control strategy of yellow smoke generation in flue gas of 9F gas turbine waste heat boiler [J]. *Farmhouse technology (Early Publications)*, 2019(8): 278.
- [15] 张弘毅, 曲立涛. 9F 级燃机选择性催化还原脱硝数值模拟研究与应用 [J]. *发电技术*, 2023, 44(1): 78-84. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.21062](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.21062).
- ZHANG H Y, QU L T. Research and application of numerical simulation for selective catalytic reduction denitration of 9F gas turbine [J]. *Power generation technology*, 2023, 44(1): 78-84. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.21062](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.21062).
- [16] 孙晨, 王波, 邵卫卫, 等. 燃气轮机联合循环启动过程排烟 NO-NO₂ 转化研究 [J]. *燃气轮机技术*, 2018, 31(3): 6. DOI: [10.16120/j.cnki.issn1009-2889.2018.03.004](https://doi.org/10.16120/j.cnki.issn1009-2889.2018.03.004).
- SUN C, WANG B, SHAO W W, et al. Study on NO-NO₂ conversion of exhaust gas during gas turbine combined cycle startup [J]. *Gas turbine technology*, 2018, 31(3): 6. DOI: [10.16120/j.cnki.issn1009-2889.2018.03.004](https://doi.org/10.16120/j.cnki.issn1009-2889.2018.03.004).
- [17] 丁勇能, 王波, 郑迎九. 一种燃气轮机联合循环机组启动过程 NO 排放控制系统和方法: CN109339881A [P]. 2019.
- DING Y N, WANG B, ZHENG Y J. A NO emission control system and method for gas turbine combined cycle unit startup process: CN109339881A [P]. 2019.
- [18] 罗志刚, 何成兵, 孟浩然, 等. 燃煤电厂 SCR 脱硝系统精准控氨优化方法研究 [J]. *发电技术*, 2023, 44(4): 525-533. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.22129](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.22129).
- LUO Z G, HE C B, MENG H R, et al. Research on optimization method of precise ammonia injection in SCR de-NO_x system of coal-fired power plant [J]. *Power generation technology*, 2023, 44(4): 525-533. DOI: [10.12096/j.2096-4528.pgt.22129](https://doi.org/10.12096/j.2096-4528.pgt.22129).
- [19] 徐伟轩. 基于燃煤机组供热改造方案技术经济性研究 [J]. *南*

方能源建设, 2022, 9(3): 88-93. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.010](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.010).

XU W X. Technical and economic study on heating transformation scheme of coal-fired units [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(3): 88-93. DOI: [10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.010](https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.010).

- [20] 黄素华, 荆迪, 庄劫, 等. 重型燃气轮机 DLN2.0+系统燃烧调整实践 [J]. *中国电力*, 2018, 51(4): 96-100. DOI: [10.11930/j.issn.1004-9649.201704039](https://doi.org/10.11930/j.issn.1004-9649.201704039).

HUANG S H, JING D, ZHUANG J, et al. Heavy duty gas turbine DLN2.0+ system combustion adjustment practice [J]. *China electric power*, 2018, 51(4): 96-100. DOI: [10.11930/j.issn.1004-9649.201704039](https://doi.org/10.11930/j.issn.1004-9649.201704039).

程硕

1991-, 男, 华能南京燃机发电有限公司运行部主值班员/工程师 (e-mail) 15895884894@qq.com。

黄庆

1979-, 男, 华能南京燃机发电有限公司副总经理/高级工程师 (e-mail) 13913991372@qq.com。

周建

1982-, 男, 华能南京燃机发电有限公司运行部主任/高级工程师 (e-mail) 13913996338@qq.com。

朱为东

1983-, 男, 华能南京燃机发电有限公司运行部副主任/工程师 (e-mail) 13913996499@qq.com。

唐寅

1987-, 男, 华能南京燃机发电有限公司运行部副主任/工程师 (e-mail) 13913999867@qq.com。

作者简介:



张石凯

张石凯(第一作者, 通信作者)

1991-, 男, 工程师, 学士, 主要从事燃气轮机电厂发电运行工作(e-mail) zsk19911224@163.com。

(编辑 孙舒)