南方能源监管局

电力安全信息通报

2022年第2期（总第20期）

南方能源监管局电力安全监管处 2022年2月16日

C:\Users\ADMINI~1\AppData\Local\Temp\ksohtml\wpsF7EA.tmp.jpg

内容概要

◆电力安全隐患排查治理情况

◆电力建设工程质监工作情况

◆火力发电企业技术监督工作评价情况（12月）

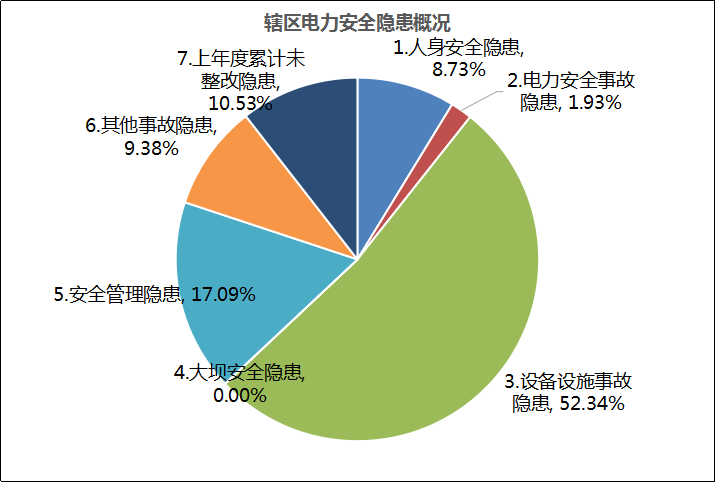
2021年12月广东、广西、海南三省（区）

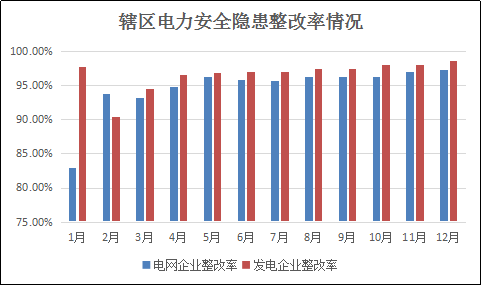
电力安全隐患排查治理情况

2021年1至12月，辖区内电力企业共排查一般隐患91612项（含2020年未整改完成项），整改率98.55%，主要为设备设施事故隐患， 落实隐患治理资金共4.1亿元。

电网企业共排查一般隐患5117项，整改率97.30%。一般隐患整改率较高的是深圳供电局（100%）和超高压输电公司（99.50%），其他电网公司整改率均在90%以上。

发电企业共排查一般隐患86495项，整改率98.63%。发电集团中，一般隐患整改率较高的是华能新能源广东分公司、广西水利电力建设集团有限公司、大唐海南能源开发有限公司等13家单位（100%），其他整改率均在80%以上。

****



2021年12月广东、广西、海南三省（区）

电力建设工程质监工作情况

一、电力建设工程质量监督检查工作开展情况

2021年12月，广东、广西、海南各电力质监机构开展质量监督检查的电力建设工程项目161个，共发现各类问题2924个，已完成整改闭环2132个。具体情况如下：

**（**一）电网工程

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **电压等级** | **检查项目数** | **检查次数** | **专家人数（人·工作日）** | **问题数量** | **已整改数量** |
| ±800千伏 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 500千伏 | 12 | 14 | 76 | 251 | 157 |
| 220千伏 | 45 | 58 | 275 | 757 | 569 |
| 110千伏 | 92 | 128 | 356 | 1168 | 1009 |
| 35千伏 | 5 | 6 | 21 | 71 | 132 |
| 合计 | 154 | 206 | 728 | 2247 | 1867 |

备注： 35千伏项目已整改问题数量包含上一期问题整改情况。

（二）电源工程

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **工程类别** | **检查项目数** | **检查次数** | **专家人数（人·工作日）** | **问题数量** | **已整改数量** |
| 燃煤发电 | 3 | 3 | 56 | 247 | 0 |
| 燃气发电 | 4 | 5 | 86 | 352 | 134 |
| 核电 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 合计 | 7 | 8 | 142 | 599 | 134 |

二、电力建设工程质量监督注册情况

2021年12月，广东、广西、海南各电力质监机构新办理电力建设工程项目质监注册40个，其中电网工程40个，电源工程0个。具体情况如下：

（一）电网工程

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **电压等级** | **500千伏** | **220千伏** | **110千伏** | **35千伏** | **合计** |
| 新注册数 | 2 | 6 | 29 | 3 | 40 |

（二）电源工程

本月无新增电源工程质监注册。

三、监管工作动态

（一）南方能源监管局组织召开2022年度南方区域年度运行方式汇报会

近日，南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办，组织召开了2022年南方区域年度运行方式汇报会，有关调度机构汇报了2021年电力生产运行及2022年电力电量平衡预测情况、运行方式安排、电力供应保障形势。对可能影响电网安全的八方面基准风险以及多项重点风险管控措施进行深入讨论。**一是**要把电网安全放在更高位置，加强安全风险管控，落实双重预防机制，准确分析应对好电网运行和电力供需新形势，科学优化运行方式，不断完善电网结构，进一步提高设备承载能力，细化跨区跨省电力支援措施，积极配合地方政府有关部门做好需求侧管理。**二是**要落实好电网风险管控工作新要求，深入贯彻国家总体安全观，狠抓源头管控，推进形成全产业链风险防控体系。**三是**要防范好基准电网安全风险新变化，加强新能源并网安全管理，深化网络安全主动防御和纵深防御工作。**四是**要处理好电网及多种电源发展的优化关系、安全与经济运行的矛盾关系，优化西电东送通道对资源配置的能力，协调均衡发展区域内各级电网，促进源网荷储协同发展与运行。**五是**要保障好国家重大战略实施，高质量推进局部坚强电网建设，积极推动具备调峰能力的电源建设，加快多类型储能技术在网源荷侧的应用。

（二）南方能源监管局召开三省（区）电力建设工程质量监督工作会议

为贯彻落实国家能源局电力建设工程质量监管工作部署，依法依规对广东、广西、海南三省（区）电力建设工程开展质量监督，近日，南方能源监管局组织召开电力建设工程质量监督工作会议。南方能源监管局与南方电力建设工程质量监督中心站、三省（区）中心站有关负责同志座谈，详细了解各质监机构工作体系和机制运转情况，听取2021年电力建设工程质监工作完成情况、存在的问题和不足，以及下一步工作安排、措施建议。2022年各质监机构均要按照新颁布的质监大纲要求，进一步健全和完善机构建设，强化现场质量监督和规范监检工作范围，加强法规政策宣传和质监信息报送，切实保障工程质量安全。同时，南方能源监管局将继续加强辖区内电力建设工程质量监督管理工作，常态化制度化开展对电力质监机构业务的指导监督，支持和帮助辖区内各电力质监机构进一步理顺运转机制，做好对违反质量监督法律法规行为的执法工作，确保南方区域电力建设工程施工和质量安全生产形势持续稳定。

四、质量监督典型案例及整改情况

（一）海南乐东100MW光伏项目110kV送出线路工程

海南中心站在该项目架空输电线路杆塔组立前阶段现场监检时发现，监理单位福建省宏闽电力工程监理有限公司未能提供杆塔基础转序初检质量缺陷处理整改完毕后的复查确认资料，不符合《输变电工程项目质量管理规程》（DL/T1362-2014）第7.3.7条的规定。目前，上述问题已完成整改。

（二）广东惠州220kV熙龙输变电工程

广东中心站在该项目变电站投运前阶段现场质监时发现，施工单位贵州送变电有限责任公司负责施工的室内GIS行车梁、户外阳台栏杆、主变区域不锈钢围栏等金属构件未见有明显可靠的接地措施，不符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》（GB50169-2016）第3.0.4条的规定。目前，上述问题已完成整改。

（三）广西钦州220kV傍浦变电站扩建工程

广西中心站在该项目首次监检时现场发现，施工单位广西送变电建设有限责任公司负责检测的试验报告均漏盖计量认证章，不符合《电力建设土建工程施工技术检验规范》（DL/T 5710-2014）第4.8.10条的规定。目前，上述问题已完成整改。

2021年12月广东、广西、海南三省（区）

火力发电企业技术监督工作评价情况

截止2022年1月10日，共收到95家试点电厂提交的2021年12月份技术监督简报，试点电厂安全生产形势总体平稳，技术监督体系运作总体情况见附件1，试点电厂性能、经济、环保等主要指标分析见附件2。

一、发电企业非计划停运与限负荷问题

因机组跳闸、临时检修等原因造成机组非计划停运事件（以下简称“非停”）共发生25次，环比增加1次；因燃料和天然气缺乏、机组设备缺陷等原因造成机组限负荷事件（以下简称“限负荷”）共发生32次，环比增加8次。提示安全生产形势仍然严峻。

本月25次非停当中，当月出现两次非停的发电企业有3家，连续两个月出现非停的发电企业有8家。据广东调度部门（含深圳）12月份统计，有1家燃煤电厂（珠江）合计3台次机组因配合政府控煤，主动停机备用；有2家燃气电厂（悦湾、南朗）合计5台次机组因为上游供气商无法提供气源而被迫停机备用，等效停运天数13.5天。**详细情况见表1。**

进入冬季，社会用电负荷紧张状态有所缓解，机组减少高负荷、长周期运行时间，设备有轮换检修的机会，但非停与限负荷的居高不下仍然揭示技术监督工作存在较大的提升空间。

二、发电企业需重点关注及解决的问题

（一）“四管”防爆

华粤电厂2台机组近两个月来已发生3次水冷壁泄漏引起的非停事件，非停的原因均是“尿素严重腐蚀水冷壁”。东糖乙2号机组本月连续发生2次水冷壁管磨损爆管引起的非停事件。上述两个电厂的非停属于重复性发生的“四管泄漏”事件。

**华粤电厂和东糖乙电厂**应成立“四管防磨防爆”专项小组，加强对“四管”的监督检验，坚持“预防为主、质量第一”的方针，提高机组运行的可靠性。相关工作计划应在下月技术监督月报中报送。

（二）人员培训

12月份发生有两次凝汽器“低真空保护”动作导致的非停（韶关11号机组、湛江2号机组），两次非停的原因相似，均属运行人员误判参数变化的原因，对异常情况没有采取有效的应急处理措施。**韶关电厂和湛江电厂**应加强运行人员技术与技能培训，提高运行人员对异常参数的发现、判断与处理能力。相关工作计划应在下月技术监督月报中报送。

三、工作要求

（一）持续加强非停与限负荷技术指导

各相关发电集团应持续指导非停与限负荷次数较多的电厂强化管理，做好发电机组的监控和运维，减少机组非停次数，保障机组可靠运行，保障电力安全稳定供应。

（二）持续夯实技术监督基础

各相关电厂应夯实技术监督基础，**一是**加强人员培训，提高运行操作人员异常分析处理能力；**二是**加强检修过程中的工艺和质量的管理，确保机组检修质量。

（三）加强机组关键设备管理

受天气转凉等因素影响，社会用电负荷紧张状态有所缓解，机组减少高负荷、长周期运行时间，设备有轮换检修的机会。各试点电厂应加强机组关键设备的巡查和运行维护，均衡机组检修安排，确保设备安全可靠运行。

（四）主动对接燃料供应

尽管社会用电负荷紧张状态有所缓解，但燃料供应不足的问题仍然存在，各试点电厂应提高政治站位，主动出击，加强与燃料供应商做好协调沟通，同时积极寻找备用供应渠道，保障电力的有效供给。

表1 以发电企业归属为统计口径的非停情况

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2021年11月  非停机组 | 2021年12月  非停机组 | 当月出现两次非停的  发电企业 | 所属集团 | 连续两个月出现非停的  发电企业 | 所属集团 |
| 试点  企业 | 海门4号，靖海4号，红海湾1号、4号，韶关1号，源和3号，阳西6号，粤海2号，恒运7号，浈江2号，新田2号，荷树园4号，华粤1号、2号，万丰1号，生物质1号，黄埔2号，福新1号，昭阳1号，玖茗1-2号、3-4号，立沙岛3-4号，南山1-2号，江南新能源2号 | 铜鼓1号，源和2号，阳西3号，博贺2号，韶关11号，湛江2号，茂名6号，妈湾5号，珠江1号、3号，浈江1号，荷树园1号、4号，华粤2号，东糖乙2号（2次），生物质2号，谭丰6号，横门3号，前湾3号，玖茗1-2号，立沙岛1-2号，高埗3-4号，永安1-2号，美视9-10号 | 珠江电厂  荷树园电厂  东糖乙电厂 | 广州发展电力集团  宝新能源集团  东糖集团 | 源和电厂  阳西电厂  浈江电厂  荷树园电厂  生物质电厂  玖茗电厂  立沙岛电厂  华粤电厂 | 深圳能源集团  珠江投资集团  国粤集团  宝新能源集团  广东能源集团  华电集团  国家电投集团  佛山华横石油化工有限公司 |
| 合计 | 24次 | 25次 | 3家 |  | 8家 |  |

附件1

技术监督体系运作总体情况

一、安全生产情况

95家试点电厂中，600MW及以上等级（含1000MW）煤电机组有75台，200MW等级和300MW等级煤电机组有72台，其他容量等级的煤电机组20台；300MW等级及以上的气电机组有50台套，其他容量等级的气电机组有37台套。

2021年12月，95家试点电厂安全生产形势总体平稳，因机组跳闸、临时检修等原因造成机组非计划停运事件（以下简称“非停”）共发生25次，较11月相比增加1次；因燃料和天然气缺乏、机组设备缺陷等原因造成机组限负荷事件（以下简称“限负荷”）共发生32次，较11月相比增加8次。非停及限负荷情况见表1、图1和图2所示。

表1 非停情况表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **机组类型** | | **2021年8月非停次数** | **2021年9月非停次数** | **2021年10月非停次数** | **2021年11月非停次数** | **2021年12月非停次数** | **环比**  **(次数)** |
| 煤电机组 | 600MW及以上等级 | 10 | 10 | 18 | 7 | 4 | -3 |
| 200MW和300MW等级 | 5 | 17 | 8 | 5 | 8 | +3 |
| 其他容量等级 | 3 | 6 | 3 | 4 | 6 | +2 |
| 气电机组 | 300MW及以上等级 | 5 | 7 | 5 | 5 | 3 | -2 |
| 其他容量等级 | 3 | 6 | 6 | 3 | 4 | +1 |
| 火电机组 | | 26 | 46 | 40 | 24 | 25 | +1 |



图1 煤电机组非停和限负荷次数对比



图2 气电机组非停和限负荷次数对比

二、体系运作评估

总体看，试点电厂均建立了技术监督体系，明确各级监督职责，履行技术监督主体责任，按国家和行业标准开展电力技术监督，技术监督体系运作良好。

经抽查分析，**钰海、洪湾电厂**充分发挥技术监督预防作用，强化厂内技术监督保障体系，调动技术监督人员积极性，防微杜渐，举一反三，确保技术监督各项工作落到实处，保障机组运行安全、可靠。

部分试点电厂的技术监督体系运转不够顺畅，存在基础不牢、执行力偏弱的问题。其中：荷树园、珠江、妈湾、湛江、茂名、横门、华粤、浈江等多个电厂，因主辅设备检修质量遗留问题、维护不到位或异常处理失当等原因引起机组非停；海门（12次）、恒益（3次）、恒运（3次）、粤海（2次）等主力电厂仍多次出现因燃料质量问题等原因引起机组深幅限负荷事件；阳西、荷树园、铜鼓等电厂机组振动长时间超报警值运行，存在安全风险。

**特别提示：**海门、恒运等厂应尽快探索出燃煤掺烧的管理办法，以适应今后燃煤机组因燃料市场因素可能需要较长时间掺烧的情况。

三、安全类指标分析

（一）燃煤电厂

1.600MW及以上等级煤电机组

对600MW及以上等级的75台机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停4次、限负荷26次，如图3所示。



图3 600MW及以上等级煤电机组非停与限负荷次数

非停4次分别如下：

（1）12月28日，源和2号机组2A、2B两台一次风机出口电动门的电动头同时故障，发出“电动门已关”信号（该电动门实际未关闭），两台一次风机同时跳闸，锅炉MFT动作，机组跳闸。电厂对机组有跳闸影响的sipos5系列电动门开展更换工作。

（2）12月23日，阳西3号机组主机冷油器O型圈损坏，闭式冷却水漏入主机油系统，油质不合格，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。电厂更换损坏的O型圈，开展油系统滤油工作。

（3）12月24日，博贺2号机组水冷壁泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据检查，前墙水冷壁C29吹灰器安装孔的让位管弯折段与鳍片焊接的起（收）弧点部位疲劳损伤，引起开裂泄漏。

（4）12月27日，铜鼓1号机组锅炉火检冷却风机就地控制柜内控制电源空气开关故障跳闸，整个控制柜控制回路全部失电，全部火检冷却风机停运，机组跳闸。火检冷却风机（北京ABB贝利）就地控制柜采用单回路控制电源，电源空气开关发生故障失电，将导致全部冷却风机停运。且热控逻辑参数设置不合理（火检冷却风压“低于5kPa保护”动作的延时时间设置为60秒，备用风源的冷一次风门全开行程为65秒），当火检冷却风机停运后，作为备用风源的冷一次风门未能全开，无法维持火检冷却风母管压力，将触发“低于5kPa保护”动作。

2.200MW等级和300MW等级煤电机组

对200MW等级和300MW等级的72台煤电机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停8次、限负荷5次，如图4所示。



图4 200MW等级和300MW等级煤电机组非停与限负荷次数

非停8次分别如下：

（1）12月22日，韶关11号机组真空下降过程中，运行人员的关注点集中到机组真空查漏，在凝汽器水位高I值、高II值报警时没有核实水位，未采取有效措施降低凝汽器水位，导致凝汽器水位超出高限。凝汽器冷凝空间受限，真空下降，直至“低真空保护”动作，机组跳闸。

（2）12月12日，湛江2号机组真空异常下降的过程中，运行人员误判断是小汽机系统隔离不严导致真空系统漏入空气，未能发现A真空泵汽水分离器排水管放水阀内漏。放水阀内漏导致真空泵汽水分离器缺水，造成真空泵出力失效，外部空气从真空泵漏入凝汽器，造成“低真空保护”动作，机组跳闸。

（3）12月3日，茂名6号机组“汽包水位高高”MFT动作，机组跳闸。据分析，6A一次风机变频器柜门“急停按钮常闭接点”接触电阻增大，“开入电平”发生变化，PLC程序误判有“急停”指令，执行“急停”程序，6A一次风机出力失效，一次风机母管压力下降，导致磨煤机全停，燃料量与给水量不匹配，机组“汽包水位高高”MFT动作。

（4）12月23日，妈湾5号机组4号角（标高40米）位置B往A数第36根水冷壁管泄漏，其蒸汽吹损左右两侧水冷壁管，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。泄漏管下部横向裂缝表面附着灰渣，灰渣深度已穿透壁厚；经割管检查，发现内管壁存在较多横向裂纹，为腐蚀性裂纹引起“水冷壁泄漏”。

（5）12月1日，珠江1号机组省煤器入口联箱炉右往左数第2屏后数第3根管与联箱接管的角焊缝爆裂，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。角焊缝承受机组冷热膨胀和烟气振动的交变应力影响，长时间累积后出现疲劳裂纹，直至出现泄漏。

（6）12月1日，珠江3号机组后屏过热器左数第1屏后数第2根异种钢焊缝出现裂纹，吹损同一屏相邻位置管子，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。开裂焊缝材质为TP304H+12Cr2MoWVTiB(钢102)异种钢焊接，管子母材已服役超过25年，存在材质老化、硬度降低、性能劣化的通病，需要逐步更换。

（7）12月13日，浈江1号机组水冷壁管道泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据检查，水冷壁前墙C给煤口处的浇注料脱落，水冷壁管道被床料磨损，直至出现泄漏。

（8）12月20日，荷树园4号机组受热面泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据分析，SA-213T91管材的合金元素含量比较高，焊前需进行预热，焊后24小时内需热处理。4号机组受热面泄漏可能是该管材焊接后热处理时间和热处理工艺不符合要求。

3.其他容量等级煤电机组

对其他容量的20台煤电机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停6次、限负荷12次，如图5所示。



图5 其他容量等级煤电机组非停与限负荷次数

非停6次分别如下：

（1）12月21日，荷树园1号机组炉膛流化不良，燃烧不稳定，无法维持机组带负荷运行，向调度部门申请机组停运备用，获批停机。据分析，受台风“雷伊”影响，煤质很湿，进入膛炉后，引起炉膛流化不良。

（2）12月13日，华粤2号机组后墙水冷壁泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据检查，该区域浇注料损坏严重，尿素严重腐蚀水冷壁，导致水冷壁泄漏。

（3）12月1日，东糖乙2号机组锅炉管材泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据检查，东侧18米层北数起第15根水冷壁管磨损爆管，第14根被吹损。

（4）12月31日，东糖乙2号机组锅炉管材泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据检查，西侧第2块水冷屏磨损穿漏。

（5）12月19日，生物质2号机组“失磁保护”动作，机组跳闸。2号机组发电机碳刷过短，碳刷与滑环接触不良，产生电弧，引起转子线圈负极接头对大轴放电，正负两极短路，失磁保护动作。据分析，该机组发电机碳刷数量偏少，当个别碳刷磨损过短时，其与集电环表面的接触电阻过大，导致其余碳刷载流过大而发热，加剧其余碳刷磨损。长时间累积，碳刷与滑环有可能出现接触不良的现象。

（6）12月22日，谭丰6号机组汽机主汽门管道泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。因焊接工艺不过关，主蒸汽管道疏水管与主蒸汽管道的焊接口处出现小沙眼，该沙眼经长期冲刷导致漏点增大。

（二）燃气电厂

1.300MW及以上等级气电机组

对300MW及以上等级的50台气电机组进行安全指标分析。统计期内共发生非停3次，未发生限负荷事件，如图6所示。



图6 300MW及以上等级气电机组非停与限负荷次数

非停3次分别如下：

（1）12月4日，横门3号机组透平排气框架的两台88TK冷却风机全停，3号机组跳闸。88TK2风机入口消音器固定螺栓因振动引起松脱，造成消音器脱落倾斜，88TK2风机动静碰磨，造成电流过载引起马达烧毁，风机跳闸。88TK1风机综保装置出现异常，88TK1风机无法启动。至此，88TK两台风机全停。

（2）12月20日，前湾3号机组启动并网过程中，相继出现“发电机TV异常”报警、“发变组一柜和二柜匝间保护”动作、“励磁系统故障”等现象。经逐一检查与测量，发电机PT一次二次回路未发现异常，全部9支PT熔断器阻值未发现异常。为慎重起见，电厂更换匝间保护专用PT（3PT）三相保险，机组启动与并网正常。综合分析，3号发电机3PT保险接触不良，PT回路故障导致发电机匝间保护动作。

（3）12月4日，玖茗1-2号机组开机并网过程中，灭磁开关不能合闸，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。经检查，机组灭磁开关合闸回路的一个空气开关辅助接点接触不良，更换该空气开关，机组顺利并网。

2.其他容量等级气电机组

对其他等级的37台气电机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停4次，未发生限负荷事件，如图7所示。



图7其他容量等级气电机组非停与限负荷次数

非停4次分别如下：

（1）12月27日，立沙岛1-2号机组MARK-VI发报警L26QT，“LUBE OIL HEADER TEMPERATURE HIGH，润滑油母管温度高高”保护动作，机组跳闸。经检查，燃机冷却水系统2号水-水换热器的外冷却水进口阀门在“全关闭”位，润滑油未得到有效冷却，导致润滑油温度高高。

（2）12月2日，高埗3-4号机组燃机并网后，发生燃烧模式切换故障，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。更换3号燃机DLN控制阀VGC-3的伺服阀，3-4号机组重新并网带负荷，在带负荷过程中，燃烧模式仍未能成功切换至预混稳定模式，再次向调度部门申请机组停运检修，获批停机。经检查，3号燃机10号火焰筒二次燃料喷嘴已烧坏，喷嘴烧坏造成预混模式切换失败。

（3）12月6日，永安1-2号机组天然气控制阀（速比阀）故障，机组3次点火失败，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。天然气控制阀（速比阀）的控制机构是伺服阀，该伺服阀为油动控制，因天气较冷，伺服阀的液压油粘度增大，且该伺服阀使用时间较长，阀芯可能变形导致阀门故障。

（4）12月3日，美视10号机组因MCC失电，10号机组跳闸；随即向调度部门申请9号机组停机，造成9号、10号机组提前解列71分钟。据分析，10号机组的厂房屋顶2号风机出现接地故障，由于2号风机电源开关仅有“热继电器”保护，没有配备接地保护，发生接地故障时，因热继电器动作慢，且接地电流大于MCC进线开关保护定值，接地故障未能跳闸2号风机本级电源，而是越级跳闸MCC进线电源，即10号机组MCC进线开关410S跳闸，备用开关409S联锁投运。运行人员恢复操作时，发现厂房屋顶2号风机停运，复归后，重新启动2号风机，造成409S开关跳闸，10号机组MCC失电，10号机组跳闸。

附件2

技术监督主要指标分析

（性能类、经济类、环保类等）

一、燃煤电厂

（一）600MW及以上等级机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

统计期内，600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组处于检修或备用外，以71台机组数据作为基数分析汽轮机振动安全指标趋势，如图1所示。



图1 600MW及以上等级煤电机组振动数据

数据显示，共有6台汽轮机的振动幅值超过125微米。

阳西电厂2号机组9号瓦、铜鼓4号机组2号瓦的轴振幅值长期处于高位，存在较大的安全隐患。防城港1号机组、珠海2号机组、海门4号机组振动幅值已超过报警值，后期需观察其振动变化趋势。防城港4号机组轴承座振动幅值远高于相关标准中的合格值，应尽快联系设备厂家确认该振动值的安全性，查明振动幅值偏高的原因。

机组振动幅值高的电厂应当将振动优化作为专项整改工作，以提高机组运行可靠性。

（2）轴向位移

本期统计600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有71台，如图2所示。



图2 600MW及以上等级煤电机组轴向位移

数据显示，试点电厂各机组轴向位移正常。

（3）轴瓦最高温度

本期统计600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组停机检修备用、数据填报有误外，数据有效的有69台，如图3所示。



图3 600MW及以上等级煤电机组最高瓦温

数据显示，试点电厂各机组轴瓦最高温度正常。

2.经济指标分析

（1）直接厂用电率

本期统计的600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组处于检修或备用外，数据有效的有72台，如图4所示。



图4 直接厂用电率

72台机组直接厂用电率介于3.00%～8.69%之间，平均值为4.82%，较上月份厂用电率平均值5.01%降低0.19个百分点。有8台机组的直接厂用电率超过6%，配置汽泵且直接厂用电率较高的机组需要进行系统的运行方式优化调整及节能诊断。

（2）发电煤耗

本期统计的600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组处于检修或备用外，数据有效的有72台，如图5所示。



图5 发电煤耗

数据显示，发电煤耗介于265～315g/kWh之间。11台机组的发电煤耗超过了300g/kWh，明显超过设计值或者行业平均值，需要进行技术改造或系统的运行方式优化调整及节能诊断。

3.环保指标分析

本期统计的600MW及以上等级煤电机组共75台，数据有效的有75台。

75台机组中，有10台机组存在环保指标超标，超标次数合计30台次，累计超标时间共计1834min。与2021年11月份数据（63台次、4206min）相比，超标次数和累计超标时间均大幅减少，具体超标情况如图6所示。



图6 环保指标分析

环保指标超标机组的电厂应针对超标情况进行综合整治，尽量减少超标次数及时间。

（二）200MW级和300MW级煤电机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有69台，如图7所示。



图7 200MW和300MW等级煤电机组振动数据

数据显示，有4台机组振动幅值超过125微米。

荷树园5号机组、德胜1号机组及珠江2号机组部分轴振幅值略超过报警值，需加强监视后续变化情况。**汕头1号机组**1X测点幅值近三个月处于高位，且距离振动保护裕量很小，需尽快查明原因。

（2）轴向位移

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有69台机组，如图8所示。



图8 200MW等级和300MW等级煤电机组轴向位移

数据显示，茂名5号机轴向位移偏大（1.16mm），其余各机组轴向位移正常。

（3）轴瓦最高温度

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有69台机组，如图9所示。



图9 200MW等级和300MW等级煤电机组轴瓦最高温度

数据显示，各试点机组轴瓦最高温度正常。

2.经济指标分析

（1）热电比

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，在运供热机组36台，在运供热机组的热电比为1.25～85.56%，如图10所示。



图10 200MW和300MW等级煤电机组热电比

（2）直接厂用电率

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机或检修外，数据有效的有70台机组，如图11所示。



图11 直接厂用电率

70台机组直接厂用电率介于3.3～10.29%之间，平均值为6.24%，较上月平均值6.37%降低0.13个百分点。

有10台机组直接厂用电率超过8%，厂用电率高的机组需及时进行辅机运行方式优化。

（3）发电煤耗

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机或检修外，数据有效的有70台机组，如图12所示。



图12 发电煤耗

70台机组发电煤耗介于255～334g/kWh之间，供热量对发电煤耗影响很大。

3.环保指标分析

本期统计200MW和300MW等级煤电机组共72台，数据有效的有71台。

71台机组中，有9台机组存在环保指标超标，超标次数合计34台次，累计超标时间共计2400min。与2021年11月份数据（37台次、2523min）相比，超标次数和累计超标时间均略有减少，具体超标情况如图13所示。



图13 环保指标分析

环保指标超标机组的电厂应针对超标情况进行综合整治，尽量减少超标次数及时间。

（三）其他容量等级煤电机组

1.性能指标分析

（1）轴向位移

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有18台机组，如图14所示。



图14 其他煤电机组轴向位移

数据显示，各试点机组轴向位移正常。

（2）轴瓦最高温度

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有16台，如图15所示。



图15 其他煤电机组最高瓦温

数据显示，试点电厂各机组轴瓦最高温度正常。

2.经济指标分析

（1）热电比

本期统计的其他容量等级煤电机组20台，在运的供热机组有10台，10台机组热电比为15～234%，如图16所示。



图16 热电比

（2）直接厂用电率

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有18台，如图17所示。



图17 直接厂用电率

直接厂用电率为6.4～20.1%。直接厂用电率高的机组，需要及时进行辅机运行方式优化。

（3）发电煤耗

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有18台机组，如图18所示。



图18 发电煤耗

发电煤耗介于241～419g/kWh之间，供热量对发电煤耗影响很大。

3.环保指标分析

其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有18台。

18台机组中，有11台机组存在环保指标超标，超标次数合计100台次，累计超标时间共计6012min，与2021年10月份数据（70台次、4200min）相比，超标次数和累计超标时间均明显增加，如图19所示。



图19 环保指标分析

个别机组出现了多次、长时间的超标，如华粤1号、2号机组超标次数分别为20次、54次，累计超标时间分别为1200min、3240min。机组环保指标超标的电厂应针对超标情况进行综合整治，尽量减少超标次数及时间。

二、燃气电厂

（一）300MW及以上等级气电机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

本期统计的运行中的300MW及以上等级燃气蒸汽联合循环机组共50台，数据有效的有49台，如图20所示。



图20 300MW以上等级气电机组振动

数据显示，有4台机组运行状态下的轴振幅值超过125微米以下。**崖门1号机组**轴振幅值接近200微米，存在较大的安全隐患，应尽快采取处理措施。

（2）轴瓦最高温度

本期统计的300MW及以上等级燃机共50台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有49台，如图21所示。



图21 300MW以上等级气电机组最高瓦温

数据显示，各试点电厂各机组轴瓦最高温度正常。

（3）高压缸上下缸温差

本期统计的300MW及以上等级燃机共50台，除部分机组停机或备用、部分机组无此测点外，数据有效的有46台，如图22所示。



图22 300MW以上等级气电机组高压缸上下缸温差

数据显示，**崖门1号、2号机**高压缸上下缸温差分别为48.4℃、44.6℃，该数据偏大较多，有可能会影响机组启动，崖门电厂应查找原因并作出运行方式调整。其余各机组高压缸上下缸温差正常。

（4）中压缸上下缸温差

本期统计的300MW及以上等级燃机共50台，数据有效的有49台，如图23所示。



图23 300MW以上等级气电机组中压缸上下缸温差

**崖门2号机**中压缸上下缸温差为47.1℃，该项数据偏大较多，有可能会影响机组启动，崖门电厂应查找原因，同时应准备相应的应急措施与预案。

2.经济指标分析

（1）直接厂用电率

本期统计的燃气电厂300MW以上等级机组共50台，除一台机组处于检修或停机备用状态外，数据有效的有49台，如图24所示。



图24 直接厂用电率

数据显示，直接厂用电率为1.1～7.3%。一般地，300MW以上等级燃气机组的设计直接厂用电率不超过2.5%，直接厂用电率高的机组应及时查明原因。

（2）联合循环热耗率

本期统计的燃气电厂300MW以上等级机组50台，数据有效的有49台，如图25所示。



图25 联合循环热耗率

以上燃气蒸汽联合循环机组热耗率介于5760～11236kJ/kWh之间。

3.环保指标分析

本期统计的燃气电厂300MW以上等级机组50台，数据有效的有48台，如图26所示。



图26 环保指标分析

烟气氮氧化物排放浓度最大值在6.0~54.8 mg/Nm3，其中玖茗1-2号机组、玖茗3-4号机组烟气氮氧化物排放浓度最大值分别为54.3 mg/Nm3、54.8 mg/Nm3，其余机组全部满足小于50 mg/Nm3的标准要求。

（二）其他容量等级气电机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有36台机组，如图27所示。



图27 其他容量等级气电机组振动

数据显示，各试点机组振动幅值均在合格范围内。

（2）轴瓦最高温度

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有35台，如图28所示。



图28 其他容量等级气电机组最高瓦温

数据显示，各试点电厂机组轴瓦最高温度正常。

（3）高压缸上下缸温差

本统计期内其他容量等级机组共37台，除部分机组处于检修或停机备用状态、部分机组无该测点外，数据有效的有28台，如图29所示。



图29 其他容量等级气电机组高压缸上下缸温差

数据显示，**南朗1-2号机**高压缸上下缸温差为46.0℃，该数据偏大较多，有可能会影响机组启动，南朗电厂应查找原因并作出运行方式调整。各试点电厂机组高压缸上下缸温差正常。

（4）中压缸上下缸温差

本统计期内其他容量等级机组共37台，该容量等级的大部分气电机组只有一个汽缸，即无中压缸。除部分机组处于检修或停机备用状态、部分机组未填报数据外，数据有效的有7台，如图30所示。



图30 其他容量等级气电机组中压缸上下缸温差

数据显示，各试点机组中压缸上下缸温差正常。

2.经济指标分析

（1）直接厂用电率

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有34台，如图31所示。



图31 直接厂用电率

直接厂用电率为1.52～4.96%。直接厂用电率偏高的机组，需要及时进行辅机运行方式优化。

（2）联合循环热耗率

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有34台，如图32所示。



图32 联合循环热耗率

数据显示，以上机组联合循环热耗率介于7097～13514kJ/kWh之间。

各电厂提供的燃气-蒸汽联合循环热耗率，应是扣除供热量之后的燃气-蒸汽联合循环热耗率。

3.环保指标分析

其他容量等级机组共37台，数据有效的有35台，如图33所示。



图33 环保指标分析

烟气氮氧化物排放浓度最大值在11.0～46.0mg/Nm3，全部满足小于50 mg/Nm3的标准要求。