

汽轮机节能降耗运行分析

牛志刚

宁夏电投银川热电有限公司 宁夏 银川 750021

摘要：汽轮机作为火电厂的重要设备，其能耗问题备受关注。节能降耗技术是提高电厂经济效益、实现可持续发展的关键。本文深入分析了汽轮机运行中的能耗因素，包括设备性能、温度压力控制及电力负荷等，并提出了相应的节能降耗措施，如控制给水温度、保持凝汽器最佳真空状态及优化汽轮机启停控制等。通过实施这些措施，可有效降低汽轮机能耗，提高能源利用率，为火电厂的节能降耗工作提供有力支持。

关键词：汽轮机；节能降耗运行；具体措施

引言：随着全球能源需求的持续增长和环境保护意识的日益增强，提高能源利用效率、减少能源消耗已成为工业发展的必然趋势。汽轮机作为电力生产中的关键设备，其能耗水平直接影响到电厂的整体运行效率和经济效益。因此，开展汽轮机节能降耗运行分析，探索有效的节能技术和措施，对于降低生产成本、提升电厂竞争力、促进节能减排具有重要意义。本文将深入探讨汽轮机节能降耗的理论基础与实践应用。

1 汽轮机节能降耗的理论基础

1.1 汽轮机工作原理与能耗分析

(1) 汽轮机的能量转换过程。汽轮机是将蒸汽热能转化为机械能的旋转式动力机械。高压蒸汽进入汽轮机后，先在喷嘴中膨胀，将热能转化为动能，形成高速气流；高速气流冲击动叶片，推动转子旋转，实现动能向机械能的转换，最终通过联轴器驱动发电机等设备输出电能或机械能。在此过程中，蒸汽的热能经多次能量转换，存在不可避免的能量损失。(2) 影响汽轮机能耗的主要因素。蒸汽参数（压力、温度）直接影响能量转换效率，参数偏离设计值会增加损失；汽缸效率受漏汽、散热等影响，通流部分结垢或磨损会降低效率；轴封漏汽导致蒸汽浪费，影响机组经济性；此外，凝汽器真空度、回热系统运行状况等也会显著影响能耗。

1.2 节能降耗的相关理论与方法

(1) 热力学原理在节能降耗中的应用。基于热力学第一定律，通过减少能量传递损失提高利用率；依据热力学第二定律，优化循环过程，降低熵增，如提高蒸汽初参数、降低终参数，减少不可逆损失。(2) 能量平衡分析与损失评估。通过建立能量平衡模型，计算输入、输出及各项损失，识别主要损失环节（如排汽损失、散热损失），量化评估损失占比，为节能改造提供依据。(3) 先进节能技术与设备的应用。采用高效叶片、汽封

等通流部件改造技术，减少内部损失；应用变频调速、余热回收装置，提高能源利用率；智能控制系统实现机组优化运行，进一步降低能耗^[1]。

2 汽轮机节能降耗的可行性分析

2.1 经济层面分析

2.1.1 对比节能改造成本与节能收益

节能改造成本包括设备采购、施工安装、停机损失等，如通流部件改造单台机组成本约数千万元。节能收益则体现在燃料消耗减少，以300MW机组为例，改造后年可节约标准煤数万吨，按当前煤价计算年收益可达数百万元。多数项目投资回收期为3-5年，长期收益显著，尤其对服役超过10年的老旧机组，改造经济性更突出。

2.1.2 评估节能改造对电厂经济效益的提升潜力

改造后机组热效率可提升2%-5%，按年发电量50亿千瓦时的电厂计算，年减少燃料成本数千万元。同时，能耗降低可提升电厂在电力市场的竞争力，尤其在“双碳”政策下，能减少碳排放交易支出。此外，机组稳定性提高可降低维护成本，延长设备寿命，间接提升整体经济效益。

2.2 技术层面分析

2.2.1 国内外汽轮机节能技术改造的经验与教训

国外如西门子、通用电气通过精准设计通流间隙、采用高效叶片，使机组效率提升显著，但改造费用较高；国内哈电、东汽通过引进消化技术，在300MW、600MW机组改造中实现效率提升3%以上，不过部分项目因施工精度不足导致效果打折扣。教训表明，改造需结合机组实际工况，避免盲目套用标准方案。

2.2.2 现有技术的成熟度与适用性评估

高压变频调速、轴封优化等技术成熟度达90%以上，适用于各类机组；通流改造技术在亚临界机组中应用成熟，但超临界机组改造仍需谨慎。对于服役超15年的机

组,综合改造技术适用性最佳;新建机组则更适合集成式节能设计,避免后期改造损失。

2.2.3 潜在的技术创新点与研究方向

研发超临界CO₂汽轮机循环技术,有望将热效率提升至50%以上;探索人工智能自适应控制,实现机组实时优化运行;开发新型密封材料(如石墨烯基密封件),进一步减少漏汽损失。此外,多能互补的汽轮机运行模式(如耦合太阳能集热)是未来重要研究方向。

3 汽轮机节能降耗运行的具体措施

3.1 优化汽轮机运行管理

(1) 制定合理的汽轮机启动与停机曲线。结合机组容量和金属材料特性,分阶段设计启动曲线。300MW机组冷态启动时,控制初始蒸汽参数为0.8MPa、300℃,每小时升温不超过100℃,通过三段暖机(低压缸预暖、中速暖机、高速暖机)使缸体温度均匀上升,避免热冲击。停机时采用“滑参数停机”模式,按0.05MPa/min速率降低蒸汽压力,同时保持50℃以上过热度,直至负荷降至零,全程控制上下缸温差不超过40℃,减少设备疲劳损伤。(2) 采用“固定-滑动-固定”的负荷调整策略。在60%-100%额定负荷区间保持“固定”模式,通过定压运行减少调节阀节流损失,此时汽轮机内效率可达88%以上;当负荷在40%-60%波动时切换“滑动”模式,采用滑压运行方式,蒸汽压力随负荷线性变化,使汽轮机始终处于高效区;低于40%负荷时转入低负荷“固定”模式,通过切除部分调节汽阀保持压力稳定,避免多阀调节导致的汽流干扰。该策略可使机组平均运行效率提升3%-5%^[2]。(3) 加强运行过程中的监控与维护。建立“参数-状态-预警”三级监控体系,实时采集蒸汽温度(偏差±5℃报警)、真空度(低于90kPa预警)、振动值(轴振超过0.08mm停机)等18项关键参数。每日进行轴封压力调整(维持0.02-0.03MPa),每周开展凝汽器胶球清洗(收球率≥95%),每月检测润滑油油质(黏度变化不超过10%)。引入AI诊断系统,通过振动频谱分析提前72小时预判叶片结垢趋势,避免非计划停机。

3.2 提升汽轮机本体效率

(1) 汽缸与汽封的优化改造。对高压缸采用“双层缸+隔热罩”结构,外层缸体采用低合金钢减少散热,内外缸间填充硅酸铝纤维毡(厚度50mm),使缸体散热损失降低25%。轴封系统改用布莱登汽封,通过弹簧加载自适应调整间隙(最小0.2mm),漏汽量较传统梳齿汽封减少40%;汽缸结合面涂抹高温密封胶(耐温400℃),配合螺栓热紧工艺,使法兰漏汽率控制在0.3%以下。(2) 动静叶片的选型与改进。末级叶片选用17-4PH不锈钢材

质,采用“弯扭掠”复合成型技术,叶片效率提升6%,同时通过高频淬火处理(硬度达HRC35)增强抗水蚀能力。调整动静叶栅轴向间隙至0.8mm(误差±0.1mm),通过CFD模拟优化叶型,使汽流通道内的湍流损失降低15%。对300MW机组的末三级叶片进行调频处理,避开共振频率,延长检修周期至4年。

3.3 改善冷却系统性能

(1) 降低冷却水温度,增加有效换热面积。冷却塔改造采用“双曲线+喷淋层”组合设计,顶部安装旋转布水器(转速3r/min),使喷淋均匀度提升20%;在填料层增设PVC蜂窝结构,换热面积增加300m²,进水温度降低4℃。凝汽器铜管采用钛合金材质(壁厚0.5mm),内壁进行电解抛光,污垢热阻控制在0.0001m²·℃/W以下,每年进行2次高压水冲洗(压力30MPa)^[3]。(2) 优化循环水系统,减少热能损耗。循环水泵采用永磁同步变频电机,根据凝汽器端差(设定值5℃)自动调节转速,单泵功率降低35%;管道系统更换为耐磨铸铁弯头(曲率半径1.5D),沿程阻力损失减少20%。设置循环水余热回收装置,通过板式换热器将50℃循环水加热至60℃,用于锅炉补水预热,单台机组年节约标煤800吨。(3) 空冷凝汽器的效率提升与改造。空冷岛采用“顺流+逆流”复合管束,翅片间距调整为3.2mm,表面喷涂亲水性涂层(接触角≤30°),冬季除霜时间缩短至2小时/次。风机采用变极调速技术,环境温度高于25℃时满速运行,低于10℃时降速30%,年节电12万度。安装蒸汽分配管平衡阀,使各扇形段蒸汽流量偏差控制在5%以内,整体换热效率提升8%。

3.4 加强燃煤系统与热力系统的协调与优化

(1) 提高煤炭燃烧效率,减少热损失。锅炉采用双进双出钢球磨煤机,通过激光粒度仪控制煤粉细度(R₉₀=18%),配合旋流燃烧器(一次风率25%),使着火距离缩短至1.5m。优化配风系统,采用“分级燃烧”技术(过量空气系数1.15),炉膛出口烟温控制在1100℃,排烟温度降至125℃,排烟热损失减少1.2%。安装飞灰在线分析仪,实时调整二次风门开度,使飞灰含碳量稳定在2.5%以下。(2) 优化热力系统布局,减少内漏与外漏。对高压阀门进行“研磨+密封面堆焊”处理,采用金属波纹管密封结构,内漏率降至0.2%;主蒸汽管道采用“π型”补偿器,减少热位移导致的接口泄漏,保温层采用硅酸铝复合毡(厚度100mm),表面温度≤45℃。疏水系统改用“压力匹配”设计,高加疏水直接进入除氧器,减少节流损失,年回收热量2.3×10⁶MJ^[4]。(3) 合理调控加热器端差,提高热交换效率。高压加热器采用

“U型管+疏水冷却段”结构,通过液位自动调节(偏差 $\pm 50\text{mm}$)将端差控制在 2.5°C ;低压加热器加装蒸汽冷却段,端差稳定在 3.5°C 。每季度对加热器管束进行高压水冲洗(压力 25MPa),去除碳酸钙垢层,使传热系数恢复至设计值的95%以上。采用“疏水逐级自流+疏水泵”联合系统,低加疏水通过疏水泵打入凝结水管道,减少排挤抽汽损失,回热系统效率提升2%。

4 工程实例分析

4.1 某电厂汽轮机节能改造项目概述

4.1.1 项目背景与目标

该电厂2台300MW汽轮机已运行12年,存在热效率偏低(设计值38.5%,实际降至36.2%)、轴封漏汽量大(日均漏汽约8t)等问题,年多耗标煤约1.2万吨。改造目标为:提升机组热效率至38%以上,年节约标煤1万吨,投资回收期控制在4年以内。

4.1.2 改造方案与实施过程

改造方案包括三大板块:通流部分优化(更换高效动静叶片、采用蜂窝汽封)、冷却系统升级(凝汽器钛管更换、循环水泵变频改造)、热力系统调整(高加端差优化、疏水系统改造)。实施分两阶段进行, #1机组于2023年3月停机改造,历时45天; #2机组于同年9月改造,采用模块化施工缩短至38天,全程通过BIM技术模拟安装精度,关键间隙控制在 $\pm 0.1\text{mm}$ 内。

4.1.3 改造效果与经济效益评估

改造后测试显示,机组热效率提升至38.3%,轴封漏汽量减少65%,凝汽器真空度提高 1.2kPa 。#1机组运行半年数据表明,月均节约标煤850吨,按当前煤价计算月增收约85万元,年节能收益达1020万元。两台机组总投资3800万元,预计回收期3.7年,超额完成预期目标。

4.2 节能改造中的关键技术与创新点

4.2.1 新型节能设备的应用与效果

采用某公司研发的第三代弯扭掠叶片,气动效率较传统叶片提升5.2%;安装磁悬浮汽封,摩擦系数降低

80%,漏汽损失减少70%;循环水系统引入永磁同步变频泵,节电率达40%,单泵日节约约600kWh。

4.2.2 节能技术的集成与创新

首创“通流-冷却-热力”协同优化技术,通过热力系统仿真软件动态匹配各环节参数,使整体能效提升1.8%;开发汽轮机-锅炉协同控制算法,实现负荷响应速度提升20%的同时减少煤耗波动。

4.2.3 改造过程中的问题与挑战及解决方案

改造中出现高压缸合缸后温差超标(达 60°C),通过调整预紧力分布、增加缸体保温层厚度至80mm,使温差控制在 40°C 以内;循环水管路冲洗时钛管堵塞,采用高压水射流(压力 25MPa)结合柠檬酸清洗,疏通率达100%;调试阶段发现高加端差反弹,通过更换疏水调节阀阀芯、优化液位控制逻辑,最终稳定在 2.5°C 设计值。

结束语

综上所述,汽轮机节能降耗不仅关乎电厂的经济效益,更是实现能源可持续利用和环境保护的重要一环。通过本文的分析,我们可以看到,采取合理的运行管理策略、技术改造和系统优化措施,能够显著提升汽轮机的能源利用效率,减少能耗。未来,随着技术的不断进步和创新,汽轮机节能降耗领域将有更多新的突破和应用。我们应持续关注并致力于此,为推动能源高效利用和绿色发展贡献力量。

参考文献

- [1]官志鹏.有关电厂汽轮机运行中节能降耗的对策分析[J].山东工业技术,2020,(11):109-110.
- [2]周凡,刘思东.节能降耗在电厂汽轮机运行的实施[J].科技风,2021,(08):78-79.
- [3]柴宝军.汽轮机运行的节能降耗措施研究[J].内燃机与配件,2020,(13):168-169.
- [4]钟明建.发电厂汽轮机运行节能降耗策略研究探讨[J].智能城市,2022,(18):150-151.