

安全

为蒸汽循环组件提供保护

还能降低到什么程度？燃气轮机联合循环发电厂的业主们最近一直在问这个问题，因为为了对市场迅速做出反应，必须在负荷达到标准后启动这些装置。由此产生的循环运行会带来一些问题，可能还会不慎损坏蒸汽循环组件。

文 | Dave Moelling, Peter Jackson 和 Jim Malloy

由于较高的热效率和较低的初始资本，起初人们研发先进的联合循环燃气轮机 (CCGT) 机组，作为发电厂主要的基本负荷来源。随着市场在独立发电方面的发展，服务需求发生了变化。高效率燃机电厂在白天高峰时竞争激烈，但在夜间，他们有限的调节能力和较高的局部负荷热率一点都不经济。

结果是绝大多数新安装的联合循环燃气轮机机组在周一到周五必须夜间停机（两班倒），在周末停机时间更长。北美天然气价格已经下降，涉及重要的税收抵免和无条件支付合同的可更新能源的生产能力也在扩大。市场不得不对能源组合、供应能力和支持服务进行调节，这增加了对操作灵活的联合循环燃气轮机机组的需求。

从历史上看，大型燃气轮机机组的额定功率下降范围限制在 60% 左右，同时保持使 NO_x 和 CO 的废气排放控制在可接受范围。下载控制应确保随着负荷下降，排气温度上升。由于低负荷生产能力增加，运营要求也在提高，燃气轮机的原始设备制造商 (OEM) 提供修改设备和控制，使排放下降至设计负荷的 40% ~ 50%。在燃气轮机 24/26 设计中，阿尔斯通顺序燃烧室的设计值可能会更低，为设计发电量的 20% ~ 30%。

发电厂能在较低功率水平下运行，使蒸汽系统在低供给期保持高温运行，而不是下线。



图1 在这座发电厂中，在包含一台通用框架 7FA 燃气轮机的 CC 机组中，系统将低温环境空气送入进口排气



图2 在低负荷运行前，管道工程师要对管道吊架进行评估

在等效启动模式下，这会减少频繁的启动对燃气轮机和汽轮机(ST)的磨损。每次启动时，大量燃气轮机的成本估计为1.2 ~ 1.5 万美元。热回收蒸汽发电机（余热锅炉）的热循环也为了避免计划外的启动而减少。

在很多市场，主要驱动力就是工厂参与10 ~ 30 min 同步储备市场的能力。不断增长的风力发电市场，特别是无条件支付合约系统提高了昼夜快速在线储备能力的需求。对于2×1 联合循环燃气轮机组，只有在一个机组离线运行时，另一个低负荷运行机组才能使工厂快速备用容量增至最大，从而最大限度地减少燃油费用。

在扩展低负荷条件下减少功率和参数还会降低每小时的NO_x 和CO₂ 排放总量。对于空气排放标准很高的发电厂来说，这很重要。

低负荷运行最大的问题之一就是燃机的蒸汽循环。本文会对影响低加载运行的一些组件进行了概述，并重

点介绍了一些潜在的解决方案和一些折衷方案。

脆弱的蒸汽循环

燃气轮机发电机组对联合循环燃气轮机组的运行设定了限制，但蒸汽循环能否处理好这些限制？改变低加载运行燃机发电厂通常以修改燃气轮机开始。这些一般都属于燃气轮机改进方案，在实施之前要考虑低负荷条件下发电厂的完整功能。余热锅炉蒸汽循环各个组件、电力管道、蒸汽涡轮发电和冷凝器在低燃气轮机负荷条件下保持可靠性能是保证低负荷有效运行的关键。

余热锅炉

为了实现满负荷燃气轮机运行，要对热蒸汽发电机进行优化。发电机一般都能通过管道燃烧器大幅度增加热量。在低负荷时，蒸汽产量明显低于全功率条件下的产量。而且运行蒸汽压力也低于全功率运行条件下的压力。这些使人很难确保余热锅炉在设计范围内避免任何不必要的组件损坏。

在低负荷条件下，换热表面温度低于设计温度或运行有限温度。余热锅炉压力部件的翅片管设计能有效地使热量从排气管的管壁排出。在部分负荷条件下有一些情形会使这个问题更加严重。燃气轮机排气的总质量流会减

少，但温度一般会升高。后果是，蒸发器中较低温度的蒸汽流会冷却过热器和再热器管道。维持规定的出口蒸汽温度，同时保持中间金属温度低于限制，这可是一个挑战。

在发电时使蒸汽达到足够的冷却程度

由于蒸汽流速较低，燃气轮机排气温度较高，主蒸汽和热水的最终蒸汽温度更难保持在一个所需的值。通常在低负荷条件下，汽轮机还会降低容许的进口蒸汽温度。

几乎所有现代鼓式余热锅炉都会通过级间喷水减温器调节最终蒸汽温度。这些通常是位于过热器(SH) 和重新加热器(RH) 的初级和二级阶段。这种安排可以避免水流侵入汽轮机，在过热和再热的最后阶段对管道金属温度进行某些控制。

改善喷雾和喷雾控制能提高喷雾能力，而且不违反饱和温度法的限制，但仍然不能完全弥补一些机组减少的蒸汽流。在出口蒸汽管道上添加终端温度调节喷雾是可行的，但是安装应符合ASME TDP-1 标准。

一些较新的余热锅炉配有蒸汽温度调节装置来控制最终蒸汽温度。一般来说，一些较冷的蒸汽来自蒸汽鼓的饱和蒸汽出口或低温再热管道。然后冷蒸汽输送到蒸汽出口，冷却后送往涡轮机的蒸汽流。没有液态水，就没有热冲击损伤管道或汽轮机的风险。



图3 91 级高温再热斜接支管台开裂会导致疲劳和IV 型徐变损伤

然而，使用这个旁路蒸汽会减少送往余热锅炉的过热器和再热器段的蒸汽流。

冷却进口排气是在低负荷条件下控制余热锅炉金属温度的另一个方法，冷却可以通过喷水或将环境空气送入炙热废气而实现。在这两种情况下，与高度湍流混合和旋转废气的实际过程必须慎重设计，实现均匀冷却，避免损坏余热锅炉进口管道或压力部件。空气温度调节组件的故障会间接损害紧随其后的下游压力部件。

电力管道

由于与低兆瓦输出对应的蒸汽流减少，蒸汽压力可能升高，电力管道受到低负荷运行影响。此外，提高蒸汽温度调节要求会增加振动和疲劳损伤。对于安装了 91 级主蒸汽和再热蒸汽管道的发电厂，这会加速可靠寿命的消耗，具体取决于发电厂的条件。为了保持电力管道的可靠性，需要加强维护和检查项目。

低负荷条件下运行 1×1 发电厂对机组运行条件产生直接影响。然而，对于低负荷条件下运行的 2×1 和 3×1 发电厂来说，影响就是配件（包括三通和毛管部分）呈现显著的热梯度，这种情况下，在汽轮机附近蒸汽流很常见。这些更高的温度应力导致余下的可靠寿命消耗加速。

2×1 和 3×1 配置的合理工程设计，要求管路系统设计者必须考虑“开”或“关”机组的全套排列，确保不会超过 B31.1 准则规定的 ASME 压力限值。有时，意外出现的高应力会导致需要增加某些配置，然后重新评估管道挂架是否适合低负荷运行。

低负荷运行部分还会提高疲劳损伤风险，91 级材料寿命消耗加速。众所周知，在预计使用周期中，91 级组件的缺陷材料属性出现的频率更高。维护不当的管道支持系统会使低负荷运行条件恶化，提高某些配置的局部压力，使



图 4 水锤对大口径高压蒸汽管道支架的破坏是不可忽视的

其远高于设计分析时的预测值。

对于 91 级组件来说，由于疲劳负荷而加剧的 IV 型徐变开裂是导致宏裂纹和泄漏的主要损伤机制。这种伤害对于冶金性能不足的组件来说更可能发生，但它涉及所有组件，尤其是那些在 1×1 运行条件下所承受的压力高于原始设计中预期的压力组件。低负荷运行条件下，联合循环燃气轮机需要一个全面的方法来评估和维护电力管道的状况。根据近期《ASME 准则》B31.1 部分“电力管道”的第七章“运行和维护”，电力管道是管道系统项目的一个整体部分。

对于燃机电厂来说，水锤是一个众所周知的问题。下游减温器喷雾台的排水能力不足和恒温器系统故障，包括控制逻辑缺陷导致的损坏在低负荷条件下更加常见。在低负荷运行时，冷凝水和喷水更容易累积，因此排水能力必须保证，在停机后和停机时能把水从 HP 和高温 RH 蒸汽管道中积累的水清除。

损坏的或维护不当的止回阀门会进一步提高水锤破坏风险。水锤事件一般

很严重，会使管线轴弯曲，破坏管道支架，使管道系统无法在《ASME 准则》设计规定的最大允许压力下运行，最终导致过早和昂贵的检查和维修。

蒸汽涡轮发电机

建立一个最低基础压力对于低负荷余热锅炉运行来说是至关重要的。折衷的方式是在较低压力下，蒸汽流量增加，这样有利于低压汽轮机运行，但是会提高余热锅炉和管道的蒸汽流速，余热锅炉低压运行还能影响蒸发器循环的稳定性。

在低蒸汽流条件下，低压涡轮的性能是关键。低蒸汽流会导致涡轮效率降低。内部流动分布和再循环会导致功率损耗和局部加热。

关注是关键

低负荷运行已经被人熟知，为了确保机组最可靠、使用时间长，需要了解蒸汽循环低负荷运行的潜在影响和减轻影响过程中涉及的种种折衷措施。在多数情况下，可能需要加强维护和检查程序。**MM**