

LNG 接收站关键设备调节技术

贾 琦（中石油京唐液化天然气有限公司，河北 唐山 063200）

摘要：LNG 接收站关键设备的稳定运行将直接影响能源供应安全性与经济性，为此，本文围绕压力、流量、温度等核心调节维度，整合 PID 控制、阀门调节、换热传递等关键技术，深入解析技术调节原理与实践应用方法。根据研究结果显示，通过精准的参数匹配与闭环调节技术，可有效提升设备运行稳定性、降低能耗，为 LNG 接收站高效、安全运行提供技术支持，其应用成果具有一定的推广价值。

关键词：LNG 接收站；气化器；智能控制算法；设备调节技术

中图分类号：TE974 文献标识码：A 文章编号：1674-5167(2025)034-0085-03

Regulation Technology of Key Equipment in LNG Terminal

Jia Qi (CNPC Jingtang LNG Co., LTD., Tangshan Hebei 063200, China)

Abstract: The stable operation of critical equipment in LNG receiving terminals directly impacts energy supply security and economic efficiency. This study focuses on core control parameters including pressure, flow rate, and temperature, integrating key technologies such as PID control, valve regulation, and heat transfer mechanisms. It provides an in-depth analysis of technical control principles and practical implementation methods. Research findings demonstrate that precise parameter matching and closed-loop control technology can effectively enhance equipment stability and reduce energy consumption, offering technical support for efficient and safe LNG terminal operations. The application outcomes demonstrate significant potential for broader implementation.

Keywords: LNG terminal; gasifier; intelligent control algorithm; equipment regulation technology

LNG（液化天然气）接收站主要承担接收、储存、再气化液化天然气的重任，其安全、高效运行对于保障国家能源安全、推动经济社会发展具有重大战略意义。但 LNG 接收站运作流程复杂，涉及众多关键设备协同作业，一旦出现设备运行效率低下，协同效果不佳，极大可能造成 LNG 接收站能耗高，效率低且容易引发安全隐患。为此，LNG 接收站需依托关键设备调节技术，提升整体性能、增强能源供应稳定性，同时实现节能降耗目标。

1 LNG 接收站关键设备概述与协同运作原理

LNG 接收站关键设备主要包括：LNG 储罐，用于承担储存大量液化天然气，通常采用双层绝热结构，材质多为耐低温的 9% 镍钢或铝合金，能够承受 -162℃ 左右的超低温环境；低压泵和高压泵，低压泵一般为立式潜液泵，安装在 LNG 储罐底部，能够将储罐内的 LNG 输送至高压泵入口，提供一定的初始压力。高压泵同样为立式潜液泵，是 LNG 增压的关键设备，其出口压力可达到 6-10MPa，旨在满足天然气在长距离管道输送和用户端的压力要求；气化器，负责将低温 LNG 转化为气态天然气，利用外部热源与 LNG 进行热交换，使 LNG 吸收热量气化成常温天然气；再冷凝器，能够实现蒸发气（BOG）的完全冷凝回收；BOG 压缩机，其功能在于回收处理储罐及系统产生的 BOG 气体，维持系统压力平衡，避免气体直接排放造成的能耗浪费与安全风险。设备多采用干式螺杆压缩机。

当 LNG 运输船抵达码头后，通过卸料臂将船上的 LNG 输送至 LNG 储罐储存。储存过程中产生的 BOG 气体，经收集后先输送至 BOG 压缩机增压，再进入再冷凝器冷凝回收。储罐内的 LNG 在低压泵作用下输送至高压泵入口，经增压后满足外输压力要求，随后进入气化器。结合实际工况选择气化器类型，比如正常用气负荷下优先使用开架式气化器，利用海水热量气化以降低运行成本^[1]。

2 调节技术的难点与挑战

2.1 设备特性差异带来的调节难题

LNG 接收站中的各类关键设备，由于其功能、结构以及工作原理存在一定出入，在运行特性与响应时间上也存在明显差异，这给统一的调节技术带来了巨大挑战。以 LNG 储罐以及气化器为例，LNG 储罐内部的压力、液位变化较为缓慢，属于大滞后的被控对象。在进行压力调节时，由于储罐的容积较大，气体的压缩需要一定时间，导致压力调节的响应速度较慢。而液位调节则受 LNG 的进出流量等多种因素影响，调节过程也较为复杂。

与之相比，气化器需要快速响应 LNG 流量、温度的变化，以确保气化后的天然气能够满足外输要求。在 LNG 流量发生变化时，气化器需要迅速调整热源供应、换热面积，使 LNG 能够充分气化，这就要求其调节系统具有较高的响应速度。若采用统一的调节技术，必然无法同时满足它们各自的运行要求，容易导致调

节效果不佳。

2.2 复杂工况下的调节精度保障

LNG 接收站在实际运行过程中，难以避免地会遇到负荷变化、环境温度波动等特殊工况，此类因素都会对调节技术的精度产生不利影响。以负荷变化为例，LNG 接收站的用气负荷会随着季节、下游用户需求的变化而发生显著波动。在冬季供暖季节，天然气需求量大幅增加，LNG 接收站需要提高气化量与外输流量，以满足供暖需求。而在夏季，用气负荷相对较低，接收站则需要降低生产负荷，减少能源消耗。在负荷快速变化的过程中，调节系统需要迅速响应，及时调整各设备的运行参数。但由于设备的惯性以及调节系统的滞后性，在负荷变化时，往往难以实现对压力、流量等参数的精确控制，容易出现超调或欠调现象，导致外输天然气的质量不稳定。

2.3 安全与可靠性要求下的技术局限

LNG 本身具有易燃、易爆、低温等特性，一旦发生泄漏或事故，将对人员安全和周边环境造成严重危害。因此，LNG 接收站在运行过程中，对安全以及可靠性提出了极高要求。现有调节技术在满足这些严格标准时，存在一定的技术瓶颈。比如：为防止 LNG 泄漏引发的安全事故，调节系统需要具备高度的故障诊断能力。

但目前的调节技术在某些情况下，难以快速准确地检测到微小的泄漏点以及潜在的安全隐患。传统的压力、流量传感器在低温、高压等恶劣工况下，可能出现测量误差增大、信号漂移等问题。而一些先进的泄漏检测技术，比如基于声学、光学原理的检测方法，虽然具有较高的灵敏度，但在实际应用中，容易受到现场复杂环境噪声的影响，导致误报或漏报现象的发生。

同时，从可靠性层面进行分析，LNG 接收站的关键设备需要长期稳定运行，以确保天然气的持续供应。但调节技术的可靠性受到多种因素的制约，比如设备老化、维护保养不到位等。随着设备运行时间的增加，其零部件会逐渐磨损，性能下降，导致调节精度降低，甚至出现故障。最后，由于 LNG 接收站的设备种类繁多，各设备之间的协同工作依赖于复杂的控制系统，一旦某个环节出现故障，可能会引发连锁反应，影响整个接收站的可靠性^[2]。

3 关键设备调节技术的应用方法

3.1 压力调节技术

LNG 接收站可采用工业级压力调节系统，采用感知、计算、执行的三级架构，核心设备涵盖智能型电动调节球阀、自力式调节阀、电容式压力变送器及

PLC 分布式控制系统，形成闭环调节链路。其中，智能电动调节球阀可归属于核心执行机构，搭载伺服电机与精密齿轮箱，阀门开度控制精度达 $\pm 0.1\%$ ，阀内件采用 Inconel625 合金材质，适配 LNG 低温工况下的耐蚀与密封要求，在 5–95% 开度区间能够实现等百分比调节，确保压力调节的线性响应。而电容式压力变送器采用差压测量原理，量程比达 100 : 1，可实时传输压力信号，并具备温度补偿功能，用以抵消环境温度波动对测量精度的影响。

实际应用中，调节逻辑通常分为以下两种工况：一是常规压力控制，压力变送器会自动采集储罐顶部气相压力，在集中传输至 PLC 系统后，计算阀门调节量，驱动电动调节阀开度动态变化。比如当实际压力高于设定值时，阀门按比例开大，通过泄放 BOG 至再冷凝器，降低压力。当压力低于设定值时，阀门关小，减少 BOG 泄放，并联动低压压缩机补充气相压力，实现压力稳态控制；二是紧急超压工况，自力式调节阀与电动调节阀形成冗余配置，前者无需外部动力，主要基于介质自身压力差，驱动阀芯动作。当压力超阈值 10% 时，自力式调节阀开启，优先泄放超压气体，同时 PLC 系统触发声光报警，并记录故障数据，保障设备安全边界^[3]。

3.2 流量调节技术

LNG 接收站流量调节更适合采用泵组变频调速 + 阀门精准节流的双核心模式，在调节期间，需要根据实际流量大小，进行全工况精准控制，适配 50–110% 负荷波动需求，保证调节精度达 $\pm 1\%$ 。

3.2.1 泵组变频调速技术

该技术简单来说便是以高压输送泵为执行单元，采用永磁同步电机搭配静止无功发生器变频系统，保证电机调速范围在 300–3600r/min，且变频效率始终高于 98.5%，以此实现转速无级平滑调节。其调节逻辑是基于泵类相似定律，流量与转速呈线性正相关，借助改变电机供电频率，调整泵轴转速，进而动态匹配输出流量。比如当下游外输流量需求增加时，可编程逻辑控制系统能够自动结合电磁流量计反馈信号，提升变频器输出频率，实现泵转速升高，叶轮做功增强，输出流量会按比例增长。而当需求减少时，降低频率，转速回落，流量同步降低。以国内某 LNG 接收站高压外输泵系统作为研究对象，其 3 台并联运行的高压泵均搭载 1200kW 变频机组，依靠负荷分配算法，动态调整单泵转速，在 80% 额定流量工况下，泵组运行效率维持在 85% 左右，相较于传统的定速泵系统能耗降低 20%，年节电超 80 万 kWh。同时，变频系统本身带有软启动功能，可将启动电流控制在额定电流的 1.2

倍以内，以此有效规避启动冲击对泵轴、轴承的机械损伤，延长设备使用寿命。

3.2.2 阀门精准节流调节

该方法更多的作为一种辅助调节手段，核心设备采用低温型电动偏心旋转阀，阀内件材质为蒙乃尔合金，采用密封结构，由波纹管+PTFE聚四氟乙烯组成，可适配-196℃低温工况下的零泄漏要求。实际应用中，PLC系统可结合下游管网压力、气化器负荷反馈，自动反算所需阀门开度，驱动执行机构调整流通面积，平衡阀门前后的压差。比如：在气化器进口管道上的DN150电动调节阀，主要用于接收气化器出口超声波流量计信号，当检测到出口流量偏离设定值时，通过公式修正系数，动态调节阀门开度，确保进入气化器的LNG流量稳定在设计值 $\pm 0.5\text{m}^3/\text{h}$ 范围内，避免因流量波动导致的气化器管程结霜或热效率下降。此外，阀门与泵组也能形成协同控制逻辑，比如在低负荷工况下，以阀门节流为主，高负荷工况下，则以泵组变频调速为主，借助参数联动优化，真正意义上实现全负荷区间的高效调节^[4]。

3.3 温度调节技术

温度变化对LNG的物理性质和设备运行有着显著影响，究其原因在于LNG的主要成分是甲烷，在常压下沸点约为-162℃，温度的微小变化都可能导致其物理状态的改变。比如当温度升高时，LNG的饱和蒸气压增大，蒸发速率加快，会产生更多的BOG气体，增加BOG处理系统的负荷和能耗。同时，过高的温度还可能导致储罐内压力升高，威胁储罐的安全运行。因此，温度调节在LNG接收站尤为重要。为此，LNG温度调节可采用被动绝热保温+主动换热调控的协同体系，以量化控制为首要任务，将LNG温度稳定在-162~-158℃储存区间，保证气化后的天然气温度稳定在5~15℃外输区间，并进一步降低冷能损耗与能耗成本^[5]。

3.3.1 被动绝热保温技术

工作人员需要聚焦于储罐与管道的冷损失抑制，采用真空多层绝热+微孔绝热材料的复合结构。其中LNG储罐更适合采用双层金属罐壁设计，保证罐壁间距不超过800mm，内层使用304L不锈钢，外层为Q345R碳钢，夹层内填充膨胀珍珠岩与铝箔复合绝热毡，并抽真空至 10^{-3}Pa 级，旨在阻断传导、对流、辐射三种传热路径，将储罐日蒸发率控制在0.05%以内。至于管道绝热更适合采用聚氨酯泡沫+玻璃棉的双层结构，内层采用高密度聚氨酯泡沫，外层为憎水型玻璃棉，外覆铝箔防潮层，用以减少环境热量侵入，将管道冷损失控制在 $20\text{W}/\text{m}$ 以下^[6]。

3.3.2 主动换热调控技术

该调节手段是以气化器、再冷凝器为核心设备，通过控制换热量，实现温度调节。其中，气化器采用海水喷淋式与中间介质式组合配置，其中海水喷淋式气化器可利用沿海丰富海水作为热源，传热管采用耐海水腐蚀的钛合金材质，保证总传热系数不低于 $800\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ，结合调节海水泵频率的方式，显著改变海水流量，以此调整对数平均温差，确保LNG吸热气化后温度稳定在8~12℃之间^[7]。而中间介质式气化器则适用于低温或海水结冰工况，凭借电加热器调节中间介质温度，间接为LNG提供热量，保障极端环境下的气化稳定性。至于再冷凝器则应采用管壳式结构，管程通入过冷LNG，壳程通入BOG气体，利用LNG冷能将BOG冷凝液化，其换热量通过调节过冷LNG流量实现，这样不仅可以回收冷能，还能减少BOG排放，确保冷凝效率达99.5%以上^[8]。

4 结论

综上所述，通过对LNG接收站关键设备调节技术的实现路径开展分析讨论，依靠压力调节技术，确保设备在合理压力范围内稳定运行，避免超压或负压带来的安全隐患。结合流量调节技术，保障LNG的准确输送以及各设备间的协同配合，满足不同工况下的用气需求。搭配保温措施以及换热设备，控制LNG的温度变化，保证其物理性质的稳定。以此提升设备运行效率、降低能耗、增强安全性，为行业内其他接收站的技术升级提供参考依据。

参考文献：

- [1] 王鹏.浅谈LNG接收站设备维修质量控制与火灾防范[J].消防界(电子版),2024,10(23):68-70.
- [2] 张凯.LNG接收站施工风险管理控制措施探究[J].石化技术,2024,31(08):378-380.
- [3] 崔志鹏.LNG接收站扩建工程低压泵国产化应用与管理研究[J].中国石油和化工标准与质量,2024,44(07):68-70.
- [4] 夏书培.LNG接收站生产异常事件管理对策[J].化工管理,2024(03):97-100.
- [5] 林素辉.LNG接收站设备检维修环境优化策略[J].化工管理,2022(02):119-121.
- [6] 张驰,许承伟.LNG接收站机械设备润滑管理提升[J].石化技术,2024,31(12):336-338.
- [7] 薛志勇,刘中河.探索LNG接收站BOG增压压缩机维修及故障分析处理[J].石化技术,2024,31(12):135-137.
- [8] 孙允会.LNG接收站重要设备监造管理[J].设备监理,2024(06):24-28.