

### 4.3 设备寿命管理

设备寿命管理是保障工业系统长期稳定运行的重要环节,其核心目标在于准确评估关键部件的使用状态并制定合理更新计划。机器学习技术在寿命评估方面具有明显优势,通过对设备运行数据进行持续分析,可以揭示设备性能变化与时间之间的关系。通过构建寿命预测模型,系统能够根据设备历史运行特征估计关键部件的剩余使用寿命。当预测结果表明设备性能接近安全阈值时,管理人员便可以提前安排维护或更换计划,从而避免设备在高风险状态下继续运行。数据驱动的设备管理方式使设备更新决策更加科学,也能够减少过早更换设备所带来的资源浪费。在长期运行过程中,通过不断积累设备运行数据并优化预测模型,可以逐步提高寿命评估的准确性,为企业设备资产管理提供更加可靠的决策依据。

## 5 机器学习应用中的关键技术问题

### 5.1 数据质量与样本获取问题

机器学习模型在工业设备状态监测中的应用效果,很大程度上取决于数据质量与样本完整性。工业现场采集的数据往往受到复杂工况影响,振动、温度或声学信号中可能夹杂环境噪声与测量误差,使原始数据呈现出较强的随机性与不稳定性。若直接将未经处理的数据用于模型训练,容易导致特征提取结果偏差,从而降低模型识别精度。与此同时,设备在实际生产中通常以稳定运行状态为主,真实故障发生频率较低,故障样本数量有限,数据分布呈现明显的不平衡特征。这种情况会使模型在训练过程中偏向正常状态识别,而对异常模式的学习能力不足。为提升模型训练效果,需要通过信号滤波、异常值识别与缺失数据补偿等方式对原始数据进行系统处理,同时结合数据扩充技术构建更加完整的训练样本体系,使模型能够充分学习设备运行特征,提高故障识别的可靠性。

### 5.2 模型泛化能力问题

机械设备运行环境具有显著差异性,不同设备结构、负载条件以及运行工况都会对监测信号特征产生影响。当机器学习模型仅依赖单一来源的数据进行训练时,模型可能只适用于特定设备或特定工况,一旦应用到新的工业场景中,预测性能便可能出现明显下降。这种现象在设备类型复杂、生产环境多变的工业系统中尤为突出。模型泛化能力不足不仅影响故障诊断准确性,也会限制智能监测系统的推广应用。因此,在模型训练过程中,需要充分考虑数据来源的多样性,通过构建跨设备、跨工况的数据集提升模型学习范围。

同时,通过特征选择与模型参数优化,使模型能够提取具有普适性的运行特征。借助迁移学习或集成学习方法,也能够增强模型在不同设备环境中的适应能力,从而提高设备状态监测系统的稳定性与可靠性。

### 5.3 工业系统集成问题

机器学习技术在设备管理中的价值,需要通过与工业信息系统的深度融合才能充分体现。设备状态监测涉及数据采集、传输、存储以及分析等多个环节,如果各系统之间缺乏统一架构,数据往往呈现分散状态,难以形成完整的信息链。部分传统设备管理平台在设计之初主要用于记录设备运行信息,对数据分析和智能决策支持能力有限,这在一定程度上限制了机器学习技术的应用效果。因此,在工业环境中构建统一的数据平台具有重要意义。通过将传感器数据采集系统、设备监测平台以及维修管理系统进行整合,可以实现设备数据的集中管理与实时分析。在此基础上,机器学习模型能够持续获取更新数据并进行动态训练,使系统具备持续优化能力。完善的系统集成结构不仅能够提高数据利用效率,也为智能化设备管理模式的形成提供了技术基础。

## 6 结语

随着工业信息化与智能制造的发展,机械设备管理正逐步向智能化方向转变。机器学习技术通过对设备运行数据进行深度分析,为设备状态监测与预防性维修提供了新的技术手段。通过建立设备故障识别模型与预测模型,可以实现对设备运行状态的实时监测和故障预警,从而减少设备停机时间并提高生产效率。未来,随着传感技术、工业互联网以及数据分析技术不断进步,机器学习在设备管理中的应用将更加广泛。通过不断完善数据采集体系与模型算法,可以进一步提升设备管理水平,为工业生产系统的稳定运行提供有力保障。

### 参考文献

- [1] 宋和义,符豪.船舶机械设备状态监测与故障诊断技术研究[J].船舶物资与市场,2023,31(08):84-86.
- [2] 苑中锴,范厚明,张莹.基于状态监测的港口机械设备维修策略研究[J].广西大学学报(自然科学版),2018,43(03):965-976.
- [3] 何明.轧钢机械设备的故障诊断与预防性维护策略[C]//广西网络安全和信息化联合会.第十三届工程技术管理与数字化转型学术交流论文集.中天钢铁集团(南通)有限公司,2025:50-52.
- [4] 张乾.油液污染检测技术在港口机械预防维护与状态监测中的应用[J].辽宁科技学院学报,2006,(03):32-33.
- [5] 于永哲.浅谈油田机械设备状态监测与故障诊断技术[J].中国设备工程,2024,(11):163-165.

# Comparative analysis of comprehensive energy consumption optimization of medium pressure external transmission and reliquefaction

Jingya Liu

Jiangsu Huaxin Yongnan Energy Technology Co., Ltd., Suzhou, Jiangsu, 215000, China

## Abstract

This paper addresses the techno-economic issues of vapor (BOG) treatment at liquefied natural gas (LNG) receiving terminals. Using a specific LNG receiving terminal project downstream of the Yangtze River as a case study, it systematically compares the energy consumption characteristics and economic differences between direct compression for gaseous export and re-liquefaction for liquid export in this project. By establishing a data model for BOG production, calculating process energy consumption, and conducting a full lifecycle cost analysis, the research findings indicate that when the price of gaseous export is below 3850 yuan per ton, the direct compression scheme is more economically viable; however, when the price of liquid export exceeds 4300 yuan per ton, the re-liquefaction scheme can significantly increase profitability, reducing the payback period to 3-7 years. The paper further proposes an optimized strategy for BOG treatment based on dynamic market pricing, providing theoretical support and practical references for process selection at LNG receiving terminals.

## Keywords

Liquefied natural gas (LNG); Vapor (BOG); Direct compression; Regasification; Energy consumption analysis; Economic evaluation

## 中压外输与再液化综合能耗优化对比分析

刘靖亚

江苏华鑫永南能源科技有限公司, 中国·江苏苏州215000

## 摘要

针对液化天然气(LNG)接收站中蒸发气(BOG)处理的技术经济性问题,本文以长江下游某LNG接收站项目为研究对象,系统对比了该项目在一阶段直接压缩气态外输与再液化液态外输两种工艺的能耗特性与经济性差异。通过建立BOG产生量数据模型、工艺能耗测算及全生命周期成本分析,研究结果表明:在气态外输价格低于3850元/吨时,直接压缩方案更具经济性;当液态外输价格超过4300元/吨时,再液化方案可显著提升收益,投资回收期缩短至3-7年。本文进一步提出了基于动态市场定价的BOG处理优化策略,为LNG接收站工艺选择提供了理论依据与实践参考。

## 关键词

液化天然气(LNG);蒸发气(BOG);直接压缩;再液化;能耗分析;经济性评估

## 1 引言

### 1.1 研究背景与意义

液化天然气(LNG)作为低碳能源转型的核心载体,其产业链中BOG的高效处理已成为行业焦点。据统计,大型LNG接收站年均BOG产生量可达储罐容量的0.05%-0.15%<sup>[1]</sup>,若处理不当将导致能源浪费、安全风险及碳排放增加。当前主流工艺中,直接压缩与再液化分别适用于不同市场条件,但现有研究多聚焦单一工艺参数,缺乏综合能耗与经济效益的系统对比。

### 1.2 国内外研究现状

国际方面,挪威Statoil公司提出基于冷能回收的BOG再液化技术,能耗降低15%-20%<sup>[2]</sup>;国内学者顾安忠等通过优化压缩级数,将直接压缩电耗控制在0.35kWh/Nm<sup>3</sup>以下<sup>[3]</sup>。然而,现有研究对市场动态定价与工艺选型的耦合机制分析不足,亟待建立多目标优化模型。

本文仅对该项目在一阶段工况下的BOG产生量采用直接压缩工艺和再液化工艺进行对比与分析,两种工艺均可满足LNG接收站中的BOG处理需求,并结合工艺经济性给出适用条件,望能够为实际工作提供一些参考价值。

## 2 蒸发气产生机理与量化分析

LNG在接卸、储存过程中,储罐内均会产生蒸发气,即BOG(Boil Off Gas),BOG的存在会使储罐压力产生变化,

【作者简介】刘靖亚(1985-),男,中国吉林白山人,工程师,从事LNG接收站生产运营研究。

处于不稳定状态。通常为了维持 LNG 储罐恒定的压力，必须不断排出 BOG 气体。

### 2.1 BOG 生成源解析

蒸发气体 (BOG) 的产生原因主要包括以下几点：(1)

LNG 储存过程中，储罐与外界换热；(2) 管道受热；(3) 槽车卸车时的空间置换；(4) LNG 储罐内潜液泵工作产生的热量；(5) LNG 外输过程中容积置换；(6) LNG 卸船进料体积置换；(7) 环境大气压力发生变化等。

表 1 本项目 BOG 蒸发量

序号	BOG 产生因素	BOG 蒸发量 (kg/h)	备注
1	22 万 m <sup>3</sup> 储罐日蒸发量 (0.05%)	2002.5	1 座 22 万 m <sup>3</sup> 储罐
2.1	36" 卸船管线和 10" 保冷循环管线吸热	3631.2	4.4km/DN900
2.2	卸船气相返回管线吸热	1899	4.4km/DN450
3	LNG 卸船进料体积置换	5725.9	卸船最大速率为 3200m <sup>3</sup> /h
4	LNG 装车体积置换	737.7	10 个槽车撬位
5	进料充装闪蒸	-837	船舱压力为 10kpa <sub>g</sub> ，储罐压力为 18kpa <sub>g</sub>
6	罐内泵热量损失	1375.8	1 台罐内泵保冷循环
7	中高压泵热量损失	1155.6	1 台罐外泵开车期间 60% 回流
8	大气压变化	1518	2.7mbar/h 的变化值
9	卸船返气	-3885	80000m <sup>3</sup> 的船日蒸发率为 0.20%
10	连续气化外输	-292.5	10 万 Nm <sup>3</sup> /h 的连续外输

综合本项目 BOG 蒸发量表 1 分析对比后，BOG 产生量主要来源占比如下：

静态蒸发：储罐绝热性能缺陷导致环境漏热（占比约 40%）；

动态扰动：卸船、装车等操作引发 LNG 闪蒸（占比 35%）；

设备运行：潜液泵、高压泵等设备散热（占比 15%）；

环境影响：大气压变化及其他（占比 10%）。

### 2.2 典型工况下 BOG 组合总量

本项目 BOG 产生量随工况组合的变化呈现清晰的递增规律，具体总结如下：

基础静态工况（不卸船、不装车）：是 BOG 产生量最低的场景，其中“不卸船 + 不装车 + 气化外输”工况产生量最小，为 8235 kg/h；无气化外输时，产生量略升至 8527.5 kg/h，表明气化外输可小幅降低 BOG 产生量。

动态操作的影响：装车或卸船的动态操作会显著提升 BOG 产生量。仅装车时，BOG 产生量比基础静态工况增加约 700–750 kg/h；仅卸船时，产生量比基础静态工况增加约 2900–2950 kg/h，可见卸船对 BOG 产生的驱动作用远大于装车。

最高负荷工况：当卸船与装车同时进行，BOG 产生量达到峰值，其中“卸船 + 装车 + 不气化外输”工况产生量最高，为 12168.1 kg/h；若叠加气化外输，产生量略降至 11875.6 kg/h，进一步验证了气化外输的削减作用。

整体来看，BOG 产生量随操作负荷提升呈递增趋势，动态操作（尤其是卸船）是主要增量来源，而气化外输则可在各工况下起到一定的 BOG 削减作用。

因此，BOG 压缩机的设置需要针对工况特点，BOG 的

下游去向及其消纳情况，压缩机设备投资、项目整体经济效益等方面综合考虑 BOG 压缩机的设置方案。

综上，该项目配置 2 台（10t/h）相同能力的 BOG 压缩机以满足一阶段卸船工况下最大处理量要求；同时考虑二阶段工况及 BOG 压缩机设备的重要性（连续生产、检维修等状况），须备用 1 台 BOG 压缩机。

## 3 直接压缩工艺技术分析

### 3.1 直接压缩采用两级增压流程

直接压缩工艺是指储罐及整个 BOG 管网中的蒸发气以压缩机加压的方式进行处理。该项目配置 2 台相同能力的 BOG 压缩机满足卸船工况最大处理量要求。接收站在无卸船，正常输出状态下，开启 1 台 BOG 压缩机低负荷下运行即可处理产生的蒸发气；在卸船操作期间，开启 2 台压缩机运行满足卸船工况最大处理量要求。

由于该项目外输压力设定值较高，需要设置 2 级压缩工艺。所以该项目还设置 2 台 BOG 增压机，将来自 BOG 压缩机出口 1.0MPa 的 BOG 增压至 4.0MPa，增压后的 BOG 进入中压外输管网外输。正常情况下运行一台，在卸船工况下两台同时运行。

直接压缩工艺存在着能耗、处理工艺不够灵活等因素的限制，但直接压缩工艺针对 BOG 产生量不大、LNG 接收站在一阶段零外输或外输量小等情况具有较强的适用性。

通过测算数据，在直接压缩工况下，采用蒸发气 (BOG) 直接压缩工艺 1+1 两级增压模式将 BOG 蒸发气加压至 4.0MPa<sub>g</sub> 后进入中压外输管网外输，按 0.62 元 /kW 的电价计算年消耗电能 2014.8\*10<sup>4</sup>kw/年，年消耗电费约 1258 万元。

### 3.2 优化方向包括：

采用变频调速技术降低部分负荷能耗；

回收压缩余热用于站内供暖，综合能效提升 12%。

## 4 再液化工艺技术分析

### 4.1 再液化系统采用混合制冷工艺

该项目运行初期气化规模未形成、气化外输受限，相比液态外售，气态外售价格较低，甚至可能低于 LNG 采购成本，为增加液态外输收益，作为过渡性措施，该项目配套建设 BOG 再液化装置。将来自 BOG 压缩机出口 1.0MPa 的 BOG 增压至 4.0MPa，增压后的 BOG 进入再液化装置液化后返回储罐。按照非卸船工况下蒸发气零外输产生量配套设置 BOG 再液化系统，该项目 BOG 再液化能力选择 7000kg/h（未考虑大气压变化），采用混合制冷工艺技术进行蒸发气再液化。

### 4.2 再液化 BOG 压力的确定

天然气液化放出  $Q = \text{显热} + \text{相变潜热}$ ，相变潜热远远大于显热，所以合适的液化压力就是最小的 H 变化。

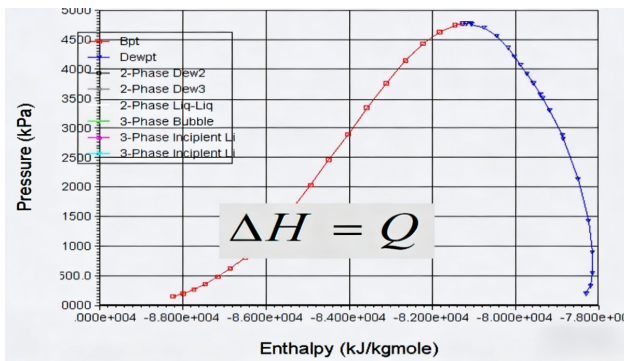


图 1 再液化 BOG 压力和焓值变化图

从原料 BOG 气图 1 的变化中可以看出，压力越高，原料气相变焓所需的能耗越小，故先将原料 BOG 气增压可使液化的能耗降低，综合考虑原料 BOG 气组成、BOG 增压和液化制冷剂压缩机总能耗和系统压力损失后选择 BOG 增压压力。

### 4.3 再液化 BOG 温度的确定

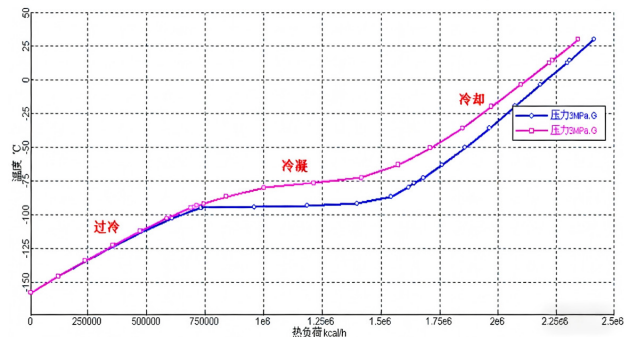


图 2 天然气液化过程的热量与温度的关系曲线

液化过程的液化压力直接关系到液化温度，即关系到液化能耗。图 2 为液化温度与天然气压力的关系。天然气

压力越高其冷凝（即液化）温度越高，则根据制冷原理，取得不同温度下的同样制冷量所消耗的制冷功率是不一样的，温度越低则消耗的制冷功率就越高。因此提高原料 BOG 的压力，需要采用压缩机增压，出口的 BOG 必然升温，为获得较低的温度需要额外冷量。因此确定原料天然气增压到 4.5MPa。可以使压缩原料 BOG 气和再液化的制冷压缩机总功率最小。

### 4.4 再液化工艺电耗测算

由于 BOG 二级增压气态外输或再液化均需要将 BOG 增压而消耗电能，因此 BOG 增压能耗不单独计入在液化撬运行成本内。BOG 再液化装置主要运行成本为制冷系统电耗，制冷剂压缩机功率 3582kW/h，制冷量 7000kg/h；其他能耗成本较小。因此仅计算制冷剂压缩机电耗费用作为 BOG 再液化增加成本。

经测算，在再液化工况下，主要生产运行成本来自于制冷剂压缩机电耗，年消耗电能  $3137.8 \times 10^4 \text{kw/年}$ ，年运行成本较直接压缩工况处理增加约 1959 万元。

## 5 直接压缩气态外售与再液化外售经济效益对比分析

BOG 处理装置按照全年连续不间断运行工况考虑，年运行时间为 8760h（365 天 \* 24h/天），BOG 再液化量为  $7000 \text{kg/h} \times 8760 \text{h} = 61320 \text{t}$ ，折合气态天然气  $8584.8 \times 10^4 \text{Nm}^3$ （LNG 气化率按  $1400 \text{Nm}^3/\text{t}$ ）

天然气气态外售价格按照第一阶梯价 2.75 元/方考虑（该价格为终端用户价格，外输价格比该价格低），针对不同 LNG 液态外输价格计算 BOG 液态外售和气体外售，其收益如表 5 所示：

通过外售收益分析（表 5），LNG 采购能源价格低于 2.75 元/方 \* 1400 方/t = 3850 元/t 或持平，则 BOG 直接压缩外输就能基本实现收益持平或盈利。在 LNG 资源来源充足并能满足终端液态和气态市场需求时，同时中压 BOG 管网也能完全接收 BOG，则维持 BOG 增压方案是最优选择，无需采用再液化工艺外售，避免因此产生的再液化运行电耗成本。

而当全年 LNG 液态外售价格为 4170 元/t 时，BOG 再液化运行成本和液态外输增加的收益基本持平，经济收益不明显；当全年 LNG 液态外售价格处于 4300-4500 元/t 区间时，经济效益较为可观，预计 3-7 年内收回再液化装置的建设投资。

## 6 结语

该项目一阶段气化外输规模小，气化用户还需进一步培养发展。同时现阶段管网天然气定价机制未完全理顺，相比液态外售，气态外售价格低，甚至可能低于 LNG 的采购成本，气态外输存在亏损风险。如液态外输市场价格较高时，BOG 再液化液态外售相比气态直接外售，可增加 LNG 接收

站的经济收入。所以，建设 BOG 再液化装置可作为过渡性的选择，以降低 BOG 气态外输带来的亏损。

当然，具体是否增建 BOG 再液化装置还需要根据

LNG 资源来源和终端外售价格、外输管网天然气需求规模状况及外输天然气价格机制等发展情况和市场预期等情况

综合考虑后进行最终决策。

表 2 气态外售与再液化外售收益分析

序号	LNG 液态外输价格 (元/吨)	LNG 液态外输收入 (万元/年)	NG 气态外输价格 (元/吨)	NG 气态外输价格 (万元/年)	液态相比气态外输增加收入 (万元/年)	BOG 再液化运行成本 (万元/年)	LNG 液态外输净收益 (万元/年)	静态投资回收期 (年)
1	3850	23608.2	2.75	23608.2	0	1959	-1959	-
2	4000	24528	2.75	23608.2	919.8	1959	-1039.2	-
3	4170	25570.44	2.75	23608.2	1962.24	1959	3.24	-
4	4300	26367.6	2.75	23608.2	2759.4	1959	800.4	6.7
5	4500	27594	2.75	23608.2	3985.8	1959	2026.8	2.7
6	5000	30660	2.75	23608.2	7051.8	1959	5092.8	1.1
7	5500	33726	2.75	23608.2	10117.8	1959	8158.8	0.7
8	6000	36792	2.75	23608.2	13183.8	1959	11224.8	0.5

参考文献

[1] 顾安忠. 液化天然气技术手册[M]. 机械工业出版社, 2010.

[2] Statoil. BOG Reliquefaction Technology in LNG Terminals[R].

2018.

[3] 王建军, 李华. LNG接收站BOG处理工艺优化[J]. 油气储运, 2021, 40(5): 12-18.