

LNG接收站节能降耗研究

曹 中 中石油江苏液化天然气有限公司

【摘要】提升企业经济效益是一个企业健康发展的必要前提。对于LNG接收站而言，在年外输总量不变的前提下，降低单位外输气量的能耗是提升接收站经济效益的重要方法。在LNG接收站运行过程中，存在很多影响接收站运行能耗的因素。比如设备及管线保冷流量过大、卸船操作中吹扫用氮量过大、SCV运行消耗过多的燃料气、ORV用海水泵缺少变频器致使低流量时消耗过多海水、PSA制氮系统生产流量偏低等情况。基于此，重点从优化工艺操作以及设备改造两个方面，分析接收站可以采取的节能降耗措施。

【关键词】LNG接收站；节能降耗；操作优化；设备改造

【DOI】10.12316/j.issn.1674-0831.2022.17.031

随着我国沿海地区LNG接收站的相继建成投产，我国LNG工业已经迎来了快速发展的高潮，LNG接收站的节能降耗对于企业的可持续发展具有重要意义。LNG接收站在运行过程中需要对备用的管线和设备进行保冷，会产生大量BOG气体，减小BOG的产生量是接收站节能降耗的重点。同时，接收站的运行也会消耗大量的电能、燃料气、液氮等，需要根据接收站的实际生产状况，以节约保冷量、电能、燃料气、氮气为重点，根据接收站生产实际，从工艺操作优化及设备改造两个方面出发，通过多种措施实现节能降耗的目的。

一、设备改造

1.海水泵加装变频器

ORV与其他类型气化器相比具有两大优势：第一，工艺简单，运行可靠，且耐用、安全；第二，成本效益明显。ORV是LNG接收站能耗较大的设备，海水泵提供该设备的海水。目前未加装变频器的海水泵出口额定流量为9180m³/h，额定功率是1400kw，ORV的额定流量为200t/h。通过考察交流，中国台湾地区某接收站ORV的LNG与海水量换热比例为1：20，即：1吨LNG只需要20m³/h的海水量进行换热。换言之，单台ORV满负荷运行只需要4000m³/h的海水。与此同时，根据生产状况，ORV的流量不可能一直保持200t/h。如果一直维持单台ORV9180m³/h的海水供应会造成巨大的电能浪费，故可根据ORV换热板上的结冰高度通过加装变频器改变海水泵的流量。需要注意的是当海水流量减小时，可能会造成ORV用海水管道的振动及噪声增大，同时也会影响海水流量计的准确性。同时，还需要考虑海水量降低对ORV翅片上水膜的影响。故必须经过严格的海水流量优化实际测试及理论研究才可对海水泵加装变频器。

2.生产水泵、生活水泵加装变频器

以江苏LNG接收站为例，生产水泵额定流量大约为

50m³/h，功率11kw；生活水泵额定流量为16m³/h，功率3.7kw。由于生产水、生活水的用户使用量是波动的，生产水泵及生活水泵均加装变频器，避免泵出口回流造成过多的能量消耗。

3.接收站冷能利用空气分离

LNG的冷能可以用于空气分离，该装置由两大系统组成：LNG冷能回收系统和空气液化、分离系统。在接收站正常外输工况下，从高压输出总管引出LNG进入制氮装置中的液化换热器、乙二醇水溶液冷却器中，液化高压氮气和冷却乙二醇水溶液，气化后返回至接收站高压NG外输管线。不仅制造了氮气、氧气、氩气，冷能利用装置还能作为接收站的小型气化器，节约气化用电能消耗。以江苏LNG为例其冷能空分装置的规模能达到115t/h。按照单位LNG气化需要能搞5kw*h计算，该冷能空分装置一天可节省电能2700kw*h。

4.接收站新增增压压缩机

由于LNG接收站具有启停设备快的特点，接收站多作为调峰使用。如果夏季接收站不需要外输量时，接收站只需要运行一台低压泵建立接收站冷输出循环，使站内的管线一直处于冷态即可。但是此流程下接收站产生的BOG将无法处理，放空火炬燃烧会造成大量的能源浪费。因此，接收站可配置一台增压压缩机，其原理是通过多级压缩，将BOG压缩机出口的气体直接加压至外输管线的压力，从而进行站内BOG的处理。

以江苏LNG为例，如果接收站不外输，启动增压压缩机，将站内的BOG直接加压至7MPa以上进入外输天然气管线。增压机的电机额定负荷为2700kw，其能力约为15t/h，假设1m³的天然气价格是3元，电能的价格为1kw*h。其每小时可为接收站节省60300元。正常运行时，通过增压压缩机出口的回流阀使压缩后的一部分气体重新返回到增压压缩机入口，从而实现增压压缩机的

流量调节。这样既浪费了电能，压缩机的各级温度也会升高。增压压缩机可加装一套无级气量调节系统，该系统主要工作原理是计算机即时处理增压压缩机运行过程中的状态数据，并将信号反馈至执行机构内电子模块，通过液压执行器来实时控制进气阀的开启与关闭时间，使多余部分气体未经压缩而重新返回到进气总管，压缩循环中只压缩需要压缩的气量，达到回来省功的目的。实现增压压缩机排气量0~100%全行程范围无级调节。此时，增压压缩机的流量等于上游BOG压缩机出口流量，达到节能的目的。

二、工艺操作优化

1.火炬长明灯及SCV燃料气供给方式改进

接收站火炬长明灯及SCV燃料气的供给一般有外输天然气供给以及BOG压缩机出口供给两种方式。外输管线供应的燃料气是经过接收站内高压泵加压和气化器气化后的外输气，压力较高（大约10MPa），需要进行降压（大约0.7MPa）后，才能供SCV给火炬长明灯使用，这样就造成了电能的浪费。

如果使用BOG压缩机出口的BOG气体供给，能节省电能消耗，但会影响到接收站运行的稳定性。再冷凝器是接收站内承接上下游的关键设备，其运行参数的平稳控制是接收站操作的关键。由于再冷凝器的控制是通过控制压缩机出口的流量与进入再冷凝器的LNG流量的比率来实现的，如果BOG压缩机出口流量一部分去往燃料气系统，必然会导致BOG压缩机去往再冷凝器的流量的波动。当BOG压缩机出口流量波动时必然会导致LNG流量的波动，使再冷凝器的参数控制不稳定，如液位控制不稳定等情况。故需要操作人员关注再冷凝器的运行。发生再冷凝器液位波动时调整BOG与LNG的比率。

2.优化ORV与SCV运行匹配

ORV与SCV相比，SCV运行时消耗燃料气费用较高。ORV随海水温度变化的单位能耗计算公式为： $E = E_0 / Q$ （海水泵电机功率）/Q（ORV流量）。冬季气温较低时单台ORV的气化能力也会降低，其海水流量为海水泵出口流量，不会发生变化。ORV运行时能耗只有海水泵消耗的电能。单台ORV的额定能力为200t/h，单台ORV所需要的水量约为9000m³/h。随着海水温度的降低，海水流量不变，但ORV的气化能力降低，单位LNG所需要的能耗升高。表1为江苏LNG接收站ORV随海水温度变化单位LNG的能耗计算。通过分析可知，SCV的运行需要的设备包括燃料气电加热器、助燃风机、冷却水泵、水浴加热器，同时还需要消耗燃料气。江苏LNG单台SCV满负

荷运行时燃料气消耗量为2500kg/h，满负荷流量200t/h，故单位LNG气化需消耗燃料气为12.5kg。以燃料气价格为3元/kg计算，每吨LNG气化需消耗燃料气37.5元。即使不计算燃料气电加热器、助燃风机、冷却水泵、水浴加热器消耗的电能，光燃料气的消耗也远超ORV海水泵的能耗。故LNG接收站应该优先使用ORV作为主要外输气化设备，当冬季海水温度过低时在使用SCV。

表1 ORV单位能耗计算

海水温度 (°C)	外输能力 (t/h)	单位消耗 (kw*h)
5.5	200	5.50
5.0	185	5.95
4.5	170	6.47
4.0	155	7.10
3.5	140	7.86

3.储罐罐压控制

接收站的罐压控制需要结合接收站的接船情况提前控制。接收站在卸船前需要进行卸料臂的冷却，冷却后的热BOG最终进入储罐。接收站在卸料过程中，由于不断有热的BOG气体进入储罐，储罐压力上升，升至最高点后，由于回流鼓风机向船上返气以及卸船管线温度得到下降后，罐压开始下降（如图1）。根据LNG接收站卸船的来源不同，船在运输过程中消耗的时间也不同。一般来说运输时间越长，船舱内温度和压力越高。接收站BOG总管的压力超过一定值后会排放至火炬，为有效控制罐压，卸船前需要提前提高BOG压缩机负荷，使罐压降至较低值。由LNG的特性可知压力越低其沸点也越低，罐压过低会导致储罐内闪蒸出更多的BOG气体（如罐压降低至12kpag左右），将会导致BOG压缩机耗电增加。所以应该结合考虑罐压与船上压力，在保证卸船期间储罐不超压的前提下，来船前将罐压降至合理范围。

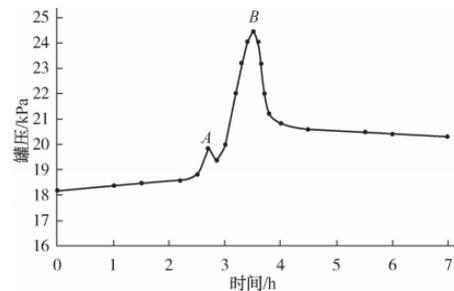


图1 卸料期间罐压随时间变化

同时，如果卸船初期储罐压力上升过快，可协调船侧延长启泵间隔时间（一般船侧每间隔5min启动一台卸船泵），以降低卸船初期卸船总管内热的LNG进入储罐的速率，从而降低储罐压力上升的速度。另一种控制罐压的方式是根据储罐压力选择进料方式，如果船上LNG的密度相对储罐中储存在LNG密度较小或者较大（但相

差不多), 可选择底部进料方式, 以降低进入储罐中的LNG的闪蒸速度(顶部进料会加速LNG的闪蒸速度)。

4.PSA制氮系统流量调节

由于LNG接收站一般采用PSA制氮系统和液氮系统共同作为其氮气供应。液氮系统作为备用, 主要为接收站大氮气用量时使用。如: 卸船期间吹扫卸料臂、设备大修前后的吹扫等。正常情况下一套PSA制氮系统能够提供 $60 \sim 80 \text{m}^3/\text{h}$ 的氮气量, 接收站正常工况下(在没有卸船、没有设备吹扫)使用氮气量较小, 需要调小PSA制氮的产生量。当接收站出现设备吹扫等用氮操作时, 操作人员可提前调大PSA的制氮量, 减少液氮的使用量。

5.优化操作流程, 减少用氮量

在日常操作中需要使用氮气时应该优化操作方法, 减少用氮量。以排净码头排净罐操作为例, 如图2所示, 接收站氮气管网的压力一般为 $0.6 \sim 0.7 \text{MPa}$, 由于接收站低压输出总管的压力为 1.1MPa , 故码头保冷循环的压力也是 1.1MPa 左右, 卸船期间卸船管线的压力以船侧卸船泵的出口压力为准, 一般为 0.38MPa 。接收站氮气管网的压力低于非卸船期间码头卸船总管的压力, 故码头排净罐的排净只能安排在卸船期间进行。如果全速卸料再排净码头排净罐, 由于此时卸船总管的压力已经上升至 0.38MPa 左右, 需要码头排净罐加压到 0.4MPa 以上才能排出, 耗费大量氮气。而此时快速的氮气消耗绝大部分都是由液氮补充, 加速了液氮的消耗速度。

由以上可知: 卸船管线压力最低时排净码头排净罐最节省用氮。通过实际操作可知: 卸船期间从船上和岸上做好卸船的准备至船上启动卸船泵的间隔时间大概 $10 \sim 20 \text{min}$ 。操作人员可以利用该间隔时间利用氮气管网压力快速排净码头排净罐。由于此时卸船管线的压力只有约 0.1MPa , 操作人员只需要将码头排净罐加压至约 0.2MPa 以上即可将码头排净罐里的液体排干净。下面计算操作方式优化后节约的氮气量。以江苏LNG接收站为例, 码头排净罐容积 30m^3 , 原来需要加压到 0.4MPa 才能排净, 现在只需要加压到 0.2MPa 左右, 根据理想气体状态方程 $PV=nRT$, 大约节约 60m^3 氮气(常温、常压下)。

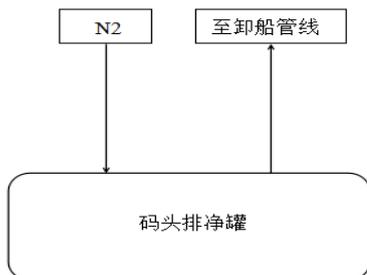


图2 氮气加压排净码头排净罐

6.优化操作流程, 减少保冷量

由于LNG接收站的设备和管线通常处于保冷状态, 设备保冷需要消耗一定的冷能。以江苏LNG接收站为例, 备用的低压泵、高压泵的出口温度需要保持在 -130°C 以下才能保证设备随时可启动。但如果保冷量过大则会造成BOG管线内产生更多的BOG。同时由于保冷量增加, 接收站低压泵需要输出更多的量, 导致低压泵耗能增加。通过操作优化, 调节保冷用铅封阀门, 使低压泵、高压泵出口温度维持在 -130°C 左右, 可减少冷能消耗。

接收站内存在一些内漏阀门, 阀门的内漏也造成了设备和管线的过度保冷。例如假如高压泵出口阀内漏, 高压输出总管的LNG就会流至高压泵出口处然后从高压泵高压排净管线及回流管线旁路流走, 造成更多的BOG产生(如图3)。同时由于高压泵出口的LNG一部分进入其他备用的高压泵, 也造成了高压泵电能的浪费。

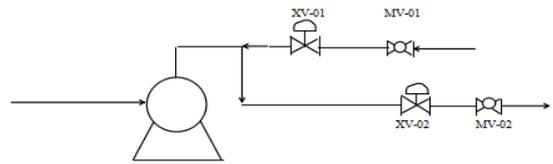


图3 高压泵出口阀内漏冷量浪费

由于XV-01阀内漏, 高压输出总管内LNG经过MV-01、XV-01后再流经XV-02、MV-02进入排净管线, 造成冷量的浪费。在实际操作中如果高压泵停止后就应及时关闭MV-01, 防止XV-01内漏造成的冷能浪费。在实际操作中应该及时发现接收站内管线和设备的内漏情况。

三、结束语

LNG接收站实施节能降耗相关措施后, 节约了电能、冷能、液氮等的用量。提高了接收站的经济效益, 有利于接收站长期健康发展。因此, 接收站在投产及运行时应该充分考虑节能降耗的各项措施。

参考文献:

- [1]陈雪, 马国光, 等.我国LNG接收站终端的现状与发展新动向[M].煤气与热力, 2007, 8(8): 63~66.
- [2]中国石油唐山液化天然气项目经理部 液化天然气(LNG)接收站重要设备材料手册[M].北京: 石油工业出版社, 2007.

作者简介: 曹中(1988—), 男, 中级工程师, 2010年毕业于中国石油大学(北京)油气储运工程专业, 学士学位, 现就职于中石油江苏液化天然气有限公司, 主要从事液化天然气的储存与气化工作。