

LNG 接收站最大 / 最小外输量的确定方法

——以浙江 LNG 接收站为例

贾士栋 吕俊 邓青

中海浙江宁波液化天然气有限公司

贾士栋等. LNG 接收站最大 / 最小外输量的确定方法——以中国 LNG 接收站为例. 天然气工业, 2013, 33(6): 86-90.

摘要 LNG 接收站的最大 / 最小外输量是其最重要的生产运行参数, 最大外输量的确定应保证白天满足天然气管网最高峰时的用气需求, 而最小外输量的确定则仅保证满足 LNG 接收站最低运行条件即可。为此, 分析了罐内低压泵、再冷凝器、高压泵及气化器这 4 类设备的运行能力对确定 LNG 接收站最大 / 最小外输量的影响, 明确了 LNG 接收站最小外输量的确定分允许火炬燃烧及不允许火炬燃烧 2 种计算工况: ①在允许火炬燃烧并保证全厂各有 1 台主工艺设备运转的前提下, 决定 LNG 接收站最小外输量的关键设备为高压泵的最小流量; ②在不允许火炬燃烧并保证全厂各有 1 台主工艺设备运转的前提下, 决定 LNG 接收站最小外输量的关键设备为冷凝 BOG 需要的 LNG 量。据此, 得出浙江 LNG 接收站最大外输量为 950 000 m³/h; 在允许火炬燃烧的情况下, 其最小外输量为 75 331 m³/h; 在不允许火炬燃烧的情况下, 其最小外输量为 302 601 m³/h。

关键词 浙江 LNG 接收站 最大外输量 最小外输量 罐内低压泵 再冷凝器 高压泵 气化器 变频

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.06.016

A method of calculating the maximum and minimum sendout rates of an LNG terminal in Zhejiang, China

Jia Shidong, Lü Jun, Deng Qing

(CNOOC Zhejiang Ningbo LNG Co., Ltd., Ningbo, Zhejiang 315000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 6, pp.86-90, 6/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The maximum and minimum sendout rates are the most important operation parameters for an LNG terminal; the former will help a natural gas pipeline network to satisfy the gas demand in the peaking times during the day, while the latter just guarantees the terminal's normal operation. In view of this, this paper first analyzed the impact of the operating capacity of low pressure pump, re-condenser, high pressure pump, and vaporizer in LNG tanks on the determination of the maximum and minimum sendout rates of the terminal. In the calculation of the minimum sendout rate of an LNG terminal, there are two working conditions of allowing and not allowing the flare burn. Under the condition of allowing the flare burn and ensuring the running of a major facility, the key to determining the minimum sendout rate is the minimum flow rate of the high pressure pump; under the condition of not allowing the flare burn and ensuring the running of a major facility, the key to determining the minimum sendout rate is the LNG quantity required for condensing the BOG. Taking an LNG terminal in Zhejiang for example, the maximum sendout rate was calculated to be 950,000 m³/h, the minimum sendout rate was 75,331 m³/h and 302,601 m³/h respectively under the condition of allowing and not allowing the flare burn.

Key words: LNG terminal, Zhejiang, maximum sendout rate, minimum sendout rate, low pressure pump, re-condenser, high pressure pump, vaporizer, frequency conversion

作者简介: 贾士栋, 1967 年生, 高级工程师; 主要从事天然气液化技术管理工作。地址: (315800) 浙江省宁波市北仑区明州路 301 号宁波港大厦 10 楼。电话: (0574) 87082988。

LNG接收站的主要功能是接收、储存和气化LNG,并通过管网向下游用户供气^[1-2]。部分LNG接收站还设置有LNG槽车装车站,向用户直接提供LNG。LNG接收站的最大/最小外输量是其最重要的生产运行参数之一,接收站的设计正是根据这一参数来确定整个接收站工艺设备的运行能力、管道的粗细、阀门的大小等重要参数。因此,接收站的最大/最小外输量在FEED设计阶段(前端设计)就应予以确定。笔者以浙江LNG接收站(以下简称为浙江LNG接收站)为例,讨论了接收站最大/最小外输量的确定方法,希望借此对其他LNG接收站最大/最小外输量

的确定有所裨益。

1 最大/最小外输量的计算

1.1 最大/最小外输量的计算原则

根据浙江省用气负荷不均匀系数(表1),可以看出浙江省天然气消费存在夏冬两季为用气高峰、春秋两季为用气低谷的现象,尤其在每年的1、2月份,由于中国传统节日的影响,此时用气负荷不均匀系数不及高峰用气月的一半。如2011年7月29日,浙江省单日最大用电负荷为 $5\,063 \times 10^4$ kW,而2011年2月3日的最低负荷仅为 973×10^4 kW。

表1 浙江省用气负荷不均匀系数统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
用气负荷不均匀系数	0.64	0.65	0.84	0.86	0.87	0.94	1.36	1.36	1.22	0.93	0.98	1.35

另外,由于浙江LNG接收站主要用于天然气调峰,即主要解决工业用户尤其是燃气电厂的小时调峰任务。而浙江省电网要求燃气电厂在白天用电负荷集中时天然气机组满负荷运行,而在夜里用电负荷大幅下降时天然气机组停止运行,具体来说,燃气机组运行的主要集中时间为每日的8:00—22:00,其余时间基本为少开或者不开,即所谓的昼开夜停。

为了适应这种用气特点,浙江LNG接收站最大外输量的确定应保证白天满足浙江省天然气管网最高峰时的用气需求,而最小外输量的确定则仅保证满足LNG接收站最低运行条件即可(即保持单台设备处于热备用状态),以备短期内LNG接收站外输量从较小外输量转化到最大外输量。按这个原则来考虑LNG接收站最大/最小外输量的计算。

1.2 浙江LNG接收站工艺流程简介

浙江LNG接收站工艺流程如图1所示^[3]。LNG接收站将来自LNG船的LNG($-162\text{ }^{\circ}\text{C}$)通过码头上的卸料管线输送至LNG储罐。位于LNG储罐内的罐内低压泵再将储罐内LNG输送至再冷凝器^[4],然后通过高压泵将再冷凝器内的LNG加压输送至气化器,最后LNG在气化器内气化后输送至浙江省天然气管网,由天然气管网将天然气送至最终用户^[5-6]。由于环境温度、大气压变化、罐内泵电机运转等外界能量输入原因,LNG接收站1台罐内低压泵需要始终保持运转,以维持小流量的LNG在整个接收站的工艺设备及管线内流动,从而达到保冷的效果^[7],产生的

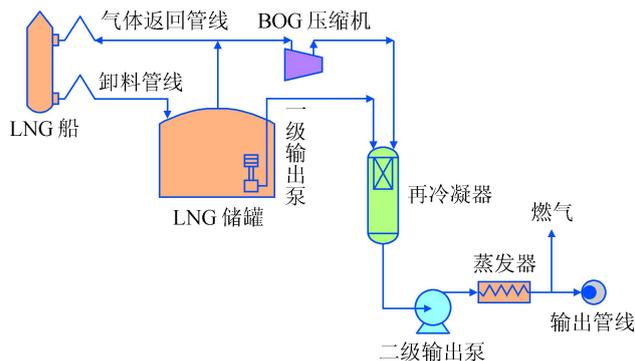


图1 浙江LNG接收站工艺流程简图

BOG(Boiled Off Gas)需要通过再冷凝器冷凝后外输或者直接通过火炬燃烧排放。

2 最大外输量的确定

根据图1及LNG接收站最大/最小外输量的计算原则,可以看出决定LNG接收站外输量的设备主要为罐内低压泵、再冷凝器、高压泵及气化器,根据这4类设备的运行能力就可以计算LNG接收站最大/最小外输量。根据浙江省天然气管网下游公司提供的数据,浙江LNG接收站在高峰月高峰日承担的天然气最大外输量为 $880\,000\text{ m}^3/\text{h}$,折合LNG外输量为 $1\,420\text{ m}^3/\text{h}$ 。根据设备大小匹配及略微放大的设计原则,确定气化器的气化能力为 $384\text{ m}^3/\text{h}$,共4台;确定高压泵的流量为 $384\text{ m}^3/\text{h}$,共5台,1台备用;确定罐内低压泵的流量为 $430\text{ m}^3/\text{h}$,共6台(综合考虑槽车

外运及全厂保冷循环的需求)。据此,可以得出浙江 LNG 接收站最大外输量为 $1\,536\text{ m}^3/\text{h}$,略大于天然气管网的高峰需求量。

3 最小外输量的确定

3.1 决定 LNG 接收站最小外输量的主要设备

根据浙江 LNG 接收站的工艺流程,可以看出决定 LNG 接收站最小外输量的设备主要为罐内低压泵、再冷凝器、高压泵及气化器,即确定 LNG 接收站最小外输量时需要考虑这 4 类设备的最低运行条件。

3.1.1 罐内低压泵

罐内低压泵位于高压泵的上游。根据设备选型原则,罐内低压泵单台流量(Q_1)为 $430\text{ m}^3/\text{h}$ 。但考虑到槽车(按仅有 1 台槽车在装车计算,所需 LNG 流量约为 $60\text{ m}^3/\text{h}$,液态外输量不作为气态外输量计算)、LNG 接收站卸料管线及码头的保冷循环需求量(该量约为 $216\text{ m}^3/\text{h}$,不外输,冷循环后全部返回 LNG 储罐)及需要提供给下游高压泵的最小输量,经计算罐内低压泵的单台流量约为 $394\text{ m}^3/\text{h}$,已经接近罐内低压泵的额定流量。而根据厂家提供的罐内低压泵性能曲线,该泵运行的最小流量(Q_1')要求为 $130\text{ m}^3/\text{h}$ 。而 Q_1 大于 Q_1' 。因此,要维持整个 LNG 接收站的保冷循环及下游设备正常运作,要求罐内低压泵的最小流量为 $394\text{ m}^3/\text{h}$ 。

3.1.2 再冷凝器

再冷凝器主要冷凝整个 LNG 接收站产生的 BOG,并用作下游设备高压泵的入口缓冲罐^[8-9]。根据计算,可知浙江 LNG 接收站最大 BOG 产生量约为 27 t/h ,对应需要冷凝 BOG 的 LNG 量为 189 t/h (按照 $\text{BOG}:\text{LNG}=1:7$ 考虑^[10],那么需要罐内低压泵输送的 LNG 量为 189 t/h ,冷凝后总计产生 LNG 量(Q_2)为 $474\text{ m}^3/\text{h}$ (其中 $59\text{ m}^3/\text{h}$ 为 BOG 冷凝后变成的 LNG 量)。但如果考虑将全部 BOG 通过火炬燃烧,那么再冷凝器不会额外增加 LNG 流量。

3.1.3 高压泵

3.1.3.1 没有变频器的高压泵最小流量的确定

根据设备选型原则,高压泵额定流量为 $384\text{ m}^3/\text{h}$,扬程为 $1\,806\text{ m}$,转速为 $2\,975\text{ r/m}$ 。根据高压泵的性能曲线(图 2),可以得知在不变频的情况下,高压泵的最小流量为 $118\text{ m}^3/\text{h}$ 。如果再减小流量,高压泵将不能正常工作,并且此时输送的 LNG 不能带走由于电机产生的热负荷而将对泵产生损害。高压泵不承担

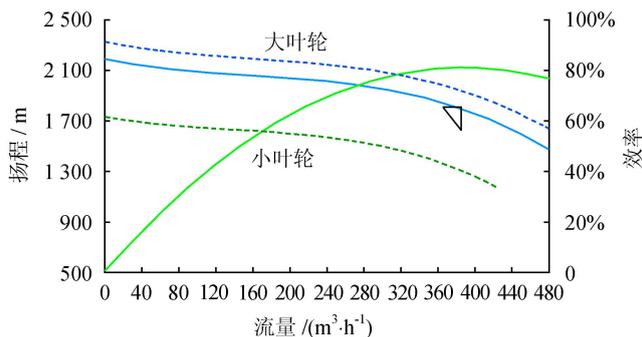


图2 高压泵性能曲线图

全厂 LNG 保冷循环及供 LNG 槽车外运的任务。因此,高压泵需要的最小流量(Q_3)为 $118\text{ m}^3/\text{h}$ 。

3.1.3.2 安装变频器后高压泵最小流量的确定

从图 2 可以得知,在转速为 $2\,975\text{ r/m}$ 的情况下,高压泵最小流量为 $118\text{ m}^3/\text{h}$ ^[11]。图 3 为安装变频器后高压泵的性能曲线。浙江省天然气管网对气化器出口压力要求维持在 7 MPa ,从图 3 可以看出,如果要维持离心泵速度三角形不变,并保持气化器出口压力为 7 MPa (图中红色横线),需要高压泵的转速下调为 $2\,775\text{ r/m}$ (即图中深蓝色曲线)。如果继续下调高压泵转速至 $2\,000\text{ r/m}$,此时不仅泵的效率低(20% 以下),且气化器出口压力也不能达到管网要求。因此,安装变频器后, $2\,775\text{ r/m}$ 是高压泵转速调整的下限。那么根据离心泵流量相似公式,在转速调整量小于 20% 时,离心泵的速度三角形基本保持不变,因而转速和流量成正比。经计算,在转速为 $2\,775\text{ r/m}$ 时,浙江 LNG 接收站高压泵的最小流量为 $110\text{ m}^3/\text{h}$ 。

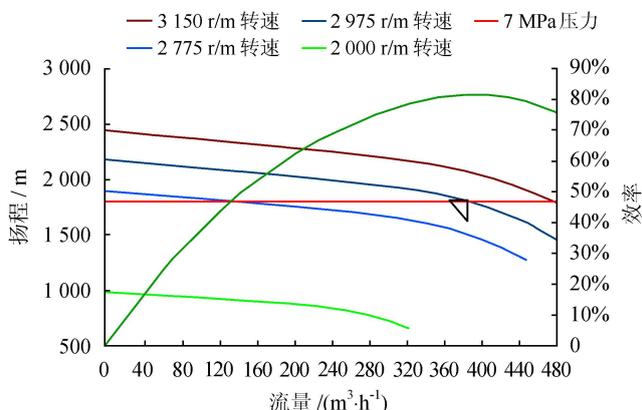


图3 安装变频器后高压泵的性能曲线图

3.1.4 气化器

浙江 LNG 接收站选用来自日本神户制钢的中间介质气化器(IFV)^[12]。IFV 是由一个兰金循环系统和天然气直接膨胀系统组成的综合系统^[13-15]。该气化器

位于高压泵的下游。根据厂家文件,IFV 在维持热备用状态时对 LNG 的需求量很小,仅为 $6.6 \text{ m}^3/\text{h}$,这样就可以减少 IFV 通入大流量 LNG 时的热应力,从而实现 IFV 的快速启动。因此,IFV 需要的最小 LNG 流量(Q4)为 $6.6 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

3.2 最小外输量的计算工况

从上面 4 种设备的分析可以看出,LNG 接收站最小外输量应分为 2 种计算工况,即允许火炬燃烧工况及不允许火炬燃烧工况。

3.2.1 火炬燃烧工况

低压泵供应 $394 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 给下游的高压泵、槽车及全厂保冷循环系统,其中 $216 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 为全厂保冷循环用,循环后全部返回 LNG 储罐,不外输; $60 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 供应给槽车,不外输,产生的 BOG 气体全部通过火炬燃烧,即再冷凝器不发挥作用;剩下的 $118 \text{ m}^3/\text{h}$ LNG 供应给高压泵(不变频),而高压泵又需要供应(Q3) $118 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 给下游 IFV,IFV 热备启动所需的最小 LNG 流量(Q4)为 $6.6 \text{ m}^3/\text{h}$ (小于 Q3)。因此,最后气化外输至浙江省输气干网的天然气量为 Q3。即在允许火炬燃烧并保证全厂各有 1 台主工艺设备运转的前提下,决定 LNG 接收站最小外输量的关键设备为高压泵的最小流量。

3.2.2 不允许火炬燃烧工况

低压泵供应 $690 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 给下游的再冷凝器、高压泵、槽车及全厂保冷循环系统,其中 $216 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 为全厂保冷循环用,不外输; $60 \text{ m}^3/\text{h}$ 的 LNG 供应槽车,不外输,产生 27 t/h 的 BOG 气体全部通过再冷凝器冷凝,冷凝后产生共计(Q2) $474 \text{ m}^3/\text{h}$ (其中 $59 \text{ m}^3/\text{h}$ 为 BOG 冷凝后变成的 LNG 量)的 LNG 输送至高压泵。该量大于高压泵最小流量 Q3,也大于末端 IFV 热备启动所需的最小 LNG 流量 Q4,因此,最后气化外输至浙江省输气干网的天然气量为 Q2。即在不允许火炬燃烧并保证全厂各有 1 台主工艺设备运转的前提下,决定 LNG 接收站最小外输量的关键设备为冷凝 BOG 需要的 LNG 量。

4 结论

1)决定 LNG 接收站外输能力的设备主要为罐内低压泵、再冷凝器、高压泵及气化器,即根据这 4 类设备的能力大小来计算接收站最大/最小外输量。

2)根据浙江省天然气管网下游公司提供的数据、设备大小的匹配和略微放大的原则,得出浙江 LNG 接收站最大外输量为 $1\,536 \text{ m}^3/\text{h}$ (LNG 流量),折合气体流量为 $950\,000 \text{ m}^3/\text{h}$,略大于天然气管网的高峰流

量需求。

3)在允许火炬燃烧的情况下,综合考虑罐内低压泵、再冷凝器、高压泵及气化器的设备性能及下游天然气管网对 LNG 接收站的供气需求,高压泵的最小流量即为浙江 LNG 接收站的最小外输量,即 $118 \text{ m}^3/\text{h}$ (LNG 流量),折合气体流量为 $75\,331 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

4)在不允许火炬燃烧的情况下,综合考虑罐内低压泵、再冷凝器、高压泵及气化器的设备性能及下游天然气管网对 LNG 接收站的供气需求,冷凝 BOG 需要的 LNG 量即为浙江 LNG 接收站的最小外输量,即 $474 \text{ m}^3/\text{h}$ (LNG 流量),折合气体流量为 $302\,601 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

5)通过变频的方式可调节高压泵的最小流量至 $110 \text{ m}^3/\text{h}$ (LNG 流量),即折合气体流量为 $70\,220 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

参 考 文 献

- [1] 初燕群,陈文煜,牛军锋.液化天然气接收站应用技术[J].天然气工业,2007,27(1):120-123.
CHU Yanqun, CHEN Wenyu, NIU Junfeng. LNG terminal application technology[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(1):120-123.
- [2] 张杨竣,秦朝葵,刘鹏君.LNG 互换性及我国天然气气质管理问题探讨[J].石油与天然气化工,2012,41(2):219-222.
ZHANG Yangjun, QIN Zhaokui, LIU Pengjun. Discussion on LNG interchangeability and natural gas quality management in China[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2012, 41(2):219-222.
- [3] 王红,白改玲,李艳辉,等.LNG 接收站流程模拟计算[J].天然气工业,2007,27(11):108-109.
WANG Hong, BAI Gailing, LI Yanhui, et al. The simulated calculation on LNG receiving terminal process [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11):108-109.
- [4] 师铜墙,焦长安.大型液化天然气(LNG)接收站低温泵的工艺特性及选型[J].水泵技术,2012(2):31-34.
SHI Tongqiang, JIAO Chang'an. Large liquefied natural gas (LNG) terminal cold pump technology characteristics and selection[J]. Pump Technology, 2012(2):31-34.
- [5] 刘利.LNG 接收站的设计技术[J].石油工程建设,2005,27(4):8-11.
LIU Li. LNG terminal design technology[J]. Petroleum & Chemical Construction, 2005, 27(4):8-11.
- [6] 吕俊,王蕾.浙江 LNG 接收站项目气化器选型及系统优化[J].天然气工业,2008,28(2):132-135.
LYU Jun, WANG Lei. Zhejiang LNG terminal carburetor selection and system optimization[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2):132-135.
- [7] 吕俊,张昌维,傅皓.LNG 接收站 BOG 压缩机处理能力计算及选型研究[J].化工设计,2011,21(1):14-16.

- LYU Jun, ZHANG Changwei, FU Hao. LNG terminal BOG compressor capacity calculation and selection research [J]. Chemical Design, 2011, 21(1):14-16.
- [8] 顾安忠. 液化天然气技术 [M]. 北京:机械工业出版社, 2004.
- GU Anzhong. Liquefied natural gas technology [M]. Beijing: China Machine Press, 2004.
- [9] 刘盛鹏. 广安 LNG 装置冷箱积液处理 [J]. 石油与天然气化工, 2013, 42(2):154-155.
- LIU Shengpeng. Treatment of cold-box abnormal liquid-flooding phenomenon in Guang'an LNG plant [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2013, 42(2):154-155.
- [10] 曾志中, 傅皓, 周杨, 等. 浙江 LNG 项目初步设计 [R]. 成都:中国成达工程有限公司, 2008.
- ZENG Zhizhong, FU Hao, ZHOU Yang. Zhejiang LNG project preliminary design [R]. Chengdu: China ChengDa Engineering Co., Ltd., 2008.
- [11] 张翼飞. 离心泵最小流量的确定 [J]. 流体机械, 1996, 24(1):44-47.
- ZHANG Yifei. The determination of centrifugal pump minimum flow [J]. Fluid Machinery, 1996, 24(1):44-47.
- [12] 王彦, 冷绪林, 简朝明, 等. LNG 接收站气化器的选择 [J]. 油气储运, 2008, 27(3):47-49.
- WANG Yan, LENG Xulin, JIAN Chaoming. LNG receiving station carburetor choice [J]. Petroleum Storage and Transportation, 2008, 27(3):47-49.
- [13] 陶文铨. 数值传热学 [M]. 2 版. 西安:西安交通大学出版社, 2001.
- TAO Wenquan. Numerical heat transfer [M]. 2nd edition. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press, 2001.
- [14] 罗惕乾. 流体力学 [M]. 北京:机械工业出版社, 1998.
- LUO Tiqian. Fluid mechanics [M]. Beijing: China Machine Press, 1998.
- [15] 任德鹏, 丁鹏飞, 夏新林, 等. 低温液体充填管路的数值计算 [J]. 工程热物理学报, 2004, 25(1):118-120.
- REN Depeng, DING Pengfei, XIA Xinlin, et al. Numerical simulation of filling process of cryogenic liquid in a pipeline [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2004, 25(1):118-120.

(修改回稿日期 2013-04-07 编辑 何 明)