

LNG接收站降本增效措施探析

欧阳虎¹ 郭祥²

1. 国家管网集团天津液化天然气有限责任公司 天津 300451

2. 国家管网集团液化天然气接收站管理公司 天津 300451

摘要: 节能减排是国有企业实现企业社会责任, 优化企业经营管理的途径之一, 节能降耗对于优化LNG接收站运行模式、提高运行效率具有重要意义。结合天津LNG目前的接收站工艺、设备运行等情况, 探析实现天津LNG节能减排的措施。从启动低压压缩机利用再冷凝系统、优化设备运行模式、保障保冷工程质量及保冷能效等方面出发, 减少了压缩机耗电量、实现了节能降耗, 为公司精细化管理提供参考。

关键词: 高压压缩机; 低压压缩机; 节能; LNG

天津LNG项目自2013年开始正式投产, 采用浮式LNG船气化外输和陆上两座3万立方LNG储罐液态外输的模式运行; 2016年底完成了替代工程气化设备的投产, 实现了常规接收站的运行模式; 2018年底完成了替代工程16万立方储罐的投用, 极大的增加了LNG接收站的存储能力。在气化外输量较小时, 全部采用陆上外输设备进行供应, 当进入冬季保供外输量需求较大时, 仍然需要租用FSRU辅助进行气化外输。二期建设有6座22万立方LNG储罐、10台高压泵和10台SCV等外输设备, 全部投产后陆上外输能力将能满足外输量需求。天津LNG作为京津冀地区重要的天然气供应单位, 对目前的工艺、设备、管理进行深入分析, 优化BOG处理工艺, 降低单位外输量的耗电量, 降低设备故障概率, 实现节能降耗的目的; 优化动设备运行效率, 尤其是压缩机的效率, 进一步降低运营成本, 防止能源浪费, 使运行成本达到或接近国际先进水平^[1-4]。

一、天津LNG接收站主要工艺

接收站主要工艺是将LNG船从海外运来的LNG卸料到储罐和FSRU/FSU, 通过LNG储罐罐内泵加压后分两个途径外输, 一是通过槽车直接外输, 二是进一步加压后气化输送到城市燃气或电厂等用户。FSRU可自行气化后进行气化外输, 输送至城市燃气或电厂等用户。二期全部建成后FSUR将离泊, 转变为陆地型常规接收站运行模式, 无需借助FSRU进行存储和外输, 所以后续计算过程不考虑FSRU耗能。

在接收站接卸LNG船和储存的过程中, 会不断的闪蒸出大量的BOG, 现阶段这些BOG有两种方式处理, 一是经过高压压缩机压缩后直接进入外输管线; 二是将

BOG压缩到较低的压力后, 与从LNG储罐低压泵输出的LNG在再冷凝器中充分混合, 由于LNG加压后处于过冷状态, 能够使BOG再度冷凝, 然后经过高压泵加压后送到SCV进行气化外输; 再冷凝与直接输出相比, 不仅可以利用LNG的冷能, 还可以减少大量的压缩耗能, 节约电能, 降低能耗; 再冷凝方式在利用LNG冷能的同时提高了去SCV需气化的LNG温度, 也可以使SCV的燃料气消耗量减少, 节约能源。本文主要对不同外输量情况下直接外输法和再冷凝法电能消耗对比, 探讨不同外输方法的节能效益, 进一步优化接收站操作及运行。

二、天津LNG接收站主要设备概况

一期工艺系统的主要设备功率均在300KW以上, 分别为高压压缩机电机、高压压缩机入口电加热器、低压压缩机、高压泵、SCV和替代电加热器, 详细设备功率见下表1。

表1 天津LNG接收站一期主要动设备

编号	设备名称	额定功率	设备数量	备注
1	高压压缩机	1400 KW	3	两用一备
2	入口电加热器	300 KW	3	
3	罐内低压泵	150 KW	8	七用一备
4	低压压缩机	630 KW	2	
5	高压泵	1084 KW	2	额定流量340m ³ /h
6	高压泵	466 KW	2	额定流量170m ³ /h
7	SCV鼓风机电机	460 KW	3	两用一备
8	SCV冷却水泵	5.5 KW	3	
9	SCV喷射水泵	5.5 KW	3	
10	SCV水浴电加热器	15 KW	6	每台SCV两个
11	替代燃料气加热器	400 KW	2	

从表1中可发现，LNG接收站一期大功率的设备主要有高压压缩机、低压压缩机和高压泵，这三种设备中任一设备功率均远高于其它设备功率，因此这些设备的运行对接收站的能耗大小和效率影响较大，对接收站的节能降耗有着决定性的影响。其中接收站额定340m³/h高压泵为外输必备设备，且高压泵为陆上气化外输主要设备，根据外输量大小决定启动一台或两台，没有可替代设备，不参与节能耗电量计算；而高压压缩机和低压压缩机则可以根据外输量大小进行设备启停及切换，以实现节能降耗的效果。

三、节能降耗措施分析

1. 优化设备运行，减少电能消耗

天津LNG接收站一期共有三台高压压缩机，两用一备，主要作用为将接收站产生的BOG加压后直接输送到外输管网；每台高压压缩机配有一个主电机和一个入口电加热器，其它润滑油泵、冷却水泵和冷却风机耗电量较小，不参与能耗计算。11月份之前外输量较小，只能用高压压缩机处理BOG，只有冬季保供期间有大量外输时才能更换BOG的处理模式，统计计算11月份至次年3月份大气量外输期间的耗电量（该时间段为一期设备外输量较大且稳定的时间）。

(1) 高压压缩机主电机额定功率为1400kW，入口电加热器额定功率为300kW（冬季接船较多，BOG温度较低，电加热器按持续满负荷计），单台高压压缩机的总功率为1700kW。

单台高压压缩机运行一个月的耗电量为：用电量（度）=单台高压压缩机功率（kW）×天数（d）×用电时间（h）。天津LNG电费单价为0.7033元/度，计算11月份至次年3月份单台高压压缩机耗电量及电费，如表2所示。

表2 单台高压压缩机冬季耗电量及电费

月份	耗电量（×10 ⁴ 度）	电费（万元）
11月	122.4	86.1
12月	126.5	89.0
1月	126.5	89.0
2月	118.3	83.2
3月	126.5	89.0
总计	620.2	436.2

(2) 单台低压压缩机功率为630kW，单台低压压缩机运行一个月的耗电量为：用电量（度）=单台低压压缩机功率（kW）×天数（d）×用电时间（h）。取电费单价为0.7033元/度，计算11月份至次年3月份耗电量及

电费，如表3所示。

表3 单台低压压缩机冬季耗电量及电费

月份	耗电量（×10 ⁴ 度）	电费（万元）
11月	45.4	31.9
12月	46.9	33.0
1月	46.9	33.0
2月	43.8	30.8
3月	46.9	33.0
总计	229.8	161.6

高压压缩机为两用一备，一般需要运行两台来处理接收站产生的BOG，所以两台高压压缩机冬季的总耗电量为1240.4×10⁴度，电费为872.6万元。可以根据外输量的大小优化高、低压压缩机的运行，进而降低压缩机功耗及耗电量。经过统计分析，11月份之前天津LNG处于低外输量期间，BOG的处理只能依靠高压压缩机，低温压缩机不具备启机条件。11月份每日外输量大约1000万标方，压缩机启停优化运行行为：停止一台高压压缩机并启动一台低温压缩机来处理BOG蒸发气。12月份至次年2月份每天外输量大约2000万标方，压缩机启停优化运行行为：停止高压压缩机运行，启动两台低温压缩机处理BOG蒸发气。3月份每日外输量大约1000万标方，压缩机启停优化运行行为：停止一台高压压缩机并启动一台低温压缩机处理BOG蒸发气。根据上述外输气量优化高压压缩机和低压压缩机运行时间如表4所示。

表4 天津LNG接收站压缩机优化运行时间统计表

序号	月份 启用设备名称	11月	11月	12月	1月	2月	3月
		前	11月	12月	1月	2月	3月
1	高压压缩机	两台	一台	无	无	无	一台
2	低压压缩机	无	一台	两台	两台	两台	一台

从表4可看到，高压压缩机和低压压缩机可以根据外输量的不同更换不同的BOG处理模式，达到节能降耗的目的，天津LNG接收站压缩机优化运行后耗电量及电费如表5所示。

表5 天津LNG接收站压缩机优化运行后耗电量及电费

月份	耗电量（×10 ⁴ 度）	电费（万元）
11月前	253.0	178.0
11月	167.8	118.0
12月	93.7	65.9
1月	93.7	65.9
2月	87.7	61.7
3月	173.4	121.9
总计	616.3	433.4

从表5可以看出,接收站采用单高压压缩机运行模式(11月份之前)和高、低压压缩机混合运行模式(11月份至次年3月份)耗能差距较大,运行两台低压压缩机相较于运行两台高压压缩机,可节能65.3%。

综上,LNG接收站的大功率设备应根据外输量调整运行模式,优化设备的启停,有利于减小接收站运行能耗,减少设备因长时间运行导致的故障率,对于提高设备利用率及运行效率、减少设备的运行能耗及维护保养次数、实现节能减排及降本增效具有重要意义。

2.LNG保冷能效提升

在项目建设和日常运行管理期间,企业加强LNG保冷工程技术及施工人员培训,提高相关人员对保冷工程标准规范、关键环节、施工要求、评判标准、运行管理等过程的理解和掌握,通过提升相关人员专业技术水平,保障保冷工程各项质量要求落实到位。

加强LNG保冷工程的日常检查和测评,企业定期委托第三方对LNG低温设备及管道保冷工程的运行状况和能效水平检测评价,将保冷能效提升潜力较大的设备及管道纳入节能降碳项目改造清单中,并及时制定针对性方案进行维修改造。此外,及时更新维护绝热管理规章制度、考核规定、设备及管道台账,确保相关制度及台

账处于有效状态。

四、结论及建议

LNG接收站大功率设备主要集中在外输工艺流程上,节能降耗工作应针对高压泵、高压压缩机、低压压缩机等设备开展研究优化;根据接收站工艺特点及机泵运行规律,优化接收站外输工艺设备运行模式,提高设备的运行效率;根据LNG管线、管容、电价,采取错峰外输,降低耗电量及电费;加强管理及运行维护,保障LNG保冷工程的质量和能效水平;通过上述措施实现LNG接收站节能减排、降本增效的目的。

参考文献

- [1]温庆城.浅谈降低LNG接收站能耗管理措施[J].中国石油和化工标准与质量,2024,44(6):160-161,164.
- [2]李宁.液化天然气接收站BOG的处理方法及分析[J].天然气化工(C1化学与化工),2020,45(1):57-60,84.
- [3]张奕,孔凡华,艾绍平.LNG接收站再冷凝工艺及运行控制[J].油气田地面工程,2013(11):133-134,135.
- [4]杨信一.LNG接收站再冷凝器自动控制设计[J].油气田地面工程,2017,36(1):22-27.