

大型 LNG 接收站冷能利用技术分析与实践

李 凯 职天佑 (江西省页岩气投资有限公司, 江西 南昌 330096)

摘要: LNG 是由天然气在常压下深冷至 -162°C 液化制取的, 故拥有大量低温能量, 在被用于工业原料或燃料之前, 需通过换热将其气化, 成为常温天然气。LNG 在气化过程中, 将会释放大量的冷能, 一般可以通过直接或间接的方法进行回收利用, 以达到节能的目的。冷能发电是 LNG 冷能利用的主要方式之一, 在国外 LNG 接收站冷能利用项目中已广泛应用。本文重点介绍了几种 LNG 冷能发电原理, 包括直接膨胀法、二次媒体法、联合法以及布雷顿循环法等, 介绍了国外 LNG 接收站冷能发电的工程化应用情况, 对国内 LNG 冷能发电产业面临的挑战进行了剖析, 提出了国内 LNG 接收站发展冷能发电产业的建议。

关键词: LNG 接收站; LNG 冷能; 冷能利用; 冷能发电

0 引言

在国内“双碳”目标加速实现的背景下, 清洁能源行业大力发展。LNG 作为清洁能源其使用量逐年攀升。2020 年国内 LNG 接收站接卸 LNG 近 7000 万 t, 蕴藏在 LNG 中的冷能巨大、利用前景广阔。LNG 接收站主要以开架式海水气化器 (ORV) 或浸没燃烧式气化器 (SCV) 等作为 LNG 气化设备。ORV 将 LNG 冷能换热至海水中同时导致局部海域海水温度降低, SCV 则将冷能与燃烧天然气后加热的热水换热并将冷能释放, 两种气化方式均未利用 LNG 冷能且同时消耗了电能和天然气资源。冷能发电以其利用效率较高、可生产“绿电”的社会贡献较高、可综合配套其他冷能利用等优势, 在国外 LNG 接收站广泛使用。

1 LNG 冷能利用的基本概念

冷能指在常温环境中, 存在的低温差低温热能。LNG 是天然气经过脱酸、脱水处理等低温工艺冷冻液化而成的低温液体混合物, 其温度处于远离环境状态的深冷状态。每生产 1t LNG 大约需消耗电量 850kWh。在 LNG 接收站, 需将 LNG 通过气化器气化后使用, 1t LNG 气化时放出巨大冷量, 其值大约 230~240kWh。LNG 冷能利用, 主要依靠 LNG 与周围环境 (如空气、海水) 之间存在的温度和压力差, 将高压低温的 LNG 转化为常温天然气时, 回收储存在 LNG 中的能量^[1-3]。

LNG 冷能利用以“高能高用、低能低用、温度对口、梯级利用”为原则。冷能利用以冷量利用温度梯度分为深冷、中冷以及浅冷利用。深冷利用包括冷能发电、空分、橡胶破碎等; 中冷利用包括冷链物流、海水淡化、冰雪运动等; 浅冷利用包括大数据中心及制冷空调等。

2 LNG 接收站冷能发电技术原理

冷能发电是利用 LNG 与环境状态之间的差别驱动蒸汽动力循环或者气体动力循环来带动电动机生产电能的方式。常用的冷能发电工艺有直接膨胀法、二次媒体法、联合法、混合媒体发电、布雷顿循环法等冷能发电方法等。

2.1 直接膨胀法冷能发电技术原理

直接膨胀法冷能发电是 LNG 加压后, 气化为高压天然气直接驱动膨胀式涡轮机带动发电机的发电方式。直接膨胀法发电的冷、热能回收量取决于涡轮机进出口气体压力比, 该方法原理简单, 但发电功率较小, 适用于回收部分冷能, 一般与其他冷能利用方法联合使用^[4]。

2.2 二次媒体法冷能发电技术原理

二次媒体法冷能发电主要是指采用中间冷媒的朗肯循环发电法。LNG 经透平膨胀后, 与低压冷媒蒸汽在冷凝器中换热, 冷媒凝结成液体, 低压冷媒液体经泵体升压后加热成高压蒸汽, 高压冷媒蒸汽经透平膨胀成低压蒸汽, 对外输出动力带动发电机发电^[5]。

2.3 联合法冷能发电技术原理

联合法冷能发电是综合直接膨胀法与朗肯循环法的发电方法, 原理为 LNG 压缩后, 通过换热器将冷能转移给冷媒, LNG 经换热器气化成高压常温天然气后再通过膨胀带动电机发电, 天然气最后经换热器转变为一定压力的常温气体后外输。冷媒液化后经泵及加热器转变化成高压气体, 再经泵压缩及换热器转变为高压常温气体, 最后膨胀式涡轮机带动发电机发电, 释放的冷媒可循环利用。

2.4 布雷顿循环法冷能发电技术原理

布雷顿循环法冷能发电也称气体动力循环冷能发

电。用 LNG 冷能冷却压缩及进口气体使温度降低，压缩机在达到相同增压比情况下耗电降低，高压 N_2/He_2 经加热器加热进入气体透平膨胀做功，对外输出电能，使装置热效率显著提高。

总体上，直接膨胀法发电技术原理简单，但系统效率及发电功率较小。二次媒体法发电技术效率较高，需提供用于换热的媒介。联合法发电技术效率较高、综合造价低，但是混合媒体稳定性较差。布雷顿循环法发电技术效率高，然后系统工艺流程较复杂、投入较高。

3 国内外 LNG 冷能发电技术应用及发展现状

国内外 LNG 冷能发电技术的发展一般伴随着 LNG 接收站技术的发展而不断推进，LNG 接收站产业较为发达的国家其 LNG 冷能发电技术也相对起步较早。LNG 冷能发电技术在日韩等国使用较为广泛，现以日本、中国台湾及大陆 LNG 冷能发电为代表，阐述上述地区冷能发电技术应用现状。

3.1 日本 LNG 冷能发电技术应用现状

日本 LNG 接收站在上世纪 70 年代陆续上马 LNG 冷能发电项目。日本首个冷能发电装置于 1979 年建

成投产，截止当前冷能发电项目近 20 个。日本 LNG 接收站配套的冷能发电项目以直接膨胀法、二次媒介法和联合法发电技术为主。此外，日本冷能发电装置所需 LNG 流量大多在 40t/h-175t/h 范围内（如表 1）。

日本冷能发电项目大多在 LNG 接收站规划设计时同步考虑并配套建设投产运行。冷能发电项目所需的稳定且满足发电设备正常运行的 LNG 及配套资源能较好地落实。日本制造业发达，其自主研发生产的关键设备为冷能利用项目提供了有力的设备技术支持。至今日本冷能发电核心设备仍占据行业国际主流市场。蓬勃发展的 LNG 冷能发电产业成为日本 LNG 产业链上的重要一环。

3.2 中国台湾 LNG 冷能发电技术应用现状

20 世纪 80 年代后，中国台湾启动 LNG 接收站及配套项目建设，至今已投产两座 LNG 接收站，即永安站和台中站，两座 LNG 接收站均配套了冷能利用项目。其中，位于高雄的永安 LNG 接收站配套了冷能发电、空分、冰水系统及冷排水养殖等冷能利用项目，冷能利用率约 8%。1992 年，永安 LNG 接收站配套的朗肯循环法冷能发电项目正式投产，项目装机容量

表 1 日本部分 LNG 接收站冷能发电项目情况一览表

序号	LNG 接收站	冷能发电套数	投产日期	输出功率(kW)	发电类型	LNG 流量(t/h)	输出压力(MPa)
1	Senboku Daini	1	1979.12	1450	朗肯	60	3
2	Senboku Daini	1	1982.2	6000	朗肯 / 直接膨胀	150	1.7
3	Himeji	1	1987.3	2800	朗肯	120	4
4	Senboku Daini	1	1989.2	2400	直接膨胀	83	0.7
5	Himeji	1	2000.3	1500	直接膨胀	80	1.5
6	Tobo Gas,Chita Kyodo	1	1981.12	1000	朗肯	40	1.4
7	Kitakyushu LNG	1	1982.11	8400	朗肯 / 直接膨胀	150	0.9
8	Chita LNG	1	1983.6	7200	朗肯 / 直接膨胀	150	0.9
9		1	1984.3	7200	朗肯 / 直接膨胀	150	0.9
10	Yokkaichi	1	1989.12	7000	朗肯 / 直接膨胀	150	0.9
11	Nihonkai LNG	1	1984.9	5600	直接膨胀	175	0.9
12	Negishi	1	1985.4	4000	混合工质朗肯	100	2.4
13	Higashi Ogishima	1	1986.5	3300	直接膨胀	100	0.8
14	Higashi Ogishima	1	1987.9	8800	直接膨胀	170	0.4
15		1	1991.1	8800	直接膨胀	170	0.4

表 2 中国台湾 LNG 接收站冷能利用情况一览表

中国台湾永安 LNG 接收站冷能利用项目		中国台湾台中 LNG 接收站冷能利用项目	
冷能利用项目	LNG 流量 (t/h)	冷能利用项目	LNG 流量 (t/h)
冷能发电	90	空气分离	85
空气分离	45	冷排水	50
空调冰水	7		—
冷排水	120		—
压能轴封气回收	4		—
总计	266	总计	135

量 1800kW, LNG 流量为 90t/h。当前, 中国台湾第三座 LNG 接收站桃园仙桃站正在建设, 该站也配套设计了包括冷能发电在内的冷能利用项目(如表 2)。

3.3 大陆 LNG 冷能发电技术发展现状

上海 LNG 接收站设计时综合考虑了冷能发电方案, 配置了中介质气化器(IFV), 提出了基于 IFV 的低温朗肯循环系统冷能发电方案。方案对应具备冷能发电与不发电两种模式, 便于 LNG 气化操作及调节, 两种模式可自动切换。若发电装置因故停机, 系统可切换至以丙烷为中介质的传统气化模式。青岛 LNG 接收站也开展了包括冷能发电在内的冷能利用综合项目前期研究。青岛 LNG 接收站冷能发电项目拟用附近化工企业热水作为 LNG 热媒以提高换热效率, 并通过青岛 LNG 接收站海水排水系统为换热后的冷水排水。

国内部分冷能利用研究单位也积极开展 LNG 冷能发电的研究工作, 包括自主研制了双循环发电技术路径、国产化汽轮机研发、国产化 LNG 冷能发电透平等核心设备。当前, 国内尚未正式投产运行 LNG 冷能发电项目。

4 国内 LNG 冷能发电发展亟待解决问题的若干建议

纵观国外 LNG 接收站及配套冷能发电技术的发展现状, 国内 LNG 冷能发电技术起步较晚, 至今尚未形成工程化应用, 深入分析其原因有若干建议如下。

4.1 解决国内 LNG 接收站对冷能利用总体布局及规划问题

LNG 接收站在设计阶段一并考虑冷能利用方案。整体考虑冷能发电项目上端 LNG 供给、下端发电用户的消耗, 用以综合设计、匹配冷能发电的发电模式和发电能力。同时, 兼顾考虑冷能发电项目所在地区对于冷能利用的相关政策支持情况, 若同时配套其他冷能利用项目, 冷能发电项目则具备更大技术优化和运行优化的设计空间。

4.2 解决 LNG 接收站稳定持续供给 LNG 的问题

冷能发电机组保持稳定负荷运行是冷能发电项目安全高效运行的前提。LNG 接收站是否能持续稳定供给 LNG 冷能是冷能发电项目保持稳定符合运行的关键因素, 因此接收站下游保持稳定持续的天然气消纳能力是制约冷能发电项目冷能平稳供给的关键一环。

4.3 解决 LNG 冷能发电所需冷媒换热热源问题

对于采用朗肯循环法或联合法发电模式的冷能利

用项目, 解决与 LNG 冷能换热热媒的问题成为国内接收站限制冷能发电项目的核心问题之一。北方接收站在非冬季时使用 ORV 进行气化, 可利用海水系统进行换热; 冬季使用 SCV 气化且冬季北方海水温度较低, 因此北方 LNG 接收站在冬季无法找到对冷媒换热的合适热源。南方接收站全年使用 ORV 气化, 冷媒换热热源问题得以解决。若接收站附近若配套燃气电厂或分布式能源, 则可考虑利用其热源。同时, 冷能空分装置燃气压缩机提供的余热也可作为冷媒换热热源。

4.4 解决 LNG 冷能发电核心技术及配套关键设备国产化问题

日本较早开展冷能发电产业, 率先开展了冷能发电配套发电机、低温工质泵、换热器等关键设备研发。目前, 我国也基本掌握冷能发电关键设备技术, 但项目工程化应用较少。

以冷能发电为代表的 LNG 冷能利用, 特别是冷能的梯级利用已成为国内外“双碳”事业在 LNG 行业的焦点之一。现阶段, 伴随国内 LNG 行业的快速发展, LNG 冷能利用加快推进, 但相关研究及配套关键设备研制尚未成熟。“十四五”期间, 国内 LNG 接收站扩建、新建项目相继开工, 以 LNG 冷能发电为代表的冷能综合利用产业将迎来发展新机遇。

5 结束语

综上所述, 可以发现目前在我国的大型 LNG 接收站内, 出现了冷能利用普遍偏低的情况, 因此, 必须针对这些情况展开深入的探究和分析, 发现导致冷能利用率不高的具体原因, 并展开相关的解决对策, 加强我国法律的支持, 对整体的冷能利用项目进行合理的规划, 不断地对技术进行研发和创新, 从而为我国 LNG 冷能利用效率的提升奠定基础。

参考文献:

- [1] 高源, 侯珍珍. LNG 冷能发电技术现状研究 [J]. 山东化工, 2017, 46(14): 88-89.
- [2] 孟令尊, 雷田田, 苏梦婷等. LNG 冷能利用方式及发展前景 [J]. 当代化工, 2018, 47(1): 132-135.
- [3] 余黎明. 高效利用 LNG 冷能的途径探析 [J]. 化学工业, 2014, 32(5): 1-12.
- [4] 张磊, 高为, 余黎明等. LNG 冷能发电朗肯循环工质研究 [J]. 低温技术, 2015, 43(2): 51-54, 83.
- [5] 赵玉龙, 王世学, 李彦哲等. 利用 LNG 冷能温差发电的研究 [J]. 工程热物理学报, 2016, 37(9): 2006-2011.