

浮式 LNG 接收站与陆上

LNG 接收站技术应用的经济效益对比

徐小鹏 (中石化天津液化天然气有限责任公司, 天津 300457)

摘要: 目的: 对比浮式接收站和陆上接收站关键技术和经济效益, 为国内 LNG 接收站建设提供新的解决方案。方法: 对比分析应用浮式 LNG 接收站和陆上 LNG 接收站两种技术, 分析 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ 同样处理能力基础上, 浮式 LNG 接收站的项目建设周期较短, 投资成本较小, 具有更显著的灵活性与更强的季节调峰能力, 但同时也存在较差经济性、较高操作成本和不稳定供气等劣势。结论: 在建设浮式 LNG 接收站时, 需要尽可能选择具备较强气价承受力, 所需尽快供气市场, 以及陆域面积欠缺人口密度不足的区域。充分利用 FSRU 可灵活调度, 选择多个错峰市场, 提供临时供气服务, 为安全供气提供技术保障。

关键词: 浮式 LNG 接收站; 陆上 LNG 接收站; 经济效益

随着我国社会经济水平的不断提升, 环保要求越来越高以及近几年提出的“双碳”目标的实现, 不论是城市民用、工业用气, 还是发电用气对天然气的需求都在快速增长, 直接导致 LNG 进口量逐年递增, 这也使国内 LNG 接收站建设在最近几年进入一个高潮期。但纵观国内 LNG 接收站蓬勃发展的浪潮, 却鲜有提及浮式 LNG 接收站, 更没有一座新投入建设的浮式 LNG 接收站。浮式方案相较陆上方案, 不论在工艺流程还是初始投资、建设周期与运营成本各方面均存在差异, 所以优选更灵活、经济且易投产的 LNG 接收站方案, 作为能源企业未来可以更好的适应市场发展及竞争的关键。所以本文对浮式 LNG 接收站和陆上 LNG 接收站两种技术对比应用的经济效益进行对比分析, 为我国 LNG 产业发展提供新思路。

1 陆上 LNG 接收站方案

陆上 LNG 接收站一般包括码头、LNG 储罐、工艺处理、BOG 回收、计量外输、公用工程以及其他附属配套设施等组成, 其中除了码头部分以外, 其余全部建设在陆地上, 陆上部分通过引桥与码头相连, 码头上配备有卸料、辅助靠泊、消防炮等设施, 保证作业安全顺利。

1.1 卸料臂

假设需要建设接收站规模为 50 万 t/a, 相应所需配置 2 台液相卸料臂, 保证每台能够达到 1.0MPa 操作压力与 $4400 \text{m}^3/\text{h}$ 的输送能力, 还要配置 1 台返回臂, 保证可以达到 1.0MPa 操作压力和 $8800 \text{m}^3/\text{h}$,

这样可以有效减少卸船作业用时。假设需要建设接收站规模达到 100 万 t/a 和 200 万 t/a, 则需要配置 3 台液相卸料臂, 每台达到 $4400 \text{m}^3/\text{h}$ 的输送能力, 以及配置 1 台返回臂, 保证达到 $13200 \text{m}^3/\text{h}$ 的作业能力, 这样可以满足匹配问题。

1.2 储罐

想要建设接收站规模达到 50 万 t/a 的项目规模, 建设 1 座 5万 m^3 储罐即可满足配置所需, 想要建设接收站规模在 100 万 t/a 和 200 万 t/a 情况下, 前者需要建设 16万 m^3 储罐共 1 座, 后者需要建设 20万 m^3 储罐共 2 座, 满足不同规模下的陆上 LNG 接收站储罐储备装置所需。并保证均应用混凝土全容储罐, 设计 0.5~30kPa 压力, 控制 18~25kPa 操作压力内, 储罐在每日达到 0.15%~0.2% 蒸发率。

1.3 LNG 罐内低压泵

接收站的罐内低压泵均设计应用潜液泵, 在储罐的内部泵井中安装, 泵体完全浸没在 LNG 中, 依靠 LNG 进行润滑, 能够将储罐中的 LNG 增压送往下游工艺处理装置, 其能力大小主要根据接收站保冷循环、槽车充装、气化外输能力等确定, 非卸船情况下管道的保冷用量代表罐内增压泵流量。

1.4 蒸发气压缩机

接收站 LNG 储罐及工艺系统由于吸热产生的大量 LNG 蒸发气 (BOG), 造成 LNG 储罐及系统压力升高, 为维持 LNG 储罐及系统压力平衡, BOG 需冷凝回收或放火炬燃烧。建设陆上 LNG 接收站, 一般都要配备 2 台达到同等处理能力的蒸发

器压缩机，一般为低温往复式压缩机，立式或者卧式均有应用。每台压缩机可以达到 0.4~1.2MPa 的出口压下，5~12t/h 处理能力。对于接收站在正常输出情况下仅有 1 台压缩机正常工作，在卸船工况下视储罐压力确定是否需要 2 台压缩机同步运行。如果蒸发气压缩机处于待维修状态，可以安排在非卸船过程中，这样能够保证其中 1 台压缩机进行维修，依然有 1 台可以正常操作。

1.5 增压泵

增压泵一般为电动立式潜液多级离心泵，其主要作用是将由罐内低压泵输送来的 LNG 进一步增压输送至下游气化器。对于 50 万 t/a、100 万 t/a 和 200 万 t/a 这三种不同规模 LNG 接收站，均安装 3 台外输泵达到 96~185t/h 运作能力，选取其中 1 台用于备用。

1.6 气化器

气化器作为 LNG 接收站建设中不可或缺的关键设备，综合多方面原因一般沿海大型 LNG 接收站选用开架式气化器（ORV）、带中间介质的海水气化器（IFV）以及浸没燃烧式气化器（SCV）。这两种气化器都以海水作为热源，区别是一般在海水水质较差的地方一般选用 IFV，使用丙烷作为中间介质，其数量与处理能力根据接收站气化外输能力进行配置。其中 ORV 或者 IFV 的处理能力应与 SCV 相匹配以保证在不同季节都能保证同样的气化处理能力，尤其是冬季北方地区海水温度较低时只能采用 SCV 作为气化器。

1.7 码头

本次设计考虑 15 万 m^3 LNG 运输船型，可以满足建设 50 万 t/a 规模陆上 LNG 接收站的一切运转无任何异常，停泊码头在停靠条件需要建设 15 万 m^3 LNG 船，满足 100 万 t/a 和 200 万 t/a 两种规模下的接收站，保证泊位停泊等级依据允许最大停靠 26.6 万 m^3 的陆上 LNG 接收站规格来设计码头泊位。

1.8 取排水口

根据接收站分期及达产规模研究确定工艺要求及取水流量，初步确定取水岸头、引水管涵、进水池、集污渠等进水设施建筑物的几何尺寸，以满足水流顺畅、流速均匀、池内不产生涡流、便于清淤的要求。所需工艺设备及配套设施（取水岸头、格栅、滤网、水泵、维修保养设备；供电、照明、消防、通风、仪控、制氯、土建等相关配套设施）。根据进水设备、控制工艺等要求，结合工程区域的自然条件、取水时可能产生的荷载等设计因素，初

步确定取水头部、进水管、取水泵房等基础结构的结构型式。初步分析和判定冷排水对取水的回流影响。

1.9 槽车装车系统

在本次设计陆上 LNG 接收站的不同规模，均根据达到 50 万 t 的液态外输能力这一标准规格，陆上 LNG 接收站槽车要保证满足 46 m^3 的有效容积，依据 365 天 LNG 装车操作天数，每日要达到 70 车标准平均数量，以装车单次耗时 1.5h，每天装车的总耗时在 15h，考虑配置 1 台装车位于备用，需要共计设计 8 个装车位。

2 浮式 LNG 接收站方案

2.1 FSRU 船

目前 FSRU 的包租价格为每天 80000~120000 美元，具体取决于包租期限、地点和规模。不难算出每年的总额为 2920~4750 万美元。这包括如 FSRU、保险、船员和维修等包租费用，以及在此基础上的再气化成本。根据所选择的再气化技术（海水/乙二醇或蒸汽系统）及其产能，对于 300~500MMSCFD 输出的再气化系统，我们每天需要再加上 15000~25000 美元。再气化系统被安装在码头、单独的浮式储存再气化驳船（FSRB）或陆上接收站上。

因为建设浮式 LNG 接收站在我国目前处于初级阶段，实施新建和改造这两种方案所需较大的一次性成本投入，项目的投产周期较长。更关键的是一旦在市场中出现周期性变化，那么 FSRU 就极有可能闲置，这就会造成后期运维费用成本过高，也相应的会增加不确定风险因素。所以在设计 LNG 接收站初始投资，第一选择要以 FSRU 船租赁方案为主，这样能够有效减少资金成本，避免一次性大量投资。

好消息是随着国内造船水平的提高，FSRU 目前国内已经实现了自主研发设计建造，2021 年第一条国产大型 FSRU “Transgas Power” 顺利交付，具有良好的可靠性、通用性、前瞻性和经济性等诸多亮点，综合性能达到国际先进水平。

2.2 储罐

以单罐容量为 16 × 10⁴ m^3 的 LNG 储罐为例，现分析 LNG 船运载量、不均匀用气量等因素对 LNG 接收站储罐配置方案的影响。假设 LNG 接收站接收 LNG 的密度为 0.455t/ m^3 ，安全储备时间为 7d，资源地距接收站码头单程运距为 740.8km。LNG 船的运载量对接收站的罐容设计影响较大，采用的 LNG 船运载量不同，接收站储罐的配置方案也将

有所不同。对于外输规模为 350×10^4 t/a 的 LNG 接收站,若选用的 LNG 船运载量低于 14.7×10^4 m³,2 座 LNG 储罐即可满足下游用户 7d 的用气量;若选用的 LNG 船运载量超过 16.5×10^4 m³,站内需设 3 座 LNG 储罐。考虑到用气低谷时外输量减小,部分储罐保冷循环,储罐的周转率降低,为了提高 LNG 接收站运行的经济性,在保持 3 座储罐配置方案不变的情况下,可以根据下游用气的峰谷区间来调整 LNG 船的航次,将用气低谷时期的 LNG 船次调整到用气高峰期。

3 经济效益分析

3.1 对比分析

常规情况下陆上 LNG 接收站基本需要 36 个月建设周期,建设浮式 LNG 接收站需要的陆域较少,所以与陆上 LNG 接收站建设相比之下,能够减少低温储罐的长线作业建设所用工期,也在一定程度上减少了工程量。根据上文分析一般选择租赁 FSRU,这样可以大幅度缩减工期。以项目投资预估计算得出在租赁 FSRU 前提下,建设浮式 LNG 接收站所需 206680 万元总建设投资成本,而保证项目规模相同基础上,建设陆上 LNG 接收站所需 402080 万元总建设投资成本,因此浮式 LNG 接收站的建设成本明显较小。

在不同规模下建设浮式 LNG 接收站,和陆上 LNG 接收站的初始投资情况与工期,计算得出 50 万 t/a、100 万 t/a、200 万 t/a 三个不同浮式 LNG 接收站规模下,分别需要 67920 万元、109580 万元、171273 万元建设投资金额,以及 18 个月、22 个月、24 个月的建设工期,与陆上 LNG 不同接收站建设规模相比较,不论是建设投资金额还是建设所用工期都明显较少。通常情况下都会在浮式 LNG 接收站项目建设中,选择租赁 FSRU 这一方式,所以也需要在项目投资成本中计入 FSRU 租赁费,但是这一费用不计入初始投资,这就会出现两种接收站建设方案下,项目规模不变前提下,陆上 LNG 接收站的成本投资要明显更高。

在两种建设方案下的工期对比,由于浮式 LNG 接收站建设并不需要配备大型陆上储罐,所以极大的减少了陆上工程量,而配套码头及陆上配置同样会对建设工期产生影响,因此同样接收站建设规模前提下,浮式 LNG 接收站的所用工期,与陆上 LNG 工期相较明显缩减,前者基本 18 个月~24 个月即可完工,但是后者则需要 24~42 个月。

当然由于我国不同地区的季节差异显著,所以

不同地域在不同时节的天然气需求高峰期也存在很大差别。建设浮式 LNG 接收站如果所处地域面临较极端气象条件,FSRU 需要解脱因此应当每间隔 5 年进行检修,这就无端增加了项目成本,也影响了连续供气难度增加,相比之下陆上 LNG 接收站可以实现连续供气,也更加安全可靠,因此浮式 LNG 接收站建设方案,比较适用于不缺岸线但是土地资源紧缺的港口地域。

3.2 建议

根据上述对比分析,浮式 LNG 接收站相比陆上 LNG 接收站,由于 FSRU 自身具备存储功能从而节省了大型 LNG 储罐的施工周期和成本,只需要小部分陆域面积建设配套附属设施以及码头设施,因此有助于更快投用并抢占市场,适用于海岸线较为复杂区域或沿海陆域地基基础较差区域;同时浮式 LNG 接收站正在向大型集成化方向发展而不仅仅是拘泥于 FSRU 的形式,比如位于欧洲的 The Adriatic LNG terminal 项目,采用混凝土重力式基础,LNG 储罐集成在混凝土重力式基础中,工艺处理、公用工程、办公住宿、系泊和卸料设施等都集成在混凝土重力式基础上,完全不需要占用陆域面积,并实现了模块化建造,极大缩短了建造周期,节约了成本。陆上 LNG 接收站则可以不考虑技术或是 FSRU 限制而建设较大规模的接收站,辐射周边较大范围,同时可以减少 FSRU 定期检修成本,更加安全可靠。

4 结语

总而言之,通过本文对比分析浮式、陆上两种 LNG 接收站建设方案,进行了关键技术对比和成本阐述,分析了各自的优缺点。为了满足我国各地天然气需求差异,可以考虑 FSRU 灵活化、周期短的优势,因地制宜选择建设方式,快速抢占市场、满足特定地区的供气需求;同时大型陆上 LNG 接收站的规模化又是其不可比拟的优势,尤其适用国内庞大市场,对比国外陆上 LNG 接收站的规模,国内还有巨大的潜力。当然在 FSRU 的建造上,国内相关厂家也在不断取得突破,同时我们也应该紧跟国际前沿,做好技术储备。

参考文献:

[1] 宋涛.HAZOP 分析在 LNG 接收站的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(24):3.

作者简介:

徐小鹏,男,汉族,江苏丰县人,大学本科,工程师,研究方向:LNG 接收站工程建设、生产运行。