



中华人民共和国国家标准

GB/T 43130.2—2024

液化天然气装置和设备 浮式液化 天然气装置的设计 第2部分:浮式 储存和再气化装置的特殊要求

Installation and equipment for liquefied natural gas—
Design of floating LNG installations—Part 2: Specific FSRU issues

(ISO 20257-2:2021, MOD)

2024-04-25发布

2024-08-01实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 V

引言 VI

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语、定义和缩略语 2

 3.1 术语和定义 2

 3.2 缩略语 2

4 设计基础 3

 4.1 FSRU 概述 3

 4.2 工艺设施主要设计原则 5

 4.3 FSRU 的可靠性、可用性和可维护性 5

 4.4 FSRU作为 LNG运输船作业的特殊要求 5

 4.5 FSRU专项研究 5

5 健康、安全 and 环境要求 6

 5.1 一般要求 6

 5.2 水加热、冷却相关环境影响因素 6

 5.3 安全 6

6 系泊和定位 12

7 船体设计 12

 7.1 一般要求 12

 7.2 不同运营模式 12

 7.3 船体设计环境条件 13

8 LNG储存 13

 8.1 货舱压力管理的具体要求 13

 8.2 LNG供应船超压保护的具体要求 13

 8.3 翻滚风险 13

9 LNG装卸系统 13

 9.1 一般要求 13

 9.2 天然气外输 :天然气输送要求 14

 9.3 LNG取样 16

10 BOG处理与回收 16

 10.1 一般要求 16

 10.2 LNG货舱设计压力的灵活性 16

10.3	再冷凝器	16
10.4	BOG压缩机	17
11	再气化设备	18
11.1	LNG泵	18
11.2	LNG再气化系统	19
11.3	补温器	20
11.4	再气化系统的透气	20
12	气体外输	21
12.1	高完整性压力保护系统	21
12.2	外输气体计量	22
12.3	加臭系统	24
13	公用系统	24
13.1	一般要求	24
13.2	冷却和加热介质	24
14	过程和安全控制系统	25
14.1	一般要求	25
14.2	FSRU 和天然气输出的界面	25
14.3	陆上/海上通信	25
15	保安全管理	25
16	调试	25
17	检查和维护	26
17.1	一般要求	26
17.2	货舱	26
17.3	舱内泵	26
17.4	再气化设备	26
17.5	再冷凝器	26
17.6	吊装/起重设施	26
18	腐蚀与防护	27
19	将现有装置改装成浮式 LNG装置	27
附录 A (资料性)	结构编号对照一览表	28
附录 B (资料性)	技术差异及其原因一览表	31
附录 C (资料性)	再气化系统描述	33
C.1	概述	33
C.2	开环(直接接触)气化器	33
C.3	开式(中间流体)气化器	34
C.4	闭环蒸发器	35

C.5 混合式气化器 36

C.6 空气气化器 36

参考文献 37

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件是 GB/T 43130《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计》的第2部分。GB/T 43130已经发布了以下部分：

- 第1部分：通用要求；
- 第2部分：浮式储存和再气化装置的特殊要求。

本文件修改采用 ISO 20257-2:2021《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计 第2部分：浮式储存和再气化装置的特殊要求》。

本文件与 ISO 20257-2:2021相比，在结构上有较多调整。两个文件之间的结构编号变化对照一览表见附录 A。

本文件与 ISO 20257-2:2021相比，存在较多技术差异，在所涉及的条款的外侧页边空白位置用垂直单线(|)进行了标示。这些技术差异及其原因一览表见附录 B。

本文件做了下列编辑性改动：

- 增加了干化学品灭火系统示例(见 5.3.5.2.5)，系泊定位系统适用范围(见第6章)，关于“绿色区域”的详细说明(见 9.2.4.2)，压力容器规范(见 10.3)；
- 将浓度单位由 ppm 替换为 mg/L(见 5.2)，将压力单位由 bar 替换为 Pa[见 10.2, C.3.2 a)]；
- 删除了重大事故发生概率的提示(见 5.3.4.1)，参考 NPFA 标准(见 5.3.5.2.2)，5.3.5.3.1 列项 e) 和 f) 中的注(见 5.3.5.3.1)，LNG 贸易交接指南(见 9.3)；
- 用资料性引用的 IMO 951(23) 替换了 EN 13645(见 5.3.5.2.1)，GB/T 21412.2 替换了 ISO 13628-2(见 9.2.2.3)，GB/T 16647 替换了 ISO/IEC 10027(见 9.2.2.3)。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC355)提出并归口。

本文件起草单位：中海石油气电集团有限责任公司、中海油能源发展股份有限公司采油服务分公司、沪东中华造船(集团)有限公司、中国船级社、中国石油天然气股份有限公司天然气销售分公司。

本文件主要起草人：张超、陈峰、陈锐莹、安东雨、夏华波、肖立、徐皓晗、刘方、宋炜、李林斌、田靓、金燕子、高歌、彭延建、刘洋、刘永浩、姜夏雪、李红涛、韩宇、凌爱军、王佳颖、吴昊、王成硕、孙亚娟、李安琪、周毅、祝传钰、杨春华、张国立、刘源、徐岸南、吕梦芸、梁海瑞、卢昕悦、宋忠兵、黄国良、靳新悦、冯立德、韩新强、时光志、丁果林、翁振勇、牛志刚、宋庆国、段斌、李牧、黄磊、刘金峰、杨学利、康永田、韩松标。

引 言

《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计》旨在确立适用于浮式液化天然气装置项目工艺、低温管道、自动控制、安全环保等专业的设计准则,为浮式液化天然气(LNG)装置的设计提供功能指南和推荐做法,以确保浮式 LNG装置的设计和运行安全、环保。GB/T 43130《液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计》拟由两个部分组成。

—第 1 部分 :通用要求。 目的在于为所有浮式液化天然气装置(包括液化、储存、蒸发、转移和处理液化天然气的装置)的设计和操作提供功能指南。

—第 2 部分 :浮式储存和再气化装置的特殊要求。 目的在于为 GB/T 43130.1 中所述的浮式储存和再气化装置(FSRU)的设计和操作提供具体要求和指导。

FSRU是目前广泛应用的浮式液化天然气装置,具有液化天然气接收、储存和再气化,以及向陆上天然气管道输送和计量天然气的功能。关于浮式液化天然气装置设计的通用要求已在 GB/T 43130.1 中做出了规定,本文件对 FSRU特殊设计要求进行了补充。本文件未规定 FSRU推进装置设置以及特定监管制度的要求。

具备自航能力的 FSRU作为液化天然气运输船时,参照液化天然气运输船的技术要求。

液化天然气装置和设备 浮式液化 天然气装置的设计 第2部分:浮式 储存和再气化装置的特殊要求

1 范围

本文件规定了 GB/T 43130.1 中所述浮式储存和再气化装置(FSRU)设计和操作的技术要求。
本文件适用于新建和改装的海上、近岸和码头 FSRU。
本文件适用于系泊 FSRU 的码头。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 3215 石油、石化和天然气工业用离心泵(GB/T 3215—2019,ISO 13709:2009,MOD)

GB/T 3216 回转动力泵 水力性能验收试验 1级、2级和3级(GB/T 3216—2016,ISO 9906:2012,IDT)

GB/T 11062 天然气 发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法(GB/T 11062—2020,ISO 6976:2016,IDT)

GB/T 17747.1 天然气压缩因子的计算 第1部分:导论和指南(GB/T 17747.1—2011,ISO 12213-1:2006,MOD)

GB/T 17747.2 天然气压缩因子的计算 第2部分:用摩尔组成进行计算(GB/T 17747.2—2011,ISO 12213-2:2006,MOD)

GB/T 19204 液化天然气的一般特性(GB/T 19204—2020,ISO 16903:2015,MOD)

GB/T 19206 天然气用有机硫化物加臭剂的要求和测试方法(GB/T 19206—2020,ISO 13734:2013,IDT)

GB/T 20438(所有部分) 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全[IEC 61508(所有部分)]

注:GB/T 20438.1—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第1部分:一般要求(IEC 61508-1:2010,IDT)

GB/T 20438.2—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第2部分:电气/电子/可编程电子安全相关系统的要求(IEC 61508-2:2010,IDT)

GB/T 20438.3—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第3部分:软件要求(IEC 61508-3:2010,IDT)

GB/T 20438.4—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第4部分:定义和缩略语(IEC 61508-4:2010,IDT)

GB/T 20438.5—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第5部分:确定安全完整性等级的方法示例(IEC 61508-5:2010,IDT)

GB/T 20438.6—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第6部分:GB/T 20438.2和GB/T 20438.3的应用指南(IEC 61508-6:2010,IDT)

GB/T 20438.7—2017 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全 第7部分:技术和措施概述 (IEC 61508-7:2010,IDT)

GB/T 20603 冷冻轻烃流体 液化天然气的取样 连续法 (GB/T 20603—2006,ISO 8943:1991,IDT)

GB/T 32201 气体流量计 (GB/T 32201—2015,OIML R 137-1&2:2012,MOD)

GB/T 34041.1 封闭管道中流体流量的测量 气体超声流量计 第1部分:贸易交接和分输计量用气体超声流量计 (GB/T 34041.1—2017,ISO 17089-1:2010,IDT)

GB/T 43130.1—2023 液化天然气装置和设备 浮式液化天然气装置的设计 第1部分:通用要求 (ISO 20257-1:2020,MOD)

IEC 61511(所有部分) 功能安全 过程工业领域安全仪表系统 (Functional safety—Safety instrumented systems for the process industry sector)

注:GB/T 21109(所有部分) 过程工业领域安全仪表系统的功能安全 [IEC 61551(所有部分)]

EN 1776 供气系统 天然气计量站 功能要求 (Gas infrastructure—Gas measuring systems—Functional requirements)

EN 12186 供气系统 燃气输送和分配用的气压调节站 功能要求 (Gas infrastructure—Gas pressure regulating stations for transmission and distribution—Functional requirements)

EN 14382 燃气调压站和装置用安装设备 进口压力 100 bar 以下的切断装置 (Safety devices for gas pressure regulating stations and installations—Gas safety shut-off devices for inlet pressures up to 100 bar)

AGA 9 用多声道超声流量计测量天然气流量 (Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters)

AGA 10 天然气和其他相关烃类气体中的声速 (Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases)

IGC Code 国际散装运输液化气体船舶构造和设备规则 (International code for the construction and equipment for ships carrying liquefied gases in bulk)

3 术语、定义和缩略语

3.1 术语和定义

GB/T 43130.1—2023界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1.1

贸易交接 custody transfer

导致所有权变更和/或责任变更的碳氢产品的物理转移。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

ALARP:合理可行的最低限度 (As Low As Reasonably Practicable)

BOG:蒸发气体 (Boil-Off Gas)

CLV: 闭环蒸发器 (Closed Loop Vaporizer)

EDS: 应急断开系统 (Emergency Disconnection System)

ERC: 应急脱离装置 (Emergency Release Coupling)

ESD: 应急切断 (Emergency Shut Down)

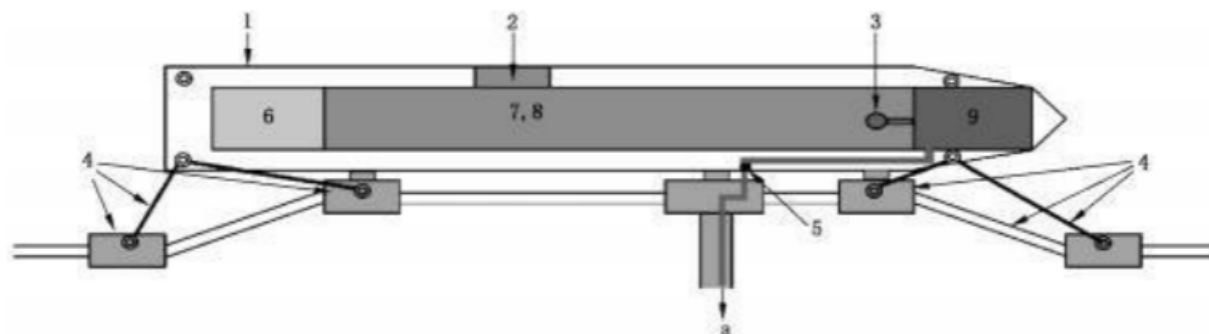
FSRU: 浮式储存和再气化装置 (Floating Storage and Regasification Unit)

HD:高负荷(High Duty)
HIPPS: 高完整性压力保护系统 (High Integrity Pressure Protection System)
HP:高压(High Pressure)
HVAC:暖通空调(Heating, Ventilation and Air Conditioning)
IFV: 中间介质气化器 (Intermediate Fluid Vaporizer)
LD:低负荷(Low Duty)
LNG:液化天然气(Liquefied Natural Gas)
MOP:最大操作压力 (Maximum Operating Pressure)
MSO:最小外输 (Minimum Send Out)
NG:天然气(Natural Gas)
OESD:卸货应急关断(Offloading Emergency Shut Down)
OLV:开环(直接接触)气化器 [Open Loop (direct contact) Vaporizer]
QRA:定量风险分析(Quantitative Risk Analysis)
RAM :可靠性、可用性、可维护性(Reliability, Availability, Maintainability)
SIL:安全完整性等级(Safety Integrity Level)
SIS:安全仪表系统 (Safety Instrumented System)

4 设计基础

4.1 FSRU概述

图 1 为停靠在单个码头上的 FSRU设施的典型布置,布置方式能根据系泊方案的设计变化。



标引序号说明：

- 1—船体(见第 7 章)；
- 2—LNG装卸(见 GB/T 43130.1—2023,第 9 章)；
- 3—再气化系统透气桅；
- 4—系泊(见第 6 章)；
- 5—高压管汇和 FSRU ESD 阀(见第 9 章)；
- 6—生活区；
- 7—货物围护系统(见第 8 章)；
- 8—货物处理系统-BOG处理系统(见第 10 章)；
- 9—再气化系统(见第 11 章)；
- a—天然气外输(见第 12 章)。

图 1 FSRU布置示例(停靠码头)

为确保 LNG装载、储存和再气化以及通过高压管汇向岸上输送天然气的安全,FSRU 系统典型搭配如下：

- a) 货物处理；
- b) 货物围护；
- c) 再气化。

与货舱相关联的系统及设备,例如 BOG 处理系统、货舱喷淋系统、惰气系统、氮气系统、放空透气系统、辅助系统等,可根据实际需要(项目需要、入级要求等)配置。

图 2 为再气化系统的典型流程。

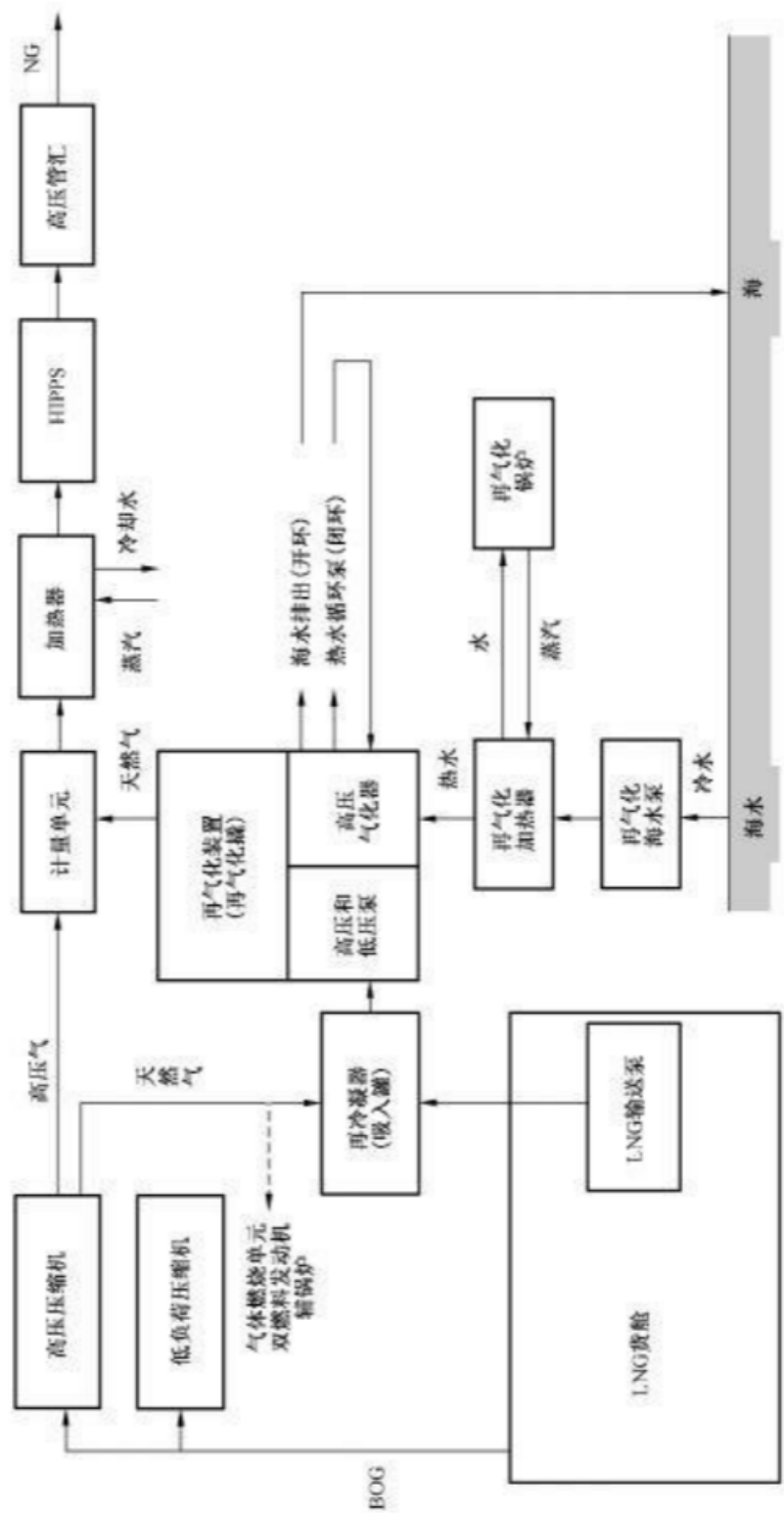


图 2 再气化系统

4.2 工艺设施主要设计原则

FSRU工艺设施的设计应包含如下原则：

- a) 天然气外输能力：最小流量、额定流量、峰值流量和零外输；
- b) 工艺设施的功能冗余、零外输持续时间和调节要求；
- c) 再气化类型(例如开环式、组合式或闭环式)；
- d) 再气化操作(例如再气化操作期间的海况和现场条件)；
- e) 高压外输管汇的最大操作压力和最大设计压力；
- f) 高压外输管汇的最高和最低温度；
- g) 用于再气化的海水温度和流量设计范围；
- h) LNG再气化同时的装载速率(包括最小外输流量工况)；
- i) LNG 品质和化学组分；
- j) 加臭(如需要)；
- k) 海水排放条件(即用于再气化过程的海水)；
- l) BOG处理(例如需要放空透气和火炬燃烧的原则分析)；
- m) 兼具 FSRU 和 LNG运输船两种运营模式相关要求。

4.3 FSRU 的可靠性、可用性和可维护性

宜通过 RAM分析,确定在特定要求下 FSRU天然气外输操作的可用性。宜为各种需求场景提供可用性曲线。

再气化装置的可用性分析,应计入海况条件的影响。

设计宜对所有关键设备进行 N+1配置,确保天然气外输系统的高可用性。高压压缩机和高负荷压缩机根据操作经验不按 N+1配置。

4.4 FSRU作为 LNG运输船作业的特殊要求

当 FSRU作为 LNG运输船使用时(临时或长期在位作业后),应采取以下措施：

- a) 关闭并隔离再气化装置；
- b) 固定可能的专用输送系统。

长期在位作业后的 FSRU作为 LNG运输船使用,能满足船旗国和/或船级社的附加要求,如坞内检验。

4.5 FSRU 专项研究

4.5.1 一般要求

对于 FSRU应按 GB/T 43130.1—2023中第 4章规定进行专项研究。此外,应解决 4.5.2~4.5.4 中描述的工艺流程和环境方面的问题。

4.5.2 海水取用和排放的环境影响研究

应按照 5.2 的规定,对涉及海水取用和排放的环境影响进行研究。LNG再气化方案的选择能符合主管机关的要求。

4.5.3 再循环研究

在 FSRU 的再气化流程中,LNG与海水换热后再气化,经换热后的低温海水被排出。排向取水口的排出海水能导致取水口温度降低,导致再气化装置效率降低。

再循环研究的目的是根据 FSRU运行期间的海水排放特性和取水区水体的环境特性,评估排出海

水再循环的风险。再循环研究还能帮助 FSRU 业主和制造厂对取水口和排水口的位置进行设计优化。

评估再循环风险,应分析中场、远场和近场模型中冷水羽流的状况。三维远场模型能用于分析大尺度环流模式及其对再循环风险的影响,并生成三维近场模型的边界条件。在精细的近场模型中,对不同场景下的再循环开展评估。

场景应包括如下内容。

- a) 远场模型:评估不同水动力条件下的远场过渡相行为。
- b) 近场模型:
 - 1) 敏感性分析,用于评估近场模型特性以及水域环境特征和流动条件的变化;
 - 2) 涨潮情况下,根据不同水深和 FSRU 吃水变化,分析再循环风险;
 - 3) 涨潮和落潮情况下,根据不同水深和 FSRU 吃水变化,基于不同排水口位置,分析再循环风险;
 - 4) 基于实际情况,采用类似于 2)和 3)中的条件,增加一艘旁靠于 FSRU 的 LNG 运输船。

4.5.4 防冲刷研究

对再气化系统的进水口和排水口应增加有关防冲刷方面的研究。

5 健康、安全 and 环境要求

5.1 一般要求

FSRU 具体的健康、安全、环保问题,除应符合 GB/T 43130.1—2023 中第 5 章的规定外,还应符合本章规定。

5.2 水加热、冷却相关环境影响因素

海水加热和冷却系统宜参照《海洋石油和天然气开发的环境、健康与安全通用指南》的要求。宜少用化学品来防止船上设施的海洋污染,并宜考虑采取替代措施。替代措施能包括从尽可能深的位置取水。对于近岸 FSRU,宜关注水深和海生物生长速度的限制,并宜考虑在取水口设置滤网,避免海洋生物进入。

在划定的混合区域边界处,因海水排放引起的环境海水温度变化宜控制在 3℃ 以下。在使用氯化物的情况下,水处理设备排放口的游离氯(海水中的总残余氧化剂)浓度宜低于 0.2 mg/L。

5.3 安全

5.3.1 一般要求

项目开发团队应在设计早期(概念阶段)建立高级别安全策略(危害预防和危害最小化),制定相应的措施以规避或控制由于设计导致的风险。这些措施应进一步细化为一套安全原则,为设计阶段提供指导和明确的要求,并在详细设计阶段中进一步实现。

安全原则应包括但不限于以下内容:

- a) 布置安全,包括防爆;
- b) 火灾和气体探测;
- c) 应急关断;
- d) 应急减压;
- e) 防火保护,包括主动防火和被动防火;
- f) 冷溢防护;

- g) 点火源管理,包括危险区域划分;
- h) 排水;
- i) 逃生、救助。

注: GB/T 43130.1—2023 中规定的大多数原则也适用。

FSRU 的再气化系统应作为 GB/T 43130.1—2023所述整体风险研究的一部分进行验证。

5.3.2 布置约束

通过布置审查(见 GB/T 43130.1—2023,5.4.3),关注点火源位置,对设施和周围环境(而不仅仅是FSRU本身)应进行风险分析,最大限度地提高设施安全性。风险分析应关注:

- a) 风玫瑰图;
- b) 点火源的位置(例如火炬、燃烧设备);
- c) 居住区的位置(例如居住、办公处所);
- d) 在浮式液化天然气装置停靠的情况下围栏和公共区域;
- e) 设施附近经过的其他船舶的影响。

根据 LNG浮式装置不同位置(近岸/码头停靠、海上),对公共区域的风险分析能采用不同的准则。

5.3.3 周围相关环境约束

5.3.3.1 适用性

本文件 5.3.3适用于 FSRU靠码头或近岸(已有港口或新建港口)的情况。

5.3.3.2 定性分析

FSRU及其靠泊设施的选址应基于对周围环境的全面评价来确定。评价应识别以下区域:

- a) 工业区;
- b) 商业区;
- c) 人口稠密区;
- d) 乡村地区。

5.3.3.3 定量分析

5.3.3.3.1 根据 FSRU及其靠泊设施的风险类型,进行定量分析,确定其最合适的位置。此外,在根据本文件或政府规定进行详细的安全分析之前,宜基于喷射火、爆炸、池火等后果计算确定安全距离,这些计算能包括如下内容。

- a) 大量泄漏,此计算的目的是明确周围需要采取控制措施的区域,以确定陆上围栏的位置。
- b) 最恶劣情况(例如全通径破裂),此计算的目的是使政府相关部门了解现有风险和未来风险导致的最坏情况:
 - 1) 城市发展的限制条件(例如高层建筑限制);
 - 2) 运营商和当地/国家政府部门密切协调,制定应急响应计划。

5.3.3.3.2 计算应关注如下因素:

- a) FSRU 及其码头设施处理过程中的各种危险介质(液化产品,例如 LNG、丙烷、液态碳氢化合物、有毒流体、氮气);
- b) 介质相态(气体、液体、两相流);
- c) 介质压力和温度;
- d) 介质存量。

5.3.3.3.3 应确定具有代表性的计算参数,确保选址合理。简化计算见 ISO 20257-1:2020 中附录 B。

5.3.4 FSRU及其靠泊相关设施的布置约束

5.3.4.1 定性分析

基于安全分析的整体布置,是确保 FSRU及其靠泊相关设施本质安全的第一步,应遵循以下原则。

- a) 强火源[如火炬(若有和可能产生的)、电站(透平或外部供电的大型变压器)]位于全年主导风向的下风处。
- b) 居住、办公处所位于:
 - 1) FSRU及其靠泊设施其他部分全年主导风向的上风处;
 - 2) 距离碳氢化合物处理的区域最远的位置(工艺单元)。

注 1: 围栏位置和周围环境没有限制。

注 2: 对于采用风向标效应设计而不是采用多点系泊或码头系泊设计的 FSRU予以重点关注。
- c) 公用区域设在居住/办公处所和工艺单元之间,以最大限度地增加高风险区和生活区之间的间隔距离。公用区域比工艺单元的危险性小。但是,在审查其用途和能处理的产品后,慎重选择公用区域和工艺单元相对于围栏位置和周围环境的位置。
- d) 工艺设施(主要是再气化装置)位于:
 - 1) 其他设施全年主导风向的下风处;
 - 2) 尽可能远离居住/办公处所。
- e) 在工艺单元区域内,布置满足以下要求:
 - 1) 根据风险类型分组,以避免不同类型风险在整个设施中扩散;
 - 2) 通过远离或物理措施,避免工艺单元某一部分的风险进一步恶化;
 - 3) 当设施内存在多个相同的工艺流程时,能采用远离或物理措施来避免风险彼此影响(如在设施维护操作时,只准许操作流程按序逐一进行);
 - 4) 危险品仓库与其他单元隔离,避免风险升级。

能采用物理分离的原则进行风险隔离。对于靠泊在码头的 FSRU,当所有设施均在同一船体上,LNG储存在船舱里,再气化装置布置在甲板上,物理分离是唯一的解决方案。在此情况下,使用一层带有特殊涂层的甲板实现风险分隔。

5.3.4.2 定量分析

5.3.4.2.1 最终方案应通过安全分析结果确认(见 GB/T 43130.1—2023中的 5.4.2)。

5.3.4.2.2 为确认布置方案,应至少开展下列安全分析。

- a) 故障场景识别:旨在确定设施可能出现的所有潜在故障场景。场景包括码头高压气体泄漏和再气化装置 LNG泄漏。
- b) 低温风险分析:确定可能发生低温释放的所有区域,并开展下列评估:
 - 1) 低温效应影响范围和持续时间,以确定抗脆化措施;
 - 2) 低温池的形成、持续时间和释放量,以确定抗脆化措施和排放系统。
- c) 火灾风险分析:目的是确定所有可能发生火灾事件的区域,并评估热辐射范围、热辐射水平和持续时间(例如喷射火和池火)以确定防火措施。
- d) 爆炸风险分析:目的是确定可能发生爆炸事件的所有区域,并评估超压影响范围、超压水平,以确定防爆措施。设备运行时,应分析运行中堵塞和/或受限情况。

注:严重堵塞和/或受限情况将提升超压水平,这将增加设计中需考虑的超压值。
- e) 定量风险评估:本研究基于上述及其他研究结果,评估人员伤亡风险,并满足 ALARP原则。

5.3.4.2.3 5.3.4.2.2所列安全分析应遵循以下原则:

- a) 考虑整个设施(FSRU、码头及有关的其他设施);

- b) 确认工艺单元之间的距离是否足够,重点考虑生活区和/或各种工艺系统的布置;
- c) 提供物理隔离和设备的设计要求,以限制风险升级(例如可承受的爆炸载荷、火灾/低温的耐受时间)。

见 ISO 20257-1:2020 中附录 B。

5.3.5 风险防范措施

5.3.5.1 一般要求

除 5.3.5 要求外,FSRU 的风险防范措施还应满足 GB/T 43130.1—2023 中第 5 章的要求。

5.3.5.2 主动防火

5.3.5.2.1 主动防火原则

5.3.5.2.1.1 本条规定了 FSRU 设施需满足主动防火系统的特定要求。主动防火的一般要求见 GB/T 43130.1—2023 中第 5 章。

5.3.5.2.1.2 实施主动防火的原则,应基于对 FSRU 及其相关设施(例如 FSRU 码头)、附属设施以及相邻设施进行风险评估时得到的火灾风险结果确定。

5.3.5.2.1.3 主动防火能通过多种方式实现(包括支持船、固定系统和/或移动/便携式系统)。

5.3.5.2.1.4 在失火风险较大的区域应设置主动防火系统。除与浮式装置类似的标准危险区域外,FSRU 的典型危险区域还包括:

- a) 再气化系统区;
- b) 天然气压缩机区;
- c) LNG 装卸连接区;
- d) 高压天然气传输区;
- e) FSRU 码头的设备,如适用。

5.3.5.2.1.5 主动防火系统通常包括下列系统:

- a) 消防水系统;
- b) 高倍泡沫系统;
- c) 低倍泡沫系统;
- d) 干化学品系统。

5.3.5.2.1.6 不同类型火灾对应灭火剂的选用,见 IMO 951(23)的规定。

5.3.5.2.2 系统设计

主动防火系统应抑制风险评估确定的火灾。主动防火系统的能力和效率应依据公认的标准或详细的工程实践估算来确定。

消防设备的设计、制造应满足相应的标准。

5.3.5.2.3 消防水系统

5.3.5.2.3.1 固定消防水系统不用于扑灭 LNG、NG 或碳氢化合物火灾,但采用如下措施控制火灾:

- a) 冷却措施,保护事故区域附近的相邻设施或结构构件/设备;
- b) 缓解措施,作为气体或烟雾控制措施和防热辐射措施保护人员疏散。

上述消防水系统能包括喷淋系统、消火栓和/或火灾监测系统。

5.3.5.2.3.2 消防水系统应与海水兼容。若需要对消防水系统进行定期功能测试,应解决喷淋系统覆盖区域的海水污染问题。

5.3.5.2.3.3 消防水系统设计应满足以下要求：

- a) 根据风险评估认定的火灾等级确定消防水量；
- b) 消防水排放系统应能防止 LNG蒸发泄漏量增加；
- c) 由风险评估确定消防供水时间,能通过设备冗余配置、配备独立动力源的消防水泵、设置独立的消防管网等方式实现。

消防水系统,例如火灾监测系统和/或水幕系统,通常位于码头与停靠在码头的 FSRU 间的交界面,以保护 FSRU 和/或码头上部设施免受 FSRU、天然气和/或 LNG管汇区域或码头设施发生火灾的影响。

5.3.5.2.4 泡沫灭火系统

泡沫灭火系统为固定式和/或便携式。

储存可燃液体的区域能采用低倍泡沫灭火系统保护。

应在 LNG泄漏收集池设置可远程操控的固定式高倍泡沫灭火系统,用于抑制 LNG池火。

风险评估辨识出的火灾风险区域,应配置便携式泡沫灭火器。

5.3.5.2.5 干化学品灭火系统

LNG火灾采用干化学品灭火系统(如干粉灭火系统、二氧化碳灭火系统)。根据风险评估中确定的风险级别,能配备便携式和/或固定式干化学品灭火系统。

在可能发生碳氢化合物泄漏的区域应设置干化学品灭火系统,如装卸系统(由 FSRU 外输或接收的高压气及 LNG)区域、ESD/HIPPS阀门区域、液压油装置区域以及压缩机区域。

干化学品灭火系统宜用于仪表间与电气间灭火。

5.3.5.3 主动防火系统

5.3.5.3.1 除满足 GB/T 43130.1—2023的要求外,火灾、冷溢及气体探测系统的选型和布置应包括以下因素：

- a) 探测类型(例如气体泄放、碳氢化合物火灾、电气火灾、纤维类火灾)；
- b) 探测位置(例如室内或室外)；
- c) 泄漏源；
- d) 与潜在点火源的距离；
- e) 风向与风速；
- f) 泄漏气体的密度(当动量消耗时,比空气轻的气体将向上移动,比空气重的气体将向下移动)。

5.3.5.3.2 表 1 描述了特定区域内探测器布置应满足的最低要求(非详细清单)。

表 1 各区域探测器的类型

区域	探测器类型				
	可燃气体探测器	火灾探测器 ^a	冷溢探测器	低氧气含量探测器	氢气探测器
可燃或易燃液体处理设备附近	√	√	—	—	—
可燃气体处理设备附近	√	√	—	—	—
管汇附近(出口和入口)	√	√	—	—	—

表 1 各区域探测器的类型 (续)

区域	探测器类型				
	可燃气体探测器	火灾探测器 ^a	冷溢探测器	低氧气含量探测器	氢气探测器
燃烧设备附近	—	√	—	—	—
电池间(室内)	—	√	—	—	√
FSRU码头	√	√	√	—	—
集液池	√	√	√	—	—
控制室及变电站	√ ^b	√ ^c	—	—	—
其他处所	√ ^b	√ ^c	—	—	—
分析化验室	√ ^d	—	—	√	—

^a 探测器类型(紫外/红外火焰探测、感温、感烟)根据火灾的类型和位置选择。碳氢化合物火灾选择紫外/红外火焰探测器,纤维类火灾和电气类火灾应选择感温和/或感烟探测器。

^b 气体探测器设置在 HVAC空气入口及气锁间,以检测外部气体。

^c 不要求所有舱室都配备火灾探测器。探测器的类型与位置应根据舱室是否有人值守、是否有与操作、控制或安全相关的关键设备等确定。

^d 气体探测器布置在 HVAC空气入口及气锁间,以检测外部气体;气体探测器还布置在舱室内部,以探测外部气体逸散至室内。

5.3.5.3.3 此外,为确保作业人员能够触发警报,应在整个设施中的下列位置设置手动报警点:

- a) 以一定间隔沿着逃生通道及逃生梯布置;
- b) 处所内靠近出口处。

5.3.5.3.4 探测器的布置应满足以下要求,以确保触发决策有效。

- a) 当触发单一探测器时,在探测区域与控制室触发视听报警。
- b) 当触发多个探测器时,在探测区域与控制室触发视听报警,同时激活 自动执行程序,能包括但不限于:
 - 1) 工艺关断;
 - 2) 在 1类危险区之外的不适宜在 1类危险区使用的所有电气设备隔离;
 - 3) 主发电机关停;
 - 4) HVAC空气入口风闸关闭,HVAC系统关停;
 - 5) 消防水泵顺序启动;
 - 6) 启动喷淋系统、水幕系统。

5.3.5.4 排放系统

应按照 GB/T 43130.1—2023的要求,对泄漏的低温液体进行快速远程处理,以避免在堵塞和/或受限的工艺区域发生失控蒸发。

吸入罐/再冷凝器、高压泵和高压气化器周围应设置适当数量和大小集液盘和防火墙。所有高压液体和 NG 的法兰连接处应安装法兰护罩,以防止发生喷射或泄漏(见 GB/T 43130.1—2023,5.4.4.2.6)。

应设置可控蒸发的集液池,对停泊在码头的 FSRU 的冷溢进行排放处理。因此,应研究控制冷溢泄漏方向并将其收集于集液池的方法,该集液池应配置遥控的泡沫发生器。

集液池的设计应基于低温风险分析结果。

注:上述措施将防止低温液体沿船侧泄漏至海面。

5.3.5.5 应急响应

除应满足 GB/T 43130.1—2023的要求外,还应研究从停靠码头的 FSRU上撤离的需求。

若不能通过脱险通道从 FSRU撤离上岸,则应通过救生艇和/或救生筏进行救生。

艇和/或筏的布置,应分析可能阻碍救生的因素,包括:

- a) LNG运输船和其他船舶;
- b) FSRU 与 LNG运输船/船舶间的系泊缆;
- c) FSRU 与岸/码头间的系泊缆。

救生设备的设计与安装应分析所有潜在危险事件(内部的和外部的,人为的和自然的)。因此,救生设备应在 FSRU上多个区域(艏艉、左右舷)进行冗余配置。

5.3.5.6 安全完整性等级

5.3.5.6.1 应开展 SIL分析以确定控制工艺系统的各安全仪表功能的安全完整性等级(见 GB/T 43130.1—2023,5.4.2)。

5.3.5.6.2 SIL分析应至少包括下列内容:

- a) 通常在 FSRU上管道等级发生变化的入口和/或出口处设置 HIPPS,以保护上游设施和/或下游设施免受压力突然上升的影响;
- b) 与高压输送装置相关的安全功能。

5.3.5.6.3 对于 5.3.5.6.2所列安全功能,基于 FSRU设施特性,系统的 SIL等级至少应达到 SIL 2。必要的 SIL取决于所用矩阵确定的剩余风险等级,而这又取决于以下因素:

- a) 无安全功能的条件下,初始事件的发生频率;
- b) 安全仪表功能失效对人员、环境和财产造成的后果。

5.3.5.6.4 宜基于保护层分析进行 SIL评级,见 GB/T 20438(所有部分)以获取更多指导。

6 系泊和定位

系泊定位系统的目的是使 FSRU保持在目标位置,使其具有良好的可操作性和足够的安全裕度。

除了 GB/T 43130.1—2023中第 6章的要求,以下内容也适用:

- a) FSRU 系泊设计应满足到访 LNG运输船的系泊要求,无论选择何种系泊布置;
- b) 对于具备向小型 LNG船装载功能的 FSRU,系泊系统的设计应与小型 LNG 船的尺度范围相适应;
- c) 可参照《液化天然气浮式储存和再气化装置构造与设备规范》中第 5 章的规定。

7 船体设计

7.1 一般要求

当 FSRU有兼作 LNG运输船运营的工况时,除 GB/T 43130.1—2023 中第 7 章的要求外,7.2、7.3 的要求也适用。

7.2 不同运营模式

FSRU运营模式能对船体设计要求有影响,能包括但不限于:

- a) 一艘 FSRU,驳船型式,无推进,在设计寿命内停留在某一地点或可能布置在数个不同点;
- b) 一艘 FSRU,船型式,原配置有推进器但推进器未投入使用(即该船在运营时能视为驳船),推

进器经调试后能再次投入使用,使其移动至其他地点;

- c) 一艘船,短时间作为 FSRU使用,同时穿插作为 LNG运输船使用;
- d) 一艘 FSRU,在预期的最恶劣的环境条件下依然在作业地点或在暴风雨期间转移至环境良好的地点。

7.3 船体设计环境条件

设计环境条件遵循如下原则确定。

- a) 所有 FSRU都宜考虑在转移至/离开作业地点期间的环境条件。
- b) FSRU/驳船宜考虑作业地点最恶劣环境条件。
- c) 在可能有多个作业地点时,设计宜考虑这些地点中可能出现的最恶劣环境条件。
- d) 在遇到严峻的环境时,当 FSRU/驳船将转移至良好的环境地点,则定义的转移时的限制环境条件能作为设计的基础环境条件。
- e) 如果 FSRU兼作 LNG运输船运营,则两种作业模式均应满足且宜采用最恶劣的环境条件。LNG运输船的运营能限于特定的贸易航线或在全球范围内运行。针对在特定贸易航线运营的 LNG船宜考虑采用该特定航线下的环境条件作为设计环境条件,同时满足 IGC Code和船旗国主管部门要求;针对在全球范围内运行的 LNG船,应采用 IGC Code或船旗国主管部门(取严者)的规定来确定设计环境条件。

8 LNG储存

8.1 货舱压力管理的具体要求

FSRU上的 LNG货舱压力宜在船对船传输前保持较低状态,并宜在 LNG传输期间根据装卸 LNG的速率、温度和气化外输量进行增加。

FSRU上空舱的温度宜在船对船传输前处于冷却状态。

当装载的 LNG温度(或饱和压力)一定时,货舱压力越高,则最大卸货速率越大。

因此,FSRU上的 LNG货舱最高允许压力通常高于传统 LNG运输船。

根据设计卸货速率,应分析船对船传输前 FSRU上的 LNG货舱可承受压力范围和进货 LNG的温度,并分析二者对 BOG产生量的影响。

8.2 LNG供应船超压保护的具体要求

由于 FSRU上的 LNG货舱的允许操作压力通常高于 LNG供应船,在船对船的传输期间,应通过回气来对 LNG供应船货舱进行超压保护。

8.3 翻滚风险

FSRU将会接收不同来源的密度及组分有差异的 LNG。进货程序应确保 FSRU上的 LNG货舱在重新填充之前总是接近于空舱状态,避免 LNG货舱中 LNG分层的风险。若该项目识别出存在分层风险,则应由 FSRU的操作员对分层进行监控,并采用 GB/T 43130.1—2023中 8.4.2所述的避免措施。

9 LNG装卸系统

9.1 一般要求

第 9章描述了 LNG装卸系统的规定,并应作为 GB/T 43130.1—2023中第 9章的补充。

9.2 天然气外输:天然气输送要求

9.2.1 功能性要求

天然气输送(通常为高压)需要设置一个用于连接 FSRU 与岸端的专用输送系统。为了保障高压天然气输送系统的安全运行,应至少具备如下功能:

- a) 连接后,在 6 个自由度方向随 FSRU 相对运动;
- b) 在规定的设计/操作温度和设计/操作压力范围内,将高压天然气从 FSRU 输送到需求端;
- c) 将施加在高压天然气管汇接口的载荷限定在设计给定的许用值内,通常高压天然气输送管汇的最大载荷作为输送系统的设计输入条件来确定;
- d) 符合流量、最大允许流速、最大压降及工艺要求;
- e) 在正常操作范围内运行时,不与相邻的传输系统、基础设施和其他设备发生冲突;
- f) 在正常断开之前或应急断开之后,进行排放、吹扫使管线内无残余天然气;

注:该操作通过特定设备实现,也通过适当的程序实现。

- g) 对岸端进行电气隔离,防止通过接触或其他附件产生连接,以避免两个连接装置之间出现电势差;
- h) 若设置 EDS 或 ERC,则从 FSRU 高压管汇处配备输送自动回缩和固定功能,以便管汇和输送系统都不会因进一步移动或移位而损坏。

9.2.2 装卸系统设计

9.2.2.1 组成

装卸系统能由刚性铰接管或柔性软管组成。

9.2.2.2 刚性铰接管方案

刚性铰接管方案采用垂直平面运动的铰接式管架旋转臂。铰接式管架旋转臂安装在基础立管或装置上,由专用结构(例如卸料臂)或具有回转能力的独立支撑(例如铰接式跨接),具有覆盖空间六自由度的回转能力。在其末端附加的关节允许连接管汇的相对横摇、首摇和纵摇运动。

ISO 16904、EN 1474-3 和《海洋石油和天然气开发的环境、健康与安全通用指南》中描述了高压天然气铰接管方案的相关设计要求。

9.2.2.3 柔性软管方案

柔性软管方案使用软管作为生产线的自支撑布置,能按以下方式进行布置。

- a) 悬挂式软管:由船上和/或岸上的起重机或绞车安装的独立软管,正常操作时不与海水直接接触。连接后,软管不再由起重机或绞车支撑。
- b) 漂浮式软管:由船上和/或岸上的起重机或绞车安装的独立软管,正常操作时部分淹没并漂浮在海水中。连接后,软管不再由起重机或绞车支撑。
- c) 水下软管:由船上和/或岸上起重机或绞车安装的独立软管,正常操作时全部淹没在海水中。连接后,软管不再由起重机或绞车支撑。

EN 1474-3 的相关部分能结合 GB/T 21412.2 制定柔性软管解决方案的系统设计原则,其中 GB/T 21412.2 中相关部分包括对水下及海上柔性跨接软管的规定。

应分析柔性软管末端的弯曲半径和扭曲风险,包括操作范围、码头和浮式装置之间的距离以及动态运动。

根据实际情况,API RP 17B、GB/T 16647 和 ISO 14113 也能参照使用。

9.2.3 应急断开

9.2.3.1 定量风险分析输入

QRA应根据FSRU如下配置特点,确定高压天然气装卸系统完成应急断开顺序操作的最长时间。

- a) 由于系泊失效,FSRU能意外地偏离其系泊位置。因此,装卸系统应配备EDS(顺序由系泊状态和漂移状态研究确认)。应急断开后,装卸系统应得到控制和保护。
- b) FSRU能面临应急脱离其系泊位置的情况。装卸系统能配备ERC,以便于断开(通常为30 min顺序,如9.2.3.2所述,包括减压、吹扫、复位固定等操作时间)。应急释放后,装卸系统应得到控制和保护。
- c) 若FSRU采用永久系泊,经QRA识别,应急离泊或系泊失效无风险。装卸系统能通过法兰对法兰连接到FSRU。

9.2.3.2 应急断开系统

装卸系统能配备EDS,通常由隔离阀组件和中间的ERC组成,或由每条输送管线末端的ERC和隔离阀组成,用于在紧急情况下释放装卸系统。在这种情况下,应急断开顺序能是:

- a) 应停止气体流通;
- b) 应通过关闭输送管线两端的隔离阀来隔离装卸系统;
- c) 输送管线截留的气体应减压,并输送至码头或浮式液化天然气装置;

注:根据风险分析结果,低压气体输送管线跳过此步骤。

- d) 应对输送管线进行吹扫;
- e) 装卸系统内部的气体释放后,能断开并固定系统。

9.2.3.3 法兰连接

系泊系统失效不作为设计条件的情况下(例如永久式转塔系泊),输送系统不需要配备应急断开装置或快速连接装置。

9.2.4 操作包络线

9.2.4.1 概述

操作包络线根据装卸系统的应急断开原则进行设计。

9.2.4.2 配备EDS的装卸系统操作

如9.2.3.2所述,配备EDS的装卸系统的操作包络线由以下区域组成。

- a) 绿色区域:卸载的正常操作位置,见GB/T 43130.1—2023中图C.6和图C.7。绿色区域通常由以下部分组成。
 - 1) 法兰对接区是指岸上装卸系统参考点对应到高压输送总管的理论位置。法兰对接区由FSRU和码头的几何尺寸、潮汐引起的水位变化以及码头系泊的护舷压缩量确定。
 - 2) 运动区包络线由FSRU管汇在所有方向(X、Y、Z)上相对岸上装卸系统参考点的最大相对运动范围构成。
- b) ESD包络线范围内执行OESD 1动作(例如停止传输、关闭ESD隔离阀以及降低EDS隔离阀之间截留气体体积的压力)。一旦超过绿色区域的限制,OESD 1序列即启动。
- c) 应急断开包络线范围内执行OESD 2动作(装卸系统的物理应急断开)。一旦超过ESD包络线的限制,OESD 2动作就会启动。

- d) 装卸系统运动限度是指其最大运动能够达到的机械极限。
- e) OESD 1 和 OESD 2 动作的具体定义,应由运营方(如有)、FSRU设计方以及 EDS制造商共同确认。

9.2.4.3 未配备 EDS的装卸系统操作

如 9.2.3.2 和 9.2.3.3所述,具有 FSRU连接接口的装卸系统操作包络线至少由以下部分组成。

- a) 绿色区域:卸载的正常操作位置,见 GB/T 43130.1—2023 中图 C.6 和图 C.7。绿色区域通常由以下部分组成。
 - 1) 法兰对接区是指岸上装卸系统参考点对应到高压输送总管的理论位置。法兰对接区由 FSRU 和码头的几何尺寸、潮汐引起的水位变化以及码头系泊的护舷压缩量确定。
 - 2) 运动区包络线由 FSRU管汇在所有方向(X、Y、Z)上相对岸上装卸系统参考点的最大相对运动范围构成。
- b) 装卸系统运动限度是指其最大运动能够达到的机械极限。
在绿色区域和机械极限之间的中间包络能设置不同级别的报警。

9.3 LNG取样

从 LNG运输船向 FSRU 输送 LNG,当应进行 LNG 贸易交接时,无论选择何种装卸方式(例如船对船、船对码头),都应安装 LNG取样系统。

LNG取样系统应符合 GB/T 20603。

10 BOG处理与回收

10.1 一般要求

FSRU 的 BOG处理和回收系统特殊性在本章进行了规定,同时也应符合 GB/T 43130.1—2023 中第 10章相关规定。

如果预计长时间不输出 LNG,宜使用再液化或过冷装置,防止 LNG组分发生变化。

10.2 LNG货舱设计压力的灵活性

基于 FSRU操作模式,货舱设计压力能依照 8.1 中所示重新标定一个更高的压力。这有助于 FSRU在装载作业期间或在限定时间内低流量或零流量外输作业下的 BOG 管理。通常,相比 LNG 运输船模式工作压力低于 20 kPag,FSRU模式下的货舱工作压力约为 50 kPag。但是,将现有的 LNG运输船的货舱压力重新评估并升级至更高的压力,应咨询货舱的设计方,并需要根据需要应对货舱进行充分加固。在这种情况下,需要获得认证船级社的认可证书。

10.3 再冷凝器

BOG在 LNG气化前的输出容器中被重新冷凝,该容器称为再冷凝器,应根据公认的压力容器规范[如 ASME BPVC-VIII-1或 EN 13445(所有部分)或 GB/T 150]进行设计。

再冷凝器有两个用途:

- a) 用从低压泵输出的过冷 LNG再冷凝 BOG;
- b) 向 LNG高压泵输送 LNG,并在低压泵和高压泵之间维持一定的缓存能力。

舱内泵将 LNG从 FSRU货舱输送至再冷凝器。低负荷压缩机将部分 BOG从 FSRU 货舱输送至再冷凝器。再冷凝器应具有内部装置以促进 BOG再冷凝。

再冷凝器应规定使 BOG完全冷凝的最小输出速率。若低于该输出速率,BOG将不能完全冷凝,并

应规定 LNG卸载操作期间所需的外输速率,以使卸载期间产生的额外 BOG能够再冷凝。

再冷凝器之前,能设置 BOG 冷却器,以降低入口 BOG 温度,从而减小再冷凝器再冷凝装置的尺寸。

应在再冷凝器外部增加绝热材料,以尽量减少热量进入。应根据风险评估结果考虑在该容器上安装被动防火保护措施。

再冷凝器的压力能通过操作连接到 FSRU 主气相管的回气压力控制阀来调整,并与舱内泵出口操作压力相匹配。

应安装多台不同类型的液位仪表,以便在低液位或高液位时进行工艺控制和停车。液位仪表应随时处于运行状态。

宜对容器进行过充保护。例如,联锁关闭 LNG 入口阀及其他溢流至主气相管的 LNG 阀门,避免 LNG 进入 BOG 总管导致 BOG 压缩机跳车。

能在再冷凝器中注入氮气,以防止任何意外降压或低压情况。

再冷凝器低液位/LNG 出口阀关闭的情况下应关停再气化模块高压泵。

根据设计和操作原理,再冷凝器上的关键仪表宜设有冗余,并可在不停止再冷凝器运行的情况下进行更换。

注:在 LNG 输出过程中,采用一些其他的再冷凝器替代方案,如内联管道再冷凝。由于功能要求和操作存在不同,因此这些布置不与 10.3 中列出的再冷凝器某些要求兼容。

10.4 BOG 压缩机

10.4.1 一般要求

FSRU 通常配备 LD、HD 和 MSO 或 HP 压缩机。最终压缩机的布置应取决于具体的项目要求。

10.4.2 LD 压缩机的具体功能

FSRU 的 LD 压缩机宜提供以下功能:

- a) 为发动机提供燃料气;
- b) 将过量的 BOG 供给气体燃烧装置(GCU);
- c) 将过量的 BOG 供给再冷凝器;
- d) 将过量的 BOG 输送至 MSO 压缩机入口(如配置)。

此外,在船与船之间的货物驳运过程中,过量的 BOG 能通过蓄压方式收集在 FSRU 货舱中。

10.4.3 HD 压缩机的具体功能

FSRU 的 HD 压缩机宜提供以下功能:

- a) 如有必要,在船对船货物驳运期间将 BOG 返回至 LNG 运输船;
- b) 在出坞后的初始冷却期间将 BOG 返回岸上码头;
- c) 在检修货舱前,加热 NG,循环暖舱。

10.4.4 HP 或 MSO 压缩机的具体功能

FSRU 能有较长时间的低再气化输出或无再气化输出。在这些情况下,MSO 压缩机宜处于运行状态,以控制 FSRU 货舱压力。

MSO 压缩机能与再气化装置同时运行,并宜连接到 HIPPS 阀的前端。

MSO 压缩机宜提供以下功能:

- a) 通过高压天然气外输总管向陆上输送过量 BOG;
- b) 将 FSRU 货舱控制至预设压力。

由于 MSO 压缩机的外输压力为高压等级,该设备通常为往复式压缩机。选择此类压缩机时,应进行脉动压力分析。

11 再气化设备

11.1 LNG泵

11.1.1 概述

再气化装置用 LNG泵通常由两种类型组成:

- a) 为气化撬供料的 LNG舱内泵;
- b) 将 LNG增压至气化前所需输出压力的 LNG高压泵。

11.1.2 功能要求

对于规定的 LNG密度,制造商应确保以下性能数据:

- a) 关闭时的扬程;
- b) 工作范围最小流量下的扬程;
- c) 额定流量下的扬程;
- d) 工作范围最大流量下的扬程;
- e) 运行范围的最小流量下必需汽蚀余量;
- f) 额定流量下必需汽蚀余量;
- g) 工作范围最大流量下必需汽蚀余量;
- h) 额定流量下的功耗;
- i) 额定流量下的泵效率及其驱动器和速度转换器(如有);
- j) 舱内泵的抽空液位;
- k) 最小连续流量和最大流量下的功耗。

这些性能的公差应符合 GB/T 3215。

11.1.3 材料选择

应从 GB/T 19204中列出的合适材料中选择所需材料。应满足材料类别之间的兼容性。在供应商能证明其适用性的前提下,能使用其他材料。

11.1.4 LNG舱内泵

LNG舱内泵的设计应符合 IGC Code。

应采取相应措施确保 LNG舱内泵不会因流量低而损坏。最小输出可能需要较低流量的 LNG 舱内泵。还可能需要具备从货舱拆卸泵和泵运行状态监测的功能。

11.1.5 LNG 高压泵

LNG高压泵应按照 GB/T 3216或 GB/T 3215进行设计、制造和测试。更多指南见 EN 1473。

LNG高压泵应为罐封式。LNG 高压泵筒的设计和制造应符合公认的压力容器设计规范 [如 ASME BPVC-VIII-1或 EN 13445(所有部分)]。

LNG高压泵应适合在海洋环境中的浮式液化天然气装置上运行(例如操作期间存在运动)。如果 LNG高压泵并联运行,应设置止回阀,且应采取避免该止回阀产生水锤效应。

应采取相应措施确保 LNG 高压泵不会因低流量而损坏。启动和/或最小输出可能需要较低流量的

LNG高压泵。应设置 LNG 高压泵上的锁定装置,避免在再气化系统关闭、紧急停车和/或作为 LNG运输船的航程/操作期间损坏泵。

宜在 LNG高压泵上安装状态监测器。

11.2 LNG再气化系统

11.2.1 功能要求

气化器用于将 LNG气化和加热,以便在与下游管道兼容的温度下将天然气外输至海上/陆上天然气管网。制造商应保证下列气化器性能数据的标称值:

- a) 最小和最大流量;
- b) 最低出口温度;
- c) 最大压降;
- d) 最低和最高加热介质要求;
- e) 额定负荷的最小压力;
- f) 机械设计允许的每年最大热循环次数。

在 EN 1473中能找到有关气化器设计条件和性能数据的其他指南。

11.2.2 再气化类型

表 2 提供了 FSRU再气化系统类型。

表 2 再气化系统类型

类型	加热介质
开式	海水
	含中间介质(乙二醇)的海水
	空气
闭式	乙二醇
	丙烷
	蒸汽
	其他适合的加热介质

如果使用危险(易燃)的中间介质(如丙烷),则应在进行风险评估时加以分析,以确定此类流体泄漏和燃烧的总体影响。

如果使用危险的加热介质(如丙烷),海水应从机舱提升到顶层甲板后进行换热。这将避免加热介质在发动机舱内与海水进行热交换,从而避免在发动机层面引入点火源。如果使用非危险介质(如乙二醇),能在机舱内进行换热,避免将海水进行提升。这将明显降低功率需求。

附录 C 中提供了这些再气化系统类型的进一步说明。

11.2.3 材料选择

能从 GB/T 19204列出的 LNG材料中选择适合的材料。

气化器也与加热流体接触。应关注工艺设备/管道不同部分之间的材料兼容性以及与流体的兼容性,包括以下情况。

- a) 如果某些设备/管道由不同材料(例如铝合金和不锈钢)制成,则两种材料的连接策略应满足材

料兼容性。

- b) 材料与加热流体相容(无腐蚀或侵蚀),其特性应事先适当指定,或者应在与加热流体接触的部件上施加保护层。
- c) 在气化器出口处,应根据正常和瞬态条件下可能出现的最低温度来选择管道材料。根据控制系统反应时间,在气化器隔离阀(在温度低于规定阈值时关闭)后应提供足够长度的低温材料。应进行详细的瞬态分析,以检查气化器下游管道上的冷传播风险。

11.2.4 涂层保护

当使用保护层(例如油漆、金属喷涂、镀锌)来保护气化器免受加热流体的化学或物理侵蚀时,该涂层在 LNG 温度和加热流体的最高温度下均应保持稳定。

保护层能逐渐侵蚀和/或腐蚀。涂层的最大损失率应根据操作条件(例如流速、温度、成分、使用时间)进行规定。

11.2.5 海洋生物生长

如果使用海水作为加热介质,宜提供加氯系统,以防止海水管道系统中的海洋生物生长。

如果使用加氯系统,应根据海水流速持续调整氯浓度,并通过游离氯测量装置对海水出口进行监测。5.2 中描述了环境因素。

11.2.6 稳定性/振动

气化器应在规定的工作范围内稳定运行,无任何振动。

应进行分析以检查在 ESD 条件下高压气化器不会发生整体冻结。

11.2.7 安全泄压阀

为避免超压,任何能隔离(堵塞)的气化器应有至少一个安全泄压阀。安全泄压阀所需的流量应使用以下假设进行计算。

- a) 蒸发段在工作温度下充满 LNG。
- b) 该部分的隔离阀是关闭的,并认为是紧密关闭。
- c) 加热系统(例如加热流体、浴槽)以最大功率(即加热介质的最大可能温度和最大流速)保持运行。
- d) 除非关闭总传热系数已知,否则传热系数应根据清洁状态(即零结垢阻力)和额定 LNG 流量确定。
- e) 安全泄压阀直接排放到大气中的安全位置。如果不可能,将安全泄压阀的排放口引至火炬或排气口。

11.3 补温器

根据气体输送条件,特定项目位置和/或项目设置可能需要进行补温器调研。在某些情况下,能在 LNG 气化器的出口处添加 NG 补温器,以调节进入管网的气体温度(通常 $> 5\text{ }^{\circ}\text{C}$)。温度调节也能在陆上进行,因此宜研究具体情况,以确定是否需要在 FSRU 中添加补温器。

11.4 再气化系统的透气

对于 BOG 处理和回收设施,除调试和紧急情况外,再气化系统的设计应能防止透气和/或点燃火炬。

应安装用于再气化系统的专用透气桅,以便从再气化系统(例如 HP 泵、气化器)的安全阀、吸入罐

和外输天然气管线的紧急泄压中进行气体透气。

根据泄放计算,专用再气化系统透气桅可能需要一个入口分液罐。

在进行适当的风险分析(例如火灾辐射和气体扩散研究)后,应确认再气化系统专用透气桅的位置和高度。

12 气体外输

12.1 高完整性压力保护系统

12.1.1 外输压力控制

一般 FSRU按下列条件输送气体:

- a) 规定的最低温度(通常高于露点和 0 °C);
- b) 规定的压力。

项目规定的界面温度和压力应根据下游系统的设计条件定义,在任何情况下,FSRU 和下游系统之间的界面压力应保持在下游系统的 MOP 以下。

注:例如,下游系统是陆上/海底管道或码头上的管道系统。

FSRU外输系统基于高压泵供应气化系统时关断下的压力进行设计。为了将流量维持在下流系统设定的可接受的流量范围内,FSRU 的外输系统中应安装一个减压或流量控制阀。潜在的压力降低将会引起气体温度降低,需要通过控制气化器出口的温度或额外的加热系统提升 FSRU再气化系统气体的出口温度。

如果下游系统中的设计压力与 FSRU 外输系统的 MOP不兼容,根据风险评估,应在 FSRU 外输系统中设置 ESD 系统,如 HIPPS,以防止下游系统中出现不可接受的压力水平。HIPPS的设计应符合 12.1.3 中的描述。当要求 SIL时,应在 SIL评估期间研究系统的完整性。

下游系统最大压力出现在关闭界面下游第一个阀门。

12.1.2 HIPPS典型描述

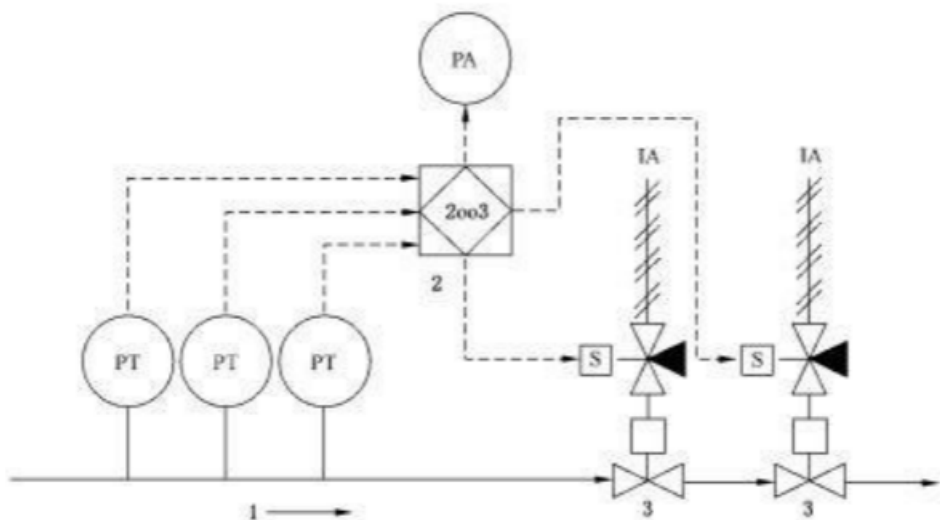
HIPPS是一种可在几秒钟内关闭超压源的系统,其可靠性至少与安全阀相同。HIPPS系统应与其他安全系统隔离。它是一个完整的功能循环,由以下部分组成。

- a) 一个或多个传感器/触发器,用于监测高压,该传感器/触发器能使用高可靠性的压力开关或压力变送器。应根据要达到的 SIL等级(需要时)和设备可靠性来确定要使用的传感器数量。对于一套 SIL3认证的 HIPPS,应使用三个传感器,采用三选二表决(2oo3)配置。
- b) 逻辑处理器,处理来自传感器的信号并关闭最终元件,例如通过断开电磁阀。基于压力开关的系统不需要单独的逻辑解算器。当需要遥测时,通常使用一套利用压力变送器和逻辑解算器的 SIS或 HIPPS。逻辑解算器通常是回路中最复杂的设备,尤其是可编程设备。

注:提供证书证明用于 SIL3安全回路的逻辑解算器适用。

- c) 一个或多个最终元件,由阀门、执行器和可能的电磁阀组成,通过就地纠正措施,将流程带入安全状态,这些元件是高可靠性快速关闭阀,通过断开每个主阀上的一个或多个电磁阀来关闭。由于主阀在正常运行时通常是常开状态,考虑到所需的定期维护,应在这些阀门上安装部分行程测试装置以满足 SIL等级要求。

图 3 提供了典型 HIPPS的示意图。



标引序号说明：

1 — 流向；

2 — 逻辑解算器；

3 — 关断阀；

FC—失效关闭；

PA—压力分析器；

PT—压力传感器；

S — 电磁阀；

TA— 仪表风。

图 3 典型 HIPPS描述

12.1.3 HIPPS的设计要求

HIPPS的设计应符合 EN 12186、EN 14382、GB/T20438(所有部分)和 IEC 61511(所有部分)中的适用要求。

注：EN 12186和 EN 14382涉及机械设备,标准中提供了天然气装置中过压保护系统及系统组件的要求。它们都是以性能为基础的标准,为安全系统的设计、实施和管理提供了详细的框架和生命周期要求,应用于不同领域不同风险级的定义。这些标准同样适用于 HIPPS。GB/T 20438(所有部分)主要侧重于电气、电子和可编程安全相关的系统。它还为包括机械系统在内的基于其他技术的安全相关的系统提供了一个框架。IEC 61511(所有部分)涵盖了更详细的安全回路的其他部分(传感器和最终元件)。

HIPPS应认为是 SIS。必要时,应根据 GB/T 20438(所有部分)和 IEC 61511(所有部分)对 HIPPS认定 SIL等级。

HIPPS的设计应包括以下相关要求：

- a) 危险与可操作性分析(HAZOP)和 SIL分析所要求的可靠性和可用性；
- b) HIPPS设定的触发点和 HIPPS阀门关闭时间,根据当 FSRU 外输界面下游的任何阀门关闭时,HIPPS下游压力将不会超过下游系统的 MOP确定。

12.2 外输气体计量

12.2.1 外输气体计量的使用

外输气体计量能用作贸易交接计量。

外输气体计量系统设计的主要要求源自于合同相关方协议和/或主管部门。

12.2.2 计量设备类型

考虑 FSRU使用环境,使用超声波流量计。

计量站中使用的所有设备宜参照应用的标准由认可机构(如国际法制计量组织 OIML) 进行型式认证。

超声波流量计和计量系统应符合 EN 1776、GB/T 34041.1、AGA 9、GB/T 32201的要求。

12.2.3 计量设备精度

外输气体计量系统的精度应符合当地标准和相关要求。

压力、温度、压缩性(即 P、T、Z 校正)应使用经认证的压力变送器、气相色谱仪和流量计算机进行补偿。压力变送器应为绝对压力变送器。

对于外输气体计量系统的精度,应采用 GB/T 17747.1、GB/T 17747.2 和 GB/T 11062进行理想条件下压缩因子、密度和热值的计算,同时应采用 AGA 10进行声速计算。

根据 GB/T 32201,外输气体计量仪表型式认证等级应为 0.5 级。制造商应确保 Q_t 以上流量的测量重复性为 0.05%,其中 Q_t 对应 1.5 m/s 的气体流速。速度 Q_t 和 Q_{min} 之间的测量重复性为 0.1%。

制造商应注明上游管道最合适的直管长度布置要求,以尽可能减少由于 FSRU 安装限制对流量的影响。

为了使天然气在贸易交接或在结算计量时精度尽可能高,外输流量计应满足以下要求。

- a) 制造商根据其标准程序进行干式校准。
- b) 由符合 ISO/IEC 17025 的合同选择实验室进行湿校准。湿校准在对应的上游和下游直管长度下进行。湿校准根据 GB/T 34041.1 中的过渡流速确定 25%、50%、75%和 100%流量计流量或量程的精度要求。

由于使用的流量计可能需要在规定的时间内重新校准,因此在设计时应允许在不影响设备安全的情况下对此设备进行物理拆除,特别是在系统仍在运行的情况下。

12.2.4 外部影响

为避免 FSRU作业过程中和外输气体计量下游减压阀产生的振动和/或噪声影响,宜在管道设计中采取适当的预防措施。例如在计量管线的上游和下游使用导流闸。

12.2.5 气相色谱仪-气体分析仪

能在 FSRU上安装一个或两个(互为冗余)气相色谱仪以确定气体成分,从而评估气体压缩因子和密度。

当仅安装的一个色谱仪出现故障时,流量计算机应在色谱仪最后一次的有效测量或操作员输入的成分之间进行选择。对于 LNG 而言,11种组分的分析是足够的。

项目可能要求进行额外的分析,如 H_2S 、 O_2 。在这种情况下,色谱仪应对额外的组分进行分析,当色谱仪无法进行分析时,考虑按与该分析相关的特定标准,通过其他的气体分析仪进行分析。

12.2.6 备用原则

由于输出气体计量一直持续运行,因此外输计量通道应按 $N+1$ 进行设计,其中 N 是准确测量最大和最小预期流量所需的最小通道数量。还应分析通道数量对全局不确定度的影响,以尽可能合理降低全局的不确定度。

12.2.7 Z-配置

按照 GB/T 34041.1 中所述提供 Z 配置能用作外输气体流量计的定期检查。在这种情况下,应将一条管线用作参考管线,或在另一条线不可用的情况下使用。

12.3 加臭系统

高压气体通常不加臭。加臭要求能取决于合同协议或国家法规。

加臭系统应按如下要求提供：

- a) 一个完全独立的成套包,包括气体流量测量、加臭剂需求评估和加臭剂注入装置；
- b) 在 FSRU上加臭效率的验证方法。

如果要求,加臭系统应根据 GB/T 19206进行设计。

ISO/TR 16922中提供了额外的指南。

13 公用系统

13.1 一般要求

FSRU公用系统的要求在本章进行了规定,同时也应符合 GB/T 43130.1—2023 中第 12章的相关规定。

13.2 冷却和加热介质

13.2.1 冷却介质

13.2.1.1 一般要求

根据不同 FSRU类型,有不同冷却负荷要求,选择适应的冷却介质。主要用于机械设备冷却,较少用于工艺流程。根据风险和可用性研究,冷却系统基本服务目标的设备或装置应在一个或多个基本部件不工作时仍保持冷却功能。

13.2.1.2 设备用海水系统

海水冷却系统应设置两条路径。应为海水冷却系统提供至少两个海水吸入口,每个吸入口应满足冷却水量需求。需详细研究海水吸入口的设计,确保滤器的通流面积与海水泵流量相匹配。

13.2.1.3 设备用淡水系统

淡水冷却系统应设置两条路径。根据风险和可用性研究确定的必要的设备淡水冷却系统应至少设置：

- a) 一台主冷却水泵；
- b) 一台独立驱动的备用泵。

13.2.2 加热介质

13.2.2.1 海水

在再气化过程中,FSRU能使用海水,从海水中吸收热量用于 LNG 的再气化,并在较低温度下排放海水。具体特殊要求见 4.5、5.2。

13.2.2.2 蒸汽

根据风险和可用性研究,当仅安装单台锅炉时,蒸汽系统只能为非重要系统提供服务。如果安装了一台以上的锅炉,蒸汽系统的设计应确保在单台锅炉出现故障的情况下,保障重要设备系统的蒸汽供应。

应安装合适的减压阀、安全阀和压力表,避免蒸汽管路或附件超压。应安装泄放阀,将蒸汽排放至冷凝器,避免蒸汽管路产生过多蒸汽而超压。

除非用于加热,否则蒸汽管路不应穿过居住处所。

13.2.3 氮气系统

氮气用于多种用途(例如货舱气封、LNG装卸臂吹扫及维护)。氮气系统应符合 IGC Code 中 9.4 和 9.5 的要求。

氮气纯度宜至少为 97%,露点符合使用要求。氮气不应用作仪表空气系统的备用气体。

如果使用氮气进行沃泊指数修正,则应从专用系统供应氮气,出口处氮气的纯度水平符合要求,特别是关于允许的氧气含量。

13.2.4 燃料气

燃料气的优点是排放量低于重质燃油或船用柴油。燃料气能从 LNG 货舱蒸发的 BOG、LNG 强制蒸发或再气化系统中获取。燃料气能用于发电或用于工艺流程的换热。

满足燃料气处理质量的整套系统,包括压缩机、分离器、过滤器、压力控制阀。该系统应划为危险区域,并通过气密舱壁与发动机和锅炉隔开。燃料气的质量技术指标,如热值、温度和压力,取决于安装设备相关的原设备制造商数据。

气体探测器应安装在使用燃料气的所有机器处所。燃料气管路不应穿过居住处所、服务处所或控制站。机器处所边界内的所有燃气供应管路宜使用双层壁管或通风管(见 IGC Code 中 16.4.3)。

14 过程和安全控制系统

14.1 一般要求

过程和安全控制系统应符合 GB/T 43130.1—2023 中第 13 章的要求。

14.2 FSRU 和天然气输出的界面

除了 GB/T 43130.1—2023 中 13.5 的要求外,还应为从 FSRU 至岸上的天然气输送规定独立于 LNG 装卸的 ESD 等级(例如 ESD 3 和 ESD 4 或 OESD-3 和 OESD-4)。

14.3 陆上/海上通信

如果 FSRU 向陆上输送天然气,则陆上设施和 FSRU 之间的通信和过程控制原则应在早期于设计中统一。FSRU 控制室、陆上天然气调度中心设施以及任何其他相关方应通过接口适当连接。应为相关各方定义明确的职责。

15 保安全管理

保安全管理应符合 GB/T 43130.1—2023 中第 14 章的相关规定。

16 调试

GB/T 43130.1—2023 中第 15 章所述的调试原则适用于 FSRU,其中所述设施的某些组件、设备或零件可能不适用于 FSRU。

出于操作和安全目的,考虑到 FSRU 可能需要携带 LNG 航行,宜在已有的 LNG 陆上设施处对

FSRU进行冷却。调试开展的范围宜根据项目的要求和最终服务地点的限制确定。

FSRU项目宜考虑下述规定的调试内容：

- a) 如果选择永久性系泊,同时 FSRU不能去其他地点,则调试和启动工作将少于可撤离的 FSRU (例如推进或系泊相关)；
- b) 宜明确 FSRU范围内的调试及陆上范围内的调试责任和交付澄清内容,调试期间的总体分工界面宜在项目早期达成一致；
- c) 调试期间的透气释放和/或点燃火炬可能会影响附近的设施、船舶和/或交通,宜纳入整体安全评估中；
- d) 如果可以,调试期间宜在不透气释放或不点燃火炬情况下完成。

17 检查和维护

17.1 一般要求

检查和维护应符合 GB/T 43130.1—2023中第 16章的规定。

根据 GB/T 43130.1—2023中第 4章的规定,在设计浮式液化天然气装置时应制定坞修方案。如果 FSRU兼做液化天然气运输船运行,则不能取得长期不进干坞的豁免。

如需要,设计中应制定现场维护方案。

维护方案中应设置工艺设备、公用系统和货物系统的设备冗余和适当隔离,以实现在线维护(无需完全关停 FSRU)。这些因素宜作为 RAM 的研究输入。

17.2 货舱

应提供适当的设备和货舱隔离措施,以便对货舱进行现场检查。

17.3 舱内泵

应提供适当的设备和货舱隔离措施,以便对舱内泵进行现场维护。

基于维护便利性和设备可用性,能选择伸缩式或安装于泵井中的潜液泵作为再气化设施的 LNG输送泵长期使用。

17.4 再气化设备

17.4.1 LNG 高压泵

每个 LNG高压泵应单独配备阀门,以便进行隔离、排放和吹扫等维护操作。应确保充分的吹扫、排放、隔离和气腔的泄放。

17.4.2 LNG气化器

对于具有表面涂层的 LNG气化器,制造商应提供修复或更换涂层的方法。制造商应提供各种情况下涂层维护的详细说明。

17.5 再冷凝器

再冷凝器是再气化系统中的单一故障/关键设备。根据工艺装置的可用性和维护方案(以及监管内部检查要求),能设置一个再冷凝器 LNG旁路,直接向再气化系统 LNG高压泵供液。

17.6 吊装/起重设施

除了浮式液化天然气装置的其他要求外,FSRU起重设施应提供吊装能力,以便能够吊放至服务船

舶和维护以下设备：

- a) 气体输送管汇；
- b) LNG输送管汇,包括船对船输送装卸操作；
- c) 气体压缩机；
- d) LNG高压泵和舱内泵。

18 腐蚀与防护

腐蚀与防护的要求在本章进行了规定,同时也应符合 GB/T 43130.1—2023中第 17章相关规定。

对于兼具 LNG运输船功能的 FSRU应制定以下特殊防护方案：

- a) 再气化装置的隔离和防护；
- b) 设备的支撑和紧固；
- c) 再气化装置的重新调试。

19 将现有装置改装成浮式 LNG装置

将现有浮式 LNG 装置改装成 FSRU 应符合本章规定,同时也应符合 GB/T 43130.1—2023 中第 19章相关规定。

应进行晃荡分析研究,以确定 LNG运输船作为 FSRU在目标服务地点的适用性。

将 LNG运输船改装成 FSRU 主要涉及 LNG货舱和货物处理系统的新用途修改。改装应包括以下内容：

- a) 提升 LNG货舱压力释放阀的设定压力(货舱穹顶可能需要加强)；
- b) 增加顶部注入管道和阀门,以便在货舱内混合不同来源的 LNG；
- c) 如果可能,增加一根维护集管,以便在调试/停用一个货舱时,其他货舱依然保持运行；
- d) 增加隔离阀、短接头或盲板法兰,以便在对一个货舱进行维护时,其他货舱和再气化系统保持运行(见 GB/T 43130.1—2023,16.5.3)；
- e) 增加一根 LNG供给集管,在 FSRU装载操作时,该集管一端连接至货舱液穹或舱内再气化输送泵,另一端连接至再气化系统吸入罐,通过该集管将 LNG输送至再气化系统；
- f) 增加从 BOG压缩机出口到再冷凝器的气体管道；
- g) 增加从再气化系统至加热器的气体管道,将 NG输送至发动机或锅炉(如有)；
- h) 再气化系统与现有管道之间的连接(例如 BOG集管、泄放管道、释放管道、氮气管道)；
- i) 增加气体输出集管；
- j) 增加独立的再气化系统专用透气桅。

针对改装的 FSRU,应改装密度测量系统,防止翻滚。

附 录 A
(资料性)
结构编号对照一览表

表 A.1 给出了本文件与 ISO 20257-2:2021结构编号对照一览表。

表 A.1 本文件与 ISO 20257-2:2021结构编号对照情况

本文件结构编号	ISO 20257-2:2021结构编号
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
5.1	5.1
5.2	5.2
5.3	5.3
5.3.1	5.3.1
5.3.2	5.3.2
5.3.3	5.3.3
5.3.3.1	5.3.3.1
5.3.3.2	5.3.3.2
5.3.3.3	5.3.3.3
5.3.3.3.1	—
5.3.3.3.2	—
5.3.3.3.3	—
5.3.4	5.3.4
5.3.4.1	5.3.4.1
5.3.4.2	5.3.4.2
5.3.4.2.1	—
5.3.4.2.2	—
5.3.4.2.3	—
5.3.5	5.3.5
5.3.5.1	5.3.5.1
5.3.5.2	5.3.5.2
5.3.5.2.1	5.3.5.2.1
5.3.5.2.1.1	—
5.3.5.2.1.2	—

表 A.1 本文件与 ISO 20257-2:2021结构编号对照情况 (续)

本文件结构编号	ISO 20257-2:2021结构编号
5.3.5.2.1.3	—
5.3.5.2.1.4	—
5.3.5.2.1.5	—
5.3.5.2.1.6	—
5.3.5.2.2	5.3.5.2.2
5.3.5.2.3	5.3.5.2.3
5.3.5.2.3.1	—
5.3.5.2.3.2	—
5.3.5.2.3.3	—
5.3.5.2.4	5.3.5.2.4
5.3.5.2.5	5.3.5.2.5
5.3.5.3	5.3.5.3
5.3.5.3.1	—
5.3.5.3.2	—
5.3.5.3.3	—
5.3.5.3.4	—
5.3.5.4	5.3.5.4
5.3.5.5	5.3.5.5
5.3.5.6	5.3.5.6
5.3.5.6.1	—
5.3.5.6.2	—
5.3.5.6.3	—
5.3.5.6.4	—
6	6
7	7
7.1	—
7.2	—
7.3	—
8	8
9	9
10	10
11	11
12	12
13	13

表 A.1 本文件与 ISO 20257-2:2021结构编号对照情况 (续)

本文件结构编号	ISO 20257-2:2021结构编号
14	14
15	15
16	16
17	17
18	18
19	19
附录 A	—
附录 B	—
附录 C	附录 A

附 录 B
(资料性)
技术差异及其原因一览表

表 B.1 给出了本文件与 ISO 20257-2:2021技术差异及其原因的一览表。

表 B.1 本文件与 ISO 20257-2:2021技术差异及其原因

本文件结构编号	技术差异	原因
2	关于规范性引用文件,本文件做了具有技术性差异的调整。 —增加引用了 GB/T 3216; —删除了 ISO 5168; —GB/T 43130.1—2023替代了 ISO 20257-1,其他替代标准在下方章节中逐一列出	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
3.1	删除了“结算计量”的术语和定义	删除不满足 GB/T 1.1—2020要求的术语定义
3.2	删除了本文件中未用到或在正文中有详细说明的缩略语:“ALARP”、“GCU”、“HAZOP”、“HW”、“IR”、“LP”、“MAC”、“NPSH”、“OEM”、“ORV”、“SCV”、“UV”	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
4.5.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.2.4	调整了表述“泡沫灭火系统”具体分类时的助动词表述	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.3.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.4	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.5	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
5.3.5.6.1	经核实,原文引用标准“ISO 20257-1:2020,5.4.2.3”存在勘误,应为“ISO 20257-1:2020,5.4.2”,本文件用 GB/T 43130.1—2023替代了 ISO 20257-1	修正原文勘误
6	1. 增加表述“使其具有良好的可操作性和足够的安全裕度。” 2. 用 GB/T 43130.1—2023 替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
7.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
8.3	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
9.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
9.2.4.2	增加 OESD1和 OESD2动作的具体定义确定单位	增加可操作性,便于本文件的应用

表 B.1 本文件与 ISO 20257-2:2021技术差异及其原因 (续)

本文件结构编号	技术差异	原因
9.3	用 GB/T 20603替换了 ISO 8943系列	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
10.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
10.4.1	对压缩机的布置方式提出了强制性要求	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.1.2	用 GB/T 3215替换了 ISO 13709	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.1.3	用 GB/T 19204替换了 ISO 16903	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.1.5	1. 用 GB/T 3215替换了 ISO 13709。 2. 用 GB/T 3216替换了 ISO 9906	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
11.2.3	用 GB/T 19204替换了 ISO 16903	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.1.3	用 GB/T 20438替换了 IEC 61508	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.2	用 GB/T 34041.1 替换了 ISO 17089-1	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.3	1. 用 GB/T 17747.1 替换了 ISO 12213-1。 2. 用 GB/T 17747.2 替换了 ISO 12213-2。 3. 用 GB/T 11062替换了 ISO 6976。 4. 用 GB/T 32201替换了 OIML R 137-1。 5. 用 GB/T 34041.1 替换了 ISO 17089-1	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.2.7	用 GB/T 34041.1 替换了 ISO 17089-1	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
12.3	用 GB/T 19206替换了 ISO 13734	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
13.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
14.1	经核实,原文引用标准“ISO 20157-1:2020”存在勘误,应为“ISO 20257-1:2020”,本文件用 GB/T 43130.1—2023替代了 ISO 20257-1	修正原文勘误
14.2	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
15	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
16	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
17.1	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
18	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用
19	用 GB/T 43130.1—2023替换了 ISO 20257-1:2020	适应我国的技术条件,便于本文件的应用

附 录 C
(资料性)
再气化系统描述

C.1 概述

C.1.1 液化天然气再气化需要大量的热源。FSRU有四个主要的加热选项：

- a) 从海水中获取的热量；
- b) 商品气体燃烧产生的热量；
- c) 其他平台上部或船舶系统的余热回收(如发电机)；
- d) 以上选项的组合。

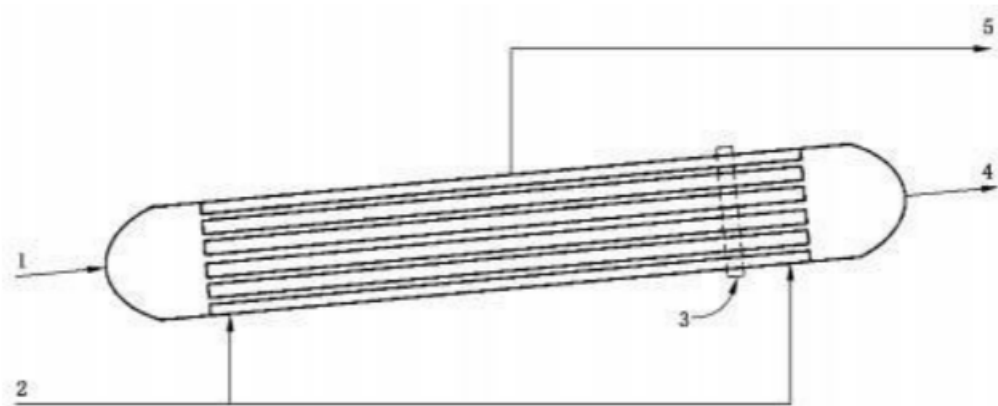
C.1.2 陆上接收站通常使用开架式气化器(ORV)或浸没燃烧式气化器(SCV)。由于船舶纵倾、横倾、运动和空间限制,FSRU需要更紧凑的气化器类型。FSRU上常用的气化器类型能分为以下几类：

- a) 开环系统(直接接触),其中海水是一次性使用的,并在排放回大海之前在热交换器中直接蒸发 LNG;
- b) 开环系统(中间流体),其中海水一次性用于向中间介质提供热量,中间介质向 LNG 提供热量;
- c) 闭环系统,其中加热介质是通过商品气体燃烧和/或其他上部模块或船舶系统回收的废热循环和加热而获取到热量,该部分热量被应用于 LNG 气化;
- d) 可对以上方式优化的组合模式,以增加操作的灵活性。

在所有情况下,储存的 LNG 都被高压泵提供到所需的输出压力,并加上克服系统中压力损失。LNG泵通常使用多个并联泵来提供冗余。

C.2 开环(直接接触)气化器

C.2.1 在 OLV 系统中,LNG通过管壳式换热器的管程进行泵送。通过海底门吸入的相对温暖的海水被用作热源,并通过气化器的壳程进行泵送。海水从壳体两端进入,从中间排出,以确保换热器热(NG)端达到可能的最高温度,并将冷(LNG)端冻结的风险降至最低。气化的 NG 被输送至出口管汇总管。图 C.1显示了 OLV 系统的典型配置。



标引序号说明：

- 1—LNG；
- 2—海水入口；
- 3—波纹管膨胀节；
- 4—天然气；
- 5—海水出口。

图 C.1 OLV 系统的典型配置

C.2.2 在此工艺中,海水温度降低了 5℃至 10℃,因此,如果海水温度低于 10℃,则不能使用此工艺。当地主管机关的相关要求也能限制海水温度的变化范围。

C.2.3 在基本设计上能进行修改,以匹配当地条件,或提高能源效率,例如利用船舶系统的废热为海水提供额外热量。

C.2.4 OLV 的优点包括：

- a) 操作简单；
- b) 不存在有害的中间流体；
- c) 相对较低的运行成本(泵的能量需求通常小于商品气体能量值的 1%)。

C.2.5 OLV 的缺点包括：

- a) 具有冻结风险；
- b) 不适用于低水温区域；
- c) 冷海水排放会对环境造成影响,以及可能会存在影响海洋环境的杀生物剂；
- d) 当地法规可能禁止海水循环；
- e) 大排量海水系统具有较高的维护成本,例如,清除系统的海洋生长物、防止腐蚀和侵蚀、过滤管理和清除碎屑的处理。

C.3 开式(中间流体)气化器

C.3.1 IFV 系统能将海水冻结的风险降至最低。丙烷(或乙二醇混合物)由于其热力学性质和低冰点,通常用作二次介质。本章描述了使用丙烷作为介质的工艺过程。

C.3.2 LNG通过两个阶段进行气化,首先使用丙烷,然后串联使用海水。高排量泵使海水通过气化器和第二个换热器,以重新加热丙烷。

LNG被提升至所需压力,并分以下两个阶段进行加热。

- a) 在第一阶段,使用丙烷作为加热介质,在紧凑型换热器中将 LNG从 -160℃加热至约 -10℃。丙烷在约 0℃和 470 kPa的条件下以气态形式进入换热器,在约 -5℃的温度下以液态形式离开换热器。对丙烷进行冷凝,可将大量热量传递给循环量相对较少的丙烷。冷凝的丙烷在钛合金板式换热器中使用海水进行泵送和加热。在这些换热器中,丙烷蒸发并加热至 0℃,然

后返回印刷板式换热器。

- b) 在第二阶段,使用海水作为加热介质,将天然气从 -10℃加热至所需的输出温度,通常在管壳式换热器中进行。其他换热器类型,包括印刷板式换热器,也可用于该过程。

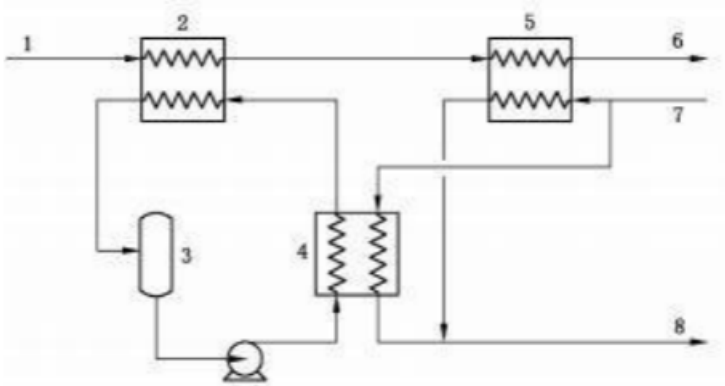
C.3.3 IFV 的优点包括：

- a) 降低海水冻结的风险；
- b) 快速的响应时间(通常在 30 min内从零到最大外输量)；
- c) 相对较低的运行成本(泵的能量需求通常相当于商品气体能量值的 1%)。

C.3.4 IFV 的缺点包括：

- a) 为降低危险丙烷库存造成的工艺安全风险对设计和操作的要求较高(如果丙烷用作中间流体)；
- b) 冷海水排放会对环境造成影响,以及可能会存在影响海洋环境的杀生物剂；
- c) 当地法规可能禁止海水循环；
- d) 大排量海水系统具有较高的维护成本,例如,清除系统的海洋生长物、防止腐蚀和侵蚀、过滤管理和清除碎屑的处理。

C.3.5 图 C.2显示了典型 IFV 系统的简化流程图。此基本设计的优化方案使用不同的换热器类型和不同的功能,以便于清洁和维护。



- 标引序号说明：
- 1—LNG；
 - 2—LNG气化器；
 - 3—丙烷收集罐(如需要)；
 - 4—丙烷蒸发器；
 - 5—天然气加热器；
 - 6—天然气；
 - 7—海水入口；
 - 8—海水出口。

图 C.2 典型 IFV 系统的简化流程图

C.4 闭环蒸发器

C.4.1 在 CLV系统中,加热介质(通常为乙二醇/淡水的混合物)通过燃烧液货中的气体产生的热量进行循环。通常饱和蒸汽在锅炉中产生,并用于向加热介质提供热量。LNG 在管壳式气化器中气化,类似于 C.2和 C.3中所述的开环系统。

C.4.2 CLV 系统能够在海水温度较低的区域运行,并降低了对当地海洋环境的影响。

C.4.3 CLV 的优点包括：

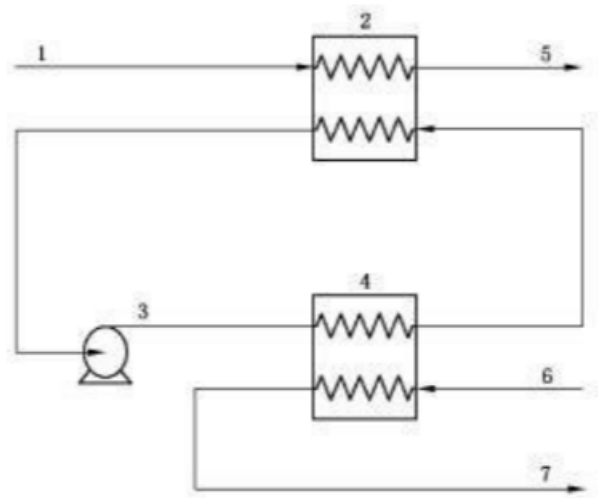
- a) 紧凑型单元；
- b) 无危险加热介质；

- c) 对当地海洋环境无影响；
- d) 低投资(通常比开环系统低 15%)。

C.4.4 CLV 的缺点包括：

- a) 运营成本高,通常为输出气体的 2%至 2.5%用作燃料,导致整体生命周期成本大幅提高；
- b) 由于气体燃烧产生更高的温室气体排放,对大气排放的影响增加。

图 C. 3显示了典型 CLV 系统的简化框图。



标引序号说明：

- 1—LNG；
- 2—LNG 气化器；
- 3—乙二醇；
- 4—乙二醇加热器；
- 5—天然气；
- 6—蒸汽；
- 7—冷凝水。

图 C.3 典型 CLV 系统的简化框图

C.5 混合式气化器

一些气化器能够在开环和闭环模式下运行,或在“混合模式”下运行。在混合模式下,通常先使用来自锅炉的蒸汽加热海水,保证该气化器能够在较冷的海水状态下运行,通常海水温度低至 7℃,同时减小了海水进出口的温差。

安装混合式气化器的主要优点是灵活度高,使 FSRU 能够不受海水温度和当地法规的限制,可在多个区域运行。

C.6 空气气化器

空气气化器通常由铝制成,具有耐低温性和良好的传热性能。

在直接空气气化器中,LNG通过泵送至翅片管,空气通过自然对流循环以提供热量输入。间接空气气化器使用空气加热器加热中间介质,例如气化丙烷,随后将其冷凝并将热量用于气化 LNG。

虽然这些是最简单的气化技术,但对 FSRU 来说,空气气化也有缺点,如物理占地面积大、潜在起雾以及在潮湿地点易结冰等。

参 考 文 献

- [1] GB/T 150 压力容器
 - [2] GB/T 16647 信息技术 信息资源词典系统(IRDS)框架
 - [3] GB/T 21412.2 石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第2部分:非粘结挠性管系统
 - [4] ISO 14113 Gas welding equipment—Rubber and plastics hose and hose assemblies for use with industrial gases up to 450 bar (45MPa)
 - [5] ISO 16904 Petroleum and natural gas industries—Design and testing of LNG marine transfer arms for conventional onshore terminals
 - [6] ISO/TR 16922 Natural gas—Odorization
 - [7] ISO 20257-2 Installation and equipment for liquefied natural gas—Design of floating LNG installations—Part 2: Specific FSRU issues
 - [8] EN 1473 Installation and equipment for liquefied natural gas—Design of onshore installations
 - [9] EN 1474-3 Installation and equipment for liquefied natural gas—Design and testing of marine transfer systems—Part 3: Offshore transfer systems
 - [10] EN 13445 (all parts) Unfired pressure vessels
 - [11] API RP 17B Recommended Practice for Flexible Pipe
 - [12] IMO 951(23) Improved guidelines for marine portable fire extinguishers
 - [13] ASME BPVC-VIII-1 Boiler Pressure Vessel Code Section VIII—Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1
 - [14] 海洋石油和天然气开发的环境、健康与安全通用指南 世界银行集团
 - [15] 液化天然气浮式储存和再气化装置构造与设备规范 中国船级社
-

www.bzxz.net

免费标准下载网