

液化天然气生产设施环境、健康与安全指南

前言

1. 《环境、健康与安全指南》（简称《EHS指南》）是技术参考文件，其中包括优质国际工业实践（GIIP）所采用的一般及具体行业的范例。¹如果世界银行集团的一个或多个成员参与项目，则应根据这些成员各自政策和标准的要求执行本《EHS指南》。各行业《EHS指南》应与《通用EHS指南》共同使用，后者提供的指南针对所有行业都可能存在的EHS问题。如果遇到复杂的项目，可能需要使用针对多个行业的指南。在以下网站可以找到针对各行业的指南：www.ifc.org/ehsguidelines。
2. 《EHS指南》所规定的指标和措施是通常认为在新设施中采用成本合理的现有技术即可实现的指标和措施。对现有设施应用《EHS指南》时，可能需制定具体针对该场所的指标，并需规定适当的达标时间表。
3. 应用《EHS指南》时，应根据每个项目确定的危害和风险灵活处理，其依据应当是环境评估的结果，并应考虑到该场所的具体变量（例如东道国具体情况、环境同化能力）以及项目的其他因素。具体技术建议是否适用应根据有资格和经验的人员提出的专业意见来决定。
4. 如果东道国的规则不同于《EHS指南》所规定的指标和措施，我们要求项目要达到两者中要求较高的指标和措施。如果根据项目的具体情况认为适于采用与本《EHS指南》所含规定相比要求较低的指标和措施，则在针对该场所进行的环境评估中需要对提出的替代方案作出详尽的论证。该论证应表明修改后的指标能够保护人类健康和环境。

适用性

5. 《液化天然气（LNG）生产设施环境、健康与安全指南》包含了基荷型天然气液化工厂、LNG运输（海运和陆运）、储存、再气化（包括浮式储存再气化装置）、调峰终端以及LNG加注设施的相关信息。针对港口、码头及常规沿岸设施等沿岸LNG生产设施（例如沿岸码头、海上补给基地、装卸码头）的进一步指南，请见《港口、港湾和码头EHS指南》。船舶和浮式储油装置相关的EHS问题，其指南请见《航运业EHS指南》。LNG公路运输相关的EHS问题，在《通用EHS指南》中进行说明。本指南不涵盖与LNG/凝液产品及其在液化装置中储存的相关问题。

本文件包含下列章节：

1. 具体行业的影响与管理	2
1.1 环境.....	2
1.2 职业健康与安全.....	8
1.3 社区健康与安全.....	12

¹ 定义如下：熟练且有经验的专业人士在全球相似情况下开展同类活动时，按常理可预期其采用的专业技能、努力程度、谨慎程度和预见性。熟练而有经验的专业人士在评估项目可采用的污染防控技术时可能遇到的情况包括但不限于：不同程度的环境退化、不同程度的环境同化能力，以及不同程度的财务和技术可行性。

2. 绩效指标与监测.....	13
2.1 环境.....	13
2.2 职业健康与安全.....	14
3. 参考文献.....	15
附录 A: 行业活动概述.....	17

1. 具体行业的影响与管理

6. 本节总结了与液化天然气（LNG）²生产设施相关的 EHS 问题，并就其管理给出了建议。此类问题可能与所列出的、适用于本指南的任何活动相关。处于施工阶段和退役阶段的大型工业设施，其常见EHS问题的管理在《通用EHS指南》中给出进一步指南。

1.1 环境

7. 解决项目特定风险和潜在影响的综合评估与管理计划，应涵盖以下环境问题。液化天然气设施相关的潜在环境问题如下：

- 危险物料管理
- 废水排放
- 废气排放
- 废弃物管理
- 噪声的产生
- 液化天然气运输相关问题
- 液化天然气加注相关问题

1.1.1 危险物料管理

8. LNG存储、传输及运输可造成泄漏或意外溢漏，通常发生于陆上装置内或LNG运输船内的储罐、管线、软管及泵等设备。LNG的存储及运输还存在火灾危险，若处于加压状态，则还会因其蒸发气体（BOG）的可燃性而有爆炸危险。

9. 除《通用EHS指南》给出的危险物料及油品管理建议外，管理这类危害的建议措施还有：

- LNG储罐及组件（例如管线、阀门和泵）应符合结构设计完整性及操作性能方面的国际公认标准，以避免发生灾难性事故，并防止在常规操作及自然危害发生期间发生火灾或爆炸。适用的国际公

² 天然气主要由甲烷组成，但通常还含有其他高级烷烃，且其含量各有不同，有时还含少量二氧化碳、氮气、硫化氢或氦气。

认标准包括：设施调试的相关规定；防止装载过满的规定；二次防漏；计量与流量控制；防火（包括阻燃设施）；以及接地的规定（防静电）。³

- 应定期检测储罐及组件（例如罐顶及密封件）的腐蚀情况和结构完整性，并进行设备（例如管道、密封件、连接件及阀门）的定期维护与更换。⁴必要时应安装阴极保护系统，以防止或尽量减少腐蚀。
- 装卸作业（例如LNG运输船与码头间的货物转移）应按预先制定的正规程序、由受过正规培训的人员操作，以防发生意外泄漏和火灾/爆炸风险。操作规程应包括：从LNG运输船到达至离开期间配送或装载作业的所有内容；接地系统的连接；验证软管连接与拆卸操作的正确性；遵守员工及访客禁烟规定、遵守禁止员工及访客持明火的规定等。⁵

溢漏

10. LNG是一种液体状态下不易着火的低温液体（其沸点是标准大气压下 - 162° C [- 259° F]），但受热后会产生蒸发气体（主要是甲烷），特定条件下可因泄漏形成气云。存在引燃源时，LNG不受控的泄漏可造成喷射火或池火，或形成约束或非约束状态的易燃（闪火）甲烷气云。LNG直接溢漏到热表面（例如水⁶）会发生快速相变（RPT）。⁷

11. 除《通用 EHS 指南》给出的应急准备与响应的相关建议外，防止及应对 LNG 溢漏的建议措施还有：

- 利用国际公认的模型，对生产设施及相关的运输/海运作业进行溢漏风险评估。
- 制定泄漏防控计划，以应对重大溢漏事件。该计划应有必要的资源和培训作为支撑。设施内必须配备应对小型泄漏的可操作设备。计划内容应包括调动外部资源应对大型泄漏的安排和程序，及其部署策略，并附上完整清单，说明现场和场外应急设备的性质、位置和用途以及对其进行部署的响应时间。
- 与相关地方管理部门配合，共同制定溢漏控制应对计划。

³见美国联邦法典第49卷第193章：《液化天然气设施：联邦安全标准》（2006）、欧洲标准EN 1473：《液化天然气装置与设备——岸上装置设计》（2016）、美国消防协会（NFPA）《液化天然气生产、储存及装卸的59A号标准》（2016）、NFPA 52《车辆气体燃料系统规范》（2013）、EN 13645：《液化天然气装置和设备——储存容量在5公吨至200公吨之间的陆上装置设计》（2002）以及相关ISO标准。

⁴对储罐进行检测的方法分以下几种。其中，目视检查可发现罐上的裂缝和泄漏。X射线或超声波分析可用于测量壁厚和精确定位裂纹位置。静压试验可检测出由压力导致的泄漏，磁场涡流与超声波结合则可用于检测点蚀。

⁵液化天然气装载/卸载良好实践的范例包括《船舶及终端设备液化天然气装卸指南》第三版（1999）、国际气体运输船和码头经营者协会（SIGTTO），以及美国联邦法典（CFR）第33卷第127章：《液化天然气及液化有害气体的水边处理设施》。

⁶暴露于水等环境热源时，液化天然气可快速蒸发，每立方米液体产生标准状态下约600立方米的天然气。

⁷ LNG 船运过程具有潜在的重大环境与安全风险，这与LNG快速意外溢漏至水面而发生的快速相变（RPT）有关。热量从水转移至溢漏出的LNG，可迅速使得LNG从液相转化为气相。快速相变过程中释放的大量能量，可导致在无燃烧或无化学反应的情况下发生物理性爆炸。快速相变的潜在风险可能极为严重，但通常仅限于溢漏区。

- 生产设施应配备可在气体泄漏初期监测到泄漏的系统。该系统用于确认是否存在泄漏，并助力精确定位泄漏源，以便快速激活由操作人员启动的应急关断（ESD）系统，从而最大限度减少泄漏气体的积存。
- 配备应急关断系统，以便在发生 LNG 重大溢漏时自动切断传输。
- 对于涉及 LNG 运输船和终端的卸载/装载作业，应依据适用的、专门针对接收终端提前沟通及规划的国际公认标准及指南，制定并执行油船装卸作业防溢漏程序。⁸
- 确保为岸上 LNG 储罐设计充足的二次防漏装置（例如：高镍焊接钢内罐和钢筋混凝土外罐；单壁罐外加防护盆，全密封罐设计），以应对突发性泄漏。
- 生产设施应提供分级、排放或蒸气储存、处理或转移区，且所述区域应足以容纳单根输送管线 10 分钟内可能泄漏的、最大量的 LNG 或其他易燃液体。⁹
- 确保按国际设计标准的要求选择低温条件下的管线或设备所用材料。¹⁰
- 发生气体泄漏时，泄漏的气体应能够安全扩散。最大限度扩大相关区域的通风，同时最大限度降低气体在封闭空间或部分封闭空间中积存的可能性。若有可能，则应使得溢出的 LNG 蒸发并降低蒸发速率（例如用发泡泡沫覆盖）。
- 为生产设施设计的排放系统应能够收集意外泄漏的有害物质，从而可减少火灾和爆炸风险以及环境排放量。应优化 LNG 溢漏排放系统（槽仓系统）的设计，以此降低蒸发速率，从而限制整个蒸气扩散区的规模。¹¹

1.1.2 废水排放

12. 《通用EHS 指南》给出了废水管理、水资源节约与再利用以及废水和水质监测程序的相关信息。以下指南则针对 LNG 生产设施的特定废水。

冷却水及低温水

13. LNG 液化设施工艺冷却及 LNG 接收终端加热再汽化用水，可造成大量水消耗及废水排放。控制非循环热处理用水及排放的建议如下：

- 针对 LNG 冷却系统，应考虑节约用水的机会（例如用气冷换热器取代水冷换热器，以及在适用情况下考虑将低温水与附近其他工业设施或电力设施排放水加以整合）。选择优选系统，应能平衡环境效益和拟定选择¹²的安全影响。其他节水指南请见《通用EHS指南》。

⁸见美国联邦法典第49卷第193章：《液化天然气设施：联邦安全标准》（2006）、欧洲标准EN 1473：《液化天然气装置与设备——岸上装置设计》（2016）以及美国消防协会（NFPA）《液化天然气生产、储存及装卸的59A号标准》（2016）。

⁹欧洲标准EN 1473建议在风险评估的基础上考虑采用储存系统。

¹⁰美国消防协会（NFPA）《液化天然气生产、储存及装卸的59A号标准》（2013）。

¹¹例如，将溢漏的液化天然气引至较远的储存区。

¹²例如，空间有限时（例如在海上），爆炸风险是确定优选方案时需考虑的关键点。建议选择可尽量降低HSE风险的方法。

- 按照《通用EHS指南》给出的指南以及本指南第2.1节表1中的说明，冷却水或低温水排入地表水时，应选择能最大限度使热羽流混合的地点排放冷却水，以确保混合区边缘环境水温波动不超过3° C。
- 若必须使用杀菌剂/化学品，则应从剂量浓度、毒性、生物降解能力、生物利用度及生物累积潜力等方面慎重选择化学添加剂。应采用风险评估等技术，考虑排放后的残余影响。

其他废水

14. LNG生产设施产生的其他废水排放包括：工艺废水和雨水（来自工艺区和非工艺区）；生活污水；罐底水（例如LNG储罐的冷凝水）；消防用水；设备与车辆冲洗用水；含油污水；以及其他废水（例如水压试验用水）。对于此类废水应考虑采取以下预防和处理措施：

- **生活污水**：淋浴、厕所及厨房设施产生的灰色及黑色污水，应按《通用EHS指南》给出的方法进行处理。
- **工艺废水和雨水**：鉴于加工区会被碳氢化合物（密闭排水系统）及非加工区废水（露天排水系统）进一步污染，因此，应尽可能为工艺废水设计独立的排水系统，并与“危险物料管理”一节列出的LNG防泄漏控制系统相兼容。应加堤保护所有加工区，并通过封闭的下水道系统在现场充分排水，以避免出现不受控制的、可能受碳氢化合物污染的地表径流。污水罐及溢出罐的设计处理能力应能满足各种可预见操作条件，并加装防溢系统。对于非加堤防护区的设备，应采用滴盘或其他控制手段收集所产生的径流，并将其排入封闭式排水系统。雨水流通渠和收集池属于开式排水系统的组成部分，应为其配备油水分离器，可以是挡板式分离器，也可以是聚结板式分离器，并应定期维护。应采用油水分离系统处理受碳氢化合物污染的雨水径流，并按本指南第2.1节表1中的要求，使油脂浓度小于10 mg/L。雨水管理的进一步指南请见《通用EHS指南》。
- **消防用水**：若常规测试用消防用水受到碳氢化合物污染，则应将其收集后排入生产设施的排水系统或存储池与污水处理系统。
- **冲洗用水**：设备及车辆冲洗用水应直接排入封闭式排水系统或生产设施的污水处理系统。
- **常规含油污水**：工艺设备及管线的滴盘和液槽中的含油污水应排入污水处理系统。
- **静压试验用水**：LNG设备（例如储罐、生产设施的管线系统、输送管线连接件及其他设备）静压试验指在建设/试运转阶段用水对其进行耐压测试，以验证其完整性并检测潜在的泄漏。可能需在水中加入化学添加剂，以防止内腐蚀。对于低温管线及部件，可能需用干燥的空气或氮气进行静压试验。管理静压试验用水时，应考虑以下污染防控措施：
 - 尽量缩短测试用水在设备内的停留时长，以此减少化学品用量。
 - 从浓度、毒性、生物可降解性、生物利用度及生物累积潜力等角度慎重选择化学添加剂。
 - 试验用水应循环用于多次试验。

15. 若将水压试验用水排放至地表水或陆地属于唯一可行的处置方案，则应制定静压试验用水处理计划，并在该计划中考虑排放点、排放速率、化学品（如有）使用及扩散、环境风险及所需的监测等因素。应在使用和排放静压实验用水前监测其水质并予以处理，使之符合本指南第2.1节表1给出的排放限值。¹³ 管线静压实验用水管理的进一步建议，请见《岸上油气开发EHS指南》及《海上油气开发EHS指南》。

¹³ 要求废水排放至地表水时不得对人类健康和敏感栖息地造成显著影响。需制定对排放点、排放速率、化学品使用和扩

1.1.3 废气排放

16. LNG生产设施的废气排放（连续或非连续排放）源头包括：用于热电生产的燃烧源（例如锅炉或在LNG液化终端进行的干燥和液化作业，以及LNG接收终端的再气化作业）；以及往复式发动机和其他发动机（可用于驱动压缩机和泵等大型机械）。LNG液化及再气化终端均有可能因点燃及排空、无组织排放源等产生气体排放。此类排放源产生的废气主要有氮氧化物（NO_x）、一氧化碳（CO）、二氧化碳（CO₂），在产生酸性废气的情况下，还有二氧化硫（SO₂）。

17. 对于配备有重要燃烧源（包括长期系泊的浮式储存和再气化装置）的LNG生产装置，应按《通用EHS指南》的规定，在设计及运营规划阶段采用基准空气质量评估及大气扩散模型评价其对空气质量的影响，并确定潜在的地面环境空气浓度水平。以上研究应确保对人体健康及环境没有负面影响。

18. 应采取技术上可行且具成本效益的措施，优化能源效率并设计可降低能耗的生产设施，总体目标则是减少废气排放。能源效率相关的进一步建议请见《通用EHS指南》。

19. 所有设施的温室气体排放总量应根据国际公认的方法每年进行量化。

废气

20. LNG生产设施形成的废气排放物，其最主要来源是用于热电生产的涡轮机、锅炉和发动机中天然气或液烃燃烧所产生的废气。所有设备的选择及采购过程中，均应考虑相关的废气排放规范。

21. 热能消耗不超过 50 兆瓦（MW）的小型燃烧源，其排放物管理指南（包括废气排放标准）请见《通用EHS指南》。针对热能消耗大于 50 兆瓦的燃烧源，其排放物管理指南请见《热力发电厂EHS指南》。永久固定于系泊平台或长期系泊于港口的浮式储存和再气化装置，则应符合适用于固定源的废气排放标准。

22. 针对再气化终端选用浸没燃烧式汽化器（SCV）、开架式汽化器（ORV）¹⁴、管壳式汽化器及空气汽化器时，应在考虑基准环境条件和环境敏感度的基础上进行评估。若能够近距离（例如邻近的精炼厂）获得其他热源，则可考虑采用废热回收装置（WHR）/管壳式汽化器。

排空与点燃

23. 点燃或排空是在发生紧急事故、电力或设备故障及其他装置失常情况时，LNG生产设施为确保其对气体进行安全处置所采取的重要安全措施。排空与点燃应仅在紧急事故或装置失常的情况下采用。对常规操作产生的蒸发气体进行连续性排空或点燃，并非良好的行业做法，应避免使用。排空与点燃的良好行业做法相关指南，请见《岸上油气开发EHS指南》。

散以及环境风险等因素做全面考虑的处置方案。排放点的规划应考虑到环境敏感地区，尤其要注意高（地下）水位、脆弱的含水层和湿地，以及敏感社区受体，包括水井、水的吸入口以及农业用地。

¹⁴ 若采用开架式汽化器（ORV）进行LNG蒸发，则除了富含甲烷气体的无组织排放外，通常LNG再气化终端不会有其他气体排放。

蒸发气体

24. 天然气液化后，除气压变化外，由于其吸收环境及储罐用泵形成的热量，会导致储存的LNG释放出甲烷蒸气，即“蒸发气体”（BOG）。应采用合适的蒸气回收系统（例如压缩系统）回收蒸发气体。对于LNG装置（LNG运输船的装载作业除外），应将蒸气回收至工艺内并进行液化或作为燃料就地使用。LNG运输船上的蒸发气体应经过再液化处理并回流至储罐或作为燃料使用。针对再气化设施（接收终端），所收集的蒸气应回流至加工系统，并作为燃料就地使用，或经压缩后输入待售液流/管线，也可进行点燃操作。

无组织排放

25. 冷式排空、管道泄漏、阀门、连接件、法兰、密封圈、末端开口管线、泵密封、压缩机密封、减压阀以及常规的装卸操作过程，可能造成LNG生产设施的无组织排放。生产设施的设计、操作和维护过程中，应考虑并执行控制和减少无组织排放的措施。选用合适的阀门、法兰、配件、密封件和密封圈时，应考虑相关安全性和适用性要求，及其减少气体泄漏和无组织排放的能力。¹⁵此外，还应执行泄漏监测与维修计划。

26. 储罐无组织排放的其他防控措施请见《原油及石化生产终端EHS指南》。

1.1.4 废弃物管理

27. LNG生产设施可能产生的无害废弃物和有害废弃物包括：常规的办公及包装垃圾；废油；油污碎布；液压液；废电池；空油漆罐；废弃化学品及其容器；废弃过滤器；分子筛等废弃脱硫脱水介质；油水分离器产生的含油污泥；酸性气体去除装置产生的废胺；废金属；医疗垃圾及其他废弃物。

28. 废弃物应分为有害与无害废弃物，与最终处置相比，优先考虑对其采用回用/循环使用的处置途径。应制定废弃物管理计划，内容应包括从废弃物产生地至废弃物最终接收地的废弃物全程追踪管理机制。对于有害废弃物和无害废弃物的存储、装卸及处置，应采用与《通用EHS指南》内废弃物管理相关的良好EHS做法相一致的方式。

1.1.5 噪声

29. LNG生产设施主要的噪声源包括：液化设施中的泵、压缩机、发电机及其驱动器、压缩机吸气/排气口、循环管线、空气干燥机、加热器、空冷机；再汽化过程中使用的汽化器；以及LNG运输船/船的常规装卸作业等。可允许噪声等级指南及一般性噪声防控措施请见《通用EHS指南》。

¹⁵见美国联邦法典第49卷第193章：《液化天然气设施：联邦安全标准》（2006）、欧洲标准EN 1473：《液化天然气装置与设备——岸上装置设计》（2016）以及美国消防协会（NFPA）《液化天然气生产、储存及装卸的59A号标准》（2016）。

1.1.6 液化天然气运输

30. 与船舶及海运相关的常见环境事件（例如危险物料管理、废水及其他废液、废气排放，以及LNG油轮/运输船相关固体废弃物的产生与管理）及其建议管理措施，请见《**航运业EHS指南**》。拖船和LNG运输船的排放物，尤其在码头极为靠近海岸的情况下，可能对空气质量产生重大影响。

31. LNG运输船的设计、建造及运行，应遵循与多项内容相关的国际标准与规则¹⁶。这些内容包括船体要求（例如在各层之间按一定间距设置双层壳体）、货物装载、压力/温度控制、压载水舱、安全系统、防火、人员培训及其他事项。¹⁷ 减缓快速相变过程（LNG与水接触并迅速蒸发后在无需点燃或燃烧的情况下即发生的物理爆炸）的具体建议如下：

- LNG货舱应尽量能够承受最高等级的压力。
- 为释放快速相变产生的大量蒸气，应尽可能缩短LNG货舱减压系统启动所需的时长。

32. LNG可通过公路罐车或挂车运输至最终用户和LNG加注设施。与LNG公路运输相关的潜在风险包括交通事故、蒸发气体（BOG）积聚和储罐泄漏。油罐车运输过程中蒸发气体体积聚属于一大关键因素，应予以妥善解决。LNG公路罐车或挂车应属于双壁构造，并配备真空与隔热组合式系统，以便在运输过程中保持低温液体处于冷却状态。危险物料运输的进一步指南请见《**通用EHS指南**》第3.5节。

1.1.7 液化天然气加注

33. 将液化天然气作为各类车辆的发动机燃料进行储存和分配时所用的集装箱、压力容器、泵、蒸发设备、建筑物、结构物和相关设备，其设计、选址、建造、安装、防泄漏控制和操作，均应遵循国际公认标准的要求。¹⁸

34. 零售燃料加注作业相关的EHS问题（例如废水和其他废液、废气排放以及固体废弃物的产生和管理），其管理相关的进一步指南请见《**石油零售网点EHS指南**》。

1.2 职业健康与安全

35. 职业健康与安全问题应视为危害源识别分析（HAZID）、危害与可操作性研究（HAZOP）或其他风险评估研究等综合危害或风险研究体系的一项内容。相关研究结果应用于制定健康与安全管理规划、设计生产设施和安全作业系统以及制定并传达安全作业规程。

¹⁶国际标准与规则的示例包括国际海事组织（IMO）发布的《液化气散装船舶建造与装备国际规则》，该规则通常称作“IGC规范（国际气体装运工具规范）”。其他指南请见国际气体运输船和码头经营者协会（SIGTTO）发布的标准、操作规范、原则及指南。可登录www.sigtto.org查询相关信息。

¹⁷应按照国家规则（《国际防止船舶造成污染公约》73/78b 附则附录I 第26条）的要求，为LNG运输船制定“船上应急计划”。LNG应急计划应涵盖装卸操作，并按国际海事组织的要求覆盖“船岸”之间的通讯与协调。

¹⁸例如：NFPA 52《车辆气体燃料系统规范》（2013）和EN 13645：《液化天然气装置和设备——储存容量在5公吨至200公吨之间的陆上装置设计》（2002）。

36. 生产设施应在设计上消除或减少因事故造成的伤害或风险，并应考虑设施所在地的主导环境条件，包括地震或飓风等潜在的极端自然灾害。

37. 健康与安全规划应体现以下内容：将采用系统性且有组织的健康与安全管理方法，且控制措施到位，可将风险降至最低可行水平；员工经过了充分培训；设备始终处于安全状态。本指南建议在工厂组建健康与安全委员会。

38. 应针对生产设施制定正式的工作许可（PTW）制度。该制度将确保所有具有潜在风险的工作均可安全完成，并确保对特定工作进行有效许可，以及工作开始前就其进行有效交流（包括传达相关风险及开工前需遵守的安全隔离规程）。应执行设备上锁/挂牌规程，以确保所有设备在检修或拆除前均与其能量来源相隔离。

39. 生产设施至少应配备适当数量的专业急救人员（专业院前护理人员）及短期远程医护措施。应考虑配备场内医疗点及专业医护人员，具体取决于现场的人员数量以及生产设施的复杂程度。特定情况下，可以远程医疗设施予以替代。

40. 针对职业健康安全主要风险管理的一般性设施设计与操作措施，请见《通用EHS指南》。该指南还给出了设施建设与退役阶段的通用指南以及适用于所有行业的健康安全培训、个人防护装备以及物理、化学、生物和放射物危害的相关指南。

41. 液化天然气生产设施相关职业健康与安全问题包括：

- 火灾与爆炸
- 翻滚
- 冷表面接触
- 化学危害
- 密闭空间

42. LNG船运的职业健康与安全影响及其适用的管理建议，请见《航运业EHS指南》。¹⁹

1.2.1 火灾与爆炸

43. LNG生产设施可能因装卸作业中存在可燃气体与液体、氧气及引燃源及/或易燃产品溢漏，而引发火灾与爆炸危害。可能的引燃源包括静电积聚造成的火花放电²⁰、雷电及明火。LNG意外泄漏可能形成易挥发液体池，从而可能引发池火或池体内液体蒸发形成天然气气云的扩散。

¹⁹液化气散货船及气体运输船的建造应符合国际海事组织发布的IGC规范。其他指南请见国际气体运输船和码头经营者协会（SIGTTO）发布的标准、操作规则、原则及指南。

²⁰液体与其他物质（包括管线、产品装卸中用到的燃料罐）接触并相对移动可能产生静电。此外，产生于储罐与设备清洗过程的水雾及蒸汽也可能带有电荷，尤其是使用了化学清洗剂时。

44. 除《通用EHS指南》给出的危险物料与油料管理建议、应急准备与响应建议外，还建议就LNG生产设施采取以下措施：

- 根据火灾及爆炸风险防控相关的国际公认标准与实践²¹（包括生产设施各储罐之间以及生产设施与临近建筑物之间安全距离的相关规定）进行LNG生产设施的设计、建造与操作。²²
- 执行运输系统（例如铁路及罐车、船舶²³）产品装卸安全规程，包括使用故障安全控制阀和应急关断（ESD）设备。
- 制定正式的火灾应对计划，并配备必要资源，并将消防培训和响应作为员工健康与安全教育/培训的一部分。培训内容应包括灭火设备的使用及疏散，并向指定的救火队提供高级消防安全培训。相关规程可能包括与当地管理部门或邻近生产设施的协作。应急准备与响应的进一步建议请见《通用EHS指南》。
- 防止潜在引燃源的措施具体如下：
 - 采用适当的接地措施避免静电积聚和雷电风险（包括接地部件的使用与维护规程）²⁴。
 - 使用安全的电器装置和无火花工具。²⁵
 - 维护作业²⁶（包括适当的清罐和通风）期间进行的任何动火作业，都应执行许可制度和正式的操作规程。
 - 在电器设备的设计过程中对危险区域进行划分。
- 生产设施应妥善配备火险检测和灭火设备，且应符合国际公认的、针对设施内存储易燃与可燃物料的技术标准。所述灭火设备可能包括灭火器以及专用交通车辆等机动/便携式设备。固定式灭火措施可能包括使用泡沫塔和大流量泵。应将自动与手动火灾报警系统相结合使用。若安装主动消防系统，则所安装的位置应确保系统能够迅速有效做出响应。卤代烷灭火系统并非良好的行业做法，应避免使用。固定系统可能还包括连接在罐上的泡沫灭火器及装卸区的自动或手动防火系统。水会加快LNG的蒸发速率，因此不适于扑救LNG火灾。²⁷
- 所有防火系统均应位于生产设施的安全区内，与火灾现场保持安全距离或以防火墙隔离。
- 确保密闭空间处于惰性状态，以防在此类空间形成易爆环境；
- 对于生活区，应通过设置安全距离或加装防火墙予以防护。应防止黑烟从通风口进入生活区。

²¹良好实践的示例包括美国消防协会（NFPA）《液化天然气生产、储存及装卸的59A号标准》（2016）和EN 1473（2016）。美国石油协会《防止静电、雷电和杂散电流引燃的推荐做法》（2003）就最大限度减少与静电和雷电的接触给出了进一步指南。

²²若无法确保各区域间保持充足的空间，则考虑利用防爆墙等其他风险缓解措施，将加工区与工厂其他区域分隔开并/或加固建筑物。

²³请见《船舶及终端设备液化天然气装卸指南》第三版（2000）、国际气体运输船和码头经营者协会（SIGTTO）以及美国消防协会（NFPA）《液化天然气生产、储存及装卸的59A号标准》（2006）。

²⁴例如，请见国际油船和石油终端站安全指南（ISGOTT）（2006）第20章。

²⁵例如，请见国际油船和石油终端站安全指南（ISGOTT）（2006）第19章。

²⁶引燃源的控制可能存在易燃蒸气-空气混合物的区域尤为重要，例如罐内蒸气空间、铁路罐、卡车罐装卸期间的罐内蒸气空间、邻近蒸发处置/回收系统、常压罐排放口的区域、泄漏或溢漏源附近。

²⁷良好实践的示例包括美国国家防火协会59A标准或其他等效标准。

- 执行运输系统（例如油轮、铁路、罐车以及船舶²⁸）和产品装卸安全规程，包括使用故障安全控制阀和应急关断（ESD）设备/结构。²⁹
- 将消防培训和响应作为员工健康与安全教育/培训的一部分。培训内容应包括灭火设备的使用及疏散，并向指定的救火队提供高级消防安全培训。

1.2.2 翻滚

45. 储罐内大量存储LNG可能引发一种名为“翻滚”的现象。若LNG在储罐内存在不同密度的分层，翻滚现象的潜在风险就会产生。若不同层的LNG混合不当，则可能发生LNG蒸气的快速释放，且同时压力迅速上升，此时若未能正确操作安全卸压阀，则可能对储罐造成结构损伤。可能导致翻滚的原因有：因充装而引起的分层，发生在将不同密度的液化天然气装载至储罐的过程中；自发分层，当LNG所含的氮达到一定量后优先气化，导致液体总体密度降低。防止翻滚或最大限度缓解其后果的建议措施如下：³⁰

- 监测LNG储罐内整个液柱各位置的壓力、密度及温度，由此监测分层情况。
- 安装可使LNG在储罐内再循环的系统和/或在储罐的不同高度安装多个装载点，以便在储罐内分装不同密度的LNG，从而防止分层。
- 安装可适应翻滚条件的压力安全阀，防止储罐受损。

1.2.3 冷表面接触

46. 员工可能在LNG存储和装卸过程中接触到温度极低的产品。相关工厂装置可能因低温条件而导致职业性危害，应充分识别此类装置并相应提供防护（例如隔绝），以此减少员工与低温表面的意外接触。应通过培训对处理和分配LNG（例如在LNG加注站）的工人进行冷表面接触相关危害（例如冻伤）的教育。应提供个人防护装备（例如手套、隔热服）。

1.2.4 化学危害

47. LNG生产设施在设计上应使得员工少接触化学物质、燃料以及含有有害物质的产品。对所用的每种化学品，均应在生产设施内提供随时可用的化学品《安全说明书》（SDS）。防止化学危害影响的常规分级方法请见《通用EHS指南》。

48. 生产设施应配备可靠的气体探测系统，以便隔离泄漏源并减少积存的可泄漏气体。压力设备应首先降低系统压力，以便减少泄漏速率。批准密闭空间作业前也应使用气体监测设备进行监测。

49. 进行气体处理操作的液化设施可能有潜在的硫化氢（H₂S）泄漏风险。在硫化氢可能积聚的地方，应考虑采取以下措施：

²⁸油船装卸作业良好行业实践的示例包括国际油船和石油终端站安全指南（ISGOTT）。

²⁹良好实践的示例包括美国国家防火协会（NFPA）59A标准或其他等效标准。

³⁰见《LNG储罐内的翻滚（第2版）：2015年：GIIGNL技术研究小组有关储存LNG行为的总结报告》，http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/rollover_in_lng_storage_tanks_public_document_low-res.pdf

- 制定硫化氢泄漏事件应急方案，内容应包括从疏散到恢复正常操作等一切必要内容。
- 安装监测装置，一旦检测到硫化氢浓度超过7 mg/m³，³¹监测装置即会启动并发出警报信号。监测装置的数量与位置，应取决于对工厂内易出现硫化氢泄漏的位置进行评估所得出的结果，以及对职业性接触进行评估所得出的结果。
- 在硫化氢接触风险较高的位置为员工配备个人硫化氢监测器、自给式呼吸器以及应急供氧装置，且此类设备应放置于适当位置，以便员工能够安全中断工作并进入临时避难所。
- 为有人的建筑物提供足够的通风和安全系统（例如气锁，即由气体探测结果控制的通风切断系统），以防止硫化氢积聚；
- 对员工进行安全设备使用与泄漏事件应急培训。

1.2.5 密闭空间

50. 与其他工业部门一样，LNG加工业的密闭空间也可能对员工造成潜在致命的危害。员工进入密闭空间的情况，以及事故发生的可能性，可能因工厂设计、现场设备以及基础设施而在不同的LNG终端设施当中有所不同。储罐、二次防漏区以及雨水/废水管理基础设施等，都可能属于密闭空间。生产设施应制定并实施《通用EHS指南》中所述的密闭空间进入规程。

1.3 社区健康与安全

51. 液化天然气生产设施建造和退役阶段的社区健康与安全影响，与其他大多数工业设施相同，在《通用EHS指南》中论述。

52. LNG生产设施运行或LNG运输过程中，社区健康和安全的的影响主要与潜在的天然气（气体或液体形式）意外泄漏相关。虽然在设计和管理良好的生产设施中进行储存操作，基本不会直接引发大规模泄露，但易燃气体或热辐射以及超压仍可能对生产设施边界外的社区造成潜在影响。³² LNG生产设施的布局以及此类设施与其边界外的公共区域和/或邻近设施之间的间隔距离，应以LNG火灾（热辐射防护）、气云（针对易燃蒸气扩散的防护）或其他危害的评估结果为依据。

53. 应为LNG生产设施编制应急准备与应对方案，且要考虑到社区及社区基础设施在应对LNG泄漏或爆炸时发挥的作用。应考虑与LNG生产设施相关的船舶运输（包括装卸码头），以及当地海运方式与具体活动。船舶装卸设施的地点设置应考虑所在区域其他航道及其他海上活动（例如捕鱼、休闲活动等）。LNG罐车和拖车驾驶员应接受道路安全和应急响应方案的培训。应急方案要素的其他信息请见《通用EHS指南》。一般性船舶运输安全管理策略也适用于LNG海上运输，其相关信息请见《航运业运输EHS指南》。

1.3.1 安保

³¹ ACGIH职业暴露限值限制——短期暴露限值。

³² 社区风险评估与控制应遵守国际公认的标准要求，例如欧洲标准EN 1473。应考虑针对LNG储罐及其他设施设定保护距离，以便采用美国联邦法典第49卷第 193.16 章等的要求（对周边区域实施保护）。

54. 在生产设施周边设置围墙及受控进入点（设有警戒的大门），禁止未经允许的人员进入。应对公众进入加以管控。在适当的边界处设置足够的标记及密闭区，以标示安保控制措施的起点。应采用交通运输标志为卡车/运货车辆及访客/员工明确划分其各自的入口。应考虑采用侵入监测系统（例如闭路电视）。为尽可能加大监控机率，并减少侵入的可能，应为生产设施提供充足的照明。

2. 绩效指标与监测

2.1 环境

2.1.1 大气排放和污水管理指南

55. LNG生产设施的废气排放，应采用本指南第1.1节所述的技术予以控制。以下表1列出了本行业的废水排放指南。本部门工艺大气排放指导值反映的是本行业的优质国际工业实践（GIIP）指标，监管框架获认可的国家在相关标准中采用该推荐值。热回收以及热能消耗不高于50兆瓦的蒸汽发生和/或发电作业相关的燃烧源，其排放指南请见《通用EHS指南》。热能消耗高于50兆瓦的燃烧源，其排放物管理指南请见《热力发电厂EHS指南》。

参数	指导值
试压水	根据本文件第 1.1 节给出的指南予以处理和处置。对于排入地表水或地面的水： <ul style="list-style-type: none"> ○ 碳氢化合物总含量：10 mg/L ○ pH值：6-9 ○ BOD：25 mg/L ○ COD：125 mg/L ○ 总固体悬浮物：35 mg/L ○ 酚类：0.5 mg/L ○ 硫化物：1 mg/L ○ 优先控制金属污染物^a（总含量）：5 mg/L ○ 氯化物：^b 600 mg/L（均值），1200 mg/L（峰值）
受污染雨水排水	应采用油水分离系统处理受污染的雨水径流，使得油脂质量浓度不超过10 mg/L。
冷却水或低温水	废水排放应保证经科学方法确定的混合区边缘温度波动不超过3° C。该混合区的划定应考虑到环境水质、受纳水体的利用、潜在受体以及同化能力。 冷却水/低温水排放（在排放点取样）中游离氯（河口水/海水中的总残留氧化物）浓度应保持在 0.2×10^{-6} （0.2 ppm）以下。

生活污水	按照《通用EHS指南》（包括排放要求）予以处理。可能需提供相关设施，以便接收LNG油轮废液（请见《港口EHS指南》）。
注： ^a 包括：银（Ag）、砷（As）、铍（Be）、镉（Cd）、铬（Cr）、铜（Cu）、汞（Hg）、镍（Ni）、铅（Pb）、铊（Sb）、硒（Se）、铊（Tl）、锌（Zn）。 ^b 排放至淡水所采用的值。	

2.1.2 资源及能源消耗

56. 表2列出了该行业资源与能源消耗指标的范例。表内给出的行业基准值仅供参考，各项目应在表内所列出的领域致力于持续改进。行业基准值在此用作对比时的参考点，助力生产设施的管理人员确定项目的相对效率，还可用于评估一段时间内的绩效变化。

表2. 能源消耗		
参数	单位	行业基准值
能源消耗——LNG液化工艺	kWh/吨 LNG	275 - 400 ^a
注： ^a 联合国欧洲经济委员会（UNECE），2014。		

2.1.3 环境监测

57. LNG加工业环境监测计划的执行，应面向在正常操作和异常条件下可能对环境产生重大潜在影响的所有生产活动。环境监测活动的依据，应当是适用于特定项目的废气、废水和资源利用的直接或间接指标。

58. 监测的频率应当足以提供所监测参数的代表性数据。监测应由受过训练的人员进行，应遵循监测和记录规范，并采用正确校准和维护的设备。监测数据应定期分析和审核，并与操作标准相对比，以便采取一切必要的纠正行动。《通用 EHS 指南》就大气排放物和废水取样及分析方法给出了进一步指南。

2.2 职业健康与安全

2.2.1 职业健康与安全指南

59. 应根据国际上公布的风险暴露标准评估职业健康与安全状况。此类标准的例子有：美国政府工业卫生学家会议（ACGIH）发布的职业暴露阈值限制和生物接触限值；³³美国国立职业安全与健康研究所

³³ <http://www.acgih.org/store/>

(NIOSH) 发布的《化学品危害口袋指南》；³⁴美国职业安全卫生署 (OSHA) 发布的允许接触限值 (PEL)；³⁵ 欧盟成员国发布的指示性职业接触限值³⁶；或其他类似资源。

2.2.2 事故率和死亡率

60. 项目管理的目的之一应当是保证项目工人（不管是直接雇佣还是间接雇佣的工人）的生产事故为零，尤其是可导致误工、不同等级残疾甚至死亡的事故。事故率和死亡率可参考相关机构（例如美国劳工统计局和英国健康与安全事务局）的出版物，并按照发达国家本行业的死亡率数据设定基准。³⁷

2.2.3 职业健康与安全监测

61. 应对工作环境进行监测，借以发现特定项目的职业危害。作为职业健康与安全监测计划的一项内容，监测操作应当委派经认证的专业人员³⁸制定并执行。生产设施还应维护一份有关职业性意外事故、疾病和危险事件及其他事故的记录。《通用EHS指南》给出了职业健康与安全监测计划的进一步指南。

3. 参考文献

ABS Consulting. 2004. Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers. Report for FERC. Houston, TX: ABS Consulting.

American Petroleum Institute (API). 2003. Recommended Practice. Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents. API RP 2003. Washington, DC: API.Aspen Environmental Group. 2005. International and National Efforts to Address the Safety and Security Risks of Importing Liquefied Natural Gas: A Compendium. Prepared for California Energy Commission. Sacramento, CA: Aspen Environmental Group.

California Energy Commission. 2003. Liquefied Natural Gas in California: History, Risks, and Siting. Staff White Paper. No. 700-03-005. Sacramento, CA: California Energy Commission.
<http://www.energy.ca.gov/publications/index.php>.

Center for Energy Economics (CEE). 2003a. Introduction to LNG. An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry, Safety Considerations. Sugar Land, Texas: CEE.
<http://www.beg.utexas.edu/energyecon>.

— — — . 2006. LNG Safety and Security. Sugar Land, Texas: CEE.
<http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE LNG Safety and Security.pdf>.

³⁴ <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

³⁵ http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992

³⁶ <https://osha.europa.eu/en/legislation/directives/exposure-to-chemical-agents-and-chemical-safety/osh-related-aspects/council-directive-91-414-ee>

³⁷ <http://www.bls.gov/iif/> and <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

³⁸ 经认证的专业人员可能包括注册工业卫生师、注册职业卫生员或注册安全专员或同等人员。

- European Union. European Norm (EN) Standard EN 1473. 2016. Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas—Design of Onshore Installations. Latest Edition. Brussels: EU.
- . 2002. EN 13645. Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas—Design of Onshore Installations with a Storage Capacity Between 5 t and 200 t.
- International Maritime Organisation (IMO). 2016. International Gas Carrier Code (IGC Code). <http://www.imo.org/publications>.
- International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA). 2008. Guide to Tiered Preparedness and Response. Vol. 8 of Oil Spill Preparedness and Response. London. <http://www.ipieca.org>.
- International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (ISGOTT). 2006. 5th ed. ICS & OCIMF. London: Witherbys Publishing.
- IMO. 1978. MARPOL 73/78. International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto. London: IMO.
- Kidnay, A.J., and W.R. Parrish. 2006. Fundamentals of Natural Gas Processing. Boca Raton, FL: CRC Press.
- National Fire Protection Association (NFPA). 2016. NFPA 59A. Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). Quincy, MA: NFPA.
- . 2013. NFPA 52. Vehicular Gaseous Fuel Systems Code. Quincy, MA: NFPA.
- Nova Scotia Department of Energy. 2005. Code of Practice. Liquefied Natural Gas Facilities. Halifax, Nova Scotia: Department of Energy. <http://www.gov.ns.ca/energy>.
- Sandia National Laboratories. 2004. Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water. SAND2004-6258, December 2004. Albuquerque, New Mexico, and Livermore, California: Sandia National Laboratories.
- Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO). 1997 Site Selection and Design of LNG Ports and Jetties. London: SIGTTO. <http://www.sigtto.org>.
- . 1999. Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals - 3rd edition. London: SIGTTO.
- . 2000. Safety in Liquefied Gas Marine Transportation and Terminal Operations. London: SIGTTO. <http://www.sigtto.org>.
- United Nations Commission for Europe (UNECE). 2014. Current Status and Perspectives for LNG in the UNECE Region. <http://www.unece.org/energy/se/lng.html>.
- United States (U.S.) Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Material Safety Administration. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 49: Transportation. Part 193: Liquefied Natural Gas

Facilities: Federal Safety Standards.” Washington, DC. <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=cd21c092380ea207143329726734e8ca&mc=true&node=pt49.3.193&rgn=div5>.

U.S. Department of Homeland Security, Coast Guard. “Code of Federal Regulations (CFR). Title 33: Navigation and Navigable Waters. Part 127: Waterfront Facilities Handling Liquefied Natural Gas and Liquefied Hazardous Gas.” Washington, DC. <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=b52b35cc7a3e8cebd4e6e58e2eb97141&mc=true&node=pt33.2.127&rgn=div5>.

附录 A：行业活动概述

62. 天然气经液化后体积可大幅减小，从而可加大LNG存储能力以及用船舶进行大量LNG运输的能力。LNG产业链包括下述作业阶段：

- 第 1 阶段：天然气生产（上游作业与设施）
- 第 2 阶段：将天然气运输至加工/液化装置
- 第 3 阶段：天然气处理（脱水、去除硫化氢等）
- 第 4 阶段：天然气液化
- 第 5 阶段：将LNG装入LNG运输船并运送至接收终端
- 第 6 阶段：接收终端进行LNG卸货与存储
- 第 7 阶段：通过热交换使LNG再气化
- 第 8 阶段：经输气管道将天然气配送至网络并分配至LNG加注设施，以便进行公路和铁路运输以及非公路运输（矿运装载车）

63. 未经加工的天然气，在使用前应接受“调节”，以去除重质碳氢化合物以及不需要的成分或杂质。气体调节可在单独或独立的设施内进行，也可整合至LNG液化装置内进行，通常包括提取重质碳氢化合物（例如液化石油气及丙烷、丁烷类的天然气液）。调节后的气体（富含甲烷气体）会经LNG液化装置处理。为便于运输，LNG被冷却至约-162° C，此时其可在大气压力下冷凝为液体，体积减小至大概为原来的1/600，密度达到420~490kg/m³。

A.1 天然气液化

64. 典型的基荷型天然气液化装置流程图如图A1所示。对工艺和公用设施的要求取决于现场环境、进料气体的质量以及产品规格。典型流程中，进料气体在高压下（高达90巴）从上游气田经管道送达，而所有伴生冷凝液则在稳定后被移除。气体需经过计量，且其压力控制在装置的设计操作压力范围以内。

65. 气体经预处理去除所有影响工艺过程的杂质，以及不希望在终端产品中存在的成分。此类处理包括脱硫（去除酸性气体和含硫化合物，例如二氧化碳、硫化氢及硫醇，并根据需要去除汞和其他微量污染物）和脱水（去除水）。

66. 对于干燥的脱硫气体进一步采用冷冻液冷却，分离出其中的重质碳氢化合物。处理后的气体用一种或多种冷却剂采用间接换热的方式进行多级冷却，其间气体温度逐渐下降，直至完全液化。对加压LNG做进一步膨胀处理，并在一级或多级存储设施内进行低温冷却，最终在稍高于大气压力的条件下储存。闪蒸及蒸发气体在工艺内被循环利用。所得LNG在常压罐内储存，以备船舶运输。

67. 可能在冷却阶段分离出的重质碳氢化合物，经分馏处理后被回收。有时会将乙烷回注入气流进行液化。丙烷、丁烷要么可回注入气流，要么可作为液化石油气产品外输。丙烷（或更重的成分）也可作为汽油产品外输。

68. 液化工艺主要采用机械冷冻的方法，其间，来自天然气的热量通过换热器表面转移至单独的闭环蒸气压缩制冷系统内。目前已开发出多种LNG工艺，最常见的有：

- 串联，使用数个装载有单成分液体（例如丙烷、乙烯及甲烷）的冷却环路；
- 混合冷却剂，使用氮气和轻质碳氢化合物的混合物。

69. 支撑处理单元所需的关键设施如下：

- 发电用燃料气体（来自工艺气流）
- 冷却介质（例如水、油）
- 加热介质（蒸气或热油系统）

A.2 LNG 运输

70. 使用专门设计的LNG运输船将LNG从液化装置所在地输送至再气化终端，其装载能力通常为80000到260000 m³。船载储罐是一种大型绝热容器（伪杜瓦瓶），可使得LNG在运输期间保持液体状态。运输期间储罐内会产生极少量气体，这些气体经收集以防止压力逐步上升，且可用作运输船的燃料。新型LNG运输船可使用四种装载系统，且能对所用系统的气体及温度变化进行全程监测。³⁹

- 两种自支撑型设计：
 - 球罐
 - 棱柱罐
- 双膜型设计（TGZ Mark III和GT96）。薄膜储罐采用两个可弯曲钢膜（一级和二级）容纳货物。

A.3 LNG 岸上再气化终端

71. LNG再气化终端通常包括以下系统：

- 码头和泊位等 LNG 卸货系统

³⁹ 储罐的相关详尽特征请见国际气体运输船和码头经营者协会（SIGTTO）编制的指南文件与设计规范。

- LNG 储罐
- 装罐及外输 LNG泵
- 蒸气处理系统
- LNG气化器

72. LNG通过船载泵输送至卸货线，再输往岸上 LNG 储罐。船舶卸货期间，因搬运位移而在储罐内产生的蒸气通过蒸气回路管道和装载臂回流到船上的货舱罐，以保持船内的正压。安装一个或多个大容量储罐，用于接收并存储LNG。

73. 常规操作期间，由于环境热交换，储罐内及装满液体的管线内可产生蒸发气体。蒸发气体通常经收集后在LNG液流中再冷凝。船舶卸货期间产生的蒸气量更高。蒸气从压缩机真空圆鼓排入蒸气回路，再输入至船舶或蒸发气体压缩机。不回流至船舶的蒸气，则通常经压缩后直接引入再冷凝器。

74. 储罐内LNG经罐内泵被输往再冷凝器。装置运行期间产生的蒸发气体也排入该容器，在此处与低温冷却后的LNG混合并被冷凝。

75. 多级高压头外输泵从再冷凝器处吸取LNG并将其送入蒸发器。蒸发器内LNG和加热介质之间的热传递使得LNG在高压下气化，所产生的气体则直接送入外输管线。最常见的气化器类型包括：

- 开架式气化器，用海水加热并气化 LNG。
- 浸没燃烧式气化器，利用外输气体加热器产生热量，以备气化。
- 管壳式气化器（或内介质液体），其需要外部热源。

A.4 点燃与排空系统

76. 在管线停输或紧急条件下，可大量产生蒸发气体，以致超过再冷凝器的处理能力。在此情况下，蒸发气体被输送至点燃与排空系统。若采用紧急通风措施，则应考虑到低温甲烷在排放后积聚，避免低温甲烷浓度超过燃烧下限。

A.5 海上LNG接收终端

77. 以下是海上LNG生产设施的设计类型：

- 重力式结构（GBS）
- 浮式再气化及存储装置（FSRU）
- 浮式再气化装置（FRU）
- 具备再气化功能的停泊系统

78. 重力式结构是位于海床上的固定式水泥结构，所有加工设施均位于重力式结构的顶端。

79. 浮式再气化及存储装置是经改良后配备了再气化系统的LNG运输船。此类装置属于通过转塔式系泊系统系泊于海床的浮式结构。用于LNG泵送、气化、蒸发气体处理以及将天然气外输至岸上的系统，全部位于此类装置的平台之上。

80. 浮式再气化装置由原油运输船改造而成。后者经改装后成为再气化平台，且可系泊并用于卸载来自LNG运输船的LNG。由于浮式再气化装置不具备LNG存储能力，或者储存能力有限，因此，接收自LNG运输船的LNG应立即气化并外输。具备大气量储存能力的浮式再气化装置，还可用作调峰设施。

81. 具备再气化能力的系泊系统包括：

- 单点系泊塔，其水线以上部分属于安装在固定塔式结构上的再气化装置。LNG运输船应通过固定塔式结构上的转动臂系泊。LNG运输船缓慢地将LNG输入单点系泊塔，与此同时，LNG在单点系泊塔内经气化后通过气体管线外输；
- 可解脱立管转台式系泊，这是一种系泊与卸载系统，可将高压状态下的LNG从配备船载再气化装置的运输船输入其设备内。

A.6 LNG加注设施

82. LNG加注站通常由专用于低温燃料输配的油罐车接收来自液化装置的LNG。LNG在加注站卸载至该设施的储存系统内。大多数LNG加注站的LNG燃料，都泵送至用作热交换器的环境空气蒸发器。LNG在该蒸发器中温度上升。随着温度的上升，压力也会加大，但LNG仍处于液体状态。此过程称作“调节”。LNG经调节后储存于大型低温容器内。此容器可以是卧式，也可以是立式，通常容量为30至100 m³。若有需要，还可按最高20巴的压力将液态LNG输送至车辆上的低温储罐内。

