

Regulamentação Internacional para Terminais Terrestres e Marítimos de GNL e Critérios para Avaliação de Zonas de Exclusão e de Segurança

Departamento de Engenharia Mecânica - DEM

Data: 26 de junho de 2015

Laboratório de Refrigeração, Condicionamento de Ar e Criogenia - LRAC

Alan Silva Esteves, DSc

Bolsista de Pós Doutorado Industrial do CNPq

Myron Casada, MSc

ABS Consulting

Vice President of Marine, Offshore, Ports and Terminals

Knoxville, Tennessee

Henrique M. Paula, PhD

American Bureau of Shipping

Vice President of Global Energy Initiatives

Houston, Texas

José Alberto dos Reis Parise, PhD

Chefe do Laboratório de Refrigeração, Condicionamento de Ar e Criogenia - LRAC

1. Introdução

Este relatório de pesquisas utiliza expertises, informações, dados técnicos e resultados encontrados em estudos anteriores da empresa ABS Consulting sediada em Houston, Texas, elaborado pelos com os autores indicados e seus colaboradores, com o objetivo geral de analisar projetos conceituais de terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) propostos serem implantados em portos. Os objetivos específicos típicos desses estudos são: (i) identificar e analisar cenários potenciais de acidentes envolvendo GNL, (ii) focalizar eventos que pudessem causar danos significativos ao terminal e suas facilidades e comunidades vizinhas, (iii) prover resultados de pesquisa realizada sobre instrumentos e normas regulamentadoras em âmbito internacional que regem o processo de licenciamento e locação de terminais deste criogênico, e (iv), prover pesquisa abrangente de incidentes e acidentes envolvendo GNL ou que tenham ocorrido em instalações de GNL.

Os trabalhos originais do ABS Consulting enfocaram projetos de GNL da primeira década do século e esse material foi revisitado e adaptado para o idioma Português pelo bolsista da PUC-Rio/DEM/LRAC indicado, com o objetivo de atualizar novas datas de reedições e atualizações de regulamentações internacionais, podendo ser usado para fins correlatos de pesquisa aplicada à Indústria. Mediante sobrevoo na literatura internacional, são indicados alguns artigos e referenciais adicionais publicados nesse interim até 2015, apresentando também panorama internacional da evolução do assunto até os dias atuais. Discute a perspectiva das abordagens prescritiva (normativa) e a de desempenho, ressaltando a importância da regulamentação das instalações de Gás Natural Liquefeito (GNL).

2. Considerações preliminares

A regulamentação integrada da indústria internacional de GNL, envolvendo navios metaneiros transportadores (*carriers*), novos vasos de produção *offshore* embarcada de GNL – FLNG's (*Floating Liquefied Natural Gas*), e terminais de importação/exportação é vasta e complexa. A cadeia de valor do GNL envolve atividades expostas a constantes perigos, por ser o GNL um fluido inflamável e criogênico onde seu volume é reduzido cerca de 600 vezes quando é liquefeito nas condições atmosféricas. Para ser produzido, armazenado e transportado pelos oceanos por meio de navios dedicados, envolve vultosos aportes financeiros e de investimentos de custos de capital pela tecnologia de fronteira que desenvolve.

Essa dificuldade vem sendo sobrepujada com o aproveitamento convergente das melhores práticas de cada uma das indústrias individualmente, apresentadas na Fig. 1.

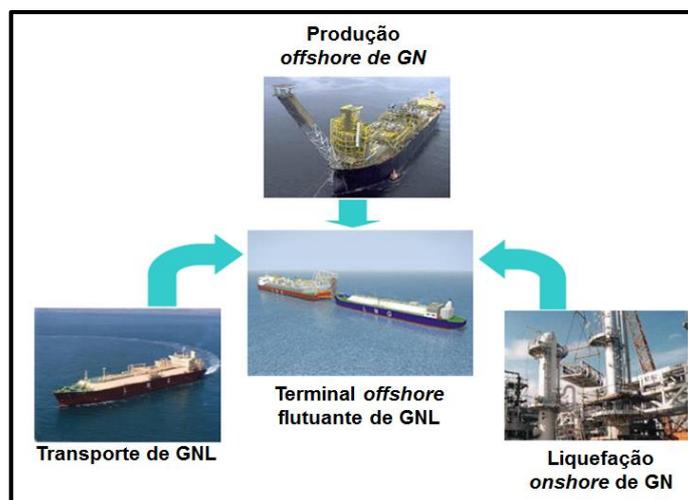


Fig. 1 – Indústrias com normalização própria.
Adaptado de [1].

Essa convergência, todavia, muitas das vezes não é exequível, pois envolve significativa complexidade, face às especificidades e compartimentalização de cada regulamentação de *per se*, nem sempre apresentando pontos comuns, e até diversificados em alguns aspectos. Portanto compreender, compatibilizar divergências e encontrar soluções de compromisso, requer conhecimento amplo de cada uma das áreas de conhecimento. Uma visão panorâmica dessa variabilidade de temas, segmentos específicos, engenharia, aspectos legais e operacionais, pode ser constatada na Fig. 2.

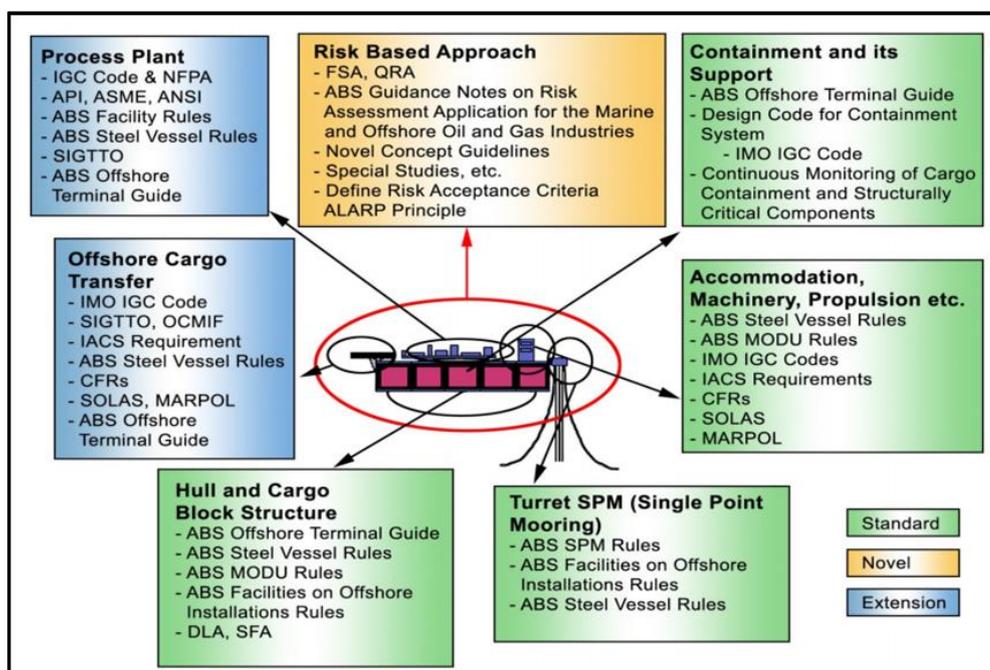


Fig. 2 – Normas e padrões aplicáveis a navios carriers de GNL, FLNG's e terminais.
Adaptado de [1].

Decorre dessas circunstâncias, ser esta uma área que demanda fortemente regulamentação e normalização em todo o globo para poder ser competitiva e de uso universal. No Brasil, somente a partir de 2006, com advento da construção dos Terminais da Baía de Guanabara, RJ, e de Pecém, CE, fundamentada na Resolução nº 4, de 24/11/2006 do CNPE, é que a PETROBRAS iniciou a consolidação dessa atividade.

Criada recentemente no País, a indústria de GNL ainda carece de normalização. Não obstante, em 2010, a ANP tenha publicado documento sobre a experiência da Agência na implantação de projetos de importação de GNL. Foi analisada a outorga para autorizações de construção e operação de terminais de revaporização [2], tendo como objetivo (originado pela Nota Técnica ANP/SCM-12/2009) a sintetização da referida experiência substanciada em outros países como Estados Unidos, Reino Unido e Espanha.

Datado de 2 de dezembro de 2010, existe o Decreto de 7.382, que trata da regulamentação das instalações de GNL em seu artigo 16, e comentada pela ANP por sua Nota Técnica nº 003/2011 [3] de 2/2/2011. Destaca-se que o objeto daquela nota técnica não inclui os requisitos para a construção e operação deste tipo de terminal, devendo esta ser contemplada em Nota posterior específica, devido ao seu significativo nível de complexidade e detalhamento.

Nesse contexto, tornou-se importante, primeiramente, a ANP contextualizar na Nota Técnica nº 003/2011, alguns princípios relacionados com a regulação internacional e com a legislação brasileira relacionados com o tema. É apresentada também breve descrição das diferentes condições de terminais de GNL que serão abrangidas pela Lei 11.909, de 04 de março de 2009 e sua regulamentação. Além disso, são discorridos alguns argumentos relativos à titularidade dos terminais e à classificação dos dutos a eles associados. Por fim, são elencados os principais aspectos que foram observados por ocasião da elaboração da minuta da regulamentação pertinente. Posteriormente, em 2013, essa Agência apresentou o estágio atual da Regulamentação da Lei do Gás, contemplando comparações entre os Marcos Regulatórios da Lei do Petróleo (1997) e da Lei do Gás (2009), no tocante ao regime do outorga, novos gasodutos, contratos e tarifas de transporte, acessos de terceiros, importação e exportação, armazenamento, atividades de comercialização e as Resoluções da ANP de nºs 44, 50, 51, 52, de 2011 e as de nºs 42/2012 e 37/2013. Um levantamento sobre o *status* da Regulamentação da Indústria de Gás Natural é também apresentado [4].

Constata-se, pois, que em que pese os esforços acima, a regulamentação nacional ainda apresenta lacunas. E, fundamentado nestes aspectos, este relatório detalha experiências de normalização em outros países, considerando também a questão da definição das zonas de exclusão em torno de terminais, ferramenta importante na gestão dos recursos ao seu redor.

Finalizando, o presente relatório não esgota o assunto. Faz-se necessário aprofundar as pesquisas sobre quais foram as atualizações efetuadas nos conteúdos das regulamentações dos diversos países onde este processo já está consolidado. Um panorama completo pode contemplar a comparação das ferramentas para regulamentação com os vieses prescritivo (americano) e de *performance* (europeu).

3. Importância da indústria de GNL

Antes de passar para o foco do presente trabalho, faz-se necessário contextualizar, brevemente, a dimensão da indústria de GNL, quanto ela movimenta, o que de tecnologia de ponta ela agrega, seus atores, quem aprova o que, e uma visão quantitativa, ainda que parcial, de um dos maiores parques terminais do mundo, que são os Estados Unidos da América. As Figs. 3 e 4 apresentam os terminais existentes (11) de importação/exportação e dos terminais propostos para exportação (14) de GNL, totalizando 25 somente nos EUA, segundo a FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) em 6.1.2015.

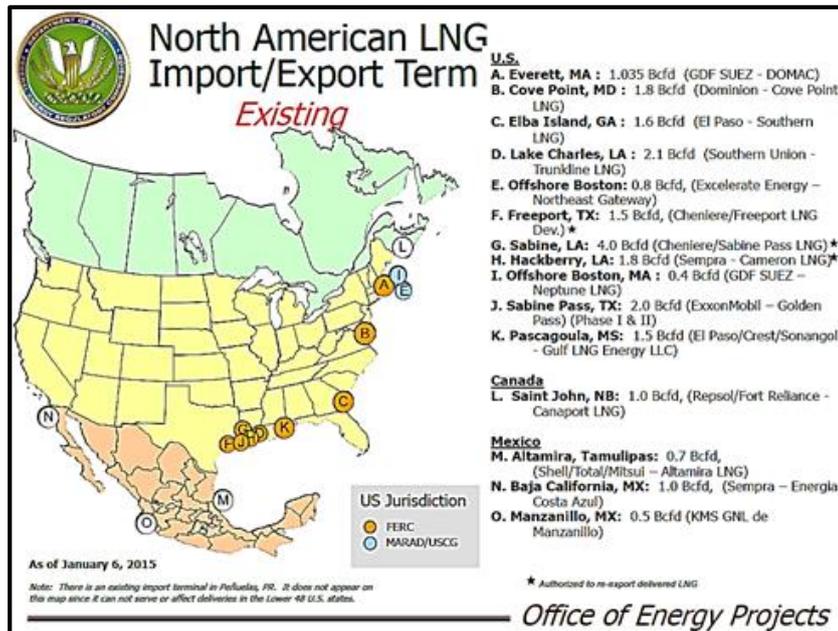


Fig. 3 - Terminais americanos existentes de importação/exportação [5].

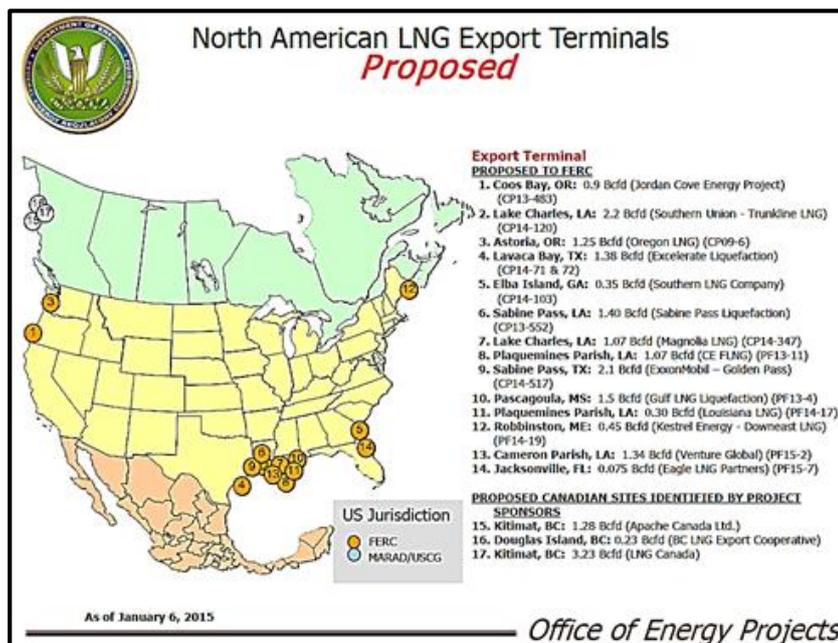


Fig. 4 - Terminais americanos propostos de exportação [6].

Em 2013, a Ásia consumiu 75,1% da demanda mundial de gás, seguida da Europa com 14,3%, Américas com 9,3% e Oriente Médio com 1,3%. Com 65 milhões de toneladas, a participação das transações comerciais nos mercados *spot* e de *short term trade* cresceram de 25% para 38% do total das trocas. China, Malásia, Argentina e Brasil importaram a maiores volumes *spots* disponíveis a nível global [7]. No médio e longo prazo, a forte demanda na Ásia é esperada continuar compelida pela China, com quatro projetos de terminais com capacidade de 14 milhões de t/ano. Mundialmente, 25 novos terminais e suas expansões devem iniciar a produção em 2015. A partir de 2017 é esperado haver forte crescimento da oferta de GN, devido a produções crescentes nos EUA, Austrália, África Oriental, Rússia, competindo com a crescente demanda na Ásia, América do Sul e Oriente Médio. Alguns indicadores relevantes (*key figures*) dessa indústria em 2013 em todo o globo: (i) 237 milhões de toneladas de GNL foram importadas; (ii) 65 milhões de toneladas comercializadas (*spot* + *short-term*); (iii) 75% da demanda global de GNL ocorre na Ásia; (iv) 41% das importações são fornecidos pelo Oriente Médio; (v) 37 % das importações são fornecidos pela Bacia do Pacífico; (vi) 104 terminais de recebimento; (vii) 29 países importadores; (viii) 721 milhões de toneladas por ano de capacidade

total importada; (ix) 86 trens¹ de liquefação em operação; (x) 17 países exportadores; (xi) 286 milhões de toneladas por ano de capacidade de produção [7,8].

Construído pelo estaleiro coreano Samsung ao custo de US\$ 12 bilhões, para operar na bacia *Browse Basin*, no campo de gás *Prelude* a 200 km da costa noroeste da Austrália, a Shell colocará em operação em 2016 o maior navio FLNG do mundo. Com 488 m de comprimento, 74 de largura e 110 m de altura, consumiu > 260.000 t de aço para ser construído, e deslocará 600.000 DWT (*Deadweight Tonnage*), tripulado com até 260 operadores. Ancorado na locação, lá ficará em operação contínua de 20 a 25 anos sem docagem em terra para inspeção e reparos. Produzirá pelo menos 5,3 MTPA (*million of tonnes per annum*) de líquidos de GN, sendo 3,6 MTPA de GNL, 1,3 MTPA de condensados (equivalente a 35.000 bbl/day) e 0,4 MTPA de GLP [9,10]. As Figs. 5(a) e 5(b) ilustram o empreendimento.

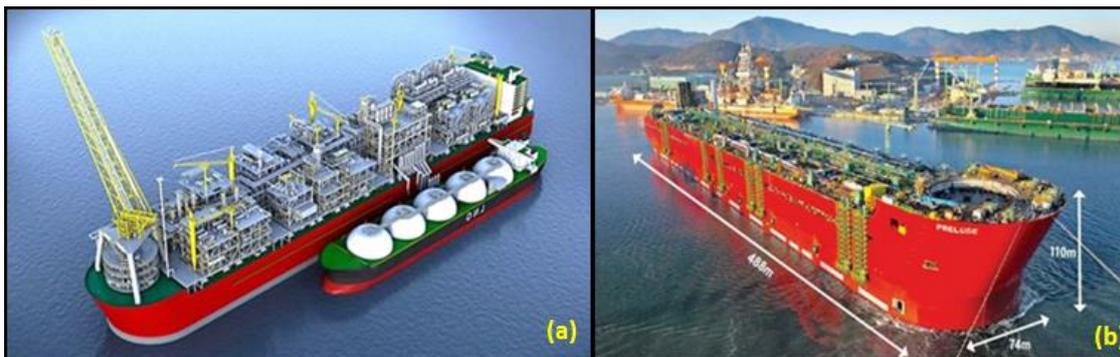


Fig. 5(a) - FLNG Prelude da Shell com *carrier* de GNL atracado *side-by-side* a bombordo em operação de *offloading* com braços de carregamento articulados – Concepção artística [9].

Fig. 5(b) - FLNG no estaleiro [9,10].

A Fig. 6(a) ilustra o esquema de produção marítima do GNL e a 6(b) as diversas seções de produção/liquefação que ocupam de forma integrada todo o *topside* de um FLNG.

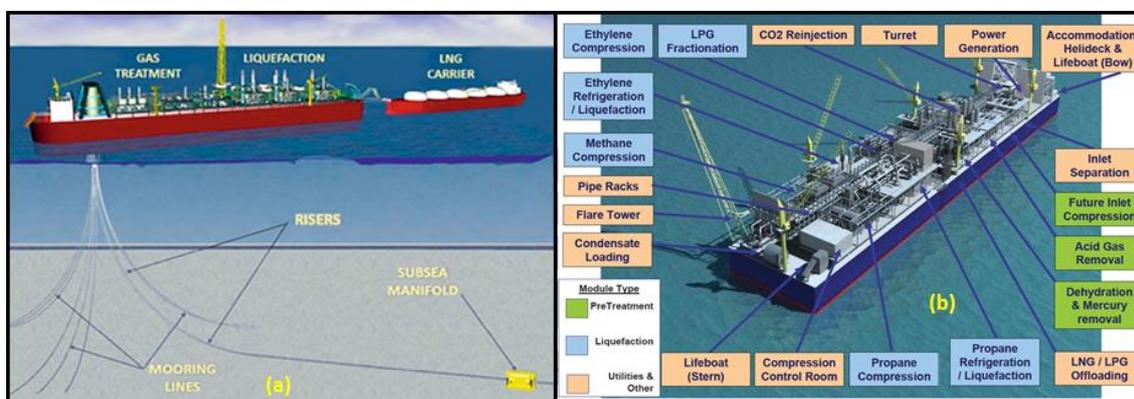


Fig. 6(a) - FLNG Prelude da Shell com *carrier* de GNL atracado em *tandem* em operação de *offloading* com Sistema de lança articulada (*Bow Loading System*) – Concepção artística [9,10].

Fig. 6(b) – Componentes de um FLNG e esquema de produção *offshore* [9,10].

Na Fig. 6(a) observa-se que o FLNG está posicionado *offshore* e ancorado por meio de linhas de amarração (*mooring lines*) próximo ao campo de gás. Um *manifold* submarino (*subsea manifold*) no leito do mar gerenciará o escoamento da produção de até sete poços, com quatro linhas de produção (*flowlines*) e umbilicais. O gás bruto produzido é enviado ao *turret* de produção no navio por meio de *risers* flexíveis de elevação. Gás bruto é pré-tratado (*gas treatment*) sendo seco (*dehydration*), tendo removidos componentes indesejados (Hg, *sour gas*, eventuais sólidos em suspensão, p. ex.), e processado primariamente numa UPGN a bordo para retirada de ‘pesados’ (propanos e butanos), seguindo como GN para a secção de liquefação. Após liquefeito a GNL @ a -162 °C, é armazenado em seis tanques (nos porões) com capacidade total de 220.000 m³.

¹ Conjunto completo de equipamentos de uma planta para liquefazer o gás natural. Uma planta pode ser composta de um ou mais trens de liquefação.

Como as economias internacionais competem pelas mesmas fontes de energia, incluindo o gás natural, esta competição será o mote para incentivar empreendedores buscar cadeias de valor para atender às demandas. Wood e Economides declaram: “A indústria de GNL é construída para atender grande e sustentável expansão” [11].

4. Breve revisão da literatura

Historicamente, em 1977, o U.S.MTB (*United States Materials Transportation Bureau*) adotou o código federal de regulamentação 49 CFR Part 192 os critérios de locação de instalações de GNL da norma 59A (edição 1971) da norma da NFPA. Tres anos mais tarde, o MTB incorporou aspectos da locação dessas instalações e promulgou essas regras no código 49 CFR Part 193. Entre 2000 e 2004, o *Research and Special Programs Administration* (RSPA), sucessor do MTB, melhorou a questão da locação dessas instalações quando adotou os códigos computacionais DEGADIS[®] e LNGFIREIII[®], e incorporou seletivamente critérios adicionais na edição de 2001 da norma NFPA 59A. Durante tres décadas entretanto, a abordagem técnica básica para a locação dessas instalações permaneceu constante dentro das regras do U.S.PHMSA (*United States Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*). O público em geral era considerado ficar “protegido” das consequências de um derrame de GNL ou de uma liberação de gás inflamável calculando-se a radiação térmica e a dispersão de vapor das zonas de exclusão. Embora os modelos de consequências tivessem evoluído e validados contra informações obtidas em testes de campo provendo resultados conservativos, a metodologia ainda estava baseada em inventários prescritos (calculados) de vazamentos no interior de uma área dotada de diques de contenção ou uma instalação que apresentasse cenários de pior caso de vazamentos de gases inflamáveis.

Após o “11/9” a FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) em articulação com a USCG (*United States Coast Guard*) passaram então a aumentar as exigências para projetos de terminais e cargas/descargas de navios, assim como para os riscos de transporte terrestre e por vias aquaviárias. O resultado foi um aumento na variedade das locações de modo a garantir que os riscos do transporte, sociais e ambientais fossem adequadamente avaliados e adequadamente mitigados.

A partir de 2004, FERC, U.S.PHMSA e USCG acordaram formalmente em coordenar suas atividades de locação dos terminais, endossando um Acordo Interagências. FERC teve a atribuição de avaliar e confirmar a decisão da licença assegurando o cumprimento dos termos da licença concedida para locação do terminal de GNL. A USCG é responsável por promulgar e fazer cumprir os regulamentos marítimos e aquaviários para locações de instalações de terminais costeiros de GNL. Este acordo permanece efetivo até hoje e é a referência para determinar as respectivas jurisdições para a locação de um novo terminal e aprovar modificações subsequentes que possam impactar a locação de uma nova facilidade marítima de GNL (p.ex., armazenamento de GNL, berços dos molhes) em um terminal existente.

As ações coordenadas dessas Agências efetivamente balizaram os aspectos públicos e regulatórios na concessão de licenças de novos terminais e têm continuado a monitorar o projeto, construção e operação dessas instalações após a FERC conceder a licença do novo terminal de GNL ou sua modificação.

Datado de 2005, um compêndio foi elaborado [12] resumindo as principais leis sobre segurança industrial e patrimonial, regulamentos e melhores práticas sob as quais a indústria de GNL opera internacionalmente para prever ou responder as emergências relacionadas com o GNL. Revê também resultados e descobertas obtidas em estudos de avaliação de riscos de projetos para construção de navios e terminais. Com o grande número de terminais propostos para liquefação de gás natural, a Ref. [13] apresenta discussão sobre como os EUA e outros países aplicam e interpretam as normas e regulamentações que estão sendo alteradas pelas organizações e autoridades federais, fornecendo recomendações específicas para investidores da área (*developers*). Já a Ref. [14] aborda as regulamentações americanas existentes para locação de terminais de GNL e seus aspectos principais. Embora a indústria de GNL tenha um recorde de segurança nos últimos 50 anos, e nenhum *carrier*² ou terminal terrestre tenha sido alvo de terrorismo a previsão de se construir novos terminais nas costas americanas enseja interesse.

A Ref. [15] discorre sobre o uso dos códigos computacionais aprovados pelo código federal de regulamentação 49 CFR 193, usados para determinar zonas de exclusão. Os códigos levam em conta a dispersão da nuvem de gás natural formada a partir de derrame de GNL no interior dos diques de contenção

² Navio metaneiro dedicado exclusivamente ao transporte transoceânico de GNL.

de um terminal terrestre, propagando-se em campo aberto e terrenos livres de obstáculos. Apresenta considerações sobre a apropriação do inventário gerado por *flash* de GNL na área do terminal, aumentando o termo fonte da vazão mássica. A subavaliação de tais parâmetros pode redundar em menores zonas de exclusão. A atratividade do GNL para atos de terrorismo e a adequação dos recursos da USCG é também abordada em [16].

A locação de terminais e plantas de *peak shaving*³ de GNL nos EUA é balizada pela norma NFPA 59A e pelo código federal de 49 *Code of Federal Regulation Part 193*, enquanto que a Europa aplica a norma EN 1473. Aspectos sobre a abordagem americana e europeia são discutidos em [17]. Em [18] são considerados os recentes avanços da abordagem baseada em risco (*risk-based analysis*) da norma NFPA 59A, como estrutura regulamentadora. Na referência [19] é apresentado histórico de códigos e normas, novas tendências nas instalações de GNL na América Latina, questões trazidas com essas novas instalações e estratégias de abordagem. Nessa análise discute-se também o entrelaçamento entre as normas, e a questão de interpretar/aplicar requisitos de instalações terrestres em instalações marítimas flutuantes.

5. Organização da pesquisa

O panorama que ora se coloca pode ser assim organizado.

- Códigos e Normas Internacionais
 - Terminais *onshore* de GNL
 - Terminais *offshore* de GNL
- Diretrizes e Melhores Práticas da Indústria
 - Recomendações das Sociedades Classificadoras
 - Diretrizes SIGTTO
 - Outros referenciais
- Regime de Regulamentação dos Estados Unidos
 - Terminais *onshore* de GNL
 - Terminais *offshore* de GNL
- Critérios para Avaliação das Zonas de Exclusão
 - Definições aplicáveis
 - Critérios e Zonas de Exclusão a Partir de Normas Específicas

O primeiro item, Códigos e Normas Internacionais é dividido em duas partes, dado que em alguns casos as normas são diferentes dependendo do tipo de instalação. Por exemplo, nos EUA, terminais terrestres são regulamentados por diferentes normas e por diferentes órgãos regulamentadores daqueles dos terminais *offshore*. O item 6 (Regime de Regulamentação dos Estados Unidos da América) apresenta uma discussão do regime regulatório americano, que pode ser considerado como um dos mais extensos no mundo. Dado que um terminal necessita ser regulamentado, é uma parte importante a definição dos requisitos que precisam ser atendidos.

6. Códigos e normas internacionais

Este item fornece detalhes dos códigos e normas para terminais terrestres e marítimos para importação de GNL. Contêm detalhes de engenharia sobre equipamentos, zonas de exclusão e atividades de risco. Apresenta também regulamentação publicada pela IMO (*International Maritime Organization*), que é a diretriz maior para transporte de cargas perigosas em áreas portuárias, qual seja *Recommendations on the Safe Transport of Dangerous Cargoes and Related Activities in Port Areas* [20].

³ Instalações para regularizar picos de demanda.

Esta norma foi adaptada internacionalmente e provê as diretrizes para muitas das atividades que ocorrem no país de origem do Porto, para autoridades portuárias, comandantes de navios, capitães de manobra (*berth master*), isto é, o operador do terminal.

6.1. Normas para terminais *onshore* de importação de GNL

As duas normas principais usadas para terminais terrestres que são adotadas internacionalmente são:

EN 1473 *Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas – Design of Onshore Installations*, 1997 (CEN 1997) [21]

NFPA 59A *National Fire Protection Association, Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas*, 2006 (NFPA 2006) [22].

Alguns países, p. ex., Japão e Austrália aplicam padrões adicionais, mas esta pesquisa não cobriu este tópico. Os itens de 6.1.3 (CSA Z276-07) a 6.1.5 (Outras normas internacionais) adiante discutem e fazem referência a esses e outras internacionais.

6.1.1. - EN 1473

Norma europeia que fornece as diretrizes para o projeto, construção e operação de toda instalação estacionária de GNL, inclusive aquelas para liquefação, armazenamento, vaporização, transferência e manuseio de GNL. Foi aprovada em 1997, baseada numa norma anterior da Inglaterra. Do mesmo modo que a NFPA 59A, é aplicável a instalações terrestres de GNL. Entretanto é muito mais baseada no desempenho do que a NFPA 59A, permitindo muitas das decisões de projeto serem aplicadas ou justificadas com base em avaliação dos riscos que são requeridas pela norma ao invés de estar atender à norma.

Aplicação: A norma é válida para os seguintes tipos de instalações de GNL:

- Terminais de exportação, entre o limite designado da entrada do gás no terminal e o *manifold* do navio;
- Terminais de recebimento, entre o *manifold*, quando se do navio e o limite designado para saída do gás do navio;
- Plantas de *peak-shaving* (pequenas instalações para atender demandas) localizadas entre a entrada designada para o gás e o limite de saída;
- Plantas satélite de GNL com capacidade total de armazenamento abaixo de 200 t, incluindo a estação de carregamento até o limite designado para a saída do gás.

Áreas técnica/projeto incluídas. A Norma fornece requisitos para todos os tipos de equipamentos relacionados com GNL tipicamente encontrados em plantas de liquefação, terminal de exportação, terminal de importação, e outros locais de armazenamento. Estão presentes no corpo do texto e em apêndices normativos (mandatórios) fornecidos para tanques de GNL, bombas, vaporizadores e linhas. O Apêndice H é bastante útil e informativo (não mandatório) e contém uma descrição e ilustrações de vários tipos de tanques de armazenameto de GNL (alternativas de contenção simplex, dupla e completa).

Requisitos de sistemas de gestão e de avaliação de riscos. Diferentemente da NFPA 59A, esta norma requer explicitamente requisitos de sistemas de gestão de qualidade e de segurança. A diferença entre a EN1473 e a NFPA 59A é que a EN1473 assume a abordagem de “*risk based*” para o projeto, enquanto que a NFPA 59A é muito prescritiva.

Normas associadas

- **EN 1532** - *Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship-to-shore interface* [23].

Esta Norma europeia fornece recomendações e requisitos para o terminal e a bordo do navio para garantir a transferência segura de GNL nos terminais de recebimento e exportação. É aplicável aos sistemas de transferência navio/terminal terrestre, incluindo (1) conexões navio/terminal terrestre, (2) todos os requisitos

de segurança nas operações de transferência e (3) qualquer outra operação que ocorra enquanto está ancorado com o *jetty* (cais)

- **EN 1474** – *Installation and equipment for liquefied natural gas – Design and testing of marine transfer systems* [24].
 - *Part 1: Design and testing of transfer arms*
 - *Part 2: Design and testing of transfer hoses*
 - *Part 3: Offshore transfer systems*

6.1.2. – NFPA 59A

Norma americana que tem sua versão corrente publicada em 2006. Versões anteriores formaram a base para o U.S. *Department of Transportation* (U.S.DOT) baixar o código federal de regulamentação sobre terminais de GNL, a 49 CFR *Part* 193 [25]. A norma canadense CSA Z276-07 [26] é também baseada na NFPA 59A, e tem requisitos semelhantes.

Aplicação: A norma aplica-se em:

- Facilidades (instalações) de liquefação de gás natural;
- Facilidades que armazenam, revaporizam, transferem e manuseiam GNL;
- Treinamento de pessoal envolvido com GNL;
- Projeto, locação, construção, manutenção, e operação de todas as facilidades de GNL.

A NFPA 59A não menciona facilidades *offshore*, e não foi concebida para ser aplicável nessas instalações. Entretanto, muitos requisitos são referenciados por outras normas, como p. ex., o *ABS Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals* (ABS 2004b) [27], e são aplicadas a terminais *offshore*, como sendo apropriada.

Áreas técnica/projeto incluídas. Inclui uma ampla variedade de considerações sobre instalações de GNL, incluindo *layout* e espaçamentos, requisitos de equipamentos de processo, p. ex., tanques/contêineres de armazenamento, instalações de vaporização, sistemas de tubulação, instrumentação e equipamentos elétricos, equipamentos de movimentação e transferência de GNL, equipamentos de combate a incêndio. A norma inclui também requisitos quanto à sísmica para projeto de terminais. Um aspecto importante nesta norma é a definição e uso do conceito de *exclusion zones* (zonas de exclusão) para controlar a locação das facilidades de GNL. O conceito é fundamentado no nível de impacto potencial de um dado projeto causado por acidentes. Incorpora também referências, códigos e padrões desenvolvidos por outras organizações, p. ex., *American Society of Mechanical Engineers*, *American Society of Civil Engineers*, *American Petroleum Institute*, *American Concrete Institute*, *American Institute of Chemical Engineers*, *American Society for Testing and Materials*.

A Norma fornece requisitos para todos os tipos de equipamentos relacionados com GNL tipicamente encontrados em plantas de liquefação, terminal de exportação, terminal de importação, e outros locais de armazenamento. Estão presentes no corpo do texto e em apêndices normativos (mandatórios) fornecidos para tanques de GNL, bombas, vaporizadores e linhas.

Requisitos de sistemas de gestão e de avaliação de riscos. A norma NFPA 59A não requer qualquer sistema global, de gestão; de segurança, entretanto, existem requisitos para segurança industrial, segurança patrimonial (face a atos de terrorismo), operações, manutenção e treinamento de pessoal, além de requisitos de qualidade de projetistas e fabricantes. Tais requisitos são os fundamentos, e habilitam a implantação de sistemas de gestão, como, p. ex., (i) programas formais de segurança, (ii) *peer reviews* (revisões corporativas entre especialistas) para revisão e aprovação de procedimentos operacionais, (iii) inspeção, teste, e programas de manutenção preventiva, (iv) programas de treinamento formal, (v) avaliação de empreiteiros, terciarizados e seus métodos de gestão de segurança.

Na parte de riscos, a norma não requer avaliação de riscos tampouco sugere que sejam usadas técnicas para definir características da instalação. Entretanto, requer análise das consequências para avaliação da locação da instalação e de seus equipamentos, p. ex., radiações térmicas máximas, concentrações máximas de vapores tóxicos, áreas para diques em parque de tanques (*impoundment areas*).

Em vários casos, a norma indica que certos requisitos podem ser alterados se devidamente aprovados pela *authority having jurisdiction* (autoridade com jurisdição), em que os pedidos possam ser formulados com base no critério de *risk-based decision* (decisão baseada no risco), aumentando a chance de serem aprovados.

6.1.3. – CSA Z276-01

Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage, and Handling é a norma nacional Canadense para facilidades de GNL. É semelhante à NFPA 59A, não sendo necessária sua contextualização em separado.

6.1.4. - Nova Scotia LNG Code of Practice

Em 2005 a Província canadense de *Nova Scotia* publicou sua própria regulamentação (NS DoE 2005) [28] para instalações de GNL, tendo em vista maciços pedidos de licença para novos terminais estivessem sido pedidos, face sua posição geográfica estratégica. Seu Governo não acreditava que a norma vigente CSA Z276-01 fosse adequada. Os requisitos de projeto e locação do *Nova Scotia LNG Code of Practice* são similares à NFPA 59A (e CSA Z276-07), porém vai mais além dos requisitos daquelas normas, invocando a locação da facilidade, avaliação dos riscos, medidas de segurança de processo, incluindo:

- *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures* (AIChE CCPS 1992) [29];
- *Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industry, ISA 84.01* (ANSI/ISA 84.01-2003) [30];
- *Recommended Practice 752, Management of Hazards Associated with Location of Process Plants Buildings* (API RP 752 1995) [31];
- *Guidelines for Evaluating Process Plant Buildings for External Explosions and Fires* (AIChE CCPS 1996) [32];
- *An Adaptation of the U.S. Occupational Safety and Health Administration's Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals*, OSHA 29 CFR 1910.119 (OSHA 1992) [33].

6.1.5. - Outras normas internacionais

O *Ports and Harbours Bureau, Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism* (MLIT) e o *The Overseas Coastal Area Development Institute of Japan* emitiram em 2009 a revisão da norma *Technical Standards for Port and Harbour Facilities in Japan*, 1991 [34]. Algumas descrições daquele documento foram adaptadas do documento do SIGTTO (*Society of International Gas Tanker and Terminal Operators*): considerando a topografia do Japão, aspectos de sísmica nos projetos portuários, reforço de fundações para solos de baixa resistência, construção de *caissons* (bóias) de concreto, projetos de enrocamentos de contenção de marés, análise de maremotos, análise da resistência de construções resistentes a terremotos, são algumas das medidas requeridas para terminais de GNL.

6.2. Normas para terminais *offshore* de importação de GNL

Em 2006, terminais *offshore* de importação eram considerados nos EUA primariamente como uma alternativa, com um terminal em operação e de oito a dez novos terminais sendo considerados. Em fevereiro de 2015 a nova posição indicava um terminal existente de importação/exportação, três terminais de importação/exportação aprovados e um de importação sendo proposto/potencial. O item 6.2 (Regulamentação dos EUA para terminais *offshore* de importação de GNL) apresenta como esses terminais estão sendo regulamentados nos EUA, onde a USCG está implementando uma abordagem 'bases de projeto', fundamentada em recomendações de sociedades classificadoras como, p. ex., o Guia do ABS, *Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals* [35]

Documentos desenvolvidos por sociedades classificadoras para terminais *offshore* (incluindo o Guia ABS acima) serão discutidos no item 4 (Diretrizes e Melhores Práticas da Indústria).

Com o substancial avanço da tecnologia de liquefação de GNL a bordo de navios FLNG (*Floating and Liquefaction Natural Gas Carriers*) este conceito vem se tornando cada vez mais viável. Com introdução desse novo modo de produção, já está sendo viabilizado para campos de produção gigantes de gás não associado, e assim é que o maior FLNG do mundo entrará em operação em campos da Austrália Ocidental até 2018. A

PETROBRAS já está estudando também a construção de um FLNG para viabilizar a produção do pré-sal em campos gigantes como o de Libra na Bacia de Campos [36].

Encontra-se em estudo pelo ABS desde 2006⁴ a introdução da nova geração de *carriers* gigantes de GNL combinando produção de gás não associado, processamento primário no *topside*, liquefação a bordo, armazenamento dedicado nos tanques de membrana do próprio navio, e sistemas de *offloading* com posicionamento dinâmico e lanças/mangueiras criogênicas.

Esses *carriers* combinarão as necessidades de segurança com alternativas custo-eficientes para locação de terminais em áreas urbanas densamente populosas. É um conceito novo, pois combinará terminais de carga onde o gás não associado é liquefeito, armazenado e aliviado para *carriers* atracados *offshore*, com terminais de descarga que receberão e armazenarão GNL de operações de *trading* internacional. O terminal de recebimento pode tanto descarregar líquido ou regasificar o GNL e descarregar o GN por gasoduto para a costa, a depender da distância (normalmente até 150 km).

7. Diretrizes e Melhores Práticas da Indústria

O item 4 (Códigos e normas internacionais) discutiu códigos e normas tipicamente aderentes aos regulamentos do Governo americano. Este item discute documentos adicionais apresentando as melhores práticas da indústria. Cobrem uma área mais ampla com maiores detalhes do que as normas vigentes. Embora a aderência a tais documentos não seja explicitamente requerida, muitas aplicações regulatórias do governo citam diretrizes da indústria que os investidores devem seguir, incluindo a maioria desses requisitos. É importante assinalar que, em muitos casos, padrões das sociedades classificadoras foram incorporados na legislação federal americana.

Documentos adicionais da indústria fazem parte também dos requisitos internacionais. São mais detalhados que as normas apresentadas. Embora não seja requerido a *compliance* desses documentos, é uma prática corrente da indústria de GNL seguir seus requisitos.

7.1. Recomendações das Sociedades Classificadoras

Nesta última década, sobretudo pelo desenvolvimento observado na tendência de se levar para a área *offshore* as plantas terrestres de *baseload* de liquefação de gás natural para navios dedicados FLNGs com o alívio da produção ocorrendo diretamente em ambiente *offshore*, vários navios e facilidades flutuantes, as sociedades classificadoras desenvolveram diretrizes para terminais marítimos. Alguns desses referenciais podem ser citados:

- *American Bureau of Shipping's Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals*, 2004;
- *Det Norske Veritas' Offshore Codes* (atualizado para incluir terminais offshore de GNL), 2005 [37];
- *Lloyd's Register's Guidance Notes for Classification and Certification of Floating Offshore LNG Terminals*, 2005 [38].
- *Bureau Veritas' Guidance Note for Classification sand Certification of Offshore LNG Terminals, NI 518 DT R00 E*, 2005 [39].

7.1.1. – ABS Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals

- É o primeiro documento publicado por uma sociedade classificadora, em 2003;
- Engloba unidades flutuantes e gravitacionais flutuantes de concreto (*gravity-based*) para produzir GNL embarcado;
- Atualizado conforme comentários da indústria e da USCG americana;
- É adotado como um referencial pela USCG;
- Adotada na construção dos FSRU (*Floating, Storage and Regasification Unit*) construídos nos EUA (*Port Cabrillo e Broadwater LNG*).

⁴ *The ABS Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals (Publication # 106)*. Disponível para *download* no *web site* do ABS www.eagle.org/rules.

Áreas técnica/projeto incluídas. O *ABS Guide* fornece critérios que cobrem ambas as estruturas de aço e concreto *gravity-based*, bem como sistemas flutuantes, contemplando os seguintes requisitos:

- Estruturas
- Sistemas de contenção
- Sistemas de posicionamento e ancoragem
- Facilidades de processamento
- *Lay-out* e arranjos
- Classificação de áreas perigosas
- Utilidades e suporte ao processo
- Sistemas e instalações elétricas
- Sistemas de segurança
- Sistemas de propulsão
- Requisitos analíticos para projetos de análise dinâmicas e análises de resistência estrutural

Requisitos de sistemas de gestão de segurança. O guia não inclui Requisitos específicos para este item.

Tópicos baseados em risco. O Guia requer que seja feita uma avaliação de riscos para (i) identificar riscos significativos e cenários de acidentes que possam afetar o terminal e (ii) considerar o benefício de existir ou opções de controle de riscos potenciais. O objetivo é identificar áreas do projeto que possam requerer controle do risco o reduzi-los a níveis aceitáveis. Alguns cenários devem ser exemplificativamente contemplados: (i) danos à estrutura primária devido ao tempo, impactos /colisão/abalroamento, vazamento de GNL, incêndios e/ou explosões.

7.2. Diretrizes da SIGTTO

Em 1978, empresas importantes atuando no segmento de transporte e manuseio de GNL, GLP e outros gases liquefeitos perigosos, definiram uma estrutura de normas e melhores práticas para o negócio de GNL que despontava, e criaram a SIGTTO para compartilhamento de experiências, proposições de critérios e melhores práticas e elaborar padrões comuns. Observador credenciado na IMO (*International Maritime Organization*) tornou-se importante autoridade em transporte de gases liquefeitos e terminais portuários. Uma de suas atividades mais importantes é publicar normas para projeto, operação e manutenção de navios e terminais de GNL. Sua documentação é organizada em duas seções básicas: (i) terminais de gases liquefeitos, projetos de portos e operações portuárias, e (ii) operações de embarque de gases liquefeitos em navios.

Os documentos mais relacionados com GNL são:

7.2.1. – Terminais de gases liquefeitos/Projeto e operação de portos

Alguns referenciais podem ser citados:

LNG Operations in Port Areas, 2003 (SIGTTO, 2003) [40]. Este documento é uma diretriz essencial e contém as melhores para a melhor prática relativas ao projeto e operação de novos terminais de GNL e também para terminais existentes que necessitam rever suas operações em cenários mais competitivos.

Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties, Information Paper No. 14, 1997 [41] - Provê aos construtores de portos um guia para os critérios mínimos de projeto considerados necessários quando um porto for construído e ampliado para acomodar *carriers* de GNL.

A Listing of Design Guidelines for Liquefied Gas Terminals (Referencing Ports and Jetties), information Paper 15, 1997 [42] - Concebido para orientar operadores e empresas que planejem desenvolver terminais marítimos. Apresenta relação extensa de vários códigos, normas, padrões relativos a projetos de terminais de gases, em conjunto com inúmeras indústrias e organizações envolvidas com projetos de terminais de GNL.

Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals, 3rd Ed., 2000 [43] - Concebido inicialmente para oficiais de navios e pessoal técnico operacional responsável pelas operações de movimentação de carga, cobre ampla gama de gases liquefeitos como GNL, GLP e gases químicos (etileno, etc.).

A Guide to Contingency Planning for the Gas Carrier Alongside and Within Port Limits, 2nd Edition, 2001 [44] - Publicado em conjunto pela SIGTTO e OCIMF (*Oil Company International Marine Forum*), este referencial pode ser útil para a autoridade portuária, gerência operacional de terminais de gases liquefeitos, e gestores de navios transportadores, no desenvolvimento ou revisão de planejamento para minimizar a possibilidade de acidentes. Pode também ser útil no controle das consequências de acidentes que ocorram enquanto o navio tanque está dentro dos limites do porto.

7.2.2. – Operações com navios de gases liquefeitos

Podem ser citados:

Inspection Guidelines for Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, 2nd Ed., 1998 [45] – Elaborado pela SIGTTO e OCIMF, reúne experiência coletiva de membros da indústria e define as melhores práticas no gerenciamento das operações de embarque nos portos. Dividido em duas partes a primeira contém informações sobre itens, como gerenciamento da segurança da embarcação, verificação e certificação dos documentos, sistemas de carregamento e instrumentação, e a segunda trata dos equipamentos de combate a incêndio, atracação, tanques de carga, manuseio da carga, propulsão do navio, sistemas de telecomunicação e rádio;

The Bulk Transfer of Dangerous Liquids & Gases Between Ship & Shore, 1990 [46] – Trata dos aspectos de explosão, incêndios e dispersões de gases tóxicos, do ponto de vista ambiental associados com transferências a granel de líquidos e gases perigosos, definindo normas de projeto, operação e manutenção de equipamentos, dutos, braços de carregamento, lanças telescópicas, etc. Aplicável diretamente pelos operadores responsáveis, incluindo autoridades portuárias, proprietários e usuários do cais de atracação.

Prediction of Wind Loads on Large Liquefied Gas Carriers, 1995 [47] – Elaborado pela SIGTTO OCIMF, apresenta coeficientes e procedimentos para computar cargas de vento para *carriers* de 75.000 a 125.000 m³ de tanques prismáticos e esféricos. Cargas de vento e momentos significativos em *carriers* atracados podendo acarretar tombamentos seja com tanques no lastro como na plena carga.

7.2.3. – Outros referenciais/Documentos

Recommendations on the Safe Transport of Dangerous Cargoes and Related Activities in Port Areas, IMO 290 E, 1995, International Maritime Organization (IMO) [48] – Elaborado pela IMO em cooperação com as Nações Unidas, estabelecendo um código para transporte de produtos perigosos nos oceanos, aprovado em 1965 pelos principais Países envolvidos no transporte marítimo, ou seja, o *International Maritime Dangerous Goods (IMDG) Code*.

APELL: Awareness and Preparedness for Emergencies at Local Level, United Nations Environment Programme, 1996 [49] - Mesmo admitindo-se que todos os acidentes industriais em portos em princípio podem ser evitados, a realidade mostra que planos de resposta a emergências devem ser elaborados para evitar-se a ocorrência de tais acidentes. O manual define também procedimentos capacitando tomadores de decisão e pessoal técnico a melhorarem a prontidão nas atividades com produtos perigosos em áreas portuárias. O objetivo é melhorar as ações coordenadas com planos de emergência.

8. Regime de Regulamentação dos Estados Unidos da América

É apresentado a seguir o *approach* dado pelos EUA na questão da aprovação e subsequente regulamentação de seus terminais de importação.

8.1. Regulamentação dos EUA para terminais *onshore* de importação de GNL

Os terminais *onshore* de importação consistem de cais de atracação, tanques com teto verticais de domo para o GNL, equipamentos de regasificação (bombas, permutadores de calor, e todos os equipamentos de apoio e de segurança necessários (potência, suprimento de água, etc.) A Fig. 6 apresenta o terminal da *Elba Island*, Ga., com capacidade de 1.9 BCF/day (*Billion of cubic feet per day*), com expansão requerida de 0.9 BCF/day.



Fig. 6 - Terminal de importação de GNL – Elba Island, Ga.
Cortesia: El Paso Corp. (2015).

O U.S. *Department of Transportation* (U.S.DOT) e a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) são as agências federais primárias responsáveis pela regulamentação das facilidades terrestres de GNL nos EUA. Embora estatutos federais não designem explicitamente a jurisdição relativa do USDOT e da FERC, as agências definiram suas regras de atuação através de acordos. Essas regras e suas relações com outras autoridades são sumarizadas seguir.

8.1.1. – Regras e responsabilidades para terminais *onshore* de importação de GNL

U.S. *Department of Transportation* (USDOT) responsibility. É responsável por definir padrões mínimos de segurança para locação, projeto construção e operação de instalações de GNL. O *The Pipeline Safety Act*, depois de emendas, inclui as seguintes provisões relativas à locação dessas facilidades, conforme a lei 49 U.S.C. § 60103: “*The U.S. Secretary of Transportation* prescreve padrões mínimos para decidir a locação de novos terminais, considerando: (i) tipo e uso da instalação, (ii) população existente e prevista e as características demográficas da locação, (ii) uso da terra, existente proposto, par a locação, (iii) idem para a terra próxima da locação, (iv) aspecto físico da locação, (v) características do atendimento médico, cumprimento das leis e proteção contra incêndio próximas capazes de fazer frente aos riscos causados pela instalação, e (vi) predisposição para instalar a facilidade em locais mais remotos;

Os regulamentos relativos à segurança podem também impactar as decisões sobre a locação e afetarem a operação de instalações existentes. O estatuto ré claro, porém, requer que o Secretário de Transporte considere riscos geofísicos, proximidade a populações, adequação dos serviços de emergência, qualificação dos operadores e medidas de segurança quando o desenvolvimento das regras para as instalações de GNL.

O Secretário é autorizado a ordenar ações corretivas se a operação de uma facilidade de GNL se torne perigosa às vidas, propriedades, ou o meio ambiente. Normas de segurança, incluindo aquelas relativas à locação e à instalação, são previstas no código federal de regulamentação 49 CFR *Part* 193 (DOT 2011) [25]. Os regulamentos do DOT adaptam também muito da norma NFPA 59A como diretrizes para projeto e construção, incluindo requisitos para instalações de GNL estarem adaptadas para sustentarem incêndio, ventos, forças hidráulicas e erosão advindas de vazamentos de GNL. Outras provisões abordam temas como operações, manutenção, qualificação de empregados e segurança patrimonial quando a atos de terrorismo.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) responsibility. Sob a égide do *Natural Gas Act* de 1938 (NGA), a FERC concede aprovação para locação de um novo terminal terrestre. A Seção 7 da Lei autoriza a FERC a emitir certificados de ‘conveniência pública e necessidade’ para ‘a construção ou ampliação de quaisquer instalações de quaisquer facilidades para o transporte em comércio interestadual de gás natural’.

Especificamente, a FERC tem a prerrogativa de autoridade sobre o local de entrada e saída, alocação, construção e operação de um novo terminal de GNL bem como modificações ou ampliações terminais existentes. A FERC conduz sua autoridade sobre terminais terrestres de GNL através do código federal de regulamentação 18 CFR *Part* 153 [50]. Essas normas detalham a aplicação do processo e os requisitos na Seção 3 do NGA. Os requisitos da FERC incluem a engenharia de detalhamento do site e informações do projeto, evidências de que a instalação receberá despachará o GNL com segurança, indicando a locação proposta.

Outros aspectos são também requeridos. Por exemplo, (i) se o terminal será construído nas fronteiras com o Canadá e México, necessitando autorização do Presidente dos EUA; (ii) elaborar estudos de impacto ambiental conforme a *Lei National Environmental Policy Act of 1969 (Public Law 9 1-190)*; (iii) Atender aos *FERC compliance requirements* relacionados com o USDOT, relativos aos requisitos de locação e de segurança, podendo serem mais restritivos ainda.

USCG involvement in approving onshore LNG terminals. Regulamentos desenvolvidos sob a responsabilidade da Lei dos portos, *Ports and Waterways Safety Act*, aloca à USCG a responsabilidade das questões de segurança dentro das *marine transfer areas* de terminais de GNL. As regras são definidas pelo código federal de regulamentação 33 CFR *Part* 127 (USCG 33 CFR 127) [51]. Uma *marine transfer area* é definida como parte da testada da instalação estre o navio, ou onde o navio é ancorado e a primeira válvula de *shutoff* na linha de transferência imediatamente antes do tanque de armazenamento. As normas da USDOT *Pipeline and Hazardous Materials Safety Agency* são aplicáveis a partir deste ponto até a terra.

O código federal de regulamentação 33 CFR *Subpart* 127.007 requer que o proprietário ou operador que tencione construir uma nova instalação de GNL, ou planeje uma nova construção em uma facilidade existente, submeta uma *Letter of Intent* ao Capitão da USCG do Porto (*Captain of the Port - COTP*) sobre a área onde a facilidade é instalada. O Capitão dos Portos revê as informações e determina a adequabilidade da do corpo d’água para navios que transportem GNL. Alguns fatores são considerados: densidade e características do tráfego naval na via marítima; comportas, pontes ou outras obstruções, além das características hidrológicas da via marítima (profundidade da lâmina d’água, profundidade do canal, correntes, marés, arrecifes, passagem de cabos submarinos, dutos submarinos, etc.).

A recomendação atual para um requerente é que use a USCG para obter a Carta de Recomendação que a rota aquaviária apropriada para transporte de GNL e contida na *Navigation and Vessel Inspection Circular (NVIC) 05-05, Guidance on Assessing the Suitability of a Waterway for Liquefied Natural Gas (LNG) Marine Traffic*, que foi publicada em 2005 (USCG 2005A) [52,53].

8.1.2. Regulamentações específicas para terminais *onshore* de importação de GNL

49 CFR *Part* 193 –Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards [25]. A Parte 193 do regulamento é baseada em grande parte NFPA 59 A (versão 1966, atualizada em 2013) [54] e, como tal, contém requisitos similares aquele documento. Esta norma é de responsabilidade do *Office of Pipeline Safety (OPS)* filiado ao USDOT, e as instalações de GNL são abrangidas por esta norma, pois são frequentemente operadas por companhias interestaduais que são reguladas pelo OPS.

Aplicabilidade. 49CFR 193 aplica-se a facilidades de GNL utilizadas no transporte de gás por dutos que estão sujeitos às leis de segurança de gasodutos. Não é aplicável a instalações de GNL que são locadas em águas navegáveis.

Áreas técnica/projeto incluídas. A norma cobre requisitos de locação, projeto, construção, equipamentos, operações, manutenção, qualificação de pessoal, proteção contra incêndio e segurança. Requer implementação de zonas de exclusão (a serem discutidas posteriormente) para armazenamento do GNL e áreas de armazenamento com diques (*impoundment*)

33 CFR Part 127 – Waterfront Facilities Handling Liquefied Natural Gas and Liquefied Hazardous Gas [51]. Esta é a norma da USCG que governa as faixas de terra para terminais de GNL de importação e exportação de GNL ou outras facilidades que manuseiem GNL. Sua jurisdição vai do *carrier* ou barça até a última válvula antes do tanque de GNL.

Áreas técnica/projeto incluídas. A **Part 27** estabelece muitos dos requisitos de projeto fazendo referência à NFPA 59A, particularmente na locação e no lay out tanques de GNL, sistemas de tubulação, instrumentação e eletricidade, equipamentos de movimentação de GNL. Inclui também requisitos adicionais para tubulações, mangueiras, píeres, cais, *lay-out* e espaçamentos, sistemas de comunicação, sistemas elétricos, alarmes, advertência, segurança patrimonial.

Requisitos dos sistemas de gestão. A **Part 27** não impõe a necessidade de haver um sistema detalhado de gerenciamento de segurança, entretanto, especifica que o operador da facilidade estabeleça pelo menos procedimentos e documentos similares aqueles requeridos pelos sistemas de gestão, incluindo: (i) manual de operação; (ii) manual de emergência; (iii) inspeção nas operações de transferência e movimentação de inventários; (iv) manutenção; (v) treinamento; (vi) combate a incêndio e resposta em emergências.

8.2. Regulamentação dos EUA para terminais *offshore* de importação de GNL

De um modo geral, terminais marítimos de importação são regulamentados pela MARAD e a USCG. São delegados conjuntamente pelo U.S. *Secretary of Transportation* para processarem as licenças de portos de águas profundas (DWP), entendendo-se *Deepwater LNG Ports* como as instalações de importação de GNL localizadas em águas federais, tipicamente 3 milhas da costa.

O U.S. *Secretary of Transportation* delegou ao *Maritime Administrator* autoridade e responsabilidade de conduzir as licenças dos DWPs sob as seguintes condições:

- O requerente deve ser financeiramente responsável pelo empreendimento
- O requerente é apto a cumprir leis relevantes, regulamentos e condições estipuladas na licença concedida
- O porto de águas profundas é de interesse nacional e coerente com a segurança nacional, suficiência energética, e metas das políticas de qualidade ambiental.

A autoridade da USCG para regulamentar portos de águas profundas (*Deepwater Ports – DWPs*) é definida pelo *Deepwater Port Act* (DWPA), no tocante a licenciamento, projeto, equipamentos, e operações contempladas no código federal de regulamentação 33 CFR *Parts* 148, 149 e 150 [55]. Originalmente pertinente somente ao petróleo, o *Maritime Transportation Security Act* de 2002 (MTSA) adicionou GN ao DWPA e transferiu a responsabilidade do licenciamento dos DWPs de GN (incluindo GNL) do USMMS (*Minerals Management Service*) para a *Secretary of Transportation*.

USCG e MARAD desde então receberam atribuição constitucional dada pelo Governo Federal americano através do USDOT (U.S. *Department of Transportation*), a processarem as licenças submetidas conforme o DWPA.

Não existe ainda normalização específica que proveja requisitos específicos de projeto para terminais *offshore* de GNL. Como esses terminais representam novos conceitos, a USCG vem aplicando a abordagem de “*design basis*”, ao invés do mandatório critério de “requisitos prescritos”. Com a abordagem de *design basis*, cada conceito é avaliado em seus próprios méritos técnicos, usando padrões de engenharia relevantes e conceitos que tenham sido aprovados e reconhecidos pelas sociedades classificadoras de navios e outras entidades competentes da indústria e entidades técnicas. Muitos desses códigos e padrões discutidos anteriormente para terminais terrestres estão sendo usados por requerentes para portos e águas profundas.

Quando isto ocorre, é muito importante que os diferentes tipos de riscos e questões correlatas de instalações *offshore* sejam devidamente identificados e analisados. O uso do processo de tomada de decisão baseada em

riscos facilita a identificação dessas questões. Outro aspecto do DWPA é a solicitação de comentários por outras Agências com interesse na instalação. É neste ponto que muitos dos códigos e normas de terminais terrestres são invocados, parte devido à familiarização que outras Agências têm com o tema. Estando habilitadas a identificarem as questões específicas de projetos *offshore* com suas especificidades, a partir dos códigos e do conhecimento acumulado na área terrestre, pode ser de utilidade para simplificar a revisão dos projetos de terminais marítimos.

A USCG desenvolveu também uma diretriz para verificação geral pós-licenciamento concedido para terminais marítimos. Ela está disponível na *Navigation and Vessel Inspection Circular* No. 03-05 (NVIC 03-05) de 26/5/2005, *Guidance for Oversight of Post-Licensing Activities Associated with Development of Deepwater Ports* (DWPAs) [56], provendo guias para: (i) projeto, (ii) revisão de planejamentos, (iii) construção, (iv) montagem, (v) inspeção, (vi) manutenção.

A circular NVIC 03-05 estabelece regras de referência e guias de sociedades classificadoras reconhecidas, provendo padrões específicos e uma estrutura para projeto, fabricação, instalação e atividades de manutenção. Estipula também que a USCG reconhecerá terceiras-partes para atuarem como Entidades Certificadoras (*Certifying Entities*-CEs), com atribuições de: (i) serem nomeadas pelo Operador perante USCG; (ii) Serem aprovadas pela USCG; (iii) Acompanhar toda a fase de projeto; (iii) Fornecer relatórios finais que atestem com planos certificados que evidenciem que os equipamentos são adequados para as finalidades para as quais foram projetados).

A USCG pode também requerer certificação anual de uma CE de que o projeto continua a atender aos requisitos da Licença.

9. Critérios para avaliação das zonas de exclusão

Preliminarmente, deve se esclarecido que do levantamento efetuado, haja vista também o item 8.2. (Regulamentação dos EUA para terminais *offshore* de importação de GNL) acima, não foram encontradas evidências de existir regulamentação com critérios de locação e ‘zonas de exclusão’ específicas para terminais marítimos (*offshore*) de GNL. Ainda para terminais terrestres (*onshore*), os critérios pesquisados para zonas de exclusão não se aplicam a potenciais vazamentos de *carriers* de GNL atracados em terminais de descarregamento. Entretanto, as evidências apontam no sentido de que, para terminais americanos, existe a definição de ‘zonas de segurança’ para cais de descarregamento de GNL e para navios de GNL trafegando em trânsito em áreas portuárias. Dessa forma, o tema ‘zona de segurança’ é também aqui abordado.

9.1. Definições aplicáveis

Zona de Exclusão - Compreende, tipicamente, uma dada área que circunda uma instalação de GNL na qual o operador ou a agência governamental legalmente tem controle de todas as atividades. Na legislação americana, ela deve ser calculada conforme recomendam os códigos federais de regulamentação 49 CFR *Subparts* 193.2057 (radiação térmica) e 49 CFR *Subparts* 193.2059 (nuvens de vapores inflamáveis) [25]. Desse conceito decorrem três outros correlatos:

- **Zona de dispersão de gás inflamável (*Flammable dispersion zone*)** – Área que pode ser alcançada por uma nuvem com 50% ou mais de concentração inflamável referida ao metano oriunda de um derrame de GNL na área. Não pode exceder os limites de propriedade do Terminal, conforme norma NFPA 2006 [22];
- **Área de diques de contenção (*Impoundment area*)** – Provisão física feita para minimizar a possibilidade de que um vazamento acidental de GNL nos tanques de armazenamento coloque em risco propriedades ou ativos vizinhos (equipamentos, etc.), ou alcance corpos d’água, conforme norma NFPA 2006;
- **Zona de radiação térmica (*Thermal radiation zone*)** – Área potencialmente impactada por um incêndio decorrente de vazamento de inventário no interior dos diques, ou por incêndio nos diques, com exposição de populações ou ocupantes da área com radiações de, p. ex., 5 kW/m² no limite de propriedade do terminal. Vide item 7.2.1 (Seleção de níveis de radiação térmica) para os vários níveis de exposição, conforme a norma NFPA 2006;

Zona de segurança industrial (*Safety zone*) – Área de espelho d’água, área de praia, ou área de espelho d’água e de praia, para as quais, para fins de segurança ou proteção ambiental, o acesso é limitado a pessoas, veículos e navios autorizados). Pode ser uma área fixa e descrita por limites fixos, ou pode ser descrita como uma zona em torno de um navio em movimento, conforme norma da U.S. *Coast Guard* e do U.S. Department of Homeland Security, baseada em código federal de regulamentação, 33 CFR 165 [57]. Vide detalhes adiante, nos itens 7.2.3. (Critério para locação e zonas de exclusão de acordo com as normas e padrões dos EUA) e 7.2.3.4. (Zonas de segurança industrial (*safety*) e patrimonial (*security*) conforme os requisitos da USCG) que discutem o assunto de forma contextualizada.

Zona de segurança patrimonial (*Security zone*) – Área de terra, espelho d’água ou terra e espelho d’água definida pelo COTP (*Captain of the Ports*) ou pelo Comandante do Distrito Naval (*District Commander*) para a qual é necessário definir tempos de: (i) prevenir danos a qualquer navio ou qualquer instalação costeira, (ii) salvaguardar portos, cais, territórios, ou águas dos Estados Unidos, ou (iii) assegurar a observância dos direitos e obrigações dos Estados Unidos, conforme norma da U.S. *Coast Guard*, baseada em código federal de regulamentação, USCG 33 CFR 165. Vide detalhes adiante, nos itens 7.2.3. (Critério para locação e zonas de exclusão de acordo com as normas e padrões dos EUA) e 7.2.3.4. (Zonas de segurança industrial (*safety*) e patrimonial (*security*) conforme os requisitos da USCG) que discutem o assunto de forma contextualizada.

9.2. Critérios e zonas de exclusão a partir de normas específicas

Contemplam as seguintes normas:

- **EN 1473** - *Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas – Design of Offshores Installations* [21]
- **NFPA 59A** - *National Fire Protection Association, Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas* [22]
- **U.S. DOT Regulation 49 CFR Part 193** – *Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards* [25]
- **Canadian Standard Z276-01** – *Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage, and Handling*
- **Nova Scotia LNG Code of Practice** (NS DoE 2005) [26]

9.2.1. Seleção de níveis de radiação térmica

Os referenciais usados foram ABS [58] e FERC [59].

Exposição de indivíduos – Níveis de radiação térmica devem ser definidos para a população de indivíduos expostos a eventos potenciais de incêndio em um terminal, Exemplificando, níveis admissíveis devem ser definidos de forma diferenciada para (i) operadores da planta de processo que fazem uso de vestimentas adequadas, (ii) áreas em que normalmente não há presença humana, mas que pode haver acesso, ou (iii) populações sensíveis (idosos, deficientes físicos, por exemplo).

Para fins da análise da locação uma instalação terrestre (*onshore*), o código federal de regulamentação 49 CFR 193 [25] e a norma NFPA 59A [54] especificam um nível de interesse de 5 kW/m². A Tabela 1 apresenta os efeitos esperados baseados na informação da indústria.

O nível de 5 kW/m² é aplicável para eventos de curta duração, como p. ex., incêndio de bola de fogo (*fireball*). É aplicável também nos estágios iniciais de eventos de duração mais longa, como p. ex., incêndios em poça, considerando que a população potencialmente exposta tenha oportunidade e capacidade de rapidamente buscar proteção.

Tabela 1 – Efeitos da radiação térmica em indivíduos para um nível de 5 kW/m².
Fonte: [60].

Efeito/Lesão	Tempo de exposição (s)	Fonte do dado
Dor intensa	13	FEMA (1990) [60]
Queimadura de 1º grau	20	Prugh (1994) [61]
Queimadura de 2º grau	30	Prugh (1994)
	40	FEMA (1990)
Queimadura de 3º grau (1% fatalidade)	50	Prugh (1994)
72% de probabilidade para queimaduras de 1º grau	40	TNO (1992) [62]

Efeitos da radiação térmica em estruturas – Da mesma forma que nos indivíduos os efeitos da radiação térmica dependem também do fluxo térmico e do tempo de exposição. No caso de estruturas, os efeitos dependem fortemente dos materiais usados, p. ex., madeira, aço, concreto. A Tabela 2 apresenta valores-guia dos efeitos da radiação térmica em estruturas.

Tabela 2 – Valores-guia para efeitos da radiação térmica em estruturas.
Fonte: Adaptado de ABS (2004) [58].

Limite da intensidade da radiação térmica (kW/m ²)	Descrição do limite da intensidade da radiação térmica
Critério de Projeto conforme Kletz (1980h) [63]	
38	Tanques de armazenamento
12,5	Madeira ou plástico
5	Indivíduos realizando operações de emergência
Guia para projeto e avaliação conforme British Standard 5908 (BS 5908, 1990) [64]	
37,5	Danos em equipamentos de processo
25	Ignição de madeira com chama aberta (<i>nonpiloted ignition</i>)
12,5	Ignição de madeira com chama ‘piloto’ (<i>piloted ignition</i>)
Guia para projeto e avaliação conforme Mecklenburgh (1985) [65]	
14	Prédios comerciais devem ser projetados para resistirem a incêndios
10-12	Ignição de vegetação
Guia para avaliação conforme DiNenno (1982) [66]	
30	Ignição espontânea de madeira
15	Ignição de madeira com chama ‘piloted’ (<i>piloted ignition</i>)
20	Ignição de <i>Fuel Oil</i> No. 2 em 40 segundos
10	Ignição de <i>Fuel Oil</i> No. 2 em 120 segundos
18-20	Degradação de isolamento de cabos
12	Fusão de artefatos de plástico
37,5	Danos a equipamentos
9	Danos a equipamentos – valor conservativo usado em projetos de sistemas de <i>flares</i>

Os dados relatados apresentam variações nos níveis de intensidade com os efeitos associados. Não obstante, são relativamente consistentes e, para exposição prolongada, algumas alternativas razoáveis para níveis de interesse e tipos de danos associados podem ser assim apresentadas:

- 38 kW/m² - Danos a equipamentos de processo e tanques de armazenamento
- 25 kW/m² - Ignição de madeira sem exposição à chama direta
- 12 kW/m² - Ignição da madeira com chama ‘piloted’ (*piloted ignition*), fusão de material plástico, ignição de vegetação.

Estes níveis podem ser usados como guias gerais para eventos que envolvam incêndios de curta duração, todavia tendem a ser conservativos para incêndios de curta duração. Exemplificando, estruturas de aço podem ser expostas a intensidades bem mais elevadas por curtos intervalos. Entretanto, como assinalado anteriormente, cálculos de balanços térmicos de um modo geral são requeridos para avaliar intensidades/durações que uma estrutura específica pode suportar. Para se minimizar a necessidade de balanços

de energia térmica, os níveis de interesse acima apresentados podem ser utilizados como propósito preliminar (*screening*), e análises detalhadas serem usadas caso a caso quando as estruturas tiverem potencial para exposição a incêndios de duração mais curta.

9.2.2. Padrão europeu para GNL

A norma EN 1473 (*Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas – Design of Offshores Installations*) [21] requer análise de riscos para identificar acidentes potenciais que possam ocorrer, incluindo grandes vazamentos de GNL que possam resultar em incêndio em poça. Especifica também limites que necessitam ser definidos para esses incêndios. As Tabelas 3 e 4 reproduzem os valores máximos dos fluxos de radiação incidente para radiações emitidas por incêndios em poça (para os casos em que esses valores não sejam já definidos pelos regulamentos locais existentes) para áreas dentro e fora da instalação, respectivamente. A norma fornece também orientação como calcular esses níveis de radiação.

Tabela 3 – Fluxo de radiação térmica permitida no interior das fronteiras da instalação.

Tipo da locação dentro das fronteiras da instalação	Nível máximo de radiação térmica (kW/m ²)
Superfície externa de concreto de tanques de armazenamento adjacentes: não protegida (Notas 1 e 3) ou atrás de uma proteção térmica	32
Superfície metálica externa de tanques de armazenamento adjacentes: não protegida (nota 3) ou atrás de uma proteção térmica	15
Superfícies externas de vasos de pressão e instalações de processo	15
Sala de controle, oficinas de manutenção, laboratórios, armazéns, etc.	8
Prédios administrativos	5

Fonte: EN 1473 (1977) Tabela 1.

Nota(1): Para tanques de concreto pré testados; fluxos máximos de radiação podem ser determinados por algum método de análise aprovado;

Nota(2): Essas instalações podem ser protegidas por cortinas de água com *sprays*, proteção contra incêndio, telas de proteção contra radiação térmica, ou sistemas semelhantes;

Nota(3): Deve existir proteção para espaçamento isoladamente.

Tabela 4 – Fluxo de radiação térmica permitida no exterior das fronteiras da instalação.

Tipo da locação dentro das fronteiras da instalação	Nível máximo de radiação térmica (kW/m ²)
Área remota (Nota 1)	13
Área urbana	5
Área crítica (Nota 2)	1,5

Fonte: EN 1473 (1977) Tabela 2. Exclui radiação solar.

Nota(1): Área frequentemente ocupada por um pequeno número de pessoas (p. ex., área de vegetação rasteira, fazendas, deserto).

Nota(2): Pode ser (i) área sem anteparas de importância crítica, onde as pessoas sem roupa de proteção podem ser requeridas todo o tempo, inclusive durante emergências, ou (ii) um local difícil ou perigoso de ser evacuado em curto intervalo de tempo (p. ex., estádios esportivos, pátios de recreação, anfiteatros externos).

9.2.3. Critério para locação e zonas de exclusão de acordo com as normas e padrões dos EUA

Os códigos federais de segurança industrial dos EUA requerem que terminais de GNL sejam circundados por “zonas de exclusão” (*exclusion zones*) para proteger comunidades vizinhas na ocorrência de um incêndio em chama ou de uma nuvem de vapor inflamável (49 CFR *Subparts* 192.2057 e 192.2059) [67] proveniente de um derrame de GNL oriundo em **equipamento** de uma instalação terrestre (*onshore*).

Para que a FERC aprove a locação, o proprietário proponente da instalação ou uma agência governamental necessita exercer o “controle legal” (“*legal control*”) das atividades naquela zona de exclusão. A FERC **não** requer, todavia, que zonas de exclusão sejam estabelecidas para derrames provenientes de um **navio carrier** de GNL ancorado no cais da instalação ou em trânsito até chegar à doca.

9.2.3.1. Requisitos da norma NFPA 59A para locação

A norma NFPA 59A [54] não adota o termo “zonas de exclusão”. Entretanto, fornece critérios a serem seguidos para a locação das instalações baseada em ambos os riscos de radiação térmica e dispersão de nuvem de vapor inflamável. E estes são os critérios que são requisitados pelo código federal de regulamentação 49 CFR *Part* 193 discutido adiante.

Derrame com volume calculado por modelagem (*Design spill*) – A norma NFPA 59A especifica as seguintes definições para um *design spill* no interior de uma área com diques de contenção (*impoundment area*):

- Ruptura com diâmetro total (*full bore rupture*) da maior linha (diâmetro) abaixo do nível do GNL armazenado em um tanque (se existir esta linha), com o inventário do volume vazado continuando até que o gradiente hidráulico (*hydraulic driving force*) se anule (i. e., até que o nível no interior do tanque caia até a linha danificada);
- O mesmo vazamento acima descrito, exceto para linhas com válvulas de bloqueio aprovadas, sendo definido o tempo de duração do vazamento como sendo de 10 minutos;
- Para linhas entrando num tanque de armazenamento de GNL acima do nível do líquido no interior do tanque, adotar a maior vazão que puder ser bombeada para o interior da área do dique (*impoundment area*) com a bomba de operando com a vazão especificada no projeto. A duração do vazamento a ser considerada é:
 - 10 minutos (para tanques com sistema supervisorio de monitoramento e *shut down* aprovados), ou,
 - Até que o tanque se esvazie;
- Para áreas com diques atendendo somente áreas de vaporização, processamento ou transferência de GNL: 10 minutos de escoamento de qualquer fonte de vazamento acidental (ou para um tempo mais curto baseado nas provisões fornecidas por sistema supervisorio de monitoramento e *shut down*);
- Área de contenção total dos diques ou com dupla contenção com diques secundários de concreto: nenhuma análise de derrame é requerida.

Cada um desses volumes *design spill* que se aplique necessita estar de conformidade com os requisitos do item (*Section*) 5.2.3 da Norma NFPA 59A.

Limites dos níveis de radiação térmica para locações – A norma NFPA 59A requer que a instalação demonstre que atende quatro critérios máximos para fluxos de radiação térmica em “locações” específicas e definidas. O item (*Section*) 5.2.3.2 dessa Norma estabelece que sob condições analíticas específicas (i. e., velocidade de vento nula e 50% de umidade relativa):

- (i) Para um *design spill*, o fluxo máximo de radiação térmica na “linha da propriedade que vier a ser construída” (“*property line that can be built on*”) o limite é 5 kW/m²;
- (ii) Para um incêndio em uma área com diques de contenção, o fluxo máximo de radiação térmica na “linha da propriedade que vier a ser construída” não pode exceder 30 kW/m²;
- (iii) Para um incêndio em uma área com diques de contenção, o fluxo máximo de radiação térmica no “ponto mais próximo localizado fora do limite da propriedade que, no momento da locação da planta (ou instalação), é usado para montagem ao ar livre por grupos de 50 pessoas ou mais” (“*nearest point located outside the owner’s property line that, at the time the plant siting, is used for outdoor assembly by groups of 50 or more persons*”), o limite é de 5 kW/m²;
- (iv) Para incêndios em área com diques de contenção, o fluxo de radiação térmica máxima incidente no “ponto mais próximo de um prédio ou estrutura fora da linha de propriedade que existir no momento da locação da planta e usada para fins de agrupamento de pessoas, educacionais, tratamento de saúde, presídios e instalações correcionais, ou ocupação residencial” (“*the nearest point of a building or structure outside the owner’s property line that is in existence at the time of plant siting and used for assembly, educational, health care, detention and correction, or residential occupancies*”), o limite é de 9 kW/m².

A diferença entre os dois primeiros Critérios (i) e (ii) reflete que para o mais provável dos dois eventos postulados (i. e., o *design spill*, comparado ao maior e menos provável vazamento requerido para redundar em

incêndio numa área com diques de contenção), o impacto máximo é requerido para áreas fora da locação (*site*) do terminal, onde uma edificação venha ser construída. O Critério (iii), também para incêndios em áreas com diques de contenção, requer níveis máximos de radiação inferiores aos do Critério (ii), decorre do potencial para o agrupamento de pessoas ao ar livre que possam ser expostas a este evento sem a proteção de uma edificação.

O último Critério (iv) provê o limite de 9 kW/m² para ocupações de interesse específico. Aquele limite cai entre o limite para pessoas expostas [Critério (i) e Critério (iii)], que são ambos de 5 kW/m², e o limite para a locação de outros prédios fora da locação (*offsite*) [Critério (2), que tem limite máximo de 30 kW/m²].

A norma NFPA 59A (Section 5.2.3.3) provê métodos específicos de análise para calcular aqueles níveis de fluxo de radiação térmica (i.e., *softwares* computacionais ou métodos equivalentes e condições atmosféricas definidas).

Limite de inflamabilidade para nuvens de vapores inflamáveis para locações – A norma NFPA 59A (Section 5.2.3.4) requer um dique de contenção para um tanque de armazenamento de GNL seja locado de tal forma no caso da ocorrência de um vazamento *design spill*, a potencial concentração inflamável no limite de propriedade não exceda 50% do limite inferior de inflamabilidade (LII) para o metano no ar. Esse item da norma provê métodos específicos de análise (ou permite métodos equivalentes aprovados) e hipóteses de análise.

9.2.3.2. Requisitos para zonas de exclusão, conforme a regulamentação federal DOT 49 CFR 193

O código federal de regulamentação U.S. DOT 49 CFR 193 [25] requer explicitamente “zonas de exclusão” baseado nos requisitos da norma NFPA 59A discutidos acima, com algumas pequenas alterações (fundamentalmente relacionadas com métodos de análise específicos aprovados e premissas estabelecidas). O tamanho da zona de exclusão deve ser calculado de acordo com a 49 CFR *Subparts* 193.2057 para radiações térmicas e 193.2059 para nuvens de vapores inflamáveis.

Como visto anteriormente no item 9.1 (Definições aplicáveis) uma zona de exclusão é definida como uma área que circunda uma instalação de GNL na qual o operador ou a agência do governo legalmente controla todas as atividades. Isto não requer que todas as pessoas sejam “excluídas” daquela área o tempo todo. De um modo geral, existem pessoas na locação (*site*) ocupando uma sala de controle, nas áreas operacionais, nos prédios de manutenção, há a capatazia do porto e do navio *carrier* realizando operações de descarga, que estão no interior da zona de exclusão. Como também pode até haver pessoas que estão fora de suas posições normais (“*off site*”) dentro da zona, desde que o proprietário da instalação tenha controle legal sobre as atividades dentro da zona de exclusão.

Da mesma forma que a NFPA, a FERC acredita que os conceitos de “*design spill*” e “*exclusion zone*”, vistos, respectivamente, nos itens 9.2.3.1 (Requisitos da norma NFPA 59A para locação) e 7.1 (Definições aplicáveis) nos códigos federais de regulamentação do USDOT sejam adequados para assegurar segurança para o público. Muito embora tenha havido desafios, uma vez que a regulamentação não inclui zonas de exclusão que abordem potenciais derrames provenientes do *carrier*, a FERC não optou por incluir este requisito.

9.2.3.3. Exemplos de zonas de exclusão, conforme os requisitos do código federal de regulamentação federal US DOT 49 CFR 193

A Tabela 5 fornece exemplos de zonas de exclusão para terminais terrestres propostos nos EUA. Especificamente, são as zonas de exclusão definidas para o terminal proposto da *Sound Energy Solutions* no Porto de *Long Beach, Cal.* [68].

Tabela 5 – Exemplos de zonas de exclusão para um terminal terrestre.
Fonte: FERC [68].

Fonte	Área de Exclusão [Baseada na NFPA 59A Section 2.2.3.2.(a)]	Fluxo térmico incidente (kW/m ²)	Zona de exclusão (m)	Distância até o limite da propriedade (m)
Dique de contenção do tanque de armazenamento de GNL	Área de aglomeração de pessoas ao ar livre ocupada por 50 pessoas ou mais	5	233	102
Dique de contenção do tanque de armazenamento de GNL	Estruturas fora da área operacional utilizada para ocupação e residências	9,5	156	102
Dique de contenção do tanque de armazenagem de GNL	Dentro do limite da propriedade onde se pode construir	32	43	102
Dique de contenção do caminhão-reboque de carregamento	Área de aglomeração de pessoas ao ar livre ocupada por 50 pessoas ou mais	5	86	36
Dique de contenção do caminhão-reboque de carregamento	Estruturas fora da área operacional utilizada para ocupação e residências	9,5	60	36
Dique de contenção do caminhão-reboque de carregamento	Dentro do limite da propriedade onde se pode construir	32	32	36
Drenagem (<i>sump</i>) do dique do tanque de armazenamento do GNL	Dentro do limite da propriedade onde se pode construir	5	104	155
Drenagem (<i>sump</i>) da área de processo	Dentro do limite da propriedade onde se pode construir	5	52	118
Drenagem (<i>sump</i>) do dique do caminhão-reboque de carregamento	Dentro do limite da propriedade onde se pode construir	5	20	32

Alguns aspectos, no entanto, devem ser observados para essas zonas:

- As zonas de exclusão para o fluxo térmico incidente de 32 kW/m² (10,000 Btu/ft²-hr) não pode se estender além do limite da propriedade;
- A distância da zona de exclusão do tanque de armazenamento para o fluxo incidente de 5 kW/m² (1,600 Btu/ft²-hr) pode ser estendida fora do *site* (locação) do terminal por aproximadamente 131 m (438 ft);
- A distância da zona de exclusão para o fluxo incidente de 9,5 kW/m² (3,000 Btu/ft²-hr) também pode ser estendida fora do *site* (locação) do terminal por aproximadamente 54 m (181 ft);
- Para o caminhão-reboque carregando o tanque de armazenamento de GNL, a distância da zona de exclusão para o fluxo térmico incidente de 5 kW/m² (1,600 Btu/ft²-hr) pode ser estendida fora do *site* (locação) do terminal por aproximadamente 50 m (167 ft);
- A distância da zona de exclusão para o fluxo incidente de 9,5 kW/m² (3,000 Btu/ft²-hr) se estende fora do *site* (locação) do terminal por aproximadamente 54 m (181 ft);

Com base nessas considerações observa-se que diversas distâncias das zonas de exclusão, conforme requerido pelo *Title 49 CFR Part 193* [25], estendidas além da linha de propriedade da instalação podem receber construções. Embora nenhuma atividade proibida ou edificações existam atualmente no interior dessas zonas de exclusão, de acordo com o *Title 49 CFR Part 193*, tanto uma agência governamental como o proprietário da instalação pode estar aptos a exercerem controle legal sobre as atividades nessas áreas, enquanto a instalação estiver em operação. O Porto de *Long Beach, Cal.*, possui o terreno que circunda a locação (*site*) do terminal, porém aluga partes do terreno para outros inquilinos (*tenants*). A FERC requereu que o proprietário da instalação para adquirir o controle dessas áreas de modo a limitar os tipos de atividades que podem ocorrer fora do terminal proposto dentro das zonas de exclusão (p. ex., novas edificações, áreas para aglomeração e reunião de pessoas).

9.2.3.4. Zonas de segurança industrial (*safety*) e patrimonial (*security*) conforme os requisitos da USCG

Conforme estabelecido anteriormente, não há nenhum requisito de zonas de exclusão que se apliquem a docas marinhas de descarregamento de GNL ou terminais marítimos (*offshore*) nos EUA. Entretanto, a USCG tipicamente estabeleceu zonas de segurança industrial/patrimonial para essas instalações marítimas e operações correlatas, conforme o apresentadas na *Section 7.1* de seus códigos federais de regulamentação:

Zona de Segurança Industrial – É a área de água, área de praia, ou área de água ou de praia para as quais, para fins de segurança industrial ou finalidades ambientais, o acesso é limitado a pessoas, veículos ou navios (*vessels*) autorizados. As áreas ser estacionárias e descritas por limites fixos ou pode ser descrita como uma zona ao redor de um navio em movimento/manobra, conforme código federal de regulamentação **USCG 33 CFR 165.20** [57];

Zona de Segurança Patrimonial – Área de terra, água ou de terra e água assim designada pelo Capitão dos Portos (*Captain of the Port - COTP*), ou o Comandante do Distrito Naval (*District Commander*) para as quais é necessário definir tempos para (i) prevenir danos/prejuízos a qualquer navio ou qualquer instalação costeira, (ii) salvaguardar portos, cais, territórios, ou águas dos Estados Unidos, ou (iii) assegurar a observância dos direitos e obrigações dos Estados Unidos, conforme norma da U.S. *Coast Guard*, baseada em código federal de regulamentação (**USCG 33 CFR 165**) [57].

As distâncias definidas por estas zonas não são calculadas baseada em análise de acidentes potenciais. Elas são estabelecidas em base qualitativa pelo oficial responsável da USCG responsável pelas seguranças industrial e patrimonial na área da instalação e/ou ao longo da rota de tráfego do navio *carrier* de GNL.

Uma zona de segurança industrial, como já observado, é definida por razões de segurança ou por necessidades de proteção ambiental, na qual o acesso é permitido somente por aqueles que sejam aprovados pela USCG. Esta autorização pode ser pelos critérios “conforme requerido” (*as-needed*) ou pode ser uma “atividade reconhecida” (*recognized activity*) que pode necessitar ser executada periodicamente. Ela pode ter limites fixos (*fixed limits*) ou ser uma área em movimento (*in motion*), e é via de regra temporária por natureza e atende às finalidades adiante. Exemplos de zonas de segurança industrial são fornecidos no item 9.2.3.5. (Exemplos de zonas de segurança industrial (*safety*) e patrimonial (*security*) conforme os requisitos da USCG)

- Proibir a entrada “sem autorização” (*without approval*);
- Proibir um indivíduo ou um vaso permanecer no interior da zona “sem autorização” (*without approval*).

Nela, o entrante necessita obedecer ao oficial responsável. Comumente é usada para:

- Derrames de petróleo, óleo/vazamentos de material perigoso;
- Movimentos e manobras de navios acima do tamanho previsto (*oversized*);
- Eventos marítimos – queima de fogos de artifício, regatas de botes;
- Proibir a entrada “sem autorização” (*without approval*);
- Acidentes marítimos.

Exemplos de zonas de segurança são apresentados no item 7.2.3.5. (Exemplos de zonas de segurança industrial (*safety*) e patrimonial (*security*) conforme os requisitos da USCG) adiante.

Uma zona de segurança patrimonial é também uma área de água e/ou de terra que designada pelo Capitão dos Portos (*Captain of the Port – COTP*) para um período especificado de tempo. É dedicada a:

- Prevenir danos/prejuízos ao público;
- Salvaguardar os navios, portos e instalações costeiras;
- Ser uma área de acesso limitado estabelecida pelo COTP ou autoridade superior. Os termos e condições para a área são tais que:
 - A entrada na zona é proibida sem permissão;
 - As pessoas no interior da zona obedecerão ao COTP;
 - O COTP pode tomar posse e controlar ou mesmo remover qualquer coisa dentro da zona;
 - Proibir pessoas de navios de navios em atracação no interior da zona;
 - Proibir colocação de objetos e utensílios sobre as instalações no interior da zona.

Destinações usuais dadas para zonas de segurança patrimonial incluem proteção para usinas nucleares para geração de eletricidade, segurança para navios cruzadores, instalações de GNL, e proteção para vasos de alto interesse (militar, estratégico, etc.).

9.2.3.5. Exemplos de zonas de segurança industrial (*safety*) e patrimonial (*security*) conforme os requisitos da USCG

Zonas de segurança industrial e patrimonial dos terminais de GNL dos EUA variam significativamente, dependendo da natureza do terminal e da via naval na qual ele está instalado. Os exemplos apresentados adiante foram obtidos a partir das regulamentações formais dos EUA (publicadas no código federal de regulamentação 33 CFR *Part* 165). Em alguns casos, as zonas se aplicam a navios em trânsito, locações costeiras, ou ambas.

Trunkline LNG Terminal, Lake Charles, Louisiana (33 CFR 165.805) [69]. A zona de segurança (*safety*) do *carrier* de GNL é de 2 milhas (náuticas⁵) à vante (na proa) e 1 milha à ré (na popa) quando o navio está em trânsito dentro do canal do porto. Nenhuma reunião, cruzamento ou ultrapassagem é permitida sem autorização prévia. A zona de segurança (*safety*) da instalação em si é baseada numa distância de 15 m (50 ft) a partir do vaso ancorado no terminal.

Elba Island LNG Terminal, Savannah River, Georgia (33 CFR 165.756) [70]. Navios maiores do que 1600 gross tons⁶ e devem deixar livre e se afastarem durante o trânsito de um navio de GNL. Assim a entrada de um *carrier* de GNL num porto pode ser retardada para acomodar outros tráfegos. Um navio de GNL necessita de autorização para trânsito no porto, devendo ainda ter navios rebocadores e de escolta.

LNG Terminal, Boston/Everett, Massachusetts, (33 CFR 165.110) [71]. Quando um *carrier* de GNL está em trânsito, a zona de segurança (*safety*) é de 2 milhas (náuticas) (3.700 m) à vante, 1 milha (1.852 m) à ré e 450 m (1.500 ft) em cada lado de bombordo (*portside*) e boreste (*starboard*). Existe uma zona de segurança de 450 m (1.500 ft) em torno do navio de GNL quando está fundeado (*at anchor*) e 400 m (1.200 ft) quando ancorado (*moored*) no cais da instalação.

LNG Terminal, Portland, Maine (33 CFR 165.103) [72]. Zona de segurança (*safety*) 1 milha (1.852 m) à vante, 1/2 milha (926 m) à ré e 900 m (3.000 ft) em cada lado de bombordo (*portside*) e boreste (*starboard*) de um navio de GLP em trânsito. Uma zona de 450 m (1.500 ft) de raio é requerida em torno do vaso.

Cove Point LNG Terminal, Chesapeake Bay, Maryland (33 CFR 165.500) [73]. Zona de segurança industrial (*safety*) e zona de segurança patrimonial (*security*): 457 m (500 yd) em todas as direções a partir da estrutura do terminal de *Cove Point* de GNL.

LNG Production Facility, Cook Inlet, Alaska (33 CFR 165.1709) [74]. Zona de segurança industrial (*safety*) de 900m (3.000 ft) em torno do *carrier* de GNL quando entra (*inbound*) e quando sai (*outbound*) do terminal, ou ancorado (*moored*) no mesmo. Exceções são feitas para:

- Navios atracando/detracando, com comunicado prévio;
- Navios de pesca comercial (incluindo navios à deriva, e barcos de pesca com rede).

Os exemplos apresentados a partir das regulamentações dos EUA indicam que zonas de segurança (*safety* e *security*) específicas aplicadas naquele País são limites subjetivos e dependem em grande parte da natureza da instalação e da necessidade de manter outros usos para o porto e para a via aquática marinha, na tentativa de reduzir a probabilidade de haver acidentes envolvendo navios de GNL/GLP e prevenir danos a esses vasos.

⁵ 1 milha náutica equivale a 1.852 metros.

⁶ *Gross tons* é uma medida náutica, calculada como o produto entre o volume do navio em m³ e um multiplicador baseado no volume do navio.

9.2.4. Norma Canadense Z276-01

A norma CSA Z276-01, *Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage, and Handling* [26], contém critérios de locação que são bastante similares à Norma NFPA 59A. Ela adota as mesmas definições para projeto (*design*) e área de diques para tanques de armazenamento (*impounding area*), os mesmos critérios para fluxos de radiação térmica para locações definidas, e similares requisitos de análise. Para a locação de zonas de riscos de inflamabilidade de nuvens inflamáveis, a norma estabelece que:

“Deve-se levar em consideração o controle da possibilidade de haver uma mistura de vapores inflamáveis a partir de um derrame com volume calculado por modelagem (“*design spill*”), conforme definido em..., de alcançar um limite de propriedade que possa vir a ser construída numa elevação acima do piso, que possa redundar em um risco específico”

A norma não estabelece que este é um critério específico de locação, e é mais flexível do que os requisitos da norma dos EUA com respeito aos métodos de análise.

7.2.5. Nova Scotia LNG Code of Practice

O *Nova Scotia LNG Code of Practice* [28] é muito mais complexo do que na Norma Canadense Z276-01. Inclui requisitos de locação baseados no *American Petroleum Institute* e do *American Institute of Chemical Engineers Center for Chemical Process Safety* (AIChE CCPS), em adição à detalhada implementação dos requisitos da norma Z276-01.

10. Discussões

Embora os resultados desta pesquisa sejam parciais, cingindo-se à regulamentação americana, canadense, europeia e japonesa, constata-se pelo volume de normas existentes, que este é um setor da indústria fortemente regulamentado, pois envolve tecnologia de fronteira com elevados volumes de inversões financeiras. Tendo esta indústria se iniciado nos Estados Unidos no início do século passado, foi natural a liderança deste processo e, em decorrência, a maioria das regulamentações adota o modelo americano como ponto de partida ou paradigma, fazendo-se as adaptações para cada país de *per se*, conforme suas especificidades.

Trabalhos vêm discutindo a questão da regulamentação, para citar apenas alguns.

Desde 2008, o Congresso Americano se vê diante de questões de como legislar a locação de novos terminais de importação de GNL, tendo em vista as controvérsias quanto a zonas de segurança, riscos marítimos, modelagem dos efeitos de radiação térmica e das nuvens de massa explosiva, “locação remota” dos terminais, atos de terrorismo, dentre outras [16].

De um modo geral, está difundido o conceito de “*worst-case scenario*” e o de “risco”, com gerenciamento da frequência do evento perigoso, suas consequências ou ambos. Esta última é a abordagem embutida implícita ou explicitamente nas normas americanas e europeias [17,75]. A análise comparativa da regulamentação das instalações de GNL, tanto nos EUA, como na Europa e na Escandinávia, contempla três perspectivas a seguir: (i) regulamentação precedente, (ii) similaridades e diferenças com respeito ao processo de aplicação e (iii) explorar estratégias de mitigação de riscos necessárias em cada abordagem regulatória. Em [17] é evidenciado duas perspectivas, a de “*performance*” e a de “*prescription*”. A primeira define metas, sendo de responsabilidade do proprietário/operador fazer o melhor para cumpri-las, embora possa ser questionável que as metas, por si só, sejam prescritivas. Já o enfoque prescritivo, utiliza normas para alcançar os objetivos. E se os meios para alcançar a meta são estabelecidos por normas, então esses meios prescritos serão adotados, os produtos desejados serão assegurados e a meta será cumprida.

A Associação Americana de Gas (AGA – *American Gas Association*) [18] sumariza recentes evoluções dos procedimentos de “*risk-based analysis*” promulgados nas normas nacionais dos EUA como a norma NFPA 59A. Dentre outros aspectos, compara normas internacionais com base nesse conceito e a potencial implementação de questões levantadas com o uso da NFPA 59A para esses procedimentos, assim como sua adoção na estrutura de regulamentação americana.

11. Conclusões

Após cotejar as normas de uma grande parte da indústria *offshore* de óleo e gás, constatou-se [76] que dos cerca de 1.300 normas registradas por mais de 60 organizações de 14 países que as desenvolvem, 87% delas têm títulos diferentes, e que somente 154 foram relacionadas por duas ou mais regulamentadoras. Pesquisa dos instrumentos regulamentadores permite concluir que (i) existe pouca harmonização entre os padrões, representando esforços e desafios para operadoras internacionais entenderem e aplicarem corretamente as normas nas atividades de todo o segmento E & P em diferentes países, (ii) a normalização desempenha papel relevante na definição dos níveis de segurança dessas instalações, (iii) embora a quantidade de padrões internacionais tenha aumentado acima de 20% a partir de 2010, ainda existe esforço considerável a ser aplicado para legislar sobre lacunas existentes de país para país; (iv) as normas representam importante recurso para os órgãos regulamentadores, pois não é possível à moderna e eficiente indústria de óleo e gás prescindir dessas ferramentas.

Os resultados e as discussões obtidos com a pesquisa inicial levada a cabo pelo ABS Consulting, somados às atualizações procedidas com a presente pesquisa realizada pela PUC-Rio/DEM/LRAC, sinalizam poder ser esta uma contribuição ao esforço que será necessário ser feito para o Brasil regulamentar sua própria ‘Lei do Gás’, ora em discussão a cargo da ANP e de fóruns de debates.

A pós a construção do primeiro terminal de revaporização do GNL no Porto de Pecém, a partir de 2006 e, posteriormente, com os terminais da Baía de Guanabara e o da Baía de Todos os Santos, assim como no exterior, onde cresce cada vez mais a previsão de novos terminais, a questão do licenciamento dessas instalações vem ganhando vulto, ensejando novas discussões e pesquisas sobre o assunto.

11. Isenção de responsabilidade

ABS Consulting, PUC-Rio/DEM/LRAC e seus empregados, subcontratados, consultores, pesquisadores e outras partes alocadas não podem, individual ou coletivamente, prever o que acontecerá no futuro. Fizemos um esforço considerável, com base nas informações disponíveis e do escopo proposto para esta publicação, para compilar e resumir códigos, normas, diretrizes, melhores práticas e regimes de regulamentação internacionais. Entretanto, existem materiais que não foram considerados durante esta avaliação. Também, embora cuidadosamente revistos por esta publicação no tocante à exatidão, o leitor deve antes procurar os documentos originais (a) usando dados técnicos e (b) que interpretam os requisitos de quaisquer documentos mencionados nesta publicação. ABS Consulting e PUC-Rio/DEM/LRAC não aceitam responsabilidade de espécie alguma pelo uso desta publicação

Referências

- [1] Janssens, P., Floating LNG. International Activities Committee, The Society of Naval Architects and Marine Engineers, 2012, London.
- [2] Bisaggio, H.C. et al., O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiências da ANP na implantação de projetos de importação de GNL, ANP-Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ISBN 979-85-88286-12-2, CDD 665.773, Rio de Janeiro, 2010, 78 p.
- [3] Bisaggio, H.C., Confort, M.J.F., Cecchi, J.C., ANP-Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis, Proposta de Regulamentação das Instalações de GNL, Inclusive o parágrafo único do Artigo 16 do Decreto 7.382, de 2 de dezembro de 2010: Fundamentação Técnica, Rio de Janeiro, 2011, 21 p.
- [4] ANP-Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Estágio Atual da Regulamentação da Lei do Gás, Reunião da Comissão de Transporte Dutoviário do IBP. Disponível em: < <http://pt.slideshare.net/ANPgovbr/estgio-atual-da-regulamentao-da-lei-do-gs> >. Acesso em: 23 Fev. 2015.
- [5] FERC-Federal Energy Regulatory Commission, North American LNG Import/Export Terminals – Existing. Disponível em: < <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-existing.pdf> >. Acesso em: 6 Jan. 2015.
- [6] FERC, North American LNG /Export Terminals – Proposed. Disponível em: < <http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-export-proposed.pdf> >. Acesso em: Jan 6 2015.

- [7] GIIGNL - International Group of LNG Importers (Group International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié), The LNG Industry in 2013, Neully-sur-Seine, France, 2013, 46 p.
Disponível em: < <http://www.giignl.org> >, Acesso em: 23 Fev. 2015.
- [8] SIGTTO-Society of International Gas Tanker and Terminal Operators, GIIGNL-International Group of LNG Importers, LNG Shipping at 50, London, Neully-sur-Seine, France, October 2014, 128 p.
- [9] Prelude FLNG – An overview. Prelude FLNG Shell moves forward with groundbreaking Floating FLNG.
Disponível em: < <http://s05.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/corporate/corporate/downloads/pdf/major-projects/shell-prelude-flng-overview.pdf> >
Acesso em: 5 Fev. 2015.
- [10] Shell Prelude FLNG Facility
Disponível em:
https://www.google.com.br/search?q=shell%2Bprelude%2Bflng&rlz=1C2DVCJ_enBR434BR456&biw=1366&bih=643&tbm=isch&tbo=u&source=univ&sa=X&ei=0NvSVO3ECMWzggTGroG4Bg&ved=0CDIQsAQ&dpr=1#imgdii=&imgrc=hPrbeSII EthubM%253A%3B6eN9J2l6vR9BoM%3Bhttp%253A%252F%252Fwww.2b1stconsulting.com%252Fwp-content%252Fuploads%252F2012%252F09%252FConocoPhillips_Cascade_LNG_Project1.jpg%3Bhttp%253A%252F%252Fwww.2b1stconsulting.com%252Fconocophillips-moves-on-its-first-floating-lng-vessel%252F%3B1270%3B846
Acesso em: 5 Fev. 2015.
- [11] Wood, D., Economides, M., Global LNG Trade on the Verge of Huge Expansion, May 2007, <Energytribune.com>.
- [12] CEC. California Energy Commission, International and National Efforts to Address the Safety and Security Risks of Importing Liquefied Natural Gas: A Compendium, CEC-600-2005-002, Aspen Environmental Group, Sacramento, Cal., 2005, 85 p.
- [13] Casada, M.L., Nording, D.C., The current status of LNG facility standards and regulations, Progress Safety Progress, June 2005, 24 (3), pp. 152-157.
- [14] Havens, J., Spicer, T., United States regulation for siting LNG terminals: Problems and potential, J. Haz. Mat., 140 (2007) pp. 439-443.
- [15] Havens, J., Spicer, T., Walker, H., Martin, R.E., LNG Vapor Cloud Exclusion Zone Requirement Need Review, in: AIChE Spring Meeting, New Orleans, La., April 6-10, 2008, 17 p.
- [16] Parfomak, P.W., Vann, A.S., Liquefied Natural Gas (LNG) Import Terminals: Siting, Safety and Regulation, Congressional Research Service, Prepared for Members and Committees of Congress, Order Code RL 32205, Updated October 7, 2008, 37 p., Washington D.C.
- [17] Licari, F.A., Weimar, C.D., Risk-based siting considerations for LNG terminals-comparative perspectives of United States & Europa, J. Loss Prev. in the Proc. Ind., 24 (2011) pp. 736-752.
- [18] AGA. American Gas Association, Williams, T.A., Assing, N., Risk-Based Facility and Safety Analysis in the U.S.: Recent Developments, 17th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG 17), 23 p., Houston, Tex., 2013.
- [19] Casada, M.L., Paula, H.M., International Experience with LNG Safety Standards, ABS Consulting, in: II Congreso Internacional del Gas Natural, 2013, Lima, Peru.
- [20] IMO 1995. Recommendations on the Safe Transport of Dangerous Cargoes and Related Activities in Port Areas, International Maritime Organization, Ref. T3/1.02, February 2007, London, 111 p.
- [21] CEN 1473. Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas – Design of Onshore Installations, Comité Européan Normalisation (European Committee for Standardization), CEN 1997, 1997, 74 p.
- [22] NFPA 2006. Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG), NFPA 59A, National Fire Protection Association, Quincy, MS, 2013.
- [23] EN 1532. Installation and equipment for Liquefied Natural Gas. Ship-to-shore interface, Comité Européan Normalisation (European Committee for Standardization), 134 p.
- [24] EN 1474. Installation and equipment for liquefied natural gas – Design and testing of marine transfer systems, Comité Européan Normalisation (European Committee for Standardization), 2009, 30 p.
- [25] U.S. DOT 49 CFR Part 193. Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards, U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Washington, D.C., October, 2011.
Disponível em:
<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2011-title49-vol3/CFR-2011-title49-vol3-part193>

Acesso em: 5 Mar. 2015.

- [26] CAN/CSA-Z276-01. Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage and Handling, Canadian Standards Association, Ontario, Canada, 2007, 110 p.
- [27] ABS 2004b. ABS Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals, American Bureau of Shipping, Houston, Tex., April 2008, p. 150.
- [28] NS DoE 2005. Code of Practice Liquefied Natural Gas Facilities, Nova Scotia Department of Energy, Halifax, Canada, Version 1, July 2005, 65 p.
- [29] AIChE CCPS 1992. American Institute of Chemical Engineers, Center for Chemical Process Center, Guidelines for Evaluation Hazard Procedures, John Wiley, 3rd Ed., April 2008, New York, 576 p.
- [30] ISA 84.01 2003. Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Parts 1, 2 & 3, Instrumentation, Systems, and Automation Society, ANSI/ISA 84.00.01-2004 (iec 61511 Mod), 2004.a
- [31] API RP 752 1995. Recommended Practice 752, Management of Hazards Associated with Location of Process Plants Buildings, American Petroleum Institute, Washington D.C., 3rd Ed. December 2009.
- [32] AIChE CCPS, Guidelines for Evaluating Process Plant Buildings for External Explosions, Fires and Toxic Releases, John Wiley, 2nd Ed., September, 2012, New York, 232 p.
- [33] OSHA 29 CFR 1910.119 (OSHA 1992). Occupational Safety and Health Administration (OSHA), Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals, U.S. Department of Labor, Washington, DC.

Disponível em:

https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9760

Acesso em: 26 Fev. 2015.

- [34] Technical Standards and Commentaries for Port and Harbour Facilities in Japan, The Overseas Coastal Area Development Institute of Japan, The Overseas Coastal Area Development Institute of Japan et al., Tokio, October 2009, 981 p.
- [35] ABS. American Bureau of Shipping, Guide for Building and Classing Offshore LNG Terminals, 2004 (Updated April 2008), Houston, Tex., 150p.
- [36] Teles, A.P.F., Abreu, A.S., Saad, A.C, Mello, D.C, et al., Evaluation of a Floating Liquefied Natural Gas for Brazilian Scenarios, Offshore Technology Conference, 2010, OTC 20677, Houston, Tex., 14 p.
- [37] DNV-Det Norske Veritas. Offshore Service Specification DNV-OSS-309, Verification, Certification and Classification of Gas Export and Receiving Terminals, January 2005 (Amended in October 2009), Høvik, Norway, 30 p.
- [38] Lloyd's Register's Guidance Notes for Classification and Certification of Floating Offshore LNG Terminals, 2005.

Disponível em:

<http://www.lr.org/en/energy/compliance/rules-supporting-software-and-guidance/rules-and-guidance/index.aspx>

Acesso em: 1 Mar. 2015

- [39] Bureau Veritas' Guidance Note for Classification and Certification of Offshore LNG Terminals, NI 518 DT R00 E, November 2005, Paris, 82p.
- [40] SIGTTO-The Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd. LNG Operation in Port Areas-Recommendation for The Management of Operational Risk Attaching to Liquefied Gas Tanker and Terminal Operations in Port Areas, ISBN 185609 256 9, 1st Ed. Witherby Publishing Ltd, 2003.
- [41] SIGTTO, Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties, Information Paper No. 14, 1997, Reprint 2000, Wales, UK, 28 p.
- [42] SIGTTO, A Listing of Design Guidelines for Liquefied Gas Terminals (Referencing Ports and Jetties), Information Paper 15 (Paperback), October 1997, Ed. Witherby & Co. Ltd., UK, ISBN: 1856091406, EAN: 9781856091404, 15 p.
- [43] McGuire and White, Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals, 3rd Ed., 2000, SIGTTO Copyright, Ed. Witherby Publishers, London, 294 p.
- [44] OCIMF-Oil Companies International Marine Forum, A Guide to Contingency Planning for the Gas Carrier Alongside and Within Port Limits, 2nd Ed. (eBook), SIGTTO Copyright, Ed. Witherby Seamanship.

Disponível em:

http://www.libramar.net/news/a_guide_to_contingency_planning_for_the_gas_carrier_alongside_and_within_port_limits/2014-06-14-1485

Acesso em 22 Jun. 2015

[45] OCIMF, SIGTTO, Inspection Guidelines for Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (Paperback), 2nd Ed., January, 1998, 36 p.

[46] HSE-Health and Safety Executive, The Bulk Transfer of Dangerous Liquids & Gases Between Ship & Shore, , 2nd Ed., Crown Copyright 1999, ISBN 978 0 7176 1644 2, 54 p.

Disponível em:

<http://www.hse.gov.uk/pubns/priced/hsg186.pdf>

Acesso em 22 Jun. 2015.

[47] SIGTTO, Prediction of Wind Loads on Large Liquefied Gas Carriers, October 2007, 28 p.

[48] IMO-International Maritime Organization, Revised Recommendations on the Safe Transport of Dangerous Cargoes and Related Activities in Port Areas, London, IMO MSC.1/Circ. 1216, Feb. 26, 2007, London, 111 p.

[49] APELL-Awareness and Preparedness for Emergencies at Local Level, United Nations Environment Programme, 1996.

Disponível em:

http://www.uneptie.org/pc/apell/what_is_apell.html

Acesso em: 2 Mar. 2015

[50] FERC, Applications for Authorization to Construct, operate, or Modify Facilities Used for the Export or Import of Natural Gas, Title 18, U.S. Code of Federal Regulations, Part 153, 2005.

[51] USCG 33 CFR 127. USCG-United States Coast Guard, Waterfront Facilities Handling Liquefied Natural Gas and Liquefied Natural Gas and Liquefied Hazardous Gas.

Disponível em:

<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2001-title33-vol2/CFR-2001-title33-vol2-part127>

<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2012-title33-vol2/pdf/CFR-2012-title33-vol2-part127.pdf>

Acesso em: 3 Mar. 2015.

[52] USCG, Guidance on Assessing the Suitability of Waterway for Liquefied Natural Gas (LNG) Marine Traffic, U.S. Coast Guard Navigation and Vessel Inspection Circular (NVIC) 05-05COMDTPUB 16700.4, June 2005.

[53] Meyer, E.A., Weimer, D., Sparling, S., U.S. Coast Guard Redefines LNG terminal permitting process, Oil & Gas Journal LNG Observer, January 2006, Copyright 2006 by PennWell Corp. 4 p.

Disponível em:

<http://www.sutherland.com/portalsresource/lookup/poid/Z1tOI9NPluKPtDNIqLMRV56Pab6TfzCRXncKbDtRr9tObDdEv43Ds0!/fileUpload.name=/LNGObserver0106.pdf>

Acesso em: 3 Mar. 2015.

[54] NFPA 59A, Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG), Ed. 2013, National Fire Protection Association, Quincy, MS, 2013

[55] 33 CFR Parts 148, 149, 150. U.S. Department of Transportation, U.S. Coast Guard, U.S. Department of Homeland Security - Navigation in Navigable Waters: General; Design Construction, and Equipment; Deepwater Ports: Operations

Disponível em:

<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2001-title33-vol2/CFR-2001-title33-vol2-part148>

<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2012-title33-vol2/CFR-2012-title33-vol2-part149>

<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2010-title33-vol2/CFR-2010-title33-vol2-part150>

Acesso em: 3 Mar. 2015.

[56] USCG, Navigation and Vessel Inspection Circular No. 03-05, Guidance for Oversight of Post-Licensing Activities Associated with Development of Deepwater Ports (DWP), COMDTPUB 116700.4, May 16, 2005, 26 p.

[57] USCG 33 CFR 165 - Regulated Navigation Areas and Limited Access Areas, U.S. Coast Guard, U.S. Department of Homeland Security

Disponível em:

<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2010-title33-vol2/CFR-2010-title33-vol2-part165>

Acesso em: 3 Mar. 2015.

- [58] ABS Consulting Group. Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers. Washington, DC: 2004, May, 56 p. Technical Report to Federal Energy Regulatory Commission-FERC, 131-04 GEMS 1288209.
- [59] FERC, Notice of Availability of Staff's Responses to Comments on the Consequence Assessment Methods for Incidents Involving Releases from Liquefied Natural Gas Carriers. Washington, DC: Docket No. AD04-6-000, June 2004.
- [60] FEMA-Federal Emergency Management Agency, Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures, Publications Office, Washington DC, 1990, 520 p.
- [61] Prugh, R.W. Quantitative Evaluation of Fireball Hazards, Process Safety Progress, Vol. 13, No. 2, pp. 83-91, April 1994, The American Institute of Chemical Engineers.
- [62] TNO-Technical Netherlands Organisation of Applied Scientific Research, Methods of Determination of Possible Damage to People and Objects Resulting from releases of Hazardous Materials ('Green Book'), C.H.H van den Bosch et al., CPR 16E, (ISBN 90-5307-052-4), Vooburg, December 1989, 337 p.
- [63] Kletz, T.A., Plant layout and location: methods for taking hazardous occurrences into account, Loss Prevention, 13, 147, (1980). In: Lee's Loss Prevention in the Process Industries, Page 16/253, Third edition, Volume 1, Mannan, S., Ed. Elsevier Butterworth-Heinemann, Copyright 2005 Elsevier Inc. Inc. 3708 p. Volume 1 ISBN: 0.7506.7875.7
- [64] BS 5908:1990, Replaced by BS 5908-1:2012, Fire and explosion precautions at premises handling flammable gases, liquids and dusts. Code of practice for precautions against fire and explosion in chemical plants, chemical storage and similar premises, December 2012. In: Lee's Loss Prevention in the Process Industries, Page 16/253, Third edition, Volume 1, Mannan, S., Ed. Elsevier Butterworth-Heinemann, Copyright 2005 Elsevier Inc. Inc. 3708 p. Volume 1 ISBN: 0.7506.7875.7
- [65] Mecklenburgh, J.C., (ed.) (1985). Process Plant Layout (London: Godwin). In: Lee's Loss Prevention in the Process Industries, Page 16/253, Third edition, Volume 1, Mannan, S., Ed. Elsevier Butterworth-Heinemann, Copyright 2005 Elsevier Inc. Inc. 3708 p. Volume 1 ISBN: 0.7506.7875.7
- [66] DiNenno, P.J., Simplified radiation heat transfer calculations from large open hydrocarbon fires. Soc. Fire Protection Engrs., Ann. Mtg., 1982. In: Lee's Loss Prevention in the Process Industries, Page 16/253, Third edition, Volume 1, Mannan, S., Ed. Elsevier Butterworth-Heinemann, Copyright 2005 Elsevier Inc. Inc. 3708 p. Volume 1 ISBN: 0.7506.7875.7
- [67] 49 CFR Subparts 192. Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards. October 1, 2011
Disponível em:
<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2011-title49-vol3/CFR-2011-title49-vol3-part192>
Acesso em: 5 Mar. 2015.
- [68] FERC, Draft Environmental Impact Statement/Environmental Impact Report, Volume I Long Beach LNG Import Project, Federal Energy Regulatory Commission, FERC/EIS – 0168D, October 2005.
- [69] 33 CFR 165.805, Regulated Navigation Areas and Limited Access Areas, Navigation in Navigable Waters - Security Zones; Calcasieu River and Ship Channel, Louisiana, p. 770, July 1, 2012.
Disponível em:
<http://www.gpo.gov/fdsys/granule/CFR-2012-title33-vol2/CFR-2012-title33-vol2-sec165-805>
Acesso em: 6 Mar 2015.
- [70] 33 CFR 165.756, Regulated Navigation Area (RNA); Savannah River, Georgia, p. 792-795, July 1, 2010.
Disponível em:
<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2014-title33-vol2/pdf/CFR-2014-title33-vol2-sec165-756.pdf>
Acesso em: 6 Mar 2015.
- [71] 33 CFR 165.110, Safety and Security Zone: Liquefied Natural Carrier Transits and Anchorage Operations, Boston, Massachusetts. p. 634, Jan. 19, 2007.
Disponível em:
<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2010-title33-vol2/pdf/CFR-2010-title33-vol2-sec165-110.pdf>
Acesso em: 6 Mar. 2015.
- [72] 33 CFR 165.103, Safety and Security Zone: LPG Vessel Transits in Portland, Maine, Sept. 4, 2002.
Disponível em:
http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?rgn=div5&node=33:2.0.1.6.34#se33.2.165_1103
Acesso em: 7 Mar 2015.
- [73] 33 CFR 165.500, Safety/Security Zones: Chesapeake Bay, Maryland. p. 663, July 22. 2003.

Disponível em:

<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2011-title33-vol2/pdf/CFR-2011-title33-vol2-part165-subpartF-subjectgroup-id1776.pdf>

Acesso em: 7 Mar. 2015.

- [74] 33 CFR 165.1709, Security Zones: Liquefied Natural Gas Tanker Transits and Operations at Philips Petroleum LNG Pier, Cook Inlet, AK, July 1, 2002.

Disponível em:

http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?rgn=div5&node=33:2.0.1.6.34#se33.2.165_11709

Acesso em: 7 Mar. 2015.

- [75] Meyer, W., Danielsen, K.H., Dweck, J., Mareino, V., Eriksen, R., Developing Safe and Reliable LNG Supply Chains in the New Global Environment: Experience and Lessons from Six Continents, January 28, 2007.

Disponível em:

<http://www.docstoc.com/docs/17925721/DEVELOPING-SAFE-AND-RELIABLE-LNG-SUPPLY-CHAINS-IN-THE-NEW-GLOBAL->

Acesso em: 18 Mar. 2015.

- [76] OGP. International Association of Oil & Gas Producers, Regulators' use of standards, Report No. 426, March 2010, 137 p., London, UK.

Lista de Acrônimos

ABS:	<i>American Bureau of Shipping</i>
AGA:	<i>American Gas Association</i>
AIChE:	<i>American Institute of Chemical Engineers</i>
ALARP:	<i>As Low as Reasonably Practible</i>
ANSI:	<i>American National Standards Institute</i>
ANP:	<i>Agência Nacional de Petróleo e Bio Combustíveis</i>
API:	<i>American Petroleum Institute</i>
ASME:	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
APELL:	<i>Awareness and Preparedness for Emergencies at Local Level</i>
BS:	<i>British Standards</i>
CCPS:	<i>Center for Chemical Process Safety</i>
CE:	<i>Estado do Ceará, Brasil</i>
CEC:	<i>California Energy Commission</i>
CEN:	<i>Comité Européene de Normalisation</i>
CFR:	<i>U.S Code of Federal of Regulation</i>
CNPE:	<i>Conselho Nacional de Política Energética</i>
CNPq:	<i>Conselho Nacional de Pesquisas</i>
COTP:	<i>Captain of the Port</i>
CSA:	<i>Canadian Standards Association</i>
DLA:	<i>Dynamic Loading Approach</i>
DWP:	<i>Deep Water Port</i>
DWPA:	<i>Deep Water Port Act</i>
EN:	<i>European Standard (Norme Européenne)</i>
EUA:	<i>Estados Unidos da América</i>
FERC:	<i>U.S. Federal Energy Regulatory Commission</i>
FEMA:	<i>Federal Emergency Management Agency</i>
FLNG:	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i>
FSA:	<i>Formal Safety Assessment</i>
FSRU:	<i>Floating, Storage and Regasification Unit</i>
GIIGNL:	<i>Group International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié</i>
GLP:	<i>Gás Liquefeito de Petróleo</i>
GN:	<i>Gás Natural</i>
GNL:	<i>Gás Natural Liquefeito</i>

IACS:	<i>International Association of Classification Societies Ltd.</i>
IGC:	<i>International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk</i>
IMDG:	<i>International Maritime Dangerous Goods</i>
IMO:	<i>International Maritime Organization</i>
ISA:	<i>Instrument Standards Association</i>
ISBN:	<i>International Standard Book Number</i>
LNG:	<i>Liquefied Natural Gas</i>
LPG:	<i>Liquefied Petroleum Gas</i>
MARAD:	<i>U.S. Maritime Administration</i>
MARPOL:	<i>International Convention for the Prevention of Pollution from ships</i>
MODU:	<i>Mobile Offshore Drilling Unit</i>
MTPA:	<i>Millions of tonnes per annum</i>
MTSA:	<i>Maritime Transportation Security Act</i>
NFPA:	<i>National Fire Protection Association</i>
NS DoE:	<i>Nova Scotia Department of Energy</i>
OCIMF:	<i>Oil Company International Marine Forum</i>
OSHA:	<i>Occupation Safety and Health Administration</i>

Agradecimentos

Os autores agradecem aos colaboradores da equipe do ABS Consulting que participaram na elaboração de vários estudos sobre GNL: Gregory Knight (San Antonio, Texas), Mark Whitney (San Antonio, Texas), Brian Bailey (Knoxville, Tennessee), Tom Nolan (Houston, Texas), Fernando Bouças (Rio de Janeiro), ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro (FAPERJ) pelo suporte e apoio financeiro.

.o0o.