

Copyright 2013, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **VII Congresso Rio Automação**, realizado em maio de 2013, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da **VII Congresso Rio Automação**.

---

### Resumo

A demanda de gás natural no Brasil tem pressionado o governo a encontrar alternativas para a manutenção desse importante recurso na matriz energética. A importação de gás natural liquefeito (LNG) é uma interessante estratégia principalmente quando temos incerteza no suprimento vindo dos países vizinhos, temos uma limitada malha de distribuição a partir das fontes de produção e o país está em fase de crescimento industrial. Este artigo apresenta a cadeia de valor necessária para a viabilização do transporte desse recurso de regiões produtoras para mais próximo das áreas de consumo, discutindo os sistemas de medição de transgênicia de custódia utilizados e abordando a aplicação dos conceitos de gestão das medições.

### Abstract

The natural gas demand has pressed the Brazilian government to find alternatives to maintain this important resource in the energy matrix. The importation of liquefied natural gas (LNG) is an interesting strategy especially when we have uncertainty in supply coming from neighboring countries, we have a limited distribution network from the production sources and the country is undergoing of an industrial growth. This article presents the value chain necessary for the transport of this resource from produce regions closer to consumption area, discussing the metering systems used for custody transfer and addressing the application of the metering management concepts.

### 1. Introdução

O Gás Natural Liquefeito (GNL) ou *Liquefied Natural Gas* (LNG), como é mais conhecido na indústria de óleo e gás, é o gás natural que foi transformado na fase líquida com predominância entre 96 a 98% da presença do Metano (CH<sub>4</sub>). Do ponto de vista ambiental é visto como um combustível limpo uma vez que sua queima libera níveis de emissão de carbono próximos de zero. Outras características também o apontam como um dos combustíveis do futuro: ele vaporiza rapidamente quando exposto ao ambiente, não contamina solos e nem a água potável, é inodoro, incolor, não corrosivo e o torna mais fácil de ser transferido porque tem alta taxa de expansão - 1 m<sup>3</sup> de LNG é equivalente de 560 a 600 m<sup>3</sup> de gás natural. A temperatura do líquido à pressão atmosférica varia entre -165 °C e -155 °C, dependendo da composição, e os riscos inerentes ao seu manuseio são restritos à sua baixa inflamabilidade - os limites de inflamabilidade do metano ocorrem somente entre 5 e 15% de metano, à operação com fluidos em baixa temperatura (queimaduras) ou eventualmente asfixia pela não presença de Oxigênio.

O processo de obtenção do LNG (liquefação) se utiliza do fato que, devido às características de alguns gases e o metano é um deles, a mudança para o estado líquido não ocorre com a elevação da pressão e sim com a adoção de resfriamento. Para tais gases, chamados criogênicos, a temperatura acima da qual não existe uma mudança distinta das fases líquida e vapor, a temperatura crítica, se encontra abaixo da temperatura ambiente. Essa mudança para a fase líquida

---

<sup>1</sup> Mestre, Gerente de Negócios - Emerson

<sup>2</sup> Mestre, Gerente de Aplicações - Emerson

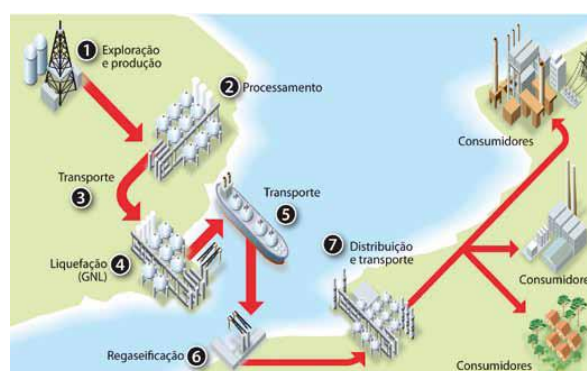
<sup>3</sup> Engenheiro, Coordenador de Vendas - Emerson

permite estoca-lo e transporta-lo sob forma condensada em condições técnico-econômicas viáveis: como sua densidade é de menos de 500 kg/m<sup>3</sup>, não há necessidade de vasos com grandes estruturas metálicas, barateando o custo dos transportadores.

No entanto ainda assim o LNG somente se justifica quando as quantidades ou distâncias a serem transpostas entre os locais de produção e aqueles de consumo são tais que se torna economicamente inviável o transporte do gás natural via duto (ANP, 2010). Nestes casos, a cadeia de valor do LNG compreende as seguintes atividades: a) exploração, produção e processamento do gás natural; b) liquefação; c) transporte, d) armazenamento; e) regaseificação; f) distribuição ao mercado consumidor. Essa sequência de etapas está apresentada na Figura 1.

Nessa cadeia de valor podemos observar que o gás é Extraído em primeiro lugar e transportado para uma instalação de transformação, onde é purificado para remoção de qualquer condensado, tais como água, óleo, lama, hidrocarbonetos pesados, bem como outros gases, tais como CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S. Há ainda a remoção de contaminantes como mercúrio que são extremamente prejudiciais ao alumínio presente nos permutadores de calor criogênicos. O gás é então resfriado em vários estágios até que fique totalmente liquefeito: depois de condensado sua pressão de transporte é próxima da atmosférica (25 Kpa/3,6 psi) e sua temperatura da ordem de -162°C.

Figura 1: Cadeia de Valor no LNG



Fonte: adaptado de OATLEY, 2008

O transporte se utiliza de embarcações marítimas criogênicas ou caminhões-tanque. Os primeiros são normalmente utilizados no comércio internacional, em que geralmente se percorrem grandes distâncias, possibilitando, assim, economias de escala. Os caminhões-tanque são utilizados para abastecer localidades não atendidas pela malha de gasodutos de transporte, dando origem ao conceito de “gasoduto virtual”, que é utilizado para criar um mercado consumidor. Tais navios e caminhões são equipados com tanques com isolamento térmico, que permitem a manutenção do gás natural em estado líquido. Independentemente da forma como o GNL é transportado, ao atingir o seu destino ele terá que ser submetido a um processo de gaseificação, que pode ser realizado em planta própria ou em unidades móveis para então ser utilizado.

Na Figura 2 temos uma visão panorâmica do Terminal de GNL de Pecém, construído sobre o Píer 2 do Porto de Pecém, estado do Ceará, que era anteriormente utilizado para a movimentação de derivados líquidos de petróleo. Na foto temos o navio regaseificador Golar Spirit com capacidade de regaseificar 7 milhões m<sup>3</sup>/dia e de armazenar 129.000 m<sup>3</sup> de GNL, o que equivale a aproximadamente 77,4 milhões m<sup>3</sup> de gás (@ 1atm e 20°C).

Figura 3: Terminal LNG de Pecem (CE)



Fonte: ANP apud PETROBRAS (2010)

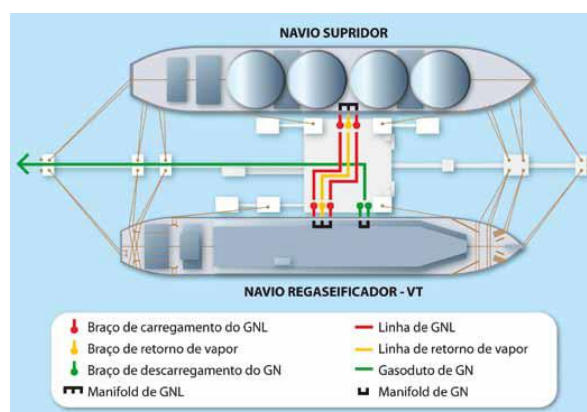
Já na Figura 3 temos a visão do Terminal da Baía da Guanabara, estado do Rio de Janeiro, cujo projeto considerou a construção de um novo píer. Na foto temos o navio regaseificador Golar Winter à esquerda com capacidade de armazenamento de 138.000 m<sup>3</sup> de GNL, o que equivale a aproximadamente 82,8 milhões m<sup>3</sup> de gás (@ 1atm e 20°C) - a planta de regaseificação deste navio tem capacidade de gerar 14 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás. Na mesma figura temos à direita o navio supridor Excellence. Na Figura 4 temos uma ilustração com os fluxos envolvidos nesse projeto referente aos processos de transferência de LNG e da movimentação do gás natural (GN). Podemos observar o navio-supridor, os braços de carregamento e do retorno de vapor dotados com mecanismos hidráulicos para a conexão aos manifolds dos navios supridor. Uma vez recebido o LNG, o navio regaseificador VT promove a regaseificação do líquido de modo a se obter o gás natural que, por meio dos braços de descarregamento, é descarregado a alta pressão e enviado ao píer, com subsequente injeção na malha de gasodutos. Na Figura 5 temos um esquemático do pier dessa planta mostrando em mais detalhes os braços de carregamento e transferência e a localização da estação de medição do gás regaseificado.

Figura 3: Terminal Aquaviário de LNG da Baía de Guanabara (RJ)



Fonte: ANP apud PETROBRAS (2010)

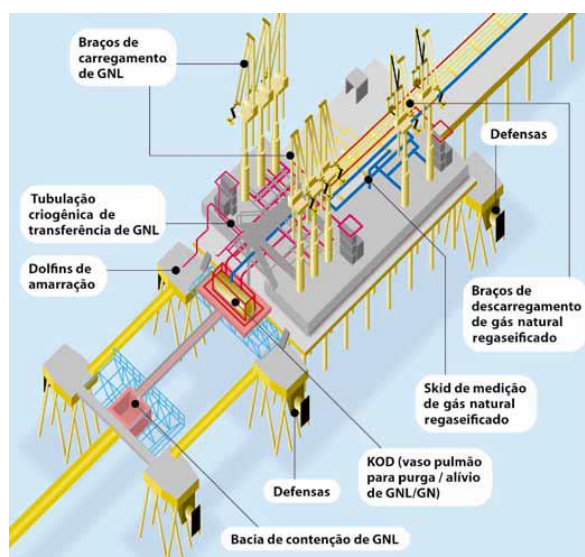
Figura 4: Fluxo de LNG e GN no Terminal Aquaviário da Baía de Guanabara



Fonte: ANP apud adaptado de ABS CONSULTING (2007)

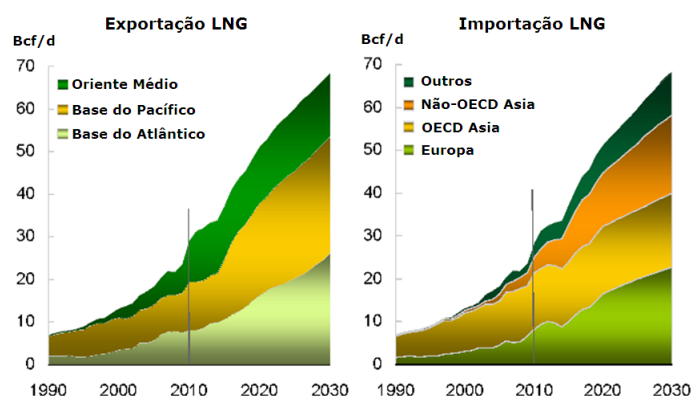
O mercado internacional de LNG está em fase de grande crescimento sendo uma alternativa muito interessante para a diversificação das fontes de suprimento com a finalidade de mitigar os riscos de desabastecimento. A viabilização do LNG passa principalmente nos casos em que: (a) existe incerteza quanto à entrega de gás no volume negociado com o país exportador; (b) a malha de transporte ainda é incipiente ou inexistente; (c) os dutos já estão operando no máximo de sua capacidade; e/ou (d) a demanda total de gás natural de um país é atendida por mais de uma fonte exportadora, por vezes com a utilização de diferentes modais de transporte. A Figura 6 apresenta um comparativo da evolução da produção dos países exportadores e do consumo dos países importadores. No período de 2005 a 2010, o mercado de transporte de gás natural passou de 98 tcf para 112 tcf, sendo que a participação do LNG passou de 7 para 9% em relação ao volume total transportado (BP, 2011).

Figura 5: Detalhe dos Braços de Carregamento, Transferência e Skid de Medição do Gás Regaseificado



Fonte: ANP apud adaptado de EMCOHITRAX ENGINEERING (2008)

Figura 6: Evolução do Mercado de LNG



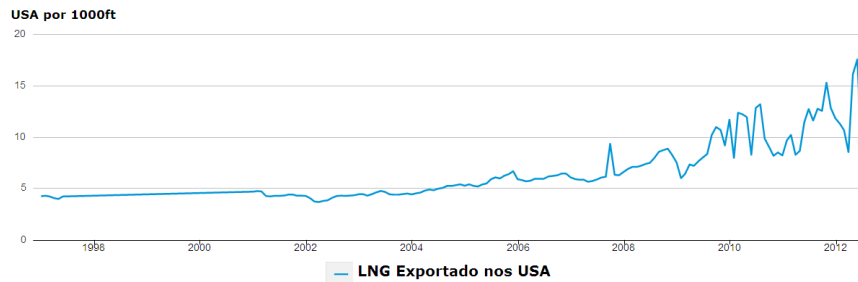
Fonte: WHITE apud BP (2011)

## 2. A Medição do LNG

Em que pese todas as vantagens do uso, sua medição para efeitos de transferência de custódia e/ou fiscais traz alguns desafios. É difícil medir o fluxo de LNG e qualquer redução na incerteza total da medição reduz-se em muito o risco da transação uma vez que é um produto muito denso e valioso – vide Figura 7 com o valor do preço de venda crescente de exportação do LNG nos USA. Após o processo de regaseificação a medição torna-se mais simples: é um escoamento de gás natural como mostrado no Terminal Aquaviário da Baía de Guanabara. No entanto ainda assim continua sendo uma medição crítica pelos altos valores de escoamento verificados – a planta de regaseificação do navio Golar Winter estacionada nesse terminal tem capacidade de processamento de quase metade do total transportado pelo gasoduto Bolívia-Brasil em um dia!

Temos, portanto que analisar duas situações: a medição do LNG a partir da sua entrega pelo navio supridor e a medição do gás natural após o processo de regaseificação. Vamos nos ater desse artigo apenas na medição no navio-supridor (ou transportador) por entendermos que a medição do gás regaseificado passa a ser uma medição normal e corriqueira – nesse item vale apenas relatar a importância da utilização da cromatografia em linha para melhor controle sobre a densidade e o poder calorífico do gás transferido.

Figura 7: Evolução do Preço de Exportação do LNG nos USA



Fonte: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2012)

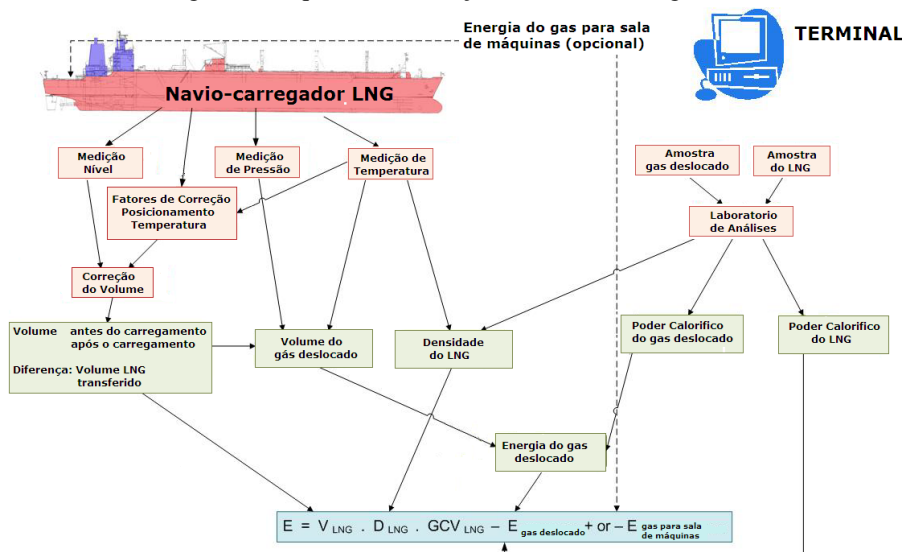
## 2.1 Medição no Ponto de Transferência do LNG

A forma de calcular o volume transferido pelo navio-supridor depende das condições de venda do contrato. E pode haver três tipos básicos de contratos de venda definidos pelo INCOTERMS 2000 que afetam a forma como a medição deve ser feita. Na situação FOB (Free On Board) a determinação da energia transferida e faturada deve ser feita na porta do carregamento e já nos modelos CIF (Cost Insurance & Freight) ou DES (Delivery Ex Ship) a determinação da energia transferido e faturada deve ser feita na porta do descarregamento.

No caso dos contratos FOB o comprador é responsável por providenciar e manter os sistemas de medição de transferência de custódia a bordo dos navios-supridores para a medição do volume, pressão e temperatura e o vendedor é responsável por providenciar e manter os sistemas de transferência de custódia no terminal incluindo as amostras e análises do gás. Ambos devem assegurar as medições com a incerteza prevista nos contratos e cada uma das partes pode fazer a verificação do seu cumprimento pela outra parte. Normalmente a transferência usualmente acontece na presença do responsável pelo navio-supridor, do terminal e até mesmo do comprador.

A forma básica da medição dessa transferência é dada na Figura 8. O objetivo desse balanço é obter a energia líquida transferida ( $E$ ) entre o terminal e o *tanker* seja no processo de carregamento como no descarregamento do LNG. Essa energia é calculada internacionalmente em MMBTU's (milhões de BTU's). Observar que pode haver a quantificação da energia do gás deslocado do carregador (transportador) para o terminal (volume de gás descarregado dos tanques ocupado pelo LNG no carregamento) ou do terminal para o carregador (volume do gás carregado do terminal aos tanques para ocupar o lugar do LNG durante o descarregamento). Também muitas vezes é observado o valor da energia equivalente consumida na sala de máquinas durante o processo de transferência (positivo no carregamento e negativo no descarregamento). Muitas vezes os valores da energia deslocada e do gás consumida é fixa e arbitrada previamente nos contratos de transferência. Desconsiderando essas medições da energia consumida e deslocada, temos basicamente três variáveis principais de medição: o volume do LNG, sua densidade e o seu poder calorífico.

Figura 7: Esquema da Medição do Navio Carregador



Fonte: GIIGNL (2011)

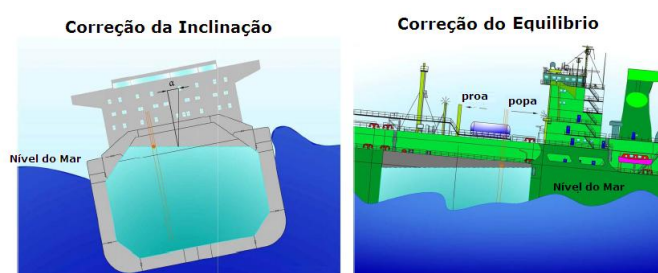


A forma padrão de medição do volume é através do uso de medidores de nível com algumas tabelas de correção. Modernamente os navios-carregadores (transportadores) têm adotado sistemas de medição automatizados que conseguem efetuar os cálculos de compensação considerando:

- O posicionamento do navio: afeta o cálculo do volume em função da altura do nível medido;
- Da temperatura do fluido: afeta a contração e expansão das paredes do tanque;
- Da temperatura da fase gasosa e/ou da sua densidade: afeta a medição pelo medidor de nível

Outras correções podem ser ainda efetuadas dependendo da tecnologia de medição utilizada, porém as citadas são as mais comuns. A Figura 9 apresenta como o posicionamento do navio afeta as medições do nível: o movimento lateral afeta sua inclinação e o deslocamento frontal afeta o equilíbrio. Cada tanque possui uma tabela que relaciona o seu nível com o volume considerando a inclinação e o equilíbrio zerados (Tabela 1). A inclinação (*list*) é dada normalmente em graus de inclinação (sempre negativa) e o do equilíbrio (*trim*) dado normalmente em frações do metro (positiva ou negativa dependendo da posição – a Figura 9 apresenta uma correção negativa). Na Tabela 2 temos um exemplo para correção da inclinação e na Tabela 3 temos um exemplo para a correção do equilíbrio. Já na Tabela 4 temos um exemplo de correção da deformação do tanque em função da temperatura do LNG – esse valor é particularmente crítico para a medição.

Figura 8: Posicionamento do Navio



Fonte: adaptado de GIIGNL (2011)

Tabela 1: Correlação de Altura com Volume com inclinação e equilíbrio sem correção

altura	volume	altura	volume	altura	volume	altura	volume	altura	volume
m	m³	m	m³	m	m³	m	m³	m	m³
0.00	5.51	0.25	233.02	0.50	464.94	0.75	701.27	1.00	942.01
0.01	14.52	0.26	242.21	0.51	474.31	0.76	710.82	1.01	951.73
0.02	23.54	0.27	251.41	0.52	483.69	0.77	720.37	1.02	961.46
0.03	32.57	0.28	260.62	0.53	493.07	0.78	729.93	1.03	971.20
0.04	41.61	0.29	269.83	0.54	502.46	0.79	739.50	1.04	980.94
0.05	50.66	0.30	279.05	0.55	511.86	0.80	749.07	1.05	990.69
0.06	59.71	0.31	288.28	0.56	521.26	0.81	758.65	1.06	1 000.45
0.07	68.77	0.32	297.52	0.57	530.67	0.82	768.24	1.07	1 010.21
0.08	77.83	0.33	306.76	0.58	540.09	0.83	777.83	1.08	1 019.98
0.09	86.90	0.34	316.01	0.59	549.52	0.84	787.43	1.09	1 029.76
0.10	95.98	0.35	325.26	0.60	558.95	0.85	797.04	1.10	1 039.54
0.11	105.07	0.36	334.52	0.61	568.39	0.86	806.66	1.11	1 049.33
0.12	114.16	0.37	343.79	0.62	577.83	0.87	816.28	1.12	1 059.13
0.13	123.26	0.38	353.07	0.63	587.29	0.88	825.91	1.13	1 068.94
0.14	132.37	0.39	362.36	0.64	596.75	0.89	835.54	1.14	1 078.75
0.15	141.49	0.40	371.65	0.65	606.21	0.90	845.19	1.15	1 088.57
0.16	150.61	0.41	380.94	0.66	615.69	0.91	854.84	1.16	1 098.40
0.17	159.74	0.42	390.25	0.67	625.17	0.92	864.50	1.17	1 108.23
0.18	168.87	0.43	399.56	0.68	634.66	0.93	874.16	1.18	1 118.07
0.19	178.02	0.44	408.88	0.69	644.15	0.94	883.83	1.19	1 127.92
0.20	187.17	0.45	418.21	0.70	653.66	0.95	893.51	1.20	1 137.78
0.21	196.32	0.46	427.54	0.71	663.17	0.96	903.20	1.21	1 147.64
0.22	205.49	0.47	436.88	0.72	672.68	0.97	912.89	1.22	1 157.51
0.23	214.66	0.48	446.23	0.73	682.21	0.98	922.59	1.23	1 167.39
0.24	223.84	0.49	455.58	0.74	691.74	0.99	932.30	1.24	1 177.27

Fonte: adaptado de GIIGNL (2011)

Tabela 2: Correção pela Inclinação

Altura (m)	Inclinação (°)											
	-3.0	-2.5	-2.0	-1.5	-1.0	-0.5	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
0.51	0.034	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.006
0.52	0.034	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
0.53	0.033	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
0.57	0.033	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
0.58	0.033	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.008
0.81	0.033	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.008
0.82	0.033	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
0.88	0.033	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
0.89	0.034	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.01	0.034	0.026	0.019	0.013	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.02	0.034	0.026	0.019	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.05	0.034	0.026	0.019	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.06	0.034	0.026	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.36	0.034	0.026	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.37	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.43	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.44	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.47	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.008	-0.008	-0.007
1.48	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.007	-0.007	-0.007
1.59	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.007	-0.007	-0.007
1.60	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.007	-0.007	-0.006
1.68	0.034	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.007	-0.007	-0.006
1.69	0.035	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.007	-0.007	-0.006
2.29	0.035	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.007	-0.007	-0.007	-0.006
2.30	0.035	0.027	0.020	0.014	0.008	0.004	-0.003	-0.005	-0.006	-0.007	-0.007	-0.006

Fonte: adaptado de GIIGNL (2011)

Tabela 3: Correção pelo Equilíbrio

Altura (m)	Equilíbrio (m)						
	-2.00	-1.50	-1.00	-0.50	0.50	1.00	1.50
0.55	0.077	0.057	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.56	0.077	0.057	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.59	0.077	0.057	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.80	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.81	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.82	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.87	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.88	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.72	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.73	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.78	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.79	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.80	0.077	0.058	0.038	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.81	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.82	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.83	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.84	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.85	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.88	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.057
0.87	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.058
0.89	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.058
0.90	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.058
0.92	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.058
0.93	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.038	-0.058
0.94	0.077	0.058	0.039	0.019	-0.019	-0.039	-0.058

Fonte: adaptado de GIIGNL (2011)

Os sistemas de medição de nível normalmente são compostos de dois conjuntos de medição – um primário tipicamente utilizando tecnologia de medição por capacitância ou micro-ondas (radar) e um secundário tipicamente utilizando boias flutuantes ou mais recentemente utilizando laser. Essa aplicação de medição de nível segue normalmente as especificações da norma ISO18132 como um padrão mundial e os métodos para a realização das leituras são objeto dos contratos – tipicamente são efetuadas cinco leituras do nível em intervalos determinados e utilizado o valor médio das mesmas. Os contratos também especificam o valor das incertezas das medições necessárias: tipicamente se utiliza +/- 5,0 mm, ou melhor.

Na Tabela 5 temos um exemplo de uma planilha com o cálculo do volume de carregamento com os vários fatores de compensação considerados. Os fatores de *Shrink* (retração) e de *Density* (densidade) estão relacionados com o tipo de medidor por flutuador utilizado.

Tabela 4: Correção pela Deformação do Tanque

$$V_t = K \cdot V_{-150^{\circ}\text{C}}$$

T (°C)	K	T (°C)	K
-165.0	0.99980	-160.8	0.99997
-164.9	0.99980	-160.7	0.99997
-164.8	0.99981	-160.6	0.99998
-164.7	0.99981	-160.5	0.99998
-164.6	0.99981	-160.4	0.99998
-164.5	0.99982	-160.3	0.99999
-164.4	0.99982	-160.2	0.99999
-164.3	0.99983	-160.1	1.00000
-164.2	0.99983	-160.0	1.00000
-164.1	0.99983	-159.9	1.00000
-164.0	0.99984	-159.8	1.00001
-163.9	0.99984	-159.7	1.00001
-163.8	0.99985	-159.6	1.00002
-163.7	0.99985	-159.5	1.00002
-163.6	0.99985	-159.4	1.00002
-163.5	0.99986	-159.3	1.00003
-163.4	0.99986	-159.2	1.00003
-163.3	0.99987	-159.1	1.00004
-163.2	0.99987	-159.0	1.00004
-163.1	0.99987	-158.9	1.00005
-163.0	0.99988	-158.8	1.00005
-162.9	0.99988	-158.7	1.00005
-162.8	0.99989	-158.6	1.00006
-162.7	0.99989	-158.5	1.00006
-162.6	0.99989	-158.4	1.00007
-162.5	0.99990	-158.3	1.00007
-162.4	0.99990	-158.2	1.00008
-162.3	0.99991	-158.1	1.00008
-162.2	0.99991	-158.0	1.00008
-162.1	0.99991	-157.9	1.00009
-162.0	0.99992	-157.8	1.00009
-161.9	0.99992	-157.7	1.00010
-161.8	0.99993	-157.6	1.00010
-161.7	0.99993	-157.5	1.00010
-161.6	0.99993	-157.4	1.00011
-161.5	0.99994	-157.3	1.00011
-161.4	0.99994	-157.2	1.00012
-161.3	0.99995	-157.1	1.00012
-161.2	0.99995	-157.0	1.00013
-161.1	0.99995	-156.9	1.00013
-161.0	0.99996	-156.8	1.00013
-160.9	0.99996	-156.7	1.00014

Fonte: adaptado de GIIGNL (2011)

Tabela 5: Planilha de Apuração do Valor Líquido Carregado

**LNG CARRIER**  
 VOYAGE No.  
 CARGO DENSITY: 450.90 kg/m<sup>3</sup>  
 TRIM: +50 cm (AFT)  
 LIST ANGLE: 0 °  
 BERTH:

**CARGO ON BOARD AT DEPARTURE**  
 SURVEY DATE:  
 SURVEY TIME GMT:  
 LOCAL TIME:  
 REMARKS:

	Vapour temp. °C (1)	Level gauge reading mm	Corrections					Corrected height mm (7)	Liquid Volume m <sup>3</sup> (8)
			Shrink mm (2)	Density mm (3)	List mm (4)	Trim mm (5)	Overall mm (6)		
TANK 1	-152.00	22 040	1	2	0	-19	-16	22 024	12 833.320
TANK 2	-152.00	22 123	1	2	0	-32	-29	22 094	26 364.256
TANK 3	-152.00	22 138	1	2	0	-35	-32	22 106	29 914.104
TANK 4	-156.00	22 165	1	2	0	-35	-32	22 133	29 962.222
TANK 5	-156.00	22 150	1	2	0	-34	-31	22 119	25 210.599
% Cargo on board: 98								TOTAL O/B dep. TOTAL O/B arr. TOTAL loaded	124 284.501 2 250.172 122 034.329

Fonte: adaptado de GIIGNL (2011)

Além da medição do nível temos ainda como fator importante a temperatura do LNG e da fase gasosa. Tipicamente se utilizam de termo sensores do tipo PT100 que operam com uma incerteza total da ordem de +/- 0,5°C. Particularmente a medição da temperatura do LNG é crítica para a determinação da sua densidade: para uma densidade média entre 400 e 470 kg/m<sup>3</sup>, uma incerteza de 0,5°C na medição da sua temperatura provoca uma incerteza de +/-0,15% na medição da sua densidade!

Há ainda algumas considerações adicionais sobre a qualidade do LNG que afetam o desempenho do sistema. O controle de contaminantes do LNG é particularmente importante para evitar entupimentos e corrosão nos equipamentos. Além disso, os cálculos também dependem da obtenção da densidade e do poder calorífico do LNG. Assim um bom controle de amostras é fundamental para a monitoração contínua das condições do escoamento. Basicamente são



disponíveis sistemas de amostragem contínuos que retiram amostras em intervalos de tempo que variam de acordo com o volume escoado ou através de sistemas intermitentes – ambos normalmente atendem a ISO 8943.

Por fim vale mencionar que já há várias aplicações demonstradas com a utilização da tecnologia de medição em linha por ultrassom ou pelo princípio mássico por efeito Coriollis para fluidos criogênicos. Alguns resultados foram verificados com incertezas da ordem de  $\pm 0,125\%$  em massa o que poderia significar uma redução nos valores atuais, porém os volumes transferidos nos terminais são da ordem de 5000 a 15000 m<sup>3</sup>/h – muito alto e que iriam requerer grandes conjuntos de medidores em paralelo para sua operação. Assim a medição por nível ainda continua sendo a forma mais tradicional de medição nessa aplicação.

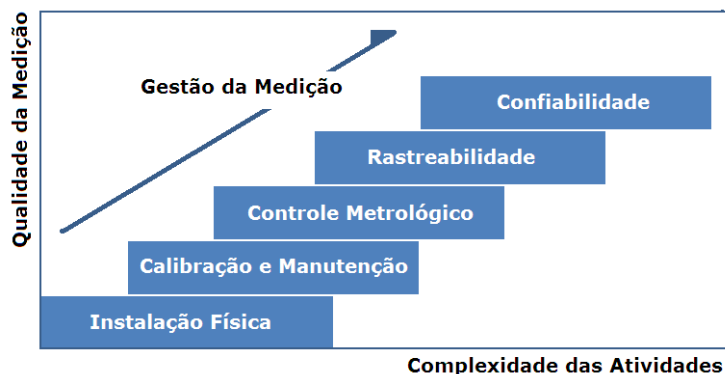
### 3. A Gestão da Medição

A utilização das boas práticas de medição e principalmente de gestão levam a uma incerteza expandida no cálculo de energia da ordem de  $\pm 0,76\%$  considerando um fator de confiança de 95%. Normalmente é encontrada uma incerteza do volume transferido em  $\pm 0,094\%$ , na densidade de  $\pm 0,21\%$  e no poder calorífico em  $\pm 0,30\%$ . Observamos como os valores são extremamente apertados e mostra a importância dessa medição em função do custo do LNG.

Tecnicamente as tabelas de correção devem ser aprovadas por autoridades envolvidas com o LNG. Na prática grande parte dos transportadores tem a certificação do NKKK (Nippon Kaiji Kentei Kyokai) – uma entidade particular com sede no Japão especializada na inspeção de cargas marítimas e internacionais, em face de importância que esse país tem no mercado de LNG. Essa aprovação é válida por um período limitado, geralmente 10 a 12 anos, ou menos, dependendo dos requisitos dos terminais e/ou não haja alterações nos tanques dos transportadores. Quando um navio transportador é colocado em operação, todos os tanques devem ser inspecionados e essa inspeção deve ser reorganizada sempre que há alguma alteração.

Independentemente da certificação das tabelas a uma preocupação muito grande com a gestão do sistema como um todo. Para tanto as mesmas atividades inerentes aos sistemas de medição de óleo ou gás natural são aplicáveis. A Figura 9 representa uma visão das diversas fases de implantação de um bom sistema de gestão da medição que pode consumir anos até atingir sua plenitude.

Figura 9: Sistema de Gestão das Medições



Para os novos sistemas a primeira fase tem a preocupação com a instalação física dos instrumentos, medidores e demais componentes do sistema de medição (amostradores, analisadores, cromatógrafos, etc.). Para um grande navio transportador ou para um grande terminal de LNG uma execução de projeto bem embasada nas normas aplicáveis é de suma importância. Na segunda fase temos a preocupação com as calibrações periódicas desses equipamentos e se gasta muita energia nessa fase porque não há disponibilidade de laboratórios adequados – basta lembrar que na Rede Brasileira de Calibração, grupo que reúne os laboratórios de certificação dimensional aplicável aos medidores de nível, não há nenhum laboratório credenciado pelo INMETRO para realização de certificações em nível superior a 1500 mm – o que é muito pouco para calibrar os medidores dos tanques do navio transportador.

No terceiro momento o foco passa a ser o controle metrológico que é um conjunto de atividades visando à garantia metrológica, que compreende o controle legal dos instrumentos de medição, a supervisão metrológica e a perícia metrológica (INMETRO, 2005). Para o cumprimento desse controle a principal ferramenta é o regulamento técnico adotado que especifica os critérios técnicos, metrológicos e administrativos que devem ser atendidos pelos instrumentos por ocasião da sua aprovação do seu modelo. Esse processo formalmente tem a denominação de “apreciação técnica de modelo” e compreende “o exame e ensaio sistemático do desempenho de um ou vários exemplares de um modelo identificado de um instrumento de medição, em relação às exigências documentadas, a fim de determinar se o modelo

pode ou não ser aprovado” (INMETRO, 2005). Essa etapa também consome muita energia e tempo: normalmente não há laboratórios com capacidade de fazer os exames necessários e principalmente há muita dificuldade de encontrar-se uma mão-de-obra altamente especializada necessária para interpretar o *hardware* e *software* embarcados nos modernos medidores e instrumentos. Com um detalhe: qualquer alteração nesse conjunto *hardware-software* leva o fabricante a ter que repetir os testes e ensaios. Aqui surge outro problema: ainda não há um regulamento técnico específico para essa aplicação e sem ele não há como definir-se o controle metrológico oficial.

Chega-se então a quarta fase que é o controle da rastreabilidade das medições. Com os antigos registradores de carta circular essa etapa era relativamente fácil – bastava examinar os inúmeros gráficos gerados e repetir os cálculos que eram executados normalmente pelos estagiários de engenharia do departamento de manutenção. Com as novas tecnologias passamos a conviver com bancos de dados eletrônicos que reúnem então não somente os históricos das medições, mas também os alarmes de processos ocorridos e todos os eventos que afetaram essas medições. Os *logs* contidos nos modernos sistemas de medição contem muita informação preciosa para analisar o comportamento dos processos e dos sistemas de medição. E os regulamentos de medição para óleo e gás natural sabiamente obrigam os operadores a armazená-los por muitos anos. Simplesmente guardar essas informações não garante o desempenho dos sistemas e achamos que os cálculos de incerteza mostram o risco do negócio é subestimar toda a problemática envolvida com as medições de fluidos.

Quando já dispomos dos sistemas de medição convenientemente instalados, com as rotinas de calibração e manutenção em funcionamento de acordo com a aplicação, com adequado controle metrológico dos equipamentos e de posse dos bancos de dados gerados pelos sistemas de medição, podemos então iniciar a última fase: garantir a confiabilidade das medições! Ter um valor da medição e não sabermos se o mesmo está correto é muitas vezes tão ruim quanto não fazermos a medição! O estabelecimento de um processo que garanta a confiabilidade das medições não é simples e envolve a análise de muitas variáveis diferentes que não são somente as armazenadas nos computadores de vazão, em que pese que esses equipamentos tenham um papel primordial nessa etapa.

A indústria denomina internacionalmente esse processo como “*data validation*” que é aplicável em muitas áreas do conhecimento e não necessariamente no segmento de óleo e gás. Quando falamos em ciências da computação, por exemplo, a validação de dados é o processo que visa garantir que um programa opera com dados limpos, corretos e úteis. Utiliza-se para tanto algumas rotinas denominadas “regras de validação” ou “rotinas de verificação”, que verificam a veracidade, o significado e a segurança dos dados do sistema. De uma forma mais geral podemos entender que a validação de dados pode ser definida através de regras de integridade de dados declarativos, ou através de procedimento baseados nas atividades dos negócios. Em geral a validação de dados incorretos pode levar a uma vulnerabilidade de segurança de todo o sistema!

Nessa fase são identificados os erros e eventuais falhas, sendo parte das atividades a reconciliação dos dados primários das medições com o cálculo dos valores corretos que devem ser considerados na medição. Essa fase precisa ficar bem documentada e fundamentada para permitir os esclarecimentos de eventuais questionamentos futuros. No relatório de conciliação das medições é normal incluir-se as provas que levaram as alterações nos *logs* de históricos gerados pelos sistemas de medição.

A gestão das medições envolve uma série de atividades e uma boa recomendação para sua implementação e operação esta na norma NBR ISO 10012 (ABNT, 2004). Aqui novamente observamos que a sistematização dos processos passa pela adoção de procedimentos padronizados ainda mais quando estamos envolvendo aplicações globalizadas como a observada no mercado de LNG

## 4. Conclusões

Em que pese ainda não haver um regulamento técnico de medição específico para a medição de LNG nos terminais de carregamento e descarregamento no Brasil, acreditamos que essa aplicação possa a vir a requerer um controle mais adequado face a importância que a mesma pode a vir adquirir. A estratégia da utilização do LNG para reduzir a incerteza no fornecimento de gás estrangeiro, limitações na malha de transporte existente e o crescimento econômico e industrial previsto, pode tornar essa solução muito interessante e transforma-lo num *player* significativo na matriz energética. Assim, ter o foco na gestão dos sistemas de medição de LNG com certeza será um novo passo no país.

## 5. Referências

- THE INTERNATIONAL GROUP OF LIQUIFIED NATURAL GAS IMPORTERS (GIIGNL). LNG Custody Transfer Handbook. Terceira Edição. Paris: 2011.
- AGENCIA NACIONAL DO PETROLEO (ANP). O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na Implantação dos Projetos de Importação de GNL. Séries temáticas ANP – Nº 4. Rio de Janeiro: 2010.

- INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 8943: Refrigerated light hydrocarbon fluids —Sampling of liquefied natural gas — Continuous and intermittent methods. Publicação: ISO. Geneva: 2007
- INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 15112: Natural gas - energy determination. Publicação: ISO. Geneva: 2007
- INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 18132-1: Refrigerated light hydrocarbon fluids – General requirements for automatic level gauges – Part 1: Gauges onboard ships carrying liquefied gases. Publicação: ISO. Geneva: 2006
- INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION (ISO). ISO 18132-2: Refrigerated light hydrocarbon fluids – General requirements for automatic level gauges – Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks. Publicação: ISO. Geneva: 2008
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10012: sistema de gestão de medição – requisitos para os processos de medição e equipamento de medição. Rio de Janeiro, 2004
- OATLEY, J. LNG: a long term growth opportunity. In: HAMWORTHY. Numis Conference. Poole, Reino Unido, 2008. Disponível em: <<http://www.hamworthy.com/images/Numis-Conference-2008-v3.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2012
- WHITE, Bill, LNG market grows but uncertainties persist. Disponível em: <http://www.arcticgas.gov/LNG-market-grows-but-uncertainties-persist>. Acesso em: 10 out. 2012
- US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports. Disponível em: <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9133us3m.htm>. Acesso em: 10 out. 2012