

3

A indústria do gás natural no Brasil

3.1.

Gás natural

O gás natural (GN) é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos cuja composição abrange do metano (CH_4) ao hexano (C_6H_{14}), sendo o metano o principal componente. Apresenta também pequenas quantidades de componentes diluentes, como o nitrogênio e o vapor d'água, e contaminantes (gás sulfídrico e dióxido de carbono).

	Campos de GN	GN liberado do óleo
Nitrogênio (N)	Traços – 15%	Traços – 10%
Dióxido de carbono (CO_2)	Traços – 5%	Traços – 4%
Gás sulfídrico (H_2S)	Traços – 3%	Traços – 6%
Hélio (He)	Traços – 5%	Não
Metano (CH_4)	70 – 98%	45 – 92%
Etano (C_2H_6)	1 – 10%	4 – 21%
Propano (C_3H_8)	Traços – 5%	1 – 15%
Butanos (C_4H_{10})	Traços – 2%	0,5 – 2%
Pentanos (C_5H_{12})	Traços – 1%	Traços – 3%
Hexanos (C_6H_{14})	Traços – 0,5%	Traços – 2%
Heptanos (C_7H_{16}) +	Traços – 0,5%	Traços – 1,5%

Tabela 1: Componentes do Gás Natural em % em mol

Fonte: (Thomas, 2001)

O gás pode ser classificado como rico ou pobre de acordo com o teor de componentes pesados. Considera-se o gás rico quando a soma das porcentagens de todos os componentes mais pesados que o propano (C_3H_8), inclusive, é maior que 7%, e pobre, quando houver predominância de metano (THOMAS, 2001).

No que se refere à origem de produção do gás natural, há duas classificações comumente citadas: gás natural associado e não associado. Quando existem campos nos quais há predominância de hidrocarbonetos mais pesados, caracterizam-se como campos de petróleo. Esses campos podem ter mais ou menos gás natural, então se diz que há produção de gás natural associado.

Entretanto existem outros campos onde predominam hidrocarbonetos mais leves. Tem-se então, um campo de gás dito não associado ao petróleo, o qual, contudo, quase sempre dispõe de elementos mais pesados que tendem a se condensar após a produção, formando os líquidos de gás natural (LGN) ou condensados (MANOEL, 2006).

3.1.1.

A cadeia de valor do gás natural

A indústria do gás natural desde a sua extração até chegar ao consumidor final está configurada nas seguintes etapas, quais sejam: produção, importação, exportação, processamento, transporte, estocagem, comercialização, distribuição e consumidor final.

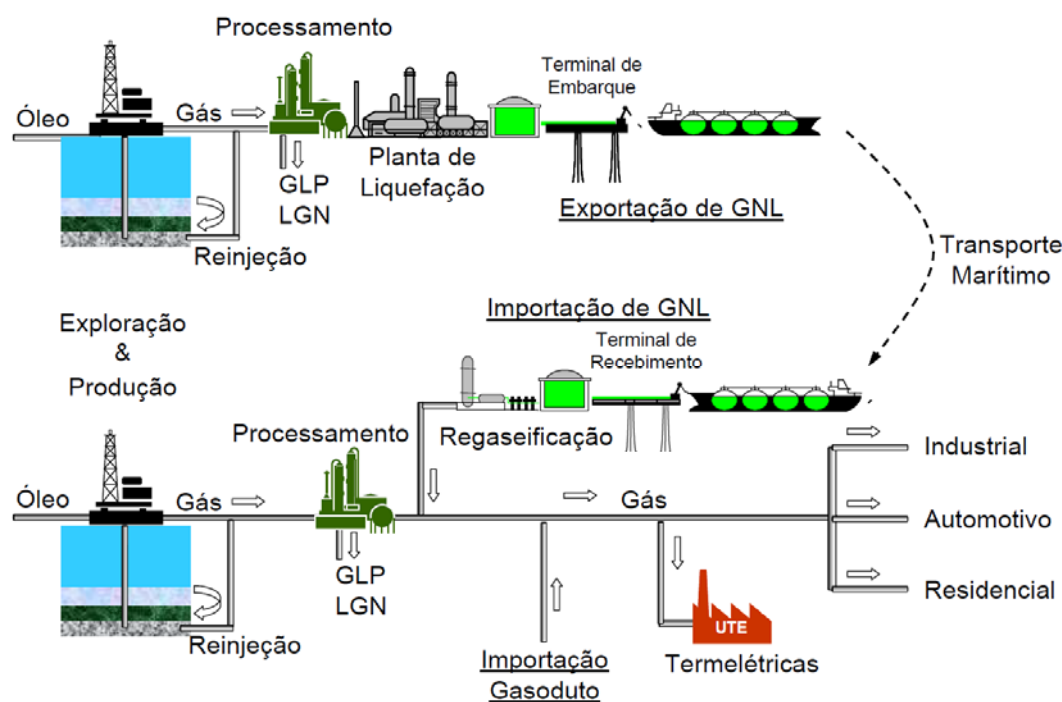


Figura 4: Cadeia de valor do Gás Natural e do GNL
Fonte: (DEMORI, 2008)

A produção de gás natural se inicia nos poços, resultado de investimentos exploratórios de alto risco. Em seguida, o gás é transportado por gasodutos e distribuído aos consumidores finais (SAMANEZ e COSTA, 2013). Antes de ser entregue ao consumidor final, o gás natural deve passar por unidades de processamento, que tem o objetivo de adequar a composição do gás natural às especificações estabelecidas em contratos ou pelo órgão regulador. Essas

instalações industriais são conhecidas como UPGNs (Unidade de processamento de gás natural) e enquadram o gás natural às características necessárias para que o seu transporte para o mercado consumidor ocorra sem comprometer a integridade das demais instalações de produção industriais e dos gasodutos (VAZ, MARTINS e DOS MAIA, 2008).

Os dois modais mais utilizados para o transporte do gás natural é o gasoduto, quando o gás se encontra em fase gasosa, ou o navio de GNL (gás natural liquefeito) quando o mesmo encontra-se na fase líquida. O transporte por navio de GNL permite a comercialização de grandes volumes de gás natural entre os diversos países que encontram-se distantes, impulsionando as importações e exportações desta *commodity*.

Após ser transportado, o gás natural é transferido às malhas de distribuição das empresas distribuidoras locais, que por sua vez destinam aos consumidores finais, que se distribuem nos grupos residencial, industrial, comercial, automotivo e usinas termelétricas.

3.1.2. Oferta de gás natural

Apesar da crescente participação do gás natural na oferta interna de energia, a indústria brasileira deste setor enfrentou inúmeros desafios nos últimos anos. No início dos anos 2000 a infraestrutura de transporte do gás ainda era incipiente e o agravamento na insegurança do suprimento do mercado nacional pelo gás boliviano impuseram restrições à oferta do produto, justamente num momento em que aumentava o consumo doméstico do gás natural, em função do incentivo governamental ao crescimento da demanda (ANP, 2010b).

Somente após os anos 2000, com a conclusão do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que passou a fornecer gás natural a todas as grandes capitais (com exceção do Distrito Federal), é que houve uma forte expansão da oferta deste recurso energético no país. Este gasoduto possibilitou acesso às abundantes reservas de gás não associado existentes na Bolívia e Argentina (ANP, 2001).

Naquele momento, existia um risco quanto a ociosidade do gasoduto, que possuía capacidade máxima de 30 MMm³/dia, e transportava, em janeiro de 2003, apenas 11 MMm³/dia (MANOEL, 2006). Diante deste cenário, o governo lançou diversos incentivos para a expansão da demanda de gás natural, mudando em poucos anos a situação de excesso de oferta deste recurso, como pode-se observar na evolução mostrada na Figura 5.

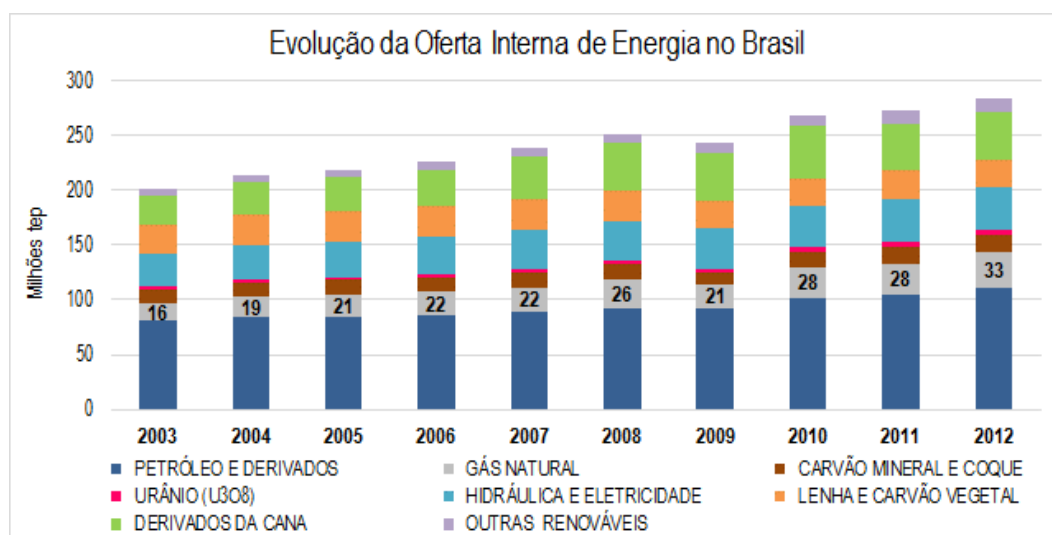


Figura 1: Evolução da oferta interna de energia no Brasil (2003-2012)
Fonte: Balança Energética Nacional (EPE, 2013)

De acordo com o boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, publicado pelo MME 2008, o mercado brasileiro já importava da Bolívia quantidade próxima à capacidade máxima do GASBOL. A partir de 2009, o mercado de gás natural passou a ser complementado com importações de GNL. Esta diversificação nas importações ocorreu devido ao risco de desabastecimento, mudando drasticamente o cenário do início da década.

Em 2012 a produção nacional de gás natural¹ correspondeu, a 53% do total de gás ofertado ao mercado (75 MMm³/dia). Neste mesmo ano foram importando 27 MMm³/dia de gás da Bolívia, que corresponde a 36% da oferta total ao mercado. Complementando os demais 11% da oferta de gás no Brasil, 8,4 MMm³/dia foram importados via navios de GNL (MME, 2012).

¹ Descontados os líquidos de gás natural, o gás utilizado no processo produtivo, a injeção nos poços e as perdas, (Petrobras, 2012)

Em 2013, mesmo com o aumento da produção nacional de gás natural, as importações, tanto da Bolívia e principalmente as de GNL, aumentaram para atender à crescente demanda por esta fonte de energia, impulsionada pela geração das termelétricas.

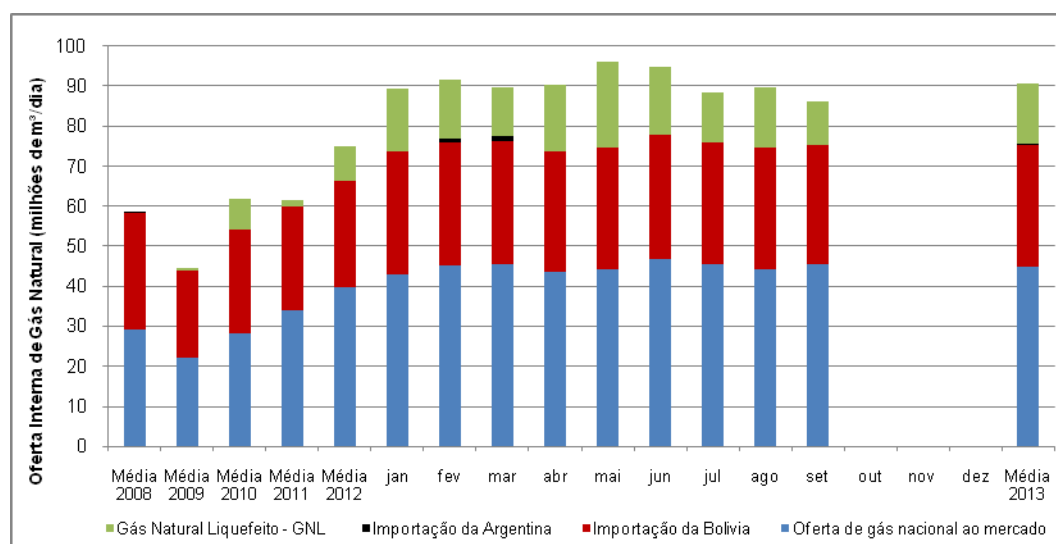


Figura 2: Oferta interna de gás natural disponibilizada para o mercado
Fonte: (MME, 2013a)

O perfil da produção nacional de gás natural no Brasil está diretamente relacionado à produção de petróleo também. Cerca de 69,4% do gás nacional produzido em 2012 é oriundo de jazidas de petróleo, ou seja, produção de gás associado, o que mantém a produção limitada e subordinada às condições de extração desse produto (MME, 2013a)

As descobertas do Pré-sal podem melhorar a atual situação de vulnerabilidade às importações, pois apresentam um grande potencial para o aumento da produção de gás. Em média, os campos de óleo descobertos na área do Pré-sal da Bacia de Santos contêm 20% de gás natural (SAMANEZ e COSTA, 2013). Ainda que haja algum conforto em função das recentes descobertas, atrasos constantes na conclusão dos projetos de UEPs (Unidades Estacionárias de Produção) produzidas em solo nacional vem retardando a expansão da oferta doméstica de gás natural e de derivados de petróleo. Esta situação vem trazendo prejuízos severos ao caixa da Petrobras, em função do aumento das importações necessárias para abastecer o mercado interno, como as contas públicas brasileiras e a expansão das termelétricas no país.

A Petrobras informou ao presidente da EPE que não haveria disponibilidade de gás natural para fornecer às novas usinas termelétricas participantes do leilão de A-5, para suprir a demanda de eletricidade do país no ano de 2018. A alternativa sugerida pela Petrobras seria disponibilizar acesso a um terminal de regaseificação de sua propriedade para aqueles empreendedores que desejassem entrar no leilão nesta modalidade, para que pudessem realizassem a importação de GNL e assim garantir o futuro suprimento da usina (NOGUEIRA, 2013).

Apesar da tentativa incipiente de negociação, o leilão obteve uma proposta habilitada para a modalidade de gás natural, no entanto não houve proposta ganhadora.

3.1.3. Demanda de Gás

O mercado de gás natural vem crescendo significativamente nos últimos anos no Brasil, sendo o segmento industrial e de geração de energia elétrica os que representam a parcela mais significativa da demanda. A crise do setor elétrico em 2001 impulsionou o desenvolvimento da indústria do gás natural. Esta fonte de energia passou a ser encarada como o combustível mais competitivo para a produção de eletricidade, reduzindo a dependência brasileira da geração hidroelétrica (EPE, 2007).

A partir dos anos 2000, diversas políticas de incentivo ao uso do gás, em diferentes segmentos de consumo, ocasionaram grande impacto no aumento da demanda por este energético.

No que tange à geração térmica, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), criado pelo Decreto nº 3.371/2000, teve por objetivo estimular a construção de termelétricas visando criar uma alternativa à geração hídrica, em função dos baixos níveis dos reservatórios e o eminente risco de apagão. Esta política estabeleceu preços de gás natural diferenciados para as novas termelétricas incluídas no PPT (ANP, 2010b). A crescente expansão da capacidade instalada das usinas térmicas a gás, em conjunto com fatores climáticos, impulsionou o consumo de gás natural destinado à geração de energia elétrica nos últimos 10 anos, como mostra a **Figura 3**.

Do ponto de vista dos consumidores industriais e automotivos, o motivo para o aumento do consumo está nas políticas de preços deliberadas de incentivo ao uso de gás natural, permitindo que esta fonte fosse mais competitiva do que os seus concorrentes diretos (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo, gasolina e álcool), viabilizando sua rápida adoção, compensando os custos de conversão.

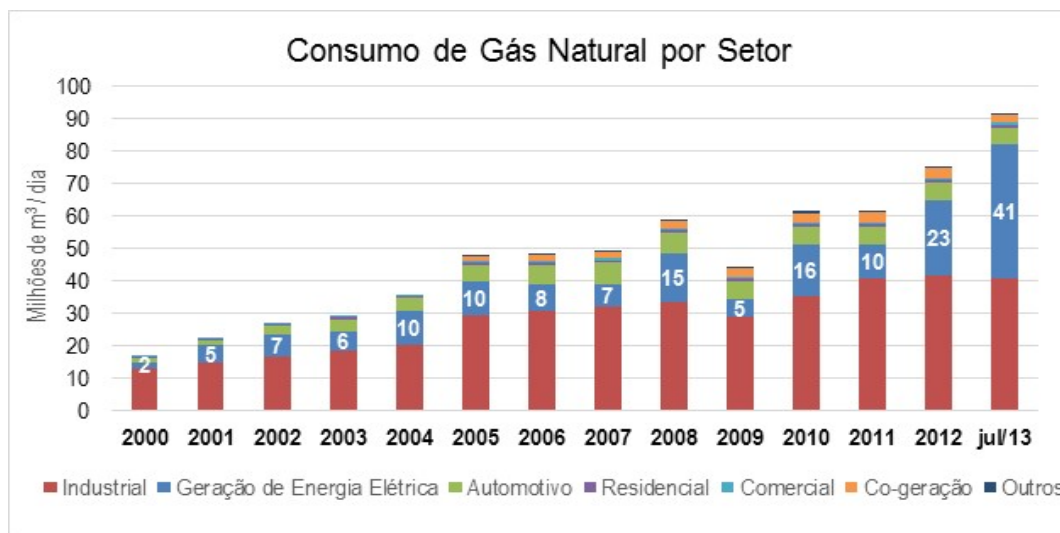


Figura 3: Consumo de Gás Natural por setor (em MMm³/dia)

Fonte: Boletim de mensal de acompanhamento da de gás natural e Séries Temáticas n. 4, ANP (MME, 2007-2013 e ANP, 2010)

Os últimos dois anos observou-se um forte aumento da demanda de gás natural. Esse aumento do consumo deveu-se à maior demanda das termelétricas, em atendimento ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em função dos baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos (PETROBRAS, 2012).

De acordo com Mathias, cada região possui um perfil de demanda diferenciado, em função das características do seu mercado consumidor e das condições climáticas locais. Desta forma, o consumo de gás natural apresenta variações, em função do perfil de demanda.

Existem diversas formas de se gerenciar as flutuações entre a oferta e o consumo de gás natural, sendo uma delas a utilização da flexibilidade trazida pelas transações internacionais de GNL.

3.2. Gás Natural Liquefeito (GNL)

O GNL é obtido através da operação de diminuição da temperatura do gás natural até -163°C (temperatura criogênica), à pressão normal. Nesta operação, o volume do gás natural se reduz em até 600 vezes, o que possibilita o transporte de uma grande quantidade de GNL através de longas distâncias por meio de barcaças, navios ou trens devidamente adaptados para manter a temperatura criogênica (MANOEL, 2006).

3.2.1. A cadeia de valor do GNL

A cadeia do GNL é um conjunto de atividades compreendidas na indústria do gás natural que visam ao transporte ou ao armazenamento do produto em estado líquido. Complementando análise da **Figura**, a cadeia de valor do GNL compreende as seguintes atividades: liquefação; transporte, armazenamento; regaseificação, e posterior distribuição ao mercado consumidor (ANP, 2010b).

As plantas de liquefação são consideradas unidades específicas de processamento, destinadas à conversão do gás natural em estado gasoso para o líquido, gerando o GNL (DEMORI, 2008). Existem vários processos de liquefação, que utilizam fluidos refrigerantes (como butano, propano, entre outros), passando por processo de expansão e compressão em múltiplos estágios (VAZ, MARTINS e DOS MAIA, 2008). Este processo extrai calor do gás natural que chega às baterias de trocadores de calor, chamados de *LNG trains* (DANTAS, 2006). Antes da liquefação do gás, é necessária a remoção de dióxido de carbono (CO_2), gás sulfídrico (H_2S), água e das frações mais pesadas de hidrocarbonetos, para evitar que esses componentes se solidifiquem, criando hidratos em baixas temperaturas.

Unidade de Liquefação



Figura 4: Configuração de uma planta de Liquefação
Fonte: (DANTAS, 2006)

O gás natural liquefeito é em seguida armazenado em tanques capazes de mantê-lo em baixas temperaturas até o embarque. Tanques criogênicos usam paredes duplas, ligadas por suporte de baixa condução térmica, no qual a parede interna que entra em contato com o GNL é feita de aço-liga (níquel ou alumínio), enquanto que o lado externo é revestido de concreto protendido (VAZ, MARTINS e DOS MAIA, 2008).

O transporte de GNL em grandes volumes é realizado por meio de navios, chamados de metaneiros, que dispõem de tanques esféricos, construídos em aço-liga (resistente a temperatura criogênica) com capacidade de armazenar mais de 250.000 m³ de GNL.

De acordo com a International Gas Union (IGU), até o final de 2012, a frota global de navios de GNL era de 362 (considerando apenas aqueles com capacidade acima de 18.000 m³). Deste total, apenas 7% possui capacidade inferior a 124.999 m³. A maior parte da frota, 62%, possui capacidade entre 125.000 m³ e 149.999 m³. As embarcações existentes na categoria entre 150.000 177.000 compõem 19% da frota de 2012, e representaram a maior fonte de crescimento para encomendas de novas construções. Por fim, a categoria de maior capacidade de navio metaneiro é composta pelo Q-Flex (210.000-217.000 m³) e pelo Q-Max (261.700-266.000 m³), que são utilizados para atender as exportações do Qatar (IGU, 2013).

Há uma crescente demanda para usos alternativos de navios de GNL que consiste em uma unidade flutuante de armazenamento e regaseificação (FSRU). A FSRU é um navio de GNL com capacidade de regaseificação on-board. A maior parte das encomendas dessas unidades vem de países em desenvolvimento em busca de atender rapidamente a demanda crescente por gás natural(Igu, 2013).

Os terminais de regaseificação são dedicados a converter o GNL novamente em gás natural, ou seja, transforma-lo do estado líquido para o gasoso, para posterior transferência para infraestrutura de gasodutos. Atualmente existem dois tipos de terminais de regaseificação: terrestres e flutuantes.

Os principais elementos nos terminais terrestres são os tanques de estocagem e os regaseificadores, além dos equipamentos complementares, tais como bombas, compressores e vasos.

A capacidade dos tanques de estocagem pode ir de pouco mais que a carga de um navio até valores muito maiores, quando, além de absorver a carga dos navios, o terminal se propõe a servir de equilíbrio de picos de consumo e estoque estratégico. Os regaseificadores podem usar água do mar para reaquecer o GNL, ou vapor quando há uma termelétrica nos arredores, como é muito frequente. Neste caso, a expansão do gás ao se vaporizar poderá acionar turbinas, capazes de adicionar potência à termelétrica (DANTAS, 2006).

Quanto aos terminais flutuantes, a tancagem consiste no próprio navio FSRU. Um projeto de terminal flutuante de regaseificação compreende ainda instalações de transferência de GNL e de gás natural, bem como gasodutos que interligam estas instalações à malha de transporte de gás natural (ANP, 2010b). Existem dois tipos de navios FSRUs utilizados: navios de GNL que são convertidos e adaptados e ficam ancorados permanentemente na costa, e um novo tipo de conversão de FSRUs que são construídos com dupla função: de funcionar como um terminal e também como um navio de GNL convencional (IGU, 2013).

3.2.2.

Projetos de terminais flutuantes de regaseificação de GNL no Brasil

A Petrobras possui atualmente três terminais de regaseificação, sendo dois em operação localizados em Pecém no CE, na Baía de Guanabara no RJ (TRBGUA), e mais um em construção localizado na Baía de Todos os Santos BA (TRBA).

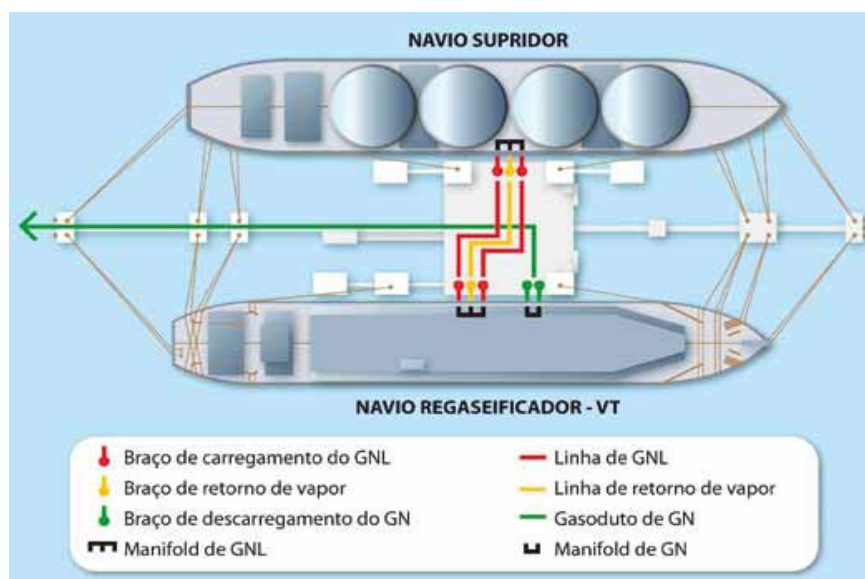


Figura 9: Esquema dos fluxos envolvidos no Projeto GNL (adaptado de ABS CONSULTING, 2007).

Fonte: (ANP, 2010b)

Nas instalações já construídas, cada píer possui dois berços, um projetado para permitir a atracação de navios supridores de GNL e o outro para a de navios regaseificadores. No berço de atracação dos navios supridores estão instalados três braços: dois para o descarregamento de GNL e um para retorno do vapor. O outro berço conta com cinco braços de descarregamento, três para as operações de transferência de GNL entre navios e dois para a descarga do gás natural obtido pela regaseificação do GNL no navio.

O Terminal de GNL de Pecém começou a operar em agosto de 2008, e sua obra durou apenas um período de oito meses. A construção compreendeu adaptação de um píer do Porto de Pecém que era anteriormente utilizado para a movimentação de derivados líquidos de petróleo.

Os navios afretados pela Petrobras como regaseificadores nesses projetos eram originalmente utilizados para o transporte de GNL e sofreram adaptações para incorporar as plantas de regaseificação. O navio Golar Spirit, que fica atracado no porto de Pecém, tem capacidade de regaseificar 7MMm³/dia e de armazenar 129.000m³ de GNL (o equivalente a aproximadamente 77,4 MMm³ de gás (@1atm e 20°C)).



Figura 5: Visão panorâmica do Projeto GNL de Pecém, mostrando o navio regaseificador Golar Spirit
Fonte: ANP, 2010

O gás processado em Pecém será usado, prioritariamente, para a geração de energia elétrica nas usinas Termo Ceará (CE), Termofortaleza (CE) e Termoaçu (RN), com capacidades instaladas de 218 MW, 311MW e 340MW, respectivamente.

O projeto da Baía de Guanabara envolveu a construção de um novo píer, situado próximo ao Terminal Aquaviário da Baía de Guanabara (TABG). O FSUR afretado para permanecer na Baía de Guanabara é o Golar Winter, que possui capacidade de armazenamento de 138.000 m³ de GNL (equivalente a cerca de 82,8MMm³ de gás (@ 1atm e 20°C)). A planta de regaseificação deste navio tem capacidade de gerar 20MMm³/dia de gás².

² A capacidade de regaseificação do terminal foi ampliada de 14 MMm³/dia para 20 MMm³/dia em dezembro de 2012.

Existem termelétricas localizadas próximas ao terminal de regaseificação que podem ser atendidas, em caso de necessidade de despacho. As termelétricas possuem capacidade instalada de geração de 4.004 MW que estão distribuídas entre as seguintes usinas: 1.060MW da Termorio, 386MW da Eletrobolt, 766MW da Santa Cruz, 869MW da Norte Fluminense e 923MW da Macaé Merchant.



Figura 6: Visão panorâmica do Projeto GNL da Baía de Guanabara, mostrando o navio regaseificador Golar Winter à esquerda e o navio supridor Excellence.

Fonte: ANP (2010)

A Petrobras iniciou a construção do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TRBA), com capacidade para regaseificar até 14 MM m³/dias de gás natural. O TRBA, é o terceiro terminal de GNL instalado no País, entrará em atividade em 2014. O navio regaseificador Golar Winter será deslocado do Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (TRBGUA) para operar no TRBA. Para substituir o Golar Winter, a companhia afretou outro navio regaseificador temporariamente enquanto aguarda a conclusão da construção de outra embarcação, prevista para maio de 2014 (PETROBRAS, 2012).