



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA

GNL de Pequena Escala

Estudo de caso no Brasil

NOVEMBRO DE 2022

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Ferreira Alfradique

Ana Claudia Sant'Anna Pinto

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira

Carolina Oliveira de Castro

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Imagens da Capa

1. Adaptado de TF Warren Group.
2. Adaptado de Click Petróleo e Gás –
Divulgação.
3. Adaptado de PPI.
4. Adaptado de Suape.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA 

Ministro de Estado
Adolfo Sachsida

Secretário-Executivo
Hailton Madureira de Almeida

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
José Guilherme de Lara Resende

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Rafael Bastos da Silva



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

Identificação do Documento e Revisões



Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Petróleo e Gás Natural (SPG)

Estudo

GNL de Pequena Escala: Estudo de caso no Brasil

Revisão	Data de emissão	Descrição
r0	18/11/2022	Publicação no site da EPE

■ Sumário

INTRODUÇÃO	4
1. O MODELO DE GNL EM PEQUENA ESCALA	5
1.1. Etapas do processo.....	5
1.2. Aspectos socioambientais	7
2. APLICABILIDADE NO BRASIL	8
3. ESTIMATIVAS DE CUSTOS	10
3.1. Custos unitários.....	13
3.2. Comparação por custos.....	13
4. ESTUDO DE CASO	14
4.1. Modal rodoviário.....	16
4.2. Modal aquaviário.....	18
4.3. Avaliação de custos	21
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	25
6. ANEXO.....	27
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	30

■ Lista de Figuras

Figura 1. Etapas do GNL em pequena escala a partir de poços de gás <i>onshore</i> e <i>offshore</i> ou navios de GNL.	6
Figura 2. Etapas críticas da cadeia logística de GNL de pequena escala.....	7
Figura 3. Mapa do projeto da Eneva em Amazonas e Roraima	9
Figura 4. Competitividade entre Diferentes Modais de Transporte de Gás Natural <i>onshore</i>	14
Figura 5. Alternativas de transporte de gás natural/GNL entre o Terminal de Pecém e o Porto de Itaqui.	15
Figura 6. Foto do carregamento de GNL em caminhões da empresa GásLocal, em Paulínia/SP.	16
Figura 7. Esquema do modal rodoviário do estudo de caso.	17
Figura 8. Exemplo de píer com logística de transporte de ISO-contêineres.....	18
Figura 9. Foto do carregamento de ISO-contêineres de GNL em embarcações.....	19
Figura 10. Esquema do modal marítimo no estudo de caso.....	20
Figura 11. Funções de custos unitários estimadas para o modal rodoviário.....	22
Figura 12. Funções de custos unitários estimadas para o modal aquaviário.	22

■ Tabela

Tabela 1. Principais parâmetros e custos para GNL de micro, mini e pequena escala em terra.....	11
Tabela 2. Custos relacionados ao GNL de pequena escala (US\$/MMBtu) ¹	13
Tabela 3. Custos unitários relacionados ao GNL de pequena escala do estudo de caso.....	23
Tabela 4. Custos unitários para transporte rodoviário de GNL entre 500 e 2.000 mil m ³ /dia	23
Tabela 5. Custos unitários para transporte aquaviário de GNL entre 500 e 2.000 mil m ³ /dia.....	23
Tabela 6. Tarifas postais para o gasoduto integrado considerado no estudo de caso	24
Tabela 7. Coeficientes das funções de custos unitários para o transporte rodoviário de GNL	28
Tabela 8. Coeficientes das funções de custos unitários para o transporte aquaviário de GNL.....	29

Introdução

Com a concentração das reservas brasileiras de gás natural em ambiente *offshore*, as malhas de transporte e distribuição estão concentradas perto da costa, de tal forma que uma parcela significativa de consumidores no interior do País não tem acesso direto à infraestrutura de gás natural. Um dos grandes desafios do desenvolvimento do mercado nacional de gás é aumentar a capilaridade do transporte desse insumo energético a preços competitivos para regiões sem atendimento. Porém, por ser um combustível substituto, o mercado de gás natural precisa desenvolver estratégias de penetração nas matrizes energéticas locais, tais como o atendimento a novos consumidores termelétricos, industriais e residenciais.

No processo de interiorização do gás, existem alternativas distintas de transporte do combustível com diferentes custos de investimentos e complexidades de operação que podem impactar diretamente na sua competitividade. Geralmente, as demandas potenciais mais distantes da infraestrutura de transporte existente não são suficientes para justificar, sob o ponto de vista técnico-econômico, em um primeiro momento, os altos custos de implantação de gasodutos de transporte com extensões elevadas.

Uma das alternativas para superar essa dificuldade de atendimento, de forma escalável e de fácil dimensionamento para as diferentes demandas em cada região, é o gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala (*small scale LNG – SSLNG*, em inglês). A depender da distância e do volume da demanda, essa solução tem se tornado mais difundida, sendo uma alternativa, por exemplo, à implementação de termelétricas a gás na boca do poço (*reservoir-to-wire*) para viabilizar a monetização de recursos de gás em terra. A dimensão do recurso recuperável e a distância desses campos aos centros de consumo mais relevantes são fatores críticos para a viabilidade de uma rota de monetização, de modo que é crucial optar pela forma mais econômica de transporte desse recurso.

O GNL em pequena escala já vem sendo utilizado no mundo e no Brasil e já há pelo menos dois projetos em operação, um em Paulínia/SP, pela GásLocal, e outro, no Amazonas, no Campo de Azulão, pela Eneva. Enquanto no primeiro o gás liquefeito é proveniente do gasoduto GASBOL e redistribuído para distintas localizações do Brasil, o segundo é parte de um projeto integrado de monetização de um campo de gás *onshore* para abastecer uma termelétrica em Roraima. Os projetos mostram a versatilidade da alternativa de distribuição do GNL em pequena escala, que pode ser uma aliada para a expansão do mercado de gás brasileiro e ser precursora de futuras expansões da malha de gasodutos do País.

Nesta nota técnica serão abordados os principais projetos de GNL em pequena escala em operação e planejados no Brasil e os principais custos de implementação de projetos desse tipo no País. Na primeira seção serão apresentadas diferentes formas de caracterização do modelo de negócio de GNL de pequena escala, bem como alguns dos seus aspectos socioambientais. Na segunda seção serão descritas as aplicabilidades da distribuição de GNL em pequena escala, evidenciando os projetos que já se encontram em operação no Brasil e aqueles que estão em fase de estudo. No tópico seguinte, serão apontados os principais custos de investimento e de operação de projetos de GNL em pequena escala. Em seguida, será apresentado um estudo de caso para o qual são descritos os dimensionamentos das logísticas de distribuição pelos modais rodoviário e aquaviário. Também será apresentada uma metodologia para estimação dos custos unitários em função do volume e distância de percurso em cada um desses modais. Por fim, é feita uma comparação simplificada com a alternativa de transporte dutoviário, em termos de custos unitários do GNL de pequena escala e das tarifas postais do gasoduto.

1. O Modelo de GNL em Pequena Escala

A tecnologia de GNL consiste em liquefazer o gás natural resfriando-o a temperaturas criogênicas de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, possibilitando a redução do seu volume em 600 vezes em relação ao gás natural nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP) iguais a $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ e 1 atm, respectivamente. Esse processo de transformação do estado gasoso para o líquido reduz o espaço de armazenamento necessário para a distribuição até mercados consumidores mais afastados da infraestrutura existente, geralmente, concentrada perto dos centros urbanos.

A cadeia de valor do GNL em pequena escala (*small-scale LNG*, em inglês) desempenha função alternativa ao transporte e à distribuição dutoviária de gás natural. Assim como o gás natural comprimido (GNC)¹, as soluções de transporte de GNL possibilitam replicar o fluxo contínuo de um gasoduto físico, atuando em locais onde a rede de tubulações é imatura ou inexistente, ou quando há incertezas sobre os níveis firmes de fluxo de gás natural, a localização e o perfil dos polos de suprimento e demanda (LORENZATO et al., 2022; GOMES, 2018). A depender das condições geográficas, consumidores potenciais de gás natural que não estão conectados às malhas de transporte e de distribuição poderiam ser supridos pelo GNL transportado em caminhões ou trens equipados com tanques criogênicos de GNL (no caso do transporte rodoviário ou ferroviário) ou por barcaças de GNL (no caso do transporte aquaviário), substituindo um gasoduto convencional de transporte ou distribuição, quando estes ainda não se viabilizam técnica ou economicamente (EPE, 2020a).

As definições de GNL de pequena escala podem variar entre autores e de acordo com as etapas do processo produtivo e de uso do GNL. Para a International Gas Union (IGU), por exemplo, as plantas de GNL podem ser divididas de acordo com as suas capacidades de liquefação em: *small-scale* (até 0,5 milhões de toneladas por ano - Mtpa); *mid-scale* (entre 0,5 e 1,5 Mtpa) e *large-scale* (acima de 1,5 Mtpa). Em Tractebel (2015a) considera-se que uma instalação de GNL em mini ou microescala, consiste em unidades de liquefação com capacidade de GNL até 0,2 Mtpa, enquanto a aplicação em pequena escala está associada a plantas de liquefação com capacidade entre 0,2 e 1 Mtpa.

Em relação à logística de movimentação, os navios carregadores de GNL de pequena escala possuem capacidades iguais ou inferiores a 30.000 m^3 de GNL (IGU, 2022), e os caminhões típicos têm capacidade de transportar entre 40 e 60 m^3 de GNL (LORENZATO et al., 2022; TRACTEBEL, 2015a).

Na presente nota técnica, o termo "pequena escala" compreenderá a distribuição de GNL para todas as classes de consumidores (termelétricos, industriais, residenciais e outros) que estejam geograficamente descentralizados, distantes da infraestrutura atual de movimentação de gás natural e que tenham condições técnicas favoráveis para o recebimento de até 0,5 Mtpa de GNL (cerca de 2 milhões de m^3/dia de gás natural) pelos modais de transporte aquaviário, rodoviário e/ou ferroviário. Contudo, o foco do estudo será nos dois primeiros modais, uma vez que o modal ferroviário é pouco usual e a atual malha ferroviária brasileira necessita de estudos mais detalhados e de mais investimentos em construção, operação e manutenção a fim de permitir a sua utilização como vias adequadas à movimentação de GNL.

1.1. Etapas do processo

De forma geral, a cadeia de GNL em pequena escala inclui as unidades de tratamento, liquefação, o transporte propriamente dito, e estações de regaseificação do combustível no local onde será consumido (GOMES, 2018; TRACTEBEL, 2015a).

A **Figura 1** mostra as principais etapas da distribuição de GNL em pequena escala a partir da liquefação do gás produzido em poços em terra (*onshore*), no mar (*offshore*) ou proveniente diretamente de cargas de GNL movimentadas por navios metaneiros. O GNL pode ser distribuído por modal rodoviário, ferroviário ou aquaviário até os módulos de regaseificação instalados em consumidores descentralizados e/ou com demandas

¹ Tecnologia para comprimir o gás natural em pelo menos 200 vezes do volume original, armazená-lo e transportá-lo em cilindros sob pressão.

que não sejam suficientes para viabilizar novos investimentos na construção e/ou ampliação da infraestrutura de transporte de gás natural.

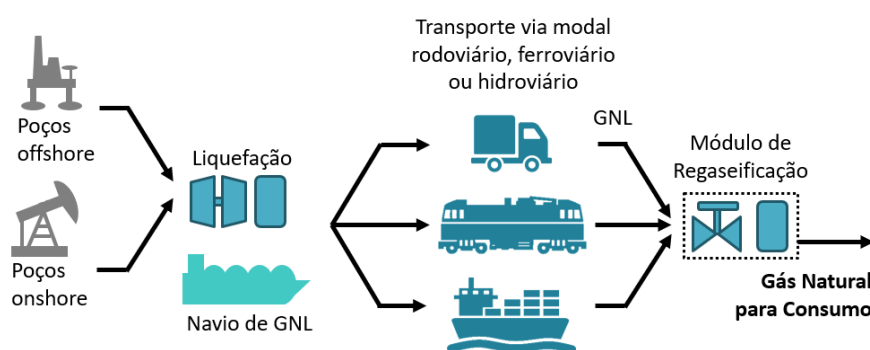


Figura 1. Etapas do GNL em pequena escala a partir de poços de gás *onshore* e *offshore* ou navios de GNL.

Fonte: Elaboração própria.

A depender da origem do gás natural produzido e do modelo de negócio, a liquefação pode ser realizada em terra ou no mar. A cadeia de GNL a partir da produção *offshore* com liquefação realizada em navios (*Floating Liquefied Natural Gas* – FLNG) está em desenvolvimento no mundo. De acordo com IGU (2022), em 2017, o primeiro navio FLNG (Satu da Petronas) começou a operar com uma capacidade de liquefação de 1,2 Mtpa para atender ao mercado da Malásia. Segundo o mesmo documento, atualmente, existem outros três navios FLNG operando no mundo: Camarões (2,4 Mtpa da Golar em Camarões), Tango (0,5 Mtpa da Exmar na Argentina), Prelude (3,6 Mtpa da Shell na Austrália) e Dua (1,5 Mtpa da Petronas na Malásia). Também, há dois navios FLNG em construção: Coral-Sul (3,4 Mtpa da Eni e Exxon MobilShell em Moçambique) e Tortue/Ahmeyim (2,5 Mtpa da BP na Mauritània), ambos com previsões de início das produções de GNL até 2023.

Por sua vez, a cadeia de GNL a partir da produção *onshore* tem se mostrado uma alternativa consolidada, com diversas vantagens tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda, por exemplo, o aproveitamento do gás natural associado à produção de petróleo e a indução da demanda por gás natural em regiões ainda não integradas às redes de transporte e/ou distribuição.

Após o tratamento e a liquefação, existem operações logísticas necessárias para o carregamento do GNL com características específicas para cada modal de transporte e volume a ser movimentado. O GNL é transportado em ISO-contêineres² (ou iso-tanques), podendo ser armazenado por até três meses, o que permite o transporte do combustível por distâncias longas (centenas ou milhares de quilômetros). No local de entrega, ocorrem as operações de descarregamento, armazenamento, regaseificação e medição do gás no local de entrega.

Em relação aos deslocamentos entre os pontos de suprimento e consumo, as distâncias para transporte de GNL de pequena escala são tipicamente mais curtas em comparação com o GNL convencional. Por sua vez, o número de viagens num determinado período é muito maior na operação de pequena escala, devido às capacidades reduzidas dos transportadores, podendo haver de 5 a 30 operações diárias de carga/descarga, ao passo que grandes transportadores entregam o GNL algumas vezes por semana (IGU, 2015).

Os alcances do transporte ou distribuição de pequena escala tipicamente observados estão limitados a 1.750 milhas náuticas (3.240 km), para o modal aquaviário³, e 2.000 km, para o modal rodoviário (IGU, 2015). As durações e números de viagens dependerão de diversas condições, dentre elas: velocidade média e capacidade de cada tipo de transportador, condições de estrada ou da rota hidroviária, paradas intermediárias, meteorologia etc.

² ISO-contêineres ou iso-tanques são padronizados conforme as normas ISO (Organização Internacional para Padronização, da sigla em inglês)

³ No caso de transporte aquaviário internacional, pode ser considerada uma faixa de 300 a 12.500 milhas náuticas (555 a 23.150 km) (IGU, 2015).

De modo geral, o dimensionamento de uma rede de abastecimento de pequena escala pode ser feito a partir da divisão da cadeia de suprimento em etapas críticas para o desempenho logístico global, conforme ilustrado na **Figura 2**.

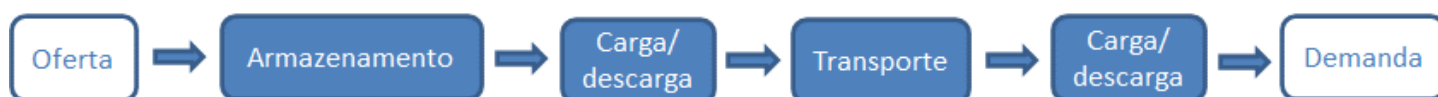


Figura 2. Etapas críticas da cadeia logística de GNL de pequena escala.

Fonte: Elaboração própria.

O caminho crítico da logística é obtido iniciando a análise pela demanda a ser atendida. A partir deste ponto, pode-se avaliar o caminho inverso na cadeia para estimar, por exemplo, as capacidades de armazenamento, a frota e o número de viagens necessários para um período de operação.

Dessa forma, para o dimensionamento do número de caminhões/barcaças necessários para a operação de uma cadeia logística de GNL de pequena escala, alguns pontos devem ser considerados: a demanda de GNL no consumidor, distância da fonte de suprimento ao centro de consumo, velocidade máxima permitida no trecho e a velocidade média desenvolvida pelo caminhão/barcaça nas rotas consideradas, peso máximo e regulamento de tráfego permitido nas vias, tempo de carga e descarga, entre outros (TRACTEBEL, 2015a).

1.2. Aspectos socioambientais

Estratégias e iniciativas mundiais para promover a descarbonização dos sistemas de energia têm sido apresentadas em resposta às mudanças climáticas, visando transições energéticas a partir de 2030. A queima controlada de gás natural associado durante a produção de petróleo⁴ contribui mundialmente para a emissão de milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera, além de materiais particulados, óxidos de enxofre (SO_x) e nitrogênio (NO_x), entre outros (WORLD BANK, 2022a; RAMOS, 2011). Aproximadamente 145 bilhões de metros cúbicos (bilhões m³) de gás natural são queimados anualmente em todo o mundo, sem aproveitamento energético e liberando cerca de 400 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ para a atmosfera (WORLD BANK, 2022b)⁵.

A rotina de queima persiste até hoje porque é um método relativamente seguro, embora desperdiçador e poluente, de descartar o gás associado que vem da produção de petróleo. A utilização do gás associado geralmente requer mercados economicamente viáveis para que haja investimentos necessários para capturar, transportar, processar e comercializar o gás. Diversos fatores podem contribuir para esta queima, impedindo a utilização do gás natural, tais como: falta de infraestrutura local de gás natural; médias e grandes distâncias aos mercados consumidores relevantes e volume relativamente baixo do gás natural produzido localmente (WORLD BANK, 2022c, 2012).

Alternativas à queima de gás natural na produção de petróleo são maneiras viáveis de reduzir as emissões de gases do efeito estufa (GEE), contribuindo para a mitigação das mudanças do clima global, como também promovem novas formas de oferta de energia (LORENZATO et al., 2022).

Dadas as contribuições potenciais para o clima e o meio ambiente, vários países, empresas petrolíferas e organizações multilaterais estão comprometidos em acabar com a queima de gás em locais de produção de petróleo em todo o mundo, seja por meio de políticas públicas e regulamentações, seja pela reinjeção, escoamento, transporte e desenvolvimento de tecnologias para utilização do gás (WORLD BANK, 2022d). O uso das tecnologias de GNC e GNL em pequena escala tem sido considerado uma estratégia de negócios para

⁴ Flaring, em inglês.

⁵ O fundo *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR) do Banco Mundial estima que a queima de 1 m³ de gás natural associado resulta na emissão de cerca de 2,8 kg CO_{2eq} (WORLD BANK, 2022a). Em 2021, foram queimados 144 bilhões m³ de gás natural no mundo, resultando nas emissões de 400 MtCO_{2eq}, das quais 361 MtCO_{2eq} na forma de CO₂ e 39 MtCO_{2eq} na forma de metano (CH₄) não queimado – considerando-se que o CH₄ tem um potencial de aquecimento global 25 vezes maior que o CO₂ em 100 anos, consistente com o Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (WORLD BANK, 2022b; IPCC, 2007).

redução da queima de gás natural *onshore* e para o desenvolvimento de seu mercado de utilização (TRACTEBEL, 2015a; TRACTEBEL, 2015b). Quando comparado ao GNC, o GNL tem uma densidade energética maior, tornando-se uma opção mais atraente para o transporte de volumes maiores de gás natural e/ou distâncias maiores do mercado consumidor. Sendo assim, é usado em muitas partes do mundo para fornecer gás natural a usinas termelétricas, indústrias e residências após sua regaseificação, como também na forma líquida como combustível para caminhões (WORLD BANK, 2018; U.S. DOE, 2022).

A utilização do GNL garante redução de emissão de CO₂ comparado a outros combustíveis, por exemplo: 14% para o GLP e 31% para o óleo combustível, podendo proporcionar créditos de carbono aos usuários (GÁSLOCAL, 2022a). Embora a substituição de combustíveis mais poluentes, como o óleo combustível e o diesel, pelo gás natural traga uma redução considerável nas emissões de particulados e gases do efeito estufa, há outros impactos socioambientais que devem ser levados em conta quando se trata da logística de distribuição de GNL em pequena escala.

O primeiro ponto a se considerar é o combustível queimado no processo de transporte. Embora, a redução das emissões no consumidor final do gás natural seja relevante, esta pode ter seus efeitos minimizados ou até inferiores a quantidade de gases e particulados poluentes emitidos por motores a diesel, a depender da quantidade de caminhões ou embarcações demandados em cada projeto. Neste sentido, embora a decisão de se adotar um transporte com motor a diesel, GNL ou GNC seja majoritariamente econômica e de disponibilidade e maturidade tecnológica, o fator ambiental deveria ser levado em conta, principalmente dentro do contexto de políticas ESG (*Environmental, Social & Corporate Governance*) das empresas.

Outro ponto a se destacar é quanto à possibilidade de um aumento intenso do tráfego em determinado trajeto, incorrendo em atrasos e maiores tempos de deslocamento para diversos outros setores da economia e para a população em geral. A depender do projeto de distribuição de GNL em pequena escala, pode haver a necessidade de diversos caminhões, veículos de apoio e outros serviços que estariam cotidianamente trafegando pela via, inclusive causando um desgaste maior do que previsto na mesma. Cabe destacar que o transporte de outros combustíveis poderia requerer uma logística de entrega que envolvesse o transporte rodoviário ou aquaviário em condições similares. Contudo, existiria uma vantagem comparativa, por exemplo, do diesel ou óleo combustível em relação ao GNL, no que diz respeito ao poder calorífico, à capilaridade e à rede de distribuição, já mais desenvolvida para estes derivados de petróleo no Brasil. As vantagens poderiam incorrer em logística mais otimizada e com menores distâncias em relação aos centros de tancagem.

Por fim, cabe ressaltar que, uma vez bem equacionados os itens acima, a expectativa é que ainda assim o saldo seja positivo para uma determinada região a ser atendida por GNL em pequena escala. Este modelo de distribuição pode ainda ser considerado um precursor para a construção futura de um gasoduto, que permitiria o atendimento de demandas em maiores escalas e a minimização dos impactos levantados.

2. Aplicabilidade no Brasil

A distribuição de gás natural através de pequena escala ganhou notoriedade no cenário internacional nos últimos anos. Esta tecnologia é especialmente relevante em países com grande extensão territorial e com elevada demanda de energéticos, mas que apresenta dificuldades construtivas para a expansão da rede de gasodutos, como é o caso do Brasil. Soma-se a isso o crescente apelo ambiental pela transição energética e pela substituição de combustíveis mais poluentes, como óleo combustível e diesel, por aqueles com menores níveis de emissão, como é o caso do gás natural. Dessa forma, há no País, principalmente no interior, um potencial grande para substituição, que poderia ser parcialmente alcançado pela interiorização do gás através da distribuição de GNL em pequena escala.

Esse modelo de logística de transporte de gás já existe no Brasil. A utilização da distribuição de GNL em pequena escala teve início com o projeto da GásLocal, localizado em Paulínia/SP, cujas operações iniciaram-se em 2006. O projeto, uma *joint-venture* entre Petrobras e White Martins, distribui o combustível via caminhões para

consumidores distantes das redes de distribuição, inclusive em estados onde não há qualquer rede de transporte de gás, com alcance de até 1.000 km de distância. Sua planta de liquefação tem capacidade até 440 mil m³/dia de gás natural, atendendo concessionárias de gás natural, indústrias, postos de gás natural veicular e outras aplicações em regiões não abastecidas por gasoduto (GÁSLOCAL, 2022b).

Com a entrada em operação de mais terminais de GNL privados no Brasil, surgiram estudos para aplicar a movimentação de GNL em pequena escala (caminhões ou pequenas embarcações), visando otimizar o uso desses terminais aliado à distribuição de GNL para o interior do País. Contudo, até então, embora haja estudos de viabilidade, esses projetos ainda não estão em operação.

Outra vertente onde há oportunidade para a difusão do modelo de GNL em pequena escala é a monetização de campos de gás natural em terra. Estudos de EPE (2020a; 2020b) apontaram competitividade econômica para o GNL de pequena escala, a depender das capacidades de transporte necessárias para atender demandas por gás natural localizadas a certas distâncias dos centros de suprimento, situação nas quais a construção de gasodutos de transporte não seria viável economicamente. Até então, essas barreiras econômicas contribuíram para a popularização entre os empreendedores de projetos com a solução *gas-to-wire*, no intuito de monetizar recursos de gás natural afastados dos principais centros de consumo de energia. Essa solução, como são os casos dos parques termelétricos da Eneva no Maranhão e da Imetame na Bahia, consiste em construir uma usina termelétrica próxima aos campos onde há produção de gás natural, de modo a gerar energia elétrica a partir do combustível processado localmente, e transmitindo-a através da rede de transmissão conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Visando utilizar a distribuição de GNL em pequena escala para monetizar seus recursos no campo de Azulão, na Bacia do Amazonas, a Eneva viabilizou este modelo de negócio ao vencer o leilão emergencial para o suprimento de energia elétrica no estado de Roraima, realizado em maio de 2019. O projeto resultou na construção de uma usina termelétrica em Roraima, UTE Jaguatirica II, suprida por gás natural produzido e liquefeito no campo terrestre, a 1.100 km de distância, no Amazonas. A logística de transporte do GNL é baseada numa frota de caminhões que realizam a movimentação desde o estado do Amazonas até Roraima, conforme pode ser observado na **Figura 3**.



Figura 3. Mapa do projeto da Eneva em Amazonas e Roraima
Fonte: ENEVA (2022a).

O projeto entrou em operação em fevereiro de 2022 e, seguindo na ampliação desse modelo de negócio, a Eneva anunciou mais um projeto que visa levar o gás da Bacia do Parnaíba para a região de Imperatriz/MA via caminhões através do GNL em pequena escala, abastecendo uma fábrica da Suzano (ENEVA, 2022b). A Eneva também firmou um contrato de cinco anos para fornecimento de GNL às instalações industriais da Vale em São Luís/MA. O início do fornecimento com origem em uma nova unidade de liquefação com capacidade de 300.000 m³/dia no Complexo Parnaíba está previsto para o primeiro semestre de 2024. Com isso, a capacidade total de liquefação na Bacia do Parnaíba atingirá 600.000 m³/dia, destinada majoritariamente para atender aos contratos da Vale e Suzano S.A. (ENEVA, 2022c).

Além disso, a compra da Centrais Elétricas de Sergipe (CELSE), juntamente com o terminal de GNL vinculado a UTE Porto Sergipe I (ENEVA, 2022d), aumenta o portfólio de oferta de GNL da Eneva e a sinergia entre os seus diferentes negócios, com potencial de contribuir para a expansão das rotas de GNL em pequena escala no Nordeste.

Outro projeto em desenvolvimento é o da New Fortress Energy em parceria com a Copergás. O projeto consiste em transportar o GNL via caminhões das instalações da New Fortress Energy, possivelmente do Porto de Suape, até o interior de Pernambuco, inicialmente para Petrolina/PE. Em outubro de 2021, foi inaugurada a rede de distribuição em Petrolina/PE, que seria responsável por distribuir o GNL regaseificado por uma extensão de 30 km na cidade (ARPE, 2021).

Semelhante ao projeto em Suape/PE, a New Fortress Energy está desenvolvendo uma base de distribuição de GNL em pequena escala no Sul do Brasil. A partir da importação de até 100 mil m³/dia de gás natural argentino para uma base logística a ser construída no Rio Grande do Sul, a empresa transportaria GNL por caminhões para abastecer consumidores industriais dos estados da região Sul e de São Paulo (INEEP, 2022).

Ademais, pode-se citar ainda o projeto da UTE Trombudo, vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, de 28 MW, com entrada em operação prevista para dezembro de 2022. Esta usina termelétrica será abastecida por GNL importado, cuja logística de movimentação envolve o recebimento do combustível armazenado em ISO-contêineres no Porto de Navegantes/SC, de onde serão transportados por caminhão até a UTE localizada na cidade de Trombudo Central, no interior do estado de Santa Catarina (BLUESHIFT, 2022).

3. Estimativas de custos

O dimensionamento de custos para um modelo de distribuição de GNL em pequena escala depende das características específicas de cada projeto, tais como: composição do gás e seu volume, distância aos consumidores, requisitos de armazenamento e infraestrutura, localização geográfica, entre outros (TRACTEBEL, 2015a).

Os custos pertinentes às diferentes etapas da cadeia conforme apresentada na seção 1 incluem, por exemplo: pré-tratamento e liquefação do gás natural no caso de aproveitamento do gás nacional, transporte, operação de entrega, armazenamento e regaseificação. Devido ao grau de maturidade do modelo de negócio, ainda em desenvolvimento, uma abordagem típica das análises de viabilidade econômica de novos projetos consiste em correlacionar custos de projetos-piloto ou já desenvolvidos com as respectivas capacidades.

A **Tabela 1** exhibe tecnologias e custos de soluções com liquefação em pequena escala realizada em terra.

Tabela 1. Principais parâmetros e custos para GNL de micro, mini e pequena escala em terra

Parâmetros	Calvert Energy	Chart Industries	Expansion Energy	GE	Linde Cryostar	Várias	Galileo's Cryobox
Capacidade da unidade (MMm ³ /dia)	1,2	4,0	1,2	-	-	0,03 a 0,42	0,02
CAPEX (US\$ mi) ¹	64,5	-	-	-	-	5,4 a 36,4	5,0
OPEX	4,5% CAPEX	-	-	-	-	-	-
Comentários sobre a tecnologia	Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação ± 25% de volume de gás Pressão de 45 a 66 bar Produção de 50 a 550 ton/dia de GNL	Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação de volume de gás Pressão de 31 a 65 bar Produção de 165 a 725 ton/dia de GNL	Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação de volume de gás Pressão mínima de 3,5 bar Produção de 23 a 379 ton/dia de GNL	Plantas modulares em pequena escala Podem lidar com variação de volume de gás Produção de 95 a 4.543 ton/dia de GNL	Miniplantas modulares Podem lidar com variação de volume de gás Produção de 28 a 200 ton/dia de GNL	Custos apresentados para micro ou miniplantas, não incluindo armazenamento do GNL; Custo de armazenamento em cilindros: US\$ 2.000/m ³ (1.000 a 15.000 m ³ de GNL) Custo de armazenamento em tanques: US\$ 1.000/m ³ a US\$ 1.300/m ³ (15.000 a 30.000 m ³ de GNL) Custo de um conjunto cavalo + carreta com tanque de capacidade de 40 m ³ de GNL: US\$ 300.000	Miniplantas de liquefação Produção de 500 tpa de GNL
Plantas em operação	6	múltiplas	10	-	-	1	-
Referências	GGFR, 2018; CALVERT ENERGY, 2020	GGFR, 2018; CHART INDUSTRIES, 2020	GGFR, 2018	GGFR, 2018	GGFR, 2018	TRACTEBEL, 2015b	GGFR, 2018; GALILEO, 2020

Nota: ¹ US\$ nominal na data-base de cada referência.

Fonte: EPE (2020a).

A depender do tipo e fluxo de demanda a ser atendida, serão possíveis diferentes configurações de infraestruturas capazes de realizar cada etapa do modelo de negócio: seja a liquefação do gás natural ou o recebimento do GNL, o armazenamento e a transferência para as unidades transportadoras de pequena escala, até a entrega do gás natural para consumo.

Na etapa de liquefação, estudos de EPE (2020a) demonstraram que os custos de investimento (CAPEX) podem se correlacionar com a capacidade das plantas de pequena escala *onshore* segundo a função:

$$\text{CAPEX} = 80,969 \times \text{Capacidade}^{0,65}$$

Onde o *CAPEX* é uma estimativa em milhões de US\$₂₀₁₉ e *Capacidade* é a capacidade de liquefação dimensionada em milhões de m³/dia (MMm³/dia) de gás natural. Caso seja considerado o armazenamento em terra, a faixa de custo típica observada varia entre 800 e 3.000 US\$/m³ para o armazenamento em plantas de GNL de pequena escala, sendo que esses custos são menores conforme aumenta-se a capacidade (IGU, 2015).

Em relação ao transporte, os custos dos caminhões e barcaças dependerão, principalmente, da disponibilidade de fabricantes no país e do combustível utilizado pelo motor do transportador. Por exemplo, nos EUA um conjunto de cavalo mais uma carreta com um tanque de GNL de capacidade de 40 m³ foi estimada na faixa de US\$ 300.000 (TRACTEBEL, 2015a), isto equivale a US\$ 7.500/m³ ou US\$ 17.000/t⁶. Enquanto os custos de capital para navios de GNL de pequena escala foram estimados na faixa de 5.000 a 15.000 US\$/t (IGU, 2015).

Em termos do uso de combustível no Brasil, o cavalo mecânico movido a GNL apresentaria maior economicidade, seguido pelo uso do gás natural veicular (GNV). Contudo, a homologação de motores a GNL ainda é considerada uma inovação tecnológica no País, tendo uma série de desafios a serem superados pelos empreendedores, além da dificuldade de utilizar estes motores em estradas com estado de conservação considerados inadequados. Dessa forma, a fabricação nacional de motores a gás se concentra em motores a GNV, cuja viabilidade econômica para o modelo de negócio ainda está limitada a distâncias de até 500 km. Sendo assim, usualmente, têm sido empregados caminhões movidos a óleo diesel, como ocorre na operação do projeto da Eneva em Azulão-Jaguatirica.

O custo estimado de uma estação de recebimento de caminhões com capacidade de armazenamento de 4.000 m³, pressão de saída do gás de aproximadamente 45 bar e 3 baías para descarregamento de caminhões é de cerca de US\$ 35 milhões (TRACTEBEL, 2015a). Essa capacidade corresponde, por exemplo, a 100 carretas de 40 m³ de GNL e um custo de US\$ 8.750/m³ ou US\$ 19.833/t de GNL recebido na estação.

Também no modal rodoviário, o estudo de Fraga (2018) se baseou numa instalação de carregamento de caminhões com capacidade de transferência e carregamento de 1.200 m³/dia de GNL com custo total de US\$ 15,4 milhões⁷, o que representa US\$ 12.833/m³ ou US\$ 29.089/t de GNL.

Os custos operacionais (OPEX) de uma planta de GNL de pequena escala podem ser estimados entre 3 e 5% do CAPEX (EPE, 2020a; TRACTEBEL, 2015a; GOMES, 2018). Porém, as estimativas podem variar de acordo com as especificidades dos projetos. Lorenzato et al. (2022) apresentaram uma solução de pequena escala para evitar a queima do gás natural associado à produção de petróleo, em que o OPEX anual, incluindo pré-tratamento, liquefação e entrega de GNL por caminhões, foi aproximado em 8% do CAPEX.

Ademais, experiências nacionais⁸ apontam que 70% do CAPEX em projetos com modal rodoviário correspondem aos custos de aquisição das carretas criogênicas. Dentre as despesas operacionais, 68% correspondem aos custos de combustível, nos casos de operação a óleo diesel e 10% atribuídos à manutenção de pneus. Além disso, a maior parte do CAPEX está atrelada ao preço do aço, e menos da metade estaria exposta a flutuações de câmbio.

⁶ 40 m³ de GNL equivalem a 17,647 m³ de GNL, considerando-se 1 Mt de GNL equivalente a 1,36 bilhão m³ de gás natural (BP, 2022) e a razão de conversão entre volume gasoso-líquido de 600:1.

⁷ Custos atualizados pela inflação dos Estados Unidos para o ano e 2016.

⁸ Reuniões entre a EPE e empresas do setor de GNL realizadas em 2022.

No âmbito desta nota técnica, os custos de investimentos e operacionais das etapas de distribuição de GNL em pequena escala serão tratados em termos de custos unitários, conforme apresentados na seção a seguir.

3.1. Custos unitários

Um estudo da Tractebel (2015a) analisou os custos unitários de investimentos e de operação e manutenção para cenários de mini e microplantas de GNL, com alternativas de transporte rodoviário e aquaviário. Os custos foram divididos nas seguintes parcelas: (i) tratamento preliminar do gás natural; (ii) liquefação; (iii) transporte; e (iv) entrega⁹. Foram dimensionados os volumes de 85 mil m³/dia e 283 mil m³/dia de gás natural¹⁰, a serem entregues a curtas e longas distâncias. Para cada um desses volumes, os custos unitários das etapas de tratamento, liquefação e entrega foram considerados iguais, independentemente da distância e do modal a ser utilizado. Adicionando-se os custos de transporte, resulta que os custos totais poderiam variar entre US\$ 7/MMBtu e US\$ 15/MMBtu, em valores atualizados para a data base de maio de 2022, conforme apresentados na **Tabela 2**.

Tabela 2. Custos relacionados ao GNL de pequena escala (US\$/MMBtu)¹

Item	Curta distância ²		Longa distância ³	
	85 mil m ³ /dia	283 mil m ³ /dia	85 mil m ³ /dia	283 mil m ³ /dia
Tratamento do gás	0,52	0,26	0,52	0,26
Liquefação	5,82	4,58	5,82	4,58
Transporte				
Rodoviário	1,77	1,46	6,09	5,78
Aquaviário	2,92	2,30	4,15	3,53
Entrega	1,93	1,31	1,93	1,31
Total				
Rodoviário	10,03	7,61	14,36	11,94
Aquaviário	11,18	8,45	12,42	9,69

Notas: ¹ US\$ (mai/2022). ² Até 400 km para o transporte rodoviário; entre 100 e 300 km para o modal aquaviário. ³ Entre 1.200 e 1.600 km para o transporte rodoviário; entre 1.000 e 1.500 km para o modal aquaviário.

Fonte: Elaboração própria a partir de Tractebel (2015a).

Observa-se que os custos unitários são menores para transporte de GNL a curta distância no modal rodoviário, enquanto o modal aquaviário apresenta maior economicidade na longa distância, em razão dos ganhos de escala na capacidade transportada por barcaças.

Se forem considerados apenas o transporte e a entrega do gás, os custos unitários variariam entre US\$ 2,70 e US\$ 8,10/MMBtu para a alternativa rodoviária e entre US\$ 3,60 e US\$ 6,10/MMBtu para a aquaviária.

Isto é, independentemente de onde estiver localizada a liquefação, uma vez disponibilizado o GNL nos terminais, o transporte subsequente que caracteriza a pequena escala desse combustível por barcaça pode ser mais atrativo do que caminhões, devido à possibilidade de transportar volumes e/ou distâncias maiores.

3.2. Comparação por custos

O estudo da EPE (2020a), sobre a monetização do gás natural *onshore* no Brasil, demonstrou que as tecnologias de GNC e GNL apresentam competitividades relativas a depender das distâncias e dos volumes transportados, incorrendo em importantes ganhos de escala para o GNL, conforme resumido na **Figura 4**.

⁹ Admite-se que a etapa de entrega inclui o armazenamento e a regaseificação do GNL.

¹⁰ 3 e 10 milhões de pés cúbicos por dia, respectivamente.

	10	100	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000 km	
0,10	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL
0,50	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
1,00	GAS	GAS	GNC	GNC	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
2,00	GAS	GAS	GAS	GNC	GNC	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
3,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
4,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
5,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL	GNL
6,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL	GNL
7,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL	GNL	GNL
8,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GNL
10,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS
20,00	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS

MMm³/d

Figura 4. Competitividade entre Diferentes Modais de Transporte de Gás Natural *onshore*

Notas: Os códigos apresentados nas células coloridas indicam qual alternativa teve o menor custo para a Capacidade em MMm³/dia mostrada na primeira coluna, e Distância em km mostrada na primeira linha. “GNC” refere-se ao gás natural comprimido, “GNL” ao gás natural liquefeito, e “GAS” ao transporte via gasodutos.

Fonte: EPE (2020a)

Naquele estudo, foram parametrizadas distâncias até 2.000 km, entre a oferta de gás natural e a demanda em terra, e volumes entre 0,1 e 20 MMm³/dia. Como resultado, por exemplo, observou-se uma capacidade mínima de 1 MMm³/dia requerida para viabilizar gasodutos com 100 km, e cerca de 6 MMm³/dia para 1.000 km de extensão. De modo geral, para um determinado traçado logístico, com a mesma distância entre origem e destino, podem ser considerados intervalos de capacidade em que GNC, GNL e gasodutos de transporte teriam maior viabilidade. Por exemplo, para uma distância de 1.000 km, a entrega de gás natural poderia começar por meio de GNC e, quando a demanda alcançasse cerca de 500 mil m³/dia, o suprimento poderia ser feito por GNL. Com a atração de novos empreendimentos e o crescimento da demanda, o fluxo de caminhões carregando GNL poderia aumentar, até que um gasoduto de transporte se viabilizasse a partir de um patamar de 6 MMm³/dia de demanda (EPE, 2020a).

Analogamente, foram estimados os custos que permitiram uma comparação entre essas três alternativas para a monetização do gás natural *offshore*. Os resultados para o ambiente marítimo no Brasil foram semelhantes ao caso *onshore*, em termos do grau de viabilidade econômica das alternativas aos gasodutos, a depender dos volumes e distâncias consideradas. Vale ressaltar que a liquefação foi considerada em mar e os gasodutos submarinos (EPE, 2020b).

4. Estudo de Caso

Com base nas definições de pequena escala delimitadas nesta nota técnica e nas condições de competitividade do GNL resumidos na **Figura 4**, foram escolhidas a demanda e a distância para as quais o fornecimento desse energético seria teoricamente mais favorável do que a construção de um novo gasoduto. Assim, adotou-se como premissas os intervalos de demanda potencial de gás natural entre 2 e 4 MMm³/dia¹¹ e a distância entre 600 e 1000 km, a partir das quais foram pesquisadas possíveis localizações no território nacional para um estudo de caso.

Dentro do intervalo admitido para a demanda potencial, optou-se por 2 MMm³/dia para a região metropolitana de São Luís/MA, que é aproximadamente o limite superior estipulado para pequena escala nesta nota técnica e porque ilustra, por exemplo, o consumo de gás natural de uma usina termelétrica de ciclo combinado com

¹¹ Equivalente a 3.300 - 6.700 m³/dia ou 1.400 - 3.000 ton/dia de GNL.

capacidade da ordem de 400 MW (MME, 2022b). Contudo, no presente estudo de caso, a demanda avaliada não foi necessariamente atrelada a uma unidade consumidora desta natureza, podendo também ser representativa de outros tipos de consumo.

Como ponto de origem, do GNL foi considerado o terminal de regaseificação existente em Pecém, no município de São Gonçalo do Amarante/CE, porque ele já tem todas as instalações em operação¹² e está posicionado mais perto da Região Norte e da extremidade norte da malha integrada de gasodutos de transporte. Foi considerada a disponibilidade da molécula neste ponto, isto é, o energético obtido já no estado líquido.

A cidade de São Luís/MA foi escolhida como ponto de chegada do GNL, onde está localizado o Porto de Itaqui e demandas de gás natural não atendidas pela malha de gasodutos. Um exemplo de consumidor seria a unidade da Vale, que firmou um contrato com a Eneva para entrega de GNL pelo modal rodoviário a partir do gás natural produzido na Bacia do Parnaíba. Além dessa, há outras demandas potenciais de gás natural para a região, incluindo novas usinas termelétricas.

A **Figura 5** apresenta um modelo esquemático das alternativas de distribuição do GNL de pequena escala para os modais rodoviário e aquaviário do estudo de caso, bem como dois gasodutos analisados no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2020 (EPE, 2020c), que também serviriam para o atendimento da região de São Luís.

Ressalta-se que a opção pelos gasodutos ilustrados na **Figura 5** representa uma possibilidade para este caso através de dutos já estudados pela EPE, não correspondendo necessariamente à alternativa de traçado mais adequada em termos de aspectos técnicos, econômicos e ambientais.

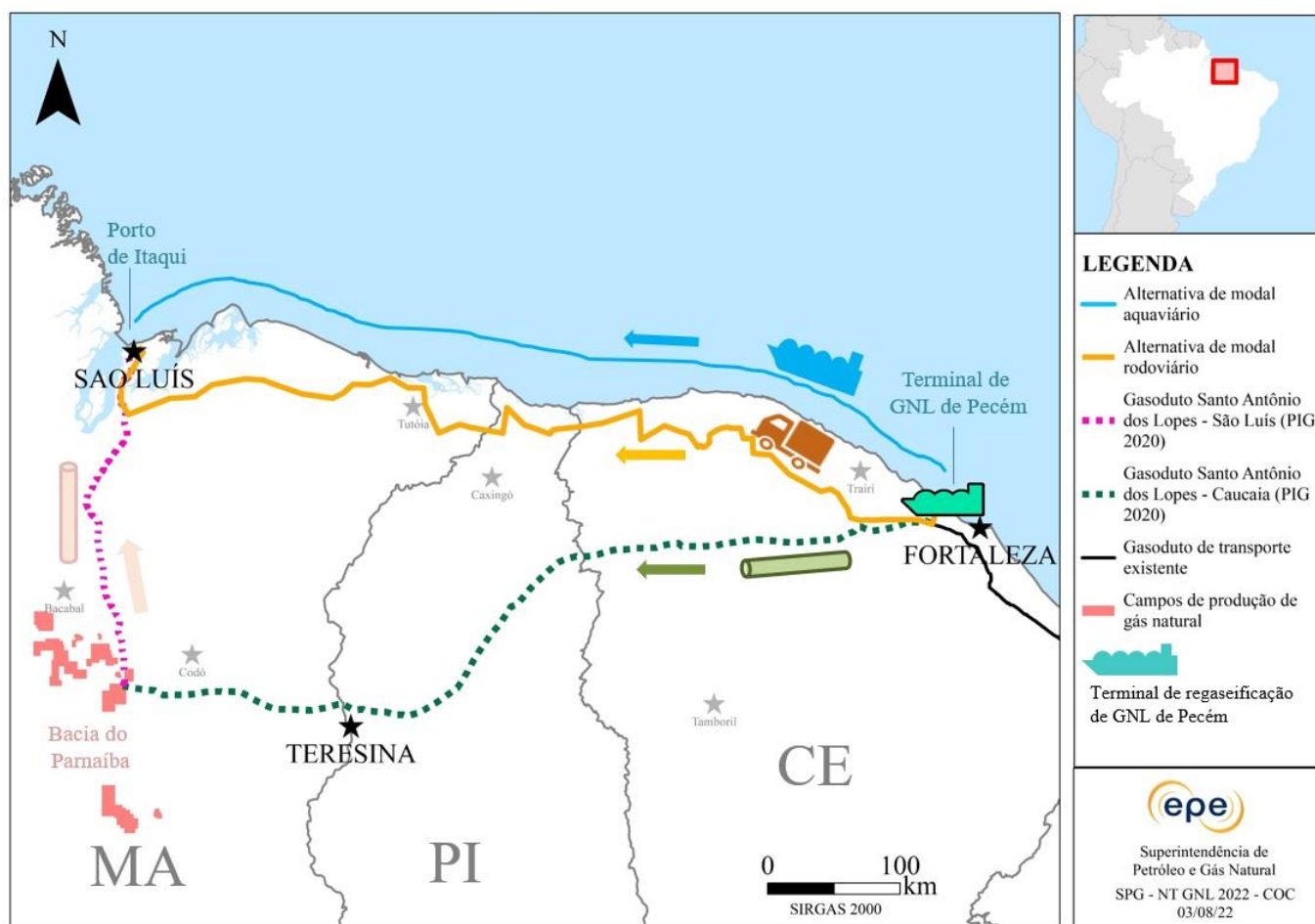


Figura 5. Alternativas de transporte de gás natural/GNL entre o Terminal de Pecém e o Porto de Itaqui.

Fonte: Elaboração própria.

¹² Além deste, está previsto um terminal privado para regaseificação de até 4 Mtpa no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, que possui licença ambiental prévia atrelada a um empreendimento integrado de geração de energia com três usinas termelétricas a gás natural com total de 2.189 MW.

As extensões estimadas para as alternativas de movimentação de gás natural/GNL entre os Portos de Pecém/CE e Itaqui/MA seriam, aproximadamente, as seguintes: 860 km por modal rodoviário; 680 km por modal aquaviário e 966 km unificando-se os gasodutos Santo Antônio dos Lopes-Caucaia (684km) e Santo Antônio dos Lopes-São Luís (282km). A seguir serão descritas as premissas de cada modal de transporte do estudo de caso.

4.1. Modal rodoviário

Para o modal rodoviário, poderiam ser consideradas, por exemplo, as seguintes rodovias asfaltadas como integrantes da rota: CE-422, BR-222, BR-402, MA-345, MA-315, MA-402 e BR-135. Entretanto, existem trajetos alternativos e, por isso, recomenda-se que os agentes interessados verifiquem com os órgãos competentes pela administração dessas vias e de outras na região, quais seriam as condições de manutenção e operação delas a fim de escolher o caminho mais adequado para os caminhões de GNL.

A seguir, estão descritas as premissas admitidas a fim de calcular o número de caminhões necessários chegando diariamente ao ponto de regaseificação para atendimento da demanda de 2 MMm³/dia.

Sobre a configuração dos veículos, foram considerados cavalos mecânicos de 3 eixos movidos a diesel e conectados a carretas criogênicas com capacidades individuais de cerca de 60 m³ de GNL, trafegando com velocidade média de 50 km/h¹³.

Considerando-se o revezamento de 2 motoristas por veículo na direção, seriam necessárias entre 16 e 17 horas de viagem mais o tempo de pausa para refeição e abastecimento do caminhão com diesel, totalizando aproximadamente um dia para a viagem entre o Porto de Pecém/CE e São Luís/MA.

Foi considerado também que haveria 8 baias de carregamento na origem (Porto de Pecém/CE) e 8 baias de descarregamento no destino (Porto de Itaqui/MA), e que o tempo médio de carga, descarga e movimentação de cada caminhão em cada baia seria de aproximadamente 3 horas e 20 minutos. A título ilustrativo do processo de carregamento, a **Figura 6** exibe dois caminhões da GásLocal sendo abastecidos com GNL nos seus centros de abastecimento.



Figura 6. Foto do carregamento de GNL em caminhões da empresa GásLocal, em Paulínia/SP.
Fonte: GásLocal (2022b).

¹³ A velocidade de 50km/h foi adotada para garantir a segurança durante o transporte de combustível.

Dessa forma, para calcular o número de caminhões necessários, tem-se que:

$$N = \frac{D_{Gás}}{k \times C_{caminhão}}$$

Onde:

N – Número de caminhões necessários chegando ao destino e regaseificando o GNL ao longo de um dia.

$D_{Gás}$ – Demanda de gás por dia no destino.

k – Constante de conversão de volume de gás natural do estado gasoso para o estado líquido, GNL.

$C_{caminhão}$ – Capacidade de transporte de GNL por caminhão.

Logo:

$$N = \frac{2.000.000 \text{ m}^3/\text{dia}}{600 \times 60 \text{ m}^3/\text{caminhão}} = 55,55 \text{ caminhões}/\text{dia}$$

Assim, seriam necessários 56 caminhões carregados com 60 m³ de GNL cada chegando em São Luís/MA e regaseificando tal volume ao longo de cada dia.

No intuito de dimensionar o fluxo de caminhões saindo e chegando nos pontos de carregamento e descarregamento de GNL, considerando-se a disponibilidade de 8 baias de carregamento e descarregamento e que são necessários 56 caminhões realizando este processo ao longo de um dia, estima-se que a cada 3 horas e 20 minutos aproximadamente partiria um comboio de 8 caminhões do Porto de Pecém/CE, o que totalizaria 7 comboios a cada 24 horas. Dessa maneira, 56 caminhões chegariam no destino a cada 24 horas.

Contudo, a fim de completar a lógica circular requerida pela logística escolhida, seriam necessários mais do que 56 caminhões na frota, pois existiria a necessidade da mesma quantidade de caminhões retornando para o reabastecimento do GNL no Porto de Pecém/CE. Ou seja, seriam necessários mais 56 caminhões para fechar o ciclo, totalizando 112 caminhões, como ilustra a **Figura 7**.

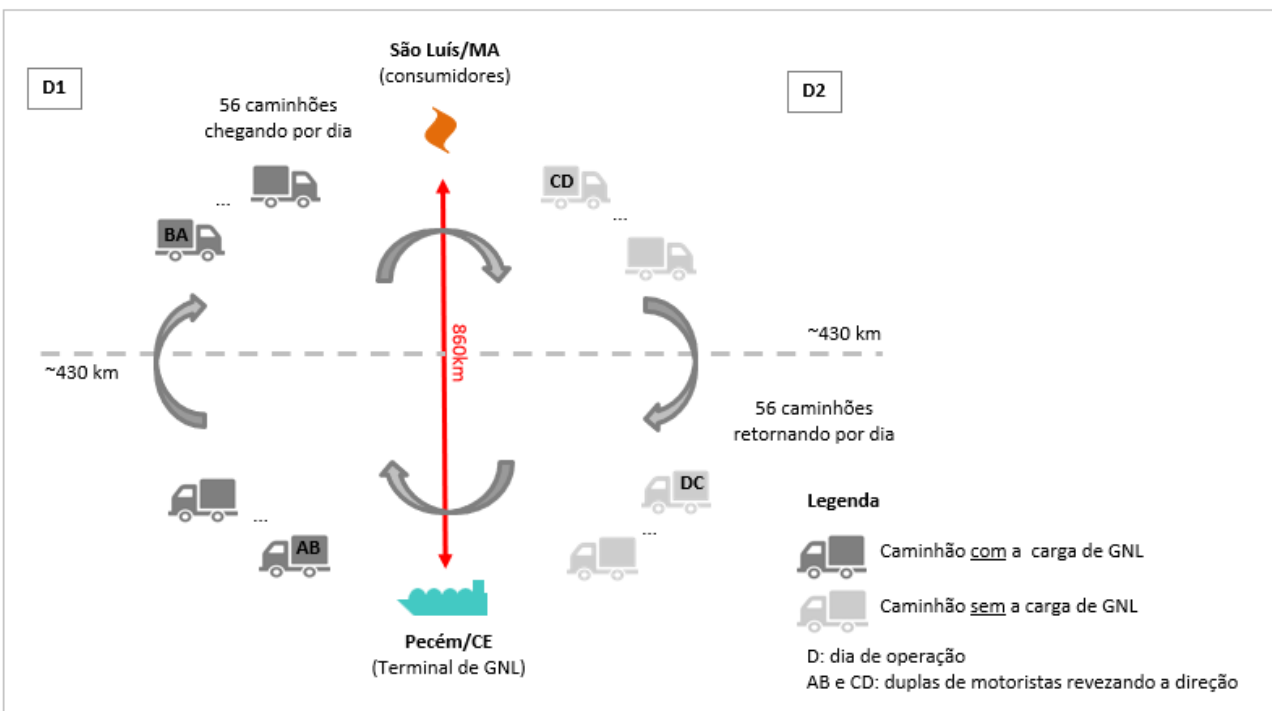


Figura 7. Esquema do modal rodoviário do estudo de caso.

Fonte: Elaboração própria.

Há, por fim, a necessidade de adição de caminhões sobressalentes para eventuais indisponibilidades e manutenções. Cabe ressaltar que estes caminhões não necessariamente estariam parados, mas em constante rodízio com os demais, de forma a reduzir o desgaste e a manutenção da frota como um todo. Como prática da indústria, geralmente, adota-se um percentual extra de 20% por trecho (Tractebel, 2015), o que resultaria em 12 caminhões a mais por trecho, totalizando mais 24 caminhões como sobressalentes.

Portanto, tem-se que a frota estimada para a logística de pequena escala utilizando o transporte de GNL via caminhões para este estudo de caso seria de 136 caminhões.

4.2. Modal aquaviário

Para o transporte marítimo, considerou-se uma rota estimada pelas imagens de satélite do programa Google Earth. Recomenda-se que os agentes interessados verifiquem com a Marinha e com os órgãos competentes pela administração dos portos, as condições meteorológicas, oceanográficas e outros aspectos ambientais que possam afetar a navegabilidade a fim de estudar o trajeto mais adequado para os navios de GNL. Essas especificações técnicas não foram detalhadas nesse estudo.

A seguir, estão descritas as premissas admitidas a fim de calcular o número de embarcações necessárias chegando diariamente ao porto para regaseificação para atendimento da demanda de 2 MMm³/dia.

Na logística de transporte de GNL por meio marítimo, admitiu-se a existência de um duto criogênico no Porto de Pecém/CE para levar o GNL da FSRU até as baías de carregamento na área do porto, onde se encheriam os ISO-contêineres, sendo em seguida transferidos para embarcações e transportados até o destino. A título ilustrativo do processo de carregamento, a **Figura 8** e a **Figura 9** mostram um exemplo de píer adaptado para este tipo de logística de transporte, onde os ISO-contêineres seriam colocados por guindastes em embarcações semelhantes àquelas utilizadas neste estudo de caso.



Figura 8. Exemplo de píer com logística de transporte de ISO-contêineres

Fonte: NFE (2021).



Figura 9. Foto do carregamento de ISO-contêineres de GNL em embarcações
 Fonte: NFE (2022).

Adotou-se como premissa que tais embarcações teriam capacidade de transportar até 21 ISO-contêineres, trafegando com velocidade média de 5 nós¹⁴. Nestas condições, seriam necessários 5 dias de viagem para percorrer as 370 milhas náuticas, ou 680 km, que separam os dois portos.

Foi considerado também que haveria 12 baias de carregamento na origem (Porto de Pecém/CE) e 12 baias de descarregamento no destino (Porto de Itaqui/MA) e que o tempo médio de carga, descarga e movimentação de cada ISO-contêiner numa baía é de aproximadamente 2 horas e 30 minutos. Adicionando-se o tempo para os procedimentos de liberação da embarcação carregada com 21 ISO-contêineres, ela partiria após 6 horas de serviços no píer.

Dessa forma, para calcular o número de embarcações necessárias, tem-se que:

$$N = \frac{D_{Gás}}{k \times C_{iso} \times C_{embarcação}}$$

Onde:

N – Número de embarcações necessárias chegando ao destino e regaseificando o GNL ao longo de um dia.

$D_{Gás}$ – Demanda de gás por dia no destino.

k – Constante de conversão de volume de gás natural do estado gasoso para o estado líquido, GNL.

C_{iso} – Capacidade de transporte de GNL por ISO-contêiner.

$C_{embarcação}$ – Capacidade de ISO-contêineres carregados por embarcação.

¹⁴ A velocidade de 5 nós, ou 9,26 km/h, foi adotada como típica para garantir a segurança durante o transporte de combustível.

Logo:

$$N = \frac{2.000.000 \text{ m}^3/\text{dia}}{600 \times 40 \frac{\text{m}^3}{\text{ISOcontêiner}} \times 21 \frac{\text{ISOcontêiner}}{\text{embarcação}}} = 3,97 \text{ embarcações/dia}$$

Assim, seriam necessárias 4 embarcações carregadas com 21 ISO-contêineres cada, contendo 40 m³ de GNL em cada ISO-contêiner, chegando em São Luís/MA e regaseificando tal volume ao longo de cada dia.

No intuito de dimensionar o fluxo de embarcações saindo e chegando nos pontos de carregamento e descarregamento de GNL, considerando-se a disponibilidade de 12 baías de carregamento e descarregamento e que são necessárias 4 embarcações realizando este processo ao longo de um dia, estima-se que a cada 6 horas aproximadamente partiria uma embarcação do Porto de Pecém/CE, o que totalizaria 4 embarcações a cada 24 horas.

Como são 5 dias de viagem por embarcação até a chegada no destino final, e considerando que todos os dias precisam chegar 4 embarcações no porto de destino, seriam necessárias 20 embarcações para cobrir todo o percurso de ida.

Contudo, a fim de completar a lógica circular requerida pela logística escolhida, seriam necessárias mais do que 20 embarcações na frota, pois haveria a necessidade da mesma quantidade de embarcações retornando para o reabastecimento de ISO-contêineres cheios de GNL no Porto de Pecém/CE. Ou seja, seriam necessárias mais 20 embarcações para fechar o ciclo, totalizando 40 embarcações, como ilustra a **Figura 10**.

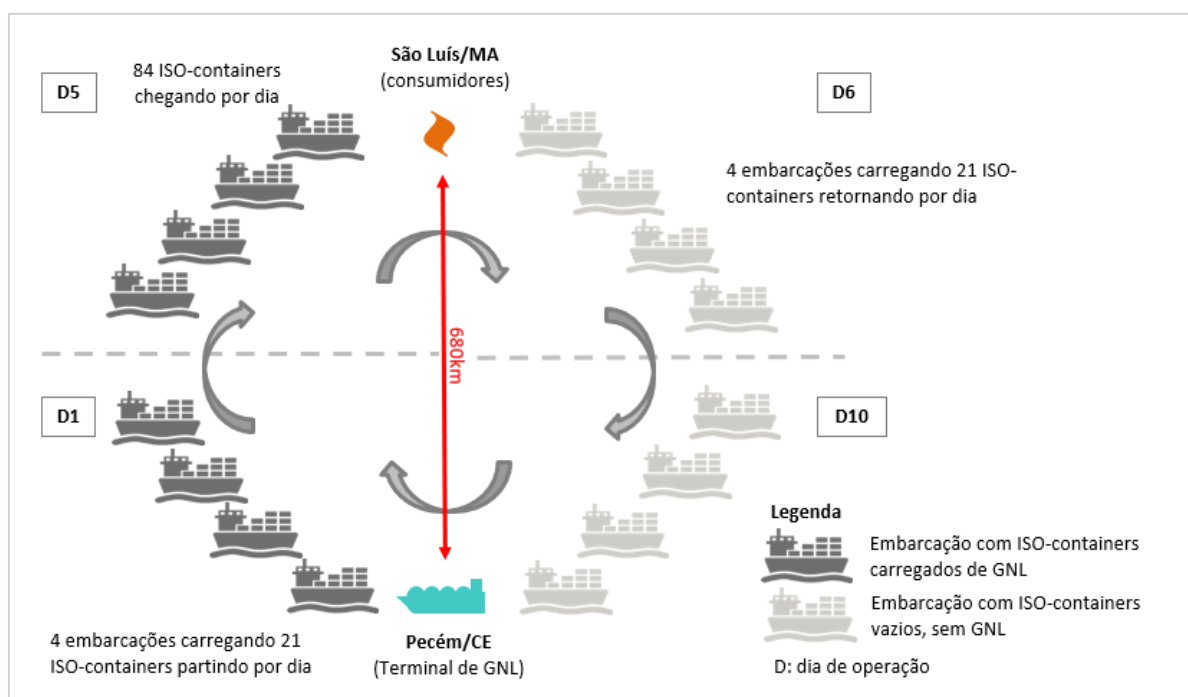


Figura 10. Esquema do modal marítimo no estudo de caso.

Fonte: Elaboração própria.

Há, por fim, como no caso anterior, a necessidade de adição de embarcações sobressalentes para eventuais indisponibilidades e manutenções. Cabe ressaltar que estas embarcações não necessariamente estariam paradas, mas em constante rodízio com as demais, de forma a reduzir o desgaste e a manutenção da frota como um todo. Como prática da indústria, geralmente, adota-se um percentual extra de 20% por trecho, totalizando mais 8 embarcações sobressalentes. Portanto, a frota estimada neste estudo de caso seria de 48 embarcações.

4.3. Avaliação de custos

Após o dimensionamento da logística, buscou-se calcular o custo do transporte e da entrega¹⁵ do GNL no ponto de recebimento, em São Luís/MA. Foram considerados os custos de investimentos e operacionais associados ao modelo de negócio de GNL de pequena escala. Além da aquisição das frotas e equipamentos, são considerados inclusos: o custo do combustível utilizado pelos caminhões e embarcações, a contratação de motoristas e tripulações, os serviços e peças para manutenção das frotas, entre outros.

Visando englobar todos os custos da cadeia logística de GNL de pequena escala dentro de uma metodologia econométrica simplificada, adotou-se uma avaliação com base em custos unitários. Nesse sentido, os custos unitários para o transporte rodoviário e aquaviário de GNL (TRACTEBEL, 2015a, 2015b), utilizados nos estudos sobre a monetização de gás natural no Brasil (EPE, 2020a, 2020b), foram atualizados para a data base de maio de 2022, conforme apresentados na **Tabela 2** da seção 3.1.

Dentre as parcelas que compõem estes custos, desconsiderou-se os custos de tratamento e liquefação de gás natural, pois, neste estudo de caso, a produção do GNL é um processo exógeno, sendo recebido diretamente no terminal de Pecém. Os demais custos de transporte e entrega foram tratados de modo paramétrico em relação aos volumes de suprimento e às distâncias entre os pontos de oferta e de demanda.

A partir do tratamento paramétrico foram realizadas estimações econométricas com o objetivo de se obter relações de custos unitários para diferentes vazões e distâncias percorridas para os modais rodoviário e aquaviário. Essas relações podem ser expressas por funções de potência com a forma da equação:

$$\text{Custo}(d, V) = a_i \times d \times V^{b_i} + a_E \times V^{b_E}$$

Onde:

Custo(d, V) – Custo unitário para transporte e entrega de GNL (US\$/MMBtu).

d – Distância entre o terminal de GNL e o ponto de entrega (km).

V – Volume de GNL transportado (mil m³/d).

a_i e b_i – Coeficientes de ajuste para transporte de volumes “V” e distâncias “d” parametrizadas.

a_E e b_E – Coeficientes de ajuste para entrega de volumes “V”.

Realizando-se os ajustes de potências para as capacidades e para as distâncias parametrizadas, os coeficientes dessas funções foram estimados para os transportes rodoviário e aquaviário de GNL, conforme exibido na **Tabela 7** e na **Tabela 8** do Anexo. Os comportamentos dessas funções de custos estão representadas na **Figura 11** e na **Figura 12**, respectivamente, onde as capacidades de transporte de GNL abrangem o intervalo definido para pequena escala no escopo desta nota técnica, de até 0,5 Mtpa, conforme descrito na seção 1.

¹⁵ Inclui o armazenamento e a regaseificação do gás natural.

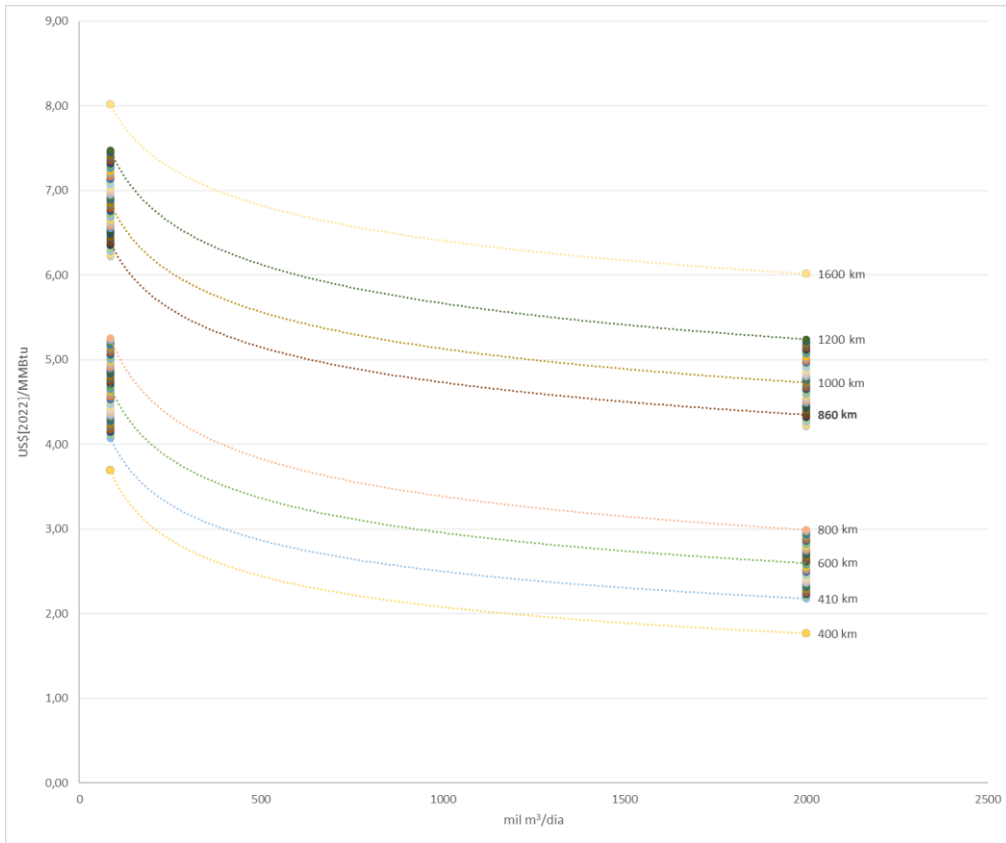


Figura 11. Funções de custos unitários estimadas para o modal rodoviário.
 Fonte: Elaboração própria.

Nestas figuras foram destacadas algumas funções para distâncias dentre as quais se encontram os percursos estipulados no estudo de caso: 860 km no modal rodoviário e 680 km no modal aquaviário.

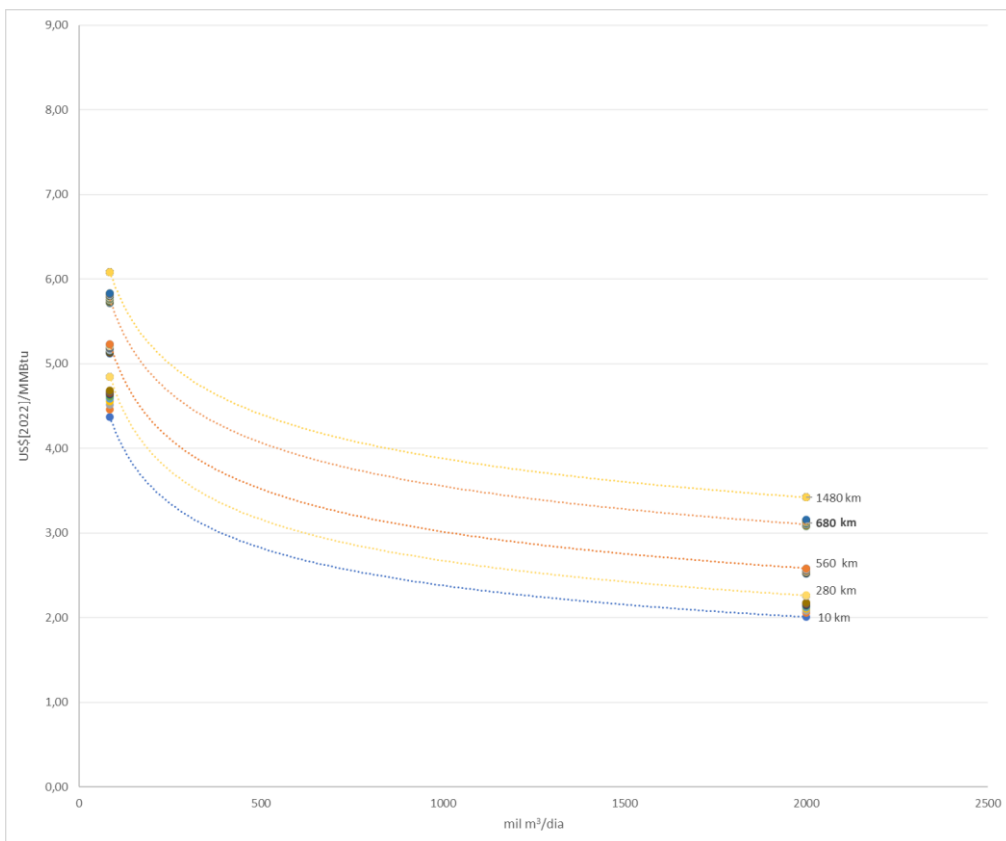




Figura 12. Funções de custos unitários estimadas para o modal aquaviário.
 Fonte: Elaboração própria.

As equações respectivas ao volume e às distâncias rodoviária e aquaviária definidas neste estudo de caso resultam nos custos unitários apresentados na **Tabela 3**. Estes custos não incluem o preço do GNL adquirido na origem e referem-se às etapas de transporte do GNL e entrega de gás natural regaseificado.

Tabela 3. Custos unitários relacionados ao GNL de pequena escala do estudo de caso

Trecho	Capacidade (mil m ³ /dia)	Extensão (km)	Modal	Custo (US\$/MMBtu) ¹
Pecém/CE - São Luís/MA	2.000	860		4,35
		680		3,10


Notas: ¹ US\$ (mai/2022).

Fonte: Elaboração própria.

O modelo de distribuição de pequena escala para atendimento de uma demanda de 2 MMm³/dia em São Luís/MA, a partir de GNL recebido no terminal de Pecém/CE, apresentou custo de US\$ 4,35/MMBtu por transporte rodoviário e US\$ 3,10/MMBtu por via aquaviária.

Por se tratar de modelo de negócios de distribuição de GNL de pequena escala, foi realizada uma análise de sensibilidade para atendimento de volumes de GNL transportados pelos modais rodoviário e aquaviário inferiores àquele escolhido no estudo de caso (entre 500 e 2.000 mil m³/dia). Os respectivos custos unitários foram estimados conforme apresentados na **Tabela 4** e na **Tabela 5**.

Tabela 4. Custos unitários para transporte rodoviário de GNL entre 500 e 2.000 mil m³/dia


Trecho	Capacidade (mil m ³ /dia)	Extensão (km)	Modal	Custo (US\$/MMBtu) ¹
Pecém/CE - São Luís/MA	500	860		5,08
	1.000			4,69
	1.500			4,48
	2.000			4,35

Notas: ¹ US\$ (mai/2022).

Fonte: Elaboração própria.

Os custos unitários do modal rodoviário para suprimento de 500 a 2.000 mil m³/dia entre Pecém e São Luís variam de US\$ 5,08 a US\$ 4,35/MMBtu.

Tabela 5. Custos unitários para transporte aquaviário de GNL entre 500 e 2.000 mil m³/dia

Trecho	Capacidade (mil m ³ /dia)	Extensão (km)	Modal	Custo (US\$/MMBtu) ¹
Pecém/CE - São Luís/MA	500	680		4,04
	1.000			3,53
	1.500			3,27
	2.000			3,10

Notas: ¹ US\$ (mai/2022).

Fonte: Elaboração própria.

Os custos unitários do modal aquaviário para suprimento de 500 a 2.000 mil m³/dia entre Pecém e São Luís variam de US\$ 4,04 a US\$ 3,10/MMBtu.


As operações logísticas para movimentação de volumes maiores de gás natural proporcionam ganhos de escala para o suprimento entre os pontos de oferta e demanda, o que pode ser percebido na redução dos custos unitários conforme se aumentam as capacidades transportadas em cada modal.

Por sua vez, os custos unitários são menores para o modal aquaviário, devido aos volumes considerados no estudo de caso serem elevados para o modelo de pequena escala, portanto requerem um número grande de caminhões para o transporte. Além da distância percorrida por estradas ser maior que a distância aquaviária.

Para avaliar a alternativa de se construir um gasoduto para conectar a oferta de gás em Pecém/CE e a demanda em São Luís/MA, neste estudo de caso optou-se por adotar os gasodutos Caucaia/CE (Pecém) – Santo Antônio dos Lopes/MA e Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA, ambos com 20 polegadas de diâmetro e já estudados pelo PIG 2020, como sendo um único duto a fim de simplificação metodológica. Cabe destacar ainda que esses gasodutos possuem no total 7 pontos de entrega (nos municípios de Sobral/CE, Piri-piri/PI, Campo Maior/PI, Teresina/PI, Santo Antônio dos Lopes/MA, Miranda do Norte/MA e São Luís/MA), cujos custos não seriam tão significativos em relação aos custos totais dos projetos. Atualizando-se os custos dos gasodutos para a data base de maio de 2022, tem-se que esses dutos unificados teriam 966 km de extensão e custariam R\$ 15,6 bilhões.

A partir deste custo total, estimou-se a tarifa postal de transporte para este gasoduto tendo como premissa uma TIR¹⁶ de 10% e construção com 100% de capital próprio. Também foi considerado o Custo Médio Ponderado de Capital¹⁷ fixo e igual a 10% ao ano, além de Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) respectivamente iguais a 25% e 9%. Os resultados obtidos não incluem valores de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programas de Integração Social (PIS)/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Serviços (ISS). Como OPEX desse duto adotou-se 4% do CAPEX, além dos períodos de construção e comissionamento de 3 anos e a concessão do gasoduto por 30 anos conforme premissas adotadas no PIG 2020. As tarifas calculadas para diferentes vazões se encontram na **Tabela 6**.

Tabela 6. Tarifas postais para o gasoduto integrado considerado no estudo de caso

Trecho	Vazão (mil m ³ /dia)	Extensão (km)	Modal	Tarifa (US\$/MMBtu) ¹
Pecém/CE - São Luís/MA	2.000	966		20,58
	3.500			11,76
	5.000			8,23
	7.500			5,49

Notas: ¹ US\$ (mai/2022).

Fonte: Elaboração própria.

Ressalta-se que as tarifas estimadas para estas diferentes vazões não contemplam otimizações de dimensionamento do gasoduto, que seriam possíveis numa análise dutoviária detalhada que extrapola o escopo desta nota técnica. Contudo, com base nos resultados apresentados na **Tabela 6**, nota-se que, em termos de custos unitários, para que o gasoduto comece a ser competitivo com o modal rodoviário ou aquaviário de GNL de pequena escala, é necessário que a vazão seja a partir de 7,5 milhões de m³/dia, isto é, de três a quatro vezes a demanda selecionada para este estudo de caso. Ou seja, dentro das condições analisadas, seria necessário que a demanda atendida ganhasse escala suficiente para que um gasoduto fosse a melhor opção de transporte.

¹⁶ Taxa Interna de Retorno

¹⁷ *Weighted Average Cost of Capital* – WACC

5. Considerações Finais

O desafio de interiorização do gás natural tem experimentado soluções alternativas à construção de gasodutos. Cada vez mais comuns na China, nos EUA e na Europa, as soluções de GNL em pequena escala são especialmente funcionais para países com dimensões continentais como o Brasil, porque facilitam o acesso ao gás natural em áreas mais remotas. Uma vez atendidas as demandas de gás natural majoritariamente concentradas nos grandes centros e na costa leste, o desafio agora é interiorizar a oferta de gás natural no País.

Nessa nota técnica, foram apresentados projetos em estudo ou já implementados no Brasil. Alguns deles têm como principal objetivo atender consumidores industriais, como os projetos da Eneva para o estado do Maranhão, enquanto outros buscam disponibilizar gás a uma localidade ainda não atendida pela malha de gasodutos, como é o caso do projeto da NFE em Petrolina/PE e da GásLocal em São Paulo. Também há aqueles que buscam viabilizar reservas de gás *onshore* aproveitando o recurso para geração de energia elétrica, como é o caso da Eneva com o campo de Azulão e a UTE Jaguaririca II. O GNL em pequena escala tem se popularizado cada vez mais no País à medida que a tecnologia e a *expertise* da logística vêm amadurecendo e os respectivos custos se reduzindo.

Os estudos anteriores da EPE, que tratavam da monetização de gás natural *onshore* e *offshore* no Brasil, já sinalizavam uma faixa de vazão e distância relativa entre os pontos de oferta e demanda de gás natural em que poderia ser mais interessante economicamente a utilização do modelo de distribuição de GNL de pequena escala em relação ao GNC e a gasodutos. Porém, a presente nota técnica trouxe, através de um estudo de caso, um aperfeiçoamento metodológico voltado aos modais rodoviário e aquaviário de GNL de pequena escala em que se obtém várias funções de custos para diferentes vazões e distâncias, trazendo maior grau de detalhamento dos custos unitários calculados.

Além disso, o fato de o estudo de caso ter separado as etapas de tratamento e liquefação do gás natural, permitiu uma nova ótica para as análises de viabilidade do modelo de negócio de distribuição de GNL em pequena escala, que seja a partir da molécula disponibilizada numa instalação de carregamento de caminhões ou barcaças. Essa instalação pode estar localizada tanto numa unidade de liquefação de pequena escala *onshore* quanto num terminal de GNL próximo à costa.

A partir dos resultados obtidos, nota-se que o custo unitário do transporte aquaviário é mais competitivo para médias e longas distâncias que o custo unitário estimado do transporte rodoviário para as mesmas distâncias. Embora o estudo de caso não tenha retratado distâncias relativamente curtas, com os resultados obtidos a partir dos coeficientes exibidos na **Tabela 7** e na **Tabela 8** do Anexo, pode-se estimar que para curtas distâncias, o transporte rodoviário se mostra mais competitivo em relação ao aquaviário.

Diversos aspectos podem explicar a economicidade do modal aquaviário em relação ao rodoviário. A quantidade de energia transportada por uma barcaça é bastante superior ao caminhão, permitindo um ganho de escala na relação “transporte por energia”. Porém, existe um volume mínimo para se beneficiar deste ganho de escala, sendo que o custo marginal de um caminhão é muito menor que o de uma embarcação. Há ainda uma maior dificuldade em obter rotas e portos aptos a realizar tais operações de movimentação de GNL, bem como custos fixos associados à utilização dos complexos portuários. No entanto, para médias e longas distâncias estes custos podem ser compensados por percursos geralmente mais curtos do que o modal rodoviário, resultando em um menor consumo de combustível por energia transportada. Além disso, as condições operacionais das estradas e rodovias, bem como os pedágios, podem representar dificuldades adicionais para o modal rodoviário.

Isto pôde ser observado pelos resultados específicos do estudo de caso realizado. Ou seja, a distribuição de pequena escala para atendimento de uma demanda de 2 milhões m³/dia em São Luís/MA, a partir de GNL recebido no terminal de regaseificação em Pecém/CE, apresentou um custo unitário por transporte aquaviário menor do que pelo modal rodoviário.

Além disso, a atualização dos custos dos gasodutos Santo Antônio dos Lopes/MA – Caucaia/CE (Pecém) e Santo Antônio dos Lopes/MA – São Luís/MA, analisados no PIG 2020, permitiu estimar as tarifas postais para

diferentes vazões transportadas por estes dutos, considerando-se a união dos seus traçados. Embora o traçado mais otimizado ligando os pontos de oferta e demanda não tenha sido analisado no estudo de caso, a presente alternativa de gasoduto só teria os seus custos unitários competitivos, frente às alternativas de GNL de pequena escala, caso a vazão transportada de gás natural fosse consideravelmente maior do que 2 milhões de m³/dia. Tais resultados reforçam o papel precursor da logística de pequena escala de GNL no intuito de difundir o acesso ao gás natural para o interior, tendo a potencialidade de viabilizar gasodutos mais extensos a partir do escalonamento da demanda nas regiões atendidas.

Os resultados de análises de sensibilidades nas estimativas de custos unitários do transporte de GNL de pequena escala mostraram a existência de economicidade para volumes maiores de GNL transportado, seja por modal rodoviário ou aquaviário. Isto é, ganhos de escala também são intrínsecos ao modelo de distribuição em pequena escala. Contudo, estes ganhos estão limitados até que se atinjam patamares de demanda que justifiquem economicamente um gasoduto com capacidade de atendimento de volumes maiores e com outros pontos de entrega no percurso.

Cabe destacar que a logística de transporte de GNL por meio de pequena escala é primordialmente caracterizada por ser extremamente customizável e difícil de generalizar, pois depende de diversos fatores regionais de infraestrutura, aspectos de legislação, regulação e socioambientais, que podem onerar o custo do projeto. Nesse sentido, os resultados aqui obtidos foram gerados a partir de um conjunto de premissas técnicas. Caberá a cada empreendedor avaliar quais etapas dentro do seu modelo de negócios serão ou não incluídas nas estimativas de custos. Recomenda-se, por esses e outros motivos, a utilização dos resultados com ressalvas.

Por fim, percebe-se que a adesão cada vez maior dessa modalidade logística tem mostrado novos caminhos para expansão da oferta de gás natural no Brasil, inclusive podendo viabilizar projetos que antes tinham dificuldade em monetizar seus volumes, como por exemplo, a produção de gás *onshore* e o aproveitamento do biometano no País.

6. Anexo

Coefficientes estimados para as funções de custo parametrizadas no estudo de caso (Equação 1):

$$\text{Custo}(d, V) = a_i \times d \times V^{b_i} + 8,0212 \times V^{-0,32095}$$

Onde:

Custo (d, V) – Custo unitário para transporte e entrega de GNL (US\$/MMBtu).

d – Distância entre o terminal de GNL e o ponto de entrega (km).

V – Volume de GNL transportado (mil m³/d).

a_i e b_i – Coeficientes de ajuste para transporte de volumes “V” e distâncias “d” parametrizadas.

Os coeficientes a_i e b_i para distâncias parametrizadas estão apresentados na **Tabela 7**, no modal rodoviário, e na **Tabela 8**, no modal aquaviário.

Nota-se que os coeficientes b apresentam valores constantes dentro de determinadas faixas de distâncias rodoviárias e aquaviárias, pois eles representam o comportamento análogo aos custos unitários dos dados utilizados como referências neste estudo de caso (Tractebel, 2015a).

Tabela 7. Coeficientes das funções de custos unitários para o transporte rodoviário de GNL

d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i
10	0,35908	-0,15960	330	0,01088	-0,15960	650	0,00756	-0,11838	970	0,00659	-0,06333	1290	0,00572	-0,04322
20	0,17954	-0,15960	340	0,01056	-0,15960	660	0,00752	-0,11838	980	0,00657	-0,06333	1300	0,00568	-0,04322
30	0,11969	-0,15960	350	0,01026	-0,15960	670	0,00748	-0,11838	990	0,00654	-0,06333	1310	0,00564	-0,04322
40	0,08977	-0,15960	360	0,00997	-0,15960	680	0,00745	-0,11838	1000	0,00652	-0,06333	1320	0,00559	-0,04322
50	0,07182	-0,15960	370	0,00970	-0,15960	690	0,00741	-0,11838	1010	0,00650	-0,06333	1330	0,00555	-0,04322
60	0,05985	-0,15960	380	0,00945	-0,15960	700	0,00737	-0,11838	1020	0,00648	-0,06333	1340	0,00551	-0,04322
70	0,05130	-0,15960	390	0,00921	-0,15960	710	0,00734	-0,11838	1030	0,00646	-0,06333	1350	0,00547	-0,04322
80	0,04488	-0,15960	400	0,00898	-0,15960	720	0,00730	-0,11838	1040	0,00643	-0,06333	1360	0,00543	-0,04322
90	0,03990	-0,15960	410	0,00886	-0,11838	730	0,00727	-0,11838	1050	0,00641	-0,06333	1370	0,00539	-0,04322
100	0,03591	-0,15960	420	0,00879	-0,11838	740	0,00723	-0,11838	1060	0,00639	-0,06333	1380	0,00535	-0,04322
110	0,03264	-0,15960	430	0,00872	-0,11838	750	0,00720	-0,11838	1070	0,00637	-0,06333	1390	0,00531	-0,04322
120	0,02992	-0,15960	440	0,00865	-0,11838	760	0,00717	-0,11838	1080	0,00635	-0,06333	1400	0,00527	-0,04322
130	0,02762	-0,15960	450	0,00858	-0,11838	770	0,00713	-0,11838	1090	0,00633	-0,06333	1410	0,00524	-0,04322
140	0,02565	-0,15960	460	0,00852	-0,11838	780	0,00710	-0,11838	1100	0,00631	-0,06333	1420	0,00520	-0,04322
150	0,02394	-0,15960	470	0,00846	-0,11838	790	0,00707	-0,11838	1110	0,00629	-0,06333	1430	0,00516	-0,04322
160	0,02244	-0,15960	480	0,00839	-0,11838	800	0,00704	-0,11838	1120	0,00627	-0,06333	1440	0,00513	-0,04322
170	0,02112	-0,15960	490	0,00834	-0,11838	810	0,00701	-0,06333	1130	0,00625	-0,06333	1450	0,00509	-0,04322
180	0,01995	-0,15960	500	0,00828	-0,11838	820	0,00698	-0,06333	1140	0,00623	-0,06333	1460	0,00506	-0,04322
190	0,01890	-0,15960	510	0,00822	-0,11838	830	0,00695	-0,06333	1150	0,00622	-0,06333	1470	0,00502	-0,04322
200	0,01795	-0,15960	520	0,00817	-0,11838	840	0,00692	-0,06333	1160	0,00620	-0,06333	1480	0,00499	-0,04322
210	0,01710	-0,15960	530	0,00811	-0,11838	850	0,00690	-0,06333	1170	0,00618	-0,06333	1490	0,00495	-0,04322
220	0,01632	-0,15960	540	0,00806	-0,11838	860	0,00687	-0,06333	1180	0,00616	-0,06333	1500	0,00492	-0,04322
230	0,01561	-0,15960	550	0,00801	-0,11838	870	0,00684	-0,06333	1190	0,00614	-0,06333	1510	0,00489	-0,04322
240	0,01496	-0,15960	560	0,00796	-0,11838	880	0,00681	-0,06333	1200	0,00612	-0,06333	1520	0,00486	-0,04322
250	0,01436	-0,15960	570	0,00791	-0,11838	890	0,00679	-0,06333	1210	0,00610	-0,04322	1530	0,00482	-0,04322
260	0,01381	-0,15960	580	0,00787	-0,11838	900	0,00676	-0,06333	1220	0,00605	-0,04322	1540	0,00479	-0,04322
270	0,01330	-0,15960	590	0,00782	-0,11838	910	0,00674	-0,06333	1230	0,00600	-0,04322	1550	0,00476	-0,04322
280	0,01282	-0,15960	600	0,00777	-0,11838	920	0,00671	-0,06333	1240	0,00595	-0,04322	1560	0,00473	-0,04322
290	0,01238	-0,15960	610	0,00773	-0,11838	930	0,00669	-0,06333	1250	0,00591	-0,04322	1570	0,00470	-0,04322
300	0,01197	-0,15960	620	0,00769	-0,11838	940	0,00666	-0,06333	1260	0,00586	-0,04322	1580	0,00467	-0,04322
310	0,01158	-0,15960	630	0,00764	-0,11838	950	0,00664	-0,06333	1270	0,00581	-0,04322	1590	0,00464	-0,04322
320	0,01122	-0,15960	640	0,00760	-0,11838	960	0,00661	-0,06333	1280	0,00577	-0,04322	1600	0,00461	-0,04322

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8. Coeficientes das funções de custos unitários para o transporte aquaviário de GNL

d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i	d (km)	a _i	b _i
10	0,58747	-0,19775	330	0,02143	-0,17775	650	0,01128	-0,14701	970	0,00772	-0,14701	1290	0,00583	-0,13382
20	0,30473	-0,19775	340	0,02083	-0,17775	660	0,01111	-0,14701	980	0,00764	-0,14701	1300	0,00579	-0,13382
30	0,20756	-0,19775	350	0,02027	-0,17775	670	0,01096	-0,14701	990	0,00757	-0,14701	1310	0,00574	-0,13382
40	0,15807	-0,19775	360	0,01973	-0,17775	680	0,01080	-0,14701	1000	0,00750	-0,14701	1320	0,00570	-0,13382
50	0,12796	-0,19775	370	0,01923	-0,17775	690	0,01066	-0,14701	1010	0,00743	-0,14701	1330	0,00566	-0,13382
60	0,10767	-0,19775	380	0,01875	-0,17775	700	0,01051	-0,14701	1020	0,00738	-0,13382	1340	0,00561	-0,13382
70	0,09304	-0,19775	390	0,01829	-0,17775	710	0,01037	-0,14701	1030	0,00730	-0,13382	1350	0,00557	-0,13382
80	0,08199	-0,19775	400	0,01786	-0,17775	720	0,01024	-0,14701	1040	0,00723	-0,13382	1360	0,00553	-0,13382
90	0,07334	-0,19775	410	0,01745	-0,17775	730	0,01010	-0,14701	1050	0,00717	-0,13382	1370	0,00549	-0,13382
100	0,06637	-0,19775	420	0,01705	-0,17775	740	0,00997	-0,14701	1060	0,00710	-0,13382	1380	0,00545	-0,13382
110	0,06382	-0,19775	430	0,01668	-0,17775	750	0,00985	-0,14701	1070	0,00703	-0,13382	1390	0,00541	-0,13382
120	0,05850	-0,19775	440	0,01632	-0,17775	760	0,00972	-0,14701	1080	0,00697	-0,13382	1400	0,00537	-0,13382
130	0,05400	-0,19775	450	0,01597	-0,17775	770	0,00960	-0,14701	1090	0,00690	-0,13382	1410	0,00534	-0,13382
140	0,05014	-0,19775	460	0,01564	-0,17775	780	0,00949	-0,14701	1100	0,00684	-0,13382	1420	0,00530	-0,13382
150	0,04680	-0,19775	470	0,01533	-0,17775	790	0,00937	-0,14701	1110	0,00678	-0,13382	1430	0,00526	-0,13382
160	0,04388	-0,19775	480	0,01503	-0,17775	800	0,00926	-0,14701	1120	0,00672	-0,13382	1440	0,00523	-0,13382
170	0,04130	-0,19775	490	0,01474	-0,17775	810	0,00915	-0,14701	1130	0,00666	-0,13382	1450	0,00519	-0,13382
180	0,03900	-0,19775	500	0,01446	-0,17775	820	0,00905	-0,14701	1140	0,00660	-0,13382	1460	0,00515	-0,13382
190	0,03695	-0,19775	510	0,01419	-0,17775	830	0,00895	-0,14701	1150	0,00654	-0,13382	1470	0,00512	-0,13382
200	0,03510	-0,19775	520	0,01393	-0,17775	840	0,00884	-0,14701	1160	0,00649	-0,13382	1480	0,00508	-0,13382
210	0,03343	-0,19775	530	0,01368	-0,17775	850	0,00875	-0,14701	1170	0,00643	-0,13382			
220	0,03191	-0,19775	540	0,01344	-0,17775	860	0,00865	-0,14701	1180	0,00638	-0,13382			
230	0,03052	-0,19775	550	0,01321	-0,17775	870	0,00856	-0,14701	1190	0,00632	-0,13382			
240	0,02925	-0,19775	560	0,01299	-0,17775	880	0,00846	-0,14701	1200	0,00627	-0,13382			
250	0,02808	-0,19775	570	0,01277	-0,14701	890	0,00837	-0,14701	1210	0,00622	-0,13382			
260	0,02700	-0,19775	580	0,01256	-0,14701	900	0,00829	-0,14701	1220	0,00617	-0,13382			
270	0,02600	-0,19775	590	0,01236	-0,14701	910	0,00820	-0,14701	1230	0,00612	-0,13382			
280	0,02508	-0,19775	600	0,01216	-0,14701	920	0,00811	-0,14701	1240	0,00607	-0,13382			
290	0,02422	-0,17775	610	0,01198	-0,14701	930	0,00803	-0,14701	1250	0,00602	-0,13382			
300	0,02345	-0,17775	620	0,01179	-0,14701	940	0,00795	-0,14701	1260	0,00597	-0,13382			
310	0,02273	-0,17775	630	0,01161	-0,14701	950	0,00787	-0,14701	1270	0,00592	-0,13382			
320	0,02206	-0,17775	640	0,01144	-0,14701	960	0,00779	-0,14701	1280	0,00588	-0,13382			

Fonte: Elaboração própria.

7. Referências Bibliográficas

- ARPE. Agência de Regulação de Pernambuco. 2021. Inauguração da Rede Local da Copergás em Petrolina Disponível em: <<http://www.arpe.pe.gov.br/10-blog/247-inauguracao-da-rede-local-da-copergas-em-petrolina>> Acesso em: 18 mai. 2022
- BLUSHIFT, 2022. Importação e Venda de Gás Natural Liquefeito – GNL & Energia Termoelétrica. Disponível em: <<https://www.blueshift.net.br/>>. Acesso em: 09 jun. 2022.
- BP, 2022. Approximate conversion factors. Statistical Review of World Energy. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-approximate-conversion-factors.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2022.
- CALVERT ENERGY, 2020. Oil/Gas & Petrochemical. Disponível em: <<https://www.englobal.com/industries/oil-gas-petrochemical/>>. Acesso em: 25 jun. 2020.
- CHART INDUSTRIES, 2020. Website da Chart Industries. Disponível em: <<https://www.chartindustries.com/Products/Small-Scale-LNG>>. Acesso em: 25 jun. 2020.
- ENEVA, 2022a. Principais ativos. Projeto integrado Azulão-Jaguatirica. Disponível em: <<https://ri.eneva.com.br/a-eneva/principais-ativos/>>. Acesso em: 21 jul. 2022.
- _____, 2022b. Eneva e Suzano fecham primeiro contrato de suprimento de GNL do Brasil de um produtor diretamente para um cliente industrial. Disponível em: <<https://eneva.com.br/noticias/eneva-e-suzano-fecham-primeiro-contrato-de-suprimento-de-gnl-do-brasil-de-um-produtor-diretamente-para-um-cliente-industrial/>>. Acesso em: 09 jun. 2022.
- _____, 2022c. Comunicado ao Mercado: Eneva firma contrato de fornecimento de GNL para a Vale S.A. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/b7d98751-4ae3-aa24-2a1f-abbd361de9e0?origin=3&mailing_id=0eb6c82c-145a-45fc-be7f-165c99208d27&recipient_id=5cc0d45c-f947-11ec-98bc-1201e25309c7>. Acesso em: 03 ago. 2022.
- _____, 2022d. Fato Relevante: Eneva assina acordo para aquisição da CELSEPAR - Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/6c663f3b-ae5a-4692-81d3-ab23ee84c1de/6feae720-f6f9-ab4a-daa0-5f8d9f6b4a1a?origin=1>>. Acesso em: 09 jun. 2022.
- EPBR, 2022. ANTAQ suspende leilão para terminal de GNL em Suape. Disponível em: <<https://epbr.com.br/antaq-suspende-leilao-para-terminal-de-gnl-em-suape/>>. Acesso em: 09 jun. 2022.
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a. Nota técnica de Monetização de Gás Natural *Onshore* no Brasil. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>>. Acesso em: 27 mai. 2022.
- _____. _____, 2020b. Nota técnica de Monetização de Gás Natural *Offshore* no Brasil. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasil>>. Acesso em: 27 mai. 2022.
- _____. _____, 2020c. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020>>. Acesso em: 13 set. 2022.
- FRAGA, D. M., 2018. A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Instituto de Energia e Ambiente. USP. 167p. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-19122018-092510/pt-br.php>>. Acesso em: 15 set. 2022.

GÁSLOCAL, 2022a. Gás Natural Liquefeito: o que é? Disponível em: <<https://gaslocal.com.br/gnl/>>. Acesso em: 04 ago. 2022.

_____, 2022b. Estrutura e serviços: segurança e qualidade para o seu negócio. Disponível em: <<https://gaslocal.com.br/estrutura-e-servicos/>>. Acesso em: 04 ago. 2022.

GGFR. Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2018. Mini-GTL Technology Bulletin. Volume 5, July 2018. Disponível em: <<http://documents1.worldbank.org/curated/en/696261537801358802/pdf/Mini-GTL-Technology-Bulletin.pdf>>. Acesso em: 13 set. 2022.

GOLAR POWER, 2020. Small Scale LNG Business Overview. February, 2020. Disponível em: <https://anfavea.com.br/docs/golar%20sslng_feb2020.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2022.

GOMES, P. A, 2018. Avaliação das oportunidades do gás natural liquefeito em pequena escala no Brasil sob as perspectivas do produtor, transportador e do consumidor final. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 161 p.

IGU. International Gas Union, 2015. Small Scale LNG. Programme Committee D Study Group 3. June 2015. World Gas Conference. Paris, 2015. Disponível em: <<http://members.igu.org/old/IGU%20Events/wgc/wgc-2015/committee-reports-with-tematic-sessions/pgcd-3-paper.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

_____, 2022. World LNG Report 2022. Disponível em: <<https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/>>. Acesso em: 20 jul. 2022.

INEEP. Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022. O GNL em pequena escala como oportunidade para o mercado de gás natural. Disponível em: <<https://ineep.org.br/o-gnl-em-pequena-escala-como-uma-oportunidade-para-o-mercado-de-gas-natural/>>. Acesso em: 09 jun. 2022.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 pp. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar4/>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

LORENZATO, G.; TORDO, S.; VAN DEN BERG, B.; HOWELLS, H. M.; SARMIENTO-SAHER, S., 2022. Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions. International Development in Focus. Washington, DC: World Bank. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37177>>. Acesso em: 23 ago. 2022.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2022a. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Nº 84. Junho de 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 30 set. 2022.

_____. _____, 2022b. Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-natural.pdf/view>>. Acesso em: 23 set. 2022.

NFE. New Fortress Energy, 2021. Foto disponível em: <<https://www.lngindustry.com/special-reports/01092021/argent-marine-system-used-for-transport-of-lng-containers/>>. Acesso em: 14 set. 2022.

NFE. New Fortress Energy, 2022. Foto disponível em: <<https://www.newfortressenergy.com/operations/new-fortress-energy-commences-operations-baja-california-sur>>. Acesso em: 14 set. 2022.

RAMOS, A.L.D., 2011. Atual estágio de desenvolvimento da tecnologia GTL e perspectivas para o Brasil. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/qn/v34n10/v34n10a04.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2020.

TRACTEBEL. Tractebel Engineering S.A., 2015a. Mini /Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas. October 2015. World Bank, Washington, DC. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25919>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

_____. _____, 2015b. CNG for commercialization of small volumes of associated gas. October 2015. World Bank, Washington, DC. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/210571472125529218/pdf/104200-V2-WP-CNG-commercialization-PUBLIC-Main-report-REPLACEMENT.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

U.S. DOE. U.S. Department of Energy, 2022. How Do Liquefied Natural Gas Trucks Work? Alternative Fuels Data Center. Disponível em: <<https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-lng-cars-work#:~:text=Heavy%2Dduty%20liquefied%20natural%20gas,the%20side%20of%20the%20truck.>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

WORLD BANK, 2012. Associated gas utilization via miniGTL. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21976>>. Acesso em: 17 abr. 2020.

_____, 2018. GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas (English). Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 30 jul. 2019. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas>>. Acesso em: 25 mar. 2020.

_____, 2022a. Global Gas Flaring Data. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

_____, 2022b. 2022 Global Gas Flaring Tracker Report. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

_____, 2022c. Gas Flaring Explained. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/gas-flaring-explained>>. Acesso em: 06 jun. 2022.

_____, 2022d. About the Partnership. Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Disponível em: <<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/about>>. Acesso em: 06 jun. 2022.