

PANORAMA E PERSPECTIVAS PARA O GÁS NATURAL NO BRASIL

Agosto / 2020

Luiz Augusto Barroso^{1,2}
Rafael Kelman²
Luana de Souza Gaspar²





ÍNDICE

	PRINCIPAIS MENSAGENS	4
1	INTRODUÇÃO	7
2	USOS DO GÁS NATURAL E AS PROJEÇÕES DA EPE	22
2.1.	Indústria	25
2.1.1.	Cimento	26
2.1.2.	Cerâmica	28
2.1.3.	Siderurgia	29
2.1.4.	Indústria Química	32
2.1.5.	Sensibilidade da conversão industrial ao preço e crescimento do PIB	34
2.2.	O Setor de Transportes – veículos leves e pesados	35
2.3.	O Gás Natural na geração elétrica	39
3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	46
	Anexo I	52
	Anexo II	56
	Anexo III	57

PRINCIPAIS MENSAGENS

- Ao criar as bases regulatória e jurídica para criar condições de concorrência no setor, a aprovação do Projeto de Lei nº 6.407/2013 na Câmara e seu encaminhamento para o Senado é um ato positivo que contribui para entregar gás (e subprodutos) a preços competitivos ao consumidor, beneficiando o desenvolvimento do país. **O Projeto resulta de um consenso político e sua aprovação deve ser buscada.** Existem outros aperfeiçoamentos fundamentais para a dinâmica de mercado, como harmonização de práticas regulatórias na distribuição de gás, que ainda serão discutidos mesmo após a aprovação da Lei, e outras pré-condições importantes como a garantia da concorrência sem a criação de campeões nacionais, que pode ter impacto negativo em vários outros setores.
- Se a competição introduzida com a Lei reduzir o preço médio do gás de 14 US\$/MMBTU para algo entre 5 e 7 US\$/MMBTU entregues ao consumidor industrial, haveria condições econômicas para um significativo aumento de seu consumo na indústria pela substituição de energéticos e pelo estímulo à competitividade da indústria brasileira, reduzindo importações. Haveria ainda amplo espaço para deslocar o óleo diesel no transporte, principalmente de carga. **Tudo considerado, cerca de 28 Mtep de gás natural poderiam ser direcionados para a indústria e transporte, demanda maior do que todo o consumo final atual.** Tanto no caso da indústria quanto no transporte, o gás estaria deslocando combustíveis fósseis mais poluentes, permitindo a redução das emissões de CO₂ e de outros compostos nocivos ao meio ambiente e à saúde do ser humano. O crescimento do consumo pelo setor industrial pode ocorrer segundo a lógica de mercado, por mérito econômico, com intervenção governamental mínima e, se necessária, apenas para garantir um bom funcionamento do mercado induzido pela nova lei. Por outro lado, o setor de transporte talvez precise de um programa governamental para iniciar o

processo de substituição de diesel, visando reduzir as importações, tornar o frete de carga mais barato com importantes ganhos indiretos e ainda reduzir as emissões de CO₂ em 15%.

- O uso do gás associado do Pré-sal para a produção de energia elétrica é a opção que precisa ser avaliada com atenção, considerando a queda de preços das fontes renováveis e perspectiva de precificação de carbono. Além disso, por ser associada à produção do óleo, essa geração não teria a flexibilidade operativa que será crescentemente demandada pelos sistemas de potência com a maior penetração de renováveis. **No entanto, a preços de gás na faixa de 4-5 US\$/MMBTU entregues na térmica, o gás inflexível pode ser competitivo economicamente com as demais opções de expansão quando ambas competem valendo-se de seus próprios atributos, gerando uma demanda adicional de 14 Mtep ao ano do gás natural.** Nesse caso, o possível aumento de emissões com o deslocamento de renováveis pode ser evitado com a variante *Gas to Wire with Carbon Capture and Storage*, com eletricidade sendo gerada diretamente nas plataformas offshore e transmitida por cabos submarinos. O gás carbônico da queima é injetado nos reservatórios junto com o CO₂ original, contribuindo para o aumento da produção de óleo e a neutralização das emissões.
- Investimentos em nova infraestrutura devem ser feitos por valor econômico aportado, considerando que o gás natural é um combustível de transição para uma economia de baixo carbono, seja pela eletrificação de atividades que hoje utilizam combustíveis fósseis (transporte de passageiros) ou pela produção de outros energéticos limpos, como o hidrogênio verde e *carriers* derivados (ex. metanol ou amônia). Neste contexto, e sempre que possível, deve-se otimizar o uso da rede de gasodutos existente, aumentando a produtividade desses ativos e evitando a necessidade de novos investimentos na infraestrutura de gás não economicamente justificados, que apresentam o risco de se tornarem subutilizados.

O objetivo desse texto é apresentar possibilidades para o mercado de gás natural no Brasil a partir do aproveitamento das reservas de gás natural no mar, especialmente do Pré-Sal. Procura-se responder duas perguntas neste relatório: o quanto a concorrência pode ampliar o mercado de gás no Brasil? A expansão do gás pode ser feita de forma sustentável, evitando ativos “encalhados” e grande aumento de emissões? O enfoque de nossa análise será através da busca por eficiência e produtividade, utilizando como princípios a competição, como ferramenta para ampliação do mercado e aproveitamento do recurso, a minimização do risco de ativos sub-utilizados e um enfoque de sustentabilidade (preferência ao deslocamento de fontes mais poluentes). A análise do potencial uso do gás desenvolvida nesse documento complementa diversos estudos recentes³, consolidando resultados e apontando convergências. Também são elaboradas, de forma inédita, potencialidades como no transporte de carga pesada em escala nacional e implicações pouco discutidas fora do âmbito acadêmico, mas de grande potencial, como a geração termelétrica offshore (*gas-to-wire*) com a captura e sequestro de carbono, além de aspectos logísticos relativos à maior ou menor proximidade de grandes unidades industriais com os gasodutos existentes.

Destaca-se que parte do crescimento da produção de gás natural está associada à produção do óleo do Pré-sal. Portanto, explorar possibilidades para a utilização do gás natural oriundo da produção do Pré-Sal é um tema urgente para o Brasil. Por um lado, a aceleração da transição energética por motivos climáticos pode diminuir a demanda por combustíveis fósseis nos próximos anos. Essa transição

indica a importância da otimização do uso da infraestrutura existente, por exemplo no transporte do gás, dado o tempo de amortização possivelmente curto de futuros investimentos, assim como a maior resiliência, inclusive financeira, de opções que desloquem outras fontes mais poluentes ou possibilitem o sequestro de carbono.

Por outro lado, a perspectiva de precificação de atributos ambientais e a evolução tecnológica das energias renováveis introduz riscos ao trancamento tecnológico envolvido nos investimentos na infraestrutura de gás.

Emerge dos diversos estudos e cálculos reportados nesse documento que a expansão da demanda pelo gás natural no país depende de uma convergência do seu preço para a faixa de US\$ 4 a 7/MMBTU entregue ao consumidor para ser compatível com a eficiência econômica. Essa é a faixa de preço que permite que o gás natural seja competitivo com outras fontes de energia na indústria, no transporte e mesmo na geração elétrica⁴.

Não há fórmula única para eventual redução do preço do gás natural no Brasil, mas parte central de diversas iniciativas regulatórias e legislativas dos últimos quatro anos visa criar condições para que a maior competitividade do gás possa ser buscada. Esse é o objetivo de ações para facilitar o acesso de terceiras partes a infraestruturas existentes, aumentando a concorrência e transparência no mercado do gás, conforme proposta para a nova lei do gás incorporada no Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 aprovado pelo relator na Comissão de Minas e Energia da Câmara de Deputados.

¹Registramos também a contribuição de Joaquim Levy que preparou a versão inicial desse documento enquanto pesquisador visitante (*fellor*) do Centro Steyer Taylor de Energia e Finanças na Universidade de Stanford e inspirou a discussão de vários dos temas aqui apresentados.

²Luiz Augusto Barroso: Matemático e Presidente do E+ Painel e Presidente da PSR; Rafael Kelman: Engenheiro e Diretor Executivo na PSR; Luana de Souza Gaspar: Engenheira e Analista de Energia na PSR.

³“Gás para o Desenvolvimento” (BNDES, 2020); “Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados” (EPE, 2019); “Impactos Econômicos da Competitividade do Gás natural” (CNI, 2019); “Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029” (EPE, 2020).

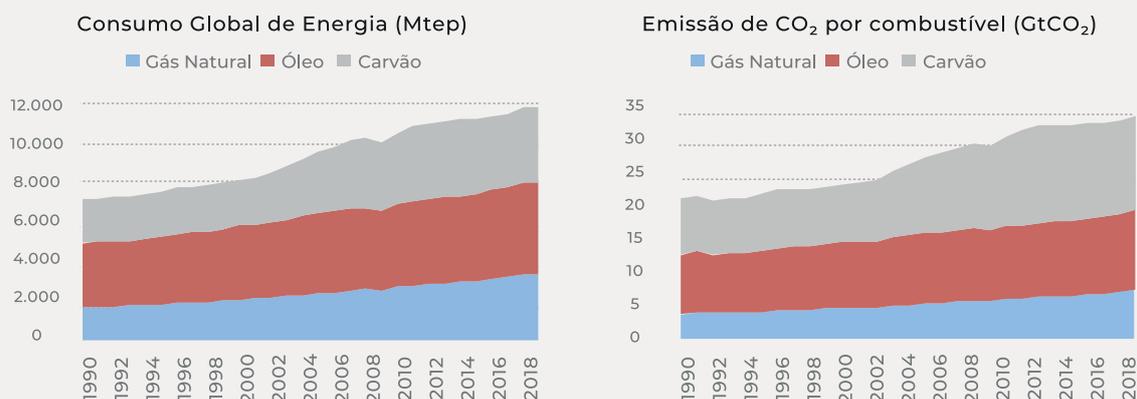
⁴Dada a centralidade da eventual capacidade de substituição de outras fontes de energia pelo gás, sempre que possível, serão utilizadas nesse relatório unidades de energia (milhões de toneladas equivalentes de petróleo - Mtep) para facilitar a comparação entre diferentes fontes.

1. INTRODUÇÃO

O uso do gás natural tem crescido rapidamente nos últimos 30 anos, correspondendo em 2019 a 24% da energia primária global (Figura 1) e 21% das emissões de gases de efeito estufa (GEE) dessas fontes, ou 7 bilhões de toneladas de gás carbônico equivalente ao ano (GtCO₂eq/ano) (BP, 2019; IEA,

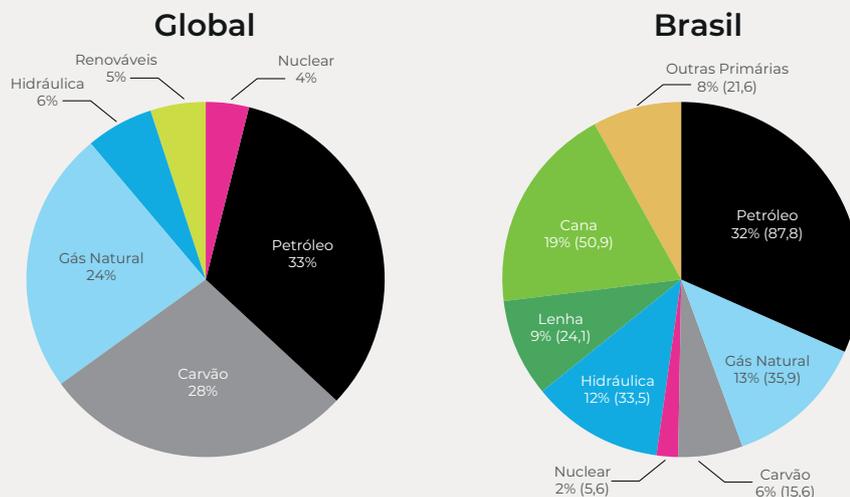
2019). Seu uso no Brasil se consolidou a partir da virada do século XXI, com o início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) em 1999, mas corresponde ainda a apenas 13% da matriz energética brasileira, ligeiramente acima da contribuição da energia hidroelétrica (EPE, 2019).

Figura 1a - Consumo global em energia fóssil e emissões associadas.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (esq.) e World in Data (dir.).

Figura 1b - Oferta interna primária de energia por fonte no mundo e no Brasil em Mtep (%), 2018.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (esq.) e BEN,2018 (dir.).

A descoberta dos campos de petróleo do Pré-Sal e na costa Norte/Nordeste criou a perspectiva de forte aumento da produção de gás natural no Brasil, o que vem se realizando nos últimos 5 anos e deve se acelerar no futuro próximo. Embora a crise da Covid-19 tenha criado incertezas no mercado de óleo e gás, uma premissa desta nota é que o desenvolvimento das reservas de petróleo será perseguido nos próximos anos, como sugerido no Plano de Desenvolvimento Energético 2029 publicado pela EPE (EPE, 2020). Esse plano aponta uma produção de 5,5 milhões de barris de petróleo por dia no final da década, e uma projeção de reservas provadas de 35 bilhões de barris de petróleo. Ainda que a magnitude dessas reservas dependa da comercialidade do óleo e, portanto, do seu preço, vale notar que com o barril de petróleo a US\$30, uma produção de 5 milhões de barris por dia (1,8 bilhão por ano) por 20 anos equivaleria a uma receita de mais de US\$ 1 trilhão (o PIB do Brasil em 2019 foi estimado pelo FMI em US\$1,9 trilhão).

Como significativa parcela das reservas de gás no Brasil está associada à produção de petróleo, avaliar as possibilidades de utilização do gás natural adquire urgência compatível com aquela das decisões necessárias para aumentar a produção de petróleo o mais rápido possível. Essa urgência é ainda maior tendo em vista a transição energética necessária para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) nas próximas décadas de modo a mitigar as mudanças climáticas decorrentes do acúmulo dessas emissões. Essa transição já se

iniciou e torna arriscada a postergação do aproveitamento de reservas de energias fósseis.

É desejável que as escolhas sobre o uso do gás venham a refletir as vantagens econômicas e ambientais envolvidas, incluindo aspectos regulatórios que estimulem o melhor uso dos ativos setoriais, como os gasodutos existentes, e contribuam para a redução de emissões de GEE nos próximos 30 anos. O foco concorrencial na gestão dos ativos presentes e futuros ajudará a evitar desperdícios e ampliar o acesso de diversos segmentos da economia brasileira ao gás natural como fonte de energia ou insumo do processo produtivo, aumentando assim a produtividade e capacidade de crescimento dessa economia.

A expansão do uso do gás no Brasil foi impulsionada por três tipos de oferta: as importações de gás da Bolívia e de GNL, e a produção nacional. A primeira foi a importação do gás da Bolívia na virada dos anos 2000, contratada pela Petrobras, com o compromisso de comprar até 24 milhões de m³ (MMm³) de gás por dia na modalidade de “take or pay”, isto é, pagando ao fornecedor mesmo que o volume não seja todo consumido. O volume original foi complementado por outros 6 MMm³/dia (somando 30 MMm³/dia, equivalentes a 11 Gm³/ano ou 10-11 Mtep/ano)⁵. O transporte desse recurso foi viabilizado pela construção do gasoduto ligando o país vizinho à rede brasileira de dutos perto do litoral de São Paulo (Box 1). A produção brasileira de gás natural também cresceu

⁵Um bilhão de m³ de gás natural em condições normais tem o poder energético de 0,9-1,0 milhão de toneladas de petróleo (1 Gm³ gás natural = 0,9 Mtep). Disponível em: http://agnatural.pt/documentos/ver/natural-gas-conversion-guide_cb4f0ccd80ccaf88ca5ec336a38600867db5aaf1.pdf

significativamente desde 2000 (Figura 2), principalmente associada aos campos de petróleo do Pré-Sal, com mais de 80% do gás produzido no Brasil sendo associado ao petróleo, proporção que chega a 98% no Rio de Janeiro (Tabela 1). O aumento da

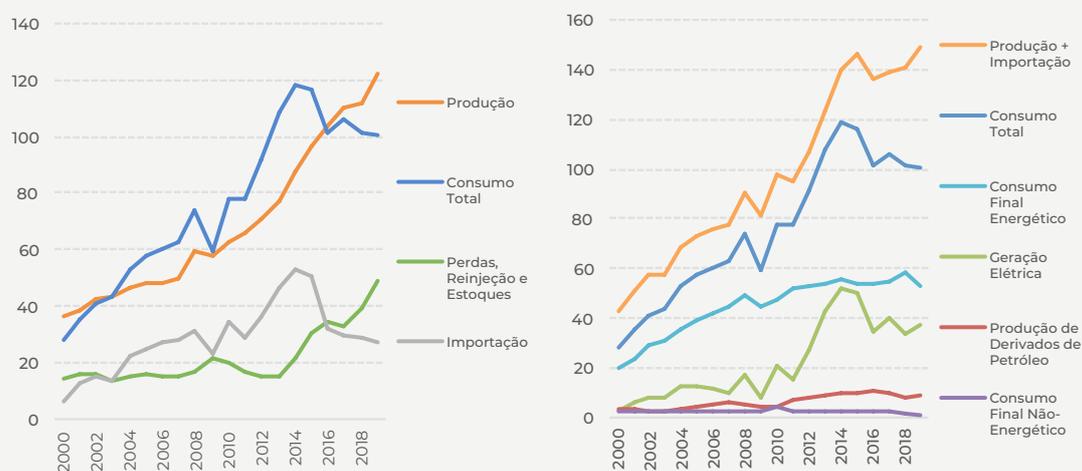
oferta contou ainda com a possibilidade de importação de gás liquefeito após a construção de três terminais dedicados a essa atividade na segunda metade da primeira década do século.

TABELA 1 | Produção de Gás Natural Associado e Não Associado (MMm³/dia)⁶.

	2015	2016	2017	2018	2019	2019 (%)
Associado	70,2	78,2	84,8	88,7	100,0	82%
Não Associado	26,0	25,6	25,1	23,2	22,5	18%
Total	96,2	103,8	109,9	111,9	122,5	100%
Associado RJ	36,6	43,1	49,8	54,5	67,2	98%
Não Associado RJ	1,9	2,4	1,2	0,9	1,2	2%

Fonte: MME

Figura 2 - Oferta e Consumo do Gás Natural no Brasil (MMm³/dia)



Fonte: BEN, 2018 – EPE.

O consumo total de gás natural no Brasil, no entanto, não cresceu no mesmo passo que a produção e importação combinadas, refletindo na reinjeção nos poços de por volta de 1/3 do gás associado produzido no Pré-Sal (em média 43 MMm³/dia⁷) ao invés de ser comercializada, ainda que a reinjeção não pareça ideal na proporção que tem sido feita (Oddone, 2019)⁸.

O consumo final do gás natural, especialmente na indústria e nos transportes, estagnou a partir de 2005-06, com seu crescimento eclipsado pelo aumento do consumo para a transformação em energia, promovido pelo Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT)⁹. O consumo para a geração termelétrica entre 2008 e 2015 – inclusive com gás natural liquefeito (GNL) importado –, apesar de inferior em volume ao consumo final, esteve em maior evidência entre 2012 e 2015, quando houve uma combinação de aceleração do crescimento econômico e da seca que deprimiu a geração de hidroeletricidade. Com a desaceleração da economia brasileira nos anos seguintes e a normalização da geração hídrica, a importação e o consumo total de gás natural declinaram.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem sinalizado possíveis implicações para o consumo do gás natural que poderiam emergir do fim do PPT e de outros programas, assim como da obsolescência de usinas que utilizam combustíveis

fósseis e do possível interesse em estender a vida útil das mesmas através de *retrofits* (EPE, 2019).

O papel da Petrobras foi central na dinâmica do gás natural no Brasil, refletindo sua posição como produtora do gás no litoral brasileiro, compradora do gás da Bolívia, construtora e gestora da rede de gasodutos de escoamento e de transporte no Brasil, sócia da maioria das distribuidoras estaduais e consumidora de grande parcela do gás¹⁰. Controlando o uso do gás produzido no Pré-Sal e mediante maior ou menor investimento em gasodutos e consumo nas usinas termoelétricas que opera, a empresa tem tido poder para, através de seu portfólio de ativos e flexibilidades, determinar o preço e a disponibilidade do produto para os consumidores domésticos.

Por longo tempo, o preço do gás natural no mercado brasileiro foi guiado pelo preço do gás importado da Bolívia, que obedece a uma fórmula baseada no preço internacional de uma cesta de óleos combustíveis e na estimativa do custo de amortização do gasoduto, considerando a carga transportada. Essa fórmula se traduziu em um custo (sem descontos) de mais de US\$10 por milhão de BTU (MMBTU) até 2015, caindo para US\$6-8/MMBTU durante um breve período e voltando a US\$9-10/MMBTU em 2019 (Figura 3). A influência do preço do GNL importado é ainda episódica, dado que sua presença tende a ocorrer apenas em momentos de escassez doméstica

⁷Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de gás natural – MME, 2020.

⁸A injeção de gás (ou água) nos reservatórios no Pré-Sal pode ser benéfica para a produção de petróleo, mas o nível em que a injeção de gás se dá atualmente também reflete a restrição (por motivos ambientais) à queima de gás nas áreas de produção. Assim, os estudos sobre injeção de gás conduzidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) merecem ser concluídos o mais rápido possível.

⁹O PPT foi estabelecido às vésperas da crise de abastecimento de 2001 visando a implantação de usinas termelétricas. Garantia a estas térmicas o suprimento de gás e preços por um período de até 20 anos, bem como o acesso a condições de financiamento diferenciadas.

¹⁰A Petrobras responde, mesmo depois da venda dos gasodutos de transporte, por 3/4 da produção e boa parte das importações e das chamadas infraestruturas essenciais, que englobam os gasodutos de escoamento (do poço à costa), as unidades de processamento do gás natural e os terminais de GNL. Ocupa ainda contratualmente praticamente toda a capacidade dos gasodutos de transporte.

e o combustível é muito direcionado ao suprimento termelétrico¹¹. No futuro, com o livre acesso aos terminais de GNL de propriedade da Petrobras e a entrada em operação de terminais de empresas privadas, há a expectativa de que o acesso ao gás importado será mais amplo. Todo gás natural ofertado no mercado nacional deverá então competir com esse produto,

que segundo as previsões atuais será abundante a preços relativamente baixos. Essa nova realidade deverá se impor para os produtores locais e para as importações oriundas da Bolívia, que, considerando os preços de transporte do GNL ou do gás do Pré-sal dentro do país, deverão ser mais atraentes na região Centro-Oeste e no entorno do Gasbol.

Figura 3 - Preços do gás natural entre 2007 e 2019, em US\$ por milhão de BTU.



Fonte: Firjan, 2019.

¹¹Apenas em 2020, com a substancial queda do preço do gás natural nos mercados mundiais e a presença do gás liquefeito no Brasil, houve uma redução de cerca de 30% no preço do gás natural da Petrobras, levando o preço em maio de 2020 abaixo de US\$6 por MMBTU. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de gás natural – MME, 2020.

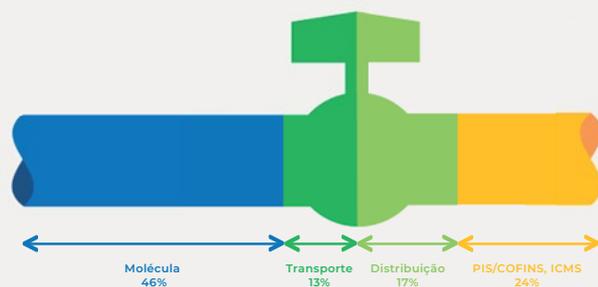
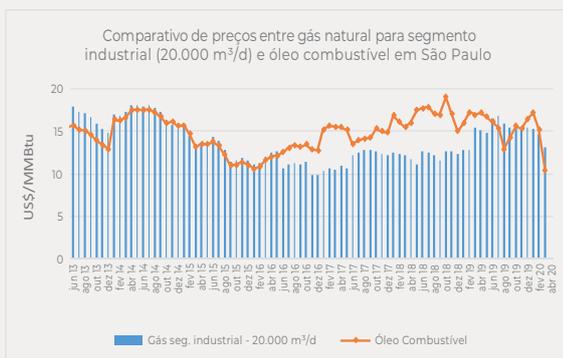
A formação do preço do gás natural oferecido às distribuidoras e outros demandantes é complexa devido à verticalização do mercado e o papel preponderante da principal supridora. Não se sabe, por exemplo, quanto do preço de venda às distribuidoras corresponde à amortização de ativos de transporte ou escoamento, ao custo imputado à produção de gás associado ao petróleo ou a objetivos de venda de derivados desse petróleo por parte da Petrobras e outros atores. Mesmo sem haver uma referência formal a estudos acadêmicos que identifiquem relação causal entre o preço do gás, sua disponibilidade e a demanda pela indústria, valem algumas observações:

- O preço do gás fornecido às distribuidoras no Brasil tem sido geralmente superior ao de vários

países produtores de gás natural, notadamente os EUA, beirando o custo na Europa ou Japão (EPE, 2019b).

- Há uma grande distância entre o preço do produto fornecido às térmicas do Programa Prioritário (US\$ 4,7/MMBTU), oriundo de uma política pública específica, e o preço médio oferecido ao consumidor industrial, frequentemente acima de US\$15/MMBTU¹², após se adicionarem os custos de transporte, distribuição e impostos (Figura 4).
- O cenário até agora, sem uma pressão maior do GNL, não sugere uma situação favorável à expansão do uso do gás natural na indústria, considerando que esse setor enfrenta um ambiente concorrencial forte e frequentemente dispõe de alternativas energéticas a preços

Figura 4 - Preço para o Consumidor Industrial em SP e Composição do Preço do Gás para o Consumidor Industrial.



Fonte: MME, 2020 e Seminário Novo Mercado de Gás Natural – EPE, 2019.

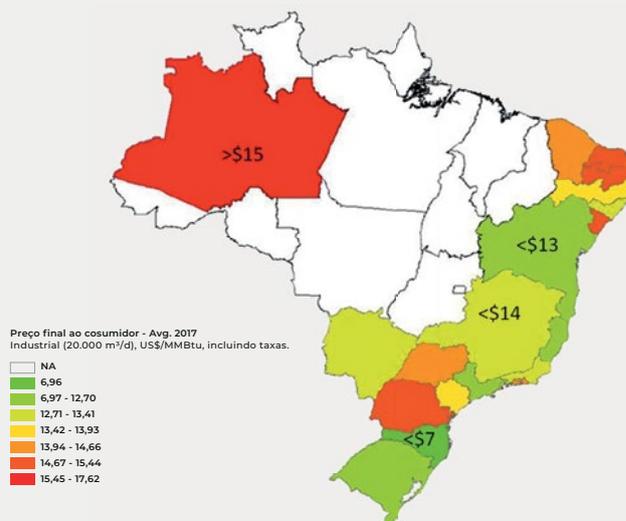
¹²Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás, maio 2020 - MME, 2020.

menores, ainda que com atributos diferentes aos do gás natural.

Adiciona-se à questão do preço, a insegurança sobre a perspectiva de aumento de oferta de gás natural no país, dificultando o planejamento da expansão do seu uso em projetos que exijam tempo para seu planejamento, implementação e amortização. Pesa ainda a incerteza trazida por possíveis cortes de suprimentos à indústria decorrentes do compromisso da Petrobras de gerar termoeletricidade em períodos de baixa hidrologia, a exemplo do que aconteceu com o setor de gás natural veicular em 2006 (Bueno, 2019)¹³.

Persiste uma grande variação geográfica no preço do gás natural no Brasil, em parte por influência dos governos estaduais na distribuição do produto (Figura 5). Um relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2018) indica que o preço médio do gás para a indústria em 2017 era US\$13,5/MMBTU, porém esse era próximo de apenas US\$8/MMBTU em Santa Catarina, enquanto no Amazonas superava US\$19/MMBTU. Essa variabilidade pode distorcer a localização de empresas, tanto em relação a estados distantes, quanto vizinhos, como no contraste entre Paraná e Santa Catarina.

Figura 5 - Preços do gás natural nos principais mercados estaduais em 2017 (US\$/MMBTU).



Fonte: IEA, 2018.

¹³O Novo Mercado de Gás Natural: Opiniões de Especialistas, Perspectivas e Desafios para o Brasil – FGV Energia, 2019.

Para os setores de transporte rodoviário e residencial, o preço do gás natural é ainda maior do que na indústria.

Como indicado sistematicamente no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, publicação do Ministério de Minas e Energia (MME), o preço do gás comprimido para uso veicular - por exemplo no Rio de Janeiro - esteve próximo a US\$20/MMBTU nos

últimos anos (ainda assim, mais barato que a gasolina por unidade de energia). Já o gás natural canalizado para uso residencial, frequentemente passa de US\$40/MMBTU em São Paulo e se aproxima de US\$50/MMBTU no Rio de Janeiro, em ambos casos, acima do custo do GLP, que oscila próximo a US\$30/MMBTU em ambas áreas.

Box 1

O Gasbol e os contratos que regem o transporte do gás oriundo da Bolívia

O Gasoduto Brasil-Bolívia se divide em dois tramos. O primeiro de 1418 km de comprimento e diâmetro entre 0,8 e 0,6 m passa por Corumbá, prosseguindo em paralelo ao rio Tietê e passando por Campinas até se ligar ao resto da rede brasileira de gasodutos em Guararema. O segundo foi estendido a partir de São Paulo por mais 1176 km, passando por Curitiba e alcançando o Rio Grande do Sul, com o diâmetro de 0,4 m. O gasoduto atravessa assim áreas que respondem por 70% do PIB brasileiro.

A operadora do gasoduto no Brasil é a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TGB) de propriedade da Petrobras, originariamente autorizada a operar como transportadora até 2039, com direito de prorrogação por mais 30 anos. O primeiro contrato de capacidade da TGB previa o transporte de 18 MMm³ por dia, com vigência até 2019. A esse, juntaram-se outros

dois contratos, o primeiro dos quais adicionou até 6 MMm³ por dia para atendimento de usinas térmicas até 2041. O segundo contrato de capacidade extra adicionou outros 6 MMm³ por dia até 2021. Os três contratos obrigavam a Petrobras a comprar até 30 MMm³/dia (11 Gm³/ano) de gás da Bolívia, ainda que ela não consumisse todo esse valor (i.e., tipo take or pay). Com a aproximação do vencimento do contrato de 18 MMm³ por dia, a ANP iniciou um processo de chamada pública para a futura utilização dessa capacidade, aberto a novos operadores e com novas regras de operação. O processo, apesar de ainda em curso, foi afetado pela instabilidade política na Bolívia e pela incerteza na garantia desse suprimento pelo lado boliviano. De fato, com menos investimentos e compromissos de também fornecer gás à Argentina, o país tem tido dificuldade em entregar o gás contratado pela Petrobras.

A evolução do mercado do gás natural no Brasil também reflete mudanças nos marcos legal e regulatório - a partir da Lei 9.478 (1997). A lei original foi alterada em importantes aspectos na esteira da descoberta dos campos do Pré-Sal (Figura 6)¹⁴. A Lei 11.909 de 2009, chamada de Lei do Gás, trouxe diversas inovações, detalhando os parcimoniosos comandos da lei do petróleo de 1997 e alterando seu direcionamento no aspecto concorrencial. Dispondo sobre o transporte, as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural, ela transformou o regime dos gasodutos de transporte de autorizados para concessionados. Também estabeleceu que os ativos tivessem o acesso franqueado a qualquer interessado disposto a pagar pelo seu uso, apenas no caso de haver volume disponível para a movimentação do gás (Art. 58). Essa obrigação não se estende, no entanto, a instalações essenciais como Unidades Processadoras de Gás Natural (UPGN) e terminais de liquefação, cujos proprietários ficaram desobrigados de permitir o acesso a terceiros.

A combinação dos comandos editados em 2009-10 não foi vista universalmente como favorecendo a entrada de novos atores no mercado de gás¹⁵. A percepção da necessidade de se estimular a concorrência orientou a iniciativa do governo federal “Gás para Crescer”, capitaneada pelo MME a partir de 2016, com a participação de diversos agentes públicos e privados, e refletida no Projeto de Lei nº 6.102/2016, transformado pelo Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 pelo seu relator na Comissão de Minas e Energia.

O Substitutivo ao PL N° 6.407 lida basicamente com a questão da ampliação e acesso ao sistema de transporte e demais infraestruturas de gás natural necessárias para conectar produção e consumo. Ele resulta de uma ampla discussão iniciada em 2013 e acelerada desde 2016, podendo ser visto como um passo muito positivo para a criação de um mercado de gás no Brasil. Permite ainda considerar o desenvolvimento de diversas soluções para atender os consumidores – GNL, GNC, gás de botijão (GLP), redes locais – independente da imediata ampliação

¹⁴As alterações incluem a Lei 12.351/2010 que adicionou o regime de partilha da produção e a Lei 12.276/2010, autorizando a União a ceder onerosamente à Petrobras a pesquisa e lavra do petróleo e gás natural em áreas específicas.

¹⁵Novo Mercado de Gás, MME.

da rede de gasodutos. Sem prejuízo de possíveis aperfeiçoamentos e a despeito de algumas controvérsias com respeito aos dispositivos lidando com os

serviços de distribuição de gás natural que retardaram seu progresso além da Comissão de Minas e Energia, a sua aprovação trará benefícios claros ao país.

Box 2

O que prevê a Nova Lei do Gás – Substitutivo ao PL nº 6.407

PL aprovado pelo relator na Comissão de Minas e Energia da Câmara de Deputados como Substitutivo ao PL nº 6.407 lida com estes temas. Ele estabelece que a atividade de transporte de gás natural voltará a ser exercida em regime de autorização, estando aberta a qualquer empresa brasileira a ser escolhida após chamada pública pela ANP, restando a autorização protegida contra diversos atos do governo.

Com vistas a estimular a concorrência, o transportador autorizado não poderá ser controlado por agentes que exerçam atividades concorrenciais na indústria de gás natural, como a exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural. Essa independência deverá ser verificada pela ANP, sendo obrigatório ao transportador permitir a interconexão de outras instalações de transporte de gás natural e oferecer serviços de transporte firme e interruptível formalizados por meio de contratos celebrados com os carregadores, observadas regras de transparência e segurança física, inclusive no caso de serviços subcontratados.

As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos. Os gasodutos de escoamento, unidades de processamento, liquefação e regaseificação também poderão ser construídos, ampliados e operados mediante autorização, conforme regulação, sendo o acesso não discriminatório de terceiros às instalações garantido por meio de negociação entre as partes.

O Substitutivo também introduz o conceito de sistema de áreas de mercado de capacidade e pontos virtuais de negociação, também dispondo sobre alocação de capacidade, uso eficiente

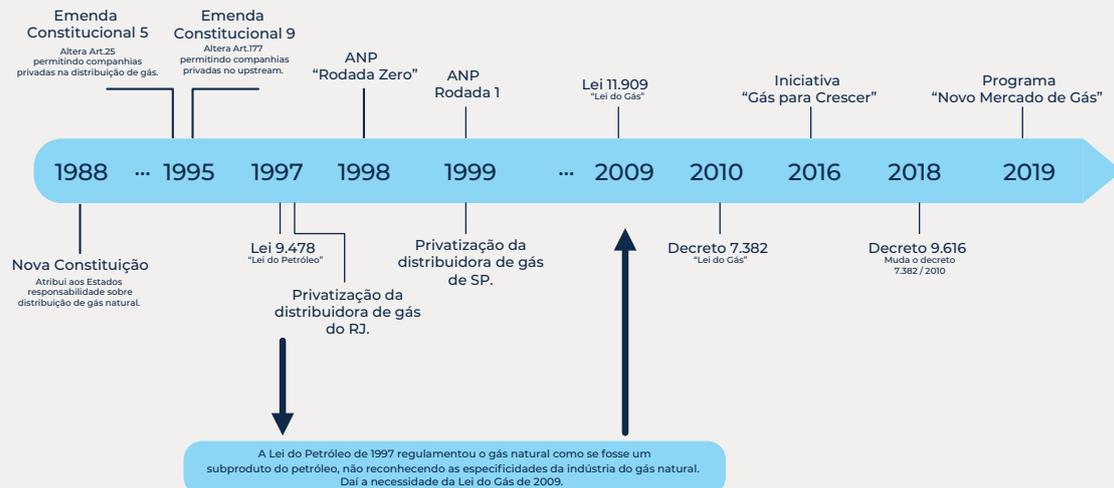
dos ativos, e constituição de um gestor de área de mercado, estabelecendo suas obrigações, notadamente a de publicar informações acerca das capacidades e tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte oferecidos e garantir o balanceamento da rede. O Substitutivo prevê que os serviços de transporte serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, com capacidade e preços conformados às áreas de mercado de capacidade e monitorados por conselhos de usuários constituídos pelos carregadores, admitindo-se, sob disciplina da ANP, a cessão obrigatória para terceiros de capacidade não utilizada. O Substitutivo regula ainda a importação e exportação do gás natural, e a estocagem subterrânea do gás, inclusive em poços produtivos.

A parte mais controversa do Substitutivo mostrou-se ser a disciplina sobre a distribuição e comercialização do gás e o direito do consumidor livre poder construir e implantar diretamente instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, seguindo regulamentação a ser elaborada com bases em diretivas do CNPE. É estabelecida ainda a separação entre a empresa de produção e as distribuidoras, e a forma de comercialização do gás pelas distribuidoras, consumidores livres, produtores, importadores, etc., assinalando a exigência de contratos padronizados. Pelo Substitutivo, a ANP poderá adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural, incluindo a cessão compulsória de capacidade de transporte e a venda forçada em leilões de parte dos volumes detidos por comercializadoras. É previsto ainda que a União, por intermédio do MME e da ANP, deverá articular-se com os Estados para a harmonização e o aperfeiçoamento regulatórios.

Na falta de uma Nova Lei do Gás, o governo federal tomou iniciativas infralegais a partir de 2017. Dentre elas se destaca o Decreto nº 9.616/2018, que altera a regulamentação da Lei do Gás estabelecida pelo Decreto nº 7.382/2010 e traz elementos encontrados no Substitutivo da Câmara, como o conceito de sistema de transporte de gás natural e a contratação de capacidade por

mercado de gás natural, a ser regulada por Resolução. Por sua vez, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) desenvolveu uma série de iniciativas visando promover a concorrência no mercado de gás natural e otimizar o uso dos ativos existentes, tais como gasodutos de transporte, UPGNs e terminais de gaseificação.

Figura 6 - Marco legal do setor de gás natural.



Fonte: PRYSMA.

Houve também crescente participação da ANP nos estímulos a mudanças no uso e precificação dos gasodutos de transportes. Essas ações se tornaram mais urgentes pela aproximação do vencimento do primeiro contrato de transporte do Gasbol em 2019, liberando 18 MMm³/dia de espaço nesse gasoduto, o que requereu se estabelecer um rito para realocar essa capacidade de forma concorrencial. Além disso, em face a um processo em que o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) investigava restrições à concorrência no caso dos gasodutos de transportes¹⁶, a ANP enviou em 2018 uma Nota Técnica àquele Conselho, alertando para o risco e inconveniência de uma situação monopolística no setor do gás natural e sugerindo medidas para incentivar a concorrência. A Agência também procurou contribuições públicas para aprimorar a regulação a esse respeito.

Os esforços de liberalização do mercado de gás continuaram em 2019. Após uma importante reunião do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em junho, foi publicada a Resolução nº 16/2019, estabelecendo diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência

no mercado de gás natural e dando elementos para a atuação do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil (Res. nº 4/2019), que ele havia criado pouco antes. A Resolução que dá contorno ao que passou a se chamar o Novo Mercado de Gás¹⁷ também inclui recomendações para que o governo federal estimule os estados a venderem suas participações nas distribuidoras de gás encanado e se alinharem a acordos de tributação do gás que facilitem o comércio interestadual desse produto¹⁸.

O processo no CADE, a que se anexou a nota da ANP, levou à assinatura em 8/07/19 de um Termo de Compromisso de Cessação de Conduta (TCC) entre o Conselho e a Petrobras, pelo qual a empresa se compromete a executar uma série de medidas em linha com a Resolução nº 16/2019 do CNPE. Entre elas, estão incluídas a venda de sua participação residual nos ativos de transporte e nas empresas de distribuição de gás, além de ações relacionadas à identificação de disponibilidade de capacidade nesses ativos e à oferta dessa capacidade disponível a terceiros; ao acesso a gasodutos de escoamento e UPGNs, e à não contratação de novos volumes de gás de terceiros¹⁹.

¹⁶Inquérito Administrativo - IA nº 08700.007130/2015-82, a partir de representação da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), complementando o Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30 decorrente de reclamação contra o oferecimento pela Petrobras de descontos para uma distribuidora de gás integrada ao Sistema Petrobras, que resultou na recomendação de condenação da Petrobras por suposta prática de infração à ordem econômica, e ao qual foi apensado o IA nº 08700.003335/2018-31.

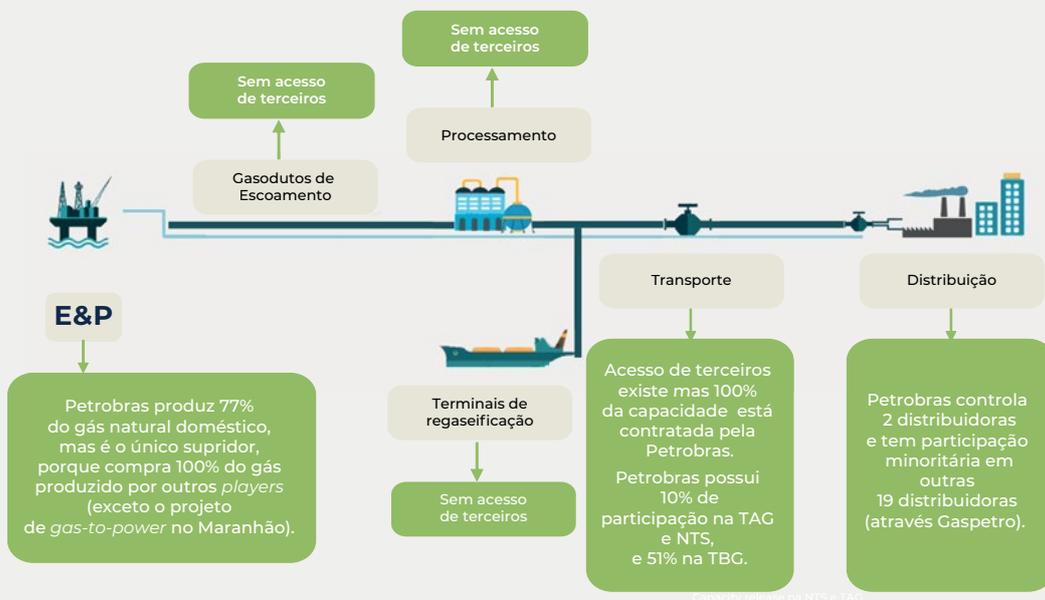
¹⁷O Novo Mercado de Gás é tipicamente descrito como um programa do Governo Federal brasileiro nascido da Iniciativa Gás Para Crescer, agregando agentes públicos e privados para colaborar em grupos de trabalhos com o objetivo de propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, visando aumentar a competição e fomentar a presença de múltiplos agentes (Firjan, 2019).

¹⁸No seu Artigo 2º, a Resolução estabelece que o novo mercado deverá "ocorrer de forma coordenada" para (VII) incentivar a adoção voluntária, pelos Estados e o Distrito Federal, de boas práticas regulatórias relacionadas à prestação dos serviços locais de gás canalizado, que contribuam para a efetiva liberalização do mercado (...) e a precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários. No seu 5º artigo, recomenda que o MME e o Ministério da Economia incentivem os entes subnacionais a (IV) aderirem a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural discutidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, a exemplo do Ajuste do Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF nº 03/18, de 3 de abril de 2018.

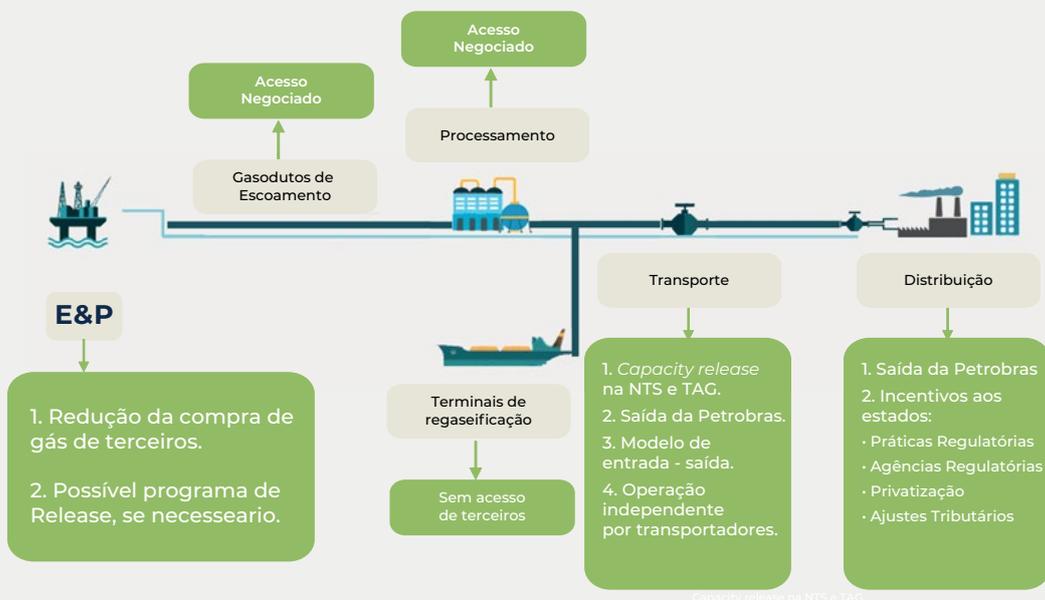
¹⁹Pela cláusula 2.2., a Petrobras se compromete a, em até 90 dias, indicar os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada companhia distribuidora local e consumos próprios, perante a ANP e os referidos transportadores, ajustando a seguir os contratos visando limitar a flexibilidade que dispõe hoje, a fim de que os transportadores TAG, NTS e TBG, sob supervisão da ANP, possam ofertar a capacidade remanescente ao mercado, por entrada e saída, com a definição das respectivas tarifas de entrada e saída aplicáveis; a empresa também se compromete a declinar da exclusividade ainda remanescente em função de ser carregadora inicial referente aos contratos de serviço de transporte vigentes.

Figura 7 - Comparação entre a situação atual e a do “Novo mercado de gás”.

Situação atual (2020) do mercado de gás



“Novo Mercado de Gás”

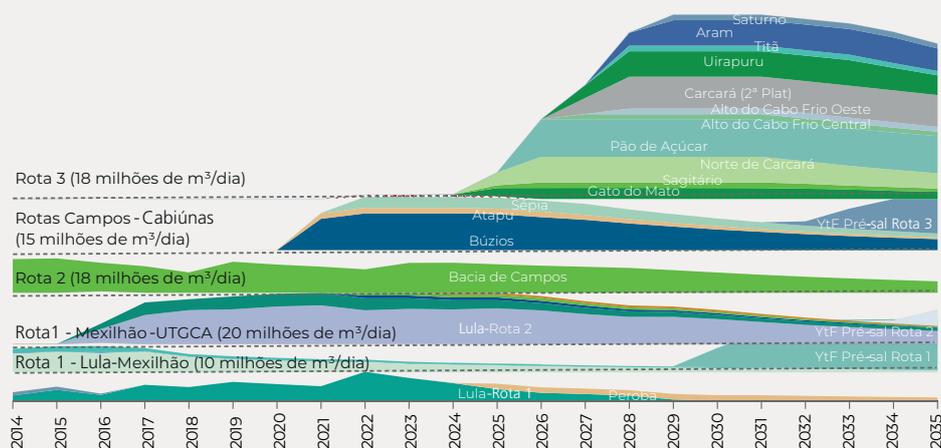


Fonte: PRYSMA.

A perspectiva da aprovação de um marco legal para o gás natural deu nova dimensão e urgência à discussão dos possíveis usos desse produto como fonte de energia - elétrica ou não - e como insumo para processos produtivos, assim como à discussão dos investimentos necessários para a viabilização desses usos. À otimização do uso dos gasodutos de transporte – foco da ação da ANP em anos recentes e parte do TCC entre a Petrobras e o CADE – adiciona-se a necessidade de discussão do melhor uso dos gasodutos de escoamento construídos ou em construção, que, no caso do Pré-Sal, poderão escoar 44 MMm³ por dia, assim como da conveniência ou não da construção de novos trajetos de escoamento ou interligações que contemplem, por exemplo, o potencial de produção de gás no litoral fronteiro ao estado de São Paulo²⁰.

O franco acesso aos gasodutos e a possibilidade de outras vias influenciarão não só a oferta de gás, mas também sua demanda, que se pautará ainda pela incerteza sobre a oferta boliviana e as alternativas oferecidas pela capacidade de importação de GNL. A propriedade, forma de operação e direitos de uso da capacidade dos ativos de escoamento e transporte em linha com as diretrizes da Novo Mercado do Gás, isto é, preferencialmente por agentes sem vínculo com os produtores de gás natural e escolhidos de forma concorrencial, serão cruciais para a formação mais transparente do preço do gás. Dessa forma, podem ser facilitadas as decisões de investimentos associados à infraestrutura do setor do gás natural, assim como a diversificação dos setores demandantes desse produto.

Figura 8 - O desafio do escoamento do gás: produção projetada e capacidade das principais rotas definidas.



Fonte: BNDES, 2020.

²⁰Os principais gasodutos de escoamentos do Pré-Sal são: o que liga o campo de Lula a uma linha-tronco da plataforma de Mexilhão (Rota 1, com vazão de 10 MMm³/dia) a qual segue para Guaratubana em São Paulo; o que liga a área do Pré-Sal ao hub de gás de Cabiúnas, próximo a Macaé no Rio de Janeiro (Rota 2, com vazão de 16 MMm³/dia); e um terceiro, que liga a mesma área do Pré-Sal a uma usina projetada em Itaboraí no Rio de Janeiro, chegando à costa próximo a Maricá no mesmo estado (Rota 3, previsto para 18 MMm³/dia). Conforme indicado na Figura 8 do texto, substancial parte da produção potencial dos campos fronteiros a São Paulo ainda não tem rota definida para escoamento, inclusive por meio de interligações como a Rota 1.

O acesso dos consumidores livres ao gás natural sem passar pelas instalações das distribuidoras também tem sido discutido no âmbito do Novo Mercado de Gás. As novas regulações facilitam a construção de acessos aos gasodutos de transporte pelos consumidores livres, caso a distribuidora não o faça, com o entendimento de que eles serão operados pela distribuidora, e o transporte tarifado de acordo.

A possibilidade de o consumidor evitar totalmente o uso da infraestrutura da distribuidora - o chamado *bypass* físico - seria uma inovação mais radical. Hoje, 81% do consumo de gás se dá no nível de distribuição (MME, 2020)²¹. O tratamento do grande consumidor, inclusive livre, em condições especiais já existe, ainda que por vezes em condições consideradas como excessivamente onerosa por tal consumidor. Permitir que o consumidor livre evite o distribuidor e obtenha acesso direto ao gás natural tem sido apontado como prejudicial ao funcionamento do sistema, por concentrar o custo da rede de distribuição sobre os ombros dos consumidores cativos, afastando maior diversidade de usuários, cujo uso do gás teria vantagens de eficiência para a coletividade. Assinala-se que o quadro regulatório também já trata, em

separado, os gasodutos para o consumo das refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados que correspondem a 14% do consumo total do gás natural.

Esboçado o ambiente em que o mercado de gás natural pode se desenvolver, a seguir são apresentadas algumas possibilidades de uso desse produto e suas implicações sob os pontos de vista energético e ambiental. As oportunidades cobrem as principais atividades industriais, o setor de transporte, o uso não energético e a geração de eletricidade, notadamente aquela com captura de carbono. O foco na captura de carbono se justifica pela importância crescente da redução das emissões de carbono no combate às mudanças climáticas e o impacto que esse esforço terá no valor e operação de ativos de infraestrutura nas próximas décadas²², ou seja, na vida econômica dos investimentos que tornarão possível o aproveitamento do gás natural existente no subsolo do mar brasileiro. Essa discussão complementa iniciativas recentes, inclusive de entidades de classe e do BNDES, que sugerem o potencial de criação de riqueza a partir do uso diversificado e economicamente respaldado do gás natural próximo a R\$ 50 bilhões em um simples estado da Federação²³.

²¹O Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás indica o seguinte comportamento:

Demanda Média de Gás Natural	2016		2017		2018		2019	
	MMm ³ /dia	MMm ³ /dia	MMm ³ /dia	%	MMm ³ /dia	%		
TOTAL DISTRIBUIDORAS	61,4	66,0	64,1	81%	64,4	83%		
Segmento Não Termelétrico	36,6	38,2	40,2	51%	40,4	52%		
Segmento Termelétrico	24,9	27,7	23,9	30%	21,7	28%		
REFINARIAS & FAFENS	14,0	13,2	11,0	14%	8,4	11%		
OUTRO TERMELETRICO	4,7	6,6	3,8	5%	5,1	7%		

²²Stranded Assets: A Climate Risk Challenge, BID, 2016, <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Stranded-Assets-A-Climate-Risk-Challenge.pdf>.

²³Veja, por exemplo, o relatório "Gás para o Desenvolvimento" (BNDES, 2020) e "Rio a todo Gás" publicado pela Firjan (2020).

2. USOS DO GÁS NATURAL E AS PROJEÇÕES DA EPE

A produção de gás natural corresponde a aproximadamente 13% da produção energética brasileira. Como indica a Tabela 2, a produção em 2018 correspondeu a 40,56 Mtep e a importação foi de 9,32 Mtep. Da oferta total, 13,98 Mtep (34% da produção) não se tornaram disponíveis por terem sido queimados, reinjetados, ou usados na produção do próprio gás. Assim, chega-se a um consumo total de 35,9 Mtep/ano.

TABELA 2 | Balanço de gás natural no Brasil em 2018.

	Mtep	MMm ³ /dia
Produção	40,56	112
Importação	9,32	29
Variação de Estoques, Perdas, Reinjeção e Ajustes	-13,98	-39
Oferta Interna Bruta / Consumo Total	35,90	102
Transformação	-16,05	-41
Consumo Final	19,64	61

Fonte: BEN, 2019.

O consumo do gás natural no Brasil dá-se principalmente no setor industrial, na geração termelétrica, em refinarias e no transporte automotivo²⁴. O consumo final de gás natural (19,64 Mtep) correspondeu a 59% do consumo total em 2018. A diferença em relação ao consumo total refere-se ao consumo intermediário na geração elétrica e na produção de combustíveis (“transformação”). O consumo de gás natural pela indústria corresponde a 28% do consumo total, seguido pelo consumo no setor energético (21% do consumo total), que corresponde ao consumo em refinarias (destilação e craqueamento do óleo),

excluindo a produção de hidrogênio e as frações líquidas mencionadas acima, extraídas nas UPGNs.

O consumo no transporte é relativamente pequeno (6% do total) e do gás encanado para residências é uma parcela ínfima do consumo total (os consumos residencial e comercial respondem por menos de 2% do total), o que decorre de poucas cidades terem rede de distribuição para consumo residencial ou comercial. Nesse sentido, o consumo do gás natural no Brasil é bastante diferente do que nos países de clima frio (Anexo I), tanto no hemisfério norte quanto na vizinha Argentina, onde uma fração grande do gás natural disponível é usado no aquecimento de residências e outras instalações. O consumo final não energético corresponde à sua utilização como

TABELA 3a | Consumo de gás natural no Brasil (%).

Atividade	2018 (%)
Consumo Total	100%
Transformação	41%
Derivados de Petróleo	8%
Geração Elétrica	33%
Consumo Final	59%
Não-Energético	2%
Energético	57%
Setor Energético	21%
Residencial	1%
Comercial / Público	0%
Transporte rodoviário	6%
Indústria	28%

Fonte: BEN, 2019.

²⁴O consumo final de gás natural em termos de poder calorífico (19 milhões de toneladas equivalentes de petróleo — Mtep) corresponde a 7,5% do consumo total de energia no país (255 Mtep). A oferta interna de gás (36Mtep) corresponde a 13% do total da oferta interna de energia no país (288 Mtep), a diferença refletindo o uso do gás na geração de energia e frações líquidas usadas na gasolina, que são parte do consumo intermediário. Se o gás extraído fosse comercializado ao invés de reinjetado nos poços, a oferta interna de energia aumentaria em 12 Mtep (4,4% da oferta interna total do país, ou o equivalente a 37% da geração hidroelétrica). O consumo de gás natural na indústria (9,2 Mtep) corresponde a apenas 11% do consumo de energia do setor (80 Mtep) e 3,6% do consumo final de energia no país.

matéria-prima na produção de hidrogênio, fertilizantes e plásticos, entre outros fins.

O consumo industrial de gás natural, por sua parte, é bastante concentrado: 26% do gás usado pela indústria é consumido pela indústria química, seguidos de 13% na produção de cerâmica e 13% no aço. O segmento de papel e celulose corresponde a 11% e o de alimentos e bebidas a 10%.

TABELA 3b | Consumo de gás natural no Brasil (%).

Atividade	2018 Total (%)	2018 Industrial (%)
Industrial	28%	100%
Química	7%	26%
Cerâmica	4%	13%
Ferro-Gusa e Aço	4%	13%
Papel e Celulose	3%	11%
Alimentos e Bebidas	3%	10%
Mineração/Pelotização	1%	5%
Não-Ferrosos e Outros	1%	5%
Têxtil	1%	3%
Cimento	0%	0%
Ferro-Ligas	0%	0%

Fonte: BEN, 2019.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou cenários de oferta e consumo de gás natural no seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. As projeções da EPE sugerem que as perspectivas de produção, junto com a capacidade de escoamento, transporte e importação existentes até 2030, tornariam até 150 MMm³/dia de gás natural disponíveis (Figura 9). No cenário, a oferta potencial projetada seria dividida da seguinte

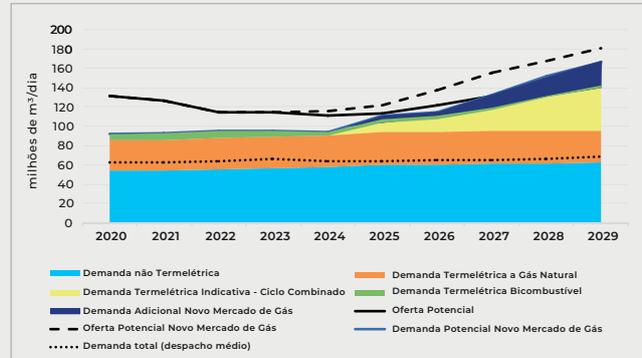
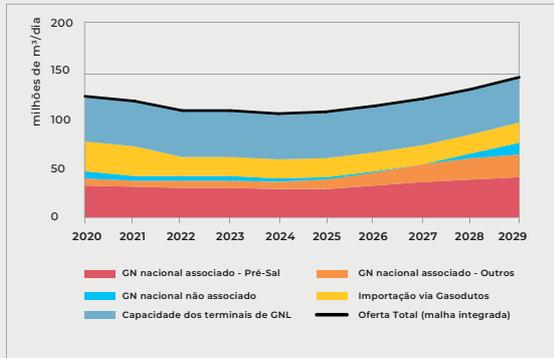
forma:

- As importações da Bolívia se manteriam inalteradas com a renovação do contrato de compra e transporte, ou caem para 20 MMm³/dia, caso as atuais dificuldades persistam na Bolívia, contando por 13% da oferta potencial.
- As importações de GNL poderiam compor 34% da oferta, considerando a utilização plena da capacidade dos terminais importadores de GNL.
- O gás natural associado (ao petróleo) corresponderia a cerca de 47% da oferta interna e a produção do gás não associado responderia por 6%.

O cenário de demanda aponta para um potencial de uso do gás natural acima de 160 MMm³/dia (58 Gm³/ano), ou seja, um aumento potencial de até 60% em relação ao consumo médio nos últimos anos (Figura 9). A expansão da demanda pela geração termelétrica (17 Gm³/ano, um crescimento de quase 50%) corresponderia a quase 2/3 do aumento total, com uma contribuição de até 22 MMm³/dia (8 Gm³/ano) de outros setores (indústria, etc.) estimulados pelo Novo Mercado de Gás.

A demanda potencial por gás do setor industrial pode ser avaliada verificando-se a demanda energética de alguns dos seus segmentos, o preço de fontes alternativas e a possibilidade de acesso a gasodutos. Na indústria, muitos setores poderiam apresentar potencial de aumento na demanda de gás natural, se

Figura 9 - Oferta (Capacidade) e Demanda Prevista no PDE 2019.



o seu preço caísse em relação a outras fontes de energia ou insumo para o processo produtivo. O volume total dessa substituição, ou da ampliação da produção por conta da queda do custo de fatores de produção, é evidentemente função da demanda energética e potencial de crescimento desses setores. A inspeção dos principais setores industriais indica que os setores de aço, cerâmica, indústria química e cimento são aqueles com maior demanda

energética passível de deslocamento ou potencial de crescimento, o que não se estende a alguns outros setores com demanda energética também expressiva mas com fonte própria de energia (e.g. alimentos e celulose, com o bagaço de cana e licor negro respectivamente). A expansão do consumo potencial da indústria pode ser então comparada com o potencial de uso do gás natural como combustível veicular e na geração termoelétrica.

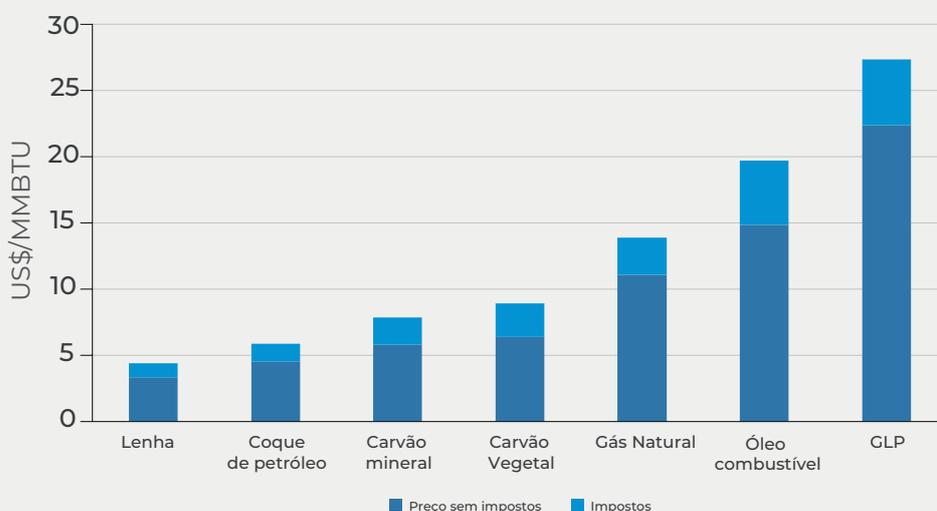
2.1 Indústria

A indústria responde por significativa parte do consumo total de gás natural no país (28%), apesar de essa ser em muitos casos uma fonte energética cara (Figura 10). Com o alto custo do gás, a demanda do setor tem estado deprimida e sua competitividade pode ter sido prejudicada pela necessidade de utilizar combustíveis alternativos que nem sempre proporcionam o melhor processo produtivo. Nesse sentido, tem sido observado que alguns segmentos industriais, potencialmente demandantes de gás natural, tiveram sua produção diminuída nos últimos 15 anos, tornando-se grande importadores, especialmente em períodos de expansão econômica (CNI, 2019).

A análise da demanda potencial dos segmentos de cimento, cerâmica, siderurgia e química usa as matrizes de consumo energético publicadas pela EPE

e uma avaliação de proximidade dos gasodutos. Apresenta-se, para esse fim, a disposição geográfica das principais unidades de produção desses setores, comparando-se com o trajeto dos gasodutos de transporte existentes. Essa indicação é de interesse na hipótese de que a capacidade de transporte desses dutos não seja um gargalo para o acesso ao gás, na medida em que essa capacidade possa ser aumentada em cerca de 40% em vários pontos pela adoção da metodologia de pontos de entrada e saída no cálculo de seu valor e cessão dessa capacidade para terceiros (Silva, 2019). Desse modo, a infraestrutura de gasodutos existente poderia abastecer um possível aumento de demanda, sem necessidade de vultosos investimentos na malha.

Figura 10 - Preço estimado de energéticos para grandes consumidores industriais no Brasil em 2018.



Fonte: CNI, 2019.

2.1.1 Cimento

A atual distribuição das fontes de energia para produção de cimento tem forte preponderância de derivados do petróleo, como mostra a Tabela 4. O coque de petróleo corresponde a 70% do total da energia usada na indústria e a eletricidade por 13%, sendo pequena a presença do gás natural, que estaria entre as fontes primárias de energia usadas pelo setor (as quais incluem ainda a lenha e o carvão, que somam apenas 4% do total de consumo energético na produção cimenteira).

TABELA 4 | Consumo de Energia na Indústria de Cimento em 2018 em Mtep.

	Mtep	%total
Coque de Petróleo	2,68	70,5%
Eletricidade	0,51	13,5%
Fontes primárias	0,40	10,5%
Outras	0,20	5,5%
Total	3,79	100,0%

Fonte: BEN, 2019.

A substituição do coque de petróleo por gás natural é possível e poderá ser uma etapa para o eventual uso do hidrogênio como fonte de calor mais para a metade do século, o que permitiria diluir o custo da transformação mesmo que o gás natural deixe de ser usado em 20 anos. A mudança para o gás natural exige ajustes nos processos produtivos necessários para

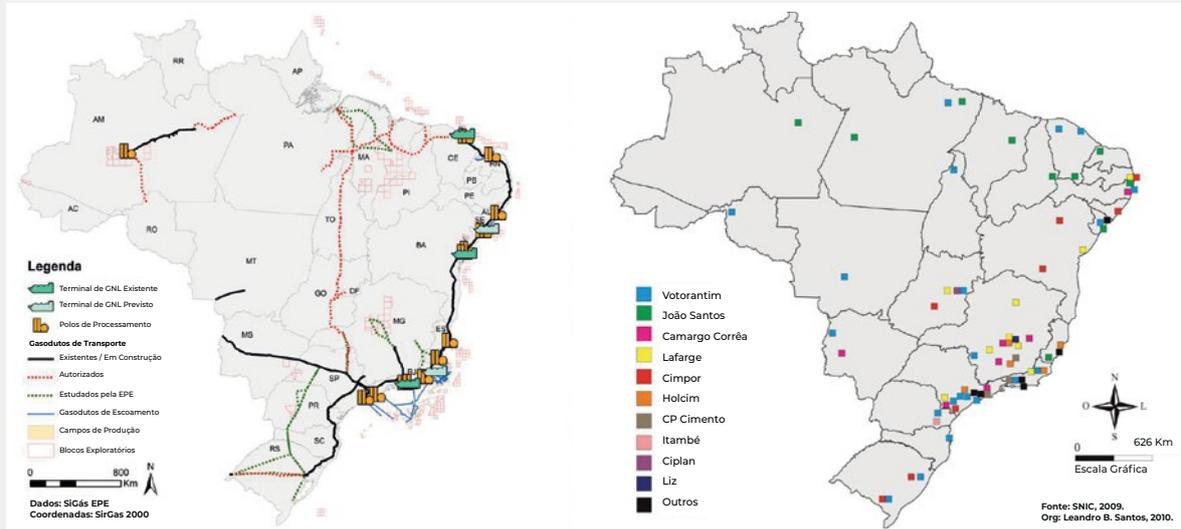
responder a fatores como a diferença de poder calorífico entre o gás e o coque, mas esses ajustes são bem conhecidos e factíveis sem maiores dificuldades. A viabilidade da transição também dependerá do preço do gás, já que o coque é barato (US\$ 200/t), e dos distúrbios que poderiam ser causados pelo deslocamento da produção nacional de coque. Essa é parte da cadeia de craqueamento nas refinarias locais, associada ao atendimento da demanda por gasolina e outras frações leves no país.

Segundo o Anuário Estatístico da ANP, o Brasil produziu 4,4 MMm³ de coque de petróleo em 2018, tendo importado outros 2,7 MMm³ e exportado 0,6 MMm³.²⁵ Assim, a substituição energética do coque pelo gás natural no setor de cimento provavelmente deslocaria primeiro a importação e só depois a produção nacional.

Fazer o gás natural chegar às fábricas de cimento não parece um desafio insuperável. Uma simples inspeção indica que boa parte das fábricas de cimento não fica muito distante dos principais gasodutos (Figura 11), ao longo da costa (de Porto Alegre a Fortaleza) e, de forma mais difusa, na parte sudeste de Minas Gerais, que é alcançada por um gasoduto de distribuição partindo de Belo Horizonte.

²⁵O coque divide-se naquele usado como combustível e o de grau anodo (incluindo o coque agulha), de maior qualidade. A produção citada provavelmente corresponde à produção de coque de destinação energética e o usado para a produção de anodos, que são usados na produção de alumínio. O consumo de coque como anodo pela indústria brasileira de alumínio em 2010 foi da ordem de 0,5 Mt, um consumo unitário abaixo do típico de 0,5 t de anodo por tonelada de alumínio produzido. Desde então, a produção de alumínio primário caiu praticamente pela metade (0,8 Mt em 2016), sugerindo uma queda da mesma ordem na demanda doméstica por coque de grau anodo. A Petrobras assinala que parte significativa do coque de grau anodo é exportada.

Figura 11 - Principais gasodutos de transporte e fábricas de cimento (2009) no Brasil.



Fonte: "Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte", EPE, 2019 (esquerda) e Santos et al., 2011 (direita).

A completa substituição do coque de petróleo pelo gás natural nos valores de consumo de energia atuais corresponderia a um aumento de apenas 7% no consumo total de gás natural em 2018 e 12% do seu consumo final. Olhando para a demanda futura, as perspectivas de crescimento da indústria são ambíguas. De um lado, a capacidade instalada do setor suporta uma produção maior do que a atual, que encolheu desde 2013, e o Brasil ainda precisa de grandes obras de infraestrutura. Do outro, como a indústria é grande emissora de CO₂ por conta do processo de calcinação na produção

do clínquer, há pressões para limitar a produção de cimento no futuro. Para tanto, estudam-se alternativas para ampliar a substituição clínquer por materiais inertes (John et al, 2017)²⁶ e aumentar o uso da madeira na construção civil.

É possível imaginar um crescimento da produção de cimento nos próximos 20 anos na faixa de 30-40% em relação ao pico histórico. Nesse cenário, a transição integral (limite superior) da indústria de cimento para o gás natural adicionaria cerca de 8 MMm³/dia (3 Mtep por ano) de gás.

²⁶<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0008884616311425>

2.1.2 Cerâmica

A indústria de cerâmica é separada em três subsegmentos principais: da cerâmica vermelha, que produz sobretudo tijolos, blocos e telhas; da cerâmica branca, que é composto principalmente por louças; e da cerâmica de revestimento, que produz materiais como azulejos e porcelanato. Enquanto a cerâmica branca e a de revestimento já usam o gás natural (e GLP) de forma intensiva (30% da energia total do setor), a cerâmica vermelha ainda depende muito da energia vinda da lenha (49% da energia do setor) – Tabela 5. O aumento do consumo do gás natural dependerá principalmente da expansão dos segmentos da cerâmica branca e de revestimento, já que a transição da lenha (sustentável) para o gás natural no setor da cerâmica vermelha, embora represente ganhos em eficiência, encontra barreiras, principalmente geográficas. Os pontos de produção de cerâmica vermelha são muito numerosos (já que o custo de transporte é alto em relação ao produto) e distribuídos pelo território, não necessariamente próximos à malha de distribuição de gás natural.

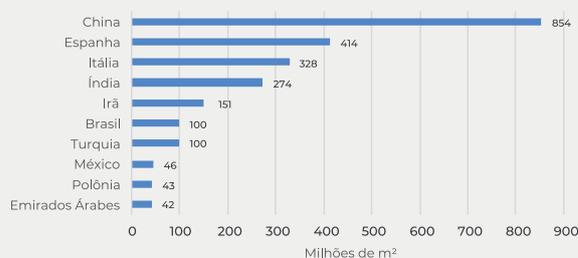
TABELA 5 | Consumo de Energia na Indústria de Cerâmica em 2018 em Mtep.

	Mtep	%total
Primária	3,41	82%
Gás natural	1,24	30%
Lenha	2,06	49%
Outras	0,11	3%
Secundária	0,77	18%
GLP	0,15	4%
Outros Derivados de Petróleo	0,22	5%
Eletricidade	0,32	8%
Outras	0,08	2%
Total	4,18	100%

Fonte: BEN, 2019.

A demanda interna de cerâmica branca e revestimentos, que depende muito do desempenho do setor de construção civil, pode crescer 40% nas próximas décadas, enquanto a exportação pode crescer até mais, dada a pequena participação do Brasil no mercado mundial (Figura 12), especialmente se a expansão do uso do gás barato continuar permitindo o aprimoramento da qualidade dos produtos brasileiros. Ainda assim, o aumento do consumo de gás estaria próximo a apenas 5 MMm³/dia (aproximadamente 2 Mtep/ano), mesmo em um cenário ambicioso, em que a demanda no segmento de azulejos dobrasse e 30% do consumo de lenha fosse deslocado pelo gás natural.

Figura 12 - Principais produtores de Azulejos - 2018²⁷



Fonte: Statista, 2019.

²⁷<https://www.statista.com/statistics/939628/global-leading-ceramic-tile-exporting-countries/>

2.1.3 Siderurgia

A siderurgia é grande consumidora de energia (17 Mtep/ano), produzida principalmente pela queima do coque de carvão mineral, importado na sua maioria (Tabela 6). O papel do coque, além de gerar calor, é combinar-se com os átomos de oxigênio presentes no minério de ferro ao ser queimado nos alto-fornos, transformando o minério em ferro metálico (gusa) e depois em aço, mediante a retirada da maior parte do carbono presente no gusa. O gás natural já é usado no setor (e.g., na CSN), mas representa uma fração exígua (7%) do total de consumo de energia da siderurgia, inclusive pela desistência de

seu uso na usina de Pecém em virtude da dificuldade de suprimento de gás natural naquele local à época pela Petrobras. A conversão integral do uso de coque para o gás natural poderia adicionar perto de 25 MMm³/dia (aproximadamente 9 Mtep/ano) de demanda para o gás, imaginando-se que a produção de aço não aumente significativamente nos próximos 10 anos. A conversão do carvão vegetal utilizado no setor é improvável porque esse carvão está associado à produção distribuída de ferro gusa, realizada cada vez mais com lenha de madeira cultivada.

O acesso da siderurgia ao gás natural pode ser facilitado pela liberação de capacidade nos gasodutos existentes.

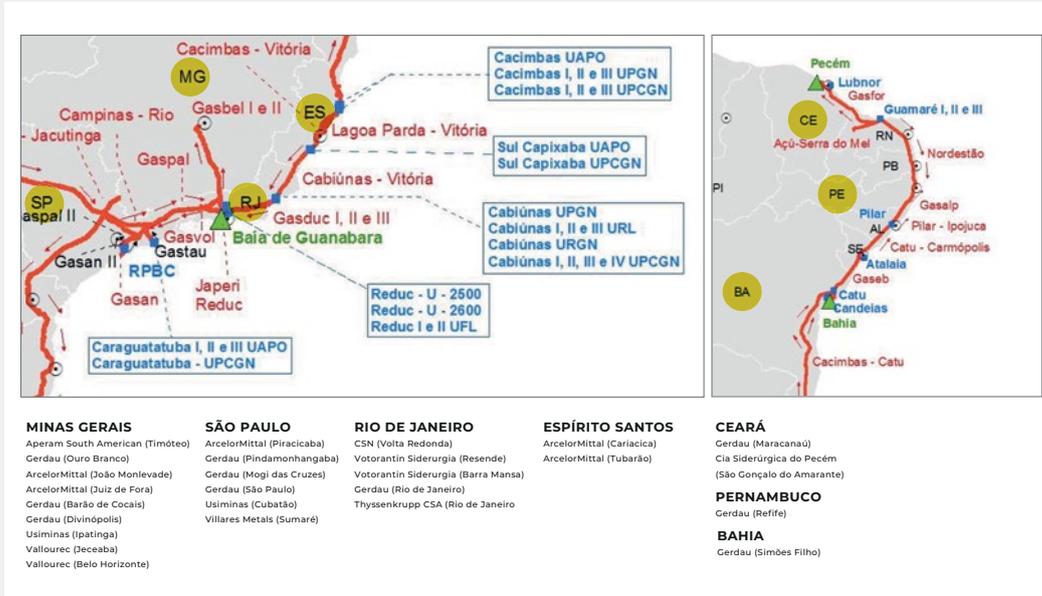
A maior parte das usinas siderúrgicas fica próxima a gasodutos de transporte (nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, sendo no último estado próximas a Juiz de Fora e no entorno de BH) ou de distribuição (João Monlevade/ ArcelorMittal, Ipatinga/ Usiminas), facilitando o uso desse combustível (Figura 13).

TABELA 6 | Consumo de Energia na Indústria Siderúrgica em 2018 em Mtep.

	Mtep	%total
Primária	3,58	21%
Gás natural	1,17	7%
Carvão vapor	2,41	14%
Secundária	13,07	79%
Derivados de Petróleo	0,10	0%
Gás Coqueria	1,24	7%
Coque de carvão mineral	7,35	44%
Carvão Vegetal	2,64	16%
Eletricidade	1,64	10%
Outros	0,09	1%
Total	16,65	100%

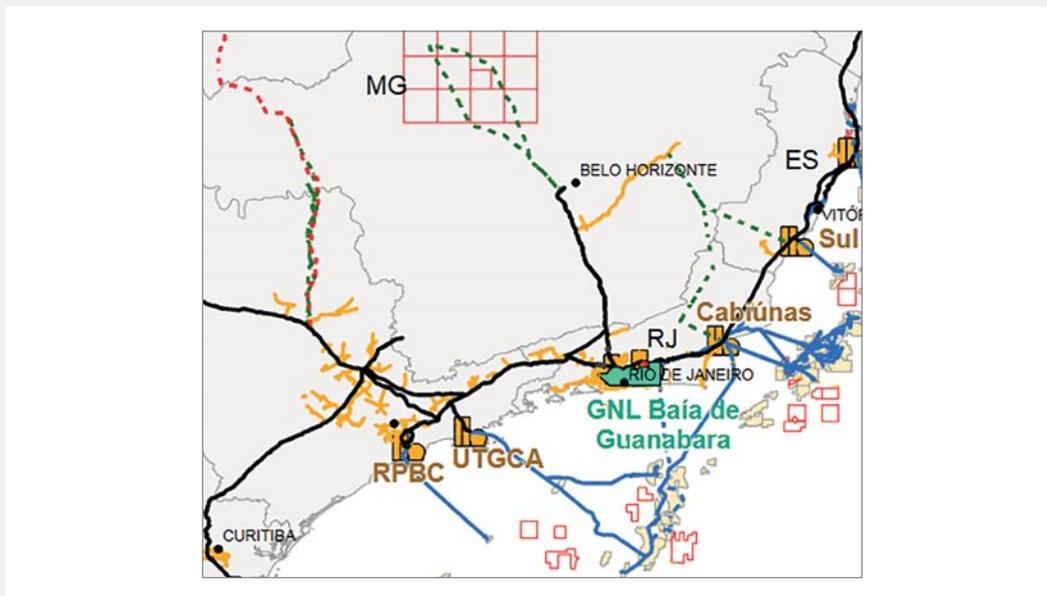
Fonte: BEN, 2019.

Figura 13a - Localização das principais usinas siderúrgicas e gasodutos de transporte.



Fonte: Mapas de ANP, 2018 com dados de usinas do Instituto Aço Brasil.

Figura 13b - Malha dos gasodutos de escoamento, transporte e distribuição (laranja).



Fonte: CBIE, 2019.

Apesar dos volumes de energia consideráveis na siderurgia, a conversão para o gás natural apresenta desafios.

Mesmo que o custo do gás por tonelada de aço produzida não seja muito maior do que o do coque mineral (US\$100-120/t de aço),²⁸ o volume de investimentos necessários para a transição da indústria para o sistema de redução direta seria significativo. Em um cenário em que as siderúrgicas enfrentam dificuldades estruturais e há pouca perspectiva de expansão do parque produtivo, qualquer transição para novas tecnologias se torna mais difícil sem auxílio externo.

A eventual transição para o gás natural, por outro lado, pode vir a facilitar a conversão das usinas para o uso do hidrogênio verde²⁹ nas próximas décadas. A siderurgia baseada no hidrogênio

também se dá através da redução direta, que, nesse caso, produz vapor d'água como resultado da retirada do oxigênio do minério, ao invés do gás carbônico. O eventual uso com hidrogênio da infraestrutura criada para o uso do gás ajudaria a amortizar o custo de adaptação para o gás natural e poderia justificar, mais à frente, algum tipo de subsídio à conversão dentro de uma política abrangente de redução de emissões de carbono no setor industrial. No entanto, na falta de maior dinamismo do setor ou recursos externos associados a uma conversão mais ambiciosa para o hidrogênio quando essa tecnologia estiver totalmente madura, a realização do aumento potencial da demanda por gás de 9 Mtep na siderurgia pode ser considerada remota no médio prazo.

²⁸O custo do carvão em alto fornos pode ser encontrado em <https://www.steelonthenet.com/cost-bof.html>. No caso da redução direta, o custo da energia por tonelada de aço é dez vezes o custo por MMBTU (e.g., o gás natural a US\$6/MMBTU implicando em US\$60/t aço). Já o carvão na faixa de US\$2/MMBTU implicaria em um custo de US\$40/t aço, mas não é claro se aí estão incluídas todas as fases do minério até o aço (e.g. produção do ferro esponja).

Fonte: www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Manufacturing/gx_remaking%20the%20global%20steel%20industry_06_13.pdf

²⁹Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água com energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis e não a partir do gás natural.

2.1.4 Indústria Química

A possibilidade de aumento do consumo de gás na indústria química, como para a produção de fertilizantes não escapou às autoridades brasileiras (EPE 2019). Como já observado, o setor químico corresponde a 26% do consumo final de gás pela indústria, ou 7% do consumo total do gás natural, predominantemente para fins energéticos. Por outro lado, mais de 75% dos fertilizantes consumidos no mercado brasileiro em 2019 foram importados,³⁰ inclusive aqueles nitrogenados, baseados na amônia e uréia, sintetizadas a partir do gás natural e do nitrogênio (N₂) que é abundante no ar. Essa importação decorre em parte da diminuição da produção doméstica pela hibernação de fábricas de fertilizantes da Petrobras e falta de investimentos em novas plantas. O alto custo de matéria-prima é geralmente apontado como o fator principal para a redução de rentabilidade dessas fábricas e seu fechamento.

Segundo estudos da EPE, a diminuição do preço do gás poderia aumentar significativamente a produção de fertilizantes no Brasil, deslocando a importação. Com o gás natural disponível a um preço abaixo de US\$5/MMBTU, a demanda adicional por gás natural nesse setor poderia alcançar 10,6 MMm³/dia (3,8 Mtep/ano) em 2034. Isso reduziria para 10% a dependência externa de ureia (Figura 15), e potencialmente reduziria a despesa com importação de fertilizantes nitrogenados em cerca de US\$2 bilhões por ano, abstraindo-se um aumento de demanda por fertilizantes em função do aumento da produção agrícola e, por exemplo, recuperação/conversão de pastagens degradadas (Tabela 7).

O preço mais baixo do gás natural poderia ainda viabilizar a construção de novas plantas para a produção de metanol, etano e seus derivados. Com o alto custo do GN, que corresponde a 80% do custo de produção de metanol, as fábricas brasileiras foram hibernadas e todo o consumo de metanol do Brasil (1,2 milhão de ton/ano - BNDES 2020) passou a ser importado. Ainda que os preços internacionais do metanol sejam muito voláteis, há indicações de que projetos para a construção de plantas de escala mundial do metanol, importante insumo para a produção de formaldeído e biodiesel, poderiam ser desencadeados caso o custo do gás fosse substancialmente reduzido. Essa demanda corresponderia a um consumo adicional de gás natural da ordem de 4 MMm³/dia (1,4 Mtep/ano).

Figura 14 - Consumo de Gás nas FAFENS.



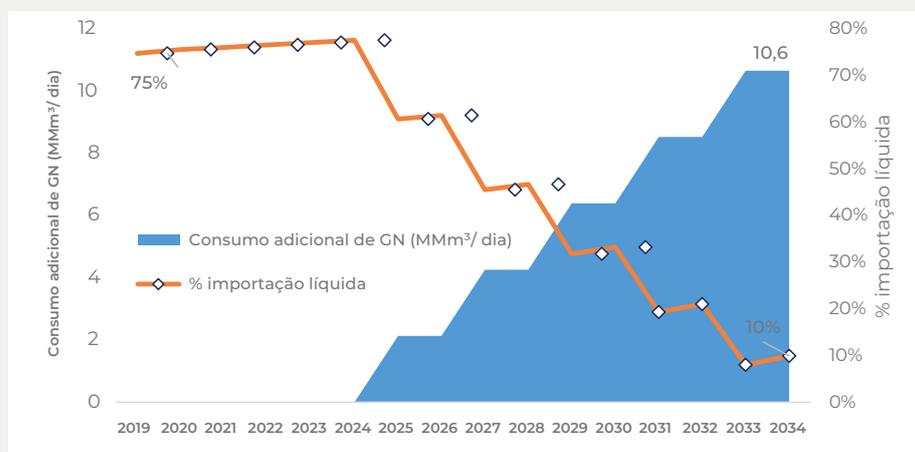
Fonte: Boletim Mensal Acompanhamento da Indústria de Gás – MME, 2020.

³⁰https://abiquim-files.s3-us-west-2.amazonaws.com/uploads/guias_estudos/Livreto_Desempenho_da_Ind%C3%BAstria_Qu%C3%ADmica_Brasileira_R4_-_Abiquim_DIGITAL_1.pdf

TABELA 7 | Brasil – Importação de Adubos e Fertilizantes Químicos 2017-2019.

Código CUCI	Adubos ou Fertilizantes químicos	2019		2018		2017	
		US\$ Milhões	Toneladas	US\$ Milhões	Toneladas	US\$ Milhões	Toneladas
5621	Nitrogenados	2.400	10.369	2.308	9.804	1.965	9.562
562111	Nitrato de amônio	248	1.235	217	1.033	253	1.327
56213	Sulfato de amônio	427	2.637	376	2.324	295	1.904
56216	Uréia	1.530	5.587	1.527	5.561	1.245	5.425
5622	Fostatados	471	2.187	455	2.073	333	1.557
5623	Potássicos	3.466	10.668	3.135	10.657	2.438	9.866
5629	Outros fertilizantes	2.785	7.898	2.696	6.989	2.568	7.597

Figura 15 - Consumo Adicional de Gás e Deslocamento Potencial das Importações de Uréia.



Fonte: EPE, 2019 - "Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados".

A disponibilidade de etano e seus derivados, como polietileno e PVC, depende da separação do etano presente no gás natural feita em UPGNs. Hoje, as especificações do gás natural entregue à rede de gasodutos, estabelecidas em resolução da ANP e que admitem um teor máximo de 12% de etano, estão em revisão. A redução desse teor ampliaria a oferta de etano para a indústria química, mas teria custo, ainda que separação do etano já possa ser feita de forma econômica com a tecnologia de turboexpansão. As UPGNs devem também estar próximas da demanda do etano, principalmente aquela proveniente da produção de polietileno, já que o custo de transporte do etano por tubulação é muito caro. A única UPGN no Brasil que atende a esses requisitos é a de Cabiúnas, que tem capacidade de 16,2 MMm³/dia de GN. Contudo, a oferta de etano poderá

aumentar com a construção da UPGN de Itaboraí, que terá capacidade para 21 MMm³/dia do gás.

A redução do teor de etano no gás para distribuição tem componentes de política energética. Uma maior oferta desse insumo, beneficiando a indústria química, demandaria investimentos elevados em UPGNs, o que, da mesma forma que potenciais limitações à injeção, poderia ter reflexos nos esperados projetos de produção de petróleo. Por outro lado, o relaxamento das especificações poderia prejudicar os equipamentos que usam o produto. Por isso, é recomendável aprofundar os estudos já em andamento sobre os impactos de possíveis alterações na especificação do gás natural e integrá-los às discussões sobre injeção de gás natural/separação e injeção de CO₂.

2.1.5 Sensibilidade da conversão Industrial ao preço e crescimento do PIB

O potencial conjunto de crescimento da demanda por gás natural nos quatro setores industriais analisados está situado próximo de 20 Mtep/ano dentro da ótica da substituição energética máxima. Essa avaliação pode ser comparada com recente estudo divulgado pelo CNI, baseado na hipótese de substituição das atuais fontes de energia na indústria pelo gás natural na medida em que o gás se tornasse mais barato do que essas fontes, além do deslocamento da eletricidade comprada pela cogeração nas situações em que isso fosse rentável. Nessas hipóteses, e supondo diferentes taxas

de crescimento do PIB, foram construídos três cenários, com o preço do gás natural para grandes consumidores industriais variando de US\$7/MMBTU a US\$14/MMBTU, e crescimento do PIB perto de 3,0% ao ano.

O estudo apontou um aumento de demanda potencial por gás de 40 MMm³/dia (15 Mtep/ano) no caso do gás a US\$7/MMBTU, em boa parte por conta da cogeração. Essa demanda cairia para 16 MMm³/dia (6 Mtep/ano) no caso do gás a US\$10/MMBTU e para 6 MMm³/dia (2 Mtep/ano), no caso do gás a US\$14/MMBTU.

Ambos estudos apontam, portanto, um potencial de crescimento do consumo industrial da ordem de 15-20 Mtep ao ano no caso de o preço do gás natural cair para US\$5-7/MMBTU. Como parâmetro de comparação, uma usina termoeleétrica de 500 MW com eficiência de 40%

consome perto de 0,7 Mtep de gás natural por ano. Assim, um aumento de consumo na indústria de 20 Mtep ao ano corresponderia a cerca de 14 GW adicionais de geração térmica na base (a atual capacidade instalada é de 14,6 GW³¹).

2.2 O Setor de Transportes – veículos leves e pesados

O setor de transportes, especialmente transporte pesado por caminhões, tem um potencial de crescimento significativo do uso do gás natural. É possível imaginar uma duplicação do consumo de gás por carros de passeio em algumas capitais do país, correspondendo a 2 Mtep de consumo adicional de gás por ano, decorrente principalmente do deslocamento da gasolina. Apesar de interessante, a expansão desse mercado tem o inconveniente de provavelmente vir a ser rapidamente superada pela adoção da eletricidade motriz com baterias, que deve ser uma tecnologia dominante até 2030. A substituição parcial do diesel pelo gás natural comprimido ou liquefeito para o transporte rodoviário de cargas, por outro lado, talvez tenha uma vida mais duradoura, enquanto o raio de ação com baterias se mantiver curto e seu tempo de recarga for longo.

O deslocamento de 25% do consumo de diesel no transporte rodoviário de carga adicionaria aproximadamente 9 Mtep/ano de demanda por gás natural (Tabela 8). Um deslocamento dessa ordem seria próximo ao volume de diesel

atualmente importado, que somou 11,6 MMm³ em 2018, equivalente a 21% do consumo total do combustível (55 MMm³ anual).

Recente dissertação de mestrado³² permite estimar o consumo de diesel no transporte usando a estrutura de consumo de diesel verificada em 2012. Aplicando-se essa estrutura ao consumo rodoviário de diesel em 2018 (46 MMm³, incluindo 4 MMm³ de biodiesel³³) e traduzindo-se o poder energético do m³ de diesel para MMm³ de gás natural a condições normais,³⁴ chega-se a um potencial de demanda por gás de 99 MMm³/dia por força do deslocamento integral do diesel para caminhões semipesados e pesados (Tabela 8). Essa demanda potencial é similar ao consumo total de gás no Brasil (35,9 Mtep/ano) em 2018.

Uma análise mais detalhada para o caso específico de possíveis “corredores azuis” ao redor do Gasbol no estado de São Paulo foi efetuada por pesquisadores da USP (Mouette et al., 2019). Esses corredores abasteceriam uma frota de caminhões com GNL, realizando cerca

³¹Dado de geração da Aneel em julho de 2020.

³²Perspectivas para o consumo de combustível no transporte de carga no Brasil: uma comparação entre os efeitos estrutura e intensidade no uso final de energia do setor”, Ana Luiza Andrade Novo, PPE/COPPE/UFRJ (2016).

³³BEN, 2019.

³⁴Multiplica-se o volume de diesel por um fator de 2,9. Esse fator é dado por 1,6 (razão entre a densidade energética do diesel e do GNL) vezes 600 (redução de volume do GNL com respeito ao gás normal), dividido por 330 (dias de operação de um caminhão pesado por ano).

TABELA 8 | Consumo de diesel rodoviário e potencial de substituição por gás natural.

Tipo	Consumo 2012 (por tipo de veículo)	Consumo Diesel 2018 (MMm ³)	Consumo equivalente de GN (MMm ³ /dia)
Comerciais leves	1,4%	0,6	-
Caminhões semileves, leves e médios	24,7%	11,4	-
Caminhões semipesados	39,6%	18,2	53,0
Caminhões Pesados	34,3%	15,8	46,0
Total	100,0%	46,0	99,0

Fonte: Elaboração própria.

de 200 mil viagens por dia³⁵. O consumo de gás estimado nesse exercício seria por volta de 4 MMm³ de gás natural por dia, admitindo-se a substituição de 10% da frota de diesel para gás natural. O estudo sugere que o gás natural, precificado a US\$7,52/MMBTU seria entre 40% e 60% mais econômico (em US\$/MMBTU) do que o óleo diesel, mesmo considerando várias restrições ao seu uso e os custos de capital e operacional envolvidos³⁶. O artigo não avalia se esta significativa redução do custo seria suficiente para induzir a adesão dos motoristas ao uso do GNL, seja pelo investimento em novos caminhões já preparados para utilizar o gás natural, seja pela instalação de “kits” para adaptação dos caminhões a diesel para este uso. Estima-se que, nestas condições, o *payback* da adesão ao GNL seria menor que três anos³⁷.

É razoável pensar no uso do gás natural por caminhões pesados e semi-pesados para além do eixo do Gasbol.

O percurso Florianópolis - Curitiba - São Paulo - Rio de Janeiro, que representa parte expressiva do tráfego de carga, está localizado próximo aos gasodutos existentes e corresponde a viagens de extensão compatível com o raio de ação de um caminhão a gás. O percurso da rodovia Fernão Dias (São Paulo-Belo Horizonte) não fica ao longo de um gasoduto, mas há entrega de gás nas suas duas pontas, cuja distância poderia ser coberta por caminhões a gás (tanto comprimido quanto liquefeito). Os gasodutos existentes podem ser a fonte para postos de reabastecimento de gás comprimido ou GNL, podendo o abastecimento ser completado por caminhões de transporte de gás sem a necessidade da construção de numerosos “*city gates*”.

Para regiões distantes de gasodutos, postos de abastecimento podem ser alimentados com GNL trazido em caminhões com contêineres.

³⁵Dominique Mouette, Pedro Gerber Machado, Denis Fraga, Drielli Peyerl, Raquel Rocha Borges, Thiago Luis Felipe Brito, Lena Ayano Shimomaebara, Edmilson Moutinho dos Santos, *Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector*, Science of The Total Environment, Volume 668, 2019, Pages 1104-1116 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969719307533>.

³⁶Para calcular estes custos, os autores avaliaram a infraestrutura para oferecer GNL ao transporte de cargas no estado de São Paulo, envolvendo: a liquefação e armazenamento do gás natural; distribuição e armazenamento em tanques criogênicos e abastecimento (obras civis e outros). Além do CAPEX, foram estimados valores de OPEX (ex. mão de obra, consumo de energia elétrica, refrigerantes, como etano e propano, e insumos nas plantas de liquefação, custos administrativos etc.). Para a liquefação foram consideradas duas opções: uma centralizada, de maior porte, em que o GNL é distribuído para as regiões do estado de São Paulo por caminhões. Uma segunda (descentralizada) utiliza algumas plantas de liquefação de menor porte, que são espalhadas pelo estado.

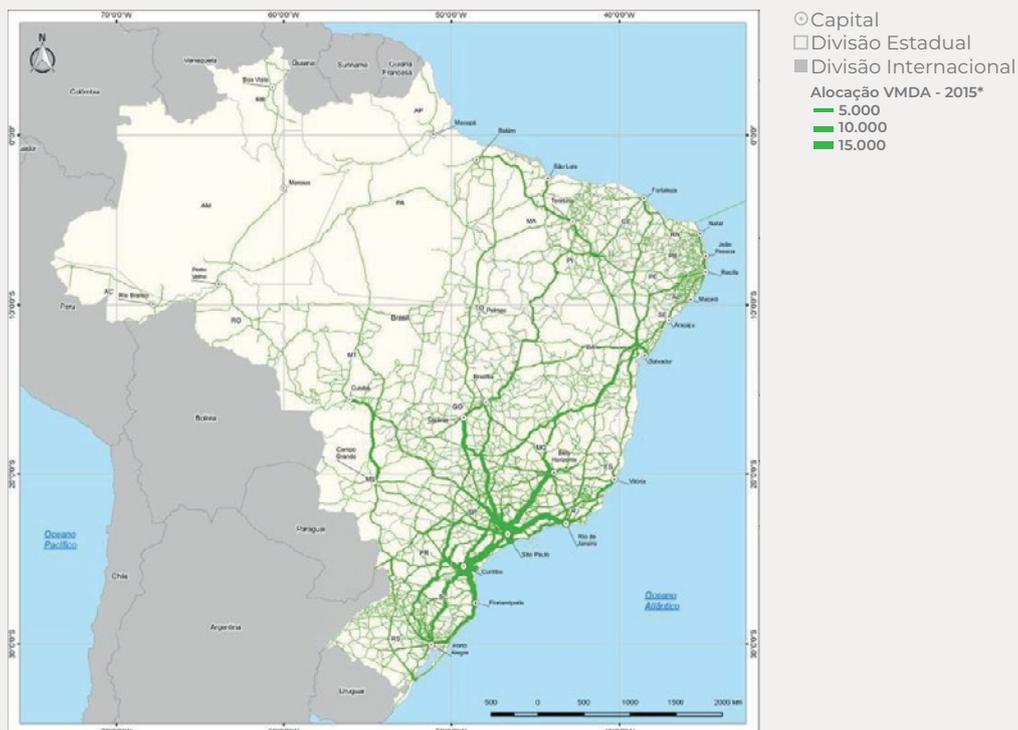
³⁷Caminhão rodando 120 mil km/ano, fazendo 2,5km/l de diesel a R\$3,50/litro e tendo 50% de economia pelo uso do GNL resultaria em R\$84 mil de economia. Se os demais custos se mantiverem, e se o sobrecurso do caminhão GNL com respeito ao caminhão diesel for de R\$200 mil, o *payback* simples do investimento é de 200/84 = 2,4 anos.

Como previsto por investidores recentes,³⁸ esses postos poderiam ser distribuídos ao longo dos eixos de tráfego relevantes. O método se aplicaria ainda a regiões que fossem abastecidas de gás a partir de terminais de importação de GNL próximos a eventuais usinas termoelétricas a gás natural, em arranjo parecido ao existente em Sergipe, e que poderiam vir a ser construídos em estados como

Pará, Pernambuco, Ceará, Bahia e Santa Catarina. Containeres padrão ISO com capacidade para 40 m³ de gás poderiam ser carregados em caminhões não dedicados, reduzindo o custo do transporte do gás³⁹.

Os motores a gás para caminhões podem funcionar com centelha (ciclo Otto) ou por pressão do combustível (ciclo diesel).

Figura 16 - Principais eixo rodoviários do Brasil.



Fonte: Fundação Dom Cabral, 2018.

³⁸Essa é a proposta da empresa Golar Power. Disponível em: (<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/06/golar-testa-caminhao-movido-a-gnl.ghtml>)

³⁹Em uma primeira fase nesta direção, a empresa Golar fez uma parceria com a Alliance GNLog visando a importação de mil caminhões 100% GNL até final de 2020 produzidos pela empresa chinesa Shacman. Esses veículos são equipados com 2 tanques criogênicos e tem autonomia de rodar até 1000 km com o GNL, que será fornecido pela Golar Power.

No caso dos motores a ciclo diesel, o controle da explosão requer a presença de uma certa proporção do óleo diesel, não havendo, portanto, substituição completa desse combustível (Anexo II)⁴⁰. Em ambos os casos, pode-se usar gás natural liquefeito (GNL) ou comprimido (GNC) como combustível. O GNL, armazenado a -162 °C, tem até o dobro da densidade do GNC, permitindo maior autonomia para tanques de mesmo volume. O tanque criogênico tende também a ser mais leve que os tanques de GNC, diminuindo a tara dos veículos (Figura 17).

Por outro lado, o arranjo com GNC é mais simples por não precisar de um sistema de vaporização prévio à injeção do combustível no motor, como é o caso do GNL. Além disso, a opção GNC tende a exigir menor investimento em instalações de abastecimento e incorre em menor risco de manipulação, quando comparado com o gás liquefeito, por trabalhar com temperatura ambiente

do gás. A simplicidade é de particular interesse no caso de se tentar acelerar a conversão ao gás natural através da adaptação dos caminhões existentes, já que esses bens de capital têm grande vida útil e houve grande aquisição de caminhões entre 2011 e 2014.

Com relação ao impacto ambiental dessa mudança de fonte energética, o uso do gás natural permite reduzir drasticamente a emissão de compostos nitrogenados (NOx) e de enxofre (SOx), assim como de materiais particulados, todos produtos nocivos à saúde e ao meio ambiente. A queima do gás natural em si oferece apenas uma modesta redução nas emissões de gás carbônico com relação ao diesel (15% ou menos). Há, no entanto, o risco de escape de gás natural (metano).

O metano tem grande impacto atmosférico, devido ao seu efeito estufa,

Figura 17 - Modelo de caminhão com GNC (esquerda) e com GNL (direita).



Fonte: AFDC

⁴⁰Entre os modelos de caminhão já existentes encontra-se o FM MethaneDiesel da Volvo, que opera com uma mistura de GNL e diesel, e o modelo R 410 da Scania, de ciclo Otto, que opera apenas com GNC. O sistema DG Flex da empresa Bosch, por seu turno, é um exemplo de kit de adaptação para caminhões usados.

no curto prazo, ser mais de 70 vezes maior do que o do gás carbônico. Nesse sentido, o GNL pode ter um impacto climático mais pronunciado do que o GNC, visto que não é incomum que seja necessário deixar escapar gás natural quando o tanque aquece, de forma a não permitir que a pressão do gás no interior do tanque ultrapasse a pressão máxima de segurança desses recipientes. Já que a vaporização aumenta quando a temperatura ambiente é mais alta, a chance de ocorrerem emissões involuntárias de metano pode ser relevante em um país como o Brasil, que tem temperatura média alta e estradas de

baixa qualidade e, por enquanto, sem grandes pontos de apoio a caminhões com tanques criogênicos.

Assim, considerando custo de infraestrutura, rapidez e facilidade de adaptação dos motores, a facilidade de manipulação e risco de emissões fugitivas, é provável que o GNC se mostre mais seguro e vantajoso do que o GNL, a despeito do menor raio de ação e do maior peso morto do tanque de combustível do GNC. A resposta – ausente uma orientação de política pública – virá da decisão de cada transportadora.

2.3 O Gás Natural na geração elétrica

A expansão da geração elétrica a gás tem reconhecido potencial, mas não é isenta de desafios. O gás natural pode ser usado para gerar eletricidade, que transmitida pelo Sistema (Elétrico) Integrado Nacional (SIN) permite seu consumo em quase qualquer ponto do país. O gás também pode ser usado para a auto-produção de eletricidade, ou ainda para produção de energia elétrica nos chamados Sistemas Isolados (SI). Esses sistemas, apesar de corresponderem a cerca de 1% do total do consumo nacional, atendem a populações frágeis em locais afastados e o uso do gás natural a menor custo do que o óleo diesel pode ter impacto social bastante favorável nessas circunstâncias⁴¹.

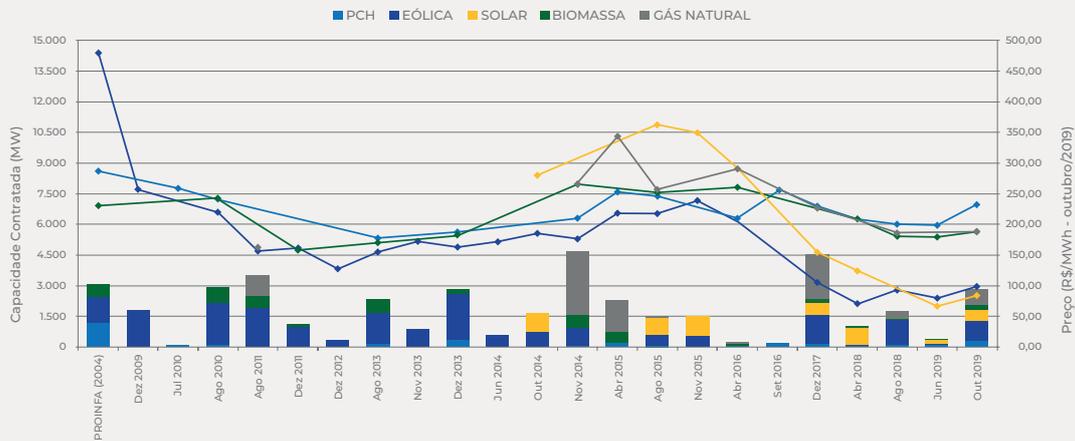
O histórico dos leilões do setor elétrico (Figura 18) mostra a gradual perda de competitividade das termelétricas em relação às energias renováveis. O maior desafio para a expansão da energia termoelétrica está na competitividade das energias renováveis, que tem grande potencial de crescimento⁴² no Brasil e atualmente são a opção mais econômica⁴³ para a expansão do suprimento de energia. Olhando para o futuro, também se destaca o desafio decorrente do custo implícito das emissões de carbono advindas da combustão do metano. Esse custo poderá vir a ser cobrado, na medida em que cresce o apoio em muitos países à precificação das emissões de gases de efeito de estufa, mediante um “imposto de carbono”.

⁴¹Para atender aos sistemas isolados, o gás, seja liquefeito ou comprimido, poderia ser transportado por barcas, no caso de cidades ribeirinhas e costeiras, ou mesmo por caminhões. A ENEVA, por exemplo, planeja se valer de caminhões transportadores de GNL para abastecer Roraima a partir do campo do Azulão, situado a mais de 1000 km de distância do ponto de consumo.

⁴²Velocidade média do vento alta, com baixa variância; boa radiação solar (sobretudo no Semiárido).

⁴³Muitas referências internacionais, como o NREL do Departamento de Energia dos EUA (DoE) estimam uma redução de custos adicional da ordem de 30% no caso das usinas solares fotovoltaicas e 20% no caso das eólicas.

Figura 18 - Capacidade contratada nos últimos leilões.



Fonte: EPE - Leilões de Energia Elétrica de 2019.

O aumento de penetração das fontes renováveis variáveis implicará aumento da amplitude dos ciclos de produção de energia por fonte, ainda que esses ciclos se cancelem parcialmente, como, por exemplo, pela existência de mais vento à noite do que durante o período diurno de alta irradiação solar, ou mais na estação seca do que na úmida. Não obstante, não havendo correlação perfeita ou suficiente entre essas fontes ou opção barata de armazenamento de energia em grande quantidade, o valor da geração flexível poderia aumentar de modo a suavizar as variações na produção de eletricidade ou modular essa produção para acompanhar flutuações na demanda.

As hidrelétricas fazem a modulação da produção, mas sua capacidade de cumprir esse papel pode vir a ser saturada a longo prazo. Ela pode se

mostrar insuficiente face à projetada duplicação ou mais das fontes renováveis, mesmo com uma operação inteligente dos recursos de geração, armazenamento de energia e redes de transmissão de forma a otimizar a integração a produção eólica, solar e hidráulica em frequência diária ou sazonal. O fato de boa parte das novas hidroelétricas construídas desde 2000 não terem reservatórios significativos de acumulação (são a “fio d’água”) associadas às crescentes necessidades da utilização da água para outros usos além da geração de energia, aumenta essa probabilidade, além de não haver previsão de significativa expansão da capacidade instalada hidrelétrica (assinala-se que o serviço de modulação pelas hidrelétricas não implica necessariamente na depleção dos seus reservatórios).

O espaço para as térmicas a gás proverem o serviço de modulação no SIN não está assegurado no futuro com os preços atuais do gás natural. A concorrência com a geração flexível deve crescer com a expansão de alternativas, como o bombeamento de água para armazenamento em reservatórios elevados (usinas hidrelétricas reversíveis), baterias de íons de lítio (cujos custos devem cair mais até que o das fontes renováveis) e eventualmente o armazenamento de energia contida na amônia ou metanol produzido a partir do hidrogênio verde.

A dificuldade de interromper-se a produção de gás do Pré-Sal para permitir a flexibilidade das térmicas talvez possa ser contornada pela liquefação do gás⁴⁴. A liquefação ajudaria a contornar o fato de 80% da produção de gás ser associada à produção de petróleo e facilitaria seu armazenamento e a exportação do que exceder a demanda em certo período. Ela pode-se dar em terra ou no mar. No segundo caso, evita-se o investimento em gasodutos, mas exigem-se navios especializados e caros. Sua viabilidade ainda é difícil de estimar também porque a tecnologia de FLNG (*floating liquefaction of natural gas*) é nova e há poucos projetos operacionais no mundo. A despeito de geralmente exigir escala, ela talvez possa ser uma forma prática de atender a Região Sul, dadas algumas características do tramo

sul do Gasbol, e dificuldades de vir a se realizar um aumento da importação de gás argentino. A liquefação em terra competiria com o GNL importado no suprimento às térmicas e consumidores livres, dando maior flexibilidade ao sistema como um todo⁴⁵.

A geração termelétrica competitiva “na base”, por seu lado, exige um preço do gás bem abaixo do atualmente oferecido pelas distribuidoras. Exercícios de mercado, como descritos no Box 3 a seguir, mostram que, apenas substancial queda do preço do gás (entregue na usina) para a faixa de US\$ 4 a 5/MMBTU,⁴⁶ permitiria a inserção econômica das termelétricas “inflexíveis”. É essa a faixa de preço que assegura a competitividade econômica de térmicas a gás inflexíveis contra as renováveis mesmo quando as fontes renováveis são totalmente oneradas pelos custos relativos à sua intermitência e outros serviços ancilares que demandem para cumprir suas obrigações⁴⁷. O despacho inflexível, por seu turno, pode implicar, certo sobreinvestimento em geração com o não aproveitamento (vertimento) eventual das energias renováveis, sem caracterizar-se necessariamente como uma solução não econômica. Este *breakeven* de preço de gás na térmica permitiria indicar o *tradoff* entre a competitividade de térmicas localizadas no interior ou litoral do país, para quem o custo final do gás seria diferenciado pelas tarifas de transporte da rede de gás⁴⁸.

⁴⁴Conceitualmente, as soluções para implantação de termelétricas que farão uso do gás natural extraído dos campos offshore na costa brasileira incluem: (a) Transporte do gás por gasoduto subaquático até a costa e geração de energia em terra; (b) Geração de energia na plataforma offshore e transmissão da eletricidade até a costa (*gas-to-wire*, ou GTW); consiste em extrair o gás e gerar energia em usina localizada em plataforma oceânica, transmitindo a energia gerada para a costa através de cabos submarinos em corrente contínua; (c) Transporte do gás em fase líquida até a costa e geração de energia em terra. Nessa opção, o tratamento do gás (separação de frações líquidas e impurezas) pode-se dar no mar, antes da liquefação, ou já em terra, antes da regaseificação.

⁴⁵A construção de plantas de liquefação de gás no mar ou no litoral daria maior flexibilidade à comercialização do produto. Permitiria o fornecimento a térmicas inflexíveis e flexíveis, com o potencial de substituir o GNL importado, a consumidores livres e às distribuidoras, além de abrir caminho para entrega em outras regiões do país, via cabotagem (GNL de pequena escala), e para a exportação.

⁴⁶Esse valor precisaria ser ainda menor se fossem atribuídos custos associados às emissões de carbono.

⁴⁷Custos para o suprimento do mesmo MWh “firme” por ambas tecnologias.

⁴⁸A implantação geográfica de usinas de forma a minimizar os custos de distribuição e transporte, assim como das perdas e riscos na transmissão de energia a largas distâncias é um componente importante para a eficiência global do SIN. Esquemas tarifários que enviem sinais econômicos aos investidores sobre localizações ótimas tem, portanto, papel relevante para a economicidade do sistema.

Box 3

O espaço para térmicas a gás natural “na base”

Um questionamento frequente é o porquê de o setor elétrico não poder absorver termoelétricas com produção inflexível, ou seja, “na base”, como forma de “ancorarem” o consumo de gás natural. O setor já abriga algumas usinas nesses termos, a partir de algumas condições oferecidas pela EPE nos leilões de 2017, que permitem a sazonalização mensal da “inflexibilidade” – e de outros parâmetros, como custo variável unitário (CVU) e indexação de contratos de combustível – dentro de limites para um ano calendário.

Apesar de 70% dos 4,5 GW de capacidade termoelétrica prevista para entrar em operação nos próximos anos e já contratada estar baseada no GNL importado (ex. usinas GNA I e GNA Porto Açu), há um projeto pioneiro no uso do gás do Pré-Sal (projeto Marlim Azul) e projetos que aproveitam campos de gás onshore, como o caso da usina térmica Parnaíba V (ENEVA). Dentro dos parâmetros de inflexibilidade anual de até 50% sobre 12 meses e CVU, há algumas estratégias comerciais que permitem o acionamento lucrativo das usinas “na base”. Um exemplo é a declaração de inflexibilidade no período úmido, e maior flexibilidade no período seco, com ou sem variação sazonal do CVU.

O leilão de energia possui uma regra que permite comparar o benefício econômico destas estratégias frente às demais fontes candidatas à expansão em uma mesma base, isto é, sob a ótica sistêmica.

Uma estratégia baseada na declaração de um custo variável abaixo de R\$100/MWh e custo de energia total próximo a R\$200/MWh, por exemplo, pode ser relativamente competitiva com as fontes renováveis em algum leilão. A inspeção desses valores sugere que, neste exemplo, o custo do gás incluindo impostos para viabilizar essa estratégia e seu custo variável em uma térmica de ciclo combinado (50% de eficiência) deveria estar abaixo de R\$15/MMBtu¹.

A inserção do gás “na base” nesses termos (com inflexibilidade concorrendo com outras fontes) é distinta daquela que ocorreria com a inserção “forçada” destas térmicas através de uma contratação separada. Nesse caso de leilões separados, corre-se o risco de onerar desnecessariamente o consumidor de energia elétrica em face de outras opções de suprimento.

A fim de explorar este tema, a consultoria PSR conduziu em 2019 estudos de

¹ Uma estimativa muito simplificada sugeriria que o custo variável a R\$100/MWh com 50% de eficiência do ciclo combinado e 3,44MMBTU/MWh resulte em R\$50/3,44MMBTU, ou R\$14,5/MMBTU. Dependendo do câmbio, isto significaria um gás entregue à usina entre US\$3-4/MMBTU, o que pode ser alcançável para um produtor de gás que precifique o gás levando em conta o seu caráter associado (ou seja, custo unitário próximo de zero ao se levar em conta o investimento feito para a produção de petróleo), tenha acesso franco a uma rota de escoamento e facilidade de conexão da usina a essas instalações sem custo excessivo da etapa de distribuição.

planejamento de longo prazo para o horizonte de 2040 com o modelo de decisões de investimentos OPTGEN², que indicam que um portfólio “ótimo”³ de expansão admitiria sob certas circunstâncias usinas inflexíveis, passíveis de usar o gás natural do Pré-Sal, em companhia de algumas usinas flexíveis (para compensar eventual insuficiência hídrica no SIN). Essa otimização considerou os custos de investimento, operativos fixos e variáveis, com parâmetros técnicos representativos de cada tecnologia. A metodologia permite a comparação entre fontes para suprir o mesmo MWh-equivalente, isto é, considerando os atributos que o sistema precisa para garantir a confiabilidade e economicidade do suprimento de energia elétrica.

Uma das principais condições para a inserção eficiente do gás inflexível⁴ é o preço máximo do gás (principal componente do custo variável) para classificação na ordem de mérito. Ao preço máximo do gás natural da ordem de US\$4 a 5/MMBTU entregue na termoelétrica, os resultados do planejamento de longo prazo da PSR apontam para a possibilidade de inserção de 10 GW de capacidade térmica a gás natural adicional na base até 2040 com usinas operando em ciclo combinado e consumindo o equivalente a 14 Mtep/ano em média (43 MMm³/dia). Esse cenário pode implicar no deslocamento

de fontes renováveis nos leilões, desconsiderando-se custos de emissão de CO₂ ao se estabelecer os critérios de eficiência e economicidade entre fontes.

O benefício desta geração na base estaria em deslocar a geração hidroelétrica “de base”, permitindo assim que as hidroelétricas sejam utilizadas para fornecer flexibilidade ao sistema. Mas há um preço e volumes máximos de gás natural e MW inflexíveis para esta inserção “valer a pena”, que são os valores calculados acima. Acima de preços de gás da ordem de US\$4 a 5/MMBTU entregue na termoelétrica, o modelo de planejamento indica, por razões econômicas, um maior uso de fontes renováveis variáveis e uma participação, ainda que pequena, de usinas térmicas flexíveis, e.g., utilizando GNL importado com um custo de combustível maior. A preços abaixo deste valor, a inserção do gás na base pode ser inclusive maior. Da mesma forma, a introdução da precificação de atributos ambientais reduz a atratividade do gás, reduzindo este preço *breakeven*. Estes resultados foram produzidos considerando uma taxa de câmbio de R\$3,6/USD e obviamente variam de acordo com as hipóteses econômicas utilizadas, penetração de renováveis e a sua evolução no tempo.

²O modelo OPTGEN possui representação horária, rampas operativas das usinas, tempos mínimos de operação e parada das unidades, custos de partida, restrições hidráulicas das hidrelétricas nas principais bacias hidrográficas, reservas operativas – para compensar variabilidade das renováveis – e, finalmente, uma modelagem probabilística (através de cenários) da produção das fontes renováveis em nível horário. Portanto, a comparação feita pelo estudo da PSR considera as contribuições – e custos – de cada fonte para todos estes atributos.

³Portfólio que minimiza o valor presente da soma dos custos de investimento e custos operativos para suprir energia, potência e reservas operativas, de modo a atender o crescimento esperado do mercado de energia de forma segura.

⁴Nazaré, F.; Bezerra, B. and Barroso, L.A., *Assessing the value of baseload generation from associated gas fields in hydro dominated systems with growing penetration of renewables*, 2020, Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020, Rio de Janeiro, Brazil.

Caso os preços do gás natural baixem a ponto de permitir o uso da termelétricidade “na base”, surge a questão desse despacho de forma contínua implicar em aumento importante das emissões de carbono brasileiras associadas à produção de energia, com desdobramentos para o setor industrial. Como a ampliação da produção termelétrica significa o deslocamento de fontes renováveis (no limite até da hidreletricidade), ocorreria o aumento das emissões de CO₂, cujo impacto no clima só poderia ser mitigado através de sua captura. As alternativas de sequestro de carbono em terra são, no entanto, poucas (e caras). Essa consideração, além da possibilidade de contornar alguns escolhos regulatórios tornam interessante a geração termelétrica em alto mar, perto dos poços de petróleo.

A geração termoelétrica offshore, nas proximidades dos campos de petróleo, permitiria a captura de carbono da geração termelétrica de forma competitiva. A injeção do gás carbônico resultante da geração termelétrica próxima aos poços de petróleo de onde o gás necessário para essa geração é extraído seria considerado um arranjo GTW-CCS, isto é, uma geração “*gas to wire*” (GTW) com “*carbon capture and sequestration*” (CCS). Sendo o GTW-CCS uma fonte de geração de baixo carbono, ele teria um valor adicional de operar “na base”, além do custo por MWh compatível com o de outras fontes.

A geração offshore deve permitir também contornar a questão da regulação estadual da distribuição do gás natural e custos do monopólio associado. A energia elétrica entregue na costa estará pronta para ingresso no sistema elétrico integrado (depois de reverter à corrente alternada) sob regulação federal e sem óbices com respeito ao comércio interestadual. Dependendo do arranjo societário, a opção GTW pode ser caracterizada como autoprodução de gás natural, com isenção de ICMS e PIS/COFINS.

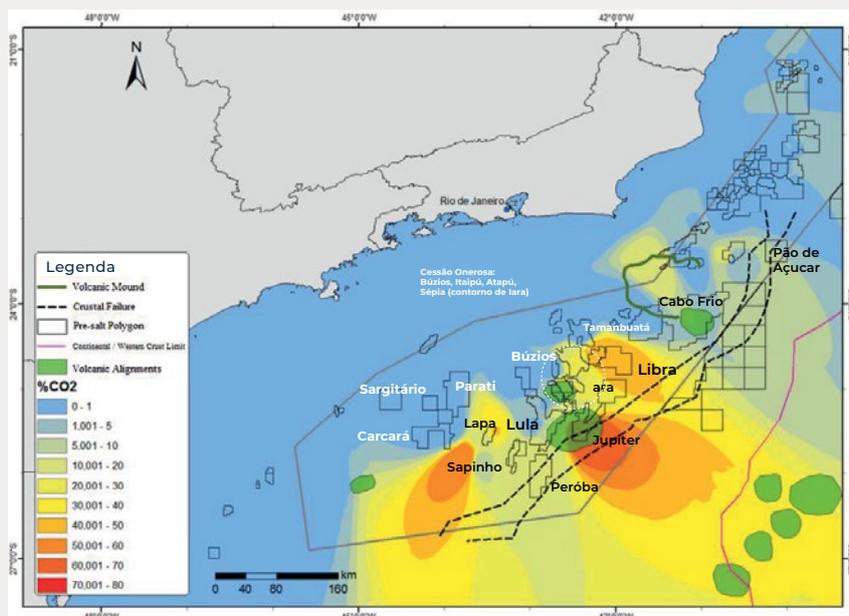
No caso do Brasil, uma vantagem adicional da geração offshore seria lidar com os campos com maior teor de CO₂ dissolvido no gás natural, evitando as grandes despesas de separação desse CO₂ antes do transporte do gás para terra. No Pré-Sal, há grande variedade de concentração de CO₂ entre campos, variando de bem menos de 10% até mais de 60% (Figura 19). A separação do CO₂ é necessária para evitar a corrosão do gasoduto, a qual tende a ocorrer a baixas temperaturas quando a concentração de CO₂ no gás natural excede a 3%⁴⁹.

Recentes estudos baseados em modelos e simulações (Interlenghi et al., 2019)⁵⁰ indicam que a geração offshore com captura de CO₂ e usando gás natural com alto teor de CO₂ (40%) é viável. A análise indica que a planta de geração pode ser acomodada nas plataformas atualmente existentes, já que a retirada dos equipamentos para a separação do

⁴⁹O problema do CO₂ na operação das plataformas e sistemas associados ao óleo e ao gás não seria minimizado. Caso a reinjeção do CO₂ aconteça no reservatório de produção, o nível de contaminação do reservatório tende a aumentar com o tempo. Mesmo no caso onde o gás é simplesmente reinjetado sem a separação do CO₂, o elevado nível de contaminação requer que os materiais utilizados na completação e no desenvolvimento dos poços produtores sejam resistentes a grande concentração de CO₂. (IBP, UFRJ, 2017).

⁵⁰Stefano Ferrari Interlenghi, Raquel de Pádua F. Silva, José Luiz de Medeiros, Ofélia de Q. Fernandes Araújo, *Low-emission offshore Gas-To-Wire from natural gas with carbon dioxide: Supersonic separator conditioning and post-combustion decarbonation*, Energy Conversion and Management, Volume 195, 2019 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041930651X>

Figura 19 - Teor de CO₂ dos principais campos do Pré-Sal.



Fonte: "Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro" – EPE, 2019.

CO₂ abriria espaço para a instalação da usina térmica. Nessa proposta, haveria uma condensação prévia de água e hidrocarbonetos mais pesados (C₃+), mas não haveria separação do CO₂ antes da queima e este aspecto – a queima “pobre” em temperaturas menos desafiantes para o material das turbinas – seria até vantajoso pelo aumento da potência líquida passível de ser extraída das turbinas. Por ser uma solução inovadora, poderá ser necessária uma customização de turbinas existentes, ainda que algumas possam trabalhar com queimas de gases com poder calorífero equivalente à mistura de gás natural “pobre” avaliada

no artigo. Os ganhos de produção do petróleo decorrente da reinjeção do CO₂ no poço também contribuem de forma relevante para a lucratividade do arranjo.

Eventuais preocupações técnicas com relação à transmissão por cabo submarino em grande profundidade e de longe da costa, como no Pré-Sal, já foram respondidas positivamente com o desenvolvimento de tecnologias estimuladas pela geração eólica no Mar do Norte até 200 km da costa,⁵¹ entre outras aplicações. Tecnologias baseadas em plataformas mais estáveis que as normalmente usadas para a extração e

⁵¹THE OFFSHORE GRID IN THE NETHERLANDS. Disponível em: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Brochure/Brochure_Connecting_wind_energy.pdf

armazenamento de petróleo facilitariam o uso de turbinas de raio maior e mais eficientes⁵². A maior estabilidade da plataforma também ajudaria a diminuir a amplitude dos esforços sobre o cabo até o fundo do mar. As exigências técnicas para a conexão em corrente contínua precisariam ser estabelecidas, provavelmente baseados nas lições proporcionadas pelas usinas do Madeira e Belo Monte. Adicionalmente, a “faixa de passagem” e autorização para construção de linha de transmissão offshore provavelmente precisariam de manifestação da Marinha, mas não seriam fundamentalmente diferentes

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A discussão sobre os usos do gás natural no Brasil ganhou impulso nos últimos quatro anos, especialmente com as tentativas de liberalização do setor e pela exigência de se dar destino econômico ao gás natural associado ao petróleo dos campos brasileiros. Facilitar a exploração (e exportação) do petróleo do Pré-Sal tem ganhado urgência em vista da aceleração da transição da economia mundial para estruturas de baixo ou zero carbono. Há em discussão no Congresso Nacional um projeto de Nova Lei do Gás com inovações importantes visando o aumento da concorrência no setor, e que complementam iniciativas de liberalização que se manifestaram a partir de 2018 através de decisões de diversos órgãos públicos especialmente na direção de promover a diversificação do controle

daquelas outorgadas a cabos de comunicação submarinos⁵³.

O potencial de geração elétrica offshore com captura de carbono (GTW-CCS) no caso do gás precificado na boca do poço como um *by-product* da extração de petróleo estaria na ordem de 5-15 Mtep/ano de gás natural. Esse potencial pressupõe que o conceito GTW-CCS não se aplica apenas ao Pré-Sal, sendo também adequado para campos na região norte do país. Alcançar esse potencial daria ao Brasil liderança em importante tecnologia de sequestro de carbono, cuja demanda deve aumentar nas próximas décadas.

e propriedade da rede de gasodutos de transporte existente e o acesso de novos carregadores de gás a essa rede.

Uma parte importante do esforço regulatório está associada à implementação do melhor uso de instalações existentes. Destaca-se o potencial de aumento da capacidade efetiva dos gasodutos de transporte considerando a metodologia de pontos de entrada e saída do produto, assim como a facilitação do acesso ao GNL, cujos preços de futuros de referência sugerem redução do custo desse produto no mercado internacional. Ela deve se completar com a discussão do uso dos gasodutos de escoamento, formas de acesso de grandes consumidores (“livres”) ao gás sem desequilibrar as empresas

⁵²Um exemplo dessas alternativas seriam as plataformas cilíndricas com lastro mais pesado do que a água, conhecidas como SPAR, dentre as quais podem ser incluídas aquelas usando tecnologia desenvolvida pelo escritório Horton. O estudo em Medeiros et al. (2019) prevê, no entanto o uso de turbinas aeronáuticas acomodadas na própria FPSO.

⁵³Um aspecto interessante a ser avaliado para o GTW é avaliar se o cabo submarino seria de uso exclusivo de um projeto ou se futuros projetos poderiam utilizar uma solução compartilhada. Neste último caso, há potencial *upside* de compartilhamento de custos ou alocação dos custos entre usuários da Rede Básica. Um precedente foram as instalações de transmissão compartilhada de geradores (ICG) - mecanismo utilizado no desenvolvimento de parques eólicos geograficamente próximos. No caso de uso exclusivo, todo CAPEX da linha seria responsabilidade do investidor e a tarifa de transmissão (TUST) seria calculada na subestação onshore. No caso de compartilhamento, a TUST poderia ser calculada em uma subestação offshore.

de distribuição, e outros mecanismos que facilitem a queda do preço final do gás natural para uma ampla gama de consumidores potenciais. A resolução dessas questões deve criar condições para a busca da convergência do preço do gás natural para níveis que permitam a expansão expressiva do seu consumo e diversificação dos seus usuários, trazendo maior produtividade à economia e viabilizando projetos de investimento de adequado retorno econômico e social. O GNL, inclusive importado, também pode concorrer para esse resultado.

A análise das oportunidades para a expansão do uso do gás natural sugere que ela não está restrita primariamente à geração termelétrica em terra, que enfrenta com alguma dificuldade a concorrência das energias renováveis. O balanço energético da indústria brasileira sugere espaço para absorção de até 20 Mtep por ano de gás natural na produção de cimento, cerâmica, aço, e fertilizantes e metanol no Brasil, ecoando achados nos estudos desenvolvidos por federações de indústrias e pelo BNDES. Como termo de comparação para esse mercado, o consumo de uma termoelétrica de 500 MW com eficiência de 40% é de cerca de 0,7 Mtep de gás natural por ano. Assim o potencial de absorção de gás natural do setor industrial seria equivante ao de 14 GW adicionais de geração térmica na base.

Além do potencial aumento da demanda de gás natural pela indústria, caso seu preço baixasse para US\$5-7/MMBTU

haveria amplo espaço para deslocar o óleo diesel no transporte, a preços próximos a essa faixa. O deslocamento de 25% do óleo diesel no transporte rodoviário pesado poderia gerar uma demanda adicional por gás natural equivalente a outros 9 Mtep/ano. Tanto no caso da indústria quanto no transporte, o gás estaria deslocando combustíveis fósseis mais poluentes, permitindo a redução das emissões de CO₂ e de outros compostos nocivos ao meio ambiente e à saúde do ser humano.

A expansão da produção termelétrica, por outro lado, tenderia a deslocar fontes de energia renovável, podendo implicar substanciais emissões líquidas de CO₂ e alterando consideravelmente a estrutura da matriz de geração elétrica do país. O papel da geração “na base” é deslocar a geração hidroelétrica para prestar serviços de flexibilidade. Há um preço do gás e volume máximo de geração térmica com esta característica para permitir sua integração econômica, obtidos nas análises realizadas. Caso o preço do gás natural caísse para cerca de US\$4-5/MMBTU, entregues na térmica, poder-se-ia considerar, a título de referência e baseado em estudos de mercado sem considerar a precificação de atributos ambientais, a inserção competitiva de cerca de 10 GW de potência instalada “na base” até 2040. Neste caso, seriam queimados 14 Mtep/ano de gás natural nessa geração termelétrica, o que corresponderia a mais de 20 MtCO₂/ano

adicionais (2% das emissões de origem fóssil no Brasil)⁵⁴.

A geração termelétrica a gás offshore com a captura e sequestro de CO₂ (GTW-CCS) pela sua reinjeção nos reservatórios de petróleo ajudaria a resolver alguns desafios ambientais e regulatórios da geração termelétrica. A geração GTW-CCS economiza no custo de separação do CO₂ do gás natural necessária para o escoamento por gasoduto de campos em que essa concentração é expressiva, e auxilia a produção do petróleo onde o CO₂ é injetado. Sendo de baixo carbono, a geração com captura de CO₂ estará praticamente imune a eventuais impostos sobre emissões de GEE e teria legitimidade para “gerar na base” concorrendo com as fontes renováveis. Além disso, haveria vantagens econômicas por a energia gerada offshore estar sob regulação federal, aumentando a segurança jurídica do produtor e contornando as incertezas da regulação da distribuição do gás natural. Alguns estudos já sugerem sua viabilidade econômica e a existência da tecnologia necessária para sua adoção, abrindo uma oportunidade de o Brasil desenvolver uma liderança nesse setor.

A partir do consumo de energia ou insumos determinados pela produção atual e projetada em setores industriais, no transporte rodoviário e na geração termelétrica, é possível apresentar um valor potencial de expansão da demanda anual por gás natural no Brasil para os próximos 10 a 20 anos (Tabela 9).

Isso corresponde a 16,5% do consumo final de energia no Brasil, ou 116 MMm³/dia (o dobro do consumo final de gás atual em 2018). Em outras palavras, se o preço for reduzido a US\$ 4-7/MMBTU (no cliente), há oportunidades para o gás na indústria, transporte de cargas e geração elétrica, inclusive com captura de carbono.

Por fim, as análises aqui realizadas não incorporaram de forma explícita a discussão sobre benefícios sociais – como aumento de empregos e renda – das alternativas analisadas.

Em suma, a nota traz indicações de que, com o auxílio de um quadro regulatório que promova a concorrência e a transparência, a expectativa de duplicação do consumo total de gás natural pode ser alcançada com eficiência econômica, ambiental e retorno social permitindo:

- Destruar a produção e exportação de petróleo em campos com gás natural associado sem a perda econômica desse gás, mediante o uso desse recurso em atividades lucrativas e com retorno social significativo.
- Estimular a competitividade de várias indústrias no Brasil pelo acesso a uma energia mais limpa e barata, caso o custo final do gás possa ser reduzido para a faixa de US\$4-7 por MMBTU, facilitando também a futura adoção de tecnologias que levem o Brasil na direção de uma economia de emissões líquidas de carbono zero com protagonismo da indústria e transportes. Além disso, seria

⁵⁴Uma usina de 500 MW queima perto de 1 Gm³ de gás natural por ano, emitindo 2 MtCO₂/ano.

- possível reduzir a vulnerabilidade da agricultura brasileira pela produção de fertilizantes no país.
- No médio prazo, reduzir eventual pressão para expandir o parque de refinarias de petróleo no país, em um cenário, por exemplo, de transição da atual ociosidade para uma utilização mais intensa do parque atual. Isso teria como benefício a redução de investimentos, cujo prazo para a amortização deve cair pela perspectiva da substituição dos combustíveis fósseis nas próximas décadas. Essa economia seria alcançada sem que as importações de diesel e gasolina disparem, em havendo o deslocamento do diesel (e da gasolina) pelo gás natural no setor de transporte rodoviário.
 - Aumentar a produtividade da rede de escoamento, transporte e distribuição de gás existente, abrindo seu uso para novos carregadores, e desafogando-a pela geração offshore, melhorando assim o retorno de eventuais investimentos na infraestrutura necessária para a expansão do mercado de gás natural no Brasil.
 - Estudar o aumento da oferta de energia elétrica, evitando a emissão de 20 MtCO₂/ano, através da geração termelétrica offshore com captura de CO₂, caso esta se mostre competitiva economicamente contra as alternativas existentes (renováveis). Essa captura se dará pela injeção desse CO₂ nos reservatórios de petróleo, aumentando a produtividade dos mesmos.

TABELA 9 | Potencial de expansão da demanda anual por gás natural em Mtep⁵⁵.

	Potencial do GN (Mtep/ano)	Descrição
Cimento	3,00	Completa substituição do coque de petróleo pelo gás natural e crescimento de 30-40% da produção de cimento
Cerâmica	2,00	Crescimento em 2x da cerâmica branca e de revestimento, e deslocamento de 30% do consumo de lenha pelo GN
Siderúrgica	9,00	Completa substituição de coque de carvão mineral por GN
Indústria Química	5,20	Novas plantas de fertilizantes e metanol
Transporte Rodoviário	9,00	Substituição de 25% do diesel utilizado em caminhões semi-pesados e pesados
Eletricidade	14,00	Expansão de geração termelétrica com o gás do Pré-sal e o GNL importado
Oferta Interna Bruta	42,20	-

⁵⁵Os números apresentados nessa tabela apenas indicam a ordem de grandeza do potencial de aumento do consumo de gás natural nos segmentos analisados.

Referências:

Ana Luiza Andrade Novo. "Perspectivas para o consumo de combustível no transporte de carga no Brasil: uma comparação entre os efeitos estrutura e intensidade no uso final de energia do setor". Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ANEEL - "Geração". Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>

ABIQUIM, 2018. "O desempenho da indústria química brasileira". Disponível em: https://abiquim-files.s3-us-west-2.amazonaws.com/uploads/guias_estudos/Livreto_Desempenho_da_Ind%C3%BAstria_Qu%C3%ADmica_Brasileira_R4_-_Abiquim_DIGITAL_1.pdf

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e BioCombustível (ANP), 2018. "A promoção da concorrência na indústria de gás natural"

Alternative Fuels Data Center (AFDC) - "How do liquefied natural gas trucks work?". Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-Ing-cars-work>

Alternative Fuels Data Center (AFDC) - "How do natural gas class 8 trucks work?". Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-natural-gas-class-8-trucks-work>

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 2020 - "Gás para o desenvolvimento".

BP, 2019 - "Statistical Review of World Energy". Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>

Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), 2019 - "Quantos quilômetros de dutos temos no Brasil hoje?"

Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2019 - "Impactos Econômicos da Competitividade do Gás natural". Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2020/06/Estudo-CNI-Gas-Natural-25-jun-2020.pdf>

Deloitte, 2013 - "Remaking the global steel industry: Lower-cost natural gas and its impacts". Disponível em: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Manufacturing/gx_remaking%20the%20global%20steel%20industry_06_13.pdf

Dominique Mouette, Pedro Gerber Machado, Denis Fraga, Drielli Peyerl, Raquel Rocha Borges, Thiago Luis Felipe Brito, Lena Ayano Shimomaebara, Edmilson Moutinho dos Santos. "Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector", Science of The Total Environment, Volume 668, 2019, Pages 1104-1116. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969719307533>

EPE, 2019 - "Balanço Energético Nacional (BEN) 2019: Ano base 2018".

EPE, 2019 - "Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados". Informe técnico no. EPE-DEA-IT-001/2019

EPE, 2019 - "Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro". Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-368/INFORME%20-%20Custos%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20no%20Pr%C3%A9-Sal%20Brasileiro.pdf>

EPE, 2019. "Leilões de Energia Elétrica de 2019". Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-451/Informe%20Leil%C3%B5es%202019_v3.pdf

EPE / MME, 2020 - "Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029". Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36208/461966/01+-+Plano+Decenal+de+Expans%C3%A3o+de+Energia+-+PDE+2029/f7e40439-22c9-da5d-bd4d-1ce68f567ef2>

EPE / MME, 2019 - "Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte". Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2019/10/PIG-Plano-Indicativo-de-Gasodutos-de-Transporte-EPE2019.pdf>

- EPE, 2019** - "Seminário Novo Mercado de Gás Natural: Integração na Matriz Energética". Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/eee83ff1-2a19-40f3-dc8e-15a4c4d6d0fd>
- EPE, 2019b** - INFORME Comparações de Preços de Gás Natural: Brasil e Países Selecionados, Rio de Janeiro, abril de 2019.
- Firjan, 2019** - "Perspectivas do Gás Natural no Rio de Janeiro 2019-2020"
- Firjan** - "Rio a todo gás". Disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/rio-a-todo-gas-1.htm>
- Fundação Dom Cabral, 2018** - "Diagnóstico e Projeções para a Infraestrutura de Logística de Transportes no Brasil". Disponível em: <https://www.fdc.org.br/conhecimento-site/nucleos-de-pesquisa-site/centro-de-referencia-site/Materiais/PROPOSTA%20DE%20PORTFOLIO%20DE%20INTERVEN%20C%3%87%20PRIORIT%20C%3%95ES%20C%3%81RIAS%20PARA%20A%20INFRAESTRUTURA%20DE%20TRANSPORTES%20DO%20BRASIL.pdf>
- Hobart M. King** - "Uses of Natural Gas: Natural gas is an important fuel and a raw material in manufacturing". Disponível em: <https://geology.com/articles/natural-gas-uses/>
- Instituto Aço Brasil (IAB)** - "Parque Siderúrgico". Disponível em: <https://institutoacobrasil.net.br/site/parque-siderurgico/>
- IBP/UFRJ, 2017** - "Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ", Texto para Discussão, março de 2017. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf
- Inter-American Development Bank (IDB), 2016** - "Stranded Assets: A Climate Risk Challenge". Disponível em: <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Stranded-Assets-A-Climate-Risk-Challenge.pdf>
- IEA e OCDE, 2018** - "Towards a competitive natural gas market in Brazil A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil", Insights Series.
- International Gas Union (IGU), 2012** - "Natural Gas Conversion Guide". Disponível em: http://agnatural.pt/documentos/ver/natural-gas-conversion-guide_cb4f0ccd80ccaf88ca5ec336a38600867db5aaf1.pdf
- John, V; Damineli B.; Quattrone, M; Pileggi, R, Fillers in cementitious materials** - Experience, recent advances and future potential, Cement and Concrete Research, Volume 114, December 2018, Pages 65-78
- Ministério da Economia**. "Exportação e Importação Geral". Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>
- Ministério de Minas e Energia (MME), 2020** - "Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural", abril de 2020.
- Ministério de Minas e Energia (MME)** - "Novo Mercado de Gás". Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>
- Nazaré, F.; Bezerra, B. and Barroso, L.A.**, Assessing the value of baseload generation from associated gas fields in hydro dominated systems with growing penetration of renewables, 2020, Rio Oil e Gas Expo and Conference 2020, Rio de Janeiro, Brazil
- Oddone, D.**, Finalmente um mercado de gás natural no Brasil, em O Novo Mercado de Gás, Caderno de Opinião, FGV Energia, Agosto 2019, https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opinio_-_agosto_-_web_versao_final.pdf
- Santos, Bruno**. "A indústria de cimento no Brasil: origens, consolidação e internacionalização", Soc. nat. (Online) vol.23 no.1 Uberlândia, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S1982-45132011000100007>
- Silva, N.**, O fenômeno do tight gas e tight oil americano e o mercado de gás brasileiro, Caderno de Opinião, FGV Energia, Agosto 2019, https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opinio_-_agosto_-_web_versao_final.pdf
- Steelonthenet, 2020** - "Basic Oxygen Furnace Route Steelmaking Costs 2020". Disponível em: <https://www.steelonthenet.com/cost-bof.html>
- Stefano Ferrari Interlenghi, Raquel de Pádua F. Silva, José Luiz de Medeiros, Ofélia de Q. Fernandes Araújo**, Low-emission offshore Gas-To-Wire from natural gas with carbon dioxide: Supersonic separator conditioning and post-combustion decarbonation, Energy Conversion and Management, Volume 195, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041930651X>
- TENNET, 2017** - "The Offshore grid in the Netherlands". Disponível em: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Brochure/Brochure_Connecting_wind_energy.pdf
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2019** – Natural gas explained: Use of natural gas. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>
- Valor econômico, 2019** - "Golar testa caminhão movido a CNL". Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/06/golar-testa-caminhao-movido-a-gnl.ghtml>
- Vanderley M. John, Bruno L. Damineli, Marco Quattrone, Rafael G. Pileggi**. "Fillers in cementitious materials – Experience, recent advances and future potentials", Cement and Concrete Research, Volume 114, 2018, Pages 65-78. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0008884616311425>
- World in Data, 2019** - "CO2 and Greenhouse Gas Emissions". Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>

ANEXO I

O CONSUMO DO GÁS NATURAL NOS EUA E NA UNIÃO EUROPEIA

As principais diferenças no uso do GN nos EUA e Europa em relação ao Brasil são a grande participação do seu uso em residências e prédios comerciais nos meses frios e a pequena penetração do gás natural veicular, mesmo com a expansão do seu uso em caminhões em anos recentes.

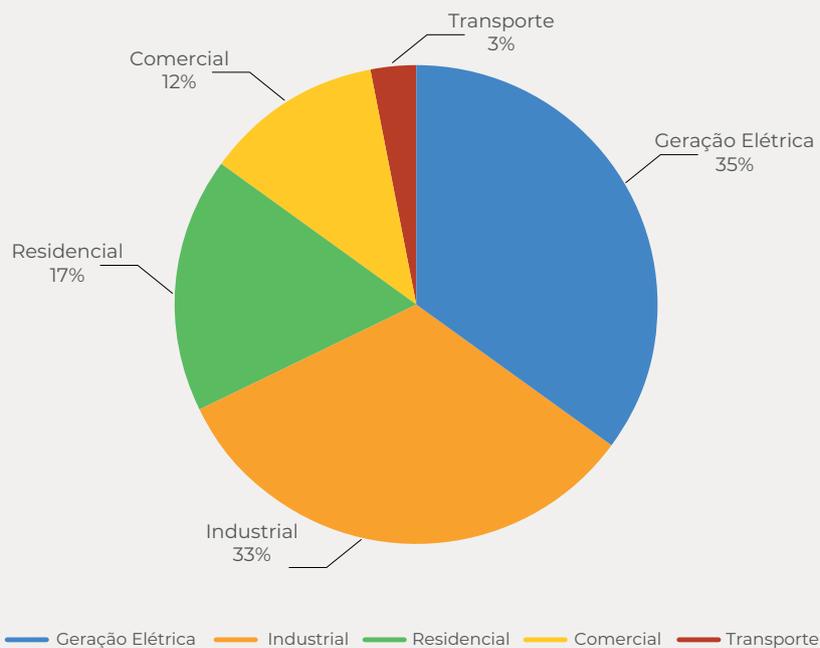
Nos EUA, o consumo de gás natural foi de 850 Gm³ em 2018 (EIA, 2019), contra os 38 Gm³ no Brasil. Há alguma divergência no exato uso em diversos setores, mas a distribuição segundo a “EIA” é a seguinte:

- 35% para geração elétrica
- 33% para a indústria (32% das fontes de calor), sendo 84 Gm³ para o setor químico
- 17% para residências, 12% para instalações comerciais
- 3% para transporte, aí incluindo a energia para pressurizar os gasodutos. O uso em veículos foi de 1,4 Gm³ em 2018 (0,16% do consumo total de GN).
- Assim, a divisão seria grosso modo 1/3 para geração elétrica, outro para indústria e outro para aquecimento de ar e água comercial e residencial, incluindo cocção (EIA, 2019).

Na Europa, a participação do transporte também é mínima, e a da indústria corresponde a 25% do total, sendo o consumo não energético da indústria apenas 4% do consumo total (15,5% do industrial). Os setores químico e petroquímico correspondem a 5% do consumo total de gás natural.

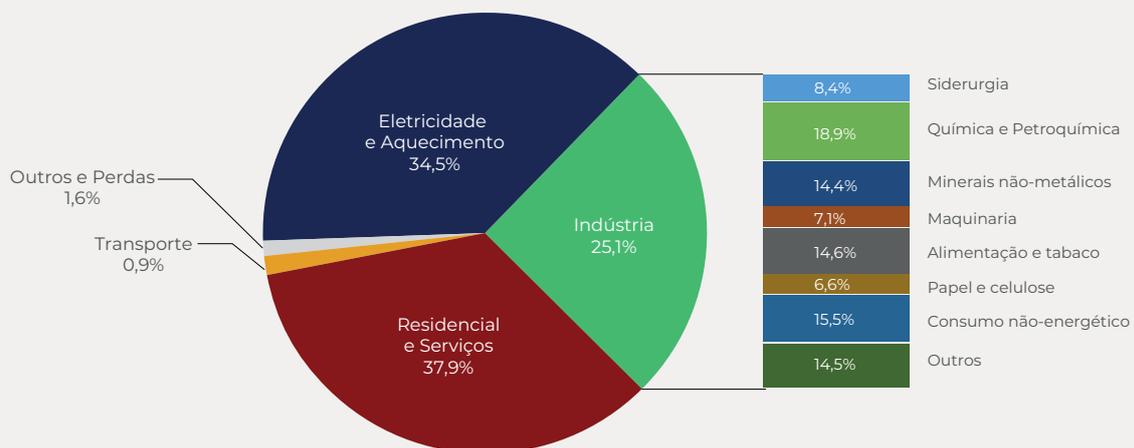
O aquecimento nas residências e áreas comerciais na Europa correspondem a 38% do uso total, e outras formas de aquecimento e geração elétrica a 34% do total. Na indústria, setores como Alimentação, Siderurgia e Papel e Celulose também são proeminentes, a exemplo do Brasil.

Figura 20 - Uso do Gás Natural nos EUA em 2018.



Fonte: EIA, 2019.

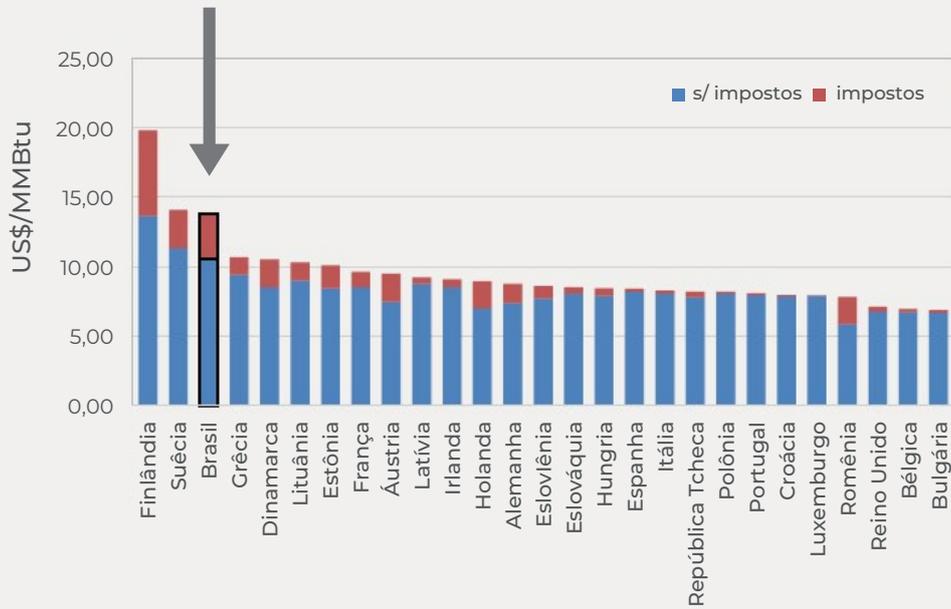
Figura 21 - Uso do Gás Natural na União Europeia em 2018.



Fonte: Elaboração própria com dados Eurostat (2018).



Figura 22 - Comparação dos preços de gás natural para o consumidor industrial (média para o 1º semestre/2018).



Fonte: Seminário Novo Mercado de Gás Natural – EPE, 2019.

A importância do GN na indústria da Europa também se reflete no preço do produto nesses mercados, que segundo a EPE só excede o preço típico no Brasil para o caso da Finlândia.

ANEXO II

FUNCIONAMENTO DOS MOTORES DUAL-FUEL

Motores a diesel podem ser adaptados para funcionar com gás natural por meio de pequenas modificações. Nesse tipo de motor, o combustível e o ar são comprimidos até que a temperatura aumente o suficiente para iniciar a combustão, ao contrário dos motores a gasolina que dependem de uma faísca para a ignição. Ignição por compressão, como o processo é chamado, não funciona bem com o gás natural puro, pois é difícil controlar o momento exato em que ocorreria a combustão e há a possibilidade de o gás natural explodir fora de sincronia e, assim, danificar o motor. Em um motor dual-fuel, o problema é resolvido por meio da injeção de uma pequena quantidade de diesel para desencadear a combustão no momento apropriado.

A principal adição necessária para converter um motor a diesel para um dual-fuel é o sistema de injeção do gás natural, que pode ser complementado, no caso do GNL, por um trocador de calor para fazer a vaporização do gás. Além disso, é essencial alterar o tempo de combustão e a razão entre as quantidades de ar e combustível. Pesquisadores da GE também desenvolveram um sistema de controle que considera a carga sendo introduzida no motor e a temperatura do ambiente para ajustar a razão entre gás natural e diesel. Isso pode ser útil, por exemplo, ao

passar por um túnel, pois o motor aquece a níveis que podem dificultar o controle da combustão do gás natural. Nesse caso, o sistema da GE reduziria automaticamente a quantidade de gás natural utilizada.

A tecnologia dual-fuel não é nova – ela foi demonstrada na década de 1960. Contudo, os recentes preços baixos de gás natural causaram um aumento da demanda e fizeram com que produtores de motor ajustassem a tecnologia para atender aos requerimentos de emissão e deslocar o máximo de diesel possível, mantendo a performance.

A tecnologia tem certas desvantagens. A maioria dos motores dual-fuel só conseguem queimar no máximo 65% a 80% de gás natural. Contudo, a empresa Westport, baseada na universidade British Columbia, desenvolveu motores que conseguem funcionar com até 95% de gás natural. Eles ainda precisam do diesel para desencadear a combustão, mas são otimizados para rodar com o gás. Diferente dos outros motores dual-fuel, este não funciona tão bem com o diesel puro e só pode ser utilizado com GNL.

Fonte: <https://www.technologyreview.com/2013/10/08/176207/cleaner-long-haul-engines-guzzle-diesel-or-natural-gas/>

TABELA 10 | Conversão de Unidades - Valores Típicos*

ANEXO III

Conversão de Unidades - Valores Típicos*		
1 BCF (bilhão de pés cúbicos)		0,028 BCM (bilhões m ³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)		28,32 BCM (bilhões m ³)
1 MMBTU		26,81 m ³
1 Mtpa (milhão de toneladas por ano de GNL)	=	3,60 milhões m ³ /dia de gás natural
1 m ³ de GNL (líquido)		600,00 m ³ de gás natural (gasoso)
1.000 MW		2,20 milhões de m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões de m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões de m ³ /dia

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³.

GNL: Massa específica 456 kg/m³.

Consumos em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado: valores típicos de referência (variam de térmica para térmica).

O valor de referência do Ciclo Combinado representa uma eficiência de 48,8%, enquanto que do Ciclo Aberto 31,4%.

