

GÁS NATURAL

DESAFIOS E OPORTUNIDADES
PARA O ESPÍRITO SANTO

2020

REALIZAÇÃO

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO
ESPÍRITO SANTO – FINDES

Cristhine Samorini

Presidente

SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL
– SENAI/ES

Mateus Simões de Freitas

Diretor Regional

SERVIÇO SOCIAL DA INDÚSTRIA – SESI/ES

Mateus Simões de Freitas

Superintendente Regional

DIRETORIA DE PESQUISA E AVALIAÇÃO – SESI/ES E
SENAI/ES

Marcelo Barbosa Saintive

Diretor

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO EDUCACIONAL E
INDUSTRIAL DO ESPÍRITO SANTO – IDEIES

Marcelo Barbosa Saintive

Diretor Executivo

EQUIPE TÉCNICA

Gabriela Vichi Abel de Almeida

Gerente do observatório do Ambiente de Negócios

Nathan Marques Diirr

Analista de Estudos e Pesquisas

Vanessa de Lima Avanci

Analista de Estudos e Pesquisas

APOIO

Celso Bissoli Sessa

Professor Adjunto do Departamento de Economia da Ufes

PROJETO GRÁFICO, DIAGRAMAÇÃO, REVISÃO
E ILUSTRAÇÃO

Júlia Leal Rabello

Unidade de Comunicação Integrada

Gerência do Observatório do Ambiente de Negócios

Av. Nossa Senhora da Penha, 2053, 3º andar, Santa
Lúcia, Vitória, ES, CEP: 29.056-913

(27) 3334-5626

ideies@findes.org.br | www.portaldaindustria-es.com.br

Receba nossas novidades: (27) 98818-2897

 @ideies  @ideies  @ideies

Sumário

Índice de gráficos	4
Índice de tabelas	5
Índice de figuras	6
Apresentação	7
Oferta de gás natural - Brasil e Espírito Santo	8
Reservas nacionais	8
Produção	9
Reinjeção de gás natural	11
Queima e perda de gás natural	12
Importação	13
Infraestrutura disponível	14
Box 1. O que é o Novo Mercado de Gás?	17
Demanda de gás natural - Brasil e Espírito Santo	20
Volume consumido	20
Box 2. Como destravar o consumo de GN?	23
Número de clientes	25
Tarifa de gás natural para o Espírito Santo	28
Custo de aquisição do gás natural	29
Margem de distribuição	31
Decomposição da tarifa de gás natural	32
Box 3. Qual o papel do Espírito Santo frente ao Novo Mercado de Gás?	34
Geração de renda e emprego para o Espírito Santo	36
Estimativa de investimento	36
Impactos socioeconômicos	38
Impactos socioeconômicos com o aumento dos investimentos	38
Impactos socioeconômicos com o aumento da demanda de gás natural	39
Ações para o Espírito Santo destravar o mercado	42
Considerações finais	46
Glossário	47
Referências	52

Índice de gráficos

Gráfico 1. Reservas totais de gás natural no Brasil (2010-2019)	8
Gráfico 2 Distribuição das reservas de gás natural por unidade federativa (em %) - 2019	9
Gráfico 3. Produção total de gás natural no Brasil (2010-2019)	10
Gráfico 4. Distribuição da produção de gás natural por unidade federativa (em %) - 2019	10
Gráfico 5. Reinjeção de gás natural por localização – Brasil (2010-2019)	11
Gráfico 6. Distribuição da reinjeção de gás natural por unidade federativa (em %) - 2019	12
Gráfico 7. Queima e perda de gás natural onshore e offshore - Brasil (2010-2019)	13
Gráfico 8. Importação de Gás - Brasil (2010-2019)	14
Gráfico 9. Capacidade e processamento de gás natural por polos produtores - 2019	17
Gráfico 10. Demanda total por gás natural no Brasil (2010-2019)	22
Gráfico 11. Distribuição da demanda de gás natural por segmento (em %)	23
Gráfico 12. Número de clientes total de gás natural em milhões – Brasil (2015-2019)	27
Gráfico 13. Tarifa de Gás Natural para o segmento industrial no Espírito Santo – de agosto/2020 (decisão ARSP nº 003 de 27 de julho de 2020)	29
Gráfico 14. Custo de aquisição do Gás Natural – Contrato Novo Mercado de Gás	30
Gráfico 15. Custo de aquisição do Gás Natural – Gás Natural Importado da Bolívia	31
Gráfico 16. Margem de Distribuição para o segmento industrial no Espírito Santo	32
Gráfico 17. Decomposição da tarifa final de gás natural por segmento industrial no Espírito Santo	33

Índice de tabelas

Tabela 1. Capacidade e regaseificação de Gás Natural Liquefeito por terminais – em milhões de m ³ /dia (2011-2019)	16
Tabela 2. Número de clientes por grandes grupos - Brasil (2015-2019)	26
Tabela 3. Investimentos em infraestrutura previstos para o período de 2019-2029	37
Tabela 4. Impactos econômicos dos investimentos no setor de gás natural do Espírito Santo por ano	39
Tabela 5. Impactos da alteração de demanda no setor de gás natural após redução do preço	40
Tabela 6. Ações da Rota Estratégica de Petróleo e Gás Natural direcionadas para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo	42

Índice de figuras

Figura 1. Atual desenho da indústria do gás natural no Brasil	14
Figura 2. Mapa da infraestrutura disponível de gás natural	16
Figura 3. Linha do tempo do contexto normativo do setor	18
Figura 4. Distribuição do consumo total de gás natural por unidade federativa – 2019	22
Figura 5. Projetos disponíveis para monetização do gás offshore	24
Figura 6. Projetos disponíveis para monetização do gás onshore	25
Figura 7. Distribuição do número total de clientes de gás natural por unidade federativa	27

Apresentação

O Espírito Santo vem ganhando notoriedade no cenário nacional devido à organização de suas finanças, bem como o reconhecimento da boa interação entre o governo, o setor empresarial e a sociedade civil organizada. Prova dessa sinergia pode ser observada no Ranking de Competitividade dos Estados: o Espírito Santo é o 5º estado mais competitivo entre os estados do país. Além disso, é 3º do ranking em eficiência da máquina pública e 1º em solidez fiscal.

Uma ponte capaz de ligar a qualidade de vida dos capixabas atrelado a um ambiente de negócios cada vez mais competitivo, reside nos investimentos em infraestrutura. Se, por um lado, o aumento dos serviços de infraestrutura pode facilitar a agilidade na locomoção e no fornecimento de serviços mais especializados à população, de outro, pode ampliar a competitividade produtiva das indústrias capixabas abarcando maior renda e geração de empregos no Estado.

Nesse sentido, o Governo do Estado do Espírito Santo lançou em novembro de 2020 o **Plano Espírito Santo – Convivência Consciente** com a indicação de investimentos do setor público e da iniciativa privada que podem chegar a R\$ 32 bilhões até 2022 e gerar 100 mil vagas de emprego. O plano prevê, entre outros projetos, a abertura do setor de petróleo e gás como ponto chave para a retomada do crescimento socioeconômico no Espírito Santo.

Com a aprovação do Novo Marco Regulatório do Setor, pretende-se alcançar novos investimentos em infraestrutura para o setor no Espírito Santo, bem como atrair novas empresas para o Estado com o uso de um insumo mais competitivo frente a outros estados da federação. Nesse cenário, o Espírito Santo sai na frente na busca de investidores, devido às atuais mudanças regulatórias que já direcionam o estado para um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo.

A Findes tem atuado, por meio dos subsídios técnicos do Ideies, na promoção desse mercado com a pretensão de que no Espírito Santo seja formado um mercado de gás com o preço da molécula competitivo. Este documento objetiva fornecer a compilação de dados e informações para pautar as principais decisões relacionadas ao setor em âmbito estadual e nacional. **O documento nasce alinhado à agenda de melhoria do ambiente de negócios do estado**, pela qual a Findes ativamente propõe medidas junto ao Governo do Estado.

A CNI, as Federações das Indústrias do Rio de Janeiro e de Sergipe publicaram os documentos Impactos Econômicos da Competitividade do Gás Natural; Rio a Todo Gás; e O Novo Gás de Sergipe, respectivamente. Por meio, do presente documento o Ideies/Findes também contribui para o debate e promoção do Gás como um insumo para alavancar a competitividade industrial do estado.

O estudo Gás Natural – desafios e oportunidades para o Espírito Santo está dividido em cinco diferentes partes. A primeira apresenta um balanço da oferta de gás natural, com destaque para as reserva e produção do insumo. A segunda parte oferece a avaliação da demanda do gás natural pelos diferentes segmentos de clientes. A terceira parte detalha a tarifa de gás natural no Espírito Santo com a desagregação do custo do insumo. A quarta parte delinea os impactos da geração de renda e emprego com as estimativas de investimento e de aumento da demanda do insumo. Por fim, antes das considerações finais, é apresentado a quinta parte, com ações direcionadas para as diferentes instituições com o intuito de promover esse mercado no Espírito Santo.

Boa leitura!

Marcelo Barbosa Saintive

Diretor Executivo do Ideies

Oferta de gás natural - Brasil e Espírito Santo

A oferta da molécula de gás natural é caracterizada como concorrencial, podendo ter origem nacional ou internacional. A produção nacional está restrita à infraestrutura disponível para viabilizar a monetização do insumo e com isso, sujeita a decisão econômico/financeira da petroleira em reinjetar ou comercializar o produto. Há ainda os produtores independentes que, sem poder utilizar do acesso às infraestruturas disponíveis, vendem o insumo para a Petrobras.

Já o gás natural importado possui duas origens: o gás natural proveniente da Bolívia e o Gás Natural Liquefeito (GNL), proveniente principalmente dos Estados Unidos. A importação é dependente de contratos de longo prazo e do preço do insumo no mercado internacional.

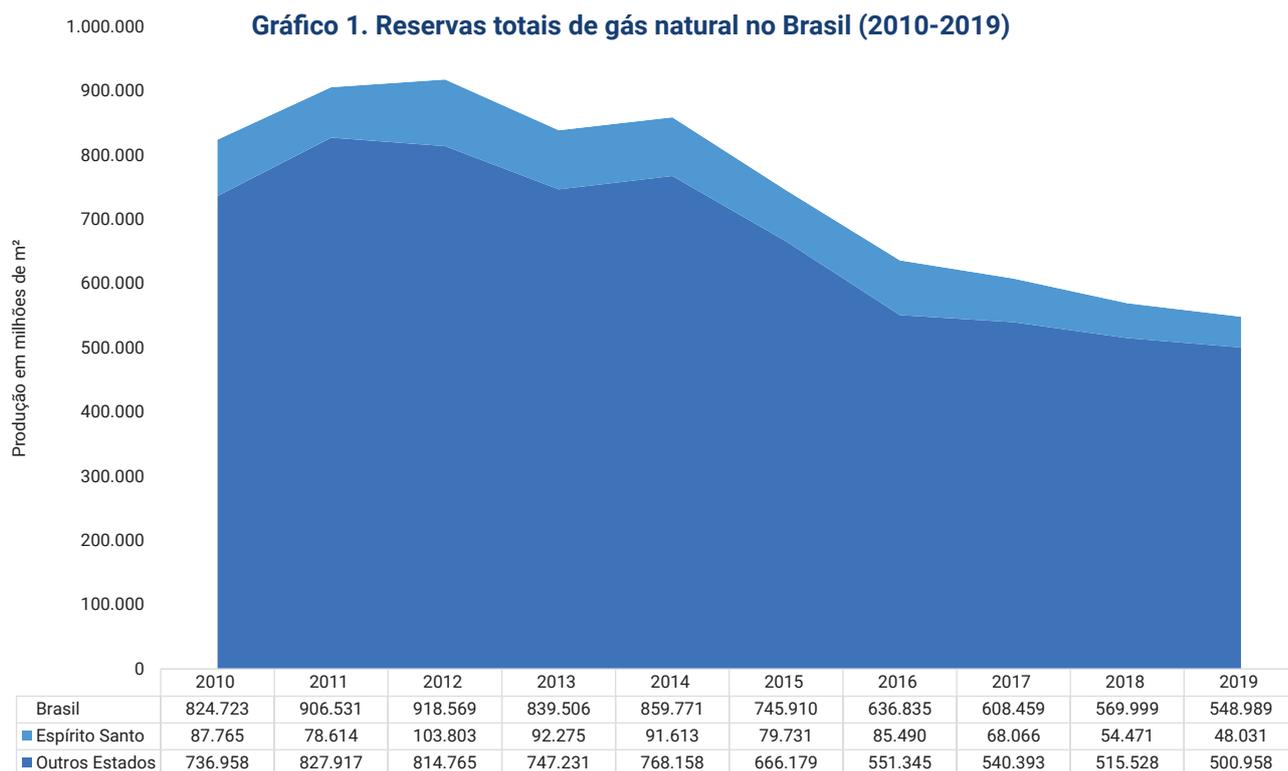
A maior parte da produção de gás natural, para o caso brasileiro, é associada à produção de petróleo e com origem offshore. Parte desse gás é utilizado para gerar energia para a própria plataforma ou reinjetado, com a finalidade de aumentar a produção de petróleo. Além dessas alternativas, a queima do gás natural pode acontecer de forma restrita e fiscalizada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de acordo com a resolução nº 806 de 17 de janeiro de 2020.

Em 2019, a oferta total de gás natural no Brasil foi de 32,0 bilhões de m³, inferior em 1,5% comparado com 2018.

A oferta nacional foi de 22,1 bilhões de m³ e a oferta através da importação foi de 9,9 bilhões de m³. A oferta nacional é resultado da produção nacional total (44,7 bilhões de m³) descontada a reinjeção (15,8 bilhões de m³), a queima e perda (1,6 bilhão de m³) e a utilização na própria atividade de exploração e produção (5,2 bilhões de m³). Já a importação foi oriunda do gás natural via gasodutos (6,8 bilhões de m³) e da importação de Gás Natural Liquefeito (3,1 bilhões de m³).

Reservas nacionais

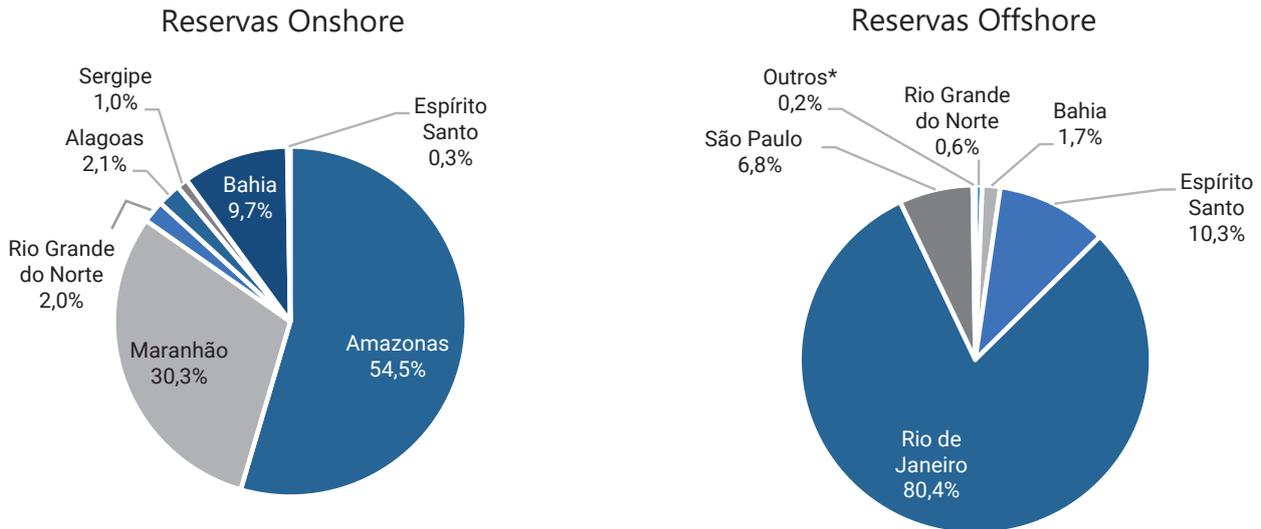
Em 2019, as reservas brasileiras de gás natural alcançaram 548,9 bilhões de m³, 3,7% inferior ao registrado em 2018 (gráfico 1). O Espírito Santo alcançou, em 2019, uma reserva total de 48,0 bilhões de m³ de gás natural, 11,8% inferior ao que foi registrado no ano anterior. Apesar da queda, o Estado é o segundo maior detentor de reservas entre as unidades federativas (8,7%), atrás apenas do Rio de Janeiro (68,7%).



Com relação a distribuição das reservas entre onshore e offshore, 83,0 bilhões de m³ de gás natural estão localizados em terra (15,1%) e 465,9 bilhões de m³ na parte offshore (84,9%). Com relação à distribuição regional, 95,5% de todas as reservas onshore está concentrada

em três estados brasileiros: Amazonas (54,5%), Maranhão (30,3%) e Bahia (9,7%). Na parte offshore, 97,5% das reservas estão localizadas em três estados brasileiros: Rio de Janeiro (80,4%), Espírito Santo (10,3%) e São Paulo (6,8%)

Gráfico 2 Distribuição das reservas de gás natural por unidade federativa (em %) - 2019



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

O último registro de aumento de reservas de gás natural no Espírito Santo foi em 2016, quando o Estado registrou 85,5 bilhões de m³, 56,2% superior ao atual nível de reserva. Como apontado no Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo (2019), esse resultado pode ser explicado pela queda da atividade de perfuração de poços e também, pela maior atratividade das petroleiras nas áreas do pré-sal na bacia de Campos e Santos.

Produção

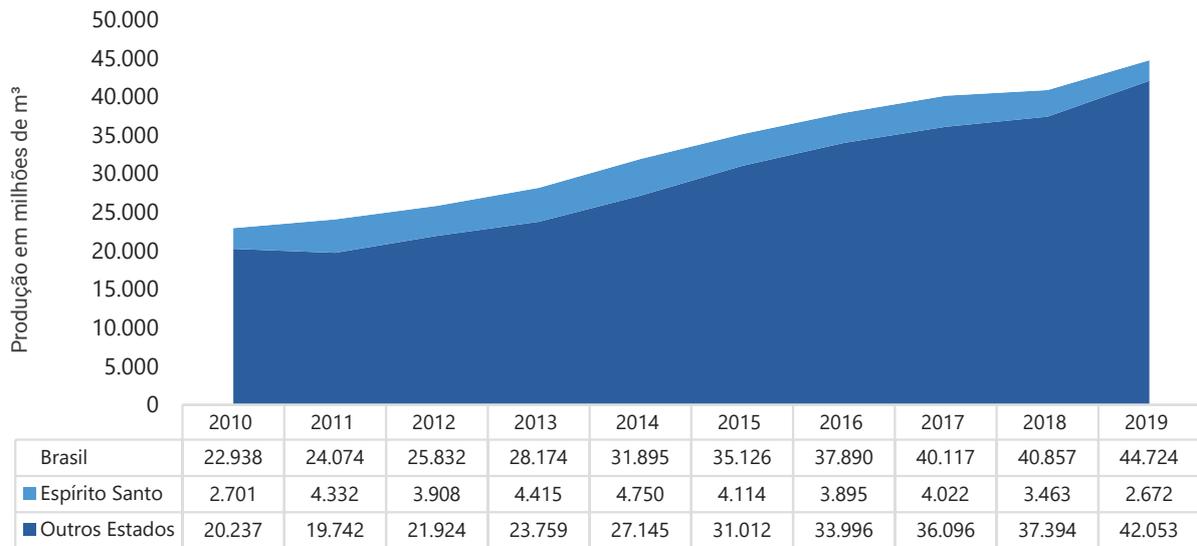
Em 2019, a produção de gás natural no Brasil alcançou 44,7 bilhões de m³, 9,5% superior ao ano anterior (gráfico 3). A produção nacional cresceu em média anual 6,9% entre os anos de 2010 e 2019. No Espírito Santo, a produção teve queda anual de 22,8%, comparado com 2018, alcançando 2,7 bilhões de m³ de gás natural. Apesar da queda, o Espírito Santo concentra 6,0% da

produção nacional, seguindo como quarto maior produtor do insumo entre as unidades federativas, atrás do Amazonas (12,5%), de São Paulo (15,0%) e do Rio de Janeiro (55,9%).

A produção do insumo concentra-se em estados que possuem infraestrutura de escoamento, além da atratividade das reservas do pré-sal. A Petrobras foi responsável por 75,5% da produção de gás natural nacional, seguido da Shell Brasil, com 11,5%.

O Espírito Santo ocupou, entre os anos 2013 e 2014, a segunda posição entre as unidades federativas na produção de gás natural. Desde então, São Paulo destacou-se com a produção de gás oriunda dos campos Sapihoá e Lapa. Em 2019, a queda da produção capixaba foi oriunda dos campos no Parque das Baleias.

Gráfico 3. Produção total de gás natural no Brasil (2010-2019)

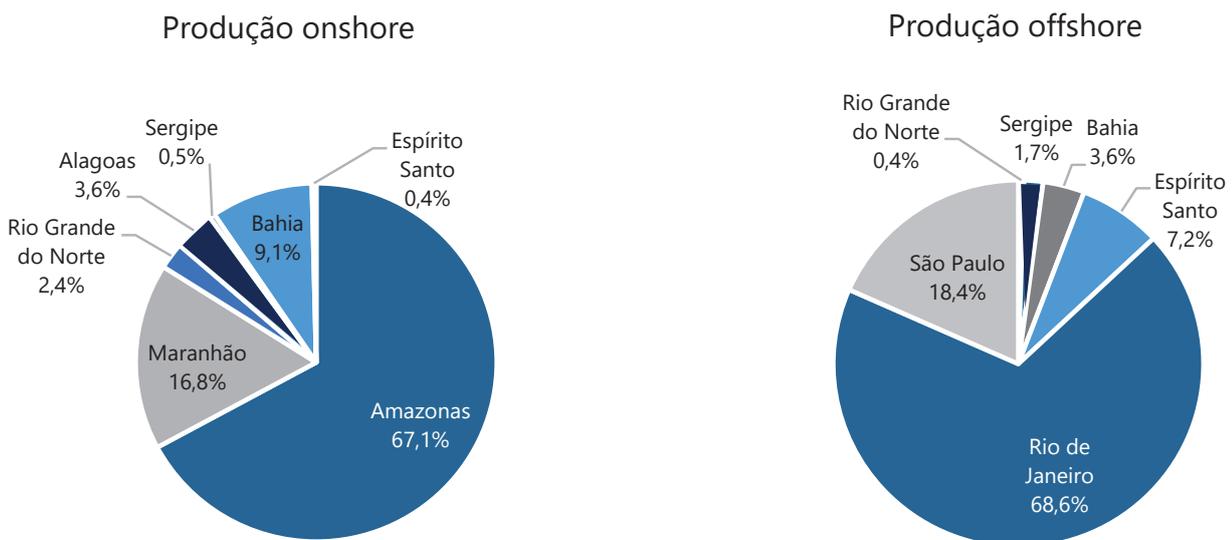


Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Com relação a distribuição da produção entre onshore e offshore, 8,3 bilhões de m³ de gás natural foi produzido em terra (18,6%) e 36,4 bilhões de m³ em mar (81,4%). Com relação à distribuição regional, 83,9% de toda a produção onshore está concentrada em dois estados

brasileiros: Amazonas (67,1%) e Maranhão (16,8%). Na parte offshore, 94,2% da produção está localizada em três estados brasileiros: Rio de Janeiro (68,6%), São Paulo (18,4%) e Espírito Santo (7,2%).

Gráfico 4. Distribuição da produção de gás natural por unidade federativa (em %) - 2019



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

A produção do gás natural pode ser classificada em duas categorias: associado e não associado. O primeiro refere-se à produção do insumo que se encontra misturada ao petróleo. Já o gás não-associado é aquele que está livre do petróleo e, dessa forma, permite a produção apenas do insumo.

Em 2019, a produção brasileira do gás associado ao petróleo foi de 36,5 bilhões de m³, o que representou 81,6% da produção total. Já a produção brasileira de gás natural não associado foi de 8,2 bilhões de m³, 18,4% da produção nacional.

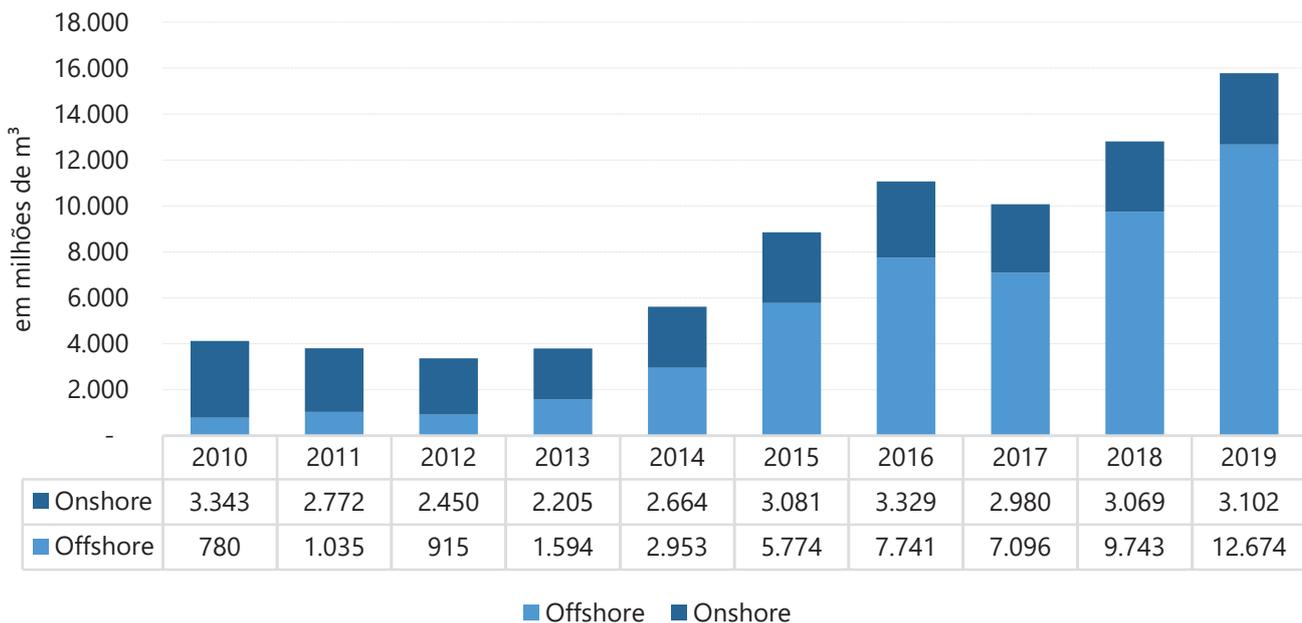
Reinjeção de gás natural

A decisão de reinjetar o gás natural segue duas características da produção: a classificação gás associado e não associado e a quantidade de Dióxido de Carbono

(CO₂) presente no insumo. O gás associado pode ser utilizado para otimizar a produção através da manutenção da pressão do reservatório. Já a quantidade de CO₂ presente determinará o percentual de gás tratável. Quanto maior a participação de CO₂ junto do gás natural, maior é o custo para separação. Como a queima do produto é restrita, a reinjeção surge como facilitadora para a produção do petróleo.

Em 2019, a reinjeção total foi de 15,8 bilhões de m³ de gás natural, 23,1% superior ao que foi registrado no ano anterior (gráfico 5). A maior reinjeção ocorreu na parte offshore (80,3%) e o restante na parte onshore (19,7%). Com a exploração do pré-sal, em 2010, observa-se um aumento na reinjeção de gás natural no Brasil para a manutenção da pressão dos reservatórios.

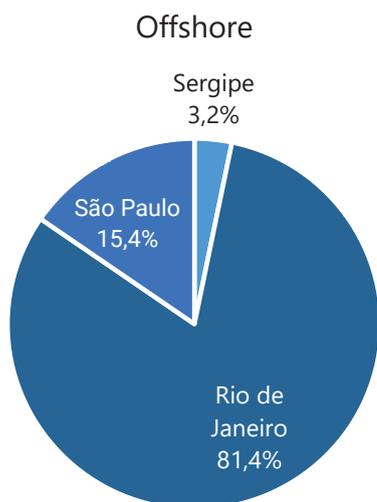
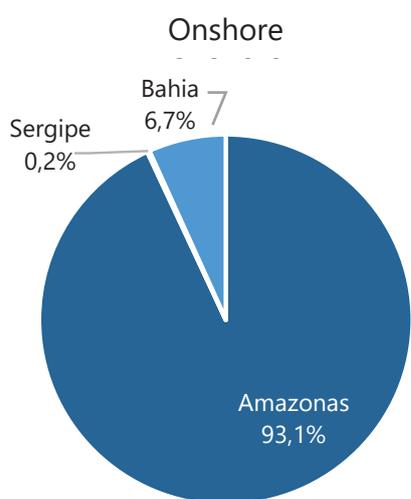
Gráfico 5. Reinjeção de gás natural por localização – Brasil (2010-2019)



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Com relação a distribuição regional, a reinjeção do gás natural onshore possui a seguinte divisão: Amazonas (93,1%), Bahia (6,7%) e Sergipe (0,2%). Já a reinjeção do gás natural offshore esteve concentrada no Rio de Janeiro (81,4%), São Paulo (15,4%) e Sergipe (3,2%) (gráfico 6). O Espírito Santo não possui reinjeção desde outubro de 2014, quando houve a última reinjeção no campo de Ostra, na bacia de Campos.

Gráfico 6. Distribuição da reinjeção de gás natural por unidade federativa (em %) - 2019



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Cabe ressaltar que, o gás natural processado na bacia do Solimões é direcionado para a venda através da infraestrutura do gasoduto Urucu-Manaus ou para a reinjeção nos campos de Rio Urucu e Leste Urucu. De acordo com a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), 50% da produção desses campos é reinjetado devido à falta de infraestrutura de gasodutos para escoar o insumo.

Queima e perda de gás natural

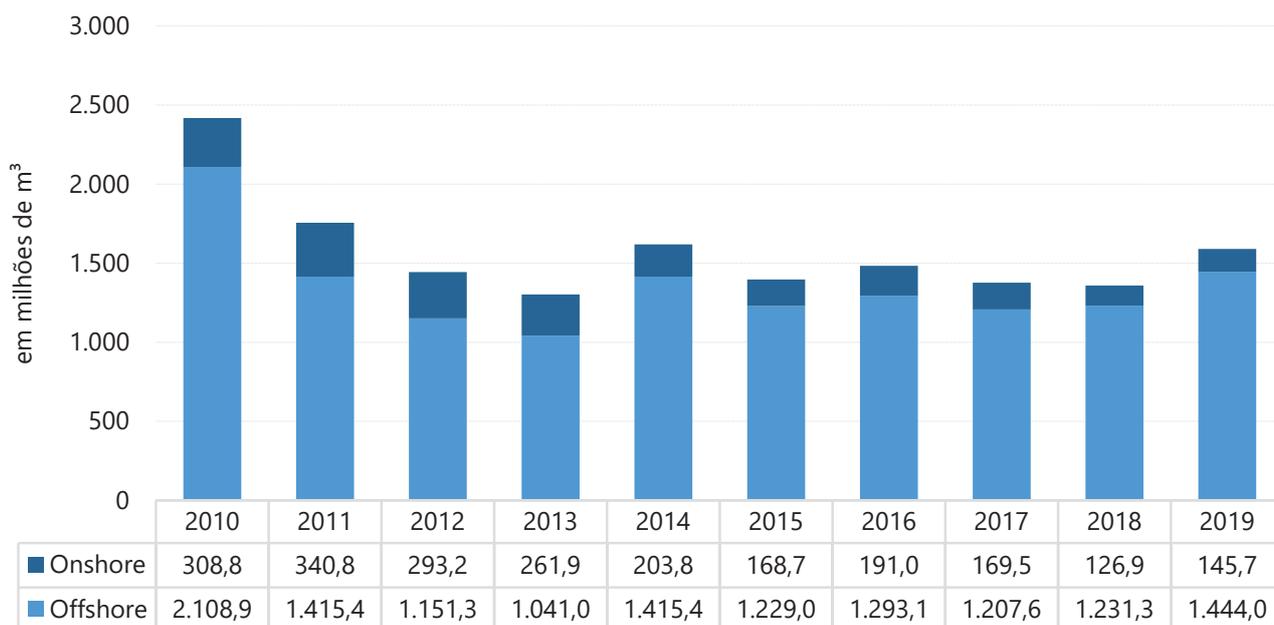
A resolução da ANP nº 806 de 17 de janeiro de 2020 definiu os casos que podem ser enquadrados como queimas de gás natural. A queima ou perda de gás não associada é proibida no Brasil, podendo ser autorizada, de forma excepcional, por motivos de segurança, emergência, testes ou limpezas de poços (art. 5 Resolução ANP 806/2020). A queima de gás associada é permitida podendo ser ordinária e extraordinária¹.

Em 2019, a queima e perda de gás natural no Brasil alcançou 1,6 bilhão de m³, superior em 17,0% comparado ao ano anterior. A perda e queima na parte offshore representou 90,8%, enquanto que na parte onshore foi de 9,2%. O estado do Rio de Janeiro concentra 77,7% da queima ou perda de gás natural seguido de São Paulo (7,2%) e Espírito Santo (4,8%).

No período entre 2010 e 2019, a queima ou perda de gás natural reduziu em todos os estados da federação, com exceção de São Paulo que aumentou em média anual a queima em 11,7%, devido a maior produção de petróleo na bacia de Santos. O Espírito Santo foi o estado que mais teve queda de queimas ou perdas de gás natural, reduzindo 15,6% em média anual.

¹A queima de gás associada ordinária é aquela que dispensa prévia autorização. Contudo, há a necessidade de seguir os volumes estipulados classificados de acordo com as características do campo e da produção. Já a queima de gás associada extraordinária é aquela aprovada previamente pela ANP e que permite a queima de gás em volumes superiores a queima de gás associada ordinária.

Gráfico 7. Queima e perda de gás natural onshore e offshore - Brasil (2010-2019)



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Importação

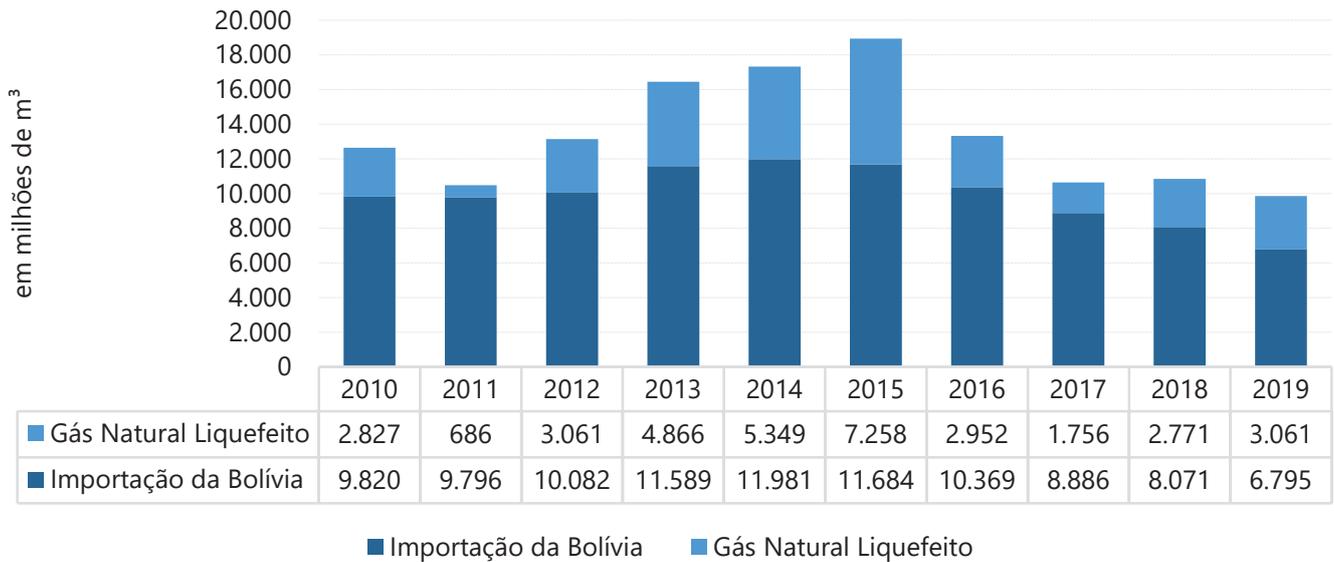
A comercialização de gás natural entre os países possui viabilidade técnica e econômica de duas formas. A primeira é o comércio via gasodutos ligando dois países, um produtor e um consumidor. O segundo é o transporte do Gás Natural Liquefeito (GNL) através de navios gaseiros. O Brasil importa o gás da Bolívia através do gasoduto Gasbol, administrado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). O Brasil importa GNL oriundo, principalmente de países como os Estados Unidos (43,5%, em 2019) e Trindade e Tobago (18,7%).

Em 2019, a importação do gás natural da Bolívia foi de 6,8 bilhões de m³, inferior em 15,8% comparado ao ano anterior (gráfico 8). Entre 2010 e 2014 a importação teve aumento médio anual de 4,1% e entre 2015 e 2019 houve

uma queda média anual de 10,3%. A maior produção do pré-sal e a maior penetração de fontes de energia renováveis para a geração de energia elétrica contribuíram para a queda da importação.

Já a importação de GNL, em 2019, foi de 3,1 bilhões de m³, superior em 10,4% comparado com 2018 (gráfico 8). Usualmente a compra de GNL é feita para atender demandas flexíveis e variáveis. Sendo assim, a Petrobras compra o insumo no mercado de curto prazo, com um custo superior ao que se estivesse com contratos de longo prazo. No entanto, em 2019, o mercado de curto prazo teve uma redução média de 33,5% no preço, comparado com 2018, sendo cotado a US\$ 5,8 por milhão de BTU.

Gráfico 8. Importação de Gás - Brasil (2010-2019)



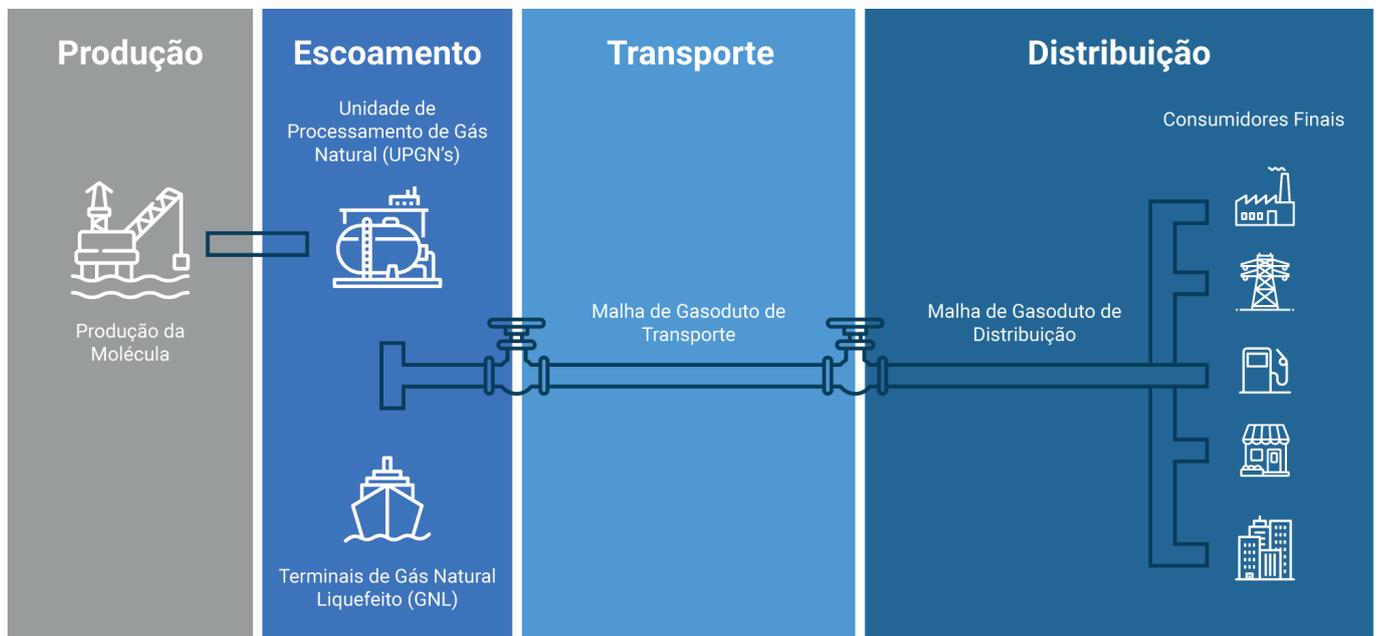
Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Infraestrutura disponível

A oferta de gás natural no mercado nacional está sujeita a infraestrutura disponível. No Brasil, a infraestrutura da indústria do gás natural é composta por: gasodutos

de escoamento, gasodutos de transporte, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's), terminais de regaseificação de GNL e gasodutos de distribuição, de acordo com a figura abaixo:

Figura 1. Atual desenho da indústria do gás natural no Brasil



Elaboração: Ideies/Findes

Os gasodutos de escoamento ligam a produção nacional até uma plataforma ou a uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Os terminais de regaseificação de GNL são responsáveis por receber o gás importado para que seja feita a regaseificação do insumo e inserida na malha de transporte, em estado gasoso. Atualmente essa importação é realizada por quatro terminais: i) Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (Rio de Janeiro), ii) Terminal de Regaseificação da Bahia (Bahia), iii) Terminal de Regaseificação de Pecém (Ceará) e iv) Terminal de Regaseificação de Celse (Sergipe). Todos pertencentes à Petrobras, com exceção da unidade de Celse, primeiro grupo privado a movimentar GNL no Brasil, em 2020.

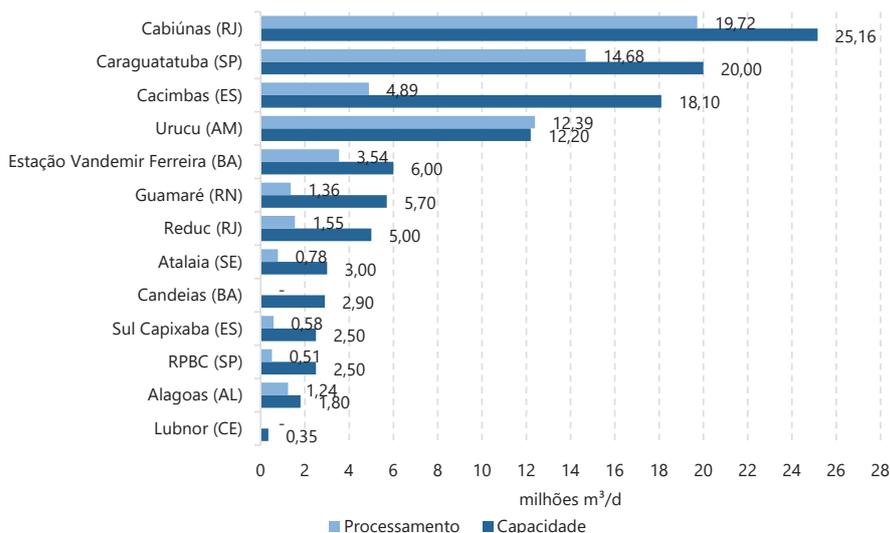
Tanto a infraestrutura de gasoduto de escoamento, as UPGN's e os Terminais de Regaseificação de GNL não possuem obrigatoriedade de acesso de terceiros. Já a malha de transportes, o acesso está previsto na Lei 11.909/2009, a Lei do Gás. De acordo com a lei, o acesso deve ser não discriminatório, respeitando o período de exclusividade do investidor. Já os gasodutos de distribuição, de acordo com Constituição Federal de 1988, são monopólio dos estados.

O acesso aos gasodutos de transporte é regulado pela ANP que fixa as tarifas para a prestação do serviço. Contudo, a influência exercida pela Petrobras, através de suas companhias, proporcionou a totalidade da capacidade de transporte para a companhia. Atualmente, a malha de gasoduto de transportes possui 9.410 km de rede de transporte de gás natural com cinco grupos de transportadoras: TAG, TBG, Nova Transportadora do Sudeste NTS, TSB e Gas Ocidente.

O Brasil possui 13 UPGN's distribuídas em dez estados. As UPGN's possuem capacidade de tratamento de 105,2 milhões de m³ diários, contudo apenas 61,2 milhões de m³ diário foi processado em 2019 (58,2% da capacidade total) (gráfico 9). A unidade de Cabiúna, no Rio de Janeiro é a UPGN que possui a maior capacidade (23,9% do total) e o maior volume de gás natural processado (32,2% do total).

O Espírito Santo possui duas unidades de processamento: Cacimbas, na cidade de Linhares e a Sul Capixaba, na cidade de Anchieta. A unidade de Cacimbas, com a terceira maior capacidade de processamento do país (18,1 milhões de m³ diários), possui 73,0% de ociosidade da capacidade instalada. Já a unidade Sul Capixaba, com capacidade de processamento de 2,5 milhões de m³ diários de gás natural, possui 76,8% de ociosidade da capacidade instalada.

Gráfico 9. Capacidade e processamento de gás natural por polos produtores - 2019



Fonte: ANP
Elaboração: Ideies/Findes

²O projeto de lei Novo Mercado de Gás Natural propõe a possibilidade de acesso de terceiros às UPGN's e aos terminais de GNL.

Com relação aos terminais de regaseificação de GNL, em 2019, o Brasil possuía um total de 47 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação. Entre 2011 e 2019, essa capacidade cresceu em média anual 9,4%, devido a inauguração, em 2014, do terminal de regaseificação da Bahia e do aumento de capacidade do terminal da Baía de Guanabara (RJ) (tabela 1).

Já o total de gás natural liquefeito regaseificado, em 2019 teve uma média anual de 8,3 milhões de m³, 19,7%

superior ao registrado em 2018. Esse aumento do volume regaseificado foi oriundo da maior importação de GNL devido ao estímulo da queda de 33,5% do preço no mercado de curto prazo.

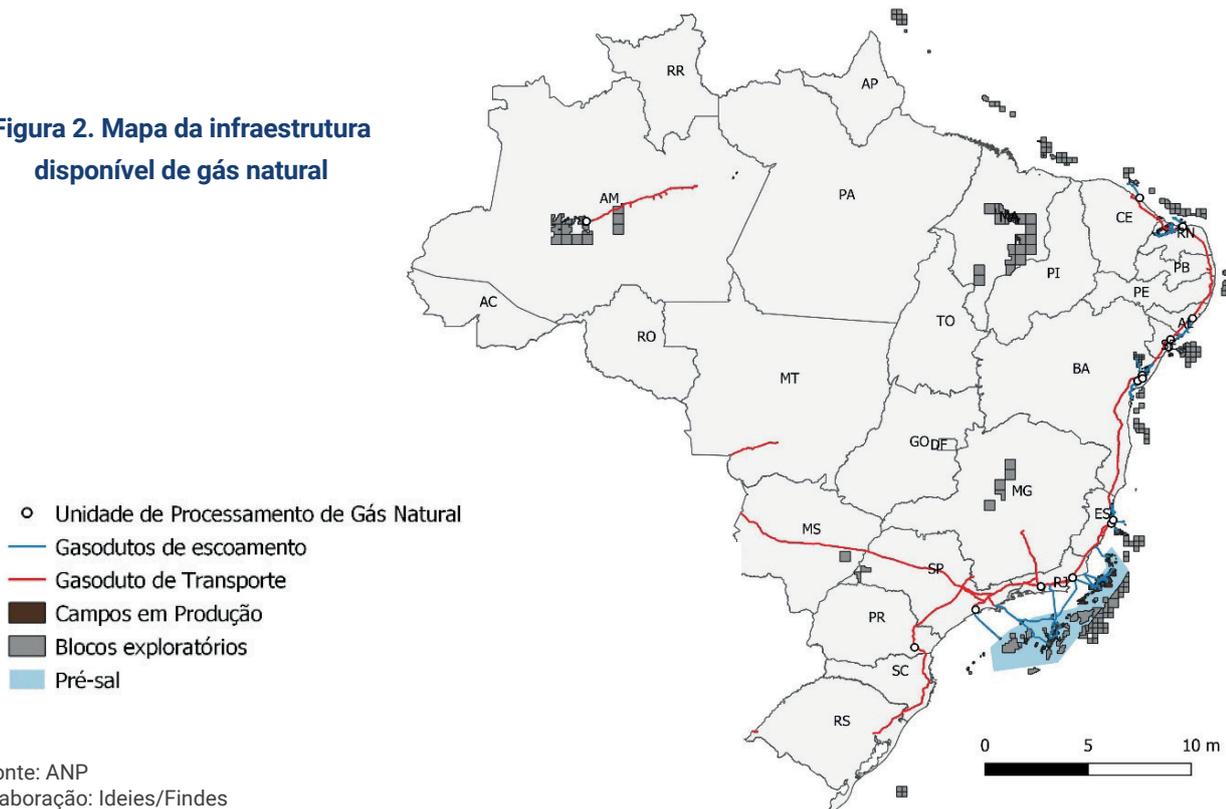
Cabe destacar que, em 2019, havia em média 82,4% de ociosidade da infraestrutura de regaseificação de GNL brasileira.

Tabela 1. Capacidade e regaseificação de Gás Natural Liquefeito por terminais – em milhões de m³/dia (2011-2019)

Terminais		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Pecém (Ceará)	Capacidade	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	Regaseificação	1,1	2,0	3,5	3,7	3,0	1,8	2,2	1,0	1,7
Baía de Guanabara (RJ)	Capacidade	14,0	14,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
	Regaseificação	0,5	6,6	10,9	10,6	5,2	0,6	0,0	1,6	0,0
Bahia (BA)	Capacidade	-	-	-	14,0	14,0	14,0	14,0	20,0	20,0
	Regaseificação	-	-	-	5,7	9,8	1,4	2,9	4,4	6,6
Total Brasil	Capacidade	21,0	21,0	27,0	41,0	41,0	41,0	41,0	47,0	47,0
	Regaseificação	1,6	8,5	14,5	19,9	17,9	3,8	5,1	6,9	8,3

Fonte: Ministério de Minas e Energia - MME
Elaboração: Ideies/Findes

Figura 2. Mapa da infraestrutura disponível de gás natural



Box 1. O que é o Novo Mercado de Gás?

O Novo Mercado de Gás é um programa do Governo Federal que pretende formular um novo mercado com enfoque em três características: aberto, dinâmico e competitivo.

O programa tem como proposta a redução do preço para os consumidores finais via aumento da competição no fornecimento da molécula de gás. O Ministério de Minas e Energia (MME) coordena o programa que foi construído em conjunto com outros atores³.

O diagnóstico para elaboração do plano foi a presença de estruturas de mercados caracterizadas como concorrências imperfeitas com a presença de apenas uma empresa com parcela significativa do mercado, a Petrobras.

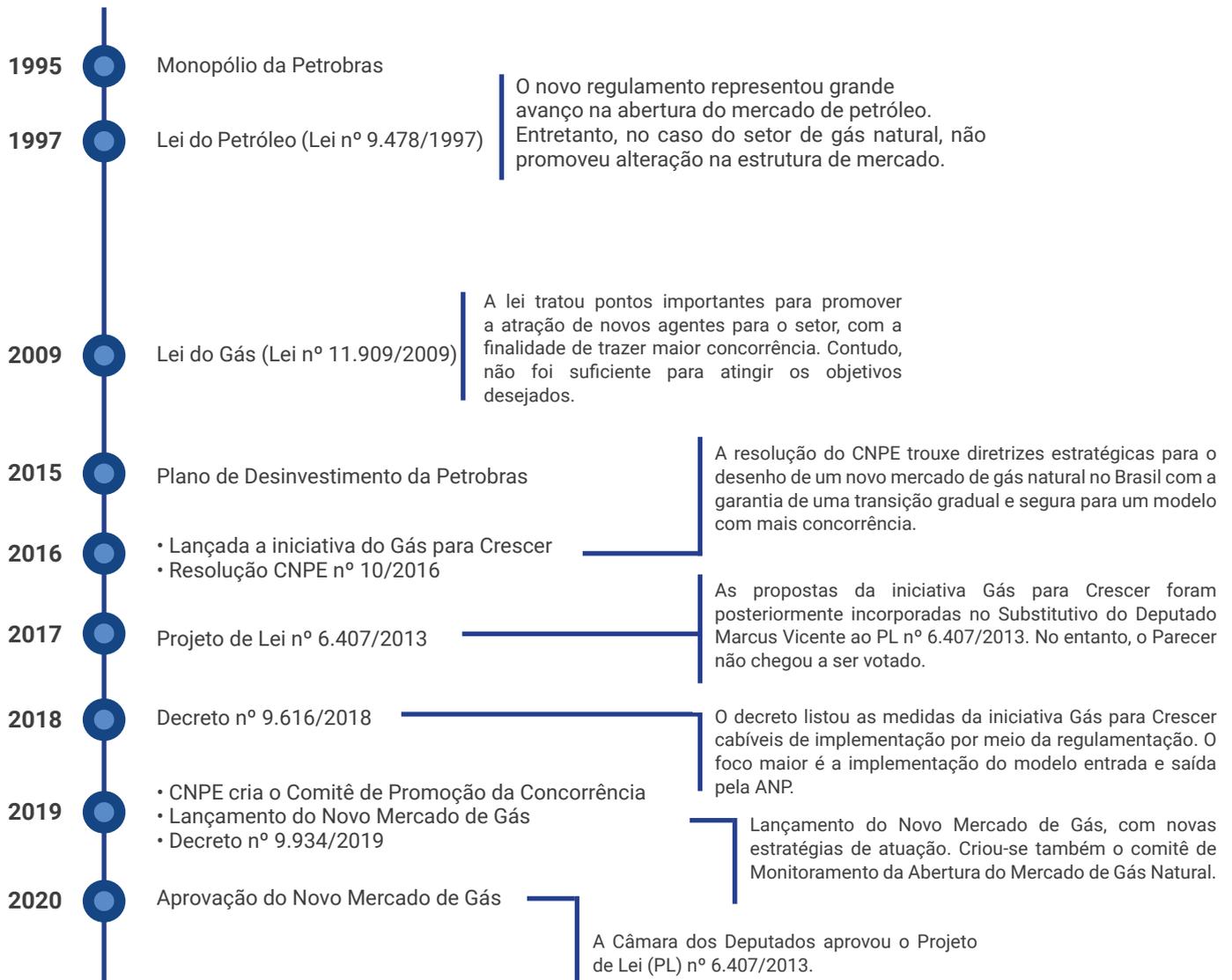
Na oferta do insumo, a Petrobras possui o monopólio do fornecimento de gás natural no Brasil, isso porque a companhia é detentora de quase a totalidade da infraestrutura de produção e/ou importação da molécula de gás. Mesmo com um mercado de produtores independentes, há a presença de monopsônio, visto que a Petrobras é a única compradora da produção devido a concentração da infraestrutura de tratamento e escoamento do insumo em posse da empresa. Nesse caso, a única opção para viabilidade econômica da produção dos pequenos produtores é a venda direta para a Petrobras.

Já na compra para atendimento dos mercados estaduais de distribuição, o diagnóstico foi a presença de oligopisônio. Nesse caso, poucos compradores adquirem o insumo e, no caso particular do setor de gás natural, o grupo empresarial com alto poder de mercado na oferta é o mesmo que possui reserva de mercado para a compra do gás natural visando o atendimento dos mercados regionais. Esse caso particular ocorre devido a presença da Petrobras em quase a totalidade das distribuidoras de gás natural no Brasil.

De posse desse diagnóstico, o novo marco regulatório do gás natural possui a pretensão de alterar a estrutura de mercado do setor no Brasil. A proposta é se aproximar de modelos com maior prevalência de competição e a inclusão de mais atores na oferta e na demanda do insumo. Espera-se que com isso, a promoção da concorrência e a queda do preço para o consumidor final seja algo factível.

³Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade).

Figura 3. Linha do tempo do contexto normativo do setor



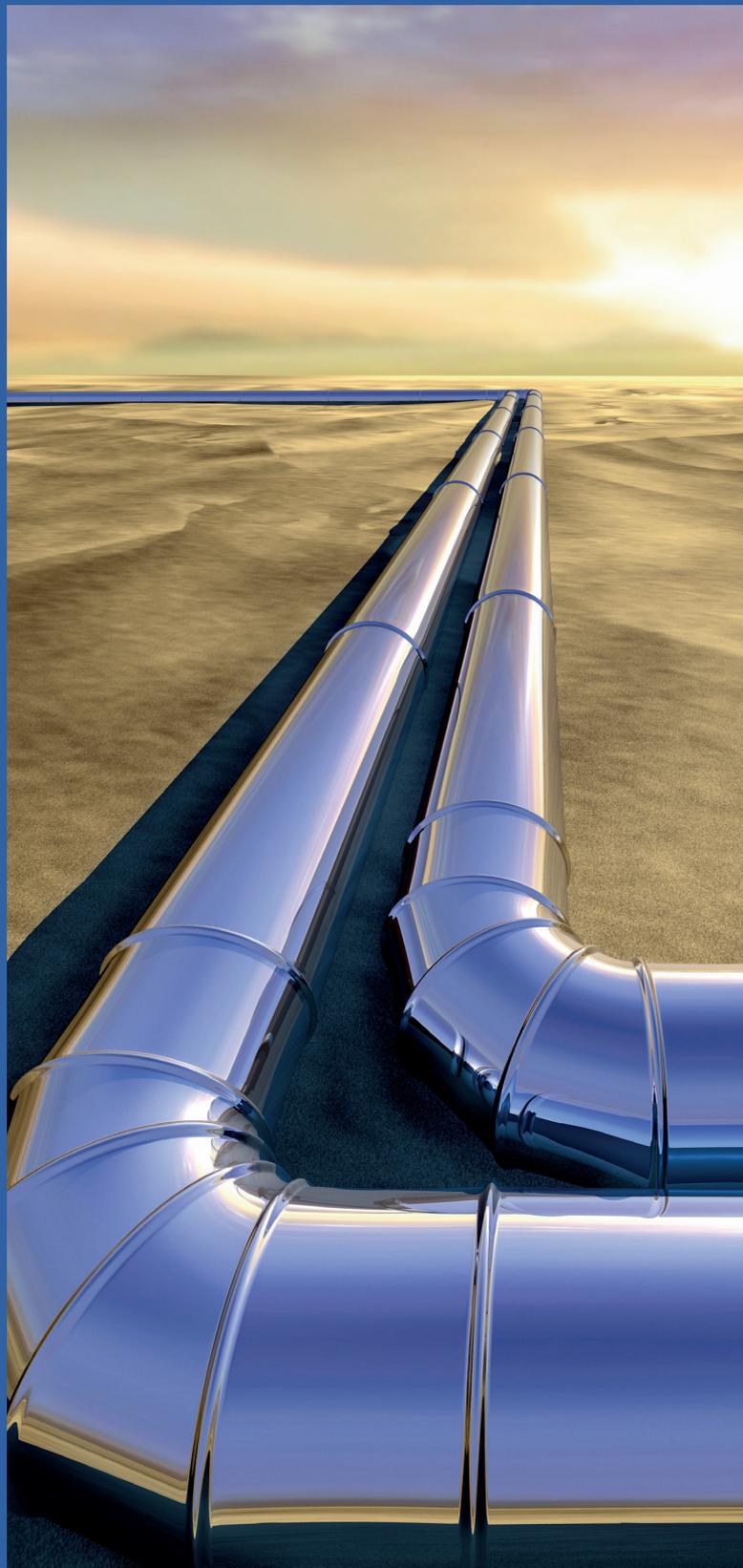
Para tanto, propõe-se a adoção de um novo desenho da estrutura do setor.

O novo formato conta com uma estrutura com direito ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais da indústria, o aperfeiçoamento do sistema de transporte de gasodutos, medidas de estímulo a competição e a liberalização do mercado para novos ofertantes.

Espera-se que com a aprovação do projeto de lei nº 6.407/2013 (em tramitação no Senado Federal) e de instrumentos normativos tanto junto aos órgãos reguladores como a ANP e agências estaduais como também os ajustes tributários do SINIEF/CONFAZ, **seja capaz de alcançar um modelo com maior competição da molécula, harmonização das regulações estaduais e federal, integração entre o setor de gás natural e o setor elétrico e industrial e remoção de barreiras tributárias.**

O que trata o PL nº 6.407/2013?

- O acesso de terceiros às infraestruturas de gasodutos de escoamento, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais GNL (art. 28).
- A construção de Gasodutos de Transporte poderá ser feita pelo regime de autorização, abrangendo a construção, ampliação, operação e manutenção das instalações (art. 4). Atualmente o regime é o de concessão.
- O serviço de transporte de gás natural será oferecido pelo regime de contratação de capacidade por entrada e saída (art. 13 § 1º). Atualmente, são poucos carregadores e com a medida, espera que novos carregadores reservem capacidade e utilizem o serviço de transporte de forma flexível.
- As tarifas de transporte de gás serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública.
- O projeto prevê a proibição de qualquer relação societária, direta ou indireta de controle ou coligação entre transportadores e empresas responsáveis pela exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural (art. 5 § 1º).
- A estocagem subterrânea de gás natural poderá ser realizada mediante autorização da ANP (art. 20).
- A harmonização e aperfeiçoamento das regulações estaduais visando a maior previsibilidade aos novos agentes do setor. Atualmente, há uma discrepância regulatória entre os estados (art 45).



Demanda de gás natural - Brasil e Espírito Santo

Depois de produzido, tratado e processado, o gás natural pode ser utilizado em indústrias, comércio, residências e veículos. No setor industrial, o combustível pode ser aproveitado como matéria prima nas indústrias químicas, plástica, cerâmica, vidros, farmacêutica, têxtil, borracha, petroquímica, metalúrgica, papel e celulose e fertilizantes. Além de matéria-prima, pode ser utilizado como combustível para o fornecimento de calor, força motriz e/ou geração de energia elétrica.

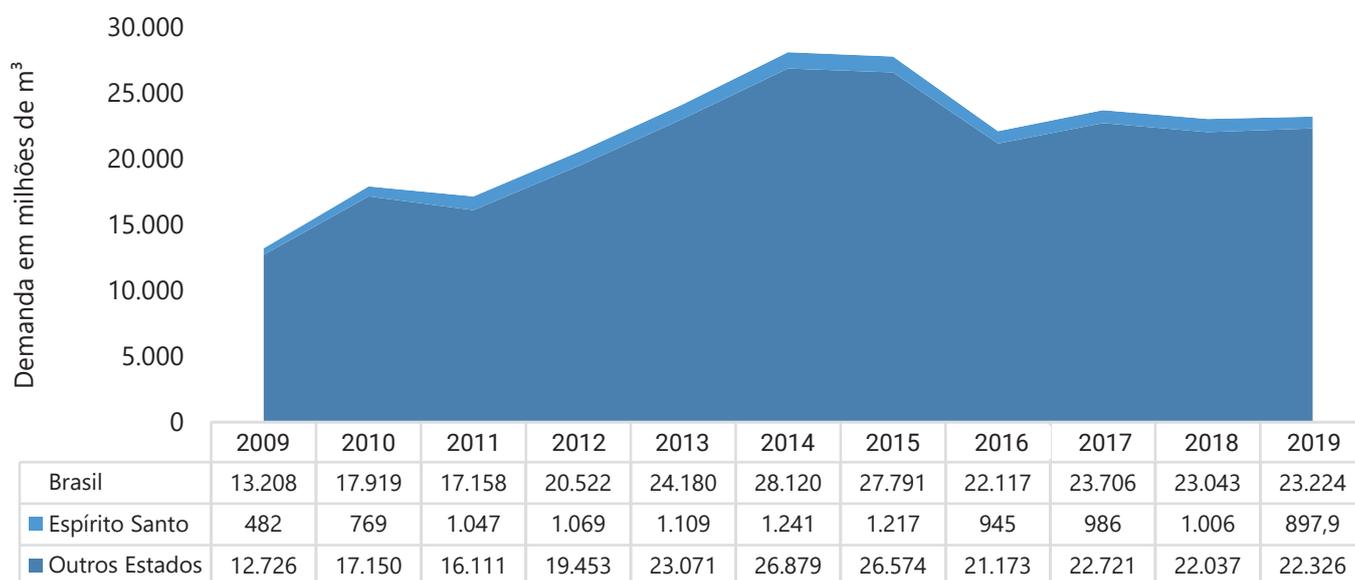
No comércio, o gás natural substitui o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), o óleo diesel e a lenha. Normalmente, o insumo é utilizado nos mais diversos segmentos como hotéis, hospitais, shoppings, supermercados e padarias. Nas residências, o gás natural também pode substituir o GLP, auferindo maior segurança das instalações devido

a não necessidade de botijões. O insumo ainda pode ser utilizado como combustível veicular, alternativa mais limpa para o meio ambiente nas atividades de transporte.

Volume consumido

Em 2019, a demanda de gás natural no Brasil foi de 23,2 bilhões de m³, superior em 0,8% comparado com 2018 (gráfico 10)⁴. O consumo nacional cresceu em média anual 2,6% entre os anos de 2010 e 2019. No Espírito Santo, o volume consumido teve queda de 10,7% em 2019, comparado com 2018, alcançando o consumo de 897,9 milhões de m³ de gás natural. O Espírito Santo é o 9º estado consumidor, com 3,9% do consumo nacional. O Rio de Janeiro foi o estado com maior volume de gás consumido (25,5%), seguido de São Paulo (24,9%) e Pernambuco (7,5%).

Gráfico 10. Demanda total por gás natural no Brasil (2010-2019)



Fonte: Abegás
Elaboração: Ideies/Findes

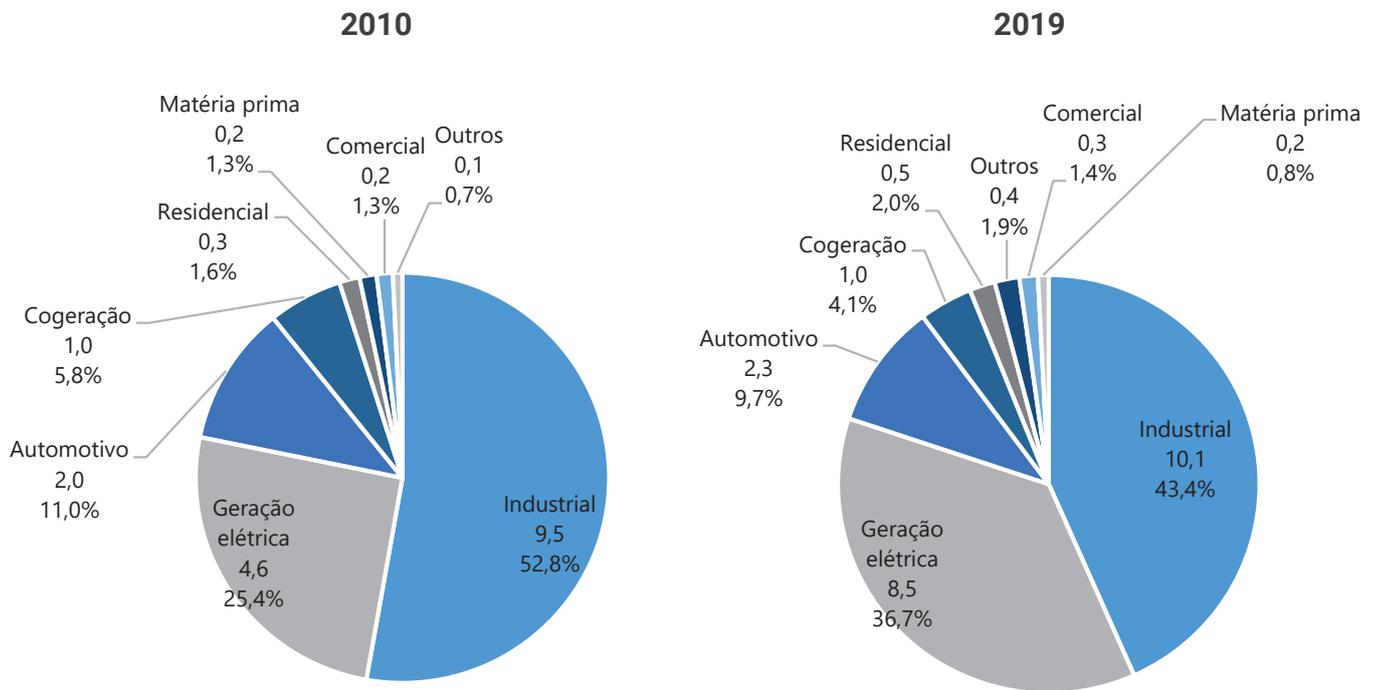
⁴A diferença referente a oferta e a demanda brasileira de gás natural pode ser explicada pela diferença entre as bases de dados da ANP e da Abegás. Os dados de demanda não computam o consumo nas UPGN's, as perdas na malha de transporte e algumas térmicas.

O consumo de gás natural concentra-se em estados com representatividade em setores industriais intensivos no uso do insumo ou na geração de energia, ambos âncoras para viabilizar projetos de expansão da malha de infraestrutura. Juntos, esses segmentos representam 80,3% do valor consumido de gás natural.

De acordo com a distribuição do consumo por segmento de clientes, em 2010, 9,5 bilhões de m³ (52,8%)

foi consumido pelo setor industrial e, em 2019, o total consumido por esse segmento foi de 10,2 bilhões de m³ (43,4%). O consumo de gás natural do segmento industrial esteve concentrado em quatro estados, em 2019. Os estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Pernambuco e Minas Gerais concentram, juntos, 68,2% do consumo industrial nacional. O Espírito Santo é o 7º estado que mais consome gás natural no setor industrial com 5,1% da demanda nacional.

Gráfico 11. Distribuição da demanda de gás natural por segmento (em %)



Fonte: Abegás
Elaboração: Ideies/Findes

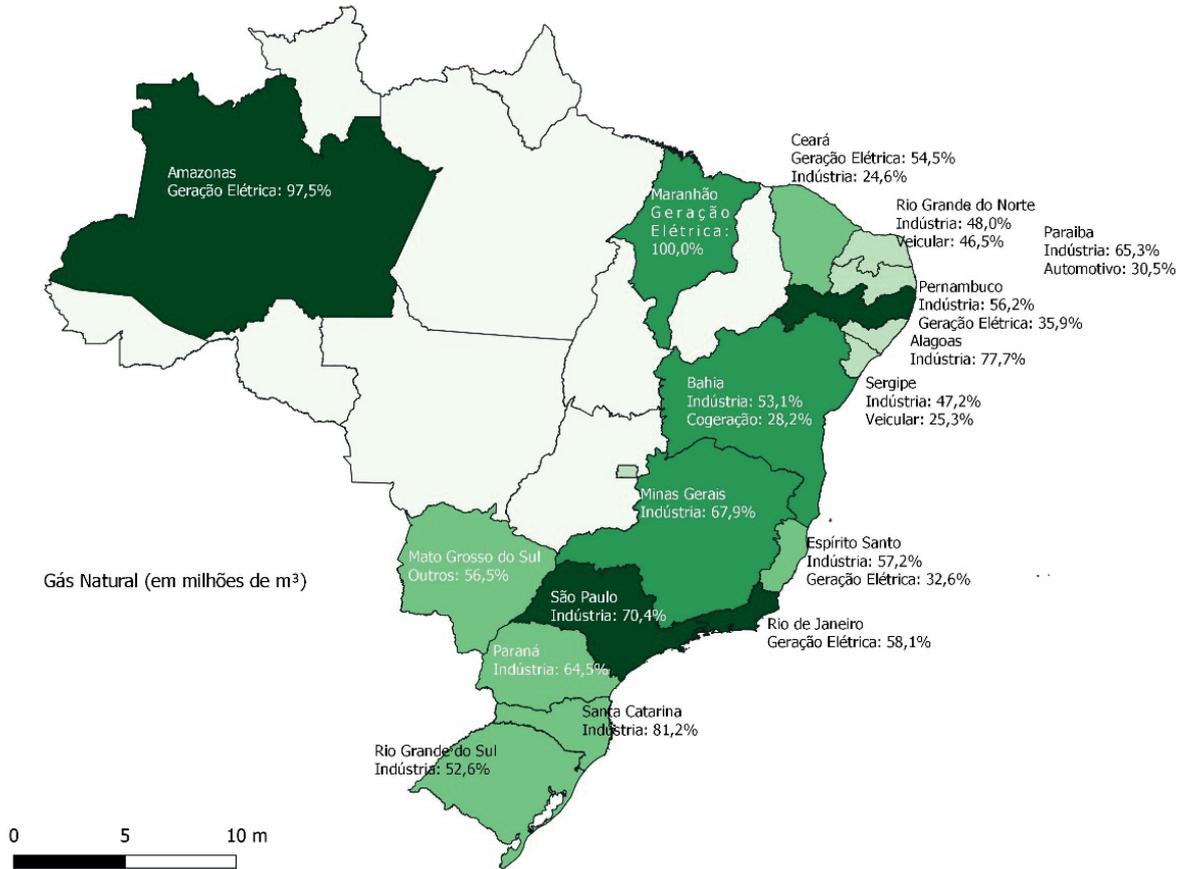
O consumo de gás natural para geração de energia elétrica consumiu, em 2019, 8,5 bilhões de m³ contra 4,6 bilhões de m³ em 2010 (gráfico 11). Esse segmento está concentrado em quatro estados que juntos responderam por 82,9% do volume de gás natural consumido: Rio

de Janeiro, Amazonas, Maranhão e São Paulo. O crescimento da geração elétrica é explicado pelo aumento desse insumo na oferta nacional de energia que, atualmente, representa 12,0% do total ofertado, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

No setor residencial, o consumo foi de 456,5 milhões de m³ de gás natural, em 2019. Em 2010 esse segmento consumiu 285,7 milhões de m³ de gás natural. O crescimento foi relacionado à expansão dos serviços de distri-

buição de gás canalizado no país. Entre 2015 e 2019, a rede de distribuição cresceu 4,0% em média anual, existindo a ampliação dos investimentos da expansão do serviço pelas concessionárias estaduais.

Figura 4. Distribuição do consumo total de gás natural por unidade federativa – 2019



Fonte: Abegás
Elaboração: Ideies/Findes

Box 2. Como destravar o consumo de GN?

De acordo com dados do Banco Mundial, o Brasil é a nona maior economia do mundo, com um Produto Interno Bruto (PIB) de US\$ 1,8 trilhões de dólares (2019). Contudo, a utilização do gás natural para o crescimento econômico ainda é tímida. De acordo com os dados da BP, o Brasil é o 31º país que mais consome gás natural no mundo, atrás de países como o México que é a 16º maior economia do mundo e 8º no consumo de gás natural.

A reinjeção e a queima de gás natural representa 38,9% da produção nacional. A principal justificativa para a não comercialidade do gás é a falta de infraestrutura para escoar a produção até o consumidor final, além dos teores de Dióxido de Carbono (CO₂) presentes na produção. Dessa forma, a reinjeção tornou-se uma opção viável, segura e economicamente justificável pelas petrolíferas. Há, contudo, formas alternativas para aumentar o uso do gás natural como insumo competitivo com oportunidades de ganhos em termos de renda e geração de emprego.

Com relação à produção offshore, principalmente dos campos do pré-sal, a produção se localiza distante da costa, o que exige investimentos expressivos para o escoamento até o litoral. A viabilidade desses investimentos é dependente da organização do mercado.

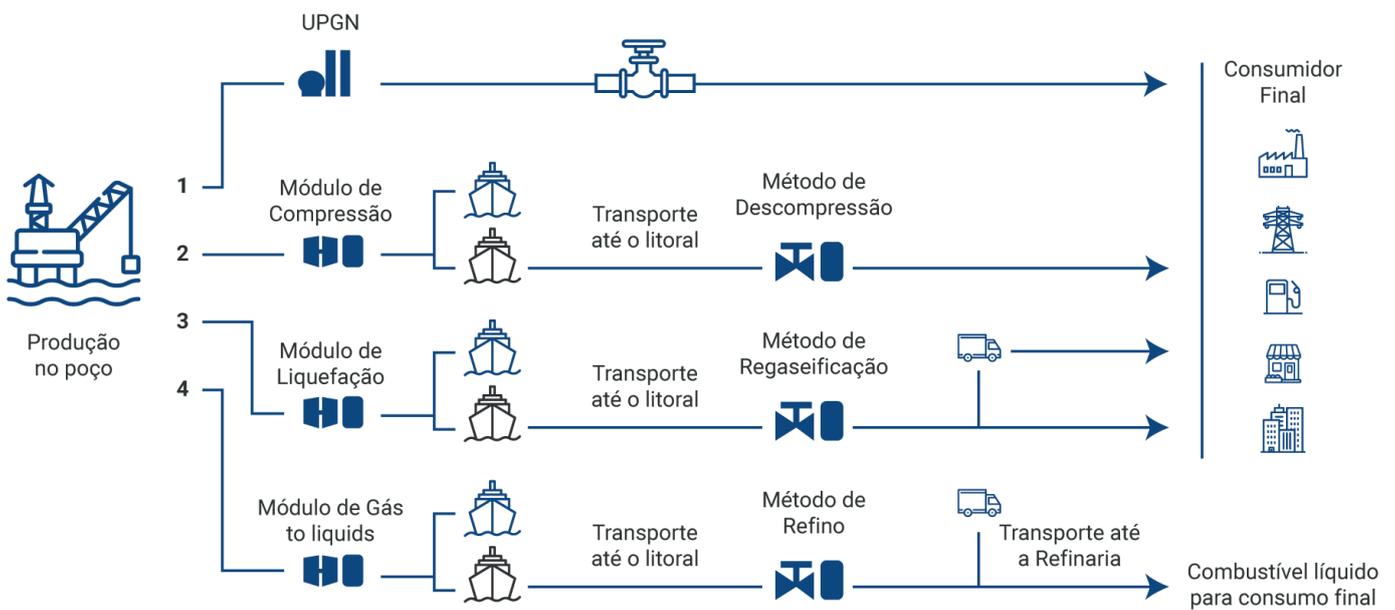
Na ausência de regras claras e bem estabelecidas, as alternativas de monetização do gás offshore se tornam escassas. A saída pode ser oriunda da criação de estímulos governamentais para projetos âncoras na costa, como termelétricas e grandes consumidores industriais. Dessa forma, torna-se factível a viabilidade econômica dos projetos de infraestrutura de escoamento.

Para tanto, a sinergia entre a demanda e a oferta deve ser oriunda de uma regulação clara, objetiva, eficiente e com princípios capazes de permitir a compra e venda do insumo com respeito as instituições e ao mercado.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou em julho de 2020 alternativas viáveis de projetos que podem originar monetização do gás natural offshore e onshore em projetos inovadores e ancorados nas melhores práticas internacionais.

A monetização do gás offshore possui diferentes formas de tecnologias, desde o escoamento até uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) na costa para processamento até tecnologias embarcadas para destinação do insumo. Com relação às tecnologias embarcadas destacam-se o Floating Compressed Natural Gas (FCNG), o Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), o Floating Gas to liquids (FGTL) e o Gas to Wire (GTW). Tanto o FCNG e o FLNG utilizam como método a compressão e a liquefação para monetização via Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL), respectivamente. O destino pode ser direto para o comércio internacional ou ainda para infraestruturas na costa brasileira. Já o FGTL, o gás é convertido em petróleo sintético ou líquidos de alta qualidade para utilização como combustíveis. Já o GTW, consiste na conversão do gás em energia elétrica offshore. A figura 3 resume as alternativas propostas pela EPE para monetização do gás offshore.

Figura 5. Projetos disponíveis para monetização do gás offshore



¹ O esquema não apresenta o Gás to Wire
 Fonte: EPE
 Elaboração: Ideies/Findes

Legenda

- 1. Processamento na UPGN
- 2. Gás Natural Comprimido Embarcado (FCNG)
- 3. Gás Natural Liquefeito Embarcado (FLNG)
- 4. Gas-to-Liquids Embarcado (FGTL)
-  Venda no mercado internacional

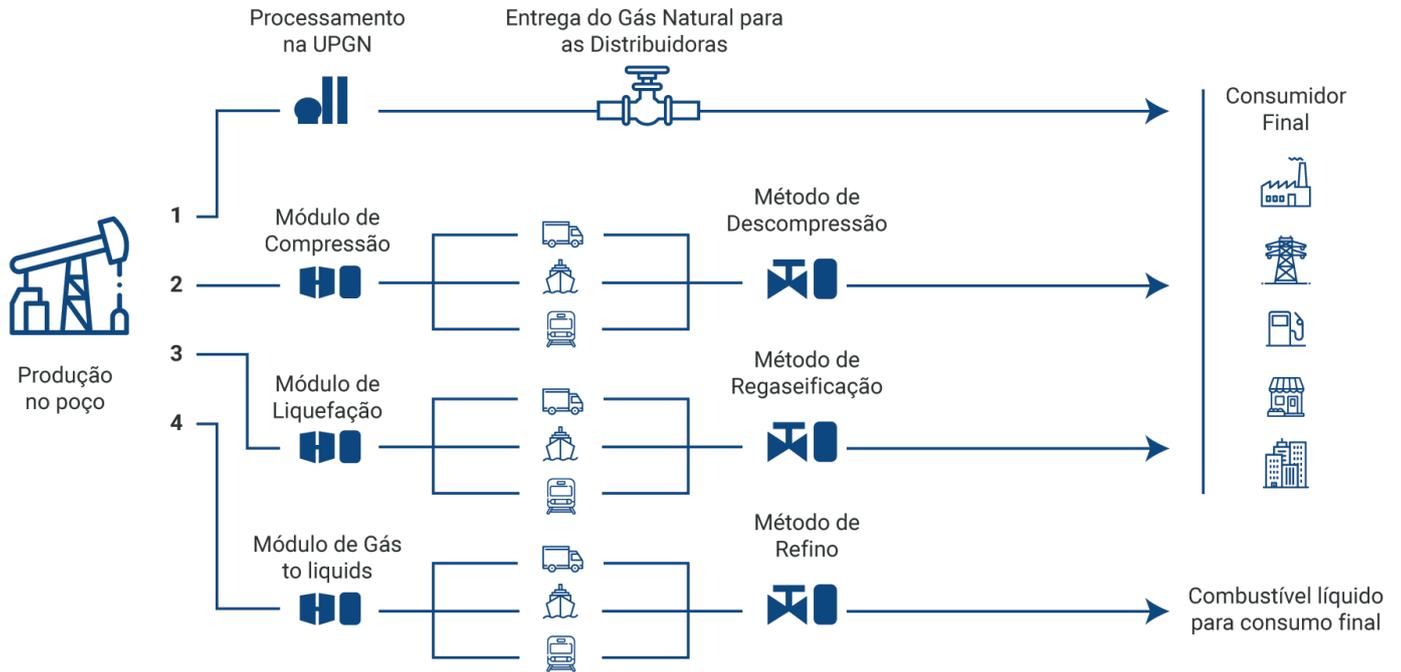
Já com relação a produção onshore, a viabilidade comercial tornar-se menos onerosa, do ponto de vista dos investimentos e da tecnologia empregada.

A instalação de projetos ao lado de campos produtores pode ser a via para o consumo de gás natural em pequenas escalas e com possibilidades de aumentar a competitividade de projetos industriais.

A viabilidade desses projetos é dependente de uma regulação moderna e que garanta a rentabilidade do investidor alinhado com o direito de acessos às instalações de terceiros com plena separação societária dos interessados no mercado.

As tecnologias empregadas no aproveitamento do gás onshore oscilam entre o escoamento até uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) ou ainda na viabilidade de sistemas modulares de transporte de Gás Natural Comprimido (GNC) ou Gás Natural Liquefeito (GNL). Essa última proposta busca-se a viabilidade do consumo para regiões sem infraestrutura de transporte da molécula. Soma-se ainda a conversão do Gas to Liquids (GTL), para a produção em terra de petróleo sintético ou líquidos combustíveis, a conversão Gas to Wire (GTW), para a produção de energia elétrica e a conversão do Gás to Chemicals, para a produção de metanol, amônia. A figura 4 resume as alternativas propostas pela EPE para monetização do gás onshore.

Figura 6. Projetos disponíveis para monetização do gás onshore



¹ O esquema não apresenta o Gás to Wire
 Fonte: EPE
 Elaboração: Ideies/Findes

Legenda

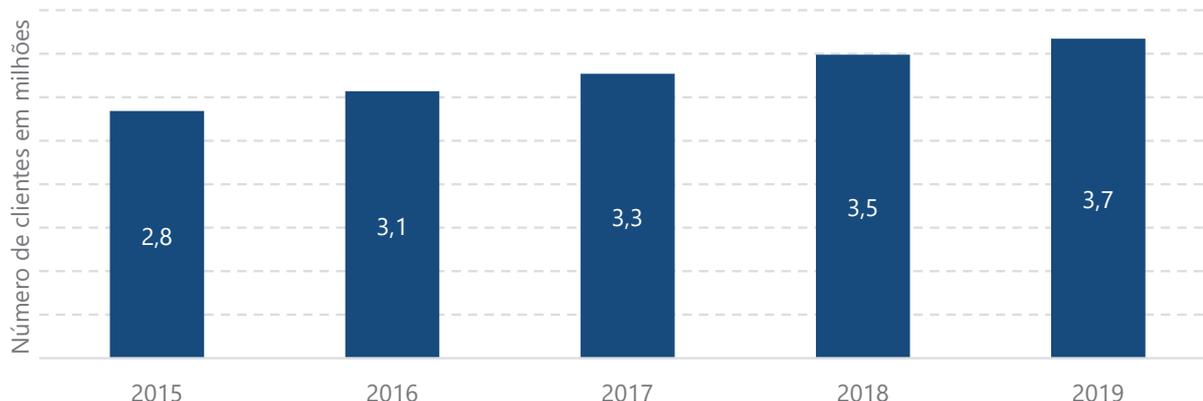
- 1. Processamento na UPGN
- 2. Gás Natural Comprimido (GNC)
- 3. Gás Natural Liquefeito (GNL)
- 4. Gas-to-Liquids (GTL)
- Transporte por caminhão
- Transporte por navio
- Transporte por trem

Número de clientes

Em 2019, o número de clientes de gás natural no Brasil foi de 3,7 milhões de consumidores, 5,3% superior ao registrado em 2018 (gráfico 12). No Espírito Santo, o número total de clientes aumentou 13,3%, na comparação de 2019 com

2018, alcançando 60,8 mil conexões. O estado é o terceiro com maior número de clientes, atrás apenas de São Paulo (2,1 milhões de clientes) e Rio de Janeiro (1,0 milhão de clientes), no entanto é 9º estado que mais consome o gás natural.

Gráfico 12. Número de clientes total de gás natural em milhões – Brasil (2015-2019)



Fonte: Abegás
Elaboração: Ideies/Findes

O número de conexões cresceu em média anual 5,3% entre os anos de 2015 e 2019, com acréscimo de 830 mil conexões (tabela 1). O maior número de clientes concentra-se no segmento residencial, que em 2019 representou 98,7% do total. No entanto, cabe destacar que no mesmo ano o segmento foi responsável por apenas 1,6% do consumo de gás do país.

clientes Industriais. O Espírito Santo participa com 51 clientes, 1,5% do total nacional. Curiosamente, apesar do Mato Grosso do Sul ser o 2º maior estado consumidor (2,5 milhões de m³), possui o menor número de indústrias consumidoras (22 clientes). Esse fato pode ser explicado pela atração de grandes consumidores industriais no estado nos últimos anos.

Em 2019, o número de clientes do segmento industrial no Brasil foi de 3,4 mil, apesar do baixo número, é o segmento responsável por maior parte do consumo do insumo (43,0%). São Paulo (1,7 mil) e Rio de Janeiro (350) concentram 61,1% dos

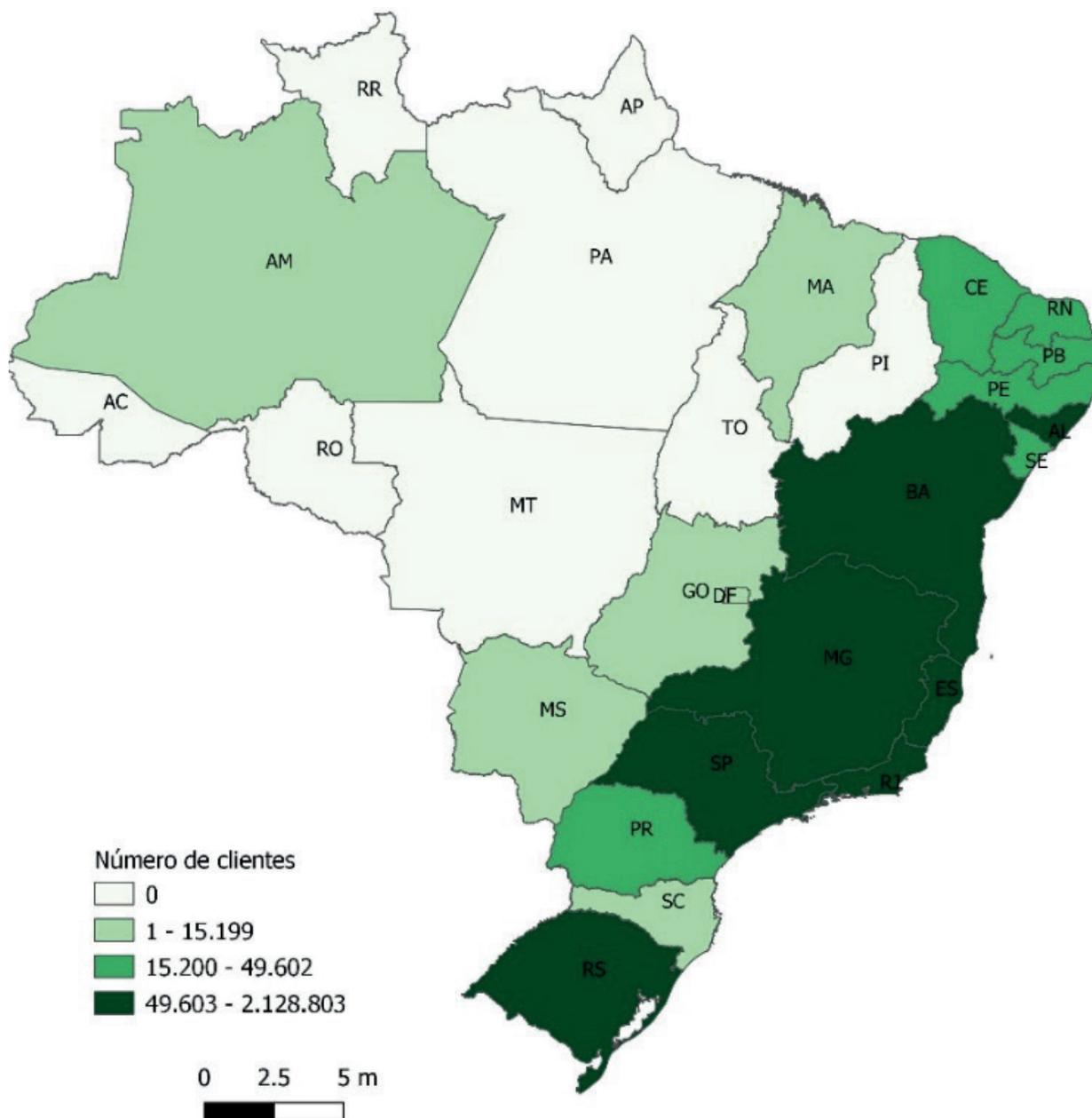
Com relação a geração de energia elétrica, o número de clientes está concentrado no Estado do Amazonas (13) seguido do Rio de Janeiro (5) e do Maranhão (4). O Espírito Santo possui apenas 1 unidade de geração de energia elétrica.

Tabela 2. Número de clientes por grandes grupos - Brasil (2015-2019)

Ano	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Geração elétrica	Cogeração	Matéria prima	Outros	Total
2015	2.967	1.618	2.803.967	33.123	32	88	8	10	2.841.813
2016	3.050	1.590	3.028.193	35.854	31	96	7	9	3.068.830
2017	3.144	1.560	3.225.899	38.340	53	103	9	7	3.269.115
2018	3.272	1.584	3.441.585	41.406	35	112	9	15	3.488.018
2019	3.402	1.570	3.622.093	44.181	36	106	9	7	3.671.404
Novos clientes (2015/2019)	435	-48	818.126	11.058	4	18	1	-3	829.591

Fonte: Abegás
Elaboração: Ideies/Findes

Figura 7. Distribuição do número total de clientes de gás natural por unidade federativa



Fonte: Abegás
Elaboração: Ideies/Findes

Tarifa de gás natural para o Espírito Santo

Em mercados competitivos a oferta e a demanda são as variáveis que garantem o funcionamento do mercado, determinando os preços e as quantidades transitáveis dos produtos. Na indústria do gás natural, as falhas de mercado desviam o setor de uma livre interação entre ofertantes e demandantes, não convergindo para níveis satisfatórios de eficiência. Parte das falhas de mercado dessa indústria são mitigadas por meio da atuação das agências reguladoras e dos órgãos de defesa da concorrência.

Entre as suas atribuições, a ANP é responsável por regular a produção, o processamento, a liquefação e a regaseificação, o transporte e a estocagem do gás natural. No caso do Espírito Santo, a Agência de Regulação de Serviços Públicos (ARSP) é responsável pela regulação da distribuição do gás natural no estado, de acordo com os segmentos estabelecidos por ordem da instituição.

O Espírito Santo possui oito segmentos de usuários, de acordo com a resolução ARSP nº 002/2009: residencial individual, residencial coletivo, comercial, industrial, gás natural veicular, matéria-prima, cogeração e climatização e termoelétrica.

A tarifa final do gás natural vendido ao consumidor é composto **pelo custo de aquisição do gás natural, acrescido da margem de distribuição e dos impostos**⁵. O custo de aquisição é formado pelo preço de venda da molécula e pelos serviços de escoamento e tratamento, além da tarifa de transporte.

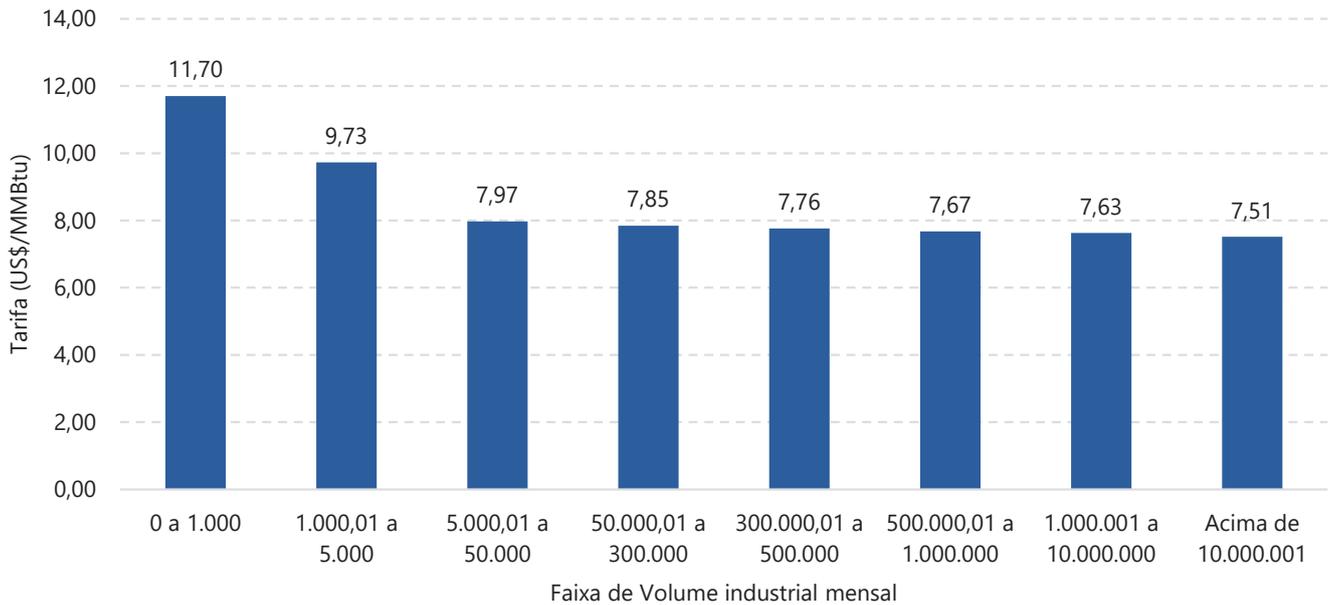
A margem de distribuição é de competência regulatória dos estados e, no uso de suas atribuições, a ARSP aprova os níveis tarifários bem como os devidos reajustes do custo de aquisição do gás natural por parte da distribuidora. A tarifa final ainda será acrescida de impostos federais e estaduais (PIS, Cofins e ICMS).

De acordo com a revisão tarifária da ARSP de agosto de 2020⁶, publicada na Decisão ARSP de nº 003 de 27 de julho de 2020, a tarifa final de gás natural para o segmento industrial no Espírito Santo é apresentada no gráfico 13, de acordo com as faixas de volume mensal consumido. A tarifa final é inversamente proporcional ao consumo: quanto maior o volume de gás consumido, menor é a tarifa final de gás natural.

⁵A fórmula para composição da tarifa final (Tarifa final = Custo de Aquisição + Margem de Distribuição + Imposto) consta no Anexo III no contrato de concessão de 1993, estabelecido entre o Governo do Estado do Espírito Santo e a Petrobras distribuidora/SA, disponível em (<https://arsp.es.gov.br/concessionarias-gasnatural>) e também é utilizada em outros estudos teóricos sobre o Gás Natural, como por exemplo o estudo "Rio a todo Gás" (Firjan), disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/rio-a-todo-gas-1.htm>.

⁶As tarifas de Gás Natural são homologadas e publicadas trimestralmente pela ARSP, podendo ser acessadas em https://arsp.es.gov.br/atos_normativos. Vale ressaltar que já estão disponíveis a publicação das tarifas finais referente ao período de novembro/2020 a janeiro/2021, disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%B5es%20G%C3%A1s%20Natural/ARSP/2020/Decis%C3%A3o%20DE_004-22-10-2020.pdf. No entanto, para o exercício teórico proposto nesta sessão, foram utilizadas as tarifas finais publicadas em julho pela ARSP, disponível em (https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%B5es%20G%C3%A1s%20Natural/ARSP/2020/Decis%C3%A3o%20DE_003-27-07-2020.pdf), válidas para o período de agosto/2020 a outubro/2020, com o intuito de garantir comparabilidade com o custo de aquisição do gás publicados mensalmente pelo Ministério de Minas e Energia (MME), porém com defasagem de três meses.

Gráfico 13. Tarifa de Gás Natural para o segmento industrial no Espírito Santo – de agosto/2020 (decisão ARSP nº 003 de 27 de julho de 2020)



Fonte: ARSP, MME e ANP
Elaboração: Ideies/Findes

Notas: 1. A taxa de câmbio de referência é R\$ 5,46 (preço médio do dólar em agosto de 2020).
2. A tarifa final é formada pelo custo de aquisição do gás natural acrescido da margem de distribuição e dos impostos.
3. Para a conversão de metros cúbicos para MMBtu foi considerado 1 MMBTU = 26,8081 m³ de gás natural.
Fonte: ARSP, MME e ANP

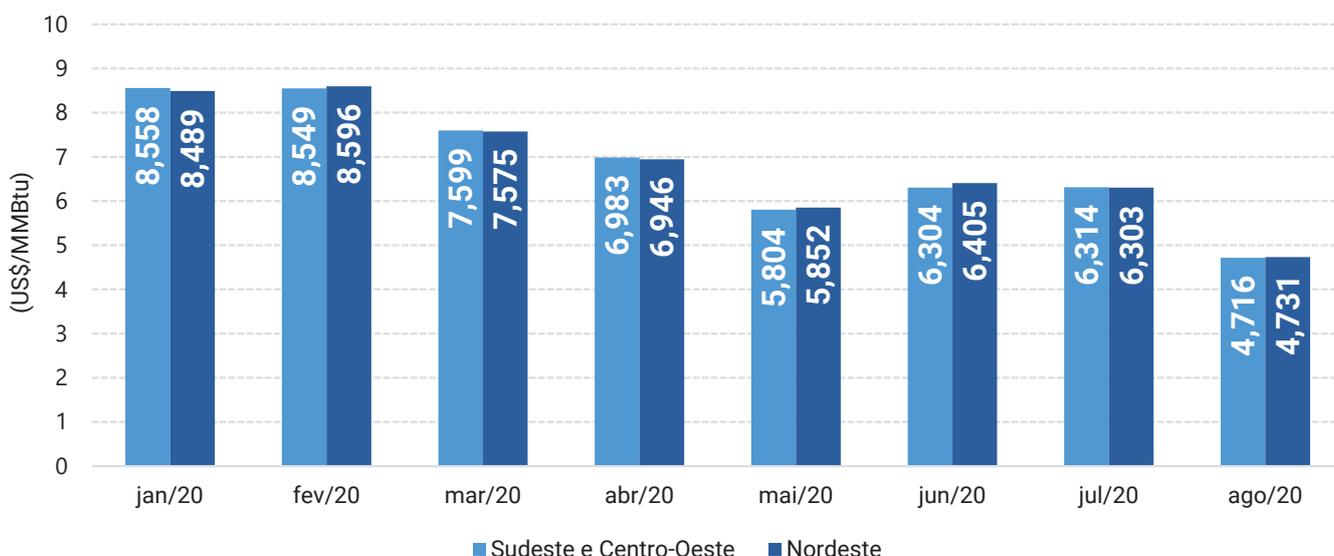
Custo de aquisição do gás natural

O custo de aquisição do gás natural é composto por duas parcelas. O primeiro é o custo da molécula, acrescida dos custos relacionados ao escoamento da produção, ao processamento nas UPGN'S e/ou à regaseificação nos terminais de GNL. O segundo refere-se ao custo de utilização da malha de gasodutos de transporte. O custo de aquisição do gás natural é firmado via contratos de longo prazo entre a supridora (Petrobras) e as distribuidoras estaduais de gás natural.

Em dezembro de 2019, a Petrobras renegociou os contratos de suprimento com as distribuidoras estaduais

de gás canalizado. A proposta foi alinhar as demandas provenientes das discussões do Novo Mercado de Gás e, com isso, promover uma redução do preço do insumo através de uma nova fórmula de preço da molécula de gás, indexada a cotação internacional do petróleo e a taxa de câmbio. Atualmente, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), são 18 distribuidoras detentoras do novo contrato renegociado e 1 com contrato de gás importado, referente ao gás boliviano. Os valores do custo de aquisição são divulgados pelo órgão de forma agregada como uma média de todas as distribuidoras estaduais do Centro-Oeste e Sudeste.

Gráfico 14. Custo de aquisição do Gás Natural – Contrato Novo Mercado de Gás



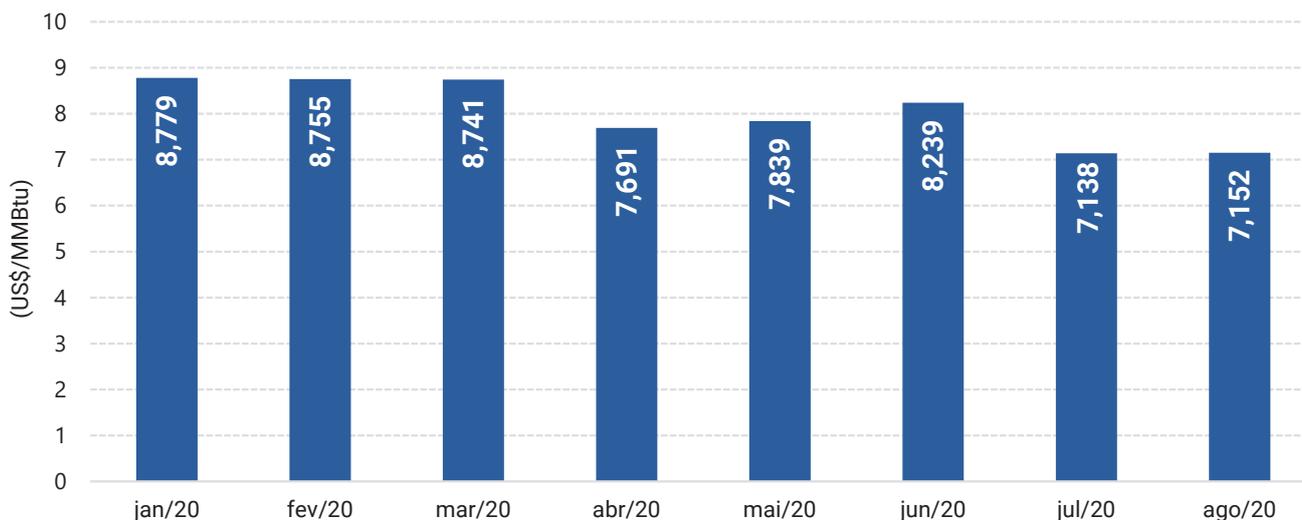
Fonte: MME
Elaboração: Ideies/Findes

Notas: 1. Em julho o MME passou a dividir a tarifa do Sul separada do Sudeste e Centro-Oeste.
2. O custo de aquisição do gás natural apresentado consiste em uma estimativa feita pelo Ministério de Minas e Energia para as grandes regiões do país. Deve-se ressaltar que há especificidades nos diferentes contratos de distribuição estabelecido entre a supridora e as distribuidoras estaduais, portanto o custo de aquisição apresentado consiste em uma estimativa média utilizada para o exercício teórico proposto a frente.

Nos oito primeiros meses da vigência do novo contrato, o custo de aquisição do gás teve queda média mensal de 7,2% para as distribuidoras do Sudeste e Centro-Oeste e 7,0% de queda média mensal para as distribuidoras do Nordeste (gráfico 14). Em agosto de 2020, o custo da molécula foi de US\$ 3,425 MMBTu e o custo do transporte foi de US\$ 1,291 MMBTu para as distribuidoras do Sudeste e Centro-Oeste. Já para as distribuidoras do Nordeste, o custo da molécula foi de US\$ 3,440 MMBTu e o transporte foi de US\$ 1,291 MMBTu.

Já com relação ao preço do gás importado da Bolívia, o custo de aquisição teve queda média mensal de 2,5% nos oito primeiros meses do ano de 2020 para as distribuidoras do Sudeste (gráfico 15). Em agosto, o custo da molécula do gás importado foi de US\$ 5,360 MMBTu e o custo do transporte foi de US\$ 1,792 MMBTu. Em 2020, o gás natural proveniente da Bolívia, esteve 14,8% mais caro do que o gás natural suprido pela Petrobras.

Gráfico 15. Custo de aquisição do Gás Natural para o Sudeste – Gás Natural Importado da Bolívia



Fonte: MME
Elaboração: Ideies/Findes

Margem de distribuição

O contrato de concessão da distribuição dos serviços de gás natural no Espírito Santo foi firmado em 1993 com a Petrobras Distribuidora S/A, por um período de 50 anos. Contudo, em 2016, a Assembleia Legislativa do Estado do Espírito Santo (ALES) aprovou a Lei Estadual nº 10.493/16 que anulou e extinguiu esse contrato, justificando que o documento não foi antecedido de processo licitatório, de acordo com a Lei Federal nº 8.666/93. A Petrobras Distribuidora S/A e o poder concedente (Governo do Estado do Espírito Santo) construíram esforços para uma solução capaz de manter o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de 1993 e as demandas da sociedade solicitadas pela Ales.

Os esforços entre as partes objetivaram a criação de uma empresa pública com sociedade entre o governo do Estado e a Petrobras Distribuidora S/A. Em julho de 2020 foi formalizada a criação da ESGÁS, a nova estatal de distribuição de gás natural no estado que possui o governo do Estado do Espírito Santo com 51% do capital volante e como sócia a BR Distribuidora, com os demais 49%.

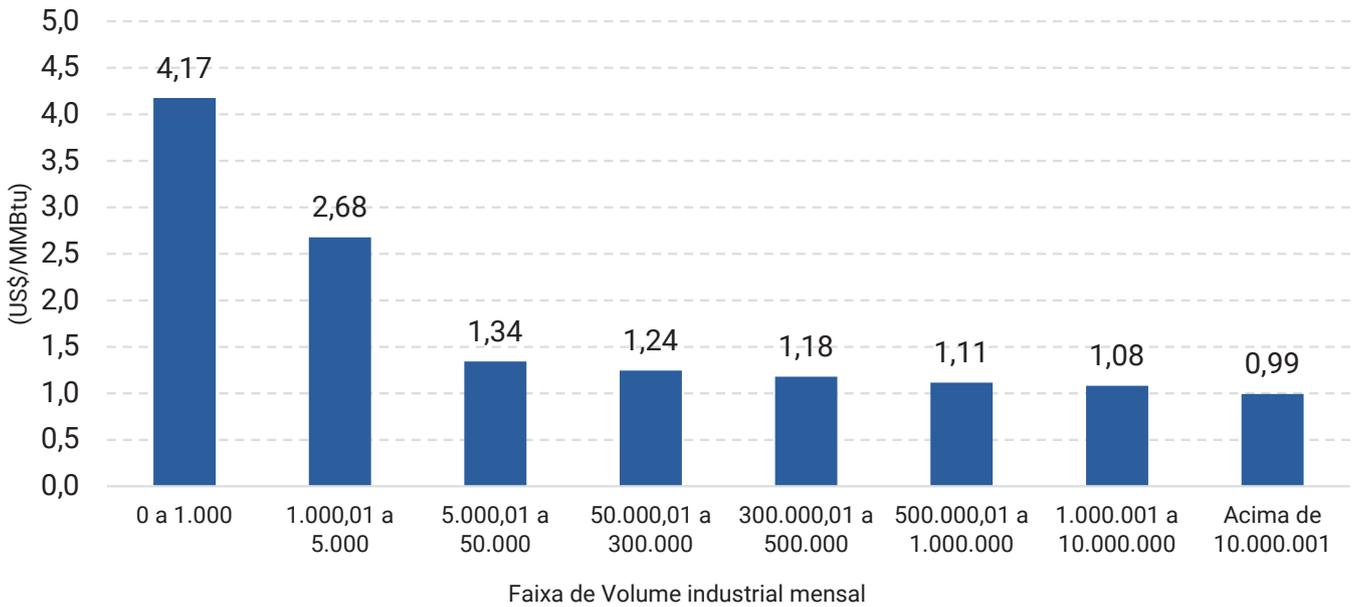
Dessa forma, a margem de distribuição no Estado era calculada de acordo com a soma do custo do capital, do custo operacional e da depreciação. **A última revisão**

tarifária aprovada em janeiro de 2020 pela ARSP foi de R\$ 0,2131/m³ (Resolução ARSP nº 038/2020) ou ainda US\$ 1,0463 MM/Btu⁷. Com a implementação do novo contrato de distribuição dos serviços de gás canalizado, a métrica para a remuneração da concessão será diferente e mais alinhada as melhores práticas regulatórias. De acordo com o contrato de concessão, a revisão tarifária ocorrerá a cada cinco anos, fixada uma tarifa teto para a concessão com custos operacionais eficientes e o custo de capital precificado com a metodologia Weighted Average Capital Cost (WACC).

O gráfico 16 apresenta a margem de distribuição para o segmento industrial no Espírito Santo, considerando as tarifas finais da ARSP de agosto de 2020, publicada pela decisão ARSP nº 003 de 27 de julho de 2020 e o custo de aquisição de agosto de 2020 disponibilizado pelo MME, conforme apresentado anteriormente. O exercício teórico apresentado é uma aproximação da margem de distribuição que é aplicado no segmento industrial, obtida pela diferença entre a tarifa final sem impostos e o custo de aquisição do gás natural. O valor apresentado abaixo não possui relação com a remuneração da companhia de distribuição. Para essa conclusão, haveria a necessidade de estudos comparativos da média de margem de distribuição aplicada nos outros segmentos de clientes e nas outras faixas de volume.

⁷Para manutenção da comparabilidade em todo o estudo, a taxa de câmbio de referência manteve-se em R\$5,46 (preço médio do dólar em agosto de 2020). Também foi considerado ¹ MMBTU = 26,8081 m³ de gás natural para conversão.

Gráfico 16. Margem de Distribuição para o segmento industrial no Espírito Santo



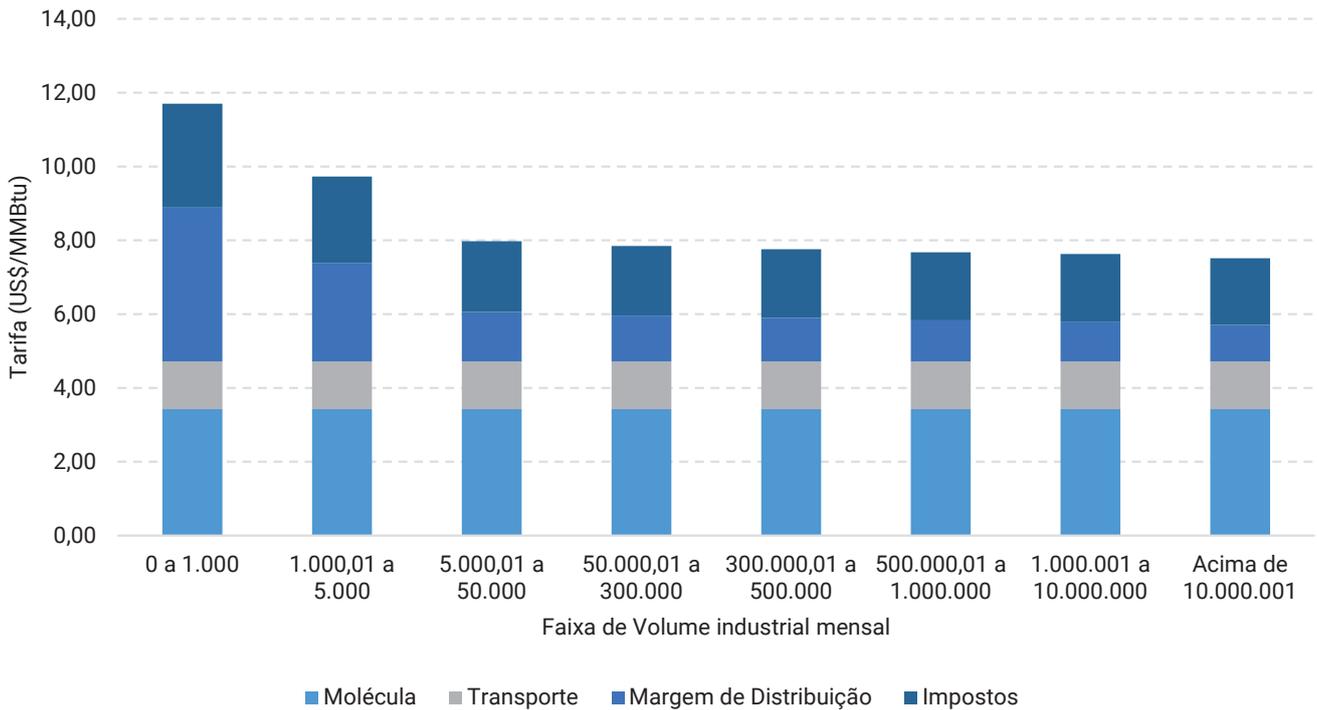
Fonte: ARSP e MME
Elaboração: Ideies/Findes

Decomposição da tarifa de gás natural

A decomposição final da tarifa industrial no Espírito Santo é apresentada no gráfico 17. De acordo com a decomposição, a participação de cada custo da tarifa final possui peso diferente, a depender do consumo industrial de gás. O consumo até 1.000 m³ mensal possui a maior tarifa média, US\$ 11,70 MMBtu. Para esse segmento a composição da tarifa segue a seguinte estrutura: molécula (29,3%), transporte (11,0%), margem de distribuição (35,7%) e impostos (24,0%).

O consumo industrial de gás natural acima de 10.000.001 m³ mensal possui a menor tarifa média, US\$ 7,51 MMBtu. Para esse segmento a composição da tarifa segue a seguinte estrutura: molécula (45,6%), transporte (17,2%), margem de distribuição (13,2%) e impostos (24,0%). Cabe destacar que esse segmento possui alta capacidade de redução da tarifa de gás natural, dada uma nova estrutura regulatória que permita a redução do custo da molécula de gás via introdução de mais agentes de mercado, diversificando a oferta do insumo.

Gráfico 17. Decomposição da tarifa final de gás natural por segmento industrial no Espírito Santo



Fonte: ARSP e MME
Elaboração: Ideies/Findes

- Notas:** 1. A taxa de câmbio de referência é R\$ 5,46 (preço médio do dólar em agosto de 2020).
2. Para a conversão de metros cúbicos para MMBtu foi considerado 1 MMBTU = 26,8081 m³ de gás natural.
3. Os valores da molécula e de transporte são referentes aos valores divulgados em agosto pelo MME para as regiões Sudeste e Centro-Oeste.
4. Os impostos aplicados são divididos em impostos federais e estaduais. São eles: ICMS (17%), PIS (1,65%) e Cofins (7,6%). E foram calculados da seguinte forma:

$$PIS = Tarifa\ final\ sem\ imposto * \left(\frac{1,65}{100}\right)$$

$$Cofins = Tarifa\ final\ sem\ imposto * \left(\frac{7,6}{100}\right)$$

$$Base\ para\ ICMS = Tarifa\ final\ sem\ imposto + PIS + Cofins$$

$$ICMS\ (por\ dentro) = \frac{Base\ para\ ICMS}{(1 - 0,17)}$$

Box 3. Qual o papel do Espírito Santo frente ao Novo Mercado de Gás?

Qual deve ser o posicionamento do Espírito Santo para aproveitar o marco regulatório do setor?

O serviço de distribuição de gás natural é monopólio dos estados e dessa forma, cabem as unidades federativas a implementação de mecanismos para ampliar os benefícios oriundos desse segmento. O projeto Novo Mercado de Gás possui pontos de incitações para que os estados se alinhem com a proposta federal. Para tanto, a busca pela harmonização das regulações estaduais e federal passa pela implementação de incentivos do governo federal e da maior aderência dos estados com as oportunidades provenientes do novo marco regulatório.

Em junho de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu diretrizes de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural (Resolução CNPE nº 16/2019). O artigo 5º do documento recomenda que o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério da Economia (ME) incentivem os estados e o Distrito Federal a adotarem medidas que direcionem a atuação e promoção de uma transição para o novo marco regulatório.

Os incentivos ainda estão em discussão entre os ministérios e o governo federal⁸, contudo os pontos a serem estimulados são:

I. Boas práticas regulatórias

II. Privatização da concessionária estadual de serviço de distribuição

III. Adesão a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural

Com relação às boas práticas regulatórias, o conselho listou 8 campos de atuação importantes e necessários. São eles:

- Regulação do consumidor livre
- Transparência dos contratos
- Diversificação dos atores na aquisição do gás
- Transparência na tarifa
- Incentivos econômicos a maturação de investimentos e operação eficiente da rede
- Separação entre as atividades de comercialização e distribuição
- Estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços, por segmento de usuários.

⁸Algumas propostas direcionam para dois planos de incentivos: i) Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE) e o ii) Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF).

O Espírito Santo emitiu sinais ao mercado que direcionam para adequação das medidas de boas práticas regulatórias à estrutura da regulação estadual. Exemplos podem ser observados na criação da nova empresa de gás natural (ESGÁS) com um contrato moderno. Exemplos são as indicações no contrato para a figura do Agente Livre de Mercado (ALM), diretrizes para aquisição do gás de forma diversificada, nova metodologia de ciclos tarifários e direcionamento para incentivos à eficiência da distribuidora com remuneração via metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*)⁹.

Há, contudo, que ressaltar os importantes desafios ao estado na manutenção dos estímulos de uma regulação alinhada com o propósito do Novo Mercado de Gás Natural. Exemplo é a promoção da independência da Agência de Regulação de Serviços Públicos no Espírito Santo (ARSP).

Outro ponto é a inclusão da discussão na agenda regulatória dos debates com relação a separação das atividades de comercialização e distribuição do gás natural. A questão que envolve a separação dessas atividades a introdução de mais atores participando do mercado e com isso, pretende-se obter maior dinamismo e competitividade no mercado.

Com uma atuação estratégica, o Espírito Santo pode se tornar um importante mercado de gás natural no Brasil, dado que se aqui estiver organizado um mercado com a molécula de gás competitiva, como já vem sendo observado, o estado criará bases para a atração de investimentos, principalmente de plantas industriais intensivas no uso do insumo.

⁹ Destaca-se a aprovação da lei estadual nº 11.173/2020 que regulamentou o mercado livre de gás natural no Espírito Santo e reduziu o volume para enquadramento do consumidor livre 10 mil m³/dia). Além disso, em agosto de 2020 a ESGÁS abriu chamada pública para aquisição de novos supridores de gás natural trazendo maior competitividade no fornecimento da molécula.

Geração de renda e emprego para o Espírito Santo

O Novo Marco do Gás Natural representa uma modernização do setor no Brasil com iniciativas para o aprimoramento regulatório voltadas para a promoção da concorrência, aumento da produção interna de gás natural e perspectivas de aumento dos investimentos em infraestrutura. Com a aprovação do Novo Marco do gás natural, espera-se que o início do compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural incentive a conexão de diversos projetos, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura.

Dessa forma, é esperado importantes investimentos em infraestrutura e aumento da demanda de gás, contribuindo para a geração de renda e emprego no Espírito Santo. O total de investimento previsto é de R\$ 11,39 bilhões e o aumento de demanda de, aproximadamente, 287,0 MMm³, o que pode representar um aumento de venda de gás natural de R\$ 263,0 milhões.

Estimativa de investimento

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica as perspectivas de expansão do setor de energia no Brasil com uma estimativa total de R\$1,9 trilhão em investimentos nos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis no horizonte de 2020-2029.

Em particular, no setor de gás natural o valor esperado é de R\$ 33 bilhões

para o mesmo período, sendo R\$ 17,1 bilhões em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e Terminais de GNL e R\$ 15,7 bilhões em gasodutos de escoamento e transporte. Espera-se que esse montante seja oriundo principalmente após a aprovação do novo marco regulatório do setor, em tramitação no Senado Federal.

O PDE utilizou dois outros planos como balizador das propostas para o setor de gás natural: o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG).

Entre os diferentes projetos indicados nos planos, o Espírito Santo possui previsão de 5 novos projetos e um total de R\$ 11,09 bilhões de investimentos no horizonte de 10 anos (2019-2029), tabela 3.

O valor representa 33,6% do total indicado para o Brasil com a aprovação do novo marco regulatório do setor.

Entre os projetos, consta a previsão da instalação de um novo gasoduto de escoamento ligando a produção dos campos do Pré-Sal no Espírito Santo até a UPGN do Porto Central, também inclusa como indicativo de investimento no documento. O gasoduto da Rota 6A possui investimento total estimado de R\$ 2,5 bilhões e vazão de 12 milhões de m³/d. Já a UPGN possui investimento total estimado de R\$ 2,6 bilhões e capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás natural.

Já para os campos em desenvolvimento no Pós-Sal, há a previsão de duas rotas alternativas para a construção de novos gasodutos de escoamento em estudo, estimando um valor de investimento de R\$ 3,1 bilhões para cada rota. A Rota A foi projetada para ligar a Bacia do Espírito Santo ao Porto Imetame/ES localizado no município de Aracruz, com estrutura para movimentar 12 milhões de m³/d o gás natural úmido. No porto, há a previsão de construção de uma UPGN com um investimento indicado de R\$ 2,6 bilhões e capacidade de processamento de 12 milhões de m³/d de gás natural. Já a Rota B, ligaria a Bacia do Espírito Santo à UPGN existente em Cacimbas, no município de Linhares e foi projetada para uma vazão de 12 milhões de m³/d. A UPGN indicativa de Cacimbas para essa nova rota teria um investimento de R\$ 2,6 bilhões.

Com relação aos investimentos indicativos para a construção de gasodutos de transporte, o plano prevê a construção do Gasoduto Porto Central – GASCAV/ES localizado ao sul do estado. Este projeto tem por objetivo conectar uma possível oferta de gás proveniente de um

terminal de regaseificação flutuante de GNL no município de Presidente Kennedy ao gasoduto GASCAV, que interliga Cabiúnas e Vitória. O projeto prevê um investimento total de R\$ 288,2 milhões e considera um duto com vazão máxima igual a 14 MMm³/dia, e um investimento total de R\$ 288,2 milhões. A tabela 3 apresenta um resumo dos investimentos em infraestrutura estimados para o Espírito Santo no horizonte 2019-2029¹⁹ pela EPE.

Além dos projetos previstos pela EPE, a nova empresa de distribuição de gás natural no estado, a ES Gás, anunciou que pretende investir para os próximos 10 anos o total de R\$ 300 milhões em infraestrutura de distribuição e aumentar de 60 mil para 100 mil o número de clientes, com destaque para a expansão do consumo residencial.

Dentre os investimentos, a empresa destaca a construção de um gasoduto de transporte de 28 km, conectando a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC) localizada na costa de Linhares até a região industrial do município, eliminando o transporte do gás comprimido em carretas. Os investimentos anunciados são de R\$ 40 milhões e o gasoduto terá capacidade de escoar 200 mil m³/dia com a previsão de operar para o início de 2022 (tabela 2).

O valor total dos investimentos previstos para o Espírito Santo no período 2019-2029, considerando as informações divulgadas pela EPE e pela ES Gás é de R\$ 11,39 bilhões.

Tabela 3. Investimentos em infraestrutura previstos para o período de 2019-2029

Classificação	Indicativos EPE		Indicativos ES GÁS		Total
	Projetos	Valor total (R\$ bilhões)	Projetos	Valor total (R\$ bilhões)	Valor total (R\$ bilhões)
Gasodutos de Escoamento (A)	2	5,6	-	-	5,6
Bacia de Campos – Porto Central (Rota 6a)	1	2,53	-	-	2,53
Bacia Espírito Santo: alternativas Rota A (Porto Imetame) ou Rota B (UPGN Cacimbas)	1	aprox. 3,1*	-	-	aprox. 3,1*
Gasodutos de Transporte (B)	1	0,29	-	-	0,29
Porto Central – GASCAV/ES	1	0,29	-	-	0,29
UPGNs (C)	2	5,2	-	-	5,2
Porto Central (Rota 6a)	1	2,6	-	-	2,6
Espírito Santo-Mucuri (Rota A ou B)	1	2,6	-	-	2,6
Gasodutos de Distribuição (D)	-	-	-	0,3	0,3
Gasoduto Linhares	-	-	1	0,04	0,04
Demais projetos	-	-	-	0,26	0,26
Total = A + B + C + D	-	-	-	-	11,39

*Para o gasoduto da Rota ES-Mucuri existem dois projetos alternativos, portanto, apenas considera-se o valor de execução de um deles no valor total de investimentos.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – EPE. Elaboração Ideies/Findes.

¹⁹Ressalte-se que os valores de investimentos em gasodutos de escoamento, UPGNs e gasodutos de transporte podem sofrer alterações.

Impactos socioeconômicos

O total de investimentos indicados para o Espírito Santo com a aprovação do novo marco regulatório do setor de gás natural possui forte capacidade de gerar aumento de renda e emprego no Espírito Santo para os próximos anos. Para medir esse impacto, foi calculado o efeito no Produto Interno Bruto (PIB), na geração de empregos e na arrecadação de impostos através de dois choques na Matriz Insumo Produto (MIP)¹¹.

O primeiro choque refere-se ao impacto gerado na expansão de investimentos e o segundo através do aumento da demanda de gás natural proveniente da queda do preço do insumo.

Impactos socioeconômicos com o aumento dos investimentos

O montante de R\$ 11,39 bilhões em investimentos em infraestrutura do setor de gás natural poderá ser efetivado em um horizonte de 10 anos (2019-2029). Como estes investimentos em infraestrutura normalmente ocorrem com etapas distintas, espera-se que o valor executado em um determinado ano possa variar para um nível maior, 20%, ou ainda menor como 5% do total gerando, portanto, impactos anuais maiores ou menores para a economia do Espírito Santo. Para melhor adequar o choque na matriz, foi assumido três cenários para a divisão do valor do investimento:

- **Cenário 1:** considera que o equivalente a R\$ 0,6 bilhão (5%) seria aplicado no ano t1
- **Cenário 2:** considera que o equivalente a R\$1,1 bilhão (10%) seria aplicado no ano t1
- **Cenário 3:** considera que o equivalente a R\$ 2,3 bilhões (20%) seria aplicado no ano t1

Em seguida, o cálculo do impacto é feito com a imputação do valor do investimento previsto para um ano no setor de Extração de petróleo e gás na Matriz de Absorção de Investimentos (MAI), o que resulta nos valores que serão demandados diretamente de outros setores, ou seja, aqueles que receberão um choque na Matriz de Insumo Produto (MIP) do Espírito Santo.

Como resultado, observa-se que, em decorrência de novos investimentos no setor de petróleo e gás o setor mais demandado (onde se compra) é o de fabricação de produtos de metal, máquinas e equipamentos. Além deste, o choque de investimento na MIP atingirá diretamente o comércio por atacado e a varejo e os setores de fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, peças e outros equipamentos de transporte, fabricação de produtos da madeira móveis e indústrias diversas, assim como a construção civil, o setor de transporte, as atividades imobiliárias e as atividades profissionais, científicas e técnicas. Com a aplicação dos investimentos em infraestrutura para o setor de gás natural no Espírito Santo espera-se um impacto direto nos oito setores citados, que por sua vez gerarão compras em outros setores e impactos indiretos na MIP do estado, resultando em crescimento do PIB, da arrecadação de impostos e geração de empregos. Na tabela 4, além dos impactos gerados a cada ano de execução dos investimentos para o PIB, a geração de empregos e aumento dos impostos do Espírito Santo, também estão detalhados os impactos nos setores que recebem os maiores choques diretos em decorrência do investimento no setor de petróleo e gás natural.

¹¹A versão da Matriz de Insumo-Produto (MIP) do ES - 2015 foi disponibilizada pelo Instituto Jones do Santos Neves (IJSN) em junho de 2020.

Tabela 4. Impactos econômicos dos investimentos no setor de gás natural do Espírito Santo por ano

Variáveis selecionadas	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
PIB total (milhões de R\$)	521,9 (+0,5%)	956,9 (+0,1%)	2.000,8 (+1,7%)
<i>Fabricação de produtos de metal, máquinas e equipamentos</i>	209,5	384,1	803,2
<i>Comércio por atacado e a varejo</i>	173,5	318,1	665,0
<i>Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, peças e outros equipamentos de transporte</i>	7,3	13,3	27,8
<i>Outros setores</i>	131,7	241,4	504,7
Empregos totais	8.735 (+0,4%)	16.014 (+0,8%)	33.484 (+1,7%)
<i>Fabricação de produtos de metal, máquinas e equipamentos</i>	2.865	5.252	10.982
<i>Comércio por atacado e a varejo</i>	3.717	6.815	14.250
<i>Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, peças e outros equipamentos de transporte</i>	138	253	528
<i>Outros setores</i>	2.015	3.694	7.724
Impostos totais (milhões de R\$)	34,9 (+0,5%)	64,0 (+0,8%)	133,8 (+1,7%)
<i>ICMS</i>	17,0	31,2	65,2
<i>Outros impostos</i>	17,9	32,8	68,7

*Variações calculadas com base nos dados da MIP de 2015.
Fonte: Elaboração Ideies/Findes.

Impactos socioeconômicos com o aumento da demanda de gás natural

Com a aprovação do novo marco regulatório do setor, espera-se que uma maior oferta de gás natural seja viabilizada e, desta forma, ocorra uma queda no preço do insumo. Segundo o Governo Federal, o preço do gás natural na costa brasileira para grandes projetos industriais é de US\$ 14/MMBtu. As estimativas da equipe econômica do governo é que esse preço seja reduzido

algo em torno de US\$ 6 a US\$ 7 MM/Btu¹². A justificativa é que com o acesso às infraestruturas do setor de gás natural, provocaria a atração de novos ofertantes da molécula de gás no cenário nacional. Esta redução pode colocar o Brasil em uma posição mais competitiva em relação ao custo do gás natural para a indústria, se aproximando do preço médio do gás natural para consumidores industriais em países da Europa que foi de US\$ 8,84 /MMBtu em 2018.

¹²<https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/notas-tecnicas/2019/nota-tecnica-conjunta-rumo-novo-mercado-gas>

Considerando essa possibilidade de redução do custo do gás natural para a indústria brasileira nos próximos anos, foi simulado o impacto da queda de 40% no preço médio do gás natural para consumidores industriais do Espírito Santo e o impacto no aumento da demanda pelo insumo. A primeira etapa do cálculo do aumento da demanda considerou a razão entre o volume médio (MMm³) demandado e o preço médio (US\$/MMBtu) entre 2009-2019 para mensurar a elasticidade-preço da demanda, ou seja, a resposta esperada de variação percentual na quantidade demandada dada uma variação percentual do preço¹³.

A queda de preço médio do gás de 40% pode gerar um aumento de volume demandado estimado em 287,0 MMm³, o que representa um choque de R\$ 263,0 milhões no setor.

O resultado do choque de demanda por gás natural no setor de extração de petróleo e gás poderá gerar impactos econômicos significativos que são apresentados na tabela 5.

Tabela 5. Impactos da alteração de demanda no setor de gás natural após redução do preço

Variáveis selecionadas	Resumo dos impactos
PIB total (milhões de R\$)	192,9 (+0,2%)
<i>Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio</i>	118,0
<i>Comércio por atacado e a varejo</i>	15,1
<i>Atividades profissionais, científicas e técnicas</i>	14,7
<i>Transporte</i>	12,5
<i>Outros setores</i>	32,6
Empregos totais	1.869 (+0,1%)
<i>Atividades profissionais, científicas e técnicas</i>	543
<i>Comércio por atacado e a varejo</i>	324
<i>Transporte</i>	236
<i>Outros setores</i>	691
Impostos totais (milhões de R\$)	16,9 (+0,2%)
<i>ICMS</i>	5,7
<i>Outros impostos</i>	11,2

Fonte: Elaboração Ideies/Findes.

¹³O volume demandado não depende apenas de um comportamento do preço, mas também de outras variáveis macroeconômicas e setoriais. O cálculo realizado pelo Ideies utilizou o método MQO para estimar a elasticidade-preço utilizando a série 2009-2019 devido a variações muito bruscas do volume demandado de gás no ES neste período, principalmente entre 2015 e 2016.

Este estudo dos impactos econômicos para o Espírito Santo no contexto da expectativa de aprovação do Novo Marco Regulatório do Gás Natural demonstra que essa medida tem grande importância. Primeiro porque a aprovação pode gerar um aumento de demanda significativo de 287,0 MMm³ no setor quase imediato, dado a demanda reprimida, o que impactaria o PIB estadual com uma renda adicional de R\$192 milhões e

1.869 empregos. Além disso, considerando o horizonte de longo prazo para o setor, a aprovação dessa medida pode destravar um potencial de investimento previsto que alcança R\$11,4 bilhões e com perspectiva de gerar impactos econômicos, no cenário moderado, que alcançam acréscimo de R\$956,9 milhões para o PIB e mais de 16 mil empregos por ano.

Ações para o Espírito Santo destravar o mercado

O setor de Petróleo e Gás Natural foi apontado como um dos 17 Setores Portadores de Futuro para o Espírito Santo. Diante da relevância da cadeia de P&G para a economia capixaba, 75 especialistas do setor construíram coletivamente uma agenda de trabalho em prol do desenvolvimento desta área no estado: a Rota Estratégica de Petróleo e Gás Natural, que faz parte do projeto Indústria 2035 da Findes.

A visão de futuro traçada pelos especialistas dessa indústria é a de que o Espírito Santo seja reconhecido globalmente no setor de P&G. O planejamento estratégico para o setor capixaba contribuirá para o seu desenvolvimento nos próximos anos. Para a finalidade desse documento, foram selecionadas as ações que foram direcionadas para o setor de gás natural e que estão alinhadas na formação de um mercado aberto, dinâmico e competitivo.

Tabela 6. Ações da Rota Estratégica de Petróleo e Gás Natural direcionadas para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo

Fator Crítico	Ações	MME	ANP	Governo Estadual	ARSP	Findes
Infraestrutura e logística	Avaliação de viabilidade técnico-econômica para a construção de terminais de regaseificação em pequena escala no interior do estado			X		
Infraestrutura e logística	Elaboração de estudo de viabilidade técnico-econômica para instalação de facilidades para operar com GNL (estocagem, liquefação, regaseificação)			X		
Infraestrutura e logística	Facilitação do acesso à rede de gasodutos aos players do mercado		X			
Infraestrutura e logística	Levantamento dos gargalos de infraestrutura da indústria do GN no estado					X
Infraestrutura e logística	Mapeamento do potencial volumétrico de petróleo e gás onshore no estado, bem como análises de custo e infraestrutura para produção	X				
Infraestrutura e logística	Mapeamento dos entraves e elaboração conjunta de estratégias para viabilização e construção da Imetame Logística Porto			X		

Infraestrutura e logística	Realização de estudo de viabilidade técnico-econômica para a ampliação da rede de gasodutos de transporte no estado		x			
Infraestrutura e logística	Ampliação da rede de gasodutos de distribuição em distritos industriais				X	
Infraestrutura e logística	Criação de um polo industrial de consumo intensivo de energia a fim de otimizar a infraestrutura de GN			X		
Infraestrutura e logística	Viabilização e construção do gasoduto interligando a Bacia de Campos e o Porto Central	X				
Infraestrutura e logística	Viabilização da construção de uma infraestrutura de escoamento de GN interligando a Bacia do Espírito Santo (blocos arrematados na rodada 11º e 14º) e uma Unidade de Tratamento de Gás (UTG)	X				
Infraestrutura e logística	Ampliação da capacidade de regaseificação e liquefação do GN no estado		X			
Política de Estado	Adoção de práticas com maior transparência na regulação do GN no estado				X	
Política de Estado	Ampliação de linhas de financiamento para infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de GN			X		
Política de Estado	Aprimoramento da legislação e regulação estadual do setor em consonância com o Novo Mercado do Gás			X	X	
Política de Estado	Articulação pela transparência do preço da molécula do GN				X	
Política de Estado	Ampliação de linhas de financiamento para geração de energia elétrica proveniente do GN por meio de microturbinas			X		

Política de Estado	Atualização de regras para o acesso à infraestrutura de distribuição				X	
Política de Estado	Criação de uma regulamentação específica e simplificada para a exploração e produção onshore		X			
Política de Estado	Aprimoramento de um ambiente regulatório que permita estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica			X		
Política de Estado	Fortalecimento da Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo			X	X	
Política de Estado	Monitoramento das regulações de acesso à infraestrutura de logística e distribuição de derivados					X
Política de Estado	Monitoramento das atividades relacionadas ao Novo Mercado do Gás					x
Política de Estado	Regulação do mercado livre, a partir de diretrizes federais, de modo a tornar eficaz a atuação de consumidores livres, comercializadores, autoprodutores e autoimportadores			x		
Política de Estado	Garantia da diversificação dos agentes no carregamento de GN	x				
Política de Estado	Promoção de debate a respeito da integração do GN na matriz energética	x				
Política de Estado	Promoção do diálogo a respeito de novos investimentos em gasodutos de distribuição e sua precificação					x
Política de Estado	Revisão do consumo mínimo de GN para classificação de consumidor livre			x		
Política de Estado	Separação dos agentes responsáveis pelas atividades de distribuição e comercialização de GN			x		

Política de Estado	Adoção de medidas para fomentar a expansão do volume de operações de comercialização do GN no estado			x		
Política de Estado	Formalização de convênios com estados vizinhos para a consolidação da concorrência do mercado de GN			x		
Mercado	Atração de investimento para a construção do polo de gás químico			x		
Mercado	Avaliação dos mecanismos para a redução da tarifa do GN do estado				x	x
Mercado	Viabilização do mercado livre de GN, com a autorização dos consumidores livres de revenderem o GN a terceiros			x		
Mercado	Realização de estudo das melhores alternativas de monetização do GN					x
Mercado	Fomento da expansão da oferta de GN no estado para a redução da capacidade ociosa de processamento na Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC) e na Unidade de Tratamento de Gás (UTG) Sul Capixaba			x		x
Mercado	Criação da Câmara de Comercialização do Gás Natural na Agência Estadual de Serviços Públicos				x	
Mercado	Regulamentação da atividade de estocagem subterrânea de GN sob regime de concessão	x				
Infraestrutura e logística	Mapeamento das indústrias de consumo intensivo de energia e avaliação da sua matriz energética					x
Política de Estado	Adequação da infraestrutura e capacitação do quadro de servidores da Agência de Regulação de Serviços Públicos				x	
Total de ações		6	4	17	10	7

Fonte: Rota Estratégica de Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo
Elaboração: Ideies/Findes

Considerações finais

A oferta total de gás natural no Brasil, em 2019, foi de 32,0 bilhões de m³. A oferta nacional foi de 22,1 bilhões de m³ e a oferta através da importação foi de 9,9 bilhões de m³. A oferta nacional foi resultado da produção nacional total (44,7 bilhões de m³) descontada a reinjeção (15,8 bilhões de m³), a queima e perda (1,6 bilhão de m³) e a utilização na própria atividade de exploração e produção (5,2 bilhões de m³). Já a importação foi oriunda do gás natural via gasodutos (6,8 bilhões de m³) e da importação de Gás Natural Liquefeito (3,1 bilhões de m³).

Do lado da demanda, em 2019, a compra de gás natural no Brasil foi de 23,2 bilhões de m³. O consumo nacional cresceu em média anual 2,6% entre os anos de 2010 e 2019. No Espírito Santo, o volume consumido teve queda de 10,7% em 2019, comparado com 2018, alcançando o consumo de 897,9 milhões de m³ de gás natural. O Espírito Santo é o 9º estado consumidor, com 3,9% do consumo nacional. O Rio de Janeiro foi o estado com maior volume de gás consumido (25,5%), seguido de São Paulo (24,9%) e Pernambuco (7,5%).

O número de clientes conectados à rede foi de 3,7 milhões de consumidores no Brasil. No Espírito Santo, o número total de clientes alcançou 60,8 mil conexões. O estado é o terceiro com maior número de clientes, atrás apenas de São Paulo (2,1 milhões de clientes) e Rio de Janeiro (1,0 milhão de clientes).

Com a aprovação do Novo Marco do Gás Natural, espera-se uma modernização do setor no Brasil com iniciativas para o aprimoramento regulatório voltadas para a promoção da concorrência, aumento da produção

interna de gás natural e perspectivas de aumento dos investimentos em infraestrutura. O compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural poderá incentivar a conexão de diversos projetos, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura.

Para o Espírito Santo, espera-se que ocorra investimentos da ordem de R\$ 11,39 bilhões. O impacto socioeconômico dessas quantias pode representar um aumento de R\$ 521,9 milhões no PIB, a criação de 8.735 postos de trabalho diretos e indiretos e R\$ 34,9 milhões em aumento de arrecadação de impostos para o cenário 1 (considera que 5% seria aplicado no ano t1). Já no cenário 2, que considera que 10% seria aplicado no ano t1, estima um aumento de R\$ 956,9 milhões no PIB, a criação de 16.014 postos de trabalho diretos e indiretos e R\$ 64,0 milhões em aumento de arrecadação de impostos. Por fim, no cenário 3 (considera que 20% seria aplicado no ano t1) espera um aumento de R\$ 2,0 bilhões no PIB, a criação de 33.484 postos de trabalho direto e indiretos e R\$ 133,8 milhões em aumento de arrecadação.

Além disso, espera-se que o aumento de R\$ 263,0 milhões no consumo de gás natural, proveniente da redução do preço do insumo, possa ter um impacto de 192,9 milhões no PIB, gerar 1.869 novos postos de trabalho e aumentar em 16,9 milhões a arrecadação de impostos.

O presente estudo buscou apresentar os elementos centrais para compreensão de como o mercado de Gás Natural pode ser um vetor de desenvolvimento econômico no Estado do Espírito Santo.

Glossário

A

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): órgão regulador do mercado de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, com exceção da regulação de distribuição do gás natural, cuja esfera é estadual.

Agência de Regulação de Serviços Públicos no Espírito Santo (ARSP): órgão regulador estadual que tem por finalidade, regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado do Espírito Santo, os serviços públicos de saneamento básico, infraestrutura viária com pedágio, energia elétrica e gás natural, passíveis de concessão, permissão ou autorização.

B

BTU: abreviação de British Thermal Unit. Unidade inglesa de medida de energia térmica, equivalente a 1.055056×10^3 J. Símbolo = Btu. Um Btu é definido como a quantidade de energia necessária para elevar a temperatura de uma libra de água de 39°F para 40°F.

Bacia sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não.

Barril de óleo equivalente (boe): barril de óleo equivalente (1.000 m³ de gás \approx 6,28981 bbl) - medida que soma os volumes de produção de óleo e de gás.

Bloco Exploratório: áreas delimitadas geograficamente referentes à uma bacia sedimentar, onde se desenvolvem atividades de exploração de petróleo e gás natural.

C

Campos de petróleo: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. (Fonte: Lei nº 9.478, de 6/8/1997).

Campos em desenvolvimento: etapa da exploração e produção de um campo em que são construídas as instalações necessárias para a produção de petróleo e/ou gás natural.

Concessão: modalidade de delegação de uma atividade econômica pelo poder público, geralmente mediante processo concorrencial, a um agente econômico que comprove capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. No Brasil, o contrato administrativo de delegação é feito pela ANP, que outorga a empresas o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território brasileiro.

Concessionário: empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional.

F

Floating Compressed Natural Gas (FCNG): tecnologia para a viabilizar a monetização do gás natural. Consiste em comprimir o gás de origem offshore via Gás Natural Comprimido e posterior monetização.

Floating Liquefied Natural Gas (FLNG): tecnologia para a viabilizar a monetização do gás natural. Consiste em liquefação do gás de origem offshore via Gás Natural Liquefeito e posterior monetização.

Floating Gas to liquids (FGTL): tecnologia para a viabilizar a monetização do gás natural. Consiste na conversão do gás natural em petróleo sintético ou líquidos de alta qualidade.

G

Gás Natural: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou galíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. (Fonte: Resolução ANP nº 41, de 5/11/2013).

Gás Natural Liquefeito: refere-se ao gás natural no estado líquido obtido mediante processo de criogenia a que foi submetido e armazenado em pressões próximas à atmosférica. (Fonte: Resolução ANP nº 41, de 5/11/2013).

Gás Liquefeito de Petróleo (GLP): refere-se ao conjunto de hidrocarbonetos com três ou quatro átomos de carbono (propano, propeno, butano e buteno), podendo apresentar-se isoladamente ou em mistura entre si e com pequenas frações de outros hidrocarbonetos, conforme especificação da ANP. (Fonte: Resolução ANP nº 51, de 30/11/2016). Popularmente conhecido como gás de cozinha.

Gás Natural associado: Gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás. (Fonte: Resolução ANP nº 17, de 18/3/2015).

Gás Natural Comprimido (GNC): Gás natural processado e condicionado para o transporte em cilindros ou ampolas à temperatura ambiente e pressão próxima à condição de mínimo fator de compressibilidade. (Fonte: Resolução ANP nº 41, de 5/11/2013).

Gás natural não-associado: Gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado. (Fonte: Resolução ANP nº 17, de 18/3/2015).

Gasodutos de escoamento: gasodutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação (MME).

Gasodutos de transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput do art. 2º da Lei nº 11.909/2009, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal. (Fonte: Resolução ANP nº 50/2011).

Gasodutos de distribuição: gasodutos que permitem os estados exercer o monopólio constitucional da distribuição e da comercialização de gás natural através de empresas de distribuições. Área destinada a regulação estadual (CF/1988).

Gas to Wire (GTW): tecnologia para a viabilizar a monetização do gás natural. Consiste na geração de energia elétrica a partir do gás natural no local do projeto, ou da cogeração (geração conjunta de dois tipos de produtos, como energia térmica e energia elétrica).

Gas to Liquids (GTL): tecnologia para a viabilizar a monetização do gás natural. Consiste na produção de petróleo sintético ou líquidos combustíveis.

H

Hidrocarboneto: composto químico constituído apenas por átomos de carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

L

Lavra: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação.

M

Molécula de Gás Natural: Ver Gás Natural.

Margem de distribuição: refere-se a parcela do preço do gás natural que visa remunerar tanto o serviço de distribuição como de comercialização, bem como os investimentos na expansão da rede de gasodutos.

Matriz de Absorção de Investimentos (MAI): instrumento que contém informações sobre a demanda de diferentes ativos de capital fixo por parte dos setores da economia de origem nacional e estrangeira.

Matriz de Insumo Produto (MIP): instrumento que apresenta os fluxos de bens e serviços entre os setores da economia e registra os encadeamentos do sistema econômico de um país ou região.

O

Offshore: ambiente marinho e zona de transição terra-mar ou área localizada no mar.

Onshore: ambiente terrestre ou área localizada em terra.

P

Poço de petróleo: perfuração na superfície terrestre utilizada para produzir petróleo e/ou gás natural.

Poço produzindo: poço operando como produtor de hidrocarbonetos.

Poço produzindo e injetando: poço operando simultaneamente produzindo hidrocarbonetos e injetando fluidos (em intervalos distintos).

Poço retirando gás natural estocado: poço operando para a retirada de gás natural de um reservatório de estocagem.

Poder concedente: instância que concede os serviços públicos para a concessão de uma concessionária.

Pós-sal: refere-se a camada do subsolo que se encontra acima da camada de sal situada alguns quilômetros abaixo do leito do mar.

Pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Produção de Petróleo e gás: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

Q

Queima de gás natural: refere-se a parcela do gás natural produzido que é queimado. O motivo da queima pode ser a segurança da plataforma, no início da operação da plataforma ou ainda em paradas para manutenção, assim como situações temporárias de emergência ou de limitações operacionais. A queima é restrita e fiscalizada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de acordo com a resolução nº 806 de 17 de janeiro de 2020.

R

Reinjeção: operação de injeção em um reservatório de um fluido, líquido ou gás, previamente produzido do mesmo ou de outro reservatório. (Fonte: Dicionário do petróleo em língua portuguesa).

S

Substitutivo: projeto de lei apresentado com o objetivo de substituir um outro projeto do mesmo assunto em tramitação.

T

Terminais de GNL: instalação utilizada para a liquefação de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e tanques de estocagem temporária necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega do gás natural à malha dutoviária ou a outros modais de transporte. (Fonte: Resolução ANP nº 50/2011).

U

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's): Instalação industrial que objetiva separar as frações existentes no gás natural. O conceito de UPGN abrange as instalações isoladas destinadas ao ajuste do ponto de orvalho, conhecidas como DPP ("Dew Point Plant") ou UAPO (Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho), bem como as destinadas ao tratamento do gás natural e à recuperação e estabilização de condensados de gás natural, mas sem incluir as instalações de processamento primário de gás natural destinadas ao preparo para a movimentação do gás natural produzido nos campos produtores. (Fonte: Resolução ANP nº 17/2010).

Unidade de Produção (Exploração e Produção): conjunto de instalações destinadas a promover a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluidos produzidos e movimentados num campo de petróleo e gás natural.

W

Wacc (Weighted Average Cost of Capital): representa o retorno mínimo que uma empresa deve obter sobre uma base de ativos existentes para satisfazer seus credores, proprietários e outros provedores de capital.

Referências

A PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, [s. l.], set. 2018.

BALANÇO entre demanda e oferta de gás natural no Brasil - 2011-2015. **ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, [s. l.], 20 jun. 2013.

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL: Destaques de fevereiro de 2020. **Ministério de Minas e Energia**, [s. l.], fev. 2020.

ESTUDO sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal. **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**, [s. l.], 20 mar. 2020.

IMPACTOS ECONÔMICOS DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL. **Confederação Nacional da Indústria - CNI, Brasília, 2019.**

MERCADO de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos: Gás Natural. **BNDES Setorial**, [s. l.], set. 2015.

MONETIZAÇÃO DE GÁS NATURAL ONSHORE NO BRASIL: NOTA TÉCNICA. **Empresa de Pesquisa Energética**, [s. l.], jul. 2020.

MONETIZAÇÃO DE GÁS NATURAL OFFSHORE NO BRASIL: NOTA TÉCNICA. **Empresa de Pesquisa Energética**, [s. l.], set. 2020.

NOTA TÉCNICA DEA 13/15: Demanda de Energia 2050. **Empresa de Pesquisa Energética**, [s. l.], jan. 2016.

PERSPECTIVAS do Gás Natural no Rio de Janeiro 2019-2020. **Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro**, [s. l.], 2019.

PNE2050: Plano Nacional de Energia. **Ministério de Minas e Energia: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético**, [s. l.], jul. 2020.

PROJETO DE LEI Nº 6.407, DE 2013: Apensado: PL nº 6.102/2016. **COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA**, [s. l.], 2013.

RESOLUÇÃO ANP Nº 40, DE 14.12.2009 - DOU 16.12.2009 – RETIFICADO DOU 18.12.2009. **AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS**, [s. l.], dez 2009.

RESOLUÇÃO ARSP Nº 038. **Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo**, [s. l.], 30 abr. 2020.

RESOLUÇÃO ARSP Nº 028, DE 25 DE ABRIL DE 2019. **Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo**, [s. l.], 25 abr. 2019.

RESOLUÇÃO Nº 16, DE 24 DE JUNHO DE 2019. **CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE**, [s. l.], 24 jun. 2019

RESOLUÇÃO Nº 806, DE 17 DE JANEIRO DE 2020. **DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO**, [s. l.], 17 jan. 2020.

RIO a todo gás: O papel estratégico do gás natural na retomada econômica do Brasil pós-Covid-19. **Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro**, [s. l.], jun. 2020.

FINDES | **IDEIES**
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

