

Mercado e alternativas de uso das Reservas de Gás não convencional

Coordenadores:

**Edmilson Moutinho dos Santos,
Hirdan Katarina de Medeiros Costa
Thiago Luis Felipe Brito**

Autores:

Thiago Luis Felipe Brito
Eduardo Pereira
Gabriela Soares de Faria
Gabriela Passos
Hirdan Katarina de Medeiros Costa
Kelly Cristinne Leite Angelim
Luis Gustavo Picolo
Matheus Rebelo Gomes Rodrigues
Paulo Negrakis Seabra
Rafael Luis Sacco
Rodrigo Pereira Botão
Edmilson Moutinho dos Santos



Copyright © 2021 Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina de Medeiros
Costa e Thiago Luis Felipe Brito

Todos os direitos desta edição reservados à Synergia Editora

Editor Jorge Gama

Editora assistente Isabelle Assumpção

Capa Equipe Synergia

Diagramação Flávio Meneghesso

Revisão Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Thiago Luis Felipe Brito e
Marilyn Mariano dos Santos

CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO
SINDICATO NACIONAL DOS EDITORES DE LIVROS, RJ

S237

Mercado e alternativas de uso das reservas de gás não
convencional no Brasil/ organizado por Edmilson Moutinho dos Santos,
Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Thiago Luis Felipe Brito. - 1. ed. -
Rio de Janeiro : Synergia, 2021
109 p. ; 16cm x 23cm.

Inclui bibliografia

ISBN: 978-65-86214-64-2

1. Economia. 2. Gás Natural - Brasil. 3. Gás Natural -
Legislação - Brasil. I. Santos, Edmilson Moutinho dos. II. Costa, Hirdan
Katarina de Medeiros. III. Brito, Thiago Luis Felipe.

CDD 333.7932

CDU 620.91



Livros técnicos, científicos e profissionais

Tel.: (21) 3259-9374 | ☎ (21) 97933-6580

www.synergiaeditora.com.br / comercial@synergiaeditora.com.br

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (através do Projeto Gasbras número 01.14.0215.00) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq – (Chamada Pública EncomendaConvênioFINEPn.01.14.0215.00SEI–01300.007195/2020-59).

Agradecemos igualmente o apoio do *Research Centre for Greenhouse Gas Innovation* - RCGI, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo FAPESP (Processo 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

AUTORES

Thiago Luis Felipe Brito

Eduardo Pereira

Gabriela Soares de Faria

Gabriela Passos

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Kelly Cristinne Leite Angelim

Luis Gustavo Picolo

Matheus Rebelo Gomes Rodrigues

Paulo Negrais Seabra

Rafael Luis Sacco

Rodrigo Pereira Botão

Edmilson Moutinho dos Santos

Por favor, citar esta obra como:

BRITO, T. L. F.; PEREIRA, E.; FARIA, G. S. DE; PASSOS, G.; COSTA, H. K. DE M.; ANGELIM, K. C. L.; PICOLO, L. G.; RODRIGUES, M. R. G.; SEABRA, P. N.; SACCO, R. L.; BOTÃO, R. P.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. Mercado e alternativas de uso das Reservas de Gás não convencional. 1a. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2021.

APRESENTAÇÃO

A produção de gás natural no país tem crescido consideravelmente nos últimos anos, influenciado pelo aumento da extração *offshore* do Pré-sal, entretanto uma parte da oferta de gás natural é importado da Bolívia ou adquirido através da regaseificação do GNL nos terminais existentes. Em torno de 70% do gás natural produzido no país é utilizado para reinjeção nos poços, como fonte energética do setor industrial e para a geração de energia elétrica. Neste cenário, este estudo pretende analisar o caso do Estado de São Paulo e compreender se o investimento na diversificação dos tipos de oferta de gás natural pode afetar a competitividade deste mercado. Neste sentido, foi calculado o efeito do aumento adicional da oferta de *shale gas* proveniente da Bacia do Paraná na concentração de mercado do referido Estado, comparando-a com cenários em que não existem esse tipo de produção. Utilizando-se dos índices de concentração de mercado e comparando-os entre um momento inicial de oferta e demanda e em cenários futuros distintos de oferta. Os resultados demonstraram que a situação em que se adiciona esta oferta levaria a maior diversificação do mercado de gás natural, ainda que este continue concentrado e não competitivo. Ainda, buscou-se analisar a viabilidade econômica da alternativa não convencional para a geração termelétrica no Brasil, através de um estudo de caso, com o intuito de determinar os valores de CAPEX e OPEX em três cenários diferentes de utilização da UTE de Uruguaiana, tendo como resultado a estimativa para a quantidade de fornecimento de gás natural necessária para esta usina a partir de recursos não convencionais. Adiante,

realizou-se uma análise comparativa, através da ferramenta de matriz SWOT, entre quatro fontes energéticas potenciais para a região Sul do Brasil, duas de origem fóssil não convencional e duas de origem biogênica. Como resultado observou-se que o *shale gas* da Formação Ponta Grossa da bacia do Paraná apresentou a maior quantidade de recursos disponíveis à curto e médio prazo. Ainda, o desenvolvimento da exploração de *shale gas* na região Sul do Brasil seria uma forma de aumentar a oferta de gás natural no mercado, diminuir a dependência da região pelo gás importado e diminuir os efeitos da flutuação cambial no preço final. Por fim, a inclusão das fontes energéticas gasosas no mercado de gás natural da região Sul do Brasil poderia contribuir para o desenvolvimento do mercado regional, aumentando a competitividade nos preços, diminuindo a dependência pelo gás natural importado, aumentando a produtividade da indústria local e impulsionando a produção de gás natural.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CTU	Central Térmica Uruguaiana
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FOB	<i>Free on Board</i>
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GASPAL	Gasoduto Rio de Janeiro/São Paulo
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GSA	<i>Gas Supply Agreement</i>
IHH	Índice de Herfindahl-Hirschmann

ISO	<i>Independent System Operator</i>
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i>
M	Mil
MM	Milhão
MME	Ministério de Minas e Energia
OEА	Organização dos Estados Americanos
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	<i>Operating Expense</i>
OTC	<i>Offshore Technology Conference</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PTI	Parque Tecnológico de Itaipú
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini
RSI	<i>Relative Strength Index</i>
SI	Sistemas Isolados
SIN	Sistema Interligado Nacional
TBG	Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
TCC	Termo de Compromisso de Cessação
TCQ	<i>Transportation Capacity Quantity</i>
TSB	Transportadora Sulbrasileira de Gás
UHE	Usina Hidrelétrica
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE	Unidade Termoelétrica
YPF	<i>Yacimientos Petrolíferos y Fiscales</i>
YPFB	<i>Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Gráfico do Perfil da Oferta de Gás Natural em Território brasileiro	3
Figura 2	Infraestrutura brasileira de gás natural	4
Figura 3	Rota do GASBOL.....	7
Figura 4	Volume de GN importado da Bolívia.	8
Figura 5	Balanço de gás natural no Brasil-2019.	15
Figura 6	Consumo de gás natural	20
Figura 7	Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020 por categoria	21
Figura 8	Consumo Estimado de Gás Natural no Brasil por Setor.....	21
Figura 9	Representação do processo de oferta de gás natural ao mercado a partir da produção bruta.....	24
Figura 10	Produção Nacional de Gás Natural.....	25
Figura 11	Perspectiva de oferta potencial nacional de gás natural (milhões de m ³ /dia).....	26
Figura 12	Segmentação da produção nacional.....	27
Figura 13	Terminais de GNL na Região Sudeste	35
Figura 14	Índice Herfindahl-Hirschmann total de mercado para os 4 cenários	38

Figura 15	Índice de Oferta Residual total de mercado para os 4 cenários.....	39
Figura 16	Curva do fluxo de produção por poço em mil m ³ /dia	45
Figura 17	Demanda de gás conforme os cenários (em milhões de m ³ por dia)	47
Figura 18	Número de poços perfurados ano a ano para manter o fornecimento de gás	48
Figura 19	Fluxo de caixa líquido acumulado	49
Figura 20	Fluxo de caixa livre líquido descontado	49
Figura 21	Reservas de Gás de Folhelho na Bacia do Paraná	56
Figura 22	Reservas de Metano de Carvão na Bacia do Paraná	63
Figura 23	Potencial de produção de biogás no Sul do Brasil por meio da suinocultura.....	68
Figura 24	Mapa da concentração da produção de arroz no Brasil.....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Dados de oferta utilizados na Pesquisa	35
Tabela 2	Resultados dos Índices.....	37
Tabela 3	Premissas adotadas para o cálculo de viabilidade econômica	44
Tabela 4	Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de gás de folhelho na Região Sul do Brasil.	61
Tabela 5	Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de gás metano de camada de carvão na Região Sul do Brasil.	66
Tabela 6	Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de biometano de substrato suíno na Região Sul do Brasil.	73
Tabela 7	Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de biometano de substrato de casca de arroz na Região Sul do Brasil.	78
Tabela 8	Potencial de produção de gás metano na região Sul do Brasil. ...	79

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	PANORAMA DO MERCADO DE GÁS BRASILEIRO	2
3	CONFIGURAÇÃO DA OFERTA DE GÁS NATURAL	3
3.1	Produção Nacional	4
3.2	Importações GASBOL	5
3.2.1	Pontos de atenção para renovação do contrato do GASBOL	9
3.3	Importações via GNL	13
4	CONFIGURAÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL	15
4.1	Industrial	16
4.2	Residencial	17
4.3	Geração Elétrica	19
4.4	Automotivo	22
4.5	Unidades de Processamento de Gás Natural	24
5	ENTRAVES LOGÍSTICOS E REGULATÓRIOS AOS PRODUTORES	27
6	COMPETIÇÃO NO MERCADO DE GÁS NATURAL	30
6.1	Metodologia	32
6.2	Resultados e Discussões	36

7 ESTUDOS DE CASOS	40
7.1 Estudo de caso Usina Termelétrica de Uruguaiana	40
7.1.1 UTE Uruguaiana	42
7.1.2 Metodologia	43
7.1.3 Resultados e Discussões	47
7.2 Análise Comparativa, via Matriz SWOT, de Fontes Energéticas Gasosas na Região Sul do Brasil	51
7.2.1 Metodologia	53
7.2.2 Recursos Energéticos Gasosos Não Convencionais no Sul do Brasil	54
7.2.2.1 Gás de Folhelho (Shale Gas)	55
7.2.2.2 Gás Metano de Camada de Carvão (Coalbed Methane)	61
7.2.3 Atividade Agropecuária na Região Sul do Brasil	66
7.2.3.1 Biogás de Substrato Suíno	67
7.2.3.2 Biogás de Casca de Arroz	74
8 CONCLUSÃO	80
REFERÊNCIAS	81

1 INTRODUÇÃO

O gás natural (GN) é constituído por uma mistura de hidrocarbonetos originada em formações geológicas porosas no subsolo, sendo o metano o seu principal constituinte. Em condições normais de pressão e temperatura, esse combustível fóssil encontra-se no estado gasoso e pode estar ou não associado ao petróleo em um mesmo reservatório (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002) e (ALEXOPOULOS, 2017).

O GN é considerado um combustível menos poluente em relação ao petróleo e ao carvão, dado a sua baixa emissão de dióxido de carbono e particulados por unidade de energia durante seu processo de queima. Alguns autores, como Alexopoulos (2017) e Zhang *et al.* (2016), afirmam que o consumo de GN tenderá ao aumento em todo o mundo nos próximos anos, não somente pelas suas vantagens ambientais, mas também pelo expressivo volume de recursos de gás natural disponíveis ao redor do planeta, pelas tecnologias de alta produtividade e pela melhoria no rendimento do consumo.

Trata-se de uma fonte energética contendo inúmeras possibilidades de uso. É utilizado tanto como matéria prima quanto para a geração de calor nas indústrias e como fonte de geração de eletricidade nas usinas termelétricas. No Brasil, a inserção do GN na matriz energética brasileira é relativamente recente, iniciado, de fato, no início da década de 1980. Em

2019, o GN teve uma participação relevante na matriz energética brasileira como a terceira maior fonte de energia primária.

Além das vantagens ambientais aqui citadas, as recentes descobertas de reservas de gás no polígono do Pré-sal, de formações não-convencionais e a política nacional recentemente anunciada para incentivar o consumo de gás na indústria são fatores que motivam um olhar atual sobre o atual cenário de oferta e demanda deste combustível no Brasil.

2 PANORAMA DO MERCADO DE GÁS BRASILEIRO

A inserção do gás natural no Brasil como fonte energética se iniciou apenas na década de 1980, tardiamente se comparado a outras fontes primárias. Fatores como o terceiro choque do petróleo e o aumento da produção na bacia marítima de Campos, no Rio de Janeiro, foram responsáveis pela expansão da oferta e do consumo de GN no país.

Anteriormente à década de 1980, o consumo de GN era, principalmente, restrito ao setor industrial. Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2019) mostram que as reservas provadas brasileiras saltaram de 16 bilhões de m³, na década de 1960, para

52 bilhões de m³ na década de 1980. Já em 2019, as reservas gasíferas no Brasil corresponderam a 370 bilhões de m³, sendo a 31^a maior reserva de gás provada do mundo (ANP, 2020A).

Desse volume total, aproximadamente 75% se encontra em áreas *offshore* e é predominantemente associado ao petróleo. Os demais 25% encontram-se em terra e são caracterizados como não associados ao petróleo (EPE, 2016). A participação do gás natural na matriz energética brasileira cresceu exponencialmente nos últimos 30 anos e, atualmente, se apresenta como uma importante alternativa energética para a indústria, comércio, residências, para a geração de energia e no transporte.

A matriz energética primária do Brasil, em 2019, mostra o GN como a terceira maior fonte primária de extração energética com uma participação de 12,5% de todas as fontes disponíveis. Em primeiro e segundo lugar aparecem, respectivamente, o petróleo e seus derivados (34,4%) e a biomassa de cana de açúcar (17,4%) (EPE, 2019a).

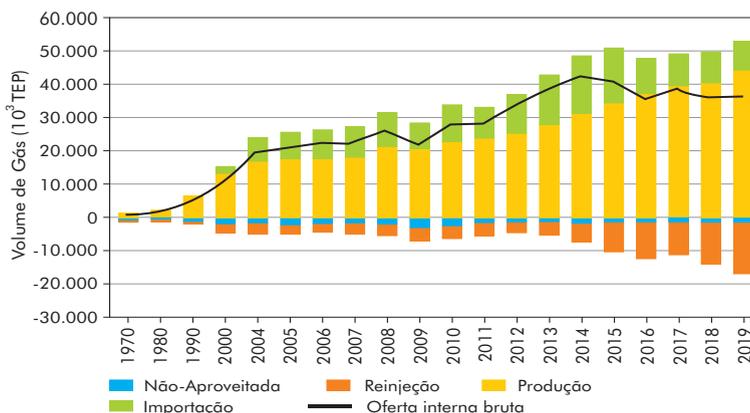
3 CONFIGURAÇÃO DA OFERTA DE GÁS NATURAL

Em 2019, a oferta total de GN no Brasil foi composta pela produção interna e pela importação do combustível, majoritariamente provindo da Bolívia, via Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), e provindo de outros países via GNL (Gás Natural Liquefeito), que chega ao Brasil através dos quatro terminais de regaseificação existentes no país. A Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I, no município de Barra dos Coqueiros, começou a operar em 2020, junto a instalação de regaseificação do GNL.

Com relação à produção, o Brasil produziu, em 2019, uma média 122,43 MMm³/dia (MME, 2021). Deste total, 56,5 MMm³/dia foi disponibilizado aos mercados domésticos. A diferença foi consumida nas áreas de produção do gás, reinjetada nos poços de origem, queimada ou perdida. Quanto à aquisição externa, o Brasil importou uma média de 27 MMm³/dia de GN em 2019, sendo 18,7 MMm³/dia providos pela Bolívia e 8,3 MMm³/dia importado via GNL, principalmente da Nigéria, Catar e Trinidad e Tobago (MME, 2021).

Uma evolução do perfil de oferta versus consumo pode ser observado na Figura 1, no período de 1970 até 2019. Os valores positivos indicam o volume total de gás disponível (produzido + importado), os valores negativos indicam a quantidade de gás que foi injetada ou não aproveitada (perdas) e a linha em azul indica a oferta interna bruta de gás natural (produzido + importado - injeção - perdas).

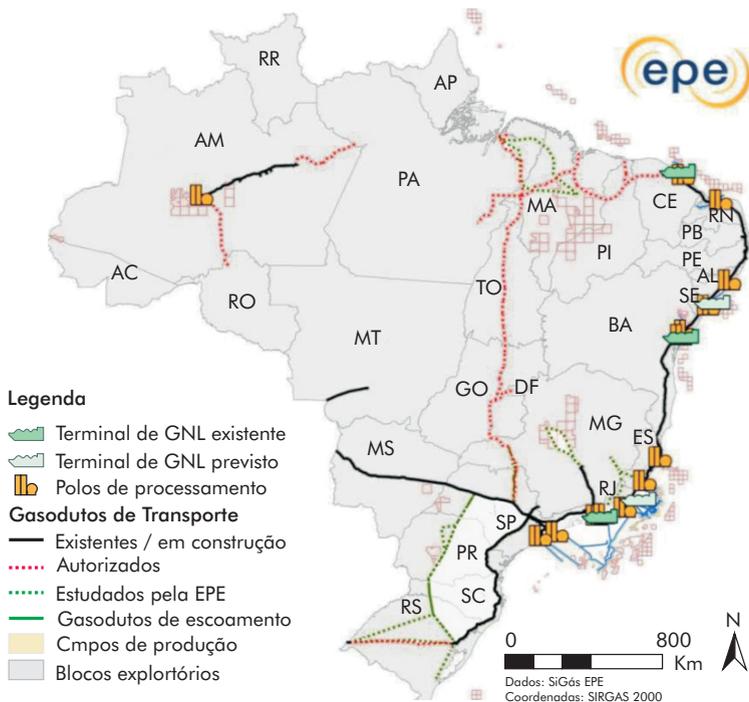
Figura 1 Gráfico do Perfil da Oferta de Gás Natural em Território brasileiro



Fonte: Elaboração própria, dados EPE (2020)

Para absorver a oferta de GN, o Brasil conta com uma infraestrutura composta de 15 UPGNs (Unidade de Processamento de Gás Natural), 4 terminais de regaseificação de GNL (localizados em Pecém/CE, na Baía de Todos os Santos/BA, Barra dos Coqueiros/SE e na Baía de Guanabara/RJ) e cerca de 9.400 km de extensão de gasodutos de transporte. A Figura 2 apresenta a localização dessa infraestrutura em território brasileiro.

Figura 2 Infraestrutura brasileira de gás natural



Fonte: EPE (2019).

3.1 Produção Nacional

No ano de 2020, a produção média de gás natural nacional atingiu o patamar de 127 milhões de m³ por dia, crescimento de 102,8% na comparação com o gás natural produzido no ano de 2010 (em torno de 62 milhões m³/d).

Quanto ao gás associado ao petróleo, o crescimento foi de 127% em comparação a 2010. Com o aumento nos últimos anos da exploração no campo do Pré-sal, o estado do Rio de Janeiro tornou-se o maior produtor de gás natural e responde por mais da metade da produção nacional, em seguida destacam-se na produção os estados de São Paulo e Amazonas.

Quanto às empresas produtoras, a Petrobras, como agente monopolista, responde por 92,5% da produção total de gás natural e a Eneva tem um percentual de participação de 5,7% (ANP, 2020).

Os últimos dados do Boletim de maio de 2021 da ANP que disponibiliza dados mensais da produção de gás registram que o aproveitamento do GN chegou próximo a 97,8%, onde 57,9 milhões de m³/d foram disponibilizados ao mercado, a queima do gás foi em torno de 2,9 milhões de m³/dia e os campos *offshore* produziram 83,1% da oferta total. Somente a produção do Pré-sal que possui 125 poços produziu 89,0 milhões de m³ de gás, com destaque para o campo de Tupi na Bacia de Santos que produziu em média 41,1 milhões de m³ de gás natural (ANP, 2021).

As instalações do Polo Arara, localizado na Bacia de Solimões (620 km da cidade de Manaus), foi o polo *onshore* que mais produziu gás natural, e contempla os campos de Arara Azul, Carapaúna, Rio Urucu, Sudoeste Urucu e Cupiúba, com um total de 32 poços, atingindo uma produção de aproximadamente 7 milhões de m³ por dia. A produção do campo de Arara Azul é enviada para a Unidade de Produção do Polo Arara, onde são tratados juntamente com a produção de outras concessões (ANP, 2021).

3.2 Importações GASBOL

No início da década de 1990, o plano do governo brasileiro de diversificar a sua matriz energética passou a considerar o gás importado da Bolívia nas diretrizes da política nacional, não somente por questões estratégicas e de segurança energética, em especial para geração de energia elétrica, em função da diminuição do potencial hidrelétrico na região Sul-Sudeste, principal centro de carga do país. Além disso, a opção pelo GN também foi incentivada por questões ambientais, que começavam a ganhar espaço nas discussões do governo e da sociedade naquele período (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002).

Como nesse período o Brasil ainda não havia desenvolvido uma produção interna sólida de GN, consolidou-se, nos anos de 1990, a opção de se importar o combustível da Bolívia, país vizinho que começava a anunciar descobertas de enormes reservas de GN. O gás boliviano surgiu, então, como a principal opção de suprimento ao Brasil.

Nesse contexto, após períodos de negociações entre os governos brasileiro e boliviano, inicialmente sem grandes avanços, um contrato de compra e venda de GN da Bolívia para o Brasil, chamado de GSA (*Gas Supply Agreement*), foi assinado em fevereiro de 1993, condicionado à obtenção de financiamentos que viabilizassem a construção de um gasoduto interligando as áreas produtivas da Bolívia ao mercado consumidor brasileiro (FUSER, 2011). Tal gasoduto foi denominado de GASBOL: Gasoduto Bolívia Brasil.

As obras de construção do GASBOL iniciaram-se em 1997 e foram finalizadas em 1999. Com uma capacidade nominal de transporte de 31 MMm³/dia, o GASBOL possui, ao todo, 3.150 km de extensão, sendo 557 km atravessados dentro da Bolívia e 2.593 km dentro do território brasileiro (TBG, 2021a).

Dentro do território boliviano, o GASBOL se origina na usina de *Rio Grande Natural Gas Plant*, pertencente a YPFB, localizada a 40 km de distância de Santa Cruz de La Sierra e, ao se adentrar no Brasil, o duto atravessa 136 municípios em seis estados da federação e termina na refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), da Petrobras, localizada na cidade de Canoas/RS (PETROBRAS, 2016). O traçado mais detalhado do GASBOL é apresentado na Figura 3.

O custo do projeto GASBOL foi equivalente a USD 2,1 milhões, sendo que 20% desse total (USD 435 milhões) correspondeu aos investimentos no lado boliviano e os USD 1,7 MM restante foram gastos no trecho brasileiro. Do total de recursos, 82% foram obtidos pela Petrobras, através de empréstimos de longo prazo junto a agências multilaterais e de crédito à exportação, e através de uma participação expressiva do BNDES (TORRES, 2002).

Em relação aos prazos iniciais do GSA, estabeleceu-se que a Bolívia forneceria GN para o Brasil por um período de 20 anos de contrato, portanto, até dezembro de 2019. Quanto as quantidades estabelecidas, o GSA previa o início de um fornecimento de 8 MMm³/dia de gás, passando para 16 MMm³/dia após 8 anos do início da vigência do contrato. Dez anos após o início da vigência até os dias finais, Brasil deveria importar uma média de 30 MMm³/dia da Bolívia (MOUTINHO DOS SANTOS, 2002; PASSOS, 1998).

Figura 3 Rota do GASBOL

Fonte: Petrobras (2016).

Em termos de preço, foi definido um valor base na entrada do gasoduto e ambas as partes concordaram que o preço do GN vendido para o Brasil seria reajustado periodicamente a partir dos preços de uma combinação de três tipos de óleo combustível no mercado internacional. Do volume máximo contratual, 80% corresponde uma cláusula *take-or-pay*, em que a Petrobras paga, utilizando ou não, o gás natural importado (PINTO JUNIOR *et al.*, 2016).

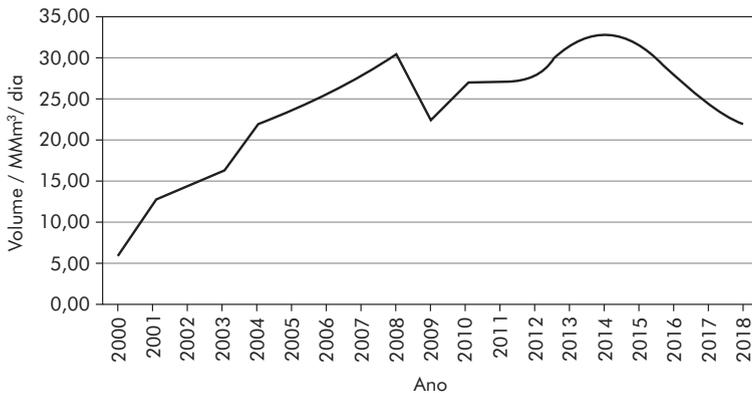
Quase 20 anos após o início do transporte ininterrupto de GN através do GASBOL, o gás boliviano foi essencial para a expansão de um mercado de gás em escala até então inexistente no Brasil. No início dos anos de 1990, a partição do gás na matriz energética primária brasileira era de apenas 2% (LAW e DE FRANCO, 1998). A partir de então, a crescente demanda brasileira pelo energético e a possibilidade de compra do gás boliviano foram importantes contribuintes para que a participação do GN na oferta total de energia primária no Brasil chegasse ao valor de 13% em 2017 (EPE, 2019a).

De acordo com Hage (2008), após a implantação do GASBOL, o Brasil incentivou largamente o consumo de GN na indústria, na geração elétrica

e no setor de transporte sem a necessidade imediata de se aumentar a produção interna *offshore*, considerada de maior custo. Além disso, sob a ótica da Petrobras, que se tornou o maior agente produtor de GN na Bolívia, tratava-se de promover efetiva política de internacionalização de atividades de Exploração e Produção (E&P), bem como adicionar capacidade produtiva relevantes em ativos *onshore* (diversificação importante para uma empresa que se mostrava crescentemente dependente de operações *offshore*). (HAGE, 2008)

A **Figura 4.** mostra a evolução do volume de gás importado da Bolívia desde o início da operação do GASBOL até 2018. Observa-se que as importações da Bolívia tiveram um crescimento médio anual composto (CAGR) de 17% entre 2000 e 2010.

Figura 4 Volume de GN importado da Bolívia.



Fonte: Santos Júnior, 2019

Em 2000, um ano após o início da operação comercial do GSA, o gás boliviano já correspondia a 26% da oferta brasileira total de GN. Em 2008, a capacidade nominal do GASBOL foi atingida pela primeira vez e o gás da Bolívia representou 50% da oferta brasileira líquida de GN.

Em 2014, o Brasil importou um volume recorde de GN da Bolívia de 33 MMm³/dia, ou seja, acima da capacidade nominal do duto e as importações corresponderam a 33% de toda a oferta brasileira de GN naquele ano. Porém, desde aquele ano, as importações de gás da Bolívia têm decrescido,

tentando emoldar-se as necessidades bem menos pujantes de um mercado consumidor estagnado por longo período de recessão econômica, bem como a chegada de mais gás doméstico a esse mesmo mercado de pouco vigor. Em 2020, o gás da Bolívia foi responsável por 23,3 % da oferta líquida de gás no Brasil (MME, 2021).

A área atendida pelo GASBOL no território nacional representa, aproximadamente, 50% do PIB brasileiro de 2018, abastece quatro usinas termelétricas e é entregue a sete distribuidoras que, juntas, atendem mais de 1,2 milhão de consumidores residenciais, 18 mil consumidores comerciais, 2 mil consumidores industriais e 590 estações de serviços de GNV (ANP, 2018).

Além de atender ao mercado consumidor brasileiro com, aproximadamente 30%, da oferta de GN, o GASBOL é considerado um dos maiores projetos de integração energética da América do Sul e essa integração construída pelo GASBOL possibilitou ganhos para ambos os países. Para a Bolívia, a exportação do gás ao Brasil permitiu ao país monetizar suas reservas, aumentar os investimentos no país e a relevância da indústria do gás natural nesse país. Para o Brasil, a disponibilização do gás boliviano contribuiu para o desenvolvimento de um mercado consumidor antes praticamente inexistente, o que colaborou para diversificação da matriz energética brasileira e, conseqüentemente, para aumentar a segurança de fornecimento energético do Brasil (EPE, 2017).

A expectativa do aumento da produção brasileira de GN nos campos do Pré-sal sugere um cenário futuro no qual o Brasil poderia se tornar autossuficiente na produção de gás, sem depender da importação do gás boliviano. Entretanto, os desafios descritos no capítulo anterior e detalhado por Santos Junior (2019) sugerem que a produção futura de GN no Brasil, ancorada principalmente pelos campos do Pré-sal, e a sua viabilidade comercial parecem ainda incertos. Tal incerteza fortalece a discussão sobre a opção da renovação do contrato de importação do gás boliviano, que se encerra, de fato, no final de 2019.

3.2.1 Pontos de atenção para renovação do contrato do GASBOL

Após quase 20 anos de fornecimento ininterrupto, o contrato de fornecimento de gás entre Brasil e Bolívia se encerrou, oficialmente, em dezembro

de 2019, mas se estende até dezembro de 2021. Com o término desse acordo, os dois países precisam tomar a decisão sobre a eventual renovação ou não do contrato de fornecimento de gás da Bolívia para o Brasil.

Porém, alguns pontos merecem ser observados com atenção pelos agentes públicos e privados interessados em uma renovação do GSA. Entre eles, enfatiza-se, principalmente, a atual divergência de ideologia política entre os governos brasileiro e boliviano. Fuser (2011) afirma que a adoção de medidas de nacionalização elaborada pelo governo boliviano, a partir de 2006, gerou uma série de preocupações pelo lado brasileiro quanto a riscos de uma interrupção no fornecimento de gás natural para o Brasil.

Naquele ano, o Presidente Evo Morales, líder do movimento Rumo ao Socialismo, assumiu o governo da Bolívia com uma proposta de nacionalização dos recursos energéticos internos, o que implicaria em mudança dos contratos com as petroleiras internacionais a fim de que o Estado boliviano pudesse auferir maiores rendas e obtivesse maior controle nas atividades petrolíferas no país.

A medida afetou todas as empresas multinacionais que atuavam naquele país, incluindo a Petrobras. Pelo decreto de nacionalização da produção de gás na Bolívia, a Petrobras vende as duas refinarias instaladas na Bolívia (ALBERTO e SAN ANTONIO) pelo valor de US\$ 112 milhões (HAGE, 2008).

Hage (2008) afirma que a compensação paga à Petrobras pelo decreto de nacionalização de duas refinarias da companhia brasileira foi bastante inferior aos investimentos realizados pela Petrobras na Bolívia, estimados em mais de um bilhão de dólares. Segundo o mesmo autor, as consequências de tal atitude convergiram não somente em prejuízo econômico, mas também em desgaste político, comprometendo uma relação de longo prazo entre os dois países.

Em novas eleições presidências na Bolívia em outubro de 2019, o então presidente Evo Morales, após três mandatos consecutivos, concorreu novamente as eleições presidências para um novo mandato seguido.

Apesar do Tribunal Superior Eleitoral da Bolívia ter declarado a vitória de Evo no primeiro turno das eleições presidenciais de outubro, o candidato derrotado, Carlos Mesa, fez uma série de denúncias ao processo de apuração dos votos. Adicionamento, protestos contra Morales e contra a justiça eleitoral da Bolívia se espalharam pela Bolívia, endossado inclu-

sive por boa parte da comunidade internacional, incluindo a Organização dos Estados Americanos (OEA), sugeriu um segundo turno para resolver o conflito político instalado no país (ISHAAN, 2019).

Em uma decisão surpreendente, Evo Morales renunciou ao seu quarto mandato e, no final de 2019, se refugiou na Argentina. Com as eleições de outubro de 2019 anuladas, a ex-senadora Jeanine Áñez assumiu interinamente a presidência na Bolívia e determinou a convocação de eleições gerais na Bolívia para 2020. Com a eleição de Luis Arce, em 2020, do mesmo partido de Morales, mas de postura mais moderada, diminuí consideravelmente a crise política local e abriu a possibilidade de renovação da GSA com abordagem pragmática.

Em relação a novas reservas de gás não explorada na Bolívia, dos empecilhos políticos, a mais recente certificação independente das reservas bolivianas, realizada pela empresa canadense, *Sproule International*, em 2018, indicou um volume de 303 bilhões de m³ em reservas provadas no país, valor um pouco maior em relação a encontrada pela certificação anterior (296 bilhões de m³), realizada em 2013. O novo valor de reserva motivou o governo boliviano e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPFB) a lançarem novos projetos de exploração e com a participação de investimentos internacionais (RAMOS, 2018). A depender apenas do volume de gás certificado e confirmando-se os investimentos da YPFB, aparentemente há um cenário bastante favorável para se sustentar, pelos menos, outros 15-20 anos de GSA, com reservas gasíferas sustentáveis na Bolívia.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) lançou a Chamada Pública para Alocação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2019, que visava licitar contratação de capacidade de transporte do GASBOL, para o período de 2020 a 2024, que seria liberado no duto com o encerramento do contrato entre Petrobras e Bolívia (Contrato TCQ Brasil – *Transportation Capacity Quantity*), no fim de 2019. Porém, em 30/10/2019, o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) determinou a suspensão temporária do processo, com base no Termo de Compromisso de Cessação (TCC), firmado entre o órgão brasileiro de defesa da concorrência e a Petrobras, em 08 de julho de 2019. Este TCC estabelecia redução da presença da Petrobras no setor de gás natural em troca da suspensão de investigações sobre abuso de poder econômico (MME, 2020).

Visando superar este impasse, a ANP, a Petrobras e a Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) celebraram no final de 2019 Termo de Compromisso para a retomada do processo de Chamada Pública nº 01/2019, operado pela TBG. Após a assinatura deste Termo, a ANP autorizou a TBG a retomar a Chamada Pública. Assim, com o vencimento do Contrato TCQ Brasil, em 31/12/2019, foram liberados cerca de 18 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade de transporte no GASBOL (MME, 2020).

Como resultado da Chamada Pública nº 01/2019, a Petrobras contratou uma capacidade de entrada de 18 milhões de m³/dia para 2020 e de 8 milhões de m³/dia para 2021, e a Gerdau Aços Longos contratou volume de saída de 8,5 mil m³/dia para 2020. Não foi contratado nenhum volume para o período de 2022 a 2024, por nenhuma empresa. Porém, o TCC acordado entre a Petrobras e o CADE estabeleceu que a capacidade firme contratada deveria ser de 8 milhões de m³/dia. Assim, a Petrobras teve que se desfazer de 10 milhões de m³/dia dos 18 milhões de m³/dia contratados, abrindo assim volume excedente para nova licitação (CENÁRIOS GÁS, 2020).

A ANP aprovou, em 13/08/2020, o reinício da Chamada Pública para Alocação de Capacidade nº 1R/2020 para contratação de capacidade de transporte de gás natural, após ter sido suspensa em 27/03/2020 em função dos desdobramentos da pandemia de Covid-19. O objeto do edital desta Chamada Pública é uma parcela da capacidade contratada de transporte na Chamada Pública 01/2019 pela Petrobras, que foi renunciada nas condições do Termo de Compromisso firmado entre a Petrobras e a ANP. Foi oferecida a contratação de 10,08 milhões de m³/dia no ponto de entrada de Corumbá e a totalidade da capacidade de cada uma das zonas de saída do GASBOL, que abrange cinco estados (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). Vale destacar que as tarifas propostas foram as mesmas vigentes nos contratos firmados na Chamada Pública 01/2019. Contudo a Chamada Pública foi suspensa em 27/03/2020 em função dos desdobramentos da pandemia de Covid-19. (ANP, 2020B).

A Chamada Pública nº 02/2020 deu sequência ao processo de contratação de capacidade do GASBOL, abrangendo o período de 2021 a 2025. (ANP, 2021).

A TBG anunciou em 5 de abril de 2021 o resultado da Chamada Pública 02/2020 e divulgou as taxas aplicada na aquisição desses serviços, con-

forme aprovação da ANP. A licitante vencedora foi a Petrobras, que fechou contratos de compra única e não renovável de cerca de 9,9 milhões de m^3 /dia de capacidade de transporte através das Zonas de Saída MS1, SP1, SP2, SP4 e SC1 e 3 milhões de m^3 /dia através do Ponto de Entrada EMED Gascar/SP. Ambos os contratos (Entrada e Saída) têm duração de 8 meses com prestação do serviço iniciando em 1º de maio e finalizando em 31 de dezembro de 2021. Além disso, levando em consideração os contratos legados atuais e os decorrentes do CP01 / 2019, a capacidade de transporte de gás contratada para o ano de 2021 é de aproximadamente 23,78 milhões de m^3 /d (TBG, 2021b).

Vale lembrar que apesar de ter se desfazer de 10 milhões de m^3 /dia, a Petrobras ainda deverá receber da estatal boliviana (YPFB) os volumes de gás contratados, porém não recebidos, de acordo com o contrato *take-or-pay*. Este volume é de 0,04 trilhões de pés cúbicos e poderá levar até três anos para ser consumido (CENÁRIOS GÁS, 2020).

Em março de 2020, a Petrobras e a YPFB assinaram um aditivo que prevê a redução da obrigação de fornecimento da YPFB para a Petrobras do volume atual de 30,08 milhões de m^3 /dia para 20 milhões de m^3 /dia. E desses 20 milhões de metros cúbicos por dia, a Petrobras paga por 14 milhões de metros cúbicos por dia consumindo ou não, dentro do contrato *take-or-pay* (O GLOBO, 2020).

Paralelamente às Chamadas Públicas, a YPFB recebeu autorização do MME para exportar gás natural pelo GASBOL no volume de 1,2 milhão de m^3 /dia em 2020, subindo para 2,6 milhões de m^3 /dia em 2021 e se estabilizando em 3,6 milhões de m^3 /dia até 2024. O ponto de entrega do gás será no Mato Grosso do Sul, abrindo assim oportunidades para mercados consumidores no estado, além do mercado potencial para o gás junto com os Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (CENÁRIOS GÁS, 2020).

3.3 Importações via GNL

Apesar do crescimento da produção de gás natural *offshore*, o Brasil enfrenta um desequilíbrio entre oferta e demanda de gás no curto e no longo prazo, neste cenário o GNL importado supre a necessidade da geração de

energia elétrica por parte das termelétricas, que apresentam um funcionamento intermitente e em sua maioria estão conectadas a rede de gasodutos. O menor preço do gás importado e a flexibilidade de negociação no mercado *spot* são fatores que incentivam o aumento das importações do gás liquefeito. Como o principal agente monopolista deste mercado, a Petrobras, possui a capacidade de arbitrar a compra entre o gás da Bolívia (GASBOL) e a oferta recebida nos seus terminais de regaseificação. Além disto, outras possibilidades de escoamento interno do GNL têm surgido, como a cabotagem e o *small-scale LNG* que possibilitam a aquisição em menor escala por consumidores industriais e comerciais, transportados através de caminhões criogênicos ou embarcações menores (EPE, 2019).

Em 2020, o Brasil importou uma média de 26 milhões de m³ de gás natural, sendo 17,8 milhões m³ de gás da Bolívia e 8,38 milhões de m³ de GNL importado, do total adquirido através dos terminais nacionais, o terminal da Bahia e da Baía de Guanabara são os que mais receberam o GNL importado. O volume de GNL total adquirido em 2020 foi de 2,16 milhões de m³ de gás, a um custo total de 189,37 milhões de dólares americanos, com preço FOB (não inclui frete nem seguro) de USD 3,92 dólares por MMBtu, originados dos EUA, Angola, Argentina, Nigéria e Trinidad e Tobago. (MME, 2021)

Até o ano de 2021, esperam-se que dois novos terminais de regaseificação de GNL do setor privado entrem em operação, localizados em Barra dos Coqueiros/SE (jan/2020), já finalizado e em São João da Barra/RJ, que está em fase de construção. Estes terminais estão ligados a termelétricas (UTE Porto Sergipe I e UTEs GNA I e II) de empresas que venceram leilões de energia e ainda, estão em estudo e fase de licenciamento mais 21 projetos de terminais (EPE, 2019b).

O GNL atualmente tem servido para suprir a intermitência de geração de energia por parte das hidrelétricas no país, que dependem de fatores climáticos. Este gás regaseificado nos terminais vem sendo utilizado pelas termelétricas a gás que nas últimas décadas levou o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, ligado ao MME) a autorizar despachos fora da ordem de mérito para garantir um nível suficiente no reservatório, o que gera um encardo maior na utilização do sistema, por este motivo o governo tem demonstrado interesse na utilização de um gás de menor preço (ICIS, 2021).

4 CONFIGURAÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL

Em relação a demanda de GN, dados do MME (2020) mostram que o processo de reinjeção de GN nos poços produtores foi responsável por consumir 43,2 MMm³/dia, o que corresponde a 28% de toda a demanda de GN em 2019. O setor industrial, responsável por absorver 37 MMm³/dia naquele ano, correspondeu ao segundo maior consumidor de gás no Brasil, sendo responsável por 25% de toda a demanda observada no país em 2019. Em terceiro lugar aparece o consumo de GN nas usinas termelétricas, que foram responsáveis por absorverem 37 MMm³/dia ou 19% de todo o consumo de gás no Brasil também em 2019 (MME, 2019).

Por fim, os 28% restantes da demanda foram consumidos nas próprias UPGNs, nos processos de Exploração e Produção (E&P), no setor automotivo, residência, comércio e consumidos nos próprios gasodutos. Um resumo do mercado de GN no Brasil no ano de 2019 é ilustrado na Figura 5. (MME, 2019).

Figura 5 Balanço de gás natural no Brasil-2019.

Oferta 149,4 MMm ³ /dia	Demanda 149,4 MMm ³ /dia
<ul style="list-style-type: none"> • Produção nacional: 122,4 • GASBOL: • 18,7 • GNL: 8,3 	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <ul style="list-style-type: none"> • Reinjeção: 43,2 • Indústria: 37,0 • Geração elétrica: 29,0 • Consumo UPGN/E&P: 18,4 </div> <div style="width: 45%;"> <ul style="list-style-type: none"> • Automotivo: • 6,3 • Consumo gasoduto: 5,5 • Queima/perda: 4,8 • Outros: 4,8* </div> </div>

Fonte: Santos Júnior (2019)

Segundo a Figura 5, o Brasil produziu uma média de 122 MMm³/dia e importou 27 Mm³/dia no ano de 2019, totalizando uma oferta do combustível de aproximadamente 149 MMm³/dia. Pelo lado da demanda, o processo de reinjeção consumiu 43 MMm³/dia e os setores industrial e termelétrico consumiram, juntos, 66 MMm³/dia. Esses três consumidores foram responsáveis por demandar 73% de todo o GN disponível no mercado nacional em 2019.

É importante destacar que o balanço de oferta e demanda de GN no Brasil é bastante variável a cada mês e ano. Os números acima representam a média observada em 2019 segundo o balanço do MME (2020). Os

terminais de GNL, por exemplo, que importaram, em média, 8,3 MMm³/dia em 2019, foram responsáveis por importarem uma média de 3,8 MMm³/dia em 2016 e 18 MMm³/dia em 2015, respectivamente.

Segundo Santos Junior (2019), variações semelhantes ocorrem em relação a produção nacional e ao volume importado do gás boliviano e de GNL, devido, principalmente, a variações que acontecem na atividade industrial brasileira e no despacho de usinas termelétricas a gás natural que ocorrem de acordo com a programação do Operador Nacional do Sistema Elétrico brasileiro (ONS) (SANTOS JÚNIOR, 2019).

Ainda em relação aos dados da Figura 5, chama-se a atenção também o alto índice de reinjeção de gás natural praticado atualmente. A reinjeção é um processo em que o gás natural é injetado de volta ao reservatório para atender a um dos seguintes motivos: i) manutenção de pressão e aumento de recuperação do reservatório; ii) ausência de demanda para toda a produção de gás e iii) evitar a queima do gás nas próprias plataformas, por questões ambientais (BRET-ROUZAUT, FAVENNEC, & MOUTINHO DOS SANTOS, 2011).

4.1 Industrial

A partir de documentos do Ministério de Minas e Energia e de literatura complementar, os usos finais para o setor industrial podem ser caracterizados conforme analisado em Gallo (2018, p. 72):

De acordo com MME/FDTE (2005), o uso final de energia pode ser dividido em: força motriz, calor de processo, aquecimento direto, refrigeração, iluminação, eletroquímica e outros usos (que incluem, por exemplo, equipamentos de escritório, de telecomunicações e de controle). Cerca de 80% da demanda de energia final do setor industrial brasileiro está concentrada nesses dois usos finais de energia: calor de processo e aquecimento direto, denominados genericamente de processos térmicos (MME/FDTE, 2005; EPE, 2019a). O calor de processo, de acordo com MME/FDTE (2005) e Costa (2013), é o uso final de energia para produção de energia térmica em que o processo de transferência de calor entre o ponto de uso da energia final e a carga a ser aquecida é indireto, ocorrendo através de um fluido intermediário como, por exemplo, água, vapor e óleo térmico. Entre as tecnologias de aplicação desse uso final de energia estão os aquecedores, de água ou óleo térmico, e as caldeiras, de produção de água quente ou vapor. O aquecimento direto, de acordo com MME/FDTE (2005) e Costa (2013), é o uso final de energia para produção de energia térmica em que o processo

de transferência de calor entre o ponto de uso da energia final e a carga a ser aquecida é direto, como no caso da radiação, indução, condução e micro-ondas, ou ainda através da convecção do ar no ambiente de aquecimento. Entre as tecnologias de aplicação desse uso final de energia estão os fornos, as estufas e secador.

Do ponto de vista do uso final de calor de processo, não existem limitações técnicas, pois os equipamentos desse uso final, como aquecedores e caldeiras, realizam a geração de calor a partir da energia final (eletricidade, óleo combustível, GLP, gás natural) para aquecer um fluido intermediário (água, vapor, óleo térmico). Assim, a despeito de cada tecnologia ter sua especificidade no que diz respeito ao projeto para utilizar os diferentes tipos de energia final, a saída desses equipamentos é a mesma: um fluido intermediário aquecido que, por sua vez, realiza troca de calor no equipamento dedicado do processo industrial onde está instalado (MME/FDTE, 2005; COSTA, 2013). Já no caso do uso final de aquecimento direto, algumas limitações técnicas existem e são função de dois aspectos: o tipo de processo de transferência de calor prioritário e as condições da câmara de onde ocorre o processo de transferência de calor (FERNANDES, 2008).

Gallo (2018) ainda destaca que a substituição do óleo combustível por gás natural não apresenta grandes obstáculos pois há um amplo conjunto de tecnologias que permitem fazer adaptações e conversões.

A substituição do GLP pelo gás natural não apresenta barreiras técnicas, necessitando apenas a conversão dos queimadores nos mais diversos processos térmicos em que estes são aplicados. Cabe mencionar que além dos usos energéticos do gás natural no setor industrial, há também possibilidade de aplicação não-energética, particularmente na cadeia da indústria química, na produção de fertilizantes e de produtos petroquímicos.

Por fim, no caso da substituição de eletricidade por gás natural, neste uso final, as limitações são maiores, como quando há necessidade de ajuste fino no controle de temperatura, por exemplo na indústria de plásticos, e quando a troca de calor principal ocorre por radiação e necessita de uma atmosfera inerte, como em fornos de recozimento brilhante da indústria metalmeccânica.

4.2 Residencial

Para uma avaliação dos usos finais de energia no setor residencial, pode-se partir da avaliação da posse dos equipamentos consumidores de energia nesse setor. Conforme SanchesPereira *et al.* (2016), eletrodomésticos de

primeira ordem (e.g. fogão, televisão e geladeira) apresentam posse relativamente elevada (entre 90% e 100%), mesmo em domicílios cujos moradores pertençam às faixas mais baixas de renda. Eletrodomésticos de segunda-ordem (e.g. freezer e máquina de lavar roupas), por outro lado, são extremamente raros nos domicílios de baixa renda (até 10%) e a sua posse é maior quanto mais elevada a renda do domicílio.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015), aproximadamente 55% do consumo final de energia do setor residencial deve-se à atividade de cocção. Uma vez que o consumo de praticamente todos os energéticos constantes do rol de energéticos utilizados pelo setor residencial, com exceção da eletricidade, é atribuído a esta atividade, entende-se que os usos finais elétricos totalizam 45% do consumo final de energia nos domicílios brasileiros.

Algumas pesquisas apontam que o aquecimento de água consta dentre os usos finais mais relevantes em termos de consumo energético, depois do uso de cocção. Jannuzzi e Schipper (1991) indicam, a partir do estado de São Paulo, que a refrigeração e o aquecimento de água consistem nos usos finais que mais demandam eletricidade (33% e 23%, respectivamente). Almeida *et al.* (2001) apontam, de uma maneira geral, para o mesmo padrão de consumo (34,1% e 20,7%, respectivamente). Em pesquisa mais recente de EPE (2020d) aponta que os usos finais de eletricidade no setor, para aquecimento de água e condicionamento de ar correspondem a 27% (15% e 12% respectivamente).

Ghisi *et al.* (2007) apontam que em regiões bioclimáticas mais frias, como a região Sul por exemplo, a refrigeração e o aquecimento de água demandam 33% e 22%, respectivamente, da eletricidade residencial durante o verão, enquanto no inverno esses valores passam a 32% e 26% respectivamente. Por fim, os dados da Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo (ELETROBRAS, 2007) reafirma as observações das pesquisas anteriores: a elevada participação dos chuveiros elétricos no consumo residencial e a grande heterogeneidade do padrão de consumo entre as diferentes regiões do país. Segundo o estudo, chuveiros respondem, em média, por 24% do consumo elétrico residencial no Brasil e por 25% na região Sul.

Conforme observado na análise dos usos finais apresentada, as principais finalidades residenciais do uso do gás natural são a cocção de alimen-

tos, o aquecimento de água e a climatização de ambientes. Outras aplicações, apesar de já usuais, são menos difundidas no Brasil, como a utilização de aparelhos de gás para climatização de ambientes, lavadoras e secadoras de roupa, toalheiros e lareiras. No caso da cocção de alimentos, destacam-se os fogões (associados a fornos ou na forma de cooktop), fornos e churrasqueiras. Para aquecimento de água, aquecedores de água de passagem ou de acumulação quando se trata de sistemas individuais, podendo-se considerar caldeiras geradoras de água quente no caso de sistemas coletivos.

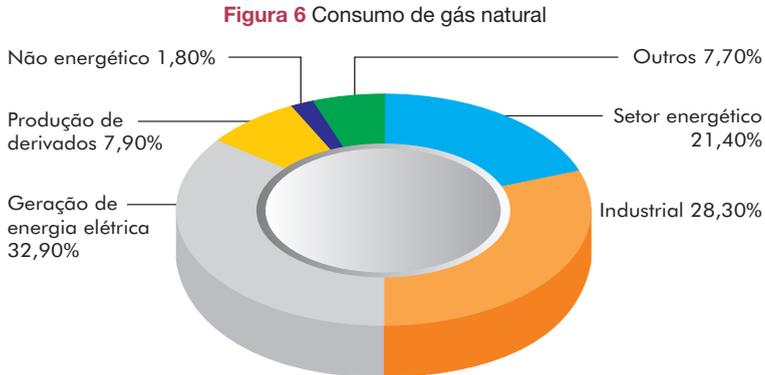
Assim, as principais substituições no setor residencial são do GLP por gás natural no uso de cocção e da eletricidade por gás natural no uso de aquecimento de água, como verificado por EPE (2015). Mesmo em mercados de gás natural mais maduros no Brasil, como em São Paulo e no Rio de Janeiro, o uso final de cocção é um vetor de substituição considerado no planejamento.

Embora o segmento de consumo residencial seja responsável pela menor das parcelas dos volumes consumidos, ele é o setor que apresenta maior margem unitária de distribuição, sendo assim um dos mais relevantes na expansão de infraestrutura de distribuição e viabilizador de adição de novos clientes como, por exemplo, do setor comercial, que individualmente não apresentam viabilidade econômica. Neste setor é observado também ausência de elasticidade preço, demanda e a menor incidência de troca de energético, visto que quando a infraestrutura de alimentação de GN está instalada no domicílio é mais difícil a reconversão dos equipamentos e instalações para os energéticos alternativos. A exceção das municipalidades atendidas pela COMGAS e algumas localidades do Rio de Janeiro, o alvo de distribuição de GN para setor residencial é majoritariamente os domicílios situados em prédios e condomínios de casas de alto padrão com potencial de elevados consumos nos usos finais acima citados. Desta forma, existe um vasto potencial de distribuição de GN para casas ainda pouco explorado pelas distribuidoras.

4.3 Geração Elétrica

Uma utilização do gás natural que vem assumindo crescente importância no mundo inteiro é a geração de energia elétrica. Essa alternativa complementa os sistemas existentes (hidrelétricas ou usinas nucleares), com riscos bem menores de cortes de fornecimento da energia elétrica ou ris-

cos ambientais compatíveis com a sua localização junto às metrópoles (BRASIL, 2003). No Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2019a), a geração de energia elétrica representou aproximadamente 33% do consumo total de gás natural, seguido da indústria (28%) e do setor energético (21%), conforme apresentado na Figura 6.



Fonte: Adaptado de EPE (2019a)

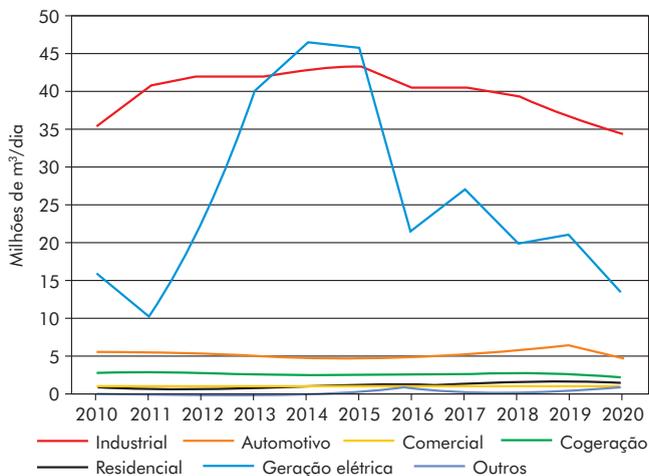
Ao analisar o histórico de consumo do gás entre os anos de 2010 e 2020, conforme pode ser observado na Figura 7, o setor de geração elétrica representa, de modo geral, a segunda maior demanda, ficando atrás apenas do setor industrial, que representou cerca de 50% do consumo total de gás no Brasil nos últimos 10 anos.

Ainda analisando a Figura 7, é possível identificar que o maior patamar alcançado de demanda de gás para gerar eletricidade ocorreu entre os anos de 2013 e 2015, com máxima em 2014 de cerca de 45 milhões de m^3 /dia médios no ano. Nesse período ocorreu no Brasil uma crise hídrica que ocasionou baixa geração de energia nas hidrelétricas, compensada pela geração de energia nas termelétricas a gás natural (EPE, 2020b).

O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE projeta, para 2029, um consumo total de 87,6 milhões de m^3 /dia de gás natural, o que representa um acréscimo de 10 milhões de m^3 /dia em relação ao consumo em 2019. Para a demanda não termelétrica é esperada para os próximos 10 anos uma taxa média de crescimento anual da ordem de 1,4% a.a. Já a projeção de demanda de gás natural para geração de eletricidade aponta para

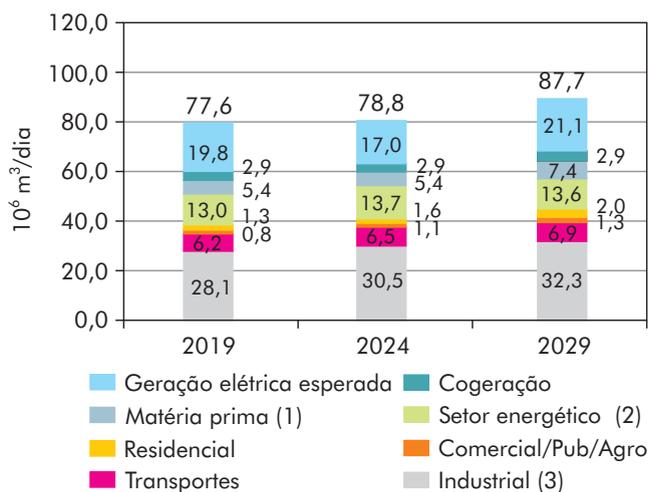
um incremento de 1,3 milhão de m³/dia até 2029, o que representa um acréscimo de 6,5% em relação ao ano de 2019. O consumo estimado por setor é apresentado na Figura 8. (EPE, 2020a).

Figura 7 Consumo de gás natural no Brasil entre 2010 e 2020 por categoria



Fonte: EPE (2020b)

Figura 8 Consumo Estimado de Gás Natural no Brasil por Setor



Fonte: EPE (2020a)

O aumento do consumo de gás para a geração de eletricidade depende da implantação de novas usinas termelétricas, o que deverá ser conduzido, preferencialmente, pela iniciativa privada (MONTENEGRO e PAN, 2000). Nesse contexto, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) através do Decreto n.º 3.371 e da Portaria MME n.º 43, ambos de 2000. Esse programa visou aumentar a geração de energia elétrica no país através de termelétricas a gás, e para tanto forneceu uma série de incentivos fiscais para a atração de investimentos ao setor (linhas de crédito e garantias de compra da energia produzida). Mesmo abundantes, esses incentivos falharam em atrair capital privado, e a construção dessas termelétricas ficou a cargo da Petrobras (PINTO, 2014).

A expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, como usinas termelétricas de partida rápida, usinas hidrelétricas reversíveis, motorização adicional em UHE existentes, baterias e resposta pelo lado da demanda. Uma das opções de atendimento seria por termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 77,9 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027 (EPE, 2018).

A expansão da geração elétrica a gás tem reconhecido potencial, mas não é isenta de desafios.

O gás natural pode ser usado para gerar eletricidade, que transmitida pelo Sistema (Elétrico) Interligado Nacional (SIN) permite seu consumo em quase qualquer ponto do país. O gás também pode ser usado para a autoprodução de eletricidade, ou ainda para produção de energia elétrica nos chamados Sistemas Isolados (SI). Esses sistemas, apesar de corresponderem a cerca de 1% do total do consumo nacional, atendem a populações frágeis em locais afastados e o uso do gás natural a menor custo do que o óleo diesel pode ter impacto social bastante favorável nessas circunstâncias (BARROSO *et al*, 2020).

4.4 Automotivo

No Balanço Energético Nacional de 2018 (EPE, 2019a), observa-se que o setor de transporte responde por quase um terço (32,8%) do consumo energético nacional, sendo o setor econômico que mais consome energia

no país. Esse consumo se distribui majoritariamente da seguinte forma: quase metade (cerca de 48%) em óleo diesel (com biodiesel), um quarto (25,6%) em gasolina, quase um quinto (18,7%) em etanol e o gás natural representa cerca de 2,3%. O transporte rodoviário é o maior responsável pela demanda energética do setor e responde por 93% do consumo. Os outros modais (aéreo, ferroviário, hidroviário) respondem por 7% (3,9%, 1,5% e 1,6%, respectivamente).

Atualmente a demanda de gás natural do setor de transportes está concentrada no setor de transporte rodoviário, particularmente em veículos leves, no uso do chamado gás natural veicular (GNV). A disseminação da tecnologia nesse âmbito ocorreu no final dos anos 90 junto com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Iooty *et al.* (2008) destacam que houve um movimento inicial, datado de meados dos anos 80, para utilizar o GNV como substituto do óleo diesel para a frota de veículos pesados (micro-ônibus, ônibus e caminhões de diversas tonela-gens) nos centros urbanos. O alcance deste objetivo, todavia, acabou sendo prejudicado devido a algumas dificuldades inerentes ao mercado de GNV como combustível substituto do óleo diesel. A primeira delas se refere à menor diferença entre o preço do óleo diesel e do GNV, comparada à diferença entre a gasolina face ao do GNV.

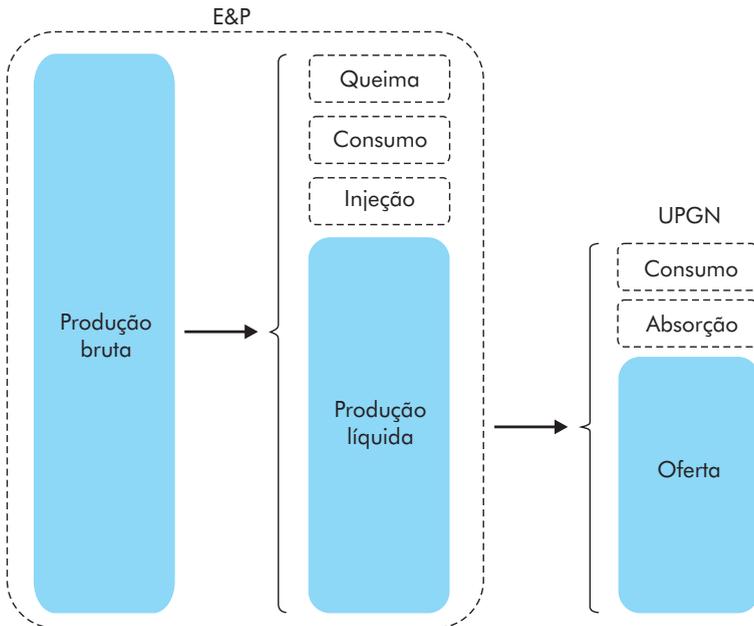
A segunda dificuldade apontada por Iooty *et al.* (2008) está associada à insuficiente disponibilidade em território nacional de postos de serviço com capacidade específica para atender à frota, que está concentrada nos centros urbanos por onde há infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural. Por conta disso, o uso de GNV teve de utilizar outro direcionador de difusão nos anos 90, como o uso em frotas de veículos leves. Contudo, os avanços recentes das tecnologias para uso de gás natural no setor de transportes, tanto nos motores dedicados quanto nos equipamentos para gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito (GNL), associado às pressões ambientais ligadas às mudanças climáticas, fez com que os estudos para uso em frotas pesadas (caminhões) e transporte coletivo (ônibus) voltassem a avaliar essas possibilidades como em Mouette *et al.* (2019) e Brito *et al.* (2017).

As principais possibilidades de substituições no setor de transportes, particularmente rodoviário, são da gasolina/etanol por gás natural em veículos leves e do diesel por gás natural em veículos pesados.

4.5 Unidades de Processamento de Gás Natural

Para determinar a oferta nacional, deve-se considerar a estimação de volumes de gás produzidos em cada unidade produtiva de gás natural (ou agrupamento de unidades), determinação e desconto da parcela de gás que não chega ao mercado (consumo no E&P, queima e injeção), determinação das correntes de alimentação das UPGNs (quais unidades produtivas são destinadas a cada UPGN) e das composições nas correntes de alimentação das UPGNs (RANGEL, 2018). Portanto, a oferta nacional é composta da produção bruta nacional deduzida dos volumes correspondentes a injeção, queima e perda, consumo próprio nas unidades de E&P e absorção em unidades de processamento de gás natural (UPGNs), conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 9 Representação do processo de oferta de gás natural ao mercado a partir da produção bruta.

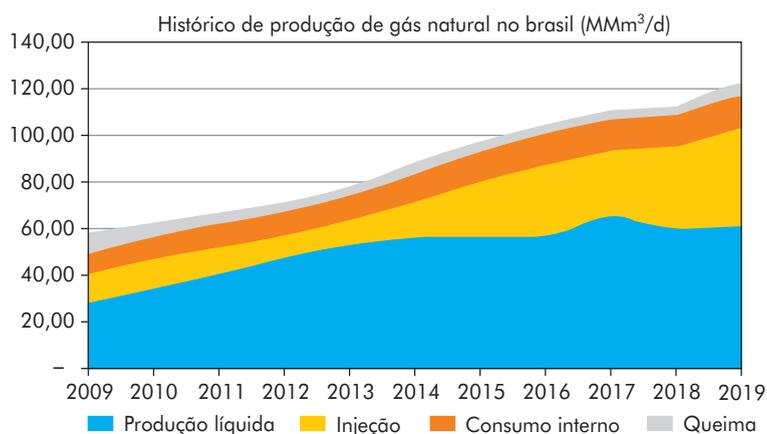


Fonte: Rangel (2018)

Nesse sentido, a partir da subtração da produção bruta dos volumes estimados de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo

próprio (para operação das instalações de E&P) de gás natural, a produção líquida é obtida. A Figura 10 apresenta o histórico da produção nacional de gás natural separado por produção líquida, consumo próprio, queima e injeção até 2019. Observa-se que no ano de 2019, o total de redução alcançou 38% da produção de gás nacional, sendo a injeção o maior fator redutivo, alcançando 24% do montante produzido (EPE, 2020a).

Figura 10 Produção Nacional de Gás Natural



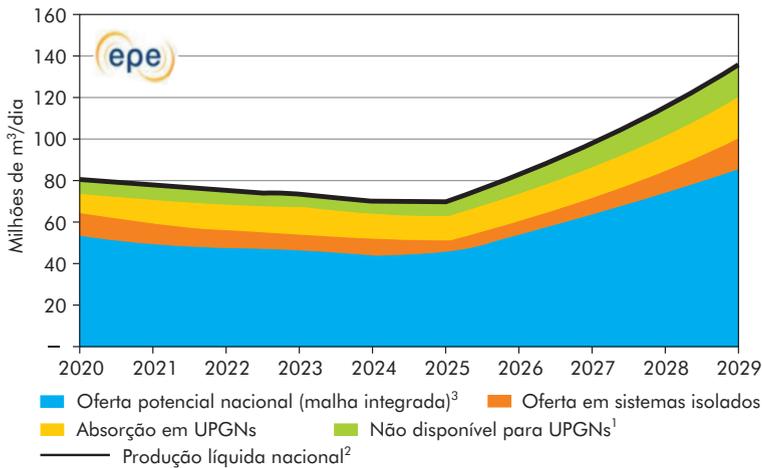
Fonte: EPE (2020a)

Com base nas informações recebidas de agentes por meio do INFOGÁS, foi elaborada a projeção de demanda e oferta do gás natural para o horizonte de 2021 a 2030, apresentada no relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – PDE 2030 (EPE, 2021a).

A Figura 11 ilustra a perspectiva da oferta nos próximos dez anos. Destaca-se a absorção em UPGNs, que no ano de 2029 deverá alcançar um volume de cerca de 120 milhões de m³/dia. Vale ressaltar que esses dados não consideram o denominado “Novo Mercado de Gás”, uma vez que a Nova Lei do Gás (nº 4.476/2020) foi sancionada recentemente pelo Presidente da República e o marco legal tem como objetivo aumentar a concorrência no mercado de gás natural, atraindo novos investidores, trazendo mais competitividade ao setor e consequentemente reduzindo os custos de produção e o preço final ao consumidor.

Segundo informações da EPE (2020b), com a consolidação do “Novo Mercado de Gás”, a demanda de gás natural do País poderia ter um aumento de 100% até 2030, podendo viabilizar a construção de novos gasodutos de escoamento e transporte, além de UPGNs para processamento dos volumes adicionais.

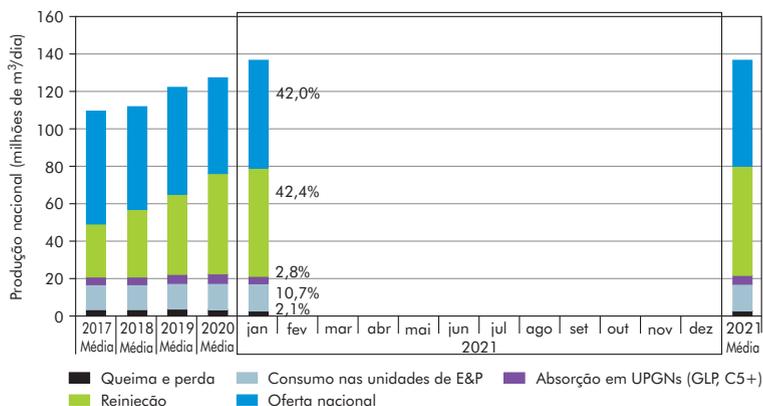
Figura 11 Perspectiva de oferta potencial nacional de gás natural (milhões de m³/dia)



Notas: ¹ Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc. ² Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta. ³ Volumes potenciais, que serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.

Fonte: EPE (2020c)

O Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME para o mês de janeiro de 2021 traz a segmentação da produção nacional, conforme apresentado na Figura 12 (MME, 2021). Os dados utilizados na elaboração dessa figura são baseados no cálculo “Oferta nacional = produção nacional – absorção em unidades de processamento de gás natural (UPGNs) – queima e perda – consumo nas unidades de exploração e produção – reinjeção”. Observa-se que para o mês de janeiro deste ano de 2021 a maior parcela de demanda foi alcançada pela reinjeção do gás com 42,4%, seguida pelo consumo nas unidades de E&P com 10,7% e absorção em UPGNs com 2,8% e, por fim, as queimas e perdas com 2,1%.

Figura 12 Segmentação da produção nacional

Fonte: MME (2021)

5 ENTRAVES LOGÍSTICOS E REGULATÓRIOS AOS PRODUTORES

Em relação ao planejamento futuro da oferta interna de GN, o governo brasileiro, através do seu Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2018), prevê um crescimento de 70% da produção líquida de GN para os próximos 10 anos, saindo de 65 MMm³/dia produzidos em 2017 e atingindo 111 MMm³/dia planejados para o final de 2027.

O mesmo Plano afirma que a produção doméstica relativa aos campos do Pré-sal terá uma parcela bastante significativa nesse incremento decenal do volume de GN, alcançando uma parcela de 78% do volume da produção total brasileira previsto para o final de 2027. Entretanto, o aumento da oferta interna de GN e sua viabilidade comercial dependem da superação de desafios não triviais, que serão descritos a seguir.

O primeiro desafio corresponde a presença considerável de alguns contaminantes, em particular, o dióxido de carbono (CO₂) no GN do Pré-sal em algumas áreas. Segundo Beltrão *et al.* (2009), a ocorrência de CO₂ no gás natural pode inviabilizar o transporte do GN até a costa brasileira, uma vez que a presença desse contaminante tem como efeito aumentar a ocorrência de corrosão nas tubulações de transporte do GN.

De acordo com D'Almeida *et al.* (2018), a concentração de CO₂ nos campos do Pré Sal que já estão em produção nas Bacias de Campos e Santos corresponde a um valor médio de 0,5% em volume. Porém, em algumas das áreas de prospecção mais recente, as concentrações de CO₂ apresentam valores bastante elevados, variando de 5% a 80%, números muito acima dos limites impostos pela ANP para a comercialização do gás, definidos para um valor máximo de 3% em volume (ANP, 2008). Portanto, a conversão desses gases brutos com alta concentração de CO₂ em um GN especificado para o mercado doméstico requer importantes investimentos adicionais dos produtores para remoção do CO₂. (D'ALMEIDA *et al.*, 2018).

Um segundo desafio a ser vencido se refere ao custo de transporte do gás dos poços da área do Pré-sal até a costa brasileira. De acordo com Albert *et al.* (2011), os custos para a construção de gasodutos envolvem diversas variáveis, como o volume e composição do gás a ser transportado, profundidade do duto, temperatura da água, topografia na qual os dutos serão instalados e a extensão do gasoduto. (ALBERT, LANIER, PERILLOUX, & STRONG, 2011)

Em relação aos campos do Pré-sal, os custos do escoamento são impactados por dois principais fatores: a localização dos campos em águas profundas, o que demanda uma maior espessura das tubulações de transporte para suportar altas pressões, e a enorme distância entre as áreas do Pré-sal e a costa brasileira, que corresponde a um valor médio de 300 km (EPE, 2019b).

Além disso, tais investimentos demandam um volume expressivo de gás a ser transportado e comercializado para amortizar tais investimentos. Porém, as atividades de produção, acesso a infraestrutura de transporte e venda para as distribuidoras são atividades que, praticamente, pertencem a uma única empresa: a Petrobras.

Mesmo com a regularização do setor através da Lei nº 11.909/2009, conhecida como "Lei do Gás", a Petrobras continuou com o monopólio na oferta de gás natural para o mercado brasileiro.

De acordo com Sales e Hochstetler (2016), a Petrobras ainda é responsável por 92% da produção interna de GN no Brasil, controla mais de 95% d a malha de gasodutos no país, possui participação acionária em

19 das 27 concessionárias de distribuição de gás presentes em território brasileiro e ainda é responsável por 52% de toda a potência instalada de termelétricas movidas a GN no país. (SALES & HOCHSTETLER, 2016)

Segundo Santos Junior e Moutinho dos Santos (2018), a verticalização de toda a cadeia do gás é bastante justificável nas fases iniciais desse mercado pois há uma série de riscos envolvidos no desenvolvimento simultâneo da oferta e da demanda de gás, cuja gestão em uma única empresa mitiga esses riscos. Os mesmos autores afirmam que a Petrobras desempenhou esse papel no passado na promoção da logística do gás, porém, sua presença atual deixa de incentivar a evolução do mercado para um ambiente de concorrência e de baixo custo.

Apesar dos planos do governo atual brasileiro em extinguir o monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás dentro de um programa de abertura do mercado, como será descrito a seguir, a situação de exclusividade da estatal brasileira ainda se persiste no país. A fim de incentivar a oferta e o consumo de GN no mercado nacional, o governo brasileiro lançou, em 2018, uma série de medidas para essa finalidade. Batizado Novo Mercado de Gás, este programa de abertura do mercado de gás é composto por uma série de ações para aumentar os investimentos de GN no Brasil através da diversificação do número de empresas que atuam nesse segmento e do aumento da oferta de GN oriunda do Pré-sal (SANTOS JÚNIOR e MOUTINHO DOS SANTOS, 2018).

Entre as ações previstas nesse programa, está previsto a retirada do monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás, incluindo a venda de ativos e a abertura da infraestrutura de transporte do combustível para outras empresas ofertantes de gás (SANTOS JÚNIOR, 2019).

Além da saída da Petrobras como agente único do setor do GN, o programa inclui ainda a revisão do modelo tributário do setor, ações para incentivar o consumo do gás e um novo marco jurídico para apoiar a uma inserção maior dos consumidores livres, que podem negociar a aquisição do gás sem a intermediação das distribuidoras do produto. Agentes do MME acreditam que essas as ações de abertura do mercado irão proporcionar uma redução no preço final do GN em até 40% até 2022 (MME, 2019a).

6 COMPETIÇÃO NO MERCADO DE GÁS NATURAL

O gás natural é uma importante forma de geração de energia no mundo todo e é a partir dele que são produzidos diversos produtos essenciais para a vida em sociedade. Apesar de ser um combustível fóssil, o gás natural é uma alternativa ambientalmente vantajosa em comparação com outros recursos fósseis. A queima do gás natural resulta em menos emissões de quase todos os tipos de poluentes atmosféricos e dióxido de carbono (CO₂) em comparação com carvão ou produtos de petróleo para produzir uma quantidade igual de energia (EIA, 2020).

A utilização de gás natural no Brasil aumentou fortemente nos últimos anos, passando de 27,6 bilhões de m³ em 2010 para 35,8 bilhões de m³ em 2019 (BP, 2020), tornando-o o quarto maior consumidor das Américas (atrás apenas dos EUA, Canadá, México e Argentina). O país caminha para se tornar também um importante produtor desse recurso natural, entre 2010-2019 a produção total de gás natural aumentou cerca de 6,2% a.a. (BP, 2020). Além disso, segundo estimativas da EPE, a produção líquida de gás natural deve dobrar na próxima década (saindo de um volume de 73 milhões de m³/dia em 2021 para 140 milhões de m³/dia em 2030), contribuindo para a diversificação da matriz energética do país (EPE, 2021a).

Apesar disso, o país ainda enfrenta uma série de desafios para a monetização das descobertas de gás natural, como a falta de uma ampla infraestrutura de escoamento e processamento. Estas infraestruturas são importantes para garantir que o gás natural chegue aos consumidores de diversos setores (DELGADO, *et al*, 2019).

Nesse cenário, na tentativa de criar um ambiente mais propício a investimentos desse tipo, destaca-se a criação de um novo desenho do mercado de gás natural brasileiro pelo governo federal, refletido no programa Novo Mercado de Gás. Com esse programa, objetiva-se tanto o aumento dos volumes ofertados e consumidos no mercado, quanto a criação de um mercado mais aberto e com maior quantidade de agentes, abrindo um caminho para potencialmente tornar a oferta desse insumo mais competitiva (EPE, 2021a).

Investimentos na produção de gás natural de fontes não convencionais aparecem, então, como uma possibilidade de diversificação da oferta nacional. O gás não convencional, pode dentre outras formas, ser encontrado em

rochas com baixa permeabilidade chamadas de folhelho. No Brasil, as bacias sedimentares com potencial para a exploração do gás de folhelho, que já foram mapeadas, são consideradas significativas e estão na pauta de diversas empresas de exploração de hidrocarbonetos (DELGADO, *et al.*, 2019).

Diante do exposto, o objetivo da presente seção é entender se a diversificação nos tipos de oferta de gás natural afetaria a competitividade desse mercado, mais especificamente tentando compreender como a entrada do gás não convencional (gás de folhelho ou “Shale Gas”) afetaria/e se afetaria a concentração de mercado de gás natural do Brasil. Os resultados desse estudo podem servir como ferramenta de planejamento para o setor de gás natural, como forma de subsídio para estudos de viabilidade econômica da exploração de recursos não convencionais no país.

O trabalho utiliza como referencial teórico o estudo de Manuhutu & Owen (2010), em que se avalia a competitividade do mercado de gás natural na cidade de Shanghai, na China, ao introduzir uma nova forma de oferta de gás natural. O consumo de energia de Shanghai aumentou rapidamente em conjunto com o alto crescimento econômico chinês, e a cidade decidiu expandir a utilização de gás natural para apoiar a expansão da economia. Contudo, o aumento da demanda de gás natural deveria vir acompanhando com um aumento correspondente no fornecimento de gás, e prevendo que produção interna não seria suficiente para atender à demanda no futuro, a cidade passou a investir em terminais de regaseificação de gás natural (GNL), o que permitiria que a cidade recebesse gás importado de outras regiões.

Na visão dos autores, a existência de um terminal de GNL em conjunto com a produção já existente criaria um cenário de competição entre as formas de oferta de gás natural, e o objeto do estudo foi avaliar então o benefício de se introduzir tal competição no mercado. Manuhutu & Owen (2010), analisam a concentração de mercado da cidade chinesa calculando o Índice de HerfindahlHirschmann (IHH) e o do Índice de Oferta Residual (conhecido pela sigla em inglês de RSI) em diferentes cenários de demanda entre 2008 e 2020. Os autores encontram que o mercado de gás em Shanghai passa a ser menos concentrado a partir de 2017, mas apenas nos cenários de alto crescimento da demanda. Já em termos de RSI, o mercado de gás pode ser considerado competitivo em diferentes cenários de consumo, mas apenas entre 2012 e 2015. De forma geral, os autores consideram que

o mercado de Shanghai permaneceria sendo restrito independentemente do cenário e pontuam que a competição deve ser encorajada, uma vez que um dos principais benefícios seriam a maior segurança de oferta.

Nesse sentido, seguindo Manuhutu & Owen (2010), o trabalho utiliza os mesmos índices de concentração de mercado para analisar a concentração de mercado no caso da oferta de gás no estado de São Paulo. A próxima sessão detalha a metodologia utilizada no trabalho e os dados utilizados. Posteriormente, são apresentados os resultados e as discussões finais do trabalho.

6.1 Metodologia

Com o objetivo de compreender se a diversificação nos tipos de oferta de gás natural afetaria a competitividade do mercado de gás natural, esse trabalho se limitará a analisar o caso do estado de São Paulo, haja vista a sua importância econômica e a posição de maior consumidor nacional de gás natural do país. O Estado de São Paulo conta com uma extensa rede de gasodutos (18.694 mil quilômetros), que distribuem o gás natural advindos da Bacia de Santos (SP), da Bacia de Campos (RJ) e da Bolívia (gasoduto GASBOL) para o consumo em todo o estado (SIMA/SP, 2021).

Além disso, destaca-se a presença da Bacia Sedimentar do Paraná, localizada na zona centro-oeste de São Paulo, que apresenta um potencial relevante na exploração de recursos não convencionais. Segundo a EIA, a estimativa volumétrica de *shale gas* para a bacia foi de cerca de 12,74 trilhões de m³ (450 trilhões de pés cúbicos), sendo cerca de 2,26 trilhões de m³ (80 trilhões de pés cúbicos) recuperáveis. (ESTEVES *et al.*, 2021). Nesse sentido, o objetivo é calcular o efeito da adição da oferta de gás de folhelho advinda da Bacia do Paraná na concentração de mercado do estado, comparando-a com cenários em que não há esse tipo de produção.

Segundo Rahimi e Sheffrin (2003), o poder de mercado é a capacidade de um vendedor conseguir manter os preços acima dos níveis competitivos de forma lucrativa por um período significativo de tempo. O estudo argumenta que a experiência em mercados de eletricidade desregulamentados, ou seja, nos mercados em que há uma ou poucas empresas com grande concentração de mercado, pode causar enormes danos aos mercados de energia, já que nesses mercados nem sempre existem con-

dições competitivas (os fornecedores de energia são essenciais e podem cobrar qualquer preço). Nesse sentido, uma das formas de monitorar e acompanhar a concentração de mercado pode ser através da utilização de indicadores que calculam a concentração de mercado.

Um indicador constantemente usado nessa área é o Índice Herfindahl-Hirschmann (HHI). Esse índice foi desenvolvido por Albert O. Hirschman e Orris C. Herfindahl, e sua utilização foi amplamente divulgada em fins teóricos e práticos após 1982, quando o Departamento de Justiça dos EUA adota-o como meio de medição de concentração de mercado para fins antitrustes. O HHI é obtido a partir da soma dos quadrados das participações de mercado (“*market-share*”) de cada fornecedor da indústria e é calculado conforme a Equação (1).

$$IHH = \sum_{i=1}^n (S_i \times 100)^2 \quad (1)$$

onde n é o número de fornecedores do mercado e S é a participação de mercado do fornecedor i (“*market-share*” do fornecedor i). O índice pode variar de zero (um mercado altamente competitivo: várias empresas pequenas ofertando) até 10.000 (um mercado altamente concentrado: monopólio puro). Portanto, quanto maior o índice, maior o nível de concentração. Além disso, os resultados do índice são divididos em três categorias: (i) baixa concentração de mercado (IHH abaixo de 1000); (ii) concentração média (IHH entre 1000 e 1800); e alta concentração (IHH acima de 1800) (LAINE, 1995).

Contudo, para Rahimi e Sheffrin (2003), considerar apenas o HHI pode levar a conclusões enganosas em relação ao valor da competição, porque fornece uma medida parcial da estrutura de mercado, já que não considera a demanda do mercado, uma vez que o balanço entre oferta e demanda em um mercado de energia pode mudar ao longo do tempo. Nesse sentido, utiliza-se também outro índice que pode ser usado para analisar a concentração do mercado é o Índice de Oferta Residual, desenvolvido pelo “Independent System Operator (ISO)” da Califórnia, expresso pela Equação (2).

$$RSI_i = \left(\sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{D} \right) - \frac{Q_i}{D} \quad (2)$$

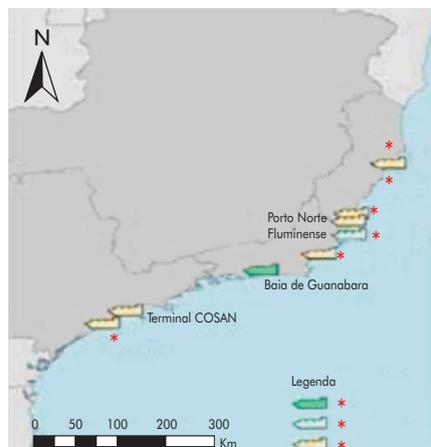
onde n é o número de fornecedores do mercado, Q_i é a capacidade disponível do fornecedor i , e D a demanda total do mercado.

Então, para um determinado nível de demanda, o índice de oferta residual da empresa i mede a porcentagem da oferta a permanecer no mercado após subtrair a capacidade de fornecimento da empresa i . Se a oferta residual da empresa i for menor que 100, a empresa é necessária para atingir a demanda, portanto, é uma supridora fundamental no mercado. Já no caso em que o índice do fornecedor for maior que 120, então há um indicativo razoável de competitividade no mercado. Um RSI geral para todo o mercado também pode ser calculado, nesse caso considera-se o RSI mínimo entre todos os fornecedores do mercado (RAHIMI, SHEFFRIN, 2003).

Diante do exposto, são calculados os índices de concentração de mercado comparando os entre uma situação inicial de oferta e demanda e em diferentes cenários de oferta no futuro. Considera-se como situação inicial a oferta e demanda prevista para 2021 pela EPE no PDE 2030. Nessa situação há três formas de oferta de gás no estado, são elas: a ROTA 1, o GASPAL, e o GASBOL, a descrição de cada um desses é apresentada na tabela 1. A demanda total refere-se a soma da demanda industrial, comercial, residencial, e, de GNV, com a demanda *downstream* do Estado de São Paulo, e com a demanda termelétrica da região Sudeste que juntas totalizam 54 milhões de m^3 por dia em 2021 (EPE, 2021a).

No Cenário 2 assume-se a entrada de dois projetos de terminais de GNL previstos na nota técnica da EPE “Terminais de Regaseificação no Brasil” para o Estado de São Paulo, em adição ao cenário 1. Os terminais de GNL previstos ainda não tiveram a Decisão de Investimento Final (FID) aprovados, portanto o cenário 3 trata-se de uma premissa em que esses dois projetos estariam finalizados em 2030. A Figura 13 apresenta a localização desses projetos.

No Cenário 3, adiciona-se ao Cenário 2, a premissa de início de produção de gás de folhelho na Bacia da Paraná até 2030. Nesse cenário, considera-se que a quantidade gás produzido no Estado de São Paulo seria 10% do total de produção de gás não convencional previsto pela EPE no Plano Nacional de Expansão de Energia 2050, totalizando 7,24 milhões de m^3 por dia. A descrição sistematizada dos dados utilizados é apresentada na Tabela 1.

Figura 13 Terminais de GNL na Região Sudeste

Fonte: EPE, 2019

Tabela 1 Dados de oferta utilizados na Pesquisa

Nome	Descrição	Situação	Capacidade (milhões de m ³ por dia)	Fonte
ROTA 1	Gasoduto Pré-sal da Bacia de Santos (SP) a Caraguatatuba (SP)	Existente	10	EPE, 2019
GASPAL	Gasoduto Pré-sal de Bacia de Campos (RJ) a Caraguatatuba/SP	Existente	12	GASNET, 2021
GASBOL	Gasoduto de importação do gás da Bolívia	Existente	30	EPE, 2021
ROTA 4a	Gasoduto Pré-sal da Bacia de Santos a Cubatão/SP	Projeto previsto até 2030	20	EPE, 2021
Terminal COSAN	Projeto de terminal de GNL em Santos (SP)	Sem previsão	14	EPE, 2019
Terminal Peruíbe	Projeto de terminal de GNL em Peruíbe (SP)	Sem previsão	20	EPE, 2019
Shale Gas	Bacia do Paraná (SP)	Sem previsão	7,2	EPE, 2020

Elaboração Própria

6.2 Resultados e Discussões

Conforme descrito na metodologia, a Tabela 2 detalha os resultados dos índices de cada ofertante em todos os cenários descritos. Na situação inicial, os resultados mostram que, em termos de IHH, o GASBOL se apresenta como um ofertante de alto poder de mercado (IHH acima de 1800). Em termos de RSI, todos os ofertantes apresentam índices menores que 100, revelando que todas as ofertas são essenciais para o suprimento da demanda do estado.

No Cenário 1, em que se adiciona apenas uma nova forma de oferta, o poder de mercado do GASBOL diminui (o que pode ser visto pela diminuição do IHH), mas este ainda se apresenta como o ofertante de maior poder de mercado. Em termos de RSI, todos os ofertantes seguem com índices menores que 100, mostrando como todos são necessários para o suprimento da demanda. Novamente, isso ocorre porque a oferta disponibilizada ainda não seria suficiente para atender a demanda prevista em 2030.

No Cenário 2, os IHH se alteram mais em relação à situação inicial, mas o GASBOL segue sendo o ofertante de maior poder de mercado. Com relação aos RSI, o resultado se mantém: as ofertas ainda são insuficientes para suprir a demanda e os ofertantes seguem sendo supridores essenciais no mercado. O Cenário 3, com a oferta de gás de folhelho, apresenta-se como o mais diversificado, tanto em termos de IHH quanto de RSI, mas os resultados anteriores se mantêm: GASBOL com o maior poder de mercado e oferta insuficiente para o suprimento da demanda.

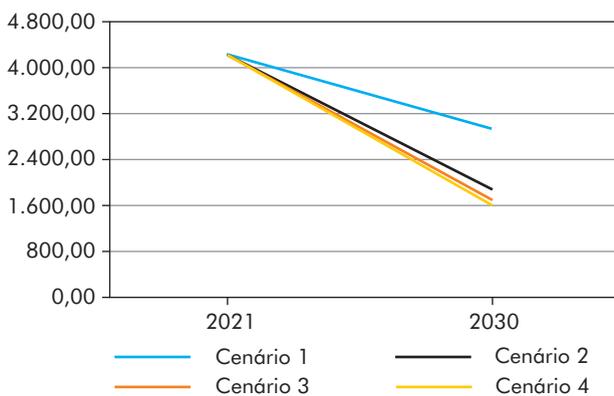
Além dos valores dos índices individuais de cada ofertante, os índices também trazem resultados sobre o mercado total. De toda forma, frente ao resultado do Cenário 3, adicionou-se um quarto cenário em que se buscou responder à seguinte pergunta: qual deveria ser o valor de produção de gás de folhelho que minimiza os índices, a fim de tentar obter um menor grau de concentração de mercado possível?

Tabela 2 Resultados dos Índices

SITUAÇÃO INICIAL			
Ofertante Capacidade Máxima (milhões de m³/dia) IHH RSI			
ROTA 1	10	369.8	77.8%
GASPAL	12	532.5	74.1%
GASBOL	30	3,328.4	40.7%
Total		4,230.8	40.7%
CENÁRIO 1			
Ofertante Capacidade Máxima (milhões de m³/dia) IHH RSI			
ROTA 1	10	192.90	57.9%
GASPAL	12	277.8	56.1%
GASBOL	30	1,736.1	39.3%
ROTA 4a	20	771.6	48.6%
Total		2,978.4	39.3%
CENÁRIO 2			
Ofertante Capacidade Máxima (milhões de m³/dia) IHH RSI			
ROTA 1	10	89.0	89.7%
GASPAL	12	128.2	87.9%
GASBOL	30	801.0	71.0%
ROTA 4a	20	356.0	80.4%
Terminal COSAN	14	174.4	86.0%
Terminal Peruíbe	20	356.0	80.4%
Total		1,904.6	71.0%
CENÁRIO 3			
Ofertante Capacidade Máxima (milhões de m³/dia) IHH RSI			
ROTA 1	10	78.0	96.5%
GASPAL	12	112.3	94.6%
GASBOL	30	701.9	77.8%
ROTA 4a	20	312.0	87.1%
Terminal COSAN	14	152.9	92.7%
Terminal Peruíbe	20	312.0	87.1%
Gás de Folheio	7.2	40.8	99.1%
Total		1,709.8	77.8%

Como já mencionado, no Cenário 3 a premissa é que 10% do total do gás não convencional previsto para 2030 viria da porção paulista da Bacia do Paraná, totalizando 7,24 milhões de m³ por dia. No Cenário 4, então, minimizando-se os índices esse valor passaria para 20,1 milhões de m³ por dia, o que corresponderia a cerca de 28% o total do gás não convencional previsto para 2030 pela EPE. Valores superiores a estes, indicariam uma concentração de mercado na direção do gás de folhelho. A Figura 14. apresenta a variação do índice H HI para todos os Cenários.

Figura 14 Índice Herfindahl-Hirschmann total de mercado para os 4 cenários



Elaboração própria.

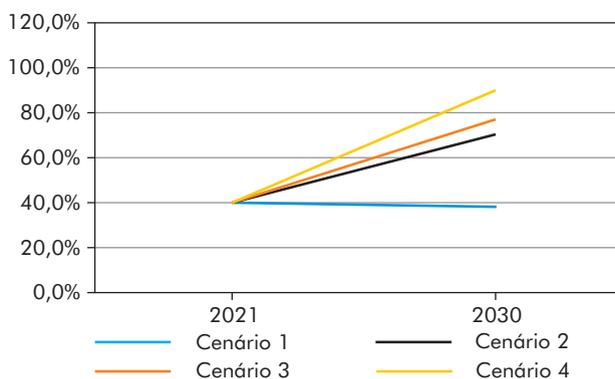
Como já mencionado, todos os cenários partem da mesma situação inicial em que o mercado de gás natural do estado se mostra altamente concentrado (IHH total de 4.230,77). Os resultados mostram então que o mercado só passaria para uma situação de concentração média nos Cenários 3 e 4, sendo esse último o menor valor de concentração possível (IHH total de mercado de 1.599,88).

A Figura 15 apresenta a variação índice RSI ao longo de cada Cenário. Os resultados se mostram condizentes com os cálculos do índice anterior, na qual o mercado passa de uma situação de alta concentração de mercado para uma situação melhor em todos os cenários, destacando os Cenários 3 e 4, mas sem que nenhuma alcançasse um cenário competitivo.

O estudo buscou compreender se a produção de *shale gas* na porção paulista da Bacia do Paraná afetaria de alguma forma a concentração do

mercado de gás no estado de São Paulo. Os resultados dos cálculos dos índices revelam que a situação em que se adiciona tal oferta seria, de fato, a de maior diversificação do mercado de gás natural, ainda que este permaneça concentrado e não competitivo.

Figura 15 Índice de Oferta Residual total de mercado para os 4 cenários



Elaboração própria.

Ainda assim, destaca-se alguns limitantes do presente estudo em que se considerou apenas um único estado para ofertas que são, na realidade, nacionais. Além disso, o estudo considerou a demanda termelétrica total do Sudeste, o que tornou os resultados de oferta sempre insuficientes para o suprimento de tal oferta. Ressalta-se, também, que não foram consideradas formas de escoamento da possível produção de *shale gas* da Bacia do Paraná.

De toda forma, o estudo demonstra como são importantes as ferramentas de planejamento do mercado energético para as decisões de investimentos em infraestrutura. Os resultados dos índices demonstram, por exemplo, que aumentar a capacidade máxima de um único ofertante, não contribuiria para a diversificação do mercado. Os índices aqui estudados também revelam que o mercado atual é bastante dependente de poucas formas de oferta (destaque para o GASBOL), o que diminui a segurança de oferta de gás.

Por fim, pode-se considerar que resultado da importância de maior diversificação do mercado paulista, também vai ao encontro das metas do programa Novo Mercado de Gás, em que se pretende não só aumentar os volumes ofertados e consumidos no mercado, como criar mecanismos para um mercado mais aberto e competitivo (EPE, 2020).

7 ESTUDOS DE CASOS

Na presente seção do trabalho serão apresentados dois estudos de que abordam diferentes aspectos de uma possível produção de *shale gas* na Bacia do Paraná e atendendo a região sul do Brasil.

O primeiro trabalho trata da competitividade da utilização do *shale gas* para abastecer a usina termoeétrica de Uruguaiana face ao uso do gás “convencional” despachando de maneira complementar as hidroelétricas. Se foi utilizado múltiplas variáveis para determinar a viabilidade da produção a partir de reservatórios não convencionais, como: o valor da molécula, custos associados a perfuração de poços, tempo de *payback* do projeto, capacidades máximas de despacho da térmica, dentre outras. Através da análise, se constatou que o projeto à época o projeto foi dado como economicamente inviável, entretanto fatores como a flutuabilidade do preço do petróleo podem alterar esta dinâmica. Quanto ao segundo trabalho, ele traz o atual panorama e perspectivas futuras para quatro fontes energéticas gasosas utilizadas no sul do país, dentre elas o *shale gas*. O trabalho não teve como objetivo apontar a melhor alternativa e sim trazer um amplo debate acerca destas fontes.

7.1 Estudo de caso Usina Termelétrica de Uruguaiana

A oferta do gás natural depende da existência de gasodutos para escoamento da produção, bem como unidades de processamento e gasodutos de transporte. No caso de bacias localizadas em terra, existem usinas termelétricas na “boca de poço”. Essas usinas termelétricas são construídas próximas dos campos produtores de gás natural, dispensando, portanto, a necessidade de investimentos na construção de gasodutos para transportar o gás, o que torna esse modelo mais econômico (TOLMASQUIM, 2016).

A disponibilidade de gás para a geração de eletricidade compete com a demanda de outros setores de consumo, onde o gás surge como alternativa energeticamente eficiente: setor industrial, energético, residencial, transportes, comercial e público. A expansão da oferta de gás natural nacional, são necessários altos investimentos em exploração, produção, expansão da malha de transporte no país além de projetos internacionais de gasodutos ou de infraestrutura portuária para recebimento e regaseificação do

GNL (TOLMASQUIM, 2016). Usinas a gás natural, são versáteis e capazes de operar durante todo o ano (LAWSON; PEREIRA, 2017), podendo operar tanto na base, quanto de forma complementar aos baixos reservatórios das hidrelétricas. O consumo de gás em térmicas é flexível, uma vez que ocupam capacidade frequentemente não utilizada em gasodutos de transporte, redes de distribuição e terminais de GNL (GOMES, 2019).

Para introduzir o cenário termelétrico brasileiro, vale destacar que, o gás natural pode ser consumido diretamente como matéria-prima e indiretamente, sendo queimado para a geração de eletricidade. Nas usinas termelétricas, o gás natural é queimado, e a energia química contida é convertida em energia térmica que é convertida em energia mecânica e esta, finalmente, em energia elétrica (TOLMASQUIM, 2016). Em um cenário global que o gás natural já pode ser considerado uma *commodity*, cerca da metade do seu comércio inter-regional do mundo é feito por navios. No entanto, o preço do gás natural brasileiro ainda é o terceiro mais caro dentre as principais referências da Europa (CHAMBRIARD; CUNHA, 2020).

A geração termelétrica a gás natural é uma alternativa para complementar a geração das fontes renováveis intermitentes. No Brasil, as térmicas a gás natural têm papel importante como fonte complementar à geração hidrelétrica. Devido sua sazonalidade, as térmicas exercem presença importante no planejamento da expansão energética de longo prazo (TOLMASQUIM, 2016). No cenário brasileiro, durante muito tempo a geração de energia se deu quase que exclusivamente por usinas hidrelétricas, mesmo durante períodos hidrológicos adversos, devido à boa capacidade de regularização dos reservatórios. Por razões conjunturais, houve a necessidade de expandir e adicionar novas fontes produtoras ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (LAWSON; PEREIRA, 2017).

Conforme dados da Empresa de Planejamento Energético (EPE), o gás natural aumentou a sua participação na geração elétrica a partir do ano 2000. Desde 2012 corresponde à segunda fonte na matriz elétrica brasileira e desde 2013 responde por mais de 10% da geração elétrica do País. Em 2014, foram produzidos 81 TWh de eletricidade a gás natural, o que representa um crescimento de vinte vezes em relação ao ano 2000 (EPE, 2015).

Atualmente, no Brasil, existem 38 térmicas movidas a gás natural, com potência instalada de 12.008 MW. As termelétricas são acionadas, para gerar energia de forma complementar às hidrelétricas, com o objetivo

de otimizar o custo de operação. Assim, as térmicas são mais acionadas em momentos de seca e baixo nível dos reservatórios hídricos (DUTRA *et al.*, 2017). De acordo com os dados consolidados do boletim InfoMercado Mensal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, as usinas térmicas que integram o Sistema Interligado Nacional produziram 18.385 MW médios em novembro de 2020. O montante é 17,6% superior ao mesmo mês de 2019, devido ao aumento da utilização de geradoras a gás e importação, acionadas durante o período de hidrologia adversa (CCEE, 2020).

Os números mostram que ano a ano as termoeletricas a gás natural têm aumentado a sua importância na oferta de energia e na segurança energética. Nesse sentido é realizado um estudo de caso para verificar a viabilidade econômica da substituição de gás natural convencional por gás não convencional.

7.1.1 UTE Uruguaiana

Localizada no Rio Grande do Sul na cidade de Uruguaiana, a Usina Termoeletrica de Uruguaiana foi a primeira usina operada a gás no Brasil. Construída na década de 1990 e teve o início de suas operações em dezembro de 2000 (MARCOVICI, 2021). A usina conta com duas turbinas a gás natural com capacidade de 187,5 MW cada e uma turbina a vapor de 265 MW (AES URUGUAIANA, 2017). A usina teve suas atividades paralizadas em abril de 2009 devido à interrupção total do fornecimento de gás por parte da sua única fornecedora, a empresa argentina *Yacimientos Petroliferos y Fiscales S.A (YPF)*. Com as operações interrompidas, a usina realiza apenas programas de manutenção e conservação (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

No final de 2012, o Ministério de Minas e Energia (MME), em conjunto com a AES Uruguaiana, Petróleo Brasileiro S.A., Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul, Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e Operador Nacional do Sistema (ONS), iniciaram as negociações para o retorno excepcional da operação da usina. Em 2014 e 2015, a usina foi novamente autorizada pelo MME a operar de forma excepcional e temporária, onde gerou no período de março de 2014 a maio de 2014 o equivalente a 240MWh e no período de fevereiro a maio de 2015 o equivalente a 320 MWh (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

Buscando promover a retomada da operação comercial da usina, foram iniciadas negociações com o fornecedor de gás natural argentino, a YPF para promover a retomada do fornecimento de gás natural para a usina. A Administração da Companhia, na busca por alternativas para viabilizar o retorno comercial da usina e sua operação de longo prazo, celebraram Contrato de Industrialização por Encomenda para Geração de Energia Elétrica para Exportação, juntamente com as cartas enviadas pela YPF à AES Uruguiana em 2017 prevendo que a Companhia deveria disponibilizar energia elétrica ao sistema argentino por no mínimo dois anos, podendo ser prorrogado por mais 3 anos (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

No início de novembro de 2020, a usina foi vendida pelo grupo americano AES para a empresa argentina SAESA. A termelétrica recebe gás da Argentina e conta com uma linha que vai de Uruguiana até o município de Garruchos, que conta como insumo principal o gás natural vindo da Argentina, onde fica a estação conversora (COMÉRCIO, 2020). O presidente da SAESA Energia (criada em 2006), Juan Bosch, confirmou que Uruguiana retomou a geração de energia. Nesta primeira fase a CTU vai gerar 250 MW de energia, sendo que a potência da planta permite atingir 640 MW. A energia gerada em Uruguiana será destinada ao Brasil e entrará no país por meio do Sistema Sul (MARCOVICI, 2021).

7.1.2 Metodologia

A partir das problemáticas históricas enfrentadas no abastecimento da usina, e ao considerar o potencial de hidrocarbonetos da bacia do paraná, que apresenta maior probabilidade de ocorrência nas regiões centrais, esta pesquisa discute possíveis soluções para a Usina de Uruguiana. Busca-se, portanto, apresentar saídas mais econmicas, rentáveis e autnomas para o projeto a partir do uso de recursos não convencionais, por exemplo, o *shale gas*, advindos da exploração dos hidrocarbonetos possivelmente existentes na Bacia do Paraná que tem sua localização próxima a usina em questão. Os folhelhos podem constituir reservatórios não convencionais, ou seja, rochas que contm óleo e gás, mas que apresentam permeabilidades muito baixas, de modo que a produção economicamente viável exige o emprego de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (ZOBACK & KOHLI, 2019)

Buscou-se, portanto, estudar a viabilidade econômica da alternativa do uso de gás não convencional para a geração termelétrica no Brasil. A fim de determinar os valores de CAPEX e OPEX em três cenários diferentes de geração na UTE de Uruguaiana, levou-se em consideração a quantidade de anos média que um poço fica operante assim como outros parâmetros internacionais para o avaliar o desenvolvimento do *shale gas* no Brasil.

Tabela 3 Premissas adotadas para o cálculo de viabilidade econômica

Descrição	Adotado	Unidade	Fonte
Premissas de custos			
Capex por poço	15.450 Mil	USD/Poço	(Weijermars, 2013)
Depreciação	10	% ao ano	(Madani,2011) & (Kuhn&Umbac,2013)
Opex	0,03	USD/m ³	
Outros Opex	0,02	USD/m ³	
Produção do poço			
Vazão inicial	23,26	Mil m ³ /dia	(Weijermars,2013)
Redução da produção por ano	0,15	%/ano	
Regime Fiscal			
Royalties	10	% da receita bruta	(Santos,2015)
Imposto de renda	25	% do lucro líquido	
Parti.do proprietário de terra	1	% da receita bruta	
ICMS	12	% da receita bruta	
CSLL	9	% do lucro líquido	
Características da UTE			
Capacidade da planta	639,90	MW	(MME,2016)
Consumo de gás	4,37	Mil.m ³ /dia/ MW	

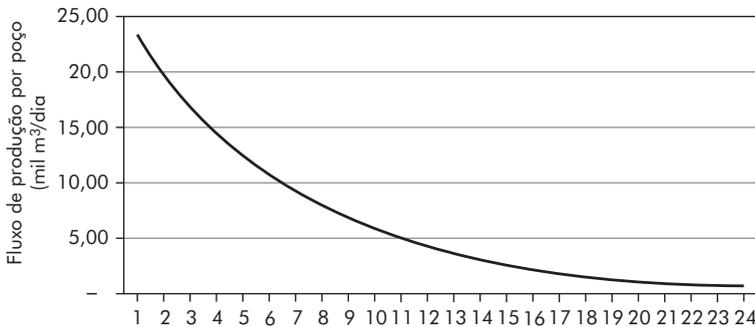
A Tabela 3 expõe os valores adotados para o cálculo da viabilidade econômica do uso de *shale gas* da Bacia do Paraná para abastecimento da Usina Termelétrica de Uruguaiana. As premissas pesquisadas para explo-

ração de *shale gas* (como CAPEX, OPEX e outras) consideram valores para estudos econômicos na Europa, conforme as referências listadas na coluna Fonte, visto que envolvem explorações em novas fronteiras. Tais premissas englobam, para exemplificar algumas, dados para o cálculo da curva de produção de um poço, CAPEX por poço, depreciação, vazão inicial do poço e redução da produção por ano. Portanto, visto que é inexistente a referência de dados para realidade Brasileira, a utilização de fontes Europeias demonstra-se mais adequada por conter estágio de maturidade das operações mais próximo ao do Brasil.

Dessa forma a partir das premissas expostas na Tabela 1 foi possível calcular a partir da Equação 1 a curva de produção por poço (q_n) em um período de 25 anos, em que q_i é a vazão inicial do poço e a é a redução média anual. A Figura 16 apresenta a produção estimada por poço, que varia de 23,26 mil m³/dia no primeiro ano a 0,55 mil m³/dia no vigésimo quarto ano.

$$Q_n = q_i (1 + \alpha)^2 \quad (1)$$

Figura 16 Curva do fluxo de produção por poço em mil m³/dia



A demanda de gás (DG), em mil m³ por dia, foi estimada através da Equação 2, em que C é consumo de gás por dia e CI é a capacidade instalada da usina (vide Tabela 3). O fator de utilização (F) varia conforme o cenário adotado (veja adiante).

$$DG = C \times CI \times F \quad (2)$$

Para se estimar o CAPEX total, definido pela Equação 3, foi necessário multiplicar o custo dos poços (CP , vide Tabela 3) pelo total de perfurações necessárias (NP) para suprir a demanda UTE conforme os cenários. O cálculo do número de poços (Equação 4) leva em consideração a demanda por gás (DG), estimada pela Equação 2 e a variação da produção (CPP) conforme a curva estimada na Figura 16, resultante da Equação 1.

$$CAPEX_{total\ n} = CP \times NP \quad (3)$$

$$NP = \frac{DG}{CPP} \quad (4)$$

A Equação 5 foi utilizada para determinar o OPEX total por ano, levando em consideração os valores base de OPEX da Tabela 3, assim como no número de poços (NP) estimados pela Equação 4, a curva de produção resultante dos poços (CPR), que leva em consideração o número de poços e sua respectiva produção (em mil m^3 por dia).

$$OPEX_{total\ n} = (Opex + Outros\ Opex) \times NP \times CPR \times 1000 \times 365 \quad (5)$$

Por fim, através da Equação 6, determinar o custo em USD/MMBTU (1 milhão de BTU que equivale a 26,8 metros cúbicos de gás natural) da alternativa de abastecimento com *shale gas*. Para tanto, calculou-se o valor presente líquido (VPL) do CAPEX e do OPEX, assim como o VPL da demanda por gás natural.

$$CMMBTU = \frac{VPL@taxa(CAPEEX) + VPL@taxa(OPEX)}{VPL@taxa(Demanda\ em\ MMBTU)} \quad (6)$$

Com o propósito de avaliar economicamente cenários diversos bem como fazer a análise

do fluxo de caixa descontado da alternativa de abastecimento com *shale gas*, foram realizados dois cálculos. O primeiro foi desenvolver o fluxo de caixa líquido para os cenários 10%, 50% e 100% da capacidade máxima de despacho da planta da UTE de Uruguaiana, através da Equação 7. O segundo foi descontar o fluxo de caixa líquido a taxa de atratividade de 5% que obedece a Equação 8.

$$FCn = (Receita\ Líquida - Capex - Opex - IR - CSLL + VL)n \quad (7)$$

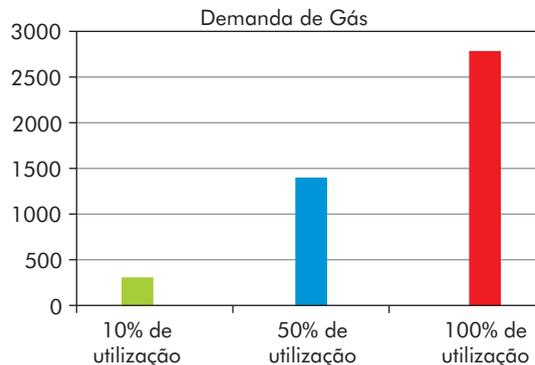
$$FCLD = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+0.05)^t} + FC_0 \quad (8)$$

onde: FC_n é o fluxo de caixa líquido no período n ; RL é a receita líquida; VL é o valor residual; $FCLD$ é o fluxo de caixa líquido descontado; $CSLL$ é a contribuição social sobre o lucro líquido.

7.1.3 Resultados e Discussões

Para apresentar os resultados foram escolhidos três cenários principais: a usina funcionando com 10%, 50% e 100% da capacidade máxima de despacho da planta, o que define, portanto, o fornecimento de gás natural obtido da alternativa não convencional. Conforme a Figura 17, a demanda por gás natural pode variar de 280 mil m^3 por dia à 2.8 milhões de m^3 por dia, de acordo com o cenário adotado. Estes valores são proporcionalmente condizentes com o consumo de outras usinas atualmente em operação no Brasil e poderá dobrar o consumo de gás natural do estado do Rio Grande do Sul.

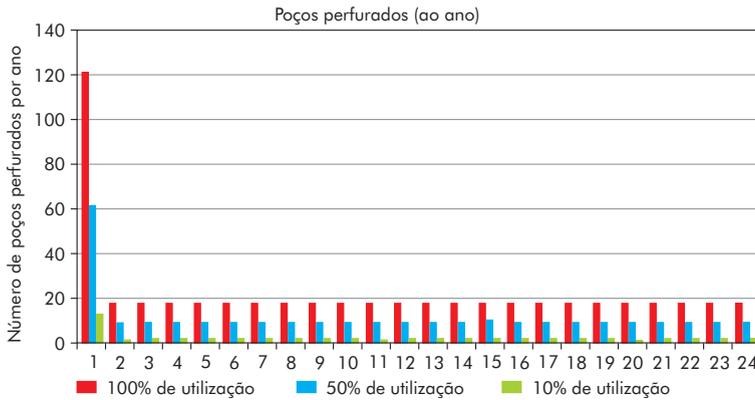
Figura 17 Demanda de gás conforme os cenários (em milhões de m^3 por dia)



O gráfico da Figura 18 mostra o número de poços que serão perfurados ano a ano de acordo com cada cenário adotado. No primeiro ano, nos cenários de 10%, 50% e 100%, será necessário a perfuração de 13, 61 e 121 poços, respectivamente, para suprir a demanda. Devido a redução do fluxo de produção por poço calculado pela Equação 1, a cada ano será neces-

sária a perfuração de poços adicionais, sendo assim teremos, em média, 2, 9 e 18 poços perfurados ao ano de acordo com cada cenário. No primeiro ano, devido a necessidade de perfuração de muitos poços para atender a demanda inicial consequentemente, tem-se um CAPEX muito mais alto em relação aos outros anos. Os valores de CAPEX variam de US\$ 200 milhões a US\$ 1.869 bilhões, conforme o cenário. Os OPEX também apresentam variações proporcionais, entre US\$ 2.65 milhões a US\$ 24.7 milhões.

Figura 18 Número de poços perfurados ano a ano para manter o fornecimento de gás



Ao aplicar todos os resultados apresentados nas Figuras mencionadas, foi possível determinar o fluxo de caixa líquido acumulado (Figura 19) e o fluxo de caixa líquido descontado (Figura 20). Nos três cenários o *payback* será de 18 anos, período de tempo adequado em relação a outros grandes investimentos na indústria do Petróleo e Gás Natural. Após o período de *payback* (18 anos), em até 5 anos, portanto, quanto maior a taxa de utilização da usina, maior será o investimento inicial, mas, após o ano de *payback*, o fluxo de caixa líquido aumentará mais rapidamente quanto maior for a taxa de utilização.

A partir da metodologia aplicada no estudo e dos dados apresentados, os resultados indicam que os custos de desenvolvimento e produção de *shale gas* a partir de reservatórios não convencionais está por volta de 9,9 USD/MMBTU. Para garantir um retorno de 5% do investimento o preço do gás deve ser de USD 16,21 MMBTU; com *payback* de 24 anos, no cenário

descontado e 18 anos no fluxo de caixa livre. Vale ressaltar que quanto maior a taxa de utilização adotada pela usina, maior será o crescimento do fluxo de caixa líquido.

Figura 19 Fluxo de caixa líquido acumulado

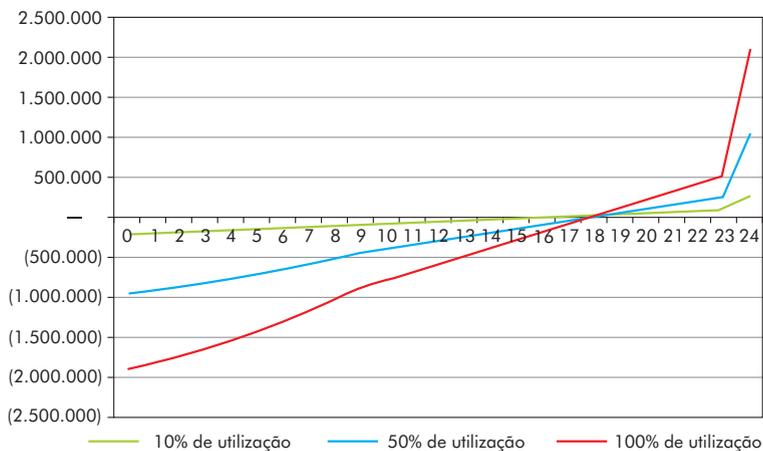
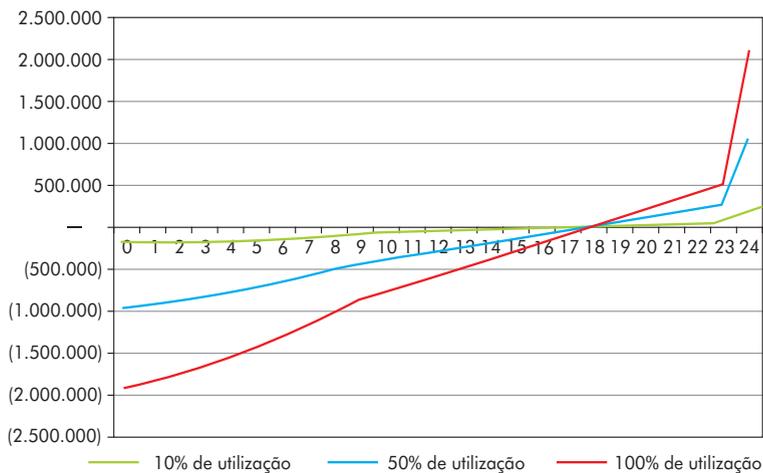


Figura 20 Fluxo de de caixa livre líquido descontado



Finalmente, ao comparar os custos normalizados por unidade energética (USD/MMBTU) deste estudo 9,9 e 16,21 (com taxa desconto de 5%) com dados publicados no Informe Mercado Internacional de GNL 2018/2019 da EPE e com custos do gás convencional praticados no Brasil (que variam entre aproximadamente 4 e 10 USD/MMBTU em 2019) chegue à conclusão de que a opção a partir da exploração de recursos não convencionais no Brasil está acima dos principais valores internacionais de importação de GNL tais como NBP, GNL Japão, Brent e Henry Hub, portanto a alternativa proposta é economicamente inviável para o abastecimento da UTE Uruguaiana tendo em vista as premissas adotadas, a conjuntura internacional de preços observada e as limitações do estudo realizado. Porém esse cenário de inviabilidade econômica pode mudar rapidamente e dentro de poucos anos, uma vez que o estudo utilizou como comparação os valores atuais de importação de GNL retirados do Informe Mercado Internacional de GNL 2018/2019 da EPE e também devido à alta volatilidade do mercado de óleo e gás natural.

Conclui-se que o objetivo do estudo de caso foi alcançado, uma vez que foi apresentada numericamente e dentro da abrangência do estudo, a estimativa para o fornecimento de Gás Natural para a Usina Termelétrica de Uruguaiana a partir de recursos não convencionais. Expôs-se também dados suficientes para análises adicionais que podem ser feitas explorando mais a fundo todos os valores encontrados. Cabe também mencionar as limitações do estudo realizado tais como: (i) A alta fluutuabilidade do mercado de óleo e gás natural; (ii) Acidentes e erros na perfuração dos poços; (iii) Erros de prospecção; (iv) Limitações contratuais do estado do Rio Grande do Sul; (v) Legislações e empecilhos ambientais Nacionais, Estaduais e Municipais que podem se enquadrar ao realizar o desenvolvimento dos poços; (vi) Custos de logística e transporte do Gás Natural até a usina. Ou seja, foi feito um estudo em condições ideais, que não refletem integralmente a realidade. Dessa forma, para definir uma ação quanto a adoção ou não do sistema não convencional para o abastecimento de UTE de Uruguaiana, é necessário considerar a necessidade e o interesse do estado do Rio Grande do Sul em investir no projeto.

É relevante explicitar que o estudo levou em consideração apenas a Usina Termelétrica de Uruguaiana e dessa forma a metodologia não pode ser generalizada para todas as outras usinas termelétricas brasileiras,

uma vez que cada região possui suas próprias facilidades e limitações em relação a exploração e comercialização do *shale gas*.

Por fim, é importante citar que a alternativa apresentada para o abastecimento da usina em questão, é extremamente válida, em um cenário onde a mesma historicamente encontrou problemas em seu abastecimento por encerramento de contratos de importação de GNL. A alternativa proposta também se viabiliza ao levar em consideração a alta volatilidade que o mercado de GNL SPOT possui.

A partir da informação de que a capacidade instalada da Usina Termelétrica de Uruguaiana representa 10% do consumo do Estado do Rio Grande do Sul em 2008 e considerando a ampliação do uso do gás natural como recurso de transição mundial para a descarbonização, esses dados apenas evidenciam, a importância do Brasil como um país de escala continental, em começar, mesmo que em pequena escala, esse processo. Considerando que as térmicas a gás operam como complementação as hidroelétricas, é importante notar que a produção de gás não convencional pode ser afetada, uma vez que as termoelétricas dependem dos despachos autorizados. A discussão sobre a utilização da geração térmica na base não foi tratada neste estudo, mas pode ser um elemento relevante para trabalhos futuros.

7.2 Análise Comparativa, via Matriz SWOT, de Fontes Energéticas Gasosas na Região Sul do Brasil

De acordo com a previsão de Hefner III (2002), a matriz energética mundial deixará para trás a sua dependência do petróleo e caminhará em direção ao gás natural em um futuro próximo. Segundo a sua previsão, dada a abundância de gás natural presente no planeta, essa fonte de energia se posicionaria como o caminho mais propício para um futuro de combustíveis mais sustentáveis e eficientes, abrindo caminho para os gases renováveis e com menor impacto ambiental. De fato, o gás natural convencional vem ganhando espaço na matriz energética mundial (IEA, 2018) e traz com ele toda a infraestrutura necessária, desde a sua extração até a sua logística para o consumidor final. O desenvolvimento da indústria de gás natural no mundo, de forma geral, não ficou restrito apenas ao gás natural convencional, mas também à outras fontes, como o gás de folhelho (*shale gas*), gás

metano proveniente de reservas de carvão (*coalbed methane*), biogases de substratos orgânicos, entre outros.

A região Sul do Brasil possui certa diversidade quando se trata de fontes de energia gasosas. A geração de biogás proveniente do substrato da suinocultura no Sul do Brasil vem ganhando destaque nacional por meio de projetos e fomento à pesquisa do Governo Federal, em grande parte proporcionado pela CIBiogás, uma Instituição de Ciência e Tecnologia instalada dentro do Parque Tecnológico Itaipú (PTI), em Foz do Iguaçu, PR (CIBIOGÁS, 2019). O apoio que essa instituição tem dado aos pecuaristas na região contribui para a adoção dessa tecnologia por parte dos fazendeiros locais. Além disso, a grande concentração de produção de arroz no Sul do Brasil, principalmente no estado do Rio Grande do Sul, apresenta um bom potencial para a geração de energia através dos resíduos orgânicos gerados por essa indústria (INÁCIO, 2016). Por outro lado, os estados da região Sul do Brasil estão localizados acima da bacia sedimentar do Paraná, uma região com grande potencial para a exploração do *shale gas* e do gás metano de carvão, fontes gasosas já exploradas comercialmente em outros países (EPE, 2019).

Nesse sentido, este trabalho tem o objetivo de realizar uma análise comparativa entre quatro potenciais fontes energéticas gasosas com alto teor de gás metano para a região Sul do Brasil: duas de origem fóssil não convencional e duas de origem biogênica. Buscaremos entender quais as principais vantagens competitivas entre cada uma delas e quais as barreiras ainda devem ser superadas. Devido à natureza qualitativa deste estudo, não se propõe aqui apontar qual opção será a mais adequada ou preferível, mas sim realizar um debate amplo sobre seus aspectos e impactos na região.

A primeira fonte abordada será *shale gas* presente na formação Ponta Grossa da bacia do Paraná, extraído por meio da técnica de fraturamento hidráulico. Esta fonte é considerada como não convencional de gás natural (EIA, 2013), quando o mesmo se encontra em uma posição de difícil acesso, contido em reservatórios de baixa permeabilidade (ANP, 2010). A segunda fonte abordada, também não convencional, será o metano de carvão, presente na formação Rio Bonito da bacia do Paraná, entre os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina (KALKREUTH *et al.*, 2008). Já a terceira e a quarta fonte serão o biogás de substrato oriundo de efluentes da suinocultura, gerado por meio da digestão anaeróbica, presente com maior

concentração nas regiões oeste do Paraná e Santa Catarina e noroeste do Rio Grande do Sul (BIOGÁS BRASIL, 2019) e o biogás gerado através da biodigestão da casca de arroz, resíduo gerado pela indústria arroseira, que no Brasil se encontra com maior concentração na metade sul do estado do Rio Grande do Sul (INÁCIO, 2016).

7.2.1 Metodologia

Este trabalho consiste em uma análise qualitativa, por meio de pesquisas bibliográficas e exploratórias, que objetiva compreender a situação atual e as perspectivas futuras para quatro fontes energéticas gasosas presentes na região Sul do Brasil: (1) gás de folhelho (Shale Gas), (2) gás de camada de carvão (*Coalbed Methane*), (3) biogás de substrato suíno e (4) biogás de casca de arroz, conforme exposto na introdução. Foi realizada uma análise comparativa do tipo SWOT com a finalidade de buscar na literatura existente aspectos de força, fraqueza, oportunidade e ameaça para o desenvolvimento de cada uma dessas fontes na região.

A análise SWOT é uma ferramenta de planejamento estratégico utilizada para avaliar uma organização, um plano, um projeto ou uma atividade de negócio com enfoque nas forças e fraquezas (fatores internos) e nas oportunidades e ameaças (fatores externos) do objeto de avaliação (GÜREL, 2017). Após o mapeamento dos fatores internos e externos, estratégias são desenvolvidas procurando utilizar as forças encontradas para eliminar as fraquezas internas, suprimir as ameaças e aproveitar as oportunidades no setor analisado (DYSON, 2004). Dessa forma, buscou-se neste trabalho o posicionamento estratégico, por meio de uma análise SWOT, das quatro fontes energéticas analisadas com base em quatro critérios de avaliação: (a) recursos, (b) tecnologia, (c) política e (d) mercado, sendo os dois primeiros considerados como fatores internos e, os dois últimos, como fatores externos.

- a) Recursos: para este critério de análise foram avaliados os recursos disponíveis na região Sul do Brasil com potencial para o desenvolvimento de atividades exploratórias das fontes energéticas estudadas neste trabalho. Mapas geológicos e dados do uso da terra pelo agro-negócio foram os dois principais elementos examinados para contextualizar quantitativamente o potencial de exploração da região.

- b) **Tecnologia:** procurou-se conhecer o nível de desenvolvimento tecnológico e a maturidade das técnicas de engenharia relativas à exploração dos recursos abordados neste estudo. Dentro dessa perspectiva, entendeu-se que os impactos ambientais gerados pela exploração desses recursos estão relacionados diretamente com as técnicas de engenharia atuais. Portanto, as questões ambientais relativas à exploração serão abordadas dentro do critério de tecnologia. Também foram verificados aqui aspectos relacionados à cadeia de suprimentos e a viabilidade logística para as atividades de exploração.
- c) **Política:** para este critério foram verificadas questões de caráter político, legal e social relacionados com as atividades de exploração de cada recurso energético. Foram avaliados aspectos socioeconômicos, regulatórios e ambientais, bem como decisões judiciais quando aplicáveis, associados às fontes em questão.
- d) **Mercado:** foram analisados conteúdos relacionados à comercialização dos gases produzidos, oferta, demanda, logística e infraestrutura, desde o local de produção até o consumidor final. Incluiu-se aqui também aspectos relacionados à tendência global por combustíveis mais limpos e a necessidade de uma matriz energética mais segura e transparente.

Após a análise bibliográfica com base nos critérios apresentados, procurou-se discorrer sobre as fontes energéticas analisadas de forma comparativa, buscando entender as prováveis chances de sucesso de cada uma delas.

7.2.2 Recursos Energéticos Gasosos Não Convencionais no Sul do Brasil

Presente no Brasil, Paraguai, Uruguai e Argentina, a Bacia Sedimentar do Paraná se estende em sua maior parte em território brasileiro, apresentando uma área de aproximadamente 1.121.239 km² na região sudeste e centro-sul do país (EPE, 2019). Com formações geológicas intracratônicas de preenchimentos de rochas vulcânicas e sedimentares, a maior parte da região Sul do Brasil é composta pela Bacia Sedimentar do Paraná, com presença nos três estados da região: Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (ZALÁN *et al.*, 1990).

Atividades exploratórias de hidrocarbonetos na bacia do Paraná iniciaram-se por volta de 1892 por empresas privadas e instituições públicas. Concentradas inicialmente apenas no estado de São Paulo, essas atividades iniciais consistiam basicamente em perfurações de poços rasos próximos a áreas de areias betuminosas (ZALÁN *et al.*, 1990). Apesar da atividade exploratória de óleo e gás convencionais já existentes na Bacia Sedimentar do Paraná e da grande quantidade de dados e pesquisas geológicas disponíveis para a região em comparação com outras bacias sedimentares brasileiras, nenhum metro cúbico de gás não convencional foi explorado comercialmente na bacia até o momento (EIA, 2015b).

Desde os anos 1980, o Brasil tem focado grande parte de sua exploração de óleo e gás em reservas *offshore*, ao passo que reservas *onshore* tem tido pouca atividade exploratória (LENHARD, ANDERSEN e COIMBRA-ARAÚJO, 2018). O sucesso da exploração de gases não convencionais *onshore* em outros países tem atraído a atenção dos *stakeholders* para as bacias sedimentares brasileiras no continente (GOMES, 2011). Dessa forma, a Bacia Sedimentar do Paraná se encontra em uma posição de destaque com relação aos seus recursos energéticos não convencionais disponíveis no Brasil.

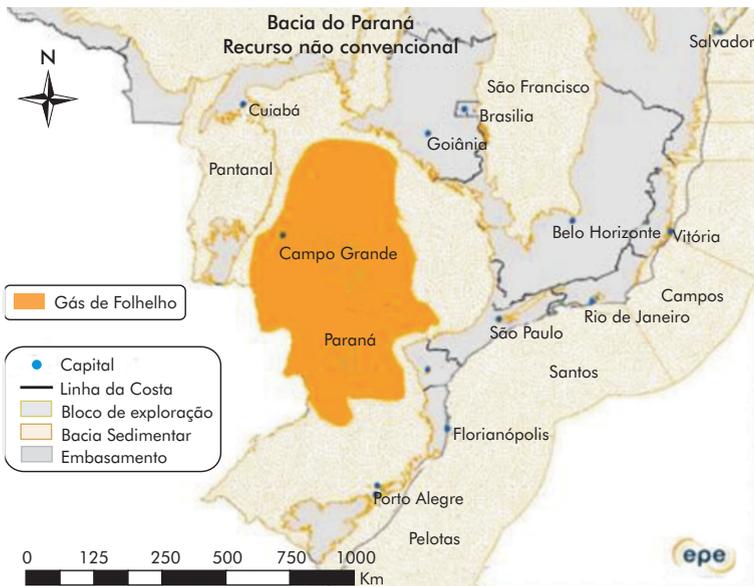
7.2.2.1 Gás de Folhelho (Shale Gas)

Recursos: O *shale gas* tem sua origem de rochas argilosas ricas em matéria orgânica, que podem servir também como rochas selantes ou reservatórios para o gás natural, tendo como característica geológica o folhelho: rocha sedimentar com permeabilidade muito baixa (centenas de nanodarcies) (EPE, 2012). A possibilidade de ocorrência de gás de folhelho na Bacia Sedimentar do Paraná se concentra principalmente nos folhelhos formados no período Devoniano da Formação Ponta Grossa (EPE, 2019), período geológico caracterizado pelo acúmulo de matéria orgânica em bacias sedimentares (KVENVOLDEN e CLAYPOOL, 1988). A Figura 21 mostra a região que compreende as reservas de *shale gas* na Bacia Sedimentar do Paraná.

Estima-se que os recursos totais de *shale gas* na região correspondem a aproximadamente 12,73 trilhões de m³ (449,6 trilhões de pés cúbicos), sendo 2,27 trilhões de m³ (80,5 trilhões de pés cúbicos) recuperáveis, com uma produção de gás prevista entre 284,26 a 994,92 milhões de m³/km²

ou entre 26 a 91 Bcf/mi² (EIA, 2015b). Apenas para efeitos de comparação, o reservatório de Vaca Muerta, na Bacia de Neuquen, Argentina, onde a atividade de exploração e exploração de gás de folhelho se intensificou a partir de 2011, ganhando destaque na América do Sul na produção de *shale gas* (DELGADO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2021), a ocorrência de gás de folhelho é estimada em um total de 34,03 trilhões de m³ (1.201,9 trilhões de pés cúbicos), sendo 8,71 trilhões de m³ (307,7 trilhões de pés cúbicos) recuperáveis (EIA, 2015a). Mesmo as reservas de Vaca Muerta corresponderem a aproximadamente três vezes o tamanho das reservas da Formação Ponta Grossa, a última ainda ocupa uma posição de destaque na América do Sul.

Figura 21 Reservas de Gás de Folhelho na Bacia do Paraná



FONTE: EPE, 2019.

Tecnologia: Para que a exploração de gás de folhelho seja viável, é necessário, primeiramente, preparar o local com estradas e instalações de apoio que servirão como suporte para as atividades de produção, onde serão acomodados os equipamentos de perfuração, tanques de água e

caminhões de transporte (MORAIS, 2016). A tecnologia de exploração usada atualmente é o fraturamento hidráulico (ou *fracking* em inglês), onde ocorre a injeção de um fluido com alta pressão composto por água, areia e produtos químicos dentro do poço perfurado. Esse fluido sob alta pressão gera tensões nas rochas abrindo fraturas nas mesmas, onde, após a despressurização do poço, um gradiente de pressão é criado permitindo que os hidrocarbonetos possam fluir da rocha fraturada até a superfície (CTMA, 2016). Desenvolvida no ano de 1949 com o objetivo de estimular um maior fluxo de hidrocarbonetos nos poços de extração (MONTGOMERY *et al.*, 2010), essa tecnologia é amplamente utilizada nos países com produção de *shale gas* significativa, como nos casos dos Estados Unidos, Canadá e Argentina (EIA, 2013).

Apesar de o Brasil ainda não ter iniciado uma atividade de exploração comercial de gás de folhelho *onshore*, o país possui maturidade tecnológica com perfurações de poços profundos. Um exemplo disso é o caso da Petrobrás, empresa estatal brasileira de petróleo e gás natural, que no ano de 2020 ganhou pela quarta vez o prêmio internacional de desenvolvimento tecnológico em exploração de óleo e gás: *OTC Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions*, concedido pela *Offshore Technology Conference (OTC)* (OTC, 2020). Portanto, no que diz respeito ao conhecimento técnico para a utilização da tecnologia de fraturamento hidráulico, o Sul do Brasil se encontra em uma posição confortável.

O desenvolvimento da indústria de *shale gas* no mundo tem sido constantemente associado a uma série de problemas ambientais devido ao uso do fraturamento hidráulico para a sua extração. Impactos como: poluição de águas subterrâneas, explosões, pequenos eventos sísmicos, contaminação de rios e do solo, vazamentos de gases tóxicos e inflamáveis, uso considerável de recursos hídricos, entre outros, constituem um conjunto de fatores que afetam o público em geral e órgãos ambientais a terem uma opinião contrária a esse tipo de tecnologia (ZOBACK *et al.*, 2010). Segundo Zoback *et al* (2010), apesar desta técnica ter sido foco de muita controvérsia, muitos dos riscos ambientais associados à extração do gás de folhelho são similares aos riscos de exploração de gases convencionais *onshore* existentes atualmente, como por exemplo: vazamento de gás metano, contaminação de águas subterrâneas por má construção das paredes do poço e explosões. Zoback *et al.* (2010), Jenner *et al.* (2013) e Holditch (2013)

indicam que um maior monitoramento e transparência das operações, uma regulamentação ambiental consistente que proteja os recursos naturais e o uso de boas práticas na exploração do gás de folhelho podem minimizar os riscos associados à técnica de fraturamento hidráulico.

No Brasil, o projeto Poço Transparente, parte da estratégia do programa REATE 2020 do Ministério de Minas e Energia (MME, 2020c), tem como objetivo a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico em um poço modelo, com o intuito de se conhecer a viabilidade de produção e os riscos envolvidos para que se desenvolva um marco regulatório para a exploração de *shale gas* no país (EPBR, 2019).

Política: No Brasil, as atividades de *upstream*: exploração, produção e processamento de gás natural e as atividades de *midstream*: transporte e estocagem de gás natural são de responsabilidade da federação, enquanto as atividades de *downstream*: distribuição e venda ao consumidor final de gás natural são de responsabilidade dos estados (FGV, 2014; GOMES, 2014).

As principais leis federais que regem o setor de gás natural são a Lei do Petróleo (nº 9.478/1997) e a Lei do Gás (nº 11.909/2009) (ARAÚJO, 2016). Enquanto a primeira estabeleceu o fim do monopólio da Petrobrás e abriu o mercado para novos investidores (FGV, 2014), a última trouxe uma maior burocratização para o setor. As principais mudanças que ocorreram após a aprovação da Lei do Gás foram: (i) o regime de outorga passou a ser de Concessão em sua maior parte, e não mais de Autorização, (ii) a construção de novos gasodutos passou a ser proposto pelo MME, e não mais pelos livres agentes do mercado e (iii) as tarifas de transporte do gás natural passaram a ser em sua maior parte estabelecidas pela ANP, e não mais negociadas entre as partes (ARAÚJO, 2016). Segundo o Ministério de Minas e Energia, desde a vigência da Lei do Gás em 2009, nenhum novo gasoduto foi construído no Brasil, sendo toda a infraestrutura de gás natural existente hoje construída anteriormente com lei mediante regime de autorização. Atualmente, foi sancionado pelo Presidente da República a Lei nº 14.134/2021, que visa revogar a Lei do Gás nº 11.909 de 2009 e trazer para o setor uma maior competitividade e autonomia (BRASIL, 2021; MME, 2020a).

Em nível estadual, a Constituição Federal de 1988 concedeu aos estados da União a exclusividade dos serviços locais de gás canalizado. Dessa forma, a partir da década de 1990, muitos estados criaram suas empresas de prestação de gás canalizado por meio de leis estaduais (ARAÚJO,

2016). No Sul do Brasil, as empresas Compagás, SCGÁS e SulGás possuem a totalidade das áreas de concessão para distribuição e comercialização de gás natural nos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, respectivamente (ABEGAS, 2021).

Para a realização de concessões de áreas para a exploração e produção de gás natural não convencional no Brasil, é papel da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em preparar o processo licitatório, conforme expresso na Lei do Petróleo. No ano de 2013, a ANP apresentou ao público a 12^a Rodada de Licitações para a exploração de 7 bacias sedimentares brasileiras, entre elas a Bacia do Paraná (ANP, 2013). Entretanto, após a concessão dos blocos aos vencedores, o estado do Paraná, por meio de uma liminar judicial proferida pelo Ministério Público Federal nos autos da Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, no ano de 2017, suspendeu o efeito de todos os contratos de concessão dentro dos limites do estado do Paraná (ANP, 2013). Essa decisão foi motivada pelo entendimento de que, pelo fato de as bacias sedimentares licitadas utilizarem como técnica de exploração a tecnologia de fraturamento hidráulico, o MPF avaliou potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica com base no princípio da precaução (JUSBRASIL, 2014). Além disso, a exploração de gás de folhelho pelo método de fraturamento hidráulico foi proibido definitivamente no estado do Paraná após sancionada a Lei nº 18.878 pelo então governador no ano de 2019 (AGÊNCIA DE NOTÍCIAS DO PARANÁ, 2019), mostrando o enorme desafio político que a técnica enfrenta no estado com maior potencial de exploração de gás de folhelho na região Sul do Brasil.

Mercado: Nos últimos anos, o mercado de gás natural tem sofrido importantes transformações no Brasil por meio de iniciativas do Governo Federal em aprimorar o ambiente de negócios e promover uma transição harmoniosa de um mercado dominado por um único agente para um com maior liquidez (COMPAGAS, 2019). No Brasil, a indústria é o setor com maior peso no consumo de gás natural, sendo a principal responsável pela criação desse mercado no país (GOMES, 2011). Na região Sul do Brasil, o consumo médio diário de gás natural para o ano de 2020 foi de 5,37 milhões de m³/dia, representando cerca de 9,1% da demanda total nacional do período. Para efeitos de comparação, a participação da região Sul na demanda nacional para o ano de 2016 era de apenas 7,9%, representando

um aumento de quase 15% em 5 anos (MME, 2020b). Além disso, a região encerrou o ano de 2020 com uma rede de distribuição de gás natural com um total de 3.267 km, sendo 833 km no estado do Paraná (COMPAGAS, 2019), 1.221 km no estado de Santa Catarina (SCGAS, 2019) e 1.213 km no estado do Rio Grande do Sul, com uma base de clientes crescente nos últimos anos (SULGAS, 2019).

Todo o gás natural que abastece a região Sul do Brasil é proveniente da Bolívia (MME, 2020b), que chega às distribuidoras através do GASBOL, gasoduto Bolívia-Brasil (MOUTINHO DOS SANTOS, PEYERL e NETTO, 2020) sendo o preço do gás natural que é fornecido aos consumidores finais dependentes da variação cambial por ser um gás importado (BNDES, 2013). Apesar disso, a média dos preços nos estados da região Sul do Brasil foi de aproximadamente US\$ 10,43/MMBtu para o ano de 2020, enquanto a média nacional ficou em torno de US\$ 11,47/MMBtu para os clientes finais do setor industrial, sendo o estado de Santa Catarina o preço mais competitivo do Brasil para o setor: US\$ 8,80/MMBtu (MME, 2020b). Entretanto, países como os Estados Unidos, onde a exploração do *shale gas* é referência para o mundo e o mesmo possui grande participação na oferta de gás nacional, o preço do gás natural para o consumidor final industrial é de aproximadamente US\$ 2,90/MMBtu (DELGADO e SANTOS, 2021). Na Argentina, país produtor de *shale gas* e vizinho do Brasil, o preço do gás natural para o consumidor final foi estipulado pelo governo argentino em US\$ 4,00/MMBtu para o ano de 2019 (EPE, 2020).

O desenvolvimento de atividades exploratórias de *shale gas* na região Sul do Brasil seria uma oportunidade de aumentar a oferta de gás natural no mercado e diminuir a dependência da região pelo gás importado e pela variação cambial no preço final. Além disso, observando a experiência de outros países na exploração de *shale gas*, o aumento da oferta e a diminuição do preço do gás natural para o consumidor final trará para a indústria local maior competitividade, fazendo com que a demanda por gás natural mais barato seja crescente justamente por trazer vantagens competitivas. A Tabela 4 sintetiza os dados matriz SWOT para a gás de folhelho na região sul do Brasil.

Tabela 4 Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de gás de folhelho na Região Sul do Brasil.

	Recursos		Tecnologia	
	Forças	Fraquezas	Forças	Fraquezas
Fatores Internos	<ul style="list-style-type: none"> - Grandes reservas no estado do Paraná. - Existência de exploração de óleo e gás convencional na região. -Dados geológicos mais robustos em comparação com outras bacias. 	<ul style="list-style-type: none"> - Recursos não renováveis. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnologia relativamente consolidada no setor. - Corpo técnico brasileiro competente. - Estímulo do governo federal em desenvolver a tecnologia de fraturamento hidráulico. 	<ul style="list-style-type: none"> - Risco de gerar grandes impactos ambientais e sociais significativos em decorrência da utilização da técnica. - Uso de grandes volumes de água associados à técnica.
	Aspectos Políticos-Regulatórios		Aspectos Mercadológicos	
	Oportunidades	Ameaças	Oportunidades	Ameaças
Fatores Externos	<ul style="list-style-type: none"> - Estímulo do governo federal na criação de um arcabouço regulatório. 	<ul style="list-style-type: none"> - Proibição do governo do estado do Paraná do uso da técnica de fraturamento hidráulico no estado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Grande oportunidade de exploração. - Aumento da oferta de gás natural, impulsionando a competitividade da indústria. - Redução da dependência da região pelo gás natural estrangeiro. 	<ul style="list-style-type: none"> - Infraestrutura insuficiente para uma distribuição mais ramificada do gás natural.

7.2.2.2 Gás Metano de Camada de Carvão (Coalbed Methane)

Recursos: A principal sucessão sedimentar brasileira portadora de carvão mineral ocorre na Formação Rio Bonito na Bacia do Paraná, principalmente nos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, cuja gênese deu-se durante o EoPermiano, (KALKREUTH *et al.*, 2008). A geração de gás natural a partir do carvão pode ser de origem biogênica, quando há a decomposição da matéria orgânica por micro-organismos, ou de origem termogênica, quando há a formação de gás natural devido à altas pressões e temperaturas associadas com o aumento da carbonificação. As camadas de carvão

presentes na Formação Rio Bonito atuam, tanto como rocha geradora de metano, quanto rocha reservatório de gás natural devido à microporosidade da mesma (LEVANDOWSKI, 2013).

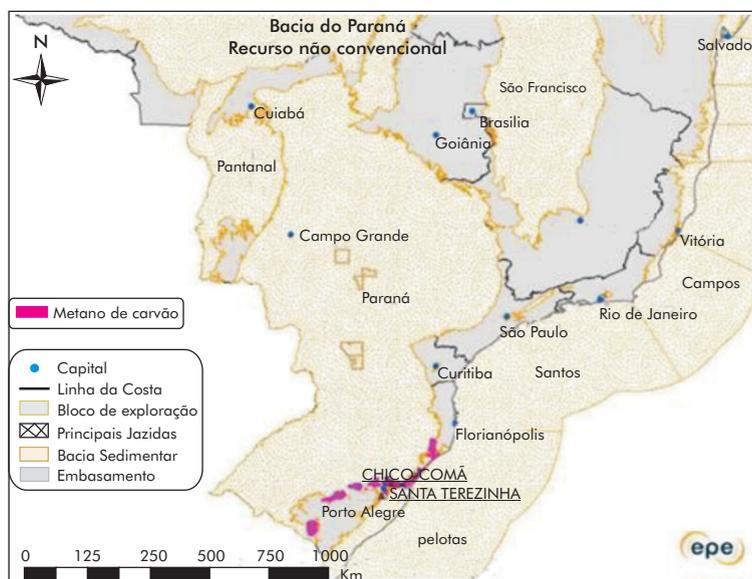
O gás metano de carvão pode ser encontrado com maior relevância em duas principais jazidas da Formação Rio Bonito: as áreas carboníferas de (i) Santa Terezinha e (ii) Chico Lomã, ambas localizadas na região nordeste do estado do Rio Grande do Sul (EPE, 2019). A Figura 22 mostra a região que compreende as reservas de gás metano de carvão na Bacia Sedimentar do Paraná. A área de Santa Terezinha apresenta um gás com alto teor de metano contido no carvão mineral, entre 94,26 a 99,08% da composição do gás, e possui um potencial de gás metano estimado em 5,48 bilhões de m^3 (KALKREUTH *et al*, 2008). A área de Chico Lomã também apresenta um gás com alto teor de metano, entre 98,55 a 99,66% da composição do gás, com um volume total estimando em 1,32 bilhões de m^3 (LEVANDOWSKI, 2013). As duas regiões somadas apresentam, portanto, uma estimativa de 6,80 bilhões de m^3 de gás metano. Entretanto, as pesquisas realizadas na região até o momento ainda possuem pouca representatividade e os dados ainda são escassos para se obter qualquer conclusão mais assertiva com relação ao valor das reservas (EPE, 2018).

Tecnologia: As tecnologias de exploração do gás metano em jazidas de carvão são empregadas conforme as características particulares de cada área podendo ser: (i) jazidas virgens, ainda inexploradas, (ii) minas ativas, onde ainda estão presentes atividades de mineração e (iii) minas abandonadas, onde há a ocorrência de carvões ainda não minerados mas que já sofreram algum tipo de perturbação (EPE, 2018a). Além disso, a drenagem do gás natural presente nas jazidas virgens é uma prática recomendada pela indústria mineradora antes do início das atividades de exploração do carvão. A extração prévia do gás natural, principalmente dos gases metano e dióxido de carbono, tem como principais objetivos a redução do potencial explosivo da mina após o início das atividades de mineração e a eliminação de acúmulos futuros desses gases em concentrações acima de um limite máximo de inflamabilidade prescrito pela indústria (BLACK, 2011).

Para a realização da drenagem de gás natural contido em jazidas virgens de carvão, considerando tanto explorações exclusivas para o uso energético do gás, quanto drenagens para fins de exploração mineral futura, diversos métodos podem ser utilizados pela indústria, como, por exemplo: escava-

ção de poços verticais, escavação de poços verticais com alargamento das paredes do poço nas camadas de carvão (*Under-Reamed Vertical Borehole*), escavação de poços verticais com cavitação das paredes nas camadas de carvão (*Cavitated Vertical Borehole*) e até o uso do fraturamento hidráulico com escavação horizontal para situações em que o mineral se encontra com baixa permeabilidade (LOFTIN, 2009). As condições e as particularidades de cada reserva irão determinar o método mais adequado para a extração do gás contido no carvão (JOHNSON, 2006). Com relação aos impactos ambientais dos métodos citados, os riscos são similares às explorações de recursos subterrâneos *onshore* por meio de escavação de poços: contaminação do lençol freático, rios e solo ao redor pelo vazamento de fluidos em operações de exploração, deformação do terreno, poluição sonora e impacto negativo na paisagem local (ULIASZ-MISIAK *et al*, 2020). Por outro lado, as camadas de carvão da Formação Rio Bonito na Bacia do Paraná se apresentam como uma área de grande potencial para a captura e o armazenamento de carbono (ROCKETT *et al*, 2011), dada a maior afinidade que o carvão tem com o gás carbônico do que com o metano (LOFTIN, 2009).

Figura 22 Reservas de Metano de Carvão na Bacia do Paraná



FONTE: EPE, 2019

Para o caso de extração do gás metano de carvão em minas ativas, o processo é realizado através de um sistema de ventilação durante as atividades de mineração (EPE, 2018). Dada a inclusão cada vez mais frequente desses sistemas de ventilação nos custos do processo de mineração pela indústria, visando uma maior segurança para o local (LIU, DUNN e HATHERLY, 1998), os gases capturados nas saídas desses sistemas poderiam ser utilizados para fins energéticos, após a realização das filtragens necessárias. Dessa forma, além de atribuir um valor econômico extra às atividades de mineração de carvão, as filtragens dos gases emitidos representariam uma redução no impacto ambiental de emissões fugitivas de gases causadores de efeito estufa (EPE, 2018a). Processo de extração similar também é realizado em minas abandonadas, onde bombas subterrâneas ou instaladas na superfície fazem a sucção do metano de carvão presente no local e o enviam para unidades de aproveitamento (EPE, 2018a).

Política: Não há uma resolução que verse especificamente sobre a exploração de gás metano associado ao carvão no Brasil. O carvão é considerado um mineral e, portanto, toda a atividade de mineração deste será contemplada pelo Decreto-Lei nº 227/1967, que estabelece o Código de Mineração. Dessa forma, toda pesquisa de exploração de reservas de carvão deverá ser acompanhada pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), conforme especificado no Capítulo II do Código de Mineração (BRASIL, 1967). Com relação à exploração de gás metano em jazidas virgens de carvão, as atividades estarão sujeitas às definições da Lei do Petróleo de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional e estabelece as diretrizes para programas específicos do uso dos recursos disponíveis na matriz energética do país, incluindo o carvão e seus derivados (BRASIL, 1997).

No ano de 2007, o Projeto de Lei nº 6.666/2006, através de uma emenda aditiva, buscou inserir um novo capítulo à Lei do Petróleo, dispondo especificamente sobre o aproveitamento econômico do gás metano de carvão em jazidas que possuíam portaria de lavra emitida pelo Ministro de Minas e Energia. O PL 6.666/2006 instituía a análise técnica do DNPM para o aproveitamento do gás metano em jazidas de carvão e introduzia a ANP como agente fiscalizador para tal atividade, buscando abranger o aproveitamento do gás metano de carvão em minas ativas de modo a con-

ciliar o Código de Mineração de 1967 e a Lei do Petróleo de 1997 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2006). No ano seguinte, o projeto de lei, apensado ao PL 334/2007, foi arquivado no congresso. Atualmente, o parágrafo segundo do Art. 23 da Lei do Petróleo concede à ANP o poder de outorgar diretamente a concessão para o aproveitamento do gás metano de carvão aos titulares de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósitos de carvão no Brasil (BRASIL, 1997).

Em nível estadual, o Rio Grande do Sul, estado detentor de cerca de 88% das reservas nacionais de carvão mineral (GOMES *et al.*, 1998) criou, em 2017, a Política Estadual do Carvão Mineral, instituindo o Polo Carboquímico do Rio Grande do Sul. Com essa iniciativa, o estado objetiva reduzir a dependência externa de insumos para as indústrias e promover o desenvolvimento econômico sustentável a partir do carvão mineral do estado. Além disso, a instituição do Polo Carboquímico tem a pretensão de utilizar o carvão mineral na produção de energia e/ou gás de síntese, proporcionando uma disposição final sustentável aos resíduos dos processos envolvidos (RIO GRANDE DO SUL, 2017). No entanto, não há nessa política estadual uma menção direta à exploração do gás metano de carvão.

Mercado: O Brasil, ao contrário de países como: Estados Unidos, Canadá, Rússia, China, Índia e Austrália, por exemplo, ainda não possui uma indústria estabelecida para o aproveitamento de gás metano de carvão (DELGADO e SANTOS, 2021). Os diversos usos para o metano de carvão estão relacionados com o tipo de jazida da qual o gás foi extraído. Em jazidas virgens, por exemplo, é possível aproveitar o metano de carvão como substituto do gás natural (sendo em forma de GNL ou pela injeção direta do mesmo na rede) ou utilizá-lo para a geração de energia elétrica no local (EPE, 2018a). Já para minas ativas, dado que os gases deverão ser ventilados para fora dos locais de trabalho por questões de segurança, o aproveitamento do metano contido nestes gases poderia gerar, tanto uma redução nos custos de operação da mina (se usado para a manutenção da própria mina), quanto a geração de uma renda extra se filtrado e vendido externamente (EPE, 2018a). A Tabela 5 sintetiza os dados matriz SWOT para a gás metano de carvão na região sul do Brasil.

Tabela 5 Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de gás metano de camada de carvão na Região Sul do Brasil.

	Recursos		Tecnologia	
	Forças	Fraquezas	Forças	Fraquezas
Fatores internos	- Grande quantidade de recursos no nordeste do estado do Rio Grande do Sul.	- Dados geológicos escassos e pouco representativos em comparação com outros recursos	- Tecnologia relativamente consolidada no setor. – Corpo técnico brasileiro competente. - Aumento de segurança e agregação de valor ao gás metano em minas ativas. - Potencial para captura e armazenamento de CO ₂	- Impactos ambientais negativos associados às técnicas de extração em jazidas virgens.
	Aspectos Políticos-Regulatórios		Aspectos Mercadológicos	
	Oportunidades	Ameaças	Oportunidades	Ameaças
Fatores Externos	- Menção na Lei do Petróleo sobre o aproveitamento do metano de carvão para detentores do direito de lavra ou de pesquisa. – Estado com maior potencial está alinhado com o desenvolvimento do recurso.	- Ausência de uma regulamentação específica sobre o <i>Coalbed Methane</i> .	- Grande oportunidade de exploração. - Aumento da oferta de gás natural, impulsionando a competitividade da indústria. - Redução da dependência da região pelo gás natural estrangeiro. - Possibilidade de captura e armazenamento de carbono	- Infraestrutura insuficiente para uma distribuição mais ramificada do gás natural.

7.2.3 Atividade Agropecuária na Região Sul do Brasil

O agronegócio no Brasil é um dos setores de maior relevância na participação do PIB nacional, representando cerca de 26,6% do PIB brasileiro no ano de 2020 (CEPEA/CNA, 2021). No contexto da agricultura mundial, o Brasil se posiciona como o principal produtor de soja, cana-de-açúcar, café,

laranja e entre outros produtos agrícolas (FAO, 2019) A pecuária brasileira também ocupa uma posição de destaque no cenário mundial, sendo o Brasil, por exemplo, o maior exportador de carne bovina do mundo, mandando para o mercado externo cerca de um quarto de toda a sua produção (ABIEC, 2020). Além disso, o Brasil é o terceiro e o quarto maior produtor de frango de corte e suíno, respectivamente (EMBRAPA, 2019).

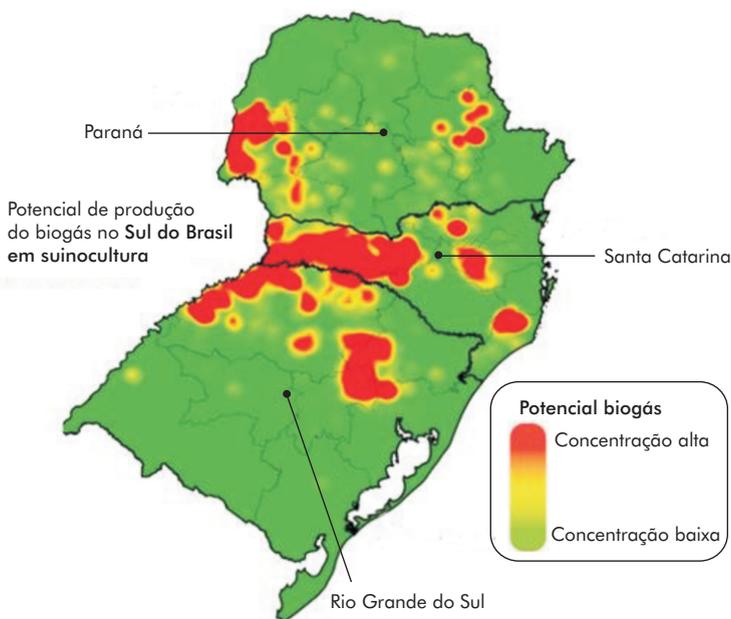
Nesse sentido, sendo a região Sul do Brasil uma região com forte presença na participação da produção agropecuária nacional, a mesma se encontra em uma posição de relevância, não só no cenário nacional, como também no internacional. O rebanho de bovinos nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, por exemplo, representou cerca de 12,4% do rebanho nacional no ano de 2020 (ABIEC, 2020). Para os suínos, essa participação é ainda maior. Os três estados somados produziram cerca de 2,72 milhões de toneladas de carne suína no ano de 2019, o que representou 66,0% de toda a produção brasileira no período, sendo liderado pelo estado de Santa Catarina que, sozinho, produziu mais de um quarto de toda a produção nacional em 2019 (27,15%) (EMBRAPA, 2019). Na agricultura sulista, um grande exemplo de destaque nacional é a produção de arroz, onde apenas os estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina concentram cerca de 80,4% da produção brasileira (IBGE, 2017). Dos 20 principais municípios produtores de arroz no Brasil, 18 se encontram no estado do Rio Grande do Sul, sendo Uruguaiana/RS a cidade que assume a liderança com uma produção de aproximadamente 678,3 mil toneladas no o ano de 2016 (IBGE, 2017).

7.2.3.1 Biogás de Substrato Suíno

Recursos: Os estados da região Sul do Brasil possuem a maior concentração de produção suína do país, representando 66,0% da produção nacional no ano de 2019, tendo um aumento de aproximadamente 159,5% nos últimos 20 anos, onde a produção passou de 1,05 milhões de toneladas/ano em 2000 para 2,72 milhões de toneladas/ano em 2019 (EMBRAPA, 2020). No comércio internacional, o estado de Santa Catarina contribuiu para 55,5% de toda a exportação de carne suína brasileira no ano de 2019, seguido pelos estados do Paraná e do Rio Grande do Sul que contribuíram, respectivamente, com 22,9% e 15,8% das exportações de carne suína nacional no período, somando 94,2% das exportações brasileiras deste produto em 2019 (EMBRAPA, 2019).

O efetivo de suínos na região Sul do Brasil foi de aproximadamente 20 milhões de cabeças no ano de 2019, sendo 7,6 milhões no estado de Santa Catarina, 6,8 milhões no estado do Paraná e 5,6 milhões no estado do Rio Grande do Sul, representando cerca de 49,5% do total do efetivo nacional (IBGE, 2019), sendo a maior parte localizada na região oeste do Paraná e Santa Catarina e na região noroeste do Rio Grande do Sul (BIOGÁS BRASIL, 2019). A Figura 23 mostra as regiões com maior potencial de geração de biogás no Sul do Brasil por meio da suinocultura.

Figura 23 Potencial de produção de biogás no Sul do Brasil por meio da suinocultura.



Fonte: BIOGÁS BRASIL, 2019

Considerando que a produção média diária de esterco por suíno é em torno de 2,35 kg/animal (OLIVEIRA, 1993), a estimativa de produção de esterco total anual nos três estados foi de aproximadamente 17,1 milhões de toneladas em 2019. Uma tonelada de esterco suíno tem o potencial de gerar entre 33 a 39 m³ de gás metano (PROBIOGAS, 2015). Dessa forma, o potencial de geração, supondo a transformação de todo o esterco suíno

do sul brasileiro gerado no ano de 2019 em gás metano, seria entre 566,1 milhões de $\text{m}^3 \text{CH}_4/\text{ano}$ a 669,0 milhões de $\text{m}^3 \text{CH}_4/\text{ano}$. Dados do relatório sobre o “Potencial de produção de biogás no Sul do Brasil” estimam o potencial de produção de biogás nos estados sulistas em torno de 911,8 milhões Nm^3/ano (ou 547,1 milhões de m^3 de biometano/ano, considerando um biogás com 60% de metano), sendo possível gerar até 1.893 GWh/ano de energia elétrica (BIOGÁS BRASIL, 2019).

Tecnologia: Existe atualmente uma ampla variedade de tecnologias disponíveis para a geração de energia por meio da utilização de biomassa como insumo, sendo por um processo termoquímico ou bioquímico (IRENA, 2012). Para o manejo de efluentes da pecuária, os biodigestores anaeróbicos são amplamente utilizados pois, além da geração do biogás, e posteriormente a possibilidade de gerar biometano e/ou energia elétrica, essa tecnologia também gera biofertilizantes demandados pela indústria agropecuária (PEREIRA *et al.*, 2009).

Segundo dados da CIBiogás (2019), existem atualmente 152 biodigestores em operação nos estados do sul brasileiro, sendo cerca de 94,7% das plantas de pequeno porte (produção de até 1,00 milhão de Nm^3/ano). Os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul produziram, respectivamente, 35,13 milhões de Nm^3/ano , 19,30 milhões Nm^3/ano e 5,15 milhões de Nm^3/ano de biogás provenientes de resíduos da agropecuária no ano de 2020, representando aproximadamente 17,8% do volume nacional (CIBIOGÁS, 2019). O modelo mais utilizado para esse fim no Brasil é o de lagoa coberta, também conhecido como modelo canadense (ANDRADE, 2018), sendo constituído basicamente por uma entrada de dejetos (ou substrato), uma câmara de fermentação subterrânea, uma manta superior com o objetivo de reter o biogás produzido, um local de saída para o digestato (e biofertilizante após tratamentos posteriores à biodigestão) e um registro de saída para o biogás. Esse tipo de biodigestor tem a vantagem de receber diretamente a luz do sol, fazendo com que esse calor recebido aumente a temperatura da fermentação dos efluentes, aumentando a eficiência do processo (PEREIRA *et al.*, 2009). Entretanto, biodigestores do tipo lagoa coberta carecem de aparatos tecnológicos que permitam um maior controle dessa temperatura de operação e do processo como um todo, o que na região Sul do Brasil, devido às altas variações térmicas anuais, ocasiona uma instância na produção de biogás (PEREIRA *et al.*, 2009).

A utilização de biodigestores para o tratamento dos efluentes suínos (e na pecuária em geral) é uma solução de grande valia para a diminuição dos impactos ambientais gerados pela indústria. O gás metano possui um potencial de aquecimento global cerca de 28 vezes maior do que o gás carbônico (IPCC, 2013). Além da geração de biogás e de biofertilizante, a utilização dessa tecnologia promove o devido saneamento ambiental, para que a propriedade rural opere de maneira sustentável, evitando que o gás metano gerado pela degradação dos efluentes seja liberado diretamente na atmosfera, transformando-o em gás carbônico após a utilização do mesmo na geração de energia (FERNANDES, 2012).

Política: No Brasil, as especificações do biometano são regulamentadas pela ANP, pelas Resoluções ANP N° 8/2015 e ANP N° 685/2017 e, posteriormente, pela ANP N° 858/2020. A Resolução da ANP N° 8/2015 estabelece as especificações do biometano procedente de resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais destinados ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais no Brasil, definindo-o como um biocombustível gasoso, essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás. Essa resolução também estipula as regras de utilização e o controle de qualidade da produção do biometano em todo o território nacional (ANP, 2015). A Resolução ANP N° 685 estabelece as regras de aprovação do controle de qualidade do biometano proveniente de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais em todo o território nacional, atualizando a Resolução ANP N° 8/2015. Esta Resolução dispensa as obrigações do controle de qualidade do biometano se o mesmo for comercializado para fins de geração de energia elétrica (ANP, 2017). A Resolução da ANP N° 828/2020, que dispõe sobre as informações necessárias dos documentos do controle da qualidade e do envio dos dados à ANP, atualiza as Resoluções anteriores (ANP, 2020).

No ano de 2017, foi instituída a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) com a Lei nº 13.576/2017. Essa política tem o objetivo de contribuir com o Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, promovendo uma produção adequada de biocombustíveis e aumentando a participação destes na matriz energética brasileira, visando, portanto, a redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (BRASIL, 2017). Em termos gerais, o RenovaBio tem por

princípio o estímulo ao desenvolvimento tecnológico e à inovação por meio dos seguintes dispositivos: Créditos de Descarbonização, certificação dos biocombustíveis, adições compulsórias de biocombustíveis aos combustíveis fósseis e incentivos fiscais, financeiros e creditícios (FGV, 2017).

Em nível estadual, os três estados que compõem a região Sul do Brasil possuem uma regulamentação própria: Paraná com a Lei nº 19.500/2018, Santa Catarina com a Lei nº 17.542/2018 e o Rio Grande do Sul com a Lei nº 14.864/2016. A lei paranaense instituiu a Política Estadual do Biogás e Biometano no Paraná e estabelece ao poder público o fomento à produção e ao consumo de biogás e biometano gerados no estado, estabelecendo regras e incentivando às cadeias produtivas da decomposição da matéria orgânica. Segundo o secretário estadual do Meio Ambiente da época, o objetivo da lei foi dar segurança jurídica para os empreendedores que desejarem investir no setor e desenvolvê-lo por meio de energias renováveis (PARANÁ, 2018). No mesmo ano, o estado de Santa Catarina instituiu a Política Estadual do Biogás objetivando, em termos gerais, a proteção do meio ambiente, com a minimização dos impactos da produção da proteína animal da agroindústria no estado, e o fomento ao aproveitamento de biomassa e biodigestão de dejetos e rejeitos animais, urbanos e industriais (SANTA CATARINA, 2018). Já para o estado do Rio Grande do Sul, foi instituída em 2016 a Política Estadual do Biometano, com o propósito de fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados ao biometano, atrair investimentos para a infraestrutura estadual e promover a disposição final adequada de resíduos orgânicos, visando a redução da emissão dos gases do efeito estufa no estado (RIO GRANDE DO SUL, 2016).

As políticas de incentivo ao desenvolvimento do biogás e biometano no Brasil possuem um caráter, não só nacional, como também estadual. Os três estados da região Sul do Brasil estão fortemente alinhados com a estratégia nacional de incentivar a pesquisa e o desenvolvimento de fontes energéticas alternativas e sustentáveis, tentando fornecer os suportes legais e financeiros necessários para o aumento da participação das fontes de biogás e biometano na matriz energética nacional.

Mercado: O biogás, de maneira geral, pode ser empregado na geração de energia elétrica, térmica ou utilizado para a produção de biometano (PRÓBIOGÁS, 2016). O biometano, quando atendendo as especificações estabelecidas pelo Regulamento Técnico ANP N°1/2015, poderá ser mis-

turado ao gás natural (ANP, 2015), sendo assim produtos concorrentes pelo mesmo mercado consumidor, podendo ser comercializado na forma de gás comprimido ou diretamente pela injeção do mesmo na rede de distribuição de gás canalizado (FGV, 2017). Dessa forma, sendo a região dependente do gás natural boliviano (MME, 2020a) e da variação cambial no preço final do mesmo (BNDES, 2013), o aumento da oferta de gás metano no mercado por meio da produção do biometano poderia diminuir essa dependência e aumentar a competitividade do mercado e da indústria como um todo por meio de um preço final mais atrativo.

Um potencial uso do biometano está no abastecimento do transporte coletivo, que no estado do Rio Grande do Sul recebeu a marca de GNVerde (SULGÁS, 2015). O Sul do Brasil foi a primeira região do país a sediar demonstrações do primeiro ônibus abastecido com biometano a rodar no Brasil, nas cidades de Foz do Iguaçu, PR e Montenegro, RS, com o modelo Scania Citywide Euro 6 da empresa sueca Scania (SULGÁS, 2015), indicando o pioneirismo dos estados sulistas nesse tema e o interesse em desenvolver o mercado por meio desse combustível. O estado do Rio Grande do Sul é um dos mais inovadores quando se trata de biogás no Brasil, dispondo até de um atlas do biogás no estado, estimando uma produção de até 9 milhões de m³ de biogás por dia (SEBRAER, 2018).

Na geração de energia elétrica por meio do biogás, a energia produzida pode ser monetizada tanto na sua comercialização nos mercados cativo (mediante leilão) e/ou livre, quanto na geração distribuída, onde a energia será consumida no mesmo local em que é gerada (FGV, 2017). Do ponto de vista do suinocultor, mesmo que a geração inicial de energia elétrica por meio do biogás não seja em uma escala grande o suficiente para a comercialização, é possível utilizar a energia elétrica produzida para o abastecimento interno da propriedade/empresa, diminuindo assim, os custos da mesma com o consumo de eletricidade. A mesma lógica é válida para a geração de energia térmica (FERNANDES e MARIANI, 2019).

Os estados da região Sul do Brasil estão inseridos atualmente em um ambiente regulatório favorável para o desenvolvimento do biogás na região, desde iniciativas nacionais, como o programa RenovaBio, até políticas estaduais específicas relacionadas à cadeia de biogás, promovendo maior segurança jurídica aos empreendedores do setor. Em contrapartida, é percebido pelos stakeholders a necessidade de uma união do setor para

uma maior atração de investimentos na indústria do biogás (SEBRAERS, 2018). A dificuldade de acesso à informações técnicas, comerciais e legais e a relação incerta entre custo e benefício comercial dos projetos são algumas das barreiras para o desenvolvimento de um mercado de biogás mais competitivo no Brasil (PRÓBIOGÁS, 2016).

A Tabela 6 sintetiza os dados matriz SWOT para a biogás de suínos na região sul do Brasil.

Tabela 6 Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de biometano de substrato suíno na Região Sul do Brasil.

	Recursos		Tecnologia	
	Forças	Fraquezas	Forças	Fraquezas
Fatores Internos	<ul style="list-style-type: none"> - Recursos renováveis. - Região com expressivo rebanho de suínos. - Maior potencial de geração de biometano suíno do país. 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencial de geração não tão expressivo quando comparada com fontes não renováveis. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tecnologias relativamente consolidadas no setor. - Flexibilidade do uso dos produtos finais da digestão anaeróbica. - Promove em conjunto o saneamento ambiental. - Pioneirismo da região em P&D, com destaque para os estados do Paraná e Rio Grande do Sul. 	<ul style="list-style-type: none"> - Maior parte dos biodigestores utilizados na região não possuem aparatos tecnológicos para conter a intermitência da produção de biogás conforme as estações do ano.
Fatores Externos	Aspectos Políticos-Regulatórios		Aspectos Mercadológicos	
	Oportunidades	Ameaças	Oportunidades	Ameaças
	<ul style="list-style-type: none"> - Alinhamento do governo federal e dos governos estaduais no estímulo da geração de biogás. - Ambiente regulatório positivo. - Pioneirismo da região em políticas de estímulo ao biogás e biometano. 		<ul style="list-style-type: none"> - Flexibilidade da comercialização dos produtos finais da digestão anaeróbica. - Região com forte empenho em desenvolver o mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Intermittência de produção de biogás conforme as estações do ano na região. - Falta de uma união do setor para atratividade de grandes investimentos. - Custo de produção de biometano - Competitividade com outros usos para o biogás

7.2.3.2 *Biogás de Casca de Arroz*

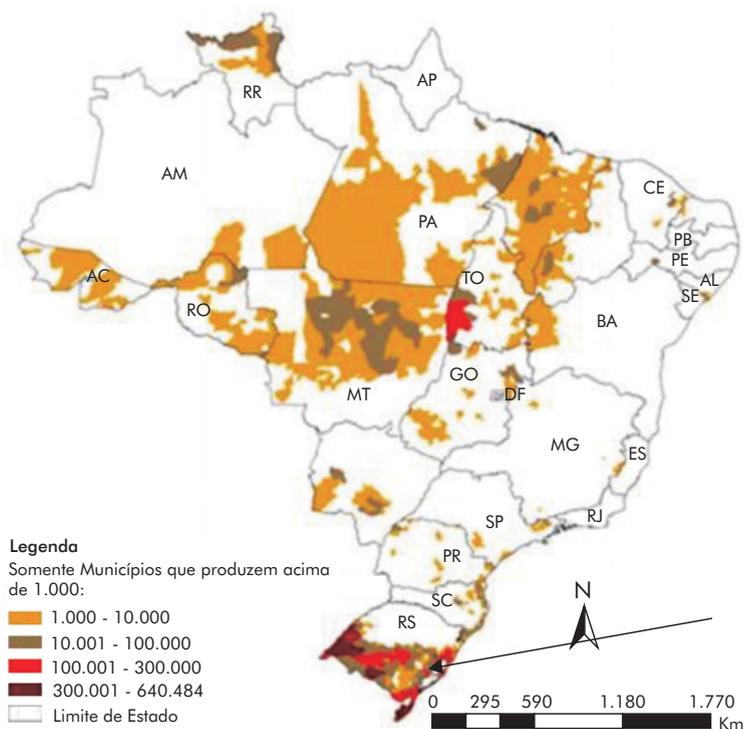
Recursos: Entre os principais países produtores de arroz em casca no mundo, o Brasil se posicionou como o décimo segundo maior produtor no ano de 2019, com uma produção de aproximadamente 10,36 milhões de toneladas (FAO, 2019). Segundo dados da Associação Brasileira da Indústria do Arroz, a produção brasileira de arroz em casca representou cerca de 1,51% da produção mundial no ano de 2020, totalizando aproximadamente 11,18 milhões de toneladas no período. A região Sul do Brasil ocupa uma posição de destaque na indústria arroseira, sendo os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná representantes de aproximadamente 70,3%, 10,8% e 1,3% da produção nacional, respectivamente (ABIARROZ, 2020). A Figura 24 mostra a concentração da produção de arroz no Brasil. A região Sul do Brasil também possui a maior produtividade nacional, produzindo cerca de 8.316 kg/ha, 23% maior do que a média da produtividade nacional (ABIARROZ, 2020).

No ano de 2020, a produção de arroz em casca na região Sul do Brasil atingiu 9,23 milhões de toneladas, representando cerca de 82,5% do total nacional no período (ABIARROZ, 2020). Entre os resíduos gerados pela produção de arroz, se encontra a casca de arroz, que surge quando a casca é separada do restante do grão pelos descascadores (MURARO, CAMELO e DENIS, 2018). Levando em consideração que a casca de arroz corresponde a 20% do total da produção de arroz (PIRES *et al.*, 2006; LORENZETT *et al.*, 2012), a estimativa sugere a geração de aproximadamente 1,84 milhões de toneladas de casca de arroz no ano de 2020 nos três estados do sul brasileiro.

Diversos estudos foram realizados com o objetivo de se encontrar uma relação entre a decomposição dos resíduos da produção de arroz e a geração de gás metano realizada por esse processo. Entretanto, resíduos como a palha de arroz, por exemplo, não são considerados biomassas de alto potencial de geração de gás metano devido à baixa digestibilidade de suas fibras (MENARDO, CACCIATORE e BALSARI, 2015). Nesse contexto, a taxa de conversão de biomassa proveniente dos resíduos da produção de arroz em gás metano irá depender dos tratamentos prévios dos substratos e dos recursos tecnológicos utilizados nos processos de conversão. Chandra *et al.* (2012) encontrou taxas de produção entre 59,8 a 132,7 L/kgSV. Chen *et al.* (2014) encontrou

taxas mais altas após pré-tratamento por extrusão, entre 218,1 e 227,3 L/kgSV. Entretanto, dados mais conservadores são informados pela Próbiogás, onde considerou os resíduos do processamento de arroz no geral, apresentando uma taxa de conversão de 56 L/kgSV, ou uma produção de aproximadamente 41 m³ de gás metano por tonelada de substrato (PRÓBIOGÁS, 2015). Dessa forma, para fins comparativos entre as outras fontes energéticas abordadas nesse trabalho e, tomando como base uma opção mais conservadora, o potencial de produção de biometano na região Sul do Brasil, tendo como substrato a casca de arroz, é de aproximadamente 75,44 milhões de m³ ao ano.

Figura 24 Mapa da concentração da produção de arroz no Brasil.



Fonte: CONAB, 2015

Tecnologia: No tocante ao aproveitamento energético da biomassa, a casca de arroz se classifica entre os vegetais não lenhosos, do grupo

dos celulósicos (ASPE, 2013), com uma composição típica de 43,3% de celulose, 26,4% de hemicelulose e 16,3% de lignina, sendo o restante composto por outros produtos orgânicos e inorgânicos (INÁCIO, 2016; SANTOS *et al.*, 2012). As principais tecnologias para a conversão energética da biomassa podem ser de caráter (i) termoquímico (incluindo a combustão direta, a gasificação e a pirólise) ou (ii) bioquímico (incluindo a digestão anaeróbica, a fermentação e a hidrólise) (EPE, 2014). Atualmente, a tecnologia de combustão direta da casca de arroz é a mais aplicada pela indústria arroseira para a geração de energia, sendo amplamente difundida nos principais países produtores de arroz, enquanto outras tecnologias, como a pirólise, gasificação ou a digestão anaeróbica, por exemplo, ainda estão em um estágio de aperfeiçoamento (EPE, 2014; INÁCIO, 2016).

Com relação ao potencial de produção de gás metano, a casca de arroz não é considerada um bom material para essa finalidade (SAWAZAKI, 1985). Sawazaki *et al.* (1985) variou as condições de pH e temperatura na produção de biogás a partir da casca de arroz, porém não observou a degradação total da matéria orgânica. Menardo, Cacciatore e Balsari (2015) também afirmaram a dificuldade de se produzir metano através da palha do arroz, e aplicaram um pré-tratamento com extrusão visando alterar a estrutura da lignocelulose e melhorar as condições de biodigestão. Chen *et al.* (2014) concluiu que o pré-tratamento da biomassa lignocelulósica por extrusão poderia elevar a produção de metano em biodigestores. Chandra *et al.* (2012) encontrou bons resultados com o pré-tratamento hidrotérmico da palha de arroz e com a adição de hidróxido de sódio na biomassa antes de submetida à biodigestão. Para fins de geração de gás metano, para que a casca de arroz se posicione como um potencial recurso renovável, será fundamental o desenvolvimento de pesquisas que objetivem melhorar a eficiência da biodigestão de biomassas lignocelulósicas.

Política: No Brasil, a Lei nº 12.305/2010 instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos, que visa, entre outros objetivos, o desenvolvimento de sistemas de gestão ambiental e empresarial voltados para o aproveitamento energético de resíduos sólidos gerados pelas indústrias, incluindo a agricultura. A lei estabelece, tanto para o plano nacional,

quanto para o plano estadual, metas para o aproveitamento energético dos gases gerados nas unidades de disposição final de resíduos sólidos, sendo tal lei regulamentada pelo Decreto nº 7.404/2010 (BRASIL, 2010a). Neste decreto, é assegurado pelo plano de gerenciamento de resíduos sólidos o aproveitamento da biomassa residual vegetal na produção de energia (BRASIL, 2010b). Nesse sentido, é representado pela Política Nacional de Resíduos Sólidos o aproveitamento energético da casca de arroz. Além disso, há ainda a política agrícola brasileira, que posiciona o Poder Público como incentivador de termoeletricas que utilizem os resíduos agrícolas como insumo, de forma a proporcionar maior eletrificação rural (BRASIL, 1991). Já em nível estadual, a Diretriz Técnica nº 002/2011, elaborado pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do estado do Rio Grande do Sul (FEPAM) norteia a gestão de resíduos caracterizados como casca de arroz e prioriza o aproveitamento energético deste por meio da queima, mas não há uma menção específica sobre a geração de biogás, por exemplo (FEPAM, 2011).

Mercado: Apesar de a casca de arroz não ser considerada ainda um bom material para a produção de gás metano, necessitando, portanto, de mais estudos que viabilizem a realização desse processo de forma mais eficiente (SAWAZAKI, 1985), a geração de energia por meio da queima da casca de arroz é uma alternativa praticável do ponto de vista tecnológico, viável do ponto de vista econômico e ético do ponto de vista ecológico, uma vez que a disponibilidade dessa biomassa geralmente se encontra em locais onde há uma demanda por energia mais reprimida (FOLETTTO, 2005). No Brasil, termoeletricas que utilizam a casca de arroz como insumo somam cerca de 45 MW de potência instalada, pertencentes, em grande parte, à grandes empresas do setor que atuam na região Sul do Brasil, como, por exemplo: CAMIL Alimentos S/A, Urbano Agroindustrial Ltda. e SLC Alimentos Ltda. (INÁCIO, 2016). Além disso, as cinzas geradas na queima da casca de arroz possuem um grande potencial para diversas aplicações, como a produção de sílica pura, produção de cimento e uso em concreto, por exemplo, de forma a atender as indústrias da construção civil, cerâmica, eletrônica, têxtil, entre outras (INÁCIO, 2016). A Tabela 7 sintetiza os dados matriz SWOT para a gás de casca de arroz na região sul do Brasil.

Tabela 7 Análise comparativa via Matriz SWOT para o desenvolvimento de biometano de substrato de casca de arroz na Região Sul do Brasil.

	Recursos		Tecnologia	
	Forças	Fraquezas	Forças	Fraquezas
Fatores internos	- Recursos renováveis. – Região com maior produção de arroz no país.	- Volume de gás metano gerado pequeno se comparado com outras fontes energéticas gasosas na região.		Tecnologia de biodigestão da casca de arroz ainda necessita de estudos para aumento de eficiência na produção de gás metano. - Tecnologia da queima da casca de arroz gera outros produtos com potencial valor econômico.
Fatores externos	Aspectos Políticos-Regulatórios		Aspectos Mercadológicos	
	Oportunidades	Ameaças	Oportunidades	Ameaças
	- Política de aproveitamento de resíduos sólidos bem estabelecida no país.	- Pouca legislação específica sobre geração de biogás através da casca de arroz.	- Utilização de um resíduo para a geração de energia elétrica na propriedade.	- Política de aproveitamento de resíduos sólidos bem estabelecida no país.

Entre as quatro fontes energéticas gasosas analisadas neste trabalho, o gás de folhelho presente na formação Ponta Grassa da bacia do Paraná foi o que apresentou a maior quantidade de recursos disponíveis à curto e médio prazo: aproximadamente 2,27 trilhões de m³. Em segundo lugar, o metano de carvão da formação Rio Bonito tem uma disponibilidade volumétrica estimada em 6,80 bilhões de m³, mostrando o enorme potencial energético dessas duas fontes fósseis de gás metano quando comparadas com as fontes renováveis aqui estudadas: biogás de substrato suíno, com potencial de produção anual de 547,1 milhões de m³ de biometano, e biogás da casca de arroz, com potencial de produção anual de aproximadamente 75,44 milhões de m³ de biometano. A Tabela 8 mostra um resumo do potencial volume de produção de cada um dos recursos.

A técnica do fraturamento hidráulico para a extração do gás de folhelho e, em alguns casos, do metano de carvão, já está no mercado há

muito tempo, mas o seu uso está associado a alguns impactos ambientais que não podem ser ignorados (ZOBACK *et al.*, 2010). Tais impactos são considerados tão significativos que afetaram diretamente a percepção dos órgãos públicos no estado do Paraná, por exemplo, que proibiram o uso da técnica no estado, inviabilizando a exploração do gás de folhelho da formação de Ponta Grossa até o momento. O estímulo à pesquisa e desenvolvimento por parte do poder público e privado poderia minimizar esses impactos e aprimorar a técnica atualmente empregada, possibilitando uma reavaliação das restrições impostas ao *fracking*.

Tabela 8 Potencial de produção de gás metano na região Sul do Brasil.

Recurso	Estados com potencial	Volume (em milhões de m ³)
Gás de folhelho – formação Ponta Grossa	PR	2.270.000,00
Metano de Carvão – formação Rio Bonito	SC, RS	6.800,00
Biometano de substrato suíno *	PR, SC, RS	547,10

Fonte renovável, valores anuais.

A geração de biogás através do substrato oriundo dos efluentes da suinocultura mostrou um grande potencial na região Sul do Brasil, não só pelo vasto conhecimento tecnológico com relação à biodigestores que utilizam como substrato dejetos animais, mas também pela grande produção de carne suína na região. Além disso, quando comparada à técnica de fraturamento hidráulico, a biodigestão anaeróbica se posiciona como uma solução aos passivos ambientais, e não como uma causadora destes, o que afeta diretamente a opinião pública. Em contrapartida, a geração de biogás através da biodigestão da casca de arroz ainda precisa ser estudada com mais profundidade para que processos de biodigestão anaeróbica para este tipo de substrato se tornem mais eficientes. Mesmo assim, a tecnologia de queima da casca de arroz para geração de energia já é amplamente utilizada nos estados produtores da região Sul do Brasil.

A inserção de todas as quatro fontes energéticas gasosas estudadas neste trabalho no mercado de gás natural da região Sul do Brasil poderia contribuir bastante para o desenvolvimento do mercado regio-

nal, aumentando a competitividade nos preços, diminuindo a dependência pelo gás natural estrangeiro e aumentando a produtividade da indústria local. No entanto, para que essa difusão do uso do gás natural atenda toda a demanda requerida, investimentos em infraestrutura para a distribuição de gás natural são fundamentais para uma maior ramificação e eficiência dos gasodutos sulistas.

8 CONCLUSÃO

O crescimento da produção de gás natural no país diante da concentração na exploração *offshore*, da dependência do gás boliviano e da utilização do GNL para geração de energia elétrica, em um cenário de maior flexibilização do mercado com o novo marco regulatório e da diminuição do poder de mercado da Petrobrás, com as ações de desinvestimento, traz enormes desafios ao mercado de gás, principalmente diante do objetivo de reduzir o preço do gás ao consumidor final e permitir um crescimento das indústrias regionais e o desenvolvimento econômico através da redução do preço da energia elétrica.

Neste cenário e considerando os casos específicos analisados nesse relatório, buscou-se estudar, de forma comparativa, quatro potenciais recursos energéticos gasosos na região Sul do Brasil. Mesmo que algumas fontes possam parecer mais promissoras que outras, é importante notar a diversidade de alternativas energéticas que os três estados do Sul do Brasil possuem, tanto de fontes fósseis, quanto renováveis. Além disso, a tecnologia empregada na exploração dos recursos energéticos irá influenciar diretamente as questões regulatórias e mercadológicas, sendo fator determinante para a viabilidade de cada fonte energética. Por fim, o investimento em pesquisa, desenvolvimento e infraestrutura é imprescindível para a viabilização comercial em larga escala para qualquer uma das fontes analisadas neste trabalho.

Em relação aos resultados dos cálculos dos índices de concentração, estes revelam que a adição de oferta traria maior diversificação ao mercado de gás natural, mesmo que ele continue concentrado e pouco competitivo. Entretanto, as limitações do estudo existem pelo fato de se considerar a oferta para um único Estado, além de considerar a demanda termelétrica total do Sudeste, tornando os resultados de

oferta insuficientes para o suprimento da oferta total. Importante citar também, que não foram consideradas maneiras de escoar a produção de *shale gas* da Bacia do Paraná para o mercado interno.

Em suma, este estudo demonstra a importância das ferramentas de planejamento do mercado energético que podem influenciar as decisões de investimentos em infraestrutura, que atualmente é insuficiente para escoar a produção de gás total. Os resultados dos índices demonstraram que o aumento da capacidade máxima de um único ofertante, não contribuiria de fato para a diversificação do mercado como um todo. Os índices analisados também demonstraram que o mercado atual é bastante dependente de poucas formas de oferta, o que tende a reduzir a segurança de oferta de gás.

O desenvolvimento de atividades exploratórias de gás de folhelho na região Sul do Brasil seria uma oportunidade de aumentar a oferta de gás natural no mercado e diminuir a dependência da região pelo gás importado e pela variação cambial no preço final. Além disso, observando a experiência de outros países na exploração de *shale gas*, o aumento da oferta e a diminuição do preço do gás natural para o consumidor final podem trazer para a indústria local maior competitividade, fazendo com que a demanda por gás natural mais barato seja crescente justamente por trazer vantagens competitivas.

REFERÊNCIAS

- ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. *Concessionárias*. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/concessionarias>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- ABIARROZ. Associação Brasileira da indústria do Arroz. *Sumário Executivo*, dez. 2020. Disponível em: <http://abiarroz.com.br/uploads/estatisticas/cb70ab375662576bd1ac5aaf16b3fca4.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2021
- ABIEC. Associação Brasileira das Indústrias Exportadoras de Carnes. *Beef Report: Perfil da Pecuária no Brasil*, 2020. Disponível em: <http://abiec.com.br/publicacoes/beef-report2020/#::~:~:text=Este%20Relat%C3%B3rio%20Anual%20tem%20como,cadeia%20da%20carne%20no%20Brasil>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- AES URUGUAIANA EMPREENDIMIENTOS. *Relatório da administração 2017*. [S. l.], p. 1–6, 2017.
- AGÊNCIA DE NOTÍCIAS DO PARANÁ. *Paraná diz não ao uso do fracking na exploração do gás de xisto*. 17 jul. 2019. Disponível em: <http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=102924&tit=Parana-diz-nao-aouso-do-fracking-na-exploracao-do-gas-de-xisto>. Acesso em: 23 abr. 2021.

- ALBERT, A. P., LANIER, D. L., PERILLOUX, B. L., & STRONG, A. *De las líneas de conducción al mercado*. Oilfiel Review, 23, 4–15. 2011.
- ALEXOPOULOS, T. A. *The growing importance of natural gas as a predictor for retail electricity prices in US*. Energy, (137), 219–233. 2017.
- ALMEIDA, E. de, COLOMER, M., & VITTO, W. A. C. *Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas*. Rio de Janeiro. 2017. Retrieved from https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf
- ALMEIDA, M.; SCHAEFFER, R.; LA ROVERE, E. L. *The potential for electricity conservation and peak load reduction in the residential sector of Brazil*. Energy, v. 26, n. 4, p. 413–429, 2001.
- ANDRADE, M. P. de. *Eficiência de Biodigestores Canadenses no Tratamento de Dejetos de Suínos em Diferentes Fases de Produção*. 2018. 49 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2018.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução ANP no 16*. 2018.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *TBG Public Call – Hiring of the Transport Capacity after Expiry of the Transport Contract*. 2018
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Boletim de recursos e reservas de petróleo e Gás Natural 2018*. 2019. Brasília.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020A). *Boletim de recursos e reservas de petróleo e Gás Natural 2019*. 2020. Brasília.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020B). *Contratação de Capacidade de Transporte – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – Chamada Pública 01R/2020*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-ecomercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/acesso-a-gasodutos/chamadaspublicas#Chamada%208>.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Maio 2021, N. 129. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/ptbr/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2021/2021-05-boletim.pdf>.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Nota Técnica nº 09/2010SCM – Gás natural não-convencional*. Rio de Janeiro, 2010.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2021A). *ANP aprova Edital e Contratos para a Chamada Pública nº 02/2020 para a contratação de capacidade no Gasbol*. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticiascomunicados/anp-aprova-edital-e-contratos-para-a-chamada-publica-no-02-2020-para-acontratacao-de-capacidade-no-gasbol.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução nº 685*, 30 jan. 2015. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-8-de-30-de-janeiro-de-201532367532>. Acesso em: 12 abr. 2021.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução nº 8*, 29 jun. 2017. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-685-2017-estabelece-as-regras-paraaprovação-do-controle-da-qualidade-e-a-especificação-do-biometano-oriuendo-de-aterrossanitarios-e-de-estacoes-de-tratamento-de-esgoto-destinado-ao-uso-veicular-e-as-instalacoes>. Acesso em: 12 abr. 2021.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução nº 828*, 2020. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-828-2020-dispoe-sobre-asinformacoes-constantess-dos-documentos-da-qualidade-e-o-envio-dos-dados-da>

qualidade-doscombustiveis-produzidos-no-territorio-nacional-ou-importados-e-da-outras providencias?origin=insti. Acesso em: 12 abr. 2021.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis. *12º Rodada de licitação de blocos*, 2013. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 9 mar. 2021.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, gás Natural e Biocombustíveis. *Produção de petróleo e gás teve recorde em 2020 e aumentou 52,71% em relação a 2010*. MME. 2020^a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-depetroleo-e-gas-teve-recorde-em-2020-e-aumentou-52-71-em-relacao-a-2010. Acesso em: 18 jun. 2021.

ARAÚJO, R. R. de. *Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento de gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos*. 2016. 304 p. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

ASPE. *Atlas da Bioenergia do Espírito Santo*, 2013. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Energia/Estudos%20Energ%C3%A9ticos/2013/AtlasBioenergia_ES.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.

BARROSO, L. A.; KELMAN, R.; GASPARGAR, L. S. *Panorama e perspectivas para o gás natural no Brasil*. Disponível em <https://www.emaisenergia.org/wpcontent/uploads/2020/09/PanoramaPerspectivasGasNaturalBrasil.pdf> Acessado em abril de 2021. 2020.

BELTRÃO, R. L. C., SOMBRA, C. L., LAGE, A. C. V. M., FAGUNDES NETTO, J. R., & HENRIQUES, C. D. *Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil*. ResearchGate, (July 2014), 8. <https://doi.org/10.4043/19880-MS>. 2009.

BIOGÁS BRASIL. *Potencial de produção de biogás no Sul do Brasil*. p. 66. Foz do Iguaçu, dez. 2019. Disponível em: <https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-04/Potencial%20de%20produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20biog%C3%A1s%20no%20Sul%20o%20Brasil.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2021.

BLACK, D. J.. *Factors affecting the drainage of gas from coal and methods to improve drainage effectiveness*. 2011.

BNDES. Banco nacional de desenvolvimento econômico e social. *Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro*, 2013. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1508>. Acesso em: 23 abr. 2021.

BP. *Statistical Review of World Energy*. Energy economics. 2020. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview/> Acesso em 15 abr 2021.

BRASIL, N. P. *Impactos do Setor Elétrico e da Indústria de Gás Natural na Co-geração no Brasil*. VIII, 95 p. 29,7. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 2003

BRASIL. Decreto 7.404/2010. *Regulamenta a Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, cria o Comitê Interministerial da Política Nacional de Resíduos Sólidos e o Comitê Orientador para a Implantação dos Sistemas de Logística Reversa, e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 dez. 2010b.

BRASIL. Decreto-Lei nº 227/1967. *Dá nova redação ao Decreto-lei nº 1.985, de 29 de janeiro de 1940. (Código de Minas)*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 fev. 1967.

BRASIL. Lei nº 13.576/2017. *Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 26 dez. 2017.

BRASIL. Lei nº 14.134/2021. *Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, trata-*

mento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 abr. 2021.

BRASIL. Lei nº 8.171/1991. *Dispõe sobre a política agrícola*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 17 jan. 1991.

BRASIL. Lei nº 9.478/1997. *Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 6 ago. 1997.

BRASIL. Lei nº 12.305/2010. *Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2 ago. 2010a.

BRET-ROUZAUT, N., FAVENNEC, J.-P., & Moutinho dos Santos, E. *Petróleo e gás natural: como produzir e a que custo*. (Synergia, Ed.) (2nd ed.). Rio de Janeiro. 2011.

BRITO, T.; SANTOS, E.; GALBIERI, R.; COSTA, H. *Qualitative Comparative Analysis of cities that introduced compressed natural gas to their urban bus fleet*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 71, P 502-508, Pergamon, 2017.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 6.666/2006. *Dispõe sobre normas para as atividades de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, 2006*. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=315641>. Acesso em: 29 mai. 2021.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Apesar de crescimento em novembro, geração térmica ainda recua no acumulado de 2020*. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticiasopiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_661089&_adf.ctrlstate=z312tc7er_14&_afLoop=76963543702280#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_661089%26_afLoop%3D76963543702280%26_adf.ctrl-tate%3Dz312tc7er_18.

CENÁRIOS GÁS (2020). *Gás para todos: a renegociação do acordo Brasil-Bolívia*. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/gas-para-todos-a-renegociacao-do-acordo-brasil-bolivia/>.

CEPEA/CNA. Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA) – ESALQ/USP; Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA). *PIB do Agronegócio, 2021*. Disponível em: https://www.cnabrazil.org.br/assets/arquivos/boletins/sut.pib_dez_2020.9mar2021.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.

CHAMBRIARD, M.; CUNHA, P. *O desenho do Novo Mercado de Gás e a Termoelectricidade*. [S. l.], p. 15, 2020. Disponível em: <http://www.linguateca.pt/Equipa/Hernani/HernaniCostarelFolheador.pdf>.

CHANDRA, R.; TAKEUCHI, H.; HASEGAWA, T. *Hydrothermal pretreatment of rice straw biomass: a potential and promising method for enhanced methane production*. Applied Energy, v. 94, p. 129-140, 2012.

CHEN, X. *et al. Enhancing methane production from rice straw by extrusion pretreatment*. Applied Energy, v. 122, p. 34-41, 2014.

CIBIOGÁS, *Nota Técnica: nº 002/2010 – Panorama do Biogás no Brasil em 2019*. Foz do Iguaçu, Abril de 2020.

COMÉRCIO, *Jornal Do. Economia – Termelétrica AES Uruguiana é vendida para grupo argentino, 2020*. Disponível em: https://www.jornaldocomercio.com/_conteudo/economia/2020/09/755237-termeletricaaesuruguiana-e-vendida-para-grupo-argentino.html.

COMPAGAS. *Relatório Integrado Da Administração 2019*. Disponível em:

http://compagas.com.br/images/pdf/demofinan/Relatorio_Integrado_da_Administracao_2019_V21.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.

CONAB. Companhia Nacional de Abastecimento. *A Cultura do Arroz, 2015*. Disponível em: [file:///C:/Users/Rafael/Downloads/2015_-_A_Cultura_do_Arroz%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Rafael/Downloads/2015_-_A_Cultura_do_Arroz%20(1).pdf). Acesso em: 21 mai. 2021.

COSTA, F. C. *Gases combustíveis como alternativas à eletrotermia em aquecimento direto e calor de processo no setor industrial brasileiro*. 2013. 211 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

CTMA. COMITÊ TEMÁTICO DO MEIO AMBIENTE. *Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil: Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural*. Brasília: CTMA/PROMINP – Projeto MA 09, 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/estudostecnicos/aproveitamento-hidrocarboneto-reserva-2016.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2021.

D'ALMEIDA, K., VILELA, P. C., CARDOSO, R. A., FERNANDES, R. F., & SOUZA, M.F.F., S. *Ocorrência de CO₂ em campos petrolíferos na margem leste brasileira*. Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: <http://cbg2018anais.siteoficial.ws/anexos/st8/7960.PDF>.

DELGADO, F.; MORAIS, F.; RECHDEN, R.; DECKER, M.; CARARA, E.; SILVA, L.; ZANOTTO, M.; JUNIOR, S.; TEZZA, F.; SPOLADORE, I.; CIONEK, V. *Perspectivas para o Brasil. In: O Shale Gas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade*. 9. ed. [s.l.] Cadernos FGV Energia, 2019.

DELGADO, F.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.. *O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. 2021.

DUTRA, J.; AMORIM, L.; DANILOW, R.; TIMPONI, G.; LIMA, C. E. L.. *Geração Termelétrica a Gás Natural: Comprovação de Disponibilidade de Combustível*. FGV CERI – Policy Papers, [S. l.], p. 1-77, 2017.

DYSON, R. G. *Strategic development and SWOT analysis at the University of Warwick*. European Journal of Operational Research, v. 152, n. 3, fev. 2004.

EIA, U. S. E. I. A. *Natural gas explained – Natural gas and the environment*. 2020.

EIA. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. Energy Information Administration – U.S. Department of Energy. 2013.

EIA. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: Argentina*. Energy Information Administration – U.S. Department of Energy. 2015a.

EIA. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: Brazil*. Energy Information Administration – U.S. Department of Energy. 2015b.

ELETROBRAS. *Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de uso – Ano Base 2005 – Classe Residencial*. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2007.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. *Embrapa suínos e aves, 2019*. Disponível em: <https://www.embrapa.br/suinos-e-aves/cias/estatisticas>. Acesso em: 1 abr. 2021.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. *Mapas e Infográficos, 2020*. Disponível em: <https://www.embrapa.br/suinos-e-aves/cias/mapas>. Acesso em: 1 abr. 2021.

ENERGIA, Ministério de Minas e; SECRETARIA DE PETRÓLEO, Gás Natural e Combustíveis

Renováveis; NATURAL, *Departamento de Gás. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural*. [s. L.], 2016.

EPBR. *Conheça o projeto Poço Transparente*. 19 nov. 2019. Disponível em:

<https://epbr.com.br/conheca-o-projeto-poco-transparente/>. Acesso em: 29 mai. 2021.

EPE (2019). *Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig#:~:text=0%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte%20,e%20demanda%2C%20a%20m%20de%20an%20e%20socioambientais>. EPE. -Empresa de Pesquisa Energética. (2020). *Balanço Energético Nacional 2020 – Relatório Síntese / Ano Base 2019*.

EPE (2020a). *Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré Sal*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf> Acessado em abril de 2021.

EPE (2020b). *Demanda de gás natural nos mercados nacional e internacional*. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/09/2020. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Demanda%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20vFinal.pdf>. Acessado em abril de 2021.

EPE (2020c). *O Novo Mercado de Gás e o Setor de Gás Natural no Espírito Santo*. Apresentação por Heloisa Borges Bastos Esteves Diretora da EPE. 2020c. Disponível em http://fcpeg.org.br/wpcontent/uploads/2020/08/EPE_NovoMercadoDeGas_EspiritoSanto_HBBE-18ago20.pdf Acessado em Abril de 2021

EPE (2020d). *Atlas da Eficiência Energética-Brasil | 2020*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/atlas-da-eficiencia-energeticabrasil-2020> Acessado em Julho de 2021

EPE. *Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014*. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

EPE. (2016). *Energia Termelétrica: Gás natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. Disponível em: http://www.epe.gov.br/Documents/Energia_Termelétrica – Acesso em: nov/2019.

EPE (2018). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf Acessado em abril de 2021.

EPE. (2019a). *Balanço Energético Nacional 2019 – Relatório Síntese/Ano Base 2018*. 2019a

EPE. (2019b). *Informe: Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro*. 2019b

EPE (2019c). *Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil – Panorama dos Principais Projetos (Ciclo 2018-2019)*. Agosto, 2019c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/terminais-de-regaseificacao-degnl-no-brasil-panorama-dos-principais-projetos>. Acesso em: nov/2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná: Parte 2 – Análise sobre o potencial de metano de carvão*. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2018a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Nota Técnica – A Indústria de Gás Natural na Argentina: Panorama, perspectivas e oportunidades para o Brasil*, 2020. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-492/Nota%20Tecnica%20A%20Industria%20Gas%20Natural%20na%20Argentina_Panorama%20perspectivas%20e%20oportunidades%20para%20o%20Brasil_DPG_SPG.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.

- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Nota técnica DEA 15/14. Inventário Energético de Resíduos Rurais. Série: Recursos Energéticos*. Ministério de Minas e Energia. Brasília. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2014.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Zoneamento Nacional de Óleo e Gás 2019*. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2019.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011*. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME/EPE, 2012.
- EPE (2021a). Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2030*. Ministério de Minas e Energia. 2021a.
- EPE (2021b). Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia – PNE 2050*. Ministério de Minas e Energia. 2021b.
- ESTEVES, H.; CARDOSO, M.; CARDOSO, N.; CARDOSO, P.; CARDOSO, R. Caracterização de Recursos Não Convencionais no Brasil. In: *O Desenvolvimento da Exploração de Recursos NãoConvencionais no Brasil: Novas Óticas de Desenvolvimento Regional*. [s.l.] Cadernos FGV Energia, 2021.
- FAO. Food and Agriculture Organization of the United Nations. *Base de dados FAOSTAT*, 2019. Disponível em: <http://www.fao.org/faostat/en/#data/QL>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- FEPAM. Fundação Estadual de Proteção Ambiental do estado do Rio Grande do Sul. Diretriz técnica nº 002/2011. *Gestão De Resíduos Caracterizados Como Casca De Arroz E Cinzas Resultantes Do Processo De Queima Da Casca*. Porto Alegre, 2011.
- FERNANDES, F. Substituição da Eletrotermia por Gases Combustíveis no Setor Industrial. 2008. 208 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- FERNANDES, D. M. *et al. Biomassa e biogás da suinocultura*. 2012.
- FERNANDES, G., MARIANI, L.. O alto potencial de produção e uso fará do biogás a próxima fronteira da energia renovável no Brasil?. *Caderno Opinião. FGV Energia*, mar. 2019. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/o-alto-potencial-de-producao-e-uso-fara-do-biogasproximo-fronteira-da-energia-renovavel-no>. Acesso em: 23 abr. 2021.
- FGV. Fundação Getúlio Vargas. Biocombustíveis. *Cadernos FGV Energia*. Rio de Janeiro, ago. 2017. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-biocombustiveis>. Acesso em: 22 abr. 2021.
- FGV. Fundação Getúlio Vargas. Gás Natural. *Cadernos FGV Energia*. Rio de Janeiro, nov. 2014. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-gas-natural-fgv-energia>. Acesso em: 22 abr. 2021.
- FOLETTTO, E. L. *et al. Aplicabilidade das cinzas da casca de arroz*. Química Nova, v. 28, n. 6, p. 1055, 2005.
- FUSER, I. *Conflicts and contracts: Petrobras, Bolivian nationalism and interdependence of natural gas (2002-2010)*. São Paulo University. 2011.
- GALLO, A. de B. *Avaliação da Inserção do Gás Natural no Setor Industrial Brasileiro – Uma Análise de Indicadores de Impactos Energético, Ambiental e Econômico*. 2018. 148 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2018.
- GOMES, A. P. *et al. Carvão fóssil. Estudos avançados*, v. 12, n. 33, p. 89-106, 1998.
- GOMES, I. Brazil: Country of the future or has its time come for natural gas?. *The Oxford Institute for Energy Studies*. University of Oxford, 2014.

- GOMES, I. Novo Mercado e impactos nos preços de gás natural. O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil, [S. l.], p. 49–54, 2019. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opiniao_-_agos-to_web-versao_final.pdf.
- GOMES, M. J.. *Estudo do mercado brasileiro de gás natural contextualizado ao Shale Gás*. 2011.
- GÜREL, E. Swot analysis: a theoretical review. *Journal of International Social Research*, v. 10, n. 51, ago. 2017.
- HAGE, J. A. A. Bolívia, Brazil and natural gas: a brief debate. *Journal of Studies and Research on the Americas*, 2(1), 1–23. Disponível em: <http://www.red.unb.br/index.php/repam/article/view/1474/1100>. 2008.
- HEFNER III, R. A. The age of energy gases. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 27, n. 1, p. 1-9, 2002.
- HOLDITCH, S. A. Unconventional oil and gas resource development—Let’s do it right. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, v. 1, p. 2-8, 2013.
- IBGE. Instituto brasileiro de geografia e estatística. *Censo Agro*, 2017. Disponível em: <https://censos.ibge.gov.br/2013-agencia-de-noticias/releases/16814-pam-2016-valor-da-producao-agricola-nacional-foi-20-maior-do-que-em-2015.html>. Acesso em: 23 abr. 2021
- IBGE. Instituto brasileiro de geografia e estatística. *Produção da Pecuária Municipal*, 2019. Disponível em: https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/84/ppm_2019_v47_br_informativo.pdf. Acesso em: 23 abr. 2021.
- ICIS. Independent Commodity Intelligence Services. *O futuro papel do GNL nos mercados brasileiros de gás e energia*. Dcide. 2021. Disponível em: <https://www.icis.com/explore/resources/o-futuro-papel-do-gnl-nos-mercados-brasileiros-de-gas-eenergia/>. Acesso em: 18 jun. 2021.
- IEA. *Total energy supply (TES) by source, World 1990-2018 – Charts – Data & Statistics*, 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>. Acesso em: 15 de abr. 2021.
- INÁCIO, Ronaldo Martiniano. *Panorama da utilização de resíduos do beneficiamento do arroz para a geração de energia no Brasil e formas de aplicação*. Tese de Doutorado. Dissertação (Mestrado Profissional em Engenharia de Biocombustíveis e Petroquímica), Universidade Federal do Rio de Janeiro–UFRJ, 2016.
- IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, eds O. R. Edenhofer, Y. Pichs-Madruga, E. Sokona, S. Farahani, K. Kadner, A. Seyboth, et al. Cambridge: Cambridge University Press. 2014.
- IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Anthropogenic and Natural Radiative Forcing*. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2013. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.
- IRENA. International Renewable Energy Agency. Biomass for Power Generation. *Irena Working Paper; Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, jun. 2012. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Biomass-forPower-Generation>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- IOOTTY, M. et al. *Uma análise da competitividade de preço do GNV (Gás Natural Veicular) frente à gasolina: estimação das elasticidades da demanda por GNV no Brasil no período recente*. Rio de Janeiro: Rio Oil & Gas, 2004.

- ISHAAN, T. The crisis in Bolivia fits no easy political narrative. *The Washington Post*. 2019. Disponível em: <https://www.washingtonpost.com/world/2019/11/14/crisis-bolivia-fits-no-easypolitical-narrative/>.
- JANNUZZI, G. M.; SCHIPPER, L. The structure of electricity demand in the Brazilian household sector. *Energy Policy*, v. 19, n. 9, p. 879–891, 1991.
- JENNER, S.; LAMADRID, A. J. *Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States*. *Energy Policy*, v. 53, p. 442–453, 2013.
- JOHNSON, R. L. *et al.* *Changes in completion strategy unlocks massive jurassic coalbed methane resource-the wallon subgroup*, Surat Basin, Australia. In: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2006.
- JUSBRASIL. *Tribunal Regional Federal da 4ª Região TRF-4*, 2014. Disponível em: <https://trf4.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/136091871/agravo-de-instrumento-ag-502099946201440400005020999-4620144040000>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- KALKREUTH, W. *et al.* O Potencial de Coalbed Methane (CBM) na jazida da Santa Terezi-nhamodelagem 3D e avaliação do poço de exploração CBM001-ST-RS. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, n. 2 suppl, p. 3-17, 2008.
- KUHN M, UMBACH F. *Strategic perspective of unconventional gas: a game changer with implication for the EU's energy security*. EUCERS strategy paper. King's College London 2011;1(1).
- KUUSKRAA, V. A.; STEVENS, S. H.; MOODHE, K.. Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *Washington: Independent Statistics & Analysis and US Department of Energy, [S. l.]*, n. June, 2013.
- KVENVOLDEN, K. A.; CLAYPOOL, G. E. *Geochemical and geologic factors effecting the formulation of gas hydrate: Task No. 5, Final report*. Geological Survey, Menlo Park, CA (USA), 1988.
- LAINE, C. R. The Herfindahl-Hirschman Index: A Concentration Measure Taking the Consumer's Point of View. *The Antitrust Bulletin*, v. 40, n. 2, p. 423–432, jun. 1995.
- LAW, P. L., DE FRANCO, N. (1998). *International Gas Trade-The Bolivia-Brazil Gas Pipeline. Public Policy For the Private Sector*, 144, 2–4. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/2828841303327122200/144law.pdf>.
- LAWSON, A.; PEREIRA, G.. Termelétricas E Seu Papel. *[S. l.]*, 2017. Madani HS, Holditch S. *A methodology to determine both the technically recoverable and the economically recoverable in an unconventional gas play*; 2011. SPE141368.
- LENHARD, L. G.; ANDERSEN, S. M.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Energy-environmental implications of shale gas exploration in Paraná hydrological basin, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 90, p. 56-69, 2018.
- LEVANDOWSKI, J. H. *Características petrográficas e geoquímicas das camadas de carvão do poço CBM 001-CL-RS, jazida Chico Lomã, e sua relação com o coalbed methane associado*. 2013.
- LIU, Y.; DUNN, P.; HATHERLY, P. *In-seam drilling technologies for underground coal mines*. 1998.
- LOFTIN, P. *Thirty years of lessons learned—Tips and tricks for finding, developing and operating a coalbed methane field*. In: *Proc 24th World Gas Conference "The Global Energy Challenge: Reviewing the Strategies for Natural Gas*. p. 5-9. 2009.
- LORENZETT, D. B.; NEUHAUS, M.; SCHWAB, N. T. Gestão de resíduos e a indústria de beneficiamento de arroz. *Revista Gestão Industrial*, v. 8, n. 1, p. 219–232, 2012.
- MANUHUTU, C.; OWEN, A. D. Gas-on-gas competition in Shanghai. *Energy Policy*, v. 38, n. 5, p. 2101–2106, maio 2010.

- MARCOVICI, F. *Central Térmica de Uruguaiana volta a gerar energia*, 2021.
- MENARDO, S.; CACCIATORE, V.; BALSARI, P. *Batch and continuous biogas production arising from feed varying in rice straw volumes following pre-treatment with extrusion*. *Bioresource Technology*, v. 180, p. 154-161, 2015.
- MITTLERR, BLUMWALDE. *Genetic engineering for modern agriculture: challenges and perspectives*. *Annu Rev Plant Biol*. 2010;61:443-62. doi: 10.1146/annurev-arplant-042809-112116. PMID: 20192746.
- MOUETTE, D. *et al. Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector*. *Science of the total environment*, v. 668, p. 1104-1116, 2019.
- FDTE/MME [Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia/Ministério das Minas e Energia]. "*Balanco de Energia Útil 2005*". Brasília, 2005.
- MME. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, janeiro de 2021 / Ministério de Minas e Energia. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/ptbr/asuntos/noticias/mme-publica-novo-boletim-mensal-de-gas-natural/Boletim_Gas_Natural_nr_167_JAN_21ADOBÉ.pdf Acessado em Abril de 2021.
- MME. *Government launches the "New Natural Gas Market", a historic landmark for Brazil*. *Ministry of Mines and Energy*. 2019a. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-lanca-o-novo-mercado-do-gas-um-marcohistorico-para-o-brasil.
- MME. *Monthly Monitoring Report of the Natural Gas Industry (2009-2019)*. 2019b. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.
- MME. *Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural*. 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.
- MME – Ministério de Minas e Energia (2020). *Autorizada a retomada da Chamada Pública do Gasbol*. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticiascomunicados/autorizada-a-retomada-da-chamada-publica-do-gasbol.
- MME. Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Dezembro, 2020, 2020b* p. 38. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-ebiocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/>. Acesso em: 23 abr. 2021.
- MME. Ministério de Minas e Energia. *O Novo Mercado de Gás, 2020a*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- MME. Ministério de Minas e Energia. *REATE 2020, 2020c*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- MONTENEGRO, R. S. P.; PAN, S. S. K. *Gás natural como matéria-prima para a produção de eteno no Estado do Rio de Janeiro*. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 12, p. [135]-159. 2000.
- MONTGOMERY, C. T. *et al. Hydraulic fracturing: history of an enduring technology*. *Journal of Petroleum Technology*, v. 62, n. 12, p. 26-40, 2010.

MORAIS, L. P. *Análise Hidromecânica do Problema de Fraturamento Hidráulico*. Dissertação de Mestrado. Publicação G. DM-267/2016, Departamento de Engenharia Civil, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 125p, 2016.

MOUETTE, D.; MACHADO, P. G.; FRAGA, D.; PEYERL, D.; BORGES, R.; BRITO, T.; SHIMOMAE-BARA, L.; SANTOS, E. Costs and emissions assessment of a Blue Corridor in a Brazilian reality: The use of liquefied natural gas in the transport sector. *Science of the total environment* V. 668, P. 1104-1116, Elsevier, 10/06/2019.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. *Natural Gas: Strategies for a New Energy in Brazil* (1 / 2002). São Paulo. 2002. Retrieved from <http://www.seplan.mt.gov.br/-/4157392-outras-publicacoes>

MOUTINHO DOS SANTOS, E. dos; PEYERL, D.; NETTO, A. L. A.. *Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil*, 2020.

MURARO, P.; CAMELO, C. de O.; DENIS, F. A.. *Aproveitamento e Valorização da Casca de Arroz: Uma Revisão Bibliométrica*. Use And Assessment of Rice Husk (Rh): A Bibliometric. 2018.

O GLOBO (2020). *Bolívia quer renegociar acordo de gás com o Brasil. Entenda o que está em jogo*. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/bolivia-quer-renegociar-acordo-de-gascom-brasil-entenda-que-esta-em-jogo-24704448>.

OLIVEIRA, P. A. V. *Manual de manejo e utilização dos dejetos de suínos*. Embrapa Suínos e Aves-Documentos (INFOTECA-E), 1993.

OTC – Offshore Technology Conference. *OTC Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions*. Disponível em: <https://www.otcnet.org/otcdistinguished-achievement-awards-for-companies-organizations-and-institutions>. Acesso em: 29 mai. 2021. 2020.

PARANÁ. Lei nº 19.500/2018. *Dispõe sobre a Política Estadual do Biogás e Biometano e adota outras providências*. Publicada no Diário Oficial n.º 10194 em 22 mai. 2018. Curitiba, 21 mai. 2018.

PASSOS, M. F. S. A. (1998). Gasoduto Bolívia – Brasil. *Economia & Energia*, no 10, Ano II. Disponível em: <https://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>.

PEREIRA, Edilaine Regina; DE ABREU DEMARCHI, João José Assumpção; BUDIÑO, Fábio Enrique Lemos. *Biodigestores–tecnologia para o manejo de efluentes da pecuária*. 2009.

PETROBRAS. *Unidade de Processamento de Gás Natural Boliviano e investimentos no Estado do MS*. Disponível em: <http://slideplayer.com.br/slide/7295645/>. 2016.

PINTO JUNIOR, H. Q., ALMEIDA, E. F., BOMTEMPO, J. V., & GOULART, R. B. *Economia da Energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial* (2ª). Rio de Janeiro: Elsevier. 2016.

PINTO, R. P. (2014) *Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil: evolução e perspectivas*. 170 f. Tese (Doutorado) – Curso de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

PIRES, T.C. *et al. Produção de Papel Compósito com Casca de Arroz para Aproveitamento da Biomassa Residual*. In: . 2006.

PROBIOGÁS. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. *Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil*. Brasília, DF, 2016. Disponível em: https://www.giz.de/en/downloads/giz_barreiras_digital_simples.pdf. Acesso em: 23 abr. 2021.

PROBIOGÁS. Secretaria Nacional De Saneamento Ambiental. *Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás*. 2015.

RAHIMI, A. F.; SHEFFRIN, A. Y. Effective market monitoring in deregulated electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 486–493, maio 2003.

RAMOS, D. *Bolivia's natural gas reserves rose to 10.7 trillion cubic feet*. Retrieved April 13, 2019, Disponível em: <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1LE2D4-OBRS>. 2018.

RANGEL, H. P. G. *Metodologia de Seleção de Projeto para Aproveitamento de Gás Natural: UPGNS e UTE*. Dissertação (mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ. 2018.

RICCOMINI, Claudio; MOURA, Thaís Tevisani; SANT'ANNA, Lucy Gomes; TASSINARI, Colombo Celso Gaeta; TAIOLI, Fábio. *Caderno Desenvolvimento Da Exploração De Recursos Não-Convencionais No Brasil*. [S. l.], 2021.

RIO GRANDE DO SUL. Lei nº 14.864/2016. *Institui a Política Estadual do Biogás e do Biometano, o Programa Gaúcho de Incentivo à Geração e Utilização de Biogás e de Biometano – RS-GÁS -e dá outras providências*. Publicada no DOE n.º 089 em 12 mai. 2016. Porto Alegre, 11 mai. 2016.

RIO GRANDE DO SUL. LEI nº 15.047/2017. *Cria a Política Estadual do Carvão Mineral, institui o Polo Carboquímico do Rio Grande do Sul e dá outras providências*. Palácio Piratini, Porto Alegre, 29 nov. 2017.

ROCHA, H.. *Estudo Geológico Do Potencial De Exploração E Produção De Gás Natural Não Convencional Na Bacia Do Paraná: Avaliação Da Viabilidade No Abastecimento Da Usina Termoeleétrica De Uruguaiana* (Rs). [S. l.], p. 191, 2016.

ROCKETT, G. C. *et al*. The CARBMAP project: Matching CO2 sources and geological sinks in Brazil using geographic information system. *Energy Procedia*, v. 4, p. 2764-2771, 2011.

SANCHES-PEREIRA, A., TUDESCHINI, L. G., COELHO, S. T. (2016). Evolution of the Brazilian residential carbon footprint based on direct energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 184-201.

SALES, C. J. D., & HOCHSTETLER, R. *Gás Natural – concorrência, finalmente*. O Estado de São Paulo. 2016.

SANTA CATARINA. Lei nº 17.542/2018. *Institui a Política Estadual do Biogás e estabelece outras providências*. Publicada no DOE – SC em 13 jul. 2018. Florianópolis, 12 jul. 2018.

SANTOS JÚNIOR, D. S. dos, MOUTINHO DOS SANTOS, E. O gás natural do pré-sal como potencial substituto do gás importado boliviano: implicações e desafios. *Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP*. Rio de Janeiro: Rio Oil & Gas Expo and Conference. 2018.

SANTOS JÚNIOR, D. S. dos. *Elementos para a discussão sobre renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás*. Universidade de São Paulo. 2019.

SANTOS, F. A. *et al*. *Potencial da palha de cana-de-açúcar para produção de etanol*. Química nova, v. 35, n. 5, p. 1004-1010, 2012.

SANTOS, R. M. D. *Alternativas de monetização de recursos de gás natural em terra: o caso da Bacia do Paraná*. Ricardo Moreira dos Santos. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE. XIII: 163 p. 2015.

SAWAZAKI, H. E.; TEIXEIRA, J. P. F.; MORAES, R. M. de. *O pH e a temperatura na produção de biogás a partir de casca de arroz*. *Bragantia*, v. 44, n. 2, p. 715-721, 1985.

SCGAS. *Relatório do Auditor Independente Sobre as Demonstrações Contábeis*. Companhia de Gás de Santa Catarina, 2019. Disponível em: https://s3.amazonaws.com/mzfilemanager/137b4414-3d0c-493e-8b59-0d02bc3e4072/2a0e93ba-9416-489e-ba79d380390794ab_scgas%20-%20demonstracao%20financeira%202019.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.

SEBRAE. *Os desafios para desenvolver o biogás*, 31 ago. 2018. Disponível em: <https://sebraers.com.br/energia/os-desafios-para-desenvolver-o-biogas/>. Acesso em 23 abr. 2021.

SIMA/SP. *Gás Natural*. 2021 Disponível em: <https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/infraestrutura/coordenadorias/coordenadoriade-petroleo-gas-e-mineracao/gas-natural/>. Acesso em: 26 abr. 2021.

SULGAS. *ANP Regulamenta o uso do biometano*, 10 fev. 2015. Disponível em: <https://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/index.php/noticias-sala/699-anp-regulamenta-uso-dobiometano>. Acesso em: 29 mai. 2021.

SULGAS. *Relatório Integrado da Administração*, 2019. Disponível em: https://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/images/transparenciarquivos/relatorio/Relatorio_Integrado_da_Administracao_2019.pdf. Acesso em: 29 mai. 2021.

TASSINARI, C.; MARTIN, S.; RICCOMINI, C.; TAIOLI, F. Potencial de Exploração de NãoConvencionais. In: *O Desenvolvimento da Exploração de Recursos Não-Convencionais no Brasil: Novas Óticas de Desenvolvimento Regional*. [s.l.] Cadernos FGV Energia, 2021.

TBG (2021a). *Informações Técnicas do Gasoduto - TBG*. Disponível em: <https://www.tbg.com.br/informações-técnicas-do-gasoduto>.

TBG (2021b). *TBG divulga resultados e taxas referentes ao Concurso Público nº 02/2020*. Disponível em: https://www.tbg.com.br/en/detalhe-noticia/-/asset_publisher/QuFTSK7CGhyS/content/tbg-divulga-resultado-e-tarifas-aplicadas-na-chamadap%C3%BAblica-02-2020.

TOLMASQUIM, M. T. *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. [s.l.: s.n.]. 2016.

TORRES, E. T. F. *O Gasoduto Brasil–Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado*. Revista No BNDES, 99–116. June 2002.

ULIASZ-MISIAK, B. *et al. Environmental Risk Related to the Exploration and Exploitation of Coalbed Methane*. Energies, v. 13, n. 24, p. 6537, 2020.

WEIJERMARS, R. *Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe*. Applied Energy, v. 106, p. 100-115, Jun 2013. ISSN 0306-2619. 2013.

ZALÁN, P. V. *et al. The Parana Basin, Brazil: Chapter 33: Part II. Selected Analog Interior Cratonic Basins: Analog Basins*. 1990.

ZHANG, X., MYHRVOLD, N., HAUSFATHER, Z., & CALDEIRA, K. *Climate benefits of natural gas as a bridge fuel and potential delay of near-zero energy systems*. Applied Energy, 166, 317–322. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.016>. 2016.

ZOBACK, M., & KOHLI, A. *Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781316091869. 2019.

ZOBACK, M.; KITASEI, S. COPITHORNE, Brad. *Addressing the environmental risks from shale gas development*. Washington, DC: Worldwatch Institute, 2010.

Agradecemos o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (através do Projeto Gasbras número 01.14.0215.00) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq – (Chamada Pública Encomenda Convênio FINEP n. 01.14.0215.00 SEI – 01300.007195/2020-59).

Agradecemos igualmente o apoio do Research Centre for Greenhouse Gas Innovation - RCGI, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo FAPESP (Processo 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).