



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E TERRITÓRIO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

ANÁLISE DAS IMPLICAÇÕES DA LEI N° 14.134/2021 NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA AS UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

SAMUEL MATHIAS DO AMARAL JUNIOR

Foz do Iguaçu
2025



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E TERRITÓRIO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

ANÁLISE DAS IMPLICAÇÕES DA LEI Nº 14.134/2021 NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA AS UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

SAMUEL MATHIAS DO AMARAL JUNIOR

Tese de Doutorado apresentado ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Energia e Sustentabilidade.

Área de concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Arrieche
Coorientadora: Profa. Dra. Janine Padilha Botton

Foz do Iguaçu
2025

Catálogo elaborado pelo Setor de Tratamento da Informação
Catálogo de Publicação na Fonte. UNILA - BIBLIOTECA LATINO-AMERICANA – CENTRAL

A485

Amaral Junior, Samuel Mathias do.

Análise das Implicações da Lei Nº 14.134/2021 no mercado de gás natural no Brasil: desafios e oportunidades para as unidades de processamento de gás natural / Samuel Mathias do Amaral Junior. - Foz do Iguaçu, 2025.

191 f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território, Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade. Foz do Iguaçu - PR, 2025.

Orientador: Leonardo da Silva Arrieche.

Coorientadora: Janine Padilha Botton.


1. Gás Natural. 2. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás). 3. Brasil. 4. Regulação. 5. Processamento de gás natural. 6. Dinâmica de Sistemas. I. Arrieche, Leonardo da Silva. II. Botton, Janine Padilha. III. Título.

CDU 620.952(81)

**ANÁLISE DAS IMPLICAÇÕES DA LEI Nº 14.134/2021 NO MERCADO DE GÁS NATURAL
NO BRASIL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA AS UNIDADES DE
PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL**

Tese de Doutorado apresentado ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Energia e Sustentabilidade.


BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **LEONARDO DA SILVA ARRIECHE**
Data: 14/05/2025 13:36:12-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Orientador: Prof. Dr. Leonardo da Silva Arrieche

UNILA
Documento assinado digitalmente
 **JANINE PADILHA BOTTON**
Data: 14/05/2025 13:19:14-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Coorientadora: Profa. Dra. Janine Padilha Botton

Documento assinado digitalmente
 **LUIS EVELIO GARCIA ACEVEDO**
Data: 15/05/2025 21:27:50-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Luis Evelio Garcia Acevedo

Documento assinado digitalmente
 **CESAR ADOLFO RODRIGUEZ SOTOMONTE**
Data: 19/05/2025 07:25:47-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. César Adolfo Rodriguez Sotomoto

UNILA
Documento assinado digitalmente
 **MARCELO SILVEIRA BACELOS**
Data: 19/05/2025 10:14:00-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Marcelo Silveira BaceLOS

UFE:
Documento assinado digitalmente
 **RENATO ROCHA BATISTA**
Data: 19/05/2025 10:59:50-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Renato Rocha Batista

IFF

Foz do Iguaçu, 10 de fevereiro de 2025.

Dedico este trabalho à minha família. O título é dela também.

AGRADECIMENTOS

A Deus: honra, glória e louvor.

À minha família, que tem sido meu pilar de apoio e fonte inesgotável de amor e motivação. Seu amor incondicional e encorajamento constante foram fundamentais para que eu persistisse e superasse os desafios ao longo dessa jornada acadêmica.

Ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia & Sustentabilidade por permitir que sonhos e ideias se concretizem em conhecimento, inclusão e oportunidades.

Por fim, expresso minha gratidão os professores orientadores Dr. Leonardo Arrieche e Dra. Janine Carvalho Padilha que, por vezes, trouxeram injeção de ânimo para continuar nos altos e baixos que modulam a caminhada do pós-graduando. Seus conhecimentos compartilhados e valiosas contribuições foram fundamentais para o enriquecimento desta pesquisa.

*“Eu sou a Sabedoria;
sou mais preciosa do que as joias.
Tudo o que você deseja não pode se comparar comigo.
Eu sou a Sabedoria; tenho compreensão, conhecimento e juízo”.*

Provérbios 8:11-12.

AMARAL JUNIOR, Samuel Mathias do. Análise das implicações da Lei nº 14.134/2021 no mercado de gás natural no Brasil: desafios e oportunidades para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). (Data da defesa). 191 fls. (Doutorado em Energia e Sustentabilidade) – Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu.

RESUMO

O gás natural no Brasil atende demandas dos setores produtivos e de serviço, com sua produção majoritariamente associada à produção de petróleo. Neste sentido o aumento da produção nacional acompanha a expansão da exploração do Pré-Sal. No entanto, sua disponibilização ao mercado é limitada, uma vez que depende de uma estrutura de rede composta por gasodutos de escoamento de gás não processado, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), gasodutos de transporte de gás especificado e estações de regaseificação. A infraestrutura existente apresenta restrições quanto à capacidade de escoamento das unidades produtoras às UPGNs, resultando no aumento da reinjeção nos reservatórios, enquanto gera ociosidade em UPGNs sem malha de gasodutos interligada. A reinjeção, embora aumente o fator de recuperação de petróleo, reduz a oferta de gás ao mercado, levando à necessidade de importação. Para a tratativa destas questões, a formulação da Lei nº 14.134/2021 tem como objetivo, dentre outros, fomentar investimentos no setor, incluindo a abertura do acesso à infraestrutura existente para outras empresas. Para este fim, as pendências de regulação são atendidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as quais estão em constante aprimoramento. Sendo assim este estudo propõe três abordagens sobre o tema, no formato de artigos independentes: (1) desenvolvimento de uma referência para compor uma tarifação de processamento, até então ausente, baseado na eficiência de recuperação de Líquidos de Gás Natural (LGN) e no consumo energético das rotas tecnológicas; (2) investigação da possibilidade de reprocessar gás natural, utilizando margens de especificação de gás tratado, para aumento da taxas de utilização em UPGNs ociosas, com recuperação de LGN residual; e (3) abordagem de Dinâmica de Sistemas (DS) para modelar o comportamento do mercado de gás natural considerando as interações entre oferta, demanda e infraestrutura. Para alcançar tais objetivos, foi utilizada simulação em regime estacionário de fluxogramas de processo pelo software Aspen Hysys® para as propostas (1) e (2), e simulação de um modelo de DS com auxílio da aplicação Insight Maker® para a proposta (3). Dentre os resultados, o primeiro estudo (1) apresenta um fator energético variando de 0 a 1, onde 1 equivale à máxima recuperação de LGN através da rota tecnológica composta por turbo-expansão e refrigeração mecânica para liquefação de frações de maior peso molecular, fornecendo uma referência de formulação de tarifas de processamento. O estudo (2) demonstra ganhos na recuperação de LGN residual em 2,3 vezes superior ao utilizar a margem de ociosidade da UPGN. Este resultado equivale ao caso estudado cuja corrente apresenta a máxima concentração de C₃+, segundo a especificação da ANP, comparado à taxa de utilização histórica de 18%. Por fim, a simulação do modelo no estudo (3) permite inferir sobre a efetividade do uso de DS para avaliar o comportamento estocástico do gás natural no mercado, considerando fatores como políticas de redução de emissões de gases de efeito estufa. A simulação projeta que, se mantida a taxa de reinjeção, o valor do gás reinjetado alcançará o valor produzido em 2031, sendo o Brasil totalmente dependente de importação. Desta forma, as abordagens oferecem ferramentas para a auxílio na formulação de regulação, otimização da infraestrutura existente e planejamento estratégico no setor de gás natural e seus impactos na economia.

Palavras-chave: Gás Natural, Lei nº 14.134/2021, Brasil, Regulação, Processamento, Dinâmica de Sistemas.

AMARAL JUNIOR, Samuel Mathias do. Análisis de las implicaciones de la Ley N° 14.134/2021 en el mercado de gas natural en Brasil: desafíos y oportunidades para las Unidades de Procesamiento de Gas Natural. 2024. 191 p. Tesis (Doctorado en Energía y Sostenibilidad) - Universidad Federal de Integración Latinoamericana, Foz do Iguaçu.

RESUMEN

El gas natural en Brasil satisface las demandas de los sectores productivos y de servicios, con su producción mayoritariamente asociada a la producción de petróleo. En este sentido, el aumento de la producción nacional acompaña la expansión de la exploración del Presal. Sin embargo, su disponibilidad en el mercado está limitada, ya que depende de una estructura de red compuesta por gasoductos de evacuación de gas no procesado, Unidades de Procesamiento de Gas Natural (UPGN), gasoductos de transporte de gas especificado y estaciones de regasificación. La infraestructura existente presenta restricciones en cuanto a la capacidad de evacuación desde las unidades productoras hacia las UPGNs, lo que resulta en un aumento de la reinyección en los reservorios, mientras genera ociosidad en UPGNs sin una red de gasoductos interconectada. La reinyección, aunque incrementa el factor de recuperación de petróleo, reduce la oferta de gas al mercado, llevando a la necesidad de importación. Para abordar estas cuestiones, la formulación de la Ley N° 14.134/2021 tiene como objetivo, entre otros, fomentar inversiones en el sector, incluyendo la apertura del acceso a la infraestructura existente para otras empresas. Para este fin, las pendientes de regulación son atendidas por la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), las cuales están en constante mejora. Así, este estudio propone tres enfoques sobre el tema, en formato de artículos independientes: (1) desarrollo de una referencia para establecer una tarifación de procesamiento, hasta ahora inexistente, basada en la eficiencia de recuperación de Líquidos de Gas Natural (LGN) y en el consumo energético de las rutas tecnológicas; (2) investigación de la posibilidad de reprocesar gas natural, utilizando márgenes de especificación de gas tratado, para incrementar las tasas de utilización en UPGNs ociosas, con recuperación de LGN residual; y (3) enfoque de Dinámica de Sistemas (DS) para modelar el comportamiento del mercado de gas natural considerando las interacciones entre oferta, demanda e infraestructura. Para alcanzar estos objetivos, se empleó simulación en régimen estacionario de diagramas de proceso mediante el software Aspen Hysys® para las propuestas (1) y (2), y simulación de un modelo de DS con el apoyo de la aplicación Insight Maker® para la propuesta (3). Entre los resultados, el primer estudio (1) presenta un factor energético que varía de 0 a 1, donde 1 equivale a la máxima recuperación de LGN a través de la ruta tecnológica compuesta por turboexpansión y refrigeración mecánica para la licuefacción de fracciones de mayor peso molecular, proporcionando una referencia para la formulación de tarifas de procesamiento. El estudio (2) demuestra ganancias en la recuperación de LGN residual 2,3 veces superiores al utilizar el margen de ociosidad de la UPGN. Este resultado equivale al caso estudiado cuya corriente presenta la máxima concentración de C3+, según la especificación de la ANP, comparado con la tasa de utilización histórica del 18%. Por último, la simulación del modelo en el estudio (3) permite inferir sobre la efectividad del uso de DS para evaluar el comportamiento estocástico del gas natural en el mercado, considerando factores como políticas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La simulación proyecta que, si se mantiene la tasa de reinyección, el valor del gas reinyectado alcanzará el valor producido en 2031, haciendo que Brasil dependa totalmente de la importación. De esta forma, los enfoques ofrecen herramientas para apoyar la formulación de regulaciones, optimización de la infraestructura existente y planificación estratégica en el sector de gas natural y sus impactos en la economía.

Palabras clave: Gas Natural, Ley del Gas, Brasil, Regulación, Procesamiento, Dinámicos Sistemas.

AMARAL JUNIOR, Samuel Mathias do. Analysis of the implications of Law No. 14,134/2021 on the natural gas market in Brazil: challenges and opportunities for Natural Gas Processing Units. 2024. 191 p. (PhD in Energy and Sustainability) - Federal University of Latin American Integration, Foz do Iguaçu.

ABSTRACT

Natural gas in Brazil meets the demands of the productive and service sectors, with its production being predominantly associated with oil production. In this context, the increase in domestic production aligns with the expansion of Pre-Salt exploration. However, its availability to the market is limited, as it depends on a network infrastructure comprised of unprocessed gas flow pipelines, Natural Gas Processing Units (NGPUs), specified gas transportation pipelines, and regasification stations. The existing infrastructure presents constraints in terms of the capacity to transport gas from production units to NGPUs, resulting in an increase in reservoir reinjection while creating idleness in NGPUs without an interconnected pipeline network. Although reinjection increases the oil recovery factor, it reduces the gas supply to the market, leading to the need for imports. To address these issues, the enactment of Law No. 14,134/2021 aims, among other objectives, to foster investments in the sector, including opening access to existing infrastructure for other companies. For this purpose, regulatory issues are addressed by the National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP), which is continually improving its regulations. Thus, this study proposes three approaches to the topic, presented in the form of independent articles: (1) development of a reference to create a processing tariff structure, which is currently absent, based on the efficiency of Natural Gas Liquids (NGL) recovery and the energy consumption of technological routes; (2) investigation of the possibility of reprocessing natural gas, utilizing treated gas specification margins to increase utilization rates in idle NGPUs, with the recovery of residual NGL; a (3) a System Dynamics (SD) approach to model the behavior of the natural gas market, considering the interactions between supply, demand, and infrastructure. To achieve these objectives, steady-state simulation of process flowcharts using Aspen Hysys® software was employed for proposals (1) and (2), and simulation of an SD model using the Insight Maker® application was applied for proposal (3). Among the results, the first study (1) presents an energy factor ranging from 0 to 1, where 1 corresponds to maximum NGL recovery through the technological route composed of turbo-expansion and mechanical refrigeration for liquefying heavier molecular fractions, providing a reference for formulating processing tariffs. Study (2) demonstrates gains in residual NGL recovery that are 2.3 times higher when utilizing the idle capacity margin of the NGPU. This result corresponds to the case studied, where the stream shows the maximum C3+ concentration, according to ANP specifications, compared to the historical utilization rate of 18%. Finally, the simulation of the model in study (3) allows for inferences about the effectiveness of using SD to evaluate the stochastic behavior of natural gas in the market, considering factors such as policies to reduce greenhouse gas emissions. The simulation projects that, if the reinjection rate is maintained, the value of reinjected gas will match the value of produced gas by 2031, leaving Brazil fully dependent on imports. In this way, the approaches provide tools to assist in regulatory formulation, optimization of existing infrastructure, and strategic planning in the natural gas sector and its economic impacts.

Keywords: Natural Gas, New Gas Law, Brazil, Regulation, Processing, System Dynamics.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1. Etapas produtivas na indústria de gás natural no Brasil com o Novo Mercado de Gás..... | 24 |
| Figura 2. Propostas dos artigos e tema central da pesquisa..... | 27 |
| Figura 3. Fluxograma de blocos das etapas de produção, escoamento, processamento e transporte de gás natural..... | 29 |
| Figura 4. Mecanismos de condensação que envolvem resfriamento. | 35 |
| Figura 5. Mapa de gasodutos de transporte e escoamento de gás natural. | 40 |
| Figura 6. Mapa da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural no Sudeste brasileiro. | 41 |
| Figura 7. Setores e fatores influentes na oferta e demanda de gás natural. | 48 |
| Figura 8. Demanda e oferta nacional de gás natural entre 2010 e 2023..... | 49 |
| Figura 9. Evolução da oferta importada, da produção nacional e dos principais fatores associados..... | 50 |
| Figura 10. Gás disponível para exportação e concentração de CO ₂ | 52 |
| Figura 11. Hub de negociação para o mercado de gás natural. | 56 |
| Figura 12. Atividades contempladas na Lei nº 14.134..... | 62 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|----|
| Quadro 1. Tecnologias para escoamento e uso do gás natural do Pré-Sal. | 54 |
| Quadro 2. Mercados internacionais e marcos da abertura do mercado de gás..... | 60 |
| Quadro 3. Tópicos tratados na Lei nº14.134/2021..... | 63 |
| Quadro 4. Aspectos da Regulamentação no Mercado do Gás Natural..... | 64 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1. Composição típica de gás úmido e seco..... | 31 |
| Tabela 2. Especificação do Gás Natural. | 34 |
| Tabela 3. Taxa de utilização das UTGs no Brasil. | 38 |
| Tabela 4. Capacidade da malha de escoamento no Brasil. | 43 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|-----------------------|--|
| C ₁ | Metano |
| C ₂ | Etano |
| C ₂₊ | Etano e compostos hidrocarbonetos de maior peso molecular; LGN |
| C ₃ | Propano |
| C ₃₊ | Propano e compostos hidrocarbonetos de maior massa molecular; riqueza |
| C ₅₊ | Pentanos e compostos hidrocarbonetos de maior peso molecular; Gasolina de Gás Natural |
| C ₆ | Hexanos |
| C ₇ | Heptanos |
| iC ₄ | Isobutano |
| iC ₅ | Isopentano |
| nC ₄ | n-butano |
| nC ₅ | n-pentano |
| Re _{CLGN} | Recuperação de LGN |
| R _q | Riqueza do gás, compostos de hidrocarbonetos condensáveis no gás natural |
| R _{qentrada} | Riqueza do gás, compostos de hidrocarbonetos condensáveis no gás natural na entrada do fluxo de alimentação em uma planta de processamento |
| R _{saída} | Riqueza do gás, compostos de hidrocarbonetos condensáveis no gás natural na saída de uma planta de processamento |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|--------|---|
| ANP | Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis |
| BEN | Balanço Energético Nacional |
| BNDES | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social |
| BRA | Base Regulatória de Ativos |
| CADE | Conselho Administrativo de Defesa Econômica |
| CNI | Confederação Nacional da Indústria |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| DS | Dinâmica de Sistemas |
| EPE | Empresa Brasileira de Energia |
| FLGN | <i>Floating Liquefied Natural Gas</i> |
| GASLUB | Complexo de Unidade de Gás e Lubrificantes |
| GLP | Gás Liquefeito de Petróleo |
| GN | Gás Natural |
| GNC | Gás Natural Comprimido |
| GNL | Gás Natural Liquefeito |
| CMGN | Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural |
| GTL | <i>Gas To Liquid</i> |
| GTW | <i>Gas to Wire</i> |
| IBP | Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis |
| JT | Joule-Thomson |

| | |
|-------|--|
| JTMR | Joule-Thomson com Refrigeração Mecânica |
| LGN | Líquido de Gás Natural |
| OIE | Oferta Interna de Energia |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PCS | Poder Calorífico Superior |
| PNDGN | Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano |
| PTT | Programa Prioritário de Termelétricas |
| PVN | Ponto Virtual de Negociação |
| REDUC | Refinaria Duque de Caxias |
| REID | Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura |
| RM | Refrigeração Mecânica |
| RPBC | Refinaria Presidente Bernardes |
| SIEP | Sistema Integrado de Escoamento e Processamento |
| TCC | Termo de Compromisso de Cessação |
| TE | Turbo-Expansão |
| TEMR | Turbo-Expansão com Refrigeração Mecânica |
| TEP | Tonelada Equivalente de Energia |
| UEP | Unidades Estacionárias de Produção |
| UPGN | Unidade de Processamento de Gás Natural |
| UTG | Unidade de Tratamento de Gás |
| UTGC | Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas |

UTGCA Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba

UTGCAB Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas

WAG *Water Alternating Gas*

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|--------------------------------|---------------------------------|
| CH ₄ | Metano |
| C ₂ H ₆ | Etano |
| C ₃ H ₈ | Propano |
| C ₄ H ₁₀ | Isobutano |
| C ₄ H ₁₀ | n-butano |
| C ₅ H ₁₂ | Isopentano |
| C ₅ H ₁₂ | n-pentano |
| C ₆ H ₁₄ | Hexano |
| C ₇ H ₁₆ | Heptano |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| H ₂ S | Sulfeto de hidrogênio |
| Hg | Mercúrio |
| N ₂ | Gás nitrogênio |
| kJ/ m ³ | Quilojoule por metro cúbico |
| kWh/m ³ | Quilowatt-hora por metro cúbico |
| kJ/m ³ | Quilojoule por metro cúbico |
| % mol | Porcentagem molar |
| mg/m ³ | Miligrama por metro cúbico |
| µg/m ³ | Micrograma por metro cúbico |
| Mpa | Megapascal |
| kPa | Quilopascal |
| µg/m ³ | Micrograma por metro cúbico |
| m ³ /d | Metro cúbico por dia |

km

Quilômetro

m/km²

Metro por quilômetro quadrado

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO..... | 22 |
| 2. CONTEXTUALIZAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA PARA COMPILAÇÃO DOS TEMAS..... | 28 |
| 2.1. INFRAESTRUTURA PARA O CONDICIONAMENTO DO GÁS NATURAL | 28 |
| 2.2.1. Características do Gás Natural que Influenciam na Seleção da Rota Tecnológica | 30 |
| 2.1.2. Unidades de Processamento de Gás Natural | 37 |
| 2.1.3. Escoamento e Transporte de Gás Natural | 40 |
| 2.2. O GÁS NATURAL NO BRASIL E O MODELO ANTERIOR À LEI Nº 14.134/2021 | 44 |
| 2.3. O MERCADO DO GÁS NATURAL | 47 |
| 2.4. MODELOS INTERNACIONAIS DE MERCADO DE GÁS..... | 57 |
| 2.5. A LEI Nº 14.134/2021..... | 62 |
| 2.6. ASPECTOS AMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE | 66 |
| 3. ABORDAGEM METODOLÓGICA GLOBAL | 71 |
| 3.1. Lei nº 14.134/2021 no Brasil: Análise, implicações e remuneração de unidades de processamento de gás com acesso não discriminatório aos clientes..... | 71 |
| 3.2. Reprocessamento de Gás Natural em unidades de Tratamento de Gás Ociosas no Brasil para recuperação de LGN Residual..... | 73 |
| 3.3. Aplicação de dinâmica de sistemas para análise do comportamento do mercado de gás natural NO BRASIL | 74 |
| 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS E INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS | 77 |
| REFERÊNCIAS | 80 |
| APÊNCICES | 90 |
| APÊNDICE A. Artigo 1 - Brazil's new gas law: Analysis, implications, and remuneration of gas processing plants with non-discriminatory access to customers..... | 90 |

| | |
|---|-----|
| APÊNDICE B. Artigo 2 - Reprocessing of Natural Gas in Idle Gas Treatment Plants in Brazil to recover Residual NGL (Natural Gas Liquid) | 117 |
| APÊNDICE C. Artigo 3 - Aplicação de Dinâmica de Sistemas para Avaliar Estratégias e Políticas Energéticas no Mercado de Gás Natural | 150 |
| APÊNDICE D. Parâmetros de especificação das operações unitárias da simulação da Unidade de Processamento de Gás Natural no <i>software</i> Apen Hysy® | 188 |
| APÊNDICE E. Definições de Insumos e Produtos Relacionados ao Gás Natural | 190 |
| APÊNDICE F. Produção de gás natural associado e não associado, segundo unidades da Federação – 2014-2023 | 191 |

1. INTRODUÇÃO

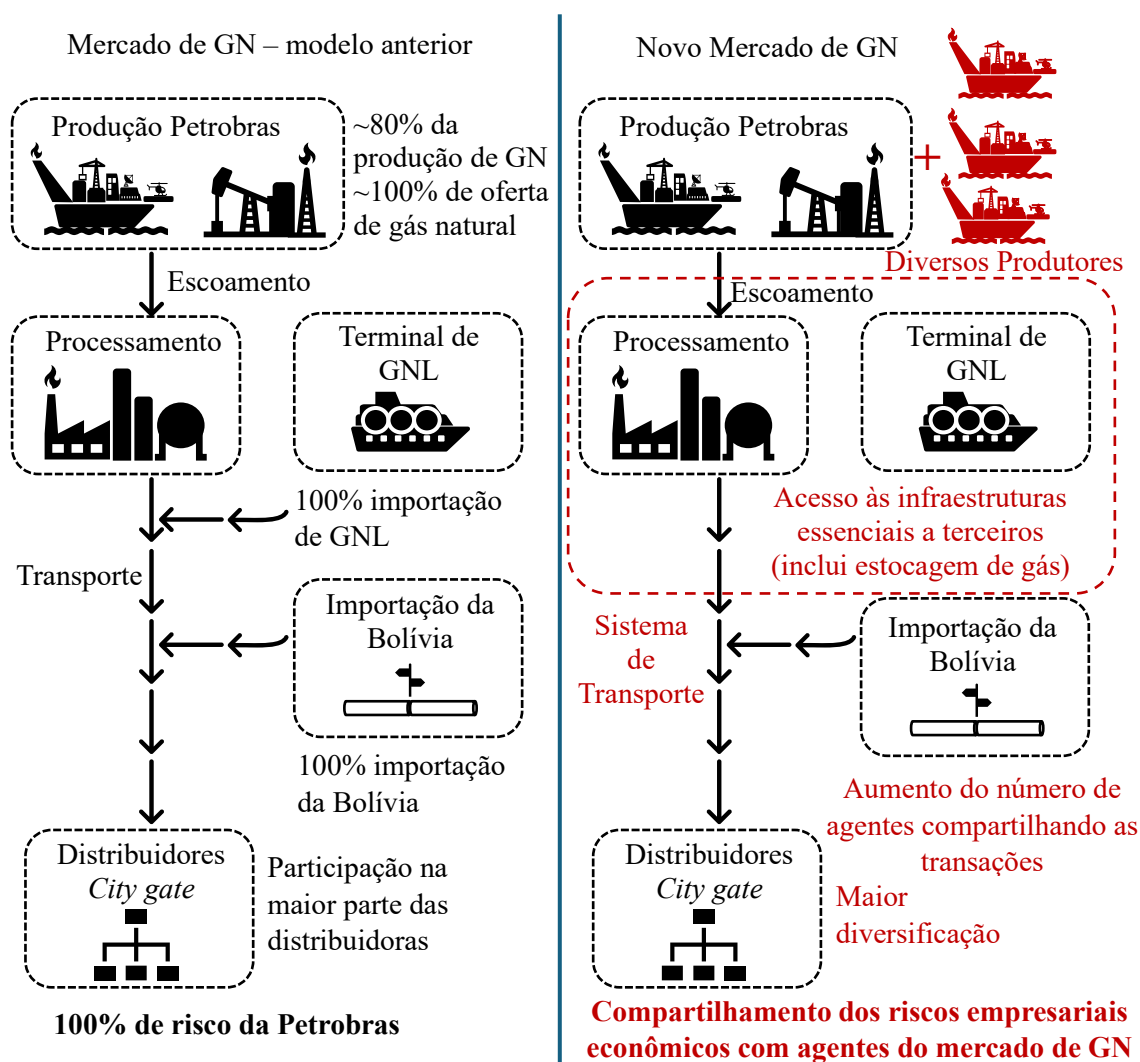
O cenário econômico-energético brasileiro acompanha uma tendência verificada mundialmente no que se refere ao aumento das fontes renováveis na matriz energética (FERREIRA, SANTOS, *et al.*, 2023). No entanto, a necessidade de provisão complementar de energia a partir de fontes não renováveis é antevista como fundamental para compor a Oferta Interna de Energia (OIE) (INESC, 2024). Tal fato é observado na demanda atual e oportunamente pelos avanços na exploração de petróleo na porção do Pré-Sal brasileiro, com destaque para os impactos negativos associados, como abordado por Horta *et al.* (2023). Em 2023, a Empresa Brasileira de Energia (EPE) reportou através do Balanço Energético Nacional (BEN) a parcela de 50,9% da participação de fontes não renováveis na matriz energética, desta parcela, 9,6% pelo uso do gás natural, sendo a segunda maior fonte de energia, depois de petróleo e derivados (EPE, 2024a). Em colaboração com a temática, o trabalho de Santos *et al.* (2023) avaliou o histórico de investimentos e dados de produção no contexto da matriz elétrica brasileira nos últimos 20 anos com destaque para a estatal Petrobras, que possui uma parcela substancial na produção de energia por derivados do petróleo, bem como o acionamento de usinas termelétricas. Neste cenário, foi iniciado o programa de segurança energética pelo Governo Federal a partir dos anos 2000, após episódios de escassez e racionamento no uso de energia elétrica (RIBEIRO, STREET, *et al.*, 2023)

Dessa forma, o gás natural foi utilizado como insumo prioritário para o fornecimento de energia complementar ao utilizar a estratégia de operação das usinas termelétricas. Sua seleção é justificada, uma vez que promove a destinação do gás proveniente da produção associada à produção de petróleo, que possuía baixa demanda para o uso não energético, termo utilizado para distinguir do uso do gás como insumo para produção de energia elétrica (FERNANDES, OLIVEIRA, *et al.*, 2008). O gás ainda apresenta vantagens quando comparado ao uso de carvão ou óleo combustível, uma vez que apresenta menor emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) devido à característica de possuir menor cadeia de carbono, o que favorece um melhor controle na relação estequiométrica na reação de combustão (CONTRERAS, HARDY, *et al.*, 2021). No entanto, uma malha de gasodutos e infraestrutura de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) passa a ser necessária para sua utilização dentro desta proposta. Neste contexto, os gasodutos são responsáveis pelas funções de escoamento das unidades produtoras até as UPGNs, além de transportar e distribuir o produto condicionado até os consumidores, caracterizando uma estrutura de rede complexa

(EPE, 2024d). Essa estrutura, em sua maioria, é pertencente à estatal Petrobras, que possui um monopólio natural sob o setor, ou seja, embora não existindo o monopólio instituído por força de lei, a detentora das UPGNs e infraestrutura de escoamento e transporte exerce influência de mercado e decisão (DELALIBERA, SERRANO-QUINTERO e ZIMMERMANN, 2023).

Neste sentido, a Lei nº 14.134/2021 (BRASIL, Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021) institui novas normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural. Adicionalmente atua na regulação da exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação de Gás Natural Liquefeito GNL importado, e comercialização. Um dos pontos em destaque está na abertura do acesso às UPGNs a terceiros que, na prática, significa que interessados (ou *players*) podem ter acesso à infraestrutura de tratamento e processamento nas unidades já existentes. Em comparação, até então a empresa detentora da infraestrutura era responsável pela produção, seja *offshore* (plataformas) ou produção em terra, e o processamento do próprio gás nas suas UPGNs, enviando o gás à venda e consumo. Dessa forma, outras empresas produtoras que não possuíam UPGNs não processavam o gás associado à produção de petróleo, e o destinavam sem seu beneficiamento, ou seja, sem o fracionamento para produção de derivados como o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e a gasolina de gás natural (DELALIBERA, SERRANO-QUINTERO e ZIMMERMANN, 2023). A proposta de lei foi concebida para alterar este modelo, tornando-o participativo para outras empresas interessadas quanto às etapas da cadeia do gás desde sua produção até sua entrega ao consumidor. A Figura 1 permite visualizar um esquema representativo com a mudança proposta com a Lei nº 14.134/2021.

Figura 1. Etapas produtivas na indústria de gás natural no Brasil com o Novo Mercado de Gás.



Fonte: Nota técnica: Acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (EPE, 2020b), modificado.

Conforme é possível verificar no esquema da Figura 1 baseado “Nota técnica: Acesso de terceiros às infraestruturas essenciais” da EPE, o modelo anterior à Lei nº 14.134/2021 consistia na participação monopólica da Petrobras de forma natural, uma vez que a Estatal detém a infraestrutura essencial, com destaque para o processamento. Dada a responsabilidade de suprimento, a empresa assumia os riscos econômicos quanto a sanções e obrigatoriedade de fornecimento em sua totalidade. Vale a menção que, historicamente, há necessidade de complemento por importação, seja de GNL, recebido na fase líquida e inserido na malha nos terminais através de regaseificação ou então pela importação da Bolívia via gasoduto GASBOL. No lado direito da Figura 1, o esquema representativo sugere as modificações em vermelho, como a possibilidade de agentes utilizando estrutura de

escoamento, processamento e transporte, participando assim do compartilhamento do suprimento, bem como do risco associado ao abastecimento para os demandantes, diante da responsabilidade em contratos diversos de garantia de fornecimento do insumo, até então exclusivo da Petrobras.

Neste sentido, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) emitiu um documento contendo boas práticas e diretrizes para acesso às UPGNs (IBP, 2018). O documento orienta que este acesso pode ser feito por meio da contratação de processamento de gás natural, tanto na modalidade firme, ou seja, com obrigatoriedade de prestação de serviço ininterrupta, quanto na modalidade que permite flexibilização e interrupções no fornecimento. As condições de elegibilidade para o acesso são definidas com base em critérios de qualificação financeira, técnica, jurídica, de integridade e conformidade estabelecidos pelo processador. Além disso, é estabelecido um procedimento anual em que os potenciais utilizadores podem negociar o acesso às UPGNs, com fases de manifestação de interesse, estudos de viabilidade e definição das condições comerciais. Eventuais controvérsias decorrentes das negociações são resolvidas diretamente pelas partes, podendo recorrer ao poder judiciário ou a meios alternativos de resolução de disputas. No entanto, o documento do IBP não especifica referências de valores a serem tarifados pelo processamento com a Lei nº 14.134/2021, assim como não estabelece critérios de acordo com as particularidades e eficiência das UPGNs (IBP, 2018). Neste ponto referente à tarifação, a Nota Técnica da EPE “*Acesso de terceiros às infraestruturas essenciais*” (EPE, 2020b) menciona sobre a regulação ser baseada em tarifas publicadas. Sendo assim, o proprietário ou operador da UPGN deve publicar anualmente as principais condições comerciais quanto ao acesso de terceiros, incluindo as tarifas aplicáveis, mas sem definição de critérios.

Portanto, tratando-se de um marco na legislação brasileira para o Mercado do Gás, há necessidade de explorar aspectos no processo de abertura do acesso às UPGNs e uso da infraestrutura não detalhados na legislação, bem como nas publicações da EPE e do IBP mencionadas anteriormente. Tais aspectos são apresentadas a seguir, como perguntas a serem respondidas na análise das implicações da Lei nº 14.134/2021 no mercado de gás natural no Brasil. Para realizar as análises e propor alternativas, este trabalho utiliza recursos de simulação em regime estacionário de processos químicos pelo *software* Aspen Hysys®, além da aplicação de Dinâmica de Sistemas (DS) pela aplicação Insight Maker® como uma abordagem para modelagem e análise de sistemas complexos, como é o caso do Mercado do Gás. A pesquisa segue com o objetivo de explorar os aspectos a serem elucidados nas questões

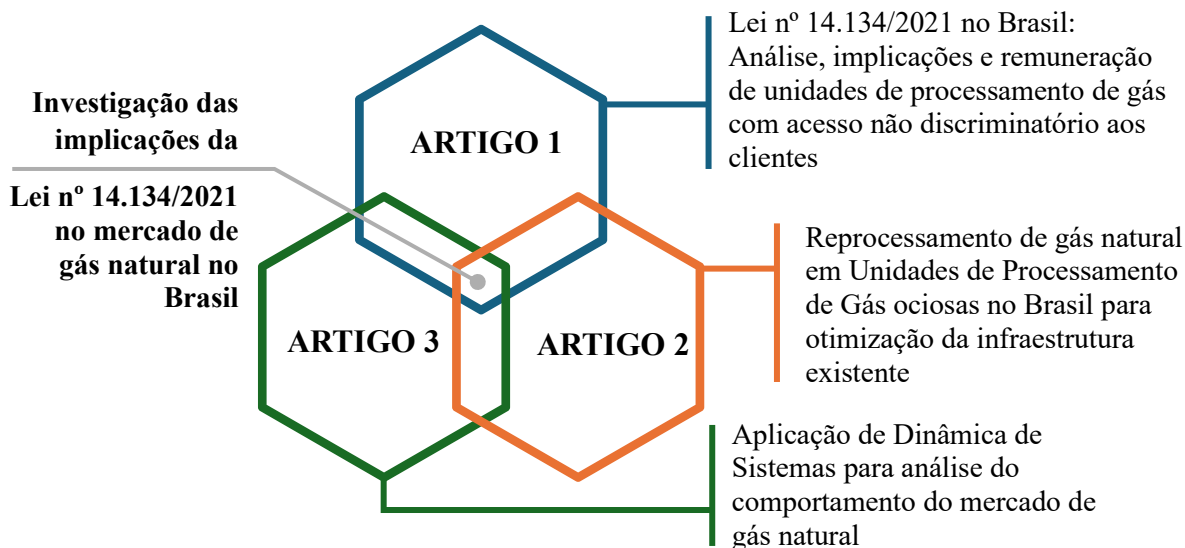
formuladas pelo autor a partir da busca em literatura nas plataformas de pesquisa, discussões da Empresa de Pesquisa Energética e fontes disponíveis em páginas oficiais de setores de energia e órgãos públicos, as quais são apresentadas a seguir:

- Como proceder um novo modelo de tarifação de acordo com a eficiência das diferentes rotas tecnológicas nas UPGNs? A eficiência, neste sentido, compreende na máxima produção de derivados de maior valor agregado a partir do processamento.
- Como avaliar custos energéticos de acordo com a tecnologias aplicadas nas UPGNs e como incorporar as informações na contratação do processamento por terceiros?
- Como estimular a utilização da infraestrutura de processamento diante de deficiências na malha de escoamento e transporte?
- Quais as formas de aumentar a taxa de utilização em UPGNs ociosas - sendo apontada ociosidade em 54,56% em 2023 (ANP, 2024b) - para aproveitamento da estrutura existente e colaboração ao uso da infraestrutura?
- Quais as ações necessárias na cadeia do Gás Natural diante do aumento da oferta com a produção associada à extração de petróleo no Pré-Sal?
- Como aproximar um modelo do comportamento da cadeia do gás de acordo com um esquema representativo causal de efeitos de retroalimentação de investimentos e políticas para fomentar o mercado?

A partir dos questionamentos selecionados e considerando que as respostas voltadas à realidade brasileira não constam na gama de temáticas nas plataformas de conhecimento científico disponíveis, a condução do trabalho está organizada sob a formatação de artigos acadêmicos. A abordagem dos artigos enfatiza o tema central relacionado às mudanças na legislação diante de uma proposta de alteração no mercado de gás natural em

um cenário de transição energética. A Figura 2 fornece um infográfico com as propostas dos artigos em torno do tema central.

Figura 2. Propostas dos artigos e tema central da pesquisa.



Fonte: Autor.

O desenvolvimento dos temas correlacionados em torno das implicações e análise da Lei nº 14.134/2021 associados ao Mercado do Gás Natural, como mostrado na Figura 2, permite elucidar sobre a aplicação tanto no meio acadêmico quanto na indústria. No meio acadêmico, investiga sobre métodos de simulação em regime estacionário de processos químicos e suas operações unitárias envolvidas. A aplicação na indústria remete aos conceitos de termodinâmica em modelos que podem ser validados e testados em escala real, como é o caso dos pacotes termodinâmicos utilizados e comprovadamente abrangentes para uso em sistemas envolvendo hidrocarbonetos (em detalhes na seção de metodologia específica dos Artigos 1 e 2, respectivamente nos Apêndices A e B). Adicionalmente, o uso de simulação de sistemas complexos com uso de Dinâmica de Sistemas permite considerar disciplinas como economia de energia, aspectos ambientais e de sustentabilidade, ao correlacionar políticas públicas alinhadas aos compromissos firmados para uma transição energética. O que permite a busca por equilíbrio dos interesses econômicos nos setores industriais correlatos ao mercado do gás natural. Toda a investigação desenvolvida pretende ser subsídio para desenvolvimento ou fonte de dados para trabalhos acadêmicos nas áreas de economia de energia, planejamento energético, gestão e otimização do uso de recursos e promoção de sustentabilidade.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA PARA COMPILAÇÃO DOS TEMAS

A Lei nº 14.134/2021, originária do Projeto de Lei nº 6.407/2013, incentiva o debate sobre os desafios da iniciativa Novo Mercado do Gás, assim denominado pelo Governo Federal como um programa para a formação de um mercado de gás natural caracterizado por livre acesso, dinamismo e competitividade (BRASIL, 2021c). A legislação dispunha sobre medidas para fomentar a indústria de gás natural e alterar a primeira Lei do Gás (Lei no 11.909/2009). Para contextualização sobre o tema, os subcapítulos estão organizados para permitir uma visão da condução do trabalho, desde uma explanação sobre a infraestrutura necessária ao condicionamento do gás, bem como o contexto histórico e as ações realizadas para obtenção do modelo atual.

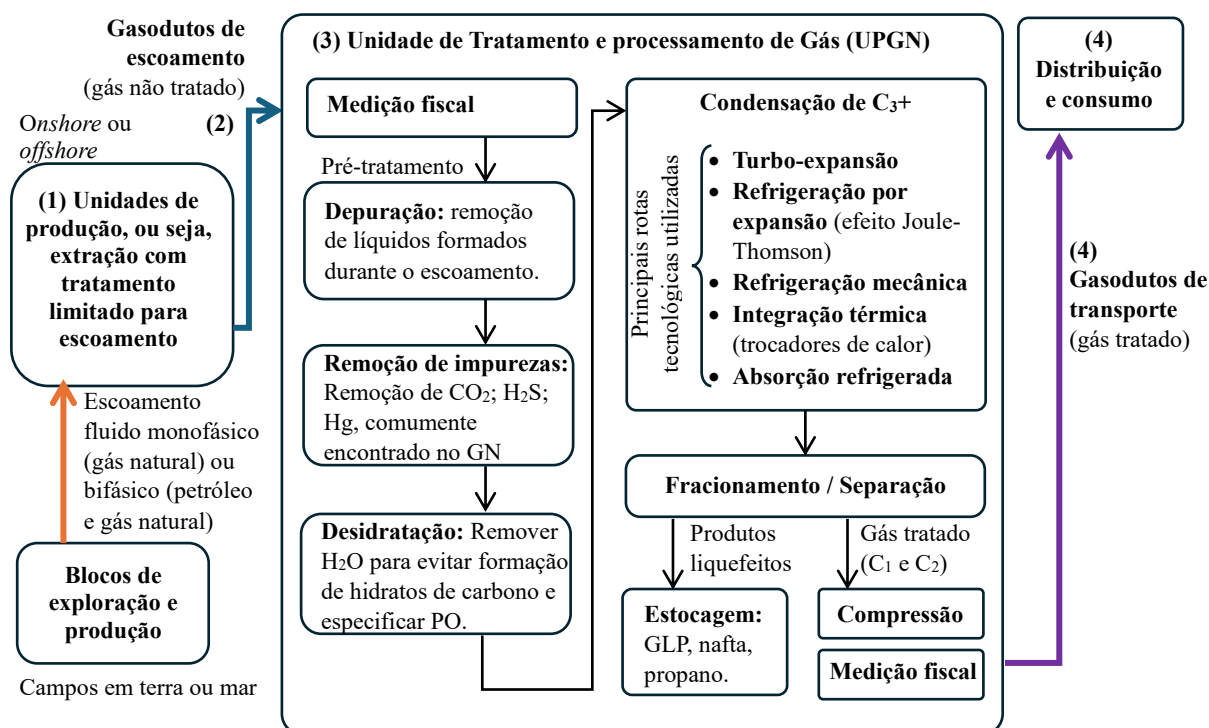
2.1. INFRAESTRUTURA PARA O CONDICIONAMENTO DO GÁS NATURAL

Ainda no enfoque da importância do gás natural como energia de transição para uma matriz de baixa emissão de carbono, é observado o aumento em sua produção no mundo ao acompanhar a participação da energia renovável, com previsão de picos de produção entre 2025 e 2035 e auge em 2028, com um volume de 4.107,8 bilhões de m³ (EDIGER e BERK, 2023). Este assunto é pauta de abordagens sobre implicações e desafios do processo de transição (WERNER e LAZARO, 2023; XIAO, LI, *et al.*, 2024) e estudado pelos autores Ediger & Berk (2023) e Zhao *et al.* (2023), os quais incluem a estimativa das reservas mundiais, confirmam que as reservas provadas de gás natural acompanham a transição para uma matriz majoritariamente composta por energia renovável e salientam a necessidade de investimentos substanciais na infraestrutura. Tal estrutura apresenta-se complexa para permitir o escoamento, processamento e transporte, uma vez que a cadeia envolve desde a extração por unidade de produção até o seu condicionamento para venda. Os investimentos lidam com custos elevados e longos prazos de execução, desde o planejamento até a operação (AVRAAM, CHU e SIDDIQUI, 2020).

Para a realidade brasileira, a produção de gás está majoritariamente associada à produção de petróleo no Brasil. Conforme dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2024), esta parcela representou 89,4% do gás produzido no Brasil em 2023. Dessa forma, há necessidade de que o provisionamento nos projetos de exploração, produção e transporte de petróleo sejam acompanhados de uma infraestrutura para o escoamento, processamento e transporte desse gás, conforme discutido pela Empresa de Pesquisa

Energética (EPE, 2019). O esquema representativo apresentado na Figura 3 permite visualizar em um diagrama de blocos com as etapas necessárias para o condicionamento do gás natural. Este esquema representativo é típico de uma Unidade de Tratamento de Gás (UTG), que compreende um conjunto de sistemas, para condicionamento do gás, incluindo o seu processamento. Por vezes o termo “UPGN” e “UTG” fazem referência a qualquer tipo de planta de gás, em um conceito amplo abrangendo todas as etapas, desde tratamento, processamento e exportação, embora a classificação da ANP menciona UPGN como uma das rotas tecnológicas aplicadas para a etapa de recuperação de LGN. Para este trabalho, Planta de gás, UPGN e UTG denotam o mesmo significado, no entanto, com uso preferencial por “UPGN”.

Figura 3. Fluxograma de blocos das etapas de produção, escoamento, processamento e transporte de gás natural.



Fonte: Autor, baseando em Mokhatab, et al. (2019b).

Em um compêndio que resume as etapas e estruturas necessárias para a produção de gás natural, a Figura 3 traz um esquema representativo sequencial típico. Inicialmente, como representado no diagrama, as unidades de produção (1), sejam elas *onshore* ou *offshore*, recebem a produção de petróleo e gás dos poços produtores. A produção

por vezes pode ser exclusiva para extração de gás natural, sendo denominado gás não associado. Para o cenário de produção *offshore*, as instalações (1) são denominadas Unidades Estacionárias de Produção (UEP), as quais possuem sistemas de tratamento previamente ao envio para as UPGNs. Este tem como finalidade condicionar o gás para evitar ou minimizar a formação de líquido nas condições de escoamento. Adicionalmente, o tratamento nas UEPs busca remover umidade devido à possibilidade de obstrução por formação de hidratos de carbono. Os hidratos correspondem a formações sólidas de água e hidrocarbonetos sob baixa temperatura e pressão. Tais valores são dependentes do teor de água e das variáveis de processo, sendo seu controle realizado pelo monitoramento do Ponto de Orvalho (PO) para água em valores estabelecidos pelo Órgão Regulador, no papel da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP). Outros processos no tratamento primário do gás natural podem ser necessários a depender da composição da mistura, com destaque para a remoção de CO₂ e H₂S. Uma vez condicionado para o envio às UPGNs, uma malha de gasodutos de escoamento (2) é necessária. Conceitualmente é adotada a definição de gasodutos de escoamento para envio de gás das UEPs às UPGNs. Já os gasodutos de transporte representam a malha de movimentação do gás tratado, para venda e distribuição (PETROBRAS, 2024b; QYYUM, NAQUASH, *et al.*, 2022; MOKHATAB, POE e MAK, 2019a). Ainda na Figura 3, a corrente de gás de alimentação da UPGN é medida de forma a contabilizar o balanço de massa para fins fiscais e de remuneração, ou seja, transferência de custódia (3). A partir desse ponto há uma sequência de etapas para o condicionamento do gás, desde depuração, remoção de impurezas e desidratação. Seguindo do processamento propriamente dito. Este processamento tem como princípio condensar frações de maior peso molecular e fracioná-los em produtos diversos, tais como GLP, etano petroquímico, butano, propano e nafta. Finalmente, os produtos são medidos para sua expedição. Essa medição fiscal é tomada como essencial, para que seja garantida a correta contabilização dos volumes, o que trará transparência e rastreabilidade para as negociações de prestação de serviço. A fração gasosa, basicamente metano, é escoada por gasodutos de transporte (4), os quais direcionam para distribuição e venda (5).

2.2.1. Características do Gás Natural que Influenciam na Seleção da Rota Tecnológica

O gás não tratado nos gasodutos de escoamento é por vezes denominado “gás úmido”. Trata-se de uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos ou alcanos, ramificados ou não que, em condições normais de temperatura e pressão, se apresenta no estado gasoso. A

fórmula geral dos alcanos é dada por C_nH_{2n+2} , em que “n” representa o número de átomos de carbono e hidrogênio na molécula (OUELLETTE e RAWN, 2015). Neste trabalho, é adotada uma notação simplificada, como apresentado na Tabela 1, que adicionalmente fornece composições típicas de gás úmido e seco (FARAMAWY, ZAKI e SAKR, 2016).

Tabela 1. Composição típica de gás úmido e seco.

| Componente | Fórmula química | Notação simplificada | Composição (vol%) | |
|----------------|--------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| | | | Exemplo de gás úmido ou não tratado | Exemplo de gás seco ou tratado |
| Metano | CH ₄ | C ₁ | 84,60 | 96,00 |
| Etano | C ₂ H ₆ | C ₂ | 6,40 | 2,00 |
| Propano | C ₃ H ₈ | C ₃ | 5,30 | 0,60 |
| Isobutano | C ₄ H ₁₀ | iC ₄ | 1,02 | 0,18 |
| n-butano | C ₄ H ₁₀ | nC ₄ | 1,40 | 0,12 |
| Isopentano | C ₅ H ₁₂ | iC ₅ | 0,40 | 0,14 |
| n-pentano | C ₅ H ₁₂ | nC ₅ | 0,20 | 0,06 |
| Hexanos | C ₆ H ₁₄ | C ₆ | 0,40 | 0,10 |
| Heptanos | C ₇ H ₁₆ | C ₇ | 0,10 | 0,80 |
| Riqueza | - | C ₃ ⁺ | 8,82 | 2,00 |

Fonte: Adaptado de Faramawy et al. (2016) e Speight (2015).

Conforme é possível perceber nas colunas “gás úmido ou não tratado” e “gás seco ou tratado” na Tabela 1, há uma diferença expressiva no teor de metano, com maior relevância no gás seco, após o processamento. Por sua vez, teores de propano e outros compostos de maior massa molecular são presentes no gás úmido, os quais são condensados durante as etapas de resfriamento. É adequado considerar os compostos de maior massa molecular que o metano e etano, ou cadeias com três ou mais átomos de carbono (C₃⁺), como “riqueza” do gás, como abordado por Santos *et al.*, (2022), cuja separação fornece o Líquido de Gás Natural (LGN), assim denominado por se apresentar na fase líquida em condições específicas que podem variar de acordo com as etapas do processamento. Na prática, riqueza compreende a fração de interesse que pode ser fracionado em outros produtos. Por exemplo, se o objetivo é obter etano petroquímico, a riqueza pode ser considerada C₂⁺ (a partir do etano). Caso o objetivo seja produzir GLP e gasolina de gás natural ou nafta petroquímica, a riqueza passa a ser o C₃⁺. Para este trabalho, é adotada a notação de riqueza para compostos a partir do propano. Como esperado, em uma corrente de gás não tratado, a riqueza se apresenta mais expressiva quando comparado ao gás seco, especificado para venda. A

expressão para a riqueza (Rq) é dada na Equação 1 como uma métrica de eficiência de recuperação de compostos C₃₊ residuais, conforme Equação 2 (ALMEIDA e FERRAÇO, 2013).

$$Rq [\%mol] = \sum_{i=3}^n C_i \quad (\text{Equação 1})$$

$$Rec_{LGN} [\%] = 100 - \left(100 \times \frac{Rq_{Saída}}{Rq_{Entrada}} \right) \quad (\text{Equação 2})$$

A Equação 1 é expressa em % molar e corresponde ao somatório da proporção de hidrocarbonetos C_i, sendo *i* a representação da quantidade de átomos de carbono na cadeia. Portanto, a soma considera os hidrocarbonetos a partir de 3 átomos de carbono, ou seja, o propano e compostos de maior massa molecular. A relação da riqueza de saída com a riqueza de entrada (Rq_{Saída}/ Rq_{Entrada}) na Equação 2 denota a riqueza recuperada o i-“éximo” átomo de carbono na molécula até o último que ainda se apresenta na composição da mistura. A partir do LGN recuperado são produzidos os derivados líquidos de maior valor agregado, como o GLP, a nafta, propano, butano, entre outros. A recuperação, neste caso, é realizada na etapa de processamento nos mecanismos de resfriamento e liquefação do C₃₊ da UPGN (SANTOS, SZKLO, *et al.*, 2022).

Nesta seção, o gás recebido das unidades de produção deve ser medido, caso haja transferência de custódia, para permitir o balanço de massa e contabilidade dos produtos. As rotas tecnológicas de liquefação das frações de maior massa molecular comumente envolvem emprego de temperaturas criogênicas e equipamento sensíveis a contaminantes e presença de água, dessa forma, um pré-tratamento é necessário. Em destaque, a depuração promove remoção de hidrocarbonetos na fase líquida, água livre e particulados; os leitos reagentes são utilizados para remoção de impurezas, como CO_s, H₂S e Hg e adicionalmente uma etapa de desidratação remove o vapor de água saturada, para evitar formação de hidratos de carbono, os quais obstruem tubulação e equipamentos (MOKHATAB, POE e MAK, 2019a).

Uma vez pré-condicionado, o gás ainda não se encontra especificado por concentrar alta riqueza (C₃₊), sendo necessário promover sua separação. Esta etapa pode ser chamada de recuperação de LGN, a qual envolve o emprego de mecanismos de condensação diversos, tais como resfriamento por turbo-expansão, refrigeração por expansão simples (efeito Joule-Thomson), refrigeração mecânica a partir de um circuito fechado de refrigeração, integração térmica por trocadores de calor no próprio sistema e absorção refrigerada, que

compreende a utilização de um óleo em contracorrente ao fluxo de gás em uma torre absorvedora para separação das frações de interesse (OLIVEIRA, 2019). Sendo o LGN uma porção ainda não comercializada, uma etapa subsequente de fracionamento por torres de destilação ou vasos separadores permite a produção de derivados de interesse (GLP, nafta etc.), que são armazenados e vendidos. O gás natural condicionado e seco, (basicamente C₁ e C₂) é comprimido à pressão requisitada ao transporte e submetido à medição fiscal. Seu escoamento a partir deste ponto é realizado pela malha de gasodutos de transporte (3), seguindo para distribuição e venda (4) (BAHADORI, 2014; MOKHATAB, POE e MAK, 2019b).

Quanto à especificação do gás natural para venda, a ANP estabelece parâmetros de controle, que devem ser seguidos pelos processadores. Tais critérios de condicionamento do gás tem como objetivo evitar eventuais problemas de desempenho dos sistemas envolvendo na queima do combustível nos fornos e câmaras de combustão de equipamentos, erosão interna em válvulas e implicações referentes a alterações no poder calorífico devido a mudanças na composição, conforme *Product Specifications* (especificação de produtos, em tradução livre) do *Gas Processors Association* (GPSA, 2004b). Estes problemas estão relacionados à condensação e presença de impurezas, sendo comum, a depender da região, estabelecer critérios específicos para corresponder às particularidades. Na Tabela 2 são apresentados os parâmetros de especificação como estabelecido pela ANP (ANP, 2008).

Tabela 2. Especificação do Gás Natural.

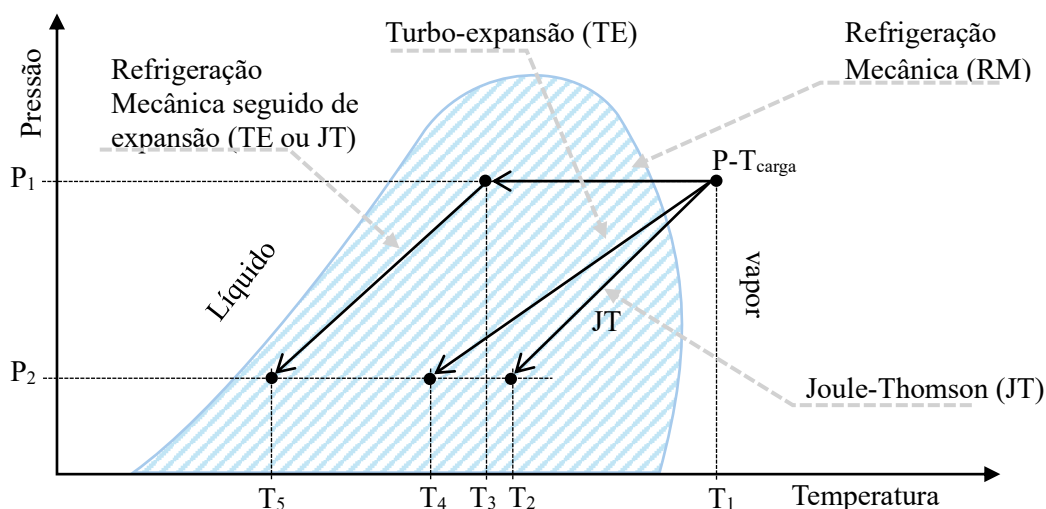
| CARACTERÍSTICA | UNIDADE | LIMITE ANP | | |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------------|
| | | Norte | Nordeste | Centro-Oeste, Sudeste e Sul |
| Poder calorífico superior | kJ/m ³ | 34.000 a 38.400 | 35.000 a 43.000 | 35.000 a 43.000 |
| | kWh/m ³ | 9,47 a 10,67 | 9,72 a 11,94 | 9,72 a 11,94 |
| Índice de Wobbe | kJ/m ³ | 40.500 a 45.000 | 46.500 a 53.500 | 46.500 a 53.500 |
| Número de metano, mín. | | anotar | 65 | 65 |
| Metano, min. | % mol. | 68 | 85 | 85 |
| Etano, máx. | % mol. | 12 | 12 | 12 |
| Propano, máx. | % mol. | 3 | 6 | 6 |
| Butano, máx. | % mol. | - | - | - |
| Butanos e mais pesados, máx. | % mol. | 1,5 | 3 | 3 |
| Pentanos e mais pesados, máx. | % mol. | - | - | - |
| Oxigênio, máx. | % mol. | 0,8 | 0,5 | 0,5 |
| Inertes N₂+CO₂ (na ausência de água livre), máx. | % mol. | 18 | 8 | 6 |
| CO₂, máx. | % mol. | 3 | 3 | 3 |
| Enxofre Total, máx. | mg/m ³ | 70 | 70 | 70 |
| Gás Sulfídrico (H₂S), máx. | mg/m ³ | 10 | 13 | 10 |
| CARACTERÍSTICA | UNIDADE | Norte | Nordeste | Centro-Oeste, Sudeste e Sul |
| Ponto de orvalho de água a 1atm, máx. | °C | -39 | -39 | -45 |
| Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx. | °C | 15 | 15 | 0 |
| Mercúrio, máx. | µg/m ³ | anotar | anotar | anotar |

Fonte: ANP (2008), modificado.

De acordo com a Tabela 2, os itens de controle compreendem garantia da densidade energética através do Poder Calorífico Superior (PCS) e Índice de Wobbe. Em que o primeiro equivale à quantidade de calor liberada pela combustão (combustíveis líquidos ou gasosos) por unidade de massa e o segundo correspondendo à capacidade calorífica de um gás combustível que considera o PCS e a densidade desse gás, o qual delimita as características dos gases em diferentes modalidades de aplicação, ou seja, indicando a intercambialidade dos gases (MOKHATAB, POE e MAK, 2019a). Quanto aos limites dos componentes, a

especificação da ANP faz acepção da região Norte devido à baixa demanda de derivados condensáveis do gás natural, como o GLP, comparando com oferta de gás local, uma vez p Norte se apresenta como um sistema isolado. Desta forma, o C_3+ presente no gás não tratado é incorporado ao gás vendido, sem necessidade de remoção para especificá-lo. A necessidade de estipular limitações de concentração de frações condensáveis, tais como C_3+ , é justificada para evitar condensações e queima incompleta, uma vez que os componentes possuem massas moleculares e pressões de vapor distintos. O GPSA sugere valores como metano mínimo em 75% mol, etano máximo em 10% mol e propano máximo em 5% mol, ou seja, em aderência aos valores adotados pela ANP (ANP, 2008; GPSA, 2004b). Quanto ao enfoque na produção de LGN, todos os métodos de resfriamento têm como objetivo promover o deslocamento do ponto de equilíbrio termodinâmico para a região condensável dentro do envelope de fases da mistura, como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4. Mecanismos de condensação que envolvem resfriamento.



Fonte: Autor.

Através do diagrama Pressão-Temperatura (P-T), na Figura 4, pode ser verificada, de forma esquemática, a diferença entre os mecanismos de condensação que envolvem resfriamento. Na representação, o ponto $P-T_{carga}$ equivale às condições de entrada (carga da UPGN), no ponto P-T na fase vapor, ou seja, no lado direito do domo. Usualmente essas condições compreendem: pressão mínima de 7000 kPa, temperatura ambiente. A depender da composição do gás recebido, pode haver condensação de frações de maior massa molecular durante o escoamento, para estes casos, é necessária uma etapa antecedente para depuração a fim de garantir exclusivamente a fase gasosa para o mecanismo de condensação

(GPSA, 2004a). Sendo o objetivo a promoção da condensação de C_3+ , à medida que a carga é resfriada, o ponto P-T de interesse tende a se aproximar do ponto de bolha, como no caso do ponto P2-T5, ou seja, a região limítrofe entre a fase líquida e o interno do envelope de fases (região hachurada). Caso o mecanismo considere somente a refrigeração mecânica (RM) pelo uso de um circuito de refrigeração ou processo de integração térmica, a pressão é constante, ou seja, sem o processo de expansão, exceto pelas perdas de carga inerentes aos equipamentos e tubulações. O processo de expansão simples, por válvula, com efeito de resfriamento Joule-Thomson (JT) reflete na redução da pressão ($P_1 > P_2$) e conseqüentemente da temperatura. De forma semelhante, a turbo-expansão (TE) é caracterizada pela expansão, porém com aproveitamento de energia sob forma de trabalho. Esta característica o afere a condição de baixa variação de entropia, com perdas inerentes aos processos reais, podendo alcançar eficiência de 85% para instalações operando em condições de projeto (CAMPBELL, 2024). Neste caso, a conversão de parte da energia em trabalho promove o resfriamento superior ao processo JT ($T_4 < T_2$). Estes processos podem ser combinados, por exemplo, com refrigeração mecânica acrescida de expansão, o que aproxima o ponto P-T final ao ponto de bolha. A comparação entre processos de expansão e demais mecanismos de condensação em geral tem sido alvo de estudos, que, de forma geral, convergem para o uso de turbo-expansão combinando com refrigeração mecânica e integração energética dentro do próprio processo nas dimensões ambientais, energéticas e eficiência de recuperação de C_3+ (SHAMSI, OBAID, *et al.*, 2024; AMARAL JUNIOR, MENEGUELO, *et al.*, 2019; GETU, MAHADZIR, *et al.*, 2013; KHAN, CHANIAGO, *et al.*, 2014).

Adicionalmente, otimização de fatores de recuperação de LGN e redução de demandas energéticas (e custos associados) são alvos de pesquisas, comumente utilizando recursos de simulação em regime estacionário. Neste sentido, Uwitonze *et al.* (2022) promoveram um estudo de integração de produção de GNL e recuperação de LGN utilizando integração de destilação simples e um sistema de refrigeração mecânica com uso de refrigerante duplo. Os autores obtiveram resultados para redução de energia despendida no processo (14% de economia comparando com a configuração original). Em outra abordagem buscando o aperfeiçoamento das rotas tecnológicas, Bosman *et al.* (2024) propôs integração completa do processo contemplando recuperação de LGN, fracionamento isomerização. As tecnologias intensificadas de separação de fluidos (por exemplo, colunas complexas, acoplamento térmico e bombas de calor) promoveram redução custo energético na ordem de 20% (custo total do fornecimento da concessionária, para o estudo de caso). Já os autores

Islam *et al.* (2024) estudaram uma proposta de seleção ideal de processos para recuperação de líquidos de gás natural sob perspectivas energéticas, exergéticas, econômicas e ambientais. Para tal, sugeriram uma matriz de decisão dos principais processos no mercado comparando com consumo energético, exergia não aproveitada, pureza, recuperação, custo e emissão de CO₂.

Como visto, o estado da arte para os processos de condensação frações de maior massa molecular aponta para uma busca de otimização de recuperação de LGN e redução de custos energéticos. Este reflexo na indústria denota processos aprimorados e, portanto, preferenciais para seleção por parte de interessados.

2.1.2. Unidades de Processamento de Gás Natural

No Brasil, as UPGNs apresentam rotas tecnológicas distintas, com mecanismos de condensação que geram diferentes eficiências de recuperação de LGN (ANP, 2024a). Para cada instalação, a seleção da rota tecnológica considera a riqueza da corrente de alimentação, destinação dos produtos, necessidade do mercado e logística para transporte (ISLAM, AL-SOBHI, *et al.*, 2024). Desta forma, as rotas e disposição das UPGNs brasileiras estão dispostas de forma estratégica, acompanhando a produção do gás associado à produção de petróleo, como pontado no Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal (EPE, 2020a).

Quanto à informação de produção e operação das Unidades de Tratamento de Gás, a ANP divulga anualmente dados da infraestrutura de gás natural através do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Um levantamento sobre a capacidade de processamento frente à vazão média processada é informado na Tabela 3, na qual é possível avaliar a taxa de utilização das plantas de gás (ANP, 2024b).

Tabela 3. Taxa de utilização das UTGs no Brasil.

| UPGN | Capacidade de processamento (milhões m ³ /d) | Gás natural processado (milhões m ³ /d) | Taxa de utilização |
|--------------------------------|---|--|--------------------|
| Origem Energia | 1,80 | 1,178 | 65,44% |
| UTGCAB - Cabiúnas (RJ) | 24,60 | 21,393 | 86,96% |
| UTGC - Cacimbas (ES) | 18,10 | 2,745 | 15,17% |
| UTGCA - Caraguatatuba (SP) | 20,00 | 12,16 | 60,80% |
| Estação Vandemir Ferreira (BA) | 6,00 | 1,717 | 28,62% |
| 3R Potiguar (RN) | 5,70 | 0,713 | 12,51% |
| Lubnor (CE) | 0,35 | 0,000 | 0,00% |
| Reduc (RJ) | 5,00 | 1,114 | 22,28% |
| Alvopetro (BA) | 0,50 | 0,357 | 71,40% |
| Catu (BA) | 2,00 | 1,602 | 80,10% |
| UTGSUL - Anchieta (ES) | 2,50 | 0,059 | 2,36% |
| Urucu (AM) | 12,20 | 12,151 | 99,60% |
| Total | 98,75 | 55,189 | 45,44% |

Fonte: Autor, modificado do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo (ANP, 2024b).

Como pode ser observado na

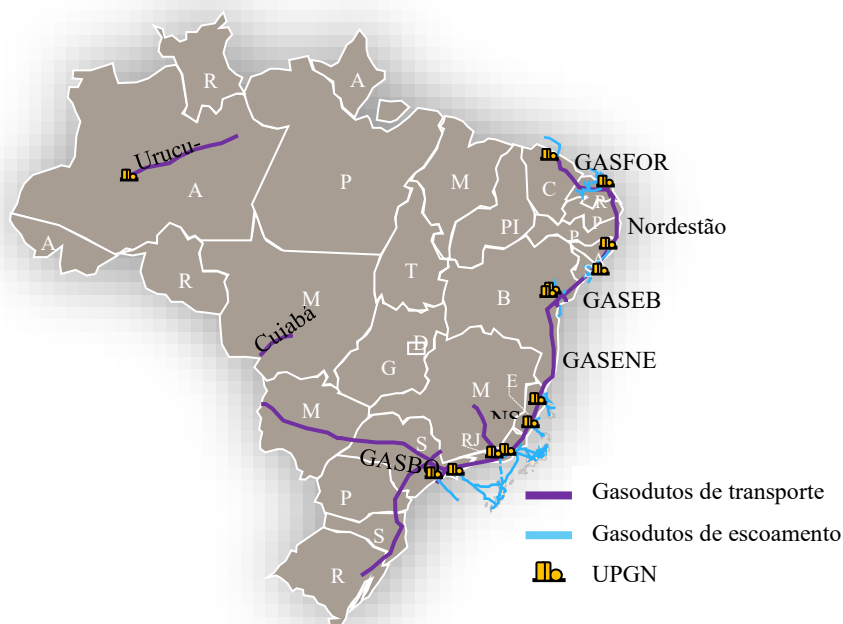
Tabela 3, a vazão processada e taxa de utilização em 45,44% permitem identificar ociosidade nas UPGNs, em contramão à alta demanda de processamento e escoamento da porção de gás proveniente no Pré-Sal, conforme estudo “Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil” do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES, 2021). No geral, as unidades de processamento ociosas não conseguem aumentar sua produção por falta de gasodutos para escoar o gás produzido nas UEPs. No eixo em foco da região Sudeste destaca-se a ociosidade da UTGC e UTGSUL com taxa de utilização em 15,17% e 2,36%, respectivamente. A lacuna observada se refere à ausência de estrutura de escoamento da porção do Pré-Sal e Bacia de Campos para as unidades do Espírito Santo, sendo tratado como um empecilho para disponibilidade do gás ao mercado. Neste sentido, a EPE sugere, em seu Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás a construção de um *hub* de gás no Espírito Santo com uma extensão de 182 km e capacidade de 20 milhões de m³/d. O projeto permitiria uma movimentação de escoamento entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo e um aproveitamento da capacidade ociosa das UTGs na região (EPE, 2024d).

2.1.3. Escoamento e Transporte de Gás Natural

A diferença conceitual entre malha de escoamento e de transporte de gás natural segue a definição da ANP, a qual adicionalmente classifica outras formas de transferência por dutos, a saber: dutos de transferência, integrante de terminal de GNL e distribuição. Para objeto de estudo deste trabalho, são tratados como gasodutos de escoamento aqueles responsáveis pela transferência de gás não tratado entre as UEPs e UPGNs, enquanto os de transporte correspondem à transferência de gás especificado entre as UPGNs e distribuidoras (BRASIL, 2021a).

A malha de gasodutos no Brasil tem disposição regional de acordo com a localização dos campos produtores de petróleo. Historicamente, a evolução da malha está relacionada com os avanços da exploração de petróleo na região da Bahia, inicialmente, tendo alcançado maior relevância a partir do aumento da exploração da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, como estudado por Anjos *et al.* (2024). À medida que novos campos são descobertos, há necessidade de expansão para garantir o escoamento do gás associado ou então buscar por alternativas para sua destinação, como é o caso da reinjeção (EPE, 2020a). Um mapa para o caso brasileiro é apresentado na Figura 5 com destaque para os gasodutos de transporte e escoamento de gás natural.

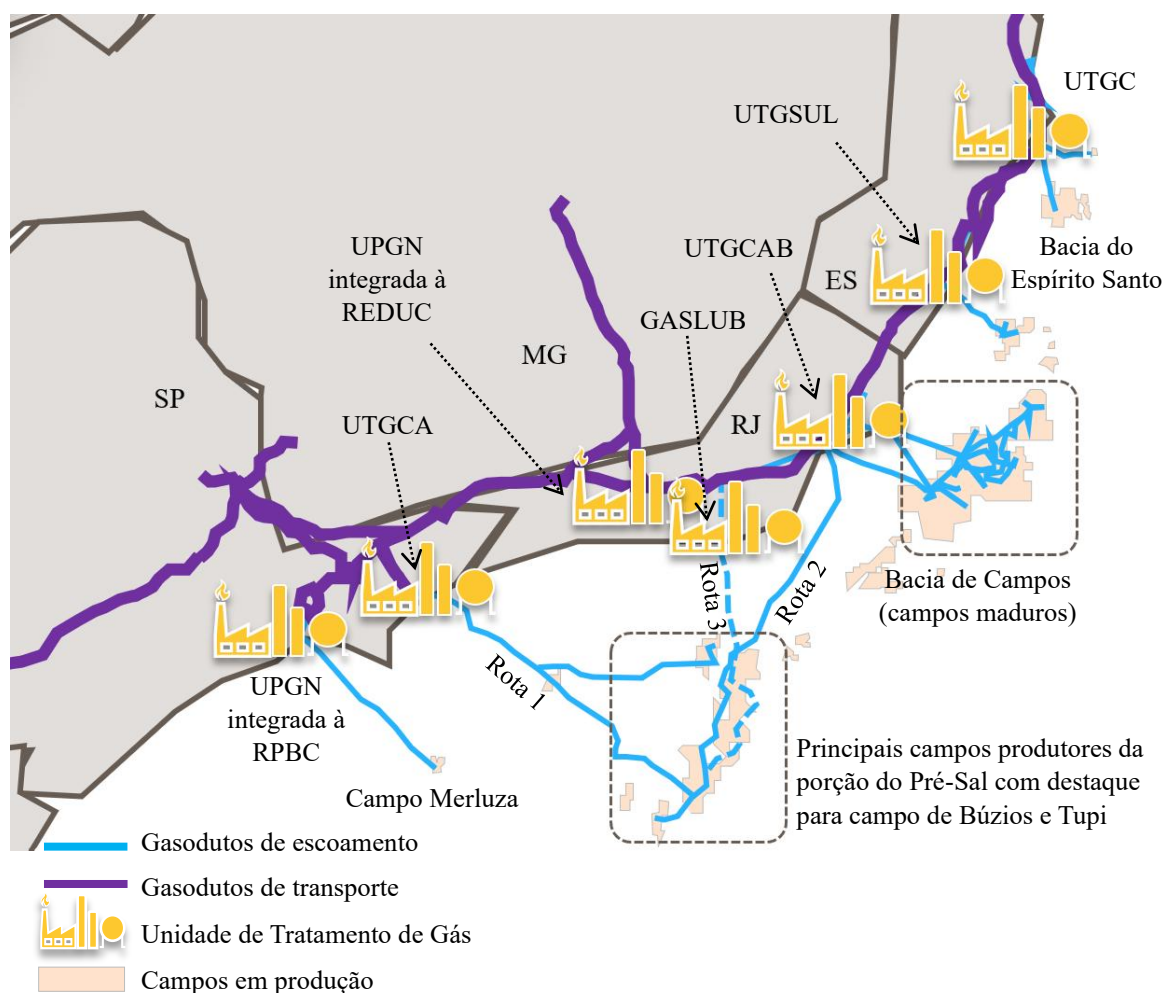
Figura 5. Mapa de gasodutos de transporte e escoamento de gás natural.



Fonte: EPE (2024b), modificado.

A produção de gás no Brasil está majoritariamente associada à produção de petróleo *offshore*. Segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis emitido pela ANP, esse valor alcançou 85,75% em 2023 (ANP, 2024b). Diante deste fato, é esperado que a malha de gasodutos de escoamento se encontre na faixa litorânea, como mostrado na Figura 5. Em destaque está a região Sudeste, que é responsável por 85,52% da produção de gás no País, segundo ANP (ANP, 2024b). A Figura 6 permite visualizar a disposição das UPGNs e rotas de gasodutos que permitem o escoamento e transporte do gás associado aos campos de produção de petróleo *offshore* da Bacia de Campos, Espírito Santo e Santos.

Figura 6. Mapa da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural no Sudeste brasileiro.



Fonte: Autor, modificado de EPE (2024b).

Como pode ser verificado na Figura 6, o escoamento do gás da porção do Pré-Sal é realizado pelas rotas de gasodutos Rota 1, Rota 2 e Rota 3. Estas rotas destinam,

respectivamente, o gás rico para as Unidades de Tratamento de Gás UTGCA, em Caraguatatuba-SP; UTGCAB, em Cabiúnas-RJ e ao complexo GASLUB, em Itaboraí-RJ. A UPGN integrada à Refinaria Duque de Caxias (REDUC) recebe gás e LGN da UTGCAB e a UPGN integrada à Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) recebe o gás do campo de Merluza. A UTGCAB, por sua vez, recebe gás da Bacia de Campos, enquanto as UTGSUL em Ancheita-ES e UTGC em Cacimbas, Linhares-ES processam o gás da Bacia de Campos e Bacia do Espírito Santo. Este panorama e concentração no Sudeste é concebido justamente para permitir o escoamento do gás associado, que ao ser processado nas UTGs é condicionado e especificado ao uso, sendo distribuído nos gasodutos de transporte.

Este cenário de dependência do gás natural, tanto para usos energéticos quanto não energéticos, configura um desafio estratégico, assim tratado pela EPE, especialmente considerando a concentração da demanda na região Sudeste. A perspectiva relatada no Plano Decenal de Expansão de Energia com visão em 2034 revela que os estados São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia e Minas Gerais continuam como os maiores consumidores nos setores industrial, comercial, residencial e de transporte. Quanto ao uso energético, a demanda termelétrica se concentra nas regiões Sudeste e Centro-Oeste sendo consumo para estas regiões em 48,7% da demanda termelétrica na Malha Integrada em 2030 (EPE, 2024f).

Em uma busca por alternativas, fontes renováveis têm apresentado maior participação na OIE, com um crescimento na oferta em 7,4% 2023, comparando com o ano anterior, para a medida em milhões de Toneladas Equivalentes de Energia (TEP) (EPE, 2024a). Para o caso do biogás, embora pouco expressivo com 2% de participação dentre as fontes “Licor preto e outras renováveis” na OIE de 2023, há potencial para aplicação no setor de transportes, especialmente a partir da produção interna no setor sucroenergético conforme a Análise de Conjuntura de Biocombustíveis – ano 2023 emitida pela EPE (EPE, 2024c). A intercambialidade entre biometano e gás natural, permitida pela legislação, possibilita ampliar o mercado para o biocombustível, possibilitando seu escoamento pela infraestrutura de gasodutos existente e promovendo a diversificação da matriz energética (EPE, 2024c).

Neste caso, o avanço de políticas públicas, como a Lei nº 14.993/2024, apresenta um marco regulatório para o setor de biocombustíveis e sinaliza um esforço para a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e o incentivo ao biometano (BRASIL, 2024c). A capacidade produtiva de biometano apresenta perspectivas de crescimento significativas, impulsionadas por incentivos como o Programa Nacional de Descarbonização

do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNDGN) o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). A inserção do biogás no setor elétrico, por meio de micro e minigeração distribuída e usinas com autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), demonstra a versatilidade do biocombustível e seu potencial para contribuir com a descentralização da geração de energia e a redução da dependência de fontes fósseis (EPE, 2024c).

Como mencionado, um dos avanços das políticas de incentivos à produção e uso do biogás está no compartilhamento da malha de gasodutos de transporte de gás natural. Este cenário reforça a importância dos projetos e de ampliação da infraestrutura, o que garantiria uma malha integrada, como tratado no Plano Indicativo de Escoamento e Processamento de Gás Natural (EPE, 2024d). Neste ponto, tratando da região Sudeste a qual concentra as participações expressivas da produção, são discutidas em avanço as capacidades e limitações do escoamento e transporte de gás.

Para o estado do Espírito Santo, a capacidade de escoamento é limitada em 44,4 milhões de m³/d, conforme divulgado na Oferta de Escoamento de Gás pela Petrobras (PETROBRAS, 2024b). No entanto, como não está interligada em uma estrutura de rede, ou seja, sem comunicação com as Rotas 1, 2 e 3 (Figura 6), não pode ser utilizada em uma malha flexível. No sistema de escoamento da Bacia de Santos, local da maior porção do Pré-Sal, a limitação equivale a 64 milhões de m³/d (PETROBRAS, 2024b), os quais não são totalmente disponíveis e para o escoamento à medida que novas UEPs entram em operação (ALMEIDA e ROCHA, 2024). A Tabela 4 traz um resumo das capacidades e extensões dos gasodutos de escoamento.

Tabela 4. Capacidade da malha de escoamento no Brasil.

| | Capacidade Nominal (milhões m³/d) | Comprimento (km) |
|---|---|-----------------------------|
| Escoamento da Bacia de Campos (RJ) | 49,10 | 580,50 |
| Escoamento da Bahia | 3,63 | 107,40 |
| Escoamento do Ceará e Rio Grande do Norte | 13,00 | 148,70 |
| Escoamento do Espírito Santo | 44,40 | 465,90 |
| Escoamento da Bacia de Santos | 64,00 | 1132,00 |
| Total | 174,23 | 2434,50 |

Fonte: Petrobras, modificado (PETROBRAS, 2024b).

De acordo com a Tabela 4, embora com vazão nominal suficiente para a produção atual de gás natural, a configuração existente não permite a flexibilidade para o escoamento em toda a extensão da produção, uma vez que a malha não apresenta interconectada como uma malha. Esta constatação é abordada no estudo de *hub* de projetos do BNDES, o qual discute uma limitação de 35 milhões de m³/d no escoamento até o final até 2030 (BNDES, 2021). O artigo do BNDES destaca:

Em tal cenário, observa-se a necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento a partir de 2027, que, se não realizada, pode aumentar ainda mais o percentual atual de reinjeção, impedindo uma maior monetização do gás natural e ganhos econômicos (mais riqueza, emprego e renda) e arrecadatórios (mais impostos, royalties e participação governamental para as esferas federal, estadual e municipal).

(BNDES, 2021).

A malha de gasodutos de transporte, por sua vez, forma um perímetro litorâneo, atendendo os grandes centros urbanos nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. As regiões ao centro são atendidas por gasodutos importação, como é o caso do Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) atendendo o estado do Mato Grosso e complementando o fornecimento da região Sudeste. A Extensão da malha de transporte equivale a 9.409 km, sem considerar a rede de distribuição. Em comparação, a razão entre extensão de gasodutos de transporte por área no Brasil equivale a 1 m/km², enquanto na Argentina é de 6 m/km²; na Europa corresponde a 21 m/km² e nos Estados Unidos em 66 m/km². Embora não seja reportado um valor ideal, a maturidade do mercado na Europa é estudada pela EPE como uma referência para replicação no Brasil (CNI, 2021; EPE, 2020b).

2.2. O GÁS NATURAL NO BRASIL E O MODELO ANTERIOR À LEI Nº 14.134/2021

Em relação ao histórico do desenvolvimento do mercado de gás natural nos aspectos legais, a primeira manifestação para regular a atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos ocorreu no ato do Governo Federal, em 1938, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo. Adiante, a criação da Petrobras em 1953 trouxe uma característica monopolista à Estatal, a qual era responsável por todas as atividades da indústria, exceto a distribuição (TROJICZ e LOUREIRO, 2018).

Tal fato permite a constatação da participação histórica expressiva de outros agentes na distribuição e na posse da infraestrutura de escoamento, tratamento e transporte por parte da Estatal. (MATHIAS e SZKLO, 2007). Passado este contexto histórico da origem da manifestação de regulação, ocorreu o marco das reformas entre 1995 e 2002 com as Emendas Constitucionais (1995). A Emenda 09 de 1995, a qual alterou o artigo 177 da Constituição Federal, permitiu que o Governo Federal contratasse atividades no setor petrolífero com empresas privadas e a Emenda 05 de 1995 permitiu concessões a empresas de distribuição de gás de propriedade de investidores, como abordaram Mathias & Szklo (2007).

Como precursora, a Lei do Petróleo (Lei 9478/1997) estabeleceu uma nova estrutura para os setores de petróleo e gás natural, separando o segmento de transporte das outras atividades da cadeia de gás natural. Dessa forma, a Estatal detentora dos elos da cadeia não poderia executar todas as funções como produção, transporte e distribuição, o que inicia a descaracterização do monopólio. Adicionalmente foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a ANP com funções de agentes reguladores cujos regulamentos e notas técnicas desempenho força de lei (HERNANDEZ-PEREZ, 2011).

No entanto, especificamente para o uso do gás natural e devido à dependência do petróleo, houve dificuldades em encontrar usos cativos para o insumo, uma vez que a geração de energia por hidrelétricas havia atingido maturidade e autossuficiência à época, antes da primeira reforma em 1996. Esta primeira reforma da Lei 9478/1997 consistia no incentivo ao investimento privado na oferta de eletricidade, porém vinculado ao uso do gás natural (RIBEIRO, STREET, *et al.*, 2023). Tal dependência limitou seu uso, o qual competia com outras fontes (para aquecimento e iluminação) ou com produtos petrolíferos no setor industrial, como o com GLP no setor residencial.

O desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil ocorreu através do segmento de comercialização associado aos setores de transporte e distribuição, uma vez que o suprimento residencial e industrial correspondia à demanda majoritária. Em sua origem participativa na matriz energética, uso do gás natural era concentrado em poucos estados (Bahia inicialmente, posteriormente em São Paulo e Rio de Janeiro) e em certos setores empresariais, principalmente a indústria. O gás, neste ponto, por vezes era considerado um subproduto ao ser classificado como gás associado, ou seja, produto do desprendimento de frações leves com a produção e estabilização do petróleo (CAMPOS, SILVA, *et al.*, 2017).

Como agente impulsionador para o fomento da participação do gás natural na matriz, o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) foi estabelecido no início dos anos 2000. Este programa apresentou-se como uma resposta à crise de racionamento de energia entre 2001 e 2002. Tal crise levaria à segunda reforma, em 2004, com objetivo de garantir adequação do fornecimento a longo prazo (RIBEIRO, STREET, *et al.*, 2023). À época, a pretensão do Governo Federal correspondia na introdução de 49 usinas termelétricas, em sua maioria movida a gás natural, com incentivos de longo prazo e garantias de entrega. No entanto, muitos desses projetos falharam devido a cláusulas rígidas de contratos de fornecimento de gás natural e à dolarização dos preços (OLIVEIRA e MARRECO, 2006).

Os desafios para a expansão da geração termelétrica a gás natural incluíam a falta de infraestrutura de gasodutos, cláusulas de *"take or pay"* nos contratos de gás natural e a dependência da estratégia da Petrobras. Além disso, havia o obstáculo devido à falta de diretrizes regulatórias institucionais para o gás natural. Oliveira & Marreco (2006) destacam ainda o fato da predominância da hidroeletricidade no Brasil o que requeria um planejamento centralizado de operações, implementado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que otimizaria custos para o despacho de termelétricidade, caracterizando um setor *"backup"* do sistema.

Tais lacunas pendentes de regulação foram inicialmente tratadas com a promulgação da Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), revogada, especificamente para iniciar o processo de desenvolvimento da indústria de gás natural de forma a explorar os benefícios dessa fonte de energia. A Lei teve como intenção trazer um novo modelo de arranjo comercial, permitindo a entrada de novos atores (autoprodutores, auto importadores e consumidores livres) e novas possibilidades de relações contratuais. No entanto, Campos *et al.* (2017) relatam que a expansão da infraestrutura de gás natural no Brasil não obteve o desenvolvimento como proposto. A infraestrutura de transporte de gasodutos, em 9.718 km, apresenta-se significativamente inferior à de outros países como Estados Unidos (339.176 km) e Canadá (61.813 km). Em comparação com os membros atuais do BRICS, o Brasil se apresenta em 6º lugar, atrás da China (139.358 km), Rússia (115.340 km), Índia (18.914 km), Argentina (17.874 km) e Irã (10.920 km) (GEM, 2024). Neste sentido, a promulgação da Lei do Gás, embora considerado um avanço para o desenvolvimento do setor, não obteve o resultado esperado para que o gás natural pudesse compor parte integral e competitiva da matriz energética brasileira (MORAIS, 2021). O diagnóstico da participação dominante da Petrobras no mercado de gás natural no Brasil, controlando grande parte da produção,

transporte e distribuição passou a ser o alvo das iniciativas para alterar a realidade visando um mercado competitivo e transparente.

Em 2019, em manifestação à busca pela ruptura do monopólio natural da Petrobras, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) celebrou junto à Estatal um Termo de Compromisso de Cessação (TCC). Este termo tinha como objetivo reduzir a participação da Estatal no setor, promovendo a concorrência e abrindo o mercado para novos agentes. Em complemento, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) mapeou, através do Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural, possíveis novas rotas de escoamento do gás natural no Pré-Sal, abrangendo diversas regiões de produção e potenciais locais de recebimento, concentrando na região Sudeste. Esse plano indicativo apresentou-se como um passo importante para identificar as necessidades de infraestrutura para escoamento do gás natural (EPE, 2024d). Sendo assim, o acordo com o CADE, publicações da EPE e do BNDES impulsionaram as discussões junto à tramitação do Projeto de Lei 6.407/2013, que viria a se tornar a Lei nº 14.134/2021, sendo determinante para a transformação do mercado. Dentre as expectativas, a consolidação de um marco regulatório estável fora vista como essencial para reduzir a assimetria de informações entre as partes e aumentar a segurança jurídica quando às formulações contratuais entre os agentes, o que incentivaria novos investimentos na cadeia de gás natural, conforme discutido no Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) (MME, 2021a).

2.3. O MERCADO DO GÁS NATURAL

Este capítulo não contempla o modo de operação do mercado de gás natural em si, ou seja, os procedimentos e detalhamento das responsabilidades dos agentes e pontos de negociação físicos e virtuais. O escopo abarca o entendimento dos fatores que influenciam a oferta e demanda neste mercado, bem como nas implicações da ausência na infraestrutura, a qual compreende um dos objetivos da revisão da legislação no setor.

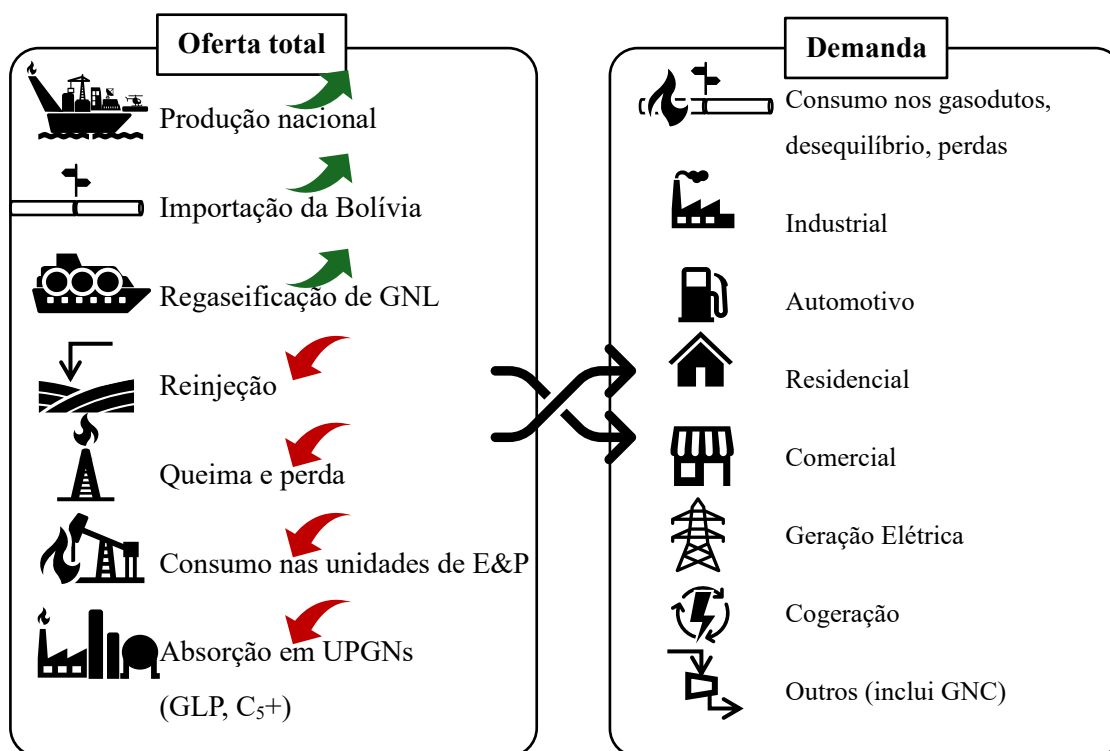
Os mercados de energia regulados propõem-se a promover o equilíbrio das demandas dos setores produtivos diante da oferta das fontes distintas e recursos disponíveis na região que atendem. Este equilíbrio comumente é afetado por crises decorrentes de fatores

externos, como crise econômicas, sanitárias (a exemplo do COVID-19) e ambientais. Tais influências devem ser pauta de políticas, planejamento e provisionamento de segurança energética, ampliando as fontes na matriz local. (ÖLMEZ, ARI e TUZKAYA, 2024; BETTARELLI, FURCERI, *et al.*, 2024; XIAO, LI, *et al.*, 2024).

Neste sentido, o Brasil instituiu no início dos anos 2000 a termoeletricidade a gás natural como alternativa ao suprimento de energia elétrica em decorrência da sazonalidade do regime de chuvas e sua influência na operação das usinas termoeletricas. Esta nova realidade ampliou um mercado até então pouco expressivo, uma vez que a demanda para o insumo era não a energética (RIBEIRO, STREET, *et al.*, 2023).

Em paralelo à necessidade de prover segurança energética utilizando as termoeletricas como suprimento complementar às hidrelétricas, demais finalidades do uso do gás natural podem ser visualizadas com a análise da demanda histórica. Esta demanda no Brasil tem participação expressiva de setores como o industrial, automotivo, residencial, comercial, geração elétrica e cogeração (MME, 2024). Um esquema representativo dos principais fatores que influenciam no mercado de gás natural é apresentado na Figura 7 tanto na oferta quanto na demanda.

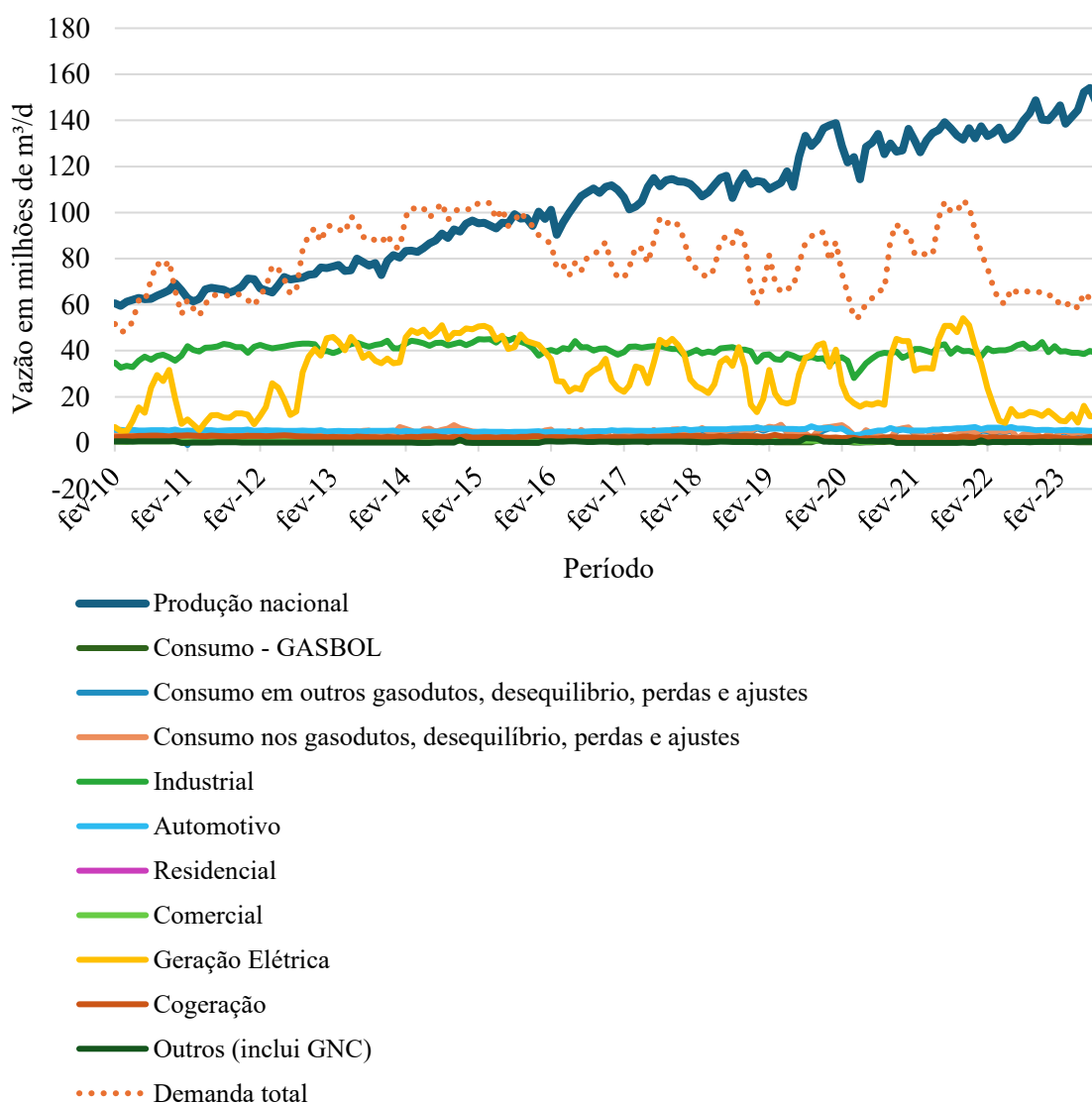
Figura 7. Setores e fatores influentes na oferta e demanda de gás natural.



Fonte: Autor, baseado em Ministério de Minas e Energia (MME, 2024).

Na Figura 7 é possível identificar as influências para o aumento da oferta, como a produção nacional, importação da Bolívia e regaseificação. Já os processos de reinjeção de gás, queima e perda, consumo nas unidades produtoras de Exploração & Produção e absorção nas UPGNs impactam negativamente na disponibilidade do insumo. No lado da demanda, a Figura 8 permite visualizar graficamente os setores demandantes, com suas tendências comparando com a oferta da produção nacional.

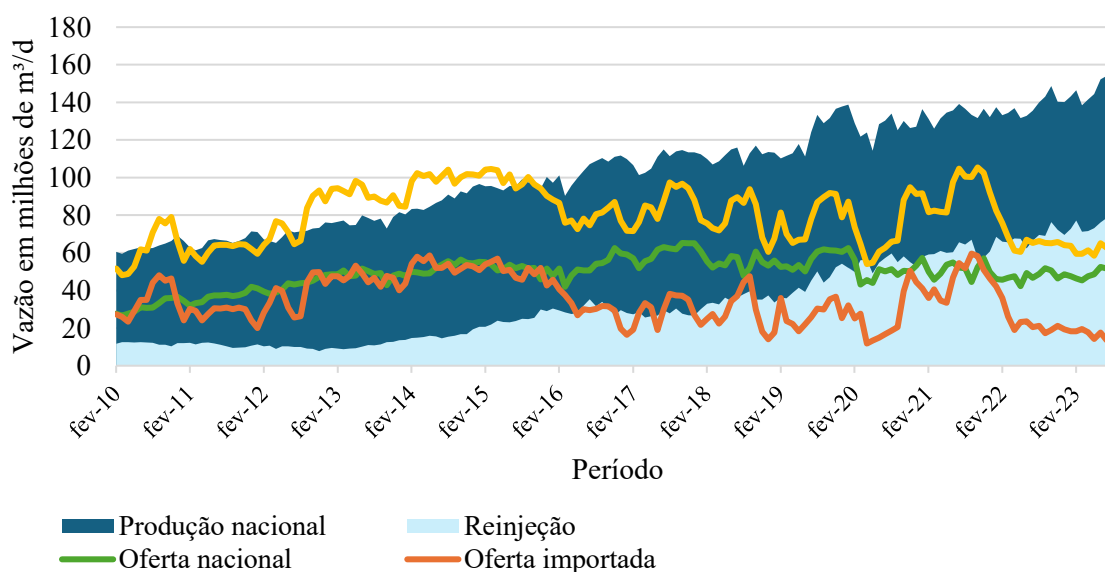
Figura 8. Demanda e oferta nacional de gás natural entre 2010 e 2023.



Fonte: Autor, com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2024).

A demanda total no Brasil equivaleu a 61,46 milhões de m³/d em média em 2023 (MME, 2024). As parcelas demandantes podem ser observadas na Figura 8. Vale a menção que o termo utilizado pelo MME “Consumo” nos gasodutos se trata de perdas e não consumo de fato pelos setores. Nota-se, através da Figura 8 que o fator determinante para variação da demanda compreende a geração de energia elétrica, que, por sua vez, depende dos despachos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para atender demanda de energia. Em 2023, a demanda média de gás para geração elétrica foi de 11,39 milhões de m³/d frente à uma média histórica de 28,86 milhões de m³/d, fato que não permite correlacionar uma tendência ao longo do tempo, uma vez que está relacionado à sazonalidade do regime de chuvas. O maior setor demandante compreende a indústria, com 39,65 milhões de m³/d em média em 2023. Embora seja um indício de crescimento da economia, uma correlação entre o PIB (média no período em 1,56 trilhões de reais em 2023) e a demanda de gás na indústria converge em tempos de crise, com a observada na pandemia de COVID-19, mantendo-se estável no período observado. Um ponto em destaque compreende o aumento com característica linear na produção nacional, como observado inicialmente na Figura 8 e detalhado na Figura 9, que permitem avaliar o complemento da oferta importada, produção nacional e reinjeção do gás natural.

Figura 9. Evolução da oferta importada, da produção nacional e dos principais fatores associados.



Fonte: Autor, com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2024).

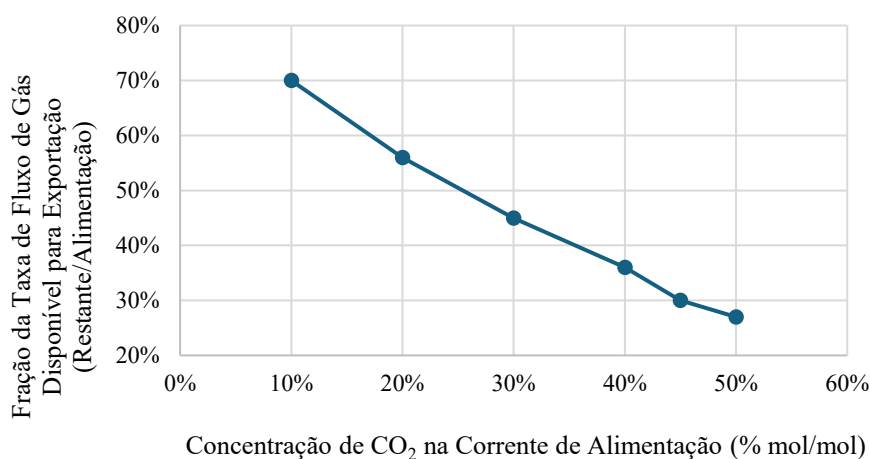
Pode ser notado na Figura 9 que a oferta nacional se mantém relativamente constante, quando comparada à produção nacional, apresentando uma média de 48,73 milhões de m³/d em 2023. A produção nacional crescente acompanha o aumento da produção de petróleo, porém, como possível verificar no gráfico em área, a parcela do gás reinjetado acompanha este aumento da produção. O valor expressivo da reinjeção se apresenta por vezes superior à demanda, como pode ser observado a partir de 2022, cujo valor médio de reinjeção foi de 9,8% superior à demanda (sendo 21% somente em 2023), o que denota uma tendência do comportamento do uso não comercial ou não utilizável desta parcela (MME, 2024).

Um questionamento pode ser levantado quanto à necessidade de importação, seja por gás da Bolívia (média de 15,8 milhões de m³/d em 2023) ou por regaseificação de GNL (média de 0,86 milhões de m³/d no mesmo período), uma vez que a produção nacional excede a demanda total. Isso se dá pela ausência de malha de gasoduto de escoamento das unidades estacionárias de produção (plataformas e navios) até as UPGNs. Uma vez que não há possibilidade de enviar a produção de gás para o processamento e entrega, a alternativa da Estatal e parcerias firmadas na exploração e produção está na reinjeção do gás no reservatório. Ou seja, há necessidade de importação ainda que a produção seja superior à demanda nacional (EPE, 2020a; MME, 2024).

A reinjeção de gás tem a importante função de promover a recuperação secundária do petróleo nos campos em produção, uma vez garante a manutenção da pressão no reservatório à medida que óleo é extraído, o que permite o escoamento do fluido. Para a particularidade do gás associado à produção de óleo do Pré-Sal, a reinjeção promove a retenção do CO₂, visto que a característica da composição do gás apresenta altos teores do contaminante. Nas Unidades Estacionárias de Produção (UEP) dos campos produtores do Pré-Sal, o CO₂ é separado do gás natural usualmente por membranas, que adicionalmente permitem passagem de parte de metano e etano, sendo em seguida reinjetado. A variação da técnica pode contemplar a injeção alternada de gás com água, como é o caso do método *Water Alternating Gas* (WAG) (EPE, 2020a).

As altas concentrações de CO₂ na mistura podem inviabilizar o escoamento da produção. A relação da perda de gás natural associada à concentração de CO₂ e consequentemente a parcela disponível para envio para exportação pelas UEPs para as UPGNs é apresentada na Figura 10 (PINTO, VAZ, *et al.*, 2014).

Figura 10. Gás disponível para exportação e concentração de CO₂.



Fonte: Modificado de Pinto, Vaz *et al.* (2014).

Conforme pode ser observado na Figura 10 pela discussão sobre o tema por Pinto, Vaz *et al.* (2014), à medida que aumenta a concentração de CO₂, menor a fração de gás disponível para envio às UPGNs. A seleção da destinação dessa mistura, seja reinjeção total ou separação com injeção somente do CO₂, depende de outros fatores, como demanda de energia, complexidade da planta e capacidade de escoamento. Este cenário representa de fato a realidade do Pré-Sal, com variação de concentração de CO₂ entre 8% e 25% em volume, conforme dados da EPE (EPE, 2020a). Uma outra particularidade está na pressão dos reservatórios do Pré-Sal, que favorece a solubilidade do gás injetado com o óleo, o que promove sua recuperação. Estes e outros fatores discutidos no Estudo de Aproveitamento de Gás Natural do Pré-Sal pela EPE (2020) permitem concluir sobre os benefícios da reinjeção sob a ótica de máxima produção de óleo, o qual reporta um incremento de 25% a 30% na recuperação final, utilizando o método WAG. Neste sentido, o procedimento de reinjeção do gás também é fortemente defendido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, o qual esclarece os ganhos sobre a arrecadação com a produção de óleo viabilizada pela reinjeção, bem como na redução do impacto ambiental pela redução de emissões (IBP, 2024).

Por outro lado, a EPE menciona os ganhos da disponibilidade do gás no cenário de injeção exclusiva do CO₂ em detrimento da reinjeção total da mistura Gás-CO₂. Justifica-se pelo uso no desenvolvimento e fomento dos setores industriais, veiculares, residenciais e térmicos, bem como no uso petroquímico. Adicionalmente reporta sobre o compromisso na sua disponibilização para a segurança energética pelo acionamento das termelétricas, como relatado nas seções anteriores. Os argumentos são fortalecidos pela

iniciativa do Novo Mercado de Gás em que, procura “*melhorar o aproveitamento do gás do Pré-sal, da bacia de Sergipe e Alagoas e outras descobertas*”, bem como “*ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural*” (MME, 2021b).

No entanto, as dificuldades quando à estrutura de escoamento compreende um dos desafios para assegurar a disponibilidade defendida na proposta da Lei nº 14.134/2021. Tal cenário compreende oportunidade para busca de alternativas de outras finalidades e destinação do gás natural. Neste sentido, estudos são conduzidos avaliar tais alternativas. O estudo do EPE (2020a) reporta algumas tecnologias, como o transporte através de Gás Natural Comprimido (GNC), Gás Natural Liquefeito (GNL), conversão de gás em combustíveis líquidos pela tecnologia *Gas To Liquid* (GTL), a qual envolve processos reativos, como a síntese de Fischer-Tropsch.

Outros autores discutiram rotas tecnológicas alternativas ao escoamento, como o caso de Bassioni e Klein (2024), que revisam os processos de liquefação de gás natural (GNL) utilizando métodos de simulação de otimização de processo. O trabalho contemplou um estudo de caso em uma planta PRICO GNL (*Process Refrigeration Integrated with Cascade Optimization*). O princípio desta unidade é promover a liquefação de gás natural utilizando um ciclo de refrigeração, com um agente refrigerante misto. Em um dos resultados obtidos, houve uma melhoria entre 23% e 36% no valor da função objetivo, que compilava variáveis de otimização como taxa de produção de GNL, eficiência dos compressores e expansores e frações mássicas necessárias para o gás refrigerante utilizado. Este processo de produção de GNL tem potencial para aplicação em unidades *offshore*, uma vez que, segundo os autores, apresenta-se com baixa complexidade, com flexibilidade operacional e custo de capital reduzido, considerando as referências adotadas no artigo as quais devem ser reavaliadas para o caso do gás do Pré-Sal.

Já os autores Qyyum *et al.* (2018) avaliaram arranjos de liquefação para produção de GNL em dois principais processos. O primeiro, por expansão de N_2 , utilizou a configuração em um ciclo de refrigeração único e um sistema adicional de turbo-expansão (duplo). O segundo processo, baseado em uso de refrigerantes mistos, contemplou as configurações diversas, com uso de misturas de refrigerantes, dentre eles, o propano. A análise contemplou uso de algoritmos genéticos, programação não linear e otimização baseada em conhecimento, concentrando a comparação dos processos quanto ao consumo energético.

Quanto à aplicação em ambiente offshore, os autores destacam arranjos promissores, como a expansão de N₂ e variações do processo utilizando propano refrigerante *Propane-Precooled Mixed Refrigerant* (C3MR), destacando necessidade de avaliação de operabilidade, segurança e confiabilidade.

Especificamente para o caso do Pré-Sal no Brasil, os autores Silva, Relva, *et al.* (2023) compararam três tecnologias para destinação alternativa do gás natural. Um resumo do escopo e conclusões são mostrados no Quadro 1.

Quadro 1. Tecnologias para escoamento e uso do gás natural do Pré-Sal.

| Alternativa | Descrição | Vantagens | Desvantagens |
|--|---|--|---|
| Escoamento por gasodutos | Escoamento do Gás Natural por meio de gasodutos submarinos até a costa, destinando ao processamento | Maturidade da tecnologia Atendimento ininterrupto e de grandes volumes | <ul style="list-style-type: none"> • Custos de instalação elevados com prazos que podem não atender os projetos voltados para produção de óleo; • Necessidade de promover separação de contaminantes como o CO₂. |
| Gas to Wire (GTW) | Geração de Energia Offshore diretamente nas UEPs, com transmissão via cabos submarinos | Dispensa necessidade de construção de gasodutos, bem como transporte de gás às Térmicas | <ul style="list-style-type: none"> • Aumento do custo da produção de energia em comparação às usinas em terra; • Investimentos iniciais, desafios regulatórios e tecnologia não madura para a realidade brasileira. |
| Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) | Conversão em gás natural liquefeito em unidades flutuantes | Transporte de Gás Natural em mercados nacionais e internacionais (flexibilidade para exportação) | <ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia não consolidada; • Custos elevados de implantação e operação; • Necessário ajustes para a realidade do Pré-Sal devido alto teor de CO₂. |

Fonte: Autores, modificado de Silva, Relva, *et al.* (2023).

Silva, Relva, *et al.* (2023) concluem sobre a viabilidade do escoamento por gasodutos em detrimento ao GTW e FLNG, conforme justificados no Quadro 1. Nestes casos retratados nos artigos, para ser uma alternativa para a destinação de gás natural no Pré-Sal (caso de maior relevância no cenário nacional), há necessidade de estudos específicos para a realidade local, tais como custos associados, espaço disponível em unidades de produção, viabilidade econômica e aspectos de segurança de processo, devido às condições das do processo como utilização de produtos voláteis em temperaturas criogênicas.

Alguns estudos sugerem explorar as possibilidades para o uso do gás do Pré-Sal, como a geração de energia offshore (GtW) e transporte via gasodutos ou GNL flutuante (FLNG), porém com conclusões pouco viáveis frente aos custos envolvidos (SILVA, RELVA, *et al.*, 2023). Em suma, dada o estágio de maturidade das alternativas supracitadas para a aplicação do caso brasileiro, o desafio para inserir a parcela do gás associado à produção do Pré-Sal passa a ser, sobretudo, a deficiência da malha de escoamento das unidades produtoras às UPGNs. A solução não energética adotada para destinação dessa parcela do gás produzido se confirma no processo de reinjeção nos reservatórios.

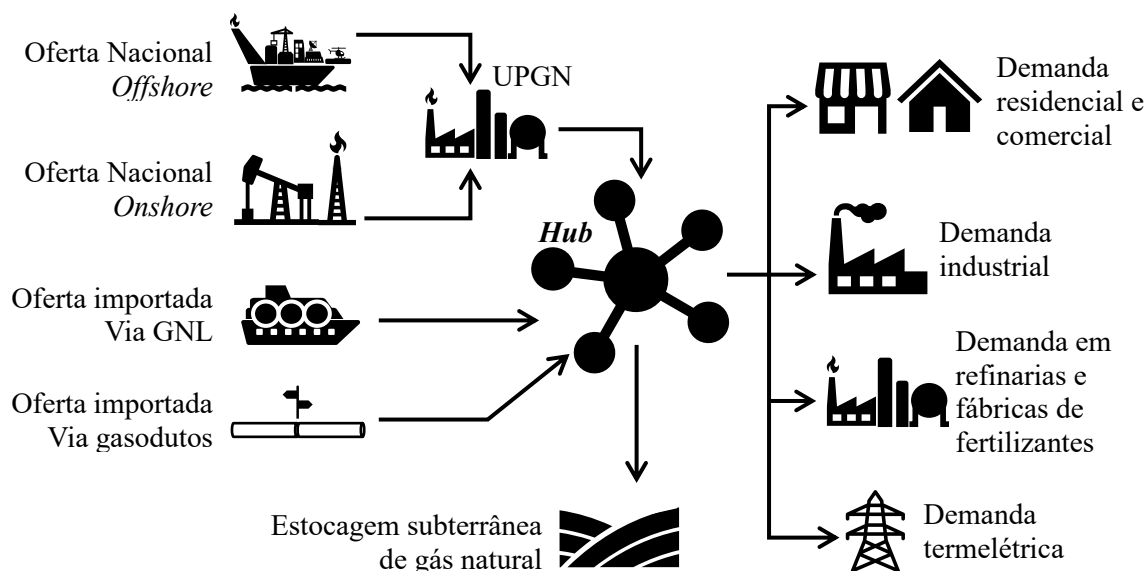
Neste sentido, mas em um panorama integrado com outras fontes energéticas, o Plano Nacional de Energia PNE-2050 emitido pela EPE contempla análises conjunturais de previsibilidade para o mercado de gás natural no Brasil. Para a oferta, o estudo antevê o aumento no aproveitamento do gás convencional associado ao petróleo, incluindo o Pré-Sal atingindo valor de 220 milhões de m³/d, com expansão da capacidade de processamento para 120 milhões de m³/d em 2050. A análise, abrangendo as tendências internacionais da provisão do insumo, traz a expectativa de excesso de oferta externa de gás natural, que, associado ao desenvolvimento de infraestrutura de transporte, seriam responsáveis pela redução dos preços globais (EPE, 2020c).

O ponto em destaque para a demanda futura de gás para energia, segundo a EPE (2020), está na previsão de redução da participação hidrelétrica na matriz elétrica brasileira que, por conseguinte, ocasionará o acionamento frequente das termelétricas a gás natural. Para o uso não energético, a demanda industrial teria influência no uso diferentes atividades, como produção de amônia e metanol em polos gás-químicos, refletindo na diversificação do uso do gás diante da oferta em excesso.

Em relação à infraestrutura, o PNE-2050 destaca a necessidade da expansão da infraestrutura para conexão de novos polos consumidores, em concordância com a proposta da Lei nº 14.134/2021. Adicionalmente, sugere o comissionamento de sítios de estocagem subterrânea de gás natural e a construção de instalações de *peak shaving*. Este recurso compreende no armazenamento de gás natural durante períodos de baixa demanda para fornecê-lo de acordo a necessidade de suprimento. Dessa forma, buscando evitar a necessidade de compensações com importação de gás natural. No horizonte do PNE 2050, o desenvolvimento e implementação da estocagem subterrânea de gás natural são destacados

para garantia da estabilidade do mercado. O esquema representativo do modelo considerando a estocagem é apresentado na Figura 11.

Figura 11. Hub de negociação para o mercado de gás natural.



Fonte: Autor, modificado de EPE (2020).

Como pode ser observado na Figura 11, o mercado de gás, a partir do aprimoramento da tecnologia de armazenamento subterrâneo, contaria com o recurso para mitigar os efeitos de flutuações de preços e interrupções no fornecimento. Quanto as formas de estocagem, destacam as possibilidades abordadas no PNE-2050 para o uso de campos de gás depletados e formações salinas. Para os campos depletados, trata-se de uma infraestrutura existente com características geológicas conhecidas a partir da experiência durante a operação. Já as formações salinas, compreendem cavernas seladas a partir da dissolução de sal em formações geológicas, as quais possibilitam armazenar grandes volumes de gás sob alta pressão (CNI, 2021). Diante do risco de perda de contenção associada e possibilidade de vazamentos, a operação dessas instalações requer avaliações de riscos rigorosas, incluindo licenciamento ambiental e de segurança.

Posto isso, a estocagem subterrânea de gás natural, segundo o PNE-2050, tem potencial para a segurança e eficiência do abastecimento de gás no Brasil em uma nova concepção estocástica. No horizonte do estudo, seu desenvolvimento e implementação podem

proporcionar estabilidade do mercado em atendimento à demanda da integração do gás natural na matriz energética do país.

2.4. MODELOS INTERNACIONAIS DE MERCADO DE GÁS

Como prefácio à discussão sobre a implementação do modelo que prevê o acesso à infraestrutura de escoamento e processamento no Brasil pela Lei nº 14.134/2021, o subcapítulo aborda o modelo semelhante aplicado na Noruega e em outros mercados considerados maduros. Estas análises foram objeto de estudo da Empresa de Pesquisa Energética vinculada ao Ministério de Minas e Energia e da Confederação Nacional da Indústria.

O modelo norueguês é considerado em um estágio de maturidade avançado, no que se refere ao arcabouço regulatório da indústria de gás natural (EPE, 2024e). Em sua concepção, estão previstos dois tipos de acesso ao Sistema Integrado de Escoamento e Processamento (SIEP), o regulado e o negociado. O primeiro delibera sobre a concessão do direito de acesso de terceiros à instalação considerando as tarifas publicadas, condições e obrigações para uso da instalação, determinadas pelo agente regulador e publicadas pelo próprio operador. O modelo negociado, por sua vez, compreende a celebração de contratos entre os interessados considerando acordos comerciais voluntários, suportados em publicação compulsória das principais condições comerciais para uso da infraestrutura, realizada pelos operadores ou proprietários da infraestrutura (EPE, 2024e). A todo modo, a garantia do acesso é dada pelo órgão regulador, atuando na solução de controvérsias, mas sem definir se este acesso seria negociado ou regulado. Este acesso considera algumas regras aos parceiros para utilizar a infraestrutura do SIEP, como: capacidade disponível do sistema, justificativa da necessidade devidamente fundamentada, cumprimento de especificações técnicas e demonstração financeira para garantia do acordo.

Quanto à tarifação, o caso da Noruega estabelece a regulação pelo Governo, via Ministério de Energia Norueguês. Inclui a rede de gasodutos escoamento, plantas de processamento, instalações de armazenamento, carregamento e fracionamento de LGN. As tarifas, segundo a nota técnica da EPE, têm objetivo de garantir receita aos proprietários das instalações ao considerar os valores investidos, bem como os riscos associados à atividade.

Adicionalmente, permite viabilizar a execução dos projetos, um dos objetivos para o fomento dos investimentos no setor. Como regra geral, a tarifa unitária, como chamada, é dada pela Equação 3 (EPE, 2024e):

$$t = \left(K + \frac{I}{Q} + U \right) \times E + \frac{O}{Q} \quad (\text{Equação 3})$$

Em que t equivale à tarifa única, na moeda local; K , é parte fixa unitária do elemento de capital; Q , capacidade reservada no período; I , elemento anual dos investimentos para manutenção do sistema; U , elemento relacionado à ampliação do sistema; E , fator de escalabilidade e O referente os custos de operação. Em destaque, sobre o fator de escalabilidade E se aplicam os custos variáveis com base em diferentes critérios específicos das rotas tecnológicas, capacidade contratada, pressão do gás disponível etc.

Este modelo é uma das recomendações da nota técnica da EPE, a qual sugere um regime tarifário regulado para infraestruturas essenciais, em que tarifas compostas por uma parcela de remuneração do capital investido e uma parcela de custo operacional são estabelecidas, bem como taxas de retorno definidas pelo órgão regulador. O caso norueguês, indo além desta formulação da tarifação, ainda estabelece um mapeamento das áreas e infraestruturas em zonas, as quais possuem valores tarifários distintos, de acordo com suas particularidades.

Em suma, a partir do estudo de caso da Noruega, as recomendações aplicáveis para o caso brasileiro conforme estudo da EPE compreendem:

- a) Publicação periódica das capacidades disponíveis, em plataformas eletrônicas, permitindo acesso e transparência das informações;
- b) Acesso regulamentado e negociado, em um modelo híbrido, com mecanismos para evitar favorecimentos decorrentes da posse das estruturas;
- c) Elaboração e publicação de manuais técnicos detalhados, com informações claras das responsabilidades de proprietários e usuários das infraestruturas, não caracterizando os contratos em si, mas subsidiando e uniformizando regras gerais;

- d) Extinção de oligopólios e práticas abusivas, como a aplicação de termos contratuais desiguais, uma vez que um dos objetivos desse modelo é promover a concorrência como em um mercado aberto;
- e) Adoção de um operador independente para administrar a malha de gasodutos e plantas de processamento, de forma isonômica e não discriminatória;
- f) Regulação tarifária garantindo as parcelas remuneratórias para o capital investido, custo operacional, taxa de retornos e particularidades das instalações;
- g) Adoção de arbitrariedade, monitoramento e fiscalização pelo órgão regulador, no caso, a ANP, para conciliar conflitos entre as partes interessadas ao garantir que as normas previstas em regulamentação sejam cumpridas.

Por fim, a maturidade do caso norueguês permite o aprendizado e aproveitamento da experiência para subsidiar a construção de um modelo adaptado às particularidades no Brasil. O aprimoramento desse modelo para compor o arcabouço regulatório brasileiro deve considerar a adaptação das mudanças decorrentes do mercado e a retroalimentação à medida que a infraestrutura de rede é ampliada (implementação de gasodutos e construção de UPGNs).

Outras análises de levantamento dos modelos de mercados de gás internacionais foram realizadas para subsídio à discussão do tema no Brasil. A EPE (2020b) emitiu a Nota Técnica “Acesso de terceiros a infraestruturas Essenciais”, com abrangência para gasodutos de escoamento, UPGNs e Terminais de GNL. Este compreende um estudo específico sobre a abertura do mercado de gás no Brasil apresentando um panorama de mercados já maduros na União Europeia, Reino Unido e, novamente, na Noruega. Em um outro levantamento, a Confederação Nacional da Indústria (CNI) publicou um artigo com experiências internacionais incluindo em sua abordagem, além de países na Europa, os Estados Unidos e Argentina. O Quadro 2 apresenta um resumo das principais características nestes mercados discutidos nos estudos técnicos.

Quadro 2. Mercados internacionais e marcos da abertura do mercado de gás.

| País / Região | Infraestrutura | Tipo de Acesso | Início | Regulamentação e Características Principais | Fonte |
|----------------|---|-----------------------------|---------------|---|-----------|
| União Europeia | Gasodutos Escoamento UPGNs | Negociado ou Regulado | 1998 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso não discriminatório com elegibilidade técnica; • Solução de controvérsias por autoridade independente; • Regulação de tarifas. | EPE |
| | Terminais de GNL | Regulado | 1998 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso baseado em tarifas publicadas com aprovação pelas autoridades regulatórias; • Possibilidade de isenção para novas infraestruturas. | |
| Reino Unido | Gasodutos de Escoamento | Negociado | 1986 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso não discriminatório com elegibilidade técnica; • Negociação de boa-fé; • Solução de controvérsias pelo órgão regulador (OGA – Escoamento de Óleo e Gás). | EPE e CNI |
| | UPGNs | Negociado | 1995 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso não discriminatório com elegibilidade técnica; • Negociação de boa-fé; • Solução de controvérsias pelo órgão regulador (OFGEM - <i>Office of Gas and Electricity Markets</i>). | |
| | Terminais de GNL | Regulado | 1986 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso regulado com base em termos publicados e preços não discriminatórios; • Isenção de acesso para novas infraestruturas. | |
| Noruega | Gasodutos de Escoamento | Regulado | 1996 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso não discriminatório com elegibilidade técnica; • Reserva de capacidade através de plataforma eletrônica; • Regulação de tarifas pela Empresa estatal Gassco. | EPE |
| | UPGNs | Regulado | 1996 | <ul style="list-style-type: none"> • Acesso não discriminatório com elegibilidade técnica; • Solução de controvérsias pelo Ministério de Petróleo e Energia. | |
| Estados Unidos | Escoamento Transporte Estocagem UPGNs | Regulado e Negociado | 1980- 1990 | <ul style="list-style-type: none"> • Livre acesso à infraestrutura de transporte e estocagem; • Separação funcional; • Padronização dos contratos. | CNI |
| Holanda | Transporte Estocagem UPGNs | Regulado | 2000 | <ul style="list-style-type: none"> • Gasunie como operadora independente; • Separação total do transportador; • Implementação do sistema tarifário tipo entrada e saída; | CNI |
| Argentina | Transporte Distribuição Estocagem, UPGNs | Regulado | 2000 | <ul style="list-style-type: none"> • Livre acesso à infraestrutura; • separação das atividades de transporte e comercialização; • Regulação econômica das redes e criação de mercado de gás competitivo. | CNI |

Fonte: Elaboração própria, com base em EPE (2020b) e CNI (2021).

Os mercados estudados apresentam pontos em comum quanto aos critérios e regras para o acesso de terceiros, como pode ser visto no Quadro 2. A tendência pelo livre acesso à infraestrutura denota um modelo a ser adotado no Brasil. Adicionalmente outras características são discutidas, como a transparência das regras publicadas em sistemas informatizados e contratos com modelos padronizados, sendo exemplos para replicação. Outro ponto em destaque está na adoção de critérios técnicos, como parâmetros de entrada do gás (composição, variáveis e qualidade) e garantia do direito de propriedade aos detentores da infraestrutura. Adicionalmente, de acordo com a EPE (2020) prevê mecanismos para evitar a prática de *free-riding*. Esta prática, neste contexto, refere-se ao uso da infraestrutura por novas empresas as quais se beneficiam por não participaram de custos de construção, manutenção ou expansão da infraestrutura.

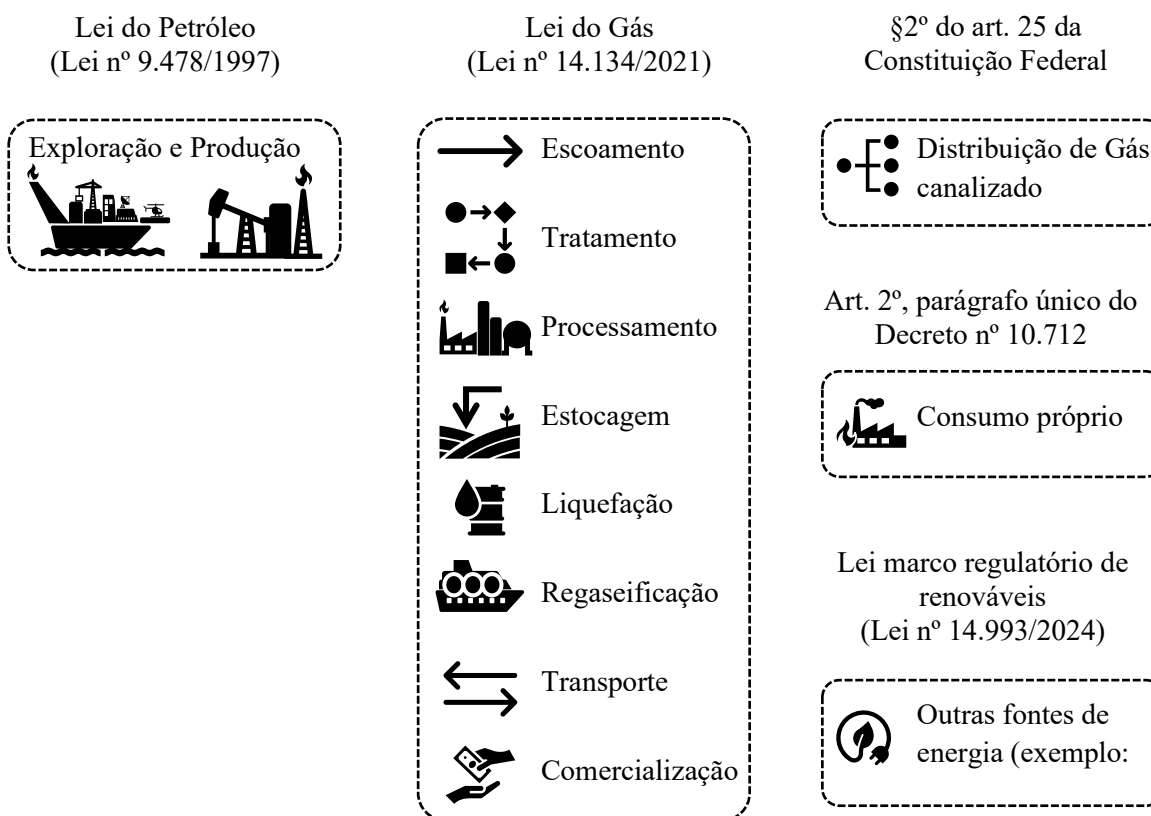
Outras práticas a serem replicadas compreendem a participação do órgão regulador ao desenvolver um sistema de aprovação e monitoramento de tarifação, atuar na mediação de conflitos e determinação de critérios técnicos. Uma vez que envolve a atuação massiva de agentes externos e privados, como um dos objetivos da adoção desse modelo de mercado, a questão da tarifação é ponto de preocupação. É esperado por parte dos agentes a previsibilidade das tarifas para execução de planejamentos financeiros e operacionais. A negociação livre, em um modelo *spot*, ou seja, vendas de liquidez imediata, ou em termos futuros, pode ser influenciada por fatores externos e de interesses unilaterais, caso não haja um regramento transparente. É esperada uma garantia tarifária para atender os custos operacionais e de investimentos, sendo determinante para expansão da infraestrutura (CNI, 2021; EPE, 2020b).

Esta preocupação quanto ao quesito de tarifação e diferenciação de rotas tecnológicas (critério técnico) é tratada no Artigo 1 “*Brazil’s new gas law: Analysis, implications, and remuneration of gas processing plants with non-discriminatory access to customers*”. Como exemplo, é razoável supor que uma instalação com alta recuperação de LGN, com consequentes custos energéticos associados, tenha remuneração distinta de uma instalação com menor eficiência na recuperação de C₃+. O trabalho propõe a formulação de um fator energético com viés semelhante ao fator de escalabilidade (Equação 3), o qual permite diferenciar tarifas decorrentes às particularidades das tecnologias envolvidas.

2.5. A LEI Nº 14.134/2021

A proposta contida na Lei nº 14.134, contempla normas, diretrizes e responsabilidades referentes às atividades econômicas que envolvem o mercado de gás natural no Brasil. Sua regulamentação ocorreu através do Decreto nº 10.712 de 2021, substituindo a então legislação vigente Lei nº 11.909 de 2009. As atividades atendidas pelo decreto contemplam etapas de escoamento, tratamento, transporte, dentre outros (BRASIL, 2021b). A Figura 12 contém um esquema representativo das atividades envolvidas e a abrangência da Lei nº 14.134/2021 (BRASIL, 2021a).

Figura 12. Atividades contempladas na Lei nº 14.134.



Fonte: Autor (2024).

Como pode ser observado na Figura 12, a Lei 14.134 tem abrangência a partir exportação pelas UEPs, pelos gasodutos de escoamento, passando por todo o processo de condicionamento do gás até sua destinação. A Lei tem intuito de promover um ambiente de livre concorrência, permitindo a entrada de novos agentes e a redução da concentração do mercado. Esta concentração é reflexo da retenção da infraestrutura existente pela Estatal Petrobras, que apresentou uma participação em 91,93% de toda a produção de gás natural em

2023, conforme ANP (2024b). Desta forma, o decreto trata da tentativa de assegurar acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais aos demais agentes interessados. Em colaboração, a discussão da perda do monopólio natural da Petrobras é abordada por Werner e Lázaro (2023). Os autores pontuam sobre a interrupção dos múltiplos elos da cadeia serem executados por um único agente, como a produção transporte e distribuição. Concluem sobre os ganhos com a alteração da legislação para o aumento da competitividade no setor com potencial para reduções nos preços e atratividade de investimentos. Os principais pontos da Lei nº 14.134/2021 são resumidos no Quadro 3.

Quadro 3. Tópicos tratados na Lei nº14.134/2021.

| Área | Descrição |
|--|--|
| Disposições Gerais | Regulamenta atividades relacionadas ao transporte, escoamento, tratamento, processamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. |
| Definições | Define termos como atividades concorrenciais, biogás, biometano, congestionamento contratual, fornecimento de gás canalizado, entre outros. |
| Princípios e Objetivos | Promoção da concorrência, eficiência, livre iniciativa, acesso não discriminatório às infraestruturas e harmonização das regulações federal e estaduais. |
| Estudos e Pesquisas | A EPE é responsável por conduzir estudos técnicos, econômicos e socioambientais; A ANP pode solicitar estudos específicos para suporte a decisões. |
| Transporte de Gás Natural | Processo de outorga de autorização requer celeridade e transparência; A ANP deve regular áreas de mercado de capacidade e promove acesso não discriminatório ao ponto virtual de negociação. |
| Estocagem Subterrânea | A ANP regula acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea, com tarifas aprovadas pelo Órgão e período de exclusividade para retorno dos investimentos. |
| Gasodutos de Escoamento e Instalações | Acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento, UTGs (com processamento) e terminais de GNL. |
| Distribuição e Comercialização | Permite relação societária entre empresas concorrenciais e distribuidoras de gás canalizado; ANP deve regular mecanismos para evitar práticas anticoncorrenciais e assegurar transparência na formação de preços e funcionamento do mercado. |
| Competências Estaduais | Preserva competências estaduais em relação aos serviços locais de gás canalizado. |
| Transição para o Novo Modelo | Implementação das providências necessárias para a transição da indústria de gás natural para o novo modelo, com suporte dos transportadores e articulação entre Ministério de Minas e Energia, ANP, Estados e Distrito Federal. |

Fonte: (BRASIL, 2021a; MORAIS, 2021), modificado.

Como pode ser verificado no Quadro 3, os objetivos da Lei nº 14.134/2021 extrapolam o conceito tratado nos parágrafos anteriores quanto à conceção do acesso à infraestrutura. Os objetivos da Lei tratam ademais sobre tópicos em estudo e desenvolvimento no país, como é o caso da estocagem subterrânea de gás, que tem potencial para caracterizar estoques estratégicos do insumo, como tratado por Costa *et al.* (2017), os quais ressaltam as

vantagens da proposta em relação suprimento da demanda, balanceamento do fluxo e baixos investimentos quanto à capacidade de armazenamento em reservatórios naturais disponíveis, como na camada Pós-Sal.

Quanto à transição para o novo modelo, o decreto permitiu a criação do Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural. Esta iniciática representa um acordo voluntário em níveis nacional e estadual para o cumprimento das medidas propostas. Dentre elas, a harmonização das regulamentações existentes e futuras para contribuição ao desenvolvimento do setor (LAZARO, SOARES, *et al.*, 2022).

Em complemento à proposta original da Lei nº 14.134/2021, o decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, traz alterações em pontos específicos. Neste, há um detalhamento sobre a diferenciação nas tarifas de acesso ao transporte dutoviário, que será sujeito à tarifa regulada, enquanto permanece o modelo negociado às demais infraestruturas. Ademais, expande as responsabilidades da ANP para regulamentação com objetivo de proteger interesses do consumidor quanto aos preços e oferta de gás natural, além de conceber autorizações para acessos às infraestruturas por meio de processos seletivos públicos. O reforço no papel do órgão regulador é um destaque, uma vez que o texto original da Lei nº 14.134/2021 não aborda aspectos técnicos em níveis detalhados, sendo essa abordagem tratada nos decretos, regulamentos técnicos, instruções normativas, dentre outros. Desta forma, com força de lei, a ANP compreende um agente para cobertura de eventuais lacunas na regulamentação. A CNI aborda determinadas pendências, as quais são compiladas no Quadro 4.

Quadro 4. Aspectos da Regulamentação no Mercado do Gás Natural.

| Aspecto da Regulamentação | Situação/Pendência Identificada | Detalhes e Implicações / Justificativa (ANP/CNI) |
|--|---|---|
| Regulamentação Geral da Nova Lei do Gás | Não cumprimento da agenda regulatória proposta. | A Confederação Nacional da Indústria (CNI) em seu reporte “Uma avaliação da abertura do mercado brasileiro sob competência da União” aponta pendência de conclusão de 80% dos 15 temas previstos para regulamentação. Sendo o atraso justificado pela ANP por falta de recursos humanos e cortes orçamentários; |
| Cronograma de Abertura do Mercado | Adiamento do cronograma para a plena abertura do mercado de gás natural. | A CNI indica que a ANP tem adiado este cronograma, sendo a falta de recursos humanos um dos principais fatores apontados pelo retardo. |
| Regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais | Falta de transparência e regulamentação clara do Art. 28 da Nova Lei do Gás e do Capítulo IV-A do Novo Decreto. | Dificuldade no monitoramento para garantir acesso não discriminatório e igualdade de condições entre os usuários e os proprietários das infraestruturas. |
| Crítérios para transportador independente | Ausência de critérios claros para assegurar independência dos transportadores. | Possibilidade de favorecimento comercial da Petrobras em sua participação no sistema da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil) resultando em possíveis conflitos de interesse. |
| Mercado organizado de gás não implementado | O modelo de entrada e saída foi implementado, mas faltam integração das áreas de mercado de capacidade, padronização de contratos e o ponto virtual de negociação. | Reduzida liquidez do mercado e dependência de contratos bilaterais de longo prazo. Contratos de curto prazo e um mercado dinâmico ainda não estão estabelecidos. |
| Implementação de mecanismos de <i>Gas Release e Capacity Release</i> | Embora estejam previstos, o programa de venda obrigatória de gás natural por parte do agente dominante (<i>gas release</i>) e cessão compulsória de capacidade de transporte, escoamento e processamento de gás para outros agentes (<i>capacity release</i>) não foram efetivamente implantados. | Persistência da elevada concentração de mercado da Petrobras e limitada competitividade no setor. |
| Padronização e transparência nos Acordo de Fornecimento de Gás (GSA - <i>Gas Supply Agreements</i>) | Ausência de padrões nos contratos de fornecimento de gás natural. | Falta de clareza e uniformidade nas condições contratuais, sendo apontado como dificultador para transparência e a competitividade entre os participantes do mercado. |
| Tarifação justa e adequada das infraestruturas | Ausência de uma estrutura clara de tarifas com base em custos que considerem depreciação, amortização e remuneração de ativos. | Aumento de incertezas para investidores e desafios para redução do preço do gás, dificultando a previsibilidade do setor e a atração de novos agentes de mercado. |

Fonte: CNI (2025).

Conforme pode ser percebido no Quadro 4, as pendências de regulamentação podem se apresentar como entraves significativos para o cumprimento dos objetivos estabelecidos na Lei nº 14.134/2021. Dessa forma, através do decreto nº 12.153/2024, é instituída a criação do Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural, que tem por finalidade assessorar, articular, monitorar políticas públicas, formular de propostas e realizar deliberações para o setor de gás natural (BRASIL, 2024). Em relação à tarifação, o decreto nº 12.153/2024 estabelece diretrizes para a proposta de Base Regulatória de Ativos (BRA), que tem como objetivo estabelecer um método para definição das tarifas reguladas no setor de gás natural. Neste caso, os operadores das infraestruturas devem submeter para aprovação junto à ANP uma proposta de BRA. Esta proposta deve considerar metodologia reconhecida, considerando a depreciação, amortização e remuneração de capital.

Em contribuição ao tema, um critério de diferenciação na tarifa de processamento é apresentado no Artigo 1 *“Brazil’s new gas law: Analysis, implications, and remuneration of gas processing plants with non-discriminatory access to customers”*. O artigo propõe incluir na tarifação um fator que diferencie as rotas tecnológicas, bem como custos energéticos associados. Este fator energético tem potencial para permitir retorno de capital ao investimento em rotas tecnológicas com maior eficiência na produção de derivado de gás natural. Desta forma, a contribuição ao tema dos assuntos abordados na presente compilação de artigos reflete nas demandas ainda emergentes para apoio técnico às regulamentações em formulação pelo agente responsável.

2.6. ASPECTOS AMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE

Em aporte aos temas envolvendo aspectos ambientais e de sustentabilidade, o tópico desenvolvido na pesquisa trata da análise do mercado do gás natural em um cenário global por uma busca por transição energética para uma matriz não dependente de combustíveis fósseis (ATTÍLIO e SILVA, 2025). O argumento em pauta tem sido pauta recorrente em fóruns específicos do tema, como observado na Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas de 2024, realizada em Baku, Azerbaijão (COP29). Na ocasião, o Brasil firmou compromissos relacionados à transição energética através do documento *National determination to contribute and transform (NDC)* (BRASIL, 2023). O documento destaca uma meta significativa de reduzir emissões líquidas em toda a economia entre 59% e 67% em relação aos níveis de 2005 até 2035, visando emissões líquidas zero até 2050. A proposta considera que tais sejam suportadas por iniciativas estruturais e estratégias

abrangentes de mitigação e adaptação, incluindo políticas setoriais que envolvem diversos gases de efeito estufa, setores e categorias econômicas. Adicionalmente, o Brasil ressalta sua abordagem equitativa, que combina desenvolvimento sustentável e justiça climática, ao enfrentar a crise climática por meio de medidas inclusivas e transversais em todos os níveis de governo, economia e sociedade.

Nesse sentido, a expansão de fontes renováveis como a energia solar, eólica e biomassa é incentivada, bem como a integração de novas tecnologias para armazenamento de energia. A implementação do Plano Nacional de Transição Energética reflete essas ambições, estabelecendo ações voltadas à substituição gradual de combustíveis fósseis por biocombustíveis e soluções de eletrificação. Além disso, o Brasil implementa políticas que contemplam áreas tecnológicas prioritárias, como o hidrogênio de baixo carbono, como parte dos esforços para alcançar um futuro de baixo carbono. Programas como o Conselho do Programa de Transição Energética Justa (Decreto nº 11.124/2022) e o Programa de Aceleração da Transição Energética (Lei nº 15.103/2025) demonstram a busca por soluções estruturadas para minimizar impactos ambientais e sociais, enquanto promovem a modernização das matrizes energéticas nacionais. Adicionalmente, o marco legal do hidrogênio (Lei nº 14.948/2024) e o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC) (Lei nº 14.990/2024) consolidam o insumo como um vetor essencial para a descarbonização de setores industriais e de transporte de difícil mitigação.

Quanto ao gás natural, a NDC menciona a relevância desse combustível na matriz energética nacional. Para aspectos de equidade, esforços para medidas de transição relacionadas ao gás são apresentados em decretos específicos como é o caso da criação do Programa Gás para Todos, com o objetivo de garantir o acesso a cilindros de gás liquefeito de petróleo (GLP) para famílias de baixa renda, combatendo a pobreza energética em alinhamento ao Objetivo de Desenvolvimento sustentável número 7 da Agenda 2030. Embora haja reconhecimento do papel do gás natural no curto e médio prazo, a NDC ainda aborda diretrizes para incentivar sua substituição gradual, promovendo maior adoção de alternativas renováveis e de baixo carbono. O tema é evidenciado na Lei nº 14.993/2024 (BRASIL, 2021a), que promove a descarbonização do setor por meio do incentivo ao biometano e ao biogás. O gás natural, devido à menor intensidade de emissões de GEE em comparação a outros combustíveis fósseis, pode atuar como um recurso estratégico na substituição gradual de fontes energéticas mais poluentes, enquanto tecnologias renováveis são desenvolvidas e ampliadas. A captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono, também regulada por

essa lei, complementam essa estratégia ao mitigar emissões em áreas estratégicas da cadeia produtiva, garantindo eficiência econômica e sustentabilidade ambiental. Tais ações representam um modelo de transição energética que combina pragmatismo com inovação, ao mesmo tempo que promove a competitividade no mercado internacional. Iniciativas que materializam as premissas apresentadas no NDC são destacadas no Quadro 5 a seguir.

Quadro 5. Marcos relacionados a iniciativas para transição energética no Brasil.

| Lei ou decreto | Objetivo | Pontos em destaque |
|---|---|--|
| Decreto nº 11.124, de 7 de julho de 2022 | Promover uma transição energética justa na região carbonífera de Santa Catarina, alinhada às metas de neutralidade de carbono. | Criação do Conselho do Programa de Transição Energética Justa (Conselho do TEJ). |
| Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 | Estabelecer o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, criando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). | Incentivo à geração de energia renovável descentralizada. |
| Lei nº 15.103, de 22 de janeiro de 2025 | Instituir o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten) para fomentar projetos sustentáveis e promover energia de baixo carbono. | Criação do Fundo de Garantias para o Desenvolvimento Sustentável (Fundo Verde). |
| Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024 | Instituir o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE) para regulamentar a comercialização de ativos de emissões, redução e remoção de gases de efeito estufa (GEE). | Criação de Cotas Brasileiras de Emissões (CBEs) e Certificados de Redução ou Remoção Verificada de Emissões (CRVEs). |
| Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024 | Instituir o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), incentivando sua produção, comercialização e uso como alternativa sustentável. | Concessão de créditos fiscais para comercialização de hidrogênio de baixa emissão de carbono. |
| Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024 | Estabelecer o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, promovendo sua produção, transporte e uso como vetor de transição energética. | Instituição da Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono. |
| Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024 | Estabelecer diretrizes para mobilidade sustentável, captura e estocagem geológica de dióxido de carbono e descarbonização do setor energético e de transportes. | Criação dos programas ProBioQAV (Combustível Sustentável de Aviação), PNDV (Diesel Verde) e incentivo ao biometano. |

Fonte: Autor, baseado em decretos emitidos no Diário Oficial da União (2024).

Como pode ser observado, o Quadro 5 permite visualizar pontos em destaque dos decretos envolvendo as iniciativas para a transição energética. No entanto, a visualização integrada das políticas e iniciativas pode se apresentar como um desafio no sentido de reconhecer tais esforços através de indicadores que identificam efetividade nas propostas. Neste sentido, a metodologia de Dinâmica de Sistemas (DS), emerge como uma ferramenta para modelar e compreender o comportamento da cadeia a qual a transição

energética está inserida. Essa abordagem permite a criação de modelos integrados que capturam as interações entre variáveis econômicas, ambientais, tecnológicas e sociais, possibilitando a simulação de cenários futuros e a análise de políticas públicas. Estudos realizados já utilizam essa metodologia para prever o impacto de políticas de transição energética e para avaliar a viabilidade econômica de tecnologias como o hidrogênio e a captura de carbono (ZHANG, ZHAO, *et al.*, 2025; YU e LI, 2025; WANG, LI, *et al.*, 2024) . No contexto brasileiro, a Dinâmica de Sistemas tem potencial para ser empregada para analisar a integração entre o gás natural, o biometano e o hidrogênio na matriz energética, além de avaliar os efeitos das regulamentações e incentivos fiscais sobre a descarbonização de setores produtivos. Tais análises permitiria embasar decisões estratégicas e otimizar os resultados das políticas implementadas, atuando como ferramenta no planejamento rumo a uma matriz energética de baixo carbono.

3. ABORDAGEM METODOLÓGICA GLOBAL

A organização deste trabalho foi concebida no formato de um compilado de artigos independentes, tendo como tema central a investigação das implicações da Lei nº 14.134/2021 no mercado de gás natural no Brasil. Os recursos empregados compreendem, de modo geral, a utilização de ferramentas de simulação em regime estacionário para avaliar comportamento de sistemas diante da variação de propriedades e simulação de comportamento de sistemas. São utilizadas abordagens qualitativas e quantitativas, bem como aplicação de estudo de caso.

3.1. LEI Nº 14.134/2021 NO BRASIL: ANÁLISE, IMPLICAÇÕES E REMUNERAÇÃO DE UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS COM ACESSO NÃO DISCRIMINATÓRIO AOS CLIENTES

O Artigo 1 *Brazil's New Gas Law: Analysis, Implications, and Remuneration of Gas Processing Plants with Non-Discriminatory Access to Customers* encontra-se publicado no volume 14 do periódico *International Journal of Energy Economics and Policy* (classificação A2 segundo avaliação Qualis CAPES quadriênio 2017-2021) (AMARAL JUNIOR, PADILHA e ARRIECHE, 2024). Seu título refere-se à uma análise de critérios de remuneração e faturamento de UPGNs após a abertura do acesso com a implementação da Lei nº 14.134/2021 no Brasil.

Sua condução consistiu em uma pesquisa exploratória, a qual utiliza as etapas de aprendizado e investigação, cada uma com subatividades (por exemplo, comparação e análise das particularidades), como abordado por Liu *et al.* (2024) e White e Roth (2009). Esta etapa considerou uma contextualização da Lei nº 14.134/2021, bem como uma revisão das rotas tecnológicas utilizadas para o processamento de gás natural.

Foram definidas as principais rotas para o sistema de resfriamento e condensação de LGN, bem como os critérios para seleção. A saber: turbo-expansão (TE); turbo-expansão com refrigeração mecânica associada (TERM); Joule-Thomson (JT), ou seja, resfriamento por expansão simples (válvula) e Joule-Thomson e com refrigeração mecânica associada (JTRM). A partir da seleção das tecnologias, a corrente de entrada de gás considerou três variações de riqueza em percentual molar, ou seja, teor de C₃⁺: Rica, com 11,20% mol;

mediana com 8,90% mol e pobre com 5,34% mol. Os principais parâmetros de entrada corresponderam a vazão de alimentação em 3,5 milhões de m³/d de gás, pressão de entrada em 7000 kPa e temperatura em 25°C, valores justificados pela típica condição de recebimento de gás nas UPGNs.

A partir dos dados de entrada, a abordagem quantitativa refere-se à simulação em regime estacionário pelo *software* Aspen Hysys®. A validação de dados de simulação usualmente se apresenta inviável economicamente para a reprodução em laboratório para as condições reais e equipamentos presentes na indústria, como sistemas de fracionamento e refrigeração. A validação com dados reais da indústria, por sua vez, pode esbarrar na restrição de acesso a informações consideradas estratégicas e, portanto, confidenciais para as empresas. No entanto, quando superados os entraves, é prática nas indústrias petroquímicas e no meio acadêmico o uso de simulação para análises de otimização e alterações em projeto (ver item 2.1.1). Dentre os parâmetros para seleção para a simulação, as equações de estado podem ser ajustadas de acordo com a natureza da composição de alimentação do processo. Neste caso, o pacote termodinâmico Peng-Robinson é tido como apropriado para processos de liquefação de hidrocarbonetos, de acordo com Nguyen e Elmegaard (2016). Os parâmetros de especificação das operações unitárias da simulação da UPGN podem ser consultados no Apêndice 6.4.

Foram definidas as variáveis de interesse para investigação a partir da simulação em regime estacionário, com destaque para a energia despendida em cada rota e a eficiência de recuperação de LGN. A discussão seguinte avalia, de forma comparativa as rotas tecnológicas típicas que estariam disponíveis para negociação de prestação de serviço de processamento. Os resultados pretendidos contemplam a identificação de um “fator energético”, variando de 0 a 1 que correlaciona a rota tecnológica utilizada e a corrente de alimentação de gás na UPGN. A depender do resultado, o fator energético pode ser utilizado para multiplicação da tarifa de processamento, com reflexo direto no faturamento da instalação. Por exemplo, para uma unidade com alta eficiência de recuperação de LGN, tendo um fator próximo ou igual a 1, poderia cobrar o valor máximo da tarifa para processar o gás natural. Caso o contratante opte por não utilizar todo o potencial de recuperação, este pagaria o valor proporcional, a depender do fator apontado para seleção.

O detalhamento dos parâmetros de simulação, justificativa de seleção e discussões políticas envolvidas estão dispostos no Apêndice 1. Uma sinopse das conclusões é

discutida no capítulo 4, as quais buscam as respostas da questão-chave deste trabalho juntamente com as outras abordagens dos Artigos 2 e 3.

3.2. REPROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL EM UNIDADES DE TRATAMENTO DE GÁS OCIOSAS NO BRASIL PARA RECUPERAÇÃO DE LGN RESIDUAL

O Artigo 2 *Reprocessing of Natural Gas in Idle Gas Treatment Plants in Brazil to Recover Residual NGL (Natural Gas Liquid)* encontra-se em processo de submissão em periódicos com temática voltada para tópicos de energia, eficiência energética, políticas e planejamento energético. O tema em questão pretende estabelecer estratégia para estimular operação de planta de gás com baixa taxa de utilização em concordância com a intenção de estímulo à cadeia de fornecimento de gás natural com a disponibilização de acesso na infraestrutura.

O trabalho contempla uma abordagem de estudo de caso que, de acordo com Jungmann (2015), possibilita uma investigação aprofundada de fenômenos dentro de um contexto real. Isso implica em explorar detalhadamente situações específicas para compreender melhor suas características e peculiaridades.

No caso em análise, a oportunidade para o estudo de reprocessamento foi concebida com a identificação da taxa de ociosidade da UTGC abaixo de 20%, localizada na porção norte do estado do Espírito Santo (ANP, 2024b). Este caso se justifica pela localização geográfica da UTGC comparando com o fluxo preferencial na malha de gasodutos de transferência. Neste cenário, o fluxo ascendente do gás tratado no sentido Sudeste para o Nordeste apresenta teores de C₃+ residuais decorrentes das limitações das rotas tecnológicas e de escoamento nas UTGs que recebem o gás do Pré-Sal. A partir desta constatação, é proposta que uma parte do gás já condicionado e tratado seja desviado para completar a carga da UTGC até o limite de vazão nominal. O resultado esperado contempla a recuperação de LGN residual, podendo ser convertido em produtos derivados para venda.

Para a proposta, é selecionada a rota tecnológica de condensação composta por turbo-expansão com refrigeração mecânica, justificada pela equivalência da realidade da UTGC, a qual apresenta maior recuperação de LGN, em 97% de recuperação de C₃+ quando comparada a outras rotas tecnológicas (AMARAL JUNIOR, PADILHA e ARRIECHE, 2024).

A partir desta seleção, é realizada simulação em regime estacionário, tal qual fora realizada na proposta do Artigo 1, com uso do *software* Aspen Hysys®. As principais variações da simulação compreendem as composições da mistura de gás de entrada, as quais consideram manter fixa uma parcela de gás processado, tipicamente de gás associado, em 8,35 % mol de C₃+, ou seja, a composição que corresponde à cromatografia representativa do gás recebido pelas UEPs. Deste modo, é somada a vazão para reprocessamento, com composição referente aos limites de especificação da ANP. Esses valores equivalem aos teores de C₃ entre 1% mol e 6% mol e C₄+ entre 1% mol e 3% mol. As variações de composição resultam em 8 casos simulados.

Para cada caso é avaliada a vazão de LGN recuperada, produção de derivados etano, GLP e C₅+ (nafta), bem como o faturamento a partir dos valores de referência para o LGN e gás natural seco. A convergência com a questão-chave proposta na tese é discutida no Capítulo 4 e o detalhamento das premissas metodológicas podem ser verificadas no Apêndice 2.

3.3. APLICAÇÃO DE DINÂMICA DE SISTEMAS PARA ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

É adotada a pesquisa de métodos mistos para realizar a coleta e análise de dados quantitativos e qualitativos em um mesmo estudo de pesquisa. Esta abordagem é caracterizada como uma pesquisa na qual o pesquisador coleta e analisa dados, combina os resultados e realiza inferências utilizando tanto métodos qualitativos quanto quantitativos em um único estudo ou programa de pesquisa (DECUIR-GUNBY e MCCOY, 2023).

Diante da complexidade do arcabouço do setor do mercado de gás natural, este pode ser configurado como um sistema, em que entradas (informações de demanda, oferta, fatores influenciadores, retroalimentações etc.) influenciam na previsibilidade da oferta e demanda. Como alternativa para o entendimento de como esses fatores supracitados interagem entre si, a metodologia de Dinâmica de Sistemas (DS) tem potencial para entendimento do comportamento de um sistema complexo. Esta metodologia investiga tais fatores em longo prazo e determina a natureza do comportamento do sistema, além de

examinar a eficácia de várias políticas associadas (QUDRAT-ULLAH e BAEK SEO SEONG, 2010). A concepção do modelo utilizando DS compreendeu as etapas sequenciadas a seguir:

- i. Organização dos dados históricos e relações: a condução do trabalho envolveu etapas prévias de pesquisa exploratória, incluindo revisão de literatura, busca de dados históricos, textos de ementas, leis aplicáveis e relatórios oficiais do Ministério de Minas e Energia e Empresa Brasileira de Pesquisa Energética.
- ii. Análise dos dados históricos: os dados coletados de cada fator de influência na oferta e demanda foram avaliados entre 2010 e 2024. Após da informação coletada, foi elaborada uma representação do histórico no Insight Maker® utilizando as funções (denominadas “primitivos” na aplicação) “*Sock*” para estoque, “*Variable*”, para variáveis e “*Converter*” para as séries de dados.
- iii. Formulação das hipóteses, problemas e levantamento das estratégias: a partir da pesquisa das influências aplicáveis ao mercado de gás natural, as relações matemáticas entre os fatores são elencadas para modelagem de diagrama causal.
- iv. Formulação do diagrama causal a partir das hipóteses: a partir das hipóteses levantadas pela análise histórica e projeções dos setores de pesquisa e órgãos governamentais, um modelo conceitual, conhecido como hipótese dinâmica, é formulado.
- v. Validação e avaliações de perturbações no modelo: o diagrama causal formulado é então analisado com base nos cenários de interesse. Estes cenários correspondem à efetividade de políticas públicas, acelerando ou desacelerando seus impactos; estratégias das empresas, contratações e mensurar as consequências dos investimentos em infraestrutura e contratações, além de avaliar cenários alternativos de desenvolvimento.

A partir do modelo validado, os resultados podem ser utilizados para análise de longo prazo e suporte para tomada de decisão. Isto se dá por meio da visualização da

estrutura dos sistemas subjacentes, interações das políticas e estratégias e dos mecanismos de *feedback*.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS E INTEGRAÇÃO DOS RESULTADOS

As conclusões descritas abaixo são um compilado dos resultados obtidos no desenvolvimento dos três artigos. Sua compreensão requer leitura dos textos completos nos Apêndices A, B e C. Como observação, por vezes o separador decimal pode ser representado por ponto simples. Isso se dá pela formatação aos padrões exigidos para submissão em periódicos na língua inglesa.

O Artigo *“Brazil's New Gas Law: Analysis, Implications, and Remuneration of Gas Processing Plants with Non-Discriminatory Access to Customers”* aborda a Lei nº 14.134/2021 do Brasil, com ênfase no acesso não discriminatório às UPGNs. É proposto um modelo de tarifação para o processamento de gás natural baseado na eficiência de recuperação de LGN e no consumo energético das diferentes tecnologias empregadas. Dentre as rotas tecnológicas estudadas, o uso de TERM processando gás com alta riqueza de entrada (11,2% mol) obteve a máxima eficiência de recuperação de LGN sendo atribuído fator = 1. A partir desse valor de referência, os valores de fator energético para as demais rotas foram ponderados. Tal fator pode ser incluído na formulação do preço de prestação de serviço oferecido para processar o gás dos clientes. A operação consiste em multiplicar o fator pelo termo equivalente ao processamento, o que diferencia o preço final. Em termos práticos, um cliente que deseja a máxima recuperação de LGN do gás inserido na UPGN terceirizada pagaria o valor proporcional pela escolha do processo. Adicionalmente o artigo destaca as oportunidades identificadas com a implementação da Lei nº 14.134/2021, dentre elas:

- Incentivo a investimentos: A garantia de faturamento permite fomentar novos investimentos em infraestrutura de gás, essencial para aumentar a disponibilidade de gás natural no mercado e reduzir a necessidade de reinjeção de gás nos reservatórios.
- Transparência e regulação: A lei prevê a necessidade de regulamentações claras e transparentes para o acesso de terceiros, o que inclui a definição de tarifas justas, considerando os interesses das partes que prestarão os serviços e dos clientes, sendo a mediação de possíveis conflitos feita pela ANP. Os conflitos incluem, por exemplo, a cobrança de preços abusivos pela dependência do cliente à infraestrutura existente do prestador do serviço de processamento, que pode ser exclusivo para o local da produção do gás.

Sendo assim, a formulação de contratos de prestação de serviços pelas UPGNs, mediante sua complexidade, deve considerar as especificidades tecnológicas e os custos energéticos de cada planta retratados nos fatores atribuídos. A proposta de tarifação seguindo esses critérios potencial para aumentar a competitividade entre as UPGNs e atrair novos investimentos, evitando a subutilização das plantas. Para isso, a ANP deve atuar como mediadora em eventuais controvérsias e propor incentivos para garantir a atratividade da infraestrutura existente, considerando as particularidades de cada UPGN.

Este aspecto relacionado à subutilização das UPGNs é detalhado no Artigo 2 - *Reprocessing of Natural Gas in Idle Gas Treatment Plants in Brazil to recover Residual NGL (Natural Gas Liquid)*. A proposta investiga a viabilidade de reprocessar gás natural em unidades de tratamento ociosas no Brasil para recuperar LGN, utilizando as margens de especificação estabelecidas pela agência reguladora. Os ganhos resultam em um aumento médio de produção de 2,3 vezes na produção ao utilizar cerca de 80% da capacidade ociosa da UPGN de Cacimbas-ES, com um rendimento estimado de U\$ 0,62 milhão de dólares por dia para o melhor caso.

Em relação à Lei nº 14.134/2021, o estudo se alinha com essa legislação ao propor o uso da capacidade ociosa das UPGNs para reprocessar gás natural, otimizando a rede de gasodutos ao criar um fluxo de C₃+ residual na malha de transporte, aumentando a produção de LGN, o que contribui para a segurança energética e a maximização de receitas no setor. A modificação proposta no arranjo de processamento é viável sem a necessidade de alterações significativas na rota tecnológica atual das UPGNs, permitindo maior flexibilidade e otimização na rede de processamento de gás natural.

Com a Lei nº 14.134/2021, a promoção da abertura do mercado busca estímulo à concorrência, sendo esperado que haja mudanças significativas nas relações entre os agentes, setores, na oferta e demanda no mercado de gás natural. Deste modo, o Artigo 3 - *Aplicação de Dinâmica de Sistemas para Avaliar Estratégias e Políticas Energéticas no Mercado de Gás Natural*, possibilitou a compreensão do comportamento do mercado de gás no Brasil em um ambiente temporal na próxima década diante das estratégias e políticas que interferem nos aspectos e setores correlatos. Dentre os resultados das projeções, destacam:

- i. Verificado que a quantidade de gás natural reinjetado alcançará o valor da Produção Nacional em 230,37 milhões de m³/dia em 2031,

resultando na ausência de oferta líquida nacional disponível a partir deste período;

- ii. A expansão da capacidade de escoamento com a entrada do gasoduto Rota 3 reflete o investimento na infraestrutura resultando em 18 milhões de m³/dia de gás adicionais. Essa influência mostra-se positiva para produção nacional e negativa para reinjeção;
- iii. O decaimento de queima de rotina (*flaring*) é influenciado pelo Compromisso de Redução de GEE, o qual prevê eliminar a prática em até 2030. A absorção em UPGNs, ou seja, parcela de gás indisponível ao mercado, permanece constante seguindo a média histórica de 3,85 milhões de m³/dia. No entanto, a relação de consumo nas unidades de produção com o aumento da produção nacional tende a atingir o valor de 17,31 milhões de m³/dia em 2030;
- iv. A demanda industrial e de geração de energia apresentam maior representatividade, com 84,22% da demanda total, que seguem com previsão de aumento caracterizado pelo aumento da atividade econômica;
- v. Inexpressiva participação do biometano entregue à malha integrada de transporte de gás natural com previsão de entrega em 0,0106 milhões de m³/dia em 2030.

Em suma, pode ser concluído no Artigo 3 que as projeções das políticas e estratégias atuais direcionam para um cenário de dependência exclusiva de importação, revelando o aumento da inutilização da parcela de gás produzida, mas não disponibilizada para o mercado por meio da reinjeção. Este cenário pode ser o ponto de alavancagem para aprimoramento das políticas e alocação de recursos de forma assertiva.

REFERÊNCIAS

- ADANE, T. F. et al. Application of system dynamics for analysis of performance of manufacturing systems. **Journal of Manufacturing Systems**, 53, 2019. 212-233.
- ALMEIDA, E. F.; FERRAÇO, M. C. **Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- ALMEIDA, E.; ROCHA, F. F. Inauguração da Rota 3: Impactos na oferta disponível e reinjeção de gás no Pré-sal. **Ensaio Energético**, 2024. Disponível em: <[https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-382-2024?origin=instituicao&q=%22unidade%20de%20tratamento%20de%20g%C3%A1s%22](https://ensaioenergetico.com.br/inauguracao-da-rota-3-impactos-na-oferta-disponivel-e-reinjecao-de-gas-no-pre-sal/#:~:text=Em%20setembro%20de%202024%2C%20a,g%C3%A1s%20natural%20do%20Pr%C3%A9%20sal.&text=Notas:%201.,dados%20da%20ANP%20(2024).>. Acesso em: 10 Outubro 2024.</p><p>AMARAL JUNIOR, S. et al. Assessment of a process flow diagram for NGL recovery using different condensation mechanisms. Computers & Chemical Engineering, 2019. 106557.</p><p>AMARAL JUNIOR, S. M. D.; PADILHA, J. C.; ARRIECHE, L. Brazil's New Gas Law: Analysis, Implications, and Remuneration of Gas Processing Plants with Non-Discriminatory Access to Customers. International Journal of Energy Economics and Policy, 14(1), 2024. 559–569.</p><p>ANJOS, S. M. C.; SOMBRA, C. L.; SPADINI, A. R. Petroleum exploration and production in Brazil: From onshore to ultra-deepwaters. Petroleum Exploration and Development, 54, 2024. 912-924.</p><p>ANP. Resolução ANP N° 16, de 17 de junho de 2008. Estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importador, a ser comercializado em todo território nacional. Diário Oficial da União, Publicado em: 18/06/2028, Brasília, DF, 2008.</p><p>ANP. Atos oficiais - Autorizações para Unidades de Tratamento de Gás Natural. ANP- Atos oficiais, 2024a. Disponível em: <. Acesso em: 10 dezembro 2024.
- ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2023**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). [S.l.], p. 270. 2024b.
- ASLANI, A.; HELO, P.; NAARANOJA, M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. **Applied Energy**, 113, 2014. 758-765.
- ATTÍLIO, L. A.; SILVA, E. C. D. Impacts of the European energy transition: Spillover effects and transmission channels. **Innovation and Green Development**, 4 (3), 2025. 100230.
- AVRAAM, C.; CHU, D.; SIDDIQUI, S. Natural gas infrastructure development in North America under integrated markets. **Energy Policy**, 147, 2020.

- BAHADORI, A. Liquefied Petroleum Gas (LPG) Recovery. In: BAHADORI, A. **Natural Gas Processing**. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2014. Cap. 12, p. 547-590.
- BASSIONI, G.; KLEIN, H. Liquefaction of natural gas and simulated process optimization – A review. **Ain Shams Engineering Journal**, 2024. 102431.
- BETTARELLI, L. et al. Crises and energy markets reforms. **Energy Economics**, 136, 2024. 107706.
- BNDES. Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás natural do Brasil. **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**, 2021. 100.
- BOSMAN, D. B.; LI, Q.; KISS, A. A. Enhanced downstream processing of NGL using intensified fluid separation technologies. **Energy**, 296, 2024. 131186.
- BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Institui Normas para Atividades Econômicas de Gás Natural. **Diário Oficial da União. Seção: 1 - Extra B. Publicado em: 04/06/2021**, Brasília, DF, 2021a. 5.
- BRASIL. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento. **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 3 jun. 2021**, Brasília, 2021b.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Novo Mercado de Gás**, 2021c. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>>. Acesso em: 01 setembro 2024.
- BRASIL. Decreto nº 11.124, de 7 de julho de 2022. Dispõe sobre o Conselho do Programa de Transição Energética Justa e o Plano de Transição Justa. **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jul. 2022.**, Brasília, 2022.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 20. **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 6 jan. 2022**, Brasília, 2022.
- BRASIL. BRAZIL'S NDC - National determination to contribute and transform. **Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima.**, 2023. 42.
- BRASIL. **BRAZIL'S NDC National determination to contribute and transform**. [S.l.], p. 44. 2024.
- BRASIL. Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134/2021. **Diário Oficial da União. Seção: 1. Publicado em: 27/08/2024.**, Brasília, DF, 2024. 2.
- BRASIL. Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024. Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE). **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 11 dez. 2024**, Brasília, 2024.
- BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono; dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão

de Carbono; institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de ca. **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2 ago. 2024**, Brasília, 2024a.

BRASIL. Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024. Institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC); e altera a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 27 set. 2024**, Brasília, 2024b.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 08 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono. **Diário Oficial da União. Seção: 1. Publicado em 09/10/2024.**, Brasília, DF, 2024c. 1-4.

BRASIL. Lei nº 15.103, de 22 de janeiro de 2025. Institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten); e altera as Leis nºs 13.988, de 14 de abril de 2020, 11.484, de 31 de maio de 2007, 9.991, de 24 de julho de 2000, e 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 22 jan. 2025**, Brasília, 2025.

BUGAJE, A.-A. B. et al. Rethinking the position of natural gas in a low-carbon energy transition. **Energy Research & Social Science**, 90, 2022. 102604.

CAMPBELL, J. M. The Equipment Modules. In: CAMPBELL, J. M. **Gas Conditioning and Processing**. 8. ed. [S.l.]: [s.n.], v. 2, 2024. p. 213-257.

CAMPOS, A. F. et al. A review of Brazilian natural gas industry: Challenges and strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 75, 2017. 1207-1216.

CAMPOS, F. R. N.; CHAVES, G. D. L. D. O Uso da Dinâmica de Sistemas para Apoio ao Planejamento Elétrico Brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, 25, 2019. 61-84.

CHI, K. C.; NUTTALL, W. J.; REINER, D. M. Dynamics of the UK natural gas industry: System dynamics modelling and long-term energy policy analysis. **Technological Forecasting and Social Change**, 76, 2009. 339-357.

CNI. Organização do Mercado Atacadista de Gás - Experiências Internacionais. **Confederação Nacional da Indústria - Gerência Executiva de Infraestrutura**, 2021. 100.

CNI. Gás Natural: uma avaliação da abertura do mercado brasileiro sob competência da União. **Confederação Nacional da Indústria -Superintendência de Infraestrutura**, 2025. 61.

CONTRERAS, W. et al. Life cycle greenhouse gas emissions of crude oil and natural gas from the Delaware Basin. **Journal of Cleaner Production**, 328, 2021. 129530.

COSTA, P. V. M. et al. UGS in giant offshore salt caverns to substitute the actual Brazilian NG storage in LNG vessels. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 46, 2017. 451-476.

DECUIR-GUNBY, J. T.; MCCOY, W. N. Mixed methods research proposal. In: TIERNEY, R. J.; RIZVI, F.; ERCIKAN, K. **International Encyclopedia of Education**. 4. ed. [S.l.]: Elsevier, 2023. p. 729-738.

- DELALIBERA, B. R.; SERRANO-QUINTERO, R.; ZIMMERMANN, G. G. Reforms in the natural gas sector and economic development. **Economic Modelling**, 125, 2023. 106358.
- DING, Y. et al. Resilience assessment of China's natural gas system under supply shortages: A system dynamics approach. **Energy**, 2022. 123518.
- DING, Y. et al. Resilience assessment of China's natural gas system under supply shortages: A system dynamics approach. **Energy**, 247, 2022. 123518.
- EDIGER, V. Ş.; BERK, I. Future availability of natural gas: Can it support sustainable energy transition? **Resources Policy**, 85, Part A, 2023. 103824.
- EPE. **Estudos sobre a Infraestrutura de Gás Natural**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 52. 2019.
- EPE. **Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal**. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 1-38. 2020a.
- EPE. Nota técnica: Acesso de terceiros às infraestruturas essenciais - Doutrina de Infraestruturas Essenciais aplicada a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL. **EPE - Empresa de Pesquisa Energética**, 1, 2020b. 1-53.
- EPE. PNE 2050 - O Pano Nacional de Energia. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2020c. 192-199.
- EPE. Panorama do Biometano - Setor Sucroenergético. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2023. 41.
- EPE. **Balanco Energético Nacional. Relatório Síntese 2024, Ano base 2023**. [S.l.], p. 71. 2024a.
- EPE. Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte. **Empresa de Pesquisa Energética, Publicações**, 2024b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte>>. Acesso em: 26 ago. 2024.
- EPE. **NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SDB/2024/03: Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2023**. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 102. 2024c.
- EPE. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2024: Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural, Revisão 1. **EPE - Empresa de Pesquisa Energética**, 1, 2024d. 1-70.
- EPE. Nota Técnica: EPE/DPG/SPG/XX/2024 - Regulação de Gás Natural Norueguesa e sua aplicação no Brasil. **EPE - Empresa de Pesquisa Energética**, 2024e. 1-33.
- EPE. **PDE 2034 - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Gás Natural**. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 52. 2024f.
- FARAMAWY, S.; ZAKI, T.; SAKR, A. A.-E. Natural gas origin, composition, and processing: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 34, 2016. 34-54.

FEOFILOVS, M. et al. Increasing resilience of the natural gas system with implementation of renewable methane in the context of Latvia: a system dynamics model. **Energy Procedia**, 158, 2019. 3944-3950.

FEOFILOVS, M.; ROMAGNOLI, F.; GRAVELSINS, A. System dynamics model for natural gas infrastructure with storage facility in Latvia. **Energy Procedia**, 147, 2018. 549-557.

FEOFILOVS, M.; ROMAGNOLI, F.; GRAVELSINS, A. System dynamics model for natural gas infrastructure with storage facility in Latvia. **Energy Procedia**, 2018. 549-557.

FERNANDES, E. et al. Natural-gas-powered thermoelectricity as a reliability factor in the Brazilian electric sector. **Energy Policy**, 36, 2008. 999-1018.

FERREIRA, M. M. et al. A new index to evaluate renewable energy potential: A case study on solar, wind and hybrid generation in Northeast Brazil. **Renewable Energy**, 217, 2023. 119182.

FORD, A. System Dynamics and the Energy Industry. In: _____ **Encyclopedia of Energy**. [S.l.]: Elsevier, 2004. p. 809-818.

FORTMANN-ROE, S. Insight Maker: A general-purpose tool for web-based modeling & simulation. **Simulation Modelling Practice and Theory**, 47, 2014. 28-45.

GAI, H. et al. Clean combustion and flare minimization to reduce emissions from process industry. **Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry**, 23, 2020. 38-45.

GEM. Global Gas Infrastructure Tracker - Gas Pipeline Statistics. **Global Energy Monitor**, 2024. Disponível em: <<https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/summary-tables/>>. Acesso em: 12 dezembro 12.

GETU, M. et al. Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions. **Chemical Engineering Research and Design**, 91, 2013. 1272-1283. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S026387621300035X>>.

GPSA, G. P. S. A. Hydrocarbon Recovery - Section 16. In: _____ **Gas Processors Association Handbook**. 3. ed. [S.l.]: [s.n.], 2004a. p. 11.

GPSA, G. P. S. A. Product Specifications - Section 2. In: _____ **Gas Processors Association Handbook**. 3. ed. [S.l.]: [s.n.], 2004b. p. 2-3.

HASSAN, Q.-U.; SEONG, B. S. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. **Energy Policy**, 38, 2010. 2216-2224.

HERNANDEZ-PEREZ, A. Economics of oil regulation and the Brazilian reform: Some issues. **Energy Policy**, 39, 2011. 57-65.

HORTA, P. et al. Brazil fosters fossil fuel exploitation despite climate crises and the environmental vulnerabilities. **Marine Policy**, 148, 2023. 105423.

IBP. Caderno de Boas Práticas de Gás Natural - Diretrizes para acesso a unidades de processamento de gás natural - UPGN. **Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**, 1, 2018. 1-16.

IBP. Reinjeção de Gás Natural no Pré-Sal: Como funciona e quais benefícios. **Observatório do Setor**, 2024. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-da-reinjecao-de-gas-natural-no-brasil/>>. Acesso em: 23 ago. 2024.

INESC. Subsídios às fontes fósseis e renováveis (2022-2023). **Estudo Inesc – Instituto de Estudos Socioeconômicos**, 2024. 34.

ISLAM, M. et al. Optimal process selection for natural gas liquids recovery: Energy, exergy, economic, and environmental perspectives. **Energy**, 289, 2024. 129757.

JUNGMANN, R.; BAUR, N.; AMETOWOBLA, D. Innovationsprozesse empirisch erfassen: ein Plädoyer für die Erweiterung des Methodenspektrums. **Historical Social Research**, 40, 2015. 7-29.

KARUNATHILAKE, H. et al. Decision making for risk management: A multi-criteria perspective. In: KHAN, F. I.; AMYOTTE, P. R. **Methods in Chemical Process Safety**. [S.l.]: Elsevier, v. 4, 2020. Cap. 7, p. 239-287. ISBN <https://doi.org/10.1016/bs.mcps.2020.02.004>.

KHALILI-GARAKANI, A.; IRAVANINIA, M.; NEZHADFARD, M. A review on the potentials of flare gas recovery applications in Iran. **Journal of Cleaner Production**, 279, 2021. 123345.

KHAN, M. S. et al. Energy saving opportunities in integrated NGL/LNG schemes exploiting: Thermal-coupling common-utilities and process knowledge. **Chemical Engineering and Processing: Process Intensification**, 82, 2014. 54-64.

LAZARO, L. L. B. et al. Energy transition in Brazil: Is there a role for multilevel governance in a centralized energy regime? **Energy Research & Social Science**, 85, 2022. 102404.

LEAL, F. I.; REGO, E. E.; RIBEIRO, C. D. O. Levelized cost analysis of thermoelectric generation in Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 44, 2017. 191-201.

LIU, X.; ZENG, M. Renewable energy investment risk evaluation model based on system dynamics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 73, 2017. 782-788.

LIU, Y. et al. Comparison of information search behavior for different exploratory tasks: Evidence from experiments in online knowledge communities. **Information Processing & Management**, 61, 2024. 103794.

MAO, W. et al. Impact of the carbon market on investment benefits of power-grid enterprises in China: A system dynamics analysis. **Global Energy Interconnection**, 7, 2024. 402-414.

MATHIAS, M. C.; SZKLO, A. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. **Energy Policy**, 35, 2007. 6478-6490.

MENSI, W. et al. Time-varying causality and correlations between spot and futures prices of natural gas, crude oil, heating oil, and gasoline. **Resources Policy**, 93, 2024. 105077.

MME. **Ministério de Minas e Energia. Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, p. 90. 2021a.

MME. Novo Mercado de Gás. **Ministério de Minas e Energia / Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2021b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>>. Acesso em: 23 ago. 24.

MME. Boletim mensal de monitoramento da indústria de gás natural. **Ministério de Minas e Energia, Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural**, 2024.

MOKHATAB, S.; POE, W. A.; MAK, J. Y. Basic Concepts of Natural Gas Processing. In: MOKHATAB, S.; POE, W. A.; MA, J. Y. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (Fourth Edition)**. 4. ed. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2019a. Cap. 4, p. 177-189.

MOKHATAB, S.; POE, W. A.; MAK, J. Y. Natural Gas Liquids Recover. In: MOKHATAB, S.; POE, W. A.; MAK, J. Y. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. 4. ed. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2019b. p. 361-393. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128014998000080>>.

MORAIS, J. M. D. A nova lei do gás e a desconcentração no mercado de gás natural no Brasil. **Radar : tecnologia, produção e comércio exterior / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**, 68, 2021. 7-11.

MORAIS, J. M. D. A Nova Lei do Gás e a desconcentração no mercado de gás natural no Brasil. **Radar : tecnologia, produção e comércio exterior. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset)**, 68, 2021. 1-6.

NAILL, R. F. A system dynamics model for national energy policy planning. **System Dynamics Review**, 8 (1), 1992. 1-19.

NGUYEN, T.-V.; ELMGAARD, B. Assessment of thermodynamic models for the design, analysis and optimisation of gas liquefaction systems. **Applied Energy**, 2016. 43-60.

OLIVEIRA, D. M. D. Analysis of natural gas processing technologies. **Brazilian Journal of Development**, 5, 2019. 8603-8607.

OLIVEIRA, R. G. D.; MARRECO, J. D. M. Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity? **Energy Policy**, 34, 2006. 2361-2372.

ÖLMEZ, M. E.; ARI, I.; TUZKAYA, G. A comprehensive review of the impacts of energy storage on power markets. **Journal of Energy Storage**, 2024. 111935.

OUELLETTE, R. J.; RAWN, J. D. 3 - Alkanes and Cycloalkane. In: OUELLETTE, R. J.; RAWN, J. D. **Principles of Organic Chemistry**. [S.l.]: Elsevier, 2015. p. 65-94.

PETROBRAS. Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029. **Petrobras**, 2024a. Disponível em: <[PETROBRAS. Informações Técnicas das Infraestruturas de Escoamento. **Negócios, Oferta de Escoamento de Gás Natural**, 2024b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/negocios/oferta-escoamento-de-gas>>. Acesso em: 26 ago. 2024.](https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia?_gl=1*wc9y8d*_gcl_au*MTcyNjAxODM0OC4xNzMxNjA5ODg5*_ga*NTIwNjc5NTc2LjE3MjI4NjYwNDg.*_ga_PV2M07R987*MTczNjgwNTg5NS4xLjAuMTczNjgwNzU1NC41Ny4wLjUwMTgwMTA0OQ.>https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia?_gl=1*wc9y8d*_gcl_au*MTcyNjAxODM0OC4xNzMxNjA5ODg5*_ga*NTIwNjc5NTc2LjE3MjI4NjYwNDg.*_ga_PV2M07R987*MTczNjgwNTg5NS4xLjAuMTczNjgwNzU1NC41Ny4wLjUwMTgwMTA0OQ.>. Acesso em: 10 janeiro 2025.</p></div><div data-bbox=)

PINTO, A. C. C. et al. An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields. **Offshore Technology Conference**, 2014.

QUDRAT-ULLAH, H.; BAEK SEO SEONG. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. **Energy Policy**, 38, 2010. 2216-2224.

QYYUM, M. A. et al. State-of-the-art assessment of natural gas liquids recovery processes: Techno-economic evaluation, policy implications, open issues, and the way forward. **Energy**, 2022. 121684.

QYYUM, M. A.; QADEER, K.; LEE, M. Comprehensive Review of the Design Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes: Current Status and Perspectives. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, 57, 2018. 5819-5844.

RIBEIRO, L. et al. Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil. **Electric Power Systems Research**, 220, 2023. 109364.

RIBEIRO, L. et al. Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil. **Electric Power Systems Research**, 220, 2023. 109364.

SANTOS, L. B. L.; SANTOS, L. C. L. D.; SIMONELLI, G. Analysis of the Brazilian energy policies for natural gas using artificial neural networks. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 102, 2022. 104559.

SANTOS, M. E. M. D.; CASTRO, R.; COSTA, H. Contradictory electric energy policies and its impacts on the renewability of the electric matrix: Brazil as a case study. **Heliyon**, 9, 2023. e19309.

SANTOS, R. M. D. et al. Evaluating strategies for monetizing natural gas liquids from processing plants – Liquid fuels versus petrochemicals. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 99, 2022. 104413.

SESINI, M.; GIAROLA, S.; HAWKES, A. D. Solidarity measures: Assessment of strategic gas storage on EU regional risk groups natural gas supply resilience. **Applied Energy**, 308, 2022. 118356.

SHAMSI, M. et al. A comprehensive comparison of the turbo-expander, Joule-Thomson, and combination of mechanical refrigeration and Joule-Thomson processes for natural gas liquids production. **Energy**, 295, 2024. 131032.

SILVA, V. O. D. et al. Building Options for the Brazilian Pre-salt: A technical-economic and infrastructure analysis of offshore integration between energy generation and natural gas exploration. **Resources Policy**, 81, 2023. 103305.

SINGH, R. R.; CLARKE, R. M.; CHADEE, X. T. Transitioning from 100 percent natural gas power to include renewable energy in a hydrocarbon economy. **Smart Energy**, 5, 2022. 100060.

SPEIGHT, J. G. Liquid fuels from natural gas. **Handbook of alternative fuel technologies**, 1, 2015. 153-170.

SZABO, J. Energy transition or transformation? Power and politics in the European natural gas industry's trasformismo. **Energy Research & Social Science**, 84, 2022. 102391.

SZCZYGIELSKI, J. J. et al. What does energy price uncertainty reveal about the global energy crisis? **International Review of Financial Analysis**, 2024. 103838.

THANH, M. V. A System Dynamics Approach for Integrated Natural Resources. In: THANH, M. V., et al. **Redefining Diversity & Dynamics of Natural Resources Management**. [S.l.]: Elsevier, v. 2, 2017. p. 227-244.

TROJBICZ, B.; LOUREIRO, M. R. Brazilian oil sector reforms: The role of technical know-how and corporate ethos in Petrobras's dominance. **Energy Policy**, 118, 2018. 588-595.

UWITONZE, H.; CHANIAGO, Y. D.; LIM, H. Novel integrated energy-efficient dual-effect single mixed refrigerant and NGLs recovery process for small-scale natural gas processing plant. **Energy**, 254, 2022. 124373.

WANG, L. et al. Carbon emission scenario simulation and policy regulation in resource-based provinces based on system dynamics modeling. **Journal of Cleaner Production**, 460, 2024. 142619.

WERNER, D.; LAZARO, L. L. B. The policy dimension of energy transition: The Brazilian case in promoting renewable energies (2000–2022). **Energy Policy**, 175, 2023. 113480.

WHITE, R. W.; RHOT, R. A. **Exploratory search: Beyond the query-response paradigm**. [S.l.]: Morgan & Claypool Publishers, 2009. 98 p.

WU, J. et al. Has the evolution of renewable energy policies facilitated the construction of a new power system for China? A system dynamics analysis. **Energy Policy**, 183, 2023. 113798.

XIAO, X. et al. Tracing the dynamic impact of energy transitions on equity market volatility in an era of financial turbulence. **Energy Economics**, 133, 2024. 107443.

YU, K.; LI, Z. Multi-scenario analysis of green water resource efficiency under carbon emission constraints in the Chengdu-Chongqing urban agglomeration, China: A system dynamics approach. **Ecological Indicators**, 171, 2025. 113139.

ZHANG, Y. et al. Impact of combined environmental policies on carbon emission reduction: A system dynamics analysis. **Utilities Policy**, 94, 2025. 101912.

ZHAO, S. et al. nergy transition in China: It is necessary to increase natural gas utilization. **Energy Reports**, 2023. 2439-2447.

APÊNCICES

APÊNDICE A. ARTIGO 1 - BRAZIL'S NEW GAS LAW: ANALYSIS, IMPLICATIONS, AND REMUNERATION OF GAS PROCESSING PLANTS WITH NON-DISCRIMINATORY ACCESS TO CUSTOMERS

AMARAL JUNIOR, S. M.; PADILHA, J. C.; ARRIECHE, L. Brazil's New Gas Law: Analysis, Implications, and Remuneration of Gas Processing Plants with Non-Discriminatory Access to Customers. **International Journal of Energy Economics and Policy**, 14(1), 2024, 559–569. <https://doi.org/10.32479/ijep.15127>

**BRAZIL'S NEW GAS LAW: ANALYSIS, IMPLICATIONS, AND
REMUNERATION OF GAS PROCESSING PLANTS WITH NON-
DISCRIMINATORY ACCESS TO CUSTOMERS**

Samuel Mathias do Amaral Junior, Janine Carvalho Padilha, Leonardo Arrieche

Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto
Latino- Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território – PPGIES – Universidade
Federal da Integração Latino-Americana, Brasil.

International Journal of Energy Economics and Policy

2024

ABSTRACT

Brazil will increasingly rely on the availability of natural gas as new discoveries in the Pre-Salt portion are explored. Currently, a substantial amount of the gas produced associated with oil is reinjected (60,84 million m³/day in 2021, according to the Ministry of Mines and Energy), with the lack of structure being one of the factors for this non-energy purpose. The New Gas Law proposes to fill this gap by stimulating investments in infrastructure. In this sense, market opening has the potential to promote the rupture of natural monopolies by providing access to infrastructure, including Natural Gas Processing Plants (NGPP). These units, in addition to conditioning the gas for sale, allow the recovery of higher molecular weight fractions, or (Natural Gas Liquid - NGL). However, the instructions for this access required by the government are insufficient for issues related to the NGL recovery efficiency of these units, as well the method of remuneration arising from the NGL production capacity. It is proposed in this paper to include a processing tariff, based on static simulation of available technological routes. Comparison of energy spent and NGL recovery efficiency will allow to formulate the gas price, unfolding from the price of the molecule.

Keywords: Natural gas; Natural gas processing plants; Brazil's New Gas Law; Processing tariff; Natural gas regulation

1. INTRODUCTION

Natural gas, although being a fossil fuel, is considered as a transition energy for sources with lower carbon emissions (Vera, et al., 2023) (Thomas, et al., 2022) (Vahl & Filho, 2015). In Brazil, the use of natural gas is currently intended for thermoelectric generation, thermal sources in industry, or, as inputs in petrochemicals (Ministry of Mines and Energy, 2022). Its origin is commonly associated with oil production, as it can be obtained as a fraction of the extracted composition or, it can come from exclusive reservoirs, called “non-associated gas”. As exploration of the Pre-Salt portion increased, there is a tendency to increase the availability of this input as unspecified gas for consumption, since making it available to the market requires compliance with quality parameters (Goldemberg, et al., 2014) (Kan, et al., 2019) (Silva, et al., 2023). This scenario requires the need for investments in infrastructure to compose a network structure (essential facility), capable of meeting the productive chain, that is, production, conditioning and distribution of natural gas. Currently, the holder of the gas processing sector in Brazil is Petrobras, not by virtue of an institutional monopoly, but a natural one since it has processing units that account for 97% of the national supply to the market. Concerning the Brazilian natural gas sector, the authors Leal et al. (2019) point out that the market is marked by what happens in most countries in South America, where there are a series of monopolies at national and regional levels (Leal, et al., 2019). This condition occurs where there is virtually no competition between gas suppliers, except in the specific case of Liquefied Petroleum Gas (LPG) distributors in Brazil, which compete for retail sales.

In Brazil, the regulations that have effectively existed up to now, under the Gas Law 11.909/2009, did not require permission for third parties to access this existing infrastructure. Regulatory frameworks, like this, are considered insufficient, in which the need for advances in strategic planning and investment is demonstrated, in addition to changes in appropriate policies for the market by government agencies. Such factors can guarantee a long-term energy policy aimed at the sustainable development of the natural gas industry in Brazil (Leal, et al., 2019).

To fill this gap, one of the strategies forecast in the proposal for the New Gas Law (Decree no. 10.712/2021) refers to third-party access to essential infrastructure, including the Natural Gas Processing Plants (NGPP). In this sense, the Energy Research Company (EPE -Empresa de Pesquisa Energética) is the author of a technical note with an

analysis of this new configuration, which reinforces the concepts referring to the essentiality of the NGPPs in the infrastructure for the natural gas industry. What justifies the entry of these new players, a term used in the sector, into the structures in the “New Gas Market” is precisely the expansion of investments in infrastructure in the sector, highlighted here for the NGPPs. This boosting is potentially responsible for leveraging the industry's competitiveness from the production system and flow, up to the use as inputs for the other sectors (Energy Research Company, 2020).

The report warns that regulations or arbitrations must be revised to prevent unrestricted use of the units without considering the implications for the holders of the dominant structure until then (in Brazil, corresponding to Petrobras). The existing risk considers that legal imposition of access to a NGPP, conducive to reduction or stagnation in investments, instead of generating incentives for the construction and expansion of infrastructure (Energy Research Company, 2020). The technical study informs about the risk of the current operator being forced to invest to allow expansion and access, without necessarily an obvious return. This case can be exemplified by the need to adjust tax measurements for custody transfer. However, the EPE technical note does not discuss the pricing methodology for the gas to be processed for the various variables that may influence the value of this input, since this provision of service in Brazil is unprecedented until then.

Faced with this risk, this work proposes an analysis of the new billing modality in the NGPPs by processing fee, in detriment to the model that consisted of the purchase of gas by the producing units and appropriation of the products. The analysis focuses on energy consumption and on the recovery efficiency of Natural Gas Liquid (NGL), which is the fraction of compounds with molecular weight from propane, based on static simulation of chemical processes. In this way, it intends to quantify the tariff according to the energy cost for the main demands in a NGPP, such as, the heat needed to fractionate the gas, as well as the energy needed for compression, according to the technology used. The analysis supports the need for the regulatory agency to ensure mediation between the NGPPs and contracted parties, performing the role of reconciling possible gaps in a market that is not mature yet.

2. LITERATURE REVIEW

This section brings a context of the natural gas scenario in Brazil, its supply chain and infrastructure, as well as investigates possible gaps in the sector. The analysis contains simulated information on the technological routes applied to formulate a gas pricing proposal based on a processing fee.

2.1. NATURAL GAS PROCESSING PLANTS (NGPP) AND THEIR ROLE IN THE GAS CHAIN

One of the implications that the NGPPs will have to face with the New Gas Law, is the change to a model analogous to the provision of services. This model comprises a new way of acting for contractors (companies that hold the NGPPs), which will be evaluated in terms of deliveries and performance. The requested efficiency, in this case, is related to the NGPP's ability to add value to natural gas, treated here as an input. It is expected, as an efficiency of natural gas processing, the maximum recovery of higher molecular weight fractions, which give rise to products with higher added value such as LPG and stabilized condensate (Wang & Abbas, 2016).

Regardless of changes in legislation, gas processing has been a constant theme in different approaches aimed at increasing energy efficiency (Franco, et al., 2020), (Kherbeck & Chebbi, 2015) and at the recovery of liquids (Amaral Junior, et al., 2019), (Yoon, et al., 2017). In the above cases, energy efficiency points to opportunities to reduce energy demand for processing, normally translated into units of volume per energy. Efficiency in the recovery of liquids means the ability to remove compounds of molecular weight greater than propane, that is, recovery of C_3+ (simplified notation for C_3H_8 propane and other hydrocarbons). This portion is usually recognized as a gas with a high concentration of C_3+ , the "rich gas", that is, a compound with a high recovery potential of NGL, which is an input for other products such as LPG, stabilized condensate (known as C_5+), petrochemical butane, among others (Wang & Abbas, 2016). Figure 1 shows a diagram of the stages of production, conditioning in a typical NGPP, including the storage and transfer of products.

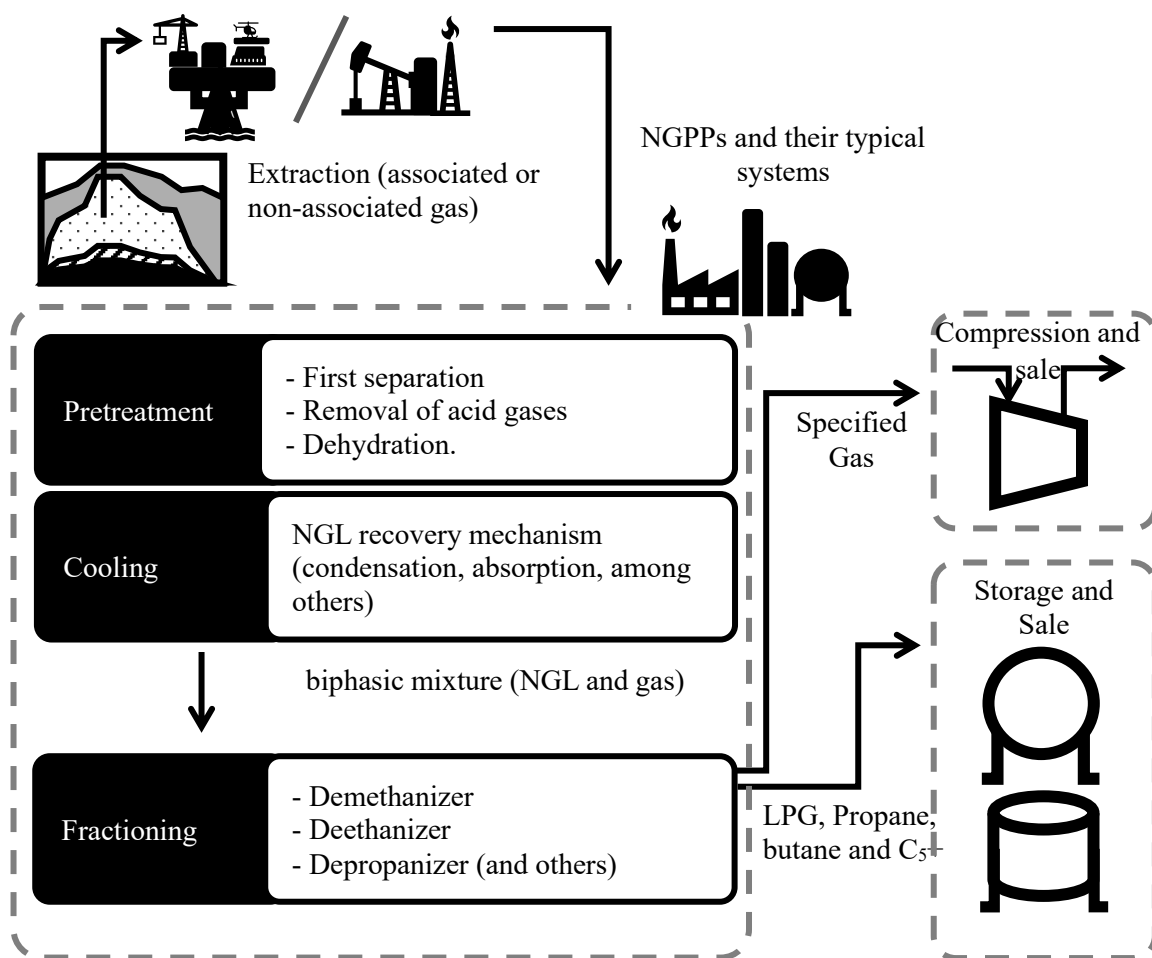


Figure 1. Flowchart of steps from extraction to sale of natural gas and generated products (Mokhtab, et al., 2015).

In Figure 1, it is possible to verify that the path of the gas, since its extraction, may or may not pass through a production unit, depending on the composition of the mixture. Once it is extracted, it must go through separation steps (slug catcher), purification, removal of acid gases or other contaminants. From that point on, the gas is subjected to an NGL condensation stage for further fractionation and production of derivatives.

Particularly in Brazil, the NGPPs are concentrated in the Southeast region. As can be seen on the gas grid Infrastructure map, Figure 2, the location is favorable, according to the confirmed pre-salt reserves in the Basin of Santos. This fact corroborates the growing participation of the state of São Paulo as a producer of NGL.

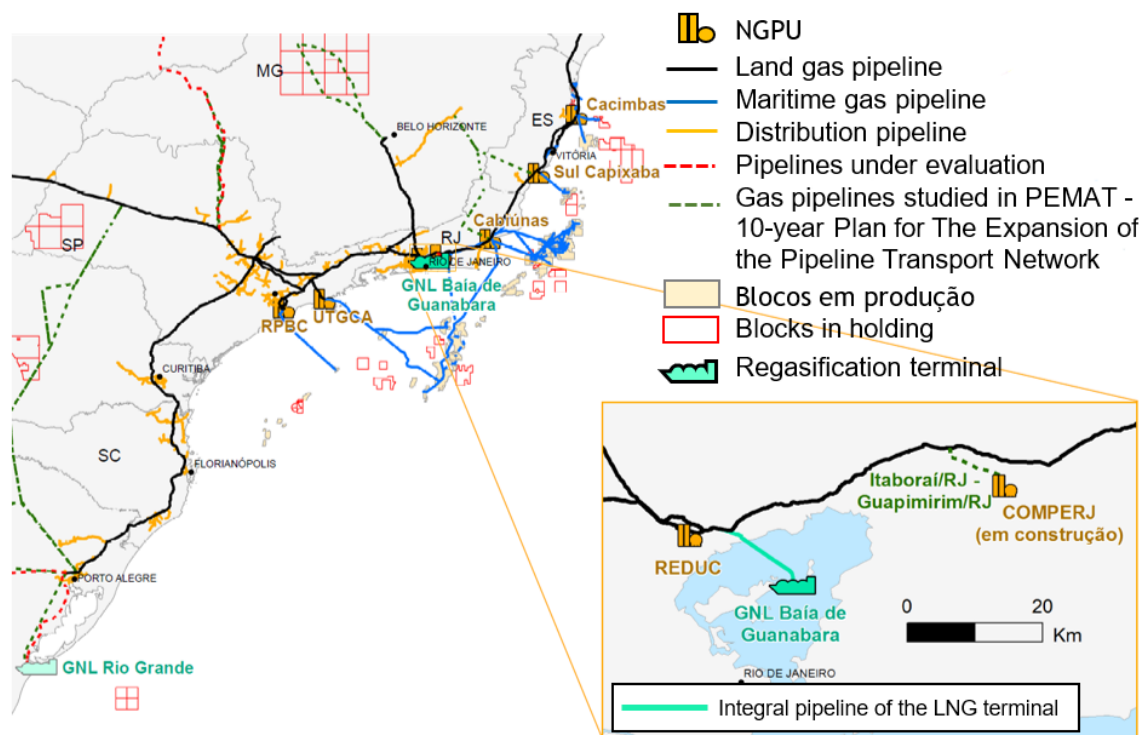


Figure 2. Map of transport pipeline infrastructure (Southeast) (Energy Research Company, 2019).

As seen in Figure 2, the concentration of NGPPs in the Southeast region suggests a potential for attractive players to use the existing infrastructure in the UTGs (Gas Treatment Units) of Cacimbas (Linhares -ES), South Capixaba (Anchieta-ES), Cabiúnas (Macaé – RJ), Caraguatatuba (SP), besides the RPBC Refinery (Cubatão-SP). These Units are currently integrated into the pre-salt unprocessed gas flow networks (routes), which will rely on the UTG in Itaboraí (RJ) to expand the processing capacity, still under construction (highlighted in Figure 2). This concentration of units in that region has shown an increase in the supply of NGL, mainly from 2016, with emphasis on the participation of the state of São Paulo, as can be seen in Figure 3 (NGL production in barrels per day since 2011).

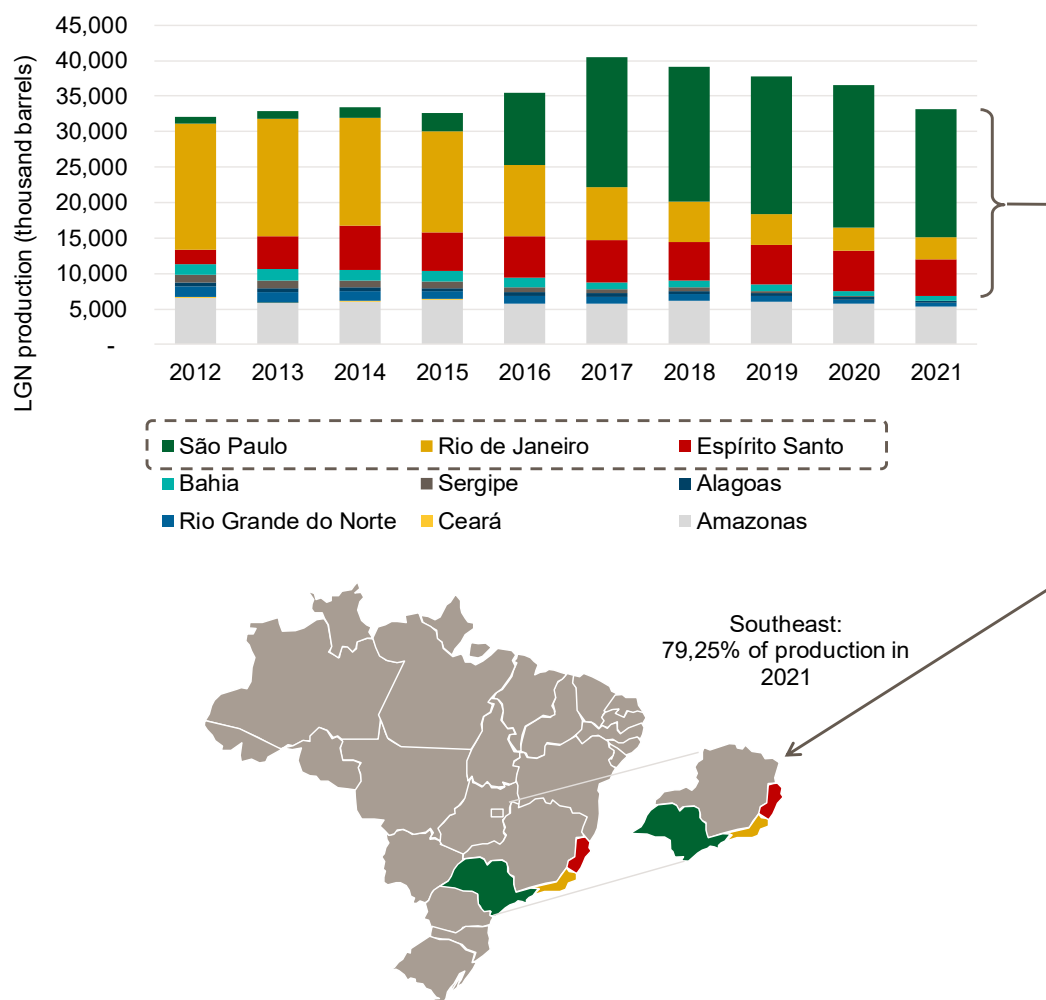


Figure 3. NGL production by region, according to Statistical Yearbook 2022 (Ministry of Mines and Energy, 2022).

Total production in 2021, according to the Statistical Yearbook (Ministry of Mines and Energy, 2022), pointed to 33,15 thousand barrels of NGL, with the Southeast region responsible for 79.25% of this value, as shown in Figure 3. This fact by itself testifies not only the importance of the Southeast region, but also the better use and recovery of NGL, which is an input for other products that are still in deficit in the country, such as LPG. In 2020, the total demand for LPG was 84,760 barrels, being necessary to import 26.8% of that value.

Faced with these opportunities for optimizing the recovery processes involved in NGPPs (NGL recovery and consumed energy), a recent study evaluated the energy consumption in a NGPP, including the restriction of a minimum recovery limit of 90% of propane and higher molecular weight compounds (C_3+) (Franco, et al., 2020). The authors manipulated operational parameters, such as temperature and pressure, analyzing molar

compositions of C₃+ natural gas: 11.2%, 8.9% and 5.5% (i.e., respectively “rich”, “average” and “poor” gas). The results were subjected to six evaluation criteria, such as energy, economy, recovery, production, safety, and quality performance. The authors observed a reduction in the specific energy consumption of 21.1% for the composition of 5.5%, and an increase in the economic margin (US\$/h) of 0.35%. This balance between reduced consumption and reduced recovery of NGL, observed at 3.8%, brought flexibility to the processing, guaranteeing the quality criteria required by the ANP.

Such a study is important for the proposal of investigating the technical aspects for the access of units to third parties (players). This need arises because parameters of efficiency and guarantee of the recovery of NGL are targets for investors due to the greater added value of products such as LPG and C₅+ (gasoline from natural gas) (Amaral Junior, et al., 2019). The gaps to be filled include answering questions about what the minimum recovery of interest is required from third parties. It is also intended to investigate the value of the processing fee correlated to the expenditure of the NGPP that can guarantee the financial return to the unit, as well as helping in the solution of the trade-off, referring to investments in face of the uncertainties of the entry of players to the existing infrastructure.

Another proposal for configuration of the NGL recovery process was studied by (Yoon, et al., 2017). The authors consider improvements based on a unit with a turbo-expansion liquid condensing mechanism. This is one of the technologies employed for the recovery of NGL, that performs adjustments in the arrangements and supply currents. With composition variations and optimization of unit operations, it was possible to simulate additional heat recovery in one of the fractionation towers (which removes methane at the top), which increased the energy efficiency of the process. The main point was the use of a methodology that integrated the streams, which allowed comparison with conventional turbo-expansion process designs. The results obtained, in turn, pointed to the so-called “hy-NGL” proposal, which optimizes the cycles of fractionating tower currents as capable of guaranteeing up to 18% energy savings (for currents rich in C₃+ in the feed), although reducing this efficiency according to the reduction of the “richness” of the incoming gas. The study by (Yoon, et al., 2017) is similar to the analysis made by (Amaral Junior, et al., 2019), in which the authors simulated a series of NGL recovery mechanisms, according to input compositions with three types of richness: “poor”, “average”, and “rich” in C₃+. This study showed the potential to support the decision of which process (or arrangement) should be selected according to energy consumption and NGL recovery factor.

This range of process alternatives can direct the actors in the new model, which consists of access to the NGPPs, with emphasis on the Southeast region (Figure 1), where the players can determine the performance according to the opportunity cost of the products (with different demands). Although the demand for natural gas is commonly higher in periods of drought, with consequent greater dispatch by thermoelectric plants (Ministry of Mines and Energy, 2022), as it does not require a process with technology for high recovery of NGL, such as simple cooling by expansion (Joule-Thomson effect), manages to remain at a value with few variations. For a better understanding, some of these processes were studied in order to compare their performance with this focus on determining recovery, as done by (Chebbi, et al., 2010), (Getu, et al., 2013) and (Amaral Junior, et al., 2019). Of these, the highlights are the routes of turbo-expansion, Joule-Thomson, cooling and mechanical refrigeration (processes selected for simulation in the item Methodology of this work). In this case, the opportunity cost is directly related to how much you want to pay as a processing fee, considering the production of liquid (NGL) and its derivative products. Likewise, an already installed capacity can determine the price of its processing fee, according to the existing recovery technology, and can even adjust arrangements and chains to differentiate the prices practiced. It is worth mentioning that the processing is not yet practiced, since it is not considered in the composition of the gas price. To do so, currently, the billing consists in the volume sale of residual gas from the production by the productive units (platforms and onshore fields) to the NGPPs, which profit from the products.

2.2. OBSTACLES TO EXPANDING THE PROCESSING CAPACITY OF NGPPS

An approach on the economic paths for natural gas infrastructure in Brazil was carried out by Kerdan et al. (2019), who proposed a model of these structures for the case of the South Region of the country. The authors reinforce the role of natural gas in Brazil energy diversification, which contributes to the reduction of energy imports. The justification for the importance of this source is due to its low carbon emissions and competitive prices, when compared to other petroleum derivatives (Kerdan, et al., 2019) (Campos, et al., 2017). However, the study points out that the low dependence on gas demand, in certain sectors and regions (predominant role of hydroelectricity and sugarcane products), does not favor a stimulus to expand the infrastructure of the natural gas industry. As a result, the pipeline

arrangement and current network are limiting factors in forecasting an increase in the demand, something that should be a point of concern for the sector.

Associated with this concern, Oliveira and Marreco (2006) point out problems that contribute to the lack of investments, such as the dominance of the market (natural monopoly) by Petrobras. Although state-owned companies have diversified itself regarding production, transport and commercialization processes, even so, development within these subsectors ends up being associated with their strategies. An example of this is the 2023-2027 strategic plan, in which 83% of investments (Capex) are earmarked for Exploration and Production and only 2% for the Gas and Energy sector (Petrobras, 2023).

In a study on the possibilities of power generation by natural gas, Oliveira and Marreco (2006) additionally highlight the barriers that prevent the expansion of the sector, such as contract clauses (for example, “take or pay”), which can be unattractive to companies depending on changes in demand. This study also agrees with the difficulties of regulating the sector, currently under the responsibility of the ANP, since distribution issues are the responsibility of regional institutions.

From an investor's point of view, for thermal generation powered by natural gas, for example, the authors highlight some concerns. Among them, (1) the real need to build a new thermal energy capacity and (2) the return on investment, being (1) associated with the inputs of other non-fossil sources in expansion. When exploring the different scenarios, at the time, about the feasibility of using gas for electricity generation by the private sector, Oliveira and Marreco (2006) conclude that it is unfeasible, unless there are financial subsidies.

Regarding the alternative of reinjecting gas into the reservoirs, as a way of disposing of the input, widely adopted in Brazil, this is presented as the lowest cost option to make oil production feasible. This fact is perceived in the natural gas balance sheets issued by the Ministry of Mines and Energy, which indicate that the average reinjection in 2020 doubled, compared to 2017, reaching about 67,9 million m³/day (Ministry of Mines and Energy, 2022). That is, the supply of gas produced, but not conditioned to consumption, comes up as a result of oil production, since its destination is seen as a by-product, if it is not sent to a NGPP. This condition denotes the subtlety of natural gas, in which efforts for its conditioning and commercialization are still timid.

The ideas and discussions presented reinforce the need for efficient action by the ANP in ensuring the compliance with the sector's policies and regulations in order to attract investors and, consequently, the development associated with it. There is no doubt that the development of the natural gas industry is a unique opportunity to stimulate local investment (Campos, et al., 2017). In a study on the natural gas industry in Espírito Santo, for example, Campos et al. (2017) highlights the obstacles related to this development, such as the high level of investment required for the expansion of piped gas distribution infrastructure. Here again, hostage to the natural monopoly, once that Petrobras and the subsidiary BR Distributor did not foresee, in their management reports, the expansion of the infrastructure for the gas transport pipelines. Another difficulty reported in the study comprises the difficulty of forming a captive gas market due to the use of replacement fuels, such as electricity and LPG, yet another example in which public policies could potentially interfere with this objective. In this sense, the Government, through the Law nº 14.134/ 2021, intends to promote a new legal framework with the objective of forming an “open, dynamic and competitive” market. This proposal was prepared based on the international experience in the European Union, United Kingdom and Norway, compiled in a technical note by the Energy Research Company (2020) which evaluates essential infrastructure such as gas pipelines, NGPUs and NGL terminals from the perspective of third-party access. However, the issue addressed by the study is related to the impacts of these new proposals provided for in the New Gas Law on the existing infrastructure and how a charging alternative can contribute to the attractiveness and promotion of the sector, specifically, for gas processing.

3. METHODOLOGY

The work has two main sections: the first one brings an approach as exploratory research considering the analysis of the current legislation, the recent publication of the New Gas Law (nº 14.134/2021) and the second consists of the literature review on the units of natural gas processing. It is important to know the natural gas processing units, allowing an analysis of the implications when they are made available to third parties, as processes by partnerships (players) in the model proposed in the New Gas Law. Such implications are related to non-compliance with the current structure that makes up the units, which were not prepared for this model. An example is the absence of a tax measurement approved by the ANP, with the need for adaptation works. For this, it is necessary to know the

technical part of the NGPP, that is, the technology used to obtain energy data necessary for its operation. This information makes it possible to guide towards a processing tariff model, based on the calculation of the demands and particularities of the technologies used. Table 1 summarizes the process parameters, types of NGPPs, composition of feed used and other essential elements, performed by static simulation with the aid of commercial software Aspen Hysys®, widely used in industry and for academic purposes (Amaral Junior, et al., 2019).

Table 1. Summary of variables and information used in the analysis

| Employed Technologies | | Turbo-expansion with Mechanical Cooling (TEMR) Turbo-expansion (TE) Joule-Thomson with Mechanical Cooling (JTMR) Joule-Thomson (JT) |
|------------------------------------|--------------------------------|--|
| Feed Composition | Feed flow 1 ("rich" gas) | C ₁ = 78.01% C ₂ = 9.66% Richness (Content of C ₃₊) = 11.20% Inert (CO ₂ , O ₂ , N ₂) = 1.13% |
| | Feed flow 2 ("average" gas) | C ₁ = 77.94% C ₂ = 11.93% Richness (Content of C ₃₊) = 8.90% Inert (CO ₂ , O ₂ , N ₂) = 1.27% |
| | Feed flow 3 ("poor" gas) | C ₁ = 84.70% C ₂ = 5.45% Richness (Content of C ₃₊) = 5.50% Inert (CO ₂ , O ₂ , N ₂) = 4.34% |
| Thermodynamic Package | | Peng-Robinson |
| Inlet Flow | | 3500000 m ³ /d |
| Inlet Pressure | | 7000 kPa |
| Temperature at the Entrance | | 25 °C |
| Pressure After Expansion | | 2000 kPa |
| Exit Temperature | | 25 °C |
| Export Pressure | | 7000 kPa |
| Variables of Interest | | Energy required in the process Energy per LNG production |

The process variables in Table 1 are assumptions according to what is typically practiced by the receipt of gas from the production units in Brazil, as considered by Amaral Junior et al. (2019). Regarding the technological routes employed, the variations consist of condensation mechanisms by temperature reduction, either by expansion (turbo-expansion, Joule-Thomson), by mechanical heat removal, or a combination of methods. Figure 4 shows a schematic of the combination of the TEMR, JTMR, JT and TE processes.

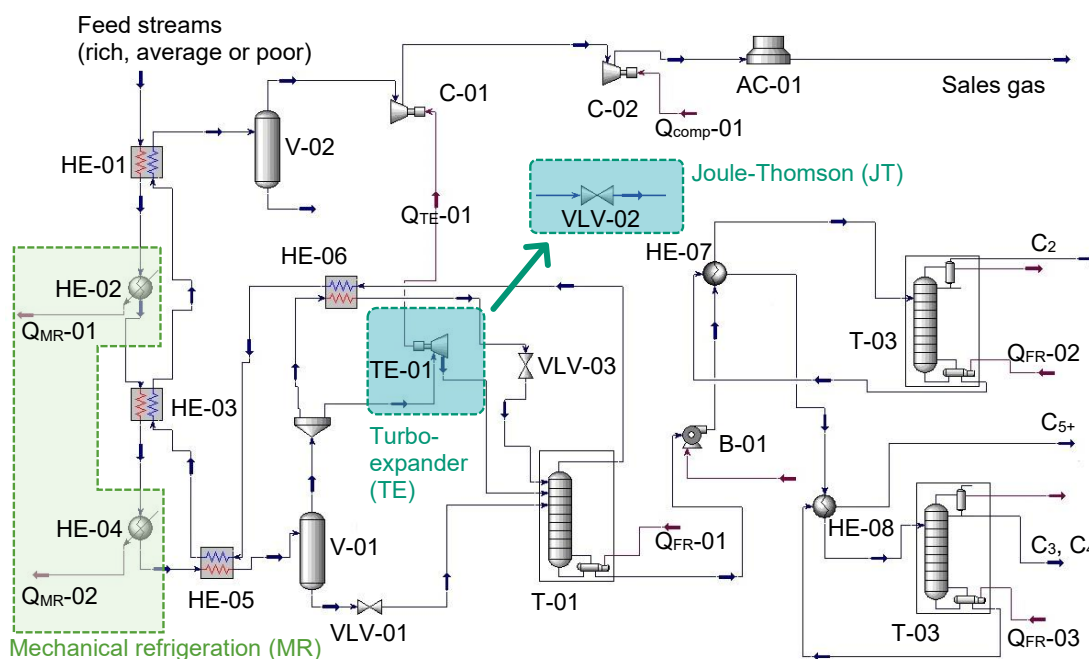


Figure 4. Flowchart with the variation of the technological routes of the TEMR, JTMR, JT and TE processes.

As shown in Figure 4, the focus of the gas processing simulation comprises the cooling sections (HE-01, HE-02, HE-03, HE-04, HE-05 and HE-06), condensing mechanism (TE -01, VLV-02 and VLV-03) and fractionation (T-01, T-02 and T-03), disregarding previous steps, such as acid gas removal and dehydration. The different feed streams (poor, average and rich gas) undergo thermal integration with the output stream and may, depending on the selected route, pass through specific heat exchangers of the mechanical refrigeration circuit (RM, with HE- 02 and HE-04). As the gas cools, the fractions from propane condense, and the vessel V-01 is required for scrubbing. The liquid fraction (bottom of V-01) is directed to the first tower, T-01 and the top gaseous fraction goes on for expansion, either by turbo-expansion (TE, isentropic process) or by a valve (JT, free expansion, with Joule-Thomson effect, isenthalpic), as highlighted in blue. For the route using the turbo-

expander (TE-01), energy is used in the form of work (energy current QTE-01), used to pre-compress the dry gas in the C-01, which will be exported by compressor C-02 (“sales gas” current). Differently, in free expansion (VLV-02 “Joule-Thomson”), there is no use of energy (entropy increases) and compression depends exclusively on the C-02 compressor. Both in the process using turbo-expansion and the Joule-Thomson valve, a portion of the gas leaving the V-01 is subcooled by exchanging heat with the top of the T-01, through the HE-06. This current makes up for the lack of reflux, ensuring the retention of higher molecular weight compounds that would tend to exit through the top of the tower. From T-01, the fractionation of the products of interest takes place: at the top of T-01, the majority flow of sales gas (C₁ and eventually C₂) and at the bottom, the LNG to proceed to T-02 and T-03 respectively, producing the C₂ streams, a mixture of C₃ and C₄ (LPG) and, finally, gasoline from natural gas (C₅+).

4. RESULTS AND DISCUSSION

4.1. PRICING AND PROPOSED PROCESSING FEE

Regarding the composition of the price of natural gas (average price), the value now practiced is defined by the “molecule price” itself, plus the transport tariff, distribution margin and PIS/COFINS and ICMS taxes (taxes related to security, circulation of products and services). The term “molecule price” refers to the practical, non-literal term adopted by the sector to specify the portion that is equivalent to the gas with its respective characteristics of the mixture (composition and purity). These plots are exemplified in Equation 1 and illustrated in Figure 5.

$$P_{gas} = Molecule + Transport + Distribution + Tax \quad (1)$$

In the case of the value of the molecule, this value will depend on the origin of the gas and its specific charges, as is the case of Liquefied Natural Gas (LNG) whose price is indexed to the barrel of oil, plus fees for reimbursement of transport costs and the operational costs of the liquefaction plants. In the case of the gas molecule produced in Brazil (Petrobras' natural monopoly), the price (PRGN - Natural Gas Reference Price) is calculated according to the criteria of ANP Resolution No. 40 (D.O.U. 12/18/2009), according to Equation 2.

$$PRGN = V_{CGN} \cdot P_{CGN} + V_{GLP} \cdot P_{GLP} + V_{GV} \cdot P_{GV} \quad (2)$$

Where V_{CGN} corresponds to the volumetric fraction of natural gas that can be recovered as condensate, P_{CGN} equals the price of natural gas condensate, with international references CIF (Cost, Insurance and Freight or cost, insurance, and freight of natural gas gasoline, in free translation). In turn, V_{GPL} and V_{GV} are respectively equivalent to the volumetric fractions of LPG and sales gas and their corresponding P_{GLP} and P_{GV} prices.

Regarding the transport tariff, it is a contractual value with readjustments using the General Market Price Index (IGP-M) and depends on the location. For example, the gas imported from Bolivia through the Brazil-Bolivia gas pipeline, or Gasbol, has a transport tariff 20% higher than the gas flowing through the Southeast-Northeast gas pipeline in the period 2017-2019 (EPE, 2019). However, the distribution tariff varies according to the local distribution companies (CDL) and to the type of consumption, being a value that, in the same way as the transport tariff, is dependent on the gas pipeline network and the costs of operation and maintenance of the CDLs. Additionally, taxes, contributions and other obligations are portions that make up the price of gas (PIS/COFINS at 9.25% plus ICMS, which varies by state). Figure 5 stratifies the aforementioned portions and allows understanding the relevance of the value of the molecule as well as the associated taxes and tariffs.

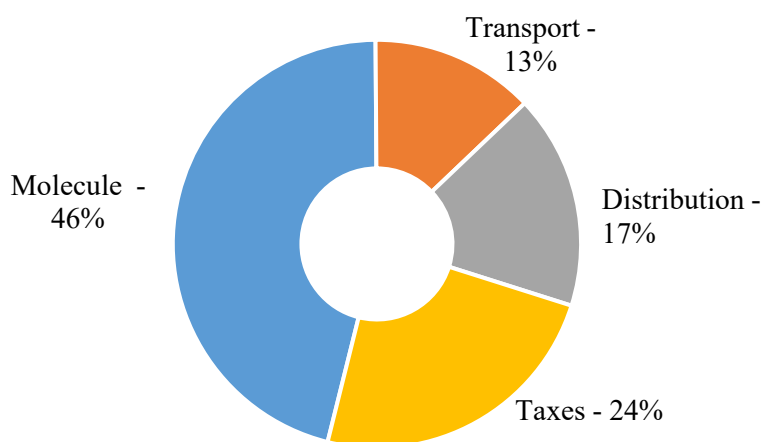


Figure 5. Composition of natural gas price according to EPE (2019).

The cost distribution visualized in Figure 5 shows, for the molecule, the no distinction between intrinsic factors of gas production (extraction) and its treatment (processing), since traditionally it is carried out by a single agent. Even considering the

particularities in Brazil, namely, referring to the natural monopoly by a single company and the costs of production, mainly in deep waters, it is worth mentioning that the prices of natural gas (molecule) are comparable to those practiced in Europe, since the value of the molecule in the US is considerably lower (value in US\$/MMBTU), as can be seen in Figure 6, justified by the low cost of producing shale gas (non-conventional natural gas).

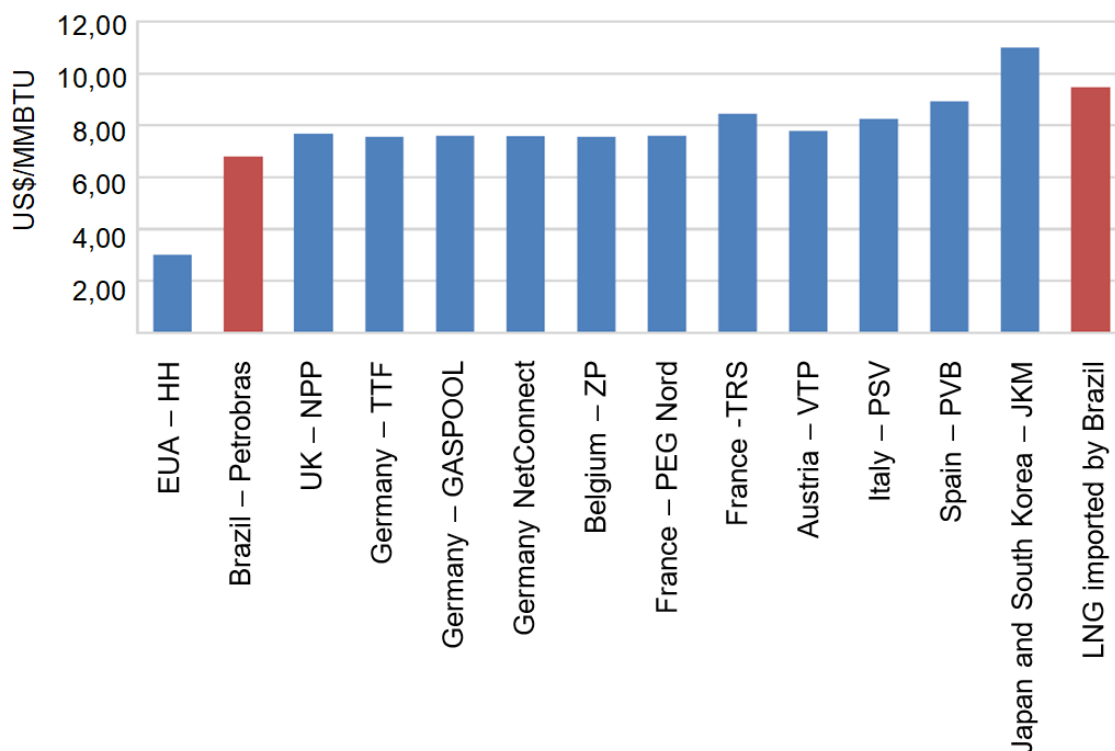


Figure 6. Comparison of prices with the main markets (Energy Research Company, 2020).

Figure 6 shows the range of prices and their respective indicators for taking a deal in which each trader monitors and articulates values in the gas market. One of the main ones is the Henry Hub (HH) for natural gas, which is the North American reference for local delivery contracts and futures contracts on the New York Mercantile Exchange (NYMEX). In Europe, the following indices stand out: NBP - "Natural Gas Daily Futures" for pricing Natural Gas in the United Kingdom, TTF "Title Transfer Facility" in Holland (and adopted in other European countries) for virtual trading of futures contracts, and natural gas exchanges, as well as others such as GASPOOL and NetConnect in Germany, ZP in Belgium, PEG Nord and TRS in France, VTP in Austria, PSV in Italy and PVB in Spain. In Asia, the reference is the JKM, which is the Northeast Asia spot price index for LNG delivered by ships to Japan and Korea. The price reflects not only the cargo delivered to Japan and Korea, but also destined for Taiwan and China. The high value, compared to other ones in Europe and the United States,

is a consequence of the mode of transport by ship, with a high associated cost. The same goes for the price practiced for the purchase of LNG in Brazil (last column highlighted in the graph).

Concerning Brazil, the holder of the natural monopoly determines the pricing of the molecule according to the characteristics of the gas produced, linked to the producing fields, recoverable NGL content (Equation 1) or the volume and price of imported LNG. However, this reality is related to the dominance of the downstream and upstream within the same company, with internal segregation by business units. Once the infrastructure for the treatment of the produced gas is opened for access by third parties, that will inject the gas, requesting the provision of a service, a processing fee is necessary.

The IBP instruction, that guides third-party access to NGPPs, recommends the adoption of the price as a unit value to be processed on an energy basis (million BTU) or volumetric basis (in m^3) freely between the parties (Brazilian Institute of Oil and Gas, 2019). However, this instruction does not provide details on pricing, but only refers to the contract with CADE, by requiring the payment of a minimum percentage of the contracted processing capacity, in a firm processing modality, even if it is not used at the moment (send or pay).

Thus, the proposal to add the processing fee to the composition of gas prices aims to cover portions of energy, Operation and Maintenance (O&M) costs, in addition to other financial costs. For the energy cost portion, the simulation, that was carried out, brings a proposal discussed in the sections below. For the cost of energy, the tariff must consider the expenditure of energy in different forms (heat, work, electricity, etc.) necessary for fractioning (furnaces, heaters, etc.), energy consumed by dynamic equipment (pumps, fans, etc.), losses inherent to the process (burning of the security system - flaring), among others. As for the non-energy cost, such as personnel, support and maintenance, the quantification must consider what is usually used in the sector (market practices), in addition to the history of the installation itself. This portion must be dismembered from the cost of the molecule. In this case, as the main proposal of this work, the unique value of the molecule gives rise to a stratification in portions that are typically object of cost in a NGPP, characterizing a segregation of activities. The relative value of each plot depends on the technologies used in the processing, as compared by Amaral Junior et al (2019), through the energy indicator per NGL flow (MJ/m^3), which can define different prices, due to the efficiency in the net

production of natural gas. Therefore, Equation 1 can be extended according to the cost quotas of the NGPPs, as proposed in Equation 3:

$$P_{gas} = [Mol. + Proc(E_f + E_d + E_{mr} + Losses + C_m + C_{op} + C_{adm})] + T_p. + Dist. + Tx \quad (3)$$

Where P_{gas} is the price of gas in US\$/MMBTU, that is, dollars per million BTU (the commonly adopted reference is “MM” for million, specifically for this unit), which is added to the transport, distribution and taxes (respectively T_p , $Dist.$ and Tx) and additionally compute the values of Energy for the fractionation (E_f), Energy for the dynamic equipment (E_d), Energy for the mechanical refrigeration (E_{mr}), Energy in terms of losses with the burning inherent to the process ($Losses$), in addition to essential non-energy costs, such as O&M (or OPEX, Operational Expendure) and administrative costs (C_m , C_{op} and C_{adm}). Eventually, an additional amount of CAPEX (capital expenditure, i.e. expected investment costs) may still be added to the negotiation, if there is an agreed concerning the forecast of investments with return to the Contracting Party. This stratification for formulating the processing fee implies divergence between the existing NGPUs (mainly in the Southeast region), since these have technologies that differ in terms of energy consumption and O&M costs. That is, there is the possibility of price variation depending on the NGPU chosen by the partner (player). For example, the Cacimba Gas Treatment Unit has technology with high NGL recovery, consequently producing more LPG (with a higher market value) when compared to the Caraguatatuba Gas Treatment Unit. However, the greater the recovery capacity, the greater the energy cost of the technology employed. This discussion is valid, since the player, as a customer, may not be interested in signing contracts with high values (processing fee), in view of the oscillation of the opportunity cost of treated natural gas, LPG and stabilized condensate.

4.2. ENERGY FACTOR FOR THE DIFFERENT TECHNOLOGICAL ROUTES TO DIFFERENTIATE THE PROCESSING FEE

From the simulation of the different technological routes (Figure 4), one of the focuses of this work, it is possible to differentiate the processing fee according to the NGL production criterion, which is one of the efficiency parameters. A schematic of the selected routes is presented in Figure 7, through a simplified tree of states, in which it is possible to perceive the main difference between the technologies.

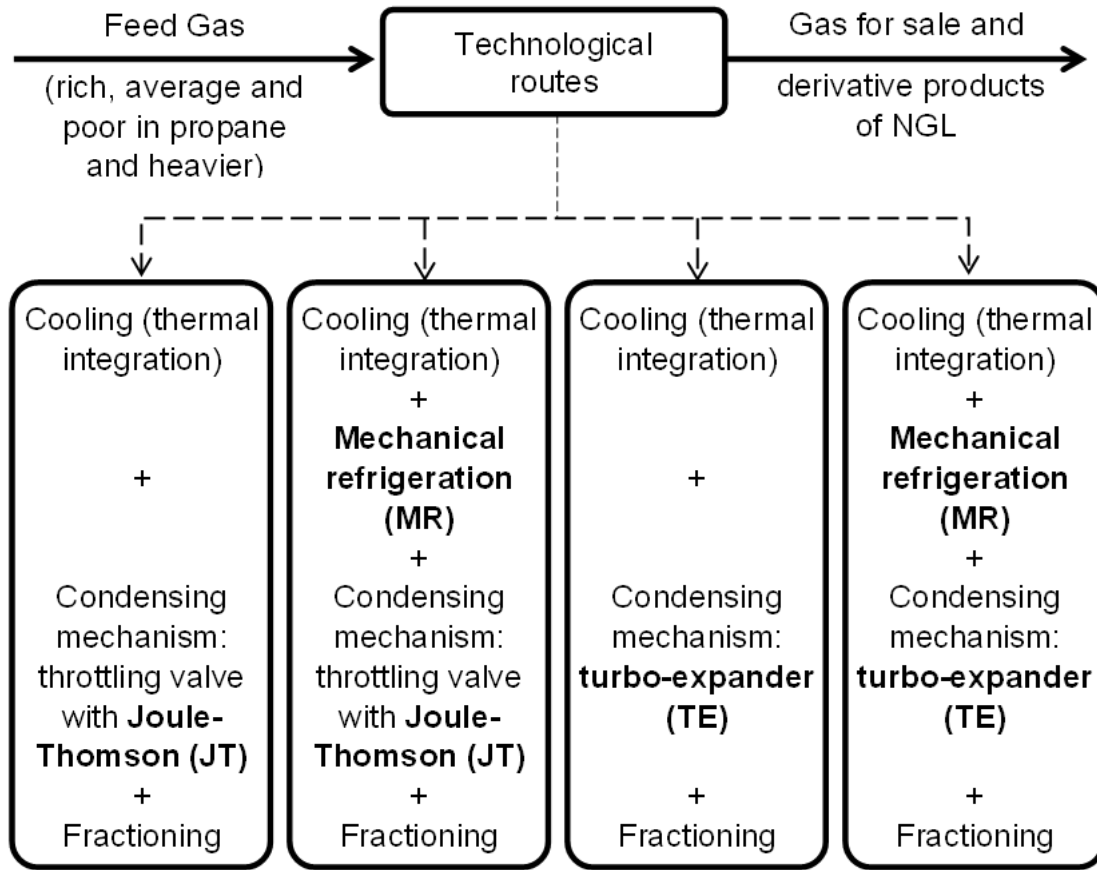


Figure 7. Simplified state tree with selected technological routes.

From the differences between the condensation mechanisms (JT, JTMR, TE and TEMR) shown in Figures 7 and 4, the static simulation presents different results for the recovery of natural gas in liquid form, with different energy consumptions. In this way, an energy factor concept can be used to differentiate the processing fee, taking as reference the process with the highest energy consumption for the recovery of NGL and according to the characteristic of the input composition (rich, average or poor gas), according to Equation 4.

$$\text{Energy Factor} = \frac{\Sigma E}{\Sigma E_{ref}} \quad (4)$$

In which:

$$\Sigma E = E_f + E_d + E_{RM} + E_{TE} + (...) + E_n \quad (5)$$

Equation 4 is a ratio between the sum of the energy portions according to the equipment (in energy flow unit, in the case of the simulation, in kcal/h) by the total energy demand for a reference process of higher efficiency for NGL recovery. In this case, the reference process comprises the TEMR process for a rich gas (highest possible recovery).

Equation 5 details the consumers' energy quotas in which E_f corresponds to the heat demanded in the fractionation, E_d equals to the energy in dynamic equipment (here exemplified by the compressor) and E_{RM} is the energy required in mechanical refrigeration (for example, propane refrigerant circuit) will bring from the work extracted in the turbo-expansion. The analysis can be expanded to the other consumers, represented by E_n .

The energy factor is dimensionless and ranges from 0 to 1, where 1 corresponds to the technology for which there is greater energy demand, adding up the portions corresponding to the main consumers. That is, the operations with the highest energy demand, considered, correspond to the energy extracted from the gas by mechanical refrigeration (propane refrigerant circuit) in the HE-02 and HE-4 equipment, the heat required for fractionation and the energy for gas compression for sale. On the other hand, for processes using turbo-expansion, energy is used in the form of work that is used in compression, so this energy is accounted for as gain (opposite sign). Table 2 below allows you to visualize the energy factor by comparing the efficiency between processes and input compositions. As mentioned before, the reference for factor = 1 is the TEMR process, which has the highest propane recovery (which is an efficiency parameter for NGL production), although it has the highest energy consumption.

Table 2. Energy factor obtained from the comparison of technological routes.

| Composition | Process | NGL | |
|-------------|---------|---------------------------|---------------|
| | | Recovery Efficiency/ % | Energy Factor |
| Rich Gas | TEMR | 96.96 | 1.00 |
| | JTMR | 77.28 | 0.87 |
| | TE | 81.03 | 0.50 |
| | JT | 58.22 | 0.65 |
| Average Gas | TEMR | 93.63 | 0.87 |
| | JTMR | 72.08 | 0.82 |
| | TE | 81.23 | 0.52 |
| | JT | 56.26 | 0.67 |
| Poor Gas | TEMR | 98.01 | 0.73 |
| | JTMR | 95.00 | 0.82 |
| | TE | 94.05 | 0.53 |
| | JT | 71.53 | 0.65 |

According to Table 2, the process with the highest NGL recovery efficiency for the three compositions (rich, average, and poor) comprises turbo-expansion with mechanical cooling (TEMR). For the case with greater energy demand, which is the TEMR processing rich gas, the factor comprises 1, that is, with a higher value in the processing tariff, justified by the greater production. Likewise, as the NGL recovery efficiency decreases, the energy factor reduces, with an impact on the tariff, since the customer will tend to pay for a service according to energy efficiency and cost. In addition, Table 3 stratifies the main energy consumers who are responsible for the total energy factor for the combination of different processes with the compositions.

Table 3. Energy factor in the main energy demands.

| Energy factor in the main demands of processes | | | | | | |
|---|----------------|---------------------------------|--------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Composition | Process | Mechanical Refrigeration | | Energy for Fracionation | Energy for compression | Work in TE (gain) |
| | | HE-02 | HE-04 | | | |
| Rich Gas | TEMR | 0.07 | 0.18 | 0.40 | 0.43 | - 0.08 |
| | JTMR | 0.06 | 0.07 | 0.23 | 0.52 | N.A. |
| | TE | N.A. | N.A. | 0.22 | 0.40 | - 0.12 |
| | JT | N.A. | N.A. | 0.13 | 0.52 | N.A. |
| Average Gas | TEMR | 0.01 | 0.16 | 0.36 | 0.44 | - 0.09 |
| | JTMR | 0.03 | 0.06 | 0.20 | 0.53 | N.A. |
| | TE | N.A. | N.A. | 0.23 | 0.41 | - 0.13 |
| | JT | N.A. | N.A. | 0.13 | 0.54 | N.A. |
| Poor Gas | TEMR | 0.00 | 0.09 | 0.27 | 0.46 | - 0.10 |
| | JTMR | 0.02 | 0.07 | 0.17 | 0.55 | N.A. |
| | TE | N.A. | N.A. | 0.19 | 0.45 | - 0.11 |
| | JT | N.A. | N.A. | 0.09 | 0.56 | N.A. |

Through Table 3, it is possible to differentiate the amounts of energy spent on mechanical refrigeration, fractioning, and compression, which is the main dynamic equipment in a NGPP. Items “N.A.”, that is, non-applicable, correspond to processes that do not involve mechanical refrigeration. It is worth mentioning that the work extracted in the turbo-expansion is existing and used only in the TEMR and TE processes (“N.A.” to the others). As it is a portion of energy saved, it counts with the opposite sign, contributing to the overall efficiency of the process, with regard to the energy spent in NGL production.

Thus, by knowing the cost of the main equipment, it is possible to compare the energy cost and differentiate the price for processing. The customer (player), in this case, can decide on the most appropriate technological route according to the opportunity cost of the products, paying an amount proportional to the NGL recovery efficiency.

5. CONCLUSIONS AND POLICY IMPLICATIONS

The formulation of service provision contracts by NGPPs is complex compared to what is referenced in the preliminary studies of the EPE and the IBP third-party access guidelines, since these do not detail the prices based on the specificities of the processing plants. Considering that there are different energy costs, depending on the NGPP, there is a tendency for the share of processing cost to be different according to the location (with emphasis on the NGPPs in the Southeast).

In this sense, the flexibility, provided for in the contract, is capable of filling this gap by proposing different tariffs depending on the characteristics of the treated gas and the technology used (including the possibility of simplified technological routes, bypass and equipment shutdown). Such flexibility may allow for greater competitiveness among the NGPPs, avoiding low plant utilization rates, thus enabling an increase in revenue. The low processing costs also have the potential to boost the efficient allocation of the portion of gas that is currently reinjected and, therefore, unavailable to the market.

As advocated by the New Gas Law, third-party access is expected to occur in a transparent manner, therefore, the relative value of these installments can be detailed in contracts when negotiating access. The processing tariff, proportional to the efficiency of the technology used and the energy costs involved, proposed by this work, depends on the location and technological routes of each NGPP and must be clearly negotiated, assuming a portion of what was previously destined exclusively for the molecule. That is, the article proposes the segregation of plots as a form of exclusive remuneration for the NGPPs, which is the limitation of the scope of the analysis, due to the unrestricted access of new players.

However, transparency and negotiation of these values must be attributions of the Regulator. In this sense, it is up to the ANP to act as a verifier in any controversies or unexpected conduct between the parties. Besides, the Regulator must still propose policies and incentives to be considered while there are gaps in the legislation to avoid the lack of attractiveness of the existing infrastructure (here, focusing on the processing) considering the

market opening. Actions to reduce taxes or charges are appreciable ways to reduce the disparity and damping the peculiarities between the NGPPs, acting as a compensation for processing fees in different employed NGL recovery efficiencies.

REFERENCES

Amaral Junior, S., Meneguelo, A. P., Arrieche, L. & Bacelos, M., 2019. Assessment of a process flow diagram for NGL recovery using different condensation mechanisms. **Computers & Chemical Engineering**, p. 106557.

Brazilian Institute of Oil and Gas, 2019. Guidelines for third-party access to natural gas flow infrastructure. [Online] IBP Available at: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads> [Accessed 25 Feb 2023].

Campos, A. F., Silva, N. F. d., Pereira, M. G. & Freitas, M. A. V., 2017. A review of Brazilian natural gas industry: Challenges and strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Volume 75, pp. 1207-1216.

Chebbi, R. et al., 2010. Optimum ethane recovery in conventional turboexpander process. **Chemical Engineering Research and Design**, Volume 88, pp. 779-787.

Energy Research Company, 2019. Transport Pipeline Infrastructure Map. [Online] EPE, Available at: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte-no-brasil>. [Accessed 26 Feb 2023].

Energy Research Company, 2020. Technical note: Third party access to critical infrastructure, s.l.: s.n.

Franco, S. V. d. A., Ribeiro, D. d. C. & Meneguelo, A. P., 2020. A comprehensive approach to evaluate feed stream composition effect on natural gas processing unit energy consumption. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Volume 83, p. 103607.

Getu, M., Mahadzir, S., Long, N. V. D. & Lee, M., 2013. Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions. **Chemical Engineering Research and Design**, Volume 91, pp. 1272-1283.

Goldemberg, J., Schaeffer, R. & Alexandre Szklo, R. L., 2014. Oil and natural gas prospects in South America: Can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil?. **Energy Policy**, Volume 64, pp. 58-70.

Kan, S. et al., 2019. Natural gas overview for world economy: From primary supply to final demand via global supply chains. **Energy Policy**, pp. 215-225.

Kerdan, I. G. et al., 2019. Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study. **Applied Energy**, Volume 255, p. 113799.

Kherbeck, L. & Chebbi, R., 2015. Optimizing ethane recovery in turboexpander processes. **Journal of Industrial and Engineering Chemistry**, Volume 21, pp. 292-297.

Leal, F. I., Rego, E. E. & Ribeiro, C. d. O., 2019. Natural gas regulation and policy in Brazil: Prospects for the market expansion and energy integration in Mercosul. **Energy Policy**, Volume 128, pp. 817-829.

Ministry of Mines and Energy, 2022. Brazilian Statistical Yearbook of **Petroleum, Natural Gas and Biofuels**: 2022, s.l.: s.n.

Ministry of Mines and Energy, 2022. Monthly Natural Gas Industry Monitoring Bulletin. **Secretary of Petroleum, Natural Gas and Renewable Fuels**, s.l.: s.n.

Mokhatab, S., Poe, W. A. & Mak, J. Y., 2015. Chapter 8 - Natural Gas Liquids Recover,. In: S. Mokhatab, W. A. Poe & John Y. Mak, eds. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. 3 ed. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 265-299.

Oliveira, R. G. d. & Marreco, J. d. M., 2006. Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity?. **Energy Policy**, Volume 34, pp. 2361-2372.

Petrobras, 2023. Plano Estratégico 2023-2027. [Online] **Petrobras**, Available at: <https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/> [Accessed 15 February 2023].

Silva, V. O. d. et al., 2023. Building Options for the Brazilian Pre-salt: A technical-economic and infrastructure analysis of offshore integration between energy generation and natural gas. **Resources Policy**, Volume 81, p. 103305.

Thomas, M., DeCillia, B., Santos, J. B. & Lori Thorlakson, 2022. Great expectations: Public opinion about energy transition. **Energy Policy**, p. 112777.

Vahl, F. P. & Filho, N. C., 2015. Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix. **Journal of Cleaner Production**, Volume 86, pp. 221-229.

Vera, M. S., Manrique, L. G., Peña, I. R. & Navarro, A. D. L. V., 2023. Drivers of electricity GHG emissions and the role of natural gas in mexican energy transition. **Energy Policy**, Volume 173, p. 113316.

Wang, M. & Abbas, A., 2016. Natural gas liquids (NGL) recovery in the liquefied natural gas production. In: Z. Kravanja & M. Bogataj, eds. **Computer Aided Chemical Engineering**. s.l.:Elsevier, pp. 1207-1212.

Yoon, S., Binns, M., Park, S. & Kim, J.-K., 2017. Development of energy-efficient processes for natural gas liquids recovery. **Energy**, Volume 128, pp. 768-775.

APÊNDICE B. ARTIGO 2 - REPROCESSING OF NATURAL GAS IN IDLE GAS TREATMENT PLANTS IN BRAZIL TO RECOVER RESIDUAL NGL (NATURAL GAS LIQUID)

AMARAL JUNIOR, S. M.; PADILHA, J. C.; ARRIECHE, L. Reprocessing of Natural Gas in Idle Gas Treatment Plants in Brazil to recover Residual NGL (Natural Gas Liquid).

**REPROCESSING OF NATURAL GAS IN IDLE GAS TREATMENT PLANTS IN
BRAZIL TO RECOVER RESIDUAL NGL (NATURAL GAS LIQUID)**

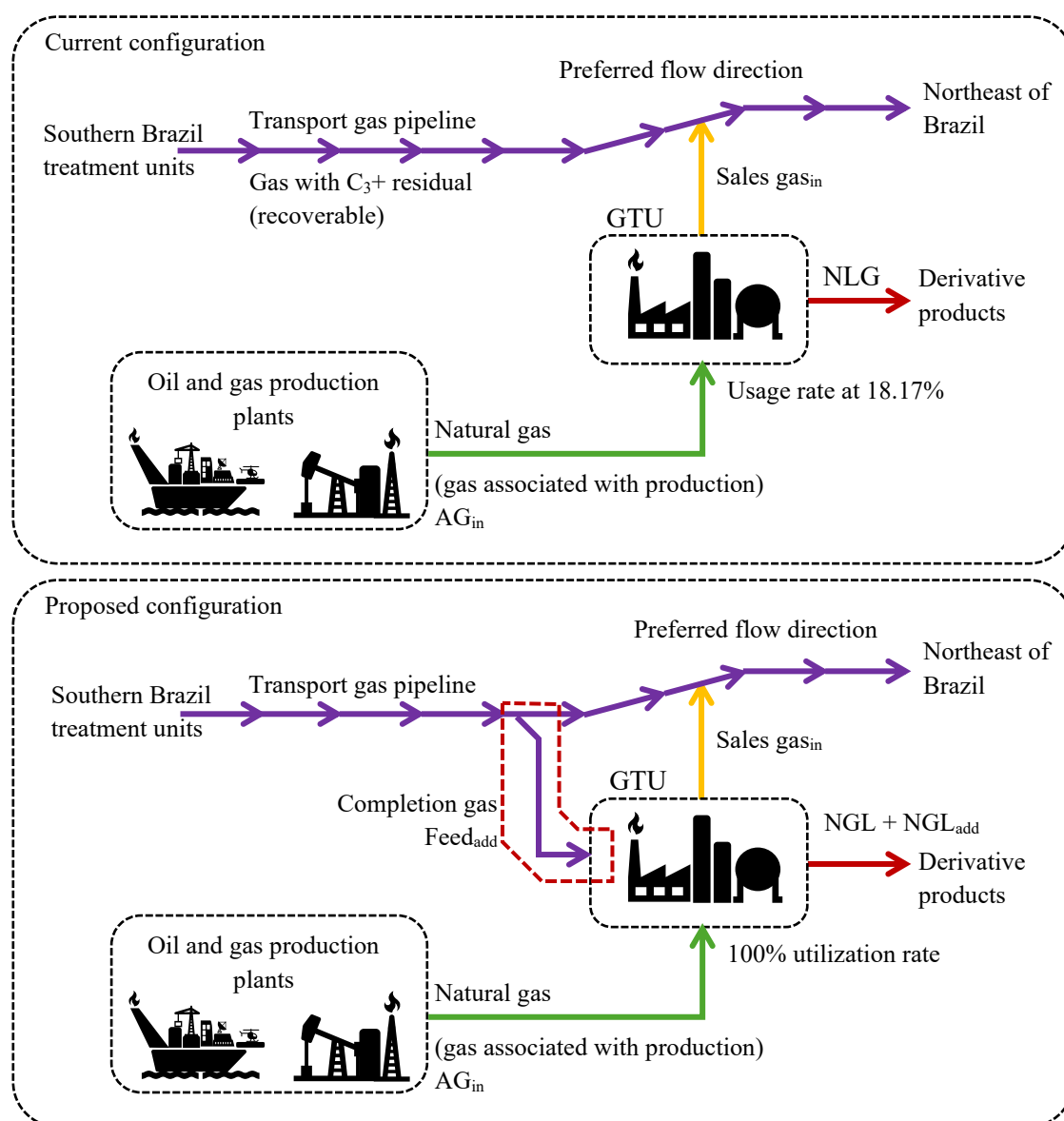
Samuel Mathias do Amaral Junior, Janine Carvalho Padilha, Leonardo Arrieche

Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto
Latino- Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território – PPGIES – Universidade
Federal da Integração Latino-Americana, Brasil.

(Submissão em andamento)

2024

SUMMARY FIGURE



HIGHLIGHTS

- There is idleness in Gas Treatment Units (GTU) in Brazil due to gaps in infrastructure,
- The preferential flow of gas in Brazil's main gas pipeline allows the reuse of residual condensable fractions to produce NGL,
- The work proposes to reprocess sales gas to recover residual NGL using the margins of the specification limits defined by the regulatory agency,
- The simulated cases for different inlet compositions showed gains on average of 2.3 times when compared to conventional flow.

ABSTRACT

Natural gas in Brazil ensures energy security by being able to supplement the demand of the electricity sector through the operation of thermal power plants. Its treatment requires processing in Gas Treatment Units (GTUs), as well as a network structure composed of a flow pipeline system (from the production units to the GTUs) and a transportation system (from the GTUs to consumers for sale and distribution). Gaps in the pipeline network result in differences in utilization rates of the GTUs in the Brazilian Southeast region. GTU-C (Cacimbas, Espírito Santo) demonstrates high performance in the recovery of Natural Gas Liquids (NGL), which have higher added value, but has low utilization rates due to the absence of pipelines to supply natural gas in natura. Therefore, this study identifies the opportunity to utilize the idle capacity of GTU-C to reprocess natural gas from other units with lower NGL recovery performance. Static simulation using Aspen Hysys® software is employed, comparing 8 cases with varying composition of C₃ input between 1% and 6% and C₄₊ input between 1% and 3% molar, values defined by the gas specification limit according to the local Regulatory Agency. All cases present advantages in reprocessing, with Case 1 having C₃ = 6% and C₄₊ = 3%, showing a 3.3 times higher performance in NGL production compared to conventional processing. The financial performance is guaranteed by considering the average price of NGL and the cost of the gas to be reprocessed. Only for Case 1, the NGL production from reprocessing is estimated at 5.3 thousand m³/day, with an estimated yield of \$0.62 million per day. The results obtained indicate that the proposed modification in the processing structure is feasible and justified, as no changes are required in the current arrangement of the GTU. This model can be used by production sectors as a strategy to reduce idle capacity and increase revenue.

ABSTRACT (200 words)

Natural gas requires processing in Gas Treatment Units (GTUs), as well as a structure composed of a network of flow and transportation pipelines. Gaps in the pipeline network result in differences in the utilization rate of GTUs in the Brazilian Southeast region. GTU-C (Cacimbas, Espírito Santo) demonstrates high performance in the recovery of Natural Gas Liquids (NGL) but has low utilization rates due to the absence of feeding pipelines. This study identifies the opportunity to utilize the idle capacity of GTU-C to reprocess natural gas from other units with lower NGL recovery performance. Static simulation using Aspen Hysys® software is employed, comparing 8 cases with varying composition of propane input between

1% and 6% molar and butane input between 1% and 3% molar, which are specification limits according to the Regulatory Agency. All cases present advantages in reprocessing, with Case 1 ($C_3 = 6\%$ and $C_{4+} = 3\%$) showing a 3.3 times higher performance in NGL production compared to the original configuration, with gains of 5.3 thousand m^3/day . This indicates that the proposed modification is feasible and justified, as no changes are required in the current arrangement of the GTU.

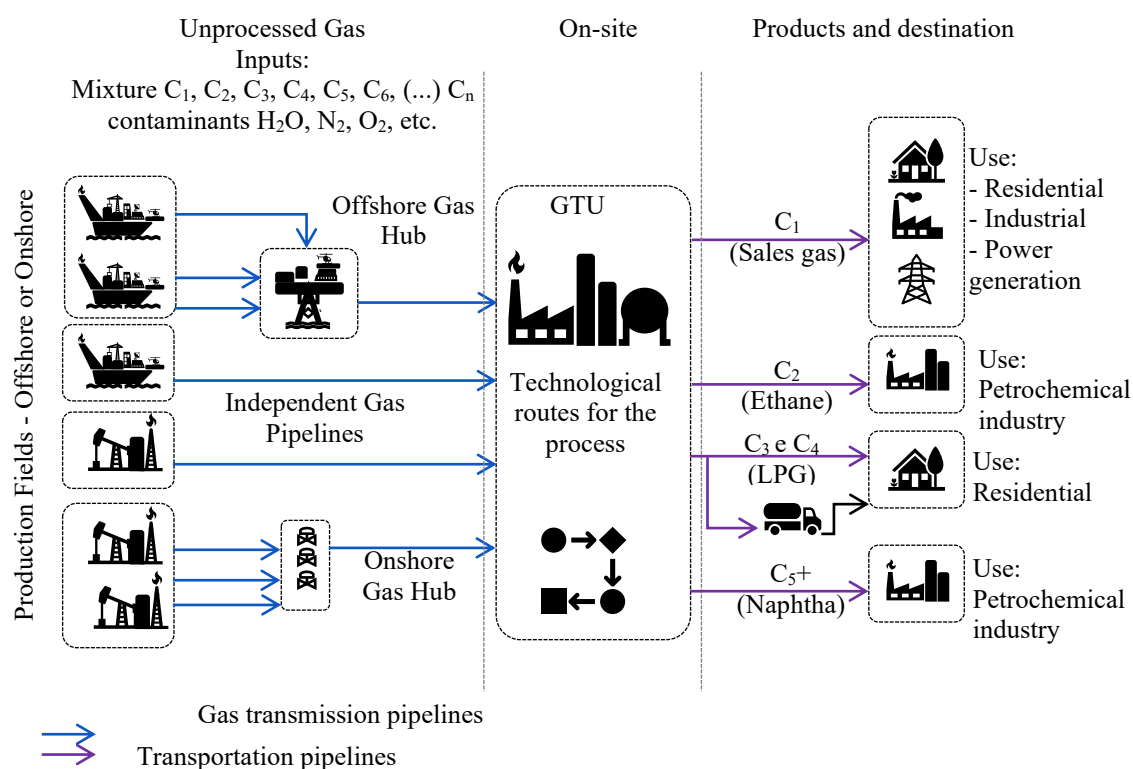
Keywords: Natural gas; Natural Gas Liquid; Natural Gas Processing; NGL recovery; Natural Gas Specification.

1.INTRODUCTION

The production of natural gas in Brazil is commonly associated with oil production, both onshore and offshore. Once extracted, it requires treatment and processing in Gas Treatment Units (GTUs), which aim to meet specification limits for commercialization (Páez, 2024). Natural gas plays a role in the energy matrix by serving as a transitional energy strategy towards a lower carbon emission matrix. (Vera, et al., 2023) (Rodrigues, 2022). In Brazil, the regulatory body restricts the disposal of natural gas (flaring) by the production units (Beltrán-Jiménez, et al., 2018). In this case, it is the responsibility of the producer to either send the gas for conditioning in GTUs or reinject it into the reservoirs.

When sent for processing, the raw natural gas results in high-value-added products that are intended for the energy or petrochemical market (Mazyan, et al., 2016). In Figure 1, a typical schematic of the inlet streams and products of a GTU is shown, as well as the required network for flow and transportation.

Figure 1. Schematic of the natural gas flow, processing, and product destination systems.



Source: Author.

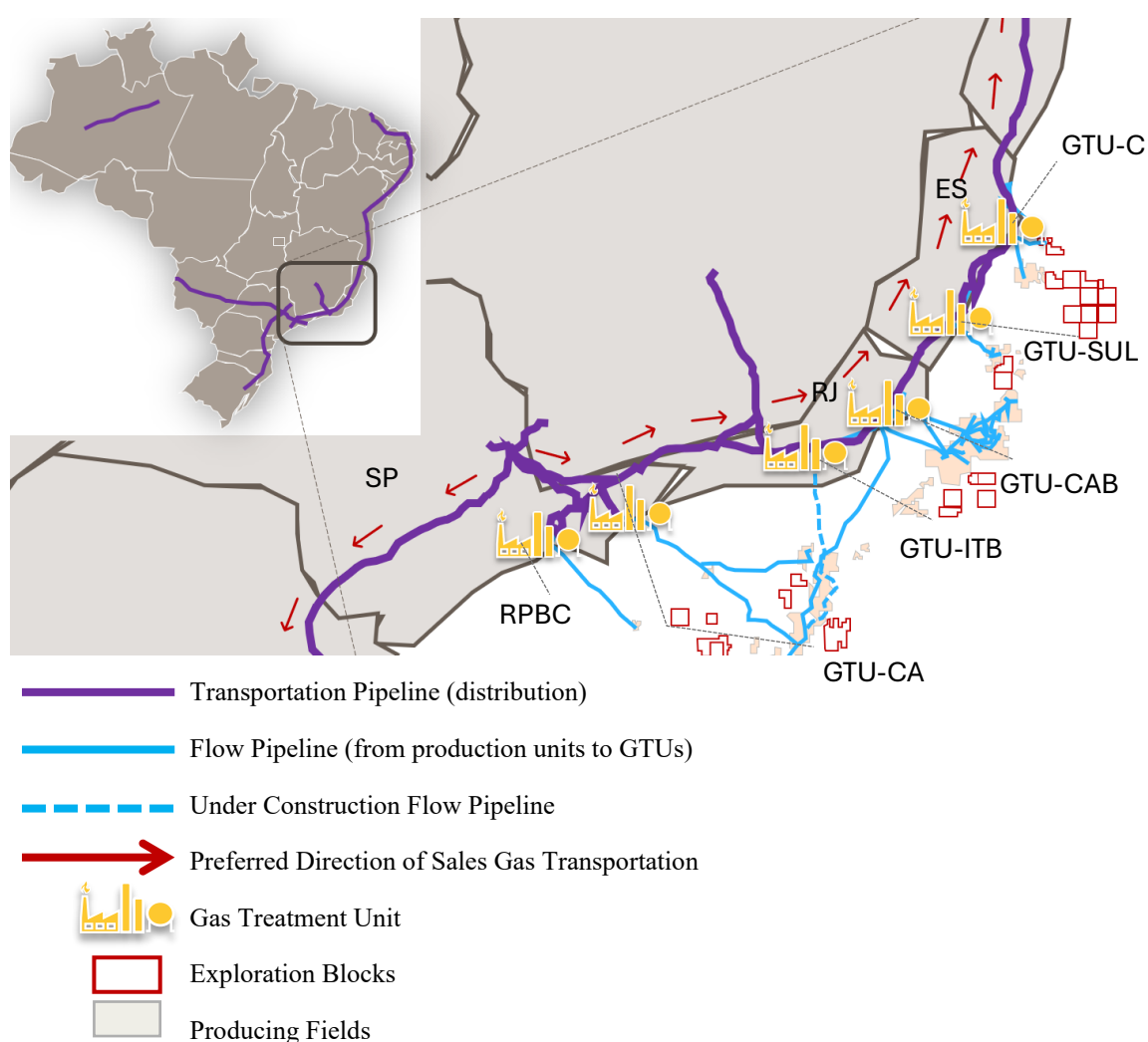
As shown in Figure 1, the inlet streams in a GTU come from oil-producing fields, referred to as "associated gas," and from fields exclusively producing gas, whether onshore or offshore. For the transportation of the feed streams to the GTUs, a network of transmission pipelines is necessary. After processing, the distribution and sale of dry gas are carried out through transportation pipelines. The dry gas, also known as sales gas, is primarily composed of methane and occasionally ethane, and is mainly used in the industry and power generation (83.65% of the demand in 2022). This application aims to provide complementary electricity supply in Brazil, considering the seasonal operation of hydroelectric plants that rely on rainfall patterns. (Ministry of Mines and Energy, 2022) (Almeida, et al., 2018). Another portion of the gas is liquefied, known as Liquefied Natural Gas (LNG), which can be further fractionated into other products such as petrochemical-grade ethane, C₃, and C₄ components that make up Liquefied Petroleum Gas (LPG), natural gas gasoline (or naphtha, composed of pentanes and other higher molecular weight fractions), among others. These products are transported either by road or through specific pipelines. The liquid fraction is typically absorbed in the GTUs, accounting for 3% of the total national supply in 2023, but with high profitability for the units. LNG historically has a higher added value as it is used in petrochemical applications, to produce propellants, fertilizers, among other uses. (Ministry of Mines and Energy, 2022).

This configuration shown in Figure 1 brings advantages in terms of optimizing the selected technological route in the GTU processing. In this case, the selection criterion for the process arrangement focuses on the composition of the inlet stream and the consumer market, guiding which products will have priority. For example, it is not feasible to include a deethanizer tower in the arrangement of a GTU if there is no nearby logistics or petrochemical industry for the consumption of the produced ethane. Such a configuration is characterized by the exclusive direction of the production unit towards the GTU and from there to the local market.

However, the schematic presents constraints regarding the flexibility of both the inlet streams and the direction of the sales gas, as there is fluctuation in demand or if new oil and gas production fields come into operation. The dispersed location of the fields, mainly offshore in Brazil, is an example of this infrastructure challenge. The gas flow requires a network of pipelines, creating a complex network structure (Silva, et al., 2023). Due to the expansion of the transportation network not keeping up with the increased production from the units, especially with the exploration of the Pre-Salt reserves, the option of reinjection into

oil reservoirs is widely used. The reinjected portion accounted for an average of 68.29 million m³/day in 2022, which corresponds to 49.60% of the national supply (Ministry of Mines and Energy, 2022). Even in a scenario where there is a deficit of the input due to high demand, whether in the industry or in power generation in thermal power plants, the production sector is compelled to reinject. This is because there are no pipelines available to facilitate the transportation of this portion (Energy Research Company, 2019). In Figure 2, a detailed view of the existing portion of the pipeline network is presented, showing the physical location of the GTUs in the Southeast region of Brazil.

Figure 1. The arrangement of gas treatment units in Brazil.



Source: Author, based on Energy Research Company (2019).

The physical constraints of transportation pipeline routes from production fields (location) along with specification limitations imposed by the regulatory agency ANP -

National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels, have the potential to cause a reduction in natural gas production and strategic products such as LPG. For example, the supply of São Paulo from the GTU-CA (Caraguatatuba-São Paulo) could be reduced, as the existing technological route composed of mechanical refrigeration cannot meet the minimum methane percentage specification given the amount of gas received. This unit receives the portion from the Pre-Salt through the designated Pipeline Route 2, as indicated in the Figure 2. In this specific case, the percentage of processed natural gas from the Pre-Salt, which is the main feed stream of the GTU-CA, would be limited to 52.3% (data from 2021). (IBP, 2021). To overcome this issue, a Special Authorization from ANP (836/2020) was issued, flexibilizing the methane specification for the GTU-CA. This authorization allowed the unit to deliver to the market a gas with a minimum of 80% methane, different from the standard 85% in other GTUs. Only with this authorization, it was possible to increase the percentage of processed gas from the Pre-Salt from 52.3% to 60%. This equated to approximately an additional 2 million m³ per day (IBP, 2021). This example highlights issues where there is an excess of incoming gas (unprocessed gas).

On the other hand, the absence of pipelines from the northern portion of the Pre-Salt, located in the northern part of the state of Espírito Santo, is a limiting factor for the feed flow to the GTU-C (Cacimbas-ES). While the GTU-CAB (Cabiúnas-RJ), which transports production through Pipeline Route 2 (Figure 2), had a utilization rate of 86.04% in 2021, the GTU-C had an average utilization of only 18.17% (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022). This demonstrates that there is underutilization of highly efficient recovery units due to the absence of a transportation network to provide flexibility in choosing the streams for processing. In other words, it highlights the implications of a geographical factor.

This problem not only occurs for sending the production units for conditioning but also for the derivatives. The GTUs are responsible for conditioning the gas and its derivatives for the market, ensuring compliance with the quality parameters set by the regulatory agency. It is these specification limits of natural gas derivatives that can be explored based on the opportunity cost for each product. For example, if the value of LPG remains higher than that of dry gas (or sales gas), it is reasonable to assume that it is attractive for the GTU to extract as much as possible from the C₃+ fractions (propane and other components of higher molecular weight), converting them into LPG, even if the upper specification limit for C₃ in the dry gas is 3% molar (Agência Nacional do Petróleo, 2008). It is worth mentioning

that the prices of natural gas and its products tend to be linked to the price of oil, as natural gas has become an alternative energy resource (Rizvi, et al., 2022). However, not all units have sufficient technology for maximum recovery of the condensable fraction (NGL). As a result, there is a potential for recoverable C_3+ present in the dry gas that ends up being used for energy generation in industries or thermal power plants, without taking advantage of the high monetary value of the derivatives. This difference in NGL recovery technologies is particularly observed in the Southeast region of Brazil and can become a strategic consideration for arranging flows to allow for the reprocessing of this gas (Energy Research Company, 2019).

Therefore, depending on the direction of gas flow in the network and the delivery point of the GTU, a residual fraction of C_3+ may have potential for recovery. The possibility of reprocessing is plausible since all units are interconnected at the outlet (delivery points), unlike the inlets, which typically receive exclusively from the production units (platforms, mostly) (Energy Research Company, 2019).

Thus, the objective of the research is to investigate the reprocessing of natural gas after the delivery point through static simulation using Aspen Hysys® software. The aim is to estimate the monetary gains from the recovered NGL in this initiative and suggest the composition mixtures for reprocessing the dry gas, taking advantage of the specification margins.

2. TECHNOLOGICAL ROUTES AND THE GTU SCHEME FOR GAS SUPPLY TO THE BRAZILIAN MARKET

The technologies adopted for natural gas processing are consolidated and mature, typically employing methods of expansion or refrigeration for the condensation of heavier molecular weight fractions (Son, et al., 2022). In Brazil, processing units adopt different arrangements as the project premise considers the "richness" of the gas. This richness encompasses the fraction of propane and other higher molecular weight compounds, simplified here as C_3+ (i.e., C_3H_8 , C_4H_{10} , ..., C_nH_{2n+2}) or NFL - Natural Gas Liquid (Santos, et al., 2022). The usual cooling condensation methods for C_3+ recovery in natural gas are presented in the following Table 1, along with mentions of enhanced arrangements.

Table 1. Improvement of technological routes for natural gas processing over time.

| | | | |
|-----------------------------------|----------------|--|--|
| Cooling condensation | | Optimized thermal integration (e.g., brazed aluminum heat exchangers) | Improved processes (fractionation, recirculation, etc.) |
| Mechanical refrigeration mecânica | | | Dual-column process with reflux |
| Expansion | Joule-Thomson | | Single-column process with high reflux |
| | Turboexpansion | | Residual gas recycle |
| | | | Subcooled gas process |

Source: (Mokhatab, et al., 2015).

The combinations of technological route states have provided improved arrangements over time. As shown in Table 1, this improvement involves thermal integration, recirculation of cooled streams, adaptations in fractionators, etc. Examples include routes composed of dual-columns, subcooled gas stream, single-column recycle process (licensed by Orloff Engineers, Ltd.), residual gas recycle, among others (Mokhatab, et al., 2015). Arrangements based on gas expansion comprise flowcharts characterized using throttling valves (Joule-Thomson effect) and turboexpansion. Other means, such as the combination of refrigeration cycles, are also widely used. The investigation of efficiency in NGL recovery is the subject of studies that compare such methods and indicate points of maximum efficiency in derivative production when adopting technological distinctions (Wang & Abbas, 2016) (Interlenghi, et al., 2021). The results converge towards greater NGL recovery for the turboexpansion process compared to the Joule-Thomson and other processes (Ancona, et al., 2017) (Interlenghi, et al., 2021). It is worth mentioning that the recovery is influenced by the composition, which also affects the energy cost to liquefy the heavier molecular weight fractions (Getu, et al., 2013). As a reference for this work, the NGL recovery efficiency (Rec_{NGL}) represents a ratio between the richness of the composition of the outlet gas (R_{out}) and the feed gas (R_{in}), as shown in equations 1, 2, and 3.

$$R_{in} = \sum_{i=3}^n C_3 + C_4 + \dots + C_n \quad (1)$$

$$R_{out} = \sum_{i=3}^n C_3 + C_4 + \dots + C_n \quad (2)$$

$$Rec_{NGL} = 100 - \left(100 \cdot \frac{R_{out}}{R_{in}} \right) \quad (3)$$

Therefore, the value of NGL Recovery ($[\text{Rec}]_{\text{NGL}}$), the closer it is to 100%, corresponds to the maximum recovery of C_3+ fractions and indicates a loss of NGL for a high outlet richness. Thus, for the Brazilian reality, the choice of technologies must consider not only the composition but also the logistics of the products, in addition to complying with the specification parameters of the regulatory agency.

In light of this, the specification margin set by the regulatory agency for products can be explored to allow the transportation of volumes with residual outlet richness to other units, as a way to interconnect the processing network at the outlet. The National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP) establishes a series of quality parameters, including C_3 and C_4+ contents, which are essentially aimed at ensuring that there is no condensation in consumers' burners (industrial furnaces, gas turbines, and engines). Table 2 summarizes some of these parameters, comparing them with the recommendations of the Gas Processors Suppliers Association (GPSA).

Table 2. Specification limits set by the National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP) and the Gas Processors Suppliers Association (GPSA).

| Characteristic | Unit | ANP specification limits | | | GPSA specification recommendation |
|---|-------------------|--------------------------|-----------|------------------------------|-----------------------------------|
| | | North | Northeast | Midwest, Southeast and South | |
| Minimum methane | % mol. | 68 | 85 | 85 | 75 |
| Maximum ethane | % mol. | 12 | 12 | 12 | 10 |
| Maximum propane | % mol. | 3 | 6 | 6 | 5 |
| Maximum butane | % mol. | - | - | - | 2 |
| Maximum butanes and heavier | % mol. | 1,5 | 3 | 3 | - |
| Maximum pentanes and heavier | % mol. | - | - | - | 0.5 |
| Maximum oxygen | % mol. | 0.8 | 0.5 | 0.5 | |
| Maximum inerts (N_2 and CO_2) | % mol. | 18 | 8 | 6 | 3-4 |
| Maximum CO_2 | % mol. | 3 | 3 | 3 | 3-4 |
| Maximum total sulfur | mg/m ³ | 70 | 70 | 70 | |
| Maximum mercury. | μg/m ³ | anotar | | | |

Source: (Agência Nacional do Petróleo, 2008) (GPSA, 2004), modified.

Through Table 2, it is possible to verify that the maximum values of propane (C_3) and butanes and heavier (C_4+), highlighted, are less restrictive in the Southeast and Northeast regions. The ANP limits are in line with the technical reference of GPSA, which supports that, in addition to regional differentiation, they can be explored by the processing agent considering the opportunity cost of the products (GPSA, 2004). If propane (or LPG) has a higher market value than dry gas, it is reasonable to assume that the higher the recovery of C_3+ (RecNGL), the greater the profit, approaching the limit of zero for residual C_3+ components in the sales gas. Conversely, if the price of propane is lower, incorporating C_3+ within the upper specification limits will be of interest to the GTU, considering that the heating value increases as the proportion of residual NGL in the gas increases.

Therefore, a particularity is observed in the arrangement of units in the Southeast region of Brazil. The arrangement of units and the difference in technologies (and consequently, in recovery) can be explored to utilize the residual NGL in the processed gas. This is presented in Figure 2, where the distribution of Gas Treatment Units (GTUs) allows observation of their location in the dry gas flow network, as well as indicating the fields from which the Units receive the gas.

In this schematic of Figure 2, the red arrows indicate the preferred gas flow, according to the demand of the regions served by the Southeast-Northeast Integration Pipeline (GASENE, in purple) (Energy Research Company, 2022). GASENE represents the main means of gas transportation, which runs along the entire Brazilian coast (see the map of Brazil in the upper left part of Figure 2). Based on demands, whether from the industry or thermal power generation, the flows are directed either to the Northeast or to the South, thus influencing the characteristics of the residual composition after treatment. This residual composition, as mentioned, is a result of the technologies applied in each Gas Treatment Unit. In Table 3 it is presented a comparison of the technological routes in the main units that process the largest portion of natural gas produced in Brazil, corresponding to the Pre-Salt production in the Southeast.

Table 3. Technological routes of the Gas Treatment Units in the Southeast.

| Processing hub | Main units | Technological route | NGL recovery ¹ |
|----------------|-----------------|---------------------|---------------------------|
| GTU-C | Processing unit | Turboexpansion | >97% |
| | Processing unit | Joule-Thomson | 58% |

| | | | |
|---------|---------------------------|--------------------------|------|
| | Dew point adjustment unit | Mechanical refrigeration | 77% |
| GTU-Sul | Dew point adjustment unit | Mechanical refrigeration | 77% |
| | Processing unit | Turboexpansion | >97% |
| GTU-CAB | Processing unit | Joule-Thomson | 58% |
| | Liquid recovery unit | Mechanical refrigeration | 77% |
| GTU-CA | Dew point adjustment unit | Mechanical refrigeration | 77% |

Source: (Petrobras, 2023).

The information from Table 3, attached to the compositions of the associated gas, reflects the potential for LNG production. For example, the Cacimbas Gas Treatment Unit (GTU-C) located in Linhares city, in the state of Espírito Santo, has a Natural Gas Processing Unit (NGPU) with combined turbo-expansion and mechanical refrigeration processes, ensuring a recovery above 97% of all available C_3+ in the feed gas (with an 11% inlet richness) as identified in the work of Amaral Jr et al (2019). In contrast, the GTU-SUL (located in Anchieta city, in the state of Espírito Santo) only employs mechanical refrigeration technology (using refrigerant propane) in the Dew Point Adjustment Unit (DPU), without any expansion processes, resulting in low recovery and no production of LPG. Therefore, it is expected that the GTU-SUL will exhibit a high concentration of C_3+ in the outlet stream when compared to GTU-C, meaning a high residual richness in the sales gas.

Additionally, the strategic position of Cabiúnas (GTU-CAB) has significant consequences for the continuity of oil and gas production. In the event of a shutdown, it may result in the unavailability of associated platforms. Therefore, the proposed reprocessing approach can provide flexibility by bypassing a portion of the incoming stream with high richness to make room for imported gas from the platforms. This stream rich in C_3+ can be blended with the processed gas, and its richness can be recovered in another unit with lower utilization rates. Similarly, the GTU-CA (located in Caraguatatuba city, São Paulo state) is also equipped with processing technology that has lower recovery (mechanical refrigeration in the DPU) compared to turboexpansion, for example. This is another case where residual richness is directed towards the sales gas. All these units in the Southeast region contribute to GASENE, forming a preferred flow according to consumption. As mentioned, the arrows (red color) in Figure 2 schematically represent the configuration of the preferred upward gas flow,

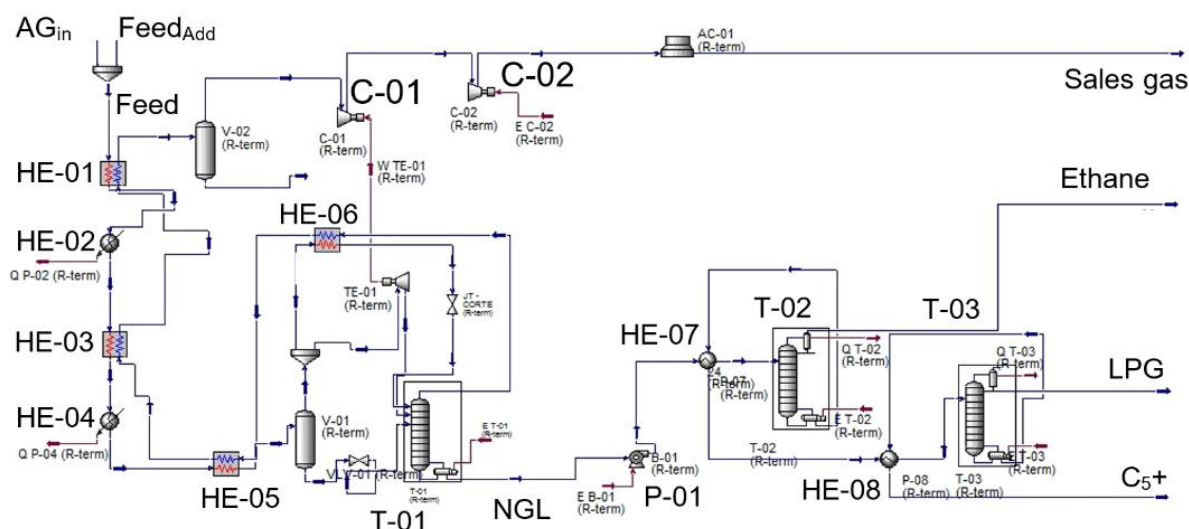
indicating the opportunity for diversion and reprocessing in the units to the north. In other words, as units export dry gas with residual richness, due to their geographical location, the portion with C_3+ content falls within the limits of GTU-C (in northern Espírito Santo), providing an opportunity for the recovery of residual NGL.

3. METHODOLOGY

For this study, the commercial simulation software Aspen Hysys® was used to simulate a section of natural gas processing in a Gas Treatment Unit (GTU). Static simulation allows for the accurate calculation of mass and energy balances in a steady-state condition, which helps identify and correct material and heat flow issues in the intended arrangement. Additionally, it enables the identification of process bottlenecks and adjustment of model variables to optimize the performance of the processing unit, without the need for costly and time-consuming tests in a real plant.

The selection of the technological route considers the evaluation of NGL recovery in a way that it can be feasibly replicated on an industrial scale. This consideration is based on the availability of GTU-C at the top of Southeast Brazil. The strategy for selecting this unit considers its geographical location as the last point of communication with GASENE, the main Brazilian gas pipeline, in terms of the preferred flow direction of the sales gas, as demonstrated in Figure 2. The flowchart of the selected arrangement is presented in Figure 3, using the process with subcooled gas as the technological route with turboexpansion associated with a mechanical refrigeration circuit (Mokhatab, et al., 2015) (Pitman, et al., 1998).

Figure 3. Subcooled gas processing flowchart.



Source: Author.

The flowchart presented in Figure 3 has two feed streams at the battery limit, one of which comes from the streams of the production units (AG_{in}), In other words, untreated gas, and the supplementation for reprocessing ($Feed_{Add}$). The mixture of streams undergoes thermal integration with the outlet stream in the heat exchangers HE-01, HE-03, and HE-05, alternating with the heat exchangers of the propane mechanical refrigeration circuit in HE-02 and HE-04. From this point, two phases are expected in the flow, which are separated in V-01.

Most of the gaseous phase from the top of V-01 is directed for expansion in the turboexpander TE-01. However, a gas fraction is diverted to HE-06, which subcools this portion of gas before entering the top of the demethanizer tower (T-01), which is responsible for preventing the ascent of higher molecular weight fractions. The liquid phase from V-01 is directed to T-01, which marks the beginning of the fractionation section of the unit. From there, the bottom product of the tower is characterized by ethane and other higher molecular weight compounds (C_{2+}), in other words, NGL.

The liquid fraction continues to the T-02 tower, pumped by P-01 with thermal integration in HE-07. From the bottom of T-02 (deethanizer), there is another thermal integration of streams in HE-08, leading to the final tower, T-03, the debutanizer. The top product of T-03 is the LPG, and the bottom product is C_{5+} or natural gas gasoline. Both are sent to their respective storage and transfer facilities. The sales gas, still subcooled at the top

of T-01, flows in the opposite direction through HE-06, HE-05, HE-03, and HE-01 until it reaches a temperature close to atmospheric, then it goes through a compression stage in C-01 (driven by the torque generated in the expansion at TE-01) and compressor C-02.

Once the flowchart is defined, it is necessary to establish the process data. The main variables correspond to the composition of the untreated gas and the standard composition specified by ANP, within its upper limit margin. As a premise for the inlet gas, a composition characterizing associated gas from oil production was considered, as shown in Table 4.

Table 4. The composition of the streams for simulation.

| Component | Stream 1: AG _{in} | Stream 2: Feed _{Add} |
|-------------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| | Inlet gas (reference) | ANP specification limits |
| | %molar | %molar |
| Methane | 81.57 | 85.00 (minimum) |
| Ethane | 9.17 | 12.00 (maximum) |
| Propane | 5.13 | 6.00 (maximum) |
| Iso-Butane | 0.94 | - |
| Normal Butane | 1.45 | - |
| Iso-Pentane | 0.26 | - |
| Normal Pentane | 0.30 | - |
| Hexane | 0.15 | - |
| Heptane and higher | 0.12 | - |
| Butanes and higher | - | 3.00 (maximum) |
| Nitrogen | 0.52 | - |
| Carbon Dioxide | 0.39 | - |
| Total | 100.00 | - |
| Density | 0.71 | - |
| Richness (C ₃ + content) | 8.35 | 9.00 |

Source: Author, with data from Cardoso (2006).

As can be observed in Table 4, the "Stream 2: FeedAdd" column presents a composition that explores the ANP specification limits. However, the molar percentage sum exceeds 100%, resulting in inconsistency. In this case, since the goal is to maximize C₃+

recovery, the adjustment is made in ethane (C₂), fixing it at 6%. Lastly, the process variables and other pre-set conditions are described in Table 5, which refers to typical parameters in the industry, except for the flow rate information (Sayed, et al., 2017) (Li, et al., 2017).

Table 5. Input conditions for simulation.

| Parâmetro | Stream 1: AGin | Stream 2: FeedAdd |
|--|-----------------------------|------------------------------|
| | Inlet gas (reference) | ANP specification limits |
| Inlet flow rate | 3,288,770 m ³ /d | 14,811,230 m ³ /d |
| Inlet pressure | | 7000 kPa |
| Inlet temperature | | 25 °C |
| Pressure after expansion | | 2000 kPa |
| Outlet temperature | | 25 °C |
| Efficiency of flow machines (expander, compressor, and pump) | | 0.75 |
| Pressure drop in heat exchangers | | 20 kPa |
| Thermodynamic package | | Peng-Robinson |

Source: Author, adapted from ANP (2022), Li et al. (2017), Getu et al. (2013) and Nguyen & Elmegaard (2016).

The inlet flow rate mentioned in Table 5 corresponds to the maximum capacity of GTU-C, which is 18.1 million m³/day. Therefore, the FeedAdd stream represents the utilization of the unit's idle capacity (18% idle capacity in 2022). To application in the actual plant, a load control can be proposed considering the Equation 4 below.

$$Feed_{Add} = Q_{Nf} - AG_{in} \quad (4)$$

Where Feed_{Add} represents the completion flow rate, Q_{Nf} is the nominal flow rate of the GTU, and AG_{in} is the flow rate received from the production units. For this proposal, the completion flow rate requires certain assumptions to be considered valid. Among these assumptions, it is necessary that the pressure available in GASENE is higher than the inlet pressure of the unit and the recoverable residual richness. For the richness of the stream, inline chromatographs can provide information to the units regarding the opportunity for reprocessing based on the measured composition. In the event of emergency shutdowns or scheduled shutdowns in units preceding the preferred gas flow, the strategy of incorporating C₃+ content for reprocessing can be decided.

It is reasonable to assume that the completion stream ($Feed_{Add}$ in Table 4) may not always have the maximum residual richness within the upper limits of ANP specifications throughout the operation time (as shown in Table 4, with a richness of 9%). Therefore, the simulation considers different scenarios of C_3+ content in the completion stream, which are listed in Table 6.

| AG_{in} | | Cases of $Feed_{Add}$ (completion) - ANP specification limits | | | | | | | |
|---|-----------------------|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Component (molar %) | Inlet gas (reference) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Methane | 81.57 | 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 86 | 87 |
| Ethane | 9.17 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Propane | 5.13 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 6 | 6 |
| Iso-Butane | 0.94 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Normal Butane | 1.45 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Iso-Pentane | 0.26 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Normal Pentane | 0.30 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Hexane | 0.15 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Heptane and higher | 0.12 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Butanes and higher | - | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 |
| Nitrogen | 0.52 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Carbon Dioxide | 0.39 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Density | 0.71 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Richness (C_3+ content) | 8.35 | 9 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 8 | 7 |

Source: Author.

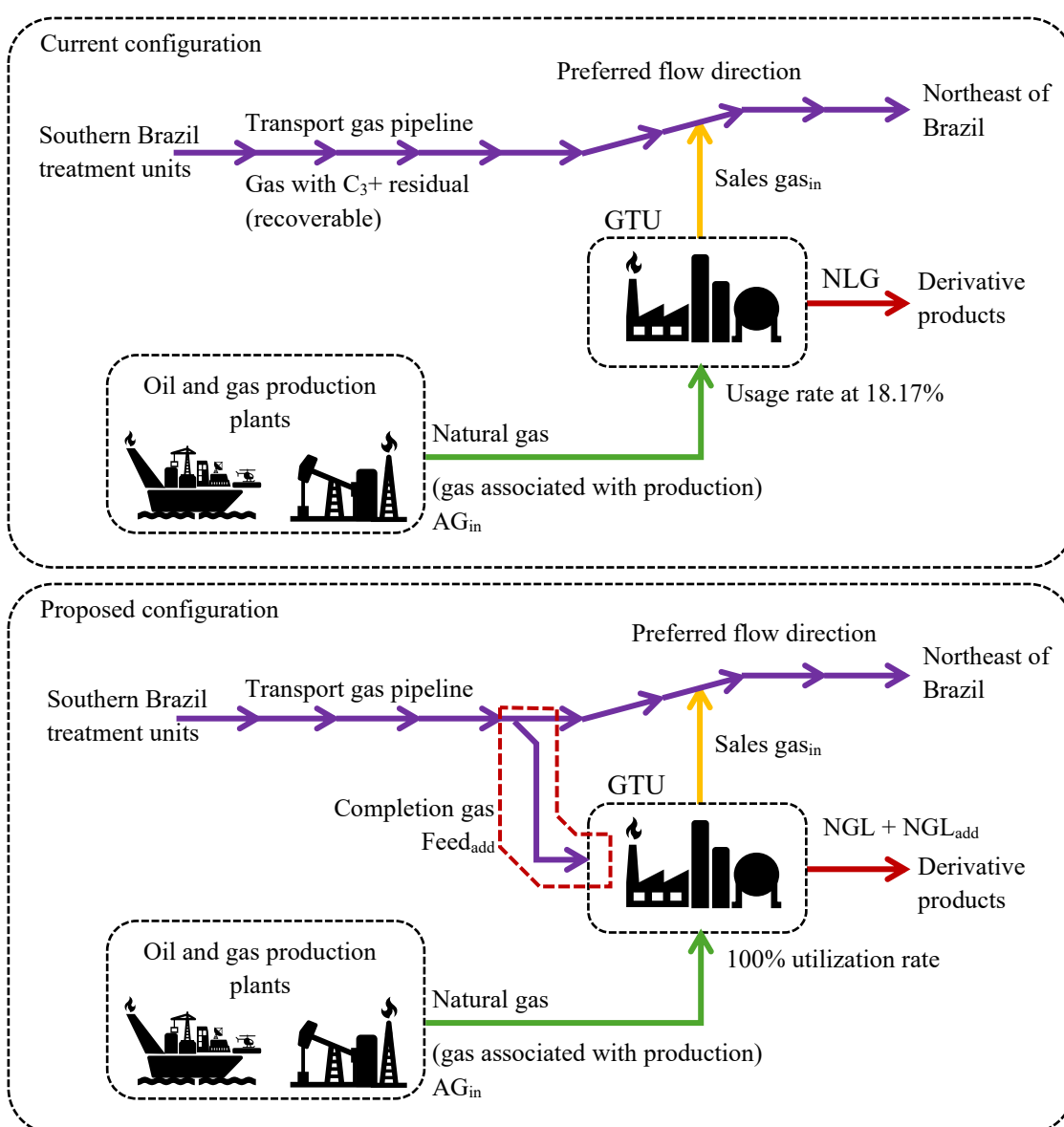
The variations from Cases 1 to 8 differ in the contents of propane or butane and other higher molecular weight compounds, as shown in Table 6. This differentiation is intended to allow for sensitivity analysis regarding composition variation. With this differentiation, it is possible to determine if there is an attractiveness limit for incorporating the gas to be reprocessed. In summary, the inlet stream will be fixed, considering the sum of AG_{in} at the reference utilization rate, plus the variations of the $Feed_{Add}$ stream, depending on the residual richness in the streams (Cases 1 to 8). As for product pricing, the reference

used is the U.S. Energy Information Administration (EIA), which provides official energy information from the U.S. government, including statistical data.

4. RESULTS AND DISCUSSION

This section presents the results of the static simulation regarding the sensitivity to the variation of the richness of the reprocessed stream when evaluating an operating point that ensures profitability and higher recovery of residual NGL. The gas flow rate is maintained at the reference value of the nominal load of GTU-C, chosen as the reprocessing point due to its location in the northern portion in the flow direction of the network. The schematic of the reprocessing proposal in GTU-C is presented in Figure 4 below.

Figure 4. Schematic for the reprocessing proposal.



Source: Author.

The proposed configuration shown in Figure 4 (part b) includes the diversion of the completion stream Feedadd (in dotted red) resulting in the utilization of 100% of the capacity of GTU-C. As a result, there is an increase in NGL (referred to as NGLadd). The variations in the cases presented in Table 6 also result in different behaviors regarding profitability and composition, which are presented in the following topics.

1.1. CHARACTERISTICS AND BEHAVIOR OF MIXTURES

The input composition in the simulation resulting from the mixture of AGin and the completion streams FeedAdd is presented in Table 7. The last column refers to the isolated AGin stream, which allows for a comparison with the composition of the mixtures.

Table 7. Input composition after completion.

| Feed | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 | Case 5 | Case 6 | Case 7 | Case 8 | AG _{in} |
|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------------|
| N ₂ | 0.00094 | 0.00094 | 0.00094 | 0.00094 | 0.00094 | 0.00094 | 0.00094 | 0.00094 | 0.0052 |
| CO ₂ | 0.00071 | 0.00071 | 0.00071 | 0.00071 | 0.00071 | 0.00071 | 0.00071 | 0.00071 | 0.0039 |
| C ₁ | 0.84377 | 0.85195 | 0.86013 | 0.86832 | 0.8765 | 0.88468 | 0.85195 | 0.86013 | 0.8157 |
| C ₂ | 0.06576 | 0.06576 | 0.06576 | 0.06576 | 0.06576 | 0.06576 | 0.06576 | 0.06576 | 0.0917 |
| C ₃ | 0.05842 | 0.05024 | 0.04205 | 0.03387 | 0.02569 | 0.0175 | 0.05842 | 0.05842 | 0.0513 |
| iC ₄ | 0.02626 | 0.02626 | 0.02626 | 0.02626 | 0.02626 | 0.02626 | 0.01807 | 0.00989 | 0.0094 |
| nC ₄ | 0.00263 | 0.00263 | 0.00263 | 0.00263 | 0.00263 | 0.00263 | 0.00263 | 0.00263 | 0.0145 |
| iC ₅ | 0.00047 | 0.00047 | 0.00047 | 0.00047 | 0.00047 | 0.00047 | 0.00047 | 0.00047 | 0.0026 |
| nC ₅ | 0.00055 | 0.00055 | 0.00055 | 0.00055 | 0.00055 | 0.00055 | 0.00055 | 0.00055 | 0.003 |
| nC ₆ | 0.00027 | 0.00027 | 0.00027 | 0.00027 | 0.00027 | 0.00027 | 0.00027 | 0.00027 | 0.0015 |
| nC ₇ | 0.00022 | 0.00022 | 0.00022 | 0.00022 | 0.00022 | 0.00022 | 0.00022 | 0.00022 | 0.0012 |
| nC ₈ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| (...) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Richness (C ₃₊) | ▲ 8.88% | ▲ 8.06% | 7.25% | 6.43% | 5.61% | ▼ 4.79% | ▲ 8.06% | 7.25% | ▲ 8.35% |

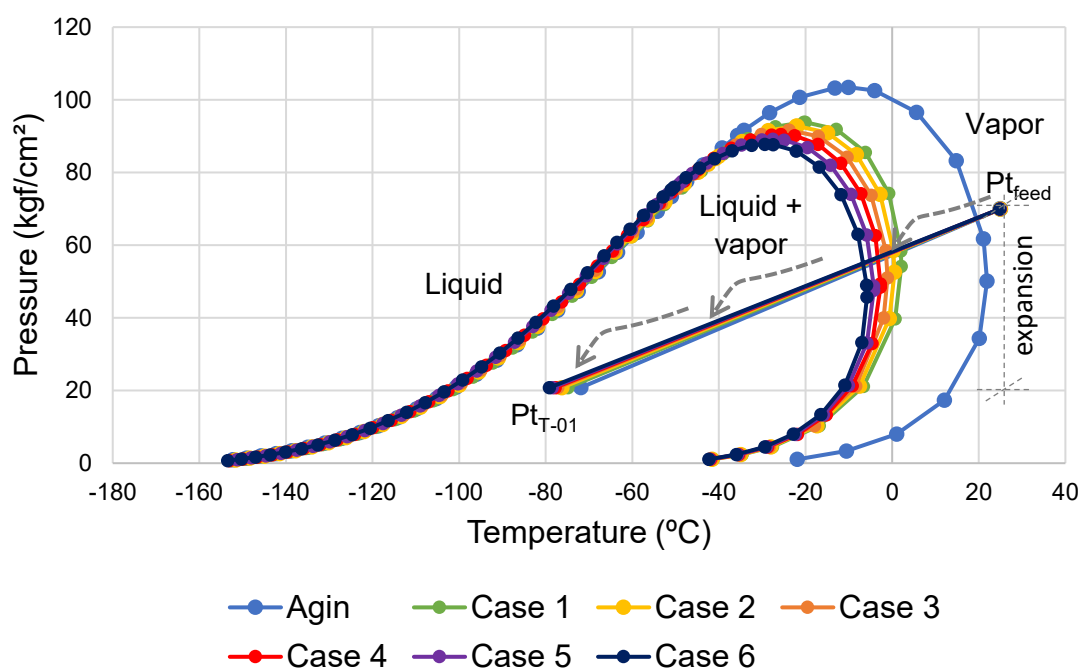
Source: Author.

The resulting richness, which tends to decrease as the adjustment of propane and butane in the FeedAdd stream decreases, is highlighted in Table 7. In this case, the lowest richness corresponds to Case 6. As it is not expected to incorporate C₅₊ fractions in the reprocessing, the values of iC₅, nC₅, nC₆, and nC₇ are kept constant. This information becomes important for determining operational adjustments in the process plant, especially in

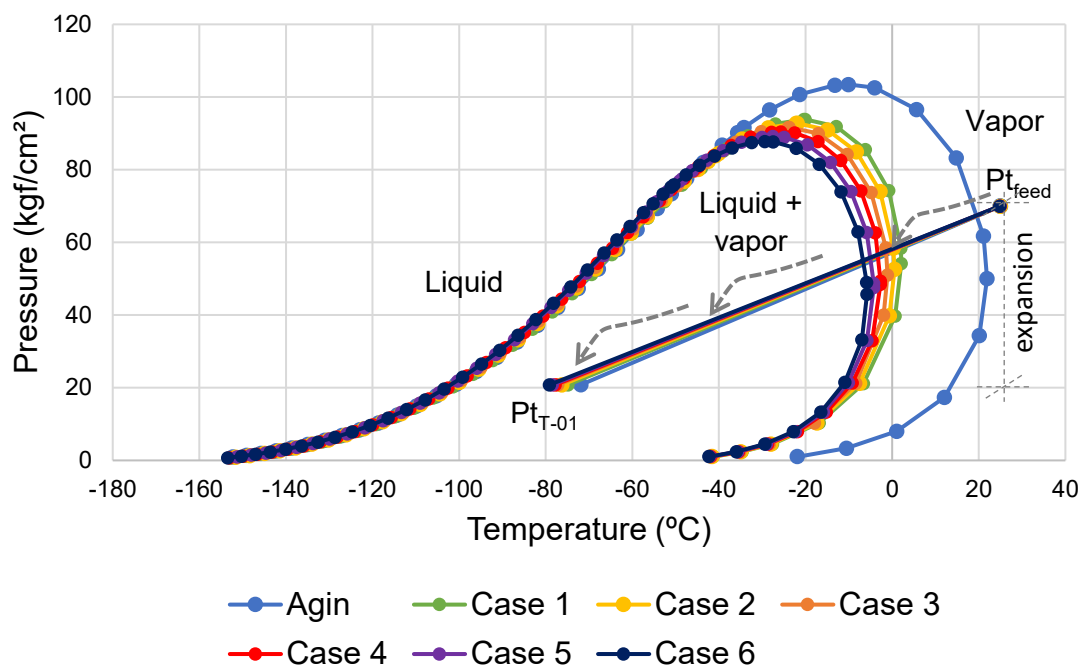
manipulated variables such as temperature, pressure, and reflux flow rate in the fractionation towers, as the boiling point for separation is influenced by the mixture.

The behavior of the mixtures is presented in Figure 5, with P-T phase envelopes for each simulated case. The segregation in Figure 5(a) and Figure 5(b) is justified to allow evaluation when only the C_3 content is manipulated (Cases 1 to 6) or when the adjustment is made for C_4 (Cases 7 and 8). The cases are compared with the stream of associated gas sent by the oil production platforms (AGin).

Figure 5. Phase diagram (P-T) for the proposed mixtures.



(a)



(b)

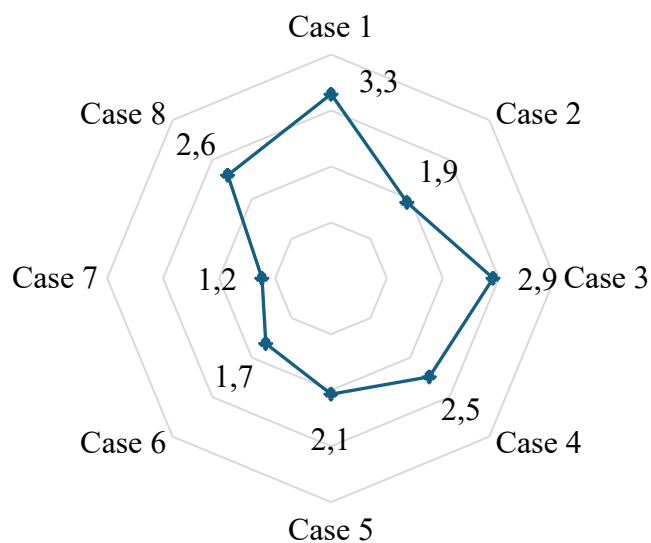
Source: Author.

Through Figure 5, it can be observed that as the richness increases, the envelopes approach the left end in the P-T diagram. In this regard, the reference case of gas sent by the platforms (AGin), whose composition corresponds to typical inlet gas cases, shows the positioning of the bubble point line close to the reference point of the inlet gas ($P_{t_{feed}}$). Effectively, this means that minimum expansion would result in entering the vapor dome, i.e., the two-phase region, which is of interest for recovering liquid fractions (in Figure 5, it corresponds to the arrows directed towards the dome after expansion). The completion cases (Cases 1-8) exhibit similar behaviors. The direction from the entry point $P_{t_{feed}}$, at 80 kgf/cm² and 25 °C, to the point after expansion $P_{t_{T-01}}$, at 20 kgf/cm² and approximately -80 °C, allows us to infer that the closer the $P_{t_{T-01}}$ is to the bubble point lines, the higher the mixture's liquid content, i.e., the greater the condensation and recovery of NGL.

1.2. RECOVERY OF NGL IN RELATIVE VALUES

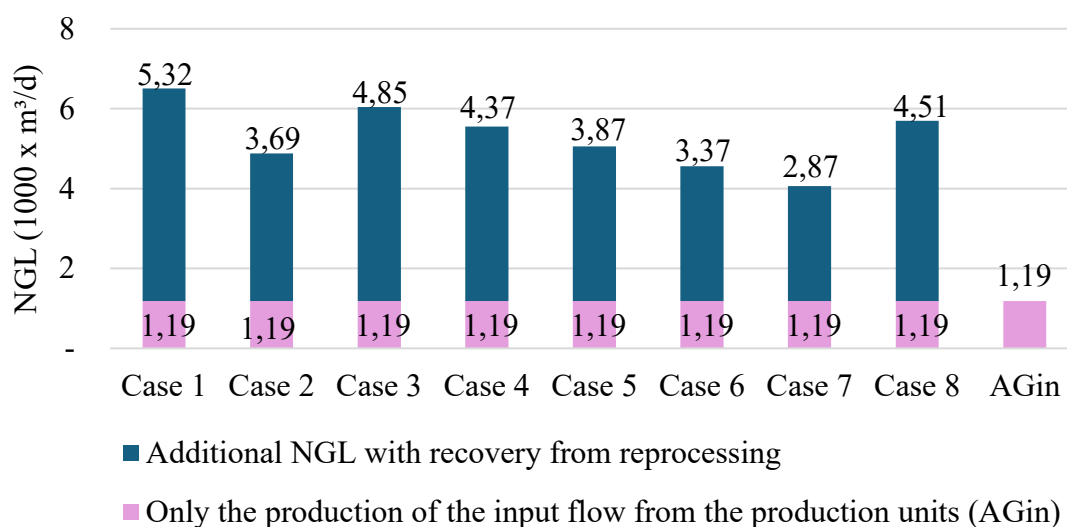
For Cases 1 to 8 described in Table 6, the static simulation of the selected flowchart showed an average production value of 2.3 times higher when compared to the production of the stream sent by the production units (AGin). This comparison is represented in Figure 6, and the values are shown in Figure 7.

Figure 6. Relationship between NGL production and the AGin stream.



Source: Author.

It can be observed from Figure 6 that there is a significant difference in performance between the cases, with Case 1 having a production 3.3 times higher than AGin and Case 7 having a production only 1.2 times higher. This analysis suggests that the results can serve as a guide to determine the optimal level of C_{3+} content to be added in other GTUs, as shown in the flow arrangement depicted in Figure 4. Based on this consideration, it is reasonable to propose using the upper limit of C_3 and C_{4+} content, as in Case 1, for the completion of load with reprocessed gas. The values for liquid flow ($1000 \times m^3/day$) are presented in Figure 7, showing the sum of the NGL production results from Feedin, which includes FeedAdd and AGin. The isolated AGin processing result is fixed at 1.19 thousand m^3/day .

Figure 7. NGL recovery in 1000 x m³/day.

Source: Author.

From Figure 7, it can be observed that the results shown do not indicate a natural trend, even though they have relatively high gas richness that decreases for different cases, as shown in Table 7. The difference is justified by the concentration of C₃ and C₄+, where the values retained in the recovery are influenced by the concentration of butanes and higher molecular weight compounds (as in Case 7), which are less recoverable in the technology focused on the separation of LPG and propane.

1.3. ANALYSIS OF THE PRODUCTS

Among the range of products generated from the mixture in the feed streams, the simulation considers ethane (C₂), LPG (C₃ and C₄), and natural gasoline (C₅+). This selection is justified by the reference arrangement for the selected GTU.

Table 8 presents the main volume values per day at sales, export, and storage conditions.

| Cases | Sales gas | C ₂ | LPG (C ₃ / C ₄) | C ₅ + |
|--------|--------------------------------|--------------------------------|--|---------------------|
| | [1000 m ³ /d - gas] | [1000 m ³ /d - gás] | [1000 m ³ /d -] | [m ³ /d] |
| Case 1 | 16,434.94 | 479.41 | ▲ 4.62 | 135.61 |
| Case 2 | 16,561.99 | 364.76 | ▲ 4.58 | 135.57 |
| Case 3 | 16,693.60 | 267.96 | ▲ 4.45 | 135.47 |

| | | | | |
|------------------|-------------|----------|--------|--------|
| Case 4 | 16,828.91 | 199.36 | ▲ 4.20 | 135.62 |
| Case 5 | 16,963.94 | 149.29 | | 135.63 |
| Case 6 | ▲ 17,098.71 | ▼ 111.55 | | 135.63 |
| Case 7 | 16,629.52 | 578.27 | | 135.59 |
| Case 8 | 16,825.19 | ▲ 681.91 | ▼ 2.24 | 135.56 |
| AG _{in} | 2,988.87 | 43.40 | | 135.45 |

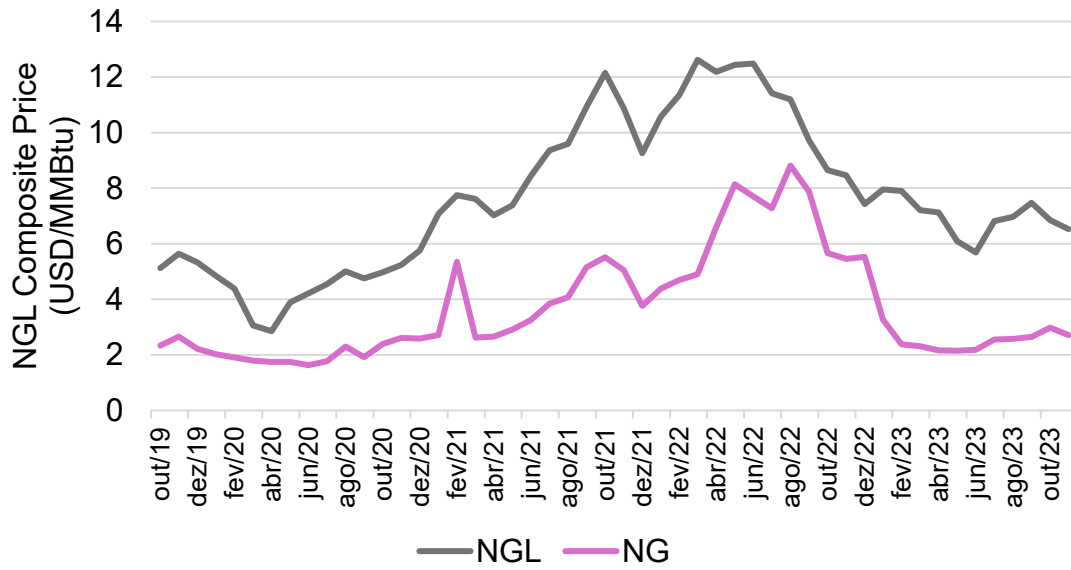
Source: Author.

Based on Table 8, decisions regarding how much richness the completion stream can incorporate can be directed according to the desired products. For example, if the goal is to maximize LPG production, it is appropriate to guide the chain to incorporate as much C₃ in the feed gas as possible (highlighted in Cases 1 to 4), always respecting the specifications set by the Regulatory Agency. For petrochemical ethane production, Case 8 yields the best results. It is important to note that the selection of the completion stream composition should be guided by the opportunity cost of the products or obligations of the supply chain to meet market demands. The discussion regarding NGL production (an intermediate product) will be addressed in the next section.

1.4. REVENUE FROM NGL RECOVERY WITH ASSOCIATED COSTS

The portion of FeedAdd completion gas (equation 4) is acquired by the unit, with its associated cost. Here, without considering transportation fees or taxes, the reference value comprises the price indexed to the Henry Hub Natural Gas Spot Price, which has had an average value in recent years 2019-2023 at \$3.64 per million BTU. Similarly, NGL uses the reference of the U.S. Natural Gas Liquid Composite Price (EIA, 2023), which had a value of 7.64 USD per million BTU. The tracking of these values is shown in the Figure 8.

Figure 8. Price composition of liquefied natural gas (NGL) and sales gas (NG).



Source: Author, based on data from the U.S. Energy Information Administration (2023).

Based on Figure 8, it is evident that NGL has a higher value compared to Natural Gas, even in the post-pandemic period. This supports the efforts directed towards the production of the liquid fraction.

It is reasonable to consider that the GTU would purchase the gas to be reprocessed, collecting it from the transportation network. Therefore, the revenue from NGL recovery is subtracted from the price of the purchased gas. Equations 5, 6, and 7 allow for the conversion of the mass value from the simulation into an energy basis, considering the reference Lower Heating Value for pricing by the Regulatory Agency.

$$FeedAdd_{en} \left[\frac{\text{million BTU}}{\text{day}} \right] = \frac{Qm_{Feedadd} \times LHV_{Feed-Add}}{9.2 \times 10^{-5}} \quad (5)$$

$$NGL_{en} \left[\frac{\text{million BTU}}{\text{day}} \right] = \frac{Qm_{NGL} \times LHV_{NGL}}{9.2 \times 10^{-5}} \quad (6)$$

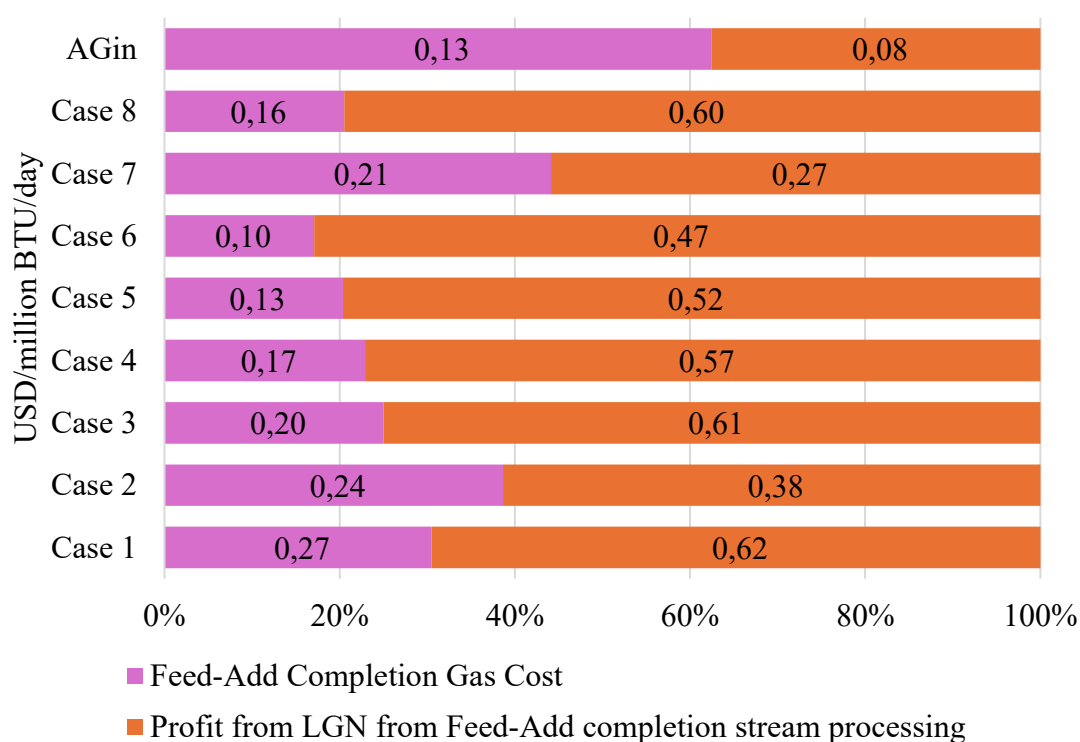
$$AGin_{en} \left[\frac{\text{million BTU}}{\text{day}} \right] = \frac{Qm_{AGin} \times LHV_{AGin}}{9.2 \times 10^{-5}} \quad (7)$$

The terms NG_{Len} , $FeedAdd_{en}$, and $AGin_{en}$ represent, respectively, the NGL production, the completion stream, and the gas sent by the production units in the energy basis notation in million BTU/day. The mass flow rates are described as Qm_{NGL} , $Qm_{Feedadd}$, and

$Q_{mAG_{in}}$, and LHV_{NGL} , $LHV_{Feed_{add}}$, and $LHV_{AG_{in}}$ represent, respectively, the Lower Heating Value for NGL at 10,710 kcal/kg, for the completion gas at 8,800 kcal/kg, and for the AG_{in} gas stream at 9,930 kcal/kg, according to the Brazilian Statistical Yearbook for oil, natural gas, and biofuels in 2022. The constant in the denominator is derived from conversion factors.

The application of Equations 5, 6, and 7 to the values obtained from the simulation provides an energy basis in million BTU/day, allowing for the calculation of product revenue and basic input costs. In the analysis, special interest is given to NGL, as well as the costs of the $Feed_{Add}$ and AG_{in} streams. In this regard, Figure 9 graphically presents the comparison between the revenue from NGL produced solely from the reprocessed fraction in MM USD per day.

Figure 9. Cost of the $Feed_{Add}$ completion gas and profit associated with NGL.



Source: Author.

The difference in input stream costs shown in Figure 9 is justified by the variation in the gas richness, as shown in Table 7. Since the gas is traded on an energy basis with fixed references of Lower Heating Value, this value tends to be higher with a higher fraction of C_3+ in the mixture. For streams richer in propane and higher compounds, as seen

in Cases 1, 2, and 7, for example, there is a higher cost. This corresponds to a higher energy density in the mixture. With the estimated values of the Feed_{Add} gas acquisition costs compared to the revenue from the sale of the recovered NGL, it is possible to compare the profit from reprocessing, including a relative notation.

The profit portions of the bars in Figure 9 represent the profit from the production of recovered NGL. Even for the least promising scenario, corresponding to Case 7, profitability is ensured. This case involves a composition maximized at 6% molar for C_3 and 2% molar for butane and heavier compounds (C_{4+}). This graph in Figure 9 can serve as a guide for the movement of gas in the network, where the optimal scenario involves promoting the mixing of input streams, favoring 6% C_3 and 3% C_{4+} content, which corresponds to the maximum allowed specification. This scenario is represented by Case 1, with a daily NGL production solely from the reprocessed fraction of 5.3 thousand m^3/day , with an estimated profit of \$0.62 million USD per day, excluding costs for transportation and taxes on the gas delivered in the network.

5. CONCLUSION

Based on the results, the reprocessing proposal presents an opportunity to increase the utilization rate in units geographically positioned in the gas flow network in Brazil. The configuration of units that make up the arrangement characterized by the upward flow in Brazil's gas flow network favors the use of specification margins to redirect recoverable NGL to more efficient units in liquid production.

Regarding the gains in NGL production, all the simulated cases presented an opportunity to increase revenue for the GTU, with the best result characterized by incorporating the maximum C_3 content (Case 1). In this regard, the evaluation of favorable flow and continuous analysis of composition (e.g., through inline chromatography) can determine the increase in products generated from NGL.

Therefore, the portion of reprocessed gas ensures increased revenue, increased utilization rate, and flexibility in the use of the network to optimize between available GTUs.

REFERENCES

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2022**, Rio de Janeiro: s.n.

Agência Nacional do Petróleo, G. N. e. B. A., 2008. Resolução ANP N° 16, de 18 de junho de 2008. s.l.:**Diário Oficial da União**.

Almeida, J. R. U. C., Almeida, E. L. F. D., Torres, E. A. & Freires, F. G. M., 2018. Economic value of underground natural gas storage for the Brazilian power sector. **Energy Policy**, Volume 121, pp. 488-497.

Amaral Junior, S., Meneguelo, A. P., Arrieche, L. & Bacelos, M., 2019. Assessment of a process flow diagram for NGL recovery using different condensation mechanisms. **Computers & Chemical Engineering**, p. 106557.

Ancona, M. et al., 2017. Performance Increase of a Small-scale Liquefied Natural Gas Production Process by Means of Turbo-expander. **Energy Procedia**, Volume 105, pp. 4859-4865.

Beltrán-Jiménez, K., Chávez-Rodríguez, M. F. & Szklo, A., 2018. Associated natural gas flare in the integrated market of the southern cone. **Energy Strategy Reviews**, Volume 22, pp. 337-347.

Cardoso, L. C., 2006. Petróleo do poço ao posto. Rio de Janeiro: **Qualitymark**.

EIA, U. E. I. A., 2023. Natural Gas Spot and Futures Prices (NYMEX). [Online] **U.S. Energy Information Administration**. Available at: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_a.htm [Accessed Feb 2024].

Energy Research Company, 2019. Transport Pipeline Infrastructure Map. [Online] **EPE**. Available at: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte-no-brasil> [Accessed Feb 2024].

Energy Research Company, 2022. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 – **EPE**. Gás natural. s.l., s.n.

Getu, M., Mahadzir, S., Long, N. V. D. & Lee, M., 2013. Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions. **Chemical Engineering Research and Design**, Volume 91, pp. 1272-1283.

GPSA, G. P. S. A., 2004. Product Specifications - Section 2. In: **Gas Processors Association Handbook**. 3 ed. s.l.:s.n., pp. 2-3.

IBP, I. B. d. P. e. G., 2021. GT Especificação de Gás Natural, Seminário Nacional de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos - ANP. Rio de Janeiro, s.n.

Interlenghi, S. F., Medeiros, J. L. d. & Araújo, O. d. Q. F., 2021. On the sustainability of small-scale expansion-based natural gas liquefaction: Supersonic separator, Joule-Thomson, and turbo-expande. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Volume 95, p. 104212.

Li, Y., Xu, F. & Gong, C., 2017. System optimization of turbo-expander process for natural gas liquid recovery. **Chemical Engineering Research and Design**, Volume 124, pp. 159-169.

Mazyan, W., Ahmadi, A. & H. Ahmed, M. H., 2016. Market and technology assessment of natural gas processing: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Volume 30, pp. 487-514.

Ministry of Mines and Energy, 2022. Monthly Natural Gas Industry Monitoring Bulletin. **Secretary of Petroleum, Natural Gas and Renewable Fuels**, s.l.: s.n.

Mokhatab, S., Poe, W. A. & Mak, J. Y., 2015. Chapter 8 - Natural Gas Liquids Recover,. In: S. Mokhatab, W. A. Poe & John Y. Mak, eds. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. 3 ed. s.l.:Gulf Professional Publishing, pp. 265-299.

Nguyen, T.-V. & Elmegaard, B., 2016. Assessment of thermodynamic models for the design, analysis and optimisation of gas liquefaction systems. **Applied Energy**, pp. 43-60.

Páez, D. E., 2024. Natural gas production associated to oil from oil and gas reservoirs. In: M. R. Rahimpour, ed. **Advances in Natural Gas: Formation, Processing, and Applications**. s.l.:Elsevier, pp. 125-168.

Petrobras, 2023. Oferta de Processamento de Gás Natural. [Online] **Petrobras**. Available at: <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/> [Accessed mar 2024].

Pitman, R., Hudson, H., Wilkinson, J. & Cuellar, K., 1998. Next generation processes for NGL/LPG recovery. Conference: 77. **Annual meeting of the Gas Processors Association (GPA)**, 16-18 Mar 1998;. Dallas, TX (United States), s.n., p. 288.

Rizvi, S. K. A., Naqvi, B., Boubaker, S. & Mirza, N., 2022. The power play of natural gas and crude oil in the move towards the financialization of the energy market. **Energy Economics**, Volume 112, p. 106131.

Rodrigues, A., 2022. Decreasing natural gas flaring in Brazilian oil and gas industry. **Resources Policy**, Volume 77, p. 102776.

Santos, R. M. d., Szklo, A., Lucena, A. & Poggio, M., 2022. Evaluating strategies for monetizing natural gas liquids from processing plants – Liquid fuels versus petrochemicals. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Volume 99, p. 104413.

Sayed, A. E.-R., Ashour, I. & Gadalla, M., 2017. Integrated process development for an optimum gas processing plant. **Chemical Engineering Research and Design**, Volume 124, pp. 114-123.

Sayed, A. E.-R., Ashour, I. & Gadalla, M., 2017. Integrated process development for an optimum gas processing plant. **Chemical Engineering Research and Design**, Volume 124, pp. 114-123.

Silva, V. O. d. et al., 2023. Building Options for the Brazilian Pre-salt: A technical-economic and infrastructure analysis of offshore integration between energy generation and natural gas. **Resources Policy**, Volume 81, p. 103305.

Son, H. et al., 2022. Techno-economic versus energy optimization of natural gas liquefaction processes with different heat exchanger technologies. **Energy**, Volume 245, p. 123232.

Vera, M. S., Manrique, L. G., Peña, I. R. & Navarro, A. D. L. V., 2023. Drivers of electricity GHG emissions and the role of natural gas in mexican energy transition. **Energy Policy**, Volume 173, p. 113316.

Wang, M. & Abbas, A., 2016. Natural gas liquids (NGL) recovery in the liquefied natural gas production. In: Z. Kravanja & M. Bogataj, eds. **Computer Aided Chemical Engineering**. s.l.:Elsevier, pp. 1207-1212.

APÊNDICE C. ARTIGO 3 - APLICAÇÃO DE DINÂMICA DE SISTEMAS PARA AVALIAR ESTRATÉGIAS E POLÍTICAS ENERGÉTICAS NO MERCADO DE GÁS NATURAL

AMARAL JUNIOR, S. M.; PADILHA, J. C.; ARRIECHE, L. Aplicação de Dinâmica de Sistemas para Avaliar Estratégias e Políticas Energéticas no Mercado de Gás Natural.

**APLICAÇÃO DE DINÂMICA DE SISTEMAS PARA AVALIAR ESTRATÉGIAS E
POLÍTICAS ENERGÉTICAS NO MERCADO DE GÁS NATURAL**

Samuel Mathias do Amaral Junior, Janine Carvalho Padilha, Leonardo Arrieche

Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino- Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território – PPGIES – Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Brasil.

(Tradução em andamento para submissão)

RESUMO

A dependência do gás natural no Brasil é observada principalmente para a geração de energia elétrica pelo acionamento das usinas termelétricas como estratégia para segurança energética. Esse combustível é utilizado em setores denominados não energéticos, com destaque para o emprego industrial, residencial, automotivo e comercial. O mercado do gás natural contempla a produção nacional com abatimento das parcelas das queimas de rotina (*flaring*), consumo e absorção no setor petróleo e gás, bem como a parcela reinjetada nos reservatórios. Esta última é motivada pela ausência de rede de gasodutos de escoamento da produção para o processamento e venda, que, na oportunidade, é utilizada como estratégia de manutenção da pressão nos campos produtores. Em consequência, é necessário o complemento com importação para atender a sua demanda. Diante dos fatores, o comportamento dinâmico desse mercado pode sofrer influências e incentivos de estratégias e políticas de fomento da indústria, assim como políticas voltadas ao cumprimento de compromissos de redução de emissões de carbono. Para a compreensão desta visão, a metodologia de Dinâmica de Sistemas (DS) tem potencial para permitir projeções a partir do efeito desses fatores de influência. Portanto, este trabalho utiliza deste método para elaboração de um diagrama causal com relações matemáticas entre as variáveis de vazão e produção de gás a partir de dados históricos e previsões de pesquisas do setor de energia. Dentre os resultados relacionados aos aspectos econômicos, é verificado que quantidade de gás natural injetado alcançará o valor da produção nacional em 230,37 milhões de m³/dia em 2031, resultando na ausência de oferta líquida nacional disponível. Para os aspectos ambientais, ressalta-se a inserção de biometano integrado à malha de transporte do gás natural, bem como a eliminação da prática de *flaring* em 2030.

Palavras-chave: Gás Natural, Mercado de Gás Natural, Dinâmica de Sistemas, Políticas ambientais.

ABSTRACT

The dependence on natural gas in Brazil is mainly observed for electricity generation through the activation of thermoelectric power plants as a strategy for energy security. Additionally, the input is used in sectors called non-energy sectors, with emphasis on industrial, residential, automotive, and commercial uses. The natural gas market includes domestic production with discounts for routine flaring, consumption and absorption in the oil and gas sector, as well as the portion reinjected into reservoirs. The latter is motivated by the absence of a production outflow pipeline network for processing and sale, which, in this case, is used as a strategy to maintain pressure in the reservoirs. Consequently, it is necessary to supplement with imports to meet demand. Given these factors, the dynamic behavior of this market can be influenced and incentivized by industry promotion strategies and policies, as well as policies aimed at fulfilling carbon emission reduction commitments. To understand this vision, the System Dynamics (SD) methodology has the potential to allow projections based on these influencing factors. This work uses this method to develop a causal diagram with mathematical relationships between the variables based on historical data and forecasts from energy sector research. Among the results related to economic aspects, it is verified that the amount of natural gas injected will reach the value of national production at 230.37 million m³/day in 2031, resulting in the absence of available net national supply. Regarding environmental aspects, the insertion of biomethane integrated into the natural gas transportation network is highlighted, as well as the elimination of flaring by 2030.

Keywords: Natural Gas, Natural Gas Market, System Dynamics, Environmental policies.

1. INTRODUÇÃO

O gás natural é considerado energia de transição com o objetivo de alcançar uma matriz de zero emissão de carbono (BUGAJE, DIOHA, *et al.*, 2022; SINGH, CLARKE e CHADEE, 2022). Esta iniciativa tem sido adotada por diversos países que utilizam das vantagens de disponibilidade e dos baixos valores de custo desta fonte, quando comparados a outros combustíveis fósseis, como o óleo cru e gasolina (SZABO, 2022; MENSI, BRAHIM, *et al.*, 2024).

No Brasil, o uso do gás natural como combustível para usinas termelétricas garante redundância ao suprimento de energia elétrica, o que traz segurança energética no fornecimento (LEAL, REGO e RIBEIRO, 2017). No entanto, o histórico dos dados do acompanhamento da indústria de gás natural pelo Ministério de Minas e Energia (MME) apontou, entre 2020 e 2024, a necessidade de complemento médio de 23,33 milhões m³/dia de gás importado para cobrir a diferença entre oferta nacional diante da demanda (MME, 2024). O suprimento deste insumo tem sido complementado de duas formas: através da importação de Gás Natural Liquefeito (GNL), recebido por navios sendo posteriormente regaseificado na malha de gasodutos de transporte e pela importação por gasoduto suprido pela Bolívia e eventualmente pela Argentina. A dependência externa, por si só, denota a necessidade em investimentos no setor, o que impulsionou a Lei nº 14.134/2021, a qual institui normas para atividades econômicas de gás natural (BRASIL, 2024c).

Como no caso da cadeia de gás natural, os investimentos necessários são comumente fomentados por políticas governamentais, uma vez que, no Brasil, o Estado detém a capacidade de intervir de modo direto, caso utilize de estatais para controle, ainda que por monopólio natural, ou seja, não institucionalizado, ou indireto ao promover políticas energéticas (SANTOS, SANTOS e SIMONELLI, 2022). Adicionalmente, fatores relacionados à atividade econômica, como a indústria, comércio e serviço podem influenciar e impulsionar as transformações nesse mercado. Dentre esses fatores, a demanda por gás natural é diretamente influenciada pelo acionamento das usinas termelétricas como mencionado que, por sua vez, depende da sazonalidade das chuvas que determinam a operação das hidroelétricas (RIBEIRO, STREET, *et al.*, 2023). Outros fatores, como os associados à interferências externas e crises políticas adicionalmente influenciam a precificação e disponibilização do insumo ao mercado (SZCZYGIELSKI, CHARTERIS, *et al.*, 2024).

Dessa forma, diante da complexidade do arcabouço do setor, o mercado de gás natural pode ser entendido um sistema, em que entradas como informações de demanda, oferta, fatores influenciadores e retroalimentações influenciam seu comportamento (ADANE, BIANCHI, *et al.*, 2019). Como alternativa para o entendimento de como esses fatores supracitados interagem entre si, a metodologia de Dinâmica de Sistemas (DS) tem potencial para compreensão do comportamento de um sistema complexo (KARUNATHILAKE, BAKHTAVAR, *et al.*, 2020; FORD, 2004). Esta metodologia investiga tais fatores em longo prazo e determina a natureza do comportamento do sistema, além de examinar a eficácia de políticas associadas (HASSAN e SEONG, 2010).

A aplicação de DS para interações envolvendo políticas e planejamento energético no mercado de gás natural tem sido abordada outrora por outros países como Reino Unido (CHI, NUTTALL e REINER, 2009), Finlândia (ASLANI, HELO e NAARANOJA, 2014), China (MAO, HU, *et al.*, 2024; WU, CHEN, *et al.*, 2023; LIU e ZENG, 2017) e Letônia (FEOFILOVS, GRAVELSINS, *et al.*, 2019). Os resultados corroboram sobre o potencial para DS ser utilizada no setor energético, incluindo discussões das implicações e sucesso dos investimentos e políticas aplicados.

No entanto, a consulta às bases de conhecimento tais como *Scopus*, *Web of Science* e Google Acadêmico, não revela evidências robustas de uma abordagem de DS em mercados de energia no Brasil. Tampouco sua aplicação para avaliar a resiliência das fontes de energia em meio às perturbações (crises políticas e fatores externos), ou mesmo o impacto das políticas para garantia de investimentos e fomento a uma matriz de baixo carbono. O potencial de DS para sistemas de energia no Brasil chegou a ser levantado por Campos e Chaves (2019) ao sugerir o uso da metodologia para apoio ao planejamento elétrico brasileiro, no entanto as próprias recomendações da pesquisa reconhecem sua escassez e recomendam sua aplicação em trabalhos futuros (CAMPOS e CHAVES, 2019).

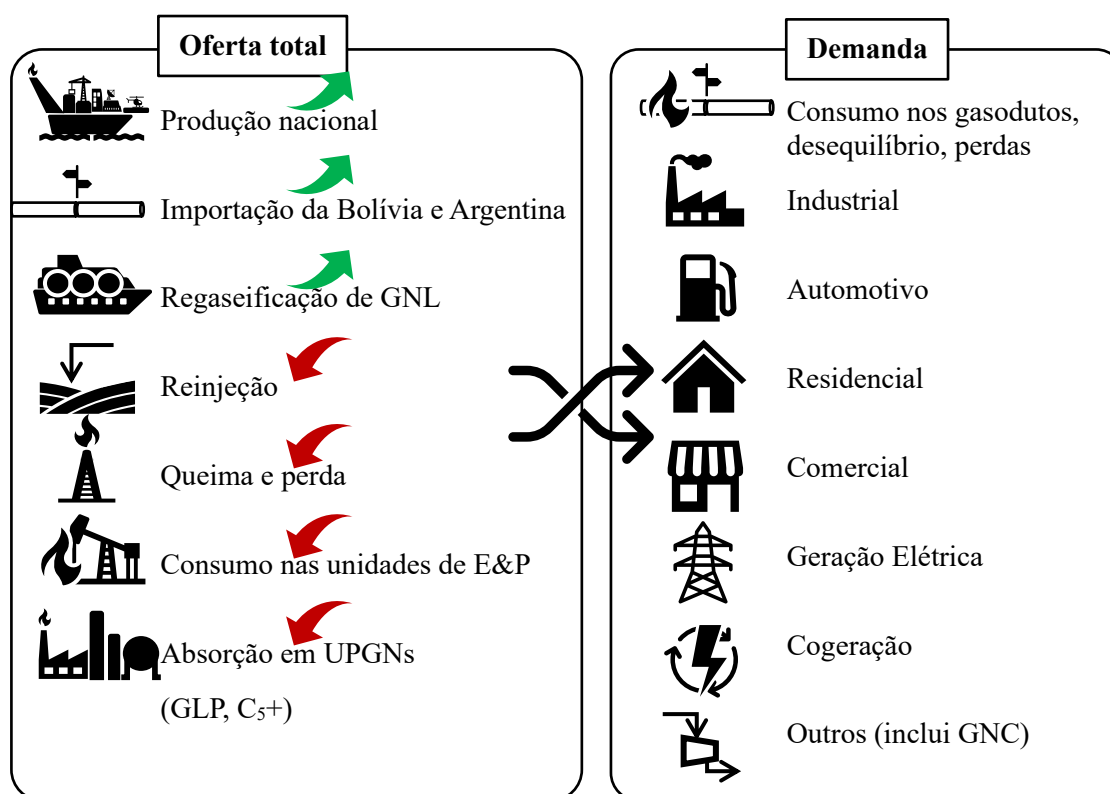
Desta forma, a presente pesquisa propõe a aplicação de DS para investigar as influências de fatores externos e internos das estratégias das empresas, políticas, novos investimentos e restrições da infraestrutura existente no mercado de gás natural no Brasil. Para tal, é desenvolvido modelo de DS na aplicação Insight Maker® alimentado com dados históricos das estatísticas do acompanhamento do mercado do gás natural, bem como as expectativas futuras do setor.

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1. O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O gás natural no Brasil, além de atender à necessidade de prover segurança energética (LEAL, REGO e RIBEIRO, 2017), é destinado para finalidades ditas não energéticas. Sua utilização e evolução pode ser visualizada com a análise da demanda histórica. A demanda nacional tem participação expressiva de setores como o industrial, automotivo, residencial, comercial, geração elétrica e cogeração (MME, 2024). Adicionalmente, inserido na parcela da demanda industrial, o gás natural compreende um importante insumo para a produção de compostos nitrogenados. Neste, o gás natural é utilizado como gás de síntese para produção hidrogênio que, em processos de reações com o nitrogênio capturado na atmosfera, resulta na produção de amônia e ureia. Um esquema representativo dos principais fatores que influenciam o mercado de gás natural é apresentado na Figura 1.

Figura 1. Setores e fatores influenciadores na oferta e demanda de gás natural.

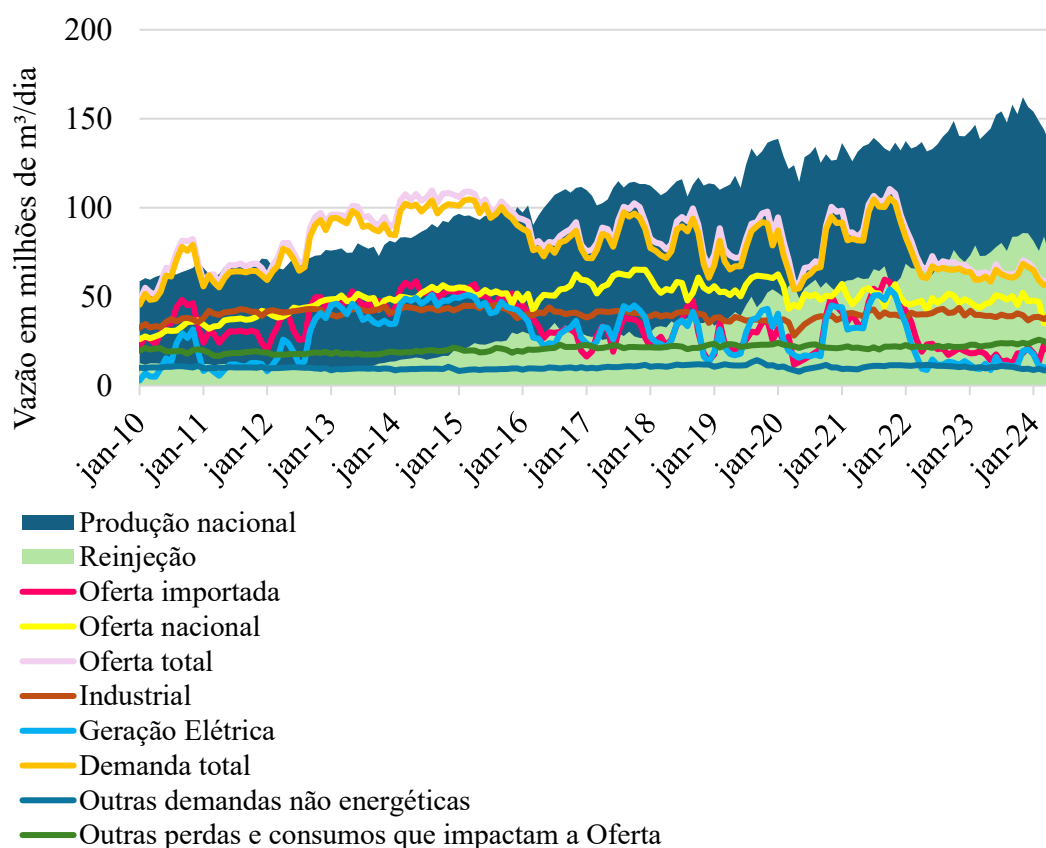


Fonte: Autores.

Podem ser percebidos na Figura 1 os aspectos que interferem negativamente para a oferta que consistem a reinjeção do gás nos reservatórios, ou seja, uma parcela do gás não processado e indisponível para consumo, a queima e perda que inclui a prática de *flaring*, o consumo nas unidades de Exploração & Produção (E&P), seja para as demandas térmicas dos processos internos ou para geração de energia elétrica para manter as instalações. Adicionalmente a absorção nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) equivale à remoção de frações de maior massa molecular contidas na mistura do gás natural, denominada recuperação do Líquido de Gás Natural (LGN), que é posteriormente fracionado em Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e condensado de gás natural, ou C₅+

As parcelas que contribuem para a oferta importada compreendem a importação por gasodutos da Bolívia e Argentina, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), adquirido na fase líquida e transportado por navios. Os desequilíbrios correspondem à perdas, sejam por fugas emissivas de gás natural ou mesmo falhas na medição fiscal. Uma vez que atualmente o gás tratado transportado por gasodutos não permite estocagem, esses desequilíbrios se apresentam como a diferença do consumo e balanço de massa dos pontos de entrega. Para a demanda total, todos os aspectos listados na demanda contribuem positivamente. O comportamento dessas influências pode ser verificado no compilado de dados históricos entre 2010 e 2024 mostrado na Figura 2.

Figura 2. Evolução da demanda e oferta nacional entre 2010 e 2024



Fonte: Autores, com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2024).

Como pode ser observado na Figura 2, a produção nacional supera com ampla margem a demanda total, com valor médio nos anos de 2023 e 2024 em 148,7 milhões de m³/dia, diante uma demanda de 61,11 milhões de m³/dia (média para o mesmo período). Isso se dá pela ausência de malha de gasoduto de escoamento das unidades estacionárias de produção (plataformas e navios) até as UPGNs que são responsáveis pelo enquadramento e especificação do gás para ser vendido. Uma vez que não há possibilidade de enviar a produção de gás para o processamento e entrega, a alternativa das empresas de E&P está na reinjeção do gás nos próprios reservatórios de extração de petróleo. Esta parcela reinjetada correspondeu a valor médio nos anos de 2023 e 2024 em 79,14 milhões de m³/dia, ou seja, superior à própria demanda total. Isso faz com que haja necessidade de importação, ainda que a produção seja superior à demanda nacional (EPE, 2020a; MME, 2024).

A reinjeção de gás tem a importante função de promover a recuperação secundária do petróleo nos campos em produção *off shore*, uma vez garante a manutenção da

pressão no reservatório à medida que óleo é extraído, o que permite o escoamento do fluido. Para a particularidade do gás associado à produção de óleo do Pré-Sal, a reinjeção promove a retenção do CO₂, visto que a característica da composição do gás apresenta altos teores do contaminante (PINTO, VAZ, *et al.*, 2014).

2.2. ASPECTOS AMBIENTAIS RELACIONADOS AO MERCADO DO GÁS NATURAL

O CO₂ retido e reinjetado junto com o gás natural influencia negativamente a oferta líquida da produção nacional. No entanto, a reinjeção contribui de forma substancial com os compromissos do Brasil na redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). A Estatal Petrobras, que teve participação em 91,93% de toda a produção de gás natural em 2023 (ANP, 2024b), firmou em seu Plano de Negócios PN 2025-2050 o compromisso promover captura, uso e armazenamento geológico de CO₂ (*Carbon Capture, Utilization and Storage - CCUS*) em 80 milhões de toneladas ainda em 2025, bem como reduzir 30% as emissões absolutas operacionais até 2030, em relação a 2015, alcançando a neutralidade das emissões líquidas (*net zero*) até 2050 (PETROBRAS, 2024a).

Um outro aspecto que influencia a oferta negativamente compreende a queima de gás em *flares*. A prática de *flaring* utiliza equipamentos que promovem queima contínua de gás natural e eventualmente de despressurização emergencial, que garante o alívio para local seguro de sistemas pressurizado (GAI, WANG, *et al.*, 2020; KHALILI-GARAKANI, IRAVANINIA e NEZHADFARD, 2021). Com o objetivo de firmar compromisso voltado para a redução desta prática, o Grupo Banco Mundial propôs uma iniciativa *Zero Routine Flaring*, ou seja, eliminar a queima em *flares* dentre as empresas petrolíferas até 2030. A Petrobras, segundo atualização do PN 2025-2050, reafirmou o compromisso neste sentido. Segundo a Estatal, os novos projetos das instalações adotam conceitos de zero *flare* de rotina, informando o índice de aproveitamento médio de gás produzido em 2023 em 97,6% (PETROBRAS, 2024a).

No nível do compromisso nacional, as políticas envolvidas na reinjeção e redução de queima corroboram com o compromisso do Brasil firmado na *Conference of the Parties* (COP) em sua edição 29. Na ocasião, o país firmou o alvo de reduzir emissões líquidas de gases de efeito estufa de 59% a 67% em 2035, comparando com os níveis de 2005. Em termos absolutos, compreende a uma redução de emissões para alcançar entre 850 milhões e

1,05 bilhão de toneladas de CO₂ equivalente em 2035 (BRASIL, 2024). Dentre as estratégias no documento apresentado “*BRAZIL’S NDC National determination to contribute and transform*” são listados aqueles diretamente relacionadas ao setor de petróleo e gás e consequente influência no mercado de gás natural:

- Aprovação da Política Nacional de Transição Energética pelo Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE nº 5, de 26 de agosto de 2024), que instituiu o Plano Nacional de Transição Energética (Plante) e o Fórum Nacional de Transição Energética (Fonte) como seus principais instrumentos;
- Definição de diretrizes para promover a descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, aprovadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE nº 8, de 26 de agosto de 2024), com foco na redução das emissões de metano;
- Criação de um Grupo de Trabalho para auxiliar o Conselho Nacional de Política Energética na proposição de medidas e diretrizes para o mercado nacional de combustíveis marítimos, combustíveis de aviação e gás liquefeito de petróleo, aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE nº 10, de 26 de agosto de 2024);
- Aprovação da Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024), que dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e o armazenamento geológico de dióxido de carbono; instituiu o Programa Nacional de Combustível de Aviação Sustentável (ProBioQAV), o Programa Nacional Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano.

2.3. ABORDAGEM DE DINÂMICA DE SISTEMAS

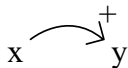
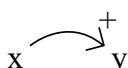

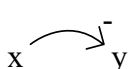
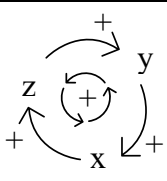
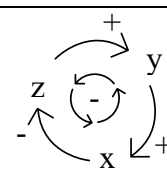
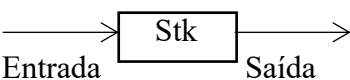
O método de DS permite estudar o comportamento dinâmico de um sistema, aqui tratado como uma coleção de elementos que interagem continuamente ao longo do tempo para formar um todo unificado (KARUNATHILAKE, BAKHTAVAR, *et al.*, 2020). Foi originalmente desenvolvido em meados da década de 1950 pelo professor Jay W. Forrester, do Instituto de Tecnologia de Massachusetts, com objetivo de auxiliar gerentes corporativos a

melhorar sua compreensão dos processos industriais (ADANE, BIANCHI, *et al.*, 2019). O método é normalmente aplicado quando o comportamento dinâmico é visto como um problema e permite o analista a entender como os elementos do sistema interagem para criar as oscilações. A partir do problema, um modelo matemático pode ser criado para representar estes elementos e suas interações. O modelo é então simulado com auxílio de um *software* para determinar se as oscilações simuladas são aplicáveis e correlatas com as situações reais. Desta forma, é possível utilizar o modelo para experimentar mudanças no sistema que poderiam levar a um comportamento aprimorado (FORD, 2004).

A metodologia DS tem sido aplicada a uma ampla variedade de sistemas de energia. Entre as primeiras aplicações ao planejamento energético, destaca-se o modelo de Roger Naill, de 1973, sobre a exploração e produção de gás natural nos Estados Unidos. O modelo foi utilizado para demonstrar a rapidez com que um recurso pode ser esgotado diante de um crescimento exponencial da demanda (NAILL, 1992; FORD, 2004). Em abordagens recentes para o setor energético, a DS foi empregada para avaliar os fatores que influenciam a oferta e demanda de longo prazo do gás natural do Reino Unido a fim de determinar a natureza do comportamento do sistema. (CHI; NUTTALL; REINER, 2009). Em outro estudo de caso, na China, DS foi utilizada para examinar a capacidade de recuperação do setor de gás natural diante da escassez de suprimentos, determinando estratégias e comportamentos para as demandas de pico (DING, CHEN, *et al.*, 2022). Na Letônia, um modelo de DS foi desenvolvido incorporando a infraestrutura de gás natural a um sistema de estocagem (FEOFILOV, GRAVELSINS, *et al.*, 2019). Ainda na Letônia, em outro modelo, foi possível concluir sobre a necessidade para diversificação dos suprimentos no sistema de gás natural com objetivo de aumentar a resiliência do sistema utilizando armazenamento subterrâneo, contribuindo para a segurança do fornecimento de energia no país (FEOFILOV, ROMAGNOLI e GRAVELSINS, 2018).

Quanto ao detalhamento da aplicação do método, as diferentes abordagens em DS compartilham da mesma simbologia para identificar as interações entre as variáveis. Essas interações são representadas por setas com uma sinalização que caracteriza o tipo da influência, seja ela positiva ou negativa. Para duas variáveis x e y , é denominado *feedback* ou retroalimentação a forma em que x afeta y assim como y pode afetar x , considerando possível uma sucessiva cadeia de causas e efeitos (FORD, 2004). O resumo das principais interações é apresentado no Quadro 1.

Quadro 1. Principais interações no diagrama causal para modelagem de DS.

| Descrição (\uparrow aumento; \downarrow redução) | Tipo | Representação |
|--|------------------------------|---|
| $Se\ x\ \uparrow\ e\ y\ \uparrow$ | (+) <i>Feedback</i> positivo |  |
| $Se\ x\ \downarrow\ e\ y\ \downarrow$ | (+) <i>Feedback</i> positivo |  |
| $Se\ x\ \uparrow\ e\ y\ \downarrow$ | (-) <i>Feedback</i> negativo |  |
| $Se\ x\ \downarrow\ e\ y\ \uparrow$ | (-) <i>Feedback</i> negativo |  |
| Todas as relações positivas (tendência à mudança: aumento ou redução) | (+) Ciclo positivo |  |
| Pelo menos uma relação negativa (tendência ao equilíbrio) | (-) Ciclo negativo |  |
| Estoque (Stk) | Acúmulo ou esvaziamento |  |

Fonte: Autores, com base em Ford (FORD, 2004).

De acordo com as interações possíveis, como descrito no Quadro 1, uma influência causal de x para y é positiva se uma mudança em x causa uma mudança em y no mesmo sentido e negativa quando as mudanças são em sentido contrário. As variáveis podem ter relações de forma cíclica, configurando um *looping*. Adicionalmente, é possível inserir atrasos nas influências, ou seja, uma variável x causa mudança em y após um período de acordo o mecanismo da interação. A abordagem do diagrama causal com as simbologias supracitadas permite uma visão qualitativa sobre as influências entre as variáveis as quais, por si só, comunicam intuitivamente as relações no sistema (THANH, 2017).

Outrossim, ao atribuir relações matemática ou mesmo valores absolutos às variáveis, podem ser inseridas variáveis de estoque. Estas variáveis acumulam os valores de

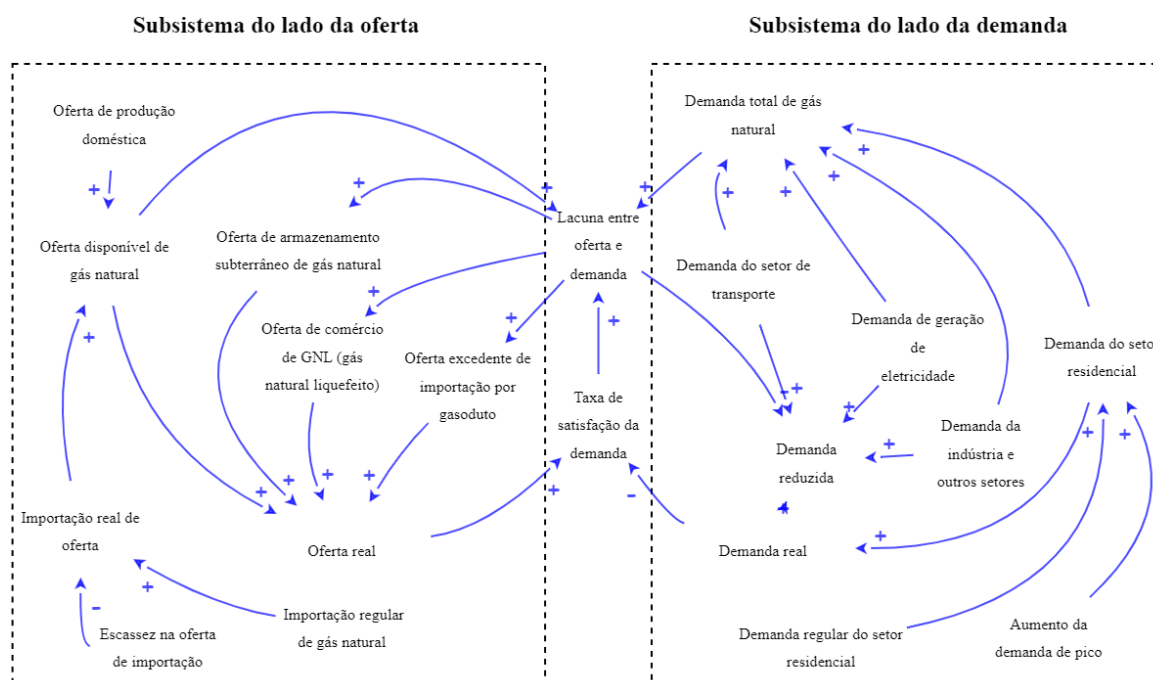
entrada e saída, resultantes das interações em cadeia, em um determinado período (THANH, 2017). O estoque aplicado à modelagem de DS é descrito na Equação 1.

$$Stk = \int_{t_0}^t (F_{in} - F_{out})dt + Stk(t_0) \quad (\text{Equação 1})$$

Na Equação 1, o estoque é representado por Stk , o fluxo na entrada por F_{in} e fluxo na saída por F_{out} , para variações temporais entre tempo t e o tempo inicial t_0 . Desta forma, para a formulação de um modelo, as interações na visão qualitativa, ou seja, análise de como os aspectos exercem influência entre si podem ser expressas por relações matemáticas, o que apontam um potencial para utilização de DS como ferramenta de previsões e planejamento no setor de energia (CAMPOS e CHAVES, 2019).

Neste sentido, aplicação de DS pode ser utilizada na análise de mercado do gás natural, consistindo em dois subsistemas, sendo o primeiro de oferta e o segundo de demanda. No processo de modelagem em DS, o diagrama de *loop* causal equivale a um mapa conceitual, que fornece uma visão geral do sistema e uma visão ágil dos subsistemas e componentes do sistema. Adicionalmente podem ser incorporados outros fatores influenciadores. A partir da montagem do mapa conceitual, as relações matemáticas, se existentes, podem ser incorporadas ao modelo DS (DING, CHEN, *et al.*, 2022). A Figura 3 contém um exemplo de formulação de diagrama causal e as interações entre fatores e sistemas aplicados para o mercado de gás natural.

Figura 3. Exemplo de formulação de diagrama causal e as interações entre fatores e sistemas



Fonte: Autores, em tradução livre a partir de Ding, Chen, *et al.* (2022).

As interações observadas nos dois subsistemas na Figura 3 permitem inferir sobre os aspectos que influenciam positivamente e negativamente. Por exemplo, o aumento da oferta de produção doméstica promove alguma influência de aumento na oferta disponível de gás natural. Este adicionalmente é influenciado positivamente pela importação real de oferta que, por sua vez, pode ser impactado negativamente pela escassez na oferta de importação. Esta visualização, bem como no subsistema no lado da demanda, indica os pontos de alerta quanto à estabilidade da lacuna entre oferta e demanda. Por fim, é percebida ampla gama de possibilidades de interações que devem ser validades e analisadas por métodos diversos, tais como análise descritiva, inferencial, exploratória ou heurística.

3. METODOLOGIA

A condução do trabalho envolveu etapas prévias de pesquisa exploratória, incluindo revisão de literatura, busca de dados históricos, textos de ementas, leis aplicáveis e relatórios oficiais do Ministério de Minas e Energia e Empresa Brasileira de Pesquisa Energética. A partir dos dados, a elaboração do diagrama causal refletindo o equilíbrio atual do mercado é realizado com o auxílio da aplicação Insight Maker®. As etapas de execução são listadas a seguir:

3.1. ORGANIZAÇÃO DOS DADOS HISTÓRICOS E RELAÇÕES

Os aspectos ou fatores de influência relevantes para oferta e demanda estão organizados no Quadro 2. A compilação fornece detalhes dos fatores e sua natureza, assim como sua influência positiva ou negativa tanto para oferta nacional, oferta importada, demanda e desequilíbrio.

Quadro 2. Aspectos de influência para oferta e demanda

| Oferta nacional | Oferta importada | Demanda | Desequilíbrios |
|---|----------------------------|--|--|
| (+) Produção nacional | (+) Importação - Bolívia | (+) Industrial | (+) Consumo - GASBOL |
| (-) Reinyeção | (+) Importação - Argentina | (+) Automotivo | (+) Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes |
| (-) Queima e perda | (+) Regaseificação de GNL | (+) Residencial | (+) Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes |
| (-) Consumo nas unidades de E&P | | (+) Comercial | (+) Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes |
| (-) Absorção em UPGNs (GLP, C ₅ +)) | | (+) Geração Elétrica | |
| | | (+) Cogeração | |
| | | (+) Outros (inclui Gás Natural Comprimido - GNC) | |

Fonte: Autores, com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2024).

A partir da segregação das parcelas no Quadro 2, relações matemáticas podem relacionar estas contribuições positiva ou negativamente. O balanço do mercado de

gás pôde ser elaborado e definido de acordo com a Equação 3 e seus termos detalhados nas Equações 4, 5 e 6.

$$Eq_{MGN} = Oferta_{nasc} + Oferta_{imp} - Demd_{total} - Desq \quad (\text{Equação 3})$$

$$Oferta_{nasc} = Prod_{nasc} - \sum GN_{indisp} \quad (\text{Equação 4})$$

$$Oferta_{imp} = Imp_{Bol} + Imp_{Arg} + Imp_{GNL} \quad (\text{Equação 5})$$

$$Demd_{total} = \sum Demd_{setores} \quad (\text{Equação 6})$$

Na Equação 3, Eq_{MGN} equivale ao equilíbrio no mercado de gás natural; $Oferta_{nasc}$ corresponde à oferta nacional; $Oferta_{imp}$ é a oferta importada; $Demd_{total}$ compreende a demanda total e $Desq$ significando as parcelas de consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes. A Equação 4 permite verificar a composição da oferta nacional composta pela produção nacional $Prod_{nasc}$ e as parcelas de gás natural indisponível GN_{indisp} . De forma semelhante, a oferta importada consta na Equação 5, correspondendo à soma das importações da Bolívia Imp_{Bol} ; da Argentina Imp_{Arg} e da importação de GNL Imp_{GNL} por navios. Por fim, a demanda total $Demd_{total}$ equivale ao somatório das demandas isoladas dos setores $Demd_{setores}$.

Os dados coletados de cada fator de influência na oferta e demanda representam os valores médios mensais em milhões de metros cúbicos por dia (milhões de m^3 /dia) avaliados entre 2010 e 2024. Após da informação coletada, foi elaborada uma representação do histórico no Insight Maker® utilizando as funções (denominadas “primitivos” na aplicação) “*Sock*” para estoque, “*Variable*”, para variáveis e “*Converter*” para as séries de dados. Neste trabalho, está convencionado o uso de hexágonos para Dados Históricos (DH) e elipses influências e Dados Calculados (DC) e Variáveis Simuladas (VS).

3.2. FORMULAÇÃO DAS HIPÓTESES, PROBLEMAS E LEVANTAMENTO DAS ESTRATÉGIAS

A partir da pesquisa das influências aplicáveis ao mercado de gás natural, alterações nas relações entre os fatores são adicionados ao modelo de diagrama causal. As hipóteses e considerações levantadas são:

- i. A partir dos dados históricos, foi estabelecida uma correlação da Reinjeção com a Produção nacional, expressa na Equação 7, com coeficiente de correlação de Pearson significativo em 0,95, para 1 equivalendo à correlação perfeita e $R^2=0,9297$ (MME, 2024).

$$Reinj = 0,1296 x e^{(0,0087 x Prod.Nac)} \quad (\text{Equação 7})$$

Na Equação 7, *Reinj* compreende a reinjeção em milhões de m³/dia e *Prod. Nac* equivalendo à Produção Nacional na mesma unidade.

- ii. A capacidade de escoamento de gás não tratado dos campos do Pré-Sal às UPGNs é ampliada em 18 milhões de m³/dia a partir de 2025, com a entrada em operação do gasoduto “Rota 3” (EPE, 2024f).
- iii. A produção de petróleo apresenta correlação com a Produção Nacional de Gás Natural em 0,87 (Equação 8) o que permite sua representação no Diagrama Causal. Entretanto, a Razão Gás/Óleo (RGO) varia conforme o teor de CO₂ e a natureza do reservatório. A análise de dispersão entre as variáveis indicou $R^2=0,7612$ (EPE, 2020a).

$$Rel_{Prod. \text{ óleo } x \text{ gás}} = 19,14 x + 738,04 \quad (\text{Equação 8})$$

- iv. Os compromissos de descarbonização firmados junto ao Banco Mundial contemplam a meta de extinguir a queima de rotina (*flaring*) até 2030 (PETROBRAS, 2024a), o que permite estabelecer a expressão na Equação 9:

$$Queima (t) = 0,0562 x t + 14,165 \quad (\text{Equação 9})$$

Em que *Queima* (t) corresponde as perdas e *flaring* em função do tempo em dias (milhões de m³/dia).

- v. O consumo nas unidades de Exploração & Produção está correlacionado com a Produção Nacional, descrito na Equação 10 com $R^2=0,9564$;

$$\text{ConsumoE\&P} = 0,0373 \times \text{Prod. Nac} + 9,576 \text{ (Equação 10)}$$

Em que, na Equação 9, *ConsumoE&P* corresponde ao Consumo na E&P em função da Produção Nacional *Prod.Nac*, expresso em milhões de m³/dia.

- vi. Esperada redução na expectativa do fornecimento do gás boliviano sendo substituído pelo fornecimento do gás natural da Argentina (campo de *Vaca Muerta*) (EPE, 2024f). A expressão para Importação da Bolívia na Equação 11 apresenta decréscimo enquanto à expressão para Importação da Argentina compreende à Equação 12, a qual possui atraso, ou seja, ativação na simulação a partir de janeiro de 2025 e comportamento exponencial devido às previsões de contratação iniciais em 2 milhões de m³/dia, podendo chegar a 30 milhões de m³/dia até 2030.

$$\text{Imp. Bol} = -0,0009 \times t^2 + 0,0559 \times t + 28,103 \quad \text{(Equação 11)}$$

$$\text{Imp. Arg} = 2,00402 \times e^{(0,0354 \times t)} \quad \text{(Equação 12)}$$

Em que *Imp. Bol* e *Imp. Arg*, respectivamente nas Equações 10 e 11 equivalem às importações da Bolívia e Argentina, em milhões de m³/dia.

- vii. O despacho das usinas termelétrica está relacionado ao nível dos reservatórios de água para geração de energia hidrelétrica, ou seja,

influenciado pelo regime de chuvas, para o qual não há relação matemática com níveis de confiança aceitáveis. Adicionalmente, o Operador Nacional do Sistema estabelece estratégias para garantia de reserva hídrica ao acionar as usinas termelétricas independente do regime de chuvas.

- viii. A regaseificação possui correlação significativa com a geração de energia elétrica (0,8). A demanda termelétrica na rede integrada projetada a partir de usinas existentes e planejadas mostra redução no período entre 2024 e 2025 (0,1%). Isso se deve ao término de contratos de algumas termelétricas, com recontração a partir de 2026 por meio Leilão de Reserva de Capacidade. A demanda termelétrica máxima apresenta taxa de crescimento de 3,7% ao ano (ou 0,3025% ao mês) (EPE, 2024f).
- ix. Fatores como Absorção em UPGNs (GLP e C₅+), Cogeração e Outros (inclui GNC) não apresentam tendência, ou correlação com Produção ou outro parâmetro (MME, 2024).
- x. O crescimento do PIB está associado ao aumento da atividade econômica, o que gera uma expectativa de aumento demanda industrial, comercial, residencial e de transporte em 3,2% ao ano (EPE, 2024f). A utilização do gás natural para estes setores é influenciada pela competitividade de preços das outras fontes disponíveis.
- xi. Ampliação da participação de fontes renováveis quanto à capacidade instalada e políticas para Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano (BRASIL, 2024).

A expressão que aproxima a evolução da inserção de biometano na malha integrada de transporte de gás natural é apresentada na Equação 13, de acordo com o Panorama do Biometano – Setor Sucroenergético (EPE, 2023):

$$Prod. BioCH_4(t) = 0,0006 * \ln(t) + 0,0073 \quad (\text{Equação 13})$$

Em que $Prod. BioCH_4(t)$ corresponde à produção de biometano em função do tempo t , com inclusão do gás na malha autorizado a partir de 2022.

3.3. FORMULAÇÃO DO DIAGRAMA CAUSAL A PARTIR DAS HIPÓTESES

A partir das hipóteses levantadas pela análise histórica e projeções dos setores de pesquisa e órgãos governamentais, um modelo conceitual, conhecido como hipótese dinâmica, é formulado. Esta formulação inicial corresponde à ideia do loop causal e é comumente usada para desenvolver a hipótese dinâmica, uma vez que permite a visualização simples de mecanismos de influência e sua natureza, portanto, traz praticidade para as partes interessadas revisarem (THANH, 2017).

Tendo como base o modelo conceitual, são incorporadas as influências, que podem externas ou internas, de forma direta ou inversa. Estas podem ser agrupados por regiões cujos aspectos econômicos ou ambientais podem exercer maior influência com potencial de alterar os valores de topo, como políticas e estratégias das empresas. A ideia empregada no modelo conceitual do problema permite a elaboração do diagrama causal, cujas expressões matemáticas aplicáveis são inseridas nas variáveis.

3.4. VALIDAÇÃO E AVALIAÇÕES DE PERTURBAÇÕES NO MODELO

O diagrama causal formulado é então analisado com base nos cenários de interesse. Estes cenários correspondem à efetividade de políticas públicas, acelerando ou desacelerando seus impactos; estratégias das empresas, contratações e mensurar as consequências dos investimentos em infraestrutura e contratações, além de avaliar cenários alternativos de desenvolvimento.

A validação do modelo consiste em testes estatísticos com base nos dados históricos e verificação estrutural, cujos limites devem ser factíveis e críveis. O teste anula possibilidade de variáveis extrapolarem parâmetros de referência. A primeira referência corresponde aos testes de regressão considerando a representatividade do R^2 e P-valor convencionado em $P < 0,05$. Suas funções compreendem, respectivamente, avaliar o ajuste do modelo e testar a significância estatística dos coeficientes e, portanto, auxiliar à decisão da

rejeição ou não rejeição da hipótese nula. Um resumo da análise estatística de regressão em função do tempo é mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Resumo estatístico de regressão

| Série de dados | Tipo da regressão | R-Quadrado | P-valor |
|--|-------------------|------------|---------|
| Produção Nacional | Linear | 0,9702 | P<0,05 |
| Reinjeção | Exponencial | 0,9631 | P<0,05 |
| Queima e perda | Linear | 0,2211 | P<0,05 |
| Consumo em função da Produção nacional | Linear | 0,9564 | P<0,05 |
| Absorção em UPGNs (GLP, C5+) | Linear | 0,1135 | P<0,05 |
| Oferta nacional | Linear | 0,2019 | P<0,05 |
| Importação - Bolívia | Linear | 0,6025 | P<0,05 |
| Importação - Argentina | Linear | 0,0053 | P>0,05 |
| Regaseificação de GNL | Linear | 0,0010 | P>0,05 |
| Oferta importada | Linear | 0,1636 | P<0,05 |
| Oferta total | Linear | 0,0088 | P>0,05 |
| Desequilíbrios | Linear | 0,0005 | P>0,05 |
| Industrial | Linear | 0,0267 | P<0,05 |
| Automotivo | Linear | 0,0636 | P<0,05 |
| Residencial | Linear | 0,5600 | P<0,05 |
| Comercial | Linear | 0,2787 | P<0,05 |
| Geração Elétrica | Linear | 0,0073 | P>0,05 |
| Cogeração | Linear | 0,4376 | P<0,05 |
| Outros (inclui GNC) | Linear | 0,0664 | P<0,05 |
| Demanda total | Linear | 0,0089 | P>0,05 |
| Produção de Petróleo | Linear | 0,7306 | P<0,05 |

Fonte: Autores.

De acordo com a Tabela 1, unicamente pela análise estatística, as previsões do modelo baseadas em regressão não se aplicam em todas as variáveis por não atenderem R^2 significativos ou $P\text{-valor} > 0,05$. Desta forma, é aplicável o método heurístico de convergência às previsões da literatura e estudo disponíveis. O modelo é testado de acordo com as regras formuladas nas hipóteses (item 3.2) inserindo limitações tais como: a Reinjeção não pode apresentar valor maior que Produção Nacional; as políticas como redução de *flaring* iniciam com as informações dos Planos de Negócios até a data alvo em 2030; a inserção de renováveis inicia a partir da formulação dos programas de incentivo; as reduções das variáveis em decréscimo não podem apresentar valores negativos. São adotados valores de ruídos

(perturbações) tendo como referência o erro padrão, o qual quantifica a incerteza associada à generalização dos resultados de uma amostra para a população como um todo.

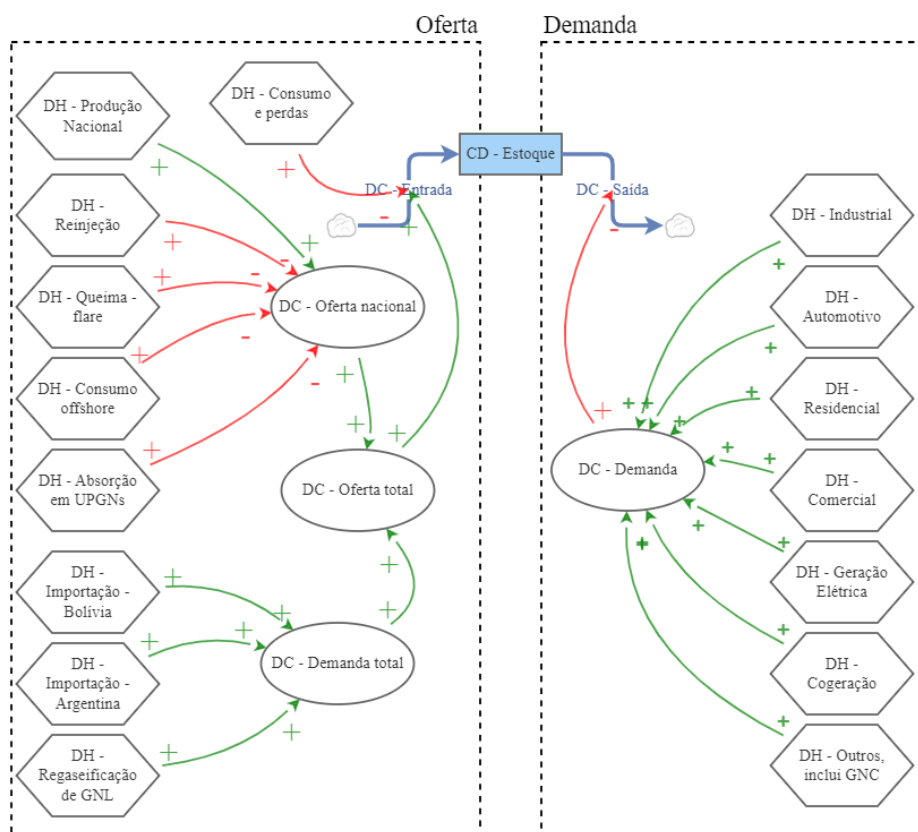
A todo modo, eventuais limitações da aplicação do modelo de DS para projeções do mercado de gás são observadas e justificadas. Estas limitações compreendem:

- i. Informações insuficientes disponíveis para avaliar avanço tecnológico, curvas de aprendizado e pontos de inflexão na previsão de carga;
- ii. Não foram incorporados na simulação fatores como o progresso tecnológico contínuo na área de energias renováveis;
- iii. Não foram incorporadas as curvas de aprendizado que refletem a melhoria na eficiência e redução de custos com o tempo, e potenciais pontos de inflexão que poderiam alterar significativamente a demanda por energia ou mesmo oferta de gás.
- iv. Os métodos foram simplificados para descrever correlações entre parâmetros;
- v. A opção pela adoção direta e de menor complexidade para descrever as relações entre as variáveis do modelo possibilitou a execução da simulação, porém, como todo sistema complexo, não é possível prever todas as interações.

4. RESULTADOS

Os dados históricos utilizados para formulação da representação do mercado de gás natural são apresentados no acompanhamento mensal pelo Ministério de Minas e Energia. Os resultados do teste no Insight Maker® contemplando tais valores podem ser verificados na Figura 4.

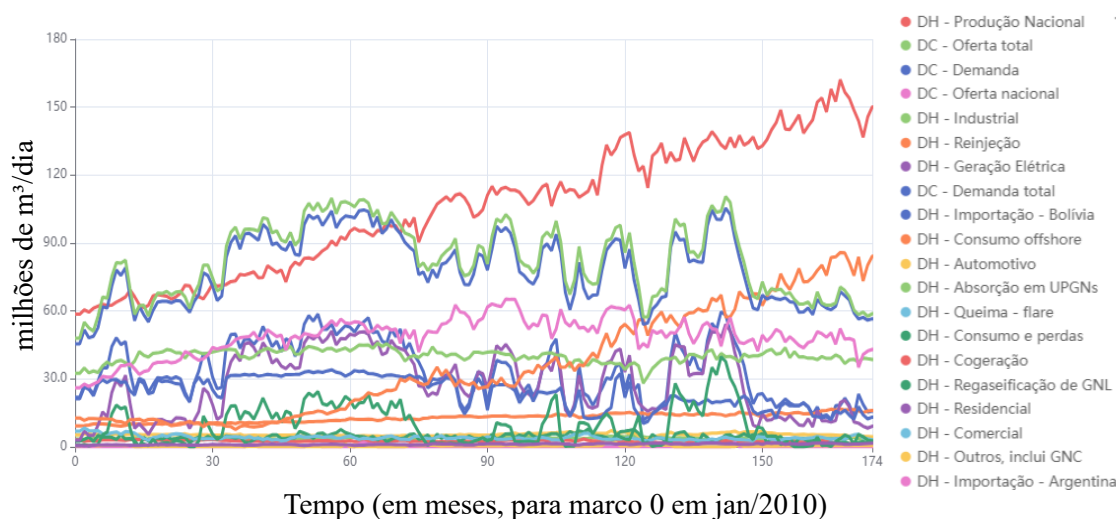
Figura 4. Mercado de gás natural em blocos.



Fonte: Autores.

Na Figura 4, são delimitados os lados de oferta e demanda, bem como representados os sentidos das influências de cada fator, como explicado anteriormente no Quadro 2. Esta representação equivale ao diagrama causal o qual correlaciona as entradas (oferta) e saídas (demanda) sem levar em consideração as estratégias, políticas ou quaisquer interferências para modificar as interações. Neste sentido, como resultado do diagrama apresentado, a ferramenta do Insight Maker® fornece o histórico de forma gráfica, como indicado na Figura 5.

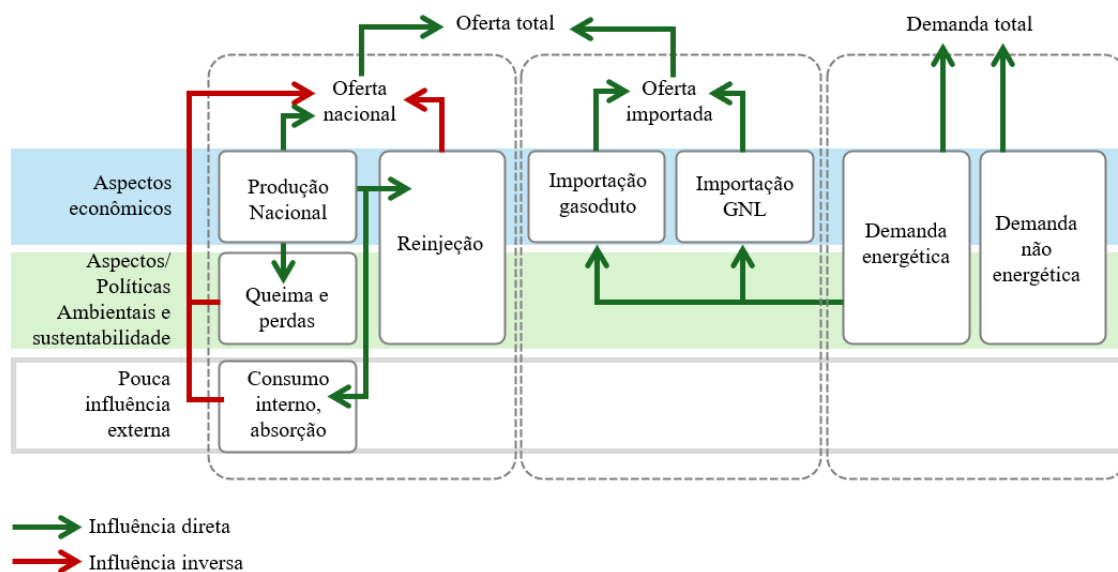
Figura 5. Histórico de dados no período 2010 -2024 no Insight Maker®



Fonte: Autores.

Ao verificar a Figura 5, a evolução das tendências indica comportamentos que permitem a caracterização dos problemas e tópicos a serem investigados, tal como o aumento da reinjeção (DH – Reinjeção) acompanhando a produção nacional (DH – Produção nacional). No entanto, para uma análise significativa das informações, é necessário realizar filtros nas variáveis de interesse para uma representação objetiva. Para tal, a partir da definição das hipóteses baseadas no problema a ser investigado, as variáveis de interesse e as influências externas foram analisadas e elucidadas de acordo com seu dinamismo. O modelo conceitual do problema como insumo ao diagrama causal é apresentado na Figura 6.

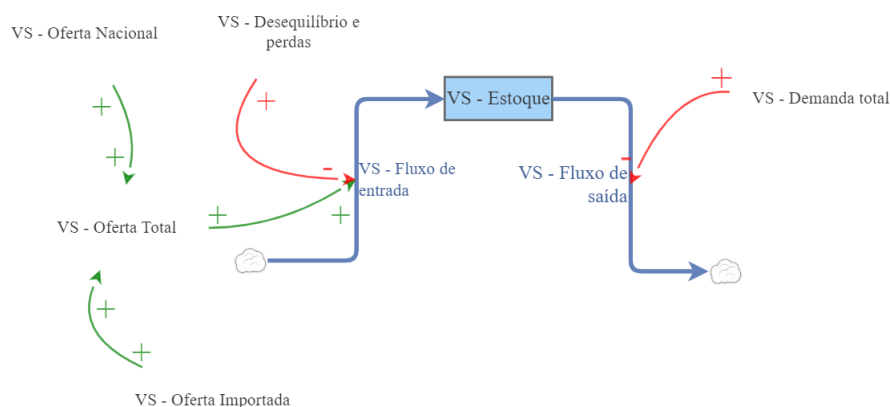
Figura 6. Modelo conceitual do problema.



Fonte: Autores.

Na Figura 6 são mostrados agrupamentos de fatores que interferem na oferta total e demanda total, incluindo comunicações laterais e nos próprios seguimentos. Estes agrupamentos correspondem às regiões cujos aspectos econômicos ou ambientais podem exercer maior influência com potencial de alterar os valores de topo, como políticas e estratégias das empresas. Um diagrama causal simplificado a partir do modelo conceitual contemplando a oferta e demanda é mostrada na Figura 7.

Figura 7. Modelo simplificado aplicado ao mercado de gás natural.



Legenda:

+ → Influência direta

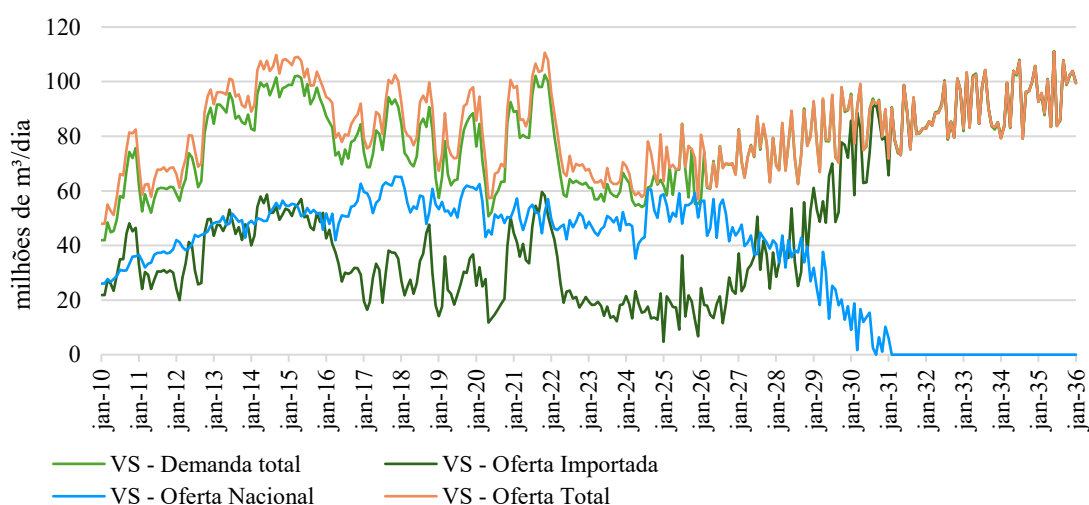
- → Influência inversa

VS - Variáveis simuladas

Fonte: Autores.

A visão simplificada na Figura 7 permite o entendimento do princípio do modelo. A Oferta Nacional acrescida à Oferta Importada corresponde à Oferta total que é inserida ao mercado (VS – Estoque), representado pelo fluxo de entrada. A este fluxo é subtraído o valor de desequilíbrio e perdas, que equivale à diferença real entre Demanda Total e Oferta Total. Isso se dá pela ausência atual de mecanismos de armazenamento de gás natural, no caso, o gás transportado por gasodutos. O gráfico mostrado na Figura 8 apresenta as projeções das descrições supracitadas.

Figura 8. Projeções de demanda e oferta.



Fonte: Autores.

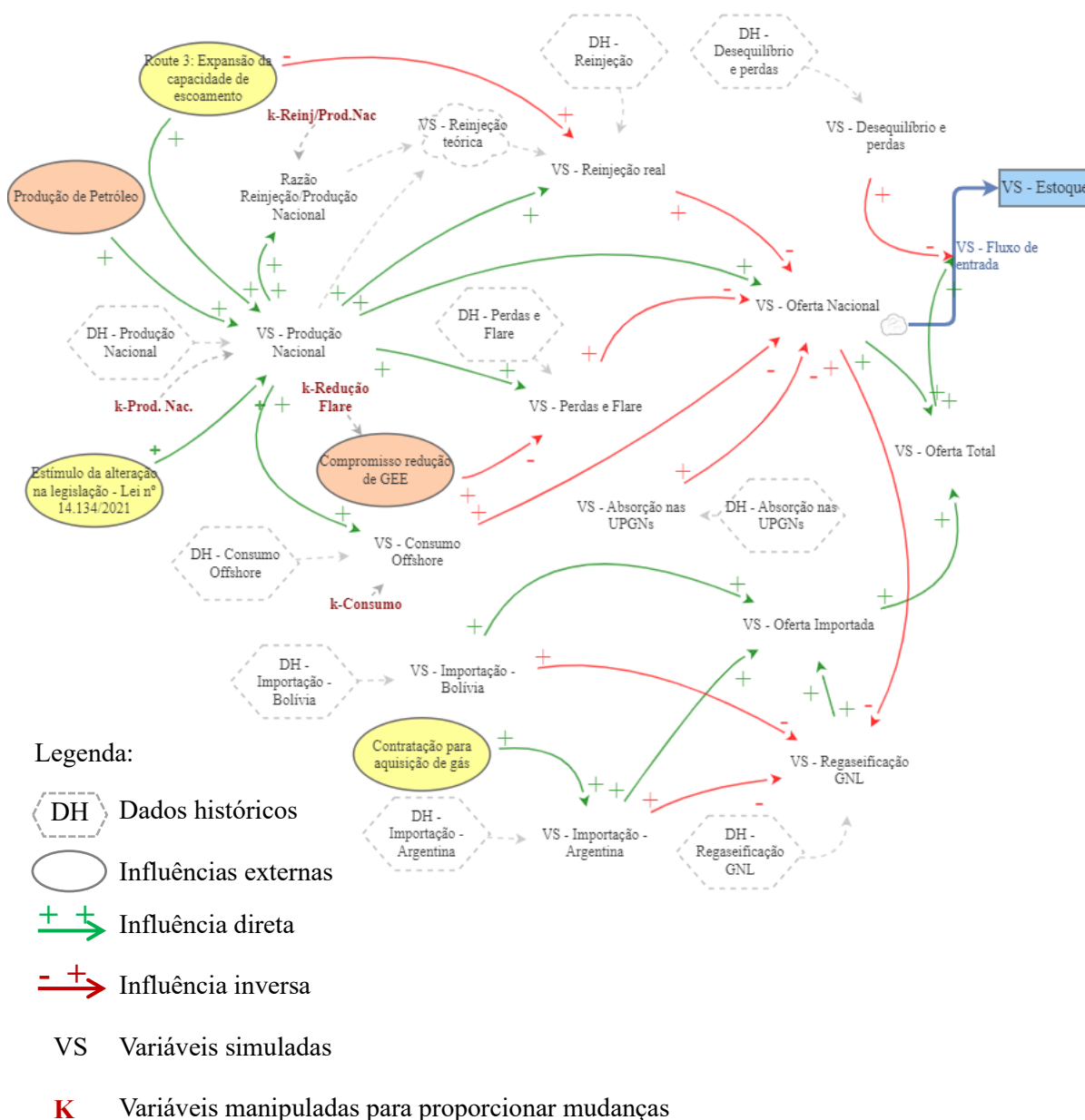
No gráfico apresentado na Figura 8 é verificada a redução gradativa da Oferta Nacional atingindo a nulidade em fev/2031. A Oferta Total é garantida pelo aumento da Oferta Importada que atinge a inversão com a Oferta nacional em mar/2028 em 33,70 milhões de m³/dia. A visão detalhada das casualidades e justificativas envolvidas para este resultado é discutida nos subcapítulos seguintes expandindo os subgrupos de oferta e demanda.

4.1. OFERTA

Uma vez dividida a abordagem para o seu detalhamento, na Figura 9 é apresentada a visão expandida da Oferta. O limite da visualização está caracterizado pelo

fluxo de entrada no “VS – Estoque”, o qual corresponde a disponibilidade do insumo ao mercado.

Figura 9. Visão expandida da Oferta de gás natural do modelo.

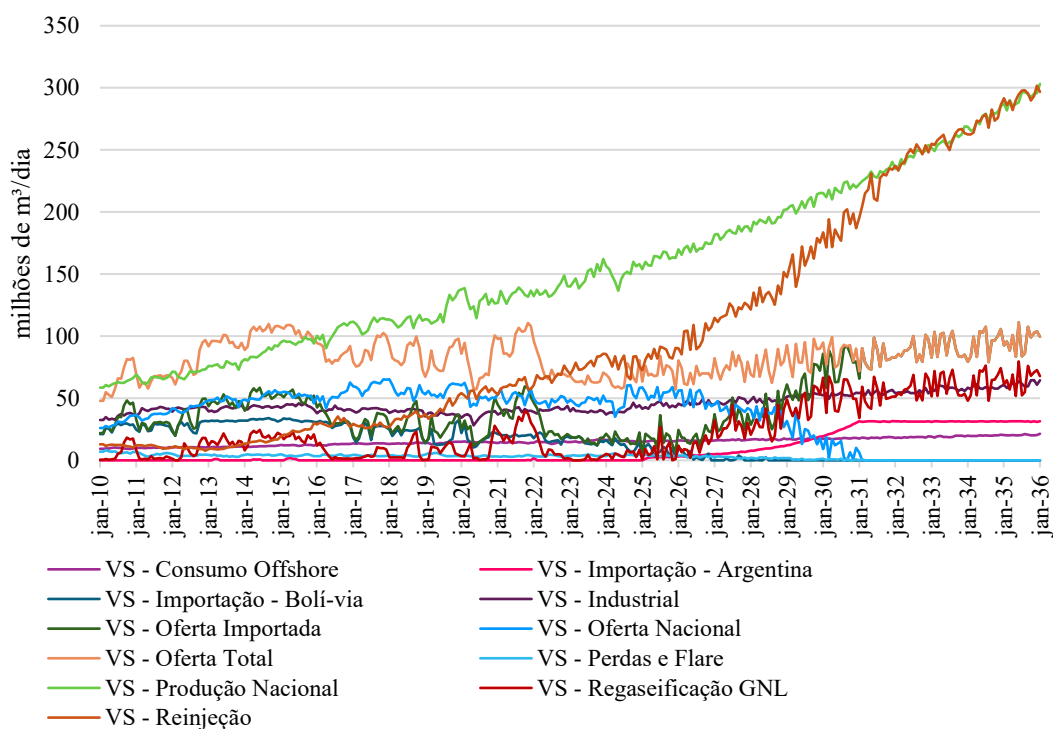


Fonte: Autores.

São mostradas na Figura 9 as influências na oferta de gás natural, desde estratégias, como o compromisso com a redução de Gases de Efeito Estufa, expansão da malha e produção de petróleo. Os valores simulados (VS) são agrupados com os valores históricos (DH), o que permite visualizar o comportamento passado e projetado. Em destaque, o aspecto

“Rota 3 – Expansão da capacidade de escoamento” reflete o investimento no aumento da capacidade da malha de gasodutos resultando em 18 milhões de m³/dia de gás adicionais. Essa influência mostra-se positiva em VS – Produção Nacional e negativa para VS – Reinjeção. Este comportamento é esperado pela influência “Estímulo da alteração na legislação - Lei nº 14.134/2021”. No entanto, o relatório do Plano de Expansão de Energia 2034 não estima quantitativamente esta contribuição, sendo aqui tratado de forma puramente qualitativa (EPE, 2024f). Outra influência relacionada à estratégia de negócio está no aspecto “Contratação para aquisição de gás” para garantia do suprimento importado. Os resultados da projeção da oferta são mostrados na Figura 10.

Figura 10. Histórico e projeção da Oferta



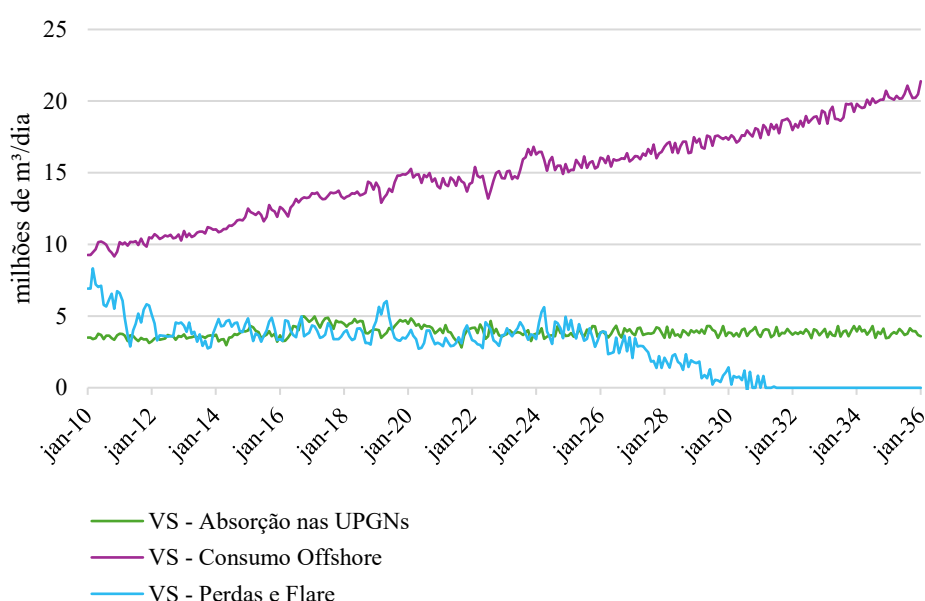
Fonte: Autores.

Na Figura 10, é possível perceber que, se mantida a previsão de Reinjeção de acordo com a hipótese formulada, a quantidade de gás injetado alcançará o valor da Produção Nacional em 230,37 milhões de m³/dia em set/2031. Esse impacto é percebido antecipadamente na Oferta Nacional a partir de set/2026 quando o valor inicia decaimento até alcançar a nulidade em fev/2031. A Regaseificação GNL passa a ser acionada em complemento à Importação da Argentina e mantém sua variação crescente à medida que a demanda energética e não energética aumenta (detalhado do tópico da demanda). Como dito,

a importação de GNL se intensifica em complemento à importação de GNL, com previsão de início em 2025 com a contratação de compra do gás argentino firmada em 2024. Este valor importado atinge seu limite contratado em 30 milhões de m³/dia no final de 2031 e se mantendo, considerando a renovação do acordo diante do cenário de baixa oferta.

Outros aspectos que influenciam a Oferta Nacional, porém em menor escala, correspondem Perdas e *Flaring*, Consumo Offshore e Absorção nas UPGNs. Estes valores são apresentados na Figura 11.

Figura 11. Perdas e Flare, Consumo Offshore e Absorção nas UPGNs



Fonte: Autores.

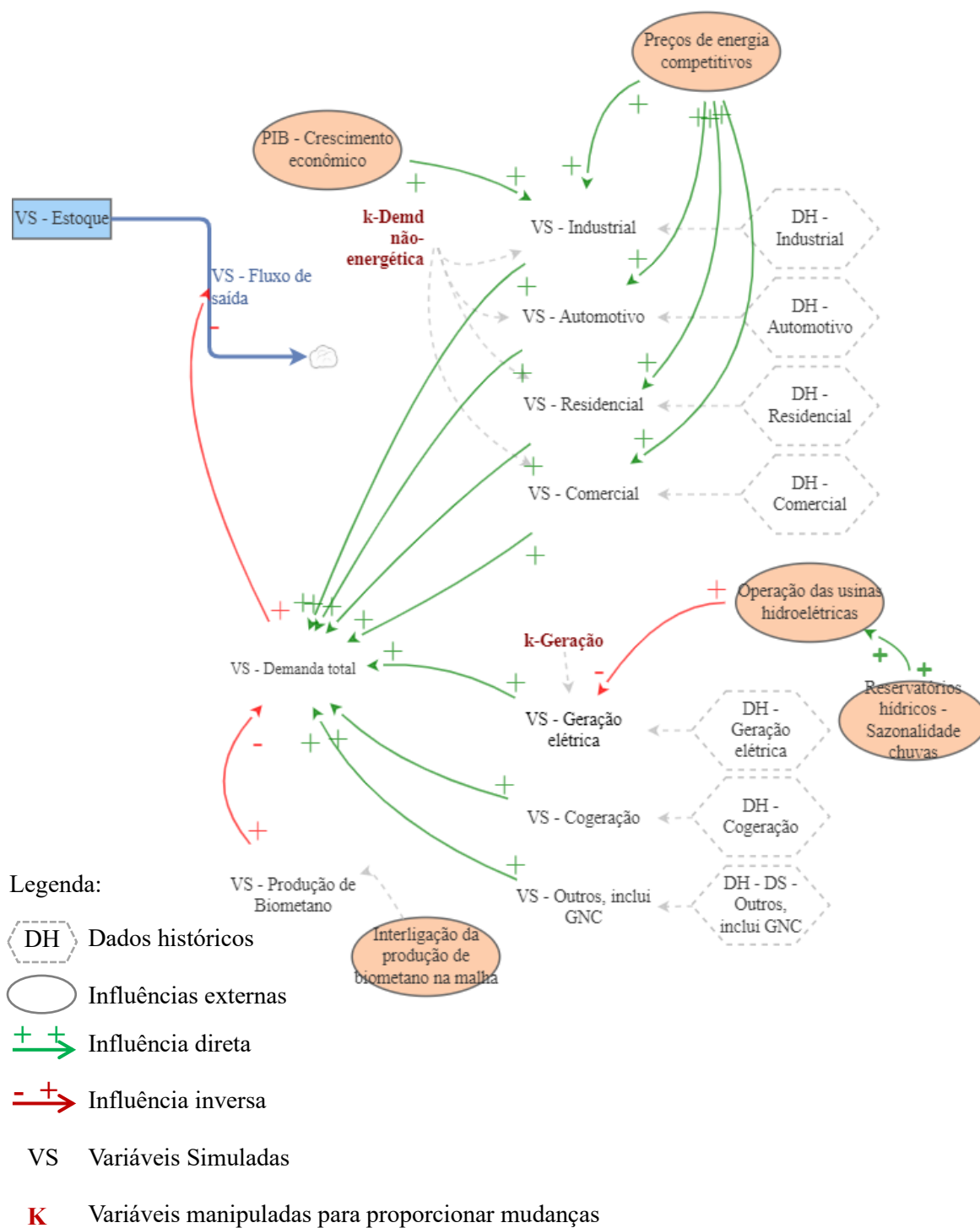
O decaimento de “VS – Perdas e flare”, como mostrado na Figura 11, é influenciado pelo Compromisso de Redução de GEE, o qual prevê eliminar a prática de *flaring* em 2030. A Absorção em UPGNs permanece constante seguindo a média histórica de 3,85 milhões de m³/dia. No entanto, a relação de Consumo Offshore com o aumento da Produção Nacional tende a atingir o valor de 17,31 milhões de m³/dia em 2030.

4.2. DEMANDA

Do modo semelhante, a visão da Demanda oriunda do diagrama causal é detalhada com os sentidos das influências de cada setor demandante, desde os energéticos e

não energéticos. Esta representação se inicia a partir do fluxo “VS – Fluxo de saída”, ou seja, a retirada do mercado de gás representado por “VS – Estoque”, como mostrado na Figura 12.

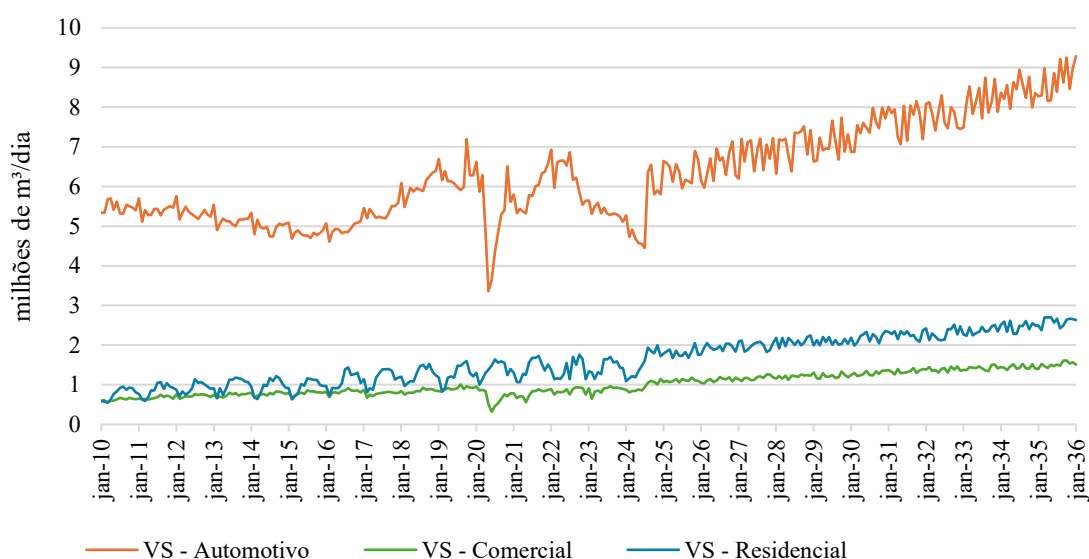
Figura 12. Visão expandida da Demanda de gás natural do modelo



Fonte: Autores.

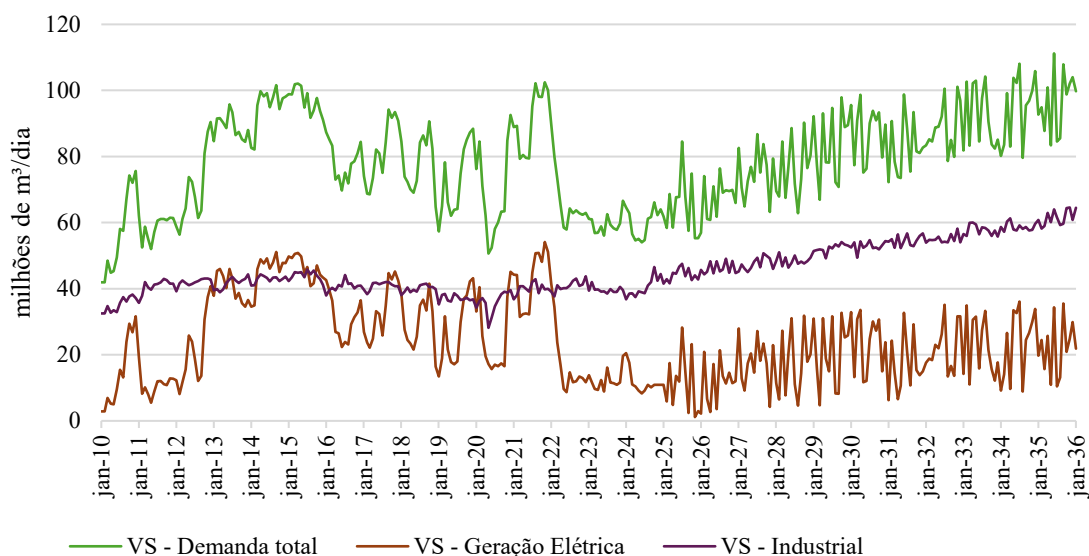
O diagrama causal apresentado na Figura 12 está organizado quanto às influências positivas para “VS – Demanda total”, ou seja, os setores ou aspectos que interferem para o aumento da demanda. Essas parcelas compõem as demandas energéticas e não energéticas. Adicionalmente foi incorporada a Produção de Biometano, a partir da integração da malha de gasodutos de transporte de gás. Um gráfico é apresentado na Figura 13, a qual permite quantificar a tendência das demandas não energéticas de forma isolada e com menor contribuição à demanda total.

Figura 13. Histórico e projeção das demandas não energéticas (exceto Industrial)



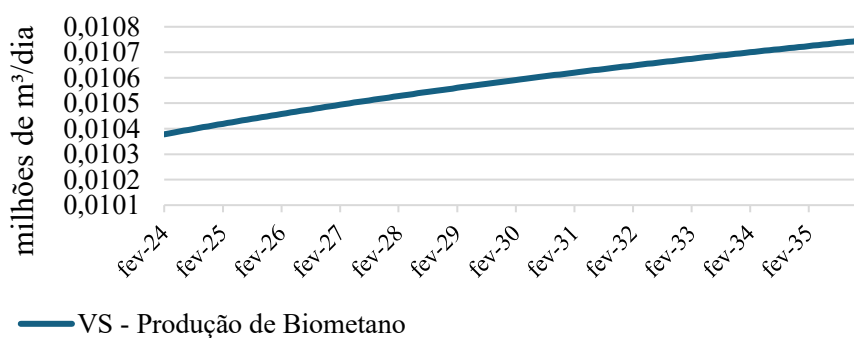
Fonte: Autores.

Pode ser notada na Figura 13 a tendência de aumento conforme as projeções da Empresa de Pesquisa Energética. Perturbações atípicas, como a notada no período da pandemia de COVID-19 em 2020, não foram consideradas neste estudo. A influência da oscilação da demanda pela concorrência de preço de energia de outras fontes é puramente qualitativa, unicamente para simbolizar tal fato. No entanto, o estudo não considerou a abordagem de precificação. Em comparação a essas parcelas, a demanda industrial e de geração de energia apresentam maior representatividade, com 84,22% da demanda total. O gráfico contendo as projeções das demandas industrial e de geração de energia são mostrados na Figura 14.

Figura 14. Histórico e projeção das demandas industrial e de geração de energia

Fonte: Autores.

Na Figura 14 podem ser visualizadas as projeções de aumento das demandas de gás natural no setor industrial e na geração de energia. Esses setores acompanham às projeções do PIB. No entanto, esta relação é tratada de forma qualitativa neste estudo devido à correlação direta entre as variáveis não apresentar valor de significância, uma vez que a composição do PIB leva em consideração outros mercados (agropecuário, de serviços etc.). Por fim, o aspecto relacionado à inclusão do biometano se apresenta pouco expressivo, quando comparado às demandas dos setores energéticos e não energéticos. Essa previsão de aumento é apresentada na Figura 15.

Figura 15. Projeção da produção de Biometano.

Fonte: Autores.

Como pode ser percebido na Figura 15, o volume de biometano entregue à malha integrada de gás é inexpressivo diante da demanda. Embora seja observada ausência de opções para suprir a oferta de gás natural em detrimento à energia de origem fóssil, iniciativas corroboram para a busca e incentivo à produção de biogás, no qual o biometano é extraído. Isso é observado com políticas públicas como o Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano.

4.3. EFEITOS DAS ESTRATÉGIAS E POLÍTICAS

A modelagem do diagrama causal de oferta e demanda permite associar as interações com consequências futuras aos setores e resultados da cadeia produtiva. Uma compilação dos efeitos das estratégias e políticas relacionadas ao mercado de gás é apresentado no Quadro 3.

Quadro 3. Efeitos das estratégias e políticas

| Descrição | Política/ estratégia |
|--|--|
| Os incentivos à expansão da infraestrutura de escoamento de gás natural têm potencial para ampliar a parcela de gás na Oferta Nacional, a exemplo da Rota 3 com aumento em 18 milhões m ³ /dia na capacidade de escoamento. | Lei nº 14.134/2021 - busca ampliar a competitividade para atrair investimentos no setor de gás natural, sendo um dos objetivos a expansão e modernização da infraestrutura. |
| A quantidade de gás natural injetado alcançará o valor da Produção Nacional em 230,37 milhões de m ³ /dia em 2031 resultando na ausência de oferta líquida nacional disponível. | O efeito do Decreto nº 12.153 de 2024 - permite que a ANP determine a redução da reinjeção de gás natural nos poços produtores para projetos futuros. |
| Queima por <i>flaring</i> eliminada em 2030. | Compromissos de descarbonização firmados junto ao Banco Mundial contemplam a meta de extinguir a queima de rotina. |
| Não evidenciadas estratégias e metas para reduzir consumo em unidades do E&P, que apresentam aumento e pico de 18,02 milhões de m ³ /dia em 2030. | Desdobrar estratégias a partir do compromisso do Brasil formalizado no <i>Nationally Determined Contribution</i> (NDC) junto à ONU para modernização de equipamentos e adoção de práticas mais eficientes em relação ao consumo. No setor de petróleo, isso pode se traduzir em otimizar processos do E&P. |
| Aumento expressivo da Importação, atingindo a inversão com a Oferta nacional em 2028 no patamar de 33,70 milhões de m ³ /dia e em sua totalidade a partir de 2031. | Decreto nº 12.153 de 2024 - Redução da reinjeção e Lei nº 14.134/2021 - expansão e modernização da infraestrutura. |

| | |
|---|---|
| Inexpressiva participação do biometano entregue à malha integrada de transporte de gás natural. | Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano; Lei nº 14.993/2024 - apresenta um marco regulatório para o setor de biocombustíveis e sinaliza esforços para a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e o incentivo ao biometano. |
|---|---|

Fonte: Autores.

A visão apresentada no Quadro 3 não é exaustiva, sendo um ponto de partida para desmembrar estratégias aplicáveis e modeláveis na metodologia de DS. Sua representatividade pode ser simulada contemplando cenários possíveis de aplicação de políticas de incentivo ou de restrições.

5. CONCLUSÕES

O desenvolvimento de um diagrama causal usando a abordagem de DS pode ajudar a fornecer uma compreensão abrangente da complexidade dinâmica do mercado de gás natural. Isto se dá por meio da visualização da estrutura dos sistemas subjacentes, interações das políticas e estratégias e dos mecanismos de *feedback*. A modelagem permite que os tomadores de decisão antecipem as consequências de longo prazo das ações intencionais e não intencionais de políticas e estratégias.

Especificamente para o mercado de gás natural, pode ser concluído que as projeções das políticas e estratégias atuais direcionam para um cenário de dependência exclusiva de importação. Adicionalmente revelam o aumento da inutilização da parcela de gás produzida, mas não disponibilizada para o mercado devido a reinjeção. Este cenário pode ser o ponto de alavancagem para aprimoramento das políticas e alocação de recursos de forma assertiva.

Como sugestão para pesquisas futuras, o modelo de simulação pode ser utilizado para compor alternativas (cenários) de desenvolvimento para identificar o melhor cenário plausível que equilibre o desenvolvimento econômico e sustentável.

REFERÊNCIAS

- ADANE, T. F. et al. Application of system dynamics for analysis of performance of manufacturing systems. **Journal of Manufacturing Systems**, 53, 2019. 212-233.
- ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2023**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). [S.l.], p. 270. 2024.
- ASLANI, A.; HELO, P.; NAARANOJA, M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. **Applied Energy**, 113, 2014. 758-765.
- BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Institui Normas para Atividades Econômicas de Gás Natural. **Diário Oficial da União. Seção: 1 - Extra B. Publicado em: 04/06/2021**, Brasília, DF, 2021. 5.
- BRASIL. **BRAZIL'S NDC National determination to contribute and transform**. [S.l.], p. 44. 2024.
- BRASIL. COP29: compromissos do Brasil marcam avanço global na luta contra a mudança do clima. **Secretaria de Comunicação**, 11 novembro 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2024/11/cop29-compromissos-do-brasil-marcam-avanco-global-na-luta-contr-a-mudanca-do-clima>>. Acesso em: 05 janeiro 2025.
- BRASIL. Lei nº 14.993, de 08 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono. **Diário Oficial da União. Seção: 1. Publicado em 09/10/2024.**, Brasília, DF, 2024. 1-4.
- BUGAJE, A.-A. B. et al. Rethinking the position of natural gas in a low-carbon energy transition. **Energy Research & Social Science**, 90, 2022. 102604.
- CAMPOS, F. R. N.; CHAVES, G. D. L. D. O Uso da Dinâmica de Sistemas para Apoio ao Planejamento Elétrico Brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, 25, 2019. 61-84.
- CHI, K. C.; NUTTALL, W. J.; REINER, D. M. Dynamics of the UK natural gas industry: System dynamics modelling and long-term energy policy analysis. **Technological Forecasting and Social Change**, 76, 2009. 339-357.
- DING, Y. et al. Resilience assessment of China's natural gas system under supply shortages: A system dynamics approach. **Energy**, 247, 2022. 123518.
- EPE. **Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal**. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 1-38. 2020.
- EPE. Panorama do Biometano - Setor Sucroenergético. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2023. 41.
- EPE. **PDE 2034 - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Gás Natural**. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.], p. 52. 2024.

FEOFILOVS, M. et al. Increasing resilience of the natural gas system with implementation of renewable methane in the context of Latvia: a system dynamics model. **Energy Procedia**, 158, 2019. 3944-3950.

FEOFILOVS, M.; ROMAGNOLI, F.; GRAVELSINS, A. System dynamics model for natural gas infrastructure with storage facility in Latvia. **Energy Procedia**, 2018. 549-557.

FORD, A. System Dynamics and the Energy Industry. In: _____ **Encyclopedia of Energy**. [S.l.]: Elsevier, 2004. p. 809-818.

GAI, H. et al. Clean combustion and flare minimization to reduce emissions from process industry. **Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry**, 23, 2020. 38-45.

HASSAN, Q.-U.; SEONG, B. S. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. **Energy Policy**, 38, 2010. 2216-2224.

KARUNATHILAKE, H. et al. Decision making for risk management: A multi-criteria perspective. In: KHAN, F. I.; AMYOTTE, P. R. **Methods in Chemical Process Safety**. [S.l.]: Elsevier, v. 4, 2020. Cap. 7, p. 239-287. ISBN <https://doi.org/10.1016/bs.mcps.2020.02.004>.

KHALILI-GARAKANI, A.; IRAVANINIA, M.; NEZHADFARD, M. A review on the potentials of flare gas recovery applications in Iran. **Journal of Cleaner Production**, 279, 2021. 123345.

LEAL, F. I.; REGO, E. E.; RIBEIRO, C. D. O. Levelized cost analysis of thermoelectric generation in Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 44, 2017. 191-201.

LIU, X.; ZENG, M. Renewable energy investment risk evaluation model based on system dynamics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 73, 2017. 782-788.

MAO, W. et al. Impact of the carbon market on investment benefits of power-grid enterprises in China: A system dynamics analysis. **Global Energy Interconnection**, 7, 2024. 402-414.

MENSI, W. et al. Time-varying causality and correlations between spot and futures prices of natural gas, crude oil, heating oil, and gasoline. **Resources Policy**, 93, 2024. 105077.

MME. Boletim mensal de monitoramento da indústria de gás natural. **Ministério de Minas e Energia, Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural**, 2024.

NAILL, R. F. A system dynamics model for national energy policy planning. **System Dynamics Review**, 8 (1), 1992. 1-19.

PETROBRAS. Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2025-2029. **Petrobras**, 2024. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia?_gl=1*wc9y8d*_gcl_au*MTcyNjAxODM0OC4xNzMxNjA5ODg5*_ga*>

NTIwNjc5NTc2LjE3MjI4NjYwNDg.*_ga_PV2M07R987*MTczNjgwNTg5NS4xLjAuMTczNjgwNzU1NC41Ny4wLjUwMTgwMTA0OQ.>. Acesso em: 10 janeiro 2025.

PINTO, A. C. C. et al. An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields. **Offshore Technology Conference**, 2014.

REAY, D. S. et al. Methane and global environmental change. **Annual Review of Environment and Resources**, 43, 2018. 165-192.

RIBEIRO, L. et al. Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil. **Electric Power Systems Research**, 220, 2023. 109364.

SANTOS, L. B. L.; SANTOS, L. C. L. D.; SIMONELLI, G. Analysis of the Brazilian energy policies for natural gas using artificial neural networks. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 102, 2022. 104559.

SINGH, R. R.; CLARKE, R. M.; CHADEE, X. T. Transitioning from 100 percent natural gas power to include renewable energy in a hydrocarbon economy. **Smart Energy**, 5, 2022. 100060.

SZABO, J. Energy transition or transformation? Power and politics in the European natural gas industry's trasformismo. **Energy Research & Social Science**, 84, 2022. 102391.

SZCZYGIELSKI, J. J. et al. What does energy price uncertainty reveal about the global energy crisis? **International Review of Financial Analysis**, 2024. 103838.

THANH, M. V. A System Dynamics Approach for Integrated Natural Resources. In: THANH, M. V., et al. **Redefining Diversity & Dynamics of Natural Resources Management**. [S.l.]: Elsevier, v. 2, 2017. p. 227-244.

WU, J. et al. Has the evolution of renewable energy policies facilitated the construction of a new power system for China? A system dynamics analysis. **Energy Policy**, 183, 2023. 113798.

APÊNDICE D. PARÂMETROS DE ESPECIFICAÇÃO DAS OPERAÇÕES UNITÁRIAS DA SIMULAÇÃO DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO SOFTWARE APEN HYSY®

Especificação das operações unitárias da simulação da UPGN

| Código | Tipo | Especificação | Modelo | Parâmetros adotados |
|---------------|----------------------------|---|---|---|
| V-01 | Vaso de flash | Temperatura: -23,5°C Pressão: 69,00 kgf/cm ² | Vaso horizontal | Nível de líquido: 50% |
| V-02 | Vaso depurador | Temperatura: 15,6°C Pressão: 19,69 kgf/cm ² | Vaso vertical | Nível de líquido: 50% |
| T-01 | Torre de pratos valvulados | Temperatura de fundo: 67°C | Torre com reboiler e sem condensador, sem saídas laterais | Pressão de topo: 21,10 kgf/cm ² Pressão de fundo: 20,80 kgf/cm ² |
| T-02 | Torre de pratos valvulados | Temperatura de fundo: 90,5°C Razão de refluxo: 3,0 | Torre com reboiler e com condensador, sem saídas laterais | Pressão de topo: 25,75 kgf/cm ² Pressão de fundo: 24,95 kgf/cm ² |
| T-03 | Torre de pratos valvulados | Temperatura de fundo: 148°C Razão de refluxo: 0,9 | Torre com reboiler e com condensador, sem saídas laterais | Pressão de topo: 11,53 kgf/cm ² Pressão de fundo: 10,73 kgf/cm ² |
| C-01 | Compressor de gás | Eficiência adiabática: 75,00 Método politrópico: Schultz Eficiência politrópica: 75,719 Pressão de descarga: 71,38 kgf/cm ² | Compressor de gás do tipo centrífugo | Potência disponível: 1145,15 kW |
| C-02 | Compressor de gás | Eficiência adiabática: 75,00 Método politrópico: Schultz Eficiência politrópica: 77,414 Potência consumida: 5307,34 kW | Compressor de gás do tipo centrífugo | Pressão de descarga: 25,66 kgf/cm ² |
| TE-01 | Turbo expensor | Eficiência adiabática: 75,00 Eficiência politrópica: 73,112 Potência fornecida: 1146,00 kW | Turbo expensor do tipo centrífugo | Pressão de descarga: 21,10 kgf/cm ² |
| AC-01 | Air cooler | Temperatura do ar: 25°C Pressão do ar: 0 kgf/cm ² Vazão de ar: 36000 Nm ³ /h | Air coller "simple design" com 4 linhas de tubos e 4 passes | ΔP : 0 Kgf/cm ² Temperatura na descarga: 100°C |
| AC-02 | Air cooler | Temperatura do ar: 25°C Pressão do ar: 0 kgf/cm ² Vazão de ar: 36000 Nm ³ /h | Air coller "simple design" com 1 linha de tubos e 1 passe | ΔP : 0 Kgf/cm ² Temperatura na descarga: 99,95°C |

| | | | | |
|-------------|--------------------------------------|--|--|---|
| P-01 | Trocador de calor tipo placas | Balanço térmico: 0 kW | Trocador de calor do tipo placas - LNG | Temperatura de saída da corrente quente: 19,25°C Perda de pressão na corrente quente: 0,1999 kgf/cm ² Perda de pressão na corrente fria: 0,5058 kgf/cm ² |
| P-02 | Trocador de calor | Energia retirada: 689,9 kW | Cooler | Temperatura de entrada da corrente: 19,25°C Temperatura de saída da corrente: 13,00°C Perda de pressão: 0,200 kgf/cm ² |
| P-03 | Trocador de calor tipo placas | Balanço térmico: 0 kW | Trocador de calor do tipo placas - LNG | Temperatura de entrada da corrente quente: 13,00°C Temperatura de saída da corrente quente: 1,00°C Perda de pressão na corrente quente: 0,1999 kgf/cm ² Perda de pressão na corrente fria: 0,5058 kgf/cm ² |
| P-04 | Trocador de calor | Energia retirada: 2027,0 kW | Cooler | Temperatura de entrada da corrente: 1,00°C Temperatura de saída da corrente: -14,00°C Perda de pressão: 0,200 kgf/cm ² |
| P-05 | Trocador de calor tipo placas | Balanço térmico: 0 kW | Trocador de calor do tipo placas - LNG | Temperatura de entrada da corrente quente: -14,00°C Temperatura de saída da corrente quente: -23,5°C Perda de pressão na corrente quente: 0,200 kgf/cm ² Perda de pressão na corrente fria: 0,200 kgf/cm ² |
| P-06 | Trocador de calor tipo placas | Balanço térmico: 0 kW | Trocador de calor do tipo placas - LNG | Temperatura de saída da corrente quente: -69,20°C Perda de pressão na corrente quente: 0,1999 kgf/cm ² Perda de pressão na corrente fria: 0,1999 kgf/cm ² |
| P-07 | Trocador de calor tipo casco e tubos | Passes no tubo: 2 Passes no casco: 1 Sentido primeiro passe: Contracorrente Casco tipo E Balanço térmico: 0 kW | Trocador de calor caso e tubos | Temperatura de saída da corrente fria: 70,00°C Perda de pressão no lado tubo: 0,200 kgf/cm ² Perda de pressão no lado casco: 0,200 kgf/cm ² |
| P-08 | Trocador de calor tipo casco e tubos | Passes no tubo: 2 Passes no casco: 1 Sentido primeiro passe: Contracorrente Casco tipo E Balanço térmico: 0 kW | Trocador de calor caso e tubos | Temperatura de saída da corrente fria: 100,00°C Temperatura de saída da corrente quente: 40,00°C Perda de pressão no lado tubo: 0,200 kgf/cm ² Perda de pressão no lado casco: 0,200 kgf/cm ² |
| B-01 | Bomba | Eficiência adiabática: 75,00 | Bomba Centrífuga | Diferencial de pressão: 5 kgf/cm ² |

Fonte: Autor.

APÊNDICE E. DEFINIÇÕES DE INSUMOS E PRODUTOS RELACIONADOS AO GÁS NATURAL

Gás de Xisto (*Shale Gas*): É o gás natural encontrado em depósitos de xisto, compreendendo um tipo de rocha sedimentar porosa. Diferente do gás natural convencional, que se acumula em reservatórios mais permeáveis, o gás de xisto encontra-se armazenado em fissuras e poros do xisto. Sua extração geralmente requer técnicas como o fraturamento hidráulico (*fracking*).

GLP (Gás Liquefeito de Petróleo): GLP é uma mistura de hidrocarbonetos leves (principalmente propano e butano) que são obtidos no refino do petróleo ou no processamento do gás natural. Popularmente denominado "gás de cozinha" ou "gás de botijão", o GLP é armazenado em pressões menores e temperaturas ambiente (quando comparado ao GNL e GNV), sendo armazenado e comercializado em botijões e cilindros para uso doméstico, comercial e industrial.

GNC (Gás Natural Comprimido): Trata-se do gás natural é comprimido a altas pressões (comumente entre 200 e 250 bar) em cilindros ou vasos de pressão. É uma forma de transportar gás natural para regiões onde não há gasodutos, utilizando caminhões ou carretas equipadas com cilindros.

GNL (Gás Natural Liquefeito): É o gás natural subresfriado a uma temperatura de aproximadamente -162°C , transformando-o em estado líquido. A liquefação reduz o volume do gás (cerca de 600 vezes), o que permite seu transporte e armazenamento em grandes volumes, geralmente por navios-tanque (metaneiros) ou em caminhões. Após o transporte, o GNL é regaseificado para ser distribuído por gasodutos.

GNV (Gás Natural Veicular): Refere-se ao gás natural que é utilizado como combustível para veículos automotores. É armazenado em cilindros sob alta pressão (na forma gasosa) nos veículos e é considerado uma alternativa econômica em comparação com a gasolina e o diesel, com menor emissões de poluentes.

LGN (Líquidos de Gás Natural): É um termo genérico que se refere aos hidrocarbonetos que são removidos do gás natural durante seu processamento, separados do gás metano (principal componente do gás natural) na forma líquida sob condições de temperatura e pressão específicas.

APÊNDICE F. PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ASSOCIADO E NÃO ASSOCIADO,
SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO – 2014-2023

| Unidades da Federação | Tipo | Produção de gás natural (milhões de m ³) | | | | | | | | | |
|-----------------------|----------------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Brasil | | 31.894,9 | 35.126,4 | 37.890,5 | 40.117,4 | 40.857,2 | 44.724,0 | 46.631,2 | 48.824,3 | 50.338,1 | 54.677,1 |
| Subtotal | Associado | 21.400,8 | 25.618,3 | 28.541,7 | 30.962,6 | 32.372,5 | 36.495,0 | 39.561,8 | 41.649,9 | 44.174,9 | 48.886,6 |
| | Não associado | 10.494,0 | 9.508,1 | 9.348,8 | 9.154,8 | 8.484,7 | 8.229,0 | 7.069,4 | 7.174,4 | 6.163,2 | 5.790,6 |
| Amazonas | Associado | 4.335,8 | 4.445,6 | 4.390,8 | 3.842,6 | 3.731,3 | 3.881,0 | 3.294,7 | 3.561,1 | 3.409,0 | 3.445,5 |
| | Não associado | 368,0 | 614,6 | 715,4 | 913,9 | 1.484,7 | 1.690,0 | 1.662,5 | 1.396,0 | 1.658,6 | 1.768,2 |
| Maranhão | Associado | - | - | - | - | - | - | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,1 |
| | Não associado | 1.968,4 | 1.565,3 | 1.926,3 | 1.617,2 | 1.410,9 | 1.395,0 | 1.350,3 | 2.141,1 | 927,7 | 844,4 |
| Ceará | Associado | 32,8 | 27,5 | 37,4 | 30,4 | 35,6 | 28,0 | 6,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| | Não associado | | | | | | | | | | |
| Rio Grande do Norte | Associado | 391,5 | 357,3 | 316,3 | 304,6 | 280,8 | 277,0 | 205,1 | 223,2 | 320,6 | 353,8 |
| | Não associado | 98,4 | 69,4 | 72,5 | 94,9 | 70,6 | 58,0 | 39,9 | 21,7 | 16,4 | 29,7 |
| Alagoas | Associado | 135,9 | 146,4 | 126,9 | 87,6 | 82,8 | 71,0 | 78,1 | 57,3 | 124,7 | 131,4 |
| | Não associado | 399,4 | 281,0 | 291,3 | 304,1 | 324,7 | 243,0 | 231,4 | 144,5 | 149,2 | 305,2 |
| Sergipe | Associado | 956,6 | 763,6 | 860,7 | 730,1 | 726,4 | 587,0 | 155,0 | 18,2 | 9,1 | 19,1 |
| | Não associado | 101,4 | 100,2 | 88,5 | 81,7 | 64,9 | 58,0 | 18,4 | - | - | - |
| Bahia | Associado | 562,1 | 671,7 | 614,6 | 542,9 | 519,9 | 507,0 | 430,5 | 432,3 | 381,5 | 407,5 |
| | Não associado | 2.534,6 | 2.369,1 | 2.109,6 | 2.044,5 | 2.033,0 | 1.576,0 | 1.132,5 | 1.550,6 | 1.407,5 | 1.148,4 |
| Espírito Santo | Associado | 3.191,5 | 3.350,3 | 3.406,5 | 3.326,8 | 2.946,9 | 2.441,0 | 2.093,6 | 1.750,9 | 1.057,1 | 1.331,6 |
| | Não associado | 1.558,0 | 764,1 | 488,2 | 694,7 | 515,9 | 231,0 | 210,2 | 246,4 | 186,7 | 194,6 |
| Rio de Janeiro | Associado | 10.503,1 | 13.379,2 | 15.746,4 | 18.189,6 | 19.882,0 | 24.549,0 | 29.276,8 | 31.205,8 | 34.747,9 | 39.503,6 |
| | Não associado | 594,2 | 682,8 | 866,6 | 425,5 | 315,7 | 438,0 | 289,9 | 17,5 | 28,6 | 50,4 |
| São Paulo | Associado | 1.291,6 | 2.476,7 | 3.042,0 | 3.908,0 | 4.166,8 | 4.154,0 | 4.021,8 | 4.400,6 | 4.124,6 | 3.693,5 |
| | Não associado | 2.871,5 | 3.061,7 | 2.790,2 | 2.978,3 | 2.264,2 | 2.540,0 | 2.134,1 | 1.656,6 | 1.784,4 | 1.440,3 |
| Paraná | Não associado | - | - | - | - | - | - | - | - | 4,1 | 9,4 |

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2024).