Unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JULIO MESQUITA FILHO" FACULDADE DE CIÊNCIAS E LETRAS
CAMPUS DE ARARAQUARA - SP
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

DANIELE DE FÁTIMA AMORIM SILVA

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO NOS SISTEMAS ISOLADOS DE GÁS NATURAL DO BRASIL: o caso dos estados do Maranhão e Amazonas

Araraquara
2025

DANIELE DE FÁTIMA AMORIM SILVA

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO NOS SISTEMAS ISOLADOS DE GÁS NATURAL DO BRASIL: o caso dos estados do Maranhão e Amazonas

Tese de Doutorado, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Estadual Paulista "Faculdade de Ciências e Letras", campus Araraquara, como requisito para obtenção do título de Doutora em Economia.

Linha de pesquisa: Economia da Tecnologia e da Inovação.

Orientadora: Profa. Dra. Tatiana Massaroli de Melo

Coorientadora: Dra. Anouk Honoré

Bolsa: CAPES

Araraquara
2025

S586d

Silva, Daniele de Fátima Amorim

Desenvolvimento do mercado nos sistemas isolados de gás natural do Brasil: o caso dos estados do Maranhão e Amazonas / Daniele de Fátima Amorim Silva. -- Araraquara, 2025

248 f.: il., tabs., mapas

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Ciências e Letras, Araraquara

Orientadora: Tatiana Massaroli de Melo

Coorientadora: Anouk Honoré

1. Gás natural. 2. Sistemas isolados. 3. Desenvolvimento. 4. Mercado consumidor. 5. Matriz energética. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Dados fornecidos pelo autor(a).

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

Esta tese busca contribuir para o estudo do mercado de gás natural nos sistemas isolados do Brasil através da literatura sobre desenvolvimento baseado em recursos naturais. Seu potencial inclui fornecer subsídios para análises comparativas e para a construção de matrizes energéticas nos demais estados da federação, além de oferecer uma metodologia (insumo-produto) replicável para avaliar os impactos econômicos de distintas fontes de energia.

POTENCIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This thesis aims to contribute to the study of the natural gas market in Brazil's isolated systems by drawing on the literature on natural resource-based development. Its potential contributions include providing input for comparative analyses and for the construction of energy matrices in other states of the federation, as well as offering a replicable (input-output) methodology to assess the economic impacts of different energy sources.

DANIELE DE FÁTIMA AMORIM SILVA

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO NOS SISTEMAS ISOLADOS DE GÁS NATURAL DO BRASIL: o caso dos estados do Maranhão e Amazonas

Tese de Doutorado, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Estadual Paulista "Faculdade de Ciências e Letras", campus Araraquara, como requisito para obtenção do título de Doutora em Economia.

Linha de pesquisa: Economia da Tecnologia e da Inovação.

Orientadora: Profa. Dra. Tatiana Massaroli de Melo

Coorientadora: Dra. Anouk Honoré

Bolsa: CAPES

DATA DA DEFESA: 13/12/2024

MEMBROS COMPONENTES DA BANCA EXAMINADORA:

Orientadora: Profa. Dra. Tatiana Massaroli de Melo
Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (UNESP/FCLAr)

Membro Titular: Prof. Dr. Rogério Gomes
Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (UNESP/FCLAr)

Membro Titular: Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)

Membro Titular: **Prof. Dr. Alexsandro Sousa Brito**
Universidade Federal do Maranhão (UFMA)

Membro Titular: Profa. Dra. Ana Elisa Périco
Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (UNESP/FCLAr)

DEDICATÓRIA

À Família Amorim, para que esta seja apenas a porta de entrada para os futuros doutores da família.

AGRADECIMENTOS

Expresso, primeiramente, minha profunda gratidão a Deus, por todas as bênçãos que tenho recebido ao longo da minha vida, mas de modo particular ao longo dos últimos anos. Desde o momento da aprovação no Doutorado soube dos desafios que enfrentaria com a falta de bolsa no início, a mudança para uma cidade desconhecida e a necessidade de construir novas relações de amizade. No entanto, Deus nunca me abandonou. Mesmo nos dias mais difíceis, pude sentir Sua presença e todas as dificuldades vivenciadas contribuíram para que eu me tornasse a mulher forte que sou hoje.

Sou imensamente grata à minha família pelo amor e apoio incondicional a todos os meus sonhos e projetos. Apesar da distância nos últimos quatro anos, as redes sociais e novas formas de comunicação não afrouxaram os nossos laços, muito pelo contrário, sempre tive a convicção de que todos estariam me esperando de braços abertos quando eu regressasse e dispostos a fortalecer ainda mais as nossas relações. Deixo registrado um agradecimento especial à minha mãe, Graciete, por ser a fortaleza e inspiração que mantém nossa família unida desde a partida prematura do nosso pai, a quem agradeço *in memoriam*. Aos meus irmãos, Roger, Paulo e Roberto, pelo amor, confiança e por seguirem firmes os seus sonhos. Às minhas amadas sobrinhas (Lavínia, Mariana e Melinda), maiores e melhores presentes da minha vida. Aos meus avós, tios, tias, cunhadas, primos, em especial, Rafael, pelo companheirismo e ajuda de grande valia nesta reta final. Sou imensamente grata a toda Família Amorim pelo apoio, carinho e amor. Ao Zeus, por ser o filhote mais lindo, enérgico e alegre que eu poderia ter.

Dirijo um agradecimento especial à minha orientadora, Tatiana Massaroli de Melo. Muito mais do que uma professora e orientadora, tive uma conselheira e incentivadora, que demonstrou profissionalismo e cuidado em todas as nossas conversas. Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Economia da UNESP, representados por Rogério Gomes pelos ricos ensinamentos, André Luiz e Ana Elisa. À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa concedida a partir do quarto mês de doutorado. À Pró-Reitoria de Pós-Graduação pelo incentivo financeiro para a realização do estágio doutoral no exterior. “O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001”.

Sou eternamente grata à minha co-orientadora, Anouk Honoré, do The Oxford Institute for Energy Studies, Reino Unido, por ter me aceitado para o estágio, pelas conversas enriquecedora, por ter jogado luz sobre a discussão do mercado de gás natural nos sistemas isolados do Brasil e todas as orientações durante o meu período no Instituto e depois quando retornei. Aproveito para agradecer ao professor Edmar de Almeida pela recomendação para o

estágio, pelos ensinamentos e por ter, ao lado do professor Marcelo Colomer, despertado a minha paixão pelo mercado de gás natural.

Aos meus professores do Departamento de Economia e do Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico da UFMA, pela sólida formação recebida na graduação e no mestrado. Manifesto minha gratidão ao professor Alex Brito pelas orientações, empolgação e pela condução impecável do Grupo de Análise da Política Econômica (GAPE). Aproveito para agradecer a todos os membros do grupo, na pessoa do meu querido amigo Júnior, ator de fundamental importância nesta minha passagem pelo doutorado.

Reconheço com apreço o apoio dos meus colegas professores e da Universidade Ceuma nos meus primeiros anos de afastamento para o cumprimento dos créditos do curso. À Secretaria Adjunta do Planejamento e Orçamento (SPLAN), particularmente, ao Roberto, pelo apoio e compreensão durante minha ausência para a conclusão desta tese. À minha amiga, Juliana, pelas conversas, carinho e suporte. À minha equipe maravilhosa da Superintendência de Planejamento, de modo particular à Patrícia, pela compreensão e torcida de sempre.

À minha turma, especialmente, ao meu amigo Matheus, pelas aventuras dentro e fora da UNESP, na busca incessante por qualificação na área de insumo-produto e pelas parcerias nos artigos. À minha amiga, Lívia, pelas conversas, debates sobre as nossas pesquisas e pelas revisões valiosas. Aos meus amigos, Márlon e Raquel, pelas reflexões sobre a vida. Às minhas amigas de Araraquara, Luana, pelos momentos maravilhosos que compartilhamos. À Maiara, pelo período que moramos juntas, mas, sobretudo, pela relação de amizade que construímos. À Ana Caroline, pela alegria, empolgação e aventuras pelo mundo. À Ana Cavalieri, por ter me adotado como filha postiça e pelo carinho. Às minhas amigas do Liceu Maranhense pela amizade de longa data. E aos meus amigos do Reino Unido e Itália, pelas experiências, empatia e compartilhamentos durante a minha estadia em terras distantes

Por fim, rendo meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que fazem parte da minha vida e que contribuíram direta ou indiretamente durante a minha passagem pelo doutorado.

EPÍGRAFE

“As misérias e privações podem ser de vários tipos — alguns mais passíveis de solução social do que outros. A totalidade das dificuldades humanas seria uma base bruta para identificar nossas “necessidades”. Por exemplo, há muitas coisas que poderíamos ter boas razões para valorizar se elas fossem exequíveis — poderíamos desejar até mesmo a imortalidade, como Maitreyee. Mas não as vemos como “necessidades”. Nossa concepção de necessidades relaciona-se às ideias que temos sobre a natureza evitável de algumas privações e à compreensão do que pode ser feito sobre isso. Na formação dessas compreensões e crenças, as discussões públicas têm um papel crucial. Os direitos políticos, incluindo a liberdade de expressão e discussão, são não apenas centrais na indução de respostas sociais a necessidades econômicas, mas também centrais para a conceituação das próprias necessidades econômicas” (Sen, 2010. p. 203).

RESUMO

Os sistemas isolados do Maranhão e do Amazonas, estados atualmente desconectados do gasoduto de transporte nacional, representam a segunda maior produção de gás natural do país (14,6%) e respondem por 17,6% das reservas provadas, apresentando, contudo, baixos índices de desenvolvimento do mercado. Em vista disso, esta pesquisa tem como objetivo principal identificar barreiras e oportunidades para a expansão do mercado de gás nas regiões estudadas, propondo políticas públicas que promovam o desenvolvimento regional. A pesquisa fundamenta-se na teoria do desenvolvimento baseado em recursos naturais e na teoria dos custos de transação, além de utilizar a política comparada para extrair lições de experiências internacionais. A metodologia combina uma análise comparativa para identificar padrões entre os países selecionados, com técnicas quantitativas para a construção das matrizes energéticas dos sistemas isolados, e emprega o modelo insumo-produto para mensurar os impactos econômicos decorrentes da inserção do gás natural na matriz produtiva de ambos os estados. Os resultados apontam que a ausência de conexão com a rede nacional de gasodutos e de estratégias direcionadas à indústria de gás natural, bem como a falta de um arcabouço regulatório eficiente, são barreiras significativas ao desenvolvimento do mercado nessas regiões. No entanto, o estudo destaca a importância estratégica da diversificação do consumo do gás natural para os setores industrial e de energia, por meio da substituição interenergética, o que pode promover impactos econômicos e ambientais positivos. Para tanto, recomenda-se um conjunto de políticas consideradas estratégicas para o desenvolvimento almejado, incluindo investimentos em infraestrutura, estímulos à inovação tecnológica e medidas para desverticalizar o setor, de modo a promover maior competitividade e atração de novos agentes. A pesquisa conclui que o gás natural pode atuar como um catalisador para o desenvolvimento regional nos sistemas isolados, devido aos efeitos de encadeamento com as indústrias locais e aos transbordamentos sobre ambas as economias.

Palavras-chave: Gás natural; Sistemas isolados; Desenvolvimento; Mercado consumidor; matriz energética.

ABSTRACT

The isolated systems of Maranhão and Amazonas, states currently disconnected from the national gas pipeline transportation network, account for the second-largest natural gas production in the country (14.6%) and hold 17.6% of proven reserves. However, these regions exhibit low levels of market development. This research aims to identify barriers and opportunities for gas market expansion in the studied areas and propose public policies to promote regional development. The research is grounded in natural resource-based development theory and transaction cost theory, and it also employs comparative policy analysis to draw lessons from international experiences. The methodology combines comparative analysis to identify patterns among selected countries and quantitative techniques for building the energy matrices of the isolated systems. Additionally, an input-output model is used to measure the economic impacts arising from the integration of natural gas into the productive matrix of both states. The results indicate that the lack of connection to the national pipeline network, the absence of strategies targeting the natural gas industry, and the need for an efficient regulatory framework are significant barriers to market development in these regions. Nonetheless, the study highlights the strategic importance of diversifying natural gas consumption through inter-energy substitution, which can yield positive economic and environmental benefits. To this end, a set of policies considered strategic for the desired development is recommended, including investments in infrastructure, incentives for technological innovation, and measures to unbundle the sector, thereby promoting greater competitiveness and attracting new players. Based on the linkages between natural gas and the local economy as well as the spillover effects, the study concludes that natural gas can be a catalyst for regional development in isolated systems.

Keywords: Natural gas; Isolated systems; Development; consumption market; Energy matrix.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Cadeia Produtiva do Gás Natural 66
Figura 2. Governança eficiente 74
Figura 3. Grandes movimentos comerciais de gás em 2021 – Os fluxos do comércio internacional (bmc) 88
Figura 4. Localização da malha de gasodutos de transporte no Brasil em 2021 (em Km) 98
Figura 5. Companhias de Distribuição e comercialização de gás natural no Brasil 102
Figura 6. O gasoduto de Urucu-Coari-Manaus e a conexão da produção em Urucu à Manaus e pequenas cidades no interior do estado do Amazonas 113
Figura 7. Esforços Exploratórios para hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: 5 fases principais 114
Figura 8. Representação dos gasodutos de transporte, distribuição e expansão da rede até 2027 em Manaus, Amazonas 134
Figura 9. Etapas da construção do balanço energético nacional 146
Figura 10. Representação das principais bases de dados e metodologia da pesquisa 151
Figura 11. Estrutura de oferta e demanda da atividade de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio no Amazonas (parte a) e no Maranhão (parte b). 187
Figura 12. Estrutura de oferta e demanda da atividade de Energia elétrica e outras utilidades no Amazona (parte a) e Maranhão (parte b) 190
Figura 13. Estrutura de oferta e demanda da atividade de Gás Natural no Amazonas (parte a) e Maranhão (parte b) 193
Figura 14. Contribuição dos setores energéticos relacionados ao gás natural para a economia dos sistemas isolados do Brasil 195
Figura 15. Etapas de desenvolvimento da indústria de gás natural 203

Gráfico 1. Distribuição das reservas provadas mundiais de gás natural em 1970 e em 2020 (trilhões de m³) 82
Gráfico 2. Evolução da produção de gás natural nas economias selecionadas entre 1970 e 2022 (bilhões de m³) 84
Gráfico 3. Evolução da oferta interna bruta de gás natural no Brasil em 10^3 TEP, entre 1970 e 2021 90
Gráfico 4. Evolução da oferta interna bruta de gás natural no Brasil, segundo origens entre 2010 e 2021 (em MMm³/dia) 91
Gráfico 5. Importação de gás natural e GNL no Brasil, em 2022, segundo país de origem do produto (em MMm³/dia) 92
Gráfico 6. Evolução da produção nacional de gás natural no Brasil, segundo finalidades entre 2010 e 2021 (em MMm³/dia) 93
Gráfico 7. Matriz Energética Brasileira entre 1970 e 2021 (%) 96
Gráfico 8. Evolução da malha de gasodutos de transporte no Brasil entre 1999 e 2021 (Km) 97
Gráfico 9. Evolução da demanda final por gás natural entre 1970 e 2021 (10^3 TEP) 99
Gráfico 10. Evolução da demanda final por gás natural na Indústria entre 1970 e 2021 (10^3 TEP) 100
Gráfico 11. Evolução da demanda total por gás natural na Indústria entre 2010 e 2021 (MMm³/dia) 101

Gráfico 12. Evolução da infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural entre 1999 e 2021 (Km) 105
Gráfico 13. Evolução do preço do gás natural no Brasil e nos EUA entre 1995 e 2021 (R$/m3) 106
Gráfico 14. Evolução da produção de gás natural nos principais campos no Amazonas (AM) e Maranhão (MA) (m³/dia) entre 2013 e 2023 130
Gráfico 15. Evolução mensal da produção de gás natural por destinação no Amazonas e no Maranhão (m³/dia) – (dez/00 para dez/23) 131
Gráfico 16. Estimativa da oferta interna de energia para os estados do Amazonas em Maranhão em 2021 (em %) 155
Gráfico 17. Estimativa do consumo final de energia para os estados do Amazonas em Maranhão por setor de atividade em 2021 (em %) 159
Gráfico 18. Estimativa do consumo final de energia para os estados do Amazonas e Maranhão nas atividades industriais em 2021 (em %) 160
Gráfico 19. Salário médio real das atividades de extração de petróleo e gás natural, energia elétrica e gás natural (deflator IPCA), entre 2010 e 2023 197
Gráfico 20. Multiplicadores simples de produção do Amazonas e Maranhão 199
Gráfico 21. Efeitos de encadeamento por meio dos índices Ramussen-Hirschman 202
Gráfico 22. Produção de petróleo, líquidos de gás natural (LGN) e gás natural no Amazonas e no Maranhão entre 1997 e 2021 231
Gráfico 23. Importações de energia primária e secundária por tipo nos sistemas isolados (em 1000 ton.) entre 1997 e 2021 232
Gráfico 24. Processamento de petróleo por origem e produção de derivados de petróleo na Refinaria do Amazonas (Ream) (em m³) entre 1990 e 2021 233
Gráfico 25. Vendas de Derivados de Petróleo e etanol pelas Distribuidoras no Amazonas e no Maranhão (em 1000 m³) entre 1980 e 2021 234
Gráfico 26. Vendas de Derivados de Petróleo e etanol pelas Distribuidoras por tipo de fonte, consumidor final e atividades industriais nos sistemas isolados (em 1000 m³) entre 1980 e 2021 234
Gráfico 27. Produção de carvão vegetal, lenha e produtos da cana no Amazonas e no Maranhão entre 1986 e 2021 238
Gráfico 28. Geração de eletricidade por fonte nos sistemas isolados (em GWh) entre 2011 e 2021 239
Gráfico 29. Geração de eletricidade e demanda total nos estados do Amazonas e Maranhão entre 2011 e 2021 (em GWh) 240
Gráfico 30. Demanda por energia elétrica por setor de atividade no Maranhão entre 1970 e 2021 (GWh) 241

Mapa 1. Exploração de gás natural nas bacias de Solimões e Parnaíba: localização, poços perfurados e distância da rede de transporte nacional 111
Mapa 2. Poços perfurados na Exploração de petróleo e gás natural no Estado do Maranhao 121
Mapa 3. Poços perfurados na Exploração de gás natural na Bacia do Parnaíba 125
Mapa 4. Localização da demanda potencial por gás natural no Maranhão, incluindo o projeto de transporte via GNL da Eneva 174

Quadro 1. Similaridades e divergências no desenvolvimento do mercado de gás natural nos países selecionados e Brasil 60
Quadro 2. Distribuição de gás natural nos 10 maiores países consumidores e países selecionados em 1970 e em 2022 (bmc) 86
Quadro 3. Balanço das Rodadas de Licitação por Bacia, Companhias e Bônus Arrecadados (Valores Constantes – a preços de 2022 IPCA, com base no dólar médio de cada ano) entre 2001 e 2021 116
Quadro 4. Balanço dos Blocos Arrematados com contrato Assinado e Programa Exploratório Mínimo (Valores Constantes – a preços de 2022 IPCA) na Bacia do Parnaíba nas Rodadas 9, 11, 12, 13 e 14 122
Quadro 5. Campos em Exploração e Desenvolvimento na Bacia do Parnaíba 127
Quadro 6. Contratos de fornecimento pelo Complexo Termelétrico do Parnaíba no CCEAR 136
Quadro 7. Quadro resumitivo das singularidades dos mercados de gás natural no Amazonas e no Maranhão 143
Quadro 8. Esquema resumido da Matriz Energética 148
Quadro 9. Políticas públicas para o desenvolvimento do mercado de gás natural 207

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Distribuição da produção mundial de gás natural em 1970 e 2022 (bmc) 83
Tabela 2. Reservas provadas de Gás Natural por Localização em 2022 (MMm³)..... 89
Tabela 3. Evolução da reinjeção de gás natural no Brasil entre 2012 e 2021 (em MMm³/dia)94
Tabela 4. Produção de Gás Natural por Tipo em 2022 (em MMm³/dia) 94
Tabela 5. Produção de Gás Natural e Petróleo por Concessionárias em 2022 (em MMm³/dia) 95
Tabela 6. Comercialização de gás natural pelas empresas distribuidoras (em MMm³/dia) ... 103
Tabela 7. Consumo total de gás natural, número de clientes e extensão da rede de distribuição por região e estado em 2019 104
Tabela 8. Decomposição do preço final do Gás Natural das Principais distribuidoras para o Consumidor Industrial no Brasil 107
Tabela 9. Preço da Petrobras para as Distribuidoras livre de tributos e encargos, por Região em dezembro de 2021..... 108
Tabela 10. Preço do gás natural para a demanda final em 2021 109
Tabela 11. Evolução das reservas totais e provadas de gás natural nos estados do Amazonas e Maranhao, entre 2012 e 2022 (bilhões de m³)..... 129
Tabela 12. Demanda de gás natural por setor e companhia distribuidora nos estados do Amazonas e Maranhão 135
Tabela 13. Estimativa da oferta interna de energia para os estados do Amazonas e Maranhão entre 2011 e 2021 por tipo de fonte (em 1 milhão de giga joules)..... 153
Tabela 14. Estimativa do consumo final de energia para os estados do Amazonas em Maranhão por fonte entre 2011 e 2021 (em %)..... 157
Tabela 15. Estimativa da demanda total por gás natural no Amazonas e no Maranhão em 2021 163
Tabela 16. Estimativa da demanda potencial por gás natural nos setores selecionados no Amazonas e Maranhão em 2021 168
Tabela 17. Disposição dos elementos na matriz inter-regional de insumo-produto da Amazônia Legal..... 182
Tabela 18. Composição dos multiplicadores simples de produção setoriais segundo origem 201

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 17
2 DESENVOLVIMENTO BASEADO EM RECURSOS NATURAIS: A EXPERIÊNCIA DO MERCADO DE GÁS NATURAL 22
2.1 Teoria do desenvolvimento baseada em recursos naturais 22
2.2 Experiências selecionadas de desenvolvimento baseado nos recursos de gás natural 28
2.2.1 Caso da Holanda, Reino Unido, Estados Unidos da América, China, Argentina, Colômbia e Brasil 29
2.2 Proposta de análise de política comparada para o mercado gás natural 55
2.2.1 Política comparada como metodologia de análise 55
2.3.2 Trajetórias de desenvolvimento do mercado de gás natural: aspectos regulatórios, políticos e econômicos 57
3 AS ESPECIFICIDADES TÉCNICAS, ECONÔMICAS E OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL 62
3.1 Aspectos técnico-econômicos do gás natural 62
3.2 Custos de transação na indústria de gás natural 70
3.2.1 Análise dos custos de transação na indústria de gás natural e a estrutura de governança 76
3.2.2 Algumas considerações sobre os custos de transação e cadeia de gás natural no Brasil 78
3.3 Panorama do mercado de gás natural nos países selecionados e no Brasil 80
3.3.1 O mercado de gás natural no mundo 80
3.3.2 Estrutura do mercado de gás natural brasileiro 88
3.3.3 Análise da infraestrutura de transporte brasileira 97
3.3.4 Demanda por gás natural e mecanismo de fixação dos preços no Brasil 99
4 EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL NOS SISTEMAS ISOLADOS DO BRASIL: o caso da Bacia de Solimões, no amazonas e Bacia do Parnaíba, no Maranhão 110
4.1 Histórico da Bacia de Solimões 111
4.2 Histórico da exploração na Bacia do Parnaíba 113
4.3 Estratégias de desenvolvimento do mercado de gás natural no Amazonas e no Maranhão 126
4.3.1 Panorama da oferta e da demanda de gás natural 126
4.3.2 Estrutura e desenvolvimento do mercado de gás natural 132
4.3.3 Aspectos regulatórios do mercado de gás natural nos sistemas isolados 137
4.3.4 Convergência e divergência no mercado de gás natural dos sistemas isolados 142
5 MATRIZ ENERGÉTICA ESTIMADA PARA OS ESTADOS DO MARANHÃO E DO AMAZONAS E DEMANDA POTENCIAL PARA O GÁS NATURAL 145
5.1 Metodologia do Balanço Energético Nacional 145
5.2 Considerações metodológicas para a construção das matrizes energéticas dos sistemas isolados do Brasil 149
5.3 Matriz energética estimada 151
5.4 Demanda potencial de gás natural a partir de dados secundários 161
5.5 Levantamento da demanda por gás natural a partir dos projetos em andamento no Maranhão 172
6 IMPACTOS POTENCIAIS DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO MARANHÃO E AMAZONAS: SIMULAÇÕES USANDO O MODELO INSUMO-PRODUTO 175
6.1 Metodologia e análise do modelo insumo-produto 175
6.1.1 Modelo Insumo-Produto aberto 175
6.1.2 Análise estrutural a partir dos indicadores: *backward* e *forward linkages* 177
6.1.3 Indicadores de encadeamento e análise da estrutura produtiva brasileira 178
6.2 Matrizes inter-regionais de insumo-produto do Maranhão e Amazonas 180

6.2.1 Características das matrizes da Amazônia Legal e estados 180
6.2.2 Agregação dos setores de atividade econômica e processo de separação da atividade de gás natural 182
6.3 Estrutura de demanda e oferta da indústria de gás natural 186
6.4 Contribuição da indústria de gás natural para a economia dos sistemas isolados ... 194
6.4.1 Participação na produção, no PIB, remuneração e emprego 194
6.4.2 Efeito multiplicador e índices de encadeamento da indústria de gás natural 198
6.5 Recomendações de política para o desenvolvimento e consolidação do mercado de gás natural nos sistemas isolados do Brasil 202
6.5.1 Os modelos de desenvolvimento do mercado de gás natural e os sistemas isolados 203
6.5.2 Recomendações de política para os sistemas isolados considerando as experiências selecionadas 206
7 CONCLUSÃO 213
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 218
APÊNDICES 230

1. INTRODUÇÃO

A análise do mercado de gás natural no Brasil apresenta certas complexidades, sem as quais a compreensão de todo o processo se torna desafiadora. Em primeiro lugar, a localização geográfica das reservas e da produção na região Sudeste proporcionou a esses estados condições favoráveis para liderar o estabelecimento de um mercado de gás natural. Em segundo lugar, o foco estratégico na criação de uma rede ampla de gasodutos ao longo das regiões costeiras acabou por gerar uma desconexão acentuada entre as áreas centrais e costeiras do país, evidenciando uma fissura geográfica. Por fim, a concentração do consumo de gás natural, dos clientes e das redes de distribuição de gasodutos no Sudeste ressalta que o mercado de gás natural no Brasil é, essencialmente, regionalizado.

Paralelamente, as duas últimas décadas foram emblemáticas para a descoberta de reservatórios de gás natural nas bacias do Solimões e do Parnaíba, situadas, respectivamente, nos estados do Amazonas e Maranhão, referenciados nesta pesquisa como “Sistemas isolados do Brasil”. Essas localidades estão afastadas da rede nacional de transporte, exigindo esforços substanciais para o desenvolvimento de um mercado sustentável para esse recurso energético. No caso do Amazonas, apesar de seu isolamento geográfico, esforços coordenados sob a orientação da Petrobras permitiram a construção de um gasoduto que conectou o centro de produção aos mercados consumidores, possibilitando uma atuação mais efetiva da empresa de distribuição local.

Por outro lado, a situação do Maranhão se desenvolveu com maior complexidade. Diante do isolamento completo em relação às redes de transporte existentes, a via imediata para monetizar as reservas foi a geração de energia elétrica, facilitada pelo amplo acesso às redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Inquestionavelmente, a estratégia econômica da produtora local foi pautada pela necessidade de recuperar os investimentos realizados na bacia. No entanto, emerge um imperativo estratégico para diversificar a escala de aplicações do gás natural, caso o objetivo seja fomentar o desenvolvimento do mercado no estado, trazendo benefícios mútuos tanto para os consumidores quanto para a empresa produtora.

As inúmeras discussões que posicionam o gás natural como o novo catalisador para a reindustrialização do Brasil exigem uma perspectiva mais ampla, que vá além da avaliação das reservas do Pré-Sal, abrangendo uma análise do potencial de consumo existente nessas regiões e dos investimentos necessários para criar um mercado robusto e conectá-lo à rede nacional de transporte. Isso se torna especialmente relevante ao considerar a probabilidade significativa de

exaustão dos campos produtores no longo prazo, exigindo uma resposta imediata de suprimento por parte das regiões com maior capacidade de fornecimento.

Experiências internacionais têm reforçado o potencial do gás natural não somente como substituto de fontes mais poluentes, mas como gerador de encadeamentos setoriais a partir da redução de custos e aumento da competitividade nos usos finais. Se por um lado, a gestão sustentável desse recurso natural tem a potencialidade de transformar a realidade econômica de uma região, por outro lado, a inanição das políticas públicas locais pode imputar elevados custos de oportunidade aos sistemas isolados do Brasil.

Nesse contexto, o problema central deste estudo concentra-se no seguinte questionamento: Considerando as limitações regulatórias, tecnológicas e de infraestrutura, qual seria a demanda necessária para a diversificação do mercado de gás natural nos sistemas isolados do Brasil? Como questões secundárias, são ponderadas as seguintes: até que ponto os estados do Amazonas e Maranhão podem contribuir para a consolidação de um mercado de gás local? E, por fim, quais políticas públicas são fundamentais para democratizar o acesso ao gás natural e potencializar os efeitos econômicos sobre ambos os estados?

A hipótese central sobre a qual se assenta esta discussão é a de que a promoção do desenvolvimento do mercado de gás natural nos sistemas isolados do Brasil está condicionada às ações e perspectivas de futuro dos estados do Amazonas e Maranhão. Nesse sentido, políticas ativas que envolvam aspectos regulatórios, industriais e ambientais, além de promoverem a expansão do mercado de gás, têm o potencial de impactar o desenvolvimento sustentável das economias desses estados.

No intuito de responder aos questionamentos em tela, o objetivo geral desta pesquisa é analisar as trajetórias de desenvolvimento da indústria de gás natural no contexto mundial, a fim de, posteriormente, identificar as estratégias mais adequadas para a criação de um mercado dinâmico e integrado nos sistemas isolados do Brasil. A pesquisa também visa examinar as condições de oferta e demanda, bem como os potenciais impactos sobre as economias do Maranhão e Amazonas.

Os objetivos específicos deste estudo são: i) relacionar a literatura sobre o desenvolvimento baseado em recursos naturais com as trajetórias das indústrias de gás natural na Holanda, Reino Unido, Estados Unidos, China, Colômbia, Argentina e Brasil; ii) analisar o panorama do mercado de gás natural nas economias selecionadas, considerando os custos envolvidos na cadeia produtiva do insumo; iii) identificar as semelhanças e diferenças na exploração de gás natural nos sistemas isolados do Brasil, além da capacidade de produção das

principais bacias produtoras; iv) estimar as matrizes energéticas dos estados do Amazonas e Maranhão, identificando as fontes energéticas predominantes e a demanda potencial por gás natural, através da substituição interenergética; v) simular os impactos econômicos potenciais sobre as economias locais e relacionar as principais políticas estratégicas para o desenvolvimento do mercado de gás natural no sistemas isolados.

A abordagem metodológica adotada nesta pesquisa foi a conjugação do método qualitativo e quantitativo, cumprindo os objetivos de estudo exploratório e descritivo (Gil, 1991). Partiu-se, desta forma, de uma revisão sistemática de literatura, com o delineamento de uma análise de política comparada do mercado de gás natural em economias selecionadas, para, em seguida, estimar a potencialidade do mercado consumidor nos sistemas isolados Brasil, incluindo recomendações de políticas públicas.

No primeiro momento, tomou-se como base o método de política comparada para construção de um painel que pudesse refletir os principais pontos de convergência e divergência do desenvolvimento do mercado de gás em economias selecionadas (Gonzales, 2008). Em seguida, centrou-se em uma análise quantitativa dos dados disponíveis para os casos selecionados e a indústria brasileira, ao lado de uma análise qualitativa envolvendo os custos de transação e estrutura de governança para a indústria de gás natural.

Um dos pontos mais sensíveis da pesquisa dizem respeito a adoção do método estatístico para estimar as matrizes energéticas dos estados do Amazonas e Maranhão, com base na metodologia de cálculo de Balanço Energético Nacional (EPE, 2022). A escassez de dados e a necessidade de informações relativas ao consumo das diversas fontes energéticas nos dois estados foram a principal motivação para as estimativas realizadas. Ao final da simulação, foi possível identificar o potencial de consumo de gás natural em todos os setores econômicos, em especial no setor industrial e de transporte.

Para calcular os impactos potenciais da diversificação do uso do gás natural sobre o setor industrial e economia local, considerando as atividades do mercado de gás natural, adotou-se o modelo insumo-produto (Miller; Blair, 2009). A matriz utilizada como referência foi a matriz inter-regional da Amazônia Legal (Sudam, 2022). Nestes termos, como insumos complementares, foram calculados a estrutura de custos do mercado, os efeitos multiplicados intra e interestadual, bem como os efeitos de encadeamento da produção.

Por último, mas não menos importante, resgatou-se os elementos da política comparada, discutidos no primeiro capítulo, tal como as estimativas de impactos potenciais do mercado de gás natural, no último, para recomendar um conjunto amplo de políticas públicas, necessárias

para o desenvolvimento desse mercado nos sistemas isolados do Brasil. As categorias de políticas foram enquadradas em institucional, setor produtivo, tecnologia e inovação, e ambiental.

Os principais resultados da pesquisa envolvem estimativas de demanda necessária para a diversificação do mercado de gás natural nos sistemas isolados na ordem de 4,5 MMm³/dia no Maranhão e de 2,0 MMm³/dia no Amazonas, com efeitos econômicos, sociais e ambientais sobre as referidas economias, dado o posicionamento estratégico da atividade. Com vistas à potencialização da diversificação do consumo de gás natural nos sistemas isolados, recomendou-se um conjunto de políticas públicas capazes de conduzir os estados aos resultados almejados. Pensar de forma articulada, considerando políticas de cunho institucional, produtivo, tecnológico e inovação, bem como o meio ambiental, pode retirar o mercado de gás natural da posição passiva atual e posicioná-lo estrategicamente como um condutor do desenvolvimento sustentável para os estados do Maranhão e Amazonas.

A relevância desta pesquisa reside, primeiramente, em apresentar, para os estados dos sistemas isolados, uma estratégia de desenvolvimento para a indústria de gás natural, com base nas experiências internacionais e nacionais, fornecendo insumos que podem ser aproveitados pelos formuladores de políticas em âmbito local. Em segundo lugar, oferece para a academia, por meio do modelo de estimação da matriz energética dos estados do Maranhão e Amazonas, uma ferramenta poderosa com possibilidade de replicação e aperfeiçoamento, considerando, inclusive, outras realidades estaduais. Para as empresas da cadeia produtiva do gás natural, tanto a montante quanto à jusante, possibilita a compreensão do potencial dos impactos econômicos e ambientais diante da substituição interenergética. Finalmente, a relevância para sociedade está não somente em apreender que a diversificação da demanda é condição necessária para a promoção dos impactos sociais, sob o ponto de geração de emprego e renda, mas também entender o seu papel no processo de democratização do uso desse recurso natural.

Para a consecução dos objetivos estabelecidos e confirmação ou refutação da hipótese central, esta tese foi dividida em cinco capítulos, excluindo-se a introdução e a conclusão. No primeiro capítulo, faz-se um levantamento bibliográfico da literatura que trata do desenvolvimento baseado em recursos naturais, analisando os casos dos mercados de gás natural em países selecionados: Holanda, Reino Unido, Estados Unidos da América, China, Argentina, Colômbia e Brasil, por meio de política comparada. No segundo capítulo, identificam-se as especificidades técnicas-econômicas e os custos de transação da indústria de gás natural no Brasil, trazendo um panorama das reservas, produção, consumo, fluxos

comerciais do gás natural no mundo e a evolução do mercado de gás natural brasileiro. No terceiro capítulo, apresenta-se a exploração de gás natural nos sistemas isolados do Brasil, identificando as similaridades e dissonâncias entre as estratégias de desenvolvimento dos estados do Amazonas e Maranhão. No quarto capítulo, apresenta-se uma proposta de estimação das matrizes energéticas dos estados dos sistemas isolados para, em seguida, por meio de uma proposta de substituição interenergética, apresentar a demanda potencial para o gás natural. Finalmente, no capítulo cinco, utilizando-se a matriz inter-regional da Amazônia Legal, calcula-se a estrutura de custos da indústria de gás com a substituição interenergética nos setores demandantes e os efeitos multiplicadores, bem como os índices de encadeamento para frente e para trás dentro da cadeia produtiva. Ainda no mesmo capítulo, tendo como parâmetro as experiências apresentadas previamente, recomenda-se um conjunto de políticas públicas para o desenvolvimento do mercado de gás natural nos sistemas isolados, dentro dos pilares institucional, setor produtivo, de tecnologia e inovação, e ambiental.

2 DESENVOLVIMENTO BASEADO EM RECURSOS NATURAIS: A EXPERIÊNCIA DO MERCADO DE GÁS NATURAL

Este capítulo explora o desenvolvimento baseado em recursos naturais com foco no mercado de gás natural. Inicialmente, discute-se a teoria do desenvolvimento baseado em recursos naturais, apresentando diferentes abordagens sobre os impactos econômicos e sociais da exploração de recursos. Posteriormente, são analisadas experiências internacionais selecionadas, como as da Holanda, Reino Unido, Estados Unidos, China, Argentina, Colômbia e Brasil, destacando aspectos regulatórios, institucionais e tecnológicos que moldaram o mercado em cada contexto. A análise busca identificar padrões, desafios e lições que podem subsidiar a formulação de políticas públicas para o setor nos sistemas isolados do Brasil.

2.1 Teoria do desenvolvimento baseada em recursos naturais

A teoria do desenvolvimento baseada em recursos naturais não encontra um terreno consensual na literatura dedicada. Ao longo do tempo, as divergências em torno da temática foram se desdobrando em diferentes vertentes do que pode ser considerada como análise dos impactos da exploração desses recursos em estudos envolvendo um conjunto de países e as explicações de o porquê o fenômeno se processa de maneira distinta dependendo das condições do detentor das reservas.

Para a análise acerca da literatura do desenvolvimento baseado em recursos naturais, optou-se pela classificação de Pampola e Cacciamali (2018), que classificam os autores que discorrem sobre recursos naturais e desenvolvimento, considerando suas respectivas escolas de pensamento: i) Estruturalistas e Keynesianos, tendo como centralidade a indústria e a maldição dos recursos naturais; ii) Neoinstitucionalistas, para ao quais, o bom funcionamento do mercado depende das instituições; e iii) Neoshumpeterianos, defensores do dinamismo tecnológico e inovação no processo de produção. No entanto, os autores alertam que a organização por escola não é suficiente para barrar algumas sobreposições de pensamento, mas necessária para compreensão do debate.

Para o primeiro grupo, a indústria é tratada como o coração do processo de desenvolvimento pelos importantes efeitos de encadeamento sobre a economia. Hirschman (1958) é um dos principais defensores dos efeitos de encadeamento da indústria, cuja potencialização seria dada com o processo de industrialização. Os produtos primários, por se

caracterizarem por baixo nível de processamento local, tendem a ser exportados “sem deixar rastros no resto da economia”, gerando “enclaves” no desenvolvimento econômico.

Após Hirschman (1958), Kaldor (1978) é considerado um dos maiores expoentes do papel exercido pela indústria moderna no desenvolvimento econômico. Isso porque para ele, sendo o excesso de oferta de mão de obra a razão do atraso econômico, somente a indústria seria capaz de absorver esse excesso na economia. Dessa forma, focar em produtos primários não somente levaria a uma perda em termos de comércio exterior, mas também drenaria recursos de setores considerados estratégicos para o desenvolvimento de determinado país.

Sachs e Warner (1995, 2001) foram os primeiros a contestar os esforços de exploração econômica dos recursos naturais, trazendo em primeira mão, o que ficou conhecido como a maldição dos recursos naturais (natural resource curse). Por meio de uma pesquisa quantitativa, considerando uma amostra de 97 países, os autores constataram que havia uma correlação negativa entre a abundância de recursos naturais e crescimento econômico. Isso porque à medida que os produtos primários elevavam sua participação nas exportações, os produtos manufaturados experimentavam uma retração, o que implicava em menores taxas de crescimento para a nação.

Contudo, embora os trabalhos dos dois autores tenham sido considerados seminais na construção da teoria da maldição dos recursos naturais, Gelb (1988) foi o primeiro a identificar uma relação negativa das rendas do petróleo sobre a economia. Durante o choque nos preços do petróleo em 1971 e 1973, o autor confirmou que houve uma deterioração maior dos investimentos nas economias dependentes de minerais do que nas não dependentes. Seguindo essas descobertas, Auty e Warhurst (1993) afirmaram que a volatilidade das receitas minerais é a responsável pela tendência de enclave das economias minerais. Além disso, a exploração desses recursos por empresas estrangeiras e consequente remessa de lucro para a matriz implica em menores níveis de receita para o país detentor das reservas, impedindo a expansão do nível de investimentos.

Na esteira das causas da maldição dos recursos naturais, encontra-se a “doença holandesa” (Dutch disease)[1], causadora da apreciação cambial e do crowndout da indústria, com impactos negativos sobre a economia. Para Corden e Neary (1982), o boom de recursos naturais tem dois efeitos: desindustrialização direta e desindustrialização indireta, ocasionado por baixas taxas de crescimento econômico. Autores como Wijnbergen (1984), Matsuyama

[1] The concept originates in the November 1977 issue of The Economist, where it was used to describe the contraction in The Netherlands’ manufacturing sector owing to the discovery of natural gas fields in 1956 (Alssadek; Benhin, 2023).

(1992) e Torvik (2001) afirmam que a doença holandesa deve afetar negativamente o crescimento de longo prazo por causa do atraso no *learning by doing* na indústria. Para Cherif (2013), há um gap de produtividade contínuo que causa um ciclo vicioso nessas economias.

No entanto, recentemente Bjørnland e Thorsrud (2016) demonstraram que autores como Corden e Neury (1982) consideraram a produtividade como exógena ao modelo. Quando a exploração de recursos naturais nos setores de petróleo e gás natural, por exemplo, é feita de forma eficiente, endogenizando o processo, os efeitos de spill-overs podem ser vistos em outros setores, o que aumenta as externalidades positivas da produção sobre a economia. Nesse cenário, em vez de maldição, ter-se-ia uma bênção em decorrência da abundância desses recursos. No entanto, esse efeito parece não se aplicar para o conjunto de detentores de recursos naturais. Alssadek; Benhin (2023) comprovam a existência de doença holandesa nas simulações feitas. Forte evidência de que a teoria explica o que ocorreu nesses países.

Humphreys, Sachs e Stiglitz (2007) enxergam a abundância de recursos naturais de outra perspectiva. Para eles, trata-se de uma riqueza diferente por apresentar características de produção nata e não serem renováveis. Desse modo, a ideia de processo produtivo não poderia ser aplicada nessas circunstâncias, tendo em vista que os estoques de recursos funcionam muito mais como ativo e promovem o que ficou conhecido na literatura como "comportamento rentista" (*rent-seeking behavior*). No caso da exploração de petróleo e gás natural, existe elevada possibilidade de surgirem políticas econômicas e ambientais que podem favorecer o explorador implicando na depleção dos campos e o não retorno para a sociedade.

Quando se trata de analisar até que ponto os recursos naturais podem exercer impacto sobre o desenvolvimento econômico local, a abordagem da Staple Theory, de Watkins (1963, 2006) é uma das mais contundentes por considerar duas consequências da exploração desses recursos. A consequência positiva (the optimistic paradigma), em linha com Hirschman (1958), diz respeito à diversificação da estrutura produtiva utilizando todo o norral criado em torno da base exportadora e ganho de escala à medida que essa renda fosse convertida em investimento doméstico. Existiria, desse modo, potencial de criação dos efeitos de encadeamento para frente e para trás e impulso da demanda final.

Do outro lado, o modelo negativo (the pessimistic dependency paradigma), de Watkins (1963, 2006), leva em consideração a armadilha das matérias-primas ou dos produtos básicos, no qual prenomina uma visão limitada em torno das exportações e inexistência de capacidade para adensar a estrutura de produção. Além disso, a baixa conexão entre os setores produtivos

e capacidade de agregar valor aos produtos exportados resultaria no que pode ser considerada uma maldição dos recursos naturais.

A outra escola de pensamento a analisar o papel dos recursos naturais é a neoinstitucionalista, para a qual a qualidade das instituições está diretamente relacionada ao crescimento econômico. Para os neoinstitucionalistas, a teoria criada em torno da maldição dos recursos naturais não pode ser provada apenas pelo viés de abundância dos recursos, mas é preciso analisar a qualidade das instituições existentes.

Todavia, a depender da qualidade das instituições há autores que pregam que a própria abundância de recursos pode levar a um extermínio das instituições. Nesse sentido, os estudos que avaliam esse papel institucional sobre os recursos naturais podem ser separados em dois grupos: i) o primeiro grupo sugere que os recursos naturais deterioram diretamente as instituições; ii) o segundo grupo considera que a qualidade das instituições determinará como as receitas provenientes desses recursos serão usadas.

No primeiro grupo, Isham al. (2005) e Sala-i-Martin; Subramanian (2013) advogam que os recursos naturais travam os melhoramentos institucionais atrasando a transição para um governo democrático e reduzindo os direitos políticos e liberdades civis, o que impacta negativamente no crescimento econômico. Leite e Weidmann (1999); Tornell e Lane (1999) provam, por meio de modelo, que os recursos naturais criam um ambiente hostil para engajar políticos em atividades não econômicas, tais como rentismo e corrupção.

No entanto, para outro grupo de autores, a qualidade institucional também pode ser afetada pelo tipo de recurso natural que está sendo explorado. Para Isham et al (2005), as modalidades de recursos naturais concentradas, ou seja, restritas a determinados países, tais como petróleo, produtos minerais e combustíveis, reduzem a qualidade das instituições, enquanto florestas, arroz e trigo têm efeito diverso por serem mais dispersos e relativamente requererem menores volumes de investimento para exploração. No caso dos recursos minerais, por estarem sob o domínio estatal, há elevados incentivos para comportamento oportunista, corrupção e políticas que dificultam a atuação das instituições.

Ademais, Collier e Hoeffler (2005); Rosser (2006), De Sousa e Neumayer (2007) afirmam que os recursos naturais põem os países sob o risco de guerra civil, como resultado das discussões a respeito da alocação da renda dos recursos. Ross (2004a, 2004b), explica a natureza desses conflitos em três grupos distintos: i) petróleo e gás natural estão associados a guerras civis (Lujala, Gleditsch e Gilmore, 2005; Ross, 2006); ii) drogas, madeira e pedras preciosas podem causar conflitos violentos (Snyder e Bhavnani, 2005); iii) produção da

agricultura não está associada a esses conflitos (De Sousa e Neumayer, 2007). Os casos i e ii são resultantes de um colapso institucional, controlado por pequenas elites. Nesse cenário, a renda é usada para a pacificação dos apoiadores políticos, podendo resultar em regimes autocráticos e oligárquicos.

Historicamente, os países ricos em petróleo e gás natural, portanto, detentores das maiores reservas, apresentam dificuldade para migrar para regimes democráticos. Ross (2001) explica que esse entrave é decorrente de três fatores: i) atraso no desenvolvimento do capital humano e na urbanização, o que afeta diretamente o desenvolvimento das instituições; ii) redução de taxação ou simplesmente a inexistência destas, dadas as elevadas receitas desses recursos, e a não necessidade de checagem das contas pela sociedade; iii) gastos excessivos com militares e segurança.

No segundo grupo, estão os defensores de que a qualidade das instituições pode levar à maldição dos recursos naturais. Mehlum et al. (2006a) argumenta que os recursos naturais levam a uma retração do crescimento econômico somente em países que possuem instituições ruins (grabber-friendly institutions), enquanto o crescimento econômico é observado somente onde há boas instituições (producer-friendly institutions). O resultado da existência de instituições de alta qualidade seria a inativação do comportamento oportunista, alta qualidade da burocracia, baixo nível de corrupção, segurança de propriedade, elevado nível de transparência e responsabilidade menor risco de quebra de contratos. Desse modo, haveria a melhoria dos índices de crescimento e consequentemente superação da maldição dos recursos naturais.

Para Wiens (2014), a essência das instituições em economias baseadas em recursos naturais é a trajetória de dependência. Se as instituições não funcionam antes da depletação dos recursos, as receitas provenientes do recurso deterioram qualquer motivação para o estabelecimento de uma boa qualidade das instituições. Instituições democráticas e crescimento econômico de longo prazo são difíceis de ocorrer nessas economias. Nessas circunstâncias, qualquer tentativa de fortalecer as instituições antes da depletação dos recursos, terá um efeito completamente positivo e diverso.

Contudo, o tipo de instituição capaz de transformar os recursos naturais em bênçãos para determinada nação depende de outros fatores, não somente restritos a qualidade. Cappelen e Mjøset (2009) advertem que as instituições passam por modificações ao longo do tempo, sendo impossível manter o padrão por longas datas. Dito isto, restaria saber qual seria o tipo ideal de instituição proposta pelos institucionalistas.

Adicionalmente, Cappelen e Mjøset (2009) manifestam preocupação com a finalidade do tipo ideal de instituição. Por exemplo, o índice de qualidade institucional apresentado por Mehlum, Moene e Torvik (2006) leva à seleção de instituições de um "Estado Mínimo", em que o objetivo é preservar a liberdade e segurança jurídica, o que vai de encontro ao "Estado Desenvolvimentista" no qual as metas são de diversificação produtivas e estímulo aos efeitos de encadeamento. Stevens e Dietsche (2008) ponderam que a seleção de um tipo ideal de instituição ignora diversos elementos políticos e sociais cruciais ao desenvolvimento institucional. Portanto, em vez de focar na instituição ideal, seria muito mais vantajoso entender as particularidades de cada país e de que forma estes tem enfrentado o fenômeno da abundância dos recursos e as questões de desenvolvimento.

Avançando no debate, as instituições como garantidoras do sucesso das economias baseadas em recursos não são suficientes para o último grupo de autores do recorte considerado. Estes, sendo compostos neoschumpeterianos, concentram a discussão na mudança tecnológica e capacidades criadas, aliadas ao arcabouço institucional e políticas econômicas. Os países que apresentaram desempenho positivo no setor de recursos naturais seguiram trajetórias de aprendizagem e conhecimento, sendo capazes de gerar *spillovers e aumentar os linkages efects* entre os setores econômicos.

Um dos maiores entraves existentes no setor de recursos naturais é o pensamento restrito, por parte de alguns autores, de que este não possui dinamismo tecnológico. A estrutura envolvendo conhecimento e inovação criada em torno do setor de mineração norte-americano e norueguês são, em boa medida, suficientes para refutar tal premissa (Pérez, Marín e Navas-Alemán, 2013; Ville e Wicken, 2012). Adicionalmente, a exploração de petróleo e gás natural em ambiente marinho de elevada profundidade abriu um espaço amplo para que todo um aparato tecnológico fosse construído dentro da cadeia de fornecedores.

Para Ville e Wicken (2012), é preciso diferenciar ambiente natural de recursos naturais, tendo em vista que a simples dotação dos fatores não é suficiente para dar início à exploração. A principal característica dos recursos naturais é a possibilidade de sua transformação em recursos econômicos a partir da aplicação de conhecimento e tecnologias que maximizem o processo de extração e comercialização. Os autores trazem o exemplo da exploração de gás natural na Austrália, na década de 1970, que ao mesmo tempo em que enfrentava problemas de escala dentro do território, padecia de falta de infraestrutura de transporte para exportação para o continente asiático. No entanto, as inovações em torno da liquefação do gás e construção de

navios adaptados para o transporte não somente deram vasão para a produção corrente, como também possibilitaram a exploração de reservas não convencionais de gás natural.

O estoque de conhecimento aparece novamente em Andersen e Johnson (2011) que contestam a ideia da finitude dos recursos naturais. Para os autores, pode haver redução em termos relativos ao estoque de conhecimento, tendo em vista que à medida que houver domínio das técnicas, novos recursos serão explorados. Criticam também a afirmação da escola estruturalista de que os recursos são exógenos ao sistema econômico, e reforçam que as atividades são antes de tudo conectadas com os demais setores, pois há necessidade de construção de capacidades antes de partir para a exploração.

Para Morris, Kaplinsky e Kaplan (2012), considerar que o setor baseado em recursos naturais é gerador de enclave na economia é deveras problemático. Isso porque a especialização de determinadas economias na produção de commodities estaria muito mais ligada às fragilidades existentes no desenvolvimento industrial, sendo, portanto, uma consequência e não causa da baixa densidade industrial.

A replicação dos modelos apresentados pelos Estados Unidos e Noruega para outros países, com a criação de forte encadeamento com os setores produtores de bens de capital, de pesquisa e desenvolvimento pode ser concretizada a partir do desenho de políticas públicas. Morris, Kaplinsky e Kaplan (2012) citam políticas voltadas ao desenho de estratégias para as corporações transnacionais, de modo que elas possam, produzir conhecimento e inovação internamente, assim como o desenvolvimento de um sistema de inovação voltado para o desenvolvimento de capacidades tecnológicas. Ville e Wicken (2012) reforçam que o setor público e as políticas públicas na Noruega foram crucias para criação dos spillerovers no setor de petróleo e gás natural e criação de um setor industrial baseado em conhecimento e inovação nessa área.

2.2 Experiências selecionadas de desenvolvimento baseado nos recursos de gás natural

O desenvolvimento do mercado de gás natural no mundo não é uniforme, ou seja, não abrange de forma unidirecional todos os países detentores de reserva, produção ou consumo. São as especificidades de cada um e as trajetórias de desenvolvimento diferenciadas que costumam despertar os questionamentos dos motivos pelos quais países com expertise semelhante na exploração encontram-se em estágios diferentes. Enquanto as idiossincrasias regulatórias oferecem uma parte das respostas, as demais podem ser obtidas a partir de uma análise mais detalhada das políticas de desenvolvimento da indústria em âmbito nacional.

2.2.1 Caso da Holanda, Reino Unido, Estados Unidos da América, China, Argentina, Colômbia e Brasil

a) Holanda[2]

Pensar no desenvolvimento da indústria de gás natural na Holanda é um retorno direto ao mapeamento dos primeiros centros produtores e consumidores de gás natural em meados do século XX. Soma-se ainda o mapeamento dos arranjos econômicos e institucionais necessários para a criação de um mercado consumidor diante de descobertas de reservas abundantes em gás natural.

Nos anos 1950, as províncias de Drente e Groninger foram as primeiras consumidoras do gás natural proveniente da exploração local e do Mar do Norte. Porém, não demorou muito para que o Estado alocasse volumosos investimentos em infraestrutura para conectar todas as municipalidades à rede de gás, o que ocorreu em 1960. Isso possibilitou a conexão de consumidores industriais e domiciliares, neste último caso, muito restrito ao aquecimento central, cozimento e fornecimento de água quente.

Embora houvesse uma preocupação com a geração de divisas por meio das exportações líquidas do produto, por ter se tornado um grande fornecedor para a Europa, havia uma preocupação direta de utilização das receitas para promoção do desenvolvimento e preservação do Estado de Bem-Estar Social, atrelado à construção de ambicioso sistema de proteção contra inundações.

O gás natural, explorado pela joint venture entre a Royal Dutch Shell e a ExxonMobil, a Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), assumiu um papel importante após o primeiro choque do petróleo em 1973-74. A indústria ganhou destaque nas agendas políticas. No entanto, conflitos de interesse e falta de confiança dos agentes econômicos marcaram o debate nos primeiros anos da indústria, imputando fatores econômicos, institucionais e tecnológicos como base para o desenvolvimento do mercado de gás natural holandês.

Desde que o campo de Groninger foi descoberto, acordos e parcerias foram fundamentais para a construção de arranjos institucionais que privilegiassem o desenvolvimento da indústria. O foco inicial foi para o atendimento da demanda de pequena escala, especificamente residências para fins de sistema de aquecimento. Outro ponto importante foi a inserção do Departamento de Minas holandês (DSM) nas negociações, em vez de delegar essa atribuição para a SGB (State Gas Company), responsável pela infraestrutura de

[2] Correlje, A.; Van Der Linde, C.; Westerwoudt, T. **Natural gas in Netherland: from Cooperation to Competition?** Orange-Nassau Groep B.V., 2003.

transporte, tendo em vista que o DSM era o responsável pela distribuição de gás de carvão. Eles tinham experiência e orientariam a substituição no sistema de aquecimento. Também foi considerado o melhor caminho para compensar a perda do mercado de carvão e facilitar a introdução do gás natural.

O passo seguinte foi a criação de uma *join venture* entre o DSM e SGB, a qual teria a mesma participação da Shell e da Exxon, ambas responsáveis pela produção de gás natural. Houve também a necessidade de uma segunda joint venture para produção e exportação, sem a influência do DSM.

Ao mesmo tempo, para que as negociações transcorressem pacificamente e o recurso explorado pudesse contribuir para o desenvolvimento da região, foi criada uma comissão denominada *Commissie van der Grinten* cuja composição incluía membros de partidos Católico, Protestante e Socialista, que tinham como atribuição orientar o desenvolvimento da indústria. As empresas petrolíferas condenavam a participação do Estado na exploração direta do gás natural, mas estavam dispostas a aceitar uma participação maior deste nos lucros e em seus conselhos. Apesar disso, havia um receio, da Shell e Exxon, de que o aumento da participação do Estado nos Países Baixos abrisse precedente para que a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) caminhasse na mesma direção, o que ficou conhecido como sheikh-effect.

No intuito de atender aos interesses públicos e privados e contornar o efeito sheikh, a propriedade formal do campo de Slochteren foi concedida à NAM. Aliado a isso, criou-se uma empresa para contabilizar os custos e receitas provenientes da exploração e venda de gás, a Maatschap. A distribuição dos lucros dessa nova empresa obedeceria às participações estipuladas entre empresas e Estado, de modo que, a Shell teria 30%, Exxon (30%) e DSM (30%), Royalties (10%). Dessa forma, o Estado teria uma participação de 70% nos lucros, mas de 50% na gestão do conselho.

Na gestão das vendas do gás natural, assumindo a posição da empresa de transmissão nacional, surgiu a Gasunie, a qual passou a atuar como uma empresa de transporte nos Países Baixos, vendendo gás diretamente para as empresas de distribuição, de propriedade municipal. A Gasunie tinha os mesmos acionistas que a Maatschap (Shell, Exxon e DSM), mas com participação nos lucros de 30/30/40, respectivamente. Ainda com vistas a evitar o efeito sheikh, a NAM/Exportação foi criada para exportar gás em nome da Gasunie.

Um dos primeiros movimentos para a formação de um preço para o gás natural explorado na região partiu do então Ministro de Assuntos Econômicos, Pous, por meio da "Nota

de Pous" (MEZ, 1962). A partir dessa nota, o preço do gás passaria a ser vinculado ao preço de combustível alternativo passíveis de substituição do óleo diesel e óleo combustível para pequena e grande escalas, respectivamente. Com isso, o consumidor não pagaria a mais e nem a menos pela aquisição de gás natural. Através do mecanismo de valor de mercado, havia uma expressa intenção de gerar receita máxima para os concessionários de exploração do gás natural.

Outra condição necessária para assegurar o cumprimento do princípio de valor de mercado era blindar o mercado de fontes alternativas ao gás natural, proibindo que elas pudessem alcançá-lo não somente nos Países Baixos, mas em toda a Europa (Odell, 1969, 1973a). Deveria, portanto, haver um equilíbrio entre oferta e demanda, sendo assegurado pelo Estado. Ao mesmo tempo, as empresas responsáveis pela produção estavam obrigadas a compartilhar conhecimento, experiência e recursos financeiros com o país.

A articulação entre companhias privadas e o Estado pode ser considerada um dos maiores marcos do desenvolvimento do mercado de gás natural na Holanda. Além de todo o arcabouço criado no âmbito político e econômico, outro pilar foi a capacidade de fornecimento e desenvolvimento da demanda, dado que as características do mercado de gás pressupõem a adoção de uma demanda relativamente estável. Ou seja, ao mesmo tempo em que os Países Baixos se depararam com reservas volumosas de gás natural, havia iminentemente a necessidade de expansão dos investimentos em transmissão e uma política forte de convencimento da população em torno das conveniências do gás e seu valor econômico.

b) Reino Unido

Seguindo a análise das experiências selecionadas com o caso do Reino Unido (união da Inglaterra, Escócia, Irlanda do Norte e Países de Gales), pode-se afirmar que indústria de gás natural local desfrutou de elevadas taxas de crescimento e desenvolvimento ao longo das últimas décadas. No entanto, para que ela alcançasse o estágio atual, não somente a expansão da oferta e demanda foi necessária, como também profundas mudanças institucionais e estruturais.

O Reino Unido desponta com tradição na abertura do mercado de gás natural, além de figurar, no continente europeu, com exceção da Rússia, como o maior consumidor desse energético. A tradição por trás do destaque de consumo de gás na Europa remonta o início do século XIX, quando o país já possuía uma infraestrutura construída para o recebimento do gás manufaturado, extraído do carvão mineral, em um mercado competitivo dominado por empresas privadas e municipais.

A estrutura do mercado sofreu uma reversão em direção à nacionalização após a Segunda Guerra Mundial com a criação da estatal British Gas Corporation - BGC e a instituição de 12 áreas geográficas, conhecidas como Gas Board, para facilitar o controle do mercado. Desse modo, a ampliação do mercado também exigiu atuação nas frentes de diversificação da oferta, destacando-se como primeiro país europeu a realizar importação de GNL da Argélia na década de 1960 (Webber, 2010).

O panorama da oferta de gás natural no país começou a melhorar a partir das descobertas das reservas do Mar do Norte, modificando a política de abastecimento por gás manufaturado em direção ao gás natural. Em termos de produção e exploração, o gás natural foi descoberto no campo de West Sole, em 1965, com a produção começando em 1967. A maioria dos campos no setor sul produzia gás não associado, enquanto no setor norte era gás associado, exigindo um custo adicional de infraestrutura para transporte até o continente.

A exploração era realizada por um número expressivo de empresas privadas, com o governo exercendo controle por meio da emissão de licenças, tendo em vista que os recursos minerais estavam sob a propriedade do reino. Os investimentos necessários para exploração no ambiente marinho eram deveras vultosos, com predominância dos custos de desenvolvimento dos campos. Por concentrarem os recursos associados, os custos no setor norte eram mais expressivos do que no setor sul, tendo em vista a necessidade de separação do petróleo e uma infraestrutura distinta para o escoamento da produção. No mesmo período, enormes reservas foram descobertas na Sibéria e no Oriente Médio, mas questões de transporte e segurança limitaram sua exploração.

Em termos de ampliação do mercado consumidor, as duas crises do petróleo criaram um atrativo a mais para a expansão do gás nas atividades energo-intensivas. Estruturalmente, havia um número expressivo de empresas no upstream, acirrando a competição em termos de custo e preços, mas o *midstream* estava sob monopólio da BGC, que atuava comprando a totalidade do gás produzido no território nacional e a vendia diretamente aos consumidores finais, o que implicava em reduzida flexibilidade em termos do preço pago pelos ativos de transporte.

No ambiente fiscal, incluíam-se as taxas de licença, royalties, imposto sobre receitas de petróleo (PRT), imposto sobre corporações e imposto petrolífero suplementar (SPD). Aliado a isso, o governo detinha amplos direitos de controle sobre a produção (Petroleum and Submarine Pipeline Act, 1975 e pelo Energy Act, 1976). Salienta-se o restrito comércio internacional de gás natural como resultado das barreiras comerciais e da inexistência de tecnologia que pudesse transportá-lo em longas distâncias.

A primeira mudança no setor de petróleo e gás natural ocorreu durante a ascensão do Partido Conservador ao poder, especificamente, com a escalada neoliberal posta em execução pela nova ocupante do cargo de Primeiro-Ministro do Reino Unido, Margareth Thatcher, em 1979. As mudanças incluíram, principalmente a privatização das estatais com a justificativa de incremento de eficiência, competitividade e lucratividade para o setor público por meio das vendas e consequentemente desinvestimentos.

O primeiro produto da liberalização da indústria de petróleo e gás natural foi o Oil & Gas Act 1982, tendo o seu escopo definido como:

> An Act to make further provision with respect to the British National Oil Corporation; to abolish the National Oil Account; to make further provision with respect to the British Gas Corporation; to make provision for and in connection with the supply of gas through pipes by persons other than the Corporation […] (United Kingdom, 1982).

A despeito das expectativas em relação ao resultado da legislação em questão, não se observou qualquer movimento que viabilizasse o acesso de terceiros à infraestrutura existente. Desse modo, o arcabouço regulatório foi novamente atualizado ficando conhecido como Gas Act 1986, exclusivamente voltado para o mercado de gás e, desse modo, mais alinhado às demandas do setor, levando à quebra do monopólio da BGC na infraestrutura de transporte:

> An Act to provide for the appointment and functions of a Director General of Gas Supply and the establishment and functions of a Gas Consumers' Council; to abolish the privilege conferred on the British Gas Corporation by section 29 of the Gas Act 1972; to make new provision with respect to the supply of gas through pipes and certain related matters; to provide for the vesting of the property, rights, and liabilities of the British Gas Corporation in a company nominated by the Secretary of State and the subsequent dissolution of that Corporation; to make provision with respect to, and to information furnished in connection with, agreements relating to the initial supply of gas won under the authority of a petroleum production license; and for connected purposes (United Kingdom, 1986).

A legislação de 1986 resultou na privatização da BGC, que mudou para British Gas - BG. Aliado a isso, os consumidores passaram a ter os seus interesses representados com a criação do Gas Consumers' Council (GCC). No mesmo ano, houve a separação dos mercados cativo e livre, sendo o último composto pelas indústrias com consumo superior a 70 mil metros cúbicos, sofrendo um processo de desregulamentação enquanto o primeiro passou a ser regulado pela Office of Gas Supply (OFGAS). As reformas ocorridas ao mesmo tempo no mercado de energia elétrica levaram a uma mudança da OFGAS para OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets, contemplando o mercado livre de energia (Simmonds, 2000).

Desde 1967, a BGC atuava na compra do gás necessário para atendimento da demanda nacional usando contratos com cláusulas do tipo "take-or-pay" com os produtores do Mar do Norte. Mesmo após a privatização, em 1986, a estrutura de transporte continuou semelhante à publica, com a detenção do monopólio de transporte. Desta forma, as principais críticas direcionadas à legislação em questão dizem respeito ao quase nenhum impacto sobre a alteração da estrutura do mercado de gás, mantendo-se o monopólio sobre a infraestrutura tanto no mercado cativo quanto no livre, não sendo, portanto, capaz de abrir espaço para a competição (Le Fevre, 2015).

As investigações para compreender a real situação do mercado de gás natural no Reino Unido partiram, primeiramente, do órgão regulador Monopolies and Mergers Comission (MMC). As principais acusações estavam voltadas para a prática de discriminação de preços entre os consumidores, e ao mesmo tempo, ações diretas para tentar varrer os substitutos do mercado. Além disso, as informações acuradas da BG em relação aos mercados atendidos davam margem a práticas contrárias ao interesse público.

Dentre essas práticas, estariam: i) inexistência de transparência na formação de preços; ii) priorização de um grupo de consumidores; iii) escassez de informações sobre os custos do transporte; iv) uso de informação privilegiada para identificar potenciais clientes e potenciais fontes de abastecimento. As medidas corretivas direcionadas à BG incluíram a limitação a 90% de contratação de novos campos na plataforma continental, além da proibição de discriminação de preços (Simmonds, 2000).

No segundo momento, após finalizados os ajustes de conduta, foi atribuída à Office of Fair Trading (OFT) a função de monitoramento e avaliação das medidas implantadas. O resultado apresentado no relatório de 1991 constatou que a margem de 10% reservada para os novos entrantes foi incapaz, novamente, de modificar a estrutura do mercado, e não o seria nos curto e médio prazos. Diante disso, o acordo celebrado entre a OFT e BG incluía melhores parâmetros na disponibilização do gás natural; a responsabilidade pelo desenvolvimento de um sistema efetivo de tarifas nos transportes; não discriminação nos contratos do mercado livre e, por fim, a separação das atividades de comercialização e transporte (Kopp, 2015).

A reforma mais exitosa no que diz respeito à abertura do mercado de gás natural ocorreu por meio da terceira lei direcionada para o mercado liberalizado com a Gas Act 1995, que estabeleceu:

> a licensing regime under which Public Gas Transporters who will operate pipelines through which gas will be conveyed will operate Gas Suppliers will supply gas to premises and Gas Shippers will arrange with Public Gas Transporters for gas to be conveyed through the pipeline system. The Gas Act also provides for a separation

> between transportation and supply or shipping activities. To this end, British Gas pic will conduct its transportation activities through TransCo separately from its other activities in the gas sector (United Kingdom, 1995).

Um dos pontos de destaque da atualização regulatória foi a separação jurídica entre a produção, transporte e distribuição, além da criação de espaço para a competição no setor residencial. Como consequência, a BG teve a sua estrutura separada entre transporte e atendimento aos consumidores finais, sendo estes últimos atendidos pela recém-criada Cêntrica. Além disso, a BG foi obrigada a criar regras de acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e armazenagem, sendo reformulada na primeira década dos anos 2000.

O avanço no arcabouço regulatório foi fundamental para o declínio da participação da BG no mercado de gás natural. Ao mesmo tempo, é preciso enfatizar o papel da OFGEM, cujo trabalho de monitoramento de mercado e promoção da concorrência foi crucial para a atração de novas empresas e, consequentemente, desconcentração do mercado, tendo em vista que entre 1990 e 1996, a participação da referida empresa recuou de 97% para aproximadamente 30%.

Em análise geral, o Gas Act, de 1995, foi considerado o mecanismo mais eficiente de abertura do mercado doméstico de gás para a concorrência, dando a possibilidade de entrada de novos players e permitindo flexibilidade no fornecimento e contratos junto à demanda final. Atribui-se a essa legislação a mudança de status no mercado de gás natural inglês, a partir da atração de investimento e dinamismo.

Esse modelo de abertura e incentivo à competição é considerado extremamente exitoso e tem sido utilizado como benchmark para outros países, inclusive o Brasil, que também passaram pelo processo de privatização e criaram um aparato para a regulação do mercado de gás natural. Talvez um dos maiores entraves da indústria gasífera britânica, atualmente, seja a escassez de suprimento de gás natural dentro do próprio território nacional, encontrando-se, deste modo, em elevado grau de dependência de importações, em sua grande parte, da Noruega e, em menor, da Rússia.

No cenário de crise no preço do gás natural, decorrente dos impactos da Covid-19 e sanções oriundas da Guerra Rússia versus Ucrânia, expõe-se as fragilidades na dependência do país em relação ao insumo e, ao mesmo tempo, impõe-se ações que reduzam os impactos sociais da escalada dos preços. Uma das iniciativas para se contrapor a esse cenário foi a criação do Energy Prices Act 2022, de 25 de outubro, definido em seu escopo como “an Act to make provision for controlling energy prices; to encourage the efficient use and supply of energy; and for other purposes connected to the energy crisis (United Kingdom, 2022)”.

c) Estados Unidos da América

Em termos históricos, o uso do gás nos Estados Unidos da América teve início em meados do século XIX, quando a principal fonte de suprimento era o carvão manufaturado tendo tido utilidade na iluminação dos faróis e das ruas. A virada rumo à diversificação do uso ocorreu com os investimentos em distribuição, por meio de gasodutos, abrindo espaço para o uso em aquecimento residencial, cozinha, aparelhos como aquecedores de água e fornos, indústria e geração de eletricidade.

À medida que os campos de produção de gás natural foram sendo descobertos, a migração de gás manufaturado e lenha para gás natural foi sendo consolidada, em um movimento que teve início com os consumidores residenciais, tendo em vista que havia uma associação direta entre o custo de oportunidade de trabalhar fora de casa e usar gás natural no interior das casas. Soma-se a isso, a redução no nível dos preços do gás natural e aumento de sua eficiência como impulsionadores da substituição de outras fontes, levando a uma expansão da demanda por fontes de baixo custo.

Investimentos em pesquisa e inovação para a massificação do uso doméstico do gás foram de fundamental importância para a melhoria dos gasodutos e instalações de armazenamento. Novamente, notou-se uma redução expressiva dos preços em regiões com oferta abundante de gás natural, enquanto nas regiões mais distantes das fontes de suprimento não se observou a mesma trajetória. Adicionalmente, destaca-se que o desenvolvimento de tecnologias alternativas para a estocagem de gás teve implicações na saturação do mercado em regiões que tiveram acesso a essa inovação.

Para a organização da indústria de gás natural, um dos pontos mais emblemáticos foi a construção de um arcabouço regulatório específico. A compreensão de que se tratava de uma atividade com características de monopólio natural gerou implicações iniciais no âmbito da regulação sobre os preços na esfera municipal, antecipando taxações para possíveis abusos de preços que ferissem o interesse público (Neves, 2012).

A partir do momento em que o comércio de gás natural, por meio de gasodutos de transporte, passou a ser intensificado entre os municípios, para além do nível local, e adentrando nas esferas estaduais, a regulação municipal deixou de ser suficiente para a resolução de conflitos com os outros agentes, entrando em cena a participação dos governos estaduais na determinação das tarifas. A nova regulação do mercado criou dois órgãos para supervisionar a distribuição de gás natural, a comissão de utilidade pública e comissão de serviços públicos.

Na primeira metade do século XX, o transporte de gás natural por longas distâncias transpôs a divisa dos governos estaduais e dificultou a manutenção da regulação no âmbito dos estados, violando, inclusive, a cláusula de comércio interestadual da constituição dos Estados Unidos. A constatação de que as empresas de gasodutos se situavam além do limite da regulação estadual, assim como a identificação de que se tratava de uma indústria verticalmente integrada, levou o Congresso a aprovar a Lei de Utilidade Pública, permitindo a quebra da integração vertical, e separando, por um lado, a oferta das empresas de gasodutos e, por outro, a demanda das empresas locais de distribuição (Corrilje; Groenleer; Veldman, 2011).

Todavia, uma lei de âmbito federal para a indústria só foi promulgada em 1938. Conhecida como Lei do Gás Natural (Natural Gas Act), a lei tinha como objetivo regular as tarifas de transporte do gás interestadual, atribuindo à Comissão Federal de Energia (Federal Power Comission - FPC) jurisdição sobre a venda de gás entre estados. Ademais, estabeleceu que nos mercados já atendidos por gasodutos não deveriam ser objeto de expansão da malha, além do estabelecimento de um preço baseado no preço de equilíbrio dos mercados competitivos (United States, 1938).

Algumas mudanças se seguiram à legislação oficial. Por exemplo, a falta de regulação dos preços na cabeça do poço, ou regulação específica somente para empresas filiadas, levou ao fim da divisão entre produtores e comerciantes. A Decisão de Phillips, como ficou conhecida, gerou algumas distorções na indústria de gás natural como, por exemplo, a adoção de uma taxa que refletia o "custo do serviço" e não o valor do serviço no mercado, dando margens para ganhos de lucros extraordinários. Embora a FPC estivesse tentando reverter essa política com a individualização dos produtores e tarifas, os custos administrativos tornaram essa solução inviável. Já na década de 60, a FPC passou a criar taxas baseadas em regiões geográficas, dividindo o país em cinco regiões produtoras, e utilizando como base os preços médios dos contratos em cada região, mas a identificação de diferentes poços com diferentes custos em cada área foi suficiente para decretar a inviabilidade metodológica dessa tarifa (Araújo, 2016).

Na busca por um aperfeiçoamento de estabelecimento de taxas na cabeça do poço, chegou-se à conclusão que os preços praticados, levando em conta os custos dos serviços eram inferiores aos praticados na comercialização do gás natural interestadual. O efeito imediato da manutenção dos preços artificialmente baixos foi a explosão da demanda por gás natural. Contudo, esses mesmos preços desencorajavam novos investimentos no setor, mesmo no contexto da crise do Petróleo. Como o mercado interestadual permanecia sem regulação,

observou-se aumento substancial das vendas, concentrando metade das reservas em 1975 (Araújo, 2016).

O ambiente de relativa escassez levou à aprovação da Lei de Política do Gás Natural (Natural Gas Policy Act - NGPA), em 1978, com o intuito de criar um mercado nacional de gás natural, equilibrar oferta e demanda, e formação do preço a partir da concorrência entre produtores. Todavia, a nova regulação teve efeitos imediatos sobre o aumento dos preços, eliminando o excesso de demanda, ao tempo em que criava excesso de oferta no mercado. Novas modalidades de contrato começaram a surgir como o "take or pay", contrato de longo prazo; e o "bundled", pacote vinculando a compra de gás natural ao transporte. Em 1977, a FPC foi substituída pela Comissão Federal Reguladora de Energia (Federal Energy Regulatory Comission – FERC), responsável por fiscalizar e regular os mercados em nível estadual e local, apresentando avanços na junção desses mercados e consequente fortalecimento do mercado de gás no país (MacAvoy, 1979).

Entende-se que a NGPA, ao criar mecanismo para redução dos preços máximos na cabeça do poço, caminhou no sentindo de desregulamentação do mercado de gás. Por outro lado, nas relações de venda de gás envolvendo gasodutos interestaduais e empresas de distribuição local (Local Distribution Companies – LDC), o mercado ainda permanecia fortemente regulado, com a utilização de contratos do tipo "bundled", impedindo maior liberdade dos clientes em relação à negociação de preço entre produto e transporte.

As negociações para a eliminação desse tipo de contrato não se deram de forma imediata, mas as primeiras pressões advieram do setor industrial com a substituição do gás natural por fontes alternativas. A partir das instabilidades geradas por essa mudança, a FERC passou a se posicionar com a emissão de Ordens, instrumento utilizado para disciplinar o desenvolvimento do mercado. A Ordem nº 436, em 1985, garantiu o livre acesso aos gasodutos interestaduais e limitou a assinatura de contrato de longo prazo para transporte de gás natural. Entretanto, o livre acesso foi minado pelo elevado poder de mercado das empresas transportadoras e suas relações privilegiadas com as empresas afiliadas e coligadas. Por conseguinte, em 1988, a Ordem nº 497 atacou exatamente esse problema de discriminação, estabelecendo padrões de conduta e fornecimento de informações para aperfeiçoamento da fiscalização (Juris, 1998; Dias et al., 2001).

Em 1989, a aprovação da Lei de Descontrole do Gás Natural na Cabeça do Poço (Natural Gas Wellhead Decontrol Act – NGDWA) foi considerada o movimento mais importante rumo à completa desregulamentação do gás natural na boca do poço, criando espaço para o

estabelecimento do livre-mercado, ocorrido quatro anos mais tarde. Determinou, deste modo, a retirada de qualquer regulamentação federal do nível de preços em caso de “primeira venda”. Esta, por sua vez, poderia ocorrer: i) para um gasoduto; ii) para uma empresa de distribuição local; iii) para o usuário final; iv) venda precedente a qualquer um dos itens anteriores; v) primeira venda determinada pela FERC; eliminando-se, dessa forma, a venda por empresas de gasodutos às empresas de distribuição (United States, 1989).

Novos avanços foram observados com a promulgação de novas Ordens. A Ordem nº 636, de 1992, estabeleceu a separação da venda do gás natural e do transporte, impediu a discriminação entre afiliados e não afiliados, e determinou transparência na composição dos preços de gás natural. Além disso, inovou na criação de um mercado secundário de gás natural para a troca da capacidade ociosa estimulada. Decerto, esse instrumento legal permitiu a separação entre transporte, armazenamento e comercialização, além de proporcionar aos produtores maior igualdade de acesso ao mercado consumidor final, funcionando como principal mecanismo de desregulamentação da indústria de gás interestadual (Juris, 1998; Dias et al., 2001).

Alguns descontentamentos com as regras de fixação de preços no mercado de curto prazo levaram a emissão da Ordem nº 637, em 2000, substituindo o sistema “price cap” (limite de preço) por um sistema mais eficiente. O principal objetivo era mudar a rigidez do sistema anterior para um que pudesse alocar a capacidade conforme as variações de demanda. Com isso, permitiu-se maior flexibilidade na fixação dos preços de gasodutos, com adoção de taxas diferenciadas para prazos e períodos de oscilações na demanda. Outros objetivos relacionados à regulação incluíam maior eficiência e competitividade; alterações regulatórias no planejamento; e redução dos direitos de preferência em contratos de longo prazo, muito embora a FERC reconhecesse que a natureza mutável do mercado imporia um desafio regulatório para a capacidade de transporte de longo prazo (Doern; Gattinger, 2003).

Diante disso, é possível afirmar que a evolução regulatória nos Estados Unidos teve como principal impacto a criação de um mercado mais competitivo e ampliação de sua participação na matriz energética do país. Atualmente, os EUA apresentam uma regulação do tipo parcial, aplicando-se às empresas de gasodutos interestaduais, por meio de estabelecimento de tarifas, acesso a terceiros, localização e planejamento de expansão. Do mesmo modo, as empresas de distribuição permanecem regulamentadas pelo Estado, com vistas à garantia de preço competitivo e abastecimento local. Por outro lado, a exploração e comercialização estão

completamente desprovidas de regulamentação, prevalecendo somente regras de autorização e licenciamento, com os preços seguindo a dinâmica do mercado competitivo.

d) China[3]

Diferentemente das indústrias de gás natural na Europa e nos Estados Unidos da América, a China não dispunha de volumosas reservas de gás natural e nem de infraestrutura de escoamento para o gás manufaturado. Trata-se de uma indústria que teve início em meados do século XX, com atividades restritas aos centros de produção. Quando se contextualiza a trajetória de desenvolvimento da indústria, é possível identificar três estágios distintos entre si: i) estágio inicial (1950-1996); ii) estágio de expansão (1997-2005) e iii) estágio de desenvolvimento rápido (desde 2006).

No primeiro estágio, a indústria pode ser caracterizada por pequena escala de produção e limitação de consumo das regiões próximas às regiões produtoras de gás: Sichuan, Chongqing, Shaanxi, Gansu, Ningxia e Xinjiang. Houve, dessa forma, um deslocamento das empresas para essas áreas em busca de aproveitamento do insumo de produção e pela escassez de infraestrutura de abastecimento e diversificação da demanda.

Nesse momento, nota-se um esforço contínuo de instalação de empresas nessas regiões, que, de outra forma, não acessariam o mercado de gás. Trata-se de empresas já existentes que, ao decidirem mudar os seus endereços por questões de custo, atraíram novos empreendimentos em busca de energético acessível.

O segundo momento é caracterizado pela expansão da indústria a partir de um plano nacional de desenvolvimento que teve sua implantação gradualmente. Na nova estratégia, alocaram-se vultosos investimentos em gasodutos inter-regionais, permitindo que novas áreas de consumo fossem alcançadas. Vale destacar que o consumo industrial ainda estava restrito aos recursos domésticos, de modo que a produção determinava exatamente o consumo doméstico.

No terceiro estágio, desenvolvimento rápido, os investimentos em exploração aceleraram as descobertas de novas reservas provadas nacionais, resultando em aumento da produção e agregação de inúmeros campos de gás. Um dos principais gasodutos de transporte, Oeste-Leste, foi conectado gradualmente à rede de distribuição, movimento que foi massificado com a interligação de outros gasodutos de transporte às redes de distribuição regionais.

[3] A referência principal desta seção foi: LI, JQ. et al. Natural gas industry in China: Development situation and prospect. ScienceDirect, Natural Gas Industry B 7 (2020) 604-613, 2020, Elsevier.

Na outra ponta, deu-se início ao suprimento de consumidores completamente desconectados da infraestrutura de transporte a partir da construção de terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL, com plantas de regaseificação. Assim, os terminais de GNL recém-construídos foram colocados em operação, contando com a importação do insumo de outros países para atender à demanda interna.

Em termos de regulação, a política de preço ainda é um ponto sensível tendo em vista o não alinhamento aos preços internacionais. O mecanismo de reforma de preço do gás foi inicialmente implementado em caráter experimental, orientando o consumo de gás natural para o mercado. No entanto, o mercado ainda tem uma lacuna gigante em relação aos mercados internacionais em alguns índices.

Adicionalmente, existem políticas de regulação no lado do fornecimento de energia, com vistas à expansão da produção e importação. Com isso, defende-se regulação de preços baseada no mercado sob o contexto de diversificação do suprimento, ao lado da substituição mútua de vários recursos energéticos.

Em termos de regulação ambiental, essa substituição tem como parâmetro a retirada de commodities altamente poluentes e de baixo valor econômico, como carvão, gasolina, diesel e GLP pelo gás natural. Todavia, o incremento no consumo final é determinado pela tolerância de preço dos usuários finais e pelos preços do gás natural. Importante notar que desde que a indústria de gás natural entrou em uma nova normalidade, o desenvolvimento de alta qualidade se tornou o conceito central, ajustes macroestruturais como a reforma do lado do fornecimento de energia e políticas ambientais têm sido implementados ainda mais.

Quanto à organização do mercado, com análise de dados do suprimento, regiões e setor, em 2018, a produção é concentrada em três áreas principais: Ordos, Sichuane-Chongqing e Xinjiang (43,3%), enquanto outras (13%). O GNL importado representou 26,6% e o gás de gasoduto importado representou 17,1%. Regionalmente, o leste e o norte da China representaram mais de 20%. Existe, portanto, uma concentração da demanda nas províncias produtoras de Sichuane-Chongqing, Shaanxi e Xinjiang. Outras províncias/municípios economicamente desenvolvidos, como Pequim, Jiangsu, Guangdong, Zhejiang e Shandong, também representaram uma proporção maior do consumo de gás. Setorialmente, a manufatura responde por 34,3%, eletricidade/gás de carvão/produção de água (19,2%), tráfego/transporte/armazenamento/logística (17,4%) e residências são os principais consumidores (16,6%).

Observam-se grandes diferenças no consumo regional de gás natural. A demanda é alta em regiões próximas às áreas de produção de gás natural, regiões onde as instalações de gasodutos de longa distância são relativamente completas e outras regiões onde os sistemas de vendas de GNL são desenvolvidas. Porém, é baixa em outras regiões onde a capacidade de importação é relativamente fraca.

e) Argentina

O desenvolvimento do mercado de gás natural na Argentina remonta à exploração de hidrocarbonetos, no início do século XX, ao sul do país na Bacia Golfo San Jorge. O primeiro investimento em infraestrutura de transporte conectou a Patagônia à Buenos Aires, em 1949, por meio do gasoduto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires. Posteriormente, outras áreas do país foram sendo conectadas com a descoberta de novas reservas na década de 1970 nas bacias do noroeste e de Neuquén (IAPG, 2019).

A propriedade dos recursos naturais foi atribuída à nação às províncias pela Constituição Federal de 1994, levando em consideração o critério de localização. No entanto, a partir de janeiro de 2007, por meio da Lei nº 26.197, que regulamentou a Constituição Federal, houve devolução às províncias das reservas de hidrocarbonetos sob a jurisdição da nação (IAPG, 2019).

Em termos regulatórios, o monopólio estatal foi desfeito pela Lei 23.696, de 1992, permitindo a privatização de partes do mercado. Adicionalmente, as leis 24.076/1992 (Lei do Gás Natural) e 24.145/1992 (federalização de hidrocarbonetos) incluíram incentivos à privatização da Gas Del Estado - GDE e da Yacimientos Petrolíferos Fiscales – YPF, esta última foi adquirida pela Repsol em 1999.

Desse modo, a indústria foi dividida nos setores de produção, transporte, distribuição local e regional e comercialização. O primeiro e o último foram expostos diretamente à competição, enquanto o segundo e o terceiro permaneceram como monopólios regulados, tendo as concessões sob a responsabilidade do governo federal e das províncias (Silva; Lenz, 2009; Ponzo; Dyner et. al, 2011).

A indústria de gás natural argentina pode ser caracterizada dualmente pela participação de empresas privadas e pelo controle governamental. De todo modo, concentrou-se esforços na construção de um arcabouço regulatório robusto nas atividades de exploração e produção, ao mesmo tempo em que a pluralidade de leis e decretos adiciona um grau de dificuldade aos investidores (Vásquez, 2016).

A regulação do setor de gás natural fica por conta do Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), criada em 1992 pela Lei 24.076, tendo no seu escopo de atuação as funções de regulação, controle, supervisão e resolução de conflitos nas etapas de transporte e distribuição. Enquanto isso, no âmbito da produção, o governo havia vendido parte de sua participação na YPF, mantendo uma ação de ouro. No entanto, em 2012, houve uma reviravolta em termos de concepção da empresa, que foi declarada de interesse público, com a maioria das ações (51%) retornando para o governo federal e províncias.

No âmbito dos preços do gás natural, as tarifas são regulamentadas e mantidas em níveis baixos, existindo um teto que permite ajustes trimestrais levando em consideração índices de custo. Uma das consequências da manutenção dos preços nesse patamar foram os baixos investimentos observados desde a crise dos anos 1990. Isso porque a maioria dos custos de exploração continuaram sendo pagos em dólar, ao mesmo tempo em que ocorria um processo intenso de desvalorização da moeda nacional.

Já na segunda década do século XXI, houve uma mobilização para a correção da política de preço e autorização da exploração não convencional. Por exemplo, a criação Gas Plus e Plan Gas permitiu a retirada de limites de preços, oferecendo incentivos para investidores entrarem no setor. Soma-se a isso, a publicação da Lei 27.007/2014, que modificou o arcabouço regulatório do setor de exploração e produção, unificando as regras para as reservas convencionais e não convencionais no ambiente offshore (Vásquez, 2016; Argentina, 2008; Gomes, Brandt, 2016; Paz, Tysoe, Alfonso, 2014).

Quanto à produção, a Argentina detém a exploração de recursos convencionais e não convencionais, sendo que a região de Vaca Muerta é a principal formadora de hidrocarbonetos não convencionais da Argentina. Essa produção está conectada a uma rede robusta de transporte que alcança diferentes bacias e oferece uma gama de opções para os clientes. Para os consumidores da região metropolitana de Buenos Aires, há a possibilidade de comprar gás de qualquer uma das bacias produtoras.

Atualmente, duas grandes empresas atuam no transporte regional de gás natural, a Transportadora de Gás del Norte S.A e a Transportadora de Gás del Sur S.A, contando com nove empresas de distribuição regional para o consumo residencial em pequena escala, com demanda cativa. Embora exista um mercado livre para consumidores de grande escala, as distribuidoras regionais possuem a prerrogativa de entregar o gás até o ponto de consumo, sendo, portanto, responsáveis por essa etapa.

f) Colômbia

Seguindo a trajetória comum a outros países, a exploração de gás natural na Colômbia era completamente vinculada à produção de petróleo, não tendo aproveitamento econômico até meados do século XX. Foi por meio da Lei 10, de 1961, que a proibição da queima foi instituída, abrindo espaço para o desenvolvimento de um mercado de gás no país (Guerrero; Llano, 2003).

As descobertas de novas reservas em diferentes regiões, tais como Chuchupa, Ballenas, Riohacha na La Guajira, Cusiana e Cupiagua, não somente delinearam a exploração em larga escala ainda nos anos 1970, como também foram fundamentais para expansão do mercado na década de 1990. De todo modo, pelo lado da oferta, as condições estavam criadas, com garantia de abastecimento aos mercados que pudessem ser integrados ao gás natural.

Esse movimento ocorreu, em 1991, quando o Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), por meio do documento Nº 2571, aprovou o Programa para la Masificación del Consumo de Gas, no intuito de gerar incentivos para a substituição interenergética no interior do país, migrando de produtos altamente poluentes, derivados de petróleo, para o gás natural, de menor impacto ambiental. Dentre os objetivos gerais do programa, pretendia-se: "i) promover el consumo masivo de gas natural y gas propano; ii) inducir el ahorro de energía en términos de costos y de cantidades; iii) garantizar una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada; y iv) estimular la inversión privada" (Departamento Nacional de Planeación, 2002, p. 2).

Com vistas ao atendimento dos objetivos estabelecidos, a Ecopetrol, companhia estatal, assumiu o financiamento dos gasodutos Ballena – Barranca. Para o gasoduto Boyacá - Santander e Mariquita – Cali foram utilizados contratos do tipo BOMT (Build-Operate-Manage-Transfer), enquanto os investimentos em transporte de Sebastopol - Medellín, Payoa - Bucaramanga e Hobo – Neiva contaram com o setor privado (Alarcón Peña, 2014).

No entanto, somente as perspectivas constantes no documento supracitado não foram suficientes para que o país alcançasse a massificação planejada, sendo necessária a criação de estratégias direcionadas para a garantia da chegada do gás até o interior do país. Após o racionamento de energia, em 1992, optou-se pela instalação de usinas térmicas a gás natural, o que permitiu a integração desses dois setores. Com isso, houve uma diversificação direta do consumo em setores diferentes do termelétrico, tais como industrial, residencial e comercial.

As estratégias para inserção desses novos consumidores e condições de suprimento foram estabelecidas por meio do documento nº 2.646, denominado El Plan de Gas, do CONPES (Departamento Nacional de Planeación, 2002, p. 2):

> i) estimular la oferta con mayor libertad de precios; ii) Adelantar, a través de Ecopetrol, la contratación del sistema de transporte de gas, incluyendo la troncal y los subsistemas regionales mediante esquemas BOMT; iii) perfeccionar contratos para los gasoductos a Medellín, Bucaramanga y Huila y iv) organizar, una empresa dedicada exclusivamente al transporte.

As diretrizes e estratégias estabelecidas foram direcionadas para alcançar objetivos relacionados à continuidade dos investimentos em exploração de gás natural, criando capacidade para expandir a oferta para novos mercados. Adicionalmente, deu-se início à construção de uma rede extensa e robusta de gasodutos, aliado à expansão da distribuição até os consumidores finais.

Em continuidade, as Leis 142 e 143, de 1994, criaram um arcabouço regulatório para os Servicios Públicos Domiciliarios, com a separação do transporte da comercialização de gás natural, enquanto a produção, exploração e processamento continuaram sob as diretrizes do Código de Petróleo. A Ecopetrol perdeu o controle do transporte de gás a partir da Lei 401 de 1997 e criação da Ecogas, com regras para a transferência dos ativos existentes e pagamento da rede de gasodutos por meio de contratos BOMT.

Ao mesmo tempo a Lei 142 deu permissão para o desenvolvimento de áreas de serviço exclusivas, por meio de um processo de licitação pública autorizado pela CREG - Comissão de Regulação de Energia e Gás, onde houvesse restrição legal para entrada de concorrentes. Enquanto o Ministério de Minas e Energia é responsável pela elaboração de políticas para o mercado de gás natural, a CREG é responsável pela regulação da comercialização e monopólio. A Superintendência de Serviços Públicos Residenciais tem como atribuição a garantia do serviço e o zelo pela qualidade. Já a Agência Nacional de Hidrocarbonetos atua no gerenciamento e regulação das reservas de hidrocarbonetos do país.

Com ações específicas voltadas para a massificação e democratização do uso do gás natural em todo o país, a Colômbia conseguiu alcançar mercados que seriam pouco prováveis em outro cenário. Estima-se que 85% da população do país possui acesso ao gás natural, disponibilizados em 46% dos municípios da nação.

g) Brasil: São Paulo e Rio de Janeiro

Até os anos 1980, a produção de gás estava restrita ao Recôncavo Baiano e voltada ao mercado consumidor industrial local. Estudos indicam que na década de 70, a economia da Bahia registrou crescimento expressivo e a criação do complexo Petroquímico de Camaçari possibilitou uma revolução na matriz energética do estado. A Bahia era de longe a figura hegemônica da produção de gás natural no país. No entanto, estudos anteriores relatam que a

tradição do uso do gás encontrava-se nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, com a introdução do gás de carvão, moldando o desenvolvimento da indústria no país, inclusive com as demandas regulatórias posteriores.

g.1) São Paulo

O desenvolvimento da indústria de gás natural não ocorreu de forma linear até alcançar o patamar observado atualmente de produção e consumo. Os primeiros vestígios de uso de gás, assim como nos EUA e Reino Unido, remontam o fim do século XX e estiveram diretamente ligados à necessidade de construção de um sistema de iluminação pública, sendo oriundo da importação de carvão mineral, portanto, gás de carvão.

Em busca de eficiência na iluminação pública, os contatos e acesso à tecnologia inglesa, foi instalada a primeira usina a gás pela recém-criada San Paulo Gas Company Ltda. No entanto, as descobertas em torno da eletricidade e seu potencial para utilização na iluminação pública tiraram, em pouco tempo, o protagonismo do gás manufaturado nesse setor, dando espaço para o consumo residencial.

Em 1900, a formação da The San Paulo Tramway Light and Power Co. Ltd. abriu espaço para o início dessa transição a partir da emissão de novos contratos para o setor de iluminação pública. A consolidação desse movimento ocorreu durante a Primeira Guerra Mundial e os entraves para importação de carvão em decorrência dos elevados preços, concedendo à iluminação elétrica papel central na cidade.

Entre o declínio do uso do gás de carvão e o uso do gás natural houve uma longa espera, embora o uso do primeiro tenha seguido em patamares bem modestos. Foi somente com a descoberta da Bacia de Campos, na década de 1980, que uma expansão da capacidade de produção foi possível, oferecendo oportunidade para atendimento da demanda potencial no estado. Iniciou-se um programa de conversão de consumo comercial e residencial em larga escala a partir do início da produção de gás natural na Planta Massinet Sorcinelli nos anos 90.

Importante observar que a exploração de hidrocarboneto, até 1997, estava sob o monopólio da nação e a distribuição foi destinada aos estados. A partir do novo arcabouço regulatório e da privatização da companhia de distribuição, em 1999, houve um esforço intenso em torno da massificação do uso do gás, tanto nos setores que já estavam consolidados, quanto nas termelétricas e indústrias.

Atualmente, três concessionárias privadas são responsáveis pela distribuição do gás natural no estado de São Paulo: Comgás, Gas Brasiliano e Naturgy, sendo, ao lado do Rio de

Janeiro, os únicos estados a disporem de mais de uma empresa nessa etapa. Em termos de consumo, o estado figura em primeira posição com o maior mercado consumidor conectado às redes de distribuição no país.

g.2) Rio de Janeiro

Assim como em São Paulo, a história do uso do gás no Rio de Janeiro tem início ainda no século XIX com o uso de gás do carvão inglês para a iluminação pública. Barão de Mauá foi responsável pela construção do primeiro gasômetro do estado, com extensão total de 6km. A diversificação de clientes para o setor residencial adicionou custos à operação da distribuidora, dado a necessidade de ampliar a quantidade importada de carvão mineral, comprometendo diretamente o nível de faturamento da empresa.

As dificuldades encontradas na expansão do serviço resultaram em trocas de empresas em pelo menos três vezes até o início do século XX. Primeiro, com a venda para a empresa inglesa Rio de Janeiro Gas Company Limited em 1865. No ano seguinte, o serviço ficou sob a responsabilidade da empresa belga Societe Anonyme du Gaz – SAG. Em 1910, a SAG já era controlada pelas empresas Rio de Janeiro Traway Light and Power Company Limited.

Ao longo do tempo, houve um esforço contínuo para ampliação da base de consumidores alcançados pela rede de distribuição até os anos 30. Porém, a dependência do carvão mineral importado impunha um grau de dificuldade para que os ganhos de escala ocorressem de forma rápida. Nesse meio período, já na metade do século XX, o estado tomou para si a responsabilidade de distribuição do gás a partir da criação de empresas específicas para atuar no setor. Uma grande mudança, nos anos 1960, foi a substituição da matéria-prima de produção do gás para o craqueamento da nafta, oriunda das refinarias construídas para a produção de derivados de petróleo.

Importante lembrar que, até o início da década de 1960, os estados da Guanabara e Rio de Janeiro eram independentes. No entanto, quando ocorreu a fusão em um estado único, a CEG - Companhia Estadual de Gás, estatal responsável pela distribuição em Guanabara, assumiu o papel no novo estado, tornando-se a principal companhia de distribuição do estado do Rio de Janeiro.

Foi somente a partir de 1982 que o gás natural ganhou espaço no mercado estadual, com a descoberta da Bacia de Campos. Nesse momento, o estado começou a reunir esforços em torno de um arcabouço regulatório capaz de garantir o uso do gás no território de produção.

Desse modo, a Constituição do Estado do Rio de Janeiro, de 1989, estabeleceu no Art. 246 que: "o gás produzido na Bacia de Campos, e que, [...], é exclusivamente distribuído pelo Estado, terá prioridade de comercialização, no mínimo 50% (cinquenta por cento), na própria região norte/nordeste Fluminense".

Adicionalmente, a Constituição estadual, em linha com as garantias fundamentais de direito à saúde e educação, no artigo 229, reza que o acesso ao gás canalizado cumpre uma função social de garantia de qualidade de vida à população. Nota-se, neste ponto, o papel fundamental que é dado pelo estado à democratização do gás natural.

Nos anos seguintes, o que se viu foi um esforço conjunto para a elaboração de um ambiente regulatório capaz de dar garantia ao texto constitucional, ao mesmo tempo em que o estado deixava de ter o monopólio da cadeia de gás natural, sobretudo na exploração: i) Lei nº 2.686/97, de 14/02/1997 – criação da Agência Reguladora dos Serviços Públicos Concedidos pelo Estado do Rio de Janeiro – ASEP; ii) Lei nº 2.752/97, de 04/07/1997 - critérios para fixação e revisão das tarifas para gás encanado.

Ao lado da CEG, em 1997, a Lei Estadual nº 2.367 deu origem à Riogás, cujo objetivo era distribuir gás encanado para 65 municípios localizados no interior do estado do Rio de Janeiro. No entanto, tanto a CEG quanto a Riogas foram objetos do Programa Estadual de Desestatização do estado (Lei Estadual nº 2.470/95), tendo seus controles acionários vendidos no âmbito da lei em questão em 14 de julho do mesmo ano.

O consórcio vencedor foi o Grupo Gás Natural, da Espanha, que já era parceiro operacional das duas empresas. Além disso, houve alteração nos nomes das companhias de distribuição para Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG) e CEG RIO S.A. Ambos os contratos de concessão estabeleceram a necessidade de o consórcio ganhador investir nos projetos que se encontravam em andamento nas referidas empresas, além da expansão da rede de gasodutos e em estações de transferência de gás natural.

No escopo de responsabilidades e atuação da CEG estava a distribuição do gás manufaturado (proveniente da nafta), do gás natural e do gás liquefeito de petróleo (GLP), enquanto o foco da CEG Rio era a distribuição de gás natural nos municípios do interior do estado. Desse modo, ao longo dos anos 2000, a base de clientes foi sendo diversificada com penetração em setores que ainda não eram atendidos (por exemplo: automotivo), acompanhada pela ampliação da rede de distribuição.

Embora, de início, responsável pelo gás manufaturado, no contrato de conversão da CEG havia uma cláusula que obrigava a conversão dos aparelhos para gás natural na cidade do

Rio de Janeiro. Nesse processo, ocorreram alguns atrasos em decorrência de acidentes, equipamentos inadequados e falta de mão de obra para consolidá-lo, levando a um desgaste da imagem junto à AGENERSA (antes ASEP-RJ) e ao público consumidor.

Desde então, o nome fantasia da empresa de distribuição mudou para CEG – Natural Gas Fenosa em 2011, mudando novamente, em 2018, para Naturgy. Na composição acionária da empresa, encontram-se: Naturgy Distribución Latinoamérica S.A. (54,16%), BNDES Participações S.A – BNDESPAR (34,56%), Fundo de Investimento em Ações Dinâmica Energia (8,84%), Pluspetrol Energy Sociedad Anônima (2,26%), Demais Acionistas (0,18%) e Ações em Tesouraria (0,0047%).

g.3) Evolução da regulação da indústria de gás natural brasileira

Antes da Lei N° 9.478 de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), as atividades de exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural eram monopólio da empresa Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras cuja atuação se estendia verticalmente desde a atividade de produção/extração até a comercialização. Segundo Almeida; Colomer (2013), em se tratando do gás natural, a Constituição Federal de 1988 concedeu aos estados o monopólio legal sobre a atividade de distribuição de forma que a Petrobras detinha o monopólio da indústria até o citygate. Diante disso, as reformas de cunho neoliberal ocorridas na década de 90, que exigiram o compromisso do Estado com o equilíbrio fiscal, ensejaram a abertura da indústria de Petróleo e Gás, retirando o monopólio e abrindo o capital da Petrobras, e possibilitaram que os agentes privados investissem no setor.

De Britto (2002) alega que alterações no art. 25 da Constituição Federal mantiveram o monopólio estatal, porém abriram as portas para a atuação do setor privado em algumas etapas. Assim, a Lei de 9.478/1997 tanto definiu o que era monopólio da União quanto, por meio da criação da Agência Nacional de Petróleo – ANP, estabeleceu o regime de concessão para exploração e produção. A regulação da ANP se daria nas atividades de produção, importação, processamento e transporte de gás natural.

A Lei do Petróleo introduziu também o livre acesso aos gasodutos, impedindo a discriminação de acesso de terceiros a gasodutos existentes ou em construção, mas a Portaria nº 169 de 1998 que o regulou não estabeleceu um critério para o cálculo da tarifa, deixando a cargo das partes negociantes, sendo que a interferência da ANP se daria apenas nos casos de não haver acordo entre as partes. Além disso, proibiu-se a venda de capacidade não utilizada

pelo carregador primário e, em decorrência disso, o surgimento do mercado secundário de capacidade. Essa última continuou em vigor mesmo após a Resolução nº 27 de 2005, que trouxe em seu bojo o estabelecimento de capacidade firme, critérios de prioridade e o modelo contratual para os serviços de transporte.

No mesmo ano, as Resoluções nº 28 e nº 29 regulamentaram a cessão de capacidade de transporte e critérios para estabelecimento de tarifas, submetendo esse segmento a uma regulação por meio de um conjunto de portarias distintas tratando do acesso de terceiros aos dutos de transporte. Essas duas resoluções foram revogadas pela Resolução nº 11, a qual instituiu chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural (Araújo *et al*., 2018).

É importante notar que a liberalização da indústria de gás natural não foi acompanhada pela criação de um arcabouço regulatório específico, pois atendia, quase que exclusivamente, as demandas do setor petrolífero. Além disso, a falta de um arcabouço regulatório específico para a indústria de gás funcionou como uma barreira à expansão de novos investimentos privados, em especial, no segmento de transporte do produto. Isso porque as regras não se mostraram claras a ponto de atrair investimentos dos agentes privados, aumentando os riscos e os custos de transação. As regras não claras acabaram por intensificar as incertezas no setor, pois, em função da capacidade limitada dos agentes para prever futuras modificações no marco regulatório, estes optaram por aguardar as sinalizações da indústria de gás (Colomer, 2010; Araújo *et al*., 2018).

Ademais toda a expansão no segmento de transporte esteve atrelada aos planos de expansão da Petrobras. E a manutenção dessa estrutura industrial pré-existente com manutenção da privilegiada posição da Petrobras impossibilitou a entrada de novos concorrentes no setor. A falta de um tratamento específico para a indústria de gás natural, com o predomínio da lei do petróleo na exploração e produção, e a escassez de atualização regulatória no transporte e distribuição impediram o desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil, devido à falta de incentivos para ampliação dos investimentos, eficiência, competição e a redução da integração vertical e horizontal. Era necessário, portanto, o desenho de um novo arcabouço regulatório, tanto no que diz respeito à estrutura da indústria, quanto aos aspectos regulatórios (Colomer, 2010).

Nesse sentido, em 2009 foi aprovada a Lei 11.909, conhecida como a Lei do Gás, que, entre outros aspectos, definiu o marco regulatório para o segmento de transporte. A lei resultou da unificação de três projetos: o projeto de lei nº 334 de autoria do Senador Rodolfo Tourinho,

o projeto de lei n ° 6.666, de autoria do Deputado Luciano Zica e o projeto de lei n° 6.673, do Ministério de Minas e Energia. O primeiro previa o transporte de gás natural através de dutos, utilizando contratos de concessão precedidos de licitação, tendo como principal critério para seleção a proposta com a menor receita anual. Estabelecia também o livre acesso de terceiros aos gasodutos, sendo que toda e qualquer expansão da malha seria operacionalizada por meio de concurso público. O segundo projeto propunha somente alguns ajustes na legislação então existente, mantendo a autorização para as atividades de transporte para qualquer empresa que atendesse os requisitos exigidos no art. 5 da lei 9.478/97 e acrescentando que o acesso de terceiros deveria ser garantido depois de decorridos dez anos de operação comercial no gasoduto.

O projeto do Ministério de Minas e Energia trouxe algumas ressalvas que levavam em conta a diferença entre o mercado de gás natural e o mercado de petróleo, apontando a necessidade de um regime jurídico de concessão específico para a construção e operação de gasodutos. Inseriu-se a garantia de livre acesso de terceiros aos dutos de transportes, além de regras para o mercado secundário.

Araújo et al. (2019) considera que o novo marco institucional, resultante dessas três propostas, trouxe importantes inovações regulatórias e institucionais para a cadeia econômica do gás natural, em especial para o setor de transporte. No que tange ao arcabouço regulatório, houve definição e delimitação nas funções e atribuições do Ministério de Minas e Energia - MME e da Agência Nacional de Petróleo - ANP.

Na mudança regulatória, identificam-se os aspectos técnicos trazidos pela legislação atual. Assim, mantiveram-se a atividade de produção sob o arcabouço regulatório da Lei n° 9.478/97 e a concessão de autorização para as atividades de importação e exportação, que ficaram a cargo do MME. Outra inovação foi dada pela regulação das atividades de estocagem e acondicionamento do gás natural, tornando atribuição da ANP a realização de licitação e celebração de contratos de concessão e ao MME o tempo máximo que a empresa teria direito de exclusividade sobre a atividade de estocagem.

No que tange à comercialização, surgiram as figuras do consumidor-livre, autoprodutor e autoimportador. A lei estabelece que o primeiro tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador, obedecendo aos critérios estabelecidos na legislação estadual. O autoprodutor, por sua vez, pode utilizar parte ou a totalidade da produção como insumo de sua indústria. Por último, o autoimportador é o agente

autorizado a importar gás natural, utilizando parcial ou totalmente como insumo de suas instalações industriais.

Todavia, as mudanças mais significativas ocorreram no segmento de transportes, com o estabelecimento do regime jurídico de concessão, ficando sob responsabilidade da ANP a elaboração do processo de chamada pública para alocação de capacidade primária de transporte, a elaboração dos editais de licitação e celebração de contratos junto às empresas. Os critérios para aprovação dos carregadores interessados na capacidade primária dizem respeito à contratualização ex ante da capacidade em base firme (contrato de longo prazo), levando em consideração a capacidade máxima contratada e a tarifa máxima cobrada, sendo que a proposta vencedora é a de menor receita anual. Os contratos de concessão têm duração de 30 anos, contados a partir da data de assinatura do contrato e podem ser prorrogados por igual período. Com a extinção da concessão, a União passa a ser a detentora de todos os bens usados na exploração da atividade, indenizando justa e previamente o antigo concessionário (Colomer, 2010).

Na Lei do Gás, a tarifa de transporte de gás natural passou a ser estabelecida pela ANP, que na legislação anterior era responsável apenas pela aprovação. Desse modo, para o cálculo da tarifa final passou a se considerar o custo médio de serviço de uma empresa de referência, no qual se tinha como parâmetros o investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, a remuneração adequada e a estimativa da demanda. Ratificou-se também o direito de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte por meio das modalidades contratuais, processo de alocação do transporte firme e o direito de cessão de capacidade, entretanto, a lei não estabeleceu critérios para a revenda de capacidade ou permissão da formação de um mercado secundário de capacidade.

Apesar dos avanços na legislação, Colomer (2010) assinala que houve uma preservação da lógica concentradora do mercado de gás natural. O problema diz respeito a um ambiente institucional em que as regras não estavam claras, principalmente a abordagem precária quanto ao livre acesso aos gasodutos e a não definição de uma regra tarifária para o estabelecimento do preço do gás natural. Este último tem diferentes comportamentos nas unidades da federação, sendo que o preço da molécula não é unificado e a margem de contribuição da distribuidora depende da legislação dos estados. A priori pode-se afirmar que esse modelo onerava a exploração do insumo, tornando-o anticompetitivo na comparação com o resto do mundo. O caminho para modificar essa estrutura, segundo o mesmo autor, seria um arcabouço voltado à

desconcentração da indústria e a retirada da Petrobras da posição privilegiada em que se encontrava.

Foi nesse ambiente de insatisfação com o arcabouço regulatório exclusivo que surgiu a iniciativa "Gás para Crescer" em 2016, com o objetivo de "propor medidas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras no setor e a previsão de entrada de novos agentes" (MME, 2017). Nesse sentido, no âmbito da comercialização, a iniciativa atacava de imediato o controle da estrutura de transporte pela Petrobras (99,8%), diante da ausência de obrigatoriedade de acesso aos dutos e às Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs. A flexibilização, deste modo, seria necessária para atender os diferentes pontos de partilha e produção, devendo ser implementada por meio de uma política de transição e uma política de longo prazo (36 meses para aquisição de experiência). Ao mesmo tempo a intensificação da comercialização com a entrada de outros agentes poderia ocorrer a partir do compartilhamento das UPGNs e dos Terminais de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL (Araújo *et al*., 2018).

A iniciativa entendia que o modelo tarifário vigente, a tarifa por distância (distância linear do gasoduto) e a tarifa postal (independente da distância, levando em conta somente a capacidade contratada ou o somatório delas) não conseguiam atender de maneira efetiva a realidade da malha de transporte atual. Recomendava, portanto, desenvolver um modelo capaz de refletir os custos de transporte e as diferenças entre os fluxos físicos e contratuais do gás ao longo da rede (MME, 2017).

As demandas de atualização na legislação do gás natural também se concentravam numa possível harmonização das regulações estaduais e federais, tendo em vista que os estados são responsáveis pela regulação da distribuição do gás natural (gás canalizado). O problema está na ausência de uniformidade entre as diferentes unidades da federação, gerando controvérsias e indefinições para os agentes do setor.

A criação de agências reguladoras estaduais, a promoção de audiências para a revisão tarifária, assim como a padronização das condições de classificação do autoprodutor, autoimportador e consumidor livre eram algumas das proposições na direção de estimular o mercado gasífero. Entre os outros aspectos que se somavam ao desestímulo do mercado de gás no país, estão: a falta de transparência na metodologia de precificação; baixa capilaridade da malha de distribuição; mercado secundário pouco desenvolvido; e incertezas relacionadas à tributação e swap, sendo a transparência e coordenação do planejamento e regulação em todas as etapas da cadeia postos como eixos centrais nessa discussão (Araújo *et al*., 2018).

O Novo Marco Regulatório do Gás Natural, fruto do PL 4.476/2020, entrou em vigor por meio da Lei nº 14.134 em abril de 2021, atualizando as "regras do mercado relacionadas ao transporte, escoamento, tratamento, processamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás", tendo em vista que o segmento de *upstream* (exploração e produção) continuou sendo regulado pela Lei do Petróleo, com as particularidades da lei de partilha (12.351/2010) para os blocos do Pré-Sal e a distribuição, sob a responsabilidade dos estados. O otimismo gerado pela atualização regulatória deve-se aos estímulos à desverticalização da indústria e à criação de um mercado mais competitivo.

É possível afirmar que a maior parte das demandas provenientes da iniciativa Gás para Crescer foi atendida pelo Novo Mercado de Gás. Uma das mudanças mais expressivas da nova legislação foi a mudança do regime de outorga de concessão para autorização da construção de gasodutos de transporte e de transferência ou escoamento, assim como construção de UPGNs e terminais de liquefação, obedecendo aos critérios estabelecidos pela Lei nº 8.987/1995. Com essa alteração, prevê-se expansão da malha de transporte, que continuou constante desde a Lei do Gás, entretanto, a habilitação do agente transportador será dada pela ANP, com promoção de processo seletivo público quando houver mais de um interessado.

Importante observar que o agente de transporte se torna responsável por todos os investimentos na expansão da malha, mas deverá manter autonomia e independência das empresas que concorrem na indústria. Nestes termos, é vedado ao agente qualquer relação societária direta ou indireta com empresas que atuam nos outros elos da cadeia, bem como manter membros de empresas do setor em sua administração ou conselho. Isso significa que as empresas com autorização para o exercício da atividade de transporte, que não atenderem a esses requisitos, terão que se submeter à certificação de independência expedida pela ANP. A empresa de transporte também é obrigada a permitir interconexões com outras instalações de transporte de gás natural, respeitados os direitos dos carregadores existentes (Brasil, 2021).

A contratação de capacidade junto aos gasodutos de transporte pode ser feita de forma independente pelo regime de contratação de capacidade por entrada e saída de gás natural, em vez do modelo postal ou ponto-a-ponto, de modo que o contratante pague apenas pelo gás consumido. A lei também regulou livre acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGNs, terminais de GNL e desverticalização da cadeia do gás natural, retirando da Petrobrás a exclusividade de revenda (Brasil, 2021).

No que diz respeito à metodologia de cálculo da tarifa, esta será proposta pelo agente transportador e aprovada pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela

previamente estabelecidos. A realização de consulta pública também guiará o estabelecimento sobre a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação (Brasil, 2021). Essa iniciativa traz mais transparência aos componentes tarifários, oferecendo aos demandantes maior grau de liberdade na firmação de contratos de fornecimento de gás natural.

Foi criada também a figura do gestor de área de mercado, gestor regulado e fiscalizado pela ANP, com a atribuição de dirimir os conflitos que possam surgir entre operadores em uma mesma área de mercado de capacidade. Ademais, a legislação lançou luz sobre o equilíbrio entre oferta e demanda ao longo da operação de transporte, deixando o agente transportador livre para contratar serviços de armazenamento, acesso a terminais de GNL ou outros serviços eventualmente necessários, desde que obedeça aos parâmetros da legislação. Diante disso, o plano coordenado de transporte passará a contar com a diversificação das fontes de gás natural e a segurança de suprimento pelo prazo de 10 anos. Outra inovação no Novo Mercado de Gás foi a regulação da estocagem de gás natural. As atividades de estocagem subterrânea e de acondicionamento de gás natural serão reguladas pela ANP por meio de autorização. A ANP também passou a emitir autorização para as empresas interessadas na importação ou exportação do gás natural, que antes era de responsabilidade do MME (Brasil, 2021).

2.2 Proposta de análise de política comparada para o mercado gás natural

Esta seção utiliza a política comparada como ferramenta analítica para examinar como diferentes países estruturaram e implementaram suas políticas no setor de gás natural. Com base em abordagens teóricas e metodológicas de autores renomados, são exploradas as semelhanças, diferenças e lições que podem ser aplicadas ao mercado de gás natural de diferentes economias.

2.2.1 Política comparada como metodologia de análise

A política comparada é uma ferramenta consolidada quando se pretende analisar as semelhanças e diferenças entre políticas públicas ou até mesmo sistemas políticos, oferecendo um insumo poderoso para a identificação de melhores práticas. Lijphart (1999), um dos principais entusiastas do uso dessa metodologia, mostra que padrões comparativos são essenciais para se estabelecer generalizações sobre o desempenho das instituições e suas implicações para a governança. A abordagem proposta pelo autor é útil para analisar as

diferentes estruturas e regulações em torno do mercado de gás natural nas economias selecionadas, fornecendo alguns insumos para a avaliação de políticas com maior impacto sobre o nível de competitividade, sustentabilidade e inovação.

Ragin (1987), por meio de uma Análise Qualitativa Comparativa, também conhecida como QCA, relacionada abordagens qualitativas e quantitativas a fim de encontrar padrões entre casos analisados. A QCA é pertinente para entender como variáveis como regulação, infraestrutura e inovação tecnológica foram utilizadas por diferentes economias com vistas ao desenvolvimento do mercado de gás natural. Por meio dessa metodologia, é possível a partir de casos particulares, criar generalizações importantes, mesmo para um escopo limitado de experiências, como é o caso desta pesquisa, fornecendo insights para a elaboração de políticas públicas para o setor de gás natural.

Na análise de políticas públicas, dimensões de comparação, tais como cultura política, governança e inovação, são relevantes no processo. Almond e Sidney Verba (1963) evidenciam como culturas políticas impactam a implementação de políticas públicas. Por exemplo, nações em que a participação popular é um dos pilares de gestão tendem a reivindicar e aceitar mais rapidamente mudanças no arcabouço regulatório, bem como se envolver ativamente de questões energéticas.

Para Sartori (1976), outro aspecto que merece destaque é a estruturação de conceitos e categorias analíticas, com vistas a esclarecer os pontos analisados. Dito isto, no setor de gás natural é possível comparar aspectos como nível de regulação (nacional vs. estadual vs. municipal), empresa dominante (privada vs. estatal), mercado livre (total vs. parcial), dentre outros, garantindo precisão na análise.

Em complemento, Geddes (2003) ressalta a necessidade do controle das variáveis utilizadas no processo de comparação, permitindo a identificação correta dos fatores distintos e semelhantes. No mercado de gás natural, a seleção dos casos foi feita com base no estágio de maturidade do mercado, nível de desenvolvimento econômico e a relevância do gás natural na matriz energética de cada país.

Dentro de uma perspectiva histórica, Tilly (1993) e Skocpol (1979) mostram como as políticas da atualidade carregam traços das decisões tomadas no passado. De um lado, tem-se a nacionalização do setor de gás em países latino-americanos com o objetivo de manter o controle pelo poder estatal e, assim, ter liberdade na escolha de políticas. De outro lado, a extrema dependência de exportações em economias como a Rússia e o Oriente Médio, bem como os elevados volumes das reservas possibilitaram a democratização do insumo a preços

subsidiados. No caso brasileiro, o exame das decisões anteriores para a ampliação do gás natural na matriz energética pode fornecer uma boa base de compreensão do estágio de desenvolvimento do mercado na atualidade.

Em mercados regulados, como é o caso do gás natural, a qualidade das instituições e da regulação é determinante para a competitividade do setor. O'donnell, Schmitter e Whitehead (1986) ponderam que a eficiência regulatória é um produto direto da qualidade da democracia e das instituições. Em concordância, Mair e Katz (1995) pontuam que elites políticas determinadas a atender interesses próprios tendem a favorecer um pequeno número de agentes no mercado, criando barreiras para os demais concorrentes. Esse ponto é importante para analisar como a dominação do setor por um número reduzido de empresas pode funcionar como o entrave à competitividade e ao desenvolvimento.

Diamond (1999), analisando como distintos sistemas políticos impactam o progresso democrático e econômico, mostra a importância de regimes, como o chinês, em que, de um lado, tem-se uma economia de mercado em funcionamento, e, do outro, o controle por parte do Estado. Os avanços tecnológicos observados no mercado de gás natural evidenciam a capacidade do Estado em promover inovação no setor.

Przeworski *et al*. (2000) destaca que a eficiência e sustentabilidade das políticas energéticas são dependentes dos regimes políticos existentes, bem como do desempenho dos indicadores econômicos. Em resumo, a utilização de dados empíricos de políticas implementadas pelas economias selecionadas pode ser associada ao grau de desenvolvimento desses mercados.

2.3.2 Trajetórias de desenvolvimento do mercado de gás natural: aspectos regulatórios, políticos e econômicos

O delineamento da evolução do mercado de gás natural nas sete economias estudadas (Holanda, Reino Unido, EUA, China, Argentina, Colômbia e Brasil) foi importante para se compreender que não há trajetórias iguais de desenvolvimento, mas é possível enxergar trajetórias que podem explicar o grande *gap* existente entre o mercado desses países e o brasileiro. Nesse sentido, no Quadro 1, foram selecionadas nove variáveis a partir dos arcabouços regulatórios de cada país, para em seguida identificar as correspondências entre eles.

Uma diferença crucial entre os mercados dos países selecionados está na tradição do uso do gás. Isso porque, enquanto no Reino Unido e EUA, o uso do gás manufaturado remonta ao último quartel do século XIX, quando, além de ter sido utilizado para a iluminação, já tinha grande aplicação na indústria e no uso residencial. Essa inserção inicial foi crucial para o desenvolvimento prévio de uma ampla infraestrutura de transporte e distribuição. Quando se iniciou a substituição do gás manufaturado pelo gás natural, grande parte da infraestrutura encontrava-se pronta, dando início à readequação.

Na Argentina, apesar da exploração desde o início do século XX, o primeiro gasoduto de transporte só foi construído em meados do mesmo século, quando os demais países (Holanda, China, Colômbia e Brasil) iniciaram a exploração de suas reservas. No caso brasileiro, apesar de os estados de São Paulo e Rio de Janeiro possuírem tradição no uso do gás de carvão/nafta para iluminação, residência e indústria, o gás natural ganhou amplitude somente após a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, no final dos anos 1990, restringindo aos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo e à região Sul.

Outro aspecto importante é a estrutura prévia dos mercados brasileiro, britânico, chinês, argentino e colombiano, dominados por monopólios de estatais. No Brasil, embora o processo de abertura tivesse ocorrido no final da década de 1990, foram necessários mais de 12 anos para a construção de uma legislação específica para o transporte. Além disso, a retirada do monopólio da Petrobrás sobre a infraestrutura de transporte só ocorreu em 2021, mas com passagem de todos os ativos para a empresa Brookfield, o que, em termos práticos, manteve o monopólio nessa etapa da cadeia, mas desta vez um “quase” monopólio privado.

O nível da regulação também deve ser visto como indicador importante das demandas dos consumidores. Nos EUA, esta teve o seu início, em meados do século XX, e estava restrita ao âmbito municipal e à medida que foram surgindo os conflitos territoriais com a expansão da infraestrutura de transporte, a legislação foi passando para o âmbito estadual e, finalmente, federal. No Reino Unido, a decisão quanto à regulação do setor sempre esteve ligada ao Parlamento inglês, contudo, o conselho dos consumidores de gás natural atuou no intuito de defender os direitos da categoria e trazer competitividade ao mercado. No Brasil, a regulação, desde o início, esteve atrelada ao nível federal, deixando a distribuição sob o poder dos estados. A grande diferença para os EUA e Reino Unido reside na ausência de preocupação com o mercado consumidor e lapsos temporais na atualização regulatória.

A análise apresentada neste capítulo revela como diferentes trajetórias institucionais e políticas públicas moldaram o desenvolvimento do mercado de gás natural em diversas nações.

Embora as especificidades de cada país influenciem diretamente os resultados, alguns elementos comuns emergem, como a importância de um arcabouço regulatório claro, investimentos em infraestrutura e estímulos à inovação tecnológica. Esses fatores, aliados à capacidade de adaptação às dinâmicas do mercado global, destacam-se como determinantes para superar desafios relacionados à dependência de recursos naturais e à diversificação econômica. Assim, as lições extraídas dessas experiências internacionais podem fornecer subsídios valiosos para a formulação de estratégias que promovam o desenvolvimento sustentável do setor de gás natural no Brasil.

Quadro 1. Similaridades e divergências no desenvolvimento do mercado de gás natural nos países selecionados e Brasil

Países	**Holanda**	**Reino Unido**	**EUA**	**China**	**Argentina**	**Colômbia**	**Brasil**
Tradição no uso de gás	Início do uso do gás natural em meados do séc. XX	Início com o gás manufaturado – séc. XIX	Início com o gás manufaturado – séc. XIX	Início do uso do gás natural em meados do séc. XX	Início do século XX	Teve início em meados do séc. XX	Início em meados do século XX, mas com experiências prévias para os estados do Rio Janeiro e São Paulo – final do século XIX
Empresa dominante	Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM)	British Gas	------	China National Petroleum Corporation (CNPC)	Yacimientos Petrolíferos Fiscales	Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)	Petrobras
Abertura do mercado de gás natural	Articulação entre o Estado e empresas privadas desde o início da exploração.	Oil & Gas Act 1982	Metade do século XIX	Controlado pelo governo, com regulamentação e restrições às empresas privadas e estrangeiras	24.076/1992 (Lei do Gás Natural)	Lei de Gás (Lei 401 de 1997)	Lei N° 9.478 de 6 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo Lei n° 9.478/97 – Lei do Gás
Nível da regulação	Nacional	Parlamento Inglês	Iniciou no Municipal, depois Estadual e, finalmente, Federal.	Nacional	Nacional	Nacional	Federal (exploração e transporte); Estadual (distribuição)
Órgão Regulador	Autoriteit Consument & Markt – ACM e Autoridade de Regulação da Energia da União Europeia (ACER)	Office of Gas Supply (OFGAS), mais tarde OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets	Federal Energy Regulatory Comission – FERC	National Energy Administration (NEA)	Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Agência Nacional de Petróleo – ANP

Infraestrutura de transporte	Investimentos a partir da descoberta dos campos de Drente e Groninger na década de 1950.	Aproveitamento da rede existente e posterior ampliação	Aproveitamento da rede existente e posterior ampliação	O primeiro gasoduto foi construído em 1957.	Em 1949 - o gasoduto Comodoro Rivadavia	Gasoduto Sabana de Bogotá em 1992.	Início com a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil
Livre acesso aos gasodutos	Acesso à terceiros. Elektriciteitswet e Gaswet	Gas Act 1995	Ordem nº 436 de 1985	Não. Acesso regulado com necessidade de obtenção de licenças	Acesso à terceiros – regimes de acesso regulado	Acesso à terceiros.	Lei nº 14.134/2021
Criação de livre mercado	Parcialmente, pois não há livre acesso aos gasodutos	Mercado livre para os grandes consumidores - Gas Act 1986	Natural Gas Wellhead Decontrol Act – NGDWA	Não	Parcialmente.	Parcialmente	Parcialmente - Mercado livre para os grandes consumidores - Lei n° 9.478/97 – Lei do Gás
Existência de regulação	Participação do estado e empresas privadas	Total - Regulação em todos os elos da cadeia	Parcial - gasodutos interestaduais e distribuição	Total – mercado regulado em todos os elos da cadeia.	Total – mercado regulado em todos os elos da cadeia.	Total – mercado regulado em todos os elos da cadeia.	Total - Regulação em todos os elos da cadeia

Fonte: Elaboração própria

3 AS ESPECIFICIDADES TÉCNICAS, ECONÔMICAS E OS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

Neste capítulo, o principal objetivo é caracterização do mercado de gás natural brasileiro, iniciando com a discussão sobre as características técnico-econômicas da indústria. Em seguida, utiliza-se a literatura dos custos de transação para entender as especificidades contratuais e de governança da cadeia produtiva. Na seção seguinte, o foco é direcionado para o panorama da produção no mundo, principalmente, nas economias selecionadas, com a finalidade de compreender a posição do Brasil no mercado. Por fim, na última seção, debate-se a estrutura do mercado de gás brasileiro, considerando a dinâmica da produção nacional, importação e reinjeção, além da análise da infraestrutura, demanda e preços no mercado interno.

3.1 Aspectos técnico-econômicos do gás natural

Do ponto de vista técnico, o gás natural é um combustível fóssil, constituído por partículas de carbono e hidrogênio (hidrocarboneto), com predominância de metano e em menores quantidades etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos com cadeias acima de cinco carbonos. Em seu estado bruto, "apresenta baixos teores de contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás natural à temperatura atmosférica e à pressão ambiente permanece no estado gasoso" (Marques, 2015, p. 121).

No decorrer dos anos, várias teorias tentaram explicar o processo de formação do petróleo e do gás natural, mas atualmente a mais comumente aceita é a teoria orgânica, segundo a qual o gás natural é resultado da decomposição anaeróbica de matéria orgânica, num processo que tem duração de milhões de anos. Embora a exploração de petróleo e gás natural contenham fases semelhantes, ressalta-se que nem sempre as fases ocorrem da mesma forma, podendo ser totalmente diferentes, razão pela qual a prospecção de petróleo e gás é um negócio de alto risco (Clô, 2000).

O gás natural pode ser encontrado na natureza sob as formas não associado (quando encontrado sozinho) e associado (quando obtido a partir do petróleo). Adicionalmente, o gás natural pode ter origem convencional e não convencional. O convencional é encontrado em rochas de alta permeabilidade e de baixo custo, enquanto o não convencional está localizado em rochas pouco porosas e de baixa permeabilidade. Este último possui um alto custo de

extração, carecendo de tecnologias específicas, tais como perfuração hidráulica e horizontal (Marques, 2015).

Na forma associada existe estreita ligação com o ritmo de exploração econômica do gás natural, cujo custo de produção se aproxima de zero. Em contrapartida, existe uma dificuldade metodológica na distinção entre os investimentos em petróleo dos investimentos em gás natural. Na forma não associada, a produção será determinada pela capacidade de escoamento para os mercados consumidores e evolução dos preços do gás natural, ou seja, a dinâmica do mercado energético é elemento determinante para a exploração das reservas, enquanto no gás associado a dinâmica de extração de petróleo determina a produção do recurso (Almeida; Colomer, 2013).

Desse modo, quando o tipo associado é predominante e não existem condições econômicas para a exploração da jazida, o gás natural é reinjetado ou queimado em *flare*, conhecido como queimadores de segurança. Um aspecto negativo dessa prática é que a queima ou dissipação do metano na atmosfera pode potencializar o aquecimento global. Isso significa que "a perda do gás natural oriundo do processo dos processos de exploração – ou mesmo da queima do insumo -, durante a fase de produção de um poço de petróleo, além de ser significativa, constitui sério problema ambiental" (Marques, 2015, p. 129).

Por outro lado, a predominância de gás natural não associado em grandes volumes permite seu uso para fins econômicos, viabilizando a exploração das reservas, minimizando, assim, os impactos da queima desse combustível. Isso porque "além dos efeitos maléficos ao meio ambiente, o excesso de queima de gás natural priva o país do acesso a uma fonte de energia limpa e de alta qualidade" (Almeida; Colomer, 2013, p. 32).

Como mencionado acima, a viabilidade econômica é o principal determinante da exploração das reservas, além da inserção do aspecto ambiental de modo a torná-la efetiva. Para melhor compreensão do que vem a ser reservas, é importante diferenciá-las de recursos. Estes últimos incluem todo o volume de gás natural que pode ser explorado, de acordo com o desenvolvimento tecnológico vigente. Além disso, inclui os recursos contingentes e os prospectivos. Os recursos contingentes estão descobertos, são de alto risco, mas não são recuperáveis, dadas as condições de preço e tecnologia de exploração. Entretanto, dependendo da evolução da tecnologia e ao mesmo tempo das condições econômicas, um recurso contingente pode deixar a zona de sub-comercialização para se tornar comercializável. Já os recursos prospectivos são recursos não descobertos, são irrecuperáveis, dada a tecnologia vigente e possuem elevado risco.

As reservas, por outro lado, são recursos recuperáveis e se dividem em: reservas provadas, prováveis e possíveis. As reservas provadas podem ser definidas como as de maior conhecimento geológico, possibilitado pela perfuração dos poços pertencentes a um determinado campo. Dispõe-se das informações exatas de localização do reservatório, prevendo-se a potencialidade de produção (tamanho da reserva) e a qualidade do produto. Essas reservas entram como ativo da empresa porque são viáveis do ponto de vista econômico, possuem preços vigentes no mercado, além de viabilidade tecnológica, e são passíveis de extração a partir da tecnologia existente. Estima-se que exista "90% de probabilidade de que os volumes recuperáveis coincidam ou sejam maiores que as reservas provadas" (Clô, 2000).

Nota-se que até mesmo as reservas provadas, detentoras de menor risco, são passíveis de ajustes ao longo do tempo, com um determinado grau de imprevisão que impossibilita um "balanço" eficaz. Não somente as condições de natureza geológica, mas em especial as de preço e tecnologia podem simplesmente travar o seu desenvolvimento no longo prazo.

As reservas prováveis e as possíveis são recuperáveis porque já foram descobertas e são comercializáveis. No entanto, a baixa probabilidade de recuperação dos volumes existentes exclui estes dos ativos das empresas, entrando somente em um relatório de atividade para nortear as reservas futuras. As reservas prováveis, após as reservas provadas, segundo dados geológicos e técnicos, são as que possuem maior probabilidade de recuperação, com perspectiva de que "50% dos recursos recuperáveis sejam iguais ou superiores à soma das estimativas das reservas provadas e prováveis" (Clô, 2000). Por outro lado, as reservas possíveis são as reservas com a menor probabilidade de serem recuperadas, ou seja, possuem apenas 10% de probabilidade de que o quantitativo a ser recuperado seja igual ou supere o somatório dos volumes provados, prováveis e possíveis.

Os recursos e as reservas fornecem um horizonte de exploração de gás natural para os produtores, guiando a alocação de recursos no setor. Ainda assim, somente a análise das reservas se mostra insuficiente para analisar o impacto da demanda sobre o nível de produção, sendo indicado fazer o acompanhamento, dentro de um intervalo de tempo, por meio da "capacidade de produção disponível sustentável". Esse indicador é representado pela razão reserva produção (R/P) que "indica, em anos, a capacidade produtiva de um reservatório, mantidos constantes os volumes das reservas provadas e da produção corrente" (Pinto Junior, 2007, p. 52).

A principal desvantagem dessa medida é a não incorporação dos investimentos em exploração, e, consequentemente, a não inclusão de novas descobertas. Para Clô (2000, p. 5), a

relação R/P muitas vezes é utilizada de maneira indevida para indicar a vida útil de um campo petrolífero, ou de gás natural, quando na verdade este deveria ser um fator atrelado diretamente às políticas de exploração das empresas. A despeito das visões diversas da relação reserva/produção, Pinto Junior (2007) defende que esta é indispensável para estratégias de longo prazo das empresas, na qual se almeja crescimento ou manutenção da razão, com base nos investimentos em novos campos de exploração.

As condições que deverão ser satisfeitas para que as descobertas de novas reservas mantenham a razão reserva-produção constante decorrem da igualdade entre o crescimento da produção e crescimento da demanda. O "ritmo de crescimento das reservas provadas deve ser uma fração da produção anual, da razão reserva/produção inicial e da taxa de crescimento da demanda", mostrando que os investimentos em novas explorações são essenciais para compensar a taxa de declínio do campo explorado (Pinto Junior, 2007; Almeida; Colomer, 2013, p. 30).

As atividades de exploração de um campo dividem-se em *upstream* e *downstream*, sendo que a primeira diz respeito à parte de exploração e produção, e a segunda corresponde ao processamento, transporte, estocagem e distribuição (Figura 1). Há ainda outra classificação defendida por alguns especialistas da indústria, na qual as atividades de estocagem e transporte seriam englobadas pelo termo *midstream*. Este último, principalmente no que tange ao transporte envolve os maiores custos da indústria de gás natural.

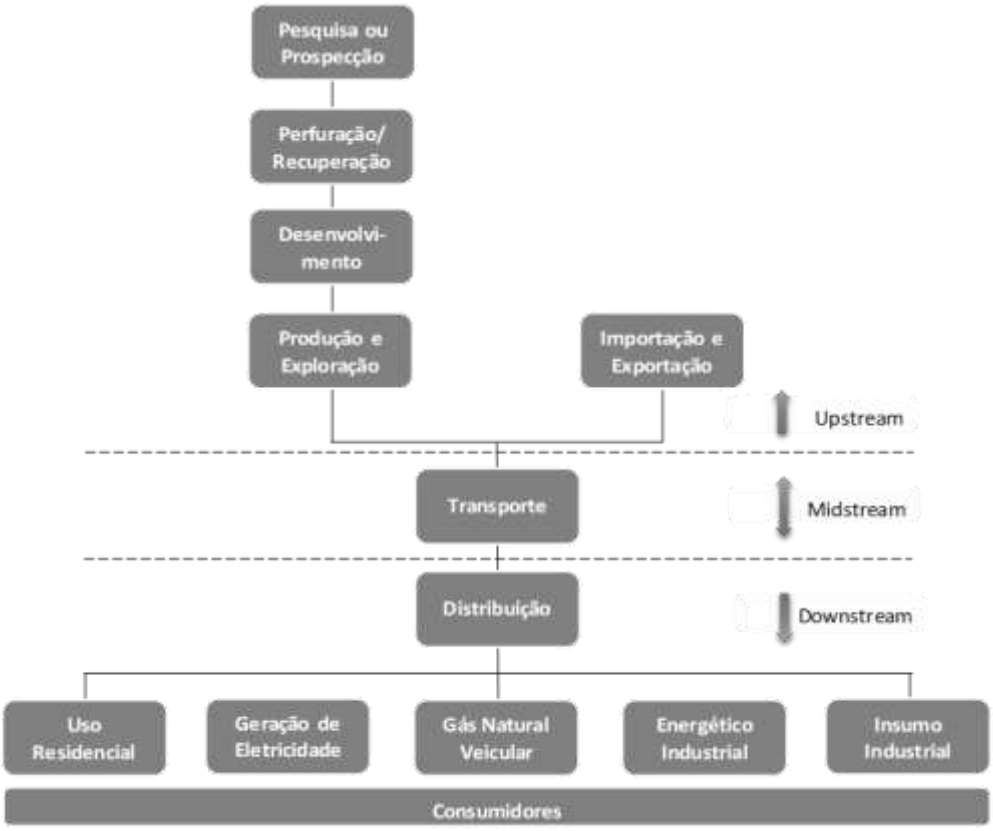
A etapa de *upstream*, comumente conhecida como segmento de Exploração e Produção, ou simplesmente E&P, é similar à etapa do petróleo, destacando-se por ser intensiva em capital e tecnologia, além de ser considerada a de maior risco geológico. De todo modo, após a avaliação de uma das técnicas realizadas (geoquímicas geofísica ou sísmica) ou delas em conjunto, o passo seguinte é o desenvolvimento do campo, iniciando com a perfuração, que é necessária para comprovar ou não a presença de gás natural na área pesquisada.

No upstream, a produção figura como a etapa de maior custo, já que os custos totais dependem de um conjunto de variáveis, que terminam fazendo com que as estimativas se deem em intervalos. Clô (2000, p. 8) pontua que "(...) depending on the situation, the costs of exploration may represent, from 10% to 20% of the total costs; development costs from 40% to 60%; and the operating costs of extraction from 20% to 50%".

Embora os custos de exploração apareçam com uma representatividade bem modesta nos cálculos de Clô (2000), estima-se que eles "representam entre 40 e 80% dos custos totais das etapas de exploração e desenvolvimento de um campo" (Almeida; Colomer, 2013, p. 50).

Os custos de produção também refletem os diferenciais desde os tipos de reservatórios (convencionais ou não convencionais), assim como a localização desses reservatórios (*onshore* ou *offshore*) (IEA, 2009).

Figura 1. Cadeia Produtiva do Gás Natural



Fonte: Marques Apud Silva (2017)

Ainda pertencente à etapa de *upstream* têm-se a Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN, unidade de tratamento responsável por verificar as especificações técnicas do gás natural. Estima-se que o custo de capital (Capex) de uma UPGN com capacidade de processar 5,6 MMm³/dia seja cerca US$ 20 milhões, dos quais 25% refletem diretamente os custos com mão de obra. Desse modo, os custos totais dessa fase refletirão as particularidades de cada região produtora, tais como: "grau de dificuldade no desenvolvimento dos poços; profundidade dos reservatórios; posição geográfica das reservas (*onshore* e *offshore*) e a distância até a UPGN" (Almeida; Colomer, 2013, p. 50).

O *midstream* encontra-se subdividido em transporte e estocagem. O transporte é o segmento mais importante porque envolve o cálculo de monetização do gás natural. Antes de decidir qual a melhor alternativa para escoá-lo, faz-se necessário calcular qual o trajeto a ser

percorrido e qual o volume de gás demandado. Dessa maneira, convencionaram-se três alternativas de transporte do gás natural: transporte por gasodutos; Gás natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL).

Ao longo dos últimos anos, o gasoduto tem-se mostrado a alternativa mais econômica em distâncias que não superem três mil quilômetros, embora seja eficiente no transporte de grandes volumes. A infraestrutura de gasoduto em si é uma alternativa com características peculiares, dentre elas: a forte interdependência com os demais agentes da cadeia, o grande volume de capital imobilizado, a elevada especificidade dos ativos e a longa maturação dos investimentos. Em virtude disso, a maior parte dos gasodutos se viabiliza por meio de contratos de longo prazo de capacidade primária no intuito de recuperar o capital inicial investido.

O grande volume de capital é explicado pelos investimentos fixos requeridos, apesar de reduzidos custos marginais. Os determinantes desse custo inicial envolvem: “a distância percorrida pelo gasoduto; a capacidade de pico; o número de estações de compressões e o tráfego do gasoduto”. Tendo em vista essas particularidades, estima-se que um metrópol (metro/polegada) de duto tenha um custo que pode variar de US$ 15 a US$ 70.

Outros condicionantes dos custos de transporte estão diretamente ligados à localização dos gasodutos (*onshore* ou *offshore*), sendo que os gasodutos no mar possuem um custo metropol superior aos gasodutos em terra. Isso acontece porque as distâncias percorridas entre os campos no mar e o continente são sobremaneira elevadas, inflacionando gastos com compras de tubulação. Nesse sentido, os custos com mão de obra figuram apenas em segundo lugar, abarcando 31,3% dos custos globais, seguidos pelos custos com miscelânea e direito de passagem (Almeida; Colomer, 2013).

A distância de 3 mil km também baliza a monetização por meio da geração de eletricidade, entretanto com pequenos volumes. A geração térmica é a principal saída utilizada em mercados em que a demanda em outros segmentos não está estabelecida, de modo que, encontra-se uma saída relativamente fácil para a monetização de gás natural. Entretanto, no curto prazo, outros setores não poderão desfrutar da disponibilidade do insumo (Almeida; Colomer, 2013, p. 50).

Para distâncias superiores a 3 mil km, duas opções são viáveis dependendo do volume transportado: para volumes moderados, a alternativa é a conversão química (GNC) e para volumes elevados, o transporte na forma de GNL. O transporte de gás natural como GNC torna-se viável quando as distâncias percorridas são pequenas e o volume transportado não exceda 5 mil metros cúbicos. Nesse tipo de transporte, o volume de gás sofre redução por meio de

compressão para facilitar o transporte. Apesar de essa tecnologia ser considerada antiga, os dois grandes entraves para sua disseminação sempre foram o peso e a capacidade dos cilindros, que vêm sendo reduzidos substancialmente nos últimos anos. Um dos mais importantes desses nichos é o mercado de Gás Natural Veicular (GNV) em localidades não atendidas por gasodutos de transporte e até mesmo na evolução dos cilindros esféricos de modo a caber dentro dos veículos leves (Almeida; Colomer, 2013; Pinto Junior, 2007).

Os projetos de GNL se justificam técnico e economicamente onde os gasodutos não são viáveis, dado que as distâncias superam 3 mil km e o volume transportado justificam essa alternativa. Assim como nos gasodutos, esse projeto possui grandes economias de escala, visto que os custos marginais de expansão são decrescentes, porém existem assimetrias de custo de investimentos entre os diversos segmentos se considerados os projetos *greenfields* (nova planta) e os projetos de expansão (Almeida; Colomer, 2013).

A cadeia de GNL subdivide-se entre as unidades de liquefação, transporte e regaseificação. As primeiras compõem 60% dos custos da cadeia, sendo equipadas com compressores e um sistema de refrigeração, em um processo que se divide nos tipos *base-load*, de menores custos de investimento e operacionais, utilizado em liquefação a partir de grandes volumes de gás natural e *peak shaving*, seguindo as rotas tecnológicas de plantas alimentadas por compressores, de elevada eficiência e reduzidos custos de investimentos, a despeito do maior custo operacional. Essa tecnologia é projetada para liquefazer volumes menores e destinada ao atendimento de demanda sazonal.

O segmento de transporte é realizado a partir de navios metaneiros quando se trata do comércio internacional de longa distância. Esses navios foram construídos especialmente para o transporte de GNL, dentre os quais dois modelos se sobressaíram: os navios de esferas independentes, que armazenam o combustível em esferas independentes do casco do navio; e os navios tipo membrana, que se assemelham aos petroleiros convencionais. O transporte também pode ser realizado através de caminhões-tanque, conhecidos como “gasodutos virtuais”, para atenderem comunidades desconectadas da infraestrutura de transporte e por trens em localidades equipadas com malha ferroviária.

As unidades de regaseificação, em geral, localizam-se próximo à costa, no intuito de facilitar o descarregamento do navio metaneiro. Possuem como principal função a regaseificação do GNL e, logo após, a distribuição até os consumidores finais.

Duas novas tecnologias com terminais de regaseificação embarcados, apesar de estarem em fase inicial, deverão impactar positivamente nos custos fixos desse segmento. A primeira é

a Energy Bridge Regaseification Vessels (EBRV) e a segunda é o Floating Storage and Re-gaseification Unit (FSRU). A tecnologia EBRV contempla navios metaneiros com unidades de regaseificação a bordo, mas com os terminais de armazenamento no continente, exigindo menor volume de investimento. A tecnologia denominada FSRU difere da anterior por possuir além da unidade de regaseificação, estação de armazenagem em navios metaneiros "especialmente adaptados para regaseificar o GNL", eliminando os custos com tanque de estocagem em terra e trazendo maior agilidade na instalação (Almeida; Colomer, 2013, p. 114 -115).

Por fim, como última etapa do *midstream*, a estocagem funciona como um instrumento de flexibilidade da oferta de gás natural e como redutor dos custos de produção e transporte, quando localizada próximo aos centros consumidores. Diante da demanda por estocagem, há necessidade de construção e/ou reservatórios específicos e os custos desses reservatórios tem relação com o tipo de armazenamento de cada um deles. Existem os reservatórios naturais (aquíferos, campos esgotados de óleo e/ou gás, e as cavernas de sal) e os reservatórios artificiais (gasômetros, tanques de GNL e o gasoduto).

A importância da infraestrutura de estocagem pode ser observada diretamente no controle dos preços do gás natural, além da redução dos custos da aquisição do energético, visto que mudanças repentinas na demanda por gás natural não são rebatidas sobre o processo de produção. Tem-se, com essa política, a redução da volatilidade intertemporal, assim como da volatilidade dos preços (Pinto Junior, 2007; Almeida; Colomer, 2013).

A cadeia do *downstream*, etapa final da cadeia do gás natural, envolve os segmentos de Distribuição e Comercialização. O segmento de Distribuição é encarregado de levar o gás natural do *citygate* (ponto de encontro que demarca o momento em que o gás natural deixa de pertencer à rede de transporte e passa a integrar a rede de distribuição) até o mercado consumidor.

Os gasodutos de distribuição possuem semelhanças com o segmento de transporte e apresentam características, tais como: "existência de monopólio natural, grandes economias de rede e de escala, elevadas especificidades de ativo e potenciais economias de escopo". Em relação às economias de escala, a rentabilidade vai depender de sua extração total. No caso das economias de escopo, se utilizadas, podem contribuir para reduzir 30% dos custos de distribuição (Almeida; Colomer, 2013, p. 87).

Os custos econômicos do segmento de distribuição costumam ser mais elevados que os de transporte. Estima-se que aqueles sejam responsáveis por 40% do valor adicionado ao preço final e de cerca de 60% do custo de movimentação do gás natural. Nesse sentido, no segmento,

cerca de 75% dos investimentos estão ligados à rede de gasodutos, 5% à medição e 10% às estações de redução de pressão, segundo a Agência Internacional de Energia (1998). Diante da magnitude desses investimentos, utiliza-se a seguinte regra de bolso na indústria de gás natural: "para cada real investido no segmento de exploração e produção, necessita-se investir um real no segmento do transporte e dois no segmento de distribuição" (Almeida; Colomer, 2013, p. 89).

O segmento de Comercialização do gás natural depende da contratação de capacidade primária, que somente é possível com o conhecimento dos demandantes potenciais e/ou estabelecimento de um mercado consumidor para esse energético. A concorrência interenergética do gás natural pode ser considerada um entrave para o desenvolvimento de uma demanda firme para a indústria. Isso acontece porque o gás natural não possui demanda cativa, ou seja, o aumento da demanda depende do seu preço em relação ao preço dos combustíveis substitutos, além disso, ganha neste cenário certo apelo ambiental diante de suas qualidades (Colomer, 2010; Almeida; Colomer, 2013).

Filgueiras (2010) também chama atenção para elevado custo das etapas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), dado o alto grau de especificidade dos ativos na exploração. Essa característica, por sua vez, exige contratos flexíveis e bilaterais como saída para a redução dos custos de transação. Foi pensando na redução desses custos que a indústria se desenvolveu de forma verticalizada. Entretanto, os principais marcos regulatórios do setor tentaram romper essa verticalização e abrir espaços para diferentes agentes econômicos dentro de cada uma das etapas.

O entendimento das especificidades técnico-econômicas do gás natural e delineamento da cadeia produtiva evidenciam os itens tratados na seção a seguir sobre os custos de transação.

3.2 Custos de transação na indústria de gás natural

A análise do mercado de gás natural a luz dos custos de transação deve-se à estreita ligação dessa literatura com a estrutura desse mercado. Embora a molécula de gás natural possua características de commodity mineral, tendo o preço determinado, majoritariamente, pela flutuação do petróleo *brent* no mercado internacional, a complexidade da cadeia produtiva, assim como altos investimentos em diferentes etapas, a torna objeto de contratos e modelos de governança diferenciados.

Em termos históricos, a Teoria dos Custos de Transação (TCT), abordada inicialmente por Coase (1993), na obra The Nature of the firme, ganhou enfoque com os trabalhos desenvolvidos por Williamson no limiar da década de 70, inaugurando os estudos da Nova Economia Institucional - NEI. Para a NEI, a incansável busca de eficiência na produção exige conhecimento sobre a conduta dos agentes e a maneira como as atividades econômicas são organizadas e coordenadas. E essa organização econômica surge como resultado da minimização dos custos de produção e transação. Eis que a transação figura como a unidade básica de análise, enquanto os contratos (formais e informais) aparecem como o problema (Williamson, 1985).

A transação é definida por Williamson (1985, p.1) como "o evento que ocorre quando um bem ou serviço é transferido através de uma interface tecnologicamente separável[4]", sendo passível de uma relação contratual por envolver acordos entre os agentes. Esta relação existe porque a transferência não se finaliza com a simples e mera transformação da matéria-prima em produto para o consumo, mas a forma como os arranjos balizam o desenvolvimento da atividade econômica na inter ou na intrafirma. Sendo assim,

> Os custos de transação nada mais são que o dispêndio de recursos econômicos para planejar, adaptar e monitorar as interações entre os agentes, garantindo que o cumprimento dos termos contratuais se faça de maneira satisfatória para as partes envolvidas e compatível com a sua funcionalidade econômica (Pondé; Fagundes; Possas, 1997, p. 11).

De acordo com Williamson (1985), a racionalidade limitada e o oportunismo são os pressupostos comportamentais básicos que sustentam a Teoria dos Custos de Transação. A racionalidade limitada é resultado das limitações de conhecimento apresentadas pelos indivíduos quando precisam lidar com informações, enquanto o oportunismo é o "desvendamento incompleto ou distorcido de informações, especialmente associadas a esforços calculados para enganar, deturpar, disfarçar, ofuscar, ou de alguma outra forma confundir" (Williamson, 1985, p. 47).

A defesa por Williamson (1985) de que os agentes são dotados de racionalidade limitada vai de encontro à hipótese dos neoclássicos de que os agentes são dotados de "racionalidade substantiva ou maximizadora" (Fagundes, 1997, p. 3). Isso porque os indivíduos

[4] Entende-se por interfaces tecnologicamente separadas as etapas interligadas do processo de produção separáveis tecnologicamente. Por exemplo, a transferência de insumos entre uma indústria e um produtor rural é uma transação, pois a indústria e o produtor utilizam-se de tecnologias separáveis, distintas (Carvalho Junior e Ozon, 2004, p. 3).

possuem limitação em processar informações e resolver problemas complexos, resultado da limitação do tempo e da incapacidade cognitiva de realizar previsões.

O pressuposto de que os indivíduos são por natureza oportunistas é baseado na constatação da natureza "violenta, tenaz e invejosa do homem", cujas ações caminham para satisfazer seu próprio interesse (Siffert Filho, 1995, p. 8). Entretanto, conforme Williamson (1985), esse oportunismo é fruto das assimetrias de informações do mercado, dando margens para os detentores de informações privilegiadas agirem em benefício próprio, mesmo que incorram em prejuízos para o restante do grupo. Isso significa que "opportunism more often involves subtle forms of deceit. Both active and passive forms and both ex ante and ex post types are included. […] they are recognized in the insurance literature under the headings of adverse selection and moral hazard, respectively" (Williamson, 1985, p.47).

Os problemas referentes a informações assimétricas são frequentes nos contratos entre os agentes econômicos e levam a uma ineficiência na alocação de recursos. O termo se refere à detenção por parte de um agente econômico de informações não disponíveis para os demais, dando margem a condutas que o beneficie perante o grupo, ou seja, não existem razões para que este agente se comporte como os outros, de modo eficiente.

Duas categorias surgem como fruto das imperfeições de mercado: risco moral hazard (moral hazard) e seleção adversa (hidden information ou hidden knowledge). O risco moral ocorre quando uma das partes se vale do não monitoramento da outra parte para se beneficiar das possíveis falhas ou omissões encontradas no contrato (Kotowitz, 1987). Em situações que envolvam contratos incompletos, uma das partes envolvidas pode adotar comportamentos que comprometam a avaliação no negócio pelos demais envolvidos, com cláusulas que os afetem negativamente (Kreps, 1990, p. 557).

O outro problema atrelado às informações assimétricas é o de informações encobertas ou seleção adversa. Diante de informações privilegiadas sobre determinados ramos de negócios, o agente econômico procura o agente ideal para a realização de um determinado contrato, sendo a informação de interesse deste último (Fagundes, 1997).

Além dos pressupostos que definem a existência ou não dos custos de transação. A transação em si é dotada de três atributos que em maior ou menor grau determinam o grau de relacionamento entre os agentes da cadeia produtiva. Dentre as características, destacam-se: frequência, incerteza e especificidade de ativos[5] (Williamson, 1985).

[5] Ativo específico pode ser definido como aquele bem que, quando inserido em uma relação bilateral, aumenta a produtividade dos fatores. Outra forma de defini-lo é considerá-lo tanto mais específico quanto maior for o custo irrecuperável (*sunk costs*) associado ao seu emprego (Siffert Filho, 1995, p.114)

Carvalho Junior; Ozon (2004) ressaltam que a frequência de uma transação, além de se mostrar importante na internalização do processo produtivo sem perdas de economias de escala, permite a consolidação da identidade dos agentes envolvidos na transação. A incerteza, por sua vez, possui uma correlação direta com os custos de transação, pois quanto maior o nível de incerteza, maior é esse custo. Essa característica se sobressai devido à racionalidade limitada dos agentes, impedindo-os de prever o que pode acontecer futuramente com o contrato firmado. Diante disso, Fagundes (1997) orienta para a necessidade de criar contratos flexíveis como forma de regular o relacionamento das partes envolvidas na transação.

A especificidade do ativo é considerada, por Williamson (1985), como a característica mais importante das transações por determinar a coordenação entre firma e mercado no ambiente econômico. Isso porque quanto mais específicos forem esses ativos ou quanto mais rígidos se apresentarem quanto ao uso, aumenta-se a probabilidade de se fazer a coordenação via hierarquia ou usando formas híbridas de contrato de longo prazo. Portanto, "a especificidade dos ativos que representa o mais forte indutor da forma de governança, é determinada por quanto que um determinado investimento é específico para uma determinada atividade e quão custosa é sua realocação" (Carvalho Junior; Ozon, 2004, p. 4).

Siffert Filho (1995), assim como Fagundes (1997) destacam quatro formas de especificidades dos ativos, dentre as quais encontram-se: a especificidade locacional ou de natureza geográfica, a especificidade física do ativo, a especificidade do ativo humano e a especificidade de ativo dedicado. Pessali apud Carvalho Junior; Ozon (2004) ainda acrescentam uma última forma de especificidade envolvendo ativos de qualidade ou de marca.

A especificidade locacional, de acordo com Siffert Filho (1995), ocorre quando as etapas do processo de produção, desde a aquisição da matéria-prima, possuem relativa proximidade, gerando economia de transporte, conservação e estoque. A segunda especificidade se trata da especificidade física do ativo, característica que dificulta a recuperação dos investimentos feitos em ativos da empresa em uma eventual venda. E essa dificuldade se acentua à medida que a característica se consolida.

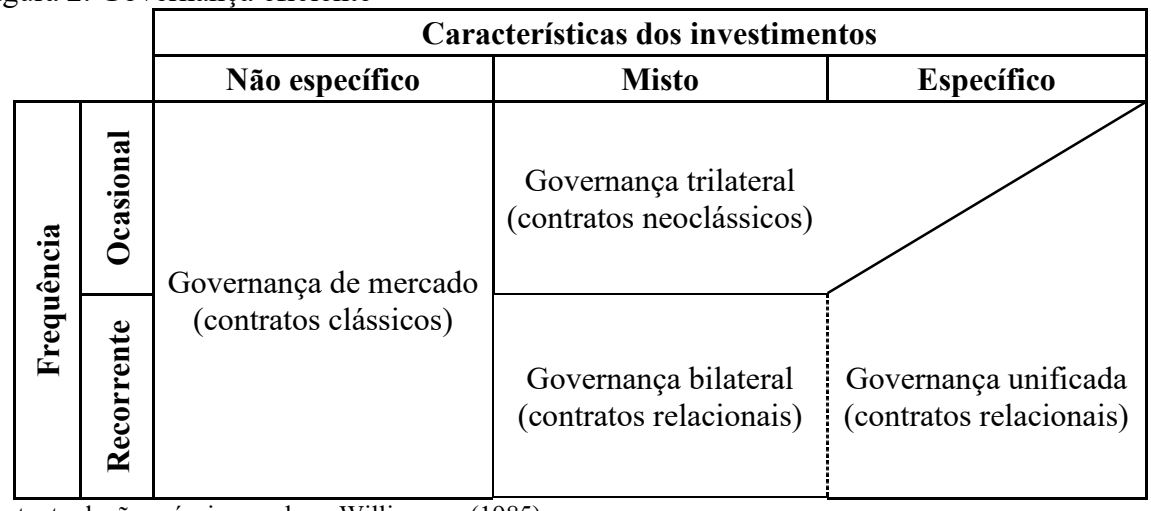
O ativo humano figura como a terceira especificidade, visto que a especialização em uma área que demanda trabalho em equipe impede a contratação do indivíduo fora do grupo. O ativo dedicado surge como a quarta especificidade, na qual as firmas aceitam correr riscos quando decidem fazer investimentos para atender um único conjunto de transações, "visando uma demanda cativa" por parte deste (Fagundes, 1997).

Por último, Pessali apud Carvalho Junior; Ozon (2004) relaciona a especificidade da marca a ativos de qualidade superior, que por meio de investimentos maciços em pesquisa e desenvolvimento, marketing e propaganda consolida-se como a marca da empresa, tornando-se referência no mercado. No entanto, para Azevedo (1996) existe outra especificidade das transações que não pode deixar de ser estudada, pois impacta, sobretudo contratos que envolvem produtos perecíveis. Trata-se da especificidade temporal, determinando o valor da transação de acordo com o tempo necessário à referida efetivação.

Williamson (1985, p. 72) sugere a adoção de estruturas de governança como o meio adequado para a redução dos custos de transação. No entanto, estas estruturas dependem diretamente do tipo de contrato em negociação. Contratos com transações altamente padronizadas não requerem estruturas de governança especializada, enquanto em transações recorrentes, estruturas especializadas de governança são a regra. De modo intermediário, mesmo em transações ocasionais, do tipo não padronizadas e que não requerem essas estruturas, há necessidade de atenção especial para esses casos.

As estruturas de uma governança eficiente presentes em Williamson (1985) estão apresentadas na Figura *2*. Primeiramente, os investimentos são classificados entre não específico, misto e específico, enquanto a frequência é caracterizada pela recorrência de ocasionalidade. Desse modo, o tipo de transação pode exigir os seguintes tipos de governança: i) de mercado, ii) trilateral, iii) bilateral e iv) unificada.

Figura 2. Governança eficiente



Fonte: tradução própria com base Williamson (1985)

A governança de mercado é recomendada em situações que as transações não são específicas, mas são igualmente ocasionais e recorrentes. Nesse caso, a padronização e

recorrência das trocas, assim como a experiência adquirida pelos agentes são suficientes para o funcionamento do livre mercado. Diferentemente, as transações ocasionais são mais difíceis de serem protegidas de ações oportunistas, mas as experiências de outros agentes do mercado podem ser utilizadas para promover maior responsabilidade nos contratos.

A governança trilateral está presente em transações mista ou específica e em que a frequência seja ocasional. Além das especificidades dos investimentos, dos elevados custos de oportunidade, a transferência dos ativos é geradora de elevados custos de transação. Nesse contexto, as regras de mercado não são satisfatórias para resolução dos conflitos entre as partes negociais, havendo necessidade de uma terceira parte na negociação, conhecida como a arbitragem, responsável por resolver disputas e avaliar a performance dos envolvidos na transação.

Outros tipos de transação que exigem uma governança especializada ou bilateral envolvem transações recorrentes com ativos mistos ou altamente específicos. Por não contar com contratos padronizados, nesse tipo de estrutura mantém-se a autonomia das partes, que estão livres para vender os ativos para outros agentes caso não efetuem a transação entre si.

Finalmente, na governança unificada ou unilateral, as transações se tornam ainda mais específicas e recorrentes. As especificidades dos ativos humano e físico o tornam mais dedicado e menos transferível para outros usos, além da existência de economias de escala plenamente realizáveis. A integração vertical, deste modo, é a saída usual dessa estrutura, diante da não necessidade de consultar, completar ou revisar contratos entre as firmas.

Portanto, a partir da análise proposta por Williamson (1985), quanto maior a especificidade do ativo e a frequência da transação, maior será a probabilidade de migrar para estruturas de governança unificada, com a integração vertical das atividades produtivas. No modelo intermediário, no qual se encontram a governança bilateral e governança trilateral, existe a presença de um agente regulador dos contratos. Nos demais casos, considera-se que o mercado se autorregula, mas neste caso a proporção das transações é deveras diminuta quando comparável às demais formas de governança.

No caso específico do setor de gás natural brasileiro, desde a quebra de monopólio da União e, consequentemente, desintegração vertical da cadeia produtiva, os custos de transação se tornaram proeminentes, demandando arcabouços regulatórios cada vez mais modernos para a minimização destes custos. Em outras experiências, como é o caso dos EUA, nota-se que, embora o mercado tenha elevado nível de competitividade, os contratos continuam sendo determinantes dentro dessa estrutura mais pulverizada.

3.2.1 Análise dos custos de transação na indústria de gás natural e a estrutura de governança

A minimização dos custos de transação existentes na indústria de gás natural depende, portanto, da eficácia no gerenciamento de conflitos que, porventura, venham ocorrer durante a vigência do contrato. Sabendo-se que a especificidade da transação vai na contramão dessa minimização, a alternativa é a procura de meios externos para a dissolução das contingências, entretanto esses também incorrem em custos. Williamson (1985) aponta que a saída ideal para eliminação desses custos seria a não aquisição de insumos junto às ofertantes, o que implicaria em uma verticalização do processo de produção.

Um aspecto de exclusividade brasileira foi o desenvolvimento da cadeia de petróleo e gás natural de forma integrada, sem espaço para atuação de outros players no mercado. Quando ocorreu a quebra do monopólio estatal e a consequente separação das etapas da cadeia produtiva, a criação de um arcabouço regulatório se tornou a base para a entrada de novas empresas no setor. Se de um lado, criou-se um ambiente em que os custos de transação se tornaram determinantes diante das características técnico-econômicas na indústria, do outro, estimulou-se a criação de modelo de governança pautada na intermediação dos conflitos, com a instituição de um órgão regulador, a ANP, em um modelo de governança trilateral, que trouxe maior disciplina para o mercado.

Todavia, na maior parte dos mercados, os custos das transações ainda se mostram proeminentes diante da escolha de estruturas de governança alternativas. Quando analisados os atributos dos custos de transação da indústria de gás natural, observa-se que as fontes de incerteza podem ser identificadas por meio dos riscos de mercado, risco exploratório e risco político.

No risco de mercado, a origem está presente nas incertezas regulatórias e as indefinições para a indústria, o que compromete diretamente a competitividade das empresas e os investimentos realizados. No risco de exploração, a despeito de todo o conhecimento acumulado sobre as jazidas e as potencialidades da área em exploração, não existe confiabilidade total na perfuração de um poço e constatação das reservadas provadas. Soma-se a isso, depois de provada a viabilidade do campo, na fase de produção e desenvolvimento do campo, a possibilidade de encontrar riscos inerentes aos preços, ao escoamento da produção e demanda, assim como ao ambiente macroeconômico do país. Finalmente, os riscos políticos relacionam-se às medidas arbitrárias decorrentes de ações do governo ou até mesmo da alternância política e não cumprimento das regras estabelecidas (Zamith, 2005).

Quando se trata do estabelecimento de confiabilidade e redução dos custos de oportunidades atrelados à transação que ocorrem no mercado de gás natural, a frequência da transação é considerada um dos atributos principais. Para esse mercado, a frequência é uma variável direta dos leilões de novas áreas, de periodicidade anual, mas ao mesmo tempo existe possibilidade para exploração de campos maduros, em que a oferta é permanente.

Para Zamith (2005), existe uma "quase-renda" gerada pelo emprego do capital em ativos dedicados, excedendo a renda gerada nos usos alternativos. Nesse sentido, as disputas envolvendo parte dessa "quase-renda" geram diretamente os custos de transação. Na indústria de petróleo e gás natural, a disponibilidade do recurso natural e os altos investimentos para extraí-lo são objeto direto de barganha entre a empresa e o proprietário destes, em geral o Estado. Para ter direito exclusivo de exploração, a empresa necessita pagar um "bônus de assinatura" ou um "pedágio de entrada", independentemente da existência de reservas provadas. Isso significa que, caso não encontre recurso, a empresa incorrerá em um custo afundado impossível de recuperação.

Soma-se a isso a dificuldade na comercialização de dados geológicos e geofísicos no mercado, além do conhecimento necessário para a realização da análise destes. Em termos de trajetória de aprendizado, há a presença de cumulatividade de conhecimento nesses casos, adquirida ao longo de anos de experiência na área. Não existe, dessa forma, trivialidade na transferência desses conhecimentos para uma empresa exploradora, sendo necessária a transferência de toda a equipe envolvida no processo (Moutinho dos Santos, 1997).

Adicionalmente, todos os investimentos nos dutos de escoamento do gás natural, assim como a separação, tratamento, bombeamento e compressão, são deveras dedicados, ou seja, não existe uso alternativo para a mesma operação. Em caso de constatação da inviabilidade das operações, além dos custos afundados, a empresa ainda precisará providenciar o descomissionamento de todos os equipamentos mobilizados no processo (Zamith, 2005).

Dentre as formas de especificidade na indústria, a locacional é mais importante para a indústria de gás natural do que para a indústria de petróleo, diante da densidade do energético e requerimento das especificações para o consumo. No caso da especificidade física do ativo, esta é encontrada nas plataformas de exploração, sistema de transferência, transporte, escoamento e distribuição, com usos alternativos bem limitados ou inexistentes.

Os ativos humanos, ao longo do tempo, são capacitados e treinados para o desenvolvimento das atividades do setor, carregando um conhecimento cumulativo específico dessas indústrias. No que se refere à marca, é a reputação da empresa e o valor que elas

constroem no mercado que são determinantes da atuação no mercado. Quanto à especificidade temporal, de um lado tem-se a mobilização de todos os equipamentos a serem utilizados nas fases de exploração e produção, que dependem de contratos de locação e, de outro lado, tem-se o prazo necessário para o desenvolvimento das operações, caracterizadas por contratos de longo prazo (Zamith, 2005).

3.2.2 Algumas considerações sobre os custos de transação e cadeia de gás natural no Brasil

A organização da cadeia produtiva não extinguiu os custos associados ao risco da atividade. Este, por sua vez, é a variável-chave a ser negociada em um programa exploratório, dado os elevados custos de oportunidade do capital financeiro. No Brasil, a exploração de novas áreas ocorre por meio da realização de rodadas de licitação, em que a empresa precisa comprovar capacidade técnica e financeira, pagar bônus de assinatura, além dos *royalties* e participação especial quando a produção for iniciada. Os contratos iniciais com o governo são de longo prazo, em média 20 anos, período necessário para a empresa recuperar os elevados investimentos em estudos sísmicos e em capital durante os anos de exploração.

Todo o procedimento durante as rodadas de licitação é organizado pela ANP, que oferece um pacote com informações sobre os blocos que são ofertados. Por mais que haja indicação da existência de recursos contingentes, a empresa propositora entra no contrato sem a completude das informações relacionadas ao total de recursos provados e a capacidade de produção dos blocos, o que vai ser evidenciado apenas no programa exploratório.

Quando se analisa os custos de transação por etapa da cadeia de produção, nota-se que os atributos da incerteza e da especificidade do ativo são proeminentes no *upstream*. No primeiro caso, em função do problema da racionalidade limitada e do oportunismo, a empresa não é capaz de dispor de todas as informações necessárias para trazer previsibilidade para a estimativa de produção e consequentemente de lucros provenientes do contrato que será firmado. No segundo caso, os altos investimentos e especificidade das plataformas de exploração *onshore* e *offshore* levam as empresas a focar no produto que é mais comum e de fácil escoamento, o petróleo.

No caso das UPGNs, embora os ativos apresentem alta especificidade em decorrência das instalações físicas dedicadas, o atributo da incerteza é quase inexistente, a não ser no longo prazo, em que os campos se encontram em fase de depleção, implicando na desativação dessas unidades. No entanto, a frequência das transações surge como a base das transações, tendo em

vista que a remuneração das unidades vai ser dada com base no volume de gás natural processado.

No *midstream*, a logística de transporte abarca altos custos de investimento e desenvolvimento, com retornos somente no longo prazo, ou seja, existe baixa reversibilidade dos ativos no curto prazo. O desenvolvimento dos sistemas de redes e distribuição do gás natural é um importante desafio, haja vista o alto grau de risco e incerteza que se põem quanto ao retorno dos investimentos nesse segmento. Nesse sentido, a proximidade do mercado consumidor é um ponto decisivo para redução dos custos e melhoramento da eficiência energética (Correljé, 2004).

Ao longo do tempo, o desenvolvimento do setor de transporte de gás natural ocorreu com forte interdependência dos outros elos da cadeia, sobretudo em contratos de longo prazo, e necessidade de consumidores âncoras que pudessem justificar os desembolsos financeiros para a construção de um gasoduto de transporte. Os contratos resguardavam o investidor quanto ao retorno dos investimentos nos ativos, mas, ao mesmo tempo, concediam garantia de abastecimento às empresas contratantes.

Não somente a quebra dos elos da cadeia, mas também o aumento da oferta de gás natural a partir da construção do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) representaram um passo fundamental junto à criação de um mercado para o insumo no país. Do mesmo modo, ao lado do consumo industrial, o Programa Prioritário de Térmicas (PPT), concebido para dar vazão à oferta prevista consolidou a lógica do mercado. De um lado, desenhou-se um contrato de suprimento, garantindo que os consumidores potenciais teriam previsibilidade quanto ao abastecimento; na outra ponta garantiu-se que esses contratos seriam suficientes para remunerar a infraestrutura construída.

No arranjo criado, os custos de transação relacionados à especificidade do ativo foram reduzidos, mas não extintos. Isso porque a instabilidade política no país supridor passou a afetar o contrato de abastecimento ao longo do tempo, exigindo formas alternativas de abastecimento. Nesse sentido, o aumento da produção nos campos *offshore* levou à expansão da malha de gasodutos ao longo da costa brasileira, com vistas à redução dos custos da infraestrutura.

Com intuito de reduzir as imperfeiçoes do mercado, um novo arranjo regulatório para o setor de *midstream* foi implementado a partir da Lei do Gás (Lei nº 11.909). Para Colomer (2010), a despeito de o novo arcabouço regulatório reduzir alguns custos de transação relacionados aos investimentos em ativos de transportes, este não foi suficiente para diminuir as barreiras à entrada de novos agentes diante da estrutura industrial pré-existente. Isso

significa que os eventuais benefícios decorrentes da regulação estabelecida se orientaram no sentido de consolidar ainda mais a posição dominante da Petrobras, à medida que induziram concentração do mercado de gás natural.

Desta forma, o descontentamento do mercado com a estrutura da indústria de gás culminou na promulgação da Lei nº 14.134 em abril de 2021, conhecida como o Novo Marco Regulatório do Gás Natural, trazendo otimismo quanto à desconcentração do mercado, principalmente no segmento de transporte e distribuição. Neste último caso, há um monopólio natural regulado nos estados da federação para essa última etapa, com a predominância de uma única empresa na cadeia. A justificativa é similar à existente no transporte, tendo em vista os altos investimentos e especificidade dos ativos. Contudo, a nova legislação traz a possibilidade de contratação de capacidade direto com o produtor, o que reduz os custos de intermediação da concessionária de distribuição. No entanto, o mercado livre está disponível apenas para determinados volumes de consumo.

A partir da abertura do mercado de gás natural no Brasil e da ampliação de formas flexíveis de abastecimento, espera-se que os custos de transação sofram uma queda tanto na etapa de transporte como na de distribuição. Isso significa que a ampliação do mercado de GNL proporcionaria a recepção direta pelas empresas de distribuição, eliminando os custos de transporte, mas precisando arcar com a regaseificação dos terminais. O cenário, portanto, mostra-se dual porque a instalação de plantas de regaseificação ocorrerá apenas se houver um número de empresas demandantes que viabilizem o negócio no curto prazo.

3.3 Panorama do mercado de gás natural nos países selecionados e no Brasil

Nesta seção, é apresentado um panorama abrangente do mercado de gás natural no contexto global e sua relação com o mercado brasileiro. Inicialmente, são analisados os principais players internacionais, destacando-se as dinâmicas de produção, consumo e comércio de gás natural ao longo das últimas décadas. Em seguida, discute-se a estrutura e as particularidades do mercado brasileiro, com ênfase em sua evolução histórica, características das reservas, dinâmica da oferta e demanda. Este levantamento busca situar o Brasil no cenário global, evidenciando oportunidades e desafios enfrentados pelo setor no país.

3.3.1 O mercado de gás natural no mundo

O gás natural ganhou espaço no mundo no início do século XX, por meio da constatação de sua baixa agressão ao meio ambiente e da dispensa de gastos ligados à redução de impactos associados geralmente a energéticos poluentes. O uso do gás iniciou-se na China Antiga com a destilação da água salgada para separá-la do sal. Registros também evidenciaram o uso na Grécia e em Roma, entretanto, "não se formou, nesta ocasião, uma indústria para aproveitar o energético, pois não havia métodos de capturar o gás que emanava do subsolo para transportá-lo por meio de dutos" (Castaneda apud Pires, 2008, p. 104).

A elevada intensidade de capital do segmento de infraestrutura do gás natural funcionou como um mecanismo de engessamento da indústria ao longo dos anos, principalmente nos países em desenvolvimento. Por outro lado, nos países desenvolvidos com maior disponibilidade e menor custo do capital, os investimentos em infraestrutura permitiram a disseminação do gás natural e a construção de uma indústria madura que diverge bastante da que se formou no Brasil, ancorada no monopólio estatal. Além do mais, nos países em desenvolvimento, o gás natural foi perdendo espaço para o GLP e para os derivados de petróleo, cujo custo de distribuição era inferior (Almeida; Colomer, 2013).

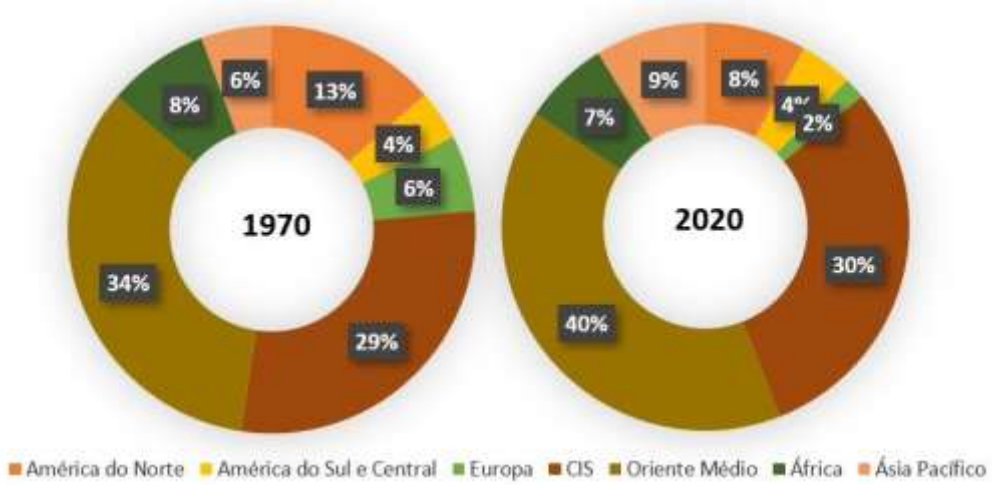
Mesmo com os limites inerentes à indústria, as reservas de gás natural vêm registrando crescimento substancial nos últimos anos. A revolução do gás não convencional, em especial, do *shale gas*, além do *tight sands gas* e *coalbed methane*, tem incrementado de forma significativa essas reservas e a produção no mundo, com destaque para a produção norte-americana. Além disso, a produção não convencional foi de extrema importância para a globalização do mercado de GNL.

O desenvolvimento tardio da indústria de gás natural em virtude dos elevados volumes de investimentos em infraestrutura e concentração da demanda nos países produtores manteve reduzida sua participação no comércio internacional até a década de 1980, quando o gás natural ganhou visibilidade, atingindo 30,0% nesse comércio ante 4,0% em 1970 (Almeida; Colomer, 2013).

As reservas provadas oferecem a dinâmica sobre a trajetória dessa indústria. Entre 1980 e 2020, as reservas registraram um crescimento da ordem de 165,3%, o equivalente a 2,5% ao ano nos últimos 40 anos. Com essa taxa de expansão, as reservas saltaram de exatos 70,9 trilhões de metros cúbicos (tmc) em 1980 para 188,1 tmc em 2020. O Gráfico 1 mostra a distribuição das reservas em 1970. O Oriente Médio concentrava 33,9% do total de reservas, equivalente a 24,0 tmc.

Na década de 1970, a Comunidade dos Estados Independentes (CIS) figurava como a segunda maior detentora de reservas, com 20,4 tmc (28,9%) concentradas na Rússia. A América do Norte estava entre os três maiores portadores de reservas (13,6%) ou 9,6 tmc, distribuídas no Golfo do México dos EUA e nas Areias Betuminosas, do Canadá. Os outros 23,7% se distribuíam entre a África (8,1%), Europa (6,0%), Ásia-Pacífico (5,6%) e América do Sul e Central (3,9%).

Gráfico 1. Distribuição das reservas provadas mundiais de gás natural em 1970 e em 2020 (trilhões de m³)



Fonte: British Petroleum (BP, 2022); Energy Institute (2024)

Embora tenha registrado um crescimento vertiginoso nos últimos anos, nota-se que não houve uma desconcentração da localização das reservas. Muito pelo contrário, o Oriente Médio, CIS e América do Norte, que antes detinham 76,3% das reservas em 1970, passaram a concentrar 78,5% das reservas totais em 2020. O Oriente Médio e a CIS continuam na liderança da posse de reserva, sendo que o crescimento das reservas foi substancial no primeiro.

Almeida e Colomer (2013, p. 227) pontuam que "a concentração de reservas não reflete na capacidade de produção e consumo dos países. Em outros termos, há uma concentração de reservas em nações com baixo potencial de consumo de gás natural", tanto no CIS como no Oriente Médio. Nota-se também que houve uma mudança nas fatias abarcadas pelas demais regiões. A Ásia-Pacífico passou à frente da América do Norte em 2015, somando 15,6 tmc (9%).

Nos Estados Unidos da América (EUA), o volume dos recursos não convencionais ainda não foi suficiente para colocar o país na esteira dos grandes detentores de reserva, com crescimento abaixo da média mundial. Do mesmo modo, as participações da Europa e da África

encolheram no período em tela para 2% e 7%, respectivamente. A América Central e do Sul, apesar da manutenção da participação em 4%, ainda não se mostram competitivas para garantia do suprimento energético nessa região.

Quando se analisa a distribuição da produção, chega-se a um comportamento bem diverso do registrado nas reservas (Tabela 1). No período de 1970 a 2022, a taxa de crescimento geométrico da produção foi de 2,8% ao ano, sendo que a taxa da África foi de 8,9%, diante da intensificação da exploração de novos campos, acompanhada por uma expansão de 8,5% no Oriente Médio, evidenciando que os entraves que existiam foram desaparecendo ao longo do tempo.

Tabela 1. Distribuição da produção mundial de gás natural em 1970 e 2022 (bmc)

Regiões	1970	Part. %	2022	Part. %	Cresc. (a.a %)
América do Norte	636,5	65,2	1.203,92	29,8	1,2
América do Sul e Central	18,7	1,9	162,0	4,0	4,2
Europa	104,9	10,8	220,4	5,4	1,4
CIS	187,5	19,2	805,9	19,9	2,8
Oriente Médio	10,3	1,1	721,3	17,8	8,5
África	3,0	0,3	249,0	6,2	8,9
Ásia Pacífico	15,1	1,5	681,3	16,8	7,6
Total	**976,1**	**100,0**	**4.043,8**	**100,0**	**2,8**

Fonte: British Petroleum (BP, 2022); Energy Institute (2024)

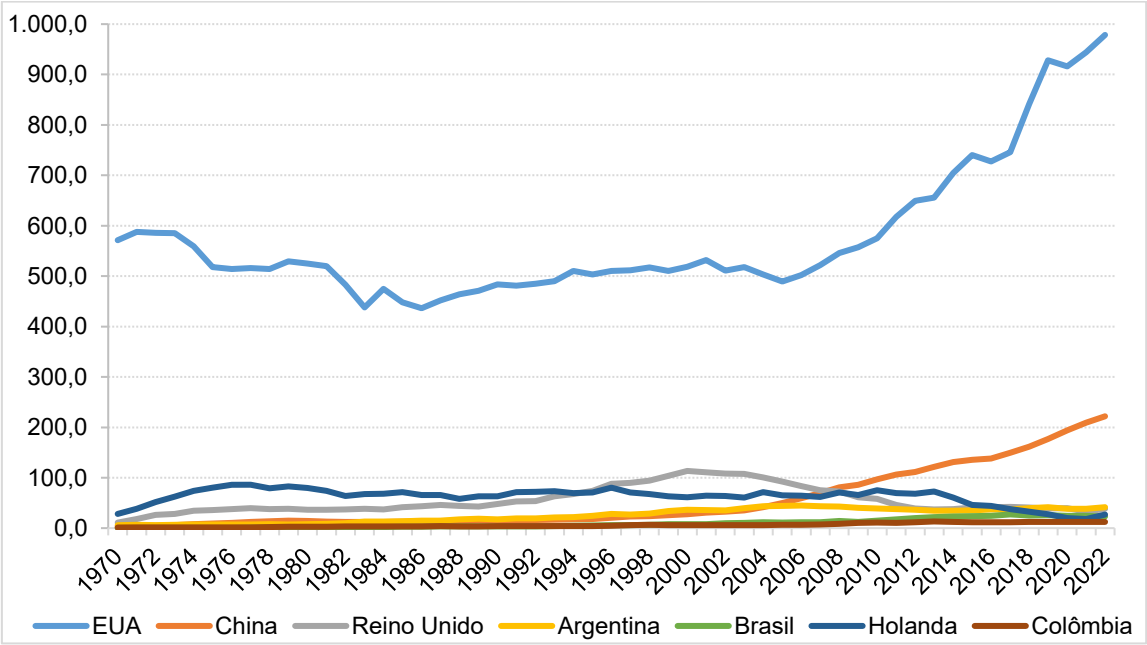
Contudo, apesar do Oriente Médio figurar como maior detentor de reservas, o posto de maior produtor é ocupado pela América do Norte, com 29,8% da produção em 2022, determinada, sobretudo, pelos EUA. Nesse sentido, destaca-se que a "elevada capacidade de produção norte-americana pode ser explicada pela originalidade da indústria de gás natural nos Estados Unidos", explicando "o grau de desenvolvimento da indústria nos EUA" (Almeida; Colomer, 2015, p. 227).

Por outro lado, observa-se que a América do Norte perdeu participação da produção no período em análise, situando-se em um patamar duas vezes menor do que o registrado em 1970 (65,2%). Esse movimento de perda de espaço na produção também foi registrado pela Europa. Salienta-se que embora a Europa tenha elevado o nível de produção, este é insuficiente para abastecer o continente, tornando-a ainda mais dependente das importações de outros países, em especial do CIS. Há, dessa forma, elevada vulnerabilidade energética, agravada pelo cenário de tensões geopolíticas na região, como é o caso da guerra entre a Rússia e a Ucrânia.

Na outra ponta, há que se destacar a crescente participação do Oriente Médio, Ásia-Pacífico e África nos últimos 52 anos, com elevado dinamismo na indústria de gás natural em termos globais. A América do Sul e Central também registraram expansão da participação na produção, como resultado, sobretudo, da incorporação de novos campos e reservas provadas.

Nos países selecionados para esta pesquisa, observa-se que a dinâmica da produção segue a concentração das regiões (Gráfico 2). Ao longo do período, que vai de 1970 a 2022, a produção de gás natural nos EUA aumentou 1,0%, enquanto no Canadá e México, as expansões foram de 2,4% e 2,5%, respectivamente. No entanto, por abarcar 81,3% da produção, a expansão da produção norte-americana tem sido crucial para manutenção da região em primeira posição no mundo.

Gráfico 2. Evolução da produção de gás natural nas economias selecionadas entre 1970 e 2022 (bilhões de m³)



Fonte: British Petroleum (BP, 2022); Energy Institute (2024)

A China, isoladamente, detém 32,6% da produção asiática e 22,7% da produção dos EUA. O dinamismo observado nos últimos 50 anos, com crescimento anual de 8,7%, posicionou o país em quarto lugar em termos de produção de gás no mundo, ficando atrás somente dos EUA, da Rússia e do Irã. Isso considerando que até o último quartel do século XX, a China ainda não se destacava enquanto grande produtor, posição que era liderada pela Indonésia e Malásia. A estratégia de compra de reservas em diferentes partes do mundo, assim

como o compromisso com a redução de fontes poluentes na matriz de produção interna levaram o país a alcançar o marco em questão.

Os demais países da amostra detêm uma fatia da produção muito inferior quando comparados aos EUA e à China, mantendo uma produção anual muito abaixo de 50 bilhões de m³. A despeito desse cenário, o Reino Unido possui a segunda maior produção da Europa (17,3%), na qual a Noruega (55,7%) ocupa a posição de maior produtora, com mais da metade da produção.

Ao considerar a participação da Holanda, a posição das duas economias europeias selecionadas é de 24,2%. Pontua-se que, embora, historicamente, a Holanda tenha tido um papel importante enquanto supridor de gás natural para a Europa, o decaimento da produção dos campos internos, assim como os impactos ambientais oriundos da produção de gás natural, tende a reduzir ainda mais o peso da região. Em 2023, a interrupção da produção no maior campo de exploração, Groningen, em decorrência de registro de abalos sísmicos na região é a prova concreta da perda de capacidade do país na continuidade da posição de ofertante para o restante continente, deixando a pressão de supridor para a Noruega e países parceiros.

Na América do Sul, a Argentina, Brasil e Colômbia são detentoras de 56,6% da produção da região. A Argentina lidera a posição no ranking com uma produção de 41,6 bmc anuais, seguida pela Venezuela (29,2 bmc), Brasil (23 bmc), Bolívia (13,4 bmc) e Colômbia (12,6 bmc). Dentre elas, as produções boliviana e brasileira foram as que registraram maior dinamismo no período analisado, crescendo 11,7% e 11,5% ao ano, respectivamente. No caso do Brasil, trata-se do resultado do aumento dos investimentos, com a entrada de novos produtores, anexação de campos de produção em novas regiões de fronteira e do Pré-Sal.

O desenho da demanda tem alta semelhança com a estrutura da oferta, de modo que as principais regiões produtoras são as principais demandantes do gás natural. O Quadro 2 exibe a distribuição do consumo de gás natural em 1970 e 2022 entre os 10 maiores centros consumidores, incluindo os países selecionados. Em 2022, os EUA consumiram 826 bcm ou 22,4% de todo o gás comercializado no mundo. Embora, assim como na produção, a massificação do uso do gás em outras áreas tenha diluído a participação do país no consumo final (cerca de 60% na década de 70), este ainda figura de longe como maior consumidor de gás natural em termos mundiais.

A Rússia, segundo maior consumidor de gás natural, consumiu 408 bcm, em 2022, um pouco menos da metade da demanda do primeiro colocado. Este país detém também a segunda maior reserva e produção de gás natural. Sendo um produtor superavitário, a Rússia abastece a

Europa e, também, iniciou, de forma intermediária, as vendas de gás para o norte da China, através do gasoduto Rússia-China. Em construção há oito anos e com previsão de conclusão para 2025, a comercialização por meio desse gasoduto tem como objetivo fornecer fontes alternativas de abastecimento ao país asiático, ao mesmo tempo em que procura novos consumidores para a desativação de parte do abastecimento da Europa no longo prazo, diante das demandas pela transição energética.

A maior economia Asiática (375,7 bmc), inclusive, desponta como terceira maior consumidora de gás natural no mundo, embora sua produção seja insuficiente para abastecer o mercado interno, demandando importações de GNL da Austrália e, atualmente, do gás da Rússia para compensar o déficit na produção. O Japão ocupa o sexto lugar como maior consumidor em decorrência do fechamento das usinas nucleares e expansão da importação de GNL para substituir aquela fonte.

Quadro 2. Distribuição de gás natural nos 10 maiores países consumidores e países selecionados em 1970 e em 2022 (bmc)

Países	**Posição**	**1970**	**%**	**Países**	**Posição**	**2022**	**%**
EUA	**1º**	**574,9**	**59,8**	**EUA**	**1º**	**881,2**	**22,4**
URSS	2º	189,5	19,7	Rússia	2º	408,0	10,4
Romênia	3º	21,3	2,2	**China**	**3º**	**375,7**	**9,5**
Holanda	**4º**	**17,6**	**1,8**	Irã	4º	228,9	5,8
Alemanha	5º	16,0	1,7	Arábia Saudita	5º	120,4	3,1
Itália	6º	12,2	1,3	Japão	6º	100,5	2,5
Reino Unido	**7º**	**11,8**	**1,2**	México	7º	96,6	2,5
México	8º	10,0	1,0	Alemanha	8º	77,3	2,0
França	9º	9,6	1,0	**Reino Unido**	**9º**	**72,0**	**1,8**
Venezuela	10º	8,6	0,9	Emirados Árabes	10º	69,8	1,8
Argentina	**12º**	**5,9**	**0,6**	**Argentina**	**18º**	**45,7**	**1,2**
China	**17º**	**2,9**	**0,3**	**Brasil**	**28º**	**32,0**	**0,8**
Colômbia	**25º**	**1,2**	**0,1**	**Holanda**	**33º**	**27,1**	**0,7**
Brasil	**44º**	**0,1**	^	**Colômbia**	**46º**	**12,6**	**0,3**
Demanda mundial		**881,5**	**91,7**	**Demanda mundial**		**2.547,8**	**64,6**

Fonte: British Petroleum (BP, 2022); Energy Institute (2024)

Um aspecto que chama atenção é a presença dos países do Oriente Médio e integrantes da OPEP (Irã e Arábia Saudita) entre os 10 maiores consumidores (4º e 5º lugares no ranking, respectivamente), visto que tradicionalmente esses países se voltaram mais para a exploração de petróleo em seus territórios, visando o comércio externo. O crescimento do consumo de gás natural tem estreita ligação com os subsídios dados pelo governo para a população, tratando a

indústria como um Serviço de Utilidade Pública e garantindo acesso a preços bem inferiores ao preço médio do gás comercializado no restante do mundo.

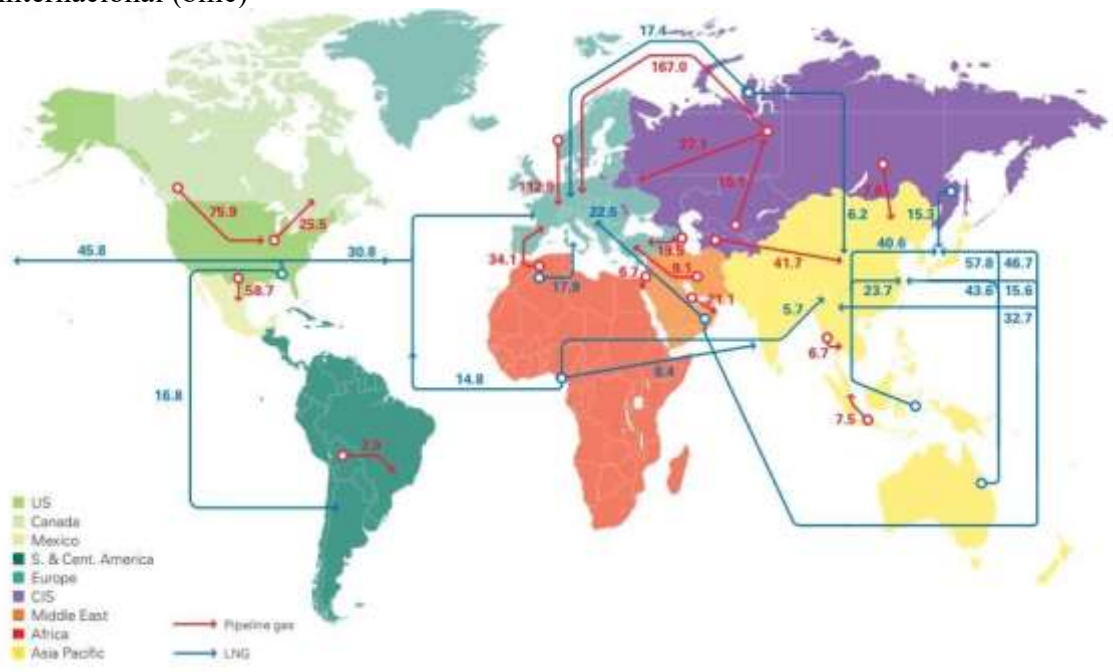
Outro ponto a ser destacado é exatamente a mudança no perfil dos 10 maiores consumidores de gás nesse meio século analisado. Em 1970, eles concentravam 91,7% do consumo de gás natural no mundo, relação que recuou para 64,6% em 2022. Além da diversificação, o ritmo do crescimento da demanda da China, Japão, Irã e Arábia Saudita retiram o destaque de tradicionais centros consumidores, tais como Alemanha, Itália, Holanda, França e Romênia. Nota-se também que a democratização do gás natural esteve restrita, primeiramente, aos países de maior nível de renda, confirmando uma relação direta entre consumo de gás natural e países ricos, onde a infraestrutura de transporte se desenvolveu com maior rapidez, contando com capital abundante e um marco regulatório atrativo.

Ainda que, na maior parte das regiões do mundo, o consumo do gás natural seja bastante irrisório, a demanda mais que quadruplicou em meio século, saindo de 961,5 bcm para 3.941,3 bcm em 2022. O aumento desse consumo refletiu a expansão do combustível para produção de eletricidade nas termelétricas em substituição parcial ao óleo combustível, ao carvão mineral e energia nuclear.

Do mesmo modo, o crescimento da produção de gás natural vem mostrando que a insegurança em relação à concentração da produção e localização das reservas de gás natural pode ser superada a partir do comércio internacional entre as regiões produtoras. A comoditização do gás natural, via GNL, é o reflexo de que é possível levar grandes volumes de gás natural a regiões consumidoras que se situam distante das áreas produtoras.

A Figura 3 mostra os fluxos do comércio internacional de gás no ano de 2021. É possível perceber a intensificação do comércio entre regiões produtoras e consumidoras de gás natural por meio de gasodutos e de GNL. Embora os gasodutos apresentem a maior parte desses fluxos, suprindo regiões demandantes próximas aos centros de produção, é inegável o ganho de participação do GNL nos últimos anos, tecnologia que até o início da década de 2000 ainda era considerada inviável do ponto de vista econômico.

Figura 3. Grandes movimentos comerciais de gás em 2021 – Os fluxos do comércio internacional (bmc)



Fonte: British Petroleum (2022)

O aumento do fluxo internacional de gás natural é um aspecto positivo para torná-lo o combustível de transição energética. Decerto esse novo papel não deverá estar ligado somente à produção de energia elétrica, visto que as fontes renováveis vêm mostrando um maior protagonismo nesse setor, com incrementos substanciais de Capex na última década. Por outro lado, a intermitência dessas fontes abre um espaço para atuação do gás natural como backup. De outro lado, os segmentos industrial e de transporte também devem ser condutores do crescimento da participação do gás natural na matriz energética mundial.

3.3.2 Estrutura do mercado de gás natural brasileiro

Uma particularidade do gás natural brasileiro é a sua elevada associação com o petróleo, diferenciando-se do mundo. Essa característica ao mesmo tempo em que é um limitador da produção abre possibilidades para a indústria como produto residual da exploração do petróleo, dado que o custo marginal de produção se torna bastante reduzido. Por outro lado, como o produto principal é o petróleo os esforços para o escoamento da produção adicional tendem a não serem os mesmos que ocorreriam caso as atividades voltadas para o gás natural fossem as únicas (De Britto, 2002).

Além da estreita associação ao petróleo, outra característica das reservas é a localização geográfica, mais de três quartos encontram-se em ambiente marinho. A Tabela 2 exibe a localização das reservas de gás natural por unidade da federação no ano de 2022. Nota-se que 75,6% das reservas de gás natural no país encontravam-se no mar, enquanto os 24,4% restantes estavam localizadas em Terra.

Pontua-se também a elevada concentração das reservas nacionais no estado do Rio de Janeiro, abarcando 62,8% das reservas provadas, o que é explicado pela tradição na atividade e, também, pelas recém-descobertas de reservas de gás natural no Pré-Sal e Pós-Sal. Os estados de São Paulo (7,3%) e Espírito Santo (4,3%) terminam por coroar essa concentração, tendo em vista que os três estados juntos são detentores de 98,2% das reservas localizadas no ambiente *offshore*. Da mesma forma, mas em menor volume, as reservas localizadas no continente estão fundamentalmente concentradas entre os estados do Amazonas (10,3%), Maranhão (7,3%) e Bahia (3,1%), que abarcam 85,1% das reservas do ambiente *onshore*.

Tabela 2. Reservas provadas de Gás Natural por Localização em 2022 (MMm³)

Unidades da Federação	**Localização**	**Reservas provadas**	**%**
Rio de Janeiro	Mar	255.130,7	62,8
São Paulo		29.791,9	7,3
Espírito Santo		17.063,6	4,2
Bahia		3.750,7	0,9
Rio Grande do Norte		1.390,8	0,3
Alagoas		363,5	0,1
Sergipe		21,1	0,0
Amazonas	Terra	42.011,5	10,3
Maranhão		29.665,8	7,3
Bahia		12.638,2	3,1
Alagoas		9.731,0	2,4
Rio Grande do Norte		3.466,2	0,9
Sergipe		557,0	0,1
Espírito Santo		547,1	0,1
Paraná		395,9	0,1
Total	**Total**	**406.524,7**	100,0

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

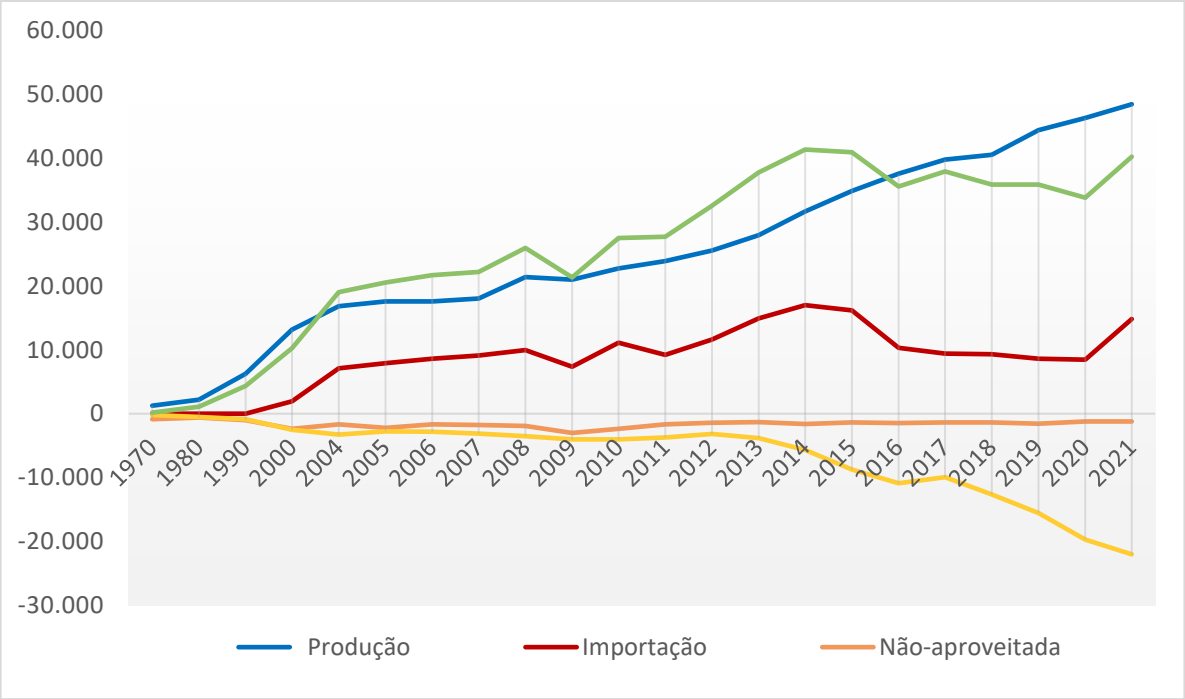
O fato de as reservas brasileiras estarem concentradas no ambiente offshore e serem associadas ao petróleo condicionou a exploração econômica das reservas aos planos de expansão da Petrobras que, desde o início de sua atividade, esteve presente na exploração desses campos. Isso significa que apesar de ter criado um arcabouço regulatório capaz de atrair a

atenção dos investidores para o setor, por um longo tempo, alguns pontos frágeis continuaram persistindo, o que intensificou a presença da estatal na atividade.

Historicamente, pode-se observar que o mercado de gás brasileiro ainda se encontra em fase de desenvolvimento, isso porque, até os anos 1980, a produção de gás estava restrita ao Recôncavo Baiano e voltada ao mercado consumidor industrial local. Estudos anteriores à década de 1990 indicam que o mercado de gás natural estava relegado ao segundo plano devido à baixa disponibilidade de recursos e à prioridade dada à exploração de petróleo. Entretanto, tal modal energético ganhou destaque com a comprovação da existência de gás natural na Bacia de Campos e na Bacia do Solimões, incluindo-se mais tarde as Bacias de Santos, do Espírito Santo e do Parnaíba.

No Gráfico 3, apresenta-se a evolução da disponibilidade de gás no Brasil, em termos de oferta interna bruta, mas ao mesmo tempo apontando a produção nacional e importada. Observa-se que no início da década de 1970, o gás natural, praticamente, não tinha mercado no país, chegando a crescer 6,7% ao ano entre 2000 e 2021, alcançando um patamar três vezes maior do que no final do século XX e 30 vezes o tamanho registrado no início dos anos 1970.

Gráfico 3. Evolução da oferta interna bruta de gás natural no Brasil em 10^3 TEP, entre 1970 e 2021



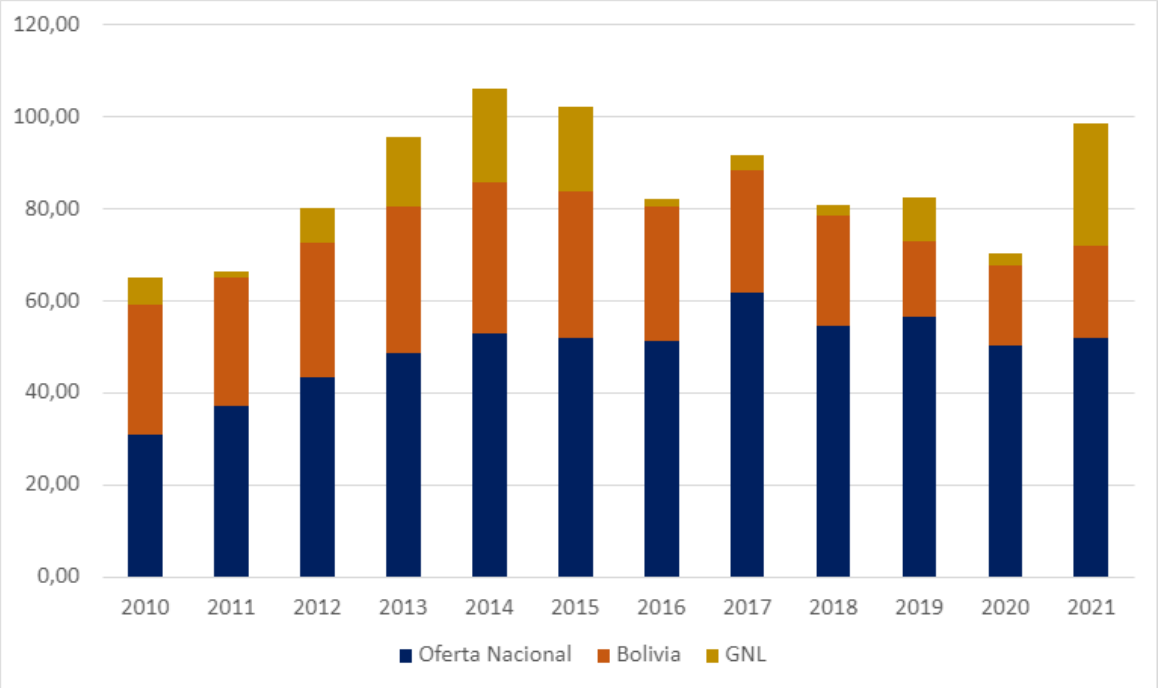
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da EPE (2022)

Um indicador relevante no Gráfico 3 é a magnitude da produção nacional e ao mesmo tempo a necessidade de recorrer às importações para compor a oferta interna. Isso se deve,

sobretudo, a baixa oferta líquida nacional, tendo em vista que parte da produção está sendo reinjetada nos campos de produção, sendo queimada ou utilizada no processo de exploração. Situação essa que contribui para a necessidade das importações da Bolívia e do GNL para atender o mercado interno, como pode ser vista no Gráfico 4.

Os dados da MME mostram que, entre 2010 e 2021, a oferta interna de gás foi de 87,4 MMm³ diários em média, dos quais 50,7 MMm³/dia foram provenientes da produção nacional, 25,8 MMm³/dia importados da Bolívia e 10,9 MMm³/dia importados de diferentes países em forma de GNL. No que tange as importações da Bolívia, o Gasoduto Bolívia-Brasil, denominado Gasbol, funcionou durante a primeira metade dos anos 2000 como principal supridor da demanda interna. As outras fontes de importação surgiram com os problemas políticos enfrentados pela Bolívia ainda no início da década e pela forte demanda proveniente das termelétricas para fazer frente aos baixos níveis dos reservatórios e, consequentemente, redução da produção das hidrelétricas (base do sistema de energia elétrica brasileiro).

Gráfico 4. Evolução da oferta interna bruta de gás natural no Brasil, segundo origens entre 2010 e 2021 (em MMm³/dia)



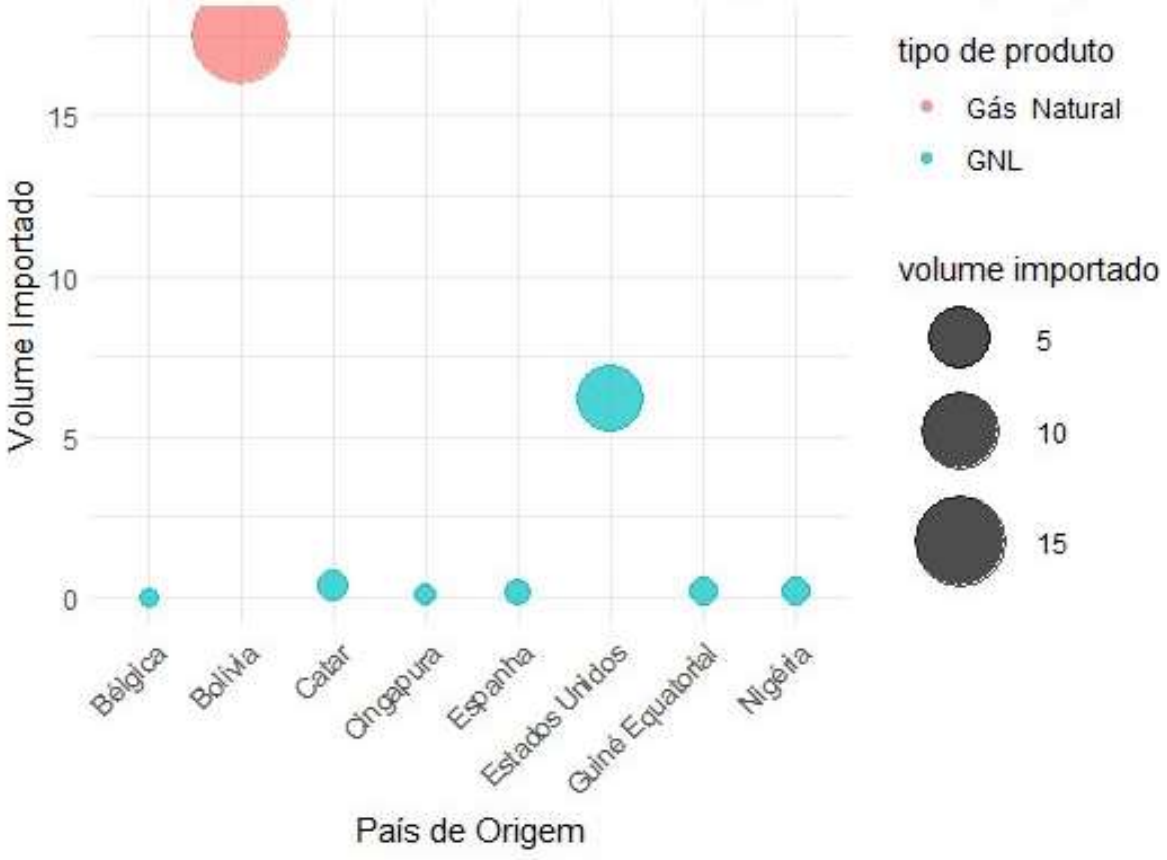
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da MME (2022)

Uma característica a ser ressaltada é que as termelétricas não atuam na base firme e, portanto, tornam flexível a demanda por GNL. Ainda no Gráfico 4 é possível perceber esse movimento. Por exemplo, de 2012 a 2014, 2019 e 2021, as importações dessa commodity ficaram na faixa dos 17,3 MMm³/dia, enquanto no restante da série ficou na casa dos 4,3

MMm³/dia. O grande contraponto dessa enorme instabilidade adiciona um ônus ao sistema tendo em vista que o custo marginal de importação do GNL é mais alto, por ser mais caro. O modelo atual põe o GNL como responsável pelo equilíbrio do sistema de abastecimento de gás.

No Gráfico 5, apresenta-se a origem do GNL importado pelo Brasil em 2022. Enquanto a Bolívia se consolidou como parceira na venda do gás natural por meio de gasoduto de transporte, somando 17 MMm³/dia no ano em questão, não há o mesmo padrão para GNL devido a flexibilidade de fornecimento. Por exemplo, os EUA exportaram 6,1 MMm³/dia no mesmo ano, mas, em 2021, essa cifra alcançou 22,5 MMm³/dia. As importações dos outros países que aparecem na lista somaram menos de 1MMm³/dia. Do mesmo modo, importações provenientes de outros se aproximaram de 4MMm³/dia no ano anterior.

Gráfico 5. Importação de gás natural e GNL no Brasil, em 2022, segundo país de origem do produto (em MMm³/dia)

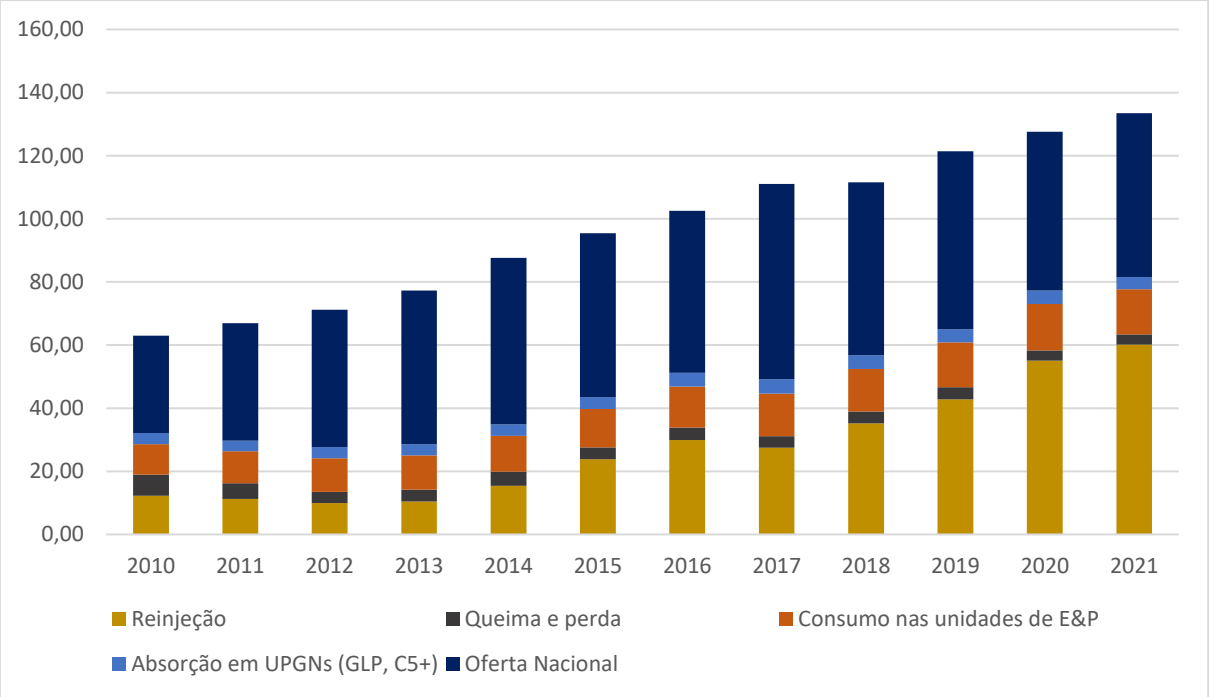


Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

No período em análise (2010 a 2021), a produção nacional alcançou 100 MMm³/dia, em média (Gráfico 6), o que seria mais que suficiente para compor a oferta interna média de 87,4 MMm³ no mesmo período. Por exemplo, somente, em 2021, a produção interna foi de 133 MMm³/dia, entretanto, 60,2 MMm³/dia ou 44,9% foi reinjetada em virtude da falta de critérios

técnico-econômicos para o melhor aproveitamento e ausência de infraestrutura para escoamento. Do saldo restante, somente 51,9 MMm³/dia foram destinados para a composição da oferta nacional, a outra parte foi utilizada no processo de exploração, queimada ou absorvida nas UPGNs.

Gráfico 6. Evolução da produção nacional de gás natural no Brasil, segundo finalidades entre 2010 e 2021 (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do MME (2022)

Para compreender melhor o que vem ocorrendo com a oferta de gás natural no país, é necessário analisar a evolução da reinjeção, assim como a localização. Por meio dos dados apresentados na Tabela 3, em média, o Brasil reinjetou 23,7 MMm³/dia de gás natural entre 2012 e 2021. Nos primeiros anos da série, entre 2012 e 2014, havia uma concentração das reinjeções no Estado do Amazonas, exploração o*nshore*, mas à medida que descobertas de novos campos foram sendo feitas, principalmente no Pré-Sal, o Rio de Janeiro passou a figurar com o maior volume de reinjeções, representando 79,4% do volume total em 2021. A indisponibilidade de UPGNs com tecnologia para a separação de frações pesadas do gás natural, assim como a inexistência de infraestrutura vem intensificando as justificativas para a continuidade dessa estratégia.

Tabela 3. Evolução da reinjeção de gás natural no Brasil entre 2012 e 2021 (em MMm³/dia)

Localização	Unidades da Federação	2012	2015	2016	2019	2020	2021
Terra	Amazonas	6,1	7,5	8,4	7,9	6,0	5,7
	Alagoas	0,1	-	-	-	-	-
	Sergipe	-	-	-	-	-	-
	Bahia	0,6	1,0	0,7	0,6	0,5	0,5
Terra total		**6,8**	**8,4**	**9,1**	**8,5**	**6,5**	**6,2**
Taxa de cresc. (%)		**-**	**15,7%**	**8,0%**	**1,1%**	**-24,1%**	**-3,5%**
Mar	Rio Grande do Norte	-	-	-	-	-	-
	Sergipe	1,7	1,3	1,6	1,1	0,2	0,0
	Espírito Santo	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Rio de Janeiro	0,8	9,8	14,5	28,3	42,5	48,3
	São Paulo	0,0	4,7	5,0	5,3	5,7	6,3
Mar total		**2,9**	**15,8**	**21,2**	**34,7**	**48,4**	**54,6**
Taxa de cresc. (%)		**-**	**88,1%**	**33,8%**	**30,1%**	**39,3%**	**12,9%**
TOTAL		**9,7**	**24,3**	**30,3**	**43,2**	**54,8**	**60,8**

Fonte: MME (2022)

Quando se analisa a produção, os dados não divergem dos apresentados na distribuição das reservas entre os estados, visto que 79,3% estão localizadas nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo. Além disso, 87,8% da produção estava associada ao petróleo, em 2022, ao passo que a produção não associada (12,2%) ao petróleo foi predominantemente proveniente dos estados de São Paulo, Amazonas, Bahia e Maranhão (Tabela 4).

Tabela 4. Produção de Gás Natural por Tipo em 2022 (em MMm³/dia)

Unidades da Federação	Tipo	Produção	%
Rio de Janeiro	Associado	95,2	69,0
São Paulo		11,3	8,2
Amazonas		9,3	6,8
Espírito Santo		2,9	2,1
Bahia		1,0	0,8
Rio Grande do Norte		0,9	0,6
Alagoas		0,3	0,2
Sergipe		0,0	0,0
Ceará		0,0	0,0
Maranhão		0,0	0,0
São Paulo	Não associado	4,9	3,5
Amazonas		4,5	3,3
Bahia		3,9	2,8
Maranhão		2,5	1,8
Espírito Santo		0,5	0,4
Alagoas		0,4	0,3

Unidades da Federação	Tipo	Produção	%
Rio de Janeiro		0,1	0,1
Rio Grande do Norte		0,0	0,0
Paraná		0,0	0,0
Sergipe		0,0	0,0
Total	**Total**	**137,9**	**100,0**

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

Outro fator importante a ser observado na produção de gás natural no Brasil é que a quase totalidade da produção é proveniente de grandes empresas petroleiras que tem o petróleo como principal produto da exploração. Em 2022, 98,9% da produção de gás natural estava concentrada em 10 empresas, sendo que somente três delas (Petrobras, Eneva e Total Energy) participaram com uma fatia de 96,6%. Dessas três, apenas a Eneva, especialista na exploração *onshore*, detém o foco no mercado de gás natural, com 2,1%. Essa distribuição adiciona um grau de dificuldade na cadeia, tendo em vista que o gás natural sempre será considerado o produto de menor valor econômico (Tabela 5).

Tabela 5. Produção de Gás Natural e Petróleo por Concessionárias em 2022 (em MMm³/dia)

Concessionárias	Produção 2022		Participação	
	Petróleo	Gás natural	Petróleo	Gás natural
Petrobras	2.795,1	128,2	92,5	93,0
Eneva	0,3	3,0	0,0	2,1
TotalEnergies EP	51,1	2,1	1,7	1,5
Origem Alagoas	2,2	0,7	0,1	0,5
SPE Miranga	1,5	0,7	0,0	0,5
Potiguar E&P	8,9	0,6	0,3	0,4
Alvopetro	0,0	0,3	0,0	0,2
3R Candeias	1,0	0,3	0,0	0,2
Trident Energy	17,9	0,3	0,6	0,2
Petro Rio Jaguar	22,3	0,3	0,7	0,2
Outras	121,2	1,5	4,0	1,1
Total	**3.021,5**	**137,9**	**100,0**	**100,0**

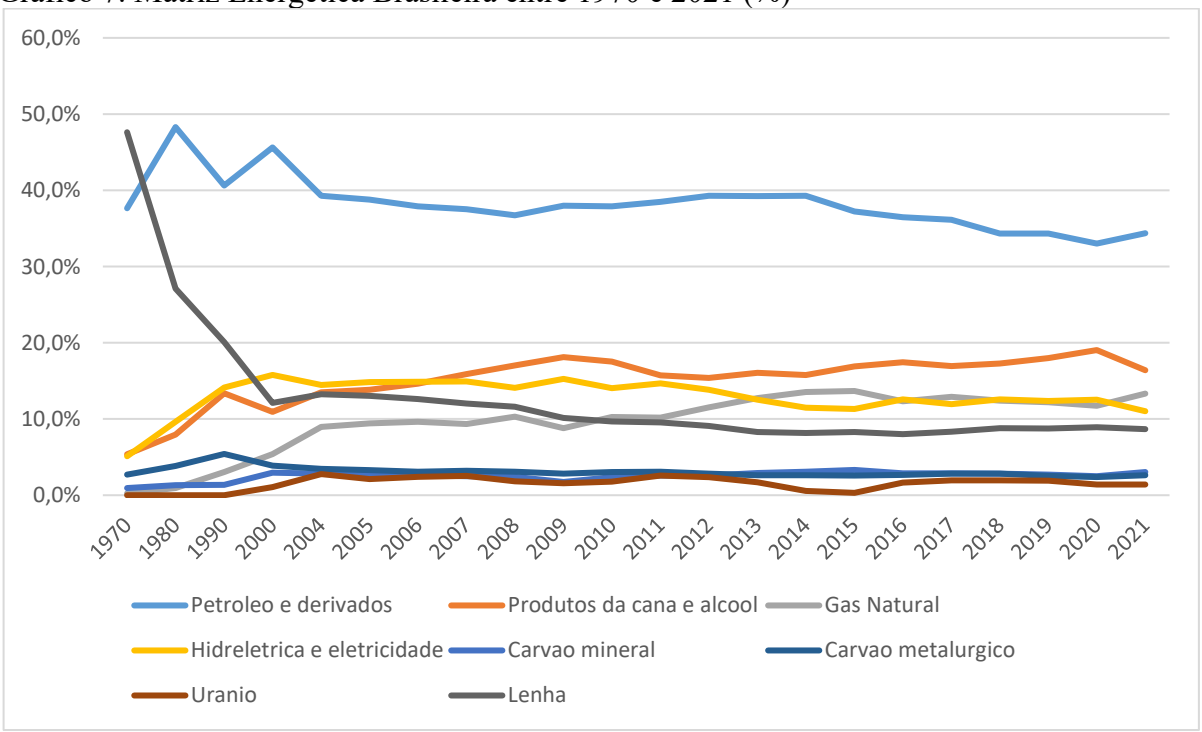
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

Analisando o balanço do gás natural no Brasil, nota-se uma crescente dependência de gás natural de outros países, principalmente, GNL advindo dos Estados Unidos. Todavia, essa maior inserção no comércio internacional não somente tem servido para a garantia da segurança energética em momentos de picos de demanda das termelétricas, mas também tem evidenciado a ineficiência do país na criação de infraestrutura que possa viabilizar o escoamento do gás natural produzido nos campos de petróleo do Pré-sal. Somente a importação para a composição

da oferta interna gerou um custo de US$4,8 bilhões de dólares em 2022, evidenciando a vulnerabilidade do país em um cenário de ascensão dos preços, principalmente quando se considera que o montante importado ficou abaixo do gás reinjetado. Isso mostra que o país tem capacidade de produção para garantia da segurança energética, mas precisa repensar a malha de transporte e distribuição.

O Brasil também aproveitou a capacidade de oferta de gás natural proporcionada pelo Gasbol para elaborar o Programa Prioritário das Térmicas, que funcionou, durante toda a primeira década de 2000, como principal âncora do crescimento da participação do energético. A previsão do PPT era de que a participação do gás natural saísse de 3% em 2000 para 12% em 2010. Apesar da participação do gás natural na matriz energética do país não ter alcançado a previsão estipulada naquele ano, concentrando-se em 10%, essa participação aumentou para 13,3% em 2021, situando-se em terceiro lugar na matriz energética brasileira (Gráfico 7).

Gráfico 7. Matriz Energética Brasileira entre 1970 e 2021 (%)



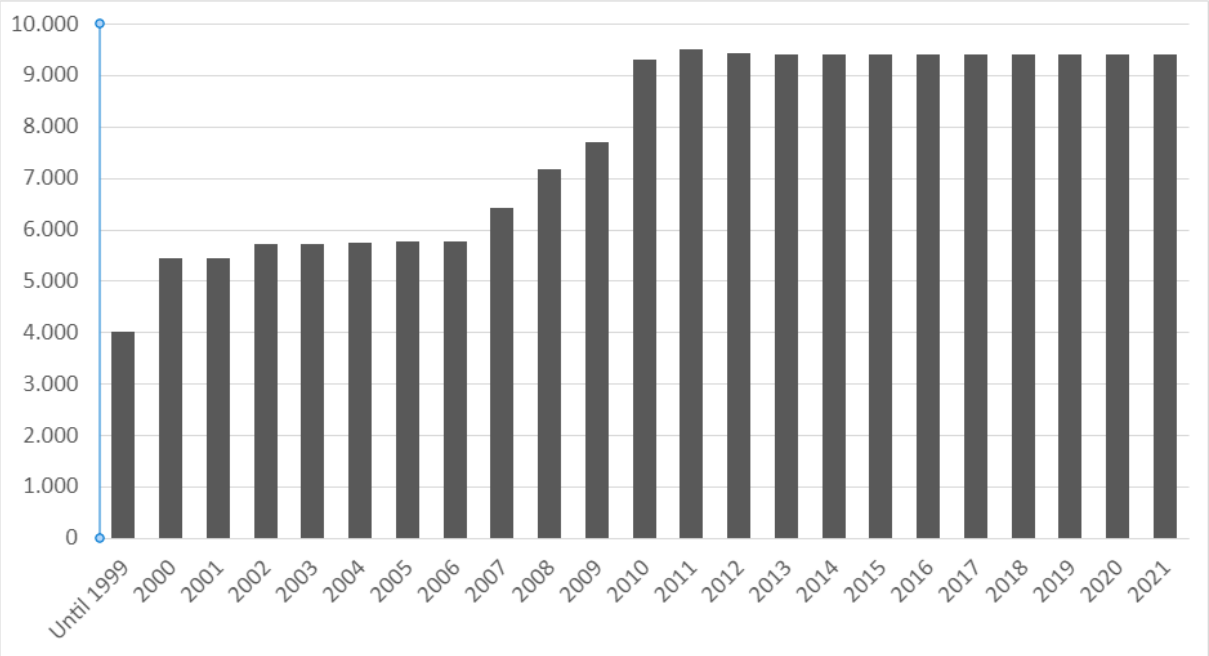
Fonte: Elaboração própria com base nos dados do BEN (EPE, 2022)

A demanda por uma matriz energética mais limpa, no contexto da descarbonização, pode induzir a uma substituição das fontes não renováveis por fontes renováveis. No entanto, por ser considerado o combustível que pode intermediar esse processo, estima-se que o gás continue ganhando participação, em substituição ao petróleo e derivados, carvão mineral, lenha e carvão vegetal.

3.3.3 Análise da infraestrutura de transporte brasileira

Uma das críticas mais contundentes direcionadas ao mercado de gás natural diz respeito ao baixo grau de expansão da malha de transporte de gás natural, ainda que o país tenha criado um arcabouço regulatório específico para a área. Hoje, a malha de gasodutos brasileira totaliza 9.409 km. O incremento de quilômetros de gasodutos iniciou-se com a construção do Gasbol nos fins dos anos 1990, com seus mais de 2,5 mil km de extensão, para importação de gás natural da Bolívia para o setor industrial e termelétrico. Do ano de finalização da construção do Gasbol até o ano de 2006, apenas 1.648 km de gasoduto foram construídos. De 2007 a 2011 foi o período de maior expansão na área, com acréscimo de 3.840 km, e, desde então, nenhum quilômetro foi adicionado à malha, como pode ser observado no Gráfico 8.

Gráfico 8. Evolução da malha de gasodutos de transporte no Brasil entre 1999 e 2021 (Km)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados no MME (2022)

Outro aspecto a ser pontuado diz respeito à localização da malha de gasodutos brasileira, com milhares de quilômetros que se estendem no litoral do país. Com exceção dos estados do Sul e Sudeste, que têm acesso completo a esses ramais, grande parte dos estados do Nordeste, pela localização geográfica, os estados do Mato grosso e Mato grosso Sul (Gasbol), e o sistemas isolados do Amazonas, o restante do país (o centro) não possui um quilômetro dessa infraestrutura, o que dificulta o acesso a essa fonte de energia (Figura 4).

Qualquer política que vise a democratização do gás natural precisa, primeiro, considerar essa distorção de acesso à infraestrutura existente no país. Uma das justificativas para a não expansão da malha, em período recente, esbarrava no controle dos gasodutos de transporte pela Petrobras. No entanto, atualmente, cinco companhias são responsáveis pela operação da malha de gasodutos. São elas: Gasocidente do Mato Grosso Ltda – GOM, Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS, Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG e Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB, atendendo 19 companhias que precisam pagar para ter o direito de transportar o produto.

Figura 4. Localização da malha de gasodutos de transporte no Brasil em 2021 (em Km)

Fonte: EPE (2022)

Além da infraestrutura de transporte, existe uma malha de 6.329 km de gasodutos de transferência e escoamento, construída para dar vazão à produção *offshore*, principalmente do Pré-Sal, que conta com duas Rotas atuais e projetos futuros de expansão. Para o mercado, o livre acesso aos gasodutos de transporte é o principal caminho para que pequenos produtores longe da costa consigam dar destinação econômica para produção corrente. Para compor essa infraestrutura, somam-se 16 UPGNs espalhadas na costa brasileira e cinco usinas de regaseificação para recebimento do GNL via navios metaneiros, com duas no estado do Rio de Janeiro e uma em cada um dos três estados seguintes: Bahia, Sergipe e Ceará.

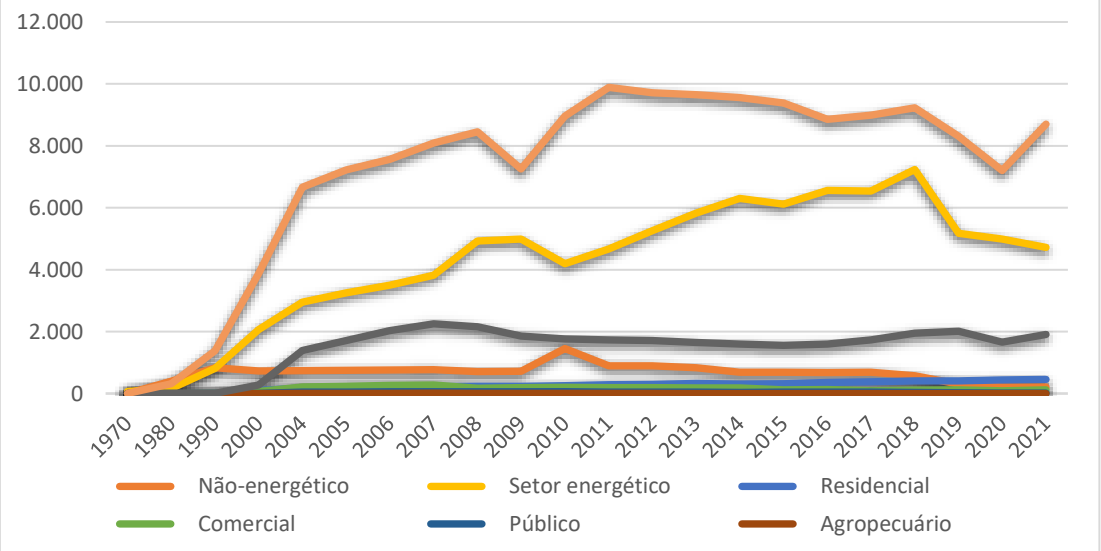
3.3.4 Demanda por gás natural e mecanismo de fixação dos preços no Brasil

A análise da demanda por gás natural no Brasil evidencia que, desconsiderando o período em que havia consumo de gás de carvão/nafta nos estados de São Paulo e Rio Janeiro, o uso do gás explorado localmente restringia-se aos setores industrial e térmico. No entanto, após a construção e operação do Gasbol, houve uma modificação na composição da demanda pelo energético, ao mesmo tempo em que este ganhou participação na matriz elétrica do país. Os setores comercial/residencial, assim como o de transporte, também passaram a demandar o produto, embora a maior expansão do consumo tenha ocorrido na geração térmica.

A demanda final por gás natural cresceu 4% ao ano, entre os anos de 2000 e 2021, acumulando um crescimento de 126,7%, direcionando-se em grande parte para os dois grandes setores consumidores (indústria e setor energético – Gráfico 9), mas as maiores taxas de crescimento foram observadas nos transportes e residência, ainda que os volumes permaneçam em patamares bem tímidos. A demanda por gás natural em todos os setores cresceu de forma contínua, sendo interrompida somente em virtude da crise 2008-2009, quando houve uma redução do consumo.

A partir de 2010, chama-se atenção para a expansão do consumo no setor de geração de energia diante do acionamento das térmicas como forma de ampliar a oferta interna de eletricidade. O uso não energético do gás ocorre, principalmente, na produção de matéria-prima, como, por exemplo, fertilizante.

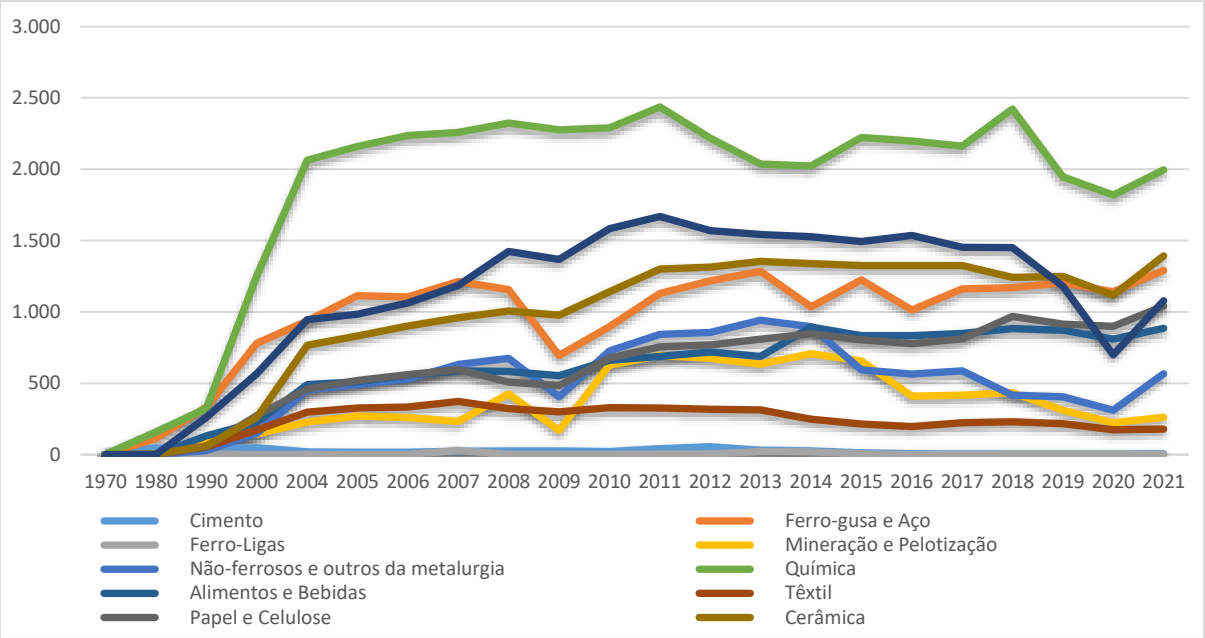
Gráfico 9. Evolução da demanda final por gás natural entre 1970 e 2021 (10^3 TEP)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do BEN (2022)

No Gráfico 10, encontra-se a distribuição do consumo de gás natural no setor industrial. O grande destaque fica por conta do setor de Química, que atualmente consome cerca de 23% do gás natural direcionado à indústria. Nesse segmento, os principais destinos são a produção de eteno e fenóis na indústria petroquímica.

Gráfico 10. Evolução da demanda final por gás natural na Indústria entre 1970 e 2021 (10³ TEP)



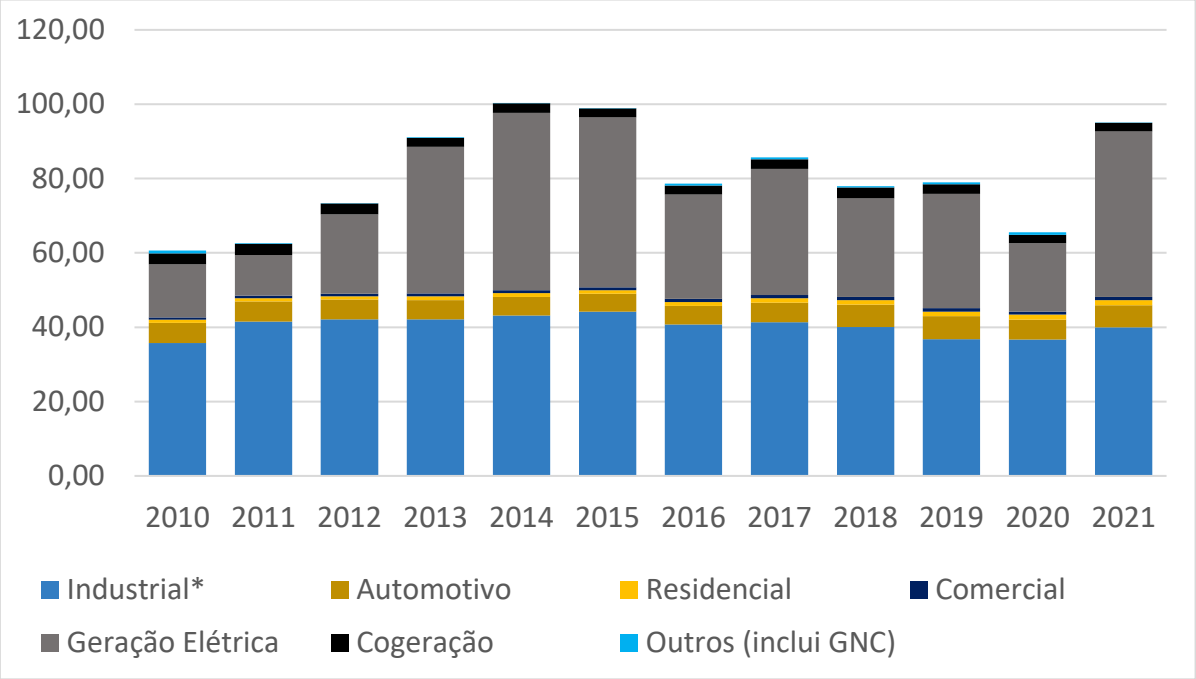
Fonte: Elaboração própria com base nos dados do BEN (2022)

Em segundo lugar, despontava a produção de Alimentos e Bebidas, que a partir de 2019, cedeu espaço para o setor de Cerâmica, com expansão de 8,3% ao ano entre 1970 e 2021. Ressalta-se que, no caso brasileiro, o uso do gás natural nesse setor ocorre, em sua quase totalidade, no segmento de cerâmica branca, de maior valor agregado e maior preço. A grande dificuldade na difusão no segmento de cerâmica vermelho se deve ao baixo valor do produto e à competição com energéticos mais baratos, tais como a lenha e o carvão vegetal. Na outra ponta, o setor de Cimento registrou queda no consumo de gás natural da ordem de 9,8% ao ano, o que significa que esse energético deixou de ser estratégico para esse segmento, sendo substituído por coque, carvão ou até mesmo importações.

Em termos de consumo diário, a demanda total por gás natural foi, em média, 82,9 MMm³/dia entre 2010 e 2021 (Gráfico 11), exatamente 31 MMm³/dia a mais do que a oferta nacional no período, tendo sido necessário, como ressaltado anteriormente, recorrer às importações para fazer frente ao consumo doméstico. Na série analisada, a Indústria (40,5 MMm³/dia), geração elétrica (32,1 MMm³/dia) e Transporte (5,4 MMm³/dia) foram responsáveis por 94,1% da demanda total, sendo que no caso deste último setor, a quase

totalidade do gás natural é consumida em veículos automotores, em especial táxis. Outro fator a ser destacado é que 76,1% da demanda por gás natural é "potencialmente livre", potencialmente porque possui requisitos para acessar diretamente os produtores, mas esse é um problema ainda maior que envolve as companhias de distribuição em todos os estados.

Gráfico 11. Evolução da demanda total por gás natural na Indústria entre 2010 e 2021 (MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do MME (2022)

Os Estados são os principais responsáveis pela legislação de distribuição e comercialização do gás natural para a demanda final, são também os responsáveis pela expansão da infraestrutura de distribuição dentro de suas divisas. Para fazer frente a essa demanda, os estados da federação criaram a figura das companhias de distribuição. No total, são 27 empresas no segmento de distribuição, sendo três em São Paulo, duas no Rio de Janeiro e 21 nos outros estados. Os Estados do Tocantins, Roraima e Acre foram os únicos que não criaram uma companhia para atuar diretamente nessa área, segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) (Figura 5).

Embora se trate de companhias com a mesma finalidade não é possível analisá-las dentro de um mesmo grupo. Por exemplo, São Paulo e Rio de Janeiro possuem companhias centenárias, privatizadas e a lucratividade advém da pulverização de contratos com pequenos consumidores, a despeito da maior demanda proveniente dos grandes (industriais e termelétricas).

Os outros estados possuem companhias com modelo tripartite, em sua grande maioria, com a presença do Estado, União e agentes privados. São companhias recém-criadas, algumas delas sem garantia de oferta firme de gás natural e que possuem nos grandes consumidores suas principais fontes de lucratividade. É de fundamental importância destacar esse ponto porque qualquer política que estimule o livre mercado nos estados terá impactos severos sobre o nível de lucratividade deste último grupo, sendo necessária a elaboração de estratégias para fazer frente a esse impasse.

Figura 5. Companhias de Distribuição e comercialização de gás natural no Brasil

Fonte: Abegás (2022)

Na Tabela 6, apresenta-se a comercialização em volumes diários de gás natural por 24 distribuidoras ao longo do território nacional entre 2017 e 2021. Observa-se que, em média, as companhias venderam 66 MMm³/dia no período, com enorme participação das companhias dos estados de São Paulo (Comgas, Naturgy e Gas Brasiliano) e Rio de Janeiro (Naturgy). Em 2021, o volume comercializado alcançou 76 MMm³/dia, tendo 52,4% ocorrido nesses dois estados.

Tabela 6. Comercialização de gás natural pelas empresas distribuidoras (em MMm³/dia)

Unidades da Federação	Concessionárias	Demanda por Gás natural em MMm³/dia				
		2017	2018	2019	2020	2021
São Paulo	Comgas	11,8	14,2	14,2	13,5	16,0
	Naturgy	1,1	1,1	1,1	0,8	0,9
	Gas Brasiliano	0,7	0,7	0,7	0,6	0,9
Rio de Janeiro	Naturgy	13,1	11,5	10,1	8,6	12,9
	Naturgy	8,1	5,7	6,3	5,8	9,2
Minas Gerais	Gasmig	3,6	3,0	3,1	2,6	3,8
Espírito Santo	ES GÁS	2,7	2,8	2,6	2,4	2,6
Rio Grande do Sul	Sulgás	1,8	2,1	2,2	2,0	1,7
Santa Catarina	Scgás	1,8	1,9	2,0	1,8	2,2
Paraná	Compagás	1,2	1,2	1,4	1,6	2,1
Mato Grosso do Sul	Msgás	1,4	1,2	1,3	1,1	1,7
Distrito Federal	Cebgás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Goiás	Goiasgás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mato Grosso	Mtgás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maranhao	Gasmar	4,4	3,8	3,7	3,6	5,5
Bahia	Bahiagás	3,6	3,8	3,8	3,4	3,8
Pernambuco	Copergás	4,6	4,8	4,7	4,4	4,5
Ceara	Cegás	1,6	0,8	1,2	0,6	0,8
Alagoas	Algás	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6
Rio Grande do Norte	Potigás	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Sergipe	Sergás	0,3	0,2	0,3	0,2	1,2
Pernambuco	PBgás	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Piauí	Gaspisa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amazonas	Cigás	3,0	3,9	4,6	4,9	5,2
Total		**66,0**	**64,1**	**64,4**	**58,9**	**76,0**

Fonte: MME (2022)

Não é somente em termos de consumo, mas os dados da Abegás mostram que, em 2019, Rio de Janeiro e São Paulo concentravam 86,5% dos clientes e 74,2% da infraestrutura de distribuição (Tabela 7). Em termos regionais, pode-se afirmar que o Sudeste e Sul concentram, aproximadamente, 62,0% do consumo de gás natural, 93% dos clientes e 88% da malha de gasodutos de distribuição, desfrutando das melhores condições de acesso ao mercado de gás natural. Por outro lado, Nordeste e Norte, apesar de possuírem 37% do consumo de gás, dispõem de uma infraestrutura incipiente (apenas 11% da rede total), o que limita a quantidade de clientes (7%), concentrada em grandes consumidores industriais e de produção de energia.

Em 2021, de acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia, a rede de distribuição alcançou 40.280 km, o que representa um crescimento de 10,5% ou incremento de 3.821,5 km em dois anos, entretanto, apesar de os dados por região não estarem atualizados para o período, acredita-se que o grau de concentração não teve grandes alterações em relação a 2019 (Gráfico 12). Essa rigidez na malha de distribuição mostra, primeiramente, o quanto

regionalizado é o mercado de gás natural no Brasil; e, segundo, evidencia a necessidade de políticas mais agressivas das companhias de gás natural com oferta firme na área de investimento em distribuição e democratização do uso desse insumo.

Tabela 7. Consumo total de gás natural, número de clientes e extensão da rede de distribuição por região e estado em 2019

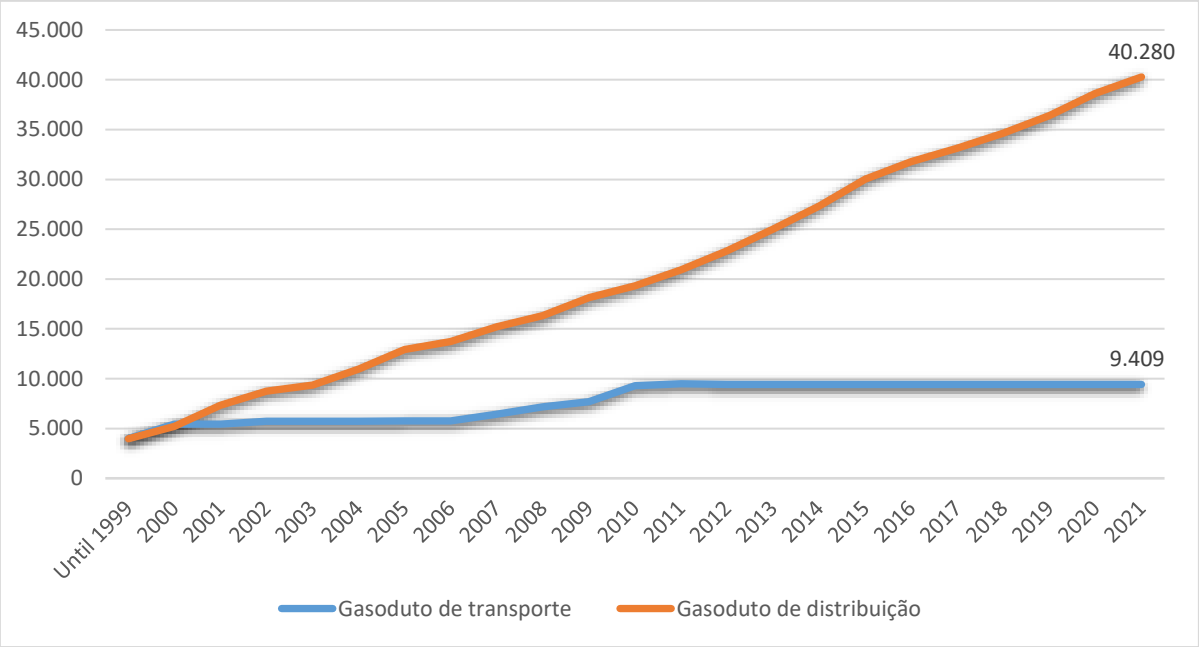
Região	Consumo em MMm³/dia	Número de Clientes	Extensão da rede (Km)
Norte	**5.1**	**539**	**131.4**
Rondônia	0.0	0	-
Amazonas	5.1	539	131.4
Roraima	0.0	0	-
Pará	0.0	0	-
Amapá	0.0	0	-
Tocantins	0.0	0	-
Nordeste	**18.5**	**252,267**	**3,916.8**
Maranhão	7.2	4	-
Piauí	0.0	0	-
Ceará	1.0	20,329	519.8
Rio Grande do Norte	0.3	25,665	441.7
Paraíba	0.2	19,473	331.7
Pernambuco	5.5	44,672	843.7
Alagoas	0.5	52,884	532.4
Sergipe	0.2	31,244	242.5
Bahia	3.6	57,996	1,005.1
Sudeste	**34.4**	**3,288,435**	**28,797.3**
Minas Gerais	3.1	51,966	1,284.5
Espírito Santo	2.5	60,786	458.3
Rio de Janeiro	14.8	1,046,880	6,183.4
São Paulo	14.0	2,128,803	20,871.2
Sul	**5.2**	**120,101**	**3,266.7**
Paraná	1.2	47,237	833.0
Santa Catarina	1.9	15,199	1,221.1
Rio Grande do Sul	2.1	57,665	1,212.6
Centro-Oeste	**1.1**	**10,062**	**346.2**
Mato Grosso do Sul	1.1	10,059	345.8
Mato Grosso	0.0	0	-
Goiás	0.0	1	0.1
Distrito Federal	0.0	2	0.3
TOTAL	**64.3**	**3,671,404**	**36,458.4**

Fonte: Abegás (2020)

O problema de fazer frente à essa escassez de capilaridade na distribuição esbarra em três aspectos principais. Primeiro, o porte e capacidade de investimento da companhia de distribuição, na maioria das vezes, figura como principal impeditivo no avanço da pauta da infraestrutura. Em segundo lugar, a própria inexistência de um mercado consumidor capaz de

remunerar todos os investimentos dispendidos ainda que no longo prazo. Terceiro e último, as estratégias das empresas que atuam na exploração podem se mostrar completamente distintas das almejadas pelas companhias de distribuição, como por exemplo, priorizar o abastecimento de termelétricas próximo aos poços em vez de priorizar a construção de infraestrutura de distribuição.

Gráfico 12. Evolução da infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural entre 1999 e 2021 (Km)



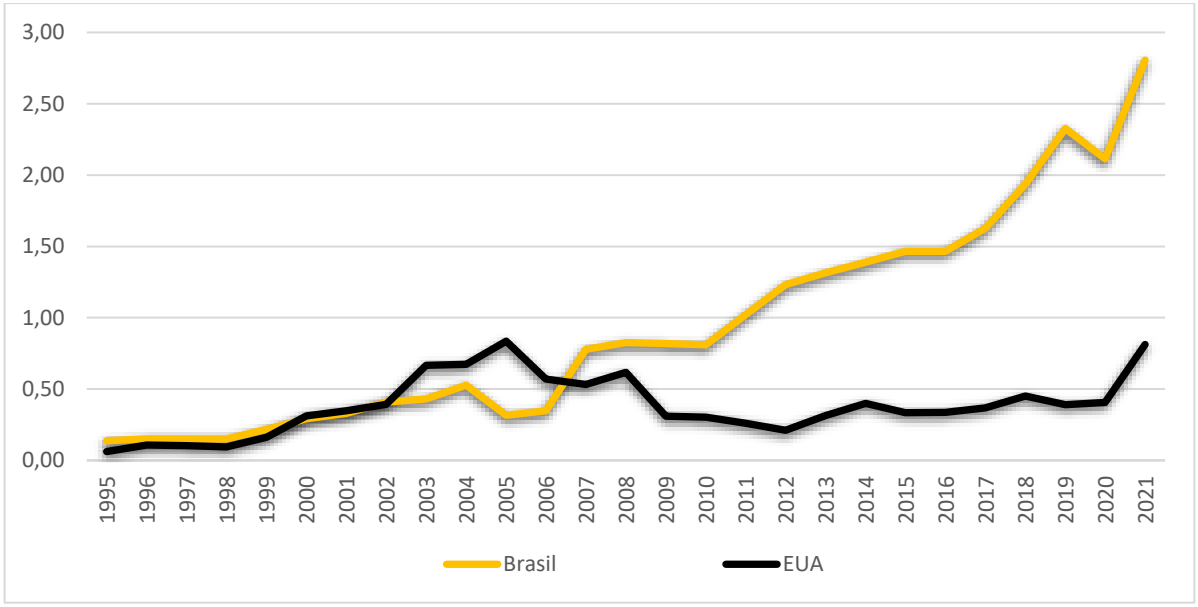
Fonte: MME (2022)

Na atualidade, além de todos os problemas envolvendo o mercado de gás natural em termos de concentração de consumo, clientes e malha, um dos questionamentos mais contundentes da indústria consumidora tem sido os altos preços do gás nacional quando comparado ao gás norte-americano. Para se ter uma ideia, de 1995 a 2002, o gás natural brasileiro apresentava preços similares aos dos Estados Unidos, ficando, inclusive, abaixo entre 2003 e 2006, quando entrou numa espiral crescente. De 2007 a 2021, os preços nacionais mantiveram-se numa faixa quatro vezes superior aos preços dos EUA, mesmo este possuindo custo de exploração superior a partir da produção não convencional.

O Gráfico 13 mostra a evolução dos preços do gás natural no Brasil e nos Estados Unidos. A queda expressiva registrada neste último país está ligada ao crescimento substancial da produção do *shale gas*. No Brasil, a elevação da produção não teve o mesmo efeito, mantendo um diferencial significativo em relação ao restante do mundo. Para a CNI (2014, p. 45), ainda que se considere "o desconto ainda praticado por aqui, a diferença chega a mais que

duas vezes, deixando clara a disparidade entre os níveis de competitividade nos dois países, com forte vantagem para a economia americana".

Gráfico 13. Evolução do preço do gás natural no Brasil e nos EUA entre 1995 e 2021 (R$/m3)



Fonte: Dados BEN; INDEX MUNDI (2022)

Há mais de uma década, o alto preço do gás natural brasileiro vem suscitando discussões, nos diversos segmentos produtivos brasileiros. Entretanto, ganhou destaque, em especial no setor industrial, no qual se alega que a contração do consumo nos últimos anos está relacionada com o patamar estratosférico ao qual chegou o preço do insumo. As críticas são direcionadas à promoção de termelétricas a gás natural (consumidores primários), em detrimento dos demais setores.

Em 2007, as empresas do setor termelétrico assumiram um compromisso de assegurar a capacidade de geração a gás em qualquer momento e custo para fazer frente aos períodos de baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas. O funcionamento desse sistema do tipo *backup* só foi possível com a construção de novas termelétricas e a reserva de grandes volumes de gás natural para esses períodos críticos. O resultado dessa infraestrutura ociosa e a instabilidade do mercado secundário de aquisição de gás natural junto às térmicas é a pressão sobre o preço do produto e a consequente queda de competitividade para uso nos demais segmentos. Na atualidade, a principal saída para ajustar o mercado é através da importação de GNL, entretanto, o suprimento depende diretamente da localização das termelétricas e da disponibilidade de infraestrutura de transporte.

Na Indústria, existe um consenso da necessidade de uma reformulação da política tarifária do gás nacional. Uma fonte de energia mais eficiente que outras utilizadas nos demais segmentos industriais precisa de foco especial, sob pena de se tornar anticompetitiva e não atrativa para novos investimentos em exploração e comercialização.

Ao lado dessa discussão, outro ponto a ser destacado é que não existe um preço único para o gás natural consumido no Brasil. Como consequência, existem diferentes bases contratuais, por exemplo, o gás produzido pela Petrobras é reajustado trimestralmente para 80% das distribuidoras, levando em consideração a taxa de câmbio média e os preços internacionais do petróleo Brent, enquanto para as demais o preço está indexado ao Henry Hub, preço de referência dos EUA. No que diz respeito ao gás natural importado da Bolívia, o contrato de compra está vinculado a uma cesta de óleos combustíveis, atrelados aos preços do petróleo no mercado internacional. Por último, o preço do GNL está indexado a diferentes hubs: Henry Hub (EUA), JKM (Japão) e TTF (Europa) e aos preços do Brent em contratos de médio e longo prazo. Para a composição dos preços do GNL, além da molécula, adicionam-se os custos com liquefação e o frete do modal de transporte (navios metaneiros), além dos custos contratuais.

Além do custo da molécula de gás (nacional e importado), ao preço final do gás adicionam-se a margem de distribuição e os impostos. A primeira remunera as distribuidoras estaduais e o segundo são os tributos: PIS/Cofins e ICMS. Logo, a composição do preço do gás natural junto às indústrias nacionais deriva de sua utilização em quatro fases: (1) a Parcela Variável ou *Commodity*, dependendo da origem do gás; (2) a Parcela Fixa ou de Transporte, dependendo novamente da origem do gás; (3) a Margem de Distribuição e (4) os tributos federais e estaduais (FIRJAN, 2011. p. 14).

A Tabela 8 mostra o preço médio do gás natural das principais distribuidoras no Brasil em 2021, evidenciando a elevada participação dos componentes secundários que o compõem.

Tabela 8. Decomposição do preço final do Gás Natural das Principais distribuidoras para o Consumidor Industrial no Brasil

Componente	Valor (R$/m3)	Participação (%)
Parcela Variável ou *Commodity*	2,0	46,0%
Parcela Fixa ou Transporte	0,5	12,0%
Margem de Distribuição	0,8	18,0%
Tributos (PIS/COFINS e ICMS)	1,0	24,0%
Total	**4,26**	**100,0%**

Fonte: Dados adaptados do MME (2022)

A Tabela 9 traz um exercício dos preços praticados pela Petrobras às Distribuidoras, considerando o novo mercado de gás e, também, o preço do gás importado pelo Gasbol. Nesse desenho, considera-se apenas o preço da molécula e do transporte, deixando de fora a margem de distribuição e os tributos que incidirão sobre gás. No entanto, mesmo dentro dessa limitação observa-se o elevado peso da molécula de gás, perfazendo 83,2% do custo total. Esse é um dos temas que devem ganhar destaque na discussão dos preços do gás, porque a forma de indexação da molécula ao mix de óleos pode estar retirando a competividade do energético.

Tabela 9. Preço da Petrobras para as Distribuidoras livre de tributos e encargos, por Região em dezembro de 2021

Contrato: Novo Mercado de Gás				**Contrato: Gás Importado**			
	Preço (R$/m3)				**Preço (R$/m3)**		
Região	**Transporte**	**Molécula**	**Total**	**Região**	**Transporte**	**Molécula**	**Total**
Nordeste	0,345	1,704	2,049	Sudeste	0,435	1,512	1,947
Sudeste				**Brasil**	**0,435**	**1,512**	**1,947**
Centro-Oeste	0,345	1,685	2,029				
Sul	0,345	1,663	2,008				
Brasil	**0,345**	**1,689**	**2,033**				

Fonte: Dados adaptados do MME (2022)

Na Tabela 9, encontram-se os diferentes preços praticados por segmento de demanda final, incluindo as taxas e impostos. É possível observar que o preço demonstrado na referida tabela é mais de duas vezes o preço praticado pela Petrobras, evidenciando o elevado peso da margem de distribuição e taxas incidentes sobre a comercialização do gás natural.

No setor industrial (Tabela 10), o preço depende do volume demandado pelas empresas, reduzindo à medida que os volumes consumidos se deslocam para faixa superior. Para se ter uma ideia, uma empresa que demanda 2.000 m³ de gás natural por dia paga 16,8% a mais que uma empresa que consome na faixa de 50.000 m³. Dentro dessa concepção, os segmentos Residencial e Comercial pagam mais para usar o mesmo insumo, com diferenças que chegam a 98,8% e 48,5% em relação ao preço praticado no setor industrial, respectivamente.

O setor de Transporte, por sua vez, ainda paga uma diferença de, aproximadamente, 30% acima dos preços pagos pelos postos para disponibilizar a infraestrutura de abastecimento. Analisando esses pontos destacados, fica claro que a redução do preço do gás natural ao consumidor final depende de deflações ao longo da cadeia produtiva e de abastecimento, além dos impostos existentes.

Tabela 10. Preço do gás natural para a demanda final em 2021

Segmento	Faixa de consumo	R$/m³
Industrial (m³/d)	2.000	3,749
	20.000	3,297
	50.000	3,209
Residencial (m³/mês)	12	6,796
Comercial (m³/mês)	800	5,077
Automotivo (Postos)	faixa única	3,373
Automotivo (Consumidor Final)	faixa única	4,341

Fonte: Dados adaptados do MME (2022)

Conclui-se este capítulo pontuando que as especificidades do mercado de gás natural brasileiro, em especial sua estreita associação com o petróleo e os elevados custos de transação, exigem esforços significativos para promover um ambiente regulatório mais eficiente e competitivo. Além disso, a integração de novas tecnologias e o desenvolvimento de uma infraestrutura sustentável serão determinantes para consolidar o papel do gás natural na matriz energética do país e no cenário internacional.

4 EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL NOS SISTEMAS ISOLADOS DO BRASIL: o caso da Bacia de Solimões, no amazonas e Bacia do Parnaíba, no Maranhão

O termo “Sistemas Isolados” é uma nomenclatura utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Brasil para designar sistemas elétricos desconectados do SIN devido a critérios técnicos ou econômicos. De acordo com estimativas da EPE, há um total de 270 sistemas isolados, predominantemente concentrados na região norte do país, abrangendo pequenas vilas e cidades de médio porte como Boa Vista, no estado de Roraima. Esses sistemas isolados dependem de usinas termoelétricas pequenas e independentes, tendo o diesel e óleo combustível como as principais fontes de energia.

Da mesma forma, nesta pesquisa, o conceito de sistemas isolados é aplicado para denotar centros de produção de gás natural que carecem de acesso direto à rede de gasodutos de transporte nacional. Embora essa terminologia possa não ser amplamente discutida em círculos acadêmicos, a EPE a incorporou em seus Planos Decenais de Expansão Energética, especialmente em referência aos gasodutos de Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre, Urucu-Coari-Manaus e produção no Maranhão, todos desconectados da malha de transporte nacional de gás natural.

Os estados do Maranhão e do Amazonas foram escolhidos como sistemas isolados neste estudo devido às suas distintas circunstâncias técnicas, econômicas e sociais. Ambos os estados possuem exploração de gás natural em terra, magnitudes comparáveis do Produto Interno Bruto (PIB) de R$ 124,9 bilhões e R$ 131,5 bilhões, respectivamente (IBGE, 2022), e estão classificados como os dois estados mais pobres em termos de PIB *per capita* (FGV, 2021).

O Mapa 1 representa a exploração de gás natural na Bacia do Parnaíba no Maranhão (B) e na Bacia do Solimões no Amazonas (A), destacando seus respectivos status de conexão com a rede nacional, juntamente com outras bacias no Brasil. É importante observar que a região do Amazonas engloba outra bacia chamada Bacia Amazônica, que faz parte do sistemas isolados. No entanto, devido à disponibilidade de recursos e considerações econômicas, a análise considera exclusivamente a Bacia do Solimões.

Mapa 1. Exploração de gás natural nas bacias de Solimões e Parnaíba: localização, poços perfurados e distância da rede de transporte nacional

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023) e IBGE (2021)

Em 2021, os estados do Maranhão e do Amazonas responderam por 17,6% das reservas provadas de gás natural e contribuíram com 14,6% da produção total de gás no Brasil. Esses números posicionam ambos os estados como o segundo maior produtor de gás natural no país, ficando atrás apenas do estado do Rio de Janeiro. Notavelmente, o Rio de Janeiro detém aproximadamente 65% das reservas provadas e da produção nacional, atribuídos principalmente às suas extensas atividades de exploração na bacia de Santos e nos campos do Pré-Sal.

4.1 Histórico da Bacia de Solimões

A Bacia do Solimões é uma bacia sedimentar paleozoica com cerca de 950.000 quilômetros quadrados (km2) de área total, localizada no estado do Amazonas, região Norte do Brasil. Limita-se "ao Norte pelo Escudo das Guianas, ao Sul pelo Escudo Brasileiro, a Leste pelo Arco de Purus e a Oeste pelo Arco de Iquitos" (Barata; Caputo, 2007, p. 1).

As descobertas de petróleo associado ao gás natural tiveram início em meados dos anos 1980, mas por falta de infraestrutura de escoamento, a totalidade do gás natural era reinjetada

nos campos de produção (Cecchi, 2001). Essa situação posicionava o estado do Amazonas em primeiro lugar em termos de reinjeção de gás natural em comparação com as outras bacias produtoras. Um dos principais legados da exploração de petróleo e gás na Bacia do Solimões foi o ativismo da Petróleo Brasileiro S. A – Petrobras, que mesmo após a abertura do mercado de Petróleo e Gás, por meio da Lei de nº 9.478/97, continuou por um longo período sendo a principal responsável pelos investimentos na referida Bacia.

A localização da Bacia do Solimões atrelada à elevada potencialidade de produção de gás natural compunha uma equação de difícil resolução para a Petrobras que, até então, abastecia a região com os combustíveis produzidos na Refinaria de Manaus, construída em 1957. Foi somente a partir da construção da Unidade de Processamento de Urucu, conhecido como Polo Arara, no Terminal de Solimões, em 1993, que a exploração de gás natural na região ganhou novas perspectivas.

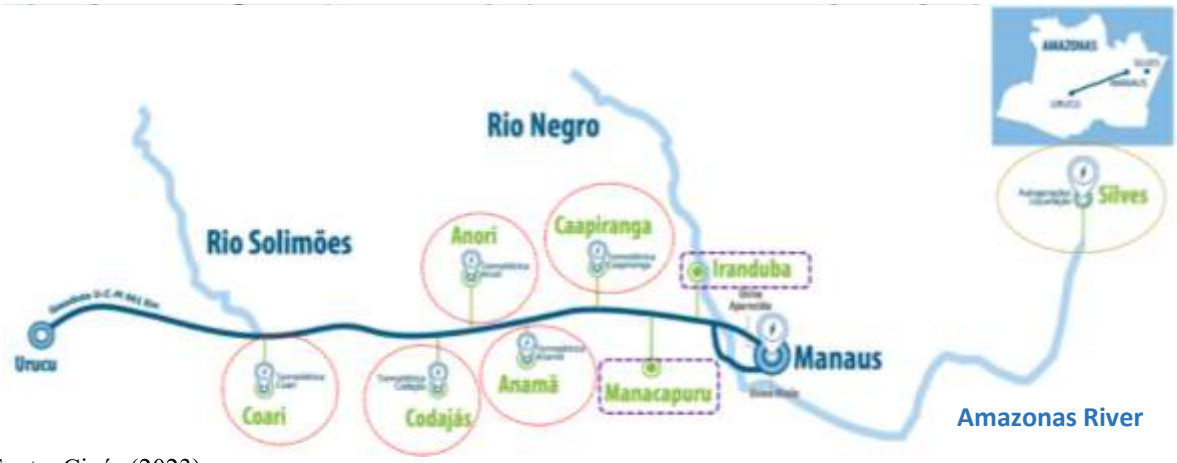
No entanto, a conexão entre o Polo Arara e a Bacia de Solimões não ocorreu de forma imediata, com um projeto de construção de um gasoduto que teve início em 1991, mas só foi finalizado em 1998 (CAUPER, 2000). Em termos de capacidade inicial de processamento, o polo Arara estava habilitado para processar 670 mil metros cúbicos por dia (m³/dia) de gás natural, 250 m³/dia de gás liquefeito de petróleo (GLP) e 40 m³/dia de gasolina. Contudo, as dificuldades logísticas envolvendo a distribuição desses produtos para o mercado consumidor local continuava travando a expansão da produção.

Diferentes interesses econômicos e políticos estiveram envolvidos na discussão da melhor alternativa para o escoamento dos produtos processados no Polo Arara. Alguns deles envolviam o transporte de GLP e gasolina nas barcaças pelos rios Urucu e Solimões, seguindo a mesma rota de distribuição do diesel e do óleo combustível. Embora essa opção tenha apresentado alguma viabilidade econômica, ao mesmo tempo suscitou debates em torno do elevado número de embarcações necessárias no leito dos rios e os riscos potenciais de acidentes no transporte de produtos altamente inflamáveis.

Diante das fracassadas investidas no escoamento via barcaças, a alternativa proposta pela Transportadora Urucu-Manaus S/A (TUM), subsidiária da Petrobras, foi a construção de um gasoduto de transporte interligando Coari a Manaus, capital do Amazonas, que concentrava um mercado consumidor potencial para o gás natural produzido em Solimões. A extensão total do gasoduto era de 661 km, com uma capacidade inicial de 4,7 milhões de m³ por dia (MMm³/dia) (Figura 6).

A construção do gasoduto Coari-Manaus teve início em 2003, mas só foi finalizada em 2009. Foram cinco anos de obra contando com alguns aditivos, acumulando um custo total de R$ 4,6 bilhões, com 82% do investimento proveniente do governo federal por meio Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Como consequência, a capacidade de transporte do gasoduto foi ampliada para 10,5 MMm³/dia, conectando sete cidades ao longo do território de passagem (Coari, Codajás, Anori, Anamã, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba) antes de chegar em Manaus. O início da operação do gasoduto só ocorreu no final de 2010, inaugurando uma nova fase para a indústria de gás natural no Amazonas.

Figura 6. O gasoduto de Urucu-Coari-Manaus e a conexão da produção em Urucu à Manaus e pequenas cidades no interior do estado do Amazonas



Fonte: Cigás (2023)

De acordo com a perspectiva da Petrobras, o arranjo contratual inicial com as usinas termoelétricas localizadas em Manaus e nas cidades ao longo do traçado do gasoduto de transporte, no qual estimava-se uma demanda de 5,5 MMm³/dia ao longo de um período de 20 anos, foi fundamental para orientar a decisão de investimento. Apesar do apoio financeiro do PAC, a empresa avaliou se as condições estipuladas no contrato eram suficientes para remunerar o investimento realizado.

4.2 Histórico da exploração na Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba está localizada na região nordeste do território maranhense, abrangendo os Estados do Piauí, Maranhão, Pará, Tocantins, Bahia e Ceará, com uma extensão territorial de 665.888 km². Limita-se ao "Norte pelas bacias de São Luís e Barreirinhas; a

Noroeste com a Fossa de Marajó; e a Sul e a Sudeste por extensões de coberturas de idade pré-cambriana" (ANP, 2017).

O início das explorações na Bacia de Parnaíba data os anos de 1950, podendo ser dividido em cinco fases principais (ANP, 2014, p. 24).:

i) trabalhos realizados pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que resultaram na perfuração de dois poços no Maranhão;

ii) criação da Petrobras, em 1953. Levantamentos geológicos de superfície. Nesta fase foram perfurados 25 poços exploratórios;

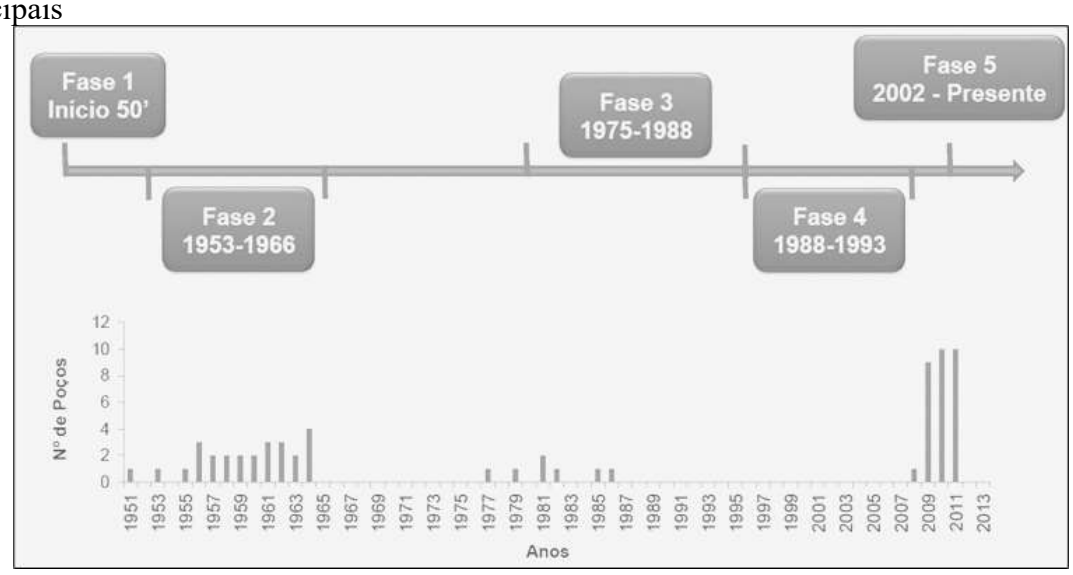
iii) Nova fase exploratória tendo a sísmica de reflexão como a principal ferramenta. Contratos de risco. Perfuração de sete poços exploratórios;

iv) Reprocessamento de dados sísmicos, perfis aeromagnéticos e geoquímica de superfície;

v) Criação da ANP. Oferta em 3 Rodadas (4, 9 e 11). Retomada dos investimentos na bacia pela ANP e Concessionários.

O histórico exploratório está resumido na Figura *7*, na qual é possível visualizar o êxito obtido em cada uma das cinco fases. A fase 2 foi o período com o maior número de poços perfurados, identificando, por sua vez, vestígios de óleo e gás natural na região. Desde então, apesar dos esforços exploratórios das fases 3 e 4, a Bacia caiu no esquecimento. Entretanto, foram esses estudos prévios que permitiram que a partir da fase 5 a Bacia começasse a apresentar resultados positivos na produção. Inclui-se também nessa fase todos os blocos arrematados a partir da Nona Rodada em 2007.

Figura 7. Esforços Exploratórios para hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: 5 fases principais



Fonte: ANP (2014)

Ainda que as campanhas exploratórias na Bacia do Parnaíba tenham se iniciado nos anos 1950, a exploração de gás natural se insere numa lógica distinta da Bacia do Solimões. Os últimos poços, sob o monopólio da Petrobras, foram perfurados ainda nos anos 1980. Diante da não constatação de reservas comerciais, a fase de exploração deu-se por encerrada.

Durante este período, os esforços nesta bacia tomaram uma direção diferente do que foi observado na Bacia do Solimões. Isso se deve ao fato de que a confirmação de reservas comerciais de petróleo foi suficiente para a Petrobras iniciar uma campanha exploratória na última bacia. Após este período, as descobertas de reservas de gás natural, embora inicialmente reinjetadas devido à falta de infraestrutura de transporte, marcaram o início do marco para a indústria de gás natural no estado ainda sob monopólio estatal.

Na Bacia do Parnaíba, por outro lado, houve uma interrupção nas explorações por mais de vinte anos, sendo retomadas apenas após a liberalização do mercado com a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997). Neste novo cenário, a abertura para diferentes empresas operarem no setor de exploração levou a uma contração das atividades da Petrobras nesta etapa da cadeia de produção. Em diferentes bacias, as informações técnicas coletadas antes do novo marco regulatório serviram como guia para novos investidores interessados em explorar áreas como a Bacia do Parnaíba.

Desde a abertura das Indústrias de Petróleo e Gás, por meio da Lei de nº 9.478/97, ocorreram 17 rodadas de licitação, com ofertas de blocos em bacias exploratórias no território nacional. A Rodada de Número Zero foi o marco dessa flexibilização, mesmo diante de uma conjuntura econômica desfavorável naquele ano.

Dentro desse novo arcabouço regulatório, o Maranhão foi incluído efetivamente na rota de exploração na Segunda Rodada de Licitação em 1999, por meio de um bloco na Bacia Pará-Maranhão (*offshore* e *onshore*). Esse bloco foi arrematado pela Queiroz Galvão e pelo Consórcio entre as empresas Costal PanCanadian, gerando um bônus de R$ 42,1 milhões à ANP pelo direito de exploração da área. Na terceira Rodada, ocorrida em 2000, foram oferecidos quatro blocos, sendo um deles na Bacia de Barreirinhas (offshore) e os demais na Bacia Pará-Maranhão (*offshore* e *onshore)*, que gerou um bônus de assinatura no valor de R$ 490,2 milhões, pagos pela Petrobras, PanCanadian, Enterprise e Phillips (Quadro 3).

Entre a quarta Rodada e a oitava, de 2001 a 2006, as ofertas em torno das Bacias de Barreirinhas e Pará-Maranhão se intensificaram, com cerca de 270 blocos oferecidos, mas somente 10 foram arrematados pela Devon Energy e Petrobras. O bônus gerado nesses seis anos

foi de apenas R$ 28,3 milhões, uma retração significativa em relação às Rodadas anteriores, mostrando o baixo otimismo das petroleiras em relação às referidas bacias.

Quadro 3. Balanço das Rodadas de Licitação por Bacia, Companhias e Bônus Arrecadados (Valores Constantes – a preços de 2022 IPCA, com base no dólar médio de cada ano) entre 2001 e 2021

Ano	Rodadas	Bacias	Blocos		Companhias	Bônus R$
			Ofertados	Arrematados		
1998	1	-	-	-	-	-
1999	2	PA-MA	1	1	Coastal* (50%)	37.598.750,72
					PanCanadian (50%)	
					Queiroz Galvão*	4.524.039,56
2000	3	Barreirinhas	1	1	Petrobras	185.925.181,11
					PanCanadian	70.684.941,73
		PA-MA	3	2	PanCanadian*	34.656.934,45
					Petrobras* (50%)	59.237.258,25
					Enterprise (50%)	
					Phillips*	139.707.091,70
2001	4	PA-MA	3	-	-	-
		Barreirinhas	2	1	Devon Energy Corporation	24.111.794,89
		Parnaíba	1	-	-	-
2003	5	Barreirinhas	62	5	Petróleo Brasileiro S.A.	449.854,31
2004	6	PA-MA	24	3	Petróleo Brasileiro S.A.	2.843.195,91
		Barreirinhas	49	1	Petróleo Brasileiro S.A.	948.566,00
2005	7	Barreirinhas	49	-	-	-
		PA-MA	23	-	-	-
2006	8	Barreirinhas	33	-	-	-

Ano	Rodadas	Bacias	Blocos		Companhias	Bônus R$
			Ofertados	Arrematados		
		PA-MA	23	-	-	-
2007	9	PA-MA	50	9	Petróleo Brasileiro S.A.	833.022,07
					Ecopetrol S.A.	
					Vale	
					OGX Petróleo e Gás Ltda.	23.181.427,06
		Parnaíba	10	10	Petróleo Brasileiro S.A. (40%)	706.366,73
					Vale (20%)	
					BP Energy (40%)	
					STR Projetos e Participaçõe s Ltda	25.220.610,62
					Delp Engenharia Mecânica Ltda	711.107,44
					Orteng Equipament os e Sistemas Ltda	
					Comp E&P de Petróleo e Gás S.A	
2008	10	-	-	-	-	-
2013	11	PA-MA	6	2	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	136.584.672,89
		Barreirinhas	26	19	OGX Petróleo e Gás S.A.	271.543.867,10
					Chariot Oil & Gas Limited	7.224.015,56

Ano	Rodadas	Bacias	Blocos		Companhias	Bônus R$
			Ofertados	Arrematados		
					BG E&P Brasil Ltda.	492.171.754,91
					BG E&P Brasil Ltda. (50%)	425.983.139,59
					Petróleo Brasileiro S.A. (40%)	
					Galp Energia Brasil S.A. (10%)	
					Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	1.319.622,79
					BP Energy do Brasil Ltda.	137.332.891,06
		Parnaíba	20	20	OGX Petróleo e Gás S.A.	33.943.307,33
					Petra Energia S.A.	103.525.782,93
					Petróleos de Portugal - Petrogal, S.A. (50%)	37.849.705,10
					Petróleo Brasileiro S.A. (50%)	
					Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	23.811.001,35
					Sabre Internacional de Energia S.A.	3.513.088,04
	12	Parnaíba	32	1	Geopark Brasil	1.562.385,66
2015	13	Parnaíba	22	11	Parnaíba Gás Natural S.A.	2.882.569,31
					Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	2.605.763,32

Ano	Rodadas	Bacias	Blocos		Companhias	Bônus R$
			Ofertados	Arrematados		
					Parnaíba Gás Natural S.A. (70%)	2.911.103,89
					BPMB Parnaíba S.A. (30%)	
					Vipetro Petróleo S.A.	1.601.107,14
					BPMB Parnaíba S.A. (70%)	2.955.564,52
					Parnaíba Participações S.A. (30%)	
					Parnaíba Gás Natural S.A. (65%)	8.646.843,24
					GDF Suez E&P Brasil Participações Ltda. (35%)	
2017	14	Parnaíba	12	5	Parnaíba Gás Natural S.A.	3.537.684,77
2018	15	Parnaíba	8	-	-	-
2019	16	-	-	-	-	-
2021	17	-	-	-	-	-
Total			**460**	**91**		**2.312.846.013,05**

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

Entre 1998 e 2021, ocorrem 17 Rodadas de Licitação, com ofertas de 460 blocos nas Bacias de Barreirinhas, PA-MA e Parnaíba. Empresas nacionais e estrangeiras atuaram diretamente arrematando 91 blocos e, ao inaugurarem a exploração de petróleo e gás natural no território maranhense, geraram um bônus no valor de R$ 2,3 bilhões para a ANP. A intensificação da exploração pode ser vista no Mapa 2, em que são evidenciados os poços perfurados ao longo da campanha de exploração das três Bacias acima.

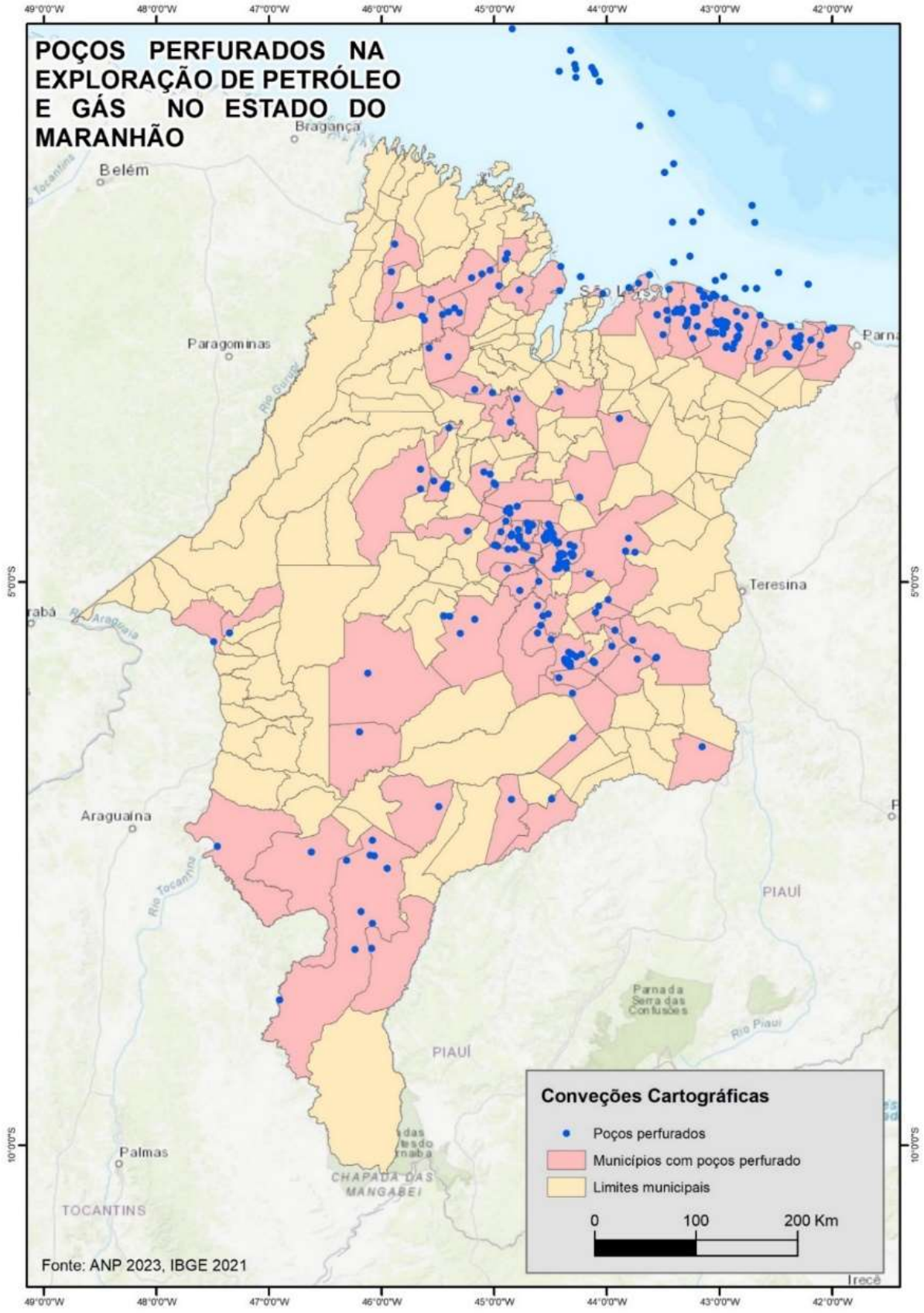
Foram cerca de 370 poços perfurados desde a primeira Rodada de Licitação, em um programa Exploratório Mínimo com investimentos da ordem de bilhões de reais no Maranhão

nesse período, com atracão de investimentos e impactos sobre as diversas frentes (econômica, social e ambiental).

Novas perspectivas se impuseram sobre a Bacia do Parnaíba, em 2007, por ocasião da nona Rodada de Licitação, cuja vitória foi constatada no arremate da totalidade (10) dos blocos ofertados. Essa rodada foi a responsável por inaugurar uma nova fase da indústria de gás natural no Maranhão, ficando conhecida como região de fronteira a partir da descoberta de reservas provadas de gás não associado no continente. Após um período de seis anos sem rodadas de licitação, em 2013, por meio da décima primeira Rodada, a Bacia do Parnaíba despontou novamente como grande vencedora, tendo mais uma vez todos os 20 blocos arrematados. A intensificação do interesse pela região foi de fundamental importância para as transformações ocorridas nos anos que se seguiram, a partir da descoberta de gás natural.

Apesar do otimismo em relação à existência de gás na Bacia do Parnaíba, o sucesso da décima primeira Rodada não se repetiu na décima segunda Rodada, quando dos 32 blocos oferecidos, apenas um foi arrematado com o pagamento de R$ 1,5 milhões de bônus pela empresa Geopark Brasil. Situação que mudou na decima terceira Rodada, em 2015, quando a Bacia em questão teve 11 blocos arrematados, com uma bonificação de R$ 21,6 milhões, dessa vez liderado pela Parnaíba Gás Natural, Ouro Preto, BPMB Parnaíba, Vipetro e GDF Suez E&P. Dois anos depois, na décima quarta Rodada, a bacia do Parnaíba teve cinco novos blocos arrematados pela Parnaíba Gás Natural, que pagou um bônus de R$ 3,5 milhões pelo direito de exploração, se consagrando como principal produtora de gás natural na Bacia, antes da venda para a Eneva.

Mapa 2. Poços perfurados na Exploração de petróleo e gás natural no Estado do Maranhao



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023) e IBGE (2021)

Fazendo uma retrospectiva dos leilões com blocos ofertados na Bacia do Parnaíba, de acordo com o Quadro 4, nota-se que 47 blocos foram arrematados nas Rodadas de Licitação com blocos para o Maranhão, com um percentual de Conteúdo Local que variou de 75% na Exploração e 81% no desenvolvimento do campo, abarcando um Programa Exploratório Mínimo (PEM) de R$ 1,8 bilhões. Não obstante a presença de investimentos de diferentes empresas na Bacia do Paraíba, chama atenção a posição de monopólio da Eneva como única produtora de gás natural.

Quadro 4. Balanço dos Blocos Arrematados com contrato Assinado e Programa Exploratório Mínimo (Valores Constantes – a preços de 2022 IPCA) na Bacia do Parnaíba nas Rodadas 9, 11, 12, 13 e 14

Rodada	**Blocos arrematados**	**Companhias**	**Conteúdo Local**		**PEM R$**
			Exploração	**Desenvolvimento**	
9	2	Petrobras (40%); Vale (20%) and BP Energy (40%)	80	85	3.697.758,70
	7	STR Projetos e Participaçõe s Ltda	80	85	186.310.149,86
	1	Imetame (33.34%); Orteng (33.33%); Delp (33.33%)	80	85	31.857.613,41
11	4	OGX Petróleo e Gás S.A.	75	80	124.739.403,85
	9	Petra Energia S.A.	75	85	862.895.886,44
	4	Petrobras (50%); Petrogal (50%)	70	85	210.029.374,69
	2	Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	70	77	77.467.155,37
	1	Sabre Internaciona	80	85	70.218.313,99

Rodada	Blocos arrematados	Companhias	Conteúdo Local		PEM R$
			Exploração	Desenvolvimento	
		l de Energia S.A.			
12	1	Geopark Brasil	80	85	11.434.337,87
13	2	Parnaíba Gás Natural S.A.	70	77	13.099.967,51
	3	Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	70	77	8.994.878,68
	2	Parnaíba Gás Natural (70%); BPMB Parnaíba (30%)	70	77	39.040.497,25
	1	Vipetro Petróleo S.A.	80	85	5.304.838,33
	1	BPMB Parnaíba (70%); Parnaíba Part. (30%)	80	77	13.365.857,94
	2	Parnaíba Gás Natural (65%); GDF Suez Brasil (35%)	70	77	0,00
14	5	Parnaíba Gás Natural S.A.	70	77	72.896.252,55
Total	**47**				**1.822.183.051,29**

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

O questionamento é pertinente quando se olha apenas para a quantidade de empresas com atividades de prospecção na Bacia, entretanto, quando o foco passa a ser o número de blocos arrematados e a localização deles dentro da bacia, a compreensão se torna mais fácil. Na Nona Rodada, a STR Projetos e Participações Ltda foi a empresa com o maior número de blocos arrematados (sete dos dez ofertados), com um investimento mínimo de R$ 186,3 milhões no PEM. No Leilão seguinte (Rodada 11), a Petra Energia S.A. juntamente com a OGX Petróleo e Gás S.A arremataram 13 dos 20 blocos ofertados, com um PEM total de R$ 987,5 milhões.

Antes das investidas na Bacia do Parnaíba, a Petra Energia já possuía sociedade formada com a STR Projetos e Participações Ltda e ao longo do tempo as duas se desfizeram das frentes de exploração, garantindo sociedade com a OGX Petróleo e Gás.

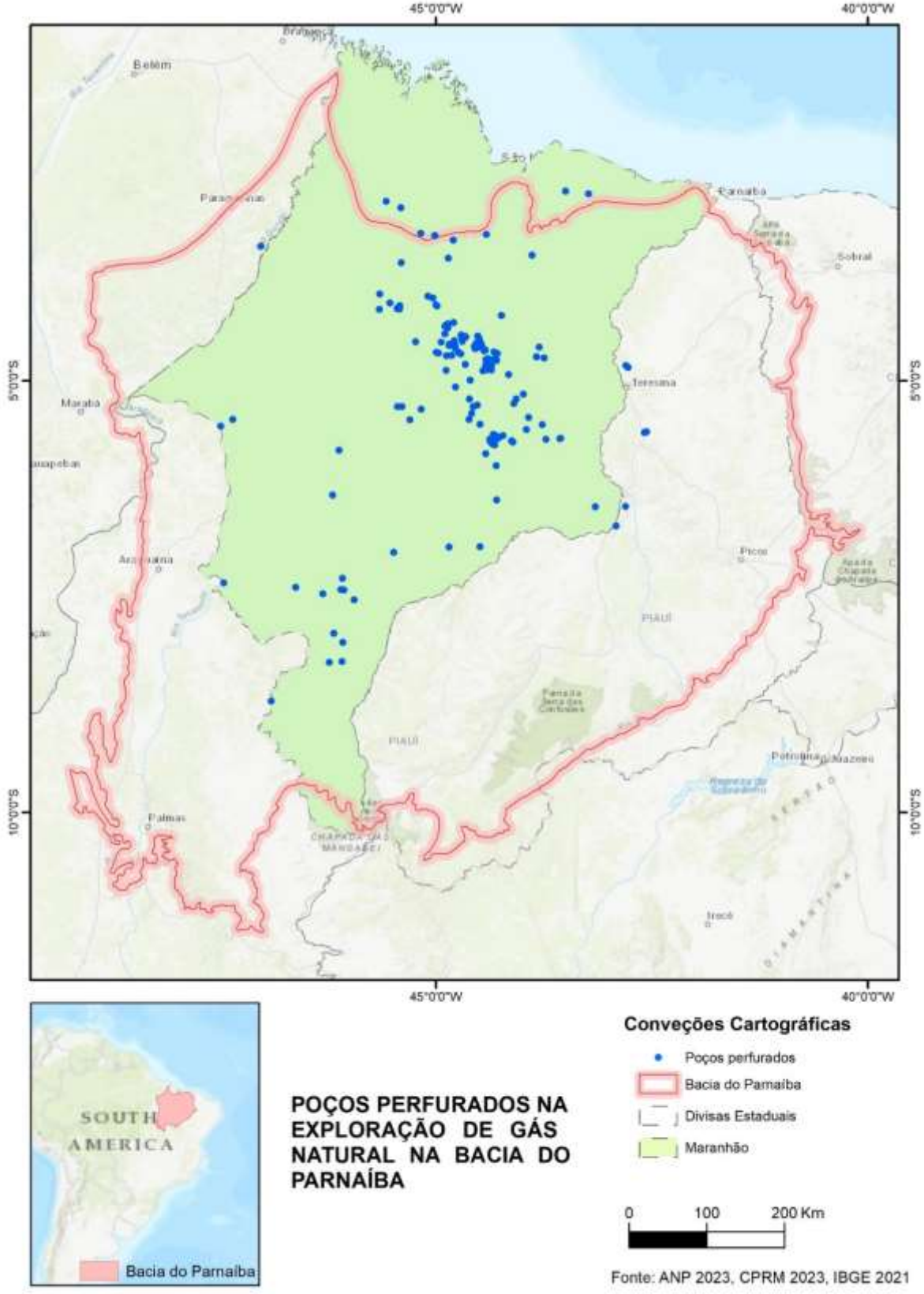
A crise que tomou conta dos ativos do Grupo X desencadeou um processo de desinvestimento em todos os segmentos de energia. Sendo assim, a OGX Maranhão formada pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A e OGXP3.SA mudou o nome para Parnaíba Gás Natural (PGN). Diante do processo iminente de falência, em 2016, a PGN tornou-se subsidiária integral da Eneva por meio da transferência de ativos das empresas Cambuhy e OGX, resultando em um aumento do capital privado da ordem de R$ 1,16 bilhão. A Eneva, deste modo, passou a ser a única produtora de gás natural no estado.

Na extensão total da Bacia do Parnaíba, já foram perfurados 227 poços exploratórios, com 27 deles com a titularidade confidencial e o restante tendo retornado ao poder público, seja por se encontrar em situação de poço arrasado, abandonado temporariamente sem monitoramento, abandonado permanentemente ou fechado por não possuir indícios de gás natural. Outras razões, envolvem acidente mecânico ou descarte de água (Mapa 3).

A dinâmica de perfuração dos poços torna-se interessante porque nos ajuda a entender como esse fenômeno tem se expandido no estado. Apesar da abrangência de outros estados, o Maranhão é o único que conta com reservas provadas e produção em andamento de gás natural. A intensificação da exploração e, ao mesmo tempo, a desconcentração rumo a outras regiões têm adicionado novos desafios e necessidades estratégicas para a utilização do gás natural. A significativa soma de investimentos na exploração tem modificado a realidade da produção do estado e promovido mudanças nas finanças públicas dos municípios detentores de poços.

Este cenário destaca a natureza evolutiva do setor energético no estado do Maranhão, impulsionado pela crescente exploração dos recursos de gás natural. Ele também enfatiza a complexa interação entre a produção de energia, as economias locais e o desenvolvimento regional. À medida que a indústria de gás natural continua a crescer e impactar a região, gerenciar seus efeitos tanto no nível local quanto no panorama energético mais amplo se torna crucial.

Mapa 3. Poços perfurados na Exploração de gás natural na Bacia do Parnaíba



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023) e IBGE (2021)

4.3 Estratégias de desenvolvimento do mercado de gás natural no Amazonas e no Maranhão

Nesta seção, realiza-se um panorama geral da oferta e demanda atual de gás natural nos estados do Amazonas e Maranhão, para, em seguida, analisar a estrutura e as estratégias adotadas até então para o desenvolvimento desses mercados. Na parte final, apresenta-se a evolução regulatória no âmbito estadual, concluindo com as principais diferenças e similaridades entre esses estados.

4.3.1 Panorama da oferta e da demanda de gás natural

O processo de exploração de Solimões e do Parnaíba reflete diretamente o início das atividades nessas bacias. Com a constatação de viabilidade das reservas ainda na década de 1990, todos os blocos em fase de produção na bacia de Solimões estão sob a propriedade da Petrobras, que hoje é a principal produtora ainda que outras empresas, como é o caso da Rosneft Brasil (subsidiária da Rosneft, maior petroleira russa) venham explorando a bacia desde 2017, com blocos arrematados na rodada número sete, já no arcabouço da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997). Embora tenham estimativas positivas em relação aos recursos potenciais de petróleo e gás natural, neste último caso ultrapassando 176 MMm³, a Rosnef Brasil decidiu pelo fechamento temporário das explorações na bacia, a partir de um acordo com a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP+) para redução da produção diária de petróleo.

Nesse contexto, a Petrobras é a detentora das concessões de produção de 100% dos sete campos em produção (Araracanga, Arara Azul, Carapanaúba, Cupiúba, Leste do Urucu, Rio Urucu, Sudoeste Urucu), sendo a responsável pela infraestrutura de escoamento do produto (Quadro 5). No entanto, em meados de 2020, por meio do teaser intitulado “Oportunidade de investimento em campos terrestres no Brasil”, a empresa pôs em oferta a totalidade de suas participações no Polo Urucu, cedendo os direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, somados à infraestrutura de armazenamento, transporte e escoamento de ambos os produtos, com vistas a viabilizar a operação dos investidores na área (Petrobras, 2020).

Por meio dos desinvestimentos na bacia, a Petrobras segue com a estratégia de otimização do portfólio e eficiência na alocação de recursos, concentrando os esforços em recursos em que possui diferencial competitivo, caso da exploração em águas profundas e ultra profundas. Na bacia do Amazonas, essa estratégia foi posta em ação em 2019, quando a

companhia vendeu o campo de Azulão para a Eneva, única concessionária com produção atualmente.

Quadro 5. Campos em Exploração e Desenvolvimento na Bacia do Parnaíba

Estados	**Localização: Onshore**	**Blocos em concessão**	**Rodadas**	**Campos em fase de produção**		**Concessio-nários (%)**
				Desenvolvimento	**Produção**	
Amazonas	Solimões	Regime anterior à Lei nº 9.478/1997		-	Arara Azul Araracanga Carapanaúba Cupiúba Leste do Urucu Rio Urucu Sudoeste Urucu	Petrobras (100%)
	Amazonas	3	oferta permanente	-	Azulão	Eneva (100%)
Maranhão	Parnaíba	18	9, 13, 14 e oferta permanente	Gavião Belo Gavião Branco Norte Gavião Carijó Gavião Mateiro Gavião Tesoura	Gavião Azul Gavião Branco Gavião Caboclo Gavião Preto Gavião Real Gavião Vermelho	Eneva (100%)

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

Na bacia do Parnaíba, atualmente, existem 18 blocos em concessão, provenientes das aquisições nas rodadas número 9, 13, 14 e oferta permanente. O controle dos ativos de produção pertence à Eneva, que mantém cinco campos em desenvolvimento (Gavião Belo, Gavião Branco Norte, Gavião Carijó, Gavião Mateiro, e Gavião Tesoura) e seis em produção (Gavião Azul, Gavião Branco, Gavião Caboclo, Gavião Preto, Gavião Real, e Gavião Vermelho), com perspectivas positivas de expansão da oferta de gás natural nos curto e médio prazos. Por meio da exploração da bacia do Parnaíba, cuja capacidade de produção é de 8,4 MMm³/dia, a Eneva consolidou-se como maior operadora privada de gás natural no Brasil (Silva, 2017).

Como resultado das atividades exploratórias, novos campos de gás natural vêm sendo descobertos. Em fevereiro de 2023, a Eneva atualizou suas reservas para 33 bilhões de m³, incorporando 4,5 bm³ de gás, proveniente do campo Gavião Mateiro, em comparação com o

ano de 2021. Em termos de produção, todos os campos, exceto Gavião Real, que vem segurando a produção desde as primeiras explorações, parecem ter uma boa capacidade de resposta à demanda flexível do único consumidor (o Complexo Termelétrico do Parnaíba), com o Gavião Caboclo alcançando volumes acima de 2,5 MMm³/dia. O Gavião Branco tem capacidade de produção na faixa dos 2 MMm³/dia, e o Gavião Real e Gavião Preto na faixa dos 1,5 MMm³/dia.

Na Tabela 11, apresenta-se a evolução das reservas de gás natural no Amazonas e no Maranhão, de 2013, primeiro ano de produção para o segundo estado, a 2022, últimos dados disponíveis. Nota-se que, enquanto as reservas totais e provadas do estado do Amazonas vêm arrefecendo, no Maranhão, a situação é completamente diversa, o que se deve à baixa maturidade da bacia e aos investimentos crescentes em exploração e produção. Dois fatores chamam atenção no primeiro estado: um deles é o aumento da razão entre reservas provadas e reservas totais, o outro é a queda persistente das reservas provadas. Possíveis explicações podem estar ligadas à redução dos investimentos pela Petrobras, assim como suspensão de explorações por companhias privadas, o caso da Rosneft Brasil.

Entre 2013 e 2022, as reservas totais do Amazonas sofreram uma baixa de 6,4% ao ano, acompanhadas por um decréscimo de 2,1% das reservas provadas. Contrariamente, no Maranhão, as reservas totais cresceram 2,4% anualmente, seguidas de expansão de 15,1% nas reservas provadas, como resultado da intensificação dos investimentos na bacia do Parnaíba. As reservas totais saíram do patamar de 29,7 bilhões de m³, em 2012, para 37,8 bm³ no último ano. O mesmo fenômeno aconteceu com as reservas provadas, que deixaram a casa dos 7,3 bm³ para 29,7 bm³ em 2022. Parece um volume pequeno quando se analisa as reservas brasileiras, entretanto, o estado detinha 7,1% das reservas nacionais naquele ano, ocupando o quarto lugar no ranking das maiores reservas.

Por serem consideradas de baixo volume quando comparadas ao volume de produção é natural que gere alguns questionamentos em relação à capacidade de suprimento futuro. Por exemplo, ao se considerar a razão reserva-produção, em 2012, as reservas do Amazonas seriam suficientes para atender 12,4 anos de produção contínua, razão revertida para 8,3 anos em 2022.

No que diz respeito ao Maranhão, o estado já se encontrou em um momento crítico de, aproximadamente, 5 anos em 2013, o que significa dizer que se a intensificação da exploração não tivesse continuado, a produção já teria alcançado o seu fim. O que mantém o otimismo é a descoberta de novas áreas e a incorporação de reservas provadas. Em 2022, a mesma razão estava em 32 anos, entretanto, os níveis de produção ficaram aquém dos praticados nos anos

anteriores, de modo que, mantendo a produção no nível do ano anterior, a razão reserva-produção teria sido de cerca de 14 anos.

Tabela 11. Evolução das reservas totais e provadas de gás natural nos estados do Amazonas e Maranhao, entre 2012 e 2022 (bilhões de m³)

Ano	Reservas Totais		Reservas provadas		Crescimento das reservas provadas		Razão reserva-produção	
	AM	MA	AM	MA	AM	MA	AM	MA
2012	89,2	29,7	51,8	7,3	-	-	12,4	-
2013	87,0	8,7	50,5	7,0	-2%	-4%	12,2	4,9
2014	74,5	8,4	52,4	7,8	4%	11%	11,1	3,9
2015	51,2	17,3	46,7	12,7	-11%	64%	9,2	8,1
2016	38,7	20,4	36,2	15,8	-22%	24%	7,1	8,2
2017	45,1	20,8	39,2	16,5	8%	5%	8,2	10,2
2018	41,1	25,7	38,9	20,7	-1%	25%	7,5	14,7
2019	45,3	25,1	37,8	21,4	-3%	3%	6,8	15,3
2020	47,7	29,2	42,8	24,8	13%	16%	8,6	18,3
2021	45,3	35,4	41,1	27,0	-4%	9%	8,3	12,6
2022	46,0	37,8	42,0	29,7	2%	10%	8,3	32,0

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2022)

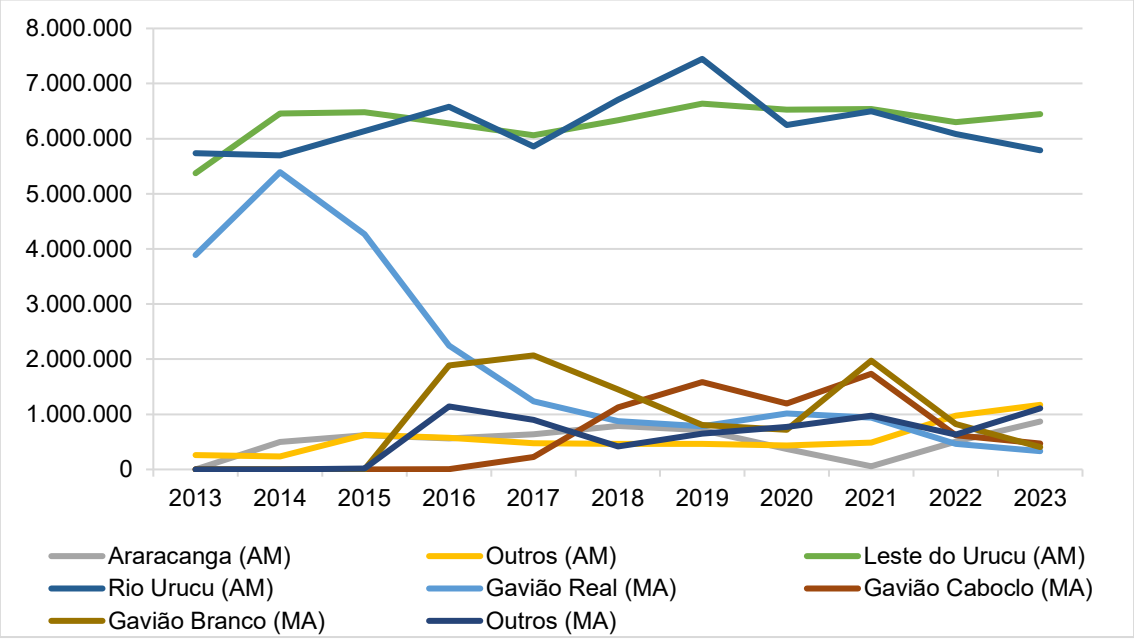
Para dar mais embasamento à capacidade de suprimento das reservas amazonenses e maranhenses, no Gráfico 14, tem-se a produção por campo de exploração dos principais campos entre 2013 e 2023. A análise anual evidencia que, no primeiro estado, os campos de Rio Urucu e Leste Urucu têm sido os principais responsáveis pelo volume de produção da Bacia de Solimões, com produção média diária de cerca de 6 MMm³. No Maranhão, no início da exploração da Bacia do Parnaíba, o campo Gavião Real[6] era o principal produtor, alcançando um volume de 5,3 MMm³/dia em 2014. No entanto, diferentemente dos campos pioneiros da Bacia de Solimões, que vêm ditando o ritmo de produção até a presente data, o campo Gavião Real vem apresentando um nível de depletação acentuado, com a produção média caindo para o patamar de cerca de 700 Mm³/dia a partir de 2020. Os campos de Gavião Caboclo e Gavião Branco, com produções médias diárias de, aproximadamente, 1MMm³, ao lado de campos menores, têm determinado a dinâmica da produção do estado do Maranhão.

Ainda na Bacia do Parnaíba, outro ponto divergente da Bacia de Solimões é o fluxo mensal diário de produção ao longo dos meses. Pontua-se a existência de não linearidade, ou melhor a inconstância da produção. Em trimestres específicos, caso do primeiro e quarto do

[6] No Maranhão, cada campo de produção recebeu o nome de uma ave típica do local, o gavião, desse modo a empresa concessionária sempre nomeará as áreas através de cores escolhidas para denominar essas aves em seus respectivos campos.

ano, usualmente, os campos entram em um ritmo de produção bem destoante dos demais meses. Todos os campos, exceto Gavião Real, que vem segurando a produção desde as primeiras explorações, parecem ter uma boa capacidade de resposta à demanda flexível do único consumidor (o Complexo Termelétrico do Parnaíba).

Gráfico 14. Evolução da produção de gás natural nos principais campos no Amazonas (AM) e Maranhão (MA) (m³/dia) entre 2013 e 2023



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

Ao se fazer uma retrospectiva desde o início da produção de gás natural no Amazonas e no Maranhão, observa-se mais uma vez um ponto antagônico entre as produções das bacias estudadas. Desde o início da produção, ainda na década de 1990, até a inauguração do gasoduto Coari-Manaus, cerca de 80% de todo o gás natural produzido na Bacia de Solimões era reinjetado, percentual reduzido para 50% após a consolidação da infraestrutura de transporte. Embora a proporção continue elevada, os esforços na construção de um mercado consumidor para o gás produzido localmente não são desprezíveis.

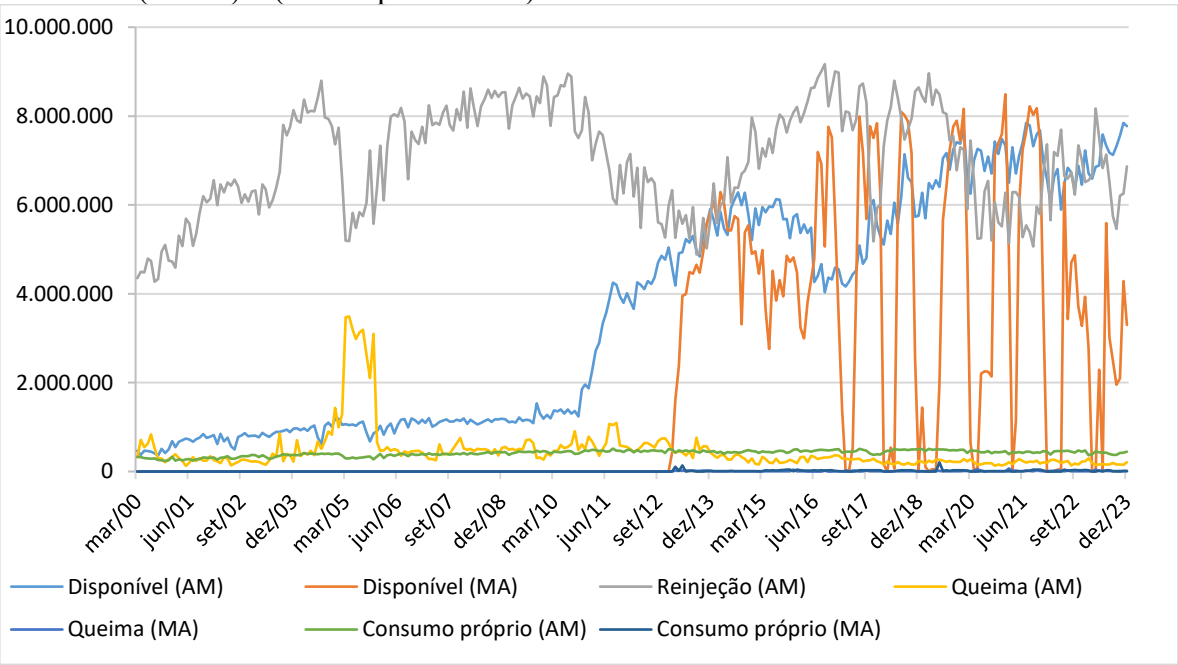
Em termos de produção média diária, no Amazonas, é possível observar aumento consistente da produção disponível para outras finalidades, que não seja a própria reinjeção do insumo. A produção disponível saiu do nível de menos de 1,8 MMm³/dia em janeiro de 2011 para 7,7 MMm³/dia em dezembro de 2023, registrando uma taxa de expansão de 6,5% ao ano.

Por outro lado, a situação do Maranhão se torna um contraponto porque não há reinjeção no local, o que significa que a quase totalidade da produção total está disponível para consumo. Isso só não é observado nos meses de manutenção da produção em patamares mínimos, em que

a proporção da queima em relação à produção total alcança patamares bastante incomuns, em alguns casos ficando acima de 60%.

O resultado dessa elevada sazonalidade está apresentado no Gráfico 15, em que se mostra a intensificação da sazonalidade da produção a partir de 2017, dado o suprimento esporádico das termelétricas. Se antes as entregas de energia ao ONS seguiam certa regularidade, com o reestabelecimento dos reservatórios das hidrelétricas a oferta de gás natural passou a ser administrada de acordo com os picos de demanda do complexo.

Gráfico 15. Evolução mensal da produção de gás natural por destinação no Amazonas e no Maranhão (m³/dia) – (dez/00 para dez/23)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP (2023)

Contudo, por funcionar como *backup* do sistema, o complexo recebe uma remuneração fixa que serve como garantia de suprimento a qualquer tempo; a remuneração variável ocorre de acordo com o despacho de energia. Esse fator é deveras crítico, tendo em vista que reservar essas grandes quantidades de gás impõe um ônus ao sistema e impede o uso por setores aptos a apresentar demanda constante, tendo em vista a possibilidade de redução dos custos operacionais.

É possível observar que, nos picos de demanda, a produção de gás natural no Maranhão é capaz de alcançar a faixa de um pouco mais de 8 MMm³/dia, um verdadeiro achado para um estado que, há um pouco mais de uma década, não possuía registros de produção de gás natural. Agora, quando se analisa a média de produção anual, evidentemente, por causa dessa flexibilidade, os níveis de oferta média diária ficam abaixo dos 4,5 MMm³/dia.

Entre 2013 e 2021, a produção anual registrou expansão de 4,7% ao ano, saindo da casa dos 1,4 bm³ para 2,1 bm³, entretanto, a produção dos últimos dois anos foi de apenas 40% da produção histórica, refletindo a estratégia de uso do gás em curso no estado. Apesar dos dados pessimistas entre 2022 e 2023, o estado ocupou o quinto lugar no *ranking* dos maiores produtores nacionais, destacando-se por ser o primeiro em recursos não associados ao petróleo. Este último fator é importante, primeiro por não haver competição com o petróleo, contando com melhores condições de monetização do gás e, segundo, por reduzir os custos de processamento antes do encaminhamento para o consumo.

4.3.2 Estrutura e desenvolvimento do mercado de gás natural

Ao entrar na discussão da estratégia para o desenvolvimento dos dois mercados, é necessário pontuar as diferenças existentes entre eles. Até 2013, o Amazonas estava desconectado do Sistema Interligado Nacional - SIN, dependendo exaustivamente das centrais termelétricas, movidas a derivados de petróleo (óleo combustível e óleo diesel), e espalhadas no interior do estado e na capital. O abastecimento das termelétricas estava diretamente ligado aos fluxos de barcaças no interior do rio e sujeito a problemas diversos incluindo nível dos rios, condições climáticas, tempo de tráfego, dentre outros, oferecendo elevada instabilidade ao sistema elétrico local. Dessa forma, a segurança energética foi posta como variável-chave na expansão dos investimentos em gasoduto de transporte para atender o mercado termelétrico.

A autorização e construção do gasoduto interligando Coari a Manaus teve como objetivo inicial atender a demanda das termelétricas Aparecida e Tambaqui na porta de entrada da capital amazonense. A partir de então, em dezembro de 2010, entrou em operação a Companhia de Gás do Amazonas – Cigás, constituída em 1995, sendo o estado do Amazonas detentor de 51% de suas ações ordinárias. A Cigás detém a concessão dos serviços de distribuição e comercialização de gás natural, gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito (GNL), com vigência até 2040.

No entanto, as negociações entre Cigás e Petrobras para reservar uma parte do gás natural para usos além da energia térmica não aconteceram automaticamente ou sem problemas. A Petrobras, por muito tempo, argumentou contra a diversificação do mercado de gás natural, citando limitações no fornecimento de gás. Essas negociações atrasaram o pleno funcionamento da empresa de distribuição, que enfrentou críticas de vários setores produtivos em relação ao seu desempenho. No entanto, esses contratempos iniciais não foram suficientes para impedir os projetos da Cigás de formar um mercado consumidor de gás natural no estado.

Após garantir o fornecimento para setores além da energia térmica, o governo estadual, por meio da Cigás, e outros agentes representando a demanda potencial de gás natural, trabalharam com a Petrobras para reduzir o transporte de gás pelo gasoduto Coari-Manaus. Após a aprovação da proposta, a Cigás tornou-se mais eficaz na diversificação da demanda de gás natural no estado. A expansão da produção de gás natural na bacia e a competitividade em comparação com outros combustíveis formaram os principais pilares dessa formação de mercado. De acordo com dados da Cigás, indústrias, residências e veículos que fizeram a transição para o gás natural registraram economias de 57%, 55% e uma média de 32%, respectivamente, em comparação com derivados de petróleo e etanol.

Em 12 anos de operação, a Cigás tem cumprido um papel ativo na diversificação do uso e criação de um mercado de gás natural no Amazonas. Os investimentos em redes de distribuição somam 245 km somente em Manaus, resultado de um montante de investimentos da ordem de R$ 772,4 milhões até janeiro de 2023, abarcando um pouco mais de 13 mil unidades consumidoras. Se no primeiro momento, os investimentos foram direcionados para conectar as termelétricas Jaraqui, Manauara e Cristiano Rocha cuja demanda por redes de distribuição possibilitaram a conexão entre as zonas sul e norte da cidade; no segundo momento, essa rede e posteriores ampliações permitiram a ligação de clientes em diferentes setores (Figura 8).

O Maranhão, do outro lado, apresenta uma situação um pouco diferente. Antes do início da prospecção de gás natural, o estado já apresentava uma conexão completa com o SIN, englobando todas as sedes municipais e a quase totalidade da zona rural. No entanto, a demanda por energia era aproximadamente quatro vezes maior do que a capacidade de geração pelas usinas existentes, necessitando importar energia produzida dos outros estados. Apesar dessa dependência, a solução aqui não se concentrou na segurança do fornecimento estadual, dada a conexão com o SIN e a disponibilidade de energia a qualquer momento, bem como derivados de petróleo através do Porto do Itaqui. O modelo adotado no Maranhão, contrariamente, teve como foco a monetização imediata do insumo, diante da falta de infraestrutura de escoamento e dos elevados investimentos afundados em pesquisa e perfuração na Bacia do Parnaíba.

Desse modo, a Eneva inaugurou um modelo pioneiro adotando um conceito integrado de geração de energia a partir do gás (*reservoir-to-wire*). A especialização nesse modelo de negócios consistiu na principal estratégia encontrada para monetizar reservas, diante da distância dos campos explorados das redes de gasoduto de transporte nacional. Desse modo, a

saída foi conciliar a experiência em exploração de campos no continente com a ampla infraestrutura de transmissão da rede elétrica para dar vazão a produção.

Figura 8. Representação dos gasodutos de transporte, distribuição e expansão da rede até 2027 em Manaus, Amazonas

Fonte: Cigás (2023)

A produção de gás natural tem sido utilizada em sua totalidade para abastecer o complexo termelétrico de Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes. A estrutura de distribuição do gás natural a partir dos municípios produtores conta com gasodutos de transferência dos campos de produção à Unidade de Tratamento de Gás da Parnaíba Energia S/A, enviado em seguida ao Complexo Termelétrico, operado pela própria Eneva (Silva, 2017).

A Companhia Maranhense de Gás – Gasmar, também criada em 1995, por meio um modelo tripartite envolvendo o estado do Maranhão, a Transpetro, e agentes do setor privado, é a responsável pelos serviços de operação e manutenção do sistema de distribuição e comercialização de gás natural. Todavia, a rigidez envolvendo a exclusividade de gás para a produção de energia estrangulou a atuação da Gasmar nos últimos 10 anos, cuja lucratividade está diretamente ligada às entregas de energias pela Eneva ao Operador do Sistema Nacional (ONS).

Nos últimos 10 anos, como representante do governo estadual, a Gasmar vem tentando negociar o fornecimento para os setores industrial e de transporte, mas sem sucesso, dado que a Eneva continuou a expandir o complexo termelétrico com a construção de mais quatro usinas,

e consequentemente, as restrições impostas pelos contratos com o ONS. No entanto, alegações de inexistência de fornecimento de gás natural para outros setores parecem contradizer a própria estratégia da empresa de alocar volumes maiores de reservas para a produção de eletricidade.

A Tabela 12 apresenta o desempenho dos distribuidores Cigás e Gasmar nos mercados do Amazonas e Maranhão. Pode-se observar que, no caso da Cigás, a média diária de vendas de gás natural foi de 4,6 MMm^3/dia, sendo o setor térmico responsável por 85% da demanda total. Dentre os outros demandantes, encontraram-se o setor industrial com 170,6 mil m^3/dia, o setor de transporte com 21,9 mil m^3/dia e os setores comercial e residencial juntos que consumiram 6,8 mil m^3/dia. Aproximadamente 72% da demanda da categoria "outros consumidores" foi atribuída à autogeração/liquefação, devido ao transporte de GNL da Bacia Amazônica para abastecer a Usina Termelétrica Jaguatirica II da Eneva em Boa Vista, Roraima.

Tabela 12. Demanda de gás natural por setor e companhia distribuidora nos estados do Amazonas e Maranhão

Companhias Distribuidoras	Demanda por atividade econômica (%)					
	Total (MM³/dia) em 2022	Termelé - trico	Geração/ Liquefação	Indústri a	Transp orte	Comercial/ Residencial
CIGÁS	4,65	85,0	10,8	3,7	0,5	0,1
GASMAR	2,55	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fonte: MME e Cigás (2023)

No caso do Maranhão, uma vez que toda a oferta da Gasmar é direcionada ao Complexo Termelétrico do Parnaíba, a distribuição de consumo em outros setores aparece como zero. Embora esse modelo forneça uma garantia de despacho mínimo, com remuneração fixa pela disponibilidade e remuneração variável pelas entregas, ele também adiciona uma certa vulnerabilidade durante períodos de estabilidade de reservatórios e quando não há necessidade de despacho de energia térmica. Por exemplo, a produção disponível da Bacia do Parnaíba diminuiu de 5,9 MMm³/dia em 2021 para 2,5 MMm³/dia em 2022, destacando esse papel dual da produção.

O modelo de fornecimento exclusivo para o complexo termelétrico oferece confiabilidade em termos de demanda garantida e fluxo de receita previsível para a Gasmar, já que as usinas térmicas têm a obrigação contratual de comprar o gás fornecido. No entanto, também expõe a empresa a desafios potenciais durante os períodos em que as usinas térmicas não são necessárias para gerar eletricidade, como quando os níveis dos reservatórios são suficientes e outras fontes de energia estão disponíveis. Isso pode levar a flutuações na demanda

de gás e potencialmente impactar a lucratividade da Gasmar em cenários de redução do consumo de gás pelo complexo termelétrico.

Além disso, a dependência de um único consumidor e de uma indústria específica, neste caso, a geração de energia térmica, limita as oportunidades de diversificação e expansão do mercado de gás natural no Maranhão. Com a evolução da indústria de gás natural e a manifestação de interesse de outros setores em utilizar o gás natural como fonte de energia, uma base de clientes mais diversificada poderia contribuir para a estabilidade e o crescimento do negócio de distribuição de gás na região. No entanto, o arranjo contratual atual com a Eneva e a natureza das operações do complexo termelétrico tem dificultado tais esforços de diversificação.

Em resumo, enquanto o modelo de fornecimento para o Complexo Termelétrico do Parnaíba garante uma demanda consistente para os serviços da Gasmar, também expõe a empresa a desafios potenciais associados a flutuações na demanda de geração de energia térmica. A diversificação da base de clientes e a exploração de oportunidades além da geração de energia térmica poderiam ser consideradas estratégicas para aumentar a resiliência e o potencial de crescimento do mercado de gás natural no Maranhão.

No cenário atual, com a produção sendo controlada pela Eneva, que de forma integrada direciona-a ao complexo termelétrico do Parnaíba, quase não sobra espaço para a utilização desse gás natural em outros setores da economia. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) para as seis usinas do complexo possuem períodos distintos, como mostrado no Quadro 6, com prazos que variam de 2027 a 2049.

Quadro 6. Contratos de fornecimento pelo Complexo Termelétrico do Parnaíba no CCEAR

UTE	Capacidade Instalada	Consumo de gás natural (MMm³/dia)	Prazo	Disponibilidade
I	676 MW	4,6	Dezembro de 2027	95%
II	519 MW	2,3	Abril de 2036	78%
III	178 MW	1,2	Dezembro de 2027	97%
IV	56 MW	0,3	Merchant	82%
V	385 MW		Dezembro de 2048	
VI	92 MW		Dezembro de 2049	

Fonte: ENEVA (2022)

A saída para esse impasse ou exclusividade da Eneva pode ser resolvida por meio da intensificação da exploração a partir da realização de novas Rodadas de Licitação, assim como exploração dos demais blocos arrematados por outras empresas. Pensar em formas alternativas de incrementar a produção por outras operadoras é importante porque se trata de uma fonte

energética bastante diferenciada, podendo impactar positivamente os custos de produção e reduzir os impactos ambientais a partir de substituição de energéticos mais poluentes, tais como o óleo diesel, óleo combustível, carvão mineral e gasolina.

Todos os derivados de petróleo, bem como uma parte significativa do etanol, são importados, com recepção feita pelo Porto do Itaqui. Em 2022, os derivados de petróleo representaram 67,5% de todas as importações para o estado, resultando em um déficit comercial de US$ 5,1 bilhões na balança comercial do Maranhão. Em termos de quantidade, o montante de 3,5 MMm³ foi vendido por empresas distribuidoras no Maranhão, dos quais 2,5 MMm³ foram distribuídos entre diversos setores econômicos, com destaque notável nos setores de Transporte, Eletricidade e Metais não ferrosos/outros.

4.3.3 Aspectos regulatórios do mercado de gás natural nos sistemas isolados

No estado do Amazonas, assim como na maior parte do país, os primeiros movimentos regulatórios no âmbito da indústria de gás natural ocorreram com a criação da companhia estadual de gás natural, atendendo ao dispositivo constitucional (art. 176 da Constituição Federal/88) que delegou a distribuição do energético às unidades da federação. Desse modo, a criação da Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS, por meio da Lei nº 2.325 de 08 de maio de 1995, teve como objetivo primordial a promoção da exploração dos serviços de gás canalizado, com a responsabilidade de implantar e operar rede de distribuição, assim como os serviços necessários para disponibilizar o gás aos consumidores.

Na mesma Lei, nos artigos terceiro e quarto, ficou definido que o capital social inicial da CIGÁS seria de R$ 3.000.000,00 (três milhões de reais), equivalente a 3.000.000 (três milhões) de ações, das quais 1/3 terço ordinárias e 2/3 preferenciais. Além disso, a participação do estado foi limitada a 51% de ambas as ações, tornando-se o acionista majoritário da companhia (ALEAM, 1995). Em 2024, a participação do governo nas ações ordinárias é de 51%, enquanto a Manausgás S.A detém o restante; já nas ações preferenciais, a empresa privada abarca 83% do capital social da companhia e o governo, 17%.

Em novembro de 1999 (Lei nº 2567), com vistas a dar início ao transporte de gás natural da região produtora ao mercado consumidor, o governo do Amazonas decidiu pela criação da Transportadora de Gás do Amazonas S.A – TGA, como subsidiária da Cigás. Com um capital de R$ 100.000,00 e a possibilidade de aumentar em 10 vezes, tendo o governo com 51% das ações ordinárias e preferenciais, a TGA ficou encarregada de desenvolver e gerenciar projetos,

construir e operar gasodutos, assim como a armazenagem e entrega de gás natural. Após a inauguração do sistema Urucu – Manaus, a TGA ficou responsável pela operação da interligação de Coari a Manaus. No mesmo ano, foi criada a Agência Reguladora dos Serviços Públicos Concedidos do Estado do Amazonas (Lei nº 2.568, de 25 de novembro), atualmente denominada Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados e Contratados do Estado do Amazonas - ARSEPAM, nomenclatura alterada pela Lei nº 5.060, de 27 de dezembro de 2019.

O contrato de concessão dos serviços públicos locais de gás canalizado entre o governo do estado do Amazonas e a Cigás foi assinado em novembro de 2002, dando à referida companhia a exclusividade de 30 anos para a exploração da atividade. Em 2004, a Lei nº 2.881, de 13 de abril, trouxe uma atualização regulatória sobre o escopo de atuação da Cigás. Por meio da inserção do parágrafo terceiro no artigo segundo, o estado autorizou a companhia a participar de outros empreendimentos com finalidade correlata, "ficando autorizada a, em qualquer época, abrir e fechar filiais, constituir subsidiária integral, integrar consórcio empresarial e incorporar outras Sociedades, tudo fazendo de acordo com as leis societárias".

Embora tenha sido criada em 1995 e assinado o contrato de concessão em 2002, a Cigás só começou a operar após a inauguração do gasoduto Urucu-Coari-Manaus no final de 2011. Esse atraso na operação provocou uma polarização em torno do papel da companhia no estado, levando à edição da Lei nº 3.690, de dezembro de 2011, que autorizava o Poder Executivo a se desfazer, integral ou parcialmente, do controle majoritário da Cigás, estabelecendo a meta de destinar o resultado financeiro para construção de novas instalações da cidade universitária.

Apesar de um consórcio, formado por um banco, uma empresa de advocacia e outra de engenharia, ter manifestado interesse na aquisição das ações estatais e contratado consultoria para avaliar o valor da Cigás, o processo não obteve sucesso. Em abril de 2018, por meio da mensagem governamental nº 41, o governo revogou a Lei nº 3.690, de 21 de dezembro de 2011, alegando que não havia estudos técnicos que comprovassem que a privatização da companhia beneficiaria o estado, além de atribuir à Cigás papel fundamental no desenvolvimento do Amazonas.

Em março de 2021, dando mais um passo rumo ao fortalecimento do mercado de gás, o governo sancionou a Lei nº 5.420 em que disciplinou o serviço público de distribuição e a comercialização de gás natural canalizado no mercado de gás amazonense, excluindo-se desse escopo o transporte de GNL e GNC. O fortalecimento regulatório teve como finalidades diversas, de acordo com o artigo terceiro da mesma lei, promover o desenvolvimento socioeconômico sustentável, com a ampliação do gás na matriz energética e redução das

emissões, fomento ao desenvolvimento tecnológico e pesquisas relacionadas ao biogás, expansão da infraestrutura e ampliação do mercado de trabalho. Ademais, como estímulo à formação de um mercado livre, a referida Lei e Resolução 005/2023 fixaram o volume de consumo mensal em patamar igual ou superior a 300.000 m³, equivalente à capacidade diária mínima de 10.000 m³, por unidade usuária para aquisições diretamente do produtor, importador ou comercializador.

A Lei nº 5.420, no intuito de promover a concorrência nos serviços de gás canalizado, ainda trouxe a possibilidade de entrada de novos agentes no setor, retirando a exclusividade da Cigás. Desse modo, previu-se a possibilidade desses serviços locais serem prestados por sociedades de economia mista ou empresas privadas em município ou conjunto de municípios, conforme definição do Conselho Estadual de Energia. Adicionalmente, a prestação dos serviços em comunidades remotas ou caracterizadas por baixa renda teria caráter de serviços de natureza social, com fixação de tarifa social e prévio aporte de subsídio à concessionária local, garantindo a democratização do insumo à população do estado.

Em contraponto à evolução regulatória do estado do Amazonas, a situação do estado do Maranhão apresenta algumas singularidades. A Companhia Maranhense de Gás – GASMAR foi criada pela Lei nº 7.595 de 11 de junho de 2001 em um cenário de não existência de expedições exploratórias de gás natural, recursos contingentes ou reservas provadas no estado. Seguindo o modelo brasileiro das demais companhias, a única justificativa para tal feito era uma possível disponibilização do gás natural produzido em outras regiões por meio dos gasodutos de transporte ou via importação.

No primeiro momento, a Gasmar esteve vinculada à Secretaria de Estado do Planejamento e Orçamento, antiga Gerência de Estado de Planejamento e Desenvolvimento Econômico – GEPLAN, tendo como objeto social a exploração dos serviços de distribuição e comercialização do gás canalizado no estado, além da possibilidade de exploração de outros empreendimentos que estejam relacionados com o objeto em questão. A companhia também recebeu autorização para explorar outras formas de gás, tais como o manufaturado, o GNL, o GNC, além da possibilidade de importação. Na mesma legislação, também já constava a previsão da formação de um mercado consumidor para o gás natural, devendo ser destinado para os setores industriais, comerciais, residenciais, automotivos, de geração térmica, dentre outros.

A Gasmar foi criada com personalidade jurídica de direito privado, como uma sociedade de economia mista, cujo capital social somava R$ 200.000,00 (duzentos mil reais), distribuídos

entre ações ordinárias e preferenciais. O estado do Maranhão detinha 51% das primeiras ações, com direito a voto, sendo as demais distribuídas entre pessoas jurídicas, as quais deveriam integralizar suas participações em dinheiro. Na conjuntura atual, a companhia conta com dois grandes acionistas: o estado do Maranhão com 25,5% do capital total, participando com 51% das ações ordinárias; e a Termogás, que detém 74,5% do capital total, 49% das ações ordinárias e a totalidade das ações preferenciais.

Conforme previsto na referida lei, a exclusividade nos serviços de distribuição e comercialização de gás canalizado foi concedida à Gasmar pelo período de 30 anos, com margem para prorrogação por igual período. Desde sua criação, a companhia vem sendo administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva, da qual fazem parte a Diretoria Presidente, a Diretoria Administrativa e Financeira, e a Diretoria Técnica e Comercial.

Após o primeiro movimento voltado para a criação de uma companhia de gás natural estadual e, em seguida, a iminência de exploração de gás natural na Bacia do Parnaíba, o governo maranhense aderiu ao Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e de Lavra das Jazidas de Petróleo e de Gás Natural (REPETRO), no intuito de promover o desenvolvimento das atividades de petróleo e gás natural no estado. Para tanto, por meio do Decreto nº 24.630 de outubro de 2008, garantiu a isenção e redução da base de cálculo de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - ICMS "em operação com bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração ou produção de petróleo e gás natural". A taxação de 7,5% no regime não cumulativo e 3% sem apropriação de crédito correspondente seriam aplicadas nos casos de adesão pelas empresas do setor.

Em 2009, com a aprovação da Lei Estadual nº 9.102, de 23 de dezembro, regulamentada pelo Decreto estadual nº 27.021 de 10 de novembro de 2010, o estado abordou as normas gerais de prestação do serviço de movimentação de gás natural canalizado pela Gasmar, com estabelecimento de requisitos de enquadramento para os consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores. Nesse sentido, a manutenção de um contrato de fornecimento de gás canalizado com a Gasmar por, no mínimo, 10 anos, e diretamente com o produtor por um período mínimo de cinco anos estavam entre as condições necessárias para essa classe de consumidores. Somavam a esses requisitos, a capacidade de consumo igual ou superior a 100.000 m³/dia, assim como a viabilidade da operação contínua, sem interrupções nos primeiros 180 dias de contrato.

Em 13 dezembro de 2012, com a edição do Decreto nº 28.768, o governo do Maranhão acresceu dispositivos relacionados ao enquadramento de consumidores ao Decreto 27.021, de 10 de novembro de 2010. Dentre as principais alterações, estavam o aumento de consumo efetivo pelas classes de consumidor livre, autoprodutor e autoimportador para o patamar de 500.000 m³/dia de gás natural por unidade consumidora. Além disso, com a entrada do Complexo Termelétrico do Parnaíba em operação e a centralização dos despachos pelo ONS, ficou estabelecido o período de verificação de consumo a cada 12 meses. Em caso de não alcance do patamar estabelecido, a possibilidade de desenquadramento seria cessada por meio de compensações financeiras à Gasmar.

Em 31 março de 2022, com a promulgação da Lei nº 11.662, novas alterações quanto ao enquadramento dos consumidores foram inseridas na Lei nº 9.102, de 23 de dezembro de 2009 e no Decreto nº 28.768, de 13 dezembro de 2012, assim como a inclusão da Agência Estadual de Mobilidade Urbana – MOB como agente regulador dos serviços locais de gás canalizado. Consumidores com capacidade de consumo igual ou superior a 100.000 m³/dia passaram a ser enquadrados como livres (no caso da existência de contrato) ou potencialmente livres (declaração de potencialidade do patamar estabelecido), podendo adquirir gás natural diretamente de produtores, comercializadores ou autoimportadores, utilizando a infraestrutura de distribuição da Gasmar. A Lei também estabeleceu a possibilidade de rescisão contratual nos casos em que a média da movimentação diária de um consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador, dentro de 90 dias, se mostrasse inferior a 100.000m³/dia de gás consumido.

A Lei nº 11.662 de 2022 também promoveu alterações nas atribuições da MOB, que passou a exercer o poder de regulação, fiscalização e controle sobre os serviços locais de gás canalizado, saneamento básico e outros serviços públicos de competência do estado do Maranhão. A agência ficou responsável pela gestão administrativa, fiscal, financeira e patrimonial dos recursos provenientes da arrecadação da Taxa de Regulação, Controle e Fiscalização (TRCF), correspondente a 1% (um por cento) do faturamento líquido anual dos entes regulados.

Finalmente, com vistas ao desenvolvimento do setor de distribuição de gás natural, através do Decreto nº 38.446, de 31 de julho de 2023, o estado do Maranhão postergou o recolhimento do tributo em todas as aquisições de bens destinados à instalação e operação de sistemas de distribuição de gás natural por concessionárias de gás canalizado, nesse caso particular, a Gasmar. O diferimento, dessa forma, se aplica à aquisição de equipamentos destinados à instalação, montagem ou reposição de tais bens, abrangendo o comércio

interestadual, importação, assim como a prestação de serviços; e deverá ser encerrado com a desincorporação do bem ativo permanente.

4.3.4 Convergência e divergência no mercado de gás natural dos sistemas isolados

A análise dos casos do Amazonas e Maranhão evidencia níveis de maturidade distintos. Enquanto no primeiro estado, depara-se com um mercado relativamente novo, mas bem estruturado em termos de infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural, no segundo, de modo contrário, há um engessamento na estratégia inicial criada, com a articulação do setor termelétrico como demandante principal do insumo.

No Quadro 7 é apresentada uma síntese dos principais pontos de convergência e divergência do mercado de gás natural nos sistemas isolados. Destaca-se, em primeiro lugar, que, embora a Bacia do Parnaíba tenha experimentado algumas expedições exploratórias ainda na década de 1950, a comprovação de reservas e início da exploração ocorreu somente 60 anos depois, podendo ser qualificado como um mercado em fase de maturidade inicial. Na Bacia de Solimões, por outro lado, a constatação de reservas provadas ocorreu juntamente com as primeiras perfurações de poços na década de 1980, tornando-se uma bacia produtora ainda na década de 1990.

Todavia, as particularidades envolvendo a localização da explotação no Rio Urucu dificultaram o escoamento da produção para o centro consumidor. De modo que, o primeiro gasoduto de transporte para abastecimento da demanda potencial foi concluído no final de 2011, mais de 20 anos após o início das explotações de gás natural na referida bacia, com a entrada da Cigás em operação.

Outro ponto de divergência entre os dois sistemas encontra-se na estrutura de cadeia produtiva e na estratégia de monetização do gás natural. Na Bacia de Solimões é possível identificar atores distintos ao longo da cadeia de produção, tendo na exploração a Petrobras; no transporte, a Transportadora Urucu-Manaus S/A -TUM, subsidiária da Petrobrás, ao lado da Transportadora de Gás do Amazonas S.A – TGA, subsidiária da Cigás; e na distribuição e comercialização, a Cigás. A conjunção de esforços do governo federal e estadual resultaram em uma estratégia de abastecimento das termelétricas ao longo do traçado do gasoduto, permitindo que a conexão até a capital amazonense se tornasse viável a partir de contratos de fornecimento de gás natural.

Quadro 7. Quadro resumitivo das singularidades dos mercados de gás natural no Amazonas e no Maranhão

Atividades	Amazonas	Maranhão
Pesquisas exploratórias	Anos 1980	Anos 1950
Exploração de gás natural	Iniciou em meados dos anos 1980	Iniciou nos anos 2000
Comprovação de reservas e início da produção comercial	Anos 1990	Em 2013
Bacias Exploradas	Solimões e Amazonas	Parnaíba
Empresa dominante na produção	Petrobras	Eneva (antiga Parnaíba Gás Natural)
Infraestrutura de transporte	Gasoduto Urucu-Coari- Manaus – 661 km, inaugurada no final de 2010	Inexistente. Apenas gasodutos de transferência para o Complexo Termelétrico do Parnaíba.
Operador do gasoduto de transporte	Transportadora de Gás do Amazonas S.A – TGA e Transportadora Urucu-Manaus S/A (TUM)	----------
Estratégia de desenvolvimento da produção	Abastecimento das termelétricas ao longo do traçado do gasoduto e em Manaus	Construção das termelétricas na boca do poço, conhecido como reservoir – to – wire.
Empresa de Distribuição	Cigás – criada pela Lei nº 2.325 de 08 de maio de 1995	Gasmar - criada pela Lei nº 7.595 de 11 de junho de 2001
Monopólio da distribuição	Sim, mesmo a Cigás detendo a exclusividade da concessão por 30 anos, a Lei nº 5.420 de março de 2021 permitiu a entrada de outras empresas para os serviços de gás canalizado.	Sim. A Gasmar detém exclusividade na prestação de serviços de gás canalizado por 30 anos, com possibilidade de renovação por igual período.
Estrutura societária das empresas de distribuição	Ações ordinárias: Estado (51%) e Manausgás S.A (49%) Ações preferenciais: Estado (17%) e Manausgás S.A (83%).	Ações ordinárias: Estado (51%) e Termogás (49%) Ações preferenciais: Termogás (100%).
Órgão Regulador Estadual	ARSAME - Lei nº 2.568, de 25 de novembro de 1999	MOB - Lei nº 11.662 de 31 de março 2022
Compra direta do produtor ou importador	300.000 m³/mês ou 10.000 m³/dia - - consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador	100.000m³/dia - consumidor livre, autoprodutor ou autoimportador
Infraestrutura de Distribuição	245 km	----------
Incentivos a expansão da rede de distribuição	Plano de Expansão da rede até 2027: +154 km	Decreto nº 38.446, de 31 de julho de 2023. Diferimento de ICMS para aquisição de equipamentos destinados para a construção do sistema de gás canalizado.

Atividades	Amazonas	Maranhão
Produção média diária entre 2013 e 2023	6,1 MMm³/dia	4,1 MMm³/dia
Mercado consumidor de gás natural	Setor termelétrico, industrial, comercial, residencial, transporte e cogeração	Setor termelétrico
Integração vertical	Não. Existem empresas diferentes operando em cada etapa da cadeia.	Sim. A Eneva opera na explotação e consumo do gás no Complexo Termelétrico do Parnaíba

Fonte: Elaboração própria

Na Bacia do Parnaíba, a estratégia de produção de gás na boca do poço, ou *reservoir-to-wire*, a fim de reduzir os custos de transporte e otimização da conexão da produção de energia elétrica ao ONS se tornou um fator de estrangulamento para o uso do gás natural em setores diversos. Contudo, essa estratégia foi favorecida, sobretudo, pela integração vertical da cadeia produtiva de gás natural no estado.

5 MATRIZ ENERGÉTICA ESTIMADA PARA OS ESTADOS DO MARANHÃO E DO AMAZONAS E DEMANDA POTENCIAL PARA O GÁS NATURAL

Nesta seção, o intuito foi fazer um levantamento da demanda por gás natural a partir de pesquisas primárias e secundárias. Primeiramente, foram realizados levantamentos de todas as possíveis fontes de energia utilizadas no Amazonas e no Maranhão a partir de bases de dados secundárias. No segundo momento, foram realizadas estimações de demanda por gás utilizando tanto a matriz energética construída, a partir da substituição interenergética, quanto os dados da pesquisa primária, realizada com os potenciais demandantes para o gás natural.

5.1 Metodologia do Balanço Energético Nacional

No debate acerca da energia, observam-se distorções a respeito do conceito de matriz energética e matriz elétrica. Na maioria das vezes, esses equívocos são justificados pela frequência com que o tema aparece nas mídias ou partem da deficiência de um conceito em que os usuários consigam enxergar com clareza o significado trabalhado.

Nesse sentido, pode-se conceituar como matriz energética o conjunto de todas as fontes de energia, sejam elas direta ou indireta, que contribuem para o funcionamento da sociedade no estágio de desenvolvimento atual. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE simplifica ao pontuar que todas as fontes de energia utilizadas no transporte, na produção industrial, cocção residencial e na geração de eletricidade estão representadas na matriz energética. A matriz elétrica, por outro lado, reúne as fontes utilizadas para a produção de eletricidade, ou seja, a matriz elétrica é apenas uma parte da matriz energética.

O processo de identificação e contabilização dessas fontes não é um trabalho trivial, envolvendo uma equipe robusta com diferentes especialidades a fim de chegar o mais próximo possível das fontes disponíveis em determinada localidade. Ao mesmo tempo, o acesso a esse tipo de informação fornece embasamento na alocação de investimentos e estímulos para o desenvolvimento do setor.

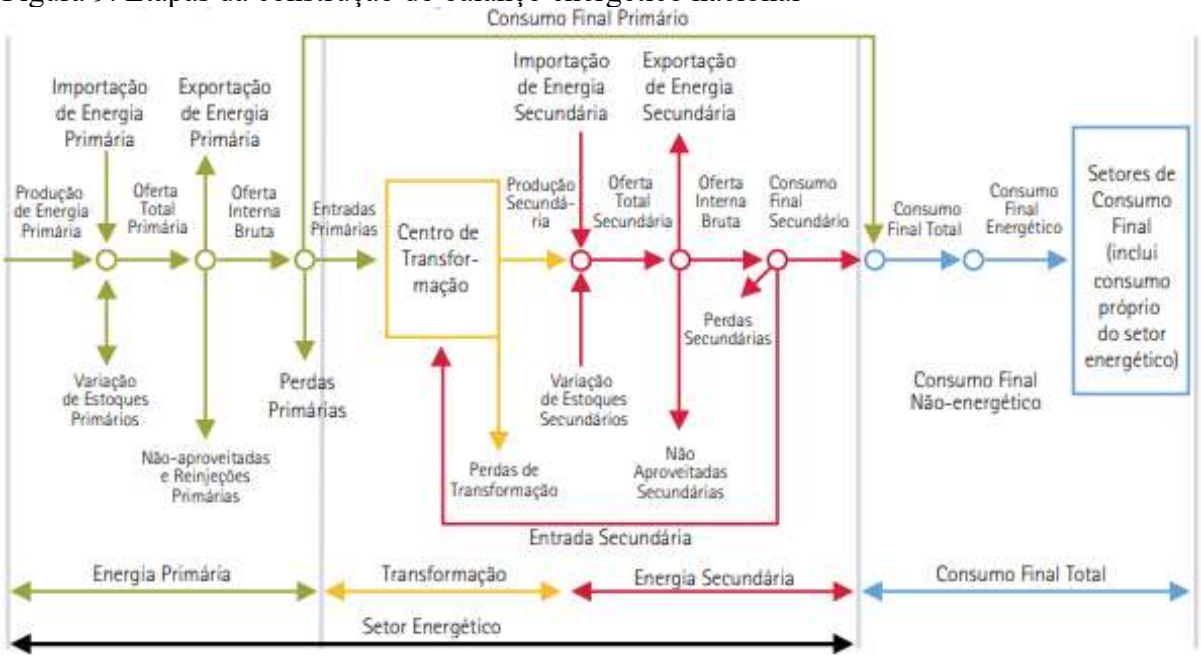
No âmbito nacional, a Empresa de Pesquisa Energética, a EPE, criada por meio da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, e regulamentada pelo Decreto n° 5.184, de 16 de agosto do mesmo ano, é a responsável pela elaboração e publicação do Balanço Energético Nacional - BEN. No entanto, no nível estadual, não existe obrigação legal para que as unidades da federação elaborem ou mantenham um balanço de todas as fontes de energia utilizadas. Essa

ausência de informação mostra-se, atualmente, como o principal gargalo no diagnóstico preciso para a elaboração de políticas públicas de cunho energético, em especial no cenário de transição energética.

O relatório consolidado do BEN tem periodicidade anual e traz um panorama da produção, importação, exportação de energia primária e secundária, assim como a transformação e usos finais por atividade econômica no Brasil. Em termos metodológicos, o BEN possui uma "estrutura energética suficientemente geral, de forma a permitir a obtenção de adequada configuração das variáveis físicas próprias do setor energético" (EPE, 2021, p. 9).

Na Figura 9, apresenta-se o fluxo das etapas do processo energético. Esta pode ser dividida em quatro partes distintas: energia primária, transformação, energia secundária, e consumo final. A produção de energia primária congrega a exploração direta dos recursos naturais, tais como petróleo bruto, gás natural, carvão mineral, resíduos vegetais e animais, energia solar, eólica, dentre outros. Na primeira parte, tem-se a produção de energia primária que, somada à importação e ao saldo da variação dos estoques resulta na oferta total primária, a qual, seguida pelas exportações e energias não aproveitadas e reinjetadas, originam a oferta interna bruta.

Figura 9. Etapas da construção do balanço energético nacional



Fonte: EPE (2023)

Na segunda parte, na energia secundária, agregam-se todas as fontes de energia (de produção interna ou importada) que passaram, em algum momento, por centros de

transformação, tornando-se insumo nos diversos setores internamente, externamente ou até mesmo nos próprios centros de transformação. Exemplo são os derivados energéticos e não energéticos de petróleo.

Na terceira parte, encontra-se o setor de transformação. Da oferta de energia interna, retirando o que é consumo em sua forma primária e perdas usuais, o fluxo restante, somado ao saldo da energia secundária, não direcionada ao uso final, é encaminhado para os centros de transformação, nos quais será transformado em uma ou mais formas de energia secundária.

Finalmente, como um dos objetivos da matriz energética é evidenciar como a energia está alocada ao longo das atividades econômicas, na quarta parte, apresenta-se o consumo final. A convergência de usos finais da energia primária e secundária engloba os usos energéticos e não energéticos, sendo os primeiros divididos entre os diversos subsetores residencial, comercial, público, agropecuário, transporte e industrial.

Em termos gerais, com base na EPE (2021), é possível representar o fluxo energético das fontes primárias e secundárias a partir da convenção de sinais utilizadas, sendo o sinal positivo utilizado em operações que aumentem a disponibilidade energética, enquanto o sinal negativo para operações que a reduzam. No bloco da oferta, enquanto a produção e importação entram com sinais positivos, a exportação, não aproveitamento e reinjeção são obrigatoriamente negativos, tendo em vista que há uma dedução de energia primária e secundária, conforme equação 1.

Equação 1:

$$Oferta\ total = \ produção + importação \pm variação\ de\ estoques$$

$$Oferta\ interna\ bruta = \ oferta\ total - exportações - não\ aproveitada - reinjeção$$

Alternativamente,

$$Oferta\ interna\ bruta = \ total\ da\ transformação + concumo\ final + perdas\ na\ distribuição\ e\ armazenagem \pm ajuste \quad (1)$$

No bloco de transformação, a contabilização das perdas no processo é sempre negativa, ao tempo em que os ajustes dependem diretamente dos desvios ocorridos. Esta é uma etapa que conta com análise de consistência, dado o resultado negativo dos centros de transformação. Isso significa que o montante de energia destinado para o consumo final é obrigatoriamente inferior à energia primária inicial (equação 2):

Equação 2:

$$Produção\ de\ energia\ secundária = \ transformação\ primária + transformação\ secundária - perdas\ na\ transformação \quad (2)$$

No bloco consumo final, a distribuição do consumo energético ou não energético entre as atividades econômicas deveria ser negativa, tendo em vista que se trata de uma dedução da oferta de energia interna, mas a EPE (2021) adotou a apresentação sem sinal (equação 3):

Equação 3:

$$Consumo\ Final = consumo\ final\ primário + consumo\ final\ secundário$$

Alternativamente,

$$Consumo\ Final = consumo\ final\ não\ energético + consumo\ final\ energético \quad (3)$$

O Quadro 8 traz, resumidamente, a disposição da matriz energética brasileira. No fluxo de energia, tem-se nas colunas as fontes diversas de energia primária e secundária englobadas na oferta interna bruta, provenientes da produção doméstica, importação, além da comercialização por meio da exportação, não-aproveitamento e reinjeção.

Quadro 8. Esquema resumido da Matriz Energética

	Fontes de energia primária									**Fontes de energia secundária**												
Fluxo de energia	1	2	3	4	5	6	7	Outras	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Outras	Total
Oferta interna bruta																						
Total da transformação																						
Consumo Final																						

Fonte: Elaboração própria com base na EPE (2021)

Em continuidade, na linha 'Total da transformação', a abertura inclui as refinarias de petróleo, plantas de gás natural (UPGNs, liquefação ou regaseificação), usinas de gaseificação, coquerias, ciclo do combustível nuclear, centrais elétricas de serviço público, centrais elétricas autoprodutoras, carvoarias, destilarias e outras transformações. À linha do consumo final, acrescentam-se o consumo final não energético e energético, com a distribuição por subsetor de atividade econômica.

Por sua natureza minuciosa, o relatório anual do BEN é extenso, fornecendo um aprofundamento de todos os itens presentes na matriz energética. Parte-se de uma análise

energética, passando pela oferta e demanda de energia por fonte, até chegar na apresentação de alguns dados energéticos estaduais, relativos à produção de energia de determinadas fontes fósseis e renováveis. Neste caso, não um detalhamento específico para as matrizes estaduais, mas apenas um panorama geral da matriz elétrica e principais fontes componentes do quadro energético.

Na próxima seção, apresentam-se algumas considerações metodológicas para a construção da matriz energética dos sistemas isolados do Brasil, caso dos estados do Amazonas e Maranhão. Embora o grau de detalhamento não seja o mesmo do Balanço Energético Nacional, com base nos dados secundários tentou-se construir um quadro mais próximo possível do atual em termos de oferta e demanda de energia nesses estados.

5.2 Considerações metodológicas para a construção das matrizes energéticas dos sistemas isolados do Brasil

Para prever a demanda de gás natural das cadeias produtivas tornou-se essencial o conhecimento do processo de produção e da matriz energética de cada uma delas. A análise da matriz energética de qualquer economia é condição fundamental para análises de impacto de políticas que visem a diversificação ou até mesmo ter um retrato das principais fontes de suprimento em um cenário de transição energética para fontes de baixo ou nenhum teor de carbono. Esse, sem dúvidas, foi um dos principais desafios lançados nesta pesquisa, tendo em vista que os estados do Amazonas e do Maranhão não dispõem de uma matriz energética (todas as fontes de suprimento energético) atualizada, impondo um grau de dificuldade às nossas simulações.

Para a estimação do consumo energético, tentou-se considerar todas as possíveis fontes de suprimento do estado (Figura 10). Primeiramente, tomou-se como base as vendas de derivados de petróleo e etanol por fonte e setor disponíveis no site do Sistema de Informação de Energia do MME de 1980 a 2021. Segundo, para a composição do consumo de carvão vegetal e lenha, foram consideradas a produção de 1986 a 2021 por município a partir do SIDRA IBGE. Terceiro, as importações de derivados de petróleo, carvão metalúrgico e coque de petróleo, por município a partir de 1996, foram obtidas no ComexStat do MDIC. Quarto, para os dados da produção disponível de petróleo e gás natural, foram utilizadas informações disponíveis no site da ANP. E, por último, as fontes renováveis de geração de eletricidade,

publicadas no BEN da EPE fecharam o quadro do que consideramos como principais energéticos presentes nas matrizes estaduais.

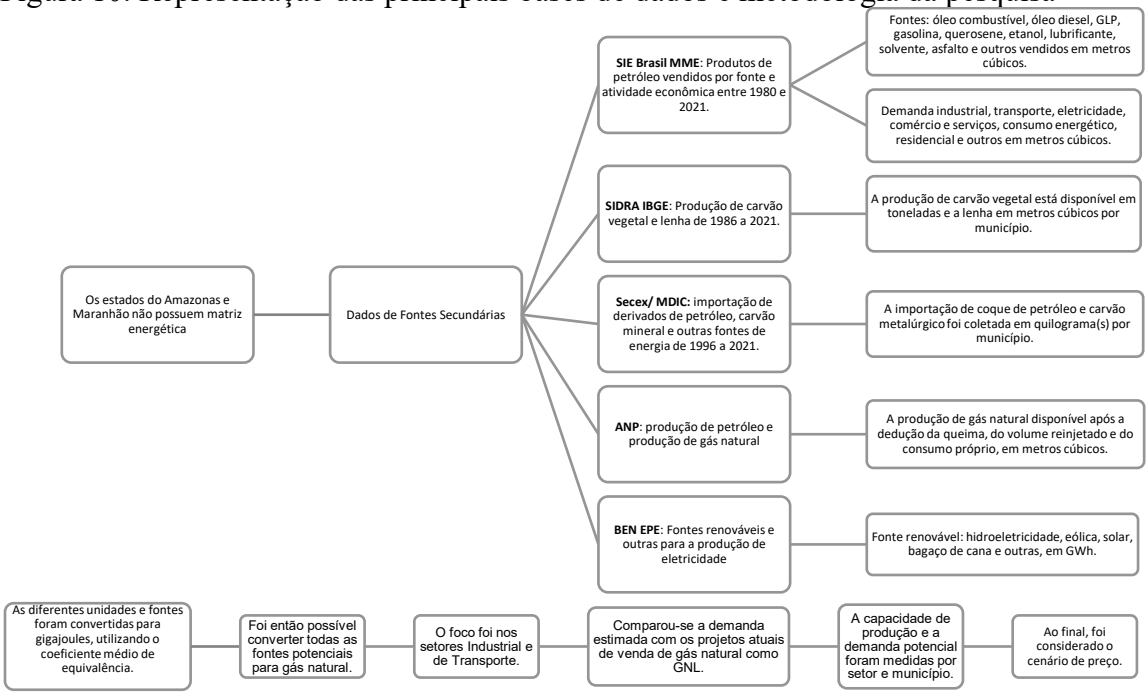
O passo seguinte foi encontrar o fator de conversão entre as unidades disponibilizadas, metros cúbicos e toneladas em termos de equivalência energética, transformando todas as unidades em Giga joules. A escolha desta unidade se deu para facilitar a conversão para unidades de consumo de gás natural no cenário de substituição interenergética. Além disso, para uniformizar a série de vendas de combustível para os anos faltantes, calculou-se a taxa geométrica de crescimento anual para cada fonte.

Para o setor de transporte, o objetivo foi chegar próximo do que seria a demanda para o segmento de táxi e transporte por aplicativo. Para tanto, a simulação levou em consideração o número de pessoas ocupadas no setor de Transporte, Armazenagem e Correio, tomando-se como base a proporção de que, aproximadamente, 22% dos ocupados no setor estavam diretamente ligados aos serviços de transporte de passageiros por táxi ou aplicativo (Uber e 99) (IPEA, 2022). No primeiro momento, levou-se em consideração apenas o potencial de consumo em São Luís e Manaus.

Para avaliar o potencial impacto da substituição de produtos derivados de petróleo por gás natural, duas variáveis-chave foram levadas em consideração: o preço do óleo combustível, do diesel, gasolina e GLP pela Petrobras, e os preços do gás natural. No primeiro cenário, os dados foram obtidos a partir de relatórios mensais da ANP para os municípios pesquisados, com foco específico no Maranhão e Amazonas. Na segunda situação, para o Maranhão, tomou-se o preço do gás natural dos contratos associados aos Complexos do Parnaíba 1, 2 e 3.

Esse processo envolveu considerar o valor total desses contratos e o impacto da inflação para determinar o preço por metro cúbico até o ano de 2021. Após esse cálculo, nossas simulações subsequentes consideraram elementos adicionais, como impostos, despesas de transporte e taxas de distribuição, para chegar ao ponto de preço final. No caso do Amazonas, tomou-se como base os preços praticados no mercado de gás natural, retirados dos boletins de gás natural do MME.

Figura 10. Representação das principais bases de dados e metodologia da pesquisa



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; ComexStat (2022)

A discussão e os gráficos das séries históricas para todas as fontes especificadas na Figura 10 encontram-se no Apêndice A desta tese.

Diante disso, na próxima seção apresenta-se o compilado com os principais resultados obtidos a partir das fontes energéticas acima especificadas. A abertura dos dados proporcionou a estimativa da oferta interna de energia, considerando o balanço da produção nacional, importação, exportação e devidos ajustes. Estimou-se também o consumo final de energia por fonte e, em seguida, por setor. Neste último caso, calculou-se também o custo da substituição interenergética a partir dos preços dos combustíveis utilizados na atualidade em comparação ao gás natural.

5.3 Matriz energética estimada

Nesta seção, o objetivo é chegar a uma aproximação da matriz energética dos estados do Amazonas e do Maranhão a partir da metodologia apresentada na seção anterior. De início, pontua-se a limitação das estimativas tendo em vista que os dados são secundários e uma comprovação precisa das fontes energéticas exigiria uma pesquisa de campo exaustiva englobando todas as fontes potenciais de suprimento e demanda, o que seria inviável tendo em vista os recursos e escopo desta pesquisa. Além disso, os diferentes períodos de disponibilidade

dos dados impuseram alguma perda na análise temporal da evolução da matriz, mas não impossibilitou a construção do quadro da disponibilidade energética atual.

O período escolhido para a análise teve como base a disponibilização dos dados da maior parte das fontes de energia. Desse modo, considerou-se os últimos 10 anos, de 2011 a 2021, o que coincide também com a introdução do gás natural na matriz energética dos casos estudados. Na Tabela 13, apresenta-se a evolução dos dados da oferta interna de energia por fonte para os estados do Amazonas e Maranhão, considerando a produção de energia, as importações e exportações, separando-as em não renováveis e renováveis.

Primeiramente, um dos pontos de distinção entre os dois estados é a magnitude da produção de energia primária. Por dispor de reservas de petróleo, o Amazonas produziu, em média, 294,8 milhões de giga joules entre 2011 e 2021, suficientes para compor sua oferta interna a despeito da importação de 25,4 milhões no mesmo período. Como os mesmos recursos não são encontrados nas devidas proporções no Maranhão, a produção de energia primária ficou aquém da ofertada. Isso significa que o estado se sobressai como grande importador de energia secundária, fundamentalmente derivados de petróleo. Na década, as importações representaram 64,8% da oferta interna do estado, com destaque para as fontes não renováveis.

Tabela 13. Estimativa da oferta interna de energia para os estados do Amazonas e Maranhão entre 2011 e 2021 por tipo de fonte (em 1 milhão de giga joules)

Oferta Interna de Energia – Amazonas												
Fontes	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Média (2011-20)**
PRODUÇÃO	**300,6**	**295,2**	**282,0**	**298,2**	**308,9**	**298,4**	**277,8**	**303,9**	**315,2**	**283,3**	**279,6**	**294,8**
Não renováveis	277,2	276,4	264,3	280,7	292,7	285,5	264,5	291,6	301,6	270,0	265,6	279,1
Renováveis	23,4	18,8	17,7	17,6	16,2	12,9	13,3	12,3	13,6	13,4	14,0	15,8
IMPORTAÇÃO	**31,7**	**37,3**	**21,8**	**20,3**	**6,3**	**5,6**	**31,4**	**37,9**	**31,5**	**29,8**	**25,8**	**25,4**
Não renováveis	31,7	37,3	21,8	19,8	5,4	5,4	30,7	37,2	30,9	29,8	25,8	25,1
Renováveis	0,0	0,0	0,0	0,6	0,8	0,2	0,7	0,7	0,6	0,0	0,0	0,3
VARIAÇÃO DE ESTOQUE	**12,7**	**1,5**	**13,1**	**24,9**	**15,8**	**13,0**	**15,2**	**10,3**	**17,4**	**13,1**	**23,3**	**14,6**
EXPORTAÇÃO	**-1,8**	**-1,3**	**-1,1**	**-1,8**	**-1,0**	**-0,7**	**-0,7**	**-0,8**	**-1,0**	**-0,9**	**-0,6**	**-1,1**
Não renováveis	-1,8	-1,3	-1,1	-1,8	-1,0	-0,7	-0,7	-0,8	-1,0	-0,9	-0,6	-1,1
Renováveis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NÃO APROVEITADA E REINJEÇÃO	**-108,6**	**-96,1**	**-84,6**	**-96,8**	**-110,0**	**-125,0**	**-111,5**	**-114,3**	**-116,4**	**-88,5**	**-85,3**	**-103,4**
OFERTA INTERNA DE ENERGIA	**234,6**	**236,6**	**231,1**	**244,8**	**220,0**	**191,3**	**212,2**	**237,0**	**246,6**	**236,9**	**242,9**	**230,4**
Não renováveis	**211,2**	**217,8**	**213,5**	**226,7**	**202,9**	**178,2**	**198,2**	**224,0**	**232,4**	**223,5**	**228,9**	**214,3**
Petróleo e Derivados	117,7	110,3	100,5	103,4	77,2	68,4	89,6	90,9	87,6	76,2	80,1	90,9
Gás natural	54,6	68,1	78,1	87,6	88,4	75,2	75,0	90,2	102,0	105,9	109,1	84,9
Outras não renováveis	37,6	38,1	33,7	34,5	36,4	33,9	33,0	42,1	42,1	40,8	39,3	38,5
Renováveis	**23,4**	**18,8**	**17,7**	**18,1**	**17,1**	**13,1**	**14,0**	**13,0**	**14,3**	**13,4**	**14,0**	**16,1**
Hidráulica	5,4	4,5	5,2	5,3	4,3	2,1	3,9	3,2	4,7	4,5	5,5	4,4
Lenha e carvão vegetal	18,1	14,2	12,0	12,1	11,6	10,5	9,3	9,0	8,5	8,5	8,1	11,1
Derivados de cana-de-açúcar	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	0,4	0,8	0,9	0,9	0,3	0,2	0,5
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Outras renováveis	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1

Oferta Interna de Energia - Maranhão												
Fontes	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Média (2011-20)**
PRODUÇÃO	**45,1**	**53,2**	**108,6**	**133,3**	**117,7**	**122,6**	**113,4**	**102,6**	**102,0**	**101,8**	**132,8**	**103,0**
Não renováveis	0,0	0,0	55,8	77,4	61,4	75,6	63,5	55,4	54,8	53,1	84,1	52,8
Renováveis	45,1	53,2	52,7	55,9	56,2	47,0	49,9	47,2	47,2	48,7	48,6	50,2
IMPORTAÇÃO	**258,3**	**262,1**	**252,5**	**305,8**	**230,9**	**166,5**	**155,7**	**158,3**	**211,5**	**146,1**	**242,0**	**217,2**
Não renováveis	257,6	261,4	251,1	301,6	225,2	152,0	124,2	133,9	197,5	143,7	241,3	208,1
Renováveis	0,7	0,7	1,4	4,2	5,7	14,5	31,5	24,4	14,0	2,4	0,7	9,1
EXPORTAÇÃO	**-0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**-3,4**	**0,0**	**-0,2**	**-0,6**	**-0,9**	**-1,2**	**-0,6**
Não renováveis	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,4	0,0	-0,2	-0,6	-0,9	-1,2	-0,6
Renováveis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NÃO APROVEITADA E REINJEÇÃO	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
OFERTA INTERNA DE ENERGIA	**303,3**	**315,3**	**361,0**	**439,1**	**348,6**	**285,8**	**269,1**	**260,7**	**312,9**	**247,0**	**373,5**	**319,7**
Não renováveis	**257,5**	**261,4**	**306,9**	**379,0**	**286,6**	**224,2**	**187,7**	**189,1**	**251,7**	**195,9**	**324,2**	**260,4**
Petróleo e Derivados	238,9	243,6	227,1	265,6	182,4	118,8	91,1	105,1	170,5	117,9	200,4	178,3
Gás natural	0,0	0,0	55,7	77,2	61,4	75,5	63,4	55,3	54,7	52,9	83,9	52,7

Carvão Mineral	18,1	17,8	24,1	36,2	42,8	29,9	33,2	28,7	26,5	25,0	39,9	29,3
Outras não renováveis	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Renováveis	**45,8**	**53,8**	**54,2**	**60,1**	**61,9**	**61,5**	**81,4**	**71,6**	**61,2**	**51,1**	**49,3**	**59,3**
Hidráulica	5,4	9,6	11,1	11,7	9,7	7,8	7,9	8,7	8,6	9,5	10,3	9,1
Lenha e carvão vegetal	39,3	39,6	37,4	35,6	36,1	30,3	29,4	24,9	23,9	23,2	22,0	31,1
Derivados de cana-de-açúcar	0,8	4,3	5,1	8,2	9,8	17,3	35,1	27,7	17,7	6,3	4,3	12,4
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	3,7	5,8	5,6	6,4	2,2
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,7	0,1
Outras renováveis	0,3	0,3	0,5	4,6	6,3	6,1	6,7	6,6	5,1	6,4	5,6	4,4

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

Em segundo lugar, entre as similaridades pontua-se a baixa tendência das exportações. O Maranhão, por não dispor de elevada produção de petróleo e nem derivados, sendo um grande consumidor de derivados importados, não seria um candidato para essas transações. No caso do Amazonas, mesmo dispondo das condições ideais para a entrada no mercado internacional, a produção de derivados da Ream Participações, existe uma logística mais adequada ao atendimento do mercado interno, comprometido pelas condições adversas da região.

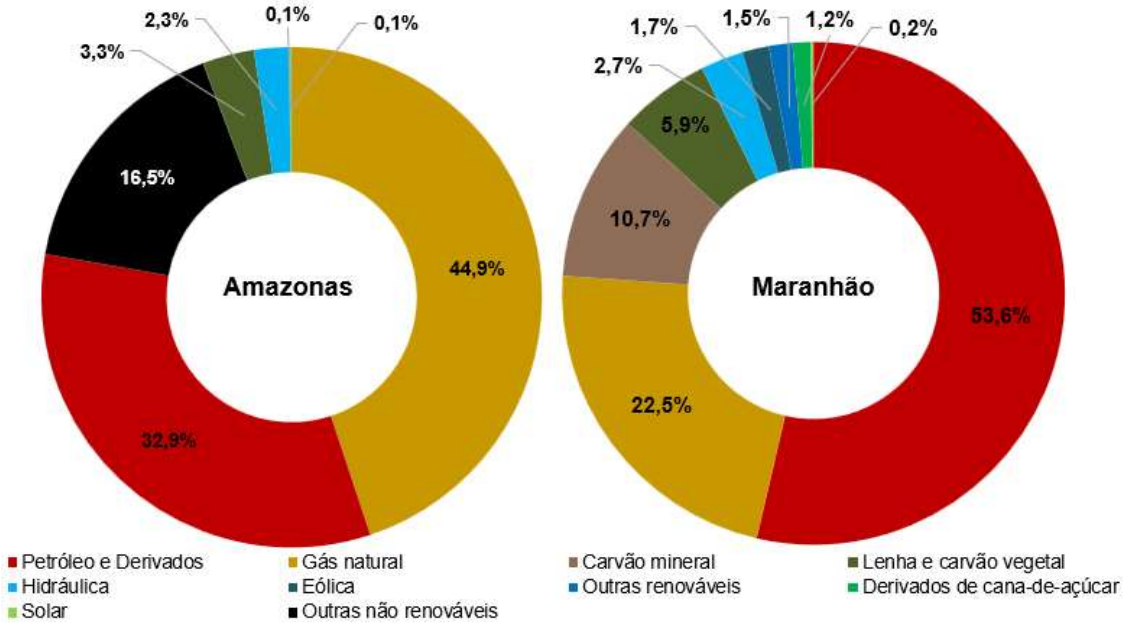
Em terceiro lugar, a dinâmica da oferta interna de energia tende a apresentar diferenças sutis. No Amazonas, observa-se uma acomodação da oferta interna (0,3% a.a) que é justificada pelo declínio na produção de petróleo e derivados (-3,7%), ao mesmo em que se tem expansão da oferta de gás natural (7,2% a.a). No entanto, o maior dinamismo da indústria de gás não foi capaz de reverter a tendência de estabilidade da produção de não renováveis. O estado do Maranhão, por outro lado, vem registrando um aumento consistente da oferta interna, com incremento de 2,1% ao ano, puxado pela produção de gás natural, na Bacia do Parnaíba, e importações de carvão mineral para atender a usina termelétrica de São Luís. Para os derivados de petróleo, atendidos pelas importações, houve um declínio de 1,7% a.a, insuficientes para reverter a tendência de crescimento das fontes não renováveis, que ainda domina a oferta interna de energia no estado.

Para as energias renováveis, o quadro se mostra diferente no agregado, pois ao tempo em que o Maranhão registrou estabilidade no período analisado, a oferta desses produtos recuou 5,0% a.a no Amazonas. Contudo, analisando as fontes renováveis isoladamente, nota-se que o declínio na produção de lenha e carvão vegetal foi o principal responsável pelo quadro nos dois estados, contribuindo também outras fontes renováveis no Amazonas. Positivamente, fontes como os derivados de cana-de-açúcar e solar vêm apresentando expressiva expansão nos casos estudados. No Maranhão, a oferta de energia eólica cresceu 449,4% ao ano nos últimos seis anos, com a implantação do complexo eólico em Paulino Neves, da Serena, antiga Ômega energia.

Finalmente, no Gráfico 16, tem-se a oferta interna de energia por fonte em termos percentuais. Como observado na discussão anterior, existe uma sobrepujança das energias não renováveis nos estados do Amazonas e Maranhão. No primeiro, o gás natural perfez 44,9% da oferta interna de energia em 2021, seguido pelos derivados de petróleo, com 32,9%, que somados às outras fontes não renováveis representaram 94,2% da oferta total. No segundo, os derivados de petróleo, sobretudo o óleo diesel, são responsáveis por 53,6% da oferta interna de energia, sendo o gás natural e o carvão mineral responsáveis por 86,8% da disponibilidade interna de energia.

A partir de 2013, o início da exploração de gás natural evidenciou uma dimensão distinta que divergiu significativamente da matriz energética do Maranhão nas décadas anteriores. Em 2021, o gás natural assumiu uma posição proeminente, representando 22,5% da oferta de energia. Enquanto os derivados de petróleo mantiveram sua posição, vale ressaltar que o carvão mineral (10,7%) também ganhou destaque para fins metalúrgicos e para satisfazer a demanda na termelétrica de São Luís.

Gráfico 16. Estimativa da oferta interna de energia para os estados do Amazonas em Maranhão em 2021 (em %)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

As fontes renováveis ainda ocupam uma fatia pequena da disponibilidade energética no Maranhão e Amazonas e isso é evidenciado também na matriz elétrica, que diferente da brasileira, é dominada pelas fontes não renováveis. Soma-se a isso o fato de que a lenha e carvão vegetal são predominantes entre os recursos renováveis em ambos os estados, entretanto, a

maior parte desse insumo advém de matas nativas e não de madeira reflorestada, contribuindo para o deflorestamento dessas regiões. Por outro lado, houve uma expansão significativa em direção a fontes renováveis, como hidroelétrica, eólica e solar. No Maranhão, essa matriz diversificada reflete os esforços concentrados para aumentar os investimentos no setor de energia com o objetivo de capitalizar os recursos energéticos locais.

No intuito de complementar a análise da oferta interna de energia, na Tabela 14, apresenta-se o consumo estadual de energia por tipo de fonte. Interessante observar que tanto no Amazonas como no Maranhão o consumo final de energia representa apenas uma fração da oferta total. Isso porque parte da demanda foi direcionada para transformação ou venda para outros estados, destinando aos setores econômicos apenas a energia primária possível de ser consumida e a energia secundária que já foi transformada.

Tomou-se como ponto de partida uma década de suprimento energético para avaliar, em termos de consumo, a evolução de cada fonte ao longo do tempo, entre 2011 e 2021. Nesse período, o consumo final de energia no Amazonas foi de 78,2 milhões de giga joules, representando 33,9% da oferta interna. No Maranhão, o consumo médio final foi de 126 milhões de giga joules, mantendo a taxa de consumo em relação à oferta em 39,6%. Nos dois casos, é importante ressaltar que parte significativa da oferta foi comercializada com outros estados, o que faz do Amazonas um distribuidor pela localização privilegiada em relação aos recursos e produção, e do Maranhão, um entreposto, tendo em vista que parte substancial das importações é distribuída entre os estados vizinhos.

Outro ponto a ser destacado em relação ao consumo final é a relativa estabilidade ao longo do período analisado. No Amazonas, a demanda final por energia ficou estável, com crescimento de 0,4% ao ano, diante da retração do consumo de óleo combustível, carvão vegetal e lenha, sendo contrabalançados pelo aumento da demanda por etanol e gás natural. No mesmo sentido, o Maranhão experimentou uma estabilização do consumo entre 2011 e 2021 (0,1% a.a.). No entanto, na metade da década, houve uma redução expressiva no consumo de eletricidade, provocada pela contração da demanda industrial, levando a demanda ao mínimo histórico.

Um padrão análogo surge ao examinar os dados de consumo por fonte. A partir de 2011, como observado, fontes como o carvão vegetal e lenha possuíam uma presença não desprezível no consumo final de energia, ao mesmo tempo em que os produtos derivados de petróleo destacavam-se no setor de transporte. No entanto, a utilização estratégica de gás natural para

produção de energia em ambos os estados elevou o setor de eletricidade à vanguarda da demanda final.

Tabela 14. Estimativa do consumo final de energia para os estados do Amazonas em Maranhão por fonte entre 2011 e 2021 (em %)

AMAZONAS												
CONSUMO FINAL	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Média**
	76,9	**75,7**	**76,9**	**79,2**	**76,7**	**74,2**	**80,4**	**81,1**	**79,6**	**79,5**	**79,9**	**78,2**
Eletricidade	18,3	20,1	21,5	22,6	22,9	21,6	21,1	21,5	22,1	22,3	22,3	21,5
Gasolina	16,9	18,4	19,1	20,3	19,9	20,5	20,8	19,8	20,9	20,2	19,6	19,7
Óleo Diesel	8,7	8,2	9,0	8,8	8,1	9,7	16,7	16,0	11,9	12,8	13,0	11,2
Lenha	17,8	14,0	11,9	12,0	11,4	10,4	9,1	8,7	8,5	8,2	8,1	10,9
GLP	4,8	4,9	5,0	5,0	4,6	4,4	4,5	4,5	4,5	4,7	4,6	4,7
Querosene	5,2	5,3	4,7	4,8	4,5	3,7	3,9	4,1	4,4	3,1	3,8	4,3
Outras Fontes de Petróleo	2,7	2,1	2,8	2,7	1,7	1,5	1,7	2,3	2,6	3,3	3,3	2,4
Etanol	0,9	0,9	1,0	1,1	1,7	0,8	0,8	1,9	2,2	2,4	2,8	1,5
Gás Natural	1,0	1,2	1,5	1,6	1,8	1,4	1,5	1,9	2,2	2,3	2,4	1,7
Óleo Combustível	0,7	0,5	0,4	0,2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,1	0,0	0,3
Carvão Vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MARANHÃO												
CONSUMO FINAL	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Média**
	126,7	**130,2**	**130,8**	**129,5**	**124,6**	**118,4**	**126,0**	**122,0**	**127,1**	**129,3**	**127,7**	**126,6**
Gasolina	20,3	24,2	25,9	28,6	28,7	29,9	30,8	30,4	30,6	29,9	31,0	28,2
Eletricidade	43,4	42,1	39,6	31,3	25,3	24,6	24,9	25,6	27,0	27,8	29,3	31,0
Óleo Diesel	13,3	14,1	12,4	13,4	15,1	15,6	19,5	19,2	22,0	22,4	19,2	16,9
Óleo Combustível	13,9	12,8	11,1	13,8	12,6	13,0	12,5	13,2	15,6	16,3	15,2	13,6
Lenha	3,1	5,2	6,3	2,4	5,2	0,5	9,3	5,2	11,9	12,3	11,2	6,6
GLP	6,0	6,3	7,0	7,2	7,1	7,1	7,2	7,3	7,4	7,9	7,8	7,1
Carvão Vegetal	18,5	17,5	20,5	21,9	20,3	19,7	13,2	13,0	6,1	5,5	5,5	14,7
Carvão Mineral	2,0	1,9	2,6	3,8	4,6	3,2	3,6	3,1	2,9	2,7	4,3	3,2
Outras Fontes de Petróleo	3,3	3,2	2,9	4,3	2,6	2,4	2,6	2,6	2,0	3,6	3,3	3,0
Querosene	2,2	2,3	1,9	1,8	1,7	1,7	1,8	1,7	1,5	0,8	0,9	1,7
Gás Natural	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Etanol	0,8	0,5	0,6	0,9	1,2	0,8	0,5	0,8	0,0	0,0	0,0	0,6

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

A categorização do consumo final evidencia mais algumas semelhanças nos casos estudados. Na década, o consumo médio de eletricidade ocupou o primeiro lugar da demanda final por energia, totalizando 31 milhões de giga joules no Maranhão e 21,5 milhões no Amazonas. A alta participação dessa fonte é produto direto da transformação de gás natural, carvão mineral e derivados de petróleo em eletricidade. Na situação do Amazonas, como o consumo final de gás natural é deveras diminuto, a participação é baixa, de apenas 2,2%, comparativamente à oferta interna de 44,9%. No Maranhão, encontra-se o mesmo impasse

tendo em vista que a quase totalidade da oferta de gás natural é destinada ao setor de eletricidade, sendo que a única parcela que vai para o consumo final é representada pelo consumo próprio no processo de exploração.

Na média do período, a demanda final de gasolina no estado do Amazonas foi de 19,7 milhões de giga joules, seguida pelo óleo diesel e lenha. No Maranhão, os dois primeiros combustíveis foram preponderantes no consumo final, alinhando-se com a expansão da frota de veículos, mas o quarto lugar ficou com o carvão vegetal, diante do vasto consumo no setor residencial.

Dando continuidade à análise, um aspecto a ser notado é o baixo consumo de óleo combustível no Amazonas (0,3 milhões de giga joule), enquanto no Maranhão o mesmo combustível teve um consumo médio de 13,6 milhões de giga joules. Esse declínio da demanda pelo combustível correspondente é resultado de sua substituição pelo gás natural nas plantas termelétricas daquele estado, mostrando que o espaço para a continuidade da substituição é residual. Já no Maranhão, o referido combustível é usado, sobretudo, no setor metalúrgico e papel e celulose.

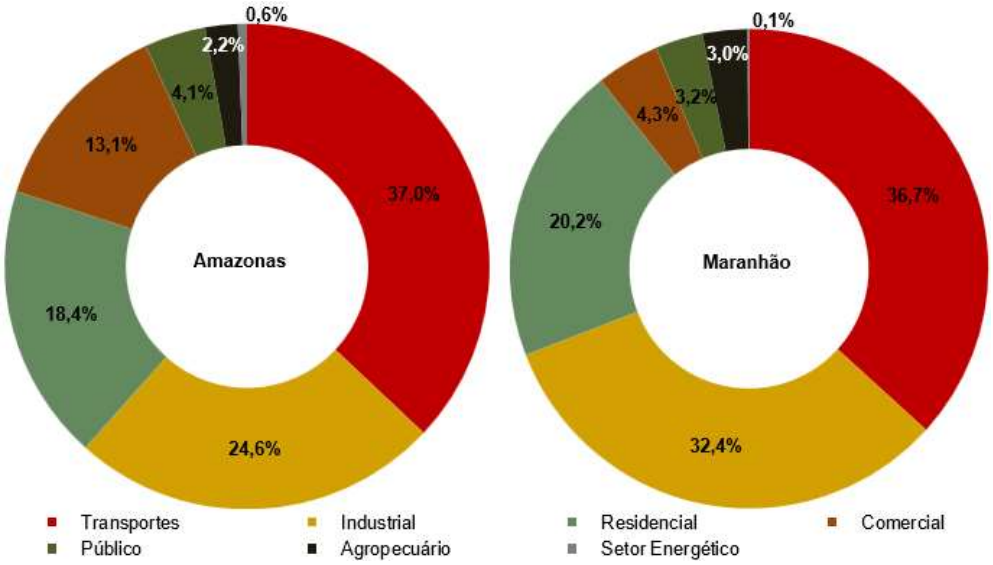
O exercício do consumo final por atividade econômica mostra a sobressalência da demanda final dos setores de transporte e industrial nos casos analisados (Gráfico 17). Em 2021, o setor de transporte ocupou o primeiro lugar em termos de consumo energético no Amazonas (37%) e no Maranhão (36,7%). A maior parte dessa demanda vem do transporte rodoviário, onde a gasolina e o óleo diesel possuem uma posição predominante. Para o Maranhão, soma-se também o setor ferroviário, com alto consumo de diesel.

O setor industrial, que é o foco de substituição neste estudo, ocupa a segunda posição em termos de demanda final de energia, com uma participação de 32,4% no Maranhão e de 24,6% no Amazonas. Os altos patamares de consumo final do setor industrial nos casos estudados oferecem um potencial substancial para substituição, especialmente quando se consideram as vantagens competitivas e ambientais do gás natural. Além disso, é essencial considerar a demanda potencial futura de novas empresas e investimentos.

Em seguida, aparece o setor residencial cuja demanda final de energia foi de 20,2% no Maranhão e de 18,4% no estado do Amazonas em 2021. O setor residencial é caracterizado pela alta densidade de consumo de GLP para cocção, em especial, nos botijões de 13 kg, e pelo consumo de lenha e carvão vegetal na área rural, com a mesma finalidade. Os altos preços do GLP, durante a pandemia do coronavírus, externalizaram essa face brasileira da utilização

dessas que são as fontes de energia mais tradicionais no país e dominavam a matriz energética antes da democratização dos derivados de petróleo e eletricidade.

Gráfico 17. Estimativa do consumo final de energia para os estados do Amazonas em Maranhão por setor de atividade em 2021 (em %)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

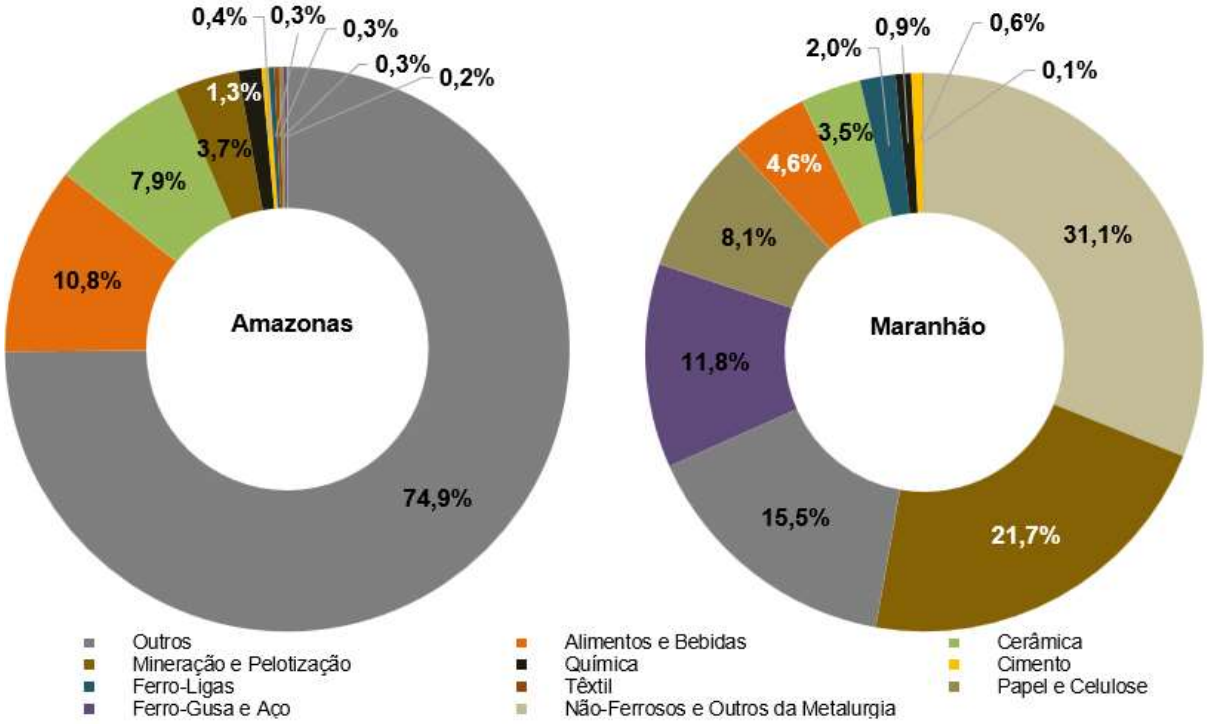
O setor comercial, em que o óleo diesel e a eletricidade são as fontes energéticas mais notáveis, representou 13,1% do consumo de energia final no Amazonas e de 4,3% no Maranhão. Os demais setores, compostos pelo setor público, agropecuária e setor energético foram responsáveis por 6,9% e 6,4% em ambos os estados, respectivamente. No setor agropecuário, a substituição interenergética torna-se um desafio, principalmente pela dispersão geográfica e utilização de combustíveis mais baratos que o gás natural, o caso da lenha.

A investigação mais aprofundada dos combustíveis utilizados nas atividades industriais potencializa as estimativas mais acuradas para esse setor. Nestes termos, no Gráfico 18 são evidenciadas as participações dos subsetores industriais no consumo final de energia no ano de 2021. No Maranhão, 31,1% da demanda final ocorreu dentro do subsetor de Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia, que contempla atividades, tais como, produção de alumínio, alumina calcinada, ouro, barra, perfis e vergalhões dentre outros. No setor, o consumo de óleo combustível representa a quase totalidade da demanda final.

Embora represente demanda significativa no Maranhão, o setor de Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia não possui a mesma representatividade no Amazonas, ficando em último lugar em termos de demanda final. Por outro lado, as outras indústrias, não especificadas na matriz, mas que incluem as atividades de eletro e eletrônico, máquinas e veículos, farmacêutico,

madeira etc., representaram 74,9% de todo o consumo final de energia no estado. A demanda desse setor concentra-se nas outras fontes secundárias de petróleo e produtos não energéticos de petróleo, além de álcool, lenha e óleo diesel.

Gráfico 18. Estimativa do consumo final de energia para os estados do Amazonas e Maranhão nas atividades industriais em 2021 (em %)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

A segunda atividade industrial com maior participação na demanda final, no Maranhão, foi a Mineração e Pelotização, abarcando 21,7% do consumo, tendo peso significativo de óleo combustível e carvão metalúrgico. No Amazonas, o consumo final energético dessa atividade mantém participação relativamente baixa (3,7%) e está muito mais associado à exploração de petróleo e gás natural. A segunda posição, neste estado, é ocupada pela atividade de Alimentos e Bebidas, que detém 10,8% do consumo total, enquanto, no estado maranhense, esse segmento é responsável por 4,6% da demanda final, ambos com ampla participação da lenha e GLP.

No terceiro lugar, as outras indústrias maranhenses representaram 15,5% do consumo final, em 2023, e possuem distribuição da demanda entre as fontes muito similar à relatada para o estado do Amazonas. Nesse estado, é o segmento de Cerâmica, com 7,9% da demanda final, que domina a terceira posição. O consumo dessa atividade, no Maranhão, possui baixa demanda energética quando comparado aos demais segmentos, entretanto, uma característica similar ao Amazonas é a dependência de lenha durante o processo de produção.

A demanda energética do subsetor de Ferro-Gusa e Aço figurou na quarta posição no Maranhão, com 11,8%, e no penúltimo lugar no Amazonas (0,2%). Dispondo de um setor tradicional, essa atividade possui elevada demanda por carvão vegetal e óleo diesel no primeiro estado, concentrando-se principalmente na região oeste.

Embora apareça somente em quinto lugar, a demanda do segmento de Papel e Celulose, no Maranhão, não é desprezível. A atividade é responsável por 8,1% do consumo final energético no estado, sendo a terceira maior demandante de óleo combustível e a segunda maior de óleo diesel. Existe, desta forma, elevado espaço para a substituição interenergética nesse segmento. No Amazonas, o consumo final do setor foi bem mais modesto, abarcando somente 0,3% da demanda final, com menor espaço para a substituição e maior dependência da localização das empresas em relação ao local de exploração do gás natural.

Os demais setores (Química, Cimento, Ferro-Ligas e Têxtil) registraram baixo consumo energético em ambos os estados pesquisados, com participação no consumo final de 3,7% no Maranhão e 2,3% no Amazonas. No primeiro caso, a maior parte da demanda advém da atividade de Ferro-Ligas e, no segundo, do segmento Químico, com possibilidades de substituição de GLP, óleo diesel, carvão vegetal e lenha.

Finalizado o mapeamento da demanda final energética nos estados do Maranhão e Amazonas, com identificação dos setores em que há maior demanda e probabilidade de realizar a substituição interenergética, na próxima seção, apresenta-se um quadro da demanda potencial para o gás natural. Considera-se, desse modo, a demanda existente fora do setor termelétrico e os possíveis impactos em termos de preço para os setores envolvidos.

5.4 Demanda potencial de gás natural a partir de dados secundários

Nesta seção, tomou-se como base o ano de 2021 para a construção de um quadro que reflete a demanda atual por gás natural nos estados do Amazonas e Maranhão. A estimativa foi feita levando em consideração os dados da matriz energética da seção anterior, tornando possível a realização de uma análise das fontes energéticas a serem substituídas e respectivas atividades econômicas e segmentos da indústria. Manteve-se o consumo por fonte nas unidades de medidas disponíveis nas bases oficiais, de modo a permitir a comparabilidade em termos de volume, mas o consumo em giga joules foi o indicador utilizado na conversão para o gás natural,

assim como a estimativa dos custos atuais do consumo de combustíveis, considerando o cenário de migração para o gás natural.

Durante o processo de estimação da demanda por gás natural, considerou-se a demanda total por energia, incluindo o uso nas etapas de transformação e consumo final, além da manutenção das fontes com maior participação na matriz energética e com maior probabilidade de substituição, tais como a gasolina, óleo diesel, óleo combustível, GLP, carvão mineral, carvão vegetal e lenha. Excluiu-se do rol de combustíveis, portanto, o querosene, dado o amplo uso no setor aéreo e maiores dificuldades para a substituição; o etanol por ser uma fonte renovável, consolidada e sem necessidade de troca; e as outras fontes renováveis e não renováveis por não serem expressivas nos casos analisados.

Partindo para a avaliação das estimativas realizadas, os dados foram dispostos em duas tabelas principais para os dois estados. Na tabela 3, apresenta-se a demanda total por gás natural e por outras fontes, com um recorte para os custos das fontes atuais em reais e a diferença de custo em relação ao gás natural. Na tabela 4, o exercício consistiu na seleção da demanda total por setor: Residencial, Comercial, Eletricidade e Indústria. Para uma melhor identificação da localização da demanda no setor industrial, estimou-se o conjunto das seguintes atividades econômicas ou segmentos: cimento, ferro-gusa e aço, ferro-ligas, mineração e pelotização, não-ferrosos e outros da metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outras indústrias.

Com base nas simulações realizadas para o Amazonas, em um cenário hipotético em que quase 100% das fontes de energia listadas na Tabela 15 são substituídas, a demanda por gás natural seria de, aproximadamente, 1,4 bilhão de metros cúbicos por ano. Isso equivale a um consumo diário de 3,9 MMm³, equivalente a 79,6% de todas as vendas da Cigás para a demanda final e setor termelétrico em 2021 e 68,6% das reinjeções ocorridas no estado no ano em questão. O impacto monetário da substituição seria de R$ 3,2 bilhões, considerando apenas os preços dos combustíveis substitutos.

Por meio dos dados estimados, é possível perceber, que ainda que o Amazonas já tenha iniciado a formação de um mercado para o gás natural, a demanda final representa menos de 30% de todo o consumo no estado. Nesse sentido, há espaço para a continuidade da expansão do mercado, aproveitando-se a produção atual, sem a necessidade de produção adicional, mas apenas aumento da taxa de aproveitamento corrente, reduzindo as reinjeções nos campos.

No estado do Maranhão, os ganhos com substituição encontram espaço similar, mas em magnitude um pouco superior. A substituição interenergética dos atuais combustíveis por gás

natural alcançaria a cifra de 7,9 MMm³/dia, excedendo a produção disponível a uma taxa de 36,2%. Diferentemente do Amazonas, o estado do Maranhão ainda não conseguiu desenvolver um mercado diversificado para o gás natural, tendo o Complexo Termelétrico do Parnaíba como único cliente. No entanto, as potencialidades de uso em setores diversos são latentes. Em termos de impacto monetário, essa substituição completa levaria a uma redução das despesas relacionadas a produtos petrolíferos em substanciais R$ 6,6 bilhões de reais.

Tabela 15. Estimativa da demanda total por gás natural no Amazonas e no Maranhão em 2021

Demanda Total - Amazonas					
Fontes	**Total**	**R$ (milhões)**	**Gás natural (mil m³)**	**R$ (milhões)**	**Diferença (gás natural e demais)**
Gasolina (m³)	608.234,6	3.144,7	500.114,4	1.243,5	-1.901,2
Óleo Diesel (m³)	935.522,4	2.861,2	599.719,0	1.491,2	-1.370,1
Óleo Combustível (m³)	16.223,6	49,9	16.579,4	41,2	-8,7
Lenha (m³)	565.260,3	8,3	205.834,9	511,8	503,5
GLP (m³)	181.049,0	744,4	118.113,6	293,7	-450,8
Carvão vegetal (t)	922,5	2,2	636,4	1,6	-0,6
Total	**-**	**6.810,7**	**1.440.997,7**	**3.582,9**	**-3.227,8**
Demanda Total - Maranhão					
Fontes	**Total**	**R$ (milhões)**	**Gás natural (mil m³)**	**R$ (milhões)**	**Diferença (gás natural e demais)**
Gasolina (m³)	961.286,9	4.989,3	790.407,8	1.252,1	-3.737,3
Óleo Diesel (m³)	1.522.497,2	2.483,2	493.094,7	781,1	-1.702,1
Óleo Combustível (m³)	663.613,2	2.041,4	678.168,4	1.074,3	-967,1
Lenha (m³)	782.750,6	21,1	285.032,2	451,5	430,4
GLP (m³)	305.054,5	1.197,7	199.012,9	315,3	-882,5
Carvão mineral (t)	634.370,0	351,6	311.118,0	492,8	141,2
Carvão vegetal (t)	204.579,9	204,9	141.134,6	223,6	18,6
Total	**-**	**11.289,3**	**2.897.968,5**	**4.590,6**	**-6.698,7**

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

Analogamente ao caso do Amazonas, que tem a possibilidade de utilizar o gás reinjetado para fazer frente à demanda potencial existente, o Maranhão deverá intensificar o processo exploratório de produção de gás natural para fazer frente ao consumo potencial. No curto prazo, a intensificação da produção é a estratégia a ser adotada, entretanto, no médio prazo, existe a possibilidade de substituição dos contratos do Complexo Termelétrico com o ONS, ou até mesmo flexibilizá-los nos momentos de despacho mínimo. Soma-se a isso as perspectivas de

exploração da Margem Equatorial[7], que traz expectativas positivas em relação ao incremento da produção de petróleo e gás natural no estado.

Na análise por fonte, duas questões são evidenciadas nos casos em apreciação. A primeira é que todos os derivados de petróleo se apresentam menos competitivos do que o gás natural, gerando, desta forma, uma economia de cerca de R$ 7,3 bilhões para o Maranhão e de R$ 3,7 bilhões para o Amazonas. A segunda observação inclui as fontes renováveis, pois enquanto a substituição do carvão vegetal poderia trazer uma redução de cerca de R$ 600 mil para o último estado, no primeiro essa troca não encontra o mesmo cenário, dada a maior competitividade desse produto frente ao gás natural.

Nota-se que a não competividade do gás natural se repete frente à lenha, já que o preço desta é apenas uma fração muita pequena do preço do combustível alternativo, o que inviabilizaria a transição. Em relação ao carvão mineral, ainda que seja de origem fóssil e dependa do abastecimento via importações, os custos finais são mais atrativos no presente e qualquer migração para o gás deveria considerar os ganhos ambientais com a troca.

A composição da demanda por gás natural partindo das fontes de suprimento mostra que as oportunidades de substituição distam de um estado para o outro. No Amazonas, por exemplo, as atividades e segmentos consumidores de óleo diesel representam 41,6% da demanda por gás natural, com demanda estimada de 1,6 MMm³/dia. O ponto negativo dessa predominância é que quase metade dessa demanda está concentrada no setor produtor de eletricidade, onde as alternativas para uso de fontes renováveis são mais atrativas.

No Maranhão, a primeira posição é ocupada pelo setor consumidor de gasolina, que representou 27,3% da demanda por gás natural, expressivamente no segmento de transporte rodoviário, com uma demanda 2,2 MMm³/dia. O consumo de gasolina é bastante pulverizado, pois está presente em todos os municípios. São Luís, apesar de possuir 39,5% da frota de veículos automotores, responde por apenas 24,7% do consumo total de gasolina; Imperatriz, segundo maior município, consumiu 7,3% da gasolina em 2021. Isso significa que qualquer política que tenha como objetivo a penetração do gás natural nesse setor deverá levar em consideração essas particularidades e focar em um segmento específico para as primeiras simulações de impacto, tendo em vista que a infraestrutura exigida para alcançar a totalidade dos consumidores inviabilizaria qualquer projeto inicial.

[7] Região de fronteira, entre o estado do Amapá e Rio Grande do Norte com recursos contingentes de petróleo e gás natural, com potencialidade de suprimento do país nos próximos anos. O Maranhão está contemplado na região por estar nos raios das Bacias de Barreirinhas e Pará-Maranhão.

Seguindo a distribuição da demanda por gás natural segundo as fontes de energia, no estado Amazonense, a substituição da gasolina ocupa a segunda posição, equivalente a 34,7% do total ou 1,3 MMm³/dia no segmento rodoviário. Pontua-se que esse segmento de veículos automotores é atendido pela Cigás, com a disponibilização de GNV, porém a demanda diária é de apenas 12,2 mil m³/dia, tornando extremamente difícil o alcance das estimativas acima. Similar ao caso do Maranhão, a demanda por gasolina é dispersa pelo estado, sendo que a ampliação do consumo deve ocorrer em locais em que existe disponibilização do insumo.

Para o Maranhão, o óleo combustível é o segundo com maior potencialidade de substituição, com participação de 23,4%, o que equivaleria a 1,85 MMm³/dia de gás natural. Diferentemente da gasolina, o óleo combustível tem um comportamento bem peculiar, concentrando-se nos municípios de São Luís (49,9%), Miranda do Norte (43%) e Imperatriz (7,3%). Isso permite uma substituição mais pontual, tendo em vista que é mais fácil encontrar os consumidores. Na primeira localidade, encontra-se no segmento de Mineração e Pelotização, na segunda, a demanda é referente à termelétrica Gera Maranhão, e no último caso, o setor de Papel e Celulose, de propriedade da Suzano.

A substituição do óleo combustível no Amazonas não encontra o mesmo terreno fértil de uma década atrás, quando as substituições tiveram início. Em 2010, a demanda por óleo diesel foi de 1,1 milhão de m³, sendo reduzida para 16,2 mil m³ em 2021. Como ressaltado no capítulo anterior, os esforços de mudança da matriz energética das termelétricas existentes no território de passagem do gasoduto, assim como das plantas em Manaus, não somente viabilizaram o escoamento do gás natural, como também imprimiram segurança ao abastecimento e fornecimento de energia elétrica no estado.

Apesar de figurar em primeiro lugar na potencialidade de substituição no Amazonas, o setor consumidor de óleo diesel surge em terceiro lugar no Maranhão (17,0%), com uma demanda de 1,3 MMm³/dia. Semelhante ao caso da gasolina, o óleo diesel tem uma pulverização no estado que dificulta a identificação. No setor de transportes, o consumo concentra-se no transporte de carga, passageiros e autoveículos do tipo SUV. Há ainda algumas barreiras tecnológicas que dificultam o uso do gás na forma de GNL, principalmente nos dois primeiros grupos. As barreiras vão para além da conversão, envolvem também pontos de abastecimento e, principalmente, preços competitivos para a tomada de decisão do proprietário. No setor industrial, tem-se demanda nas indústrias extrativas, papel e celulose, química, metais não ferrosos e outros setores. São Luís é responsável por 33,4% da demanda, enquanto Imperatriz detém 7,8%.

Na terceira posição, para o estado do Amazonas e quarta para o Maranhão, tem-se a demanda potencial dos segmentos de lenha e carvão vegetal, com 14,3% e 14,7% da demanda por gás natural, respectivamente. No caso do carvão vegetal, o gás natural atenderia a atividade de cerâmica e outras indústrias espalhadas pelos dois estados. Na outra ponta, a lenha, apesar da perda de participação na matriz energética, ainda possui elevada demanda, mas também de forma pulverizada nos territórios. Entretanto, os baixos preços da lenha impõem um desafio adicional no processo de substituição, pois os custos tendem a ditar os rumos das empresas. Estima-se que a maior parte da demanda por lenha encontra-se no setor residencial, segmento de alimentos e bebidas, e cerâmica vermelha. No Maranhão, especificamente, no município de Grajaú, o segmento de produção de gesso tem a lenha como base do processo. Para este último caso, a demanda por gás estaria na faixa dos 60,3 mil m³/dia, segundo pesquisa primária com os produtores locais.

Prosseguindo, na linha de sucessão, aparece a substituição do GLP no Amazonas, representando 8,2% ou 323,6 MMm³/dia do total. No Maranhão, o GLP perfaz 6,8% das substituições, com uma demanda de 545,2 MMm³/dia. Em ambos os casos a demanda advém, sobretudo, do setor residencial, comercial e diminuta participação no segmento de alimentos e bebidas. A substituição desse energético requer uma infraestrutura de distribuição e, consequentemente, a realização de elevados investimentos, inviabilizando projetos nos curto e médio prazos. No Amazonas, os dois primeiros segmentos são responsáveis pelo consumo de 0,06% do gás natural comercializado, ou seja, 2,8 mil m³/dia na capital amazonense. Para o Maranhão, por concentrar 28,1% do consumo de GLP, São Luís pode ser utilizada como projeto pioneiro de democratização de uso do gás natural nas atividades em questão, desde que se pense em uma infraestrutura de transporte adequada que conecte o polo produtor à capital.

Enquanto consumo total direto, o carvão mineral é encontrado apenas na matriz energética do Maranhão, ocupando o quinto lugar em termos de potencial de substituição, com 10,7% e capacidade de absorção de 852,4 mil m³/dia. Trata-se de mais um caso de demanda pontual, mas com espraiamento para outros setores. A principal demandante de carvão mineral, do tipo hulha, é a Usina Termelétrica no Itaqui, da Eneva, localizada no município de São Luís. Os benefícios na troca do carvão por gás natural, no curto prazo, estariam muito mais alinhados aos impactos ambientais do que necessariamente econômicos, visto que esse insumo possui um preço de comercialização menor que o preço do gás. Os outros setores consumidores de carvão

mineral são os setores de pelotização, em São Luís, e o de ferro gusa nos municípios de Açailândia e Bacabeira.

Resumidamente, somando a demanda atual por gás natural à demanda potencial, o estado do Maranhão alcançaria um consumo médio diário de 13,4 MMm³ e o Amazonas, de 9,1 MMm³/dia, o que elevaria os dois estados ao terceiro e quarto lugares em termos de consumo de gás natural no país. Contudo, os valores mostram-se superestimados para um mercado ainda concentrado no setor termelétrico.

No intuito de chegar mais próximo do que seria a demanda por gás natural no Maranhão, optou-se pela simulação dentro das atividades com maior probabilidade de substituição, ainda que seja apenas uma proporção dos montantes previstos. Considerou-se o setor residencial, comercial, de eletricidade, industrial e segmentos industriais. Quanto ao setor de transporte, optou-se pela estimativa de consumo apenas nas capitais dos estados estudados, no grupo de veículos automotores, nicho de táxis e transporte por aplicativo.

Na Tabela 16, encontra-se a estimativa da demanda potencial por gás natural nos setores assinalados anteriormente para o Amazonas e Maranhão, considerando os dados de consumo de 2021. No primeiro estado, a demanda potencial desses setores é de 2,0 MMm³/dia, abarcando apenas 15% da produção diária do estado. No segundo, a demanda total de 4,5 MMm³/dia equivale à metade da capacidade de produção do estado. Portanto, estaria dentro das margens de atendimento se toda a produção não estivesse dedicada ao ONS.

No setor Residencial, a demanda de gás no estado amazonense seria de 508,3 mil m³/dia, ampliando significativamente os dados de consumo atual. O GLP representa 54,8% da substituição, sendo que 98,9% dos consumidores estão contemplados com infraestrutura de transporte, pois além de Manaus, adicionam as cidades às margens da passagem do gasoduto Coari-Manaus, sendo necessária apenas a ampliação dos investimentos em distribuição. A economia para esse setor seria de R$ 183,4 milhões ao ano.

O setor Residencial maranhense é menos concentrado do que o amazonense, mas oferece igual oportunidade de substituição do GLP, cuja demanda é da ordem de 530,5 mil m³/dia e redução anual de custos da ordem de R$ 610 milhões. Considerando a possibilidade de distribuição de gás nos municípios produtores, na região metropolitana de São Luís, que inclui a capital, São José de Ribamar, Paço do Lumiar e Raposa, e na segunda maior cidade do estado, Imperatriz, atender-se-ia 46% da demanda por gás natural no setor.

Tabela 16. Estimativa da demanda potencial por gás natural nos setores selecionados no Amazonas e Maranhão em 2021

Demanda potencial por gás natural no Amazonas				
Setores	**Custo dos substitutos (milhões R$)**	**Demanda por gás natural (mil m³/ano)**		**Diferença entre o gás natural e as demais fontes**
		Anual	**R$ (milhões)**	
Residencial	644,7	185.537,9	461,3	-183,4
Comercial	682,1	141.518,5	351,9	-330,2
Eletricidade	1.331,3	284.765,8	708,0	-623,2
Indústria	**230,0**	**130.874,5**	**325,4**	**95,5**
Cimento	1,7	1.129,0	2,8	1,1
Ferro-Gusa e Aço	1,7	482,9	1,2	-0,5
Ferro-Ligas	0,3	937,8	2,3	2,0
Mineração e Pelotização	50,2	10.461,8	26,0	-24,2
Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia	0,5	88,0	0,2	-0,2
Química	19,7	3.826,2	9,5	-10,2
Alimentos e Bebidas	18,3	30.849,7	76,7	58,4
Têxtil	0,7	800,9	2,0	1,3
Papel e Celulose	2,8	748,3	1,9	-1,0
Cerâmica	2,6	22.608,7	56,2	53,6
Outros	131,5	58.941,2	146,6	15,1
Total	**2.888,0**	**742.696,8**	**1.846,7**	**-1.041,4**

Demanda potencial por gás natural no Maranhão				
Setores	**Custo dos substitutos (milhões R$)**	**Demanda por gás natural (mil m³/ano)**		**Diferença entre o gás natural e as demais fontes**
		Anual	**R$ (milhões)**	
Residencial	1.140,2	315.434,9	499,7	-640,6
Comercial	101,2	22.229,2	35,2	-66,0
Eletricidade	1.115,5	494.616,2	783,5	-332,0
Indústria	**1.876,1**	**816.201,6**	**1.292,9**	**-583,2**
Cimento	10,0	5.722,3	9,1	-0,9
Ferro-Gusa e Aço	175,9	106.259,3	168,3	-7,5
Ferro-Ligas	25,1	18.420,7	29,2	4,1
Mineração e Pelotização	421,3	195.240,8	309,3	-112,1
Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia	854,8	279.408,2	442,6	-412,2
Química	35,5	8.239,5	13,1	-22,4
Alimentos e Bebidas	19,5	41.047,5	65,0	45,5
Têxtil	0,1	972,4	1,5	1,5
Papel e Celulose	270,7	72.916,8	115,5	-155,2
Cerâmica	5,0	31.351,1	49,7	44,7
Outros	58,1	56.622,9	89,7	31,5
Total	**4.233,1**	**1.648.481,9**	**2.611,3**	**-1.621,7**

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME; BEN/EPE; ANP; IBGE; Secex/MDIC (2022)

No setor Comercial a oportunidade se mostra mais atrativa para o estado do Amazonas, que apresenta uma demanda potencial de 387,7 mil m³/dia e redução de 330,2 milhões nos dispêndios. O equivalente a 99,3% da demanda reside na substituição de óleo diesel e GLP. No Maranhão, esses combustíveis representam 81,0% das substituições, mas a demanda por gás natural totaliza apenas 15,7% da registrada no estado nortista, ficando em 60 mil m³/dia.

O setor de eletricidade, ainda que esteja na base do mercado de gás natural nos dois estados, ainda exibe um mercado potencial significativo para o energético. Somente no Maranhão, a demanda potencial é de 1,3 MMm³/dia, considerando apenas à substituição de carvão mineral, óleo combustível, e óleo diesel, sendo que 99,6% estariam associadas a substituição dos dois primeiros. Nesse caso, entraria a termelétrica Gera Maranhão, de Miranda do Norte, e pequenas centrais elétricas espalhadas pelo estado. A substituição desses combustíveis, geraria uma economia de R$ 332 milhões para as empresas do setor elétrico por ano.

Para o mesmo setor, o Amazonas também apresenta uma potencialidade não desprezível, com demanda diária de 780 mil m³, correspondente a 16,2% do consumo de gás natural nas termelétricas. Por mais que outras fontes renováveis se mostrem mais competitivas em termos de preço e apelativas para uma economia de baixo carbono, se houver necessidade de ancorar o abastecimento de regiões atualmente não atendidas pelo gás, o setor elétrico pode oferecer a solução nos curto e médio prazos.

Considerando as diferenças de consumo entre o Amazonas e Maranhão, o grande divisor seria o setor industrial. Não se trata apenas do nível de industrialização ou existência de políticas para esse fim, tendo em vista que o primeiro estado dispõe de uma Zona de Processamento de Exportação. No entanto, o porte dos empreendimentos e a intensidade energética das plantas fazem do setor industrial maranhense um grande consumidor de energia, respondendo por 49,5% de toda a demanda potencial por gás natural.

Na indústria do Maranhão, observa-se que os segmentos com maior demanda energética são os de Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia, Mineração e Pelotização, Ferro-Gusa e Aço, e Papel e Celulose. A demanda dos quatro em conjunto representa 80,1% da demanda final, o que significa que qualquer política de substituição interenergética deve passar por esses setores. Outro fato interessante é que 1,0 MMm³/dia dos 1,8 MMm³/dia de demanda desses setores refere-se à substituição de óleo combustível, 142,5 mil m³/dia refere-se a óleo diesel e o restante ao GLP e demais energéticos. Em termos de impacto econômico, a substituição do óleo

combustível e óleo diesel geraria uma economia de R$ 460,8 milhões ao ano, desconsiderando, neste caso, todos os custos com conversão das plantas para recebimento do gás natural.

As oportunidades positivas de substituição surgem, da mesma forma, nos segmentos de Química e Cimento. Embora a demanda por gás natural seja menos expressiva dentro setor industrial, a redução de custos nos dois segmentos seria da ordem de R$ 23,4 milhões. O setor de Cimento é altamente intensivo em energia, tais como óleo diesel, GLP, carvão vegetal e lenha, e vem reduzindo sua demanda gradativa em prol da importação de clínquer. A disponibilização de fontes eficientes, como o gás natural, pode reduzir os custos energéticos do setor e abrir espaço para ampliação da produção estadual.

No caso dos segmentos de Alimentos e Bebidas, Cerâmica e Outras indústrias, a demanda potencial seria de 353,5 mil m³/dia, sendo 10,8% resultante da substituição do óleo diesel, óleo combustível e GLP. A baixa demanda de derivados de petróleo justifica-se pela demasiada demanda por carvão vegetal e lenha, que representam juntas 89,2% da demanda por gás natural. Como pontuado anteriormente, o grande entrave dessa matriz é alta participação dessas que são fontes renováveis e de baixo custo, de modo que ao olhar apenas para os preços não faria sentido nem para esses setores e nem para o segmento de Ferro-Ligas e Têxtil proceder com a migração das matrizes energéticas para o gás natural.

Quando se analisa os segmentos industriais do estado do Amazonas, as oportunidades de substituição não se mostram positivas como as registradas no Maranhão. Isso é resultado, em grande parte, da substituição já ocorrida nesse setor e da menor intensidade energética quando comparado a este último estado. Atualmente, a indústria amazonense responde por 83,7% do gás natural consumido pela demanda final estadual.

A Cigás conta com uma ampla rede de consumidores industriais, que vai desde o segmento de Alimentos e Bebidas, Metal mecânico até o setor de Eletroeletrônico. Desse modo, o espaço para a substituição é residual quando comparado a outros setores. Nas simulações realizadas, a capacidade de consumo potencial é de apenas 17,6% da demanda total estimada para o gás natural, considerando a estrutura industrial existente.

Um ponto que também pesa negativamente para o setor industrial é a presença da lenha nos processos produtivos, eliminando diretamente a competitividade do gás natural. Considerando os 11 segmentos avaliados na Tabela 4, em apenas 5 deles, a substituição do gás natural implica na redução dos custos (Ferro-Fusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia, Química e Papel e Celulose). Nesses, a mudança das matrizes

para gás geraria uma redução de custos de R$ 36,1 milhões, puxada pela substituição de óleo diesel e GLP, responsáveis por 90,3% das trocas.

Para os demais setores não existe competitividade em termos de preço que possa justificar a substituição dos combustíveis em uso corrente, sendo necessária a análise de cada caso isoladamente. Como estamos trabalhando com uma estimativa para a lenha e carvão vegetal, é recomendado que outras pesquisas possam fazer a constatação com uma pesquisa de campo ampla e regionalizada.

Durante as estimativas do setor de transportes, optou-se pela separação dos dados obtidos na matriz energética para focar em segmentos específicos e localização do consumo, como ponderado na segunda seção deste capítulo. A demanda potencial por gás natural, no estado do Maranhão para os segmentos de táxi e transporte por aplicativo, é de cerca de 92,7 mil m³/dia, sendo que somente em São Luís a demanda é de 58,1 mil m³/dia.

No Amazonas, entende-se que as bases já estão postas para a expansão do consumo no setor de veículos automotores. Em 2021, a demanda do setor de transporte foi de 12,2 mil m³/dia, exatamente 8,5% do consumo final de gás natural, com uso indistinto entre os cidadãos, sejam motoristas de táxis, transporte por aplicativo ou cidadão comum. As estimativas realizadas mostraram que há um espaço substancial para aumento do consumo de GNV na frota de táxis e veículos por aplicativo, com perspectivas de 65,6 mil m³/dia no estado, dos quais 54,6 mil m³/dia estão em Manaus, onde já existe uma rede ampla de distribuição.

Da mesma forma, no Maranhão, é sabido que grande parte da frota de veículos para essas duas modalidades está concentrada no município de São Luís, o que coincide com a elaboração da política de democratização do uso do gás natural em forma de GNV para esse público. No entanto, um dos principais desafios que surgem é, no primeiro momento, a criação de uma rede de postos de abastecimento de GNV que possa fazer frente à demanda do segmento; no segundo, a identificação do beneficiário de uma política que venha a estimular a conversão desses veículos para uso de GNV. Isso porque, no caso dos taxistas, existe um sindicato (Sindicato dos Taxistas e Caminhoneiros de São Luís) que pode facilitar essa identificação a partir da filiação; no caso dos trabalhadores de transporte por aplicativo, não há vínculo com nenhuma associação e, frequentemente, encontram-se motoristas que utilizam veículo de terceiros para desempenhar suas atividades, o que inviabilizaria a conversão, tendo em vista que não há propriedade do bem.

Em termos de impactos econômicos, se toda a frota de táxis e transporte por aplicativo de São Luís e Manaus fosse convertida para GNV, haveria uma economia de R$100,3 milhões

e R$ 75,8 milhões por ano, respectivamente, o que equivale, em média, a R$4.671,3 e R$3.604,6 por motorista em um ano. Em 2022, o custo médio de conversão era de cerca de R$ 5 mil, possibilitando o retorno do investimento em menos de dois anos. Entretanto, outras variáveis podem impactar a decisão de conversão de veículos, por exemplo, incentivos monetários do governo e o diferencial do preço do combustível atual para o GNV.

5.5 Levantamento da demanda por gás natural a partir dos projetos em andamento no Maranhão

Em contato com a Eneva, pela primeira vez em 10 anos, identificou-se ações que corroboram com a formação de um mercado consumidor no estado. Trata-se de um projeto pioneiro de venda de GNL em pequena escala para as empresas Vale, em São Luís, e Suzano em Imperatriz (Mapa 4). A planta de liquefação, em construção no Município de Santo Antônio dos Lopes, foi orçada em R$ 1 bilhão e terá capacidade de processamento de 600 mil m³/dia de gás natural. O contrato de fornecimento para a Vale prevê um volume de 250 mil m³/dia e, no caso na Suzano, 150 mil m³/dia. O saldo de 200 mil m³/dia poderá ser usado para viabilizar projetos para inserção do gás no setor de transporte, no primeiro momento para táxis e transporte por aplicativo, tais como o idealizado pela Gasmar.

A planta de liquefação já está com as obras em andamento e deverá entrar em operação no primeiro semestre de 2024. Para a recepção do gás natural, em São Luís, será construído um terminal de regaseificação no Porto do Itaqui e, em seguida, um gasoduto de distribuição de seis quilômetros até a planta de pelotização da Vale. Os investimentos da Vale na adaptação da planta para recebimento de gás natural são da ordem de R$ 30 milhões para o contrato de quatro anos. No caso da Suzano, a planta de regaseificação será construída próximo à planta da empresa no município de Imperatriz, contando também com um gasoduto de distribuição.

As duas infraestruturas de distribuição serão construídas e operadas pela Gasmar. Importante notar que as mudanças trazidas pelo novo mercado de gás natural[8] permitiram a redução de formas alternativas de transporte ao tradicional gasoduto[9], impondo uma

[8] A nova regulação do mercado de gás natural pela Lei nº 14.134/, 2021.

[9] A nova legislação possibilitou que os estados reformulassem suas regulamentações do mercado livre, oferecendo opção de enquadramento com volumes diários menores, dando às companhias a possibilidade de compra diretamente dos produtores de gás, de modo a contornar problemas com as empresas de transporte. No passado recente, a Petrobras costumava comprar gás no campo de produção e depois vendê-lo para outras empresas. No entanto, sob as novas regulamentações, empresas individuais têm a oportunidade de se envolver diretamente com os produtores de gás. No contexto do Maranhão, a decisão de implementar o uso de GNL em pequena escala é um resultado direto dessas mudanças regulatórias. Além disso, a falta de infraestrutura existente serviu como o principal impulso para iniciar este projeto a curto prazo.

flexibilidade ao mercado nos curto e médio prazos. Se antes, havia necessidade de um consumidor âncora para viabilizar a construção de um gasoduto de transporte, no cenário atual, sendo o projeto viável, ainda que em pequena escala, é possível seguir com a comercialização. A escolha do modal rodoviário para transporte em forma de GNL é reflexo dessas mudanças no mercado.

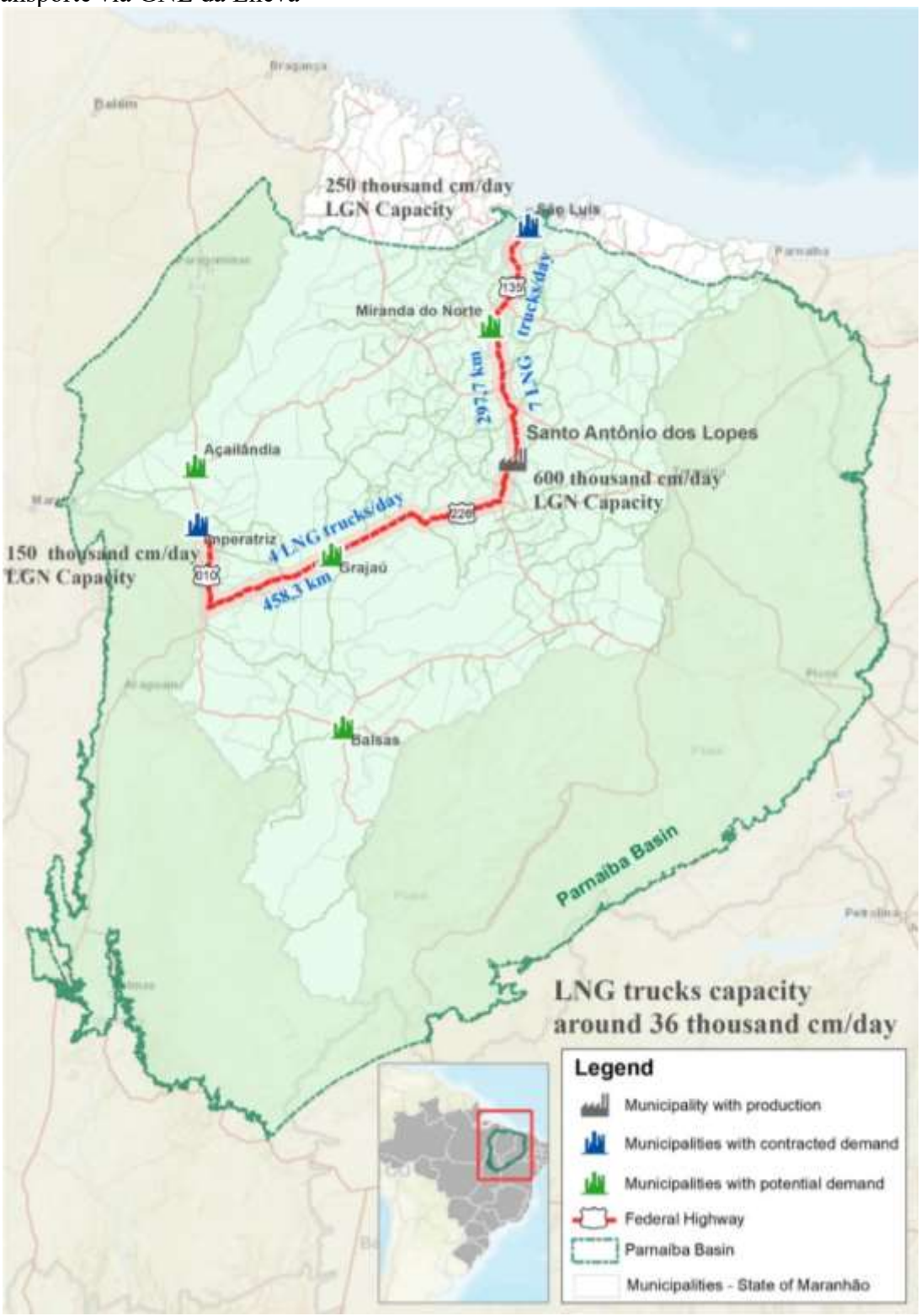
Por meio das estimativas realizadas foi possível confirmar a existência de demanda potencial de cerca de 4,5 MMm³/dia no Maranhão e de 2,0 MMm³/dia no Amazonas nos setores Residencial, Comercial, Eletricidade e Indústria. Essa demanda envolve a substituição de óleo combustível, diesel e GLP para geração de energia em pequena escala, juntamente com aplicações na indústria e no setor de transporte. Esse cenário apresenta uma oportunidade promissora para diversificar a demanda e, consequentemente, lançar as bases para o surgimento de um mercado de gás natural em desenvolvimento no estado maranhense e ampliação do mercado amazonense. É essencial enfatizar que esta pesquisa não considera a demanda potencial que poderia surgir uma vez que o gás natural se torne disponível. Por exemplo, há uma demanda potencial de setores como fertilizantes e agricultura.

A experiência empírica no Amazonas serve como testemunho da viabilidade de diversificar a base de consumidores dentro de um escopo limitado, dependente da infraestrutura existente. As circunstâncias do Maranhão prometem mais, dada a escala substancial da demanda industrial. Para contextualizar, o maior consumidor industrial do Maranhão (Vale - 250 mil m³/dia) possui uma capacidade de consumo que supera a do maior empreendimento no Amazonas (maior demanda - 32 mil m³/dia) em um fator de oito. As principais restrições que impedem o estabelecimento de um mercado focado no consumidor não se originam principalmente da demanda, mas sim dos desafios logísticos de fornecimento, transporte e distribuição de gás natural para instalações industriais locais.

A análise do caso do Amazonas torna evidente que replicar a mesma trajetória no estado do Maranhão não é viável, principalmente devido às diferenças na estratégia de monetização dos recursos escolhidos e às empresas envolvidas no processo. No entanto, as lições valiosas residem em fornecer gás natural para diversos setores e determinar a alternativa de distribuição mais eficaz. Embora a atual viabilidade do uso de transporte de GNL para comercialização de gás natural no Maranhão possa parecer em desacordo com as expectativas dos interesses econômicos e com o potencial ainda não explorado deste recurso energético, essa estratégia pode desempenhar um papel fundamental a curto prazo ao promover uma mudança de

mentalidade e iniciativas que posicionem o gás natural como um catalisador fundamental para a jornada de desenvolvimento do Maranhão.

Mapa 4. Localização da demanda potencial por gás natural no Maranhão, incluindo o projeto de transporte via GNL da Eneva



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados SIE Brasil/MME, da ANP, IBGE, ComexStat (2022), e Eneva

6 IMPACTOS POTENCIAIS DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO MARANHÃO E AMAZONAS: SIMULAÇÕES USANDO O MODELO INSUMO-PRODUTO

O capítulo explora os impactos do mercado de gás natural sobre as economias do Maranhão e Amazonas, utilizando estimativas baseadas no modelo insumo-produto. Destaca-se a análise das estruturas de custo do mercado, os multiplicadores de produção e os índices de encadeamento setoriais. O texto também avalia a contribuição do setor energético para os indicadores econômicos da região, como PIB, remuneração e emprego, e apresenta recomendações de políticas públicas. Estas incluem ações regulatórias, produtivas e ambientais voltadas para o desenvolvimento sustentável e a consolidação do mercado de gás nos sistemas isolados do Brasil.

6.1 Metodologia e análise do modelo insumo-produto

6.1.1 Modelo Insumo-Produto aberto

No caso específico da indústria de gás natural, a análise foi feita por meio do uso das Matrizes Insumo-Produto (MIP). A gênese da análise das relações das interdependências produtivas remonta ao trabalho de William Petty sobre o fluxo circular de renda em meados do século XVII. No final dos anos 1920, Leontief propôs um modelo de análise das relações intersetoriais para a economia norte-americana, mais conhecido como insumo-produto. A partir dos valores monetários de cada setor, representados pela matriz de consumo intermediário e produção, é possível obter uma matriz de coeficientes técnicos, admitindo-se que a economia possui retornos constantes de escala (Miller; Blair, 2009).

O ponto de partida para encontrar a matriz insumo-produto, ou a matriz inversa de Leontief (modelo aberto) é considerar que através da matriz intersetorial é possível calcular a matriz de coeficientes técnicos (A), em que se considera o consumo intermediário de cada setor (Z_{ij}) dividido pelo valor da produção do respectivo setor (x_j). Nesse sentido, cada coeficiente técnico (a_{ij}) significa a necessidade de insumo do setor j pelo setor i para atender uma demanda final pelo setor j (Miller; Blair, 2009):

$$A = Z\hat{x}^{-1} \rightarrow a_{ij} = \frac{Z_{ij}}{x_j}$$

A análise pode ser feita pela ótica da demanda, considerando-se que o valor bruto da produção (x) é resultante do somatório do consumo intermediário mais a demanda final (equação 4), ou pela ótica da produção, na qual o valor bruto da produção (x) é o resultado do pagamento dos insumos utilizados pelo setor (xij), importação (I), impostos líquidos de subsídios (ILL) e o valor adicionado bruto (VAB) (equação 5) (Da Silva, 2019).

$$\mathrm{x}_i = \sum_{i=1}^{n} \mathrm{Z}_{ij} + \mathrm{y} \text{ ou } \mathrm{x}_i = \sum_{i=0}^{n} Z_{ij}\,\mathrm{x}_j + \mathrm{y} \qquad (4)$$

$$x_{\mathrm{j}} = \sum_{i=1}^{n} \mathrm{Z}_{ij} + \mathrm{I} + \mathrm{ILL} + \mathrm{VAB} \qquad (5)$$

Tomando o valor bruto da produção pela ótica da demanda, pode-se representar como notação matricial da seguinte forma:

$$x = \mathrm{Zi} + \mathrm{y} \;\rightarrow\; x = Ax + \mathrm{y},$$

Colocando x em evidência, tem − se:

$$(\mathrm{I} - \mathrm{A})\,\mathrm{x} = \mathrm{y}$$

Em que I é a matriz Identidade. Desse modo, os impactos setoriais diretos e indiretos a partir de um choque na demanda final podem ser representados da seguinte forma

$$\mathrm{x} = (\mathrm{I} - \mathrm{A})^{-1}\,\mathrm{y},$$

O termo $(\mathrm{I} - \mathrm{A})^{-1}$ é a matriz inversa de Leontief, se

$\mathrm{L} = (\mathrm{I} - \mathrm{A})^{-1}$, então:

$$\mathrm{x} = L\,\mathrm{y} \quad (6)$$

Além de possibilitar a análise dos efeitos em diferentes setores, por meio da matriz inversa de Leontief é possível calcular os impactos diretos e indiretos de uma variação na demanda final em unidade monetária sobre o conjunto de todos os setores, o que chamamos de multiplicador de produção do tipo I ($\mathrm{MP_I}$). Para encontrar MP-I basta somar todos os elementos das colunas da matriz L, como mostrado pela equação 7:

$$\mathrm{MP_I} = \sum_{i}^{n} L_{ij} \quad \text{Equação 7}$$

Em que i representa os setores situados nas colunas e L_{ij} a matriz inversa de Leontief.

6.1.2 Análise estrutural a partir dos indicadores: *backward* e *forward linkages*

Os indicadores de encadeamento de Hirschman-Rasmussen, *backward linkages* (BL) e *forward linkages* (FL) foram utilizados para analisar as ligações para trás (BL) e para frente (FL) ao longo da cadeia produtiva. A matriz inversa de Leontief (L) é a base para o cálculo do BL e FL quando se trata do VBP.

No caso do BL, primeiramente, somam-se as linhas das colunas da matriz L, procedendo-se da mesma forma que se calcula os multiplicadores totais de produção. Ou seja, tem-se o impacto no setor j provocado por um choque na demanda final. Para calcular o FL, o procedimento é parecido, mas em vez de somar as colunas da matriz L, somam-se as linhas, tal como demonstrado abaixo. É possível calcular o impacto total nos setores produtivos a partir de um choque na demanda final pelo setor i (Miller; Blair, 2009):

$$BL_j = \sum iL_{ij}$$
$$FL_i = \sum jL_{ij}$$

Os indicadores BL e FL apresentam elevada sensibilidade em relação ao número de subsetores, de modo que não permitem a comparação de matrizes de dimensões diferentes. Para tanto, divide-se BL e FL por n, em que n é o número de setores presentes na matriz, ou seja, é necessário encontrar a média por coluna e por linha utilizando as equações do BL e FL (Da Silva, 2019):

$$\overline{BL_j} = \frac{\sum iL_{ij}}{n}$$
$$\overline{FL_i} = \frac{\sum jL_{ij}}{n}$$

A normalização de BL e FL para permitir a comparação dos indicadores entre atividade também pode ser obtida a partir da divisão de suas médias pelo somatório das linhas e colunas da matriz L, multiplicada pelo inverso do número de setores elevado ao quadrado, ou simplesmente, dividindo-se o $\overline{BL_j}$ e $\overline{FL_i}$ pela média dos multiplicadores de produção do tipo I (MP-I). Desse modo, temos que:

$$BL_j = \frac{\overline{BL_j}}{\mathrm{MP_I}} \qquad (8)$$

$$FL_i = \frac{\overline{FL_i}}{\mathrm{MP_I}} \quad (9)$$

A equação 8 mostra o impacto que um choque na demanda final pelo setor *j* teria sobre os fornecedores. Um $BL_j > 1$ indica que a indústria tem impactos acima da média sobre todos os setores, destacando-se como um setor estratégico. Na outra ponta, um $BL_j < 1$ sinaliza a situação de uma indústria sem influência sobre os setores, portanto, não estratégica.

Pela equação 9 é possível mensurar a sensibilidade do setor i quando há um choque na demanda final de todas as atividades. Quando o $FL_i > 1$, o setor i tende a impulsionar o produto acima das demais indústrias, diante de um estímulo na demanda final total; caso contrário, $FL_i < 1$, o setor i crescerá menos que os demais setores diante do mesmo choque (Alves-Passoni; Freitas, 2017).

6.1.3 Indicadores de encadeamento e análise da estrutura produtiva brasileira

O conceito de interdependência econômica, desenvolvido por Leontief, descreve a economia como um "processo circular", no qual cada setor demanda insumos fornecidos por outros, criando assim uma rede de ligações que reflete o papel de cada atividade no desenvolvimento econômico. Esse entendimento fundamenta a análise dos setores produtivos, permitindo mensurar ligações intersetoriais em termos de produção, emprego e geração de renda. Originalmente idealizados por Rasmussen (1956), os índices de encadeamentos foram aprofundados por Hirschman (1958) para identificar setores-chave dentro da estrutura produtiva, revelando como a economia se organiza em torno das relações de demanda e oferta que alimentam os processos produtivos (Miller; Blair, 2009).

Dentre os indicadores de interdependência, destacam-se os encadeamentos de demanda e de oferta, denominados, respectivamente, *backward linkages* (BL) e *forward linkages* (FL). Os BLs indicam a dependência de um setor pelos insumos fornecidos por outros, enquanto os FLs representam o quanto esse setor é demandado pelas demais atividades. Essas métricas permitem visualizar o impacto do crescimento de um setor sobre toda a cadeia produtiva, tornando-se indispensáveis para identificar quais setores impulsionam o desenvolvimento (Miller; Blair, 2009).

Estudos como os de Guilhoto et al. (1994) ampliaram o entendimento sobre esses índices ao aplicar novas metodologias para a economia brasileira. Trabalhos subsequentes também aprofundaram essa análise ao adotar classificações setoriais e indicadores de dispersão

para examinar as mudanças estruturais no país. Silva (2019), por exemplo, analisou a estrutura produtiva brasileira e identificou os setores de *commodities* como aqueles com maior influência nas ligações para frente entre 1990 e 2010, demonstrando a contínua dependência do país em setores básicos, com menor diversificação produtiva e tecnológica.

Essa especialização nas *commodities* também é criticada em estudos como os de Marconi, Rocha e Magacho (2009), que enfatizam a limitação dessa abordagem para o crescimento sustentável no longo prazo. Esses autores argumentam que a indústria manufatureira possui maior capacidade de impulsionar o desenvolvimento, por seu efeito multiplicador mais alto, ao estimular tanto o consumo interno quanto a criação de empregos qualificados.

Ao analisar os efeitos de encadeamento na geração de empregos e na produção, Alves-Passoni e Freitas (2017) confirmam a importância de setores tradicionais, como as commodities e a indústria, mas destacam que a dependência dos setores básicos limita a capacidade de inovação e transformação econômica. Em uma análise das matrizes de 2010 e 2014, eles apontaram que atividades como transporte, armazenamento e correio têm maior potencial de alavancar a economia, especialmente no que tange ao valor bruto da produção e ao valor adicionado.

Outro ponto relevante está na análise de Takasago, Mollo e Guilhoto (2017), que compararam os efeitos dos estímulos ao consumo, exportação e investimento sobre a produção, e concluíram que os investimentos, representados pela Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF), exercem maior impacto sobre a produção e remuneração, reforçando a importância de políticas de incentivo ao investimento para maximizar a geração de empregos e crescimento econômico.

Ao considerar setores-chave para o desenvolvimento econômico, estudos indicam que a indústria permanece central, com destaque para subsetores com alta incorporação tecnológica, que são capazes de impulsionar empregos e promover o avanço de outros setores. No entanto, Mollo e Takasago (2019) apontam que o foco em encadeamentos para trás (BL), que favorece o estímulo aos fornecedores, pode induzir maior crescimento na base da cadeia produtiva, proporcionando mais empregos e renda ao longo do processo.

Esses autores também ressaltam a importância de priorizar a indústria no desenvolvimento econômico brasileiro, embora critiquem a estrutura produtiva nacional, que nos últimos anos passou por uma crescente especialização em recursos naturais, com poucas inovações na densidade tecnológica. Tal estrutura aponta para a necessidade de políticas voltadas ao fortalecimento da indústria como centro do desenvolvimento, considerando seu

potencial de geração de valor e de aproveitamento das vantagens internas, como baixo coeficiente de importação em setores específicos.

Por fim, o argumento central defendido pela literatura é que, apesar da relevância dos setores primários para a economia brasileira, a indústria desempenha um papel estratégico fundamental, com maior potencial de encadeamento para o crescimento e de estímulo ao desenvolvimento. A especialização em *commodities* limita a diversificação produtiva e impede a geração de empregos de maior qualificação, assim como o fortalecimento de uma economia baseada em inovação. Portanto, o caminho para o crescimento sustentável passa por políticas que priorizem a ampliação da indústria e a criação de uma estrutura produtiva menos dependente de recursos naturais, mas com maior capacidade de adaptação e modernização tecnológica.

6.2 Matrizes inter-regionais de insumo-produto do Maranhão e Amazonas

Nesta seção, foram utilizadas as matrizes de insumo-produto (MIP) da Amazônia Legal, idealizadas pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) em parceria com a Universidade de São Paulo (USP), e elaboradas pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE) e pelo Núcleo de Estudos Regionais e Urbanos (NEREUS). Nota-se que a necessidade de conhecimentos técnicos sobre a estrutura produtiva e, em seguida, direcionamento de políticas mais alinhadas às necessidades da região justificaram a busca de parceiros e execução do projeto MIP da Amazônia Legal.

6.2.1 Características das matrizes da Amazônia Legal e estados

O resultado dos esforços foi a concretização de uma base de dados com uma matriz inter-regional insumo-produto para a Amazônia Legal e o resto do Brasil de forma agregada, bem como separadamente para os nove estados que compõem a região, incluindo Acre, Amazonas, Amapá, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Roraima, Rondônia e Tocantins. Embora o processo de construção tenha ocorrido entre 2019 e 2021, as informações das matrizes têm como base o ano de 2015 para o conjunto de 67 atividades econômicas, permitindo uma análise pormenorizada das relações intra e interindustrial.

O cálculo da MIP da Amazônia tem como base o Interregional Input-Output Adjustment System – IIOAS. Nesse método há uma combinação de dados oficiais com técnicas não-

censitárias para estimação de informações não disponíveis, incluindo estimativas baseadas em quocientes locacionais e suas variações; modelos gravitacionais; e modelos iterativos. Conforme Haddad *et al.*, (2017), as vantagens metodológicas do modelo incluem a elevada aderência às matrizes nacionais e maior flexibilidade no processo de regionalização, requerendo tabelas nacionais de usos e recursos e usos (TRUs) e um sistema de informações setoriais regionalizadas.

Conforme Haddad et al (2016), a estimativa de matrizes inter-regionais não está restrita ao âmbito nacional, incluindo iniciativas em diversas partes do mundo com reconhecimento internacional, utilizando métodos distintos. Contudo, problemas relacionados a quantidade e a qualidade das informações utilizadas nas estimativas não se restringem ao território brasileiro, mas à grande maioria dos países envolvidos na construção de matrizes regionais.

Nesse sentido, uma das fragilidades apontadas por Haddad *et al.* (2017) diz respeito às estatísticas de comércio interestadual. No método IIOAS, a hipótese principal reside na padronização da demanda regional por produtos domésticos e demanda regional por importações conforme coeficientes nacionais, diante da escassez de dados intersetoriais para essas duas atividades. Desse modo, admite-se que "todos os agentes econômicos compartilham a mesma tecnologia e as mesmas preferências".

As principais bases de dados são as informações disponibilizadas do sistema nacional de insumo-produto, tais como (i) matriz de produção, (ii) matriz de usos e recursos a preços básicos, (iii) matrizes de impostos indiretos, (iv) matriz de importação e (v) matriz de imposto de importação, sendo distribuídas conforme proporção. Adicionalmente, as estimativas inter-regionais consideram dados disponíveis por unidade da federação e por setor: (i) valor bruto da produção; (ii) exportações; (iii) valor adicionado; (iv) investimento total; (v) consumo total das famílias; e (vi) total de gastos do governo (Haddad *et al.*, 2017).

As informações consolidadas dão origem à matriz inter-regional de insumo-produto da Amazônia Legal, conforme Tabela 17. Como pode ser observado, a matriz de 67 setores além de mostrar, por meio da demanda intermediária (matriz Z), a interação intrasetorial e intersetorial, há também as relações com o resto do Brasil, tanto na demanda quanto no fornecimento de produtos e serviços.

Ademais, as informações relacionadas à demanda final também podem ser visualizadas para a UF considerada e para o resto do Brasil (RB), sendo os da primeira uma proporção da demanda nacional. Os coeficientes de importação nacional são aplicados tendo como base o montante importado pela Unidade da Federação (UF). O valor adicionado é o resultado das

remunerações (salários mais contribuições sociais), excedente operacional bruto (EOB) e os impostos diretos. Encontram-se ainda o valor bruto da produção, como resultado da demanda intermediária e demanda final, e os dados relativos às ocupações por setor de atividade.

Tabela 17. Disposição dos elementos na matriz inter-regional de insumo-produto da Amazônia Legal

Estado	Setores	UF			RB			Consumo Intermediário	Demanda Final
		S1	...	S67	S1	...	S67		
UF	S1 ... S67								
RB	S1 ... S67								
	Importação								
	Impostos indiretos líquidos de subsídios								
	Valor Adicionado **Valor da produção** Número de ocupados								

Fonte: Elaboração com base na Sudam (2022)

Durante a pesquisa, foram identificadas outras matrizes tendo como referência diferentes anos-base. Por exemplo, Guilhoto (2008) calculou matrizes inter-regionais para todas as unidades da federação, utilizando o ano de 2000 como referência. Em 2010, Guilhoto *et al*. construíram uma matriz para os estados da região Nordeste usando como base o ano de 2004.

Mais recentemente, em 2023, o Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos (IMESC) calculou uma matriz inter-regional para o estado do Maranhão e o restante do Brasil (agregado), referente ao ano de 2019. Considerando-se apenas o ano de referência, a matriz do IMESC (2023), a primeira vista, pareceu ser a mais adequada para as atividades propostas neste capítulo, entretanto, o alto nível de agregação (18 setores) e a inexistência de base similar para o estado do Amazonas tornaram a matriz da Amazônia Legal, a despeito das limitações, as mais adequada para a mensuração e comparação dos impactos da indústria de gás natural.

6.2.2 Agregação dos setores de atividade econômica e processo de separação da atividade de gás natural

A multiplicidade de setores econômicos da matriz insumo-produto da Amazônia legal possibilita uma análise pormenorizada da estrutura da Amazônia Legal e, particularmente, de

cada um dos estados da região. Todavia, com a finalidade de otimizar a análise dos setores energéticos, sobretudo, as atividades relacionadas à exploração, produção e distribuição de gás natural, optou-se pela agregação das atividades não energéticas conforme a estrutura do Balanço Energético Nacional (EPE, 2022), como pode ser observado no Apêndice A.

Importante ressaltar que, na estrutura original da MIP, as atividades relacionadas à indústria de gás natural não estão desagregadas, tendo em vista que uma parte se encontra na atividade de "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio" e a outra compõe o setor de "Energia elétrica, gás natural e outras utilidades". A separação do gás natural da primeira atividade se mostrou uma tarefa inviável, tendo em vista que mesmo no menor nível de desagregação da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE 2.0) (IBGE, 2024), a atividade é considerada em conjunto. A explicação reside na tradicional exploração de petróleo associado ao gás natural, a qual possui a maior participação na produção de gás natural no país, como demonstrado no capítulo 2 desta pesquisa.

Não obstante, a particularidade do estado do Maranhão reside no fato de que a totalidade de gás natural explorado se encontra em reservas não associadas ao petróleo. Em 2015, o gás natural representava cerca de 99,9% da produção no estado, restando ao petróleo uma fração quase nula da produção na bacia de Barreirinhas. Tomando como base essas evidências, na atividade de "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio", naquele estado, considerou-se que essa atividade se resume a "Extração de gás natural".

Quanto ao Amazonas, as reservas associadas ao petróleo se mostram preponderantes embora a produção de gás natural tenha apresentado uma participação de 78,1% da produção total em 2015, restando ao petróleo apenas 21,9%. A despeito da menor participação do petróleo, optou-se por manter "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio", englobando as duas atividades, ressaltando-se no processo de análise a maior contribuição da extração de gás natural.

No setor "Energia elétrica, gás natural e outras utilidades", tanto no Maranhão quanto no Amazonas, há predominância de gás natural na geração de eletricidade, que responde por 45,9% e 37,8% da matriz elétrica nos dois estados, respectivamente. Na impossibilidade de separar a geração da transmissão de eletricidade, manteve-se a atividade de "Energia elétrica e outras utilidades", separando-se apenas o "Gás natural", que engloba os setores de produção, processamento e distribuição de gás natural.

Nos estados em análise, a separação do gás natural da "Energia elétrica, gás natural e outras utilidades" ao mesmo tempo que otimiza a mensuração dos impactos para a indústria,

traz algumas restrições que precisam ser observadas. Primeiramente, para o nível de emprego, os dados da Relação Anual de Informações Sociais - RAIS, no nível da subclasse da CNAE, respondem aos dados de número de empregados, mas para a remuneração (salários e contribuições sociais), excedente operacional bruto (EOB) e impostos diretos foram considerados os Relatórios de Administração, Balanços Patrimoniais, Demonstrações de Resultado de Exercício (DRE), Relatórios Anuais, referente ao de 2015, somente das empresas de distribuição (GASMAR e CIGÁS).

As limitações mais evidentes residem na estrutura de custos do setor de gás natural, dada a inexistência de dados para a referida atividade. A EPE e FIPE, em Nota Técnica conjunta, lançada em 2023, apresentam uma metodologia para construção da Matriz híbrida de Insumo-Produto brasileira com destaque dos setores energéticos. Durante a construção, para o detalhamento dos custos do setor de gás natural, as instituições assumiram como hipótese a similaridade entre as estruturas brasileira e norte-americana, adotando a Matriz Insumo-Produto dos Estados Unidos para o ano de 2012, disponível na página do Bureau of Economic Analysis (BEA), denominada "*Natural gas distribution*" (BEA, 2012).

A replicação da mesma estrutura de custos para os casos do Maranhão e Amazonas requer algum grau de ponderação, de modo a validar os resultados obtidos. No Amazonas, como evidenciado no capítulo quatro, existe distribuição de gás natural para os setores termoelétrico, industrial, comercial, residencial e transporte, enquanto para o Maranhão o consumo de gás está restrito ao setor termoelétrico. Por conseguinte, para ambos os estados, considerou-se a estrutura da MIP dos Estados Unidos, usando o ano de 2017 como base para a composição da demanda proveniente do gás natural pelos demais setores. A separação dos valores monetários entre a atividade "Energia elétrica e outras utilidades" e "Gás natural" também seguiu as proporções encontradas na matriz em questão. A alocação das proporções entre setores seguiu a agregação dos 398 produtos da matriz nas atividades apresentadas pelo BEN (2022).

Quanto à estrutura da oferta de gás natural, impôs-se outra limitação, mas dessa vez relacionada às alterações pretendidas na MIP da Amazônia Legal. As simulações foram distribuídas nas seguintes etapas na matriz modificada: i) ocorre substituição interenergética para óleo combustível, óleo diesel e GLP pelo gás natural no setor industrial; ii) a demanda por gás natural entre os setores e demanda final é distribuída conforme as estimativas do capítulo 4; iii) os valores monetários estimados entram na linha da atividade "Gás Natural", descontando o equivalente em importações; iv) para o Amazonas, a distribuição setorial da estimação levou também em consideração o consumo vigente de gás natural, considerando-se o consumo atual

e a potencialidade de substituição. Dessa forma, a matriz estimada diverge da matriz original na linha de "Gás Natural" (oferta de gás para os demais setores) e nas colunas dessa atividade e da atividade "Energia Elétrica e outras utilidades", em conformidade com distribuição da demanda por produtos de outros setores.

Ainda na distribuição da oferta, para a interação do Amazonas e do Maranhão com o Resto do Brasil, atribuiu-se zero a todos os setores que necessitariam de suprimento de gás natural, considerando o cenário de desconexão com a rede nacional. A situação do fornecimento ganharia outra dimensão ao se considerar a conexão do sistema à rede de transporte nacional, mas essa possibilidade foi descartada para o escopo desta pesquisa. No quadrante correspondente ao Resto do Brasil, a distribuição da oferta de gás natural partiu de um rateio com o setor de eletricidade, considerando os dados de consumo do BEN (2022). Adotou-se a similaridade com a participação dos EUA apenas para os setores de "Fabricação de celulose, papel e produtos de papel", "Fabricação de produtos químicos" e "Transporte".

Quanto ao transporte de gás natural, optou-se pela manutenção junto ao setor de "Transporte", que incluiu transporte terrestre, aquaviário e aéreo. Desse modo, os impactos do gasoduto Urucu-Coari-Manaus não são observados isoladamente na matriz.

Para as importações, como os dados do ComexStat indicam apenas importação de óleo diesel para o Maranhão e óleo diesel e GLP para o Amazonas, pressupôs-se que o coeficiente de importação de ambos acompanhava as importações setoriais e a distribuição se deu com base nas importações totais dos respectivos produtos pelos estados em 2015. Desse modo, o desconto realizado nas importações diz respeito à parcela de importação de diesel que seria retirada em um cenário de substituição das importações deste por gás natural local.

Outras manipulações envolveram a ponderação quanto aos valores existentes na matriz para o setor de "Refino de petróleo e coquerias" quando se trata da demanda pela atividade de "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio" e oferta para os demais setores, dada a inexistência de refino no Maranhão, que diverge da encontrada no estado do Amazonas. Outras suposições envolveram: i) a manutenção da estrutura de 2015 ao longo dos anos até 2021, particularmente, no caso das simulações de demanda por gás natural; ii) a opção pelo fluxo monetário em vez do híbrido, que seria adequado para análise, se deu em decorrência do formato da matriz disponível, tendo em vista que as operações com o Resto do Brasil adicionaram grau de dificuldade ao estudo; iii) a MIP monetária atende satisfatoriamente as simulações de impactos em termos de multiplicadores e encadeamento, tendo em vista que os fluxos físicos em termos de quantidade foram estimadas no capítulo 4; iv) Finalmente, a análise

considera, algumas vezes, o conjunto de setores energéticos que dependem ou contribuem com o mercado de gás natural, dentre elas: “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio”, “Energia Elétrica e outras utilidades” e “Gás natural”.

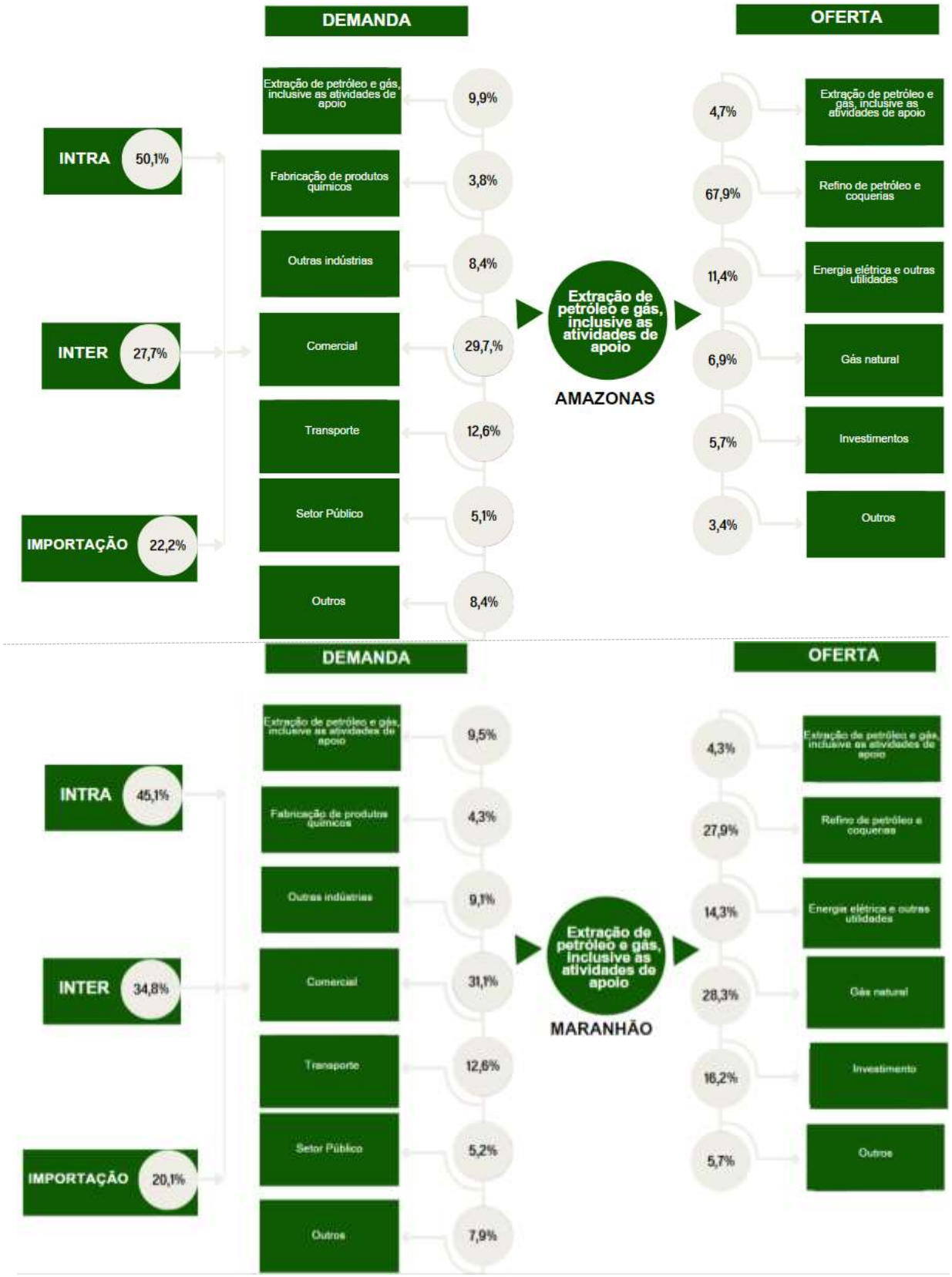
6.3 Estrutura de demanda e oferta da indústria de gás natural

Nesta seção, apresenta-se, em formato de diagramas, a estrutura de custos da indústria de gás natural a partir da seleção das atividades “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio”, “Energia elétrica e outras utilidades” e “Gás natural”. Os estados do Amazonas e Maranhão estão representados separadamente nas partes a e b das Figuras 11, 12 e 13, respectivamente. Em termos de organização das informações, tem-se, de um lado, a razão de dependência da atividade da oferta interna (intra), restrita aos estados em estudo, e da externa (inter), o que é comprado por meio do comércio interestadual com as demais unidades da federação, além das importações, oriundas do restante do mundo. Os setores demandados estão à esquerda e os setores para os quais o insumo é ofertado encontram-se à direita da atividade analisada.

A estrutura de demanda do setor de “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” está representada na Figura 11. No Amazonas e no Maranhão, como salientado na subseção 6.2.2, não houve alteração nos valores desta atividade quanto aos insumos e serviços fornecidos por outros setores, permanecendo a mesma distribuição da matriz original. A demanda total desse setor somou R$ 1,8 bilhões, no Amazonas, e R$ R$ 379,4 milhões no Maranhão, ressaltando que, neste último, considera-se a atividade somente como “Extração de gás natural”.

No Amazonas, quando o assunto é razão de dependência, 50,1% da demanda do setor em questão é atendida pelo mercado amazonense, enquanto a outra metade, que equivale R$ 902 milhões, vaza para outros estados (27,7%) e países (22,2%). No Maranhão, a dependência de insumos ofertados externamente é ainda superior, de modo que o comércio interestadual somado às importações representa 54,9% das compras (R$ 208,4 bilhões), reservando ao estado a fração de 45,1%.

Figura 11. Estrutura de oferta e demanda da atividade de Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio no Amazonas (parte a) e no Maranhão (parte b).



Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

A cerca da distribuição setorial dessa demanda, a estrutura entre o Amazonas e Maranhão é deveras similar, mudando apenas os percentuais e a magnitude das compras. Dentre os setores com maior participação na demanda da atividade analisada estão: comercial, transporte, extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, outras indústrias e setor Público. No Maranhão, a demanda por extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio oriunda do restante do Brasil é superior a interna, o que pode estar relacionado às atividades de apoio à exploração de gás natural. No Amazonas, chama atenção as compras interestaduais (R$ 269 milhões), relacionadas a atividade comercial, na mesma grandeza das compras no estado (R$ 270 milhões), com sobrepujança da demanda por "intermediação financeira, seguros e previdência complementar" e "atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas" no primeiro caso.

A oferta do "setor extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio" totaliza R$ 3,5 bilhões no Amazonas e R$ 833,6 milhões no Maranhão. Assim como a demanda, a estrutura da oferta não é tão diferente de um estado para outro, alterando-se apenas a amplitude da participação. No suprimento da demanda final, há predominância dos "Investimentos" nos dois estados, com 5,7% ou R$ 203,2 milhões no Amazonas e 16,2% ou R$ 135,2 milhões no Maranhão. Em termos de oferta intermediária, destacam-se os setores: refino de petróleo e coquerias, gás natural, energia elétrica e outras utilidades e extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio.

No Amazonas, a atividade de refino de petróleo e coquerias (R$ 1,9 bilhões ou 67,9%) desponta como a maior demandante do petróleo produzido na Bacia de Solimões, direcionado à Refinaria de Manaus, mas também ao resto do Brasil (R$ 495,3 milhões). Para o Maranhão, embora tenha-se optado por atribuir zero para as vendas direcionadas a atividade de refino de petróleo e coquerias dentro do próprio estado, dada a inexistência de refino localmente, é necessário ponderar os valores monetários relacionados ao comércio interestadual na ordem R$ 232,3 milhões (27,2%), diante da diminuta produção de petróleo no território maranhense. Por outro lado, a atividade de "Gás natural" (28,3%) como receptora dessa oferta é considerada adequada para a realidade do estado. Ademais, o suprimento da atividade de "Energia elétrica e outras utilidades" evidenciada nas duas economias (11,4% no Amazonas e 14,4% o Maranhão) também reflete o modelo pensado para a monetização do mercado de gás natural localmente, voltado para a construção e abastecimento do setor termelétrico.

A atividade de "Energia elétrica e outras utilidades", pela elevada proximidade e dependência da atividade de gás natural, foi o segundo setor escolhido para análise da estrutura

de custos. É de fundamental importância compreender que a defasagem da MIP da Amazônia legal pode trazer alguns prejuízos em termos de valores para essa atividade, principalmente considerando que esse setor experimentou expressivas expansões em termos de investimento e capacidade produtiva nos últimos anos. A capacidade de geração a gás natural registrou expansão de 11,2% anualmente entre 2015 e 2021 no Amazonas, e de 10,4%, no Maranhão.

A Figura 12 exemplifica a razão de dependência, distribuição da demanda, e oferta da atividade investigada. Contrariamente à atividade anterior, houve rateio dos valores da demanda da atividade com o setor de "Gás Natural" a partir do processo explicado anteriormente, na subseção 6.2.2. Em termos gerais, a demanda por insumos de outros setores foi equivalente a R$ 10,4 bilhões no Amazonas e a R$ 3,3 bilhões no Maranhão.

Quando se analisa a razão de dependência, a atividade de Energia elétrica e outras utilidades destoa da atividade "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio". No Amazonas, 78,7% dos insumos necessários para a produção do setor são ofertados pelo próprio estado, o que corresponde a R$ 8,9 bilhões, enquanto os outros R$ 908 milhões advêm do comércio interestadual e R$ 622 milhões das importações. A demanda dessa atividade no Maranhão possui estrutura muito similar levando em conta que 72,9% ou do suprimento ocorre internamente (R$ 2,4 bilhões), restando R$ 658,9 milhões para o demais estados e R$ 246,2 para as importações, em especial de equipamentos, derivados de petróleo e carvão mineral.

Em relação à alocação da demanda da atividade em relação aos demais setores, de forma similar, as estruturas dos estados do Amazonas e Maranhão se assemelham em termos de distribuição, com predominância das atividades de energia elétrica e outras utilidades, gás natural e comércio. Nos dois estados a forte demanda intraindústria da atividade de "Energia elétrica e outras utilidades" a põe em posição de destaque. No Amazonas, essas compras totalizaram R$ 3,2 bilhões (30,6%), e no Maranhão, o consumo intermediário foi da ordem de R$ 1,3 bilhão, representando a maior destinação (42,7%). A despeito dessa forte dependência, a primeira posição em termos de suprimento fica por conta do gás natural no estado amazonense, com 41% da demanda, somando R$4,3 bilhões no período.

Figura 12. Estrutura de oferta e demanda da atividade de Energia elétrica e outras utilidades no Amazona (parte a) e Maranhão (parte b)

Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

Quanto à demanda da atividade de “Energia elétrica e outras utilidades” pelo setor “Comercial”, no qual estão agregadas algumas atividades de serviços, os padrões entre os estados se repetem. No Amazonas, essa demanda foi da ordem de R$ 952,2 milhões, perfazendo 9,1% das vendas, enquanto no Maranhão, os valores comercializados foram de R$ 432,6 milhões (12,7%). É pertinente ressaltar que os dois estados possuem dependência demasiada de atividades interestaduais, tais como “Intermediação financeira, seguros e previdência complementar”, “Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P&D” e “Outras atividades profissionais, científicas e técnicas”, o que evidencia a baixa capacidade técnica dos sistemas isolados na solução de problemas de média e alta complexidade no âmbito da atividade.

O valor gerado em termos de vendas da atividade de “Energia elétrica e outras utilidades” atingiu R$ 8,4 bilhões no Amazonas e R$ 4,7 bilhões no estado do Maranhão. Apesar das diferenças em magnitude, a estrutura da oferta é similar em ambos os estados, exceto o caso de “Outras indústrias” (5,2%) no Amazonas e “Agropecuária” (4,1%) no Maranhão. No que concerne a primeira, a oferta se concentra expressivamente na “Fabricação de produtos de borracha e de material plástico”, “Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores” e Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos”, a maior parte dentro da Zona Franca de Manaus. A expansão da fronteira agrícola no Maranhão, bem como o posicionamento internacional enquanto produtor de soja e de milho justificam o elevado consumo de eletricidade na atividade de agropecuária (R$ 100,5 milhões somente na agricultura).

No atendimento à demanda final, a relevância do consumo das famílias no Amazonas de R$ 2,1 bilhões e no Maranhão de R$ 1,5 bilhão é resultado da expansão do número de consumidores e eletrificação de grande parte da zona rural nos últimos 20 anos. Conforme dados da EPE (2022), o consumo de energia elétrica residencial registrou expansão de 7,1% ao ano entre 2001 (antes do início do Programa Luz para Todos em 2023) e 2021 no último estado e de 3,9% a.a. no primeiro estado. No Maranhão, os patamares de consumo dessa categoria são quatro vezes superiores aos níveis do início do século, ao passo que no Amazonas, os níveis atuais são duas vezes superiores, tendo crescido abaixo ritmo dada as dimensões territoriais e os desafios no alcance de comunidades remotas dentro da floresta amazônica.

A análise da estrutura de custos da atividade de “Gás natural” é deveras a mais complexa diante dos pressupostos estabelecidos na seção anterior. Comparar a estrutura dos sistemas isolados, ainda em fase de desenvolvimento, com a estrutura da indústria de gás norte-

americana, considerada uma das mais capilarizadas e desenvolvidas do mundo moderno, pode parecer paradoxal. Contudo, como o objetivo desta pesquisa está ligado a trajetórias de desenvolvimento e integração dos referidos sistemas, ter um modelo robusto de referência fornece uma perspectiva positiva para os casos analisados.

Destarte, a demanda por bens e serviços intermediários da atividade de "Gás natural" está reproduzida na Figura 13. Salienta-se que como a distribuição se deu conforme as participações, os percentuais são exatamente os mesmos, com raríssimas exceções em que podem ser constatadas variações decimais. Em termos de demanda total, a atividade registrou compras de R$ 1,8 bilhões no Amazonas e de R$ 566,9 milhões no Maranhão.

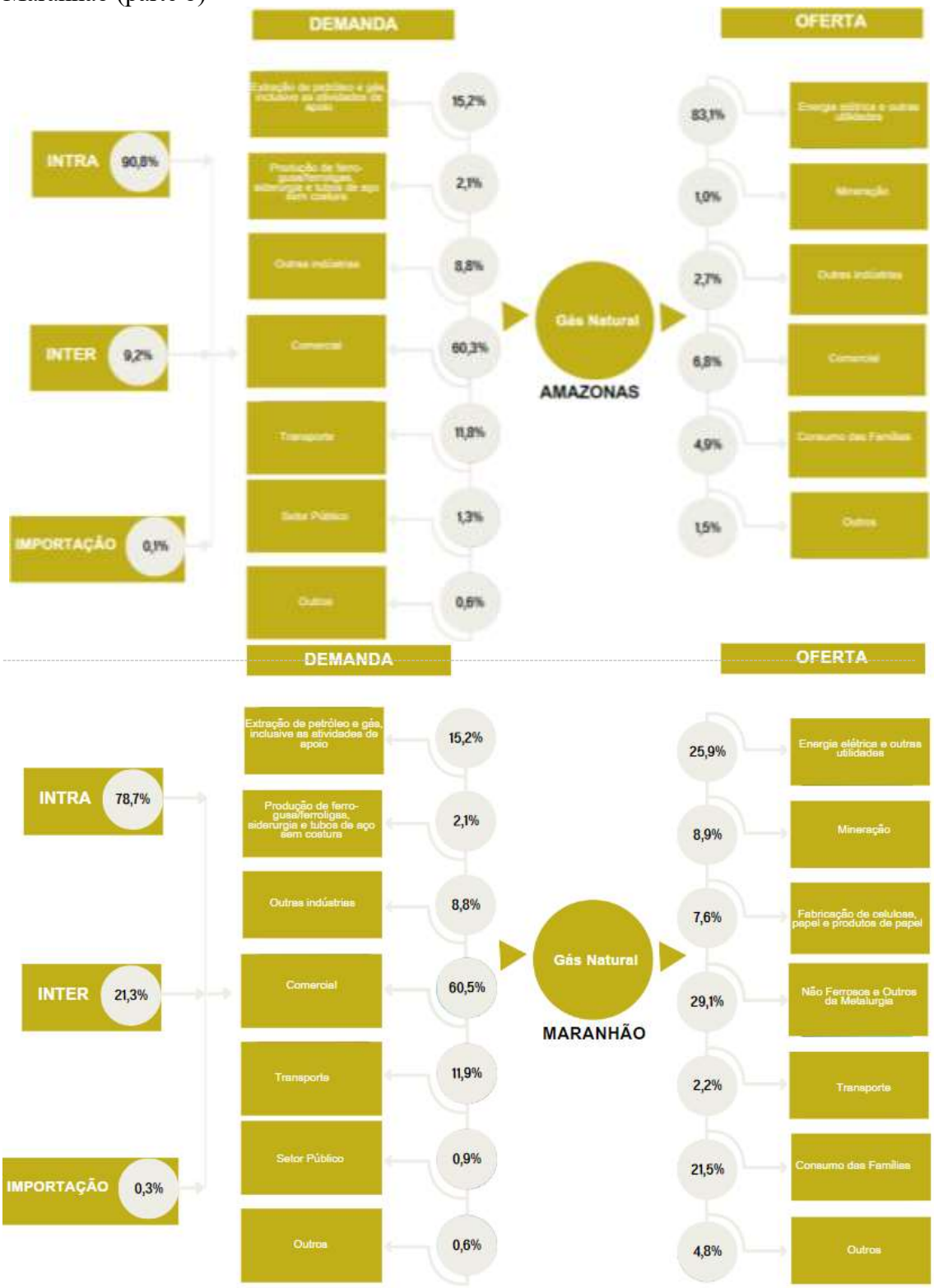
No que concerne a razão de dependência, de forma análoga ao setor de "Energia elétrica e outras utilidades", a atividade de "Gás Natural" é eminentemente interna, o que evidencia o isolamento das produções dos estados do Maranhão e Amazonas. Neste último, 90,8% da demanda é atendida no próprio estado, ao mesmo tempo em que, no Maranhão, esse percentual foi de 78,7%. Esse é um dado que deve ser ponderado atentando para o fato de que os dois territórios não estão preparados para o atendimento da demanda intermediária dessa atividade em um cenário de expansão. A demanda externa foi atendida pelo resto do Brasil e pelas importações.

Ao se analisar a distribuição da demanda da atividade "Gás natural" em relação aos outros setores, como salientado, o fato de o rateio ter a mesma origem além de fazer coincidir os setores demanda intermediária, faz coincidir também as participações. Dentre os setores de destaque dos sistemas isolados, encontram-se: extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio, produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura, outras indústrias, comercial, transporte e setor público. No Amazonas, as compras no setor comercial somaram R$ 1,0 bilhão, sendo R$ 987 milhões correspondentes a compras internas e R$ 100 milhões de outras unidades federativas. No Maranhão, a atividade comprou R$ 343 milhões do setor em questão, com grande parte das compras realizadas internamente (R$ 269,9 milhões).

As vendas da atividade de "Gás natural" alcançaram R$ 5,1 bilhões no Amazonas e R$ 2,4 bilhões no Maranhão. Em termos de distribuição setorial, essa atividade apresenta as maiores distinções quando comparada às atividades apresentadas previamente. As diferenças podem ser atribuídas às alterações realizadas em conformidade com as estimativas de demanda por gás natural nos dois estados. Adicionalmente, o espaço para substituição no setor industrial

é maior no Maranhão do que no estado do Amazonas, que já vem passando por um processo de substituição interenergética desde a inauguração do gasoduto Coari-Manaus, em 2011.

Figura 13. Estrutura de oferta e demanda da atividade de Gás Natural no Amazonas (parte a) e Maranhão (parte b)



Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

No Amazonas, o setor de energia elétrica e outras utilidades responde por 83,1% da demanda por gás natural, ou seja, R$ 4,3 bilhões das receitas dessa atividade são advindas daquele setor. A lista é seguida pelo setor comercial, com 6,8% das compras de gás natural, outras indústrias, 2,7%, e mineração, 1,0%. O consumo das famílias, representado pelo consumo residencial de GLP, corresponde a 4,9% do valor gerado pelo gás natural. A oferta de gás natural necessária para atender a demanda dos setores acima seria da ordem de 1,8 milhão m³/dia.

No Maranhão, o panorama da oferta da atividade de "Gás natural" é mais diversificado. A atividade de não ferrosos e outros da metalurgia é responsável por 29,1% do valor gerado pela atividade, acompanhado por energia elétrica e outras utilidades com 25,9%, mineração (8,9%) e fabricação de celulose, papel e produtos de papel (7,6%). A novidade no estado também é o surgimento do setor de transporte (2,2%) como potencialmente gerador de valor para a cadeia. Por fim o consumo das famílias (21,5%) concentra o consumo residencial de gás natural, em substituição ao GLP, em cenário de substituição completa. A demanda por gás natural para as atividades apontadas seria de 2,8 milhões de m³/dia. Para o consumo residencial, traçando um cenário de substituição para as duas grades cidades do estado, São Luís e Imperatriz, a demanda seria reduzida para cerca de 39%.

6.4 Contribuição da indústria de gás natural para a economia dos sistemas isolados

A contribuição dos setores energéticos relacionados diretamente ao mercado de gás natural nos sistemas isolados é o objeto desta seção. As informações estão separadas para os estados do Amazonas e Maranhão, com abertura para a "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio", "Energia elétrica e outras utilidades" e "Gás natural". O foco da análise comparativa entre os estados em questão está direcionado para os impactos sobre o Valor Bruto da Produto (VBP), Produto Interno Bruto (PIB), remuneração e fator trabalho.

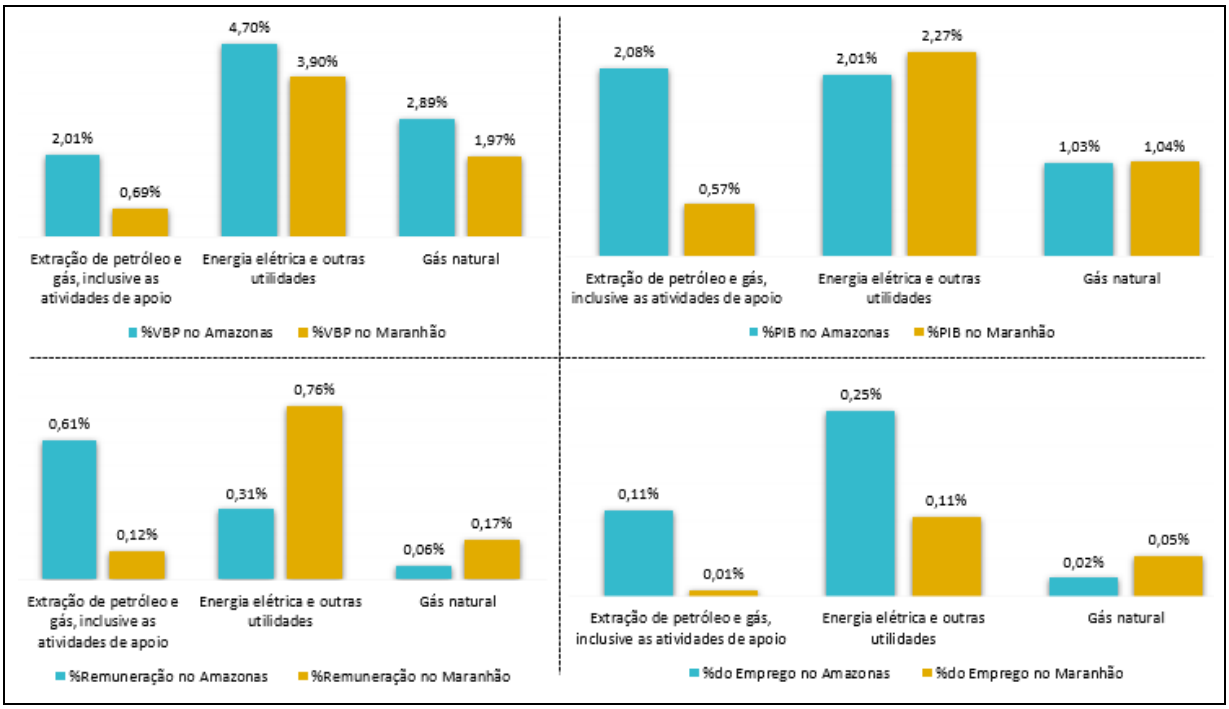
6.4.1 Participação na produção, no PIB, remuneração e emprego

A participação das três atividades energéticas em conjunto perfez 9,6% do VBP no Amazonas, o que em termos monetários corresponde a R$ 17,1 bilhões em 2015. No Maranhão, as mesmas atividades tiveram participação de 6,5% no VBP (R$ 7,9 bilhões). Nos dois estados, a atividade de "Energia elétrica e outras utilidades" revela-se com a contribuição mais proeminente para o indicador, somando R$ 8,4 bilhões (4,7%) no Amazonas e R$ 4,7 bilhões

no Maranhão (3,9%). Em seguida aparece a atividade de “Gás natural”, cujo valor produzido alcançou a cifra de R$ 5,1 bilhões no primeiro e de R$ 2,4 bilhões no segundo. A atividade “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” resultou em uma produção da ordem de R$ 3,6 bilhões e R$ 833,6 milhões no Amazonas e Maranhão, respectivamente (Figura 14).

A soma total de bens e serviços finais das economias do Amazonas e Maranhão alcançou R$ 80,8 e R$ 74,3 bilhões nessa ordem. Os setores energéticos ligados ao gás natural foram responsáveis por 5,1% (R$ 4,1 bilhões) no primeiro estado e 3,8% (R$ 2,8 bilhões) no segundo. No Maranhão, a contribuição mais expressiva para o PIB partiu da atividade “Energia elétrica e outras utilidades” (2,3%), enquanto no Amazonas, a atividade de “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” foi a mais expressiva (2,1%). Ainda que aparentemente seja um percentual baixo, quando se analisa a estrutura produtiva industrial de ambos estados, a atividade que mais se aproxima é o “Refino de petróleo e coquerias”, com 2,8% no Amazonas e “Fabricação de produtos de minerais não-metálicos”, com participação de 1,2% no PIB do Maranhão.

Figura 14. Contribuição dos setores energéticos relacionados ao gás natural para a economia dos sistemas isolados do Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

Ainda em termos de contribuição para o PIB, a atividade de “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” tomam a dianteira em relação à atividade de “Gás natural” no

estado do Amazonas, enquanto no Maranhão a contribuição do “Gás natural” é superior para a geração de valor agregado. A possibilidade de a própria atividade de “Gás natural” gerar riqueza foi praticamente igual nos dois estados, perfazendo cerca de 1,0% do PIB.

Outrossim, a participação das remunerações do trabalho nas atividades energéticas relacionadas ao gás natural representa uma fração de 0,06% e 0,17% de todas as remunerações pagas pelos setores produtivos, respectivamente no Maranhão e no Amazonas. De maneira alguma a participação diminuta do setor nas remunerações está relacionada aos salários pagos, mas sim ao quantitativo de mão de obra empregada que ainda é restrito, dada as dimensões reduzidas do mercado. No Amazonas, o pagamento de remunerações (salários mais contribuições sociais) do trabalho alcançou R$ 727 milhões, enquanto no Maranhão esse indicador somou R$ 366 milhões ao valor adicionado produzido pela economia. Nada obstante, quando se compara a fatia da remuneração do trabalho com a remuneração do capital, aquela atinge somente 12,7% no Maranhão e 17,6% no Amazonas.

Quando se trata do fator mão de obra nas atividades da indústria de gás natural, os resultados são ainda mais restritos. O Amazonas gera apenas 0,39% dos postos de trabalhado nessas atividades, ao passo que no Maranhão a cifra é menor, de apenas 0,17%. Equivalente às participações nos indicadores anteriores, a atividade de “Energia elétrica e outras utilidades” capitania os postos de trabalho no setor de energia no Maranhão (0,11%) e no Amazonas (0,25%). Em segundo lugar, tem-se “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio”, com 0,11% dos empregos no Amazonas, mas com uma proporção ainda mais baixa no Maranhão (0,01%). Por último, aparece a atividade de “Gás natural”, em que foram considerados apenas os empregos gerados na distribuição, que representam a fração de 0,02% dos empregos no Amazonas e de 0,005% no Maranhão.

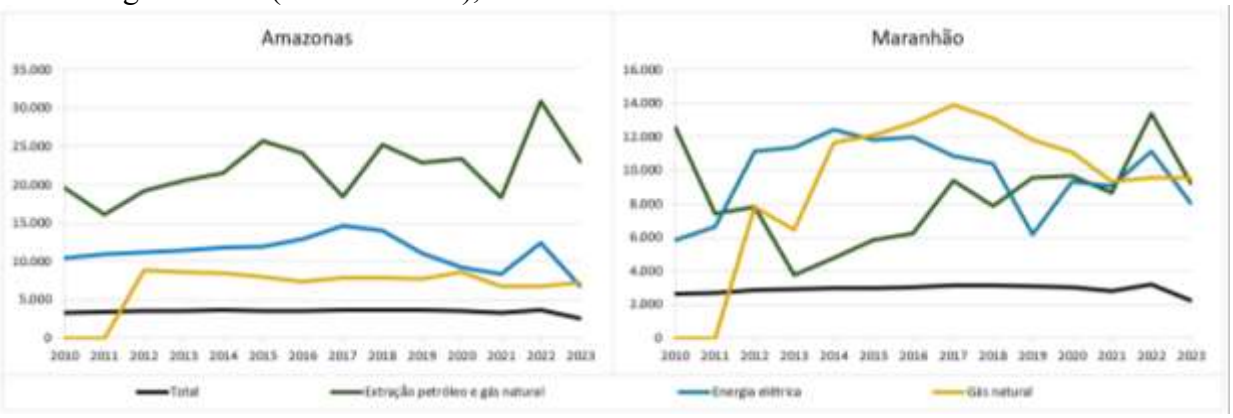
Com o propósito de visualizar a evolução dos postos de trabalho e massa salarial nas três atividades consideradas, tomou-se como referência os dados da Relação Anual de Informações Sociais – RAIS, entre 2010 e 2023, período que coincide com o desenvolvimento do mercado de gás natural nos estados do Amazonas e Maranhão. No que concerne aos vínculos, o estoque de empregos formais nas três atividades alcançou 2.615 postos no Maranhão e 4.037 no Amazonas. A atividade de “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio” registrou expansão de 5,4% ao ano no Maranhão, enquanto apresentou contração no estado do Amazonas (-4,4% a.a), evidenciando desmobilização de mão de obra no período. Na atividade de “Energia elétrica e outras utilidades”, a expansão da capacidade instalada foi refletida em mais postos de trabalho, saindo de 1.448 em 2010 para 2.384 em 2023. No

Amazonas, o dinamismo foi inferior, mas ainda sim com adição de empregos, saindo de 2.901 para 3.103. Embora com um quantitativo ainda muito pequeno, o aumento mais expressivo adveio da atividade de “Gás natural”, registrando ampliação ao ano de 16,5% e 14,5% no Maranhão e Amazonas, respectivamente.

A evolução da massa salarial superou o dinamismo registrado nos vínculos, com expansão nas três atividades analisadas nos sistemas isolados, avançando a taxas superiores ao conjunto de remuneração do restante da economia. Ademais, esse comportamento reflete também os salários médios mais altos do setor comparado à média das outras atividades. Em 2015, os empregados dos setores energéticos da indústria de gás natural possuíam um salário que superava em 4,3 vezes o salário médio dos demais setores, diferença que foi ampliada para 4,8 vezes, em 2023, no Amazonas. A situação se repete no estado do Maranhão, onde um trabalhar do restante da economia aufere somente 25,2% do salário dos empregados dos setores energéticos.

No Gráfico 19, apresenta-se o salário médio real das atividades energéticas ligadas ao mercado de gás natural “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio”, “Energia elétrica e outras utilidades” e “Gás natural” para os estados do Amazonas e Maranhão, comparativamente ao total da economia. Ao se agregar as três atividades, a performance dos salários dos empregados das três atividades assinaladas também é superior, com avanços registrados de 9,1% ao ano, no Maranhão, e de 7,7%, no Amazonas, nos últimos 13 anos analisados. Na contramão, os salários reais dos trabalhadores das outras atividades recuaram persistentemente nos dois estados (-2,0% no Amazonas e -1,2% no Maranhão).

Gráfico 19. Salário médio real das atividades de extração de petróleo e gás natural, energia elétrica e gás natural (deflator IPCA), entre 2010 e 2023



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da RAIS (MTE, 2024)

Contudo, ao se observar o desempenho dos salários médios por atividade econômica o panorama é distinto. A atividade de "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio", embora tenha desmobilizado no Amazonas, no período de 2010 a 2023, registrou incremento de 1,2% a.a. nos salários médios, enquanto no Maranhão o avanço das contratações foi acompanhado por queda salarial de 2,4% a.a. Outra diferença a ser notada diz respeito a magnitude salarial do setor nos dois estados. Enquanto no Amazonas, o empregado desse setor recebia R$ 22.989,69, no Maranhão, o mesmo trabalhador obteve R$ 9.203,35.

Na atividade de "Energia elétrica e outras utilidades", o dinamismo do salário do trabalho também seguiu direções opostas nas duas unidades da federação. No Amazonas, por exemplo, o salário real médio, em 2010, era de R$10.431,13, recuando para R$ 6.792,80 em 2023, um encolhimento de 1,7% a.a em termos reais. No Maranhão, o mesmo indicador cresceu 2,5% ao ano, alcançando o patamar de R$ 8.071,13 em 2023 ante R$ 5.839,91, corrigindo as distorções em relação ao Amazonas e, situando-se, inclusive em patamar superior.

De modo similar à atividade anterior, na atividade de "Gás natural" (produção, processamento e distribuição), em oposição ao incremento de 1,8% a.a. nos salários dos empregados maranhenses, no Amazonas, registrou-se queda de 1,7% a.a. As distâncias salariais desse setor entre um estado e outro são menos proeminentes, mas ainda assim, no Maranhão, os salários dos empregados na atividade (9.566,70) superaram em 31,2% os salários pagos aos empregados amazonenses (R$7.288,92).

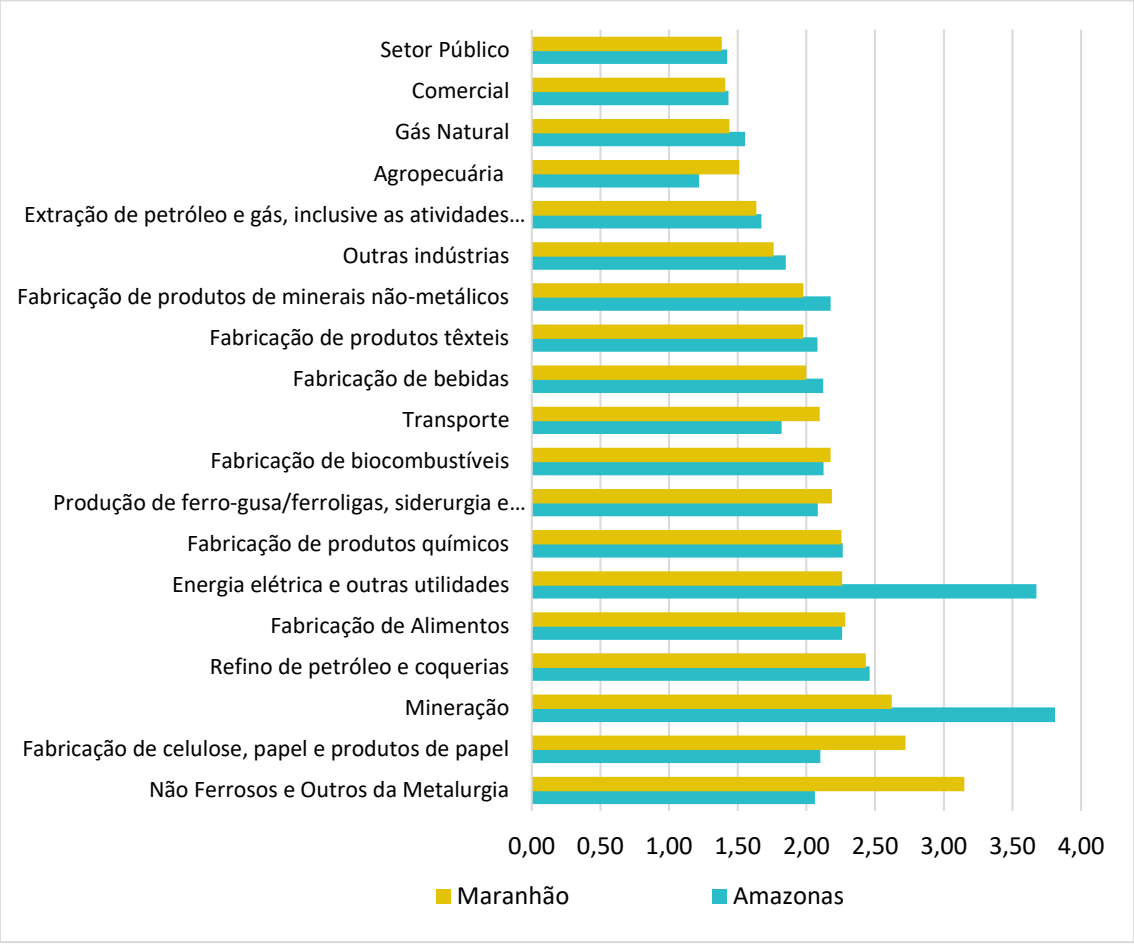
Em que pese o dinamismo das atividades, os dados da RAIS evidenciam diferenças salariais expressivas entre as atividades relacionados ao mercado de gás natural do Amazonas e Maranhão, em comparação aos demais setores da economia. Todavia, ainda se trata de um nicho restrito a um percentual muito pequeno da população ocupada, o que pode ganhar amplitude com o fortalecimento de ambos os mercados.

6.4.2 Efeito multiplicador e índices de encadeamento da indústria de gás natural

Uma das mais tradicionais e importante análise da matriz insumo-produto refere-se aos multiplicadores de produção. A partir destes é possível mensurar os impactos diretos e indiretos das variações da demanda final sobre o conjunto da produção dos setores econômicos, como demonstrado na seção 6.1. À vista disso, no Gráfico 20, representam-se os multiplicadores simples de produção para o setor de gás natural e o consumo de 18 setores, originalmente pertencentes à MIP da Amazônia Legal.

O primeiro aspecto a ser observado é que o multiplicador de produção médio do conjunto das atividades energéticas ligadas ao mercado de gás natural, “Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio”, “Energia Elétrica e outras utilidades” e “Gás Natural”, foi de 2,300 para o Amazonas e de 1,774 para o Maranhão. Isso implica dizer que cada R$ 1,00 (um real) gasto na demanda final gera um impacto na produção equivalente a mais de R$ 2,30 (dois reais e trinta centavos) no primeiro estado e de R$ 1,77 (um real e setenta e sete centavos) no último.

Gráfico 20. Multiplicadores simples de produção do Amazonas e Maranhão



Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

O segundo ponto é que, em termos de grandeza, os multiplicadores de produção das atividades de “Mineração” e “Energia Elétrica e outras utilidades” mostram-se com alta capacidade de afetar a produção total da economia Amazonense. No que tange a mensuração do impacto, para cada real gasto na demanda final pela atividade de “Mineração”, a produção aumenta em 3,8 vezes, enquanto, no mesmo cenário, a atividade de “Energia Elétrica e outras

utilidades" é capaz de multiplicar a produção por um fator igual a 3,6 vezes, mostrando que ambos os setores possuem forte demanda intermediária por insumos.

No Maranhão, os maiores multiplicadores de produção podem ser encontrados na atividade de "Fabricação de celulose, papel e produtos de papel" e "Não Ferrosos e Outros da Metalurgia". De maneira similar, variações na demanda final são capazes de ampliar a produção dessas atividades em 2,7 e 3,1 vezes, respectivamente.

A terceira característica é que, a despeito de a atividade de "Gás Natural" apresentar multiplicadores de produção pouco expressivos, respectivamente 1,553 e 1,432 no Amazonas e no Maranhão, as estimativas relacionadas a inserção de gás natural nos setores econômicos se traduziram em multiplicadores mais pujantes em outros setores. Nesse sentido, os resultados relevantes apresentados pelas atividades de "Mineração", "Energia Elétrica e outras utilidades "Fabricação de celulose, papel e produtos de papel", quanto a atividade de "Não Ferrosos e Outros da Metalurgia" são produto da expansão da demanda por gás natural no Maranhão. Em um cenário sem alteração dessa demanda por gás natural, o impacto médio esperado dos investimentos seria 1,19 inferior.

Por meio da MIP da Amazônia Legal, sendo uma matriz inter-regional, é possível fazer uma distribuição dos multiplicadores internos, ou seja, de um lado, o impacto no conjunto de setores das economias locais e, de outro, os impactos que seriam disseminados para as demais unidades da federação, representadas pela rubrica restos do Brasil. Nessa sequência, na Tabela 18, expõem-se exatamente essa divisão.

Tomando como base os setores energéticos relacionados ao gás natural, tem-se que, em média, 83,8% dos impactos diretos e indiretos restringem-se aos estados em análise (dentro das próprias economias maranhense e amazonense), sendo o restante (13,2%) direcionado para os demais estados. No Amazonas, esse percentual ainda é superior, alcançando 86,3%, ao passo que no Maranhão é de 81,3%. Importante pontuar a diferença em relação aos demais setores, em que a média dos impactos dentro dos próprios estados é de 78,6% para o Amazonas e de 70% para o Maranhão, o que comprova a baixa razão de dependência do grupo de atividades energéticas em relação ao demais setores da economia.

Uma análise complementar aos multiplicadores de produção são os indicadores de encadeamento ou índices ligação de Ramussen-Hirschman. Esses índices oferecem uma visão mais precisa de como os setores demandantes respondem a variações intersetoriais e os impactos na produção dos setores ofertantes a partir de variações na demanda final.

Tabela 18. Composição dos multiplicadores simples de produção setoriais segundo origem

Atividades	Amazonas		Maranhão	
	Intra (%)	Inter (%)	Intra (%)	Inter (%)
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	81,0	19,0	77,1	22,9
Refino de petróleo e coquerias	71,9	28,1	53,4	46,6
Fabricação de biocombustíveis	77,6	22,4	66,2	33,8
Energia elétrica e outras utilidades	86,4	13,6	80,0	20,0
Gás Natural	91,4	8,6	86,9	13,1
Agropecuária	92,2	7,8	76,6	23,4
Mineração	83,7	16,3	70,8	29,2
Fabricação de Alimentos	74,6	25,4	65,0	35,0
Fabricação de bebidas	75,3	24,7	68,2	31,8
Fabricação de produtos têxteis	77,3	22,7	64,9	35,1
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	79,1	20,9	72,7	27,3
Fabricação de produtos químicos	72,9	27,1	61,1	38,9
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	76,4	23,6	70,7	29,3
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	71,5	28,5	67,7	32,3
Não Ferrosos e Outros da Metalurgia	71,5	28,5	77,1	22,9
Outras indústrias	79,6	20,4	73,8	26,2
Comercial	86,4	13,6	82,9	17,1
Transporte	81,3	18,7	64,9	35,1
Setor Público	86,3	13,7	83,4	16,6

Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

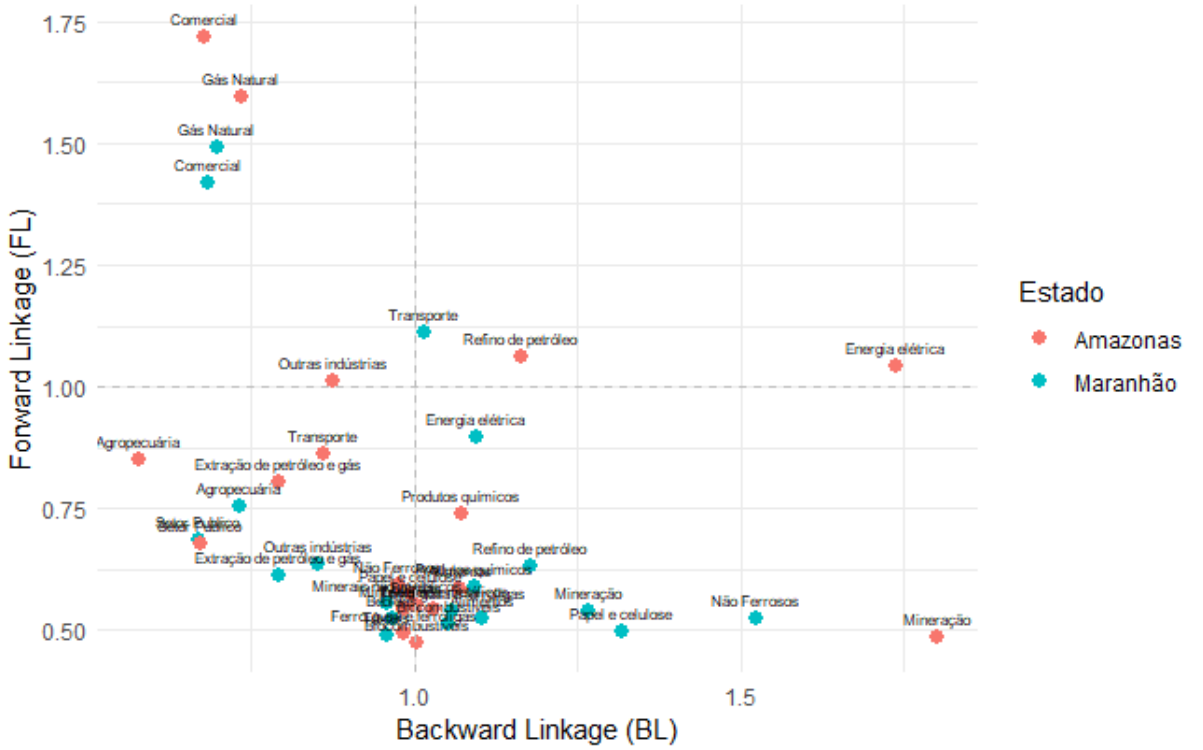
No Gráfico 21, apresentam-se os índices de encadeamento (BL e FL) das atividades econômicas energéticas e dos demais setores para o Amazonas e para o Maranhão. Os dados estão dispostos em quatro quadrantes, sendo o eixo x, representado do BL e o eixo y, FL. Na demonstração, o ponto médio do gráfico é igual a 1, tendo cada quadrante uma característica específica: o 1º (superior direito) identifica setores-chave, com alta interdependência para frente e para trás; ii) o 2º (superior esquerdo) mostra setores principalmente fornecedores, com dependência voltada para frente; iii) o 3º (inferior esquerdo) reflete setores com baixa dependência setorial; e iv) o 4º (inferior direito) inclui setores que impulsionam a demanda intermediária, com forte encadeamento para trás.

No Maranhão, o conjunto das três atividades energéticas apresentadas, cujo índice de encadeamento para trás (BL) é de 0,86, evidencia baixas relações intersetoriais com os setores que estão a montante da cadeia produtiva. Por outro lado, o índice de encadeamento para a frente (FL) das mesmas atividades é de 1,00, exatamente a média, possuindo baixa capacidade de dispersão para os setores à jusante. A realidade do Amazonas nesse setor é um pouco mais otimista quando se analisa os índices em questão, sendo de 1,09 para o BL e de 1,15 para o FL, enquadrando-se como setor-chave da economia.

Pertinente salientar que, ao separar os efeitos apenas do processamento e distribuição de gás natural nos estados do Maranhão e Amazonas, o BL fica abaixo da média (0,70 e 0,73), implicando em reduzidas ligações para trás da cadeia. Ao mesmo tempo, o FL apresenta esse

segmento como estratégico no fornecimento para os setores à frente da cadeia em ambos os estados (1,49 e 1,60).

Gráfico 21. Efeitos de encadeamento por meio dos índices Ramussen-Hirschman



Fonte: Elaboração própria a partir da MIP da Amazônia Legal (SUDAM, 2022)

A atividade de "Energia elétrica e outras utilidades" revela-se como um setor-chave para a economia amazonense, ao passo que no Maranhão é detentor de uma alta demanda intermediária. Curiosamente, pela matriz original, sem a separação do gás natural, o BL e o FL do setor situam-se acima de 1,00, indicando-o como setor com substanciais encadeamentos com os setores demandantes e fornecedores. Por fim, o setor de "Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio", em ambos os estados, apresenta pouco ou nenhum encadeamento com os setores econômicos locais.

6.5 Recomendações de política para o desenvolvimento e consolidação do mercado de gás natural nos sistemas isolados do Brasil

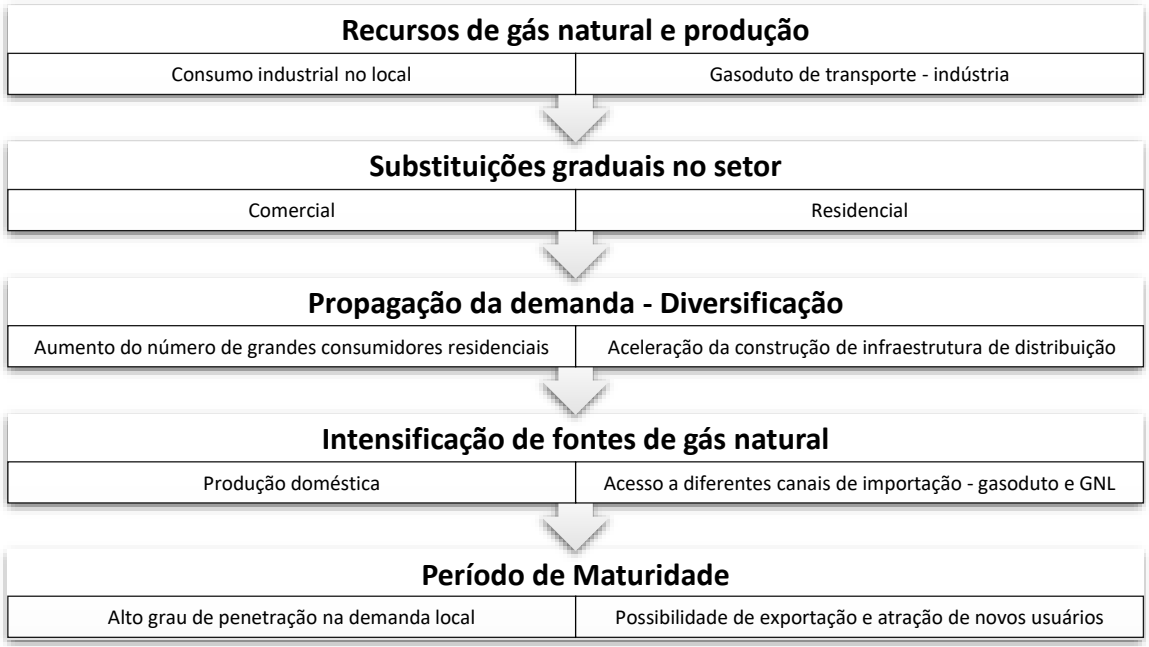
As experiências mostram que não há um modelo único de desenvolvimento da indústria de gás natural a ser replicado por todas as nações unilateralmente em prol de resultado semelhantes. Talvez um dos pontos mais relevantes na discussão da utilização da teoria do desenvolvimento baseada em recursos, na indústria de gás natural, é a compreensão de que,

dependendo das estratégias delineadas, aparato institucional e tecnológico, países com o mesmo volume de recursos podem padecer em zonas diversas, desfrutando de níveis de bem-estar distintos. Nestes termos, esta seção tem como principal objetivo fornecer um rol de estratégias para o desenvolvimento do mercado de gás natural nos sistemas isolados.

6.5.1 Os modelos de desenvolvimento do mercado de gás natural e os sistemas isolados

Não obstante, alguns modelos de desenvolvimento da indústria de gás natural sugerem um padrão muito similar ao modelo em algumas das experiências selecionadas, em que o foco é a atração de empresas para o consumo do gás natural na origem. Dessa forma, no primeiro momento, grandes indústrias se deslocam para as regiões próximas à produção, ao mesmo tempo em que vultosos investimentos em infraestrutura de transporte são realizados para distribuição do insumo para as indústrias âncoras, como exemplificado na Figura 15.

Figura 15. Etapas de desenvolvimento da indústria de gás natural



Em continuidade, no segundo momento, a criação da infraestrutura possibilita uma primeira diversificação rumo a outros setores, tais como o comercial e residencial. Esse processo contribui para a terceira etapa, quando ocorre a expansão da infraestrutura de distribuição e consequentemente diversificação do consumo de grandes consumidores residenciais. Na quarta etapa, há uma preocupação com a intensificação do suprimento, focando não apenas nas possibilidades de exploração local, mas também em alternativas de importação

por meio de gasodutos transnacionais e via mercado de GNL. Por último, o mercado de gás natural atinge o grau de maturidade, com elevada participação na matriz energética da economia e abertura de espaço para a exportação e atração de novos usuários.

É oportuno observar que na análise das experiências comparadas essas fases não se dão de forma sequencial e automática, como se o mercado estivesse predestinado a ter a mesma trajetória indiscriminadamente. Se de um lado, a Holanda convergiu esforços públicos e privados para a elaboração de políticas públicas, com amplo desenvolvimento de infraestrutura de transporte e de disseminação do gás natural, por outro lado, EUA e Reino Unido seguiram uma estratégia em que a regulação teve um peso preponderante, com a finalidade não apenas de dar amparo legal aos atores, mas também reduzir as distorções e conflitos, ampliar os investimentos e garantir o abastecimento local.

Na China, a presença de um estado forte na condução dos investimentos públicos favoreceu os investimentos da indústria de gás natural nacional. Ao mesmo tempo em que o desenvolvimento dos campos de produção foi utilizado para a atração dos grandes consumidores locais, houve intensificação das importações (gasoduto e GNL) para suprimento de regiões mais afastadas da região produtora.

Na América do Sul, nos casos da Colômbia, Argentina e Brasil, as trajetórias de desenvolvimento da indústria mostram algumas similaridades e particularidades, como, por exemplo, a predominância de aspectos regulatórios na condução das políticas do mercado de gás. Todavia, na Colômbia, foi onde ocorreu o maior programa de democratização do uso de gás natural, com políticas estatais ativas para a consolidação do processo. Na Argentina, observam-se políticas maciças para a conexão da produção aos consumidores, com construção de gasodutos de distribuição que conectam todas as regiões. No Brasil, por outro lado, o nascimento da indústria de gás natural e as consequentes expansões de malha nasceram com um objetivo voltado para o atendimento do mercado termoelétrico, sem políticas industriais claras de substituição ou até mesmo suprimento industrial e demais setores.

Ainda no Brasil, quando se faz o recorte dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, observa-se uma dinâmica diferente da predominante no restante do país. Se nas primeiras aplicações do gás havia uma estreita ligação com a produção de eletricidade, esse panorama foi mudando ao longo do tempo a partir de políticas de cunho estadual, no âmbito da distribuição, principalmente no último estado, para a diversificação e consolidação de um mercado consumidor diversificado.

Todavia, nos sistemas isolados do Brasil, especificamente nos casos em estudo, a exploração de gás natural já nasceu atrelada ao setor termelétrico, afastando-se completamente das etapas listadas anteriormente. Por um lado, no Amazonas, houve predomínio das questões relacionadas à segurança energética, sobretudo, no fornecimento de eletricidade, enquanto no Maranhão, a exploração limitou-se ao atendimento da demanda nacional por eletricidade, ignorando as necessidades locais. Neste último, por um longo período, predominou a visão de que não havia demanda, fora do setor térmico, para o gás natural produzido na Bacia do Parnaíba.

Nesse ínterim, aproveitando estrutura de transporte existente, o Amazonas promoveu o maior programa de investimento em distribuição com vista à diversificação do mercado em direção ao setor industrial, comercial, residencial e transporte. Os esforços não ficaram restritos somente ao âmbito regulatório, mas conduzidos ativamente pela companhia de distribuição local (Cigás) como forma de aproveitamento do insumo local ao tempo em que oferecia um substituto mais competitivo para os derivados de petróleo.

Ainda sobre o desenvolvimento do mercado de gás no Amazonas, a construção do gasoduto Coari-Manaus, a despeito do elevado custo de transação, pode ser considerado um dos elos mais importantes para a disponibilização de gás para outras finalidades, ainda que o objetivo inicial estivesse ligado ao abastecimento térmico. Adicionalmente, a localização da exploração e o traçado da infraestrutura conectando diferentes municipalidades até a capital não serviu apenas para remunerar o gasoduto, mas também possibilitar a diversificação, embora ainda incipiente, dos usuários que segue em curso.

De maneira similar, a existência de diferentes atores na exploração, transporte e distribuição, embora tenha acirrado negociações em torno do custo do transporte do gás natural, contribuiu para o ingresso de outros atores no mercado, principalmente, no consumo final. O aspecto da diversificação observado atualmente não pode ser analisado desconsiderando as demandas do próprio estado do Amazonas, ao lado das pressões legislativa e social.

De maneira diametralmente oposta, no Maranhão, ao se ratificar o modelo integrado de produção, com a Eneva dominando a produção e consumo do gás natural, dentro dos contratos rígidos com o ONS, a possibilidade de diversificação do consumo foi minada nos primeiros anos de exploração. Além disso, não foram encontradas evidências de políticas de cunho estadual que pudessem estimular o nascimento de mercado consumidor de gás natural, considerando as potencialidades de consumo local.

Atualmente, as externalidades positivas produzidas pela exploração de gás natural no Maranhão ainda estão restritas aos municípios beneficiários dos *royalties* de produção e ao entorno do Complexo Termelétrico do Parnaíba. Desse modo, os encadeamentos que poderiam ser gerados e a possibilidade de geração de riqueza estão limitadas pelo modelo atual de desenvolvimento.

Considerando as diversas estratégias para desenvolvimento de campos de produção e, em seguida, do indústria de gás natural, é possível fazer algumas ponderações sobre o caso do Maranhão, se o objetivo for a diversificação da demanda e a formação de mercado capilarizado: i) não é possível replicar modelos de outras nações desconsiderando as particularidades atuais da indústria de gás natural local; ii) a atuação do estado esbarra em constrangimentos regulatórios nacionais, devendo se restringir a políticas de abrangência estadual; iii) a verticalização integrada da cadeia, ainda que reduza os custos de transação, deverá ser repensada visando um modelo de diversificação do mercado; iv) gargalos de infraestrutura, tecnológicos e de mão de obra deverão ser pauta das políticas estaduais.

Em resumo, na comprovação de existência de espaço para o desenvolvimento do mercado de gás natural nos sistemas isolados, particularmente, no estado no Maranhão, onde as iniciavas rumo a diversificação ainda estão em fase de planejamento, as restrições regulatória, tecnológica e de infraestrutura devem ser objeto de apreciação na elaboração de políticas públicas. É exatamente esses aspectos que foram levados em consideração na construção da próxima subseção.

6.5.2 Recomendações de política para os sistemas isolados considerando as experiências selecionadas

Nesta subseção, são apresentadas algumas recomendações de política para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Amazonas e Maranhão, levando em consideração os exemplos internacionais e a análise do setor brasileiro com vistas à criação de um modelo de governança sustentável e capaz de transformar a realidade do atual mercado de gás dos sistemas isolados. Entende-se que a elaboração de políticas públicas voltadas para a democratização do gás natural, ao lado do uso sustentável desse recurso natural, pode potencializar o desenvolvimento socioeconômico dessa região.

Por conseguinte, as políticas recomendadas para o desenvolvimento do mercado de gás natural nos sistemas isolados encontram-se divididas em quatro pilares. O primeiro é o i)

Institucional, que envolve políticas de fortalecimento institucional e regulatório das agências estaduais, desenvolvimento das companhias de distribuição e instituição de um modelo de governança. No segundo pilar estão as políticas direcionadas ao ii) Setor Produtivo: estímulo aos efeitos de encadeamento produtivo, incentivo à competição, desenvolvimento de uma infraestrutura de transporte e estocagem, diversificação das fontes de suprimento e intensificação da exploração, incentivos tributários, investimentos para a conexão com a rede nacional de transporte e políticas de qualificação e absorção de mão de obra local. Como terceiro pilar aparecem as políticas de iii) Tecnologia e Inovação, englobando a promoção de ecossistemas de inovação e transferência tecnológica. E por último, estão as políticas iv) Ambientais, com foco na criação de políticas de sustentabilidade e de compensação ambiental e promoção do gás natural como combustível de transição, conforme Quadro 9.

No pilar Institucional, aparecem três políticas que podem ser consideradas a base para as demais. Primeiramente, o fortalecimento institucional e regulatório das agências estaduais, observa-se que a experiência de economias baseadas em recursos naturais, como os Estados Unidos e Reino Unido, evidencia que o arcabouço institucional consolidado não somente otimiza a gestão dos recursos, como também atua na redução dos custos de transação existentes, reduzindo práticas oportunistas e aumentando a transparência dos contratos. No Amazonas e Maranhão, o fortalecimento das agências reguladoras ARSEPAM e MOB, que hoje atuam tangencialmente nas questões relacionadas à canalização do gás natural, pode desempenhar papel fundamental na atração de novos investimentos. Os problemas a serem atacados incluem a capacitação técnica, padronização de processos e independência institucional.

Quadro 9. Políticas públicas para o desenvolvimento do mercado de gás natural

Pilar	Política	Público-alvo
Institucional	Fortalecimento institucional e regulatório das agências estaduais	ARSEPAM e MOB
	Desenvolvimento das companhias de distribuição	Cigás e Gasmar
	Instituição de um modelo de governança	Amazonas, Maranhão e empresas privadas
Setor produtivo	Estímulo aos efeitos de encadeamento produtivo	Empresas locais
	Incentivo à competição	Empresas locais e novas
	Desenvolvimento de uma infraestrutura de transporte e estocagem	Empresas de transporte via gasoduto
	Diversificação das fontes de suprimento e intensificação da exploração	Empresas locais, novas e população

	Investimentos para a conexão com a rede nacional de transporte	Empresas de transporte via gasoduto
	Incentivos tributários	Empresas locais e novas
	Políticas de qualificação e absorção de mão de obra local	Universidades, institutos e população em idade ativa
Tecnologia e inovação	Promoção de ecossistemas de inovação e transferência tecnológica	Universidades, fundações de pesquisa e empresas locais
Ambiental	Políticas de sustentabilidade e de compensação ambiental	Empresas locais e sociedade
	Promoção do gás natural como combustível de transição	Empresas locais

Fonte: Elaboração própria

A segunda política dentro desse pilar é o desenvolvimento das companhias de distribuição. As companhias de distribuição dos sistemas isolados, Cigás, no Amazonas, e Gasmar, no Maranhão, são majoritariamente estatais, defendendo os interesses e promovendo políticas para o mercado em conformidade com as diretrizes governamentais. Se, por um lado, a Cigás tem conseguido se consolidar, com planos de negócios claros que incluem a incorporação de consumidores à base e ampliação da rede de distribuição, por outro, o Maranhão não desfruta do mesmo cenário. As experiências do Rio de Janeiro e São Paulo mostram que o ativismo das distribuidoras, incentivadas por políticas públicas estaduais, é essencial para a expansão do mercado. Dessa forma, políticas que tenham como foco a modernização da Gasmar, criação de capacidades técnicas e aumento de capilaridade são essenciais não somente para a sobrevivência dessa companhia, mas também para que ela possa cumprir o papel de promotora do desenvolvimento do mercado de gás natural.

Por fim, recomenda-se a instituição de um modelo de governança que seja capaz de reduzir os custos de transação da indústria de gás natural. Como os custos de transação são expressivos, especialmente, relacionadas no setor de transporte de gás, pensar em estruturas de governança com contratos de longo prazo ou estratégias que remunerem os desembolsos realizados podem melhorar a qualidade das operações entre os agentes da cadeia. No Amazonas, os contratos são fundamentais para a remuneração da estrutura de transporte e distribuição. No Maranhão, o projeto piloto de transporte via GNL para a Vale e Suzano exigiu intensas negociações entre os atores, com a finalidade de justificar os investimentos em liquefação e regaseificação. Sugere-se que a implementação de contratos padronizados para

uma futura rede transporte e distribuição pode ser a solução para a redução desses custos e atração de novos investidores.

O setor produtivo surge como o segundo pilar agregando um conjunto de políticas interligadas e consideradas essenciais para o fomento à cadeia do gás natural. A política de estímulo aos efeitos de encadeamento produtivo em uma visão estruturalista do uso dos recursos naturais é essencial para a promoção do desenvolvimento industrial. A expansão das indústrias químicas e petroquímica norte americanas, diante da revolução do *shale gas*, comprova o potencial do gás natural como insumo estratégico. Nas simulações de impactos realizadas para os sistemas isolados, as atividades relacionadas ao mercado de gás aparecem com alto poder de encadeamento para frente e para trás, enquanto a distribuição de gás natural tem forte relações a jusante na cadeia produtiva, sendo uma atividade estratégica em ambas as unidades da federação. O desenvolvimento de políticas que promovam o conteúdo local ou até mesmo implementação de contratos com fornecedores locais tem potencialidade de reduzir custos logísticos e aumentar os impactos econômicos. Contudo, chama-se atenção para a criação de uma cadeia de fornecedores local, com o nível de complexidade tecnológica exigida pela indústria de gás natural.

No mercado de gás natural, políticas que incentivem a competição devem ser preservadas, sobretudo, no âmbito da produção. A abertura do mercado de gás da economia britânica com vistas ao aumento de eficiência pode ser tomada como exemplo de sucesso. No Brasil, a recente reformulação do mercado de gás possui o mesmo propósito, mas as amarras em termos de infraestrutura e alcance tem limitado o processo de competição. No Amazonas, a entrada da Eneva na Bacia do Amazonas foi crucial para a promoção do abastecimento de mercados fora do traçado do gasoduto de transporte, levando segurança energética a outras localidades (caso de Jaguatirica II, em Roraima). No Maranhão, o ajuste da regulação atual à regulação brasileira abriu espaço para a contratação de capacidade diretamente entre produtores e consumidores, gerando o primeiro projeto piloto de diversificação. Contudo, há ainda espaço substancial no âmbito da produção, com vistas à quebra do monopólio de produção atual e consequentemente a desconcentração do mercado.

Essa política está alinhada diretamente à diversificação das fontes de suprimento e intensificação da exploração. Trata-se de uma estratégia amplamente utilizada pelos países selecionados como forma de garantir a oferta do insumo e reduzir a dependência de uma só fonte. As importações por meio de gasodutos transnacionais e por meio de GNL evidenciam que essa é uma preocupação latente dessas economias. Nos sistemas isolados, a situação do

Amazonas é mais confortável, dado o potencial de aproveitamento do gás natural que atualmente é reinjetado. No caso do Maranhão, o cenário é mais crítico para atendimento da demanda potencial, dada a rigidez dos contratos com o ONS. A saída, para tanto, estaria no mapeamento geológico e exploração de novas áreas, bem como o incentivo à exploração de reservas não convencionais, o que requer a conciliação de técnicas modernas de exploração, aliadas aos objetivos de sustentabilidade.

Em paralelo à política de diversificação do suprimento deve estar o desenvolvimento de uma infraestrutura de transporte e estocagem que atendam aos objetivos de longo prazo do mercado. Na China e Argentina, investimentos maciços em redes de gasodutos de transporte aliada à preocupação de disponibilização do insumo em todas as regiões foram determinantes para a consolidação do setor. No Maranhão, a ausência de infraestrutura associada a uma estratégia de desenvolvimento do mercado tem se mostrado como a principal barreira para a diversificação do consumo. É sabido da existência de enormes custos de transação para a realização desses investimentos, principalmente por serem se caracterizarem como investimentos irrecuperáveis, sem outra finalidade a não ser a de transportar gás natural. Todavia, a sinalização de empresas âncoras no setor industrial, bem como planos de desenvolvimento que sinalizem as perspectivas do estado para o setor é crucial para a atração de empresas privadas que atuam no transporte de gás. As iniciativas atuais de transporte de GNL são importantes, mas não são suficientes para a criação da capilaridade esperada no mercado de gás natural.

Em consonância com os investimentos na infraestrutura de transporte dentro das divisas dos estados dos sistemas isolados, outra política de grande envergadura está ligada aos investimentos para a conexão com a rede nacional de transporte. Essa integração dever ser considerada primordial para a o desenvolvimento do mercado nacional e a melhoria da competitividade. Contudo, entende-se que essa política precisa partir da União e serem inseridas no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), da EPE (2022), cujas diretrizes atuais estão focadas no atendimento de capitais e regiões metropolitanas não abastecidas por gás, aumento da oferta de GNL e alternativas de aproveitamento do gás natural do Pré-Sal. Desse modo, a conexão da rede nacional aos dois estados, não somente possibilitaria o incremento da oferta para o Maranhão, mas ao melhor aproveitamento do gás que é reinjetado no Amazonas.

Um ponto importante para a substituição interenergética na indústria são os incentivos tributários necessários para a expansão da base de consumidores e atração de novos negócios que utilizem o gás natural como matéria-prima. Concorrentes do gás natural, tais como os

derivados de petróleo, apresentam-se menos competitivo no cenário, mas insumos como o carvão mineral para a produção de eletricidade possuem preços mais baixos, o que respalda o fortalecimento da política tributária para o mercado de gás natural. Atualmente, no Maranhão, o efeito multiplicador dos impostos indiretos é baixo para a atividade de distribuição porque há uma concentração na produção de eletricidade e derivados de petróleo, como gasolina, óleo diesel e GLP, não produzidos pelo estado. Nessa perspectiva, políticas tributárias que tenham como finalidade reduzir o custo do gás, não apenas o tornam ainda mais competitivo para a indústria, facilitando a substituição interenergética e investimentos em novas instalações, mas também traz possibilidades de maiores impactos sobre a arrecadação local.

Para fechar as discussões do setor produtivo, um dos aspectos mais urgentes é a qualificação e absorção de mão de obra local. Economias baseadas em recurso sem planos de formação direcionados para a população em idade ativa tendem a ter menores benefícios relacionados aos ganhos provenientes da exploração. Nos sistemas isolados, o retrato atual evidencia que grande parte da mão de obra altamente especializada e empregada no mercado de gás não é oriunda dos estados locais. Isto posto, o Maranhão e Amazonas, por meio de suas universidades estaduais, mas também em parceria com outras instituições federais e privadas, deverão criar um programa de qualificação da população, em diversos níveis de especialização, voltados, primeiramente, para o desenvolvimento do mercado de energia, com foco no gás natural e, consequentemente, o adensamento das cadeias produtivas da região.

Articulado ao pilar do setor produtivo, surgem as discussões envolvendo iii) Tecnologia e inovação, tendo como principal política a promoção de ecossistemas de inovação e transferência tecnológica. Embora as políticas de cunho tecnológico sejam de competência da união, ecossistemas de inovação especializados em gás natural com a presença das universidades, fundação de pesquisa e empresas privadas podem ser fomentados pelas unidades federativas analisadas. No Maranhão e Amazonas, essa parcerias público-privadas tem capacidade para criar soluções locais capazes de conectar as áreas de produção distantes a consumidores espalhados pelo território, além de criar capacidades técnicas para fornecedores locais e otimização do uso do insumo.

As políticas iv) Ambientais compõem o quarto pilar de análise desta pesquisa, com foco na criação de políticas de sustentabilidade e de compensação ambiental e promoção do gás natural como combustível de transição. Quanto à primeira política, é importante pontuar os impactos ambientais decorrentes da exploração no Amazonas, mas também na região da Amazônia Legal, principalmente levando em consideração a ampla biodiversidade local.

Políticas nacionais de limitação da queima de gás reduzem as emissões no processo de exploração, mas ligadas a ela, é primordial o controle do escapamento de metano na infraestrutura de transporte. No âmbito estadual, políticas de mitigação de emissões e tecnologias para captura de carbono, tem capacidade de acelerar a substituição interenergética. Além disso, políticas de compensação ambiental ou até mesmo a criação de um fundo estadual vinculado à exploração de gás natural podem ser utilizados para a recuperação ecológica e conservação da biodiversidade, com vistas ao desenvolvimento sustentável.

Finalmente, a política de promoção do gás natural como combustível de transição esbarra em algumas resistências ambientais por se tratar de um combustível fóssil, mas é considerado um dos combustíveis mais proeminente na transição para uma economia de baixo carbono. Nos Estados Unidos, o gás natural substituiu fontes mais poluentes, como o carvão e combustíveis mais pesados, em diversos setores. Nos sistemas isolados, estimativas realizadas neste estudo mostram que a substituição do óleo diesel, óleo combustível e GLP no setor industrial por gás natural geraria uma redução nas emissões de CO_2 de 26,4% no Maranhão e 21,9% no Amazonas. Por isso, reforça-se a necessidade de subsídios aos consumidores industriais e ao setor de transporte, além de campanhas estaduais de educação ambiental que evidenciem as vantagens do gás natural. Além disso, toda a infraestrutura de transporte de gás natural pode ser convertida para o escoamento de biometano ou até mesmo hidrogênio nas próximas décadas, reduzindo os custos de transação atuais.

É de fundamental importância a compreensão das potencialidades de desenvolvimento do mercado de gás natural nos sistemas isolados, mas ao mesmo tempo a necessidade de pôr em prática um conjunto de políticas públicas que conduzam os estados aos resultados almejados. Pensar de forma articulada, considerando políticas de cunho institucional, produtivo, tecnológico e inovação, bem como o ambiental podem retirar o mercado de gás natural da posição passiva atual e posicioná-lo estrategicamente como um condutor do desenvolvimento sustentável para os estados do Maranhão e Amazonas.

7 CONCLUSÃO

Um dos pontos mais emblemáticos desta conclusão reside em identificar se os objetivos traçados no início da pesquisa foram totalmente ou parcialmente alcançados. Recuperando-o diretamente da introdução, tem-se que o objetivo geral é analisar as trajetórias de desenvolvimento da indústria de gás natural no contexto mundial, a fim de, posteriormente, identificar as estratégias mais adequadas para a criação de um mercado dinâmico e integrado nos sistemas isolados do Brasil. A pesquisa também visa examinar as condições de oferta e demanda, bem como os potenciais impactos sobre as economias do Maranhão e Amazonas.

Por se tratar de um recurso natural com capacidade de produção de riqueza, a lição fundamental apreendida a partir da literatura do desenvolvimento baseado em recursos naturais foi que o estabelecimento de políticas industriais, institucionais e tecnológicas pode ser o divisor entre a transformação desses recursos em prosperidade ou maldição. Na visão estruturalista, estes possuem capacidade para diversificar a estrutura produtiva, criando efeitos de encadeamento robustos e impulsando a demanda final. Para os institucionalistas, a qualidade das instituições, o formato e regulação do setor produtor é condição necessária, porém não suficiente para o desenvolvimento. À vista disso, os neoschumpeterianos parecem consolidar essas duas visões, adicionando a necessidade desses setores seguirem trajetórias de aprendizagem e conhecimento para gerar *spillovers* e aumentar os efeitos de encadeamento sobre o conjunto de atividades locais.

Ao longo do desenvolvimento do mercado de gás natural no mundo, de forma particular nos países selecionados, observa-se uma presença constante do Estado quando o assunto é a elaboração de diretrizes para o desenvolvimento desse setor. Por um lado, nos Estados Unidos e Reino Unido, a regulação aparece como a medida mais eficaz em direção ao aumento da competitividade do mercado, com atração de novos *players* e ampliação da base consumidora, embora, no primeiro, o recente desenvolvimento tecnológico em torno do *shale gas* os aproximem também de uma perspectiva de política tecnológica. Na Holanda, uma política mais estruturalista foi pensada a partir da articulação entre companhias privadas e o Estado, mas sem desconsiderar as amarrações institucionais durante o início da exploração e construção da infraestrutura de transporte e distribuição de gás localmente.

Na outra ponta, em países como a China, observa-se a presença forte do Estado com diretrizes que contemplam desde o início da formação do mercado até o momento atual, atendendo todas as regiões com infraestrutura de transporte de gás natural independentemente da origem. As políticas regulatórias incisivas estão no âmbito da substituição de fontes

energéticas mais poluentes pelo gás natural, contemplando as demandas em torno da sustentabilidade ambiental. Na Argentina e Colômbia, observam-se políticas articuladas que convergiram ao mesmo tempo para a construção de uma ampla infraestrutura de transporte e distribuição, e consequentemente democratização do uso energético, sem abrir mão de políticas de cunho institucional capazes de articular os agentes da cadeia.

No Brasil, as políticas industriais direcionadas ao mercado de gás natural estiveram diretamente atreladas ao setor elétrico, bem como à Política de Conteúdo Local (PCL) no setor de petróleo. No âmbito institucional, as demandas mais latentes estavam em torno da promoção de competição em todos os elos da cadeia produtiva, especialmente, no transporte. Na esfera tecnológica, a obrigatoriedade legal de investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) promoveram uma revolução na produção de óleo bruto e gás natural, mas entraves no aproveitamento do gás natural ainda se colocam como barreira para a democratização do uso do insumo no país. Atualmente, o mercado de gás natural brasileiro ainda é limitado pela rede de transporte, restrita à zona costeira, com a existência de mercados mais estruturados em São Paulo e Rio de Janeiro, onde estão localizadas as mais extensas redes de distribuição e as maiores bases de unidades consumidoras.

Diante do contexto apresentado, para desenhar estratégias com vistas ao desenvolvimento do mercado de gás nos sistemas isolados do Brasil, além da identificação da oferta atual, restrita aos estados do Amazonas e Maranhão, dada a inexistência de conexão com a rede de gasodutos nacional, para trabalhar na perspectiva de diversificação do consumo, foi necessário a identificação da demanda potencial a ser estimulada. Isto posto, por meio da estimação da matriz energética, estimou-se que existe uma demanda potencial por gás natural de cerca de 4,5 MMm^3/dia, no Maranhão, e de 2,0 MMm^3/dia, no Amazonas, nos setores residencial, comercial, eletricidade e industrial. No Maranhão, a indústria representa a metade da demanda estimada, enquanto a eletricidade ainda é o principal demandante potencial do Amazonas.

Em termos de trajetórias, considerando que o processo de diversificação já se encontra em andamento no estado do Amazonas comprova-se a possibilidade de ampliação da base de consumidores dentro de um escopo limitado, dadas as condições de infraestrutura. As circunstâncias do estado do Maranhão o colocam como grande promessa, levando-se em consideração a escala da demanda industrial em comparação ao estado do Amazonas. Embora comparáveis, os sistemas isolados do Brasil apresentam características distintas internamente, mas igualmente passíveis de atenção. A existência de infraestrutura de transporte no Amazonas

e capilaridade na rede de distribuição, bem como o ativismo do estado, o posicionam à frente do estado do Maranhão ao tempo que oferece lições a serem aprendidas.

Não obstante, replicar o modelo do Amazonas, ou dos estados com os mercados mais desenvolvidos no Brasil, ou ainda de qualquer uma das economias selecionadas não é tarefa simples e não deve ser feito sem considerar as particularidades do Maranhão. A estratégia de monetização das reservas e a inflexibilidade associada ao setor elétrico, bem como a ausência de infraestrutura de distribuição ainda aparecem como principais gargalos para a criação de um setor mais dinâmico no estado, embora as recentes iniciativas de destravamento do transporte, por meio do GNL, possam desempenhar um papel fundamental no curto prazo no processo de diversificação do consumo.

As simulações utilizando o modelo insumo-produto evidenciam, sobretudo, uma oportunidade para ambos os estados dos sistemas isolados. Os multiplicadores de produção atuais considerando a substituição interenergética, ou seja, expansão da demanda pelos setores relacionados ao gás natural evidenciam efeitos não desprezíveis sobre o conjunto de atividades locais, com retornos que representam uma vez e meia os investimentos realizados sobre a demanda intermediária. É possível observar que, embora a atividade de distribuição de gás natural não se destaque como setor-chave, as fortes ligações para a frente da cadeia posicionam a indústria de gás natural como estratégica no fornecimento de insumos para o restante da economia. Ao lado dos impactos econômicos, a substituição do óleo diesel, óleo combustível e GLP no setor industrial por gás natural geraria uma redução nas emissões de CO2 de 26,4% no Maranhão e 21,9% no Amazonas, considerando a demanda potencial estimada.

É primordial compreender que a disponibilização de gás natural para o setor produtivo possui elevada capilaridade na atração de novos negócios que tenham o gás natural ou como insumo energético ou matéria-prima. Contudo, são necessárias ações que visem, primeiramente, à expansão da produção de gás e diversificação da base de consumidores e, em segundo lugar, direcionem dos estados do Amazonas e Maranhão para a elaboração de políticas públicas que tenham como objetivo democratizar o uso do gás e, consequentemente, aproveitamento dos benefícios socioeconômicos e ambientais.

Para essas duas frentes, com base nos modelos de desenvolvimento do mercado de gás natural nas economias selecionadas e no Brasil, sugeriu-se a articulação de um conjunto de políticas públicas em torno de quadro pilares considerados estratégicos para impulsionar, dar dinamicidade e integrar o mercado dos sistemas isolados do Brasil, dentre os quais estão o i) institucional, ii) setor produtivo, iii) tecnológico e inovação, e iv) ambiental.

No pilar institucional, as principais políticas envolvem o fortalecimento das agências reguladoras ARSEPAM, no Amazonas, e MOB, no Maranhão, incluindo uma agenda de capacitação técnica, padronização de processos e independência institucional; o desenvolvimento das companhias de distribuição Cigás e Gasmar, com a criação de capacidades técnicas e aumento de capilaridade dos planos de negócios, atendendo aos interesses dos respectivos estados; e a instituição de um modelo de governança, com a implementação de contratos padronizados que tenham como finalidade a redução dos custos de transação.

No pilar do setor produtivo, uma referência a ser adotada é a política de estímulo aos efeitos de encadeamento produtivo, dada a posição estratégica do setor de distribuição de gás natural. Os incentivos devem ser direcionados ao desenvolvimento de uma cadeia de fornecedores de alta complexidade, que busque ao mesmo tempo incentivar a produção local e reduzir custos logísticos. Políticas de estímulos à competição, sobretudo, no âmbito da produção precisam ter como meta a desconcentração do mercado e estão diretamente alinhadas às políticas de diversificação das fontes de suprimento e intensificação da exploração. No Maranhão, por exemplo, estas últimas envolvem o mapeamento geológico e exploração de novas áreas, o que pode incluir a exploração de reservas não convencionais, mas sem ignorar os limites ambientais.

A expansão da produção somente terá eficácia se os gargalos de infraestrutura de transporte também entrarem como foco das políticas locais. Desse modo, a sinalização de empresas consumidoras âncoras, aliada a um plano de desenvolvimento é fundamental para atração das empresas de transporte. No entanto, essas diretrizes ganharão ainda mais força a partir de uma política que vise a integração dos sistemas isolados à rede de transporte nacional, incluindo-a como pauta do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). Ainda no setor produtivo, entende-se que os incentivos tributários são necessários para a consecução da substituição interenergética, com a possibilidade de alavancar os efeitos multiplicadores dos impostos. Por fim, põe-se a qualificação e absorção de mão de obra local como uma das políticas importantes desse pilar, devendo ser foco de um programa amplo das universidades estaduais, federais e institutos em diversos níveis de especialização na área de energia, em especial, na indústria de gás natural.

O envolvimento da academia em conjunto com empresas privadas e governo abrirá espaço para a elaboração de políticas em torno da promoção de ecossistemas de inovação e transferência tecnológica, o que contempla o pilar de tecnologia e inovação das recomendações de políticas públicas. Empresas nacionais ou transnacionais a serem atraídas para os sistemas

isolados do Brasil deverão ter como meta a transferência tecnológica para os estados envolvidos, permitindo que o ecossistema tenha o potencial de capacitar os fornecedores locais e desenvolvam tecnologias de otimização para a utilização do insumo.

Finalmente, no pilar de meio ambiente, por um lado, as políticas de sustentabilidade e de compensação ambiental precisam incluir medidas voltadas para a mitigação de emissões e tecnologias para captura de carbono, além de um fundo estadual para a recuperação ecológica e conservação da biodiversidade. Por outro lado, a promoção do gás natural como combustível da transição energética deve ter como meta a disseminação dos aspectos positivos da substituição interenergética. Reforça-se a necessidade de subsídios aos consumidores industriais e no setor de transporte, além de campanhas estaduais de educação ambiental que evidenciem as vantagens do gás natural.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **Concessionárias**, 2022. Disponível: < https://www.abegas.org.br/concessionarias>. Acesso em: 14 de fev. 2023.

_____. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **Estatísticas de consumo**, 2020. Disponível: < https://www.abegas.org.br/estatisticas-de-consumo>. Acesso em: 14 de fev. 2023.

ALARCÓN PEÑA, A. Características del mercado de gas natural en Colombia: Análisis de condiciones de libre competencia. **Estudios De Derecho**, *71*(157), 283–306, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.17533/udea.esde.21666>. Acesso em: 22 de mai. 2023.

ALMEIDA, E. F.; COLOMER, M. F. **Indústria do Gás Natural**: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ALMOND, G. A.; SIDNEY VERBA. **The Civic Culture: Political Attitudes and Democracy in Five Nations.** Princeton University Press, 1963. *JSTOR*. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/j.ctt183pnr2>. Acesso em: 26 fev. 2024.

ALSSADEK, M.; BENHIN, J. Natural resource curse: A literature survey and comparative assessment of regional groupings of oil-rich countries. **Resources Policy**, 2023, 84, 103741.

ALVES-PASSONI, P.; FREITAS, F. Estimação de Matrizes Insumo-Produto anuais para o Brasil no Sistema de Contas Nacionais Referência 2010. **Texto para Discussão, 025/2020**, Instituto de Economia/IE, UFRJ. 2020.

ANDERSEN, A.; JOHNSON, B. **Monocausalism versus systems approach to development: the possibility of natural resource-based development**. Denmark: Aalborg University, 2011.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados abertos**, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/dados-abertos. Acesso em: 30 de jan. 2023.

_____. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022>. Acesso em: 23 de jan. 2023.

_____. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP nº 11 de 2016.** Regulamenta a oferta de serviços de transporte de gás natural pelos transportadores, a cessão de capacidade de transporte contratada sob a modalidade firme[..]. Disponível em: < https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/ transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-regulamentacao-do-acesso/2Resoluo1120 16Revisada.pdf> Acesso em 10 out. 2021.

_____. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Bacia do Parnaíba: resumo geológico e setores em oferta. Organização: Daniel Brito de Araújo, André Lopes Ferreira. **Rodada 15: Concessões de Petróleo e Gás**, 2017.

ARAÚJO, R. R; COSTA, H. K. M., CURPETINO, S. A; PULGAR, R. G. Lei do Petróleo versus Lei do Gás. In: **Atualidades regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2018.

ARAÚJO, R. R. Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento de gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos, 2016, 312 f. **Tese** (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2016.

ARGENTINA. **Lei 24.076/1992.** Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado. Transición. Disposiciones Transitorias y Complementarias. Disponível em: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infoleg Internet/anexos/0-4999/475/norma.htm>. Acesso em: 26 nov. 2023.

_____. **Lei n 24.145 de 1992**. Federalización de Hidrocarburos**.** Transformación Empresaria y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A. Disposiciones Complementarias. Disponível em: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/543/norma.htm>. Acesso em: 26 de nov. 2023.

_____. **Ley 26.197 de 2007**. Hidrocarburos. Sustitúyese el artículo 1º de la Ley Nº 17.319, modificado por el artículo 1º de la Ley Nº 24.145. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas. Acuerdo de Transferencia de Información Petrolera. Disponível em: < https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000124999/123780/norma.htm>. Acesso em: 26 de nov. 2023.

_____. **Ley 27007 de 2014**. Hidrocarburos. Modificaciones al regimen de la ley de hidrocarburos. Modificacion de las leyes 17.319 y 25.943. Disponível em: < https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27007-237401>. Acesso em: 26 nov. 2023.

_____. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Secretaría de Energía. **Resolución 24/2008**. Publicada em: mar. 2008. Disponível em:< https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-24-2008-138628>. Acesso em: 26 nov. 2023.

AUTY, R.; WARHURST, A., 1993. Sustainable development in mineral exporting economies. **Resour. Pol**., 1993, 19 (1), 14–29.

AZEVEDO, P. F. **Integração vertical e barganha**. 1996. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996. Disponível em: < https://repositorio.usp.br/item/000745712>. Acesso em: 30 jun. 2024.

BARATA, C. F.; CAPUTO, M. V. Geologia do petróleo da Bacia do Solimões. O "estado da arte". **4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo, Gás e Biocombustíveis - PDPETRO**, Campinas – São Paulo, Outubro21-24, 2007.

BEA. Bureau of Economic Analysis.US department of Commerce. Input-Output Accounts Data, 2012. Disponível em:< https://www.bea.gov/industry/input-output-accounts-data: Acesso em: 06 de mai. 2024.

_____. Bureau of Economic Analysis.US department of Commerce. Input-Output Accounts Data, 2017. Disponível em:< https://www.bea.gov/industry/input-output-accounts-data: Acesso em: 06 de mai. 2024.

BJØRNLAND, H.C.; THORSRUD, L.A. Boom or gloom? Examining the Dutch disease in two-speed economies. **Econ. J**., 2016, 126 (598), 2219–2256.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado, 1988.

_____. **Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 8 abr. 2021

_____. **Lei n°11.909, de 4 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 4 mar. 2009. Seção 1, p. 1. Dispo- nível em: <http://www.pla nalto.gov.br/ccivil_03/ _ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em: 25 nov. 2021.

_____. **Projeto de Lei nº 6.666/2006**. Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que "dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências".

_____. **Lei n° 6.673/2006**. Dispõe sobre a movimentação, estocagem e comercialização de gás natural, altera e acresce dispositivos à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências. (...)

_____. **Lei n° 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 6 ago. 1997. Seção 1, p. 16925.

_____. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: < https://www.planalto. gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons. htm> Acesso em 10 out. 2022.

BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy**. BP website, 2022. Disponível emhttps://www.bp.com/en/global/corporate/what-we-do/oil-and-gas.html. Acesso em: 14. fev. 2023.

CAPPELEN, A.; MJØSET, L.Can Norway be a role modelfor natural resource abundant countries?UNU – **World Institute for Development Economics Research** (UNU-WIDER), 2009. (Research Paper, n. 23).

CARVALHO JÚNIOR, L. C.; OZON, R. T. Análise das transações e das estruturas de governança na cadeia do feijão da região de União da Vitória. In: Congresso brasileiro de

economia e sociologia rural, 42., 2004, Cuiabá. **Anais.** Disponível em: <http://www.sober.org.br/palestra /12/04O212.pdf>. Acesso em: 9 de out. 2023.

CAUPER, G. C. B. A influência das atividades de exploração de petróleo e os impactos ambientais e socioeconômicos na cidade de Coari. **Dissertação** (Mestrado em Ciências Ambientais) – Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2000.

CECCHI, J. C. **Indústria de gás natural no Brasil: regulamentação atual e desafios futuros**. Rio de Janeiro; ANP, 2001.

CHERIF, R. The Dutch disease and the technological gap. **J. Dev. Econ**., 2013, 101, 248–255.

CIGÁS. **Companhia de Gás do Amazonas. Apresentação Institucional – FEV 2023**. Amazonas: Cigás, 2023.

_____. Companhia de gás do Amazonas. **Demonstrações Financeiras**, 2015. Disponível em: <https://www.cigas-am.com.br/balanco-patrimonial>. Acesso em: 04 de jul. 2024.

_____. Companhia de gás do Amazonas. **Relatório de sustentabilidade e administrativo**, 2015. Disponível em:< https://www.cigas-am.com.br/relatorio-de-sustentabilidade>. Acesso em: 04 de jul. 2024.

CLÔ, Alberto (2000). **Oil Economics and Policy**. Kluwer Academic Publishers. London.

COASE, R. H. The nature of the firm. Economica (New Series), v. 4, n. 16, p. 386-405, 1937.Disponível em: <http://www.colorado.edu/ibs/eb/alston/econ4504/readings/ The%20Nature%20of%20the% 20Firm% 20by%20Coase.pdf>. Acesso em: 9 de out. 2022.

COLLIER, P., HOEFFLER, A. Resource rents, governance, and conflict. **J. Conflict Resolut**., 2005, 49 (4), 625–633.

COLOMBIA. **Ley 142 de 1994**. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Disponível: < https://www.funcionpublica.gov.co/ eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>. Acesso em: 22 de mai. 2023.

_____. **Ley 143 de 1994**. or la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Disponível: < https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/ norma_pdf.php?i=463 1>. Acesso em: 22 de mai. 2023.

COLOMER, M. F. Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodut**os:** uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro. 2010. 311 f. **Tese** (Doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia) – Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

CORDEN, W.M.; NEARY, J.P., Booming sector and de-industrialisation in a small open economy. **Econ. J**., 1982, 92 (368), 825–848

CORRELJE, A.; VAN DER LINDE, C.; WESTERWOUDT, T. **Natural gas in Netherland: from Cooperation to Competition?** Orange-Nassau Groep B.V., 2003.

CORRILJE, A.; GROENLEER, M.; VELDMAN, J. Regulating the EU and US gas transportation systems: exploring institutional change. **Fourth Annual Conference on Competition and Regulation in Network Industries**. Residence Palace, Brussels, Belgium, 2011.

DE BRITTO, M. P. T. **Desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil**: estratégia empresarial e seus desafios. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://www.anp.gov. br/capitalhumano/ ar qui vos/prh21/monica-pinto -toscano-de-britto_prh21_ufrj_m.pdf>. Acesso em: 10 out. 2021.

DE SOYSA, I.; NEUMAYER, E. Resource wealth and the risk of civil war onset: results from a new dataset of natural resource rents, 1970—1999. **Conflict Management and Peace Science**. 24 (3), 201–218, 2007.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas. **Documento CONPES 3190 (Consejo Nacional de Política Económica y Social)**. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2002.

DIAMOND, L. **Developing Democracy: Toward Consolidation**. Johns Hopkins University Press, 1999.

DIAS, F.; ROSA, H.; VIEIRA, M.; LOSS, J. C.; CAMPOS, L. Regulação do Acesso de Terceiros à Rede de Gasodutos em Áreas de Produção. **Revista Brasileira de Energia**, v. 8, n.1, 2001.

DOERN, G. B; GATTINGER, M. **Power Switch: Energy Regulatory Governance in the Twenty-first Century**. University of Toronto, Press Incorporated, 2003.

ENERGY INSTITUTE. **Statistical Review of World Energy**, 2024, Energy Institute, London. Disponível: <https://www.energyinst.org/statistical-review/home>. Acesso em: 25 jun. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional. **BEN - Séries Históricas e Matrizes**, 2023. Disponível: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 05 de fev. 2023.

_____. Empresa de Pesquisa Energética; FIPE. Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas. Nota técnica conjunta Metodologia para construção de uma matriz insumo-produto com detalhamento nos setores energéticos. **Nota Técnica EPE/DEA/SEE/013/2023**. Disponível: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/metodologia-para-construcao-de-uma-matriz-insumo-produto-com-detalhamento-dos-setores-energeticos >. Acesso em: 05 de mai. 2024.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. **Dados Abertos do Anuário Estatístico de Energia Elétrica**, 2022. Disponível: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos/dados-do-anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 05 de fev. 2023.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional**: Ano base 2021 /Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 05 de fev. 2023.

_____. Empresa De Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional: **Manual Metodológico**, BEN 2ª Edição. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

_____. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte, NOTA **TÉCNICA EPE/DPG/SPG/ 07/2022.REV1, PIG 2022**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-710/PIG%202022 _REV1.pdf>. Acesso em: 05 de fev. 2023.

FAGUNDES, J. Economia institucional: custos de transação e impactos sobre política de defesa da concorrência. **Texto para Discussão**. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, n. 407, 1997. Disponível em: <http://www.ie .ufrj.br/grc/ pdfs/custos_de_transacao_e_impactos_sobre_politica _de_defesa_da_con correncia.pdf>. Acesso em: 10 de out. 2022.

FIRJAN. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Quanto custa o gás natural para a indústria no Brasil? In: **Estudos para o desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro**. Sistema FIRJAN: Rio de Janeiro, nº9, dez. 2011. Disponível em:<<http://www.firjan.org.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908CEC 34151F4301343733A4D44882&gt>. Acesso em: 15 de nov. 2022.

FILGUEIRAS, M. G. P. A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu impacto sobre a competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero. 2009. 163 f**. Dissertação** (Mestrado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

GASMAR. Companhia Maranhense de Gás. **Balanço Patrimonial**, 2016. Disponível em: < https://www.gasmar.com.br/transparencia-financas >. Acesso em: 04 de jul. 2024.

_____. Companhia Maranhense de Gás. **Relatório de Administração**, 2015. Disponível em: <https://www.gasmar.com.br/transparencia-relatorios>. Acesso em: 04 de jul. 2024.

GELB, A.H. **Oil Windfalls: Blessing or Curse?** Oxford university press, 1988.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. São Paulo: Atlas, 1991.

GOMES, I.; BRANDT, R. Unconventional gas in Argentina: Will it become a game changer? Oxford Institute for Energy Studies. **OIES PAPER: NG 113**, October 2016. Disponível em: < https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:d7c37f4f-8584-4c02-80bb-029be56e32e1/files/m0ca40f320 995057c84a87ab70a5a198f>. Acesso em: 10 de mai. 2023.

GONZALEZ, R. S. O Método Comparativo e a Ciência Política. **Revista de Estudos e Pesquisas sobre as Américas**, Vol. 2, Nº 1, Janeiro-Junho, 2008.

GUEDES, B. **Paradigms and Sand Castles: Theory Building and Research Design in Comparative Politics**. University of Michigan Press, 2003.

GUERRERO SUAREZ; F; LLANO CAMACHO, F. Gas Natural en Colombia - GAS e.s.p. **Estudos Gerenciais**. [online], vol.19, n.87, 115-146, 2003. Disponível em: <http:// www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-59232003000200006&lng= en&nrm=iso>. Acesso em: 20 mai. 2023.

GUILHOTO, J. J. M.; SONIS, M.; HEWINGS, G. J. D.; MARTINS, E. B. Linkages and key-sectors in the Brazilian economy: 1959-1980, in: **Munich Personal RePEc Archive - MPRA** Paper No. 54759, 1994.

GUILHOTO, J.J.M. Matrizes Interregionais de Insumo-Produto, ano base: 2000. Núcleo de Economia Regional e Urbana da USP – NEREUS, 2008. Disponível em:< http://www.usp.br/nereus/?fontes=dados-matrizes>. Acesso em: 30 de mai. 2024.

GUILHOTO, J.J.M., C.R. AZZONI, S.M. ICHIHARA, D.K. KADOTA, E.A. HADDAD. Matriz de Insumo-Produto do Nordeste e Estados: Metodologia e Resultados. Fortaleza: **Banco do Nordeste do Brasil**. 289 p, 2010. Disponível em:< https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1853629>. Acesso em: 30 de mai. 2024

HADDAD, E. A. (coord.) (2019). Matriz Interestadual de Insumo-Produto para o Estado do Amazonas, 2015. Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas.

_____. (coord.) (2019). Matriz Interestadual de Insumo-Produto para o Estado do Maranhão, 2015. Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas

HADDAD, E. A.; GONÇALVES JUNIOR, C. A.; NASCIMENTO, T. Matriz interestadual de insumo-produto para o Brasil: uma aplicação do método IIOAS. **Texto de Discussão Nereus 02-2017**, São Paulo, 2017.

HIRSCHMAN, A. O. **The strategy of economic development**. New Haven: Yale University Press, 1958.

HUMPHREYS, M.; SACHS, J.; STIGLITZ, J. (Ed.). Escaping the resource curse. NewYork: **Columbia University Press**, 2007.

IAPG. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. La industria Argentina de los Hidrocarburos. **Panorama general al 2019**. 2019 Disponível em: < https://aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>. Acesso em: 03 de fev. 2023.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura, 2023. Série Histórica completa - 1986-2023**. Banco de Tabelas Estatísticas (SIDRA)**. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pevs/quadros/brasil/2023>. Acesso em: 02 de mai. 2024.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Classificação Nacional de Atividades Econômicas, CNAE 2.0. **Comissão Nacional de classificação (CONCLA)**. Disponível em:< https://concla.ibge.gov.br/classificacoes/por-tema/atividades-economicas>. Acesso em: 02 de mai. 2024.

IMESC. Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos Cartográficos. **Matriz Inter-Regional de Insumo-Produto do Maranhão** / Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos e Cartográficos (IMESC) –São Luís: IMESC, 2023. Disponível em https://imesc.ma.gov.br/src/upload/publicacoes/ b1e475384f87d6189b1ac0f2f7fa0381. pdf >. Acesso em: 12 de dez. 2023.

INDEXMUNDI. Commodity Prices. **Natural Gas**, 2022. Disponível: < https://www.index mundi.com/commodities/?commodity=natural-gas>. Acesso em: 20 de fev. 2023.

ISHAM, J.; WOOLCOCK, M.; PRITCHETT, L.; BUSBY, G. The varieties of resource experience: natural resource export structures and the political economy of economic growth. **World Bank Econ. Rev**., 2005, 19 (2), 141–174.

JURIS, A. Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States. **The World Bank Group**. Finance, Private Sector, and Infrastructure Network. April, 1998.

KATZ, R. S.; MAIR, P. **Democracy and the cartelization of political parties**. Oxford University Press, 1995.

LEITE, M.C., WEIDMANN, J. **Does Mother Nature Corrupt? Natural Resources, Corruption, and Economic Growth**. International Monetary Fund, 1999.

LI, JQ. et al. Natural gas industry in China: Development situation and prospect. **ScienceDirect**, Natural Gas Industry B 7 (2020) 604-613, 2020, Elsevier.

LIJPHART, A. **Patterns of Democracy: Government Forms and Performance in Thirty-Six Countries**. Yale University Press, 1999.

LUJALA, P.; GLEDITSCH, N.P.; GILMORE, E. **A diamond curse? Civil war and a lootable resource**. J. CONFLICT RESOLUT., 2005, 49 (4), 538–562.

MACAVOY, P. W. The Natural Gas Policy Act of 1978. **Natural Resources Journal**, v. 19, 4, 1979. Disponível em: <https://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?refe rer=&httpsredir=1&article=3071&context=nrj>. Acesso em: 15 de set. 2022.

MARCONI, N., ROCHA, I. L., MAGACHO, G. R. Sectoral capabilities and productive structure: An input-output analysis of the key sectors of the Brazilian economy, in: **Brazilian Journal of Political Economy**, vol. 36, nº 3 (143), pp. 470-492, July-September/2016.

MARQUES, F. M. Gás Natural e transição para economia de baixo carbono. Synergia, Rio de Janeiro, 2015.

MATSUYAMA, K. Agricultural productivity, comparative advantage, and economic growth. J. **Econ. Theor**., 1992, 58 (2), 317–334.

MDIC. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. Estatísticas de Comércio Exterior em Dados Abertos, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/comercio-exterior/estatisticas/base-de-dados-bruta>. Acesso em: 10 de mai. 2024.

_____. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. Comex Stat. **Acesso online**. 2023. Disponível em: <https://comexstat.mdic.gov.br/pt/ home>. Acesso em: 10 de mai. 2024.

MEHLUM, H.; MOENE, K.; TORVIK, R. Cursed by resources or institutions? **World Econ**., 2006b, 29 (8), 1117–1131

_____. Institutions and the resource curse. **Econ. J**., 2006a, 116 (508), 1–20.

MEZ. MINISTERIE VAN ECONOMISCHE ZAKEN. **Nota inzake het aardgas** (Kamerstukken II, 1961-1962, nr. 6767): Nota de Pous, 1962.

MILLER, R. E. & BLAIR, P. D. **Input-Output Analysis: Foundations and Extensions**, New York: Cambridge University Press, 2009.

MME**.** Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, 2022. Disponível: < https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 25 de jan. 2023.

_____. Ministério de Minas e Energia. Sistema de Informações Energéticas- SIE Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/>. Acesso em: 15 de fev. 2023.

MOLLO, M. L. R.; TAKASAGO, M. O debate desenvolvimentista no Brasil e o papel da indústria: novos resultados de antigas lições, in: **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 28, n. 3 (67), p. 885-904, setembro-dezembro 2019.

MORRIS, M.; KAPLINSKY, R.; KAPLAN, D. One thing leads to another –commodities, linkages and industrial development. **Resources Policy**, n. 37, p. 408-416, 2012.

MTE. Ministério do Trabalho e Emprego. Relação Anual de Informações Sociais – RAIS – Ano base 2023. Programa de Disseminação das Estatísticas do Trabalho. PDET. **Acesso Online.** Disponível em: < https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/assuntos/estatisticas-trabalho/acesso-online>. Acesso em: 04 de set. 2024.

NERI, M. C. Mapa da Nova Pobreza. **FGV Social**. Rio de Janeiro: FGV, 2022. Disponível em: <https://cps.fgv.br/MapaNovaPobreza> Acesso em: 20 jan. 2023.

NEVES, M. P. C. A Regulação do Gás Natural. Estarão os proveitos permitidos às empresas distribuidoras acima do custo marginal? Uma análise da perda de bem-estar. **Dissertação** (Mestrado em Economia). Faculdade de Economia do Porto. Portugal, 2012.

ODELL, P.R. Het Nederlandse aardgastekort: Onbeantwoorde vragen en een alternatieve hypothese. **Economisch Statistische Berichten** (16 Mei) 422-425, 1973a.

_____. **Natural Gas in Western Europe: a Case Study in the Economic Geography of Resources**. Haarlem: De Erven F. Bohn, 1969.

O'DONNELL, G.; SCHMITTER, P. C.; WHITEHEAD, L. **Transitions from Authoritarian Rule: Comparative Perspectives.** Johns Hopkins University Press, 1986.

PAMPLONA, J. B.; CACCIAMALI, M. C. A maldição dos recursos naturais: atualizando, organizando e interpretando o debate. **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 27, n.1, p.129-159, abr. 2018.

PAZ, I.; TYSOE, S.; ALFONSO, A. New Hydrocarbons Law in Argentina. Ignacio Paz; Simon Tysoe and Andrés Alfonso. **Article in Latin America E-Bulletin. Madrid**. Nov. 2014.

PÉREZ, C.; MARÍN, A.; NAVAS-ALEMÁN, L. El posible rol dinámico de las redes basadas en recursos naturales para las estrategias de desarrollo en América Latina. In: DUTRÉNIT, G.; SUTZ, J**. Sistemas de innovación para undesarrollo inclusivo: la experiencialatino-americana**. México, D.F.: Foro Consultivo, Científico y Tecnológico, 2013. p. 347-377.

PINTO Jr., Helder (org.). Economia da Energia: Fundamentos Econômicos Evolução Histórica e Organização Industrial. Campus, Rio de Janeiro, 2007.

PONDÉ, J. L.; FAGUNDES, J.; POSSAS, M. Custos de transação e políticas de defesa da concorrência. **Revista de Economia Contemporânea**. Rio de Janeiro, v. 1, n. 2, p.115-135, 1997. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/custos_de_transacao_e_politi cas_de_defesa _da_concorrencia.pdf>. Acesso em: 10 de out. 2022.

PONZO, R.; DYNER, I.; ARANGO, S.; LARSEN, E. R. Regulation and development of the Argentinean gas market, **Energy Policy**, Volume 39, Issue 3, 2011, 1070-1079.

PRZEWORSKI, A.; LIMONGI, F.; CHEIBUB, J.; ALVAREZ, M. E. **Democracy and development: political institutions and well-being in the world, 1950-1990**. New York: Cambridge University Press, 2000.

RAGIN, C. **The comparative method: moving beyond qualitative and quantitative strategies**. Berkeley, University of California Press, Cap. 3 e 4: p. 34-68, 1987.

RASMUSSEN, P. N. **Studies in inter-sectoral relations**. E. Harck, 1956.

RIO DE JANEIRO. Constituição Estadual (1989). **Constituição do Estado do Rio de Janeiro**. Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro – ALERJ. Disponível em: <https://www2.alerj.rj.gov.br/biblioteca/assets/documentos/pdf/constituicoes/rio_de_janeiro/constituicao_1989/Constituicao_1989.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2024.

_____. **Lei nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997**. Cria, estrutura, dispõe sobre o funcionamento da agência reguladora de serviços públicos concedidos do estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, e dá outras providências. Disponível em: < https://www2.alerj.rj.gov.br/biblioteca/assets/documentos/pdf/constituicoes/rio_de_janeiro/constituicao_1989/Constituicao_1989.pdf >. Acesso em: 26 nov. 2023.

_____. **Lei nº 2.692, de 17 de fevereiro de 1997**. Altera o artigo 6º da Lei nº 2367, de 09 de dezembro de 1994. Disponível em: < http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/contlei.nsf/e9589b9aabd9cac8032564fe0065abb4/c63090bcd9844a42032564fb007e223e?OpenDocument >. Acesso em: 26 nov. 2023.

_____. **Lei nº 2.752, de 02 de julho de 1997**. Dispõe sobre os critérios de fixação e revisão das tarifas do serviço público concedido de gás canalizado no estado e dá outras providências. Disponível em: <https://leisestaduais.com.br/rj/lei-ordinaria-n-2752-1997-rio-de-janeiro-dispoe-sobre-os-criterios-de-fixacao-e-revisao-das-tarifas-do-servico-publico-concedido-de-gas-canalizado-no-estado-e-da-outras-providencias >. Acesso em: 26 nov. 2023.

_____. **Lei nº 2470, de 28 de novembro de 1995**. Institui o programa estadual de desestatização - ped, e dá outras providências. Disponível em: < http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/contlei.nsf/c8aa0900025feef6032564ec0060dfff/0c4a3091bb1c4b94032564f800535df8?OpenDocument#:~:text=Lei%20Ordin%C3%A1ria&text=LEI%20N%C2%BA%202470%2C%20DE%2028,PED%2C%20E%20D%C3%81%20OUTRAS%20PROVID%C3%8ANCIAS.>. Acesso em: 26 nov. 2023.

ROSS, M. L. Is democracy good for the poor? Am. **J. Polit. Sci.,** 50 (4), 860–874, 2006.

_____. Does oil hinder democracy? **World Polit.**, 53 (3), 325–361, 2001.

_____. How do natural resources influence civil war? Evidence from thirteen cases. **Int. Organ**., 2004b, 58 (1), 35–67.

_____. What do we know about natural resources and civil war? **J. Peace Res**., 2004a., 41 (3), 337–356.

ROSSER, A. The Political Economy of the Resource Curse: A Literature Survey. A Literature Survey'. **Institute for Development Studies (IDS).** University of Sussex Brighton BN1 9RE, UK. Working Paper, 2006, 268.

SACHS, J. D; WARNER, A.M. Natural resource abundance and economic growth**. National Bureau of Economic Research**, 1995, n. w5398.

_____. The curse of natural resources. **European Economic Review**, 2002, 45 (4-6), 827-838.

SALA-I-MARTIN, X.; SUBRAMANIAN, A. Addressing the natural resource curse: an illustration from Nigeria. **J. Afr. Econ**., 2013, 22 (4), 570–615.

SARTORI, G. Parties and Party Systems: **A Framework for Analysis**. Cambridge University Press, 1976.

SEN, A. **Desenvolvimento como Liberdade**. Tradução: Laura Teixeira Motta. São Paulo: Companhia das Letras, 2010.

SIFFERT FILHO, N. F. Economia dos Custos de Transação. **Revista do BNDES**. Rio de Janeiro, v. 2, n. 4, p. 103-128, dez. 1995.Disponível em:<http://www.bndes. gov.br/ Site BNDES/export/sites/default/bndespt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/ rev407.pdf>.Acesso: 10 de set. 2022.

SILVA, D. F. A. Transição energética e exploração de gás natural no Maranhão: possibilidades e limites a partir de 2013. 2017, 146f. **Dissertação de Mestrado** – Universidade Federal do Maranhão, Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico, 2017.

SILVA, D. O.; LENZ, M. H. Regulação e privatização: o caso do gás natural na Argentina na década de 1990. **VIII Congresso Brasileiro de História Econômica**. Campinas, 2009. Disponível em:<http://www.abphe.org.br/arquivos/daniela-de-oliveira-da-silva_maria-heloisa-lenz.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2023.

SIMMONDS, G. The UK Gas Industry 2000/2001, **Industry Brief**. CRI, University of Bath, 2000.

SKOCPOL, T. **States and Social Revolutions: A Comparative Analysis of France, Russia, and China**. New York and Cambridge: Cambridge University Press; 1979.

SNYDER, R.; BHAVNANI, R. Diamonds, blood, and taxes: a revenue-centered framework for explaining political order. **J. Conflict Resolut**., 2005, 49 (4), 563–597

STEVENS, P.; DIETSCHE, E. Resource curse: an analysis of causes, experiences and possible ways forward. **Energy Pol**., 2008. 36 (1), 56–65.

SUDAM. Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia. Repositório de conhecimento da Sudam. **Matrizes de Insumo-Produto da Amazônia Legal – Ano base 2015**, 2022. Disponível em http://repositorio.sudam.gov.br/sudam/biblioteca/matrizes-de-insumo-produto-da-amazonia-legal>. Acesso em: 04 de mar. 2024.

TAKASAGO, M.; MOLLO, M. L. R.; GUILHOTO, J. J. M. O debate desenvolvimentista no Brasil: discutindo resultados da matriz de insumo-produto, in: **Planejamento e Políticas Públicas**, n. 48, jan./jun., 2017

TILLY, C. **Coercion, Capital, and European States, AD 990-1992**. Wiley-Blackwell, 1993.

TORNELL, A.; LANE, P.R. The voracity effect. Am. **Econ. Rev**., 1999, 89 (1), 22–46.

TORVIK, R. Learning by doing and the Dutch disease. **Eur. Econ. Rev**., 2001, 45 (2), 285–306.

UNITED KINGDOM. Energy Act 1976. **UK Public General Acts**, c. 76, 1976. Disponível em: < https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1976/76/contents/enacted>. Acesso em: 05 de set. 2022.

_____. Energy Prices Act 2022. **UK Public General Acts**, c. 44, 2022. Disponível em: < https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2022/44/contents>. Acesso em: 03 de nov. 2022.

_____. Gas Act 1986. **UK Public General Acts**, c. 44, 1986. Disponível em: < https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/contents>. Acesso em: 05 de set. 2022.

_____. Gas Act 1995. **UK Public General Acts**, c. 45, 1995. Disponível em: < https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1995/45/contents>. Acesso em: 05 de set. 2022.

_____. Oil and Gas (Enterprise) Act 1982. **UK Public General Acts**, c. 23, 1982. Disponível em: < https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1982/23/contents/ enacted >. Acesso em: 05 de set. 2022.

_____. Petroleum and Submarine Pipe-lines Act 1975. **UK Public General Acts**, c. 74, 1975. Disponível em: < https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1975/74/ contents/enacted>. Acesso em: 05 de set. 2022.

UNITED STATES. Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989**. Statute at Large 103 Stat. 157 - Public Law No. 101-60 (07/26/1989)**. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/101st-congress/house-bill/1722/text>. Acesso em: 15 de set. 2022.

_____. The Natural Gas Act of 1938. **US Department of Energy**, 1938. Disponível em: < https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/2011usc15.pdf>. Acesso em: 15 de set. 2022.

VÁSQUEZ, P. I. Argentina's Oil and Gas Sector: Coordinated Federalism and The Rule of Law. **Wilson Center Latin American Program** - May 2016. Disponível em:< https://www. wilsoncenter.org/publication/argentinas-oil-and-gas-sector-coordinated-federalismand-the-rule-law>. Acesso em: 26 nov. 2023.

VILLE, S.; WICKEN, O. The dynamics of resource-based economic development: evidence from Australia and Norway. **Industrial and Corporate Change**, v. 22, n. 5, p.1341-1371, 2012.

WATKINS, M. A staple theory of economic growth (1963). In: GRANT, H.; WOLFE, D. (Ed.). **Staples and beyond: select writings of Mel Watkins**. Montreal, Canada: McGrill-Queens University Press, 2006. p. 5-29.

WEBBER, C. The Evolution of the Gas Industry in the UK: National Gas Archive, **National Grid plc** (198), 2010.

WIENS, D. Natural resources and institutional development. **J. Theor. Polit**., 2014, 26 (2), 197–221.

WIJNBERGEN, S.V., 1984. The Dutch Disease': a disease after all? **Econ. J.**, 1984, 94 (373), 41–55.

WILLIAMSON, O. E. **The economic institutions of capitalism**. New York, London, Toronto, Sydney and Singapore: The Free Press, 1985.

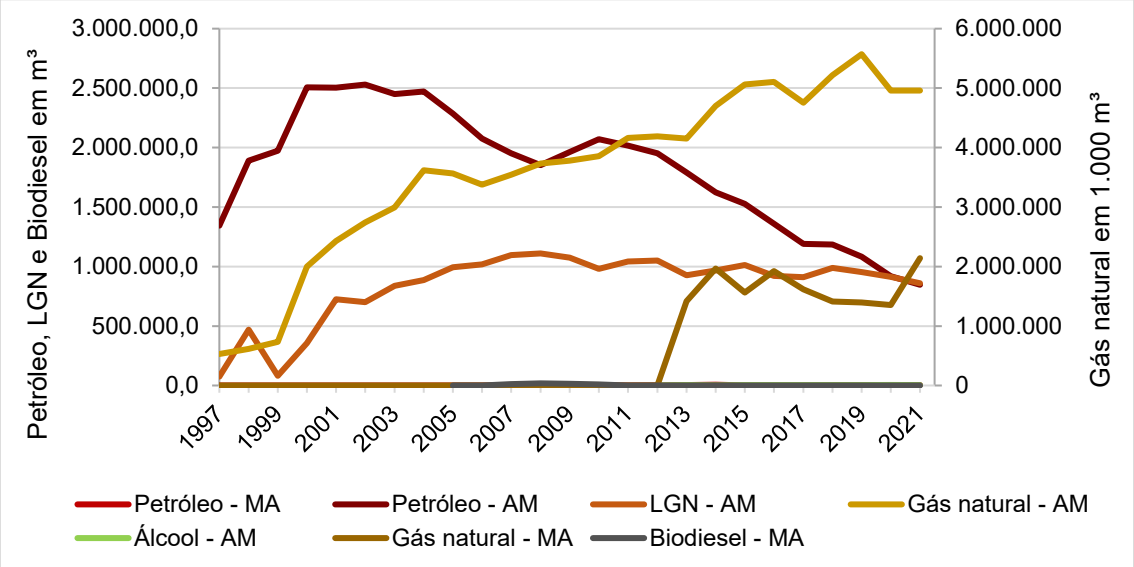
APÊNDICES

APÊNDICE A

No Gráfico 22, apresenta-se a produção de petróleo, líquidos de gás natural e gás natural pelos estados do Amazonas e Maranhão entre 1997 e 2021. No Amazonas, a exploração das reservas na década de 1990 posiciona o estado como o sexto maior produtor de petróleo do país, sendo o 3º em terra. No entanto, desde o ano de 2002, observa-se um decrescimento acentuado da produção na região, saindo da faixa de 2,5 milhões de m³ no ano para um pouco mais de 800 mil m³ em 2021, queda de 5,6% ao ano.

Os líquidos de gás natural e gás natural apresentaram uma trajetória de constante alta no período em questão, com taxas de expansão de 1,1% e 3,2%, respectivamente. No Maranhão, a produção de petróleo é residual, com apenas 4,7 mil m³, explorado na bacia de Barreirinhas e sem destinação econômica, tendo em vista que o produto de vitrine em produção no estado é o gás natural, cuja produção alcançou 2,1 bilhões de m³ em 2021.

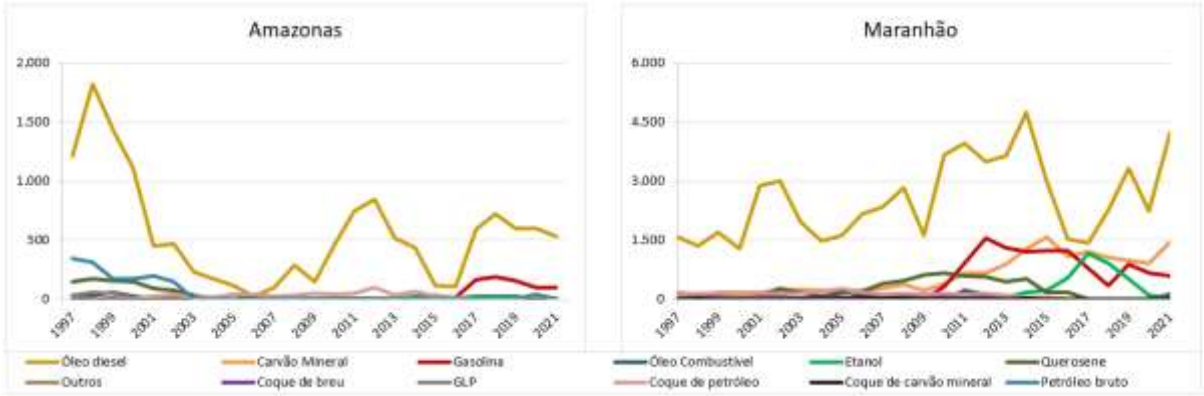
Gráfico 22. Produção de petróleo, líquidos de gás natural (LGN) e gás natural no Amazonas e no Maranhão entre 1997 e 2021



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANP (2022)

Em termos de fonte de energia importada, o Gráfico 23 evidencia as importações de derivados de petróleo, carvão mineral e outras fontes para os estados do Amazonas e Maranhão entre 1997 e 2021. Ao longo da série, observa-se que ambos os estados possuem uma dependência relativa de produtos de petróleo importado.

Gráfico 23. Importações de energia primária e secundária por tipo nos sistemas isolados (em 1000 ton.) entre 1997 e 2021



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados ComexStat/MDIC (2023)

A grandeza das importações maranhenses se justifica pelo papel de entreposto que o estado ocupa na região, fazendo a recepção dos derivados distribuídos nos estados vizinhos. A média de toneladas importadas de diesel ficou na casa dos 2,5 milhões no período em análise, mas um pico de demanda de 4,7 milhões de toneladas em 2014. O carvão mineral, que totalizou 1,4 milhão de toneladas em 2021, é usado, sobretudo, na planta termelétrica de São Luís e, residualmente, na produção de pelotas, na Vale. Em terceiro lugar, aparece a gasolina, alcançando 568 milhões de toneladas no último ano.

No estado do Amazonas, as importações de produtos energéticos ficam por conta do óleo diesel e da gasolina, tendo em vista que os outros produtos não possuem demanda de magnitude similar. Desta forma, chama-se atenção para as robustas importações do primeiro antes do desenvolvimento dos campos no estado na década de 1990, entretanto, com o declínio da produção na última década vem se observando uma tendência maior de importações para fazer frente à demanda interna, embora em menor patamar.

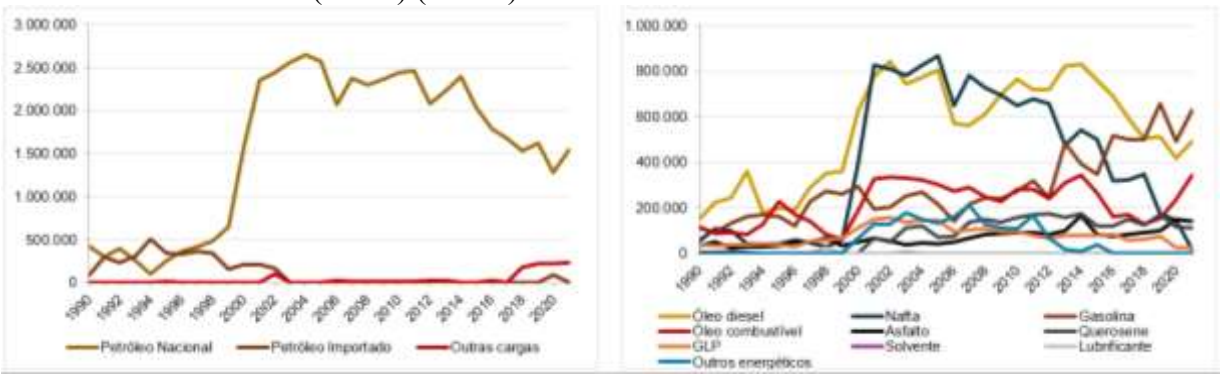
No Gráfico A-3, especificamente para o estado do Amazonas, apresenta-se a capacidade de refino da Ream Participações, antiga Refinaria Issac Sabá (Reman)[10] entre 1990 e 2021. De um lado, mostra a entrada dos produtos a serem processados na refinaria e de outro lado a combinação dos principais derivados produzidos no período.

Evidencia-se o progressivo declínio da entrada de petróleo nacional na refinaria, refletindo diretamente a queda na produção interna. Em 2021, o petróleo nacional representou apenas 58,1% das entradas na refinaria e a importação de petróleo bruto não tem sido

[10] Os ativos da Reman foram vendidos pela Petrobras em novembro de 2022 para o grupo Atem por US$ 257,2 milhões em uma campanha de desinvestimento e desconcentração firmada com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

expressiva, com vistas a contrabalançar o declínio. Muito pelo contrário, observa-se aumento de importação dos derivados, em especial óleo diesel, para fazer frente ao declínio da produção.

Gráfico 24. Processamento de petróleo por origem e produção de derivados de petróleo na Refinaria do Amazonas (Ream) (em m³) entre 1990 e 2021

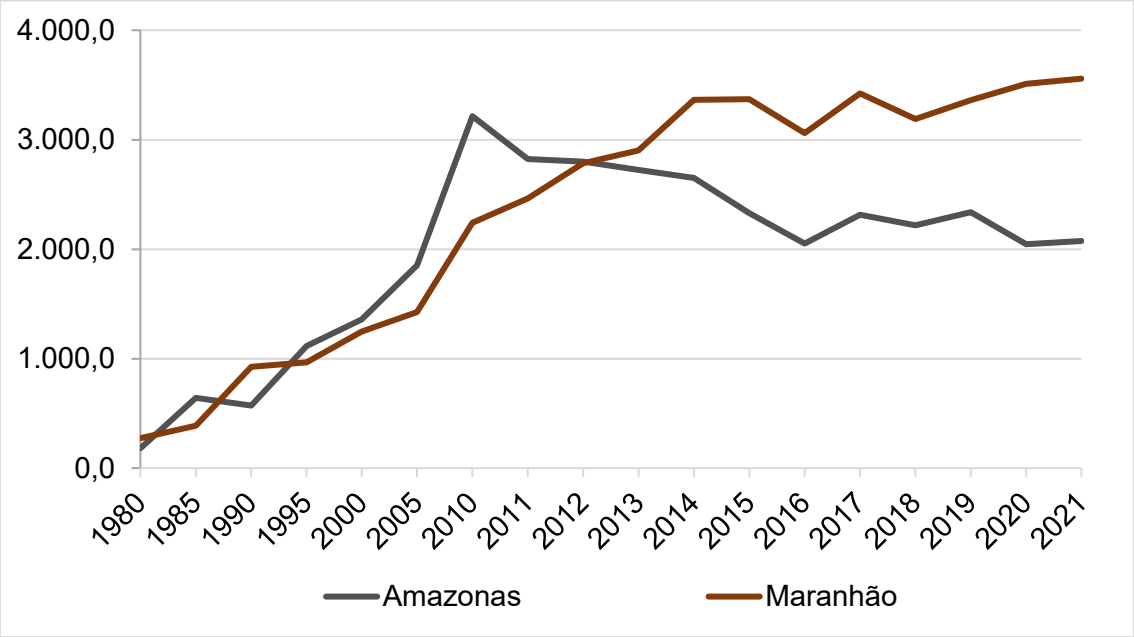


Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANP (2022)

No Gráfico 25, retrata-se as vendas totais de derivados de petróleo e etanol pelas distribuidoras no Amazonas e no Maranhão entre 1980 e 2021. Os combustíveis foram agregados a fim de demonstrar a dependência crescente dos combustíveis fósseis nos dois estados.

Na década de 1980, o consumo de derivados de petróleo no primeiro estado estava na faixa de 181 mil m³, mas, à medida que a produção avançou, a substituição de outras fontes ocorreu de forma quase que imediata. O ponto de inflexão do consumo no estado ocorreu no ano de 2010, quando as vendas alcançaram 3,2 milhões de m³, recuando para 2,7 milhões de m³ em 2021. A explicação para esse fato está ligada diretamente à substituição de derivados, tais como o óleo combustível e óleo diesel pelo gás natural produzido na Bacia de Solimões. A situação do Maranhão é diversa, neste ponto, porque as vendas de derivados cresceram consistentemente à taxa de 6,5% ao ano, sem espaço até o momento para a substituição dos mesmos combustíveis pelo gás natural produzido no estado.

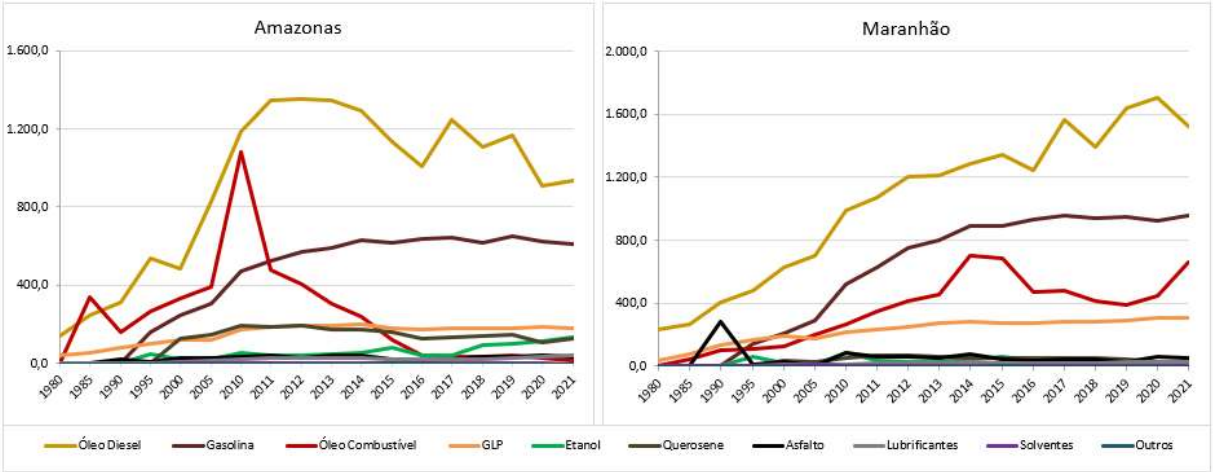
Gráfico 25. Vendas de Derivados de Petróleo e etanol pelas Distribuidoras no Amazonas e no Maranhão (em 1000 m³) entre 1980 e 2021

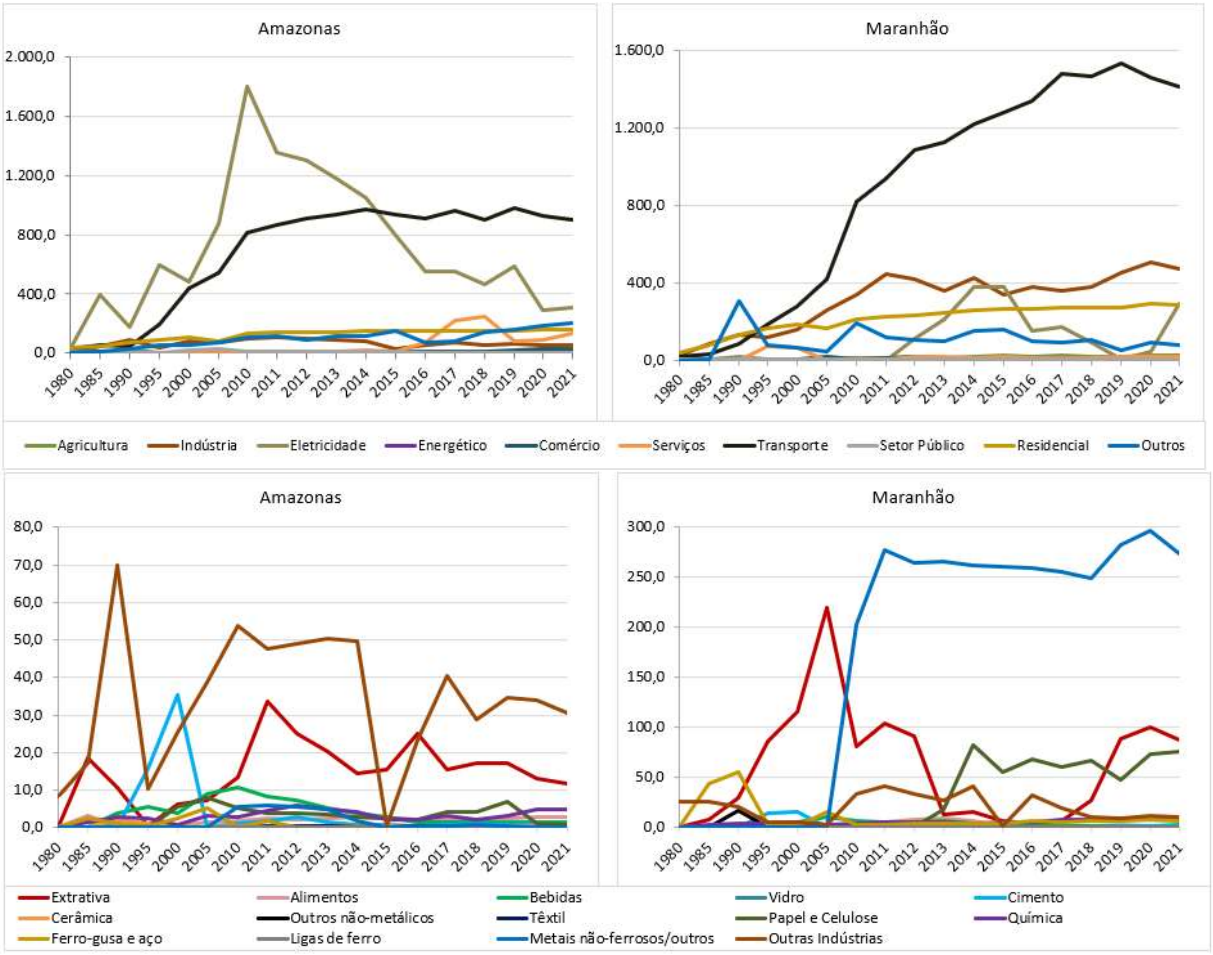


Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME (2022)

O Gráfico 26 traz um compilado das vendas de etanol e derivados de petróleo por tipo de fonte, consumidor final e respectivas atividades industriais nos sistemas isolados do Brasil no período de 1980 a 2021. Em ambos os estados, observa-se que o óleo diesel é a fonte mais proeminente de distribuição, seguido pela gasolina.

Gráfico 26. Vendas de Derivados de Petróleo e etanol pelas Distribuidoras por tipo de fonte, consumidor final e atividades industriais nos sistemas isolados (em 1000 m³) entre 1980 e 2021





Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SIE Brasil/MME (2022)

Todavia, grande parte do consumo de óleo diesel está contabilizado junto aos postos revendedores e para que este fato não levasse a pesquisa a uma superestimação da demanda por esse energético, optou-se por excluir os revendedores na etapa seguinte, deixando apenas o consumo final nos setores econômicos. O óleo combustível aparece em terceiro lugar em termos de demanda no Maranhão; enquanto no Amazonas, segunda fonte mais consumida até o ano de 2010 e alvo inicial do processo de substituição pelo gás natural ocupou o oitavo lugar em 2021. O gás liquefeito de petróleo aparece como o quarto combustível, ao tempo em que os demais (etanol, asfalto, querosene, lubrificante, solventes e outros) apresentaram demanda média abaixo de 331,9 mil m³ no Amazonas e de 143,1 mil m³ no Maranhão.

Na abertura das vendas de derivados de petróleo e etanol por tipo de consumidor final, o quadro evoluiu de maneira distinta nos sistemas isolados. No Amazonas, o setor de eletricidade despontava como o maior consumidor de combustíveis até o ano de 2014, quando foi ultrapassado pelo setor de transporte, grande consumidor de gasolina, óleo diesel e álcool. Novamente, chama-se atenção para a substituição dos combustíveis usados nas termelétricas do estado, que passaram a receber gás natural a partir da construção da infraestrutura de

transporte ligando a produção em Urucu até a cidade de Manaus. Os setores de serviços, residência, indústria, comércio e outros juntos consomem, aproximadamente, 600 mil m³ de derivados de petróleo, abrindo espaço para a continuidade da expansão do gás natural no estado.

No estado do Maranhão, o setor de transporte desponta como maior consumidor dos combustíveis em análise. Nesse setor, estão incluídos os consumos nas ferrovias, rodovias, hidrovias e aéreo, distribuindo-se entre gasolina, diesel, óleo combustível, etanol e querosene.

Em sequência, o setor industrial surge como o segundo maior consumidor de derivados de petróleo, principalmente nos altos fornos de atividades intensivas em energia. Posteriormente, tem-se o setor de eletricidade, levando em conta que o óleo diesel e óleo combustível possuem uma alta participação na matriz elétrica do Maranhão. O quarto colocado, mas não menos importante, é uso doméstico, que se refere em grande parte ao consumo de GLP, que costuma ser envasado de vasilhames de 13kg e vendidos a granel por todo o estado, tendo em vista que não existe rede de distribuição de gás natural.

Quando se olha especificamente para o consumo de derivados de petróleo dentro da Indústria, o posicionamento setorial é deveras diverso nos sistemas isolados. No estado do Amazonas, as Outras Indústrias perfizeram 57,4% de todo o consumo de derivados de petróleo do setor industrial em 2021 (equivalente a 52,9 mil m³). Dentro desse setor encontram-se produtos de alto valor agregado, porém de baixa intensidade energética, tais como informática, eletrônicos e ópticos; máquinas e materiais elétricos; farmacêuticos; veículos automotores; e outros, sendo a maior parte deles produzidos na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do estado. Em seguida aparece a indústria extrativa, focada principalmente na exploração de petróleo e gás natural. Os demais setores industriais possuem baixo consumo energético.

O consumo dos setores industriais no Maranhão chama atenção pela magnitude. O segmento de produção de Metais não-ferrosos/outros apresenta-se, de longe, desde 2005, como o maior consumidor de energia, na faixa de 273,9 mil m³, consumo ligado à produção de alumínio e suas ligas e fundição. A indústria extrativa é a segunda com maior nível de consumo energético, nas atividades de metalurgia, ferro gusa e ferroliga, inclusive a demanda quase nula de 2013 a 2017 esteve ligada à paralização da usina de pelotização da Vale em São Luís. O terceiro maior consumo advém do setor de Papel e Celulose, planta situada na cidade de Imperatriz. Ressalta-se que 88,4% do consumo nos três setores assinalados tem como fonte de suprimento o óleo combustível.

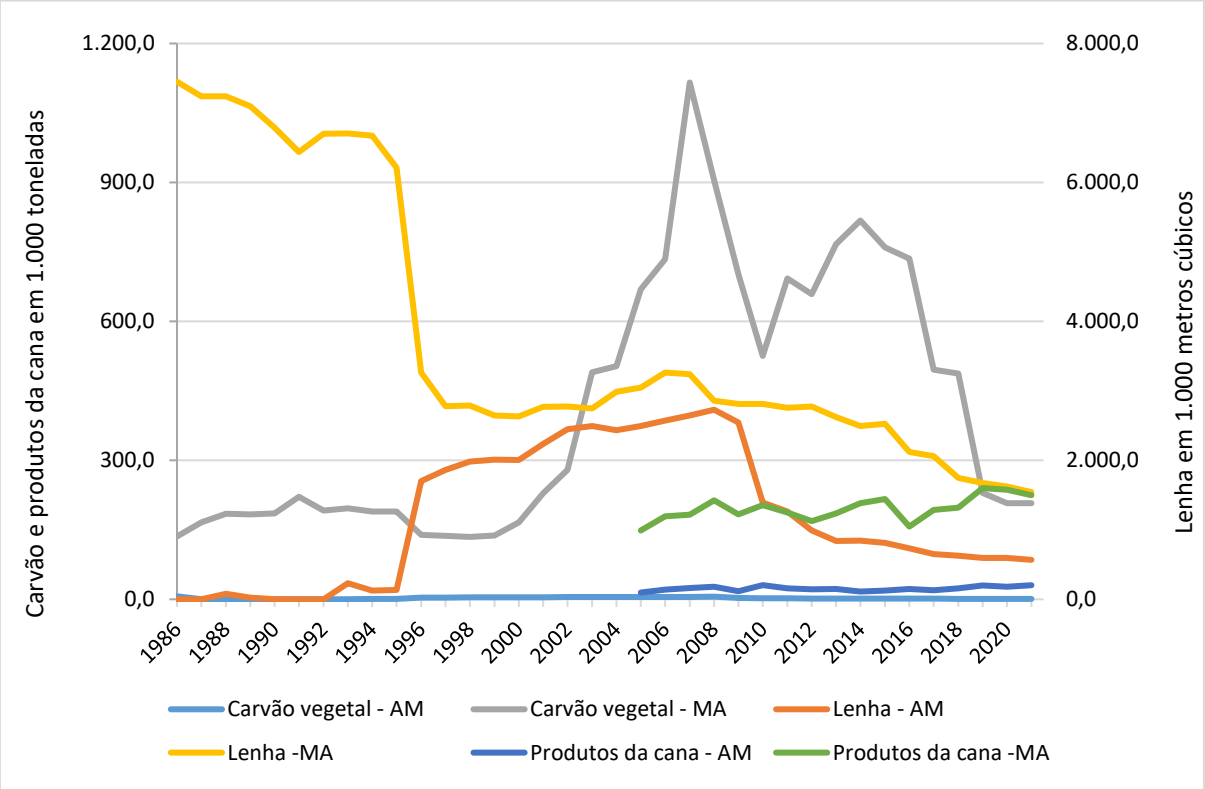
Ainda no Maranhão, as outras indústrias não evidenciam grandes quantidades demandadas de energia ao longo da série analisada, demonstrando que qualquer substituição

energética no setor industrial deve ter como porta de entrada a negociação com os setores das Indústrias Extrativa, Metais não-ferrosos/outros e Papel e Celulose. Isso não significa que não exista demanda em outros segmentos, mas que os setores listados podem ser utilizados como consumidoras âncoras, com a finalidade de viabilizar os investimentos, para que as empresas de mais baixas intensidades energéticas possam também se beneficiar em um cenário de consolidação da substituição dos derivados de petróleo por gás natural.

Dando prosseguimento ao levantamento das fontes de energia dos sistemas isolados do Brasil, o Gráfico 27 compila a produção de carvão vegetal e lenha, da lavoura permanente e silvicultura entre 1996 e 2021. Importante observar o comportamento da produção de lenha no início dos anos 1990, com 6,6 milhões de m³, recuando para 1,5 milhão de m³ até 2021. A produção de carvão vegetal, por outro lado, apresentou comportamento diverso, com uma produção de cerca de 200 mil toneladas no período do início da série, tendo um pico 1,1 milhão de toneladas em 2007, recuando para o patamar inicial de produção no último ano. Ressalta-se que ambas as fontes energéticas dominavam a maior parte do Maranhão até meados dos anos 2000, tendo presença acentuada nas guserias, cerâmica, produção de cimento, gesso, e principalmente, no segmento de alimentos e residencial, dado o ainda escasso acesso ao GLP.

No Amazonas, o cenário de produção de carvão e lenha se distingue do Maranhão pelos aspectos ligados à preservação ambiental, legislação e fiscalização, custos logísticos necessários para o transporte dos produtos, além de alternativas ecológicas de maior valor agregado que a existente nesse tipo de exploração. Dessa forma, embora a produção de lenha tenha alcançado picos de 2,8 milhões de metros cúbicos no fim dos anos 2000, o quadro atual mostra perda contínua de participação, enquanto o carvão vegetal segue sem expressividade em termos da produção.

Gráfico 27. Produção de carvão vegetal, lenha e produtos da cana no Amazonas e no Maranhão entre 1986 e 2021



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do IBGE (2023)

A última parte do levantamento das fontes compreendeu a geração de eletricidade, incluindo, no primeiro momento, todas as fontes, antes das ponderações a serem feitas na próxima seção. Nesse sentido, no Gráfico A-7, apresenta-se a geração de eletricidade por fonte nos estados do Amazonas e Maranhão entre 2011 e 2021. À primeira vista, o fundamento em energias fósseis, com proeminência do gás natural, se destaca como uma similaridade entre as duas matrizes elétricas, situação completamente divergente da nacional, em que a matriz elétrica tem maior participação das hidrelétricas.

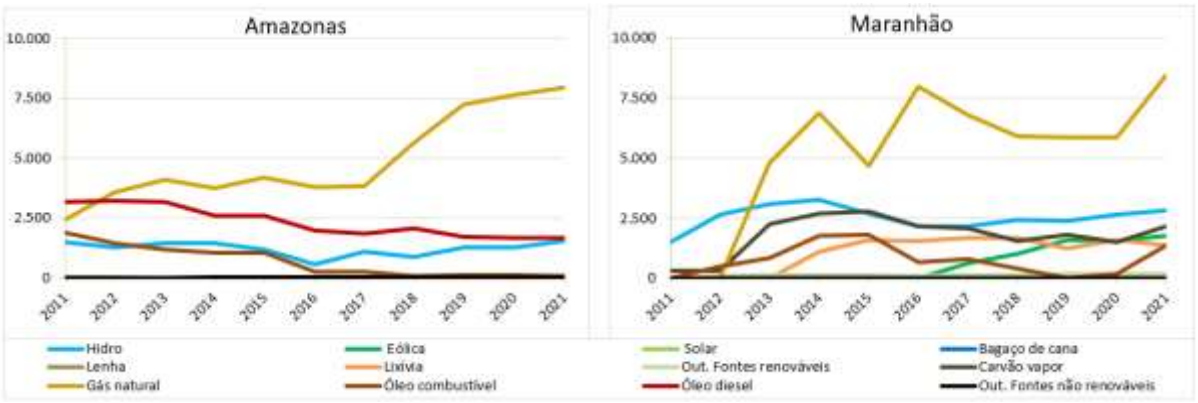
No Amazonas, o gás natural representa 37,8% da geração de eletricidade, como o produto da política de substituição dos óleos pesados. Apesar desse movimento, o óleo diesel ainda está presente em 7,9% da geração, mostrando-se como principal produto de geração em comunidades remotas e distantes da malha de gasoduto. A geração de eletricidade com base no sistema hidrelétrico aparece apenas em 3º lugar, com capacidade instalada de 275 MW.

A geração de eletricidade registou expansão de 2,3% ao ano no estado do Amazonas. Enquanto isso, o indicador teve expansão de 25,1% a.a no Maranhão nos últimos 10 anos, como reflexo da criação e aumento da capacidade de produção térmica, que tem o gás natural como principal insumo. A estratégia de monetização do gás natural a partir da construção de

termelétricas próximas aos locais de exploração fez desse energético o principal motor de geração de eletricidade, com participação de 45,9% na matriz elétrica do estado.

Apesar de ter pautado a geração de eletricidade até 2012, a fonte hidráulica perdeu espaço para o gás natural e, em 2021, ocupava a segunda posição no estado, com participação de 15,4%, restrita à hidrelétrica no município de Estreito. A terceira fonte de eletricidade é o carvão a vapor, utilizado na produção de energia da Termelétrica do Itaqui, em São Luís, também de propriedade da Eneva, com importação de carvão a partir do Porto de Itaqui.

Gráfico 28. Geração de eletricidade por fonte nos sistemas isolados (em GWh) entre 2011 e 2021



Fonte: Elaboração própria a partir do BEN/EPE (2022)

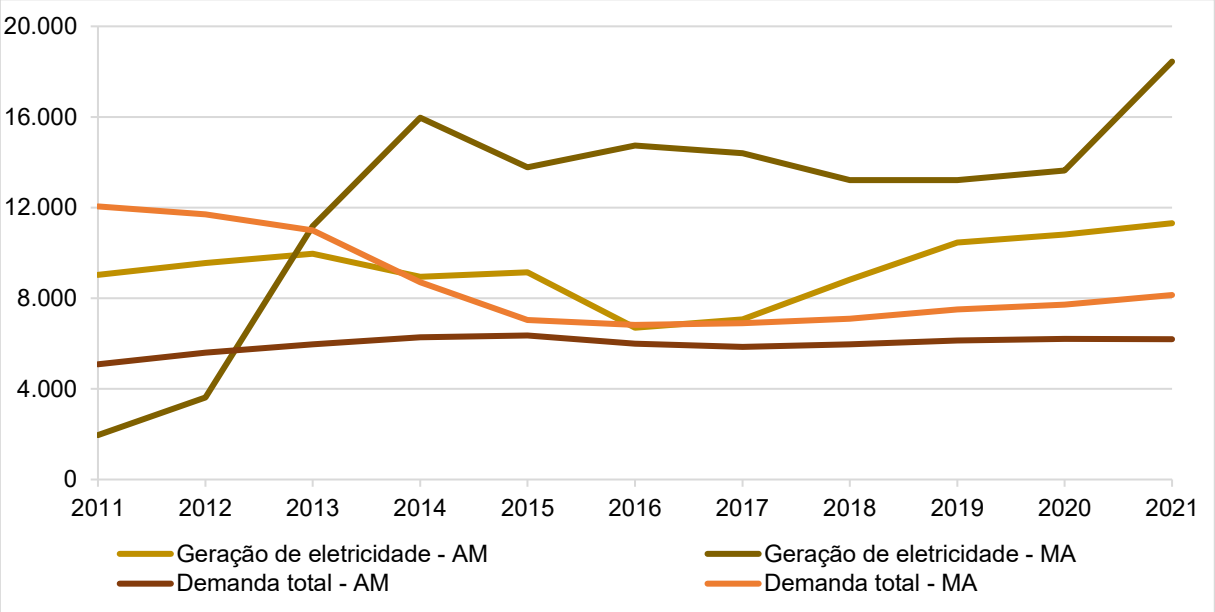
A Eólica ocupa o quarto lugar na geração, mas tem apresentado resultados surpreendentes deste o início dos investimentos da Ômega Energia (atual Serena), registrando expansão anual de 543,7% ao ano. No mesmo sentido, e apesar de não ser possível visualizar no gráfico pela baixa capacidade instalada, a fonte solar registrou expansão anual de 227,3% entre 2013 e 2021, colocando-se como principal fronteira de produção para os próximos anos, tendo em vista a queda nos preços dos equipamentos e a não necessidade de grandes escalas de produção.

Quando se compara a capacidade de geração de eletricidade com a demanda total por estado, no Amazonas, o consumo de energia ficou relativamente estável entre 2011 e 2021, com a produção estadual sendo suficiente para o atendimento interno e comercialização com SIN (Gráfico 29). Cenário diverso pode ser encontrado para o estado do Maranhão no período em análise. Em 2011, a geração de eletricidade no Maranhão não alcançava os 2 GWh, situando-se bem distante da demanda, de 11,7GWh, sendo necessário importar energia pelo SIN. (Gráfico 4).

A mudança desse paradigma ocorreu com o aumento dos investimentos na capacidade de produção de eletricidade a partir das plantas movidas a gás natural, quando o estado deixou

a posição de importador de eletricidade para se tornar um exportador líquido. A partir de 2013, com a produção de 11,1 GWh e consumo de 10,9 GWh, o Maranhão despontou como grande comercializador de energia para outros estados da federação. A produção média de 2014 a 2021 ficou na casa dos 14,6 GWh, mas o recuo acentuado no consumo ao longo dos últimos anos resultou na exportação de aproximadamente 9 GWh por ano.

Gráfico 29. Geração de eletricidade e demanda total nos estados do Amazonas e Maranhão entre 2011 e 2021 (em GWh)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do BEN/EPE (2022)

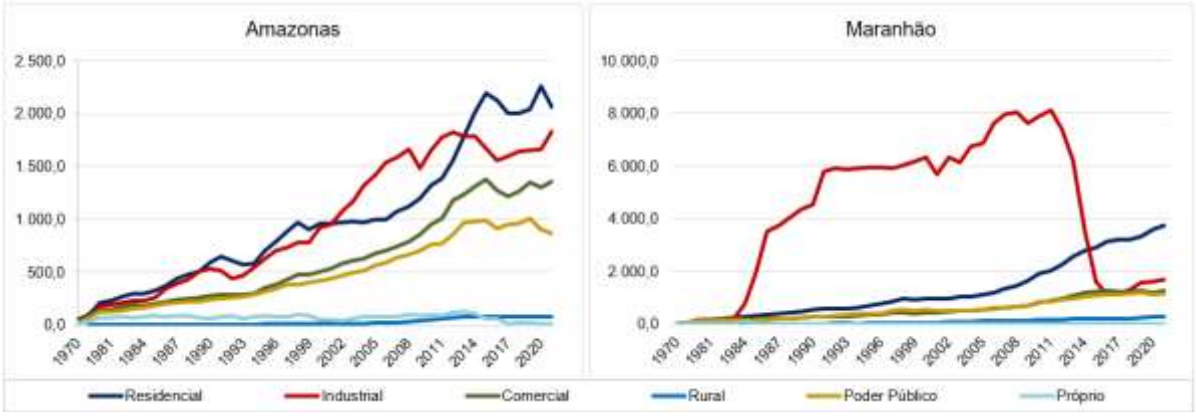
Para entender o que aconteceu com a demanda por energia elétrica nos casos isolados é importante analisar o consumo por setor de atividade. No Gráfico 30, é possível realizar uma análise dinâmica do consumo de eletricidade por setor de atividade entre 1970 e 2021. A vantagem da análise temporal é que ela exibe como o processo de eletrificação dessas economias vai se tornando realidade, integrando gradualmente os setores residencial, industrial, comercial e público.

No Amazonas, o ganho de participação da eletricidade se mostrou consistente no período. Com exceção dos períodos de crise, nos quais o arrefecimento da economia puxou a queda do consumo de eletricidade, todos os demais anos mostram pujança no consumo.

No Maranhão, a inflexão no consumo foi decorrente da contração da demanda do setor industrial, que saiu do patamar de 8.111,3 GWh em 2011 para 1.150,9 GWh em 2017, não retornando ao patamar anterior desde então. A grande questão é que uma expressiva demanda por energia elétrica no estado advinha do setor de redução de alumínio da Alumar e, à medida que foi reduzindo a produção até o fechamento da unidade, usando como fundamento os altos

preços de energia elétrica, a demanda foi declinando. Como resultado, desde o ano de 2015, a demanda média total de energia tem representado apenas 50% da capacidade de geração. Caso a operação da redução de alumínio seja retomada, espera-se que o patamar de consumo retorne ao nível anterior.

Gráfico 30. Demanda por energia elétrica por setor de atividade no Maranhão entre 1970 e 2021 (GWh)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do SEI/MME (2022)

Não há dúvidas em relação ao grande potencial de produção de energia dos estados do Maranhão e do Amazonas. Mesmo assim, a diversificação rumo às renováveis permite espaço para uso do gás natural em outras atividades, tendo em vista que os ganhos e impactos são potencialmente maiores que a produção de energia elétrica.

Antes de partir para a análise das estimativas, algumas observações se tornam necessárias: i) para a distribuição do consumo da lenha e carvão vegetal na transformação e demanda final, levou-se em consideração a proporção nacional, fazendo os devidos ajustes para cada estado diante das especificidades da atividade econômica; ii) para os produtos da cana de açúcar, optou-se pelos dados relacionados à produção de energia elétrica com esses insumos e à produção de etanol, não sendo registrado consumo primário direto desses produtos nos setores de demanda final; iii) para a importação dos derivados de petróleo, tomou-se como referência a abertura SH6 e tradução com o NCM, fazendo uma agregação conforme compreensão do produto.

APÊNDICE B. Agregação das atividades da matriz insumo-produto da Amazônia Legal conforme as atividades do Balanço Energético Nacional

Setores de Atividade da Matriz Insumo-Produto da Amazônia Legal	**Balanço energético Nacional**
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio
Refino de petróleo e coquerias	Refino de petróleo e coquerias
Fabricação de biocombustíveis	Fabricação de biocombustíveis
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	Energia elétrica e outras utilidades
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	Gás natural
Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita	Agropecuária
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	Agropecuária
Produção florestal; pesca e aquicultura	Agropecuária
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	Mineração
Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração	Mineração
Extração de minerais metálicos não-ferrosos, inclusive beneficiamentos	Mineração
Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca	Fabricação de Alimentos
Fabricação e refino de açúcar	Fabricação de Alimentos
Outros produtos alimentares	Fabricação de Alimentos
Fabricação de bebidas	Fabricação de bebidas
Fabricação de produtos têxteis	Fabricação de produtos têxteis
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	Fabricação de celulose, papel e produtos de papel
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	Fabricação de produtos químicos
Fabricação de defensivos, desinfetantes, tintas e químicos diversos	Fabricação de produtos químicos
Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal	Fabricação de produtos químicos
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	Fabricação de produtos de minerais não-metálicos
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	Não Ferrosos e Outros da Metalurgia
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	Não Ferrosos e Outros da Metalurgia
Fabricação de produtos do fumo	Outras indústrias
Confecção de artefatos do vestuário e acessórios	Outras indústrias
Fabricação de calçados e de artefatos de couro	Outras indústrias
Fabricação de produtos da madeira	Outras indústrias
Impressão e reprodução de gravações	Outras indústrias

Setores de Atividade da Matriz Insumo-Produto da Amazônia Legal	Balanço energético Nacional
Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos	Outras indústrias
Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	Outras indústrias
Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	Outras indústrias
Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	Outras indústrias
Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	Outras indústrias
Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, exceto peças	Outras indústrias
Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores	Outras indústrias
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	Outras indústrias
Fabricação de móveis e de produtos de indústrias diversas	Outras indústrias
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	Outras indústrias
Construção	Outras indústrias
Comércio por atacado e a varejo	Comercial
Alojamento	Comercial
Alimentação	Comercial
Edição e edição integrada à impressão	Comercial
Atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem	Comercial
Telecomunicações	Comercial
Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	Comercial
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	Comercial
Atividades imobiliárias	Comercial
Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas	Comercial
Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D	Comercial
Outras atividades profissionais, científicas e técnicas	Comercial
Aluguéis não-imobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual	Comercial
Outras atividades administrativas e serviços complementares	Comercial
Atividades de vigilância, segurança e investigação	Comercial
Atividades artísticas, criativas e de espetáculos	Comercial

Setores de Atividade da Matriz Insumo-Produto da Amazônia Legal	Balanço energético Nacional
Organizações associativas e outros serviços pessoais	Comercial
Serviços domésticos	Comercial
Transporte terrestre	Transporte
Transporte aquaviário	Transporte
Transporte aéreo	Transporte
Água, esgoto e gestão de resíduos	Setor Público
Armazenamento, atividades auxiliares dos transportes e correio	Setor Público
Administração pública, defesa e seguridade social	Setor Público
Educação pública	Setor Público
Educação privada	Setor Público
Saúde pública	Setor Público
Saúde privada	Setor Público

APÊNDICE C. Amazonas: Estrutura de Custos

Atividades	Demanda			Oferta		
	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	**Energia elétrica e outras utilidades**	**Gás natural**	**Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio**	**Energia elétrica e outras utilidades**	**Gás natural**
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	9,9%	4,1%	15,2%	4,7%	0,1%	0,3%
Refino de petróleo e coquerias	2,8%	2,0%	0,0%	67,9%	0,0%	0,0%
Fabricação de biocombustíveis	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Energia elétrica e outras utilidades	0,3%	30,6%	0,4%	11,4%	50,9%	83,1%
Gás natural	0,7%	41,0%	0,0%	6,9%	0,1%	0,0%
Agropecuária	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%
Mineração	0,4%	0,4%	0,0%	0,1%	0,4%	1,0%
Fabricação de Alimentos	0,4%	0,0%	0,0%	0,3%	1,3%	0,2%
Fabricação de bebidas	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	0,1%
Fabricação de produtos têxteis	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	0,1%	0,0%	0,0%	0,4%	0,9%	0,1%
Fabricação de produtos químicos	3,8%	0,1%	0,0%	0,7%	1,8%	0,3%
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	0,1%	0,7%	0,0%	0,3%	1,3%	0,1%
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	1,5%	0,1%	2,1%	0,1%	0,7%	0,0%
Não Ferrosos e Outros da Metalurgia	1,4%	0,8%	0,0%	0,4%	1,8%	0,0%
Outras indústrias	8,4%	2,6%	8,8%	0,4%	5,2%	2,7%
Comercial	29,7%	9,1%	60,2%	0,1%	9,2%	6,8%
Transporte	12,6%	1,8%	11,8%	0,0%	0,3%	0,4%
Setor Público	5,1%	0,6%	1,3%	0,4%	5,7%	0,0%
Investimento	-	-	-	5,7%	0,1%	0,0%
Consumo das Famílias	-	-	-	0,1%	25,3%	4,9%
Consumo do Governo	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%
Exportação	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%

APÊNDICE D. Maranhão: Estrutura de Custos

Atividades	Demanda			Oferta		
	Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	**Energia elétrica e outras utilidades**	**Gás natural**	**Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio**	**Energia elétrica e outras utilidades**	**Gás natural**
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	9,5%	5,5%	15,2%	4,3%	0,0%	0,0%
Refino de petróleo e coquerias	2,9%	2,9%	0,0%	27,9%	0,0%	0,0%
Fabricação de biocombustíveis	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
Energia elétrica e outras utilidades	0,3%	42,7%	0,4%	14,3%	34,9%	25,9%
Gás natural	0,2%	18,5%	0,0%	28,3%	0,0%	0,0%
Agropecuária	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,1%	0,0%
Mineração	0,4%	0,6%	0,0%	0,2%	0,5%	8,9%
Fabricação de Alimentos	0,4%	0,0%	0,0%	0,5%	0,7%	0,3%
Fabricação de bebidas	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,4%	0,0%
Fabricação de produtos têxteis	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	0,1%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	7,6%
Fabricação de produtos químicos	4,3%	0,2%	0,0%	0,9%	1,0%	0,7%
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	0,1%	0,9%	0,0%	0,7%	2,0%	0,1%
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	1,4%	0,2%	2,1%	0,4%	1,8%	0,6%
Não Ferrosos e Outros da Metalurgia	1,5%	1,1%	0,0%	0,4%	0,9%	29,1%
Outras indústrias	9,1%	4,1%	8,8%	0,6%	1,1%	1,1%
Comercial	31,1%	12,7%	60,3%	0,2%	8,8%	1,9%
Transporte	12,6%	2,5%	11,8%	0,0%	0,5%	2,2%
Setor Público	5,2%	0,8%	0,9%	0,8%	6,1%	0,0%
Investimento	-	-	-	16,2%	0,1%	0,0%
Consumo das Famílias	-	-	-	0,3%	33,1%	21,5%
Consumo do Governo	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%
Exportação	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%

APÊNDICE E. Amazonas: Multiplicadores de Produção tipo I, participação Intra e Inter-regional e índices de encadeamento (Backward Linkages – BL e Foward Linkage – FL)

Atividades	MP tipo I	Intra	Inter	Intra (%)	Inter (%)	BL	FL
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	1,674	1,356	0,317	81,0	19,0	0,791	0,804
Refino de petróleo e coquerias	2,461	1,768	0,693	71,9	28,1	1,163	1,061
Fabricação de biocombustíveis	2,124	1,649	0,475	77,6	22,4	1,004	0,473
Energia elétrica e outras utilidades	3,674	3,174	0,500	86,4	13,6	1,737	1,044
Gás Natural	1,553	1,419	0,134	91,4	8,6	0,734	1,598
Agropecuária	1,219	1,123	0,095	92,2	7,8	0,576	0,850
Mineração	3,810	3,190	0,620	83,7	16,3	1,801	0,484
Fabricação de Alimentos	2,260	1,685	0,575	74,6	25,4	1,069	0,586
Fabricação de bebidas	2,121	1,598	0,524	75,3	24,7	1,003	0,551
Fabricação de produtos têxteis	2,080	1,607	0,473	77,3	22,7	0,983	0,544
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	2,101	1,661	0,439	79,1	20,9	0,993	0,574
Fabricação de produtos químicos	2,264	1,652	0,612	72,9	27,1	1,070	0,740
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	2,177	1,663	0,514	76,4	23,6	1,029	0,543
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	2,082	1,489	0,593	71,5	28,5	0,985	0,492
Não Ferrosos e Outros da Metalurgia	2,061	1,474	0,587	71,5	28,5	0,974	0,594
Outras indústrias	1,849	1,472	0,377	79,6	20,4	0,874	1,013
Comercial	1,433	1,238	0,195	86,4	13,6	0,677	1,721
Transporte	1,821	1,479	0,341	81,3	18,7	0,861	0,863
Setor Público	1,423	1,228	0,195	86,3	13,7	0,673	0,679

APÊNDICE F. Maranhão: Multiplicadores de Produção tipo I, participação Intra e Inter-regional e índices de encadeamento (Backward Linkages – BL e Foward Linkage – FL)

Atividades	MP tipo I	Intra	Inter	Intra (%)	Inter (%)	BL	FL
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	1,634	1,260	0,375	77,1	22,9	0,791	0,611
Refino de petróleo e coquerias	2,432	1,298	1,134	53,4	46,6	1,177	0,631
Fabricação de biocombustíveis	2,176	1,442	0,735	66,2	33,8	1,053	0,510
Energia elétrica e outras utilidades	2,261	1,808	0,452	80,0	20,0	1,094	0,897
Gás Natural	1,440	1,251	0,189	86,9	13,1	0,697	1,491
Agropecuária	1,511	1,158	0,353	76,6	23,4	0,731	0,754
Mineração	2,620	1,855	0,765	70,8	29,2	1,267	0,538
Fabricação de Alimentos	2,282	1,484	0,798	65,0	35,0	1,104	0,525
Fabricação de bebidas	1,999	1,364	0,635	68,2	31,8	0,967	0,524
Fabricação de produtos têxteis	1,979	1,283	0,695	64,9	35,1	0,957	0,488
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	2,721	1,977	0,744	72,7	27,3	1,316	0,496
Fabricação de produtos químicos	2,255	1,377	0,877	61,1	38,9	1,091	0,587
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	1,977	1,397	0,580	70,7	29,3	0,956	0,556
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	2,185	1,479	0,707	67,7	32,3	1,057	0,541
Não Ferrosos e Outros da Metalurgia	3,151	2,428	0,723	77,1	22,9	1,524	0,524
Outras indústrias	1,762	1,301	0,461	73,8	26,2	0,852	0,634
Comercial	1,409	1,168	0,241	82,9	17,1	0,682	1,418
Transporte	2,096	1,360	0,736	64,9	35,1	1,014	1,111
Setor Público	1,385	1,154	0,230	83,4	16,6	0,670	0,685