



ANÁLISE DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL

Isabella Sene Santos Carneiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Dr. Amaro Olímpio Pereira
Júnior
Dr. Maurício Tiomno
Tolmasquim

Rio de Janeiro
Dezembro de 2023

*Para a minha mãe, Elisa Helena
Sene Santos, que sempre me
apoiou em trilhar os caminhos
até os meus sonhos, para a
minha avó, Genilda Sene, que,
de onde estiver, está celebrando
todos eles. Para a minha amiga,
companheira e namorada, Ana
Paula Lopes Gonçalves por, com
seu amor e paciência, ter me
ajudado a concretizá-los.*

ANÁLISE DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL

Isabella Sene Santos Carneiro

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior
Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim

Aprovada por: Prof. Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior
Prof. Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim
Prof. Dr. Roberto Schaeffer
Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Júnior

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
DEZEMBRO DE 2023

Sene Santos Carneiro, Isabella

Análise do Novo Mercado de Gás Natural/Isabella Sene Santos Carneiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

XIII, 93 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior

Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 77 – 82.

1. gás natural. 2. mercado livre. 3. regulação. I. Olímpio Pereira Júnior, Dr. Amaro *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer, primeiramente, à minha mãe, Elisa Helena, que sempre me apoiou em todos os momentos da minha vida e me deu forças para conseguir seguir em frente, ela é minha base e meu porto seguro. Dedico ainda em memória da minha avó, Genilda, que me viu ingressar, mas infelizmente não me viu concluir o mestrado, ela levou um pedaço de mim com ela, mas me envia muitas energias para continuar.

Agradeço aos meus amigos, em especial, Victor, Mariana, Talyta e Mylena, que sempre vibram as minhas conquistas e me apoiam nos momentos difíceis. Em especial, agradeço imensamente à Ana Paula, que, amiga e namorada, me escuta com paciência e me dá carinho e amor, seu companheirismo foi fundamental nesta jornada.

Agradeço à ABIogás que me permitiu conhecer melhor do mercado de gás e biometano, permitindo o contato com agentes do setor que me trouxeram *insights* importantes para a concretização deste trabalho. Em especial, agradeço à Tamar Roitman, que, também egressa do PPE, me deu esta oportunidade, sem deixar de mencionar o restante da equipe de colaboradores, Bruna Jardim, Graziela Silva e Ludmilla Cabral.

Agradeço ao PPE, por ter me aceitado como aluna e a todos os professores, em especial Maurício Tolmasquim e Amaro Pereira que aceitaram me orientar neste trabalho e puderam me guiar até o final desta jornada. Além destes, agradeço ao Álvaro Ferreira Tupiassu, Gerente Executivo da Petrobras pelo fundamental papel de revisor deste trabalho.

Agradeço ao CNPQ e ao PRH-41/PPE/ANP por terem dado o suporte financeiro para que eu pudesse realizar esta pesquisa, aos coordenadores e pesquisadores que me apoiaram durante essa trajetória, aqui mencionando o professor David Branco e o pesquisador Bruno Cunha.

Por fim, gostaria de dizer que não foi fácil concluir este mestrado, em meio à uma pandemia, perda de parentes queridos e alguns percalços que enfrentei, sobrevivi e concluo meu mestrado vislumbrando todo o caminho que percorri, em que amadureci e pude me conhecer melhor, compreender meus limites e aprender a seguir em frente.

*“Não importa quanto tempo leve,
se temos que fazer uma coisa,
que seja bem feita. Dê sempre o
seu melhor, e o resultado não
poderá ser ruim.”*

*O lado Extraordinário da Falta -
Anna Hant e Josie Baron*

*“Mourn the losses, because they
are many, but celebrate the
victories, because they are few.*

QAF – Debbie Novotny

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL

Isabella Sene Santos Carneiro

Dezembro/2023

Orientadores: Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior
Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

O presente trabalho tem como objetivo avaliar o grau de harmonização entre os regulamentos estaduais de gás canalizado e a sua adequabilidade à Nova Lei do Gás Natural, instituída pela lei nº 14.134/2021, que trata da abertura do mercado livre de gás. Com este fim, as legislações e regulamentos estaduais vigentes para o gás canalizado foram analisados com base nos critérios de abertura de mercado, elencados pelo CNPE na Resolução n.º 16/2019, e comparados para obter um panorama da harmonização e adequação das normas em vigor com a proposta de abertura do mercado livre. Para tanto, os dados obtidos foram analisados, quantitativamente, por meio de análise multicritério, utilizando metodologia *Simple MultAttribute Rating Technique* (SMART). Os resultados apontam para a necessidade de harmonização das regulações estaduais para garantir o desenvolvimento do mercado em estados com mercados menos maduros. Ao final do trabalho, foram feitas propostas para o aprimoramento da legislação federal e das normas estaduais, a fim de conferir maior transparência, segurança e harmonização regulatórias.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

NATURAL GAS MARKET ANALYSIS

Isabella Sene Santos Carneiro

December/2023

Advisors: Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior

Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

The present work aims to assess the degree of harmonization among state regulations on piped gas and their suitability to the New Natural Gas Law, established by Law No. 14,134/2021, which addresses the opening of the free gas market. To achieve this, current state legislations and regulations for piped gas were analyzed based on market opening criteria outlined by the National Council for Energy Policy (CNPE) in Resolution No. 16/2019. A comparison was made to obtain an overview of the harmonization and alignment of existing norms with the proposed opening of the free market. The data obtained were quantitatively analyzed using a multi-criteria analysis approach, employing the Simple MultAttribute Rating Technique (SMART). The results indicate the need for harmonization of state regulations to ensure the development of the market in states with less mature markets. At the end of the study, proposals were made for the improvement of federal legislation and state norms to enhance regulatory transparency, security, and harmonization.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Abreviaturas	xii
1 Introdução	1
2 Mercado de Gás Natural	6
2.1 Gás Natural	6
2.2 Marcos Legais e Regulatórios do Gás Natural	11
2.2.1 Primeiros Marcos Legais e Regulatórios para o Gás Natural (1953 – 1999)	11
2.2.2 Programa Prioritário de Termelétricidade (2000 – 2006)	13
2.2.3 Descoberta do Pré-Sal e Retomada da Regulação do Gás (2007 – 2018)	14
2.2.4 O Novo Mercado de Gás (2019 - atual)	15
2.3 Desenho do Mercado de Gás Natural do Brasil	20
2.3.1 Agentes do Mercado de Gás Natural	23
2.3.2 Formação do Mercado de Gás Natural	25
2.3.3 Formação de Preços de Gás Natural	26
3 Referencial Teórico	30
3.1 Indústria de rede	30
3.2 Análise Multicritério	35
4 Metodologia	41
4.1 Critérios para a metodologia de análise multicritério	43
5 Resultados e Discussões	51
5.1 Análise da Lei n.º 14.134/2021	51
5.2 Implementação do Novo Mercado de Gás Natural nas Resoluções Es- taduais	57
5.3 Aprimoramentos aos regulamentos estaduais de gás natural	71

6 Conclusão	75
Referências Bibliográficas	77
A Tabela de Atributos	83
B Tabela de Utilidades	85
C Instrumentos Legais do Setor de Gás Canalizado	87
D Instrumentos Legais e Regulamentos Estaduais de Gás Canalizado	91

Lista de Figuras

2.1	Configuração da indústria de gás natural como uma indústria de rede. Elaboração Própria.	21
2.2	Mudanças na cadeia de valor do gás natural com as mudanças regulatórias ocorridas ao longo dos anos. Elaboração Própria.	22
2.3	Operacionalização do mercado de gás natural através dos agentes participantes do mercado. Elaboração própria a partir de [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022a]	25
5.1	Presença de agência reguladoras nas UFs. Elaboração Própria.	58
5.2	Composição societária das concessionárias de distribuição de gás canalizado nas UFs. Elaboração Própria.	60
5.3	Regulamentos de gás canalizado em consonância com a abertura do mercado livre de gás natural nas UFs. Elaboração Própria.	61
5.4	Volume mínimo para migração ao mercado livre de gás canalizado nas UFs. Elaboração Própria	62
5.5	Existência da figura do consumidor parcialmente livre nas UFs. Elaboração Própria.	64
5.6	Estabelecimento da TUSD para consumidores livres nas UFs. Elaboração Própria.	66
5.7	Estabelecimento dos contratos de uso do sistema de distribuição para consumidores livres nas UFs. Elaboração Própria.	67
5.8	UFs com relação à permissão de construção de gasodutos dedicados ou redes isoladas. Elaboração Própria.	68
5.9	Prazo de aviso prévio necessário para migração ao mercado livre de gás nas UFs. Elaboração Própria.	69
5.10	Taxa de fiscalização dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado. Elaboração Própria.	70
5.11	<i>Ranking</i> dos regulamentos de gás canalizado nas UFs. Elaboração Própria.	71

A.1 Tabela de atributos baseada nos critérios do CNPE para cada UF. Elaboração Própria.	84
B.1 Tabela de Utilidades para os critérios elencados para cada UF. Ela- boração Própria.	86

Lista de Abreviaturas

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, p. 3
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i> , p. 37, 38
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 12
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, p. 12, 15, 19, 23, 24, 26, 27, 49, 53, 57, 69, 70
ANP	<i>Analytic Network Process</i> , p. 38
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, p. 9, 13
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica, p. 8, 18, 56, 57
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, p. 53
CF	Constituição Federal, p. 12
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética, p. 4, 8, 15, 16, 19, 39, 41–45, 50, 57, 71, 76
CNP	Conselho Nacional do Petróleo, p. 11, 12
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, p. 49, 65, 67, 69, 72, 73
CUSD	Contrato de Uso do Sistemas de Distribuição, p. 65
EC	Emenda Constitucional, p. 12
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, p. 15
GNC	Gás Natural Comprimido, p. 6, 24

GNL	Gás Natural Liquefeito, p. 6, 24, 26, 28
GNV	Gás Natural Veicular, p. 6
MACBETH	<i>Measuring Attractiveness by a Categorical</i> , p. 38
MAUT	<i>Multiattribute Utility Theory</i> , p. 38
MBtu	Mega (10 ⁶) British Thermal Unit, p. 10
MME	Ministério de Minas e Energia, p. 15
MW	<i>Megawatt</i> , p. 13
NMGN	Novo Mercado de Gás Natural, p. 19, 54
ONS	Operador Nacional do Sistema, p. 53, 54
PAR	Plano Anual de Aplicação de Recursos, p. 13
PEN	Política Energética Nacional, p. 12
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças, p. 53
PPT	Plano Prioritário de Termelétricidade, p. 54, 55
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade, p. 2, 13, 14
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, p. 13
PROMETHEE	<i>Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations</i> , p. 38
SEB	Setor Elétrico Brasileiro, p. 13, 54
SEDE	Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, p. 58
SMART	<i>Simple MultAttribute Rating Technique</i> , p. 30, 37–39, 43, 57
TCC	Termo de Cessação de Conduta, p. 8, 59
TUSD-E	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Específica, p. 67
TUSD	Tarifa de Uso do Sistemas de Distribuição, p. 65
UF	Unidade Federativa, p. 43
SMART	<i>Simple MultAttribute Rating Technique</i> , p. vi, 4

Capítulo 1

Introdução

O gás natural é um combustível fóssil gasoso, composto principalmente de metano, que tem elevado poder calorífico, e pode ser encontrado em reservatórios subterrâneos de gás, ou associado ao petróleo [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2008]. O Brasil possui reservas provadas que somam pouco mais de 378 bilhões m^3 de gás natural, em sua maioria em campos offshore, associado ao petróleo [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022a].

Devido à sua disponibilidade na forma gasosa, o armazenamento e transporte do gás natural tornam-se desafiadores, requerendo infraestrutura específica, como gasodutos ou instalações de liquefação. No Brasil, o desenvolvimento de infraestrutura no interior do país para aproveitamento desse recurso demanda investimentos substanciais em transporte.

Ao contrário de países onde o uso do gás natural é vital, como para aquecimento, a realidade brasileira é distinta [da Costa, 2003]. A infraestrutura atual para aproveitamento do gás natural está predominantemente concentrada no litoral, sendo direcionada principalmente para fins energéticos na indústria, abrangendo aplicações térmicas em setores como cerâmica, papel-celulose e siderurgia, além de ser empregada na geração de energia elétrica [da Costa, 2021] [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b].

Historicamente, o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil esteve concentrado na Petrobras, estatal criada com o fim de explorar as atividades petrolíferas do país. Com uma produção bastante ligada ao petróleo, o gás natural teve um papel secundário no setor energético [Leal et al., 2019], tendo em vista a abundância e a rentabilidade do óleo brasileiro, sendo mais conveniente a sua reinjeção para elevar a produtividade dos poços petrolíferos. A cada ano, o Brasil supera seus números em taxas de reinjeção de gás para recuperação de petróleo [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022a].

A fim de provocar as mudanças necessárias para o seu desenvolvimento, o go-

verno federal lançou inúmeros programas e projetos para fomentar o mercado de gás natural no Brasil em diversas frentes. Desde ancorar o consumo de gás natural no setor elétrico, como foi o intuito inicial do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), nos anos 2000, até a criação de um arcabouço regulatório por meio da primeira Lei do Gás, em 2009, ou a união entre demanda e oferta no programa Gás para Crescer, em 2016, o governo tentou pavimentar espaço para investimentos privados no mercado de gás natural [de Oliveira and Marreco, 2006] [Diaz, 2021] [Vitale et al., 2022].

Porém, a atratividade do mercado de gás natural permaneceu estagnada, desde as crises energéticas sofridas pelo Brasil, até recessões econômicas e instabilidades políticas, o setor ficou restrito à pouca infraestrutura existente, fruto de investimentos da Petrobras [da Costa, 2003] [Ferraro and Hallack, 2012]. Em 2019, foram retomadas as proposições originadas no Gás para Crescer, em que o governo federal tentou conciliar os interesses dos agentes de mercado aos interesses de produtores, da indústria e do próprio Poder Concedente, visando desenvolver a indústria de gás e "reindustrializar" o país, em tratativas que culminaram na aprovação da Lei n.º 14.134 no início de 2021, a Nova Lei do Gás Natural [Brasil, 2021a].

A Nova Lei do Gás [Brasil, 2021a] surgiu com intuito de promover a concorrência e competitividade do mercado de gás natural, trazendo mais agentes privados para o mercado, por meio da desverticalização da cadeia produtiva aliado ao plano de desinvestimentos da Petrobras [International Energy Agency (IEA), 2022] [Gutierrez, 2022]. Com isso, as expectativas do governo federal seriam que o mercado pudesse se desenvolver, aliando oferta e demanda pelo energético, o que, naturalmente, poderia culminar no desenvolvimento da infraestrutura necessária para o transporte do gás natural [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022c].

O potencial de produção de gás natural do Brasil, aliado aos novos investimentos que poderiam surgir e a necessidade por energia firme com menores emissões, poderia alavancar a indústria de gás natural, visto que é um energético com baixas emissões, quando comparado a outros combustíveis fósseis [International Energy Agency (IEA), 2020] [Campos et al., 2017] [Safari et al., 2019].

O desenvolvimento do mercado de gás natural pode ser vetor para a expansão de outras tecnologias de baixa emissão, carbono neutra ou até mesmo negativas, como o biometano, uma solução *drop-in* ao gás natural, em outras palavras, é um combustível de fácil implementação, uma vez que não necessita de adaptação ou substituição de equipamentos para ser utilizado [United States Environmental Protection Agency, 2020] [Gillessen et al., 2019].

No entanto, com todo esse potencial apresentado, o arcabouço regulatório proposto na Nova Lei do Gás [Brasil, 2021a] e a necessidade de reindustrialização do país, com dois anos da publicação da lei, algumas mudanças foram percebidas, porém

sem o crescimento esperado [International Energy Agency (IEA), 2022] [Gutierrez, 2022] [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022b]. Após os desinvestimentos da Petrobras, 85% do transporte de gás e 51% da distribuição passaram a ter participação privada [Nozaki et al., 2021]. No volume de gás, a quantidade de gás ofertado pela Petrobras passou de 100% para 83% [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022b].

Ainda assim, em levantamento divulgado pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), o consumo de gás natural subiu 7,2% nos segmentos não termelétricos, porém, caiu 24% no consumo total, o que decorre da abundância das chuvas em 2022 e 2023¹. Ademais, os preços sofreram elevação média de 15,21 US\$/MBtu, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2022), cabendo destacar o impacto da guerra da Ucrânia na elevação dos preços.

Algumas ineficiências foram identificadas no arcabouço legal proposto pela Nova Lei do Gás, como a criação de áreas de mercado com gestores de mercado constituídos pelos agentes privados; a criação de normas infralegais para desenvolver o mercado; e a concentração de mercado em poucos agentes privados, que falharam em assegurar uma abertura do mercado de forma competitiva.

A atribuição legal da competência dos estados para a regulação do gás canalizado faz com que o processo de implementação do mercado livre tenha que passar por uma série de etapas. Assim, os estados que ainda não tinham um mercado livre estabelecido tiveram que criá-lo e os demais se adequarem ao novo modelo. Desta forma, o que se percebe é uma assimetria regulatória entre os estados, fazendo com que cada um deles proporcionassem ambientes de contratação livre de gás natural diferentes.

A indústria de gás natural se configura como uma "indústria de rede", ou seja, possui diferentes elos interdependentes que precisam operar em conjunto para garantir o seu funcionamento Laureano [2005]. Por necessitarem de elevados investimentos, principalmente em infraestrutura, que levam longos anos para serem amortizados (custos afundados), este tipo de indústria se caracteriza também pela presença de monopólios naturais [Leal et al., 2019]. Geralmente, esses investimentos realizados são públicos, uma vez que este tipo de indústria traz inúmeras externalidades positivas para a sociedade, tanto na prestação do serviço público em si, como em atração de investimentos privados e geração de empregos [da Costa, 2003].

O setor de gás natural tem potencial para crescer com arcabouço regulatório bem estruturado, com harmonização das legislações estaduais para garantir um crescimento menos desigual de infraestrutura no país, descentralizando e interiorizando a

¹"Consumo de gás cresce 7,2% em 2022". Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/86038>. Acessado em: 13 de maio de 2023

disponibilidade energética. Diferente do setor elétrico, que teve que se reestruturar e promover mudanças em seu arcabouço regulatório à iminência de um apagão, que passou por diversas crises e problemas regulatórios e hoje encontra-se judicializado.

Com lições aprendidas do setor elétrico, é possível que o gás natural possa proporcionar ao país o incremento energético necessário para que se retome o desenvolvimento econômico e a industrialização, por meio de um combustível com menores emissões. Ademais, a variação do *mix* na matriz energética nacional é fundamental para garantir a segurança no suprimento, sem haver forte dependência de recursos fósseis mais poluentes, como petróleo e carvão [International Energy Agency (IEA), 2020] [Silva et al., 2020] [Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2021].

Tendo em vista os problemas apresentados, este trabalho tem como objetivo avaliar o grau de harmonização entre os regulamentos estaduais de gás canalizado e a sua adequabilidade à Nova Lei do Gás Natural, instituída pela lei nº 14.134/2021, que trata da abertura do mercado livre de gás.

Para tanto, serão analisando, quantitativamente, por meio de análise multicritério, utilizando metodologia *Simple MultAttribute Rating Technique* (SMART), a adequação dos regulamentos estaduais com à proposta do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), constante na Resolução n.º 16/2019, que estabeleceu diretrizes para a promoção da livre concorrência no Novo Mercado de Gás. Posteriormente, são feitas recomendações para o aprimoramento dos arcabouços regulatórios federal e estaduais.

O Capítulo 2 contextualiza o mercado de gás natural no Brasil, trazendo o histórico dos marcos regulatórios existentes, o desenho do mercado de gás natural no Brasil, com a nova estrutura criada a partir da aprovação da Lei 14.134/2021.

No Capítulo 3 é apresentado o referencial teórico, que trata de aspectos da Indústria de Rede e da metodologia de Análise Multicritério, utilizada comumente nos estudos de análises de impacto regulatório, que foram utilizadas para balizar as análises realizadas ao longo deste trabalho.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia implementada, demonstrando a forma como o modelo *SMART* será utilizado para analisar a harmonização de regulações estaduais de gás natural.

O Capítulo 5 traz os resultados e discussões das análises realizadas, apresentando os desafios encontrados no novo modelo regulatório proposto pela lei 14.134/2021 e a implementação e a harmonização regulatória do mercado livre de gás natural para os estados. Ademais, apresenta recomendações de aprimoramento das regulações federal e estaduais para promoção da harmonização e adequação das falhas encontradas.

O Capítulo 6 encerra este trabalho com as conclusões e faz recomendações de aprimoramentos e ações governamentais para promover o desenvolvimento do mer-

cado de gás natural, em especial o mercado livre.

Capítulo 2

Mercado de Gás Natural

Este capítulo destina-se a apresentar a contextualização do estágio atual do mercado de gás natural no Brasil, passando pelo potencial de produção, a indústria de gás natural, o histórico do seu desenvolvimento, o novo desenho de mercado apresentado pelo novo marco regulatórios, os agentes e a formação de preços de mercado.

2.1 Gás Natural

O gás natural possui diversas formas de aplicação, podendo ser utilizado na forma gasosa, ou ainda ser liquefeito, produzindo o Gás Natural Liquefeito (GNL), o que facilita seu transporte rodoviário, não necessitando de infraestrutura de gasodutos. Outra alternativa é a compressão, gerando o GNC (Gás Natural Comprimido), ou ainda pode ser utilizado na composição do Gás Natural Veicular (GNV), destinado ao uso veicular [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2008].

No Brasil, existem 378.653 MMm³ de reservas provadas (1P), 491.919 MMm³ de reservas provadas + prováveis (2P) e 560.396 MMm³ de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P). [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022a]. No ano de 2021, foram produzidos 48,8 bilhões m³ de gás natural, com aproveitamento energético de 52%, para consumo próprio e comercialização, enquanto cerca de 45,5% deste volume foi reinjetado para recuperação dos poços petrolíferos [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022b].

De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)(2000), as reservas são recursos petrolíferos e gasíferos, comercialmente recuperáveis, estimados, a partir de uma determinada data, com base em dados geológicos, condições econômicas, como custo e preço, métodos operacionais, e legislação. Elas podem ser classificadas por nível de certeza em: provadas, prováveis

e possíveis¹.

- As reservas provadas são quantidades de petróleo e gás natural que possuem razoável certeza de serem recuperadas comercialmente. Se utilizados métodos determinísticos, há um alto grau de confiança na análise, enquanto para métodos probabilísticos, a probabilidade de que a recuperação seja maior que a estimativa é de, pelo menos, 90%.
- As reservas prováveis são menos certas que as reservas provadas, porém mais certas que as reservas possíveis, neste caso, a soma das estimativas de reservas provadas + prováveis é de, pelo menos, 50%.
- As reservas possíveis são quantidades de petróleo ou gás que as análises indicam como menos prováveis de serem recuperadas que as prováveis.

Historicamente, o Brasil tem uma oferta com origem em produção nacional inferior ao seu consumo, o que se deve ao baixo volume de gás disponível na maioria das reservas existentes, tornando os projetos inviáveis. A importação do produto boliviano foi essencial para suprir a demanda nacional [de Oliveira and Marreco, 2006]. O gás boliviano é mais competitivo que o brasileiro, tendo sua indústria mais desenvolvida, consegue ofertar o recurso a preços mais baixos [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2020], e ainda tem isenção de impostos de importação [Santos et al., 2003] [Kerdan et al., 2019].

No Brasil, a demanda deste recurso é destinada, majoritariamente, para a indústria, seguida pelo setor elétrico, transporte, consumo residencial e comercial [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022c]. Estudos indicativos promovidos pela indústria apontam para o crescimento do seu consumo, aproveitando esta reserva existente [Martins and Lima, 2021] [Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2019]. A oportunidade de aproveitar essa reserva é uma das maiores motivações para a promoção da expansão do setor em todos os segmentos da cadeia, ampliando a oferta e possibilitando o crescimento da demanda por meio de um combustível mais competitivo [da Costa, 2021].

No contexto mundial, o recurso já foi encarado como o “combustível da transição energética”, isso decorre de sua capacidade de substituir combustíveis mais poluentes, como o carvão e derivados de petróleo, por ter menores taxas de emissão de CO_2 [International Energy Agency (IEA), 2020] [Campos et al., 2017]. Porém o

¹Cabe destacar que diferentes autores classificam as reservas de diversas formas, entretanto, a definição aqui aplicada, vai ao encontro da Resolução n.º 47/2014, da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2014].

cenário tem mudado, em vistas das altas taxas de emissões de metano e os elevados investimentos em infraestrutura, recursos que poderiam ser direcionados para o desenvolvimento de fontes renováveis [Safari et al., 2019].

O contexto brasileiro diverge do mundial no ponto em que a matriz energética nacional tem 44,7% de participação de fontes renováveis [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022c]. No setor elétrico o cenário é ainda mais favorável, 82,9% da capacidade instalada do parque gerador brasileiro é proveniente de fontes renováveis [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022a].

Mesmo neste cenário, com elevada renovabilidade nas matrizes elétrica e energéticas, iniciativas do governo federal têm tentado impulsionar o mercado de gás natural como um combustível estratégico para o desenvolvimento do país, sob os argumentos de que este combustível poderia promover a reindustrialização e a descarbonização de setores mais desafiadores, como o transporte e a agropecuária².

A indústria de gás natural no Brasil ainda é pouco desenvolvida, com um mercado historicamente concentrado nas mãos de um só agente, com dificuldade de escoamento da produção e baixa competitividade, além de altos custos de infraestrutura [Ferraro and Hallack, 2012] [Leal et al., 2019]. A maior parte dos ativos do setor estiveram concentrados na Petrobras, tanto na exploração, processamento e distribuição, sendo o único carregador e comprador do produto para processamento, além do único comercializador para as distribuidoras [de Oliveira and Marreco, 2006].

Com a abertura do mercado de gás iniciada em 2019, muitas mudanças ocorreram com o objetivo de desverticalizar o setor e desconcentrar do mercado, como a publicação da Resolução n.º 4, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a criação do Comitê de Abertura do Mercado de Gás Natural, iniciativas do Ministério de Minas e Energia e o Termo de Cessação de Conduta (TCC) do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Para viabilizar tais projetos, ainda   necessário transpor a barreira dos elevados investimentos que são necessários para garantir o escoamento de toda a oferta potencial de gás natural existente no Brasil [Ferraro and Hallack, 2012]. Por se configurar como uma indústria de rede, o mercado de gás depende de infraestrutura para o escoamento da produ o, o que, em um país com dimensões continentais, como   o caso do Brasil, tem custos elevados e representa um desafio para os agentes deste mercado [da Costa, 2003] [Ferraro and Hallack, 2012].

Caso haja aumento da oferta de gás natural, a preocupa o que resta   se há um mercado consumidor para absorver o incremento da capacidade de produ o. No Brasil, os maiores setores demandantes para o gás natural são a indústria e o setor elétrico [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b]. Porém, a indústria depende

²G s para empregar: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>

de preços atrativos para optar pela compra do gás natural, enquanto o setor elétrico possui uma demanda intermitente para o gás, uma vez que as usinas termelétricas têm um papel de complementaridade de energia [de Oliveira and Marreco, 2006] [Campos et al., 2017].

Ainda que estudos demonstrem o contrário [de Oliveira and Marreco, 2006], existem expectativas no mercado de que o setor elétrico opere como um mercado âncora para o desenvolvimento do setor de gás³, em outras palavras, que seja estabelecido um consumidor cativo para ampliar a demanda pelo gás natural e financiar a expansão deste mercado, o que se apresenta em estudos mais antigos de gás natural, como em Santos et al. (2003).

Iniciativas legislativas, como a Lei n.º 14.120/2021⁴, que obrigou a contratação de termelétricas inflexíveis onde não há gasodutos de transporte, são exemplos de incentivos para que este plano saia do papel. Porém, estas iniciativas onerariam os consumidores de energia elétrica.

Na contramão das necessidades da indústria de gás, o setor elétrico carece de reserva de potência associada à flexibilidade operativa [Leal et al., 2019]. Isso significa dizer que a segurança do sistema deve ser conferida por fontes flexíveis, com contratos de curto prazo [de Oliveira and Marreco, 2006].

Para viabilizar os investimentos empenhados em sua construção, as termelétricas a gás natural necessitam de contratos de longo prazo e margem de despacho programado para cobrir seus custos operacionais. Ademais, são contratadas por disponibilidade, assegurando o suprimento de energia elétrica para acionamento em cenários de escassez hídrica ou atendimento de critérios técnicos do sistema elétrico, porém sendo remuneradas ainda que não despachem a energia elétrica gerada [de Oliveira and Marreco, 2006].

Com a limitação para se desenvolver ancorado ao setor elétrico, a indústria se consolida como um mercado possível para o desenvolvimento do mercado de gás no Brasil. No entanto, estudos indicativos realizados pelo CNI [Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2019], EPE [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b] e BNDES [Martins and Lima, 2021] apontam para um aumento substancial no consumo de gás natural pela indústria, condicionado à redução de preços do combustível para a faixa entre US \$4 a \$6 o MBtu (valores sem impostos).

Cabe destacar que, embora o gás natural seja uma *commodity* distinta do petróleo, é frequentemente indexado pelo Brent, um precificador globalmente adotado para o petróleo [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

³<https://www.poder360.com.br/opiniaio/a-importancia-de-ancoras-na-industria-de-rede-por-adriano-pires-e-bruno-pascon/>

⁴Lei n.º 14.120/2021, convertida a partir da Medida Provisória n.º 998/2020, que determina desestatização da Eletrobrás. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.120-de-1-de-marco-de-2021-306116199>. Acessado em: 20 de maio de 2023.

(ANP), 2000] [Delgado et al., 2021]. Essa indexação se deve às similaridades de oscilação do preço internacional de gás natural, e também, do ponto de vista brasileiro, pela forma de extração de gás associado no pré-sal [Delgado et al., 2021].

No entanto, é importante observar que para o caso do Brasil, o gás natural não possui um aspecto de competição nem de substituição em relação ao petróleo, por isso é importante alterar o índice de referência, podendo utilizar, por exemplo, o *Henry Hub* [da Costa, 2003] [Negreiros, 2013] [Delgado et al., 2021]. O *Henry Hub* é um índice de preços de gás natural utilizado nos Estados Unidos, frequentemente usado como referência para os preços do gás natural em contratos futuros e outros acordos comerciais [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2000] [Delgado et al., 2021].

Em 2020, foi implantada uma nova prática de preços no âmbito do Programa do Novo Mercado de Gás Natural (2019), que já apresentou resultados positivos, com preços abaixo do anteriormente praticado [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b]. Entretanto, o preço do gás natural apresentou reajustes sucessivos, em 2021, anunciados pela Petrobras, ocasionados pela alta do petróleo com a retomada econômica mundial pós pandemia, já que seu preço era indexado pelo petróleo Brent e também pela alta do dólar, e, mais recentemente, pela guerra da Ucrânia, o que desaqueceu o setor.

Em 2021, a Petrobras divulgou novas modalidades contratuais para o gás natural vendido às distribuidoras, que agora poderão ter seu preço indexado pelo *Henry Hub*⁵. A mudança atende também ao apelo dos consumidores do combustível, que desejavam uma oferta de gás natural indexada por preços mais previsíveis. Assim, era possível esperar por um cenário de preços mais favoráveis para o recurso no Brasil, principalmente com a expansão da oferta.

De acordo com a Bloomberg⁶, em julho de 2023, o preço negociado do gás natural era, aproximadamente, US\$12/MBtu. O Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, declarou na imprensa que o valor poderia estar entre 7 a 8 US\$/MBtu, caso a Petrobras não utilizasse tanto gás na recuperação do petróleo⁷. O governo federal já tem destacado que o desenvolvimento do mercado de gás natural e a transição energética são pautas prioritárias⁸.

⁵Petrobras vai oferecer gás natural indexado ao *Henry Hub*. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-vai-oferecer-gas-natural-indexado-ao-henry-hub/>. Acessado em: 20 de maio de 2023.

⁶Petrobras enfrenta novo embate com governo sobre custo do gás natural. Disponível em: <https://www.bloomberglinea.com.br/negocios/petrobras-enfrenta-novo-embate-com-governo-sobre-custo-do-gas-natural/>. Acessado em: 30 de julho de 2023.

⁷Oferta de gás opõe ministro de Lula e presidente da Petrobras em embate público. Disponível em: <https://www.gazetadopovo.com.br/economia/oferta-de-gas-opoe-ministro-de-lula-e-presidente-da-petrobras-em-embate-publico/>. Acessado em: 30 de julho de 2023.

⁸Governo cria grupo de trabalho para gás natural no Brasil. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53243839/governo-cria-grupo-de-trabalho-para-gas->

Com tais sinalizações, por meio das políticas do governo federal, a busca do mercado pelo combustível e a expansão potencial de oferta e baixa de preços, acumulam-se expectativas para que o mercado gás natural cresça. Associado a isso, as novas modalidades contratuais, possibilitadas tanto pelo governo federal, quanto pela Petrobras e o advento do mercado livre de gás natural, com indexadores desatrelados do óleo, podem atrair mais consumidores para este mercado.

À luz da transição energética, a utilização do gás natural como um combustível de baixo carbono [Campos et al., 2017] [Safari et al., 2019] para o abastecimento da indústria nos mais diversos processos tem sido alvo de discussão entre os agentes privados e governo. Ao mesmo tempo, a interiorização do gás pode se dar de forma diferente, com a falta de infraestrutura para o transporte de gás até o centro, e o grande potencial agropecuário desses estados, Associação Brasileira de Biogás (ABiogás) (2020) aponta para um grande potencial de utilização do biometano, combustível derivado de resíduos, equivalente e intercambiável com o gás natural, corroborado por Sinigaglia et al. (2022) e Kerdan et al. (2019).

Assim, o gás natural pode desempenhar o papel de vetor para o desenvolvimento de novas tecnologias de transição, como o biometano e o hidrogênio de baixo carbono [International Energy Agency (IEA), 2022] [United States Environmental Protection Agency, 2020]. Ademais, reforça-se a potencialidade de contribuir na oferta de produtos verdes, como a amônia verde, o biometanol, o diesel verde e os combustíveis sustentáveis de aviação, como o bioquerosene [Gutierrez, 2022] [Sinigaglia et al., 2022] [Kerdan et al., 2019].

2.2 Marcos Legais e Regulatórios do Gás Natural

Esta Seção apresenta o histórico dos marcos regulatórios existentes para o gás natural no Brasil. É feita uma divisão por períodos, desde 1953 até o presente. Posteriormente, são apresentados os principais desafios encontrados na regulação vigente que poderão se apresentar como gargalos para o desenvolvimento do mercado de gás natural. Os instrumentos normativos federais citados estão dispostos no Anexo C, enquanto os regulamentos estaduais estão no Anexo D.

2.2.1 Primeiros Marcos Legais e Regulatórios para o Gás Natural (1953 – 1999)

O primeiro Marco Regulatório que faz referência ao gás natural no Brasil é a Lei n.º 2.004/1953 que criou a Política Nacional do Petróleo e o Conselho Nacional do Petróleo (CNP). A partir desta Lei, ficou estabelecido o monopólio da União sobre

natural-no-brasil. Acessado em: 30 de julho.

os recursos presentes no território nacional, bem como a exploração, processamento, refino e transporte de petróleo e gás, por meio da Petrobras. A estatal tinha controle absoluto sobre o mercado de gás, enquanto o CNP deveria coordenar medidas necessárias para manter o abastecimento [Brasil, 1953].

Com a promulgação da Constituição Federal (CF) de 1988 foi reafirmado o monopólio da União sobre o petróleo e seus derivados e atividades relacionadas com a exploração, produção, refino e transporte, mantendo o poder de mercado concentrado na Petrobras. Também na CF, houve descentralização do poder da União na questão da distribuição do gás, que a partir de então estaria sob incumbência dos estados, desta forma, poderiam explorar a atividade diretamente ou mediante concessão de empresa estatal [Brasil, 1988].

Os anos de 1995 a 1999 são marcados por inúmeras reestruturações no setor energético, como a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1996, e da Agência Nacional de Petróleo (ANP), em 1997 [de Oliveira and Marreco, 2006]. Estas medidas visavam assegurar a garantia do suprimento energético nacional, principalmente em face do processo de industrialização e das mudanças no cenário nacional e internacional de transição energética. Após a Crise do Petróleo, inúmeras lições foram aprendidas e os governos tentavam se adequar a este novo cenário, tentando buscar a independência do petróleo [da Costa, 2003].

Em 1995, a Câmara dos Deputados criou uma série de Emendas Constitucionais (EC) que tratavam sobre a exploração de recursos energéticos no Brasil, o que também ocorreu com o gás natural. A EC n.º 5/95 permitiu a exploração dos serviços de distribuição de gás por meio de concessões a empresas privadas, que anteriormente, nos termos da CF, era permitido apenas para empresas estatais. A partir da EC n.º 6/95 foram introduzidas empresas de capital estrangeiro no regime de concessão de pesquisa e lavra de recursos minerais [Brasil, 1988].

Posteriormente, por meio da EC n.º 9/95 foi estendido para as atividades de lavra, refino, importação e exportação e transporte de petróleo a quebra do monopólio estatal, podendo a União contratar por meio de concessão empresas estatais e privadas para sua realização [Brasil, 1988].

Outro importante marco para o setor de gás natural é a Lei n.º 9.478/1997, em que foi instituída a Política Energética Nacional (PEN) orientada para o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás, sendo uma das prioridades o estímulo ao incremento da utilização do gás natural na matriz energética. Além disso, foi criada a Agência Nacional do Petróleo, a ANP, entidade reguladora responsável do setor, consolidando o fim do monopólio estatal sobre todos os elos da cadeia produtiva do recurso [Brasil, 1997].

Um importante avanço da nova Lei foi a obrigação da Petrobras em criar subsidiárias para transportar e operar os dutos de transporte, separando uma atividade

puramente monopolística (transporte) dos demais elos da cadeia. Ademais, foi determinado que quaisquer interessados poderiam acessar as infraestruturas de dutos e terminais marítimos [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2000] [Brasil, 1997].

2.2.2 Programa Prioritário de Termelétricidade (2000 – 2006)

Em 2000, o Brasil vislumbrava a possibilidade de uma crise no abastecimento de energia elétrica. Assim, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), instituído pelo governo federal, por meio do Decreto n.º 3.371/2000, que tinha como proposta aumentar a capacidade instalada do país através da construção de termelétricas [Brasil, 2000a]. A decisão ocorreu numa tentativa de evitar o iminente racionamento de energia com a falta de capacidade de geração para atender a demanda energética, com uma rápida expansão da oferta de energia [Silva et al., 2020] [de Oliveira and Marreco, 2006].

Para tanto, foram estabelecidas condições favoráveis para a instalação de termelétricas, principalmente a gás natural, como: o reajuste anual de preços do gás, para combinar com o reajuste tarifário; garantia de compra de energia pelas distribuidoras e disponibilidade de linhas de crédito oferecidas pelo BNDES [de Oliveira and Marreco, 2006]. Era esperado que, com as oportunidades oferecidas, se tornasse atrativo o investimento de capital privado no setor, ainda assim, boa parte das usinas foram empreendidas pela Petrobras [da Costa, 2003].

Do total de usinas inicialmente previstas pelo programa, apenas 22 entraram em operação, o que representou um incremento de 9,2 MW de geração. Inicialmente, os investimentos empreendidos eram privados, com contratos negociados com a Petrobras. Posteriormente, algumas dessas termelétricas foram adquiridas pela Petrobras, ficando com 12 destas. Mesmo com o PPT, em 2001 o governo teve que instituir o racionamento de energia, provocando uma queda compulsória no consumo de energia de 20% até o ano seguinte [de Oliveira and Marreco, 2006] [Losekann et al., 2015].

Posteriormente ao racionamento, com a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a recuperação dos reservatórios hidrelétricos e, através da Lei n.º 9.991 de 2000 [Brasil, 2000b], a instituição do Plano Anual de Aplicação de Recursos (PAR) do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), que trouxe maiores investimentos para o programa, a situação de déficit energético passou para um excedente de capacidade de geração, deixando as usinas com capacidade operacional ociosa. Essa situação levou ao déficit fiscal das empresas, principalmente a Petrobras [da Costa, 2003] [de Oliveira and Marreco, 2006] [Losekann et al., 2015].

Ainda que o setor elétrico seja encarado como uma âncora para o desenvolvimento

da indústria de rede do gás natural, as termelétricas a gás natural têm uma função secundária no setor. O baixo fator da capacidade das térmicas a gás natural era incoerente com a necessidade da indústria do gás, que precisava ter sua produção escoada e remunerada. Assim, a produção de combustível foi orientada para outros fins, como o transporte e a indústria [da Costa, 2003] [de Oliveira and Marreco, 2006].

Em decorrência disso, foram estabelecidos os contratos de disponibilidade nos Leilões de energia que foram posteriormente realizados [da Costa, 2003]. Assim, os custos fixos dessas usinas, ainda que não despachadas, ou seja, ainda que não operassem para gerar energia elétrica, acaba sendo repassado aos consumidores. O aumento da inflexibilidade do parque gerador, decorrente da contratação de térmicas inflexíveis, não é interessante para os consumidores cativos, uma vez que, apesar de aumentar a segurança energética e a capacidade de geração, também acarreta em aumento da tarifa [Gutierrez, 2022].

Houve preferência pelos projetos já maduros e com custos amortizados das hidrelétricas, em contraste com um setor ainda imaturo e que sofria com a flutuação cambial, uma vez que utiliza de derivados de petróleo como recurso energético [da Costa, 2003]. Por fim, coube novamente ao governo federal, por meio da Petrobras, viabilizar o projeto para que ele fosse posto em prática [de Oliveira and Marreco, 2006].

A empreitada da Petrobras na geração de eletricidade não fazia parte de uma estratégia comercial da empresa, e acabou se apresentando como uma solução para viabilizar o programa e evitar a crise energética em curto prazo [Losekann et al., 2015]. Tanto é verdade que, entre os anos de 2001 a 2004, a empresa acumulou um déficit financeiro de R\$ 1,6 bilhões em detrimento da ociosidade operacional das centrais geradoras [da Costa, 2003] [de Oliveira and Marreco, 2006].

O PPT fracassou ao não conseguir atrair o investimento de capital privado para o setor elétrico, ao mesmo tempo não atingiu a meta de expansão da capacidade do parque gerador, não conseguindo evitar o racionamento de energia. Além disso, representou uma falha do governo Fernando Henrique Cardoso com suas próprias tendências liberais, ao passo que o Estado teve que garantir o desenvolvimento do programa [de Oliveira and Marreco, 2006] [Losekann et al., 2015].

2.2.3 Descoberta do Pré-Sal e Retomada da Regulação do Gás (2007 – 2018)

Com a descoberta do pré-sal, em 2007, as expectativas sobre o setor de óleo e gás estavam elevadas. A possibilidade de expansão da indústria de gás natural e a entrada em operação do Gasbol, em 2009, fez com que alguns avanços regulatórios fossem

necessários. Assim, foi instituída a Lei do Gás, n.º 11.909/2009, abrangendo, além do que já estava contemplado na Lei do Petróleo, medidas para a sua comercialização [Brasil, 2009].

Foram também estabelecidos os termos de concessão de transporte e as modalidades de contrato de capacidade por meio de gasodutos, ficando sobre responsabilidade da ANP a licitação dos contratos para construção e ampliação da malha de transporte [Brasil, 2009].

Em 2016, com a necessidade de uma reindustrialização no Brasil e fonte de energia para o abastecimento, as discussões a respeito de um novo modelo regulatório para o setor de gás natural, com a união de esforços entre o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e demais agentes setoriais, foram retomadas [Ministério de Minas e Energia (MME), 2016].

Se consolidava a iniciativa “Gás para Crescer”, com incentivos do governo federal, com o objetivo de elaborar um Projeto de Lei que propunha reformas no setor de gás natural [Ministério de Minas e Energia (MME), 2016]. Em decorrência do conflito de interesses entre os agentes setoriais - por um lado os agentes queriam que a ANP regulasse a comercialização do gás natural, por outro, os distribuidores gostariam de mais liberdade na comercialização do gás - e as instabilidades políticas ocorridas em 2016, as propostas ficaram estagnadas [Losekann et al., 2015].

O Gás para Crescer [Ministério de Minas e Energia (MME), 2016] deu início a uma série de debates a respeito da estrutura da indústria de gás natural, com a participação de diferentes agentes setoriais, entretanto os desdobramentos da iniciativa demoraram a dar bons frutos. A elaboração de uma Agenda Regulatória para o Gás Natural no Brasil, apesar de urgente, não foi prioritária para os governos, o que prejudicou ainda mais o desenvolvimento dessa indústria [Silva et al., 2020] [Losekann et al., 2015].

2.2.4 O Novo Mercado de Gás (2019 - atual)

Com a missão de reindustrializar o Brasil e promover o mercado de gás natural, como resultados ainda do Programa Gás para Crescer, o Ministério de Minas e Energia (MME) criou o programa “Novo Mercado de Gás” (2019), que trouxe uma série de medidas que buscavam a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, desconcentrando o domínio de mercado da Petrobras nos segmentos de transporte e distribuição [Ministério de Minas e Energia (MME), 2021].

Em 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução n.º 16/2019 [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2019] para estabelecer e aperfeiçoar diretrizes para promoção da livre concorrência no mercado

de gás. Na resolução, foram definidos como princípios para a transição para um mercado concorrencial de gás natural, prezando pela segurança do abastecimento, a ampliação da concorrência, respeito aos contratos, governança, autonomia das agências e defesa da concorrência [Ministério de Minas e Energia (MME), 2021].

Ademais, foi criado um Comitê de Abertura de Mercado que endereçou, além das diretrizes do CNPE, recomendações aos estados para promoção da competitividade no mercado de gás natural, sendo elas [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2019]:

I Estabelecer princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores

- O consumidor livre deve poder adquirir gás de comercializador ou produtor, sem pagar margem à distribuidora, somente a tarifa de movimentação de gás pelo uso da infraestrutura de rede de distribuição;
- Os autoprodutores e autoimportadores devem ter suas figuras harmonizadas, com tratamento regulatório equivalente aos consumidores livres;
- Não devem ser criadas barreiras regulatórias à entrada dos agentes interessados no mercado livre de gás, embora o manual considere que o volume mínimo de consumo de 10 mil m³/dia, estabelecido já em alguns estados, seja um bom ponto de partida para o desenvolvimento do mercado;
- A venda ou cessão de gás excedente não deve ser restringida;
- Devem ser observados os mercados cativos e não cativos para o estabelecimento de períodos de transição adequados;
- Deve haver padronização dos contratos a serem firmados, sendo possível a disponibilização das minutas dos contratos;
- Devem haver condições semelhantes de acesso para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

II Garantir transparência no teor dos contratos de compra e venda de gás no mercado cativo

- Os contratos de compra e venda de gás para o mercado cativo devem ser publicizados de forma integral;
- Devem também ser publicadas informações de consumo, como volumes médios comercializados e preços de venda médio.

III Garantir transparência nas aquisições de gás natural pelas distribuidoras

- Devem ser desvinculadas as atividades de comercialização e distribuição de gás;

- Vedar o self-dealing, que se configura quando a distribuidora dedica sua demanda contratada para comercializadora do mesmo grupo econômico;
- Implementar processos transparentes para aquisição de gás natural para o fornecimento de consumidores cativos.

IV Dar transparência na metodologia de cálculo tarifário e definição de componentes da tarifa

- Segregação da tarifa de transporte do preço da molécula, bem como das parcelas de distribuição e comercialização do gás;
- Publicidade da metodologia de cálculo tarifário;
- Devem ser considerados para o cálculo tarifário somente rubricas ou investimentos relacionados com a prestação de serviços;
- Processo público e transparente de definição de investimentos necessários para a expansão da malha de distribuição;
- Disponibilização pela agência reguladora estadual as metodologias de cálculo da margem bruta das concessionárias e parâmetros do cálculo tarifário;
- A agência reguladora deve prever a transparência dos investimentos na rede de distribuição, verificando a viabilidade de oferta e demanda informadas pela concessionária.

V Adotar metodologia tarifária que dê incentivos econômicos corretos aos investimentos e operação eficiente das redes

- Utilização da regulação por incentivos, com revisões tarifárias periódicas;
- Avaliação do regulador sobre os bens e instalações que incorporarão a Base Regulatória de Ativos (BRA);
- Incentivo à operação eficiente mediante avaliação da projeção de custos de operação e manutenção, despesas gerais e administrativas, por modelos de desempenho;
- Tarifas que reflitam a contraprestação de serviços de operação eficiente;
- Adoção de planos de contas, auditorias, monitoramento e fiscalização para garantir a segurança dos custos repassados;
- Adoção de uma Conta Regulatória que mitigue incertezas de previsões para os cálculos tarifários para preservar a receita anual permitida no período tarifário;

- Vedar tratamento discriminatório ou preferencial entre os usuários do serviço de distribuição;
- Garantir que as penalidades contratuais eventuais não sejam tratadas como fonte de recursos adicionais.

VI Garantir efetiva separação entre as atividades de comercialização e prestação de serviços de rede

- Os agentes comercializadores que atuem em outros elos da cadeia mantenham registros contábeis separados da atividade de comercialização;
- As distribuidoras não devem atuar em setores concorrenciais ou ser controladas por agentes destes elos (produtores ou comercializadores);
- Deve ser promovida a independência funcional das distribuidoras.

VII Estrutura tarifária proporcional à utilização dos serviços de distribuição por segmento de usuários

- São necessários critérios claros para o estabelecimento de tarifas diferenciadas pelos segmentos e volumes de consumo;
- A regulação deve ser construída para minimizar a ocorrência de subsídios cruzados.

Ainda em 2019, foi celebrado um Termo de Cessação de Conduta entre a Petrobras e o CADE. Assim, dando ainda prosseguimento ao seu plano de desinvestimento, a estatal deveria vender suas participações em empresas de transporte e distribuição do combustível e dar acesso à terceiros em infraestrutura essencial, como gasodutos e unidades de processamento. Com efeito, o CADE suspenderia o processo que move contra a estatal por conduta anticoncorrencial [da Costa, 2021].

Após inúmeras discussões, principalmente no que diz respeito à desverticalização do setor de gás natural, a Lei n.º 14.134/2021 do “Novo Mercado de Gás Natural” surge como uma resposta às expectativas de agentes para investir no setor, revogando a legislação anteriormente vigente [Losekann et al., 2015]. São estabelecidos instrumentos para garantir a concorrência do mercado e impedir a formação de oligopólios, obrigando a independência entre os agentes envolvidos no transporte do gás possam ter empreendimentos em outros elos da cadeia (*unbundling*) [International Energy Agency (IEA), 2020] [Brasil, 2021a].

Por fim, o Decreto regulamentador da Nova Lei do Gás, n.º 10.712/2021 [Brasil, 2021b], trouxe de forma mais específica a operacionalização do transporte, a estocagem subterrânea, o escoamento, processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural. Ademais, foram reguladas as regras de *unbundling* e

participação societária das empresas na cadeia de produção do gás, de forma a evitar a concentração do mercado, desta vez na mão do setor privado [International Energy Agency (IEA), 2020] [Brasil, 2021b].

O decreto ainda estabelece a necessidade do Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a ANP, promover a articulação com os estados e o Distrito Federal para harmonizar as normas de regulação de gás e determinou a implementação do Mercado Livre de Gás nos regulamentos existentes, processo este que ainda está sendo tratado em inúmeras Consultas Públicas nas agências reguladoras estaduais [Brasil, 2021b].

Outra inovação interessante de se destacar é a previsibilidade trazida pelo decreto, dando maior segurança regulatória para novos investimentos. Através do art. 4º, é assegurado o tratamento regulatório igualitário para gases equivalentes e intercambiáveis com o gás natural, como é o caso do biometano, biocombustível proveniente de resíduos orgânicos [Brasil, 2021b]. Outra fonte energética que também pode ser compreendida neste cenário e despontar na transição energética é o hidrogênio, cabendo ainda regulamentação da ANP para garantir a segurança no *mix* com o gás natural [International Energy Agency (IEA), 2020] [United States Environmental Protection Agency, 2020].

Os esforços relacionados com o Novo Mercado de Gás Natural (NMGN) pretendem garantir a expansão do mercado de gás por meio da ampliação da participação de novos agentes, principalmente no transporte do combustível [da Costa, 2021]. Além de aumentar a capacidade de escoamento por meio da construção de novas linhas à malha de transporte, ainda pretende-se negociar a capacidade entre os agentes de forma a reduzir a ociosidade da infraestrutura existente, aumentando a oferta do recurso, sendo necessário demanda suficiente para absorvê-la [Silva et al., 2020].

Com o objetivo de garantir um desenvolvimento para o setor de gás natural, em março de 2023, o CNPE criou o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar, que visa reindustrializar o Brasil a partir do aumento da oferta doméstica de gás natural. Além desta, são também propostas do programa: reduzir a reinjeção de gás natural, aumentar a oferta de gás para produção de fertilizantes, reduzir a dependência de importação de insumos, e a integração com soluções de baixo carbono [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2023].

Dentre as medidas estruturantes do programa estão a implementação do *swap* de óleo da União e gás natural, uma política de precificação do gás natural da União, o reconhecimento dos custos em óleo pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) para investimentos em gás natural e o incentivo à construção de infraestrutura para escoamento, processamento e transporte de gás natural [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2023].

A nova malha integrada traz muitas oportunidades para o mercado de gás natural em todos os segmentos da cadeia de valor. Há expectativas da criação de novos mercados consumidores, inserção de novos agentes de transporte e distribuição, além do aumento da produção de gás para atender esse incremento de demanda [da Costa, 2021] [Silva et al., 2020]. A produção de gás natural tem um potencial muito forte a ser explorado, principalmente dos campos do pré-sal, por isso se apresentam grandes oportunidades nesse setor com o Novo Mercado de Gás [International Energy Agency (IEA), 2022].

A oferta de gás natural por preços mais atrativos para o mercado contribui ainda mais para a expansão do setor, além de poder proporcionar preços módicos para a produção de energia termelétrica, ainda há estímulo ao consumo para uso no aquecimento residencial e se apresenta como uma oportunidade para a indústria, tanto no uso como energético quanto para insumo, como na indústria química, podendo ainda direcionar o avanço da produção de metanol [Silva et al., 2020] [de Souza e Silva, 2020].

É esperado que com o aumento da competitividade do mercado e os investimentos na expansão do setor de gás natural, com o aumento da oferta nacional e a existência de um mercado consumidor fortalecido, haja uma redução no preço do gás natural no longo prazo, possibilitando a criação de novos mercados e atrair diferentes clientes para o setor [International Energy Agency (IEA), 2022] [Leal et al., 2019].

Com um mercado mais integrado, a partir da intensificação do transporte, e competitivo, com a adição de agentes na cadeia de valor do produto, é possível que se obtenha menores custos para o gás natural que possam provocar o aumento da demanda. Há possibilidade de absorver a produção crescente pelas indústrias de fertilizantes, química, cerâmica, papel e celulose e ainda para o uso no agronegócio, como em ciclos de refrigeração em frigoríficos ou ainda para a secagem de grãos [da Costa, 2021] [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b].

2.3 Desenho do Mercado de Gás Natural do Brasil

Conforme apresentado na Seção 2.2, muitas iniciativas foram desenvolvidas para que o mercado de gás natural pudesse se desenvolver desatrelado do setor de petróleo. O Novo Mercado de Gás Natural traz novas proposições sobre os agentes, as operações e o funcionamento do mercado de gás natural, criando um novo arranjo e desenho de mercado que será apresentado ao longo desta Seção [Peyerl et al., 2020].

O gás natural possui restrições para a sua movimentação em detrimento de suas características físico-químicas, limitando os modais de transporte para o produto. O uso de gasodutos de transporte, por ter custos amortizados, pode ser uma alternativa para garantir um preço mais baixo para a molécula, sendo a outra opção a sua

liquefação e transporte em cilindros, o que pode inviabilizar a distribuição em longas distâncias [Peyerl et al., 2020].

Como a indústria de gás natural sempre esteve atrelada ao desenvolvimento da indústria de petróleo, a infraestrutura de transporte do combustível no Brasil sempre esteve restrita ao litoral, e boa parte do gás extraído era reinjetado [Barbosa and Peyerl, 2020] [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022b]. Assim, existe pouca, ou nenhuma, infraestrutura no interior do país que garanta a distribuição do combustível [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b]. Existem expectativas de que o papel de interiorização do gás natural seja cumprido pelo biometano no longo prazo [Sinigaglia et al., 2022].

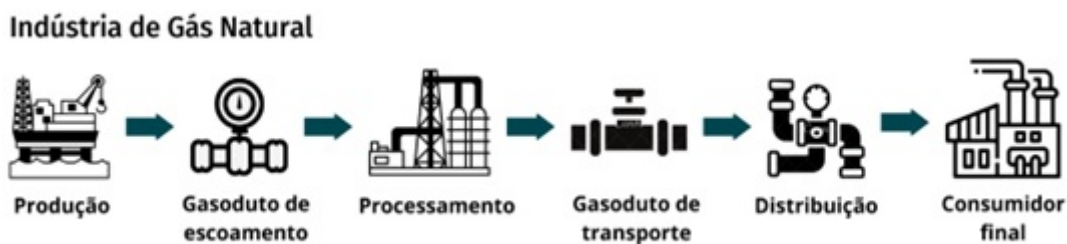


Figura 2.1: Configuração da indústria de gás natural como uma indústria de rede. Elaboração Própria.

A indústria de gás natural se configura como uma indústria de rede, ou seja, necessita de considerável infraestrutura para que o produto ou serviço possa ser prestado. Desta forma, a cadeia de valor depende de uma série de etapas anteriores para seu bom funcionamento. Geralmente, as indústrias de rede apresentam significativos ganhos de escala, o que significa dizer que, à medida que mais consumidores utilizarem tal produto ou serviço, maior será seu valor ou utilidade, e menores serão os custos [da Costa, 2003] [Gutierrez, 2022] [Negreiros, 2013].

No contexto do gás natural, conforme apresentado na Figura 2.1, existem vários elos interdependentes, e necessita de robusta infraestrutura para sua operacionalização, como dutos, gasodutos, terminais de regaseificação, compressão, entre outros, com altos custos de investimentos e baixa flexibilidade [Pinto Júnior et al., 2016]. Com isso, é muito comum se deparar com agentes monopolistas ao longo de toda a cadeia produtiva do gás natural, o que gera preocupações quanto ao controle de mercado que podem ter e a influência sobre o preço do produto.

No Brasil, a Petrobras teve um papel marcante no desenvolvimento do mercado de gás natural, realizando os investimentos necessários em infraestrutura para que o setor tomasse forma [Peyerl et al., 2020] [da Costa, 2021] [Gutierrez, 2022]. No entanto, à medida que o mercado evoluiu, tornou-se evidente a necessidade de mudanças regulatórias para fomentar a competição e diversificar os agentes.

Entre as principais mudanças, estão a desverticalização da indústria, os desinvestimentos da Petrobras, o compartilhamento de infraestrutura e o estímulo à entrada de novos agentes [International Energy Agency (IEA), 2022]. Neste processo, a Petrobras vendeu seus ativos e reduziu sua participação no mercado, permitindo que outros agentes adentrassem no mercado. Ademais, para otimizar a infraestrutura existente, o compartilhamento de infraestrutura foi viabilizado, aumentando a eficiência do setor e reduzindo custos de investimento [Gutierrez, 2022].

Essas mudanças regulatórias combinadas transformaram o panorama da indústria de gás natural no Brasil. Ao promover a competição, desverticalização, compartilhamento de infraestrutura e entrada de novos agentes, o país buscou criar um mercado mais eficiente, diversificado e resiliente, com potencial para beneficiar tanto os *players* do setor quanto os consumidores finais [Peyerl et al., 2020] [Ministério de Minas e Energia (MME), 2020].

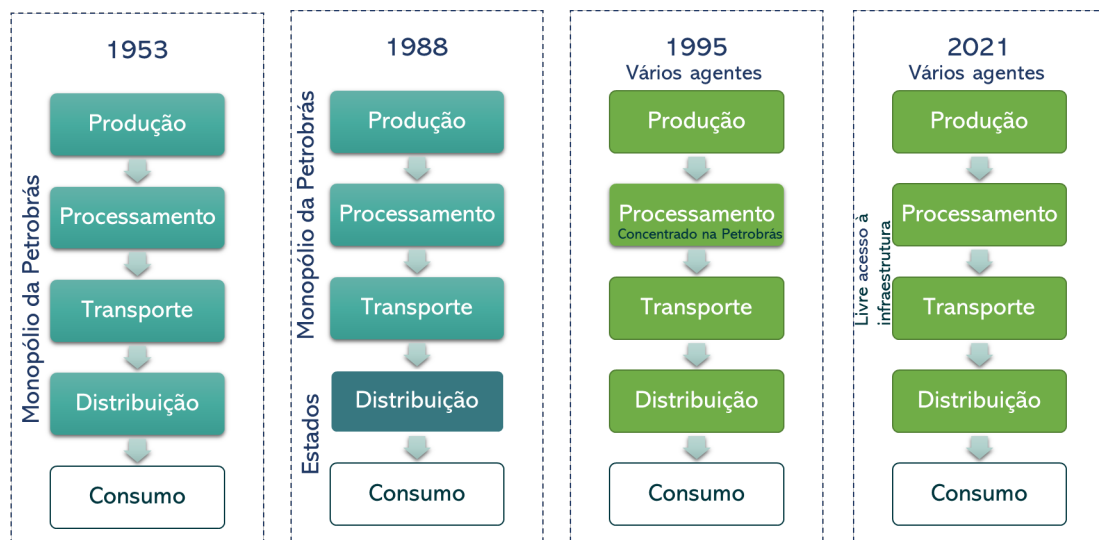


Figura 2.2: Mudanças na cadeia de valor do gás natural com as mudanças regulatórias ocorridas ao longo dos anos. Elaboração Própria.

A Figura 2.2 mostra as principais mudanças que ocorreram ao longo dos anos, que evidenciam o caráter predominantemente monopolístico da cadeia de gás natural e a forte presença da Petrobras, por muitos anos, como único agente de mercado.

Uma estrutura de mercado menos verticalizada e com maior diversidade de agentes ao longo da cadeia podem trazer novos investimentos, essenciais para o desenvolvimento deste mercado. Ao romper com modelos tradicionais verticalizados e facilitar a entrada de novos participantes, a abertura de mercado promove uma série de impactos positivos que afetam a eficiência, inovação e até mesmo a resiliência do setor [Silva et al., 2020] [International Energy Agency (IEA), 2022].

Ademais, mercados concorrenciais, potencialmente, podem proporcionar preços mais competitivos para o produto ofertado, incentivando os agentes a otimizarem

suas operações e a oferecerem serviços e produtos de melhor qualidade a preços mais competitivos, beneficiando os consumidores finais [Leal et al., 2019]. A abertura de mercado estimula a inovação e a busca por soluções mais eficazes, trazendo novas tecnologias, práticas sustentáveis e modelos de negócios disruptivos, impulsionando o desenvolvimento do setor como um todo [Peyerl et al., 2020].

Sob essa perspectiva, espera-se um crescimento significativo no consumo de gás natural, com mais empresas atuando na indústria, a oferta de gás natural pode se tornar mais diversificada e estável [Gutierrez, 2022]. À luz da transição energética, um combustível de baixo carbono pode ser um vetor para a descarbonização da economia nacional e contribuir na superação de desafios que podem ser enfrentados na eletrificação da matriz [Barbosa and Peyerl, 2020] [International Energy Agency (IEA), 2022] [United States Environmental Protection Agency, 2020].

2.3.1 Agentes do Mercado de Gás Natural

Tomando como referência a Figura 2.2, que trata apresenta os diferentes segmentos da cadeia de gás natural, é possível distinguir 6 principais figuras representativas no mercado de gás natural, sendo elas: os produtores, os comercializadores, os distribuidores, os consumidores, os transportadores e os carregadores. Essas funções podem ser desempenhadas por diferentes agentes enumerados a seguir [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2020]:

- Autoimportador: agente autorizado pela ANP a importar gás natural, que utiliza o produto como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.
- Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural, que utiliza parte ou a totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Conferindo ao autoprodutor um grau de autossuficiência energética e pode ser particularmente vantajoso para indústrias intensivas em consumo de energia.
- Carregador: agente que contrata capacidade para o serviço de transporte de gás em um gasoduto de transporte. Essa capacidade é adquirida para o serviço de transporte do gás natural de um ponto a outro dentro da rede, facilitando a distribuição eficiente do gás entre diferentes pontos de consumo.
- Comercializador: agente autorizado a exercer a atividade de comercialização de gás natural. Esses agentes celebram contratos para a compra e venda de gás natural, atuando como intermediários entre produtores e consumidores.

- Consumidor cativo: usuário de gás natural que é atendido pela rede de distribuição local de gás canalizado. Esse tipo de consumidor obtém seu suprimento de gás natural através da comercialização e movimentação de gás na infraestrutura de distribuição local.
- Consumidor livre: usuário de gás natural que adquire o gás natural de qualquer agente de comercialização de gás natural, que, caso a regulação estadual permita, paga pelo uso da infraestrutura de distribuição utilizada, por meio da tarifa.
- Corretor: Agente intermediário entre fornecedores e consumidores de gás natural, facilitando negociações, podendo ainda prestar consultoria e contratar gás natural.
- Distribuidor local de gás canalizado: pessoa jurídica que detém concessão ou autorização da ANP para a prestação de serviço público de distribuição de gás canalizado. Eles são responsáveis por distribuir o gás natural através de sua infraestrutura de dutos para atender às necessidades dos consumidores locais.
- Distribuidor de Gás Natural Comprimido (GNC) ou Gás Natural Liquefeito (GNL): pessoa jurídica que detém concessão ou autorização da ANP para a prestação de serviço de distribuição de gás natural comprimido ou liquefeito. Eles desempenham um papel vital na distribuição de gás natural em formas para uso em diferentes contextos, como veículos, ou em locais sem acesso direto a gasodutos.
- Gestor de área de mercado de capacidade: responsável pela coordenação e operação do transporte. Eles gerenciam as operações, alocação de capacidade e garantem o funcionamento eficiente do transporte de gás em determinada área de mercado.
- Transportador: empresa autorizada pela ANP a realizar o transporte de gás natural. Eles operam os gasodutos de transporte que movem o gás natural das áreas de produção para as áreas de distribuição, garantindo a conectividade e a disponibilidade do gás em todo o sistema.

A operacionalização do mercado de gás natural pode ser melhor compreendida através do fluxograma apresentado na Figura 2.3.

Conforme apresentado na Figura 2.3, os produtores são agentes que produzem e/ou importam o gás natural, podendo vendê-lo para as distribuidoras ou para os consumidores livres, através de uma comercializadora de gás natural. O transporte da molécula até a distribuidora é realizado pelo transportador, cuja gestão da capacidade será realizada por gestores independentes, a fim de mitigar preferências

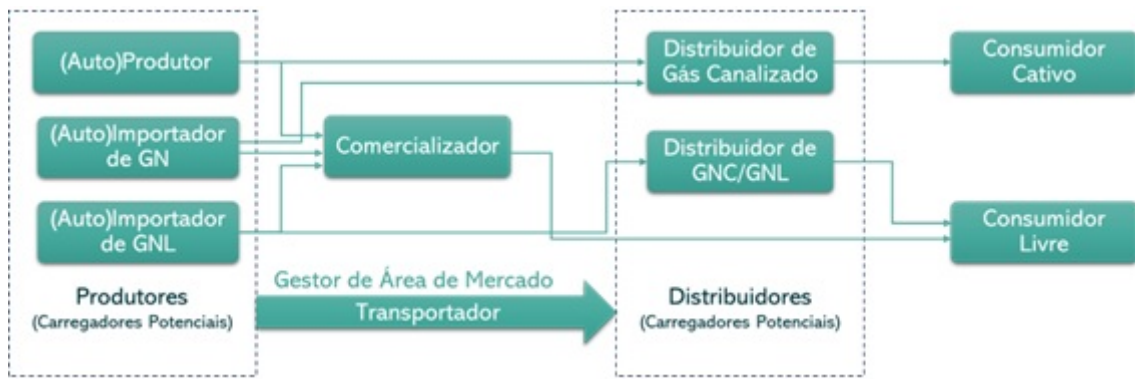


Figura 2.3: Operacionalização do mercado de gás natural através dos agentes participantes do mercado. Elaboração própria a partir de [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022a]

na movimentação de gás canalizado [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2020].

Tanto os produtores quanto as distribuidoras têm a responsabilidade de assegurar o fluxo contínuo da molécula de gás natural, sendo então os “carregadores” da molécula, contratando a capacidade de transporte necessário para movê-la. A distribuidora, por sua vez, é a entidade designada pelo poder concedente estadual para executar a movimentação do gás natural até o consumidor final. Isso pode abranger tanto os consumidores cativos, quanto os livres [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2020].

2.3.2 Formação do Mercado de Gás Natural

A trajetória de formação do mercado de gás natural tem suas raízes na sua relação intrínseca com a indústria petrolífera, sendo entendido como um subproduto da extração de petróleo [Delgado et al., 2021]. Frequentemente encontrado em reservatórios de gás ou como gás associado, ligado à produção de petróleo, acabou sendo limitado a um recurso secundário [Leal et al., 2019].

Devido à sua natureza física e necessidades específicas, o gás natural necessita de infraestrutura para o seu transporte e de demanda cativa [Leal et al., 2019]. O armazenamento do gás natural, além de não ser viabilizado pela regulação anterior, e ainda apresentar custos significativos, o desenvolvimento de sua indústria foi mais lento quando comparado ao setor petrolífero [Negreiros, 2013].

A formação do mercado de gás natural também foi moldada pela necessidade de investimentos substanciais em infraestrutura. A natureza dispendiosa da construção de gasodutos e instalações de regasificação resultou em um alto custo unitário de produção [Ferraro and Hallack, 2012]. Esse fator, aliado à ausência de um mercado

cativo consolidado, impactou a viabilidade econômica do gás natural. O tempo necessário para a amortização dos investimentos e a relativa falta de um mercado estável retardaram o crescimento da indústria [Diaz, 2021] [Brasil, 2021b].

Outra característica marcante foi a concorrência que o gás natural enfrentou de bens substitutos equivalentes. A sua relativa falta de diferenciação em relação a outras fontes de energia, como carvão e petróleo, tornou o seu crescimento suscetível aos preços dessas commodities concorrentes [Leal et al., 2019]. Essa concorrência acentuou a necessidade de desenvolver estratégias eficazes para a viabilização econômica do gás natural [International Energy Agency (IEA), 2022] [Delgado et al., 2021].

2.3.3 Formação de Preços de Gás Natural

A composição do preço do gás natural no Brasil depende de alguns fatores: importação, amortização dos investimentos em infraestrutura de transporte, falta de mercado cativo para o produto [Empresa de Pesquisa Energética, 2021]. Ademais, a produção de gás natural depende do custo de oportunidade de se extrair gás ou elevar a produção de óleo, que é o principal produto dos campos *offshore*. A seguir, são apresentados os fatores principais que impactam o preço da molécula [Delgado et al., 2021] [Empresa de Pesquisa Energética, 2021]:

1. Custo de produção e importação: O custo de produção e importação do gás natural é um dos principais determinantes do preço final. Isso inclui os custos associados à exploração, produção, transporte, regasificação (no caso de gás natural liquefeito - GNL) e distribuição. O custo de importação também é influenciado pelas flutuações nos preços internacionais do gás natural.
2. Preços internacionais do gás natural: Para o gás natural importado, o preço internacional do GNL desempenha um papel significativo na determinação do preço doméstico. As variações nos mercados globais de gás natural, como Europa, Ásia e América do Norte, podem impactar os preços de importação e, por consequência, os preços domésticos.
3. Contratos de suprimento: A existência de contratos de longo prazo entre fornecedores e consumidores também pode influenciar a formação de preços. Contratos de longo prazo podem estabelecer preços fixos ou fórmulas de preço que são atreladas a índices internacionais de energia, como o preço do petróleo.
4. Regulação e políticas governamentais: A regulação também desempenha um papel importante na formação de preços. No Brasil, a ANP regula o mercado de gás natural e pode definir diretrizes para formação de preços e tarifas de transporte. Aos estados cabe o estabelecimento das tarifas de distribuição de

gás natural. Ademais, as políticas governamentais podem atrair ou afastar investidores com base em incentivos, previsibilidade e segurança jurídica.

5. Competição e liberalização do mercado: As mudanças recentes na regulação buscam promover a competição no mercado de gás natural. A abertura do mercado, permitindo a entrada de novos agentes e a concorrência, pode influenciar a dinâmica de preços ao longo do tempo.
6. Oferta e demanda interna: A relação entre a oferta e a demanda interna de gás natural também desempenha um papel crucial. Quando a demanda supera a oferta, os preços podem subir, e vice-versa. Isso é influenciado por fatores como atividade industrial, consumo residencial, produção de energia elétrica e fatores sazonais.
7. Câmbio: O valor da moeda nacional em relação a moedas estrangeiras, como o dólar americano, pode afetar os preços de importação do gás natural.
8. Transporte e distribuição: Os custos associados ao transporte e à distribuição também são considerados na formação dos preços de gás natural. As tarifas de transporte, por exemplo, podem ser regulamentadas pela ANP e afetar o preço final.
9. Variações climáticas e demanda sazonal: Em climas mais frios, a demanda por gás natural pode aumentar devido ao uso intensificado para aquecimento. Isso pode impactar os preços sazonalmente.

A formação de preços do gás natural no Brasil é, portanto, resultado da interação complexa entre diversos fatores, desde a produção e importação até as políticas governamentais e a dinâmica do mercado interno e externo. Mudanças na regulação e na estrutura do mercado podem ter impactos significativos na forma como os preços são determinados ao longo do tempo [Delgado et al., 2021] [Empresa de Pesquisa Energética, 2021].

Com as expectativas de elevação da demanda por gás natural, tendo em vista a necessidade de descarbonização da indústria e a dificuldade de enfrentar esses gargalos por meio da eletrificação, é possível que a oferta interna de gás natural aumente, reduzindo a necessidade de importação [Negreiros, 2013]. Porém, se a demanda continuar crescendo no ritmo atual, estima-se que o Brasil figurará como importador de gás natural, pelo menos, até 2030 [Empresa de Pesquisa Energética, 2021].

Atualmente, parte significativa da oferta interna de gás natural é de gás boliviano [de Oliveira and Marreco, 2006]. A Bolívia possui infraestrutura madura de

produção de gás natural, com preços de produção menores do que o do gás brasileiro. A capacidade do gasoduto Bolívia-Brasil é de 30 milhões de m³/dia, sendo que a Petrobras importa pelo menos dois terços deste total, podendo o restante ser contratado por outras empresas [da Costa, 2003] [Empresa de Pesquisa Energética, 2021].

O preço do gás natural boliviano está atrelado a uma cesta de óleos combustíveis, que varia de acordo com o preço internacional do petróleo. O imposto de importação sobre o gás boliviano é isentado pelo governo brasileiro, entretanto, além dos custos de transporte, sobre o preço ainda incidem impostos estaduais como PIS/COFINS, o que eleva o preço da molécula. Apesar desses fatores, o gás boliviano mantém um preço notadamente competitivo em comparação ao produto nacional, o que faz com que diversos *players* busquem a contratação da capacidade ociosa de importação. [da Costa, 2003]

Ao passo que, o preço do gás natural liquefeito (GNL) leva em consideração diferentes índices econômicos, alguns atrelados ao petróleo, com o caso do *Brent*, enquanto outros, relacionados ao preço do gás natural no mercado internacional, como *Henry Hub*, JKM e TTF. O custo da molécula de GNL considera o custo de liquefação, o transporte do gás, e a volatilidade do mercado, bem como o prazo dos contratos de suprimento. Além do custo da molécula, ainda devem ser considerados os custos de regaseificação nos terminais localizados na costa e o transporte via gasoduto [Delgado et al., 2021] [Empresa de Pesquisa Energética, 2021].

Até 2021 a precificação gás natural ofertado pela Petrobras variava trimestralmente de acordo com o câmbio e a cotação do *Brent*. Em maio de 2021, a empresa anunciou mudanças, introduzindo outras opções para o reajuste de contratos com outras formas de indexação, com o índice *Henry-Hub*, que tem menor volatilidade de preços. Isso representa um marco importante para o desacoplamento da indústria de gás para a indústria de petróleo [Delgado et al., 2021].

O estabelecimento de uma competição gás-gás, por meio de índices relacionados aos preços internacionais desse recurso, contrastando com o paradigma tradicional atrelado ao preço do petróleo, pode ser visto como um passo adicional no sentido de expandir e diversificar o mercado de gás natural [Leal et al., 2019] [Peyerl et al., 2020]. A adoção de mecanismos de precificação baseados em um mercado menos volátil pode proporcionar maior previsibilidade nos preços do gás natural, oferecendo segurança aos consumidores desse recurso [Delgado et al., 2021].

Com a abertura do mercado de gás natural, produtores e consumidores poderão celebrar contratos bilaterais, não necessitando de contratação de carregamento através da Petrobras, o que facilitará ainda mais a formulação e indexação de preços do gás natural em outras modalidades [Ferraro and Hallack, 2012] [Delgado et al., 2021]. A maior autonomia na gestão de contratos, aliada ao aumento da atuação das

comercializadoras, promoverá um ambiente mais dinâmico e competitivo no mercado de gás natural, impulsionando seu crescimento e fortalecendo a indústria como um todo [de Oliveira and Marreco, 2006].

Capítulo 3

Referencial Teórico

Este Capítulo destina-se a apresentar o referencial teórico que apoia o desenvolvimento deste trabalho. Nele serão tratados, principalmente, aspectos referentes à regulação de indústria de rede e a necessidade da intervenção regulatória nesse tipo de indústria, como é o caso do setor de gás natural (3.1).

A última parte deste referencial teórico diz respeito à metodologia a ser utilizada na análise da harmonização dos regulamentos estaduais de gás natural, que é a Análise Multicritério (3.2), apresentando e avaliando as diferentes metodologias a serem utilizadas e, por fim, selecionando e aprofundando sobre a metodologia *Simple MultAttribute Rating Technique (SMART)*.

3.1 Indústria de rede

As indústrias de rede são aquelas cujos bens negociados dependem da utilização de infraestrutura física para sua comercialização. Nestes casos há elevada intensidade em capital, que exige investimento público em infraestrutura durável e imóvel, implicando em elevados custos afundados e irrecuperáveis. Ou seja, uma vez que são realizados investimentos nesse segmento, são necessários muitos anos para amortizá-los [Faraco and Coutinho, 2007]. Porém, esses investimentos apresentam grandes ganhos de escala e externalidades positivas aos usuários [Amaral Filho and Bacic, 2008].

Do ponto de vista econômico, pode-se destacar as seguintes características deste tipo de indústria [Dias and Rodrigues, 1997]:

- Necessidade de equilíbrio oferta e demanda, tendo em vista as dificuldades de estoque;
- Imprevisibilidade da demanda, o que implica em capacidade ociosa;
- Monopólios naturais nos segmentos de transporte e distribuição;

- Presença de economias de escopo, a partir da coordenação de diversos produtores nos períodos de alta de oferta ou demanda;
- Investimentos iniciais elevados, com custos afundados (*sunk costs*);
- Economias de escala, principalmente no transporte e distribuição;
- Efeito multiplicador, demandando cadeias anteriores e posteriores;
- Extensa rede de infraestrutura fixa.

Geralmente, os produtos fornecidos por essas indústrias são essenciais para a sociedade, porém, os usuários não têm poder de escolha do seu fornecedor, conferindo o interesse público à sua regulação [Amaral Filho and Bacic, 2008]. Como prestadoras de serviços de utilidade pública, as indústrias de rede tendem a formar monopólios naturais, em que a existência de um único agente fornecedor traz maior eficiência econômica, promovendo menores custos e ganhos de escala [Bhattacharyya, 2019] [Dias and Rodrigues, 1997]. Se houvesse mais de um prestador de serviço, com ativos independentes para atendimento do mercado, com uma concorrência estabelecida, os custos de prestação dos serviços seriam elevados [Amaral Filho and Bacic, 2008].

Estas situações, portanto, demandam a regulação do Estado, sob pena de prejuízo aos consumidores finais, fixando tarifas, controlando custos e assegurando a universalização do acesso e expansão de capacidade para atendimento da demanda por esses bens essenciais [Amaral Filho and Bacic, 2008] [Faraco and Coutinho, 2007]. Nestes casos, existem duas alternativas regulatórias: ou o Estado promove uma regulação forte para coibir comportamentos indesejados dos agentes econômicos, ou o governo provê estes serviços por meio de empresas estatais, devendo redistribuir renda por meio de políticas públicas [Bhattacharyya, 2019].

Fora dos mercados ideais, a regulação é necessária para controlar os agentes de mercado, a fim de gerenciar as falhas de mercado e proporcionar mercados competitivos por meio do poder coercitivo do governo ou de suas agências. Existem três formas de regulação que podem ser promovidas pelo governo: (i) regulação econômica, em que são impostas restrições às empresas para controle de preços ou quantidades de bens negociados; (ii) regulação anticompetitiva, em que são impostas restrições aos comportamentos anticompetitivos e proteção contra práticas anticompetitivas dos agentes; e, por fim, (iii) regulação social, em que o governo impõe restrições que orientam para comportamentos desejáveis dos consumidores e evitem aqueles que sejam indesejáveis [Faraco and Coutinho, 2007] [Bhattacharyya, 2019].

O papel da intervenção regulatória do Estado em si, ou das agências reguladoras, é assegurar o atendimento da demanda dos usuários finais e o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de prestação de serviços públicos. Assim, a regulação busca

um ponto ótimo em que se encontre a modicidade tarifárias e ideais taxas de retorno de capital para os investidores, repassando aos consumidores ganhos de produtividade e inovações tecnológicas que sejam alcançadas [Faraco and Coutinho, 2007].

Neste cenário, a regulação econômica aplica metodologias para equilibrar os custos do fornecimento dos serviços, as tarifas pagas pelos usuários e os retornos dos investimentos dos prestadores. Na regulação tradicional, realizada pelo custo do serviço (*cost of service regulation*), o regulador fixa tarifas para os usuários, de forma tal que o montante arrecadado seja capaz de suprir os custos de operação e investimentos desempenhados pelos prestadores dos serviços, com uma margem de lucro arbitrada [Bhattacharyya, 2019].

Além da metodologia tradicional, existem ainda alternativas regulatórias, como a regulação por incentivos, a regulação por preço teto e a regulação por contratos. Essas metodologias foram estabelecidas, principalmente, em decorrência de assimetrias de informação no mercado, ou seja, o regulador não poderia ser capaz de estimar os custos dos serviços prestados, dependendo de informações dos prestadores de serviço e estando refém de sua boa-fé. Se os custos fossem superestimados, os consumidores estariam capturados pelas empresas, que teriam lucros excessivos [Bhattacharyya, 2019] [Dias and Rodrigues, 1997].

Neste contexto, a regulação deveria evoluir para modalidades que permitissem o controle dos lucros das empresas e a proteção dos consumidores [Dias and Rodrigues, 1997]. A regulação por incentivos surge neste íterim, baseando-se na premissa de que, com o estabelecimento de um valor fixo para a tarifa, as empresas prestadoras de serviço poderiam se ajustar, devendo aumentar a eficiência de seus processos, reduzindo custos, se quiserem maximizar seus lucros. Porém, ainda assim, resta a dificuldade do regulador em fixar a tarifa adequada que remunere suficientemente os investimentos do prestador de serviço [Bhattacharyya, 2019].

Nos anos 70, a intervenção governamental nas indústrias de rede passou a ser questionada, principalmente pelo controle da receita destas empresas [Amaral Filho and Bacic, 2008]. Isto porque quanto menor o nível de controle público das atividades econômicas, maior a necessidade de um controle regulatório que evite a concentração de mercado. Apesar disso, deve haver algum nível de regulação para as indústrias de rede, principalmente no transporte e distribuição, uma vez que o consumidor não tem poder de escolha de seus fornecedores [Dias and Rodrigues, 1997].

A regulação do preço-teto (*price cap regulation*) tem o objetivo de limitar o reajuste anual dos custos dos serviços prestados. Inicialmente, os preços são fixados utilizando a metodologia tradicional, posteriormente sendo reajustados por índices econômicos previamente estabelecidos e um fator de ajuste (X), calculado pelo regulador, que corresponde aos ganhos de eficiência e produtividade [Amaral Filho and Bacic, 2008] [Bhattacharyya, 2019].

A regulação por contratos é mais recente, tendo surgido a partir das privatizações que correram na década de 90, em que foram necessários o estabelecimento de agentes reguladores fortes para promover privatizações bem-sucedidas. Para tanto, seria necessário o estabelecimento de contratos bilaterais que estabeleçam tarifas para a prestação dos serviços. Neste modelo, o valor da tarifa é acordado por ambas as partes, evitando assim o controle do monopolista ou do agente regulador [Bhattacharyya, 2019].

A partir da década de 90, muitos países se valeram da privatização para recuperar a capacidade de investimento em infraestrutura, por meio da atração do capital privado. No Brasil, inicialmente, os serviços de utilidade pública, tais como fornecimento de água, tratamento de esgoto, energia elétrica, transporte, e distribuição de gás canalizado, foram prestados por empresas estatais. Porém, em uma nova realidade, com restrições de gastos públicos e déficit de infraestrutura, esses serviços passaram a depender fortemente de investimentos privados [Faraco and Coutinho, 2007].

Assim como em outros países em desenvolvimento, o Brasil desenvolveu boa parte de seu arcabouço regulatório, contratos e novas modalidades para o estabelecimento de preço em meio às reformas e alienações de suas estatais [Faraco and Coutinho, 2007]. Foram estabelecidos contratos de concessão para a prestação dos serviços públicos, em que os preços eram fixados seguindo o modelo tradicional, com reajustes anuais promovidos pelas agências reguladoras [Amaral Filho and Bacic, 2008].

As indústrias de rede possuem diversos tipos de modelos organizacionais em que podem se estruturar, podendo-se citar: (i) monopólio verticalmente integrado, (ii) integração vertical com concorrência na produção, (iii) concorrência nas pontas - produção e distribuição, com flexibilidade de integração e abertura no transporte; (iv) desverticalização completa com concorrência nas pontas e somente um agente de transporte, (v) distribuição mista com horizontalização das cadeias energéticas [Dias and Rodrigues, 1997].

Os monopólios verticalmente integrados eram os modelos mais comumente adotados no início da estruturação de diversos setores energéticos, como o setor elétrico e o próprio setor de gás natural no Brasil. Neste modelo não há incentivos para a eficiência econômica, tendo em vista a falta de concorrentes no mercado, o que acarreta na falta de preocupação também sobre os custos repassados aos consumidores [Dias and Rodrigues, 1997].

Nos modelos de integração vertical com concorrência na produção, os conceitos de monopólios naturais são rompidos em um dos elos desta cadeia. Este modelo teve maior impacto no setor elétrico, uma vez que o setor de gás natural já estava mais acostumado com a abertura para entrada de novos agentes na extração [Dias and Rodrigues, 1997].

O modelo de concorrência nas pontas é mais comum em mercados de gás natural que possuem redes de gasodutos mais desenvolvidas, coexistindo inúmeras empresas operando uma grande rede de transporte e distribuição, acessível a todos os agentes. Neste modelo, os consumidores e produtores poderiam negociar diretamente, criando os mercados de curto prazo ou "*spot*" [Dias and Rodrigues, 1997].

O modelo de desverticalização completa apresenta um núcleo latente em que diversos produtores despacham a um único agentes transportador que é capaz de controlar e equilibrar oferta e demanda. A empresa transportadora organiza produtores distribuidores e consumidores para cobrir a demanda. este mercado apresenta grande desverticalização (*unbundling*) [Dias and Rodrigues, 1997].

No último modelo, há horizontalidade nas cadeias energéticas, em que os consumidores demandam por serviços energéticos, como aquecimento ou refrigeração, iluminação, sem ter conhecimento sobre o combustível utilizado. A demanda dirige o processo, enquanto aos produtores cabe concorrer para ofertar o melhor *mix* que traga aos consumidores segurança no suprimento e preços ótimos.

Conforme apresentado no Capítulo 2, o mercado de gás natural esteve por muito tempo concentrado na empresa estatal, buscando, neste momento, suprir a necessidade de investimentos em infraestrutura por meio do capital privado com a desverticalização completa. Neste cenário, o Novo Mercado de Gás Natural surge como uma oportunidade para que novos agentes adentrem no setor de gás natural e promovam a expansão da indústria, tanto da oferta, quando mediante a integração de novos consumidores. Assim, para alcançar tal desenvolvimento, é fundamental que a regulação traga segurança para os investimentos [Dias and Rodrigues, 1997].

Com a desverticalização do mercado, é importante que a regulação tenha preocupações com relação à concentração da concorrência, eficiência dos serviços prestados e modicidade tarifária. O livre acesso à infraestrutura tem sido amplamente adotado no setor elétrico. No setor de gás natural, o processo tem apresentado bastante complexidade. Na União Europeia, o acesso de terceiros à infraestrutura tem gerado oposição, na medida em que apresentam-se soluções de curto prazo sustentada na rede de gasodutos já existente [Dias and Rodrigues, 1997].

Outro ponto importante do livre acesso é que, à medida que a demanda começa a superar a capacidade de suprimento, é necessário reduzir o suprimento de consumidores mais antigos em benefício dos novos entrantes. Alguns argumentos contrários à abertura de mercado vão no sentido do comprometimento da segurança de suprimento, à medida que os contratos de gás são de longo prazo, e a redução da demanda contratada pode acarretar em insegurança também para os investimentos [Dias and Rodrigues, 1997].

Experiências internacionais, como por exemplo o caso do Reino Unido, demonstraram que a abertura de mercado proporcionou melhorias na qualidade dos serviços

prestados, aumentando ainda a participação do gás natural na matriz inglesa. Uma das importantes lições aprendidas apontadas por [Dias and Rodrigues, 1997] é que independente do modelo regulatório adotado, o estabelecimento de princípios diretores claros orientou os agentes reguladores.

A nova lei do gás natural direcionou o mercado no sentido da desverticalização completa, ainda que a regulação de gás canalizado seja uma prerrogativa dos estados. O Comitê de Abertura de Mercado publicou uma guia de orientação para que os estados implementem a regulação de forma adequada para adoção do mercado livre de gás natural, visando a harmonização entre os regulamentos.

Uma metodologia que pode orientar os decisores, como os agentes reguladores e os investidores em sua tomada de decisão é a análise multicritério. A análise multicritério permite identificar e selecionar as melhores escolhas baseadas em critérios diversos. A utilização desta metodologia na regulação de gás natural permitirá aos reguladores a implementarem as mudanças no arcabouço regulatório para promover a desverticalização completa do mercado. Ademais, pelo lado dos investidores, também é possível identificar quais são os mercados com melhor arcabouço regulatório para investimentos.

3.2 Análise Multicritério

A análise multicritério é uma metodologia empregada em processos de tomada de decisão. Comumente, é utilizada em casos que existem diferentes opções a serem escolhidas, que devem atender a diferentes objetivos, sendo alguns conflitantes entre si. As metodologias de análise multicritério definem, de forma quantitativa, como selecionar as melhores alternativas a partir de determinado conjunto de critérios [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

Ao utilizar a análise multicritério, é possível estabelecer uma estrutura sólida para a avaliação das opções regulatórias, levando em conta os múltiplos critérios relevantes para a tomada de decisão. Essa metodologia permite que os tomadores de decisão considerem de forma transparente e sistemática as diferentes dimensões envolvidas, facilitando a compreensão das compensações e a seleção das melhores alternativas que atendam aos objetivos estabelecidos [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

A análise multicritério oferece uma abordagem robusta e estruturada para a tomada de decisão na análise de impacto regulatório, permitindo uma avaliação mais abrangente e fundamentada das diferentes alternativas regulatórias e seus efeitos, contribuindo para a melhoria do processo regulatório e o alcance de resultados mais

eficazes e equilibrados [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

No âmbito das indústrias de rede, com a necessidade de regulação, a tomada de decisão envolve a escolha e implementação de políticas e regulamentações que visam corrigir as falhas de mercado e promover o bem-estar econômico e social. No entanto, essa tomada de decisão geralmente enfrenta desafios, como a presença de múltiplos objetivos, critérios e interesses conflitantes [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

Ao aplicar a análise multicritério na tomada de decisão regulatória, é possível comparar e avaliar diferentes alternativas regulatórias com base em critérios previamente definidos. A metodologia permite uma avaliação mais abrangente e sistemática dos impactos potenciais de cada alternativa pelos agentes reguladores e investidores [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

Além disso, também possibilita um processo transparente e participativo, envolvendo a consideração de diferentes perspectivas e a inclusão de múltiplos *stakeholders*. Isso fortalece a legitimidade e aceitação das decisões regulatórias, ao permitir maior compreensão e engajamento por parte das partes interessadas [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

Dessa forma, a análise multicritério desempenha um papel relevante nas indústrias de rede, ao orientar os reguladores a considerar de forma mais abrangente e sistemática os múltiplos critérios e objetivos envolvidos. Isso contribui para uma ação regulatória mais informada, equilibrada e eficaz, permitindo a adoção de políticas que promovam o bem-estar econômico e social de maneira mais sustentável [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Ayala and Frank, 2013].

A metodologia de análise multicritério inicia-se pela definição do problema a ser estudado e em como serão selecionadas as melhores alternativas. Assim, existem classificações de problemáticas definidas de acordo a avaliação dos critérios e definição de alternativas, sendo elas [Ayala and Frank, 2013]:

1. Problemática de escolha – em que a determinação das alternativas depende de melhor desempenho com relação a um conjunto de critérios.
2. Problemática de classificação – em que as alternativas são divididas em conjuntos de atendimento aos critérios.
3. Problemática de ordenação – em que as alternativas são ordenadas da melhor para a pior, em ordem decrescente, de acordo com o atendimento dos critérios.

4. Problemática de descrição – em que a decisão é avaliada por meio da descrição das ações e a análise de suas consequências, quantitativa ou qualitativamente.

Após definido o problema a ser trabalhado e como ele deve ser avaliado, é necessário cumprir uma série de etapas que orientarão a tomada de decisão, sendo elas [Ayala and Frank, 2013]:

- I Identificar os decisores;
- II Definir as alternativas;
- III Definir os critérios;
- IV Avaliar alternativas em relação aos critérios;
- V Analisar globalmente o conjunto de alternativas;
- VI Elaborar recomendações a serem seguidas.

Definidos os *stakeholders* envolvidos, as alternativas a serem avaliadas e os critérios que devem ser atendidos, para avaliar as alternativas é necessário definir o método a ser utilizado. Os métodos de análise multicritério são divididos em dois grupos: métodos compensatórios e métodos não-compensatórios [Ayala and Frank, 2013].

Nos métodos compensatórios são utilizados pesos que determinam a importância dos critérios a serem avaliados, permitindo obter comparações entre as alternativas. Os métodos compensatórios são aqueles em que cada critério é avaliado de forma individual (unidimensional) e o desempenho em cada um pode ser compensado pelo outro [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

As principais metodologias de análise multicritério empregadas atualmente, são: *Analytic Hierarchy Process* (AHP), *Analytic Network Process* (ANP), *Multiattribute Utility Theory* (MAUT), *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique* (MACBETH), *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations* (PROMETHEE) e *Simple Multi-Attribute Rating Technique* (SMART) [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

- O Método AHP é utilizado para avaliação de casos qualitativos, em que os problemas são decompostos em uma árvore hierárquica, com determinação de níveis para cada prioridade. O método utiliza critérios subjetivos com o objetivo de obter consenso em grupos decisores. A vantagem deste método é que permite avaliar critérios conflitantes ou com informação imperfeita. Além de ser um método compensatório, em que uma deficiência pode acabar sendo

ignorada em detrimento de outra de melhor desempenho, ainda possui um elevado nível de subjetividade [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

- O método ANP é um processo de tomada de decisão em que não é possível estabelecer uma hierarquia entre os critérios, que interagem entre si em diferentes níveis. Ele é uma generalização do método AHP, em que a independência dos elementos que o compõe pode ser quebrada. Nesta metodologia, realizam-se comparações pareadas entre elementos, construindo uma matriz de pesos de vetores resultantes, sendo possível realizar comparações pareadas entre os componentes [Ayala and Frank, 2013].
- O método MAUT representa as preferências dos decisores por meio de uma função de utilidade, resumindo as principais escolhas entre aquelas que maximizam a função. Na metodologia MAUT é realizada uma hierarquização das alternativas, avaliadas subjetivamente por meio de uma série de fatores qualitativos e quantitativos. Uma das vantagens deste método é poder transformar problemas complexos em ranques de escolhas ótimas, avaliadas qualitativa e quantitativamente com relação aos riscos e incertezas associados. Uma desvantagem deste método é que ele é compensatório, ou seja, um critério mal avaliado pode ser compensado por um critério bem avaliado, causando problemas na tomada de decisão, caso seja feita sem perfeito conhecimento de seu grau de importância pelos decisores [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].
- O método SMART é uma simplificação da metodologia MAUT, desenvolvida por Edwards e Barron, em que as notas são normalizadas, variando de 0 a 1, em que 0 é o pior comportamento possível em determinado critério, enquanto 1 representa a melhor performance possível [Guitouni and Martel, 1998].
- O método MACBETH foi desenvolvido por Costas e Basnick, em 1994, sendo um método iterativo, que mede o grau de preferência do tomador de decisão sobre um conjunto de alternativas, quantificando sua atratividade. Neste método é aplicado um questionário sobre os decisores para que eles enumerem e ponderem suas preferências, atribuindo valores e pesos a estes critérios. Este método não compara a importância dos critérios, mas os compara indiretamente, através de alternativas para cada critério por meio de uma análise de sensibilidade [Ayala and Frank, 2013].
- O método PROMETHEE pode ser usado para classificar alternativas em um conjunto de critérios. Ele é útil para situações em que as alternativas não

podem ser facilmente comparadas em termos absolutos. Este método tem como vantagem a sua flexibilidade para lidar com critérios quantitativos e qualitativos, diferentes tipos de dados. Entretanto, o método é sensível a variações nos pesos dos critérios [Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), 2021] [Guitouni and Martel, 1998] [Ayala and Frank, 2013].

Neste trabalho, a Análise Multicritério, através do Método SMART, será utilizada para avaliar a adequabilidade dos regulamentos de gás canalizado dos estados aos critérios de abertura de mercado estabelecidos pelo CNPE e o Comitê de Abertura de Mercado. Dentre as recomendações, foram selecionadas as mais relevantes para os investimentos na indústria, conforme levantamento realizado pela Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia (ABRACE)¹.

Nesta abordagem, é possível atribuir pesos ou importância relativa aos critérios relevantes para a abertura do mercado de gás natural. Essa abordagem possibilita uma avaliação mais abrangente e comparativa dos regulamentos existentes em diferentes estados, facilitando a identificação dos pontos fortes e fracos de cada regulamento.

Isso possibilitará ranquear os regulamentos com base nos critérios estabelecidos pelo CNPE, fornecendo uma visão objetiva do nível de adequabilidade dos regulamentos dos estados. A metodologia empregada, quando utilizados os pesos que melhor se adequem para as necessidades dos investidores, poderiam orientá-los na identificação dos melhores ambientes de comercialização, onde os regulamentos estejam mais alinhados seus próprios interesses.

Essa abordagem contribuirá para uma tomada de decisão, orientada para os investimentos no mercado livre de gás natural. Além disso, ao incentivar a melhoria dos regulamentos nos estados, ela também pode promover a convergência regulatória em direção a um ambiente mais favorável à abertura do mercado e à competitividade no setor de gás canalizado.

Com o objetivo de atribuir utilidades a critérios qualitativos e elaborar um ranque de grau de aprimoramento regulatório entre os mercados de gás canalizado dos estados, este trabalho empregará a metodologia a *SMART*.

A metodologia SMART é uma abordagem para a tomada de decisões multiatributo, que busca fornecer uma estrutura simples e eficaz para medir utilidades. A função de utilidade $U(x)$ da metodologia *SMART* representa a medida agregada de utilidade para uma determinada alternativa $i \in J$ com base nos atributos relevantes e pesos atribuídos para cada atributo. A utilidade de cada alternativa é representada pela seguinte equação [Guitouni and Martel, 1998]:

¹Ranking Regulatório ABRACE, 2023. Disponível em: <https://abrace.org.br/confira-atualizacao-ranking-regulatorio-do-mercado-de-gas-natural/>

$$U(x_h) = \sum_{k=1}^K w_k u_h(x_{hk}) \quad (3.1)$$

Em que: $U(x_h)$ é a medida agregada da utilidade da alternativa x ; w_k representa os pesos para cada critério de u_{hk} . u_h representa a utilidade de cada atributo da alternativa x_{hk} .

Assim:

$$U(x_h) = w_1 u_1(x_h) + w_2 u_2(x_h) + \dots + w_n u_n(x_h) \quad (3.2)$$

Após o cálculo da função de utilidade para as alternativas consideradas, elas podem ser classificadas de acordo com suas medidas agregadas de utilidade [Guitouni and Martel, 1998]. A alternativa com a maior utilidade agregada, geralmente é a melhor opção para a tomada de decisão. Para melhor visualização é construída uma tabela de utilidades, conforme apresentado abaixo:

	$w_1 u_1$	$w_2 u_2$	\dots	$w_n u_n$	
x_1	$w_1 u_1(x_1)$	$w_2 u_2(x_1)$	\dots	$w_n u_n(x_1)$	$U(x_1)$
x_2	$w_1 u_1(x_2)$	$w_2 u_2(x_2)$	\dots	$w_n u_n(x_2)$	$U(x_2)$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
x_n	$w_1 u_1(x_n)$	$w_2 u_2(x_n)$	\dots	$w_n u_n(x_n)$	$U(x_n)$

Em posse da tabela de utilidades, é possível observar as melhores alternativas para as quais foram avaliadas suas utilidades para cada critério. Neste sentido, os decisores poderão tomar a melhor decisão racional mediante as utilidades por eles atribuídas a cada critério avaliado [Guitouni and Martel, 1998].

Capítulo 4

Metodologia

Neste capítulo, é apresentada a metodologia utilizada neste trabalho que tem como objetivo avaliar o grau de harmonização entre os regulamentos estaduais de gás canalizado e a sua adequabilidade à Nova Lei do Gás Natural, instituída pela lei nº 14.134/2021, que trata da abertura do mercado livre de gás. Para tanto, será realizada uma análise multicritério dos critérios de abertura de mercado elencados pelo CNPE [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2019].

Para o desenvolvimento da primeira parte do trabalho, tomando como base o histórico do crescimento do mercado de gás natural no Brasil, apresentado na Seção 2.2, são avaliadas as mudanças trazidas pela Lei nº 14.134/2021 e se, dois anos após a sua aprovação, quais são os resultados obtidos e quais os aprimoramentos necessários para adequar o desenho do modelo regulatório do Novo Mercado de Gás para conquistar harmonização e segurança regulatórias [Brasil, 2021a].

O objetivo desta análise é trazer recomendações de aprimoramento para a Lei nº 14.134/2021, a partir da observação das ineficiências regulatórias identificadas, visando mitigar os riscos encontrados e evitar judicializações a um setor que mal começou o seu desenvolvimento.

A segunda parte, se dedica a analisar a implementação do mercado livre de gás natural no âmbito das agências estaduais, revisando as normas vigentes para a prestação dos serviços públicos de gás canalizado¹. Em posse dessas normas, é possível identificar quais estados já estão adequados a proposta do CNPE para a abertura do mercado de gás natural.

Além disso, é possível verificar o grau de abertura de mercado implementado pelos estados, para isso, serão utilizados como critérios da análise as recomendações realizadas pelo Comitê de Abertura de Mercado e apontados também pela ABRACE, apresentadas na Seção 3.2. Ou seja, se todas as principais recomendações estão sendo cumpridas e se está sendo estabelecido um bom ambiente regulatório para as

¹Os regulamentos estaduais consultados estão dispostos, com links clicáveis, no Anexo D

negociações no mercado livre.

Dentre as opções apresentadas na Seção 3.2, a escolha do método SMART para avaliar a adequabilidade dos regulamentos de gás canalizado dos estados em relação aos critérios de abertura de mercado estabelecidos pelo CNPE e o Comitê de Abertura de Mercado se justificada pelas seguintes razões:

1. Permite a atribuição de pesos aos critérios relevantes:

O método SMART permite atribuir pesos ou importância relativa aos critérios relevantes para a abertura do mercado de gás natural. Isso possibilita uma avaliação mais abrangente e comparativa dos regulamentos existentes em diferentes estados, facilitando a identificação dos pontos fortes e fracos de cada regulamento.

2. Possibilita o ranqueamento dos regulamentos de gás canalizado dos estados:

Com o método SMART, é possível ranquear os regulamentos com base nos critérios estabelecidos pelo CNPE, fornecendo uma visão objetiva do nível de adequabilidade dos regulamentos dos estados. Isso auxilia na identificação dos melhores ambientes de comercialização, alinhando os interesses dos investidores.

3. Tomada de decisão orientada para investimentos:

A abordagem do método SMART contribui para uma tomada de decisão mais informada e orientada para os investimentos no mercado livre de gás natural. Ao fornecer uma estrutura simples e eficaz para medir utilidades, o método auxilia na identificação de oportunidades de investimento mais promissoras e atua pontualmente nos aprimoramentos que os estados devem prover aos regulamentos.

Portanto, a escolha do método SMART se justifica pela sua capacidade de atribuir pesos aos critérios, ranquear os regulamentos e orientar a tomada de decisão para investimentos no mercado de gás natural, tornando-o uma ferramenta adequada para a análise proposta no estudo.

Utilizando a metodologia *Simple MultAttribute Rating Technique* (SMART), apresentada na Seção 3.2, foram avaliados os principais critérios estabelecidos pelo CNPE e pelo Comitê de Abertura do Mercado de Gás Natural. Neste sentido, o problema a ser resolvido é uma ordenação (ranqueamento) das alternativas (Unidades Federativas) que melhor atendem aos critérios definidos (critérios do CNPE).

Seguindo as 6 etapas de classificação da problemática de escolhas, apresentadas na Seção 3.2, tem-se:

1. Os decisores são os reguladores, que poderão avaliar, em posse deste *ranking*, aprimoramentos necessários para estabelecerem melhores ambientes para desenvolvimento do mercado livre de gás natural.
2. As alternativas são as Unidades Federativas(UF), cada qual com seu regulamento de gás canalizado.
3. Os critérios são estabelecidos pelo CNPE e corroborados pela ABRACE para adequação das normas de gás canalizado ao conceito da abertura de mercado.
4. A avaliação das alternativas com relação aos critérios utilizará a metodologia SMART, em que serão considerados os critérios que estão sendo seguidos pelos estados, possibilitando ranquear as alternativas entre as que mais se adequam aos critérios de abertura de mercado.
5. O conjunto de alternativas será ranqueado para que se obtenha uma visão global de quais são os mercados com melhor adequação à abertura.
6. Em posse do *ranking* regulatório é possível que os reguladores tomem decisões de aprimoramento tendo com base os critérios apontados pelo CNPE.

Na Seção 4.1, serão definidos os critérios do CNPE que serão utilizados, bem como os atributos e pesos a serem avaliados. Todos os critérios terão a mesma utilidade, podendo compensar uns pelos outros, para determinar o *ranking* com os estados que possuem melhor desempenho em adequação aos critérios de abertura de mercado. Desta forma, o peso “ w ” será utilizado para normalizar e tornar todos os critérios máximos unitários.

Ao final desta análise será obtido um *ranking* de estados, sendo o primeiro lugar dedicado ao estado com maior grau de adequação aos critérios estabelecidos pelo CNPE para a abertura do mercado livre de gás natural. Com essa análise, serão sugeridos aprimoramentos aos regulamentos, como a revisão ou o estabelecimento de normas com maiores benefícios para a expansão do mercado de gás natural, harmonizadas com outros estados que já possuem regulamentos mais avançados e com lições aprendidas.

4.1 Critérios para a metodologia de análise multi-critério

Em posse do método a ser aplicado, é necessário o estabelecimento dos critérios a serem estudados. Neste trabalho, os critérios adotados seguirão a Resolução CNPE

nº 16/2019 [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2019], que estabeleceu diretrizes para a promoção da livre concorrência no Novo Mercado de Gás, elencou boas práticas regulatórias para os serviços de distribuição de gás canalizado, de forma a incentivar a sua adoção visando promover a harmonização das normas estaduais.

Além das recomendações já elencadas pelo CNPE, tais como:

1. Criar agências reguladoras autônomas, com critérios mínimos de governança, transparência e ritos decisórios;
2. Privatização da concessionária de serviço local de gás canalizado;
3. Adesão a ajustes tributários estabelecidos ao gás natural.

Também foram feitas recomendações de reformas e medidas estruturantes que podem ser estabelecidas, citadas nos itens a seguir, que foram posteriormente aprimoradas e complementadas pelo Comitê de Monitoramento de Abertura do Mercado de Gás Natural, que serão aqui atribuídas as utilidades u_n , com os respectivos atributos, k , quais sejam [Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil, 2019]:

1. A existência de uma agência reguladora independente (u_1)

Conforme recomendação do CNPE, é necessário que o monitoramento da regulação do mercado de gás natural seja realizado por uma agência reguladora independente, dedicada e comprometida com a abertura de mercado. A inexistência de agências reguladoras traz insegurança regulatória ao mercado, prejudicando os investimentos.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há agência reguladora
- 1 - Há entidade designada para a regulação do gás canalizado, porém não é uma agência independente
- 2 - Possui agência reguladora independente

Assim, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{2}$.

2. A composição societária da concessionária de gás canalizado, se houver (u_2)

É fundamental que, para o desenvolvimento do mercado de gás, e, principalmente com a cessão de ativos da Petrobrás, que a composição societária das concessionárias não permaneça com necessidade de intervenção da estatal e tampouco seja

controlada por grupos econômicos privados participantes de outros elos da cadeia produtiva.

Neste critério será avaliada a composição societária das concessionárias dos serviços de gás canalizado, sendo considerada a mais positiva a privatização das concessionárias, tendo em vista o critério estabelecido pelo CNPE.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há concessionária de gás canalizado
- 1 - Concessionária de gás canalizado de capital público
- 2 - Concessionária de gás canalizado de capital misto
- 3 - Concessionária de gás canalizado de capital privado

Para este item, foi adotado $w = 0$, para não afetar a análise, tendo em vista que não é possível atribuir um peso maior ou menor para o fato de se ter uma concessionária privatizada ou não.

3. A existência de uma regulação vigente de gás natural e a atualização após a publicação da Nova Lei do Gás (u_3)

Para que o Novo Mercado de Gás seja construído, é necessário que se estabeleça, em todos os estados, as condições mínimas necessárias para a implantação dos investimentos de forma tal a se garantir um mercado justo e isonômico que supere as diferenças regionais.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Não atualizou o regulamento de gás canalizado
- 3 - Não atualizou o regulamento de gás canalizado, mas está adequado com a proposta de abertura
- 4 - Atualizou o regulamento de gás canalizado, em consonância com a lei do gás

Assim, como são 4 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{4}$.

4. A exigência de um volume mínimo para migração ao mercado livre (u_4)

Este ponto é importante porque, embora o Novo Mercado estabeleça a ausência de barreiras à entrada de consumidores livres, desde que atendidos os critérios mínimos dos contratos a serem estabelecidos, é importante que as concessionárias tenham metas coerentes com a infraestrutura existente e prevista em seu contrato de concessão de atender às demandas dos novos consumidores.

Assim, apesar de ser interessante que alguns estados retirem a exigência de volume mínimo para migração, outros devem manter um volume mínimo no contrato para garantir a remuneração dos investimentos em ativos de distribuição para atendimento dos novos clientes.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Alto (Volume $\geq 300.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)
- 3 - Médio ($50.000 \leq \text{Volume} < 300.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)
- 4 - Baixo ($< 50.000 \text{ m}^3/\text{dia}$)
- 5 - Sem volume mínimo

Assim, como são 5 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{5}$.

5. A figura do consumidor parcialmente livre (u_5)

Assim como o critério anterior, é fundamental que haja uma previsibilidade de total separação da atividade de distribuição de gás canalizado, sendo a distribuidora apenas uma prestadora do serviço de movimentação do gás entre produtor/comercializador e consumidor final, de forma tal que, em determinado período, o mercado seja composto apenas pelos consumidores livres.

Porém, no período de transição e maturação do mercado de gás, é importante que exista a figura do consumidor parcialmente livre, que possa ter uma parcela de sua demanda atendida pelo mercado livre e outra parcela pelo mercado cativo. Isto porque, para dar maior autonomia ao consumidor, ele deve poder escolher o produtor do seu insumo, porém, no momento da abertura, podem ainda não existir muitos agentes no mercado, como produtores e comercializadores, o que demandará também atendimento da demanda de consumidores maiores pelo mercado cativo de gás.

Apesar de importante a existência desta figura, também é salutar a previsibilidade de extinção do consumidor parcialmente livre, exigindo a migração do consumidor para o mercado livre ou o retorno para o mercado cativo.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Não há consumidor parcialmente livre
- 3 - Há consumidor parcialmente livre

Assim, como são 3 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{3}$.

6. O estabelecimento de uma tarifa de uso do sistema de distribuição (u_6)

Este ponto é fundamental para garantir a separação da distribuição e da comercialização de gás, uma transição importante para a abertura do mercado. Com a abertura, as distribuidoras ficarão com menor responsabilidade de contratação da demanda de gás dos clientes do mercado cativo, sendo remunerada apenas para desempenhar o papel de permitir a movimentação do gás entre produtor e consumidor final.

Neste sentido, deve-se estabelecer uma tarifa de uso do sistema de distribuição ou de movimentação de gás canalizado que remunere os ativos da distribuidora que serão utilizados para movimentar o gás até o cliente final.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Não definiu TUSD para o mercado livre
- 3 - Definiu TUSD para o mercado livre

Assim, como são 3 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{3}$.

7. A permissão para construção de gasodutos dedicados (u_7)

A fim de facilitar a entrada de novos agentes no mercado, é importante que os regulamentos de gás natural permitam que, caso seja possível ao consumidor, ele custeie a infraestrutura necessária para o atendimento de sua demanda de gás natural.

Para contribuir com a expansão da rede, a distribuidora e o consumidor devem poder celebrar contrato para que o investimento seja incorporado aos ativos da concessionária, inclusive com a construção de gasodutos com capacidade maior que a demanda do consumidor, para contribuir com as necessidades de outros agentes. A amortização dos investimentos realizados pelo consumidor poderá ser abatida da tarifa de uso do sistema de distribuição ou tarifa de movimentação de gás.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Não permite gasodutos dedicados ou redes isoladas
- 3 - Permite gasodutos dedicados ou redes isoladas

Assim, como são 3 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{3}$.

8. A necessidade de aviso prévio para migração (u_8)

Assim como explicitado nos critérios 4 e 5, é necessário que as distribuidoras estejam preparadas para o atendimento dos consumidores que pretendam fazer a migração para o mercado livre. Por isso, é fundamental que haja um período de aviso prévio para a migração, que dependerá do grau de maturidade do mercado livre e da quantidade de gás movimentado na área de concessão.

Mercados mais maduros poderão ter períodos menores de 0 a 45 dias de aviso prévio, enquanto outros necessitarão de prazos de até 6 meses. Ademais, consumidores que já estavam enquadrados no mercado cativo, comprando gás da concessionária, necessitarão ajustar os seus contratos, ou até mesmo cumpri-los até o término de sua vigência para fazer a migração.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Alto (Prazo $>$ 6 meses)
- 3 - Médio (6 meses \leq Prazo $<$ 3 meses)
- 4 - Baixo (Prazo $<$ 3 meses)
- 5 - Sem aviso prévio

Assim, como são 5 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{5}$.

9. O estabelecimento de uma taxa de fiscalização (u_9)

A Lei nº 14.134/2021, que estabelece o Novo Mercado de Gás Natural, designa a ANP como órgão fiscalizador da prestação de serviços públicos de gás canalizado e pelo cumprimento do que está estabelecido. Porém, algumas agências reguladoras estaduais têm se colocado como responsáveis para fiscalizar também os serviços de distribuição de gás canalizado, cobrando, para tanto, uma taxa de fiscalização.

No sentido do desenvolvimento do mercado de gás natural, uma medida como essa pode ser prejudicial para o avanço do setor e operar como um desincentivo financeiro para investimentos nos estados. Porém, é fundamental para o bom funcionamento da regulação que o agente regulador tenha independência e autonomia, o que também parte da necessidade de fontes de recursos para o cumprimento de suas funções.

Desta forma, a cobrança de uma taxa de fiscalização será, neste estudo, considerada prejudicial para o avanço do mercado de gás, porém, em casos específicos, há possibilidade de que faça sentido a cobrança para garantir a fonte de recursos para a agência reguladora, com a observância se as operações de fiscalização e eventuais aplicações de multas não estão servindo para financiar os custos da agência.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Cobra taxa de fiscalização
- 3 - Não cobra taxa de fiscalização

Assim, como são 3 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{3}$.

10. O estabelecimento de um modelo de contrato para o uso da rede (u_{10})

Os regulamentos dos serviços de prestação de gás canalizado deverão ser acompanhados de um modelo de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) para dar transparência aos usuários do mercado livre, garantindo a isonomia do tratamento dos consumidores.

Sendo seus atributos:

- 0 - Não há mercado de gás canalizado
- 1 - Não há mercado livre de gás canalizado
- 2 - Não define modelo de contrato

- 3 - Estabelece apenas conteúdo mínimo de contrato
- 4 - Define modelo de contrato

Assim, como são 4 itens a serem pontuados, para normalizar os atributos, o peso w será igual a $\frac{1}{4}$.

Considerando todos os pontos elencados pelo CNPE e pelo Comitê de Monitoramento de Abertura do Mercado de Gás, foram selecionados os critérios para realizar uma análise mais aprofundada nas regulações vigentes de prestação de serviços de gás canalizado, considerando a existência de algum dispositivo legal que institua o mercado de gás e, principalmente, observando os textos que foram adequados ao Novo Mercado após a instituição da Lei nº 14.134/2021.

Em posse dos critérios elencados, são designados atributos para valorá-los e pesos para que o valor máximo do atributo seja igual a 1. A tabela A.1 contida no Anexo A apresenta os atributos, critérios e pesos atribuídos na metodologia adotada, com data de corte de agosto de junho de 2023.

Após esta etapa, é possível estabelecer as utilidades de cada alternativa, a fim de obter a tabela de utilidades. O resultado da análise realizada neste trabalho se encontra no próximo Capítulo 5 que apresenta os resultados e discussões.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Conforme apresentado no Capítulo 4, este trabalho foi dividido em duas partes: a primeira que se destina a analisar os resultados da Lei n.º 14.134/2021 em cumprir o seu propósito, de desverticalizar o mercado de gás natural, trazer maior competitividade e preços mais módicos para a molécula.

Ao passo que que a segunda parte visa analisar o alinhamento das legislações estaduais de gás natural com o novo mercado de gás natural, a integração do mercado livre e a harmonização entre esses regulamentos.

A seção 5.1 trará a análise do alinhamento entre as pretensões do GT de Abertura de Mercado do CNPE e como essas propostas foram endereçadas pela Lei 14.134/2021, bem como apontará as falhas de mercado encontradas no arcabouço regulatório.

A seção 5.2 buscará apresentar a conformidade dos regulamentos estaduais para o gás canalizado com a Lei 14.134/2021 e os critérios de abertura de mercado estabelecidos pelo CNPE. Com isso, será possível estabelecer um ranking os estados com maior grau de adequabilidade dos regulamentos, podendo ainda orientar os investimentos no mercado livre de gás natural e será possível também realizar recomendações de aprimoramento aos regulamentos dos estados.

5.1 Análise da Lei n.º 14.134/2021

A Lei n.º 14.134/2021 trouxe diversos avanços já apresentados no Capítulo 2, como a desverticalização do mercado de gás natural, o incentivo à entrada de novos agentes, o livre acesso à infraestrutura de transporte, a equivalência com o biometano, entre outros fatores que poderão incentivar o crescimento deste setor tão caro para a reindustrialização do país e abastecimento energético.

Por outro lado, algumas das inovações trazidas podem conferir distorções para os diferentes mercados, principalmente ao desconsiderar o grau de desenvolvimento regional do mercado de gás natural e a infraestrutura existente para a aplicação

da legislação. Os desinvestimentos realizados pela Petrobras proporcionaram aos agentes privados a aquisição de ativos de transporte e distribuição com custos já amortizados, concentrados principalmente no litoral e no sul do Brasil.

Ainda que a privatização tenha sido avaliada como uma melhor opção na publicação original do Programa do Novo Mercado de Gás Natural, publicado em 2019, junto às aquisições de infraestrutura existente, não foi assegurado o investimento em outros mercados menos desenvolvidos ou até mesmo a interiorização do gás natural, onde ainda não existem gasodutos de transporte. Assim, ainda haverá uma assimetria em capacidade de oferta de gás natural entre as diferentes regiões do país.

Da mesma forma, a criação dos mercados de capacidade trouxe expectativas aos agentes de mercado. A possibilidade de um mercado *spot* que consiga assegurar demandas de curto prazo, operados pelos gestores de área de mercado, pode permitir a máxima oferta possível de gás natural, reduzindo ainda as tarifas de uso dos sistemas.

Neste sentido, foram identificados 4 pontos prioritários a serem endereçados para corrigir as falhas encontradas no marco regulatório do gás natural, sendo eles:

- I A criação das áreas de mercado e a figura do gestor de mercado;
- II A liberalização de mercado, que decorre de uma série de normativas infralegais para o desenvolvimento do mercado de gás natural;
- III A falta de mercado consumidor cativo para absorver o aumento de oferta pretendido; e,
- IV O risco de concentração do mercado de gás nas mãos de poucos agentes privados.

As correções dessas falhas identificadas envolvem, não somente mudanças na redação da Lei, como também ações e incentivos por parte do governo para que sejam colocadas em prática, além de um alinhamento entre as expectativas para o crescimento do mercado de gás e a Política Energética Nacional.

I. Áreas de Mercado

Como um dos principais objetivos do Novo Mercado de Gás Natural é proporcionar o escoamento da oferta de gás natural, são necessários investimentos na ampliação das malhas. Atualmente, a infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural dos estados brasileiros se encontra em diferentes estágios de maturidade, sendo que grande parte desta está concentrada na região Sudeste. As malhas da região Sul precisam de substituição de alguns equipamentos e ampliação da capacidade dos dutos já existentes, enquanto a região Nordeste necessita de um esforço expressivo para aumentar sua extensão, o que além de investimentos vultosos, também necessita de

demanda que justifique tais investimentos [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b].

Para facilitar o gerenciamento das malhas foram criadas, no âmbito da Nova Lei do Gás, “áreas de mercado” que, de forma semelhante aos submercados do setor elétrico, delimitando as regiões em que serão realizados os intercâmbios físicos e comerciais do gás natural. Conforme indica a legislação, cada área de mercado terá um gestor, a ser escolhido pelos transportadores, que deverão operar de forma cooperativa, enviando relatórios regulares a respeito da comercialização e do aproveitamento da capacidade de escoamento da malha.

Cada área de mercado oferecerá um preço para o combustível aos consumidores cativos, a ser definido pela ANP, de acordo com a capacidade contratada. Esse valor será definido mediante avaliação dos custos, tanto de instalação, quanto de operação da malha. Um problema que pode surgir deste modelo é que, em decorrência da desigualdade de infraestrutura entre as regiões, aquelas que são menos desenvolvidas terão maiores custos de instalação quando comparadas àquelas que já possuem infraestrutura prévia.

Assim, como haverá custos a serem amortizados nas regiões menos desenvolvidas e o mercado não é centralizado, as tarifas para o gás das regiões com mercados incipientes acabam por apresentar um valor maior para o gás do que aquelas que já possuíam infraestrutura prévia. Esse fator, reduzirá as condições de competitividade de mercado, mantendo a concentração dos investimentos nas regiões em que o sistema de transporte é mais desenvolvido, promovendo uma desigualdade regional de mercados.

Ficará a cargo de um gestor de mercado para cada área a operação da malha e o aproveitamento da capacidade de escoamento. Por ser definido pelos transportadores participantes da malha, pode gerar distorções no mercado a partir do conflito de interesse entre as partes. Uma solução seria estabelecer um operador central, tal qual o Operador Nacional do Sistema (ONS), que opera no setor elétrico, dividido nessas áreas de mercado que atuariam como os submercados para promover o intercâmbio de gás, além de um órgão responsável pelo ambiente de negociação de contratos, como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Assim, seria possível estabelecer uma tarifa única em que os custos de infraestrutura das malhas seriam igualmente rateados entre os consumidores dos submercados, podendo variar de acordo com a capacidade, assim como ocorre com o PLD no setor elétrico. Outra possibilidade seria oferecer incentivos com a redução dos impostos, ou ainda subsidiando o custo do gás nas regiões menos desenvolvidas, para atrair novos investidores para esses mercados, podendo, posteriormente, igualar as condições de competição entre as áreas de mercado.

II. Liberalização de Mercado

Conforme apresentado, as mudanças ocorridas no arcabouço legal do setor de gás natural foram tomadas pelo Poder Concedente com o intuito de incentivar a participação de capital privado no mercado. Essas ações foram tomadas para que o mercado, posteriormente, pudesse se desenvolver sozinho, elevando a competitividade e oferta de gás, com conseqüente redução de preços para os consumidores.

Entretanto, algumas iniciativas necessitaram da intervenção do governo para sua consolidação, devido aos altos custos e riscos associados, além da baixa atratividade dos projetos para os agentes privados, como o caso do PPT. Principalmente no que diz respeito ao desenvolvimento da infraestrutura de escoamento de gás, o governo teve que tomar a dianteira na estruturação e consolidação dos projetos para promover a indústria do gás natural.

Além disso, muitas das medidas adotadas surgiram de forma infralegal, numa tentativa de, principalmente, provocar uma rápida reação do mercado, sem exigir burocracias dos agentes, sendo que o excesso de requisitos para sua entrada poderia desencorajar os investimentos. Apesar disso, os investidores tendem a avaliar as oportunidades de investimento sob o risco de uma mudança de comportamento do governo ante ao mercado, principalmente quando não há base legal que respalde ou garanta a durabilidade das políticas anunciadas.

Uma abordagem importante para a regulação do setor de gás natural seria trazer experiências de mercados maduros, como o setor elétrico. As medidas do NMGN apontam para a formação de entidades semelhantes às já existentes no SEB, como a formação das áreas de mercado, que funcionam como os submercados, assim como o gestor dessas áreas atua como o operador do sistema, o ONS. Entretanto, essas entidades ficam a cargo dos agentes privados envolvidos no mercado, o que pode acarretar em conflitos de interesses entre os agentes, prejudicando o desenvolvimento do mercado e sua abertura.

É importante que, para a prosperidade de um mercado, principalmente naqueles em que o desenvolvimento é incentivado pelo governo, haja uma regulação forte e agentes centralizados para gerenciar seu desenvolvimento. Apesar da Lei n.º 14.134/21 surgir como uma solução definitiva para o mercado de gás natural, apresenta fragilidades ao tentar garantir um mercado livre de gás, porém sem entidades para coibir falhas de mercado.

É possível observar as falhas de governo ao tentar promover o desenvolvimento do mercado de gás com modificações em seu arcabouço regulatório ao longo do tempo. Apesar dos esforços do governo federal ao criar programas que promovessem a expansão do mercado de gás natural no Brasil, os resultados desejados não foram obtidos. Isso decorre, entre outros fatores, da baixa competitividade do mercado e

da necessidade de altos investimentos, principalmente no escoamento da produção para o fortalecimento da cadeia do gás natural.

Se ora o governo federal tentou viabilizar a entrada de novos agentes na cadeia de produção do gás natural, acabou deixando de lado os incentivos para a inserção de novos consumidores. Houve uma tentativa criar um mercado firme dentro do setor elétrico através do PPT, fracassando ao analisar o funcionamento do setor e perceber que não há possibilidades de ancorar o desenvolvimento do gás por meio das usinas termelétricas, que possuem função complementar, operando somente quando há redução de geração das fontes renováveis.

III. Mercado Consumidor

Mesmo com inúmeros esforços para promover a expansão de oferta, transporte e distribuição do gás natural, garantindo o aproveitamento máximo da infraestrutura existente na cadeia de valor do insumo, é essencial que haja mercado consumidor para absorver toda a oferta adicional. A instituição normativa para a criação de mercado consumidor tem baixa receptividade por parte dos consumidores, principalmente quando se tenta ancorar um mercado cativo para o natural.

Um exemplo desta ancoragem é a Lei de desestatização da Eletrobras (14.182/2021), que obrigou a contratação de 8 MW de termelétricas inflexíveis a gás natural em regiões não atendidas por gasodutos de transporte. Ou ainda, a proposta ao PL 414/2021 de construção do BRASDUTO com recursos do setor elétrico. Esses exemplos são medidas legislativas tomadas para a criação de um mercado cativo para o gás natural ancorado ao setor elétrico, entretanto, não são bem vistas pelos consumidores de energia, sofrendo bastantes conflitos políticos com associações de classe¹.

Isto porque a termelétricidade tem papel complementar no SIN e necessita de maior flexibilidade para potencializar o consumo do combustível. Se o mercado de gás pudesse ofertar o produto de acordo com a sazonalidade da geração hidrelétrica, mediante o condicionamento do gás ou sua liquefação, poderia ser de grande valia para o setor elétrico. Porém, ainda vale ressaltar se, em momento de transição energética e estudos de tecnologias de armazenamento e hidrogênio verde, ainda cabe discutir a relevância de aumentar a capacidade de geração de energia elétrica através do gás natural.

Outro setor que é um expoente para o consumo do gás natural é a indústria, seja para uso energético, seja para uso como insumo na cadeia produtiva. Mas, de acordo

¹Notícias da imprensa: <https://oglobo.globo.com/economia/setor-eletrico-teme-aumento-na-conta-de-luz-com-projeto-articulado-pelo-centrao-que-destina-recursos-gasodutos-1-25505886> <https://www.gazetadopovo.com.br/economia/jabuti-da-elektrobras-exige-termicas-onde-nao-ha-gas-e-pode-custar-carro/> <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53236632/tcu-aponta-conflito-na-contratacao-de-termicas-da-lei-da-elektrobras>

com estudos econômicos indicativos, são necessários preços muito abaixo dos praticados atualmente para que se obtenha a reação esperada do mercado. Conforme estudos indicativos da EPE [Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2022b], CNI [Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2019] e BNDES [Martins and Lima, 2021], que demonstram que os preços de gás natural devem estar entre 4 a 6 US\$/MBtu, sem impostos, para garantir a atratividade do gás para os investidores.

Por isso, se todos os investimentos que forem realizados para o setor não conseguirem atingir as necessidades para os potenciais consumidores, é possível que a expansão da oferta ocorra sem que haja demanda para absorvê-la, trazendo grandes prejuízos para os investidores. Há um risco financeiro considerável, principalmente ao considerar as expectativas de redução de extração de petróleo nos próximos anos, ao uso mais intensivo do gás natural em métodos de recuperação avançada e as especificidades dos clientes.

IV. Risco de concentração de mercado no setor privado

Anteriormente, em decorrência do histórico da formação do mercado de gás no Brasil, a Petrobras concentrava os ativos, monopolizando todos os elos da cadeia de gás natural. Ainda que os agentes privados tenham sido integrados com a Lei do Gás, em 2009, a concentração de mercado perdurou, tanto em decorrência dos elevados investimentos necessários para entrada no setor, quanto pela falta de interesse dos investidores privados em desenvolver o mercado de gás em regiões mais remotas do Brasil.

Desde 2016, no âmbito do Programa Gás para Crescer, os agentes reclamavam da concentração dos ativos do setor nas mãos da Petrobras. Posteriormente, em 2019, a ação do CADE para garantir a desverticalização do setor foi fundamental para retirar o monopólio sobre a cadeia de gás. A partir dos desinvestimentos a serem realizados pela Petrobras, agentes privados puderam adentrar no mercado com elevado custos de oportunidades, tendo em vista o potencial de crescimento do setor e as garantias contratuais dadas pela Petrobras.

A fim de evitar uma nova concentração de mercado, desta vez na mão do setor privado, foram criadas as regras de *unbundling*, promovendo uma desverticalização funcional, com independência entre os agentes com participação societária direta ou indireta de transportadores e empresas que atuem nos segmentos de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

Adicionalmente, empresas de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural não podem utilizar informações concorrenciais sensíveis ou exercer poder para eleger representantes de distribuidoras de gás canalizado, caso participem do mesmo grupo ou façam parte dos quadros

de conselhos administrativos.

O Decreto regulamentador da Lei estabelece critérios para que a ANP emita autorizações de exercício das atividades concorrenciais da indústria, a fim de evitar práticas anticoncorrenciais, observando a possibilidade de obtenção de vantagens competitivas em relação aos concorrentes.

Embora os esforços empreendidos na desverticalização do mercado, a concentração dos elos da cadeia em uma mesma empresa ou grupo societário é uma realidade latente, conforme será apresentado mais adiante, o que também impedirá a entrada de novos agentes no mercado. Da mesma forma que grupos societários poderão concentrar boa parte do mercado de gás, através das atividades não compreendidas nas regras de *unbundling*.

Por isso se faz necessária uma regulação robusta, com ampla fiscalização das agências reguladoras estaduais que tenham rastreabilidade da participação de mercado dos agentes para impedir práticas anticoncorrenciais. Da mesma forma, o CADE deve fiscalizar de forma próxima a atuação das empresas, principalmente grupos societários que dominam diversos elos da cadeia de gás, observando se há favorecimento nas negociações realizadas pelas partes.

5.2 Implementação do Novo Mercado de Gás Natural nas Resoluções Estaduais

Conforme explicitado na metodologia, apresentada no Capítulo 4, este trabalho utilizou o método SMART para avaliação de 10 critérios, elencados pelo Comitê de Monitoramento de Mercado e apresentados na Seção 4.1, para avaliar a conformidade dos regulamentos de gás natural dos estados à abertura do mercado livre de gás, estabelecido pela Lei n.º 14.134/2021. Com a metodologia utilizada, foi possível obter a tabela de utilidades apresentada no Apêndice (B.1), que explicita as utilidades atribuídas para cada critério em cada unidade federativa.

Tomando a tabela de utilidades como referência, foram construídos 10 mapas que explicitam os estados com maior grau de adequação a cada critério, que são apresentados nas próximas Seções. Ainda com base na tabela de utilidades, foi possível ranquear os melhores ambientes regulados no que concerne à abertura do mercado livre. Assim, ao final, foi produzido um mapa contendo este *ranking*.

Nas próximas Seções serão discutidos cada critério e o grau de adequação dos estados a cada um deles. Serão explicitadas particularidades de cada estado e aprimoramentos que podem ser realizados para maior conformidade à proposta de abertura de mercado do CNPE e o estabelecimento de um ambiente mais atrativo para investimentos no mercado livre de gás natural.

1. A existência de uma agência reguladora independente

A existência de uma agência reguladora independente é fundamental para o bom funcionamento do mercado de gás natural. A dependência de legislações e observância do governo estadual pode estagnar o seu desenvolvimento e desincentivar investimentos.

Órgãos competentes pela regulação de gás natural nos estados

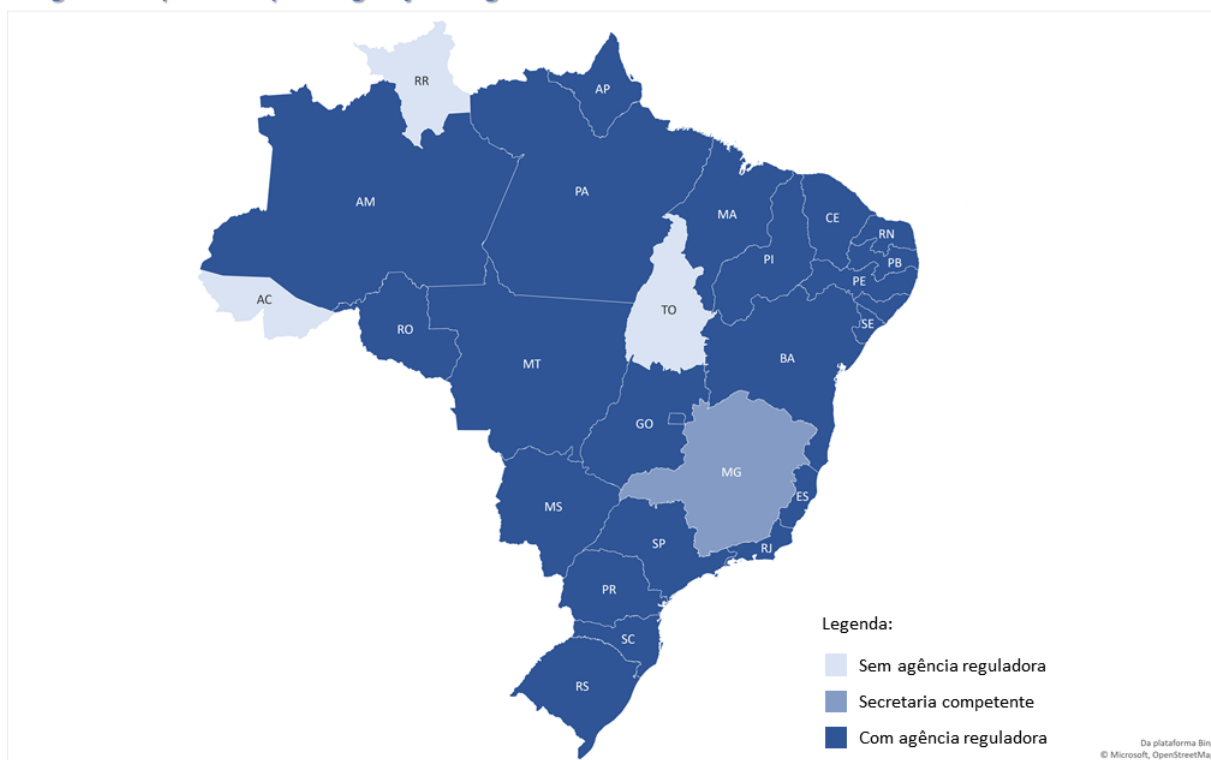


Figura 5.1: Presença de agência reguladoras nas UFs. Elaboração Própria.

Dentre as Unidades Federativas (UF) apresentadas na figura 5.1, apenas Acre, Roraima e Tocantins não possuem instituição designada para a regulação do gás natural, tendo, inclusive, o desenvolvimento do mercado de gás natural prejudicado. Os estados de Roraima e Tocantins possuem companhias instituídas para a prestação do serviço de distribuição de gás natural, a Rongás e Tocantingás, porém, sem nenhum avanço desde a sua criação.

A atribuição da AGERGS para a regulação de gás canalizado no estado do Rio Grande do Sul é recente, anteriormente, ela também era realizada pelo governo do estado. Minas Gerais, por sua vez, não possui uma agência reguladora independente e dedicada para o tratamento do gás canalizado. É de responsabilidade da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico (SEDE) a regulação da prestação dos serviços de gás canalizado.

Apesar de Minas Gerais apresentar um bom ambiente para o desenvolvimento do mercado livre de gás, a inexistência de uma agência reguladora pode ser prejudicial, ao passo que depende da Secretaria de Estado constituída pelo governo com mandato vigente para regular os assuntos de gás natural, incorrendo em riscos de governo para seu pleno funcionamento e estando refém dos interesses políticos para o atendimento das demandas do setor.

2. A composição societária da concessionária de gás canalizado, se houver

Conforme apresentado anteriormente, muito do que motivou o TCC foi a grande concentração da Petrobras em todos os elos da cadeia do gás natural, inclusive na distribuição. Nos desinvestimentos que a companhia realizou, 49% da Gaspetro, *holding* com participação societária em 18 distribuidoras do país, foi adquirida pelo Grupo Mitsui. Posteriormente, a Compass Gás e Energia adquiriu o percentual restante (51%) da empresa. As duas empresas, em conjunto, formaram a *holding* Commit. A Commit hoje tem participação em 15 distribuidoras no país, a Compass, em 3 e a Mitsui, em 8.

Após os desinvestimentos, das 27 distribuidoras do país, em termos somente de participação societária, as empresas estatais, ou os estados diretamente, detém 49% de todas as distribuidoras do país, seguidos por 16% da Commit; se considerarmos suas participações na Commit, a Compass domina 19% das distribuidoras e a Mitsui 14%; a Termogás tem 10% de participação, Naturgy, 6%, e Vibra, 2%.

É claro que, se considerarmos gás distribuído, as participações da Commit, Compass e Naturgy subiriam, pois dominam boa parte dos mercados no Sudeste, onde se movimenta o maior volume de gás do país.

Assim, em termos de aumentar a participação de empresas privadas no setor de gás, houve uma boa diversificação da participação de agentes, porém ainda são poucas empresas dominando o mercado de gás, um total de 7 empresas privadas, conforme apresentado na figura . Ademais, ainda se identifica grande participação estatal, principalmente nos estados com mercados menos desenvolvido, com menor interesse para investimentos privados.

Dos 27 estados, apenas o estado do Acre e Roraima não possuem distribuidoras constituídas para o gás natural. Mato Grosso, Minas Gerais e Tocantins possuem distribuidoras totalmente estatais para a exploração dos serviços de distribuição de gás natural. Alagoas, Amapá, Amazonas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Goiás, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte, Rondônia e Sergipe possuem composição societária mista em suas distribuidoras, em que os estados possuem maioria de ações para tomada de decisão nas empresas. Nos demais estados: Distrito Federal, Espírito Santo, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo, sendo este último

Composição societária da concessionária de distribuição de gás canalizado

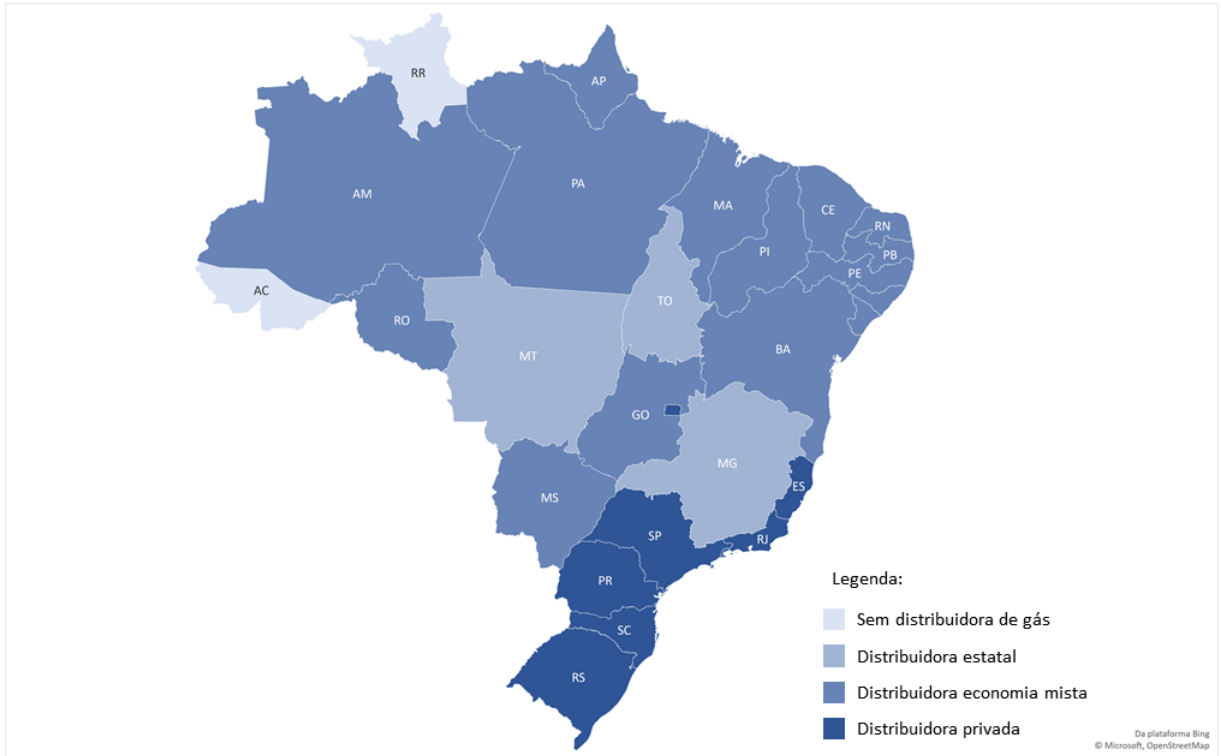


Figura 5.2: Composição societária das concessionárias de distribuição de gás canalizado nas UFs. Elaboração Própria.

com 3 concessionárias de distribuição, as distribuidoras são controladas somente por empresas de capital privado.

O que se desprende da análise é que, os mercados mais maduros para comercialização de gás natural possuem elevada atratividade para investimentos privados, tendo empresas de economia mista ou privadas em seu controle societário. O estado de Minas Gerais se apresenta como uma exceção à regra de mercados maduros com distribuidoras privatizadas, uma vez que a GASMIG, concessionária de distribuição de gás canalizado do estado, é uma empresa estatal.

Cabe destacar que, para a construção desta análise, não foram atribuídos pesos para a privatização ou não das concessionárias de gás, uma vez que não se pode afirmar, de forma uniforme, que a estatização ou a privatização das concessionárias proporcionem melhores ambientes de comercialização livre. O critério analisado deve ser o grau de diversificação dos agentes, o que aconteceu, porém ainda apresenta determinado grau de concentração em poucos agentes.

3. A existência de uma regulação vigente de gás natural e a atualização após a publicação da Nova Lei do Gás

Com a publicação da Lei n.º 14.134/2021, os estados tiveram que estabelecer ou adequar seus regulamentos locais para prestação de serviços de gás canalizado, instituindo o mercado livre de gás, as figuras dos autoprodutores e autoimportadores, entre outros pontos já descritos anteriormente.

Adequação do regulamento com a abertura do mercado livre de gás natural

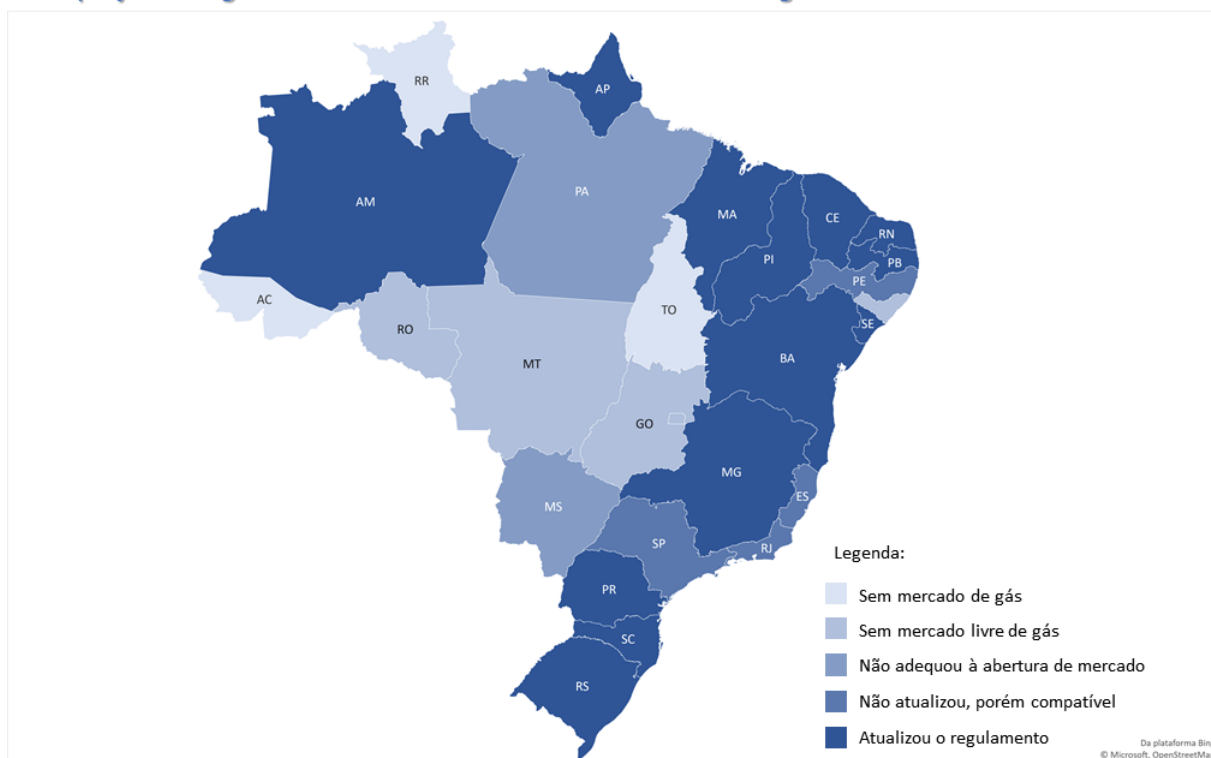


Figura 5.3: Regulamentos de gás canalizado em consonância com a abertura do mercado livre de gás natural nas UFs. Elaboração Própria.

Conforme apresentado na figura 5.3, Acre, Roraima e Tocantins, não possuem um mercado de comercialização de gás natural estabelecido. Ao passo que Alagoas, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Rondônia não possuem ambiente livre de comercialização de gás. Os demais estados, já possuíam alguma prerrogativa para consumidores livres, necessitando apenas de fazer ajustes para contemplar todos os pontos da Lei 14.134/2021.

Mato Grosso do Sul e Pará, não atualizaram seus regulamentos para permitir a entrada de consumidores não industriais ou termelétricos ao mercado livre.

Espírito Santo, Pernambuco, Rio de Janeiro e São Paulo já possuíam regulamentos bastante favoráveis ao mercado livre e não fizeram atualizações com a publicação

da Lei, estando bastante alinhados com as proposições da Lei do gás.

Os demais estados fizeram atualizações para se adequar ao Novo Mercado de Gás Natural. Assim, boa parte destes já contam com atualizações para abarcar as mudanças trazidas pelo marco regulatório. A adequação é fundamental para garantir o desenvolvimento do mercado, e ambientes regulatórios mais favoráveis terão maior potencial de atratividade de investimentos privados para proporcionar seu crescimento.

4. A exigência de um volume mínimo para migração ao mercado livre

Quando os estados implementam o mercado livre de gás natural, um dos principais critérios que devem ser estabelecidos é se haverá volume mínimo para migração de consumidores cativos para o ambiente livre e quanto será este volume. Alguns estados, já possuíam uma previsibilidade de participação de consumidores industriais, mas fizeram adequações para abarcarem outros consumidores que optem por comprar gás diretamente do comercializador.

Volume mínimo para migração ao mercado livre

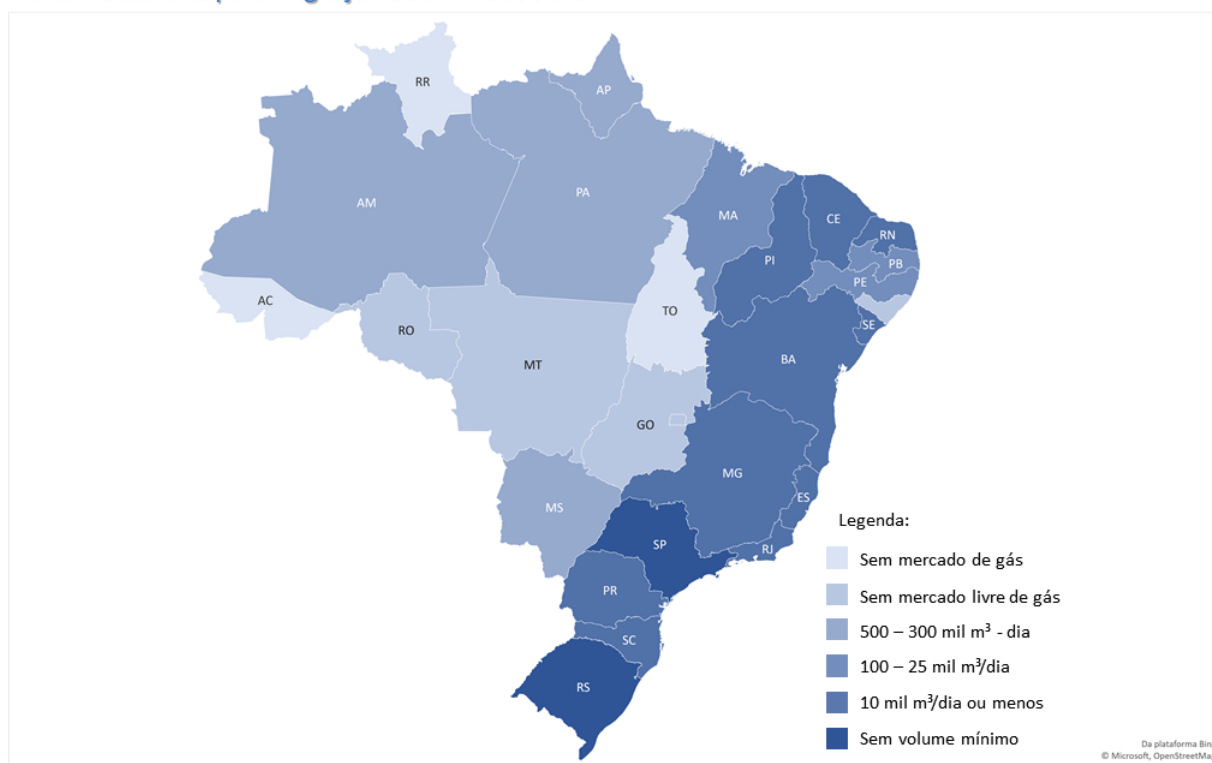


Figura 5.4: Volume mínimo para migração ao mercado livre de gás canalizado nas UF's. Elaboração Própria

Conforme apresentado na figura 5.4, são 7 os estados que não possuem um am-

biente de comercialização para gás e/ou que não possuem previsibilidade para participação de consumidores no ambiente livre: Acre, Alagoas, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso, Rondônia, Roraima e Tocantins.

O Mato Grosso do Sul possui opções de migração para consumidores industriais, somente, com 150 mil m³/dia para clientes industriais, 500 mil m³/dia para termelétrica e 1 milhão m³/dia para petroquímicas.

Amazonas, Amapá e Pará definiram volumes elevados para migração, entre 500 a 300 mil m³/dia, o que prejudica o desenvolvimento do mercado de gás natural, mas que também se justifica pelo grau de maturidade do mercado de gás nesses estados, o importante é que haja uma previsibilidade para que os consumidores, mediante o crescimento da oferta de gás no estado, possam migrar com volumes menores para o mercado livre.

O estado do Maranhão estabeleceu 100 mil m³/dia como volume mínimo para migração dos consumidores, o que é um volume médio para consumidores industriais, mas relativamente elevado.

Outros estados estabeleceram 300 mil m³/mês, sem definir volume mínimo diário, como Bahia, Piauí, Santa Catarina e Sergipe, o que se aproxima de 10 mil m³/diários, volume considerado baixo para migração. No Ceará, foi estabelecido o volume mínimo de 10 mil m³/dia por 12 meses. Em outros estados, como Espírito Santo, Paraná e Rio de Janeiro ficou estabelecido o volume de 10 mil m³/dia.

Os estados da Paraíba e Pernambuco estabeleceram uma previsão de redução de volume mínimo, iniciando em 50 mil m³/dia em 2022, até atingirem, progressivamente, 5 mil m³/dia e 10 mil m³/dia, respectivamente, em 2025. Isso é importante porque dá segurança aos investimentos e expectativas para os agentes sobre a abertura de mercado e a expansão do mercado, dando prazo para que as distribuidoras se adequem e contratem gás suficiente para atender a demanda prevista.

Minas Gerais e Rio Grande do Norte estabeleceram como 5 mil m³/dia o volume mínimo. Os estados do Rio Grande do Sul e São Paulo não possuem volume mínimo de migração. A inexistência do volume mínimo de migração é importante para promover o crescimento do mercado livre de gás natural, por isso, os regulamentos com volume mínimo elevado devem estipular, ao menos, previsibilidade para sua redução.

5. A figura do consumidor parcialmente livre

A existência da figura do consumidor parcialmente livre é importante tanto para assegurar a transição entre o mercado cativo e o livre, em caso de mercados mais desenvolvidos, permitindo o cumprimento dos contratos com a distribuidora seguindo de uma expansão no consumo para o mercado livre. Os estados que implementarem essa medida como forma de fomentar a expansão do mercado livre e permitirem

clientes nos dois ambientes, podem estabelecer um prazo para que esta figura deixe de existir.

O consumidor parcialmente livre é importante também no desenvolvimento do mercado para novas tecnologias, uma vez que um consumidor pode estar no ambiente cativo para compra de gás natural, mas participar do ambiente de contratação livre para aquisição de biometano, por exemplo. Este foi um pleito da Associação Brasileira de Biogás ao longo das consultas públicas, cujos regulamentos estão disponíveis no Anexo 5.2, para os regulamentos de gás canalizado, já que a compra no mercado livre permite ao consumidor assegurar a compra de um combustível descarbonizado e com atributos renováveis.

Figura do consumidor parcialmente livre no regulamento de gás canalizado

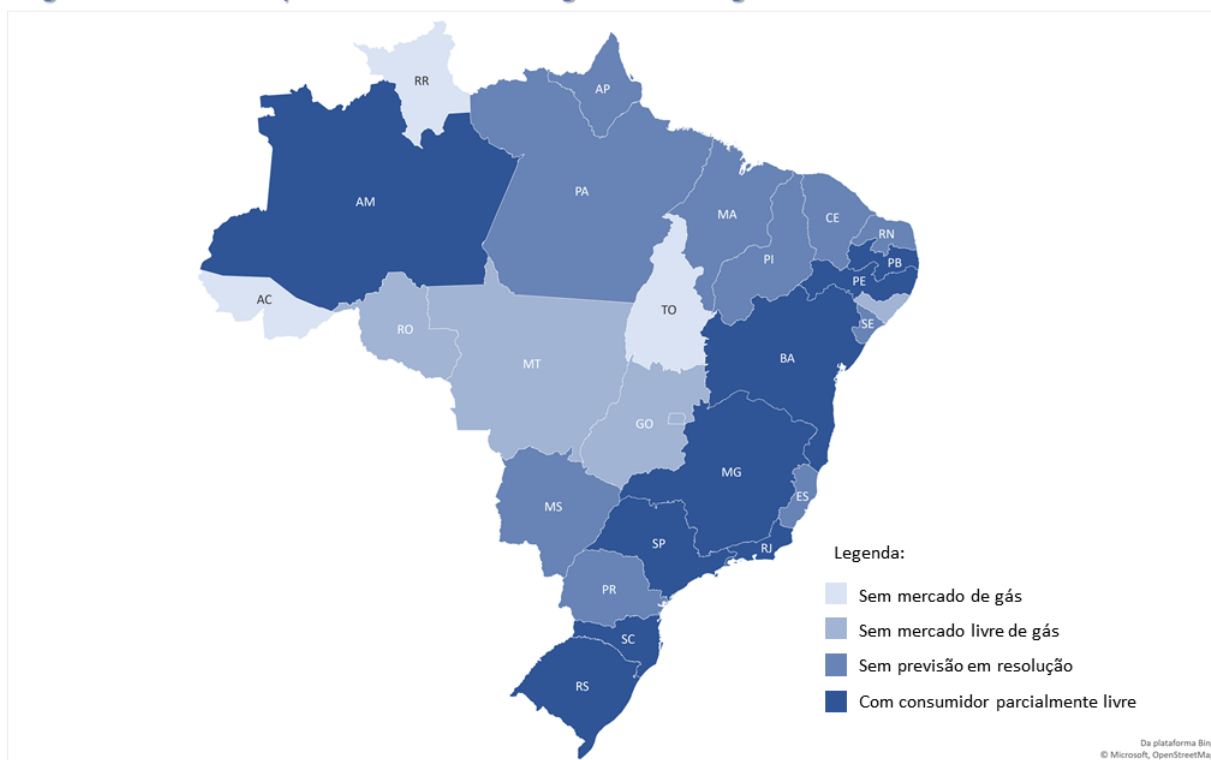


Figura 5.5: Existência da figura do consumidor parcialmente livre nas UFs. Elaboração Própria.

Conforme a figura 5.5, os estados: Amazonas, Bahia, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo estabelecem a figura do consumidor parcialmente livre, que podem comprar gás natural nos dois ambientes. Porém, existem algumas peculiaridades que cabem ser destacadas:

- O estado da Paraíba permite a figura do consumidor parcialmente livre so-

mente se este consumir o volume mínimo necessário para o enquadramento no mercado livre, o que faz pouco sentido para o consumidor, que adquiriria gás nos dois ambientes, pagando os custos de estar no mercado cativo, contratando já o volume mínimo de gás natural. Esta medida funcionaria apenas para o caso de mercados maduros, em que o consumidor pretende findar seus contratos já celebrados no ambiente cativo e iniciar a contratação no mercado livre.

- O estado de São Paulo, como um mercado maduro, estabelece um prazo para a permanência dos consumidores em ambos os ambientes, sendo necessário até 2025 que o consumidor escolha o ambiente de contratação em que deseja permanecer.

6. O estabelecimento de uma tarifa de uso do sistema de distribuição

Com a abertura do mercado livre de gás natural, as distribuidoras deixam de ser responsáveis por adquirir e comercializar gás para os consumidores, passando a desempenhar o papel somente de movimentar e entregar o gás natural, sua função original. Essa adequação de papel é fundamental para dar maior transparência na atuação das distribuidoras.

Assim, as distribuidoras devem estabelecer uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para cada categoria de cliente, a depender do volume contratado e a distância da malha de distribuição. Para tanto, é necessário que as agências reguladoras determinem a tarifa a ser cobrada e estabeleçam um modelo de contrato de uso do sistema de distribuição a ser seguido pelos agentes.

A definição da TUSD é fundamental para dar maior transparência aos consumidores, tanto livres quanto cativos, sobre a remuneração da distribuidora. Assim como foi implementado recentemente no setor elétrico, a separação entre o preço da molécula e os custos de distribuição é uma boa prática implementada ao setor de gás natural para que o consumidor tenha clareza em sua conta de consumo.

Conforme a figura 5.6, apenas os estados que não possuem regulamento de gás natural, Acre, Alagoas, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso, Rondônia, Roraima e Tocantins, não possuem definição de TUSD. O estado do Paraná ainda está com sua regulamentação de TUSD em Consulta Pública, junto à minuta de CUSD. Todos os demais estados já possuem TUSD definida.

7. Definição do contrato de uso do sistema de distribuição

No que diz respeito ao modelo de CUSD, conforme figura 5.7, apenas Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais e São Paulo possuem modelo de contrato definido, enquanto Amazonas, Amapá, Ceará, Maranhão, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí,

Estabelecimento de TUSD para consumidores livres

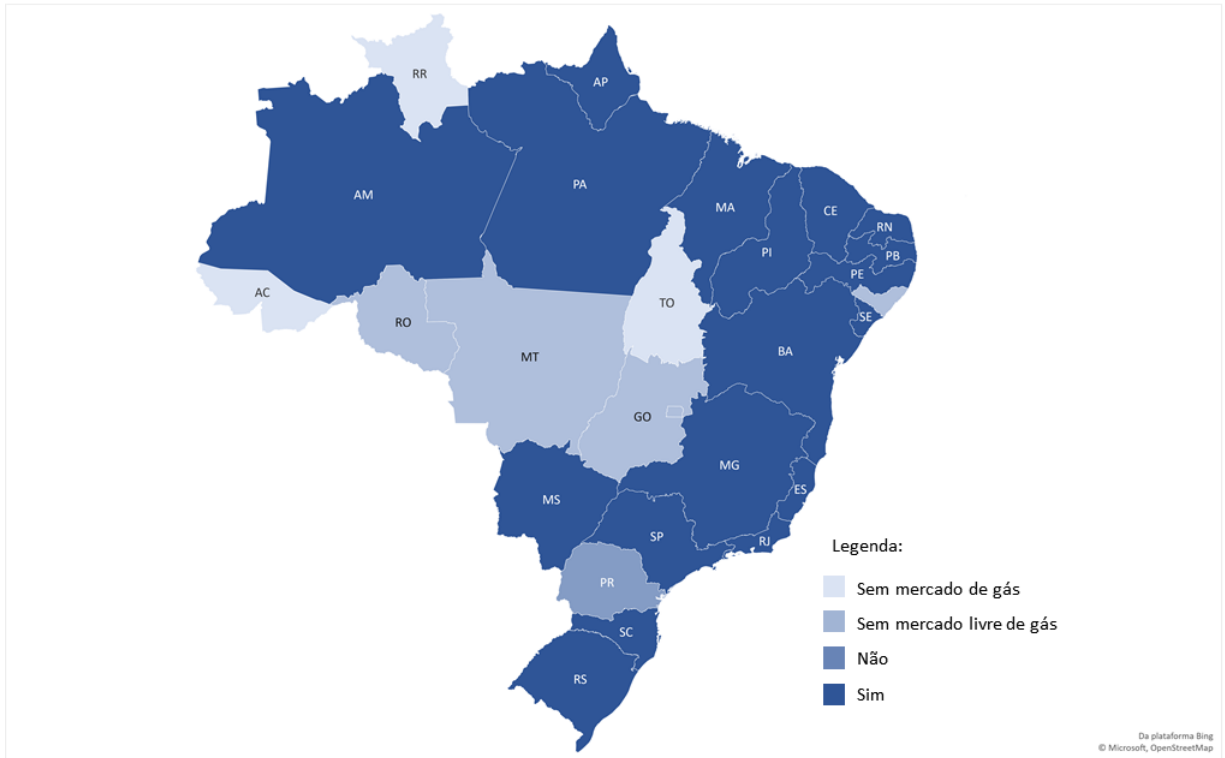


Figura 5.6: Estabelecimento da TUSD para consumidores livres nas UFs. Elaboração Própria.

Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Sergipe definem apenas conteúdo mínimo para o contrato, sendo alguns pouco detalhados. Mato Grosso do Sul e Rio de Janeiro ainda não possuem um modelo de contrato estabelecido. No Paraná a aprovação da minuta de contrato passou por consulta pública, entretanto ainda não houve publicação da resolução.

A importância de um modelo de contrato para o uso do sistema de distribuição decorre da necessidade de haver maior transparência e facilitar a entrada de consumidores livres na área de concessão. Em São Paulo, por exemplo, cada distribuidora elaborou a própria minuta de contrato, que passou por Consulta Pública junto à ARSESP, porém, seria importante que o regulador desempenhasse o papel de estabelecer o modelo de contrato e ele ser unificado para todas as áreas de concessão.

8. A permissão para construção de gasodutos dedicados

A fim de garantir o acesso dos consumidores que querem fazer a aquisição do gás natural, é importante que as normas estaduais permitam que, caso a distribuidora

Modelo de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

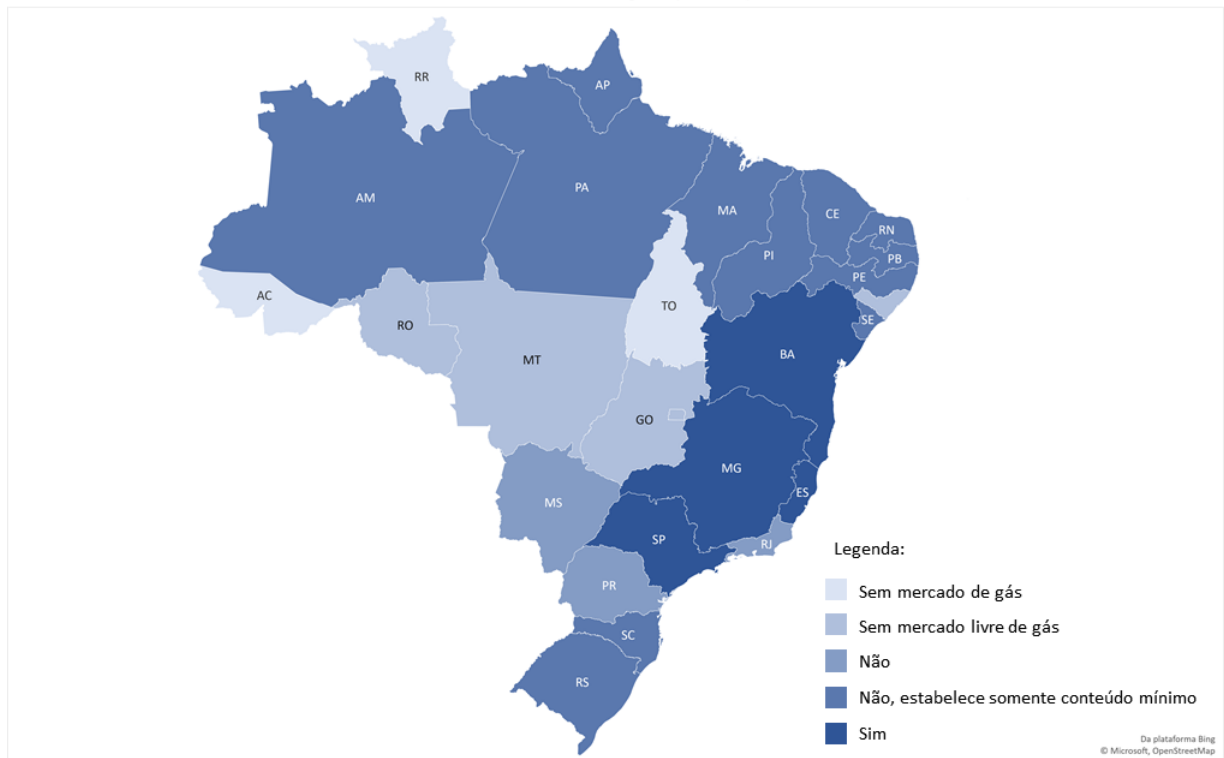


Figura 5.7: Estabelecimento dos contratos de uso do sistema de distribuição para consumidores livres nas UF's. Elaboração Própria.

comprove a inviabilidade técnico-econômica de realizar as obras de infraestrutura necessárias, o consumidor possa fazê-lo.

Para tanto, é importante que haja clareza no parecer expedido pela distribuidora, quanto à inviabilidade e que seja aberto para o consumidor a opção de realizar investimentos necessários para garantir o seu consumo de gás natural. Isso contribui para o desenvolvimento do mercado de gás natural, com a participação do mercado privado, reunindo os agentes interessados.

Como a infraestrutura será revertida em favor da distribuidora, o consumidor receberá um desconto em sua TUSD, geralmente denominada Tarifa de Uso do Sistema Específica (TUSD-E), para garantir a amortização de seus investimentos realizados. Esse valor deve ser assegurado no âmbito do CUSD assinado entre distribuidora e consumidor livre, devendo conter cláusulas que abranjam esta possibilidade no modelo de CUSD.

Observa-se na figura 5.8 que: Amapá, Ceará, Maranhão, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Pará, Piauí e Santa Catarina não permitem a construção de redes isoladas e/ou gasodutos dedicados para conexão de novos consumidores à infraestrutura de distribuição. Ao passo que Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Paraíba,

Permissão de construção de gasoduto dedicado ou rede isolada

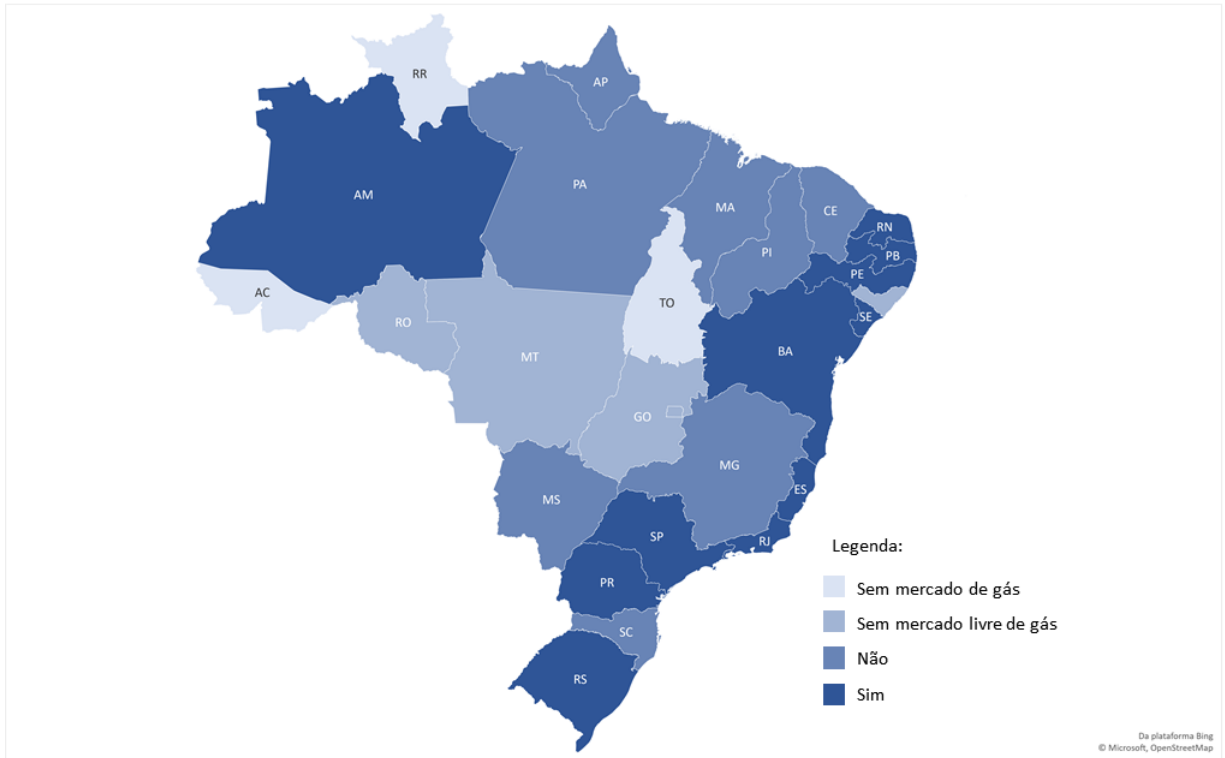


Figura 5.8: UFs com relação à permissão de construção de gasodutos dedicados ou redes isoladas. Elaboração Própria.

Pernambuco, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Sergipe já abrem esta prerrogativa para os seus consumidores.

Se por um lado, a possibilidade de construção de redes isoladas pode ser um passo importante para que a infraestrutura de gás natural se desenvolva com contribuição do capital privado, alguns estados com mercado mais amadurecido de gás natural, como Minas Gerais, não oferecem essa possibilidade. Isso porque o estado possui grande volume de investimentos por parte da GASMIG para implementar infraestrutura de distribuição de gás natural, priorizando o abastecimento de regiões que possuem potenciais clientes para o seu consumo.

9. A necessidade de aviso prévio para migração

Alguns regulamentos de gás natural não estabelecem prazo formal para que os consumidores informem à distribuidora sobre a intenção de migração ao mercado livre. O aviso prévio é importante porque contribui para o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, ao poderem gerenciar de melhor forma os seus contratos de suprimento e poderem organizar a forma de atendimento daquele cliente, mediante

celebração do CUSD.

Aviso prévio necessário para migração ao mercado livre

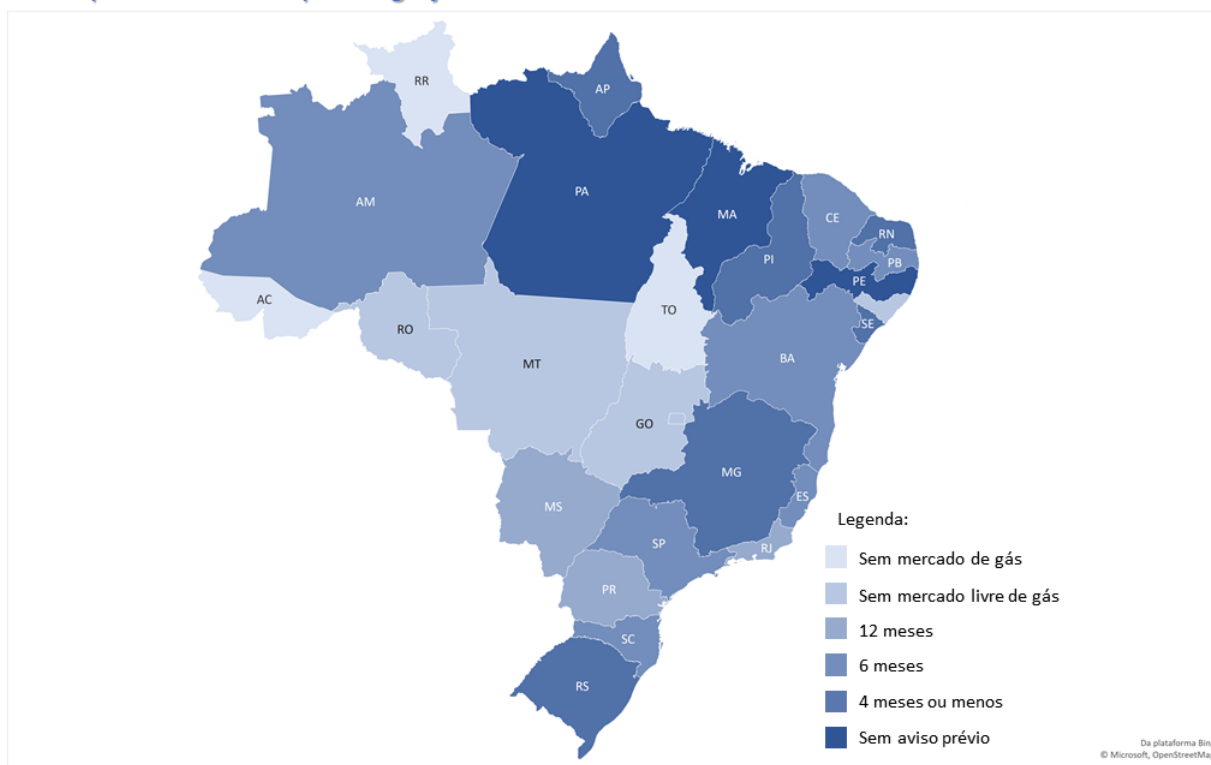


Figura 5.9: Prazo de aviso prévio necessário para migração ao mercado livre de gás nas UF's. Elaboração Própria.

Na figura 5.9 é observado que os estados do Maranhão, Pará e Pernambuco não estabelecem prazo de aviso prévio de migração, sendo que Pernambuco determina o cumprimento dos contratos previamente acordados antes da migração. Amapá, Minas Gerais, Piauí, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, e Sergipe determinam prazo de até 4 meses de aviso prévio. Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Paraíba, Santa Catarina e São Paulo estabelecem até 6 meses de aviso prévio para migração. Mato Grosso do Sul, Paraná e Rio de Janeiro determinam prazo de 12 meses de aviso prévio.

10. O estabelecimento de uma taxa de fiscalização

De acordo com a Lei n.º 14.134/2021, a ANP é responsável por realizar a fiscalização dos serviços de gás natural. Entretanto, a maior parte das distribuidoras cobram taxa de fiscalização em seus regulamentos para o mercado livre, seja para fiscalizar as atividades de comercialização, distribuição ou até mesmo os consumidores de gás natural. A medida é desincentivadora para a abertura de mercado, trazendo custos

Cobrança de taxa de fiscalização pela agência reguladora

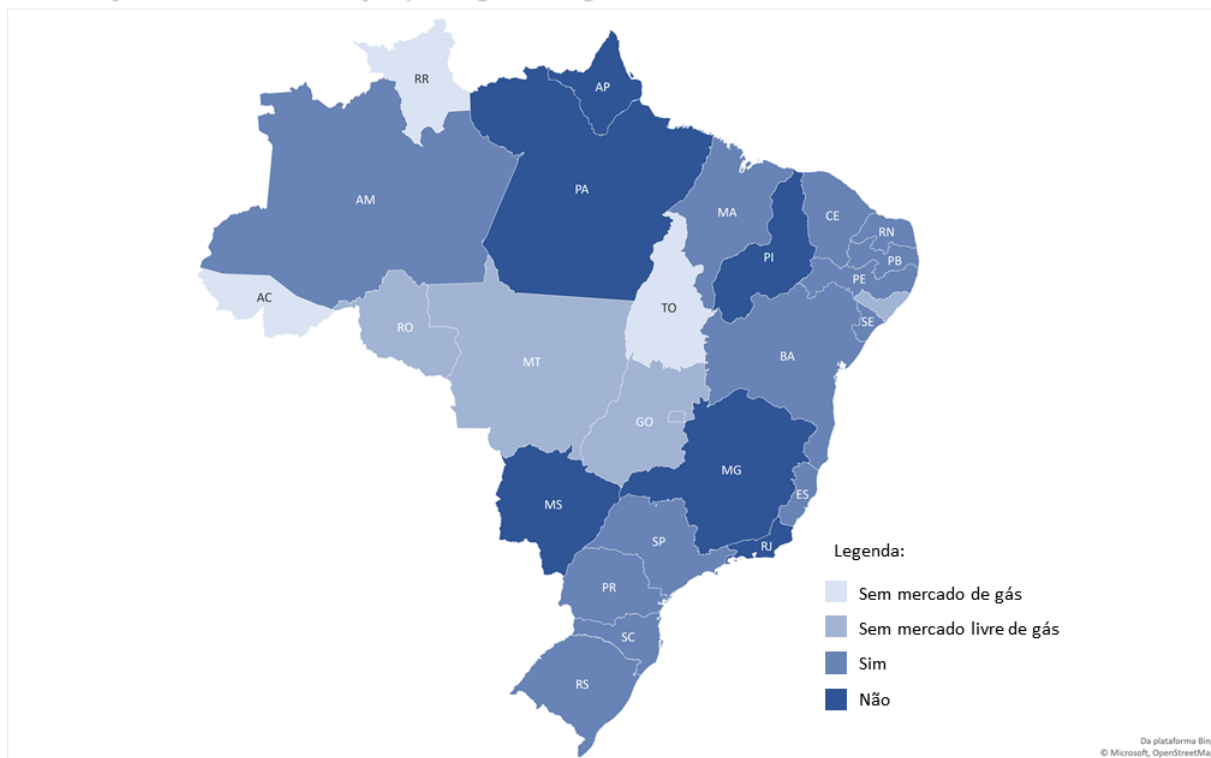


Figura 5.10: Taxa de fiscalização dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado. Elaboração Própria.

adicionais para a migração, uma vez que não há necessidade de sobreposição das atividades da agência reguladora local e a ANP.

Apesar disso, Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Maranhão, Paraíba, Pernambuco, Paraná, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Sergipe e São Paulo estabelecem algum tipo de taxa de fiscalização sobre determinados agentes do mercado de gás natural, conforme figura 5.10.

Por exemplo, São Paulo faz uma cobrança de 0,5% sobre o faturamento das comercializadoras de gás natural. Apenas Amapá, Minas Gerais, que não possui agência reguladora, sendo realizada a fiscalização pela Secretaria de Estado, Mato Grosso do Sul, Pará, Piauí e Rio de Janeiro não realizam cobrança de taxa de fiscalização.

5.3 Aprimoramentos aos regulamentos estaduais de gás natural

As análises realizadas ao longo deste Capítulo permitiram a compreensão do panorama atual dos regulamentos estaduais de gás natural. Baseado nessas informações e no nível de aprimoramento nessas resoluções e tendo como fundo os critérios considerados pelo CNPE e elencados neste trabalho, foi possível obter um *ranking* estadual dos melhores ambientes livres de comercialização de gás natural. O ranqueamento desses estados, revela o nível de avanço e adequabilidade dos regulamentos dos estados, e a necessidade de aprimoramentos para que todos os estados alcancem a mesma posição e constituam ambientes atrativos para os investimentos em gás natural.

Ranking dos regulamentos de mercado livre nos estados

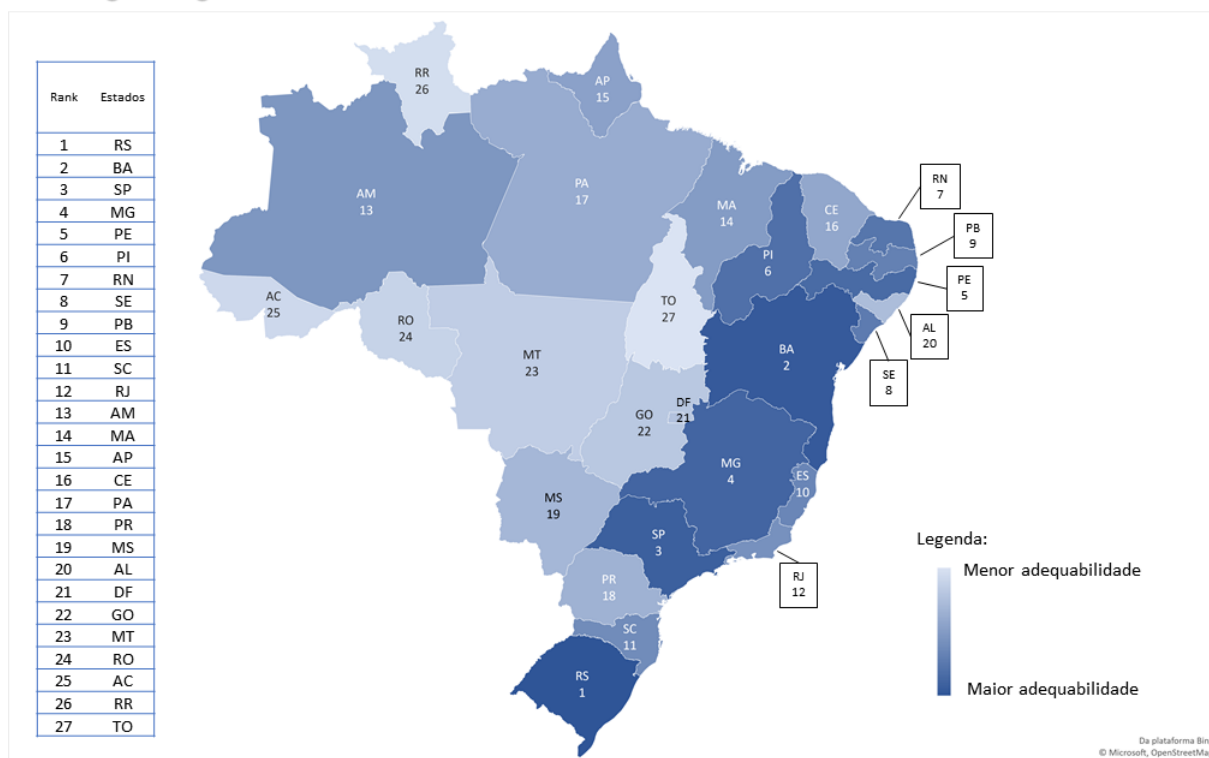


Figura 5.11: *Ranking* dos regulamentos de gás canalizado nas UFs. Elaboração Própria.

Na figura 5.11 observa-se:

O estado do Rio Grande do Sul, que figura em primeiro lugar deste *ranking*, também necessita adequar seus regulamentos. Para que o regulamento possa tornar o estado ainda mais atrativo para os investimentos em gás natural, deve-se retirar

a obrigatoriedade de pagamento de taxa de fiscalização por parte dos agentes, fator que pode ainda ser mais relevante para os investidores do que os demais, uma vez que implica em custos adicionais. Além de elaborar um modelo de CUSD para ser utilizado na comercialização de gás natural aos consumidores livres.

Bahia e São Paulo, que ocupam, respectivamente, a segunda e terceira posição deste *ranking*, que possuem bom ambiente para o desenvolvimento do mercado de gás natural, podem prever a redução do volume mínimo para migração para o mercado livre, com o objetivo de permitir, a partir de determinado momento, a migração de todos os usuários ao mercado livre de gás natural. Outros aspectos que cabem ser destacados na regulação do estado de São Paulo é a exigência de sede em São Paulo para as comercializadoras que pretendem operar no estado e a regulação também da ARSESP para estes agentes, com sobreposição das competências entre agências federal e estadual.

Minas Gerais, o estado da quarta posição, deve instituir a responsabilidade da regulação de gás natural a uma agência reguladora independente, a fim de mitigar riscos de governo. Com um mercado de gás natural tão desenvolvido, o estado não deve sofrer pelos riscos de um mandato do governo estadual não prosseguir e retroceder no sentido do desenvolvimento do mercado, por isso a importância deste aprimoramento regulatório. Ademais, o estado deve permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas em caso de inviabilidade técnico-econômica atestada pela distribuidora, com previsão de redução da TUSD.

O estado de Pernambuco, em quinto lugar, poderia criar uma Resolução pela agência reguladora que corrobore com a legislação atual existente e aprimorando os demais pontos aqui endereçados. Além disso, o estado deve retirar a cobrança de taxa de fiscalização e criar um modelo de CUSD para migração ao mercado livre de gás natural.

Assim como Pernambuco, o Piauí, que ocupa a sexta posição, também deve criar uma resolução da agência reguladora aprimorando os demais pontos ainda não tratados pela legislação. Poderia ainda, criar a figura do consumidor parcialmente livre, permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas e criar um modelo de CUSD.

O Rio Grande do Norte e Sergipe, em sétimo e oitavo lugar, respectivamente, devem criar a figura do consumidor parcialmente livre, retirar a cobrança da taxa de fiscalização e criar um modelo de CUSD. A Paraíba, na nona posição, deve criar uma resolução para estabelecer o mercado livre, aprimorando a legislação existente, retirar a cobrança da taxa de fiscalização e criar um modelo de CUSD.

O Espírito Santo, em décimo lugar, deve criar a figura do consumidor parcialmente livre e retirar a cobrança da taxa de fiscalização.

Rio Grande do Norte, décimo primeiro do *ranking*, deve permitir a instalação

de gasodutos dedicados e redes isoladas, retirar a cobrança de taxa de fiscalização e criar um modelo de CUSD.

Rio de Janeiro, em décimo segundo lugar, deve reduzir o prazo de aviso prévio para migração ao mercado livre, que atualmente é de 12 meses e criar um modelo de CUSD.

Amazonas, em décima terceira posição, deve elaborar uma proposta para reduzir gradativamente o modelo para migração ao mercado livre, retirar a cobrança de taxa de fiscalização e criar modelo de CUSD.

O estado do Maranhão, em décima quarta posição, deve criar uma resolução para estabelecer o mercado livre, aprimorando a legislação existente, elaborar uma proposta para reduzir gradativamente o modelo para migração ao mercado livre, criar a figura do consumidor parcialmente livre, permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas, retirar a taxa de fiscalização e criar um modelo de CUSD.

Amapá, décimo quinto do *ranking*, deve criar uma resolução para estabelecer o mercado livre, aprimorando a legislação existente, elaborar uma proposta para reduzir gradativamente o modelo para migração ao mercado livre, criar a figura do consumidor parcialmente livre, permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas e criar um modelo de CUSD.

Ceará, em décimo sexto lugar, deve criar uma resolução para estabelecer o mercado livre, aprimorando a legislação existente, criar a figura do consumidor parcialmente livre, permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas, retirar a taxa de fiscalização e criar um modelo de CUSD.

Paraná, em décimo sétimo lugar, deve criar uma resolução para estabelecer o mercado livre, aprovando a minuta de resolução em consulta pública, nº 006/2022, aprimorando a regulação, com base nos pontos aqui endereçados. Ademais, deve criar a figura do consumidor parcialmente livre, estabelecer a TUSD, reduzir o prazo de aviso prévio de migração ao mercado livre, e aprovar o modelo de CUSD em consulta pública.

Pará, em décimo oitavo lugar, deve criar uma resolução para estabelecer o mercado livre, aprimorando a legislação existente, prever a redução gradativa do volume mínimo para migração ao mercado livre, criar a figura do consumidor parcialmente livre, permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas e criar um modelo de CUSD.

Mato Grosso do Sul, em décima nona posição, deve propor a redução gradativa do volume mínimo para migração ao mercado livre, criar a figura do consumidor parcialmente livre, permitir a instalação de gasodutos dedicados e redes isoladas, reduzir o prazo de aviso prévio para migração ao mercado livre e criar um modelo de CUSD.

Em vigésimo a vigésimo quarto, os estados de Alagoas, Distrito Federal, Goiás,

Mato Grosso e Rondônia, devem criar arcabouço regulatório coerente com a Lei nº 14.134/2021 para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Em vigésimo quinto e sexto lugar, Acre e Roraima devem criar uma concessionária para distribuição do gás natural, designar uma agência reguladora para regular o mercado livre de gás natural, além de criar arcabouço regulatório coerente com a Lei nº 14.134/2021 para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Por último, o Tocantins, deve designar uma agência reguladora para regular o mercado livre de gás natural, além de criar arcabouço regulatório coerente com a Lei nº 14.134/2021 para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Capítulo 6

Conclusão

Este trabalho foi elaborado com o intuito de avaliar as modificações propostas pela Nova Lei do Gás Natural, instituída pela Lei nº 14.134/2021 e regulada pelo Decreto nº 10.712/2021, que tinham por objetivo promover a abertura do mercado livre de gás e verificar se tais aprimoramentos foram incorporados nos regulamentos estaduais de gás canalizado.

Por meio da análise do histórico das mudanças sofridas pela legislação federal, foi possível identificar como tais mudanças contribuíram para alterar o cenário legal e regulatório do gás natural. O novo arranjo do mercado de gás natural, proposto pela Lei 14.134/2021, conseguiu, de fato, desverticalizar o mercado, conforme inicialmente proposto.

No entanto, as análises realizadas suscitarão a necessidade de aprimoramentos ao texto original do dispositivo legal estabelecido, corrigindo as ineficiências identificadas, tais como: as assimetrias de mercado criadas pelas áreas de mercado e a falta de um ente central para gerenciar essas áreas; a importância de segurança jurídica, legal e regulatória para atrair investimentos; a ausência de um mercado consumidor cativo para absorver a oferta adicional planejada; e, a concentração do mercado de gás nas mãos de poucos agentes privados a partir dos desinvestimentos da Petrobras.

Caso as alterações propostas sejam realizadas, será possível assegurar um crescimento do mercado mais ordenado, coibindo judicializações e promovendo um ambiente mais seguro para investimentos.

Outro ponto sensível para atração de investimentos é a implementação do mercado livre pelos estados e a harmonização regulatória. Criar ambientes favoráveis para o desenvolvimento do mercado de gás canalizado, principalmente em estados com menor número de consumidores, pode ser fundamental para a atração de investimentos e promover a infraestrutura necessária para avalancar o segmento.

A partir de uma análise minuciosa dos regulamentos estaduais e seu grau de adequação em relação à proposta de abertura do mercado de gás natural, e com uso

da metodologia *SMART* foi possível atribuir valores e quantificar a adequação dos regulamentos de gás canalizado ao mercado livre, verificando o cumprimento dos critérios estabelecidos pelo CNPE. Por fim, foram sugeridos aprimoramentos que podem ser realizados para promover a harmonização, ainda, destacando as especificidades dos estados.

Com isso, observou-se um maior nível de adequação das regulações de gás canalizado com a proposta de abertura de mercado em mercados mais maduros, especialmente nas regiões litorâneas e sul do Brasil. Por isso, se faz necessário, além do aprimoramento da regulação, uma alteração legislativa para assegurar o desenvolvimento das áreas de mercado através de um ente centralizado que possa dividir os custos de transporte e infraestrutura de forma rateada entre as áreas de mercado.

A análise do atendimento dos critérios de abertura de mercado elencados pelo CNPE, utilizando a metodologia *SMART*, possibilitou ainda o ranqueamento desses estados, apontando ambientes mais adequados para investimentos e falhas nos regulamentos estaduais a serem corrigidos.

Futuros trabalhos utilizando essa mesma metodologia acerca do mercado de gás natural poderão identificar os resultados das alterações de regulamentos que se seguirem, bem como fazer uma análise do estágio atual do mercado, visando trazer aprimoramentos e pesos diferentes à análise.

Por fim, a falta de harmonização da regulação e infraestrutura existente revela a discrepância no desenvolvimento desses mercados. Nos mercados menos maduros foram observados menor grau de adequação ao mercado livre, o que pode prejudicar ainda mais o seu crescimento, considerando que estão ainda desatualizados com relação às novas tendências de mercado.

Considerando essa necessidade de desenvolvimento e as possibilidades com o Novo Mercado de Gás Natural, esses estados com mercado menos significativo podem receber apoio do governo federal para desenvolverem seus potenciais, principalmente no que diz respeito às novas tecnologias, como biometano e hidrogênio, para fortalecer seus mercados de energia.

A metodologia *SMART* demonstrou ser eficaz na avaliação da conformidade dos regulamentos estaduais com a legislação vigente, fornecendo contribuições para possíveis aprimoramentos por parte do governo estadual. Além de ser possível sua utilização pelos estados, a metodologia ainda pode ser aplicada, mediante aperfeiçoamentos, para análise de investimentos nos melhores mercados de gás natural pode contribuir para a tomada de decisão estratégica no setor.

Referências Bibliográficas

- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Portaria técnica n.º 9, de 24 de janeiro de 2000. 2000.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução anp n.º 16, de 17 de junho de 2008. 2008.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Resolução anp n.º 47, de 03 de setembro de 2014. 2014.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união: Comercialização, carregamento e balanceamento. 2020.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Boletim anual de reservas 2022. *Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2022a*.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2022, 2022b.
- José Bonifácio de S Amaral Filho and Miguel Juan Bacic. Modelos de custos na regulação da indústria de distribuição de energia elétrica. In *Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC*, 2008.
- Associação Brasileira de Biogás (ABiogás). Nota técnica do potencial brasileiro de biogás, 2020.
- Néstor Fabián Ayala and Alejandro Germán Frank. Métodos de análise multicriterial: uma revisão das forças e fraquezas. *Semana de Engenharia de Produção Sul Americana (13.: 2013 jun. 9-11: Gramado, RS)*. *Anais..[recurso eletrônico]*. Porto Alegre: FEEng, 2013., 2013.
- Mariana Oliveira Barbosa and Drielli Peyerl. O gás natural associado à transição energética e a descentralização da geração de energia no brasil. *Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil*, 2020. doi: ISBN978-65-87594-45-3.

- Subhes C Bhattacharyya. *Energy economics: concepts, issues, markets and governance*. Springer Nature, 2019.
- Brasil. Lei federal nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, 1953.
- Brasil. Constituição da república federativa do brasil de 1988, de 5 de outubro de 1988, 1988.
- Brasil. Lei federal nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, 1997.
- Brasil. Decreto federal nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, 2000a.
- Brasil. Lei federal nº 9.991, de 24 de julho de 2000, 2000b.
- Brasil. Lei federal nº 11.909, de 4 de março de 2009, 2009.
- Brasil. Lei federal nº 14.134, de 8 de abril de 2021, 2021a.
- Brasil. Decreto federal nº 10.712, de 2 de junho de 2021, 2021b.
- Adriana Fiorotti Campos, Neilton Fidelis Da Silva, Marcio Giannini Pereira, and Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas. A review of brazilian natural gas industry: Challenges and strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75:1207–1216, 2017.
- Confederação Nacional da Indústria (CNI). Impactos econômicos da competitividade do gás natural. Technical report, Confederação Nacional da Indústria (CNI), 2019.
- Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil. Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019, 2019.
- Conselho Nacional de Política Energética/MME/Brasil. Resolução nº 1, de 20 de março de 2023, 2023.
- Gabriel de Figueiredo da Costa. Demanda potencial georreferenciada de gás natural em setores selecionados no brasil. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Abril 2021.
- Heloise Helena Lopes Maia da Costa. A regulação da indústria do gás natural no brasil: Fatos e desafios. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Março 2003.
- Ricardo Gorini de Oliveira and Juliana de Moraes Marreco. Natural gas power generation in brazil: New window of opportunity? *Energy Policy*, 34 (15):2361–2372, 2006. ISSN 0301-4215. doi: <https://doi.org/10.1016/>

j.enpol.2005.04.010. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421505001199>.

Rogério Diogne de Souza e Silva. Contextualização do setor elétrico brasileiro e o planejamento da infraestrutura no longo prazo. Technical report, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2020.

Fernanda Delgado, Sylvie D'Apote, Ieda Gomes, and Anelise Lara. A lógica da formação de preços de gás natural no brasil, 2021.

Danilo de Souza Dias and Adriano Pires Rodrigues. A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infraestrutura energética. *Brazilian Journal of Political Economy*, 17:392–406, 1997.

Liliana Diaz. *Liberalization: the key to unlocking natural gas potential in Brazil?* Number 173. OIES Paper: NG, 2021.

Empresa de Pesquisa Energética. Nota técnica sobre comercialização e formação de preços de gás natural. 2021.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço energético nacional 2022 - relatório final, 7 2022a.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano decenal de expansão de energia 2031. *Rio de Janeiro, RJ, Brasil*, 2022b.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Caderno de gás natural plano de desenvolvimento da expansão 2032. 2022c.

Alexandre Ditzel Faraco and Diogo R Coutinho. Regulação de indústrias de rede: entre flexibilidade e estabilidade. *Brazilian Journal of Political Economy*, 27:261–280, 2007.

Marcelo Colomer Ferraro and Michelle Hallack. The development of the natural gas transportation network in brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy*, 50:601–612, 2012. ISSN 0301-4215. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.063>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512006581>. Special Section: Past and Prospective Energy Transitions - Insights from History.

Bastian Gillessen, H Heinrichs, J-F Hake, and H-J Allelein. Natural gas as a bridge to sustainability: Infrastructure expansion regarding energy security and system transition. *Applied energy*, 251:113377, 2019.

- Adel Guitouni and Jean-Marc Martel. Tentative guidelines to help choosing an appropriate mada method. *European journal of operational research*, 109 (2):501–521, 1998.
- Maria Bernadete Gomes Pereira Sarmiento Gutierrez. O setor de gás natural no brasil: Uma comparação com os países da ocde. Technical report, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2022.
- Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Contextualização do setor elétrico brasileiro e o planejamento da infraestrutura no longo prazo. Technical report, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2021. URL <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/10098>.
- Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Guia de análise multicritério em air, 2021.
- International Energy Agency (IEA). World energy outlook 2020. *International Energy Agency: Paris, France*, pages 1–461, 2020.
- International Energy Agency (IEA). *Implementing Gas Market Reform in Brazil*. 2022. doi: <https://doi.org/https://doi.org/10.1787/ceb1cd85-en>. URL <https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/ceb1cd85-en>.
- Iván García Kerdan, Francisca Jalil-Vega, James Toole, Sachin Gulati, Sara Girola, and Adam Hawkes. Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern brazil case study. *Applied Energy*, 255: 113799, 2019.
- F. H. G. C Laureano. A indústria de gás natural e as relações contratuais uma análise do caso brasileiro, 2005.
- Fernando I. Leal, Erik E. Rego, and Celma de Oliveira Ribeiro. Natural gas regulation and policy in brazil: Prospects for the market expansion and energy integration in mercosul. *Energy Policy*, 128:817–829, 2019. ISSN 0301-4215. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.030>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519300369>.
- Luciano Losekann, Edmar de Almeida, and Diogo Lisbona Romeiro. A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. *Grupo de Economia da Energia - Infopetro*, 2015.
- Guilherme Guimarães Martins and Camila Monte de Oliveira Lima. Gás para o desenvolvimento: Perspectivas de oferta e demanda no mercado de gás

- natural no brasil. Technical report, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), 2021.
- Ministério de Minas e Energia (MME). Gás para crescer: Diretrizes estratégicas, 10 2016.
- Ministério de Minas e Energia (MME). Relatório visão do planejamento energético de médio e longo prazos, 2020.
- Ministério de Minas e Energia (MME). Manual orientativo de boas práticas regulatórias do comitê de monitoramento da abertura do mercado de gás natural (cmgn). Technical report, Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), 4 2021.
- Anny Resende Negreiros. Considerações sobre a indústria do gás natural no brasil. Master's thesis, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Campos dos Goytacazes, RJ, Brasil, Agosto 2013.
- William Nozaki, Isadora Coutinho, Mahatma Ramos dos Santos, and José Sérgio Gabrielli de Azevedo. Riscos de oligopolização privada na venda da gaspetro. Technical report, INEEP - Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra, 2021.
- Drielli Peyerl, Ana Luisa Netto, and Edmilson dos Santos. O gás natural associado à transição energética e a descentralização de geração de energia no brasil. *Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil*, 2020. doi: ISBN978-65-87594-45-3.
- H. Pinto Júnior et al. *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Editora Campus, Rio de Janeiro, 2016.
- Amir Safari, Nandini Das, Oluf Langhelle, Joyashree Roy, and Mohsen Assadi. Natural gas: A transition fuel for sustainable energy system transformation? *Energy Science Engineering*, 7, 06 2019. doi: 10.1002/ese3.380.
- M. A. S. Santos, J. L. Pires, and M. A. R. G. Monteiro. Avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural no brasil. In *3º Congresso Brasileiro de PD em Petróleo e Gás*, 2003.
- Vinicius Silva, Stefania Relva, Marcella Mondragon, Drielli Peyerl, André Gimenes, and Morales Udaeta. O gás natural associado à transição energética e a descentralização da geração de energia no brasil. *Oportunidades e Desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil*, page 18, 2020. doi: ISBN978-65-87594-45-3.

Tiago Sinigaglia, Tiago Evaldo Freitag, Allan Machado, Vinícius Bernardes Pedrozo, Fernando Fusco Rovai, Roger Tadeu Gondim Guilherme, Thompson Diórdinis Metzka Lanzanova, Macklini Dalla Nora, and Mario Eduardo Santos Martins. Current scenario and outlook for biogas and natural gas businesses in the mobility sector in Brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(24):12074–12095, 2022. ISSN 0360-3199. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.234>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922004797>. International Conference on Energy, Environment and Storage of Energy, 15. International Combustion Symposium.

United States Environmental Protection Agency. Renewable natural gas (rng): An overview of the production process, end uses, and greenhouse gas emissions reductions, 7 2020.

Cristiana Vitale, Alexis Durand, Gloriana Madrigal, Manuel Gerardo Flores Romero, Pedro Caro de Sousa, and Paul Yu. Improving the regulatory framework in the natural gas sector in Brazil. 2022.

Anexos A

Tabela de Atributos

Baseado nos critérios do CNPE apresentados no Capítulo 2 e detalhados na Metodologia deste trabalho (Capítulo 4), foi elaborada a seguinte tabela de atributos, elencando os critérios do CNPE e as alternativas elencadas são as Unidades Federativas, os pesos foram adotados visando normalizar os critérios, através da metodologia SMART, que é um método compensatório.

Critérios										
Atributos	Agência Reguladora (u1)	Composição Societária (u2)	Regulação atualizada após a 14.194/2021? (u3)	Volume mínimo [m³/dia] (u4)	Consumidor parcialmente livre (u5)	TUSD (u6)	Permite gasodutos dedicados? (u7)	Aviso Prévio (u8)	Taxa de fiscalização (u9)	Modelo de Contrato (u10)
	0 - não há agência reguladora 1 - há entidade designada para a regulação do gás canalizado, porém não é uma agência independente 2 - possui agência reguladora independente	concessionária de gás canalizado 3 - concessionária de gás canalizado de capital privado	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - não atualizou o regulamento de gás canalizado 3 - não atualizou o regulamento de gás canalizado, mas está adequado com a proposta de abertura 4 - atualizou o regulamento de gás canalizado	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - alto (volume ≥ 300.000) 3 - médio (50.000 ≤ volume < 300.000) 4 - baixo (volume < 50.000) 5 - sem volume mínimo	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - não há consumidor parcialmente livre 3 - há consumidor parcialmente livre	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - não definiu TUSD para o mercado livre 3 - definiu TUSD para o mercado livre	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - não permite gasodutos dedicados ou redes isoladas 3 - permite gasodutos dedicados ou redes isoladas	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - alto (prazo > 6 meses) 3 - médio (6 meses ≤ prazo < 3 meses) 4 - baixo (< 3 meses) 5 - sem aviso prévio	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - cobra taxa de fiscalização 3 - não cobra taxa de fiscalização 4 - define modelo de contrato	0 - não há mercado de gás canalizado 1 - não há mercado livre de gás canalizado 2 - não define modelo de contrato 3 - estabelece apenas conteúdo mínimo de contrato 4 - define modelo de contrato
Peso	w1 = 1/2	w2 = 1/3	w3 = 1/4	w4 = 1/5	w5 = 1/3	w6 = 1/3	w7 = 1/3	w8 = 1/5	w9 = 1/3	w10 = 1/4

Figura A.1: Tabela de atributos baseada nos critérios do CNPE para cada UF. Elaboração Própria.

Anexos B

Tabela de Utilidades

Estados	Agência Reguladora	Composição Societária (Capital Votante)	Modificou após 14.134/2021?	Volume mínimo mercado livre [m ³ /dia]	Consumidor parcialmente livre	TUSD	Permite gasodutos exclusivos/dedicados	Aviso Prévio	Taxa de fiscalização	Multas e penalidades	Modelo de Contrato
AC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AL	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AM	2	2	4	2	3	3	3	3	2	2	3
AP	2	2	4	2	2	3	2	4	3	0	3
BA	2	2	4	4	3	3	3	3	2	2	4
CE	2	2	4	4	2	3	2	3	2	2	3
DF	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ES	2	3	3	4	2	3	3	3	2	2	4
GO	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MA	2	2	4	3	2	3	2	5	2	0	3
MG	1	1	4	4	3	3	2	4	3	2	4
MS	2	2	2	2	2	3	2	2	3	2	2
MT	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PA	2	2	2	2	2	3	2	5	3	3	3
PB	2	2	4	3	3	3	3	3	2	2	3
PE	2	2	3	3	3	3	2	5	2	2	3
PI	2	2	4	4	2	3	2	4	3	0	3
PR	2	3	4	4	2	2	3	2	2	0	2
RJ	2	3	3	4	3	3	3	2	3	2	2
RN	2	2	4	4	2	3	3	4	2	2	3
RO	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
RR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RS	2	3	4	5	3	3	3	4	2	2	3
SC	2	3	4	4	3	3	2	3	2	2	3
SE	2	2	4	4	2	3	3	4	2	2	3
SP	2	3	3	5	3	3	3	3	2	2	4
TO	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura B.1: Tabela de Utilidades para os critérios elencados para cada UF. Elaboração Própria.

Anexos C

Instrumentos Legais do Setor de Gás Canalizado

Ano	Dispositivo Legal	Ementa
1988	Constituição Federal Art. nº 177	Art. 177 Constituem monopólio da União: III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;
1995	Emenda Constitucional nº 5	Art. 25 § 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.
1995	Emenda Constitucional nº 6	Art. 176 § 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o "caput" deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas."
1995	Emenda Constitucional nº 9	Art. 177 Constituem monopólio da União: I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; § 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.

Ano	Dispositivo Legal	Ementa
1997	Lei nº 9.478	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.
1999	Lei nº 9.847	Dispõe sobre a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis, de que trata a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece sanções administrativas e dá outras providências.
2000	Decreto nº 3.371	Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, e dá outras providências.
2009	Lei nº 11.909 (Revogada pela Lei nº 14.134/2021)	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.
2019	Resolução CNPE nº 16	Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências.
2021	Lei nº 14.134	Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, 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

Ano	Dispositivo Legal	Ementa
		11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.
2021	Decreto nº 10.712	Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Anexos D

Instrumentos Legais e Regulamentos Estaduais de Gás Canalizado

Regulamentos de Gás Canalizado nos Estados				
Estados	Agência Reguladora	Lei	Decreto	Resolução
AC	Não tem			Não
AL	ARSAL			Não
AM	ARSEPAM	LEI ESTADUAL 5.420/2021		PORTARIA ARSEPAM Nº 003/2022
AP	Não tem	LEI ESTADUAL 2.656/2022		
BA	AGERBA			RESOLUÇÃO AGERBA Nº 14/2021
CE	ARCE	LEI ESTADUAL 17.897/2022		
DF	ADASA			Não
ES	ARSP			RESOLUÇÃO ARSP 046/2021
GO	AGR		DECRETO Nº 6.334/2005	
MA	ARSEMA	LEI nº 9.102/2022 (modificada pela LEI Nº 11.662/2022)		
MG	Não tem (SEDE)			RESOLUÇÃO SEDE Nº 17/2013 (modificada pela RESOLUÇÃO Nº 32/2021)
MS	AGEMS			PORTARIA AGEPAN Nº 103/2013 (modificada pela Resolução Nº 235/2022)
MT	AGER		DECRETO Nº 1.760/2003	
PA	ARCON	LEI Nº 7.719/2013 (regulamentado no DECRETO Nº 1.771/2013)		
PB	ARPB	LEI Nº 12.142/2021 (regulamentado pelo DECRETO Nº 42.199/2021)		
PE	ARPE	LEI Nº 15.900/2016 (alterada pela LEI 17.641/2022)		
PI	AGRESPI	LEI Nº 7.686/2021		
PR	AGEPAR	LEI Nº 205/2017 (modificada pela LEI COMPLEMENTAR Nº 247/2022)		
RJ	AGERNESA			Deliberação AGENERSA Nº 4.068/2020

Regulamentos de Gás Canalizado nos Estados				
Estados	Agência Reguladora	Lei	Decreto	Resolução
RN	ARSEP	LEI ESTADUAL 11.190/2022		Resolução Normativa ARSEP N.º 003/2017
RO	Não tem	Não, somente ato de constituição da empresa de prestação de serviço de Gás - RONGÁS (Lei Complementar nº 728/1997 modificada pela Lei nº 5.228/2021)		
RR	Não tem			Não
RS	AGERGS	Lei 15.648/2021		Resolução Normativa n. 68/2023
SC	ARESC			Resolução ARESC Nº 136/2019 (revisão 1, de 2022)
SE	AGRESE		Decreto Nº 60/2022	Resolução AGRESE Nº 19/2022
SP	ARSESP			Deliberação ARSESP nº 1061/2020
TO	Não tem	Não, somente ato de constituição da empresa de prestação de serviço de Gás - Tocantingás (Lei nº 2.275/2009)		