

# ORGANIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS



Confederação Nacional da Indústria  
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA



# ORGANIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Acesse a publicação  
pelo QR Code abaixo.



**CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI**

*Robson Braga de Andrade*

Presidente

**Gabinete da Presidência**

*Teodomiro Braga da Silva*

Chefe do Gabinete - Diretor

**Diretoria de Desenvolvimento Industrial e Economia**

*Carlos Eduardo Abijaodi*

Diretor

**Diretoria de Relações Institucionais**

*Mônica Messenberg Guimarães*

Diretora

**Diretoria de Serviços Corporativos**

*Fernando Augusto Trivellato*

Diretor

**Diretoria Jurídica**

*Hélio José Ferreira Rocha*

Diretor

**Diretoria de Comunicação**

*Ana Maria Curado Matta*

Diretora

**Diretoria de Educação e Tecnologia**

*Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti*

Diretor

# ORGANIZAÇÃO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS



Brasília, 2021



*Confederação Nacional da Indústria*

**PELO FUTURO DA INDÚSTRIA**

© 2021. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

**Gerência Executiva de Infraestrutura**

FICHA CATALOGRÁFICA

---

C748a

Organização do mercado atacadista de gás : experiências internacionais /  
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2021.  
100 p. : il.

1.Mercado Atacadista. 2. Mercado de Gás. 3. Comércio Internacional I. Título.

CDU: 662:339.54

---

CNI  
Confederação Nacional da Indústria  
**Sede**  
Setor Bancário Norte  
Quadra 1 – Bloco C  
Edifício Roberto Simonsen  
70040-903 – Brasília – DF  
Tel.: (61) 3317-9000  
Fax: (61) 3317-9994  
<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

**Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC**  
Tels.: (61) 3317-9989/ 3317-9992  
[sac@cni.com.br](mailto:sac@cni.com.br)

# LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Funcionamento do mercado de capacidade de entrada e saída.....	25
<b>Figura 2</b> – Evolução da comercialização de gás e a maturidade do mercado .....	26
<b>Figura 3</b> – Centros de comercialização de gás nos EUA.....	36
<b>Figura 4</b> – Rede de gasodutos e infraestruturas na Holanda .....	50
<b>Figura 5</b> – Mapa de bacias sedimentares argentinas .....	55
<b>Figura 6</b> – Distribuidores de gás natural na Argentina.....	59
<b>Figura 7</b> – Condições necessárias para a criação de um hub de gás natural .....	66
<b>Figura 8</b> – Natureza das reformas a serem implementadas no Brasil .....	77

# LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1</b> – Produção e consumo de gás natural nos EUA entre 2009-2019 (bilhões m <sup>3</sup> ) .....	29
<b>Gráfico 2</b> – Distribuição do consumo GN no Reino Unido por segmento (2019) .....	39
<b>Gráfico 3</b> – Consumo percentual de gás natural na Holanda por setores (anos selecionados) ..	47
<b>Gráfico 4</b> – Volume comercializado e transportado e número de participantes ativos no TTF (2012-2019) .....	53
<b>Gráfico 5</b> – “Churn ratio” em hubs de referência (2015=100).....	54
<b>Gráfico 6</b> – Evolução da produção e do consumo de gás natural na Argentina, 2009-2019 (em bmc) .....	56

# LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Produção de gás natural por empresa na Argentina em 2019.....	60
---	----

# LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 1</b> – Resumo dos atributos dos mercados de gás em países selecionados.....	71
--	----



# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO</b> .....	<b>9</b>
<b>SUMÁRIO EXECUTIVO</b> .....	<b>11</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>17</b>
<b>2 O DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS ATACADISTAS DE GÁS NO CONTEXTO INTERNACIONAL</b> .....	<b>21</b>
2.1 Criação de mercados <i>spot</i> para o gás .....	22
2.2 Papel do transporte para o desenvolvimento de um mercado <i>spot</i> de gás .....	24
2.3 A evolução da maturidade dos mercados liberalizados de gás .....	26
<b>3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS</b> .....	<b>29</b>
3.1 Estados Unidos .....	29
3.1.1 Governança geral do mercado de gás .....	30
3.1.2 Desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás .....	33
3.2 Reino Unido .....	39
3.2.1 Governança geral do mercado de gás .....	40
3.2.2 Desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás .....	44
3.3 Holanda.....	46
3.3.1 Governança geral do mercado de gás .....	47
3.3.2 Desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás .....	50
3.4 Argentina.....	55
3.4.1 Governança geral do mercado de gás .....	56
3.4.2 Desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás .....	58
<b>4 MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS PARA FOMENTAR A COMPETIÇÃO E O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS</b> .....	<b>65</b>
4.1 Separação dos elos da cadeia.....	66
4.2 Livre acesso ao transporte, à distribuição e às infraestruturas essenciais .....	68
4.3 Promoção da diversificação da oferta .....	68
4.4 Liberalização do mercado final .....	69
4.5 Acoplamento dos mercados de transporte e <i>commodity</i> .....	70
<b>5 RECOMENDAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS NO BRASIL</b> .....	<b>75</b>
5.1 Separação dos elos da cadeia.....	77
5.2 Livre acesso ao transporte, à distribuição e às infraestruturas essenciais .....	78
5.3 Promoção da diversidade da oferta de gás.....	80
5.4 Liberalização do mercado final de gás .....	81
5.5 Acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás .....	82
5.6 Desenho do mercado atacadista .....	83
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>87</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>91</b>
<b>ANEXO A – PRINCIPAIS PROPOSTAS DA ANP PARA A CRIAÇÃO DE UM MERCADO ORGANIZADO DE GÁS NO BRASIL</b> .....	<b>97</b>



# APRESENTAÇÃO

A modernização do mercado de gás natural é uma das principais propostas do setor produtivo para reduzir os custos da energia e apoiar a retomada do crescimento econômico, especialmente neste momento em que o país precisa superar a grave crise causada pela pandemia da Covid-19.

O novo Marco Legal do Gás Natural (Lei nº 14.134/21) foi um importante passo nessa direção. A legislação, aprovada recentemente, cria as bases para um mercado mais aberto à concorrência e deve impulsionar os investimentos no setor, além de diminuir o preço desse importante insumo para a produção industrial.

A indústria brasileira tem potencial para se tornar uma grande demandante de gás natural. Atualmente, o setor consome 37 milhões de metros cúbicos do insumo ao dia, o que representa cerca de 50% da produção nacional. Essa demanda pode dobrar nos próximos anos, com a queda do preço do gás natural a níveis mais competitivos.

Entretanto, a efetiva abertura do mercado requer a entrada de novos empreendedores e de mais investimentos. Isso é fundamental para promover a concorrência e garantir o melhor aproveitamento das oportunidades que se abrirão com aumento da oferta de gás natural no pré-sal.

Esse estudo examina experiências internacionais de liberalização e organização dos mercados atacadistas de gás natural. Nosso objetivo é subsidiar as discussões sobre o modelo mais adequado ao Brasil.

As lições de outros países mostram que o incentivo à competição e o desenvolvimento de mercados abertos exigem um arcabouço regulatório apropriado, que promova avanços no campo institucional e na governança do modelo setorial.

Boa leitura.

**Robson Braga de Andrade**

Presidente da CNI



# SUMÁRIO EXECUTIVO

O Programa Novo Mercado de Gás, que envolve a reestruturação do mercado de gás e a nova lei do gás (Lei nº 14.134/21), tem como principal objetivo aumentar a concorrência e promover a competitividade por meio da modernização do mercado de gás brasileiro. Ademais, visa criar condições para o aproveitamento do potencial produtivo de gás no país, notadamente a partir das descobertas do pré-sal, viabilizando que produtores e importadores independentes tenham acesso ao mercado final de gás.

Um passo importante nesse processo de reforma da indústria do gás é o desenvolvimento de um mercado atacadista de gás, tendo em vista as condições atuais de organização do mercado e das infraestruturas de transporte e distribuição. Neste sentido, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) apresentou o documento “Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento”, com o objetivo de revisar os regulamentos das atividades de comercialização e de carregamento de gás natural (Resoluções ANP 52/2011 e 51/2013).

A proposta da ANP foi direcionada para um modelo com os seguintes alicerces: i) livre acesso ao sistema de transporte para favorecer a multiplicidade de agentes; ii) transparência na formação dos preços; iii) promoção da liquidez da oferta; e iv) uniformização de regras, produtos e prazos de funcionamento dos mercados organizados passando segurança e previsibilidade aos envolvidos.

O presente trabalho tem o objetivo de subsidiar as discussões sobre o modelo conceitual de organização do mercado mais adequado, indicando as melhores práticas internacionais que fomentaram a competição e o desenvolvimento de mercados abertos. As experiências internacionais demonstram que o processo de construção dos mercados requer capacitação institucional e setorial para propor um desenho do mercado atacadista competitivo, além da implementação de um arcabouço regulatório adequado para este mercado.

Este estudo analisou a experiência internacional de liberalização e organização dos mercados atacadistas de gás, com foco nas experiências dos Estados Unidos, do Reino Unido, da Holanda e da Argentina. Esta análise identificou que os países que foram bem-sucedidos no desenvolvimento do mercado competitivo de gás promoveram reformas que abarcaram as seguintes etapas: i) separação dos elos da cadeia do gás; ii) promoção da diversidade da oferta de gás; iii) liberalização do mercado final de gás; iv) o acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás; e, finalmente, v) o desenho dos mercados atacadistas para molécula e para capacidade de transporte.

A primeira etapa do processo de liberalização e introdução do livre acesso às atividades do sistema de infraestrutura do gás vai exigir da ANP a certificação de independência das transportadoras e a autorização e regulação dos atores interessados em atuar. É importante garantir que não haja conflitos de interesses nas atividades desempenhadas pelo transportador e operador do *hub*, separando os elos da cadeia de transporte e distribuição. Nos principais *hubs* europeus foi realizada a separação total das atividades do transportador e de distribuição e comercialização do gás.

Outro ponto relevante a ser discutido no Brasil diz respeito aos incentivos e à atração de empresas dispostas a disputar o mercado final de gás. A diversidade de ofertantes potencializa as trocas de gás no mercado de ajuste e secundário de gás e transporte. A redução de concentração e de barreiras à entrada na oferta foi fundamental no processo de viabilização da competitividade em nações como Argentina, Reino Unido e outros países europeus. Nesses casos, o mercado era caracterizado pelo monopólio estatal e foi preciso realizar reformas estruturais. Pelo lado da liberalização do mercado final, a diversificação de atores é relevante e deveria ser implementada, ao menos, nos grandes consumidores, pois reduz a interdependência da cadeia e a ocorrência de condutas oportunistas. Isso foi importante para a ampliação da liquidez dos mercados de países como EUA, Reino Unido, Holanda e Argentina.

A redução dos custos de transação em um mercado com muitos atores e liquidez é parte fundamental para garantir a comercialização dos produtos. Algumas das iniciativas que favorecem a integração com custos menores e, conseqüentemente, preços mais competitivos incluem: i) a tarifação dos serviços de transporte por entrada e saída; ii) a criação de um mercado de balanceamento do sistema de transporte; iii) a criação de um mercado secundário de gás e capacidade; iv) a padronização de produtos e contratos; e v) o acoplamento do mercado de capacidade de transporte e de molécula de gás.

Finalmente, a etapa de desenho de um mercado atacadista consiste na organização de *hubs* de gás e na introdução de plataformas eletrônicas de comercialização de capacidade de transporte e gás. A experiência internacional mostra que a introdução de um mercado de ajuste para balanceamento do sistema de transporte é um passo importante para o desenvolvimento inicial do mercado *spot* de gás.

O aumento da liquidez no mercado *spot* cria as condições para entrada de agentes financeiros no mercado, interessados na arbitragem de preços contribuindo para aumentar ainda mais a liquidez no mercado e criando as condições para o surgimento de um mercado futuro de gás.

A partir desta análise da experiência internacional este estudo traz algumas recomendações para criação de um mercado atacadista de gás no Brasil, que se encontram a seguir.

### *Promoção da separação dos elos da cadeia*

Implementação da agenda regulatória da ANP, que inclui a certificação de independência das transportadoras e a regulação do acesso às infraestruturas essenciais. Desta forma, produtores e importadores independentes de gás poderão ter acesso ao mercado por meio do livre acesso a essas infraestruturas.

Outro aspecto muito relevante para o futuro do mercado de gás é a separação entre o transporte e a distribuição de gás. Ainda existe no Brasil muita incerteza regulatória sobre a separação entre essas duas etapas da cadeia. A introdução de uma tipificação clara dos gasodutos de transporte pela ANP, permitindo diferenciar os gasodutos de transporte e de distribuição, é condição fundamental para o bom desenvolvimento do mercado. A regulação técnica dos gasodutos de transporte pela ANP, previsto no texto do projeto de lei do gás, aprovado pela Câmara dos Deputados, representa um avanço importante nesta direção.

### *Promoção da diversidade da oferta de gás*

Apesar dos esforços regulatórios da ANP e do acordo entre CADE e Petrobras (TCC), assinado em 2019, para desverticalizar e impulsionar o mercado de gás brasileiro, a empresa continua sendo praticamente a única supridora de gás no mercado. A promoção da desconcentração e diversidade da oferta representa condição necessária ao desenvolvimento de um mercado *spot* de gás no Brasil. Neste sentido, é fundamental a implementação do TCC que prevê que a Petrobras deixe de comprar gás dos produtores independentes no país. Entretanto, mesmo após a implementação do acordado no TCC, a Petrobras continuará responsável pela produção de cerca de 70% do gás produzido no país. Dessa forma, será fundamental a implementação de medidas adicionais para redução da concentração da oferta de gás, pelo CADE e ANP, de forma a avaliar a viabilidade da implementação de metas de participação no mercado por parte da empresa.

Atualmente, a Petrobras é a única carregadora de gás no país. Apenas o Gasbol (gasoduto -Bolívia-Brasil) tem capacidade a ser ofertada para novos carregadores de gás. Assim, é igualmente fundamental, que a ANP e o CADE avaliem novos instrumentos e metas para a desconcentração do mercado de capacidade de transporte.

Por fim, a experiência internacional mostra que a existência de capacidade de estocagem de gás é uma condição importante para o desenvolvimento de um mercado de gás competitivo. No Brasil, os produtores independentes de gás não possuem uma flexibilidade de oferta de gás (majoritariamente associado ao petróleo) compatível com o mercado de gás, em particular o da geração termelétrica. Desta forma, torna-se muito importante o desenvolvimento do arcabouço regulatório e de modelos de negócios que permitam o desenvolvimento de projetos de estocagem de gás no Brasil.

Adicionalmente, visando acelerar a entrada de novos ofertantes no mercado de gás, é fundamental que a ANP implemente a diretriz estabelecida pelo CNPE por meio da Resolução nº 16/20, que prevê que a Petrobras ofereça provisoriamente serviços de flexibilidade para novos ofertantes no mercado de gás brasileiro.

### *Promoção da liberalização do mercado final de gás*

A Resolução nº 16/20 do CNPE contém diretrizes para que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os governos estaduais a promoverem reformas no elo de distribuição de gás natural, mediante:

- privatização das distribuidoras (com a redefinição/revisão dos contratos de concessão, por exemplo, por meio de aditivos);
- regulação sobre consumidores livres, autoprodutores e importadores; e
- criação e/ou capacitação de agência reguladora autônoma de gás natural, com requisitos mínimos de governança, transparência e formalidades de tomada de decisão.

Uma das iniciativas para a harmonização da regulação federal e estadual foi a elaboração pela ANP do “Manual de Boas Práticas Regulatórias”. Apesar do avanço com a elaboração do Manual, o tema da harmonização não avançou significativamente. Para que esse avanço ocorra de forma satisfatória, serão necessários instrumentos de incentivo aos estados para avançarem na harmonização de melhores práticas regulatórias e liberalização do mercado de gás; no acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás e na implementação pela ANP do sistema tarifário por entrada-saída em todos os sistemas de transporte de gás. Adicionalmente, o desenvolvimento de um mercado de ajuste para capacidade de transporte, por meio dos códigos de rede, permitindo que o balanceamento das injeções e retiradas do sistema de transporte ocorram via comercialização de gás entre carregadores e comercializadores.

### *Desenho do mercado atacadista*

O desenho do mercado atacadista de gás deve começar pela definição clara da competência regulatória do governo federal e dos estados sobre a comercialização. Este tema ainda não está pacificado e depende da aprovação da Nova Lei do Gás e, provavelmente, de novos instrumentos regulatórios para estabelecer a fronteira entre o mercado atacadista (regulado pela ANP) e o varejista (regulado pelos estados). Desta forma, é fundamental que este tema seja pacificado no âmbito dos esforços políticos e regulatórios para harmonização da regulação federal e estadual.



Em seguida é fundamental implementar o desenho de mercado proposto pela ANP no Modelo Conceitual do Mercado de Gás da Esfera de Competência da União (ver anexo A), com as seguintes sugestões de ajustes:

- simplificação do desenho do mercado, evitando a sobreposição de atividades entre diferentes instituições. Em particular, é importante atentar para a diferenciação entre o papel do *hub* de gás que busca oferecer serviços de *hub* para o bom funcionamento do mercado de gás e o papel do mercado *spot*, que deve oferecer serviços para negociação de contratos padronizados e transações de balcão;
- os serviços de *hub* de gás podem ficar a cargo do operador do Ponto Virtual de Negociação (PVN). Já a operação do mercado *spot* pode ficar cargo da Entidade Gestora do Mercado Organizado;
- no período inicial, quando não houver a integração das áreas de mercado de capacidade das três grandes transportadoras, o operador do PVN pode ser a própria transportadora, considerando que estas tenham a independência certificada pela ANP. Após a integração das áreas de mercado das transportadoras, o operador do PVN deverá ser a Gestora de Área de Mercado, formada a partir de uma proposta coordenada pelas transportadoras e aprovada pela ANP;
- a Entidade Administradora do Mercado Organizado de Gás deve ser uma instituição com uma competência para a operação de mercado balcão e bolsa. Em geral, essa atividade é realizada por empresa especializada na oferta de serviços de negociação, incluindo câmaras de liquidação (Clearing); e
- a realização pela ANP do desenho do mercado organizado de gás no Brasil deve ser acompanhada por um roadmap para todo o processo de liberalização do mercado de gás. O desenho do mercado organizado do gás deve ser feito concomitantemente à implementação de reformas estruturais que reduzam a concentração do mercado e a implementação da agenda regulatória da ANP que permitirá introdução da concorrência no mercado.



# 1 INTRODUÇÃO

Em cumprimento à agenda regulatória da ANP, em setembro de 2020, foi apresentado para consulta pública o documento “Modelo Conceitual do Mercado de Gás da Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento”.

Este consiste na primeira etapa do processo de revisão dos regulamentos relativos às atividades de comercialização e carregamento de gás natural (Resoluções ANP nº 52/2011 e 51/2013). A agência propõe rever ambas as resoluções, pois entende que é mais eficaz tratar conjuntamente a caracterização do mercado do gás natural e o relacionamento comercial dos agentes. A nova regulamentação terá como escopo a organização e o funcionamento do mercado, apontando as normas de autorização, de obrigações e responsabilidades e de requisitos.

Assim sendo, o documento da ANP analisa os principais elementos do funcionamento de um mercado de gás natural e disponibiliza um conjunto de questões para discussão. São contempladas temáticas essenciais como: a contratação de capacidade de transporte; a compra e venda de gás natural em mercados organizados (mercado de balcão e *spot*); e a participação em mecanismos de contratação destinados a promover ações de balanceamento (ANP, 2020).

O presente estudo procura contribuir com o debate proposto pela ANP, analisando a experiência internacional de liberalização e desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás natural. O trabalho pretende mostrar as principais características e etapas para a constituição de um mercado organizado de gás, com o intuito de responder aos questionamentos colocados pela ANP, além de elaborar recomendações e propostas para subsidiar o debate.

A análise da experiência internacional identifica as melhores práticas e os passos necessários para o desenvolvimento de um mercado de gás. O sucesso no desenvolvimento desse mercado é um processo gradual que depende de condicionantes da estrutura da indústria (desconcentração), da disponibilidade de fontes de oferta, além do desenho institucional favorável.

O relatório está organizado em seis seções, incluindo a introdução, seção 1. Inicialmente, na seção 2, é estudado o processo de liberalização e de desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás, atentando para os principais aspectos determinantes do sucesso na estruturação deste tipo de mercado.

Na seção 3, são abordadas algumas experiências internacionais que podem servir de lição e aprendizado para o Brasil. O estudo pautou-se na análise do processo de desenvolvimento do mercado de gás em países como Estados Unidos, Reino Unido, Holanda e Argentina; levando em consideração a governança e estrutura de mercado promovida pelas políticas de Estado. A seção 4 apresenta as melhores práticas na estruturação de mercados atacadistas de gás. A seção 5 apresenta o documento submetido à consulta pública pela ANP e busca responder às questões levantadas no documento. Finalmente, a seção 6 traz recomendações e conclusões para o caso brasileiro, com vistas a acelerar o processo de criação de um mercado organizado de gás no país.





## 2 O DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS ATACADISTAS DE GÁS NO CONTEXTO INTERNACIONAL

A partir da década de 1990, vários países do mundo optaram por reformar a indústria do gás natural visando a criação de um modelo regulatório caracterizado pela atração de investimentos privados em um contexto de competição na oferta de gás. A liberalização da indústria do gás natural seguiu os passos das reformas nas demais indústrias de rede, onde a introdução da competição no mercado se deu por meio da reestruturação da indústria, com a separação entre os segmentos caracterizados pelo monopólio natural<sup>1</sup> e os segmentos potencialmente competitivos. No caso da indústria de gás natural, passou-se a recomendar reformas estruturais caracterizadas pelo *unbundling* ou separação de serviços, que visa à redução do poder de mercado das empresas do segmento de transporte e de distribuição, restringindo-se a atuação destas empresas nas outras etapas concorrenciais da cadeia de gás natural (produção, importação e comercialização) (NEWBERRY, 2000).

As indústrias de gás organizadas na forma de monopólio e oligopólio são caracterizadas por pouca diversidade contratual. Em geral, são utilizados contratos de longo prazo, com uma precificação do gás acoplada ao preço do petróleo e cláusulas de *take-or-pay*<sup>2</sup> relativamente elevadas. Este tipo de contrato permite reduzir os riscos de mercado para os vendedores, garantindo a segurança de fornecimento para os compradores.

A implementação da concorrência e a liberalização do mercado de gás são condições necessárias para o desenvolvimento de um mercado atacadista de gás, por meio de inovações comerciais e contratuais. Com a liberalização do mercado e o aumento do número de compradores de gás, surgem oportunidades para novos tipos de contratos (IEA, 2008). Uma oportunidade clara é o surgimento de um mercado secundário de molécula e capacidade de transporte de gás (ALMEIDA; COLOMER, 2013). Grandes consumidores ou distribuidoras que têm contratos de longo prazo podem evitar o pagamento de gás e de serviço de transporte não consumido por meio da revenda deste gás no mercado secundário, através de contratos de curto prazo. Em geral, o gás vendido no mercado secundário apresenta um preço menor que o gás de contratos primários.

1 O monopólio natural é definido pelas características do custo de produção. Para ter características de monopólio natural, o custo produtivo de concentrar a produção em uma única empresa é inferior ao de dividir a produção por mais de uma empresa.

2 *Take-or-pay* é uma cláusula muito utilizada no mercado de gás, que define um volume mínimo que deve ser retirado, abaixo do qual o comprador paga mesmo que não retire o gás.

À medida que o mercado de curto prazo cresce, torna-se mais viável o mercado secundário de gás e de capacidade de transporte. Quanto maior for a quantidade de transações ocorrendo no mercado de curto prazo, maior será a facilidade de se encontrar interessados no mercado secundário. Neste caso, um agente que possui um contrato de longo prazo para suprimento de gás ou capacidade de transporte encontrará, facilmente, outros agentes interessados em adquirir parte dos seus direitos contratuais.

Vale ressaltar que uma grande parte dos consumidores finais que se tornam livres para comprar diretamente dos produtores/importadores seu suprimento de gás não terá habilidade e informações suficientes para completar as transações. Assim, grande parte estará disposta a pagar um preço pela intermediação das transações, em troca da confiabilidade da oferta. A demanda por intermediação nas transações acaba dando origem ao negócio de empresas comercializadoras independentes de gás natural. Essas são responsáveis pelo fechamento das transações em nome de outros integrantes do mercado.

O surgimento e desenvolvimento do mercado secundário e dos contratos de curto prazo abrem oportunidades importantes para inovações contratuais. Por exemplo, uma vez que os consumidores livres e os comercializadores têm acesso a um mercado de curto-prazo, os contratos de gás interruptíveis passam a ter viabilidade. Parte dos consumidores finais aceitará adquirir gás por meio de contratos interruptíveis, pelo menos para suprimento de parte da sua demanda, e poderá recorrer a contratos de curto prazo para garantir seu suprimento caso seja interrompido pelo fornecedor principal.

## 2.1 CRIAÇÃO DE MERCADOS SPOT PARA O GÁS

Caso a liberalização e a promoção da concorrência sejam bem-sucedidas, surgirá uma dinâmica de aumento da liquidez no mercado de curto prazo de gás, permitindo assim a criação de um mercado organizado de gás, na forma de um centro de comercialização ou mercados *spot* para o gás natural (HEATHER, 2015; HEATHER; PETROVICH, 2017)<sup>3</sup>. Em geral, a criação de um centro de comercialização requer um desenho de mercado com regras bastante complexas para permitir uma forte redução dos custos de transação, a ponto de viabilizar o comércio eletrônico de gás. No mercado *spot*, as transações são anônimas e os contratos são padronizados (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

3 A literatura utiliza o termo de Centros de Comercialização ou *Hub* de gás para designar o local físico onde se desenvolve o mercado *spot* de gás natural. No caso da Europa, o *hub* de gás é virtual, uma vez que a adoção do sistema tarifário de transporte por entrada e saída permite que agentes que tenham contratos de injeção ou retirada em qualquer lugar da rede de transporte possam participar do mercado *spot*.



O mercado *spot* de gás pode situar-se em local físico específico da rede de transporte (*hub* de gás no caso americano) ou pode ocorrer em pontos virtuais, possibilitando a participação de compradores e vendedores em qualquer ponto da rede de transporte (caso do Reino Unido). Em qualquer mercado *spot* (físico ou virtual), existe um acoplamento do mercado de capacidade de transporte e de gás natural. Ou seja, qualquer agente detentor de direitos de injeção ou retirada da rede (ponto virtual) ou do sistema de transporte local do *hub* (ponto físico) podem comercializar gás.

As plataformas eletrônicas oferecem um ambiente de negociação de contratos (gás e capacidade). Estas podem ser de propriedade dos Centros de Comercialização ou independentes. A comercialização no mercado *spot* pode ter como objetivo a entrega física, o *hedge* financeiro ou razões especulativas. Normalmente, os mercados *spot* negociam contratos padronizados de gás, mas existem também *hubs* onde é possível negociar contratos bilaterais de balcão (caso americano). Não raro, os *hubs* de gás têm infraestrutura de estocagem subterrânea associada ao sistema de transporte. A estocagem subterrânea é um instrumento importante para aumento da flexibilidade de oferta de gás e permite a realização de transações de gás visando arbitragem de preços (IEA, 2013).

Finalmente, o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás de elevada liquidez permite o surgimento de um mercado derivativo associado a este mercado *spot*. Caso as transações em um mercado *spot* de gás tenham liquidez suficiente para uma precificação transparente do gás, é possível criar um mercado futuro associado aos preços do mercado *spot*. Surge assim um “mercado de apostas” sobre qual será o preço do mercado *spot* no futuro.

Existem muito poucos mercados futuros de gás no mundo. Basicamente, os únicos com liquidez suficiente para o funcionamento de um mercado futuro são os de Henry Hub nos EUA, de NBP no Reino Unido e de TTF nos Países Baixos.

A operação de um *hub* de gás deve ser independente e deve ter responsabilidades tanto no mercado de *commodity* quanto no mercado de capacidade de transporte. O operador do *hub* deve ser responsável por serviços operacionais e administrativos do mercado *spot* (HEATHER, 2012). Com relação aos serviços operacionais, o operador do *hub* de gás tem as seguintes funções: i) auxiliar no monitoramento e/ou na resolução de desequilíbrios de transporte; ii) disponibilizar aos comercializadores serviços para entrega ou retirada de gás comercializado; e iii) fornecer flexibilidade por meio de estocagem de gás, além de serviços de empréstimo<sup>4</sup> e estacionamento<sup>5</sup> de gás.

4 Serviço onde um vendedor usa gás estocado de outro titular para cumprir suas obrigações contratuais. O “empréstimo” é pago com entrega de gás em momento futuro.

5 Serviço onde um comprador de gás não retira o gás adquirido deixando-o estocado no *hub* para ser retirado em momento futuro (*parking*).

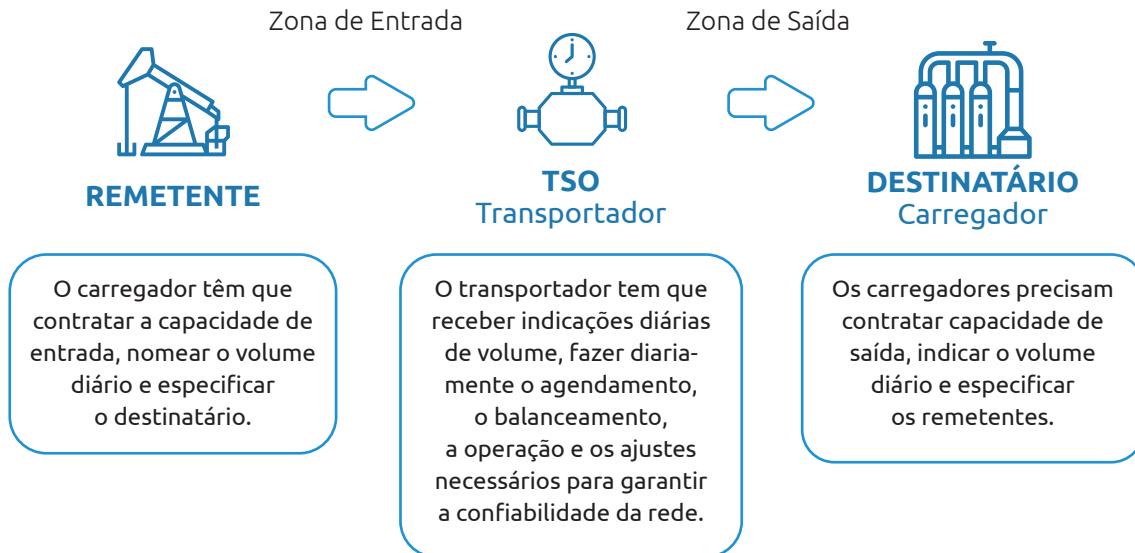
Com relação aos serviços administrativos as funções do gestor do mercado *spot* são: i) executar verificações de crédito; ii) registrar e garantir as transações; iii) arquivar e relatar informações das transações; e iv) realizar transferência de propriedade do gás.

## 2.2 PAPEL DO TRANSPORTE PARA O DESENVOLVIMENTO DE UM MERCADO *SPOT* DE GÁS

Um aspecto extremamente importante do desenvolvimento de um mercado *spot* para o gás é o acoplamento entre o mercado de transporte de gás e o mercado da molécula. Ao contrário do que ocorre no setor elétrico, o gás natural apresenta um custo de transporte elevado e, tradicionalmente, os fluxos físicos foram associados aos comerciais. Isso é, a tarifa de transporte do gás usualmente reflete o trajeto percorrido pelo gás no sistema de transporte. Este é o caso da tarifa calculada pela metodologia ponto a ponto, ou seja, considerando a distância do ponto de entrada e ponto de retirada. Neste caso, cada contrato de molécula deverá estar associado a um contrato específico de transporte. Essa metodologia tarifária representou uma grande barreira para o desenvolvimento de mercados *spot* de gás, já que implica em um grande custo de transação.

Por sua vez, a metodologia de tarifação tipo “entrada-e-saída” faz uma separação do processo de contratação e da capacidade de transporte entre os pontos de injeção e ponto de retirada. Assim, um determinado contrato no sistema tarifário ponto a ponto transforma-se em dois contratos no sistema “entrada-saída” (ALMEIDA, 2005). Um para contratação de capacidade de injeção e outro para contratação de capacidade de retirada. Essa metodologia permite uma separação entre a trajetória do fluxo de gás e o serviço de transporte adquirido pelos carregadores. Neste sistema, o carregador, ao comprar o serviço de entrada, adquire o serviço que o permite vender gás (levar gás para) qualquer agente que tenha comprado o serviço de saída. Do outro lado, o agente que compra o serviço de saída adquire o direito de comprar gás (trazer gás de) qualquer agente que tenha o serviço de entrada no sistema. Assim, o produto vendido pelo transportador (capacidade de transporte) passa a ser independente da trajetória efetiva do gás<sup>6</sup>. A Figura 1 detalha o funcionamento do mercado de capacidade de entrada e saída.

6 Para uma análise sobre a metodologia de tarifação tipo entrada e saída confira Acer (2013), AIE (2018), *Energy Charter Secretariat* (2006), KEMA (2013) e Kiewiet, Petrov e Vos (2013).

**FIGURA 1** – Funcionamento do mercado de capacidade de entrada e saída

Fonte: Elaboração própria.

O sistema tarifário entrada-saída foi introduzido no Reino Unido na década de 1990, visando desenvolver um mercado *spot* no sistema de transporte de gás. Esta metodologia tarifária permitiu a criação do *National Balancing Point* (NBP), que é um *hub* virtual de comercialização de gás. Neste *hub* virtual, todos os agentes que possuem capacidade de injeção contratada podem negociar com os agentes que possuem capacidade de retirada contratada. Os contratos de compra e venda de gás passam a estabelecer esse ponto virtual como o ponto de transferência de propriedade do gás (ALMEIDA; COLOMER, 2013; HEATHER, 2015).

Outro aspecto fundamental para o acoplamento do mercado de transporte de gás ao mercado de molécula é o desenvolvimento de um mercado de ajuste para capacidade de transporte. Ou seja, é importante que os códigos de rede do sistema de transporte permitam que o balanceamento das injeções e retiradas do sistema de transporte ocorram via comercialização de gás entre carregadores e comercializadores. Em geral, o mercado de ajuste de gás tem um papel fundamental para a criação de liquidez no mercado *spot* de gás. Em muitos casos, o mercado de ajuste foi a origem do mercado *spot*.

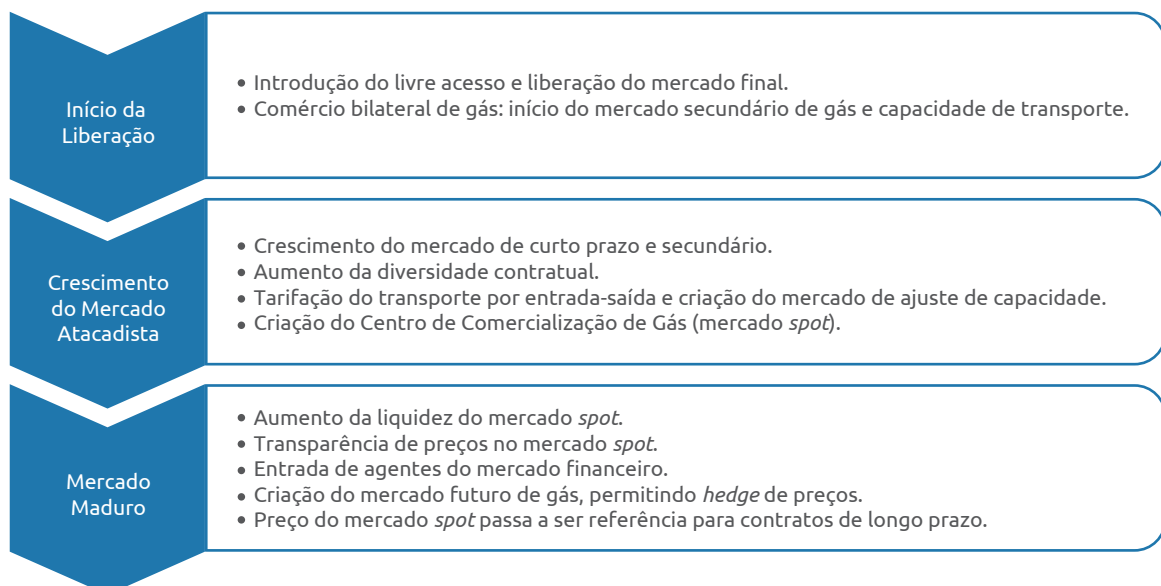
## 2.3 A EVOLUÇÃO DA MATURIDADE DOS MERCADOS LIBERALIZADOS DE GÁS

O início de um mercado atacadista de gás se dá por meio do processo de liberalização do mercado e de introdução do livre acesso ao sistema de transporte, de estocagem, de distribuição e das infraestruturas essenciais (terminais de regaseificação, unidades de tratamento de gás – UPGNs e gasodutos de escoamento) (STERN, 2018). A partir da liberalização inicial, se desenvolve o comércio bilateral de gás com diversos tipos de contratos (longo prazo, curto prazo, firmes e interruptíveis). Com o aumento da liquidez no mercado bilateral, surgem as condições para desenvolvimento de um mercado de ajuste para o sistema de transporte e um mercado *spot* de contratos padronizados de gás. O aumento da liquidez no mercado *spot* cria as condições para entrada de agentes financeiros no mercado, interessados na arbitragem de preços contribuindo para aumentar ainda mais a liquidez no mercado e criando as condições para o surgimento de um mercado futuro de gás (ALMEIDA E COLOMER, 2013; HEATHER, 2015; VAZQUEZ *et al.*, 2016).

O desenvolvimento do mercado futuro permite o surgimento das curvas de preços futuros, que passam a ser instrumentos importantes para *hedge* do mercado de gás, dando maior segurança para os agentes utilizarem o preço do mercado *spot* com referência para os contratos de longo prazo de gás.

É possível associar o nível de maturidade de um mercado liberalizado de gás ao surgimento e o desenvolvimento de diferentes tipos de contratos e formas de comercialização, conforme pode ser visto na Figura 2 a seguir.

**FIGURA 2** – Evolução da comercialização de gás e a maturidade do mercado







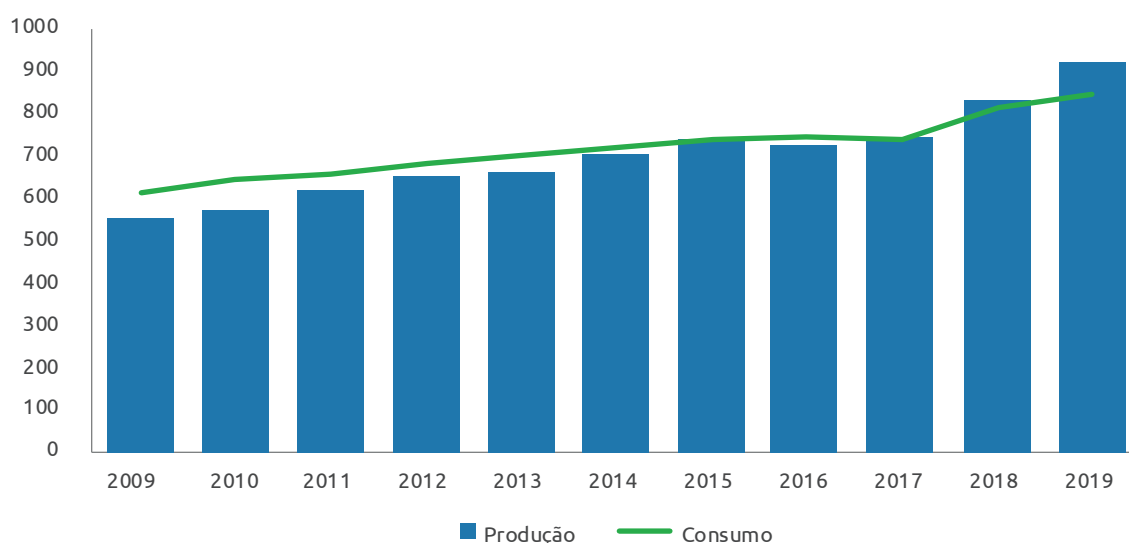
# 3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

## 3.1 ESTADOS UNIDOS

Os EUA é o principal produtor e consumidor de gás natural do mundo. Em 2019, sua produção representou 23,1% do total mundial e seu consumo, 21,5%. Além disso, o país detém a 5ª maior reserva provada de gás (6,5% das reservas mundiais). Segundo dados do *BP Statistical Review (2020)*, o aumento produtivo de 2019 em relação ao ano anterior foi de 10,2% e, entre 2008 e 2018, a média de crescimento por ano foi de 4,3%.

Isso é resultado das inovações na perfuração e no faturamento hidráulico que levaram a um *boom* da produção do *shale gas* e a uma mudança na matriz energética com substancial declínio do carvão. Assim, foi possível quase dobrar o crescimento das exportações de gás em 2019 em relação a 2016. A exportação de GNL cresceu entre 2008 e 2018 a uma média de 39,7% por ano.

**GRÁFICO 1** – Produção e consumo de gás natural nos EUA entre 2009-2019 (bilhões m<sup>3</sup>)



Fonte: Elaboração própria a partir de *BP Statistical Review (2020)*.

O consumo de gás cresceu a uma média de 2,7% ao ano entre 2008 e 2018. Desde 2018, o país ultrapassou a marca de mais de 800 bilhões de m<sup>3</sup> produzidos e consumidos. Em 2019, a produção cresceu em relação ao consumo e ficou acima dos 900 bilhões de m<sup>3</sup>. O consumo industrial e residencial representa mais da metade do total. O país dispõe de 24 *hubs* de comercialização, sendo o Henry Hub o principal devido à conexão com 12 gasodutos e três reservatórios de estocagem. É um *hub* de referência e com preços bastante competitivos.

### 3.1.1 GOVERNANÇA GERAL DO MERCADO DE GÁS

A governança do mercado de gás nos EUA é bastante complexa em função do caráter federal do arcabouço institucional do país. O quadro legal para o setor *upstream* é subdividido entre as atividades de exploração e produção *onshore* e *offshore*, com distinções adicionais entre exploração e produção nos níveis federal, estadual e terras privadas. Atualmente, os mercados de *commodity* não têm preços regulados. No entanto, as atividades de exploração e produção continuam sujeitas a substancial regulação.

A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) é a agência responsável pela regulação e supervisão dos mercados *midstream* interestaduais, principalmente por meio da implementação das disposições do *Gas Act* (1938), emendado pelo *Natural Gas Policy Act* (1978) e *Natural Gas Wellhead Decontrol Act* (1989).

O FERC tem dado atenção especial ao acesso justo às instalações *midstream* como elemento essencial à competição robusta nos mercados de gás. Muitos aspectos das atividades *downstream* constituem assuntos regulados pelos estados. A distribuição no varejo é regulada por eles; em todos os estados, os grandes consumidores são livres para adquirir gás no mercado atacadista. A maioria dos estados implementou a liberalização para todos ou pelo menos para parte dos consumidores do segmento comercial e residencial.

Os EUA não têm uma única agência governamental responsável diretamente pela autorização das atividades de exploração e produção de gás, e a autorização para um projeto dependerá da localização da atividade. Os direitos minerais podem ser obtidos em qualquer tipo de área (áreas federais, estaduais ou privadas).

#### *Terras federais*

i) *Offshore*: as duas agências mais importantes que supervisionam a exploração em terras federais são o *Bureau of Land Management* (MMS) do *US Department of the Interior*, que regulamenta a perfuração *onshore*, e o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM), que regulamenta a exploração *offshore* em águas federais. Ambos são órgãos do *Department of Interior* (DoI). O MMS tem autoridade para arrendar as terras federais *offshore*, monitorar



a exploração e produção, e coletar as receitas de royalties. Antes da implementação de um programa de concessão, o DoI deve fornecer as informações do programa aos estados afetados e averiguar a opinião deles, da indústria, de outras agências federais e do público em geral por meio do *Federal Register*. Após essa etapa é feita a licitação.

ii) *Onshore*: o BLM é responsável por controlar o desenvolvimento mineral em terras federais. O órgão tem jurisdição sobre a exploração e produção de petróleo e gás em terras federais *onshore* e é a agência que regula o arrendamento dessas terras<sup>7</sup>.

### *Terras estaduais e privadas*

Cada estado tem seus próprios requisitos para a concessão de terras estaduais. A concessão de terras privadas, entretanto, é deixada para cada proprietário. As agências estaduais são responsáveis por regular as operações de petróleo e gás nas terras estaduais e privadas.

### *Outros órgãos reguladores*

As políticas para o transporte interestadual do gás natural são estabelecidas pelo FERC. As políticas para o transporte intraestadual do gás natural, distribuição e oferta são estabelecidas individualmente pelos estados.

A autoridade reguladora do FERC inclui: i) a regulação da construção de gasodutos e instalações de estocagem e GNL; ii) a regulação do transporte interestadual; iii) a emissão de certificados de conveniência e necessidade pública para as companhias provendo serviços em energia ou construindo e operando gasodutos ou plantas de estocagem interestaduais; iv) a regulação do abandono das instalações; v) o estabelecimento das tarifas para os serviços sob sua jurisdição; vi) a regulação do transporte de gás natural conforme o *Natural Gas Policy Act* e o *Outer Continental Shelf Lands Act*; e vii) a supervisão da construção e operação dos gasodutos nos pontos de exportação ou importação de gás natural.

As comissões reguladoras estaduais geralmente incluem: i) autoridade sobre o transporte intraestadual, distribuição e venda de gás natural dentro de seu estado; ii) que seja assegurado que os consumidores recebam o gás de modo seguro e confiável, e com tarifas não discriminatórias; iii) autoridade sobre linhas que recolhem o gás natural das áreas de produção para o transporte *downstream* em qualquer um dos gasodutos interestaduais ou intraestaduais; e iv) autoridade para regular e reforçar os padrões de segurança.

<sup>7</sup> Em 2021, o governo americano decidiu implementar uma moratória na concessão de blocos para exploração petrolífera em terras federais.

### Regulação da concorrência

A *Federal Trade Commission* (FTC) e o *Antitrust Division of the Department of Justice* (DoJ) têm a responsabilidade principal para punir as práticas anticompetitivas. A FTC e o DoJ, sob leis como o *Sherman Act* e o *Clayton Act*, têm o poder de prevenir condutas anticompetitivas como monopólio, fixação e discriminação de preços, divisão de mercado. A advocacia estatal tem autoridade sobre as violações na lei antitruste dos estados. O FERC também tem autoridade para tratar práticas anticoncorrenciais envolvendo gasodutos de gás natural por meio de sua autoridade para aprovar tarifas, termos e condições dos serviços, e, por meio do *Office of Market Oversight and Investigations* (OMOI), tem autoridade para investigar as práticas anticompetitivas no mercado atacadista de gás natural.

### Autorizações de importação e exportação

De acordo com a seção 3 do *Natural Gas Act*, o importador ou exportador de gás natural deve obter uma autorização do *Natural Gas and Petroleum Import and Export Office do DoE*. Em casos relacionados com instalações que cruzam as fronteiras, o FERC consulta o *US Department of State and Defence*.

Em suma, o FERC é caracterizado por elevado grau de autonomia regulatória e transparência do processo decisório, o que confere grande credibilidade para suas decisões. Ademais, após a crise da eletricidade na Califórnia o órgão reforçou seu poder de monitoramento e supervisão de práticas anticompetitivas, estabelecendo uma unidade específica para tal fim.

No que tange especificamente ao gás natural, o FERC tem adotado normas detalhadas sobre as relações entre as companhias de gás natural e suas filiadadas. As normas permitem que as companhias de gasodutos transacionem com suas filiadadas nas mesmas condições que outros clientes. Entretanto, essas normas contêm uma série de padrões de conduta e outros dispositivos que impedem que as filiadadas sejam beneficiadas por essa condição. As normas incluem: i) proibição de transações preferenciais; ii) proibição de informações não públicas para as filiadadas; iii) divulgação pública caso essa proibição seja violada; iv) separação funcional dos registros e empregados entre as atividades de comércio e transporte; v) identificação das relações filiadadas; e vi) oferta contemporânea de qualquer desconto.

### 3.1.2 DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS ATACADISTAS DE GÁS

Nas últimas três décadas a regulação da indústria de gás nos EUA experimentou grandes transformações. Houve uma mudança geral em direção à concorrência e afastamento em relação aos preços determinados administrativamente, com exceção do transporte interestadual e da distribuição local.

Entre 1954 e 1992, o governo americano interveio fortemente na formação dos preços de gás nos EUA, inclusive com aprovação dos preços da molécula por meio do custo de serviço<sup>8</sup>. O controle do preço do gás boca do poço trouxe grandes entraves para a realização de novos investimentos no segmento da produção (aumento dos riscos econômicos e da burocracia). Em função desses entraves, a produção e venda de gás nos Estados Unidos reduziu-se em 25% entre 1972 e 1986. Após 1986, a produção de gás começou a se recuperar em resposta à evolução do arcabouço regulatório, sendo que somente em 1992 o volume de vendas atingiu aquele de 1972.

Com a redução dos investimentos, os primeiros sinais de escassez de gás surgiram no início da década de 1970. No inverno 1971-1972, faltou gás para atender a demanda de pico em vários estados americanos. Esta escassez levou o FPC a estabelecer preços mais elevados para o gás na boca do poço e a criar incentivos à produção, que incluíam pré-pagamento do gás a ser produzido, e relaxamento do controle de preços para vendas consideradas emergenciais.

Essa crise energética levou o congresso a aprovar o *Natural Gas Policy Act* (NGPA) em 1978. Para minorar o problema de falta de gás, foi definida uma política de preços diferenciada para os novos produtores em função dos custos de produção de cada campo<sup>9</sup>. A introdução da competição no mercado de gás nos Estados Unidos se desenvolveu de forma definitiva com a crise econômica do início dos anos 1980. A recessão econômica do início dos anos 1980 foi responsável pela redução inesperada da demanda de gás, gerando a conhecida bolha de gás americana. Com o excesso de oferta de gás, o preço do gás na boca do poço reduziu-se significativamente. A redução afetou frontalmente a situação financeira das principais empresas transportadoras. Estas empresas haviam contratado gás a preços mais elevados em resposta aos incentivos da NGPA de 1978. Desta forma, as empresas transportadoras passaram a ter grandes dificuldades para honrar seus contratos de tipo *take-or-pay*.

8 O segmento da produção permaneceu desregulado até 1954. Entretanto, em junho deste ano, a Suprema Corte Americana arbitrou uma disputa entre a empresa Phillips Petroleum e o regulador do estado de Wisconsin, onde ficou estabelecido que o regulador podia estipular preços do gás na boca do poço pelo custo de serviço. Essa decisão criou jurisprudência para que os reguladores estaduais e federais passassem a controlar o preço do gás produzido.

9 Cerca de 20 preços foram estabelecidos, de acordo com as condições do poço.

Em 1984, após um processo de negociação com as empresas transportadoras, o FERC eliminou as obrigações com as cláusulas tipo *take-or-pay*, desde que as empresas passassem a dar livre acesso a terceiros. Iniciou-se, portanto, a separação das funções de comercialização e de serviços de transporte das empresas de gasodutos. Essa reforma teve resultados imediatos: em 1985, mais de 50% do volume de gás transportado pelas empresas transportadoras interestaduais pertencia a terceiros. Em 1989, ficou estabelecida a eliminação total do controle de preços do gás na boca do poço.

Verifica-se, dessa forma, que a introdução da competição nos EUA aconteceu como resposta a desequilíbrios contratuais que surgiram em função da dificuldade do arcabouço regulatório tradicional para se adaptar às variações inesperadas do contexto de mercado. Dada a dificuldade de adaptação do arcabouço regulatório tradicional, os agentes passaram a buscar soluções em contratos mais flexíveis, característicos de mercados competitivos. A concorrência foi percebida pelos agentes como uma forma de contornar a inflexibilidade dos contratos associados ao padrão de regulação tradicional. Adiciona-se a isso a percepção, por parte dos agentes, de oportunidades de negócios associadas aos contratos mais flexíveis.

Em 1992, um novo conjunto de regulamentações do FERC deu contornos mais precisos ao atual mercado do gás nos EUA, por meio da busca de condições igualitárias para o comércio de gás e eliminação definitiva dos entraves para a concorrência neste mercado. Os principais pontos da reforma foram:

- livre acesso à infraestrutura de transporte e estocagem das empresas transportadoras. As empresas de gasodutos são obrigadas a dar livre acesso para todos os clientes de forma não discriminatória, e a informar periodicamente sobre a disponibilidade de capacidade para transporte e estocagem;
- transparência de preços por meio da desagregação dos serviços (*unbundling*). Os clientes devem contratar de forma separada o suprimento e os serviços de transporte e estocagem. As empresas de transporte não podem atuar diretamente na comercialização, a não ser por meio de filiais;
- empresas de transporte foram obrigadas a cuidar da realocação de capacidade de transporte e estocagem retornada pelas empresas carregadoras de forma temporária ou permanente. Criação de boletins eletrônicos padronizados para anúncio da capacidade disponível;

- estabelecimento do sistema *Straight Fixed Variable* (SFV) para fixação das tarifas de transporte. A tarifa é fixada pelo regulador com base no custo do serviço, entretanto é dividida em dois componentes. Do total, 90 a 95% do custo do transporte corresponde à tarifa da capacidade e o restante, à tarifa relativa à *commodity* efetivamente transportada<sup>10</sup>;
- padronização dos contratos para diminuir os custos de transação. Estabelecimento dos pacotes de serviços que podem ser contratados pelos clientes perante os centros de comercialização;
- criação de um mercado de revenda de capacidade de estocagem e de transporte não utilizada, para aumentar a taxa de utilização das redes; e
- criação dos Centros de Comercialização (CDC), também conhecidos como *hubs* de gás.

Os Centros de Comercialização são instituições de mercado que operam nos principais pontos de interconexão da rede de transporte (*hubs* de gás). Sua principal função é agregar a oferta e a demanda de gás, permitindo uma redução sensível nos custos de transação dos mercados. Para reduzir o custo de transação, os *hubs* de gás promovem uma integração dos mercados de *commodity* e capacidade de transporte dentro das instalações do *hub*. Os contratos de comercialização de gás são padronizados e a tarifa de transporte dentro do *hub* é postal. Os vendedores de gás pagam uma tarifa para injeção do gás e os compradores pagam uma tarifa de retirada.

Cada *hub* possui um administrador responsável por cuidar do balanceamento entre os fluxos físicos e contratuais de gás, além da administração do mercado de comercialização da molécula. As transações ocorrem em plataformas eletrônicas e são anônimas. Os *hubs* normalmente têm capacidade de estocagem de gás, seja usando a capacidade de gasodutos, seja a infraestrutura específica para este fim (estocagem subterrânea).

Cada produtor é livre para vender em qualquer *hub*. Da mesma forma, os distribuidores e usuários finais podem comprar em qualquer *hub*. Existem ainda os intermediários (*traders* e *brokers*<sup>11</sup>) que podem comprar em um CDC e vender em outro. Atualmente, existem 24 *hubs* de gás nos EUA, com no mínimo dois e no máximo 22 interconexões de gasodutos (Figura 3). O *Henry Hub*, o mais importante dos EUA, conecta 12 gasodutos e tem acesso a três reservatórios de estocagem. Trata-se do maior centro de comercialização do mundo em termos de volume transacionado e liquidez.

<sup>10</sup> Esse tipo de tarifação visa beneficiar os grandes clientes e as empresas de distribuição que possuem um fator de carga estável. Nesse sistema de tarifação, quanto maior o fator de carga menor o custo total do transporte.

<sup>11</sup> Os "*traders*" fazem diretamente transações de compra e venda de gás. Os "*brokers*", por outro lado, são corretores e fazem apenas uma intermediação entre o comprador e vendedor.

**FIGURA 3 –** Centros de comercialização de gás nos EUA

Fonte: EIA – DOE

O sistema de transporte de gás que conecta os *hubs* permite um processo de arbitragem entre os mercados regionais dos diferentes *hubs* e uma uniformização do preço do gás em toda rede. A diferença entre o preço do mercado nos diversos *hubs*, em teoria, só reflete os custos de transporte do gás. Entretanto, ainda existem problemas de transporte entre alguns dos *hubs*, o que pode criar dificuldade para o processo de arbitragem em momentos específicos.

Da mesma forma, no mercado atacadista de gás, a introdução da concorrência no segmento da comercialização local tem sido feita por meio da separação dos serviços oferecidos pelas companhias de distribuição local, sendo dado livre acesso a terceiros para a utilização da infraestrutura de transporte e estocagem destas empresas. As empresas distribuidoras passam a prestar quatro tipos de serviços: i) o transporte e a entrega do gás por meio de gasodutos de baixa pressão; ii) serviços de estocagem; iii) serviços de comercialização (localização, compra de gás agregação e revenda para consumidores finais); e iv) medição e cobrança. As duas últimas atividades podem ser fornecidas por terceiros.

O aumento das opções de negociação dos carregadores resultou em maior complexidade técnicas e operacionais para a indústria de gás. Novas regras foram introduzidas para garantir a integridade do sistema de transporte e distribuição, conforme detalhamento a seguir.

### *Balanceamento do sistema*

A reforma de 1992 passou a responsabilidade de se garantir o suprimento em períodos de pico das empresas transportadoras para as empresas carregadoras e grandes consumidores. O balanço entre injeção e retirada do sistema de transporte é garantido por acordos operacionais que impedem que os carregadores façam retiradas ou injeção no sistema de forma não agendada. Ademais, as empresas transportadoras podem ordenar que os carregadores façam injeções ou retiradas emergenciais em pontos específicos, para equilibrar a pressão no sistema de transporte. Essas ordens são conhecidas por *Operational Flow Orders*.

### *Multas*

Os clientes que não cumprirem com injeções ou retiradas agendadas ou que não cumpram *Operational Flow Orders* devem pagar multas às empresas transportadoras.

A separação (*unbundling*) das diferentes fases da cadeia do gás permitiu a redução da duração dos contratos para suprimento de GN e o desenvolvimento do mercado *spot*. A participação do mercado *spot* nas vendas totais de gás atingiu 70% no período da bolha de gás americana (1987), recuando e estabilizando-se em seguida em torno de 40%. O grande aumento do número de contratos só foi permitido com o desenvolvimento do comércio eletrônico de gás e com a standardização dos contratos.

No novo mercado do gás, a individualização dos serviços oferecidos passou a ser essencial. Os consumidores de gás têm interesse em adaptar os contratos de fornecimento às características de sua demanda, e os vendedores de diversificar suas carteiras de contratos para ganhar maior flexibilidade no mercado. Contratos de curto prazo (entrega de gás em um período de menos de um mês) dá uma flexibilidade aos fornecedores para se adaptar a mudanças inesperadas na demanda e para atender à curva de carga. O surgimento do mercado de curto prazo permitiu que cada fornecedor de gás ofereça diversas opções de contratos de fornecimento, com diferentes graus de prioridade de fornecimento.

### *Novas formas de contratação para transporte e estocagem*

Apesar da liberalização da indústria do gás natural (IGN), o segmento de transporte ainda está sujeito à uma regulação dos serviços e tarifas. Como já mencionamos, as tarifas nos EUA são reguladas de acordo com o custo do serviço. As empresas de transporte são livres para conceder descontos em relação às tarifas reguladas, que são divididas em tarifa de reserva de capacidade e tarifa de uso do gasoduto. Assim, a lucratividade da empresa de transporte depende da habilidade de comercializar sua capacidade de transporte, mas também da utilização efetiva dessa capacidade.

A introdução da concorrência no suprimento e na comercialização do gás implica, na prática, na concorrência nos sistemas de transporte, pois as empresas situadas nas duas pontas da cadeia do gás estão interessadas em diminuir os custos de transporte. A empresa fornecedora que tiver uma infraestrutura de transporte disponível com menores custos terá mais facilidade de conseguir contratos para a venda deste gás. Da mesma forma, a empresa comercializadora conseguirá melhores contratos de compra quanto mais acessíveis forem os custos de transporte. Uma vez que rotas alternativas para o transporte do gás poderão estar em concorrência, as empresas de transporte com menores custos poderão oferecer melhores tarifas e conseguir assim otimizar a utilização de sua capacidade e obter uma melhor lucratividade.

### *Tipos de serviços de transporte*

Atualmente existem três tipos de serviços de transporte disponibilizados pelas transportadoras: i) transporte interruptível, onde a transportadora pode não disponibilizar a capacidade para o transporte desde que previna o carregador com um curto período de antecedência; ii) transporte firme primário, onde as partes se comprometem a disponibilizar e a utilizar uma certa capacidade de transporte num determinado período de tempo; e iii) e serviço *premium*, onde o carregador não paga nenhuma multa contratual se utilizar uma capacidade de transporte além da contratada com transportador. Neste caso, o transportador oferece uma capacidade de *back-up* lançando mão do mercado interruptível ou por meio de estoques perto do mercado consumidor.

As empresas transportadoras preveem, portanto, serviços de transporte para o atendimento do mercado de curto prazo. Entretanto, além desses serviços, as empresas carregadoras têm também a possibilidade de utilizar o mercado secundário de capacidade para despachar gás no mercado de curto prazo. Os atuais centros de comercialização operam mercado de revenda de contratos de capacidade de transporte. Além deste mercado, é possível a compra de direitos de estocagem ("*Parking*"), de empréstimo de gás ("*Loaning*") ou contratos com opções sobre o fator de carga, para enfrentar os riscos de mudanças abruptas da demanda.

As empresas de distribuição local utilizam principalmente os serviços de transporte firme primário e *premium*, contratando diretamente com as transportadoras, em decorrência da exigência de seus contratos de concessão de garantir o suprimento aos consumidores cativos. Já os grandes consumidores industriais e geradores de eletricidade utilizam em grande parte o serviço firme primário, mas usam também os serviços interruptíveis tendo em vista a possibilidade que têm para a troca de combustíveis. As empresas comercializadoras utilizam um *mix* de serviços mais diversificado, onde os serviços interruptíveis e o mercado secundário de capacidade representam cerca de 2/3 dos contratos.



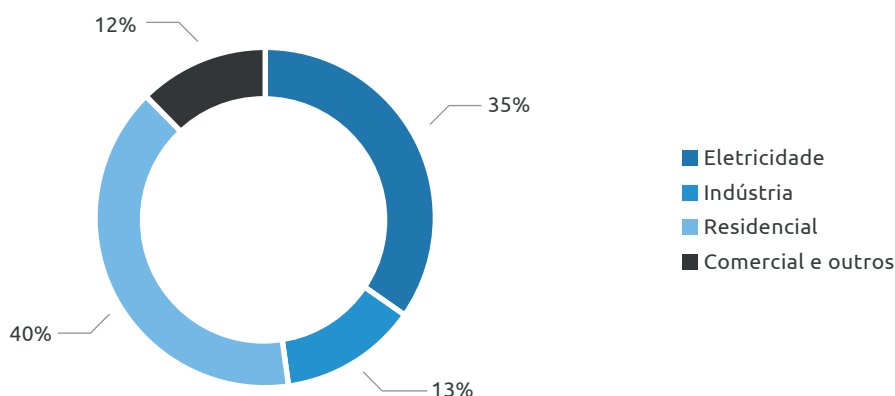
O preço da capacidade de transporte no mercado secundário varia de acordo com o nível da demanda de gás. Portanto, nos períodos de inverno, estes preços tendem a ser mais elevados que no verão, quando a demanda de gás é menor. Em geral, os detentores de contratos de capacidade de transporte disponibilizam capacidade no mercado secundário nos meses mais quentes e recompram capacidade nos meses mais frios.

O preço da capacidade no mercado secundário é sujeito a grandes descontos quando comparado com o preço máximo fixado pelo regulador. Em 1995-96, estes descontos foram de 65% durante os meses frios e de 83% durante os meses quentes. Estes descontos se justificam pois a empresa que recorre ao mercado secundário não tem segurança quanto à disponibilidade do serviço que procura nas condições desejadas.

## 3.2 REINO UNIDO

O Reino Unido, com consumo de 228 milhões m<sup>3</sup>/dia, é o 11º maior mercado de gás natural (GN) do mundo e o terceiro da Europa, atrás da Rússia e Alemanha. Atualmente, o gás natural representa cerca de 31% da matriz energética britânica. Na geração elétrica, o gás natural representa atualmente 41% do total gerado após um longo processo de substituição de carvão. Desde a metade da década de 2000, o consumo de gás tem caído no país, sendo o segmento residencial o mais representativo (Gráfico 1).

**GRÁFICO 2** – Distribuição do consumo GN no Reino Unido por segmento (2019)



Fonte: *Digest of UK Energy Statistics 2020*.

O suprimento doméstico de GN para o Reino Unido vem principalmente dos campos de gás *offshore* no Mar do Norte. A produção em terra corresponde a apenas 1% da oferta total de gás. Com a forte queda da produção nos últimos 20 anos (65% no período), as importações de gás já respondem por metade da oferta interna de gás natural.

A Noruega, que divide operações no Mar do Norte, é a maior exportadora para o Reino Unido (57% do total). Em 2019, as importações de GNL triplicaram, com o Qatar dominando o fornecimento.

### 3.2.1 GOVERNANÇA GERAL DO MERCADO DE GÁS

Com o início da década de 1980, as reformas da indústria do gás natural britânica foram pioneiras globais na liberação e introdução da concorrência. A estrutura da indústria, o arcabouço regulatório e as formas de funcionamento do mercado de gás modificaram-se radicalmente desde então.

O caso do Reino Unido é um exemplo emblemático da importância de reformas estruturais. Sua experiência provou que, em mercados de gás com a presença de um ator dominante na oferta de gás, as medidas regulatórias não são suficientes para a introdução da concorrência.

A indústria do gás natural britânica desenvolveu-se desde o início do século XX a partir da indústria de gás manufaturado. Em 1882, já existiam cerca de 500 companhias de gás manufaturado no Reino Unido, sendo 2/3 do setor privado. Em 1920, já havia 7,5 milhões consumidores de gás manufaturado, a grande maioria no setor residencial. Em 1949, a indústria de gás manufaturado foi nacionalizada com o objetivo de integrar nacionalmente as redes de transmissão e distribuição de gás. Nos anos 1970, a indústria do gás natural iniciou sua trajetória de desenvolvimento no Reino Unido a partir da importação de gás natural liquefeito (GNL) da Argélia<sup>12</sup>. As grandes descobertas de gás nos campos do Mar do Norte levaram o governo a lançar um programa nacional de conversão da infraestrutura de gás manufaturado para o gás natural, o que foi finalizado em 1977.

O “*gas act*” de 1972 introduziu reformas importantes no quadro regulatório vigente cujo marco inicial foi a nacionalização da indústria, em 1949. A principal mudança foi a criação da *British Gas* em substituição aos 12 *Area Boards*<sup>13</sup> e o *Gas Council*. Essa reforma tornou-se necessária com o aumento da oferta de gás natural do Mar do Norte, que era explorado por cerca de 20 empresas ou consórcios. A reforma buscou eliminar uma possível concorrência dos *Area Boards* pelos melhores contratos no suprimento, por meio da criação de um monopólio.

Este novo contexto regulatório permitiu a *British Gas* realizar vultosos investimentos permitindo uma grande expansão da indústria do gás natural britânica. Essa expansão foi facilitada pela vantagem competitiva do GN, uma vez que os preços do gás natural no Reino Unido ficaram muito mais baixos que os dos combustíveis concorrentes a partir do

12 Este foi o primeiro projeto de comércio de gás em longa distância por meio da cadeia do GNL.

13 A lei de nacionalização da indústria em 1949 havia criado 12 submercados para o gás operados pelos *Area Boards*, que funcionavam como empresas estatais que detinham o monopólio em suas respectivas áreas. A regulação era estabelecida pelo *Gas Council*.

choque do petróleo. Grandes investimentos na infraestrutura de transporte permitiram a densificação da rede de transporte e a exploração de economias de escala.

A maturidade da indústria do gás natural britânica foi acompanhada de pressões contra o monopólio da *British Gas*. O aumento da densidade das redes de transporte e distribuição, permitindo o surgimento de rotas alternativas para o transporte e o aumento do número de produtores e consumidores, reduziu a interdependência entre os agentes da cadeia. Grandes consumidores de gás, em particular produtores independentes de eletricidade, passaram a defender a ideia do fim do monopólio da BG, com a perspectiva de ter acesso a novas fontes de suprimento com menor custo e preço.

O processo de liberalização da indústria do gás natural no Reino Unido iniciou-se em 1982 com o *Oil and Gas Act*, que removeu o direito da BG de comprar o gás ofertado no mercado britânico e introduziu o livre acesso à infraestrutura de transporte. Em 1986, uma nova reforma foi realizada com a privatização da BG<sup>14</sup> e adoção de novas medidas para estimular a competição: i) os grandes consumidores (acima de 70.000 m<sup>3</sup>/ano) foram autorizados a contratar o suprimento de gás de novos fornecedores; ii) o livre acesso à infraestrutura de transporte da BG foi facilitado; e iii) a criação do *Office of Gas Regulation* (Ofgas), que tinha como principal função regular o setor de gás assegurando que a *British Gas* não teria vantagens injustas, devido à sua posição monopolista<sup>15</sup>.

Apesar da privatização, a BG permaneceu verticalmente integrada, atuando em toda a cadeia do gás natural. Como a reforma de 1986 não modificou a forma de compra e venda do gás, a BG continuou a ser o monopolista *de facto* no mercado britânico. Apesar da legislação do livre acesso, a contratação de capacidade de transporte por terceiros não foi significativa, uma vez que não restava quantidade suficiente de gás para ser contratado com os produtores. O resultado foi que a BG continuou a ser praticamente a única compradora do gás do Mar do Norte. O poder de mercado da empresa era suficientemente grande para fornecer gás aos consumidores livres, em condições que inibiam novos entrantes. Os contratos com grandes consumidores industriais eram negociados caso a caso.

A evidência de que a reforma de 1986 não havia resultado na introdução efetiva da concorrência no mercado levou o órgão regulador da concorrência (*Monopolies and Mergers Commission – MMC*) a investigar formas de aprimoramento da concorrência neste mercado. A investigação e as recomendações do MMC em 1988 e a investigação do “*Office of Fair*

14 A BG foi privatizada por meio da pulverização de suas ações. A venda arrecadou US\$ 9.5 bilhões para o tesouro britânico, e a empresa passou a ter 1,7 milhões de acionistas.

15 Assim como o *Office of Fair Trading (OFT)* e o *Monopolies and Merges Commission (MMC)*, o OFGAS era independente. A legislação assegurava que o governo não poderia ter envolvimento no seu dia a dia; o diretor-geral de fornecimento de gás era nomeado para um mandato de cinco anos e, somente em casos de doença grave, desonestidade comprovada ou insanidade, o regulador poderia ser afastado antes do término de seu mandato. Em 2000, houve a fusão do regulador de gás (Ofgas) com o regulador de eletricidade (Offer), formando o Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*).

*Trading*" em 1991 levaram o Ofgas a adotar uma série de resoluções para diminuir o poder de mercado da BG e reduzir as barreiras à entrada de novos competidores. Foi estabelecida a meta da redução da participação da BG no mercado competitivo para 40% em 1995. As principais medidas do Ofgas para cumprir esta meta foram:

- a BG foi limitada a contratar no máximo 90% da produção de gás de qualquer novo campo da plataforma continental britânica no período de junho de 1989 a maio de 1991. Esta medida obrigou os produtores a vender pelo menos 10% da sua produção a fornecedores independentes;
- em 1992, a BG foi obrigada a repassar contratos de longo prazo com produtores de gás para mais de 30 novos fornecedores concorrentes;
- a BG foi obrigada a realizar uma separação contábil das suas divisões de transporte e comercialização de gás, e a tornar públicas as tarifas de transporte e armazenamento de gás;
- a BG foi proibida de negociar caso a caso os contratos do mercado livre. Os contratos deveriam ser realizados com base em tarifas públicas e não discriminatórias; e
- finalmente o regulador decidiu aumentar a parcela liberalizada do mercado de varejo, tornando livre os consumidores acima de 7.000 m<sup>3</sup>/ano. Em compensação, a BG obteve autorização para aumentar sua participação no mercado livre para 55%.

Estas medidas levaram a uma importante redução do poder de mercado da BG, que teve sua participação no mercado livre reduzida para 75% em 1992 e para cerca de 25% no final de 1995. O sucesso das reformas visando a introdução da concorrência levou o regulador a retirar a restrição imposta à BG quanto à negociação de contratos com o mercado livre em 1995. A BG voltou a ter as mesmas condições de negociação que os seus concorrentes.

Em 1993, o MMC emitiu um relatório sugerindo novas regras para o mercado, sendo dois pontos fundamentais: i) a separação das áreas de transporte e comercialização da *British Gas*; e ii) a instituição da competição no mercado residencial. O surgimento de um excesso de oferta de gás nos campos produtores do Mar do Norte e a tendência de baixa dos preços no mercado *spot* levaram o governo a tomar a decisão de liberalizar completamente o mercado de gás no Reino Unido em 1994. O *gas act* de 1995 colocou em prática essa decisão governamental, introduzindo um cronograma para a abertura gradativa do mercado dos 19 milhões de consumidores residenciais até 1998.

A BG criou a Centrica, uma empresa *holding* da *British Gas Trading* (BGT), responsável pelo segmento da comercialização do gás. O segmento do transporte passou a ser operado pela empresa Transco. A decisão de separar as áreas de transporte e comercialização de gás da BG foi fundamental para o desbloqueio da competição. Enquanto a BG mantinha

o controle total dos gasodutos, tinha condições de criar obstáculos para a entrada de novos fornecedores. Essa mudança na estrutura da indústria teve grande importância para viabilizar o sucesso da competição no mercado de gás. Até a separação, a Ofgas e outros órgãos reguladores não tinham outra opção, a não ser criar diversas restrições, para que a empresa monopolista se abrisse à competição. Posteriormente, a Transco foi comprada pela *National Grid*, que passou a dar nome à empresa em 2005.

O *Gas Act* de 1995 estabeleceu sistema de licenças que foi fundamental para a introdução da competição no mercado doméstico, iniciada no ano seguinte. Cada uma das licenças exigia uma série de responsabilidades e compromissos dos licenciados. A parte do transporte continuou a ser regulada pelo custo de serviço (tarifas tipo preço teto), uma vez que a Transco continuava detendo o monopólio do transporte de gás.

Segundo Heather (2010), o *Network Code* completa a transição da indústria de gás do Reino Unido para um mercado competitivo em 1996. O Código Uniforme de Rede (*Uniform Network Code*) foi desenvolvido por meio de uma negociação entre a indústria, a Transco e a Ofgas e estabeleceu as regras e procedimento para o acesso ao sistema de transporte (*National Transmission System – NTS*), visando permitir que todos os competidores no mercado fizessem uso dos gasodutos, em bases não discriminatórias. Para prevenir qualquer distorção do mercado, a Transco e outros transportadores não poderiam ter outras licenças para operar como carregador ou distribuidor de gás.

Antes da liberalização total da comercialização, a Transco controlava a entrada e saída de gás do sistema de transmissão. Entretanto, a partir da liberalização do mercado residencial, a responsabilidade de controlar o equilíbrio entre oferta e demanda foi estendida a todos os carregadores que utilizavam os gasodutos. A obrigação de manter o equilíbrio da oferta e demanda de gás numa base diária pelo conjunto de carregadores facilitou o desenvolvimento do mercado *spot* de gás.

O modelo de tarifação do transporte de entrada e saída foi desenvolvido pela BG em um estudo de 1992 (KLOP, 2009). O modelo pretendia dar transparência à formação das tarifas de transporte e simplicidade de cálculo. A tarifação por entrada e saída permite a separação entre as operações de injeção e retirada de gás do sistema, contribuindo para maior liquidez no mercado atacadista de gás. Em contraste ao sistema ponto-ponto, onde relações de injeção e retirada são estabelecidas contratualmente em rotas definidas, a contratação do transporte se tornou mais flexível, permitindo que mais agentes pudessem comercializar a molécula tendo como referência de entrega e retirada o *National Balancing Point* (NBP).

A efetiva implementação da competição no fornecimento de gás no Reino Unido teve impactos econômicos importantes para a economia britânica. Essa competição viabilizou a atração de investimentos para o setor, principalmente por meio da rápida expansão da geração elétrica com base no gás natural. Hawdon (2003) avaliou os impactos econômicos da reforma na indústria britânica e encontrou evidências empíricas de um aumento significativo da eficiência na indústria de gás<sup>16</sup>.

### 3.2.2 DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS ATACADISTAS DE GÁS

A reforma da IGN no Reino Unido implicou em grandes transformações nas formas de contratação e precificação do gás natural. O *Gas Act* de 1995 exigiu o estabelecimento do *Network Code* para a utilização da infraestrutura de transporte. Este código constitui o regime contratual para o gerenciamento dos aspectos comerciais e gerenciais relacionados com o transporte de gás no Reino Unido. Em 2005, o código foi aperfeiçoado e passou a ser denominado de *Uniform Network Code*, sendo modificado com frequência. Seus principais aspectos são:

- **balanceamento diário:** todos os carregadores são obrigados a balancear suas injeções e retiradas de gás diariamente. A *National Grid* é responsável pela correção de qualquer desequilíbrio por meio de compras ou vendas de gás no mercado de balanço (*On-the-day Commodity Market – OCM*)<sup>17</sup>, *linepack*, injeções e retiradas do estoque e recompra de capacidade interruptível e firme (Heather, 2010). Qualquer custo adicional incorrido pela *National Grid* nessa operação deve ser coberto pelo carregador que não cumpriu com suas obrigações de balanceamento. Anteriormente, o balanceamento era feito em base mensal e houve um período inicial de transição quando o código foi implementado para permitir a adaptação dos agentes. O balanceamento diário foi o motivador do desenvolvimento do mercado de curto prazo com produtos padronizados, originando o *National Balancing Point* (NBP);
- **gerenciamento da demanda de pico:** a *National Grid* é responsável por assegurar uma reserva de gás no sistema de transporte suficiente para atender à demanda de pico no inverno. Essas reservas são realizadas por meio de estocagem de gás durante o verão em volumes suficientes para atender a demanda de pico no inverno, tendo-se em conta a demanda futura prevista e os contratos já assinados pelos carregadores para suprimento e estocagem no período do inverno;

16 Jamasb, Pollitt and Triebs (2008) estudaram o efeito da liberalização da indústria americana na produtividade e identificaram uma clara relação do grau de competição com o aumento da produtividade.

17 O OCM substituiu o mecanismo de flexibilidade como a principal forma de balancear o sistema. A *National Grid* atua em nome dos carregadores, comprando ou vendendo gás para cobrir eventuais desequilíbrios. Os sinais de preços ao conjunto dos carregadores refletem o custo marginal para equilibrar o mercado. Desta forma adquire o gás necessário para equilibrar o sistema. O preço obtido neste mercado é utilizado para pagar os carregadores que tinham excesso de gás e cobrar daqueles que ficaram com falta de gás.

- **reserva de capacidade de entrada e saída:** os carregadores são obrigados a reservar capacidade por um período de 12 meses em cada ponto de entrada do sistema onde pretendem injetar gás, bem como nos 37 pontos de retirada, onde pretende realizar suas retiradas. As empresas carregadoras não precisam necessariamente alocar gás a pontos específicos reservados. A *National Grid* realoca automaticamente gás para esses pontos quando as injeções são realizadas em outros pontos;
- **mercado secundário de capacidade:** os carregadores podem negociar capacidade entre si. Existe um mercado eletrônico gerenciado pela *National Grid* onde os carregadores podem dar lances para comprar ou ofertar capacidade contratada. Os carregadores podem também comercializar diretamente sem passar por esse mercado;
- **venda de gás no sistema:** os carregadores que possuem capacidade de entrada reservada superior às vendas de gás contratadas podem vender gás no mercado de curto prazo para outros carregadores, que possuem vendas contratadas em um volume superior às suas capacidades de entrada reservadas; e
- **atribuição de demanda para consumidores sem medição diária do consumo:** a *National Grid* é responsável por estimar a demanda diária dos pequenos consumidores, quando a medição do consumo não ocorrer diariamente<sup>18</sup>. A demanda é estimada por meio de um algoritmo que leva em conta o tamanho dos consumidores, a curva de carga por região e condições climáticas. Essa informação é disponibilizada para os carregadores que devem especificar o gás que deverá ser despachado diariamente.

A comercialização de gás no mercado *spot* começou em 1993 e cresceu rapidamente. O NBP (*National Balancing Point*) é o mais longo mercado *spot* de gás e uma das principais referências de preço. Em 1998, o volume de gás comercializado no mercado *spot* atingiu cerca de 80% das entregas de gás. Entretanto, considerando que cada metro cúbico de gás comercializado no mercado *spot* é vendido cerca de cinco vezes antes de chegar ao consumidor<sup>19</sup> final, a participação do mercado *spot* no volume de vendas totais situava-se em torno de 18% em 1998.

Com o declínio da produção no Mar do Norte, o NBP diminuiu a quantidade negociada e o holandês TTF se tornou o mercado mais líquido da Europa.

<sup>18</sup> A regulação do setor de gás e eletricidade requer que até junho de 2021 as concessionárias instalem medidores eletrônicos inteligentes que permitam a leitura *online* do consumo das residências.

<sup>19</sup> Trata-se do *churn ratio* do NBP. Ou seja, o mesmo contrato *spot* de gás pode ser revendido várias vezes antes de ocorrer a efetiva entrega do gás ao mercado.

Em 1997, a “*International Petroleum Exchange*” de Londres iniciou a comercialização de contratos futuros para o gás. Como nos EUA, esse mercado consiste em um mecanismo transparente para securitização, arbitragem e, em alguns casos, transações físicas de gás. O período de comercialização do gás se estende até 15 meses. O volume de gás comercializado no mercado futuro no Reino Unido aumentou de forma significativa nos últimos anos. Os preços desse mercado são utilizados como referência em contratos de longo prazo.

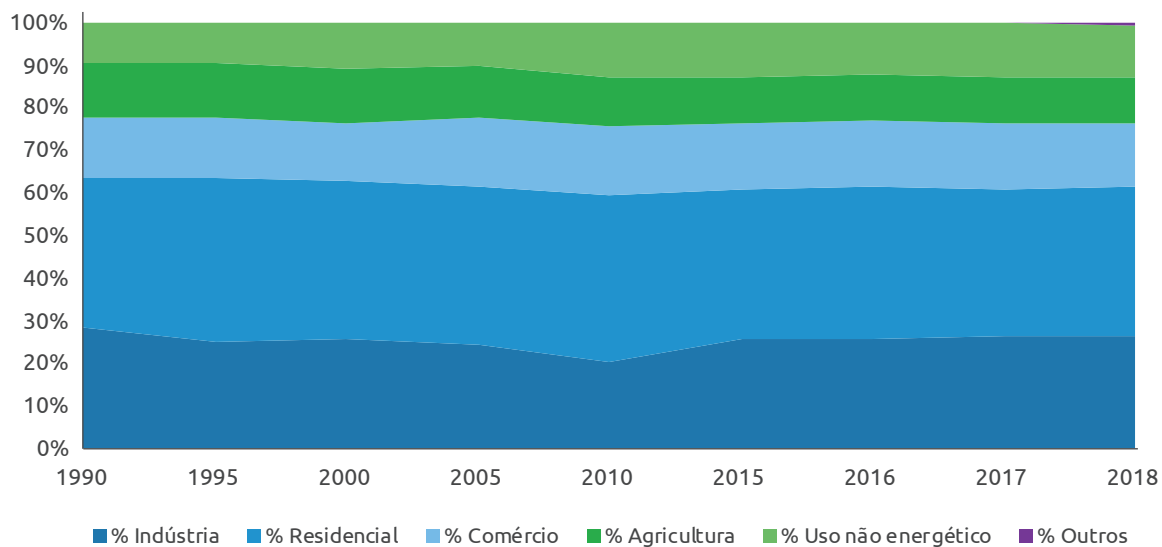
A introdução do *Network Code* foi um fator importante para o desenvolvimento dos mercados *spot* e futuro. Pelo sistema do NBP, o gás colocado em qualquer local do sistema de transporte conta igualmente. Assim, as trocas são simplificadas entre vendedores e compradores, resultando no aumento do número de transações nestes mercados. O crescimento do mercado *spot* gerou alterações na estrutura de preços do gás no Reino Unido.

### 3.3 HOLANDA

A Holanda é o terceiro maior produtor de gás natural da Europa, atrás somente da Noruega e do Reino Unido, respectivamente. Desde 2014, o patamar da produção está em queda e o ano de 2019 representou menos da metade do produzido entre 2009 e 2014. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), entre 2013 e 2018 a dependência das importações de gás aumentaram de 29% para 72%. Em 2018, o gás representou 42% da matriz energética e a geração de eletricidade a partir desta *commodity* foi de 52% do total no país. Por isso, a segurança e transição energética se tornaram um tema estratégico.

O campo de Groningen, considerado o maior campo de gás da Europa e um dos maiores do mundo, está reduzindo o nível produtivo e irá encerrar as atividades em meados de 2022 devido aos terremotos causados pela perfuração *onshore*. A produção desse campo teve início na década de 1960 e possibilitou a criação de uma robusta infraestrutura ao seu entorno, capaz de atender consumidores da Holanda, Alemanha, Bélgica e França, combinando grandes volumes de gás e baixo custo. O país tem uma extensa rede de gasodutos, inclusive para além de suas fronteiras e submarinos; um grande terminal de GNL; e o principal *hub* europeu de gás conhecido como *Title Transfer Facility* (TTF). Considerando a redução dos níveis de produção do campo de Groningen, o país tem planos para reduzir a demanda de gás, além de buscar outras fontes de gás.



**GRÁFICO 3** – Consumo percentual de gás natural na Holanda por setores (anos selecionados)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA (2020).

Entre os anos de 2009 e 2013, a média do consumo total de gás foi de 41,5 bilhões de m<sup>3</sup>. Entretanto, esse indicador teve uma queda para 35,3 bilhões de m<sup>3</sup> no período 2014-2019 (BP STATISTICAL REVIEW, 2020). Conforme o Gráfico 3, o consumo residencial representa a maior parcela do consumo total em todos os anos selecionados (média de 36,3%), seguido da indústria (média de 25,4%) e do comércio e serviços públicos (média de 15,1%). A partir de 2015, somente o setor de uso não energético manteve os volumes de consumo dos anos anteriores e os quatro principais setores tiveram queda, especialmente o residencial.

### 3.3.1 GOVERNANÇA GERAL DO MERCADO DE GÁS

O mercado atacadista de gás holandês passou por mudanças institucionais importantes a partir dos anos 2000, em razão da implementação da regulação europeia dos mercados de gás e da liberalização do mercado gasífero no país. A implementação do sistema tarifário tipo entrada e saída de gás na rede possibilitou o desenvolvimento de um mercado de capacidade transparente e aberto a todos os carregadores, o que viabilizou a criação de um ponto virtual de negociação de gás. Neste sentido, a empresa estatal responsável pela infraestrutura holandesa de gás, a Gasunie, criou o *hub Title Transfer Facility* (TTF) em 2002, com o intuito de desenvolver diferentes produtos e a transferência de titularidade de modo ágil e confiável no sistema físico e não físico (SCHIPPERUS; MULDER, 2015).

O objetivo central do TTF foi atender a uma condição essencial no desenvolvimento de um *hub* de gás: permitir a livre comercialização entre os participantes do mercado antes do recurso físico deixar a rede no seu ponto de saída. Ou seja, o sistema inteligente possibilita a transferência de titularidade sem a necessidade de transportar o produto do vendedor ao comprador.

O ponto virtual de negociação tornou-se o maior *hub* de gás do continente europeu, sendo uma referência para preços importantes no mercado de gás europeu. Os produtos financeiros ganharam mais força em 2011, a partir do regime de balanceamento do sistema de transporte baseado no mercado. Anteriormente, quando havia um desequilíbrio no balanceamento, era cobrada uma multa. No novo regime o preço do desbalanceamento é determinado por curvas de oferta e lances propostos, atraindo os *players* para uma nova plataforma de negociação.

Para Heather (2012), o inovador e eletrônico balanceamento em tempo real permite que os participantes monitorem seu próprio saldo em relação ao total do sistema sendo recompensados com a possibilidade de oferta da sua flexibilidade operacional em negociações no mercado *spot*. A plataforma eletrônica de comercialização é operada pela *Intercontinental Exchange* (ICE ENDEX). Criada em 2000, é responsável por reunir os volumes de gás ofertados e demandados e facilitar as transações financeiras relativas. A empresa tornou-se líder em produtos de derivativos e futuros relativos ao mercado de gás. Além disso, atua no balanceamento e nos serviços de leilão e vendas de estocagem, sendo importante participante do TTF. O mercado do TTF é fiscalizado pela *Authority for Consumers & Markets* (ACM).

Dessa forma, o papel do operador do sistema de transporte precisa ser amplo, e impacta no desenvolvimento do mercado. A Gasunie foi a escolhida para gerenciar e operar a infraestrutura de transporte e estocagem de gás em larga escala na Holanda e na parte norte da Alemanha. A propriedade da Gasunie era dividida entre a estatal EBN (40%), o governo holandês (10%), a Shell (25%) e a ExxonMobil (25%). Com a atribuição de operadora do transporte, passou a ser totalmente estatal.

A Gasunie é responsável por: i) monitorar o sistema de transporte; ii) operar a rede de transporte de gás; iii) prover a capacidade de transporte suficiente; iv) manter e possibilitar a conexão com outras redes, nacional e internacional; v) assegurar a oferta constante de gás e gerir a qualidade do produto; e vi) garantir o balanceamento da rede de transporte.

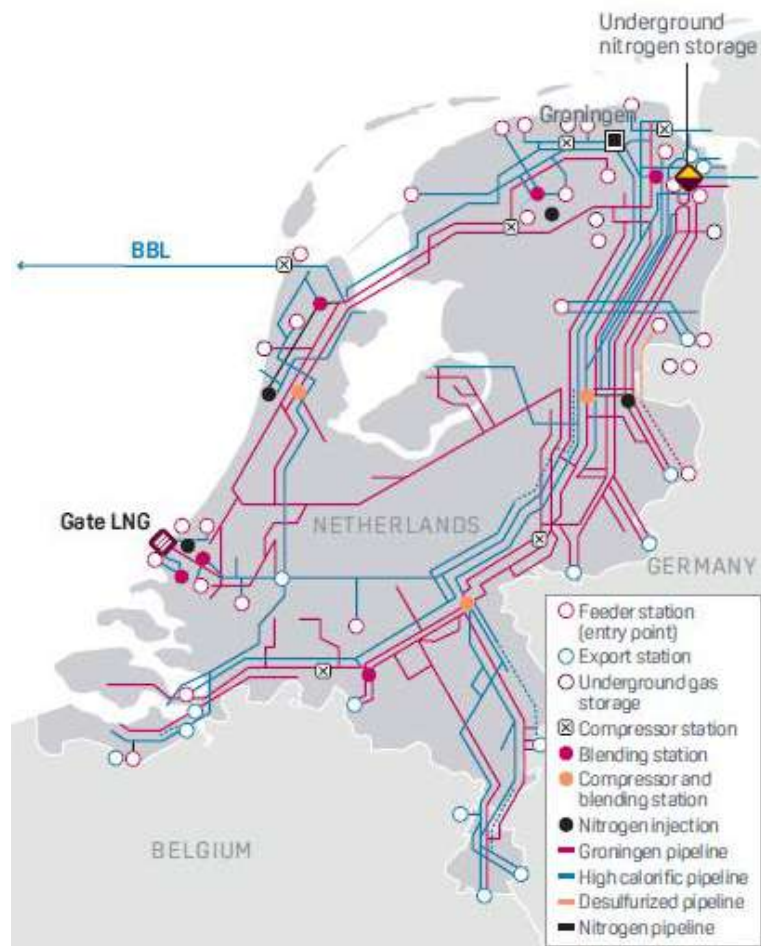
Conforme Schipperus e Mulder (2015), a empresa foi fundamental para a constituição do mercado por meio das duas subsidiárias sob seu controle (*Gasunie Transport Services* e *Gasunie Deutschland*). A saída da Shell e da Exxon deu à Gasunie a independência necessária para ser a operadora do TTF. Essa independência é uma das principais razões para o TTF ter se tornado o maior hub da Europa.

Em 2012, foi lançado o primeiro acoplamento de mercado transnacional da Europa entre Holanda e Alemanha. Esse último significou a possibilidade de comercialização do gás na mesma plataforma eletrônica e em um único acordo de transporte entre diferentes países.

Levando em consideração as atribuições da Gasunie, a evolução da demanda por gás fez necessária a expansão da capacidade de transporte e estocagem do recurso. A companhia realizou um planejamento de investimentos com parcerias para alcançar a maximização e a eficiência na integração e infraestrutura dos serviços de transporte.

Para viabilizar o balanceamento sazonal do mercado houve também um significativo investimento na infraestrutura de estocagem, que geralmente é construída em campos depletados ou cavernas de sal. O ambiente positivo para esse tipo de investimento foi marcado pelas seguintes medidas: i) a determinação de uma estrutura de preços diferente para o transporte de gás ao seu armazenamento; ii) a disponibilização de campos depletados para novos investidores; e iii) a clareza das condições de permissão para instalações de armazenamento.

O mercado de capacidade de transporte na Gasunie é aberto a todos os carregadores. O acesso é realizado por meio de um calendário de leilões de estocagem e capacidade da rede que ocorrem por meio da plataforma leiloeira PRISMA, disponibilizado pela *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSOG). Esse leilão agrupa as ofertas dos principais operadores de sistema de transmissão da Europa, em linha com a regulação europeia e a padronização dos produtos. A ENTSOG atua como entidade europeia de cooperação entre os operadores de sistemas de transporte nacionais e desenvolvem os códigos de redes para os mercados e a operação do sistema.

**FIGURA 4** – Rede de gasodutos e infraestruturas na Holanda

Fonte: Savcenko e Hornby (2020).

Atualmente, a rede de gasodutos da Gasunie tem mais de 12 mil quilômetros na Holanda e na parte norte da Alemanha, com 50 pontos de entrada ligados aos campos holandeses e 1100 estações finais. Além disso, existem 25 interconexões com quatro países, sendo possível exportar e importar gás com Bélgica e Alemanha (HONORÉ, 2017).

### 3.3.2 DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS ATACADISTAS DE GÁS

A produção de gás na Holanda é marcada pela descoberta da grande reserva *onshore* de Groningen em 1959, que levou o país a ser o líder mundial no fornecimento do recurso na década de 1970. Essa reserva operada pela NAM se tornou essencial devido ao tamanho e as características geofísicas que possibilitam a flexibilização da produção com custos marginais relativamente baixos (SCHIPPERUS; MULDER, 2015). A sazonalidade da demanda residencial e das exportações ditaram o comportamento da produção em Groningen que, já nos anos 1980, apresentava expectativa de rápida redução.

Apesar da perda da liderança mundial, o campo de Groningen foi estratégico e representou o desenvolvimento do mercado do oeste europeu. Foram feitos investimentos e aplicadas inovações para melhorar a taxa de recuperação do campo. Assim, o país pode se manter até 2016 como o maior produtor e exportador de gás natural da União Europeia (HONORÉ, 2017).

Fundada quatro anos após a descoberta de Groningen, a Gasunie passou a coordenar as compras e vendas de gás e construir e operar o sistema nacional de transporte de alta pressão. As companhias municipais ou regionais detêm a rede de média e baixa pressão. Ao longo dos anos 1980 e 1990, essas companhias passaram por processo de fusão, ampliação do território de operação e começaram a ofertar tanto o gás como a energia elétrica.

Na esteira do processo de liberalização dos anos 1990, aliada à pressão vivida pelo estado holandês, por medidas para minorar os impactos da redução das receitas e da produção de Groningen, a Holanda buscou um novo papel no mercado liberalizado europeu, que incluiu a criação do TTF, nos anos 2000.

Até então, a governança do setor se baseava em contratos privados, negociações e decisões entre poucos agentes públicos e privados como o Estado, a Shell, a Exxon-Mobil e os municípios e suas empresas de distribuição (RIEMERSMA *et al.*, 2020). Para Schipperus e Mulder (2015), era necessário um novo modelo de organização da indústria de gás. Assim, os direitos e as responsabilidades técnicas e econômicas se redistribuíram entre os operadores históricos e os novos atores interessados. A Gasunie passou a ser estatal e foi desmembrada do seu braço comercial (GasTerra), sendo delegada à operação do sistema de transmissão. Foi criado um regulador de energia, o *Dutch Office of Energy Regulation* (DTe), atualmente a ACM, para implementar a nova lei do gás que incluiria as normas de regulação econômica das redes e a criação de um mercado de gás competitivo (RIEMERSMA *et al.*, 2020).

A liberalização abriu caminho para, em 2011, a Gasunie criar o regime de balanceamento baseado no mercado, gerando uma estrutura de incentivos coordenada, onde os atores da rede buscam o equilíbrio a curto prazo da demanda e oferta. Assim, o TTF agrupou mais um mercado em sua plataforma virtual de negociação operada pela ICE ENDEX.

Conforme Heather (2015), inicialmente o comércio no TTF não era muito relevante. Somente em 2007, a partir do compromisso político de desenvolver o "*Gas Roundabout*" da Europa, que o *hub* começou a ganhar volume comercial. Passo a passo foram feitas mudanças para garantir acesso e transparência de dados, boa liquidez e atrair participantes, de modo que desde 2016 o volume transacionado no TTF ultrapassa o *UK National Balance Point* (NBP) (BENNETT, 2020).

A estratégia do *Gas Roundabout* da Europa era pautada na localização geográfica estratégica e nas infraestruturas, nas empresas e nos conhecimentos desenvolvidos em décadas. O maior produtor de gás também deveria ter uma estrutura para importações de LNG, uma indústria forte e com conhecimento, uma rede de transporte integrada, uma maior capacidade de estocagem, um *hub* comercial com maior liquidez e um regime de balançamento diferenciado (HEATHER, 2012).

O desenvolvimento dessa estratégia, além de permitir o alcance do maior volume de gás comercializado na Europa, levou aos seguintes desenvolvimentos da indústria do gás no país: i) capacidade de transporte ampliada; ii) melhores e eficientes interconexões com países vizinhos; iii) acoplamento de mercado com redes vizinhas; iv) investimentos em terminal de LNG e infraestrutura de gasodutos; e v) GasTerra, o braço comercial da Gasunie, se tornou uma “casa de comércio do gás” para Europa (HEATHER, 2012).

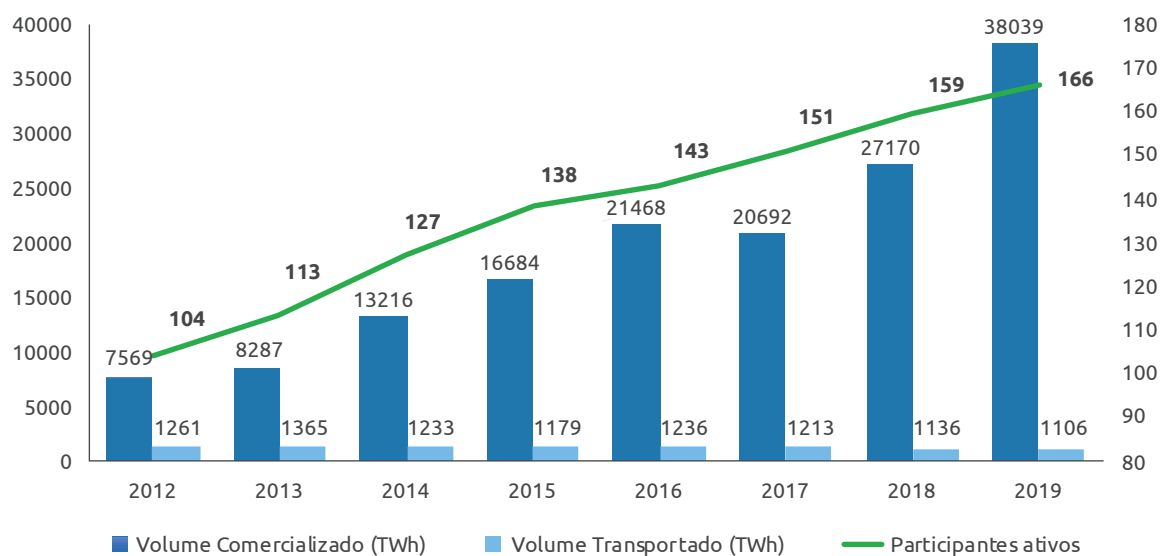
Paralelo ao *Gas Roundabout*, em 2009, o governo apontou em relatório as áreas estratégicas a serem desenvolvidas para transformar a Holanda no principal *hub* de gás do noroeste europeu. Segundo Harris et al. (2010), o plano abrangeu oito ações:

- 1) cooperação com a indústria por meio de uma plataforma de consulta;
- 2) promoção da operação ótima das forças de mercado e integração do noroeste europeu;
- 3) desenvolvimento e uso de fontes domésticas alternativas de energia;
- 4) promoção de investimentos em infraestruturas;
- 5) busca pelo “gás diplomacia” com o fortalecimento das relações;
- 6) promoção de empreendimentos internacionais;
- 7) garantia da estrutura de conhecimento a partir da interação entre as instituições; e
- 8) monitoramento da segurança de oferta e da dimensão econômica do *hub* de gás.

Alguns estudos avaliaram a efetividade dessas políticas citadas para o desenvolvimento do *hub* de gás (SCHIPPERUS E MULDER, 2015; HEATHER E PETROVICH, 2017). O grande volume de transações, já citado, é um indicativo do sucesso do *hub*, mas outros pontos são relevantes. Heather e Petrovich (2017) analisam também elementos, como o número de participantes ativos, os produtos transacionados e o índice de liquidez (“*churn ratio*”<sup>20</sup>). Em todos esses pontos o desempenho demonstra, desde 2008, avanços significativos do TTF.

<sup>20</sup> Termo em inglês utilizado no mercado de gás para designar a razão entre o volume transacionado e a produção física. É uma medida do número de vezes que o gás é comercializado entre a venda inicial do produtor e a compra final pelo consumidor. A tradução literal em português seria taxa de rotatividade.

**GRÁFICO 4 –** Volume comercializado e transportado e número de participantes ativos no TTF (2012-2019)

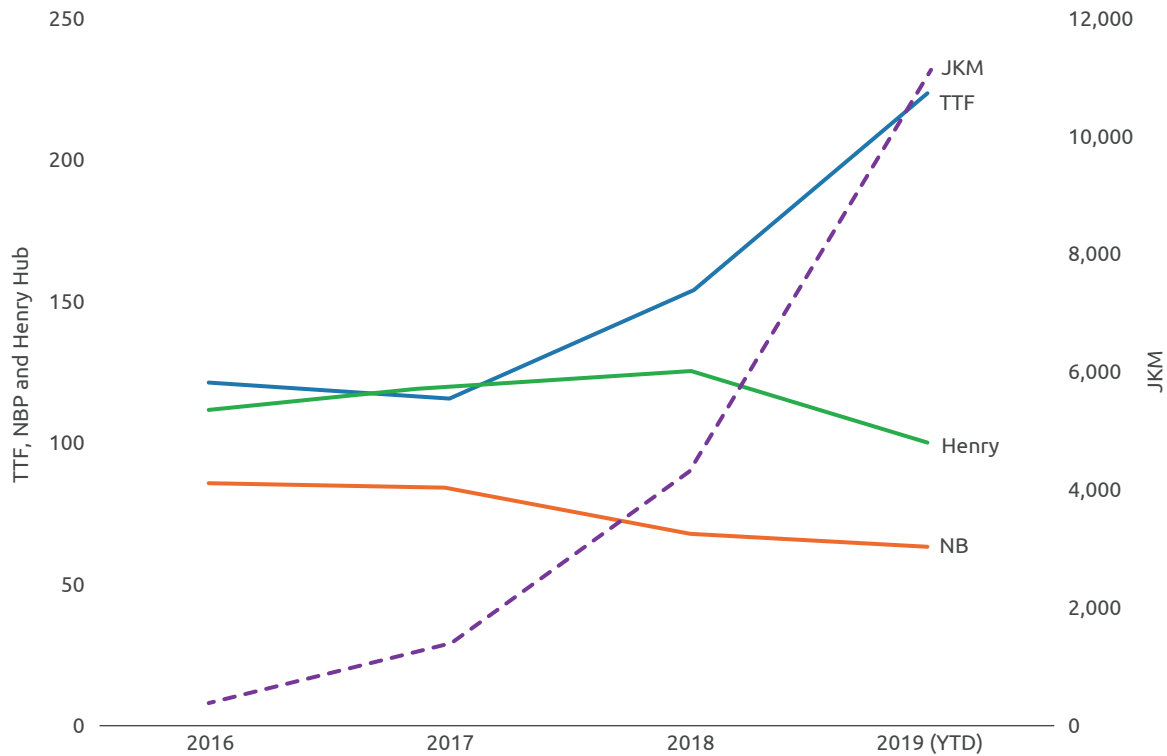


Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Relatórios Anuais da Gasunie.

Esses elementos são indicadores de um *hub* de gás mais maduro e servem de critério de liquidez e transparência. Vale destacar a evolução de alguns desses indicadores e sua evolução ao longo da década de 2010. Inicialmente, Savcenko e Hornby (2020) citam o papel central do aumento do número de participantes ativos no TTF, para a melhoria da liquidez do mercado, que dobrou em oito anos, passando de 83 (2011) para 162 (2019).

Em termos de produtos transacionados, o TTF comercializa todas as opções de produtos do mercado de balcão da Europa e em qualquer volume, a partir de contratos para o mês seguinte. Conforme Heather e Petrovich (2017), os dados percentuais do total transacionado em trimestres, temporadas e anos, pelo *hub* holandês, teve melhoria entre 2014 e 2016, chegando a 71% em 2016. Em relação às negociações na bolsa, o TTF perde em percentual para o NBP.

Um dado fundamental que serve de parâmetro nos mercados financeiros e de *commodity* é a "*churn ratio*", razão entre volume transacionado e a produção física. Essa relação reflete o número de participantes e a variedade de produtos transacionados, avaliando, assim, o nível de liquidez do mercado. A partir de dados de Heather e Petrovich (2017) e Bennett (2020), verifica-se a crescente evolução da "*churn ratio*" do TTF desde 2008.

**GRÁFICO 5** – “Churn ratio” em hubs de referência (2015=100)

Fonte: Bennett (2020) a partir de CME, EEX, ICE< Nasdaq, Enerdata, *International Gas Union*.

Em poucos anos, o TTF já tinha melhoria significativa do indicador ultrapassando o NBP britânico e se consolidou como um mercado de referência de preços. O Gráfico 5 mostra o comportamento recente do “*churn ratio*” entre 2016 e 2019 com base em 2015 e a forte elevação do TTF em relação ao NBP e ao *Henry Hub*. É importante destacar que apenas perde para o recente *hub* de gás asiático JKM (Mercado Japão-Coreia).

Em resumo, o TTF foi parte essencial da estratégia de Estado do “*Gas Roundabout*” e apesar da redução da produção doméstica, deve manter seus bons indicadores de mercado devido ao desenvolvimento do acoplamento entre o mercado de gás e de capacidade de transporte, do aumento do número de atores atuando no mercado. Segundo Schipperus e Mulder (2015), a lição de política pública da experiência holandesa é que a implementação do planejamento estratégico de um *hub* de gás requer investimentos significativos em infraestrutura e tem um tempo de maturação.

O completo comprometimento da GasTerra, da Gasunie e dos participantes do mercado, na abertura e na transparência comercial, se tornou uma vantagem para o mercado do país (HEATHER, 2015). As companhias estatais foram utilizadas de forma estratégica em segmentos onde normalmente há baixo interesse privado, com parcerias para o desenvolvimento de campos pequenos e de infraestruturas de estocagem e gasodutos.



Sem dúvida, neste contexto, a variedade de produtos e prazos de contratos, a extensa rede de transporte e estocagem, a transparência de dados e informações e a demanda diversificada foram e continuam sendo fatores essenciais para o desenvolvimento do TTF.

### 3.4 ARGENTINA

A Argentina possui 24 bacias sedimentares, sendo que cinco produzem petróleo e gás natural: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge e Austral. As maiores bacias produtoras de gás natural são Neuquina, Austral e Noroeste, e, juntas, essas três bacias respondem por quase 85% da produção de gás natural do país. Ademais, Vaca Muerta é a unidade geológica responsável pelas maiores estimativas de produção de *shale gas* e *shale oil*.

**FIGURA 5** – Mapa de bacias sedimentares argentinas

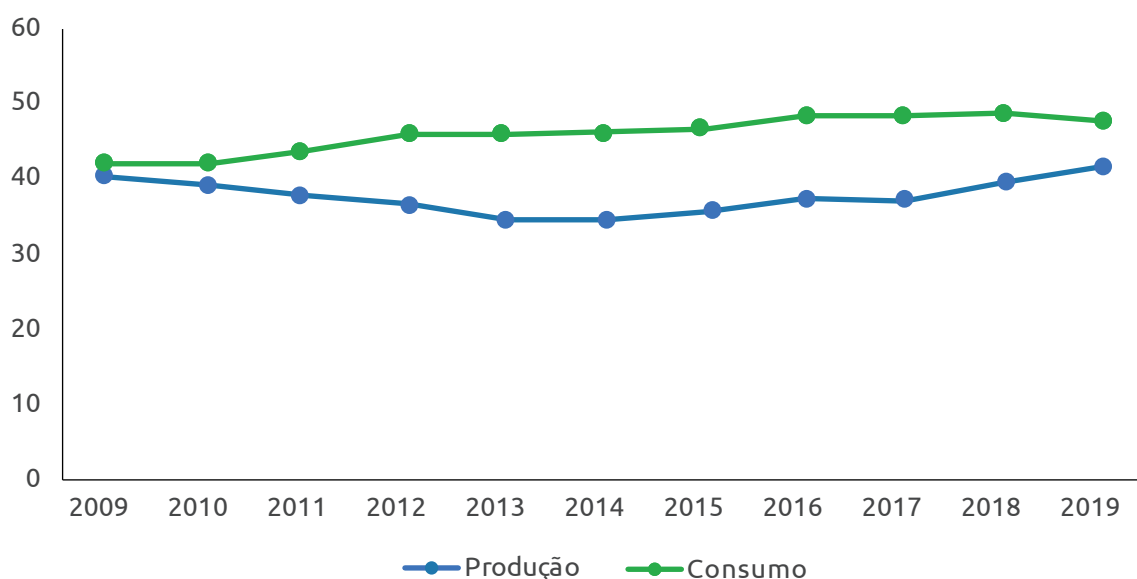


Fonte: EPE (2020).

Os dutos primários de gás natural da Argentina incluem Gasoduto Centro-Oeste, Gasoduto Norte, Neuba I, Neuba II e General San Martín, que conectam as províncias produtoras nas bacias de Neuquina, San Jorge, Austral e Noroeste (localizadas no interior do país) com Buenos Aires e outros centros de demanda. A Argentina também tem conexões internacionais de gasodutos de gás natural com Chile, Uruguai, Brasil e Bolívia (EIA, 2017).

Em 2018, a Argentina contava com 400 bilhões de m<sup>3</sup> (bmc) de reservas provadas de gás natural (*BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2020*). Em 2019, a produção argentina alcançou o patamar de 41,6 bmc, dando ao país o posto de principal produtor da América do Sul. Como podemos observar pelo Gráfico 6, de 2009 a 2019, como resultado da produção mais baixa e da demanda mais alta na última década, a Argentina voltou-se para as importações de gás natural para preencher sua lacuna de oferta.

**GRÁFICO 6** – Evolução da produção e do consumo de gás natural na Argentina, 2009-2019 (em bmc)



Fonte: Elaboração própria a partir do BP Statistical Review of World Energy, 2020.

A Bolívia é a fonte de praticamente todas as importações de gás natural do gasoduto da Argentina (EIA, 2017). As importações argentinas por gasodutos são provenientes da Bolívia e do Chile, enquanto as cargas de GNL tiveram origem, principalmente, no Catar, nos Estados Unidos e em Trinidad e Tobago (BP, 2019). O terminal Escobar e o terminal Bahía Blanca são os únicos de gás natural liquefeito (GNL) da Argentina. O terminal Escobar iniciou sua operação em 2011; já o de Bahía Blanca entrou em operação em 2008, mas está ocioso desde outubro de 2018 (EPE, 2020).

### 3.4.1 GOVERNANÇA GERAL DO MERCADO DE GÁS

A Argentina é o país onde a indústria do gás natural mais se desenvolveu na América do Sul. A disponibilidade de grandes reservas de gás natural e de uma grande demanda para aquecimento, em função do inverno rigoroso no país, contribuíram para a construção de uma grande infraestrutura de transporte e distribuição. A rede de gasodutos e ramais de distribuição possui 146 mil km de extensão e 8,9 milhões de clientes (ADIGAS,

2020). Em 2019, o gás natural correspondeu a 55% da oferta interna de energia no país (ARGENTINA, 2019).

Criada em 1922, a estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF) tinha uma participação de cerca de metade da produção de gás natural até a década de 1930. Já a participação de empresas privadas também era significativa, representando a outra metade da produção. Na década de 1940, a YPF tornou-se o principal agente da cadeia de óleo e gás natural. Nessa mesma década, mais especificamente em 1945, é criada a *Gas del Estado* (GdE), a qual era responsável pelo transporte, pelo tratamento e pela distribuição do gás natural da YPF (EPE, 2020). A GdE realizou pesados investimentos para a construção da infraestrutura, ancorada numa política de compra de gás natural da estatal YPF a preços subsidiados.

Já nos anos 1950, o modelo estatal começou a enfrentar dificuldades de obter novos créditos e de manter o seu programa de investimentos. Isso levou o governo a abrir o setor de gás ao capital privado (EPE, 2020). A partir da década de 1980, impulsionado pela grave crise econômica dos anos oitenta, o governo argentino implementou uma reforma radical do arcabouço regulatório das indústrias energéticas, transformando completamente o papel do Estado no setor. O processo de reforma levou à criação de um mercado atacadista, tema da próxima seção.

Em 1992, a empresa estatal *Gas del Estado*, que era monopolista do transporte, distribuição e comercialização de gás no país, foi reestruturada e privatizada. No mesmo ano, foi criado o órgão regulador denominado *Ente Nacional Regulador del Gas* (Enargas), uma autarquia subordinada à *Secretaria de Energia* do Ministério do Desenvolvimento Produtivo, responsável pela regulação, pelo controle, pela supervisão e pela resolução de assuntos relacionados às atividades de transporte e distribuição. Em 1993, a YPF foi privatizada e adquirida pela Repsol em 1999 (EPE, 2020).

As concessões para transporte e distribuição de gás natural são de responsabilidade do governo federal e das províncias. As decisões e o monitoramento das atividades da indústria de gás natural são de responsabilidade do Ministério do Desenvolvimento Produtivo.

A YPF foi a maior produtora de gás natural da Argentina em 2016, respondendo por cerca de 31% do fornecimento interno total do país. Outros produtores importantes no setor de gás natural do país incluem *Pan American Energy*, *Petrobras*, *Tecpetrol* (Argentina) e *Total Austral* (EIA, 2017).

A partir de 2016, o governo decidiu reduzir os subsídios nos preços de gás natural a fim de diminuir o controle estatal e atrair os investidores estrangeiros. As exportações de gás na Argentina são permitidas se não afetarem o fornecimento doméstico. Os acordos de importação e exportação devem ser acompanhados pelo Enargas de tal forma que

a prova de ausência de impacto no suprimento argentino é uma responsabilidade da empresa solicitante. As importações de gás natural pela Argentina não requerem aprovação prévia. Em setembro de 2018, o país voltou a exportar gás para o Chile sob a modalidade interruptível, após a suspensão abrupta das atividades em 2007 (EPE, 2020).

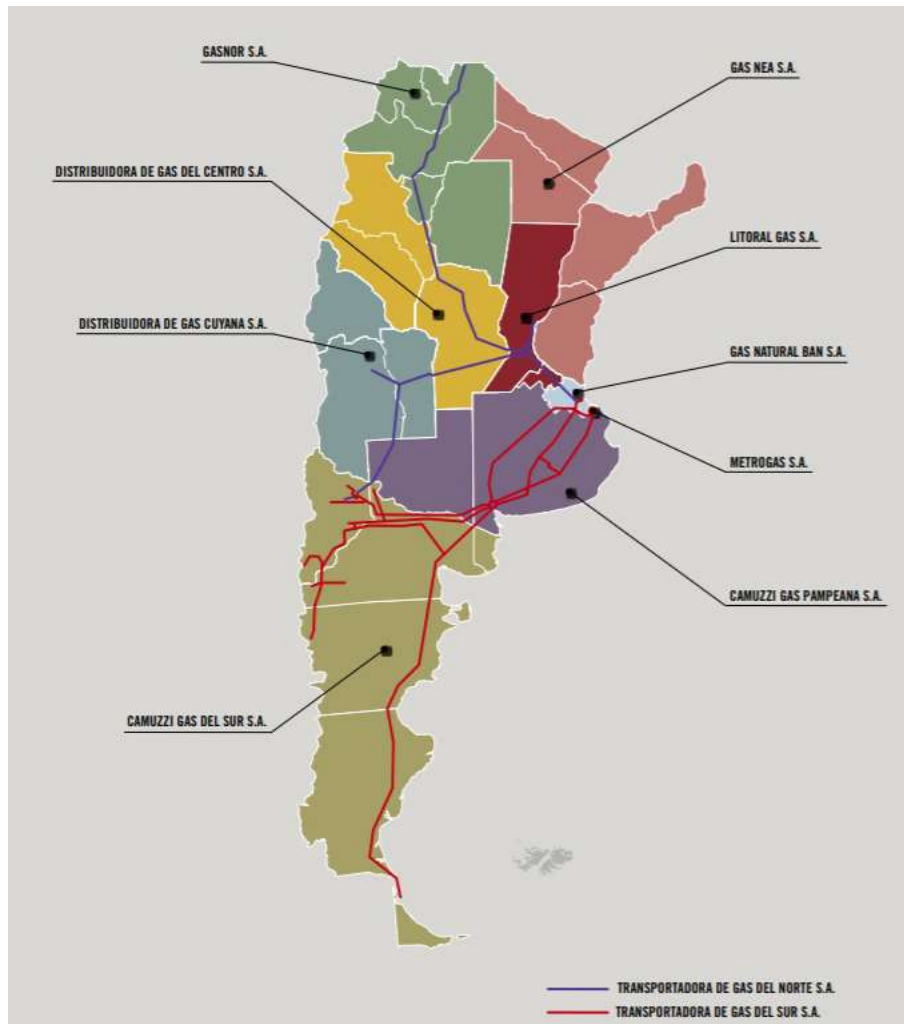
### 3.4.2 DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS ATACADISTAS DE GÁS

O sucesso da experiência britânica inspirou vários outros países a implementarem reformas com a reestruturação dos antigos monopólios verticalizados. Esse foi o caso da Argentina, que, em 1992, reestruturou e privatizou a empresa estatal *Gas del Estado*, dividindo em duas empresas de transporte de gás (Transportadora de *Gas del Norte* – TGN e Transportadora de *Gas del Sur* – TGS) e oito distribuidoras regionais de gás. Foi introduzido o livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição e a atividade de comercialização de gás passou a ser concorrencial (CAMPODÓNICO, 1999).

O processo de reforma começou em 1989 e teve como pilar a separação estrutural dos segmentos da cadeia: produção, transporte e distribuição. A produção do gás foi estruturada como uma atividade competitiva, e foi criado um mercado atacadista. As atividades de transporte e distribuição permaneceram reguladas por constituírem um monopólio natural. Para viabilizar a competição no mercado atacadista, os grandes consumidores e comercializadores passaram a ter livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição, com a aplicação de uma tarifa regulada. Além do livre acesso à infraestrutura de distribuição, os grandes consumidores passaram a ter direito ao *by pass* físico, isso é, poderiam se conectar diretamente a um gasoduto de transporte sem utilizar a infraestrutura de uma empresa distribuidora.

Como mencionado acima, as atividades de transporte e distribuição da empresa *Gas del Estado* foram divididas em dez empresas distintas, que foram privatizadas. Criou-se assim duas empresas de transporte e oito empresas regionais de distribuição. As duas transportadoras criadas (*Transportadora de Gas del Norte* – TGN e *Transportadora Gas del Sur* – TGS) foram proibidas de comercializar gás, separando-se, dessa forma, do segmento competitivo daqueles considerados passíveis de introdução da concorrência. Com a constituição de um mercado atacadista de gás, produtores, distribuidores e grandes consumidores passaram a negociar livremente os preços e as quantidades.

A distribuição de gás natural na Argentina possui uma rede de dutos bem desenvolvida, com destaque para as distribuidoras da província de Buenos Aires – *Metrogas* e *Ban* –, que concentra grande parte da população argentina.

**FIGURA 6** – Distribuidores de gás natural na Argentina

Fonte: Enargas (2019).

A reforma da indústria de gás na Argentina abarcou também o setor de *upstream* da indústria. Na privatização da empresa estatal YPF, grande parte dos ativos foi adquirido pela espanhola Repsol. Entretanto, alguns campos de gás foram privatizados por meio de outras empresas, com o intuito de promover a competição na produção e comercialização de gás natural. Como podemos ver na Tabela 1, apesar da estratégia de privatização da YPF, o setor de produção de gás natural continuou concentrado. As quatro maiores empresas do setor controlaram mais de 75% da produção total de gás no país em 2019.

**TABELA 1** – Produção de gás natural por empresa na Argentina em 2019

Operador	Gás natural (milhões de m <sup>3</sup> )	%
YPF S.A.	15.039.766,1	30,61%
Total Austral S.A.	12.150.379,3	24,73%
Tecpetrol S.A.	6.027.843,9	12,27%
Pan American Energy Sl	5.223.408,9	10,63%
Compañía General de Combustibles S.A.	1.985.588,3	4,04%
Pampa Energia S.A.	1.911.648,3	3,89%
Enap Sipetrol Argentina S.A.	1.468.486,2	2,99%
Pluspetrol S.A.	1.112.205,8	2,26%
Vista Oil & Gas Argentina SAU	717.605,0	1,46%
Capex S.A.	705.510,8	1,44%
Sinopec Argentina Exploration Inc.	515.265,6	1,05%
Pluspetrol Energy S.A.	444.244,5	0,90%
Roch S.A.	414.798,8	0,84%
Exxonmobil Exploration Argentina S.R.L.	378.485,0	0,77%
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	313.225,7	0,64%
Outras	717.180,01	1,46%
<b>Total</b>	<b>49.125.642,3</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Elaboração própria a partir do Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2019).

Com relação à comercialização de gás na Argentina, essa é realizada por meio da negociação direta via contratos bilaterais entre os agentes do setor. O gás é vendido, no atacado, pelos produtores para as empresas distribuidoras, grandes consumidores ou comercializadores. Por sua vez, as distribuidoras locais detêm o monopólio sobre os pequenos consumidores (segmento residencial e comercial). O gás pode ser vendido por meio de dois tipos de contratos: de longo prazo (períodos acima de seis meses) e de curto prazo (períodos abaixo de seis meses). Na Argentina, o mercado de curto prazo também é denominado de mercado *spot* de gás. Entretanto, não se trata de um mercado *spot* pois não existe um local de referência para a comercialização, tampouco padronização de contratos. Os principais fornecedores de gás para os consumidores finais no país ainda são as distribuidoras.

O Decreto da *Enargas* 1020/1995 impôs restrições ao repasse do preço de aquisição de gás no mercado *spot*. De acordo com o decreto, as empresas distribuidoras devem respeitar os preços de referência fixados pela *Enargas* nas suas aquisições de gás no mercado *spot*. As distribuidoras que comprem gás por um preço acima do valor de referência só podem repassar 50% do valor excedente. Por outro lado, caso a empresa consiga comprar gás no mercado *spot* por um preço abaixo do preço de referência, pode apropriar-se de 50% do diferencial (ARGENTINA, 1995).

Além de um mercado *spot*, existe também um mercado de ajuste na Argentina. Nele, distribuidoras podem comprar gás numa base diária. Essas transações têm o objetivo apenas de viabilizar equilíbrio de curtíssimo prazo na rede de transporte entre injeções e retiradas.

Apesar do elevado grau de maturidade e da introdução da competição na indústria de gás natural argentina, a forma de comercialização de gás predominante no mercado ainda são os contratos bilaterais de longo prazo. O mercado de gás natural de curto prazo, em funcionamento desde 1995, teve um desenvolvimento bastante tímido. A partir da desvalorização cambial e da pesificação da economia argentina, os preços do gás natural no mercado de curto prazo passaram a ser controlados. Uma das razões que explicam o fraco desempenho do mercado *spot* é a forte concentração da produção e da comercialização do gás natural. Uma outra razão está associada ao controle indireto dos preços neste mercado, via os preços de referência.

Um outro mecanismo de flexibilidade importante na Argentina é o mercado de gás interruptível. Esse mercado permite aos consumidores de gás, que possuem maior flexibilidade, consumir um volume menor de gás no inverno, quando a demanda do setor residencial é maior. A participação do mercado interruptível no mercado total era de 10% em 2000. Essa participação reduziu-se em 2003 para apenas 3%, em função da crescente escassez de oferta de gás com a recuperação da economia. A escassez de oferta resultou na redução das vendas para esse segmento de consumo. A redução das vendas para o mercado interruptível foi acompanhada pela redução das vendas de gás via mercado *spot*.

A possibilidade de revenda de capacidade foi introduzida na Argentina em 1997 pela Resolução 419, que determinou que as transportadoras de gás deveriam desenvolver um sistema eletrônico para revenda de capacidade e organizar chamadas públicas para comercialização de capacidade de transporte disponibilizada pelos carregadores. Essa mesma resolução permitiu que os carregadores, detentores de contratos de transporte de longo prazo, poderiam ceder parte (ou todo) o contrato por períodos determinados. Vale ressaltar que a comercialização da capacidade de transporte contratada não resulta na desobrigação do pagamento da tarifa de transporte firmada no contrato original por parte do carregador que revende seu contrato.

O preço da capacidade revendida varia de acordo com a demanda na chamada pública organizada pela transportadora. Entretanto, foi estabelecido um preço máximo para revenda dos contratos, que é o preço fixado pela Enargas para os serviços de transporte.

O desenvolvimento do mercado secundário de capacidade no país tem sido limitado pela pequena dimensão do mercado de curto prazo. Dado que grande parte do gás é comercializada por contratos de longo prazo, não existe liquidez suficiente no mercado de

*commodity* que viabilize o aproveitamento de todas as oportunidades de disponibilidade de capacidade de transporte.

Vale ressaltar que um grande incentivo para o mercado de revenda de capacidade em qualquer mercado é a disponibilidade de *commodity* a preços baixos no mercado de curto prazo. Na Argentina, não apenas a liquidez do mercado tem sido baixa, mas os preços de referência estipulados pelo *Enargas* atribuem uma variação relativamente pequena entre o preço da *commodity* de inverno e verão. Ademais, o fato do mercado de curto prazo ser organizado via contratos bilaterais dificulta a transparência de mercado e a revenda de contratos.

É importante ressaltar ainda que o custo de transação da revenda de capacidade é relativamente elevado. A chamada pública para revenda de capacidade tem regras semelhantes à chamada para venda de capacidade no mercado primário. A oferta deve estar pública por um período de até 30 dias, quando todos os carregadores terão direito de oferecer propostas firmes. Esse tipo de procedimento reduz o risco de comportamento discriminatório do revendedor de capacidade, mas torna as negociações mais lentas.

A escassez de oferta de gás na Argentina em 2004 e o conseqüente racionamento de gás levou o governo a buscar alternativas para melhorar a flexibilidade da demanda de gás no país. Com esse intuito, o Decreto 180/2004 da Secretaria de Energia do Governo Federal criou o Mercado Eletrônico de Gás (MEG), que tem por objetivo facilitar o comércio de gás natural entre os agentes da cadeia. Para tanto, foi criada uma empresa com o único propósito de operar o comércio eletrônico de gás no país, sob controle da Bolsa de Buenos Aires.

O acordo de implementação do mercado eletrônico foi firmado entre os agentes em novembro de 2004. Segundo este acordo, os consumidores poderiam comprar gás de forma direta por meio do mercado eletrônico. Ademais, haveria um mercado *spot* para o gás, no qual produtores ofereceriam contratos de curto prazo, além de um mercado secundário para gás e capacidade de transporte. Assim, os consumidores poderiam comercializar diretamente com outros agentes todos seus contratos de suprimento de gás (ARGENTINA, 2004).

De acordo com a Resolução 1146, as principais atribuições do MEG são:

- coordenar todas as operações dos mercados de: oferta diária, *commodity*, capacidade de transporte, revenda de capacidade de transporte e distribuição;
- realizar a administração financeira e comercial das transações;
- efetuar a compensação e liquidação das transações realizadas pelos agentes e registrar as posições;



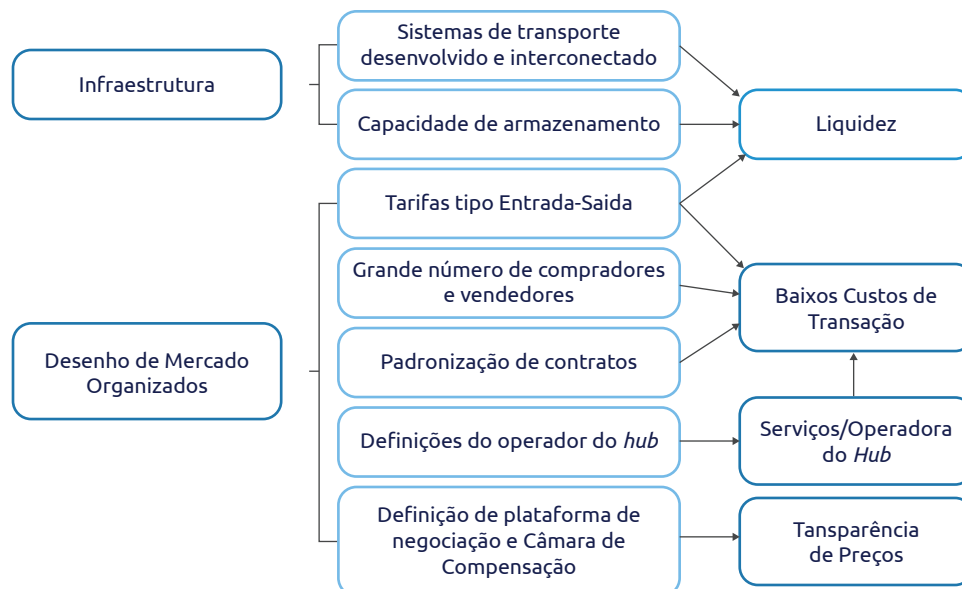
- estabelecer uma padronização dos contratos por meio da determinação dos requisitos e das especificações dos contratos;
- estabelecer o regulamento que irá reger as transações comerciais, inclusive determinando as penalidades e o código de ética a que estarão sujeitos os operadores;
- publicar informações relevantes para o mercado de gás: despacho do transporte e distribuição, importação e exportação, entre outras;
- garantir o funcionamento em tempo real de todos os produtos negociados e assegurar a livre interação em tempo real dos agentes;
- viabilizar alternativas de negociação anônima entre os agentes; e
- publicar estatísticas e índices de preços sobre o mercado de gás.

Em 2005, a negociação eletrônica foi implementada para a compra e venda de gás natural no ponto de injeção ao sistema de transporte. Os ofertantes e os demandantes intervêm por meio dos agentes da MEG autorizados para esse fim. Produtores e comercializadores podem ser ofertantes, além dos carregadores (usuários) que desejam revender o que compraram no MEG no dia anterior. Ademais, podem ser demandantes os carregadores com contratos de transporte vigentes (firme ou interruptíveis), bem como transportadores e produtores que devem fazê-lo exclusivamente por razões operacionais. Cada rodada permite negociar gás em PIST (*Punto de Ingreso al Sistema de Transporte*) dentro de cinco possíveis bacias: Chubut, Neuquén, Noroeste, Santa Cruz e Tierra del Fuego. O mecanismo de negociação é o de um leilão eletrônico para cada bacia, fazendo as alocações entre ofertantes e demandantes de acordo com um preço de corte, que é o preço que finalmente paga todos os demandantes e cobra todos os ofertantes naquela bacia. O referido preço de corte é calculado como a última oferta de compra a que o gás poderia ser alocado.



## 4 MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS PARA FOMENTAR A COMPETIÇÃO E O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS

A análise da experiência internacional descrita acima deixa claro que o desenvolvimento de um mercado atacadista de gás eficiente depende do sucesso do processo de liberalização e desconcentração do mercado de gás. As condições básicas para a criação de um *hub* de gás natural em termos de infraestrutura e desenho de mercado são apresentadas na figura a seguir. Entre os principais ingredientes, destacam-se: i) a existência de infraestrutura adequada de transporte; ii) a capacidade de estocagem; iii) o sistema de tarifação por entrada e saída; iv) um grande número de compradores e vendedores interconectados nesta infraestrutura de transporte e estocagem aptos a transacionarem gás e capacidade de transporte; v) contratos padronizados de gás e capacidade; iv) operador independente do *hub* de gás; e vi) definição de uma plataforma eletrônica de negociação e um sistema de registro e compensação e garantias para as transações. (ver Figura 7). A existência dos ingredientes mencionados acima contribuirá para um baixo custo de transação e um elevado nível de liquidez no *hub* de gás (XUNPENG; VARIAM, 2018).

**FIGURA 7 –** Condições necessárias para a criação de um hub de gás natural

Fonte: Elaboração própria.

Vale ressaltar que o desenho do mercado atacadista é a fase final de um longo processo de liberalização. Para garantir os elementos necessários para o bom funcionamento de um *hub* de gás é necessário garantir que o processo de liberalização crie as condições adequadas para o funcionamento do mercado. Para isso, a experiência internacional de reforma e liberalização da indústria de gás apontou algumas etapas básicas que devem ser cumpridas: i) separação dos elos da cadeia do gás; ii) livre acesso ao transporte, distribuição e infraestruturas essenciais; iii) promoção da diversidade da oferta de gás; iv) liberalização do mercado final de gás; e v) o acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás. A seguir são apontadas as melhores práticas internacionais para cada uma das etapas de liberalização mencionadas acima.

## 4.1 SEPARAÇÃO DOS ELOS DA CADEIA

As regras de separação entre os diferentes elos da cadeia do gás são fundamentais para o funcionamento de um mercado competitivo. O objetivo principal dessa separação é garantir a operação do sistema de transporte, de distribuição e das infraestruturas essenciais de forma independente das disputas comerciais que são normais nos segmentos concorrenciais (produção, comercialização e importação).

Existem diferentes formas de separação do serviço de transporte e distribuição dos demais segmentos da cadeia de gás. Conforme foi mostrado, em alguns casos, a separação pode ser total (caso do Reino Unido) e, nessa situação, a empresa prestadora do serviço de

transporte deve ser totalmente independente, sem nenhum tipo de ligação financeira, patrimonial ou jurídica com as demais empresas dos outros segmentos da cadeia do gás natural. A separação total garante a independência do transportador ou distribuidor, uma vez que a empresa não teria nenhum interesse em privilegiar algum carregador específico e garante os menores custos de transação.

Em outros casos, a separação é apenas parcial, ou seja, a transportadora não pode exercer diretamente a atividade de comercialização, mas pode ter a propriedade de empresas que atuam nos segmentos de produção, comercialização e distribuição. Nesse caso, a participação cruzada é permitida. Em alguns países, quando isso ocorre, a regulação setorial pode impor algumas restrições às participações cruzadas, como, por exemplo, limites para as empresas integradas contratarem capacidade de transporte ou limites para participação no mercado final por parte da empresa integrada (caso da Argentina por exemplo).

No caso da existência de participações cruzadas é importante uma regulação forte para garantir a independência do operador do sistema de transporte. Em muitos países, além das restrições às participações cruzadas, foram implementadas regras para garantir a independência do operador do sistema de transporte, tais como: i) separação entre a propriedade dos ativos e a operação por meio da criação de um operador independente; ii) implementação de regras de separação operacional (*chinese wall*) entre segmentos de atividade de transporte e outros segmentos de atuação da empresa controladora; e iii) implementação da certificação de independência do transportador pelo regulador.

As medidas apontadas acima representam um cardápio regulatório à disposição da política energética. As autoridades energéticas devem escolher entre a separação total, o operador independente e as regras de independência do transportador (restrições à participação cruzada, *chinese wall* e certificação de independência).

A experiência internacional demonstra que todas essas opções podem conviver com *hubs* de gás bem desenvolvidos. O Reino Unido, por exemplo, optou pela separação total. No caso dos EUA, optou-se pela separação funcional (*chinese wall*), do operador para a infraestrutura ligada aos *hubs* e dos gasodutos interestaduais (WEIJERMARS, 2010). A Argentina, por sua vez, optou pela separação da propriedade, ainda que exista a possibilidade de participações cruzadas. Por fim, os Países Baixos optaram inicialmente por impor regras de independência do transportador, mas acabaram decidindo pela separação total (HONORÉ, 2017).

## 4.2 LIVRE ACESSO AO TRANSPORTE, À DISTRIBUIÇÃO E ÀS INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS

Além da separação dos elos da cadeia, é fundamental a introdução do livre acesso de terceiros à rede de transporte e distribuição de gás e nas infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, UPGNs e plantas de regaseificação). O livre acesso pode ser classificado como acesso regulado ou negociado (Newberry, 2000). No caso do acesso negociado, o acesso à rede não é obrigatório a priori. Os interessados na utilização da rede de transporte devem negociar com o operador das redes de transporte, distribuição e das infraestruturas essenciais as condições e tarifas dos serviços de transporte. O regulador, nesse caso, atua na solução de eventuais conflitos entre as partes. O acesso negociado é de difícil implementação na presença de participações cruzadas sem restrições. Neste caso, o proprietário da infraestrutura de transporte quase sempre tem interesses comerciais conflitantes com o carregador interessado no acesso, pois os dois podem estar disputando os mesmos mercados finais. Caso isso ocorra, o proprietário da rede buscará dificultar o acesso do concorrente como estratégia competitiva. Nestas circunstâncias, as negociações têm se revelado intensivas em tempo e com elevados custos de transação para os agentes.

No acesso regulado, as regras são estabelecidas antecipadamente e definem basicamente as condições operacionais de acesso e precificação do serviço de transporte. Essas regras incluem: situações em que terceiros podem adquirir contratos de transporte firme e interruptível, tarifas de transporte para diferentes tipos de serviços; e formas de comercialização da capacidade disponível.

No contexto de acesso regulado, essas regras são, na maioria das vezes, diretamente determinadas pelo regulador. Entretanto, em alguns casos, as regras são determinadas pelo transportador e aprovadas pelo regulador.

A experiência internacional aponta para o acesso regulado à infraestrutura de transporte, distribuição e estocagem. No caso das infraestruturas essenciais, alguns países optaram por um acesso negociado (caso da Argentina, dos Estados Unidos e do Reino Unido).

## 4.3 PROMOÇÃO DA DIVERSIFICAÇÃO DA OFERTA

A análise da experiência internacional demonstra que, em mercados de gás com a presença de um ator dominante na oferta, as medidas regulatórias não são suficientes para introduzir a concorrência. Em muitos países, a introdução da competição passou pela necessidade de reformas estruturais para a redução da concentração da oferta e diminuição das barreiras à entrada e viabilização de um nível mínimo de competição. Esse foi o caso de

países como Reino Unido, Argentina, Espanha, Itália e outros da Europa. Em todos esses locais, o mercado do gás era dominado por um monopólio estatal, tal como no Brasil, e foi necessário realizar reformas estruturais com a alienação de ativos e introdução de restrições regulatórias ao poder de mercado da empresa dominante<sup>21</sup>.

A diversidade de oferta é um condicionante para o desenvolvimento de mercados de ajuste e secundários de gás (ALMEIDA, 2005). Em um contexto de grande concentração de oferta não existe potencial significativo para trocas de gás no transporte e nos mercados de ajuste e secundário. A pouca diversidade da oferta é um empecilho para criar liquidez no mercado, o que implica em riscos elevados para os comercializadores operarem no mercado com contratos de curto prazo (ENGIE, 2017).

O caso do Reino Unido ilustrou bem esse problema. A efetiva promoção da concorrência não se viabilizou enquanto a *British Gas* manteve um papel dominante no mercado de gás. Foi necessária a intervenção do órgão de defesa da concorrência para limitar a participação da *British Gas* no mercado, criando assim a possibilidade para que os cerca de 60 produtores independentes de gás no Mar do Norte comercializassem diretamente o seu gás, ao invés de venderem para a *British Gas*.

A mesma política de limitação da participação do comercializador dominante no mercado foi adotada na Itália. O processo de reforma da indústria, iniciado em 2000, buscou reduzir o poder de mercado da empresa ENI na oferta de gás. O governo estabeleceu limites para a participação da ENI na oferta de gás no mercado atacadista italiano. O Decreto nº 164 estabeleceu que nenhuma empresa ofertante de gás poderá deter mais que 73% da oferta total de gás, fixando uma redução desse teto de 2% ao ano, até se atingir um nível máximo de 61% em 2009. Esse mesmo decreto fixou limites máximos para participação no mercado de varejo (venda aos consumidores finais). Esse limite foi fixado em 50% a partir de 2003. Para atingir as metas de participação no mercado, a ENI teve que recorrer a operações de *gas release*.

## 4.4 LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO FINAL

Outros aspectos importantes do processo de liberalização dizem respeito à abertura do mercado final à concorrência. A abertura do mercado pode ser classificada como total ou exclusivamente para grandes consumidores. Essa reforma possibilita um aumento no número de agentes, viabiliza a redução da interdependência entre os atores da indústria e diminui a ocorrência de condutas oportunistas.

21 Confira Stern (1998), Newberry (2000), Campodonico (1999), Quast (1999) e IEA (1994, 1998, 2004 e 2006).

Quanto maior o grau de abertura, maior tende a ser o número de comercializadores atuando no mercado atacadista e, portanto, maior a liquidez do mercado. Em geral, o processo de abertura do mercado final à concorrência se inicia com os grandes consumidores de gás. Após a liberalização dos grandes consumidores, o processo de abertura avança progressivamente para o conjunto dos consumidores de gás. A experiência europeia é uma referência importante nesse processo. A Segunda Diretiva de Gás de 2003 estabeleceu uma meta de progressiva liberalização do mercado final até 2007, quando atingiu a liberalização total.

## 4.5 ACOPLAMENTO DOS MERCADOS DE TRANSPORTE E COMMODITY

A experiência internacional demonstra que a redução dos custos de transação passa pela mudança na forma de tarifação dos serviços de transporte de gás, por meio da adoção da tarifação via metodologia de entrada e saída e a integração dos serviços de transporte das diferentes empresas transportadoras. Neste tipo de tarifação os carregadores pagam para injetar gás na rede e consumidores pagam para retirada do gás. Desta forma, cada vendedor pode comercializar o gás para qualquer consumidor livre ou distribuidora, desde que pague por uma capacidade de entrada no sistema. Da mesma forma, cada comprador pode adquirir o gás de qualquer vendedor habilitado, desde que tenha um contrato com reserva de capacidade de retirada do sistema de transporte.

Além da redução do custo de transação no transporte de gás, é fundamental a promoção da liquidez do mercado. Isso pode ser feito por meio da criação de um mercado de ajuste para o sistema de transporte e um secundário de gás e capacidade. Para isso, é necessário formatar e padronizar contratos para comercialização no mercado de ajuste.

Quanto ao acoplamento, os casos europeus (Reino Unido e Holanda) servem de inspiração para o Brasil. Na Holanda, o acoplamento entre os mercados de transporte e capacidade esteve pautado na gestão e operação da empresa transportadora (Gasunie) tanto do ponto virtual de negociação (TTF) como da rede. A possibilidade de negociação e transferência de titularidade antes do gás deixar a rede fez com que os contratos de transporte e capacidade fossem negociados e assinados de forma conjunta (SCHIPPERUS E MULDER, 2015).

No Reino Unido, o *Gas Act* de 1995 exigiu o estabelecimento do *Network Code* para a utilização da infraestrutura da BG Transco, única empresa licenciada para transporte de gás de terceiros (IEA, 2008). Os principais aspectos deste código foram:



- regras para balanceamento diário e criação de um mercado de ajuste coordenado pela Transco;
- gerenciamento da demanda de pico: a Transco ficou responsável por assegurar uma reserva de gás no sistema de transporte suficiente para atender à demanda de pico no inverno;
- reserva de capacidade de entrada e saída: os carregadores são obrigados a reservar capacidade por um período de 12 meses em cada ponto de entrada do sistema onde pretendem injetar gás, bem como nos 37 pontos de retirada, onde pretendem realizar suas retiradas;
- mercado secundário de capacidade: os carregadores podem negociar a capacidade entre si. Existe um mercado eletrônico gerenciado pela Transco onde os carregadores podem dar lances para compra ou ofertar capacidade contratada; e
- venda de gás no sistema.

O quadro abaixo traz um resumo dos atributos dos mercados de gás nos diferentes países analisados nesse estudo.

**QUADRO 1** – Resumo dos atributos dos mercados de gás em países selecionados

Atributo do mercado	Estados Unidos	Reino Unido	Holanda	Argentina
<b>Unbundling</b>	Participações cruzadas permitidas	Separação total do transportador	Separação total do transportador	Participações cruzadas permitidas
<b>Liberalização do mercado final</b>	Todos os consumidores em alguns estados e grandes consumidores em todos os estados	Todos os consumidores	Todos os consumidores	Grandes consumidores
<b>Metodologia tarifária transporte</b>	Postal dentro dos <i>hubs</i> . Por distância fora dos <i>hubs</i>	Entrada-saída	Entrada-saída	Por distância
<b>Tipo de hub</b>	Físico (entroncamento de gasodutos)	Virtual (NBP)	Virtual (TTF)	Físico (nos pontos de injeção do sistema de transporte de cinco possíveis bacias)
<b>Operador do hub</b>	Transportadores	Transportadora <i>National Grid</i>	Transportadora Gasunie	Não existe um <i>hub</i> . Comercialização realizada na entrada do sistema de transporte
<b>Operador mercado spot</b>	Plataformas eletrônicas, Nymex e ICE	ICE Futures	ICE ENDEX	Bolsa de comércio de Buenos Aires
<b>Mercado futuro e derivativos</b>	Henry <i>Hub</i>	NBP	TTF	NÃO

Fonte: Elaboração própria.

O quadro apresenta atributos dos mercados de gás nos Estados Unidos, no Reino Unido, na Holanda e na Argentina. Os mercados do Reino Unido e da Holanda apresentam semelhanças em certos atributos, como a separação total do transportador, a metodologia tarifária de transporte adotada (modelo de Entrada-Saída), e o tipo de *Hub* – virtuais (NBP e TTF, respectivamente).

Os Estados Unidos se diferem por permitirem participações cruzadas, pela adoção da metodologia tarifária postal dentro dos *hubs* e por distância fora dos *hubs* e pelo tipo de *hub*, neste caso físico. A Argentina, apesar de ter se inspirado na experiência britânica para realizar reformas, apresenta um mercado de gás que se diferencia dos demais países analisados nesse estudo em alguns pontos. Diferente dos demais, não possui um *hub*, sendo a comercialização realizada na entrada do sistema de transporte, além de não possuir um mercado futuro e derivativos. Com relação ao *unbundling*, assim como no caso dos Estados Unidos, permite participações cruzadas e a metodologia tarifária no transporte adotada é por distância.





# 5 RECOMENDAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO ATACADISTA DE GÁS NO BRASIL

O Brasil está implementando uma liberalização do mercado de gás com o objetivo de desenvolver um mercado competitivo de gás natural. O setor iniciou uma evolução em direção ao mercado concorrencial e tendo como objetivo final o desenvolvimento de um mercado de curto prazo e um mercado *spot* de gás natural. Neste sentido, é muito importante considerar a experiência internacional na construção do caminho a ser trilhado até o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás no Brasil.

A ANP está em processo de consulta pública para elaboração da proposta de desenho para o mercado *spot* de gás no Brasil. Este processo foi iniciado em setembro de 2020, com a publicação do documento intitulado “Modelo Conceitual do Mercado de Gás da Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento”<sup>22</sup>. A partir da coleta de contribuições dos agentes, quanto a melhor forma de organizar o mercado *spot* de gás no Brasil, a ANP pretende revisar os regulamentos que tratam das atividades de comercialização e de carregamento de gás natural (Resoluções ANP nº 52/2011 e 51/2013).

A nova regulamentação tratará da organização e do funcionamento do mercado de gás natural, além de incorporar os elementos típicos das normas da ANP que têm como objetivo a autorização para o exercício de atividade, como obrigações e responsabilidades dos agentes e requisitos para a obtenção e manutenção das autorizações outorgadas.

A iniciativa da ANP está alinhada com as melhores práticas internacionais para desenho de mercados atacadistas de gás. O processo de formatação de um mercado atacadista de gás é extremamente complexo e deve considerar as características técnicas e econômicas de cada país. Neste sentido é fundamental criar mecanismos para interação com os principais *stakeholders* do mercado para obter informações e *inputs* relevantes que ajudem a adaptar as diretrizes e os instrumentos de mercados liberalizados do gás ao contexto nacional.

22 Confira resumo do documento no Anexo A.

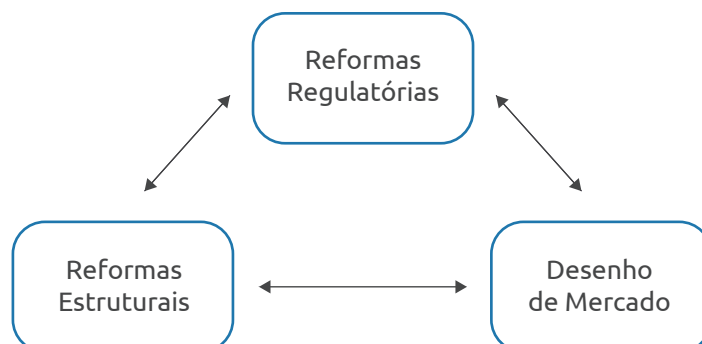
O documento submetido à consulta pública apresenta uma visão detalhada sobre o estágio atual da liberalização do mercado de gás no Brasil e aponta que as reformas do mercado, para a extinção do monopólio legal da Petrobras, ainda estão incompletas. Desta forma, a quantidade de agentes independentes em atuação é limitadíssima, refletindo ainda em um elevado grau de concentração na comercialização de gás natural.

Em relação ao desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás natural, o documento destaca que o Brasil ainda se encontra no estágio inicial de mercado não concorrencial. Este seria o estágio inicial do chamado “caminho para a maturidade” percorrido por mercados atacadistas europeus (Heather, 2015). O estágio inicial deste “caminho para a maturidade” consiste na abertura do mercado e desverticalização, na transparência de preços e volumes comercializados e nas negociações bilaterais. A fase seguinte, conhecida como “mercado em desenvolvimento”, consiste em negociações em mercado de balcão e bolsa, operações à vista e a termo e regras de balanceamento e contratos padronizados. Por fim, a fase em que se alcançaria o “mercado concorrencial” consiste em negociações no mercado futuro, curva de preços futuros e entrada de agentes financeiros.

Desta forma, o resultado do “caminho para a maturidade” é a consolidação de pontos de negociação de gás natural (*hubs*) que apresentam alta concorrência por meio de um número grande de agentes e transações e um nível de liquidez do mercado relativamente alto. O documento destaca que a existência de muitos agentes, dispostos a realizar transações a todo momento, é a base para o bom funcionamento do mercado líquido. Assim, no entendimento da ANP, o Brasil deve buscar trilhar os estágios seguidos pelas economias que já estabeleceram *hubs* que possuem liquidez.

O documento sobre o Modelo Conceitual do Mercado de Gás publicado pela ANP traz um excelente diagnóstico do estágio atual de desenvolvimento do mercado de gás e dos desafios para a criação de um mercado atacadista eficiente. Entretanto, não apresenta um conjunto de propostas abrangente para o desenvolvimento do mercado *spot*, prendendo-se nos aspectos relativos ao desenho do mercado.

Como foi apresentado na seção 4, o desenvolvimento do mercado de gás requer, além do correto desenho do mercado atacadista, a implementação de reformas estruturais e regulatórias na indústria que crie as condições para comercialização de gás num mercado *spot*, tais como: i) separação dos elos da cadeia do gás; ii) livre acesso ao transporte, à distribuição e às infraestruturas essenciais; iii) promoção da diversidade da oferta de gás; iv) liberalização do mercado final de gás; e v) o acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás. Essas etapas ainda não foram cumpridas e precisam ser implementadas paralelamente ao esforço do desenho do mercado atacadista. Conclui-se assim que o país precisa evoluir paralelamente em reformas regulatórias, reformas estruturais para promover a diversidade da oferta de gás e no desenho do mercado.

**FIGURA 8** – Natureza das reformas a serem implementadas no Brasil

Fonte: Elaboração própria.

- As principais medidas visando o mercado concorrencial já foram identificadas pelo governo. Entretanto, para que esse mercado, aberto e competitivo, se materialize da maneira como foi desenhado, será necessário vencer algumas etapas. Ao lançar o programa “Novo Mercado de Gás”, em 2019, o governo estabeleceu instrumentos infralegais que representaram um primeiro passo para a abertura do mercado. Mas ainda existem etapas importantes neste processo que precisam ser vencidas, a saber: aprovação da nova Lei do Gás, para oferecer regras claras e segurança jurídica ao investidor, a fim de que as infraestruturas necessárias sejam construídas;
- Implementação de uma agenda regulatória, pela ANP, para apoiar o processo de abertura em andamento e novas regras que deverão ser criadas a partir da aprovação a Lei do Gás, incluindo a desconcentração da oferta;
- Criação, pela União, de incentivos para a abertura do mercado de gás nos estados e na harmonização das regulações estaduais; e
- Definição de um modelo tributário que atenda a esse novo mercado.

A seguir apontamos algumas propostas para as reformas regulatórias, estruturais e para o desenho do mercado atacadista mencionadas acima.

## 5.1 SEPARAÇÃO DOS ELOS DA CADEIA

O início de um mercado atacadista de gás se dá por meio do processo da liberalização e de introdução do livre acesso ao sistema de transporte e de distribuição e das infraestruturas essenciais (terminais de regaseificação, unidades de tratamento de gás – UPGNs e gasodutos de escoamento). Essa é a fase em que nos encontramos. A esperada aprovação da Nova Lei do Gás, em discussão no Congresso Nacional, e a implementação da agenda regulatória da ANP irão justamente permitir superar esta etapa.

Após a aprovação da lei do gás, será fundamental que a ANP implemente sua agenda regulatória que inclui a certificação de independência das transportadoras e a regulação do acesso às infraestruturas essenciais. Desta forma, produtores e importadores independentes de gás poderão ter acesso ao mercado por meio do livre acesso a essas infraestruturas.

Um outro aspecto muito relevante para o futuro do mercado de gás é a separação entre o transporte e a distribuição de gás. Ainda existe no Brasil muita incerteza regulatória sobre a separação entre essas duas etapas da cadeia. É fundamental que fique claro qual tipo de gasoduto é de transporte (regulado pela ANP) e qual tipo de gasoduto é de distribuição (regulado pela agência estadual). A regulação técnica dos gasodutos de transporte pela ANP previsto no projeto aprovado pela Câmara dos Deputados representa um avanço importante nesta direção.

## **5.2 LIVRE ACESSO AO TRANSPORTE, À DISTRIBUIÇÃO E ÀS INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS**

O acesso às infraestruturas essenciais e ao sistema de transporte representaram um grande obstáculo para o desenvolvimento de um mercado atacadista de gás natural. Atualmente, com exceção do sistema de TBG, praticamente não existe capacidade de transporte firme disponível para novos entrantes, uma vez que toda a capacidade se encontra contratada pela Petrobras.

Para agilizar o processo de abertura do mercado, o governo publicou o Decreto Presidencial nº 9.616, de dezembro de 2018, para implementar agenda regulatória, principalmente no setor de transporte. Algumas mudanças importantes foram introduzidas pelo decreto, a seguir:

- novo modelo tarifário para o sistema de transporte – de entrada e saída. Esse modelo começou a ser implementado em 2020, a partir da contratação de capacidade de transporte no Gasbol oriundo da chamada pública da empresa lançada em 2019;
- criação do conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural, com novas regulações ao transporte, permitindo, entre outras coisas, que as tarifas sejam fixadas para o Sistema de Transporte e não por gasodutos;
- finalização do Programa de Expansão da malha de transporte dutoviário (PEMAT). Essa não foi uma perda, mas uma alteração necessária, uma vez que a EPE continua elaborando relatórios indicativos de expansão da malha, mas agora baseados nos planos de investimentos das transportadoras;



- criação de incentivos, pela ANP, para adaptação dos contratos de transporte vigentes ao novo modelo de entrada e saída, mas ainda preservando os contratos de serviço de transporte atuais; e
- acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, como gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de regaseificação), por meio de regulação da ANP. Esse assunto foi também objeto do TCC assinado entre o CADE e a Petrobras, mas ainda não avançou como deveria.

O programa Novo Mercado de Gás buscou criar instrumentos para acelerar a implementação das diretrizes do Decreto nº 9.616. Neste sentido, a ANP lançou uma agenda regulatória para revisar a regulação do segmento do transporte no Brasil. Entretanto, a agência vem enfrentando dificuldades técnicas e operacionais para agilizar a implementação desta agenda regulatória. Neste sentido, sugerimos o estabelecimento de um Acordo de Cooperação Técnica Internacional entre a ANP e uma instituição europeia (a ser identificada) com expertise na regulação do setor de transporte em países com mercados de gás liberalizados.

Com relação às infraestruturas essenciais, o programa Novo Mercado de Gás deu mais um passo em direção à implementação do livre acesso no segmento de escoamento e tratamento ao dar ao Comitê de Promoção de Concorrência do Mercado de Gás Natural (CPC) a incumbência de propor a Doutrina de Infraestruturas Essenciais Aplicada a Gasodutos de Escoamento, UPGNs e Terminais de GNL. A Resolução CNPE nº 16 determinou que a Petrobras deve disponibilizar informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, bem como elaborar códigos comuns de acesso a essas infraestruturas (item IV do artigo 4º) (CNPE, 2019).

Adicionalmente, a Petrobras propôs criar uma empresa independente de escoamento na área do pré-sal por meio da formação de uma empresa subsidiária com os ativos das três rotas existentes atualmente. Em um segundo momento essa empresa poderia ser vendida para um investidor parceiro (Ramalho, 2020). Essa empresa já foi criada por meio de um acordo com os parceiros da Petrobras nas rotas 1 e 3 (Petrogal, Shell e Repsol).

A criação do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) na área do pré-sal pode ser um modelo a ser seguido para outras bacias *offshore* do país, como a do Sergipe-Alagoas. Neste sentido, o BNDES propôs um novo modelo de negócios para a expansão do escoamento no Brasil. Essa proposta se estrutura no princípio do compartilhamento de riscos e custos entre os investidores no E&P. Para isso, os novos gasodutos de escoamento teriam participação de várias empresas de petróleo, bem como de investidores institucionais.

O novo modelo proposto implicaria na criação de uma sociedade de propósito específico (SPE), responsável pela operação da infraestrutura compartilhada de escoamento. Esse gasoduto compartilhado estaria conectado a uma UPGN e uma plataforma *offshore* que seria um *hub* que interconectaria aos campos produtores de gás natural de diversas empresas ou consórcios.

Com base nas propostas já encaminhadas e considerando a experiência internacional, sugerem-se algumas propostas para a regulação e o modelo de negócio para os sistemas de escoamento e tratamento de gás no Brasil, como:

- introdução de uma regulação para os sistemas de escoamento que permitam a criação do negócio de *midstream*, com a separação das autorizações dos ativos de escoamento das concessões de E&P;
- implementação do acesso negociado não discriminatório às rotas;
- implementação de critérios de independência para operação da rede de escoamento e um modelo tarifário que permita o uso otimizado e flexível do sistema de escoamento;
- expansão da capacidade de escoamento no pré-sal por meio da nova empresa, com otimização logística e operação integrada, e apoio do BNDES no financiamento da expansão;
- adoção do modelo de expansão proposto pelo BNDES para outras bacias no Brasil, com aproveitamento das infraestruturas existentes onde fosse possível, por meio de negociações com a Petrobras para venda de ativos a uma nova SPE dedicada ao escoamento; e
- articulação de projetos-âncora para novas rotas para o gás do pré-sal (térmicas estruturantes, projetos gás intensivos – fertilizantes, metanol, siderurgia e pelotização).

### 5.3 PROMOÇÃO DA DIVERSIDADE DA OFERTA DE GÁS

Apesar dos esforços regulatórios da ANP e do acordo do CADE com a Petrobras (TCC), o mercado de gás brasileiro continua sendo suprido apenas pela Petrobras. A promoção, desconcentração e diversidade da oferta representa condição necessária ao desenvolvimento de um mercado *spot* de gás no Brasil. Neste sentido, é fundamental a implementação do TCC que prevê que a Petrobras deixe de comprar gás dos produtores independentes no país. Entretanto, mesmo após a implementação do acordado no TCC, a Petrobras continuará responsável pela produção de cerca de 70% do gás produzido no país. Neste sentido, será fundamental que o CADE e a ANP implementem medidas adicionais para a redução da concentração da oferta de gás, avaliando a viabilidade de implementação de metas de participação no mercado por parte da empresa. A experiência europeia mostra

que a implementação de um programa de “gás release” pode ser uma forma eficaz para acelerar a desconcentração da oferta de gás no mercado atacadista.

Atualmente, a Petrobras é a única carregadora de gás no país. Exceção apenas aplicada ao gasoduto Bolívia-Brasil, que já tem oferecido capacidade ao mercado. Assim, é igualmente fundamental que a ANP e o CADE avaliem novos instrumentos e novas metas para a desconcentração do mercado de capacidade de transporte.

Por fim, a experiência internacional mostra que a existência da capacidade de estocagem de gás é uma condição importante para o desenvolvimento de um mercado de gás competitivo. No Brasil, os produtores independentes de gás não possuem uma flexibilidade de oferta de gás (majoritariamente associado ao petróleo) compatível com o mercado de gás, em particular o da geração termelétrica. Dessa forma, torna-se muito importante o desenvolvimento do arcabouço regulatório e de modelos de negócios que permitam o desenvolvimento de projetos de estocagem de gás no Brasil.

Adicionalmente, visando acelerar a entrada de novos ofertantes no mercado de gás, é fundamental que a ANP implemente a diretriz estabelecida pelo CNPE (Resolução nº 16 de 2020), que prevê que a Petrobras ofereça provisoriamente serviços de flexibilidade para novos ofertantes no mercado de gás brasileiro.

## 5.4 LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO FINAL DE GÁS

No Brasil, a liberalização do mercado final de gás (mercado varejista) é de competência dos estados (poder concedente para a atividade de distribuição de gás). Os processos de liberalização do mercado final vêm ocorrendo de forma lenta, a partir de arcabouços regulatórios muito heterogêneos.

O Decreto Presidencial nº 9.616/2018 determinou que deveriam ser promovidas medidas para harmonização das regulações estaduais e federais, com a possibilidade de criação de incentivos, pelo governo federal, para negociarem com os estados.

Adicionalmente, a Resolução CNPE (nº 16/2020) detalhou diretrizes para reformas no elo de distribuição de gás natural, que devem ser incentivadas pelos Ministério de Minas e Energia e Ministério da Economia, a seguir:

- privatização das distribuidoras (com a redefinição/revisão dos contratos de concessão, por exemplo, por meio de aditivos);
- regulação sobre consumidores livres, autoprodutores e importadores; e
- criação e/ou capacitação de agência reguladora autônoma de gás natural, com requisitos mínimos de governança, transparência e formalidades de tomada de decisão.

Até o momento a única iniciativa, na prática, para promover a harmonização da regulação federal e estadual foi a elaboração, pela ANP, do “Manual de Boas Práticas Regulatórias”. O manual representa um avanço no estabelecimento de um *benchmark* para boas práticas regulatórias no âmbito estadual.

Apesar do avanço da criação de um *benchmark* regulatório, o tema da harmonização não avançou significativamente. Em particular, o governo não conseguiu desenhar instrumentos de incentivos aos estados para avançarem na liberalização do mercado de gás. Dessa forma, é fundamental persistir na aplicação das diretrizes já aprovadas pela ANP para a promoção da harmonização regulatória em torno das reformas para liberalização do mercado de gás.

Existe, ainda, um grande risco de que ocorram privatizações sem prévias alterações dos atuais contratos de concessão. Alguns estados têm demonstrado interesse na privatização de suas companhias estaduais; alguns, inclusive, já contam com a contratação de consultorias para estruturar os processos de privatização. No entanto, não tem havido discussões, por parte dos governos estaduais, quanto à prévia revisão dos atuais contratos, como propõe as diretrizes da Resolução CNPE. Ressalta-se que eventual privatização das companhias sem prévia redefinição/revisão dos contratos será prejudicial ao desenvolvimento socioeconômico dos estados, à expansão eficiente das redes de distribuição e à competitividade do gás, pois perpetuarão regras ultrapassadas da maioria dos contratos vigentes (como aquelas que asseguram taxa de remuneração do capital de 20% ao ano e *overhead* sobre os custos e as despesas operacionais de 20%). Em razão disso, a tendência é que o preço do gás, nos estados, se torne cada vez menos competitivo conforme se promove a expansão das redes existentes.

## 5.5 ACOPLAMENTO DOS MERCADOS DE CAPACIDADE DE TRANSPORTE E MOLÉCULA DE GÁS

Outro aspecto extremamente importante do desenvolvimento de um mercado *spot*, para o gás, é o acoplamento entre o mercado de transporte de gás e o mercado da molécula. Contrariamente ao setor elétrico, o gás natural apresenta um custo de transporte elevado, sendo necessário associar os fluxos físicos aos comerciais. Caso a tarifa de transporte do gás seja calculada pela metodologia ponto a ponto, ou seja, considerando a distância do ponto de entrada e ponto de retirada, cada contrato de molécula deverá estar associado a um contrato específico de transporte, o que representa uma barreira significativa para o desenvolvimento de um mercado *spot* de gás, já que implica em um alto custo de transação. O Brasil encontra-se em processo de implementação dessa metodologia tarifária, que, uma vez finalizado, será um passo importante para a criação de um ou mais pontos virtuais de negociação no país.

Adicionalmente, o desenvolvimento de um mercado de ajuste para capacidade de transporte é fundamental para o acoplamento do mercado de transporte de gás. Ou seja, é importante que os códigos de rede do sistema de transporte permitam que o balanceamento das injeções e retiradas do sistema de transporte ocorram via comercialização de gás entre carregadores e comercializadores. Em geral, o mercado de ajuste de gás tem um papel fundamental para a criação de liquidez no mercado *spot* de gás. Em muitos casos, o mercado de ajuste foi a semente do mercado *spot*.

## 5.6 DESENHO DO MERCADO ATACADISTA

O desenho do mercado atacadista de gás deve começar pela definição clara da competência regulatória do governo federal e dos estados sobre a comercialização. Esse tema ainda não está pacificado e depende da aprovação da Nova Lei do Gás e, provavelmente, de novos instrumentos regulatórios para estabelecer a fronteira entre o mercado atacadista (regulado pela ANP) e o varejista (regulado pelos estados). Existe, ainda, um forte desalinhamento entre o governo federal e os estados quanto ao alcance da regulação federal e da regulação estadual na definição do mercado atacadista. Vários estados da Federação entendem que toda venda de gás para consumidor final faz parte do mercado varejista. Os consumidores livres de gás não podem atuar diretamente no mercado atacadista federal, devendo as comercializadoras (autorizadas a atuar no mercado atacadista) buscarem também autorização nos estados, para vender gás a consumidores livres.

Caso prevaleça a interpretação, por exemplo, do estado de São Paulo, o mercado atacadista será composto apenas por um pequeno número de agentes pelo lado da demanda (as distribuidoras e as comercializadoras autorizadas pela ANP), o que certamente implicaria em baixa liquidez e dificuldades para o desenvolvimento de um mercado *spot*. Dessa forma, é fundamental que esse tema seja pacificado e que grandes consumidores livres possam comprar gás no mercado atacadista, para que um grande número de compradores e vendedores estejam aptos a transacionarem gás e capacidade de transporte.

Em seguida é fundamental implementar o desenho de mercado proposto pela ANP do Modelo Conceitual do Mercado de Gás da Esfera de Competência da União (ver Anexo A), com as seguintes sugestões de ajustes:

- simplificação do desenho do mercado, evitando a sobreposição de atividades entre diferentes instituições. Em particular, é importante atentar para a diferenciação entre o papel do *hub* de gás que busca oferecer serviços de *hub* para o bom funcionamento do mercado de gás e o papel do mercado *spot* que deve oferecer serviços para negociação de contratos padronizados e transações de balcão;

- os serviços de *hub* de gás podem ficar a cargo do operador do Ponto Virtual de Negociação (PVN). Já a operação do mercado *spot* pode ficar cargo da Entidade Gestora do Mercado Organizado;
- no período inicial, quando não houver a integração das áreas de mercado de capacidade das três grandes transportadoras, o operador do PVN pode ser a própria transportadora, contanto que essas tenham a independência certificada pela ANP. Após a integração das áreas de mercado das transportadoras, o operador do PVN deverá ser a Gestora de Área de Mercado, formada a partir de uma proposta coordenada pelas transportadoras e aprovada pela ANP;
- a Entidade Administradora do Mercado Organizado de gás deve ser uma instituição com uma competência para a operação de mercado balcão e bolsa. Em geral, essa atividade é realizada por empresa especializada na oferta de serviços de negociação, incluindo câmaras de liquidação (*Clearing*); e
- a realização, pela ANP, do desenho do mercado organizado de gás no Brasil deve ser acompanhada por um *roadmap* para todo o processo de liberalização do mercado de gás. O desenho do mercado organizado do gás deve ser feito concomitantemente à implementação de reformas estruturais que reduzam a concentração do mercado e a implementação da agenda regulatória da ANP, que permitirá a introdução da concorrência no mercado.







## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O caminho para o desenvolvimento de um mercado concorrencial de gás no Brasil será longo e complexo. A experiência europeia mostrou que não existem atalhos no desenvolvimento de um mercado eficiente para o gás natural. Nesse sentido, é fundamental acelerar ao máximo o processo de reformas estruturais e regulatórias em andamento, uma vez que o país já conta com uma vasta experiência internacional para apoiar o modelo brasileiro.

Uma vez aprovada a nova lei, será preciso construir uma capacitação institucional e setorial para implementar a complexa regulação técnica necessária ao funcionamento de um mercado liberalizado. Para isso será fundamental que a ANP desenvolva uma capacitação regulatória para desenhar e regular um mercado competitivo de gás. Ademais, será muito importante que os agentes dos diferentes segmentos do setor superem as divergências que se manifestaram na discussão da Nova Lei do Gás e alinhem seus interesses em busca dos benefícios de um mercado competitivo. Todos os agentes do setor terão um papel nesse processo e devem se preparar para esta nova etapa do setor de gás no país.

Vale ressaltar que o mercado organizado de gás não será um mercado com grande liquidez no início. A experiência internacional demonstra que o desenvolvimento da competição e a criação de um mercado de elevada liquidez é um processo gradual. As características desse mercado evoluem à medida que aumenta o número de consumidores livres para escolher seus fornecedores de gás. Com o aumento do número de participantes, eleva-se também o número de transações para comercialização de gás e capacidade de transporte. O risco dos contratos de curto prazo diminui à medida que aumenta a frequência de consumidores descontratados. Da mesma forma, com a multiplicação do número de fornecedores/comercializadores, os consumidores passam a contar com muitas opções de suprimento. A utilização de contratos de curto prazo aumenta a flexibilidade da demanda, já que os contratos tenderão a refletir melhor o contexto do mercado.

No futuro mercado liberalizado de gás no Brasil, todos os agentes participantes terão um papel no desenvolvimento de mecanismos de flexibilidade. Os produtores nacionais de gás terão um papel importante no desenvolvimento de inovações técnicas e comerciais (como *swap* de gás) para aumentar a flexibilidade da entrega e, conseqüentemente, o valor do gás no mercado. Aos comercializadores caberá a construção de portfólios de oferta flexíveis por meio de diferentes estratégias e instrumentos, além de identificar a parte da demanda que poderia se interessar em contratos interruptíveis. Aos transportadores

caberá o desenvolvimento de novos serviços e contratos adaptados à necessidade de flexibilidade dos carregadores.

Por fim, cabe mencionar que a criação de um mercado de gás competitivo por meio do desenvolvimento de novos instrumentos de flexibilidade é uma tarefa de criatividade e inovação por parte dos agentes. Esse é justamente o papel da concorrência no mercado: criar um ambiente onde todos os agentes tenham a oportunidade de desenvolver estratégias inovadoras e não apenas um agente dominante. A concorrência permite a atuação da inteligência coletiva do setor e uma multiplicação das iniciativas de inovação no mercado e é daí que surge o dinamismo e a aceleração da transformação.





# REFERÊNCIAS

ABIAPE. Um desenho para o mercado de gás natural. **SC04 – Gás para crescer**. [S.l.: s.n.], 2017.

ACER. **Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2012**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013.

ADIGAS - ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE GAS. **Datos del sector**. 2020. Disponível em: <https://www.adigas.com.ar/datos-del-sector/>. Acesso em: 28 fev. 2021.

ALMEIDA, E. **Obstáculos e possibilidades para o desenvolvimento do mercado secundário de gás natural: panorama internacional e brasileiro**. [S.l.: s.n.], 2005. PROJETO ESTAL/CI/001/2004.

ALMEIDA, E. L. F.; COLOMER, M. **Indústria do gás natural fundamentos técnicos e econômicos**. Rio de Janeiro, Synergia Editora: 2013. v. 1.

ANP. **Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união: comercialização, carregamento e balanceamento**. [S.l.]: ANP, 2020.

ARGENTINA. **Decreto 1020/95**. Régimen optativo para las empresas Licenciatarias de Distribución de Gas que opere como incentivo a la realización de operaciones en el Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN). Disponível em: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/1020-95.htm>. Acesso em: 29 mar. 2021.

ARGENTINA. Secretaria de Energia. **Resolución 1146, 2004**. Mercado Electronico de Gas. Dispon[ível em: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1146-2004-100885>. Acesso em: 20 mar. 2021.

ARGENTINA. **Reglamento general de negociacion del mercado eletrônico de gas (MEG). 2016**. Disponível em: <https://www.megsa.ar/App/assets/pdf/Reglamento-Operativo-2019-06-05.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

ARGENTINA. Secretaría de Gobierno de Energía. **Balance Energético Nacional 2019**. 2019. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>. Acesso em: 28 fev. 21.

BENNETT, G. **Natural gas benchmarks: a new landscape**. Disponível em: <https://www.theice.com/insights/market-pulse/lng-trading-liquidity-hedging-a-new-landscape-for-natural-gas-benchmarks>. Acesso em: 12 dez. 2020.

BP. **Statistical Review of World Energy 2020**. 69. ed., 2020. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/businesssites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>. Acesso em: 09 dez. 2020.

BRASIL. **Gás para crescer: 1º relatório do comitê técnico para o desenvolvimento da indústria do gás natural (CT-GN)**. Brasília: MME, 2017.

CAMPODÓNICO, H. La industria del gas natural y su regulación en América Latina. **Revista de La Cepal**. n. 68, 1999.

CORREA, P. G; ALMEIDA, E. **Reforma da indústria do gás natural no Brasil como forma de auxiliar a retomada do crescimento**. [S.l.]: Banco Mundial, 2020.

EIA. **Natural gas market centers and hubs: a 2003 update**. [S.l.: s.n.], 2003.

EIA. **Natural gas market centers: a 2008 update**. [S.l.: s.n.], 2009.

EIA. **Argentina, analysis: natural gas**. 2017. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/ARG>. Acesso em: 08 dez. 20.

EPE. **A Indústria de gás natural na Argentina: panorama, perspectivas e oportunidades para o Brasil**. [S.l.: s.n.], 2020. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/04/2020.

ENARGAS. **Informe de balance y gestión 2019**. Anexo III. Disponível em: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2019>. Acesso em: 09/12/20.

ENGIE. **Open market to support gas commercialization: pre-requisites and lessons learned from functioning hubs in EU**. [S.l.: s.n.], 2017.

GASUNIE. **Página institucional**. Disponível em: <https://www.gasunie.nl/en/about-gasunie/investor-relations/financial-information>. Acesso em: 04/01/2020.

HARRIS, D et al. **Economic Impact of the Dutch Gas Hub Strategy on the Netherlands**. United Kingdom: [s.n.], 2010.

HAWDON, D. Efficiency, performance, and regulation of the international gas industry: a bootstrap DEA approach. **Energy Policy**, v. 31, p. 1167-1178. 2003.

HEATHER, P. **Continental european gas hubs: are they fit for purpose?** jun. 2012. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/NG-63.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

HEATHER, P. **The evolution of European traded gas hubs**. dez. 2015. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/NG-104.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

HEATHER, P; PETROVICH, B. **European traded gas hubs**: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. maio 2017. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/European-traded-gas-hubs-an-updated-analysis-on-liquidity-maturity-and-barriers-to-market-integration-OIES-Energy-Insight.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

HONORÉ, A. **The dutch gas market**: trials, tribulations, and trends. maio 2017. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/The-Dutch-Gas-Market-trials-tribulations-and-trends-NG-118.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

IEA. **Development of competitive gas trading in continental Europe**: How to achieve workable competition in european gas markets? maio 2008. Disponível em: <https://hvtc.edu.vn/Portals/0/files/635866325064938966DevelopmentofCompetitiveGasTradinginContinentalEurope.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

IEA. **Developing a natural gas trading hub in Asia**: obstacles and opportunities. 2013. Partner country series. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/partner-country-series-developing-a-natural-gas-trading-hub-in-asia>. Acesso em: 29 mar. 2021.

IEA. **Towards a competitive natural gas market in Brazil**: a review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil. 2018. Insights Series. Disponível em: <https://webstore.iea.org/insights-series-2018-towards-a-competitive-natural-gas-market-in-brazil>. Acesso em: 29 mar. 2021.

INGAA. **Profile of underground natural gas storage facilities and market hubs**. [S.l.]: INGAA Foundation, 1995.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS. **Informe Anual 2019**: produccion de petroleo y gas. 2019. Disponível em: [https://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/sectores/estadisticas/productos/listados/listado\\_todos\\_los\\_productos.htm](https://www.iapg.org.ar/web_iapg/sectores/estadisticas/productos/listados/listado_todos_los_productos.htm). Acesso em: 10 dez. 20.

KIEWIET, B.; PETROV, K.; VOS, M. **Gas entry-exit network pricing models and implementation options**. 2013. Disponível em: <https://webstore.iea.org/insights-series-2018-towards-a-competitive-natural-gas-market-in-brazil>. Acesso em: 29 mar. 2021.

KLOP, M. **Charting the Gaps**: EU regulation of gas transmission tariffs in the Netherlands and the UK. jan. 2009. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG26-ChartingTheGapsEURegulationOfGasTransmissionTariffsInTheNetherlandsandTheUK-ManuelKlop-2009.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

LE FEVRE, C. **The Role of Gas in UK Energy Policy**. jul. 2015. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/07/NG-100.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

LEACH, B. **Natural gas hub development and the Asian LNG market.** *In*: IAEE ASIAN CONFERENCE, 5. 2016. Disponível em: <https://www.iaee.org/proceedings/article/13348>. Acesso em: 29 mar. 2021.

LOPES, A. **Gás para crescer.** [S.l.]: ABRACEEL, 2017

MEGSA. **Reglamento Operativo:** Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A. 2019. Disponível em: <https://www.megsa.ar/App/assets/pdf/Reglamento-Operativo-2019-06-05.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

NEWBERY, D. M. **Privatization, restructuring and regulation of network utilities.** [S.l.]: MIT, 2000.

RIEMERSMA, B; CORREJLÉ, A; KUNNEKE, R. Historical developments in Dutch gas systems: unravelling safety concerns in gas provision. **Safety Science**, n. 121. 2020.

SAVCENKO, K; HORNBY, G. The future of European gas after Groningen. **Natural gas special report**, fev. 2020.

SCHIPPERUS, O. T; MULDER, M. The effectiveness of policies to transform a gas-exporting country into a gas-transit country: the case of The Netherlands. **Energy Policy**, n. 84, 2015.

STERN, J. **Liberalizing and regulating natural gas markets:** european experience. Rio de Janeiro: [s.n.], 2018.

VAZQUEZ, M; AMORIM, L; DUTRA, J. **Development of a competitive natural gas market.** [S.l.]: FGV. 2016.

WEIJERMARS, R. Value chain analysis of the natural gas industry: lessons from the US regulatory success and opportunities for Europe. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, n. 2, 2010.

XUNPENG, Shi; VARIAM, Hari. Key elements for functioning gas hubs: a case study of East Asia. **Natural Gas Industry**, v. 5, n. 2, 2018, p. 167-176. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352854017302036>. Acesso em: 29 mar. 2021.

ZHU, Zhao. **Developing a natural gas trading hub in China.** 2016. Dissertação (Mestrado) - MIT Sloan School of Management. Massachusetts Institute of Technology, 2016. Disponível em: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/104505>. Acesso em: 29 mar. 2021.







## ANEXO A – PRINCIPAIS PROPOSTAS DA ANP PARA A CRIAÇÃO DE UM MERCADO ORGANIZADO DE GÁS NO BRASIL

O documento “MODELO CONCEITUAL DO MERCADO DE GÁS NA ESFERA DE COMPETÊNCIA DA UNIÃO – COMERCIALIZAÇÃO, CARREGAMENTO E BALANCEAMENTO” orienta a consulta pública para a revisão da regulamentação da comercialização e do carregamento de gás natural. O documento apresenta os principais aspectos de um mercado de gás e lista um conjunto de questões para buscar contribuições de especialistas e interessados no mercado de gás. Posteriormente, a ANP irá propor a minuta de resolução que tratará das atividades de comercialização e carregamento.

A motivação da ANP é intensificar a competição no mercado de gás, garantindo livre acesso e promovendo liquidez e transparência na contratação de gás. O documento aponta que existe um “caminho para a maturidade” no mercado de gás (Heather, 2015). O Brasil está no início desse caminho, consolidando as características de um mercado não concorrencial. Na fase seguinte, mercado em desenvolvimento, as negociações de gás ocorreriam por meio de mercados organizados e despersonalizados (bolsas). Na última fase, ocorreria a financeirização do mercado de gás, com a multiplicação de agentes e desenvolvimento de mercados futuros. A consolidação de pontos de negociação (*hubs*) de gás com atuação de elevado número de agentes e concorrência efetiva é o resultado desse processo.

Para organizar o mercado de gás natural, é prevista a criação de entidade administradora do mercado de gás. As funções da administradora são:

- habilitar e registrar os comercializadores;
- definir os produtos padronizados para comercialização (respeitando requisitos mínimos da ANP);
- processar as ofertas de compra e venda dos produtos padronizados e divulgar os resultados da interação de oferta e demanda;
- gerir a plataforma de negociação;
- organizar e garantir sigilo do fluxo de informações, fornecendo à ANP dados das operações realizadas;
- divulgar preços de referência e volumes transacionados;
- tornar transparentes as regras de acesso e funcionamento do mercado de gás; e
- prevenir a manipulação de mercado e notificar a ANP quando identificar indícios de infração.

Sobre a administradora de mercado, a ANP apresenta questões sobre a forma de seleção da entidade administradora, a responsabilidade para ações de *clearing* e as formalidades para *traders*.

O documento aponta que é necessário que estejam disponíveis contratos de capacidade de curto prazo para que o balanceamento ocorra em prazos menores, ocorrendo, idealmente, a venda de molécula dentro do mesmo dia ou para o dia seguinte.

O documento aponta as vantagens de um mercado único de gás. Para a migração futura das áreas atuais de mercado para um mercado integrado é interessante que as regras sejam uniformes entre os gestores. Os sistemas de transporte podem conter mais de uma área de mercado e as áreas terão gestores, responsáveis pela coordenação dos transportadores nessa área. A ANP definirá o número de sistemas de transporte e de áreas de mercado. O gestor da área de mercado será um transportador. Nas áreas em que mais de um transportador atuar, um transportador ou um conjunto de transportadores será designado como gestor. Os custos de gestão devem ser absorvidos pelos transportadores de cada área.

As questões apresentadas sobre a gestão das áreas referem-se à adequação da responsabilidade do transportador designar o gestor e a forma de resolver conflitos quando transportadores da mesma não concordarem com a designação.

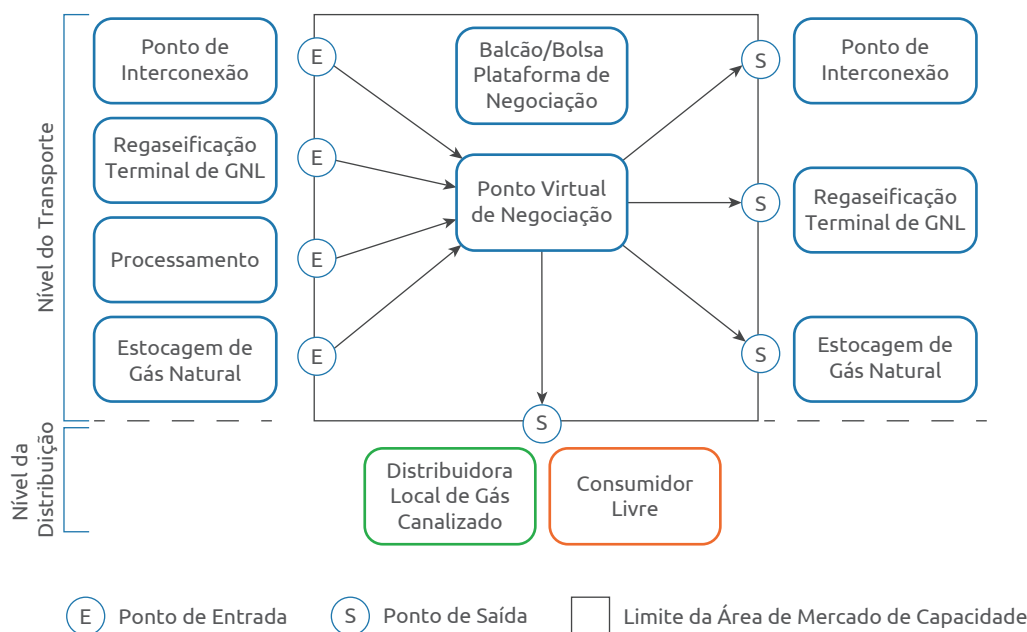
O gestor da área de mercado deve ter independência em relação às demais atividades da cadeia do gás. O gestor de área deve divulgar a capacidade e as tarifas de transporte na área, desenvolver planos de expansão para submissão à ANP e elaborar códigos comuns de redes e o plano de contingência. A atuação dos transportadores deve ser coordenada para garantir acesso não discriminatório e possibilitar o balanceamento. As questões sobre esse tema versam sobre a divisão de responsabilidades entre transportadores e gestores de áreas e as formas eficientes de promover a coordenação entre transportadores de uma mesma área de mercado.

As regras de balanceamento devem incentivar que as posições de injeção e retirada de carregadores estejam equilibradas, de forma a minimizar a necessidade de balanceamento residual do transportador para manter a integridade do sistema de transporte. A existência de produtos padronizados de curto prazo facilita aos carregadores equilibrarem seus portfólios.

O documento não aponta o período que será considerado para o balanceamento, mas indica que esse deve ter duração suficiente para carregadores tomarem decisões de

ajuste para o equilíbrio. Por outro lado, deve ser curto para estimular ajustes mais rápidos para o equilíbrio. Seu funcionamento dependerá da disponibilidade de informações em tempo real sobre as condições de operação do sistema e das posições individuais dos carregadores. Serão estabelecidas faixas de tolerância para acionar o balanceamento pelo transportador de forma a preservar a integridade do sistema.

O documento aponta a vantagem da implantação de Ponto Virtuais de Negociação (VPN) quando combinado ao modelo de tarifação de entrada e saída. Nesse desenho, as contratações de capacidade de injeção e retirada podem ser separadas e a liquidez é ampliada nas áreas de mercado. A figura abaixo ilustra o funcionamento de um ponto virtual de negociação em uma área de mercado, indicando as possibilidades de atuação de entradas e saídas.



Fonte: SIM/ANP, adaptado de DNV KEMA (2013).

Em termos comerciais, o VPN é ponto de troca de titularidade do gás entre carregadores. Possibilitando a concentração das transações, o VPN multiplica o número de agentes, intensifica a competição e a liquidez nas áreas de mercado, ajudando o desenvolvimento do mercado organizado de gás (bolsa ou balcão).

O documento aponta que o operador do VPN deve ser independente das demais atividades da cadeia de gás (exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização) e atuar em cooperação com o gestor do mercado. O operador do VPN oferecerá serviços comerciais de *hub*.

As questões apresentadas pela ANP sobre o operador do VPN referem-se aos critérios para a seleção do operador, a possibilidade de acumular com outras funções (transportador, gestor da área de mercado etc.) e a forma de cobrança dos custos de operação do VPN.

Nos mercados organizados, *traders* poderão atuar. Esses atores comercializam gás sem envolver entrega física e para tanto terão licença específica da ANP. O documento da ANP apresenta a organização do mercado de gás, indicando os fluxos comerciais e de informação entre os agentes. No novo modelo, as relações contratuais são padronizadas e simplificadas: são listados seis tipos de acordos aplicáveis aos atores de mercado. As questões apresentadas pela ANP nesse tema buscam confirmar a adequação do desenho proposto (instituições, fluxos de informação e tipos de acordos).

Com a multiplicidade de agentes, o papel da ANP no mercado de gás vai ser modificado. As atividades de registro serão de responsabilidade das novas instituições. O documento aponta que a ANP terá atuação destacada na defesa da concorrência no mercado de gás.

O documento é finalizado com os desafios para a implantação do novo modelo, como o desenvolvimento de ferramentas informacionais de suporte, o tratamento tributário, a adaptação contratual e a transição para o mercado integrado. A regulamentação do mercado organizado é o ponto de partida de uma agenda regulatória para o desenvolvimento de um mercado de gás liberalizado e efetivamente concorrencial.



**CNI**

*Robson Braga de Andrade*  
Presidente

**DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS – DRI**

*Mônica Messenberg Guimarães*  
Diretora de Relações Institucionais

**Gerência Executiva de Infraestrutura**

*Wagner Ferreira Cardoso*  
Gerente-Executiva de Infraestrutura

*Juliana Borges de Lima Falcão*  
*Rennaly Patricio Sousa*  
Equipe Técnica

**DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO – DIRCOM**

*Ana Maria Curado Matta*  
Diretora de Comunicação

**Gerência de Publicidade e Propaganda**

*Armando Uema*  
Gerente de Publicidade e Propaganda

*Katia Rocha*  
Coordenadora de Gestão Editorial

*André Augusto Dias*  
Produção Editorial

**DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC**

*Fernando Augusto Trivellato*  
Diretor de Serviços Corporativos

**Superintendência de Administração – SUPAD**

*Maurício Vasconcelos de Carvalho*  
Superintendente Administrativo

*Alberto Nemoto Yamaguti*  
Normalização

---

*Edmar de Almeida*  
*Luciano Losekann*  
*Manuel Victor Matos*  
*Ana Carolina Cordeiro*  
Consultores

*Editorar Multimídia*  
Projeto gráfico e diagramação





[www.cni.com.br](http://www.cni.com.br)

[/cnibrasil](https://www.facebook.com/cnibrasil)

[@CNI\\_br](https://twitter.com/CNI_br)

[@cnibr](https://www.instagram.com/cnibr)

[/cniweb](https://www.youtube.com/c/cniweb)

[/company/cni-brasil](https://www.linkedin.com/company/cni-brasil)



*Confederação Nacional da Indústria*  
**PELO FUTURO DA INDÚSTRIA**