



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

Desenvolvimento do Mercado de Gás
Um Estudo sobre a Adoção do
Modelo de Entrada-Saída no
Sistema de Transporte Dutoviário

FERNANDO MASSAHARU MATSUMOTO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos
Setores Energético e Mineral

Brasília, maio de 2019.



Fernando Massaharu Matsumoto

Desenvolvimento do Mercado de Gás

**Um Estudo sobre a Adoção do Modelo de Entrada-Saída
no Sistema de Transporte Dutoviário**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentado ao programa de pós-graduação *lato sensu* em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Prof. Rafael Igrejas da Silva

Brasília
maio de 2019.

Agradecimentos

Gostaria de expressar o meu agradecimento a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Agradecimento especial ao Prof. Rafael Igrejas da Silva, que contribuiu muito com seus comentários e observações para a elaboração deste trabalho.

Aos demais professores do curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, pela dedicação ao ensino e compartilhamento de conhecimento e experiências.

À PUC-Rio, pela excelência na organização e na condução do curso, bem como disponibilização de recursos para realizar as pesquisas para o trabalho.

Ao Ministério de Minas e Energia, pelo incentivo à contínua capacitação profissional e pela oportunidade de realizar este curso.

Aos meus colegas e amigos do curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, que, juntos, enfrentamos os desafios e angústias e vivenciamos bons momentos ao longo dessa jornada.

Aos meus familiares, pelo apoio em todos os momentos.

A meus pais, pelo incentivo e apoio aos estudos, desde o início.

À minha esposa Helena e aos meus filhos Gabriel (*in memoriam*), Liliane e Victor, pelo apoio, incentivo, compreensão, paciência e dedicação, principalmente durante o período de realização do curso e do desenvolvimento deste trabalho.

A Deus, por tudo.

Resumo

Matsumoto, Fernando M. Silva, Rafael Igrejas da. Desenvolvimento do Mercado de Gás - Um Estudo sobre a Adoção do Modelo de Entrada-Saída no Sistema de Transporte Dutoviário. Rio de Janeiro, 2019. 69p. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Resultado de uma ampla discussão sobre revisão do marco legal do setor de gás natural, está em andamento o desenho de um novo mercado de gás natural para o Brasil. Entre as propostas estão a adoção do modelo de entrada-saída no sistema de transporte dutoviário e criação do ponto virtual de negociação. O desenho foi baseado na experiência europeia de liberalização do mercado de gás natural, cujo processo iniciou-se no fim dos anos 1990. A implementação por cada Estado-Membro expõe dificuldades e esforços distintos, sendo que resulta em estágios também diferenciados de desenvolvimento do mercado em cada um. A análise das experiências desses Estados-Membros pode contribuir para orientar a implantação do modelo no Brasil. Este trabalho faz a análise da evolução dos principais *hubs* da União Europeia e aponta os aspectos relevantes para o desenvolvimento do mercado no Brasil.

Palavras-chave

Gás natural; sistema de transporte dutoviário; modelo de entrada-saída; *hub* virtual.

Abstract

Matsumoto, Fernando M. Silva, Rafael Igrejas da. Development of a Gas Market - A Study of the Adoption of the Entry-Exit Model in Gas Transmission System. Rio de Janeiro, 2019. 69p. Course Conclusion Paper – Specialization Course in Public Policies and Governmental Management in the Energy and Mineral Sectors – Business and Administration Department. Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

As a result of a broad discussion on the review of the Brazilian legal framework for natural gas industry, a new natural gas market design is underway in Brazil. Among the proposals are the adoption of the entry-exit model in the natural gas transmission system and the creation of the virtual trading point. The design was based on the European experience of liberalization of the natural gas market, which began in the late 1990s. Implementation by each Member State shows different difficulties and efforts, resulting in distinct stages of market development in each one. An analysis of the experiences of these Member States may help guide the implementation of the model in Brazil. This work analyzes the evolution of the main hubs of the European Union and points out the relevant aspects for the development of the market in Brazil.

Key-words

Natural gas; natural gas transmission system; entry-exit model; virtual hub.

Sumário

1. Introdução	1
1.1. Contextualização	1
1.2. Objetivo do estudo	3
1.3. Delimitação e foco do estudo	3
1.4. Justificativa e relevância do estudo	4
2. Referencial Teórico	5
2.1. Liberalização do mercado de gás natural	5
2.2. O processo de liberalização na União Europeia	7
2.2.1. Modelo Alvo de Mercado de Gás (<i>Gas Target Model</i>)	12
2.3. O mercado de gás natural na União Europeia	13
2.4. Avaliação dos <i>hubs</i>	17
2.4.1. Métricas da ACER para o AGTM	20
2.4.2. Métricas da OIES	22
2.4.3. Métricas da EFET	23
2.5. Desenvolvimento dos <i>hubs</i>	25
2.5.1. Reino Unido	30
2.5.2. Holanda	32
2.5.3. Alemanha	34
2.5.4. Itália	36
2.5.5. Bélgica	37
2.5.6. França	38
2.5.7. Áustria	38
2.6. Marco legal e regulatório do Brasil e sua revisão	39
2.7. O mercado de gás natural no Brasil	46
3. Metodologia	52
3.1. Limitações do estudo	52
4. Apresentação e análise dos resultados	54

4.1. Balanceamento	55
4.2. Oferta da produção nacional de gás natural	55
4.3. Concentração de mercado	57
4.4. Participação do gás natural na matriz energética	57
4.5. Diversificação das fontes de suprimento	58
4.6. Consumidores livres	59
4.7. Participantes do mercado	60
4.8. Integração das áreas de mercado	60
4.9. Atuação dos órgãos governamentais	61
5. Considerações Finais	64
5.1. Sugestões e recomendações para novos estudos	65
6. Referências Bibliográficas	67

Lista de figuras

Figura 1 - Oferta interna de energia dos 14 Estados-Membros maiores consumidores de energia da UE em 2017, em Mtep	14
Figura 2 - Participação por fonte na oferta interna de energia dos 14 Estados-Membros maiores consumidores de energia da UE, além da UE consolidada (Euro-28), em 2017, em %	14
Figura 3 - Produção de gás natural em Estados-Membros selecionados, entre 2013 e 2017, em Mtep.....	15
Figura 4 - Consumo de gás natural nos maiores Estados-Membros com maiores consumos, em TWh, entre 2012 e 2017	16
Figura 5 - Caminho para maturidade no desenvolvimento de <i>hubs</i>	18
Figura 6 - Classificação dos <i>hubs</i> conforme métricas do AGTM, por Estado Membro	21
Figura 7 - Sumário da avaliação e classificação do <i>hub</i> em 2016	23
Figura 8 - Avaliação da EFET sobre o desenvolvimento dos <i>hubs</i> europeus	24
Figura 9 - Volumes negociados em plataformas dos <i>hubs</i> de 2012 a 2017 (exceto PSV - 2013 a 2017), em TWh, e média de crescimento anual, em %.....	26
Figura 10 - IHH entre 2013 e 2017, para os Estados-Membros com consumo superior a 50 TWh em 2017	26
Figura 11 – ISR em 2013, 2016 e 2017, para os Estados-Membros com consumo superior a 50 TWh em 2017	27
Figura 12 - Participação dos operadores dos sistemas de transporte no mercado de produtos de curto prazo para os anos do gás de 2015/2016 e 2016/2017 em <i>hubs</i> selecionadas	27
Figura 13 - Distribuição dos produtos em cada <i>hub</i> , em 2017	29
Figura 14 – Produção, consumo, exportação e importação de gás natural no Reino Unido, entre 1990 e 2017, em Mtep.....	31
Figura 15 – Produção, consumo, exportação e importação de gás natural na Holanda, entre 1990 e 2017, em Mtep.....	33
Figura 16 - Produção primária de energia no Brasil, por fonte, de 2012 a 2017, em Mtep	46
Figura 17 – Participação de cada fonte na oferta interna de energia no Brasil, de 2012 a 2017, em %	47

Figura 18 – Composição mensal da oferta total de gás natural no Brasil, entre 2012 e 2018, em milhões de m ³ /dia	47
Figura 19 - Segmentação da demanda de gás natural, em 2018	48
Figura 20 - Infraestrutura de gás natural no Brasil.....	48

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Estimativa de diversidade de fontes de suprimento em Estados-Membros selecionados, para os anos de 2015 a 2017	17
Tabela 2 - Propostas da iniciativa "Gás par Crescer"	42

Abreviações

a.a. – ao ano

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BCG – British Gas Corporation

BG – British Gas

bmc – bilhões de metros cúbicos (em inglês: *bcm*)

Cade – Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CE – Comunidade Europeia

CEER – Conselho de Reguladores de Energia Europeus

CEGH – Central European Gas Hub, *hub* da Áustria

Cemig – Companhia Energética de Minas Gerais

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Comgás – Companhia de Gás de São Paulo

CT-GN – Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil

EC – Emenda Constitucional

EFET – European Federation of Energy Traders

EIA – U.S. Energy Information Administration

ENTSO-G – European Network of Transmission System Operators for Gas

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUA – Estados Unidos da América

FERC – Federal Energy Regulatory Commission

Gaspetro – Petrobras Gás S.A.

Gasbol – Gasoduto Bolívia-Brasil

Gasmig – Companhia de Gás de Minas Gerais

GdF – Gaz de France

GNL – gás natural liquefeito

GPL – GasPool, *hub* da Alemanha

GTF – Gas Transfer Facility, da Dinamarca

GTM – Gas Target Model (Modelo Alvo de Gás)
GTW – Gas to Wire
IEA – International Energy Agency
IHH – Índice de Herfindahl-Hirschmann
ICIS – Independent Chemical Information Service
ISR – Índice de Suprimento Residual
MBtu – milhão de unidade térmica britânica (*British thermal unit*)
MME – Ministério de Minas e Energia
Mtep – Megatoneladas equivalentes de petróleo (em inglês: *Mtoe*)
NBP – National Balancing Point, *hub* do Reino Unido
NCG – NetConnect Germany, *hub* da Alemanha
NTS – Nova Transportadora do Sudeste S.A.
OIES – Oxford Institute for Energy Studies
PEG Nord – Point d’Echange de Gaz Nord, da França
Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
PL – Projeto de Lei
PSV – Punto di Scambio Virtuale, *hub* da Itália
PVB – Punto Virtual de Balance, *hub* da Espanha
TAG – Transportadora Associada de Gás S.A.
TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
TIGF – Transport et Infrastructures Gaz France
Transpetro – Petrobras Transporte S.A.
TRS – Trading Region South, *hub* da França
TSB – Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.
TTF – Title Transfer Facility
TWh – Terawatt-hora
UE – União Europeia
VTP – Virtual Trading Point, *hub* da Áustria
YPFB – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
ZEE – Zeebrugge, *hub* da Bélgica
ZTP – Zeebrugge Trading Point, *hub* da Bélgica

1. Introdução

1.1. Contextualização

A indústria do gás natural¹, que abrange as atividades econômicas desde a exploração, desenvolvimento e produção de gás natural até o transporte, distribuição e comercialização, foi desenvolvida no Brasil majoritariamente pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), a quem coube o monopólio da produção de petróleo e gás natural até 1995, quando foi aprovada a Emenda Constitucional (EC) nº 9/95 flexibilizando esse monopólio.

Passados mais de vinte anos desde a EC nº 9/95, a Petrobras continua sendo o principal agente, quando não o único, em várias atividades da indústria do gás natural. Mas, desde 2015, a Petrobras, dentro de sua estratégia de reestruturação financeira, vem realizando desinvestimentos de ativos em determinados segmentos da indústria do gás natural, o que representa uma oportunidade para a entrada de novos agentes e para o aumento da competição nesse setor.

Nesse contexto, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou, em 2016, a iniciativa denominada “Gás para Crescer”, com o objetivo de estudar e elaborar propostas de medidas para manter o adequado funcionamento do setor, diante do cenário de redução da participação da Petrobras. Ainda segundo o MME², o desinvestimento da Petrobras representava uma oportunidade de diversificação dos agentes do setor e aumento da competição, o que merecia atenção do poder concedente e dos órgãos responsáveis pelo planejamento e regulação energética, para mitigar riscos de ordem regulatória sem representar entraves desnecessários à entrada de novos agentes.

No âmbito da iniciativa “Gás para Crescer”, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 10 (Brasil, 2017), de 14 de dezembro

¹ A Lei do Gás, Lei nº 11.909 (Brasil, 2009), de 4 de março de 2009, define gás natural ou gás como sendo todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais (inciso XIV do art. 2º da Lei). O texto considerará os termos gás natural ou simplesmente gás como equivalentes.

² Informações disponíveis no site eletrônico do Ministério de Minas e Energia. <http://www.mme.gov.br/web/guest/gas-para-crescer>, acesso em 7 de abril de 2019.

de 2016, estabelecendo as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural e criando o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), com participação de representantes de órgãos governamentais federais e estaduais, da indústria do gás natural, da academia e da sociedade civil.

O CT-GN, coordenado pelo MME, conduziu uma profunda discussão para revisão do marco legal setorial e, ao final, propôs aperfeiçoamentos na legislação e regulamentação.

Entre as propostas da iniciativa está a adoção do modelo de entrada-saída para a contratação de capacidade no sistema transporte dutoviário de gás natural. Esse modelo permite a contratação independente de capacidade de entrada e de saída no sistema de transporte dutoviário de gás natural. Com isso, um agente que tenha capacidade de saída pode comprar gás de qualquer outro agente que tenha capacidade de entrada no sistema de transporte, sem vinculação com a localização física do remetente ou do destinatário.

Esse modelo foi adotado pelo Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia para o setor de gás natural, com o objetivo de liberalizar o mercado de gás, tornando obrigatória a sua implementação pelos Estados-Membros³.

O principal benefício do modelo de entrada-saída é o de permitir a comercialização de gás em um ponto virtual do sistema de transporte, o que aumenta a liquidez na oferta e na demanda e promove a concorrência, além de propiciar maior segurança no suprimento.

A implementação do modelo de entrada-saída e a criação de um ponto virtual para negociação de gás no sistema de transporte, propostas da iniciativa “Gás para Crescer”, são elementos necessários, mas não suficientes para o desenvolvimento de um mercado de gás.

A própria iniciativa “Gás para Crescer” identificou outros problemas, como a necessidade de desverticalização da atividade de transporte em relação às atividades de produção e comercialização de gás natural, para garantir o acesso isonômico e não-discriminatório a todos os interessados no transporte, o compartilhamento de infraestruturas essenciais como gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural, para promover maior oferta de gás natural produzido em campos no mar, e o surgimento de consumidores livres, para promover a competição na demanda.

³ Regulamento (CE) nº 715/2009 do Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009).

Conforme os principais estudos e relatórios que avaliam o desenvolvimento do mercado de gás europeu, há outros aspectos relevantes que devem ser considerados para promover o desenvolvimento do mercado, tais como o nível de confiança na formação do preço do gás no *hub*, a diversidade de fontes de suprimento, o número de agentes da indústria do gás natural participando do mercado e a sequência da evolução do *hub*.

Para atingir o objetivo de um mercado de gás com diversidade de agentes, liquidez e competitividade, é necessário atuar não somente no marco legal e regulatório, mas também acompanhar a sua evolução. Posto isso, a experiência de outros países, especialmente dos Estados-Membros da União Europeia (UE), pode indicar o que deve ser monitorado e sugerir medidas.

Oportuno comentar que, atualmente, a implementação das propostas discutidas na iniciativa “Gás para Crescer” e a promoção do desenvolvimento do novo mercado de gás natural estão sendo realizados dentro do programa denominado “Novo Mercado de Gás” do governo federal.

1.2. Objetivo do estudo

Identificar, à luz da experiência internacional, aspectos relevantes, tanto positivos quanto críticos, que impactam o desenvolvimento do mercado de gás, a partir da adoção do modelo de entrada-saída no sistema de transporte de gás natural e da criação de um ponto virtual para negociação de gás.

O estudo visa identificar os aspectos relevantes, para serem considerados na implementação do modelo e no desenvolvimento do ponto virtual para negociação no sistema de transporte dutoviário de gás natural no Brasil.

1.3. Delimitação e foco do estudo

A pesquisa será baseada em artigos acadêmicos e relatórios publicados que analisam a implementação do modelo e a criação do ponto virtual de negociação de gás em determinados países e a evolução das transações em pontos virtuais de negociação, buscando identificar os fatores que favoreceram ou prejudicaram o desenvolvimento do mercado de gás.

Será dada ênfase à análise dos Estados-Membros da UE, que, em decorrência do Regulamento (CE) nº 715/2009, do Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia (2009), tornou obrigatória a implementação do modelo de entrada-saída no sistema de transporte de gás natural.

Vale ressaltar que cada país tem especificidades em seus mercados, de modo que experiências bem-sucedidas em outros países devem ser devidamente adaptadas para aplicação no Brasil.

1.4. Justificativa e relevância do estudo

Este estudo pretende produzir um conjunto de informações que podem ser de interesse dos formuladores das regulamentações e dos agentes da indústria do gás natural. Como a iniciativa “Gás para Crescer” visa a um novo mercado de gás natural e as propostas estão sendo implementadas no âmbito do programa “Novo Mercado de Gás”, são oportunas as contribuições de experiências de outros países.

Vale considerar que a UE vem passando por um processo de liberalização do mercado de gás desde a década de 90, com revisões do arcabouço normativo à medida que são observados desvios em relação aos objetivos originais. Dessa forma, a análise do desenvolvimento do mercado de gás europeu permite avaliar fatores de sucesso e pontos de atenção a serem considerados no arcabouço normativo brasileiro.

2. Referencial Teórico

Este capítulo aborda o tema da liberalização do mercado de gás natural, com foco na UE, analisando o desenvolvimento dos principais *hubs* europeus. O capítulo apresenta também o marco legal e regulatório do Brasil e dados do mercado de gás. Para tanto, está organizado em sete seções.

A primeira seção trata do processo de liberalização do mercado de gás natural de modo geral. A segunda seção foca no processo de liberalização na UE e apresenta o seu modelo alvo. A terceira seção apresenta dados do mercado de gás natural da UE, para contextualização. Na sequência, a quarta seção aborda as metodologias de avaliação da maturidade dos *hubs* e as principais classificações. A quinta seção descreve o processo de desenvolvimento dos principais *hubs* europeus. A sexta seção trata do marco legal e regulatório no Brasil e as propostas de revisão. Por fim, na sétima seção, apresentam-se dados do mercado de gás do Brasil, para contextualização.

2.1. Liberalização do mercado de gás natural

Esta seção aborda o tema da liberalização do mercado de gás natural como meio para introdução da competição nessa indústria.

Segundo Posner (1968), em um determinado mercado relevante, se toda a demanda puder ser atendida ao menor custo por uma única firma, ao invés de duas ou mais, esse mercado é considerado um monopólio natural. Se nesse mercado existirem mais de uma firma, a produção consumirá mais recursos do que o necessário, resultando em ineficiência.

Este é o caso de alguns segmentos da indústria do gás natural⁴. Como exemplifica Oyewunmi (2018), o suprimento de gás a partir de campos produtores até os centros consumidores requer altos investimentos em ativos fixos e instalações como unidades de processamento de gás natural e redes de dutos. Consequentemente, a economia de escala e as características de monopólio natural fazem com que o mercado seja melhor suprido, em termos de custo médio

⁴ A Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) define indústria do gás natural como o conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural (art. 2º, inciso XX, da Lei do Gás).

mais baixo, por uma única empresa comparativamente a um mercado suprido por duas ou mais empresas concorrentes. O autor ainda aponta que as leis e políticas energéticas modernas evoluíram, em grande parte, na direção de se questionar se o desenvolvimento e o suprimento de recursos energéticos seriam melhor realizados com o governo concedendo o monopólio a uma única empresa ou se um mercado competitivo seria um meio mais justo e eficiente.

Vazquez *et al.* (2012) apontam que, no processo de introdução da competição na indústria do gás natural, o raciocínio baseia-se na separação dos serviços em pelo menos dois grupos: de *commodity* e de rede. Os serviços de *commodity*, por terem relativamente baixo custo de transação, são adequados para coordenação de mercados de curto prazo.

Os serviços de rede, por outro lado, concentram a maior parte das especificidades relacionadas com os fluxos físicos. A forma como é realizada a coordenação dos serviços de rede é objeto de debates. De acordo com os autores, nos Estados Unidos da América (EUA), a coordenação dos serviços de rede é feita por meio de contratos bilaterais de longo prazo, enquanto na UE o quadro regulatório socializa os custos desses serviços.

Segundo Talus (2011), nos EUA, a regulação estabelece a desverticalização funcional dos transportadores (uma empresa de transporte não pode comercializar gás natural) e o acesso isonômico e não-discriminatório de terceiros aos gasodutos de transporte. A negociação da *commodity* no curto prazo ocorre geralmente nos pontos de interconexão de vários gasodutos de transporte, os *hubs* físicos, onde outros serviços como o de flexibilidade e de estocagem podem ser encontrados (Vazquez *et al.*, 2012).

Com um número suficiente de gasodutos de transporte com livre acesso a terceiros, formou-se uma rede de gasodutos em que o mercado se desenvolveu para permitir a coordenação de negociações de gás e de serviços de transporte. A atração de agentes compradores e vendedores gerou suficiente liquidez para dar características de um mercado competitivo. Nesse cenário, como comenta Talus (2011 apud De Vany; Walls 1995), a indústria de gasodutos de transporte não é mais um monopólio natural.

Como este modelo concentra-se na competição entre os gasodutos de transporte, com contratos de longo prazo, Vazquez *et al.* (2017a) afirmam que as distribuidoras locais podem ser protegidas da competição, sujeitas à regulação. A principal preocupação neste caso é manter a independência das distribuidoras locais em relação aos demais elos da cadeia do gás natural (produção e transporte). Distribuidoras locais fortes são relevantes para a negociação com os

produtores e transportadores, o que proporciona decisões de investimentos mais eficientes.

No caso da UE, segundo Vazquez *et al.* (2017b), a opção foi regular o sistema de transporte de gás natural, com acesso a todos os interessados. Essa opção pode ser adequada quando dois ou três gasodutos de transporte fazem o suprimento de várias pequenas distribuidoras de gás natural, situação em que poderia resultar em uma posição dominante dos transportadores em uma atividade de monopólio natural.

Vazquez *et al.* (2012) comentam que, nesse modelo, é importante uma rígida separação (desverticalização) entre as atividades de rede e as de comercialização de gás natural, para permitir o acesso isonômico e não-discriminatório à rede de transporte para o terceiro interessado. Observam ainda que as decisões de investimento dependem de um planejamento de expansão centralizado e que os custos de implementação e de operação podem vir a ser rateados entre todos os usuários.

Neste modelo, conforme Vazquez *et al.* (2017b), a rede de transporte é considerada um bem público e com características de monopólio natural, devendo ser regulada. A competição deve ocorrer na negociação do gás, tanto no atacado quanto no varejo. Isso exige que as distribuidoras locais de gás também sejam submetidas à separação entre as atividades de rede e as de comercialização de gás.

Vazquez *et al.* (2017a) ainda comentam que, nesse modelo, o principal ingrediente é a simplificação da contratação do serviço de transporte. Existem vários métodos para simplificação, sendo um exemplo o sistema de Victoria, na Austrália. O sistema de Victoria baseia-se na alocação implícita de capacidade de transporte conforme o preço do gás ofertado. É o caso extremo de simplificação, em que não há possibilidade de contratação de capacidade de transporte. O carregador consegue capacidade somente se o preço ofertado para vender ou comprar o gás resultar em alocação de capacidade. O modelo da UE distingue-se deste por prever contratação explícita de capacidade de transporte, realizada sob o regime de entrada-saída.

2.2. O processo de liberalização na União Europeia

Esta seção apresenta em maior detalhe o processo de liberalização do mercado de gás natural na UE, cuja experiência foi considerada nas discussões da iniciativa “Gás para Crescer”.

O primeiro país da Europa a realizar um processo de liberalização do mercado de gás natural foi o Reino Unido. Em 1986, o Reino Unido publicou a sua Lei do Gás (*Gas Act*), privatizando o sistema de gás e iniciando o processo de liberalização do mercado em que a oferta e a demanda definiriam o preço do gás na rede (EIA, 2017). Posteriormente, em 1995, foi definido o código de rede que estabelecia um conjunto de regras aplicável a todos os agentes e concluía substancialmente o processo de criação do mercado de gás competitivo e integrado. Entre os pontos mais relevantes, estava o princípio do acesso não discriminatório ao sistema de transporte de gás e o estabelecimento do *National Balancing Point* (NBP) como ponto virtual para as negociações.

Conforme Oyewunmi (2018), seguindo a tendência de reforma e desenvolvimento do mercado de gás nos EUA e Reino Unido, a agenda de liberalização do mercado de energia foi adotada pela UE a partir de 1990. Dois objetivos centrais desse processo foram o fortalecimento da competitividade e a segurança do suprimento de energia. Para o autor, não há conflito entre a liberalização do mercado e objetivos como a segurança de suprimento se uma estrutura da indústria, um desenho do mercado e as instituições regulatórias apropriados são desenvolvidos e implementados. A segurança de suprimento envolve arranjos legais e contratuais para prover adequados e tempestivos investimentos em infraestruturas, para garantir o acesso à energia de forma confiável e a preços razoáveis. Vazquez *et al.* (2012) comentam ainda que um mercado bem desenhado e funcional transformará os riscos de falha de suprimento em apenas risco de preço.

Como comentado, o modelo adotado na UE possui poucos pontos em comum com o americano. Segundo Vazquez *et al.* (2012), a lógica para essa decisão pode ter sido o fato de as atividades da rede de gás da UE terem a estrutura de um monopólio natural ou de um oligopólio muito concentrado, reconhecidos como uma grande barreira à abertura do mercado de *commodity*. Além disso, os autores argumentam que decisões descentralizadas na operação da rede poderiam levar a ineficiências. A opção eficiente seria o desenho de uma operação centralizada por meio de um operador do sistema de transporte.

Negociações entre as autoridades da UE, os Estados-Membros e os agentes da indústria do gás natural durante os anos 1990 culminaram na Diretiva de Eletricidade, a Diretiva 96/92/EC, e, dois anos mais tarde, a Diretiva do Gás, Diretiva 98/30/EC (IEA, 2008). Essas Diretivas, propostas pela Comissão

Europeia e aprovadas pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho da UE⁵, compõem o Primeiro Pacote de Energia.

A Diretiva almejava inicialmente a abertura do mercado à competição para os grandes consumidores de gás, como usinas termelétricas e grandes consumidores industriais, com progressivo aumento do número de consumidores elegíveis ao longo de 10 anos. Para tanto, haveria a garantia de acesso de terceiros ao sistema de transporte existente. Além disso, para garantir transparência e não discriminação no acesso, os transportadores deveriam ser desverticalizados, sendo o nível mínimo exigido a contábil⁶.

A Diretiva previa um período de dois anos para os Estados-Membros implementarem as reformas na legislação e regulação nacionais. Entretanto, antes mesmo da completa implementação da primeira Diretiva de Gás, o Conselho Europeu requisitou à Comissão Europeia que empreendesse novas medidas em direção à formação do mercado interno de energia. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês) (2008), a análise da Comissão sobre a implementação da primeira Diretiva de Gás revelou níveis desiguais de abertura do mercado, de tarifas e de acesso de terceiros ao sistema de transporte, de concentração da produção de gás e de importação, de modo que a competição não era efetiva e os consumidores percebiam pouco benefício.

Em 2003, foi publicado o Segundo Pacote de Energia⁷, com a Diretiva 2003/55/EC, estabelecendo novas regras para o mercado de gás nos Estados-Membros. Entre suas deliberações estão o estabelecimento do acesso regulado de terceiros às infraestruturas de transporte existentes como regra geral, a exigência da separação legal para a desverticalização dos transportadores e o reforço à necessidade de independência dos reguladores nacionais (IEA, 2008).

⁵ Conforme informações no sítio eletrônico da UE (https://europa.eu/european-union/about-eu/eu-in-brief_pt, acesso em 10 de fevereiro de 2019), o Conselho da UE e o Parlamento Europeu são os principais órgãos de decisão da UE. O Conselho é composto pelos ministros dos governos de cada país da UE, sendo que o ministro titular varia conforme a matéria agendada. Sua função é ser a voz dos governos dos países da UE, aprovando a legislação e coordenando as políticas. O Parlamento Europeu é o órgão legislativo da UE, composto por 751 deputados eleitos diretamente pelos cidadãos europeus e tendo responsabilidades legislativas, orçamentárias e de supervisão. A Comissão Europeia é o órgão executivo da UE, sendo politicamente independente. É responsável pela elaboração de propostas de novos atos legislativos europeus e pela execução das decisões do Parlamento Europeu e do Conselho da UE.

⁶ A desverticalização pode ocorrer em vários níveis de separação. Talus (2011), Cavaliere (2007) e Vazquez *et al.* (2017a) citam a classificação da separação em contábil, funcional, legal e completa. A contábil exige apenas a separação da contabilidade relativa às atividades de rede daquela das atividades de produção e suprimento. A funcional avança em relação à contábil, na medida em que a gestão das atividades de rede deve ser independente daquela do restante das atividades da empresa de energia. A legal exige a separação das atividades de rede em uma outra empresa. Por fim, a completa exige que a empresa verticalmente integrada faça o desinvestimento dos ativos de transporte para terceiros não envolvidos com produção ou suprimento.

⁷ O Segundo Pacote de Energia inclui a Diretiva 2003/54/CE para o mercado de eletricidade.

Conforme o art. 23º da Diretiva 2003/55/EC (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, 2003), foi estabelecido o prazo até 1º de julho de 2004 para que todos os consumidores não domésticos pudessem ter o direito de escolha do seu supridor. A partir de 1º de julho de 2007, todos os consumidores teriam esse direito.

As análises subsequentes da evolução dos mercados apontaram a persistência de alguns problemas, entre eles a falta de liquidez, a concentração de mercado, a falta de expansão da infraestrutura de interconexão nas fronteiras e os contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay*⁸.

Em 2009, foi publicado o Terceiro Pacote de Energia, que é composto pela Diretiva 2009/73/CE e os Regulamentos (CE) nº 713/2009 e nº 715/2009, além de outros para o mercado de eletricidade⁹.

Costescu *et al.* (2018) apontam as cinco principais áreas da Terceira Diretiva: a desverticalização dos operadores do sistema de transporte em relação aos supridores de energia, o reforço da independência dos reguladores nacionais, o estabelecimento da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia¹⁰ (ACER, do inglês), a cooperação na interconexão de fronteiras entre os operadores do sistema de transmissão, bem como a criação da Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transporte¹¹ e o aumento da transparência nos mercados varejistas para beneficiar os consumidores.

De acordo com Vazquez *et al.* (2012), seguindo o desenho de mercado de gás do Reino Unido, a UE também optou por privilegiar a organização das transações de gás em torno de um *hub* virtual, evitando a necessidade de entrar nos detalhes físicos da rede em profundidade. O *hub* virtual é um conjunto

⁸ Cláusulas de *take-or-pay* são comuns nos contratos de longo prazo na indústria do gás natural (Polo; Scarpa, 2013). A obrigação de *take-or-pay* pressupõe um pagamento incondicional de uma quantidade mínima de gás, mesmo que o comprador não o retire em um determinado período. Justifica-se esse tipo de cláusula para alocação de riscos e comprometimento financeiro entre as partes quando envolve altos investimentos em produção de gás e construção de infraestruturas dedicadas.

⁹ O Terceiro Pacote de Energia inclui também a Diretiva 2009/72/CE e o Regulamento (CE) nº 714/2009, ambos para o mercado de eletricidade.

¹⁰ Conforme Costescu *et al.* (2018), a ACER foi criada como uma agência europeia independente, com a missão de ter um papel central no desenvolvimento do sistema pan-europeu de transporte e das regras de mercado para aprimoramento da competição. Ela apoia as autoridades nacionais de regulação de energia na execução de suas obrigações, coordena as iniciativas regionais e inter-regionais para a integração dos mercados, monitora o trabalho das Redes Europeias de Operadores de Sistema de Transporte e avalia os planos de desenvolvimento dos sistemas de transporte.

¹¹ O Regulamento (CE) nº 715/2009 prevê a instituição da Rede Europeia de Operadores de Sistema de Transporte de Gás, a ser constituído pelos operadores do sistema de transporte de gás, para promover a plena realização e o funcionamento do mercado interno do gás natural e do comércio transfronteiriço, bem como assegurar uma gestão otimizada, um funcionamento coordenado e uma sólida evolução técnica do sistema europeu de transporte de gás natural. A sigla em inglês é ENTSG, *European Network of Transmission System Operators for Gas*. Entidade semelhante é prevista para o setor de eletricidade.

regulado de pontos de entrega com uma representação bastante simplificada das características físicas do sistema de transporte. A lógica fundamental para o *hub* virtual é aumentar a liquidez do mercado por meio da simplificação da rede. Como o número de pontos de entrega é significativamente reduzido, as especificidades da rede são reduzidas e, com isso, promove-se o aumento da competição gás-gás. Para a rede comercial assim definida, a UE utiliza a regulação por entrada e saída.

IEA (2018b) afirma que a principal razão para o sistema de entrada-saída ter sido introduzido na UE é para facilitar o desenvolvimento da competição pela concentração da transferência de titularidade do gás nos pontos virtuais de negociação dentro dos sistemas, proporcionando liquidez ao mercado.

De fato, o Regulamento (CE) nº 715/2009 (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, 2009) estabelece a adoção do modelo de entrada-saída para contratação de capacidade de transporte, conforme trecho a seguir:

(19) Para intensificar a concorrência nos mercados grossistas líquidos do gás, é imprescindível que o gás possa ser comercializado independentemente da sua localização na rede. A única via para a consecução deste fim é conceder aos utilizadores da rede liberdade para reservarem capacidade de entrada e de saída independentemente, desse modo criando transporte de gás através de zonas, e não segundo vias contratuais. [...]

DNV Kema (2013) considera que o modelo completo do sistema de entrada-saída deve permitir a contratação de capacidade de entrada ou de saída no sistema de transporte independentemente, permitir a injeção de gás e a retirada em qualquer ponto sem restrições de fluxo, ter ponto virtual de negociação de gás dentro do sistema de transporte sem restrição de acesso a interessados, e incluir também a malha de distribuição.

Como destaca a European Federation of Energy Traders (EFET, do inglês) (2013), o ponto virtual de negociação¹² permite a agregação de liquidez, uma vez que as negociações que ocorreriam em cada ponto de entrada ou de saída podem ser então concentradas em um único ponto de referência. Os custos de transação são reduzidos, pois se necessita de menos tempo para identificar os agentes habilitados para comprar ou vender em um determinado ponto dentro de uma extensa área potencial de abrangência. Além disso, a necessidade de

¹² A EFET (2013) faz uma distinção entre ponto virtual de negociação e *hub*. O primeiro refere-se a um arranjo no sistema de transporte para facilitar a negociação e a transferência de titularidade de gás dentro do sistema de transporte. Já o segundo refere-se ao ponto virtual de negociação que se desenvolveu, tendo comercializadores, produtos, provedores de serviços e liquidez. É possível ainda ter um operador do *hub* distinto do operador do sistema de transporte. No presente trabalho, *hub* e ponto virtual de negociação serão considerados equivalentes.

desenvolvimento de sistemas de informação e negociação acaba sendo limitado a um único ponto. Barreiras de entrada são reduzidas e os agentes podem gerenciar seus portfólios de injeção ou de retirada independentemente.

A EFET (2013) ainda comenta que o ponto virtual de negociação pode ser utilizado para a operação do mercado de balanceamento¹³. Os operadores dos sistemas de transporte podem selecionar as melhores ofertas de compra ou venda para o balanceamento das suas redes, assegurando menor custo e transparência.

O ponto virtual de negociação permite que mesmo agentes sem contratação de capacidade de entrada ou de saída no sistema de transporte negociem gás. Esses agentes podem ser comercializadores puros ou até mesmo agentes do mercado financeiro. Em todo caso, todos os agentes ficam sujeitos a penalidades de desbalanceamento.

2.2.1. Modelo Alvo de Mercado de Gás (*Gas Target Model*)

Esta seção trata do Modelo Alvo de Mercado de Gás Europeu (GTM¹⁴, do inglês), elaborado pela UE para orientar a criação de um quadro coerente para o mercado interno europeu, tendo em vista a diversidade de políticas em desenvolvimento pelos reguladores de energia dos Estados-Membros.

Segundo Costescu *et al.* (2018), parte da agenda do Terceiro Pacote de Energia da UE era para criar um conjunto de códigos de rede para facilitar as transações de gás transfronteiriças. Os operadores dos sistemas de transporte deveriam operar conforme esses códigos de rede, os quais devem estar compatíveis com as diretrizes não vinculantes (*framework guidelines*) e com as diretrizes vinculantes sobre assuntos específicos desenvolvidas respectivamente pela ACER e pela Comissão Europeia. Para assegurar que as diretrizes não teriam conflito, foi desenvolvido o GTM.

O GTM (CEER, 2011) foi elaborado pelo Conselho de Reguladores de Energia Europeus (CEER, da sigla em inglês) entre 2010 e 2011, para apresentar a visão de um modelo de mercado de gás europeu integrado e competitivo, considerando as regras e diretrizes do Terceiro Pacote de Energia. A proposta do

¹³ De acordo com Dickx *et al.* (2014), um sistema de transporte de gás natural deve manter a pressão dos gasodutos dentro de certos limites por questões operacionais e de segurança, equilibrando as injeções e retiradas de gás. O balanceamento consiste em atuar na compensação dos desequilíbrios. No cenário em que um agente verticalizado controlava a maior parte das injeções e retiradas de gás do sistema, os desequilíbrios entre oferta e demanda podiam ser ajustados por meio do gerenciamento do seu portfólio de contratos. Com o aumento do número de agentes injetando e retirando gás, o ajuste dos desequilíbrios individuais por meio de seus contratos torna-se limitado, o que exige a criação de um mercado de gás para balanceamento.

¹⁴ *Gas Target Model* (GTM).

CEER apresenta o que deve ser feito até 2014 e outros desafios a serem endereçados até 2020.

O GTM considera que o mercado de gás consiste em zonas de entrada-saída interconectadas com pontos virtuais de negociação (*hubs*). As zonas de entrada-saída devem permitir carregadores negociarem gás livremente dentro de cada zona. Para alcançar determinado mercado, deve haver suficiente interconexão entre os mercados. Desse modo, o regime regulatório deve ser tal que indique o sinal para a realização dos investimentos necessários pelos operadores dos sistemas de transporte. As capacidades de interconexão devem ser facilmente acessíveis pelos carregadores em base não-discriminatória e com preços justos e transparentes. Os contratos devem ser de curto e de longo prazo, para permitir negociações de gás nos mesmos termos.

Ainda de acordo com Costescu *et al.* (2018), em janeiro de 2015, a ACER atualizou o GTM mantendo os princípios originais. O novo GTM, denominado AGTM, orienta o desenvolvimento e a implementação dos códigos de rede e especifica os passos necessários para obter o mercado de gás líquido e dinâmico.

A ACER (2015) apresenta as melhores práticas no desenho do mercado de gás, como a garantia de operação de maneira adequada e não-discriminatória do *hub* pelo transportador ou por um operador *ad hoc*, a imposição de medidas regulatórias ao incumbente como ser um formador de mercado¹⁵ ou realizar programas de liberação de gás (*gas release*), e ter um *hub* em cada zona de balanceamento/área de mercado.

A ACER (2015) ainda comenta que a competitividade e a segurança de suprimento trabalham em conjunto. Quanto maior a pluralidade no suprimento de gás, menor é a dependência no suprimento por uma fonte que pode estar sujeita a restrições físicas ou interferências políticas.

2.3. O mercado de gás natural na União Europeia

Esta seção apresenta os aspectos gerais do mercado de gás natural na UE, para contextualização das análises sobre a maturidade dos *hubs* que serão feitas na seção 2.4.

¹⁵ ACER (2015) define formador de mercado como sendo o participante do mercado que concorda em realizar oferta de compra e de venda de gás, dentro de parâmetros acordados, com o objetivo de aumentar a liquidez para os outros participantes.

A Figura 1 apresenta o total de oferta interna de energia para os 14 Estados-Membros maiores consumidores de energia da UE, em 2017, em milhões de toneladas de óleo equivalente (Mtep¹⁶).

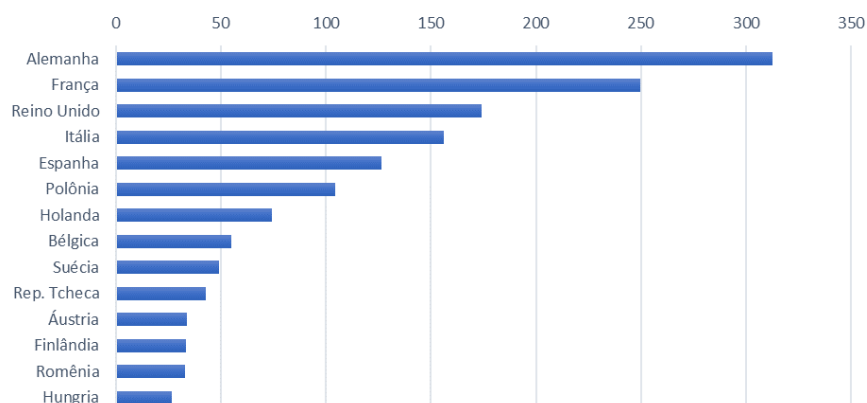


Figura 1 - Oferta interna de energia dos 14 Estados-Membros maiores consumidores de energia da UE em 2017, em Mtep

Fonte: Eurostat

A participação relativa do gás natural na oferta interna de energia é apresentada na Figura 2, para os mesmos 14 Estados-Membros selecionados, bem como para a UE consolidada com os dados dos 28 Estados-Membros (Euro-28). Percentuais negativos indicam exportação líquida de energia na respectiva categoria.

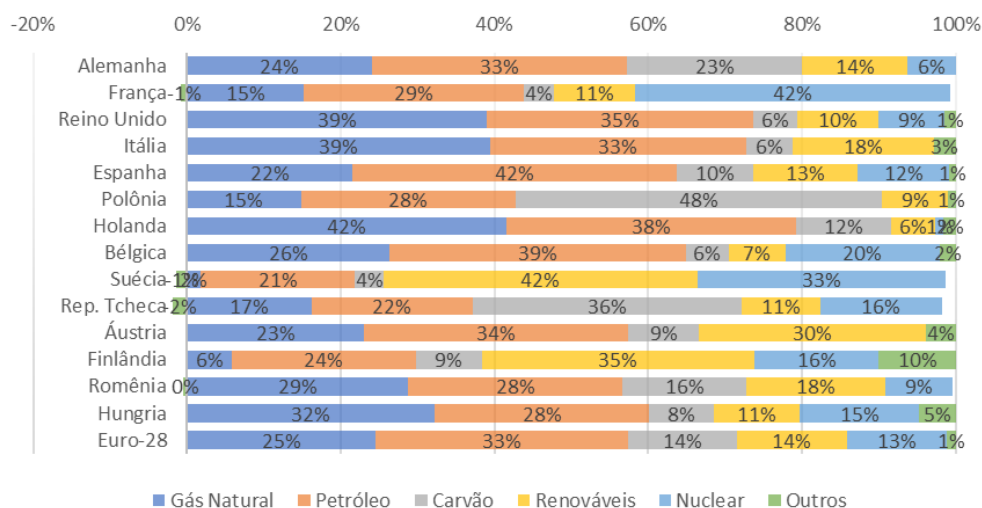


Figura 2 - Participação por fonte na oferta interna de energia dos 14 Estados-Membros maiores consumidores de energia da UE, além da UE consolidada (Euro-28), em 2017, em %

Fonte: Eurostat

Os Estados-Membros que apresentam os maiores percentuais de participação de gás natural na matriz energética são a Holanda, Itália e Reino Unido, com cerca de 40%.

¹⁶ 1 Mtep equivale a 11,63 TWh.

A Alemanha, maior consumidora de energia na UE, tem apenas 24% de sua matriz baseada no gás natural. Ressalte-se a participação dos fósseis sólidos, como o carvão mineral, linhito e antracito, com cerca de 23%.

A França, segunda maior consumidora de energia da UE, tem na energia nuclear a sua principal fonte de energia, com mais de 40% de participação. O gás natural representa apenas 15% da oferta interna de energia.

Na consolidação dos 28 Estados-Membros da UE, o gás natural representa 25% da oferta interna de energia, enquanto o petróleo corresponde a 33%. Carvão, fonte renováveis e nuclear representam, cada um, cerca de 14% da matriz.

A Figura 3 mostra a produção anual de gás natural de 2013 a 2017 nos Estados-Membros em que, em 2017, o volume produzido foi superior a 1 Mtep. Destaca-se a significativa redução de produção na Holanda no período, em função de restrições impostas pelo governo holandês a partir de 2014 (Market Observatory for Energy, 2017).

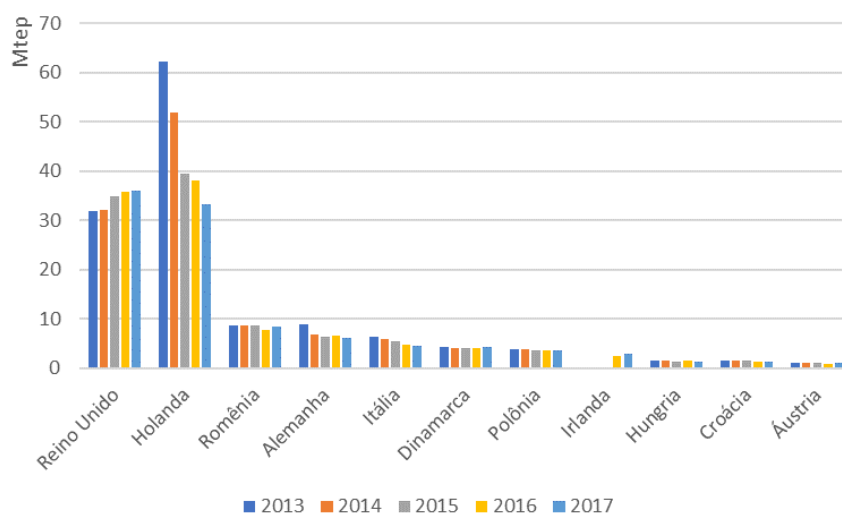


Figura 3 - Produção de gás natural em Estados-Membros selecionados, entre 2013 e 2017, em Mtep

Fonte: Eurostat

Em relação ao consumo, a Figura 4 mostra o consumo dos Estados-Membros entre 2012 e 2017, apresentando aqueles que tiverem consumo superior a 50 TWh¹⁷ em 2017, segundo dados disponibilizados pela ACER. A Agência apresenta os dados da Bélgica e Luxemburgo agregados, considerando a fusão dos respectivos sistemas de transporte de gás natural em uma única área de

¹⁷ 1 Mtep equivale a 11,63 TWh. Já em relação à conversão entre volume de gás natural e respectiva quantidade de energia, depende do conteúdo calorífico do gás. Uma das metodologias utilizadas para medir o conteúdo calorífico é a do poder calorífico superior (PCS). O gás natural em um sistema de transporte pode apresentar variações de PCS conforme demonstra ENTSG (2017). Para um PCS de 40 MJ/m³, 1 bilhão de metros cúbicos correspondem a 11,11 TWh.

mercado. Em alguns casos, utiliza-se a denominação Belux para referir-se ao conjunto dos dois países.

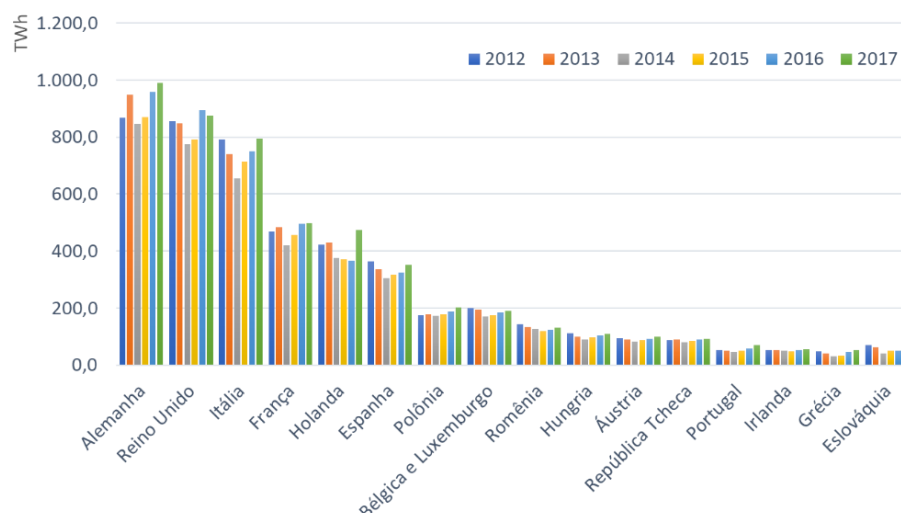


Figura 4 - Consumo de gás natural nos maiores Estados-Membros com maiores consumos, em TWh, entre 2012 e 2017

Fonte: ACER

A Tabela 1 mostra a origem do gás natural para o suprimento dos Estados-Membros selecionados, com o percentual em relação ao consumo total, para os anos de 2015 a 2017. P.D. indica produção doméstica, sendo relevante para o suprimento no Romênia, Reino Unido, Holanda e Polónia. A Irlanda, outrora suprido quase que integralmente pelo Reino Unido, aumentou consideravelmente sua produção local, atingindo 67% de sua demanda em 2017.

A tabela indica ainda o número de fontes de suprimento em cada ano, destacando a Itália que chega a ter 13 fontes distintas.

A Rússia é a principal supridora da UE, sendo responsável por cerca de 30% do suprimento, enquanto a Noruega é responsável por cerca de 20%, segundo dados da ACER.

Os *hubs* de gás na UE, conforme Costescu *et al.* (2018), são o *National Balancing Point* (NBP) no Reino Unido, o *Title Transfer Facility* (TTF) na Holanda, Zeebrugge (ZEE) na Bélgica, *NetConnect Germany* (NCG) e GasPool (GPL) na Alemanha, *Point d'Echange de Gaz Nord* (PEG Nord) e *Trading Region South* (TRS) na França, *Punto di Scambio Virtuale* (PSV) na Itália, *Virtual Balancing Point* (PVB) na Espanha, *Virtual Trading Point* (VTP) na Áustria, *Gas Transfer Facility* (GTF) na Dinamarca e VOB na República Tcheca. Os autores ainda citam a existência dos *hubs* polonês e húngaro, mas comentam que raramente tem negociação.

Tabela 1 – Estimativa de diversidade de fontes de suprimento em Estados-Membros selecionados, para os anos de 2015 a 2017

Fonte: ACER

Estado-Membro	Ano	1ª Origem		2ª Origem		3ª Origem		Outros	Total de fontes distintas
		%	Origem	%	Origem	%	Origem	%	
Alemanha	2015	46%	Rússia	22%	Noruega	16%	Holanda*	15%	6
	2016	43%	Rússia	28%	Noruega	22%	Holanda*	7%	5
	2017	46%	Rússia	24%	Noruega	21%	Holanda	9%	6
Reino Unido	2015	48%	P.D.	33%	Noruega	15%	Catar	4%	7
	2016	48%	P.D.	34%	Noruega	11%	Catar	7%	7
	2017	47%	P.D.	41%	Noruega	7%	Catar	6%	9
Itália	2015	44%	Rússia	12%	Argélia	12%	Libia	33%	13
	2016	40%	Rússia	29%	Argélia	9%	Libia	22%	11
	2017	38%	Rússia	26%	Argélia	9%	Catar	27%	13
França	2015	42%	Noruega	23%	Rússia	11%	Holanda*	24%	10
	2016	41%	Noruega	25%	Rússia	15%	Argélia	19%	7
	2017	38%	Noruega	25%	Rússia	10%	Holanda	27%	8
Holanda	2015	59%	P.D.	25%	Noruega	11%	Alemanha*	6%	7
	2016	51%	P.D.	23%	Noruega	17%	Alemanha*	9%	9
	2017	45%	P.D.	25%	Noruega	18%	Rússia	12%	7
Espanha	2015	63%	Argélia	13%	Nigéria	10%	Catar	14%	9
	2016	59%	Argélia	15%	Nigéria	9%	Noruega	17%	6
	2017	52%	Argélia	14%	Nigéria	11%	Catar	23%	8
Polónia	2015	57%	Rússia	28%	P.D.	15%	Alemanha*		3
	2016	57%	Rússia	26%	P.D.	14%	Alemanha*	3%	5
	2017	52%	Rússia	21%	P.D.	18%	Alemanha*	9%	7
Bélgica - Luxemburgo	2015	38%	Holanda*	34%	Noruega	19%	Reino Unido*	10%	6
	2016	39%	Holanda*	35%	Noruega	15%	Reino Unido*	11%	5
	2017	50%	Holanda*	42%	Reino Unido*	6%	Catar	2%	5
Romênia	2015	98%	P.D.	2%	Rússia				2
	2016	87%	P.D.	13%	Rússia				2
	2017	90%	P.D.	10%	Rússia				2
Hungria	2015	47%	Rússia	26%	Áustria*	18%	P.D.	9%	5
	2016	57%	Rússia	24%	Áustria*	19%	P.D.		3
	2017	62%	Rússia	23%	Áustria*	13%	P.D.	2%	4
Áustria	2015	60%	Rússia	24%	Noruega	17%	P.D.		5
	2016	66%	Rússia	20%	Alemanha*	14%	P.D.		3
	2017	48%	Rússia	46%	Alemanha*	7%	P.D.		3
República Tcheca	2015	51%	Rússia	42%	Alemanha*	6%	Eslováquia*		6
	2016	46%	Rússia	34%	Alemanha*	16%	Eslováquia*	4%	5
	2017	61%	Rússia	34%	Alemanha*	3%	Eslováquia*	2%	4
Portugal	2015	67%	Argélia	26%	Nigéria	5%	Catar	3%	6
	2016	69%	Argélia	21%	Nigéria	8%	Catar	2%	6
	2017	52%	Argélia	32%	Nigéria	6%	EUA	10%	6
Irlanda	2015	95%	Reino Unido*	5%	P.D.				2
	2016	56%	Reino Unido*	44%	P.D.				2
	2017	67%	P.D.	33%	Reino Unido*				2
Grécia	2015	63%	Rússia	20%	Turquia	13%	Argélia	4%	7
	2016	66%	Rússia	16%	Turquia	16%	Argélia	2%	4
	2017	57%	Rússia	26%	Argélia	12%	Turquia	4%	5
Eslováquia	2015	65%	Rússia	12%	Rep. Tcheca*	11%	Áustria*	12%	8
	2016	44%	Rússia	21%	Rep. Tcheca*	15%	Áustria*	20%	7
	2017	52%	Rep. Tcheca*	35%	Rússia	11%	Áustria*	1%	4

Nota: P.D. indica produção doméstica; * indica suprimento de gás natural a partir do mercado organizado daquele país.

2.4. Avaliação dos hubs

Esta seção descreve algumas formas e métricas utilizadas para avaliar a maturidade de um mercado. Em seguida, nas subseções, são apresentadas as classificações dos principais hubs da UE segundo métricas da ACER, do *Oxford Institute for Energy Studies* (OIES) e da EFET.

Heather (2015) afirma que o desenvolvimento de um hub com liquidez consome tempo, exige comprometimento dos governos e agentes e, como mostra

a experiência dos EUA, do Reino Unido e do noroeste da Europa, pode resultar em uma ruptura e custos financeiros principalmente para os agentes incumbentes que dominavam o cenário pré-liberalização.

Considerando a experiência de transição dos mercados dos EUA e do Reino Unido, o processo pode levar de 10 a 15 anos. O autor ainda comenta que o mercado que tem produção nacional e/ou é bem suprido por fontes de gás competitivas pode atingir os objetivos mais rapidamente e estabelecer *hubs* de maior sucesso e liquidez.

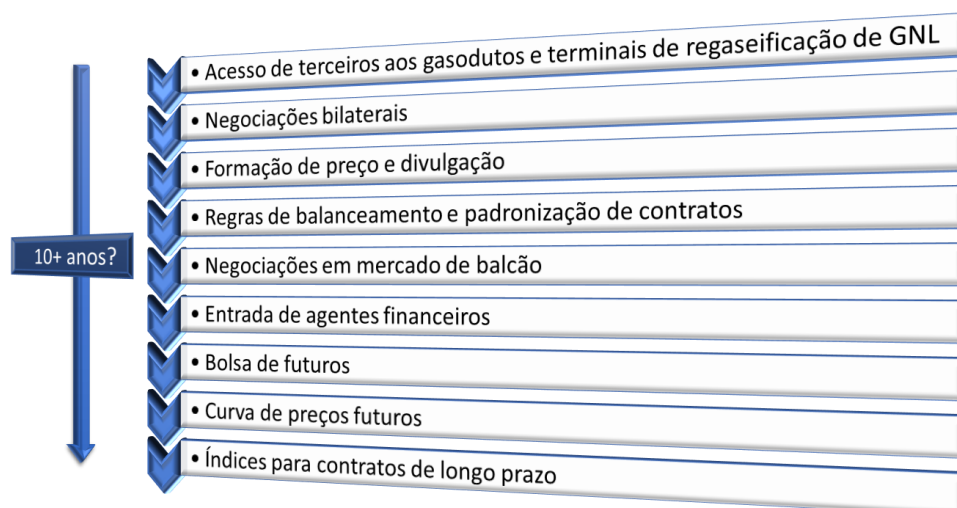


Figura 5 - Caminho para maturidade no desenvolvimento de *hubs*

Fonte: Adaptado de Heather (2015) – tradução livre

A Figura 5 adaptada de Heather (2015), mostra os passos para atingir a maturidade em um *hub*. O processo inicia com o acesso de terceiros às infraestruturas de rede, podendo requerer alterações legislativas para forçar os incumbentes a liberarem capacidade e volumes de gás. Há a necessidade de regras e regulações para o lado físico dos negócios, enquanto padronização de contratos favorecem os aspectos comerciais. Na sequência, devem ocorrer negociações bilaterais, normalmente por meio de corretoras para ajudar a criar as oportunidades de negócio entre as partes. As negociações, então, começam a ser divulgadas, iniciando a transparência do mercado. Com a divulgação de preços, vem a formação de preços, que atrai mais agentes ao mercado, até chegarem os primeiros agentes financeiros. A criação de produtos (derivativos) em bolsa, baseados em contratos físicos, oferece grande acesso ao mercado, especialmente para os agentes que não atuam com o ativo físico. Gradualmente, com o aumento da diversidade de agentes, desenvolve-se a curva de preços futuros e isso pode ser utilizado para gerenciamento de riscos. O último estágio é

quando o *hub* desenvolve suficiente liquidez para que produtos específicos possam ser utilizados como índices para os preços em transações físicas.

Heather (2015) ainda afirma que há cinco principais requisitos para um *hub* de sucesso: liquidez, volatilidade, anonimato, transparência e volume. Liquidez é a medida de quão fácil é negociar volume a determinado preço. Contratos padronizados tendem a concentrar a liquidez. Volatilidade é a medida do movimento do preço em relação às condições do mercado; historicamente os mercados de energia costumam ser bastante sensíveis a informações externas, gerando muita volatilidade. Anonimato refere-se a negociação com uma contraparte central, o que permite que participantes de portes diferentes possam negociar entre si. Transparência é um requisito muito importante para o desenvolvimento do mercado, devendo as informações de preços e de volumes negociados serem rapidamente disseminados, o que dá confiança aos agentes para negociarem. Volume refere-se ao total de volume negociado.

A seguir, são esclarecidos alguns conceitos relevantes para os *hubs*.

Conforme Heather (2015), o período de tempo em que é possível negociar contratos de gás natural é chamado de curva. As curvas de negociação de gás natural cobrem os seguintes períodos: *spot* (referente ao dia ou ao dia seguinte), imediato (todos os outros períodos dentro do mês), curto (o mês seguinte até as duas primeiras temporadas), médio (dois anos à frente) e longo (tudo além disso, geralmente cinco anos à frente). Existem duas temporadas, cada uma de seis meses, sendo a de verão iniciando em 1º de abril e a de inverno iniciando em 1º de outubro¹⁸.

Outra distinção relevante é quanto aos contratos negociados. Costescu *et al.* (2018) citam três tipos de contratos: os negociados, os de mercado de balcão e os de bolsa (de mercadoria).

Os contratos negociados propriamente ditos são negociados individualmente em termos não padronizados. Cada aspecto do contrato é negociado geralmente ao longo de vários meses, para entrega em grandes quantidades e longo prazo.

O mercado de balcão é um mercado bilateral onde as negociações são realizadas diretamente entre as partes, com determinados termos padronizados e períodos claramente definidos. Isso facilita a negociação, transparência e liquidez. Os termos e condições exatos dos contratos não são públicos e há risco de crédito da contraparte.

¹⁸ Temporadas considerando as estações do ano na UE.

Quanto à bolsa (de mercadoria), é um mercado institucionalizado, regulado por um regulador financeiro relevante em cada país. Os produtos são padronizados, com a data de vencimento, local de entrega e as condições de compensação e liquidação bem definidos. Uma câmara de compensação garante financeiramente a execução de todos os negócios. As condições para acesso ao mercado são conhecidas e iguais para qualquer participante. O preço é público, mas as negociações são anônimas, permitindo que os participantes mantenham suas estratégias em sigilo.

2.4.1. Métricas da ACER para o AGTM

A ACER (2015) definiu métricas para avaliar o desenvolvimento do mercado de gás em cada *hub*, visando ao AGTM. As métricas estão divididas em dois grupos: as métricas para as necessidades dos participantes do mercado e as para vitalidade do mercado. As primeiras referem-se à disponibilidade de produtos e liquidez, tal que seja possível o gerenciamento efetivo dos riscos do mercado atacadista. As últimas referem-se à demonstração de competitividade, resiliência e alto nível de segurança de suprimento do mercado atacadista.

As métricas para avaliar as necessidades dos participantes do mercado são o volume do livro de ofertas, a diferença entre o melhor preço de compra e o de venda (*spread*), a sensibilidade do preço no livro de ofertas e o número de negociações.

Já as métricas para avaliar a vitalidade do mercado são o índice de Herfindahl-Hirschmann (IHH), o número de supridores, o índice de suprimento residual (ISR), a concentração do mercado nas ofertas de compra e venda e a concentração do mercado nas transações realizadas.

Costescu *et al.* (2018) explica que o IHH é a medida do nível de concentração em um mercado e é frequentemente usado pelas autoridades de concorrência em investigações de aquisições e fusões. O índice, quando as participações das firmas são expressas em percentual, varia entre $10.000/N$ e 10.000, onde N é o número de firmas no mercado. Um alto IHH implica em uma alta concentração, i.e., poucos supridores ou grande concentração do mercado em poucos supridores. Vale comentar que o IHH pode ser medido também para a demanda.

Quanto ao ISR, o autor explica que é a medida de dependência do mercado em relação ao seu maior supridor. O índice é calculado pela razão entre a soma das capacidades de suprimento de todos os supridores exceto o maior e a

demanda. Assim, quanto maior o índice, menor a dependência do mercado em relação ao principal supridor.

ACER e CEER (2018) comentam que se o ISR é alto, reduz-se o poder dos maiores supridores para aumentar o preço do gás natural, na medida em que, a partir de determinados preços, outros agentes concorrentes podem se motivados a utilizar as infraestruturas existentes para trazer gás natural para o mercado.

Anualmente a ACER e a CEER elaboram em conjunto o Relatório Anual dos Resultados do Monitoramento dos Mercados Internos de Eletricidade e Gás Natural. O relatório mais recente disponível é o do ano de 2017, publicado em 2018. ACER e CEER (2018) fazem a classificação dos *hubs* de gás conforme as métricas do AGTM e apresentam segundo os respectivos Estados Membros, uma vez que dados relevantes para a avaliação não são fornecidos por *hubs*, inviabilizando a individualização como no caso da França e da Alemanha. A classificação por Estado Membro está reproduzida na Figura 6.

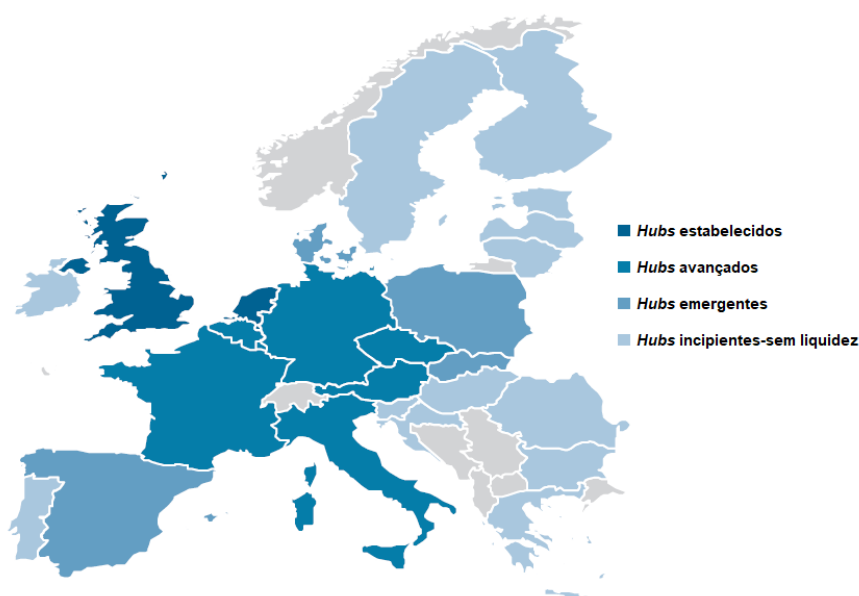


Figura 6 - Classificação dos *hubs* conforme métricas do AGTM, por Estado Membro

Fonte: ACER e CEER (2018)

ACER e CEER classificam como *hubs* estabelecidos o Reino Unido e a Holanda. São *hubs* avançados a França, Bélgica, Luxemburgo, Alemanha, Itália, Áustria e República Tcheca. *Hubs* emergentes são Espanha, Dinamarca, Polónia e Eslováquia. E *hubs* incipientes são Portugal, Irlanda, Suécia, Finlândia, Hungria, Romênia, Estónia, Letónia, Lituânia, Croácia, Eslovênia, Bulgária e Grécia.

De acordo com o Relatório, os *hubs* estabelecidos têm ampla liquidez, considerável mercado a termo que contribui para proteção (*hedge*) do suprimento e referência de preço para outros *hubs* europeus e para indexação de contratos de longo prazo.

Os *hubs* avançados têm alta liquidez, maior dependência em produtos *spot* e evolução como meio de proteção (*hedge*) do suprimento, mas relativamente menor nível de liquidez para produtos de longo prazo.

Os *hubs* emergentes apresentam aumento de liquidez favorecido por interconectividade reforçada e intervenções regulatórias. Têm alta dependência em contratos de longo prazo e acordos bilaterais.

Por fim, os *hubs* incipientes têm liquidez embrionária e focados principalmente no *spot*. O grupo é diversificado, com alguns tendo mercado organizado em estágio inicial e outros ainda desenvolvendo o sistema de entrada-saída.

2.4.2. Métricas da OIES

Costescu *et al.* (2018) comenta que o OIES realiza análises completas dos *hubs* de negociação de gás europeus. Os *hubs* são avaliados com base em sua maturidade e desenvolvimento, sob uma perspectiva de liquidez e preço.

As métricas de liquidez são: quantidade de participantes do mercado (bom indicador para avaliar o nível de desenvolvimento do *hub*); quantidade de produtos negociados (bom indicador para avaliar se o *hub* é utilizado para balanceamento ou para gerenciamento de riscos); volumes negociados (bom indicador para avaliar o nível de atividade e desenvolvimento do mercado); índice de negociabilidade (índice da ICIS para liquidez); taxa de rotatividade (o mais importante índice de liquidez; mede o sucesso comercial do *hub*).

Conforme Costescu *et al.* (2018), essas cinco métricas de liquidez, aplicando uma metodologia simples de ponderação, permite a classificação do *hub* em maduro, ativo, pobre e inativo, sendo extensivamente utilizada.

As métricas de preço são: sinais de preço (frequência de sinalização dos preços das negociações); convergência de preço entre mercado de balcão e bolsa; correlação de preços entre mercados adjacentes (avalia a eficiência das negociações transfronteiriças e o grau de integração entre os *hubs*); volatilidade do preço.

Há ainda métricas subjetivas, que são: disposição política (expectativa de data para implementação do código de rede de balanceamento); atitudes culturais (atitude histórica do país para negociações); nível de aceitação comercial (mudança nos contratos tradicionais de gás na Europa; competência da autoridade reguladora e dos transportadores para fazer as alterações).

Heather e Petrovich (2017) apresentam o resultado da avaliação segundo a metodologia do OIES realizada com os dados de 2016, reproduzido na Figura 7.

2016	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants	Traded Products*	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate	Score /15**
TTF	>40	53	22230	20	57.1	15
NBP	>40	47	20045	19	22.1	15
NCG	30	29	2080	16	4.0	10
GPL	30	23	1110	15	2.5	9
PSV	18	23	885	15	1.2	7
ZEE+ZTP	15	17	780	10	4.1	7
PEG Nord	15	18	550	14	1.7	7
VTP	15	14	530	10	5.7	7
VOB	<10	6	105	8	1.1	5
PEG TRS	<10	13	100	7	0.6	5
PVB	<10	9	30	0	0.1	5

* Score /64 derived from the OTC and Exchange product categories in the Traded Products Table.
 ** Score based on each of the Key Elements scoring zero for Grey; 1 point for Red; 2 points for Amber; 3 points for Green.

Figura 7 - Sumário da avaliação e classificação do *hub* em 2016

Fonte: Heather e Petrovich (2017)

A última coluna, denominada *score* (pontuação), mostra o resultado da avaliação das cinco métricas, com uma ponderação simples¹⁹. TTF e NBP são considerados *hubs* maduros. NCG e GPL são *hubs* ativos. Os demais não podem ser considerados transparentes ou líquidos.

2.4.3. Métricas da EFET

A EFET também faz uma avaliação dos *hubs*. Conforme EFET (2013), a maturidade do *hub* pode ser descrita de duas formas: por uma série de passos a serem executados para desenvolver os serviços no *hub*, pelos operadores, usuários e terceiros, e pelas métricas de liquidez. A ponderação dos critérios, bem como os próprios critérios são passíveis de modificações, conforme a evolução do mercado e identificação daqueles mais relevantes. A última atualização disponível no sítio eletrônico da EFET²⁰ é da avaliação realizada em 2018.

A seguir serão apresentadas informações baseadas em uma apresentação disponível no sítio eletrônico da EFET (Wood, 2018).

Sob responsabilidade da autoridade reguladora e do ministério setorial estão o estabelecimento de mecanismo de consulta para problemas no desenvolvimento

¹⁹ Para cada métrica, dividem-se os resultados possíveis em três faixas de valores. A faixa com os melhores resultados soma 3 pontos; a de resultados médios, soma 2 pontos; a dos piores resultados soma apenas 1 ponto; se não existir a métrica, o valor será 0. A soma dos pontos das cinco métricas dá o resultado da avaliação. Estando na faixa de 12 a 15, considera-se *hub* maduro; de 8 a 11, ativo; de 5 a 7, pobre; e de 1 a 4, inativo.

²⁰ <https://efet.org/energy-markets/gas-market/european-gas-hub-study/>, acesso em 11 de maio de 2019.

do *hub* e de transparência (sendo este um dos critérios de maior relevância na ponderação e sob responsabilidade compartilhada com os transportadores); as obrigações de divulgação de determinadas informações e de autorização; a resolução de problemas estruturais do mercado (como existência de programas de liberação de gás, obrigações de formador de mercado, entre outros); as taxas do *hub*; e o estabelecimento de bolsa.

Sob responsabilidade do transportador estão o estabelecimento de mecanismo de consulta e transparência (como comentado acima); o estabelecimento do sistema de entrada-saída; a possibilidade de transferência de titularidade do gás, mesmo sem entrega física; as regras para liquidação de desbalanceamento; e o sistema de balanceamento do transportador.

Em relação ao mercado, os critérios são o estabelecimento de preço do *hub* para liquidação de contrato em caso de inadimplência; a padronização dos contratos; a existência de agências de divulgação de preços no *hub*; a existência de formadores de mercado voluntários; a existência de corretoras; e a confiabilidade do índice, utilizado como referência.

Por fim, as métricas de liquidez consideradas pela EFET são a de curto prazo (período inferior a um mês) e de longo prazo (período igual ou superior a um mês).

A ponderação em 2018 foi tal que os critérios de transparência e consulta, o das corretoras e o da bolsa têm peso 1,5, enquanto os demais têm peso 1,0, totalizando 20 pontos.

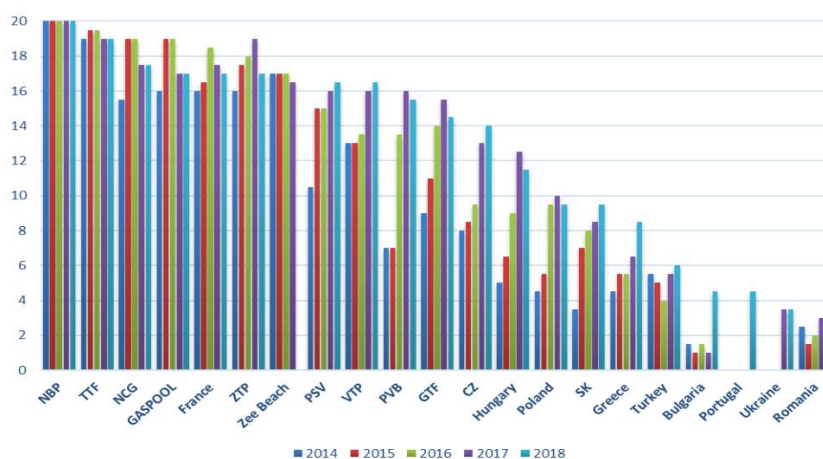


Figura 8 - Avaliação da EFET sobre o desenvolvimento dos *hubs* europeus

Fonte: Wood (2018)

A Figura 8 mostra o resultado da avaliação dos *hubs* feito pela EFET em 2018, apresentando ainda os resultados dos anos anteriores, a partir de 2014, para fins de comparação.

NBP e TTF são os dois *hubs* que apresentam resultados consistentemente mais altos na série. Na sequência, estão os *hubs* da Alemanha (NCG e GasPool), da França e da Bélgica (ZTP e Zee Beach), que, na classificação de Wood (2018), são os *hubs* maduros – pontuação acima de 17.

2.5. Desenvolvimento dos *hubs*

Esta seção apresenta alguns fatos sobre o desenvolvimento dos *hubs* nos Estados-Membros que tiveram as melhores classificações, considerando as avaliações da ACER/CEER, OIES e EFET apresentadas na seção 2.4.

Antes de tratar de cada Estado-Membro, serão feitas algumas análises dos *hubs*, de modo geral.

Como foi observado, os resultados das três avaliações são bem semelhantes. Nas três avaliações, TTF e NBP destacam-se como os *hubs* mais desenvolvidos. Na sequência, estão os dois *hubs* da Alemanha, embora a classificação da ACER/CEER não permita a distinção de qual é a melhor entre as duas. Em seguida, PSV, ZEE e ZTP, PEG Nord e VTP, lembrando que no caso da ACER/CEER e da EFET, os dois *hubs* da França são considerados em conjunto. De acordo com a ACER/CEER, ainda entraria neste último grupo a República Tcheca (VOB), o que não é verificado nas outras duas avaliações.

O relatório da EFET (2013) aponta os vários aspectos que devem ser considerados na implementação de um ponto virtual de negociação. Entre os pontos levantados estão o adequado desenho do *hub*, a clara definição das responsabilidades de cada ator da cadeia, a definição de parâmetros para medir e acompanhar a maturidade e o nível de liquidez do *hub*, e a permanente consulta e identificação das necessidades dos agentes para rápida correção de eventuais desvios na implementação.

A Figura 9 mostra os volumes negociados em plataformas (mercado de balcão ou bolsa) nos *hubs* com as melhores avaliações, entre 2012 e 2017. Nesse período, todos os *hubs* tiveram crescimento médio anual positivo, exceto NBP. Alguns tiveram crescimentos expressivos, como o TTF (média de 18,8% a.a.) e PSV (média de 26,4% a.a.). Percebe-se que o volume total negociado no TTF supera o de NBP a partir de 2016. Em termos de mercado de balcão, o volume negociado no TTF supera o do NBP já em 2014.

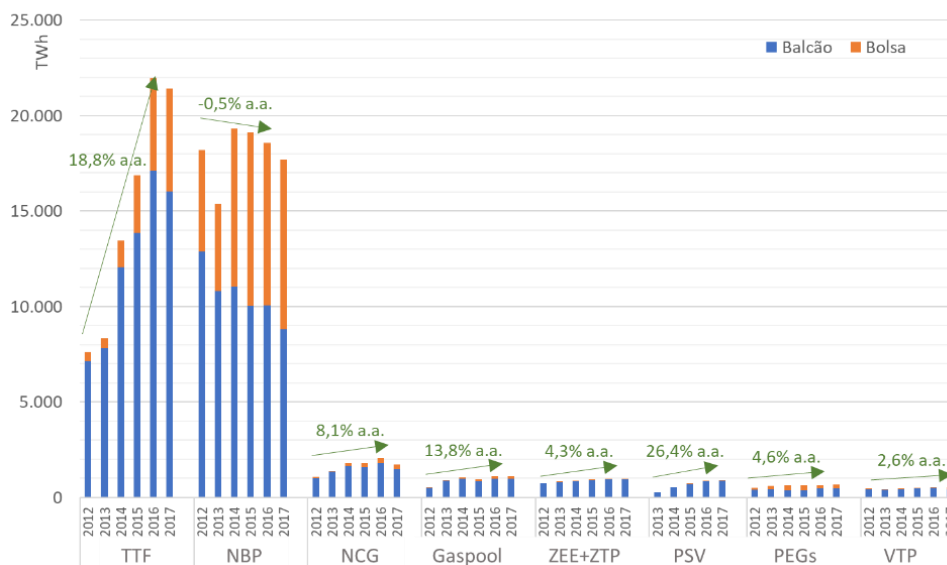


Figura 9 - Volumes negociados em plataformas dos hubs de 2012 a 2017 (exceto PSV - 2013 a 2017), em TWh, e média de crescimento anual, em %

Fonte: ACER

A Figura 10 mostra o IHH, entre os anos de 2013 a 2017, exceto 2014, para os Estados-Membros que apresentaram consumo superior a 50 TWh em 2017. O AGTM (ACER, 2015) recomenda que o IHH seja inferior a 2000.

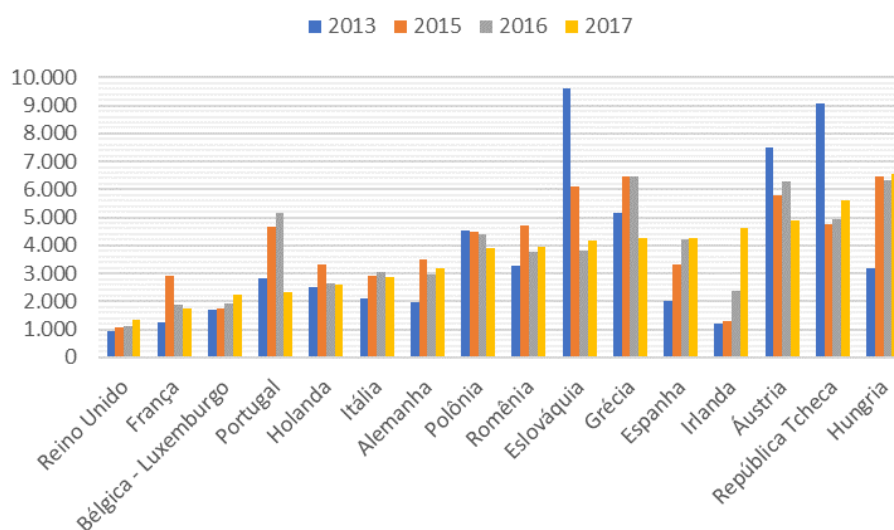


Figura 10 - IHH entre 2013 e 2017, para os Estados-Membros com consumo superior a 50 TWh em 2017

Fonte: ACER

Reino Unido e França apresentaram, em 2017, IHH inferior a 2000. Entretanto, no caso do primeiro, o índice vem aumentando gradativamente. Bélgica (juntamente com Luxemburgo), Holanda, Itália e Alemanha apresentaram, nesse mesmo ano, IHH entre 2200 e 3200, com relativa estabilidade nos últimos

anos. Já Áustria apresentou IHH de 4901 em 2017, mas vem reduzindo o índice ao longo dos últimos anos.

A Figura 11 apresenta o ISR dos anos de 2013, 2016 e 2017 para os Estados-Membros que apresentaram consumo superior a 50 TWh em 2017. O AGTM recomenda ISR acima de 110%.

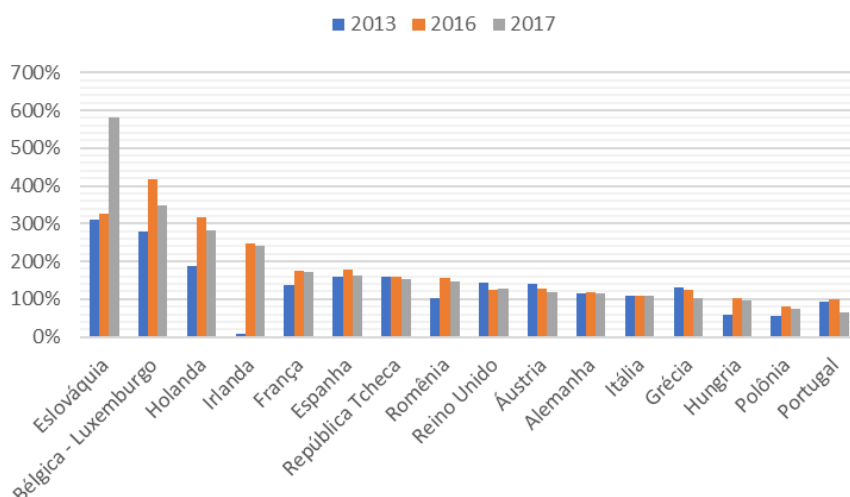


Figura 11 – ISR em 2013, 2016 e 2017, para os Estados-Membros com consumo superior a 50 TWh em 2017

Fonte: ACER

Dos Estados-Membros analisados anteriormente, Bélgica (juntamente com Luxemburgo) e Holanda são os que apresentaram maiores ISR em 2017, acima de 280%. Os demais (França, Reino Unido, Áustria, Alemanha e Itália) apresentaram índices entre 109% e 173% em 2017.

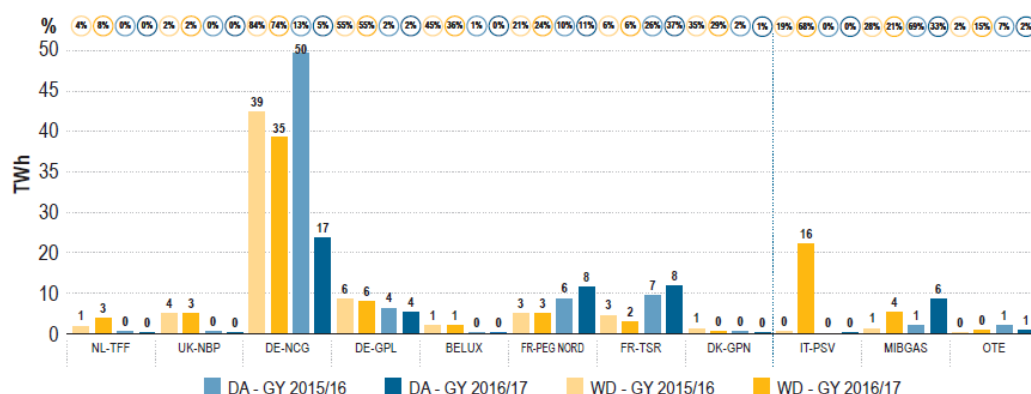


Figura 12 - Participação dos operadores dos sistemas de transporte no mercado de produtos de curto prazo para os anos do gás de 2015/2016 e 2016/2017 em *hubs* selecionadas

Fonte: ACER e CEER (2018)

A Figura 12 mostra a participação dos operadores dos sistemas de transporte no mercado de produtos *spot* (DA – *day ahead* – dia seguinte; WD –

within day – intradiário) para os anos do gás²¹ 2015/2016 e 2016/2017 em algumas zonas de balanceamento. São apresentadas apenas as zonas de balanceamento cujas informações disponíveis foram suficientes para análise.

De acordo com o Código de Rede de Balanceamento²², os carregadores são responsáveis pelo equilíbrio dos seus portfólios, tendo em vista minimizar a necessidade de os operadores das redes de transporte realizarem ações de balanceamento. Bélgica, Luxemburgo, Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, França, Holanda, Áustria, Hungria e Eslovênia implementaram o código de rede até outubro de 2015. Espanha, República Tcheca, Itália, Croácia e Portugal implementaram até outubro de 2016.

A existência de *hubs* associados às zonas de balanceamento permite, assim, que os carregadores ajustem seus portfólios com produtos intradiários ou de *day ahead*. Vale ressaltar que, em alguns sistemas, os operadores do sistema de transporte acessam o mercado para aquisição de gás para outros fins que não o balanceamento, como por exemplo para fins operacionais.

De acordo com estudos realizados por Miriello e Polo (2015) sobre o processo de desenvolvimento de um mercado de gás, a partir da liberalização e implantação do modelo de entrada-saída no sistema de transporte, o *hub* desenvolve-se inicialmente como mecanismo para o balanceamento do sistema, evolui como alternativa de suprimento secundário a contratos bilaterais de longo prazo e atinge maturidade com o oferecimento de instrumentos financeiros para *hedge* (proteção) de preços. Também os autores concluem que o desenvolvimento do *hub* não depende do volume de consumo do país, mas sim da oferta nacional de gás. Além disso, ressaltam que a dependência por importação baseada em contratos de longo prazo prejudica o desenvolvimento do mercado.

ACER e CEER (2018) comentam que, no TTF e NBP, a participação dos transportadores no mercado é baixo, o que indica que a atuação dos transportadores no balanceamento do sistema é muito reduzida, comparativamente ao demais sistemas de transporte.

No caso da Alemanha, há uma atuação bastante intensa dos operadores dos sistemas de transporte. O relatório aponta que isso pode ser decorrente da existência de produtos *spot* distintos em plataformas de balanceamento e de negociação, afetando a liquidez, e das obrigações rígidas de balanceamento de

²¹ O ano do gás na UE inicia em 1º de outubro e termina em 30 de setembro do ano seguinte.

²² Regulamento (UE) nº 312/2014 da Comissão Europeia de 26 de março de 2014.

portfólios durante cada período observado, exigindo maior intervenção dos operadores dos sistemas de transporte.

A Figura 13 mostra distribuição dos produtos em cada *hub*, em 2017, sendo WD – *within day* – intradiário, DA – *day ahead* – dia seguinte, WK – *working days* – dias da semana, WDNW – *working days next week* – dias da semana da semana seguinte, BOM – *balance of week* – balanceamento da semana, MA – *month ahead* – mês seguinte, MA+ - mais de um mês à frente, Q1 a Q4+ – *quarters 1 to 4+* – trimestres à frente, S1 a S4+ - *seasons* – temporadas à frente, Y1 a Y3 – *years* – anos à frente.

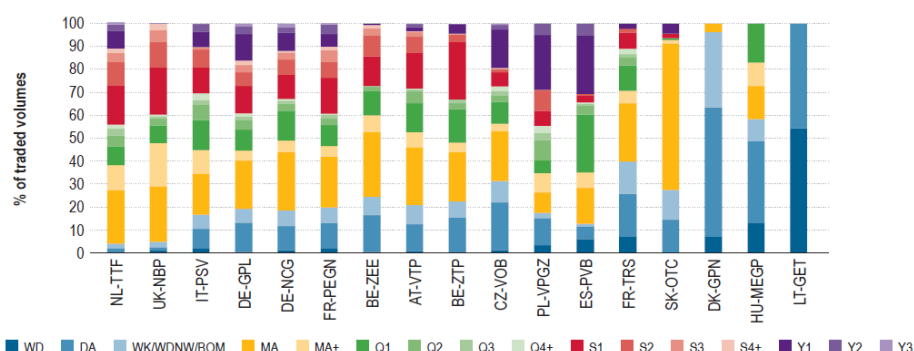


Figura 13 - Distribuição dos produtos em cada *hub*, em 2017

Fonte: ACER e CEER (2018)

Pela distribuição, observa-se que quanto mais desenvolvido o *hub*, há predominância de produtos futuros. Por outro lado, quanto menos desenvolvidos, os produtos para balanceamento são mais negociados.

Um risco que deve ser avaliado é apontado por Stern e Rogers (2014), quanto à necessidade de adequação dos contratos existentes de longo prazo em um processo de desverticalização das atividades monopolísticas e de liberalização do mercado. No caso do Reino Unido, o processo ocorreu nos anos 1990, quando uma ampla oferta de gás natural a baixos preços criou uma correspondente demanda, principalmente para geração de energia elétrica. O período de liberalização na Europa continental, 10 anos mais tarde, por outro lado, coincidiu com um período de recessão e de alta no preço do gás, que colocou muito mais pressão para reestruturação do mercado. A partir de 2008, observou-se um número crescente de agentes competindo por um mercado em contração, criando dificuldades para os agentes já estabelecidos. Estes agentes tiveram perdas significativas nos contratos de longo prazo com os produtores, agravadas com perdas no setor de energia elétrica (causadas por outros motivos), resultando em fechamento de muitas usinas termelétricas, boa parte recém-construídas.

Os autores sugerem que, no novo cenário, para os produtores, os contratos que outrora eram indexados ao preço do petróleo perdem sua relevância ao serem

indexados ao preço do *hub* de gás. Se houver um *hub* líquido, os volumes produzidos poderiam ser vendidos ao preço do *hub*, que, de outra forma, também seria aplicado como referência para a venda do gás contratado. Por outro lado, removeria o risco do volume, em caso de produção menor do que previsto, pois poderia vender no *hub* a quantidade que desejasse.

Considerações semelhantes podem ser aplicadas aos comercializadores e supridores, bem como em alguma medida às distribuidoras locais de gás. Contratos de longo prazo teriam riscos que exigiriam instrumentos de mitigação. Ao operar com preços e volumes no *hub*, os riscos poderiam ser reduzidos, mas acabaria tendo menores margens. Aos transportadores, os autores atribuem maiores dificuldades, pois novas infraestruturas poderiam exigir contratos de longo prazo. Não havendo suficientes interessados para se comprometer com contratos de longo prazo, as infraestruturas acabariam não sendo construídas.

Nas subseções a seguir, serão abordados os desenvolvimentos dos *hubs* do Reino Unido, Holanda, Alemanha, Itália, Bélgica, França e Áustria, que tiveram as melhores classificações nas avaliações.

2.5.1. Reino Unido

Heather (2010) descreve o processo de abertura do mercado no Reino Unido, que se iniciou bem antes dos demais países, por volta de 1980, no âmbito do processo de privatização de estatais do governo de Margaret Thatcher. Naquela época, a *British Gas Corporation* (BCG) tinha o monopólio legal para suprimento de gás para usuários finais, caracterizando um monopólio de fato, por ser o único a comprar todo o gás produzido na Grã-Bretanha e arredores.

Em 1986, com a publicação da Lei do Gás, foi autorizada a privatização da BCG, que se tornou em seguida a *British Gas* (BG), bem como removeu o monopólio para o suprimento de grandes consumidores (acima de cerca de 733 MWh por ano). Dois anos depois, houve recomendação da Comissão de Monopólios e Fusões para que a BG tivesse permissão para comprar não mais que 90% do “novo” gás trazido para o Reino Unido. Outras medidas foram adotadas nos anos seguintes, inclusive a separação jurídica da parte de transporte e estocagem da BG e redução do limite para enquadramento como grande consumidor.

Em 1992, de acordo com Chaton *et al.* (2012), foi implementado pela primeira vez um programa de liberação de gás (*gas release*) no Reino Unido, com

o objetivo de reduzir a participação de 60% detida pela BG no segmento industrial e comercial até 1995.

Ainda de acordo com Heather (2010), possivelmente a mais importante lei para a criação de um mercado totalmente liberalizado foi a Lei do Gás de 1995, que pavimentou o caminho para a competição no segmento residencial e estabeleceu um novo sistema para autorização de transportadores, atacadistas e varejistas de gás.

A participação da BG no mercado passou de 97% em 1990 para 29% em 1996. Pode-se considerar que a transformação dessa indústria foi concluída em 1998, quando todos os consumidores tinham a opção de escolher seu supridor.

A Figura 14 mostra a curva de produção, consumo, exportação e importação de gás natural no Reino Unido, entre os anos de 1990 e 2017. Percebe-se que entre 1990 e 2000, a produção de gás natural no Reino Unido era crescente, chegando a superar a demanda interna. A partir de então, a produção é declinante até ficar estável em 2012/2013. O consumo também é declinante no período.

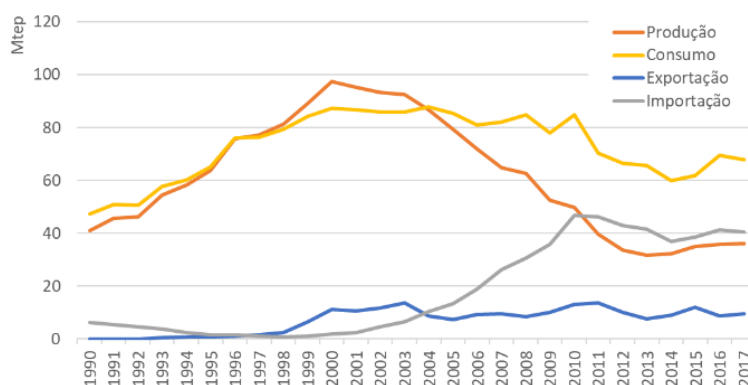


Figura 14 – Produção, consumo, exportação e importação de gás natural no Reino Unido, entre 1990 e 2017, em Mtep

Fonte: Eurostat

O interconector Bacton Zeebrugge, gasoduto bidirecional que conecta o Reino Unido à Bélgica (e por conseguinte à Europa continental), iniciou sua operação em outubro de 1998, conforme Stern e Rogers (2014). O maior fluxo é no sentido Reino Unido para Bélgica, principalmente no verão, o que explica o aumento do volume de exportação a partir de 1998.

Em relação ao *hub*, segundo Costescu *et al.* (2018), o NBP iniciou sua operação em 1996 e é o ponto de referência do sistema de transporte britânico criado por um código de rede para promover o mecanismo de balanceamento. O NBP rapidamente evoluiu para ponto de negociação e os preços ali definidos tornaram-se referência para quase todo o gás comercializado no Reino Unido. O

sistema de transporte britânico está interligado à Europa continental pelo Interconector (Bélgica) e pela Linha Balgzand Bacton (Holanda).

De acordo com Heather (2015), cerca de 50% do gás consumido no Reino Unido é negociado no NBP. A taxa de rotatividade (*churn rate*, do inglês), que mede quantas vezes o gás foi negociado antes do consumo final, atinge mais de 20 vezes. Estima-se que o número de participantes ativos no *hub* seja superior a 40, sendo que mais de 200 participantes estão registrados.

Recentemente, o NBP perdeu para o TTF sua posição de líder em volume de gás negociado, conforme Heather e Petrovich (2017).

Apesar do sucesso do NBP, Stern e Rogers (2014) comentam que no período de 1997 a 2001, existiam 50 companhias competindo pelo suprimento de gás, entre eles produtores e empresas de gás e de energia do Reino Unido e da Europa continental, além de independentes. Já em 2002-2003, seis companhias supriam mais de 80% do mercado não-residencial e outras seis dominavam e continuaram dominando todo o mercado residencial²³.

2.5.2. Holanda

O primeiro campo de gás natural na Holanda foi descoberto em 1948, seguido por outros de tamanhos moderados nos anos seguintes. Porém, foi somente em 1959 que se descobriu o campo gigante na província de Groningen, que foi confirmado ter, anos mais tarde, 2.600 bmc. Com essa descoberta, o governo holandês estabeleceu uma política para o gás, adotando o princípio do valor de mercado para venda, em que o preço deveria ser baseado nos preços dos seus substitutos concorrentes e não no custo de sua produção. Em 1963, foi criada a Gasunie, uma parceria público-privada de 50%-50% entre o governo holandês e as companhias Shell e Exxon. Uma rede de transporte foi rapidamente construída, para buscar monetizar o gás no menor tempo possível, tendo como alvo o atendimento às indústrias química, metalúrgica e de cerâmica, bem como áreas densamente povoadas (IEA, 2008).

Até 1998, o mercado de gás era dominado pela Gasunie, quando o governo decidiu pela sua liberalização, acompanhando o movimento europeu. Em 2005, foi feita a separação da Gasunie entre as atividades de transporte e de comercialização. A parte de infraestrutura e operação do sistema de transporte

²³ Dados disponíveis no sítio eletrônico da Ofgem, agência reguladora britânica de gás e energia, mostram que, no terceiro trimestre de 2018, a participação no mercado de varejo de gás era de: 29% - British Gas, 8% - EDF, 11% - EON, 7% - npower, 8% - Scottish Power e 10% SSE, as seis grandes (*Big Six*). Os demais supridores atendiam os restantes 26%. <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/gas-supply-market-shares-company-domestic-gb>, acesso em 24 de fevereiro de 2019.

permaneceu sob o nome Gasunie, agora com controle integral do governo holandês. A parte de comercialização tornou-se GasTerra, permanecendo com a mesma participação societária original (IEA, 2018).

A Figura 15 mostra a evolução da produção, consumo, exportação e importação de gás natural na Holanda entre os anos de 1990 e 2017. Nesse período, a Holanda teve produção sempre superior à demanda interna, favorecendo a exportação. Entretanto, a partir de 2014, observa-se queda acentuada do volume de produção. Segundo Heather (2015), isso se deve à imposição de limites para produção de gás estabelecida pelo governo holandês, após ocorrência de uma série de tremores na região de Groningen.

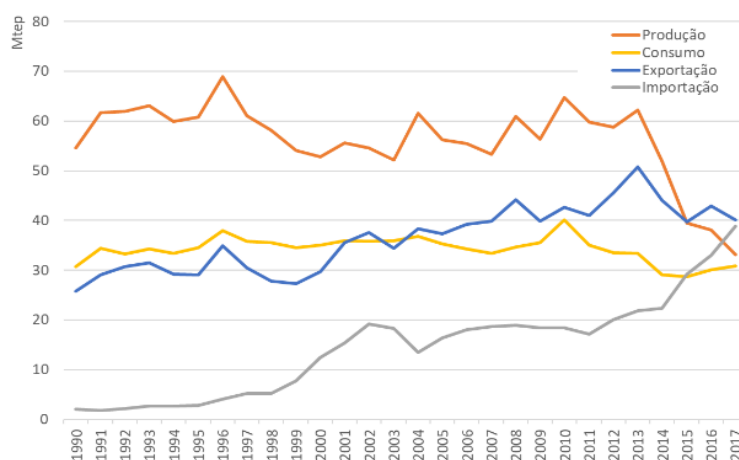


Figura 15 – Produção, consumo, exportação e importação de gás natural na Holanda, entre 1990 e 2017, em Mtep

Fonte: Eurostat

Conforme EIA (2017), o TTF é o *hub* virtual criado em 2003 para a rede de gás da Holanda, que é operada pelo Gas Transport Services, subsidiária integral da Gasunie. A rede holandesa é interconectada a vários gasodutos relevantes da Europa, servindo de trânsito entre países, o que justifica os altos volumes de importação e de exportação de gás natural. À medida que o volume negociado aumentava, o TTF se tornava um indicador confiável de preço *spot* para as negociações de gás na Europa continental. Os fatores chaves para o crescimento foram a regulação do acesso de terceiros aos gasodutos e a estrutura regulatória europeia favorável para as negociações.

Ainda de acordo com EIA (2017), quando o regulador de mercado holandês, em 2008, retirou a obrigatoriedade de os comercializadores investirem em mercados de gás físico, o número de participantes e os volumes negociados aumentaram substancialmente. Também em 2008, a GasTerra iniciou a divulgação dos seus volumes negociados no TTF.

Heather (2015) comenta que GasTerra demonstrou seu apoio ao desenvolvimento do *hub*, trabalhando por mais transparência e liquidez, oferecendo produtos para negociação e atuando como formador de mercado. Publicamente GasTerra afirmou que estava respondendo às demandas dos seus clientes, quanto a mais precificação de mercado e à mudança do ponto de entrega para o *hub* TTF.

Vale considerar também que o desenvolvimento do *hub* teve o apoio do governo holandês, que tinha como ambição tornar o país o centro de gás da Europa, em uma estratégia para manter sua liderança mesmo quando se tornasse um importador líquido de gás por volta de 2020 (Heather, 2012). Denominado “gas roundabout”, o conceito desse centro era transformar o país em um *hub* de gás integrando infraestruturas de transporte, trânsito, comercialização e estocagem e criando oportunidades de novos negócios com as atividades de gás. Segundo Honoré (2017), apesar de já haver um malha de gasodutos extensa na Holanda, o governo investiu vários bilhões de euros em infraestrutura adicional no país e para interconexão com outros países visando ao desenvolvimento desse centro.

De acordo com Heather (2015), o TTF está sendo usado cada vez mais pelos comercializadores de outros países da Europa continental para gerenciar riscos e fazer proteção financeira de seus portfólios futuros, bem como servindo de *hub* de balanceamento para a Holanda.

2.5.3. Alemanha

Em 2003, a Alemanha lançou o seu programa de *gas release* como condição para aprovação da fusão entre E.ON e Ruhrgas, conforme Chaton *et al.* (2012). Em vista do insucesso do primeiro leilão, tendo como causas o alto volume mínimo exigido, as condições precárias de transporte e a assimetria de informações, o governo alemão teve que modificar as condições dos leilões seguintes.

Heather (2015) cita duas decisões judiciais que forçaram a mudança de atitude em relação à abertura do mercado de gás natural. Em junho de 2006, o tribunal regional de Düsseldorf confirmou a decisão do Escritório Federal de Cartel que declarava que os contratos de longo prazo entre a E.ON e suas distribuidoras eram ilegais e prejudicavam qualquer contrato futuro de suprimento. E em março de 2010, o Tribunal Federal de Justiça alemão declarou que os preços do gás natural para clientes privados não podiam mais estar ligados ao preço do óleo de aquecimento. Em adição a essas decisões, reclamações veementes dos usuários

industriais e sua capacidade de comprar gás no mercado *spot* foram fatores-chaves para provocar a abertura do mercado aos usuários finais.

De acordo com Miriello e Polo (2015), a Alemanha iniciou com 19 zonas de entrada-saída (ou áreas de mercado). Ao final do ano de 2008, já tinham sido reduzidas para 12. Atualmente, são três áreas de mercado, sendo duas para o gás com alto poder calorífico e uma para baixo poder calorífico²⁴.

O Gaspool, de acordo com EIA (2017), é o *hub* virtual para negociações de gás na parte setentrional da Alemanha, tanto de baixo quanto de alto poder calórico. Desde o estabelecimento do Gaspool em 2009, o número de potenciais comercializadores triplicou, enquanto o volume negociado aumentou mais de 120% no período.

NCG é o segundo *hub* virtual da Alemanha. Ainda de acordo com EIA (2017), inicialmente estabelecido em uma pequena região no sul da Alemanha, o sistema de transporte da NCG hoje representa uma área de mercado maior. O mercado é supervisionado por uma coalização de operadores de sistema de transporte que comercializam gás ao longo de seus sistemas de dutos interligados. O NCG tem aumentado sua confiabilidade como referência de preço na Europa.

Segundo Costescu *et al.* (2018), as negociações nesses *hubs* ocorrem principalmente no mercado *spot* ou imediato. Negociações de futuros também têm aumentado, principalmente no Gaspool, por causa do início da operação do gasoduto Nord Stream ligando a Rússia até a Alemanha, em 2012. Heather (2015) comenta que grandes volumes de gás da Rússia estão sendo negociadas no Gaspool.

Heather (2015) comenta ainda que, devido à sua estrutura de gás histórica, compreendendo 19 zonas e dois maiores sistemas de transporte, o progresso na Alemanha tem sido lento. O autor ainda destaca que, diferentemente dos demais *hubs* da Europa, o NCG e o Gaspool são operados por seis transportadores cada. A proposta final de juntar os dois tornou-se uma grande questão política e o regulador local, apesar de mencionar benefícios com um sistema único, deixou a decisão da unificação para os 12 operadores do sistema de transporte.

²⁴ A Alemanha possui redes de gás com duas faixas de poder calorífico, denominados baixo (*L-Gas*) e alto (*H-Gas*).

2.5.4. Itália

De acordo com Honoré (2013), a Itália é um dos maiores consumidores de energia da Europa, representando mais de 9% do consumo europeu em 2011. O gás natural representa quase 39% desse total, sendo a fonte energética mais importante da matriz²⁵.

Honoré (2013) comenta que o processo de liberalização do mercado de gás italiano iniciou por volta de 1990, com a publicação de uma lei para trazer competitividade nos serviços públicos, incluindo distribuição de gás. Em 1991, uma lei permitiu o acesso de terceiros às infraestruturas de gás, em limitadas condições, e teve como resultado a entrada de novos agentes.

O real estímulo para o processo de liberalização veio com as diretivas de gás da Comissão Europeia. Nesse processo, foi estabelecido o acesso regulado à rede de transporte, às instalações de estocagem e aos terminais de GNL, com tarifas sujeitas à regulação por preço-teto. Também foram estabelecidos limites para injeção de gás no sistema de transporte e para venda de gás aos consumidores finais, para limitar a concentração de mercado. E todos os consumidores ficaram elegíveis para escolha de seu supridor a partir de 2003.

A ENI, que, naquela época, tinha apenas uma participação minoritária do governo e era a empresa verticalmente integrada atuando na Itália, foi submetida ao processo de separação jurídica. A ENI manteve as atividades de exploração e produção. Outras empresas foram criadas, inclusive a Snam Rete Gas, operadora do sistema de transporte, ainda com participação societária da ENI. Entretanto, novas regulamentações italianas posteriores exigiram a desverticalização total do operador do sistema de transporte, o que acabou ocorrendo em 2012.

Em relação ao programa de *gas release*, Chaton *et al.* (2012) comentam que o processo iniciou em janeiro de 2002 até dezembro de 2010. Entretanto, a ENI frequentemente ignorava as medidas impostas, o que exigiu estabelecimento de novos volumes para liberação.

PSV, criado em 2003 e operado pela Snam Rete Gas, é o ponto virtual conceitualmente localizado entre os pontos de entrada e de saída da malha italiana, sendo a referência da zona de balanceamento nacional. A partir de 2012, segundo Heather (2015), houve significativo desenvolvimento do *hub*, em parte estimulado por uma nova vontade política de ver o PSV como o centro do mercado de gás do sul da Europa. A ENI foi obrigada a comercializar no PSV e o regulador

²⁵ Conforme Honoré (2013), em 2011, a distribuição das fontes energéticas na Itália foi: gás natural – 38,6%, petróleo – 37,5%, carvão – 9,2%, hídrica – 2,4%, e outras fontes, inclusive renováveis – 12,3%.

nacional tem atuado arduamente para encorajar o diálogo entre o Ministério, o operador do sistema de transporte e os principais participantes, para permitir o contínuo crescimento do *hub*.

Costescu *et al.* (2018) comentam que o PSV é único em termos de disponibilidade de gás de diferentes fontes, como Rússia, norte da Europa (principalmente Noruega e Holanda), norte da África (Argélia e Líbia), além de três unidades de regaseificação de GNL e instalações de estocagem. Por outro lado, o relatório da EIA (2017) comenta que o PSV, localizado na península italiana, é relativamente isolado da maioria dos sistemas de gasodutos da Europa ocidental. De fato, Heather (2015) afirma que novos investimentos são necessários para aumentar a capacidade em direção à Suíça, e depois para a França e Alemanha, especialmente considerando a chegada do gasoduto transadriático em 2020.

2.5.5. Bélgica

Segundo EIA (2017), Zeebrugge (ZEE) é um *hub* físico de interconexões entre gasodutos e terminais de importação de GNL que conectam a Europa continental ao Reino Unido e à Noruega. ZEE foi o segundo *hub* a ser estabelecido na Europa, em 2000. Ele opera como *hub* de trânsito para gás fluindo do Mar do Norte para a Europa e para o Reino Unido. Há interconexão com o TTF na Holanda e o PEG Nord na França, bem como com os *hubs* da Alemanha NCG e Gaspool.

Na Bélgica, a empresa de transporte e de comercialização de gás era a Distrigas, detida maioritariamente pela empresa francesa Suez. Em 2001, suas atividades de comercialização e de transporte foram separadas. A comercialização permaneceu com a controladora Distrigas e uma outra empresa de transporte, a Fluxys, foi criada, com a Suez como acionista majoritária em ambas as empresas. A Fluxys foi posteriormente transferida para propriedade separada da comercializadora e, em 2009, como parte da venda dos ativos necessários para a fusão entre a Gaz de France (GdF) e a Suez na França, a Distrigas foi vendida para a ENI (Stern; Rogers, 2014).

Em 2012, foi estabelecido um *hub* virtual paralelo, o ZTP. Os volumes vêm crescendo baseados nas necessidades de balanceamento dos carregadores e nas negociações fazendo arbitragem de preço com o NBP e TTF, segundo Heather (2015).

Note-se que no final de 2015, conforme Costescu *et al.* (2018), os mercados de gás de Luxemburgo e da Bélgica foram fundidos, sendo o ZTP o ponto de troca do mercado integrado.

2.5.6. França

Na França, a tentativa da empresa italiana Enel de assumir o controle da Gaz de France (GdF) francesa em 2006 provocou, como reação, a fusão da estatal GdF com a empresa francesa de serviços públicos Suez. Segundo Stern e Rogers (2014), para que essa iniciativa fosse alcançada, houve intervenção direta do presidente francês. A GDF Suez, posteriormente, em 2015, trocou seu nome para Engie.

Em relação aos *hubs*, EIA (2017) comenta que o sistema francês era originalmente composto por três *hubs*: PEG Nord, PEG Sud e PEG *Transport et Infrastructures Gaz France* (TIGF). A partir de abril de 2015, a PEG Sud e TIGF se fundiram para negociar sob o nome comum de *Trading Region South* (TRS).

Conforme Costescu *et al.* (2018), o TRS é o primeiro caso de sucesso de integração de mercados entre *hubs* de gás. O TRS foi estabelecido com o objetivo de aumentar a liquidez e abrangência do mercado do sul da França. PEG Nord tem a maioria dos volumes negociados. O principal problema é que não há suficiente capacidade física para conectar as duas zonas, embora haja planos para aumentar, seguidamente postergados. PEG Nord é bem conectado a gasodutos e terminais de GNL, enquanto o TRS depende de importação de GNL, que pode ser suplementado por meio de gasodutos do PEG Nord. Ambos constituem áreas de balanceamento e permitem transações em mercado de balcão ou em bolsa (Powernext Gas).

A França adotou o programa de *gas release* entre os anos de 2005 e 2009, aplicado ao GdF e à Total. Posteriormente, a então GDF Suez comprometeu-se a reduzir suas capacidades contratadas de longo prazo para importação.

2.5.7. Áustria

O maior ponto de negociação da Áustria é o Baumgarten, na fronteira com a Eslováquia. Pelo terminal de importação, operado pelo *Gas Connect Austria*, passa aproximadamente um terço de todo o gás da Rússia para suprimento do oeste europeu, em direção à Alemanha, Itália, Eslovênia e Hungria, bem com o próprio mercado nacional (Heather, 2015).

Na Áustria, foi lançado o programa de *gas release* em 2002, como condição para aprovação da fusão entre OMV e *Energie Allianz*, para a criação do Econgass, conforme Chaton *et al.* (2012). Realizados 3 leilões, a autora comenta que a medida contrapôs o impacto da criação da Econgass e contribuiu para o desenvolvimento do *hub* de Baumgarten, mas não estimulou a competição gás-gás.

O *Central European Gas Hub* (CEGH), cuja operação iniciou-se em 2005, oferece negociação em 6 pontos físicos na Áustria, sendo o Baumgarten, de longe, o mais importante e o que registra mais negociações.

Após a publicação da Lei do Gás austríaco, em janeiro de 2013, foi criado o ponto virtual de negociação, o VTP para a área de mercado oriental da Áustria. O VTP tem apresentando sinais de desenvolvimento, mas lento e boa parte das negociações de futuros baseada na arbitragem de preços com o TTF, NCG e PSV (Heather, 2015).

2.6. Marco legal e regulatório do Brasil e sua revisão

Esta seção apresenta um breve histórico do desenvolvimento do marco legal da indústria do petróleo no Brasil, que incluía o gás natural. Em seguida, apresenta a Lei do Gás, Lei nº 11.909 (Brasil, 2009), de 4 de março de 2009, que teve o objetivo de regulamentar as especificidades da indústria do gás natural. Na parte final da seção, comenta-se sobre as discussões em andamento para a revisão do marco legal e regulatório da indústria do gás natural, no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer” e do programa “Novo Mercado de Gás”.

Martins (2015) faz uma análise profunda do processo de criação da Petrobras durante o Segundo Governo Vargas (1951-1954). Segundo o autor, naquela época, o consumo de petróleo no país era de apenas 10% dos gastos energéticos e não havia praticamente extração no solo brasileiro²⁶. Após um longo processo de discussão no Congresso Nacional (e fora também) entre os que defendiam a liberalização e os nacionalistas, enfim, em 3 de outubro de 1953, foi sancionada a Lei nº 2.004, que criou a Petrobras como uma sociedade de ações, com controle da União e vedação à participação estrangeira. A Lei estabeleceu

²⁶ Segundo Martins (2015), em 1951, quando o Presidente Getúlio Vargas apresentou o seu projeto sugerindo a criação da Petrobras, havia apenas um poço em funcionamento, situado em Lobato, na Bahia, com capacidade de produção de 2,5 mil barris diários para um consumo de aproximadamente 100 mil barris. O petróleo, nessa época, correspondia a aproximadamente 13% do total das importações, com o dispêndio crescendo, em média, 20% ao ano desde o fim da Segunda Guerra Mundial.

ainda que a União exerceria o monopólio sobre as atividades da indústria do petróleo brasileiro por meio da Petrobras.

Ribeiro (2001) destaca a força da Lei nº 2.004/53, que se manteve em vigência por mais de 40 anos, inclusive recepcionado pelas Constituições Federais promulgadas durante esse período. Além disso, a Lei foi flexível o suficiente para viabilizar as mudanças que ocorreram nesse período, como a possibilidade de contratar empresas estrangeiras para exercer atividades de exploração e produção de petróleo, sob contratos de risco. Entretanto, a Constituição Federal de 1988 acabou proibindo expressamente esse tipo de contrato de risco e levou ao nível constitucional o monopólio previsto na Lei nº 2.004/53.

Oportuno comentar que, em relação à indústria do gás natural, a Constituição de 1988 atribuiu aos Estados a competência para explorar os serviços locais de gás canalizado²⁷.

Ainda segundo Ribeiro (2001), em 1995 foi aprovada a EC nº 9/95, que flexibilizou o monopólio da União ao permitir que outras companhias privadas além da Petrobras pudessem explorar as atividades mediante concessão ou autorização. A regulamentação desse novo modelo foi feita por meio da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo.

Sob o marco da Lei do Petróleo, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (2009) ressalta que foram publicadas várias portarias e resoluções para regular as atividades da indústria do gás natural. Apesar dos avanços promovidos pela regulamentação da Lei do Petróleo, a Agência comenta que era claro na indústria que essa Lei não era suficiente para tratar das especificidades do gás natural. A Lei do Petróleo dava ao gás natural tratamento de derivado de petróleo e não como fonte primária de energia. Além disso, o gás natural difere do petróleo por ser uma indústria de rede.

A ANP (2011) destaca ainda a questão do preço do gás natural. A Lei do Petróleo previa, a partir de 2002, a liberação do preço dos combustíveis, incluindo o gás natural, que era até então regulado. Entretanto, em dezembro de 2001, o CNPE propôs a manutenção do controle do preço do gás de origem nacional, justificada pela inexistência de pressões concorrenciais que permitissem sua liberação. Mas não houve, na sequência, proposição de nenhum projeto de lei para tratar do assunto. Com isso, permitiu-se um ambiente de preços livres para

²⁷ Art. 25, § 2º, da Constituição Federal, com a redação dada pela EC nº 5/95, *in verbis*: Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

o gás natural nacional vendido às distribuidoras, em que havia somente um ofertante (caracterizando um monopólio de fato, mas não de direito). A atuação da Petrobras não se restringia à comercialização, pois sua estrutura verticalizada permitia exercer poder de monopolista em praticamente toda a indústria do gás natural.

Em 2009, foi publicada a Lei nº 11.909 (Brasil, 2009), de 4 de março de 2009, conhecida como a Lei do Gás. A regulamentação da Lei foi feita pelo Decreto nº 7.382 (Brasil, 2010), de 2 de dezembro de 2010. Entre as alterações promovidas pela Lei do Gás destacadas pela ANP (2009) podem-se citar a introdução do regime de concessão, mediante licitação, para exploração da atividade de transporte de gás natural, a definição das tarifas de transporte pela ANP no caso de concessão e tarifas propostas pelos transportadores e aprovadas pela Agência no caso de autorização, a garantia de acesso isonômico e não discriminatório às instalações de transporte, a exigência de autorização da ANP para o exercício da atividade de carregamento e de comercialização, a separação jurídica dos transportadores em relação às empresas que exercem outras atividades concorrenciais, a definição de autoprodutor, autoimportador e consumidor livre, sendo que este último sujeito a regulamentação estadual, entre outros.

Apesar dos avanços, o Relatório Técnico elaborado pelo MME, ANP e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2016 (MME *et al.*, 2016) afirmava que a Petrobras ainda continuava detendo posição relevante senão monopolista em todos os segmentos da indústria do gás natural. Por outro lado, estava em andamento processo de desinvestimento da Petrobras para sua reestruturação financeira, que incluía alguns ativos do setor de gás natural. Assim, surgiu a iniciativa “Gás para Crescer”, com o objetivo de propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo da indústria do gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor.

As diretrizes para o desenho do novo mercado de gás natural foram colocadas em consulta pública pelo MME, resultando posteriormente na publicação da Resolução CNPE nº 10 (Brasil, 2017), de 14 de dezembro de 2016.

Entre as diretrizes da Resolução podem-se destacar a implementação de medidas de estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural; o estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade; a promoção da independência comercial e operacional dos transportadores; a separação entre as atividades potencialmente concorrenciais,

produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição; a avaliação da implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade de transporte; a transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros; incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado, por meio da promoção do desenvolvimento de *hubs* de negociação de gás natural; entre outros.

A Resolução instituiu ainda o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), com participação de representantes de órgãos governamentais federais e estaduais, da indústria do gás natural, da academia e da sociedade civil, para discutir e propor as medidas necessárias para o aprimoramento do marco legal do setor de gás natural.

Conforme informações no sítio eletrônico do MME²⁸, o CT-GN instituiu subcomitês para aprofundar a análise em oito eixos temáticos, entre eles o de comercialização e o de transporte e estocagem.

A Tabela 2 mostra as principais propostas da iniciativa “Gás para Crescer” para o novo desenho do mercado de gás. Vale ressaltar que essa iniciativa possui ainda propostas para o aperfeiçoamento das regras tributárias e para integração entre os setores de energia elétrica e de gás natural.

Tabela 2 - Propostas da iniciativa "Gás par Crescer"

Fonte: MME²⁹

Segmento	Hoje	“Gás para Crescer”
Transporte	Contratação de capacidade ponto a ponto em gasodutos de transporte	Formação de sistemas de transporte com contração de capacidade na modalidade de entradas e saídas
	Desverticalização jurídica	Desverticalização com certificação de independência para os transportadores existentes e total para os novos
	Operação coordenada pela Petrobras	Operação coordenada por gestor de área de mercado formado por transportadores independentes, sem a criação de novo ente

²⁸ <http://www.mme.gov.br/web/guest/gas-para-crescer>, acesso em 16 de fevereiro de 2019.

²⁹ <http://www.mme.gov.br/web/guest/novo-desenho-do-mercado-de-gas-natural>, acesso em 28 de abril de 2019.

	Regime de concessão para gasodutos de transporte como regra geral	Regime de autorização, com possibilidade de contestação por outros transportadores interessados
	Planejamento pelo MME com base em estudos da EPE	1) Planejamento indicativo pela EPE 2) Plano de investimento dos transportadores aprovados pela ANP após consolidação e avaliação pela EPE
	Ausência de mecanismos para cessão compulsória de capacidade	Regulação de mecanismos de cessão compulsória de capacidade
Comercialização	Comercialização de gás em pontos físicos	Comercialização em pontos virtuais de negociação (<i>virtual hubs</i>)
	Sem previsão para comercialização em mercados organizados	Criação das bases para comercialização de gás em mercados organizados
	Ausência de mecanismos para reduzir concentração de mercado	Possibilidade de restrição da fatia de mercado de um único agente (programa de liberação de gás natural ou <i>gas release</i> e/ou <i>capacity release</i>)
Distribuição	Regulação pelos Estados da figura do consumidor livre	Regulação federal da figura do consumidor livre com liberalização gradual do mercado, respeitando a realidade de cada Estado
Escoamento, Processamento e Terminais de GNL	Acesso facultativo – sem regras definidas	Acesso negociado e não discriminatório, garantida a prioridade de acesso do proprietário
Estocagem	Concessão com base na Lei nº 8.666/93	Regime de autorização

As propostas da iniciativa “Gás para Crescer” foram incorporadas em um substitutivo ao Projeto de Lei (PL) nº 6.407/2013³⁰, que estava em tramitação na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados. O substitutivo foi apresentado no final de 2017, porém acabou não sendo votado na Comissão. Em 2018, um outro substitutivo, com algumas propostas modificadas, foi apresentado, mas também acabou não sendo votado.

Vale comentar que, recentemente, a IEA fez um relatório (IEA, 2018) sobre a implementação da reforma do mercado de gás no Brasil, fazendo recomendações a partir da experiência europeia. O Brasil é associado da IEA desde outubro de 2017 e este relatório faz parte de um programa internacional de revisão entre pares e diálogo de políticas públicas com especialistas dessa Agência e dos ministérios e agências reguladores dos países membros.

De acordo com esse relatório, a reforma proposta pela iniciativa “Gás para Crescer” tem muitos dos elementos necessários para implementar o novo mercado de gás. No caso do ponto virtual de negociação, o relatório considera interessante que haja a possibilidade de acesso mesmo para quem não contrate capacidade de transporte, de modo que agentes financeiros também participem das negociações. Além disso, considera a necessidade de ter um agente para garantir a liquidez no início, o que poderia ser feito pela Petrobras.

A ANP (2018a) afirma que são pré-requisitos para o estabelecimento de um ambiente concorrencial a diversificação dos agentes e a diminuição da concentração do mercado. Dessa forma, são fundamentais o aumento do número de produtores de gás natural, o aumento do número de importadores de gás natural, o acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento, processamento, regaseificação de GNL e estocagem, a autonomia e independência dos transportadores em relação aos agentes dos demais elos da indústria do gás natural, a diversificação da demanda do gás natural, a desverticalização da distribuição e o aumento do número de consumidores livres. A Agência sugere ainda a aplicação do programa de *gas release* para redução da concentração da Petrobras.

³⁰ O PL nº 6.407/2013, dos Deputados Antonio Carlos Mendes Thame e Eduardo Sciarra, dispõe sobre medidas para fomentar a indústria do gás natural. A ele foi apensado o PL nº 6.102/2016, dos Deputados Julio Lopes, João Carlos Bacelar e Domingos Sávio, que dispõe sobre atividades relativas à comercialização e ao transporte de gás natural. O Substitutivo que incorpora as propostas da iniciativa “Gás para Crescer” é do Deputado Marcus Vicente, apresentado inicialmente em 21 de novembro de 2017, na Comissão de Minas e Energia, e com alterações em 6 de dezembro de 2017. Existe ainda o substitutivo apresentado pelo Deputado Marcelo Squassoni em 1º de novembro de 2018, que mantém boa parcela das propostas da iniciativa “Gás para Crescer”.

Em dezembro de 2018, foi publicado o Decreto nº 9.616 (Brasil, 2018), de 17 de dezembro de 2018, que altera o Decreto nº 7.382/2010, incorporando algumas das propostas da iniciativa sem necessidade de alteração do marco legal. Como divulgado pelo próprio MME³¹, o Decreto tem o objetivo de orientar o desenho do novo mercado de gás natural e aperfeiçoar o marco legal do setor de transporte de gás para a entrada de novos agentes. Prevê a instituição do sistema de transporte de gás natural, para a operação de forma coordenada, e cria um novo sistema de contratação de transporte de gás, baseado no modelo de entrada-saída, que deve aumentar a competição entre os agentes; atribui à ANP a definição de diretrizes para o acesso a instalações essenciais e de critérios para a desverticalização da atividade de transporte de gás natural; e confere maior dinâmica para o processo de expansão da malha de gasodutos.

Em relação ao sistema de entrada-saída para a contratação de capacidade de transporte, o relatório do subcomitê (CT-GN, 2017) que analisou o transporte e estocagem aponta algumas vantagens e desvantagens. De início, o subcomitê considera que esse modelo é o mais adequado para incentivar a diversificação da oferta, ampliar a liquidez e contribuir com o desenvolvimento de mercados de gás natural. Além disso, entende que estimula o desenvolvimento de *hubs* de negociação de contratos de molécula, tende a reduzir custos de transação e otimiza a utilização das malhas de gasodutos existentes. Por outro lado, o subcomitê destaca que é necessária uma coordenação para o balanceamento dos gasodutos; gera maiores dificuldades na sinalização de investimentos em expansão; necessita de maior flexibilidade e robustez da malha de transporte; e exige solução tributária para os novos modelos de contratação.

Sob o novo governo federal que tomou posse em janeiro de 2019, a implementação das medidas está sendo conduzida por meio do programa denominado “Novo Mercado de Gás”. Esse programa aproveita a experiência e o conhecimento adquiridos com a iniciativa “Gás para Crescer” e estabelece uma nova estratégia para a implementação das medidas. Assim, permanece a implementação do sistema de contratação de transporte de gás no modelo de entrada-saída, conforme estabelecido pelo Decreto nº 9.616/2018. Releva comentar que esse modelo está sendo adotado na chamada pública para

³¹ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/presidente-temer-assina-decreto-que-implementa-propostas-do-gas-para-crescer, acesso em 16 de fevereiro de 2019.

contratação de capacidade de transporte no gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol)³², atualmente em andamento.

De acordo com informações no sítio eletrônico do MME, o “Novo Mercado de Gás” tem quatro eixos estruturantes: a promoção da concorrência, a integração com o setor elétrico e industrial, o aperfeiçoamento da regulação estadual e a eliminação de barreiras tributárias³³. Vale comentar que, nesse âmbito, foi formado o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, instituído pela Resolução CNPE nº 4 (Brasil, 2019), de 9 de abril de 2019. O Comitê tem competência para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural, propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias e, ainda, encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamento de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural³⁴.

2.7. O mercado de gás natural no Brasil

Esta seção apresenta dados sobre o mercado de gás natural no Brasil, para contextualização para as análises deste trabalho.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2018 (EPE, 2018), a produção primária de energia no Brasil atingiu 303,0 Mtep. A Figura 16 mostra a evolução da produção primária de energia no Brasil, entre 2012 e 2017, em Mtep. Percebe-se o contínuo crescimento da produção de gás natural no período, atingindo, em 2017, 39,8 Mtep.

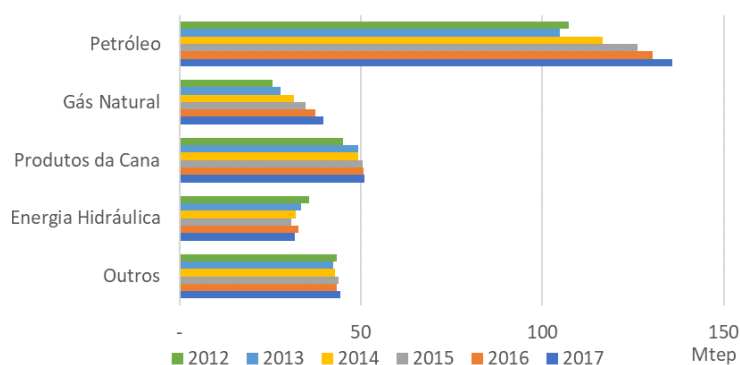


Figura 16 - Produção primária de energia no Brasil, por fonte, de 2012 a 2017, em Mtep

Fonte: EPE (2018)

³² <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/concluidas/5065-consulta-e-audiencia-publicas-n-8-2019>, acesso em 28 de abril de 2019.

³³ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/seminario-sobre-novo-mercado-de-gas-natural-ministro-defende-novo-mercado-aberto-dinamico-competitivo-e-integrado-a-matriz-energetica, acesso em 1º de maio de 2019.

³⁴ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/comite-de-promocao-da-concorrencia-do-mercado-de-gas-natural-no-brasil-realiza-sua-1-reuniao-ordinaria, acesso em 1º de maio de 2019.

Em relação à oferta interna de energia, conforme mostra a Figura 17, a participação do gás natural manteve-se entre 12% e 14,5% no período, sendo que em 2017 foi de 13,8%. A oferta interna de energia no Brasil em 2017 foi de 274,7 Mtep, patamar intermediário entre os dois maiores consumidores de energia da UE, Alemanha e França (ver Figura 2).

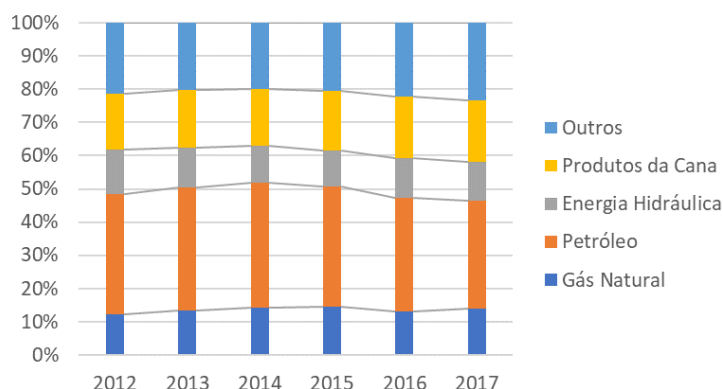


Figura 17 – Participação de cada fonte na oferta interna de energia no Brasil, de 2012 a 2017, em %

Fonte: EPE

A oferta interna de gás natural é composta pelo gás nacional e importado, sendo que este último pode ser trazido por gasoduto ou como GNL, conforme mostra a Figura 18.

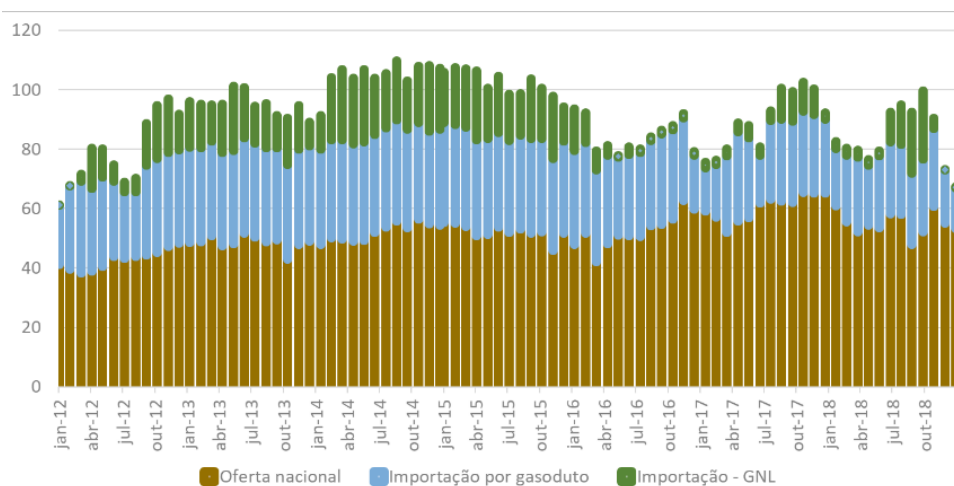


Figura 18 – Composição mensal da oferta total de gás natural no Brasil, entre 2012 e 2018, em milhões de m³/dia

Fonte: MME (2018)

De modo geral, pode-se dizer que as demandas sazonais são atendidas por meio de importação de GNL. Assim, entre o final de 2012 e início de 2015, anos em que houve intenso uso de usinas termelétricas para compensar restrições na geração das usinas hidrelétricas, a participação de GNL foi maior. A geração termelétrica normalmente ocorre entre julho e novembro de cada ano, período de

seca na região Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Em termos consolidados, em 2018, a participação do gás nacional no total da oferta foi de 66% (MME, 2018).

Em termos de segmentação da demanda, em 2018, o setor industrial consumiu 50% da oferta total de gás natural, a geração elétrica 35% e o automotivo 8%, conforme mostra a Figura 19.

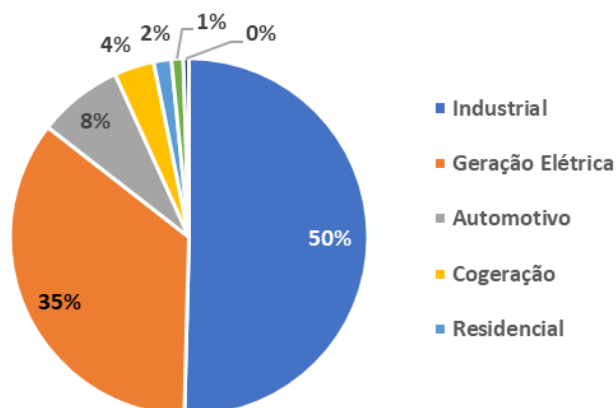


Figura 19 - Segmentação da demanda de gás natural, em 2018

Fonte: MME (2018)



Figura 20 - Infraestrutura de gás natural no Brasil

Fonte: adaptado de EPE³⁵

³⁵ http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-73/Cap7_Figuras.pdf. Acesso em 26 de fevereiro de 2019.

A Figura 20 mostra a infraestrutura de transporte dutoviário existente no país, bem como os pontos de oferta de gás natural (unidades de processamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL), incluindo as instalações em construção.

No Brasil, a Petrobras é a companhia verticalizada que domina o mercado de gás natural. Entretanto, o seu plano de desinvestimento, dentro de sua estratégia de reestruturação financeira, incluiu ativos de determinados segmentos da indústria do gás natural, o que motivou a discussão da revisão do marco legal e regulatório setorial no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer”.

Apesar da venda de algumas concessões de exploração e produção de petróleo e gás natural, a Petrobras continua sendo a maior produtora de gás natural no Brasil. Conforme dados da ANP, em 2018, a Petrobras produziu 74,1% da produção nacional de gás natural. Na sequência, vem a Shell Brasil com 11,6% da produção nacional, seguida de Parnaíba Gás Natural, com 3,5%, Petrogal Brasil, com 3,3%, Repsol Sinopec, com 2,6%, e Queiroz Galvão, com 2,0%. As demais concessionárias não atingem 1%.

A Petrobras é proprietária, diretamente ou por meio de consórcio, de praticamente todos os gasodutos de escoamento. Além disso, ela é proprietária de todas as unidades de processamento de gás natural no país, exceto uma em que detém participação no consórcio titular, conforme ANP (2018a). Com isso, as demais concessionárias de exploração e produção de gás natural acabam vendendo o gás para a Petrobras e ela, por sua vez, torna-se praticamente a única ofertante do mercado.

Exceção que deve ser destacada é a Parnaíba Gás Natural (ANP, 2018b), que vende toda sua produção para a Eneva, embora do mesmo grupo econômico³⁶, para geração de energia elétrica, na modalidade conhecida como *Gas to Wire* (GTW). A infraestrutura da Parnaíba Gás Natural não tem conexão com a malha de transporte dutoviário, de modo que é considerada um sistema isolado e destina-se somente ao suprimento das usinas termelétricas.

Quase toda importação por gasoduto em 2018 foi realizada pela Petrobras (ANP, 2018a), por meio do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), da transportadora TBG. O mesmo ocorreu com a importação de GNL, visto que a Petrobras é proprietária dos três terminais de regaseificação de GNL em operação. Há outros

³⁶ De acordo com a ata da Assembleia Geral Extraordinária de 30 de novembro de 2018 da Eneva, houve a aprovação para incorporação da sua subsidiária integral Parnaíba Gás Natural pela Eneva. A ata está disponível no sítio eletrônico da Eneva. Acesso em 25 de fevereiro de 2019.

dois terminais em implantação, de outras companhias privadas, mas sem conexão com a malha de transporte dutoviário por enquanto.

Em relação ao transporte, a Petrobras é a única carregadora com contrato de serviço de transporte na modalidade firme em toda a malha dutoviária do país, exceto a malha da TSB³⁷. Além disso, ela tem participação acionária nas quatro companhias de transporte relevantes do país (TAG, NTS, TBG e TSB). A NTS foi uma das empresas vendidas no processo de desinvestimentos, mas a Petrobras manteve 10% de participação acionária. Mesmo com a venda, a operação do sistema de transporte da NTS permanece sendo realizada por uma subsidiária da Petrobras, a Transpetro. A TAG era subsidiária integral da Petrobras, mas, no período de execução deste trabalho, houve a divulgação da notícia da venda de 90% para a Engie e Caisse de Dépôt et Placement du Québec³⁸. Ainda nesse período do trabalho, houve nova notícia sobre a suspensão da venda da TAG determinada liminarmente por um ministro do Supremo Tribunal Federal (STF)³⁹. Nas outras duas, a participação é por meio de sua subsidiária integral Petrobras Logística de Gás, sendo de 51% na TBG⁴⁰ e de 25% na TSB⁴¹.

Oportuno comentar que há um contrato de compra e venda de gás da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) com a Petrobras vencendo no final de 2019, embora possível de prorrogação para recuperação de volume não consumido (ANP, 2018a). Em paralelo, também há vencimento de um contrato de serviço de transporte do Gasbol em 2019, de modo que está em andamento o processo de chamada pública para contração de capacidade da TBG. É uma oportunidade para um novo agente entrar no mercado importando gás da Bolívia e tendo acesso em capacidade firme ao sistema de transporte dutoviário.

A estatal tem ainda participação em 20 distribuidoras estaduais de gás canalizado dentre as 27 existentes no país, por meio da Gaspetro (da qual detém 51% de participação) ou da BR Distribuidora (da qual detém 71,25% de participação⁴²). Isso acaba permitindo à Petrobras praticar o *self-dealing*, conforme aponta ANP (2017). Na definição dada pela ANP, *self-dealing* é

³⁷ Na malha da TSB, que tem dois trechos de 25 km de gasoduto no Estado do Rio Grande do Sul, a Sulgás, distribuidora de gás canalizado desse Estado, é a única carregadora com contrato firme.

³⁸ <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-informa-sobre-re-proposta-de-desinvestimento-da-tag>, acesso em 1º de maio de 2019.

³⁹ <https://g1.globo.com/politica/noticia/2019/05/27/ministro-edson-fachin-do-stf-suspende-venda-de-subsidiaria-da-petrobras.ghtml>. Acesso em 28 de maio de 2019.

⁴⁰ http://www.tbg.com.br/pt_br/a-tbg/perfil/quem-somos.htm, acesso em 26 de fevereiro de 2019.

⁴¹ <http://www.tsb.com.br/>, acesso em 26 de fevereiro de 2019.

⁴² <https://ri.br.com.br/pt-br/governanca-corporativa/composicao-acionaria/>, acesso em 25 de fevereiro de 2019.

“caracterizado por transações comerciais entre partes relacionadas que possibilitam a capacidade de redirecionar valor das firmas para seus controladores, prejudicando investidores e consumidores”.

No lado da compra de gás natural, conforme afirma a ANP, há ainda um oligopsônio formado por outras 4 companhias: Cosan, que detém cerca de 80% da Comgás⁴³; Naturgy, que detém participação em concessões de distribuição de gás canalizado no Rio de Janeiro e em São Paulo⁴⁴; Cemig, controladora da Gasmig⁴⁵; e Furnas, único consumidor livre no país com contrato em vigor.

A Petrobras é ainda uma grande consumidora de gás natural, em suas refinarias, fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas, tendo consumido 27,3% da oferta total de gás natural em 2018.

Em relação às usinas termelétricas, de acordo com informações do sítio eletrônico da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a capacidade de geração da Petrobras é de 6,6 GW, representando cerca de 4% da capacidade do país.

⁴³ <http://ri.comgas.com.br/ptb/composicao-acionaria>, acesso em 25 de fevereiro de 2019.

⁴⁴ <https://www.naturgy.com.br/br/1285084449756/inicio.html>, acesso em 25 de fevereiro de 2019.

⁴⁵ <http://www.gasmig.com.br/Institucional/Paginas/Nossa-Historia.aspx>, acesso em 25 de fevereiro de 2019.

3. Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia utilizada para atingir os objetivos do trabalho. A metodologia adotada consistiu em cinco etapas, descritas a seguir.

A primeira etapa foi de levantamento do referencial teórico, descrevendo o processo de liberalização do mercado de gás, de modo geral no mundo e de modo específico na UE. Foram ainda abordados o arcabouço normativo para o mercado de gás europeu, especialmente o Terceiro Pacote de Energia, e o modelo alvo de mercado de gás.

Na segunda etapa, foi feita uma contextualização do mercado de gás na UE, consolidando dados disponíveis da IEA, ACER e Eurostat, e a avaliação do desenvolvimento dos *hubs* segundo ACER/CEER, OIES e EFET, complementada com a pesquisa de artigos acadêmicos e relatórios que tratassem do monitoramento e classificação do nível de maturidade dos *hubs*.

Na terceira etapa, a partir da classificação de nível de maturidade dos *hubs*, fez-se a seleção dos mais bem pontuados, para os quais, por meio de pesquisa de artigos acadêmicos e relatórios, foi feita uma descrição de como se desenvolveram, identificando os aspectos mais relevantes para sua evolução.

Na quarta etapa, abordou-se o arcabouço normativo do Brasil para o setor de gás e o processo de revisão do marco legal e regulatório no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer” e do programa “Novo Mercado de Gás”. Foi feito também o levantamento do estágio atual da indústria do gás natural, destacando a participação da Petrobras nos elos da cadeia de valor em que atua. Para o levantamento, foram utilizados dados disponíveis da ANP, do MME e da EPE.

Na última etapa, são apresentados os resultados da análise da aplicação da experiência europeia sobre o modelo em implementação no Brasil, considerando as propostas de revisão do marco legal e regulatório do setor.

3.1. Limitações do estudo

Este estudo tem como ponto de partida as propostas da iniciativa “Gás para Crescer”, que foram baseadas na experiência europeia. Assim, não se pretende

discutir aqui o modelo de liberalização do mercado de gás adotado nos EUA ou mesmo outros modelos.

Além disso, tendo em vista que a proposta deste estudo é a de pesquisar artigos acadêmicos e relatórios que tratam da experiência de alguns países sobre o desenvolvimento do mercado de gás, não há pretensão de cobrir todos os Estados-Membros da UE. O estudo limita-se a análises feitas por outros autores, especialmente quanto aos aspectos a serem considerados para o desenvolvimento do mercado de gás.

Mesmo em relação aos aspectos relevantes identificados nas análises, deve-se fazer a ressalva de que podem gerar resultados distintos em diferentes países, dependendo de fatores como a própria maturidade do mercado, a interação entre os agentes da indústria do gás natural, o arcabouço normativo do setor, a atuação dos órgãos reguladores, a tradição de comportamento dos agentes, entre outros.

4. Apresentação e análise dos resultados

Esta seção apresenta os resultados da análise da aplicação da experiência europeia sobre o modelo em implementação no Brasil.

De início, vale comentar que a experiência europeia mostra que o processo de desenvolvimento de um *hub* é longo e que exige contínuo monitoramento e ajustes. Isso fica evidente com a sequência de Pacotes de Energia publicados pela União Europeia (o primeiro em 1998, o segundo em 2003 e o terceiro em 2009), cada um aprimorando as disposições anteriores.

No Brasil, a primeira legislação específica para o setor de gás natural foi a Lei nº 11.909/2009, a Lei do Gás, regulamentada pelo Decreto nº 7.382/2010.

A iniciativa “Gás para Crescer”, após ampla e profunda análise do setor de gás natural, apresentou várias propostas de aperfeiçoamentos do marco legal e regulatório. Em dezembro de 2018, foi publicado o Decreto nº 9.616/2018 alterando o Decreto nº 7.382/2010 com o objetivo de orientar o desenvolvimento do novo mercado de gás natural, mesmo sem a revisão do marco legal, o que limitou uma mudança mais estrutural do setor.

A adoção do modelo de entrada-saída para contratação de transporte de gás natural é uma das medidas estabelecidas pelo Decreto nº 9.616/2018, o que permite desenvolver um ponto virtual de negociação - *hub* - dentro do sistema de transporte. Mas, para o desenvolvimento do *hub*, há necessidade de outras medidas. Algumas foram também propostas pela iniciativa “Gás para Crescer” e incluídas no Decreto nº 9.616/2018, como a garantia de acesso isonômico e não-discriminatório ao sistema de transporte por meio da autonomia e independência dos transportadores em relação aos demais agentes que exercem atividades concorrenciais na cadeia de valor do gás natural (desverticalização). A oferta de gás natural produzido em campos *offshore* é incentivada por meio de compartilhamento de infraestruturas essenciais como gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural, para o que o Decreto prevê a elaboração de códigos comuns de acesso amparados nas boas práticas internacionais. Os códigos comuns de acesso devem abranger também o compartilhamento de terminais de GNL. Do lado da demanda, a regulamentação do consumidor livre também foi abordada no Decreto, prevendo articulação entre

a União e os Estados para harmonização das normas atinentes à indústria do gás natural.

Para a operação do sistema de transporte, é relevante a elaboração de códigos de rede a serem observados por todos os agentes e que consistem em regras comuns e definição das responsabilidades de cada agente no sistema de transporte. Na UE, os principais códigos de rede para o gás são: procedimentos de gerenciamento de congestionamento, mecanismos de alocação de capacidade, tarifas, troca de dados e interoperabilidade, e balanceamento (IEA, 2018). Esses códigos de rede precisam ser ainda elaborados no Brasil.

A seguir, considerando a experiência europeia, serão feitas análises de outros aspectos relevantes para o desenvolvimento dos *hubs*.

4.1. Balanceamento

Como exposto anteriormente, o *hub* pode ser utilizado como mecanismo para balanceamento do sistema de transporte. Os carregadores podem recorrer ao *hub* para ajustar os seus portfólios de gás ou, alternativa ou complementarmente, os transportadores podem procurar o gás mais barato para realizar o balanceamento da rede.

De modo geral, os *hubs* desenvolvem-se primeiro como mecanismo para balanceamento e depois evoluem para negociações de maior prazo. O NBP é um exemplo disso, tendo sido criado originalmente para servir como mecanismo de balanceamento e tornou-se em pouco tempo ponto de negociação de gás e referência de preço para contratos.

No Brasil também deveria criar o *hub* juntamente com a implementação do modelo de entrada-saída em cada área de mercado. Havendo suficiente liquidez, torna-se também um meio aos carregadores para reduzir riscos de penalidade por desbalanceamentos.

Obviamente, para ter liquidez no início, é relevante a existência de um formador de mercado, que pode ser exercido pelo agente com o maior portfólio de gás. É necessário também que os preços ali definidos sejam confiáveis, para atrair mais agentes para participar.

4.2. Oferta da produção nacional de gás natural

À época da criação do NBP, a produção doméstica de gás natural no Reino Unido estava crescendo, chegando a superar a demanda interna, favorecendo a liquidez do *hub*.

A Holanda também tem produção de gás natural superior à demanda interna, sendo historicamente exportadora de gás natural. A decisão da GasTerra de oferecer gás no *hub* permitiu aumentar a liquidez do TTF.

Conforme Heather (2015), os países que tem produção local ou é suprido por fontes competitivas de gás têm maiores chances de estabelecer um *hub* líquido e de sucesso em menor tempo.

O Brasil tem uma produção relevante de gás natural, com projeção de continuar crescendo, embora permaneça a dependência por importação para atendimento de toda a demanda do mercado. O Pré-Sal vem apresentando produção de gás natural crescente, mas uma parte é reinjetada, por razões diversas como o aumento do fator de recuperação do petróleo, os altos custos dos investimentos em tratamento e escoamento da produção e o alto teor de contaminantes, em especial, do CO₂ (EPE, 2019). O estudo da EPE apresenta algumas simulações em que o gás do Pré-Sal é viável e competitivo. Assim, é relevante que sejam tomadas ações para promover o aproveitamento econômico do gás natural do Pré-Sal.

A possibilidade de novos ofertantes surgirem decorrentes dos desinvestimentos da Petrobras em concessões de exploração e produção de gás natural também pode proporcionar volumes a serem ofertados em um eventual *hub* no Brasil. Em função dos desinvestimentos já realizados, a produção de gás natural da Petrobras reduziu-se a 74,1% da produção nacional em 2018, mas continua sendo o único agente ofertante de gás natural no sistema de transporte.

Para os produtores, o petróleo é o produto que tem maior valor de mercado, de modo que o gás natural pode se tornar um subproduto. Assim, muitas vezes, os produtores preferem vender sua produção de gás para a Petrobras, para reduzir o risco de afetar sua produção de petróleo, eliminar os riscos de demanda e evitar contestar o agente dominante do mercado (ANP, 2018b).

Seria recomendável a vedação à Petrobras da compra de gás natural de seus parceiros produtores na boca do poço ou na entrada das unidades de processamento de gás natural, incentivando o uso compartilhado das infraestruturas essenciais e a oferta competitiva do gás natural ao mercado.

O comportamento da Petrobras também será determinante na evolução do *hub*. Tal como a GasTerra na Holanda, caso a Petrobras venha a oferecer gás natural no *hub* e promova sua liquidez, atuando como formador de mercado, haverá maiores chances de sucesso. Caso contrário, como realizado em alguns Estados-Membros da UE, a concentração de mercado do incumbente pode ser reduzida por meio de programa de *gas release*, como será visto na seção a seguir.

4.3. Concentração de mercado

A experiência europeia mostra que vários Estados-Membros recorreram ao programa de *gas release* para reduzir a concentração do mercado pelo incumbente e para permitir o acesso de novos entrantes a fontes de suprimento de gás. Chaton *et al.* (2012) indicam que, pelo menos, Áustria, Alemanha, Espanha, França, Itália e Reino Unido fizeram uso desse mecanismo.

Mas a experiência europeia mostra também que esses programas podem não produzir os efeitos desejados se outras questões não forem atacadas. Por exemplo, se não houver acesso ao sistema de transporte dutoviário, pode inviabilizar a entrega do gás comprado por meio desse programa. Dessa forma, é necessário avaliar o que deve ser feito antes ou concomitantemente à realização do programa de *gas release* e monitorar os efeitos produzidos posteriormente.

Pode ser interessante também analisar o caso da Holanda, que não precisou de um programa desses. Pelo contrário, a GasTerra, que comercializa gás nesse país e que tem participação societária do governo holandês, voluntariamente tornou-se formador de mercado no TTF e ofereceu gás no *hub*.

Assim, é recomendável que a Petrobras atue como formador de mercado e venha a oferecer gás no *hub* nos estágios iniciais de desenvolvimento do mercado. Não havendo essa possibilidade ou mesmo complementarmente, pode-se considerar a realização de um programa de *gas release*, visando à desconcentração do mercado.

4.4. Participação do gás natural na matriz energética

O Reino Unido, a Holanda e a Itália apresentam alta participação do gás natural na sua oferta interna de energia, sendo quase o triplo da observada no Brasil, em termos percentuais. Isso pode indicar a relevância do mercado de gás natural para esses países, justificando a necessidade de seu fortalecimento para a própria segurança de suprimento.

No Brasil, pode ser necessário um esforço adicional, tendo em vista a menor participação do gás natural na oferta interna de energia. Cerca de metade do consumo foi do segmento industrial e cerca de 35% de geração elétrica em 2018. Dada a relevância desses segmentos no consumo de gás, uma redução de preço decorrente da competição pode promover o aumento da demanda. Mas é importante que os outros segmentos também cresçam, pois é necessário avançar sobre os combustíveis substitutos para aumentar a participação do gás natural na

matriz energética. É necessária expansão da malha de transporte e de distribuição e a redução do preço por meio da competição.

É interessante observar que o relatório da IEA (2018) destaca que, no caso da UE, no início do processo de reforma, a maioria dos países da Europa continental ocidental não tinha expectativa de crescimento considerável na demanda por gás natural. Mesmo assim os *hubs* se desenvolveram. No Brasil, o crescimento da oferta e da demanda deve favorecer o desenvolvimento do *hub*.

4.5. Diversificação das fontes de suprimento

A diversificação de fontes é um fator relevante para o desenvolvimento do *hub*. Nesse sentido, os novos terminais de GNL que estão em construção e não são da Petrobras, se vierem a ser interligados ao sistema de transporte dutoviário, podem contribuir para a diversificação da oferta ao mercado.

O vencimento de um dos contratos de suprimento da Bolívia para a Petrobras também pode ensejar a entrada de novos agentes importadores, o que vai depender das condições de negociação.

O desinvestimento de campos em produção da Petrobras, como já exposto, também deveria promover uma diversificação de produtores na oferta de gás.

Isso deve contribuir para redução do IHH, que mede o nível de concentração do mercado, e para o aumento do ISR, que mede o nível de dependência no suprimento em relação ao principal supridor, índices considerados nas métricas da ACER/CEER. Um ISR alto, como já visto, tem o potencial de limitar o preço do gás estabelecido pelos supridores dominantes, já que, a partir de determinados preços, outros concorrentes podem vir a utilizar infraestruturas existentes para importar e oferecer gás mais competitivo ao mercado.

Ainda com relação à interconexão com outros países, Bélgica e Áustria parecem ter como vantagem o fato de terem ponto de interconexão com gasodutos provenientes dos países supridores de gás natural para a Europa continental, sendo originalmente *hubs* físicos de negociação. O volume negociado nos respectivos *hubs* é de cerca de 5 vezes o consumo do próprio país. Esse não será o caso do Brasil, pois não há, por enquanto, exportação de gás natural para outros países por meio de gasoduto.

Por outro lado, a expectativa de produção de gás natural de folhelho (*shale gas*) na região de Vaca Muerta, na Argentina, pode viabilizar exportações para o Brasil. Com isso, há a possibilidade de desenvolver gasodutos de interconexão com a Argentina no futuro e promover maior dinâmica no *hub* de gás natural.

4.6. Consumidores livres

Durante a fase de elaboração das propostas da iniciativa “Gás para Crescer” e, posteriormente, na tramitação do substitutivo ao PL nº 6.407/2013 na Câmara dos Deputados, houve muitos debates sobre competência constitucional para a regulação do consumidor livre. A liberalização do mercado pressupõe a existência de consumidores com o direito de escolher o seu supridor. Hoje, a regulação do consumidor livre é feita pelos Estados. Entretanto, há o entendimento de que o disposto no art. 25, § 2º, da Constituição Federal, sobre a exploração dos serviços locais de gás canalizado pelos Estados, trata somente do monopólio natural da movimentação do gás natural nos gasodutos de distribuição. De fato, a comercialização é uma atividade concorrencial que não deve ser atribuída à exclusividade de um único agente, principalmente quando a competição pode trazer benefícios para os usuários. Algumas regulações estaduais chegam a até inibir o surgimento de consumidores livres⁴⁶.

Ainda do lado da demanda, será necessário resolver a questão da participação da Petrobras nas distribuidoras locais de gás canalizado, que pode facilitar o *self-dealing*, e a existência de oligopsônio.

Há expectativa de que estas questões possam ser endereçadas pelo Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil⁴⁷, considerando sua competência para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural e propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Uma medida que pode ter efeito na competitividade é a separação da atividade de comercialização das distribuidoras locais de gás canalizado, de modo semelhante ao que já está estabelecido para a atividade de transporte (o transportador não pode comercializar gás natural). Isso já ocorre na Espanha, Itália e Reino Unido, segundo ANP (2018b). Com isso, qualquer consumidor poderia escolher o seu supridor de gás natural. E o surgimento de novos supridores favorecerá a competição na oferta do gás natural.

⁴⁶ Um exemplo é a Lei nº 3.939, de 9 de outubro de 2013, do Estado do Amazonas. De acordo com o art. 55 dessa Lei, cabe ao prestador de serviços de distribuição de gás declarar sobre o enquadramento de consumidores como livres, sendo essa decisão, nos termos do § 1º do art. 56, irrecorrível. Essas disposições valem também para autoprodutores e autoimportadores, que são agentes que utilizam todo ou parte do gás produzido ou importado para consumo em suas instalações. Ao estabelecer limites mínimos – altos, por sinal – para enquadramento como autoprodutor e autoimportador, a Lei acaba obrigando aqueles que não atingirem o volume mínimo a vender seu próprio gás para a distribuidora local e posteriormente comprar sob novo preço para consumir.

https://sapl.al.am.leg.br/media/sapl/public/normajuridica/2013/8394/8394_texto_integral.pdf, acesso em 27 de fevereiro de 2019.

⁴⁷ Comitê instituído pela Resolução CNPE nº 4, de 9 de abril de 2019, publicada no Diário Oficial da União de 10 de maio de 2019, edição extra (Brasil, 2019).

Por outro lado, considerando que um dos argumentos para que uma empresa produtora de gás natural tenha interesse na participação acionária de uma distribuidora é para assegurar mercado para a sua produção, a separação das atividades retiraria o atrativo, induzindo a desverticalização das distribuidoras.

4.7. Participantes do mercado

Os altos volumes negociados nos *hubs* maduros pressupõem a participação de comercializadores puros e até de agentes financeiros, bem como agentes de outras áreas de mercado interconectadas, principalmente para gerenciar riscos e utilizar como proteção financeira (*hedge*) para os seus portfólios. A atração de agentes da indústria do gás natural e de outros não integrantes dessa indústria é um requisito para a liquidez do *hub*. Para tanto, seria necessário desenvolver derivativos financeiros, para atrair investidores para o mercado.

Vale lembrar a observação sobre o mercado holandês, em que, quando o regulador retirou a obrigatoriedade de os comercializadores investirem em mercados de gás físico, o número de participantes e os volumes negociados aumentaram substancialmente (EIA, 2017).

Seria interessante também que houvesse a possibilidade de integrar o sistema de transporte brasileiro a mercados de gás natural dos países vizinhos, para aumentar o número potencial de participantes do mercado.

4.8. Integração das áreas de mercado

Conforme a ACER (2015), a visão de um mercado de gás europeu competitivo compreende zonas de entrada e saída com pontos de negociação virtuais com liquidez, onde a integração do mercado é servida por infraestruturas em níveis adequados, utilizadas eficientemente e que permitem a movimentação livre do gás entre locais onde há maior valor para o gás dos participantes.

A existência de restrições físicas à livre movimentação de gás na malha de gasodutos impede a formação de áreas de mercado extensas, o que acaba limitando a liquidez do *hub* associado.

A França partiu de 3 *hubs* e conseguiu a fusão de dois. Assim, está agora com dois *hubs*, mas parece enfrentar dificuldades para remover os gargalos existentes na infraestrutura para a sua fusão em um único *hub*. Na Alemanha, há dois *hubs*, mas parece não haver muitos esforços para a fusão das áreas. Por outro lado, há exemplos de fusão de áreas de mercado de Estados-Membros, como entre a Bélgica e Luxemburgo e entre Espanha e Portugal (EIA, 2017).

Em termos de infraestrutura, o Brasil conta com uma relativamente boa distribuição de instalações de processamento, de regaseificação de GNL e de gasoduto de importação (pontos de injeção) dentro do sistema de transporte dutoviário, embora seja possível que a região sul do país enfrente algumas restrições na malha integrada de gasodutos, por não haver ainda pontos de injeção de gás. Essa distribuição da infraestrutura e a existência de capacidade ociosa na malha devem facilitar a criação das áreas de mercado e a sua integração, permitindo até uma futura fusão em um *hub* único.

Pode-se afirmar que a Petrobras, hoje, trabalha com o sistema como se fosse uma área de mercado única, mas é importante ressaltar que ela tem à sua disposição todos os pontos de injeção como única carregadora. Em um cenário com múltiplos carregadores, a distribuição das injeções e retiradas na malha não deve ser a mesma, pois dependerá das estratégias e das negociações de cada um, o que exigirá uma boa avaliação do funcionamento do sistema de transporte para uma operação segura. Assim, embora o objetivo seja ter no final uma única área de mercado, com um único *hub*, durante o período de transição é recomendável operar com mais áreas de mercado, interconectadas entre si, para avaliação do funcionamento do sistema no novo modelo e para remoção de eventuais restrições físicas na rede.

É importante também avaliar a necessidade de instalações de estocagem de gás natural. A estocagem serve para contrabalancear os efeitos dos consumos sazonais. No caso do Brasil, percebe-se variação no consumo ao longo do ano devido à geração termelétrica, que tem normalmente maior despacho no período seco do ano. Assim, a estocagem serviria para a segurança do suprimento de gás, o que contribuiria também para a segurança no suprimento de energia elétrica. A estocagem pode ainda ser interessante para o balanceamento do sistema de transporte, para situações de contingência ou parada de produção para manutenção e para um melhor dimensionamento da capacidade do sistema de transporte. Há ainda a possibilidade de criar oportunidades de negócios com a arbitragem de preços sazonais do gás, o que poderia contribuir para a liquidez do mercado. Hoje, no Brasil, não há nenhuma instalação de estocagem operando efetivamente.

4.9. Atuação dos órgãos governamentais

O apoio do governo e a atuação firme da agência reguladora parecem ter sido fundamentais para o desenvolvimento dos *hubs*. No Reino Unido, a

liberalização do mercado de gás foi uma iniciativa do governo, dentro de um processo de privatizações de estatais. Na Holanda, o governo teve uma estratégia de se tornar um centro importante de gás na Europa, investindo em construção de infraestruturas para interconexão com outros países e promovendo o fortalecimento do seu *hub*, o TTF. Na Itália, segundo Heather (2015), o PSV somente se desenvolveu a partir de uma nova vontade política do governo e atuação dos órgãos governamentais. Alguns países tiveram que executar medidas mais rigorosas, como o programa de *gas release*.

No Brasil, o Decreto nº 9.616/2018, como já comentado, alterou o Decreto nº 7.382/2010 orientando o desenvolvimento do novo mercado de gás. Nesse novo cenário, o papel da ANP foi reforçado, atribuindo a competência para disciplinar os critérios de autonomia e de independência para o exercício da atividade de transporte de gás natural em relação às demais atividades do setor, regular a organização dos sistemas de transporte, estabelecer as diretrizes para elaboração dos códigos para compartilhamento de infraestruturas essenciais, entre outros. Isso exige também que a Agência Reguladora esteja preparada para executar todas essas novas atribuições tempestivamente, sob o risco de perda de credibilidade e prejuízo ao alcance dos objetivos desejados.

O Decreto também atribuiu à ANP a competência para promover a adequação dos contratos de serviço de transporte existentes para a implementação do modelo de entrada-saída. Considerando que um novo paradigma está sendo criado no mercado de gás brasileiro, é necessário mudanças nos contratos, novos e existentes. Alterações nos contratos existentes levam a discussões que podem ser, no final, judicializadas. Assim, é importante o respeito aos contratos, mas também assegurar à ANP suficiente empoderamento para promover as mudanças.

O programa “Novo Mercado de Gás”, coordenado pelo MME e desenvolvido em parceria com o Ministério da Economia, a ANP, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a EPE⁴⁸, demonstra o interesse do governo federal em desenvolver o mercado de gás natural no país. A atuação coordenada desses órgãos tem o potencial de promover as ações necessárias na esfera do poder executivo federal. É necessário que essa atuação seja persistente e os resultados monitorados, para calibrar as medidas e corrigir os desvios, como demonstra a experiência europeia.

⁴⁸ http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/nota-sobre-o-novo-mercado-de-gas-natural-, acesso em 10 de maio de 2019.

Há ainda ações que dependem do Congresso Nacional e dos entes subnacionais. As informações divulgadas sobre o programa sinalizam a possibilidade de criar incentivos fiscais para os governos estaduais implementarem as medidas necessárias em seus respectivos Estados.

5. Considerações Finais

Passados mais de dez anos da publicação da Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), que pretendia atrair novos agentes para as atividades da indústria do gás natural, a Petrobras continua sendo o principal agente em todos os elos da cadeia de valor do gás natural. Entretanto, desde 2015, a Petrobras vem realizando desinvestimentos de alguns ativos do setor de gás natural, o que representa a possibilidade de entrada de novos agentes.

Esse contexto criou a oportunidade para uma ampla revisão do marco legal da indústria do gás natural, adotando as melhores práticas internacionais. Assim, a iniciativa denominada “Gás para Crescer” baseou-se na experiência europeia para propor um novo marco legal e regulatório. Entre as medidas estão a adoção do modelo de entrada-saída no sistema de transporte dutoviário e a desverticalização da atividade de transporte.

Na UE, cada Estado-Membro teve que implementar tais medidas enfrentando cenários e dificuldades distintos, o que gera uma diversidade de experiências que podem contribuir para orientar a implementação do modelo no Brasil.

O desenho do novo mercado de gás exige alterações nas legislações tanto federal quanto estaduais, tendo em vista as competências estabelecidas pela Constituição Federal. Uma mudança estrutural do setor cria um novo paradigma no mercado e exige também alterações em contratos existentes. Dessa forma, há necessidade de articulação com os agentes da indústria do gás natural, inclusive os entes subnacionais, a fim de minimizar conflitos.

O Brasil conta com uma relativamente boa distribuição de infraestruturas de produção e de importação de gás dentro do sistema de transporte dutoviário. Isso permite uma diversidade de fontes de suprimento, importante para promover a competição. Entretanto, a Petrobras detém a propriedade, direta ou indiretamente, desses ativos, o que permite o exercício do seu poder de mercado. É necessário reduzir essa concentração, por meio do compartilhamento das infraestruturas ou adotando programa de liberação de gás (*gas release*), mecanismo utilizado em vários países da Europa.

É necessário também promover o crescimento da demanda e permitir aos consumidores a escolha do seu supridor, para aumentar a competição na demanda e atrair novos fornecedores.

Deve-se ter como objetivo o desenvolvimento de um *hub* único, para concentração da liquidez, mas, no início, pode ser mais seguro operar com áreas de mercado menores, integradas entre si, para avaliar a adoção do modelo de entrada-saída e identificar restrições físicas no sistema.

Os *hubs* devem ser utilizados para balanceamento no início, com progressiva evolução para produtos de longo prazo de acordo com a aceitação do mercado. Não deve haver restrições para agentes que não são da indústria do gás natural de participarem do mercado no *hub*, especialmente agentes financeiros, visando ao aumento da liquidez.

O programa “Novo Mercado de Gás”, que implementa as medidas propostas pela iniciativa “Gás para Crescer” sob uma nova abordagem estratégica, envolve o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Economia, o Cade, a ANP e a EPE. São muito relevantes o engajamento e a coordenação desses órgãos governamentais para atuar para um objetivo comum de mercado aberto e dinâmico de gás natural. A experiência europeia demonstra a necessidade de atuação do governo para que o desenvolvimento ocorra na direção correta. A estratégia de priorizar a negociação com os agentes envolvidos, inclusive os entes subnacionais, pode minimizar os conflitos enfrentados na iniciativa “Gás para Crescer”.

Em todo caso, os resultados desse processo devem ser monitorados e analisados periodicamente, para fazer os devidos ajustes quando desvios forem identificados. Como observado, o processo na Europa continental iniciou-se com a primeira Diretiva de Gás em 1998 e, mesmo após mais de 20 anos, alguns *hubs* ainda não atingiram maturidade. O processo no Brasil poderá aproveitar muito com as lições aprendidas da Europa para acelerar a mudança, mas também deverá levar algum tempo para atingir maturidade.

5.1. Sugestões e recomendações para novos estudos

O estudo realizado visou identificar os aspectos mais relevantes do desenvolvimento do mercado de gás natural na UE após a liberalização do mercado e adoção do modelo de entrada-saída no sistema de transporte. Entretanto, nem todos os aspectos foram aprofundados.

Cita-se como exemplo a questão tributária, que afeta tanto a atividade de transporte, com a contratação separada de entrada e de saída, quanto de comercialização de gás natural em um ponto virtual. No caso de o sistema de transporte envolver vários transportadores, um carregador pode contratar o serviço com apenas um transportador, mas a tarifa cobrada deve ser rateada entre todos os transportadores. Com isso, haverá implicações nas demonstrações contábeis dos transportadores e na forma de tributação dos repasses.

Também não foram aprofundadas as análises sobre os códigos de rede e o impacto de suas implementações no desenvolvimento dos *hubs*.

Outro aspecto que pode ser avaliado é a segurança do suprimento, hoje realizada pela Petrobras como um agente verticalizado. Ao exigir a desverticalização, será necessário fazer uma nova distribuição de riscos e responsabilidades entre os agentes da indústria do gás natural.

6. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural**. Rio de Janeiro, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Análise da regulamentação, da estrutura da indústria e da dinâmica de formação dos preços do gás natural no Brasil**. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Considerações sobre Alguns Aspectos do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural - Contribuições para o aprimoramento do Marco Regulatório da Indústria do Gás Natural**. Rio de Janeiro, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Desverticalização na Indústria do Gás Natural**. Rio de Janeiro, 2018a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural**. Rio de Janeiro, 2018b.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. **European Gas Target Model Review and Update**. Ljubljana, 2015.

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS; COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **ACER Market Monitoring Report 2017 - Gas Wholesale Markets Volume**. 2018.

BRASIL. **Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 5 mar, 2009.

BRASIL. **Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 3 dez, 2010.

BRASIL. **Resolução CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 17 abr, 2017.

BRASIL. **Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 dez, 2018.

BRASIL. **Resolução CNPE nº 4, de 9 de abril de 2019**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 mai, 2019.

CAVALIERE, Alberto. **The Liberalization of Natural Gas Markets : Regulatory Reform and Competition Failures in Italy**. The Oxford Institute for Energy Studies, NG 20, 2007.

CHATON, Corinne; GASMI, Farid; GUILLERMINET, Marie-laure; OVIEDO, Juandaniel. Gas release and transport capacity investment as instruments to foster competition in gas markets ☆. **Energy Economics**, v. 34, n. 5, p. 1251–1258, 2012. Elsevier B.V.

COMITÊ TÉCNICO PARA O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL. **Gás para Crescer - Subcomitê 2 - Transporte e Estocagem**. Brasília, 2017.

COSTESCU, A.; MANITSAS, E.; SZIKSZAI, A. **State of implementation of the**

Third Energy Package in the gas sector. 2018.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **CEER Vision for a European Gas Target Model - Conclusions Paper.** Bruxelas, 2011.

DICKX, Leen; MIRIELLO, Caterina; POLO, Michele. **Balancing Systems and Flexibility Tools in European Gas Markets.** Research Report Series, Research Report n. 14, 2014.

DNV KEMA. **Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part A: Implementation of Entry-Exit Systems.** 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2018 - ano base 2017.** Rio de Janeiro, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informe: Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro.** 2019.

EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS. **EFET Guide on the Features of a Successful Virtual Trading Point.** 2013.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR GAS. **Wobbe Index and Gross Calorific Value in European networks - Analysis of ranges and variability.** 2017.

HEATHER, Patrick. **The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain.** The Oxford Institute for Energy Studies, NG 44, 2010.

HEATHER, Patrick. **Continental European gas hubs: are they fit for purpose?** The Oxford Institute for Energy Studies, NG 63, 2012.

HEATHER, Patrick. **The evolution of European traded gas hubs.** The Oxford Institute for Energy Studies, NG 104, 2015.

HEATHER, Patrick; PETROVICH, Beatrice. European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. **Energy Insight**, , n. 13, p. 1–29, 2017.

HONORÉ, Anouk. **The Italian Gas Market: Challenges and Opportunities.** The Oxford Institute for Energy Studies, NG 76, 2013.

HONORÉ, Anouk. **The Dutch Gas Market: trials, tribulations and trends.** The Oxford Institute for Energy Studies, NG 118, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe - How to achieve workable competition in European gas markets?** Paris, 2008.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Towards a competitive natural gas market in Brazil - A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil.** 2018.

MARKET OBSERVATORY FOR ENERGY. **Quarterly report on European gas markets.** 2017.

MARTINS, Luis CarLos dos Passos. Petróleo e “Nacionalismo” no Segundo Governo Vargas: O Debate em Torno da Criação da Petrobras. **Historiæ**, v. 6, n. 2, p. 401–425, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.** Brasília, 2018.

MIRIELLO, Caterina; POLO, Michele. The development of gas hubs in Europe. **Energy Policy**, v. 84, p. 177–190, 2015.

MME; ANP; EPE. **Gás Para Crescer - Relatório Técnico**. Brasília, 2016.

OYEWUNMI, Tade. Examining the Role of Regulation in Restructuring and Development of Gas Supply Markets in the United States and the European. **Houston Journal of International Law**, v. 40:1, p. 191–297, 2018.

PARLAMENTO EUROPEU E CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA. **Diretiva 2003/55/EC**. 2003.

PARLAMENTO EUROPEU E CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA. **Regulamento (CE) nº 715/2009**. 2009.

POLO, Michele; SCARPA, Carlo. Liberalizing the gas industry: Take-or-pay contracts, retail competition and wholesale trade. **International Journal of Industrial Organization**, v. 31, n. 1, p. 64–82, 2013.

POSNER, Richard A. Natural Monopoly and Its Regulation. **Chicago Unbound**, v. 548, 1968.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. The New Oil and Gas Industry in Brazil: An Overview of the Main Legal Aspects. **Texas International Law Journal**, v. 36, n. 1, p. 141–26p, 2001.

STERN, Jonathan; ROGERS, Howard V. **The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players**. 2014.

TALUS, Kim. Long-term natural gas contracts and antitrust law in the European Union and the United States. **The Journal of World Energy Law & Business**, v. 4, n. 3, p. 260- 315i, 2011.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region**. Washington, DC, 2017.

DE VANY, Arthur; WALLS, W. David. The Triumph of Markets in Natural Gas. **Fortnightly Magazine**, 1995.

VAZQUEZ, Miguel; AMORIM, Livia; DUTRA, Joísa. **Development of a Competitive Natural Gas Market**. 2017a.

VAZQUEZ, Miguel; AMORIM, Livia; DUTRA, Joísa. **Establishing a Brazilian Gas Market**. 2017b.

VAZQUEZ, Miguel; HALLACK, Michelle; GLACHANT, Jean-Michel. **Building Gas Markets: US Versus EU, Market Versus Market Model**. EUI Working Paper, RSCAS 2012/10, 2012.

WOOD, Doug. **Gas Hub Scorecard 2018 Update**. Berlim, 2018.