

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O AUMENTO DA OFERTA DE GNL E O IMPACTO NA
VULNERABILIDADE ENERGÉTICA DA EUROPA**

ENRIQUE MELO QUINTSLR
matrícula nº: 112031157

ORIENTADOR: Prof. Helder Queiroz Pinto Jr.

JANEIRO 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O AUMENTO DA OFERTA DE GNL E O IMPACTO NA
VULNERABILIDADE ENERGÉTICA DA EUROPA**

ENRIQUE MELO QUINTSLR
matrícula nº: 112031157

ORIENTADOR: Prof. Helder Queiroz Pinto Jr.

JANEIRO 2018

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

Dedico este trabalho à minha mãe, meu pai e
minha irmã pelos 24 anos de amizade.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus familiares, amigos, professores, colegas de trabalho e todos que me ajudaram, direta e indiretamente, na minha jornada pela graduação do Instituto de Economia da UFRJ.

RESUMO

As crises de abastecimento de gás natural e a posterior anexação da Crimeia pela Rússia evidenciaram os riscos, por parte dos países da Europa, em depender do fornecimento russo de gás natural. Como agravante, o foco atual das políticas energéticas é a transição para uma economia menos poluente, no qual o gás natural tem papel chave de “combustível de transição”. Desta forma, espera-se que a parcela do consumo de gás natural aumente nos próximos anos, em detrimento dos demais combustíveis fósseis.

Neste contexto, há uma certa urgência por parte dos governos europeus em buscar alternativas ao gás natural russo, caso queiram diminuir sua vulnerabilidade energética. Uma saída estratégica é o incentivo à produção nacional de fontes de energia renováveis, porém, esta solução requer um planejamento complexo, além de acesso à tecnologia, não sendo viável para alguns países do continente europeu. Uma outra estratégia, mais promissora no curto prazo, é a diversificação das importações através do comércio com as empresas americanas de GNL.

Com a produção de *shale gas* nos Estados Unidos e o acidente de nuclear do Japão (principal consumidor de GNL) o *spread* entre os preços internos de gás natural norte-americano e os preços asiáticos de GNL aumentou significativamente. Esta diferença acarretou em uma onda de investimento em plantas de liquefação nos EUA, garantindo em aumento de oferta até 2020. No entanto, a demanda asiática por GNL não cresceu o quanto era esperado, fazendo com que parte dessa nova produção americana tenha que buscar novos mercados, sendo um deles, potencialmente, a Europa.

Neste trabalho são utilizando as projeções de importações da União Europeia estimadas até 2040 pela IEA para calcular indicadores de vulnerabilidade energética, confirmando o potencial do GNL americano em auxiliar os governos da Europa no processo de transição energética. No entanto, o quanto o GNL norte-americano conseguirá ingressar no mercado consumidor europeu dependerá, ultimamente, das reações dos produtores russos – no papel de incumbentes – para defender seu *market-share*.

SIGLAS

ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*

BCM – Bilhões de metros cúbicos

BTU – *British Thermal Unit*

CNPC – *China National Petroleum Corporation*

CODD – *Central Operations and Dispatch Department*

COP – *Conference of the Parties*

EUA – Estados Unidos da América

GNL – Gás Natural Liquefeito

GTM – *Gas Target Model*

HHI - *Herfindahl-Hirschman index*

IEA – *International Energy Agency*

INDC - *Intended Nationally Determined Contributions*

MBTU – Milhão de BTU

MMCM – Milhão de metros cúbicos

MTOE – Milhão de toneladas de óleo equivalente

MTPA – Milhão de toneladas por ano

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIB – Produto Interno Bruto

TCM – Trilhão de metros cúbicos

UE – União Europeia

UGSS – *Unified Gas Supply System*

URSS – União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	9
CAPÍTULO I – SEGURANÇA, VULNERABILIDADE E DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA.....	10
I.1 – EVOLUÇÃO DAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS E SEUS OBJETIVOS	10
I.2 – OS CONCEITOS DE, SEGURANÇA, DEPENDÊNCIA E VULNERABILIDADE ENERGÉTICA.....	11
I.3 – CRITÉRIOS DE VULNERABILIDADE ENERGÉTICA.....	14
...	
I.4 – INDICADORES DE VULNERABILIDADE ENERGÉTICA.....	19
CAPÍTULO II – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA EUROPA E NA RÚSSIA.....	22
II.1 – O MERCADO EUROPEU.....	22
II.1.1 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO DO MERCADO EUROPEU DE GÁS NATURAL.....	22
II.1.2 CARACTERÍSTICAS DO MERCADO EUROPEU DE GÁS NATURAL.....	24
II.2 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL RUSSA.....	26
II.3 – O DESENVOLVIMENTO DO COMÉRCIO DE GÁS NATURAL ENTRE URSS E EUROPA.....	27
II.4 – AS “CRISES DE GÁS” DE 2006 E 2009, ANEXAÇÃO DA CRIMEIA E SUAS CONSEQUÊNCIAS...29	
CAPÍTULO III – AS MUDANÇAS NO MERCADO MUNDIAL DE GÁS NATURAL.....	35
III.1 – PRINCIPAIS ELEMENTOS NO REBALANCEAMENTO ENTRE OFERTA E DEMANDA.....	36
III.1.1 – AUMENTO DA OFERTA DE GNL.....	36
III.1.2 – POLÍTICAS CLIMÁTICAS E FONTES RENOVÁVEIS.....	38
III.2 – MUDANÇAS DE ESTRATÉGIA DA GAZPROM.....	40
III.2.1 – MUDANÇAS NA PRECIFICAÇÃO.....	41
III.2.2 – BUSCA POR NOVOS MERCADOS.....	42
III.3 – PROJEÇÕES PARA A VULNERABILIDADE ENERGÉTICA DA UNIÃO EUROPEIA ATÉ 2040.....	43
III.3.1 – O ENERGY SECURITY INDEX PARA O GÁS NATURAL.....	44
III.3.2 – RESULTADOS.....	44
CONCLUSÃO.....	47
BIBLIOGRAFIA.....	49

ÍNDICE DE GRÁFICOS, FIGURAS E TABELAS

FIGURA 1.1 – OS TRÊS GRUPOS DE DEFINIÇÕES PARA SEGURANÇA ENERGÉTICA

TABELA 1.1 – OS 7 CRITÉRIOS DE VULNERABILIDADE ENERGÉTICA

TABELA 1.2 – INDICADORES DE VULNERABILIDADE ENERGÉTICA

GRÁFICO 2.1 – PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR PAÍS EUROPEU E CONSUMO TOTAL

GRÁFICO 2.2 – PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NA EUROPA EM 2016

TABELA 2.1 – CONSUMO DE GÁS NATURAL E NECESSIDADE DE EXPORTAÇÃO DOS PAÍSES DA EUROPA EM 2016

FIGURA 2.1 – SIMPLIFICAÇÃO DOS GASODUTOS LIGANDO A RÚSSIA AO MERCADO CONSUMIDOR EUROPEU

FIGURA 2.2 – FOTO DO COMPUTADOR CENTRAL DA UGSS

GRÁFICO 3.1 – EVOLUÇÃO DA OFERTA E CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL DE 2000 ATÉ 2016

GRÁFICO 3.2 – EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE GNL NA ÁSIA

TABELA 3.1 – PROJEÇÃO DE VULNERABILIDADE ENERGÉTICA DA UNIÃO EUROPEIA

INTRODUÇÃO

Os gasodutos que ligam a produção russa de gás natural ao mercado consumidor da Europa Ocidental simbolizam a relação complexa de interdependência entre o país e o continente europeu (COLOMER, 2017). Enquanto a Europa depende do fornecimento russo para atender sua demanda de gás natural, as receitas de exportação geradas na venda de gás para o mercado consumidor europeu representam uma importante fonte de renda para a Rússia. No entanto, como explicitado pelo corte de abastecimento de janeiro de 2009, a Europa aparenta estar em uma posição mais vulnerável do que a Rússia nesta relação.

Esta interdependência se torna um desafio ainda maior para os governos europeus dado o atual contexto de transição para uma matriz energética mais limpa, no qual o gás natural desempenha o papel de combustível de transição. Assim, o possível aumento da parcela do gás natural no consumo total de energia da Europa eleva a complexidade da administração do *trade-off* entre sustentabilidade ambiental e segurança energética pelos governos do continente, uma vez que pode resultar em aumento da dependência do fornecimento de gás natural da Rússia.

Porém, o surgimento de uma nova onda de oferta de gás natural liquefeito (GNL) proveniente dos Estados Unidos e da Austrália pode ajudar os países europeus a superar este desafio. Este “novo GNL” é originário de países com históricos políticos e regulatórios mais estáveis que a Rússia, possibilitando a substituição de parte das importações russas, aumentando a diversidade das importações e a flexibilidade das reações a eventuais cortes de fornecimento.

Deste modo, a monografia busca avaliar, através do uso de indicadores de vulnerabilidade energética, se o aumento de importações de GNL será capaz de diminuir o grau de vulnerabilidade energética da União Europeia. Além disso, são avaliadas as possíveis reações da Gazprom – no papel de firma incumbente – ao aumento da competição no mercado europeu e sua capacidade de impedir a entrada do GNL neste mercado.

Para isso, no primeiro capítulo, é feita uma revisão bibliográfica dos conceitos de dependência, segurança, vulnerabilidade energética e seus indicadores. No capítulo 2 é realizado a apresentação do mercado de gás natural europeu e russo, contextualizando o desenvolvimento histórico da relação comercial entre os países europeus e a Rússia e as crises de abastecimento de gás natural de 2006 e 2009. Por fim, o terceiro capítulo apresenta as mudanças pelas quais o mercado internacional de energia vem passando, as possíveis estratégias da Gazprom e as projeções de vulnerabilidade energética da União Europeia, verificando se ocorrerá melhora com a entrada do GNL norte-americano.

CAPÍTULO I – SEGURANÇA, VULNERABILIDADE E DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA

O objetivo de política energética pode ser definido como garantir o suprimento necessário de energia para o desenvolvimento econômico e o bem-estar social e ambiental de uma sociedade (PINTO JR, 2016). Desta forma, o debate sobre segurança energética e política energética estão intrinsecamente ligados. Por este motivo, este capítulo inicia com o contexto histórico da associação entre política energética e segurança energética. Em seguida, apresenta os diferentes conceitos utilizados na literatura para definir dependência, segurança e vulnerabilidade energética, dando maior foco ao último. Por fim, são apresentados alguns dos indicadores utilizados para calcular o grau de vulnerabilidade energética de determinado país ou região.

I.1 – Evolução das políticas energéticas e seus objetivos

Segundo Daniel Yergin (2006), o debate sobre segurança energética passou a ganhar maior destaque durante a primeira guerra mundial. Mais especificamente quando Winston Churchill tomou a decisão de usar petróleo proveniente da Pérsia como combustível da marinha britânica – área tomada por incertezas na época –, ao invés do carvão do País de Gales. Essa escolha foi motivada pelo ganho de velocidade da frota resultante do uso do óleo, buscando, desta forma, uma vantagem em relação à frota alemã. Com as discussões acerca do risco de transformar parte de seu poder militar dependente do fornecimento energético de um país politicamente instável, nasce a ideia, existente até hoje, de que a segurança energética é provém da diversidade de fornecedores e de fontes de energia.

Posteriormente, nos anos 1970, com o embargo imposto pela OPEP aos Estados Unidos como forma de retaliação ao fornecimento de armas ao exército israelense por parte do governo americano no contexto da guerra do Yom Kippur, observa-se uma crise global de segurança energética. O choque e o contra-choque do petróleo provocaram uma profunda reestruturação das políticas energéticas em praticamente todos os países. A orientação dessas políticas passou a privilegiar a garantia do suprimento e redução da dependência energética em relação aos países da OPEP. Para atingir esse objetivo, foram feitos esforços para a substituição do petróleo por outras fontes de energia (ANP, 2013; PINTO JR, 2016; U.S DEPARTMENT OF STATE).

Atualmente, a questão da sustentabilidade ambiental tem sido o foco das políticas energéticas. Formalizada com a assinatura, em 1997, do Protocolo de Kyoto, a diretriz internacional de redução das emissões de gases formadores do efeito estufa ganhou novo impulso com o Acordo de Paris, negociado em 2015 durante a COP21. No entanto, este

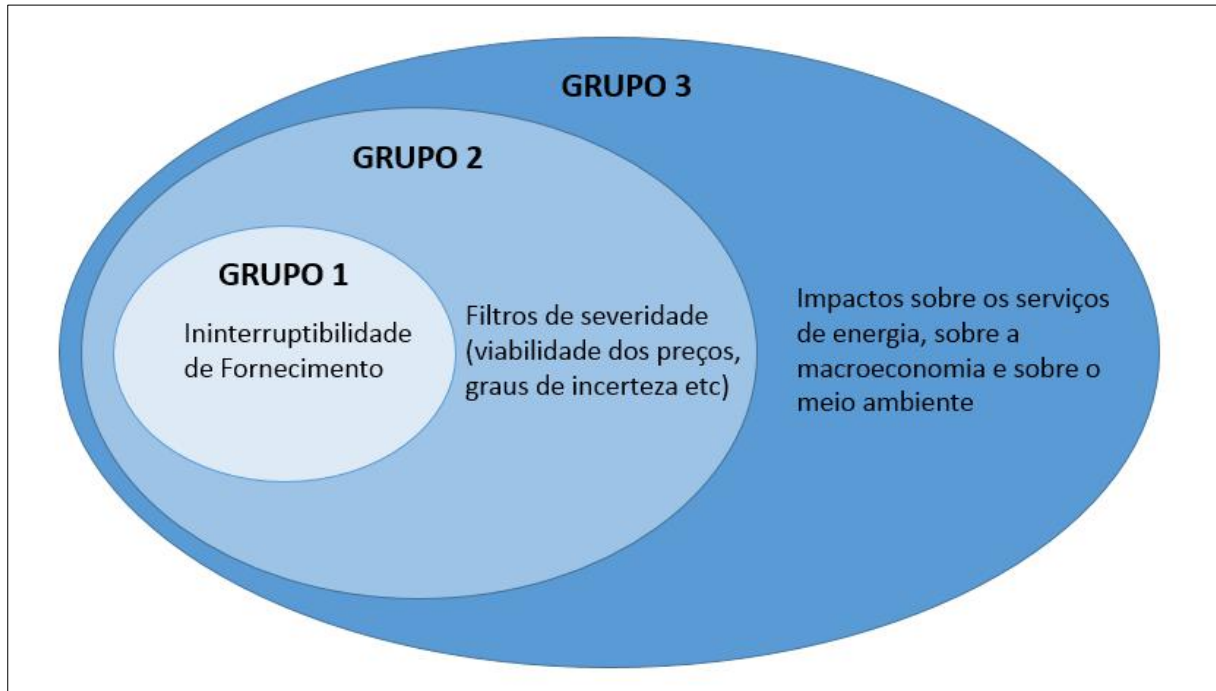
processo de transição para uma economia mais limpa apresenta alguns entraves. Ao buscar aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética, em detrimento dos combustíveis fósseis, os *policy makers* estão incentivando o uso de fontes de energia que ainda estão em desenvolvimento, abrindo mão da segurança e da abundância de reservas dos combustíveis tradicionais. Assim, o principal desafio de política energética contemporânea é realizar o processo de transição energética, administrando o *trade-off* entre política ambiental e segurança energética (PINTO JR, 2016).

I.2 – Os conceitos de segurança, dependência e vulnerabilidade energética

A Agência Internacional de Energia (IEA), define segurança energética como a disponibilidade ininterrupta de fontes de energia a um preço acessível. No entanto, como aponta Yergin (2006), esta é apenas uma das muitas definições utilizadas, que diferem entre si dependendo do contexto do País no qual o termo é empregado. Em um texto para discussão publicado em julho de 2011, Christian Winzer (2011) busca sintetizar os diferentes sentidos dados à segurança energética encontrados na literatura.

Como exemplificado na Figura 1.1, Winzer divide as definições de segurança energética em três grupos. O primeiro é o dos autores que focam a definição na questão da ininterruptibilidade de fornecimento. Este grupo não aborda a discussão de acessibilidade dos preços, apresentando, nesse ponto, uma desvantagem para este tipo de definição. Por outro lado, a simplicidade do conceito facilita seu uso como parâmetro em pesquisas, sendo, esse, um dos motivos que justificam seu uso em estudos do Departamento de Energia e Mudança Climática do Reino Unido (*Department of Energy and Climate Change*).

Figura 1.1 - Os três grupos de definições para segurança energética



Fonte: Elaboração própria através de (WINZER, 2011).

Já o segundo grupo adiciona filtros de severidade à definição anterior. Um dos exemplos é a formulação utilizada pela IEA, que acrescenta a ideia de acessibilidade dos custos de energia, ou seja, a noção de um teto de preços. Assim, o corte do fornecimento de energia só passa a ser um problema se resultar em uma alta súbita dos preços dos combustíveis. Apesar do filtro de severidade mais utilizado ser os preços de energia, outro filtro utilizado é o grau de incerteza da conjuntura do setor. O conceito utilizado pelo segundo grupo tem a vantagem de ser mais completo, entretanto a maior complexidade traz consigo maior dificuldade de estimação dos indicadores, principalmente ao englobar discussão sobre incertezas.

O terceiro grupo dá um passo a mais no aumento da complexidade do conceito. Além de considerar os mercados primários de energia, abrange a análise dos impactos da segurança energética sobre os serviços de energia, sobre a economia e sobre o meio ambiente. Por exemplo, um forte aumento nos preços do petróleo e, conseqüentemente, de gasolina, terá impacto minimizado em uma economia na qual os veículos forem *flex-fuel*, devido à possibilidade de substituir o uso a gasolina pelo consumo do álcool.

Desta mesma forma, um país no qual o serviço de aquecimento seja, quase exclusivamente, suprido por gás natural, representa um maior problema de segurança energética, caso ocorram problemas no fornecimento do energético. Uma definição neste sentido é dado por Bohi et alli (1996): “Insegurança energética pode ser definida como a perda

de bem-estar que possa ocorrer como resultado de mudanças nos preços ou disponibilidade de fontes de energia” (BOHI; TOMAN; WALLS, 1996).

O conceito de dependência energética, na sua forma mais utilizada, faz parte do primeiro grupo de definições de segurança energética. O Eurostat – órgão de estatística da União Europeia – define dependência energética como o quanto determinada economia depende das importações de energia para atender as suas necessidades energéticas (EUROSTAT, 2017), sendo calculado da seguinte forma:

$$\text{Dependência Energética} = \frac{\text{Importações Líquidas de Energia}}{\text{Consumo Total de Energia}}$$

No entanto, mostrando mais uma vez a versatilidade destes conceitos, um relatório de 2013 publicado por outro órgão da UE – a Comissão Europeia – usa dependência energética de uma forma mais ampla. Neste estudo, dependência energética engloba os impactos dos choques de preços de energia e rupturas de fornecimento na competitividade da economia, no PIB, na Balança Comercial e na inflação, ou seja, mais próxima dos conceitos de segurança energética do terceiro grupo de Winzel (EUROPEAN COMMISSION, 2013). Neste trabalho é utilizado a definição mais simples de dependência energética (representada na fórmula acima).

Já o conceito de vulnerabilidade energética pode ser categorizado no terceiro grupo definições de segurança energética. Jacques Percebois (2006) define vulnerabilidade energética como a incapacidade de um país determinar sua política energética livremente sem decorrer em custos econômicos e ou políticos demasiadamente altos. O autor chama atenção para a possibilidade, aparentemente paradoxal, de um país ser dependente de importações de energia sem ser vulnerável, frisando que, apesar de parecidos, os termos vulnerabilidade energética e dependência energética possuem significados diferentes.

Então, uma nação que importe parte considerável de suas fontes de energia, mas que o faça a preços economicamente viáveis e garanta a segurança de abastecimento em virtude de uma diversificação de fontes de importação será dependente sem ser vulnerável. No outro lado do espectro, uma região que produz parte significativa de sua energia com custos proibitivos ou através do uso de tecnologias defasadas será vulnerável, apesar de independente.

Uma característica importante da vulnerabilidade energética, na forma definida por Percebois (2006), é que o conceito permite a mudança do foco do consumo para a produção. A vulnerabilidade pode aparecer também na forma de queda de receita fiscal dos países exportadores de energia em razão de uma queda dos preços internacionais de energia. Ou caso esta queda faça com que os investimentos e a produção de energia nacional deixe de ser economicamente viável.

Assim, por englobar um maior número de fatores, o conceito de vulnerabilidade energética é utilizado neste trabalho para analisar a relação de interdependência entre a Rússia e os países europeus no mercado de gás natural. Desta forma, quando o termo segurança energética é utilizado nos demais capítulos, ele deve ser entendido, neste trabalho, como o oposto da vulnerabilidade energética.

I.3 – Critérios de vulnerabilidade energética

Nesta seção, a discussão passa a ser sobre como estimar o grau de vulnerabilidade energética de determinado país. Pelo debate apresentado no primeiro até então, sabe-se que esta não é uma questão trivial, uma vez que o conceito de vulnerabilidade energética extrapola os indicadores objetivos, devendo ser considerados, também, indicadores subjetivos. Contribuindo para a superação dessa questão, Jacques Percebois (2006) elenca 7 critérios (ou 7 formas de vulnerabilidade) sem que a ordem represente de apresentação alguma escala de importância.

O primeiro é a **taxa de dependência** que, como discutido na seção anterior, é a razão das importações líquidas de energia sobre o consumo total de energia primária. Este critério reforça a forte relação entre vulnerabilidade e dependência das importações. A flexibilidade desse parâmetro permite seu cálculo separado para cada fonte energética e por região exportadora, facilitando a análise de casos específicos.

Outra forma de estimar a taxa de dependência é através do uso do *Herfindhal-Hirschman index* (HHI), sendo calculado da seguinte maneira: $\sum s_i^2$, onde s_i representa as exportações do país i . Neste segundo formato, uma regra de bolso é que valores entre 8000 e 10000 indicam uma forte concentração de fornecedores, sinalizando na direção de uma maior vulnerabilidade. Por outro lado, caso o HHI esteja entre 1000 e 1600, pode-se considerar uma grande diversificação de países exportadores, minando a vulnerabilidade. Essa forma de vulnerabilidade pode ser combatida de duas formas diferentes: diversificação de países fornecedores e incentivo ao desenvolvimento da oferta nacional de energia.

O peso dos custos de importação de energia em relação ao PIB é abordado pelo segundo critério. Com este foco, deixa-se de levar em conta apenas o volume de energia importada, e passa a considerar o peso pecuniário. Apesar do mais comum ser comparar o valor importado com o total do PIB, pode-se, também, compará-lo à balança comercial. Os **gastos com energia** (GE) – como é denominada por Percebois – pode ser decomposta em quatro elementos: taxa de dependência energética (DE), intensidade energética do PIB (INT), custo médio, em dólar, das importações (CM) e taxa de câmbio (TC). Assim:

$$GE = DE \times INT \times CM \times TC$$

Decompondo os termos e abreviando importações líquidas de energia para ILE, consumo primário de energia para CPE e valor líquido da importação de energia para VLIE, temos:

$$GE = \left(\frac{ILE}{CPE} \right) \times \left(\frac{CPE}{PIB} \right) \times \left(\frac{VLIE}{ILE} \right) \times \left(\frac{MOEDA\ DOMÉSTICA}{DÓLAR} \right)$$

As fórmulas expostas acima ajudam a verificar que o governo possui diversos canais pelas quais ele pode tentar modificar os gastos com energia.

O terceiro critério é o **risco de ruptura** de fornecimento de energia aos consumidores finais. Este risco é tão maior quanto menor for a possibilidade de se estocar determinada fonte de energia, logo, é mais significativo no setor de energia elétrica (apesar de não ser negligenciável nos demais setores). Pela eletricidade não ser estocável, é necessária uma rápida resposta na produção ou importação de como resposta a eventuais choques de fornecimento e Percebois apresenta três fatores que facilitam essa reação. O primeiro fator é a existência de uma boa margem de excedente de capacidade de produção, normalmente presente em sistemas operados por um monopólio público. Em sistemas competitivos, devido o alto custo de se manter capacidade de produção em excesso, as firmas têm, na verdade, incentivo para operar abaixo da capacidade total, portanto, nestes casos, o risco de ruptura é maior. Em segundo lugar vem o grau da taxa de conexão entre os sistemas elétricos dos países vizinhos, quanto maior for esta taxa, maior a possibilidade de cooperação entre os governos em casos de ruptura. Por último, é a taxa de dependência aplicada a energia elétrica, que, se for muito alta, torna o país vulnerável a eventos externos, sob o qual não tem controle. Para minimizar o risco de ruptura, o governo pode lançar mão de normas e requerimentos de capacidade, incentivar o uso de contratos de confiabilidade e promover o investimento em capacidade de geração.

Em quarto lugar está a relação entre vulnerabilidade energética e a **volatilidade dos preços de energia**. Este critério é especialmente importante no setor de energia devido as características de monopólio natural apresentada por muitos de seus empreendimentos como, por exemplo, longo prazo de maturação dos investimentos e seus altos custos irrecuperáveis. Assim, um planejamento voltado para a produção de fontes alternativas ao petróleo em um momento que os preços internacionais da *commodity* estão em alta pode se revelar uma escolha equivocada, caso tais preços comecem a cair no futuro. Ainda, o incentivo para que os consumidores optem pelo gás natural pode parecer uma escolha razoável quando seus preços estão baixos, mas se torna um problema de vulnerabilidade energética na presença de choques altistas de preços. Desta forma, a volatilidade dos preços é importante tanto para o lado da oferta e quanto para o lado da demanda e, deste fato, surge a necessidade de mecanismos para

promover a estabilidade dos preços, como o desenvolvimento de um mercado de opções para as fontes de energia, possibilitando a prática do *hedge* pelos agentes. Outra forma de diminuir o risco trazido pela volatilidade dos preços é a diversificação das fontes de energia utilizadas, de tal forma que o aumento repentino nos preços de determinado combustível possa ser superado pela substituição deste por outro insumo que apresente um preço mais competitivo no momento.

Os **fatores externos ao setor de energia** estão reunidos no quinto parâmetro. Pelo lado macroeconômico, por exemplo, um choque cambial não antecipado resultante de um aumento da taxa de juros norte americana leva a um aumento no custo de importação de energia e pode elevar o nível de incerteza da economia reduzindo o investimento em infraestrutura. Já pelo lado sociopolítico, temos a resistência da população a determinados tipos de fonte de energia, como a aversão a energia nuclear no Japão pós acidente de Fukushima no Japão ou as campanhas contra a hidrelétrica de Belo Monte no Brasil. Mais ainda, a tensão entre países pode resultar no uso da infraestrutura energética como instrumento político, como observado na disputa entre Rússia e a Polônia. Este tipo de vulnerabilidade é mais delicado de ser tratado, pois pode envolver decisões geopolíticas. Já em relação a resistência dos cidadãos à determinada fonte de energia, o governo pode utilizar de campanhas de informação para mudar a opinião pública.

A vulnerabilidade energética também pode ser explicada pela **estrutura societária das empresas de energia** que atuam no país. Se as empresas forem de capital aberto, o fato de estarem suscetíveis a ofertas públicas de aquisição hostis (*hostile takeover*) é um agravante para a vulnerabilidade do setor, pois aumentam as incertezas. O mesmo acontece se os acionistas majoritários destas empresas forem, em sua maioria, estrangeiros. Consequentemente, se as empresas forem de capital fechado e/ou controladas por agentes nacionais, a vulnerabilidade energética tende a ser menor. No entanto, como na maioria dos países o governo tem poder legal para interferir nas decisões dos agentes do setor em prol do bem comum, em última instância o mais importante para este critério é o arranjo institucional definido para o mercado de energia nacional. Assim como a vulnerabilidade anterior, interferir nas estruturas societárias das empresas também é delicado. Por envolver controle de capital financeiro e possível intervenção do governo em decisões privadas, aliviar este tipo de vulnerabilidade é politicamente custoso, restando ao Estado o esforço de formar um arranjo institucional bem definido, que aumente a cooperação entre os agentes e minimize os conflitos (FIANI, 2011).

O último parâmetro é o **acesso à tecnologia**. A vulnerabilidade energética de um país aumenta se ele não tiver acesso as tecnologias necessárias para tomar suas decisões de forma

independente. Um país rico de recursos naturais pode não ser independente do ponto de vista energético caso não tenha acesso ao conhecimento técnico (ou a tecnologia) necessário para extrair estes recursos de forma economicamente viável. Este tipo de vulnerabilidade pode ser metrificado, como uma das formas, pelo número de patentes emitidas em determinado país pelos agentes do setor. Outro indicador também utilizado é o gasto em Pesquisa e Desenvolvimento pelas empresas de energia. Desta forma, para amenizar este problema, deve-se implementar subsídios e incentivos financeiros à atividade de P&D, ou seja, lançar mão de política industrial. Percebois chama atenção para um paradoxo possível em relação este parâmetro: o Japão, por ser dependente do fornecimento externo de petróleo, decidiu investir fortemente em P&D, tendo, hoje, vantagens comparativas como consequência desse investimento. Assim, nesta circunstância, a vulnerabilidade energética inicial teve um resultado benéfico para o país.

A tabela 1.1 sintetiza os 7 tipos de vulnerabilidades, seus indicadores e as repostas possíveis para combatê-las.

Tabela 1.1 – Os 7 critérios de vulnerabilidade energética

Forma de Vulnerabilidade	Indicadores	Respostas Possíveis
Dependência Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Índices de concentração de importação • Riscos geopolíticos 	<ul style="list-style-type: none"> • Diversificação das fontes de energia • Desenvolvimento da produção nacional de energia
Gastos com Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Custo de importação de energia • Risco Cambial 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiência Energética • Cobertura nos mercados à vista
Risco de Ruptura	<ul style="list-style-type: none"> • Margem excedente de produção • Grau de interconexão • Capacidade de importação 	<ul style="list-style-type: none"> • Normas de requerimento de capacidade • Incentivo aos contratos de confiabilidade
Volatilidade dos Preços de Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Irreversibilidade dos investimentos • Falhas de planejamento energético 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da diversidade de produção • Desenvolvimento de mercado de derivativos
Estrutura Societária das Empresas de Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Controle das empresas nacionais por acionistas estrangeiros • Cartelização do setor de energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Controle de capitais • Arranjos institucionais que promovam a cooperação e diminuam os conflitos
Fatores Exógenos ao Setor de Energia	<ul style="list-style-type: none"> • Riscos de choque cambial • Aceitabilidade da população sobre certa fonte de energia • Riscos geopolíticos 	<ul style="list-style-type: none"> • Decisões geopolíticas • Campanhas de informação
(falta de) Acesso a Tecnologia	<ul style="list-style-type: none"> • Gastos com pesquisa e desenvolvimento • Número de patentes registradas 	<ul style="list-style-type: none"> • Política industrial

Fonte: (PERCEBOIS, 2006)

I.4 – Indicadores de vulnerabilidade energética

Assim como a gama de sentidos dados à segurança energética, vulnerabilidade energética e dependência energética, são encontrados, na literatura, diversos indicadores para medi-los. Como forma de facilitar os estudos sobre o tema, Kruyt et al (2009) realizaram o esforço de sintetizar os principais parâmetros utilizados nos estudos sobre o tema, dividindo-os entre indicadores simples e indicadores agregados.

Um exemplo de indicador simples é a estimativa de recursos naturais (que no caso dos hidrocarbonetos apresenta grandes incertezas). O mais conhecido destes é o divulgado pela U.S. Geological Survey, órgão do governo americano, que frequentemente lança relatórios com estimativas de reservas de óleo e gás em todo o mundo (USGS, 2017). Ainda com este foco, também é utilizada a razão entre reservas e produção (*reserves to production ratio*), indicando a quantidade de anos restantes de produção para determinado nível de reservas.

No entanto, para o presente estudo, os indicadores mais interessantes, entre os destacados por Kruyt et al (2009), são os agregados. Ou seja, aqueles que tentam incorporar mais de um critério em seu cálculo. Os autores selecionam cinco indicadores: *Shannon index based*, ESI (o indicador de segurança energética da IEA), *Supply-Demand (S/D) Index*, “*willingness to pay*” e *Oil Vulnerability Index¹* (OVI).

O indicador de Shannon² foi utilizado como base para a formulação do indicador agregado proposto por Jansen et al (2004). Os pesquisadores empregaram uma combinação do indicador de Shannon de forma a capturar a diversidade de fontes de energia e a diversidade de fornecedores para cada fonte. É feita uma classificação de instabilidade política entre os fornecedores, dando maior peso aos exportadores mais estáveis. O indicador leva em conta, também, a redução de reservas dos países produtores.

Entre os indicadores usados pela IEA, destaca-se o indicador que lida com o risco de aumento de preços relacionado ao grau de concentração de mercado de suprimento de energia. Para tal, lança mão de um índice HHI, acrescentado a uma medida de estabilidade política baseada no “*worldwide governance indicators*” do Banco Mundial. Assim, como a métrica proposta por Jansen et al (2004), o ajustamento entre instabilidade política e concentração de fontes de suprimento só pode ser feita de forma arbitrária, representando uma desvantagem para estas metodologias (KRUYT et al., 2009).

¹ Por ter foco apenas no petróleo, este indicador não é utilizado nesta monografia.

² Também chamado de índice de Shannon-Weaver ou Shannon-Wiener, é utilizado para calcular medidas de diversidade (GOMES, 2004).

O indicador “*willingness to pay*” (disposição à pagar) calcula a proporção do PIB que determinado país está disposto a pagar para diminuir sua vulnerabilidade energética. Bollen, idealizador do indicador, propõe que o cálculo do indicador seja calibrado levando em conta os investimentos feitos no país com o objetivo de minimizar os riscos energéticos. Uma vantagem deste indicador é que seu resultado se apresenta em unidades monetárias (dólar), facilitando sua visualização e comparação (BOLLEN, 2008; KRUYT et al., 2009).

O “índice oferta-demanda” (*Supply-Demand Index* ou *SD Index*) é sugerido por Martin Scheepers et al em um relatório divulgado em 2007 pelo Centro de Pesquisas em Energia da Holanda (*Energy research Centre of the Netherlands*). O SD Index busca englobar todos os aspectos importantes da vulnerabilidade energética, dando uma nota para cada fator. Desta forma, o SD Index é mais indicado para medir vulnerabilidade energética do que os indicadores apresentados anteriormente, mas tem a complexidade dos cálculos como sua desvantagem (KRUYT et al., 2009; SCHEEPERS et al., 2007).

A tabela 1.2 sintetiza os indicadores apresentados, categorizando-os entre simples e agregados e mostra as variáveis utilizadas em seus cálculos.

Tabela 1.2 – Indicadores de vulnerabilidade energética

Indicador	Categoria	Dados Necessários Para o Cálculo
Estimativa de Reservas	Simple	<ul style="list-style-type: none"> Quantidade de reservas de combustíveis fósseis e a probabilidade de serem encontradas
Razão entre reservas e produção	Simple	<ul style="list-style-type: none"> Estimativas de reservas e volume de produção
Jensen et al (2004), baseado no indicador de Shannon	Agregado	<ul style="list-style-type: none"> Parcela da importação proveniente de cada país no consumo total de energia primária Grau de depleção das reservas dos países exportadores IDH e risco político dos países exportadores
ESI da IEA	Agregado	<ul style="list-style-type: none"> Parcela do consumo de cada fonte de energia no consumo total de energia primária Parcela das importações de cada país no consumo de energia primária Risco político e regulatório dos países exportadores
S/D Index	Agregado	<ul style="list-style-type: none"> Parcela das fontes de energia no consumo total de energia primária Parcela das importações de cada país no consumo total de energia primária Volumes contratados no curto e no longo prazo Intensidade energética
<i>“Willingness to Pay”</i>	Agregado	<ul style="list-style-type: none"> Parcela das fontes de energia no consumo total de energia primária Intensidade energética Histórico de investimentos realizados para diminuir a vulnerabilidade energética
<i>Oil Vulnerability Index</i>	Agregado	<ul style="list-style-type: none"> PIB Consumo total de energia primária Preço do petróleo Parcela das importações de petróleo de cada país Risco dos países importadores

Fonte: (KRUYT et al., 2009)

CAPÍTULO II – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA EUROPA E NA RÚSSIA

A relação de comércio de gás natural entre a Rússia e a Europa Ocidental teve início durante a Guerra Fria e, desde sua fase de negociação, têm forte caráter geopolítico. No entanto, depois de anos de relativa estabilidade, foram observados, nos últimos anos, interrupções de fornecimento de gás russo para os consumidores europeus. Este capítulo apresenta o contexto histórico desta relação, os motivos das crises ocorridas depois da virada do século e a suas consequências para a vulnerabilidade energética da região.

Para isso, inicialmente, é feita uma exposição do histórico e das características do mercado europeu de gás natural. Depois, é feita uma explanação do desenvolvimento da produção russa de gás natural e da relação comercial com a Europa. Finalmente, são apresentadas os motivos das crises de abastecimento observadas em 2006 e 2009, suas consequências e as lições aprendidas no âmbito da vulnerabilidade energética da Europa.

II.1 – O Mercado Europeu

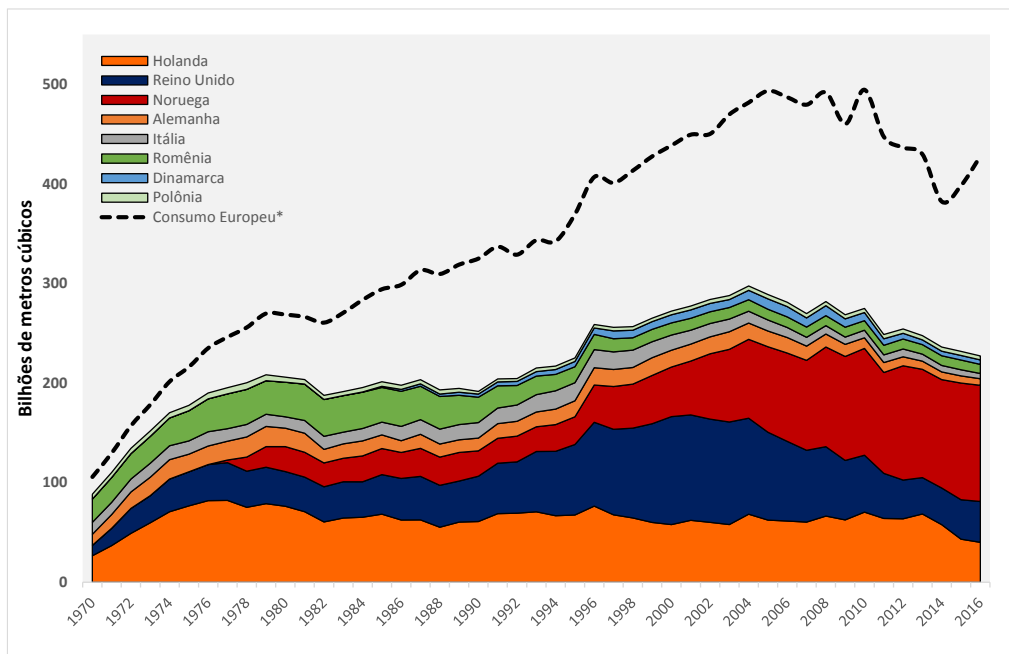
II.1.1 – Desenvolvimento histórico

O nascimento efetivo da indústria de gás natural na Europa é creditado ao descobrimento do, até então, maior campo de gás natural do mundo, o campo de Groningen. Localizado em terra, no norte da Holanda, começou a produção em 1963, operado por uma *joint venture* composta pela Shell e Exxon Mobil. Os baixos custos de produção em Groningen, devido o fato do campo ser onshore, possibilitaram a adoção de contratos nos quais os preços do gás natural são indexados ao preço do petróleo, garantindo a atratividade econômica da produção em relação aos combustíveis concorrentes, óleo e carvão. Com isso, iniciou-se um processo de substituição destes combustíveis pelo gás natural no abastecimento e aquecimento das residências da Europa (NLOG, 2017; ROGERS, 2014).

Com o passar dos anos, o Mar do Norte comprovou ser a principal região para exploração e produção de gás natural. Posteriormente a descoberta de Groningen, a exploração de campos na região britânica e norueguesa do Mar do Norte garantiram o crescimento praticamente contínuo da produção europeia de gás natural até 2005. O aumento da produção proveniente destes novos campos se deu em concomitância com o processo de liberalização da indústria de energia elétrica realizado em muitos países europeus, no fim dos anos 80 e durante os anos 1990. Tal fato, fez com que muitas das novas empresas privadas de geração de energia optassem pela geração elétrica através do uso do gás natural, aumentando a participação do combustível na matriz de geração de eletricidade do continente (JAMASB; POLLITT, 2005; ROGERS, 2014).

O gráfico 2.1 confirma o papel da produção de gás natural do Mar do Norte como principal fonte do combustível na Europa. Além disso, é possível observar que a produção europeia atingiu seu pico em 2004, apresentando, desde então, uma trajetória declinante. No entanto, o ponto mais importante para este trabalho é a evolução da diferença entre o consumo e a produção no continente, ou seja, da quantidade importada. As importações, que correspondiam 16,4% do consumo total do combustível em 1970, representaram 41,8% em 2016. A grande participação das importações no total da demanda europeia de gás natural representa uma ameaça do ponto de vista de vulnerabilidade energética, principalmente devido às mudanças feitas na infraestrutura do continente com o objetivo de aproveitar os baixos custos da produção interna (BP, 2017).

Gráfico 2.1 – Produção de Gás Natural por país Europeu e Consumo Total



*Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Dinamarca, Eslováquia, Espanha, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Itália, Lituânia, Noruega, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Checa e Romênia

Fonte: (BP, 2017)

Atualmente o mercado europeu de gás natural passa por uma reformulação com base no *Gas Target Model*. O GTM foi idealizado pela ACER – Agência para cooperação dos reguladores de energia da União Europeia – e tem como objetivo principal a criação de um mercado competitivo único de gás natural na Europa. Para tal, a ACER incentiva a desverticalização da cadeia do gás natural nos países onde existem monopólios no setor, o livre acesso à infraestrutura de gasodutos e plantas de GNL e a liberdade do consumidor de escolher seu fornecedor de gás (ACER, 2015).

Assim, o objetivo final do modelo é que cada país (ou região) tenha um *HUB*³ de gás natural, no qual o preço da *commodity* represente a equilíbrio entre oferta e demanda. Estes *HUBs* devem estar fisicamente ligados aos demais, possibilitando que um eventual desbalanceamento no mercado seja rapidamente resolvido através do incentivo dos preços. A ACER defende que neste modelo resultaria em maior bem-estar aos consumidores, além de aumentar a segurança da oferta de energia (ACER, 2015).

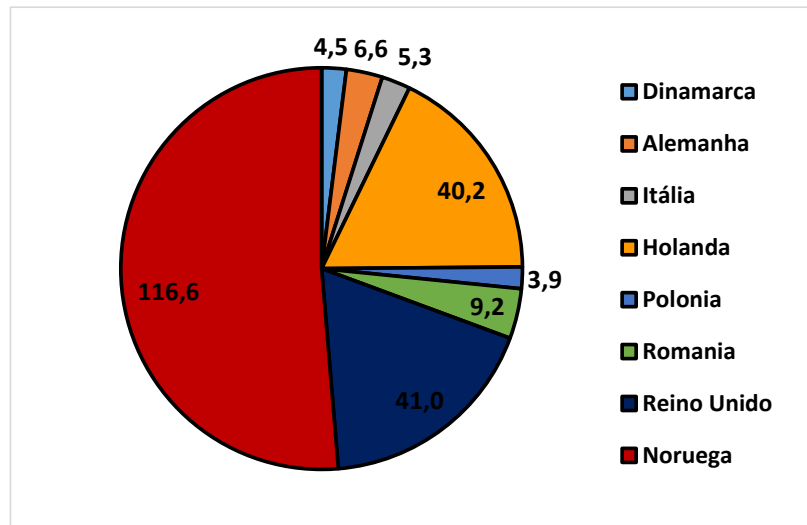
No entanto, a construção de um mercado competitivo único com livre acesso possui grandes obstáculos. O primeiro grande entrave é a resistência de alguns países-membros em aceitar o desmantelamento das suas empresas monopolistas estatais. Ou seja, existem barreiras políticas e culturais em alguns países à liberalização do mercado, tendo como exemplo o caso francês e italiano. Além desta questão, há necessidade de resolver os problemas de gargalo na rede de gasodutos europeia, demandando investimentos de longo prazo e de alto custo. Portanto, apesar do esforço dos agentes reguladores, o ambiente de mercado idealizado pelo *Gas Target Model* não deve estar vigente em um futuro próximo (HEATHER, 2015).

II.1.2 – Características do mercado europeu de gás natural

Como mostra o gráfico 2.2, em 2016 a produção europeia de gás natural foi de 227,3 bcm, contabilizando apenas 6,4% da oferta mundial. O principal produtor europeu é a Noruega com produção de 116,6 bcm, seguido do Reino Unido, com 41 bcm e Holanda, com 40,2 bcm. Dentre os países europeus, o único que apresentou trajetória de crescimento na produção durante os últimos anos foi a Noruega, justificando um prospecto negativo para o futuro da oferta europeia do combustível.

³ Os *hubs* de gás natural podem ser classificados como “centros de comercialização de gás”, podendo ser físico ou virtual (PINTO JR, 2016).

Gráfico 2.2 - Produção de Gás Natural na Europa em 2016 (em bcm)



Fonte: (BP, 2017)

Já a demanda europeia foi de 427,8 bcm, o que representa uma parcela de 12% do consumo global de gás natural. O consumo alemão foi de 80,5 bcm, enquanto o Reino Unido utilizou 76,7 bcm, Itália 64,5 bcm e França 33,6 bcm, sendo estes os maiores países consumidores da Europa. Nota-se que o consumo norueguês foi de apenas 4,9 bcm, ou seja, a Noruega exportou 96% da sua produção. A tabela 2.1 mostra a demanda de cada país europeu, assim como a necessidade de importação em 2016.

Tabela 2.1 – Consumo de Gás Natural e Necessidade de Exportação dos países da Europa em 2016 (em bcm)

País	Consumo	Produção	Necessidade de Importação	Parcela da Importação no Consumo
Alemanha	80	6,6	73,9	92%
Áustria	9	-	8,7	100%
Bélgica	15	-	15,4	100%
Bulgária	3	-	3,0	100%
Dinamarca	3	4,5	-	0%
Espanha	28	-	28,0	100%
Finlândia	2	-	2,0	100%
França	43	-	42,6	100%
Grécia	3	-	2,8	100%
Holanda	34	40,2	-	0%
Hungria	9	-	8,9	100%
Irlanda	5	-	4,8	100%
Itália	65	5,3	59,3	92%
Lituânia	2	-	2,0	100%
Noruega	5	116,6	-	0%
Polónia	17	3,9	13,4	77%
Portugal	5	-	5,2	100%
Reino Unido	77	41,0	35,7	47%
República Checa	8	-	7,8	100%
Roménia	11	9,2	1,4	14%
Slováquia	4	-	4,4	100%
Suécia	1	-	0,9	100%

Fonte: (BP, 2017)

A totalidade das exportações da Noruega – 109 bcm – é direcionada para a própria Europa, sendo a maior parte transportada por meio dos gasodutos. A Holanda e o Reino Unido também vendem gás no comércio intra-europeu, tendo, 2016, exportado 52,3 e 10 bcm, respectivamente. No entanto, o principal exportador não está na dentro da Europa Ocidental; a Rússia exportou 166 bcm para países europeus em 2016, desta forma, 38% do consumo do continente é proveniente da produção russa.

II.2 – A Indústria de Gás Natural Russa

A Rússia detém 17,3% das reservas provadas de gás natural do mundo, com 32,3 tcm (trilhões de metros cúbicos), ficando atrás, somente, do Irã, que possui 33,5 tcm. Dentre os 20 maiores campos não associados de gás natural, 8 estão localizados em território russo. Os maiores campos russos, estão localizados na região do Oeste Siberiano que, como será discutido nesta seção, foi um dos obstáculos a serem superados pelas empresas de exploração e produção.

Em 2016, a produção russa atingiu valor de 579,4 bcm, representando 16,3% do volume produzido no mundo durante o ano. No mesmo período, o consumo russo foi de 390,3 bcm. Tanto no caso da produção, quanto no do consumo, a Rússia aparece somente atrás dos EUA, que teve um boom de gás natural nos últimos anos, com o *shale gas* (BP, 2017).

Como a oferta russa supera a demanda interna em 189,1 bcm, parte substancial da produção nacional é destinada à exportação. O principal destino das exportações russas é a Europa, absorvendo 80% do total exportado, seguido pelos países da Comunidade dos Estados Independentes, com 12%, e Ásia, com os 8% restantes. As exportações de LNG correspondem a mesma parcela exportada para a Ásia, logo, a maior parte do comércio internacional russo é feito através de gasodutos (BP, 2017).

Existem quatro gasodutos que ligam a produção de gás natural da Rússia ao seu principal mercado consumidor externo, a Europa. O de maior capacidade, e o mais antigo, é o gasoduto “*Brotherhood*” (ou Urengoy-Pomary-Uzhgorod), podendo carregar até 100 bcm por ano. Este gasoduto liga o campo de Urengoy no Oeste Siberiano até a Ucrânia e Eslováquia, onde é dividido em duas ramificações, a primeira segue para a República Checa e, posteriormente, Alemanha, enquanto a segunda vai até a Áustria e, a partir da Áustria, chega até Itália, Hungria, Eslovênia e Croácia (GAZPROM).

O segundo é o gasoduto *offshore* Nord Stream, com capacidade de 55 bcm por ano, inaugurado em novembro de 2011. A linha de transporte atravessa o Mar Báltico, possibilitando a transporte direto da Rússia até os países da Europa Ocidental. O Nord Stream entra no mar próximo a cidade russa de Vyborg e volta ao continente perto de Greifswald, na Alemanha. Além do mercado alemão, o Nord Stream atinge o Reino Unido, Holanda, França e Dinamarca (GAZPROM).

Já o terceiro gasoduto até a Europa Ocidental é o Yamal-Europe, que atravessa a Bielorrússia e Polônia, para, então, chegar na Alemanha. O gasoduto possui mais de 2000 km de comprimento e capacidade de transporte de 33 bcm por ano. Por fim, o Blue Stream liga a produção russa ao mercado consumidor turco, possuindo seções *onshore* e *offshore* (GAZPROM).

II.3 – O Desenvolvimento do comércio de gás natural entre URSS e Europa

Apesar de a Rússia ter a tradição de ser exportadora de energia desde o seu período czarista, o gás natural só passou a ganhar maior destaque durante a Guerra Fria. Até meados dos anos 60, o foco do governo soviético era a produção de petróleo, sendo através dela que a URSS obtinha as divisas necessárias para financiar suas importações. Essa negligência ao gás natural não se deve ao desconhecimento das grandes reservas no Oeste Siberiano, uma vez que

desde 1920 alguns geologistas já alertavam para esta possibilidade e no início de dos anos 70 já confirmava-se essa hipótese. Assim, o grande entrave para o início da exploração de gás natural era a dificuldade técnica e social (atração de mão de obra qualificada) de montar grandes investimentos no clima extremo da Sibéria (PEROVIĆ; KREMPIN, 2014).

Durante os anos 60, a produção soviética de petróleo começa a dar sinais claros de que seria insuficiente para suprir a demanda interna e externa por óleo soviético. Tal situação era bastante crítica no contexto da Guerra Fria, pois a URSS representava a potência comunista, e problemas de abastecimento de energia e de alimento (por falta de divisas para importação) representaria uma inferioridade do modelo comunista ao modelo capitalista. Sem outra opção, os planejadores econômicos soviéticos começam a demandar estudos sobre a viabilidade econômica da produção de gás natural na Sibéria e iniciam uma campanha visando atrair mão de obra qualificada para a região (PEROVIĆ; KREMPIN, 2014).

A propaganda estatal e oferta de maiores salários foi a forma pela qual o governo buscou superar a entrave social, tendo sido bem-sucedida em seu objetivo de gerar, entre os cidadãos, um sentimento de orgulho em relação às riquezas da Sibéria e atrair os melhores trabalhadores. No entanto, um desafio de mais difícil solução era o do conhecimento tecnológico. A URSS não tinha acesso às tecnologias necessárias para explorar as suas reservas de gás natural e, para tal, teria que contar com um apoio, até então improvável, do ocidente. Neste sentido, os choques do petróleo dos anos 70 foram suficientes para tornar o improvável em factível (CONNOLLY; LEE, 2016; PEROVIĆ; KREMPIN, 2014).

A primeira crise do petróleo, de 1973, acelerou o processo de integração entre Europa Ocidental e URSS por duas frentes, uma oriental e outra ocidental. A primeira frente, oriental, foi o incentivo a mudança nos países da própria URSS no sentido de aumentar a participação do gás natural na sua matriz energética. O objetivo dessa medida era liberar parte da oferta de petróleo, antes destinada aos países membros, para a exportação para o ocidente, buscando manter sua imagem de potência energética. Já a frente ocidental veio da percepção pelos países europeus do risco de ter grande parte de sua economia dependente do fornecimento de petróleo dos países do oriente média, começando a olhar com mais interesse a ideia de importar gás natural soviético (CONNOLLY; LEE, 2016).

Desta forma, durante os anos 70 as negociações entre os governos da Europa Ocidental e os líderes da URSS começam a ganhar força. Tais acordos definiam que os países capitalistas entrariam com o *know-how* e financiamento dos investimentos em produção e transporte, e o governo soviético garantiria o fornecimento de gás natural, conhecido como “*gas for pipe*”. No entanto, em parte pela pressão americana, e em parte pelo próprio antagonismo entre os blocos

durante a Guerra Fria, inicialmente, os projetos não saíram do papel (CONNOLLY; LEE, 2016).

Como alternativa ao gás soviético, os países europeus começaram a avaliar a opção de acessar a produção iraniana, seja por gasoduto ou GNL. Mas, com a revolução iraniana em 1979, o novo governo se mostrou menos aberto a tais negociações, fazendo com que o foco europeu voltasse para a URSS. Assim, no final de 1983 o gasoduto Urengoi-Pomary-Uzhgorod é inaugurado, ligando a produção comunista até a Alemanha Ocidental, sendo um marco nas relações entre a União Soviética (e, futuramente, a Rússia) e os países ocidentais (PEROVIĆ; KREMPIN, 2014).

Devido o custo financeiro e a dificuldade técnica da construção de um gasoduto das dimensões do Urengoi-Pomary-Uzhgorod, a projeto só foi bem-sucedido pois tanto a URSS quanto a Europa Ocidental viram benefícios suficientes em sua realização. Pelo lado da URSS, como já discutido, com o declínio da sua produção de petróleo o governo soviético necessitava com certa urgência, de uma nova fonte de divisas. Já a Europa, além de buscar diminuir sua dependência em relação ao petróleo do Oriente Médio, estava passando por um momento de desaceleração econômica. Assim, o aumento da demanda pelos bens de capital europeus resultantes das encomendas para a construção dos gasodutos traria um alívio necessário para as economias da Europa capitalista, que passavam por um aumento no desemprego (PEROVIĆ; KREMPIN, 2014).

Durante a Guerra Fria, apesar de improvável, a coordenação necessária entre Europa Ocidental e URSS para o bom funcionamento das infraestruturas de transporte de gás natural foi feita sem grandes perturbações. No entanto, com a dissolução da União Soviética, começaram a aparecer alguns problemas, uma vez que aumentaram os números de agentes – os países da antiga URSS – envolvidos na coordenação. A próxima seção será reservada para discutir os problemas observados no período pós-Guerra Fria (CONNOLLY; LEE, 2016).

II.4 – As “Crises de Gás” de 2006 e 2009, anexação da Crimeia e suas consequências

Durante a existência da União Soviética, o sistema de transporte de gás natural – conhecido como Sistema Unificado de Abastecimento de Gás Natural (UGSS) – era operado unicamente pelo CODD (*central operations and dispatch department*), órgão ligado ao Mingazprom, o ministério do gás natural da URSS. Com o fim da URSS, a operação do UGSS passou a ser feita em cada país ex-membro pelas recém criadas estatais de gás natural, como a Gazprom na Rússia e Naftogaz na Ucrânia. Como a Rússia correspondia à maior parte da produção de gás natural da URSS, a Gazprom é a principal interessada no bom funcionamento

do UGSS, garantindo a manutenção das suas receitas de exportação, no entanto passava a depender da coordenação com os países de trânsito, especialmente a Ucrânia (AUSTVIK, 2016).

Outra herança do período soviético foram os contratos de fornecimento de gás com preços bastante subsidiados e sem maior rigidez na cobrança dos pagamentos entre a Rússia e os outros países do bloco. Dados os problemas econômicos vividos pela Rússia após o fim da URSS, iniciou-se uma pressão por parte do Kremlin para a adequação destes contratos, de forma a aproximá-los dos valores cobrados dos países do oeste europeu. A velocidade na qual seria feita essa adequação foi usada como um instrumento pelo qual a Gazprom buscou conquistar o controle do UGSS. Os países que aceitassem vender o controle de sua parte do UGSS para a empresa Russa teriam um período de adaptação maior para o novo modelo. Além disso, observa-se o uso político deste instrumento, uma vez que a Gazprom demonstrava maior boa vontade nas negociações com países que continuassem aliados políticos da Rússia, enquanto os países que buscassem se aproximar do oeste encontravam termos contratuais mais rígidos (AUSTVIK, 2016; NEWNHAM, 2011; PIRANI; STERN; YAFIMAVA, 2009).

As disputas envolvendo as mudanças dos contratos e as negociações da dívida entre Gazprom (Rússia) e Naftogaz (Ucrânia) estão no cerne dos problemas de abastecimento enfrentados pela Europa nos últimos anos. Como pode ser visto na figura 2.1 e pela figura 2.2, a Ucrânia é o principal Estado trânsito⁴ para as exportações da Gazprom pra Europa, sendo assim, a Naftogaz pode, em última instância, interromper este fornecimento. Dado sua posição estratégica privilegiada, a Ucrânia apresenta maior resistência em acatar as demandas russas, gerando conflitos frequentes entre os dois países.

⁴ Estados trânsito é a definição dada aos países por onde a infraestrutura de exportação passa, não sendo o país produtor ou consumidor daquele volume de gás natural (COLOMER, 2017)

Figura 2.1 – Simplificação dos Gasodutos ligando a Rússia ao mercado consumidor europeu



Fonte: (GAZPROM)

Figura 2.2 – Foto do computador central da UGSS (Ucrânia em roxo)



Fonte: (GAZPROM)

A primeira grande crise proveniente das disputas entre Rússia e Ucrânia teve seu ápice em janeiro de 2006, com consequências no fornecimento europeu de gás natural. Em maio de 2005, o suposto desaparecimento de 7,8 bcm de gás natural pertencentes a Gazprom que

estavam estocados em reservatórios de armazenamento na Ucrânia abalou a já desestabilizada relação entre os dois países. O acontecimento levou a iniciativa, por parte do governo russo, de reajustar os preços praticados nos contratos de venda para a Naftogaz, seguindo a linha de nivelar os valores aos praticados na Europa ocidental, o que representaria um aumento de, aproximadamente, 300%. Como última tentativa de negociação, a Gazprom sugeriu que, no caso de impossibilidade financeira da Ucrânia em arcar com os novos preços, a empresa russa poderia estender o valor dos empréstimos já realizados até então. Com a negativa ucraniana, às 10:00 da manhã do dia 1º de janeiro de 2006, a Gazprom cortou o fornecimento de gás para a Ucrânia (STERN, 2006).

Os efeitos do corte de fornecimento foram rapidamente percebidos nos restantes dos países da Europa. Já no segundo dia de janeiro, a Hungria informou ter perdido 40% do seu fornecimento russo, enquanto Áustria, Eslováquia, Romênia e França reportaram queda de, aproximadamente, 30% no volume. Itália, Polônia e Alemanha também observam diminuição nas entregas de gás natural que deveriam vir da Rússia. Em sua defesa, a Gazprom alegava que cortou apenas o volume correspondente ao gás contratado pela Ucrânia, e que a queda das entregas observadas na Europa era resultado da apropriação, pela Ucrânia, do gás natural europeu. Já a Ucrânia argumentava que estava apenas adquirindo o volume ao qual ela tinha direito legal sobre (STERN, 2006).

Em 4 de janeiro de 2006, o volume de gás natural direcionado à Europa voltou ao seu nível habitual, assim, após três dias de insuficiência de fornecimento, a crise foi superada. Nesta data, Gazprom e Naftogaz anunciaram a assinatura de um contrato de fornecimento com prazo de 5 anos. No entanto, partes importantes do acordo ainda ficaram em aberto, como a preço de uma parcela do fornecimento, indicando que outras disputas poderiam ocorrer no futuro (STERN, 2006).

Três anos depois, a suspeita de novos conflitos se confirmou e, com o não pagamento de uma dívida de 1,52 bilhão de dólares pela Naftogaz, no primeiro dia de 2009 a Gazprom parou de fornecer o volume contratado pela empresa ucraniana. Desta vez a crise alcançaria patamares mais críticos do que o episódio de 2006. No dia 5 de janeiro, a Gazprom alega que 65,3 mmcm foram roubados nos primeiros quatro dias do ano. Em resposta, Ucrânia afirma que retirou o necessário para manter o funcionamento do sistema, prejudicado pela queda do volume bombeado. Dois dias depois, Alesksei Miller, CEO da Gazprom, informa que a empresa interrompeu a totalidade das entregas, justificando que a Ucrânia bloqueou o sistema, ao o que Naftogaz responde que desligou o sistema porque a Rússia não estava mais fornecendo nenhum volume de gás natural (PIRANI; STERN; YAFIMAVA, 2009).

Em 2009, por 13 dias, de 7 a 20 de janeiro, o fornecimento de gás russo para toda a Europa estava interrompido, sendo a primeira vez que isto acontecia desde a criação do UGSS. Tal situação iniciou uma crise humanitária na Europa, uma vez que janeiro é no meio do inverno europeu. Países do leste da Europa, que dependem 100% do fornecimento russo foram os que sofreram mais com a crise, sendo reportada a ocorrência de mortes por congelamento. Finalmente, com a assinatura de um novo contrato de 10 anos no dia 19, o fluxo de gás natural para Europa e Ucrânia é retomado, voltando ao seu nível contratual no dia 22 de janeiro de 2009 (HARDING; MCLAUGHLIN, 2009; PIRANI; STERN; YAFIMAVA, 2009).

Analisando as duas crises é possível perceber que a Rússia não faz um uso direto e assumido do seu poder de mercado no fornecimento de gás natural para Europa Ocidental como arma política. Nos dois casos, a Gazprom alega que, pelo menos inicialmente, cortou somente o fornecimento destinado aos consumidores ucranianos, transferindo a responsabilidade dos problemas de abastecimento europeus para a Ucrânia. No entanto, é inegável que a Gazprom – e o Kremlin – sabem dos riscos econômicos e sociais para o resto da Europa da reação ucraniana ao interrompimento de suas entregas. Assim, ao paralisar as entregas do consumo ucraniano, a Rússia está – de forma proposital ou não – representando um risco para a segurança energética do continente europeu.

Em 2014 as disputas geopolíticas entre Rússia e Ucrânia ganharam um novo capítulo, com a anexação da Península da Crimeia – originalmente parte do território ucraniano – pela Rússia. No dia 16 de março de 2014 foi aprovado com 97,5% dos votos o referendo realizado pelo governo central da Crimeia pela incorporação da península ao território russo. O acontecimento gerou reações negativas do resto do ocidente, como as sanções decretadas pelo governo norte-americano contra altos funcionários do governo russo e pessoas envolvidas na articulação do movimento separatista. No entanto, durante o episódio, chamou a atenção a demora de posicionamento dos políticos europeus e o tom ameno de suas ameaças. A parcimônia da reação dos países da Europa em relação à Rússia pode, certamente, ser atribuída a importância do fornecimento de gás natural russo para o continente (COLOMER, 2014).

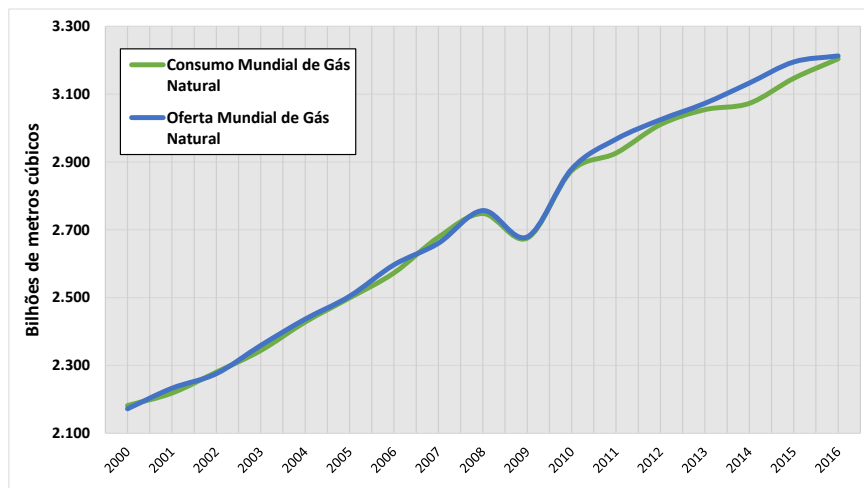
Desta forma, ao observar a relação comercial entre os países europeus e a Rússia à luz destes episódios, podem ser destacados três (dos sete) vetores de vulnerabilidade energética europeia: dependência energética, risco de ruptura e fatores exógenos ao setor de energia (risco geopolítico). Neste contexto, os governos europeus buscaram aumentar os esforços no sentido de diversificar o fornecimento de energia, evidenciado por um documento preparado pela cúpula da UE, logo após o referendo, no qual se destaca a “alta dependência energética” do continente (COLOMER, 2014).

A busca por diversificação tem duas vertentes principais. A primeira é diminuir a dependência do fornecimento de gás natural da Gazprom através da maior importação de GNL. Esta estratégia tem a vantagem de que até 2020 será observado aumento de oferta de GNL provenientes dos EUA e da Austrália, países com histórico de política interna e externa mais estável que o da Rússia. No entanto, adotando essa estratégia, o país continuará dependente das importações de energia. A segunda vertente, escolhida pela Alemanha (PINTO JR, 2016), busca resolver este problema internamente com o incentivo ao investimento em fontes renováveis, mas esta estratégia apresenta maior complexidade política, regulatória e tecnológica, podendo ser inviável para alguns países com menor acesso à tecnologia.

CAPÍTULO III – AS MUDANÇAS NO MERCADO MUNDIAL DE GÁS NATURAL

Neste capítulo serão analisadas as principais transformações que vem ocorrendo no mercado de gás natural. O primeiro grande choque veio com a crise de 2009 quando, após perceber que o crescimento econômico mundial perdeu o vigor observado no início do século, as previsões de demanda de energia foram revisadas para baixo. Dado aos altos custos irrecuperáveis e longo prazo de maturação, os investimentos em produção de gás natural que já estavam em fase de desenvolvimento não foram interrompidos e, como pode ser observado no gráfico – 3.1, a partir de 2010 passa a ser verificado excesso de oferta da fonte de energia.

Gráfico 3.1 – Evolução da oferta e consumo mundial de gás natural de 2000 até 2016 em bcm



Fonte: (BP, 2017)

Como será visto na próxima seção, grande parte destes investimentos foram feitos em plantas de liquefação, aproveitando o *boom* do *shale gas* nos Estados Unidos. Posteriormente será discutido como as políticas de incentivo às fontes renováveis impactam as dinâmicas do mercado de gás natural. Por fim, focando no mercado europeu, será apresentado o debate a cerca da reação da Gazprom – no papel de firma incumbente – ao aumento da competição dentro da Europa.

III.1 – Principais elementos no rebalanceamento entre oferta e demanda

III.1.1 – Aumento da oferta de GNL

O gás natural liquefeito (GNL) é a forma pela qual a indústria possibilitou o comércio externo entre países que não possuem infraestrutura integrada de gasodutos e facilitou a estocagem do gás natural (ALMEIDA; COLOMER, 2013). Para tal, após a extração e do

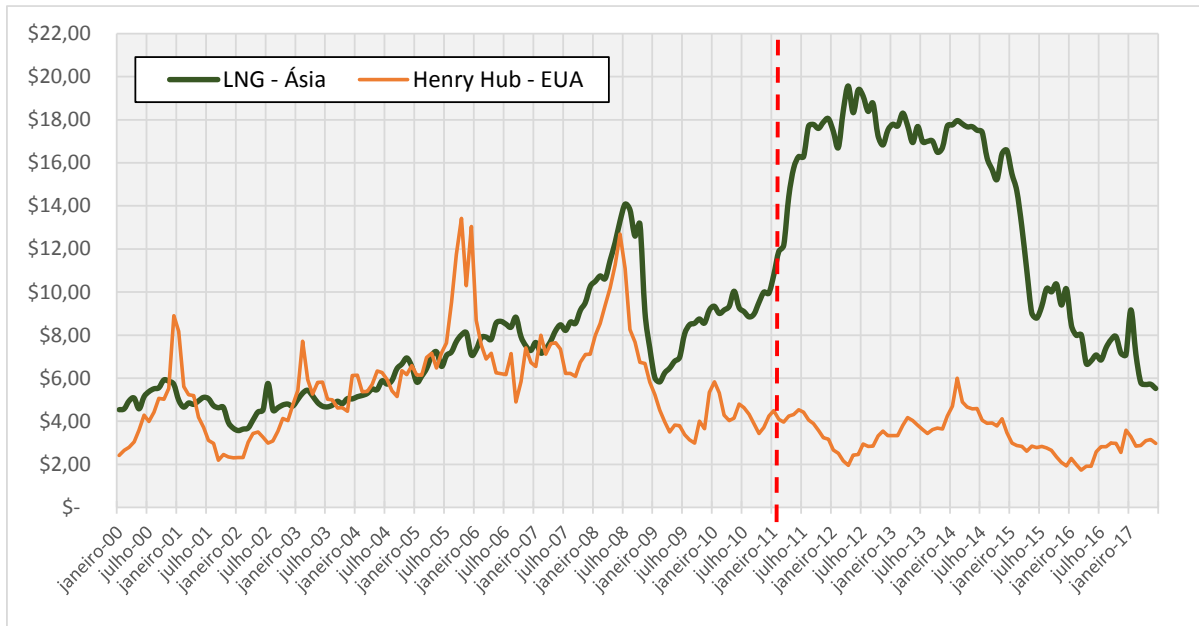
processamento gás natural, transporta-se o energético até uma planta de liquefação onde é transformado em GNL. Depois da liquefação, o GNL é transportado através de navios metaneiros até plantas de regaseificação. Voltando ao estado gasoso, retorna, então, à cadeia convencional do gás natural (ANP, 2010; PINTO JR, 2016).

A primeira planta de liquefação entrou em operação no Estados Unidos em 1969 com 1,5 MTPA (milhão de toneladas por ano) de capacidade. Neste mesmo ano foram inauguradas, também, as primeiras plantas de regaseificação no Japão e na Espanha, com 12 e 12,8 MTPA de capacidade, respectivamente. Atualmente, em 2016, o volume de comércio de GNL atingiu 258 MT, representando 31,2% da comércio internacional de gás natural e, aproximadamente, 10% do consumo total de gás natural (BP, 2017; IGU, 2017).

Ultimamente observa-se um grande aumento na capacidade de liquefação da economia mundial. Esta capacidade, que era de 302 MTPA em 2015, deve alcançar o valor de 453 MTPA em 2020, se todas as plantas em construção conseguirem realizar seus prazos, representando um aumento de 50% em 5 anos. É importante ressaltar que este número considera apenas as plantas que já estão em construção, ou seja, seria ainda maior se levasse em conta aquelas em pré-FID (*first investment decision*). Os investimentos norte-americanos constituem 57,5 dos 116 MTPA atualmente em construção, sendo, então, a maior parcela da capacidade entrante. A Austrália vem logo depois, adicionando 31,1 MTPA de capacidade de liquefação no mercado até 2020. Desta forma a Austrália deve ultrapassar o Catar, passando a ser maior produtor de GNL do mundo. Já os EUA, que tinha 1,5 MTPA de capacidade de liquefação em 2015, ocupará a terceira posição em capacidade de produção com 68 MTPA (IGU, 2017).

O recente aumento na capacidade de liquefação pode ser explicado, principalmente pelo aumento da demanda asiática à luz do acidente nuclear de Fukushima. Os países da Ásia-Pacífico compreendem 70% das importações de GNL, sendo o Japão, sozinho, responsável por 32%. Com o acidente nuclear de março de 2011 o Japão parou toda sua produção de energia nuclear, substituindo esse tipo de energia pelo consumo de gás natural. O impacto do acidente de Fukushima fica evidente ao analisar o gráfico 3.2 (BP, 2017; COLOMER; ALMEIDA, 2011; PINTO JR, 2016).

Gráfico 3.2 – Evolução dos preços de GNL na Ásia (em dólar por MBtu)



Fonte: (FEDERAL RESERVE BANK OF ST. LOUIS, 2017)

Observando os dados, fica evidente que até 2009 os preços asiáticos de GNL apresentavam a mesma trajetória e patamar que o preço verificado nos EUA. O aumento do diferencial entre estes dois preços pode ser explicado, além do acidente de nuclear no Japão, pela revolução do *shale gas* na América do Norte, que aumentou expressivamente a oferta norte-americana de gás natural. Os avanços tecnológicos, que culminaram na prática do fraturamento hidráulico e perfuração horizontal, possibilitaram a exploração de campos de gás natural, até então, economicamente inviáveis. Este *boom* de produção, somado a atratividade dos preços de GNL no mercado asiático explica a motivação dos recentes investimentos em plantas de liquefação (ERBACH, 2014).

No entanto, a janela de arbitragem, tão atraente até início de 2015, parece estar se fechando. Como a maior parte das negociações de GNL são feitas através de contratos de longo prazo indexados ao preço do petróleo, a forte queda observada nos preços internacionais do barril de óleo pressionou os preços do gás liquefeito na mesma direção (COLOMER, 2015). Assim, decisões de investimento que foram feitas em um contexto no qual o valor do GNL estava por volta de U\$18,00/Mbtu, entrarão em operação em um cenário bem menos rentável, em torno de U\$6,00/Mbtu. Desta forma, apesar do aumento de capacidade de liquefação nos próximos 5 anos, não é possível afirmar que manterá esse mesmo ritmo de crescimento no médio/longo prazo.

Outra questão importante é para onde será direcionado esse novo volume de produção. Ao olhar para as novas plantas de regaseificação em construção, percebe-se o interesse chinês neste mercado. A capacidade de regaseificação chinesa, que não existia até 2006, deve chegar ao patamar de 70 MTPA em 2021. Outro importante país que começou a investir recentemente em infraestrutura de regaseificação foi a Índia, que espera dobrar a sua capacidade até o fim da década, quando atingirá o valor de 42 MTPA. No entanto, analisar apenas pela ótica do investimento recente em infraestrutura não é o ideal, uma vez que o mercado de GNL apresenta alto excesso de capacidade de regaseificação. Por exemplo, em 2016, quando a capacidade de liquefação era de 333 MTPA, a capacidade de regaseificação era de 774 MTPA. Desta forma, praticamente todas as regiões têm capacidade de absorver a nova oferta sem necessidade de investimento em aumento de capacidade. A principal dúvida passa a ser, então, entre a demanda europeia como alternativa ao fornecimento russo, e a demanda dos grandes países emergentes – Índia e China (IGU, 2017; MEDLOCK; JAFFE; O’SULLIVAN, 2014).

III.1.2 – Políticas climáticas e fontes renováveis

Em 12 de dezembro de 2015, no último dia da COP 21, foi aprovado por mais de 150 países o Acordo de Paris. O acordo, resultado dos debates e negociações realizados durante as duas semanas da convenção, é um marco da política ambiental, pois foi a primeira vez que toda as nações se comprometeram a realizar esforços no combate às mudanças climáticas e a ajudar os países subdesenvolvidos a fazer o mesmo. Por este motivo, foi recebido com muito entusiasmo e otimismo pelos agentes preocupados com a discussão sobre crescimento sustentável (IEA, 2015).

O Acordo de Paris foi efetivamente assinado em 22 de abril de 2016 pelo número recorde de 197 países. O seu principal objetivo é fortalecer o combate ao aquecimento global, impedindo que o aumento da temperatura, até o final do século, não supere em mais de 1,5° Celsius a temperatura observada no período pré-industrial. Para isso, busca aumentar a capacidade dos países de lidar com as mudanças climáticas facilitando a provisão de recursos financeiros – principalmente para os países em desenvolvimento – para investimento em infraestrutura, tecnologia e pesquisa em fontes de energia mais limpas (FERRAZ, 2016; UN, 2017).

Ainda no âmbito da COP 21, cada país se comprometeu em apresentar *Intended Nationally Determined Contributions* (INDCs), determinadas individualmente e voluntariamente. Como as INDCs não são obrigações legais, os países que não a cumprirem não estão sujeitos a sanções legais, gerando uma incerteza quanto ao comprometimento dos

governos e realmente seguir o determinado pelas INDCs. Um exemplo é a atual decisão do presidente norte-americano Donald Trump que em agosto de 2017 anunciou a saída do país do Acordo de Paris. No entanto, até então outros países não seguiram o exemplo dos Estados Unidos, e, surpreendentemente, a China parece disposta a assumir o papel de liderança – renegado pelos EUA – no combate as mudanças climáticas (DE CARBONNEL, 2017; REUTERS, 2017).

No entanto, mesmo antes da COP 21 já era possível observar alguns resultados das políticas climáticas, principalmente em relação ao consumo de carvão e no investimento em fontes renováveis. O ano de 2016, no qual o consumo mundial de carvão foi de 3.732 Mtoe, marcou o segundo ano seguido de queda de demanda, que era de 3.889 Mtoe em 2014. Grande parte desta queda pode ser creditada à redução do consumo chinês de carvão, uma vez que a China representa 50% da demanda mundial pelo energético. O principal responsável por esta queda é novo modelo de crescimento chinês, anunciado no 12º plano quinquenal, que engloba os anos de 2011 até 2015. O plano da maior destaque, em comparação com os planos anteriores, à redução das emissões da China, tanto pela redução de combustíveis de alta emissão, quanto pela queda da intensidade energética da economia (BP, 2017; CASEY; KOLESKI, 2011).

Em relação aos impactos da queda da demanda mundial de carvão no mercado de gás natural, destacam-se dois pontos conflitantes. Por um lado, a queda do consumo de carvão por motivação ambiental, faz com que os consumidores busquem fontes menos poluentes. Como o gás natural é uma fonte de fácil acesso, e menos poluente que o carvão, torna-se o grande candidato a substituí-lo, aumentando a procura pelo gás natural. Por outro lado, quando a oferta de carvão não cai na mesma intensidade que a sua demanda, os seus preços tendem a cair, o que foi observado de 2011 até 2015. Assim, mesmo com os incentivos à redução das emissões de CO₂, não se pode negligenciar os impactos que o baixos preços de carvão tem sobre a demanda de gás natural, uma vez que são bens substitutos. Desta forma, resta saber qual das dinâmicas vai prevalecer sobre a outra. Observando os *outlooks* divulgados por agentes do mercado de energia, fica clara a confiança da indústria na força das políticas climáticas, uma vez que, em seus cenários bases, todas projetam que o gás natural vai ganhar *marketshare* nos próximos 20 anos, enquanto a parcela do carvão diminuirá (OECD/IEA, 2016; OPEP, 2016).

Já o aumento do investimento em fontes renováveis (desconsiderando a energia hidroelétrica) pode ser observado através da evolução do consumo deste tipo de energia. Em 2000 foram consumidos 49 Mtoe de energia renovável⁵, valor que chegou à 419 Mtoe em 2016.

5 Incluí eólica, solar, geotérmica e biomassa.

No entanto, apesar desse aumento de, aproximadamente, 14,5% ao ano, o consumo destas fontes ainda representam apenas 3% da demanda mundial de energia, o que mostra o grande potencial de crescimento deste setor. Além disso, com a queda dos preços internacionais do petróleo em 2014, observa-se, a partir desta data, uma desaceleração no crescimento da demanda por energia limpa, justificada pela maior competitividade dos combustíveis fósseis no novo cenário de preços. Desta forma, a ascensão destas novas fontes pode se dar de forma mais lenta do que, anteriormente, era antecipado (BP, 2017; HELM, 2016).

A frustração das expectativas quanto a velocidade de difusão das fontes de energia alternativas representa uma oportunidade para a indústria do gás natural. Como discutido anteriormente, o gás natural é menos poluente que o petróleo, sendo uma alternativa para redução de emissões, enquanto o desenvolvimento das fontes renováveis não atinge maturidade necessária. No entanto, até o momento, a indústria ainda não conseguiu emplacar o gás natural seu papel de combustível de transição. Resta saber se nos próximos anos terá mais sucesso em assumir essa função. Mais uma vez, os *outlooks* parecem confiar neste sucesso (OECD/IEA, 2016; OPEP, 2016; STERN, 2017)

III.2 – Mudanças de estratégia da Gazprom

Como o objetivo do trabalho é avaliar o efeito das mudanças no mercado de gás natural na vulnerabilidade energética do continente europeu, é imprescindível analisar as reações da Gazprom às transformações recentes da indústria. Apesar das importações das Gazprom corresponderem por cerca de 30% do consumo europeu, a empresa não consegue assumir a função de determinadora de preços na Europa Ocidental, ou seja, seu poder de mercado é limitado. Por outro lado, a empresa detém considerável capacidade ociosa de produção e de transporte para Europa, deixando-o em uma posição de vantagem em relação aos outros competidores (BOUSSENA; LOCATELLI, 2017).

Como a Europa representa cerca de 80% do total das exportações russas de gás natural (que, por sua vez, compreenderam 10% das receitas de exportação da Rússia em 2016), este mercado é de suma importância para a empresa e para o Kremlin. Logo, a estagnação do consumo europeu de gás natural, o ingresso do GNL norte-americano e australiano no mercado e o incentivo às fontes renováveis representam ameaça ao poder de mercado da Gazprom na Europa e, conseqüentemente, uma perda de receita e de poder de barganha político para a Rússia (BANK OF RUSSIA, 2017; GAZPROM, 2017c; HENDERSON, 2016).

Como resposta à essas ameaças, é possível observar duas mudanças de estratégia da empresa russa, que serão discutidas com mais detalhes, separadamente, nas duas seções

seguintes. A primeira, mais de curto prazo, é a mudança de precificação, aumentando o número de negociações feitas com base nos preços de mercado observados nos *HUBs* de negociação europeus. Em segundo lugar, vem a busca pela diversificação dos parceiros internacionais, principalmente na China, chamado na literatura de “*pivot to Asia*” (HENDERSON; MITROVA, 2016).

III.2.1 – Mudança na precificação

Tradicionalmente, o comércio entre a Gazprom e as empresas europeias é feito através de contratos *take or pay*⁶ com valores indexados ao preço do petróleo. Este tipo de contrato, era, antigamente, a forma pelo qual se garantia a rentabilidade dos investimentos em gás natural, em um momento que ainda não existiam mercados à vista do energético suficientemente líquidos para servirem como preços de *benchmark*. No entanto, com o fortalecimento dos *hubs* de gás natural na Europa – nos quais os preços do gás natural refletem as a relação entre oferta e demanda da fonte de energia – iniciou-se uma pressão, por parte dos compradores europeus, para que os contratos passem a levar em conta o preço *spot* do gás natural (GAZPROM, 2017a; HENDERSON, 2016).

Essa situação ganhou mais visibilidade quando a diferença de preços entre os valores dos contratos de longo prazo e dos *hubs* europeus se tornou mais evidente, devido a queda dos preços internacionais de energia ocorrida na segunda metade de 2014. Como os contratos de longo prazo levam em conta a média dos preços de petróleo dos últimos seis a nove meses, a incorporação do novo cenário do mercado sofreu um *lag*, enquanto os preços dos *hubs* o refletiram instantaneamente (GAZPROM, 2017a).

Para a Gazprom, a principal ameaça de manter este tipo de contrato como o padrão dos seus negócios é a iminente competição do GNL norte-americano, que, entrando no mercado em um momento de excesso de oferta, pode vir a ser vendido na Europa no mercado de curto prazo, refletindo assim, os preços *spot*. Desta forma, o debate existente hoje em dia é sobre qual seria a melhor estratégia para a empresa russa. A primeira opção seria aceitar a guerra de preços com GNL americano, aceitando mudanças no seu modelo de precificação, cedendo a pressão europeia, mas mantendo *market-share*. A outra opção seria aceitar perder algum volume de venda, mas defender sua posição de precificação.

James Henderson (2016) argumenta que a seria mais vantajoso para a Gazprom optar pela primeira opção, a guerra de preços. Em seu estudo, Henderson avalia que o custo marginal

⁶ Os contratos com cláusula *take-or-pay* são aqueles que garantem um valor mínimo a ser recebido pelo ofertante, mesmo de não utilização do gás natural por parte do comprador (HALLACK, 2007).

de curto prazo da produção russa é mais baixo que o custo marginal de curto prazo da produção americana de GNL. Assim, ao aceitar uma momentânea perda de receitas no curto prazo, a empresa seria bem-sucedida em impedir a entrada do concorrente norte-americano no mercado Europeu. Além disso, tal estratégia inibiria novos investimentos em plantas de liquefação ao redor do mundo, resultando em um aumento de receita no longo prazo, quando poderá voltar a aumentar o preço.

Por outro lado, Chyong (2017), em uma apresentação feita na *Eurasian Natural Gas Infrastructure Conference*, realizada em maio de 2017 em Milão, defende que seria melhor para a Gazprom, do ponto de vista econômico, aceitar a entrada do GNL na Europa e aceitar a mudança em seus contratos para indexá-los aos valores dos *hubs*. Chyong (2017) pondera que a queda de volume de exportação russa de gás natural resultante da acomodação do GNL resultaria em um aumento nos preços *spot*. Tal aumento seria o bastante para compensar a redução da quantidade negociada, caso parte suficiente dos contratos de exportação passem a ser indexados ao preço à vista. No entanto, apesar de concluir que esta seria a melhor estratégia, o autor reconhece que, por motivos extraeconômicos, a Gazprom deve acabar optando pela guerra de preços.

Já Boussena e Locatelli (2017) alegam que a melhor opção para a Gazprom é a guerra de preços. No entanto, este seria o primeiro passo em uma estratégia mais ampla, de aumentar as incertezas sobre o futuro dos preços de gás natural na Europa, desestimulando futuros investimentos em capacidade de liquefação. Para tal, a Gazprom deve diminuir a quantidade de transações feitas através de contratos de longo prazo, uma vez que estes servem para os agentes terem um *benchmark* de preços de longuíssimo prazo.

É interessante observar que, apesar de discordarem sobre qual seria a melhor opção para a Gazprom, os dois autores supracitados concordam que deve existir um esforço da empresa em direção a um modelo de precificação mais flexível. No entanto, a Gazprom, em seu próprio site, faz a defesa do modelo *oil-linked*, o julgando como a forma mais justa de garantir a continuidade do fornecimento de gás natural (GAZPROM, 2017a).

III.2.2 – Busca de novos mercados

Outra forma de garantir a manutenção das receitas de exportação é a busca por novos mercados consumidores para o gás natural da Gazprom. A diversificação de consumidores não só é útil para aumentar a receita, como serve para tornar mais crível a possibilidade de redução de volume de exportação para Europa como instrumento político, aumentando o poder de barganha da Rússia no campo geopolítico. No entanto, esta opção estratégia é mais complexa

do que a mudança na precificação, uma vez que não depende apenas das decisões internas da empresa.

Entre os novos mercados, o de maior interesse para a Gazprom é o mercado chinês. A China representa um forte aliado comercial da Rússia, equivalendo em 2016 a, aproximadamente, 20% das importações russas e 11,25% das exportações, sendo, nas duas categorias, o país detentor da maior parcela. Além disso, segundo o cenário base da IEA, o consumo chinês de gás natural triplicará até 2040, quando o país será responsável por mais de 10% da demanda mundial. Assim, o fortalecimento do comércio sino-russo de gás natural, hoje em dia limitado a uma quantidade parca de GNL, apresenta uma grande oportunidade do ponto de vista econômico para a Gazprom e geopolítico para a Rússia (OECD/IEA, 2016; UN COMTRADE).

Neste sentido, o principal projeto é a construção do gasoduto *Power of Siberia*, ligando a produção dos campos de Irkusk e Yakutia aos consumidores chineses. O gasoduto terá cerca de 4000 km de comprimento, com capacidade de 61 bcm por ano. A construção foi iniciada em setembro de 2014 e a expectativa da Gazprom é de que comece a operar em dezembro de 2019. Também em 2014, Gazprom e CNPC – estatal chinesa – assinaram um *Purchase and Sales Agreement* no qual está acordado o fornecimento de 38 bcm por ano por 30 anos através do *Power of Siberia*, sendo o maior contrato de compra e venda da história da indústria de gás natural (GAZPROM, 2017b).

No entanto, a China busca coordenar o seu aumento de consumo de gás natural com o aumento da diversidade de fornecedores e de fontes de energia (PINTO JR, 2016). Por esse motivo, a Gazprom não terá o mesmo poder de mercado que usufrui na Europa no mercado asiático. Além disso, a atual capacidade contratada, que poderá a chegar em 38 bcm, ainda está muito abaixo do volume atualmente exportado para a Europa, que foi de 166 bcm em 2016. Desta forma, caso não sejam aprovados mais projetos, a estratégia de “*Pivot to Asia*” não alcançará o objetivo desejado pela Rússia.

III.3 – Projeções para a vulnerabilidade energética da UE até 2040

Em suas projeções, a IEA (2016) considera que a Gazprom não impedirá a entrada do GNL norte-americano no mercado da União Europeia. No World Economic Outlook de 2016, a agência estima que, em seu cenário básico (*new policies scenario*), a UE importará cerca de 40 bcm de GNL dos Estados Unidos em 2040, que representará um valor próximo de 10% das importações totais do bloco. Através destas projeções da IEA foram calculados os impactos das

mudanças apresentadas no capítulo anterior, utilizando uma adaptação do *Energy Security Index* (ESI).

III.3.1 – O *Energy Security Index* para o gás natural

O ESI foi proposto pela própria IEA (2007) e foi escolhido para este presente trabalho pois leva em consideração o risco político⁷ de cada país exportador e o peso da fonte de energia importada sob o total do consumo primário de energia. Como o escopo do trabalho é analisar os impactos das mudanças do mercado de gás natural, o ESI será calculado apenas para este combustível, chamado então de ESI_g. O cálculo do indicador foi feito da seguinte forma:

$$ESI_g = \left(\sum r_i S_i^2 \right) \times \frac{C_g}{CTEP}$$

Onde r_i é o risco político do país exportador i , S_i é a parcela das importações de gás natural do país i no total importado pela União Europeia, C_g é o consumo total de gás natural da UE e $CTEP$ é o consumo total de energia primária do bloco.

III.3.2 – Resultados

Com o objetivo de possibilitar entender as fontes dos impactos sobre o indicador, foi calculado um HHI simples, um HHI com filtro de risco político e o ESI_g (HHI com filtro político e da parcela do gás natural na matriz energética). Os resultados estão apresentados na tabela – 3.1, a seguir, lembrando que quanto maior o valor do indicador, maior é a vulnerabilidade energética.

⁷O risco político foi obtido através dos *Worldwide Governance Indicators* (WGI) divulgados pelo Banco Mundial. Dos 6 indicadores do WGI, calculou-se a média entre *Political Stability and Absence of Violence* e *Regulatory Quality*, modificados para assumirem valores entre 0 e 3, sendo 0 o menor risco possível e 3 o maior. Para diminuir o impacto de anos atípicos no resultado final, foi calculada a média dos últimos 5 anos. Finalmente, é foi feita uma média entre o valor encontrado para os países de cada região que exportação para a União Europeia.

Tabela 3.1– Projeção de vulnerabilidade energética da União Europeia

Indicador	2014	2020	2030	2040
HHI	0,319	0,244	0,189	0,191
<i>2014 = 100</i>	<i>100</i>	<i>76</i>	<i>59</i>	<i>60</i>
HHI com risco político	0,455	0,377	0,288	0,318
<i>2014 = 100</i>	<i>100</i>	<i>83</i>	<i>63</i>	<i>70</i>
ESIg	0,104	0,093	0,079	0,089
<i>2014 = 100</i>	<i>100</i>	<i>89</i>	<i>76</i>	<i>85</i>

Fonte: Cálculo próprio com dados do Banco Mundial (2017) e IEA (2017)

Analisando o resultado através do instrumental teórico dos 7 critérios de vulnerabilidade energética, fica evidente a melhora no critério de dependência energética, expressada pela queda no valor do HHI. Por sua vez, a queda do HHI com risco político e do ESIg mostram uma diminuição na vulnerabilidade proveniente dos fatores exógenos ao mercado de energia (risco geopolítico) e a diminuição do risco de ruptura. A melhora destes três critérios é consequência direta da projeção de aumento de importação do GNL norte-americano que representa, além de um aumento na diversificação de países fornecedores, um aumento do comércio com um país com retrospecto político e regulatório mais estável.

Por outro lado, estes indicadores não são suficientes para estimar os impactos sobre o critério de gastos com energia. No entanto, como a estrutura de custos do GNL norte-americano é mais dispendiosa que a da produção russa de gás natural, é esperado que chegue no mercado europeu com um valor mais elevado que praticado pela Gazprom. Assim, os consumidores europeus, se aceitarem pagar um “prêmio de segurança energética” pelo GNL proveniente dos Estados Unidos, optariam por uma melhora nos critérios de diversidade, risco de ruptura e fatores exógenos em detrimento do critério de gasto com energia.

De forma mais geral, a análise dos indicadores aponta para uma melhora da vulnerabilidade energética da União Europeia em relação o ano de 2014 nos três cortes temporais. Todos os indicadores mostram, também, uma piora em 2040 em relação à 2030. Tal fato é resultado do aumento esperado da parcela das importações provenientes da Rússia, como forma de substituir o declínio da oferta da Noruega.

Por fim, a menor queda do ESIg em comparação com os outros dois indicadores pode ser atribuída ao aumento projetado da participação do gás natural na matriz energética da UE. Este aumento é resultado da estimativa feita pela IEA de que o gás natural será bem-sucedido

em cumprir seu papel de combustível de transição. A evolução deste indicador apresenta, desta forma, um exemplo claro do *trade-off* entre política ambiental e segurança energética. Neste caso, o aumento da parcela do consumo de gás natural, como forma de substituir o consumo de carvão e petróleo – mais poluentes – tem como consequência um impacto negativo na segurança energética da região, limitando a melhora proveniente da maior diversidade de fornecedores.

CONCLUSÃO

A relação comercial no mercado de gás natural entre os países europeus e Rússia iniciou-se durante a guerra fria e, desde então, criou uma interdependência entre as partes. No entanto, com as crises de fornecimento ocorridas nos últimos anos o lado europeu da relação de interdependência demonstrou-se mais vulnerável. Utilizando o conceito de vulnerabilidade energética apresentada no primeiro capítulo, observa-se que a vulnerabilidade europeia nesta relação com a Gazprom se manifesta de três formas: baixa diversidade de fornecedores, risco de ruptura de fornecimento e fatores exógenos ao mercado de energia (risco geopolítico).

Como forma de mitigar essa vulnerabilidade, os governos europeus podem incentivar o desenvolvimento da produção interna de energia ou aumentar a diversificação de países fornecedores. A primeira opção, devido sua complexidade tecnológica e regulatória, não é realizável no curto prazo, restando, como resposta mais imediata, a busca por novos exportadores. Com isso, a insurgência do GNL norte-americano, como consequência do *boom* de *shale gas*, representa uma janela de oportunidade para a Europa.

Neste contexto, os indicadores calculados neste trabalho apontam para uma mesma direção: o novo GNL será capaz de diminuir a vulnerabilidade energética da região. Os impactos podem ser divididos em duas frentes. A primeira é o aumento da diversificação das origens das importações de gás natural. A segunda é a substituição de parte das importações de um país politicamente mais instável pelo comércio com empresas de um país com maior estabilidade política e transparência regulatória.

No entanto, este resultado é baseado na premissa de que o GNL norte-americano conseguirá penetrar no mercado consumidor europeu. Caso a Gazprom siga a direção de aumento da flexibilidade das suas formas de precificar a sua oferta de gás natural, a empresa pode tornar a venda de GNL para a Europa economicamente pouco atrativa. Neste caso, com a queda da produção norueguesa projetada a partir de 2030, poderá ser observado um aumento considerável da parcela das importações russas, aumentando a vulnerabilidade energética da União Europeia.

Desta forma, o papel do GNL no auxílio aos governos europeus em administrar o *trade-off* entre política ambiental e segurança energética é indiscutível. O GNL permite o aumento da parcela do gás natural na matriz energética em detrimento das fontes mais poluentes e aumenta a diversificação das importações de energia. Ou seja, reduz a emissão de gases causadores de efeito estufa e diminui a vulnerabilidade energética da região. Porém, a medida na qual o GNL será capaz de competir no mercado europeu dependerá da reação da Gazprom à entrada de

novos concorrentes, que apresenta condições econômicas suficientes para ser um obstáculo para os firmas entrantes.

BIBLIOGRAFIA

ACER. **European Gas Target Model: Review and Update**. Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators, jan. 2015.

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

ANP. **O Gás Natural Liquefeito no Brasil**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2010.

ANP. **Boletim Anual de Preços 2013**: Boletm Anual de Preços. ANP: [s.n.].

AUSTVIK, O. G. The Energy Union and security-of-gas supply. **Energy Policy**, v. 96, n. Supplement C, p. 372–382, 1 set. 2016.

BANK OF RUSSIA. **Statistics | External Sector Statistics | Bank of Russia**. Disponível em: <<http://www.cbr.ru/Eng/statistics/?PrtId=svs>>. Acesso em: 29 nov. 2017.

BOHI, D. R.; TOMAN, M. A.; WALLS, M. A. **The Economics of Energy Security**. [s.l.] Springer Science & Business Media, 1996.

BOLLEN, J. **Energy security, air pollution, and climate change: an integrated cost-benefit approach**. Bilthoven: MNP, 2008.

BOUSSENA, S.; LOCATELLI, C. Gazprom and the complexity of the EU gas market: a strategy to define. **Post-Communist Economies**, v. 29, n. 4, p. 549–564, 2 out. 2017.

BP. **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 25 nov. 2017.

CASEY, J.; KOLESKI, K. **Backgrounder: China's 12th Five-Year Plan**. [s.l.] U.S.- China Economic & Security Review Commission, jun. 2011.

CHYONG, C. K. **Economics of Gazprom's gas export strategies to Europe**. In: EURASIAN NATURAL GAS INFRASTRUCTURE CONFERENCE. Milão, 30 maio 2017. Disponível em: <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/170530_EurasianGasInfraConf_CHYONG1.pdf>. Acesso em: 4 dez. 2017

COLOMER, M. **A crise na Ucrânia: o gás russo versus o shale gas americano** **Blog Infopetro**, 24 mar. 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/03/24/a-crise-na-ucrania-o-gas-russo-versus-o-shale-gas-americano/>>. Acesso em: 4 jan. 2018

COLOMER, M. **Os impactos da queda do preço do petróleo no mercado de gás natural** **Blog Infopetro**, 11 maio 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/05/11/os-impactos-da-queda-do-preco-do-petroleo-no-mercado-de-gas-natural/>>. Acesso em: 4 jan. 2018

COLOMER, M. **Segurança energética e política externa do gás natural** Blog Infopetro, 19 jul. 2017. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2017/07/19/seguranca-energetica-e-politica-externa-do-gas-natural/>>. Acesso em: 4 jan. 2018

COLOMER, M.; ALMEIDA, E. **Impactos do terremoto e da crise nuclear japonesa sobre o mercado internacional de gás natural** Blog Infopetro, 18 abr. 2011. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2011/04/18/impactos-do-terremoto-e-da-crise-nuclear-japonesa-sobre-o-mercado-internacional-de-gas-natural/>>. Acesso em: 2 jan. 2018

CONNOLLY, D.; LEE, J.-S. **Pipeline Politics between Europe and Russia: A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War**. [s.l.: s.n.]. v. 14

DE CARBONNEL, A. **E.U. Looks to China for Climate Leadership**. Disponível em: <<https://www.scientificamerican.com/article/e-u-looks-to-china-for-climate-leadership/>>. Acesso em: 28 nov. 2017.

ERBACH, G. **Shale gas and EU energy security**. [s.l.] European Parliamentary Research Service, dez. 2014.

EUROPEAN COMMISSION. **Member States' Energy Dependence: An Indicator-Based Assessment**: Occasional Papers. Bruxelas: [s.n.]. Disponível em: <http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf>.

EUROSTAT. **Energy dependence**. Disponível em: <<http://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-datasets/-/TSDCC310>>. Acesso em: 30 out. 2017.

FERRAZ, C. **Eletricidade e meio ambiente – desafios e oportunidades para o setor elétrico pós COP21** Blog Infopetro, 6 jun. 2016. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2016/06/06/eletricidade-e-meio-ambiente-desafios-e-oportunidades-para-o-setor-eletrico-pos-cop21/>>. Acesso em: 28 nov. 2017

GAZPROM. **Gas marketing in Europe**. Disponível em: <<http://www.gazprom.com/about/marketing/europe/>>. Acesso em: 5 dez. 2017a.

GAZPROM. **Power of Siberia**. Disponível em: <<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ykv/>>. Acesso em: 6 dez. 2017b.

GAZPROM. **Gazprom to remain largest gas supplier in Europe and strengthen foothold in Asia-Pacific**. Disponível em: <<http://www.gazprom.com/press/news/2017/november/article382429/>>. Acesso em: 29 nov. 2017c.

GAZPROM. **Overseas transportation of Russian gas | Gazprom Export**. Disponível em: <<http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>>. Acesso em: 7 jan. 2018.

GOMES, A. S. **Análise de Dados Ecológicos**. Niterói: UFF, 2004.

HALLACK, M. **Mecanismos de Governança do Comércio de Gás entre Brasil e Bolívia**. Rio de Janeiro: UFRJ, dez. 2007.

HARDING, L.; MCLAUGHLIN, D. Deal to resume Russian gas eludes EU as 11 people die in big freeze-up. **The Guardian**, 11 jan. 2009.

HEATHER, P. **The evolution of European traded gas hubs**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, dez. 2015. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/NG-104.pdf>>.

HELM, D. The future of fossil fuels—is it the end? **Oxford Review of Economic Policy**, v. 32, n. 2, p. 191–205, 1 jan. 2016.

HENDERSON, J. **Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe?** Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, jan. 2016.

HENDERSON, J.; MITROVA, T. **Energy Relations between Russia and China: playing chess with the dragon**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, ago. 2016.

IEA. NEW TOOLS TO MEASURE THE ENERGY SECURITY IMPLICATIONS OF RESOURCE CONCENTRATION. In: **Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions**. Paris: [s.n.].

IEA. **Energy and Climate Change - World Energy Outlook Special Briefing for COP 21**. Paris: International Energy Agency, 2015.

IEA. **Energy security**. Disponível em: <<https://www.iea.org/topics/energysecurity/>>. Acesso em: 27 out. 2017.

IGU. **2017 World LNG Report**. [s.l.] International Gas Union, 2017.

JAMASB, T.; POLLITT, M. G. **Electricity market reform in the European Union : review of progress towards liberalisation and integration**. [s.l.] MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 2005. Disponível em: <<http://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45033>>. Acesso em: 12 dez. 2017.

JANSEN, J. C.; VAN ARKEL, W. G.; BOOTS, M. G. **Designing indicators of long-term energy supply security**, jan. 2004.

KRUYT, B. et al. Indicators for energy security. **Energy Policy**, China Energy Efficiency. v. 37, n. 6, p. 2166–2181, jun. 2009.

MEDLOCK, K. B.; JAFFE, A. M.; O’SULLIVAN, M. The global gas market, LNG exports and the shifting US geopolitical presence. **Energy Strategy Reviews**, US energy independence: Present and emerging issues. v. 5, n. Supplement C, p. 14–25, 1 dez. 2014.

NEWNHAM, R. Oil, carrots, and sticks: Russia’s energy resources as a foreign policy tool. **Journal of Eurasian Studies**, v. 2, n. 2, p. 134–143, 1 jul. 2011.

NLOG. **Groningen gasfield | NLOG**. Disponível em: <<http://www.nlog.nl/en/groningen-gasfield>>. Acesso em: 12 dez. 2017.

OECD/IEA. **World Energy Outlook 2016**. Paris: International Energy Agency, 2016.

OPEP. **World Oil Outlook 2016**. Viena: Organization of the Petroleum Exporting Countries, out. 2016. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202016.pdf>. Acesso em: 29 nov. 2017.

PERCEBOIS, J. **Dependence et Vulnerabilite: Deux façons connexes mais différentes d’aborder les risques energetiques**. Montpellier: CREDEN, 6 mar. 2006.

PEROVIĆ, J.; KREMPIN, D. “The key is in our hands:” Soviet energy strategy during Détente and the global oil crises of the 1970s. **Historical Social Research**, v. 39, n. 4, p. 113–144, 2014.

PINTO JR, H. (ED.). **Economia da Energia**. Edição: 2ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

PIRANI, S.; STERN, J.; YAFIMAVA, K. **The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment**. [s.l: s.n.].

REUTERS. **U.S. submits formal notice of withdrawal from Paris climate pact**. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-un-climate-usa-paris/u-s-submits-formal-notice-of-withdrawal-from-paris-climate-pact-idUSKBN1AK2FM>>. Acesso em: 28 nov. 2017.

ROGERS, H. The Dynamics of a Liberalised European Gas Market – Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players. 2014.

SCHEEPERS, M. et al. The Supply/Demand Index for the EU-27 and individual Member States. In: **EU Standards for Energy Security of Supply**. Hague: [s.n.].

STERN, J. **The Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, jan. 2006. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/8a90/89d48a16fff3d24a4801abda215271c1ead7.pdf>>. Acesso em: 14 dez. 2017.

STERN, J. **The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, jan. 2017.

UN. **The Paris Agreement - main page**. Disponível em: <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php>. Acesso em: 28 nov. 2017.

UN COMTRADE. **UN Comtrade | International Trade Statistics Database**. Disponível em: <<https://comtrade.un.org/>>. Acesso em: 6 dez. 2017.

U.S DEPARTMENT OF STATE. **Oil Embargo, 1973 - 1974**. Disponível em: <<https://history.state.gov/milestones/1969-1976/oil-embargo>>. Acesso em: 30 out. 2017.

USGS. **World Petroleum Assessment - Homepage: USGS, Energy Resources Program**. Disponível em: <<https://energy.usgs.gov/OilGas/AssessmentsData/WorldPetroleumAssessment.aspx>>. Acesso em: 31 out. 2017.

WINZER, C. **Conceptualizing Energy Security**. Cambridge: University of Cambridge, jul. 2011.

YERGIN, D. Ensuring Energy Security. **Foreign Affairs**, v. 85, n. 2, p. 69–82, 2006.