



João Gonçalo Lourenço Marques

**A SEGURANÇA ENERGÉTICA: O GÁS NATURAL
NA RELAÇÃO BILATERAL UNIÃO EUROPEIA-
FEDERAÇÃO RUSSA**

Dissertação com vista à obtenção do
grau de Mestre em Direito e
Segurança.

Orientador:
Professor Doutor Luís Tomé, Professor da Universidade Autónoma de Lisboa

Março de 2021



João Gonçalo Lourenço Marques

**A SEGURANÇA ENERGÉTICA: O GÁS NATURAL
NA RELAÇÃO BILATERAL UNIÃO EUROPEIA-
FEDERAÇÃO RUSSA**

Dissertação com vista à obtenção do
grau de Mestre em Direito e
Segurança.

Orientador:
Professor Doutor Luís Tomé, Professor da Universidade Autónoma de Lisboa

Março de 2021

DECLARAÇÃO ANTI-PLÁGIO

Declara-se que é original o presente trabalho apresentado sob a forma de dissertação para obtenção do grau de Mestre em Direito e Segurança, com o título “***A segurança energética: o gás natural na relação bilateral União Europeia-Federação Russa***”, estando todas as fontes consultadas mencionadas na Bibliografia.



Assinado por: João Gonçalo
Lourenço Marques
Identificação: B113653381
Data: 2021-05-28 às 14:03:29

AGRADECIMENTOS

À minha Mãe, a única referência ao longo de toda a minha vida. Apesar de todas as tempestades que passaste e por todas aquelas que te fiz passar, nunca me deixaste cair, e se aqui cheguei, a ti o devo. Obrigado por todo o amor, todos os conselhos e por tudo aquilo que me ensinas diariamente.

À Mariana, obrigado por todo o amor, carinho, compreensão e apoio que me deste durante esta fase e que continuas a dar-me diariamente. Obrigado por acreditares sempre em mim e por seres a pessoa especial que és.

Ao Professor Luís Tomé, por todas as recomendações e orientação que me deu durante este período.

“You will burn and you will burn out; you will be healed and come back again”.

- Fyodor Dostoyevski

“If you’re going through hell, keep going”

- Winston Churchill

DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE

Declara-se que o corpo da presente dissertação, que integra a Introdução até ao final das Considerações Finais, tem 347 761 caracteres, incluindo espaços.

Abstract

Energy is one of the key vectors of Russian foreign policy, which aims to recover the '*status*' of great power lost after the end of the Cold War. As a key player in the global energy market, the Russian Federation assumes itself as a fundamental element in the issue of energy security, which has gained greater prominence after the Russian-Ukrainian crises of 2006 and 2009 which had direct consequences for several countries belonging to the European Union. In this sense, this dissertation is dedicated to the study of the relational dynamics between the EU and Russia, addressing the strategies developed and implemented over the years by the parties, always taking into account the different perspectives with regard to the very concept of energy security. As we will see in the course of this work, energy plays an important role in the security and stability of Euro-Russian energy relations and easily divergences on this topic have a direct impact on other fields such as the economy and politics.

In addition, we will address the challenges facing the EU's and Russia's energy strategies and draw a comparison between what the former's multilateral approach is, as an institution made up of dozens of Member States, each with its own perception and respective internal energy strategy, and the centralized and cohesive posture of the latter, all wrapped up in a complex relationship of energy and, of course, economic interdependence. In this way, security and cooperation on energy matters is essential if the EU-Russia relationship is to be characterized in the future by transparency, trust and stability.

Keywords: European Union; Russia; Energy; Strategy; Energy Security.

Resumo

A energia é um dos vetores-chave da política externa russa, com vista à recuperação do *'status'* de grande potência perdido após o final da Guerra Fria. Enquanto *'player'* central no mercado global da energia, a Federação Russa assume-se como um elemento fundamental para a questão da segurança energética que tem ganho maior relevo após as crises russo-ucranianas de 2006 e 2009 com consequências diretas para vários países pertencentes à União Europeia. Neste sentido, a presente dissertação dedica-se ao estudo das dinâmicas relacionais entre UE e Rússia, abordando as estratégias elaboradas e implementadas ao longo dos anos pelas partes, tendo sempre em conta as diferentes perspetivas no que se refere ao próprio conceito de segurança energética. Como veremos ao longo deste trabalho, a energia tem um papel relevante na segurança e na estabilidade das relações energéticas euro-russas e facilmente as divergências sobre esta temática têm impacto direto em outros campos como a economia e a política.

Além disto, iremos abordar os desafios que se colocam às estratégias energéticas da UE e da Rússia e traçamos uma comparação entre aquilo que são a abordagem multilateral da primeira, enquanto instituição constituída por dezenas de Estados-Membros, cada um com a sua perceção e respetiva estratégia energética interna, e a postura centralizada e coesa da segunda, tudo isto envolto numa complexa relação de interdependência energética e, naturalmente, económica. Deste modo, a segurança e a cooperação em matéria de energia torna-se fundamental para que futuramente a relação UE-Rússia possa ser caracterizada pela transparência, confiança e estabilidade.

Palavras-chave: União Europeia; Rússia; Energia; Estratégia; Segurança Energética.

Índice

Declaração Anti-plágio	I
Agradecimentos	II
Declaração de Conformidade	IV
Abstract	V
Resumo	VI
Introdução	1
Objetivos do Estudo	3
Metodologia.....	3
Estrutura.....	4
Capítulo I - Enquadramento teórico-conceitual e Estado da Arte	6
I.1. Quadro teórico.....	6
I.2. Quadro Conceptual	11
I.3. Estado da Arte.....	21
Capítulo II - Contextualização das relações entre União Europeia e Federação Russa	27
II.1. Contexto histórico da relação União Europeia-Federação Russa	28
II.2. A Estratégia Energética da União Europeia	32
II.2.1. Evolução da legislação europeia em matéria de energia.....	36
II.2.2. Estratégia Europeia de Segurança Energética (2014).....	39
II.2.3. Os projetos europeus.....	46
II.2.4. The Third Energy Package (TEP).....	48
II.2.5. A diminuição da produção própria da UE e a relevância do <i>LNG</i>	51
II.3. Estratégia Energética da Federação Russa	60
II.3.1. A Gazprom e o seu papel na Estratégia Energética Russa	64
II.3.2. A mudança nas “ <i>pipeline politics</i> ”	67
II.3.3. A nova geopolítica da energia da Federação Russa	69
II.3.4. As Estratégias Energéticas da Federação Russa – 2003/2009/2020	75
II.3.5. A Estratégia e os projetos russos para o <i>LNG</i>	80
Capítulo III - A relação bilateral na energia entre União Europeia e Federação Russa	85
III.1. Os projetos russos <i>versus</i> a legislação europeia	94
III.1.1. O caso OPAL e a questão das derrogações.....	96
III.2. O projeto <i>South Stream</i>	101

III.3. Os <i>Nord Stream</i> 1 e 2.....	103
III.3.1. O <i>Energiewende</i>	103
III.3.2. O <i>Nord Stream</i> 1.....	108
III.3.3. O <i>Nord Stream</i> 2.....	109
III.3.3.1. As críticas ao projeto.....	113
Capítulo IV - Os Países Terceiros na relação energética UE-Rússia: os casos da Ucrânia e da Turquia.....	120
IV.1. O caso da Ucrânia	120
IV.1.1. As crises russo-ucranianas de 2006 e 2009.....	122
IV.1.2. A crise de 2014 e a solução ucraniana dos “ <i>reverse gas flows</i> ”... ..	126
IV.1.3. O novo acordo russo-ucraniano de 2020	133
IV.1.4. As consequências do <i>Nord Stream</i> 2	136
IV.2. O caso da Turquia	138
IV.2.1. As relações entre Rússia e Turquia.....	140
IV.2.2. A Estratégia Energética da Turquia.....	143
IV.2.2.1. O LNG na Turquia	146
IV.2.3. O projeto <i>Turkstream</i>	147
Considerações Finais	152
Referências Bibliográficas	163

Índice de Figuras

Figura 1. Produção de gás na UE-28 entre 2010 e 2017	34
Figura 2. Percentagem de dependência de gás natural russo de EM e alguns Não-Membros da UE.....	37
Figura 3. Produção de gás natural por mês, Jan 2008-Jan 2018.....	52
Figura 4. Bacias de 'shale gas' na Europa	53
Figura 5. Comércio inter-regional de gás natural via <i>pipeline</i> e <i>LNG</i>	58
Figura 6. Consumo de gás natural em bcm na Ásia-Pacífico.....	59
Figura 7. Total de reservas de gás provadas por país	61
Figura 8. Produção anual de gás natural em bcm.....	63
Figura 9. <i>Unified Gas Supply System (UGSS)</i> , sistema integrado de produção e distribuição de gás natural	64
Figura 10. Exportações de <i>LNG</i>	68
Figura 11. Receitas de petróleo e gás no orçamento federal russo	70
Figura 12. <i>Pipeline Power of Siberia</i>	72
Figura 13. Consumo anual de gás natural em bcm.....	77
Figura 14. Crescimento do consumo de gás natural na Ásia	78
Figura 15. Principais projetos de <i>LNG</i> da Rússia.....	83
Figura 16. Origem principal das importações de energia da UE entre 2007 e 2017	86
Figura 17. Percentagem de petróleo e gás natural russo importado por cada Estado-Membro da UE.....	88
Figura 18. Importações de recursos energéticos pela UE entre 1990 e 2017..	93
Figura 19. Consumo interno bruto e produção de carvão na UE entre 1990 e 2018	94
Figura 20. Projeto <i>South Stream</i>	102
Figura 21. Importações de energia entre 2008-2018. Inclui carvão, gás e petróleo	104
Figura 22. <i>Pipelines Nord Stream 1 e 2</i>	115
Figura 23. Percentagem de importação de gás de países fora da UE	117
Figura 24. Venda de gás a países fora da CEI.....	118
Figura 25. <i>Pipelines</i> russos em direção à Europa.....	129

Figura 26. Pontos onde foram efetuados os “ <i>reverse flows</i> ” em 2015 na Europa central	130
Figura 27. Produção própria de gás na Ucrânia entre 2015 e 2019.....	132
Figura 28. Volumes de gás que passaram por território ucraniano entre 2015 e 2019	135
Figura 29. Emissões de CO2 no período de 1990 a 2018	144
Figura 30. <i>Pipelines TurkStream e Blue Stream</i>	148
Figura 31. Consumo anual de gás natural na Turquia entre 2009 e 2018	149

LISTA DE ABREVIATURAS

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Bcm – Billion cubic meters / Biliões de metros cúbicos

BNetzA – Bundesnetzagentur

BS – *Blue Stream*

CE – Comissão Europeia

CECA – Comunidade Europeia do Carvão e do Aço

CEI – Comunidade de Estados Independentes

CJEU – Court of Justice of the European Union

CNPC – China National Petroleum Company

DRI – Dicionário de Relações Internacionais

EEAS – European External Action Service

EC – Energy Community

ECT – Energy Charter Treaty

EM – Estados-Membros

EEPR – European Energy Programme for Recovery

EESE – Estratégia Europeia de Segurança Energética

EIA - Energy Information Administration

EPDK - Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

ERGEG – European Regulators Group for Electricity and Gas

ES-2030 – Energy Strategy of Russia for the period up to 2030

ES-2035 – Energy Strategy of Russia for the period up to 2035

EUA - Estados Unidos da América

FID – Final Investment Decision

FMOET – Federal Ministry of Economy and Technology

GNL/LNG – Gás Natural Liquefeito/Liquified Natural Gas

GRP – Gas Release Programme

IEC – International Energy Charter

IEO – International Energy Outlook

Mcm – Million cubic meters / Milhões de metros cúbicos

MENR – Ministry of Energy and Natural Resources (Republic of Turkey)

MERF – Ministry of Energy of the Russian Federation

MFARF – Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation

NGML – Natural Gas Market Law

NATO/OTAN - North Atlantic Treaty Organization/ Organização do Tratado do Atlântico Norte

NRA – National Regulatory Authority

NS1 – *Nord Stream 1*

NS2 – *Nord Stream 2*

PCA – Partnership and Cooperation Agreement

PE – Parlamento Europeu

PEV – Política Europeia de Vizinhança

PIB – Produto Interno Bruto

PO – Parceira Oriental

R2P - Responsibility to Protect

RFA – República Federal da Alemanha

RIAC – Russian International Affairs Council

SCC – Stockholm Chamber of Commerce

SCP – South Caucasus Pipeline

SS – *South Stream*

TANAP – Trans Anatolian Pipeline

TAP – Trans Adriatic Pipeline

Tcf – Trillion Cubic Feet / Triliões de Pés Cúbicos

Tcm – Trillion cubic meters / triliões de metros cúbicos

TCP – Trans-Caspian Pipeline

TEC – Treaty establishing Energy Community

TFUE – Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia

ToP – Take-or-Pay

TS - *TurkStream*

TSO – Transmission System Operator

URSS – União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

UEEA/EAEU – União Económica Euroasiática/Eurasian Economic Union

UE - União Europeia

UGSS – Unified Gas Supply System

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate
Change

VTP – Virtual Trading Point

ZEE – Zona Económica Exclusiva

INTRODUÇÃO

A presente dissertação está englobada no Mestrado em Direito e Segurança da Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa, focando-se no seguinte tema: “**A segurança energética: o gás natural na relação bilateral União Europeia-Federação Russa**”. A escolha pela problemática da segurança energética, e especificamente o caso do gás natural enquanto objeto principal neste estudo prende-se por vários motivos. Desde logo porque numa era em que mais que nunca existe efetivamente um compromisso à escala global para a descarbonização das economias, consideramos ter o gás natural um papel fundamental na transição energética enquanto recurso natural menos poluente, de entre os combustíveis fósseis poluentes como são os casos do carvão e do petróleo, e as energias renováveis, pelo menos nos próximos 50 anos.

Como nos refere o relatório da BP “Statistical Review of World Energy” (2019), a produção global de gás natural aumentou em cerca de 190 bcm, ou cerca de 5.2% relativamente ao ano de 2017. Aproximadamente metade deste volume é originário dos Estados Unidos da América (EUA) (86 bcm), que juntamente com a produção de petróleo, registou o maior crescimento anual do que qualquer outro país na história. A Federação Russa (34 bcm), o Irão (19 bcm) e a Austrália (17 bcm) foram os que mais contribuíram para este aumento. O mesmo relatório acrescenta ainda que em 2018 também o consumo de gás natural aumentou em cerca de 5%, o que foi uma das maiores taxas de crescimento registadas nos últimos 30 anos. Na edição de 2020, este relatório refere que o consumo global de gás natural cresceu cerca 2% em 2019, abaixo da média dos últimos 10 anos e muito abaixo do crescimento excecional visto em 2018 (5.3%). Ainda assim, a quota de gás enquanto fonte primária de energia cresceu cerca 24.2%, um *record*. Em termos de procura, esta aumentou em 78 bcm, liderada pelos EUA (27 bcm) e China (24 bcm). Por outro lado, uma redução no número de dias excecionalmente quentes e frios contribuiu para uma queda no consumo de gás da Rússia (10 bcm), a maior queda de um país no ano passado. A produção global de gás aumentou em 132 bcm (3,4%), superando o aumento do consumo. Os EUA são responsáveis por quase dois

terços do crescimento global líquido, com um aumento da produção em 85 bcm (BP, 2020, p. 3).

Também a própria vertente geopolítica inerente aos fluxos de gás natural no que toca especialmente às relações UE-Rússia, e sobretudo como a questão do gás tem contribuído precisamente para os pontos mais baixos nesta relação. Neste caso específico, pretendemos analisar os dois lados da questão, uma vez que o conceito de segurança energética é aplicável tanto ao elemento fornecedor como ao consumidor. Nesse sentido, como refere a IRENA, em termos estratégicos os países importadores de combustíveis fósseis encontram-se vulneráveis a riscos de interrupção de fornecimento e à volatilidade dos preços dos mesmos, causada por instabilidade política, ataques terroristas ou conflitos armados que ocorram em países exportadores de energia. Por outro lado, países mais pequenos poderão estar sujeitos a pressão ou coerção relativamente ao fornecimento de energia, podendo assim ter menos liberdade para determinar os seus objetivos estratégicos (IRENA, 2019, p. 36).

O facto de a nossa análise se basear bastante na legislação europeia e de nos focarmos não apenas em alguns dos pontos centrais dos documentos que têm vindo a ser produzidos, mas igualmente das suas consequências e de como estes têm afetado precisamente as relações UE-Rússia, consideramos ser esta uma perspetiva pouco estudada em Portugal, e perfeitamente adequada no âmbito de um Mestrado em Direito e Segurança. Por outro lado, dedicamo-nos igualmente à perspetiva da segurança energética tanto da ótica do consumidor como do fornecedor, daí a introdução de um capítulo dedicado à análise da Estratégia Energética da Federação Russa, no qual inserimos vários projetos e dados relevantes sobre indicadores económicos como volume de exportações e futuros planos de construção de infraestruturas. Na língua portuguesa consideramos haver alguma informação relativamente aos temas abordados, daí a nossa intenção em manter a dissertação na nossa língua-mãe. No entanto, optámos por manter alguns dos termos utilizados em inglês, para não correremos o risco de deturpar o seu sentido, mantendo assim a sua força.

À luz da natureza letiva deste Mestrado consideramos poder contribuir positivamente com informação pouco estudada e uma perspetiva diferente no estudo da questão da segurança energética, utilizando para esse fim o caso específico do gás natural e da relação entre a UE e a Federação Russa. Ao

mesmo tempo, delimitamos o nosso tema ao gás, pelas razões enumeradas anteriormente e igualmente por termos plena noção de que quando nos referimos a energia, poderíamos referir-nos a vários recursos energéticos, o que poderia “desviar” a nossa análise e eventualmente deturpar o sentido das considerações finais.

Objetivos do Estudo

Enquanto objetivo principal desta dissertação, e como evidenciado no título, pretende-se demonstrar a centralidade do tema do gás natural e de como este impacta fortemente as relações euro-russas. Para tal, definimos uma pergunta de partida que nos irá auxiliar a demonstrar o que se pretende: “***De que forma a interdependência energética nas relações UE-Federação Russa moldam as respetivas estratégias energéticas de ambas?***”. Sendo esta questão inicial de cariz mais geral, surgem imediatamente questões secundárias às quais iremos responder igualmente através da presente tese:

- 1) Qual a Estratégia Energética da UE?***
- 2) Qual a Estratégia Energética da Federação Russa?***
- 3) Quais as ferramentas passíveis de serem utilizadas por ambas a fim de garantir a sua segurança energética?***
- 4) De que modo as estratégias de ambas as partes poderão contribuir para a (in)segurança energética?***

Deste modo, abordaremos ambos os lados da questão da segurança energética e conseguiremos extrair conclusões que nos permitam responder não apenas às questões que nos propomos a analisar, mas igualmente a apresentar algumas hipóteses ou cenários sobre o que poderá ser no futuro o referencial euro-russo de gás natural.

Metodologia

Relativamente à metodologia utilizada na elaboração da presente dissertação, foi utilizada uma abordagem dedutiva, sustentada na análise de fontes primárias e secundárias através de uma análise qualitativa.

Enquanto fontes primárias de pesquisa, recorreremos a documentação oficial das várias instituições da União Europeia (UE) e da Federação Russa. No que se refere à UE, recorreremos aos vários regulamentos e diretivas que

constituem o acervo comunitário em matéria de energia, além de relatórios das várias instituições, de onde destacamos a Comissão Europeia (CE) e o Parlamento Europeu (PE), e discursos oficiais. Relativamente à Federação Russa, recorreremos a documentação dos vários Ministérios russos, além de discursos oficiais de governantes e relatórios da Gazprom. Neste último caso, a barreira linguística revelou-se o maior entrave ao aprofundamento das questões que nos propusémos analisar. Ainda assim, a tradução livre utilizada permitiu-nos ultrapassar esta barreira sem correr o risco de deturpar o sentido de determinado documento e/ou tópico respetivo.

Enquanto principal fonte secundária, e como forma de sustentação sobretudo à documentação russa e à nossa intenção em não alterar o sentido e interpretação da mesma, apoiámo-nos frequentemente em artigos científicos que analisavam justamente os documentos oficiais apenas disponíveis na língua russa. Foram ainda utilizados livros, notícias e artigos de opinião em jornais e revistas de relevo na área das Relações Internacionais.

Foi também feita uma análise quantitativa de forma a traçar não apenas os perfis energéticos da UE e da Federação Russa, mas também para que se possa perceber o nível de interdependência entre estes atores. Como tal recorreremos a gráficos e estatísticas de entidades como o Eurostat, a British Petroleum (BP), a International Energy Agency (IEA), a US Energy Information Administration (EIA), entre outras, de forma a suportar os argumentos apresentados face a temas nevrálgicos como o nível de dependência energética, produção e consumo de energia, importações e exportações de energia na UE e Federação.

Estrutura

Esta dissertação estará organizada em 4 capítulos: O primeiro capítulo apresentará um enquadramento teórico-conceitual, de forma a apresentar as bases teóricas sobre as quais assentam a nossa análise, tal como uma série de conceitos relevantes para o tema, como “*segurança energética*”, “*geopolítica*”, “*geopolítica da energia*”, ou “*geoeconomia*”.

No segundo capítulo iremos contextualizar as relações entre a UE e a Rússia, começando por traçar um breve histórico das relações entre ambas no pós-Guerra Fria, para depois descrevermos as respetivas Estratégias

Energéticas. No sub-capítulo dedicado à Estratégia Energética da UE iremos abordar os vários documentos e o quadro legislativo em matéria energética que a UE tem vindo a desenvolver a fim de implementar o mercado comum da energia, além de nos focarmos igualmente nos projetos energéticos relevantes para os seus objetivos. No sub-capítulo seguinte falaremos da Estratégia Energética Russa com uma análise aos documentos mais relevantes que foram surgindo ao longo dos anos quanto à política energética russa, utilizando para tal o último documento energético emitido pelo Governo, a “Energy Strategy for the period up to 2035” (ES-2035). Neste capítulo daremos maior relevo aos projetos da Gazprom, dado serem mais e bastante ambiciosos, além de passíveis de alterar o panorama energético europeu, e englobaremos também a Estratégia russa para o *LNG*.

O terceiro capítulo será dedicado à relação bilateral no âmbito exclusivo da energia entre a UE e a Federação Russa. Para tal, falaremos com maior detalhe no quadro legislativo específico da energia da UE e de como este marcou uma mudança sistémica no relacionamento energético entre ambas. Por outro lado, abordaremos igualmente os vários projetos russos e a tensão crescente que estes vêm originando não apenas entre a UE e a Rússia mas também entre os próprios Estados-Membros (EM) da UE. Para tal, iremos analisar o caso alemão, nomeadamente através do *Nord Stream 2 (NS2)*.

O quarto e último capítulo será dedicado a dois “*case studies*” da Ucrânia e da Turquia, países de trânsito considerados de relevo para a temática da segurança energética que nos dispusémos a analisar no corpo desta dissertação.

Nas considerações finais iremos então responder à pergunta de partida, fazendo a ligação com os vários capítulos e a análise presente em cada um deles.

CAPÍTULO I

Enquadramento teórico-conceptual e Estado da Arte

No processo decorrente de uma investigação, onde se empregam vários conceitos, importa portanto começar por enquadrar precisamente alguns dos que iremos utilizar ao longo da dissertação, antes de prosseguir. Primeiramente iremos abordar a teoria das Relações Internacionais, nomeadamente explicando as razões da nossa opção pela elaboração de uma dissertação ao abrigo de uma destas, enquadrando o tema da segurança energética no contexto da referida teoria.

I.1. Quadro teórico

A análise ao tema desta dissertação será feita à luz da escola realista das Relações Internacionais, ainda que, tendo em conta a inserção de uma instituição multilateral como é o caso da UE, torne impossível fugir às premissas da escola construtivista. Ao abrigo daquilo que têm sido não só as Estratégias Energéticas russas ao longo dos tempos, consideramos adequado o estudo da temática sob uma perspectiva realista, tendo em conta o pragmatismo inerente ao governo russo aquando do estabelecimento das suas políticas energéticas e da solução das crises com que se foram deparando nomeadamente nos últimos vinte anos. Pese embora estejamos a falar de uma perspectiva essencialmente “estatacêntrica”, uma vez que coloca os Estados enquanto atores principais das relações internacionais, dada a anarquia que caracteriza o sistema internacional segundo esta escola. É no entanto importante fazer a ressalva que a UE é um conjunto de Estados, e mesmo enquanto entidade internacional, não se pode afirmar que tenha um carácter totalmente supranacional, embora alguns defensores das teses federalistas por exemplo pretendam que seja esse o rumo a seguir no projeto de integração europeu.

De acordo com a perspectiva realista, apesar de serem admitidos novos atores e problemas, nada mudou na essência da natureza humana e na estrutura das relações internacionais. Os decisores continuam egoisticamente a pensar apenas nos seus interesses nacionais. A anarquia, o equilíbrio de poder e um sistema internacional de autoajuda continuam a ser os elementos mais importantes a definirem as relações internacionais. A guerra não deixou de ser

uma possibilidade iminente num sistema *westfaliano* conflitual e de busca permanente pelo poder (DRI, 2014, p. 14). Indo ao encontro destas premissas-base do realismo, é justo afirmar-se que existe portanto uma desconfiança e um pessimismo inerentes à possibilidade de estabelecimento de relações de cooperação entre Estados, dada a enorme improbabilidade de concretização absoluta e total do interesse de um Estado na relação com outro. Por isso, torna-se clara a ligação entre o tema desta dissertação e as bases desta teoria. Sendo que um existe um Estado e um conjunto de Estados reunidos através de uma instituição como é a UE, é possível que suscite algumas dúvidas para o leitor qual a relação entre uma instituição de cariz multilateral e esta perspetiva realista, no entanto, é precisamente o realismo que nos ajudará a demonstrar como as divergências não só entre Estados mas entre Estados e a própria UE, afetam a relação desta com um Estado terceiro, nomeadamente na concretização dos objetivos tais como a concretização plena da Estratégia Energética europeia por exemplo.

Por outro lado, não seria honesto da nossa parte ignorar totalmente as bases da escola construtivista das Relações Internacionais. Apesar de ser uma perspetiva mais recente (referida pela primeira vez por Onuf em 1989), para a qual contribuiu decisivamente Wendt (1997), sobretudo pela diferenciação que traça face às duas teses dominantes, realismo e liberalismo. Ou seja, não houve uma rejeição de nenhuma destas, mas houve uma tentativa de se definirem pontos comuns de aproximação, colocando um maior ênfase em fatores sociais e culturais, mas principalmente reconhecendo o papel das normas nas relações internacionais e em como estas poderão assim ter uma influência direta nos objetivos e interesses dos Estados (DRI, 2014, p. 30). Tendo sido realizada uma análise extensiva ao conjunto de normas emanadas pelas instituições europeias, é claro que esta dissertação e o carácter crítico que lhe pretendemos incutir terão sempre que dispor de uma breve análise à luz desta teoria, dada a sua natureza peculiar. Com a certeza porém, de que o grande obstáculo à perfeita adequação do construtivismo a esta tese de mestrado se prender com a existência de um Estado (Federação Russa), na qual o carácter normativo e a própria perceção da arquitetura do sistema internacional ter pouco em comum com aquilo que é geralmente defendido pela UE e pelos seus EM individualmente, daí a nossa fuga por vezes à questão central, a fim de apresentarmos exemplos em como

essas divergências foram efetivamente notórias. Importa ainda assim referir a perspectiva geopolítica e a pertinência do binómio espaço-poder à luz da teoria construtivista, uma vez que, como refere Cohen (2008, p. 4, cit. em Tomé, 2014b, p. 183) «*a essência da análise geopolítica é a relação entre o poder político internacional e o meio geográfico*». Ou seja, quer isto dizer que o “poder” pode ser entendido, genericamente, como a capacidade para impor/influenciar ideias, condutas e comportamentos e também a capacidade para resistir à imposição ou até à influência (Tomé, 2014b, p. 188). Neste sentido, torna-se importante integrar estes conceitos naquilo que é o contexto da relação UE-Rússia, e como a dinâmica em matéria de energia possa ser encarada como um subterfúgio para uma competição essencialmente política, onde uma parte tenta influenciar decisivamente a outra através de vários meios (sejam eles políticos, económicos ou sociais) e na qual os países de trânsito vão dispor de uma importância acrescida, funcionando como ‘*proxy*’ no exercício do poder num certo espaço. Precisamente, Tomé (2014b, p. 185) refere então que «*a geopolítica refere a política e as dinâmicas de poder – isto é, os discursos e as práticas relacionados com a aquisição e o uso do poder, o exercício do poder e a estrutura do poder – em função de e num determinado espaço, tendo em conta os fundamentos e elementos geográficos aí presentes, seja ao nível mais local ou a uma escala mais ampla como uma região ou o mundo no seu conjunto*».

No que concerne à segurança energética, este é precisamente um exemplo da divisão e da desunião dentro da própria UE, prevalecendo assim o carácter soberanista dos Estados, que retêm as suas políticas externas como último bastião da sua soberania. Daí a nossa opção por uma caracterização e análise do tema sob uma perspectiva realista e não construtivista. Se formos às raízes do realismo político de Hans Morgenthau, este desenvolve os seus princípios-chave na obra “*Power Among Nations: the Struggle for Power and Peace*” (1948), na qual nos descreve que a política, tal como a sociedade em geral, é governada por leis objetivas que têm as suas raízes na natureza humana (DRI, 2014, p. 204). Quer isto dizer que as bases daquilo que é o realismo prevalecem, prevalecendo portanto a factualidade e aquilo que é tangível face à ética e aos seus princípios, ou, como defendia Raymond Aron «*o primado da observação sobre a ética*» (*idem*). Assim, no nosso entendimento, o realismo passa pela procura de poder, que por sua vez, para ser obtido, exige a existência

do interesse nacional, definido pelo homem. É neste sentido que se dirige igualmente o pensamento de Morgenthau, considerando o poder tudo aquilo que estabelece e mantém o controlo do homem sobre o homem. Outro dos princípios-chave de Morgenthau, pertinente para as questões em análise nesta dissertação passa pelo facto de os princípios morais universais não poderem ser aplicados às ações dos Estados, na sua formulação abstrata e universal, mas devem ser considerados em função das circunstâncias concretas de tempo e de lugar. Ou seja, não se verifica uma recusa total da existência de valores e princípios (de ética), mas há uma subjugação destes em favor daquilo que são os interesses de um Estado. Assim, os conceitos de interesse e poder tornam-se absolutamente centrais dentro desta perspetiva teórica. Como nos refere Adriano Moreira (2014, p. 130): *«Mas na perspetiva dominante de Morgenthau do que se trata é de concluir, pelo exame da realidade internacional, que não é possível conseguir implantar uma ordem política racional e moral fazendo-a derivar de princípios abstratos e universalmente válidos, dando por certas a bondade e maleabilidade da natureza humana; ao contrário, reconhecendo que o mundo real é o resultado da ação de forças inerentes à natureza humana, é com estas, e não contra elas, que é necessário agir»*. À luz do tema em questão da segurança energética, será possível notar adiante que a prossecução do interesse nacional dos EM da UE, entra por vezes em choque não apenas com os interesses da própria UE, mas igualmente com os valores e princípios, nomeadamente no estabelecimento de uma Estratégia Energética comum, de um quadro legal energético comum e, enfim, da constituição de um mercado energético comum.

Numa análise feita por Leal e Ribeiro (2016, p. 19), é apresentado o exemplo de investigadores como Michael Klare (2001), que defendia que no pós-Guerra Fria o sistema internacional seria caracterizado por conflitos entre Estados pela busca por recursos naturais. Partindo de um conceito de geoeconomia, que mais abaixo apresentaremos, Klare divide o mundo em dois: de um lado os exportadores de recursos naturais como a Federação Russa e outros Estados do Médio Oriente, que conseguem captar importantes recursos económicos e ganhar influência noutros Estados. Do outro lado, os países maioritariamente importadores desses recursos, sujeitos a um *déficit* comercial, como seriam os casos dos EM da UE. Os referidos autores analisam então o

conceito da segurança energética e do conflito por recursos naturais à luz da teoria realista: *«Ao contrário dos liberais, os realistas são céticos em relação à durabilidade da atual ordem liberal e apontam para algumas tendências perturbadoras que poderão conduzir a uma era de grandes confrontos geopolíticos. As “guerras de recursos”, nomeadamente de recursos energéticos, apresentam uma clara capacidade de desencadeamento de ruturas na cooperação internacional, numa altura em que os Estados começam a competir em relação ao controlo das grandes reservas»* (Leal e Ribeiro, 2016, p. 19).

Em suma, se dentro de uma perspetiva pautada pelo (conflito de) interesse nacional dos Estados, torna-se central o conceito de negociação como forma de prossecução máxima dos objetivos ao mesmo tempo em que se pretende manter o equilíbrio de poder e evitar aquele que é o último recurso de forma a poder obter-se os interesses previamente definidos: a guerra. É talvez por este pragmatismo subjacente ao realismo que a perspetiva construtivista tenha vindo a ganhar o seu espaço no debate teórico das Relações Internacionais. Não rejeitando a natureza humana, pelo contrário, tem-na em conta, colocando assim o seu foco na elaboração de normas que possam permitir ao homem viver em paz enquanto prossegue os seus interesses. Daí acima termos referido a pertinência de uma possível análise sob esta perspetiva, visto que na descrição dos factos e na investigação feita para a elaboração desta dissertação, nos socorremos bastante dos quadros legais em vigor e, inclusivamente, lhes atribuímos um papel central para aquilo que será o futuro das relações UE-Rússia. No entanto, como refere Adriano Moreira (2014, p. 130), *«a realidade é o conflito de interesses, pelo que os princípios morais apenas alcançaram alguma vigência pela instauração, sempre precária, de um equilíbrio, conseguido por um sistema de contrapoderes e tensões»*. Mais do que isto, a História ensinou-nos que apenas se pode realizar o mal menor e nunca o bem absoluto, conceção que define na perfeição aquilo que tem caracterizado o relacionamento energético não apenas entre UE e Federação Russa, mas inclusivamente entre a UE e os seus próprios EM, que no campo da política externa se recusam a abrir mão de certas questões como é o caso da energia. Quer isto dizer que, embora tenhamos em conta a natureza ‘*sui generis*’ dos atores envolvidos na relação alvo da nossa investigação, e da adaptabilidade do

construtivismo, entendemos que é o realismo a tese que melhor se adequa ao tema em questão pelos fatores acima enunciados.

I.2. Quadro Conceptual

De forma a abordar o tema da segurança energética, e mais especificamente o gás natural enquanto alvo da nossa dissertação, importa separar e definir cada um destes conceitos-chave de forma a que se perceba aquilo a que nos queremos referir aquando da sua utilização durante o desenvolvimento da mesma. Em primeiro lugar, e enquanto palavra central não só do tema em análise mas igualmente do Mestrado subjacente à dissertação, importa imediatamente começar por dizer o que se pode entender por segurança. Segundo o Dicionário de Relações Internacionais (DRI) (2014, p. 216): «*Restringindo o seu significado ao nível estratégico, a segurança poderá ser definida como um ‘acontecer-fazer’ em que se garante (por oposição a estar garantido) a dialética de liberdades de ação, de vontades e forças de uma racionalidade social face a uma ameaça ou aos riscos que o Outro e o ambiente estratégico configuram. A segurança não é uma modalidade de ação, nem tão-pouco um estado adquirido ou estático. O estar seguro pressupõe o conceito de defesa, mas vai para além dele, pois refere-se a objetivos a alcançar para além da própria sobrevivência*». A mesma ideia é partilhada por Bacelar Gouveia (2018, p. 89), quando refere que «*esta desnecessidade de garantia, apela à perspectiva de a segurança implicar sobretudo a sua finalidade, observável sob o prisma daquilo que ela visa: atingir um resultado de proteção ou de garantia de um certo direito ou bem*». Como refere o mesmo autor, importa portanto efetuar uma classificação do conceito de segurança, em nome de vários outros critérios possíveis: o sujeito protegido, os bens (ou matérias) a proteger, o âmbito especial de intervenção, as estruturas que a asseguram e a intensidade da perturbação realizada. No que diz respeito à segurança energética, tendo em conta os critérios acima apresentados, enquadra-se então naquele que se refere aos “bens (ou matérias) a proteger”, o qual, por sua vez engloba 3 naturezas diferentes da segurança dos bens a proteger: individual, política e socioeconómica. No que se refere à energia, torna-se claro que esta é uma matéria que encaixa perfeitamente no campo da segurança sócioeconómica, que prevê: «*a defesa de bens coletivos que são partilhados pelo conjunto dos*

governados, mas em relação aos quais não existe com facilidade uma apropriação individual, ainda que possam existir situações híbridas, como é o caso da segurança ambiental na defesa do ambiente, a segurança sanitária no caso da saúde pública, a segurança económica no caso da correção do funcionamento da economia, a segurança energética na manutenção do fornecimento da energia, a segurança do emprego na estabilidade do mercado laboral» (*idem*, p. 92). Segundo Tomé (2014a, p. 494), segurança pode ainda significar «a proteção e a promoção de valores e interesses considerados vitais para a sobrevivência política e o bem-estar da comunidade, estando tanto mais salvaguardada quanto mais perto se estiver da ausência de preocupações militares, políticas e económicas». Este autor acrescenta também que ter a comunidade como referência significa que o objeto da segurança pode ser um Estado, um grupo étnico, um grupo transnacional ou uma associação internacional, ao mesmo tempo que acomoda a natureza problemática dos Estados e a existência de outras referências de segurança "dentro" dos Estados e/ou "acima" dos Estados (*idem*, 2010, p. 36). Daí que também refira que «*in fact, it seems evident that security threats are not confined to national borders, they are interrelated and must be dealt with at the national, intra-State, regional, and international levels*»» (*idem*, 2010, p. 32). Esta observação torna-se particularmente relevante no âmbito do objeto de estudo desta dissertação, uma vez que a temática da segurança energética facilmente se pode considerar híbrida ao ponto de poder ser considerada como parte integrante das preocupações "dentro" dos Estados, mas que também estão "acima" dos mesmos, sobretudo tendo em conta a questão dos países de trânsito que adiante abordaremos.

Ainda dentro do estudo da dinâmica da segurança, surge um outro conceito interessante, sobretudo tendo em conta o contexto da energia subjacente à elaboração desta dissertação, que é o da securitização, apresentado por Buzan, Weaver e De Wilde (1998, p. 25). Para estes autores: «*(..) the exact definition and criteria of securitization is constituted by the intersubjective establishment of an existential threat with a saliency sufficient to have substantial political effects*». Estes referem ainda a existência de 3 unidades envolvidas neste discurso: os objetos, que são todas as coisas/matérias cuja sobrevivência está sob ameaça, os atores securitizadores,

que abordam a questão da ameaça a uma certa matéria e os atores funcionais, que é quem mais influencia as decisões tomadas no campo da segurança, como por exemplo uma empresa poluente que é assim o ator funcional (central) no campo do setor ambiental. Assim, através da securitização de uma certa matéria ou assunto, este é elevado a uma condição de “*above politics*”, o que dentro desta lógica implica que este seja tratado de forma especial e seja categorizado como prioridade máxima (*idem*, pp. 35-36). Daí que, como veremos adiante, a partir de um determinado momento haja uma mudança por parte do discurso da UE face às questões energéticas, afirmando-se então a imperatividade de construção de uma política e de uma estratégia comuns aos EM, de forma a lidar a uma só voz com a questão da securitização do tema da energia.

Após esta contextualização, focamo-nos no tema central da dissertação, apresentando vários conceitos sobre o que se pode entender por segurança energética. Refere-nos Sovacool (2010, p. 3), que existem cerca de 45 conceitos de segurança energética, divididos entre autores e instituições. Para o mesmo autor este conceito passa por: «*technical feasibility, affordability, environmental protection, reliability and security of supply*». Para Elkind (cit. em Sovacool, 2010, p. 8), segurança energética é composta por 4 elementos: «*availability, reliability, affordability, and sustainability. Availability refers to the ability for consumers and users to secure the energy that they need. It requires an extensive commercial market, buyers and sellers trading goods, parties that agree on terms, as well as sufficient physical resources, investments in technology, and legal and regulatory frameworks to back them up. Reliability refers to the extent that energy services are protected from disruption, predicted on a number of interrelated criteria including: diversification of sources of supply (various fuels and technologies); diversification of supply chains; resilience or the ability to handle shocks and recover from failures; reducing energy demand to ease the burden on infrastructure; redundancy in case failures occur; distributing timely information to markets. Affordability involves not only low or equitable prices relative to income but also stable prices that are non-volatile. Sustainability refers to minimizing the social, environmental, and economic damage that can result from long-lived energy infrastructure*».

Na obra de Sovacool (2010), são várias as definições de segurança energética apresentadas que importa igualmente mencionar, para que

possamos entender os fatores que influenciam o conceito e o que este poderá significar na ótica do comprador ou do fornecedor. Em termos institucionais, a CE define segurança energética como «*uninterrupted physical availability of energy products on the market at an affordable price for all consumers*» (Sovacool, 2010, p. 4). A IEA (*idem*) define o conceito como «*energy security as the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price*». O World Economic Forum (*idem*, p. 6), define segurança energética como tendo quatro objetivos principais: «*Autonomy: energy supply that is within the control of a country and is not vulnerable to disruption by external agents. Reliability: energy distribution that is safe and secure in both the short and long term and meets demand without interruption. Affordability: energy prices that are commensurate with the buying power of domestic and business consumers – at the same time this objective is, however, often difficult to achieve in a manner consistent with the final objective. Sustainability: energy use that is sufficient to support a high quality of life but does not damage the environment to an unacceptable degree*».

Por sua vez, o Ministry of Energy of the Russian Federation (MERF) apresenta um conceito muito próprio sobre segurança energética, focado no fornecedor: «*Energy security is the country's security, that of its citizens, society, state and economy from the threats to reliable supply of fuel and energy. These threats are determined by external (geopolitical, macroeconomic, market) factors, as well as by the condition and operation of the country's energy sector. Energy security is provided and determined by resource sufficiency, economic availability, ecological and technological acceptability. Resource sufficiency determines the physical possibility of deficit-free supply of energy resources to the national economy and the population. Economic availability determines the profitability of such supply at appropriate market prices. Ecological and technological acceptability determines the possibility of extraction, production and consumption of energy resources within the existing technological and ecological limitations determining operation safety for energy facilities at various phases*» (MERF, 2009).

Confrontado os conceitos ocidentais de segurança energética e o do MERF, nota-se a existência de uma diferenciação quanto à perspectiva securitária no que concerne à energia, indo ao encontro do que refere Yergin (2006): «*Different countries interpret what the concept means for them differently.*

Energy-exporting countries focus on maintaining the “security of demand” for their exports, which after all generate the overwhelming share of their government revenues. For Russia, the aim is to reassert state control over “strategic resources” and gain primacy over the main pipelines and market channels through which it ships its hydrocarbons to international markets». Ainda assim, é possível verificar-se a existência de elementos em comum, visto o uso de expressões como “*availability*”, “*reliability*” e “*affordability*”, que no fundo nos permitem definir de forma muito minimalista o conceito de segurança energética, no contexto sócioeconómico global, como o fornecimento ininterrupto de energia a preços acessíveis aos consumidores de um determinado Estado. Importa igualmente fazer uma menção ao conceito de “*sustainability*”, enquanto elemento com cada vez mais peso nas Estratégias Energéticas de muitos Estados, como também adiante abordaremos. No fundo, a ideia principal, passa por uma conjugação dos conceitos acima apresentados, ao mesmo tempo tentando reduzir ao máximo as emissões de gases poluentes derivadas do uso de carvão ou petróleo por exemplo.

Entrando agora na questão central da nossa análise, importa descobrir o que se entende por gás natural: «*Natural gas is a fossil energy source that formed deep beneath the earth's surface. Natural gas contains many different compounds. The largest component of natural gas is methane, a compound with one carbon atom and four hydrogen atoms (CH₄). Natural gas also contains smaller amounts of natural gas liquids (NGL, which are also hydrocarbon gas liquids), and nonhydrocarbon gases, such as carbon dioxide and water vapor. We use natural gas as a fuel and to make materials and chemicals» (EIA, 2019a). Aprofundando um pouco mais, de acordo com a IEA (2004, p. 55): «*As its name suggests, natural gas is taken from natural underground reserves and is not a chemically unique product. When extracted from a gas field or in association with crude oil, it comprises a mixture of gases and liquids (some of them will not be energy commodities). Only after processing does it become one of the marketable gases among the original mixture. At this stage natural gas is still a mixture of gases but the methane content predominates (typically greater than 85%)».**

Sendo uma ‘*commodity*’, fica então sujeita a vários fatores que podem influenciar o seu preço, das quais se destacam:

«1. *Balanço global entre produção e procura.*

2. *Do lado da produção, os preços podem ser afetados pela quantidade de GN produzido (que por sua vez pode ser afetado por condições climáticas severas, guerras, interrupções de fornecimento,...), nível de GN em armazenagem e volumes de GN importados e exportados).*

3. *Do lado da procura: variações no clima de inverno/verão, crescimento económico, disponibilidade/preços de outros combustíveis e produção de Centrais de Ciclo Combinado.*

4. *Variações no preço do petróleo, uma vez que diversas empresas fornecedoras compram e vendem gás natural indexado a produtos petrolíferos.*

5. *Acontecimentos geopolíticos, políticas anunciadas e discursos políticos».* (Galp, 2019, p. 5)

Não sendo o mercado de gás natural global, tendo uma dinâmica regional, importa termos presente que muitas vezes os preços nos contratos de longo prazo de gás ou ‘*spot prices*’ são afetados pelas flutuações nos preços do petróleo pelo facto de o preço do gás natural estar indexado ao petróleo. Desta forma «*depending on the nature of oil and natural gas resources specific to particular regions, changes in future oil prices can produce very different results. Relatively higher oil prices push investment toward oil projects and away from natural gas projects, and relatively lower oil prices typically produce the opposite effect. In regions where oil and natural gas resources do not tend to be comingled, such as Australia, higher oil prices increase oil production without much effect on natural gas production. However, in regions with comingled oil and natural gas resources, such as Brazil, the competition is more complex with less straightforward results*» (EIA, 2020).

Outro dos conceitos que utilizaremos bastante daqui para a frente será o de LNG, definido da seguinte forma pela EIA (2019b): «*Liquefied natural gas (LNG) is natural gas that has been cooled to a liquid state, at about -260° Fahrenheit, for shipping and storage. The volume of natural gas in its liquid state is about 600 times smaller than its volume in its gaseous state. This process, which was developed in the 19th century, makes it possible to transport natural gas to places pipelines do not reach and to use natural gas as a transportation fuel*».

Não seria possível desenvolver o tema em análise sem nos focarmos imediatamente no conceito de geopolítica, utilizado pela primeira vez por Rudolf Kjéllen em 1899 enquanto «*o estudo do Estado considerado como organismo geográfico, ou ainda como um fenómeno espacial, isto é, como uma terra, um território, um espaço, ou melhor ainda, um país*» (Defarges, 1994, p. 39, cit. em Tomé, 2014b, p. 183). Este conceito surge como estudo realista da história e do crescimento dos Estados, enquanto ciência cujo objeto seria analisar o Estado como organismo geográfico tal como se traduz no espaço, e tratar o impacto dos fatores geográficos (distribuição de terras e recursos) na política internacional (DRI, 2014, p. 108). Assim, e tendo em conta o contexto histórico que iremos tratar, juntamente com as diferentes Estratégias Energéticas e projetos, quer russos quer da UE, o conceito de geopolítica torna-se absolutamente central para esta dissertação. Sendo a própria palavra uma aglutinação de outras duas (geografia e política), e tendo em conta a própria natureza das definições apresentadas, fica claro que para a prossecução dos objetivos geopolíticos de um Estado, vão ser vários os fatores que irão contribuir para o sucesso dos mesmos, desde a organização territorial, passando pelo poder político, militar e sobretudo económico. Segundo Saul Bernard Cohen (2015, p. 2), existem 4 pilares constituintes do poder de um Estado: poder militar e apetência para o seu uso; um excedente económico que lhe permita providenciar apoio e investir noutros Estados; uma liderança ideológica que sirva de modelo para outras nações; e um “*system of governance*” coeso, no sentido em que um governo que possa ser destituído repentinamente, dificuldades de aprovação de orçamentos ou um sistema de saúde que acentue diferenças são fatores que contribuem para uma imagem fraca em termos externos. Não iremos fazer um estudo sobre questões de poder, uma vez que não é este o caminho que pretendemos seguir com esta dissertação, mas julgamos ser oportuno trazer para a mesa sobretudo o último ponto da coesão política, uma vez que será um dos fatores que mais tem contribuído para os altos e baixos não apenas da relação euro-russa, mas igualmente no seio das instituições da UE e que dificultam precisamente a definição de uma política energética e de uma abordagem global da UE face à contraparte russa.

Com a propagação da globalização, notabilizou-se um conceito de especial relevo para o tema em análise, através de um artigo escrito em 1990

por Edward Luttwak que é o da geoeconomia. Apesar disso, ainda não existe hoje uma definição universalmente aceite deste conceito. De acordo com o 'think-tank' Chatham House, geoeconomia pode ser entendido como «*the use of economic tools to advance geopolitical objectives*» (Schneider-Petsinger, 2016). Robert Blackwill e Jennifer Harris (2016) definem geoeconomia como «*the use of economic instruments to promote and defend national interests, and to produce beneficial geopolitical results; and the effects of other nations' economic actions on a country's geopolitical goals*». No fundo, tendo em conta os pontos em comum das definições apresentadas, é possível concluirmos que a utilização de sanções económicas por exemplo são um dos meios possíveis para não só um Estado prosseguir os seus objetivos da mais variada ordem, mas igualmente para afetar negativamente os objetivos de Estados inimigos.

Como refere Arnaut Moreira (2017, p. 44), «*energy, being a scarce, ill-distributed and expensive good, subject to considerable price fluctuations, possesses a number of features that render it able to be used as a powerful economic weapon, with significant repercussions in the perspectives for world growth and the geopolitical interplay among producers, among consumers and between the former and the latter*». Assim, tendo em conta a natureza do conceito de geopolítica que faz referência à posição geográfica de um Estado e ao impacto por exemplo dos seus recursos energéticos e as implicações destas características para as suas relações internacionais, é importante falarmos igualmente do conceito de geopolítica da energia. A obra "The Geopolitics of Energy" (1978), de Conant e Gold será garantidamente a base sobre a qual assentam todos os restantes estudos sobre segurança energética e sobre a geopolítica da energia. Os referidos autores começam por dizer que «*access to raw materials, especially access to energy is a top priority of international political relations. The ability to obtain these essential commodities is no longer subject to the traditional colonial relations or military protection, but depends on geographical factors and the political decision-making of governments on the basis of different political conditions. The country having control over the resources will control those who rely on the resources, which will lead to a profound transformation of international relations*» (cit. em Yu e Dai, 2012, p. 94). Andrews-Speed (2016) por sua vez, diz-nos que «*energy geopolitics refers to the study of national security and international politics in the context of the global*

energy scene». No entanto, considerando o foco desta dissertação no gás natural, e não sendo o mercado desta ‘*commodity*’ ainda inteiramente global, vamos ao encontro do que nos diz Austvik (2018, p. 25): «*The energy geopolitics of any region must be understood by both the size and location of own and other natural resources, how available they are, who controls them, their cost, alternative transportation routes, how regional and global markets balance, market mechanisms and regulations, political decisions, and prices in general*». Refira-se que também neste caso não existe um conceito universalmente definido sobre o que é ao certo a geopolítica da energia, uma vez que são muitas as variáveis que poderão ou não influir diretamente nas diferentes definições existentes. Yu e Dai (2012, pp. 94-95) referem isso mesmo, ao indicarem que «*the influence of geographical factors on energy security is not static. On the contrary, it changes with the passage of time, the advances in technology, the shifting demand for raw materials, the changes in domestic and international political goals, as well as the changing judging standards of the legality of the means to the pursuit of political goals*». A obra “Geopolitics of Energy and Energy Security” (Fernandes e Rodrigues, 2017) tem especial relevo no âmbito da temática proposta nesta dissertação. Neste sentido, Campos e Fernandes (2017, pp. 28-29), apresentam-nos um conceito de certa forma holístico, referindo que a geopolítica da energia é então «*the study of the interactions between all the actors involved in the global energy scenario, as well as the influence of energy and all the variables of the complex energy system in the decision-making process at political, economic, military and social levels*».

Dadas as especificidades do mercado de gás natural, existem igualmente uma série de conceitos mais técnicos que importa mencionar. Desde logo o de “*Entry and exit system*”: «*Network users can contract entry and exit capacity separately. (...) In an entry-exit system, network users should be able to book and use entry and exit capacity independently from each other. By moving away from predefined transportation routes, gas that enters the market area can be delivered at any exit point. Regulation (EC) No 715/2009 (in particular Recital 19 and Article 13) requires all Member States to establish a so-called entry-exit system, where for every entry point into and for every exit point out of the system network users (i.e. the contractual party of the TSO, the so-called shippers) are able to book entry and exit capacities independently. An entry-exit system has a*

virtual trading point (VTP)» (CE, 2013). Importa explicar como funciona um sistema de “*entry-exit*”: se por exemplo, existirem 5 ‘*entry points*’ e 20 ‘*exit points*’, isso irá gerar 100 (5 x 20) combinações de ‘*entry-exit points*’. O gás que flui de um ‘*entry point*’ pode sair em qualquer um dos ‘*exit points*’ e o dos outros ‘*entry points*’ não fluirá para esses ‘*exit points*’ já utilizados. No entanto, é possível combinar o gás de 2 ou mais ‘*entry points*’ para posteriormente fornecer gás a um ou mais ‘*exit points*’ mais ‘*downstream*’ (Hunt, 2008, p. 3). Assim, importa também definir o que se entende por “*Virtual Trading Point*”: geralmente designado por VTP, é um ‘*hub*’ não-físico que corresponde a uma área de mercado onde o gás natural é negociado. Num VTP, pode existir a negociação de volumes de gás após a entrada ou antes da saída de uma certa área de mercado. Os principais VTP's de gás natural são o TTF, NBP, PEG Nord, ZEE, NCG e PSV na Europa, e o Henry Hub nos EUA (Galp, 2019, p. 5). Além disso «*the virtual trading point facilitates the trade of gas between network users. (..) Gas is brought into the system either at cross-border entry points (pipeline entry or LNG terminal) or at entry points from domestic production. Gas exits the system either at cross border exits, to directly connected customers at TSO level or at exit points to distribution networks. In addition, most systems have gas storage facilities where system entry and exit is possible. For a ‘full’ entry-exit system that means that gas brought into the system at any entry point can be made available for off-take at any exit point within the system on a fully independent basis. Similarly, this has the effect that each exit point can be considered as being supplied from any entry point without any restrictions*» (CE, 2013).

Um “*Natural Gas Hub*”, que designaremos como ‘*hub*’ daqui em diante: «*A natural gas hub is a point - physical (local) or virtual (notional) – on the gas transmission system where the transfer of natural gas can take place logistically supported by a body (not always the TSO) by offering at least the follow-up of the transfers of ownership (i.e. title tracking), standardized contracts for trade at freely negotiated prices and other services*» (ERGEG, 2010, p. 16).

Os contratos “*Take-or-Pay*” (‘*ToP*’) são contratos muito utilizados no mercado de gás natural, pelos quais um determinado comprador se compromete a adquirir anualmente um certo volume, sendo que se esse comprador não

precisar, em algum momento, de todo o gás contratado, poderá não o receber, mas terá de o pagar na íntegra (Prado, 2019).

I.3. Estado da Arte

Dentro da dinâmica energética que envolve a UE e a Federação Russa, existem diversas variáveis que importa ter em consideração para que possamos elaborar uma dissertação completa mas também clara e concisa. Daí que tenhamos sempre apresentado um breve contexto histórico nos vários capítulos, como introdução ao que nos propomos a analisar. Deste modo, relativamente ao passado da relação UE-Rússia, foi na obra de Tomé (2018) e de Fânzeres (2015) que nos apoiámos variadas vezes dada a relevância quanto ao contexto histórico e primórdios da relação energética euro-russa. Estes autores não apenas nos referem os vários programas de cooperação criados no sentido de cimentar esta relação, mas igualmente os principais projetos que daí resultaram, nomeadamente a construção de *pipelines*, cuja grande maioria ainda hoje se encontra em funcionamento, e por onde transita uma grande quota do gás russo que chega a território da UE. Referente à era pós-Queda do Muro de Berlim, estas duas obras oferecem-nos as linhas gerais das mudanças resultantes desta alteração sistémica, as quais complementamos com recurso a documentos oficiais, nomeadamente da CE e do Serviço Europeu de Ação Externa (EEAS na sigla inglesa), uma vez que nos oferecem mais detalhes relativos às iniciativas conjuntas em matéria de energia, mas que nos permitem igualmente de ganhar uma maior noção da interdependência que se foi gerando ao longo dos anos. Importa igualmente fazer referência à obra de Fernandes e Rodrigues (2017), enquanto pano de fundo que serve como suporte teórico e conceptual da nossa investigação.

Na construção do capítulo relativo à Estratégia Energética da UE, recorreremos a várias entidades oficiais, como a CE e o PE, e seus documentos, enquanto maiores dinamizadores precisamente da visão em matéria energética da União. Stern et al. (2014) apresenta uma visão holística quanto às iniciativas passadas da UE em nome da sua segurança energética, a qual é naturalmente complementada com os vários regulamentos e diretivas da CE e PE utilizados para aprofundamento das questões e iniciativas mais relevantes em matéria de energia, como é o caso dos vários “Energy Packages” lançados ao longo dos

anos, com o TEP a ter um especial relevo nesta dissertação por se ter revelado um “*game-changer*” na génese das relações energéticas euro-russas, tendo vindo a reduzir de alguma maneira o papel monopolístico que a Gazprom representa no mercado europeu. Destaca-se naturalmente o documento da CE (2011) relativo à política energética da UE, ao qual se seguiu a Estratégia Europeia de Segurança Energética (ESEE) (2014) materializando assim uma preocupação crescente face a uma potencial disrupção do fornecimento de gás russo manifestado por vários parceiros europeus de leste derivado da situação da Crimeia desse mesmo ano. Likhachev e Westphal (2017) revelam os números que motivaram a elaboração da ESEE e o porquê de esta pecar por tardia. A União Energética de 2015, idealizada por Donald Tusk refere-nos as várias medidas a serem aplicadas a fim não apenas de garantir a segurança energética europeia, mas igualmente a reduzir a presença de gás russo na UE, algo que está associado ao próprio conceito de segurança energética sobretudo para governantes dos países mais a leste e onde a presença de gás russo é mais significativa.

No meio das mais importantes iniciativas legislativas da UE, Yafimava (2013, 2018) e Stern et al. (2014) fornecem-nos uma análise bastante detalhada sobre o TEP, enquanto instrumento de maior relevo para o acervo comunitário europeu em matéria energética e motivo de uma maior fricção entre as iniciativas da Gazprom e a UE.

No que diz respeito a uma eventual aposta na produção própria por parte da UE, traçamos um paralelismo com as atividades de ‘*fracking*’ desempenhadas nos EUA, para o qual Loris e Raush (2020) nos trazem um panorama bastante claro e que nos permite identificar as diferenças entre UE e EUA no que em matéria energética diz respeito. Por outro lado, face a uma ausência de alternativas viáveis face ao gás russo via *pipeline*, o *LNG* tornou-se a mais relevante fonte de diversificação por parte da UE. Neste sentido, o contributo de Stern et al. (2014) ganha maior relevo enquanto nos retrata as alternativas e os vários cenários possíveis para a UE sempre com uma análise crítica e construtiva face ao que deveriam ser as opções da UE nesta matéria, nomeadamente apresentando uma série de potenciais projetos passíveis de reduzir a quota de gás russo mas igualmente contribuir substancialmente para a implementação do mercado europeu da energia através de um maior número de

interconectores que possam assim reforçar a segurança energética da UE no geral e dos Estados mais vulneráveis ao gás russo. No sentido de suportar as análises apresentadas pelos vários autores referidos, recorreremos a estatísticas originárias da EIA, BP e Eurostat.

No que concerne à Estratégia Energética da Federação Russa, importa imediatamente destacar Stern et al. (2014) e Pirani e Yafimava (2016) que nos oferecem uma análise minuciosa face à atuação da Gazprom na Europa além de uma previsão até 2030 dos lucros esperados da empresa russa, derivado de uma lista de contratos de longo prazo estabelecidos entre esta e contrapartes europeias ao abrigo de cláusulas *'take-or-pay'*. Milhazes (2016) traça uma análise muito interessante face ao futuro das relações sino-russas, algo que se revela particularmente interessante tanto para a segurança energética europeia como russa. Trenin (2007) descreve aquilo que são as premissas-base da atuação da Federação Russa nos campos político e económico que se irão traduzir naquilo que tem sido a política energética externa russa. As previsões do referido autor revelaram-se acertadas uma vez que a atuação da Rússia tem seguido essencialmente as linhas que descreveu. Mais ainda quando a ES-2035 acaba assim por confirmar aquilo que será o futuro do setor energético russo, com Mitrova (2013) a contribuir com uma visão aprofundada face à importância que o *LNG* representará para o futuro da segurança energética russa, apresentando-nos as várias estratégias subjacentes aos novos projetos delineados pela Gazprom e Novatek. Stern et al. (2014) por sua vez oferece-nos uma análise ao quadro legal interno da Federação Russa e nas alterações legislativas com impacto direto nesta estratégia e/ou que tenham sido elaboradas de forma a implementar a mesma.

No terceiro capítulo em que se estudará a relação bilateral UE-Federação Russa exclusivamente na energia, foi necessário traçar uma diferenciação face à abordagem política de Moscovo imediatamente pós-1989, e àquela que vem sendo utilizada com maior relevo a partir de 2007, algo que nos é descrito por Tomé (2018), Fânzeres (2014) e Trenin (2007). Na sequência da mudança por parte da Federação em 2007 mas sobretudo após o ponto mais baixo da relação UE-Rússia de 2014 após a crise da Crimeia, Simão (2018) descreve precisamente em que moldes a relação é desenvolvida hoje em dia, o que tem naturalmente efeitos significativos na relação energética. É também neste

capítulo que se torna mais clara a diferença face ao contexto de segurança energética defendido pela UE e pela Federação, derivado do documento do PE (2018) e do “Foreign Policy Concept of the Russian Federation” (2016). Em virtude da interdependência e da relação energética estabelecida entre os atores envolvidos, o capítulo torna-se mais extenso face às várias Figuras do Eurostat e da Gazprom apresentados, que espelham por exemplo a quota de gás presente em cada EM da UE ou o consumo geral da União de recursos energéticos oriundos da Federação. O documento do PE (2018) e as obras de Henderson e Sharples (2018), Yafimava (2018), Pirani e Yafimava (2016) sobressaem dada a importância para a descrição não apenas da “mudança sistémica” na relação energética UE-Rússia derivada da entrada em vigor do TEP, mas igualmente das consequências diretas que este quadro legal teve para aquilo que são as ambições e projetos russos, e que uma vez mais motivaram críticas e conflitos entre os intervenientes, pese embora sem colocar em causa o contínuo fornecimento de gás à UE e conseqüentemente a segurança energética das partes envolvidas. No exemplo alemão que apresentamos enquanto demonstrativo da tensão entre a Federação e a UE, são importantes os documentos analisados da IEA (2019 e 2020), Kremlin (2015), BNetzA (2020), e Gazprom (2015) sobretudo a fim de traçarmos o perfil energético do país e de forma a podermos situar o conflito relativo ao NS2 e mais ainda, de forma a que se possa perceber de que forma a Estratégia Energética alemã possui muito poucos pontos comuns com a estratégia global da UE. Henderson e Sharples (2018) abordam o conflito existente entre o projeto NS2 e o quadro legal da UE, onde novamente o TEP motiva interpretações diversas das entidades envolvidas e materializa aquilo a que Moscovo se refere como uma forma de obstacular diretamente qualquer tipo de projeto russo que envolva território da UE. Riley (2019b) oferece-nos uma visão holística quanto ao que poderá vir a ser o futuro do projeto NS2, mas igualmente das alternativas para a UE.

No último capítulo apresentamos dois “*case studies*” de forma a que possamos demonstrar a ideia que apresentamos face à segurança energética da UE estar dependente de países terceiros. O primeiro é relativo à Ucrânia, enquanto principal país de trânsito do gás russo rumo à Europa. Primeiramente Pirani e Yafimava (2016), Pirani, Stern e Yafimava (2009) e Elkind (2010) apresentam um contexto histórico relativamente ao relacionamento energético

entre Rússia e Ucrânia, de forma a que se perceba o que motivou o surgimento das crises de 2006 e 2009 e as consequências reputacionais com que os dois países ficaram. Às referidas crises, adicionou-se uma breve descrição da crise de 2014 após o conflito na Crimeia e que motivou as companhias energéticas russa e ucraniana a recorrer à arbitragem internacional e nesse sentido os documentos da Gazprom (2015a, 2015b) e Naftogaz (2019a, 2019b, 2019c, 2019d) permitem avaliar os resultados da arbitragem relativa aos contratos assinados no passado. Passamos assim à descrição do perfil energético da Ucrânia, através da análise do seu *GTSOU* e dos projetos futuros de dinamização do mesmo, para o qual nos apoiámos em Naftogaz (2012, 2019b e 2020a, 2020b, 2020c) e documentos da CE. Através do que nos refere Schmitt (2019) e Reuters (2016a, 2016b, 2016c) analisamos brevemente as consequências que o *NS2* terá para a Ucrânia, de forma a completar a análise ao referido projeto que já havíamos feito anteriormente, mas também de modo a que se perceba o nível de ameaça à segurança energética europeia.

O segundo “*case study*” é a Turquia, no qual começamos por descrever a evolução em matéria legislativa energética ao longo dos anos, nomeadamente após 1990, recorrendo para tal a documentos da EPDK (2018 e 2019) e World Bank (2015). De forma também a perceber como poderá este país ter influência na segurança energética quer da UE quer da própria Federação, descrevemos o histórico de relações da Turquia com a Federação, tendo como base o Russian International Affairs Council (RIAC) (2019). Tal como já havíamos feito para o caso ucraniano, também aqui interessava traçar o perfil energético do país, para o qual recorreremos a Rubin (2020), Raszewski (2018) e Bayraktar (2018). De seguida fazemos uma breve descrição do mercado de *LNG* na Turquia, e analisamos de forma mais extensiva o *TurkStream (TS)*, que é o mais recente projeto russo cuja intenção passa pelo transporte de gás até território da UE. Através do que nos referem Henderson e Sharples (2018) permite-nos assim ter uma visão das intenções russas e da potencial ameaça que estas poderão representar para a UE, sobretudo enquanto competidor direto do projeto europeu do *Southern Gas Corridor (SGC)*. Özdemir (2016), RIAC (2017 e 2019) e World Bank (2015) permitem-nos antever não apenas a importância geopolítica que a Turquia terá no mercado global de gás natural, mas também das potenciais consequências que o estreitar de relações com a Rússia poderá por outro lado

condicionar o seu relacionamento com a UE e NATO. Em Portugal, o que se tem escrito sobre o tema da segurança energética e das relações UE-Rússia recai essencialmente em autores como Costa Silva (2007), Leal e Ribeiro (2015 e 2016), Fernandes e Rodrigues (2017), Simão (2017 e 2018) e sobretudo Tomé (2018) e Fânzeres (2014, 2015 e 2017). Em grande parte, consideramos essencial a combinação da consulta de documentos oficiais de entidades da UE com documentos oficiais dos diferentes Ministérios da Federação Russa, além de autores especializados no tema da segurança energética e da geopolítica da energia de ambas as partes, para que possam ser claras as posições que motivaram à redação desta dissertação.

CAPÍTULO II

Contextualização das relações entre União Europeia e Federação Russa

Será neste capítulo que iremos abordar as especificidades e dinâmicas que tornam a relação energética euro-russa tão *sui generis* e tão sujeita a altos e baixos que facilmente impactam de forma concreta outro tipo de dinâmicas relacionais entre as partes.

Neste sentido é pertinente a análise feita por António Costa e Silva (2018, pp. 50-51) que comenta que «*the European networks of energy advance very slowly and still today the Iberian Peninsula is a sort of “energy island” in Europe with the failure to increment the connections between Spain and France. The lack of a true European Energy Market is a key weakness and a major factor that threatens the Energy Security in the continent. A liberalized and well-regulated single market is a key goal because smooths the volatility of the prices, increases the competition, diversifies the sources of supply and increases Europe energy security*».

Imediatamente constatamos, pela geografia dos *pipelines* existentes na Península Ibérica e a sua inexistente ligação ao resto da Europa, que não existe um mercado energético comum efetivamente implementado na UE, na medida em que não existem ‘*entry-exit points*’ que cubram todo o seu território. Assim, ficam também evidentes as fragilidades às quais a UE está sujeita neste momento, uma vez que a dependência dos mercados do centro e leste europeu do gás russo tem-se mantido semelhante e em alguns casos até aumentado, contrariamente ao que seria desejável por parte de Bruxelas. Como também abordaremos adiante, não é tão-somente esta dependência que gera preocupação por parte dos dirigentes europeus, mas sim um eventual uso desta dependência como instrumento político, precisamente derivado da dinâmica relacional energética euro-russa, que facilmente é afetada por questões que não são declaradamente energéticas, como refere Tomé (2018, p. 82), «*com efeito, as redes fixas de distribuição de energia alteram a geopolítica de uma região, influenciam a importância da localização geoestratégica de certos estados e inviabilizam a mudança súbita de parceiros energéticos, o que torna os*

envolvidos – produtores, consumidores e países de trânsito – dependentes e sensíveis às políticas uns dos outros».

Por outro lado, estranhamente ou talvez não, a mesma dependência energética crescente de Portugal e Espanha de gás oriundo da Argélia e Nigéria não causa o mesmo tipo de apreensão, pese embora as zonas geográficas onde estes países se inserem serem inseguras, não apenas ao nível da porosidade fronteiriça que propicia o desenvolvimento do terrorismo, mas também pela (in)segurança marítima nomeadamente no Golfo da Guiné, com a pirataria a colocar em risco os fornecimentos energéticos.

Neste sentido, iremos desenvolver a nossa análise focada das Estratégias Energéticas da UE e da Federação, no sentido de conhecer quais as prioridades de cada uma das partes e dos cenários mais expectáveis relativamente à segurança energética, tanto para uma como para outra. Por outro lado, será também interessante perceber as posições contrastantes da UE e da Rússia. Em Bruxelas existem estratégias bastantes diferentes, o que também contribuiu para a dificuldade na implementação a todos os efeitos de uma Estratégia Energética, como exemplifica Tomé (2018, p.83) quando refere que *«as abordagens da Rússia e da UE podem ser «conciliáveis», mas a Alemanha, em particular, tem sido apontada como permeável à «cenoura do gás» russa, resultando numa postura germânica pouco favorável à unidade da UE em matéria de política energética»*. Por outro lado, em Moscovo existe uma unidade a nível nacional relativamente ao papel que os recursos energéticos possuem na retoma do *'status'* de grande potência perdido após a dissolução da URSS.

II.1. Contexto histórico da relação União Europeia-Federação Russa

Foi após 2ª Guerra Mundial que a Europa iniciou o seu processo de integração, através da constituição da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA), derivada de uma vontade comum de industrialização em massa da comunidade de países europeus, mas igualmente como forma de prevenção de conflitos entre Estados através da cooperação a nível de comércio.

Face a essa industrialização massiva, a Europa teve de recorrer a outras fontes de abastecimento energético, uma vez que as fontes comuns não eram – tal como hoje – suficientes para suprir as necessidades a nível da procura. Numa

primeira vaga de fornecimentos externos, a Europa recorreu a países do Médio Oriente, mas com o Choque Petrolífero dos anos '70, iniciou-se a cooperação com a URSS. Tirou-se partido das infraestruturas já edificadas no conjunto de países pertencentes ao Bloco de Leste, como forma de economizar no transporte de energia, dando-se assim início à construção daquilo a que de forma comum se refere como o referencial energético euro-russo do gás natural. Do ponto de vista geopolítico, só anos mais tarde começaram a surgir as primeiras preocupações com a excessiva exposição dos países europeus ao gás russo, e às implicações que daí poderiam surgir. Note-se que, como referem Leal e Ribeiro (2015, p. 28), «*o mercado de gás natural não é global e não existe um preço global. Portanto, as alterações dos preços em termos regionais são o que espelha as forças subjacentes à procura e à oferta, bem como os padrões de mudança num determinado período*». Este fator tem particular relevância de forma a que se possa contextualizar a peculiaridade da relação energética UE-Rússia.

Uma vez mais, e como adiante será analisado, a Alemanha (República Federal da Alemanha (RFA) na altura) teve um papel absolutamente central na construção deste referencial energético, derivada da sua política externa de então, a *Ostpolitik* de Willy Brandt e Helmut Schmidt. Assim se deu início à continuação do desenvolvimento da rede de *pipelines* que ainda hoje se mantém no ativo.

Em 1970 foi desde logo acordado entre a Gazprom, a Ruhrgas e o Deutsche Bank que entre 1973 e 1978 a então RFA receberia um volume de 0.5 bcm de gás natural russo anualmente, volume esse que aumentaria para 3 bcm. Em troca, a URSS receberia material no valor de 1.2 biliões de marcos, necessário para a construção de *pipelines*, e ainda um empréstimo de igual valor. A essa cooperação inicial russo-alemã, seguiram-se-lhe a Áustria, com os acordos para a construção dos *pipelines TAG I* e *TAG II*, permitindo assim o abastecimento à Checoslováquia e Itália. Posteriormente, foi edificado o sistema de *pipelines* Megal, que permitiu a ligação da Checoslováquia à Áustria, Alemanha e França (Fânzeres, 2015, pp. 15-16).

O desenvolvimento dos referidos projetos fez triplicar os volumes de gás que chegavam à Europa, o que potenciou o desenvolvimento industrial europeu, ao mesmo tempo que se reduzia o consumo de petróleo e carvão, recursos

significativamente mais poluentes que o gás natural. Simultaneamente, começaram também no final dos anos '70 a chegar os primeiros volumes de gás oriundos da Noruega e do Reino Unido, no entanto os vastos recursos disponíveis por parte da URSS tornavam o seu gás economicamente mais vantajoso em relação ao gás oriundo do Mar do Norte.

Em 1978, a URSS propõe à Europa a construção de um *pipeline* desde o campo petrolífero de Yamburg, na Sibéria Ocidental, que no entanto foi recusado, levando o governo soviético a optar pela construção do sistema de *pipelines Urengoy-Pomary-Uzhgorod*, que tem início precisamente na Sibéria Ocidental, terminando na fronteira da Ucrânia com a Eslováquia, e que até há bem pouco tempo era responsável por transportar a maior parte do gás russo que abastece a Europa (*idem*, 2015, p. 17). É precisamente no início dos anos '80 que começam a surgir as primeiras preocupações derivadas da dependência que se estabelecia por parte da Europa face ao gás russo, oriundas sobretudo dos EUA, motivadas por um contexto de Guerra Fria e na sequência da eleição de Ronald Reagan para a Presidência americana. O projeto acima referido foi inclusivamente alvo de sanções, que passaram pelo boicote de exportação de materiais e tecnologia destinadas ao seu desenvolvimento. No entanto, não só o financiamento foi obtido maioritariamente de bancos alemães, mas também os materiais foram construídos na Europa, o que permitiu levar a cabo o projeto.

Após o final da Guerra Fria, e não havendo motivo algum para não se aprofundar a cooperação no campo da energia, em 1992 entra em funcionamento o sistema de *pipelines Stegal*, envolvendo a Alemanha, Itália, França e URSS. Ao mesmo tempo, e face às preocupações em se estabelecer uma política de diversificação de fontes de abastecimento, surgem 3 novos *pipelines* oriundos da Noruega rumo à Bélgica, Alemanha e França. Em finais dos anos '90 surgem 2 novos projetos relevantes no contexto relacional euro-russo: em 1999 o *pipeline Yamal*, oriundo da Rússia, passando pela Bielorrússia e Polónia, e em 2003 o *Blue Stream (BS)*, que liga diretamente a Rússia à Turquia. Pese embora a Turquia não seja um membro da UE, é por esta altura que se intensifica o debate sobre uma sua eventual adesão, daí considerarmos relevante para o que se pretende demonstrar com este breve contexto histórico. Só vários anos mais tarde entra em funcionamento o *Nord Stream 1 (NS1)*, aprofundando assim a relação energética russo-alemã, mas também vincando

de forma mais visível as diferenças que impedem a construção de uma política energética holística e eficaz por parte da UE, e que a impedem de conseguir falar a uma só voz com a Federação Russa, como adiante veremos (*idem*, 2015, pp. 18-19).

A base legal sobre a qual assentam as relações UE-Rússia é a “Partnership and Cooperation Agreement” (PCA), assinada em junho de 1994 e que no fundo estabelece princípios comuns entre ambas as partes de democracia, Direitos Humanos e Estado de Direito enquanto elementos essenciais para esta relação, e tem como objetivo a regulação das relações económicas, políticas e culturais. No quadro da PCA, foi criado o “EU-Russia Energy Dialogue” em 2000, que estabelece a estrutura para a cooperação energética entre a Federação Russa e a UE, e cujos objetivos são: desenvolver oportunidades de investimento no setor energético, desenvolver infraestruturas seguras e adequadas, incrementar o uso de tecnologia ‘*environment-friendly*’, promover a eficiência energética contribuindo para uma economia mais limpa de forma a reduzir as emissões de gases poluentes, e a troca de informação sobre iniciativas legislativas no campo da energia (CE, EU-Russia Energy Dialogue).

Esta relação é aprofundada em 2003 na cimeira de S. Petersburgo, através da criação de 4 espaços comuns: económico; liberdade, segurança e justiça; espaço de segurança externa e; espaço de investigação, formação e cultura. Em julho de 2008 foram iniciadas negociações para um novo acordo vinculativo nas áreas da justiça, liberdade, segurança, cooperação económica, investigação, comércio e investimento e energia. Em 2010 foi também lançada a “Partnership for Modernization”, de forma a colocar em prática os objetivos acima enunciados (CE, 2010). Em 2013 surge também o “Roadmap EU-Russia Energy Cooperation until 2050”, cujo objetivo estratégico passa pelo estabelecimento de um espaço energético pan-europeu, constituído por um sistema de infraestruturas de transporte e armazenamento de gás natural que seja aberto, transparente, eficiente e competitivo, contribuindo assim para a garantia da sua segurança energética (CE, 2013b, p. 5). Estes programas foram suspensos após a intervenção russa na Crimeia em 2014.

Ainda assim, a UE continua ser um parceiro-chave para a economia russa, com as trocas entre ambas a atingirem os 253.6 biliões de euros, o que representa cerca de 42.8% do comércio russo. A Rússia é o 4º maior parceiro

comercial da UE no setor dos bens essenciais, representando 6.4% do total de trocas da UE, e é igualmente o 4º maior destino das exportações oriundas da UE (atingindo os 85.3 biliões em 2018). As importações da Rússia para a UE cresceram cerca de 16.7% entre 2017 e 2018, derivado sobretudo pelo aumento do volume de energia importada pela UE que representa cerca de 70% das importações da Rússia para a UE. Também a UE é o maior investidor externo na Rússia, com o montante total a representar cerca de 235.2 biliões de euros em 2018 (EEAS, 2020).

Por conseguinte, é notório que a relação energética euro-russa é estabelecida num período pós Choque Petrolífero, que efetivamente causou uma disrupção no fornecimento de energia à Europa, e que a levaram a procurar alternativas. Enquanto alternativa geográfica e economicamente mais viável, a Federação Russa foi a escolhida, sendo então legítimo afirmar-se que desde os anos '60 se constituiu como um fornecedor fiável e contínuo de gás natural à UE, o que a tornaram parte essencial para a segurança energética europeia. Com o desenvolvimento dos instrumentos legais de cooperação no campo da energia, a dependência de alguns EM da UE do gás russo foi crescendo, após o estabelecimento de contratos de longo prazo com a Gazprom (Simão, 2018, p. 89). Com as crises russo-ucranianas de 2006 e 2009, a perceção geral da UE face à imagem construída durante quase 50 anos foi decisivamente manchada, começando então o relacionamento a ser pautado por uma maior frieza e desconfiança mútuas. No seguimento da crise de 2006, foi criado o “Early Warning Mechanism”, um procedimento através do qual as partes se informam mutuamente consoante haja um aumento do risco a curto ou longo prazo relativamente à segurança do fornecimento ou procura.

II.2. A Estratégia Energética da União Europeia

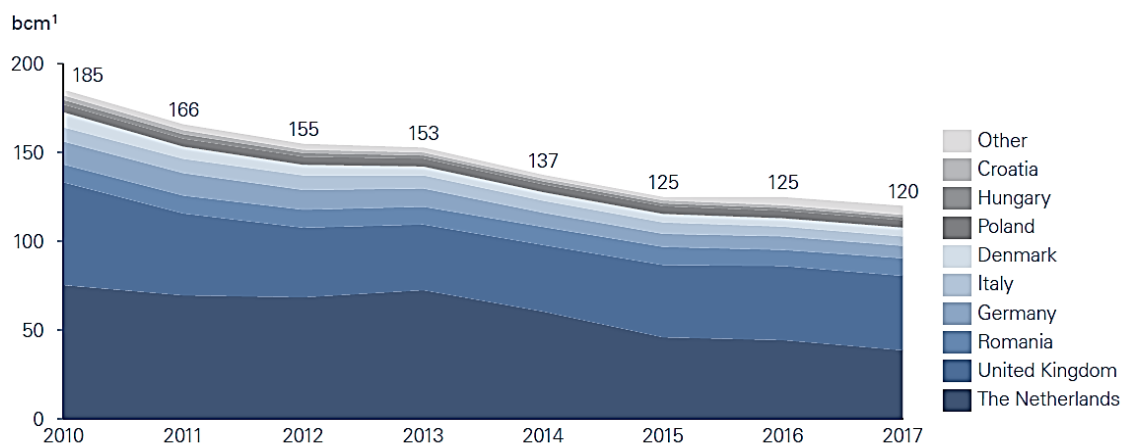
Para Costa Silva (2007, p. 41), *«no contexto da Europa é preciso dizer que esta desprezou a energia como um elemento integrante da sua política externa nos últimos 50 anos. Esta falha refletiu-se na incapacidade europeia para promover a mudança do modelo energético e para identificar atempadamente as consequências ambientais de um consumo excessivo de combustíveis fósseis. Hoje está à vista de todos as proporções que esta falha pode assumir»*.

Mais de metade da energia que é consumida na UE é importada precisamente de países terceiros, com a Rússia a manter-se durante o período de 2007-2017 como líder no fornecimento de recursos energéticos, onde se incluem petróleo, gás natural e carvão. Contudo, após as disputas energéticas de 2006 e 2009 entre Rússia e Ucrânia, as preocupações no seio da UE emergiram, com a segurança energética a tornar-se numa prioridade em Bruxelas, uma vez que com o alargamento da União para leste, o seu nível de dependência geral de gás russo aumentou exponencialmente, como se pode verificar na Figura 2. Assim, não foi surpresa que ao longo dos anos fossem surgindo novas iniciativas legislativas no quadro da energia a fim de garantir não apenas a segurança energética do fornecimento de gás aos EM, mas também para reduzir o papel de *'player'* dominante do mercado detido pela Gazprom.

Neste sentido, e antes de abordarmos propriamente a Estratégia Energética da UE, importa traçar um contexto sobre qual a origem das importações de gás por parte dos EM da UE e como isso influenciou a formulação destas mesmas políticas energéticas. A UE importa essencialmente gás oriundo da Rússia, Noruega e Argélia (este último destinado exclusivamente à Península Ibérica) via *pipeline*, além de exportações de LNG de onde se destacam o Qatar, os EUA, a Austrália e a Nigéria. Deste leque de países fornecedores, a Noruega é tido como o mais fiável parceiro europeu em termos de comércio de gás. Não apenas pela sua proximidade, mas principalmente por nunca se ter verificado nenhuma disrupção do fornecimento, tendo contribuído para isso o facto de não existirem *pipelines* a passar em países terceiros, situação suscetível de gerar conflitos como os que se verificaram entre a Rússia e a Ucrânia. Em 2013 por exemplo, a Noruega foi o 3º maior exportador de gás do Mundo, somente atrás da Rússia e do Qatar, além de ser o maior produtor de gás natural do continente europeu, contribuindo com 21.6% do consumo verificado na UE. No entanto, previsões do Ministério do Petróleo norueguês demonstram as vendas de gás a diminuir de 100-125 bcm em 2020 para 75-115 bcm em 2025 (Stern et.al., 2014, p. 12). A menos que existam novas descobertas de reservas de gás na região do Mar do Norte, a previsão deverá estar certa, pelo que os volumes de gás que continuarão a chegar à UE no futuro serão menores a cada ano, sendo esta obrigada a encontrar alternativas ao gás norueguês.

No que diz respeito à produção própria europeia, é apenas digna de registo a da Holanda, que em 2013 foi o 2º maior produtor europeu, atrás apenas da Noruega. No entanto, como veremos adiante, a produção no maior campo de gás no país, em Groningen, tem os dias contados, uma vez que o Governo holandês tomou a decisão de cessar totalmente a produção até 2030 (Stern et.al., 2014, p. 13). De resto, e como nos demonstra a Figura 1., a situação tem vindo a tornar-se preocupante, dado que a produção de gás na Europa já atingiu o seu pico e tem vindo a decair de forma significativa.

Figure 7: Gas production in EU 28 by country, 2010–2017



Source: Eurostat, Arthur D. Little analysis
Note: 1) Billion cubic meters assuming 10 kWh per m³

Figura 1. Produção de gás na UE-28 entre 2010 e 2017
Fonte: Arthur D. Little, 2019b.

Tornava-se então imperativa a existência de uma Estratégia Energética por parte da UE, dados os sinais que vinham surgindo ao longo dos anos. Mesmo antes da ideia de formulação de uma Estratégia Energética, já existia na UE o desejo da diversificação de fornecedores de gás, a fim de diminuir a dependência de gás russo. Para tal, começou-se por estabelecer 2 programas de cooperação, o INOGATE e o TRACECA, englobados na ótica da diversificação e do interesse crescente pela região do Cáspio. Ambos os programas foram essencialmente formas de cooperação a nível técnico com países menos desenvolvidos. Uma espécie de troca de tecnologia/conhecimento, por acesso a campos de gás no Cáspio de forma a contrastar a influência russa nesses países.

O TRACECA surgiu em 1993, com o objetivo de aproximar a UE com a China e as ex-repúblicas soviéticas – exceto a Rússia – através do desenvolvimento de sistemas de transporte e interligações terrestres e

marítimas, para fomentar o comércio. O INOGATE durou de 1996 a 2016 e tinha 4 objetivos: promover a convergência dos mercados energéticos tendo como base os princípios do mercado interno europeu da energia; garantir a segurança energética abordando questões de importação/exportação de energia, diversificação de fontes, trânsito de energia e procura; apoiar o desenvolvimento de energias renováveis de forma a promover a eficiência energética; atrair investimento externo para projetos de interesse comum (INOGATE, In brief). Foi este o primeiro passo concreto da UE de forma a garantir a segurança do seu aprovisionamento energético e uma das primeiras vezes em que efetivamente se agiu a uma só voz. No entanto, embora boas iniciativas em termos teóricos, na prática ambos os programas deixaram a desejar, sobretudo com o crescimento das importações oriundas da China: «*The economic feasibility of the TRACECA project is highly questionable. As of today, it carries only around 1-1.5% of total East-West freight volumes despite the fact that the parties involved have initiated a number of incentives to make the project work*» (Pak, 2019, p. 108).

Em 2004, viria a surgir a Política Europeia da Vizinhança (PEV), cujo grande objetivo foi no fundo dinamizar aquilo que se tinha iniciado com o INOGATE e o TRACECA. A PEV tem 2 dimensões regionais: a Parceria Oriental (PO), que foi implementada em 2008 e cujo objetivo é reforçar as relações com os países de leste, onde se incluem Arménia, Azerbaijão, Bielorrússia, Geórgia, Moldávia e Ucrânia; e a União para o Mediterrâneo, igualmente implementada em 2008 e é constituída por Albânia, Argélia, Bósnia-Herzegovina, Egito, Israel, Jordânia, Líbano, Mauritânia, Montenegro, Mónaco, Marrocos, Palestina, Síria (cuja participação está suspensa devido à guerra civil), Tunísia e Turquia (PE, 2021, pp. 1-5). Com a PEV, notou-se uma clara intenção da UE em evoluir para o nível seguinte estabelecido com os países de leste, passando da mera cooperação técnica e económica, para uma tentativa de harmonização regulatória a fim de estabelecer as bases para o surgimento de novos projetos energéticos europeus como refere Simão (2017, p. 360). A mesma autora acrescenta ainda que a PO faz referências específicas à questão energética, deixando no entanto várias dúvidas sobre o seu grau de eficácia na resposta aos desafios que se colocam à segurança energética europeia, e a nosso ver em grande parte pelo seu maior *'handicap'* que se prende com a sua abordagem

“*one size fits all*”. Neste sentido, e não deixando de ir ao encontro do que diz a autora, a PO foi sem dúvida um quadro importante, vista a sua abordagem holística à questão da segurança energética, onde se tentou ao máximo fazer convergir os interesses da UE e dos países englobados na PO. Por outro lado, é importante referir os conflitos que se registam na Ucrânia, na região do Nagorno-Karabakh, na Moldávia, e até na Turquia. Se juntarmos a isto as incessantes tentativas iranianas de ganhar influência na região do Médio Oriente e Eurásia, ganha-se uma maior noção da dificuldade em efetivamente implementar a todos os efeitos os programas elaborados pela UE.

II.2.1. Evolução da legislação europeia em matéria de energia

Apenas nos anos '90 começaram a surgir os primeiros documentos oficiais que viriam a estabelecer a base jurídica da UE em matéria de energia: O “*First Energy Package*” surgiu em 1998 (especificamente a diretiva do gás), devendo esta ser transposta para o ordenamento jurídico dos EM até ao ano 2000. O “*Second Energy Package*” foi adotado em 2003 e as suas diretivas deveriam ser transpostas para o direito interno dos EM até 2004. Os consumidores industriais e domésticos eram agora livres de escolher os seus fornecedores de gás e eletricidade a partir de um leque mais vasto de concorrentes. Em abril de 2009, surgiu então o “*Third Energy Package*” (TEP) com vista a prosseguir a liberalização do mercado interno da eletricidade e do gás, que altera o pacote de 2003 e cria a base para a realização do mercado interno da energia. O TEP será analisado com maior detalhe mais adiante, não só derivado do contexto temporal em que surge, mas principalmente pela especificidade do seu conteúdo e consequências que trouxe para o relacionamento UE-Rússia. Em junho de 2019, foi adotado o “*Fourth Energy Package*” composto por uma diretiva (Diretiva Eletricidade (2019/944/UE)) e três regulamentos: Regulamento Eletricidade (2019/943/UE), Regulamento Preparação para Riscos (2019/941/UE) e Regulamento (UE) 2019/942/UE que instituiu “Agency for the Cooperation of Energy Regulators” (ACER). Este introduz novas regras do mercado da eletricidade para satisfazer as necessidades das energias renováveis e atrair investimentos (PE, 2020, p. 2).

É evidente a falta de alternativas fiáveis e viáveis por parte da UE face ao gás russo. Apesar de a Península Ibérica ser abastecida por gás proveniente da

Argélia, isto deve-se à inexistência de um projeto de ligação de *pipelines* desde a Península até à Europa Central, além de falta de vontade política para tal. Pelo que, temos uma UE dependente dos recursos energéticos de países não-democráticos, numa era de crise financeira acentuada, sobretudo no sul da Europa. No entanto, temos por exemplo a Alemanha a importar cerca de 57% do seu gás à Rússia. (Forbes, 2018). Do ponto de vista dos restantes parceiros europeus, estes 57% tornam-se preocupantes, quando o ponto central da Estratégia Energética da UE passa pela diversificação de fontes de abastecimento. O caso alemão torna-se especial quando os 4 *pipelines* que constituem os projetos do *NS1* e *NS2* estiverem operacionais. Quer isto dizer que não só a Alemanha contraria de certa forma a linha de ação que a UE quer seguir, como também o estreitar de relações entre alemães e russos pressupõe teoricamente uma diminuição da importância de países de trânsito como a Polónia e sobretudo a Ucrânia, colocando assim em risco o fornecimento a países altamente dependentes do gás russo do centro e do leste europeu.

	Imports from Russia 2016 (bcm), excludes transit	Consumption of Natural gas 2016 (bcm)	Share of Russian imports in 2016 natural gas consumption (red = more than 50 %)	Share of natural gas of total primary energy mix (red = more than 50 %)
Austria	5.6	8.7	64	22
Belarus	16.6	17	98	64
Belgium	5.4	15.4	35	23
Bulgaria	3.2	3	106 (includes re-export)	15
Denmark	1.8	3.2	56	17
Croatia	0.6 (data from 2015)	1.7 (data from 2015)	59	19
Czech Republic	4.2	7.8	54	18
Estonia	0.4	0.5 (data from 2015)	80	7
Finland	2.3	2.0	115 (includes re-export)	6
France	10.5	42.6	25	16
Germany	46	80.5	57	22
Greece	2.5	2.8	89	10
Hungary	5.1	8.9	57	37
Italy	22.7	64.5	35	38
Latvia	1	1.3 (data from 2015)	79	36
Lithuania	1	1.8	55	25
Netherlands	14.7	33.6	44	35
Poland	10.2	17.3	59	16
Romania	1.5	10.6	14	29
Slovakia	3.6	4.4	81	25
Slovenia	0.52	0.70	75	12 (data from 2015)
Turkey	23.2	42.1	55	27

Figura 2. Percentagem de dependência de gás natural russo de EM e alguns Não-Membros da UE

Fonte: PE, 2018, p. 30.

Mas se a UE regista uma forte dependência de gás russo, não é menos verdade que a Rússia depende igualmente (ou em maior número) das exportações de gás para a Europa para revitalizar a sua economia, pois as vendas de gás, petróleo e carvão à Europa, rendem à Rússia cerca de 250 biliões de dólares anualmente (Público, 2014a). Daí que em 2008, após o início da crise financeira que se fez sentir em todo o mundo, a Rússia tenha registado uma forte desaceleração da sua economia, devido à excessiva volatilidade dos preços do petróleo e gás. O mesmo aconteceu em países como Angola ou Arábia Saudita, cujos recursos energéticos representam uma fatia importante na balança comercial. No entanto, há algo de *'sui generis'* sobre a Rússia e que motiva a discussão sobre se é ou não uma grande potência, que tem a ver com o seu posicionamento estratégico e carácter euro-asiático. A Rússia dispõe de vastíssimos recursos energéticos, que Moscovo utiliza como forma de manter influência sobre os países da Comunidade de Estados Independentes (CEI), mas também para “contrabalançar” eventuais ações da UE e da NATO. Não havendo um consenso entre os EM da UE quanto ao tema da política energética e à relação com Moscovo, foi a Alemanha quem tirou maiores dividendos nomeadamente durante o período de Gerhard Schröder como Chanceler, entre 1998 e 2005.

É assim um pouco paradoxal que a maior economia da Zona Euro (Eurostat, 2018) esteja tão dependente da Rússia, o que é facilmente explicado pelo facto de também a Rússia depender bastante das compras alemãs. Assim, em 2005, é assinado o acordo relativo à construção do *NS1*, que garante o acesso da Alemanha ao gás russo, sem que este tenha de passar por países terceiros. Esta decisão motivou bastantes críticas, tanto a nível interno como internacional (até porque Schröder sempre defendeu uma espécie de aliança económica com a Rússia), situação que não melhorou com o anúncio da construção do *NS2*, que irá reforçar a estabilidade dos fornecimentos de gás à Alemanha – a preços naturalmente mais baixos – mas por outro lado será mais um passo em frente na intenção russa em fazer o *'bypass'* à Ucrânia (Fânzeres, 2017, p. 248), país por onde transita cerca de 70% a 80% do gás russo com destino à Europa (*idem*, 2014, p. 55). Angela Merkel em 2016 voltava a frisar a importância da aproximação UE-Rússia a fim de estabelecer efetivamente «*um espaço económico de Lisboa a Vladivostok*» (Sputnik News, 2016). Dado o

contexto delicado das relações energéticas UE-Federação Russa, e tendo a questão da segurança energética ganho outra proporção no seio da UE com as crises russo-ucranianas de 2006 e 2009, houve uma concordância no seio da UE em como somente com a criação de um quadro legal supranacional se poderia contrabalançar a influência russa no mercado europeu e evitar uma crescente dependência face ao gás russo.

II.2.2. Estratégia Europeia de Segurança Energética

A EESE é construída tendo por base o TFUE, cujo Art. 194^o apresenta o Princípio da Solidariedade Energética: *«1. No âmbito do estabelecimento ou do funcionamento do mercado interno e tendo em conta a exigência de preservação e melhoria do ambiente, a política da União no domínio da energia tem por objetivos, num espírito de solidariedade entre os Estados Membros: a) Assegurar o funcionamento do mercado da energia; b) Assegurar a segurança do aprovisionamento energética da União; c) Promover a eficiência energética e as economias de energia, bem como o desenvolvimento de energias novas e renováveis; e d) Promover a interconexão das redes de energia»*. No entanto, de acordo com o Art. 192^o, parágrafo 2^o, subparágrafo 2, é estipulado que o quadro legislativo europeu não afeta os direitos que um EM possui em determinar as condições de exploração dos seus recursos naturais ou a escolha entre as diferentes fontes de abastecimento e a estrutura geral do seu ‘mix’ energético (IRENA, 2019, p. 36).

Antes de analisarmos a EESE, importa contextualizar como se chegou a este documento, de forma a que se entenda como as crises ocorridas ao longo dos anos afetaram as instituições europeias. Primeiramente, em 2005 é criada a “Energy Community”, cujo objetivo principal não era mais do que a tentativa de integração dos EM mais recentes da UE no seu mercado energético, de modo a expandir o alcance das suas regras e princípios para a sua vizinhança no leste. A sua missão consiste essencialmente no estabelecimento de um quadro legal capaz de atrair investimentos no setor energético dos países menos desenvolvidos a esse nível, a criação de um mercado integrado da energia que permita o livre fluxo de gás pela UE (o que requer vários ‘VTP’ e ‘entry-exit points’), e o desenvolvimento de tecnologias de forma a garantir o fornecimento contínuo e estável de energia, para assim promover o desenvolvimento

económico e social destes países, e simultaneamente criar as bases para o estabelecimento de uma política de transição para as energias renováveis (EC, Who we are). O projeto do *pipeline TAP*, destinado a trazer gás da região do Mar Cáspio até à UE, é exemplo de uma iniciativa levada a cabo dentro da ótica do reforço de relações com os vizinhos do leste europeu.

Em 2011, a CE adotou o documento “The EU energy policy: engaging with partners beyond our borders”, com o objetivo de estabelecer parcerias entre países fornecedores, de trânsito e consumidores, para reduzir os riscos associados à elevada dependência energética que se regista na UE (Eurostat, 2019a). Este documento, (CE, 2011b, pp. 4-22), visava desenvolver a política energética comum da UE, através das seguintes medidas:

1. Reforço da dimensão externa do nosso mercado interno da energia;
2. Reforço de parcerias para uma energia garantida, segura, sustentável e competitiva;
3. Melhoria do acesso a energias sustentáveis pelos países em desenvolvimento e,
4. Melhor promoção das políticas da UE para além das suas fronteiras.

Com o objetivo de materializar estas medidas, são apresentados vários sub-pontos, onde se destacam por exemplo o estabelecimento de parcerias com países fornecedores de energia, ou a integração no mercado comum energético dos países vizinhos da UE. Como é salientado nas Conclusões deste documento: *«É de importância vital uma política energética externa coerente, dinâmica e proativa para permitir que a UE e os seus Estados-Membros estabeleçam uma posição de liderança na geopolítica da energia, a fim de promover eficazmente os interesses tanto da UE como nacionais nesta matéria para além das fronteiras da UE, e de contribuir para a competitividade da indústria europeia»*. No fundo, pretende-se dinamizar a cooperação no domínio da energia, de forma a projetar a UE enquanto *‘player’* no mercado da energia. Para tal, são exemplificadas as parcerias estratégicas com países da região do Mar Cáspio, e até um diálogo UE-Rússia de forma a serem criadas sinergias que promovam uma maior cooperação em termos energéticos. Saliente-se que a UE pretende estabelecer estas parcerias e acordos em matéria de energia para poder futuramente estender-se a cooperação a matérias de cariz político ou

económico de forma mais aprofundada, dentro de um quadro de valores democráticos e assentes do respeito dos Direitos Humanos (*idem*, p. 21).

A “Estratégia Europeia de Segurança Energética” surge em 2014, tendo servido de base para a posterior criação da União da Energia em 2015. A EESE tem como principal objetivo garantir a estabilidade do fornecimento de energia aos EM da UE e contém medidas de curto prazo a serem aplicadas na eventualidade de uma disrupção das importações do gás russo ou do gás que flui via Ucrânia. Aborda ainda os desafios de longo prazo do fornecimento energético à UE, propondo um plano de ação em 5 áreas, de onde se destacam o aumento da produção própria, a diversificação de fontes e de rotas, e a intenção de implementar um diálogo multilateral no qual a UE consiga falar a uma só voz face às questões energéticas (Eurostat, 2019a). Refere o mesmo documento que existe uma dependência das importações de gás natural de 66%, pelo que se considera que *«a chave para uma segurança energética reforçada prende-se, antes de mais, com uma abordagem mais coletiva promovida por um mercado interno funcional e uma maior cooperação a nível regional e europeu, especialmente para permitir a coordenação do desenvolvimento de redes e a abertura dos mercados e, em segundo lugar, com uma ação externa mais coerente»* (CE, 2014a). A EESE assenta em 8 pilares fundamentais, com base no princípio da solidariedade:

1. Ações imediatas destinadas a aumentar a capacidade da UE para superar uma eventual interrupção energética importante durante o inverno de 2014/2015;
2. Reforço dos mecanismos de emergência/solidariedade, incluindo a coordenação das avaliações de riscos e dos planos de emergência; e proteção da infraestrutura estratégica;
3. Moderação da procura energética;
4. Construção de um mercado interno funcional e plenamente integrado;
5. Aumento da produção de energia na UE;
6. Desenvolvimento das tecnologias energéticas;
7. Diversificação das fontes externas e das respetivas infraestruturas;
8. Melhoria da coordenação das políticas energéticas nacionais e reforço da capacidade de a UE se pronunciar a uma só voz no que respeita à política externa energética (CE, 2014a).

No que se refere ao gás natural, a EESE revela a imperatividade quanto ao investimento em novas infraestruturas e interconexões transfronteiriças, como forma a efetivamente implementar o mercado comum da energia, e ainda uma maior aposta nas energias renováveis. Considera o *LNG* como principal fonte de diversificação num futuro próximo, pelo que deverá existir um esforço no sentido de dotar a Europa das infraestruturas adequadas para a sua receção. Refere a importância do estabelecimento de novas relações com potenciais fornecedores da região do Cáspio, como o Azerbaijão, Turquemenistão, Iraque e inclusivamente o Irão, além do reforço das relações existentes com parceiros na região do Norte de África.

A criação da EESE tornou-se de extrema importância após os resultados relevados pelos “*stress tests*” realizados pela CE de forma a prever os efeitos de uma eventual interrupção do fornecimento por parte da Rússia entre 1 a 6 meses, e que demonstraram uma grande vulnerabilidade da UE face ao gás russo: Uma paralisação no trânsito de gás através do território ucraniano exigiria que Bulgária, Hungria, Bósnia e Herzegovina, Macedónia do Norte, Sérvia, Finlândia e os países Bálticos tivessem de reduzir o consumo de gás em cerca de 20-60%, e Polónia, Roménia e Grécia em 10%. A redução máxima mensal do fornecimento pode chegar a 100% para a Bulgária, Finlândia, Bósnia e Herzegovina e Macedónia do Norte, 73% para a Estónia, 64% para a Sérvia, 59% para a Lituânia, 35% para a Hungria, 31% para a Roménia e 28% para a Polónia (Likhachev e Westphal, 2017, p. 7).

No fundo, a EESE visa enfrentar os desafios energéticos com que se depara a UE, onde se incluem por exemplo o aumento da dependência das importações, diversificação de fontes limitada, preços altos e voláteis da energia, o lento progresso em matéria de eficiência energética, pelo que a implementação das suas medidas visam alcançar um mercado integrado da energia, a segurança do fornecimento e a sustentabilidade do próprio setor energético (Simão, 2018, pp. 97-98).

Em 2014, por iniciativa do então Presidente do Conselho Europeu Donald Tusk, surgiu a proposta de criação de uma União da Energia, após um artigo que este escreveu no Financial Times, na sequência da crise da Crimeia. Este artigo foi materializado no documento da CE, “Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas

virada para o futuro” que contém 15 medidas para a implementação desta União, de onde se destacam por exemplo: a aplicação da legislação em vigor no setor da energia, e ligado a isso, o aprofundamento do TEP; diversificação de fontes e redução do consumo de energia em cerca de 27% até 2030; construção de infraestruturas a fim de garantir a efetivação do mercado europeu comum da energia; criação de condições para que no mínimo 27% da energia consumida na UE seja oriunda de energias renováveis; e a harmonização das estratégias energéticas nacionais dos EM de forma a contribuir para um mercado europeu energético integrado (CE, 2015, p. 16). Estas 15 medidas da União da Energia estão englobadas em 5 dimensões diversas:

- A 1ª dimensão, “*energy security, solidarity and trust*”, foca-se na diversificação das fontes e de rotas de energia da UE, na cooperação entre EM, na criação de um papel mais forte da UE no mercado global da energia, e no incremento da transparência dos contratos de fornecimento de gás.

- A 2ª dimensão, “*a fully integrated internal energy market*”, tem como objetivo o estabelecimento definitivo do mercado interno da energia, nomeadamente através da aplicação do TEP, e de um reforço do quadro legislativo da UE em matéria de energia.

- A 3ª dimensão, “*energy efficiency*”, visa assegurar o fornecimento energético através de uma moderação da procura. Ou seja, pretende a CE encorajar os EM a estabelecer e priorizar a aplicação de políticas que promovam uma maior eficiência energética, com os edifícios e o setor dos transportes a serem apontados como tendo grande potencial para a implementação das mesmas.

- A 4ª dimensão, “*decarbonisation of the economy*”, passa pelo cumprimento das metas climáticas estabelecidas pela UE, e para tal a CE pretende que a UE se torne no futuro o ‘*hub*’ global quer em termos do desenvolvimento das tecnologias ligadas às energias renováveis, quer da utilização de combustíveis alternativos.

- A 5ª dimensão, “*innovation and competitiveness*”, está intrinsecamente ligada à 4ª dimensão, porquanto se pretende construir uma UE enquanto ponto de referência das ‘*smart grids*’, e das cidades inteligentes, onde se incluem os edifícios e os transportes públicos (PE, 2015, p. 2).

Com a União da Energia, e a EESE subjacente à sua criação, procurou-se demonstrar que a UE conseguiria obter muito mais em termos da sua segurança energética e dos custos associados, caso existisse uma harmonização das políticas energéticas dos seus EM, o que revela um desejo não-escrito face à sua supranacionalização, de forma a que a UE possa prosseguir os seus objetivos de política energética externa. Assim, não foi surpresa quando em 2016 foram adotadas as propostas da CE face às novas regras quanto à segurança do fornecimento energético à UE que se materializou no “Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010” e às novas regras para acordos energéticos estabelecidos entre EM e Não-Membros da UE, que se traduziu na “Decisão do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação de um mecanismo de intercâmbio de informações sobre acordos intergovernamentais e instrumentos não vinculativos entre EM e países terceiros no domínio da energia e que revoga a Decisão n.º 994/2012/UE” (Eurostat, 2019a). Sem dúvida que o mais relevante para o tema da dissertação é este último, uma vez que visa edificar aquilo que é referido precisamente no documento que estabelece a União da Energia: «*Um elemento importante para garantir a segurança energética (nomeadamente no setor do gás) é a plena conformidade dos acordos relativos à aquisição de energia a países terceiros com o direito da UE*». Com este documento, passa a existir a obrigatoriedade de todos os EM em fornecer à CE os ‘*drafts*’ dos acordos intergovernamentais antes de os poderem ratificar, não podendo fazê-lo antes da emissão da opinião da CE que terá de ser tida em conta (CE, 2016). Isto para que seja garantido que o acordo está em conformidade com o quadro legal da UE e que não vai também contra aquilo que são os seus interesses.

Por outro lado, o PE em 2015 emitiu um documento no qual se avalia o progresso das iniciativas da CE, referindo as divisões existentes na UE, as quais não só se mantêm como julgamos serem mais vincadas no presente. Este documento (p. 5), exemplifica que a Polónia apoia a “*collective purchase*” de gás (a ideia de a UE funcionar a uma só voz nas questões energéticas, neste caso através de compras conjuntas), enquanto a Alemanha e outros países consideram isso incompatível com a liberalização dos mercados de gás na Europa. A própria Noruega, tida como o mais fiável fornecedor de gás à UE,

também se opôs a esta ideia, além da Hungria que se opõe à proposta de envolvimento da CE em acordos intergovernamentais no domínio da energia.

Importa ainda fazer menção às iniciativas energéticas europeias centradas na questão das alterações climáticas: Em 2010 surgiu a “Energy 2020 a strategy for competitive, sustainable and secure energy”, que definia as prioridades energéticas por um período de dez anos, e que traçava uma série de ações a serem tomadas de forma a abordar os diversos desafios colocados à UE, tais como a obtenção de um mercado energético com preços competitivos, simultaneamente garantindo a segurança dos abastecimentos, desenvolver as tecnologias na área das energias e ainda negociar de forma eficiente com os parceiros internacionais de forma a manter as boas relações com os fornecedores externos da UE e igualmente com os países de trânsito desses mesmos recursos energéticos. Além disso, definia ainda como metas a redução de 20% das emissões de CO₂ face aos níveis registados em 1990, e ainda 20% da energia consumida na UE ser proveniente de fontes renováveis. Em 2014 é adoptada a “2030 climate & energy framework”, onde se tentou ir mais além face ao documento anterior, no sentido de reduzir até 40% das emissões de gases poluidores e aumentar a ‘share’ de energias renováveis para 32% (CE, “Climate strategies & targets”).

Em 2020, foi aprovado o “European Green Deal”, documento que essencialmente visa a transformação da UE numa economia limpa e eficiente, reduzindo para zero as suas emissões de gases até 2050. Este documento foi elaborado totalmente em linha com as metas do Acordo Climático de Paris, e refere: «*It is a new growth strategy that aims to transform the EU into a fair and prosperous society, with a modern, resource-efficient and competitive economy where there are no net emissions of greenhouse gases in 2050 and where economic growth is decoupled from resource use*» (CE, 2019, p. 2). Neste sentido, foi aprovada também em 2020 a “2050 long-term strategy”, que traça o plano de ação da UE para atingir as metas definidas no “European Green Deal” e o Acordo Climático de Paris. É notória a preocupação geral com as questões climáticas, indo ao encontro com aquilo que já era defendido por Sovacool (2010) quanto à importância do termo “*sustainability*” cuja importância é evidenciada pelo conceito de “*stewardship*” cada vez mais inerente às questões energéticas: «*Stewardship means ensuring that energy systems are socially acceptable; that*

harvest rates of renewable resources do not exceed regeneration rates; making sure that pollution and environmental degradation do not exceed relevant assimilative capacities of ecosystems; and guaranteeing that non-renewable resources are only depleted at a rate equal to the creation of renewable ones. It also prioritizes energy systems that operate with minimal damage to the natural environment».

II.2.3. Os projetos europeus

Importa agora falar dos projetos europeus a nível de infraestruturas de forma a colocar em prática aquilo que os documentos anteriormente referidos definem, e que importam para o tema do gás natural. Em 2008 surgiu a iniciativa da CE para a construção do SGC que previa o fornecimento de gás oriundo do Mar Cáspio (do Azerbaijão) com o objetivo de reduzir a dependência do gás russo. O projeto consiste na ligação entre 3 *pipelines*: em primeiro, o *South Caucasus Pipeline (SCP)*, que liga o campo de gás de Shah Deniz no Azerbaijão à Turquia, passando pela Geórgia; em segundo lugar, o *Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP)*, com capacidade para 16 bcm), que liga a Turquia à Grécia e foi inaugurado em 2018; e finalmente o *Trans-Adriatic Pipeline (TAP)*, que liga a Grécia a Itália, passando pela Albânia, que seria concluído em 2020 (Fânzeres, 2017, p. 239). Ao SGC, nomeadamente ao TANAP, seria posteriormente conectado o *Nabucco* (entretanto cancelado), que faria a ligação entre Turquia, Bulgária, Roménia e Hungria e posteriormente se dividiria para a Áustria, República Checa e Alemanha. O *Nabucco* é de resto um exemplo perfeito das divergências no seio da UE face a rotas e fontes de abastecimento. Este *pipeline* que era fortemente apoiado pelos EUA surge em 2002, e em 2009 é assinado o acordo para a sua construção entre Turquia, Roménia, Bulgária, Hungria e Áustria. Após o anúncio da construção do TANAP em 2011, surge um conflito entre projetos uma vez que a construção do *Nabucco* dependia da decisão do Consórcio do Azerbaijão (de onde seria oriundo o gás) que acabaria por preferir o projeto TAP (Dempsey, 2013). Entre a especulação que perdura até hoje, é de se referir por exemplo o fraco entusiasmo alemão face ao projeto, até porque em 2005 já havia assinado o acordo para o NS1. Itália, regra geral alinhada com Moscovo nas questões energéticas, e a própria França, sempre penderam mais para o NS1, o que seguramente condicionou o desenvolvimento do projeto. Na

altura além do *Nabucco* existia também o projeto *South Stream* (SS) da Gazprom, com quem a EDF francesa havia assinado um memorando por exemplo. Assim sendo, à UE e aos Estados que assinaram o acordo do *Nabucco* restou o apoio do Reino Unido, por norma pouco envolvido nas questões energéticas europeias.

Além do SGC, existem ainda outros projetos de construção de *pipelines*, ainda que em escalas significativamente menores: o *Baltic Pipe*, cuja “*final investment decision*” (FID) foi aprovada em novembro de 2018 e vai conectar a Noruega à Dinamarca e Polónia. O *EastMed*, projeto acordado também em novembro de 2018 entre Itália, Grécia, Chipre e Israel, visa a construção de um *pipeline* desde os campos de gás ‘*offshore*’ de Israel e Chipre, até Itália e Grécia. Este será o maior e mais profundo *pipeline* do Mundo, e terá um custo total de cerca de 7 biliões de euros. O *EUGAL*, que conectará a costa da Alemanha até à fronteira com a República Checa, com capacidade para transportar 55 bcm, precisamente a capacidade do *NS2*. Apesar do *EUGAL* ser um projeto exclusivamente europeu, o plano seria este *pipeline* ser completamente utilizado pela Gazprom a fim de transportar o seu gás para outros destinos na Europa. No entanto, com o TEP, este estará sujeito ao “*third party access*”, com a Gazprom a ver gorada a hipótese de utilizar a 100% a sua capacidade (Arthur D. Little, 2019a).

O SGC é a maior aposta da UE contra os projetos da Gazprom, ainda que numa escala muito menor, dado que a produção anual no campo de Shah Deniz não chega aos 30 bcm. O custo total do projeto deverá ascender aos 45 biliões de euros, e apresenta-se como o primeiro *pipeline* por onde passa gás não-russo desde o *Medgaz*, oriundo da Argélia, que começou a fornecer gás a Espanha em 2011 (Conroy, 2017). A Turquia já em 2018 começou a receber gás via *SCP*. O *TANAP* por sua vez está a ser estendido até à fronteira entre a Turquia e a Grécia, pelo que se abre assim mais uma linha de fornecimento de gás aos mercados do sul europeu. Dos cerca de 16 bcm que serão produzidos anualmente, a Turquia já reservou cerca de 6 bcm, com os restantes 10 bcm disponíveis para os mercados do sul e sudeste europeu. É expectável que parte do gás do *TANAP* possa ser destinado à Bulgária, Grécia e Albânia, com o restante a integrar o sistema de transmissão italiano, via *TAP*, para ser distribuído para os mercados do centro da Europa (EIA, 2019c).

Outro dos projetos europeus de potencial relevo é o *Trans-Caspian Pipeline (TCP)*, que visa transportar gás do Turquemenistão à UE, passando pelo Azerbaijão, Geórgia e Turquia. Este projeto é visto como uma natural expansão do SGC e é apoiado pelos EUA, uma vez que por ele poderão transitar cerca de 30 bcm anualmente, o que aumentaria a capacidade total do projeto do SGC para 40 bcm anuais de gás natural não-russo para uma UE que consome anualmente entre 450 a 500 bcm anuais. No entanto, pese embora o elevado potencial do Turquemenistão enquanto parceiro europeu, existem sérios riscos de que este projeto não saia do papel, como refere Stein (2020): «*Turkmenistan has huge gas reserves, but while production at its newer gas fields has increased in recent years, the bulk of it is committed to China under long-term contracts. The production capacity at older fields, which previously supplied Russia, is unclear and it is safe to assume their capacity has been reduced. Therefore, a new source of gas would have to be developed to supply TCP*». Isto implicaria um forte investimento em infraestruturas de extração de gás suficientes para mover 30 bcm anualmente, aos quais se juntam os custos necessários para as infraestruturas requeridas para o seu transporte. Outro argumento pouco favorável quanto à possibilidade de a Europa vir a receber gás russo é-nos apresentado por Pirani (2018, p. 11): «*In the last decade, Turkmenistan has gained China as an export destination, but lost Russia and Iran. Exports to China began in 2010 and rose to 28-29 bcm/year in 2014-16, and 31.7 bcm in 2017. Up to 2008, exports to Russia, or through Russia to Ukraine, were about 35-40 bcm, but they fell in 2009-15 to about 10-11 bcm*». Ambos os autores concluem que o preço do gás do Turquemenistão não seria competitivo no mercado europeu.

II.2.4. The Third Energy Package (TEP)

O grande catalisador para a elaboração de uma Estratégia Energética na UE foram os acontecimentos de 2009 entre Rússia e Ucrânia, o que motivou a CE a criar o “European Energy Programme for Recovery” (EEPR), e a apoiá-lo com 3.98 biliões de Euros e o “Connecting Europe Facility” (CEF) a fim de financiar a construção de *pipelines* e interconectores entre países da UE (CE, EU funding possibilities in the energy sector) nomeadamente que permitissem os “*reverse gas flows*”. O objetivo era fazer face a uma eventual interrupção do

fornecimento de gás russo, de forma a que a UE dispusesse de um ‘hub’ gigante de gás, que permitisse o contínuo fornecimento de gás aos seus cidadãos, por intermédio das reservas presentes em cada um dos EM, derivado da maior capacidade de armazenamento e transmissão.

É também em julho de 2009 que surge o TEP, após a adoção pela CE da Terceira Diretiva do Gás e o Regulamento 715/2009, que substituíram respetivamente a Segunda Diretiva do Gás e o Regulamento 1775/2005, que ficou conhecido como TEP (Yafimava, 2013, p. 3). O TEP requer a separação (o conceito de “*unbundling*”, que utilizaremos daqui para diante) entre quem produz energia e quem é responsável pelo seu transporte. Ou seja, uma empresa não pode ser simultaneamente responsável pela exploração de energia e pelo sistema de transmissão desta, como são exemplo os *pipelines*. O “*unbundling*” deveria ser feito de uma de 3 formas possíveis:

- Separação de Propriedade (“*Ownership unbundling*”) – essencialmente nenhuma empresa de produção e fornecimento terá permissão para deter a maioria do capital ou interferir no trabalho de um operador de sistemas de transmissão.

- Operador de Sistema independente (“*Independent system operator*”) – todas as empresas de fornecimento de gás podem formalmente deter gás (direitos de exploração) mas deverão deixar toda a operação, manutenção e investimento a uma empresa terceira, independente da primeira.

- Operador de Sistema de Transmissão Independente (“*Independent transmission system operator*”, ou *TSO’s*) – todas as empresas de transporte de gás poderão deter gás (direitos de exploração) mas deverão fazê-lo por intermédio de uma subsidiária. Todas as decisões importantes deverão ser tomadas de forma independente da “empresa-mãe”. Importa neste caso definir o que são *TSO’s*: *TSO’s* são empresas que operam as redes através das quais o gás é transportado, que neste caso são os *pipelines*. Dado que a construção de um *pipeline* dentro de um Estado é, regra geral, atribuída a uma só empresa, faz com que estas redes de transmissão sejam consideradas como monopólios naturais, e portanto deverão ser sujeitas a regulação (CE, 2011a).

Outra das medidas inovadoras do TEP foi a criação do “*third party access principle*”. A CE a fim de fomentar a competição entre *TSO’s*, criou este princípio no qual um *TSO* deverá permitir acesso à sua rede de transmissão a um

fornecedor de gás terceiro. Essencialmente, uma empresa detentora de um *pipeline*, não poderá utilizar a sua capacidade a 100%, uma vez que deverá permitir que uma ou mais partes possam vir a querer ter acesso a este *pipeline* para fornecer o seu gás (CE, 2011a). As condições de acesso a estas redes de distribuição são reguladas por uma autoridade nacional, as chamadas *National Regulatory Authorities (NRA)* que deverão ser designadas por cada um dos EM, nos termos do Art. 35º da Diretiva 2009/72 CE. O Regulamento (CE) 713/2009 institui a ACER cujo objetivo é assitir as *NRA* no exercício das suas competências.

A ideia subjacente ao TEP é no fundo o fortalecimento da segurança energética da UE através da erosão dos monopólios existentes e da contínua liberalização do mercado europeu do gás através de mecanismos que favoreçam o surgimento de novos '*players*'. Este regulamento introduziu normas comuns para a segurança do fornecimento de gás, incluindo, entre outros, a obrigação de "*reverse flows*" para os *TSO's* em todas as interconexões transfronteiriças entre EM. Introduziu também padrões mínimos de fornecimento, obrigando a garantir o fornecimento de gás aos clientes em casos como: temperaturas extremas durante um período até 7 dias, ou qualquer período de pelo menos 30 dias de procura de gás excecionalmente alta. Dada a necessidade de investir em infraestruturas para cumprir as normas do regulamento, a UE estabeleceu um orçamento regular (ao abrigo do CEF) para cofinanciar a sua construção, com 9.1 biliões de euros reservados para este fim no período de 2014 a 2020 (Stern et.al., 2014, p. 36).

Numa Europa a 27, as fricções face à implementação de uma Estratégia Energética são bastantes, e as hipóteses de algum dia se ver uma UE cooperante e operacional no que toca à efetiva diversificação das suas rotas e fontes de abastecimento são escassas. O caso italiano é contundente neste aspeto, como refere Girardi (2018), a parceria energética Itália - Rússia causou atrito dentro da UE, que ao longo dos anos vem tentando reduzir a dependência da Rússia no respeito ao fornecimento de energia. Além das restrições de Bruxelas, Roma também tem que lidar com a concorrência de Berlim. Alemanha e Rússia estão envolvidos nos projetos *NS1* e *NS2*, projetos que permitem contornar os países tradicionais de trânsito, especialmente a Ucrânia, com mais gás a chegar diretamente à Alemanha. Isso garantiria ao país quase um

monopólio sobre o gás russo que se espalhará por toda a Europa, o que implicará preços mais altos para Itália. Este caso revela os desafios da diversificação: por um lado, o governo italiano tenta apoiar-se mais no *TAP* e passou a comprar mais petróleo vindo dos EUA, por outro, simplesmente não consegue parar de comprar tanto gás russo. A principal razão é bastante simples e aplica-se não só a Itália mas a muitos países cuja situação financeira não é a mais estável: o gás russo é mais barato. Itália poderia comprar *LNG* ao Qatar, Austrália, ou EUA, mas esta também não é uma opção sustentável, uma vez que os terminais de *LNG* têm custos elevados e até ao momento, Itália conta apenas com 3. Com a produção de gás no Mar do Norte a diminuir e face à instabilidade política no Norte da África e Médio Oriente, a Rússia continua a ser um fornecedor sólido e confiável. Daí o surgimento do TEP como forma de alterar o panorama do mercado energético europeu e reduzir a quota de gás russo na UE.

Além das mudanças que o TEP trouxe para o mercado europeu da energia, este novo instrumento legal teve consequências relevantes mais propriamente em Moscovo, uma vez que derivado da obrigatoriedade da separação entre quem detém e transporta gás, a Gazprom viu o seu monopólio ameaçado. Esta regulação teve um forte impacto nos projetos *NS1* e *NS2*, nos quais a Gazprom é responsável pelo fornecimento de gás e também proprietária dos *pipelines*. Além disso, foram várias as consequências do TEP para o tipo de negócio e estratégia empresarial seguida pela Gazprom: por exemplo, o número de casos de arbitragem entre a Gazprom e os seus clientes aumentou exponencialmente (relativamente aos preços ou revisão dos volumes nas cláusulas de '*take-or-pay*'), além de terem aumentado as '*spot-transactions*', por oposição ao modelo de contratos de longo prazo que se verificou praticamente desde os primórdios da relação euro-russa.

II.2.5. A diminuição da produção própria da UE e a relevância do *LNG*

Em termos globais, a tendência que se tem registado na Europa é de um aumento na procura e consumo de gás, acompanhado de uma diminuição da sua produção própria. De modo a comprovar esta tendência, apresentamos dois casos: a Holanda e a França.

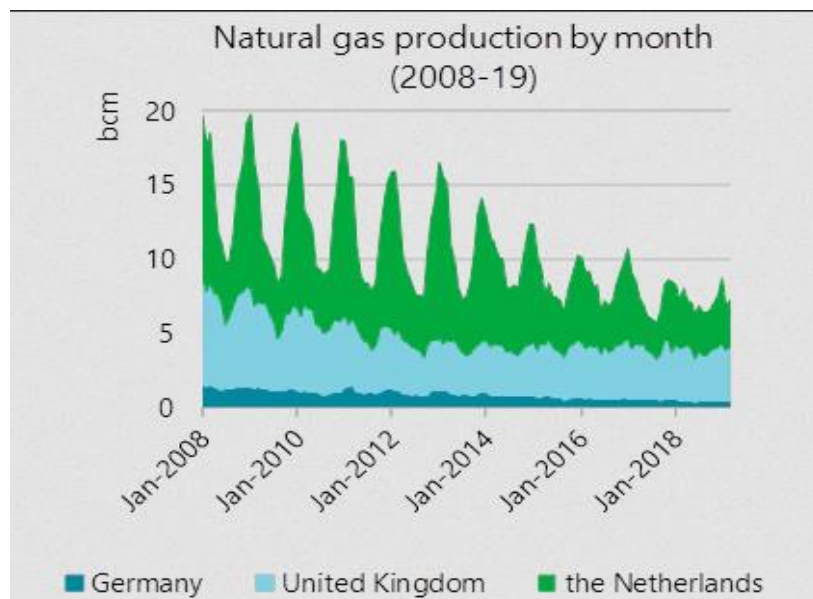


Figura 3. Produção de gás natural por mês, Jan 2008-Jan 2018.
Fonte: EIA, 2019e.

Em relação à Holanda, em Groningen situa-se um dos maiores campos de gás da Europa, descoberto em 1959, cujas reservas foram atestadas em 2.800 bcm (NAM, 2018). Além deste, o país possui ainda campos de gás de menor dimensão, o que, tudo somado, seria mais do que suficiente para suprir as suas necessidades energéticas, podendo inclusivamente exportar este recurso. No entanto, desde 2012, vários pequenos tremores de terra (de dimensão inferior a 4.0 na escala de Richter) causaram apreensão no Governo holandês que, seguindo as recomendações feitas pelo “Staatstoezicht op de Mijnen” (State Supervision of the Mines, organismo integrado no Ministério dos Assuntos Económicos e Ambientais), optou pela redução gradual da produção de gás em Groningen, de forma a garantir a proteção dos habitantes da cidade (SODM, 2018). A produção de gás neste campo atingiu o seu pico nos anos ‘70, mas desde o Choque Petrolífero de 1973 que o Governo optou por utilizá-lo como uma espécie de “reserva”: ou seja, a produção principal viria dos campos mais pequenos, e recorrer-se-ia a Groningen caso a procura o justificasse. Após a ameaça à segurança dos habitantes da cidade, as medidas adotadas pelo Governo foram até 2022 reduzir a produção para 12 bcm por ano, e após esse ano reduzir para cerca de 7.5 bcm. O objetivo é reduzir a produção de forma gradual para até 2030 cessar a produção de gás neste campo (Van Loo, 2018). No entanto, para compensar o abandono da produção de combustíveis fósseis,

o país decidiu utilizar os *pipelines* existentes para transportar gás produzido através de energia eólica, pelo processo denominado “*power-to-gas*” (P2G) (Der Spiegel, 2019).

O caso francês será abordado de uma perspectiva diferente, uma vez que a França nunca foi um grande produtor de gás, mas pelo simbolismo que este representa dentro da UE: Emmanuel Macron em dezembro de 2017 anunciou a proibição de qualquer tipo de licenças para exploração de gás e petróleo, tendo como objetivo a extinção total e completa das explorações de gás e petróleo em território francês até 2040. Ainda que a produção de hidrocarbonetos em França fosse francamente mínima, significa isto que o ‘*fracking*’ também passou a ser proibido no país, tendência que o Reino Unido seguiu em novembro de 2019 quando suspendeu este tipo de atividade de no seu território, por possíveis ameaças de tremores de terra além de se temer um aumento da poluição de rios e mares (AP, 2019). Esta medida leva-nos a crer que é um sinal por parte do Governo francês em querer marcar uma posição dentro da UE e da sua Estratégia Energética, tentando influenciar os restantes parceiros europeus a ir nesse sentido.

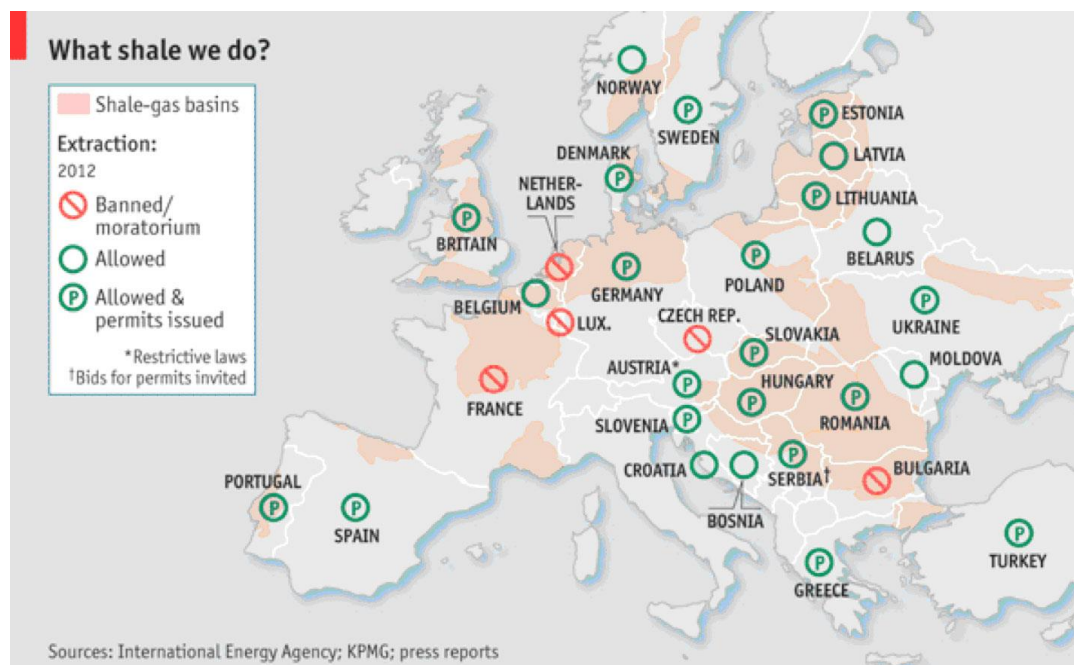


Figura 4. Bacias de ‘*shale gas*’ na Europa
Fonte: The Economist, 2014

Não foi por acaso que abordámos o caso francês, até porque como é possível verificar-se na imagem acima, França é precisamente um dos países com uma das maiores bacias de 'shale gas' da Europa. Queremos com isto dar a entender que uma das possibilidades da UE para fazer face aos desafios à sua segurança energética passaria então pelo aumento da sua produção própria, o que iria envolver a exploração dos seus recursos. No entanto, como acima referimos, as consequências do 'fracking' já foram amplamente avaliadas, e a ideia com que ficamos da generalidade dos EM da UE é da existência de uma convicção em como os riscos de contaminação de lençóis freáticos superam os eventuais dividendos passíveis de se obter com a exploração do 'shale', ainda que as reservas em alguns países sejam limitadas, associados aos elevados investimentos a serem feitos de forma a conseguir-se produzir continuamente energia.

É um facto que estas medidas têm em conta preocupações ambientais, as quais não podemos deixar de salientar. Ainda assim, parece-nos não terem em conta o impacto que terão nos orçamentos dos Estados e consequentemente nos consumidores, além de se estar a perpetuar a dependência das importações de gás (sobretudo russo), o que se revela um contrassenso face àquilo que são os objetivos da UE. A programada cessação da produção de gás em Groningen terá efeitos negativos igualmente para os países vizinhos, casos da própria França ou da Bélgica, pelo que a única forma de compensar esta situação seria sempre ou com importações de LNG, ou através de energias renováveis. Não consideramos pertinente uma análise quanto aos investimentos e eventuais retornos das energias renováveis, uma vez que não é este o tema central da dissertação, além de não possuímos matéria suficiente para que o possamos integrar no contexto do decréscimo da produção de gás na Europa sem com isto fugir demasiado ao tema central, pelo que nos reduziremos ao LNG.

França dispõe de 4 terminais para receção de LNG, em Dunkerque, Fos-Tonkin, Montoir-de-Bretagne e Fos Cavaou, enquanto a Holanda apenas possui 1 só terminal de LNG, o Gate Terminal em Roterdão, que são assim a única alternativa ao gás que importam via *pipeline*. Neste sentido, e para efeitos de sustentação do nosso argumento, não podemos também deixar de referir que a própria Alemanha não dispõe ainda de nenhum terminal de LNG em funcionamento (GIE, 2019). Ou seja, é para nós utópico pensar-se que num

curto/médio prazo, haja de facto uma aposta forte e constante no *LNG* ou no ‘*shale*’ como forma de prossecução dos objetivos de diversificação definidos por Bruxelas. Por outro lado, no meio de tudo isto, temos os EUA, Qatar e Austrália, que são os únicos países produtores de *LNG* em quantidades suficientes para o poderem exportar continuamente. Mesmo assim, é uma realidade que o *LNG* irá envolver sempre mais custos do que o gás via *pipeline*, começando pelo simples facto de o envolvimento humano durante o processo de fornecimento de gás via *pipeline* ser menor. Assim, quanto ao *LNG*, não se irão registar reduções nos custos de importação, aos quais se acrescenta por exemplo o tempo requerido para o transporte marítimo, que está sempre sujeito no mínimo às condições climáticas, e no máximo a eventuais conflitos internacionais, que poderão causar atrasos e possíveis disrupções nos fornecimentos. Uma vez mais, insistimos na ideia de que se o próprio TFUE advoga a existência de um fornecimento estável de energia, então é legítimo afirmar-se que a Estratégia Energética da UE não se adapta à realidade dos tempos atuais nem futuros, tornando-se quase num “*wishful thinking*”.

Não nos surpreendem portanto as críticas constantes das administrações norte-americanas sobretudo à estratégia alemã de optar pelo bilateralismo em questões energéticas, tornando-se num dos maiores parceiros económicos russos. De resto, não são novas as críticas por exemplo a ambos os projetos *NS* por parte de Presidentes americanos. Com Donald Trump, e envolto numa doutrina de “*America First*” com vista à proteção dos interesses económicos americanos e de redução de défices comerciais, essas críticas ganharam outro tom, até porque no que toca aos EUA importa destacar a dimensão que possuem em termos energéticos, não sendo apenas um país autossuficiente, mas também pela sua clara ambição em afirmar-se a todos os níveis como país exportador, de forma a subtrair quota de mercado ao gás russo na Europa, colocando pressão na UE para uma aposta no *LNG*.

O ‘*shale gas*’ (ou gás xistoso), é extraído de formações xistosas, através do ‘*fracking*’. A chamada “revolução do *shale*” está a acontecer nos EUA, enquanto na Europa as questões ambientais devido às potenciais consequências do ‘*fracking*’ dominam a ordem do dia quando se fala em explorar novas reservas de gás. Os EUA neste sentido beneficiaram de uma conjetura perfeita entre geografia e política: o que proporcionou o crescimento exponencial

na produção do 'shale' nos EUA foi principalmente uma base normativa que especifica que os proprietários dos terrenos são igualmente proprietários dos recursos que neles se encontrem, e são também responsáveis pela sua exploração (devendo naturalmente possuir os meios para tal), aliada à fraca densidade populacional nas regiões do Texas, Dakota do Norte, Pensilvânia e Oklahoma, onde se registam as maiores bacias de 'shale' (Fânzeres, 2015, p. 66).

O 'boom' do 'shale' não só transformou os EUA numa superpotência autossuficiente em termos energéticos, mas igualmente num exportador global de LNG, além de ter criado milhares de empregos em zonas onde este era escasso ou muito precário: «*Many jobs have been created to take advantage of the increased production, as well. These jobs cover industries including transportation and drilling. Researchers James Feyrer, Erin T. Mansur, and Bruce Sacerdote project that nearly 640,000 jobs have been created as a result the country's energy boom*» (Loris e Raush, 2020).

O Governo Federal tem vindo a legislar no sentido de fomentar a iniciativa privada, e agilizar os processos de avaliação dos impactos ambientais associados à exploração de recursos naturais, num processo de desburocratização massiva. Verificou-se também uma descentralização no que toca às questões energéticas, concedendo maior autonomia aos Estados Federais onde existam reservas, não havendo leis "one size fits all", o que permite a personalização e maior eficiência não só quanto às licenças de exploração a serem concedidas mas também quanto aos estudos relativos aos impactos ambientais decorrentes da mesma. Tudo isto contribui de forma significativa para a agilização dos processos de exploração e criação de empregos de forma mais rápida e consequente desenvolvimento das economias estaduais. Um exemplo disso mesmo é-nos apresentado por Loris e Raush (2020): «*To its credit, the federal government is doing its part for the natural resources under its control. Prior to the Trump administration, the average Interior Department environmental-impact statement time frame was 5.25 years and was 1,485 pages long. Over the course of the Trump administration, Interior cut it down to 15 months and 151 pages*».

Efetivamente, uma das conclusões que podemos extrair deste capítulo (e que elaboraremos mais à frente) é que o grande problema da UE até ao

momento, colocando de lado a falta de alternativas viáveis, prende-se com o facto de a Rússia ser desde sempre um fornecedor fiável e que disponibiliza energia a preços mais baixos do que eventuais alternativas (EUA, Qatar ou Austrália).

Em termos realísticos, não existem grandes opções para efetivamente diversificar as fontes de fornecimento, como nos dizem Stern et.al. (2014, p. 34): as principais opções de fontes não-russas para a Europa são o *LNG* e gás azeri (via Turquia). Dessas, o *LNG* é a mais importante, enquanto o gás azeri não excederá os 10 bcm em 2020 e, embora volumes maiores sejam possíveis até 2030, certamente não irá rivalizar com a capacidade dos terminais de importação de *LNG* europeus. Além da disponibilidade e acessibilidade dessas fontes alternativas, a localização, capacidade e interconectividade das infraestruturas são fatores determinantes para concluir se essas alternativas são capazes de se afirmar no mercado europeu e em que prazo. A UE dispõe de uma infraestrutura de *pipelines* extensa (embora distribuída de forma desigual), com ‘*entry points*’ situados predominantemente nas fronteiras de norte e leste. Assim, apesar do nível elevado de infraestruturas de gás na Europa, os países bálticos, do centro, leste e sul que dependem maioritariamente do gás russo ainda demonstram algumas falhas a nível de interconexão com o resto da Europa, além de poucos terminais de *LNG*. O grande “impedimento”, seguindo um raciocínio de um ponto de vista estritamente pró-UE, é que apesar da necessidade em garantir várias opções de fornecimento, sobretudo para países altamente dependentes do gás russo, as aspirações desta diversificação no período pós-soviético tiveram muito pouco sucesso, em grande parte porque durante esse período, o gás não-russo permaneceu significativamente mais caro (Stern et.al., 2014, p. 34).

Como refere Caliminte (2019), relativamente ao *LNG* existe uma “*misconception*” frequente em que visto este ser um combustível fóssil, aumentar o seu consumo é prejudicial ao meio ambiente. No entanto, o *LNG* elimina as emissões de enxofre, além de registar uma redução nas emissões de óxido de nitrogénio e quase zero emissões de partículas. Indiretamente, o *LNG* ajuda a reduzir as mortes por pneumonia, cancro do pulmão e problemas cardíacos, doenças que são causadas pela poluição do ar e, especificamente, por partículas. Mais do que isso, o *LNG* reduz ainda as emissões de CO₂, o que vai de encontro às metas climáticas da UE.

Graças ao desenvolvimento tecnológico, o LNG foi ganhando maior quota de mercado, mas mais nos mercados asiáticos que na Europa, onde uma vez mais o LNG russo volta a ser mais barato que o LNG dos maiores exportadores EUA, Qatar ou Austrália: «*Russian LNG cost into Europe is some of the cheapest LNG in the world. It can get into Europe for under \$2/mn Btu (..) Because of this price incentive, Russia became the second-largest supplier of LNG in Europe last year, beating Nigeria and pushing out other key suppliers including Algeria. Russia exported 16mn t of LNG into Europe last year, sharply up from 7mn t in 2018. It was behind only Qatar, which exported 21mn t into the market, and ahead of the US, which exported 12mn t*» (Guthrie, 2020). Neste caso, é evidente que a geografia favorece a Rússia, que facilmente consegue fazer chegar o seu gás quer ao mercado europeu quer ao asiático, beneficiando agora da navegabilidade da *Northern Sea Route (NSR)* ser possível mais meses por ano. Em 2008, a Europa (onde incluímos a Turquia), entre importações via *pipeline* e LNG, consumia cerca de 333.5 bcm. De 2008 a 2014, registou-se uma redução para cerca de 261.4 bcm. No entanto, a tendência tem sido a de aumentar, derivado da entrada em funcionamento do *NS1* e *TS*. Em 2019 os números já eram de 353.3 bcm (BP, 2020, p. 40).

Natural gas: Inter-regional trade

Billion cubic metres	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Growth rate per annum		Share 2019
												2019	2008-18	
US														
Pipeline imports	89.9	90.2	85.0	80.8	75.9	71.9	71.6	79.5	80.8	76.6	73.3	-4.4%	-2.5%	7.4%
LNG imports	12.6	12.1	9.9	4.9	2.7	1.7	2.5	2.4	2.2	2.1	1.5	-30.9%	-14.2%	0.1%
Total imports	102.5	102.3	94.9	85.6	78.6	73.5	74.1	82.0	83.0	78.8	74.8	-5.1%	-3.2%	7.6%
Pipeline exports	28.3	29.2	39.1	45.3	42.5	40.4	47.2	58.7	66.1	67.8	75.4	11.3%	10.4%	7.7%
LNG exports*	0.8	1.5	1.8	0.8	0.2	0.4	0.7	4.0	17.1	28.6	47.5	66.3%	39.7%	4.8%
Total exports	29.1	30.7	40.9	46.1	42.7	40.8	47.9	62.7	83.2	96.3	122.9	27.6%	13.9%	12.5%
Other North America														
Pipeline imports	28.3	29.2	39.1	45.3	42.5	40.4	47.2	58.7	66.1	67.8	75.4	11.3%	10.4%	7.7%
LNG imports	4.7	8.1	7.0	6.5	8.8	9.8	7.4	5.9	7.0	7.5	7.1	-5.1%	7.1%	0.7%
Total imports	33.1	37.3	46.1	51.7	51.3	50.2	54.7	64.5	73.1	75.2	82.5	9.7%	10.0%	8.4%
Pipeline exports	89.9	90.2	85.0	80.8	75.9	71.9	71.6	79.5	80.8	76.6	73.3	-4.4%	-2.5%	7.4%
LNG exports*	-	-	0.1	-	-	†	†	†	†	0.1	†	-77.2%	n/a	*
Total exports	89.9	90.2	85.1	80.8	75.9	71.9	71.6	79.6	80.8	76.7	73.3	-4.4%	-2.5%	7.4%
Brazil														
Pipeline imports	7.7	9.3	9.3	9.5	11.0	11.4	11.2	9.8	8.4	7.6	6.4	-15.8%	-3.3%	0.7%
LNG imports	0.4	2.8	0.7	3.5	5.2	7.1	6.8	2.6	1.7	2.9	3.2	12.2%	n/a	0.3%
Total imports	8.1	12.1	9.9	13.0	16.3	18.5	18.0	12.4	10.1	10.5	9.7	-8.2%	-0.2%	1.0%
LNG exports*	-	-	-	0.5	0.1	0.2	†	0.6	0.2	0.1	-	-100.0%	n/a	-
Total exports	-	-	-	0.5	0.1	0.2	†	0.6	0.2	0.1	-	-100.0%	n/a	-
Other S. & Cent. America														
LNG imports	3.1	6.4	9.3	11.1	12.9	12.5	12.1	12.6	11.7	11.6	9.9	-14.9%	20.7%	1.0%
Total imports	3.1	6.4	9.3	11.1	12.9	12.5	12.1	12.6	11.7	11.6	9.9	-14.9%	20.7%	1.0%
Pipeline exports	7.7	9.3	9.3	9.5	11.0	11.4	11.2	9.8	8.4	7.6	6.4	-15.8%	-3.3%	0.7%
LNG exports*	19.5	21.4	23.4	23.4	24.1	23.3	21.4	19.9	19.1	21.4	22.3	4.4%	1.6%	2.3%
Total exports	27.1	30.7	32.7	32.9	35.1	34.7	32.6	29.7	27.5	29.0	28.7	-0.9%	*	2.9%
Europe														
Pipeline imports	218.3	224.8	234.4	228.5	234.1	209.4	214.9	230.6	247.2	246.2	233.5	-5.2%	-1.1%	23.7%
LNG imports	70.5	89.1	89.2	68.2	51.8	52.1	56.0	56.4	64.7	71.3	119.8	68.1%	2.2%	12.2%
Total imports	288.8	313.9	323.6	296.7	285.8	261.4	270.9	287.0	311.9	317.5	353.3	11.3%	-0.5%	35.9%
LNG exports*	3.4	5.1	6.1	8.1	9.0	13.0	11.0	10.6	8.0	11.8	8.6	-26.7%	16.5%	0.9%
Total exports	3.4	5.1	6.1	8.1	9.0	13.0	11.0	10.6	8.0	11.8	8.6	-26.7%	16.5%	0.9%
Russia														
Pipeline imports	38.5	33.4	41.2	39.7	32.9	33.1	26.5	24.3	28.6	23.5	26.8	14.2%	-10.9%	2.7%
Total imports	38.5	33.4	41.2	39.7	32.9	33.1	26.5	24.3	28.6	23.5	26.8	14.2%	-10.9%	2.7%
Pipeline exports	189.6	194.0	210.6	201.5	210.7	189.6	194.2	202.0	219.7	221.3	217.2	-1.8%	-1.3%	22.1%
LNG exports	6.8	13.5	14.3	14.3	14.5	13.6	14.6	14.6	15.4	24.9	39.4	57.9%	n/a	4.0%
Total exports	196.5	207.5	224.9	215.8	225.2	203.2	208.8	216.7	235.2	246.2	256.6	4.2%	-0.2%	26.1%

Figura 5. Comércio inter-regional de gás natural via *pipeline* e LNG
Fonte: BP, 2020, p. 40.

Como evidencia a Figura 5, a base das exportações russas de gás é via *pipeline*, mas o *LNG* tem vindo a ganhar espaço, crescendo de 6.8% em 2009 para 39.4% em 2019. Como refere Grivach (2018), os resultados dos esforços da CE na implementação das suas políticas de diversificação de gás têm sido até ao momento bastante pobres, uma vez que presentemente – como o eram há 20 anos atrás – continuam a ser 3 os grandes fornecedores (Rússia, Noruega e Argélia), ao que se adicionam alguns terminais de *LNG* em 10 países da UE.

É legítimo afirmar-se que não existem grandes discrepâncias em termos das quantidades de *LNG* e de gás via *pipeline* importados: da análise da Figura 5, percebe-se um nexa (que não é regra geral) que se verifica por exemplo quando há uma diminuição da importação de *LNG*, existe um aumento da importação via *pipeline*, e vice-versa. O envelhecimento da população europeia, leva-nos a crer que a tendência a curto prazo será a da procura não aumentar abruptamente, ainda que nos últimos anos se tenha registado um crescimento, mesmo que ligeiro. Por outro lado, o crescimento menos acentuado da procura na Europa, é compensado com um forte crescimento demográfico na Ásia, onde se verifica uma procura crescente por petróleo e gás.

Natural gas: Consumption in billion cubic metres*

Billion cubic metres	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Growth rate per annum		Share 2019
												2019	2008-18	
Australia	29.1	33.8	35.3	35.4	37.2	40.1	42.1	41.7	41.2	41.4	53.7	29.7%	3.8%	1.4%
Bangladesh	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	27.4	34.4	25.3%	5.3%	0.9%
China	90.2	108.9	135.2	150.9	171.9	188.4	194.7	209.4	240.4	283.0	307.3	8.6%	13.2%	7.8%
China Hong Kong SAR	2.9	3.6	2.9	2.6	2.5	2.4	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.3%	0.1%	0.1%
India	49.1	59.0	60.3	55.7	49.0	48.5	47.8	50.8	53.7	58.1	59.7	2.7%	3.8%	1.5%
Indonesia	42.1	44.0	42.7	43.0	44.5	44.0	45.8	44.6	43.2	44.5	43.8	-1.6%	1.2%	1.1%
Japan	92.5	99.9	112.0	123.2	123.5	124.8	118.7	116.4	117.0	115.7	108.1	-6.6%	1.6%	2.8%
Malaysia	40.0	38.0	38.3	42.0	44.6	44.7	46.8	45.0	45.0	41.0	42.3	3.1%	-0.6%	1.1%
New Zealand	4.0	4.4	4.0	4.5	4.7	5.2	4.9	4.8	4.9	4.4	4.8	8.9%	1.2%	0.1%
Pakistan	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	36.5	38.7	40.7	43.6	45.7	4.8%	2.3%	1.2%
Philippines	3.7	3.5	3.8	3.6	3.4	3.5	3.3	3.8	3.8	4.1	4.1	-0.2%	1.0%	0.1%
Singapore	9.2	8.3	8.3	8.9	10.0	10.4	11.6	11.9	12.3	12.3	12.7	3.7%	3.5%	0.3%
South Korea	35.5	45.0	48.4	52.5	55.0	50.0	45.6	47.6	49.8	57.8	56.0	-3.2%	4.5%	1.4%
Sri Lanka	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n/a	n/a	n/a
Taiwan	12.5	15.5	17.0	17.9	17.9	18.9	20.2	21.0	23.2	23.7	23.3	-1.7%	6.4%	0.6%
Thailand	38.1	43.2	44.3	48.6	48.9	49.9	51.0	50.6	50.1	50.0	50.8	1.6%	3.1%	1.3%
Vietnam	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	9.7	9.9	2.0%	2.9%	0.3%
Other Asia Pacific	5.5	6.8	7.5	8.5	8.6	10.1	12.0	11.4	11.4	11.3	10.3	-8.9%	5.9%	0.3%
Total Asia Pacific	515.6	577.7	623.2	664.4	688.6	708.8	720.2	737.5	776.1	831.0	869.9	4.7%	5.1%	22.1%

Figura 6. Consumo de gás natural em bcm na Ásia-Pacífico. (Edição pelo autor)

Fonte: BP, 2020, p. 36.

Como defendem Stern et.al. (2014, p. 72), concordamos que a principal alternativa ao gás russo para a UE será sem dúvida o *LNG*, cujo mercado global poderá atingir os 700 bcm em 2030, o que proporciona uma maior capacidade disponível de gás para a diversificação energética da UE. No entanto, isso

dependerá essencialmente de 2 fatores: a procura nos mercados asiáticos (nomeadamente na China), e a capacidade disponível para exportação dos EUA. Enquanto a China privilegia a sua relação comercial com a Rússia, isso poderá disponibilizar para a UE um maior volume de gás dos EUA. Uma das soluções apresentadas pelos autores para a questão da diversificação nomeadamente por parte dos países bálticos passa pela construção conjunta de terminais *LNG*, sendo previamente acordada a divisão da sua capacidade, e construção de interconectores, o que permitiria a redução de custos e a consequente dependência do gás russo. O mesmo exemplo é apresentado para países como a Grécia, Croácia ou Itália, que poderiam utilizar a mesma estratégia, para fazer chegar *LNG* à região dos Balcãs ou ao centro da Europa embora seja altamente duvidoso que os volumes de gás possam ser suficientes para serem tidos em conta quando se fala em diversificação. Poder-se-à afirmar que a expansão da capacidade e a interligação dos vários *GTS* nacionais dos EM da UE e a construção de interconectores serão a melhor e mais eficaz solução e a que menos custos envolve ao invés de se optar pela construção de terminais de *LNG*. Ao optar por interconectores, a UE poderá assim continuar a receber gás russo via *pipeline*, e gradualmente ir aumentando o seu consumo de *LNG*, podendo assim o gás circular livremente pelo território europeu (até por intermédio dos “*reverse flows*”), o que ao mesmo tempo concede aos Estados uma maior “*spare capacity*” para fazer face a uma eventual situação de disrupção, justamente como refere a IEA (2019): «*This has been clearly demonstrated during the first half of 2019, when north western Europe has been able to profit from a loose global LNG market by increasing LNG imports in a counterseasonal fashion, exploiting existing synergies between spare regasification and storage capacity. Consequently, trading on the TTF soared to record levels, with an increasing number of market players hedging their LNG positions on the Dutch hub*».

II.3. Estratégia Energética da Federação Russa

A Federação Russa é o maior país do Mundo, ocupando uma área superior a 17 milhões de km², e tem uma população a rondar os 144 milhões de habitantes. Administrativamente, a Rússia pós-soviética organizou-se numa federação com 83 entidades: 46 províncias/*oblasts*, 21 repúblicas, 9 *kray*, 4 *okrugs* autónomos, 2 cidades federais (Moscovo e São Petersburgo) e 1 *oblast*

autónomo (Tomé, 2018, p. 71). Derivado da sua extensão geográfica, não surpreende portanto que seja o país com as maiores reservas provadas de gás natural do Mundo inteiro, com cerca de 38.9 tcm de gás sob sua soberania, como podemos verificar na tabela abaixo. Estes números poderiam ser mais elevados caso ainda hoje subsistisse a URSS.

Total proved reserves

	At end 1999	At end 2009	At end 2018	At end 2019			
	TTrillion cubic metres	TTrillion cubic metres	TTrillion cubic metres	TTrillion cubic metres	TTrillion cubic feet	Share of total	R/P ratio
Canada	1.6	1.6	1.9	2.0	70.1	1.0%	11.5
Mexico	0.9	0.3	0.2	0.2	6.3	0.1%	5.3
US	4.5	7.4	12.9	12.9	454.6	6.5%	14.0
Total North America	7.0	9.4	15.0	15.0	531.0	7.6%	13.3
Argentina	0.7	0.4	0.4	0.4	12.7	0.2%	8.7
Bolivia	0.1	0.3	0.2	0.2	7.5	0.1%	14.2
Brazil	0.2	0.4	0.4	0.4	13.3	0.2%	14.5
Colombia	0.2	0.1	0.1	0.1	3.6	0.1%	7.8
Peru	0.2	0.3	0.3	0.3	10.2	0.1%	21.4
Trinidad & Tobago	0.6	0.4	0.3	0.3	10.2	0.1%	8.4
Venezuela	4.6	5.6	6.3	6.3	222.4	3.2%	238.0
Other S. & Cent. America	0.1	0.1	0.1	0.1	2.2	+	17.5
Total S. & Cent. America	6.8	7.6	8.0	8.0	282.1	4.0%	46.0
Denmark	0.1	0.1	+	+	+	+	0.0
Germany	0.2	0.1	+	+	0.8	+	4.1
Italy	0.2	0.1	+	+	1.5	+	9.4
Netherlands	1.6	1.2	0.2	0.2	6.1	0.1%	6.2
Norway	1.2	2.0	1.6	1.5	54.1	0.8%	13.4
Poland	0.1	0.1	0.1	0.1	2.6	+	18.1
Romania	0.3	0.6	0.1	0.1	3.6	0.1%	10.6
Ukraine	0.8	0.7	1.1	1.1	38.5	0.5%	55.7
United Kingdom	0.8	0.3	0.2	0.2	6.6	0.1%	4.7
Other Europe	0.2	0.2	0.1	0.1	4.8	0.1%	18.4
Total Europe	5.6	5.3	3.4	3.4	118.7	1.7%	14.2
Azerbaijan	1.0	1.0	2.1	2.8	100.5	1.4%	117.0
Kazakhstan	2.0	2.0	2.7	2.7	93.7	1.3%	113.4
Russian Federation	32.9	34.0	38.0	38.0	1340.5	19.1%	55.9
Turkmenistan	2.6	8.2	19.5	19.5	688.1	9.8%	308.5
Uzbekistan	1.2	1.3	1.2	1.2	42.7	0.6%	21.5
Other CIS	+	+	+	+	1.2	+	110.9
Total CIS	39.8	46.6	63.6	64.2	2266.8	32.3%	75.8
Bahrain	0.3	0.2	0.2	0.1	2.7	+	4.6
Iran	23.6	29.0	32.0	32.0	1130.7	16.1%	131.1
Iraq	3.1	3.0	3.5	3.5	125.1	1.8%	328.7
Israel	+	0.1	0.4	0.5	16.4	0.2%	48.2
Kuwait	1.4	1.7	1.7	1.7	59.9	0.9%	92.1
Oman	0.8	0.5	0.7	0.7	23.5	0.3%	18.3
Oatar	11.5	26.2	24.7	24.7	871.6	12.4%	138.6
Saudi Arabia	5.8	7.4	5.9	6.0	211.3	3.0%	52.7
Syria	0.2	0.3	0.3	0.3	9.5	0.1%	72.1
United Arab Emirates	5.8	5.9	5.9	5.9	209.7	3.0%	95.0
Yaman	0.3	0.3	0.3	0.3	9.4	0.1%	458.2
Other Middle East	+	+	+	+	0.2	+	47.1
Total Middle East	53.0	73.6	75.6	75.6	2670.0	38.0%	108.7
Algeria	4.4	4.3	4.3	4.3	153.1	2.2%	50.3
Egypt	1.2	2.1	2.1	2.1	75.5	1.1%	32.9
Libya	1.2	1.5	1.4	1.4	50.5	0.7%	151.5
Nigeria	3.3	5.0	5.4	5.4	190.4	2.7%	109.4
Other Africa	0.8	1.2	1.4	1.6	57.5	0.8%	58.1
Total Africa	11.0	14.2	14.7	14.9	527.0	7.5%	62.7
Australia	1.6	2.8	2.4	2.4	84.4	1.2%	15.6
Bangladesh	0.3	0.4	0.1	0.1	4.3	0.1%	4.2
Brunei	0.4	0.3	0.2	0.2	8.3	0.1%	18.0
China	1.4	2.9	6.4	8.4	296.6	4.2%	47.3
India	0.6	1.1	1.3	1.3	46.9	0.7%	49.4
Indonesia	2.7	3.1	2.8	1.4	50.5	0.7%	21.2
Malaysia	1.1	1.1	0.9	0.9	33.4	0.5%	12.0
Myanmar	0.3	0.3	1.2	1.2	41.3	0.6%	60.4
Pakistan	0.4	0.6	0.4	0.4	14.2	0.2%	11.9
Papua New Guinea	+	0.1	0.2	0.2	6.2	0.1%	14.2
Thailand	0.4	0.3	0.2	0.2	6.3	0.1%	5.0
Vietnam	0.2	0.7	0.6	0.6	22.8	0.3%	65.6
Other Asia Pacific	0.3	0.3	0.2	0.2	8.4	0.1%	13.9
Total Asia Pacific	9.5	13.9	16.9	17.7	623.5	8.9%	26.3
Total World	132.8	170.5	197.1	198.8	7019.0	100.0%	49.8

Figura 7. Total de reservas de gás provadas por país

Fonte: BP, 2020, p. 32.

Fortemente marcada pela sua dissolução, a Rússia do presente teve de se transformar e de se adaptar a uma nova era, e fazê-lo no mínimo de tempo possível. Com Boris Yeltsin foram dados os primeiros passos rumo a uma liberalização social mas também económica, cujos resultados práticos se

traduziram num aumento das disparidades sociais, com o surgimento dos famosos “oligarcas”, e um aumento exponencial da corrupção. O país ressurgiu com outro tipo de ambição com a ascensão de Vladimir Putin ao poder, que pretende devolver à Federação os seus dias de glória, e impulsionar a sua influência no sistema internacional. É com Putin que começam a surgir as primeiras fricções e antagonismos face à ordem mundial unipolar resultante da queda do Muro de Berlim, considerando-a obsoleta, defendendo a multipolaridade e o seu fortalecimento com base no Direito Internacional e numa série de acordos multilaterais para prevenir o caos e a imprevisibilidade num mundo multipolar, considerando imprescindível a reavaliação do papel das principais organizações e instituições internacionais (Putin, 2009b). Derivado da imensidão de recursos que possui, torna-se lógico a economia russa ser fortemente vocacionada para a exploração e exportação dos seus recursos naturais. Com a mudança sistémica pós-1989, uma das questões que se colocou era se a Rússia se tratava ou não de uma grande potência, e ainda hoje não existe um consenso relativamente à resposta. É frequente afirmar-se que uma grande potência é muito mais do que um Estado dotado de recursos naturais, devendo esse Estado por exemplo possuir diversos fatores de produção a contribuir para a sua riqueza e crescimento económico, algo que no presente a Rússia não tem, dada a elevada dependência das exportações de energia. Não sendo efetivamente monoexportadora, é ainda uma economia pouco diversificada e muito marcada pela corrupção, o que a impede de hoje em dia conseguir ter a mesma amplitude geopolítica no Mundo que a URSS, seja em termos económicos, sociais ou ideológicos. Como refere Tomassoni (2017, p. 119): «*The geopolitical scenario and global ambition developed by the power block centred around Putin must be read through its capacity to manage an unfavourable context. This capacity was precisely having been able to turn this situation to its own advantage. To this end, the weapon of energy resources played a central role, and it is through a coordinated policy on the geopolitics of oil and gas that Russia became key in defining the geopolitical order, by asserting itself as a decisive player in important landscapes, from the Middle East to Europe and Asia*».

No que diz respeito à produção de gás, a Rússia apresenta-se como o 2º maior produtor de gás do Mundo, atrás dos EUA. Apesar de ser o país com as

maiores reservas de gás natural do Mundo, a verdade é que em termos de infraestruturas e desenvolvimento tecnológico ainda apresenta algumas lacunas no que toca à modernização, facto que explica a liderança dos EUA neste campo específico.

Natural gas: Production in billion cubic metres*

Billion cubic metres												Growth rate per annum			Share 2019
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2009-18		
Canada	155.1	149.6	151.1	150.3	151.9	150.0	160.8	171.8	175.6	179.0	173.1	-3.3%	0.7%	4.3%	
Mexico	52.6	51.2	52.1	50.9	52.5	51.3	47.9	43.7	38.3	35.2	34.0	-3.4%	-2.9%	0.9%	
US	557.6	575.2	617.4	649.1	655.7	704.7	740.3	727.4	746.2	835.9	920.9	10.2%	4.3%	23.1%	
Total North America	765.2	775.9	820.5	850.3	860.1	915.0	949.0	942.8	960.0	1050.1	1128.0	7.4%	3.3%	28.3%	
Argentina	40.3	39.0	37.7	36.7	34.6	34.5	35.5	37.3	37.1	39.4	41.6	5.6%	0.8%	1.0%	
Bolivia	11.9	13.7	15.0	17.1	19.6	20.3	19.6	18.8	18.2	17.0	15.0	-12.2%	2.1%	0.4%	
Brazil	12.3	15.0	17.2	19.8	21.9	23.3	23.8	24.1	27.2	25.2	25.8	2.6%	5.8%	0.6%	
Colombia	10.1	10.8	10.5	11.5	13.2	12.3	11.6	12.0	12.3	12.9	13.2	2.6%	4.0%	0.3%	
Peru	3.6	7.3	11.5	12.0	12.4	13.1	12.7	14.0	13.0	12.8	13.5	5.6%	13.0%	0.3%	
Trinidad & Tobago	38.6	40.3	38.7	38.5	38.7	38.1	36.0	31.3	31.9	31.0	34.6	1.8%	-1.0%	0.9%	
Venezuela	31.8	30.5	30.2	31.9	30.6	31.8	36.1	37.2	38.6	31.6	26.5	-16.3%	-0.6%	0.7%	
Other S. & Cent. America	3.8	3.8	3.2	3.0	2.7	2.6	2.9	3.1	3.1	3.3	3.5	5.2%	-1.5%	0.1%	
Total S. & Cent. America	152.3	160.4	164.1	170.6	173.8	176.0	178.0	177.9	181.4	176.2	173.6	-1.5%	1.1%	4.4%	
Denmark	8.8	8.5	6.9	6.0	5.0	4.8	4.8	4.7	5.1	4.3	3.2	-25.4%	-8.5%	0.1%	
Germany	12.7	11.1	10.5	9.5	8.6	8.1	7.5	6.9	6.4	5.5	5.3	-3.0%	-8.6%	0.1%	
Italy	7.6	8.0	8.0	8.2	7.4	6.8	6.4	5.5	5.3	5.2	4.6	-10.9%	-5.2%	0.1%	
Netherlands	65.5	75.3	68.5	68.4	72.4	60.4	45.9	44.3	38.5	32.3	28.1	-13.0%	-7.6%	0.7%	
Norway	103.6	106.4	100.5	113.9	107.9	108.0	116.2	115.9	123.2	121.3	114.4	-5.7%	2.0%	2.9%	
Poland	4.3	4.3	4.5	4.5	4.4	4.3	4.3	4.1	4.0	4.0	4.0	0.1%	-0.7%	0.1%	
Romania	10.4	10.0	10.1	10.1	10.0	10.2	10.2	9.1	10.0	10.0	9.7	-7.9%	-0.5%	0.2%	
Ukraine	20.3	19.4	19.5	19.4	20.2	20.2	18.8	19.0	19.4	19.7	19.6	-0.5%	-0.3%	0.5%	
United Kingdom	61.2	57.9	46.1	39.2	37.0	37.4	40.7	41.7	41.9	40.5	39.6	-2.2%	-5.7%	1.0%	
Other Europe	9.3	9.3	9.2	8.4	7.2	6.3	6.1	8.7	9.0	8.5	7.4	-12.9%	-1.1%	0.2%	
Total Europe	303.7	310.4	284.8	287.5	290.0	286.6	261.0	259.9	262.8	251.2	235.9	6.1%	2.4%	5.9%	
Azerbaijan	15.9	16.3	16.0	16.8	17.4	18.4	18.8	18.3	17.8	19.0	24.3	27.7%	1.8%	0.6%	
Kazakhstan	19.0	20.4	20.1	19.8	21.4	21.7	22.0	22.9	23.4	23.9	23.4	-2.2%	2.7%	0.6%	
Russian Federation	536.2	580.4	616.8	601.9	614.5	591.2	584.4	589.3	635.6	669.1	679.0	1.5%	0.9%	17.0%	
Turkmenistan	33.3	40.1	56.3	59.0	59.0	63.5	65.9	63.2	58.7	61.5	63.2	2.7%	+	1.6%	
Uzbekistan	58.4	57.1	56.6	56.5	55.9	56.3	53.6	53.1	53.4	57.2	56.3	-1.6%	-0.7%	1.4%	
Other CIS	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.0%	0.2%	+	
Total CIS	663.2	732.7	766.2	754.3	768.5	751.4	745.0	747.2	789.1	831.1	846.5	1.9%	0.8%	21.2%	
Bahrain	12.1	12.4	12.6	13.1	14.0	14.7	14.8	14.4	14.5	14.6	16.9	15.4%	2.0%	0.4%	
Iran	135.7	143.9	151.0	156.9	157.5	175.5	183.5	199.3	219.5	238.3	244.2	2.4%	6.8%	6.1%	
Iraq	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.1	10.6	10.8	1.9%	5.1%	0.3%	
Kuwait	10.9	11.1	12.9	14.7	15.5	14.3	16.1	16.4	16.2	16.9	16.4	9.2%	3.4%	0.5%	
Oman	23.9	25.7	27.1	28.3	30.8	29.3	30.7	31.5	32.3	36.0	36.3	0.9%	4.1%	0.9%	
Oatar	92.4	123.1	150.4	162.5	168.2	169.5	174.9	173.6	168.6	176.5	178.1	0.9%	8.3%	4.5%	
Saudi Arabia	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	113.6	1.4%	3.9%	2.8%	
Syria	6.1	8.4	7.4	6.1	5.0	4.6	4.1	3.5	3.5	3.6	3.7	3.6%	-4.3%	0.1%	
United Arab Emirates	47.6	50.0	51.0	52.9	53.2	52.9	58.7	60.3	62.4	61.4	62.5	1.9%	2.3%	1.6%	
Yemen	0.8	6.3	9.4	7.6	10.4	9.8	2.9	0.5	0.6	0.6	0.6	0.8%	na	+	
Other Middle East	2.7	3.3	4.2	2.5	6.3	7.3	8.1	9.0	9.5	10.1	10.1	0.1%	11.3%	0.3%	
Total Middle East	413.8	474.6	520.0	545.5	562.9	582.7	600.2	623.9	646.5	680.7	695.3	2.1%	5.7%	17.4%	
Algeria	76.6	77.4	79.6	78.4	79.3	80.2	81.4	91.4	93.0	93.8	86.2	8.1%	1.3%	2.2%	
Egypt	60.3	59.0	59.1	58.6	54.0	47.0	42.6	40.3	48.8	58.6	64.9	10.9%	0.3%	1.6%	
Libya	15.1	16.0	7.5	11.6	12.2	11.8	11.0	9.4	8.6	8.3	9.4	14.0%	-5.8%	0.2%	
Nigeria	23.2	30.9	36.4	39.2	33.1	40.0	47.6	42.6	47.2	48.3	48.3	2.1%	3.9%	1.2%	
Other Africa	16.9	19.0	19.1	19.0	19.8	19.7	21.4	22.2	26.5	27.3	28.0	2.7%	5.1%	0.7%	
Total Africa	192.1	202.3	201.7	206.8	198.3	198.7	204.0	205.9	224.2	236.2	237.9	0.7%	1.5%	6.0%	
Australia	46.7	54.0	55.7	59.5	61.8	66.6	76.0	96.4	112.8	130.1	153.5	18.0%	12.1%	3.8%	
Bangladesh	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	26.6	28.7	8.0%	5.0%	0.7%	
Brunei	11.1	12.0	12.5	12.3	11.9	12.7	13.3	12.9	12.9	12.6	13.0	3.3%	0.6%	0.3%	
China	95.9	96.5	106.2	111.5	121.8	131.2	135.7	137.9	149.2	161.5	177.6	9.9%	7.2%	4.5%	
India	36.1	47.4	42.9	37.3	31.1	29.4	28.1	26.6	27.7	27.5	26.9	-2.1%	-0.7%	0.7%	
Indonesia	78.0	87.0	82.7	78.3	77.6	76.4	76.2	75.1	72.7	72.8	67.5	-7.2%	-0.3%	1.7%	
Malaysia	66.2	65.1	67.0	69.3	72.6	72.2	76.8	76.7	78.5	77.3	78.8	2.0%	1.1%	2.0%	
Myanmar	11.4	12.2	12.6	12.5	12.9	16.5	19.2	18.3	17.8	17.1	17.1	-	3.4%	0.4%	
Pakistan	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	35.0	34.7	34.7	34.2	33.9	-1.0%	-0.1%	0.8%	
Thailand	29.4	33.7	33.8	38.4	38.9	39.1	37.5	37.3	35.9	34.7	35.8	3.0%	1.5%	0.9%	
Vietnam	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	9.7	9.9	2.0%	2.9%	0.2%	
Other Asia Pacific	18.5	18.2	18.3	18.0	18.7	23.6	29.4	30.2	30.2	28.1	29.6	5.5%	4.4%	0.7%	
Total Asia Pacific	444.6	489.8	494.7	504.0	514.2	535.5	563.5	582.8	608.5	632.0	672.1	6.3%	4.0%	16.8%	

Figura 8. Produção anual de gás natural em bcm

Fonte: BP, 2020, p. 34

A distribuição da produção é feita através do “*Unified Gas Supply System*” (UGSS), – propriedade exclusiva da Gazprom – que se define como um complexo sistema que envolve a produção, processamento e transporte de gás desde os campos de gás russos até ao consumidor final (Gazprom, Transmission). De acordo com a “Lei Russa sobre Exportações de Gás”, o proprietário do UGSS tem o direito exclusivo de exportar gás via *pipeline*

(excluindo *LNG*), logo, a Gazprom detém efetivamente o monopólio de todas as exportações de gás via *pipeline* (Yafimava, 2015, p. 2). O *UGSS* vem sendo desenvolvido desde os tempos da URSS, precisamente com o objetivo de criar uma rede integrada de *pipelines* a fim de garantir a máxima estabilidade de fornecimento sobretudo aos clientes europeus.



Figura 9. *Unified Gas Supply System (UGSS)*, sistema integrado de produção e distribuição de gás natural. (Edição pelo autor).
Fonte: Gazprom. “Transportation”.

Com o desmembramento da URSS, o *UGSS* sofreu perdas a nível logístico, no que toca aos *pipelines* já construídos nas ex-repúblicas soviéticas, e aos quais a UE posteriormente aproveitou para se conectar, de forma a garantir o contínuo suprimento de gás oriundo da Rússia como anteriormente se demonstrou. De todo o modo, essas perdas não foram relevantes ao ponto de beliscar a posição de superioridade em termos energéticos da Rússia, que tira proveito desta mesma, como justamente menciona Tomé (2018, p. 82) «a energia dá a Moscovo um extra leverage sobre os outros países ex-soviéticos, a UE ou a Turquia, ao mesmo tempo que torna a Rússia mais relevante para outras potências como a Índia ou a China».

II.3.1. A Gazprom e o seu papel na Estratégia Energética Russa

Enquanto país com as maiores reservas de gás do Mundo, e 2º maior produtor (Tomé, 2018, p. 82), a Gazprom a fim de se precaver face às oscilações e especulação de preços, segue uma estratégia de bilateralismo nas relações com os seus clientes procurando assinar acordos com valores previamente

negociados entre as partes, e habitualmente de longa duração, algo que não se verifica por exemplo com o petróleo e cuja especulação de preços deixa a Federação à mercê dos acontecimentos do Mundo e das dinâmicas dos próprios mercados.

Como nos refere Fânzeres (2014, p. 54), as grandes linhas de ação da Estratégia Energética russa no que ao gás natural diz respeito são: «(1) a *prioridade que confere à negociação de âmbito bilateral de contratos de longo termo com os atores interessados, quer por via governamental, quer por via empresarial, nesta em que a Gazprom se constitui como um verdadeiro testa-ferro e se substitui ao próprio Governo; e (2) a utilização do abastecimento de gás natural como fator de coação e pressão política, não obstante a sua disrupção nunca ter ocorrido em moldes e em dimensão que possam ser considerados estritamente como tal*».

Também Shadrina (2010, p. 41), nos traça uma breve descrição do perfil energético russo, ao referir que a dependência das exportações a longo prazo da Rússia são a "pré-condição" que motiva as preocupações quanto à sua segurança energética. Qualquer interrupção prolongada nas suas exportações ou uma diminuição significativa dos volumes prejudicaria a capacidade do governo e da indústria russos de sustentar o desenvolvimento económico, ameaçando, em última instância, a segurança nacional. A política energética externa da Rússia serve assim para criar uma capacidade de suporte importante de forma a reduzir a vulnerabilidade do país e manter a sua segurança energética.

Neste sentido, a Gazprom segue uma linha muito própria quanto aos contratos que estabelece com as suas contrapartes: a grande maioria das exportações de gás russo para a Europa são efetuadas através de contratos de longo prazo, variando entre 10 a 35 anos. Estes contratos são sujeitos a arbitragem internacional e contêm as famosas cláusulas 'take-or-pay', que no fundo obrigam o comprador ao pagamento de uma quantidade anual mínima de gás acordada, independentemente do facto de essa quantidade ser de facto importada ou não. A presença desta cláusula dificulta assim a renegociação dos contratos ou inclusivamente a sua cessação antes do prazo estabelecido (Stern et al., 2014, p. 4). Caso a Gazprom não cumpra com os volumes estipulados de gás a entregar, isto constitui uma quebra das suas obrigações contratuais. Caso

um comprador europeu receba menos do que aquilo que acordou como mínimo, só constitui uma quebra de contrato caso não pague pelo gás que não quis receber. Dentro desta estratégia contratual, a Gazprom tem garantidos lucros importantes até 2030 derivados destes contratos de longo prazo: o volume de compras de gás russo indexadas a contratos de longo prazo representa um bom indicador do nível mínimo provável de compras até 2030. Em termos gerais, até 2020, há 170 bcm de vendas, com 70% a nível 'ToP' (aproximadamente 126 bcm). Até 2025, 150 bcm com os mesmos 70% a 'ToP' (cerca de 105 bcm), e até 2030, 115 bcm igualmente com 70% a 'ToP' (80 bcm) (Pirani e Yafimava, 2016, p. 7). Os principais *delivery points* da Gazprom estão localizados na fronteira Ucrânia-Eslováquia (Velke Kapusany, com capacidade para 72.2 bcm), na fronteira Eslováquia-Áustria (Baumgarten, 48.6 bcm), na fronteira Polónia-Alemanha (Mallnow, 29.4 bcm), na fronteira República Checa-Alemanha (Waidhaus, 28.5 bcm), na fronteira Ucrânia-Polónia (Drozdovichi, 4.2bcm), na fronteira Ucrânia-Hungria (Beregovo, 19 bcm) e na fronteira Ucrânia-Roménia (Isaccea, 23.8 bcm) (*idem*, p. 33). Vários países europeus, predominantemente do sul da Europa, recebem todas as suas importações de gás russo exclusivamente via Ucrânia: Áustria, Grécia, Itália, Bósnia e Herzegovina, Bulgária, Croácia, Hungria, Roménia, Sérvia, Eslováquia, Eslovénia, Macedónia do Norte (*idem*, p. 34).

Na sua génese, a atual Rússia herdou aquilo que já era um pouco do ADN da antiga URSS, nunca deixando de ser um Estado "inseguro", desde logo devido à sua dimensão geográfica, e pelos perigos que se lhe apresentam nas suas fronteiras, como a NATO ou o Terrorismo Islâmico por exemplo. Aquilo que se alterou foi o facto de agora, com Putin no poder, Moscovo ter decidido seguir o seu próprio caminho de transformação e reafirmação enquanto grande potência, tendo beneficiado nesse sentido da subida dos preços do petróleo e do gás, como nos refere Snetsov (2014): «*During this period, buoyed by economic growth driven by oil and gas export's, Russia's sense of patriotism and pride, reached a new height, as it was suggested that, for the first time in the post-soviet period, Russia had found its own path to success*».

II.3.2. A mudança nas “*pipeline politics*”

Como adiante demonstraremos, a Federação ainda apresenta uma economia fortemente baseada no comércio externo, com as vendas de petróleo e gás a ocuparem uma fatia significativa no geral das exportações russas. Relativamente ao gás, Moscovo optou pelas chamadas “*pipeline politics*”, pese embora a continuidade da tendência crescente das exportações de LNG, como é possível verificarmos na Figura abaixo. O termo “*pipeline politics*” é no fundo a intenção de Moscovo em estabelecer relações energéticas com países da UE e no Extremo Oriente, para tal concretizando projetos de construção de *pipelines* de forma a igualmente estabelecer relações de (inter)dependência energética. Não se pode dizer que esta política seja propriamente nova, uma vez que os *pipelines* que ligam a Rússia ao resto da Europa não são recentes, mas ganhou relevância com a entrada de Putin para o poder e devido à centralidade que os recursos energéticos representam nas diversas estratégias russas, como forma de restabelecer um ‘*status*’ de potência perdido. A relação posteriormente estabelecida entre Moscovo e as suas contrapartes será de dependência ou interdependência, consoante o nível de assimetria presente na mesma, uma vez que a complexidade da relação entre Rússia e Alemanha não será igual à da Rússia e um país báltico ou da Ásia central.

Natural gas: LNG exports

Billion cubic metres	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Growth rate per annum		Share 2019
												2019	2008-18	
US	0.8	1.5	1.8	0.8	0.2	0.4	0.7	4.0	17.1	28.6	47.5	66.3%	39.7%	9.8%
Peru	-	1.9	5.2	5.1	5.7	5.7	5.0	5.5	5.5	4.8	5.2	8.6%	n/a	1.1%
Trinidad & Tobago	19.5	19.6	18.2	18.3	18.4	17.6	16.4	14.3	13.5	16.6	17.0	2.6%	-0.9%	3.5%
Other Americas*	-	-	0.1	0.5	0.1	0.2	†	0.6	0.3	0.1	0.1	-14.5%	n/a	†
Total Americas	20.3	22.9	25.2	24.7	24.3	23.9	22.1	24.5	36.5	50.1	69.8	39.5%	10.0%	14.4%
Russia	6.8	13.5	14.3	14.3	14.5	13.6	14.6	14.6	15.4	24.9	39.4	57.9%	n/a	8.1%
Norway	3.1	4.6	4.4	4.6	3.8	4.6	5.6	6.1	5.4	6.8	6.6	-2.1%	12.2%	1.4%
Other Europe*	0.2	0.5	1.7	3.6	5.2	8.4	5.4	4.5	2.5	5.0	2.0	-59.9%	28.5%	0.4%
Total Europe & CIS	10.2	18.6	20.4	22.4	23.5	26.6	25.6	25.3	23.4	36.7	48.0	30.8%	30.6%	9.9%
Oman	11.8	11.7	11.0	11.1	11.5	10.6	10.2	11.0	11.4	13.6	14.1	3.6%	1.9%	2.9%
Qatar	51.8	77.8	100.7	104.0	105.8	103.6	105.6	107.3	103.6	104.9	107.1	2.0%	9.8%	22.1%
United Arab Emirates	7.8	8.7	8.3	8.1	7.9	8.6	7.6	7.7	7.3	7.4	7.7	3.5%	-1.2%	1.6%
Yemen	0.4	5.5	8.8	7.1	9.9	9.4	1.9	-	-	-	-	n/a	n/a	-
Total Middle East	71.8	103.8	128.7	130.3	135.2	132.2	125.4	126.0	122.3	125.9	128.8	2.3%	7.6%	26.5%
Algeria	21.4	19.5	16.7	14.9	15.0	17.4	16.6	15.5	16.4	13.1	16.6	26.4%	-5.0%	3.4%
Angola	-	-	-	-	0.4	0.4	-	0.9	5.0	5.2	5.8	11.7%	n/a	1.2%
Egypt	13.1	10.0	9.0	6.9	3.9	0.4	-	0.8	1.2	2.0	4.5	129.8%	-17.8%	0.9%
Nigeria	16.1	24.1	25.7	27.9	22.5	26.1	26.9	24.6	28.2	27.9	28.8	3.3%	2.1%	5.9%
Other Africa	5.4	5.3	5.0	4.6	5.2	5.0	5.0	4.4	4.9	5.5	5.5	0.9%	0.5%	1.1%
Total Africa	56.0	58.8	56.4	54.2	47.0	49.5	48.5	46.2	55.7	53.6	61.2	14.2%	-1.7%	12.6%
Australia	25.1	25.8	26.0	28.3	30.5	32.0	39.9	60.4	76.6	91.8	104.7	14.0%	16.0%	21.6%
Brunei	9.0	9.0	9.6	9.2	9.5	8.6	8.7	8.6	9.1	8.5	8.8	3.0%	-1.0%	1.8%
Indonesia	26.9	32.4	28.7	24.4	23.1	21.7	22.4	21.7	22.4	20.8	16.5	-20.8%	-2.9%	3.4%
Malaysia	30.4	31.0	33.2	31.4	33.6	34.0	34.3	33.6	36.1	33.0	35.1	6.5%	0.8%	7.2%
Papua New Guinea	-	-	-	-	-	5.0	10.1	10.9	11.1	9.5	11.6	22.2%	n/a	2.4%
Other Asia Pacific*	-	-	-	-	0.1	0.2	0.8	0.5	0.8	0.6	0.5	-12.7%	n/a	0.1%
Total Asia Pacific	91.5	98.3	97.5	93.3	96.8	101.5	115.5	136.4	155.4	164.3	177.3	7.9%	6.4%	36.5%
Total LNG exports	249.7	302.4	328.3	324.9	326.8	333.6	337.1	358.3	393.3	430.6	485.1	12.7%	6.2%	100.0%

Gross LNG trade.
Largely consists of re-exports.
Less than 0.05%.
Less than 0.05.

Source: includes GIIGNL, IHS.

Figura 10. Exportações de LNG
Fonte: BP, 2020, p. 42.

Ainda que as exportações de gás via *pipeline* sejam o “*core business*” de Moscovo, importa mencionar que têm vindo a ser feitos esforços para desenvolver o setor do LNG. Atualmente existem duas empresas russas que partilham o monopólio de distribuição do mesmo, a Rosneft e a Novatek. A Rússia dispõe de uma única planta de liquefação de gás natural, nas ilhas Sacalinas, em Prigorodnye, cujo projeto se denomina de *Sakhalin II*. O gás chega até ao referido local vindo do campo de Lunskeye através do *Trans-Sakhalin pipeline*, cuja planta tem capacidade para produzir cerca de 9.6 mcm de gás anualmente. (Gazprom, Sakhalin II). O local foi escolhido não só pelo facto de não gelar durante o inverno – o que facilita o processo de liquefação do gás e seu transporte – mas também pela sua posição estratégica, perto do Japão, e de uma área da Ásia onde a procura por energia tem vindo a aumentar exponencialmente ao longo dos anos.

Além da falta de infraestruturas adequadas e o atraso no que ao desenvolvimento tecnológico diz respeito face aos seus concorrentes relativamente à exportação de LNG, facilmente também estes números reduzidos se explicam pelo difícil acesso da Rússia aos chamados “mares

quentes”, além de um défice de modernização da sua frota naval. De notar que entre 2017 e 2018 se registou um aumento significativo das exportações de *LNG* de quase 10%, o que na nossa opinião é explicado pelo ‘*status quo*’ que se estabeleceu no período pós-crise da Crimeia, com a Federação a considerar suas as águas territoriais nesta península, nelas navegando e comercializando livremente. Além disto, não seria intelectualmente correto da nossa parte negar-se os efeitos diretos das questões climáticas, ligadas à subida das temperaturas no Ártico, o que faz com que a navegação pelo oceano glacial Ártico não se limite a apenas alguns meses por ano, tornando-se assim menos morosa que o normal. Além disto, tornar-se-ia altamente favorável aos projetos de *LNG* que têm vindo a ser desenvolvidos pela Novatek, nomeadamente na Península de Yamal, para assim colocar a Rússia a par de EUA, Qatar e Austrália enquanto principais protagonistas do mercado do *LNG*.

Esta mudança nas “*pipeline politics*”, como nos diz Fânzeres (2017, p. 249), foi em grande parte motivada pelas limitações e determinações impostas pelo TEP, o que fez com que a política da Gazprom cada vez mais tenha vindo a ser determinada por «*racionais orientados para/pelo mercado, parecendo assim Moscovo poder vir a abandonar parcialmente ou dissimular de forma subtil a sua tradicional utilização enquanto testa de ferro da Estratégia Energética russa. Deste modo, a (re)orientação da política comercial da Gazprom não apenas está a tornar a empresa substancialmente mais competitiva do ponto de vista comercial, como também poderá projetar uma melhoria substancial da sua imagem perante a União Europeia, sendo que, por paradoxal ou estranho que possa parecer a Moscovo, jogar de forma mais limpa e de acordo com as regras de mercado poderá na realidade constituir para si uma mais-valia*».

II.3.3. A nova geopolítica da energia da Federação Russa

Como sugere a ES-2035, a exploração e exportação de recursos energéticos tornar-se-à o pilar central da economia russa na próxima década. No seguimento do que já referimos, a *NSR* vai ter um papel central sobretudo no desenvolvimento das exportações de *LNG*, que irão aumentar a quota russa deste tipo de gás no mercado mundial, permitindo-lhe a longo prazo competir com o *LNG* dos EUA e Qatar. Em 2015, a Rússia adotou o «*Integrated Development Plan for the Northern Sea Route 2015-2030*» e, em 2016, atribuiu

ao Serviço de Segurança Federal (FSB) o controlo total da aplicação da lei ao longo dessa rota. A *NSR* iria reduzir em 22% a distância entre Roterdão e Shanghai, podendo eventualmente substituir as tradicionais rotas do Suez e do Atlântico Sul, o que daria à Rússia uma maior relevância no comércio mundial. No fundo, trata-se de uma nova oportunidade que surge para a Rússia conseguir impulsionar as suas exportações, ganhando relevo sobretudo no que ao *LNG* diz respeito (Tomé, 2018, p. 80).

A base da Estratégia Energética russa tem sido na sua génese bastante simples, conseguindo impor o bilateralismo como norma no relacionamento com a UE, dialogando com as capitais, ao invés de o fazer com Bruxelas, o que evita (Fânzeres, 2015, p. 25). Através da Figura 11, é possível perceber o peso que as exportações de petróleo e gás representam no orçamento global da Rússia. Assim, é possível concluir que o gás tem efetivamente um peso considerável no orçamento russo, o que nos permite excluir a ideia de que se reduz meramente a um instrumento geopolítico de poder/influência sobre outros Estados. Por outro lado, é inegável a dimensão e importância do gás enquanto parte da estratégia russa de maior influência sobre a Europa em geral e sobre certos Estados em particular, nomeadamente da CEI, e sempre englobado numa doutrina de recuperação do '*status*' de grande potência.

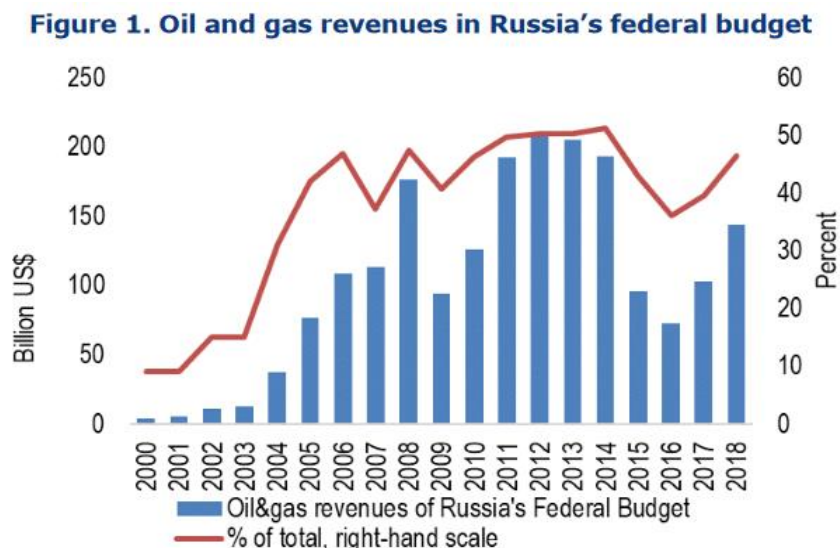


Figura 11. Receitas de petróleo e gás no orçamento federal russo
Fonte: IFRI, 2019, p. 21.

Se é notória a dependência da UE do gás russo, a Rússia não se encontra menos dependente dos lucros obtidos com as vendas de gás aos clientes

Europeus para desenvolver a sua economia. Ainda assim, enquanto a UE de momento não tem uma alternativa válida que permita reduzir significativamente a quota de gás russo importado, a Rússia nos últimos anos vem demonstrando tê-las, para isso fazendo jus ao seu carácter '*sui generis*' em termos geográficos, uma vez que enquanto potência euro-asiática facilmente consegue alternar os seus alvos e redirecionar a sua estratégia, principalmente para os mercados emergentes do Oriente.

Nestes últimos anos é precisamente uma viragem para Oriente a que se tem vindo a assistir, nomeadamente para a China. Além disso, a Rússia tem sabido tirar partido da situação não menos '*sui generis*' da Turquia, que tem como objetivo desenvolver o seu mercado de gás e tornar-se no maior '*hub*' da Eurásia: desde logo porque enquanto os *pipelines Nabucco* e *SS* eram geralmente tidos como projetos rivais, para a Turquia não o eram. Bem pelo contrário, eram projetos compatíveis, que trariam grandes lucros provenientes das taxas de trânsito desses *pipelines*. Note-se que a Turquia também tem uma enorme dependência do gás russo, com 60% do gás importado a ser de origem russa, dependência essa que terá uma tendência crescente, derivado da concretização do *TS*, cujo acordo previa uma redução de 6% do preço para Ancara face à média dos preços para o resto da Europa. Uma vez mais a Rússia conseguiu tirar partido do gelo nas relações entre a Turquia e a UE, e utilizar o gás como forma de criar uma divisão entre Ancara e a UE. No entanto, a grande jogada de Moscovo foi mesmo a viragem para a China, com a assinatura em 2014 de um contrato entre a Gazprom e a China National Petroleum Company (CNPC) que prevê o fornecimento anual de 38 bcm de gás russo à China durante um período de 30 anos, num valor total de 400 biliões de dólares (Público, 2014b). Este contrato previa ainda a construção do *pipeline Power of Siberia*, que entrou em funcionamento em dezembro de 2019, tendo já efetuado as primeiras entregas de gás à China, existindo ainda especulação quanto à construção de um *Power of Siberia 2*, seguindo a mesma estratégia adotada com a Alemanha e os *NS1* e *NS2*. Miller (2019), na Assembleia Geral de Acionistas da Gazprom em 2019 fazia referência ao impacto económico e geopolítico deste projeto e da renovada ligação com a China: «*In December 2019, we will start supplying gas from Russia to China via the Power of Siberia gas pipeline. This is a historic event: we are opening a new gas route connecting the world's largest*

exporter and the world's largest importer of natural gas. We are taking a crucial step towards the formation of a single Eurasian gas space and a new architecture of the global gas market. (..) Pursuant to the contract, more than 1 trillion cubic meters of gas will be supplied to China via Power of Siberia over 30 years. However, China's demand for Russian gas surpasses the initial estimates. This is why we are discussing with our Chinese partners the possibility of supplies via other pipeline routes». Note-se que na China por exemplo, a utilização de gás natural deve aumentar quase 190% de 2018 a 2050 (cerca de 600 bcm), enquanto a Índia aumenta o consumo de gás natural em mais de 250% (cerca de 200 bcm). Durante este período, é prevista uma expansão dos setores industriais de ambos os países, além de possuírem uma classe média em crescimento, PIB's e populações crescentes, o que gera uma procura crescente por bens de consumo (EIA, 2019, p. 144).



Figura 12. Pipeline Power of Siberia.
Fonte: Gazprom. "Power of Siberia".

Este acordo é assinado em maio de 2014, na 1ª Visita de Estado de Putin após a crise da Crimeia, situação que não é sequer mencionada por qualquer dirigente chinês. Daí que por esta altura se tenha começado a falar de uma nova aliança entre China e Rússia, algo que julgamos estar longe de acontecer, desde logo por um motivo muito simples: a Rússia é uma potência continental, enquanto a China vem aumentando o seu poderio militar a fim de se tornar numa potência marítima, tendo até apostado na construção do seu próprio porta-aviões, logo, são poucos os objetivos de política externa que possam ser

convergentes entre estes dois Estados. Existe uma convergência que se prende com o facto de ambas serem potências revisionistas que visam aumentar o seu poder e a sua projeção internacional. Por outro lado, existem projetos que podem motivar fricções no futuro: a China encontra-se a desenvolver o “*One Belt, One Road*”, que englobaria a China, Ásia Central e a Europa, projeto que deixa a Rússia apreensiva devido a uma potencial concorrência direta com a UEEA/EAEU, que engloba a Rússia, Bielorrússia, Cazaquistão, Arménia e Quirguistão (Milhazes, 2016, p. 89). Além disso, enquanto temos uma China em forte crescimento económico nos últimos 20 anos, temos uma Rússia pouco modernizada e com uma economia ainda pouco diversificada, com uma grande dependência das exportações de energia – e que a deixam à mercê da volatilidade dos seus preços – o que por si só coloca de parte a possibilidade de uma aliança na verdadeira aceção da palavra, pois tal pressupõe uma paridade em termos de desenvolvimento militar mas sobretudo económico. De resto, a China nunca foi exemplo de um Estado que mantenha alianças duradouras e como exemplo disso temos a China de Mao Tsé-Tung, cuja aliança com a URSS terminou logo após a morte de Estaline, devido a divergências político-ideológicas decorrentes da subida ao poder de Nikita Khrushchev (Milhazes, 2016, p. 90).

No entanto, é legítimo considerarmos a materialização de uma parceria estratégica, reforçada após a conclusão deste acordo em 2014, através do qual a Rússia quer conquistar o mercado asiático, tal como fez com a Europa. Assim, ao redirecionar o seu gás para a China, cimenta relações com aquela que é a economia do Mundo em mais rápido crescimento, e demonstra ter uma alternativa face a uma UE que sob seu ponto de vista lhe vem sendo cada vez mais hostil, através do TEP, as sanções impostas (como após a crise da Crimeia) ou as constantes tentativas de alargamento da NATO e UE. Esta viragem para Oriente demonstra que a Rússia está mais empenhada em negócios com as economias asiáticas, nomeadamente a Coreia do Sul, Japão e Índia, algumas das maiores economias da região da Ásia-Pacífico. Subinhe-se que a intenção de aumentar os volumes de gás a exportar para a Ásia é algo que é definido na “*Energy Strategy of Russia for the period up to 2030*” (ES-2030), elaborada em 2009. Devido a algumas divergências devido a preços, volumes a exportar e os campos de origem do gás a exportar, é apenas em 2014 que se dá efetivamente

a alteração estratégica, com vários fatores a contribuírem favoravelmente para o desenlace do acordo sino-russo: desde logo a crise com a Ucrânia que levaria à disputa na Stockholm Chamber of Commerce (SCC) relativamente ao incumprimento por parte da Gazprom dos volumes de gás a exportar por este país. Em segundo lugar, as contestações ao SS, que já vinham desde o início do projeto, que levaram ao seu cancelamento em dezembro de 2014, deixando a UE sob forte pressão dos seus EM, ao não aceitar as condições impostas pelo TEP, o que inevitavelmente contribuiu para antagonizar ainda mais as relações entre a UE e o seu maior fornecedor energético.

Não foi somente para Oriente que a Federação concentrou os seus esforços diplomáticos. Note-se também que Moscovo vem preenchendo os espaços vazios deixados pelo ocidente, tirando partido das crises que se verificam na região do Norte de África e Médio Oriente: com o Egito, após as descobertas feitas no campo de gás de Zohr, a Rússia adquiriu uma fatia de 30% ao grupo italiano ENI em 2016. Também em águas territoriais do Líbano foram descobertas reservas de gás, e igualmente a Novatek russa adquiriu 20% dos direitos de exploração desse mesmo campo, partilhando assim a sua exploração com a francesa TOTAL e a italiana ENI (Pierini, 2018).

Assim, como nos diz Shadrina (2010, p. 17) aparentemente a energia enquanto instrumento político da Rússia contra a Europa e a Ásia Central trata-se provavelmente mais de um mito do que uma realidade objetiva. A profunda dependência russa da Europa traduz-se na sua vulnerabilidade às oscilações da procura naquele que é o seu maior mercado no exterior, tornando os lucros das exportações de energia altamente voláteis. A mesma acrescenta que a relação energética euro-russa é um exemplo revelador da interdependência simétrica. Desde logo, por dois aspetos: a capacidade física (*pipelines*) e os acordos comerciais (contratos de fornecimento de longo prazo), que vão assim vincular o fornecedor aos consumidores de forma especialmente estreita, e vão criar um padrão relacional que torna bastante difícil acomodar novas realidades. E isto é especialmente verdadeiro no setor do gás.

II.3.4. As Estratégias Energéticas da Federação Russa – 2003/2009/2020

Englobado na doutrina de recuperação de poder de Putin, a Federação Russa elaborou até ao momento 3 documentos dedicados à sua Estratégia Energética. O primeiro em 2003, a “Energy Strategy of Russia for the period up to 2020” (ES-2020), a ES-2030 em 2009, e em 2015 surge a ES-2035, aprovada apenas em 2020. Com as naturais diferenças expectáveis de um documento de 2003 para um de 2015 ou 2020, a génese dos documentos não mudou muito. Em todos eles é reconhecida a relevância dos recursos naturais enquanto elementos dinamizadores da economia russa. Para tal, a Rússia pretende afirmar-se como um “*global supplier*”, não só de forma a maximizar o potencial do seu setor energético, mas para que possa proceder às devidas reformas (económicas, sociais e políticas) para recuperar o ‘*status*’ de grande potência. A ES-2030 referia o seguinte neste sentido: «*The strategic objective of the foreign energy policy is the maximum efficient use of the Russian energy potential for full-scale integration into the world energy market, enhancement of positions thereon and gaining the highest possible profit for the national economy*».

A Rússia é a todos os efeitos autossuficiente em termos energéticos, especificamente quanto ao gás, consumindo 454.5 bcm, e produzindo 679 bcm (BP, 2020, p. 34). Apesar disso, também importa gás do Cazaquistão e em 2019 retomou as importações do Turquemenistão, após a sua interrupção em 2016. Até 2010, data em que este país começou a exportar gás para a China, a Rússia era o seu principal cliente. No entanto, as curvas inverteram-se, com a China a importar cada vez mais e a Rússia a importar cada vez menos, passando de cerca de 40 bcm em 2008 para 10 bcm de 2010 a 2015, e finalmente para 4 bcm entre 2015 e 2016 (Putz, 2018). Em 2019 a Rússia retomou a importação de gás do Turquemenistão, acordando um volume pouco relevante de 1.1 bcm por ano. Um volume tão pequeno aparenta ser uma espécie de teste, não só quanto à estabilidade do fornecimento, mas para reativar gradualmente o *Central Asia–Center pipeline*, que transporta gás do Turquemenistão até à Rússia, via Cazaquistão. Alexey Miller justificou esta retoma nas exportações com a crescente procura que se faz sentir nos mercados tradicionais onde a Gazprom detém quota de mercado (Socor, 2019). Por outro lado, parece igualmente uma

resposta face à abertura de uma delegação da UE no país precisamente em 2019, de forma a não perder relevância na sua zona de influência direta. Um país totalmente autossuficiente como a Rússia importar gás do exterior prende-se com o facto de o preço a que compra o gás destes países sair mais barato do que os custos associados à exploração de novas reservas de gás no seu território. Mais do que isso, o preço ao qual este gás pode ser posteriormente exportado para a Europa será 2 ou 3 vezes superior.

Além disto, para que eventualmente também possa ter um excedente maior para armazenar no *UGSS* para enfrentar períodos de maior frio no inverno ou eventuais catástrofes ambientais, seguindo por exemplo o modelo que os EUA criaram com o estabelecimento das Reservas Estratégicas de Petróleo por exemplo (nos EUA conhecidas como *SPR*: “*Strategic Petroleum Reserves*”), e que são hoje em dia um pilar da sua segurança energética. Este instrumento foi criado imediatamente a seguir ao Choque Petrolífero de 1973 e podemos afirmar que funcionou de forma notável para responder ao seu objetivo inicial: o de prevenir eventuais “embargos políticos” como o de 1973. Nos EUA as *SPR* foram utilizadas por exemplo durante a 1ª Guerra do Golfo e depois da tragédia dos furacões Katrina e Rita (Costa e Silva, 2007, pp. 63-64).

Natural gas: Consumption in billion cubic metres*

Billion cubic metres	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Canada	86.6	88.3	97.5	97.2	104.3	109.6	109.8	106.2	109.3	118.3	120.3
Mexico	65.2	66.0	70.8	73.7	77.8	78.8	80.8	83.0	86.0	87.6	90.7
US	617.6	648.2	658.2	688.1	707.0	722.3	743.6	749.1	740.0	819.9	846.6
Total North America	769.4	802.5	826.6	859.0	889.1	910.7	934.1	938.3	935.3	1025.8	1057.6
Argentina	41.8	42.1	43.8	45.7	46.0	46.2	46.7	48.2	48.3	48.7	47.5
Brazil	20.7	27.6	27.5	32.6	38.4	40.7	42.9	37.1	37.6	35.9	35.8
Chile	2.8	5.7	5.8	5.3	5.3	4.4	4.8	5.9	5.6	6.4	6.5
Colombia	8.4	8.7	8.5	9.5	10.5	11.4	11.2	12.1	12.4	13.2	13.4
Ecuador	0.6	0.6	0.6	0.7	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6
Peru	3.3	5.4	6.3	6.9	6.7	7.4	7.6	8.5	7.5	8.0	8.3
Trinidad & Tobago	19.1	20.7	20.5	20.2	20.4	20.5	19.6	16.9	18.3	17.4	17.5
Venezuela	34.2	31.3	33.3	34.6	32.3	34.0	37.0	37.2	38.6	31.6	26.5
Other S. & Cent. America	4.9	5.1	5.8	6.3	6.9	7.2	7.1	7.3	7.2	8.0	9.2
Total S. & Cent. America	135.8	147.3	152.1	161.8	167.3	172.6	177.8	174.2	176.3	169.9	165.4
Austria	8.8	9.6	9.0	8.6	8.2	7.5	8.0	8.3	9.1	8.7	8.9
Belgium	17.6	19.4	16.5	16.7	16.5	14.5	15.8	16.2	16.4	16.9	17.4
Czech Republic	7.9	9.4	7.9	8.0	8.1	7.2	7.5	8.2	8.4	8.0	8.3
Finland	3.7	4.1	3.6	3.2	3.0	2.7	2.3	2.0	1.8	2.1	2.0
France	44.7	49.6	43.0	44.4	45.1	37.9	40.8	44.5	44.8	42.7	43.4
Germany	84.4	88.1	80.9	81.1	85.0	73.9	77.0	84.9	87.7	85.9	88.7
Greece	3.4	3.7	4.6	4.2	3.7	2.8	3.1	4.0	4.8	4.7	5.1
Hungary	10.6	11.4	10.9	9.7	9.1	8.1	8.7	9.3	9.9	9.6	9.8
Italy	74.3	79.1	74.2	71.4	66.7	59.0	64.3	67.5	71.6	69.2	70.8
Netherlands	41.4	46.8	40.9	39.3	39.1	34.5	34.1	35.2	36.2	35.4	36.8
Norway	4.1	4.1	4.0	4.0	4.0	4.3	4.5	4.4	4.6	4.5	4.5
Poland	15.1	16.2	16.5	17.4	17.4	17.0	17.1	18.3	19.2	19.9	20.4
Portugal	4.8	5.2	5.3	4.6	4.3	4.1	4.8	5.1	6.3	5.8	6.1
Romania	12.3	12.5	12.9	12.5	11.4	10.9	10.4	10.5	11.3	11.6	10.9
Spain	36.3	36.2	33.6	33.2	30.3	27.5	28.5	29.1	31.7	31.5	36.1
Sweden	1.1	1.5	1.2	1.1	1.0	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Switzerland	3.1	3.5	3.1	3.4	3.6	3.1	3.3	3.5	3.5	3.3	3.4
Turkey	33.7	35.8	41.8	43.3	44.0	46.6	46.0	44.5	51.6	47.2	43.2
Ukraine	48.9	54.6	56.1	51.8	47.7	40.3	32.0	31.4	30.2	30.6	28.2
United Kingdom	91.2	98.5	81.9	76.9	76.3	70.1	72.0	80.7	78.6	79.3	78.8
Other Europe	29.8	33.5	32.3	30.7	29.7	27.2	28.1	28.9	30.3	30.2	30.1
Total Europe	577.4	622.9	580.4	565.7	554.4	500.0	509.2	537.4	558.9	548.0	554.1
Azerbaijan	8.6	8.1	8.9	9.4	9.4	9.9	11.1	10.9	10.6	10.8	11.8
Belarus	16.9	20.7	19.2	19.4	19.3	19.1	17.9	17.8	18.2	19.3	19.3
Kazakhstan	10.1	11.0	12.2	13.0	13.6	15.0	15.3	15.8	16.8	19.0	17.9
Russian Federation	397.8	423.9	435.6	428.6	424.9	422.2	408.7	420.6	431.1	454.5	444.3
Turkmenistan	17.1	18.3	20.7	22.9	19.3	20.0	25.4	25.1	24.8	28.4	31.5
Uzbekistan	44.1	44.0	47.4	46.2	46.2	48.5	46.3	43.3	43.1	44.4	43.4
Other CIS	5.3	5.2	5.5	5.7	4.8	5.3	5.2	5.1	5.1	5.9	5.5
Total CIS	499.9	531.3	549.5	545.2	537.3	539.9	530.0	538.8	549.6	582.3	573.7
Iran	134.8	144.4	153.2	152.5	153.8	173.4	184.0	196.3	209.1	224.1	223.6
Iraq	6.9	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	11.4	14.6	19.9
Israel	4.0	5.1	4.7	2.4	6.6	7.2	8.1	9.2	9.9	10.5	10.8
Kuwait	11.8	14.0	15.9	17.5	17.8	17.9	20.3	21.1	21.0	21.2	23.5
Oman	13.7	16.3	18.1	19.7	21.7	21.3	23.0	22.8	23.3	25.0	25.0
Qatar	21.3	25.4	28.7	33.6	35.5	38.5	42.4	40.2	39.9	41.4	41.1
Saudi Arabia	74.5	83.3	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	113.6
United Arab Emirates	57.6	59.3	61.6	63.9	64.7	63.4	71.5	72.7	74.7	74.4	76.0
Other Middle East	22.7	25.2	21.9	20.4	21.0	20.9	22.4	23.0	23.5	22.6	24.8
Total Middle East	347.3	380.1	398.1	410.8	423.3	447.5	478.3	500.7	522.2	545.8	558.4
Algeria	26.2	25.3	26.8	29.9	32.1	36.1	37.9	38.6	39.5	43.4	45.2
Egypt	40.9	43.4	47.8	50.6	49.5	46.2	46.0	49.4	55.9	59.6	58.9
Morocco	0.6	0.7	0.9	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0
South Africa	3.3	4.1	4.3	4.4	4.1	4.3	4.3	4.5	4.4	4.5	4.3
Other Africa	24.5	25.4	27.5	29.1	29.8	32.2	39.1	38.4	39.1	40.3	40.7
Total Africa	95.6	98.9	107.2	115.1	116.6	119.9	128.5	132.0	140.1	148.8	150.1
Australia	29.1	33.8	35.3	35.4	37.2	40.1	42.1	41.7	41.2	41.4	53.7
Bangladesh	18.7	19.3	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	27.4	34.4
China	90.2	108.9	135.2	150.9	171.9	188.4	194.7	209.4	240.4	283.0	307.3
China Hong Kong SAR	2.9	3.6	2.9	2.6	2.5	2.4	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1
India	49.1	59.0	60.3	55.7	49.0	48.5	47.8	50.8	53.7	58.1	59.7
Indonesia	42.1	44.0	42.7	43.0	44.5	44.0	45.8	44.6	43.2	44.5	43.8
Japan	92.5	99.9	112.0	123.2	123.5	124.8	118.7	116.4	117.0	115.7	108.1
Malaysia	40.0	38.0	38.3	42.0	44.6	44.7	46.8	45.0	45.0	41.0	42.3
New Zealand	4.0	4.4	4.0	4.5	4.7	5.2	4.9	4.8	4.9	4.4	4.8
Pakistan	34.7	35.3	35.3	36.6	35.6	35.0	36.5	38.7	40.7	43.6	45.7
Philippines	3.7	3.5	3.8	3.6	3.4	3.5	3.3	3.8	3.8	4.1	4.1
Singapore	9.2	8.3	8.3	8.9	10.0	10.4	11.6	11.9	12.3	12.3	12.7
South Korea	35.5	45.0	48.4	52.5	55.0	50.0	45.6	47.6	49.8	57.8	56.0
Sri Lanka	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taiwan	12.5	15.5	17.0	17.9	17.9	18.9	20.2	21.0	23.2	23.7	23.3
Thailand	38.1	43.2	44.3	48.6	48.9	49.9	51.0	50.6	50.1	50.0	50.8
Vietnam	7.7	9.1	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	9.7	9.9
Other Asia Pacific	5.5	6.8	7.5	8.5	8.6	10.1	12.0	11.4	11.4	11.3	10.3
Total Asia Pacific	515.6	577.7	623.2	664.4	688.6	708.8	720.2	737.5	776.1	831.0	869.9
Total World	2941.1	3160.7	3237.1	3322.0	3376.6	3399.4	3478.0	3559.0	3658.6	3851.7	3929.2

Figura 13. Consumo anual de gás natural em bcm.

Fonte: BP, 2020, p. 36.

Trenin referia em 2007 que na perspetiva de Moscovo, as relações com o ocidente são competitivas, mas não chegam a ser antagónicas. A Rússia não

pretende o domínio mundial nem restaurar a URSS. Os seus líderes pretendem sim reconstruir a Rússia enquanto grande potência de alcance global e a única forma para o concretizar é alcançando os seus objetivos e para isso estão preparados para ser implacáveis. Praticamente pela primeira vez, a Rússia está a transformar-se num “*homo economicus*” e a emergir como um ator importante no campo altamente sensível da energia, o que naturalmente perturba muitos europeus e americanos (Trenin, 2007). O caso das sanções ao NS2 é exemplo disso mesmo. Olhando para o presente, é caso para afirmar que a Federação se afirmou como o ator mais importante no campo da energia, e tem demonstrado ao longo dos últimos anos o seu pragmatismo e implacabilidade na prossecução dos seus objetivos.

O mesmo autor (2007) acrescentava ainda que a futura política externa russa provavelmente seria global, assertiva e impulsionada pelo interesse nacional conforme definido pela elite do país. Seria redigida na linguagem universalista do Direito Internacional e dos valores morais. Não estaria vinculada aos EUA ou à UE. A ideia seria desenvolver o que muitos russos acreditam ser a capacidade única da sua nação para compreender diferentes culturas e, se necessário, mediar entre elas. A Rússia procuraria fortalecer as suas relações com os principais países da Ásia e também da América Latina, continuando em paz com o mundo muçulmano.

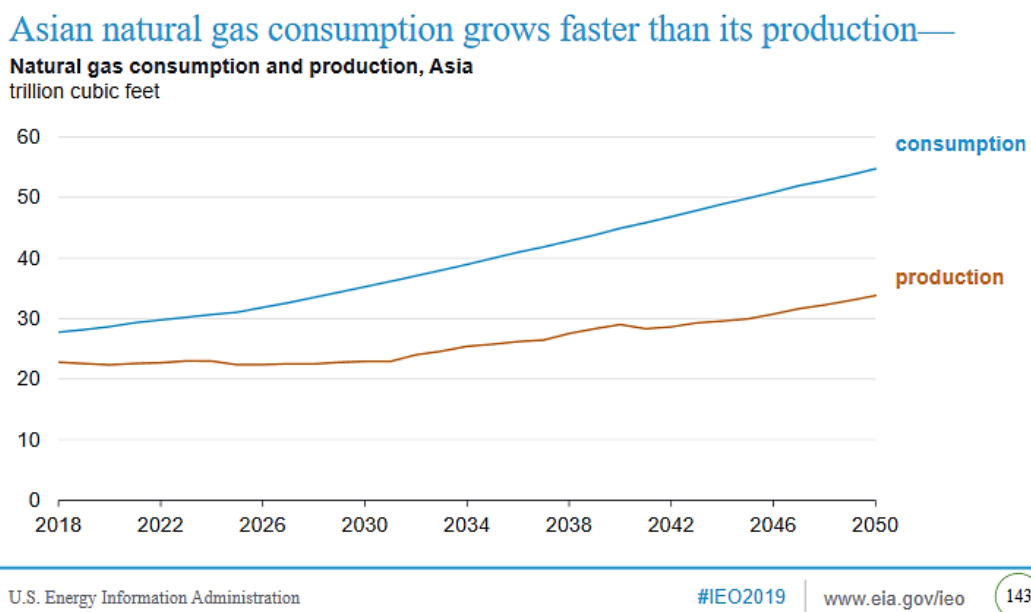


Figura 14. Crescimento do consumo de gás natural na Ásia.
Fonte: EIA, 2019d, p. 143.

Precisamente como referia Trenin, com a ES-2035 é clara a intenção russa em estabelecer e reforçar as suas relações energéticas com o continente asiático. Tendo em conta o potencial económico e demográfico de países como China, Índia, Coreia do Sul e Japão, a ES-2035 dá maior destaque ao *LNG* e às atividades da Novatek, tornando-se evidente que o *LNG* tomará a partir de agora um lugar importante na Estratégia Energética de alcance global do Kremlin.

Kirill Molodtsov (2017), do Ministério da Energia da Rússia referia que o principal objetivo da ES-2035 seria a transição do setor energético do país através de mudanças estruturais para um maior nível de qualidade que permita contribuir o máximo possível para o desenvolvimento sócioeconómico da Federação. Além disto, enumerou ainda como objetivos deste documento a necessidade de diversificar os fluxos de exportação e manter posições de liderança no Mundo, bem como assegurar a independência tecnológica do setor energético do país através do aumento do nível e expansão das áreas de competitividade tecnológica global deste setor. A 1ª fase de implementação da ES-2035 prevê o desenvolvimento de programas governamentais já iniciados, incluindo o Programa Estadual “Eficiência Energética e Desenvolvimento da Energia”, e de outras decisões do Governo para desenvolver o setor da energia, através do apoio a grandes projetos de investimento em infraestruturas e empresas energéticas, como será o caso do *LNG* e que iremos descrever como ganha uma maior relevância com a ES-2035. A 2ª fase vai ocorrer entre 2021 e 2035, e prevê a transição para uma nova geração de energia baseada em novas tecnologias, combinando o uso altamente eficiente de recursos energéticos tradicionais e novos hidrocarbonetos e outras fontes de energia (Molodtsov, 2017).

Como evidencia a Figura 14 será seguramente a China quem mais contribuirá para esta curva ascendente, onde o crescimento económico e o impacto de políticas energéticas com vista à substituição do carvão por gás no setor industrial e residencial poderá ter um enorme impacto na sua procura. Além disso, a China dispõe igualmente de um plano de ação com vista à produção de ‘*shale*’. No entanto, dada a incerteza que rodeia as 2 variáveis apresentadas, as previsões apontam para que o país venha a importar entre 75 a 105 bcm anualmente de *LNG* até 2030. No Japão, muito dependerá das decisões governamentais de voltar a apostar ou não na energia nuclear, tal como na

Coreia do Sul, que pretende dar continuidade à produção de energia nuclear e à substituição progressiva do carvão por gás natural. A Índia continua a ser após a China o país com maior procura potencial de gás via *pipeline* e *LNG*, mas a falta de infraestruturas e a preferência pelo carvão, sobretudo pelo preço reduzido a que é disponibilizado, fazem com que o gás ainda não tenha ganho uma quota de mercado importante no país, algo que tem vindo a acontecer em países como o Paquistão, Bangladesh, Vietname, Tailândia, Indonésia e Malásia (Henderson e Sharples, 2018, p. 12).

II.3.5. A Estratégia e os projetos russos para o LNG

No seguimento da opção estratégica de implementação de um “vetor asiático” por parte da Federação Russa, é pertinente analisar o que tem sido feito no setor de *LNG* por Moscovo. Já a ES-2030, anunciava a intenção de aumentar a percentagem da exportação de *LNG* em 14/15%. Além de o *LNG* potenciar o acesso a mercados emergentes como adiante desenvolveremos, Mitrova (2013, p. 6) refere que é também uma forma de apoiar o desenvolvimento de regiões importantes como o Ártico, além de promover outras indústrias como a construção naval (nomeadamente quebra-gelos), e assim também contribuir para o desenvolvimento da *NSR* e para o fortalecimento da influência geopolítica russa na região da Ásia-Pacífico. A nível interno o desenvolvimento do setor de *LNG* tem originado a criação de novos empregos e fomentado o desenvolvimento industrial de certas regiões como o Extremo Norte ou Murmansk (Henderson e Yermakov, 2019, p. 29). Neste sentido, em dezembro de 2013 o Kremlin aprovou uma lei permitindo o desenvolvimento de projetos de *LNG* por parte de 2 outras categorias de empresas que não a Gazprom ou suas subsidiárias: em 1º lugar, que detenham licenças com uma missão específica de exploração/desenvolvimento de *LNG* (como no caso do *Yamal LNG* da Novatek) e em 2º por parte de empresas com mais de 50% de participação do Estado que operem projetos ‘*offshore*’ de gás (como no caso do *Sakhalin-1* da Rosneft). Ainda que esta lei seja bastante específica, demonstra uma clara abertura à liberalização do mercado de *LNG* (Stern et al., 2014, p. 60).

Como já referimos, é entre 2013 e 2014 que se dá a “viragem” russa para os mercados asiáticos, e é também nesta altura que a Gazprom, a Rosneft e principalmente a Novatek começam a desenvolver de forma mais intensa

projetos de *LNG*, não enquanto resposta ao risco de decréscimo das vendas na Europa, mas enquanto parte de um plano de diversificação e acesso a novos mercados (Stern et al., 2014, p. 69), prosseguindo assim os objetivos traçados na ES-2030 que passam pelo aumento das exportações do *LNG*. Como defende Mitrova (2013, p. 8), na busca por uma posição enquanto um dos principais 'players' no mercado global de *LNG*, será imperativo para a Rússia efetuar grandes mudanças sobretudo em termos legais, abrindo cada vez mais as portas à concorrência e cooperação internacionais. Esta abertura ganha maior relevo no mercado do *LNG*, que requer não só grandes investimentos tecnológicos, mas um constante progresso neste campo. Como veremos adiante, foi esta abertura e cooperação que permitiu ao projeto *Sakhalin-II* ter o sucesso que hoje em dia tem.

Em termos realísticos, não é expectável que antes de 2030 haja um grande crescimento por parte do *LNG* russo no mercado global, e como defende a mesma autora (*idem*, p. 4), é improvável que até esse ano o *LNG* russo consiga adquirir uma fatia de mercado de 20%. Contudo, importa referir que esta 'commodity' terá uma importância vital na Estratégia Energética russa para o futuro graças aos desenvolvimentos neste setor, que farão com que a Rússia consiga ter maior facilidade de exportação do seu gás, e obter uma presença forte nos mercados asiáticos. No fundo, em linha com aquilo que foi delineado na ES-2030, na qual se afirma o desejo de fortalecer a influência geopolítica russa na Ásia-Pacífico, tirando partido não só dos seus vastos recursos, mas também da sua posição geográfica.

Importa assim fazer uma breve análise dos projetos de *LNG* na Rússia, dando ênfase a dois deles, o *Sakhalin-II* da Gazprom e o *Yamal LNG* da Novatek.

O mais bem-sucedido dos projetos russos de *LNG* foi o *Sakhalin-II*, lançado em 2009. Refere-nos Mitrova (2013, p. 10) que grande parte do seu sucesso deveu-se ao envolvimento da Shell, que possuía a experiência e tecnologia necessária para desenvolver este tipo de projetos. A planta de *LNG* do *Sakhalin-II* entrou em funcionamento em 2009, e a sua capacidade inicial de produção anual era de cerca de 9.6 bilhões de toneladas de *LNG*, mas em 2018, a produção chegou aos 11.41 (Gazprom, Sakhalin II). Antes mesmo do fim da construção, toda a produção futura foi vendida por intermédio de contratos de longo-prazo: cerca de 65% da produção de *LNG* do *Sakhalin-II* foi destinada ao

Japão, com o restante para a Coreia do Sul e América do Norte. Se o projeto inicialmente foi tido como extremamente ambicioso, a verdade é que o crescimento demográfico exponencial na Ásia fez a procura aumentar significativamente, ainda mais após o desastre nuclear de Fukushima (*idem*, p. 11). Note-se também que a Federação teve um papel bastante pró-ativo após este desastre nuclear como refere Mitrova (*idem*, pp. 21-22) «*after the earthquake in Japan and the accident at the Fukushima nuclear power plant, the Russian government announced the need to increase LNG supplies to Japan, and gave Gazprom an executive order to that effect. However, Gazprom found that it did not have any additional volumes of LNG on Sakhalin, and the execution of this order required the procurement of LNG from third countries. This experience, in combination with the expectation of further growth in LNG demand from Japan, prompted Gazprom to become more active in developing plans for an LNG plant in Vladivostok. By the end of 2011 Gazprom, in cooperation with the Japanese Agency for Natural Resources and Energy, as well as a Japanese consortium called the Japan Far East Gas Company, completed a pre-feasibility study for the project*». Mesmo com a revolução do 'shale' nos EUA, a verdade é que mesmo que se possa ter registado uma quebra das exportações de LNG para a América do Norte, esta foi compensada com exportações para a Ásia, o que permitiu não só manter, mas inclusivamente aumentar os lucros derivados da produção de LNG, devido à diminuição dos custos e do tempo das viagens.

Outro dos fatores determinantes para o sucesso do projeto foi a sua posição geográfica, próximo das economias emergentes da Ásia, o que permitiu reduzir a dependência destes países das importações de LNG do Médio Oriente. Futuramente está prevista uma ampliação do *Sakhalin-II*, além de a Gazprom ter ainda mais 2 projetos no horizonte: o *Vladivostok LNG* e o *Baltic LNG*. Enquanto o 1º está claramente vocacionado para o mercado asiático, o 2º poderá não só fornecer LNG à Europa como também pretende chegar a outros mercados, como o sul-americano, aumentando assim a presença global da Gazprom (Stern et al., 2014, p. 59).

Outros autores, como Henderson e Yermakov (2019, p. 14), argumentam que o *Yamal-LNG* é o mais bem sucedido projeto de LNG russo. Primeiramente importa referir que o *Yamal-LNG* não é da Gazprom, mas sim da Novatek, que

podemos dizer ser a “campeã” do *LNG* estando para este como a Gazprom está para o gás via *pipeline*. Também aqui existem grandes empresas estrangeiras envolvidas, como a francesa Total e a chinesa CNPC. Como defendem os referidos autores, em primeiro lugar a Novatek conseguiu desde logo reunir um grupo de empresas muito interessante: uma multinacional com o ‘*know-how*’ de *LNG*, a Total; um grande comprador, a CNPC; e finalmente um grande investidor, dado o envolvimento do Silk Road Fund, que contribuiu positivamente para abrir as portas a mais investidores chineses. O *Yamal-LNG* entrou em funcionamento em 2017, e 2 anos mais tarde começou também a produção de *LNG* no Cryogas-Vysotsk, perto da fronteira com a Finlândia. A Novatek tem ainda planos para a construção de mais 3 plantas de produção de *LNG*: o *Arctic-LNG 1*, o *Arctic LNG-2* e o *Obskaya LNG* (Novatek, 2020). O posicionamento destes projetos, nas proximidades do Ártico, foram decisivos para o apoio do Kremlin às iniciativas da Novatek, assumindo-se como grande rival da Gazprom, ainda que o *LNG* não seja o “*core business*” desta última.

Map 1: Russia’s key LNG projects



Source: OIES

Figura 15. Principais projetos de *LNG* da Rússia.
Fonte: Henderson e Yermakov, 2019, p. 15.

Aquele que foi o maior projeto a não ver a luz do dia foi o do campo de gás de Shtokman, que contém reservas de cerca de 4 tcm, em 2008, ano em que se constituiu uma ‘*joint-venture*’ entre a Gazprom, a Total e a Statoil. Este campo de gás e potencial “*game-changer*” situa-se no mar de Barents (onde se

registam profundidades entre os 320/340 metros), a 600km de Murmansk, perto do Ártico, o que torna extremamente difícil desenvolver um projeto que viabilize a contínua produção e fornecimento de gás, dadas as condições climáticas extremas, e o facto de ser uma zona de difícil acesso. Estes fatores, aliados à crise económica dos anos seguintes e à revolução do 'shale' dos EUA fizeram com que em 2012 o projeto fosse suspenso indefinidamente (Mitrova, 2013, p. 3). Para a sua concretização, será necessário um projeto muito ambicioso, além do envolvimento de empresas estrangeiras, para contribuir financeiramente mas também para reunir o 'know-how' necessário.

É dentro da estratégia de desenvolvimento de projetos de exploração e exportação de LNG que a NSR se pode tornar num importante "ativo" para Moscovo, uma vez que a sua navegabilidade permitirá ao LNG russo chegar a praticamente qualquer ponto do globo, facto referido até na 'webpage' do Yamal-LNG: «*To unlock access to the vast gas resources of Russia's Far North, the Yamal LNG project has inaugurated a new LNG shipping route. Known as the Northern Sea Route, it enables vessels to reach Asia in 15 days via the Bering Strait, compared with 30 days using the conventional route through the Suez Canal. The journey can be made between May and November, when the ice is thin enough to navigate. This feat is only possible thanks to a new breed of versatile LNG carriers, which feature ice-breaking technology*» (TOTAL, Yamal-LNG).

Para a Rússia não existem 'deadlines' rígidos nem tão pouco uma preocupação substancial com os custos destes projetos de LNG. O "return-on-investment" destes demorará vários anos até ser atingido (estima-se cerca de 20), no entanto, revelar-se-ão lucrativos, seja em termos económicos ou estratégicos. Eventuais derrapagens orçamentais serão compensadas com o ganho de novos mercados e da redução da exportação de gás via pipeline e todos os riscos que lhe são inerentes. Daí que o desenvolvimento do setor de LNG seja uma prioridade a todos os níveis, e o seu elevado potencial faz com que possa mesmo vir a ser a base da estratégia de exportação no setor do gás natural para a Federação Russa (Mitrova, 2013, p. 34).

CAPÍTULO III

A relação bilateral na energia entre União Europeia e Federação Russa

Longe vão os tempos em que Mikhail Gorbatchev falava da construção da casa comum europeia e de um sistema de segurança que envolvesse EUA, Rússia e UE. É legítimo afirmar-se que nem os desejos de Gorbatchev se concretizaram como, mais do que nunca, se encontram bastante longe de algum dia o ser. Os EUA assumiram-se como a superpotência mundial e líder absoluto num sistema unipolar, ao passo que a Rússia após um década perdida nos anos 90', foi obrigada a redefinir-se e hoje em dia é um grande país em busca da recuperação de um 'status' que perdeu, juntamente com as parcelas geográficas após o desmembramento da URSS. A UE por sua vez, aprofundou o seu processo de integração e sobretudo, a par da NATO, estendeu as suas fronteiras para junto do que a Federação considera o seu "estrangeiro próximo". As tensões que daí resultaram, contribuíram para a promoção do nacionalismo russo por Putin, invocando o desmembramento da URSS como o maior desastre geopolítico mundial (Tomé, 2018, p. 76), que levou a que o ocidente quisesse tirar partido para expandir as suas fronteiras para Leste e promover os seus valores, ultimamente, na Rússia. Formou-se assim o moderno pensamento geopolítico russo, que como afirma Tomé (2018, p. 70) «*não é homogéneo – variando desde o «Westfriendly» ao «eurasianismo» e ao «excepcionalismo russo»*»

Se inicialmente Putin tentou uma aproximação à UE como forma de reduzir aquela que entende ser a maior ameaça à ordem internacional – a unipolaridade dos EUA – essa tentativa de aproximação não deu frutos, dada a natureza distinta das partes envolvidas: à centralização de poder da Rússia, opõe-se-lhe a estrutura governativa supranacional e descentralizada da UE. A desconfiança mútua em questões de defesa e energia e as políticas de alargamento da NATO e UE contribuíram apenas para uma maior competição e desalinhamento estratégico entre ambas (Simão, 2018, p. 95). Desde logo porque para Putin, liberdade absoluta é algo que não existe em nenhum lugar do Mundo, tal como não existe a democracia perfeita nem nenhum governo que não minta aos seus cidadãos. Essencialmente, para a Rússia de hoje, todo e

qualquer Estado poderá ser um parceiro, precisamente devido à igualdade nas imperfeições que partilham. Aquilo que distingue cada um deles, é que uns são mais poderosos que outros (Trenin, 2007). A mesma lógica é aplicada à relação energética euro-russa, marcada por uma interdependência que realisticamente torna a UE o maior e mais importante cliente do gás russo – como é visível na Figura 16 – e simultaneamente torna a Federação no mais confiável parceiro energético da UE. Neste sentido, refere-nos Fânzeres (2014, p. 54) que «no que concerne ao relacionamento energético da Federação Russa com o continente europeu, a sua tipologia é fundamentalmente marcada pela crónica necessidade e dependência energética europeia e pelo carácter essencialmente nacional das políticas energéticas da generalidade dos Estados-Membros da União Europeia. Estas últimas também consequência de interesses nacionais de difícil conciliação, são assim refletidas em contratos preferenciais e concorrenciais resultantes de quadros de negociação de âmbito bilateral com o fornecedor».

Main origin of primary energy imports, EU-28, 2007-2017
(% of extra EU-28 imports)

	Hard coal (based on tonnes)												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
Russia	25.2	26.1	31.1	27.4	26.7	26.2	30.0	31.0	29.8	30.7	38.9		
Colombia	11.8	11.9	16.4	18.7	21.3	22.2	19.4	19.8	22.2	21.1	16.9		
United States	9.7	14.7	14.3	17.6	18.6	22.9	22.3	20.5	14.7	13.2	16.9		
Australia	14.2	12.5	7.9	11.3	9.4	8.0	8.5	7.2	11.2	16.3	11.8		
South Africa	20.2	16.8	15.6	9.8	8.3	6.6	6.1	7.9	7.4	5.3	4.9		
Indonesia	7.8	7.2	6.7	5.5	5.1	4.6	3.3	3.7	4.0	3.4	3.4		
Canada	3.3	2.8	1.5	2.1	2.3	1.8	2.0	2.9	1.7	2.3	2.5		
Mozambique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.3	0.4	0.5	0.8	1.2		
Kazakhstan	0.1	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.6	0.6	1.0	0.7		
Others	5.1	5.5	4.2	3.5	4.0	3.0	3.1	3.6	2.4	2.5	2.4		
	Crude oil (based on tonnes)												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
Russia	33.7	31.8	33.6	34.7	34.7	33.6	33.7	30.4	29.0	31.9	30.3		
Norway	15.0	15.0	15.1	13.7	12.6	11.3	11.8	13.1	12.1	12.5	11.4		
Iraq	3.4	3.3	3.8	3.2	3.6	4.1	3.6	4.6	7.6	8.3	8.2		
Kazakhstan	4.6	4.8	5.3	5.5	5.7	5.1	5.7	6.4	6.6	6.8	7.4		
Saudi Arabia	7.2	6.8	5.7	5.9	8.0	8.8	8.7	8.9	7.9	7.8	6.6		
Nigeria	2.7	4.0	4.5	4.1	6.1	8.2	8.1	9.1	8.4	5.7	6.4		
Iran	6.2	5.3	4.7	5.7	5.8	1.3	0.0	0.1	0.0	2.9	5.2		
Libya	9.7	9.9	8.9	10.1	2.8	8.1	5.6	3.3	2.4	2.3	5.2		
Azerbaijan	3.0	3.2	4.0	4.4	4.9	3.9	4.8	4.4	5.2	4.5	4.5		
Others	14.6	16.0	14.4	12.7	15.9	15.6	17.9	19.6	20.7	17.4	14.8		
	Natural gas (based on terajoule (gross calorific value - GCV))												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
Russia	38.7	37.4	33.0	31.9	34.4	34.9	41.1	37.4	37.7	39.8	38.7		
Norway	28.1	28.5	29.7	27.9	27.6	31.8	30.4	32.1	32.1	25.1	25.3		
Algeria	15.3	14.7	14.1	13.9	13.1	13.3	12.6	12.0	10.8	12.5	10.6		
Qatar	2.2	2.3	5.9	9.7	11.6	8.4	6.5	6.8	7.7	5.7	5.2		
Nigeria	4.6	4.0	2.4	4.0	4.4	3.1	1.7	1.5	2.0	2.0	2.5		
Libya	3.0	2.9	2.9	2.7	0.7	1.9	1.7	2.1	2.1	1.3	1.1		
Peru	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.5	0.5	0.3	0.5	0.9		
United States	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4		
Trinidad and Tobago	0.8	1.7	2.0	1.4	1.2	0.9	0.7	0.9	0.6	0.3	0.3		
Others	7.3	8.5	9.9	8.3	6.9	5.0	4.7	6.7	6.6	12.9	15.0		

Source: Eurostat (online data codes: nrg_ti_sff, nrg_ti_oil and nrg_ti_gas)

Figura 16. Origem principal das importações de energia da UE entre 2007 e 2017.

Fonte: Eurostat, 2019a.

Trenin (2007) sumariza de forma eloquente as atuais relações UE-Rússia: «Although Westerners usually reject moral equality between their countries and

Russia, namely the “values gap,” Russians no longer recognize U.S. or European moral authority. Moscow is prepared to deal with its Western partners on the basis of interests or agree to disagree and compete where necessary». O mesmo será dizer que Moscovo pretende afirmar-se enquanto ator global das relações internacionais, através da recuperação do ‘status’ de grande potência, para isso desenvolvendo uma política energética bastante pragmática. Derivado da ligação histórica, os Estados de leste apresentam uma dependência superior quando comparado com os Estados mais ocidentais da UE, como se pode verificar nas Figuras 16 e 17. Como refere Tomé (2018, p. 75) «A visão de Putin sobre a Rússia é muito clara desde o seu inicial «Millenium Manifesto»: por um lado, sublinha o imperativo da «unity of Russian society» através dos «traditional values of Russians», dos quais destaca o «Patriotism»; por outro, a crença «in the greatness of Russia. Russia was and will remain a great power»». Nesse sentido, é clara a intenção de Moscovo em manter essa dependência por parte dos países do leste e centro europeu, ao mesmo tempo que através de projetos como os NS1, NS2 ou TS, tenta ganhar uma maior quota de mercado no ocidente europeu, e, conseqüentemente uma maior influência nesses países.

Share of Russia in national extra EU-27 imports of each Member State, first semester 2020

(share (%) of trade in value)

Country	Share (%) of Russia in national extra-EU-27 imports	
	Petroleum oils	Natural gas
Belgium	25-50	0-25
Bulgaria	50-75	75-100
Czechia	25-50	75-100
Denmark	0-25	0-25
Germany	25-50	50-75
Estonia	75-100	75-100
Ireland	0-25	0-25
Greece	0-25	25-50
Spain	0-25	0-25
France	0-25	0-25
Croatia	0-25	0-25
Italy	0-25	25-50
Cyprus	0-25	0-25
Latvia	0-25	75-100
Lithuania	50-75	25-50
Luxembourg	0-25	0-25
Hungary	75-100	75-100
Malta	0-25	0-25
Netherlands	25-50	0-25
Austria	0-25	75-100
Poland	50-75	50-75
Portugal	0-25	0-25
Romania	25-50	75-100
Slovenia	0-25	75-100
Slovakia	75-100	75-100
Finland	75-100	75-100
Sweden	0-25	25-50

Source: Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates



Figura 17. Percentagem de petróleo e gás natural russo importado por cada Estado-Membro da UE.

Fonte: Eurostat, 2020a.

A altura de maior proximidade e estabilidade na relação energética euro-russa ocorreu no ano 2000, com o então Presidente da CE, Romano Prodi a declarar abertamente o objetivo de duplicar as importações de gás da Rússia, a troco de investimento europeu no setor energético russo (Thom, 2000). Não tardou que essa estabilidade fosse perturbada, com os acontecimentos do 11 de setembro de 2001, cujos efeitos fizeram aumentar exponencialmente os preços do petróleo e conseqüentemente do gás. Enquanto país exportador, e devido à proximidade geográfica com áreas fortemente islamizadas, a Rússia preocupou-se imediatamente em garantir a máxima segurança possível das suas exportações. Este tipo de acontecimentos são exemplo de uma das ameaças à segurança energética que nos refere Sovacool (2010, p. 11), sendo estas: a geopolítica e guerra, barreiras/sanções aos investimentos internacionais e questões transfronteiriças (como danos ambientais ou convulsões sociais que se podem estender a outros países).

Os pontos em comum entre UE e Rússia são no entanto vários: como referido, existe uma forte interdependência, não só porque a Rússia é quem mais *pipelines* dispõe para fornecimento de gás à Europa, mas também pelo facto de os preços a que a Europa compra o gás serem bastante mais baixos do que caso optasse por *LNG*. No entanto, a interdependência traz consigo receios quanto ao eventual uso do gás enquanto “arma” política, e nesse sentido torna-se pertinente a análise que faz Högselius (2012, cit. em Fânzeres, 2017, pp. 229-230): «*Finalmente, e por paradoxal ou caricato que possa parecer, saliente-se que a única ameaça direta de corte no abastecimento de gás natural ocorreu por parte da Holanda na sequência do Choque Petrolífero de 1973-1974, em que o país, que na altura a par dos EUA se constituiu como um dos principais visados pelo embargo petrolífero imposto pela OPEP, pressionou os estados vizinhos a revenderem-lhe o petróleo árabe, ameaçando então a Alemanha, França e Bélgica com o corte de gás na eventualidade dessa sua exigência não ser atendida*».

Refira-se que em 2014, ano em que as relações UE-Rússia e Rússia-Ucrânia tocaram o ponto mais baixo desde o fim da URSS, não existiu uma interrupção direta e efetiva por parte da Rússia dos fluxos de gás destinados à UE, como referem Pirani e Yafimava (2016, p. 8): «*The military conflict and political instability in Ukraine was at first seen, certainly in Russia, to strengthen the argument that security of supply requires 100% diversification away from transit via Ukraine. But events have undone that logic. Firstly, because gas has flowed to Europe uninterrupted during 18 months when Russian-Ukrainian and Russia-EU relations were at their worst since the end of the cold war. A precedent has been set: issues with a bearing on security of supply were settled even when negotiations on almost everything else have broken down*».

Todavia, fazendo uma retrospectiva do que tem sido a relação euro-russa, sobretudo após a subida de Putin ao poder, nunca se conseguiram ultrapassar as suspeitas e inseguranças de parte a parte indo de encontro ao que refere Simão (2018, p. 95): «*Although initially President Putin sought to develop closer ties with EU institutions as a means of off-setting what he perceived as the greatest source of international and regional instability – US’s unipolarity – it quickly became apparent that collaboration with EU faced important obstacles. The profoundly distinct nature of the two actors, namely Russia’s growing power*

centralization and the EU's post-national and supranational governance structure; the persistence of mutual suspicion among EU member States and officials regarding cooperation with Russia on sensitive issues, including security and defence; Brussels insistence in modelling relations with Russia after its enlargement policies, namely through the European Neighbourhood Policy, and thus pursuing a pattern of strong interference in domestic affairs, which Moscow absolutely rejected. All these issues contributed to a growing sense of competition and misalignment of priorities between the two sides, which eventually affected energy relations».

No seguimento desta afirmação, foi marcante a crise de 2006 entre Rússia e Ucrânia, não apenas para o relacionamento destes 2 países, mas principalmente para a relação energética euro-russa, marcando o surgimento de um novo paradigma na UE, em que a imagem da Rússia deixa de ser a de um país fornecedor altamente confiável para passar a ser vista como um país que poderá utilizar a energia como instrumento de política externa nas suas relações com a UE e outros Estados. Foi a partir de então que em Bruxelas se começou a levar mais seriamente o conceito de segurança energética, e é quando a posição monopolista da Gazprom passa a ser encarada como um problema. A UE passa então a direcionar os seus esforços no sentido de criar um mercado energético liberalizado, criando instrumentos legais de forma a tornar a importação de energia menos suscetível ao uso desta como instrumento político, assente na ideia de que a energia é uma *'commodity'* que deve ser negociada normalmente num mercado liberalizado e integrado (PE, 2018, pp. 5-6). Neste mercado europeu da energia, a UE quis integrar a Ucrânia, o que imediatamente foi encarado por Moscovo como uma ameaça aos seus interesses. Como refere Tomé (2018, p. 78) *«a pressão ocidental sobre a «vizinhança próxima» da Rússia é, na visão de Putin, inaceitável e, no caso concreto da Ucrânia, ultrapassou a «linha vermelha»: «Like a mirror, the situation in Ukraine reflects what is going on and what has been happening in the world over the past several decades...And with Ukraine, our western partners have crossed the line, playing the bear and acting irresponsibly».*

Ainda assim, tal não alterou o sentido e a abordagem da Rússia à relação com a UE. De acordo com o "Foreign Policy Concept of the Russian Federation" (MFARF, 2016): *«63. The EU remains an important trade and economic and*

foreign policy partner for Russia. The Russian Federation is interested in constructive, stable and predictable cooperation with EU countries based on the principles of equality and respect for each other's interests. Further development of relations with the EU implies improving the legal contractual framework, as well as institutional cooperation mechanisms so as to ensure mutual benefit and the best possible configuration of partnership ties, including in the energy segment. Russia's strategic priority in its relations with the EU is to establish a common economic and humanitarian space from the Atlantic to the Pacific by harmonizing and aligning interests of European and Eurasian integration processes, which is expected to prevent the emergence of dividing lines on the European continent». Este ponto menciona um aspeto fundamental e que marcou negativamente as relações UE-Rússia: «*To establish a common economic and humanitarian space from the Atlantic to the Pacific by harmonizing and aligning interests of European and Eurasian integration processes*». Ou seja, do lado russo ainda existe uma legítima desconfiança face às expansões para leste da NATO e UE, que desde sempre foram vistas como uma ameaça à soberania e tentativa de influência direta do ocidente ao que a Rússia vê como o seu “estrangeiro próximo”.

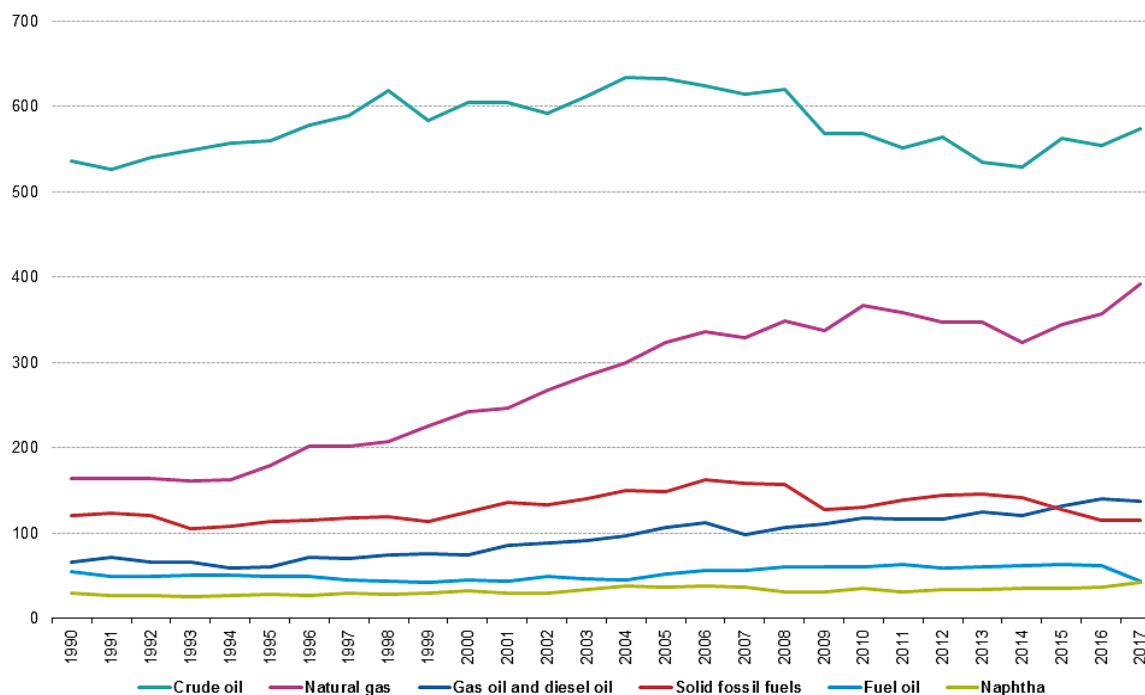
De forma a superar a desconfiança que marca esta relação, Likhachev e Westphal (2017, p. 17) propõem uma série de medidas muito interessantes nesse sentido: primeiramente, dinamizar a cooperação em áreas menos controversas e politizadas que sejam consideradas prioridades estratégicas tanto na UE como na Rússia, por exemplo, desenvolvimento sustentável e questões relacionadas com a proteção do clima e do ambiente; melhoria da eficiência energética e desenvolvimento de fontes de energia alternativas e renováveis, e de novas tecnologias e materiais. A cooperação bem sucedida nestas áreas mais técnicas contribuirá para melhorar o ambiente e garantir uma perceção positiva dos problemas ao nível dos representantes das autoridades governamentais, empresariais e das sociedades. Assim, seria criada uma base estável e cooperante, que permitiria, por exemplo, abordar e discutir programas de investimento atrativos para empresas russas e europeias, apoiados por autoridades governamentais e pela sociedade com garantias mútuas de forma a proteger os investimentos das partes cooperantes. Além disto, preparar um diálogo energético entre a UE e a UEEA, alargando assim o leque de participantes e criando uma base equilibrada para o diálogo energético entre

estas instituições de integração; retomar os intercâmbios de informações e a discussão de questões relativas às estratégias de desenvolvimento energético a longo prazo da Rússia e da UE, incluindo a formulação de possíveis áreas para o desenvolvimento de programas e projetos conjuntos

Não obstante a desconfiança mútua entre UE e Rússia, existe igualmente uma relação de interdependência muito complexa, que deverá ter tendência a fortalecer-se. Existe uma ideia defendida por autores como Umbach (2017) que passa pela diminuição da procura energética europeia, motivada por fatores essencialmente demográficos que se prendem com o progressivo envelhecimento da sua população. Permitindo-nos nós de discordar, a nosso ver o que motivou esta ideia teve que ver com a crise mundial de 2008 e que motivou um decréscimo entre 2010 e 2014 nas importações de gás, como se verifica na Figura 18. Ainda assim, nesta Figura é também possível constatar uma tendência crescente nas importações energéticas da UE a partir de 2015, quando a situação financeira do continente estabilizou. Mesmo em períodos de crise, a interdependência nunca deixou de se verificar, sofrendo oscilações derivadas da situação financeira da generalidade dos países da UE, e não por se terem encontrado alternativas ao gás russo. Os números acabam por refletir essa situação, como refere Tomé (2018, p. 79) *«se é certo que a UE28 é de longe o maior parceiro comercial da Rússia (com um share de 42,2%, em 2017), também é um facto que a Federação Russa é um dos maiores parceiros comerciais da ue: em 2017, apesar das sanções e restrições impostas por Bruxelas, a Rússia era o seu quarto maior parceiro comercial, com um share de 6,2% no comércio externo da UE28»*.

Imports of selected energy products, EU-28, 1990-2017

(million tonnes of oil equivalent)



Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

eurostat

Figura 18. Importações de recursos energéticos pela UE entre 1990 e 2017.
Fonte: Eurostat, 2019b.

Tal como se pode verificar na Figura 19, o que nos leva a contrariar essa tese prende-se com o aumento do consumo de carvão precisamente nesse período de tempo, por razões financeiras, uma vez que o carvão é disponibilizado a preços mais baixos do que o gás, embora seja significativamente mais poluente. No entanto, também aqui importa relembrar o conceito de “*availability*”, subjacente ao conceito de segurança energética. Em tempos de maiores dificuldades, os combustíveis fósseis permanecem os “*backups*” dos ‘*mixes*’ energéticos dos países, com o carvão neste caso a voltar a ser bastante consumido na UE precisamente por ser de fácil acesso e a um custo menor para os Estados.

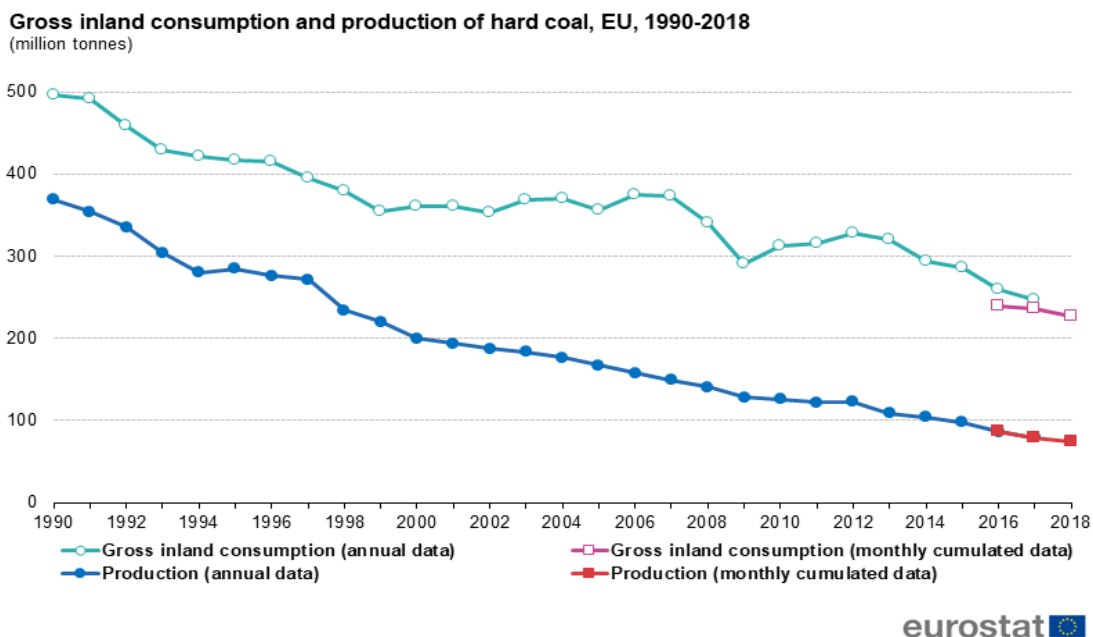


Figura 19. Consumo interno bruto e produção de carvão na UE entre 1990 e 2018.
Fonte: Eurostat, 2019c.

Contudo, derivado das metas climáticas definidas pela UE e pelo Tratado de Paris de 2015, (e também como demonstrado na Figura 18) a tendência europeia será a de uma gradual diminuição quer da produção quer do consumo de carvão. Essa redução exige no entanto uma compensação para fazer face ao seu consumo energético, pelo que a alternativa mais viável e fiável será o gás, cuja procura e importação deverá então aumentar. De acordo com previsões da IEA, esse crescimento irá mesmo verificar-se, no mínimo até 2040. Inclusivamente, a troca do carvão pelo gás natural poderá causar reduções significativas e rápidas nas emissões de gases poluentes, sendo que, teoricamente até cerca de 1.2 gigatoneladas de CO₂ poderão ser evitadas, o que representaria uma diminuição de 10% das emissões originárias do setor da eletricidade (IEA, 2019).

III.1. Os projetos russos *versus* a legislação europeia

Como já referimos, existem 2 grandes novidades trazidas pelo TEP, e que entram diretamente em conflito com aquilo que é o habitual '*modus operandi*' da Gazprom: Em 1º lugar, o "*unbundling*", que nas palavras da CE é a "*effective separation of activities of energy transmission from production and supply interests*". Em 2º lugar, o "*third party access principle*", a obrigatoriedade de

conceder acesso a partes terceiras que queiram fornecer gás a um certo EM da UE através de um certo *pipeline*, o que equivale a dizer que a Gazprom poderia deixar de ter acesso a 100% da capacidade de um *pipeline* que tenha construído (CE, 2011a).

A grande controvérsia trazida pelo TEP é a chamada “Cláusula Gazprom”, que surge no Art. 11º da Diretiva 2009/73. Na sua génese, este Art. 11º prevê que empresas fora da UE não possam controlar sistemas de transmissão (os TSO’s), a menos que haja um acordo entre a UE e o país em questão, ou que a empresa do país externo à UE consiga demonstrar que não é influenciada quer por um produtor de gás quer por um TSO responsável pelo trânsito desse mesmo gás, ou até mesmo por um país terceiro. Ou seja, se inicialmente se poderia pensar que a Gazprom, enquanto produtora de gás poderia criar uma subsidiária (na Rússia ou noutro país) para ser responsável pelo trânsito desse gás, com estas disposições legais, não o poderá fazer. Em 2014, precisamente na sequência do cancelamento do SS, a Rússia apresentou uma queixa na OMC contra a UE devido ao TEP, por considerar que este instrumento violava os princípios da OMC de “não-discriminação e livre acesso a mercados internacionais” (OMC, 2014). Sergei Komlev (2011, p. 3), (Head of Contract Structuring and Pricing) da Gazprom abordou esta questão e como iria afetar diretamente as atividades da empresa: *«Even in case Gazprom evades direct obligations to sell off gas transmission assets and remains their owner, the TEP deprives supplier of a right to manage pipelines. It is obvious that this devaluates investment made in the pipeline. Demise in property right in this case is similar to conversion from ordinary/voting to preferred/nonvoting shares in the pipeline company»*.

Torna-se claro que à luz da teoria realista, existe um pragmatismo que marca o que são hoje as relações UE-Rússia. Se do lado europeu existe a convicção de que o gás tem vindo a ser utilizado como instrumento político, do lado russo existe igualmente a convicção de que o quadro legislativo que tem vindo a ser desenvolvido pela UE apenas pretende criar obstáculos e impedir quaisquer tipo de iniciativas oriundas de Moscovo. Além de várias outras medidas trazidas pelo TEP, o conceito do “*unbundling*” é absolutamente central, uma vez que descarta a hipótese de a Gazprom utilizar o gás como forma de concretizar objetivos políticos. A ideia por detrás deste conceito é de que uma

empresa que detenha o *pipeline* e controle igualmente o gás que por ele transite vai criar uma rede de transporte de gás “fechada”, mantendo uma posição monopolística, evitando o surgimento de novos competidores. Isto teve um efeito direto por exemplo nos preços que a Gazprom estabelecia para cada Estado, o que violava as regras anti-monopólio da UE, e que já em 2012 e 2015 haviam motivado a UE a desencadear procedimentos judiciais contra a Gazprom pela definição de preços injustos, oferecendo por exemplo preços mais altos a países com menores possibilidades de diversificação de forma a manter o monopólio, e preços mais baixos a países com maiores possibilidades de diversificação de fontes de fornecimento, o que demonstra a ótica de “dividir para reinar” utilizada por Moscovo. Com o TEP, a Gazprom equilibrou ligeiramente os preços nos novos contratos estabelecidos e demonstrou uma maior abertura à revisão dos mesmos nos seus contratos de longo prazo (PE, 2018, p. 32).

Dentro desta dinâmica, o *NS1* não está sujeito à regulação europeia do TEP, contrariamente ao *OPAL* e ao *NEL*, que são *pipelines* ‘*onshore*’ transportando gás em território alemão até à República Checa e Áustria. Em 2009, a ‘*joint-venture*’ responsável pelo *OPAL* apresentou um pedido de derrogação da regulação europeia a fim de obter o uso de 80% da capacidade do *pipeline*, mas a CE no final apenas viria a permitir 50% da sua utilização (Henderson e Sharples, 2018, p. 18). Sendo certo que existe alguma coerência para com aquilo que prevalece no TEP, a verdade é que é a própria UE a limitar-se a si própria quando tem por objetivo a dinamização de um mercado liberalizado de gás natural, uma vez que a única empresa responsável pela chegada de gás a Greifswald (origem dos *pipelines* *OPAL* e *NEL*) é a Gazprom, precisamente devido à existência do *NS1* e em breve do *NS2*. A única hipótese que nos surge seria a de um eventual projeto de construção de um *pipeline* desde a Noruega até território alemão, mas tal parece-nos uma hipótese extremamente remota, dada a constante diminuição da produção deste país.

III.1.1. O caso OPAL e a questão das derrogações

Para entendermos as divergências entre a UE e Moscovo devido ao *NS2*, importa falar do caso *OPAL*. Em Greifswald, o *NS1* liga-se a 2 *pipelines*, o *OPAL* e o *NEL*. O *OPAL* entrou em funcionamento em 2011 e tem capacidade para

transportar 36.5 bcm de gás até à fronteira com a República Checa, enquanto o *NEL* entrou em funcionamento em 2013 e tem capacidade para 21.8 bcm de gás. Ao abrigo do Art. 36º do TEP, a Gazprom tentou obter uma derrogação para poder utilizar a capacidade total do *OPAL*, no entanto, o processo para a concessão de derrogações passa primeiramente pela decisão do *NRA* e só depois pela CE que decide se concede ou não, e quais as derrogações a conceder.

Em 2009, a *NRA* alemã BNetzA notificou a CE quanto a 2 decisões que havia tomado, concedendo derrogações ao *OPAL* quanto ao “*third party access*”, e às tarifas a serem aplicadas para o transporte de gás por este *pipeline*. Nesse ano, a CE solicitou à BNetzA a alteração das suas decisões, adicionando uma série de condições, entre as quais se destaca o facto de apenas permitir a uma empresa monopolista o acesso a 50% da capacidade do *OPAL*, a menos que disponibilizasse para o mercado um volume de 3 bcm anualmente por intermédio de um “*Gas Release Programme*” (GRP), que é um programa no qual uma empresa é obrigada a disponibilizar um certo volume de gás de forma a garantir o acesso a parte da sua capacidade a outros interessados, nos termos do Art. 33º da Diretiva 2009/73 (Jones, 2010, p. 1273). O objetivo era que o gás transacionado através do *GRP* fosse vendido ao ‘*spot price*’ do mercado europeu, habitualmente mais baixo do que o preço a que o gás é vendido pela Gazprom através dos seus contratos de longo-prazo, nos quais os preços do gás estão indexados aos do petróleo. A Gazprom, atuando em conformidade com os “*Capacity Allocation Mechanisms*” (CAM), decidiu levar a cabo um leilão em 2015 para o seu gás ser vendido a partir de Greifswald a terceiros. Dos 3.2 bcm oferecidos, apenas 1.2 foram vendidos e desses apenas 0.17 seriam transportados via *OPAL*. O resultado final viria a comprovar a ideia da Gazprom da fraca procura por acesso ao *OPAL* por partes terceiras. Em 2016, a BNetzA notificou a CE da sua intenção em modificar as condições de acesso ao *OPAL* por parte da Gazprom, após um pedido submetido por esta para obter o acesso aos restantes 50% de capacidade do *pipeline*. A Gazprom argumentava que após 7 anos de procura inexistente para utilização do *OPAL* por outras empresas, a CE estaria a limitar-lhe o acesso sem fundamento. A CE concordou com este argumento, concedendo os restantes 50% de utilização do *OPAL*. No entanto, a Polónia apresentou reservas sobre esta decisão, dizendo que o

acesso total da Gazprom ao *OPAL* era um risco à sua segurança energética. A companhia de gás polaca PGNiG, apresentou uma queixa ao Court of Justice of the European Union (CJEU) de forma a que esta derrogação de aplicação do TEP fosse suspensa, o que viria a acontecer a 27 de dezembro de 2016 quando o CJEU suspendeu a decisão da CE. Em julho de 2017 o CJEU decidiu que os restantes 50% de capacidade do *OPAL* seriam sujeitos a leilão, e simultaneamente levantou a suspensão aplicada previamente, o que significava que a Gazprom poderia então utilizar a capacidade total deste. A PGNiG recorreu não só ao CJEU mas também ao Tribunal de Düsseldorf com os mesmos argumentos que apresentara ao primeiro, e este Tribunal, a 30 de dezembro de 2016 suspendeu a decisão da BNetzA. Assim, a Gazprom continuou a poder utilizar somente os 50% iniciais que lhe haviam sido concedidos logo em 2009, mas a 27 de julho de 2017, o Tribunal de Düsseldorf anulou a sua decisão anterior, confirmando a validade da decisão da BNetzA. Esta iniciou os primeiros leilões para a utilização diária do *OPAL*, o que permitiu à Gazprom utilizar a sua restante capacidade (Yafimava, 2018, pp. 68-69). A decisão final do CJEU quanto ao *OPAL* chegaria em setembro de 2019, a qual, por considerar que a decisão de 2016 violava os princípios da segurança e solidariedade energética, anulou então a de Düsseldorf e foi então revertido o acesso da Gazprom para os 50% inicialmente concedidos (CJEU, 2019).

Dada a posição monopolista da Gazprom, tornou-se óbvio que a decisão de leiloar os restantes 50% de capacidade do *OPAL*, juntamente com o precedente do levantamento da suspensão, terminaria com a Gazprom a ter fundamento para requerer o acesso à totalidade do *OPAL*. Neste caso, foi notória a pouca coesão e coerência por parte da UE quanto a uma doutrina energética, pois o CJEU apontou uma série de falhas graves na decisão da CE, desde logo, a omissão ao princípio da solidariedade no seu texto. Demonstrou também descontentamento face à avaliação limitada da CE relativamente aos mercados alemão e checo, apesar de o maior impacto do acesso da Gazprom ao *OPAL* ser na Europa central e de leste. Também notou a inexistência de qualquer avaliação do impacto potencial no mercado polaco no que diz respeito aos fluxos de gás do *Yamal* e *Brotherhood*, e de uma avaliação do impacto à segurança da UE decorrente do fornecimento via *OPAL* (Riley, 2019a).

Parece-nos que a Polónia tenha receado ver o trânsito de gás pelo seu território ser reduzido significativamente, tal como aconteceu com a Ucrânia, ainda que não pensamos que isso pudesse vir a acontecer neste caso. Desde logo porque o *Yamal* tem como destino final a Alemanha, pelo que uma redução nos volumes de gás não faria qualquer sentido, dado que em último caso iria afetar precisamente este país, com quem a Rússia vem cimentando uma relação desde há vários anos. Quanto ao *Brotherhood*, após a condenação da SCC na disputa entre a Naftogaz e a Gazprom devido ao incumprimento pela contraparte russa quanto aos volumes de gás a entregar, não nos parece provável uma repetição do mesmo erro, sobretudo numa altura de aparente estabilidade nas relações russo-ucranianas, derivado do acordo de 2020.

Segundo o Art. 36º do TEP, “as novas infraestruturas importantes do setor do gás”, ou seja, as interligações, instalações de *LNG* e de armazenamento, podem, apresentando pedido nesse sentido, beneficiar de derrogações, por um período definido, ao disposto nos Art. 9º, Art. 32º, Art. 33º, Art. 34 e nos nº 6, 8 e 10 do Art. 41º, nas seguintes condições: «a) *O investimento deve promover a concorrência no fornecimento de gás e aumentar a segurança do abastecimento;* b) *O nível de risco associado ao investimento é de tal ordem que não haveria investimento se não fosse concedida a derrogação;* c) *A infraestrutura deve ser propriedade de uma pessoa singular ou coletiva separada, pelo menos em termos de forma jurídica, dos operadores em cujas redes a referida infraestrutura será construída;* d) *Têm de ser cobradas taxas de utilização aos utilizadores dessa infraestrutura;* e e) *A derrogação não prejudica a concorrência nem o bom funcionamento do mercado interno do gás natural ou o funcionamento eficiente do sistema regulado a que está ligada a infraestrutura*». De acordo com o Nº2 do Art. 36º, uma derrogação aplica-se igualmente aos aumentos significativos de capacidade nas infraestruturas existentes e às alterações dessas infraestruturas que permitam o desenvolvimento de novas fontes de fornecimento de gás.

A decisão de derrogação da CE é final e vinculativa segundo o Art. 36º, Nº9. O seu poder decisório é muito significativo, enquanto o processo de concessão ou recusa carece de transparência, o que é um argumento a favor de Moscovo. A CE tem sido capaz de exercer um grau significativo de discricionariedade nas suas avaliações, principalmente pelo facto de o TEP não fornecer quaisquer critérios quantitativos para a concessão de uma derrogação,

incluindo no que diz respeito ao seu impacto na concorrência. Não especifica quanto às características financeiras ou físicas dos projetos, referindo-se simplesmente a "grandes infraestruturas" e a "aumentos significativos de capacidade". Uma vez que todos os projetos de infraestruturas no setor do gás são extremamente dispendiosos – e, portanto, qualificados para serem chamados “grandes” – pode-se argumentar que qualquer infraestrutura poderá receber uma derrogação (Yafimava, 2018, p. 26).

O motivo pelo qual descrevemos este caso tem que ver com as divergências e percepções que resultam deste tipo de disputas. Mesmo após os leilões organizados pela Gazprom, a procura pelo acesso ao *OPAL* foi quase nula, o que fez com que a recusa da utilização total à Gazprom fosse vista por Moscovo como totalmente ilógica, sugerindo um interesse político ao invés de mera regulação. Assim, as extensões terrestres de *pipelines* como o *OPAL* deverão estar em total conformidade com o TEP, que requer que um *TSO* que possua e opere as extensões ‘*onshore*’ deva conceder acesso não-discriminatório a terceiros. Exige ainda que o *TSO* cumpra com o ‘*unbundling*’, de forma a avaliar o impacto para a segurança energética do país, de acordo com o Art. 11º. Assim, uma *NRA* é obrigada a recusar a certificação de um *TSO* caso este requisito não seja cumprido e não se consiga demonstrar que a concessão de acesso a uma certa entidade não ponha em causa a segurança do fornecimento ao EM e à UE. Logo, de acordo com o TEP, mesmo que a Gazprom quisesse deter uma quota parte do *TSO* responsável pelas operações do *OPAL*, esta teria sempre a sua participação limitada também aos 50%. No entanto, os critérios para apurar o impacto na segurança do fornecimento são muito vagos e deixam no ar a ideia de uma grande margem de manobra quanto à decisão da certificação ou não por parte das *NRA* e da CE. Embora a *NRA* tenha de ter em conta a opinião da CE, esta pode emitir uma decisão contrária à CE, o que sugere que a decisão da *NRA* possa prevalecer sobre a da CE. O processo de decisão de certificação do *TSO* difere, portanto, marcadamente do processo de derrogação, onde a CE prevalece sobre uma *NRA*. Existe a convicção por parte de Moscovo de que a CE pretende utilizar os seus poderes regulatórios para atrasar ou impedir a construção e utilização de capacidade de novos *pipelines* russos rumo à Europa, de forma não só a defender as suas

convicções políticas mas igualmente a manter uma percentagem de trânsito de gás significativa através da Ucrânia (Pirani e Yafimava, 2016, p. 31).

III.2. O projeto *South Stream*

Antes de abordar o SS, importa referir que a ideia da diversificação de rotas de gás não é algo recente por parte de Moscovo, surgindo imediatamente após a queda do Muro de Berlim. Num contexto de maior aproximação entre Rússia e UE, surgiu o importante projeto do *pipeline Yamal-Europe*, que passa por Bielorrússia, Polónia e Alemanha, e que entrou em funcionamento em 1997 e também o *BS*, que abastece diretamente a Turquia e entrou em funcionamento em 2003. Se antes de 2009 já havia a ideia por parte de Moscovo em diversificar as suas rotas de abastecimento ao mercado europeu, então a crise russo-ucraniana desse ano marcou uma certeza para Moscovo: a construção de mais *pipelines* para diminuir a quantidade de gás que transita por território ucraniano. No contexto do SS, é de facto em 2009 que se verifica uma intensificação e maior pressão por parte de Moscovo para a ratificação do projeto pelas partes envolvidas, de forma a iniciar os trabalhos, mas mais importante, para relegar para segundo plano o *Nabucco*, que ainda não havia sido descartado (Reuters, 2009b).

O projeto inicial do SS seria transportar gás desde muito perto da cidade de Sochi, atravessando o Mar Negro para chegar à Bulgária, Grécia, Sérvia, Hungria e por fim Itália, transportando cerca de 30 bcm de gás. A crise de 2009 foi determinante para a Gazprom avançar com o SS, que foi assim ampliado de 2 para 4 *pipelines*, cuja capacidade total seria de 63 bcm anuais, o que permitiria à Gazprom poder avançar com o ‘*bypass*’ total à Ucrânia. De acordo com Medvedev, caso o trânsito de gás via Ucrânia viesse a ser interrompido, a Gazprom teria capacidade de compensar isso pelos 55 bcm via *NS1*, 33 bcm via *Yamal-Europe* e ainda 16 bcm via *BS*, totalizando 104 bcm, com o SS a poder providenciar o restante para suprir as necessidades europeias (Stern et.al., 2014, p. 64). Como nos diz Conroy (2017), o Kremlin foi seriamente prejudicado em dezembro de 2014 quando foi forçado a cancelar este projeto, inviabilizado após intervenção da CE, que declarou que ao abrigo do quadro legal da UE para a energia, a Gazprom estaria a violar as cláusulas de concorrência do TEP ao deter o *pipeline* e simultaneamente o gás que por ele deveria transitar, além de

et.al., 2014, p. 66). Além disso, do ponto de vista russo, o que o TEP vem trazer é uma clara violação ao Art. 34º da PCA de 1994 que diz: «*The Parties shall use their best endeavours to avoid taking any measures or actions which render the conditions for the establishment and operation of each other's companies more restrictive than the situation existing on the day preceding the date of signature of the Agreement*».

Na ressaca desta complexa situação que marcou um novo momento de mau-estar das relações euro-russas, surgiria então a União da Energia. Neste sentido, há que ter em conta a existência de uma divisão na Europa: o grupo de países da ex-URSS que temem uma eventual invasão russa, e o grupo mais ocidental, a quem as questões geopolíticas passam para segundo plano. Donald Tusk, enquanto cidadão polaco partilha das preocupações do primeiro grupo, e portanto não surpreende que tenha colocado a Rússia num dos primeiros pontos do seu documento. Sendo certo que tais preocupações gozam de legitimidade, também é um facto que este projeto é criado com base num idealismo que nos parece desadequado à realidade do que é a UE nos dias de hoje. Desde logo, ao propôr a eliminação de acordos bilaterais entre EM e Federação Russa, substituindo-os por um mecanismo multilateral de negociação entre Bruxelas e Moscovo, através de um “*template*” generalista que deveria ditar os termos dos contratos a assinar, numa ótica de “*one size fits all*”. Ainda que à data da redação deste projeto em 2014 não se tivessem dado acontecimentos fraturantes não apenas da relação UE-Rússia (como a crise da Crimeia) mas também da própria relação entre EM da UE (como a crise humanitária de refugiados sírios que haveria ainda de atingir o seu pico, o cancelamento do SS ou o “*Brexit*”), parece-nos que hoje esta ideia caiu no esquecimento e é pouco provável que volte a ver a luz do dia.

III.3. Os Nord Stream 1 e 2

III.3.1. O Energiewende

Antes ainda de analisar a estratégia alemã e a relação bilateral com a Federação Russa, importa primeiramente começar por falar do *Energiewende*. Em traços muito gerais, o *Energiewende* é um documento do Governo alemão, especificamente do Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation

and Nuclear Safety (pertencente ao Federal Ministry of Economy and Technology (FMOET)) publicado em 2010 que traçou o plano da transição energética alemã para uma economia com emissões de carbono reduzidas, ao mesmo tempo que pretendia garantir o futuro energético do país através de fontes de energia não-poluentes, confiáveis e a preços reduzidos. Após o desastre nuclear de Fukushima em 2011, o Governo decidiu fazer uma adenda ao referido documento, para parar completamente a sua produção nuclear e encerrar todas as suas centrais nucleares até 2022 (FMOET, 2011).

No referido documento é mencionada a intenção em «*by 2020 primary energy consumption is to be 20% lower than in 2008, and 50% lower by 2050*». A Alemanha tomou medidas para reformar a regulamentação do seu mercado elétrico de forma a garantir uma integração mais suave das energias renováveis no seu 'mix' energético, notoriamente através da aprovação do "Act on the Further Development of the Electricity Market" em 2016. Em 2017, a energia eólica ultrapassou mesmo o nuclear e o gás natural, tornando-se a 2ª maior fonte geradora de eletricidade no país (IEA, 2019).

Net imports of energy, in selected years, 2008-2018

	2008	2010	2012	2014	2015	2018	2008	2010	2012	2014	2016	2018
	(million tonnes of oil equivalent)						(tonnes of oil equivalent per inhabitant)					
EU-27	959.9	895.4	844.2	798.5	842.9	885.8	2.2	2.0	1.9	1.8	1.9	2.0
Belgium	55.7	53.6	46.1	47.1	47.8	52.9	5.2	4.9	4.2	4.2	4.2	4.6
Bulgaria	10.5	7.2	6.8	6.3	7.1	6.9	1.4	1.0	0.9	0.9	1.0	1.0
Czechia	12.7	11.5	11.0	12.7	13.7	16.0	1.2	1.1	1.0	1.2	1.3	1.5
Denmark	-4.4	-3.4	-0.5	2.2	2.7	4.5	-0.8	-0.6	-0.1	0.4	0.5	0.8
Germany	210.7	204.6	199.7	197.0	205.8	201.0	2.6	2.5	2.5	2.4	2.5	2.4
Estonia	1.6	0.9	1.2	0.7	0.5	0.0	1.2	0.7	0.9	0.5	0.4	0.0
Ireland	14.4	13.2	11.8	11.7	10.4	10.1	3.2	2.9	2.6	2.5	2.2	2.1
Greece	25.2	21.3	19.4	16.9	18.5	18.4	2.3	1.9	1.8	1.5	1.7	1.7
Spain	122.8	106.7	100.1	91.5	94.0	100.8	2.7	2.3	2.1	2.0	2.0	2.2
France	139.3	132.3	128.7	119.0	121.7	119.5	2.2	2.0	2.0	1.8	1.8	1.8
Croatia	5.4	4.4	4.4	3.6	4.2	4.6	1.3	1.0	1.0	0.8	1.0	1.1
Italy	155.3	148.5	132.0	115.0	121.5	121.9	2.6	2.5	2.2	1.9	2.0	2.0
Cyprus	3.1	3.0	2.6	2.3	2.6	2.7	4.0	3.6	3.1	2.7	3.1	3.1
Latvia	2.9	2.2	2.7	1.9	2.2	2.1	1.3	1.0	1.3	1.0	1.1	1.1
Lithuania	5.4	5.7	5.8	5.3	5.6	5.9	1.7	1.8	1.9	1.8	1.9	2.1
Luxembourg	4.5	4.5	4.3	4.1	4.0	4.3	9.3	9.0	8.3	7.4	7.0	7.1
Hungary	17.0	15.1	12.4	14.3	14.3	15.5	1.7	1.5	1.3	1.4	1.5	1.6
Malta	1.9	2.4	2.2	2.1	2.5	3.0	4.6	5.7	5.2	4.8	5.5	6.3
Netherlands	33.1	28.3	28.9	27.2	41.2	53.2	2.0	1.7	1.7	1.6	2.4	3.1
Austria	23.7	21.9	21.5	21.6	21.1	21.8	2.8	2.6	2.6	2.5	2.4	2.5
Poland	30.4	32.1	31.0	27.9	31.0	48.0	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	1.3
Portugal	21.8	18.7	18.2	16.4	17.5	18.8	2.1	1.8	1.7	1.6	1.7	1.8
Romania	11.0	7.5	7.9	5.3	7.0	8.2	0.5	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4
Slovenia	4.3	3.6	3.6	3.0	3.3	3.6	2.2	1.8	1.8	1.4	1.6	1.8
Slovakia	12.0	11.4	10.2	9.8	9.9	10.9	2.2	2.1	1.9	1.8	1.8	2.0
Finland	19.8	18.1	16.2	17.2	15.8	15.8	3.7	3.4	3.0	3.2	2.9	2.9
Sweden	19.8	19.9	15.8	16.5	17.0	15.4	2.2	2.1	1.7	1.7	1.7	1.5
United Kingdom	58.7	62.6	88.8	89.0	67.8	66.5	1.0	1.0	1.4	1.4	1.0	1.0
Iceland	1.2	0.8	0.8	0.8	1.1	1.3	3.9	2.4	2.5	2.6	3.2	3.7
Norway	-187.7	-175.1	-175.7	-166.9	-179.4	-175.8	-39.6	-36.1	-35.2	-32.7	-34.4	-33.2
Montenegro	0.6	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.9	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5
North Macedonia	1.4	1.3	1.4	1.4	1.6	1.5	0.7	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7
Albania	1.1	0.6	0.3	0.7	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
Serbia	6.4	5.2	4.1	3.7	4.6	5.4	0.9	0.7	0.6	0.5	0.6	0.8
Turkey	72.5	74.7	89.3	94.1	106.1	110.0	1.0	1.0	1.2	1.2	1.3	1.4
Bosnia and Herzegovina	:	:	:	1.7	2.1	1.8	:	:	:	:	:	:
Kosovo*	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	0.3	0.3	:	:	0.4	0.4
Moldova	0.1	2.0	1.9	1.9	2.0	2.2	0.0	0.6	0.5	0.5	:	:
Ukraine	57.3	41.9	38.5	27.4	27.7	32.3	1.2	0.9	0.8	0.6	0.6	0.8
Georgia	:	:	:	3.2	3.5	3.8	:	:	:	0.7	1.0	1.0

* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg_bal_s and demo_pjan)

Figura 21. Importações de energia entre 2008-2018. Inclui carvão, gás e petróleo.
Fonte: Eurostat, 2019a.

Aquilo que imediatamente salta à vista na Figura 21 é que no geral das suas importações de energia, a Alemanha aumentou a sua percentagem, e a tendência deverá manter-se nos próximos anos, pois o país tem nas suas mãos um grande desafio derivado precisamente do *Energiewende*: «*Power plants that run on coal and lignite currently account for about 42 gigawatts of generation capacity, and produce 40 per cent of Germany's electricity. Under the pathway proposed by the commission, coal capacity would be reduced to 30GW by the end of 2022 and to 17GW by the end of 2030*» (FT, 2019). Esta redução do carvão terá de ser compensada com outros recursos energéticos, com o gás a apresentar-se como a mais prática e menos dispendiosa solução para o consumidor final, como justamente apontado pela IEA (2020): «*The phasing out of both nuclear and coal generation will increase Germany's demand for natural gas in power generation, including as a backup fuel source for renewables, Germany's own production of gas is small and declining, its gas imports from European sources are also set to fall in the coming years, especially from the Netherlands, where production from the Groningen field is declining and due to fully terminate by 2022, As a result, security of natural gas supply is a top concern for the government, and diversification of gas supplies – including through the direct import of liquefied natural gas (LNG) – will become more important. Notably, the increased use of natural gas in electricity generation, especially to meet peak electricity demand, will also increasingly tie electricity security to gas security*».

Na sequência disto, nenhum Estado pode (ou pelo menos não deve) depender unicamente de um só recurso energético, pelo que ao fazer-se o 'shutdown' completo da energia nuclear e da utilização do carvão, terão de se investir em outras energias. Tendo em conta o que nos refere o *Energiewende*, deverá ser reforçado o investimento em energias renováveis, que apesar de já terem algum peso no 'mix' energético alemão, terão o desafio da geografia pela frente: «*Most wind capacity is located in northern Germany, whereas most demand comes from metropolitan and industrial areas in the south and west of the country. Due to increased generation from wind and solar, network constraints preventing transmission from the north to the south, delays in grid expansion, and the fact that Germany has only one bidding zone, northern states are facing power surpluses and southern ones are experiencing deficits, an*

imbalance that will worsen as the last of the country's commercial nuclear power plants in the south and northwest close and wind comes online in the north. The imbalance has resulted in "re-dispatch" measures in the south (where grid operators order power stations to ramp up output to compensate for procured electricity that cannot make it south) and curtailment in the north (where grid operators order generators to shut down to avoid congestion), costing consumers hundreds of millions of euros annually. (...) Connections to carry wind power from the north to the south are insufficient. Public opposition to north-south high-voltage transmission lines has slowed down construction of new overhead lines considerably and eventually forced costlier underground construction of interconnectors; public opposition remains an impediment to the siting of necessary infrastructure. Delays to grid expansion experienced thus far have generated significant congestion management costs. As such, grid expansion is a stated priority for the government» (IEA, 2020a).

O *Energiewende* é um tema que divide opiniões. Markind (2019), refere por exemplo que este plano não resultou. Numa 1ª fase, as emissões de CO₂ do país efetivamente foram reduzidas, mas a Alemanha nunca conseguiu gerar energia renovável suficiente para se sustentar. Em parte, isso deveu-se ao facto de não se ter preparado para as necessidades energéticas decorrentes do período de transição para uma economia 100% renovável, e isso forçou o país a ter de voltar a consumir carvão em grandes quantidades. O grande problema foi o facto de o carvão consumido ser o "*lignite*", um tipo de carvão especialmente poluente e que agravou os problemas de poluição de curto prazo do país. Assim, em 2015, mesmo após o encerramento de inúmeras centrais nucleares, as emissões de CO₂ do país voltaram a aumentar. Em 2018 tornaram a diminuir, mas existe pouca confiança quanto à continuidade desta tendência. Estes números são confirmados por um "*case study*" da CE de 2018 (p. 40): «*The German power sector (coal and lignite) is the largest emitter, responsible for about 40% of overall national greenhouse gas emissions. The simultaneous nuclear phase-out and increased energy consumption has resulted in unchanged levels in the use of conventional energy sources and made the target of 40% GHG emission reduction rather impossible to meet*».

Mas o principal problema do programa são os seus custos exorbitantes. De acordo com o "Germany's Federal Court of Auditors" a mudança para as

energias renováveis custou pelo menos cerca de 160 bilhões de euros nos últimos 5 anos. Pior ainda, como referiu o Presidente do referido organismo, Kay Scheller, «os gastos estão em extrema desproporção face aos resultados» (Der Spiegel, 2019). O que potencia esta ineficiência e falta de resultados é essencialmente um problema de conexão no país: «*Wind park operation and grid connection are not in the same hands, in contrast to places like Britain, for example. Coordination can be difficult, costs are high and potential goes unused. It is hardly surprising that nobody wants to generate electricity on the high seas if it isn't guaranteed that it can get to where it needs to go because the grid to southern Germany doesn't exist*» (idem). Isto fez com que muitas empresas tenham vindo a cortar postos de trabalho e algumas mesmo a falir. Para agravar a situação, os preços da energia aumentaram cerca de 50% relativamente a 2007 devido ao aumento contínuo nas taxas de energia renovável, tarifas de rede e várias outras taxas e impostos, o que originou várias manifestações no país (CE, 2018, p. 18).

Caso em 2024 todas as centrais nucleares sejam encerradas como previsto, a Alemanha terá de ter uma capacidade de resposta adequada para cumprir com as metas climáticas e fazer face ao seu consumo crescente de energia. Isto significa que caso o país não expanda o seu leque de energias renováveis, poderá ter de lidar inclusivamente com situações de falta de energia. Para tal, bastaria um período de frio em 2023, sem sol nem vento, que se se mantiver vários dias, o sistema poderá atingir rapidamente seus limites. Assim, se até ao momento o carvão tem servido para fazer face a estas situações, caso este também deixe de ser utilizado até 2024 ou poucos anos depois, não haverá o 'backup' para manter a estabilidade e disponibilidade da energia na rede do país, e uma solução terá de ser delineada (Der Spiegel, 2019).

Face às metas climáticas e ao objetivo de encerrar a produção das centrais elétricas que utilizam carvão, será seguramente o gás natural a ser o mais relevante recurso no 'mix' energético alemão. Logo, tendo em consideração as relações entre Alemanha e Rússia, é legítimo afirmar-se que a construção do NS1 foi o pico desta relação, materializando uma aproximação consistente ao longo dos últimos 20 anos.

III.3.2. O Nord Stream 1

Apesar do surgimento do *Energiewende* apenas em 2010, já existia há muito uma tendência na Alemanha face à diversificação energética, rumo a uma economia mais limpa, existindo um forte 'lobby' das energias renováveis. Derivado do contexto político da altura na Alemanha, viria a surgir o *NS1*. Quando ocupava o cargo de Chanceler, Gerhard Schröder desenvolveu uma espécie de *Ostpolitik*, que viria anos mais tarde a terminar não apenas com a assinatura dos acordos para o *NS1*, mas com a sua contratação para Presidente da Assembleia Geral do Consórcio deste *pipeline* (Schmitt, 2019). Durante a sua vida na política alemã, foram várias as posições assumidas em linha com Moscovo, a mais famosa de todas tendo sido a oposição à invasão do Iraque em 2003.

O *NS1* foi proposto em 2005 por um consórcio formado pela Gazprom, a EON e a Wintershall. Mais tarde, juntaram-se a GDF Suez, Engie e a Gasunie. Foi inaugurado em 2011 e tem capacidade para transportar anualmente 55 bcm de gás russo para a Europa, ainda que, derivado do TEP e do caso *OPAL*, poucas vezes a sua capacidade total tenha sido utilizada. O *NS1* motivou críticas por parte de vários parceiros europeus, uma vez que a Alemanha ao estreitar relações com a Rússia e ao acordar a construção deste *pipeline*, concedia a Moscovo mais margem de manobra para reduzir o fluxo de gás pela Polónia e Ucrânia, além de ir totalmente contra a ideia da UE de diversificação de fontes e redução da quota de gás russo no seu território. Foi o *NS1* que abriu caminho às divergências existentes hoje em dia com o *NS2*, de que adiante iremos falar.

Essas divergências fizeram-se sentir nomeadamente no projeto *Nabucco*, preterido em função do TAP. Entre a especulação que perdura até hoje, refere-se por exemplo o fraco entusiasmo alemão face ao *Nabucco*, uma vez que em 2005 já havia assinado o acordo para o *NS1*, ou a Itália, regra geral alinhada com Moscovo nas questões energéticas, e a própria França, ambas a penderem mais para o *NS1*, o que seguramente condicionou o desenvolvimento do *Nabucco*. Na altura além deste existia também o projeto *SS* da Gazprom, com quem a EDF francesa havia assinado um memorando por exemplo. Assim sendo, à UE e aos Estados que assinaram o acordo do *Nabucco* restou o apoio

do Reino Unido, por norma pouco envolvido nas questões energéticas europeias.

III.3.3. O Nord Stream 2

Com as críticas ao *Energiewende* cada vez mais audíveis, e através da diplomacia energética exercida por Moscovo, tirando partido das excelentes relações com a Alemanha, viria a surgir o projeto para a construção do NS2. Se em 2014 as relações UE-Rússia registavam o seu pior momento após o final da Guerra Fria, em 2015 o então Ministro dos Assuntos Económicos e Energéticos alemão, Sigmar Gabriel em visita oficial a Moscovo demonstrava-se favorável a uma maior cooperação com a Rússia: «*My personal opinion is that we must do everything possible to implement the agreements we have reached, and as far as past situations and various interpretations of events are concerned, we should leave them in the past and find new ways to renew cooperation, especially between Germany and Russia*» (Kremlin, 2015). Estas declarações por si só retiravam imediatamente credibilidade à tentativa de ação conjunta da UE, não só através das sanções económicas impostas após a crise da Crimeia, mas igualmente a projetos como a União da Energia. O acordo para a construção do NS2 é assinado em setembro de 2015, a ser desenvolvido pela ‘*joint-venture*’ New European Pipeline AG, constituída pela Gazprom – que detém 51% do capital – pela E.ON, Royal Dutch Shell, OMV, BASF/Wintershall – cada uma com uma fatia de 10% - e a ENGIE, com 9% (Gazprom, 2015). Este *pipeline* prevê a entrega de gás desde o campo de Bovanenkovo na península de Yamal, no Norte da Rússia, que possui reservas de 4.9 tcm, cerca do dobro do total de reservas provadas da UE (Nord Stream 2, 2019, p. 3). Como veremos, o NS2 é a maior e mais recente questão energética a ser politizada, e uma vez mais envolvido na dicotomia das perceções que envolvem a relação UE-Rússia. O *pipeline* é exemplo de um projeto que para a Rússia significa o reforço da sua segurança energética e dos fornecimentos à Europa, enquanto para a UE, é um projeto que visa colocar pressão na Ucrânia e irá fazer aumentar exponencialmente a insegurança energética europeia.

Dois problemas surgiram imediatamente: as licenças de construção e a aprovação regulatória geral, duas questões aparentemente politizadas devido às preocupações face à excessiva dependência do gás russo. Inicialmente, a

Gazprom enfrentou desafios para a construção das secções 'offshore' visto que necessitava das autorizações de Finlândia, Suécia, Dinamarca e Alemanha para colocar o *pipeline* nas suas águas territoriais. O caso mais problemático foi o da Dinamarca, pois a 30 de novembro de 2017, o parlamento dinamarquês aprovou uma emenda à sua Lei da Plataforma Continental, concedendo ao governo o direito de bloquear a construção de *pipelines* nas suas águas territoriais por motivos de política externa, segurança nacional e interesses de defesa, o que teria impacto direto no NS2, que deveria passar por águas dinamarquesas ao redor da ilha de Bornholm. Sem a licença para prosseguir, a Gazprom seria obrigada a encontrar uma rota alternativa, através da Suécia, Polónia ou da Zona Económica Exclusiva da Dinamarca (ZEE). Este processo envolveria negociações relativas à ZEE, bem como novos levantamentos e planeamentos de rotas, o que poderia atrasar o projeto durante vários meses. Em junho de 2017, a CE decidiu intervir, solicitando um mandato ao Conselho da UE para negociar um acordo com a Rússia sobre este projeto. No entanto, em setembro, o Serviço Jurídico da UE concluiu que não havia nenhuma justificação legal para tal acordo e, mais importante, que o TEP "não se aplica ao NS2". Em resposta, a 8 de novembro de 2017, a CE anunciou uma proposta para atualizar o TEP, demonstrando que estava preparada para levar até aos limites a sua jurisdição de forma a atingir os seus objetivos políticos, levantando 2 pontos-chave. Em 1º lugar, propôs a alteração do texto do TEP de "território da UE" para "jurisdição da UE", enfatizando que a jurisdição da UE se estende às águas territoriais e ZEE's dos seus EM e, portanto, aos *pipelines* 'offshore'. Em 2º lugar, afirma que quando os *pipelines* de países terceiros originarem "situações juridicamente complexas", um acordo internacional poderia fornecer um "quadro regulamentar coerente". Na ausência de tal acordo, ou de uma derrogação, "o *pipeline* só pode ser operado de acordo com os requisitos da Diretiva 2009/73/CE dentro das fronteiras da jurisdição da UE". Logo, isto seria aplicável a partir do momento em que o NS2 passasse das águas territoriais russas para a Finlândia, o que limitaria a utilização da capacidade total do NS2 pela Gazprom, uma vez que ao abrigo do TEP e do "third party access principle" uma parte deve estar disponível para terceiros (Henderson e Sharples, 2018, p. 20). No final de 2019 a Dinamarca acabaria por permitir a passagem do NS2 pelas suas águas territoriais,

concedendo a autorização para o pedido envolvendo a rota mais curta, ao largo da ilha de Bornholm (Argus Media, 2019).

Resolvido o problema das licenças de construção, restava a concordância com o quadro legislativo da UE. Ao abrigo do art. 36º do TEP também foi requerida uma derrogação para o NS2. No entanto, desde logo o NS2 aparenta poder reduzir a diversidade de rotas, o que é visto como um fator que coloca em risco a segurança energética da UE. A quota da Gazprom no mercado europeu irá aumentar, o que poderá tornar mais difícil os “reverse flows”, os quais Moscovo já demonstrou não ver com bons olhos (Riley, 2019b, p. 9). Não surpreendeu que em maio de 2020 a Gazprom visse o seu pedido para concessão de derrogação negado pela BNetzA, que publicou a seguinte explicação: «*The section of a gas interconnector involving a third country located in German territory can be granted a derogation from regulatory requirements upon application and under certain conditions. For this, it is necessary that the gas interconnector was completed before 23 May 2019. Since the Nord Stream 2 pipeline had not been fully laid by 23 May 2019, the Bundesnetzagentur has rejected the application for derogation made by Nord Stream 2 AG. When it is put into operation, therefore, Nord Stream 2 will be subject to German regulatory requirements and European rules on unbundling, network access and cost regulation. The responsible ruling chamber of the Bundesnetzagentur understands the term "completion" in a constructional/technical sense. The applicant, by contrast, believes it to mean completion in an economically functional sense and refers to the investment decision, which was made well before 23 May 2019*» (BNetzA, 2020). Esta decisão gerou um debate face ao que se entende pelo termo “completed”, pois enquanto a NRA alemã o interpreta no sentido da construção do pipeline estar fisicamente concluída, o consórcio do NS2 entende-o num sentido mais económico, ligado à efetiva aplicação da FID, que consiste na decisão final do Conselho de Administração de uma empresa no sentido de proceder à aplicação total do investimento delineado para um determinado projeto, o que indica que todos os recursos financeiros estão reunidos, faltando somente a concretização prática e final do projeto em si.

Dada a posição monopolística da Gazprom, a UE tentou alargar a sua jurisdição de forma a criar uma “barreira” imediatamente a seguir às águas territoriais russas para forçar a Gazprom a atuar de acordo com as disposições

do TEP. Uma hipótese para esta não o fazer seria por exemplo criar uma nova empresa com sede fora de território russo, completamente separada da Gazprom, mas controlada pelo governo de forma a conseguir levar gás até à Alemanha utilizando a capacidade total do NS2. Neste sentido, o Direito da UE tem-se assumido como principal obstáculo a qualquer tipo de intenção russa que envolva os interesses energéticos europeus, o que como já referimos anteriormente, vem motivando uma mudança nas “*pipeline politics*” de Moscovo, com o LNG a ganhar espaço nas exportações russas, tirando partido da maior propensão de alguns EM da UE em desenvolver projetos de LNG, o que potenciou uma abertura ao dos EUA por exemplo. Outra hipótese é a possibilidade de a Gazprom vender o NS2, idealmente a um comprador europeu, de acordo com o Art. 11º do TEP. No entanto, não só isto retiraria margem à Gazprom, como também seria difícil encontrar um comprador para um projeto demasiadamente custoso (cerca de 11 biliões de euros) (Riley, 2019b, p. 11).

A controvérsia quanto ao NS2 divide a UE não só devido a fatores geopolíticos, mas também económicos: o ‘*bypass*’ à Ucrânia originaria perda de taxas de trânsito não só para esta como para países como Polónia, Eslováquia, República Checa e Hungria. Além disso, exigiria novos investimentos por parte destes países para receber o gás oriundo da Alemanha. O NS2 define-se como um projeto que visa compensar a relativamente baixa capacidade de receção de LNG na Europa, e complementar as rotas de gás já existentes, o que se traduzirá em cerca de 70% do gás russo destinado à Europa a ser distribuído desde Greifswald. No fundo, o NS2 pretende afirmar-se como o grande competidor do LNG dos EUA, além de querer complementar ou eventualmente substituir os *pipelines* já existentes, nomeadamente os da Ucrânia. Apesar das potenciais consequências para a Polónia e Ucrânia, ainda assim é preciso ter em consideração que o NS2 acaba por ser um projeto que contribuirá de forma decisiva não só para ocupar o vazio de produção que vai sendo deixado pela Noruega e Holanda, mas também porque contribuirá para os objetivos declarados na EESE da UE:

- «*Nord Stream 2 will increase security of supply by offering an additional transport system for the new volumes needed to compensate the decline in EU production and to better enable the market to mitigate supply risks.*

- *Nord Stream 2 will contribute to ensuring that gas stays affordable, to the benefit of the industry and of consumers alike.*

- *Nord Stream 2, the route with the least environmental impact will provide access to the quickest and most cost-effective way to reduce emissions – additional natural gas to replace coal»* (NordStream 2, Project Background).

Assim, a Rússia e a Alemanha acabam por tirar partido do fosso entre produção e consumo que se está a alargar devido ao decréscimo de produção no Mar do Norte. Estima-se que esse intervalo chegue aos 292 bcm em 2022, quando em 2016 era de 200 bcm (Atradius, 2018).

Para a Rússia, a importância do *NS2* é clara: duplicaria os fluxos de gás para a Alemanha e aumentaria os seus lucros, e permitiria fazer o ‘*bypass*’ à Ucrânia enquanto o fluxo de gás para o resto da Europa continuaria ininterrupto (Meister, Polyakova, Laurelle e Barnett, 2016). Para a Alemanha por sua vez, são várias as vantagens: maior segurança em termos de fornecimento energético, tornar-se-ia o maior e mais estável ‘*hub*’ de distribuição de gás, substituindo o “*Central European Gas Hub*” na Áustria, e uma maior disponibilidade de gás no mercado alemão, que poderá gerar uma descida dos preços para os consumidores. Miller (2019) acrescenta também que o fornecimento de gás à Europa é o que causa menos danos ao meio ambiente. A “*carbon footprint*” da produção e abastecimento de gás via *NS1* é 2 vezes menor que o impacto do transporte de *LNG* do Qatar e da Argélia, 4 vezes menor que o *LNG* australiano e 3.7 vezes menor em comparação com *LNG* dos EUA.

III.3.3.1. As críticas ao projeto

Existe um grande ceticismo face ao que é anunciado pela Gazprom quanto ao *NS2* ser uma forma de compensar a queda na produção europeia, ou de fazer chegar mais gás à UE de modo a substituir o uso do carvão por motivos ambientais. Pese embora a veracidade destes argumentos, parece-nos também que existe vontade por parte de Moscovo de a médio/longo prazo poder planear um futuro energético sem o envolvimento da Ucrânia. Traçando um paralelismo entre o conceito de segurança energética da Federação face ao que o mesmo significa para a UE, é possível concluir que ambos os conceitos têm em comum a Ucrânia: para a Rússia, a Ucrânia representa um risco à sua segurança energética, em virtude das crises do passado, sobretudo da de 2009, em que

alegadamente foi desviado gás com destino à UE para os depósitos de armazenamento ucraniano. Para a UE, a Ucrânia é essencial para garantir a segurança energética dos países do centro e sul, uma vez que ainda é por este país que passa grande parte do gás que chega à Europa. Em caso de ‘*bypass*’ à Ucrânia, imediatamente a segurança (energética) destes países ficará ameaçada, ainda que o volume de gás que flui pelos *pipelines* ucranianos possa ser substituído pelo gás do *NS1* e *NS2*.

Outra das grandes críticas feitas ao *NS2* tem a ver com a utilização russa do seu gás e projetos para gerar divisão na UE. Autores como Riley (2019b, p. 6) defendem por exemplo que o principal conector do *NS2*, o *EUGAL*, não iria fornecer gás à Europa ocidental nem à Holanda (que deverá então compensar o encerramento da exploração em Groningen). O referido autor defende que a intenção passa por uma “inundação” de gás russo nos interconectores que ligam os diversos países de forma a tornar o acesso de eventuais novos fornecedores mais difícil (nomeadamente do *LNG* dos EUA). Assim, o *NS2* iria a todos os efeitos dividir a Europa em 2 mercados: um mercado liberalizado a ocidente, com diversas fontes de fornecimento e preços competitivos, e outro totalmente dominado pela Gazprom. Para que esta estratégia resulte, seria essencial que se registasse um fluxo muito reduzido – ou nenhum mesmo – via Ucrânia. Caso a consiga concretizar, a Gazprom reduz a liquidez e pode aumentar os preços, tal como aumenta a dependência da UE.

Meister, Barnett, Laruelle e Polyakova (2016) referem ainda que os líderes alemães que reconhecem as intenções russas de usar «*economic leverage and corruption*» devem pressionar a UE para bloquear projetos económicos como o *NS2*, que expõe ainda mais a Alemanha e a UE à influência russa no setor da energia. Estes devem ainda supervisionar e garantir a conformidade do *NS2* com os regulamentos da UE e com o TEP. Posto isto, a Alemanha encontra-se sob grande pressão, não apenas dos EUA, mas também da própria UE que definiu o *NS2* como um projeto que em nada contribui para o objetivo da diversificação de fontes. Não surpreende que o único denominador comum em termos de política externa dos EUA nos últimos 10 anos seja mesmo a forte oposição ao *NS1* e *NS2*. De facto, a oposição ao *NS2* foi uma das poucas áreas da política externa norte-americana na qual Obama e Trump, Biden e Pence, Kerry e Pompeo, todos eles criticaram a construção do *pipeline* (Schmitt, 2019). Neste

sentido, os trabalhos do NS2 foram interrompidos em dezembro de 2019 após a assinatura da “*National Defense Authorization Act*” (NDAA) por parte de Donald Trump. Este documento inclui uma série de sanções contra entidades externas que vendam, façam ‘*leasing*’ ou providenciem navios de “*pipe-laying*”. Estas medidas fizeram com que a empresa Allseas fosse forçada a parar com as operações de forma a evitar ser alvo de sanções, e evitaram igualmente que qualquer outra companhia pudesse tomar o seu lugar (Euractiv, 2020). A Allseas foi substituída pelo único navio russo capaz de prosseguir com a atividade do “*pipe-laying*”, o Akademik Cherskiy. As pressões ao governo alemão não são infundadas: se o NS1 já ia contra o grande objetivo da UE de diversificação de fontes, o NS2 causou ainda mais divergências pois os 2 *pipelines* juntos poderão transportar até 110 bcm por ano, o que permite o ‘*bypass*’ aos países bálticos e à Polónia, que dali recebem dividendos das taxas de trânsito, além de deixar no ar a hipótese de fazer igualmente o ‘*bypass*’ à Ucrânia, uma vez que também o TS já se encontra em funcionamento.



Figura 22. Pipelines Nord Stream 1 e 2.
Fonte: Gazprom. “Nord Stream 2 pipeline”.

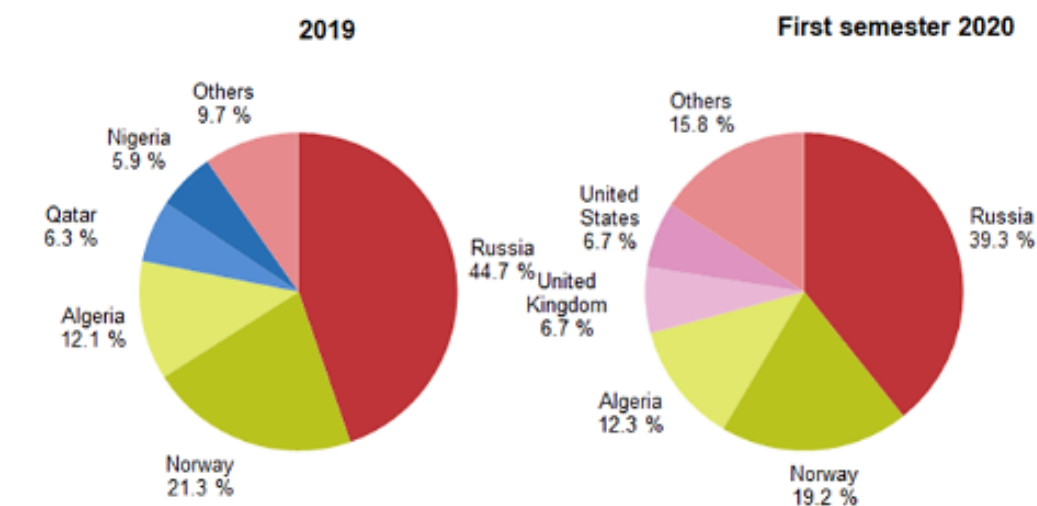
Os factos colocam a razão nos dois lados, tendo de se criar terreno comum para se chegar a um acordo. A Alemanha é cliente do gás russo desde os tempos da Guerra Fria, pelo que a construção dos NS’s é vista como “*business as usual*” por muita da elite política alemã. Por outro lado, com o

desmantelamento da indústria nuclear, e a elevada dependência do carvão, os 2 *pipelines* tornam-se importantes não apenas na diversificação do ‘mix’ energético alemão, mas também na redução das emissões de CO₂. Com a produção no Mar do Norte a diminuir, e ainda sem nenhum terminal de LNG, a opção pelo gás russo acaba por ser a mais lógica, e sobretudo a menos dispendiosa. A mesma opinião foi defendida pelo Presidente da Confederação da Indústria Alemã, Dieter Kempf (2018): «*German industry needs Nord Stream 2 to enhance energy supply safety,*” Kempf said, adding that LNG from the US was not competitive on the German market right now and would cost too much». O NS2 espelha as divergências existentes na UE entre países da ex-URSS e países como Alemanha, França ou Itália, como já antes havia feito o SS: os países do centro e leste europeu, nomeadamente a Polónia e os países bálticos (além da Ucrânia) são altamente críticos quanto às consequências geopolíticas e económicas do NS2, mas também devido às perdas de lucros das taxas de trânsito. O Presidente polaco, Andrzej Duda, declarou que tudo deveria ser feito para se parar a construção de *pipelines* para a Europa, uma vez que estes são prejudiciais à união entre Estados, além de negligenciar totalmente os interesses polacos. Também por isso mesmo a Polónia a partir de 2017 começou a estreitar relações com o Qatar, Noruega e EUA, através da assinatura de contratos de fornecimento de LNG, para concretizar o objetivo de parar de receber gás russo após 2022, data na qual termina o contrato assinado entre a PGNiG e a Gazprom que prevê o fornecimento de gás pelo *Yamal-Europe* (Natural Gas Intel, 2019). O Primeiro-Ministro eslovaco em 2015, Robert Fico, classificou o NS2 como uma traição, uma vez que a sua construção será feita à custa de grandes perdas financeiras para o seu país e para a Ucrânia. Do lado ucraniano, Arseniy Yatsenyuk, Primeiro-Ministro em 2015 declarou que o projeto era anti-europeu e anti-ucraniano. A Presidente da Lituânia até 2019, Dalia Grybauskaitė, afirmou que o NS2 “não deve ser construído”. Inclusivamente em 2015, um grupo de países constituído por Bulgária, República Checa, Estónia, Grécia, Hungria, Letónia, Lituânia, Polónia, Roménia e Eslováquia redigiu uma carta à CE afirmando que o projeto deveria ser sujeito ao mais minucioso escrutínio (Reuters, 2016a). Outro dos argumentos contra o NS2 prende-se com o facto de o próprio NS1 não ter a sua capacidade total utilizada, o que, pela lógica, tornaria desnecessária a construção do 2º *pipeline*. A verdade é que se a capacidade total

do NS1 não é utilizada tal deve-se às regras da UE que proíbem o acesso total da Gazprom ao OPAL como já demonstrámos. No entanto, antes da reversão da decisão que concedia o acesso a 100% da capacidade do NS1, toda a sua capacidade estava a ser utilizada.

Independentemente de todo o enredo que tem envolvido as relações UE-Rússia, no total, em 2019 atingiu-se um novo *record* de exportações de gás russo para o mercado europeu, totalizando 201.9 bcm, o que representa 36.8% do total de gás consumido na UE. Em termos monetários, os lucros derivados das vendas a países europeus foi de 2.951 biliões de rublos, o que representa cerca de 36 milhões de euros. Refira-se também que em 2018 a Gazprom apresentou os seus resultados operacionais, com lucros a rondar os 8.224 biliões de rublos, valor que convertido em euros representa mais de 101 milhões, com o total das vendas de gás natural a perfazer 4.303 biliões de rublos (Gazprom Annual Report 2018).

Extra EU-27 imports of natural gas from main trading partners, 2019 and first semester 2020
(share (%) of trade in value)



Source: Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates

Figura 23. Percentagem de importação de gás natural de países fora da UE.
Fonte: Eurostat, 2020b.

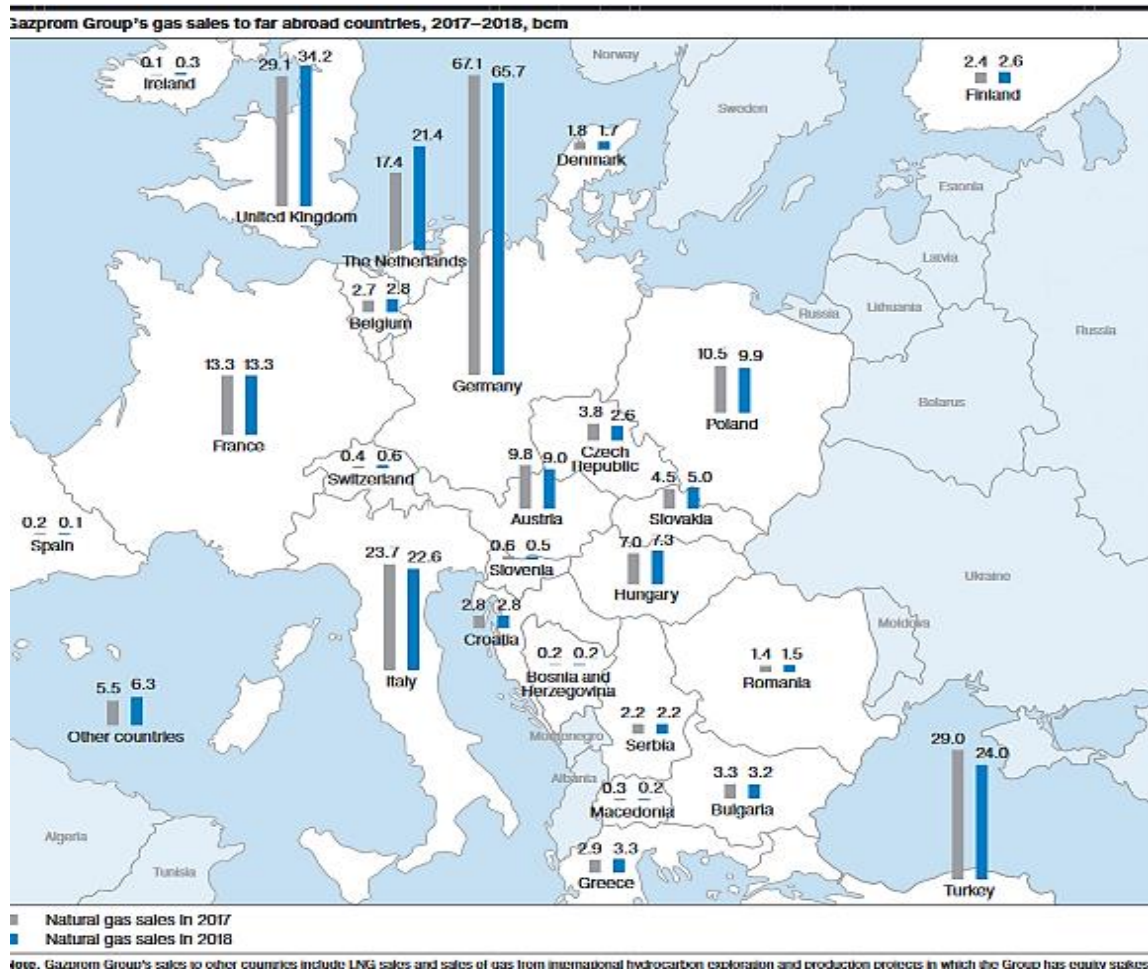


Figura 24. Venda de gás a países fora da CEI. Os números incluem gás via *pipeline* e *LNG*.
Fonte: Gazprom, 2019, p. 118.

Refira-se que nos gráficos acima não estão contabilizados os fluxos do *TS*, inaugurado apenas em 2020. De igual forma, apesar do ligeiro decréscimo das vendas à Alemanha, estas irão aumentar quando entrar em funcionamento o *NS2* e de quando/se for permitida a total utilização do *NS1*. Note-se também que existe alguma discrepância face aos números apresentados quanto à percentagem de gás russo presente na UE: enquanto os dados apresentados pela Gazprom falam em 36.8% em 2018, o Eurostat refere 40.5%.

Dentro desta questão do *NS2*, como referem Henderson e Sharples (2018, p. 16), os políticos europeus preocupados com a excessiva dependência do gás russo, quer seja por razões políticas ou porque acreditam que uma quota de 34% (ou suscetível de aumentar para mais de 40%), apresenta um risco à segurança energética do continente, enfrentam um dilema: é difícil impor restrições a uma fonte de energia competitiva quando a CE e os governos

A segurança energética: o gás natural na relação bilateral União Europeia-Federação Russa

nacionais passaram 20 anos a criar um mercado liberalizado para encorajar preços mais baixos para os consumidores.

CAPÍTULO IV

Os Países Terceiros na relação energética UE-Rússia: os casos da Ucrânia e da Turquia

De forma a que se possa demonstrar a problemática da segurança energética e da interdependência que caracteriza a relação energética euro-russa, interessa chamar a atenção para os países terceiros (que neste contexto se apresentam como países de trânsito), que têm um papel fundamental precisamente na estabilidade desta relação. Como tal, apresentamos o caso da Ucrânia, o mais tradicional dos países de trânsito, devido às consequências que a instabilidade da sua relação com a Rússia trouxe tanto para si, como para a UE. Além da Ucrânia, apresentamos o caso da Turquia, que embora não seja um país de trânsito tradicional, pretende ganhar maior relevância no panorama energético europeu e mundial, o que poderá significar uma alteração pelas opções de rotas de alguns países europeus e de, complementando-se com os *NS1* e *NS2*, se assumir como um substituto da rota da Ucrânia, e ser um competidor direto aos projetos da UE pelo gás na região do Cáspio.

IV.1. O caso da Ucrânia

A Ucrânia era mais uma extensão territorial da URSS até à queda do Muro de Berlim. Com a sua dissolução, parte do arsenal nuclear soviético que a Rússia quis recuperar permaneceu no recém-criado país, e é possível dizer-se que os problemas entre estes começaram logo aí, uma vez que as conversações para a devolução das armas nucleares à Rússia só viriam a terminar em 1994 com a assinatura do Memorando de Budapeste entre Rússia, Ucrânia, EUA e Reino Unido, que previa a devolução das armas nucleares à Rússia, em troca de garantias de segurança contra eventuais ameaças e/ou violações da integridade territorial da Ucrânia.

Na génese do pensamento geopolítico da Rússia pós-soviética, a Ucrânia seria sempre um Estado a manter como aliado, ou, no mínimo, como neutro, no sentido de não existirem conflitos de interesses de maior entre estes. Daí que a integração dos 3 países bálticos na NATO e na UE já tenha sido uma situação difícil de aceitar, sobretudo porque Moscovo reclama que após o fim da URSS lhe haviam sido feitas promessas por parte do ocidente em como os antigos

Estados soviéticos seriam deixados como zonas neutras. E na verdade, com o alargamento até aos bálticos, a fronteira da NATO encontra-se neste momento a 160km de S. Petersburgo, ao invés dos 1600km de que distava no tempo da URSS. Com os sucessivos alargamentos a materializarem-se, a Rússia traçou uma linha vermelha relativamente à Ucrânia, pelo que o crescente envolvimento das instituições ocidentais nos assuntos internos ucranianos foi vista como uma confrontação direta aos interesses regionais da Federação, que considera ter um direito histórico e, dado o contexto do passado, quase natural em manter as ex-repúblicas soviéticas sob sua influência (Bērziņš, 2014, p. 1).

Com o fim da URSS, foi preciso resolver questões geográficas e patrimoniais, uma vez que agora surgiam vários novos Estados. No caso específico da Rússia e da Ucrânia foi assinado em 1992 o Acordo de Ialta entre os presidentes Boris Yeltsin, da Rússia, e Leonid Kravchuk, da Ucrânia, para a divisão entre os 2 países da Frota Soviética do Mar Negro (Moscou ficou com cerca de 80%) e para a Rússia manter a base naval de Sebastopol onde essa frota estava baseada. Em 1997, um novo acordo permitia à Rússia conservar Sebastopol por 20 anos, até 2017, além de outras instalações na Crimeia. Posteriormente, em abril de 2010, um novo acordo entre o Presidente Putin e o Presidente da Ucrânia, Viktor Yanukovich, estendia por mais 25 anos, até 2042, a presença russa na base naval de Sebastopol, recebendo a Ucrânia, em contrapartida, o equivalente a 40 bilhões de dólares por uma redução substancial de 30% no preço do gás russo até 2020 (Tomé, 2018, p. 74).

A nível energético, também uma solução deveria ser encontrada. No período pós-soviético, ao mesmo tempo que eram feitos acordos para o trânsito do gás russo pela Ucrânia, foram também encetadas negociações relativamente ao fornecimento à Ucrânia. Estas negociações resultaram em acordos intergovernamentais e somente em 2006 foram assinados contratos comerciais que não foram sustentados por acordos intergovernamentais. Em 2009 por exemplo, foram assinados contratos de fornecimento e trânsito comerciais separados (Pirani e Yafimava, 2016, p. 15). A crise económica pós-soviética na Rússia e na Ucrânia entre 1991 e 1997 aumentou a dependência energética mútua. Para a Rússia, as vendas de gás na Europa foram uma fonte crucial de receita. A Ucrânia por sua vez tinha dificuldades em pagar o gás, e pior que isso, não tinha como substituí-lo no seu 'mix' energético. Foram vários os problemas

entre ambos durante os anos '90: foram feitas entregas de gás em grande escala à Ucrânia a preços que provavelmente nem sequer cobririam os custos de fornecimento, o que mesmo assim levou a uma acumulação de dívidas ucranianas à Rússia, e até a roubo de gás do GTS. Resultante destas situações a Rússia cortou o fornecimento à Ucrânia em várias ocasiões durante o referido período. No final da década de '90, a Gazprom e o governo russo adotaram duas táticas importantes para resolver as disputas com a Ucrânia. Primeiro, encorajou o Turquemenistão a vender gás à Ucrânia, de forma a libertar volumes de gás russo para o resto da Europa. Segundo, usou uma série de empresas intermediárias de comercialização (Itera em 1998, Eural Trans Gas em 2003, Rosukrenergo em 2005) para transportar e, às vezes, fornecer gás à Ucrânia. O uso de intermediários foi criticado por muito tempo nos círculos governamentais europeus e por vários políticos ucranianos, opondo-se aos lucros excessivos e poder concedido aos proprietários destas empresas intermediárias. A situação económica dos dois países melhorou a partir do novo milénio, nomeadamente após 2002, com o aumento constante dos preços mundiais do petróleo e do gás. Assim, a partir de 2004, a diferença entre os preços europeus e os cobrados aos países da CEI aumentou drasticamente, pelo que a Gazprom pediu que os preços da CEI fossem aumentados para o nível dos restantes europeus. Após a crise de 2006, a Gazprom prosseguiu esse objetivo com ainda mais vigor (Pirani, Stern e Yafimava, 2009, p. 7).

IV.1.1. As crises russo-ucranianas de 2006 e 2009

A crise de 2006 foi marcante pelo aspeto de “relações públicas” e pela perceção que atribuiu aos dois países. Sobretudo para Putin e para a Rússia foi um absoluto desastre, uma vez que lhe ficou conotada a imagem de que havia efetivamente utilizado a energia como arma política a fim de concretizar os seus objetivos. Na realidade, Moscovo sempre assumiu a existência de um corte no fornecimento de gás mas apenas daquele que era destinado à Ucrânia, fruto das divergências relativas ao contrato assinado por ambas as partes. Por outro lado, Kiev alegou que nunca desviou gás cujo destino seria a UE, culpabilizando assim a Gazprom pela diminuição dos volumes de gás no geral. Elkind (2010, pp. 133-134) refere isso mesmo: «*Through the second half of 2005, Moscow and Kyiv engaged in an escalating war of words, trading accusations in the press*

rather than negotiating a new gas deal. The Ukrainian side appeared to presume that it could win a game of brinkmanship without endangering its own gas supply or the gas supply security of downstream neighbors in Europe. The Russian side appeared to presume that if a confrontation reached a crisis, outside observers would blame Ukraine rather than Russia for the situation. Both were wrong. On January 1, 2006, in the midst of some of the bitterest winter weather in decades, Russia cut gas supplies to Ukraine. Immediately, the risks to European gas supplies were clear. Countries downstream from Ukraine reported reduced flows despite Russia's claim that only volumes destined for Ukraine had been cut. Officials in the United States and a number of European nations spoke out against Russia's action. Russia quickly lost the war of global public opinion».

Tendo em conta os dois lados da questão, parece-nos óbvio que a Gazprom não teria qualquer motivo para prejudicar os países da UE, mas que a Ucrânia teria muito a ganhar com a narrativa de que Moscovo ao interromper o trânsito de gás via Ucrânia, estaria a prejudicar igualmente outros países, nomeadamente no sentido de se aproximar a Bruxelas, uma vez que se começava a manifestar o desejo de integração na UE.

Como referimos, após a crise de 2006 a Gazprom continuou com a intenção de introduzir preços ao nível dos que eram praticados aos países da UE para os membros da CEI. Em 2008, motivado por uma nova subida substancial do preço do petróleo – que fez aumentar os preços do gás – a Gazprom definiu preços mais elevados para a Ucrânia, e aumentou igualmente as taxas de trânsito para o país. Grande parte do problema que viria a desencadear a referida crise foi o fracasso da Naftogaz em liquidar as dívidas do passado. Parte da dívida ia sendo paga, no entanto, foram sendo feitas advertências ao longo de dezembro. A CE não fez qualquer tentativa de intervenção, mas o Secretariado do International Energy Charter emitiu uma declaração a 23 de dezembro na qual o Secretário-Geral recordou o princípio do trânsito ininterrupto. Relembre-se que a Ucrânia, contrariamente à Rússia, havia não só assinado mas também ratificado o Tratado. A Naftogaz, embora em sérias dificuldades financeiras, estava em condições de pagar a dívida, uma vez que o governo alterou o orçamento para permitir que uma garantia bancária de 2 bilhões de dólares fosse estendida à Naftogaz, com base na qual a empresa poderia obter empréstimos de bancos estatais. Para isto contribuiu também o

empréstimo de 16.5 bilhões de dólares do FMI que, embora fosse destinado a outros fins, deu às finanças do Estado uma almofada financeira substancial. A grande questão prende-se com o incumprimento de obrigações contratuais por parte da Naftogaz e da Ucrânia. E nesse sentido, a postura da Gazprom não foi de todo *'compliant'* com aquilo que seria uma prática comercial e empresarial comum. Em primeiro lugar, permitiu que a dívida ucraniana escalasse de 1.6 para 2.2 bilhões de dólares. Em condições normais, os abastecimentos à Ucrânia deveriam ter sido suspensos muito mais cedo, e não se deveria ter aguardado até algumas semanas para o término do contrato. Uma razão para isso poderá ter que ver com a esperança que a Gazprom tinha de que um novo contrato pudesse ser concluído de forma amigável, até porque enviaria uma mensagem tranquilizadora aos seus clientes europeus em como a repetição dos eventos de 2006 seria evitada, restabelecendo a sua imagem de fornecedor fiável (Pirani, Stern e Yafimava, 2009, p. 17).

A 1 de janeiro de 2009, a Gazprom teve de cortar o gás aos consumidores ucranianos, por falta de pagamento de dívidas pela Naftogaz. O grande problema para a segurança energética europeia não seria este, mas sim o facto de a Ucrânia desviar gás que era destinado aos consumidores na UE, originando a mais grave crise energética em território europeu até hoje. Num encontro com jornalistas estrangeiros, uma semana após o corte, Vladimir Putin (2009a) dizia o seguinte a este respeito: *«Needless to say, not having a contract for the supply of gas to Ukraine, Gazprom had to cut off supplies to consumers inside Ukraine as of 10:00 on January 1, 2009, though we suspended supplies only to Ukrainian consumers. As for consumers in Western Europe, far from reducing, we actually increased the volumes of transit by 20 million cubic meters a day. On January 1, the flow of transit gas through Ukraine amounted to 326 million cubic meters. In spite of our repeated offers to resume the talks, the Naftogaz delegation never came to Moscow. At the request of Gazprom, from the early hours since gas supplies were cut off to Ukrainian consumers, an independent international auditing company has monitored and is still monitoring the amount of gas at the entry to and exit from the Ukrainian gas transportation system. Together with the international observers, we are monitoring the amount of gas flowing from our territory and the amount that has later flowed from the Ukrainian territory»*. Os volumes de gás que chegavam à UE foram sistematicamente sendo reduzidos,

fazendo-se sentir em 6 países: República Checa, Turquia, Hungria, Roménia, Bulgária e Grécia. A um nível mais técnico, tendo em conta que os *pipelines* que passam por território ucraniano dispõem de várias linhas, a Federação terá feito a separação do destino dos fornecimentos: uma das linhas exclusivamente para a Ucrânia e outra(s) para a Europa. Se os fornecimentos através da linha destinada ao mercado ucraniano forem subitamente interrompidos, isto originará falta de pressão no *pipeline*, afetando os consumidores finais, sendo necessário a retoma dos fornecimentos, a fim de evitar um *'shutdown'* completo do mesmo. Especula-se que a Ucrânia terá então desviado gás de uma das linhas destinadas à Europa, a fim de manter a pressão no seu *GTS* interno. Apesar dos desmentidos em público por parte da Naftogaz, julgamos ser esta a única opção plausível, uma vez que não faria sentido a Rússia originar situações de falta de gás para o seu mercado mais importante. Durante as 2 semanas desta crise nenhum gás russo foi entregue à UE via Ucrânia em pleno inverno, com alguns países do sudeste europeu a sofrerem uma emergência humanitária. Tanto a Gazprom quanto a Ucrânia saíram desta crise como derrotadas: a reputação da Ucrânia como país de trânsito confiável foi destruída, enquanto a Gazprom sofreu enormes danos financeiros e uma vez mais reputacionais (Stern et al., 2014, p. 65).

O Art. 45º do “Treaty establishing Energy Community” prevê um mecanismo de assistência mútua, segundo o qual o Conselho Ministerial se reúne a pedido da parte lesada e decide sobre a resposta à situação. Não se sabe se alguma das partes envolvidas recorreu a este mecanismo, pese embora a ratificação da Ucrânia a este Tratado. Também ao abrigo do Art. 7º, Nº7 do ECT, em caso de conflito, o trânsito de gás não pode ser interrompido nem reduzido até que se chegue a um entendimento (IEC, 2015, p. 48). Dado que a Rússia apenas assinou, mas não ratificou o ECT, não poderia invocar o mecanismo de resolução de litígios na crise com a Ucrânia. Esta crise foi uma oportunidade para o ECT elevar o seu perfil e se assumir como um importante instrumento de gestão das relações energéticas e das questões de trânsito, mas essa oportunidade perdeu-se, por vários motivos. Desde logo porque durante os primeiros 11 dias de crise, a ausência de uma missão de monitorização independente em ambos os lados do sistema de *pipelines* ucranianos tornou impossível provar se a Ucrânia estava de facto a desviar gás ou se a Rússia não

estava sequer a entregá-lo, portanto nunca se chegou a uma conclusão sobre quem violou os princípios do ECT (Pirani, Stern e Yafimava, 2009, pp. 50-51).

No contexto de politização das questões energéticas, a crise de 2009 foi um marco nas relações da Rússia com os países da CEI e a UE. Para a UE tratou-se de um evento histórico para a sua segurança energética com consequências políticas de longo alcance. A crise em si não foi propriamente uma surpresa. Foi sim um choque que ambos os lados tenham permitido que a disputa chegasse ao ponto da interrupção do fornecimento para a Europa, e pior ainda, que tenham permitido a sua continuação por 2 semanas em pleno inverno, com graves consequências para os países do sudeste europeu. Independentemente das origens da disputa, mesmo após a interrupção do fornecimento, nenhuma das partes demonstrou preocupação pelos danos causados a terceiros e ao relacionamento histórico com a Europa. Esta crise não teve vencedores, apenas derrotados. Nas 2 semanas da crise, a Gazprom perdeu cerca de 1.5 bilhões de dólares em receitas devido à quebra de vendas. Pior que isso, os 40 anos de reputação da Rússia enquanto fornecedor fiável de gás e a reputação da Ucrânia como país de trânsito seguro foram danificadas, provavelmente de forma irremediável. Nesta crise as duas partes perderam o controlo da sua relação bilateral energética e nem a UE nem o ECT foram decisivos na sua resolução. Nestas circunstâncias, mesmo que a Rússia tivesse ratificado o ECT e o Protocolo de Trânsito, o resultado da crise poderia não ter sido diferente, embora as responsabilidades tivessem sido mais fáceis de apurar, até porque se verificou a violação de uma disposição fundamental do ECT, em que, no caso de uma disputa de trânsito, o fornecimento de energia deve continuar até à sua resolução (*idem*, pp. 60-62).

IV.1.2. A crise de 2014 e a solução ucraniana dos “reverse gas flows”

Em 2013, a Ucrânia encontrava-se numa situação económica muito delicada, e foi esse ano que marcou o início daquilo que são hoje as relações com a Rússia. Em termos práticos, o governo ucraniano tinha 2 hipóteses: assinar um acordo com a UE ou aceitar o empréstimo de 15 bilhões de dólares proposto pela Rússia, aliado a uma descida dos preços do gás, o que evitaria no curto prazo uma intervenção do FMI. No entanto, haveriam contrapartidas de

ambas as partes: a assinatura do acordo com a UE seria uma espécie de ponto de partida para uma integração não apenas económica/comercial mas também política. Já a aceitação do empréstimo de Moscovo significaria um passo em frente rumo à integração da UEEA. No fundo, tratava-se de optar entre ficar na esfera de influência do ocidente ou na de Moscovo. O então Presidente Viktor Yanukovich recusou o acordo com a UE, originando fortes manifestações no país, naquilo que ficou conhecido como o Movimento Euromaidan, que visava a sua demissão sob acusações de corrupção e de praticamente ser um representante dos interesses do Kremlin em Kiev.

A instabilidade governativa na Ucrânia levou a que Moscovo recuasse na proposta de diminuição do preço do gás apresentada com o acordo de adesão à UEEA, com a Gazprom a reclamar de imediato o pagamento da dívida energética de cerca de 5.296 biliões de dólares. Esta situação viria a dar origem ao referendo no qual cerca de 98% da população da Crimeia votou favoravelmente à (re)incorporação na Federação Russa, situação que se mantém até aos dias de hoje. Pese embora o não reconhecimento da legitimidade do referendo por grande parte da comunidade internacional, mesmo assim Putin (2014) apelou aos parceiros europeus para uma ação concertada a fim de resolver a situação, de forma a evitar cortes no fornecimento de gás, tendo em conta a aproximação do inverno. Em outubro de 2014, é assinado um acordo entre as partes mediado pela UE, que previa a entrega de um “*winter package*” de gás, com a contrapartida a ser a liquidação por parte da Ucrânia de cerca de 3.1 biliões de dólares de dívida relativa a entregas de gás de 11.5 bcm no total, nos períodos de novembro/dezembro de 2013 e abril/maio/junho de 2014. O valor requerido pela Gazprom foi efetivamente pago em janeiro de 2015, sobrando cerca de 2 biliões de dólares de dívida a ser liquidada, derivada de entregas feitas no passado ao abrigo dos termos do contrato assinado em 2009. O acordo trilateral permaneceria em vigor até 1 de abril de 2015, data em que os preços em vigor seriam aqueles acordados precisamente em 2009 (Gazprom, 2015b). A 16 de junho de 2014 a Naftogaz apresentou ao Arbitration Institute of the Stockholm Chamber of Commerce (SCC) um requerimento de arbitragem relativamente ao Contrato de Venda de Gás e ao Contrato de Trânsito de Gás assinados em 2009 ao abrigo do Artigo 36º do Swedish Contracts Act de forma obter uma revisão retroativa dos preços então acordados, além de um reembolso

de todos os '*overpayments*' feitos desde 2011, num total de 6 biliões de dólares. Nesse mesmo dia, a Gazprom recorreu ao mesmo instituto com um pedido de arbitragem de forma a recuperar o montante devido pela Naftogaz e respetivos juros relativamente ao fornecimento de gás. As partes recorreram à SCC, pois os contratos assinados em 2009 assim o previam em caso de conflito entre as partes (Putin, 2009a). Em outubro de 2014, a Naftogaz entrou com um 2º processo na SCC, exigindo o pagamento de uma compensação financeira de 3.2 biliões de dólares pelo incumprimento por parte da Gazprom quanto aos volumes de gás a transitar por território ucraniano. Em março de 2015, a Gazprom submeteu uma nova ação contra a Naftogaz na SCC, no valor total de 31.759 biliões de dólares, relativamente a gás que havia sido entregue mas que a Naftogaz não havia pago, ao abrigo da cláusula de '*take-or-pay*' do contrato de 2009. Em agosto de 2016, a Naftogaz anunciou uma nova ação contra a Gazprom no valor de 26.6 biliões, 14 devido a '*overpricing*' e 8 de compensação de taxas de trânsito (TASS, 2016). A SCC ordenou o pagamento pela Gazprom de um montante de 4.63 biliões de dólares (ao que se somam 500 mil dólares de juros por dia, o que fez o montante ascender aos 5 biliões) por incumprimento dos volumes de gás a fornecer à Ucrânia (Henderson e Sharples, 2018, p. 24). A Naftogaz reclamava que os volumes que passaram pelos *pipelines* ucranianos foram muito inferiores aos que haviam sido contratualizados em 2009. Apesar do volume de gás russo em 2018 ter superado a média dos 5 anos anteriores, este foi ainda assim inferior ao que fora estipulado no contrato de 2009 em cerca de 23.2 bcm. No entanto, foi também decidido que a Naftogaz teria a pagar à Gazprom cerca de 2 biliões de dólares pelo não pagamento de gás recebido entre 2013 e 2014 (Naftogaz, 2019a).

Mais do que nunca, em 2014 Moscovo demonstrou que após anos de alargamentos para leste por parte das instituições ocidentais, a Ucrânia é uma "*red line*". Ainda assim, sublinhe-se o facto de a Gazprom ter pago a multa à Naftogaz sem ter submetido recursos. É até pertinente afirmar que existe alguma abertura da parte de Moscovo em não prosseguir uma política particularmente hostil face àquilo que são os interesses ucranianos, e nesse sentido veja-se também o contrato assinado no início de 2020 entre a Gazprom e a Naftogaz, que mantém o trânsito de gás via Ucrânia até pelo menos 2024, e que demonstra continuidade no sentido de alguma abertura ao diálogo que se mantém desde

2014. O próprio Foreign Policy Concept of the Russian Federation (2016) refere: «56. Russian Federation is interested in developing political, economic, cultural and spiritual ties with Ukraine in all areas on the basis of mutual respect and commitment to building partnership relations with due regard for Russia's national interests. Russia undertakes to make every effort to promote political and diplomatic settlement of the internal conflict in Ukraine in cooperation with all the interested States and international agencies». A conclusão a retirar desta análise tem a ver com a despolitização da questão da segurança energética. Embora 2014 tenha marcado o ponto mais baixo das relações russas com Ucrânia e UE, a verdade é que os fornecimentos de gás continuaram no meio de um conflito político e militar.

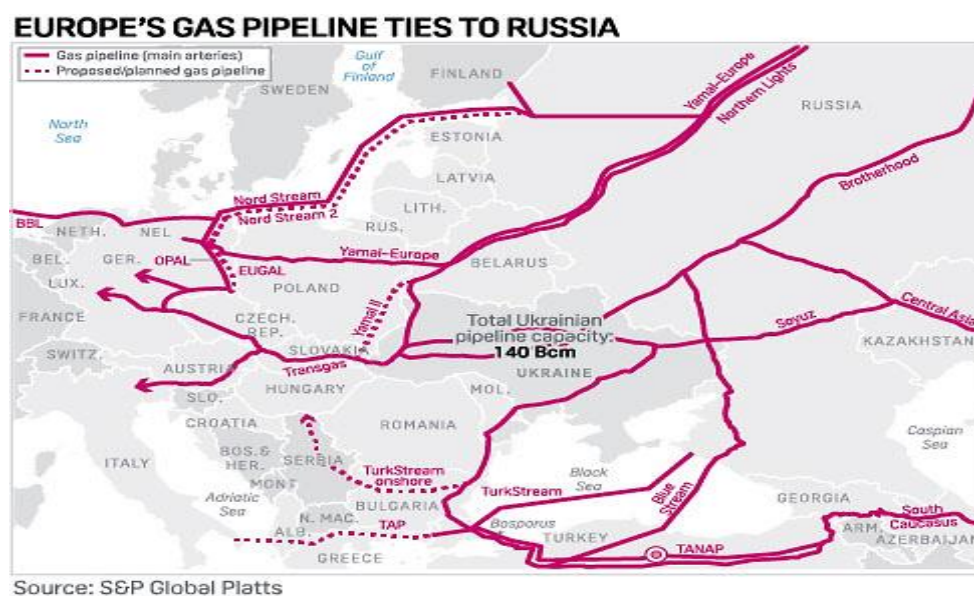


Figura 25. Pipelines russos em direção à Europa.
Fonte: S&P Global Platts, 2020.

A rede de *pipelines* que passa por território ucraniano, é composta por vários de onde se destacam os seguintes 3: o *Northern Lights* (ou SRTO-Torzhok), com capacidade para transportar até 28.5 bcm por ano (Gazprom, SRTO-Torzhok), o *Brotherhood* (ou Urengoy-Pomary-Uzhgorod), com capacidade para 100 bcm (Gazprom Export, Transportation), e o *Soyuz*, com capacidade para 26 bcm por ano (Naftogaz, 2012). O gás que passa por estes *pipelines* chega à Alemanha, Áustria, Bulgária, Bósnia e Herzegovina, Croácia, Eslováquia, Eslovénia, Itália, França, Hungria, Grécia, Macedónia do Norte, Moldávia, Polónia, República Checa, Roménia, Sérvia e Turquia. Derivado dos projetos da Gazprom do *NS1* e *NS2* e do *TS*, dos 140 bcm anuais que a Ucrânia

tem capacidade para transportar, com o novo acordo assinado entre Ucrânia e Rússia, apenas passarão por território ucraniano 65 bcm por ano, o que equivale a menos de metade da capacidade total do “*Gas Transmission System Operator of Ukraine*” (*GTSOU*), que é uma das mais extensas redes de *pipelines* do mundo, com capacidade para receber 281 bcm nos seus *entry points* e 146 bcm nos seus *exit points*. Em 2019 passaram pelo *GTSOU* cerca de 90 bcm de gás russo em direção à UE (ver Figura 28).

Todavia, durante a crise da Crimeia e dos processos entre a Gazprom e a Naftogaz na SCC, o governo ucraniano decidiu parar totalmente a importação de gás diretamente da Rússia. A solução encontrada têm sido os “*reverse gas flows*” que, sucintamente, é a recompra a países da UE de gás natural que estes compraram à Rússia. A Ucrânia atualmente recebe gás da Eslováquia, Polónia e Hungria (RFERL, 2019).

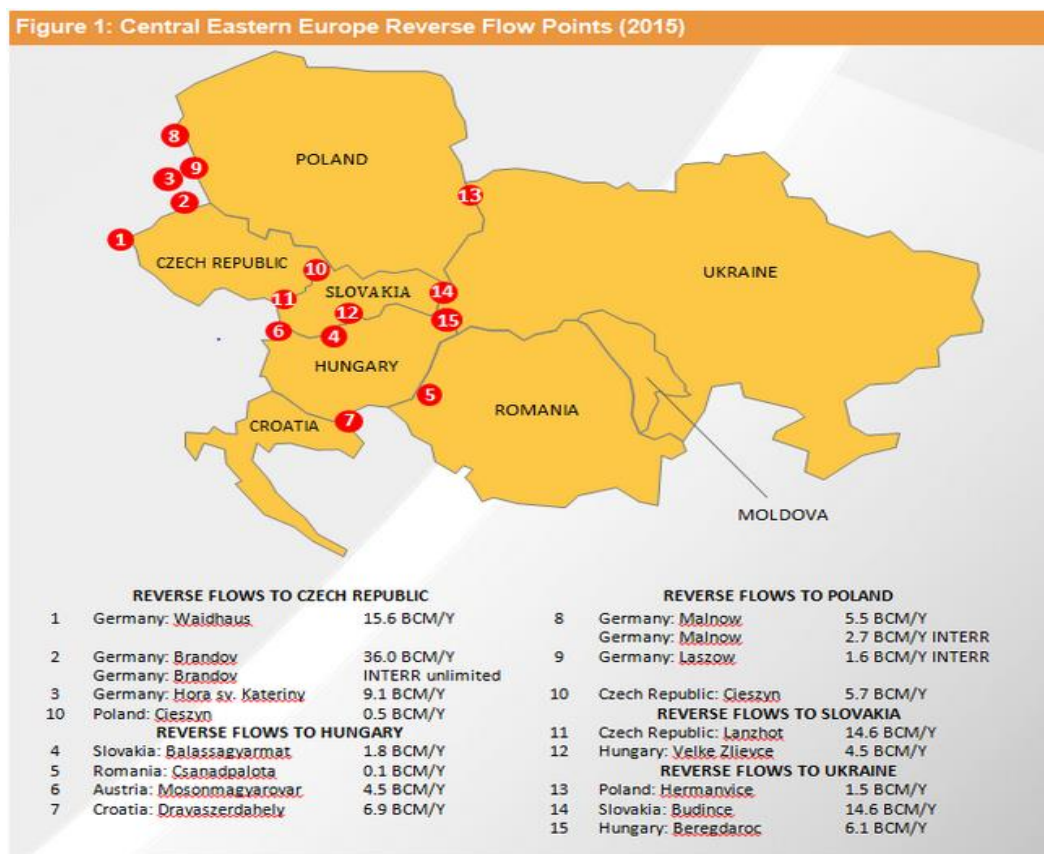


Figura 26. Pontos onde foram efetuados os “*reverse flows*” em 2015 na Europa central.
Fonte: Harrison e Princova, 2015.

Foi a própria UE a conceder os apoios necessários para que os “*reverse flows*” fossem possíveis, através da criação do programa “*European Energy Programme for Recovery*” (EPR), que surgiu após a crise de 2009 e cujo

financiamento de 3.98 bilhões de Euros se destinou a «*44 gas and electricity infrastructure projects, 9 offshore wind projects and 6 carbon capture and storage projects*» (CE, EU funding possibilities in the energy sector). Foi na sequência da crise de 2009 (que demonstrou a elevada vulnerabilidade da região às interrupções do trânsito de gás russo pela Ucrânia) que a UE criou este programa, e uma parte significativa dos 3.98 bilhões foi destinada a projetos que permitam efetuar os "reverse flows" nos interconectores unidirecionais existentes, e também à construção de novos interconectores entre países onde estes não existissem. Muitos projetos já foram concluídos ao abrigo deste programa, permitindo ligar por exemplo: Hungria-Croácia, Roménia-Hungria, Polónia-República Checa e Bulgária-Roménia. Vários outros projetos de reforço das redes de gás nacionais e que permitem os "reverse flows" foram concluídos na Áustria, Eslováquia, Letónia, Lituânia, Polónia e República Checa (Stern et.al., 2014, p. 35). Apesar de ter tanto de inusitada como de inovadora, a solução encontrada pela Ucrânia revelou-se no entanto eficaz, com a Naftogaz a parar totalmente as importações diretas de gás russo, acabando por importar o mesmo gás de forma indireta, por intermédio dos "reverse flows". Ainda assim, tendo em conta a Figura 26, os volumes de gás importado deste modo não permitem suprir totalmente o consumo energético dos cerca de 44 milhões de habitantes da Ucrânia, que foi de 32.3 bcm em 2018 e 29.8 bcm em 2019 (Naftogaz, 2020a). No entanto, além da redução do risco, outra das vantagens dos "reverse flows" é o preço que a Ucrânia paga a estes países, que é menor do que aquele que pagaria à Gazprom caso lhe comprasse diretamente gás: «*In an attempt to reduce its dependence on Russian gas, Ukraine signed an agreement with Slovakia in April 2014 to allow EU states to deliver gas to Ukraine through Slovakia. This has strengthened Ukraine's negotiating position with Russia and has already affected gas import prices as deliveries from the West have proved to be cheaper than Russian gas delivered directly from Russia. For example, Naftogaz reported that Ukraine paid \$322.5/ thousand cubic metres (tcm) for gas from Europe against an average of \$335.7/tcm for gas from Russia in January 2015*» (Harrison e Princova, 2015). Isto acontece devido à especificidade dos contratos de longo prazo da Gazprom, ao passo que a Ucrânia agora compra gás ao 'spot price' do mercado europeu.

Ainda assim, num cenário de eventual interrupção total do trânsito de gás via Ucrânia, a quantidade de gás disponível no mercado europeu seria significativamente menor, o que poderia causar falta de gás nos países do centro da Europa, e conseqüentemente, faria com que não existissem quantidades suficientes para se proceder aos “reverse flows” para a Ucrânia. Neste momento, *LNG* a chegar à Ucrânia diretamente é uma hipótese muito remota, dada a situação na península da Crimeia e do Mar Negro. A única solução é caso a integração da Ucrânia no mercado europeu progrida e a capacidade para os “reverse flows” continue a crescer, é possível que pequenos volumes de *LNG* não russo, importado por exemplo, via Polónia ou países bálticos possam vir a ser consumidos na Ucrânia. No entanto, numa primeira fase, é muito improvável que os volumes de *LNG* consigam contribuir significativamente face ao consumo interno. Em 2019, a Ucrânia importou 14.3 bcm de gás oriundo da Hungria, Polónia e Eslováquia (Naftogaz, 2020b), com os restantes 20.7 bcm da sua produção própria. Mas caso a produção interna de gás na Ucrânia se mantenha nos níveis atuais, o país apenas terá gás disponível para cerca de 25 anos (Naftogaz, 2019b).

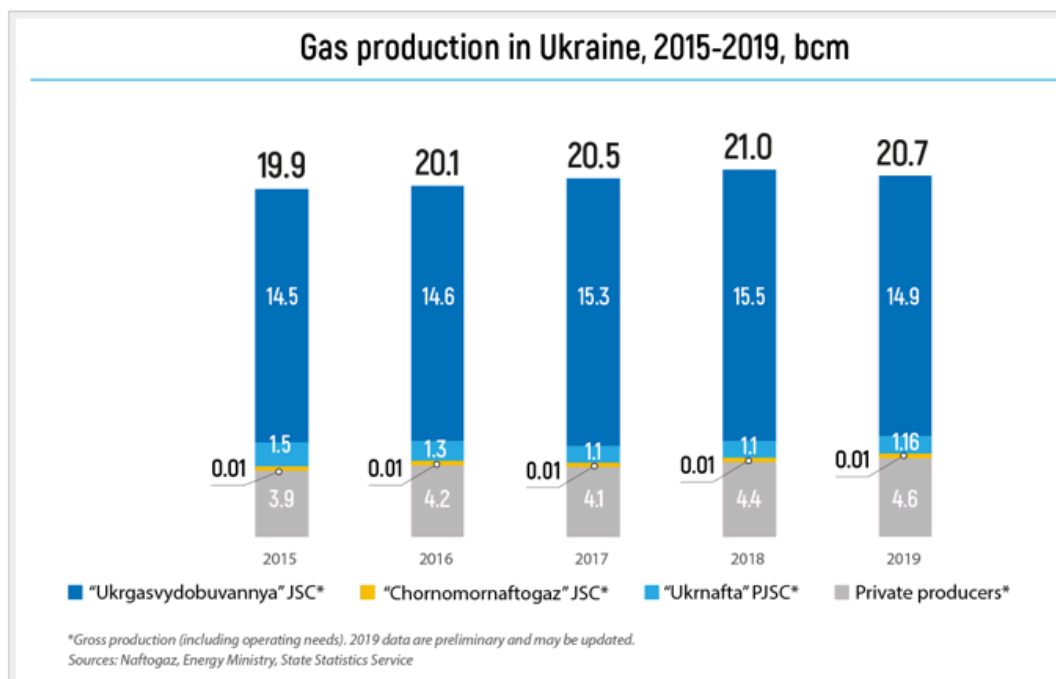


Figura 27. Produção própria de gás na Ucrânia entre 2015 e 2019.
Fonte: Naftogaz, 2020d.

A verdade é que ainda que passem por território ucraniano mais de 80 bcm de gás russo, a Ucrânia não consome nenhum desse gás de forma direta,

no sentido em que não existe uma contrapartida financeira versada à Gazprom. A Ucrânia recompra o gás russo que passa pelo seu território a outros países, salvaguardando-se do eventual uso do gás enquanto “arma”. O grande interesse que a Naftogaz e o Governo têm em querer evitar que a Rússia faça o ‘bypass’, tem a ver com as taxas de trânsito do gás que passa pela Ucrânia: note-se que em 2018, o volume de gás que passou pela Ucrânia ascendeu a 86.8 bcm, o que correspondeu a um valor total das respetivas taxas de trânsito de cerca de 2.65 bilhões de dólares (Naftogaz, 2019d). Já durante os primeiros 9 meses de 2019 a Ucrânia obteve lucros de cerca de 15.8 bilhões de UAH, o que perfaz cerca de 500 milhões de euros por ano, derivados de 66.3 bcm de gás que transitaram por território ucraniano (Naftogaz, 2019c). Releve-se ainda que estes lucros representam cerca de 3% do PIB do país, que em 2018 foi de 130.8 bilhões de dólares (World Bank, Ukraine). As crises de fornecimento de 2006 e 2009 ainda estão bem presentes na mente de grande parte dos europeus. Como referem Pirani, Stern e Yafimava (2009, p. 57), a Gazprom viu a sua reputação enquanto fornecedor fiável de gás prejudicada possivelmente de forma irremediável. Não apenas por uma predisposição ideológica de alguns governantes europeus em quererem passar essa imagem, mas também por uma fraca apetência no sentido de efetivamente existir uma análise pragmática e neutra aos detalhes legais e comerciais que possuem um grande peso no meio das questões energéticas russo-ucranianas. Ainda assim, é de todo o modo legítima esta preocupação a partir do momento em que a entidade responsável por fazer chegar o seu gás a um determinado Estado não o consegue fazer (ainda que haja uma intervenção de terceiros nesse sentido), pelo que não existem quaisquer tipo de garantias que futuramente isso não volte a acontecer.

IV.1.3. O novo acordo russo-ucraniano de 2020

Em 2015, Alexander Medvedev (p. 12) (Deputy Chairman of the Gazprom Management Committee), afirmava de forma contundente o seguinte: *«I am repeating it once again: due to the economical, commercial, technological, investment and political risks, there won't be any transit through Ukraine in future. Even if the Sun and the Moon switch places»*. Talvez por existir uma real percepção face à complexidade da questão, e às consequências sobre o impacto de um ‘bypass’ total à Ucrânia num tão curto espaço de tempo, Putin ordenou à

Gazprom que prosseguisse as negociações com a Naftogaz. Juntamente com o novo Presidente ucraniano Volodymyr Zelenski, finalmente se conseguiu a 30 de Dezembro de 2019 um novo acordo entre Rússia e Ucrânia com os seguintes termos: ao abrigo do novo contrato de trânsito, a Rússia terá de transportar 65 bcm de gás no 1º ano e 40 bcm nos próximos 3 anos com base na cláusula ‘*take-or-pay*’ (Kardas e Kononczuk, 2019).

As principais conclusões que imediatamente podemos extrair deste novo acordo é que este é sem sombra de dúvida muito mais vantajoso para a Ucrânia, e que um eventual ‘*bypass*’ à Ucrânia por parte de Moscovo é algo que não será para breve. A Rússia assinou este contrato encontrando-se claramente numa situação de menoridade estratégica, devido a obrigações económicas e derivado da indefinição do *NS2*, pelo que no fundo a Ucrânia mantém-se como o “*backup*” da Federação em situações de risco de incumprimento com os fornecimentos aos países-membros da UE. Ainda assim, este acordo é revelador de uma tentativa por parte do Kremlin em pelo menos tentar manter alguma estabilidade nas relações entre os dois países. Outro dos fatores que se prende com a tão fácil chegada a acordo entre as partes deriva da decisão de setembro de 2019 que anula a decisão da CE em conceder maior acesso à capacidade do *OPAL*, o que, como referiu o então Ministro da Energia polaco Krzysztof Tchorzewski, contribui não só para a manutenção do mecanismo de solidariedade criado pelo TEP mas também será benéfico para a Ucrânia, uma vez que ficam provadas não só a legitimidade das alegações da Polónia, como também ajuda a Ucrânia pois com a limitação do acesso da Gazprom ao *OPAL*, esta será forçada a fazer transitar menos gás através do *NS1*, o que significa que não poderá abandonar completamente o trânsito de gás pela Ucrânia (Hall, 2019).

Consideramos algo duvidosa a existência de uma real intenção de Moscovo em fazer um ‘*bypass*’ total à Ucrânia: em 1º lugar porque uma das premissas nas relações internacionais é da não existência de espaços vazios, e em 2º porque jamais Moscovo deixará de tentar manter o “estrangeiro próximo” o mais próximo possível de si, e conseqüentemente afastado das instituições ocidentais. Nesse sentido, o novo acordo assinado entre Rússia e Ucrânia acaba por ser tão óbvio quanto necessário, daí ter sido negociado diretamente entre os Chefes de Estado de ambos os países. Este acordo acaba por seguir a tendência de anos anteriores de diminuição dos volumes de gás que a Rússia faz passar

pelos *pipelines* ucranianos: antes da crise de 2009 e da mudança do paradigma das relações entre os dois países, o volume superava os 100 bcm, enquanto em 2015 foi de 67.1 bcm (Naftogaz, 2019b, p. 19) e com o novo acordo passa para 65 bcm em 2020, e para o período de 2021-2024 reduz-se para os 40 (Pirani e Sharples, 2020, p. 3). Por outro lado, presentemente cerca de 90% das exportações de gás russo para a Europa são feitas via *NS1*, e *pipelines* na Bielorrússia/Polónia e na Ucrânia. Em 2018, estes funcionavam a 107%, 92% e 65% da sua capacidade, respetivamente. Ao eliminar a única rota com capacidade disponível significativa, a Gazprom não será capaz de compensar o défice de gás na Europa, por exemplo, em caso de interrupção do fornecimento norueguês. Uma mina da 2ª Guerra Mundial, um drone subaquático ou uma falha técnica pode destruir qualquer uma das quatro linhas do *NS1* e *NS2*. Se um *pipeline* 'onshore' leva até 3 dias para ser reparado, um *pipeline* 'offshore' pode levar meses, sobretudo devido ao número extremamente limitado de navios capazes de fazer o trabalho, ainda mais quando estão em vigor as sanções que por exemplo levaram à suspensão dos trabalhos da Allseas no *NS2* (Korchemkin, 2019).

Maximum capacity of Ukraine's GTS used by Gazprom and total transited volumes, bcm

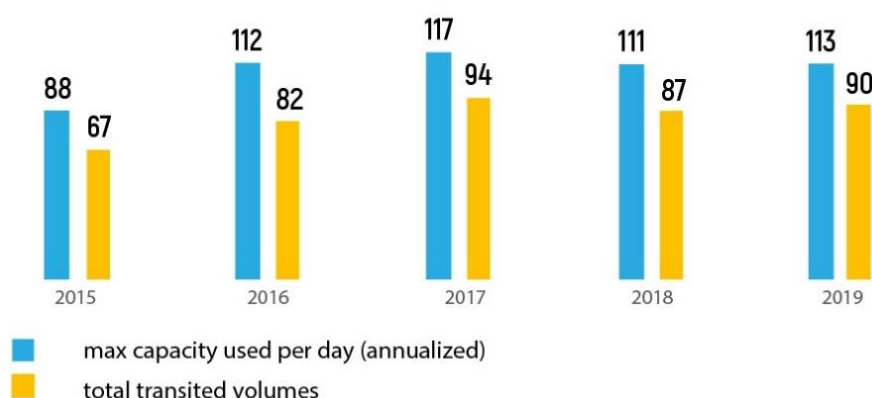


Figura 28. Volumes de gás que passaram por território ucraniano entre 2015 e 2019.
Fonte: Naftogaz, 2020c.

É de dar especial relevo não a quem obteve mais ou menos vantagens com este acordo, mas sim em como uma vez mais, após 2014, se ter conseguido despolitizar a questão e fazer prevalecer o bom-senso, como dizem Pirani e Sharples (2020, p. 3): «*The agreement was significant not only for the gas market*

but for the broader relationship between Russia and Ukraine. It was the first major agreement on trade between the two countries since the outbreak of military conflict in eastern Ukraine in early 2014 – a period during which trade flows between the two countries fell sharply, and other forms of economic cooperation dried up almost completely. It also marked the beginning of a thaw in relations between Russia and the western European powers, who have distanced themselves from the US sanctions on the Nord Stream 2 project». No entanto, a pertinência da questão ucraniana para esta temática da segurança energética prende-se pelo facto de ser o principal país de trânsito de gás russo para UE, e nesse sentido, como refere Sovacool (2010, p. 12): «*The lesson is simple: suppliers and transporters frequently manipulate dependency to their advantage. One study on the behaviour of energy transit pipeline countries found that if countries are taking oil and gas directly from the pipeline, they are continually tempted to always try to take more. Countries transiting oil and gas that have no stake in using it at all, conversely, eventually “play games” and try to squeeze the suppliers for more rent».* No caso ucraniano, isto é perentório, e verificou-se nas crises de 2006 e 2009, sendo precisamente uma das acusações feitas pelo governo russo, o facto de a Ucrânia desviar gás para o seu GTS, diminuindo o volume de gás destinado à UE de forma a colocar pressão para obter preços mais acessíveis e garantir um aumento das taxas de trânsito.

IV.1.4. As consequências do Nord Stream 2

Em traços gerais, a entrada em funcionamento do NS2 significará para a Ucrânia grandes perdas financeiras ao nível de taxas de trânsito e não só. Schmitt (2019), defende que a conclusão do NS2 e o fim do trânsito de gás russo pelo GTSOU prejudicaria os interesses económicos e a segurança nacional de Kiev, pois o país perderia tanto em receitas de trânsito quanto parte da sua segurança que já se encontra ameaçada. Sem a dependência da Rússia do GTSOU para entregar gás à Europa, haverá menos um controlo ao comportamento agressivo de Moscovo face à Ucrânia. Sigmar Gabriel em 2016 afirmou que o NS2 poderia proceder somente se o trânsito de gás via Ucrânia continuasse após 2019, o que efetivamente aconteceu com a assinatura do acordo entre Rússia e Ucrânia em 2020 (Reuters, 2016b). Por outro lado, Alexey Miller defende que a mudança permitiria à Gazprom economizar cerca de 1.6 biliões de dólares por ano ao não

investir na manutenção da rede de *pipelines* já antiga presente na Ucrânia (*idem*, 2016c). O mesmo Miller (2016) defendeu o carácter altamente lucrativo deste *pipeline*. Em 1º lugar, a Gazprom, enquanto acionista do projeto, pagará a si mesma as tarifas de transporte. Enquanto para o NS2 a taxa é de 2.1 dólares por 1000 metros cúbicos por 100km, já a taxa para o trânsito de gás pela Ucrânia é de 2.5 dólares, ou seja, é 20% mais caro entregar gás via Ucrânia do que via NS2. O estudo do PE (2018, p. 27) levanta uma questão pertinente neste sentido: ao parar o trânsito do gás via Ucrânia, a Rússia perderia inevitavelmente influência sobre Kiev. É um “*stick*” que só pode ser usado uma vez, o que significaria a orientação da Ucrânia para o ocidente. A principal questão é se a infraestrutura energética da Europa está suficientemente integrada para poder continuar a fornecer à Ucrânia sem qualquer interrupção.

Na teoria, com ambos os NS a funcionar a 100% da sua capacidade, poder-se-ia garantir o contínuo fornecimento ao mercado europeu, procedendo-se ao ‘*bypass*’ à Ucrânia, sem que existisse falta de gás na Europa. No entanto, como já referimos, a legislação da UE, nomeadamente o TEP, veio limitar em grande medida as intenções da Gazprom, e por isso, mesmo que o NS2 seja concluído e entre em funcionamento, é muito provável que não venha a fornecer os 55 bcm de gás que poderia, tal como já acontece com o NS1. Assim, não só a segurança energética europeia não é ameaçada, mas igualmente a Ucrânia continuará a receber verbas importantes das taxas de trânsito do gás que passa pelo seu território derivado do esforço da UE nesse sentido. É perceptível a ideia da CE ao querer apoiar economicamente a Ucrânia, com a esperança de que no futuro esta possa vir a integrar as instituições ocidentais, e daí a nossa consideração em como a segurança energética da Europa depender em grande parte da Ucrânia. Todavia, como justamente apontam Saha e Zaslavskiy (2018, p. 1) «*enduring corruption and mismanagement in the energy sector have generated pernicious budget deficits, eroded sovereignty, jeopardized energy security, and limited economic potential*», o que naturalmente tem impacto quanto à fiabilidade da Ucrânia enquanto país de trânsito e sobretudo como potencial parte integrante do mercado energético europeu.

O gás dos NS’s poderia fornecer a Ucrânia, quer através de um contrato entre Rússia e Ucrânia (altamente improvável) ou através dos “*reverse flows*”. Mas derivado das sanções dos EUA ao NS2, deveremos ver um maior volume

de *LNG* a chegar à Europa, o que será favorável para a Ucrânia e vai ao encontro da intenção europeia da diversificação de fontes. No entanto, caso a quota de *LNG* do exterior aumente no mercado europeu, é preciso ter em conta o conceito de “*affordability*” de que falámos, uma vez que os preços poderão ter tendência a aumentar. A longo prazo, é possível que possa existir uma nova viragem para o gás russo por parte de muitos países europeus, sobretudo numa altura de grande crise financeira pós COVID-19, tendo em conta a sua “*affordability*” e a sua “*availability*”. O grande investimento a curto prazo para reforçar a segurança energética europeia e da Ucrânia passará pelo desenvolvimento da rede de interconectores que permitam os “*reverse flows*” e a chegada de *LNG* do exterior, de forma a efetivamente integrar todo o mercado europeu de gás. A longo prazo, as energias renováveis terão de começar a ganhar um maior peso no ‘*mix*’ energético quer da UE quer da Ucrânia, pois permitirão não só reduzir a dependência de combustíveis fósseis, mas também reduzir os seus altos índices de dependência energética do exterior. Como é sabido, isto exige um montante significativo de investimento que a Ucrânia poderá vir a ter dificuldades em obter num futuro próximo. A Europa continuará a precisar de gás através da rota da Ucrânia. No entanto, colocar todos os ovos no cesto da Ucrânia é mais do que arriscado pois além de não ter capacidade suficiente para atender às necessidades europeias, o desgaste do *GTSOU* e a falta de investimento em infraestruturas pela Naftogaz fornecem o oposto do conceito de segurança energética (Schäfer, Mehren e Seele, 2018).

IV.2. O caso da Turquia

A Turquia passou a ter uma postura mais independente e menos alinhada com os seus aliados da NATO, para se assumir como ator importante das relações internacionais, por exemplo tirando partido da grave crise de refugiados derivada do conflito na Síria, tendo inclusivamente obtido dividendos com o acordo conseguido com a UE para travar o seu fluxo. Também na questão da energia a Turquia tem vindo a fazer grandes esforços no desenvolvimento do seu mercado energético interno e na interconectividade da sua rede de transmissão, não apenas para elevar o seu perfil energético mas para se assumir como o maior ‘*hub*’ da Eurásia.

Para que se tenha noção da atual Estratégia Energética da Turquia, importa traçar um breve contexto histórico do surgimento do gás natural no país, e ao que proporcionou o constante crescimento do seu consumo. Foi apenas em 1987 que o gás começou a ser consumido na Turquia de forma significativa, sendo proveniente da Rússia, numa tentativa do governo turco não só em diversificar as suas fontes de produção de eletricidade mas também em diminuir a poluição nas grandes cidades, uma vez que o país tinha (e ainda hoje tem) uma forte dependência do carvão (World Bank, 2015, p. 127). O primeiro contrato de fornecimento foi assinado em 1986 com a URSS, que previa o fornecimento de 6 bcm anuais. Surgiriam depois outros contratos de longo termo com o Irão e o Azerbaijão, constituindo estes as 3 fontes de fornecimento de gás via *pipeline* à Turquia. Hoje em dia, além do gás oriundo destes países, a Turquia consome ainda *LNG* da Argélia e Nigéria, entre outros, contando ainda com a sua produção própria que no entanto cobre apenas 1% do consumo interno dos seus 82 milhões de habitantes (EPDK, 2019, p. 7).

Com o aumento constante no consumo de gás, começaram a ser feitos estudos no início dos anos 90' de forma a traçar-se um quadro legislativo para a liberalização do mercado energético turco, mas somente em 2001 viria a surgir a "Natural Gas Market Law" (NGML), inspirada no "First Energy Package" da UE. Antes disso, a companhia BOTAŞ era quem detinha o monopólio da energia, operando enquanto agente fornecedor, importador e transmissor de gás natural. Para que se perceba a dimensão, nos anos 90' apenas 5 cidades na Turquia dispunham de uma rede de distribuição de gás: Ancara, Istambul e Izmit eram abastecidas pelos próprios municípios, enquanto Bursa e Eskişehir eram "operadas" pela BOTAŞ. Ora a NGML tinha então como objetivo o estabelecimento de um quadro legal para promover uma maior transparência, equilíbrio e competitividade no setor do gás, favorecendo o aparecimento de novos concorrentes. Por outras palavras, o que a NGML pretendia era essencialmente separar as funções da BOTAŞ (o famoso conceito do "*unbundling*"), enquanto fornecedor, importador e transmissor de gás, reduzindo assim o papel do Estado ao abrir à iniciativa privada, além de reduzir eventuais riscos para o governo de disrupção do abastecimento por exemplo. Entre as medidas mais significativas da NGML, encontram-se: o surgimento da EPDK, a *NRA* turca; o estabelecimento de um regime de licenciamento para a separação

das atividades (de importação, fornecimento e transmissão); a aplicação de uma regra para evitar posições dominantes, estabelecendo que nenhum fornecedor poderia vender mais de 20% do gás consumido anualmente no país; e ainda uma série de medidas que visavam permitir o livre-acesso ao mercado turco do gás (World Bank, 2015, p. 133). Além destas medidas mais generalistas, encontravam-se igualmente medidas que pretendiam limitar fortemente o papel monopolista da BOTAŞ, desde logo ao estabelecer a meta de redução em 20% da sua quota de mercado até 2009; a BOTAŞ não deveria assinar novos contratos de compra de gás (exceto em casos de renovação dos já existentes); além de estabelecer a meta até 2009 para que todas as atividades atuais da empresa fossem divididas e privatizadas num espaço de 2 anos (*idem*, 2015). Nos últimos 16 anos, o mercado da energia turco atraiu mais de 60 bilhões de dólares em investimentos, feitos por empresas privadas nacionais e estrangeiras. Além disso, todo o sistema de distribuição foi privatizado por meio da transferência dos direitos de operação para os próximos 30 anos (Bayraktar, 2018).

IV.2.1. As relações entre Rússia e Turquia

À semelhança da UE, a Turquia estabeleceu uma relação comercial com a URSS, que se manteve após o seu fim subsistindo agora com a Rússia. Esta relação foi sendo reforçada ao longo dos anos, pese embora os vários altos e baixos das relações diplomáticas entre os dois países, alternando-se entre a estabilidade e a cooperação e uma maior competição e instabilidade, sobretudo no plano geopolítico. Os interesses divergentes na Síria, o abate de um caça russo por forças militares turcas são exemplos dessa instabilidade e marcam sem dúvida os pontos mais baixos das relações entre os dois países nos últimos 10/15 anos. Quanto à cooperação económica, esta chegou a ser afetada por questões políticas, com consequências mais graves para a Turquia. A Rússia é o 3º maior parceiro económico da Turquia, com o volume de negócios entre os dois países a atingir os 22.2 bilhões de dólares em 2017, e esta forte cooperação económica estendeu-se também à área da energia, com a Turquia a importar mais de metade do gás que consome precisamente da Rússia (26.78 bcm de um total de 48.43 bcm em 2015), que por sua vez importa principalmente têxteis e produtos alimentares, o que naturalmente gera uma assimetria económica nas

relações entre ambos (Köstem, 2019, pp. 7-15). Após o abatimento do caça russo em novembro de 2015, registou-se uma retaliação por parte da Federação que se traduziu em medidas restritivas às importações de produtos turcos, o que causou uma forte queda nos volumes de exportações da Turquia para a Rússia, passando de quase 6 bilhões de euros em 2015, para 3.6 em 2014 e 1.7 em 2016. Somente após uma carta do Presidente Erdoğan houve uma normalização nas relações entre os países, culminando com um encontro em S. Petersburgo em agosto de 2016. Curiosamente, após a tentativa falhada de deposição de Erdoğan, o Kremlin manifestou todo o seu apoio e solidariedade para com o governo turco, aproveitando uma vez mais a falta de coesão da UE e NATO, o que naturalmente, contribuiu para uma maior clivagem nas relações da Turquia com o ocidente (*idem*, p. 14). Seguramente este acontecimento teve o seu peso aquando da aquisição por parte do governo turco do sistema de defesa anti-aéreo S-400, desenvolvido pelo complexo militar russo. No meio disto, a grande derrotada ao longo dos anos tem sido a UE, que o mais perto que esteve de poder contrabalançar a influência russa na Turquia foi quando o projeto do *Nabucco* ainda estava em cima da mesa. Com o seu cancelamento, verificou-se um reforço das relações turco-russas e até mesmo com o Irão. O culminar do vazio deixado pela Europa foi o acordo para a construção do *TS*, inaugurado em janeiro de 2020.

No que respeita ao gás, através do acordo intergovernamental de 1984 assinado entre Moscovo e Ancara teve lugar a construção do *Trans-Balkan pipeline*, que passa pela Roménia e Bulgária, que começou as entregas em 1987. As relações entre os dois países desenvolvem-se mais após o ano 2000, nomeadamente em 2003 com o surgimento do *BS*, que atravessa o Mar Negro e liga a Federação à Turquia, transportando 16 bcm de gás (Gazprom, Blue Stream). Apesar da inovação tecnológica, politicamente o *BS* trouxe implicações duradouras para a aliança de Ancara com o ocidente, uma vez que aumentou a exposição ao gás russo. Por outro lado, apesar do aumento da dependência energética turca ter causado uma alteração na balança comercial entre os dois países devido às importações via *BS*, surgiram novas oportunidades comerciais para empresários turcos em áreas como a construção ou indústria alimentar (Raszewski, 2018, p. 14).

Como já referimos, o SS foi imediatamente apoiado pela Turquia, englobado na sua estratégia em tornar-se um importante 'hub' energético, tirando partido da sua posição geoestratégica. Igualmente havia demonstrado interesse na construção do *Nabucco*, uma vez que, enquanto parte neutra – não fazendo parte da UE nem da UEEA – ambos os projetos seriam sempre bem-vindos, no mínimo, pelas importantes receitas derivadas das taxas de trânsito. Com o cancelamento de ambos os projetos as intenções turcas foram adiadas, mas mais que isso, houve um exemplo do pragmatismo de Putin, que cancelou o SS, e atribuiu a culpa à UE e às sanções impostas à Rússia, contribuindo para a incerteza quanto ao futuro energético de países como Bulgária ou Hungria, o que foi (mais) um catalisador para as fortes divergências presentes no seio da UE. Foi também uma manobra que no fundo acabaria por trazer maiores dividendos para Moscovo, quer em termos estratégicos quer económicos. Apesar da relação entre Rússia e Turquia ser caracterizada por altos e baixos, o acordo de construção do *TS* foi facilmente alcançado, lançando sinais de alerta na UE, precisamente por aquilo que este projeto significa sobretudo em termos estratégicos: a Turquia aproxima-se cada vez mais de Moscovo, o que poderá ter efeitos adversos na NATO, organização da qual a Turquia é membro. Além disso, caso o projeto seja conectado à rede de *pipelines* na UE, Ancara lucrará com as taxas de trânsito do gás que por ali poderá passar rumo ao sul da Europa e Balcãs. A juntar a tudo isto, os países de destino do gás via *TS* também se aproximam mais de Moscovo, contribuindo para a manutenção da divisão na UE, não só por nunca ter existido uma tutela real dos interesses energéticos destes Estados, mas também devido às posições contrastantes que se verificaram aquando da grave crise de refugiados que assolou a Europa, com a Hungria a Viktor Orbán a ser a voz mais ativa da insatisfação face às políticas de Bruxelas.

Em 2017, com o seu consumo de 29.03 bcm de gás, a Turquia tornou-se no 2º maior cliente da Gazprom depois da Alemanha, que comprou 53.44 bcm de gás natural russo no mesmo ano. A receita anual das exportações de energia russas para a Turquia equivale a 15 biliões de dólares, superior às vendas anuais de armas da Rússia. Assim, o facto de a Rússia ter planeado o *TS* após o cancelamento do SS demonstra a importância geopolítica da Turquia, pois o desejo de Moscovo em reduzir a sua dependência da Ucrânia para transportar gás para a Europa reforçou a posição turca. Além disso, cerca de 150 milhões

de toneladas de petróleo russo passam pelo Bósforo e Dardanelos todos os anos, reforçando ainda mais a importância geopolítica da Turquia para a Rússia (Köstem, 2019, p. 17).

Igualmente relevante para o que se pretende demonstrar neste capítulo, é a cooperação entre a Turquia e a China e os países da Ásia Central. Neste caso desviamos-nos do contexto russo-turco e das questões estritamente energéticas, para nos focarmos numa vertente geopolítica e geoeconómica entre Turquia e China. Com Xi Jinping surge a BRI por volta de 2013, que visava revitalizar a antiga Rota da Seda, e pouco tempo depois, surge o projeto de uma espécie de BRI turca, conhecido como o “Middle Corridor” (ou “Middle Road Initiative”), que visa ligar a Turquia aos países do Cáucaso (passando pelo Cáspio), à Ásia Central e à China, através de uma rede ferroviária e marítima. Dada a complementaridade do “Middle Corridor” com a BRI chinesa, em 2015 foi assinado um Memorando de Entendimento entre os dois países, precisamente com o objetivo de conectar os 2 projetos. Foi também assinado um Protocolo de Cooperação Mútua e estabelecido um Conselho de Coordenação com o Azerbaijão e outros países da Ásia Central. Subsequentemente foi assinado o “Lapis Lazuli-Transport Corridor Agreement” entre a Turquia, Geórgia, Azerbaijão, Turquemenistão e Afeganistão. Em 2017, parte deste projeto foi materializado com a inauguração da linha férrea Baku-Tbilisi-Kars (Akman, 2019, p. 2). Estes acordos acabam por ser uma situação ‘win-win’ para as partes envolvidas, uma vez que se assegura uma maior integração económica, que se traduz na abertura de novos mercados e na obtenção de investimento direto estrangeiro. Estes acordos são muito relevantes para a Turquia, que demonstra querer tornar-se a todos os efeitos no maior centro económico da eurásia, atraindo empresas estrangeiras não apenas para o seu setor energético, mas também para outros setores da economia, como os transportes ou a banca.

IV.2.2. A Estratégia Energética da Turquia

A produção interna da Turquia de gás e petróleo é claramente insuficiente para cobrir o consumo interno da sua população, cobrindo apenas uma pequena quota. As suas reservas recuperáveis de gás (gás passível de ser extraído e inserido na rede transmissora) totalizaram apenas 6.84 bcm, o que, na ausência

de novas descobertas, durará para cerca de 10 anos caso a produção se mantenha ao nível atual. Logo, na falta de recursos próprios significativos, a Turquia provavelmente continuará a incrementar a sua dependência de combustíveis fósseis importados (Raszewski, 2018, p. 8). No entanto, em agosto de 2020 a Turquia anunciou a maior descoberta de gás da sua história no Mar Negro, cerca de 320 bcm. O Ministro das Finanças Berat Albayrak assinalou como marca de uma nova era e que a questão do défice energético do país deixaria de estar na agenda. No entanto, se se tiver em consideração os quase 50 tcm que constituem as reservas provadas russas, ou mesmo os cerca de 7.5 tcm do Turquemenistão, é possível concluir-se que esta descoberta embora possa atenuar os efeitos da excessiva dependência do exterior, não se revelará um “*game-changer*” para a Turquia (Rubin, 2020).

Além da forte dependência de gás do exterior, é importante referir que a indústria do carvão ainda tem também um peso significativo no ‘*mix*’ energético turco, representando cerca de 37% da produção de eletricidade no país, com as reservas desta ‘*commodity*’ a chegarem aos 20.66 bilhões de toneladas (MENR, Coal). Não tendo ratificado o Acordo Climático de Paris de 2015, não é de espantar então que as emissões de CO₂ tenham vindo a aumentar desde 1990, como mostra a Figura 29, precisamente devido ao uso contínuo do carvão para suprir as necessidades energéticas do país.

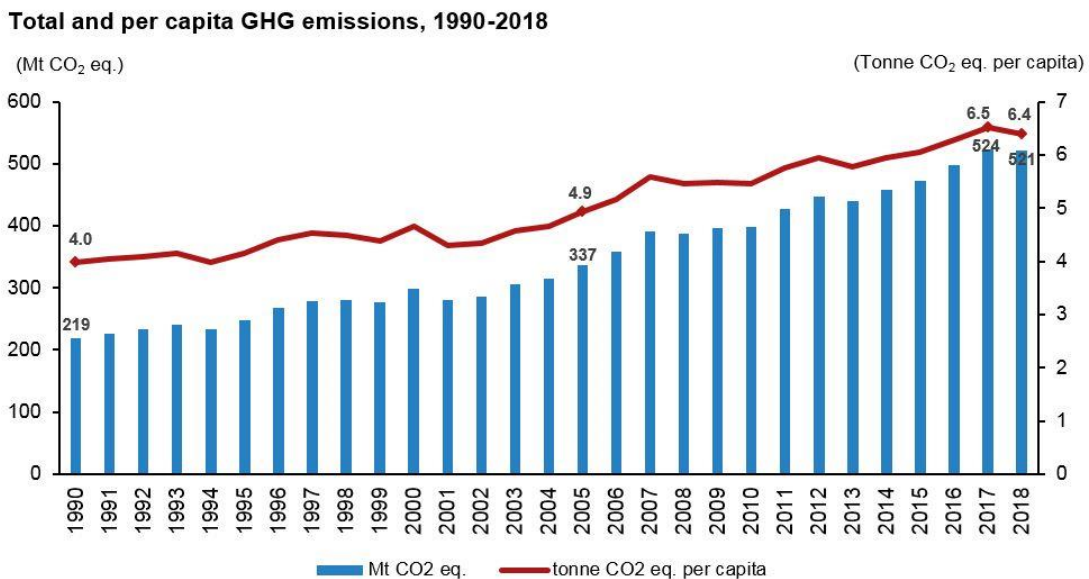


Figura 29. Emissões de CO₂ no período de 1990 a 2018.

Fonte: Turkstat, 2020.

Ainda assim, têm sido feitos esforços no sentido de reduzir a utilização do carvão e do petróleo principalmente. A Turquia anunciou o “National Energy Efficiency Action Plan” no início de 2018, que estabelece medidas com vista à redução de 14% do consumo de energia primária até 2023, através de uma estratégia que inclui 10.9 biliões de dólares para investimentos setoriais onde se incluem edifícios e serviços, energia, transporte, indústria e tecnologia, agricultura, entre outras, e cujo retorno é estimado em 30 biliões de dólares até 2033 (Bayraktar, 2018).

A relutância da Turquia em aceitar as normas da UE relativamente ao mercado da energia foi motivada pela convicção que se foi criando entre as elites políticas em como o seu país está destinado a tornar-se algo mais do que apenas um corredor de trânsito ou uma simples parte integrante de projetos energéticos que não são seus. Assim, a Turquia tem optado por lidar com as pressões da sua própria segurança energética através da criação de oportunidades de forma a concretizar a ideia de se transformar num ‘*hub*’ de gás (Raszewski, 2018, p. 11). Parece-nos clara a intenção de Erdoğan em perseguir este objetivo, ainda que as reticências ligadas ao mesmo subsistam: dispõe a Turquia das infraestruturas necessárias para efetivamente possamos referir-nos ao país como um verdadeiro ‘*hub*’ de distribuição – estável, contínuo e seguro – de gás? A questão torna-se pertinente, uma vez que o consumo e exportações de gás turcas são altamente vulneráveis a disrupções de fornecimento, seja por via de ataques a *pipelines* ou pelo clima frio em países que exportam para a Turquia.

De forma a materializar este projeto, surgiu uma nova Estratégia Energética em 2017, a “National Energy and Mining Policy” (NEMP). A NEMP marca a 2ª fase de transição do mercado energético turco, e assenta em 3 pilares: segurança dos abastecimentos, localização e previsibilidade nos mercados. De forma a garantir a segurança dos abastecimentos, a Turquia considera essencial o investimento em infraestruturas de distribuição e armazenamento, com o objetivo de conseguir fornecer gás para qualquer parte do país ao menor custo. Quanto à previsibilidade dos mercados, a Turquia pretende alcançar uma estrutura mais competitiva do seu setor energético, de forma a conseguir obter maior investimento estrangeiro, para que possa existir uma dinamização da rede de gás que permita reduzir preços para os setores residencial, comercial e industrial. Isto é considerado um ponto-chave para que

o próprio setor industrial turco se torne mais competitivo no exterior. Quanto ao pilar relativo à localização, prende-se com uma dinamização do setor das energias renováveis, o qual já havia sido alvo de importantes investimentos no passado, mas que a Turquia deseja potenciar mais ainda. Para tal, uma nova estratégia foi elaborada para este setor, contando com um “renewable energy resource zone (RE-ZONE) competition mechanism”, que encoraja os investidores não só a construir centrais de energia, mas a apostar na produção dos equipamentos necessários para os diversos tipos de energias renováveis em território turco. Assim, pretende-se reduzir a exposição à energia do exterior, potenciar as energias renováveis de forma a contribuir para a redução das emissões de gases poluentes, e ainda dinamizar o setor industrial através do apoio a novas pequenas e médias empresas que poderão gerar novas oportunidades de emprego (Bayraktar, 2018).

IV.2.2.1. O LNG na Turquia

Em 2002 apenas 6 cidades na Turquia tinham acesso a gás natural. Hoje em dia esse número aumentou para 74, o que é um dos principais motivos para o aumento do consumo de gás na Turquia. No entanto, só em 2007 entrou em funcionamento a única infraestrutura de armazenamento de gás na Turquia, a “*Silivri Natural Gas Storage Facility*” que consiste em 2 campos de gás esgotados cuja capacidade de armazenamento é de 2.661 bcm com um máximo de 20 mcm de gás que podem ser enviados para o sistema diariamente (World Bank, 2015, p. 132). Existe um projeto de expansão da rede de armazenamento da Turquia, com a “*Tuz Gölü Underground Storage Expansion Facility*” que deverá estar completa em 2023. Ainda que o estabelecimento do mercado de gás na Turquia seja bastante recente, a NGML conseguiu ter algum impacto por exemplo no setor do LNG, devido às medidas de liberalização do mercado e do livre-acesso de novos ‘players’. Hoje em dia existem 2 terminais de LNG no país: O terminal *Marmara Ereğlisi LNG* que é propriedade da BOTAŞ e tem 3 tanques de armazenamento cada um com capacidade para 85 mil cm. A sua capacidade anual de regaseificação é de 6 bcm, com um máximo diário de 22.5 mcm de gás a poderem ser enviados para o sistema de transmissão. O terminal *Aliaga LNG*, de propriedade da empresa privada EGEGAZ, tem 2 tanques de armazenamento, cada um com capacidade para 140 mil cm. Tem capacidade de

regaseificação anual de 6 bcm e pode enviar até 16 mcm para o sistema de transmissão (*idem*). Existem projetos de expansão de ambos os terminais.

Importa também referir o projeto de construção da central nuclear de Akkuyu, que tem origem na assinatura do Acordo de Cooperação entre Turquia e Rússia em 2010. Se este projeto é mais um exemplo das sinergias que se têm vindo a criar ao longo dos últimos 10/20 anos, mais do que isso é também exemplo de uma Turquia cada vez num pólo oposto ao da UE, relativamente às questões energéticas. Se nas instituições europeias primam os documentos a favor de uma Estratégia Energética cada vez mais centrada na redução das emissões de gases poluentes, do lado turco notamos o contrário: uma utilização crescente do carvão, e a aposta na energia nuclear. Se por um lado a UE pretende utilizar o gás como forma de reduzir a poluição atmosférica, de forma a poder gradualmente efetuar a transição para as energias renováveis, em Ancara não é previsível uma transição para uma economia mais limpa a curto/médio prazo. Ainda assim, no que diz respeito às energias renováveis é de louvar o esforço governamental feito no sentido de promover e estimular o investimento de privados neste setor, como menciona o World Bank Report de 2015 (p. 38): «*The 2005 Renewable Energy Law increased attention of private investment in renewable energy. The response from the private sector, mostly Turkish companies, exceeded all expectations. The first wave of investments went to hydro, then wind, and now solar is starting. The remark “If you do not have a 20-megawatt hydro plant, you are nothing” reflects the enthusiasm of Turkish investors. Not only experienced Turkish construction firms but also other Turkish companies with little or no prior energy experience have invested in medium-size hydro development, more recently in wind, and presumably soon in solar*».

IV.2.3. O projeto *Turkstream*

O anúncio da intenção de construção do *TS* surge em dezembro de 2014, precisamente na mesma altura em que o *SS* era cancelado, embora o acordo intergovernamental tenha vindo a ser assinado somente em outubro de 2016. Este novo *pipeline* transporta um total de 31.5 bcm de gás anualmente, pelas 2 linhas que vão desde a Rússia até à cidade de Kiyıköy, onde o gás se dividirá: 15.75 bcm destinados ao mercado interno turco, enquanto os restantes 15.75

bcm têm como destino os mercados do sudeste europeu. A Gazprom ficou encarregue da construção das 2 linhas, mas a manutenção da que se destina ao mercado interno turco ficou entregue à sua congénere turca, BOTAS (Gazprom, 2016).

Este projeto acaba por ser não apenas uma resposta de Moscovo aos entraves que desde o início foram colocados ao SS (e que viriam a contribuir para o seu cancelamento), mas também ao projeto europeu do SGC, e que materializa ainda que em pequena escala o objetivo da diversificação das rotas e fontes de abastecimento de gás à UE (Conroy, 2017). Por outro lado, do ponto de vista russo, este passo rumo à diversificação de rotas de trânsito, contribui para a diminuição da importância da Ucrânia enquanto país de trânsito, e consequentemente, garante uma maior segurança dos abastecimentos de gás ao mercado europeu.



Figura 30. Pipelines TurkStream e Blue Stream.
Fonte: Gazprom, 2018.

Olhando para trás, o TS podia ter sido ou um elemento de fortalecimento da relação turco-russa, ou mais uma forma de afastar os dois países. É visível porém o pragmatismo subjacente à formalização do projeto por ambas as partes ficando demonstrada a existência de uma clara separação entre questões políticas e económicas. Ainda assim, o estreitar de relações com a Rússia significa mais do que uma nova interdependência energética e económica que

se gera: como já referimos, a construção do *TS* é mais uma manobra de Ancara a fim de se tornar num ator importante e cada vez mais independente no sistema internacional. Como tal, apesar de remota, não é descabido formular a hipótese de se estabelecer uma relação energética entre Ucrânia e Turquia, podendo esta entrar na dinâmica dos “*reverse flows*” passando a revender o gás que recebe da Rússia (a um preço mais baixo do que a média do mercado) à Ucrânia, acabando assim por obter mais lucro. Será no entanto altamente improvável que Erdoğan pretenda irritar Putin também no campo da energia. Sobretudo porque o *TS* poderá inclusivamente vir a contar com mais 2 linhas além das 2 que já possui, podendo maximizar o potencial da Turquia enquanto ‘*hub*’ energético, mas ao mesmo tempo reduzir a longo prazo o trânsito de gás via Ucrânia, o que nos parece uma situação ‘*win-win*’ quer para a Moscovo quer para Ancara. Não esquecendo naturalmente a tendência crescente de consumo de gás na Turquia, como é visível na Figura 31.

Table 8.1: Total Natural Gas Consumptions by Years (Million Sm³)

Year	Consumption (million Sm ³)	Change from the Previous Year (%)
2009	35.219	-4,47
2010	37.411	6,22
2011	43.697	16,8
2012	45.242	3,53
2013	45.918	1,5
2014	48.717	6,1
2015	47.999	-1,47
2016	46.480	-3,16
2017	53.857	15,87
2018	49.329	-8,41

Figura 31. Consumo anual de gás natural na Turquia entre 2009 e 2018.

Fonte: EPDK, 2019, p. 60.

Embora o *TS* tenha surgido inicialmente como substituto do *SS*, a verdade é que existem diferenças entre os projetos, essencialmente porque o *SS* tinha planos para a secção ‘*onshore*’ em território da UE, enquanto o *TS* termina na Turquia. Assim, tendo em conta que as exportações da Gazprom para a Turquia continuam a ter muito peso, aliado ao facto de a capacidade total do *BS* estar a ser utilizada, a construção da primeira linha do *TS* irá reduzir o trânsito de gás russo via Ucrânia em aproximadamente 10-15 bcm por ano. No entanto, a questão-chave está relacionada com a 2ª linha, uma vez que ainda não é claro

o que acontecerá com o gás após chegar à Turquia. A 1ª opção é terminar a construção do *pipeline Poseidon* da Grécia para Itália. A 2ª opção é a Gazprom solicitar o acesso ao abrigo da cláusula “*third party access*” do TEP ao *TAP*, que também está previsto ir da Grécia a Itália. No entanto, este terá uma capacidade inicial limitada de 10 bcm, e só mais tarde poderá ser expandida para 20 bcm. Além disso, em 2013, o *TAP* adquiriu uma isenção de 25 anos das disposições relativas ao “*third party access*” para os 10 bcm iniciais, mediante a obrigação de expansão do *pipeline* e subsequente disponibilização dos 10 bcm adicionais para o mercado, caso se confirme que essa capacidade atende às necessidades europeias. Em abril de 2015, a isenção de 25 anos foi estendida, tendo em conta os atrasos dos trabalhos do *TAP*. Uma vez que a expansão deste *pipeline* deverá ocorrer apenas após a conclusão da construção dos 10 bcm anuais, a margem de manobra da Gazprom aqui vai ser relativamente limitada. Uma outra opção poderá ser a combinação da inversão do interconector Turquia-Bulgária com as entregas de gás na fronteira Turquia-Grécia (dada a existência de um interconector entre estes dois países desde 2007, que faz parte do projeto *Poseidon*). Dado que a Gazprom forneceu aproximadamente 2.9 bcm para a Grécia em 2017, isso permitiria o aumento das entregas combinadas em aproximadamente 8.5 bcm por ano para a Grécia, Bulgária, Macedónia do Norte e Sérvia com os 7.25 bcm restantes de capacidade na 2ª linha do *TS* a ficarem disponíveis para consumo interno turco, ou uma decisão posterior quanto à construção do interconector Grécia-Itália (que completará o *Poseidon pipeline*) e/ou o potencial acesso da Gazprom ao *TAP* por via da cláusula de “*third party access*” do TEP (Henderson e Sharples, 2018, p. 23).

Não menos importante é a questão das taxas de trânsito que a Turquia irá receber caso a 2ª linha do *TS* consiga de facto concretizar a ideia da Gazprom de transportar gás para países como a Bulgária, Hungria e Sérvia. Para tal, surgiu o projeto de construção do *pipeline Gastrans* para ser posteriormente ligado às infraestruturas já existentes na Bulgária e na Hungria (Energy Community, 2019). Aliadas às potenciais taxas de trânsito derivadas do *TS* estão as taxas derivadas do *TANAP*, que posteriormente se irá conectar ao *TAP*, transportando gás desde o Azerbaijão até à UE, o que irá igualmente gerar receitas importantes para a economia turca.

A situação geopolítica da Turquia e a da Alemanha referente ao fornecimento de gás acabam por ser bastante semelhantes, uma vez que são os principais importadores de gás russo, e possuem ambições em tornarem-se 'hubs' de gás importantes. Outra das semelhanças prende-se com o facto de o NS2 e a linha do TS direcionada aos mercados da UE poderem juntos cobrir os volumes de gás que atualmente passam pela Ucrânia.

Ainda no campo da geopolítica, permitimo-nos manifestar algumas reservas quanto ao futuro das relações energéticas entre Turquia e Rússia, que poderão ser afetadas por eventuais situações de cariz político, colocando a Turquia numa posição na qual anteriormente a Ucrânia já esteve, uma vez que as relações com Moscovo nunca primaram pela estabilidade. Por outro lado, como defende Özdemir (2016): «(..) *the project gives strategic leverage also to Turkey vis a vis EU as it brings Turkey closer to Russia at a time Turkey's relations with the West are severely problematic. So geopolitically this project favors Turkey as well as Russia*». Özdemir (2016), refere que as perspetivas para o mercado interno da energia na Europa não são claras e a estrutura do mercado está em transição. Existem interesses convergentes entre Rússia e Turquia em desempenhar um papel mais ativo na estrutura do mercado de gás europeu, uma vez que a primeira é fornecedora e a segunda é um país de trânsito, ou seja, inevitavelmente a Turquia tem influência direta na segurança energética da UE.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao definirmos como pergunta de partida “*De que forma a interdependência energética nas relações UE-Federação Russa impacta as respectivas Estratégias Energéticas de ambas?*”, imediatamente já assumimos a existência de uma interdependência que caracteriza as relações entre as partes. Face à existência dessa interdependência, qualquer uma das partes terá sempre de tentar minimizar eventuais efeitos negativos derivados dos seus objetivos estratégicos que possam afetar a sua contraparte. No sentido do que refere Shadrina (2010), julgamos igualmente que o uso da energia enquanto instrumento político da Rússia contra a Europa se trata mais de um mito do que uma realidade. Tendo em conta a interdependência que caracteriza a relação euro-russa, conjugada com os aspetos anteriormente descritos, será difícil que ambas as partes se consigam substituir totalmente. Mais ainda quando existe uma outra vertente de complexidade decorrente de um “fator terceiro” que desempenha um papel significativo nas relações entre a Rússia e a UE no domínio da energia, como apresentámos com a elaboração dos “*case studies*” da Ucrânia e da Turquia. No fundo, os laços energéticos da Rússia com o ocidente são altamente interligados e não podem ser facilmente substituídos ou transformados por qualquer uma das partes envolvidas.

De acordo com as respetivas Estratégias Energéticas e com os “*case studies*” que elaborámos, concluímos que muito daquilo que é a problemática da segurança energética que envolve a relação UE-Rússia deriva das perspetivas de ambas, cada vez mais em pólos opostos. Do lado russo, a entrada em funcionamento de novas rotas nos bálticos, com o *NS1* e *NS2*, e na Turquia, com o *TS*, irão atuar em complemento com as rotas da Polónia e Ucrânia, reduzindo significativamente os riscos que estes países representam para a segurança dos fornecimentos na ótica russa, tornando o trânsito de gás mais seguro. Por outro lado, na perspetiva da UE estas novas rotas representam uma ameaça direta aos países do centro e leste europeu, dada a convicção de que a Rússia pretende futuramente efetuar o ‘*bypass*’ precisamente a Polónia e Ucrânia, além de representarem um aumento da vulnerabilidade e dependência geral da UE do gás russo.

Pegando nos conceitos de vulnerabilidade e dependência, é possível concluirmos que a fatia que a Europa representa em termos de volume de exportações e receitas para a Rússia aumenta substancialmente, da mesma forma que a Rússia coloca pressão na sua balança comercial, ao aumentar o seu nível de dependência financeira face à Europa.

No entanto, a interdependência que maximiza a complexidade das relações euro-russas poderá também ser utilizada pelas partes como meio de superar divergências do passado e do presente, como foi demonstrado também através das medidas enunciadas por Likhachev e Westphal (2017).

Uma outra consideração passa pela existência de uma “batalha” de instrumentos políticos, novamente marcada pelas perceções das partes envolvidas. No meio da instabilidade que tem pautado a relação energética euro-russa, uma das grandes alterações que se tem notado nos últimos anos é precisamente a mudança das políticas da Gazprom. Efetivamente, como ficou demonstrado no ponto relativo à Estratégia Energética russa, pese embora não seja clara a diminuição do peso da Gazprom na representação dos interesses do Kremlin, é notório o peso que empresas como a Rosneft e a Novatek têm vindo a ganhar, além do envolvimento de empresas estrangeiras em projetos energéticos russos, o que deixa no ar alguma liberalização do setor e de abertura do Kremlin a uma política energética mais “*market-oriented*”.

O caso do NS2 é exemplo desta batalha de instrumentos políticos. Este projeto materializa a intenção russa em construir um *pipeline* de forma a reduzir os riscos de trânsito associados à Ucrânia, país visto como uma ameaça à sua segurança energética, e conseqüentemente à da UE, mas que muitos governantes em Bruxelas (e em Washington) não entendem como tal. Estes veem o NS2 como forma da Rússia fazer o ‘*bypass*’ à Ucrânia, de aumentar a dependência do gás russo e aumentar a vulnerabilidade da Europa face a uma disrupção do fornecimento em caso de conflito, ficando “refém” das disposições russas. No entanto, como se demonstrou, enquanto a Rússia depender da Europa como seu principal mercado de exportação, o uso do gás enquanto “arma política” não deverá acontecer. Mas à medida que a Rússia diversifica os seus mercados, a situação torna-se menos linear. Abordando a questão de forma pragmática, a UE deverá preparar-se para um futuro em que o gás russo continue a desempenhar um papel significativo no seu mercado comum e não

deverá nunca excluir a opção do uso da energia como “arma” por parte da Federação. De todo o modo, não deverá deixar que isto condicione os seus objetivos energéticos, devendo concentrar-se no pleno desenvolvimento do seu mercado interno, através de novos projetos que visem o aumento da capacidade de trânsito e armazenamento de gás. A aplicação e desenvolvimento do quadro legislativo em vigor, será assim a maior “arma” da UE para se opôr à eventualidade do uso da energia como instrumento político.

A falta de alternativas e o crescimento da importância do *LNG* são elementos particularmente notórios ao longo desta dissertação. Com especial ênfase nos pontos relativos à Estratégia Energética europeia e à Estratégia Energética russa, o *LNG* será a ‘*commodity*’ que poderá contribuir mais decisivamente para o objetivo da diversificação, pese embora os elevados custos de investimentos que lhe estão associados. Se para a UE é uma forma de reduzir a quota de gás russo presente no seu território, para a Federação é não só uma forma de competir com o *LNG* norte-americano, como de ganhar espaço no mercado global de *LNG*, marcando presença em mercados como na América Latina e mais especificamente no Extremo Oriente, onde as necessidades energéticas são crescentes. Apesar dos custos elevados não apenas com o *LNG* em si mas com as infraestruturas necessárias à sua receção, regaseificação e distribuição, ainda assim os EM da UE poderão tirar partido disso e optar por um modelo de compra baseado em alturas de menor necessidade, beneficiando de descidas do ‘*spot-price*’ em alturas de maior calor por exemplo. Através dos apoios comunitários com os programas CEF e EEPR, os Estados deverão prosseguir com a dinamização e interconectividade dos seus respetivos *GTS*’s, de forma a contribuir para a efetiva implementação de uma rede energética ao mesmo nível em toda a UE, de forma a concretizar o mercado comum da energia. O desenvolvimento da rede europeia de *pipelines* e a construção de sistemas de armazenamento e “*backup*” serão a chave para a existência de uma “*spare capacity*” elevada e capaz de satisfazer as necessidades nacionais, reduzindo os custos de importação em alturas de maior frio, em que não só o tempo de transporte é maior, como também o risco, e naturalmente os preços serão mais elevados.

No entanto, a UE terá um grande desafio pela frente, uma vez que, dado o custo do gás russo, (seja ele via *pipeline* ou *LNG*) por motivos de proximidade,

parece-nos claro que pode competir com quase todas as fontes alternativas de abastecimento. Como demonstrámos através das Figuras 16, 17, 18 e 23, o consumo de gás russo por países da UE tem vindo a aumentar no geral após 2007, o que demonstra que os consumidores estão dispostos a comprar gás russo se este tiver um preço competitivo.

A existência de dois blocos na UE, dividida entre os que pretendem reduzir ao máximo a dependência do gás russo, e os que priorizam o aspeto económico, optando por uma relação bilateral de forma a obter contratos a preços mais vantajosos, inevitavelmente terá impacto em países terceiros, uma vez que países como a Alemanha ou até Itália sempre demonstraram preferência pelo gás e projetos russos que contribuem para a redução da relevância geopolítica de países como a Ucrânia. Por outro lado, os países da UE que pretendem reduzir o seu consumo de gás russo, terão necessariamente de se consciencializar que reduzir a dependência desse gás implica uma redução dos volumes de gás a transitar por território ucraniano, mas sobretudo das taxas de trânsito para este país. Ou seja, é notória a politização de uma questão que deve(ria) ser essencialmente económica. Realisticamente a UE poderá somente vir a reduzir a sua dependência energética, mas nunca eliminá-la por completo, vistos os escassos recursos naturais que possui. Resta-lhe neste sentido, e dentro de uma ótica de resiliência energética, apostar no desenvolvimento de tecnologia para promover a aposta nas energias renováveis, combinado com uma estratégia de diplomacia energética, de forma a conseguir efetivar o mercado comum da energia, não apenas estabelecendo contratos vantajosos com os seus parceiros, mas igualmente com a aposta na diversificação através de uma maior utilização do *LNG*. Como referimos, os desafios da geopolítica da energia são complexos, desde logo pelos custos elevados que a investigação e desenvolvimento tecnológico envolvem para os Estados. Permitimo-nos assim descrever duas possíveis soluções: uma primeira, de cariz mais idealista, que passa pela desnacionalização das políticas energéticas dos EM. No entanto, e tal como temos demonstrado ao longo desta dissertação, o conceito de energia, tem subjacente a si outros como geopolítica e economia, o que dificulta precisamente a transferência de soberania nesta área da política externa dos Estados para as instituições da UE. Uma outra solução, mais realista, seria o aprofundamento do quadro legislativo em matéria energética aplicável aos

Estados (membros e terceiros) por parte da UE, de forma a dirimir o monopólio da Gazprom no mercado europeu, tentando que isso não se traduza numa hostilização direta aos interesses russos, dada a interdependência que caracteriza as relações UE-Rússia. No sentido do que nos referiram Likhachev e Westphal (2017), a não-hostilização é essencial por forma a evitar um crescente de tensão que possa culminar num conflito geoenergético, cuja consequência final seria a interrupção do fornecimento.

Outra questão evidente na temática da presente dissertação é a divergência entre a abordagem bilateral preferida por alguns países, e a abordagem multilateral que a CE pretende implementar. O caso alemão que apresentámos é exemplo da preferência pelo unilateralismo relativamente às questões energéticas, que se opõe claramente ao multilateralismo defendido pela UE, acentuando a clivagem entre ocidente e leste europeu, este último nutrido historicamente uma grande desconfiança face a Moscovo. Nesse sentido, o NS2 é o projeto que materializa essa discórdia. O unilateralismo alemão poderá ter consequências de “*spill back*” face à integração energética europeia, dado o sentimento crescente de vários países em como da parte da CE não existe uma tutela clara e efetiva dos seus interesses, como ficou evidente após o cancelamento do SS por exemplo.

Esta discórdia serve perfeitamente aos interesses de Moscovo, dentro da sua ótica de “dividir para reinar” subjacente à sua ação: com ambos os NS’s a Alemanha vai transformar-se no maior ‘*hub*’ de distribuição de gás da UE, e com o TS a Turquia ganha uma ainda maior relevância geopolítica afirmando-se como maior ‘*hub*’ energético do sul da Europa, competindo com os projetos europeus como é o caso do SGC. Vistas as alterações a nível geopolítico proporcionadas pelos projetos da Gazprom, uma outra conclusão que retiramos é a efetiva substituição de pólos de influência. Pese embora o ‘*bypass*’ à Ucrânia não se tenha concretizado, a verdade é que este corredor de gás, a par do polaco, perde relevo, dando lugar a uma maior predominância do corredor dos bálticos com os NS’s e da Turquia, graças ao TS.

A inevitabilidade da transição para as energias renováveis é outra consideração óbvia que emerge desta dissertação. No caso da UE por ser a única solução que lhe resta a longo prazo, dada a limitação de recursos próprios. No caso da Rússia porque os seus recursos eventualmente chegarão ao limite.

A UE neste sentido parte em vantagem, uma vez que a aceitação por parte da generalidade dos cidadãos quanto às energias renováveis é bastante positiva. No entanto, começam a surgir sinais de preocupações crescentes relativamente às questões ambientais por parte da Gazprom nomeadamente, que no seu relatório anual de 2018 dedica um capítulo a esta temática, denominado de “Environmental and Social Responsibility”.

No fundo, uma maior aposta no *LNG* serve os objetivos de ambas as partes, senão vejamos: para a UE, uma vez que lhe permite diversificar relativamente ao gás via *pipeline* russo e reduzir as suas emissões de gases; para a Rússia pois permite-lhe não apenas obter presença em novos mercados, competindo com o *LNG* dos EUA ou Qatar, mas também lhe permite reduzir as suas emissões de gases derivadas da sua forte atividade de exploração de gás. De certa forma, o *LNG* aglutina a questão climática que cada vez ganha maior relevância nas agendas dos Estados, e poderá de certa forma contribuir para uma aproximação da UE à Rússia, no sentido de desenvolver a cooperação em matéria energética.

Uma consideração colateral à elaboração desta dissertação tem que ver com a politização da relação energética euro-russa. Desde logo, com as divergências na UE por opções de rotas, questão que ganhou outra dimensão com o caso do *NS2*, que contribui assim para a já marcada divisão ocidente-leste.

No que diz respeito à Federação, tal como a ES-2035 não foge muito dos moldes dos documentos anteriores, futuramente também não deverão verificar-se grandes mudanças quanto à política energética externa da Federação. É previsível um maior envolvimento do Kremlin no desenvolvimento de projetos de infraestruturas e tecnológicos, ainda que tal possa exigir uma maior abertura ao investimento externo, sob pena de aumentar exponencialmente a despesa pública. Ainda assim, os pontos comuns no futuro continuarão a ser a diversificação dos mercados para fornecimento de gás, através do estabelecimento de acordos bilaterais para construção de novos *pipelines*, de forma a potenciar e promover a Gazprom enquanto produtor e exportador de gás via *pipeline*, e a Novatek enquanto produtora e exportadora de *LNG*.

Encontramo-nos atualmente perante uma fase de afirmação da Rússia e dos seus interesses nacionais, e de um reforço da sua influência sobre os

Estados da CEI. No entanto, isso tem custos, que são suportados pelas exportações dos seus recursos naturais, cuja volatilidade de preços obriga necessariamente à angariação de novos clientes. É esta a lógica subjacente à viragem para a Ásia por parte da Rússia e que poderá ter consequências para a Europa, ficando esta (ainda mais) sujeita às disposições russas e a uma redução da sua margem negocial. Este “pivot asiático” verificou-se devido ao crescimento exponencial do consumo, diretamente ligado ao crescimento populacional que se verifica de ano para ano no conjunto dos países asiáticos, mas igualmente ligado às economias de países como China e Índia que se encontram em expansão. É assim provável que nos próximos anos a Federação aposte decididamente no *LNG*, como forma de dinamizar os seus lucros nestes mercados, mas igualmente no resto do mundo, competindo com os EUA.

A maior competição que o gás russo enfrentará serão precisamente os EUA, nomeadamente através das exportações de *LNG* para a Europa. Pese embora a existência de uma Estratégia europeia que apela à diversificação de rotas e fontes de abastecimento, a verdade é que muito dificilmente isto será uma realidade exequível, dadas as disparidades económicas dentro da UE. Nesse sentido, julgamos ser utópico poder pensar-se em grandes investimentos a curto prazo por parte dos próprios países do sul da Europa quer em terminais de receção de *LNG* ou *pipelines*, que possam transportar esse gás até outros países. Para contrariar esta tendência, são imperativos os apoios da UE. O mesmo no que toca às energias renováveis: sendo certo que se tem verificado um esforço de alguns países nesse sentido, como Portugal, – com a Alemanha a ser o expoente máximo – a verdade é que quando se fala em energia eólica, solar ou do mar, são imediatamente notórias as limitações decorrentes da sua completa dependência das condições climáticas. Por todos estes motivos, torna-se clara a escolha pelo gás russo: maior e mais fácil acessibilidade (“*availability*”) e principalmente preços geralmente mais baixos (“*affordability*”) mesmo através dos contratos de longo prazo com cláusulas ‘*take-or-pay*’ tradicionalmente preferidos pela Gazprom que acabam por pressupor uma maior estabilidade e garantia de abastecimento sob pena de multas elevadas.

Por outro lado, permanece o desafio derivado das crises de fornecimento de 2006 e 2009, ainda bem presentes na mente de grande parte dos europeus. Pese embora os detalhes técnicos descritos anteriormente que não permitem

atribuir a culpa exclusivamente a uma das partes é, ainda assim, de todo o modo legítima esta preocupação a partir do momento em que a entidade responsável por fazer chegar o seu gás a um determinado Estado não o consegue fazer (mesmo que haja a intervenção de terceiros nesse sentido), pelo que não existem quaisquer tipo de garantias que futuramente isso não volte a acontecer. Logo, a estratégia de restauro da credibilidade da Gazprom enquanto fornecedor fiável de gás à Europa tem como premissa base a imperatividade de depender o menos possível da Ucrânia enquanto país de trânsito. Daí advêm precisamente os vários projetos russos como o *NS2* e o *TS*, além da maior dinamização do seu *LNG*.

De um ponto de vista geopolítico, os projetos da Novatek ajudam a desenvolver a *NSR*, reforçando as relações económicas e políticas com a Europa e com a Ásia. Por outro lado, o *LNG* permite a abertura de novos mercados para o gás russo, com vantagens precisamente comerciais e políticas, uma vez que quer a Gazprom quer a Novatek irão assim criar novas oportunidades para incrementar não apenas a presença russa no exterior mas igualmente alargar o seu espectro negocial.

Para a UE, são várias as hipóteses para dar seguimento não só à sua Estratégia Energética mas também para conseguir promover a união entre Estados: desde logo, numa ótica de curto/médio prazo, apoiar a construção de novos terminais de *LNG*, e promover a sua importação dos EUA. A Polónia é um bom exemplo nesse sentido, uma vez que já há alguns anos assinou acordos não apenas com os EUA, mas também com o Qatar ou a Noruega. Outra das medidas – que já vem sendo aplicada – passa pela construção de novos interconectores, facilitando os “*reverse flows*”. Esta solução obriga a uma dinamização dos sistemas de armazenamento e distribuição dos países, o que se torna complicado quanto maior for a sua dimensão geográfica.

A longo prazo, a UE deverá apostar no Mediterrâneo de forma a descobrir novas reservas de gás, beneficiando os países do sul, reduzindo a sua dependência do gás russo, como no caso de Itália. Deverá ter um papel mais ativo no que toca à sua diplomacia energética sobretudo na região do Cáspio, procurando acordos para construção de *pipelines* para fornecimento direto de gás à Europa, o que seria benéfico não apenas no sentido de reduzir a sua dependência de gás russo, mas igualmente para os países daquela região da

Eurásia, como no caso do Turquemenistão que poderia reduzir a sua dependência das exportações para a China.

Além disso, é provável que vejamos novas alterações ao TEP, no sentido de dificultar o avanço dos projetos da Gazprom, de forma a evitar a propagação do seu monopólio no mercado europeu. Isto contribui para que dificilmente possamos assistir a um virar da página nas relações UE-Rússia, quando a política ainda marca tão fortemente as relações comerciais.

Numa ótica construtivista, poderia ser benéfico para ambas as partes uma maior liberalização do mercado de energia russo, que deve ainda fazer face a custos de produção elevados e fraca eficiência em termos produtivos, o que origina margens de lucro internas quase nulas, dado o baixo PIB *per capita* do país. Também uma abertura a nível externo poderia beneficiar a Gazprom e a Rússia no sentido de obter maior investimento estrangeiro, o que levaria ao desenvolvimento de novas tecnologias, permitindo aumentar a eficiência do seu ciclo de produção e reduzir a despesa do Estado neste setor. Assim, um fortalecimento das relações económicas poderia levar a um maior alinhamento no que toca a determinadas questões políticas e energéticas entre UE e Rússia.

Como também se demonstrou através dos “*case studies*”, grande parte da problemática relativamente à segurança energética das relações euro-russas tem que ver com os países de trânsito. Assim, outra das considerações a efetuar, refere-se à dependência da segurança energética quer da UE, quer da Rússia, de países terceiros. Neste sentido, escolhemos um atual país de trânsito de grande relevância no referencial euro-russo do gás natural, a Ucrânia, e outro (Turquia) que se apresenta como a grande alternativa não apenas a este corredor mas que também deverá ter uma grande relevância no futuro, derivado da intenção europeia em fortalecer a sua presença na região do Cáspio, para daí poder um dia receber gás que lhe permita reduzir a dependência do gás russo.

A interdependência entre Ucrânia e Rússia é notória, o que no passado significava que a Ucrânia estaria sempre à mercê dos interesses de Moscovo, mais ainda quando surgiu o projeto do NS2. Dada a indefinição ao seu redor, não julgamos ter sido um acaso que o novo acordo energético entre Rússia e Ucrânia tenha sido assinado após a inauguração oficial do TS: este *pipeline* poderá garantir um grande controlo do mercado do sul da Europa à Gazprom,

reduzindo assim espaço para o gás que passa por território ucraniano, mas também se assume como grande concorrente do SGC. Neste momento a Gazprom vê a Ucrânia como uma ameaça às suas operações: o país não importa (diretamente) nenhum gás russo, o que se traduz em zero receitas para a Gazprom, que por sua vez tem de pagar taxas de trânsito avultadas, tendo em conta os volumes de gás que ainda passam por aquele país. Daí que a médio prazo a estratégia da Gazprom seja optar por uma redução gradual dos volumes de gás a passar pelos *pipelines* ucranianos, para assim se reduzirem igualmente as taxas de trânsito a serem pagas à Naftogaz, e efetivamente após a assinatura do novo contrato, é possível registar-se essa tendência. No entanto, é aqui que a questão da interdependência se torna ainda mais evidente, uma vez que as receitas derivadas dessas taxas representam uma fatia importante para a economia ucraniana, que, sublinhe-se, já havia sido alvo de uma intervenção do FMI em 2019 e cujo futuro, quer económico, quer energético, permanece numa situação de grande instabilidade. Por outro lado, a verdade é que nenhum Estado está entitulado a receber taxas de trânsito *'ad eternum'*. Estas resultam de contratos estabelecidos entre Estados ou empresas, contratos esses que naturalmente têm data de vencimento, e que, consoante os interesses das partes poderão ser sujeitos a renovação/revisão ou não.

Quanto à Turquia, permanecem várias incógnitas quanto à política externa de Ancara que nunca seguiu exatamente uma linha coerente e linear, o que nos leva a afirmar que o país vive neste momento um dilema: como fazer face à procura crescente de energia, sem se colocar numa posição de subordinação face às *"pipeline politics"* de Moscovo? Embora a Turquia seja o *'player'* mais vulnerável na questão da interdependência assimétrica, continua a ser um importante parceiro comercial/energético para a Rússia e tornar-se-à importante para a UE. Vários motivos ajudam a explicar a importância da Turquia para as exportações de gás natural da Rússia. Em primeiro lugar, a Turquia é um parceiro comercial fiável para a Rússia e apesar dos vários problemas entre os dois países, esta continuou a ser uma fonte consistente de receita para a economia russa. Atualmente, mais de 40% do gás russo exportado para a Europa (e Turquia) passa pelo *GTS* da Ucrânia. Assim, o *NS2* e o *TS*, servem um propósito comum para a Rússia: ambos permitirão que a Gazprom continue a vender gás para a Europa, isolando economicamente a Ucrânia.

A principal característica das relações turco-russas é que ambas as partes se veem como um instrumento a ser usado nas suas relações com o ocidente, por forma a ganhar mais influência e relevância para a UE. Existe uma cooperação pragmática entre os dois países, e o gás natural tem sido a componente central desta relação, podendo tornar-se relevante também para as relações com a UE. Logo, além do interesse estratégico russo em aumentar a sua influência no Cáucaso e no Mediterrâneo, também a Turquia é um “alvo” da UE, sendo considerado um parceiro com especial relevo precisamente para a questão da sua segurança energética.

Para a Turquia, o *TS* é um símbolo de decisão independente, e um passo rumo ao objetivo de se tornar num ‘*hub*’ de gás importante. Para Moscovo, é um importantíssimo cliente e garantia de domínio do mercado de gás do sul da Europa, uma vez que vai passar por este mais gás do que pelo *SGC* (31.5 bcm do primeiro, *versus* 26 bcm do segundo). Levanta-se assim uma questão: a Turquia vai ficar quase totalmente dependente de Moscovo em termos energéticos, colocando-se numa posição de minoridade estratégica, que poderá não lhe ser benéfica uma vez que a relação entre ambas não tem sido exatamente estável. Ou seja, existe a possibilidade de futuramente se ver uma Turquia na mesma posição da Ucrânia, sujeita aos interesses de Moscovo, que poderá utilizar a energia como forma de “punição” em caso de divergências entre os dois Estados nas questões em comum.

Do lado russo, é expectável que a Gazprom continue a ser o maior fornecedor de gás, tirando partido do declínio da produção europeia e da sua estratégia em tornar o seu gás mais competitivo que o *LNG* dos EUA. A estrutura de poder centralizada de Moscovo confere-lhe uma vantagem significativa nas relações com uma UE, formada por várias instituições e governos nacionais, sujeitos à pluralidade de opções presentes em cada ciclo eleitoral.

Referências Bibliográficas

- ANDREWS-SPEED, Philip. 2016. "Energy Geopolitics". In: <https://esi.nus.edu.sg/research/energy-geopolitics>. Consultado em: 14/07/2020.
- AKMAN, Sait. 2019. Think Asia: "Turkey's Middle Corridor and Belt and Road Initiative: Coherent or Conflicting?". In: https://think-asia.org/bitstream/handle/11540/11336/1575347886-2.N201937_Turkey_s_Middle_Corridor_and_Belt_and_Road_Initiative_Coherent_or_Conflicting.pdf?sequence=1. Consultado em: 26/10/2020.
- ARNAUT MOREIRA, Filipe. 2017. "Energy as Social, Strategic and Geopolitical Equation". In: FERNANDES, Carla; RODRIGUES, TERESA. 2017. "The Geopolitics of Energy and Energy Security". Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. PP 41-48. Consultado em: 15/07/2020.
- ARGUS MEDIA. 2019. "Denmark grants Nord Stream 2 gas link permit: Update". In: <https://www.argusmedia.com/pt/news/2005683-denmark-grants-nord-stream-2-gas-link-permit-update?backToResults=true&selectedMarket=Natural%20gas>. Consultado em: 02/10/2020.
- ARTHUR D. LITTLE. 2019a. "Nord Stream 2 Economic Impact on Europe". In: <https://www.adlittle.com/en/nord-stream-2-economic-impact-europe>. Consultado em: 07/07/2020.
- ARTHUR D. LITTLE. 2019b. "Gas production in EU 28 b, 2010-2017". In: https://www.adlittle.com/sites/default/files/the_nord_stream_2_pipeline_-_status_report_figure-7.png. Consultado em: 22/07/2020.
- ASSOCIATED PRESS (AP). 2019. "UK halts fracking ahead of election; some want permanent ban". In: <https://apnews.com/96164d7acd2b4fd3b418eeefdf6b8ba>. Consultado em: 10/12/2020.
- ATRADIUS. 2018. Atradius: "European gas market outlook 2018". In: <https://group.atradius.com/publications/economic-research/european-gas-market-outlook-2018.html>. Consultado em: 26/09/2020.

AUSTVIK, Ole Gunnar. 2018. "Concepts of Geopolitics and Energy Security". In: https://www.researchgate.net/publication/323990484_Concepts_of_Geopolitics_and_Energy_Security. Pp. 25-28. Consultado em: 26/07/2020.

BAYRAKTAR, Alparslan. 2018. Turkish Policy: "Energy Transition in Turkey". In: <http://turkishpolicy.com/article/929/energy-transition-in-turkey>. Consultado em: 23/02/2021.

BĒRZIŅŠ, Jānis. 2014. National Defence Academy of Latvia: Center for Security and Strategic Research: "RUSSIA'S NEW GENERATION WARFARE IN UKRAINE: IMPLICATIONS FOR LATVIAN DEFENSE POLICY". In: <https://sldinfo.com/wp-content/uploads/2014/05/New-Generation-Warfare.pdf>. Consultado em: 26/06/2020.

BLACKWILL, Robert. 2016. National Interest: "America Must Play the Geoeconomics Game". In: <https://nationalinterest.org/feature/america-must-play-the-geoeconomics-game-16658>. Consultado em: 14/03/2020.

BRITISH PETROLEUM (BP). 2020. "Statistical Review of World Energy". In: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>. Consultado em: 26/03/2021.

BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). 2020. "No derogation from regulation for Nord Stream 2". In: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2020/20200515_NordStream2.html. Consultado em: 07/01/2021.

BUZAN, Barry; WAEVER, Ole; DE WILDE, Jaap. 1998. "Security: A New Framework for Analysis". Consultado em: 05/05/2020.

CALIMINTE, Roxanna. 2019. In: Informaconnect: "Four common misconceptions about the LNG industry". In: <https://informaconnect.com/four-common-misconceptions-about-the-lng-industry/> Consultado em: 02/03/2021.

CAMPOS, Ana; FERNANDES, Carla. 2017. "The Geopolitics of Energy". In: FERNANDES, Carla; RODRIGUES, Teresa. 2017. "The Geopolitics of Energy and Energy Security". Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 23-40.

COHEN, Saul Bernard. 2015. “Geopolitics: The Geography of International Relations”. In:

https://books.google.pt/books?id=wTGeBQAAQBAJ&pg=PA2&lpg=PA2&dq=saul+cohen+four+pillars+of+power&source=bl&ots=yd8T8MG0dM&sig=ACfU3U3fkRHqRXL1_sco-ItVJMPacCwmwA&hl=pt-PT&sa=X&ved=2ahUKEwjs9am09ZvAhWr4lUKHRNwBm0Q6AEwEnoECBEQAw#v=onepage&q=saul%20cohen%20four%20pillars%20of%20power&f=false.

3rd Ed. Lanham, Maryland: Rowman & Littlefield Publishers. Consultado em: 13/01/2021.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). “Climate Strategies & Targets”. In: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en. Consultado em: 08/04/2021.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). “EU funding possibilities in the energy sector”. In: https://ec.europa.eu/energy/funding-and-contracts/eu-funding-possibilities-in-the-energy-sector_en?redir=1#european-energy-programme-for-recovery.

Consultado em: 06/10/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). “EU-Russia Energy Dialogue”. In: https://ec.europa.eu/energy/topics/international-cooperation/key-partner-countries-and-regions/russia/eu-russia-energy-dialogue_en. Consultado em: 08/11/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2010. “EU and Russia launch new partnership for modernization”. In: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_10_649. Consultado em: 08/11/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2011a. “Questions and Answers on the third legislative package for an internal EU gas and electricity market”. In: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_11_125.

Consultado em: 06/10/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2011b. “A política energética da UE: Estreitar os laços com parceiros para além das nossas fronteiras”. In: <https://eur-lex.europa.eu/legal->

[content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0539&from=EN](#). Consultado em: 07/10/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2013a. “Study on Entry-Exit Regimes in Gas”. In: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-parta.pdf>. Consultado em: 09/09/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2013b. “Roadmap of the EU-Russia Energy Cooperation until 2050”. In: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2013_03_eu_russia_roadmap_2050_signed.pdf Consultado em: 07/11/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2014a. “Estratégia Europeia de Segurança Energética”. In: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>. Consultado em: 14/10/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2015. “Uma estratégia-quadro para uma União da Energia resiliente dotada de uma política em matéria de alterações climáticas virada para o futuro”. In: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0020.01/DOC_1&format=PDF. Consultado em: 22/10/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2016. “Intergovernmental agreements in energy”. In: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_16_309. Consultado em: 24/09/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2018. “Case Study Report: Energiewende”. In: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/mission_oriented_r_and_i_policies_case_study_report_energiewende-de.pdf. Consultado em: 22/07/2020.

COMISSÃO EUROPEIA (CE). 2019. “The European Green Deal”. In: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf. Consultado em: 08/04/2021.

CONROY, Will. 2017. Intellinews: “Gazprom's 'iron embrace' comes with a sting in the tail”. In: <https://www.intellinews.com/gazprom-s-iron-embrace-comes-with-a-sting-in-the-tail-116034>. Consultado em: 13/11/2020.

- COSTA SILVA, António. 2007. “A Segurança Energética da Europa”. In: http://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/1231/1/NeD116_AntonioCostaSilva.pdf. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 31-72. Consultado em: 16/04/2020.
- COSTA SILVA, António. 2018. “Energy: From Geopolitics to Security”. In In: FERNANDES, Carla; RODRIGUES, Teresa. 2017. “The Geopolitics of Energy and Energy Security”. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 49-60.
- COURT OF JUSTICE OF THE EUROPEAN UNION (CJEU). 2019. “The General Court annuls the Commission decision approving the modification of the exemption regime for the operation of the OPAL gas pipeline”. In: <https://curia.europa.eu/jcms/upload/docs/application/pdf/2019-09/cp190107en.pdf>. Consultado em: 15/09/2020.
- DAILY SABAH. 2014. “Turkey, Russia discuss broader energy cooperation”. In: <https://www.dailysabah.com/energy/2014/10/02/turkey-russia-discuss-broader-energy-cooperation0>. Consultado em: 14/11/2019.
- DEMPSEY, Judy. 2013. Carnegie Europe: “Victory for Russia as EU’s Nabucco Gas Project Collapses”. In: <http://carnegieeurope.eu/strategieurope/52246>. Consultado em: 04/10/2019.
- DEMPSEY, Judy. 2016. Carnegie Europe: “The (German) Politics of Nordstream 2”. In: <https://carnegieeurope.eu/strategieurope/65028>. Consultado em: 07/07/2020.
- DER SPIEGEL. 2019. “German Failure on the Road to a Renewable Future”. In: <https://www.spiegel.de/international/germany/german-failure-on-the-road-to-a-renewable-future-a-1266586.html>. Consultado em: 07/07/2020.
- ELKIND, Jonathan. 2010. “Energy Security: Call for a Broader Agenda.” In: Carlos Pascual and Jonathan Elkind (Eds.) “Energy Security: Economics, Politics, Strategies, and Implications”. In: https://books.google.pt/books?id=BSEyw6TUKJoC&pg=PR4&dq=pascual+elkind&hl=pt-PT&sa=X&ved=2ahUKEwjI58HJ3L_uAhXCYMAKHZeOCMUQ6AEwAHoECAYQAg#v=onepage&q=pascual%20elkind&f=false (Washington, DC: Brookings Institution Press). Pp. 119-148. Consultado em: 19/11/2020.

ENERGY COMMUNITY. “Treaty establishing Energy Community”. In: <https://energy-community.org/legal/treaty.html>. Consultado em: 15/12/2020.

ENERGY COMMUNITY. 2019. “Gastrans pipeline project: Secretariat issues opinion with request for additional conditions to Serbian energy regulator”. In: <https://energy-community.org/news/Energy-Community-News/2019/02/01.html>. Consultado em: 26/05/2020.

ENERJİ PIYASASI DÜZENLEME KURUMU (EPDK) (Energy Market Regulatory Authority). 2019. “Turkish Natural Gas Market: Report 2018”. In: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-1275/natural-gasreports>. Consultado em: 14/01/2021.

EURACTIV. 2020. “Nord Stream 2 in the hands of Akademik Cherskiy”. In: <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/nord-stream-2-in-the-hands-of-akademik-cherskiy/>. Consultado em: 07/02/2021.

EUROPEAN REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG). 2010. “Monitoring Report 2010 on the regulatory oversight of natural gas hubs”. In: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cf01980f-c937-85e9-82dae987c05ce2dc>. Consultado em: 12/11/2019.

EUROPEAN UNION EXTERNAL ACTION (EEAS). 2020. “The European Union and the Russian Federation”. In: https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-homepage/35939/european-union-and-russian-federation_en. Consultado em: 26/01/2021.

EUROSTAT. 2018. “Which Member States have the largest share of EU’s GDP?”. In: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20180511-1?inheritRedirect=true>. Consultado em: 12/07/2020.

EUROSTAT. 2019a. “Energy production and imports” In: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports. Consultado em: 28/10/2020.

EUROSTAT. 2019b. “Imports of selected energy products”. In: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/0/09/Imports_of_selected_energy_products%2C_EU-

[28%2C_1990-2017_%28million_tonnes_of_oil_equivalent%29.png](#). Consultado em: 28/10/2020.

EUROSTAT. 2019c. Gross inland consumption and production of hard coal, EU, 1990-2018. In: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/c/ca/Gross_inland_consumption_and_production_of_hard_coal%2C_EU%2C_1990-2018_%28million_tonnes%29.png. Consultado em: 29/10/2020.

EUROSTAT. 2020a. “EU imports of energy products – recent developments”. In: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/46126.pdf>. Consultado em: 29/10/2020.

EUROSTAT. 2020b. “Extra EU-27 imports of natural gas from main trading partners, 2019 and first semester 2020”. In: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/46126.pdf>. Consultado em: 26/10/2020.

FÂNZERES, José. 2014. “Geopolítica e Geoestratégia da Federação Russa”. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional.

FÂNZERES, José. 2015. “O Referencial Energético de Gás Natural Euro-Russo e a Anunciada Revolução do Shale Gas”. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional.

FÂNZERES, José. 2017. “A Europa e o Desafio Energético: Segurança Energética e Diversificação das Origens de Abastecimento de Gás Natural”. In: VIANA, Vítor Rodrigues; NUNES, Isabel Ferreira. 2017. “Segurança Europeia”. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 225-254.

FEDERAL MINISTRY OF ECONOMY AND TECHNOLOGY (FMOET). 2010. “Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply” In: <https://www.osce.org/eea/101047?download=true>. Consultado em 18/02/2020.

FINANCIAL TIMES (FT). 2019. “Germany plans to phase out coal-fired power stations by 2038 “. In: <https://www.ft.com/content/9b1b8bde-2218-11e9-8ce6-5db4543da632>. Consultado em: 14/07/2020.

FORBES. 2018. “How dependent is Germany on Russian Gas?”. In: <https://www.forbes.com/sites/davekeating/2018/07/19/how-dependent-is-germany-on-russian-gas/#50e702383b48>. Consultado em: 15/07/2020.

GALP. 2019. “Galp Monitoring Report on the Natural Gas Market” In: https://www.galp.com/pt/pt/empresas/eletricidade-e-gas/Portals/2/Galp%20Monitoring%20Report%20on%20the%20Natural%20Gas%20Market_28-10-2019_PT.pdf. Consultado em: 13/09/2020.

GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (GIE). 2019. “LNG Map: Existing & Planned Infrastructure 2019”. In: https://www.gie.eu/download/maps/2019/GIE_LNG_2019_A0_1189x841_FULL_Final3.pdf. Consultado em: 30/10/2020.

GAS TRANSMISSION SYSTEM OF UKRAINE (GTSOU). “GTS Characteristics”. In: <https://tsoua.com/en/possibilities-gts/>. Consultado em: 01/11/2020.

GAZPROM. “Blue Stream”. In: <https://www.gazprom.com/projects/blue-stream/>. Consultado em: 10/10/2020.

GAZPROM. “Nord Stream 2 pipeline”. In: <https://www.gazprom.com/projects/nord-stream2/>. Consultado em: 07/07/2020.

GAZPROM. “Power of Siberia pipeline”. In: <https://www.gazprom.com/projects/power-of-siberia/>. Consultado em: 24/10/2020.

GAZPROM. “Sakhalin II: Russia’s first liquefied natural gas plant”. In: <https://www.gazprom.com/projects/sakhalin2/>. Consultado em: 08/11/2020.

GAZPROM. “SRTO-Torzhok”. In: <https://www.gazprom.com/projects/srto-torzhok/>. Consultado em: 09/11/2020.

GAZPROM. “Transmission”. In: <https://www.gazprom.com/about/production/transportation/>. Consultado em: 21/10/2020.

GAZPROM. “Transportation”. In: <https://www.gazprom.com/about/production/transportation/>. Consultado em: 16/08/2020

GAZPROM. 2014. "Gazprom pushing ahead with South Stream and Southern Corridor projects". In: <https://www.gazprom.com/press/news/2014/february/article184145/>. Consultado em: 02/11/2019.

GAZPROM. 2015a. "Gazprom, BASF, E.ON, ENGIE, OMV and Shell sign Shareholders Agreement on Nord Stream 2 project ". In: <https://www.gazprom.com/press/news/2015/september/article245837/>. Consultado em: 14/11/2020.

GAZPROM. 2015b. "Naftogaz of Ukraine should pay off its debt to Gazprom". In: <https://www.gazprom.com/press/news/2015/january/article213113/>. Consultado em: 01/11/2020.

GAZPROM. 2016. "Construction contract signed for first string of TurkStream's offshore section". In: <https://www.gazprom.com/press/news/2016/december/article295329/>. Consultado em: 12/01/2020.

GAZPROM. 2018. "Alexey Miller: Blue Stream serves as strong catalyst for Turkish gas market". In: <https://www.gazprom.com/press/news/2018/february/article408339/>. Consultado em: 02/01/2020.

GAZPROM. 2019. "Gazprom Annual Report 2018". In: <https://www.gazprom.com/f/posts/67/776998/gazprom-annual-report-2018-en.pdf>. Consultado em: 20/12/2020.

GAZPROM EXPORT. "Transportation". In: <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>. Consultado em: 11/11/2020.

GOUVEIA, Jorge Bacelar. 2018. "Direito da Segurança: Cidadania, Soberania e Cosmopolitismo". Lisboa: Almedina. Pp. 85-92.

GRIVACH, Aleksei. 2018. Expresso: "Europa pagará elevada fatura pelos preços da energia se prescindir da Rússia". In: <https://expresso.pt/internacional/2018-12-06-Europa-pagara-elevada-fatura-pelos-precos-da-energia-se-prescindir-da-Russia>. Consultado em: 12/08/2020.

GUROWSKY, Joe. 2017. Foreign Policy Association: “Energy Could Keep U.S.-Russia Ties On Ice”. In: <https://foreignpolicyblogs.com/2017/01/21/energy-keep-us-russia-ties-ice/>. Consultado em: 29/09/2020.

GUTHRIE, Craig. 2020. “Russia beating US in LNG price war”. In: <https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/lng/2020/russia-beating-us-in-lng-price-war> Consultado em: 30/09/2020.

HALL, Siobhan. 2019. S&P Global Platts: “EU Court annuls EC decision giving Gazprom more access to OPAL link”. In: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/091019-eu-court-annuls-ec-decision-giving-gazprom-more-access-to-opal-link>. Consultado em: 02/16/2020.

HARRISON, Colin; PRINCOVA, Zuzana. 2015. Energy Post: “A quiet gas revolution in Central and Eastern Europe”. In: <https://energypost.eu/quiet-revolution-central-eastern-european-gas-market/>. Consultado em: 05/12/2020

HENDERSON, James; SHARPLES, Jack. 2018. Oxford Institute for Energy Studies: “Gazprom in Europe – two “AnniMirabiles”, but can it continue?”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/03/Gazprom-in-Europe-%E2%80%93-two-Anni-Mirabiles-but-can-it-continue-Insight-29.pdf>. Consultado em: 23/10/2020.

HENDERSON, James; YERMAKOV, Vitaly. 2019. Oxford Institute for Energy Studies: “Russian LNG: Becoming a Global Force”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/11/Russian-LNG-Becoming-a-Global-Force-NG-154.pdf>. Consultado em: 22/12/2020.

HUNT, Paul. 2008. Oxford Institute for Energy Studies: “ENTRY–EXIT TRANSMISSION PRICING WITH NOTIONAL HUBS CAN IT DELIVER A PAN-EUROPEAN WHOLESALE MARKET IN GAS?”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG23-Entry-ExitTransmissionPricingwithNotionalHubsCanItDeliverAPanEuropeanWholesaleMarketInGas-PaulHunt-2008.pdf> Consultado em: 07/04/2020.

INOGate. “In brief”. In: <http://www.inogate.org/pages/1?lang=en>. Consultado em: 20/09/2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2004. “Energy Statistics Manual”. In: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/5885369/NRG-2004-EN.PDF/b3c4b86f-8e88-4ca6-9188-b95320900b3f>. Consultado em: 24/10/2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2019. “World Energy Outlook 2019”. In: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. Consultado em: 14/12/2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2020. “Germany 2020, Energy Policy Review”. In: <https://www.iea.org/reports/germany-2020>. Consultado em: 02/01/2021.

INTERNATIONAL ENERGY CHARTER (IEC). “Energy Charter Treaty (ECT): Final Act of the European Energy Charter: Understanding and Decision with respect to the Treaty as a whole”. In: <https://www.energychartertreaty.org/provisions/>. Consultado em: 15/12/2020.

INTERNATIONAL ENERGY CHARTER (IEC). 2015. “The International Energy Charter consolidated Energy Charter Treaty”. In: <https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Legal/ECTC-en.pdf>. Consultado em: 15/12/2020.

INSTITUTE FOR SECURITY STUDIES. 2014. “ISSUE, Nº18: Energy Moves and Power Shifts, EU foreign policy and global energy security”. In: https://www.iss.europa.eu/sites/default/files/EUISSFiles/Report_18.pdf. Consultado em: 12/11/2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). 2019. “A New World: The Geopolitics of the Energy Transition”. In: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/Global_commission_geopolitics_new_world_2019.pdf. Consultado em: 23/09/2020.

JONES, Christopher et al. 2010. “EU Energy Law Volume I: The Internal Energy Market” 3rd ed. Leuven: Claeys en Casteels, 2010. In: <https://books.google.pt/books?id=UTjADwAAQBAJ&printsec=frontcover&source>

[=qbs_book_other_versions_r&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false](#). Consultado em: 24/07/2020.

KARDAS, Szymon, KONONCZUK, Wojciech. 2019. Ośrodek Studiów Wschodnich: "Temporary stabilisation: Russia-Ukraine gas transit deal". In: <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/osw-commentary/2019-12-31/temporary-stabilisation-russia-ukraine-gas-transit-deal> Consultado em: 03/10/2020

KEMPF, Dieter cit. In RUSSIA TODAY (RT). 2018. "German industry slams Trump over efforts to influence EU energy policy". In: <https://www.rt.com/business/439227-germany-trump-eu-energy-security/>. Consultado em: 07/05/2020.

KOMLEV, Sergei. 2011. "Third Energy Package and its Impact on Gazprom Activities in Europe". In: http://www.gazpromexport.ru/files/komlev_speech_essen_18_03_1124.pdf. Consultado em: 04/12/2020.

KORCHEMKIN, Mikhail. 2019. Foreign Policy: "With Gazprom's Nord Stream 2, Putin Is Getting Ready to Put the Screws on Europe". In: <https://foreignpolicy.com/2019/10/07/gazproms-nord-stream-2-will-help-putin-cut-off-natural-gas-supplies-to-europe/>. Consultado em: 07/07/2020.

KORTUNOV, Andrey et al.; ERŞEN, Emre et al. 2019. Russian International Affairs Council (RIAC): "Deepening Russia-Turkey Relations". In: <https://russiancouncil.ru/en/activity/publications/deepening-russia-turkey-relations/>. Consultado em: 05/11/2020.

KÖSTEM, Seçkin. 2019. "The Political Economy of Turkish-Russian Relations: Dynamics of Asymmetric Interdependence". In Andrey Kortunov et al.; Emre Erşen et al. 2019. Russian International Affairs Council (RIAC): "Deepening Russia-Turkey Relations". In: <https://russiancouncil.ru/en/activity/publications/deepening-russia-turkey-relations/>. Pp. 11-27. Consultado em: 05/11/2020.

KREMLIN. 2015. “Meeting with Vice-Chancellor and Minister of Economic Affairs and Energy of Germany Sigmar Gabriel”. In: <http://en.kremlin.ru/events/president/news/50582>. Consultado em: 26/01/2020.

LEAL, Catarina Mendes; RIBEIRO, José Félix. 2015. “As Ásias, A Europeia e os Atlânticos sob o signo da Energia: Horizonte 2030”. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional.

LEAL, Catarina Mendes; RIBEIRO, Félix. 2016. “Segurança Energética Europeia, o Novo Papel do Atlântico e do Espaço Lusófono – Caminhos Possíveis”. Lisboa: Principia.

LIKHACHEV, Vladimir; WESTPHAL, Kirsten. 2017. Russian International Affairs Council (RIAC): “Russia–EU Energy Relations”. In: <https://russiancouncil.ru/en/activity/publications/russia-eu-energy-relations/>. Consultado em: 05/11/2020.

LORIS, Nicolas; RAUSH, Coleman. 2020. The Heritage Foundation: “How the Shale Revolution Became the MVP of U.S. Energy Production”. In: <https://www.heritage.org/energy-economics/commentary/how-the-shale-revolution-became-the-mvp-us-energy-production>. Consultado em: 07/12/2020.

MARKIND, Daniel. 2019. Forbes: “The Nord Stream 2 Pipeline And The Dangers Of Moving Too Rashly Toward Renewable Energy”. In: <https://www.forbes.com/sites/danielmarkind/2019/08/12/the-nord-stream-2-pipeline-and-the-dangers-of-moving-too-rashly-toward-renewable-energy/#379003216aa0>. Consultado em: 13/04/2020.

MEDVEDEV, Alexander. 2015. “Press Conference: Gas Export and Enhancing Reliability of Gas Supply to Europe”. In: <https://www.gazprom.com/f/posts/14/618809/transcript-press-conference-2015-06-09-en.pdf>. Consultado em: 12/12/2020.

MEISTER, Stefan; POLYAKOVA, Alina; LAURELLE, Marlene; BARNETT, Neil. 2016. Atlantic Council: “Kremlin’s Trojan Horses”, In: <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/kremlin-trojan-horses/>. Consultado em: 03/03/2021.

MILLER, Alexey. 2016. "Alexey Miller speaks at Geo-Economics of Large-Scale Infrastructure Projects panel session at St. Petersburg International Economic Forum". In: <https://www.gazprom.com/press/news/miller-journal/2016/277026/>. Consultado em: 07/01/2021.

MILLER, Alexey. 2019. "Speech by Alexey Miller, Chairman of Gazprom Management Committee, at annual General Shareholders Meeting". In: <https://www.gazprom.com/press/news/miller-journal/2019/915849/>. Consultado em: 07/01/2021.

MILHAZES, José. 2016. "Rússia e Europa: uma parte do todo". Lisboa: Fundação Francisco Manuel dos Santos. Pp. 89-90.

MINISTRY OF ENERGY AND NATURAL RESOURCES (MENR) (Republic of Turkey). "Coal". In: <https://www.enerji.gov.tr/en-US/Pages/Coal>. Consultado em: 10/04/2021.

MINISTRY OF ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION (MERF). 2009. "Energy Strategy of Russia for the period up to 2030". In: https://espas.secure.europarl.europa.eu/orbis/sites/default/files/generated/document/en/ES-2030_%28Eng%29.pdf. Consultado em: 26/01/2020.

MINISTRY OF ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION (MERF). 2020. "Energy Strategy of Russia for the period up to 2035". In: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf>. Consultado em: 26/01/2020.

MINISTRY OF FOREIGN AFFAIRS OF THE RUSSIAN FEDERATION (MFARF). 2016. "Foreign Policy Concept of the Russian Federation". In: https://www.mid.ru/en/foreign_policy/official_documents/-/asset_publisher/CptlCk6BZ29/content/id/2542248. Consultado em: 26/01/2020.

MITROVA, Tatiana. 2013. Institut Français des Relations Internationales (IFRI): "Russian LNG: The Long Road to Export". In: <https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/defifrimitrovalngengdecember2013.pdf>. Consultado em: 02/02/2021.

MITROVA, Tatiana; YERMAKOV, Vitaly. 2019. Institut français des relations internationales (IFRI): “Russia’s Energy Strategy – 2035: Struggling to Remain Relevant”. In:

https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mitrova_yermakov_russias_energy_strategy_2019.pdf. P. 21. Consultado em: 03/01/2021.

MOLODTSOV, Kirill. 2017. “Кирилл Молодцов рассказал о стратегии нефтегазовой отрасли России в рамках конференции «Нефть и газ Сахалина 2017”. In: <https://minenergo.gov.ru/node/9366>. Consultado em: 01/11/2020.

MOREIRA, Adriano. 2014. “Teoria das Relações Internacionais”. 4ª Edição. Lisboa: Almedina. Pp. 128-134.

NAFTOGAZ. 2012. ““Naftogaz of Ukraine” and Ferrostaal (Germany) have signed the Memorandum of understanding on modernization of gas-pumping equipment for “Soyuz” gas pipeline”. In: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/1D0B7A87954D7717C2257A9C00484B48>. Consultado em: 12/07/2019

NAFTOGAZ. 2019a. “Naftogaz confirms receipt of \$2.9 bn outstanding compensation from Gazprom” In: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/F58E4BEAD71C3B06C22584DD0062F2DC?OpenDocument&year=2019&month=12&nt=News&>. Consultado em: 15/12/2020

NAFTOGAZ. 2019b. “Naftogaz Annual Report 2018”. In <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Annual-Report-2018-engl.pdf> Consultado em: 10/03/2021.

NAFTOGAZ. 2019c. “Naftogaz group publishes consolidated financial statements for first nine months of 2019”. In: <https://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/E155C577B730AC92C22584DA0047012F?OpenDocument&year=2019&month=12&nt=News&> Consultado em: 10/03/2021.

NAFTOGAZ. 2019d. “Naftogaz Annual Report 2019”. In: https://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz_2019_EN.pdf Consultado em: 10/03/2021.

NAFTOGAZ. 2020a. “2019 results: Gas demand in Ukraine fell by 7% primarily due to warmer weather compared to 2018”. In: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/68F3CE22C57FAE31C2258507003B1FC0?OpenDocument&year=2020&month=02&nt=News&>. Consultado em: 01/11/2020.

NAFTOGAZ. 2020b. “Ukraine bought 14.3 bcm of gas from the European market”. In: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/00BFD4A022FD2E99C22585070041ACA5?OpenDocument&year=2020&month=02&nt=News&> Consultado em: 04/03/2021.

NAFTOGAZ. 2020c. “Gas transit through Ukraine in 2019”. In: <http://www.naftogaz-europe.com/article/en/gastransitthroughukrainein2019>. Consultado em: 04/03/2021.

NAFTOGAZ. 2020d. “2019 results: Ukraine decreased gas production by 1.4%”. In: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/60EB15D341D03116C225850700455680?OpenDocument&year=2020&month=02&nt=News&>. Consultado em: 01/02/2021.

NATURAL GAS INTEL. 2019. “Poland Prepares to Halt Russian Natural Gas Imports as LNG Volumes Grow”. In: <https://www.naturalgasintel.com/articles/120248-poland-prepares-to-halt-russian-natural-gas-imports-as-lng-volumes-grow>. Consultado em: 26/02/2020

NEDERLANDSE AARDOLIE MAATSCHAPPIJ (NAM). 2018. “Afbouw gaswinning Groningen”. In: <https://www.nam.nl/gas-en-oliewinning/groningen-gasveld/afbouw-gaswinning-groningen.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cubmFtLm5sL2dhcy1lbi1vbGllid2lubmluZy9ncm9uaW5nZW4tZ2FzdmVsZC9iZWxhbmctdmFuLWdyb25pbmdlbi1nYXN2ZWxkLmh0bWw=tru>

[e&iframe=L2VtYmVkl2NvbXBvbmVudC8_aWQ9Q2hhcnRzL2dhc3dpbm5pbmcvdG90YWFsLWJhc2lj](https://www.nord-stream2.com/en/pdf/document/4/). Consultado em: 05/09/2019

NORD STREAM 2. 2019. “Project Background”. In: <https://www.nord-stream2.com/en/pdf/document/4/>. Consultado em: 04/03/2020.

NOVATEK. 2020. “Unlocking Arctic Potential: Expanding Our Global LNG Footprint to 2030”. In: <http://www.novatek.ru/en/investors/presentations/>. Consultado em: 14/08/2020.

ÖZDEMİR, Volkan. 2016. Russian International Affairs Council (RIAC): “Turkish Stream: Strategy Uniting Ankara And Moscow”. In: <https://russiancouncil.ru/en/analytics-and-comments/analytics/turetskiy-potok-obedinyaya-ankaru-i-moskvu/>. Consultado em: 15/12/2020.

PAK, Egor. 2019. “Turkey and the EAEU in Regional Transport Systems: Rivals or Partners?”. In Andrey Kortunov et al.; Emre Erşen et al. 2019. Russian International Affairs Council (RIAC): “Deepening Russia-Turkey Relations”. In: <https://russiancouncil.ru/en/activity/publications/deepening-russia-turkey-relations/>. Pp. 101-114. Consultado em: 15/12/2020.

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2009. “REGULAMENTO (CE) nº 713/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 13 de julho de 2009 que institui a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia”. In: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713&from=EN>. Consultado em: 12/10/2020.

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2009. “DIRETIVA 2009/72/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 13 de julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE”. In: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=EN>. Consultado em: 16/07/2020.

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2015. “Energy Union New impetus for coordination and integration of energy policies in the EU”. In: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/551310/EPRS_BRI%282015%29551310_EN.pdf. Consultado em: 16/02/2021

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2018. “Energy as a tool of foreign policy of authoritarian states, in particular Russia”. In: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/603868/EXPO_STU\(2018\)603868_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2018/603868/EXPO_STU(2018)603868_EN.pdf). Consultado em: 15/02/2021.

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2019. “DIRETIVA (UE) 2019/692 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO”. In: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0692&from=PT>. Consultado em: 27/07/2020.

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2020. “Mercado Interno da Energia”. In: https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/pt/FTU_2.1.9.pdf. Consultado em: 17/02/2021

PARLAMENTO EUROPEU (PE). 2021. “Política Europeia de Vizinhança”. In: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/170/politica-europeia-de-vizinhanca>. Consultado em: 17/02/2021

PIERINI, Marc. 2018. Carnegie Europe: “Russia’s Gas Strategy Gets Help From Turkey”. In: <https://carnegieeurope.eu/strategiceurope/77855>. Consultado em: 05/11/2020.

PIRANI, Simon; STERN, Jonathan e YAFIMAVA, Katja. 2009. Oxford Institute for Energy Studies: “The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG27-TheRussoUkrainianGasDisputeofJanuary2009AComprehensiveAssessment-JonathanSternSimonPiraniKatjaYafimava-2009.pdf>. Consultado em: 07/12/2019.

PIRANI, Simon; YAFIMAVA, Katja. 2016. Oxford Institute for Energy Studies: “Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf>. Consultado em: 08/11/2020.

PIRANI, Simon. 2018. Oxford Institute for Energy Studies: “Let’s not exaggerate: Southern Gas Corridor prospects to 2030”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/07/Lets-not-exaggerate-Southern-Gas-Corridor-prospects-to-2030-NG-135.pdf>. Consultado em: 27/11/2020.

PIRANI, Simon; SHARPLES, Jack. 2020. Oxford Institute for Energy Studies: “The Russia-Ukraine gas transit deal: opening a new chapter”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/02/The-Russia-Ukraine-gas-transit-deal-Insight-64.pdf?v=11aedd0e4327>. Consultado em: 03/12/2020.

PRADO, Miguel. 2019. Expresso: “Energia de A a Z: uma viagem descodificada do petróleo à eletricidade” In: <https://expresso.pt/economia/2019-05-28-Energia-de-A-a-Z-uma-viagem-descodificada-do-petroleo-a-eletricidade>. Consultado em: 22/04/2020.

PÚBLICO. 2014a. “O Gás da discórdia e da união entre a Rússia e a Europa”. In: <https://www.publico.pt/2014/09/13/mundo/noticia/o-gas-da-discordia-e-da-uniao-entre-a-russia-e-a-europa-1669569>. Consultado em: 04/11/2019.

PÚBLICO. 2014b. “Acordo sobre gás entre Rússia e China visto como vitória política de Putin”. In: <https://www.publico.pt/2014/05/21/mundo/noticia/acordo-de-gas-entre-russia-e-china-visto-como-vitoria-politica-de-putin-1636876>. Consultado em: 04/11/2019.

PUTIN, Vladimir. 2009a. “Russian Prime Minister Vladimir Putin met with foreign media”. In: <http://archive.premier.gov.ru/eng/events/news/2956/>. Consultado em: 22/06/2020.

PUTIN, Vladimir. 2009b. “Prime Minister Vladimir Putin’s speech at the opening ceremony of the World Economic Forum”. In: <http://archive.government.ru/eng/docs/3221/>. Consultado em: 30/06/2020.

PUTIN, Vladimir. 2014. “Message from the President of Russia to the leaders of several European countries”. In: <http://en.kremlin.ru/events/president/news/page/403>. Consultado em: 05/08/2020.

PUTZ, Catherine. 2019. The Diplomat: “Russia is Buying Turkmen Gas Again. Why?”. In: <https://thediplomat.com/2019/04/russia-is-buying-turkmen-gas-again-why/>. Consultado em: 12/10/2020.

RADIO FREE EUROPE RADIO LIBERTY (RFERL). 2019. “Kyiv Pursues Additional Reverse Gas Flows In Preparation For Potential Russian Gas-Transit Cutoff”. In: <https://www.rferl.org/a/kyiv-pursues-additional-reverse-gas-flows-in-preparation-for-potential-russian-gas-transit-cutoff/30118706.html>. Consultado em: 13/10/2020.

RASZEWSKI, Slawomir. 2018. “Emerging economies and energy: the case of Turkey”. In: GOLDTHAU, Andreas; KEATING, Michael F.; KUZEMKO, Caroline. 2018. “Routledge Handbook of the International Political Economy of Energy and Natural Resources”. In: https://www.researchgate.net/publication/320508299_Emerging_Economies_and_Energy_The_Case_of_Turkey. Pp. 263-279. Consultado em: 11/07/2020.

REUTERS. 2009b. “Russia seeks to speed up South Stream with new deals”. In: <https://uk.reuters.com/article/uk-southstream-sb/russia-seeks-to-speed-up-south-stream-with-new-deals-idUKTRE54E1ZL20090515?sp=true>. Consultado em: 05/07/2020.

REUTERS. 2014. “Putin drops South Stream gas pipeline to EU, courts Turkey”. In: <https://www.reuters.com/article/us-russia-gas-gazprom-pipeline/putin-drops-south-stream-gas-pipeline-to-eu-courts-turkey-idUSKCN0JF30A20141201>. Consultado em: 05/07/2020.

REUTERS. 2016a. “UPDATE 2-Germany seeks to calm Polish concerns over Nord Stream-2”. In: <https://de.reuters.com/article/germany-poland-gas-pipeline/update-2-germany-seeks-to-calm-polish-concerns-over-nord-stream-2-idUKL8N15D2QO>. Consultado em: 08/07/2020.

REUTERS. 2016b. “EU leaders sign letter objecting to Nord Stream-2 gas link”. In: <https://www.reuters.com/article/uk-eu-energy-nordstream/eu-leaders-sign-letter-objecting-to-nord-stream-2-gas-link-idUKKCN0WI1YV>. Consultado em: 08/07/2020.

REUTERS. 2016c. “Gazprom warns of steep gas transit cuts via Ukraine after 2020”. In: <https://www.reuters.com/article/us-gazprom-exports-ukraine-idUSKCN0Z20YR>. Consultado em: 31/07/2020.

RILEY, Alan. 2019a. Atlantic Council: “The ‘principle of solidarity’: OPAL, NordStream and the shadow over Gazprom”. In: <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/the-principle-of-solidarity-opal-nord-stream-and-the-shadow-over-gazprom/>. Consultado em: 05/08/2020.

RILEY, Alan. 2019b. Center for European Policy Analysis: “NORD STREAM 2: A Pipeline Dividing Europe?”. In: https://1f3d3593-8810-425c-bc7f-8988c808b72b.filesusr.com/ugd/644196_1d6f68b3d1c74f77aad17682c466e883.pdf. Consultado em: 09/08/2020.

RUBIN, Michael. 2020. National Interest: “Turkey’s New Gas Find in the Black Sea Won’t Save the Economy”. In: <https://nationalinterest.org/feature/turkeys-new-gas-find-black-sea-wont-save-economy-167449>. Consultado em: 22/01/2021.

S&P GLOBAL PLATTS. 2020. “So close: Nord Stream 2 gas link completion trips at last hurdle”. In: <https://blogs.platts.com/2020/01/07/nord-stream-2-gas-pipeline-trips-at-last-hurdle/>. Consultado em: 10/07/2020.

SAHA, Sagatom; ZASLAVSKIY, Ilya. 2018. Council on Foreign Relations: “Advancing Natural Gas Reform in Ukraine”. In: https://cdn.cfr.org/sites/default/files/report_pdf/Discussion%20Paper_Saha%20and%20Zaslavskiy_Ukraine_OR_1.pdf. Consultado em: 27/11/2020.

SCHÄFER, Klaus; MEHREN, Mario; SEELE, Rainer. 2018. National Interest: “Misplaced Fears Over Nord Stream 2”. In: <https://nationalinterest.org/feature/misplaced-fears-over-nord-stream-2-25661>. Consultado em: 28/12/2020.

SCHMITT, Benjamin L.. 2019. Harvard International Review: “Finish the fight. A Washington Brussels double play can still stop Nord Stream 2”. In: <https://hir.harvard.edu/finish-the-fight-a-washington-brussels-double-play-can-still-stop-nord-stream-2/>. Consultado em: 29/10/2020.

SCHNEIDER-PETSINGER, Marianne. 2016. "Goeconomics explained". In: <https://www.chathamhouse.org/2016/12/geoeconomics-explained>. Consultado em: 30/11/2020.

SHADRINA, Elena. 2010. "Russia's foreign energy policy: Paradigm shifts within the geographical context of Europe, Central Eurasia and Northeast Asia". In: https://fhs.brage.unit.no/fhs-xmlui/bitstream/handle/11250/99341/Shadrina_nov_2010.pdf. Consultado em: 25/10/2020.

SIMÃO, Licínia. 2017. "A Vizinhança Europeia: A Parceria Oriental". In: VIANA, Vítor Rodrigues; NUNES, Isabel Ferreira. 2017. "Segurança Europeia". Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 357-366.

SIMÃO, Licínia. 2018. "European Energy Security: the Reconcilable EU and Russian Approaches?". In: FERNANDES, Carla; RODRIGUES, Teresa. 2018. "Geopolitics of Energy and Energy Security". Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 89-101.

SOCOR, Vladimir. 2019. The Jamestown Foundation: "Gazprom Restarts Imports From Turkmenistan After a Long Halt (Part Two)". In: <https://jamestown.org/program/gazprom-restarts-imports-from-turkmenistan-after-a-long-halt-part-two/>. Consultado em: 26/06/2020.

SOUSA, Fernando; MENDES, Pedro (Coord.). 2014. "Dicionário de Relações Internacionais" (DRI). Porto: Edições Afrontamento.

SOVACOOOL, Benjamin K. 2010. "Introduction: Defining, measuring, and exploring energy security". In: SOVACOOOL, Benjamin K. "The Routledge Handbook of Energy Security". Pp. 1-42

SPUTNIK NEWS. 2016. "Angela Merkel quer espaço econômico comum de Lisboa a Vladivostok" In: <https://br.sputniknews.com/mundo/201606044925264-angela-merkel-quer-cooperacao-economica-com-russia/>. Consultado em: 10/11/2019.

STEIN, Daniel D. 2020. Atlantic Council: "Trans-Caspian Pipeline—Still a pipe dream?". In: <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/trans-caspian-pipeline-still-a-pipe-dream/>. Consultado em: 09/05/2020.

STERN, Jonathan et. al. 2014. Oxford Institute for Energy Studies: “Reducing European Dependence on Russian Gas: distinguishing natural gas security from geopolitics”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/10/NG-92.pdf>. Consultado em: 17/09/2020.

TASS. 2016. “Gazprom comments on Stockholm Court's ruling in dispute with Naftogaz”. In: <https://tass.com/economy/948758>. Consultado em: 29/12/2020.

TELEGRAPH. 2009. “Ukraine blocks gas after Russia turns taps on”. In: <https://www.telegraph.co.uk/news/worldnews/europe/ukraine/4227364/Ukraine-blocks-gas-after-Russia-turns-taps-on.html>. Consultado em: 24/11/2019.

THE DUTCH STATE SUPERVISION OF MINES/STAATSTOEZICHT OP DE MIJNEN (SODM). 2018. “Gas production needs to be reduced significantly for the safety of the people in Groningen”. In: <https://www.sodm.nl/actueel/nieuws/2018/02/01/the-dutch-state-supervision-of-mines-ssm-gas-production-needs-to-be-reduced-significantly-for-the-safety-of-the-people-in-groningen>. Consultado em: 14/10/2020.

THE ECONOMIST. 2014. “European energy security: Conscious uncoupling”. In: <https://www.economist.com/briefing/2014/04/03/conscious-uncoupling>. Consultado em: 03/06/2020.

THOM, Françoise. 2000. “The European Energy Partnership with Russia: a Risk for Europe?”. In: https://www.european-security.org/articles/2000/10/31/the_european_energy_partnership_with_russia_a_risk_for_europe. Consultado em: 02/03/2020.

TOMASSONI, Franco. 2017. “Some Features of the Russian Foreign Policy Approach to Europe”. In: FERNANDES, Carla; RODRIGUES, Teresa. 2017. “The Geopolitics of Energy and Energy Security”. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional. Pp. 117-132.

TOMÉ, Luis. 2010. "Security and security complex: operational concepts". In: Janus.net, e-journal of international relations, vol. 1, nº 1 (Autumn). In: http://observare.ual.pt/janus.net/en_vol1_n1_art3. Consultado em: 23/02/2021.

- TOMÉ, Luis. 2014a. ““Segurança”, “Sistema de Segurança” e “Complexo de Segurança””. In: MENDES, N.C; COUTINHO, F.P. (org.). 2014. “Enciclopédia das Relações Internacionais”. In: <https://repositorio.ual.pt/bitstream/11144/4518/1/2014%2c%20LuisTom%2c%20Seguran%2c%20Sistemas%20Seg%20e%20Complexo%20Seg%2c%20Enciclopedia%20Rela%2c%20Internacionais.pdf>. Lisboa: Instituto do Oriente e Publicações Dom Quixote. Pp. 492-502. Consultado em: 23/02/2021.
- TOMÉ, Luís. 2014b. “Geopolítica e (Geo)Estratégia”. In: BARROSO, Luís (org.). 2014. “Estudos de Estratégia. Homenagem ao Gen. Abel Cabral Couto”. In: <https://repositorio.ual.pt/handle/11144/1768>. Lisboa: IESM. Pp. 173-194. Consultado em: 23/02/2021.
- TOMÉ, Luís. 2018. “Geopolítica da Rússia de Putin: não é a União Soviética, mas gostava de ser...”. In: <https://repositorio.ual.pt/handle/11144/4299>. In Relações Internacionais, 60. Lisboa: IPRI-UNL. Pp. 69-99. Consultado em: 27/10/2020.
- TOTAL. “Yamal LNG: the gas that came in from the cold”. In: <https://www.total.com/energy-expertise/projects/oil-gas/lng/yamal-lng-cold-environment-gas>. Consultado em: 27/01/2021.
- TRENIN, Dmitri. 2007. Carnegie Moscow Center: “Russia Redefines Itself and Its Relations with the West”. In: <https://carnegie.ru/2007/03/01/russia-redefines-itself-and-its-relations-with-west-pub-19111>. Consultado em: 23/09/2020.
- TURKSTAT. 2020. “Greenhouse Gas Emissions Statistics, 1990-2018”. In: <https://turkstatweb.tuik.gov.tr/PreHaberBultenleri.do?id=33624>. Consultado em: 04/03/2021.
- TUSK, Donald. 2014. Financial Times: “A united Europe can end Russia’s energy stranglehold”. In: <https://www.ft.com/content/91508464-c661-11e3-ba0e-00144feabdc0>. Consultado em: 14/04/2020.
- UMBACH, Frank. 2017. Geopolitical Intelligence Services: “The risks of German unilateralism on Nord Stream 2”. In: <https://www.gisreportsonline.com/the-risks->

[of-german-unilateralism-on-nord-stream-2.energy,2213.html](https://www.eia.gov/energy/2020/06/08/german-unilateralism-on-nord-stream-2.energy.2213.html). Consultado em: 06/08/2020.

UNIÃO EUROPEIA. 2009. “Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (versão consolidada)”. In: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9e8d52e1-2c70-11e6-b497-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_3&format=PDF. Consultado em 19/05/2021.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2017. “Turkey”. In: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/TUR>. Consultado em: 13/01/2021.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2019a. “What is natural gas?”. In: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>. Consultado em: 28/09/2020.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2019b. “What is LNG?”. In: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php>. Consultado em: 28/09/2020.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2019c. “Azerbaijan to become a more significant supplier of natural gas to Southern Europe” In: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38352>. Consultado em: 21/11/2020.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2019d. “International Energy Outlook 2019”. In: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>. Consultado em: 31/01/2021.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2019e. “Global gas security review 2019”. In: <https://www.iea.org/reports/global-gas-security-review-2019> Consultado em: 14/07/2020.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2020. “The effect of oil prices on natural gas production”. In: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/section_issue_upstream.php. Consultado em: 28/09/2020.

VAN LOO, Relinde. 2018. EECC: “The rise and fall of the Dutch Groningen gas field”. In: <https://www.eecc.eu/blog/groningen-gas-field>. Consultado em: 02/07/2020.

WORLD BANK. “Ukraine Data GDP”. In: <https://data.worldbank.org/country/ukraine>. Consultado em: 20/12/2020.

WORLD BANK. 2015. “Turkey’s Energy Transition Milestones and Challenges”. In: <http://documents.worldbank.org/curated/en/249831468189270397/pdf/ACS14951-REVISED-Box393232B-PUBLIC-EnergyVeryFinalEN.pdf>. Consultado em: 15/02/2021.

YAFIMAVA, Katja. 2013. Oxford Institute for Energy Studies: “The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/04/NG-75.pdf?v=35357b9c8fe4>. Consultado em: 07/02/2020.

YAFIMAVA, Katja. 2015. Oxford Institute for Energy Studies: “Evolution of gas pipeline regulation in Russia: Third party access, capacity allocation and transportation tariffs”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/03/NG-95.pdf?v=35357b9c8fe4>. Consultado em: 21/03/2020.

YAFIMAVA, Katja. 2018. Oxford Institute for Energy Studies: “Building New Gas Transportation Infrastructure in the EU –what are the rules of the game?”. In: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/07/Building-New-Gas-Transportation-Infrastructure-in-the-EU-what-are-the-rules-of-the-game.pdf>. Consultado em: 15/05/2020.

YERGIN, Daniel. 2006. Foreign Affairs: “Ensuring Energy Security”. In: <https://www.foreignaffairs.com/articles/2006-03-01/ensuring-energy-security>. Consultado em: 27/04/2020.

YU, Jianhua; DAI, Yichen. 2012. Journal of Middle Eastern and Islamic Studies (in Asia): “Energy Politics and Security Concepts from Multidimensional Perspectives”. In:

A segurança energética: o gás natural na relação bilateral União Europeia-Federação Russa

<https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/19370679.2012.12023215?needAccess=true> 6:4,91-120. Consultado em: 10/06/2020.