

VULNERABILIDADE DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO À PRÓPRIA RIQUEZA: O CASO DOS PAÍSES-MEMBROS DA OPEP

Filipe de Pádua Fernandes Silva

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

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

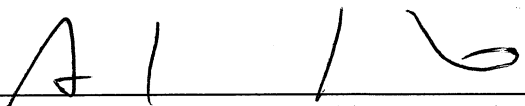
Março de 2018

VULNERABILIDADE DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO À
PRÓPRIA RIQUEZA: O CASO DOS PAÍSES-MEMBROS DA OPEP

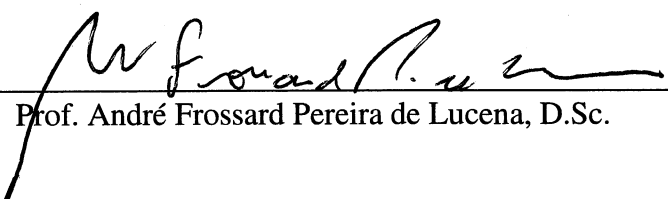
Filipe de Pádua Fernandes Silva

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

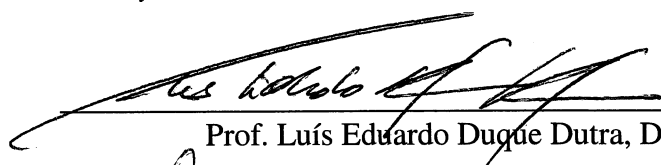
Examinada por:



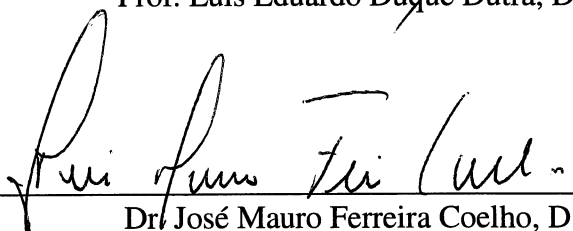
Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.



Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.



Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D.Sc.



Dr. José Mauro Ferreira Coelho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Silva, Filipe de Pádua Fernandes

Vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo à própria riqueza: O caso dos países-membros da OPEP / Filipe de Pádua Fernandes Silva – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XV, 258 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 203-227.

1. Países exportadores de petróleo. 2. Vulnerabilidade ao petróleo. 3. OPEP. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para José, Lucia, Raquel e Taciana

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à toda a minha família pelo apoio e incentivo.

Em especial, agradeço aos meus pais, José Luiz e Lucia, por todo o amor e carinho, e pelo empenho à minha educação e formação de caráter. Agradeço à minha irmã Raquel pelo companheirismo e encorajamento. Vocês são motivo de muito orgulho para mim.

Agradeço à minha esposa Taciana pela atenção, paciência e compreensão ao longo desses últimos meses, e por compartilhar esse momento tão especial ao meu lado. Obrigado pelo amor e carinho que me fortaleceram a cada página.

Agradeço ao meu orientador, Alexandre Szklo, por sua ampla capacidade de guiar o desenvolvimento desta dissertação, principalmente nos primeiros meses quando as ideias ainda se encontravam emaranhadas. Agradeço também pela sua capacidade sobre-humana de revisão, e pelas contribuições precisas e enriquecedoras, o que superou todas as minhas expectativas (mesmo diante de tantas avaliações positivas de ex-orientados). Além disso, é uma fonte de inspiração e admiração por ter sido um dos melhores professores que já tive. Obrigado.

Nesse sentido, estendo a minha gratidão aos demais professores do PPE pela excelência de ensino do Programa, que contribuiu imensamente para a minha formação acadêmica.

Agradeço aos membros da banca examinadora – André Lucena, Luís Eduardo Duque Dutra e José Mauro Coelho, por terem aceitado participar da defesa. As suas contribuições e críticas serão enriquecedoras ao trabalho.

Agradeço aos profissionais que colaboraram neste estudo pela paciência e boa vontade para responder aos questionários enviados.

Agradeço ao Diretor José Mauro e ao Superintendente Marcos Frederico pelo apoio incondicional que me foi oferecido desde os meus primeiros dias na EPE para a realização deste mestrado, e pelos esforços que fizeram para a obtenção do apoio institucional da EPE.

Agradeço ao Marcelo Cavalcanti por ter sempre se colocado à disposição para conversar sobre os caminhos desta dissertação, servindo como uma orientação informal para este trabalho.

Agradeço aos demais colegas de trabalho da EPE pelas contribuições ao trabalho e pela amizade no convívio diário.

Agradeço aos colegas de trabalho da Petrobras – Frias, Rodrigo e Lawrence, por todo o conhecimento transmitido e por serem referências na minha formação profissional. Além disso, um agradecimento especial ao meu ex-chefe, Vinicius, por ter me apoiado no início deste mestrado.

Agradeço aos colegas do PPE pelo companheirismo, em especial, ao Pedro e ao Carlos pelas valiosas caronas ao Centro após as aulas.

Por fim, agradeço aos colegas da EQ/UFRJ – Bossa, Cris, Gean, Robson e Vitor, que nas trocas diárias de mensagens me oferecem a amizade e a descontração necessárias para tornar o dia-a-dia mais leve e prazeroso.

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

VULNERABILIDADE DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO À
PRÓPRIA RIQUEZA: O CASO DOS PAÍSES-MEMBROS DA OPEP

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Março/2018

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Os países exportadores de petróleo podem ser vulneráveis à própria riqueza. Esses países estão sujeitos à hipótese da maldição dos recursos naturais, o que impede o desenvolvimento socioeconômico a longo prazo por meio de mecanismos de transmissão como volatilidade das receitas e falhas políticas e institucionais. Ao mesmo tempo, estão sendo pressionados por tendências e mudanças tecnológicas, como revolução do *shale*, políticas de mudanças climáticas e tecnologias de baixo carbono, que têm potencial para impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo. Logo, essas vulnerabilidades colocam em dúvida a extensão na qual os recursos de petróleo podem servir no futuro como fontes de renda e de desenvolvimento socioeconômico para países exportadores de petróleo. Com o objetivo de mensurar essas vulnerabilidades, este estudo propõe uma metodologia baseada em indicadores e em uma análise multicritério, o Método de Análise Hierárquica (AHP). Os indicadores são utilizados para uma análise estática e comparativa da vulnerabilidade entre os países, e são organizados de acordo com cinco critérios: Produção, Mercado, Meio Ambiente, Econômico e Sociopolítico. Por fim, a metodologia proposta é aplicada aos países-membros da OPEP com o objetivo de avaliar em que medida estão sujeitos às vulnerabilidades da indústria do petróleo. Os resultados obtidos indicam que Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita são os países menos expostos, embora apresentem uma certa fragilidade em determinados aspectos, enquanto Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola são suscetíveis aos maiores riscos e ameaças associadas às vulnerabilidades.

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

VULNERABILITY OF OIL-EXPORTING COUNTRIES TO THEIR OWN
WEALTH: THE CASE OF OPEC MEMBER COUNTRIES

Filipe de Pádua Fernandes Silva

March/2018

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

Oil-exporting countries may be vulnerable to their own wealth. These countries are subject to the resource curse hypothesis, which hinders their long-term socio-economic development. This can derive from transmission mechanisms such as revenue volatility and political and institutional failures. Oil-exporting countries are also being challenged by environmental, market trends and technological breakthroughs, including shale revolution, climate change policies, and low-carbon technologies. These vulnerabilities cast doubt on the extent to which oil resources could serve in the future as sources of income and socio-economic development for oil-exporting countries. In order to measure these vulnerabilities, this study develops and applies a methodology based on indicators and multi-criteria analysis, the Analytic Hierarchy Process (AHP). The indicators are used for a static and comparative analysis of the vulnerability between oil-exporting countries, being organized according to five criteria: Production, Market, Environment, Economic and Sociopolitical. Finally, the proposed methodology is applied to OPEC member countries in order to assess to what extent they are subject to the vulnerabilities. The results indicate that the United Arab Emirates, Qatar, Iran and Saudi Arabia are the least exposed countries, although fragile in certain aspects, while Iraq, Libya, Gabon, Nigeria and Angola are more susceptible to the risks and threats associated with the global oil market vulnerabilities.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. VULNERABILIDADES INTRÍNSECAS DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO: A MALDIÇÃO DOS RECURSOS NATURAIS	7
2.1. O debate sobre a abundância de recursos naturais e o desenvolvimento nas décadas de 1950 e 1960	8
2.2. A teoria da maldição dos recursos naturais	11
2.3. Os mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais.....	19
2.4. A hipótese dos recursos naturais como um caminho viável para o crescimento econômico e desenvolvimento social	41
2.5. Discussão sobre a validade da hipótese da maldição e de seus mecanismos de transmissão	45
3. VULNERABILIDADES EXTRÍNSECAS DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO	49
3.1. A revolução do <i>shale</i> e os seus impactos na dinâmica da indústria mundial do petróleo	51
3.2. As políticas de mudanças climáticas.....	55
3.3. As reservas <i>unburnable</i> e os <i>stranded assets</i>	60
3.4. Os avanços das tecnologias de baixo carbono e da eficiência energética.....	62
3.5. Os cenários de demanda de petróleo.....	78
4. ANÁLISE MULTICRITÉRIO E INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO	83
4.1. Os indicadores de vulnerabilidade ao petróleo	84
4.1.1. Critério: Produção	88
4.1.2. Critério: Mercado	95
4.1.3. Critério: Meio Ambiente	108
4.1.4. Critério: Econômico	117
4.1.5. Critério: Sociopolítico	127
4.2. A análise multicritério	133
5. RESULTADOS DA ANÁLISE DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO PARA OS PAÍSES DA OPEP	140
5.1. Normalização dos indicadores de vulnerabilidade	141
5.2. Os resultados da comparação par a par.....	146
5.3. Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP...	153
5.3.1. Critério: Produção	153
5.3.2. Critério: Mercado	160

5.3.3.	Critério: Meio Ambiente	167
5.3.4.	Critério: Econômico	173
5.3.5.	Critério: Sociopolítico	183
5.4.	Considerações sobre os resultados consolidados	189
6.	CONCLUSÕES	195
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	203
	ANEXO 1 - QUESTIONÁRIO EM PORTUGUÊS PARA A COMPARAÇÃO PAR A PAR DOS INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO	228
	ANEXO 2 - QUESTIONÁRIO EM INGLÊS PARA A COMPARAÇÃO PAR A PAR DOS INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO	238
	ANEXO 3 - RESPOSTAS DOS ESPECIALISTAS ÀS COMPARAÇÕES PAR A PAR DOS INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO	248

LISTA DE FIGURAS

Figura 4-1 - Estrutura hierárquica da análise de vulnerabilidade ao petróleo	135
Figura 5-1 - Estrutura hierárquica da análise de vulnerabilidade ao petróleo com os pesos relativos dos indicadores	153
Figura 5-2 - Resultados do critério Produção por ordem de pontuação dos países da OPEP	154
Figura 5-3 - Resultados do critério Mercado por ordem de pontuação dos países da OPEP	161
Figura 5-4 - Resultados do critério Meio Ambiente por ordem de pontuação dos países da OPEP	167
Figura 5-5 - Resultados do critério Econômico por ordem de pontuação dos países da OPEP	174
Figura 5-6 - Resultados do critério Sociopolítico por ordem de pontuação dos países da OPEP	184
Figura 5-7 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita.....	191
Figura 5-8 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo do Kuwait, Equador, Venezuela e Argélia.....	192
Figura 5-9 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo do Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola.....	193

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-1 - Deterioração das condições macroeconômicas e fiscais de países exportadores de petróleo.....	2
Tabela 3-1 - Projeções da taxa de crescimento da demanda de petróleo	79
Tabela 4-1 - Reservas 2P, produção e razão R/P de petróleo dos países da OPEP	89
Tabela 4-2 - Custo médio de produção de petróleo dos países da OPEP	92
Tabela 4-3 - Spread entre o petróleo representativo de um país e o petróleo Brent.....	94
Tabela 4-4 - Relação exportação/produção de petróleo dos países da OPEP	96
Tabela 4-5 - Relação entre capacidade internacional de refino e exportação de petróleo dos países da OPEP	99
Tabela 4-6 - Diversificação dos destinos das exportações de petróleo dos países da OPEP	103
Tabela 4-7 - <i>Market share</i> da Ásia-Pacífico nas exportações de petróleo dos países da OPEP	105
Tabela 4-8 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo dos países da OPEP	107
Tabela 4-9 - Intensidade energética dos países da OPEP	110
Tabela 4-10 - Intensidade de emissões de CO ₂ dos países da OPEP	112
Tabela 4-11 - Participação de fontes modernas de renováveis na oferta de energia primária dos países da OPEP	115
Tabela 4-12 - Relação entre a produção de gás natural e de petróleo nos países da OPEP	117
Tabela 4-13 - Relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB dos países da OPEP	120
Tabela 4-14 - Relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação dos países da OPEP	121
Tabela 4-15 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal dos países da OPEP	124

Tabela 4-16 - Relação entre os ativos de fundos soberanos e as receitas de exportação de petróleo dos países da OPEP	126
Tabela 4-17 - Risco sociopolítico dos países da OPEP	129
Tabela 4-18 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) dos países da OPEP	131
Tabela 4-19 - Razão de dependência demográfica dos países da OPEP	133
Tabela 4-20 - Escala fundamental de números absolutos para a comparação par a par	136
Tabela 4-21 - Índice Randômico (IR) por ordem da matriz	139
Tabela 5-1 - Indicadores normalizados do critério Produção.....	142
Tabela 5-2 - Indicadores normalizados do critério Mercado.....	143
Tabela 5-3 - Indicadores normalizados do critério Meio Ambiente.....	144
Tabela 5-4 - Indicadores normalizados do critério Econômico.....	145
Tabela 5-5 - Indicadores normalizados do critério Sociopolítico.....	146
Tabela 5-6 - Matrizes de julgamento por critério	148
Tabela 5-7 - Normalização da matriz de julgamento do critério Produção.....	149
Tabela 5-8 - Pesos relativos dos indicadores por critério.....	150
Tabela 5-9 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Produção.....	155
Tabela 5-10 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Mercado.....	162
Tabela 5-11 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Meio Ambiente.....	168
Tabela 5-12 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Econômico.....	175
Tabela 5-13 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Sociopolítico	185
Tabela 5-14 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP por critério	190

LISTA DE ACRÔNIMOS E ABREVIACÕES

AHP - Método de Análise Hierárquica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BGR - Federal Institute for Geoscience and Natural Resources

boe - barril de óleo equivalente

b/d - barris de petróleo por dia

CCS - Processo de captura e armazenamento de carbono

COP - Conferência das Partes

EAU - Emirados Árabes Unidos

EIA - U.S. Energy Information Administration

EITI - Extractive Industries Transparency Initiative

EOR - Enhanced Oil Recovery

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FMI - Fundo Monetário Internacional

GCC - Conselho de Cooperação do Golfo

GEE - Gases de efeito estufa

GNL - Gás natural liquefeito

ICRG - International Country Risk Guide

IDH - Índice de Desenvolvimento Humano

IEA - Agência Internacional de Energia

IHH - Índice de Herfindahl-Hirschman

IOC - Empresa Internacional de Petróleo

IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas

IRENA - International Renewable Energy Agency

KPC - Kuwait Petroleum Corporation

LGN - Líquidos de gás natural

NDC - Contribuição Nacionalmente Determinada

NIOC - National Iranian Oil Company

NNPC - Nigerian National Petroleum Corporation

NOC - Empresa Nacional de Petróleo

NRGI - Natural Resource Governance Institute

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONU - Organização das Nações Unidas

OPAEP - Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PDVSA - Petroleos de Venezuela

PIB - Produto Interno Bruto

PNB - Produto Nacional Bruto

PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

RURR - Último recurso recuperável remanescente

tep - tonelada equivalente de petróleo

TPES - Oferta Total de Energia Primária

UNFCCC - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas

URR - Último recurso recuperável

WEF - Fórum Econômico Mundial

WTO - Organização Mundial do Comércio

1. INTRODUÇÃO

Recentemente, o preço do petróleo experimentou uma das maiores quedas em sua história. Entre junho de 2014 e janeiro de 2016, o preço do petróleo do tipo Brent despencou de US\$ 112/b para US\$ 31/b (EIA, 2017a), ou seja, uma redução de mais de 70% do valor inicial. Apesar de ter apresentado uma certa recuperação nos meses seguintes, o preço do petróleo tem se mantido bem abaixo do patamar de junho de 2014. O preço médio anual do Brent em 2015 foi de US\$ 52/b e em 2016 foi de US\$ 44/b (EIA, 2017a).

Esse colapso nos preços afetou negativamente as rendas de países exportadores de petróleo. A Arábia Saudita, por exemplo, observou um declínio nas suas receitas de exportação de petróleo de US\$ 322 bilhões em 2013 para US\$ 134 bilhões em 2016, uma redução de aproximadamente 60% em apenas três anos. De forma similar, a Venezuela apresentou uma queda de mais de 70% nas suas receitas de exportação de petróleo, de US\$ 86 bilhões em 2013 para US\$ 25 bilhões em 2016 (OPEP, 2017a).

Como consequência, países exportadores de petróleo têm exibido uma deterioração nas suas condições macroeconômicas e fiscais, como desaceleração do crescimento econômico, queda nas receitas governamentais, agravamento do balanço fiscal, aumento da dívida pública e redução de reservas financeiras (Banco Mundial, 2018; FMI, 2016, 2017a, 2017b). A Tabela 1-1 exemplifica esse comportamento para países selecionados.

Além disso, alguns países exportadores de petróleo têm experimentado fortes tensões sociais e instabilidades políticas, que são agravadas pela redução das rendas de petróleo, como a Venezuela, atormentada por protestos e conflitos motivados, entre outros fatores, pelo aumento substancial do desemprego e da inflação, e pela escassez de alimentos e produtos básicos (IEA, 2016a, 2016b).

Portanto, o colapso nos preços internacionais do petróleo expôs a condição de fragilidade socioeconômica de países extremamente dependentes das receitas de exportação de petróleo.

Contudo, a literatura indica que a volatilidade das receitas de exportação não é o único mecanismo de transmissão da vulnerabilidade ao petróleo.

Tabela 1-1 - Deterioração das condições macroeconômicas e fiscais de países exportadores de petróleo

País	PIB		Receitas Governamentais		Balanço Fiscal		Dívida Pública	
	% a.a.		% PIB		% PIB		% PIB	
	2010-14	2016	2010-14	2016	2010-14	2016	2010-14	2016
Angola	4,8	-0,7	42,7	18,7	2,0	-5,0	36,2	75,8
Arábia Saudita	5,4	1,7	41,0	21,4	5,8	-17,2	4,1	13,1
Argélia	3,3	3,3	37,1	29,0	-2,4	-13,5	8,9	20,6
Emirados Árabes Unidos	4,4	3,0	36,2	28,5	5,0	4,1	17,5	20,7
Equador	5,1	-1,6	37,9	31,0	-2,4	-8,4	17,4	36,2
Kuwait	3,1	3,5	70,5	53,2	29,5	0,3	8,1	18,5
Nigéria	5,7	-1,6	13,2	5,3	-1,6	-4,7	11,8	17,6
Qatar	9,2	2,2	43,0	33,3	12,6	-3,9	36,1	56,5

Fonte: Banco Mundial (2018); FMI (2017a, 2017b)

Nesse contexto, uma questão se evidencia: o que torna os países exportadores de petróleo vulneráveis à própria riqueza? Esta é a pergunta central desta dissertação e conduz as principais discussões realizadas neste estudo.

Essa questão é objeto de um amplo debate na literatura, onde são discutidos diversos mecanismos de transmissão e canais pelos quais a vulnerabilidade ao petróleo se manifesta (Beblawi, 1990; Bhattacharyya e Blake, 2010; Dale, 2015; Dale e Fattouh, 2018; Fardmanesh, 1991; FMI, 2016; Jesus, 2009; Pimentel, 2006; Ross, 2012; Sala-i-Martin e Subramanian, 2003; Van de Graaf, 2017; Van de Graaf e Verbruggen, 2015; Van der Ploeg, 2016). Gupta (2008) afirma que a vulnerabilidade socioeconômica ao petróleo se trata de uma questão multidimensional que pode ser definida como o estado que deixa os países exportadores de petróleo vulneráveis a acontecimentos internacionais, como aumentos ou reduções dos preços do petróleo ou o desenvolvimento de novos vetores energéticos.

De forma geral, essas vulnerabilidades podem ser reunidas sob dois tipos distintos, o que este estudo denomina de vulnerabilidades intrínsecas e vulnerabilidades extrínsecas da indústria mundial do petróleo.

As vulnerabilidades intrínsecas estão diretamente associadas aos países extremamente dependentes das rendas de petróleo, de tal maneira que esses países detêm um certo controle e poder de atuação para reduzir os efeitos negativos desses mecanismos de transmissão. Geralmente, essas vulnerabilidades estão reunidas na literatura sob a

hipótese da maldição dos recursos naturais, segundo a qual a dependência excessiva às receitas de exportação de recursos naturais impede o desenvolvimento socioeconômico a longo prazo.

Por sua vez, as vulnerabilidades extrínsecas se referem aos diversos fatores disruptivos, como tendências de mercado e mudanças tecnológicas, que têm potencial para impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo, com profundas implicações para os países dependentes das receitas de exportação desse recurso natural. Ou seja, tratam-se de mecanismos alheios aos países exportadores de petróleo e, em alguns casos, à própria indústria do petróleo. Como consequência, essas vulnerabilidades colocam em dúvida a extensão na qual os recursos de petróleo podem servir como fontes futuras de renda e de desenvolvimento socioeconômico para os países exportadores de petróleo.

Essas discussões são especialmente relevantes para o Brasil, uma vez que o país tem se tornado um ator importante no mercado internacional do petróleo, sendo responsável por exportações de cerca de 1,0 milhão b/d de petróleo em 2017 (ANP, 2018). Segundo EPE (2017a), o volume exportado pelo Brasil pode alcançar 3,3 milhões b/d em 2026, o que colocaria o país entre os principais exportadores de petróleo do mundo. Esse quadro é, portanto, uma motivação adicional para este estudo, visto que a compreensão das ameaças, das vulnerabilidades e dos riscos que os países exportadores de petróleo enfrentam é fundamental para os formuladores de políticas públicas no Brasil, diante do potencial exportador do país.

Para obter um maior entendimento sobre as vulnerabilidades, torna-se necessária a utilização de dados e informações por meio de uma análise quantitativa. No entanto, de que forma as vulnerabilidades dos países exportadores de petróleo podem ser mensuradas e comparadas? Essa é uma questão particularmente difícil, uma vez que a análise da vulnerabilidade socioeconômica ao petróleo é um problema complexo e multidimensional, isto é, envolve múltiplos aspectos e variáveis que precisam ser analisados de forma conjunta.

Dessa forma, esta dissertação propõe uma metodologia para mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo, sendo baseada na aplicação de uma abordagem multicritério e na elaboração de indicadores de vulnerabilidade, que descrevem os atributos que melhor representam as vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo.

A partir da definição da metodologia, as questões que se seguem são: quais são os países exportadores de petróleo mais vulneráveis e os menos vulneráveis? E quais são os mecanismos de transmissão que melhor representam e que intensificam a vulnerabilidade desses países à própria riqueza?

De acordo com OPEP (2017a), o mundo contabiliza atualmente mais de 40 países exportadores de petróleo, ou seja, a aplicação da metodologia para todos esses países tornaria esta dissertação extremamente extensa. Além disso, alguns desses países possuem volumes de exportação de petróleo pouco significativos. Logo, optou-se por limitar a análise de vulnerabilidade ao grupo de países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em função da sua maior relevância e representatividade para a indústria mundial do petróleo. Esses países foram responsáveis por 44% da produção e por 57% das exportações mundiais de óleo cru em 2016 (OPEP, 2017a), além de possuírem cerca de 70% das reservas provadas e prováveis de petróleo (BGR, 2016).

Ao final de 2017, a OPEP contava com os seguintes membros: Angola, Arábia Saudita, Argélia, Emirados Árabes Unidos, Equador, Gabão, Guiné Equatorial, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar e Venezuela. Contudo, este estudo teve início antes da adesão da Guiné Equatorial à organização em maio de 2017. Logo, o país não é considerado nas análises deste trabalho.

Portanto, a aplicação da metodologia de vulnerabilidade ao petróleo busca mensurar e avaliar em que medida os países-membros da OPEP estão sujeitos às vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo.

Em resumo, esta dissertação se propõe a responder as seguintes questões: (i) o que torna os países exportadores de petróleo vulneráveis à própria riqueza; (ii) de que forma a vulnerabilidade ao petróleo pode ser mensurada; e (iii) quais são os países-membros da OPEP mais vulneráveis e os menos vulneráveis, e quais são os mecanismos de transmissão que melhor representam a vulnerabilidade desses países.

De certa forma, essas questões já foram estudadas anteriormente por Pimentel (2006) e por Jesus (2009), no âmbito do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Pimentel (2006) utiliza indicadores para avaliar a vulnerabilidade econômica e social de países produtores de petróleo, em particular, dos países-membros da OPEP. De forma similar, Jesus (2009) propõe uma metodologia baseada em

indicadores de vulnerabilidade socioeconômica de países exportadores de petróleo, sendo aplicada aos membros da OPEP, à Noruega e ao México.

Contudo, diante de elementos que emergiram mais fortemente nos últimos anos na indústria mundial do petróleo, como a revolução do *shale*, as políticas de mudanças climáticas e as tecnologias de baixo carbono, este estudo propõe aprofundar e aperfeiçoar a discussão da vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo e revisar as metodologias desenvolvidas por Pimentel (2006) e por Jesus (2009). Além disso, este estudo apresenta uma discussão mais minuciosa acerca dos mecanismos e dos fatores que tornam os países exportadores de petróleo vulneráveis à própria riqueza, visto que Pimentel (2006) e Jesus (2009) se limitam a propor uma metodologia e aplicá-la para um determinado conjunto de países.

Assim sendo, este estudo visa agregar aos trabalhos de Pimentel (2006) e Jesus (2009) do ponto de vista de conteúdo, ao ampliar a discussão teórica dos mecanismos de transmissão da vulnerabilidade ao petróleo, e do ponto de vista da metodologia, ao revisar os indicadores em função de novos elementos na indústria do petróleo.

Esta dissertação está organizada em seis capítulos, contando com esta introdução, o Capítulo 1, em que são apresentados os objetivos e as motivações do estudo.

Em seguida, os Capítulos 2 e 3 estabelecem o arcabouço teórico da dissertação, onde se busca responder à questão sobre o que torna países exportadores de petróleo vulneráveis à própria riqueza, ou seja, quais são os canais de transmissão da vulnerabilidade ao petróleo.

Por um lado, o Capítulo 2 apresenta uma revisão da hipótese da maldição dos recursos naturais, isto é, das vulnerabilidades intrínsecas da indústria mundial do petróleo. A revisão inclui a evolução da hipótese da maldição no contexto histórico, as suas principais características, as evidências empíricas e os seus efeitos adversos para o desenvolvimento socioeconômico, bem como as críticas aos trabalhos que alimentaram essa hipótese. O capítulo discorre também sobre os principais mecanismos de transmissão da maldição de recursos naturais, o que inclui o declínio nos termos de troca no longo prazo, a volatilidade das receitas, a Doença Holandesa, o efeito de *crowding-out* e as falhas políticas e institucionais. Além disso, o capítulo explora uma visão mais recente de que a abundância de recursos naturais pode ser um caminho viável para o desenvolvimento socioeconômico dos países. Por fim, o Capítulo 2 apresenta uma breve

discussão sobre a validade da hipótese da maldição e de seus mecanismos de transmissão no âmbito dos objetivos deste trabalho.

Por outro lado, o Capítulo 3 apresenta os elementos que orientam uma nova visão da geopolítica da energia na qual o mundo se caracteriza pela abundância da oferta e pela perspectiva de pico na demanda mundial de petróleo, ou seja, elementos que caracterizam as vulnerabilidades extrínsecas da indústria mundial do petróleo. Nesse sentido, o capítulo explora diversos fatores disruptivos que emergiram nos últimos anos, como o aumento da produção não-convencional nos Estados Unidos, as políticas de mudanças climáticas, as tendências de queda dos custos de tecnologias alternativas e os avanços na eficiência energética. Por fim, o Capítulo 3 apresenta uma discussão sobre em que medida essas tendências representam uma ameaça de declínio estrutural na indústria do petróleo e, como consequência, aos países exportadores de petróleo.

O Capítulo 4 propõe uma metodologia para mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo, baseada na elaboração de indicadores e na aplicação de uma abordagem multicritério. Inicialmente, o capítulo apresenta o processo de seleção dos indicadores, bem como as suas características, definições, objetivos e dados. Além disso, o Capítulo 4 conduz a abordagem multicritério, o Método de Análise Hierárquica (AHP), incluindo a construção da estrutura hierárquica de critérios e indicadores e a metodologia de comparação par a par para a definição dos pesos relativos dos indicadores dentro de um mesmo critério.

Por sua vez, o Capítulo 5 aplica a metodologia de vulnerabilidade ao petróleo aos países-membros da OPEP, com o objetivo de mensurar e avaliar em que medida esses países estão sujeitos às vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo. A partir dos resultados obtidos, o capítulo apresenta uma discussão sobre quais são os mecanismos de transmissão que melhor representam e que intensificam a vulnerabilidade desses países à própria riqueza, além de identificar quais são os países entre os membros da OPEP que se encontram mais vulneráveis ou menos vulneráveis.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as considerações finais, o que inclui uma consolidação dos resultados obtidos ao longo do estudo, críticas em relação à algumas fragilidades da metodologia proposta, e recomendações para trabalhos futuros.

2. VULNERABILIDADES INTRÍNSECAS DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO: A MALDIÇÃO DOS RECURSOS NATURAIS

Os países com recursos naturais abundantes podem, sob uma análise simplória, ser considerados mais aptos ao crescimento econômico, principalmente se forem capazes de explorar e monetizar esses recursos. As receitas obtidas com a comercialização e os investimentos realizados no setor de recursos naturais poderiam ser fatores determinantes para alavancar o desenvolvimento econômico e combater diversos problemas sociais de um país.

No entanto, diferentemente dessa visão simplista, a literatura mais rigorosa sugere que esses países estão sujeitos a teoria da maldição dos recursos naturais, segundo a qual a dependência excessiva às receitas de exportação de recursos naturais impede o desenvolvimento socioeconômico a longo prazo, ou seja, a hipótese sugere que os países se tornam vulneráveis à própria riqueza. Como resultado, essa vertente indica que os países abundantes em recursos naturais apresentam diversas características negativas, tanto do ponto de vista econômico, quanto do social. Por exemplo, um pior desempenho econômico ao longo dos anos (Auty, 1986, 2001; Sachs e Warner, 1995, 1997, 1999), altos níveis de pobreza e de desigualdade (Karl, 1997; Sarraf e Jiwanji, 2001), maior incidência de regimes absolutistas e autoritários (Auty, 2001; Beblawi, 1990; Lal, 1995), alto risco de conflitos e guerras (Collier e Hoeffler, 2004; Ross, 2012), presença de uma cultura de corrupção e de *rent-seeking*¹ (Ades e Di Tella, 1999; Bhattacharyya e Hodler, 2010; Leite e Weidmann, 1999; Sala-i-Martin e Subramanian, 2003), e deterioração do arcabouço institucional e incapacidade de condução de políticas públicas (Karl, 2007; Mikesell, 1997; Stevens, 2015).

Essa questão é objeto de um amplo debate na literatura. Contudo, não há um consenso sobre a existência da maldição. Inclusive, uma vertente cada vez maior defende que a abundância de recursos naturais, a partir de instituições fortes e de uma boa governança, pode ser uma oportunidade e um caminho viável para o desenvolvimento dos países.

¹ Segundo Kronenberg (2002), o *rent-seeking* pode ser visto como o comportamento de grupos de interesse que buscam capturar as riquezas gerenciadas pelo governo para obter ganhos e vantagens pessoais, usualmente por meio de práticas políticas e empresariais corruptas ou por proteções tarifárias a setores selecionados.

Portanto, este capítulo busca apresentar uma revisão da hipótese da maldição, com o objetivo de responder às questões: a maldição dos recursos naturais é um dos canais pelos quais a vulnerabilidade ao petróleo se manifesta? E, se positivo, quais são os mecanismos de transmissão da maldição que melhor representam essa vulnerabilidade para o caso dos países exportadores de petróleo?

Para cumprir com esse objetivo, este capítulo está organizado em cinco seções. Na seção 2.1 é apresentado o debate precursor entre os economistas nas décadas de 1950 e 1960 acerca da abundância dos recursos naturais, o que inclui tanto a visão da maioria daquele período de que a riqueza dos recursos seria uma benção para o desenvolvimento dos países, quanto a visão de alguns poucos que contestavam essa ideia. Na seção 2.2 é apresentada a hipótese da maldição dos recursos naturais, incluindo a evolução da teoria no contexto histórico, as suas principais características, as evidências empíricas e os seus efeitos adversos para o desenvolvimento socioeconômico, bem como as críticas aos trabalhos que alimentaram essa hipótese. Na seção 2.3 são apresentados os principais mecanismos de transmissão entre as grandes receitas provenientes de recursos naturais e o fraco desempenho dos países, seja em termos de desenvolvimento econômico ou sociopolítico. A discussão considera o declínio nos termos de troca no longo prazo, a volatilidade das receitas, a Doença Holandesa, o efeito de *crowding-out*² e as falhas políticas e institucionais. Na seção 2.4 é apresentada uma visão mais recente de que a abundância de recursos naturais pode ser um caminho viável para o desenvolvimento socioeconômico dos países. Por fim, diante de tudo o que foi abordado no capítulo, a seção 2.5 apresenta uma breve discussão sobre a validade da hipótese da maldição e de seus mecanismos de transmissão no âmbito dos objetivos deste trabalho.

2.1. O debate sobre a abundância de recursos naturais e o desenvolvimento nas décadas de 1950 e 1960

Na Teoria Econômica, desde os clássicos, passando pelas teorias desenvolvimentistas, até as diversas abordagens contemporâneas, a discussão sobre o papel dos recursos naturais no desenvolvimento socioeconômico dos países sempre ocupou um espaço de destaque na literatura teórica e empírica.

² Segundo Sachs e Warner (2001), o efeito de *crowding-out* sugere que a abundância de recursos naturais desloca fatores favoráveis ao crescimento econômico, como investimento, capital humano e inovação.

No começo dos anos 1950, a maioria dos economistas sugeria que as grandes receitas resultantes da extração de recursos naturais promoviam o desenvolvimento econômico e social dos países em desenvolvimento (Ross, 1999). Nessa época, diversas vertentes da teoria do desenvolvimento econômico suportavam essa hipótese.

Economistas como Lewis (1955, apud Stevens, 2015) e Rostow (1960, apud Stevens, 2015) argumentaram que os países em desenvolvimento sofrem com desequilíbrios nos fatores de produção. Apesar de a maioria possuir excedente de mão de obra, os países eram limitados por baixos níveis de investimentos. Conhecida como *capital fundamentalism*, essa visão foi a base do modelo de crescimento de Harrod-Domar, que dominou o pensamento econômico na década de 1960. Esse modelo indicava que o crescimento econômico dependia em grande parte da acumulação de capital (Stevens, 2015). Os economistas adeptos dessa teoria de desenvolvimento econômico logo associaram a abundância de recursos naturais como um fator que poderia auxiliar os países a superar o seu déficit de capital (Ross, 1999).

Ao mesmo tempo, uma visão similar desenvolvida por economistas como Rosenstein-Rodan (1957) sugeria que países em desenvolvimento deveriam experimentar um “grande empurrão” (*big push*) para sair do círculo de pobreza. Nesse sentido, as exportações de produtos primários, ao aumentar a oferta de divisas e os impostos incidentes sobre elas coletados pelo Estado, desempenhariam um papel importante ao expandir o estoque de capital e a capacidade produtiva do país, funcionando como uma fonte de expansão da demanda agregada. Isto é, as exportações de recursos naturais seriam o “empurrão” necessário para promover um ciclo sustentado de crescimento econômico.

No entanto, uma minoria de estudiosos - estruturalistas em sua maioria – levantou críticas às estratégias de desenvolvimento baseadas nas exportações de recursos naturais (Ross, 1999).

Na primeira delas, Prebisch (1950) e Singer (1950) argumentam que o preço das commodities primárias sofre um declínio em relação ao preço dos bens manufaturados ao longo do tempo. Segundo essa argumentação, que ficou conhecida como hipótese Prebisch-Singer, a deterioração dos termos de troca (*terms of trade*) está fortemente vinculada à dinâmica da desigualdade da renda entre os países e à forma de geração e difusão do progresso técnico. Os autores buscam então explicar os motivos pelos quais

se observa um aumento na diferença de renda per capita entre os países industrializados e os países especializados na exportação de produtos primários. A argumentação dos autores leva a conclusão de que o tipo de especialização no comércio internacional, diferentemente do que prediz a teoria das vantagens comparativas, exclui os países em desenvolvimento dos benefícios dos progressos técnicos que ocorrem em suas economias, bem como daquele que se desenvolve nas indústrias dos países desenvolvidos. Ou seja, os países exportadores de recursos se encontram em desvantagem no comércio com os países industrializados, em função da degradação dos termos de troca dos produtos primários frente aos bens manufaturados no longo prazo.

Outra hipótese oposta às estratégias de desenvolvimento baseadas nas exportações de recursos foi introduzida por Hirschman (1958, apud Stevens, 2015). A argumentação sugere que o setor de recursos naturais tende a gerar transformações que intensificam o caráter heterogêneo da estrutura produtiva³. Em outras palavras, as atividades vinculadas aos produtos primários se mostram incapazes de estimular o crescimento no restante da economia. O autor ressalta que essa situação é mais forte quando as empresas estrangeiras que administram a produção de recursos naturais têm permissão para repatriar seus lucros, ao invés de investi-los localmente. Nesse sentido, as atividades primárias, como as exportações de recursos naturais, produzem poucos encadeamentos (*linkages*) na economia⁴, principalmente se comparadas com a produção de bens manufaturados (Ross, 1999).

Por fim, uma crítica apresentada por autores como Nurkse (1958) diz respeito ao comportamento irregular dos preços de produtos primários. A hipótese é de que um país

³ Segundo Rodriguez (1981, apud Maciel, 2015), os países em desenvolvimento possuem uma estrutura produtiva heterogênea – o que indica que coexistem atividades de alta produtividade, como as atividades exportadoras, junto aos demais setores domésticos de baixa produtividade – e especializada – o que indica a concentração produtiva na exportação de bens primários, bem como o baixo desenvolvimento da diversificação horizontal, da complementaridade intersetorial e da integração vertical. Em contraste, os países desenvolvidos apresentam uma estrutura produtiva homogênea e diversificada. De acordo com Maciel (2015), a partir dessa diferenciação se encontra a conhecida divisão internacional do trabalho: aos países desenvolvidos cabe a função de produzir e exportar bens industrializados para o conjunto das economias, enquanto aos países em desenvolvimento reserva-se a função de produzir e exportar matérias-primas e alimentos aos países desenvolvidos.

⁴ Hirschman (1958, apud Maciel, 2015) identifica quatro tipos diferentes de encadeamentos: (i) os encadeamentos produtivos para frente (*forward linkages*) relacionados à utilização da produção como insumo produtivo a jusante; (ii) os encadeamentos produtivos para trás (*backward linkages*) relacionados à demanda dos setores por insumos aos setores a montante; (iii) o encadeamento fiscal, isto é, a extensão em que o Estado pode explorar o fluxo de renda proveniente do setor de recursos naturais sem inviabilizá-lo economicamente; (iv) os encadeamentos de demanda, que estão associados aos efeitos multiplicadores provocados pela remuneração dos fatores empregados no setor de recursos naturais. Segundo o autor, os encadeamentos que um setor específico sustenta com o resto da economia podem se mostrar benéficos ou prejudiciais ao processo de desenvolvimento.

extremamente dependente das receitas de exportação desses produtos se torna vulnerável no longo prazo ao transferir a instabilidade do preço para dentro de sua economia. Segundo o autor, essa instabilidade dificulta qualquer política fiscal estável e prudente, desencoraja investimentos na própria produção de bens primários, limita o horizonte econômico e impede a continuidade e a previsibilidade necessárias tanto ao planejamento privado quanto ao público. Como consequência, a intensa flutuação nas receitas públicas pode incentivar comportamentos especulativos, o que agravaria as incertezas e os riscos do investidor, além de incitar uma mentalidade de desenvolvimento rápido, o que levaria a políticas governamentais do tipo *stop and go* (Mikesell, 1997).

2.2. A teoria da maldição dos recursos naturais

Até o início dos anos 1970, o foco da preocupação estava nos produtos primários e nos recursos naturais em geral. Entretanto, a atenção começou a mudar a partir das experiências com o primeiro choque do petróleo⁵ em 1973 e com o segundo choque⁶ em 1979 (Ross, 1999). A vasta literatura que emergiu nos anos seguintes buscou estudar as respostas das políticas macroeconômicas aos *booms* dos preços das commodities, em especial, a ideia de que receitas de natureza inesperada (*windfall revenues*) tornariam outros setores da economia não competitivos no mercado internacional (Stevens et al., 2015).

A experiência emblemática da Holanda nas décadas de 1960 e 1970, após a descoberta do campo de gás natural de Groningen, alimentou diversos estudos e deu origem a hipótese da Doença Holandesa, elaborada por Corden e Neary (1982)⁷. Segundo essa abordagem, um *boom* no setor de recursos naturais desencadearia um processo de

⁵ O primeiro choque do petróleo começou em outubro de 1973 quando os membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP) anunciaram um embargo do petróleo. O embargo foi imposto em reação ao apoio dos Estados Unidos e de outros países ocidentais à Israel na recém-iniciada Guerra de Yom Kippur. O anúncio do embargo gerou pânico no mercado e provocou uma voraz demanda especulativa por estoques de petróleo, na qual, em última instância, acentuada pela ausência de excesso de capacidade de produção de petróleo no mundo, elevou os preços do petróleo a valores sem precedentes. Ao final do embargo, em março de 1974, os preços do petróleo haviam subido de US\$ 3 / barril para US\$ 12 / barril (Yergin, 2012).

⁶ O segundo choque do petróleo começou em fevereiro de 1979 com o sucesso da Revolução Iraniana. O acontecimento levou a interrupção de grande parte da produção de petróleo do país e, consequentemente, a redução dos volumes exportados pelo Irã. As incertezas associadas a esse evento despertaram o pânico nos mercados, fazendo com que os preços do petróleo mais do que dobrassem no período, alcançando cerca de US\$ 40 / barril (Yergin, 2012).

⁷ Segundo Corden (1984), o termo Doença Holandesa (*Dutch Disease*) foi cunhado pela revista *The Economist* em 1977.

realocação dos fatores de produção, em resposta à modificação nos preços relativos da economia. O resultado da dinâmica de realocação dos fatores é uma contração nos setores de bens manufaturados, após uma apreciação real da taxa de câmbio. Segundo Ross (1999), no caso da Holanda, a apreciação cambial no período foi causada pela combinação do aumento substancial da inflação e dos grandes superávits na balança comercial e financeira do país, em consequência do aumento dos fluxos de investimento estrangeiro no setor petrolífero bem como das rendas auferidas com a exportação do gás natural no mercado internacional. Como resultado, os efeitos observados foram o declínio da participação do setor industrial na economia do país e um aumento na importação de bens manufaturados. As causas e os efeitos da Doença Holandesa serão discutidos em maiores detalhes na seção 2.3.

Segundo Stevens (2015), nos anos que se seguiram, a percepção era de que, em sua maioria, os países abundantes em recursos naturais não foram capazes de utilizar as receitas provenientes da extração para construir bases sólidas para o seu desenvolvimento socioeconômico, uma vez que pareciam apresentar piores desempenhos, em termos de progresso econômico e de redução da pobreza, em comparação com países escassos em recursos naturais. Com poucas exceções, os potenciais benefícios das elevadas receitas do petróleo e de outros recursos naturais não se materializaram.

Na literatura econômica, esse debate ao longo dos anos levou ao surgimento da teoria da maldição dos recursos naturais (*resource curse*). A teoria, também conhecida como paradoxo da abundância (*paradox of plenty*), sugere que a dependência excessiva de países às receitas de exportação de recursos naturais impede o desenvolvimento socioeconômico a longo prazo. O termo *maldição dos recursos naturais* foi utilizado pela primeira vez em 1993 por Auty (1993) e, desde então, uma literatura sobre questões associadas a esse conceito vêm se expandindo significativamente.

Grande parte do trabalho empírico sobre a existência da maldição dos recursos naturais buscou estabelecer uma correlação negativa entre a abundância de recursos naturais e o desempenho econômico dos países ao longo dos anos (Auty, 1986, 2001; Sachs e Warner, 1995, 1997, 1999).

Sachs e Warner (1997), em um dos estudos mais abrangentes até então, encontraram uma clara correlação negativa entre exportações baseadas em recursos naturais e crescimento econômico. A inovação crucial dos autores foi identificar uma

medida de recursos naturais que pudesse ser calculada a partir de dados disponíveis e para um número de países extenso o suficiente para configurar uma lista estatisticamente comparável entre países abundantes e escassos em recursos naturais. Assim, Sachs e Warner (1997) compararam, para uma amostra de 95 países em desenvolvimento, as taxas anuais de crescimento econômico no período de 1970 a 1990 e o percentual de exportações brutas de recursos naturais sobre o PIB (tendo como base o ano de 1970). Os autores consideraram exportações de recursos naturais como aquelas dos setores agrícolas, de minérios e de combustíveis fósseis. Em média, os países que iniciaram o período com um elevado percentual de exportações de recursos naturais em relação ao PIB tenderam a experimentar um crescimento mais lento nos 20 anos seguintes. Apenas dois países incluídos na lista de abundantes em recursos naturais - Malásia e Ilhas Maurício - sustentaram um crescimento de 2% a.a. durante o período analisado.

Em suas várias publicações, Sachs e Warner (1995, 1997, 1999, 2001) submeteram os dados a todo tipo de teste de robustez, ao se utilizar de outras metodologias e de outros indicadores para representar a intensidade em recursos naturais, e ao tentar eliminar ou confirmar uma grande quantidade de variáveis explicativas - incluindo renda per capita, política comercial, taxas de investimento, região geográfica, eficiência burocrática, volatilidade dos termos de troca e distribuição de renda.

Destaca-se também o trabalho de Sachs e Warner (1999), em que os autores questionam a tese que recursos naturais poderiam funcionar como um *big push* para economias pobres, a partir da evidência de sete economias latino-americanas. Ao final, os autores permaneceram fortemente convencidos de que a abundância de recursos tem alguns efeitos prejudiciais inerentes ao desempenho econômico.

Segundo Maciel (2015), a estratégia empírica elaborada por Sachs e Warner (1995, 1997) teve o mérito de introduzir uma forma mais estruturada para avaliar a maldição dos recursos naturais do que a abordagem até então utilizada pelos estudos de caso. Como consequência, uma profusão de estudos empíricos foi desenvolvida a partir da década de 2000 empenhada em esclarecer o papel dos recursos naturais no desenvolvimento econômico. Por exemplo, Auty (2001) conclui que a renda per capita dos países escassos em recursos cresceu, entre 1960 e 1990, de duas a três vezes mais rápido do que a dos países abundantes em recursos. Já Kronenberg (2002) identifica que países com alta razão de exportações de recursos naturais sobre exportações totais tiveram pior desempenho em termos de taxa de crescimento. Enquanto Van der Ploeg (2011)

aponta que os países da OPEP tiveram um declínio no PNB per capita, enquanto outros países com PNB per capita similar apresentaram crescimento.

No entanto, à luz de todo esse quadro empírico, a literatura elencou críticas aos trabalhos que alimentaram a hipótese de correlação negativa entre a abundância de recursos naturais e o desempenho econômico dos países. A seguir, algumas dessas críticas são discutidas.

A primeira crítica aponta a sensibilidade dos resultados ao período escolhido para a análise (Maloney, 2002; Wright e Czelusta, 2004). Como exposto anteriormente, o interesse nesta questão foi desencadeado pelos choques do petróleo na década de 1970, de tal forma que muitos estudos se concentraram no período entre 1970 e 1990. Logo, as críticas são de que esse período pode ser muito curto para tirar conclusões sobre os impactos à longo prazo.

Maloney (2002) argumenta que há pouca evidência com base em dados de longo prazo que os países abundantes em recursos possuem um desempenho econômico inferior. Seu argumento parte da proposição de que os processos de crescimento ocorrem a longo prazo e não podem ser resumidos de forma convincente por regressões transversais de um período de 20 anos altamente turbulento no final do século XX.

Segundo Auty (2001), há evidências de que, antes da década de 1970, os países abundantes em recursos naturais cresciam mais rapidamente do que os pobres em recursos. Manzano e Rigobon (2001) argumentam que os altos preços do petróleo na década de 1970 desencadearam um *boom* de empréstimos pelos países produtores criando um problema de dívida que levou a um crescimento mais lento nas décadas subsequentes. Além disso, Ross (2012) afirma que, durante o período entre 1990 e 2006, quando os preços das commodities aumentaram em grande parte, o PIB cresceu cerca de 40% mais rápido nos países ricos em recursos naturais do que no resto do mundo.

Uma segunda crítica feita aos trabalhos empíricos diz respeito à escolha do indicador exportações brutas de recursos naturais sobre PIB como uma medida de intensidade em recursos naturais. Segundo Maciel (2015), o indicador é mais uma medida de dependência de uma economia com relação às exportações de recursos naturais do que propriamente do seu estoque de riqueza natural, podendo, inclusive, dizer muito pouco sobre a verdadeira dotação de riqueza natural de um país. Em outras palavras, Brunnschweiler (2008) argumenta que, possivelmente, uma participação predominante

das exportações de recursos naturais sobre o PIB é um forte indício de que a economia do país é excessivamente especializada, e que o crescimento mais lento em países com uma grande parcela de exportações primárias deve-se mais a uma política econômica do que qualquer possível *maldição* direta dos recursos naturais.

Nesse sentido, alguns indicadores alternativos de intensidade de recursos naturais foram sugeridos. Por exemplo, Atkinson e Hamilton (2003) e Neumayer (2004), utilizando o indicador de rendas derivadas de recursos naturais sobre o PIB, confirmam os resultados de Sachs e Warner (1995, 1997), enquanto, em oposição, Brunnschweiler e Bulte (2008) e Brunnschweiler (2008) encontram que o capital natural (*natural capital*) per capita apresenta correlação positiva com o crescimento da renda per capita dos países.

Lederman e Maloney (2003) encontraram efeitos positivos sobre o crescimento utilizando a participação das exportações primárias sobre o total das exportações, e exportações de produtos primários sobre a força de trabalho total. Sala-i-Martin e Subramanian (2003) encontraram efeitos ambíguos sobre o crescimento quando as exportações de recursos naturais são desagregadas em agrícolas, minerais, combustíveis e não combustíveis.

Por outro lado, Stijns (2005) utiliza indicadores de reservas de recursos naturais per capita, para petróleo, gás natural, carvão e minérios, e indicador de terras per capita, para agricultura. Os resultados obtidos foram distintos para cada tipo de recurso, embora, ao todo, nenhuma relação entre as reservas e o crescimento econômico tenha emergido de uma forma clara dos resultados. Para tanto, Auty (2001) faz uma distinção importante entre rendas derivadas de “recursos difusos” (*diffuse resources*), como a agricultura, e rendas derivadas de “recursos pontuais” (*point resources*), como petróleo e minerais. O autor afirma que os países abundantes de recursos pontuais apresentaram pior desempenho econômico em comparação com os países ricos em recursos difusos. Assim, tão importante quanto à seleção de uma adequada medida de intensidade em recursos naturais em geral, é a segregação dos diferentes tipos de recursos naturais.

A terceira crítica envolve os exemplos de países ricos em recursos naturais que não sofreram os efeitos da maldição e, com isso, desafiam a metodologia e os resultados dos estudos empíricos. Entre os países com recursos naturais abundantes e que supostamente evitaram a maldição nas últimas décadas, os frequentemente citados são Botswana, Chile, Indonésia e Malásia. Stevens (2005) busca compreender o que estes

países fizeram para que desfrutassem dos benefícios da abundância de recursos naturais, ao invés de sofrer as consequências negativas. O ponto chave, segundo o autor, é que esses países entenderam que as receitas de recursos naturais não são uma renda, mas simplesmente a reorganização do portfólio de ativos: trocando recursos abaixo do solo por dinheiro acima do solo. O sucesso dessa troca é determinado pela medida em que os países conseguem capitalizar essa reorganização, ou seja, investindo o dinheiro de forma produtiva e forjando vínculos entre o setor extrativista e o restante da economia. Nesse sentido, os estudos de caso revelaram que nenhum país seguiu sempre uma política específica, e que tais economias alcançaram crescimento econômico enquanto se diversificaram para longe do setor extrativista de recursos naturais, reduzindo sua vulnerabilidade às quedas dos preços dos recursos e ao eventual esgotamento das reservas.

A Noruega também é muitas vezes citada como um país que evitou a maldição. Segundo Stevens et al. (2015), existe uma concordância geral na literatura de que a Noruega obteve sucesso em relação ao papel da extração dos recursos naturais – notadamente petróleo, no seu desenvolvimento econômico. O país conseguiu desenvolver seus interesses na exploração de petróleo no Mar do Norte sem sofrer os sintomas habituais associados à maldição dos recursos naturais. Ao mesmo tempo, conseguiu diversificar sua economia para longe da dependência da produção de petróleo, e ainda acumular enormes reservas financeiras. Por esta razão, muitas vezes a Noruega é considerada o principal exemplo de como aproveitar ao máximo o setor de recursos naturais em prol do desenvolvimento do país.

Segundo Maloney (2002), a Austrália e o Canadá, bem como os Estados Unidos e o Reino Unido no século XIX, também podem ser vistos como exemplos similares ao da Noruega.

Outra questão pertinente relacionada a amostra de países analisada pelos estudos empíricos diz respeito aos membros do Conselho de Cooperação do Golfo (GCC - *Gulf Cooperation Council*)⁸. Segundo Stevens et al. (2015), embora possuam uma dependência excessiva para com as receitas petrolíferas, é difícil argumentar que a exploração de recursos nesses países teve um impacto negativo nas taxas de crescimento. O autor afirma que esses países provavelmente não existiriam - e certamente não em suas

⁸ Os membros do Conselho de Cooperação do Golfo são Arábia Saudita, Bahrein, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Omã e Qatar.

características atuais - sem as receitas de petróleo e gás natural. Antes do desenvolvimento dos seus recursos petrolíferos, as economias desses países eram pobres, com base em atividades pastorais de baixo valor, pesca e entreposto comercial. Se um país está começando a partir do *nada*, o crescimento econômico baseado em recursos extrativos parece uma opção muito interessante.

Além de toda a discussão envolvendo os impactos negativos no desempenho econômico, os países abundantes em recursos naturais também possuem características sociopolíticas que são atribuídas, de certa forma, à maldição dos recursos naturais. Esse debate ganhou amplitude, principalmente, na década de 1990, quando os impactos das receitas de petróleo, gás natural e minerais sobre o comportamento dos governos se tornou um dos focos de atenção.

Segundo Ross (1999), as grandes receitas extraordinárias pareciam mudar a forma como os governos se comportavam, causando danos ao crescimento e às perspectivas de desenvolvimento. O autor afirma que esse tópico de pesquisa funcionou paralelamente a desenvolvimentos mais amplos relacionados a economia política, a teoria da escolha pública e a teoria do agente-principal - escolas de pensamento que lançaram os fundamentos ideológicos para argumentar que o envolvimento do governo na alocação de recursos tenderia a sua má alocação.

Karl (2007), por sua vez, argumenta que a maldição dos recursos naturais em países exportadores de recursos naturais é principalmente um fenômeno político-institucional, um fato que a maioria dos gestores de políticas públicas (*policy makers*) não compreende. O autor elenca os custos sociais de países ricos em recursos naturais: péssimos indicadores de bem-estar social, altos níveis de pobreza, altos níveis de desigualdade, níveis de corrupção acima da média, regimes autoritários, cultura de *rent-seeking*, recorrentes impactos ambientais desastrosos, violação dos direitos humanos, e alto risco de conflitos e guerras. A seguir, algumas dessas características são discutidas.

A *primeira* é a predominância da pobreza e da desigualdade. Segundo Karl (1997) e Sarraf e Jiwanji (2001), os países ricos em recursos naturais tendem a apresentar piores resultados na erradicação da pobreza e tendem a aumentar a desigualdade de renda, o que é geralmente explicado como um problema sistêmico resultante da forma como a riqueza dos recursos naturais flui para dentro da economia. Na maioria dos países, os recursos

são propriedade do Estado e as receitas provenientes deles são atribuídas ao governo ou a uma elite da indústria e do governo.

Stevens (2015) argumenta que o setor de recursos naturais é intensivo em capital, muitas vezes dependente do investimento estrangeiro nas fases iniciais, e, portanto, não requer uma grande quantidade de mão de obra local. Em especial, o setor de petróleo e gás tipicamente tem poucas oportunidades de emprego direto para os menos qualificados. Na prática, a maioria das oportunidades no setor são para mão de obra altamente qualificada. Como resultado, a desigualdade de renda aumenta porque aqueles com maior nível de qualificação geralmente provêm da faixa de população com renda mais alta. Em outras palavras, a renda oriunda da extração de recursos naturais não é distribuída de forma uniforme ou justa. No caso dos países do Oriente Médio exportadores de petróleo e gás natural, um fenômeno típico é a contratação de trabalhadores estrangeiros como mão de obra qualificada em detrimento do desenvolvimento de mão de obra local, o que para Cairns e Calfucura (2012) representa uma estratégia dos governos locais para evitar a criação de uma classe média qualificada nesses países.

A *segunda* característica associada aos argumentos sobre a centralização da riqueza é o atraso nas mudanças políticas e o fortalecimento de regimes não democráticos. Beblawi (1990) aponta que membros do governo e da indústria, chamados de elites rentistas (*rentier elites*), capturam as rendas dos recursos naturais e as utilizam para criar redes de patrocínio e privilégios (*patronage networks*) que os consolidem no poder. Os autores argumentam que essas elites têm fortes interesses pessoais na manutenção do *status quo* e, portanto, atuam para reprimir críticas e adversários políticos potenciais.

No mesmo sentido, Auty (2001) argumenta que a abundância de recursos naturais retarda mudanças políticas, enfraquece consideravelmente as incipientes instituições democráticas, reprime os partidos políticos para que o poder seja fracamente contestado, torna as finanças públicas opacas e incita a corrupção desenfreada.

Stevens et al. (2015), por sua vez, fazem a distinção entre o Estado “desenvolvedor” e o “predatório”. Segundo o autor, ambos podem até ser autoritários, mas o “desenvolvedor” possui uma estrutura de governo e uma elite que buscará desenvolver o país, enquanto o “predatório” possui uma elite organizada em torno da captura das riquezas do Estado e que, portanto, faz pouca tentativa em prol do desenvolvimento do país. Assim, em conjunto com as argumentações de Auty (2001),

conclui-se que, na falta de uma estrutura de governo e de uma elite interessada em distribuir as riquezas, os países abundantes em recursos naturais caminham para tendências predatórias.

A *terceira* característica, diretamente associada ao exposto acima, é a de que as receitas de natureza inesperada produzem um impacto negativo na capacidade dos governos em tomar decisões. Karl (1997) argumenta que a ilusão de prosperidade e desenvolvimento reduz a capacidade de um governo em construir um Estado de sucesso. Ao mesmo tempo, com as expectativas criadas para o desenvolvimento a partir da extração de recursos naturais, a população pressiona os seus governos para tomadas rápidas de decisões. Essa afobação mal coordenada, inevitavelmente, produz decisões ruins. Inclusive, decisões aceleradas sobre como gastar as receitas podem introduzir distorções na economia. Como resultado, os governos ricos em recursos naturais muitas vezes não conseguem desenvolver as bases para uma economia produtiva e eficiente.

Por fim, a *quarta* característica sociopolítica é a alegada propensão dos países sujeitos à maldição de possuírem maior registro de guerras e conflitos sociais (Collier e Hoeffler, 2004; Ross, 2012). A principal explicação dada para esse comportamento é de que as grandes receitas provenientes da exportação de recursos naturais constituem um *baú do tesouro* pelo qual vale a pena lutar (Stevens et al., 2015). Consequentemente, esses países tendem a gerar níveis muito mais elevados de gastos militares. Se esses gastos aumentam a segurança ou o potencial de conflito, isso deve ser considerado caso a caso, mas, sem dúvidas, receitas do governo sendo despendidas em equipamentos militares resultam em menos investimentos em educação e saúde, por exemplo, o que poderia contribuir para melhorar o desempenho socioeconômico. Ademais, a maior intensidade de conflitos está diretamente associada à predominância da pobreza. A guerra, assim como a inflação, possui características regressivas, isto é, afeta mais fortemente as classes sociais de baixa renda do que as de alta renda.

2.3. Os mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais

O debate acerca da existência da maldição, apresentado no tópico anterior, leva à questão inevitável: quais são os mecanismos de transmissão entre as grandes receitas provenientes de recursos naturais e o desempenho ruim dos países, seja em termos de desenvolvimento econômico ou sociopolítico?

A literatura especializada a respeito da influência dos recursos naturais sobre o desenvolvimento levanta uma série de hipóteses em torno das causas e dos mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais. Auty (2001), por exemplo, cita três causas exógenas – políticas estruturalistas, Doença Holandesa e teoria da base de exportação (*export-based theory*), e duas causas endógenas – falhas políticas e *rent-seeking*. De forma semelhante, Stevens (2015) considera os seguintes mecanismos de transmissão: o declínio nos termos de troca no longo prazo, a volatilidade das receitas, a Doença Holandesa, o efeito de *crowding-out*, o aumento excessivo do papel do Estado, e os aspectos políticos e socioculturais. Ross (1999) elenca o declínio nos termos de troca das commodities primárias, a volatilidade dos mercados internacionais de commodities, os pobres encadeamentos (*linkages*) produzidos pelo setor de recursos naturais, a Doença Holandesa e os aspectos políticos. Por sua vez, Gylfason (2001) elenca a Doença Holandesa, o *rent-seeking*, a leniência institucional e a negligência com o capital humano como os principais mecanismos de transmissão da maldição.

O presente estudo adota os mecanismos de transmissão de caráter econômico propostos por Stevens (2015) e os mecanismos de transmissão de caráter político-social propostos por Auty (2001).

i. Declínio nos termos de troca no longo prazo

Uma primeira explicação para os efeitos negativos da abundância em recursos naturais decorre da hipótese de Prebisch-Singer, no qual os preços dos bens primários sofreriam um declínio em relação aos preços dos bens manufaturados ao longo do tempo, isto é, uma degradação dos termos de troca no longo prazo. Em outras palavras, uma determinada receita de exportação de bens primários compraria cada vez menos bens manufaturados ao longo do tempo. A argumentação teórica desse mecanismo, brevemente introduzida na seção 2.1, é baseada nos estudos de Prebisch (1950) e Singer (1950).

Inicialmente, Prebisch (1950) se baseia na premissa de que o progresso técnico e, consequentemente, a produtividade seria maior na produção de bens manufaturados em países industrializados do que na produção de produtos primários nos países em desenvolvimento. Com isso, o autor supõe que, a medida que os ganhos de produtividade resultassem em uma maior redução de custos na produção da indústria, a relação de preços

entre os bens manufaturados e os produtos primários deveria mostrar uma melhoria em favor dos países em desenvolvimento. No entanto, ao analisar a relação histórica entre os preços no período de 1876 a 1947, o autor observou que a suposição não era corroborada pelos fatos. Na verdade, a conclusão foi que a relação de preços se moveu contrária aos produtos primários. Além disso, os dados históricos apontaram também um crescimento maior da renda per capita nos países industrializados do que nos países em desenvolvimento.

Para Prebisch (1950), a explicação desse fenômeno se encontra na dinâmica dos ciclos econômicos. Na fase expansiva do ciclo, o aumento da demanda por bens primários nos países industrializados desloca os termos de troca em favor dos países em desenvolvimento. Por outro lado, na fase recessiva ou de ajustes, a redução ou desaceleração da demanda nos países industrializados faz com que os preços dos bens primários apresentem um declínio maior do que os preços dos bens industrializados. Segundo o autor, a queda nos preços dos bens primários na fase recessiva é proporcionalmente maior que o seu aumento na fase expansiva⁹. Portanto, a hipótese aponta que a diferença entre os preços de bens primários e os de bens manufaturados vai se ampliando progressivamente ao longo dos ciclos econômicos, isto é, o declínio nos termos de troca no longo prazo.

Para Singer (1950), outro fator que contribui para a deterioração dos termos de troca é a baixa elasticidade-renda da demanda de produtos primários, uma vez que a demanda por esses produtos não é muito sensível ao aumento real da renda. Além disso, o autor acrescenta também que o progresso técnico na indústria tende a reduzir a quantidade de matéria-prima utilizada por unidade produzida.

Portanto, a argumentação dos autores leva à conclusão de que o tipo de especialização no comércio internacional, diferentemente do que prediz a teoria das vantagens comparativas, exclui os países em desenvolvimento dos benefícios dos progressos técnicos que ocorrem em suas economias, bem como daquele que se desenvolve nas indústrias dos países desenvolvidos. Ou seja, os países exportadores de

⁹ Prebisch (1950) afirma que durante a fase expansiva, uma parte dos lucros nos países industrializados é absorvida por aumento de salários, em função, por exemplo, da escassez de mão de obra e da maior organização dos movimentos sindicais. Na fase recessiva, os países industrializados encontram uma forte resistência para evitar a diminuição dos salários e das margens de lucro. Com isso, esses países apresentam uma maior preservação desses fatores ao longo dos ciclos econômicos. Como consequência, na fase recessiva, a pressão por redução de salários e margens de lucro se desloca em direção aos países em desenvolvimento, afetando mais fortemente os preços dos bens primários.

recursos se encontrariam em desvantagem no comércio com os países industrializados, em função da degradação dos termos de troca dos produtos primários frente aos bens manufaturados no longo prazo.

Desde a sua formulação no início dos anos 1950, a hipótese de Prebisch-Singer foi objeto de diversos estudos com o objetivo de testar a validade dos seus argumentos. A pesquisa resultante desses estudos produziu diversas críticas e resultados contraditórios.

Do ponto de vista teórico, Maciel (2015) questiona a premissa de que os países industrializados são exportadores somente de bens manufaturados, e cita que as exportações de recursos naturais pelos países de alta renda foram de 35% das suas exportações totais em 2010.

Martin e Mitra (2001) questionam a premissa de que o progresso técnico e a produtividade têm taxas maiores na produção de bens manufaturados do que na produção de bens primários. Em uma avaliação de 50 países, os autores encontraram evidências de que o progresso técnico cresceu mais rapidamente no setor agrícola do que no setor industrial entre 1967 e 1992. Além disso, os resultados sugeriram uma tendência para uma convergência relativamente rápida na produtividade agrícola em todos os países, o que implica em uma transmissão de conhecimento eficiente da agricultura moderna.

Por sua vez, Mikesell (1997) afirma que os custos de produção de muitas commodities primárias sofreram reduções substanciais em função do aumento de produtividade, de modo que as rendas econômicas produzidas pelos recursos naturais não diminuiriam com a redução dos preços das commodities primárias.

Do ponto de vista empírico, alguns estudos confirmam o declínio nos termos de troca. Easterly et al. (1993) afirma que os termos de troca desempenham um papel importante na explicação da variação do crescimento econômico. Da mesma forma, Mendoza (1997), a partir de um modelo estocástico de crescimento, confirma a correlação entre os termos de troca e o crescimento econômico.

Os primeiros estudos a desafiar as hipóteses de Prebisch-Singer foram Maizels (1968, apud Mikesell, 1997) e Kindleberger (1956, apud Mikesell, 1997). O primeiro afirma que não há correlação significativa entre os termos de troca e as taxas de crescimento econômico dos países exportadores, e o segundo não encontrou suporte

estatístico para o declínio dos termos de troca dos países em desenvolvimento no longo prazo.

Cuddington (1992), em um estudo abrangente, analisa a evolução dos termos de troca para 26 produtos primários entre 1900 e 1983. Ao invés de utilizar um índice agregado, o autor realiza uma avaliação individual para cada produto. O estudo conclui que a maioria dos produtos (16) não apresentou qualquer tendência estatisticamente significativa. Dos restantes, cinco apresentaram tendência negativa e outros cinco apresentaram tendência positiva. Curiosamente, dos cinco produtos que seguem a hipótese de Prebisch-Singer, isto é, termos de troca com tendência negativa, três (trigo, milho e peles) são majoritariamente exportados por países industrializados. Apesar de os resultados não corroborarem as hipóteses, Cuddington (1992) não descarta a possibilidade de que os fatores sugeridos por Prebisch e Singer possam ajudar a explicar as diferenças no comportamento dos preços relativos dos produtos primários.

Por fim, os preços relativos estão em constante mudança e, se estas forem graduais, é de se esperar que as economias se ajustem. Portanto, embora uma parte da literatura teórica e empírica sustente a hipótese de Prebisch-Singer como um mecanismo de transmissão da maldição dos recursos naturais, torna-se difícil argumentar que um declínio lento nos termos de troca seja um fator preponderante para explicar um pior desempenho econômico associado à maldição (Stevens, 2015).

ii. Volatilidade das receitas

O segundo mecanismo de transmissão da maldição dos recursos naturais provém da hipótese de que o comportamento irregular dos preços de produtos primários e, conseqüentemente, a volatilidade das receitas de exportações desses produtos afetam negativamente o crescimento econômico e a taxa de investimentos dos países ao longo do tempo.

Um dos pioneiros nessa pesquisa, Nurkse (1958) afirma que países extremamente dependentes das receitas de exportação de produtos primários tornam-se vulneráveis no longo prazo ao transferir a instabilidade do preço para dentro de suas economias. Segundo o autor, essa instabilidade dificulta qualquer política fiscal estável e prudente, desencoraja investimentos na própria produção de bens primários, limita o horizonte econômico e

impede a continuidade e a previsibilidade necessárias tanto ao planejamento privado quanto ao público.

Diversos estudos empíricos oferecem um apoio considerável para a hipótese, e apresentam evidências de uma correlação negativa entre a volatilidade das receitas e o crescimento econômico. Para Auty (1998), Mikesell (1997) e Van der Ploeg e Poelheke (2009), a volatilidade das receitas é uma explicação determinante para a maldição dos recursos naturais.

Auty (1998) sugere que as receitas de petróleo, gás e minerais são muito voláteis e estão sujeitas a fortes flutuações em períodos relativamente curtos. Enquanto Mikesell (1997) afirma que países com maior percentual de exportações primárias experimentaram, entre 1972 e 1992, uma volatilidade de duas a três vezes maior nos termos de troca do que os países industrializados. O autor conclui então que essa intensa flutuação nas receitas pode incentivar comportamentos especulativos, o que agravaria as incertezas e os riscos do investidor, além de incitar uma mentalidade de desenvolvimento rápido, o que levaria a políticas governamentais do tipo *stop and go*.

Por sua vez, Van der Ploeg e Poelheke (2009) conduzem uma análise econométrica sobre a importância da volatilidade para o crescimento econômico de diversos países entre 1970 e 2003. Os autores concluem que a alta volatilidade dos preços de produtos primários produz um robusto efeito negativo no crescimento econômico no longo prazo, e que esse efeito não se limita aos exportadores de petróleo, mas se aplica também aos exportadores de cobre, café, alimentos, e demais commodities primárias.

Blattman et al. (2007) concluem, a partir de um estudo detalhado sobre o desempenho econômico de 35 países durante o período de 1870 a 1939, que os países que se especializam em commodities apresentam maior volatilidade nos termos de troca, gozam de menor investimento estrangeiro direto e experimentam menores taxas de crescimento do que países que se especializam no setor industrial.

Conclusões semelhantes são obtidas por Cavalcanti et al. (2011) a partir de um estudo econométrico com dados de 1970 a 2007. Segundo os autores, a volatilidade exerce um impacto negativo no crescimento econômico, principalmente através de uma menor acumulação de capital físico, e que a volatilidade, ao invés da abundância *per se*, conduz a maldição dos recursos naturais.

Embora haja uma concordância na literatura de que os mercados internacionais de commodities são excepcionalmente instáveis, não é consenso que essa volatilidade é um fator negativo determinante ao crescimento econômico de países exportadores de bens primários (Ross, 1999).

Em oposição à hipótese, Knudsen e Parnes (1975, apud Ross, 1999) e Fosu (1996) afirmam que a instabilidade das exportações produz níveis elevados de investimentos, com a justificativa de que os países exportadores tentam se proteger contra futuros choques de preços. Além disso, os autores apontam também que a instabilidade dos preços leva a um maior crescimento econômico dos países exportadores de bens primários. Já Lutz (1994) não consegue encontrar evidências de qualquer efeito significativo entre a volatilidade dos termos de troca e o crescimento econômico em uma amostra com países exportadores de commodities.

Independentemente dos efeitos negativos ou não, a volatilidade das receitas é motivo de preocupação para os governos, uma vez que gera problemas de gestão fiscal, política e macroeconômica para os países exportadores de produtos primários. A maioria desses governos tem dificuldade em resistir à pressão política para absorver as receitas na economia doméstica nos ciclos expansivos e para preservar as despesas sociais durante os ciclos recessivos, levando ao acúmulo de dívidas (Stevens, 2015).

Uma alternativa geralmente apresentada na literatura para se proteger da volatilidade dos preços das commodities e limitar os riscos é o uso de mercados futuros, por meio de operações de *hedge* nas exportações de produtos primários (Luciani, 2011). O México é um país produtor de petróleo que se utiliza regularmente desse mecanismo. Em 2008, por exemplo, o país fez *hedge* nas suas exportações totais de petróleo ao custo de US\$ 1,5 bilhão. Porém, quando o preço despencou no 2º semestre de 2008, o México obteve um lucro de US\$ 8 bilhões sobre o seu *hedge* (Yergin, 2014). No entanto, Luciani (2011) pondera que a utilização sistemática desse mecanismo aumentaria os custos das operações de *hedge*, o que reduziria a eficiência dos gastos de capital e produziria instabilidade na dinâmica econômica do país e, por conseguinte, ampliaria o risco dos investimentos¹⁰. Van der Ploeg (2011) aponta também que o *hedge* sistemático agravaria

¹⁰ A operação de *hedge* do México em 2008 foi realizada no mercado de balcão, pois, segundo Yergin (2014), se o país tivesse tentado no mercado de futuros, a escala da operação teria posto em campo uma acirrada competição entre os outros participantes do mercado antes que o México conseguisse começar a realizar as suas operações de *hedge*.

o risco de liquidez, uma vez que os mercados financeiros dos países exportadores de commodities são geralmente frágeis.

Uma outra alternativa adotada pelos países para se proteger da volatilidade das receitas de exportação de recursos naturais é a constituição de fundos de estabilização ou fundos soberanos. Essa medida é apresentada em maiores detalhes na Seção 2.4.

iii. Doença Holandesa

O termo Doença Holandesa é largamente utilizado nos meios de comunicação para se referir a todas as dificuldades econômicas associadas às exportações de commodities primárias e, por isso, muitas vezes o seu uso se confunde com a própria maldição dos recursos naturais.

A hipótese foi inspirada na experiência emblemática da Holanda nas décadas de 1960 e 1970, a partir da descoberta do campo de gás natural de Groningen. O acréscimo da produção em conjunto com uma escalada nos preços internacionais de gás natural fez com que o país observasse um aumento substancial das receitas de exportação e do fluxo de investimento estrangeiro no setor petrolífero. Com isso, a Holanda experimentou uma forte valorização da sua moeda (na época, o florim), um aumento considerável da inflação e grandes superávits na balança comercial e financeira do país. A valorização cambial derrubou as exportações dos demais produtos holandeses, cujos preços se tornaram menos competitivos internacionalmente. Como resultado, os efeitos observados foram o declínio da participação do setor industrial na economia do país e um aumento na importação de bens manufaturados (Ross, 1999). Segundo Corden e Neary (1982), efeitos semelhantes foram observados na Austrália no século XIX, em consequência das descobertas de grandes reservas de ouro, e no Reino Unido e na Noruega na década de 1970, em função do aumento da produção de petróleo nos dois países.

Originalmente, no entanto, a hipótese possui uma definição bem específica elaborada por Corden e Neary (1982). Um *boom* no setor de recursos naturais desencadeia um processo de realocação dos fatores de produção, em resposta à modificação nos preços relativos da economia¹¹. Após uma apreciação real da taxa de câmbio, o resultado da

¹¹ O *boom* de recursos naturais pode ocorrer de três formas diferentes: (i) avanços tecnológicos que provocam redução nos custos de produção; (ii) descoberta de novas fronteiras produtivas; (iii) aumento do preço relativo no mercado internacional (Corden, 1984).

dinâmica de realocação dos fatores é uma contração no setor transacionável de uma economia, particularmente, a produção de bens manufaturados.

O modelo teórico da Doença Holandesa elaborado por Corden e Neary (1982), e aprimorado por Corden (1984) e Neary e Van Wijnbergen (1985), pressupõe uma pequena economia aberta que produz dois bens transacionáveis (por exemplo, recursos naturais e bens manufaturados) com preços determinados pelo mercado internacional, e um terceiro bem não-transacionável (por exemplo, serviços) cujo preço é flexível para igualar a oferta e a demanda doméstica. Considera-se também que o modelo é puramente real e, por isso, não considera variáveis monetárias. Além disso, o modelo assume ausência de imperfeições de mercado, por exemplo, o capital e a mão de obra de uma economia são fixos e estão plenamente empregados antes de um *boom* começar, os produtos domésticos e os estrangeiros são substitutos perfeitos, e os salários reais são perfeitamente flexíveis.

Segundo Corden e Neary (1982), Corden (1984) e Neary e Van Wijnbergen (1985), o mecanismo da Doença Holandesa resulta da combinação de dois efeitos distintos: o efeito deslocamento (*resource movement effect*) e o efeito renda (*spending effect*).

No efeito deslocamento, um *boom* no setor de recursos naturais tende a deslocar capital e mão de obra dos demais setores da economia para o setor em expansão, onde há maior demanda por esses fatores. Esse movimento provoca diversos ajustes na economia, incluindo o aumento do custo de produção dos setores que estão sofrendo o deslocamento de fatores. Esse efeito também é chamado de desindustrialização direta.

No efeito renda, um crescimento das receitas de exportação de recursos naturais, em consequência do *boom*, induz ao aumento da demanda tanto de bens transacionáveis quanto de bens não-transacionáveis, que aos preços relativos iniciais implica em um desequilíbrio no mercado de bens. O desequilíbrio é corrigido pela apreciação real da taxa de câmbio, que faz com que a oferta se amplie até que o equilíbrio seja reestabelecido. Uma vez que os bens transacionáveis têm preços determinados pelo mercado internacional, o aumento da oferta é atingido por maiores níveis de importação. Por outro lado, os bens não-transacionáveis não podem ser supridos por importação, logo, os seus preços aumentam em relação aos bens transacionáveis e, como resultado, fatores de produção são deslocados do setor transacionável que não está em expansão para o setor

não-transacionável, compensando assim, parte da perda de fatores para o efeito deslocamento. Esse efeito também é chamado de desindustrialização indireta.

Esses dois efeitos em conjunto podem levar à contração do setor transacionável que não está sujeito à expansão, particularmente o setor de bens manufaturados, uma vez que a apreciação real da taxa de câmbio e o aumento dos custos de produção tornam o setor menos competitivo internacionalmente. Essa baixa competitividade derruba as exportações do setor e, dependendo dos custos de importação e da capacidade de penetração de concorrentes estrangeiros, pode atingir inclusive o mercado local de bens manufaturados.

Segundo Sachs e Warner (1995), as distorções criadas por essa dinâmica não são simplesmente transitórias, isto é, não desaparecem ao final de um *boom* do setor de recursos naturais. As distorções afetam profundamente a estrutura produtiva, aumentam a dependência de um país ao setor de recursos naturais, e reduzem a capacidade de uma economia em lidar com a volatilidade das receitas de exportação (Saad-Filho e Weeks, 2013). Em resumo, as distorções provocadas pela Doença Holandesa conferem um menor potencial de crescimento econômico no longo prazo.

Desde a sua formulação, a hipótese foi objeto de diversas críticas, principalmente em relação às restritas premissas adotadas por Corden e Neary (1982). Para os críticos, o modelo teórico é extremamente simplista e não oferece orientações políticas úteis para os países que lidam com *booms* de recursos naturais (Saad-Filho e Weeks, 2013).

As *primeiras* críticas são realizadas pelos próprios Corden e Neary (1982). Os autores ponderam que se o setor em expansão não for intensivo nos fatores de produção, então o efeito deslocamento é pouco significativo, já que poucos recursos seriam deslocados dos demais setores.

Um *segundo* ponto é a premissa de que o capital e a mão de obra de uma economia são fixos e estão plenamente empregados antes de um *boom* começar. Esta suposição contradiz o fato de que países em desenvolvimento geralmente apresentam excesso de mão de obra e que, mesmo em um cenário adverso, movimentos migratórios podem expandir a oferta de trabalho oriunda de outros países. O movimento migratório, inclusive, pode aumentar o capital humano de um país ao atrair força de trabalho qualificada. Além disso, um *boom* no setor de recursos naturais geralmente está associado ao aumento de investimentos estrangeiros e, portanto, um deslocamento de capital talvez

não seja necessário ou aconteça em proporções muito inferiores às consideradas originalmente no modelo. Logo, qualquer tipo de escassez de capital ou de mão de obra seria superada sem muitas dificuldades.

Uma *terceira* crítica refere-se a premissa de que a produção do setor de recursos naturais é totalmente exportada, o que despreza a capacidade de absorção na própria economia do país. Inclusive, recursos naturais são insumos fundamentais para o setor industrial. Logo, um *boom* desses recursos pode impulsionar determinados setores da indústria intensivos em recursos.

Uma *quarta* crítica ao modelo trata-se da premissa de que produtos domésticos e estrangeiros são substitutos perfeitos. Considerando o fato de que o setor industrial dos países em desenvolvimento são grandes importadores de bens intermediários, e que a apreciação cambial tornaria esses bens mais baratos, a Doença Holandesa pode não prejudicar a competitividade da indústria (Ross, 1999, 2001).

Um *quinto* ponto de críticas é a suposição de que toda a receita gerada pelo setor de recursos naturais em expansão é gasta pelos proprietários de fatores de produção empregados no setor. Na prática, uma parte das receitas é direcionada aos Estados e a forma como os governos despendem essa renda é determinante para a direção e a magnitude do efeito renda. Se os governos adotarem, por exemplo, políticas de estabilização dos fluxos excedentes ou políticas de intervenção no mercado cambial, os efeitos da Doença Holandesa podem ser minimizados (Maciel, 2015).

Assim como as críticas sobre a natureza teórica, as controvérsias se estendem aos estudos empíricos, onde não existe um consenso sobre a existência da Doença Holandesa nos moldes previstos pelos modelos teóricos.

Por um lado, Harding e Venables (2011) apresentam algumas evidências a favor dos efeitos da Doença Holandesa. Em um estudo *cross-country* para 134 países, os autores indicam que receitas de natureza inesperada, por exemplo, provenientes da exportação de recursos naturais, impactam as importações e as exportações dos “bens não-recursos” e o balanço de pagamentos de um país. Entre 1975 e 2007, as exportações agregadas de “bens não-recursos” apresentaram uma redução média de 50%, enquanto as importações de “bens não-recursos” aumentaram 15%, em média.

Ismail (2010) analisa dados desagregados do setor industrial de um amplo grupo de países, incluindo exportadores de petróleo, entre 1977 e 2004. O autor conclui que

booms no setor de petróleo resultaram na redução da produção do setor industrial, e que os impactos foram maiores nos países cujas economias estão mais abertas ao capital estrangeiro. Da mesma forma, SEFAZ-RJ (2010) afirma que a baixa participação do setor industrial no estado do Rio de Janeiro decorre, em parte, do efeito deslocamento promovido pelas indústrias da cadeia de petróleo, que disputam o mesmo *pool* de recursos com os demais setores produtores de bens comercializáveis.

Por sua vez, Younger (1992) afirma ter encontrado evidências de uma apreciação real da taxa de câmbio após um país experimentar uma entrada de renda em larga escala, tal como o efeito do *boom* de uma receita inesperada de recursos naturais.

Para Van der Ploeg (2011), as evidências macroeconômicas e setoriais obtidas por esses estudos parecem oferecer suporte ao modelo teórico da Doença Holandesa. Por outro lado, diversos estudos não encontraram evidências suficientes que sejam capazes de afirmar a existência do mecanismo e dos sintomas da Doença Holandesa.

Gelb (1988) apresenta um extenso estudo empírico *cross-country* em que examina os impactos das receitas inesperadas dos países exportadores de petróleo entre 1971 e 1983. No entanto, o autor não encontra evidências dos efeitos da Doença Holandesa em praticamente todos os países. A justificativa é que a participação do setor industrial nos países analisados era muito pequena e que a estrutura produtiva era rudimentar antes do início do *boom*. Além disso, políticas adotadas pelos governos, como controle de preços e subsídios, impediu que os países fossem impactados pelos efeitos negativos do mecanismo.

Em um estudo de caso da Argélia, Gelb e Conway (1988) constataram que, ao contrário da hipótese da Doença Holandesa, o país experimentou uma depreciação substancial da taxa de câmbio e um crescimento tanto no setor industrial como na agricultura.

Fardmanesh (1991) elabora um estudo para cinco países exportadores de petróleo – Argélia, Equador, Indonésia, Nigéria e Venezuela, com dados de 1966 a 1986. O autor conclui que a estrutura produtiva desses países é alterada a partir do aumento das receitas de exportação de petróleo, em função principalmente do efeito renda. No entanto, ao invés de uma contração, observa-se uma expansão do setor industrial. Enquanto o setor agrícola desses países sofre uma retração. O autor justifica esse movimento pelo aumento do preço relativo dos bens manufaturados em relação aos bens agrícolas.

Mikesell (1997) elabora estudos de caso para oito países – Botswana, Chile, Indonésia, Jamaica, Omã, Papua Nova Guiné, Peru e Venezuela, com dados de 1960 a 1993. O autor conclui que, embora alguns países tenham experimentado sintomas da Doença Holandesa¹², fatores externos, como as variações na produção de recursos naturais (por exemplo, Botswana e Papua Nova Guiné) e alterações nas políticas governamentais (por exemplo, Chile, Indonésia e Jamaica), foram mais importantes para o desempenho econômico e para as mudanças na estrutura produtiva dos países do que os próprios efeitos descritos no modelo teórico.

Os resultados obtidos por Sachs e Warner (1997) mostram que os setores de bens manufaturados e de serviços dos países abundantes em recursos naturais cresceram de forma mais lenta do que os mesmos setores nos demais países. Porém, os autores reconhecem que não conseguiram distinguir os efeitos capazes de apontar essa diferença.

Sala-i-Martin e Subramanian (2003) não encontraram evidências da Doença Holandesa em um estudo de caso da Nigéria e apontaram também que a taxa de câmbio real do país não apresenta qualquer correlação com o preço do petróleo.

Em grande parte da literatura sobre a Doença Holandesa, a atenção está focada principalmente nos efeitos do mecanismo sobre o setor industrial. Esse foco reflete o fato de que inicialmente a maior parte do trabalho se concentrou em estudos sobre os países desenvolvidos, como Holanda, Reino Unido e Austrália (Matsuyama, 1992). Neste contexto, inevitavelmente surge a questão de, se uma contração do setor de bens manufaturados, é necessariamente motivo de preocupação. Sachs e Warner (1997) argumentam que, se as condições de concorrência neoclássicas prevalecerem, um declínio nesse setor não implica nenhum dano. No entanto, se tais condições não prevalecerem, a contração do setor de bens manufaturados por meio dos efeitos da Doença Holandesa pode ser uma fonte crônica de baixo crescimento, uma vez que o setor de recursos naturais, ao contrário da indústria, carece de externalidades positivas e de benefícios associados ao *learning by doing*. O argumento é que o setor de bens manufaturados maximiza os encadeamentos para trás (*backward linkages*) e para frente (*forward*

¹² Para o Peru e a Venezuela, Mikesell (1997) afirma que o aumento das receitas de exportação a partir do *boom* nos preços de cobre e de petróleo na década de 1970 resultou em uma apreciação real das suas taxas de câmbio e um declínio nos setores de bens manufaturados e de bens agrícolas. Como resultado, os países obtiveram um menor crescimento econômico nas décadas de 1970 e 1980 do que na década de 1960. O autor conclui, por fim, que o Peru e a Venezuela sofreram efeitos adversos similares ao modelo teórico da Doença Holandesa.

linkages) e cria externalidades positivas associadas aos processos de *learning by doing* (Matsuyama, 1992).

Krugman (1987) endereça a questão do *learning by doing* no contexto da Doença Holandesa. O autor assume que os benefícios do *learning by doing* se acumulam apenas por meio do setor de bens manufaturados, isto é, supõe a exclusividade da indústria como centro gerador de desenvolvimento tecnológico, de inovação e de ganhos de produtividade. Para o autor, choques temporários podem ter efeitos permanentes sobre a estrutura produtiva da economia. Em outras palavras, mesmo quando o *boom* chegar ao seu fim ou o estoque de recursos naturais de um país se esgotar, a participação do setor industrial na economia não se restabelece.

Por outro lado, Torvik (2001) elabora uma variação desse tema ao afirmar que os processos de *learning by doing* podem existir tanto nos setores transacionáveis quanto nos setores não-transacionáveis. Logo, a evolução da inovação e da produtividade depende da estrutura produtiva e das características específicas de cada setor.

Entre outros fatores externos aos modelos teóricos, destacam-se algumas medidas adotadas pelos governos para combater os efeitos adversos da Doença Holandesa. Frequentemente subsídios e restrições são utilizados para proteger “bens não-recursos” devastados pelo *boom*. No entanto, essas medidas trazem distorções à economia, ao deformar as condições de demanda e drenar investimentos para setores poucos competitivos, o que geralmente se torna insustentável no longo prazo (Mikesell, 1997).

Em resumo, não é possível concluir que um *boom* no setor de recursos naturais automaticamente gera um processo dinâmico de realocação dos fatores de produção e uma apreciação cambial, de forma a prejudicar o crescimento econômico no longo prazo. Ross (1999) concorda com essa posição ao afirmar que os estudos sugerem que a Doença Holandesa é menos comum nos países em desenvolvimento do que se previu inicialmente nos modelos teóricos, e que os seus impactos podem ser mais facilmente controlados pelos governos.

A existência da Doença Holandesa e a intensidade dos seus efeitos diferem significativamente entre países e dependem de duas características: a estrutura produtiva da economia e as políticas adotadas pelos governos ao longo do tempo. Em relação à primeira, destaca-se o caso dos países exportadores de petróleo, que possuíam uma estrutura produtiva rudimentar antes do início do *boom* na década de 1970. Portanto,

torna-se difícil prever qual teria sido a evolução do desempenho econômico e da estrutura produtiva, se esses países não tivessem optado pelo caminho da produção e exportação de petróleo. Em relação à segunda, destaca-se que, como uma parte da receita gerada no *boom* é transformada em receita pública, as políticas são fundamentais para determinar a direção e a magnitude do efeito renda.

iv. Efeito de *crowding-out*

O efeito de *crowding-out* é uma variação do efeito deslocamento presente no modelo teórico da Doença Holandesa. A hipótese sugere que a abundância de recursos naturais desloca fatores favoráveis ao crescimento econômico, como investimento, capital humano e inovação. Ou seja, trata-se de uma abordagem mais ampla do que o efeito deslocamento (Sachs e Warner, 2001).

Stevens (2015) exemplifica o mecanismo ao sugerir que o efeito de *crowding-out* se constitui quando um investimento em petróleo, gás natural ou minerais é tão grande em relação ao restante da economia que atrai uma grande parcela dos escassos recursos de um país. Como resultado, a economia tem dificuldade em suprir os demais setores com os fatores necessários para o desenvolvimento. Segundo o autor, esse efeito é especialmente relevante em países menores ou em projetos concentrados em uma única região.

Gylfason (2001) destaca os efeitos sobre o capital humano. Segundo o autor, países abundantes em recursos naturais apresentam menores despesas públicas em educação e exibem uma desaceleração na taxa de crescimento da força de trabalho associada a atividades de alta tecnologia, o que implica em uma tendência de diminuição da acumulação de capital humano. Para Kronenberg (2002), essa diminuição pode representar um impacto significativo no desempenho econômico de longo prazo, uma vez que o progresso técnico depende do nível de estoque de capital humano.

Sachs e Warner (2001) ressaltam a possibilidade de deslocamento de inovação e de comportamento empreendedor, no caso da remuneração no setor de recursos naturais se elevar o suficiente para incentivar potenciais inovadores e empreendedores de outros setores.

Porém, poucos estudos empíricos foram realizados até o momento sobre os impactos do efeito de *crowding-out* (Stevens, 2015).

Zuo e Schieffer (2013) conduzem um estudo empírico a partir da comparação entre os 50 estados dos Estados Unidos no período de 1997 a 2008 e afirmam encontrar evidências da existência da maldição dos recursos naturais no nível estadual. Os autores sugerem que o efeito de *crowding-out* é a principal explicação para os resultados, em especial, o deslocamento de investimentos e de recursos em pesquisa e desenvolvimento.

De forma semelhante, Shao e Qi (2009) analisam a relação entre a produção de recursos naturais e o crescimento econômico em províncias chinesas no período de 1991 a 2006. Os autores apontam que o efeito de *crowding-out* é um importante mecanismo de transmissão da maldição dos recursos naturais, principalmente através do capital humano e da inovação.

Por fim, Sachs e Warner (2001) concluem que o efeito de *crowding-out* é uma explicação provável para a maldição dos recursos naturais, embora sejam necessários mais estudos que apresentem evidências empíricas.

v. Falhas políticas e institucionais

Na maioria dos países, o petróleo, o gás natural e os minerais são propriedades do Estado e, portanto, as receitas com as exportações desses recursos são acumuladas, em primeira instância, pelo governo. A combinação dessa renda com a aplicação de ferramentas políticas adequadas poderia mitigar os efeitos econômicos adversos da abundância dos recursos naturais. No entanto, a hipótese da dimensão político-institucional sugere que, ao longo do processo de apropriação dessas rendas, falhas políticas e institucionais emergem e, como consequência, estimulam uma série de obstáculos para o desenvolvimento socioeconômico de longo prazo.

Essa linha de argumentação na literatura é sustentada por diversos autores, que defendem que a maldição dos recursos naturais é explicada em grande parte pela atuação dos governos. Neary e van Wijnbergen (1985) afirmam que o desempenho econômico de um país após um *boom* de recursos naturais depende em grande medida das políticas seguidas pelo governo. Ross (1999) argumenta que o fracasso dos Estados em implantar e aplicar políticas que poderiam tornar a riqueza dos recursos naturais um bem, ao invés

de um passivo, tornou-se o fenômeno mais intrigante da maldição. Karl (2007), por sua vez, conclui que a maldição em países exportadores de produtos primários é principalmente um fenômeno político-institucional. Da mesma forma, muitos autores argumentam que foi justamente a capacidade de condução de políticas públicas pelos governos que permitiram que alguns países evitassem os piores caminhos da maldição (Mikesell, 1997; Sarraf e Jiwanji, 2001).

Nesse contexto, diversos argumentos buscam explicar os motivos que levam a esse fenômeno, isto é, o porquê de países exportadores de riquezas naturais serem mais vulneráveis às falhas políticas e institucionais.

O *primeiro* argumento é que grandes receitas de natureza inesperada levam a tomadas de decisão equivocadas pelos governos. Segundo Stevens (2015), o desenvolvimento do setor de petróleo, gás natural e de minerais¹³ gera expectativas positivas na população, o que pressiona e encoraja os governos a tomar decisões rápidas. Geralmente, essas intervenções se mostram precipitadas e mal coordenadas, e, como consequência, as receitas obtidas com as exportações são gastas muito rapidamente, o que tende a introduzir distorções na economia e um relaxamento no planejamento de longo prazo. Essa hipótese é chamada por Ross (1999) de explicações cognitivas.

Com isso, os investimentos realizados a partir dessas decisões muitas vezes não conseguem desenvolver uma estrutura produtiva competitiva e falham em promover o progresso econômico. De acordo com Sarraf e Jiwanji (2001), “*booms* improdutivos de investimentos” foram evidentes em muitos países exportadores de petróleo. Da mesma forma, Lal e Myint (1996) identificaram um colapso na eficiência dos investimentos em países ricos em recursos naturais, enquanto McMahon (1997) aponta para uma tendência de investimentos em bens não-transacionáveis, especialmente gastos militares e projetos com taxas de retorno muito baixas. Além disso, Stevens (2015) afirma que, em muitos casos, os países são tentados a se dedicar a “projetos de prestígio”, que vão desde palácios presidenciais até aeroportos internacionais, levando ao desenvolvimento de uma infraestrutura inadequada para as necessidades fundamentais dos países.

¹³ Auty (2001) destaca que o mecanismo das falhas políticas e institucionais é mais propagado nos países exportadores de recursos pontuais (*point resources*), como petróleo e minerais. Segundo o autor, como as receitas com as exportações desses recursos são acumuladas pelo governo, o poder para a tomada de decisão nesses países está concentrado em poucas mãos. Diferentemente dos países ricos em recursos difusos (*diffuse resources*), como a agricultura, onde um número maior de agentes econômicos está envolvido no processo de decisão.

Essas falhas podem ser agravadas no caso de os países desenvolverem sérios problemas de dívida, uma vez que, diante da perspectiva de grandes receitas e das demandas por investimentos, os governos muitas vezes são tentados a contrair volumes substanciais de empréstimos, em uma tentativa de antecipação de receitas (Manzano e Rigobon, 2001).

Em resumo, as grandes receitas tornam míopes os agentes políticos tomadores de decisão, o que leva a uma “exuberância irracional” e a uma mentalidade de *boom-and-bust* no processo de tomada de decisão (Nurske, 1958). Esse argumento oferece uma forma extremamente simples de explicar o motivo pelo qual governos falham em diversificar sua estrutura produtiva, fracassam em manter uma disciplina fiscal saudável e frustram em evitar os efeitos negativos da Doença Holandesa (Ross, 1999).

O *segundo* argumento é que países ricos em recursos naturais invariavelmente adotam políticas industriais baseadas na introdução de subsídios e no protecionismo sob a forma de regimes comerciais fechados. A adoção de políticas protecionistas é uma tentativa dos governos de proteger o setor de bens manufaturados dos efeitos adversos da Doença Holandesa, e é concebida geralmente por um conjunto de medidas comerciais favoráveis às atividades econômicas internas em detrimento da concorrência estrangeira, como, por exemplo, restrições à importações e redução da tributação do setor (Sachs e Warner, 1995). Segundo Lal e Myint (1996), esses dois elementos em vigor reduzem os incentivos para desenvolver uma estrutura produtiva competitiva, o que implica em dificuldades de crescimento econômico de longo prazo. Sachs e Warner (1995, 1997) encontraram uma correlação entre a dependência de produtos primários e a adoção de regimes comerciais fechados, e concluíram que países com maior abertura comercial obtiveram melhor desempenho econômico do que países com economias fechadas entre 1970 e 1989. Essa hipótese é chamada por Ross (1999) de explicações político-sociais.

Muitas vezes, um *boom* nas receitas de exportação induz os países a introduzir fortes subsídios, geralmente justificados com base no argumento de promover uma “indústria nascente”. Porém, esses subsídios se revelam fiscalmente insustentáveis ao final de um *boom*, quando as receitas de exportação diminuem (Stevens, 2015). Apesar disso, a retirada desses subsídios se torna uma tarefa difícil, em função da oposição de poderosos grupos de interesses, de tal modo que, em muitos casos, a política se torna permanente (Sarraf e Jiwanji, 2001).

Esse argumento é utilizado com frequência para explicar por que países ricos em recursos naturais da América Latina cresceram de forma mais lenta nas décadas de 1970 e 1980 do que países do Sudeste Asiático. Embora muitos desses países inicialmente tenham adotado políticas industriais baseadas na substituição de importações¹⁴, os países do Sudeste Asiático obtiveram sucesso ao adotar vigorosas estratégias de promoção de exportações no momento em que a política de subsídios começava a se apresentar como contraproducente. Por outro lado, os países da América Latina fracassaram em retirar a política de substituição de importações, visto que o setor industrial, que se beneficiou dos subsídios, se esforçou para impedir o abandono da política pelos governos (Ross, 1999).

O *terceiro* argumento está apoiado na hipótese de Estados rentistas (*rentier states*). Segundo Beblawi (1990), um Estado rentista é definido como aquele em que a economia depende substancialmente de rendas externas, e que o governo é o principal destinatário dessas rendas. Além disso, o autor destaca que, em um Estado rentista, apenas uma pequena parcela da população está engajada com a geração da renda, enquanto o restante da sociedade está envolvido na distribuição e utilização da riqueza. Portanto, como as rendas externas são controladas por poucos, o “poder econômico” se confunde com o “poder político”, de modo a perpetuar uma elite disposta a preservar o *status quo*, ao invés de investir em ações que promovam o desenvolvimento socioeconômico (Mahdavy, 1970 apud Ross, 1999). Essa hipótese é chamada por Ross (1999) de explicações do Estado centralizado.

Os Estados rentistas apresentam três características principais. A primeira é que a economia desenvolve uma mentalidade rentista, na qual a causalidade trabalho-recompensa é distorcida, isto é, uma mentalidade em que a recompensa não está relacionada ao esforço ou ao risco (Beblawi, 1990). Esse comportamento incentiva a ociosidade e não oferece estímulos à inovação (Stevens, 2015). A segunda é que os Estados rentistas, ao auferir grandes rendas externas, têm uma menor necessidade de tributar a população, tornando-se lenientes do ponto de vista fiscal, e menos responsáveis perante as sociedades que governam (Ross, 1999). A terceira é que as rendas externas podem ser utilizadas para criar redes de patrocínio e privilégios que consolidem as elites

¹⁴ Auty (1994) afirma que muitos países em desenvolvimento da América Latina e do Sudeste Asiático adotaram políticas industriais baseadas na substituição de importações, especialmente nas décadas de 1960, 1970 e 1980. Inicialmente, a visão de alguns economistas era de que a substituição de importações, combinada com uma maior intervenção governamental, induziria os países a sair do círculo vicioso do subdesenvolvimento. Esta visão é uma variante do argumento *big push* descrito na seção 2.2.

rentistas no poder, além de empreender ações para minimizar a oposição política, isto é, os Estados rentistas possuem um maior poder para aliciar grupos de pressão ou coagir dissidentes, ao mesmo tempo em que esse poder se torna altamente vulnerável à volatilidade das rendas externas (Auty, 2001). Essa última característica é muitas vezes associada a incidência de regimes absolutistas e autoritários e a conflitos internos (Stevens, 2015).

Outrossim, Shambayati (1994) sugere que os Estados rentistas enfrentam pouca pressão social para aprimorar as políticas econômicas, uma vez que a baixa carga tributária e os generosos programas sociais, além de desencorajar grupos opositores, tendem a criar uma relação de clientelismo com a sociedade, o que somado aos demais fatores, ajuda a explicar a resistência da elite política à modernização da sociedade. Nesse ponto, Acemoglu e Robinson (2006) acrescentam que as elites políticas têm fortes interesses para bloquear melhorias tecnológicas e institucionais, visto que tais mudanças podem enfraquecer o seu poder e controle político. De acordo com Beblawi (1990), a hipótese de Estados rentistas explica em grande parte a falta de pressões democráticas e o pobre desenvolvimento econômico nos países exportadores de petróleo do Oriente Médio¹⁵.

O *quarto* argumento é que as grandes receitas de exportação de recursos naturais incentivam determinados atores econômicos, geralmente políticos e burocratas, ao comportamento de *rent-seeking*¹⁶ e à corrupção, com impactos negativos no desempenho econômico (Leite e Weidmann, 1999).

Rent-seeking pode ser visto como o comportamento de grupos de interesse que buscam capturar as riquezas gerenciadas pelo governo para obter ganhos e vantagens pessoais, usualmente por meio de práticas políticas e empresariais corruptas ou por proteções tarifárias a setores selecionados (Kronenberg, 2002). As rendas apropriadas por essas atividades são utilizadas não somente para o enriquecimento pessoal, mas também para a manutenção e a ampliação do poder. Assim, os países perdem as oportunidades de

¹⁵ Cabe destacar que alguns países do Oriente Médio possuem regimes autoritários e absolutistas desde antes de o petróleo se tornar a principal fonte de receita do país, como a Arábia Saudita, enquanto, em outros casos, regimes autoritários, como o Irã, foram apoiados por países ocidentais de acordo com os interesses das empresas privadas de petróleo (Yergin, 2012). Logo, a hipótese do Estado rentista não explica sozinha a ausência de regimes democráticos nos países exportadores de petróleo do Oriente Médio, mas deve se considerar também todas as questões geopolíticas históricas de formação desses Estados e de suas indústrias petrolíferas.

¹⁶ Stevens (2015) enfatiza que Estado rentista é diferente de comportamento de *rent-seeking*, embora em muitos casos, um pode estar associado ao outro.

desenvolvimento que as riquezas poderiam proporcionar, enquanto as despesas governamentais não criam valor social e desviam a economia. Como resultado, as atividades de *rent-seeking* distorcem a alocação de recursos, reduzem a eficiência econômica e aumentam a desigualdade social (Gylfason, 2001).

Auty (1998) afirma que esse comportamento é mais difundido em países com grandes receitas de exportação de petróleo, gás e minerais, uma vez que a riqueza nesses países está concentrada em poucas mãos. Como consequência, a maior parte das rendas geradas nessas economias é canalizada por burocratas, dos quais muitos são membros do grupo político dominante. O autor afirma ainda que esse comportamento desvia a economia para a maximização da captura da renda, por meio da criação de poderosos grupos de *lobby*, ao invés de promover o desenvolvimento econômico de longo prazo.

Bhattacharyya e Hodler (2010) realizaram um estudo com dados de 124 países no período de 1980 a 2004 e os resultados indicaram que rendas de recursos naturais induzem a corrupção, em especial nos países cujo regime político não é democrático. Da mesma forma, Ades e Di Tella (1999) e Leite e Weidmann (1999) encontraram evidências de que a corrupção é proporcional às exportações de petróleo, gás natural e minerais, e que isso leva a piores resultados econômicos. Sala-i-Martin e Subramanian (2003) encontram que a corrupção, mais do que a Doença Holandesa, foi a principal responsável pelo fraco desempenho econômico da Nigéria entre 1965 e 2001. Por sua vez, Hodler (2006) afirma que, no caso de sociedades segregadas etnicamente, grandes rendas provenientes de recursos naturais estimulam atividades de *rent-seeking*, enfraquecem as instituições e reduzem os rendimentos da população mais pobre, enquanto em sociedades mais homogêneas esses impactos são minimizados. Mehlum et al. (2006) sugerem que as atividades de *rent-seeking* são mais lesivas quando as instituições do país são fracas, ou seja, quanto maior a qualidade das instituições menos lucrativo é o *rent-seeking*.

O *quinto* argumento diz respeito a hipótese de que a má performance dos países ricos em recursos naturais pode ser explicada em parte pela natureza dos regimes políticos. Auty (2001) sugere que, ao ser alocada de forma ineficiente, a riqueza tende a consolidar “maus” regimes políticos e a enfraquecer as mudanças políticas necessárias para o desenvolvimento. Karl (2007) acrescenta que as rendas de exportação de petróleo, gás natural e minerais tendem a apoiar qualquer tipo de governo que esteja no poder, o que ajuda a explicar porque os regimes dos países exportadores de produtos primários são geralmente marcados por uma incomum longevidade.

Ross (2012) argumenta que regimes democráticos respondem melhor ao interesse público, fomentam a liberdade civil e redistribuem de forma mais justa os benefícios dos investimentos realizados no setor de recursos naturais. Lal (1995) sugere uma correlação positiva entre o crescimento econômico e a medida em que o sistema político pode ser visto como democrático, e aponta que os países ricos em recursos naturais tendem a ser oligarquias¹⁷. Em oposição, Mikesell (1997) afirma que um regime democrático não assegura um bom governo e que nem todas as oligarquias são mal governadas. O autor exemplifica ao citar que Botswana, Chile, Indonésia e Malásia, embora tenham experimentado regimes autoritários, são considerados exemplos de países que evitaram os piores efeitos da maldição dos recursos naturais.

Stevens et al. (2015) abordam a hipótese do ponto de vista do Estado “desenvolvedor” versus o Estado “predatório”. Independentemente do tipo de regime, se democrático ou autoritário, o Estado “desenvolvedor” possui uma estrutura de governo e uma elite que buscam desenvolver o país, enquanto o “predatório” possui uma elite organizada em torno da captura das riquezas do Estado e que, portanto, faz pouca tentativa em prol do desenvolvimento do país. Conclui-se que, na falta de uma estrutura de governo e de uma elite interessada em distribuir as riquezas, os países abundantes em recursos naturais caminham para tendências predatórias (Auty, 2001).

O sexto argumento, e último, das falhas políticas e institucionais aponta que países com instituições frágeis e má governança são mais suscetíveis a sofrer da maldição dos recursos naturais. Stevens (2015) afirma que a presença de rendas em larga escala conduz à deterioração da qualidade das instituições.

A hipótese parte do princípio que as rendas de exportação de recursos naturais incentivam os governos a se comprometerem com decisões politicamente racionais, mas economicamente ineficientes, refletindo as estratégias de políticos e burocratas. No entanto, boas instituições poderiam evitar os impactos negativos, visto que a sua atuação pode restringir o comportamento predatório de quem detêm o poder político (Dietsche, 2014). Assim, as boas instituições são um mecanismo que poderia desvincular a abundância de recursos naturais do fraco desempenho socioeconômico dos países (Mehlum et al., 2006).

¹⁷ Como observado anteriormente, algumas oligarquias se estabeleceram desde antes de o petróleo se tornar a principal fonte de receita desses países.

Essa linha de argumentação é apoiada por uma série de autores que buscam encontrar uma correlação para a hipótese. Isham et al. (2002) afirmam ter evidências de que os países abundantes em recursos pontuais têm instituições mais fracas. Da mesma forma, Karl (2007) argumenta que a abundância de recursos naturais tende a enfraquecer as instituições de Estado. Sala-i-Martin e Subramanian (2003) encontram que a atividade do setor de recursos naturais da Nigéria impactou de forma negativa a qualidade das instituições do país. Stevens (2015), por sua vez, aponta que instituições baseadas em regras destinadas a promover o setor privado tendem a reduzir o *rent-seeking*. Mikesell (1997) afirma que a má governança foi a principal responsável dos problemas da Venezuela após os *booms* do petróleo na década de 1970.

Por outro lado, se as instituições de um país forem fracas antes do *boom* de recursos naturais, a renda de exportação contribui para o aumento do autoritarismo e para a maior dependência desses recursos, uma vez que as elites políticas muitas vezes decidem acelerar a extração de recursos naturais para *comprar* a sua própria manutenção no poder (Dietsche, 2014).

2.4. A hipótese dos recursos naturais como um caminho viável para o crescimento econômico e desenvolvimento social

Desde o início da década de 2000, uma vertente cada vez maior na literatura defende a hipótese de que, se gerenciado adequadamente, o setor de recursos naturais pode ajudar a impulsionar o desenvolvimento socioeconômico de países em desenvolvimento ao longo dos anos. Em outras palavras, a abundância de recursos naturais poderia ser uma benção, ao invés de uma maldição, ao pavimentar um caminho viável para o crescimento econômico de longo prazo e para o desenvolvimento social desses países (Cameron e Stanley, 2017; Dobbs et al., 2013; NRG, 2014). Para justificar essa hipótese, os autores geralmente apontam para os países que evitaram a maldição, como Botswana, Chile e Malásia, e afirmam que tais economias alcançaram o crescimento econômico enquanto se diversificaram para além do setor extrativista, reduzindo a sua vulnerabilidade às variações dos preços das commodities e ao eventual esgotamento das reservas (Gylfason, 2001; FMI, 2007).

Essa visão levou a novas esperanças de que a exploração de recursos naturais poderia ser um *bilhete premiado* para o crescimento econômico dos países produtores,

fazendo com que os governos e as populações locais esperassem por um futuro de empregos, desenvolvimento e prosperidade, deixando a pobreza e a instabilidade política no passado.

Essa discussão vem sendo liderada por diversas instituições, como o Banco Mundial, o Fundo Monetário Internacional (FMI) e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), por diversas organizações da sociedade civil, como *Natural Resource Governance Institute* (NRGI), *Extractive Industries Transparency Initiative* (EITI) e *Africa Progress Panel*, e por consultorias, como a McKinsey&Company.

Embora tenha sido influenciada pelas críticas da literatura à teoria da maldição, a promoção da hipótese dos recursos naturais como uma benção decorre principalmente do aumento dos investimentos no setor de recursos naturais em função da alta dos preços das commodities na década de 2000 e das expansivas estratégias de investimento de países asiáticos, em especial, da China. Essas condições geraram um grande interesse de governos, empresas e instituições internacionais em contar uma história positiva sobre o que os recursos naturais poderiam fazer para o desenvolvimento econômico de países em desenvolvimento, isto é, um desejo de estabelecer uma situação de “ganha-ganha” para o desenvolvimento, interesses corporativos e diplomáticos (Stevens et al., 2015).

Um dos principais atores nessa discussão, o Banco Mundial busca orientar países abundantes em recursos naturais ao financiar projetos como o *Extractive Industries Source Book* (EISB). No relatório do projeto, o Banco Mundial afirma que a exploração de petróleo, gás natural e minerais pode criar riquezas e oportunidades no sentido de um desenvolvimento positivo e sustentável, a depender da implementação de medidas associadas à boa governança. Essa visão parte da premissa de que a riqueza proveniente de recursos naturais não é prejudicial aos países, e que a adoção de políticas públicas adequadas oferece uma perspectiva de economia diversificada, orçamento equilibrado, redução da dívida externa e oportunidades para o desenvolvimento de novas indústrias (Cameron e Stanley, 2017).

As organizações *Natural Resource Governance Institute* e *Extractive Industries Transparency Initiative* oferecem suporte aos países ricos em recursos naturais com o objetivo de aperfeiçoar a governança e promover o desenvolvimento econômico. Para a NRGI (2015), os países deveriam melhorar a prestação de contas (*accountability*) e o gerenciamento de seus recursos de petróleo, gás e minerais para que a população se

beneficie da riqueza gerada. Da mesma forma, a consultoria McKinsey&Company argumenta que, embora muitas economias ricas em recursos naturais tenham falhado em converter a sua riqueza em prosperidade de longo prazo, uma melhor governança das indústrias extrativistas e uma estrutura produtiva mais diversificada e competitiva poderia se tornar uma plataforma para um desenvolvimento econômico mais amplo, o que, segundo estimativas da consultoria, poderia reduzir o nível de pobreza mundial pela metade (Dobbs et al., 2013).

A boa governança, citada genericamente nos parágrafos anteriores, envolve uma agenda positiva com diversas recomendações, iniciativas e políticas a serem adotadas pelos países para se beneficiar dos seus recursos naturais. Entre elas, destacam-se: (i) estabelecer o estado de direito e instituições fortes para impulsionar as reformas regulatórias e exercer as leis; (ii) realizar contratações por meios competitivos e transparentes; (iii) constituir fundos de estabilização e/ou fundos para gerações futuras para suavizar a volatilidade das receitas; (iv) priorizar despesas em infraestrutura pública de longo prazo e no pagamento de dívidas; (v) garantir a transparência nas receitas e despesas públicas; (vi) aumentar a participação democrática e a prestação de contas para a sociedade (*accountability*); (vii) minimizar e compensar os impactos socioambientais dos projetos de extração de recursos naturais, (viii) fortalecer os encadeamentos entre as indústrias extrativistas e a economia local; e (ix) garantir a formação de capital humano necessária para o desenvolvimento (Cameron e Stanley, 2017; Dobbs et al. 2013; NRG, 2014).

De todas as recomendações da agenda positiva, a constituição de fundos de estabilização ou fundos soberanos talvez seja uma das medidas mais adotadas pelos países ricos em recursos naturais, sendo reiteradamente sugerida pelas instituições como uma das principais ferramentas para a construção de um caminho viável para o desenvolvimento. As motivações para a criação desses fundos variam de país para país, mas geralmente envolvem fatores como a estabilização dos fluxos de receitas para combater os impactos da volatilidade dos preços das commodities, a criação de um mecanismo de poupança intergeracional, a tentativa de reduzir a entrada substancial de

divisas evitando a apreciação real da taxa de câmbio, e, dependendo do tipo de fundo¹⁸, o gerenciamento das receitas de forma transparente e isolada dos anseios políticos e a moderação das despesas do governo (Stevens e Mitchell, 2008; Sugawara, 2014). Além disso, muitos países em desenvolvimento criaram os fundos com o objetivo de mitigar as práticas de *rent-seeking* e de corrupção (Stevens et al., 2015).

De acordo com Sovereign Wealth Fund Institute (2017), existem atualmente 53 fundos soberanos baseados em receitas de petróleo, gás natural e minerais, sendo que 60% desses fundos foram estabelecidos a partir de 2000. Isso reflete o período no qual os preços das commodities experimentaram um aumento significativo, dando início ao fomento das iniciativas por instituições como o Banco Mundial e FMI. Entre os cinco maiores fundos soberanos em total de ativos, destacam-se países como a Noruega, os Emirados Árabes Unidos, o Kuwait, a Arábia Saudita e o Qatar.

De acordo com FMI (2007), a chave para o sucesso dos fundos soberanos é a capacidade institucional do país em gerenciá-lo efetivamente. No entanto, os fundos não impedem necessariamente que os governos busquem políticas fiscais insustentáveis ou que utilizem os recursos dos fundos para ampliar as despesas ou como garantia para empréstimos imprudentes. Como resultado, a maioria dos fundos soberanos bem-sucedidos até então encontram-se em países democráticos que possuem instituições fortes e que funcionam de forma transparente.

Em resumo, a hipótese da benção sugere que os recursos naturais podem proporcionar uma oportunidade para o desenvolvimento econômico, que os países não deveriam perder. A visão é que, desde o início dos anos 2000, lições foram aprendidas e políticas mais favoráveis ao crescimento foram desenvolvidas (Luciani, 2011). Nesse sentido, a adoção de processos e mecanismos de boa governança é imprescindível, uma vez que essas medidas podem evitar os potenciais impactos negativos da maldição. Logo, ao se concentrar no estabelecimento da boa governança, o setor extrativista pode se tornar não só o motor do crescimento econômico, mas também um farol de boa governança para o resto da sociedade (Stevens et al., 2015).

¹⁸ Os fundos soberanos podem ser classificados como fundos formais ou fundos informais. Os fundos formais são administrados por conselhos especialmente designados e operam parcialmente ou totalmente fora do orçamento do governo, sendo que, muitas vezes, as receitas são destinadas a fins especiais. Os fundos informais são geridos diretamente pela autoridade fiscal do país e operam dentro da estrutura do orçamento público, sem que as receitas tenham uma destinação especial (Cameron e Stanley, 2017).

A multiplicidade de iniciativas difundidas nos últimos anos é objeto de diversas críticas, especialmente, por oferecer uma visão trivial de que a simples adoção de medidas de boa governança poderia reverter os efeitos adversos da maldição e direcionar os países para um caminho de desenvolvimento (Darby, 2010; Keblusek, 2010). Além disso, Stevens et al. (2015) criticam o fato de que muitos países se dispõem aos auxílios das instituições e das organizações apenas para obter uma legitimidade internacional, isto é, na prática os países não adotam as políticas recomendadas e as iniciativas de boa governança. Dietsche (2014), por sua vez, afirma que as políticas ignoram o fato de que o crescimento econômico frequentemente encoraja a má governança por meio da formação de elites rentistas, cujo interesse em capturar as rendas provenientes das riquezas de recursos naturais e em se manter no poder atua como uma barreira para o aperfeiçoamento da governança e para o fortalecimento das instituições.

Portanto, embora as políticas econômicas necessárias para se beneficiar de um crescimento alavancado pelos recursos naturais sejam conhecidas há anos, a dificuldade se encontra na implementação dessas políticas no contexto específico de cada país, uma vez que se observa o fracasso contínuo dos países em seguir efetivamente as iniciativas e implementar as políticas recomendadas (Stevens et al., 2015). Alcançar uma boa governança institucional em países com uma baixa capacidade de gerenciamento do setor de recursos naturais é um processo longo, difícil e tortuoso, e que exige vontade política e estabilidade social (Cameron e Stanley, 2017).

2.5. Discussão sobre a validade da hipótese da maldição e de seus mecanismos de transmissão

A teoria da maldição dos recursos naturais é apontada por muitos autores como um canal pelo qual a vulnerabilidade às riquezas de recursos naturais se manifesta. A literatura apresenta diversas evidências empíricas da correlação negativa entre a abundância de recursos naturais e o desempenho econômico e sociopolítico, o que impediria o desenvolvimento dos países a longo prazo.

Contudo, não há um consenso na literatura sobre a existência da maldição, visto que diversas críticas foram elencadas aos trabalhos que alimentaram a hipótese. Inclusive, uma vertente cada vez maior defende que a abundância de recursos naturais, a partir de

uma boa governança e de instituições fortes e transparentes, pode ser uma oportunidade e um caminho viável para o desenvolvimento dos países.

Porém, evitar a maldição dos recursos naturais não é só uma questão de boa governança, mas também de uma política econômica que considere a transição de uma economia ao longo do tempo, de acordo com suas vantagens competitivas. O desafio de tal política no contexto de baixa capacidade institucional e de desenvolvimento econômico limitado é enorme. Muitas vezes, há uma incompatibilidade entre as políticas recomendadas e a capacidade dos governos de implementá-las.

Nesse sentido, é importante destacar que o modelo de crescimento alavancado pelos recursos naturais, na forma em que está sendo promovido atualmente, não está alinhado com as estratégias de crescimento de baixo carbono. Além disso, a hipótese não oferece sugestões sobre como os governos devem gerenciar o risco de *stranded assets*¹⁹ ou como podem conciliar o crescimento da indústria extrativista com as metas nacionais de desenvolvimento sustentável.

A recente queda nos preços de petróleo e, por conseguinte, as dificuldades fiscais enfrentadas pelos países produtores reforçam que a hipótese da maldição dos recursos naturais está viva e ativa.

Entre junho de 2014 e janeiro de 2016, os preços do petróleo do tipo Brent recuaram de US\$ 112/b para US\$ 31/b (EIA, 2017a). Nesse contexto, muitos países exportadores de petróleo sofreram uma deterioração de seus balanços fiscais. Por exemplo, a Arábia Saudita observou uma redução de 46% nas suas receitas de exportação de petróleo entre 2014 e 2015, levando a um déficit fiscal de US\$ 57 bilhões ou 9% do PIB em 2015, ante um superávit de US\$ 74 bilhões ou 10% do PIB em 2014. Da mesma forma, Argélia e Líbia apresentaram déficits fiscais de 17% e 62% do PIB em 2015. Por outro lado, Emirados Árabes Unidos, Kuwait e Qatar conseguiram sustentar balanço fiscal positivo em 2015, embora muito inferior em comparação com os anos anteriores (FMI, 2017a).

¹⁹ Os *stranded assets* são ativos que tendem a perder valor ou que não podem ser monetizados por motivos alheios ao controle do proprietário, e se tornam incapazes de recuperar o investimento realizado (Carbon Tracker Initiative, 2013). Essa discussão será retomada na Seção 3.3.

De fato, a situação fiscal desses países é um recado conveniente de que a maldição se configura por meio da criação de uma economia excessivamente dependente das receitas de uma fonte volátil e finita.

Logo, o fenômeno da maldição não é uma lei ou um princípio inexorável e indiscutível da economia, os seus efeitos não são inevitáveis, mas sim uma forte tendência recorrente (Auty, 1994). O ponto chave, segundo Stevens et al. (2015), é que as receitas de recursos naturais não são uma renda, mas simplesmente a reorganização do portfólio de ativos: trocando recursos naturais abaixo do solo por recursos financeiros acima do solo. O sucesso desta troca é determinado pela medida em que os países conseguem capitalizar essa reorganização, ou seja, investindo o dinheiro de forma produtiva e forjando vínculos entre o setor extrativista e o restante da economia. Por exemplo, ao longo das últimas décadas, países diferentes apresentaram resultados diferentes; enquanto uns poucos obtiveram sucesso, a maioria dos países fracassou em apresentar bons desempenhos socioeconômicos, em desenvolver fortes instituições e em diversificar as suas economias para além do setor de recursos naturais. Como resultado, esses países continuam fortemente dependentes das receitas de exportação de produtos primários.

Portanto, no caso dos países exportadores de petróleo, em especial os países-membros da OPEP, objeto deste trabalho, os mecanismos de transmissão da maldição se apresentam como canais pelos quais a vulnerabilidade ao petróleo se manifesta. No entanto, a intensidade dos mecanismos e da própria maldição varia de país a país. Em geral, a volatilidade das receitas e as falhas políticas e institucionais são os mecanismos que melhor representam a vulnerabilidade ao petróleo nesses países.

As receitas de exportação de petróleo são muito voláteis e estão sujeitas a fortes flutuações em períodos relativamente curtos, tornando-se motivo de preocupação dos governos. Como resultado, os países exportadores de petróleo estão sujeitos a problemas de gestão fiscal, política e macroeconômica, fazendo com que a maioria desses governos tenha dificuldades em resistir à pressão política para absorver as receitas na economia doméstica nos ciclos expansivos e para preservar as despesas sociais durante os ciclos recessivos, levando ao acúmulo de dívidas. Portanto, a volatilidade das receitas é um mecanismo válido.

Já as falhas políticas e institucionais são os canais de vulnerabilidade que se apresentam de forma mais contundente, uma vez que os países-membros da OPEP se

caracterizam por: (i) regimes políticos autoritários e totalitários, geralmente marcados por uma incomum longevidade; (ii) presença constante de conflitos internos e externos; (iii) má governança e instituições frágeis; (iv) aspectos de um Estado rentista; (v) comportamentos de *rent-seeking* e de corrupção entre os principais atores políticos e econômicos; (vi) más tomadas de decisão e incapacidade de condução de políticas públicas pelos governos; e (vii) políticas industriais baseadas na introdução de subsídios.

Por sua vez, a Doença Holandesa, apesar de ser largamente citada na literatura, não se apresenta como um mecanismo determinante para a vulnerabilidade ao petróleo dos membros da OPEP, em especial os países do Oriente Médio e da África. Embora possuam uma dependência excessiva para com as receitas petrolíferas, é difícil argumentar que a exploração de recursos nesses países teve um impacto negativo por meio dos efeitos da Doença Holandesa. Isso pois esses países possuíam uma estrutura produtiva rudimentar e uma economia pobre antes do desenvolvimento dos seus recursos petrolíferos, e, portanto, torna-se difícil prever qual teria sido a evolução do desempenho econômico e da estrutura produtiva se esses países não tivessem optado pelo caminho da produção e exportação de petróleo. Nesse contexto, Stevens et al. (2015) afirmam que se um país começa a partir do *nada*, o crescimento econômico baseado em recursos extrativos parece uma opção muito interessante.

3. VULNERABILIDADES EXTRÍNSECAS DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO

Historicamente, a indústria do petróleo foi orientada por alguns princípios básicos. Para a discussão deste capítulo, destacam-se: (i) o petróleo é um recurso exaurível e, em algum momento, a indústria enfrentará limites para a expansão da oferta; e (ii) a demanda mundial por petróleo é crescente ao longo dos anos, em função da sua baixa elasticidade-preço e do seu baixo grau de substituição.

Desde o século XIX, a potencial escassez de recursos naturais não-renováveis atraiu a atenção da indústria do petróleo e se tornou um dos principais debates na literatura do setor (Yergin, 2012). Inicialmente, os modelos econômicos de recursos naturais não-renováveis, como o desenvolvido por Hotelling (1931), assumiam que os recursos totais recuperáveis de petróleo eram conhecidos desde o início. Ou seja, a possibilidade de novas descobertas de petróleo não era considerada, bem como a incerteza associada a quantidade que pode ser extraída de um determinado reservatório. Esse debate foi intensificado a partir da década de 1970, quando o declínio na produção de petróleo dos Estados Unidos parecia confirmar os estudos realizados por Hubbert (1956) sobre a formulação da teoria do pico de petróleo (*peak oil*). A teoria sugere que, em função de os recursos não-renováveis serem finitos, a taxa de produção de petróleo é crescente até atingir um pico, a partir do qual a taxa se torna decrescente até a exaustão das reservas. Nas décadas seguintes, muitos autores buscaram estimar quando esse pico aconteceria, em nível regional e mundial, e quais seriam os seus impactos na economia e na sociedade (Alekkett e Campbell, 2003; Bentley, 2002; Campbell e Laherrère, 1998; Deffeyes, 2001; Maggio e Cacciola, 2012; Sorrell et al., 2010; Szklo et al., 2007). Os modelos utilizados por esses autores, em sua maioria, consideram restrições pelo lado da oferta como a causa determinante para o pico.

Da mesma forma, o petróleo desempenha um papel fundamental na transformação econômica e na mobilidade diária da maioria da população mundial. O petróleo foi tão importante para o desenvolvimento da sociedade moderna no mundo industrializado que o século XX é frequentemente chamado de “a Era do Petróleo” (*Age of Oil*) (Yergin, 2012). Atualmente, o petróleo continua desempenhando um papel central no sistema global de energia, sendo responsável por 31% da energia primária consumida no mundo (IEA, 2016a). A visão convencional da geopolítica da energia considera uma expectativa

de que a demanda mundial de petróleo é inevitavelmente crescente, além de uma intensa disputa pelo acesso às escassas reservas de petróleo. Diante desse quadro, os países exportadores de petróleo se sentiram confortáveis em uma configuração na qual as restrições de petróleo os deixariam fortalecidos no mercado internacional, sem quaisquer tipos de ameaças ou vulnerabilidades (Van de Graaf, 2017; WEF, 2016).

Contudo, essas teorias vêm sendo amplamente desafiadas por uma nova visão da geopolítica da energia na qual o mundo se caracteriza pela abundância da oferta, e não pela escassez, e com uma perspectiva de pico na demanda mundial de petróleo, ao invés de um pico em função de restrições de oferta (Brandt et al., 2013; Brognaux et al., 2017; Carbon Tracker Initiative, 2015; IEA, 2016a; Stevens, 2016a; Van de Graaf, 2017; Van de Graaf e Verbruggen, 2015; Van der Ploeg, 2016; WEF, 2016). Essa hipótese resulta de diversos fatores disruptivos que emergiram nos últimos anos, como o aumento da produção não-convencional nos Estados Unidos, as políticas de mudanças climáticas, as tendências de queda dos custos de tecnologias alternativas e os avanços na eficiência energética. Se essas tendências forem confirmadas nas próximas décadas, a indústria do petróleo pode presenciar uma nova era de declínio estrutural, com profundas implicações para empresas do setor, investidores e, em especial, para os países dependentes das receitas de exportação desse recurso natural. Em particular, esses países estão percebendo que o petróleo *no solo* não é como *dinheiro no banco*, visto que esses recursos podem ser menos valiosos no futuro do que atualmente. Logo, isso coloca em dúvida a extensão na qual os recursos de petróleo podem servir como fontes futuras de renda e de desenvolvimento socioeconômico para os países exportadores de petróleo (Van de Graaf, 2017; WEF, 2016).

Portanto, este capítulo tem por objetivo apresentar os principais fatores que alimentam as tendências disruptivas, pelo lado da oferta e pelo lado da demanda, e que representam uma séria ameaça aos países exportadores de petróleo.

Dessa forma, este capítulo está organizado em cinco seções. A seção 3.1 apresenta uma discussão sobre como a revolução do *shale*, por meio das características de produção do *light tight oil* e das características financeiras dos produtores independentes, está modificando a dinâmica do mercado internacional de petróleo. Na seção 3.2 é apresentada a evolução das políticas de mudanças climáticas, em especial, o Acordo de Paris, e a relação entre os mecanismos adotados para mitigar as emissões de gases do efeito estufa e os combustíveis fósseis. A seção 3.3 apresenta uma discussão sobre os riscos de reservas

unburnable e de *stranded assets*, associados aos objetivos das políticas de mudanças climáticas, e que trazem severas implicações de longo prazo aos países detentores de grandes reservas de petróleo. Na seção 3.4 são apresentados os avanços no desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono como alternativas ao consumo de combustíveis fósseis, destacando-se os veículos elétricos e as energias renováveis, além do papel fundamental da eficiência energética no caminho de transição para uma economia de baixo carbono. Por fim, na seção 3.5 são apresentados cenários de diversas instituições para a demanda futura de petróleo, no qual os fatores disruptivos discutidos nas seções anteriores desempenham um papel central.

3.1. A revolução do *shale* e os seus impactos na dinâmica da indústria mundial do petróleo

A revolução do *shale* nos Estados Unidos é um dos principais avanços recentes na indústria do petróleo, sendo, em grande parte, impulsionada por inovações tecnológicas, como o fraturamento hidráulico (*fracking*) e a perfuração horizontal (*horizontal drilling*), aplicadas para a extração de óleo e gás natural em formações com baixíssimas porosidade e permeabilidade, tais como folhelhos (*shale*) e arenitos fechados (*tight sandstones*). Essas tecnologias permitiram uma redução significativa dos custos de produção, fazendo com que recursos, outrora inviáveis, se tornassem economicamente recuperáveis (Fattouh e Sen, 2013; Maugeri, 2013).

Como resultado, os Estados Unidos observaram uma expansão substancial na produção de petróleo *onshore* não-convencional, usualmente chamado de *light tight oil*²⁰, de 600 mil b/d no início de 2008 para 5,0 milhões b/d ao final de 2017. As formações de Permian (no oeste do estado do Texas e no estado do Novo México), Bakken (nos estados de Montana e Dakota do Norte) e Eagle Ford (no sul do estado do Texas) são responsáveis por mais de 80% da produção de *light tight oil* do país (EIA, 2017b). Essa revolução permitiu um aumento da produção total de óleo cru dos Estados Unidos de 5,0 milhões b/d em 2008 para 8,9 milhões b/d em 2016, revertendo uma tendência de declínio que estava em curso desde a década de 1970 (EIA, 2017a). Além disso, os norte-americanos

²⁰ EIA (2017b) utiliza a nomenclatura *light tight oil* para óleos produzidos a partir de formações com baixa permeabilidade e demais formações que necessitam do processo de fraturamento hidráulico para produzir óleo a nível comercial, sendo o *shale oil* um subconjunto do *light tight oil*. Para a mesma definição, IEA (2016a) utiliza a nomenclatura *tight oil*.

conseguiram reduzir as suas importações de petróleo em mais de 2 milhões b/d entre 2008 e 2016 (EIA, 2017a).

Embora a produção de *light tight oil* tenha correspondido a pouco mais de 5% da oferta mundial de petróleo em 2016, o seu rápido desenvolvimento causou impactos significativos na indústria mundial do petróleo, sendo apontado por muitos autores como um dos principais responsáveis pelo colapso dos preços em 2014 (Baffes et al., 2015; Baumeister e Killian, 2016; Behar e Ritz, 2017; Fattouh, 2016; Husain et al, 2015).

No entanto, foram as características de produção do *light tight oil* que receberam uma maior atenção da indústria por modificarem a dinâmica do mercado internacional de petróleo, visto que essas características diferem em muitos aspectos daquelas de óleos convencionais.

O primeiro aspecto se refere a diferença entre os ciclos de investimento, isto é, o tempo entre a decisão de perfurar um novo poço e o início da produção. Para o caso do *light tight oil*, o ciclo de investimento pode ser medido em semanas, enquanto para os óleos convencionais, a produção geralmente se inicia anos após a decisão de perfurar um determinado poço. O segundo aspecto diz respeito a vida produtiva de um campo petrolífero. No caso do *light tight oil*, o ciclo de vida de um poço tende a ser muito mais curto, alcançando o pico de produção muito mais rapidamente e com uma taxa de declínio muito mais acentuada do que a produção típica de óleos convencionais. Com isso, o investimento contínuo em novos poços é fundamental para a manutenção e expansão da produção não-convencional. O terceiro aspecto se refere a baixa intensidade de capital para a perfuração de um poço não-convencional em comparação com um poço convencional, isto é, o investimento necessário para a produção de um barril de *light tight oil* é muito menor que o necessário para o óleo convencional, especialmente *offshore*. O quarto aspecto, diretamente associado ao anterior, é que os custos variáveis da produção de *light tight oil* representam a maior parte dos custos totais, enquanto a produção de óleo convencional é caracterizada por custos fixos significativos. Por fim, o quinto aspecto é que a produção de *light tight oil* possui um tempo de retorno do investimento (*payback*) muito menor em comparação com a produção típica de óleos convencionais (Dale, 2015; Fattouh, 2016, 2017; Maugeri, 2013).

Essas características do *light tight oil* – entrada rápida de produção, altas taxas de declínio, baixa intensidade de capital e rápido *payback* – mostram que a revolução do

shale se distingue como um negócio de curto prazo, onde as decisões de investimento são tomadas principalmente em função das condições de preço de momento e das expectativas para os próximos meses. Por outro lado, a produção de petróleo convencional se caracteriza historicamente como um negócio de longo prazo, em que as decisões das empresas são pouco sensíveis às oscilações de curto prazo do mercado, sendo baseadas nos cenários de longo prazo dos preços de petróleo. Consequentemente, a flexibilidade e a capacidade de resposta de curto prazo do *light tight oil* para variações de preço é muito maior do que a da produção convencional (Dale, 2015). Nesse sentido, Fattouh (2017) afirma que muitos descrevem a produção norte-americana de *shale* como uma fonte de oferta “liga e desliga” (*switch on - switch off*). Ou seja, uma perspectiva de preços baixos no curto prazo faz com que investimentos na perfuração de novos poços não-convencionais sejam postergados e, como a taxa de declínio dos poços em operação é muito acentuada, a produção do *light tight oil* pode recuar consideravelmente em poucos meses.

Por exemplo, com o colapso dos preços de petróleo do tipo Brent de US\$ 112/b em junho de 2014 para US\$ 31/b em janeiro de 2016, o número de sondas em operação nos Estados Unidos (uma *proxy* para o investimento na perfuração de novos poços) diminuiu de 1.560 para cerca de 500²¹. Da mesma forma, com a recuperação parcial dos preços para US\$ 63/b em novembro de 2017, os Estados Unidos retomaram o patamar de cerca de 1.600 sondas em uso (Baker Hughes, 2017; EIA, 2017a).

Dessa forma, a revolução do *shale* nos Estados Unidos introduziu uma condição particular na curva de oferta mundial de petróleo, atuando para diminuir o comportamento cíclico dos preços. Segundo Stevens (2016a), a dinâmica clássica do mercado de preços baixos seguidos de preços elevados já não seria mais aplicável. Em outras palavras, o *light tight oil* é o produtor marginal de petróleo no sentido temporal, uma vez que a sua agilidade em aumentar ou diminuir produção faz com que atue como um “amortecedor” dos ciclos de preço. Isso não significa necessariamente que o óleo não-convencional seja o novo *swing producer* da indústria mundial de petróleo, pois esse papel, historicamente

²¹ Porém, a oferta de *light tight oil* nos Estados Unidos se mostrou resiliente, aumentando de 4,0 milhões b/d em junho de 2014 para 4,4 milhões b/d em janeiro de 2016, apesar da redução significativa de investimentos na perfuração de novos poços (EIA, 2017b). Essa expansão é justificada principalmente pelos ganhos expressivos de produtividade, obtidos com avanços tecnológicos, com uma maior eficiência dos processos e com o direcionamento dos investimentos para campos mais produtivos (Fattouh, 2016). Segundo Curtis (2016), a produção acumulada de petróleo nos 12 primeiros meses em um poço aumentou em mais de 40% entre 2014 e 2016 nas duas principais formações não-convencionais (Permian e Bakken).

realizado pela Arábia Saudita, representa a capacidade estratégica de resposta da produção às condições disruptivas do mercado de petróleo. Os produtores independentes de *shale*, por sua vez, não constituem um grupo unificado com um comportamento coordenado. Além disso, do ponto de vista de custos de produção, após os ganhos de produtividade nos últimos anos, a maioria do *light tight oil* se encontra em uma posição intermediária da curva de oferta²² (Dale, 2015; Fattouh, 2016, 2017; Van de Graaf, 2017).

Um último aspecto relevante da produção do *light tight oil* é que, embora as suas características de produção atuem para diminuir a volatilidade dos preços, as características financeiras das centenas de produtores independentes que operam os poços de produção de óleo não-convencional podem introduzir uma fonte adicional de volatilidade. A estrutura financeira desses produtores é fortemente dependente da oferta contínua de financiamento externo para manter os investimentos e a produção, diferentemente do óleo convencional, dominado por grandes empresas nacionais (NOCs) e internacionais de petróleo (IOCs), que geralmente possuem fluxos de caixa robustos e suficientes para sustentar as suas políticas de investimentos (Dale, 2015). Segundo Fattouh (2016), os pequenos produtores independentes de *shale* encontram-se altamente alavancados e extremamente expostos a mudanças nas condições do mercado de capitais, em particular a disponibilidade de crédito. Mesmo em um ambiente de preços mais elevados, entre 2011 e 2014, o fluxo de caixa dos produtores independentes era muito curto para cobrir os investimentos, sendo utilizado em sua maioria para o pagamento dos financiamentos externos. Com o colapso dos preços a partir de 2014, o fluxo de caixa se tornou negativo, o déficit crescente e muitas empresas declararam falência. Isso representa uma grande modificação em relação às características tradicionais da indústria mundial do petróleo, uma vez que qualquer deterioração e instabilidade na oferta de crédito e no mercado de capitais pode impactar diretamente a produção e, consequentemente, os preços de petróleo.

Portanto, a revolução do *shale* tem potencial de ser uma fonte de oferta duradoura e ter um impacto estrutural na dinâmica do mercado internacional de petróleo, embora ainda existam incertezas sobre a capacidade de resposta e o comportamento da produção de *light tight oil* no longo prazo (Fattouh, 2016). Isso não é necessariamente um elemento negativo para os países exportadores de petróleo com baixos custos de produção. Mas, as

²² Segundo Rystad Energy (2017), os preços de *break-even* nas principais formações de *shale* nos Estados Unidos diminuíram de US\$ 70-100/b em 2013 para US\$ 30-40/b em 2016.

características do não-convencional podem ser prejudiciais no longo prazo aos países com altos custos de *break-even*, ou cuja perspectiva de produção futura dependa de fronteiras com altos custos de produção, como o potencial *offshore* em águas ultraprofundas da Angola e da Nigéria e o petróleo extrapesado da Venezuela.

Além disso, os métodos e as tecnologias que se mostraram disruptivas para o *boom* da produção de *light tight oil* nos Estados Unidos podem ser, em teoria, aplicadas nos demais recursos em formações com baixíssima permeabilidade ao redor do mundo, ampliando a relevância das suas características para a dinâmica do mercado internacional do petróleo. Segundo EIA (2013), os países com os maiores recursos de *shale oil*, exceto os Estados Unidos, são Rússia, China e Argentina. Porém, replicar o sucesso do *shale* norte-americano nesses países é uma tarefa de extrema complexidade, pois as próprias características de produção do *light tight oil* se apresentam como uma forte restrição ao desenvolvimento fora dos Estados Unidos, em função da necessidade de perfuração contínua, de centenas de poços por ano, para o desenvolvimento e a manutenção da produção, o que exige toda uma infraestrutura de produção, capital humano e empresas de serviço capacitadas em fraturamento hidráulico (Maugeri, 2013).

3.2. As políticas de mudanças climáticas

O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), criado em 1988, concluiu em 2014 que é extremamente provável que o aumento da temperatura média global entre 1951 e 2010 tenha sido causado pelo aumento na concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, em especial, emissões de dióxido de carbono (CO₂). Além disso, IPCC (2014) afirma que essas emissões foram induzidas principalmente pela atividade humana. O aumento na temperatura média global em mais de 2°C acima dos níveis pré-industriais²³ pode trazer riscos severos e impactos irreversíveis para os seres humanos e ecossistemas, em toda a extensão do planeta. O argumento dos cientistas do IPCC é que esse nível pode ser alcançado nas próximas décadas se nada for feito para mitigar as emissões de GEE. Portanto, quanto maior for o tempo para se tomar ações

²³ O nível pré-industrial corresponde ao período entre 1861 e 1880, e o aumento da temperatura média global desde então é estimado entre 0,65°C e 1,06°C (IPCC, 2014).

efetivas, maiores serão os custos e os desafios tecnológicos, econômicos, sociais e institucionais a serem enfrentados.

Por esta razão, essa tendência levou à sugestão de que as emissões cumulativas de GEE poderiam ser utilizadas como *benchmark* para as políticas de mudanças climáticas, com o objetivo de limitar o aquecimento global (Rogelj et al., 2015). Ao longo das últimas décadas, várias iniciativas e acordos intergovernamentais buscaram firmar compromissos para limitar as emissões mundiais de GEE. Entre os principais eventos, destacam-se a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento de 1992 no Rio de Janeiro e o Protocolo de Kyoto em 1997. Na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2010 em Cancun, conhecida como COP 16, os governos dos Estados membros da ONU se comprometeram em estabelecer objetivos claros para reduzir as emissões de GEE (Mitchell et al., 2015).

Esse longo e complicado processo de negociação culminou no Acordo de Paris, alcançado na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015, mais conhecida como COP 21. Pela primeira vez, todas as nações se reuniram sob uma mesma causa em comum. O Acordo foi assinado inicialmente por 195 países e entrou em vigor em novembro de 2016²⁴. Até o final de 2017, 172 países ratificaram o Acordo²⁵ (UNFCCC, 2017a). A diversidade de países envolvidos é um sinal muito positivo dado pelos governos em relação a implementação dos compromissos assumidos (IEA, 2016a).

O Acordo de Paris visa fortalecer a resposta global às ameaças das mudanças climáticas, no contexto do desenvolvimento sustentável e dos esforços para erradicar a pobreza, com o objetivo de: (i) limitar o aumento da temperatura média global até 2100 bem abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, além de buscar esforços para limitar o aumento em até 1,5°C; (ii) fortalecer a capacidade de adaptação dos países em lidar com os impactos adversos das mudanças climáticas; e (iii) tornar os fluxos financeiros consistentes na direção de promover a resiliência do clima e o baixo desenvolvimento de emissões de GEE (ONU, 2015).

O mecanismo do Acordo exige que os países apresentem seus compromissos através das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC), documento no qual cada

²⁴ O Acordo de Paris entrou em vigor em 4 de novembro de 2016, 30 dias após a data em que pelo menos 55 Partes da Convenção, representando pelo menos 55% das emissões globais de gases de efeito estufa, depositaram seus instrumentos de ratificação, aceitação, aprovação ou adesão (UNFCCC, 2017a).

²⁵ Destaca-se a ausência de membros da OPEP (Angola, Guiné Equatorial, Irã, Iraque, Kuwait e Líbia) entre os países que não ratificaram o Acordo de Paris (UNFCCC, 2017a).

país determina, planeja e reporta periodicamente as suas próprias contribuições e os seus esforços para mitigar os efeitos adversos das mudanças climáticas (UNFCCC, 2017b). Em outras palavras, as NDCs descrevem as ações que os países propõem para reduzir as suas emissões de GEE. A maioria das NDCs apresenta metas de emissões de gases de efeito estufa, sendo concebidas em vários formatos diferentes, o que inclui metas absolutas de emissões, metas de emissões em relação a trajetórias *business as usual*, metas de intensidade de emissões, ou metas de emissões per capita (IEA, 2016a).

Por exemplo, os Estados Unidos e o Brasil se comprometeram em reduzir as suas emissões totais de GEE em 26-28% e 37%, respectivamente, em 2025 em comparação com os níveis de 2005²⁶. De forma similar, a União Europeia assumiu uma meta de redução de 40% de suas emissões totais de GEE em 2030 em comparação com os níveis de 1990. Por sua vez, a China e a Índia se comprometeram em reduzir as suas intensidades de emissões de GEE em 60-65% e 33-35%, respectivamente, em 2030 em comparação com os níveis de 2005. Além disso, a China se comprometeu em atingir o seu pico de emissões de GEE até 2030 (UNFCCC, 2017c).

Ademais, para facilitar a implementação das NDCs, particularmente nos países em desenvolvimento, o Acordo de Paris estabeleceu várias obrigações e mecanismos complementares relacionados ao financiamento, capacitação, e desenvolvimento e transferência de tecnologias²⁷ (UNFCCC, 2017b). Com isso, muitos países também declararam em suas NDCs, políticas e medidas específicas a serem implementadas. Por outro lado, alguns países subordinaram as suas metas de mitigação de GEE das NDCs a fatores como, por exemplo, a disponibilidade de financiamento (IEA, 2016a).

Como os combustíveis fósseis representam cerca de 65% das emissões globais de GEE (IPCC, 2014), a atenção das políticas tende a se concentrar em como mitigar as emissões desse setor e, conseqüentemente, como migrar as economias para longe de um modelo em que os processos de produção e o consumo dependam fortemente desses

²⁶ Em junho de 2017, o governo dos Estados Unidos anunciou a sua retirada do Acordo de Paris (Estados Unidos, 2017). Embora o país tenha se colocado à disposição para discutir um *acordo melhor*, uma renegociação dos termos é considerada improvável (Plumer, 2017). Porém, em um movimento contrário ao da esfera federal, 17 estados, como Califórnia, Nova York e Washington, se uniram e anunciaram a criação da *United States Climate Alliance*, com o objetivo de manter a perseguição às metas assumidas pelos Estados Unidos no âmbito do Acordo de Paris (U.S. Climate Alliance, 2017).

²⁷ Nesse sentido, destaca-se a iniciativa Mission Innovation, fora do quadro do Acordo de Paris, na qual 20 países e a União Europeia concordaram em duplicar as suas despesas em Pesquisa e Desenvolvimento no setor de energia limpa nos próximos anos (Mission Innovation, 2015).

combustíveis. Em outras palavras, as políticas de mudanças climáticas estão orientadas no sentido de economias de baixo ou zero carbono²⁸ (Van de Graaf, 2017).

A maioria dos governos, agências multilaterais, bancos de desenvolvimento, e, inclusive, a própria OPEP reconhecem que a descarbonização da economia é um caminho inevitável para todos os países (OCDE, 2015; OPEP, 2017b; Stevens et al., 2015). A própria negociação do Acordo de Paris demonstrou que os principais pontos de discussão foram os prazos, as tecnologias a serem aplicadas, e a distribuição dos custos associados. Logo, as políticas, os investimentos e as escolhas baseadas na visão de um futuro de baixo carbono devem influenciar significativamente os mercados de combustíveis fósseis e representam um enorme desafio para os países extremamente dependentes desses combustíveis.

Por esta razão, muitos países incluíram políticas específicas e metas de emissões de GEE para o setor de energia em suas NDCs. Entre os mecanismos mais sugeridos destacam-se o aumento da participação de energias renováveis como fontes primárias e ganhos de eficiência no uso final de energia (IEA, 2016a). Por outro lado, poucos países refletiram medidas de curto prazo em suas NDCs como a diminuição do uso de usinas ineficientes de carvão, a redução das emissões de metano na produção de petróleo e gás natural, a reforma de subsídios à combustíveis fósseis e a precificação de carbono, bem como opções tecnológicas para uma transformação a longo prazo do setor de energia, como a energia nuclear, o processo de captura e armazenamento de carbono (CCS), e combustíveis alternativos para veículos – por exemplo, biocombustíveis avançados e veículos elétricos (Van der Ploeg, 2016).

Observa-se, portanto, que os mecanismos sugeridos para mitigar as emissões de gases do efeito estufa visam reduzir a demanda de combustíveis fósseis, isto é, não consideram restrições ou metas vinculadas à oferta desses combustíveis. Como resultado, e dependendo da força das políticas de mudanças climáticas, o pico de demanda dos combustíveis fósseis é uma possibilidade real nas próximas décadas, embora com diferentes prazos para o carvão, o petróleo e o gás natural. O petróleo provavelmente será substituído de forma mais lenta do que o carvão, pois este último apresenta emissões mais elevadas de gases do efeito estufa para um mesmo conteúdo energético, além de possuir

²⁸ Essa neutralidade de carbono não implica necessariamente em emissões nulas em todos os setores. As emissões de gases de efeito estufa de um determinado país ou setor podem ser compensadas pela neutralização, em especial CO₂, obtidas por reflorestamento ou por emissões negativas, como bioenergia em combinação com captura e armazenamento de CO₂ (Rogelj et al., 2015).

um maior potencial imediato de fontes substitutas (Mitchell et al., 2015; Van de Graaf, 2017).

Por outro lado, por ser menos intensivo em carbono que o carvão e o petróleo, o gás natural pode experimentar uma maior participação na matriz energética mundial nas próximas décadas, sendo apontado, inclusive, como um candidato ao combustível da próxima transição energética, o “combustível do futuro” (IEA, 2016a; Yergin, 2014). O gás natural deixou de ser um produto estritamente local e regional nos últimos anos, a partir da maior disponibilidade e flexibilidade do gás natural liquefeito (GNL), para se tornar um mercado global. Como pode ser transportado por grandes distâncias sem a necessidade de construção de dispendiosos e inflexíveis gasodutos, o GNL permite a expansão dos mercados internacionais de gás natural ao alcançar demandas reprimidas em países e regiões antes pouco exploradas e ao permitir a substituição do carvão, por exemplo, no setor industrial e na geração de eletricidade. Além disso, os líquidos de gás natural (LGNs), como o etano e o propano, provenientes do processamento do gás natural, detêm um potencial significativo em substituição à nafta como matéria-prima da indústria petroquímica (Van der Ploeg, 2016; Yergin, 2014). Os sinais emitidos por alguns governos quanto à eliminação do uso do carvão podem criar oportunidades para o gás natural como um combustível de transição. Porém, essa condição pode ser apenas temporária, uma vez que a sua intensidade de emissões do gás natural é incompatível com os esforços para limitar o aquecimento global e insuficiente para uma estratégia a longo prazo de descarbonização do setor de energia (Carbon Tracker Initiative, 2017).

Nos próximos anos, as atenções estarão voltadas para a implementação das ações necessárias aos objetivos do Acordo de Paris. O sucesso dessa etapa depende fortemente da vontade política e da qualidade das políticas energéticas e ambientais de longo prazo para a transição estrutural do setor de energia, e das tendências macroeconômicas de curto prazo – que podem ser fatores estimulantes ou limitantes na transição para uma economia de baixo carbono (IEA, 2016a). Por exemplo, como um fator positivo à transição, o Banco Mundial anunciou recentemente que deixará de financiar a exploração de petróleo e gás natural a partir de 2019 (Banco Mundial, 2017a).

No entanto, há bons motivos para se manter cético acerca dos compromissos assumidos no Acordo de Paris. Até então, as negociações e os acordos firmados sobre mudanças climáticas nas últimas três décadas colecionam resultados abaixo do esperado e pouco significativos (Van der Ploeg, 2016). Além disso, segundo Rogelj et al. (2016),

os compromissos assumidos pelos países no Acordo de Paris ainda não são suficientes para atingir as metas almejadas e, apesar do progresso em muitas áreas, o ritmo de implementação de tecnologias de baixo carbono ainda não é compatível com os seus objetivos. Diante da ambição de limitar o aumento da temperatura bem abaixo de 2°C até 2100, a IEA (2016a) estima que as emissões líquidas do setor de energia deveriam tornar-se nulas por volta de 2060. Essa perspectiva se caracteriza como um desafio formidável e que exigiria uma aceleração no desenvolvimento e na aplicação de tecnologias de baixo carbono.

Por outro lado, a implementação de políticas energéticas e ambientais mais restritivas podem ser estimuladas por catástrofes climáticas inesperadas, visto que uma maior pressão da sociedade pode incentivar políticos de todo o mundo a atuarem mais rapidamente e de forma mais efetiva (Van der Ploeg, 2016).

3.3. As reservas *unburnable* e os *stranded assets*

Para alcançar a meta de restringir o aumento da temperatura média global até 2100 bem abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, as emissões cumulativas de carbono entre 2011 e 2050 devem se limitar entre 870 e 1.240 Gt CO₂ (IPCC, 2014). No entanto, a combustão de todas as reservas mundiais provadas e prováveis (2P)²⁹ de combustíveis fósseis resultaria na emissão de cerca de 2.900 Gt CO₂, sendo 65% proveniente do carvão, 22% do petróleo e 13% do gás natural (McGlade e Ekins, 2015; Meinshausen et al. 2009). Ou seja, as reservas de combustíveis fósseis excedem aproximadamente três vezes o limite disponível para as emissões de carbono e, por isso, devem ser parcialmente mantidas *abaixo do solo*.

Nesse sentido, McGlade e Ekins (2015) estimaram que 35% das reservas mundiais de petróleo, 52% das reservas mundiais de gás natural e 88% das reservas mundiais de carvão devem permanecer intactas até 2050, isto é, não poderão ser queimadas, para

²⁹ De acordo com as definições probabilísticas da SPE (2011), as reservas provadas e prováveis (2P) possuem uma probabilidade de pelo menos 50% (P50) que a quantidade real seja igual ou maior do que a estimada.

cumprir com a meta de restrição da temperatura em 2°C³⁰. Em relação às reservas *unburnable* de petróleo, destacam-se recursos não-convencionais (como as areias betuminosas canadenses) e novas fronteiras exploratórias (como os recursos do Círculo Ártico), cujos desenvolvimentos se tornam incompatíveis com os esforços das políticas de mudanças climáticas.

Esses resultados têm promovido discussões sobre as ameaças dos *stranded assets* (ativos encalhados) e da *carbon bubble* (bolha de carbono). Os *stranded assets* são ativos que tendem a perder valor ou que não podem ser monetizados por motivos alheios ao controle do proprietário, e se tornam incapazes de recuperar o investimento realizado. Por sua vez, a *carbon bubble* representa o excesso de valorização das reservas de combustíveis fósseis pelos mercados globais, visto que essas reservas excedem o limite disponível para as emissões de carbono (Carbon Tracker Initiative, 2013; Helm, 2015; OCDE, 2015; Stevens, 2016a). Essa discussão traz severas implicações de longo prazo, especialmente para países detentores de grandes reservas de petróleo, como os membros da OPEP, cujas economias dependem fortemente das receitas de exportação desse recurso natural (Van de Graaf, 2017). Segundo McGlade e Ekins (2015), do total das reservas de petróleo *unburnable* (449 bilhões de barris), cerca de 60% está localizado no Oriente Médio (264 bilhões de barris).

Diante das incertezas no longo prazo e dos riscos de *stranded assets*, os países exportadores de petróleo podem desencadear uma corrida para monetizar as suas reservas no curto prazo. Da mesma forma, agências de classificação de risco e instituições financeiras têm considerado essas questões na quantificação dos riscos e na análise de crédito de países e empresas do setor do petróleo, enquanto os investidores têm sofrido pressões crescentes para se afastarem dos riscos desses investimentos (OCDE, 2015; Stevens, 2016a; Van de Graaf, 2017). Por exemplo, um número cada vez maior de fundos de pensão ao redor do mundo está decidindo desinvestir de empresas que obtêm receitas a partir de combustíveis fósseis (Mooney, 2017; Norges Bank, 2017). Inclusive, o *Government Pension Fund* da Noruega, maior fundo soberano do mundo com cerca de US\$ 1 trilhão em ativos, decidiu desinvestir a partir de 2016 de companhias que obtêm

³⁰ Mesmo considerando o potencial da tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS), que permite a redução da quantidade de CO₂ emitida e, conseqüentemente, um maior consumo de combustível fóssil, McGlade e Ekins (2015) concluíram que a quantidade de reservas *unburnable* não se altera de forma significativa. Por exemplo, a quantidade de reservas inutilizadas de petróleo seria de 33%, ao invés de 35%. Segundo os autores, esse efeito tímido é resultado da necessidade de maiores avanços tecnológicos para a tecnologia de CCS se provar competitiva em termos de custos e escala.

mais de 30% de suas receitas em atividades relacionadas ao carvão, e está considerando a possibilidade de alienação de suas participações em empresas internacionais de petróleo (Norges Bank, 2017; OCDE, 2015).

Ainda assim, mesmo que a meta de 2°C não seja cumprida, existem outros fatores significativos que podem levar às reservas *unburnable*, aos *stranded assets*, e ao pico na demanda mundial de petróleo, ou, no mínimo, à desaceleração do consumo, como o menor crescimento econômico dos países, a queda do custo das energias renováveis, do armazenamento de energia e das tecnologias de baixo carbono, a entrada dos veículos elétricos, a implementação de políticas ambientais mais rigorosas para mitigar a poluição local em grandes centros urbanos, e a crescente dissociação entre o consumo de petróleo e o crescimento econômico em função da maior eficiência energética dos processos (Carbon Tracker Initiative, 2017).

3.4. Os avanços das tecnologias de baixo carbono e da eficiência energética

O aumento substancial dos preços das commodities na década de 2000, especialmente do petróleo, em conjunto com a crescente atenção às políticas de mudanças climáticas, incentivou o desenvolvimento de diversas tecnologias de baixo carbono. Esses esforços visavam, por um lado, aumentar a segurança energética dos países cuja demanda de energia dependia fortemente dos, cada vez mais caros, combustíveis fósseis, e, por outro lado, mitigar as emissões de gases do efeito estufa para limitar o aquecimento global (Yergin, 2014).

As tecnologias de baixo carbono mais proeminentes são os veículos elétricos e as energias renováveis. Nos últimos anos, essas tecnologias vêm apresentando uma redução significativa nos custos, em função de políticas crescentes de incentivos fiscais e regulatórios. Em menos de dez anos, os custos de baterias para veículos elétricos caíram mais de 70%, enquanto os custos das energias renováveis eólica e solar diminuíram cerca de 30% e 50%, respectivamente (IEA, 2016a). Com isso, essas tecnologias têm se tornado cada vez mais competitivas em comparação com as fontes fósseis.

Além disso, destaca-se o papel fundamental desempenhado pela eficiência energética nas políticas de mudanças climáticas e nas políticas energéticas. O caminho da

transição mundial para uma economia de baixo carbono passa, inexoravelmente, pela eficiência energética.

Portanto, a penetração dessas tecnologias de baixo carbono e os avanços da eficiência energética representam uma séria ameaça ao petróleo, ao gás natural e ao carvão, uma vez que essas tecnologias disruptivas têm potencial de *destruir* uma parte expressiva da demanda dos combustíveis fósseis nas próximas décadas (Carbon Tracker Initiative, 2015, 2017; IEA, 2016a, 2016c, 2017; Van der Ploeg, 2016; WEF, 2016; WoodMackenzie, 2016a).

A seguir, os veículos elétricos, as energias renováveis e a eficiência energética são abordados em maiores detalhes.

i. Veículos elétricos

A tecnologia dos veículos elétricos (VEs) não é nova, tendo sido desenvolvida ainda no século XIX. Nos primeiros anos da indústria automotiva, os VEs ofereceram certa concorrência³¹, porém, nos anos seguintes, perderam a disputa para os veículos com motores de combustão interna e foram abandonados pela indústria por muitas décadas. Embora possuam algumas vantagens em comparação com os veículos à combustão interna³², os veículos elétricos nunca alcançaram uma participação significativa no mercado global de automóveis. Isso pois, historicamente, os VEs apresentavam custos proibitivos, baixo desempenho e restrições de autonomia, o que os tornaram pouco atrativos para os consumidores (IEA, 2016a).

No entanto, esta situação vem mudando radicalmente nos últimos anos, uma vez que as barreiras tecnológicas e econômicas estão sendo gradativamente superadas. Investimentos significativos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e inovação levaram a melhorias tecnológicas do processo eletrolítico e dos materiais utilizados nas baterias, o que, em conjunto com ganhos econômicos pela produção em larga escala, levaram ao aumento na densidade energética³³ e ao rápido declínio dos custos de baterias para VEs

³¹ Em 1900, os veículos elétricos representavam cerca de um terço de toda a frota de automóveis dos Estados Unidos (Matulka, 2014).

³² Por exemplo, os veículos elétricos oferecem uma forma de reduzir a dependência do petróleo no transporte rodoviário, diminuem a poluição atmosférica urbana, e combatem as mudanças climáticas (se a eletricidade utilizada for produzida a partir de fontes de baixa emissão de carbono) (IEA, 2016a).

³³ A melhoria da densidade energética das baterias permite a fabricação de veículos elétricos mais leves, menores, com maior autonomia e mais baratos (IEA, 2017a).

(Nykqvist e Nilsson, 2015). Segundo estimativas do US DOE (2017a), o custo de uma bateria³⁴, que é a principal componente que afeta o preço final de um veículo elétrico, caiu de cerca de US\$ 1.000/kWh em 2008 para US\$ 268/kWh em 2015, ou seja, uma redução de 73% em apenas sete anos. Além disso, anúncios recentes da Tesla, General Motors, LG e Panasonic apontam para baterias com custo entre US\$ 180/kWh e US\$ 200/kWh que serão utilizadas nos novos modelos de veículos elétricos (IEA, 2017a). Esses sinais de melhoria contínua das tecnologias indicam que a queda dos custos tende a continuar nos próximos anos, reduzindo a diferença de competitividade entre os veículos elétricos e os veículos com motores de combustão interna.

Além dos avanços tecnológicos, o renascimento dos VEs é incentivado por uma maior predisposição dos governos, em especial de países desenvolvidos, no desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono, com o objetivo de reduzir as emissões de GEE e atender às ambições das políticas de mudanças climáticas, como o Acordo de Paris, além de promover uma menor dependência econômica dos países ao petróleo (IEA, 2016a).

Nesse sentido, os governos fazem uso de mecanismos de diversas categorias: incentivos regulatórios, incentivos diretos ao consumidor, incentivos indiretos ao consumidor, e infraestrutura de recarga. Os incentivos regulatórios incluem as limitações de emissões de GEE, no âmbito dos compromissos das políticas de mudanças climáticas, metas de vendas de VEs e mínimos obrigatórios para, por exemplo, frotas de táxis, veículos do governo, e empresas de compartilhamento de veículos (*carsharing*). Os incentivos diretos ao consumidor contemplam subsídios e isenção de taxas e impostos na aquisição e no registro de VEs. Os incentivos indiretos ao consumidor consideram isenção de pedágios rodoviários, acesso preferencial a estacionamentos, e flexibilização na restrição de determinados acessos – tais como centros urbanos e pistas exclusivas. Por fim, os governos podem realizar investimentos e oferecer financiamentos para o desenvolvimento da infraestrutura de recarga e, assim, promover uma maior confiabilidade do sistema de carregamento para os consumidores (Tietge et al., 2016).

Uma preocupação típica é que os VEs não constituem um caminho viável para a mitigação de emissões de GEE, particularmente, no caso de a eletricidade utilizada ser

³⁴ As estimativas do US DOE (2017a) consideram as tecnologias de bateria que estão atualmente no estágio de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para veículos híbridos *plug-in* (PHEVs, da sigla em inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*).

proveniente de combustíveis fósseis³⁵ (Carbon Tracker Initiative, 2017). Porém, como os países estão caminhando para uma matriz de energia elétrica com menor intensidade de emissões, a tendência é que os VEs sejam alternativas interessantes para o setor de transporte em economias de baixo carbono.

A alternativa oferecida aos consumidores é, portanto, um veículo com zero emissões no escapamento, no caso de veículos elétricos puros (BEVs), e com baixíssimo ruído. Essas características são especialmente importantes em centros urbanos e ao longo de estradas de grande fluxo, onde a poluição local³⁶ e a poluição sonora são problemas crônicos. Como resultado, uma maior penetração dos veículos elétricos é observada principalmente nos maiores centros urbanos do mundo (IEA, 2017a). Além disso, a eficiência energética dos BEVs é de cerca de 60%³⁷, o que os torna muito mais eficientes do que os veículos à combustão interna, cuja eficiência energética é de cerca de 20% (US DOE, 2017b).

Como consequência das características elencadas e das políticas implementadas, a indústria automotiva vem observando um renascimento dos veículos elétricos. Em 2016, a frota global de VEs ultrapassou a marca de 2 milhões de veículos³⁸, quase triplicando o valor de 2014. Somente em 2016, as vendas totalizaram 750 mil novos veículos. Com isso, em alguns países, a participação dos VEs no licenciamento de veículos leves de passageiros é significativa. A Noruega obteve incontestavelmente a implantação mais bem-sucedida de VEs, com 29% de participação do mercado em 2016, resultado de um ambiente político favorável nos últimos anos, que inclui uma ampla gama de incentivos, desde isenções fiscais na aquisição e manutenção do veículo até isenções sobre pedágios rodoviários. A Noruega é seguida pela Holanda, com 6,4% de participação, e pela Suécia, com 3,4% (IEA, 2017a).

³⁵ Segundo Carbon Tracker Initiative (2017), um veículo elétrico deve emitir, ao longo do ciclo de vida da energia elétrica consumida, menos de 720 gCO₂/kWh para ser mais atrativo que os veículos com motores de combustão interna.

³⁶ A péssima qualidade do ar está causando problemas de saúde na população de muitas cidades ao redor do mundo, resultando em milhões de mortes prematuras a cada ano e infligindo grandes custos para a economia global (IPCC, 2014).

³⁷ Considera as eficiências do motor elétrico, da bateria, do sistema de recarga e demais perdas mecânicas (US DOE, 2017b).

³⁸ Segundo IEA (2017a), os veículos elétricos incluem os veículos elétricos puros (BEVs, da sigla em inglês para *Battery Electric Vehicles*), os híbridos puros (HEVs, da sigla em inglês *Hybrid Electric Vehicle*), os híbridos *plug-in* (PHEVs, da sigla em inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*), e os veículos elétricos movidos a célula de hidrogênio (FCEVs, da sigla em inglês *Fuel Cell Electric Vehicle*).

Em números absolutos, a China é o maior destaque com uma frota de 700 mil veículos elétricos, cerca de um terço do total global, sendo que aproximadamente metade, 330 mil veículos, foram licenciados apenas em 2016. Além disso, com mais de 200 milhões de motocicletas elétricas de duas rodas, entre 3 a 4 milhões de veículos elétricos de baixa velocidade (LSEVs, da sigla em inglês *Low-speed Electric Vehicles*), e mais de 300 mil ônibus elétricos, a China se consolida como líder mundial na eletrificação dos modos de transporte. Os chineses são seguidos pela União Europeia e pelos Estados Unidos, que obtiveram um licenciamento de 215 mil e 160 mil veículos elétricos, respectivamente, em 2016 (IEA, 2017a).

Contudo, a frota global de VEs ainda é de apenas 0,2% do total de veículos leves de passageiros em circulação no mundo. Além disso, tanto na União Europeia como no mundo, o mercado de VEs ainda está concentrado em um número limitado de países. Na Europa, a maioria das vendas em 2016 foram registradas em apenas seis países: Noruega, Reino Unido, França, Alemanha, Holanda e Suécia. No mundo, 95% das vendas de VEs ocorrem em apenas dez países: China, Estados Unidos, Japão, Canadá e os seis principais países europeus (IEA, 2017a). Ou seja, os veículos elétricos ainda têm um longo caminho a percorrer antes de alcançar um nível de desenvolvimento capaz de provocar mudanças significativas nas emissões de gases do efeito estufa e na demanda mundial de petróleo.

Por esta razão, as ambições para o futuro dos veículos elétricos são altas. Diversos países anunciaram recentemente a intenção de proibir as vendas de veículos exclusivamente à combustão interna nas próximas décadas: Noruega em 2025, Índia em 2030, Escócia em 2032, e Reino Unido e França em 2040 (Petroff, 2017; Escócia, 2017). Por sua vez, os governos da Áustria, Coreia do Sul, Dinamarca, Espanha, Irlanda, Japão, Holanda e Portugal estabeleceram metas oficiais para vendas de veículos elétricos (IEA, 2017a).

Pelo lado da indústria automotiva, a Tesla anunciou uma meta de produzir 500 mil veículos elétricos em 2018, após cerca de 80 mil produzidos em 2016 (Tesla, 2017a). A Volvo anunciou que pretende produzir apenas veículos elétricos, puros e híbridos, a partir de 2019, abandonando os veículos à combustão interna, e estabeleceu uma meta de venda de 1 milhão de VEs em 2025 (Volvo, 2017). Da mesma forma, a Jaguar Land Rover anunciou que produzirá apenas VEs a partir de 2020 (Jaguar Land Rover, 2017). Por sua vez, a Volkswagen aprovou um plano de investimentos de US\$ 40 bilhões para o desenvolvimento dos veículos elétricos (Volkswagen, 2017). As demais companhias da

indústria automotiva, como Renault, Peugeot, Nissan, Ford, General Motors e BMW, também possuem projetos e planos de investimentos para a introdução de veículos elétricos (IEA, 2017a).

Portanto, essas metas e planos ambiciosos representam um sinal positivo dos governos e da indústria para uma mudança disruptiva no setor de veículos leves, especificamente, para a substituição de veículos à combustão interna por veículos elétricos. Se combinada com a diminuição do custo total de fabricação, maior autonomia e uma infraestrutura de recarga em maior quantidade e que permita um carregamento mais rápido, esses fatores podem levar a uma rápida penetração dos veículos elétricos ao redor do mundo (Brognaux et al., 2017). Segundo IEA (2017a), considerando as expectativas dos países e da indústria automotiva, por meio das suas metas e planos, a frota de veículos elétricos pode alcançar entre 9 milhões e 20 milhões em 2020, e entre 40 milhões e 70 milhões em 2025.

Destacam-se também as iniciativas e os investimentos cada vez maiores no desenvolvimento da eletrificação para veículos pesados de carga e de passageiros e para a aviação. Os ônibus elétricos são testados em várias cidades do mundo, e estão sendo utilizados, principalmente, no transporte público de grandes centros urbanos e em frotas cativas de empresas. A cidade de Shenzhen, na China, é o maior destaque ao apresentar uma frota de aproximadamente 15 mil ônibus elétricos no início de 2017³⁹ (Bullard, 2017). A penetração de ônibus elétricos nos centros urbanos traz benefícios consideráveis, não somente para os passageiros, mas para todos os moradores dessas cidades, em função da redução da poluição local e da poluição sonora. No caso do transporte de carga, o desenvolvimento de caminhões movidos somente por eletricidade é um grande desafio, por conta da maior potência exigida por esses veículos e, consequentemente, da alta densidade energética da bateria. Por isso, a indústria tem focado inicialmente em categorias de caminhões de pequeno e médio porte (Platts, 2017a). Em novembro de 2017, a Tesla anunciou o seu primeiro modelo de caminhão elétrico com autonomia de até 800 km. A companhia, inclusive, já recebeu diversas encomendas de grandes empresas como DHL, Anheuser-Busch InBev e Walmart para o seu novo modelo de caminhão elétrico (Tesla, 2017b). Por fim, o desenvolvimento da

³⁹ Como comparação, as frotas de ônibus (elétrico e não-elétrico) das cidades de Nova York, Los Angeles, Nova Jersey, Chicago e Toronto, as cinco maiores da América do Norte, somam 14 mil veículos, isto é, inferior à frota de ônibus elétricos de Shenzhen (Bullard, 2017).

eletrificação para o setor de aviação ainda está em fase incipiente. Destaca-se a pesquisa *X-57 Electric Research Plane* realizada pela NASA, agência aeroespacial dos Estados Unidos, para o desenvolvimento de um avião elétrico movido por 14 motores elétricos integrados em suas asas. Segundo a agência, o uso da eletricidade em motores atenderia as ambições das companhias aéreas, no sentido de reduzir o uso de combustíveis fósseis, as emissões de GEE, o barulho dos motores e os custos de manutenção (NASA, 2016).

ii. Energias renováveis

As fontes renováveis de energia se caracterizam por serem recursos não exauríveis e de baixa emissão de carbono em seu ciclo de vida. As energias renováveis incluem a solar, a eólica, a bioenergia, a hidráulica, a geotérmica, entre outras, e a sua conversão é realizada principalmente na geração de eletricidade, no aquecimento doméstico, no setor industrial e no setor de transportes (Panwar et al., 2011).

Os compromissos políticos assumidos no Acordo de Paris reforçam a posição de destaque das energias renováveis para as próximas décadas, uma vez que essas fontes de energia oferecem uma excelente oportunidade para a mitigação das emissões de gases do efeito estufa e a redução do aquecimento global, por meio da substituição de fontes de energia convencionais, como os combustíveis fósseis.

Mais de 100 países signatários do Acordo identificaram as energias renováveis como um elemento prioritário para as suas políticas, enquanto cerca de 70 países definiram metas específicas, geralmente associadas à participação das fontes renováveis no consumo final de energia ou no consumo de energia primária (IEA, 2016a).

A União Europeia estipulou metas de 20% em 2020 e de 27% em 2030 para a participação das fontes renováveis no consumo final de energia, um incremento razoável em relação aos 16% de participação em 2015. Individualmente, os países europeus também estabeleceram metas desafiadoras, com destaque para a Alemanha e a França, que objetivam um aumento da participação das renováveis de 14% para 30% e de 15% para 32%, respectivamente, entre 2015 e 2030. A Alemanha foi além e também estabeleceu metas de 45% em 2040 e de 60% em 2050. Da mesma forma, a China e o Japão, grandes consumidores globais de energia, definiram metas de 20% e de 14%, respectivamente, para a participação das fontes renováveis no consumo de energia

primária em 2030, diante de uma participação de 10% e 6%, respectivamente, em 2015⁴⁰. Entre os maiores exportadores de petróleo, destaca-se a meta ambiciosa estabelecida pelos Emirados Árabes Unidos de 24% de energias renováveis no consumo final em 2021, embora a matriz energética do país tivesse menos de 1% de fontes renováveis em 2015. Além disso, durante a COP22 no Marrocos, líderes de 48 países em desenvolvimento se comprometeram a buscar uma matriz energética 100% renovável em seus países (REN21, 2017a).

Dessa forma, as energias renováveis estão no centro dos esforços das políticas de mudanças climáticas, com o objetivo de promover uma transição da economia mundial para um futuro de baixo carbono, ou seja, para um setor de energia mais sustentável e menos intensivo em emissões de GEE.

Para cumprir com as metas estabelecidas, os países têm adotado uma ampla gama de mecanismos, como mandatos obrigatórios de fontes renováveis na geração de eletricidade e no consumo de combustíveis do setor de transportes, políticas de incentivo às inovações tecnológicas com o objetivo de reduzir os custos das tecnologias, e políticas de isenção fiscal e tributária visando o incremento na competitividade das energias renováveis frente aos combustíveis fósseis.

Na geração de eletricidade, as primeiras políticas adotadas foram direcionadas para superar a grande diferença de custos entre as fontes tradicionais e as renováveis. Por exemplo, o mecanismo de tarifas *feed-in*⁴¹ teve um papel fundamental na aceleração do desenvolvimento das energias renováveis, em especial da solar fotovoltaica, e se mantém como a política dominante de incentivos às renováveis para geração de eletricidade, sendo utilizado em 110 países. Além disso, destacam-se também incentivos fiscais, isenções tributárias e flexibilização de imposto de importação. Porém, as iniciativas do setor de energia estão evoluindo na medida em que as fontes renováveis amadurecem. Nesse sentido, uma indicação positiva da maturidade do mercado é a crescente popularidade do uso de leilões como meio de contratação de energias renováveis. Adotados em mais de 60 países, os leilões são amplamente considerados como um meio efetivo de precificação

⁴⁰ A meta chinesa considera a participação de energias “não-fósseis”, isto é, contempla as energias renováveis e a energia nuclear (REN21, 2017a).

⁴¹ A tarifa *feed-in* é um mecanismo de incentivo em que toda a energia gerada por meio de fontes renováveis e injetada na rede de distribuição é remunerada por um valor fixo (ou por um prêmio fixo sobre o valor da tarifa ao consumidor) durante um período de tempo suficiente para tornar o investimento atrativo (REN21, 2017a).

das fontes de energia, ao indicar em que medida as energias renováveis podem competir com as demais fontes (REN21, 2017a).

Por outro lado, as políticas de incentivo às tecnologias de energias renováveis nos demais setores de consumo ainda caminham de forma mais lenta, como no aquecimento doméstico e no setor de transportes. No caso do uso de renováveis para aquecimento, as políticas se concentram em fornecer incentivos fiscais, sob a forma de subsídios, empréstimos e isenções tributárias, principalmente para o uso doméstico, sendo muitas vezes vinculados a padrões de eficiência energética na construção ou renovação de residências e edifícios. No setor de transportes, os principais esforços das políticas de incentivo estão orientados ao uso de biocombustíveis líquidos no setor rodoviário, principalmente etanol e biodiesel, enquanto no transporte marítimo e na aviação poucos avanços foram observados. Os mecanismos adotados incluem, principalmente, mandatos de biocombustíveis, subsídios, e incentivos fiscais para o desenvolvimento e produção. Argentina, Brasil e Índia estão entre os países com os maiores mandatos de etanol e biodiesel⁴², enquanto países como Alemanha e França possuem metas de 20% e 15% em base energética, respectivamente, para a participação de biocombustíveis no consumo do setor de transportes em 2020 (REN21, 2017a). Entretanto, preocupações crescentes acerca da sustentabilidade dos biocombustíveis líquidos têm levado alguns países, especialmente na União Europeia, a adotar políticas específicas para biocombustíveis avançados, como aqueles oriundos de biomassa lignocelulósica⁴³ (IEA, 2016a). Por exemplo, a Itália estipulou um mandato de 0,6% de biocombustíveis avançados, em base volumétrica, a partir de 2018 (REN21, 2017a).

Como resultado das políticas de mudanças climáticas e dos incentivos governamentais, o setor de energia vem observando uma forte expansão das energias renováveis na matriz energética mundial nos últimos anos. Entre 2000 e 2014, a taxa de crescimento das energias renováveis (2,8% a.a.) foi superior às dos combustíveis fósseis (2,3% a.a.) e do consumo final de energia primária (2,2% a.a.). Com isso, as energias

⁴² Em 2016, os mandatos na Argentina foram de 10% para etanol e biodiesel, no Brasil foram de 27% para etanol e 7% para biodiesel, e na Índia os mandatos foram de 22,5% para etanol e 15% para biodiesel, todos em base volumétrica (REN21, 2017a).

⁴³ As preocupações em relação à sustentabilidade dos biocombustíveis líquidos se referem ao uso excessivo de recursos, ao uso da terra, ao desmatamento, à perda de biodiversidade, e às emissões de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida do biocombustível. Por sua vez, os biocombustíveis avançados oferecem uma alternativa viável para muitas dessas preocupações (IEA, 2016a).

renováveis ampliaram a sua participação no consumo de energia primária de 13,1% em 2000 para 14,2% em 2014 (IEA, 2016a).

Destaca-se, contudo, que o crescimento das energias renováveis nesse período foi alavancado por fontes modernas (4,7% a.a.), em especial, a energia eólica e a energia solar, enquanto as fontes renováveis tradicionais, como a lenha e o carvão vegetal, cresceram a taxas menores (1,2% a.a.). Em 2013, pela primeira vez no mundo, o consumo das fontes modernas ultrapassou o consumo das fontes tradicionais, alcançando 53% do consumo total de energias renováveis em 2015 (REN21, 2017a). As fontes tradicionais são geralmente utilizadas de forma ineficiente para cocção e aquecimento de residências, especialmente em países pobres da África, Ásia e América Latina, provocando diversos problemas de saúde relacionados a má qualidade do ar. Portanto, o consumo da bioenergia tradicional não é sustentável e sequer desejável (Goldemberg e Coelho, 2004; IEA, 2016a).

A geração de eletricidade tem liderado os esforços para uma economia de baixo carbono, uma vez que essa atividade contabiliza mais de 40% do total de emissões de CO₂ do setor de energia. Essa transição tem sido fomentada por meio da forte introdução de energias renováveis, cuja participação na geração de eletricidade aumentou de 19% em 2000 para 23% em 2014. Com isso, as energias renováveis se tornaram a maior fonte de energia em capacidade instalada e a segunda maior em geração de eletricidade no mundo, após o carvão (IEA, 2016a). Ademais, as energias renováveis continuam crescendo rapidamente. Em 2016, a capacidade de geração de energias renováveis experimentou o seu maior incremento, com uma adição de 161 GW de capacidade adicionada, isto é, um aumento de 9% em relação a 2015, totalizando mais de 2.000 GW. Esse acréscimo correspondeu a 62% do total de capacidade adicionada para geração de eletricidade, ou seja, o incremento das energias renováveis em 2016 foi superior à de todas as demais fontes de energia somadas, incluindo as fósseis (REN21, 2017a).

Nesse contexto de participação crescente das renováveis na geração de eletricidade, destacam-se a eólica e a solar fotovoltaica como as fontes de energia que mais crescem no mundo atualmente e que, ano após ano, têm alcançado máximas históricas de capacidade instalada e de investimentos. Esse forte crescimento é resultado, principalmente, dos avanços tecnológicos, dos investimentos crescentes e das políticas de incentivo, o que permitiu uma redução substancial dos custos dessas tecnologias (IEA, 2016a).

A capacidade instalada de energia eólica apresentou um aumento de 74 GW para 487 GW entre 2006 e 2016, o que representa um crescimento significativo de 21% a.a. no período. Somente em 2016, a adição de capacidade ao redor do mundo foi de 55 GW. A China é líder nesta fonte de energia com 169 GW de capacidade instalada (23 GW apenas em 2016), sendo seguida pelos Estados Unidos (82 GW), Alemanha (50 GW) e Índia (29 GW). Por sua vez, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em 2016 foi de 303 GW, um crescimento impressionante de 48% a.a. em relação à capacidade de 6 GW em 2006. A adição de capacidade em 2016 foi de 75 GW, o que equivale a instalação de mais de 31 mil painéis solares por hora. Assim como na eólica, a China possui a maior capacidade instalada em energia solar fotovoltaica, de 77 GW (35 GW apenas em 2016), sendo seguida pelo Japão (43 GW), Alemanha (41 GW) e Estados Unidos (41 GW). Em relação aos investimentos, a energia eólica e a energia solar foram responsáveis por cerca de US\$ 300 bilhões em 2015, o que representa 70% dos investimentos em energias renováveis no mundo, e 50% dos investimentos em todas as fontes de energia, incluindo as fósseis (REN21, 2017a).

Apesar do forte crescimento, essas duas fontes de energia representam apenas 3% do consumo global para geração de eletricidade, isto é, ainda são pouco representativas ao todo. Contudo, a tendência de rápido crescimento no desenvolvimento da energia eólica e da energia solar nos últimos anos talvez seja um dos sinais mais claros da transição energética em curso (IEA, 2016a).

Embora a energia eólica e a energia solar fotovoltaica dominem a discussão, a energia hidrelétrica e a bioenergia se mantêm como as maiores fontes renováveis para a geração de eletricidade. A energia hidrelétrica é responsável pela geração de 70% da eletricidade proveniente de fontes renováveis, sendo amplamente utilizada ao redor do mundo, principalmente, na China, no Brasil, nos Estados Unidos e no Canadá. Da mesma forma, a bioenergia para geração de eletricidade tem ganhado competitividade nos últimos anos, seja por meio de biomassa ou de biogás, e tem sido largamente utilizada em países com disponibilidade de matéria-prima barata e abundante, como Estados Unidos, China e Brasil (REN21, 2017a).

Com o crescimento da participação das energias renováveis frente às fósseis nos últimos anos, a geração mundial de eletricidade observou uma redução de 4% na intensidade de emissão de CO₂ e uma redução de 2% nas emissões totais de CO₂ em 2016 (IEA, 2016a).

Destaca-se ainda o potencial das tecnologias de armazenamento de energia em promover uma maior flexibilidade dos sistemas de eletricidade, no mercado de veículos elétricos, e em sistemas de aquecimento e de refrigeração. Além disso, a medida que os custos continuarem diminuindo e o desempenho continuar melhorando, as tecnologias de armazenamento de energia podem desempenhar um papel fundamental quando integradas com fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica e a solar (REN21, 2017b).

Porém, na transição para uma economia de baixo carbono, a penetração das energias renováveis deve acontecer também nos demais setores de uso final de energia, como no setor residencial, no setor industrial, e no setor de transportes. No setor residencial, embora a participação das fontes renováveis seja de 38% do consumo final de energia, cerca de 70% desse consumo ainda é de biomassa tradicional para cocção e aquecimento doméstico. Ou seja, a participação das fontes modernas de renováveis é de apenas 12% do consumo final do setor, sendo majoritariamente de eletricidade proveniente de fontes renováveis e de biomassa, com contribuições menores de energia solar térmica e de energia geotérmica. No setor industrial, as fontes renováveis correspondem a 12% do consumo final de energia do setor, principalmente, de eletricidade proveniente de renováveis e de biomassa (IEA, 2016a).

O setor de transportes é responsável por 23% das emissões totais de GEE relacionados ao setor de energia e, portanto, é um dos setores mais importantes no sentido de uma economia de baixo carbono. Embora possua um dos maiores potenciais de penetração de energias renováveis, seja por meio de biocombustíveis líquidos ou de eletrificação proveniente de fontes renováveis, a participação dessas fontes no setor de transportes é de apenas 3% do consumo final, em sua maioria, no setor rodoviário (IEA, 2016a). A competição das fontes renováveis no setor de transportes é diretamente com combustíveis líquidos derivados de petróleo. Nesse sentido, os principais avanços no setor são realizados pelo etanol, em substituição à gasolina, e pelo biodiesel, em substituição ao óleo diesel. Os maiores produtores desses biocombustíveis líquidos são Estados Unidos e Brasil, responsáveis por cerca de 85% da produção mundial de etanol e por cerca de 30% da produção mundial de biodiesel (REN21, 2017a).

Por sua vez, o uso de fontes renováveis no setor marítimo e na aviação ainda se encontra em estágio de desenvolvimento, necessitando de maiores avanços para progredir na competitividade em relação aos combustíveis fósseis. No setor marítimo, as principais alternativas de fontes renováveis são o biodiesel e o biogás, no entanto o uso dessas

alternativas ainda se encontra restrito a testes em pequenas distâncias e frotas (IRENA, 2015). Na aviação, as companhias aéreas e as organizações do setor estão se mobilizando para o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono. Nesse sentido, destaca-se a substituição parcial do querosene de aviação pelo bioquerosene em mais de 2 mil voos comerciais realizados até 2015 por 22 companhias aéreas (IATA, 2015).

Portanto, a evolução da competitividade das tecnologias de energias renováveis em bases comerciais é fundamental para a sua maior penetração no setor de energia, assim como outros fatores positivos que também possuem um papel relevante, como a mitigação das emissões de CO₂, o aumento da segurança energética dos países, e melhoria da qualidade do ar. Dessa forma, a maior participação das energias renováveis representa uma ameaça significativa para a demanda dos combustíveis fósseis, em particular o carvão e o petróleo.

iii. Eficiência energética

Historicamente, o crescimento econômico foi o principal direcionador para o aumento da demanda energética mundial (Pinto Junior et al., 2016; Yergin, 2014). No entanto, uma tendência observada nas últimas décadas é a dissociação entre consumo energético e crescimento econômico, tanto nos países desenvolvidos quanto nos países em desenvolvimento. Entre 2000 e 2015, os países da OCDE apresentaram um aumento de 27% do PIB em termos reais, enquanto a demanda por energia se manteve relativamente estável. O mesmo comportamento pode ser observado nos países não-OCDE, embora de forma mais tímida, onde o crescimento da atividade econômica, 131% em termos reais, superou o crescimento da demanda por energia, 83%, no mesmo período (IEA, 2016c). Ou seja, os países têm caminhado no sentido de reduzir a intensidade energética das suas economias⁴⁴.

As explicações para esse comportamento são obtidas a partir da decomposição da intensidade energética em três fatores: efeito atividade (crescimento econômico), efeito estrutura (mudanças na estrutura da economia) e efeito intensidade (evolução do conteúdo energético das atividades). Segundo IEA (2016c), o efeito intensidade é o principal

⁴⁴ A intensidade energética de um país representa a relação entre o nível de consumo de energia primária e o PIB e, portanto, é considerada como uma medida da eficiência da utilização da energia para a geração de riqueza no país (Pinto Junior et al., 2016).

responsável pela tendência de redução da intensidade energética, em função do aprimoramento contínuo das tecnologias e dos processos produtivos, ou seja, o efeito intensidade é uma *proxy* da eficiência energética. Além disso, destaca-se que o efeito estrutura também tem contribuído para a redução da intensidade energética, particularmente nos países desenvolvidos, por meio de mudanças estruturais nos setores industrial e de serviços, onde observa-se um aumento da participação de atividades de baixo consumo energético em detrimento de atividades intensivas em energia⁴⁵.

A eficiência energética é uma atividade que busca aperfeiçoar o uso das fontes de energia, isto é, procura consumir menos energia final, de forma mais eficiente, para obter o mesmo serviço energético ou até mesmo um melhor. Muitas vezes chamada de “o quinto combustível”, em uma referência ao quarteto: carvão, hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), energia nuclear e energias renováveis, a eficiência energética produz diversos benefícios econômicos, ambientais e sociais (Yergin, 2014). O uso mais eficiente da energia final aumenta a segurança energética de um país, ao diminuir as suas importações e as suas despesas de energia, além de promover a competitividade da economia e reduzir os custos de energia para os consumidores finais. Do ponto de vista socioambiental, a eficiência energética mitiga as emissões de GEE, reduz a poluição atmosférica e, conseqüentemente, promove uma melhoria na saúde e na qualidade de vida da população (IEA, 2016c; Nadel et al., 2015). Além disso, a eficiência energética é necessária para sustentar o crescimento econômico sem sobrecarregar de maneira insustentável o suprimento de energia mundial e sua capacidade de investir de maneira oportuna (Yergin, 2014).

Diante desse quadro, a eficiência energética desempenha um papel fundamental nas políticas energéticas e nas políticas de mudanças climáticas. O caminho da transição mundial para uma economia de baixo carbono passa, inexoravelmente, pela eficiência energética.

Nas últimas décadas, diversos países adotaram políticas específicas de eficiência energética como, por exemplo, os Estados Unidos, a União Europeia e a China. Em geral, as políticas estabelecem padrões mínimos de eficiência para os setores residencial, industrial e de transportes, reunidas ou não sob a forma de um plano nacional, como o

⁴⁵ Os ganhos em intensidade energética a partir do efeito estrutura nos países desenvolvidos podem ser parcialmente explicados pela transferência da atividade industrial de uso intensivo de energia para países em desenvolvimento (Yergin, 2014).

National Action Plan on Energy Efficiency desenvolvido pela Alemanha. Da mesma forma, alguns países adotam metas específicas para a eficiência ou intensidade energética, como a China, por exemplo, que definiu uma meta de redução de 18% da sua intensidade energética entre 2015 e 2020. No Acordo de Paris, a eficiência energética foi mencionada em cerca de 90% das NDCs submetidas, sendo reconhecida como uma das opções de menor custo para reduzir as emissões de carbono. No entanto, poucos países se comprometeram com metas específicas ou indicaram políticas adicionais em relação à eficiência energética (IEA, 2016c).

As políticas são essenciais para estimular investimentos em eficiência energética e promover a conscientização sobre os seus benefícios. Os principais instrumentos e mecanismos utilizados pelos formuladores de políticas para alcançar as metas de eficiência energética estabelecidas são: (i) padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética (*minimum efficiency performance standards* – MEPS); (ii) metas obrigatórias de economia de energia; (iii) programas de etiquetagem e de conscientização; e (iv) incentivos fiscais e tributários (Doris et al., 2009; IEA, 2016c; Nadel et al., 2015). Essas medidas aceleram a tendência natural de desenvolver veículos, edifícios e equipamentos mais eficientes, além de eliminar os menos eficientes do mercado.

Em uma análise setorial, observa-se que os setores residencial e industrial foram os que apresentaram as maiores evoluções em eficiência energética nos últimos anos. As principais medidas adotadas nos setores residencial e comercial são padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética em residências, edifícios e estabelecimentos comerciais. Estima-se que 30% do consumo energético do setor residencial esteja sujeito a esses padrões (IEA, 2016c). Para alcançar as obrigações exigidas, busca-se atender as demandas de aquecimento, refrigeração e iluminação de forma mais eficiente. No setor industrial, a eficiência energética está diretamente associada ao aperfeiçoamento das tecnologias e dos processos produtivos, principalmente nas indústrias intensivas em energia, como a siderúrgica, a metalúrgica, a química e petroquímica, e a de papel e celulose. As principais medidas de eficiência aplicadas no setor industrial são mandatos obrigatórios de economia de energia, com o objetivo de reduzir o consumo energético por unidade de atividade industrial. Na China, por exemplo, mais de 80% do consumo de energia da indústria está coberto por metas de eficiência energética (Carbon Tracker Initiative, 2015; IEA, 2016c).

Por outro lado, o setor de transportes exibe um progresso mais lento, em nível global, do que os setores residencial e industrial. A eficiência energética no setor de transportes pode ser aprimorada por meio de investimentos em infraestrutura nos modos de transporte menos intensivos em energia (como transporte público e modo ferroviário), pela melhoria do gerenciamento logístico das frotas (como aumento do fator de carga), ou, o mais usual, por uma maior eficiência de veículos e dos demais meios de transporte (IEA, 2016c).

Historicamente, as políticas de eficiência energética de veículos estão associadas à evolução dos preços internacionais do petróleo, isto é, as políticas tornam-se mais urgentes quando as questões de segurança energética se tornam mais evidentes. Os Estados Unidos desenvolveram os primeiros padrões de economia de combustível após o 1º Choque do Petróleo em 1973, com o objetivo de reduzir a dependência do país ao petróleo importado. Porém, com a queda dos preços do petróleo na metade da década de 1980, o progresso da eficiência veicular arrefeceu, e, com combustíveis mais baratos, os consumidores retomaram as compras de veículos maiores e menos eficientes. Esse comportamento perdurou por quase 20 anos, até a metade da década de 2000, quando os preços do petróleo voltaram a subir. Nesse momento, novas políticas de eficiência foram desenvolvidas com objetivo de aprimorar o consumo energético dos veículos (IEA, 2016c; Nadel et al., 2015).

De acordo com as estimativas de IEA (2016c), os padrões de economia de combustível implementados desde a década de 1970 foram responsáveis por uma economia de 2,3 milhões b/d de petróleo em 2015, ou seja, equivalente a 2,5% da demanda mundial de petróleo. Nos Estados Unidos, toda a frota de veículos leves está sujeita aos padrões de eficiência. Por outro lado, a União Europeia somente implementou os seus padrões obrigatórios de eficiência veicular em 2009.

Além disso, o setor de transportes pode testemunhar um progresso significativo da eficiência energética nas próximas décadas, em função de tendências nos padrões de consumo observadas em países desenvolvidos nos últimos anos. Essas tendências podem desempenhar um papel relevante na redução do consumo final de energia do setor de transportes, sendo motivadas, principalmente, por mudanças nos valores e preferências das gerações mais novas. Essas mudanças estão associadas a fatores como urbanização, mobilidade e conectividade. O crescimento da urbanização e o aumento no número de megacidades tendem a reduzir a relevância de veículos particulares no contexto amplo de

mobilidade urbana, ao privilegiar o transporte público e os serviços de transporte privado (por exemplo, Uber) e de compartilhamento de veículos (*carsharing*). Da mesma forma, ao aproximar virtualmente as pessoas, a conectividade atua, até certo ponto, na redução da necessidade de deslocamento. Nesse sentido, os países desenvolvidos observam desde a década de 2000 uma redução da distância anual percorrida para a faixa etária de pessoas com idade entre 16 e 34 anos. Ademais, a introdução de veículos autônomos também é uma tendência futura que tem o potencial de alterar radicalmente as vendas de veículos, uma vez que incentivariam um transporte cada vez mais compartilhado, onde a posse do veículo não seria mais a situação predominante⁴⁶. Em conjunto, essas tendências apresentam um potencial de consumo mais eficiente da energia no setor de transportes (Deloitte, 2014; McKinsey, 2016; WoodMackenzie, 2016a).

3.5. Os cenários de demanda de petróleo

Embora as principais agências e empresas multinacionais ainda apresentem em seus cenários de referência uma expansão da demanda de petróleo para as próximas décadas, a tendência de pico é observada em alguns cenários alternativos. A Tabela 3-1 compara projeções de diversas instituições para a taxa de crescimento da demanda futura de petróleo⁴⁷.

⁴⁶ A maior intensidade de uso dos veículos, por meio dos serviços de transporte privado, *carsharing* e veículos autônomos, faz com que os custos variáveis se tornem mais relevantes, o que torna os veículos elétricos puros mais competitivos em relação aos veículos à combustão interna (McKinsey, 2016).

⁴⁷ Como as instituições utilizam diferentes definições para o petróleo, a comparação entre os valores absolutos das projeções de demanda futura pode conter equívocos. Por exemplo, Shell (2013) considera óleo cru – convencional e não-convencional, condensados e líquidos de gás natural, enquanto BP (2017a) afirma que, além desses, também considera os combustíveis sintéticos e os líquidos derivados do carvão. Portanto, optou-se por apresentar na Tabela 3-1 as taxas anuais de crescimento como uma medida comparativa.

Tabela 3-1 - Projeções da taxa de crescimento da demanda de petróleo

Instituição	Cenário	Período de Projeção	Taxa de Crescimento (% a.a.)
IEA	Current Policies Scenario - World Energy Outlook 2016	2015 - 2040	0,94%
BP	BP Energy Outlook 2017	2015 - 2035	0,70%
ExxonMobil	2017 Outlook for Energy - A View to 2040	2015 - 2040	0,66%
OPEP	World Oil Outlook 2040	2016 - 2040	0,64%
IEA	New Policies Scenario - World Energy Outlook 2016	2015 - 2040	0,45%
Shell	Oceans Scenario - New Lens Scenarios	2010 - 2060	0,30%
Shell	Mountains Scenario - New Lens Scenarios	2010 - 2060	-0,53%
IEA	450 Scenario - World Energy Outlook 2016	2015 - 2040	-0,93%

Fonte: BP (2017a); ExxonMobil (2017); IEA (2016a); OPEP (2017c); Shell (2013)

As projeções indicam que o crescimento da demanda futura de petróleo deve ser mais tímido em comparação com o crescimento das últimas décadas, uma vez que, em todos os cenários, a taxa de crescimento é menor que o histórico de 1,44% a.a. entre 1990 e 2016 (BP, 2017b). Além disso, todos os cenários apresentam uma tendência de redução da taxa de crescimento ao longo dos anos de projeção.

O cenário mais otimista para a demanda de petróleo, *Current Policies* da Agência Internacional de Energia (IEA), aponta uma taxa de crescimento de 0,94% a.a. O cenário considera que somente as políticas de mudanças climáticas já existentes no âmbito do Acordo de Paris serão efetivamente implementadas e, ainda assim, de forma lenta e gradual. Ou seja, o *Current Policies* não considera a adoção de novas políticas até 2040 e, assim, as projeções desse cenário levam em consideração somente os objetivos, metas e intenções já anunciados pelos países. Dessa forma, o cenário indica que o papel dos combustíveis fósseis no consumo final de energia não deve se alterar significativamente, saindo de uma participação de 81% em 2015 para 79% em 2040, onde o carvão e o petróleo se mantêm como as principais fontes de energia. Por outro lado, a participação das energias renováveis pouca avança, saindo de 14% em 2015 para 16% em 2040 (IEA, 2016a).

Dentre os cenários alternativos, o *450 Scenario* da IEA é um dos mais emblemáticos, ao apresentar um pico de demanda mundial de petróleo já em 2020, e com uma aceleração do declínio nas décadas seguintes. Além da implementação dos compromissos firmados pelos países no Acordo de Paris, o cenário reflete a adoção de

novas políticas energéticas e ambientais que sejam suficientes para limitar o aquecimento global a um aumento de temperatura de até 2°C no ano de 2100⁴⁸. Como consequência, assumem-se ganhos significativos na eficiência energética e uma ampla substituição da demanda de petróleo por fontes alternativas, a partir de uma maior penetração de veículos elétricos, de biocombustíveis, de energia solar e eólica, e de gás natural. O cenário indica uma ampliação da participação das energias renováveis no consumo final de energia de 14% em 2015 para 26% em 2040. Estima-se ainda que as fontes renováveis devem ser responsáveis por cerca de 60% da geração de eletricidade em 2040, sendo metade proveniente da energia eólica e da energia solar. O *450 Scenario* aponta também que os veículos elétricos devem representar metade das vendas mundiais em 2040, totalizando uma frota de 700 milhões de veículos, o que reduziria a demanda de petróleo em 6 milhões b/d. Da mesma forma, os biocombustíveis seriam amplamente utilizados no setor de transportes, alcançando 9 milhões b/d em 2040, não somente no setor rodoviário, mas também aplicados no setor marítimo e na aviação (IEA, 2016a).

Da mesma forma, ambos os cenários da Shell apresentam uma tendência de pico na demanda mundial de petróleo. O *Mountains Scenario* estima um pico próximo de 2030, ao considerar um crescimento econômico mundial mais moderado, a implementação de políticas de mudanças climáticas, e o gás natural como principal fonte primária de energia a partir da década de 2030. Por sua vez, o *Oceans Scenario* prevê um pico de demanda na década de 2040, apesar de assumir o fortalecimento da economia mundial, a postergação e adoção parcial das políticas de mudanças climáticas, e um crescimento mais modesto do gás natural (Shell, 2013).

Por outro lado, o cenário de referência do *World Energy Outlook* da IEA, *New Policies Scenario*, é baseado principalmente na adoção dos compromissos nacionais para redução das emissões de gases de efeito estufa, em especial àqueles firmados no Acordo de Paris, e na adoção de políticas energéticas que eliminem subsídios aos combustíveis fósseis, mesmo que esses compromissos e políticas ainda não tenham sido anunciados e implementados pelos países. Em outras palavras, as projeções desse cenário indicam a

⁴⁸ O *450 Scenario* foi introduzido pela primeira vez no *World Energy Outlook* 2008. Naquele momento, os objetivos das políticas de mudanças climáticas eram tipicamente expressos em termos da concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera. Nesse sentido, o caminho energético estabelecido era de limitar a concentração desses gases em cerca de 450 ppm de CO₂ equivalente. Contudo, para refletir as mudanças nas políticas públicas e na discussão acadêmica em torno da mitigação das mudanças climáticas, o *450 Scenario* é expresso atualmente como uma chance de 50% de limitar o aquecimento global a um aumento de temperatura de até 2°C no ano de 2100. Essa meta é amplamente reconhecida por políticas governamentais e estratégias de empresas como um *benchmark* sobre mudanças climáticas (IEA, 2016a).

direção do setor de energia diante das ambições dos compromissos atuais e de novas políticas energéticas e de mudanças climáticas. No entanto, a adoção dessas medidas é insuficiente para induzir a um pico da demanda mundial até 2040, embora as taxas de crescimento nesse cenário sejam decrescentes ao longo dos anos. O *New Policies Scenario* considera especificações cada vez mais restritivas para os combustíveis líquidos, incremento na substituição da demanda de petróleo por biocombustíveis, eletricidade e gás natural e avanços na eficiência energética. Porém, o cenário considera que as dificuldades de encontrar alternativas ao petróleo no transporte rodoviário de cargas, na aviação e na indústria petroquímica, até 2040, mantêm o crescimento da demanda mundial de petróleo. Além disso, o cenário indica uma ampliação da participação das energias renováveis para 19% do consumo final de energia em 2040, principalmente na geração de eletricidade, onde 37% seria proveniente de fontes renováveis, lideradas pela energia eólica e solar. O *New Policies Scenario* aponta também que os veículos elétricos devem totalizar uma frota de 150 milhões de veículos em 2040, o que representaria cerca de 8% do total de veículos leves, reduzindo a demanda de petróleo em 1,3 milhões b/d. Da mesma forma, os biocombustíveis devem dobrar a sua participação no setor de transportes, de 3% do consumo energético do setor em 2015 para 6% em 2040, alcançando 4,2 milhões b/d, concentrado no setor rodoviário, mas com pequenas contribuições nos setores marítimo e de aviação (IEA, 2016a).

A tendência de pico na demanda vem sendo amplamente discutida pelas principais empresas multinacionais da indústria do petróleo. Executivos da Shell e da Statoil sugeriram em discursos recentes que o pico da demanda de petróleo poderia acontecer nas décadas de 2020 e de 2030, a depender da implementação de políticas de mudanças climáticas e da penetração de tecnologias alternativas (Shell, 2017; Statoil, 2016). Por outro lado, na opinião de executivos da Chevron, a demanda de petróleo ainda vai continuar crescendo por muitos anos. Por fim, esse quadro é resumido por um executivo da BP, que afirma que, embora as incertezas ainda sejam muito grandes e a indústria do petróleo não saiba se o pico de demanda vai acontecer nas próximas décadas, não seria muito inteligente ignorar essa possibilidade (Crooks, 2017).

Uma outra tendência importante que pode ser observada em todos os cenários energéticos é a intensificação da migração geográfica da demanda de petróleo do Ocidente para o Oriente. Por um lado, países em desenvolvimento da região da Ásia-Pacífico, em especial, China e Índia, experimentam um aumento expressivo na demanda

de petróleo até 2040, enquanto, por outro lado, países desenvolvidos da OCDE observam uma redução da demanda no mesmo período⁴⁹.

No *New Policies Scenario*, cenário de referência da IEA, a China apresenta uma taxa de crescimento de 1,3% a.a. e ultrapassa os Estados Unidos no início da década de 2030 para se tornar a maior consumidora de petróleo no mundo, embora o aumento projetado até 2040 seja menos da metade do crescimento do país entre 1990 e 2015. No mesmo cenário, a Índia se torna o principal motor de crescimento da demanda mundial de petróleo, com uma taxa de 3,8% a.a. Com isso, o país mais do que dobra a sua demanda entre 2015 e 2040, e se torna o terceiro maior consumidor de petróleo no mundo em 2040 (IEA, 2016a).

Em todos os cenários elencados na Tabela 3-1, os países da OCDE experimentam uma redução da demanda de petróleo nas próximas décadas. Por exemplo, nos três cenários da IEA, as taxas de crescimento da demanda de petróleo nos países da OCDE variam de -0,7% a.a. a -2,7% a.a. entre 2015 e 2040. Com resultado, a participação da OCDE na demanda mundial de petróleo recua de 48% em 2015 para cerca de 40% em 2040 (IEA, 2016a).

Em resumo, os diversos fatores disruptivos que emergiram nos últimos anos, como a revolução do *shale*, as políticas de mudanças climáticas, as tecnologias de baixo carbono, bem como a migração do consumo para a região da Ásia-Pacífico, têm potencial para impactar severamente a demanda mundial de petróleo, o que representa uma séria ameaça aos países exportadores de petróleo. Essas ameaças, de certa forma, estão fora do controle desses países, de tal maneira que coloca em dúvida a extensão na qual os recursos de petróleo podem servir como fontes futuras de renda e de desenvolvimento socioeconômico.

⁴⁹ A tendência de redução da demanda de petróleo nos países da OCDE já é uma realidade há alguns anos, visto que o consumo em 2016 da Organização foi 8% menor do que o pico histórico em 2005. Da mesma forma, individualmente, os Estados Unidos (6% menor em 2016 do que o pico em 2005), a União Europeia (15% menor em 2016 do que o pico em 2006), e o Japão (30% menor em 2016 do que o pico em 1996) também apresentam a mesma tendência (BP, 2017b).

4. ANÁLISE MULTICRITÉRIO E INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO

Este capítulo tem por objetivo a proposição de uma metodologia para mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo à própria riqueza, isto é, ao petróleo.

A vulnerabilidade socioeconômica ao petróleo é uma questão multidimensional e que pode ser definida como o estado que deixa os países exportadores de petróleo vulneráveis a acontecimentos internacionais, como aumentos ou reduções dos preços do petróleo ou o desenvolvimento de novos vetores energéticos (Gupta, 2008). Logo, a análise da vulnerabilidade ao petróleo trata-se de um problema complexo que envolve múltiplos aspectos e variáveis, e que depende de uma série de fatores que precisam ser analisados de forma conjunta.

Dessa forma, a metodologia proposta neste estudo é baseada na elaboração de indicadores de vulnerabilidade e na aplicação de uma abordagem multicritério, o Método de Análise Hierárquica (AHP).

Os indicadores selecionados são utilizados para uma análise estática e comparativa da vulnerabilidade entre os países, e descrevem os atributos que se desejam analisar e que melhor representam as vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo, discutidas nos Capítulos 2 e 3. Ao todo, 19 indicadores foram elaborados e organizados de acordo com cinco critérios: Produção, Mercado, Meio Ambiente, Econômico e Sociopolítico.

Por sua vez, o método AHP consiste no arranjo de um problema complexo em uma estrutura hierárquica de critérios e indicadores, seguida por um processo de priorização que utiliza uma abordagem de comparações par a par para definir os pesos relativos dos indicadores dentro de um mesmo critério (Saaty, 2005).

Portanto, este capítulo está organizado em duas seções. Na Seção 4.1 é apresentada uma discussão inicial sobre o processo de mapeamento dos atributos, dos critérios e dos indicadores, assim como sobre o processo de normalização dos valores dos indicadores; e, em seguida, são apresentados a definição, os objetivos, os dados e uma breve discussão de cada um dos 19 indicadores de vulnerabilidade selecionados. Destaca-se que, como a metodologia proposta será aplicada no Capítulo 5 aos países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a Seção 4.1 orienta o

levantamento dos dados e a discussão dos indicadores para esses países. Em seguida, a Seção 4.2 apresenta a abordagem multicritério do Método de Análise Hierárquica (AHP), o que inclui a construção da estrutura hierárquica de critérios e indicadores e a metodologia de comparação par a par para a definição dos pesos relativos dos indicadores dentro de um mesmo critério.

4.1. Os indicadores de vulnerabilidade ao petróleo

A utilização de indicadores para a análise da vulnerabilidade de países ao petróleo é amplamente adotada na literatura, tanto do ponto de vista dos países importadores (Bacon e Kojima, 2008; Bacon e Mattar, 2005; Gupta, 2008; Van Moerkerk e Crijns-Graus, 2016) quanto do ponto de vista dos países exportadores de petróleo (Yang et al., 2014; Bhattacharyya e Blake, 2010; Dike, 2013; Jesus, 2009; Pimentel, 2006).

Segundo Machado (2002, apud Pimentel, 2006), os indicadores representam valores estatísticos que revelam o estado específico e determinado no tempo de um fenômeno observável e mensurável. O autor afirma também que pouco pode ser extraído do valor absoluto de um indicador, visto que um indicador *per se* não fornece informação suficiente ao tomador de decisão, sendo necessário compará-lo com o próprio indicador em outro momento de tempo (análise temporal), em outro local (análise seccional) ou mesmo com um conjunto de outros indicadores (análise referencial) para melhor interpretá-lo.

Nesse sentido, a metodologia adotada neste estudo propõe indicadores para a análise estática e comparativa da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP.

Em um primeiro momento, realizou-se um mapeamento de quais são os atributos que se desejam analisar e que melhor representam as vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo discutidas nos Capítulos 2 e 3, ou seja, os atributos que tornam os países exportadores de petróleo vulneráveis à própria riqueza.

Como resultado, os seguintes atributos foram mapeados: (i) a capacidade dos países em sustentar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo; (ii) a exposição dos países exportadores de petróleo ao mercado internacional, em especial, às tendências observadas pelas vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo; (iii) a

capacidade dos países exportadores de petróleo em lidar com as políticas de mudanças climáticas, com a tendência de economias de baixo carbono e com os cenários de transição energética, nos quais o petróleo se torna menos relevante para a demanda energética mundial; (iv) o nível de dependência da atividade econômica e do balanço fiscal dos países ao setor de petróleo, isto é, a capacidade desses países em lidar com volatilidades no mercado internacional do petróleo; e (v) a exposição dos países exportadores de petróleo às falhas políticas e institucionais, e à necessidade de desenvolvimento social. Dessa forma, a cada um dos atributos mapeados um critério foi atribuído: (i) Produção; (ii) Mercado; (iii) Meio Ambiente; (iv) Econômico; e (v) Sociopolítico, respectivamente.

Em seguida, um mapeamento de indicadores foi realizado com o objetivo de selecionar as alternativas que melhor representassem os atributos a serem analisados nos cinco critérios estabelecidos. Como resultado, 19 indicadores foram selecionados, sendo três indicadores para o critério Produção: (1.1) relação reservas / produção (R/P) de petróleo; (1.2) custo médio de produção de petróleo; e (1.3) qualidade do petróleo representativo; cinco indicadores para o critério Mercado: (2.1) relação exportação / produção de petróleo; (2.2) capacidade internacional de refino; (2.3) diversificação dos destinos de exportação de petróleo; (2.4) penetração nos mercados da Ásia-Pacífico; e (2.5) relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo; quatro indicadores para o critério Meio Ambiente: (3.1) intensidade energética; (3.2) intensidade de emissões de CO₂; (3.3) participação de renováveis na oferta de energia primária; e (3.4) relação entre produção de gás natural e de petróleo; quatro indicadores para o critério Econômico: (4.1) relação exportações de petróleo e PIB; (4.2) relação exportações de petróleo e exportações totais; (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal; e (4.4) relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo; e três indicadores para o critério Sociopolítico: (5.1) risco sociopolítico; (5.2) Índice de Desenvolvimento Humano (IDH); e (5.3) razão de dependência demográfica.

A maioria dos indicadores foi escolhida ou motivada por alternativas utilizadas na literatura. No entanto, alguns dos indicadores propostos para a análise da vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo são originais desta metodologia, como os indicadores (1.3) qualidade do petróleo representativo, (2.2) capacidade internacional de refino, (2.4) penetração nos mercados da Ásia-Pacífico, (2.5) relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo, (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal,

e (4.4) relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo. Ou seja, são indicadores que não são encontrados em trabalhos similares sobre a vulnerabilidade de países exportadores de petróleo.

Cabe ressaltar que a maioria dos indicadores utilizados neste estudo vem da elaboração própria a partir do levantamento e do tratamento de dados primários, enquanto os demais derivam de dados secundários, ou seja, o valor final do indicador provém diretamente de indicadores consolidados de uma referência externa, que possui a sua própria metodologia, os seus cálculos e dados primários⁵⁰. Embora a adoção de indicadores consolidados não seja desejável, uma vez que a metodologia do indicador muitas vezes não é exposta de forma transparente, optou-se por utilizá-los neste estudo por considerar que esses indicadores são a melhor alternativa publicamente disponível dentro dos atributos que se deseja analisar.

Da mesma forma, alguns indicadores inicialmente escolhidos foram preteridos em função da indisponibilidade de dados primários, ou seja, alguns dos indicadores utilizados nesta metodologia não foram a primeira opção na etapa de mapeamento das alternativas para representar um determinado atributo. Esses casos são discutidos em maiores detalhes nas subseções de definição dos indicadores (Seções 4.1.1 a 4.1.5).

Cabe destacar que os dados primários e os dados secundários utilizados neste estudo são derivados de instituições e agências internacionalmente reconhecidas como, por exemplo, o Banco Mundial, a Agência Internacional de Energia (IEA), o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), e a própria Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). O levantamento de dados confiáveis, o tratamento e a consistência representam uma das etapas mais importantes neste trabalho, pois a qualidade dos dados está diretamente associada à qualidade dos resultados.

Ressalta-se também que este estudo buscou sempre utilizar os dados primários mais recentes disponíveis na literatura. A maioria dos indicadores foi elaborada a partir de dados referenciados ao ano de 2016, enquanto os demais foram construídos utilizando-se dados de 2015. Contudo, a Líbia é um caso particular entre os países-membros da OPEP, pois, em função da Guerra Civil que teve início no país em 2011 e que se intensificou a partir de 2014, algumas referências interromperam a divulgação de dados

⁵⁰ Os indicadores consolidados utilizados neste estudo são (1.2) custo médio de produção de petróleo, (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal, (5.1) risco sociopolítico, e (5.2) Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

sobre o país. Nesse caso, optou-se por utilizar o último dado disponível, geralmente entre 2010 e 2012, mesmo que isso faça com que a comparação entre os países seja feita em bases temporais diferentes. As tabelas apresentam uma nota de comentário quando os dados utilizados diferem do ano de referência.

Por fim, a última etapa da elaboração dos indicadores de vulnerabilidade consiste no processo de normalização dos valores calculados para os indicadores, visto que os 19 indicadores mapeados possuem dimensões e unidades que não são comparáveis entre si (por exemplo, milhões de barris de petróleo, bilhões de dólares, ou quilograma de CO₂ emitido). Logo, torna-se necessário adotar um método que uniformize os valores em uma mesma base e, com isso, permita a comparação entre os indicadores.

Castelo Branco et al. (2012) utilizam duas abordagens distintas para a normalização dos valores dos indicadores. A primeira delas é baseada em Mendoza et al. (1999) e considera um sistema de pontuação em que os valores dos indicadores variam de 1 (o que representa condições extremamente desfavoráveis) a 5 (o que representa condições extremamente favoráveis). A segunda abordagem adotada por Castelo Branco et al. (2012), também utilizada por Sovacool et al. (2011), considera um sistema de pontuação em que a menor pontuação é atribuída ao pior valor do indicador, enquanto a maior pontuação é atribuída ao melhor valor do indicador. Por sua vez, a pontuação dos valores intermediários é obtida a partir de interpolação linear. Nessa abordagem, Castelo Branco et al. (2012) utilizam um *range* de 1 a 5, enquanto Sovacool et al. (2011) utiliza um *range* de 0 a 100.

A primeira abordagem, baseada em Mendoza et al. (1999), não é apropriada para a normalização dos indicadores adotados neste estudo, pois, em muitos casos, não é possível definir o valor que representa uma condição extremamente favorável ou uma condição extremamente desfavorável. Por exemplo, como mensurar o que é uma condição extremamente favorável para a razão R/P ou uma condição extremamente desfavorável para a intensidade de emissões de CO₂?

Dessa forma, optou-se pela segunda abordagem, adotada por Castelo Branco et al. (2012) e Sovacool et al. (2011), para o processo de normalização dos indicadores de vulnerabilidade ao petróleo. Já o sistema de pontuação adotado considera um *range* de 1 a 5, como o utilizado por Castelo Branco et al. (2012). Logo, para cada indicador, ao país com o pior valor é atribuído uma pontuação igual a 1, o que representa a condição de

máxima vulnerabilidade de um país ao petróleo, enquanto ao país com o melhor valor é atribuído uma pontuação igual a 5, o que representa a condição de mínima vulnerabilidade ao petróleo, enquanto os valores intermediários são obtidos a partir do método de interpolação linear.

4.1.1. Critério: Produção

Os indicadores do critério Produção buscam avaliar a capacidade dos países em sustentar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo, observando condições de custos de produção e de qualidade, bem como a própria disponibilidade física do petróleo. Para cumprir com esse objetivo, este estudo propõe os seguintes indicadores para o critério Produção: relação reservas / produção (R/P) de petróleo, custo médio de produção de petróleo, e qualidade do petróleo representativo.

- **Indicador 1.1: Relação reservas / produção (R/P) de petróleo**

A relação reservas / produção (R/P) de petróleo indica por quanto tempo um determinado país consegue sustentar sua produção de petróleo atual, dado seu nível de reservas (Pinto Junior et al., 2016). Para um país dependente de receitas de exportação de petróleo, uma razão R/P de poucos anos é motivo de preocupação, pois o país se torna vulnerável à disponibilidade física do petróleo, o que pode comprometer as políticas macroeconômicas de longo prazo. A razão R/P, definida pela expressão (1), é utilizada por Dobbs et al. (2013), El-Katiri (2016), Jesus (2009), Jewell et al. (2014) e Pimentel (2006) como um indicador de vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo, e, de forma similar, é utilizada por Castelo Branco et al. (2012) como um indicador de risco carbono das empresas de petróleo, por Van Moerkerk e Crijns-Graus (2016) e Yang et al. (2014) como um indicador do risco das exportações de petróleo para países importadores, e por Sovacool et al. (2011) como um indicador de segurança energética.

$$R/P = \frac{\text{Reservas } 2P}{\text{Produção}} \quad (1)$$

Por reservas, consideram-se reservas provadas e prováveis (2P), que, segundo as definições probabilísticas da SPE (2011), possuem uma probabilidade de pelo menos 50% (P50) que a quantidade real seja igual ou maior do que a estimada. Bentley (2002),

McGlade (2012) e Owen et al. (2010) afirmam que as reservas 2P representam os volumes reais das reservas de forma mais precisa, visto que são equivalentes a uma estimativa mediana. Isto é, uma revisão para cima das reservas 1P (P90) desloca volume das reservas 2P, porém, da mesma forma, as reservas 2P deslocariam volumes das reservas 3P (P10). Por essa razão, os autores sugerem a utilização das reservas 2P ao invés das reservas 1P e 3P. Entre as referências publicamente disponíveis⁵¹, optou-se por utilizar os dados de reservas 2P do ano de 2015 do relatório *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2016* da agência alemã de geociências (BGR, Federal Institute for Geosciences and Natural Resources). Além disso, optou-se por não considerar neste estudo as reservas não-convencionais, ou seja, óleo extrapesado, *light tight oil* e areias betuminosas (*oil sands*)⁵². Por produção, considera-se a produção de petróleo (óleo cru e condensado) de 2015 disponibilizada pela OPEP no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017*. Os dados de reservas, produção, e razão R/P dos países da OPEP são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Reservas 2P, produção e razão R/P de petróleo dos países da OPEP

País	Reservas 2P 2015 bilhões de barris	Produção 2015 milhões b/d	R/P 2015 anos
Angola	13	1,8	19
Arábia Saudita	269	10,2	72
Argélia	12	1,2	29
Emirados Árabes Unidos	98	3,0	90
Equador	8	0,5	42
Gabão	2	0,2	24
Irã	158	3,2	138
Iraque	143	3,5	111
Kuwait	102	2,9	97
Líbia	48	1,4	91
Nigéria	37	1,7	58
Qatar	25	0,7	105
Venezuela	41	2,7	43

Fonte: BGR (2016); OPEP (2017a)

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2012, em função da indisponibilidade ou da baixa confiabilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

⁵¹ Para maiores detalhes sobre dados disponíveis de reservas de petróleo, ver McGlade (2013).

⁵² Essa consideração afeta particularmente a Venezuela, único país da OPEP com reservas não-convencionais. Segundo BGR (2016), cerca de 80% das reservas venezuelanas são de óleo extrapesado. No entanto, Sena (2013) afirma que uma parte significativa das reservas de óleo extrapesado da Venezuela é consumida nos processos de extração e melhoramento, levando o país a deter uma reserva disponível significativamente menor do que a oficialmente declarada. Segundo o autor, somente 68% das reservas não-convencionais da Venezuela são energeticamente acessíveis.

Contudo, a razão R/P é largamente questionada por ser um indicador estático que não contempla a dinâmica da indústria mundial do petróleo (Brandt, 2010; McGlade, 2012; Owen et al., 2010; Pinto Junior et al., 2016). Isto é, a razão R/P não considera mudanças no volume de reservas 2P em função de aspectos tecnológicos e econômicos, bem como descobertas de novas reservas. Da mesma forma, ao considerar a manutenção da produção atual de um determinado país ao longo dos anos, a razão R/P não considera possíveis variações na produção, como, por exemplo, pelo declínio natural nos campos maduros, pela entrada em operação de novos poços, por interrupções não programadas (por exemplo, eventos climáticos, conflitos, greves e acidentes operacionais), ou por interrupções programadas (por exemplo, manutenção das instalações de produção e da infraestrutura, e variações de acordo com estratégias de mercado) (Jesus, 2009; Owen et al., 2010).

Além disso, Bentley (2002), Campbell e Laherrère (1998), Laherrère (2001), McGlade (2012) e Owen et al. (2010) discutem a confiabilidade dos dados de reservas disponibilizados pelos países e pelas companhias de petróleo, o que chamam de reservas políticas (*political reserves*) ou viés declaratório dessas informações. No caso dos países, os autores afirmam que os governos optam por não reportar declínios nas suas reservas para não perder poder político e capacidade de obter empréstimos⁵³. Em particular, McGlade (2012) afirma que, no caso dos países-membros da OPEP, a declaração não realista das reservas de petróleo é um instrumento para obter maiores cotas de produção.

Uma alternativa ao indicador R/P é a estimativa dos últimos recursos recuperáveis (URR - *ultimately recoverable resource*) ou dos últimos recursos recuperáveis remanescentes (RURR - *remaining ultimately recoverable resources*)⁵⁴. No entanto, apesar de teoricamente mitigar as incertezas associadas às mudanças nos aspectos geológicos, tecnológicos e econômicos, muitos autores questionam que o URR (ou RURR) não é uma métrica particularmente útil ao estimar recursos recuperáveis, visto

⁵³ Como exemplo, Yergin (2014) cita a elevação arbitrária das reservas de petróleo pelo Irã em 2010, de 138 bilhões para 150 bilhões de barris, apenas uma semana depois de o Iraque ter anunciado o aumento das suas reservas de petróleo de 115 bilhões para 143 bilhões de barris. Segundo o autor, do ponto de vista geopolítico, o Irã não deseja que o Iraque passe a sua frente como o país com a segunda maior reserva no Golfo Pérsico.

⁵⁴ O último recurso recuperável (URR) corresponde a soma de todo o petróleo passível de ser potencialmente recuperável de um determinado campo ou de um país ao longo do tempo, o que inclui a produção acumulada de petróleo até então, as reservas, e as estimativas dos recursos não descobertos, dos recursos não recuperáveis em função de aspectos tecnológicos atuais, e dos recursos não recuperáveis em função de aspectos econômicos atuais. Por sua vez, o último recurso recuperável remanescente (RURR) é utilizado quando se deseja suprimir a produção acumulada até então dos termos da URR (McGlade, 2012).

que, na prática, as suas estimativas são crescentes na medida em que o conhecimento geológico aumenta, a tecnologia avança e as condições econômicas mudam (BP, 2017b; McGlade, 2012). Além disso, o indicador carece de informações disponíveis publicamente para todos os países analisados neste estudo.

Por essas razões, optou-se por utilizar o indicador R/P ao invés do URR (ou RURR). A razão R/P é importante, porque mostra, mesmo com as limitações discutidas, por quanto tempo as reservas 2P dos países ainda podem ser utilizadas segundo os níveis atuais de produção de petróleo. Ressalta-se ainda, como um aspecto positivo, que este estudo considera as reservas provadas e prováveis (2P) ao invés das reservas provadas (1P) frequentemente utilizadas na literatura, conforme argumentos anteriormente expostos.

- **Indicador 1.2: Custo médio de produção de petróleo**

O custo médio de produção é um indicador importante que representa a competitividade da produção de petróleo de um país no mercado internacional. Segundo Rystad Energy (2016), os custos de produção de petróleo são dados pela soma de duas parcelas: os custos de capital (CAPEX - *capital expenditures*) e os custos operacionais (OPEX - *operational expenditures*). O CAPEX representa os custos de exploração e de desenvolvimento da produção, cujos principais componentes são os custos com sísmica, perfuração, bônus de assinatura, projeto de engenharia, e construção das instalações de produção e da infraestrutura de escoamento. Enquanto o OPEX representa os custos de operação e produção, sendo os custos com exploração, insumos, manutenção da produção, transporte do petróleo, administrativos, e impostos os seus principais componentes⁵⁵ (Deutsche Bank, 2013; McDonald, 2017).

As informações de custo médio de produção de petróleo por país foram obtidas diretamente em Rystad Energy (2016) para o ano-base de 2016 e são apresentadas na Tabela 4-2.

⁵⁵ É importante ressaltar que alguns componentes classificados como CAPEX podem, na prática, ser enquadrados como OPEX, como, por exemplo, a contratação de sondas e de plataformas por afretamento.

Tabela 4-2 - Custo médio de produção de petróleo dos países da OPEP

País	Custo médio de produção de petróleo 2016 US\$/barril
Angola	35,4
Arábia Saudita	9,0
Argélia	20,4
Emirados Árabes Unidos	12,3
Equador	26,0
Gabão	24,0
Irã	9,1
Iraque	10,6
Kuwait	8,5
Líbia	23,8
Nigéria	29,0
Qatar	12,0
Venezuela	27,6

Fonte: Rystad Energy (2016)

De forma similar, Dobbs et al. (2013) utilizam o custo de produção de petróleo como um indicador da vulnerabilidade de longo prazo dos países exportadores. Países com altos custos de produção de petróleo se tornam vulneráveis às ameaças com potencial de impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo no longo prazo, como a revolução do *shale*, as políticas de mudanças climáticas e as tecnologias de baixo carbono, questões discutidas no Capítulo 3, em especial, as ameaças que propiciam um ambiente de preços de petróleo mais baixos. Isso pode fazer com que países com altos custos de produção observem uma diminuição nas suas rendas de petróleo e, conseqüentemente, uma deterioração das suas condições fiscais. Dobbs et al. (2013) afirmam que a posição de um país na curva global de custos de produção influencia a sua competitividade e, por conseguinte, as rendas que podem ser auferidas. Além disso, os autores argumentam que os custos de produção de petróleo de um país podem impactar também no estabelecimento de “custos adicionais”, isto é, a possibilidade de uma maior participação governamental (*government take*) e de maiores exigências de conteúdo local⁵⁶.

⁵⁶ Cabe a ressalva que uma redução dos preços internacionais do petróleo geralmente leva a uma redução dos custos de produção. EIA (2016a) afirma que um ambiente de preços baixos faz com que o produtor de petróleo busque uma maior eficiência e um maior controle de custos, além de concentrar esforços na renegociação de contratos com empresas de serviço, visto que nesse caso é o produtor que possui um maior poder de barganha.

Em um pior cenário, os países com altos custos de produção podem ter o seu petróleo deslocado para fora do mercado, tornando a produção inviável economicamente, e fazendo com que as suas reservas se tornem ativos encalhados (*stranded assets*) (Fattouh, 2016; Stevens, 2016a; Van de Graaf, 2017). Por outro lado, países com baixos custos de produção de petróleo se mantêm competitivos, sendo capazes de sustentar a produção inclusive em cenários mais restritivos de demanda mundial de petróleo (Van de Graaf, 2017).

- **Indicador 1.3: Qualidade do petróleo representativo**

A qualidade de uma corrente de petróleo, por meio de suas características físicas, é o principal fator determinante para o preço da corrente no mercado internacional (Szklo et al., 2012). A densidade (medida pelo grau API) e o teor de enxofre são as características físicas mais importantes de uma corrente de petróleo (EIA, 2012). Por exemplo, os óleos que são leves (maior API) e doces (baixo teor de enxofre) geralmente têm preços mais elevados em comparação com os óleos pesados (menor API) e azedos (alto teor de enxofre)⁵⁷. Em outras palavras, o preço de uma determinada corrente de petróleo reflete as suas características físicas e atua como uma *proxy* da sua qualidade.

Dessa forma, a qualidade do petróleo indica a competitividade da produção de um país no mercado internacional, e pode ser representada por um indicador dado pela diferença (*spread*) entre o preço do petróleo representativo de um país e o preço do petróleo Brent⁵⁸, conforme apresentado na expressão (2).

$$\text{Spread \%} = \frac{\text{Preço do Petróleo Representativo} - \text{Preço Brent}}{\text{Preço Brent}} \quad (2)$$

A corrente de petróleo representativa de um país é aquela que compõe a cesta de petróleo de referência da OPEP (*OPEC Reference Basket*) e, em geral, reflete a corrente de petróleo de maior produção e exportação do país (OPEP, 2017a). As informações de

⁵⁷ Os óleos leves e doces são mais desejáveis visto que podem ser processados em unidades de refino menos complexas, ou seja, de menor custo e de menor intensidade em energia. Além disso, o processamento de óleos leves possui um rendimento maior em derivados de maior valor agregado, como a gasolina e o óleo diesel, e menor quantidade de produtos de fundo de barril (EIA, 2012).

⁵⁸ O Brent é considerado um petróleo marcador, isto é, uma corrente de petróleo cujo preço é utilizado como referência para fórmulas de preços de outras correntes de petróleo transacionadas no mercado internacional (Silvério, 2012). Segundo Szklo et al. (2012), o principal critério para a elegibilidade de um marcador de preço é ser transacionado em volumes suficientes, provendo liquidez no mercado físico, assim como possuir qualidade especificada, para uma base de comparação perante os outros crus. Por essa razão, optou-se pelo Brent como a corrente de petróleo de referência para o cálculo do *spread*.

preço do petróleo representativo e do petróleo Brent foram obtidas no relatório *Annual Statistical Bulletin* da OPEP para o ano de 2016. Os *spreads* entre os petróleos representativos de cada país e o Brent são apresentados na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 - Spread entre o petróleo representativo de um país e o petróleo Brent

País	Petróleo Representativo	° API	Teor de enxofre (% massa)	Preço do petróleo representativo 2016 US\$/barril	Spread com Brent 2016 %
-	Brent	38	0,4%	43,8	-
Angola	Girassol	31	0,3%	43,6	-0,3%
Arábia Saudita	Arab Light	33	1,8%	41,0	-6,4%
Argélia	Saharan Blend	46	0,1%	44,3	1,2%
Emirados Árabes Unidos	Murban	40	0,8%	44,8	2,4%
Equador	Oriente	24	1,2%	38,4	-12,2%
Gabão	Rabi Light	33	0,1%	42,6	-2,6%
Irã	Iran Heavy	31	1,8%	39,6	-9,6%
Iraque	Basrah Light	30	2,9%	39,5	-9,7%
Kuwait	Kuwait Export	31	2,6%	39,3	-10,2%
Líbia	Es Sider	36	0,5%	42,7	-2,4%
Nigéria	Bonny Light	35	0,1%	44,0	0,6%
Qatar	Marine	36	1,6%	41,4	-5,3%
Venezuela	Merey	16	2,5%	34,0	-22,3%

Fonte: Argus Media (2017); IEA (2016d); OPEP (2017a); Platts (2017b); Totsa (2016)

Portanto, os países cujas correntes representativas de petróleo possuem características físicas menos desejáveis se tornam mais vulneráveis, uma vez que encontram uma maior dificuldade para alocar a sua produção, e, em função do desconto aplicado sobre o preço da corrente em relação ao óleo marcador Brent, auferem uma receita menor.

Apesar de não terem sido encontrados trabalhos que considerassem as características físicas do petróleo como um elemento de vulnerabilidade dos países exportadores, esse é um indicador importante pois indica a competitividade e a atratividade do petróleo produzido por esses países.

4.1.2. Critério: Mercado

Os indicadores do critério Mercado buscam avaliar a exposição dos países exportadores de petróleo ao mercado internacional, em especial, às tendências observadas pelas vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo. O critério considera, portanto, aspectos como a alocação da produção e das exportações de petróleo, a capacidade dos países em lidar com choques físicos e econômicos, e os riscos associados à migração da demanda mundial de petróleo do Ocidente para o Oriente. Nesse sentido, este estudo propõe os seguintes indicadores para o critério Mercado: relação exportação / produção de petróleo, capacidade internacional de refino, diversificação dos destinos de exportação de petróleo, penetração nos mercados da Ásia-Pacífico, e relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo.

- **Indicador 2.1: Relação exportação / produção de petróleo**

A relação exportação / produção de petróleo indica a exposição da produção de um país ao mercado internacional de petróleo, isto é, representa o percentual da produção de petróleo de um país que é destinado à exportação, conforme definido na expressão (3).

$$\text{Relação Exportação / Produção} = \frac{\text{Exportação de Petróleo}}{\text{Produção de Petróleo}} \quad (3)$$

Considera-se a produção e a exportação de petróleo (óleo cru e condensados) dos países da OPEP do ano de 2016 disponibilizada no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* pela OPEP. Os dados de produção, exportação e da relação exportação/produção são apresentados na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 - Relação exportação/produção de petróleo dos países da OPEP

País	Produção 2016 milhões b/d	Exportação 2016 milhões b/d	Exportação/Produção 2016 %
Angola	1,7	1,7	97%
Arábia Saudita	10,5	7,5	71%
Argélia	1,1	0,7	58%
Emirados Árabes Unidos	3,1	2,4	78%
Equador	0,5	0,4	76%
Gabão	0,2	0,2	93%
Irã	3,7	1,9	53%
Iraque	4,6	3,8	82%
Kuwait	3,0	2,1	72%
Líbia	1,4	1,0	66%
Nigéria	1,7	1,7	99%
Qatar	0,7	0,5	77%
Venezuela	2,4	1,8	77%

Fonte: OPEP (2017a)

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2012, em função da indisponibilidade ou da baixa confiabilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

Bhattacharyya e Blake (2010) utilizam a relação exportação / produção de petróleo como um indicador para a análise da dependência dos países do Norte da África e do Oriente Médio às exportações de petróleo. Os autores afirmam que a relação captura a importância das exportações de petróleo em comparação com o seu consumo doméstico.

Em geral, os países da OPEP possuem uma demanda por petróleo proporcionalmente pequena em comparação com a produção⁵⁹. Isso se reflete em parques de refino que não são capazes de absorver a maioria do petróleo produzido nesses países⁶⁰. Inclusive, alguns países exportadores de petróleo são importadores líquidos de derivados de petróleo, o que impacta sobremaneira a balança comercial desses países⁶¹ (OPEP, 2017a).

⁵⁹ Por exemplo, a Angola e o Kuwait possuem demanda por petróleo que equivale a apenas 7% e 12% de suas produções, respectivamente, enquanto o Irã é o país da OPEP que possui a maior demanda proporcional a sua produção, cerca de 50% (OPEP, 2017a).

⁶⁰ Por exemplo, a Arábia Saudita possui 2,9 milhões b/d de capacidade de refino no país, a maior entre os membros da OPEP, no entanto, como a sua produção em 2016 foi de 10,5 milhões b/d, o parque de refino saudita é capaz de absorver menos de 30% da produção do país (OPEP, 2017a).

⁶¹ Angola, Equador, Gabão, Iraque, Líbia e Nigéria são países exportadores de petróleo, membros da OPEP, que são importadores líquidos de derivados de petróleo (OPEP, 2017a).

Com isso, um país cuja produção de petróleo é majoritariamente orientada para a exportação se torna mais vulnerável às incertezas e às volatilidades da indústria mundial do petróleo.

- **Indicador 2.2: Capacidade internacional de refino**

Uma estratégia frequentemente utilizada por países exportadores de petróleo para mitigar os riscos da exposição da sua produção ao mercado internacional é a garantia de suprimento de parte do volume de petróleo exportado por meio da aquisição de participação societária em refinarias fora dos seus domínios territoriais, isto é, uma integração vertical internacional ou *ex-situ* (Al-Moneef, 1998; APICORP, 2015; Coelho e Szklo, 2015). Dessa forma, os países exportadores conseguem assegurar por meio de contratos de longo prazo que os seus petróleos sejam consumidos nessas refinarias em volumes proporcionais às suas participações⁶². Essa questão é particularmente importante para países que possuem uma maior dificuldade em alocar as suas exportações no mercado internacional, em função, geralmente, da baixa qualidade do petróleo produzido, como o extrapesado venezuelano (Al-Moneef, 1998; Krane, 2015).

Além da segurança do suprimento, Al-Moneef (1998) e Coelho e Szklo (2015) afirmam que essa estratégia permite adicionar valor ao petróleo a partir da produção de derivados de maior valor agregado, como a gasolina e o óleo diesel, e, conseqüentemente, proporciona uma maior diversificação de produtos e possibilidades de integração com os demais setores da cadeia do petróleo, como a indústria petroquímica. Além disso, Al-Moneef (1998) afirma que as refinarias podem atuar como uma proteção às volatilidades do mercado internacional de petróleo, uma vez que os países podem auferir margens de refino positivas⁶³ mesmo em ambientes de preços baixos de óleo cru⁶⁴. Ademais, Krane (2015) afirma que os ativos de refino adquiridos pela Arábia Saudita no exterior ao longo

⁶² Por exemplo, cerca de 50% do petróleo consumido pela empresa sueca Nynas AB é proveniente da Venezuela, uma vez que a PDVSA (Petroleos de Venezuela) detém 50% de participação societária na empresa (Nynas, 2017).

⁶³ A margem líquida de refino é definida pela diferença entre as receitas obtidas com a venda de derivados e os custos com a aquisição do petróleo processado e demais custos variáveis, como produtos químicos, catalisadores, energia elétrica, água, entre outros. Logo, a margem de refino se caracteriza como um indicador de agregação de valor de uma refinaria (Szklo et al., 2012).

⁶⁴ Szklo et al. (2012) destaca que as refinarias complexas estão mais preparadas para lidar com choques de preço do óleo cru no mercado internacional, pois são as refinarias que potencializam a agregação de valor ao petróleo. Em outras palavras, o refino complexo, por sua versatilidade em produto final e capacidade de conversão e tratamento, é capaz de obter margens positivas mesmo em momentos de preços baixos de óleo cru no mercado internacional.

das últimas décadas permitiram o fortalecimento das suas relações estratégicas com grandes consumidores de petróleo, como a China, a Coréia do Sul, os Estados Unidos e o Japão.

Nesse sentido, este estudo propõe um indicador que relacione a capacidade internacional de refino dos países da OPEP com as suas exportações de petróleo, definido pela expressão (4). A relação indica o percentual das exportações de petróleo de um país que podem ser alocadas em refinarias no exterior, considerando a participação societária do país no ativo. De forma similar, Al-Moneef (1998) elabora um indicador que relaciona a capacidade nacional e internacional de refino com a produção de petróleo de um país.

$$\text{Relação Refino Internacional/Exportação} = \frac{\sum(\text{Capacidade} \times \text{Participação Societária})}{\text{Exportação de Petróleo}} \quad (4)$$

As informações das participações societárias de países da OPEP em ativos internacionais de refino foram obtidas em uma ampla variedade de referências, principalmente em relatórios anuais das companhias nacionais de petróleo (NOCs, *national oil companies*) e em relatórios das próprias companhias que recebem os investimentos. O resultado desse levantamento é apresentado na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 - Relação entre capacidade internacional de refino e exportação de petróleo dos países da OPEP

País (País - Empresa - Refinaria)	Capacidade de refino 2016 mil b/d	Participação societária %	Capacidade equivalente 2016 mil b/d	Exportação 2016 milhões b/d	Relação Capacidade/Exportação 2016 milhões b/d
Angola	-		-	1,7	-
Arábia Saudita	1.994		1.161	7,5	16%
(China - Fujian Refining & Petrochemical Company - Fujian Refinery)	280	25%	70		
(Coreia do Sul - S-Oil Corporation - Onsan Refinery)	669	63%	424		
(Estados Unidos - Motiva Enterprises LLC - Port Arthur Refinery)	600	100%	600		
(Japão - Showa Shell Sekiyu K.K. - Keihin Refinery)	70	15%	10		
(Japão - Showa Shell Sekiyu K.K. - Yamaguchi Refinery)	120	15%	18		
(Japão - Showa Shell Sekiyu K.K. - Yokkaichi Refinery)	255	15%	38		
Argélia	-		-	0,7	-
Emirados Árabes Unidos	1.253		622	2,4	26%
(Alemanha - OMV Group - Burghausen Refinery)	75	25%	19		
(Áustria - OMV Group - Schwechat Refinery)	204	25%	51		
(Espanha - Compañía Española de Petróleos, CEPSA - Gibraltar Refinery)	240	100%	240		
(Espanha - Compañía Española de Petróleos, CEPSA - La Rábida Refinery)	100	100%	100		
(Espanha - Compañía Española de Petróleos, CEPSA - Tenerife Refinery)	87	100%	87		
(Japão - Cosmo Energy Holding - Chiba Refinery)	177	21%	37		
(Japão - Cosmo Energy Holding - Sakai Refinery)	100	21%	21		
(Japão - Cosmo Energy Holding - Yokkaichi Refinery)	86	21%	18		
(Paquistão - PARCO - PAK-ARAB Refinery)	100	40%	40		
(Romênia - OMV Group e OMV Petrom - Petrobrazil Refinery)	85	13%	11		
Equador	-		-	0,4	-
Gabão	-		-	0,2	-
Irã	231		36	1,9	2%
(Índia - Chennai Petroleum Co. - Manali Refinery)	211	15%	32		
(Índia - Chennai Petroleum Co. - Nagapattinam Refinery)	20	15%	3		

Fonte: CPCL (2015); KPC (2017); Mubadala (2017); Nynas (2017); Oilinvest (2017); Oil & Gas Journal (2016); OPEP (2017a); PDVSA (2016); Saudi Aramco (2017)

Tabela 4-5 - Relação entre capacidade internacional de refino e exportação de petróleo dos países da OPEP (continuação)

País (País - Empresa - Refinaria)	Capacidade de refino 2016 mil b/d	Participação societária %	Capacidade equivalente 2016 mil b/d	Exportação 2016 milhões b/d	Relação Capacidade/Exportação 2016 milhões b/d
Iraque	-		-	3,8	-
Kuwait	241		121	2,1	6%
(Itália - Kuwait Petroleum Italia S.P.A. - Milazzo Refinery)	241	50%	121		
Líbia	105		105	1,0	11%
(Alemanha - Oilinvest Group - Holborn Refinery)	105	100%	105		
Nigéria	-		-	1,7	-
Qatar	-		-	0,5	-
Venezuela	1.344		1.206	1,8	66%
(Alemanha - Nynas AB - Harburg Refinery)	58	50%	29		
(Cuba - PDV Cupet S.A. - Camilo Cienfuegos Refinery)	65	49%	32		
(Curaçao - Refineria Isla Curaçao B.V. - Island Refinery)	335	100%	335		
(Estados Unidos - CITGO Petroleum Co. - Corpus Christi Refinery)	157	100%	157		
(Estados Unidos - CITGO Petroleum Co. - Lake Charles Refinery)	425	100%	425		
(Estados Unidos - CITGO Petroleum Co. - Lemont Refinery)	167	100%	167		
(Jamaica - Petrojam Ltd - Kingston Refinery)	35	49%	17		
(Reino Unido - Nynas AB - Eastham Refinery)	27	25%	7		
(República Dominicana - PDV Caribe - Refineria Dominicana)	34	49%	17		
(Suécia - Nynas AB - Gothenburg Refinery)	13	50%	7		
(Suécia - Nynas AB - Nynäshamn Refinery)	28	50%	14		

Fonte: CPCL (2015); KPC (2017); Mubadala (2017); Nynas (2017); Oilinvest (2017); Oil & Gas Journal (2016); OPEP (2017a); PDVSA (2016); Saudi Aramco (2017)

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2012, em função da indisponibilidade ou da baixa confiabilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

Em sua maioria são as companhias nacionais de petróleo dos países-membros da OPEP que detêm os ativos internacionais de refino, como a Arábia Saudita (por meio da Saudi Aramco), o Irã (por meio da NIOC – National Iranian Oil Company), o Kuwait (por meio da KPC – Kuwait Petroleum Corporation), a Líbia (por meio da NOC - Libyan National Oil Corporation) e a Venezuela (por meio da PDVSA - Petróleos de Venezuela). Os Emirados Árabes Unidos são a única exceção entre os países da OPEP, visto que suas participações societárias em refinarias internacionais são detidas pelo fundo soberano Mubadala Investment Company (MIC).

Contudo, uma fragilidade que pode ser apontada em relação à abordagem adotada é que o grau de complexidade das refinarias não é considerado. Isso pois, o cálculo do indicador não contempla, por exemplo, unidades de conversão ou de hidrotreatamento, que agregam valor ao petróleo, mas apenas a capacidade das refinarias em destilação atmosférica. O índice de Nelson⁶⁵ é normalmente utilizado para mensurar o grau de complexidade das refinarias, de tal forma que quanto maior o índice de Nelson de uma refinaria, maior é a sua complexidade (Szklo et al., 2012). Por exemplo, a refinaria de Harburg na Alemanha (50% de participação societária da PDVSA), com um índice de Nelson de 14,1, é tratada com o mesmo peso que a refinaria de Camilo Cienfuegos em Cuba (49% de participação societária da PDVSA), com um índice de Nelson de apenas 2,7, embora a capacidade de destilação da refinaria de Harburg (58 mil b/d) seja menor que a de Camilo Cienfuegos (65 mil b/d) (Oil & Gas Journal, 2016). No entanto, a abordagem considerando a complexidade das refinarias, embora desejável, não foi adotada neste estudo em função da indisponibilidade dos valores de índice de Nelson para algumas refinarias em que os países da OPEP detêm participação societária.

- **Indicador 2.3: Diversificação dos destinos de exportação de petróleo**

Em termos de segurança energética, os países exportadores de petróleo almejam a diversificação dos destinos das suas exportações para reduzir a dependência excessiva para um único país ou região importadora. Isso pois, essa dependência excessiva torna o país exportador de petróleo vulnerável às incertezas políticas, econômicas, financeiras e

⁶⁵ O índice de Nelson atribui a cada processo de refino um peso específico, isto é, cada unidade de processo possui um índice de complexidade característico. Em geral, esse índice é dado pela relação entre os custos de investimento por barril de capacidade instalada da unidade em questão e os custos unitários da destilação atmosférica. Por sua vez, a soma das complexidades de cada unidade de processo representa a complexidade total da refinaria (Szklo et al., 2012).

climáticas associadas ao importador (Van Moerkerk e Crijns-Graus, 2016; Yang et al., 2014). Em outras palavras, quanto maior for a diversificação dos destinos de exportação de petróleo, menor será a exposição do país ao poder de mercado da região importadora.

Nesse sentido, optou-se por adotar neste estudo o índice Herfindahl-Hirschman (IHH) para o cálculo da diversificação dos destinos de exportação de petróleo dos países da OPEP. O IHH é um dos principais índices estatísticos de concentração de mercado, sendo amplamente empregado na área de energia para a avaliação da diversificação de suprimento. Dike (2013) e Jesus (2009) utilizam o IHH para mensurar o grau de concentração dos destinos das exportações de petróleo dos países da OPEP. De forma similar, Jewell et al. (2014) adotam o IHH para calcular a concentração das exportações de petróleo, enquanto Gupta (2008), Van Moerkerk e Crijns-Graus (2016) e Yang et al. (2014) optam pelo IHH para avaliar a diversificação de suprimento pelo lado das regiões importadoras de petróleo.

O IHH é definido pela expressão (5), onde w_{ij} representa a participação de mercado (*market share*) da região j no total de exportações do país i , enquanto n corresponde ao total de regiões importadoras de petróleo consideradas no estudo (Pinto Junior et al., 2016).

$$IHH_i = \sum_{j=1}^n w_{ij}^2 \quad (5)$$

O valor de IHH pode variar entre $1/n$ e 1 e, portanto, quanto mais próximo de 1 for o valor calculado para o IHH, maior é a concentração dos destinos das exportações de petróleo de um país, ou seja, maior é a exposição desse país exportador ao risco do poder de mercado da região importadora. Por outro lado, quanto mais próximo de $1/n$ for o valor do IHH, mais diversificada é a distribuição dos destinos de exportação e, com isso, menor é o risco do país exportador de petróleo ao poder de mercado das regiões importadoras (Dike, 2013; Pinto Junior et al., 2016).

As exportações de petróleo por destino são disponibilizadas no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP para o ano de 2016, e estão reunidas nas seguintes regiões: África, América do Norte, América Latina, Ásia-Pacífico, Europa e Oriente Médio. A Tabela 4-6 apresenta o *market share* por região e o valor de IHH de cada país da OPEP.

Tabela 4-6 - Diversificação dos destinos das exportações de petróleo dos países da OPEP

País	Market share nas exportações em 2016						IHH
	África	América do Norte	América Latina	Ásia-Pacífico	Europa	Oriente Médio	
Angola	5%	4%	2%	70%	20%	0%	0,53
Arábia Saudita	2%	16%	1%	66%	12%	4%	0,47
Argélia	0%	21%	7%	13%	59%	0%	0,41
Emirados Árabes Unidos	1%	0%	0%	98%	1%	0%	0,96
Equador	0%	66%	25%	9%	0%	0%	0,51
Gabão	1%	1%	14%	60%	24%	0%	0,44
Irã	0%	0%	0%	74%	26%	0%	0,62
Iraque	0%	11%	4%	60%	26%	0%	0,44
Kuwait	3%	11%	0%	77%	9%	0%	0,62
Líbia	1%	5%	0%	8%	86%	0%	0,75
Nigéria	14%	18%	5%	28%	35%	0%	0,26
Qatar	0,4%	0%	0%	99,6%	0%	0%	0,99
Venezuela	0%	35%	24%	37%	3%	0%	0,32

Fonte: OPEP (2017a)

• Indicador 2.4: Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico

Embora a diversificação dos destinos de exportação de petróleo seja desejável, é fundamental ponderar a importância relativa das regiões importadoras, pois, conforme discutido na Seção 3.5, uma tendência da indústria mundial do petróleo é a intensificação da migração geográfica da demanda do Ocidente para o Oriente.

Ano após ano, países em desenvolvimento da Ásia-Pacífico, como China e Índia, vêm observando um aumento expressivo na demanda de petróleo e, com isso, se tornam atores cada vez mais relevantes no mercado internacional de petróleo (IEA, 2016a). Por outro lado, países desenvolvidos da OCDE, especialmente na Europa, vêm observando uma redução da demanda por petróleo (OPEP, 2017a). Portanto, um país cujas exportações de petróleo são majoritariamente destinadas à países da Europa encontra-se mais vulnerável do ponto de vista de mercado do que países que exportam principalmente para a Ásia-Pacífico.

Ademais, um dos muitos efeitos da revolução do *shale* (amplamente discutida na Seção 3.1) foi a reconfiguração do mapa de comercialização mundial do petróleo, uma vez que o aumento da produção de óleo não-convencional nos Estados Unidos acelerou

a mudança na direção dos fluxos de exportação de petróleo do Ocidente para o Oriente, aumentando, assim, a importância dos compradores asiáticos⁶⁶ (Dale, 2015; Halff, 2016).

Em outras palavras, é desejável que os países da OPEP estejam com as suas exportações de petróleo estrategicamente posicionadas nos mercados crescentes da Ásia-Pacífico (Al-Tamimi, 2013; OPEP, 2017c; Salameh, 2003).

Com o objetivo de inserir essa questão na análise da vulnerabilidade, este estudo propõe um indicador que represente a penetração das exportações de petróleo dos países da OPEP nos mercados da Ásia-Pacífico, apesar de não terem sido encontrados trabalhos na literatura que considerassem esse aspecto como um elemento de vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo.

O indicador é definido pela expressão (6) e representa a participação de mercado (*market share*) da região da Ásia-Pacífico no total de exportações do país i . O elemento x_{ij} corresponde aos volumes de exportação de petróleo do país i para a região j , enquanto $x_{AP,i}$ representa os volumes de exportação de petróleo do país i para a região da Ásia-Pacífico.

$$\% \text{ Ásia-Pacífico}_i = \frac{x_{AP,i}}{\sum_{j=1}^n x_{ij}} \quad (6)$$

Da mesma forma que o indicador 2.3, as informações de exportações de petróleo por destino foram obtidas junto ao relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP para o ano de 2016. A Tabela 4-7 apresenta o *market share* da Ásia-Pacífico nas exportações de petróleo dos países da OPEP.

⁶⁶ Com o aumento da produção interna, os Estados Unidos reduziram significativamente as suas importações de petróleo. Com isso, os países que anteriormente exportavam grandes volumes para os Estados Unidos, como a Nigéria, se viram em busca de novos mercados e deslocaram gradualmente as suas exportações de petróleo para a região da Ásia-Pacífico (Dale, 2015; Halff, 2016).

Tabela 4-7 - *Market share* da Ásia-Pacífico nas exportações de petróleo dos países da OPEP

País	Exportações para Ásia Pacífico 2016 mil b/d	Exportações totais 2016 mil b/d	% Ásia- Pacífico 2016
Angola	1.164	1.670	69,7%
Arábia Saudita	4.918	7.463	65,9%
Argélia	86	668	12,9%
Emirados Árabes Unidos	2.361	2.408	98,1%
Equador	38	415	9,2%
Gabão	123	205	60,2%
Irã	1.424	1.922	74,1%
Iraque	2.271	3.804	59,7%
Kuwait	1.643	2.128	77,2%
Líbia	21	255	8,2%
Nigéria	489	1.738	28,2%
Qatar	501	503	99,6%
Venezuela	683	1.835	37,2%

Fonte: OPEP (2017a)

- **Indicador 2.5: Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo**

As principais vulnerabilidades extrínsecas da indústria mundial do petróleo, como as políticas de mudanças climáticas, os veículos elétricos, as energias renováveis e a eficiência energética (discutidas no Capítulo 3), têm potencial de reduzir a demanda de petróleo, particularmente, no setor de transportes e na geração de eletricidade. Por outro lado, a indústria petroquímica é um setor não-energético responsável por um consumo expressivo e crescente de derivados de petróleo⁶⁷, e que não apresenta alternativas de substituição ou ameaças significativas à sua demanda, sendo considerado um “porto seguro” para o produtor de petróleo no longo prazo⁶⁸ (IEA, 2016a). Inclusive, as projeções apresentadas na Seção 3.5 indicam que a indústria petroquímica deve ser responsável pelos maiores incrementos na demanda mundial de petróleo nas próximas

⁶⁷ Segundo IEA (2016a), o consumo de petróleo da indústria petroquímica aumentou de 8,1 milhões b/d em 2000 para 10,7 milhões b/d em 2015, o que representa uma taxa de crescimento de 1,9% a.a., um ritmo superior aos 1,3% a.a. do consumo total de petróleo no mesmo período.

⁶⁸ As projeções do cenário de referência da IEA (2016a) apontam para uma taxa de crescimento de 1,5% a.a. para o consumo de petróleo da indústria petroquímica entre 2015 e 2040, alcançando 15,7 milhões b/d. Ou seja, assim como nos últimos anos, o consumo da indústria petroquímica tende a crescer de forma mais acelerada que o total de petróleo consumido no mundo (0,5% a.a.).

décadas, sendo apontada pela maioria dos cenários de referência como uma das principais responsáveis pelo crescimento do consumo de petróleo no longo prazo.

Nesse contexto, uma alternativa frequentemente adotada por países exportadores de petróleo para reduzir os riscos da exposição da sua produção ao mercado internacional e agregar valor ao petróleo produzido é o desenvolvimento de uma indústria petroquímica no país (El-Katiri, 2016; Hvidt, 2013). Além de atuar como uma proteção às volatilidades dos preços internacionais de petróleo, o desenvolvimento de uma indústria petroquímica possibilita a instalação de um setor de manufaturados no país, a partir da utilização dos produtos petroquímicos como insumo, o que, de certa forma, pode proporcionar uma diversificação econômica⁶⁹ (Hvidt, 2013).

Dessa forma, com o objetivo de considerar a importância relativa da indústria petroquímica nos países da OPEP, este estudo propõe um indicador que relaciona as receitas de exportações de químicos e as receitas de exportações de petróleo, definido pela expressão (7).

$$\text{Relação Químicos / Petróleo} = \frac{\text{Receitas de Exportação de Químicos}}{\text{Receitas de Exportação de Petróleo}} \quad (7)$$

Para os dados de receitas de exportação de químicos foi utilizada a plataforma *WTO Statistics Database* da Organização Mundial do Comércio (World Trade Organization - WTO), que disponibiliza informações sobre o comércio internacional de mercadorias e serviços. A plataforma considera a classificação ISIC (*International Standard Industrial Classification of All Economic Activities*) de atividade econômica, onde a indústria química é representada principalmente pelas categorias de petroquímicos, fertilizantes, e demais produtos químicos orgânicos e inorgânicos⁷⁰. Embora a definição seja abrangente, a produção de químicos nos países da OPEP, em geral, é concentrada na indústria petroquímica (Lahn et al., 2013). Logo, o termo receitas

⁶⁹ Contudo, Callen et al. (2014) e Hvidt (2013) afirmam que o desenvolvimento de uma indústria petroquímica não pode ser considerado uma diversificação *per se*, uma vez que os insumos básicos do setor são derivados de petróleo. Além disso, Hvidt (2013) sugere que, embora os investimentos no setor tenham sido importantes na diversificação da produção e das exportações, a indústria petroquímica tem poucos encadeamentos com os demais setores da economia.

⁷⁰ A ISIC (*International Standard Industrial Classification of All Economic Activities*) é um padrão internacional elaborado pela Organização das Nações Unidas (ONU) para a classificação das atividades econômicas produtivas. A indústria química é definida na seção 5 da ISIC, na qual estão incluídas as categorias de produtos químicos orgânicos, produtos químicos inorgânicos, extratos tanantes e tintoriais, pigmentos e corantes, tintas e vernizes, óleos essenciais e resinoides, produtos de perfumaria e de preparação cosmética, fertilizantes, plásticos em forma primária e não-primária, e demais produtos químicos não especificados (WTO, 2017).

de exportação de químicos pode ser considerado como uma *proxy* para as receitas com exportação de produtos petroquímicos.

Para os dados de receitas de exportação de petróleo foi utilizado o relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP, o que inclui as receitas com óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN) e derivados de petróleo.

Ambas as bases de dados consideram as receitas de exportação em valores correntes e na modalidade FOB (*free on board*), isto é, quando o país exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga até o embarque no porto de origem (WTO, 2017). Os dados para os dois termos, levantados para o ano de 2016, e os valores calculados para a relação entre eles são apresentados na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo dos países da OPEP

País	Receitas de exportação de químicos 2016 US\$ bilhões	Receitas de exportação de petróleo 2016 US\$ bilhões	Relação químicos / petróleo 2016
Angola	0	25,9	0%
Arábia Saudita	26,5	134,4	20%
Argélia	0,9	18,6	5%
Emirados Árabes Unidos	7,5	45,6	17%
Equador	0,2	5,4	4%
Gabão	0	4,2	0%
Irã	10,3	41,1	25%
Iraque	0	43,8	0%
Kuwait	2,4	41,5	6%
Líbia	0,1	9,3	1%
Nigéria	0	27,8	0%
Qatar	2,3	23,0	10%
Venezuela	0,4	25,1	2%

Fonte: OPEP (2017a); WTO (2017)

O termo receitas de exportação de químicos busca representar a indústria petroquímica na relação de importância com o setor de petróleo em um país, no entanto, uma crítica válida é que o termo não considera o tamanho do mercado doméstico de petroquímicos. Além disso, a definição de químicos na base de dados da WTO é muito abrangente, visto que inclui produtos cujos insumos não são derivados do petróleo. Com

o objetivo de tratar essas críticas, alguns indicadores alternativos foram analisados, em particular, as receitas totais do setor petroquímico de um país e o valor adicionado pela indústria petroquímica em um país. Porém, em ambos os casos, não foram encontrados dados disponíveis para todos os países da OPEP. No caso do indicador receitas totais do setor petroquímico, foram encontrados dados apenas para os países do Conselho de Cooperação do Golfo (GCC, *Gulf Cooperation Council*), disponibilizados pela entidade *Gulf Petrochemicals and Chemicals Association*. Enquanto, para o indicador valor adicionado pela indústria petroquímica, a base de dados da *United Nations Industrial Development Organization* (UNIDO) dispõe de informações apenas para sete dos treze países da OPEP⁷¹. Portanto, optou-se por utilizar o indicador com a relação entre as receitas de exportação de químicos e as receitas de exportação de petróleo, mesmo com as limitações discutidas, em função da disponibilidade das informações.

4.1.3. Critério: Meio Ambiente

Os indicadores do critério Meio Ambiente buscam avaliar a capacidade dos países exportadores de petróleo em lidar com as políticas de mudanças climáticas, com a tendência de economias de baixo carbono, e com os cenários de transição energética, nos quais o petróleo se torna menos relevante para a demanda energética mundial. Nesse sentido, este estudo propõe os seguintes indicadores para o critério Meio Ambiente: intensidade energética, intensidade de emissões de CO₂, participação de renováveis na oferta de energia primária, e relação entre produção de gás natural e de petróleo.

• Indicador 3.1: Intensidade energética

A intensidade energética de um país representa a relação entre o nível de consumo de energia primária e o PIB, isto é, corresponde a quantidade de energia utilizada para produzir uma unidade de atividade econômica e, portanto, é considerada como uma

⁷¹ Cabe destacar que os dados de valor adicionado pela indústria petroquímica, disponibilizados na base de dados da UNIDO, são compatíveis com os dados de receitas de exportação de químicos do WTO, uma vez que ambos apresentam a Arábia Saudita e o Irã, nesta ordem, com os maiores valores, além do Kuwait e do Qatar com valores representativos, e da Argélia, Equador e Iraque com valores pouco significativos.

medida da eficiência da utilização da energia para a geração de riqueza no país⁷², conforme discutido anteriormente na Seção 3.4 (Bhattacharyya e Blake, 2010; Pinto Junior et al., 2016; Sovacool et al., 2011).

IEA (2016c) e IPCC (2014) enumeram os benefícios de uma redução da intensidade energética: (i) maior segurança energética, em função da menor dependência aos volumes de petróleo para o consumo interno e da menor exposição às volatilidades do mercado internacional do petróleo; (ii) promoção de uma maior competitividade da economia, em função de tecnologias e processos produtivos mais eficientes; (iii) menor necessidade de subsídios para o setor de energia; e (iv) redução dos impactos socioambientais, como problemas sociais e de saúde associados à poluição atmosférica, por meio da redução das emissões de GEE. Por esses motivos, a intensidade energética tem sido amplamente utilizada por países como uma métrica em suas políticas de mudanças climáticas e em suas políticas energéticas (IEA, 2016c; Lahn et al., 2013).

No caso dos países exportadores de petróleo, Bhattacharyya e Blake (2010) afirmam que quanto menor for a intensidade energética, maior é o volume potencial de exportações. Além disso, Jewell et al. (2014) afirmam que a intensidade energética também é utilizada para medir a capacidade de uma economia ao lidar com choques físicos e econômicos.

Nesse contexto, a intensidade energética é um indicador amplamente utilizado na literatura, em particular, em análises do setor de energia. Bhattacharyya e Blake (2010) analisam a relação da intensidade energética, entre outros indicadores, com a dependência de países do Oriente Médio e do Norte da África às exportações de petróleo. Os autores concluem que a intensidade energética crescente nas últimas décadas nos países dessas regiões afetou negativamente o potencial de exportação de petróleo desses países. Por sua vez, Sovacool et al. (2011) consideram a intensidade energética como uma métrica da eficiência energética na avaliação da segurança energética de 18 países, enquanto Jewell et al. (2014) utilizam a intensidade energética como um indicador da resiliência da segurança energética em cenários de descarbonização da economia mundial. Por fim,

⁷² A intensidade energética pode ser decomposta em três fatores: efeito atividade (crescimento econômico), efeito estrutura (mudanças na estrutura da economia) e efeito eficiência (evolução do conteúdo energético das atividades) (Pinto Junior et al., 2016). Logo, não necessariamente uma redução da intensidade energética está associada a questões relacionadas à eficiência. Por exemplo, uma queda da atividade econômica de um país ou a transição de uma economia intensiva em energia (como a indústria siderúrgica, metalúrgica e petroquímica) para uma economia de baixa intensidade em energia (como o setor de serviços) também são fatores que podem induzir a uma redução da intensidade energética em um país.

Castelo Branco et al. (2012) consideram a intensidade energética como um indicador de eficiência energética na análise do risco carbono de empresas do setor de petróleo.

IEA (2017b) sugere que o cálculo da intensidade energética considere a oferta total de energia primária (TPES, *total primary energy supply*)⁷³ no numerador, e o PIB em valores correntes ou em poder de paridade de compra no denominador. Portanto, o indicador de intensidade energética pode ser definido pela expressão (8).

$$\text{Intensidade Energética} = \frac{\text{Oferta Total de Energia Primária (TPES)}}{\text{PIB}} \quad (8)$$

As informações da oferta total de energia primária por país foram obtidas para o ano de 2015 na base de dados estatísticos da Agência Internacional de Energia (IEA) (*IEA Atlas of Energy*), enquanto as informações de PIB em valores correntes para o ano de 2015 foram obtidas na base de dados estatísticos do Banco Mundial (*DataBank World Development Indicators*). A Tabela 4-9 apresenta os dados de oferta total de energia primária e PIB, e os valores calculados para a intensidade energética dos países da OPEP.

Tabela 4-9 - Intensidade energética dos países da OPEP

País	Oferta total de energia primária 2015 milhões tep	PIB (valores correntes) 2015 US\$ bilhões	Intensidade energética 2015 tep / mil US\$
Angola	15	103	0,15
Arábia Saudita	222	652	0,34
Argélia	54	166	0,33
Emirados Árabes Unidos	73	358	0,20
Equador	15	99	0,15
Gabão	5	14	0,36
Irã	237	386	0,61
Iraque	48	180	0,27
Kuwait	35	115	0,30
Líbia	21	75	0,28
Nigéria	139	481	0,29
Qatar	45	165	0,28
Venezuela	59	344	0,17

Fonte: IEA (2017b); Banco Mundial (2018)

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2010, em função da indisponibilidade ou da baixa confiabilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

⁷³ IEA (2017b) define a oferta total de energia primária (TPES) como a soma da produção interna e das importações, menos as exportações e o bunker marítimo e aéreo internacional, e mais ou menos as variações de estoque.

- **Indicador 3.2: Intensidade de emissões de CO₂**

As políticas de mudanças climáticas utilizam as emissões cumulativas de GEE como referência (Rogelj et al., 2015), e como os combustíveis fósseis representam cerca de 65% das emissões globais de GEE (IPCC, 2014), a atenção das políticas tende a se concentrar em como reduzir as emissões desse setor e, conseqüentemente, como migrar as economias para longe de um modelo em que os processos de produção e o consumo dependam fortemente desses combustíveis (Van de Graaf, 2017). Por esta razão, muitos países incluíram metas de emissões de GEE para o setor de energia em suas NDCs (IEA, 2016a). Conforme discutido no Capítulo 3, essas metas podem ser alcançadas, por exemplo, com o aumento da participação de energias renováveis, com ganhos de eficiência no uso final de energia, e com a opção de captura e armazenamento de carbono (CCS) (IEA, 2016a). Portanto, a transição mundial para economias de baixo carbono pode influenciar negativamente os mercados de combustíveis fósseis, o que representa uma vulnerabilidade para países exportadores de petróleo que sejam dependentes das receitas provenientes desses combustíveis, inclusive com a ameaça de que as suas reservas de petróleo se tornem *stranded assets*.

Nesse contexto, muitos países exportadores de petróleo também assumiram compromissos de diminuição das suas emissões de GEE (UNFCCC, 2017a), ou seja, esses países buscam reduzir a intensidade de emissões, em particular, do CO₂, em suas economias. IPCC (2014) afirma que a redução da intensidade de emissões de carbono permite a mitigação de impactos socioambientais, principalmente àqueles associados à poluição atmosférica. Por essa razão, a intensidade de emissões tem sido amplamente utilizada por países (por exemplo, Chile, China e Índia) como uma métrica para as metas de redução de emissões em suas políticas de mudanças climáticas (IEA, 2016c).

A intensidade de emissões de CO₂ pode ser definida pela expressão (9) e representa a quantidade de carbono emitido para produzir uma unidade de atividade econômica.

$$\text{Intensidade de Emissões de CO}_2 = \frac{\text{Emissões de CO}_2}{\text{PIB}} \quad (8)$$

Os dados de emissões de CO₂ foram obtidos na base de dados estatísticos da IEA (IEA *Atlas of Energy*) para o ano de 2015, e se referem às emissões da queima de

combustíveis fósseis. Já as informações de PIB em valores correntes para o ano de 2015 foram obtidas na base de dados estatísticos do Banco Mundial (*DataBank World Development Indicators*). A Tabela 4-10 apresenta os dados de emissões de CO₂ e PIB, e os valores calculados para a intensidade de emissões de CO₂ dos países da OPEP.

Tabela 4-10 - Intensidade de emissões de CO₂ dos países da OPEP

País	Emissões de CO ₂ de combustíveis fósseis 2015 milhões ton CO ₂	PIB (valores correntes) 2015 US\$ bilhões	Intensidade de emissões de CO ₂ 2015 kg CO ₂ / US\$
Angola	20	103	0,20
Arábia Saudita	532	652	0,82
Argélia	130	166	0,79
Emirados Árabes Unidos	180	358	0,50
Equador	38	99	0,38
Gabão	3	14	0,22
Irã	552	386	1,43
Iraque	132	180	0,74
Kuwait	85	115	0,75
Líbia	48	75	0,64
Nigéria	64	481	0,13
Qatar	80	165	0,49
Venezuela	137	344	0,40

Fonte: IEA (2017b); Banco Mundial (2018)

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2010, em função da indisponibilidade ou da baixa confiabilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

Sovacool et al. (2011) utilizam a intensidade de emissões de CO₂ como um indicador de sustentabilidade ambiental para a análise da segurança energética de uma seleção de países. Os autores afirmam que o indicador foi escolhido com o propósito de comparar a eficiência dos países, em termos de carbono, e para incluir um elemento relacionado às mudanças climáticas, embora os autores façam a crítica de que a métrica considera apenas o CO₂ e não os gases de efeito estufa como um todo.

Por sua vez, Castelo Branco et al. (2012) consideram a intensidade de emissões de CO₂ como um indicador da análise do risco carbono de empresas do setor de petróleo. Os autores destacam que essas empresas podem experimentar: (i) aumento nos custos de produção, em função de limites de emissão, precificação do carbono, e especificações de

combustíveis mais restritivas; (ii) redução de receitas, devido à perda de reputação das empresas ou por políticas ambientais que afetem as vendas de petróleo e derivados; e (iii) aumento nos custos de financiamentos e dificuldades para atrair investimentos, uma vez que os fundos de investimentos podem restringir suas operações com empresas cujos processos e produtos estejam diretamente associados com emissões de carbono. Essas conclusões de Castelo Branco et al. (2012) são aplicadas não somente para empresas internacionais de petróleo, mas também para as empresas nacionais (NOCs), o que afeta diretamente os países exportadores de petróleo.

- **Indicador 3.3: Participação de renováveis na oferta de energia primária**

As energias renováveis estão no centro dos esforços das políticas de mudanças climáticas, com o objetivo de promover uma transição da economia mundial para um futuro de baixo carbono, ou seja, para um setor de energia mais sustentável e menos intensivo em emissões de GEE.

Goldemberg e Coelho (2004) e IPCC (2014) afirmam que as energias renováveis possuem diversas vantagens em comparação com os combustíveis fósseis: (i) maior diversificação da oferta de energia primária; (ii) maior segurança energética; e (iii) menor intensidade de emissões locais e globais de GEE e, conseqüentemente, mitigação de diversos problemas socioambientais, como àqueles derivados da poluição atmosférica.

No caso dos países exportadores de petróleo, Lahn et al. (2013) destacam que a promoção das energias renováveis não somente atua na diversificação da oferta de energia primária, mas também na diversificação da atividade econômica do país, ao incentivar o desenvolvimento de toda uma cadeia produtiva e propiciar a geração de novos empregos. Por sua vez, Sovacool et al. (2011) argumentam que as energias renováveis protegem contra as incertezas do mercado internacional do petróleo e resguardam o sistema energético de um país em caso de choques no suprimento de energia. Além disso, investimentos em energias renováveis podem elevar a reputação de países exportadores de petróleo e, por conseguinte, minimizar potenciais dificuldades na atração de investimentos e financiamentos externos.

Nesse sentido, este estudo propõe um indicador que considere a participação das energias renováveis na matriz energética dos países da OPEP. A relação entre a oferta de energias renováveis e a oferta total de energia primária, definida na expressão (9), é

utilizada por Jewell et al. (2014) e por Sovacool et al. (2011) como um indicador de diversificação das fontes de energia na avaliação da segurança energética de um país.

$$\% \text{ Renováveis} = \frac{\text{Oferta de Fontes Modernas de Energias Renováveis}}{\text{Oferta Total de Energia Primária (TPES)}} \quad (9)$$

O termo *oferta de fontes modernas de energias renováveis* é obtido pela diferença entre a oferta total de energias renováveis e a oferta de fontes tradicionais de energias renováveis. Por isso, é importante fazer a distinção entre as fontes modernas e as fontes tradicionais. Como discutido na Seção 3.4, as fontes modernas incluem, por exemplo, a energia solar, a eólica, a hidráulica e os biocombustíveis líquidos, enquanto as fontes tradicionais incluem, por exemplo, a lenha e o carvão vegetal, sendo geralmente utilizadas de forma ineficiente para cocção e aquecimento de residências, provocando diversos problemas de saúde relacionados a má qualidade do ar (Goldemberg e Coelho, 2004; IEA, 2016a). Logo, o consumo da fonte tradicional de energia renovável não é sustentável e sequer desejável. Por essa razão, o indicador proposto considera somente a oferta das fontes modernas de energias renováveis.

Os dados para a oferta de fontes tradicionais de renováveis, a oferta total de energias renováveis e a oferta total de energia primária foram obtidos na base de dados estatísticos da IEA (*IEA Atlas of Energy*) para o ano de 2015. A Tabela 4-11 apresenta os dados levantados para esses três termos, e os dados calculados para a oferta de fontes modernas de renováveis e para a relação entre as energias renováveis e a oferta total de energia primária.

Tabela 4-11 - Participação de fontes modernas de renováveis na oferta de energia primária dos países da OPEP

País	Oferta total de energia primária (TPES) 2015 milhões tep	Oferta total de energias renováveis 2015 milhões tep	Oferta de fontes tradicionais de renováveis 2015 milhões tep	Oferta de fontes modernas de renováveis 2015 milhões tep	Relação renováveis modernas / TPES 2015
Angola	15	7,7	7,3	0,4	3,0%
Arábia Saudita	222	0	0	0	0%
Argélia	54	0	0	0	0%
Emirados Árabes Unidos	73	0,1	0	0,1	0,1%
Equador	15	2,0	0,2	1,8	11,9%
Gabão	5	3,9	3,8	0,1	1,7%
Irã	237	1,7	0,5	1,2	0,5%
Iraque	48	0,3	0,0	0,2	0,5%
Kuwait	35	0	0	0	0%
Líbia	21	0,2	0,2	0	0%
Nigéria	139	112,1	111,6	0,5	0,4%
Qatar	45	0	0	0	0%
Venezuela	59	7,2	0,7	6,4	10,8%

Fonte: IEA (2017b)

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2010, em função da indisponibilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

• Indicador 3.4: Relação entre produção de gás natural e de petróleo

As políticas de mudanças climáticas podem impactar significativamente os mercados internacionais dos combustíveis fósseis (uma questão amplamente discutida na Seção 3.2). Contudo, o gás natural, por ser menos intensivo em carbono que o carvão e o petróleo, pode experimentar uma maior participação na matriz energética mundial nas próximas décadas. As estimativas do cenário de referência da IEA, *New Policies Scenario*, apontam para um aumento de 1,5% a.a. na demanda mundial de gás natural entre 2015 e 2040, elevando a sua participação no consumo final de energia de 21% para 24% no mesmo período (IEA, 2016a). Com isso, o gás natural é frequentemente apontado como um candidato ao combustível da próxima transição energética (Yergin, 2014).

Nesse contexto, os países exportadores de petróleo se tornariam menos vulneráveis caso sejam também produtores de gás natural. Em outras palavras, a produção de gás natural representa a capacidade dos países exportadores de petróleo em lidar com cenários de transição energética, onde o gás natural pode desempenhar um papel relevante.

Ademais, a produção de gás natural permite que um país exportador de petróleo obtenha uma maior diversificação da sua oferta primária e das suas exportações, uma menor intensidade de emissões, e um potencial de verticalização da economia, a partir da utilização do gás natural como matéria-prima, por exemplo, para a produção de fertilizantes e para a indústria petroquímica, o que confere uma agregação de valor ao gás produzido (Hvidt, 2013).

Logo, é importante que a análise da vulnerabilidade ao petróleo considere a importância relativa do gás natural. O indicador proposto por este trabalho é definido pela expressão (10), foi utilizado por Castelo Branco et al. (2012), e relaciona a produção de gás natural com a produção de petróleo de um país.

$$\text{Relação Gás Natural / Petróleo} = \frac{\text{Produção de Gás Natural}}{\text{Produção de Petróleo}} \quad (10)$$

Os dados de produção de petróleo e de gás natural foram obtidos no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP para o ano de 2016. No caso, a produção de petróleo inclui óleo cru e condensados, enquanto para o gás natural considera-se a produção comercializada (*marketed production*)⁷⁴.

⁷⁴ A produção comercializada de gás natural (*natural gas marketed production*) é definida pela produção bruta menos o volume de gás queimado, reinjetado, e a quantidade de não-hidrocarbonetos removidos nas unidades de tratamento (OPEP, 2017a).

Tabela 4-12 - Relação entre a produção de gás natural e de petróleo nos países da OPEP

País	Produção comercializada de gás natural 2016 bilhões m ³ /ano	Produção comercializada de gás natural 2016 milhões boe/d	Produção de petróleo 2016 milhões b/d	Razão produção de gás natural / petróleo 2016
Angola	2	0,03	1,7	2%
Arábia Saudita	111	1,87	10,5	18%
Argélia	93	1,57	1,1	137%
Emirados Árabes Unidos	61	1,03	3,1	33%
Equador	0,5	0,01	0,5	2%
Gabão	0,6	0,01	0,2	4%
Irã	227	3,83	3,7	105%
Iraque	10	0,18	4,6	4%
Kuwait	17	0,29	3,0	10%
Líbia	18	0,31	1,4	21%
Nigéria	43	0,72	1,7	41%
Qatar	183	3,08	0,7	473%
Venezuela	28	0,47	2,4	20%

Fonte: OPEP (2017a)

Nota: 1 bilhão m³ gás natural = 6,15774 milhões barris de óleo equivalente (boe) (BP, 2017b).

Nota: Os dados mais recentes para a Líbia são do ano de 2012, em função da indisponibilidade ou da baixa confiabilidade de alguns dados a partir do início da Guerra Civil Líbia.

4.1.4. Critério: Econômico

Os indicadores do critério Econômico buscam avaliar o nível de dependência da atividade econômica, das exportações e do balanço fiscal dos países da OPEP ao setor de petróleo, bem como a capacidade e a resiliência desses países em lidar com as volatilidades nas receitas de exportação de petróleo e ao eventual esgotamento dessa renda (seja pela finitude das reservas ou pelas vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo). Portanto, essas questões estão diretamente associadas aos mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais, discutidas no Capítulo 2. Nesse sentido, este estudo propõe os seguintes indicadores para o critério Econômico: relação exportações de petróleo e PIB, relação exportações de petróleo e exportações totais, preço de petróleo de *breakeven* fiscal e relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo.

- **Indicador 4.1: Relação exportações de petróleo e PIB**

A relação entre as receitas de exportação de petróleo e o PIB indica o nível de dependência da geração de riqueza econômica de um país para com as receitas obtidas pela comercialização de um recurso natural volátil e finito (Bhattacharyya e Blake, 2010). Ou seja, um país com uma alta relação de dependência tende a apresentar uma estrutura produtiva frágil e pouco diversificada, e uma receita pública altamente dependente dos preços de petróleo em função da alta exposição da atividade econômica ao mercado internacional de petróleo, e uma baixa capacidade fiscal em lidar com choques negativos de produção e de demanda (Hendrix, 2017; Hvidt, 2013; Luk, 2016). Em outras palavras, um país cuja atividade econômica dependa fortemente das receitas de exportação de petróleo se torna vulnerável, o que pode comprometer a gestão fiscal, as políticas macroeconômicas, e o desenvolvimento socioeconômico de longo prazo.

Essa questão suscita a hipótese da maldição dos recursos naturais, amplamente discutida no Capítulo 2. A maldição é uma vulnerabilidade intrínseca da indústria do petróleo na qual a dependência excessiva às receitas de exportação impede o desenvolvimento socioeconômico dos países no longo prazo. A maldição pode ser tratada sob diferentes aspectos econômicos, isto é, diferentes mecanismos de transmissão, como a volatilidade das receitas e a Doença Holandesa⁷⁵.

Como as receitas de exportação de petróleo acompanham a volatilidade do mercado internacional e estão sujeitas a fortes flutuações em períodos relativamente curtos (Auty, 1998), os países extremamente dependentes das receitas de exportação de petróleo tornam-se vulneráveis no longo prazo ao transferir a instabilidade do preço para dentro de suas economias (Nurkse, 1958; Mikesell, 1997). Por exemplo, um boom nos preços internacionais de petróleo leva ao aumento nas receitas de exportação e, consequentemente, ao aumento no PIB (sem que isso represente um aumento na produtividade). No entanto, a maioria dos governos de países exportadores de petróleo apresenta dificuldade em resistir à pressão política para absorver as receitas na economia doméstica nos ciclos expansivos e para preservar as despesas sociais durante os ciclos recessivos, levando ao acúmulo de dívidas (Stevens, 2015).

⁷⁵ A discussão na Seção 2.5 sobre a validade dos mecanismos da maldição conclui que, embora os membros da OPEP, em especial os países do Oriente Médio e da África, possuam uma dependência excessiva para com as receitas petrolíferas, é difícil argumentar que a exploração de recursos nesses países teve um impacto negativo por meio dos efeitos da Doença Holandesa, uma vez que esses países possuíam uma estrutura produtiva rudimentar e uma economia pobre antes do desenvolvimento dos seus recursos petrolíferos.

Por sua vez, a Doença Holandesa afeta profundamente a estrutura produtiva, aumenta a dependência de um país ao setor de recursos naturais, e reduz a capacidade de uma economia em lidar com a volatilidade das receitas de exportação (Saad-Filho e Weeks, 2013). Em resumo, a maldição dos recursos naturais, em todos os seus aspectos, sugere que os países exportadores de petróleo se tornam vulneráveis à própria riqueza.

A relação entre as receitas de exportação de petróleo e o PIB, definida pela expressão (11), é utilizada por Bhattacharyya e Blake (2010), Dike (2013) e Dobbs et al. (2013) como um indicador de vulnerabilidade dos países exportadores ao petróleo.

$$\text{Relação Exportação de Petróleo / PIB} = \frac{\text{Receitas de Exportação de Petróleo}}{\text{PIB}} \quad (11)$$

De forma similar, El-Katiri (2016) utiliza a relação entre as receitas totais do setor de petróleo com o PIB e com as receitas públicas obtidas pelos governos dos países exportadores, enquanto Jesus (2009) relaciona o valor agregado do setor de petróleo e o PIB como uma métrica para a análise da vulnerabilidade. No entanto, não foram encontrados dados de receitas totais e do valor agregado do setor de petróleo para todos os países da OPEP. Portanto, este estudo optou pelas receitas de exportação de petróleo como um elemento de comparação ao PIB em função de sua ampla utilização na literatura e pela disponibilidade dos dados.

Os dados de receitas de exportação de petróleo incluem a comercialização de óleo cru, condensados, líquidos de gás natural e derivados de petróleo, e foram obtidos no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP para o ano de 2016, em valores correntes e na modalidade FOB (*free on board*). Por sua vez, os dados de PIB, em valores correntes, para o ano de 2016 foram obtidos na base de dados estatísticos do Banco Mundial (*DataBank World Development Indicators*), exceto o dado para a Líbia que foi obtido no apêndice estatístico do relatório *Regional Economic Outlook Middle East and Central Asia* do Fundo Monetário Internacional (FMI), em função da indisponibilidade da informação na base de dados do Banco Mundial. A Tabela 4-13 apresenta os dados levantados e os valores calculados para a relação entre as receitas de exportação de petróleo e o PIB dos países da OPEP.

Tabela 4-13 - Relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB dos países da OPEP

País	Receitas de exportação de petróleo 2016 US\$ bilhões	PIB (valores correntes) 2016 US\$ bilhões	Relação exportação de petróleo / PIB 2016
Angola	26	95	27%
Arábia Saudita	134	646	21%
Argélia	19	159	12%
Emirados Árabes Unidos	46	349	13%
Equador	5	99	6%
Gabão	4	14	30%
Irã	41	419	10%
Iraque	44	171	26%
Kuwait	41	111	37%
Líbia	9	21	45%
Nigéria	28	405	7%
Qatar	23	152	15%
Venezuela	25	287	9%

Fonte: FMI (2017a); OPEP (2017a); Banco Mundial (2018)

• Indicador 4.2: Relação exportações de petróleo e exportações totais

A relação entre as receitas de exportação de petróleo e as receitas totais de exportação indica o nível de concentração das exportações, isto é, o nível de dependência do comércio internacional de um país ao setor de petróleo. Dessa forma, um país com uma alta concentração nas exportações tende a apresentar uma baixa diversificação dos bens e serviços exportados, uma estrutura produtiva pouco competitiva internacionalmente, e uma base de arrecadação altamente exposta às incertezas e volatilidades do mercado internacional de petróleo, o que torna o país vulnerável e compromete a gestão fiscal e o desempenho econômico de longo prazo (Hendrix, 2017; Luk, 2016).

Da mesma forma que o indicador 4.1 (relação exportações de petróleo e PIB), a dependência do comércio internacional de um país ao petróleo está diretamente associada aos mecanismos da maldição dos recursos naturais. Logo, os aspectos discutidos no item anterior também são válidos para este indicador, uma vez que envolvem a mesma questão da dependência excessiva às receitas de exportação de petróleo.

A relação entre as receitas de exportação de petróleo e as receitas totais de exportação, definida pela expressão (12), é utilizada por Dike (2013), El-Katiri (2016),

Hendrix (2017), Jesus (2009), Luk (2016) e Pimentel (2006) como um indicador de vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo.

$$\text{Relação Exportação Petróleo/Exportação Total} = \frac{\text{Receitas de Exportação de Petróleo}}{\text{Receitas Totais de Exportação}} (12)$$

As receitas totais de exportação incluem o valor de todos os bens e serviços exportados por um país, enquanto as receitas de exportação de petróleo incluem a comercialização de óleo cru, condensados, líquidos de gás natural e derivados de petróleo. Ambos os dados foram obtidos no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP para o ano de 2016, em valores correntes e na modalidade FOB (*free on board*). A Tabela 4-14 apresenta os dados levantados e os valores calculados para a relação entre as receitas de exportação de petróleo e as receitas totais de exportação dos países da OPEP.

Tabela 4-14 - Relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação dos países da OPEP

País	Receitas de exportação de petróleo 2016 US\$ bilhões	Receitas totais de exportação 2016 US\$ bilhões	Relação exportação de petróleo / exportação total 2016
Angola	25,9	25,9	100,0%
Arábia Saudita	134,4	179,6	74,8%
Argélia	18,6	29,1	64,1%
Emirados Árabes Unidos	45,6	298,7	15,3%
Equador	5,4	16,7	32,5%
Gabão	4,2	5,9	71,5%
Irã	41,1	97,4	42,2%
Iraque	43,8	43,9	99,7%
Kuwait	41,5	46,3	89,6%
Líbia	9,3	12,0	77,7%
Nigéria	27,8	34,7	80,1%
Qatar	23,0	72,5	31,7%
Venezuela	25,1	26,5	95,0%

Fonte: OPEP (2017a)

• Indicador 4.3: Preço de petróleo de *breakeven* fiscal

Um dos principais desafios da política fiscal dos países exportadores de petróleo é lidar com a volatilidade dos preços internacionais do petróleo de tal forma a garantir que as despesas públicas estejam alinhadas com as receitas esperadas. Uma métrica

frequentemente utilizada na literatura para mensurar essa questão é o preço de petróleo de *breakeven* fiscal (*fiscal breakeven oil price*), isto é, o preço de petróleo necessário para garantir que o orçamento público de um país esteja em equilíbrio (Aissaoui, 2015; Dale e Fattouh, 2018; FMI, 2016; WoodMackenzie, 2016b). Em outras palavras, o indicador representa a resiliência ou a vulnerabilidade do balanço fiscal de um país às volatilidades dos preços internacionais do petróleo.

Destaca-se, porém, que o preço de petróleo de *breakeven* fiscal não é influenciado somente pelos preços internacionais do petróleo. Por exemplo, a metodologia adotada por Aissaoui (2015) considera aspectos como os níveis de produção e de exportação de petróleo, os custos de produção de petróleo, as variações na taxa de câmbio, os fluxos e rendimentos de fundos soberanos e fundos de estabilização, as arrecadações com royalties e participações governamentais (*government take*), e as receitas fiscais dos demais setores da economia.

Segundo Dale e Fattouh (2018), o preço de petróleo de *breakeven* fiscal representa uma *proxy* para os custos sociais de um país, ou seja, quanto maior for o preço de *breakeven*, maior será a dependência das despesas públicas ao setor de petróleo. Por outro lado, na medida em que as economias se diversificam para longe do setor de petróleo, o preço de *breakeven* fiscal tende a diminuir, uma vez que as economias passariam a ser apoiadas por uma estrutura produtiva mais ampla. No entanto, caso o preço internacional de petróleo seja inferior ao preço de *breakeven* fiscal, isto é, não seja suficiente para cobrir os custos sociais, o país se torna suscetível a déficits fiscais persistentes, fazendo com que as reservas financeiras diminuam e as dívidas aumentem. Logo, os déficits fiscais não podem ser sustentados indefinidamente, forçando os países exportadores de petróleo a adotarem medidas geralmente impopulares, que envolvem cortes de despesas públicas e aumentos de tributação⁷⁶ (Dale e Fattouh, 2018; Luk, 2016).

Contudo, o preço de petróleo de *breakeven* fiscal apresenta algumas fragilidades. Clayton e Levy (2015), Dale e Fattouh (2018) e Setser e Frank (2017) afirmam que as estimativas do indicador podem variar significativamente a depender da metodologia de cálculo e das premissas estabelecidas. Além disso, Clayton e Levy (2015) afirmam que

⁷⁶ Historicamente, os governos dos países da OPEP oferecem diversos “benefícios” à população às custas das receitas de exportação de petróleo, sob a forma, por exemplo, de empregos públicos, baixa carga tributária, e subsídios aos combustíveis, à energia elétrica e ao abastecimento de água. A retirada desses benefícios, em função de déficits fiscais persistentes, pode provocar sérias tensões sociais nesses países (El-Katiri, 2016; Hendrix, 2017).

as estimativas do preço de petróleo de *breakeven* fiscal de um país podem variar substancialmente ao longo dos anos, em função de fatores cíclicos, o que não necessariamente reflete mudanças estruturais na economia do país. Por exemplo, em um ambiente de preços mais baixos de petróleo, os países podem optar por reduzir investimentos em projetos de infraestrutura, fazendo com que o seu preço de *breakeven* fiscal se reduza no curto prazo. Porém, Dale e Fattouh (2018) argumentam que esses cortes de investimentos podem não ser sustentáveis no longo prazo.

Além disso, Setser e Frank (2017) afirmam que a metodologia do preço de petróleo de *breakeven* fiscal considera apenas o balanço interno do país. Os autores argumentam que a sustentabilidade dessas economias no longo prazo também depende do nível dos preços de petróleo necessário para garantir o equilíbrio do balanço externo, ou seja, do saldo da balança comercial. Nesse sentido, Setser e Frank (2017) defendem a utilização do preço de petróleo de *breakeven* externo (*external breakeven oil price*), cuja metodologia é menos complexa que a do *breakeven* fiscal, em que as importações representam as despesas públicas e as receitas com as exportações de petróleo representam as receitas fiscais.

Mesmo com as limitações discutidas, Aissaoui (2015) e Dale e Fattouh (2018) afirmam que o preço de petróleo de *breakeven* fiscal é um indicador importante para mensurar a fragilidade fiscal dos países exportadores de petróleo.

Diversas instituições elaboram estimativas dos preços de petróleo de *breakeven* fiscal para países exportadores de petróleo (Deutsche Bank, 2014; EPE, 2017b; Fitch, 2017; FMI, 2017a; WoodMackenzie, 2016b), no entanto, nenhuma das referências encontradas realiza as estimativas para todos os países da OPEP. Logo, foi necessário utilizar mais de uma referência para o indicador, o que não é desejável, visto que as metodologias e as premissas consideradas podem ser diferentes, levando a resultados diferentes⁷⁷.

Para os países da OPEP localizados no Oriente Médio e no Norte da África (Arábia Saudita, Argélia, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia e Qatar), os preços de petróleo de *breakeven* fiscal para o ano de 2016 foram obtidos no relatório

⁷⁷ Destaca-se, contudo, que as estimativas das duas referências para os mesmos países são similares. Por exemplo, o FMI estima um preço de petróleo de *breakeven* fiscal de US\$ 43/b para o Kuwait, de US\$ 50/b para o Qatar e de US\$ 61/b para os Emirados Árabes Unidos, enquanto a Fitch estima US\$ 45/b para o Kuwait, US\$ 51/b para o Qatar e US\$ 60/b para os Emirados Árabes Unidos (Fitch, 2017; FMI, 2017a).

Regional Economic Outlook Middle East and Central Asia do Fundo Monetário Internacional (FMI), enquanto para os demais países da OPEP (Angola, Equador, Gabão, Nigéria e Venezuela), os preços de *breakeven* fiscal para 2016 foram obtidos no relatório *Most Major Oil Exporters Still Face Pressure from Low Prices* da Fitch Ratings, uma das maiores agências de classificação de risco de crédito. A Tabela 4-15 apresenta os dados de preço de petróleo de *breakeven* fiscal para os países da OPEP.

Tabela 4-15 - Preço de petróleo de *breakeven* fiscal dos países da OPEP

País	Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal 2016 US\$/b
Angola	82
Arábia Saudita	73
Argélia	64
Emirados Árabes Unidos	68
Equador	80
Gabão	66
Irã	55
Iraque	54
Kuwait	47
Líbia	102
Nigéria	139
Qatar	47
Venezuela	118

Fonte: Fitch (2017); FMI (2017a)

Nota: Os dados da Angola, Equador, Gabão, Nigéria e Venezuela foram obtidos em Fitch (2017), enquanto os dados da Arábia Saudita, Argélia, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia e Qatar foram obtidos em FMI (2017a).

• Indicador 4.4: Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo

Uma das estratégias mais adotadas por países exportadores de petróleo para se proteger da volatilidade do mercado internacional do petróleo é a implementação de fundos soberanos ou de fundos de estabilização. Como destacado anteriormente na Seção 2.4, a constituição desses fundos tem por objetivo a estabilização dos fluxos de receitas, a criação de um mecanismo de poupança intergeracional, a tentativa de reduzir a entrada substancial de divisas evitando uma apreciação real da taxa de câmbio e um aumento da inflação, o gerenciamento das receitas de forma transparente e isolada dos anseios políticos e, em alguns casos, a mitigação de práticas de *rent-seeking* e de corrupção

(Stevens e Mitchell, 2008; Sugawara, 2014). Além disso, os fundos soberanos podem atuar na diversificação da estrutura produtiva de um país para além do setor de petróleo, ao destinar investimentos para o desenvolvimento dos demais setores da economia (Hvidt, 2013).

Em um ambiente de preços internacionais de petróleo acima do *breakeven* fiscal, o país exportador pode destinar parte das suas receitas de exportação para constituir os ativos do fundo soberano ou de estabilização. Por outro lado, em um ambiente de preços internacionais abaixo do preço de petróleo de *breakeven* fiscal, o país exportador pode recorrer aos ativos do fundo soberano para mitigar os efeitos adversos de um déficit fiscal em sua economia (Luk, 2016). Logo, esses fundos atuam como um amortecedor do balanço fiscal nos países exportadores.

Nesse contexto, este estudo propõe um indicador que relacione os ativos dos fundos soberanos e de estabilização com as receitas de exportação de petróleo. A relação, definida pela expressão (13), indica o nível de proteção fiscal de um país às volatilidades do mercado internacional do petróleo, ou seja, quanto maiores forem os ativos dos fundos soberanos de um país, maior é a sua capacidade em lidar com variações nas receitas de petróleo. Em outras palavras, em analogia ao indicador 1.1 Razão R/P, a relação indica por quantos anos os ativos de fundos soberanos de um determinado país se equivalem ao nível atual de receitas de exportação de petróleo.

$$\text{Relação Fundos Soberanos/Export. Petróleo} = \frac{\text{Ativos de Fundos Soberanos}}{\text{Receitas de Exportação de Petróleo}} \quad (13)$$

As informações sobre os ativos dos fundos soberanos e dos fundos de estabilização dos países da OPEP foram obtidas na base de dados estatísticos da Sovereign Wealth Fund Institute, enquanto os dados de receitas de exportação de petróleo, que incluem a comercialização de óleo cru, condensados, líquidos de gás natural e derivados de petróleo, foram obtidos no relatório *Annual Statistical Bulletin 2017* da OPEP para o ano de 2016, em valores correntes e na modalidade FOB (*free on board*). A Tabela 4-16 apresenta as informações dos fundos soberanos dos países da OPEP e o valor calculado da relação entre os ativos e as receitas de exportação de petróleo.

Tabela 4-16 - Relação entre os ativos de fundos soberanos e as receitas de exportação de petróleo dos países da OPEP

País	Fundos Soberanos e de Estabilização	Ativos dos Fundos Soberanos 2016 US\$ bilhões	Receitas de exportação de petróleo 2016 US\$ bilhões	Relação Fundos Soberanos / Exportação de Petróleo 2016 Anos
Angola	Fundo Soberano de Angola (FSDEA)	5	26	0,18
Arábia Saudita	(soma)	718	134	5,34
	SAMA Foreign Holdings	494		
	Public Investment Fund of Saudi Arabia (PIF)	224		
Argélia	Fund for the Regulation of Receipts (FRR)	8	19	0,41
Emirados Árabes Unidos	(soma)	1.308	46	28,70
	Abu Dhabi Investment Authority (ADIA)	828		
	Investment Corporation of Dubai (ICD)	210		
	Mubadala Investment Company (MIC)	125		
	Abu Dhabi Investment Council (ADIC)	110		
	Emirates Investment Authority (EIA)	34		
	Ras Al Khaimah Investment Authority (RAKIA)	1,2		
Equador	-	0	5	0
Gabão	Gabonese Strategic Investment Fund (FSRG)	0,4	4	0,10
Irã	National Development Fund of Iran (NDFI)	91	41	2,21
Iraque	Development Fund for Iraq (DFI)	0,9	44	0,02
Kuwait	Kuwait Investment Authority (KIA)	524	41	12,64
Líbia	Libyan Investment Authority (LIA)	66	9	7,09
Nigéria	Nigeria Sovereign Investment Authority (NSIA)	1,4	28	0,05
Qatar	Qatar Investment Authority (QIA)	320	23	13,94
Venezuela	Fondo de Estabilizacion Macroeconomico (FEM)	0,8	25	0,03

Fonte: OPEP (2017a); Sovereign Wealth Fund Institute (2017)

4.1.5. Critério: Sociopolítico

Os indicadores do critério Sociopolítico buscam avaliar a exposição dos países exportadores de petróleo às falhas políticas e institucionais e à necessidade de desenvolvimento social, observando aspectos como qualidade da governança e tendências demográficas. Nesse sentido, este estudo propõe os seguintes indicadores para o critério Sociopolítico: risco sociopolítico, Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e razão de dependência demográfica.

- **Indicador 5.1: Risco sociopolítico**

A discussão sobre a validade da hipótese da maldição dos recursos naturais na Seção 2.5 conclui que as falhas políticas e institucionais são um dos mecanismos de transmissão da maldição que melhor representam as vulnerabilidades dos países ao petróleo. Isso pois, os países-membros da OPEP se caracterizam, em geral, por regimes políticos autoritários, presença constante de conflitos internos e externos, má governança e instituições frágeis, aspectos de um Estado rentista, comportamentos de *rent-seeking* e de corrupção entre os principais atores políticos e econômicos, más tomadas de decisão e incapacidade de condução de políticas públicas pelos governos.

A literatura apresenta diversas métricas que se propõem a mensurar esses aspectos sob a forma da qualidade da governança e do risco sociopolítico dos países. O indicador *Worldwide Governance Indicators* (WGI) é elaborado anualmente pelo Banco Mundial e tem o propósito de avaliar a qualidade da governança em mais de 200 países, por meio de seis dimensões: voz e responsabilidade, estabilidade política e ausência de violência, eficiência governamental, qualidade regulatória, estado de direito, e controle da corrupção (Kaufmann et al., 2010). O WGI é utilizado por Dobbs et al. (2013), Hendrix (2017) e Sovacool et al. (2011) para mensurar a qualidade da governança em análises de segurança energética e da dependência dos países ao setor de petróleo.

O *Institute for Economics and Peace* em conjunto com a revista *The Economist* desenvolvem o *Global Peace Index* (GPI), uma medida comparativa que indica o nível de paz dos países de acordo com três dimensões: nível de segurança na sociedade, extensão de conflitos domésticos e internacionais, e grau de militarização (Institute for Economics and Peace, 2017). Por sua vez, Sugawara (2014) sugere o índice *Freedom in*

the World para mensurar a qualidade das instituições governamentais, sendo definido por dois indicadores: direitos políticos e liberdades civis.

No entanto, a métrica mais utilizada na literatura para mensurar o risco sociopolítico dos países é o *Political Risk Rating* do *International Country Risk Guide* (ICRG). Gupta (2008), Van Moerkerk e Crijns-Graus (2016) e Yang et al. (2014) utilizam o ICRG *Political Risk* como uma medida do risco de países exportadores de petróleo em uma análise da segurança energética de países importadores de petróleo, enquanto Chen et al. (2016) e Liu et al. (2016) adotam o indicador como uma *proxy* do risco político de países exportadores de petróleo em uma análise dos impactos políticos da OPEP nos preços internacionais do petróleo.

O ICRG *Political Risk* é composto por 12 componentes que consideram tanto aspectos sociais quanto aspectos políticos: (i) estabilidade do governo: considera as percepções sobre a estabilidade do governo e a sua capacidade em formular e implementar políticas; (ii) qualidade institucional: representa o grau de fortalecimento das instituições, a qualidade da governança, e a qualidade da formulação e implementação de políticas públicas; (iii) responsabilidades democráticas e prestação de contas: captura percepções sobre a medida em que os cidadãos de um país podem participar na eleição de seu governo, a liberdade de expressão, a liberdade de imprensa, a qualidade dos serviços públicos, e a credibilidade e o compromisso do governo com as políticas públicas; (iv) condições sociais: representa as pressões socioeconômicas na sociedade que possam restringir a ação governamental ou estimular a insatisfação social, como a pobreza e o desemprego; (v) perfil de investimento: considera fatores de risco que afetam a decisão de investimento em um país; (vi) lei e ordem: captura as percepções sobre a medida em que os agentes têm confiança e respeitam as regras da sociedade, a qualidade da execução dos contratos, dos direitos de propriedade, da polícia e do judiciário, bem como a probabilidade de crime e violência; (vii) corrupção: considera as percepções sobre até que ponto o poder público é exercido para ganhos privados, incluindo todas as formas de corrupção, bem as práticas de *rent-seeking*, com a captura do Estado por elites e interesses privados; (viii) conflitos internos: representa o nível de violência política de um país e os seus impactos na qualidade da governança; (ix) conflitos externos: considera pressões externas não-violentas, como sanções, restrições comerciais, pressões diplomáticas e disputas territoriais, e pressões externas violentas, como guerras e conflitos armados; (x) militarização: representa o grau de militarização de um país, em função das despesas

públicas em defesa, e do envolvimento e da influência de militares na política; (xi) tensões religiosas: representa a dominação da sociedade e da governança por um único grupo religioso, que busca excluir outras religiões do processo político-social; e (xii) tensões étnicas: considera o grau de tensão dentro de um país que seja atribuído a divisões étnicas (PRS, 2012).

Portanto, em função de sua ampla abordagem que, de certa forma, considera todos os aspectos discutidos no mecanismo de falhas políticas e institucionais, e pela sua vasta utilização na literatura, optou-se pelo ICRG *Political Risk* como um indicador de risco sociopolítico dos países exportadores de petróleo.

Os dados do indicador para o ano de 2016 foram obtidos em PRS (2016) e são apresentados na Tabela 4-17. A metodologia do ICRG *Political Risk* considera uma variação do indicador entre 0 (máximo risco) e 100 (mínimo risco) (PRS, 2012).

Tabela 4-17 - Risco sociopolítico dos países da OPEP

País	ICRG <i>Political Risk Rating</i> 2016
Angola	53,0
Arábia Saudita	65,0
Argélia	58,0
Emirados Árabes Unidos	76,5
Equador	57,5
Gabão	56,5
Irã	55,5
Iraque	38,5
Kuwait	68,0
Líbia	52,0
Nigéria	45,0
Qatar	73,5
Venezuela	44,0

Fonte: PRS (2016)

- **Indicador 5.2: Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)**

O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) é uma medida comparativa utilizada para classificar os países de acordo com o seu nível de desenvolvimento humano no longo prazo. Desenvolvido pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

(PNUD) na década de 1990, o IDH se tornou uma referência mundial ao ampliar a perspectiva sobre o desenvolvimento humano, visto que a sua abordagem parte do pressuposto de que para aferir o avanço na qualidade de vida de uma população é preciso ir além do viés puramente econômico, ao considerar três dimensões básicas: renda, saúde e educação. A renda é medida pelo indicador de Renda Nacional Bruta (RNB) per capita, enquanto a saúde é medida pela esperança de vida ao nascer, e, por fim, a educação é medida pela média de anos de educação de adultos e pela expectativa de anos de escolaridade para crianças na idade de iniciar a vida escolar (PNUD, 2016). Logo, o IDH oferece um contraponto ao PIB per capita, que considera somente a dimensão econômica do desenvolvimento.

Nesse contexto, o IDH é adotado neste estudo como uma medida da necessidade de desenvolvimento humano e social dos países exportadores de petróleo. Isto é, os países que possuam um baixo IDH estão sujeitos a maiores obrigações para promover o desenvolvimento, tornando-se mais dependentes, do ponto de vista social, das receitas do setor de petróleo. Por outro lado, um país exportador de petróleo que já tenha alcançado níveis elevados de desenvolvimento humano se encontra menos vulnerável, uma vez que os maiores esforços para promover o desenvolvimento do país já foram realizados no passado.

O IDH é adotado por Pimentel (2006) como um indicador de vulnerabilidade socioeconômica dos países exportadores de petróleo e por Kitous et al. (2016) como uma medida risco social de países exportadores de petróleo. Por sua vez, Callen et al. (2014) utilizam o IDH como uma medida comparativa da evolução do desenvolvimento social em sua análise da diversificação econômica nos países exportadores de petróleo do Golfo Pérsico.

Os dados de IDH dos países da OPEP para o ano de 2015 foram obtidos no relatório *Human Development Report 2016* do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, e são apresentados na Tabela 4-18. A metodologia do IDH considera uma variação do indicador entre 0 e 1, onde o desenvolvimento humano é maior conforme o valor do IDH do país for se aproximando de 1. Por sua vez, a classificação do IDH aponta que países com IDH abaixo de 0,550 são considerados de baixo desenvolvimento humano, países com IDH entre 0,550 e 0,699 são de médio desenvolvimento humano, países com IDH entre 0,700 e 0,799 são considerados como de alto desenvolvimento

humano e, por fim, países com IDH acima de 0,800 são considerados como de desenvolvimento humano muito alto (PNUD, 2016).

Tabela 4-18 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) dos países da OPEP

País	Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) 2015
Angola	0,533
Arábia Saudita	0,847
Argélia	0,745
Emirados Árabes Unidos	0,840
Equador	0,739
Gabão	0,697
Irã	0,774
Iraque	0,649
Kuwait	0,800
Líbia	0,716
Nigéria	0,527
Qatar	0,856
Venezuela	0,767

Fonte: PNUD (2016)

• Indicador 5.3: Razão de dependência demográfica

A razão de dependência demográfica é definida pela expressão (14) e representa a relação entre a população considerada inativa, com idade inferior a 15 anos e com 65 anos ou mais, e a população potencialmente ativa ou disponível para atividades produtivas, com idade entre 15 e 64 anos (Banco Mundial, 2018).

$$\text{Razão de Dependência} = \frac{\text{População com menos de 15 anos e a partir de 65 anos}}{\text{População com idade entre 15 e 64 anos}} \quad (14)$$

A razão de dependência pressupõe que jovens e idosos de uma população são dependentes economicamente dos demais. Ou seja, uma razão de dependência elevada significa que um país, sob a figura da população ativa, enfrenta um fardo maior para sustentar as despesas geradas pela proporção de dependentes. Uma alta dependência de idosos em uma população se traduz em maiores gastos previdenciários e em maiores despesas públicas na área da saúde, enquanto uma alta dependência de jovens em uma população se traduz em maiores despesas públicas em educação (Jesus, 2009). Nesse

sentido, Morsy (2009) encontra uma correlação negativa entre a razão de dependência demográfica e a atividade econômica de países exportadores de petróleo.

Além disso, Jesus (2009) e Pimentel (2006) afirmam que um país com uma alta dependência de jovens na população está sujeito, em um futuro próximo, a intensas pressões sociais por empregos e por melhorias das condições socioeconômicas, em função da maior disponibilidade desses jovens no mercado de trabalho. Por exemplo, uma situação recente que foi influenciada por essa característica foram os movimentos da Primavera Árabe⁷⁸, na qual Yergin (2014) destaca a enorme parcela da população composta por jovens nos países atingidos pelos protestos.

No caso dos países exportadores de petróleo, o desafio reside na criação de oportunidades e empregos para um mercado de trabalho crescente, uma vez que o setor de petróleo é intensivo em capital, e, portanto, não requer uma grande quantidade de mão de obra local⁷⁹ (Callen et al., 2014; Stevens, 2015). Em uma espécie de contrapartida, os governos desses países oferecem diversos benefícios para a população, às custas das receitas de exportação de petróleo, como empregos públicos, baixa carga tributária, e subsídios aos combustíveis líquidos, ao gás natural, à energia elétrica e ao abastecimento de água. Porém, uma redução nas receitas do setor de petróleo pode fazer com que os governos retirem parcialmente ou integralmente esses benefícios, o que pode provocar sérias tensões sociais nesses países (El-Katiri, 2016; Hendrix, 2017).

Portanto, a razão de dependência demográfica é utilizada neste estudo com o propósito de mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo mediante o potencial de pressões sociais e dos desafios na formulação de políticas públicas em educação, saúde, previdência e trabalho.

Os dados da população dos países da OPEP com idade inferior a 15 anos, com idade superior a 65 anos e com idade entre 15 e 64 anos foram obtidos na base de dados

⁷⁸ A Primavera Árabe foi uma onda de protestos e revoluções que ocorreram no Oriente Médio e no Norte da África entre 2010 e 2012. Segundo Yergin (2014), os protestos foram motivados por uma quantidade enorme de jovens para quem as opções educacionais eram limitadas e para quem não havia empregos, nenhuma perspectiva de futuro e nenhuma oportunidade econômica, e que somada com uma percepção de corrupção disseminada, poder político arbitrário, impossibilidade de participação política, e com serviços governamentais de baixa qualidade. Como consequência, a região presenciou a queda de longevos regimes autoritários, uma intensa instabilidade político-econômica, e o início de conflitos armados e guerras civis, como na Líbia e na Síria.

⁷⁹ Essa questão foi discutida em maiores detalhes na Seção 2.3, inclusive a relação entre a desigualdade social e a baixa oferta de empregos no setor de petróleo para os menos qualificados, e a contratação de trabalhadores estrangeiros como mão de obra qualificada por países do Oriente Médio.

estatísticos do Banco Mundial (*DataBank World Development Indicators*) para o ano de 2016. A Tabela 4-19 apresenta os dados e o valor calculado para a razão de dependência demográfica dos países da OPEP.

Tabela 4-19 - Razão de dependência demográfica dos países da OPEP

País	População com idade abaixo de 15 anos 2016 milhões	População com idade entre 15 e 64 anos 2016 milhões	População com idade acima de 65 anos 2016 milhões	Razão de dependência demográfica 2016
Angola	13,7	14,4	0,7	0,99
Arábia Saudita	9,1	22,2	1,0	0,46
Argélia	11,7	26,4	2,5	0,54
Emirados Árabes Unidos	1,3	7,8	0,1	0,18
Equador	4,7	10,6	1,1	0,55
Gabão	0,7	1,1	0,1	0,73
Irã	19,0	57,1	4,2	0,41
Iraque	15,2	20,8	1,2	0,78
Kuwait	0,9	3,1	0,1	0,33
Líbia	1,9	4,1	0,3	0,52
Nigéria	81,8	99,1	5,1	0,88
Qatar	0,4	2,1	0,0	0,20
Venezuela	8,8	20,8	2,0	0,52

Fonte: Banco Mundial (2018)

4.2. A análise multicritério

Por se tratar de um problema complexo que envolve múltiplos critérios e indicadores, a metodologia para a análise de vulnerabilidade ao petróleo é baseada em uma abordagem multicritério. Segundo Mendoza et al. (1999), a análise multicritério é uma ferramenta da tomada de decisão desenvolvida para problemas multicritérios complexos que incluem aspectos quantitativos e/ou qualitativos no processo de tomada de decisão. Esses métodos, conhecidos como Métodos Multicritério de Apoio à Decisão (MMAD), são largamente utilizados para selecionar, ordenar, classificar ou descrever detalhadamente as alternativas a partir das quais a decisão será tomada (Gomes et al., 2006, apud Jesus, 2009).

Dentre as diversas abordagens da análise multicritério destaca-se o Método de Análise Hierárquica (AHP – *Analytic Hierarchy Process*). Desenvolvido na década de

1970 pelo matemático Thomas Saaty, o AHP é uma abordagem multicritério de suporte à tomada de decisão na qual um problema complexo é arranjado em uma estrutura hierárquica de critérios e alternativas, seguida por um processo de priorização envolvendo julgamentos em resposta a questões de dominância de um elemento em relação a outro (Saaty, 2005). Em linhas gerais, o método AHP se propõe a responder duas questões: (i) como estruturar hierarquicamente os elementos (critérios e alternativas) de um problema; e (ii) como medir os impactos de cada elemento na hierarquia (Saaty, 1990).

Para Saaty (2005), a teoria do AHP reflete o método natural de funcionamento da mente humana, isto é, diante de um grande número de elementos (controláveis ou não), a mente os agrega em grupos segundo propriedades comuns. Em seguida, o cérebro repete esse processo e agrupa novamente os elementos em um outro nível mais elevado, em função de propriedades comuns existentes nos grupos de nível imediatamente abaixo, e assim por diante. Ou seja, a mente humana se utiliza de uma estrutura hierárquica para resolver problemas complexos.

A escolha do método AHP para a análise multicritério deste trabalho é resultado da facilidade de utilização e do número de publicações disponíveis que aplicam essa metodologia, inclusive, sendo largamente empregada em análises do setor de energia (Algarín et al., 2017; Castelo Branco et al., 2012; Hughes, 2009; Jesus, 2009; Roux, 2015; Shaw, 2009). Além disso, Saaty (2005) argumenta que uma vantagem do método AHP em relação às demais abordagens multicritério é que, como os valores dos julgamentos são baseados em experiência, intuição e também em dados físicos, o método pode lidar tanto com aspectos qualitativos quanto quantitativos de um problema de decisão.

A primeira etapa do método AHP é a decomposição do problema, isto é, a construção da estrutura hierárquica de critérios e alternativas. Segundo Saaty (1990), o objetivo principal da análise encontra-se no nível mais alto da estrutura, no topo da hierarquia. Os critérios são estabelecidos no nível intermediário, enquanto as alternativas (no caso deste estudo, os indicadores) encontram-se no nível mais baixo da hierarquia. Dessa forma, a metodologia se propõe a subdividir um problema complexo em problemas menores, abordados separadamente.

De certa forma, a construção da estrutura hierárquica da análise objeto deste trabalho foi realizada na Seção 4.1. No topo da hierarquia está representado o objetivo principal deste estudo, isto é, a vulnerabilidade ao petróleo dos países exportadores. No

nível mais baixo da hierarquia encontram-se as alternativas, isto é, os 19 indicadores que foram mapeados e definidos anteriormente. Esses indicadores foram organizados de acordo com cinco critérios estabelecidos em um nível intermediário: Produção, Mercado, Meio Ambiente, Econômico e Sociopolítico. A Figura 4-1 ilustra a estrutura hierárquica da análise de vulnerabilidade ao petróleo.



Figura 4-1 - Estrutura hierárquica da análise de vulnerabilidade ao petróleo

Fonte: Elaboração própria

A segunda etapa do método AHP, chamada de processo de priorização, utiliza uma abordagem de comparações par a par (*pairwise comparison*) entre os elementos dos níveis hierárquicos, ou seja, indicadores vinculados a um determinado critério são comparados entre si para determinar a relação de prioridades ou de importâncias⁸⁰ (Saaty, 1990). Em outras palavras, as comparações par a par são realizadas para definir os pesos relativos entre os indicadores dentro de um mesmo critério (Hughes, 2009).

⁸⁰ O método AHP também permite a comparação par a par entre os critérios para determinar a relação de importância dos mesmos para com o objetivo principal da análise (Saaty, 1990). Um exemplo neste trabalho seria a comparação de importância entre o critério Produção e o critério Mercado para o objetivo principal de analisar a vulnerabilidade ao petróleo. Porém, optou-se neste trabalho em realizar apenas as comparações no nível dos indicadores.

O processo de priorização obtém escalas relativas de números absolutos, chamados de prioridades, por meio de julgamentos. Um julgamento é a representação numérica de uma relação entre dois elementos pertencentes a um mesmo critério (Saaty, 2005). Portanto, o julgamento reflete as respostas para duas perguntas: (i) qual dos dois elementos que estão sendo comparados é o mais importante em relação ao critério a que estão vinculados; e (ii) com que intensidade um elemento é mais importante do que o outro. Como suporte à segunda pergunta, Saaty (1990) propõe uma escala fundamental, apresentada na Tabela 4-20, para a comparação dos pares de indicadores de acordo com a sua hierarquia relativa. A escala vai de 1 a 9, na qual o valor 1 significa a igualdade de importância de um elemento em relação ao outro, e o valor 9 significa a extrema importância de um elemento em relação ao outro, com estágios intermediários de importância entre esses dois níveis.

Tabela 4-20 - Escala fundamental de números absolutos para a comparação par a par

Intensidade de importância	Definição	Explicação
1	Igual importância	Dois elementos contribuem igualmente para o objetivo
3	Moderadamente mais importante	Julgamento favorece ligeiramente um elemento em relação ao outro
5	Fortemente mais importante	Julgamento favorece fortemente um elemento em relação ao outro
7	Muito fortemente mais importante	Julgamento favorece muito fortemente um elemento em relação ao outro
9	Extremamente mais importante	Julgamento favorece extremamente um elemento em relação ao outro
2, 4, 6, 8	Valores intermediários	-
Recíprocos	Se o elemento <i>i</i> recebe um dos valores acima quando comparado ao elemento <i>j</i> , então <i>j</i> tem valor recíproco quando comparado a <i>i</i>	-

Fonte: Saaty (1990)

Com isso, as comparações par a par, juntamente com a decomposição hierárquica, permitem estimar a escala fundamental unidimensional para cada nível hierárquico (Castelo Branco et al., 2012).

As comparações entre os pares de indicadores são representadas em uma matriz quadrada $n \times n$, dada por (15).

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (15)$$

As entradas a_{ij} , que representam o julgamento do par de indicadores, são definidas por Saaty (2005) de acordo com as seguintes regras:

1. Se $a_{ij} = a$, então $a_{ji} = 1/a$, $a > 0$;
2. Se A_i é julgado como sendo de igual intensidade a A_j , então $a_{ij} = 1$, $a_{ji} = 1$; sendo $a_{ii} = 1$ para todo i .

A matriz de comparação par a par, também chamada de matriz de julgamentos, permite que a importância relativa dos elementos da linha de ordem i com relação aos elementos da coluna de ordem j , representada pela razão w_i/w_j de dois julgamentos w_i e w_j atribuídos a cada elemento, seja substituída por um único elemento baseado na escala absoluta representada na Tabela 4-20.

Como a obtenção dos pesos relativos dos indicadores envolve decisões subjetivas que dependem da interpretação do analista, o método AHP se baseia no levantamento das prioridades a partir do conhecimento e da experiência de profissionais relacionados com a área de atuação da análise em questão, com o objetivo de reduzir a subjetividade dos julgamentos (Saaty e Vargas, 2012).

Nesse sentido, um questionário para a comparação par a par dos indicadores de vulnerabilidade ao petróleo foi elaborado na plataforma Google Forms⁸¹, seguindo a metodologia de Mendoza et al. (1999) e a aplicação de Jesus (2009). O questionário em sua versão em português encontra-se disponível no Anexo 1, enquanto a versão em inglês é disponibilizada no Anexo 2⁸². Em seguida, o questionário foi enviado para especialistas em mercado internacional de petróleo, incluindo profissionais de instituições governamentais, de universidades, de empresas nacionais e internacionais de petróleo, e

⁸¹ O Google Forms é uma ferramenta *online* gratuita que permite elaborar questionários personalizados para coleta de informações. A versão em português da plataforma pode ser acessada no seguinte endereço: <https://www.google.com/intl/pt-BR/forms/about/>.

⁸² Após a elaboração e envio dos questionários para os especialistas, alguns indicadores tiveram alterações na métrica ou na nomenclatura utilizada. No entanto, essas alterações não comprometem os julgamentos realizados, visto que os objetivos dos indicadores se mantiveram inalterados.

de agências e consultorias especializadas, tanto no Brasil quanto no exterior⁸³. Ao todo, o questionário foi enviado para 32 profissionais, sendo que a composição do grupo de especialistas foi estruturada com o intuito de equilibrar os julgamentos, ou seja, com o objetivo de cobrir o máximo possível de pontos de vista.

O próximo passo do processo de priorização é a agregação dos julgamentos individuais, isto é, a obtenção das matrizes de julgamento para cada critério a partir das matrizes individuais de cada especialista. Hughes (2009) e Saaty e Vargas (2012) sugerem a aplicação de uma média geométrica para cada julgamento dos pares de indicadores, isto é, para cada entrada a_{ij} .

A etapa seguinte do método AHP é a obtenção do vetor de prioridades de cada critério, também chamado de vetor de pesos relativos, e que indica o quanto um indicador é mais importante quando comparado aos demais indicadores sob um mesmo critério. Cada componente do vetor de prioridades indica a importância relativa de um indicador em relação ao critério a que está vinculado. Saaty (1990) afirma que o vetor de prioridades pode ser calculado de diversas formas, mas sugere a aplicação do método do autovetor⁸⁴. Primeiramente, os componentes das matrizes de julgamento, denominado valor de impacto do indicador j em relação ao indicador i , são normalizados pela expressão (16) e, em seguida, o vetor de prioridades do indicador i é definido pela expressão (17) (Costa e Belderrain, 2009; Jesus, 2009).

$$\sum_{i=1}^n \bar{w}_i(A_j) = 1, j = 1, \dots, n \quad (16)$$

$$\bar{w}_k(A_i) = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{w}_j(A_i)}{n}, i = 1, \dots, n \quad (17)$$

Em outras palavras, os componentes das matrizes de julgamento são normalizados, isto é, cada componente é dividido pela soma de sua respectiva coluna, e, em seguida, a soma de cada linha dos componentes normalizados é dividida por n , ou seja, pela ordem da matriz.

⁸³ Foram consultados profissionais das seguintes empresas, instituições e universidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Boston University, Columbia University, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ExxonMobil, IHS Markit, International Energy Agency (IEA), Institut Français du Pétrole (IFP), Ministério de Hidrocarburos do Ecuador, Petrobras, Petróleos de Venezuela (PDVSA), Shell, Universidade de São Paulo (USP), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), University College London (UCL), University of Oxford e WoodMackenzie.

⁸⁴ Para maiores detalhes algébricos do processo de priorização, ver Saaty (1990) e Saaty (2005).

Por fim, a última etapa do método AHP é a análise de consistência das matrizes de julgamento. As inconsistências fazem parte dos julgamentos humanos e podem ocorrer por uma variedade de razões, incluindo ausência de informação, preenchimento equivocado e falta de concentração (Hughes, 2009). De acordo com Saaty (1990), para obter a consistência de uma matriz, o seu autovalor máximo, λ_{max} , deve ser igual a n , isto é, a ordem da matriz⁸⁵. Ou seja, enquanto o autovetor gera o vetor de prioridades, o autovalor é a medida de consistência do julgamento. O autor propõe a Razão de Consistência (RC), dada pela expressão (18), com o objetivo de medir a consistência com que os julgamentos foram realizados em comparação com grandes amostras de julgamentos aleatórios.

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (18)$$

onde IC é o Índice de Consistência (IC), dado pela expressão (19), e IR é o Índice Randômico, que varia de acordo com a ordem da matriz, apresentado na Tabela 4-21.

$$IC = \frac{(\lambda_{max} - n)}{(n - 1)} \quad (19)$$

Tabela 4-21 - Índice Randômico (IR) por ordem da matriz

Ordem da matriz	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Índice Randômico (IR)	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49

Fonte: Saaty (2005)

Saaty (2005) sugere que uma matriz de julgamento só pode ser considerada consistente se o valor de RC for menor que 10%. Caso o índice não atinja o nível exigido, o autor afirma que os julgamentos para as comparações par a par devem ser reexaminados, uma vez que os resultados se aproximam da aleatoriedade.

Com isso, a metodologia proposta neste estudo para a análise da vulnerabilidade ao petróleo dos países exportadores, incluindo os indicadores e a análise multicritério, encontra-se finalizada. A aplicação dessa metodologia é realizada no Capítulo 5, onde os resultados da comparação par a par, da normalização dos indicadores e dos critérios de vulnerabilidade ao petróleo são apresentados.

⁸⁵ Para maiores detalhes algébricos da análise de consistência, ver Saaty (1990) e Saaty (2005).

5. RESULTADOS DA ANÁLISE DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO PARA OS PAÍSES DA OPEP

Este capítulo tem por objetivo mensurar e avaliar em que medida os países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) estão sujeitos às vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo, descritas nos Capítulos 2 e 3.

Para cumprir com esse objetivo, este capítulo aplica a metodologia de análise multicritério e de indicadores de vulnerabilidade ao petróleo proposta no Capítulo 4, incluindo os resultados obtidos para a normalização e comparação par a par dos indicadores. Como consequência, é possível observar quais são os países entre os membros da OPEP que se encontram mais vulneráveis ou menos vulneráveis, bem como identificar quais são os mecanismos de transmissão que melhor representam e que intensificam a vulnerabilidade desses países à própria riqueza.

Ressalta-se que a análise de vulnerabilidade realizada neste trabalho é estática e comparativa. Isto é, a análise é estática pois representa a situação de um país em um determinado momento no tempo e não está associada com a evolução histórica ou com a dinâmica dos acontecimentos após o ano-base. E é comparativa entre os países da OPEP, ou seja, um país que apresenta uma condição de mínima vulnerabilidade em um determinado indicador não necessariamente se encontra imune ou isento dos riscos dessa vulnerabilidade.

Portanto, este capítulo está organizado em quatro seções. A Seção 5.1 apresenta o processo de normalização dos indicadores de vulnerabilidade, com o objetivo de uniformizar os valores em uma mesma base de comparação. Na Seção 5.2, a abordagem multicritério é aplicada para a obtenção dos pesos relativos dos indicadores em relação aos seus respectivos critérios, por meio do tratamento algébrico dos julgamentos individuais dos especialistas ao questionário de comparação par a par. Na Seção 5.3, os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo para os países-membros da OPEP são calculados e, em seguida, é realizada uma discussão abrangente para cada critério. Por fim, a Seção 5.4 conduz algumas considerações acerca dos resultados consolidados da análise de vulnerabilidade a luz das discussões realizadas na seção anterior.

5.1. Normalização dos indicadores de vulnerabilidade

O processo de normalização dos indicadores de vulnerabilidade tem por objetivo a uniformização dos valores em uma mesma base, de tal forma que a comparação entre os indicadores seja possível.

De acordo com a abordagem escolhida, discutida na Seção 4.1 e baseada em Castelo Branco et al. (2012) e Sovacool et al. (2011), a pontuação mínima (igual a 1) em um determinado indicador é atribuída ao país que apresenta a maior vulnerabilidade em comparação com os demais membros da OPEP e, de forma oposta, a pontuação máxima (igual a 5) é atribuída ao país em situação de menor vulnerabilidade relativa. Por fim, definidos os países com as pontuações mínima e máxima, a normalização para os demais países é realizada a partir do método de interpolação linear.

Os indicadores do Critério Produção são (1.1) relação reservas / produção (R/P) de petróleo, (1.2) custo médio de produção de petróleo e (1.3) qualidade do petróleo representativo. Os valores dos indicadores são apresentados nas Tabelas 4-1, 4-2 e 4-3, respectivamente. A pontuação máxima é dada para o Irã no indicador (1.1) por apresentar a maior razão R/P (138 anos) entre os países da OPEP; para o Kuwait no indicador (1.2) por apresentar o menor custo médio de produção de petróleo (US\$ 9/b); e para os Emirados Árabes Unidos no indicador (1.3), cuja corrente de petróleo representativa, Murban, possui o maior prêmio (2,4%) em relação ao petróleo do tipo Brent. Por outro lado, a pontuação mínima é atribuída à Angola nos indicadores (1.1) e (1.2) por apresentar a menor razão R/P (19 anos) e o maior custo médio de produção (US\$ 35/b); e à Venezuela no indicador (1.3), cuja corrente de petróleo representativa, Merey, possui o maior desconto (22,3%) em relação ao Brent. Após a definição dos países com a pontuação mínima e a pontuação máxima, o método de interpolação linear é aplicado para calcular a pontuação dos demais países. Como resultado do processo de normalização, a Tabela 5-1 apresenta os três indicadores do critério Produção normalizados.

Tabela 5-1 - Indicadores normalizados do critério Produção

País	1.1 Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1.2 Custo médio de produção de petróleo	1.3 Qualidade do petróleo representativo
Angola	1,0	1,0	4,5
Arábia Saudita	2,8	4,9	3,6
Argélia	1,3	3,2	4,8
Emirados Árabes Unidos	3,4	4,4	5,0
Equador	1,8	2,4	2,6
Gabão	1,2	2,7	4,2
Irã	5,0	4,9	3,1
Iraque	4,1	4,7	3,0
Kuwait	3,6	5,0	3,0
Líbia	3,4	2,7	4,2
Nigéria	2,3	2,0	4,7
Qatar	3,9	4,5	3,7
Venezuela	1,8	2,2	1,0

Fonte: Elaboração própria

Os indicadores do Critério Mercado são (2.1) relação exportação / produção de petróleo, (2.2) capacidade internacional de refino, (2.3) diversificação dos destinos de exportação de petróleo, (2.4) penetração nos mercados da Ásia-Pacífico e (2.5) relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo. Os valores dos indicadores são apresentados nas Tabelas 4-4, 4-5, 4-6, 4-7 e 4-8, respectivamente. A pontuação máxima é dada para o Irã nos indicadores (2.1) e (2.5) por apresentar a menor relação exportação / produção (53%) e a maior relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo (25%) entre os países da OPEP; para a Venezuela no indicador (2.2) por apresentar a maior relação entre capacidade internacional de refino e exportação de petróleo (66%); para a Nigéria no indicador (2.3) por apresentar o menor índice de concentração dos destinos das exportações de petróleo (0,26); e para o Qatar no indicador (2.4) por apresentar o maior *market share* da Ásia-Pacífico em suas exportações de petróleo (99,6%). Por outro lado, a pontuação mínima é atribuída à Nigéria no indicador (2.1) por apresentar a maior relação exportação / produção (100%) entre os países da OPEP; à Angola, Argélia, Equador, Gabão, Iraque, Nigéria e Qatar no indicador (2.2) por não possuírem capacidade internacional de refino; ao Qatar no indicador (2.3) por apresentar o maior índice de concentração dos destinos de exportação (0,99); à Líbia no indicador (2.4) por apresentar o menor *market share* da

Ásia-Pacífico em suas exportações de petróleo (8,2%); e à Angola e Iraque no indicador (2.5) por não possuírem receitas de exportação de químicos. Após a definição dos países com a pontuação mínima e máxima, o método de interpolação linear é aplicado para calcular a pontuação dos demais países. Como resultado, a Tabela 5-2 apresenta os cinco indicadores do critério Mercado normalizados.

Tabela 5-2 - Indicadores normalizados do critério Mercado

País	2.1 Relação exportação / produção de petróleo	2.2 Capacidade internacional de refino	2.3 Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	2.4 Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	2.5 Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo
Angola	1,3	1,0	3,5	3,7	1,0
Arábia Saudita	3,4	1,9	3,8	3,5	4,1
Argélia	4,5	1,0	4,1	1,2	1,8
Emirados Árabes Unidos	2,9	2,6	1,2	4,9	3,6
Equador	3,1	1,0	3,6	1,0	1,6
Gabão	1,6	1,0	4,0	3,3	1,0
Irã	5,0	1,1	3,0	3,9	5,0
Iraque	2,5	1,0	4,0	3,3	1,0
Kuwait	3,4	1,3	3,0	4,0	1,9
Líbia	3,8	1,7	2,3	1,0	1,1
Nigéria	1,0	1,0	5,0	1,9	1,0
Qatar	2,9	1,0	1,0	5,0	2,6
Venezuela	2,9	5,0	4,6	2,3	1,3

Fonte: Elaboração própria

Os indicadores do Critério Meio Ambiente são (3.1) intensidade energética, (3.2) intensidade de emissões de CO₂, (3.3) participação de renováveis na oferta de energia primária e (3.4) relação entre produção de gás natural e de petróleo. Os valores dos indicadores são apresentados nas Tabelas 4-9, 4-10, 4-11 e 4-12, respectivamente. A pontuação máxima é dada para a Angola no indicador (3.1) por apresentar a menor intensidade energética (0,15 tep/mil US\$) entre os países da OPEP; para a Nigéria no indicador (3.2) por apresentar a menor intensidade de emissões de CO₂ (0,13 kg CO₂/US\$); para o Equador no indicador (3.3) por apresentar a maior relação entre oferta de fontes modernas de renováveis e oferta total de energia primária (11,9%); e para o Qatar no indicador (3.4) por apresentar a maior relação de produção de gás natural e de

petróleo (473%). Por outro lado, a pontuação mínima é atribuída ao Irã nos indicadores (3.1) e (3.2) por apresentar a maior intensidade energética (0,61 tep/mil US\$) e a maior intensidade de emissões de CO₂ (1,43 kg CO₂/US\$) entre os países da OPEP; à Arábia Saudita, Kuwait, Líbia e Qatar no indicador (3.3) por não possuírem oferta de fontes modernas de energias renováveis; e ao Equador no indicador (3.4) por apresentar a menor relação de produção de gás natural e de petróleo (2%). Após a definição dos países com a pontuação mínima e máxima, o método de interpolação linear é aplicado para calcular a pontuação dos demais países. Como resultado, a Tabela 5-3 apresenta os quatro indicadores do critério Meio Ambiente normalizados.

Tabela 5-3 - Indicadores normalizados do critério Meio Ambiente

País	3.1 Intensidade energética	3.2 Intensidade de emissões de CO ₂	3.3 Participação de renováveis na oferta de energia primária	3.4 Relação entre produção de gás natural e de petróleo
Angola	5,0	4,8	2,0	1,0
Arábia Saudita	3,3	2,9	1,0	1,1
Argélia	3,5	3,0	1,0	2,1
Emirados Árabes Unidos	4,5	3,9	1,0	1,3
Equador	4,9	4,2	5,0	1,0
Gabão	3,2	4,7	1,6	1,0
Irã	1,0	1,0	1,2	1,9
Iraque	4,0	3,1	1,2	1,0
Kuwait	3,7	3,1	1,0	1,1
Líbia	3,9	3,4	1,0	1,2
Nigéria	3,8	5,0	1,1	1,3
Qatar	3,9	3,9	1,0	5,0
Venezuela	4,8	4,2	4,6	1,2

Fonte: Elaboração própria

Os indicadores do Critério Econômico são (4.1) relação exportações de petróleo e PIB, (4.2) relação exportações de petróleo e exportações totais, (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal e (4.4) relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo. Os valores dos indicadores são apresentados nas Tabelas 4-13, 4-14, 4-15 e 4-16, respectivamente. A pontuação máxima é dada para o Equador no indicador (4.1) por apresentar a menor relação receitas de exportação de petróleo e PIB (6%) entre os países da OPEP; para os Emirados Árabes Unidos nos indicadores (4.2) e (4.4) por apresentar a

menor relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação (15%) e a maior relação entre os ativos de fundos soberanos e as receitas de exportação de petróleo (28,7 anos); e para o Kuwait no indicador (4.3) por apresentar o menor preço de petróleo de *breakeven* fiscal (US\$ 47/b). Por outro lado, a pontuação mínima é atribuída à Líbia no indicador (4.1) por apresentar a maior relação receitas de exportação de petróleo e PIB (45%) entre os países da OPEP; à Angola no indicador (4.2) por apresentar a maior relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação (100%); à Nigéria no indicador (4.3) por apresentar o maior preço de petróleo de *breakeven* fiscal (US\$ 139/b); e ao Equador no indicador (4.4) por não possuir ativos de fundos soberanos ou de estabilização. Após a definição dos países com a pontuação mínima e a pontuação máxima, o método de interpolação linear é aplicado para calcular a pontuação dos demais países. Como resultado, a Tabela 5-4 apresenta os quatro indicadores do critério Econômico normalizados.

Tabela 5-4 - Indicadores normalizados do critério Econômico

País	4.1 Relação exportações de petróleo e PIB	4.2 Relação exportações de petróleo e exportações totais	4.3 Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	4.4 Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo
Angola	2,8	1,0	3,5	1,0
Arábia Saudita	3,5	2,2	3,8	1,7
Argélia	4,4	2,7	4,3	1,1
Emirados Árabes Unidos	4,2	5,0	4,1	5,0
Equador	5,0	4,2	3,6	1,0
Gabão	2,6	2,3	4,2	1,0
Irã	4,6	3,7	4,6	1,3
Iraque	3,0	1,0	4,7	1,0
Kuwait	1,8	1,5	5,0	2,8
Líbia	1,0	2,1	2,6	2,0
Nigéria	4,9	1,9	1,0	1,0
Qatar	4,0	4,2	5,0	2,9
Venezuela	4,7	1,2	1,9	1,0

Fonte: Elaboração própria

Os indicadores do Critério Sociopolítico são (5.1) risco sociopolítico; (5.2) Índice de Desenvolvimento Humano (IDH); e (5.3) razão de dependência demográfica. Os valores dos indicadores são apresentados nas Tabelas 4-17, 4-18 e 4-19, respectivamente.

A pontuação máxima é dada para os Emirados Árabes Unidos nos indicadores (5.1) e (5.3) por apresentar o menor risco sociopolítico, ou seja, o maior valor para o índice ICRG *Political Risk Rating* (76,5), e por apresentar a menor razão de dependência demográfica (0,18) entre os países da OPEP; e para o Qatar no indicador (5.2) por apresentar o maior IDH (0,856). Por outro lado, a pontuação mínima é atribuída ao Iraque no indicador (5.1) por apresentar o menor valor para o índice ICRG *Political Risk Rating* (38,5); à Nigéria no indicador (5.2) por apresentar o menor IDH (0,527); e à Angola no indicador (5.3) por apresentar a maior razão de dependência demográfica (0,99). Após a definição dos países com a pontuação mínima e a pontuação máxima, o método de interpolação linear é aplicado para calcular a pontuação dos demais países. Como resultado do processo de normalização, a Tabela 5-5 apresenta os três indicadores do critério Sociopolítico normalizados.

Tabela 5-5 - Indicadores normalizados do critério Sociopolítico

País	5.1 Risco sociopolítico	5.2 Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	5.3 Razão de dependência demográfica
Angola	2,5	1,1	1,0
Arábia Saudita	3,8	4,9	3,7
Argélia	3,1	3,7	3,2
Emirados Árabes Unidos	5,0	4,8	5,0
Equador	3,0	3,6	3,2
Gabão	2,9	3,1	2,3
Irã	2,8	4,0	3,9
Iraque	1,0	2,5	2,0
Kuwait	4,1	4,3	4,3
Líbia	2,4	3,3	3,3
Nigéria	1,7	1,0	1,6
Qatar	4,7	5,0	4,9
Venezuela	1,6	3,9	3,3

Fonte: Elaboração própria

5.2. Os resultados da comparação par a par

A abordagem multicritério adotada neste estudo é baseada no Método de Análise Hierárquica (AHP). De acordo com o método AHP, a definição dos pesos relativos dos indicadores em um critério é realizada a partir de comparações par a par (Saaty, 2005).

Entretanto, com o objetivo de reduzir a subjetividade dos julgamentos, o método AHP sugere a realização das comparações a partir de questionários enviados à especialistas do setor (Saaty e Vargas, 2012).

Conforme apresentado na Seção 4.2, um questionário foi elaborado e enviado para profissionais de diversas empresas e instituições, tanto no Brasil quanto no exterior, com o objetivo de alcançar o máximo possível de visões sobre a questão da vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo à própria riqueza.

O questionário foi respondido por 11 especialistas do setor de petróleo, que contribuíram com os seus julgamentos para a comparação par a par dos indicadores de vulnerabilidade. As respostas de cada especialista são representadas pelas matrizes de julgamento, que se encontram disponíveis no Anexo 3, e cujos valores atribuídos estão associados à escala fundamental exibida na Tabela 4-20. Cabe destacar que as respostas não são identificadas individualmente neste estudo, com o propósito de preservar a opinião e o julgamento de cada profissional.

O próximo passo do método AHP é a agregação dos julgamentos individuais, isto é, a obtenção das matrizes de julgamento para cada critério a partir das matrizes individuais de cada especialista. A metodologia adotada considera a aplicação de uma média geométrica para cada julgamento dos pares de indicadores, isto é, para cada entrada a_{ij} .

Por exemplo, o conjunto de julgamentos da entrada a_{12} do critério Produção, que representa a importância relativa do indicador (1.1) relação reservas / produção (R/P) de petróleo em relação ao indicador (1.2) custo médio de produção de petróleo, é dado pela expressão (20):

$$a_{12}(\text{Produção}) = \{1/7; 1; 1; 5; 7; 9; 1; 1; 5; 1; 1\} \quad (20)$$

Logo, o cálculo da média geométrica das entradas a_{12} do critério Produção é dado pela expressão (21):

$$\overline{a_{12}}(\text{Produção}) = (1/7 \times 1 \times 1 \times 5 \times 7 \times 9 \times 1 \times 1 \times 5 \times 1 \times 1)^{\frac{1}{11}} = 1,64 \quad (21)$$

Dessa forma, o valor 1,64 é inserido na entrada a_{12} da matriz de julgamento agregada do critério Produção. Esse procedimento é repetido para todas as comparações par a par dos indicadores em todos os cinco critérios. Como resultado, a Tabela 5-6 apresenta as matrizes de julgamento obtidas para cada critério.

Tabela 5-6 - Matrizes de julgamento por critério

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1,64	3,93
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	0,61	1	2,74
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	0,25	0,36	1
Soma	1,87	3,00	7,67

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1,74	1,53	1,81	1,11
2.2 - Capacidade internacional de refino	0,57	1	0,71	1,94	1,02
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	0,66	1,41	1	1,13	0,98
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	0,55	0,52	0,88	1	0,82
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	0,90	0,98	1,02	1,22	1
Soma	3,69	5,65	5,14	7,10	4,93

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	3,32	1,56	0,98
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	0,30	1	0,50	0,74
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	0,64	2,00	1	1,55
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1,02	1,35	0,64	1
Soma	2,96	7,67	3,71	4,27

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	4,21	2,22	4,25
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	0,24	1	0,95	0,86
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	0,45	1,05	1	1,38
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	0,24	1,16	0,72	1
Soma	1,92	7,43	4,90	7,50

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1,26	1,80
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	0,79	1	1,57
5.3 - Razão de dependência demográfica	0,56	0,64	1
Soma	2,35	2,89	4,37

Fonte: Elaboração própria

Nota: A soma dos componentes pode apresentar diferenças em função de arredondamento.

Após a elaboração das matrizes de julgamento, a próxima etapa do método AHP consiste na obtenção do vetor de prioridades de cada critério, isto é, a importância relativa de um indicador em relação ao critério a que está vinculado. A metodologia adotada neste estudo para o cálculo do vetor de prioridades é o método do autovetor, segundo discussão apresentada na Seção 4.2. O método consiste, de forma simplificada, na normalização dos componentes da matriz de julgamento, conforme expressão (16), seguida pela divisão da soma dos componentes normalizados pela ordem da matriz, conforme expressão (17), obtendo, assim, o vetor de prioridades de cada critério.

Por exemplo, para o critério Produção, o cálculo da normalização dos componentes da matriz de julgamento é apresentado na Tabela 5-7.

Tabela 5-7 - Normalização da matriz de julgamento do critério Produção

Critério: Produção	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	$1/1,87 = 0,54$	$1,64/3,00 = 0,55$	$3,93/7,67 = 0,51$
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	$0,61/1,87 = 0,33$	$1/3,00 = 0,33$	$2,74/7,67 = 0,36$
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	$0,25/1,87 = 0,14$	$0,36/3,00 = 0,12$	$1/7,67 = 0,13$
Soma	1	1	1

Fonte: Elaboração própria

Nota: A soma dos componentes pode apresentar diferenças em função de arredondamento.

Logo, para o critério Produção, os pesos relativos dos indicadores (1.1), (1.2) e (1.3) são dados pelas expressões (22), (23) e (24), respectivamente.

$$\overline{w}_{1.1}(\text{Produção}) = \frac{0,54 + 0,55 + 0,51}{3} = 0,53 \quad (22)$$

$$\overline{w}_{1.2}(\text{Produção}) = \frac{0,33 + 0,33 + 0,36}{3} = 0,34 \quad (23)$$

$$\overline{w}_{1.3}(\text{Produção}) = \frac{0,14 + 0,12 + 0,13}{3} = 0,13 \quad (24)$$

Esse procedimento é repetido para os demais critérios e, como consequência, a Tabela 5-8 apresenta os resultados obtidos para os vetores de prioridade, ou seja, os pesos relativos dos indicadores por critério.

Tabela 5-8 - Pesos relativos dos indicadores por critério

Critério: Produção	
	Peso Relativo
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	0,53
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	0,34
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	0,13
Soma	1
Critério: Mercado	
	Peso Relativo
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	0,27
2.2 - Capacidade internacional de refino	0,19
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	0,20
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	0,14
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	0,20
Soma	1
Critério: Meio Ambiente	
	Peso Relativo
3.1 - Intensidade energética	0,36
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	0,14
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	0,28
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	0,23
Soma	1
Critério: Econômico	
	Peso Relativo
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	0,53
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	0,14
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	0,19
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	0,14
Soma	1
Critério: Sociopolítico	
	Peso Relativo
5.1 - Risco sociopolítico	0,42
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	0,35
5.3 - Razão de dependência demográfica	0,23
Soma	1

Fonte: Elaboração própria

Nota: A soma dos componentes pode apresentar diferenças em função de arredondamento.

Portanto, no critério Produção, o indicador (1.1) relação reservas / produção (R/P) de petróleo obteve o maior peso, 53%, seguido pelo indicador (1.2) custo médio de produção de petróleo, 34%, e pelo indicador (1.3) qualidade do petróleo representativo, 13%. Logo, o resultado da comparação par a par indica que a razão R/P é o indicador mais relevante para o critério Produção, com mais da metade do peso relativo. Pode-se inferir que os especialistas consideraram que o custo médio de produção e a qualidade do petróleo são aspectos técnico-econômicos que, de certa forma, estão inseridos na informação de reserva 2P e, por isso, a razão R/P possui maior importância relativa.

Em relação ao critério Mercado, o maior peso relativo, 27%, foi atribuído ao indicador (2.1) relação exportação / produção de petróleo. Em seguida, ambos os indicadores (2.3) diversificação dos destinos de exportação de petróleo e (2.5) relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo obtiveram peso de 20%. Por fim, os pesos atribuídos aos indicadores (2.2) capacidade internacional de refino e (2.4) penetração nos mercados da Ásia-Pacífico foram de 19% e 14%, respectivamente. Desse modo, os resultados da comparação par a par do critério Mercado indicam um maior equilíbrio entre os indicadores.

Por sua vez, o indicador (3.1) intensidade energética recebeu o maior peso, 36%, no critério Meio Ambiente, sendo seguido pelo indicador (3.3) participação de renováveis na oferta de energia primária, 28%, pelo indicador (3.4) relação entre produção de gás natural e de petróleo, 23%, e pelo indicador (3.2) intensidade de emissões de CO₂, 14%. Portanto, os especialistas consideraram que a questão da eficiência energética, por meio do indicador de intensidade energética, possui maior importância relativa do que a participação das energias renováveis. Pode-se inferir que essa avaliação, possivelmente, ponderou o potencial limitado de renováveis, salvo solar, na maioria dos países da OPEP.

No critério Econômico, o maior peso relativo, 53%, foi atribuído ao indicador (4.1) relação exportações de petróleo e PIB. Em seguida, o indicador (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal obteve peso de 19%. Por fim, ambos os pesos atribuídos aos indicadores (4.2) relação exportações de petróleo e exportações totais e (4.4) relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo foram de 14%. Logo, o resultado da comparação par a par indica que a relação exportações de petróleo e PIB é o indicador mais relevante para o critério Econômico, com mais da metade do peso relativo. Provavelmente, os especialistas avaliaram que a relação exportações de petróleo e exportações totais e o preço de petróleo de *breakeven* fiscal, de certa forma, estão

inseridas na questão da diversificação da atividade econômica e, por conseguinte, foram consideradas de menor importância relativa do que a relação exportações de petróleo e PIB.

No critério Sociopolítico, o indicador (5.1) risco sociopolítico obteve o maior peso, 42%, seguido pelo indicador (5.2) Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), 35%, e pelo indicador (5.3) razão de dependência demográfica, 23%. Ou seja, a avaliação dos especialistas concentrou os resultados na questão das falhas políticas e institucionais, por meio do indicador de risco sociopolítico, e no desenvolvimento humano, pelo IDH.

Por fim, o método AHP estabelece uma análise de consistência das matrizes de julgamento. Saaty (1990) propõe a Razão de Consistência (RC), dada pela expressão (18), com o objetivo de medir a consistência com que os julgamentos foram realizados, e sugere que uma matriz de julgamento só pode ser considerada consistente se o valor de RC for menor que 10%.

Por exemplo, a Razão de Consistência do critério Produção é dada pela expressão (25):

$$RC_{\text{Produção}} = \frac{IC_{\text{Produção}}}{IR_n} = \frac{\frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}}{IR_n} = \frac{(1,87 \times 0,53 + 3,00 \times 0,34 + 7,67 \times 0,13) - 3}{(3 - 1) \times 0,52} = 0,8\% \quad (25)$$

Esse procedimento é repetido para todos os critérios e, como resultado, as Razões de Consistência obtidas para as matrizes de julgamento dos critérios Produção, Mercado, Meio Ambiente, Econômico e Sociopolítico, apresentadas na Tabela 5-6, foram de 0,8%, 1,8%, 6,0%, 1,5% e 0,3%, respectivamente. Portanto, os resultados obtidos neste estudo são válidos, segundo os critérios de consistência do método AHP.

Como resultado final da aplicação do método AHP, a Figura 5-1 ilustra a estrutura hierárquica da análise da vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP com os critérios e os indicadores com os seus pesos relativos.



Figura 5-1 - Estrutura hierárquica da análise de vulnerabilidade ao petróleo com os pesos relativos dos indicadores

Fonte: Elaboração própria

Nota: Os pesos relativos em um critério podem não somar 100% em função de arredondamento.

5.3. Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP

Com a obtenção da normalização dos indicadores de vulnerabilidade (Tabelas 5-1, 5-2, 5-3, 5-4 e 5-5) e a definição dos pesos relativos desses indicadores (Tabela 5-8), torna-se possível calcular e discutir os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo para os países-membros da OPEP.

5.3.1. Critério: Produção

Os atributos do critério Produção buscam analisar a vulnerabilidade ao petróleo do ponto de vista da capacidade dos países exportadores em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo, observando condições de custos de produção e de qualidade, bem como a própria disponibilidade física do petróleo. Nesse sentido, a Tabela 5-9 apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP para o critério Produção, enquanto a Figura 5-2 apresenta os mesmos resultados por ordem de pontuação dos países.

Critério: Produção

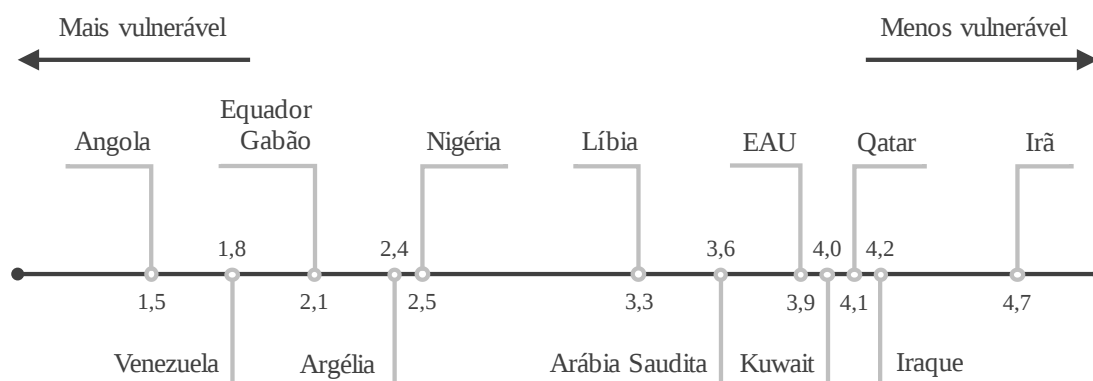


Figura 5-2 - Resultados do critério Produção por ordem de pontuação dos países da OPEP

Fonte: Elaboração própria

O Irã obteve o melhor resultado entre os membros da OPEP, com uma pontuação de 4,7, sendo assim o país que se encontra em situação de menor vulnerabilidade em relação aos atributos do critério Produção. Esse resultado se justifica, pois, o Irã se caracteriza por possuir grandes reservas de petróleo (158 bilhões de barris) (BGR, 2016), o que proporciona uma alta razão R/P (138 anos)⁸⁶, além de baixíssimos custos médios de produção (US\$ 9/b) (Rystad Energy, 2016).

Os demais países do Oriente Médio também obtiveram resultados favoráveis no critério Produção: Iraque com uma pontuação de 4,2, Qatar com 4,1, Kuwait com 4,0, Emirados Árabes Unidos com 3,9, e Arábia Saudita com 3,6; o que confere uma certa capacidade a esses países em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo. Da mesma forma que o Irã, esses países se caracterizam por uma alta razão R/P (entre 72 e 111 anos) e baixos custos de produção (entre US\$ 9/b e US\$ 12/b) (Rystad Energy, 2016).

⁸⁶ É importante ressaltar que o indicador R/P considerado neste estudo utiliza dados de 2015, quando o Irã ainda se encontrava sob fortes sanções internacionais. Com o fim das sanções no início de 2016, a produção de petróleo iraniana observou um aumento de 3,2 milhões b/d em 2015 para 3,7 milhões b/d em 2016 (OPEP, 2017a). Caso não apresente variações significativas em suas reservas 2P, o Irã deve exibir uma pequena redução em sua razão R/P em 2016.

Tabela 5-9 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Produção

País	1.1 Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	Peso relativo 1.1	1.2 Custo médio de produção de petróleo	Peso relativo 1.2	1.3 Qualidade do petróleo representativo	Peso relativo 1.3	Vulnerabilidade ao petróleo: Critério Produção
Angola	1,0	53%	1,0	34%	4,5	13%	1,5
Arábia Saudita	2,8	53%	4,9	34%	3,6	13%	3,6
Argélia	1,3	53%	3,2	34%	4,8	13%	2,4
Emirados Árabes Unidos	3,4	53%	4,4	34%	5,0	13%	3,9
Equador	1,8	53%	2,4	34%	2,6	13%	2,1
Gabão	1,2	53%	2,7	34%	4,2	13%	2,1
Irã	5,0	53%	4,9	34%	3,1	13%	4,7
Iraque	4,1	53%	4,7	34%	3,0	13%	4,2
Kuwait	3,6	53%	5,0	34%	3,0	13%	4,0
Líbia	3,4	53%	2,7	34%	4,2	13%	3,3
Nigéria	2,3	53%	2,0	34%	4,7	13%	2,5
Qatar	3,9	53%	4,5	34%	3,7	13%	4,1
Venezuela	1,8	53%	2,2	34%	1,0	13%	1,8

Fonte: Elaboração própria

Além disso, a produção típica nos países do Oriente Médio é de um petróleo leve (entre 30° e 36° API) e azedo (entre 1,6% e 2,9% de teor de enxofre) (Argus Media, 2017; IEA, 2016d), conferindo uma pontuação intermediária nesse quesito, com a exceção dos Emirados Árabes Unidos que possuem uma produção com características físicas mais desejáveis, tanto do ponto de vista da densidade (40° API) quanto do teor de enxofre (0,8%) (Argus Media, 2017).

As reservas de petróleo dos países da OPEP no Oriente Médio, em sua maioria, estão localizadas em terra, isto é, são do tipo *onshore*, o que, geralmente, exige menores custos de capital e menores custos de operação em comparação com o petróleo *offshore* (Aguilera, 2014; EIA, 2016a; McGlade, 2013). Por exemplo, as reservas de petróleo *onshore* representam a totalidade das reservas no Iraque (EIA, 2016b), e cerca de 70% das reservas de petróleo do Irã (EIA, 2015).

Destaca-se também que uma parte significativa da produção desses países é de campos gigantes de petróleo⁸⁷, que se caracterizam por altas produtividades, baixas taxas de declínio e baixos custos de produção, em função dos ganhos de economia de escala (McGlade, 2013; Sorrell et al., 2012). Por exemplo, a Arábia Saudita dispõe dos maiores campos *onshore* e *offshore* do mundo: o campo *onshore* de Ghawar possui capacidade de produção de cerca de 5,8 milhões b/d e reservas de 75 bilhões de barris de petróleo, e o campo *offshore* de Safaniya tem capacidade de produção de 1,2 milhões b/d e reservas de 35 bilhões de barris de petróleo (EIA, 2017c). Da mesma forma, IEA (2016b) afirma que metade da produção do Irã é proveniente de campos de petróleo que foram descobertos antes da década de 1960, em sua maioria pela Anglo-Persian Oil Company⁸⁸, incluindo os campos gigantes de Ahwaz, Marun e Gachsaran. Além disso, a proximidade entre esses campos gigantes de petróleo e a sua localização favorável, ao longo da costa dos países no Golfo Pérsico, reduz os custos de movimentação e de infraestrutura de escoamento (McDonald, 2017).

Por outro lado, os países-membros da OPEP localizados na África e na América Latina não obtiveram resultados favoráveis, e se encontram em uma situação de maior

⁸⁷ De acordo com Höök et al. (2009), os campos gigantes de petróleo podem ser definidos de duas formas: (i) um campo que possui últimos recursos recuperáveis (URR) acima de 500 milhões de barris; ou (ii) um campo que possui uma produção de petróleo superior a 100 mil b/d por mais de um ano.

⁸⁸ Anglo-Persian Oil Company foi uma empresa britânica fundada em 1908 com o objetivo de desenvolver e produzir as reservas de petróleo recém-descobertas no Irã (na época, ainda como Pérsia). A companhia foi renomeada em 1935 para Anglo-Iranian Oil Company e em 1954 para British Petroleum Company, uma das empresas que deram origem a atual British Petroleum (BP) (Yergin, 2012).

vulnerabilidade em relação aos atributos do critério Produção. Angola obteve o pior resultado, com uma pontuação de 1,5, sendo seguida pela Venezuela com 1,8, pelo Equador e Gabão com 2,1, pela Argélia com 2,4, e pela Nigéria com 2,5. Em geral, esses países se caracterizam por possuírem maiores custos médios de produção (entre US\$ 20/b e US\$ 35/b) (Rystad Energy, 2016), e uma menor razão R/P (entre 19 e 58 anos), em comparação com os países do Oriente Médio. Esse resultado representa uma capacidade menor desses países em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo.

A exceção entre os países da África e da América Latina é a Líbia, que obteve uma pontuação de 3,3, uma vez que o país possui uma alta razão R/P (92 anos)⁸⁹ e a produção típica de uma corrente de petróleo leve (36° API) e doce (0,5% de teor de enxofre) (Argus Media, 2017), ou seja, com características físicas de melhor qualidade, isto é, mais desejáveis e, portanto, melhor remunerada.

Em particular, a Angola é o país que se encontra mais vulnerável, uma vez que possui altos custos médios de produção, de US\$ 35/b (Rystad Energy, 2016), e uma baixa razão R/P, de apenas 19 anos. Segundo EIA (2016c), cerca de 80% da produção angolana de petróleo é oriunda de campos *offshore* em águas profundas e ultraprofundas⁹⁰, o que leva a maiores custos de capital e de operação (Aguilera, 2014; EIA, 2016a).

Da mesma forma, a Nigéria e o Gabão compartilham a mesma perspectiva de fronteira exploratória *offshore* em águas profundas (EIA, 2016d, 2016e). De acordo com a Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), a produção nigeriana de petróleo em águas profundas alcançou cerca de 900 mil b/d em 2016, o que representa

⁸⁹ É importante destacar que a alta razão R/P da Líbia pode ser explicada, em grande medida, pela baixa capacidade de produção de petróleo do país. IEA (2016b) afirma que, embora a Líbia tenha um grande potencial, a produção tem sido historicamente prejudicada pelo baixo nível de investimentos em exploração e manutenção, pela infraestrutura precária e deficiente, e pela constância de conflitos internos, como a atual Guerra Civil Líbia, que envolve ataques a campos de petróleo e a terminais de exportação.

⁹⁰ Nas primeiras décadas da indústria do petróleo na Angola, os principais campos de produção se localizavam em águas rasas na costa da província de Cabinda. Esse perfil de produção perdurou até a década de 1990, quando grandes descobertas *offshore* em águas profundas e ultraprofundas alteraram o perfil de produção do país (Corkin, 2017; EPE, 2017b). Como consequência, entre 2002 e 2008, a Angola observou uma elevação substancial na sua produção de petróleo de 0,9 para 1,9 milhão b/d (OPEP, 2017a).

aproximadamente 50% do total produzido no país⁹¹ (NNPC, 2017). Conforme a produção *offshore* na costa oeste da África for avançando para complexidades e profundidades cada vez maiores⁹², a tendência é que Angola, Nigéria e Gabão, por um lado, se tornem cada vez mais vulneráveis às instabilidades dos preços internacionais do petróleo, por apresentarem custos de produção crescentes ao longo dos anos, e, por outro lado, reduzam a vulnerabilidade à disponibilidade física do petróleo em função da adição de reservas e, consequentemente, do aumento da razão R/P.

Em relação ao indicador de qualidade do petróleo, os países africanos da OPEP se encontram mais bem posicionados do que os países da América Latina e do Oriente Médio, uma vez que a produção típica africana é de petróleo leve (entre 31° e 46° API) e doce (entre 0,1% e 0,3% de teor de enxofre) (Argus Media, 2017; Totsa, 2016), isto é, características físicas mais desejáveis pela indústria do petróleo. Por sua vez, a produção típica dos países latino-americanos da OPEP é de petróleo médio-pesado (entre 16° e 24° API) e azedo (entre 1,2% e 2,5% de teor de enxofre) (Argus Media, 2017; Platts, 2017b), menos desejável, o que torna esses países mais vulneráveis do ponto de vista da competitividade da produção, uma vez que encontram uma maior dificuldade para alocar o seu petróleo, e, em função do desconto aplicado sobre o preço da corrente em relação ao Brent, auferem uma receita menor.

Nesse sentido, a Venezuela se destaca em função da sua produção de óleo extrapesado, principalmente da Faixa Petrolífera do Orinoco, região onde se encontram as reservas de petróleo não-convencionais do país⁹³ (Sena et al., 2013). De acordo com o Ministerio de Petróleo y Minería da Venezuela, a produção de óleo extrapesado representa mais de 40% do total de petróleo produzido no país (Venezuela, 2016). O

⁹¹ Historicamente, a produção de petróleo da Nigéria era oriunda majoritariamente de campos *onshore* e em águas rasas localizados no Delta do Níger. No entanto, as instalações se tornaram alvos constantes de milícias locais, que promovem ataques e sabotagens na infraestrutura de produção e de transporte com o objetivo de roubar uma parte do petróleo produzido, em uma prática conhecida como *bunkering* (Yergin, 2014). Além disso, os conflitos entre diferentes grupos étnicos e religiosos, a falta de transparência e as tensões entre as esferas de governo na distribuição das receitas de petróleo e os severos impactos ambientais provocados pela atividade petrolífera na região criaram um ambiente frágil, instável e inseguro no Delta do Níger (EPE, 2017b). Em resposta, multinacionais como Shell, Total, Eni, Chevron e ConocoPhillips decidiram vender os seus ativos *onshore* e de águas rasas na região (EIA, 2016d). Com isso, a Nigéria tem direcionado as suas atividades de exploração para campos *offshore* de águas profundas e ultraprofundas, com o objetivo de buscar maior segurança e estabilidade para a sua produção.

⁹² Destaca-se, inclusive, o potencial da produção de petróleo do pré-sal nesses países, principalmente na Angola e no Gabão, onde descobertas foram realizadas nos últimos anos (Corkin, 2017; EPE, 2017b).

⁹³ Segundo BGR (2016), as reservas de petróleo não-convencional da Venezuela correspondem a cerca de 80% das reservas totais do país. Contudo, é importante ressaltar que essas reservas não foram consideradas no cálculo da razão R/P, conforme discutido na Seção 4.1.1.

processo de extração utilizado na Venezuela possui baixos fatores de recuperação, de 5% a 15%⁹⁴, uma baixa produtividade dos poços, e exige a adição de diluentes para facilitar a extração (Khatib, 2014; McGlade, 2012). Além disso, em função de suas características, o óleo extrapesado venezuelano requer um processo de beneficiamento, também chamado de melhoramento, que o torna mais adequado para o processamento em uma refinaria convencional (Sena et al., 2013). A produção de óleo extrapesado é, portanto, altamente energointensiva, isto é, utiliza muita energia tanto na extração quanto no beneficiamento do óleo, o que leva a um baixo retorno sobre o investimento energético (EROI - *Energy Return on Investment*)⁹⁵ (Khatib, 2014; Sena et al., 2013). Em conjunto, esses aspectos tornam os custos de produção do óleo extrapesado venezuelano muito elevados (Khatib, 2014; McGlade, 2012; Sena et al., 2013).

Por sua vez, o Equador também se destaca como um produtor de óleos médios-pesados da OPEP. De acordo com Tarco et al. (2015), o país desenvolveu grande parte das suas reservas de óleos leves e médios ao longo das últimas décadas, de tal forma que, atualmente, mais da metade das reservas remanescentes são de óleos pesados. Em sua maioria, as reservas de petróleo do Equador são *onshore* e estão localizadas na Bacia do Oriente, em áreas remotas da Floresta Amazônica (Chavez-Rodriguez et al., 2018; EIA, 2017d). Esse aspecto da localização, em especial, eleva os custos de produção de petróleo no país. No entanto, a maior vulnerabilidade do Equador se encontra na limitação das suas reservas 2P de petróleo, de apenas 8,3 bilhões de barris (BGR, 2016), o que proporciona uma razão R/P de 42 anos. Dessa forma, o país tem observado um declínio natural na produção de seus campos maduros, o que é uma ameaça significativa para a manutenção dos níveis atuais de produção⁹⁶ (EIA, 2017d). Inclusive, Chavez-Rodriguez

⁹⁴ Segundo McGlade (2012), os métodos *in situ* utilizados no Canadá para a extração do óleo extrapesado de areias betuminosas possuem fatores de recuperação maiores que o método de produção a frio (*cold production*) utilizado na Venezuela. Logo, a adoção de tecnologias de extração mais eficientes se apresenta como uma oportunidade para a Venezuela obter maiores fatores de recuperação em sua produção de óleo extrapesado.

⁹⁵ Sena (2013) afirma que uma parte significativa das reservas de óleo extrapesado da Venezuela é consumida nos processos de extração e melhoramento, levando o país a deter uma reserva disponível significativamente menor do que a oficialmente declarada. Segundo o autor, somente 68% das reservas não-convencionais da Venezuela são energeticamente acessíveis.

⁹⁶ O declínio dos campos maduros no Equador não se transformou, até o momento, em uma queda na produção de petróleo do país. Após um período de estagnação no patamar de 500 mil b/d entre 2004 e 2012, o país observou uma retomada da produção a partir de 2013, atingindo aproximadamente 560 mil b/d em 2016. Essa recuperação da produção se justifica em função principalmente dos métodos de recuperação avançada e da entrada em operação do campo de Tiputini, do complexo de Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT) que contabiliza cerca de 20% das reservas de petróleo do país (IEA, 2015; OPEP, 2017a).

et al. (2018) afirma que a produção de petróleo do Equador já atingiu o seu pico de produção.

Diante desse cenário, o Equador tem buscado a contratação de empresas internacionais de serviços de petróleo para implementar métodos de recuperação avançada (EOR – *Enhanced oil recovery*)⁹⁷ em seus campos maduros (Petroamazonas, 2016). Tarco et al. (2015) estimam um incremento potencial na produção de petróleo superior a 100 mil b/d a partir de 2020 com a adoção desses métodos, o que representa cerca de 20% da produção atual do Equador.

Embora seja um mecanismo interessante para reduzir a vulnerabilidade de um país à disponibilidade física do petróleo, a adoção do EOR implica em maiores custos de produção (McGlade, 2013), o que pode tornar o país mais vulnerável do ponto de vista da competitividade produtiva.

Portanto, por apresentarem maiores custos de produção que os países do Oriente Médio, os países da África e da América Latina se tornam mais vulneráveis às ameaças com potencial de impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo no longo prazo, como a revolução do *shale*, as políticas de mudanças climáticas e as tecnologias de baixo carbono, em especial, as ameaças que propiciam um ambiente de preços de petróleo mais baixos⁹⁸. Isso pode fazer com que esses países observem uma diminuição nas suas rendas de petróleo e, conseqüentemente, uma deterioração das suas condições fiscais, além da ameaça potencial de ter o seu petróleo deslocado para fora do mercado, tornando a produção inviável economicamente, e fazendo com que as suas reservas se tornem *stranded assets* (Fattouh, 2016; Stevens, 2016a; Van de Graaf, 2017).

5.3.2. Critério: Mercado

Os atributos do critério Mercado buscam avaliar a exposição dos países exportadores de petróleo ao mercado internacional, em especial, às tendências observadas

⁹⁷ O EOR é um dos principais mecanismos utilizados para aumentar o fator de recuperação de campos de petróleo. O método consiste na injeção de materiais estranhos ao reservatório, como substâncias químicas (por exemplo, polímeros e surfactantes), gases (por exemplo, CO₂ e nitrogênio) ou térmicos (por exemplo, vapor ou água quente) (McGlade, 2013).

⁹⁸ Mais precisamente, se tornam vulneráveis às dinâmicas que influenciam os preços pagos aos produtores de petróleo. Por exemplo, a precificação do carbono pode até aumentar o preço do óleo, mas, ao mesmo tempo, pode resultar em uma redução da margem do produtor.

pelas vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo. Dessa forma, o critério considera aspectos como a alocação da produção e das exportações de petróleo, a capacidade dos países em lidar com choques físicos e econômicos, e os riscos associados à migração da demanda mundial de petróleo do Ocidente para o Oriente. Nesse sentido, a Tabela 5-10 apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP para o critério Mercado, enquanto a Figura 5-3 apresenta os mesmos resultados por ordem de pontuação dos países.

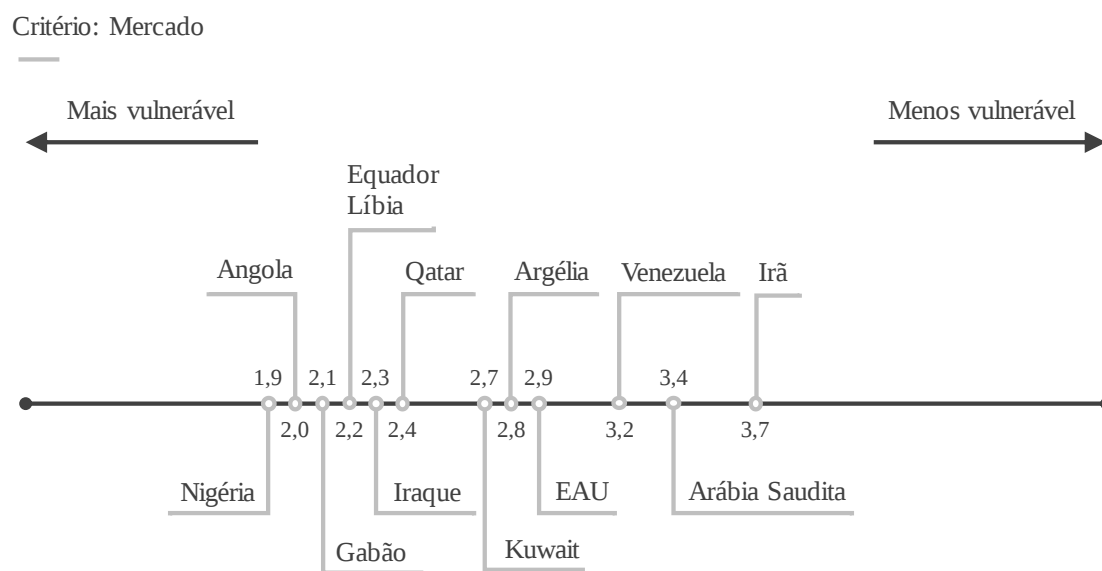


Figura 5-3 - Resultados do critério Mercado por ordem de pontuação dos países da OPEP

Fonte: Elaboração própria

O Irã e a Arábia Saudita obtiveram os melhores resultados entre os países-membros da OPEP, com uma pontuação de 3,7 e 3,4, respectivamente, sendo assim os países que se encontram em situação de menor vulnerabilidade em relação aos atributos do critério Mercado. Esse resultado se justifica, pois, ambos os países apresentam condições que tornam as suas produções de petróleo menos expostas às tendências observadas pelas vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo.

Tabela 5-10 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Mercado

País	2.1 Relação exportação / produção de petróleo	Peso relativo 2.1	2.2 Capacidade internacional de refino	Peso relativo 2.2	2.3 Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	Peso relativo 2.3	2.4 Penetração nos mercados da Ásia- Pacífico	Peso relativo 2.4	2.5 Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	Peso relativo 2.5	Vulnerabilidade ao petróleo: Critério Mercado
Angola	1,3	27%	1,0	19%	3,5	20%	3,7	14%	1,0	20%	2,0
Arábia Saudita	3,4	27%	1,9	19%	3,8	20%	3,5	14%	4,1	20%	3,4
Argélia	4,5	27%	1,0	19%	4,1	20%	1,2	14%	1,8	20%	2,8
Emirados Árabes Unidos	2,9	27%	2,6	19%	1,2	20%	4,9	14%	3,6	20%	2,9
Equador	3,1	27%	1,0	19%	3,6	20%	1,0	14%	1,6	20%	2,2
Gabão	1,6	27%	1,0	19%	4,0	20%	3,3	14%	1,0	20%	2,1
Irã	5,0	27%	1,1	19%	3,0	20%	3,9	14%	5,0	20%	3,7
Iraque	2,5	27%	1,0	19%	4,0	20%	3,3	14%	1,0	20%	2,3
Kuwait	3,4	27%	1,3	19%	3,0	20%	4,0	14%	1,9	20%	2,7
Líbia	3,8	27%	1,7	19%	2,3	20%	1,0	14%	1,1	20%	2,2
Nigéria	1,0	27%	1,0	19%	5,0	20%	1,9	14%	1,0	20%	1,9
Qatar	2,9	27%	1,0	19%	1,0	20%	5,0	14%	2,6	20%	2,4
Venezuela	2,9	27%	5,0	19%	4,6	20%	2,3	14%	1,3	20%	3,2

Fonte: Elaboração própria

No Irã, por exemplo, cerca de 50% da produção de petróleo é destinada ao consumo doméstico, por meio de um parque de refino com capacidade de 1,9 milhão b/d⁹⁹. Da mesma forma, a Arábia Saudita destina cerca de 30% da sua produção para o consumo interno em suas refinarias, com capacidade de 2,9 milhões b/d¹⁰⁰, e para a geração de eletricidade¹⁰¹ (IEA, 2017b; OPEP, 2017c).

Além disso, o Irã e a Arábia Saudita têm desenvolvido uma indústria petroquímica local (Cairns e Calfucura, 2012; EIA, 2015; Krane, 2015), sendo os países entre os membros da OPEP que apresentam a maior relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo, de 25% e 20%, respectivamente. A indústria petroquímica tem sido considerada como um “porto seguro” para os produtores de petróleo no longo prazo, uma vez que possui a perspectiva de consumo crescente, e poucas alternativas de substituição ou ameaças à sua demanda (IEA, 2016a; Lahn et al., 2013). Nesse sentido, o desenvolvimento de uma indústria petroquímica é uma alternativa frequentemente adotada por países exportadores de petróleo para reduzir os riscos da exposição da sua produção ao mercado internacional, para agregar valor ao petróleo produzido¹⁰², e para promover a diversificação econômica com a instalação de um setor de manufaturados no país (El-Katiri, 2016; Hvidt, 2013). Por outro lado, isso representa um *trade-off* com os atributos analisados nos critérios Meio Ambiente e Sociopolítico, pois a indústria petroquímica se caracteriza como um setor de alta intensidade energética e de emissões de gases do efeito estufa, e de baixa intensidade de mão de obra (Hvidt, 2013; Khatib, 2014).

Destaca-se também a capacidade equivalente de refino internacional da Arábia Saudita de 1,2 milhão b/d, em países como Estados Unidos, Coreia do Sul, China e Japão (Saudi Aramco, 2017), o que permite a garantia de suprimento de parte do volume de

⁹⁹ Em 2017, o Irã iniciou a operação do 1º trem de 120 mil b/d da Refinaria Persian Gulf Star. O projeto prevê ainda a entrada de mais dois trens com 120 mil b/d cada, totalizando 360 mil b/d (IEA, 2016b; NIORDC, 2017). Essa capacidade não foi considerada neste estudo, pois o indicador reflete o ano de 2016. Além disso, o Irã possui um projeto de expansão da Refinaria de Abadan em andamento, com potencial de incremento de 195 mil b/d (IEA, 2016b). Logo, a implantação desses projetos tende a reduzir ainda mais a exposição do Irã ao mercado internacional.

¹⁰⁰ A Arábia Saudita está ampliando o seu parque de refino com a construção da Refinaria de Jazan pela Saudi Aramco, com capacidade de 400 mil b/d e previsão de início de operação para 2018 (Saudi Aramco, 2017).

¹⁰¹ Segundo IEA (2017b), a queima direta de óleo cru foi responsável por 26% da geração de eletricidade da Arábia Saudita em 2015.

¹⁰² Hvidt (2013), Khatib (2014) e Stevens (2015) destacam que, muitas vezes, as matérias-primas para a indústria petroquímica são vendidas a preços subsidiados pelas empresas nacionais de petróleo, com o objetivo de promover a competitividade dessa indústria no país.

petróleo exportado. Essa estratégia é utilizada por países exportadores de petróleo para mitigar os riscos da exposição da sua produção ao mercado internacional, ao assegurar por meio de contratos de longo prazo que os seus petróleos sejam consumidos nessas refinarias em volumes proporcionais às suas participações societárias (Al-Moneef, 1998; APICORP, 2015). Em particular, Krane (2015) afirma que os ativos de refino adquiridos pela Arábia Saudita no exterior permitiram o fortalecimento das suas relações estratégicas e institucionais com os países em que as refinarias estão localizadas.

Em seguida, a Venezuela obteve uma pontuação favorável de 3,2 no critério Mercado. O país se destaca, principalmente, por sua capacidade equivalente de 1,2 milhão b/d em refinarias fora dos seus domínios territoriais (PDVSA, 2016), o que representa 66% das suas exportações de petróleo em 2016 (OPEP, 2017a). Para o país, essa estratégia é particularmente importante em função da baixa qualidade do óleo extrapesado venezuelano, que possui uma maior dificuldade de alocação no mercado internacional. Por essa razão, a Venezuela optou por investir em refinarias com maior grau de complexidade, por serem mais capazes de processar seu óleo pesado e azedo. A PDVSA, empresa nacional de petróleo do país, detém 100% de participação na CITGO (com três refinarias de alta complexidade nos Estados Unidos), 50% de participação na empresa sueca Nynas, com foco na produção de óleos naftênicos especiais e asfaltos (com quatro refinarias na Alemanha, Reino Unido e Suécia), 100% de participação em uma refinaria na ilha de Curaçao, além de participações minoritárias de 49% em refinarias menores em Cuba, Jamaica e República Dominicana¹⁰³ (PDVSA, 2016; Nynas, 2017). Ademais, a estratégia de capacidade internacional de refino permite adicionar valor ao petróleo a partir da produção de derivados de maior valor agregado (Coelho e Szklo, 2015), possibilita a integração com demais setores da cadeia do petróleo, como a indústria petroquímica, e protege o país exportador de volatilidades no mercado internacional de petróleo, uma vez que as refinarias podem auferir margens positivas mesmo em ambientes de preços baixos de óleo cru (Al-Moneef, 1998).

Por sua vez, os Emirados Árabes Unidos, o Kuwait e o Qatar obtiveram resultados intermediários de 2,9, 2,7 e 2,4, respectivamente, neste critério. Esses países se destacam por terem os mercados crescentes da Ásia-Pacífico como o principal destino das suas

¹⁰³ Além disso, a PDVSA assinou um acordo em 2017 com a China National Petroleum Corporation (CNPC) para o desenvolvimento do projeto da Refinaria de Nanhai, na China, com capacidade de 400 mil b/d, e que inclui o processamento de petróleo pesado venezuelano (PDVSA, 2017).

exportações de petróleo, ou seja, a estratégia de exportação desses países segue a tendência de migração da demanda mundial de petróleo do Ocidente para Oriente. Embora isso seja um fator favorável para uma menor vulnerabilidade, conforme discutido na Seção 4.1.2, as exportações de petróleo desses países são altamente concentradas na região da Ásia-Pacífico. Por exemplo, em 2016, 99,6% das exportações do Qatar, 98,1% das exportações dos Emirados Árabes Unidos e 77,2% das exportações do Kuwait foram destinadas para a Ásia-Pacífico (OPEP, 2017a). Essa dependência excessiva torna o país exportador exposto ao poder de mercado da região importadora, e vulnerável às incertezas políticas, econômicas, financeiras e climáticas associadas ao importador (Van Moerkerk e Crijns-Graus, 2016; Yang et al., 2014). Por isso, geralmente, os países buscam a diversificação dos destinos das suas exportações para reduzir a dependência para um único país ou região importadora.

Os Emirados Árabes Unidos também se destacam por terem uma capacidade internacional de refino de cerca de 600 mil b/d equivalente em participação societária (Mubadala, 2017), o que representa 26% das exportações de petróleo do país. Além disso, o país se destaca por exibir uma relação de 17% entre as receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo, o que indica que os Emirados Árabes Unidos possuem uma indústria petroquímica local desenvolvida.

A Argélia e o Equador se caracterizam por um alto nível de diversificação dos destinos das suas exportações de petróleo, o que é desejável, em termos de segurança energética, ao reduzir a dependência excessiva para uma única região importadora. Contudo, assim como a Líbia, esses países apresentam uma baixa penetração nos mercados da Ásia-Pacífico. Em 2016, as exportações do Equador estiveram direcionadas para os mercados norte-americano (66%) e latino-americano (25%), enquanto as exportações da Argélia e da Líbia foram direcionadas, principalmente, para o mercado europeu (59% e 86%, respectivamente) (OPEP, 2017a), onde a demanda de petróleo tem apresentado uma tendência decrescente (IEA, 2016a). Dessa forma, esses países estão mais expostos aos riscos associados à migração da demanda mundial de petróleo do Ocidente para o Oriente. Além disso, a Argélia, o Equador e a Líbia também se encontram vulneráveis do ponto de vista das incertezas da indústria do petróleo, pois possuem poucos mecanismos para lidar com choques físicos e econômicos¹⁰⁴. Isto é, esses países

¹⁰⁴ Destaca-se, contudo, que o Equador planeja a construção da Refinaria do Pacífico, com capacidade entre 150 e 200 mil b/d, e previsão de partida para 2020 (Chavez-Rodriguez et al., 2018).

possuem uma pequena ou nenhuma capacidade internacional de refino e uma baixa relação de receitas de exportação de químicos e de petróleo, o que indica uma indústria petroquímica pouco desenvolvida. Como resultado, a Argélia, o Equador e a Líbia não obtiveram resultados favoráveis, e as suas pontuações foram de 2,8, 2,2 e 2,2, respectivamente.

Por fim, a Nigéria, a Angola, o Gabão e o Iraque estão entre os países da OPEP que se encontram mais vulneráveis em relação aos atributos do critério Mercado, com pontuação de 1,9, 2,0, 2,1 e 2,3, respectivamente. A principal explicação para esse resultado reside no fato de que esses países destinam a maior parte de sua produção de petróleo para exportação. Em especial, a Nigéria se destaca por ter exportado o equivalente a 100% do volume de petróleo produzido¹⁰⁵. De forma similar, a Angola exportou o equivalente a 97% de sua produção¹⁰⁶, o Gabão exportou o equivalente a 93%, e o Iraque a 82% (OPEP, 2017a). Além disso, esses países não contam com mecanismos de mitigação da exposição da produção de petróleo ao mercado internacional, como capacidade internacional de refino ou indústria petroquímica local. Como consequência, a Nigéria, a Angola, o Gabão e o Iraque se encontram extremamente expostos aos aspectos que contribuem para as vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo, ou seja, às ameaças com potencial de impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo no longo prazo, como a revolução do *shale*, as políticas de mudanças climáticas e as tecnologias de baixo carbono. Ademais, esses resultados impactam diretamente os atributos analisados no critério Econômico.

¹⁰⁵ Embora o processamento de petróleo nas refinarias na Nigéria tenha sido de 60 mil b/d em 2016, IEA (2017b) indica que as variações de estoque contribuíram positivamente na mesma medida. Por esse motivo, a relação entre a exportação e a produção de petróleo foi de aproximadamente 99%. É importante ressaltar também que, apesar de o país contar com um parque de refino com três refinarias com capacidade de 446 mil b/d (OPEP, 2017a), o fator de utilização das refinarias nigerianas se manteve abaixo de 15% entre 2014 e 2016 (NNPC, 2017). Inclusive, os dados mensais divulgados por NNPC (2017) indicam que as refinarias do país operam por batelada, visto que alternam meses com baixa utilização e meses com nenhuma operação. Buscando reverter esse quadro, a Refinaria de Dangote de 650 mil b/d encontra-se em construção na Nigéria, com expectativa de entrada em operação em 2019 (EIA, 2016d; PWC, 2017).

¹⁰⁶ A Angola possui dois projetos em andamento para construção de refinarias no país. As obras na Refinaria de Lobito, com capacidade de 200 mil b/d, estão interrompidas desde 2016 em função da crise econômica que o país enfrenta desde o colapso nos preços de petróleo em 2014. Enquanto, a construção da Refinaria de Soyo, com capacidade de 110 mil b/d, foi iniciada em 2015 e está sendo realizada por empresas chinesas (Corkin, 2017).

5.3.3. Critério: Meio Ambiente

Os atributos do critério Meio Ambiente buscam avaliar a capacidade dos países exportadores de petróleo em lidar com as políticas de mudanças climáticas, com a tendência de economias de baixo carbono, e com os cenários de transição energética, nos quais o petróleo se torna menos relevante para a demanda energética mundial. Nesse sentido, a Tabela 5-11 apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP para o critério Meio Ambiente, enquanto a Figura 5-4 apresenta os mesmos resultados por ordem de pontuação dos países.

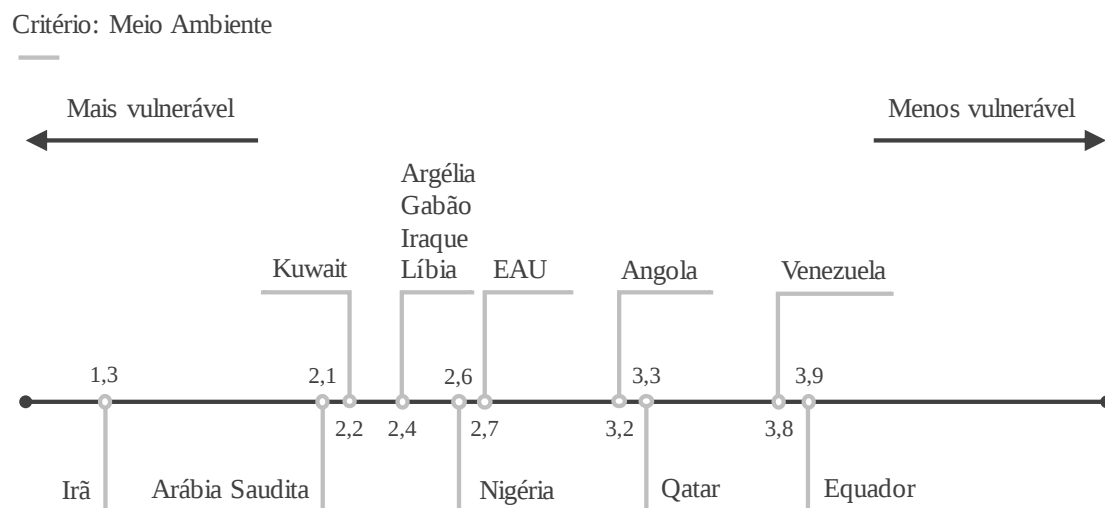


Figura 5-4 - Resultados do critério Meio Ambiente por ordem de pontuação dos países da OPEP

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5-11 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Meio Ambiente

País	3.1 Intensidade energética	Peso relativo 3.1	3.2 Intensidade de emissões de CO ₂	Peso relativo 3.2	3.3 Participação de renováveis na oferta de energia primária	Peso relativo 3.3	3.4 Relação entre produção de gás natural e de petróleo	Peso relativo 3.4	Vulnerabilidade ao petróleo: Critério Meio Ambiente
Angola	5,0	36%	4,8	14%	2,0	28%	1,0	23%	3,2
Arábia Saudita	3,3	36%	2,9	14%	1,0	28%	1,1	23%	2,1
Argélia	3,5	36%	3,0	14%	1,0	28%	2,1	23%	2,4
Emirados Árabes Unidos	4,5	36%	3,9	14%	1,0	28%	1,3	23%	2,7
Equador	4,9	36%	4,2	14%	5,0	28%	1,0	23%	3,9
Gabão	3,2	36%	4,7	14%	1,6	28%	1,0	23%	2,4
Irã	1,0	36%	1,0	14%	1,2	28%	1,9	23%	1,3
Iraque	4,0	36%	3,1	14%	1,2	28%	1,0	23%	2,4
Kuwait	3,7	36%	3,1	14%	1,0	28%	1,1	23%	2,2
Líbia	3,9	36%	3,4	14%	1,0	28%	1,2	23%	2,4
Nigéria	3,8	36%	5,0	14%	1,1	28%	1,3	23%	2,6
Qatar	3,9	36%	3,9	14%	1,0	28%	5,0	23%	3,3
Venezuela	4,8	36%	4,2	14%	4,6	28%	1,2	23%	3,8

Fonte: Elaboração própria

Os melhores resultados entre os países da OPEP para o critério Meio Ambiente foram obtidos pelo Equador e pela Venezuela, com uma pontuação de 3,9 e 3,8, respectivamente. Os dois países se caracterizam por terem uma participação relevante de fontes modernas de energias renováveis na oferta total de energia primária. Em especial, a energia hidráulica é uma das principais fontes de geração de eletricidade no Equador e na Venezuela, em função de condições geográficas favoráveis que ambos os países apresentam. Segundo IEA (2017b), a energia hidráulica foi responsável em 2015 por aproximadamente 50% da energia elétrica gerada no Equador¹⁰⁷ e por cerca de 60% da energia elétrica gerada na Venezuela. Em complemento, o Equador também possui uma geração de eletricidade a partir de biomassa (1,6%), principalmente de bagaço de cana-de-açúcar (Ponce-Jara et al., 2018), e uma pequena oferta de energia eólica e solar (0,5%). Destaca-se também que o Equador é um produtor de etanol¹⁰⁸ e que, desde 2010 o país possui um mandato de 5% de etanol na mistura com a gasolina (REN21, 2017a). Inclusive, o governo equatoriano declarou em um decreto executivo em 2013 que o desenvolvimento de biocombustíveis é de interesse nacional, com o objetivo de promover o setor agrícola, e estabelecendo também um mandato de 5% de biodiesel na mistura com o óleo diesel (Chavez-Rodriguez et al., 2018). Logo, em relação à oferta total de energia primária em 2015, o Equador contou com 11,9% de fontes modernas de energias renováveis e a Venezuela contou com 10,8% (IEA, 2017b).

Goldemberg e Coelho (2004) e IPCC (2014) afirmam que uma maior diversificação da oferta de energia primária no sentido das energias renováveis promove uma menor intensidade de emissões locais e globais de GEE e, com isso, a mitigação de diversos problemas socioambientais, como àqueles derivados da poluição atmosférica. Nesse sentido, o Equador e a Venezuela também se destacam, pois apresentam uma baixa intensidade energética (0,15 e 0,17 kgoe/US\$, respectivamente) e uma baixa intensidade de emissões de CO₂ (0,38 e 0,40 kgCO₂/US\$, respectivamente) em comparação com os demais membros da OPEP.

Por sua vez, Lahn et al. (2013) afirmam que, no caso dos países exportadores de petróleo, as energias renováveis não somente promovem uma maior segurança energética

¹⁰⁷ Com a entrada em operação das hidrelétricas Coca Codo Sinclair (1,5 GW de potência instalada) e Sopladora (0,5 GW de potência instalada), a energia hidráulica alcançou cerca de 60% na geração de eletricidade do Equador em 2016 (Ponce-Jara et al., 2018). Segundo REN21 (2017a), o país havia estipulado uma meta de, no mínimo, 90% de fontes renováveis na geração de energia elétrica em 2017.

¹⁰⁸ Segundo USDA (2018), a produção de etanol no Equador foi de 83 milhões de litros em 2017.

a partir da diversificação da oferta de energia primária, mas também atuam em favor da diversificação da atividade econômica do país, ao incentivar o desenvolvimento de toda uma cadeia produtiva e ao propiciar a geração de novos empregos. Enquanto, Sovacool et al. (2011) argumentam que as energias renováveis protegem contra as incertezas do mercado internacional do petróleo e resguardam o sistema energético de um país em caso de choques no suprimento de energia.

É importante ressaltar também que, diante de um cenário de transição para economias de baixo carbono e de discussão de políticas de mudanças climáticas, as energias renováveis podem desempenhar um papel importante para os países exportadores de petróleo, ao elevar a reputação internacional desses países e, por conseguinte, minimizar potenciais dificuldades na atração de investimentos e financiamentos externos.

A oferta de energias renováveis também pode ser observada nos países da OPEP da Costa Oeste da África - Angola, Nigéria e Gabão, embora a maior parte consumida nesses países seja de fontes tradicionais de energias renováveis, como lenha e carvão vegetal¹⁰⁹ (IEA, 2017b; REN21, 2017a). Conforme discutido nas Seções 3.4 e 4.1.3, o consumo das fontes tradicionais não é sustentável e sequer desejável, pois está diretamente associado a diversos problemas de saúde relacionados a má qualidade do ar, visto que, geralmente, são utilizadas de forma ineficiente para cocção e aquecimento de residências (Goldemberg e Coelho, 2004; IEA, 2016a). Por outro lado, embora representem uma pequena participação na oferta total de energia primária, as fontes modernas de energias renováveis são significativas na geração de eletricidade desses países. Em 2015, a energia hidráulica foi responsável por mais de 50% da eletricidade gerada na Angola, por cerca de 40% da eletricidade gerada no Gabão, e de 20% da eletricidade gerada na Nigéria¹¹⁰. Além disso, a geração de energia elétrica no Gabão conta com 0,6% proveniente de energia solar e de biomassa (IEA, 2017b). Porém, o percentual da população com acesso à eletricidade nesses países é muito pequeno¹¹¹ (REN21, 2017a). Logo, a contribuição das fontes modernas de energias renováveis na

¹⁰⁹ O percentual da população que depende energeticamente de fontes tradicionais de energia renovável é de 52% na Angola, 19% no Gabão e 76% na Nigéria (REN21, 2017a).

¹¹⁰ O Gabão estabeleceu metas de participação de fontes renováveis de 70% em 2020 e de 80% em 2025 na geração de eletricidade, enquanto a Nigéria estabeleceu meta de 10% para 2020 excluída a energia hidráulica (REN21, 2017a).

¹¹¹ Segundo REN21 (2017a), o percentual da população com acesso à energia elétrica é de 33% na Angola e de 45% na Nigéria.

oferta total de energia primária é de apenas 0,4% na Nigéria, 1,7% no Gabão, e 3,0% na Angola (IEA, 2017b).

Os países da Costa Oeste da África também se caracterizam por apresentarem uma baixa intensidade energética e uma baixa intensidade de emissões de CO₂, principalmente, por não exibirem uma participação significativa de segmentos industriais intensivos em energia, como siderúrgica, metalúrgica e petroquímica. Considerando todos os aspectos analisados no critério, esses países obtiveram uma pontuação intermediária: 3,2 para a Angola, 2,6 para a Nigéria e 2,4 para o Gabão.

Em relação aos países do Oriente Médio e do Norte da África, a maioria tem estabelecido metas de participação de fontes renováveis para a geração de eletricidade, apesar de esses países apresentarem atualmente uma oferta muito pequena de energias renováveis. Nesse sentido, destacam-se as metas da Argélia de 27% em 2030, dos Emirados Árabes Unidos de 7% em 2020¹¹², do Iraque de 10% em 2030, da Líbia de 7% em 2020 e de 10% em 2025, e do Qatar de 2% em 2020 e de 20% em 2030. Além disso, o Qatar estabeleceu uma meta de 10% de fontes renováveis no consumo do setor de transportes em 2020 (REN21, 2017a).

O Qatar se destaca também por exibir a maior relação entre produção de gás natural e de petróleo entre os membros da OPEP, o que o torna menos vulnerável na medida em que as políticas de mudanças climáticas se apresentam como uma ameaça à indústria do petróleo. Em 2016, o país produziu 183 bilhões de m³ de gás natural, o que equivale a 3,1 milhões de b/d de óleo equivalente, ou seja, um volume cerca de cinco vezes superior à produção de petróleo do país, de 650 mil b/d (OPEP, 2017a).

Os demais países da OPEP que possuem um volume significativo de produção de gás natural são Irã (227 bilhões de m³ ou 3,8 milhões de boe/d), Arábia Saudita (111 bilhões de m³ ou 1,9 milhão de boe/d), Argélia (93 bilhões de m³ ou 1,6 milhão de boe/d) e Emirados Árabes Unidos (61 bilhões de m³ ou 1,0 milhão de boe/d) (OPEP, 2017a). No entanto, esses países apresentam uma relação entre produção de gás natural e de petróleo muito menor em comparação com a do Qatar, de 105% para o Irã, de 18% para a Arábia Saudita, de 137% para a Argélia e de 33% para os Emirados Árabes Unidos.

Dessa forma, o Qatar é o país-membro da OPEP que apresenta a maior capacidade em lidar com cenários de transição energética, onde o gás natural, por ser menos intensivo

¹¹² A meta dos Emirados Árabes Unidos se restringe aos emirados de Abu Dhabi e Dubai (REN21, 2017a).

em carbono do que o carvão e o petróleo, pode desempenhar um papel relevante e, com isso, experimentar uma maior participação na matriz energética mundial (IEA, 2016a; Yergin, 2014).

Além disso, Hvidt (2013) argumenta que a produção de gás natural permite que um país exportador de petróleo obtenha uma maior diversificação da sua oferta primária e das suas exportações, uma menor intensidade de emissões de GEE, e um potencial de verticalização da economia, a partir da utilização do gás natural como matéria-prima, por exemplo, para a indústria química, conferindo uma agregação de valor ao gás produzido.

Apesar de ser um produtor relevante de gás natural, o Irã obteve o pior resultado entre os países-membros da OPEP, com uma pontuação de 1,3, sendo assim, o país que se encontra em situação de maior vulnerabilidade em relação aos atributos do critério Meio Ambiente. Esse resultado se justifica, pois, o Irã apresenta a maior intensidade energética (0,61 koe/US\$) e a maior intensidade de emissões de CO₂ (1,43 kgCO₂/US\$) entre os membros da OPEP.

Segundo Mirzaei e Bekri (2017), Mousavi et al. (2017) e Tofigh e Abedian (2016), o Irã apresenta essas características negativas em função dos seguintes fatores: (i) forte presença de setores industriais altamente intensivos em energia e em emissões, como refino, petroquímica e metalurgia; (ii) oferta total de energia primária fortemente dependente de fontes fósseis (em 2015, petróleo e gás natural foram responsáveis por 98,6% e as fontes renováveis por apenas 0,5%) (IEA, 2017b); (iii) baixo nível de eficiência energética dos processos produtivos, em função de um setor industrial obsoleto e da ausência de políticas de eficiência energética para estímulo de investimentos e promoção da conscientização; e (iv) concessão de subsídios para combustíveis líquidos, gás natural e eletricidade¹¹³.

A redução da intensidade energética e da intensidade de emissões de CO₂ é desejável, pois oferece uma maior segurança energética ao país, promove uma maior competitividade na economia, em função de tecnologias e processos produtivos mais eficientes, e reduz os impactos socioambientais, como problemas sociais e de saúde

¹¹³ De acordo com Tofigh e Abedian (2016), os subsídios para combustíveis, gás natural e eletricidade somaram US\$ 82 bilhões em 2011, cerca de 16% do PIB do país, sendo considerados os maiores do mundo nesse ano. Por essa razão, o Irã iniciou uma reforma no final de 2010 para retirada gradual dos subsídios. Contudo, os autores afirmam que os esforços realizados desde então para aperfeiçoar a política de preços não apresentaram os resultados esperados, pois os preços pouco aumentaram em termos reais e o consumo continuou exibindo crescimento.

associados à poluição atmosférica (IEA, 2016c; IPCC, 2014). Além disso, Bhattacharyya e Blake (2010) afirmam que a redução da intensidade energética possibilita um volume potencial maior de exportações de petróleo, o que, de certa forma, se contrapõe aos atributos do critério Mercado, uma vez que o país poderia aumentar a exposição da sua produção ao mercado internacional de petróleo.

Portanto, em resumo, a maioria dos países-membros da OPEP localizados no Oriente Médio e na África apresentam resultados desfavoráveis no critério Meio Ambiente e, com isso, possuem uma menor capacidade em lidar com as políticas de mudanças climáticas, com a tendência de economias de baixo carbono, e com os cenários de transição energética. Por outro lado, os países da América Latina encontram-se menos vulneráveis à essas ameaças, pois possuem uma participação relevante de fontes renováveis, uma baixa intensidade energética e uma baixa intensidade de emissões de CO₂ em comparação com os demais membros da OPEP.

5.3.4. Critério: Econômico

A atividade econômica, as receitas fiscais, as receitas de exportação e as divisas dos países-membros da OPEP são fortemente dependentes do setor de petróleo (Callen et al., 2014; El-Katiri, 2016; FMI, 2016; Hendrix, 2017). Um país com uma excessiva dependência ao petróleo tende a apresentar uma estrutura produtiva frágil e pouco diversificada, além de uma receita pública altamente dependente dos preços de petróleo, em função da alta exposição da atividade econômica e das exportações ao mercado internacional de petróleo (FMI, 2016; Hendrix, 2017). Esses sintomas estão diretamente associados aos mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais, na qual a dependência excessiva às receitas de exportação impede o desenvolvimento socioeconômico dos países no longo prazo.

Nesse sentido, a literatura sugere que os países exportadores de petróleo devem buscar a diversificação da atividade econômica e das exportações para longe do setor de petróleo, além de adotar mecanismos de proteção às incertezas do mercado internacional, como fundos soberanos e de estabilização, com o objetivo de alcançar o desenvolvimento socioeconômico de longo prazo (Callen et al., 2014; Dale e Fattouh, 2018; Dobbs et al., 2013; El-Katiri, 2016; FMI, 2007, 2016; Hendrix, 2017; Hvidt, 2013; Luk, 2016; Ross, 2012; Stevens et al., 2015; Sugawara, 2014; Van de Graaf e Verbruggen, 2015).

Uma maior diversificação aumenta a resiliência da economia às volatilidades das receitas de exportação de petróleo, torna a economia mais resistente à choques físicos e econômicos do petróleo, amplia a base de receitas fiscais do governo, e permite a criação de empregos (Callen et al., 2014; FMI, 2016; Hendrix, 2017). Em resumo, a diversificação econômica oferece uma melhor perspectiva para as gerações futuras (FMI, 2016).

Hendrix (2017) e Stevens et al. (2015) afirmam que, de certa forma, muitos países exportadores de petróleo se comprometeram em buscar a diversificação da atividade econômica e a implementação de mecanismos de proteção às volatilidades, contudo, apenas alguns desses países obtiveram sucesso e foram capazes de reduzir a sua dependência ao setor de petróleo.

Nesse contexto, os atributos do critério Econômico buscam avaliar o nível de dependência ao setor de petróleo da atividade econômica, das exportações e do balanço fiscal dos países da OPEP, bem como a capacidade e a resiliência desses países em lidar com as volatilidades nas receitas de exportação de petróleo e ao eventual esgotamento dessa renda (seja pela finitude das reservas ou pelas vulnerabilidades extrínsecas da indústria do petróleo). Com isso, a Tabela 5-12 apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP para o critério Econômico, enquanto a Figura 5-5 apresenta os mesmos resultados por ordem de pontuação dos países.

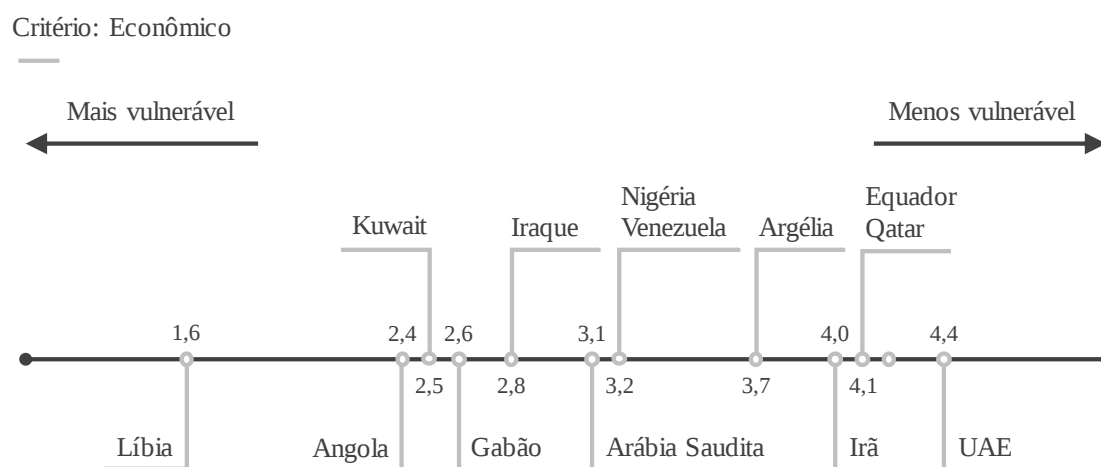


Figura 5-5 - Resultados do critério Econômico por ordem de pontuação dos países da OPEP

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5-12 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Econômico

País	4.1 Relação exportações de petróleo e PIB	Peso relativo 4.1	4.2 Relação exportações de petróleo e exportações totais	Peso relativo 4.2	4.3 Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	Peso relativo 4.3	4.4 Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	Peso relativo 4.4	Vulnerabilidade ao petróleo: Critério Econômico
Angola	2,8	53%	1,0	14%	3,5	19%	1,0	14%	2,4
Arábia Saudita	3,5	53%	2,2	14%	3,8	19%	1,7	14%	3,1
Argélia	4,4	53%	2,7	14%	4,3	19%	1,1	14%	3,7
Emirados Árabes Unidos	4,2	53%	5,0	14%	4,1	19%	5,0	14%	4,4
Equador	5,0	53%	4,2	14%	3,6	19%	1,0	14%	4,1
Gabão	2,6	53%	2,3	14%	4,2	19%	1,0	14%	2,6
Irã	4,6	53%	3,7	14%	4,6	19%	1,3	14%	4,0
Iraque	3,0	53%	1,0	14%	4,7	19%	1,0	14%	2,8
Kuwait	1,8	53%	1,5	14%	5,0	19%	2,8	14%	2,5
Líbia	1,0	53%	2,1	14%	2,6	19%	2,0	14%	1,6
Nigéria	4,9	53%	1,9	14%	1,0	19%	1,0	14%	3,2
Qatar	4,0	53%	4,2	14%	5,0	19%	2,9	14%	4,1
Venezuela	4,7	53%	1,2	14%	1,9	19%	1,0	14%	3,2

Fonte: Elaboração própria

Os melhores resultados foram obtidos pelos Emirados Árabes Unidos, Qatar, Equador e Irã, sendo os países-membros da OPEP menos vulneráveis em relação aos atributos considerados no critério Econômico. Os Emirados Árabes Unidos, o Qatar, o Equador e o Irã se caracterizam por uma baixa relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB (entre 6% e 15%) e uma baixa relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação (entre 15% e 42%).

Esses resultados indicam que esses países possuem uma atividade econômica e uma estrutura produtiva mais diversificada e resiliente em comparação com os demais países da OPEP e, com isso, não dependem excessivamente das receitas de exportação de petróleo. Ademais, as receitas públicas nesses países estão menos expostas às incertezas e volatilidades do mercado internacional de petróleo e, dessa forma, possuem uma maior capacidade fiscal em lidar com choques físicos e econômicos (Hendrix, 2017; Hvidt, 2013; Luk, 2016).

Em particular, os resultados dos Emirados Árabes Unidos e do Qatar remetem aos planos estratégicos de desenvolvimento de longo prazo que foram elaborados por esses países a partir da década de 2000¹¹⁴. A relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB é de 13% nos Emirados Árabes Unidos e de 15% no Qatar, enquanto a relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação é de 15% nos Emirados Árabes Unidos e de 32% no Qatar. O maior nível de diversificação econômica nesses dois países foi alcançado por meio do desenvolvimento de indústrias de capital intensivo (siderúrgica, metalúrgica, petroquímica e fertilizantes), da construção civil e indústrias de bens manufaturados associados à construção civil (cimento, materiais de construção e materiais elétricos), comércio internacional, serviços financeiros, aviação, construção e reparo de navios, turismo e investimentos em serviços de saúde e educação (Callen et al., 2014; Hvidt, 2013). Em relação às exportações, os Emirados Árabes Unidos possuem a base mais diversificada entre os países da OPEP¹¹⁵, de produtos petroquímicos, alumínio, automóveis, e até metais preciosos (joias, ouro, diamantes), enquanto o Qatar exporta

¹¹⁴ Por exemplo, o Qatar publicou o *Qatar National Vision 2030* em 2008 e o *Qatar National Development Strategy 2011–2016* em 2011, enquanto os Emirados Árabes Unidos publicaram o *UAE Vision 2021* em 2010.

¹¹⁵ FMI (2016) ressalta que uma parte significativa das exportações dos Emirados Árabes Unidos são de reexportações, de tal forma que o autor sugere que essa quantidade não deveria ser contabilizada em uma análise de diversificação das exportações. Este estudo concorda com essa fragilidade da metodologia, porém, em função da indisponibilidade de dados, mantém a abordagem considerada.

principalmente gás natural¹¹⁶ e, em menor quantidade, produtos petroquímicos (OEC/MIT, 2018).

Em seguida, o Equador tem obtido resultados favoráveis na diversificação da sua economia desde a década de 1990 (Banco Mundial, 2010). O país possui uma relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB de apenas 6%, na medida em que a sua atividade econômica é baseada principalmente no setor agrícola, pesqueiro, bens manufaturados de baixo valor agregado e de serviços (Banco Mundial, 2010). Por outro lado, a relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação é de 33%, uma vez que mais da metade das exportações do Equador são de produtos agrícolas e pesqueiros (frutas, crustáceos e peixes) (OEC/MIT, 2018). Embora não represente uma base de exportações excessivamente dependente do petróleo, Banco Mundial (2010) adverte que essa relação tem sido crescente nas últimas décadas, em detrimento das exportações do setor agrícola.

De forma similar, o Irã possui uma das economias menos dependentes das receitas de exportação de petróleo entre os membros da OPEP, com uma relação de apenas 10% para o PIB. Esse resultado se justifica, pois, o Irã é o país mais industrializado do Golfo Pérsico, principalmente indústria pesada, onde se destacam o setor petroquímico, siderúrgico, automobilístico, defesa, e extrativista de minérios (Banco Mundial, 2017b). Como a maioria da produção da indústria iraniana é destinada ao atendimento do consumo interno, a participação do petróleo nas exportações do país se torna mais relevante. A relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação é de 42%, o que pode indicar também uma baixa competitividade dos setores não-petróleo do Irã nos mercados internacionais. As principais exportações não-petróleo do país são de produtos químicos e petroquímicos, e de minérios de ferro e de cobre (OEC/MIT, 2018).

Outros países da OPEP também obtiveram resultados favoráveis para a relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB: Arábia Saudita com 21%, Argélia com 12%, Nigéria com 7% e Venezuela com 9%. Contudo, apesar de apresentarem uma diversificação do ponto de vista da atividade econômica, as receitas de exportação desses países são extremamente dependentes ao petróleo: Arábia Saudita com 75%, Argélia com 64%, Nigéria com 80% e Venezuela com 95%. Ou seja, as economias desses países estão

¹¹⁶ Embora o gás natural seja um combustível fóssil sujeito aos mecanismos da maldição dos recursos naturais, este estudo considera que um país posicionado em gás natural possui uma maior capacidade em lidar com os cenários de transição energética, conforme discutido nos Capítulos 3 e 4.

altamente expostas ao comportamento irregular dos preços internacionais de petróleo e, assim, as instabilidades das receitas de exportação são transferidas para dentro dessas economias.

Logo, FMI (2016) adverte que a diversificação econômica alcançada por muitos desses países exportadores de petróleo, na verdade, se mantém dependente das receitas do setor petrolífero e, assim, pode não ser sustentável no longo prazo. Isso pois, a diversificação está geralmente baseada em atividades diretamente associadas à indústria do petróleo, como a petroquímica, além de setores não-petrolíferos cujo desenvolvimento depende fortemente das despesas públicas, isto é, as receitas do petróleo garantem que os governos realizem investimentos, estimulando os setores de construção civil, cimento e siderurgia. O desafio para os países exportadores de petróleo é, portanto, desenvolver setores não-petrolíferos verdadeiramente independentes do setor de petróleo e que proporcionem uma fonte sustentável de crescimento socioeconômico e de geração de emprego no longo prazo, mesmo em um eventual esgotamento das receitas de petróleo.

Uma das estratégias mais adotadas para se proteger das instabilidades do mercado internacional do petróleo é a constituição de fundos soberanos ou de estabilização, amplamente discutidos na Seção 2.4. O país-membro da OPEP que mais se destaca nessa questão são os Emirados Árabes Unidos, seguidos pelo Qatar, Kuwait e Arábia Saudita.

De acordo com Sovereign Wealth Fund Institute (2017), os Emirados Árabes Unidos contam com seis fundos soberanos e de estabilização que somam um volume extraordinário de mais de US\$ 1,3 trilhão em ativos¹¹⁷. Essa quantia é equivalente a 28,7 anos de receitas de exportação de petróleo do país, aos valores de 2016. O maior dos fundos é Abu Dhabi Investment Authority (ADIA), com cerca de US\$ 830 bilhões em ativos e cujo financiamento é proveniente de dividendos pagos pela Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) e suas subsidiárias. Os investimentos da ADIA estão distribuídos internacionalmente em aplicações do mercado financeiro, como títulos públicos e ações, e no mercado imobiliário (Sovereign Wealth Fund Institute, 2017). Em relação aos demais fundos do país, destaca-se o Mubadala Investment Company (MIC), com US\$ 125 bilhões em ativos, cujo portfólio de investimentos inclui participações

¹¹⁷ O Emirado de Abu Dhabi possui três fundos, o Abu Dhabi Investment Authority (ADIA), o Abu Dhabi Investment Council (ADIC) e o Mubadala Investment Company (MIC). Por sua vez, o emirado de Dubai detém o fundo Investment Corporation of Dubai (ICD), enquanto o emirado de Ras Al Khaimah dispõe do fundo Ras Al Khaimah Investment Authority (RAKIA). No nível federal, o país conta com o Emirates Investment Authority (EIA).

societárias em empresas de diversos setores, como aeroespacial, defesa, saúde, educação, mercado imobiliário e hoteleiro, telecomunicações, metais e mineração, semicondutores, energia elétrica, energias renováveis, petroquímica, e a cadeia do petróleo e gás natural, como as participações em refinarias internacionais listadas na Tabela 4-5 (Mubadala, 2017).

Da mesma forma, o Qatar Investment Authority (QIA) possui ativos que totalizam US\$ 320 bilhões, o que equivale a cerca de 14 anos de receitas de exportação de petróleo do Qatar. Já os ativos do Kuwait Investment Authority (KIA) somam cerca de US\$ 520 bilhões, o que representa 12,6 anos de receitas de exportação de petróleo do Kuwait. Por sua vez, os dois fundos soberanos da Arábia Saudita (SAMA Foreign Holdings e Public Investment Fund of Saudi Arabia - PIF) somam cerca de US\$ 720 bilhões, equivalente a 5,3 anos de receitas de exportação de petróleo do país (Sovereign Wealth Fund Institute, 2017).

Portanto, esses países se encontram menos vulneráveis em relação às incertezas e volatilidades do mercado internacional do petróleo, uma vez que a quantia extraordinária de ativos dos fundos soberanos possibilita a estabilização dos fluxos de receitas, a criação de um mecanismo de poupança intergeracional, um maior controle da taxa de câmbio e da inflação por meio da redução da entrada de divisas, o gerenciamento das receitas de forma transparente e isolada dos anseios políticos, e a mitigação de práticas de *rent-seeking* e de corrupção (Stevens e Mitchell, 2008; Sugawara, 2014). Além disso, os fundos soberanos podem atuar também em favor da diversificação da estrutura produtiva de um país para além do setor de petróleo, ao destinar investimentos para o desenvolvimento de setores não-petrolíferos na economia do país, ou, até mesmo, remunerar o capital por meio de investimentos em outros países (Hvidt, 2013).

Por outro lado, Angola, Argélia, Gabão, Iraque, Nigéria e Venezuela possuem fundos soberanos cujos ativos são insuficientes para cobrir um ano de receitas de exportação de petróleo, aos valores de 2016. Enquanto, o Equador é o único país da OPEP que não possui um fundo soberano ou de estabilização (Sovereign Wealth Fund Institute, 2017). Logo, esses países estão mais vulneráveis e tendem a transferir as instabilidades dos preços internacionais de petróleo para dentro de suas economias.

Do ponto de vista da vulnerabilidade fiscal dos países-membros da OPEP, os países que se encontram mais expostos são Nigéria, Venezuela e Líbia, pois apresentam

os maiores preços de petróleo de *breakeven* fiscal. Isto é, são países que necessitam de preços elevados de petróleo para garantir que as despesas públicas estejam alinhadas com as receitas fiscais esperadas (Aissaoui, 2015). Nesse sentido, o orçamento público da Nigéria em 2016 exigia um preço de petróleo de US\$ 139/b para que estivesse em equilíbrio, enquanto a Venezuela e a Líbia apresentaram um preço de petróleo de *breakeven* fiscal de US\$ 118/b e de US\$ 102/b, respectivamente (Fitch, 2017; FMI, 2017a). De forma similar, as despesas públicas na Angola, na Arábia Saudita e no Equador também exigiram altos preços de petróleo, entre US\$ 73/b e US\$ 82/b, para alcançar o equilíbrio (Fitch, 2017; FMI, 2017a). Por outro lado, os países da OPEP cujos balanços fiscais apresentam maior resiliência são Qatar e Kuwait com preço de petróleo de *breakeven* fiscal de US\$ 47/b, Iraque com preço de *breakeven* de US\$ 54/b, e Irã com US\$ 55/b (FMI, 2017a).

O preço de petróleo de *breakeven* fiscal representa, portanto, uma *proxy* para os custos sociais de um país, ou seja, quanto maior for o preço de *breakeven*, maior será a dependência das despesas públicas ao setor de petróleo (Dale e Fattouh, 2018). Por outro lado, na medida em que as economias se diversificam para longe do setor de petróleo, o preço de *breakeven* fiscal tende a diminuir, uma vez que as economias passariam a ser apoiadas por uma estrutura produtiva mais ampla. No entanto, caso o preço internacional de petróleo seja inferior ao preço de *breakeven* fiscal, isto é, não seja suficiente para cobrir os custos sociais, o país se torna suscetível a déficits fiscais persistentes, fazendo com que as reservas financeiras diminuam e as dívidas aumentem (Dale e Fattouh, 2018; Luk, 2016).

Dessa forma, a utilização do preço de petróleo de *breakeven* fiscal como uma métrica de vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo ganhou notoriedade entre analistas de mercado a partir de 2014¹¹⁸ (Clayton e Levi, 2015), quando o preço médio do petróleo Brent recuou de US\$ 99/b para US\$ 44/b em 2016 (EIA, 2017a). Essa queda substancial fez com que muitos países exportadores apresentassem grandes déficits fiscais, uma vez que o preço de petróleo no mercado internacional foi inferior ao exigido para o equilíbrio do orçamento público. Por exemplo, o déficit fiscal observado em 2016, em percentual do PIB, foi de 17,8% na Venezuela, 17,2% na Arábia Saudita, 14,1% no

¹¹⁸ De acordo com Clayton e Levi (2015), o preço de petróleo de *breakeven* fiscal era raramente utilizado antes da crise financeira de 2008, quando os preços de petróleo caíram de US\$ 133/b em julho de 2008 para US\$ 40/b em dezembro de 2008 (EIA, 2017a). A partir daí, a métrica ganhou notoriedade e passou a ser largamente utilizada com o colapso dos preços de petróleo em 2014.

Iraque, 13,5% na Argélia, 8,4% no Equador, 5,0% na Angola, 4,7% na Nigéria, 4,1% nos Emirados Árabes Unidos, 3,9% no Qatar e 2,3% no Irã. Por outro lado, o único país da OPEP que apresentou superávit fiscal em 2016 foi o Kuwait com 0,3% do PIB, mesmo com o colapso dos preços de petróleo (FMI, 2017b).

Contudo, os déficits fiscais não podem ser sustentados indefinidamente. Logo, a maioria dos países exportadores de petróleo optou pela adoção de medidas austeras no sentido de readequar os custos sociais, isto é, as despesas públicas, de acordo com as receitas esperadas e, com isso, reequilibrar o orçamento público ou, no mínimo, reduzir o déficit (El-Katiri, 2016; Luk, 2016). Essas medidas incluem retirada de subsídios aos combustíveis líquidos, gás natural, água e eletricidade, privatização de empresas estatais, introdução de impostos, e redução de gastos públicos, principalmente, de pessoal¹¹⁹ (APICORP, 2016; El-Katiri, 2016; Fattouh e Harris, 2017; Fattouh e Sen, 2016; MEES, 2015; Stevens, 2016b).

Os subsídios são uma das principais características históricas das economias dos países exportadores de petróleo. El-Katiri (2016) afirma que, no caso dos países do Golfo Pérsico, essa característica está diretamente associada a um passado em que a população oferecia fidelidade à um governante em troca de alimentos, água e energia. De forma similar, Fattouh e Sen (2016) afirmam que, nos dias de hoje, os subsídios são utilizados pelos governos como um mecanismo de distribuição das rendas do petróleo visando à estabilidade política, uma característica típica dos Estados rentistas. Ademais, subsídios também são utilizados com o objetivo de promover determinados setores industriais (Stevens, 2015). Nesse contexto, IEA (2017c) estima que os subsídios energéticos (combustíveis líquidos, gás natural, carvão e eletricidade) em 2016 foram de US\$ 34,8 bilhões no Irã, US\$ 29,7 bilhões na Arábia Saudita, US\$ 16,1 bilhões na Venezuela, US\$ 9,7 bilhões na Argélia, US\$ 7,3 bilhões nos Emirados Árabes Unidos, US\$ 4,5 bilhões no Kuwait, US\$ 4,4 bilhões no Iraque, e US\$ 2,5 bilhões na Líbia e na Nigéria (IEA, 2017c).

Logo, com o objetivo de reduzir os custos sociais, os países exportadores de petróleo têm anunciado nos últimos anos planos de reforma desses subsídios. Por exemplo, a Arábia Saudita anunciou em 2015 uma retirada gradual dos subsídios, a ser aplicada ao longo de cinco anos, para combustíveis líquidos, gás natural (inclusive para o consumo industrial), água e eletricidade (APICORP, 2016; El-Katiri, 2016). De forma

¹¹⁹ É importante ressaltar que a retirada parcial ou integral desses benefícios pode provocar sérias tensões sociais nesses países (El-Katiri, 2016; Hendrix, 2017), objeto de discussão do critério Sociopolítico.

mais severa, os Emirados Árabes Unidos anunciaram em 2015 a liberalização dos preços de gasolina e óleo diesel, seguindo a dinâmica do mercado internacional, embora tenham mantido a maior parte dos subsídios oferecidos nos preços de eletricidade e gás natural (APICORP, 2016). Segundo Ponce-Jara et al. (2018), o Equador eliminou os subsídios para o óleo diesel, querosene de aviação, óleo combustível, e gás liquefeito de petróleo (GLP) de uso comercial e industrial em 2015, e, desde então, tem promovido a retirada gradual de subsídios para a gasolina.

Em relação ao aumento da tributação, destaca-se o acordo de 2016 dos países do Conselho de Cooperação do Golfo (GCC) em que concordaram com introduzir, pela primeira vez, um Imposto sobre Valor Agregado (IVA) com o objetivo de ampliar a base de receitas governamentais. A Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos se anteciparam e foram os primeiros países a introduzir um IVA de 5% para a maioria dos bens e serviços a partir do início de 2018 (Arábia Saudita, 2017; EAU, 2017). A expectativa é de que os demais países do GCC, como o Qatar e o Kuwait, adotem o IVA a partir de 2019. Por outro lado, esses países ainda não preveem a introdução de imposto de renda para seus cidadãos, que são isentos atualmente (El-Katiri, 2016).

Por fim, a privatização de empresas estatais tem sido evitada, por enquanto, pelos países exportadores de petróleo (El-Katiri, 2016). Destaca-se, contudo, o anúncio realizado pela Arábia Saudita em 2016 sobre o interesse do país na abertura de capital da estatal Saudi Aramco por meio de uma Oferta Pública Inicial (*Initial Public Offering - IPO*) de 5% das ações da empresa. A expectativa é que a abertura de capital da empresa seja realizada em 2018 (Fattouh e Harris, 2017).

Diante dessas medidas, as estimativas do Fundo Monetário Internacional (FMI) para 2017 apontam que a maioria dos países-membros da OPEP deve reduzir o déficit fiscal, em comparação com 2016. Por exemplo, em percentual do PIB, a Arábia Saudita deve reduzir o déficit fiscal de 17,2% para 8,6%, o Iraque deve reduzir de 14,1% para 5,1%, a Argélia de 13,5% para 3,2%, e o Equador de 8,4% para 5,8%. Por outro lado, os países que pouco fizeram para reduzir os custos sociais ou ampliar as receitas governamentais devem observar uma expansão do déficit fiscal, em percentual do PIB, como a Venezuela de 17,8% em 2016 para 18,5% em 2017, a Angola de 5,0% para 6,8%, e a Nigéria de 4,7% para 5,0% (FMI, 2017b).

Em resumo, diante dos atributos considerados no critério Econômico, os países da OPEP menos vulneráveis são Emirados Árabes Unidos com uma pontuação de 4,4, Qatar e Equador com uma pontuação de 4,1, e Irã com 4,0, uma vez que esses países se caracterizam por um alto nível de diversificação da atividade econômica e das exportações. Além disso, os Emirados Árabes Unidos, Qatar e Irã possuem baixos preços de petróleo de *breakeven* fiscal, e os Emirados Árabes Unidos e Qatar possuem fundos soberanos com uma quantia elevada de ativos. Em seguida, Argélia com pontuação de 3,7, Nigéria e Venezuela com 3,2, e Arábia Saudita com 3,1 apresentam uma diversificação da atividade econômica, porém uma base de exportações concentrada no petróleo. Além disso, a Argélia e a Arábia Saudita estão menos expostas do ponto de vista fiscal, pois apresentam menores preços de petróleo de *breakeven* fiscal. Enfim, os piores resultados foram obtidos pelo Iraque com uma pontuação de 2,8, pelo Gabão com 2,6, pelo Kuwait com 2,5, pela Angola com 2,4, e pela Líbia com 1,6. Esses países se caracterizam por uma alta relação entre receitas de exportação de petróleo e PIB (entre 26% e 45%) e uma altíssima relação entre receitas de exportação de petróleo e receitas totais de exportação (entre 72% e 100%)¹²⁰. Além disso, a Angola e a Líbia possuem altos preços de petróleo de *breakeven* fiscal, enquanto os fundos soberanos do Iraque, do Gabão e da Angola possuem uma quantia muito pequena em ativos. Logo, esses são os países mais vulneráveis entre os membros da OPEP em relação aos atributos do critério Econômico.

5.3.5. Critério: Sociopolítico

Os atributos do critério Sociopolítico buscam avaliar a exposição dos países exportadores de petróleo às falhas políticas e institucionais, por meio de aspectos como governança, estabilidade do governo, prestação de contas, corrupção e práticas de *rent-seeking*, e incidência de conflitos internos e externos, na medida em que a abordagem institucional é um dos mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais que melhor representam as vulnerabilidades dos países ao petróleo. Além disso, os atributos

¹²⁰ No caso do Kuwait, embora o país detenha um valor significativo em ativos no seu fundo soberano, a baixa diversificação da economia se sobrepõe, pois, o indicador de relação exportação de petróleo e PIB possui mais da metade do peso relativo do critério Econômico. Ou seja, a baixa diversificação econômica não é mitigada pelo fundo soberano, até mesmo pela baixa capacidade de absorção deste fundo dentro do país para estimular a atividade econômica.

buscam avaliar a necessidade de desenvolvimento humano dos países e o potencial de pressões sociais. Nesse sentido, a Tabela 5-13 apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP para o critério Sociopolítico, enquanto a Figura 5-6 apresenta os mesmos resultados por ordem de pontuação dos países.

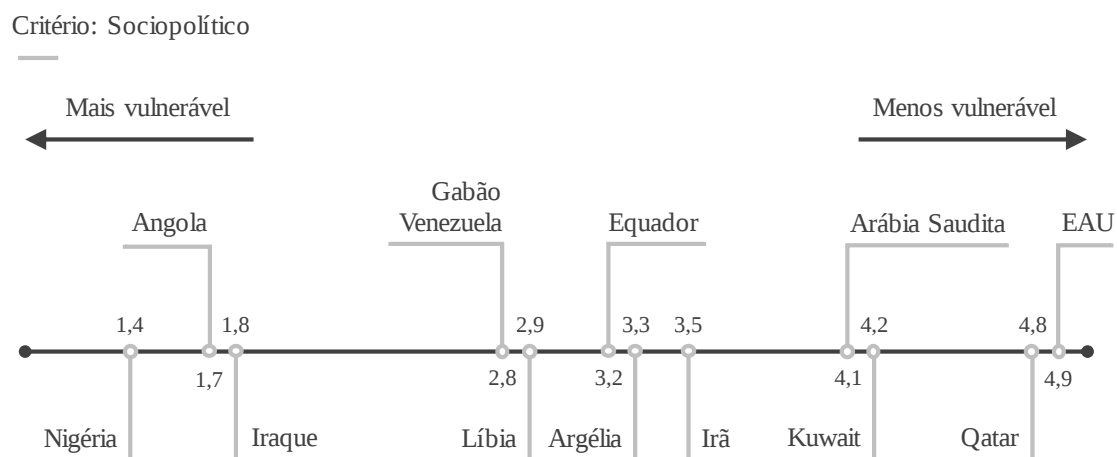


Figura 5-6 - Resultados do critério Sociopolítico por ordem de pontuação dos países da OPEP

Fonte: Elaboração própria

Os melhores resultados entre os países da OPEP foram obtidos pelos Emirados Árabes Unidos com uma pontuação de 4,9, pelo Qatar com uma pontuação de 4,8, pelo Kuwait com 4,2, e pela Arábia Saudita com 4,1, sendo assim os países que se encontram em situação de menor vulnerabilidade em relação aos atributos do critério Sociopolítico. Esse resultado se justifica, pois, esses países se caracterizam por um baixo risco sociopolítico, por um alto IDH e por uma baixa razão de dependência demográfica.

Tabela 5-13 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP para o critério Sociopolítico

País	5.1 Risco sociopolítico	Peso relativo 5.1	5.2 Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	Peso relativo 5.2	5.3 Razão de dependência demográfica	Peso relativo 5.3	Vulnerabilidade ao petróleo: Critério Sociopolítico
Angola	2,5	42%	1,1	35%	1,0	23%	1,7
Arábia Saudita	3,8	42%	4,9	35%	3,7	23%	4,1
Argélia	3,1	42%	3,7	35%	3,2	23%	3,3
Emirados Árabes Unidos	5,0	42%	4,8	35%	5,0	23%	4,9
Equador	3,0	42%	3,6	35%	3,2	23%	3,2
Gabão	2,9	42%	3,1	35%	2,3	23%	2,8
Irã	2,8	42%	4,0	35%	3,9	23%	3,5
Iraque	1,0	42%	2,5	35%	2,0	23%	1,8
Kuwait	4,1	42%	4,3	35%	4,3	23%	4,2
Líbia	2,4	42%	3,3	35%	3,3	23%	2,9
Nigéria	1,7	42%	1,0	35%	1,6	23%	1,4
Qatar	4,7	42%	5,0	35%	4,9	23%	4,8
Venezuela	1,6	42%	3,9	35%	3,3	23%	2,8

Fonte: Elaboração própria

O nível do risco sociopolítico dado por PRS (2016) aos Emirados Árabes Unidos (76,5) e ao Qatar (73,5) é semelhante ao de países da OCDE não-dependentes de petróleo, como Chile (76,5), Coréia do Sul (77,5), Itália (74,0), e Portugal (75,5)¹²¹. Dobbs et al. (2013) e FMI (2016) avaliam que os Emirados Árabes Unidos e o Qatar apresentam um alto grau de fortalecimento das instituições, além de terem conseguido estabelecer as bases para uma boa governança, inclusive maior transparência e mecanismos de controle à corrupção. Ademais, esses países possuem uma baixa incidência de conflitos internos e externos, o que inclui sanções, restrições comerciais, pressões diplomáticas, disputas territoriais e conflitos armados¹²².

Por sua vez, o nível de risco sociopolítico dado por PRS (2016) à Arábia Saudita (65,0) e ao Kuwait (68,0) é similar ao de países em desenvolvimento, como Argentina (64,0), Brasil (62,5), Croácia (69,5) e Vietnã (64,5). Isso pois, a Arábia Saudita e o Kuwait apresentam uma qualidade institucional inferior aos Emirados Árabes Unidos e Qatar, além de estarem envolvidos em maior nível em conflitos internos e externos, como as tensões existentes entre a Arábia Saudita e o Irã em disputas de poder na região¹²³. Em comum, Emirados Árabes Unidos, Qatar, Arábia Saudita e Kuwait se caracterizam por regimes autoritários e absolutistas¹²⁴, o que implica em uma baixa prestação de contas para a sociedade e responsabilidades democráticas, embora apresentem uma certa estabilidade política¹²⁵ (FMI, 2016; PRS, 2016).

Ao longo das últimas décadas, os Emirados Árabes Unidos, o Qatar, o Kuwait e a Arábia Saudita apresentaram uma evolução significativa nas suas condições sociais e no desenvolvimento humano. Entre 1990 e 2015, o IDH da Arábia Saudita avançou de 0,698 para 0,847, isto é, a uma taxa de 0,8% a.a., o que, de acordo com as classificações de PNUD (2016), significa evoluir de um desenvolvimento humano médio para um

¹²¹ O indicador de risco sociopolítico, ICRG *Political Risk*, considera uma variação entre 0 (máximo risco) e 100 (mínimo risco) (PRS, 2012).

¹²² Cabe ressaltar que o indicador de risco sociopolítico utiliza dados de 2016 e, portanto, não considera as sanções econômicas e cortes diplomáticos ao Qatar estabelecidos em 2017 por países como Arábia Saudita, Egito e Emirados Árabes Unidos, com a justificativa de que o Qatar suporta atividades terroristas (Fattouh e Farren-Price, 2017).

¹²³ Arábia Saudita, de maioria sunita, e Irã, de maioria xiita, competem pelo posto de potência regional do Oriente Médio, o que implica em tensões constantes e influência política em outros países da região.

¹²⁴ Emirados Árabes Unidos, Qatar e Arábia Saudita são monarquias absolutistas, enquanto o Kuwait é uma monarquia constitucional com um sistema político semidemocrático.

¹²⁵ Novamente, por utilizar dados de 2016, o indicador de risco sociopolítico não considera totalmente as mudanças efetuadas nos últimos anos que consolidaram o poder saudita nas mãos do Rei Salman e do Príncipe Herdeiro Mohammed bin Salman. A concentração de poder em apenas um ramo da família real saudita introduz uma nova dinâmica ao governo do país, aumentando o risco político, embora também permita que reformas sejam implementadas com maior facilidade, como o *Saudi Vision 2030* (EPE, 2017b).

desenvolvimento humano muito alto. De forma similar, os Emirados Árabes Unidos observaram um avanço de 0,726 para 0,840 no seu IDH, o Qatar de 0,754 para 0,856, e o Kuwait de 0,713 para 0,800 entre 1990 e 2015, isto é, os três países a uma taxa de 0,5% a.a., o que também os credencia ao grupo de países de desenvolvimento humano muito alto (PNUD, 2016). Logo, o progresso observado no IDH indica que esses países estão menos vulneráveis às pressões sociais por melhorias nas condições socioeconômicas.

Esses países também se destacam por apresentarem as menores razões de dependência demográfica em comparação com os demais países-membros da OPEP. Por exemplo, os Emirados Árabes Unidos possuem 1,3 milhão de jovens (com idade abaixo de 15 anos) e pouco mais de 100 mil idosos (com idade acima de 65 anos) para 7,8 milhões de pessoas com idade entre 15 e 65 anos de idade (Banco Mundial, 2018), isto é, uma razão de dependência de apenas 18%. Da mesma forma, o Qatar apresenta uma razão de dependência de 20%, o Kuwait de 33% e a Arábia Saudita, um pouco maior, de 46%. Do ponto de vista de gastos públicos, a população idosa representa maiores despesas em saúde e previdência, enquanto a população jovem representa maiores despesas em educação.

No entanto, a maior preocupação que a razão de dependência demográfica gera para os governos é o potencial de pressões sociais por empregos e por melhorias das condições socioeconômicas no longo prazo, em função da maior disponibilidade de jovens no mercado de trabalho (Jesus, 2009). Essa questão é particularmente importante para os países exportadores de petróleo, uma vez que o setor de petróleo é intensivo em capital, e, portanto, não requer uma grande quantidade de mão de obra local¹²⁶, o que dificulta a criação de oportunidades e empregos para um mercado de trabalho crescente (Callen et al., 2014; Stevens, 2015). Além disso, um fenômeno típico nos países do Oriente Médio é a contratação de trabalhadores estrangeiros como mão de obra qualificada em detrimento do desenvolvimento de mão de obra local, o que para Cairns e Calfucura (2012) representa uma estratégia dos governos locais para evitar a criação de uma classe média qualificada nesses países. Nesse contexto, a alternativa geralmente encontrada pelos governos é ampliar a oferta de empregos públicos, às custas das

¹²⁶ Essa questão foi discutida em maiores detalhes na Seção 2.3, inclusive a relação entre a desigualdade social e a baixa oferta de empregos no setor de petróleo para os menos qualificados, e a contratação de trabalhadores estrangeiros como mão de obra qualificada por países do Oriente Médio.

instáveis receitas de exportação de petróleo¹²⁷ (FMI, 2016). Segundo Dobbs et al. (2013), mais de 80% da população local nos Emirados Árabes Unidos e no Kuwait estão empregados no setor público.

Portanto, por apresentarem as menores razões de dependência demográfica, os Emirados Árabes Unidos, o Qatar, o Kuwait e a Arábia Saudita são os países-membros da OPEP que se encontram menos vulneráveis em relação às pressões sociais provocadas pela maior participação de jovens na sociedade¹²⁸.

Em seguida, com um resultado intermediário no critério Sociopolítico, encontram-se Irã com uma pontuação de 3,5, Argélia com 3,3, Equador com 3,2, Líbia com 2,9, e Gabão e Venezuela com 2,8. Em comum, esses países se caracterizam por um desenvolvimento humano alto, de acordo com as classificações de PNUD (2016).

Destaca-se, contudo, o progresso do Irã (1,2% a.a.) e da Argélia (1,0% a.a.) entre 1990 e 2015, ou seja, uma evolução de desenvolvimento humano baixo para desenvolvimento humano alto. Por outro lado, a Líbia pouco evoluiu no mesmo período, de 0,681 para 0,716, isto é, uma taxa de apenas 0,2% a.a. (PNUD, 2016).

Em relação à razão de dependência demográfica, o destaque negativo entre os países de resultado intermediário é o Gabão, que possui cerca de 730 mil jovens e 100 mil idosos para uma população de adultos de aproximadamente 1,1 milhão (Banco Mundial, 2018), ou seja, uma razão de dependência de 73%. Os demais países apresentam uma razão entre 41% e 54%.

Do ponto de vista do risco sociopolítico, a Venezuela e a Líbia se destacam negativamente, com um ICRG *Political Risk* de 44,0 e 52,0, respectivamente. Esses países apresentam um alto risco devido à alta instabilidade política e social, à baixa qualidade institucional, ao baixo nível de confiança e respeito as regras da sociedade e aos direitos de propriedade, ao alto grau de envolvimento e influência de militares na política, e à percepção de um alto nível de corrupção e de práticas de *rent-seeking* (Dobbs

¹²⁷ Além de outros “benefícios”, como baixa carga tributária e subsídios aos combustíveis líquidos, ao gás natural, à energia elétrica e ao abastecimento de água, como discutido na Seção 5.3.4.

¹²⁸ Embora estejam entre os menos vulneráveis, esses países não passaram ilesos da Primavera Árabe. No Kuwait, o primeiro-ministro pediu renúncia após protestos populares, o que levou também à dissolução do Parlamento. Enquanto, na Arábia Saudita, os protestos provocaram a antecipação de eleições municipais, o aumento de gastos públicos e a concessão do direito ao voto feminino (Yergin, 2014). No Qatar, o governo aumentou os salários no setor público em 60% em 2012 para evitar maiores protestos (Dobbs et al., 2013).

et al, 2013; FMI, 2016; Palacios, 2016). No caso da Líbia ressalta-se ainda a Guerra Civil que se instalou no país em 2011, após a Primavera Árabe, e que perdura desde então.

Por fim, os piores resultados entre os países da OPEP foram obtidos pelo Iraque com uma pontuação de 1,8, pela Angola com 1,7, e pela Nigéria com 1,4. Esse resultado se justifica, pois, esses países se caracterizam por um altíssimo risco sociopolítico (entre 38,5 e 53,0), por um baixo IDH (entre 0,527 e 0,649) e por uma alta razão de dependência demográfica (entre 78% e 99%).

O Iraque enfrenta dificuldades institucionais para estabelecer um governo estável em um país fragmentado por conflitos, por tensões étnico-religiosas, e pela forte presença e influência de militares no poder. Além disso, a organização Transparência Internacional classifica o país entre os piores do mundo no que tange a corrupção e a governança (Transparência Internacional, 2015). Por sua vez, a Nigéria sofre com conflitos internos entre diferentes grupos étnicos e religiosos, além de milícias locais que promovem ataques e sabotagens na infraestrutura do setor de petróleo. Além disso, a Angola e a Nigéria possuem um IDH baixíssimo (0,533 e 0,527, respectivamente), visto que a esperança de vida ao nascer nesses países é de cerca de 53 anos e que metade da população vive abaixo da linha da pobreza, o que as credenciam como países de desenvolvimento humano baixo (PNUD, 2016). Por fim, os dois países apresentam também um percentual impressionante de jovens, em especial, a Angola, em que os 13,7 milhões de jovens rivalizam em número com os 14,4 milhões de adultos (Banco Mundial, 2018).

Logo, o Iraque, a Angola e a Nigéria são os países da OPEP que se encontram em situação de maior vulnerabilidade em relação aos atributos do critério Sociopolítico. Como consequência, esses países estão mais suscetíveis às falhas políticas e institucionais, sujeitos a maiores obrigações para promover o desenvolvimento humano e social, e expostos a pressões sociais por empregos e por melhorias das condições socioeconômicas, de tal forma que se tornam mais dependentes em relação as receitas do setor de petróleo.

5.4. Considerações sobre os resultados consolidados

A consolidação dos resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP é apresentada na Tabela 5-14.

Tabela 5-14 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos países da OPEP por critério

País	Vulnerabilidade ao petróleo				
	Critério Produção	Critério Mercado	Critério Meio Ambiente	Critério Econômico	Critério Sociopolítico
Angola	1,5	2,0	3,2	2,4	1,7
Arábia Saudita	3,6	3,4	2,1	3,1	4,1
Argélia	2,4	2,8	2,4	3,7	3,3
Emirados Árabes Unidos	3,9	2,9	2,7	4,4	4,9
Equador	2,1	2,2	3,9	4,1	3,2
Gabão	2,1	2,1	2,4	2,6	2,8
Irã	4,7	3,7	1,3	4,0	3,5
Iraque	4,2	2,3	2,4	2,8	1,8
Kuwait	4,0	2,7	2,2	2,5	4,2
Líbia	3,3	2,2	2,4	1,6	2,9
Nigéria	2,5	1,9	2,6	3,2	1,4
Qatar	4,1	2,4	3,3	4,1	4,8
Venezuela	1,8	3,2	3,8	3,2	2,8

Fonte: Elaboração própria

A partir da consolidação dos resultados é possível concluir que, em função do seu grau de vulnerabilidade ao petróleo, os países-membros da OPEP podem ser divididos em três grupos distintos: (i) Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita; (ii) Kuwait, Equador, Venezuela e Argélia; e (iii) Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola.

Com o objetivo de facilitar a comparação da vulnerabilidade ao petróleo entre os países, a apresentação dos resultados também é feita de uma forma mais intuitiva por meio de gráficos de radar. A Figura 5-7 apresenta os resultados dos Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita, enquanto a Figura 5-8 apresenta os resultados do Kuwait, Equador, Venezuela e Argélia, e, finalmente, a Figura 5-9 apresenta os resultados do Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola. É importante ressaltar que, quanto maior for a vulnerabilidade de um determinado país, menor é a pontuação dos critérios e, conseqüentemente, menor é a área do seu gráfico de radar.

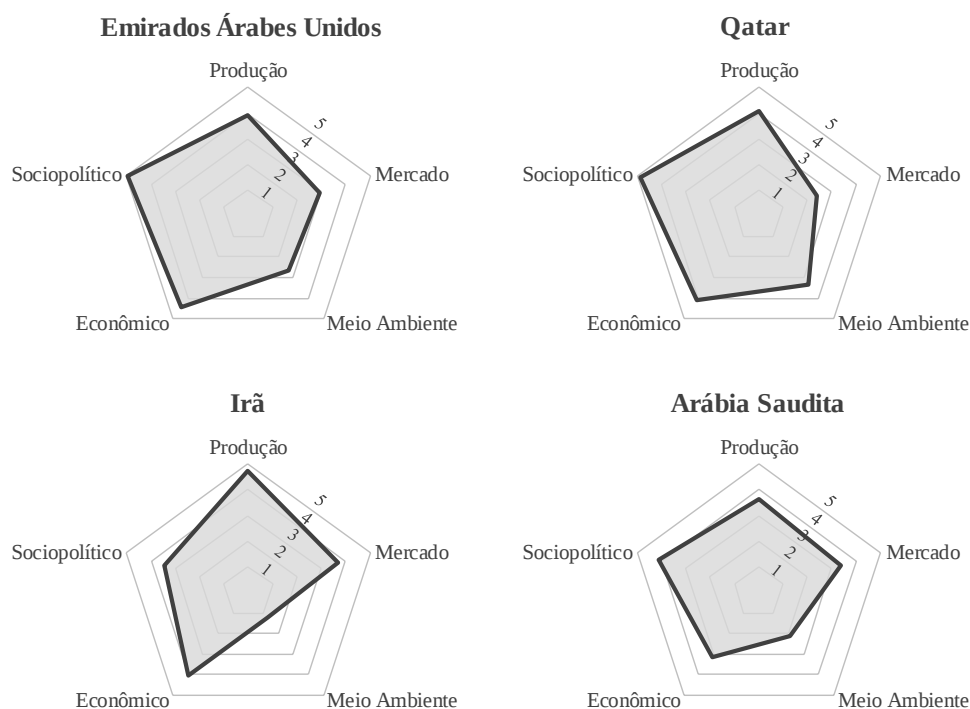


Figura 5-7 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo dos Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita

Fonte: Elaboração própria

Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita formam o grupo dos países menos expostos às vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo. Esses países se caracterizam, particularmente, por resultados favoráveis nos critérios Produção, Econômico e Sociopolítico, ou seja, possuem disponibilidade física e capacidade em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo, alcançaram um certo nível de diversificação da atividade econômica e das exportações para longe do setor de petróleo (embora não necessariamente uma diversificação sustentável no longo prazo), apresentam maior resiliência para lidar com as volatilidades do mercado internacional do petróleo, e estão menos vulneráveis às falhas políticas e institucionais. Por outro lado, esses países possuem uma menor capacidade para lidar com cenários de transição energética nos quais o petróleo se torna menos relevante para a demanda energética mundial (exceto o Qatar, grande produtor de gás natural). Vale ressaltar que Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Qatar formam o núcleo da OPEP, isto é, os países que atuam mais fortemente na defesa dos preços, na maior aderência às cotas e na manutenção da capacidade ociosa (Pertusier, 2004).

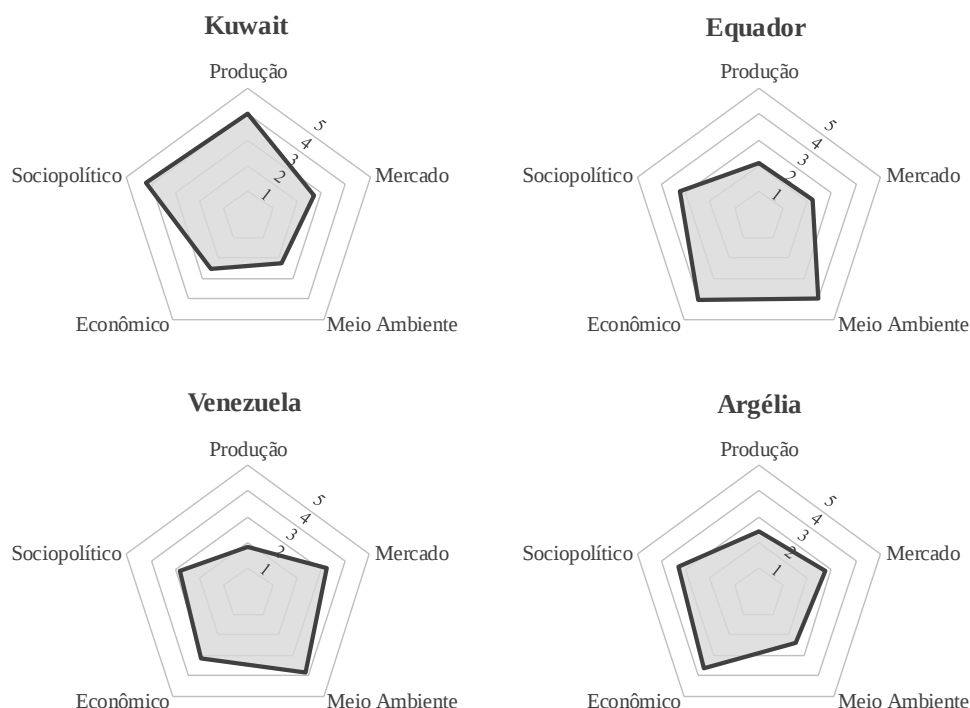


Figura 5-8 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo do Kuwait, Equador, Venezuela e Argélia

Fonte: Elaboração própria

Em seguida, Kuwait, Equador, Venezuela e Argélia formam o grupo de países da OPEP que obtiveram resultados intermediários e heterogêneos em relação aos atributos de vulnerabilidade ao petróleo. Por um lado, Kuwait possui uma maior capacidade em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo e está menos suscetível às falhas políticas e institucionais, enquanto Equador e Argélia apresentam uma maior diversificação em suas atividades econômicas e em suas exportações. Por outro lado, a Venezuela se destaca por apresentar mecanismos de mitigação da exposição da produção de petróleo ao mercado internacional, em especial, capacidade internacional de refino, além de, juntamente com o Equador, apresentar uma maior capacidade em lidar com as políticas de mudanças climáticas, tendência de economias de baixo carbono, e cenários de transição energética.

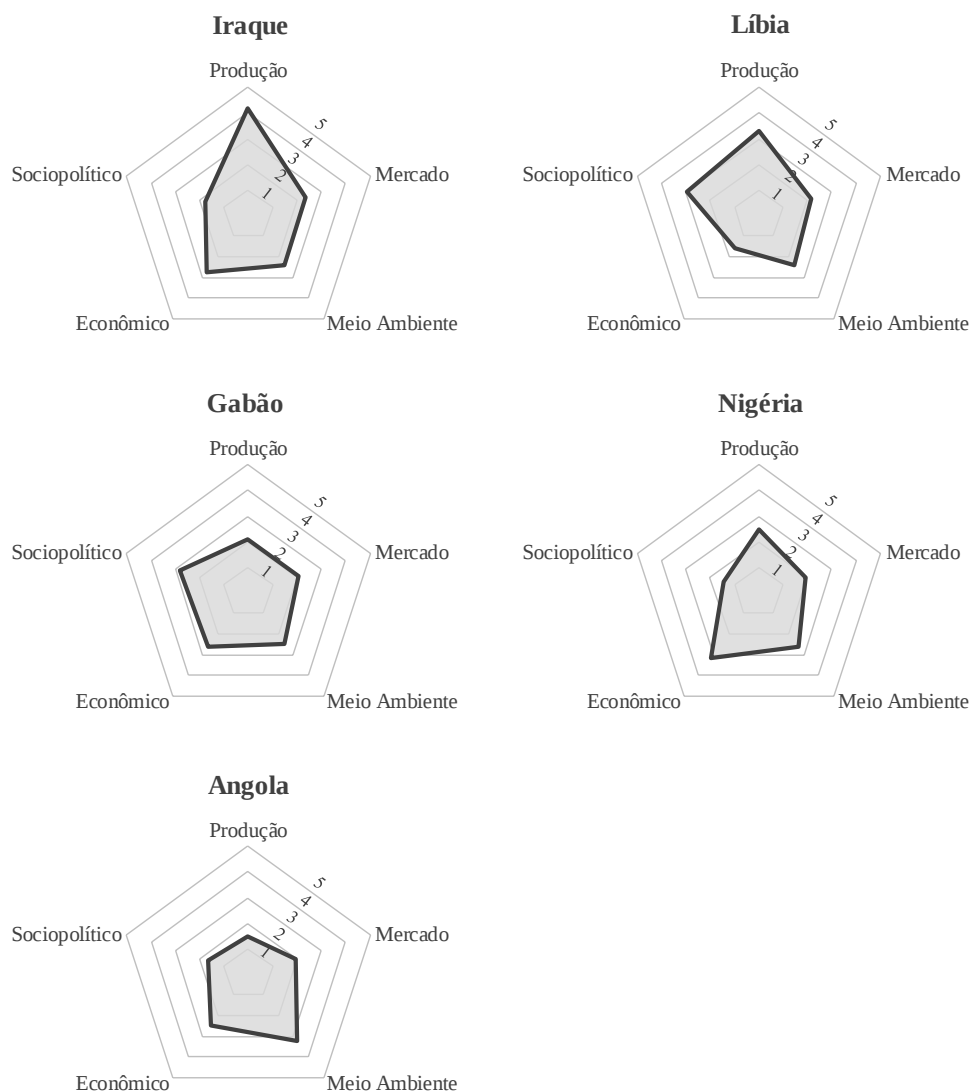


Figura 5-9 - Resultados da análise de vulnerabilidade ao petróleo do Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola

Fonte: Elaboração própria

Por fim, Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola são os países-membros da OPEP mais vulneráveis à própria riqueza, excessivamente dependentes ao petróleo, e estão sujeitos aos maiores riscos e ameaças proporcionados pelas vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo. Isso pois, esses países são mais suscetíveis às falhas políticas e institucionais (em função de aspectos como governança, estabilidade do governo, corrupção e práticas de *rent-seeking*), possuem maiores obrigações para promover o desenvolvimento humano e social, e estão sujeitos a pressões sociais por empregos e por melhorias das condições socioeconômicas no longo prazo. Em geral,

esses países também apresentam uma estrutura produtiva frágil e pouco diversificada, e uma receita pública altamente dependente dos preços de petróleo, sintomas diretamente associados aos mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais. Além disso, possuem uma menor capacidade em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo (exceto Líbia e Iraque), e não contam com mecanismos de mitigação da exposição da produção de petróleo ao mercado internacional, como capacidade internacional de refino ou indústria petroquímica local. Logo, são os países mais vulneráveis às ameaças com potencial de impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo no longo prazo, como a revolução do *shale*, as políticas de mudanças climáticas e as tecnologias de baixo carbono, em especial, as ameaças que propiciem um ambiente de preços de petróleo mais baixos.

6. CONCLUSÕES

Esta dissertação teve por objetivo discutir em que medida os países exportadores de petróleo são vulneráveis à própria riqueza. Essa questão é objeto de um amplo debate na literatura, onde são discutidos diversos mecanismos de transmissão e canais pelos quais a vulnerabilidade ao petróleo se manifesta. Nesse contexto, este estudo argumenta que os países exportadores de petróleo estão sujeitos a vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo.

As vulnerabilidades intrínsecas estão reunidas sob a hipótese da maldição dos recursos naturais, na qual a dependência excessiva às receitas de exportação de recursos naturais impede o desenvolvimento socioeconômico a longo prazo. A literatura apresenta diversas evidências empíricas da correlação negativa entre a abundância de recursos naturais e o desenvolvimento socioeconômico dos países. Destacam-se, por exemplo, um pior desempenho econômico ao longo dos anos (Auty, 1986, 2001; Sachs e Warner, 1995, 1997, 1999), altos níveis de pobreza e de desigualdade (Karl, 1997; Sarraf e Jiwanji, 2001), maior incidência de regimes absolutistas e autoritários (Auty, 2001; Beblawi, 1990; Lal, 1995), alto risco de conflitos e guerras (Collier e Hoeffler, 2004; Ross, 2012), presença de uma cultura de corrupção e de *rent-seeking* (Ades e Di Tella, 1999; Bhattacharyya e Hodler, 2010; Leite e Weidmann, 1999; Sala-i-Martin e Subramanian, 2003), e deterioração do arcabouço institucional e incapacidade de condução de políticas públicas (Karl, 2007; Mikesell, 1997; Stevens, 2015).

Esses aspectos negativos da maldição dos recursos naturais são transmitidos por meio de mecanismos como declínio nos termos de troca no longo prazo, volatilidade das receitas, Doença Holandesa, efeito de *crowding-out*, e falhas políticas e institucionais (Auty, 2001; Gylfason, 2001; Ross, 1999; Stevens, 2015).

No caso dos países exportadores de petróleo, em especial, os países-membros da OPEP, objeto desta dissertação, os mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais que melhor representam a vulnerabilidade ao petróleo são a volatilidade das receitas e as falhas políticas e institucionais. As receitas de exportação de petróleo são muito voláteis e estão sujeitas a fortes flutuações em períodos relativamente curtos. Como resultado, os países exportadores de petróleo são suscetíveis a problemas de gestão fiscal, política e macroeconômica, fazendo com que a maioria desses governos tenha

dificuldades em resistir à pressão política para absorver as receitas extraordinárias na economia doméstica nos ciclos expansivos e para preservar as despesas sociais durante os ciclos recessivos, levando ao acúmulo de dívidas. Já as falhas políticas e institucionais são os canais de vulnerabilidade que se apresentam de forma mais contundente, uma vez que os países-membros da OPEP se caracterizam por regimes políticos autoritários e totalitários, presença constante de conflitos internos e externos, má governança e instituições frágeis, aspectos de Estado rentista, comportamentos de *rent-seeking* e de corrupção entre os principais agentes políticos e econômicos, más tomadas de decisão e incapacidade de condução de políticas públicas pelos governos, e políticas industriais baseadas na introdução de subsídios.

Contudo, apesar de apresentar diversas evidências empíricas, não há um consenso na literatura sobre a existência da maldição. Inclusive, uma vertente cada vez maior defende que a abundância de recursos naturais, se gerenciada adequadamente a partir de uma boa governança e de instituições fortes e transparentes, pode ser uma oportunidade e um caminho viável para o desenvolvimento dos países (Cameron e Stanley, 2017; Dobbs et al., 2013; NRG, 2014). Porém, evitar a maldição dos recursos naturais não é só uma questão de boa governança, mas também de uma política econômica que considere a transição de uma economia no longo prazo. O desafio de tal política no contexto de baixa capacidade institucional e de desenvolvimento econômico limitado é enorme, em função da baixa capacidade dos governos de implementar tais políticas.

Dessa forma, o colapso nos preços de petróleo a partir do segundo semestre de 2014, por conseguinte, as dificuldades fiscais enfrentadas pelos países produtores, reforça que a hipótese da maldição dos recursos naturais está viva e ativa. De fato, a situação fiscal desses países é um recado conveniente de que as vulnerabilidades intrínsecas (isto é, a maldição) se configuram por meio da criação de uma economia excessivamente dependente das receitas de uma fonte volátil e finita.

Por sua vez, as vulnerabilidades extrínsecas se referem aos diversos fatores disruptivos que têm potencial para impactar a dinâmica da indústria mundial do petróleo, como tendências de mercado e mudanças tecnológicas. Destacam-se, por exemplo, a revolução do *shale* nos Estados Unidos, as políticas de mudanças climáticas, e as tecnologias de baixo carbono. Ou seja, diferentemente das intrínsecas, as vulnerabilidades extrínsecas se configuram como fatores alheios aos países exportadores de petróleo e, em alguns casos, à própria indústria do petróleo.

A revolução do *shale* nos Estados Unidos introduziu uma condição particular na curva de oferta mundial de petróleo, em função da sua maior flexibilidade e capacidade de resposta de curto prazo para variações de preço do que a da produção convencional, atuando para diminuir o comportamento cíclico dos preços (Dale, 2015; Fattouh, 2017).

Com os compromissos assumidos nas políticas de mudanças climáticas, os países tendem a migrar as suas economias para longe de um modelo em que os processos de produção e o consumo dependam fortemente de combustíveis fósseis. Em outras palavras, as políticas de mudanças climáticas estão orientadas no sentido de economias de baixo carbono (OCDE, 2015; Stevens et al., 2015; Van de Graaf, 2017). Dessa forma, as políticas, os investimentos e as escolhas baseadas na visão de um futuro de baixo carbono devem influenciar significativamente a indústria mundial do petróleo, inclusive diante da perspectiva de *stranded assets* e *carbon bubble*, o que representa um enorme desafio para países detentores de grandes reservas de petróleo e cujas economias dependam fortemente das receitas de exportação desse recurso natural.

Ao mesmo tempo, tecnologias de baixo carbono, como veículos elétricos, e fontes renováveis de energia têm se tornado cada vez mais competitivas em comparação com as alternativas baseadas em fontes fósseis (IEA, 2016a). Em adição ao papel fundamental da eficiência energética, esses fatores disruptivos representam uma séria ameaça ao setor de petróleo, uma vez que têm potencial de destruir uma parte expressiva da demanda de combustíveis fósseis nas próximas décadas (Carbon Tracker Initiative, 2015, 2017; IEA, 2017; Van der Ploeg, 2016; WoodMackenzie, 2016a).

Em conjunto, essas tendências resultam em uma visão da geopolítica da energia na qual o mundo se caracteriza pela abundância da oferta, não pela escassez, e com uma perspectiva de pico na demanda mundial de petróleo, ao invés de um pico em função de restrições de oferta (Brandt et al., 2013; Brognaux et al., 2017; Carbon Tracker Initiative, 2015; IEA, 2016a; Stevens, 2016a; Van de Graaf, 2017; Van de Graaf e Verbruggen, 2015; Van der Ploeg, 2016; WEF, 2016). Se essas tendências forem confirmadas nas próximas décadas, a indústria do petróleo pode presenciar uma nova era de declínio estrutural, com profundas implicações para empresas do setor, investidores e, em especial, para os países dependentes das receitas de exportação desse recurso natural. Logo, isso coloca em dúvida a extensão na qual os recursos de petróleo podem servir como fontes futuras de renda e de desenvolvimento socioeconômico para os países exportadores de petróleo (Van de Graaf, 2017; WEF, 2016).

Diante da discussão das vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo, esta dissertação propôs uma metodologia baseada em indicadores e em uma abordagem multicritério com o objetivo de mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo.

A abordagem multicritério adotada, o Método de Análise Hierárquica (AHP), arranja o problema da vulnerabilidade ao petróleo em uma estrutura hierárquica de critérios e indicadores, seguida por um processo de priorização, em que um mecanismo de comparações par a par é utilizado para definir os pesos relativos dos indicadores dentro de um mesmo critério (Hughes, 2009; Saaty, 2005). Com o objetivo de minimizar a subjetividade da tomada de decisão, um questionário para a comparação par a par dos indicadores foi elaborado e enviado para diversos especialistas em mercado internacional de petróleo, tanto no Brasil quanto no exterior, cobrindo o máximo possível de pontos de vista.

Por sua vez, os indicadores são utilizados para uma análise estática e comparativa da vulnerabilidade ao petróleo entre os países, e descrevem os atributos que se desejam analisar e que melhor representam as vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo, como a capacidade dos países em sustentar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo, a exposição dos países ao mercado internacional, a capacidade dos países exportadores de petróleo em lidar com as políticas de mudanças climáticas e com economias de baixo carbono, o nível de dependência econômica ao setor de petróleo, e a exposição dos países às falhas políticas e institucionais e à necessidade de desenvolvimento social. Ao todo, 19 indicadores foram elaborados e organizados de acordo com cinco critérios: Produção, Mercado, Meio Ambiente, Econômico e Sociopolítico.

É importante ressaltar que qualquer metodologia que seja proposta para mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo está sujeita a subjetividades e fragilidades, uma vez que a questão da vulnerabilidade ao petróleo é complexa e multidimensional, como bem colocado por Gupta (2008). A própria metodologia proposta neste estudo é um exemplo, por considerar uma análise multicritério com uma grande quantidade de indicadores, ou seja, na tentativa de compreender o máximo possível de atributos que representam as vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas, a metodologia se torna exposta a críticas em relação à escolha de determinados indicadores e métodos.

Uma primeira crítica diz respeito à utilização de indicadores consolidados e dados secundários, visto que a metodologia desses indicadores muitas vezes não é exposta de forma transparente. No caso da metodologia proposta neste estudo, os indicadores consolidados utilizados foram (1.2) custo médio de produção de petróleo, (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal, (5.1) risco sociopolítico, e (5.2) Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Como justificado na Seção 4.1, embora não desejável, esses indicadores foram considerados as melhores alternativas publicamente disponíveis. Por exemplo, como uma alternativa para trabalhos futuros, o indicador (4.3) preço de petróleo de *breakeven* fiscal pode ser calculado a partir de dados primários.

Da mesma forma, alguns indicadores inicialmente escolhidos foram preteridos em função da indisponibilidade de dados primários, isto é, alguns dos indicadores utilizados nesta metodologia não foram a primeira opção na etapa de mapeamento das alternativas para representar um determinado atributo. Por exemplo, ainda que não represente o atributo da importância relativa da indústria petroquímica em sua totalidade, o indicador (2.5) relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo foi utilizado em função da indisponibilidade de dados para valor agregado e para receitas totais do setor petroquímico.

Uma segunda crítica pode ser feita à opção de realizar as comparações par a par apenas no nível dos indicadores ao invés de aplicá-las também ao nível dos critérios, o que é possível por meio do método AHP. Dessa forma, ao comparar a relação de importância entre os critérios, a metodologia apresentaria um valor único como resultado final, o que permitiria uma comparação mais direta da vulnerabilidade ao petróleo entre os países. No entanto, a opção neste estudo pela comparação par a par apenas no nível dos indicadores resguarda as particularidades dos atributos de cada critério e as diferenças tênues entre eles.

Uma terceira crítica se refere à etapa de normalização dos indicadores, em que a condição de máxima e mínima vulnerabilidade é atribuída de forma comparativa entre os países analisados, ou seja, um país que apresenta condição de mínima vulnerabilidade em um determinado indicador não necessariamente se encontra imune ou isento dos riscos dessa vulnerabilidade. Além disso, a inclusão de um país ao grupo de países analisados pode mudar significativamente os valores de um determinado indicador, caso esse país incluído assumira a condição de mínima ou de máxima vulnerabilidade. Como justificado na Seção 4.1, essa metodologia foi adotada em virtude da complexidade em se definir o

que representa uma condição extremamente favorável ou extremamente desfavorável em um determinado indicador.

Uma quarta crítica diz respeito a subjetividade dos pesos relativos dos indicadores, pois, apesar de o método AHP ter sido utilizado para mitigar essa fragilidade, os questionários de comparação par a par foram respondidos por apenas 11 especialistas, uma quantidade limitada em comparação com o total de 32 profissionais para os quais o questionário foi enviado. Dessa forma, o percentual reduzido de respostas ao questionário induz a uma certa dificuldade ou incompreensão por parte dos especialistas, o que indica a necessidade de aprimorar a etapa de elaboração do questionário.

Por fim, uma quinta crítica se refere aos indicadores selecionados para representar os atributos do critério Meio Ambiente, uma vez que os países exportadores de petróleo são mais fortemente influenciados por políticas de mudanças climáticas e energéticas de países importadores de petróleo. Ou seja, a intensidade energética, a intensidade de emissões de CO₂ e a participação de fontes renováveis na China e na Índia, por exemplo, podem ser consideradas mais relevantes para os atributos do critério Meio Ambiente do que as próprias características dos países exportadores de petróleo.

Apesar das fragilidades discutidas, a metodologia proposta neste estudo para mensurar a vulnerabilidade dos países exportadores de petróleo se mostra válida e adequada, pois oferece uma visão abrangente do problema da vulnerabilidade por meio de indicadores que consideram diversos elementos das vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo. Da mesma forma, a adoção do método AHP permite a mitigação do problema da subjetividade dos pesos relativos dos indicadores, ao transferir essa atribuição para especialistas do setor de petróleo.

Além disso, a validade da metodologia proposta é conferida principalmente pelo êxito na aplicação aos países-membros da OPEP, cujos resultados se revelaram coerentes e verossímeis.

Emirados Árabes Unidos, Qatar, Irã e Arábia Saudita são os países da OPEP menos expostos às vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo, pois possuem disponibilidade física e capacidade em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo, alcançaram um certo nível de diversificação da atividade econômica e das exportações para longe do setor de petróleo (embora não necessariamente uma diversificação sustentável no longo prazo), apresentam

uma maior resiliência para lidar com as volatilidades do mercado internacional do petróleo, e estão menos vulneráveis às falhas políticas e institucionais. Por outro lado, esses países possuem uma menor capacidade para lidar com cenários de transição energética nos quais o petróleo se torna menos relevante para a demanda energética mundial (exceto o Qatar, grande produtor de gás natural).

Kuwait, Equador, Venezuela e Argélia obtiveram resultados intermediários e heterogêneos em relação aos atributos de vulnerabilidade ao petróleo. Por um lado, Kuwait possui uma maior capacidade em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo e está menos suscetível às falhas políticas e institucionais, enquanto Equador e Argélia apresentam uma maior diversificação em suas atividades econômicas e em suas exportações. Por outro lado, a Venezuela se destaca por apresentar mecanismos de mitigação da exposição da produção de petróleo ao mercado internacional, em especial, capacidade internacional de refino, além de, juntamente com o Equador, apresentar uma maior capacidade em lidar com as políticas de mudanças climáticas, tendência de economias de baixo carbono, e cenários de transição energética.

Iraque, Líbia, Gabão, Nigéria e Angola são os países-membros da OPEP mais vulneráveis à própria riqueza, excessivamente dependentes ao petróleo, e estão sujeitos aos maiores riscos e ameaças proporcionados pelas vulnerabilidades intrínsecas e extrínsecas da indústria mundial do petróleo. Isso pois, esses países são mais suscetíveis às falhas políticas e institucionais, possuem maiores obrigações para promover o desenvolvimento humano e social, e estão sujeitos a pressões sociais por empregos e por melhorias das condições socioeconômicas no longo prazo. Em geral, esses países também apresentam uma estrutura produtiva frágil e pouco diversificada, e uma receita pública altamente dependente dos preços de petróleo, sintomas diretamente associados aos mecanismos de transmissão da maldição dos recursos naturais. Além disso, possuem uma menor capacidade em proporcionar uma produção de petróleo competitiva no longo prazo e não contam com mecanismos de mitigação da exposição da produção de petróleo ao mercado internacional.

Por fim, esta dissertação recomenda para estudos futuros a aplicação da metodologia de vulnerabilidade para países exportadores de petróleo que não sejam membros da OPEP, por exemplo, Brasil, Canadá, Cazaquistão, Colômbia, México, Rússia e Noruega. Desse modo, os resultados podem indicar em que medida a OPEP, como instituição, é um fator que intensifica ou reduz a vulnerabilidade dos países ao

petróleo. Da mesma forma, a comparação com os países não-OPEP permite um maior entendimento do grau de importância da localização geográfica e da evolução política e socioeconômica dos países exportadores de petróleo para a questão da vulnerabilidade, uma vez que os países não-OPEP compreendem um grupo mais heterogêneo do que os países-membros da OPEP. Além disso, a aplicação da metodologia de vulnerabilidade é especialmente relevante para o Brasil, pois o país tem se tornado um ator importante no mercado internacional do petróleo. Logo, a compreensão das ameaças, das vulnerabilidades e dos riscos que os países exportadores de petróleo enfrentam é fundamental para os formuladores de políticas públicas no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACEMOGLU, D. e ROBINSON, J.A. (2006), **Economic backwardness in political perspective**, American Political Science Review, 100 (1), p. 115-131.
- ADES, A. e DI TELLA, R. (1999), **Rents, competition and corruption**, The American Economic Review, 89 (4), p. 982-993.
- AGUILERA, R.F. (2014), **Production costs of global conventional and unconventional petroleum**, Energy Policy, 64, p. 134-140.
- AISSAOUI, A. (2015), **Saudi Arabia: How long will its buffers last if oil prices stay low?**, APICORP Research, Economic Commentary, 10 (3), Arab Petroleum Investments Corporation.
- ALEKLETT, K. e CAMPBELL, C.J. (2003), **The peak and decline of world oil and gas production**, Minerals & Energy - Raw Materials Report, 18, p. 5-20.
- ALGARÍN, C.R. et al. (2017), **An analytic hierarchy process based approach for evaluating renewable energy sources**, International Journal of Energy Economics and Policy, 7 (4), p. 38-47.
- AL-MONEEF, M.A. (1998), **Vertical integration strategies of the national oil companies**, The Developing Economies, 36 (2), p. 203-222.
- AL-TAMIMI, N. (2013), **Asia-GCC relations: Growing interdependence**, Analysis No. 179, Istituto per gli Studi di Politica Internazionale.
- ANP (2018), **Dados estatísticos**, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>.
- APICORP (2015), **Shifting trade flows Middle East strategies for market share in Asia**, APICORP Energy Research, Vol. 1, No. 3, Arab Petroleum Investments Corporation.
- APICORP (2016), **Energy price reform in the GCC long road ahead**, APICORP Energy Research, Vol. 1, No. 4, Arab Petroleum Investments Corporation.
- ARÁBIA SAUDITA (2017), **VAT Policy in the Kingdom of Saudi Arabia**, Version 1, Kingdom of Saudi Arabia. Disponível em: <<https://vat.gov.sa/en>>.
- ARGUS MEDIA (2017), **Argus Crude Methodology and Specifications Guide**.

AUTY, R.M. (1986), **Resource-based industrialisation and country size: Venezuela and Trinidad and Tobago**, *Geoforum*, 17 (3), p. 325-338.

AUTY, R.M. (1993), **Sustaining development in mineral economies: The resource curse thesis**, Routledge.

AUTY, R.M. (1994), **Industrial Policy Reform in Six Large Newly Industrializing Countries: The Resource Curse Thesis**, *World Development*, 22 (1), p. 11-26.

AUTY, R.M. (1998), **Resource abundance and economic development: Improving the performance of resource-rich countries**, The United Nations University, World Institute for Development Economics Research, Research for Action 44.

AUTY, R.M. (2001), **Resource abundance and economic development**, Oxford University Press.

ATKINSON, G. e HAMILTON, K. (2003), **Savings, growth and the resource curse hypothesis**, *World Development*, 31 (11), p. 1793-1807.

BACON, R. e KOJIMA, M. (2008), **Oil price risks: Measuring the vulnerability of oil importers**, Note Number 320, Public Policy for the Private Sector, Financial and Private Sector Development Vice Presidency, The World Bank Group.

BACON, R. e MATTAR, A. (2005), **The vulnerability of African countries to oil price shocks: Major factors and policy options, The case of oil importing countries**, Report 308/05, Energy Sector Management Assistance Program, The International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank.

BAFFES, J. et al. (2015), **The great plunge in oil prices: Causes, consequences, and policy responses**, CAMA Working Paper 23/2015, Centre for Applied Macroeconomic Analysis, Crawford School of Public Policy, Australian National University.

BAKER HUGHES (2017), **Baker Hughes rig count**. Disponível em: <<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigCountOverview>>.

BANCO MUNDIAL (2010), **Ecuador diversification and sustainable growth in an oil-dependent country**, Report No. 46551-EC, The World Bank.

BANCO MUNDIAL (2017a), **World Bank Group Announcements at One Planet Summit**, Press Release 2018/087/CCG, The World Bank.

BANCO MUNDIAL (2017b), **Iran's Economic Outlook**, The World Bank.

BANCO MUNDIAL (2018), **DataBank World Development Indicators**, The World Bank. Disponível em: <<http://databank.worldbank.org>>.

BAUMEISTER, C. e KILIAN, L. (2016), **Understanding the decline in the price of oil since June 2014**, Journal of the Association of Environmental and Resource Economists, 3 (1), p. 131-158.

BEBLAWI, H. (1990), **The rentier state in the Arab World**, In: Giacomo L. (ed.), The Arab State, p. 49-62.

BEHAR, A. e RITZ, R.A. (2017), **OPEC vs US shale: Analyzing the shift to a market-share strategy**, Energy Economics, 63, p. 185-198.

BENTLEY, R.W. (2002), **Global oil & gas depletion: An overview**, Energy Policy, 30, p. 189–205.

BGR (2016), **Reserves, Resources and Availability of Energy Resources**, Energy Study 2016, The Federal Institute for Geoscience and Natural Resources.

BHATTACHARYYA, S. e BLAKE, A. (2010), **Analysis of oil export dependency of MENA countries: Drivers, trends and prospects**, Energy Policy, 38 (1), p. 1098-1107.

BHATTACHARYYA, S. e HODLER, R. (2010), **Natural resources, democracy and corruption**, European Economic Review, 54 (4), p. 608-621.

BLATTMAN, C. et al. (2007), **Winners and losers in the commodity lottery: The impact of terms of trade growth and volatility in the Periphery 1870–1939**, Journal of Development Economics 82, p. 156-179.

BP (2017a), **BP Energy Outlook: 2017 edition**, British Petroleum.

BP (2017b), **BP Statistical Review of World Energy June 2017**, British Petroleum.

BRANDT, A.R. (2010), **Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique**, Energy, 35, p. 3958-3974.

BRANDT, A.R. et al. (2013), **Peak oil demand: The role of fuel efficiency and alternative fuels in a global oil production decline**, Environmental Science & Technology, 47 (14), p. 8031–8041.

BROGNAUX, C. et al. (2017), **The multiple paths to peak oil demand**, The Boston Consulting Group.

BRUNNSCHWEILER, C.N. (2008), **Cursing the blessings? Natural resource abundance, institutions, and economic growth**, World Development, 36 (3), p. 399-419.

BRUNNSCHWEILER, C.N. e BULTE, E.H. (2008), **The resource curse revisited and revised: A tale of paradoxes and red herrings**, Journal of Environmental Economics and Management, 55, p. 248-264.

BULLARD, N. (2017), **China goes all in on the transit revolution**, Bloomberg. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/view/articles/2017-12-08/china-goes-all-in-on-the-transit-revolution>>.

CAIRNS, R.D. e CALFUCURA, E. (2012), **OPEC: Market failure or power failure?**, Energy Policy, 50, p. 570-580.

CALLEN, T. et al. (2014), **Economic diversification in the GCC: Past, present, and future**, IMF Staff Discussion Note 12, Institute for Capacity Development and Middle East and Central Asia Department, International Monetary Fund.

CAMERON, P.D. e STANLEY, M.C. (2017), **Oil, gas and mining: A sourcebook for understanding the extractive industries**, International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank.

CAMPBELL, C.J. e LAHERRÈRE, J.H. (1998), **The End of Cheap Oil**, Scientific American, 278, p. 78-83.

CARBON TRACKER INITIATIVE (2013), **Unburnable Carbon 2013: Wasted capital and stranded assets**, Carbon Tracker & The Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment.

CARBON TRACKER INITIATIVE (2015), **Fossil-fuel demand in a carbon-constrained world: Integrated projections of coal, oil, and gas demand**, Carbon Tracker & Energy Transition Advisors.

CARBON TRACKER INITIATIVE (2017), **Expect the unexpected: The disruptive power of low-carbon technology**, Carbon Tracker & The Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment.

CASTELO BRANCO, D.A. et al. (2012), **A multicriteria approach for measuring the carbon-risk of oil companies**, Energy Strategy Reviews, 1, p. 122-129.

- CAVALCANTI, T.V.V et al. (2011), **Commodity Price Volatility and the Sources of Growth**, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics 1112.
- CHAVEZ-RODRIGUEZ, M.F. et al. (2018), **Fuel saving strategies in the Andes: Long-term impacts for Peru, Colombia and Ecuador**, Energy Strategy Reviews, 20, p. 35-48.
- CHEN, H. et al. (2016), **Impacts of OPEC's political risk on the international crude oil prices: An empirical analysis based on the SVAR models**, Energy Economics, 57, p. 42-49.
- CLAYTON, B. e LEVI, M.A. (2015), **Fiscal breakeven oil prices: Uses, abuses and opportunities for improvement**, Discussion Paper, Council on Foreign Relations.
- COELHO, J.M.F. e SZKLO, A. (2015), **Dealing with petroleum surpluses in Brazil through optimization refining model**, Energy Strategy Reviews, 6, p. 80-91.
- COLLIER, P. e HOFFLER, A. (2004), **Greed and Grievance in Civil War**, Oxford Economic Papers, 56, p. 563-595.
- CORDEN, W.M. (1984), **Booming sector and Dutch disease economics: Survey and consolidation**, Oxford Economic Papers, 36 (3), p. 359-380.
- CORDEN, W.M. e NEARY, J.P. (1982), **Booming sector and de-industrialisation in a small open economy**, The Economic Journal, 92, p. 825-848.
- CORKIN, L. (2017), **After the boom: Angola's recurring oil challenges in a new context**, OIES Paper 72, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.
- COSTA, T.C. e BELDERRAIN, M.C.N. (2009), **Decisão em grupo em métodos multicritério de apoio à decisão**, 15º Encontro de Pós-Graduação do ITA, Instituto Tecnológico de Aeronáutica.
- CPCL (2015), **Chennai Petroleum Corporation Limited**. Disponível em: <<https://www.cpcl.co.in>>.
- CROOKS, E. (2017), **Big energy fears peak oil demand is looming**, Financial Times. Disponível em: <<https://ft.com/content/47dbcb80-08ae-11e7-ac5a-903b21361b43>>.
- CUDDINGTON, J.T. (1992), **Long-run trends in 26 primary commodity prices: A disaggregated look at the Prebisch-Singer hypothesis**, Journal of Development Economics, 39, p. 207-227.

CURTIS, T. (2016), **Unravelling the US shale productivity gains**, OIES Paper 69, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

DALE, S. (2015), **The new economics of oil**, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

DALE, S. e FATTOUH, B. (2018), **Peak oil demand and long-run oil prices**, Energy Insight 25, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

DARBY, S. (2010), **Natural Resource Governance: New frontiers in transparency and accountability**, Transparency and Accountability Initiative, Open Society Foundation.

DEFFEYES, K. (2001), **Hubbert's peak: The impending world oil shortage**, Princeton University Press.

DELOITTE (2014), **The changing nature of mobility**, Deloitte Touche Tohmatsu, Deloitte Review, Issue 15, p. 55-81.

DEUTSCHE BANK (2013), **Oil & gas for beginners: A guide to the oil & gas industry**, Markets Research.

DEUTSCHE BANK (2014), **EM oil producers: Breakeven pain thresholds**, Special Report.

DIETSCH, E. (2014), **Good governance of the extractive resources sector**, Thesis (Doctor of Philosophy) - University of Dundee.

DIKE, J.C. (2013), **Measuring the security of energy exports demand in OPEC economies**, Energy Policy, 60, p. 594-600.

DOBBS, R. et al. (2013), **Reverse the curse: Maximizing the potential of resource-driven economies**, The McKinsey Global Institute.

DORIS, E. et al. (2009), **Energy efficiency policy in the United States: Overview of trends at different levels of government**, Technical Report, NREL/TP-6A2-46532, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy.

EASTERLY, W. et al. (1993), **Good policy or good luck? Country growth performance and temporary shocks**, National Bureau of Economic Research, NBER Working Paper 4474.

EAU (2017), **The introduction of VAT in UAE**, United Arab Emirates. Disponível em: <<https://www.thevatuae.com>>.

EIA (2012), **Crude oils have different quality characteristics**, Today in Energy, July 16, 2012, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2013), **Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States**, U.S. Department of Energy.

EIA (2016a), **Trends in U.S. oil and natural gas upstream costs**, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2016b), **Country analysis brief: Iraq**, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2016c), **Offshore oil production in deepwater and ultra-deepwater increasing**, Today in Energy, October 28, 2016, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2016d), **Country analysis brief: Nigeria**, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2016e), **Country analysis brief: Gabon**, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2017a), **Petroleum & Other Liquids Data**, U.S. Energy Information Administration. Disponível em: <<https://www.eia.gov/petroleum/data.php>>.

EIA (2017b), **Drilling Productivity Report**, December 2017, U.S. Department of Energy. Disponível em: <<https://www.eia.gov/petroleum/drilling>>.

EIA (2017c), **Country analysis brief: Saudi Arabia**, U.S. Energy Information Administration.

EIA (2017d), **Country analysis brief: Ecuador**, U.S. Energy Information Administration.

EL-KATIRI, L. (2016), **Vulnerability, resilience, and reform: The GCC and the oil price crisis 2014-2016**, The Center on Global Energy Policy, Columbia University.

EPE (2017a), **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2017b), **Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo**, No. 3, 2º Semestre/2017, Empresa de Pesquisa Energética.

ESCÓCIA (2017), **Programme for Government**, Scottish Government. Disponível em: <<https://news.gov.scot/news/programme-for-government-1>>.

ESTADOS UNIDOS (2017), **Statement by President Trump on the Paris Climate Accord**, Office of the Press Secretary, United States Government. Disponível em: <<https://www.whitehouse.gov/briefings-statements/statement-president-trump-paris-climate-accord>>.

EXXONMOBIL (2017), **2017 Outlook for Energy: A View to 2040**, ExxonMobil.

FARDMANESH, M. (1991), **Dutch disease economics and the oil syndrome: An empirical study**, World Development, 19 (6), p. 711-717.

FATTOUH, B. (2016), **Adjustment in the oil market: Structural, cyclical or both?**, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

FATTOUH, B. (2017), **OPEC's hard choices**, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

FATTOUH, B. e FARREN-PRICE, B. (2017), **Feud between brothers: The GCC rift and implications for oil and gas markets**, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

FATTOUH, B. e HARRIS, L. (2017), **The IPO of Saudi Aramco: Some fundamental questions**, Energy Insight 9, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

FATTOUH, B. e SEN, A. (2013), **The US tight oil revolution in a global perspective**, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

FATTOUH, B. e SEN, A. (2016), **Saudi Arabia's Vision 2030, oil policy and the evolution of the energy sector**, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.

FITCH (2017), **Most Major EEMEA Oil Exporters Still Face Pressure from Low Prices**, Fitch Ratings.

FMI (2007), **The role of fiscal institutions in managing the oil revenue boom**, Fiscal Affairs Department, International Monetary Fund.

FMI (2016), **Economic diversification in oil-exporting Arab countries**, Annual Meeting of Arab Ministers of Finance, International Monetary Fund.

FMI (2017a), **Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia, Statistical Appendix**, Middle East and Central Asia Department, International Monetary Fund.

FMI (2017b), **Fiscal Monitor: Tackling Inequality, Methodological and Statistical Appendix**, International Monetary Fund.

FOSU, A.K. (1996), **Primary exports and economic growth in developing countries**, Blackwell Publishers, p. 465-475.

GELB, A.H. (1988), **Oil windfalls: Blessing or curse?**, World Bank Research Publication, Oxford University Press.

GELB, A.H. e CONWAY, P. (1988), **Algeria: Windfalls in a Socialist Economy**, In: Gelb, A.H., *Oil windfalls: Blessing or curse?*, World Bank Research Publication, Oxford University Press, p. 147-169.

GOLDEMBERG, J. e COELHO, S.T. (2004), **Renewable energy: Traditional biomass vs. modern biomass**, *Energy Policy*, 32, p. 711-714.

GUPTA, E. (2008), **Oil vulnerability index of oil-importing countries**, *Energy Policy*, 36, p. 1195-1211.

GYLFASON, T. (2001), **Natural resources, education, and economic development**, *European Economic Review*, 45, p. 847-859.

HALFF, A. (2016), **The outlook for Asia's oil market in a lower-price environment**, In: Shukor, M.I.A. et al., *Asia's energy security amid global market change*, NBR Special Report 63, The National Bureau of Asian Research.

HARDING, T. e VENABLES, A.J. (2011), **Foreign exchange windfalls, imports and exports**, Department of Economics, University of Oxford.

HENDRIX, C.S. (2017), **Kicking a crude habit: Diversifying away from oil and gas in the 21st century**, Working Paper 17-2, Peterson Institute for International Economics.

HELM, D. (2015), **Stranded assets: A deceptively simple and flawed idea**, Paper n° 15, Energy Futures Network.

HODLER, R. (2006), **The curse of natural resources in fractionalized countries**, *European Economic Review*, 50, p. 1367-1386.

HÖÖK, M. et al. (2009), **Giant oil field decline rates and their influence on world oil production**, *Energy Policy*, 37, p. 2262-2272.

HOTELLING, H. (1931), **The economics of exhaustible resources**, The Journal of Political Economy, 39, p. 137-175.

HUBBERT, K. (1956), **Nuclear energy and the fossil fuels**, Publication 95, Shell Development Company.

HUGHES, L. (2009), **Quantifying energy security: An Analytic Hierarchy Process approach**, Fifth Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water, and Environment Systems.

HUSAIN, A.M. et al. (2015), **Global Implications of Lower Oil Prices**, IMF Staff Discussion Note 15, International Monetary Fund.

HVIDT, M. (2013), **Economic diversification in GCC countries: Past record and future trends**, Number 27, Kuwait Programme on Development, Governance and Globalisation in the Gulf States, The London School of Economics and Political Science.

IATA (2015), **IATA 2015 Report on Alternative Fuels**, International Air Transport Association.

IEA (2015), **Oil Medium-Term Market Report 2015: Market analysis and forecasts to 2020**, International Energy Agency.

IEA (2016a), **World Energy Outlook 2016**, International Energy Agency.

IEA (2016b), **Oil Medium-Term Market Report 2016: Market analysis and forecasts to 2021**, International Energy Agency.

IEA (2016c), **Energy Efficiency Market Report 2016**, International Energy Agency.

IEA (2016d), **Quarterly Statistics, Energy prices and taxes, Third quarter 2016**, International Energy Agency.

IEA (2017a), **Global EV Outlook 2017: Two million and counting**, International Energy Agency.

IEA (2017b), **IEA Energy Atlas**. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/ieaenergyatlas>>.

IEA (2017c), **World Energy Outlook: Energy Subsidies**, International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/resources/energysubsidies>>.

INSTITUTE FOR ECONOMICS AND PEACE (2017), **Global Peace Index 2017: Measuring peace in a complex world**.

IPCC (2014), **Climate Change 2014: Synthesis Report**, Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRENA (2015), **Renewable Energy Options for Shipping: Technology brief**, The International Renewable Energy Agency.

ISHAM, J. et al. (2002), **The varieties of rentier experience: How natural resource endowments affect the political economy of economic growth**, Department of Economics and the Program in Environmental Studies, Middlebury College, p. 1-54.

ISMAIL, K. (2010), **The structural manifestation of the Dutch disease: The case of oil exporting countries**, International Monetary Fund, Strategy, Policy, and Review Department, IMF Working Paper 103.

JAGUAR LAND ROVER (2017), **Every Jaguar Land Rover launched from 2020 will be electrified**. Disponível em: <<https://www.jaguarlandrover.com/news/2017/09/every-jaguar-and-land-rover-launched-2020-will-be-electrified>>.

JESUS, F.D. (2009), **Indicadores de vulnerabilidade socioeconômica para países exportadores de petróleo: Metodologia e análise comparativa**, Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

JEWELL, J. et al. (2014), **Energy security under de-carbonization scenarios: An assessment framework and evaluation under different technology and policy choices**, Energy Policy, 65, p. 743-760.

KARL, T.L. (1997), **The paradox of plenty: Oil booms and petro-states**, University of California Press.

KARL, T.L. (2007), **Ensuring fairness: The case for a transparent fiscal social contract**, In: Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E. (ed.), Escaping the Resource Curse, Columbia University Press.

KAUFMANN, D. et al. (2010), **The Worldwide Governance Indicators: Methodology and analytical issues**, Policy Research Working Paper 5430, The World Bank.

KEBLUSEK, M.E. (2010), **Is EITI really helping improve global good governance: Examining the Resource Curse, Corruption, and Nigeria's EITI Implementation Experience**, Niger Delta Professionals for Development.

- KHATIB, H. (2014), **Oil and natural gas prospects: Middle East and North Africa**, Energy Policy, 64, p. 71-77.
- KITOUS, A. et al. (2016), **Impact of low oil prices on oil exporting countries**, JRC Science for Policy Report, Joint Research Centre, European Union.
- KPC (2017), **International refineries**, Kuwait Petroleum Corporation. Disponível em: <<https://www.kpc.com.kw/InformationCenter/Pages/International-Refineries.aspx>>.
- KRANE, J. (2015), **A refined approach: Saudi Arabia moves beyond crude**, Energy Policy, 82, p. 99-104.
- KRONENBERG, T. (2002), **The curse of natural resources in the transition economies**, Osteuropa-Institut München, Working Paper 241.
- KRUGMAN, P. (1987), **The narrow moving band, the Dutch disease, and the competitive consequences of Mrs. Thatcher**, Journal of Development Economics, 27, p. 41-55.
- LAHERRÈRE, J. (2001), **Estimates of oil reserves**, International Energy Workshop 2001.
- LAHN, G. et al. (2013), **Saving Oil and Gas in the Gulf**, Chatham House Report, The Royal Institute of International Affairs.
- LAL, D. (1995), **Why growth rates differ: The political economy of social capability in 21 developing countries**, In: Koo, B.H. e Perkins, D.H. (ed.), Social Capability and Long-Term Economic Growth, Korea Development Institute, p. 288-309.
- LAL, D. e MYINT, H. (1996), **The political economy of poverty, equity and growth**, Clarendon Press.
- LEDERMAN, D. e MALONEY, W.F. (2003), **Trade structure and growth**, The World Bank, World Bank Policy Research Working Paper 3025.
- LEITE, C. e WEIDMANN, J. (1999), **Does mother nature corrupt? Natural resources, corruption and economic growth**, International Monetary Fund, African and Research Departments, IMF Working Paper 85.
- LIU, C. et al. (2016), **Statistical properties of country risk ratings under oil price volatility: Evidence from selected oil-exporting countries**, Energy Policy, 92, p. 234-245.

- LUCIANI, G. (2011), **Price and revenue volatility: What policy options and role for the state?**, *Global Governance*, 17, p. 213-228.
- LUK, M. (2016), **How oil exporting countries navigate low price environments**, Oil Group.
- LUTZ, M. (1994), **The effects of volatility in the terms of trade on output growth: New evidence**, *World Development*, 22 (12), p. 1959-1975.
- MACIEL, G.C. (2015), **Recursos naturais e desenvolvimento econômico: Benção, maldição ou oportunidade?**, Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- MAGGIO, G. e CACCIOLA, G. (2012), **When will oil, natural gas, and coal peak?**, *Fuel*, 98, p. 111-123.
- MALONEY, W.F. (2002), **Innovation and growth in resource rich countries**, Banco Central de Chile, Central Bank of Chile Working Papers 148.
- MANZANO, O. e RIGOBON, R. (2001), **Resource curse or debt overhang?**, National Bureau of Economic Research, NBER Working Paper 8390.
- MARTIN, W. e MITRA, D. (2001), **Productivity growth and convergence in agriculture versus manufacturing**, *Economic Development and Cultural Change*, 49 (2), p. 403-422.
- MATSUYAMA, K. (1992), **Agricultural productivity, comparative advantage, and economic growth**, *Journal of Economic Theory*, 58, p. 317-334.
- MATULKA, R. (2014), **The history of the electric car**, U.S. Department of Energy. Disponível em: <<https://www.energy.gov/articles/history-electric-car>>.
- MAUGERI, L. (2013), **The shale oil boom: A U.S. phenomenon**, Discussion Paper 2013-05, The Geopolitics of Energy Project, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School.
- MCDONALD, P. (2017), **Oil economics turned upside down as low prices fail to bring about production cuts**, *Oil and Energy Trends*, August 2017, p. 10-18.
- MCGLADE, C. (2012), **A review of the uncertainties in estimates of global oil resources**, *Energy*, 47, p. 262-270.

- MCGLADE, C. (2013), **Uncertainties in the outlook for oil and gas**, Thesis (Doctor of Philosophy) - University College London.
- MCGLADE, C. e EKINS, P. (2015), **The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C**, *Nature*, 517, p. 187-190.
- MCKINSEY (2016), **An integrated perspective on the future of mobility**, McKinsey & Company e Bloomberg New Energy Finance.
- MCMAHON, G. (1997), **The natural resource curse: Myth or reality?**, The World Bank, Economic Development Institute.
- MEES (2015), **Gulf oil economies must wake up or face decades of decline**, *Middle East Economic Survey*, Volume 58, Issue 33.
- MEHLUM, H. et al. (2006), **Institutions and the resource curse**, *The Economic Journal*, 116, p. 1-20.
- MEINSHAUSEN, M. et al. (2009), **Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C**, *Nature*, 458, p. 1158-1162.
- MENDOZA, E.G. (1997), **Terms-of-trade uncertainty and economic growth**, *Journal of Development Economics*, 54, p. 323-356.
- MENDOZA, G.A. et al. (1999), **Guidelines for applying multi-criteria analysis to the assessment of criteria and indicators**, The Criteria & Indicators Toolbox Series, Center for International Forestry Research.
- MIRZAEI, M. e BEKRI, M. (2017), **Energy consumption and CO2 emissions in Iran, 2025**, *Environmental Research*, 154, p. 345-351.
- MISSION INNOVATION (2015), **Mission Innovation: Accelerating the clean energy revolution**. Disponível em: <<http://mission-innovation.net>>.
- MIKESELL, R.F. (1997), **Explaining the resource curse, with special reference to mineral-exporting countries**, *Resources Policy*, 23 (4), p. 191-199.
- MITCHELL, J. et al. (2015), **Oil and gas mismatches: Finance, investment and climate policy**, Research Paper, Energy, Environment and Resources, Chatham House, The Royal Institute of International Affairs.

MOONEY, A. (2017), **Growing number of pension funds divest from fossil fuels**, Financial Times. Disponível em: <<https://www.ft.com/content/fe88b788-29ad-11e7-9ec8-168383da43b7>>.

MORSY, H. (2009), **Current account determinants for oil-exporting countries**, IMF Working Paper 28, Middle East and Central Asia Department, International Monetary Fund.

MOUSAVI, B. et al. (2017), **Driving forces of Iran's CO2 emissions from energy consumption: An LMDI decomposition approach**, Applied Energy, 206, p. 804-814.

MUBADALA (2017), **Mubadala Investment Company**. Disponível em: <<https://www.mubadala.com>>.

NADEL, S. et al. (2015), **Energy efficiency in the United States: 35 years and counting**, Report E1502, American Council for an Energy-Efficient Economy.

NASA (2016), **NASA's X-57 Electric Research Plane**. Disponível em: <<https://www.nasa.gov/image-feature/nasas-x-57-electric-research-plane>>.

NEARY, J.P. e VAN WIJNBERGEN, S. (1985), **Natural resources and the macroeconomy: A theoretical framework**, Centre for Economic Policy Research, CEPR Working Paper Series 36.

NEUMAYER, E. (2004), **Does the 'resource curse' hold for growth in genuine income as well?**, London School of Economics, Department of Geography and Environment and Center for Environmental Policy and Governance (CEPG).

NIORDC (2017), **Iran joins gasoline exporters**, National Iranian Oil Refining and Distribution Company. Disponível em: <<http://www.niordc.ir/index.aspx?fkeyid=&siteid=77&pageid=1985&newsview=10473>>.

NNPC (2017), **2016 Annual Statistical Bulletin, Nigerian National Petroleum Corporation**. Disponível em: <<http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/OilandGasStatistics/AnnualStatisticsBulletin.aspx>>.

NORGES BANK (2017), **Investment strategy for the Government Pension Fund Global**, Letter to the Ministry of Finance, 16 November 2017. Disponível em: <<https://www.nbim.no/en/transparency/submissions-to-ministry/2017/investment-strategy-for-the-government-pension-fund-global>>.

NRGI (2014), **Natural Resource Charter: Second Edition**, Natural Resource Governance Institute.

NRGI (2015), **2015-2019 Organizational Strategy**, Natural Resource Governance Institute.

NURKSE, R. (1958), **Trade fluctuations and buffer policies of low-income countries**, International Review for Social Sciences, 11 (2), p. 141-154.

NYKVIST, B. e NILSSON, M. (2015), **Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles**, Nature Climate Change, 5, p. 329-332.

NYNAS (2017), **Nynas Annual Report 2016**. Disponível em: <<https://www.nynas.com/en/investor-relations/ir-news/nynas-annual-report-2016>>.

OCDE (2015), **Divestment and stranded assets in the low-carbon economy**, Background paper for the 32nd Round Table on Sustainable Development, Organisation for Economic Co-operation and Development.

OEC/MIT (2017), **The Observatory of Economic Complexity**, Massachusetts Institute of Technology. Disponível em: <<https://atlas.media.mit.edu>>.

OIL & GAS JOURNAL (2016), **2016 Worldwide Refining Survey**.

OILINVEST (2017), **Well-positioned & energy-efficient**, Media Insight. Disponível em: <<http://www.oilinvest.com/en/media/insight/well-positioned-and-energy-efficient>>.

ONU (2015), **Paris Agreement**, United Nations. Disponível em: <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php>.

OPEP (2017a), **OPEC Annual Statistical Bulletin 2017**, Organization of the Petroleum Exporting Countries.

OPEP (2017b), **The future economy of oil from the Middle East and across OPEC**, OPEC Secretary General, Organization of the Petroleum Exporting Countries. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/4114.htm>.

OPEP (2017c), **OPEC World Oil Outlook 2040**, Organization of the Petroleum Exporting Countries.

OWEN, N.A. et al. (2010), **The status of conventional world oil reserves: Hype or cause for concern?**, Energy Policy, 38, p. 4743-4749.

PALACIOS, L. (2016), **Venezuela's growing risk to the oil market**, Center on Global Energy Policy, Columbia University.

PANWAR, N.L. et al. (2011), **Role of renewable energy sources in environmental protection: A review**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, p. 1513-1524.

PDVSA (2016), **PDVSA en el mundo**, Petróleos de Venezuela. Disponível em: <http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6516&Itemid=579&lang=es>.

PDVSA (2017), **Venezuela and China sign four energy agreements**, Petróleos de Venezuela. Disponível em: <http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=7123:venezuela-and-china-sign-4-energy-agreements&catid=10:news&Itemid=908&lang=en>.

PERTUSIER, R.R. (2004), **Sobre a eficácia da OPEP como cartel e de suas metas como parâmetros de referência para os preços do petróleo**, Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PETROAMAZONAS (2016), **Plan Estrategico 2016-2019**.

PETROFF, A. (2017), **These countries want to ban gas and diesel cars**, CNN Money. Disponível em: <<http://money.cnn.com/2017/09/11/autos/countries-banning-diesel-gas-cars/index.html>>.

PIMENTEL, D.A. (2006), **Indicadores de vulnerabilidade de produtores de petróleo**, Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PINTO JUNIOR, et al. (2016), **Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**, 2ª edição, Elsevier Editora.

PLATTS (2017a), **Can electrification penetrate the heavy-duty vehicle sector?**, The Barrel Blog. Disponível em: <<http://blogs.platts.com/2017/05/16/electric-vehicle-heavy-duty-transport>>.

PLATTS (2017b), **China take first cargo of Eastern Canadian crude**. Disponível em: <<https://www.platts.com/latest-news/oil/houston/china-to-take-first-cargo-of-eastern-canadian-21808474>>.

PLUMER, B. (2017), **Can the Paris Climate Deal survive a Trump-style renegotiation**, The New York Times. Disponible em: <<https://www.nytimes.com/2017/05/26/climate/can-the-paris-climate-deal-survive-a-trump-style-renegotiation.html>>.

PNUD (2016), **Human Development Report 2016**, United Nations Development Programme.

PONCE-JARA, M.A. et al. (2018), **Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade**, Energy Policy, 113, p. 513-522.

PREBISCH, R. (1950), **The Economic Development of Latin America and its Principal Problems**, United Nations, Department of Economic Affairs, Economic Commission for Latin America.

PRS (2012), **ICRG Methodology**. Disponible em: <<https://www.prsgroup.com/about-us/our-two-methodologies/icrg>>.

PRS (2016), **2016 International Country Risk Guide**, The PRS Group.

PWC (2017), **Nigeria's refining revolution**, PricewaterhouseCoopers.

REN21 (2017a), **Renewables 2017 Global Status Report**, REN21 Secretariat, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

REN21 (2017b), **Renewables Global Futures Report: Great debates towards 100% renewable energy**, REN21 Secretariat, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

ROGELJ J. et al. (2015), **Mitigation choices impact carbon budget size compatible with low temperature goals**, Environmental Research Letters, 10, p. 1-10.

ROGELJ J. et al. (2016), **Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2°C**, Nature, 534, p. 631-639.

ROSENSTEIN-RODAN, P.N. (1957), **Notes on the theory of the big push**, Massachusetts Institute of Technology, Center for International Studies, Economic Development Program.

ROSS, M. (1999), **The political economy of the resource curse**, World Politics, 51 (2), p. 297-322.

ROSS, M. (2001), **Extractive Sectors and the Poor**, Oxfam America Report.

- ROSS, M. (2012), **The oil curse: How petroleum wealth shapes the development of nations**, Princeton University Press.
- ROUX, I.J. (2015), **Applying the analytic hierarchy process to oil sands environmental compliance risk management**, Thesis (Doctor of Business Administration) - Walden University.
- RYSTAD ENERGY (2016), **UCube**, Upstream Database.
- RYSTAD ENERGY (2017), **North American shale breakeven prices: What to expect from 2017?**, Press Release. Disponível em: <<https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/shale-breakeven-prices-2017>>.
- SAAD-FILHO, A. e WEEKS, J. (2013), **Curses, diseases and other resource confusions**, Third World Quarterly, 34 (1), p. 1-21.
- SAATY, T. (1990), **How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process**, European Journal of Operational Research, 48, p. 9-26.
- SAATY, T. (2005), **The Analytic Hierarchy Process**, In: Bhushan, N. e Rai, K., Strategic Decision-Making, p. 11-21.
- SAATY, T. e VARGAS, L.G. (2012), **Models, Methods, Concepts & Applications of the Analytic Hierarchy Process**, International Series in Operations Research & Management Science.
- SACHS, J.D. e WARNER, A.M. (1995), **Natural resource abundance and economic growth**, National Bureau of Economic Research, NBER Working Paper 5398.
- SACHS, J.D. e WARNER, A.M. (1997), **Natural resource abundance and economic growth**, Center for International Development and Harvard Institute for International Development, Harvard University.
- SACHS, J.D. e WARNER, A.M. (1999), **The big push, natural resource booms and growth**, Journal of Development Economics, 59 (1), p. 43-76.
- SACHS, J.D. e WARNER, A.M. (2001), **The curse of natural resources**, European Economic Review, 45, p. 827-838.
- SALAMEH, M.G. (2003), **Quest for Middle East oil: The US versus the Asia-Pacific region**, Energy Policy, 31, p. 1085-1091.

SALA-I-MARTIN, X. e SUBRAMANIAN, A. (2003), **Addressing the natural resource curse: An illustration from Nigeria**, National Bureau of Economic Research, NBER Working Paper 9804.

SARRAF, M. e JIWANJI, M. (2001), **Beating the resource curse: The case of Botswana**, The World Bank, Environmental Economics Series, Environment Department Paper 83.

SAUDI ARAMCO (2017a), **Saudi Aramco Annual Review 2016: The many layers of opportunity**.

SEFAZ-RJ (2010), **Pré-sal: de quanto estamos falando? Uma análise macroeconômica da produção potencial dos campos do pré-sal brasileiro**, Secretaria de Fazenda do Governo do Estado do Rio de Janeiro, Subsecretaria de Estudos Econômicos, Nota Técnica 2.

SENA, M.F.M. (2013), **Retorno sobre investimento energético (EROI) da cadeia produtiva do petróleo extrapesado venezuelano**, Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SENA, M.F.M. et al. (2013), **Will Venezuelan extra-heavy oil be a significant source of petroleum in the next decades?**, Energy Policy, 61, p. 51-59.

SETSER, B.W. e FRANK, C.V. (2017), **Using external breakeven prices to track vulnerabilities in oil-exporting countries**, Discussion Paper, Council on Foreign Relations.

SHAMBAYATI, H. (1994), **The rentier state, interest groups, and the paradox of autonomy: State and business in Turkey and Iran**, Comparative Politics, 26 (3), p. 307-331.

SHAO, S. e QI, Z. (2009), **Energy exploitation and economic growth in Western China: An empirical analysis based on the resource curse hypothesis**, Frontiers of Economics in China, 4 (1), p. 125-152.

SHAW N. (2009), **Climate change and energy security in transportation fuel, infrastructure and policy: An AHP approach**, Thesis (Doctor) - Dalhousie University.

SHELL (2017a), **New Lens Scenarios: A shift in perspective for a world in transition**, Royal Dutch Shell.

SHELL (2017b), **Deliver today, prepare for tomorrow**, CERA Week, Royal Dutch Shell. Disponível em: <<http://www.shell.com/media/speeches-and-articles/2017/deliver-today-prepare-for-tomorrow.html>>.

SILVERIO, R.P. (2012), **O papel da esfera financeira no processo de determinação dos preços do petróleo no mercado internacional: Uma análise de price discovery dos mercados Brent e WTI no período 1990-2011**, Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SINGER, H. (1950), **The distribution of trade between investing and borrowing countries**, The American Economic Review, 40, p. 473-485.

SORRELL, S. et al. (2010), **Global oil depletion: A review of the evidence**, Energy Policy, 38, p. 5290–5295.

SORRELL, S. et al. (2012), **Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates**, Energy, 37, p. 709-724.

SOVACOOOL, B.K. et al. (2011), **Evaluating energy security performance from 1990 to 2010 for eighteen countries**, Energy, 36, p. 5846-5853.

SOVEREIGN WEALTH FUND INSTITUTE (2017), **Sovereign Wealth Fund Rankings**. Disponível em: <<http://www.swfinstitute.org>>.

SPE (2011), **Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System**, Society of Petroleum Engineers.

STATOIL (2016), **Well positioned for a low-carbon future**. Disponível em: <<https://www.statoil.com/en/news/well-positioned-low-carbon-future.html>>.

STEVENS, P. (2005), **Resource curse and how to avoid it**, Journal of Energy and Development, 31 (1), p. 1-20.

STEVENS, P. (2015), **The resource curse revisited: A literature review**, The Royal Institute of International Affairs, Chatham House Programme Paper.

STEVENS, P. (2016a), **International Oil Companies: The Death of the Old Business Model**, Research Paper, Energy, Environment and Resources Department, Chatham House, The Royal Institute of International Affairs.

STEVENS, P. (2016b), **Economic reform in the GCC: Privatization as a panacea for declining oil wealth**, Research Paper, Energy, Environment and Resources Department, Chatham House, The Royal Institute of International Affairs.

STEVENS, P. et al. (2015), **The resource curse revisited**, The Royal Institute of International Affairs, Chatham House Programme Paper.

STEVENS, P. e MITCHELL, J.V. (2008), **Resource depletion, dependence and development: Can theory help?**, The Royal Institute of International Affairs, Chatham House Programme Paper.

STIJNS, J.P.C. (2005), **Natural resource abundance and economic growth revisited**, Resources Policy, 30, p. 107-130.

SUGAWARA, N. (2014), **From volatility to stability in expenditure: Stabilization funds in resource-rich countries**, International Monetary Fund, Research Department, IMF Working Paper 43.

SZKLO, A. et al. (2007), **Future oil production in Brazil: Estimates based on a Hubbert model**, Energy Policy, 35, p. 2360–2367.

SZKLO, A. et al. (2012), **Fundamentos do refino do petróleo: Tecnologia e economia**, 3ª edição, Editora Interciência.

TARCO, J.A.C. et al. (2015), **Identification of EOR potential in Ecuador**, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference 2015.

TESLA (2017a), **Annual Report on Form 10-K**, United States Securities and Exchange Commission.

TESLA (2017b), **Tesla Press Information: Semi**. Disponível em: <<https://www.tesla.com/presskit>>.

TIETGE, U. et al. (2016), **Comparison of leading electric vehicle policy and deployment in Europe**, White Paper, International Council on Clean Transportation.

TOFIGH, A.A. e ABEDIAN, M. (2016), **Analysis of energy status in Iran for designing sustainable energy roadmap**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57, p. 1296-1306.

TORVIK, R. (2001), **Learning by doing and the Dutch disease**, European Economic Review, 45, p. 285-306.

TOTSA (2016), **Crude assays**, Total Oil Trading. Disponível em: <https://www.totsa.com/pub/crude/crude_assays.php>.

TRANSPARÊNCIA INTERNACIONAL (2015), **Iraq: Overview of corruption and anti-corruption**, Anti-Corruption Resource Centre, Transparency International.

UNFCCC (2017a), **Paris Agreement: Status of Ratification**, United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em: <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php>.

UNFCCC (2017b), **The Paris Agreement**, United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em: <http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php>.

UNFCCC (2017c), **NDC Registry**, United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em: <<http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx>>.

USDA (2018), **Ethanol Industry Emerging in Ecuador**, USDA Foreign Agriculture Service, U.S. Department of Agriculture.

U.S. CLIMATE ALLIANCE (2017), **States united for climate action**, United States CLIMATE ALLIANCE. Disponível em: <<https://www.usclimatealliance.org>>.

US DOE (2017a), **Cost and Price Metrics for Automotive Lithium-Ion Batteries**, Energy Efficiency & Renewable Energy, U.S. Department of Energy.

US DOE (2017b), **All-Electric Vehicles**, U.S. Department of Energy. Disponível em: <<https://www.fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml>>.

VAN DE GRAAF, T. (2017), **Is OPEC dead? Oil exporters, the Paris agreement and the transition to a post-carbon world**, Energy Research & Social Science, 23 (1), p. 182-188.

VAN DE GRAAF, T. e VERBRUGGEN, A. (2015), **The oil endgame: Strategies of oil exporters in a carbon-constrained world**, Environmental Science & Policy, 54 (1), p. 456-462.

VAN DER PLOEG, F. (2011), **Natural resources: Curse or blessing?**, Journal of Economic Literature, 49 (2), p. 366-420.

VAN DER PLOEG, F. (2016), **Fossil fuel producers under threat**, Oxford Review of Economic Policy, 32 (2), p. 206-222.

VAN DER PLOEG, F. e POELHEKKE, S. (2009), **Volatility and the natural resource curse**, Oxford Economic Papers, 61 (4), p. 727-760.

VAN MOERKERK, M. e CRIJNS-GRAUS, W. (2016), **A comparison of oil supply risks in EU, US, Japan, China and India under different climate scenarios**, Energy Policy, 88, p.148-158.

VENEZUELA (2016), **Memoria 2015**, Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, República Bolivariana de Venezuela.

VOLKSWAGEN (2017), **Volkswagen Group's planning round commits to investments for the future**, Media information n° 385/2017. Disponível em: <https://www.volkswagenag.com/en/news/2017/11/VW_Group_PR66.html>.

VOLVO (2017), **Volvo Cars to go all electric**, Press Release. Disponível em: <<https://www.media.volvocars.com/global/en-gb/media/pressreleases/210058/volvo-cars-to-go-all-electric>>.

WEF (2016), **Future Oil Demand Scenarios**, Global Agenda Council on the Future of Oil & Gas, World Economic Forum.

WOODMACKENZIE (2016a), **Beyond the base case: Twilight of the hydrocarbon era?**, Global Trends Service, Wood Mackenzie.

WOODMACKENZIE (2016b), **Surviving the low oil price in the Middle East**.

WRIGHT, G. e CZELUSTA, J. (2004), **The myth of the resource curse**, Challenge, 47 (2), pp. 6-38.

WTO (2017), **WTO statistics database**, World Trade Organization. Disponível em: <<http://stat.wto.org>>.

YANG, Y et al. (2014), **Measuring external oil supply risk: A modified diversification index with country risk and potential oil exports**, Energy, 68, p. 930-938.

YERGIN, D. (2012), **O Petróleo: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro**, Editora Paz e Terra.

YERGIN, D. (2014), **A Busca: Energia, segurança, e a reconstrução do mundo moderno**, Editora Intrínseca.

YOUNGER, S.D. (1992), **Aid and the Dutch disease: Macroeconomic management when everybody loves you**, World Development, 20 (11), p. 1587-1597.

ZUO, N. e SCHIEFFER, J. (2013), **Crowding-out effect or institutions? The resource curse revisited with an investigation of U.S. States**, Southern Agricultural Economics Association (SAEA) Annual Meeting.

ANEXO 1 - QUESTIONÁRIO EM PORTUGUÊS PARA A COMPARAÇÃO PAR A PAR DOS INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO

Questionário sobre indicadores de vulnerabilidade ao petróleo para dissertação de mestrado da COPPE/UFRJ

* Required

1. Email address *

Questionário sobre indicadores de vulnerabilidade ao petróleo para dissertação de mestrado da COPPE/UFRJ

Universidade Federal do Rio de Janeiro
Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético – PPE/COPPE

Aluno: Filipe de Pádua Fernandes Silva
Orientador: Prof. Dr. Alexandre Szklo

Dissertação: Análise multicritério da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP

Este questionário tem por objetivo definir a importância relativa de indicadores em uma análise multicritério, a partir da utilização do método Analytic Hierarchy Process (AHP).

A análise multicritério desenvolvida consiste em 19 indicadores distribuídos em 5 dimensões: Produção, Mercado, Meio Ambiente, Econômico e Social. Os indicadores buscam avaliar a vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

Torna-se necessário, portanto, mensurar os pesos relativos entre os indicadores de uma mesma dimensão, ou seja, o grau de importância dos indicadores a partir de uma comparação par-a-par para a avaliação da vulnerabilidade dos países ao petróleo.

Para essa finalidade, este questionário está sendo enviado para diversos especialistas em mercado internacional de petróleo, São profissionais de instituições governamentais, de universidades, de empresas nacionais e multinacionais de petróleo e de consultorias especializadas, tanto no Brasil quanto no exterior.

Por fim, cabe destacar que as respostas enviadas pelos especialistas não serão identificadas individualmente no estudo, para preservar a opinião e o julgamento de cada profissional.



Dimensão Produção

1.1. RELAÇÃO RESERVAS / PRODUÇÃO (R/P) DE PETRÓLEO

Indica por quanto tempo um país consegue sustentar sua produção de petróleo atual, dado seu nível de reservas 2P.

1.2. CUSTO MÉDIO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Indica a competitividade da produção de petróleo de um país em função do custo médio de produção, o que inclui as despesas de capital (CAPEX) e as despesas operacionais (OPEX).

1.3. QUALIDADE DO PETRÓLEO REPRESENTATIVO

Indica o spread entre o preço do petróleo representativo de um país com o preço do petróleo Brent.

Qual a relação de importância dos indicadores para a avaliação da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP?

2. 1.1. RELAÇÃO RESERVAS / PRODUÇÃO (R/P) DE PETRÓLEO em relação a 1.2. CUSTO MÉDIO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 1.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 1.2
- ☐ 1.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 1.1
- ☐ 1.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 1.1
- ☐ 1.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 1.1
- ☐ 1.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 1.1

3. 1.1. RELAÇÃO RESERVAS / PRODUÇÃO (R/P) DE PETRÓLEO em relação a 1.3. QUALIDADE DO PETRÓLEO REPRESENTATIVO *

Mark only one oval.

- ☐ 1.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 1.3
- ☐ 1.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 1.1
- ☐ 1.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 1.1
- ☐ 1.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 1.1
- ☐ 1.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 1.1

4. 1.2. CUSTO MÉDIO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 1.3. QUALIDADE DO PETRÓLEO REPRESENTATIVO *

Mark only one oval.

- ☐ 1.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 1.3
- ☐ 1.2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 1.3
- ☐ 1.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 1.2
- ☐ 1.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 1.2

Dimensão Mercado

2.1. RELAÇÃO ENTRE EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Indica o percentual da produção de petróleo de um país que é exportada, isto é, representa a exposição da produção de um país ao mercado internacional de petróleo,

2.2. CAPACIDADE INTERNACIONAL DE REFINO

Indica a capacidade de destilação equivalente das refinarias internacionais de um país, isto é, refinarias que os países detêm participação societária fora dos seus domínios territoriais. A capacidade equivalente é dada pelo produto entre a capacidade instalada, a participação do país e o índice de complexidade Nelson da refinaria,

2.3. DIVERSIFICAÇÃO DOS DESTINOS DE EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO

Indica a concentração dos destinos das exportações de petróleo por meio do Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), ou seja, representa a exposição dos países à barganha do poder comprador,

2.4. PENETRAÇÃO NOS MERCADOS DA ÁSIA-PACÍFICO

Indica o grau de penetração dos países nos mercados crescentes da Ásia-Pacífico por meio da relação entre as exportações de petróleo para a região da Ásia-Pacífico e as exportações totais de petróleo de um país,

2.5. RELAÇÃO ENTRE RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE QUÍMICOS E RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO

Indica o grau de importância da indústria química e petroquímica de um país em função da relação entre as receitas das exportações de químicos e as receitas das exportações de petróleo,

Qual a relação de importância dos indicadores para a avaliação da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP?

5. 2.1. RELAÇÃO ENTRE EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 2.2, CAPACIDADE INTERNACIONAL DE REFINO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2.2
- ☐ 2.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.1

6. 2.1. RELAÇÃO ENTRE EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 2.3, DIVERSIFICAÇÃO DOS DESTINOS DE EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2.3
- ☐ 2.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.1

7. 2.1, RELAÇÃO ENTRE EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 2.4, PENETRAÇÃO NOS MERCADOS DA ÁSIA-PACÍFICO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2.4
- ☐ 2.4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.4 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.1

8. 2.1, RELAÇÃO ENTRE EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 2.5, RELAÇÃO ENTRE RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE QUÍMICOS E RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.5
- ☐ 2.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.5
- ☐ 2.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.5
- ☐ 2.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.5
- ☐ 2.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2.5
- ☐ 2.5 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.5 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.5 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.1
- ☐ 2.5 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.1

9. 2.2, CAPACIDADE INTERNACIONAL DE REFINO em relação a 2.3, DIVERSIFICAÇÃO DOS DESTINOS DE EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.3
- ☐ 2.2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2.3
- ☐ 2.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.2

10. 2.2, CAPACIDADE INTERNACIONAL DE REFINO em relação a 2.4, PENETRAÇÃO NOS MERCADOS DA ÁSIA-PACÍFICO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.4
- ☐ 2.2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2.4
- ☐ 2.4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.4 É MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2.2
- ☐ 2.4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2.2

11. 2.2. CAPACIDADE INTERNACIONAL DE REFINO em relação a 2.5. RELAÇÃO ENTRE RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE QUÍMICOS E RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 2,2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,2 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2,5
- ☐ 2,5 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,2
- ☐ 2,5 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,2
- ☐ 2,5 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,2
- ☐ 2,5 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,2

12. 2.3. DIVERSIFICAÇÃO DOS DESTINOS DE EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 2.4. PENETRAÇÃO NOS MERCADOS DA ÁSIA-PACÍFICO *

Mark only one oval.

- ☐ 2,3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,3 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,3 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2,4
- ☐ 2,4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,3
- ☐ 2,4 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,3
- ☐ 2,4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,3
- ☐ 2,4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,3

13. 2.3. DIVERSIFICAÇÃO DOS DESTINOS DE EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO em relação a 2.5. RELAÇÃO ENTRE RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE QUÍMICOS E RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 2,3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,3 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,3 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2,5
- ☐ 2,5 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,3
- ☐ 2,5 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,3
- ☐ 2,5 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,3
- ☐ 2,5 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,3

14. 2.4. PENETRAÇÃO NOS MERCADOS DA ÁSIA-PACÍFICO em relação a 2.5. RELAÇÃO ENTRE RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE QUÍMICOS E RECEITAS COM EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 2,4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,4 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,5
- ☐ 2,4 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 2,5
- ☐ 2,5 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,5 É MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,5 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 2,4
- ☐ 2,5 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 2,4

Dimensão Meio Ambiente

3.1. INTENSIDADE ENERGÉTICA

Indica a relação entre o consumo total de energia primária e o Produto Interno Bruto de um país, isto é, o indicador representa a quantidade de energia utilizada para produzir uma unidade de atividade econômica. Dessa forma, uma relação menor indica que menos energia é utilizada para produzir uma unidade de atividade econômica.

3.2. INTENSIDADE DE EMISSÕES DE CO2

Indica a relação entre as emissões de CO2 e o Produto Interno Bruto de um país, isto é, a relação indica a quantidade de CO2 emitido para produzir uma unidade de atividade econômica. Dessa forma, uma relação menor indica que menos CO2 é emitido para produzir uma unidade de atividade econômica.

3.3. PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA

Indica a relação entre a oferta de energia primária de fontes renováveis (hidrica, eólica, solar, geotérmica e biomassa moderna) e a oferta total de energia primária de um país.

3.4. RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO

Indica os países cuja produção de gás natural possui importância relativa à produção de petróleo, isto é, representa a capacidade dos países em lidar com cenários de transição energética, onde o gás natural pode desempenhar um papel relevante.

Qual a relação de importância dos indicadores para a avaliação da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP?

15. 3.1. INTENSIDADE ENERGÉTICA em relação a 3.2. INTENSIDADE DE EMISSÕES DE CO2 *

Mark only one oval.

- ☐ 3,1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,1 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 3,2
- ☐ 3,2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,2 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,1

16. 3.1. INTENSIDADE ENERGÉTICA em relação a 3.3. PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA *

Mark only one oval.

- ☐ 3,1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,1 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 3,3
- ☐ 3,3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,3 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,1

17. 3.1. INTENSIDADE ENERGÉTICA em relação a 3.4. RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 3,1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,1 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 3,4
- ☐ 3,4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,4 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,1
- ☐ 3,4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,1

18. 3.2. INTENSIDADE DE EMISSÕES DE CO2 em relação a 3.3. PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA *

Mark only one oval.

- ☐ 3,2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,2 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 3,3
- ☐ 3,3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,3 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,2

19. 3.2. INTENSIDADE DE EMISSÕES DE CO2 em relação a 3.4. RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 3,2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,2 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 3,4
- ☐ 3,4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,4 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,2
- ☐ 3,4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,2

20. 3.3. PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA em relação a 3.4. RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL E DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 3,3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,3 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,4
- ☐ 3,3 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 3,4
- ☐ 3,4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,4 É MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 3,3
- ☐ 3,4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 3,3

Dimensão Econômica

4.1. DEPENDÊNCIA DO PIB ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO

Indica o nível de dependência da atividade macroeconômica de um país com relação às receitas obtidas com as exportações de petróleo.

4.2. DEPENDÊNCIA DAS EXPORTAÇÕES TOTAIS ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO

Indica a relação entre as receitas com exportações de petróleo e as receitas totais de exportações de um país.

4.3. FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE

Indica o valor mínimo por barril de petróleo que o país precisa para atender às suas despesas, equilibrando o seu orçamento. Ou seja, o indicador representa a vulnerabilidade fiscal de um país às variações dos preços de petróleo.

4.4. RELAÇÃO ENTRE OS ATIVOS DOS FUNDOS SOBERANOS E AS RECEITAS COM EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO

Indica o nível de cobertura das exportações de petróleo pelos ativos dos Fundos Soberanos, ou seja, por quantos anos os ativos dos Fundos Soberanos de um determinado país equivalem ao nível atual das receitas de exportação de petróleo.

Qual a relação de importância dos indicadores para a avaliação da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP?

21. 4.1, DEPENDÊNCIA DO PIB ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO em relação a 4.2, DEPENDÊNCIA DAS EXPORTAÇÕES TOTAIS ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 4.2
- ☐ 4.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.1

22. 4.1, DEPENDÊNCIA DO PIB ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO em relação a 4.3, FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE *

Mark only one oval.

- ☐ 4.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 4.3
- ☐ 4.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.1

23. 4.1. DEPENDÊNCIA DO PIB ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO em relação a 4.4. RELAÇÃO ENTRE OS ATIVOS DOS FUNDOS SOBERANOS E AS RECEITAS COM EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 4.4
- ☐ 4.4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.4 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.1
- ☐ 4.4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.1

24. 4.2. DEPENDÊNCIA DAS EXPORTAÇÕES TOTAIS ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO em relação a 4.3. FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE *

Mark only one oval.

- ☐ 4.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 4.3
- ☐ 4.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.2

25. 4.2. DEPENDÊNCIA DAS EXPORTAÇÕES TOTAIS ÀS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO em relação a 4.4. RELAÇÃO ENTRE OS ATIVOS DOS FUNDOS SOBERANOS E AS RECEITAS COM EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 4.4
- ☐ 4.4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.4 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.2
- ☐ 4.4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.2

26. 4.3. FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE em relação a 4.4. RELAÇÃO ENTRE OS ATIVOS DOS FUNDOS SOBERANOS E AS RECEITAS COM EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.4
- ☐ 4.3 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 4.4
- ☐ 4.4 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.4 É MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.4 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 4.3
- ☐ 4.4 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 4.3

Dimensão Social

5.1. GLOBAL PEACE INDEX (GPI)

É uma medida comparativa que indica o nível de paz de um país de acordo com três temas: nível de segurança na sociedade, extensão de conflitos domésticos e internacionais, e grau de militarização do país.

5.2. ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO (IDH)

É uma medida comparativa utilizada para classificar os países de acordo com o seu grau de desenvolvimento humano. O indicador é composto de fatores como, por exemplo, expectativa de vida ao nascer, educação e PIB per capita.

5.3. PRESSÃO DEMOGRÁFICA

Indica o percentual de dependentes na população de um país, isto é, o número de pessoas em idade não trabalhadora (com menos de 14 anos ou com mais de 65 anos) sobre o total da população. Um percentual elevado significa que os Estados, na figura da população com idade para trabalhar, enfrentam um peso maior para suportar os gastos gerados pelos dependentes, em especial, na saúde, educação e previdência.

Qual a relação de importância dos indicadores para a avaliação da vulnerabilidade ao petróleo dos países-membros da OPEP?

27. 5.1. GLOBAL PEACE INDEX (GPI) em relação a 5.2. ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO (IDH) *

Mark only one oval.

- ☐ 5.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 5.2
- ☐ 5.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 5.1
- ☐ 5.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 5.1
- ☐ 5.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 5.1
- ☐ 5.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 5.1

28. 5.1. GLOBAL PEACE INDEX (GPI) em relação a 5.3. PRESSÃO DEMOGRÁFICA *

Mark only one oval.

- ☐ 5.1 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.1 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.1 É MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.1 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.1 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 5.3
- ☐ 5.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 5.1
- ☐ 5.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 5.1
- ☐ 5.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 5.1
- ☐ 5.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 5.1

29. 5.2. ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO (IDH) em relação a 5.3. PRESSÃO DEMOGRÁFICA *

Mark only one oval.

- ☐ 5.2 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.2 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.2 É MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.2 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 5.3
- ☐ 5.2 É TÃO IMPORTANTE QUANTO 5.3
- ☐ 5.3 É POUCO MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.3 É MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.3 É MUITO MAIS IMPORTANTE QUE 5.2
- ☐ 5.3 É EXTREMAMENTE MAIS IMPORTANTE QUE 5.2

ANEXO 2 - QUESTIONÁRIO EM INGLÊS PARA A COMPARAÇÃO PAR A PAR DOS INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO

Survey on indicators of vulnerability to oil for master's thesis – Energy Planning Program – Universidade Federal do Rio de Janeiro

* Required

1. Email address *

Survey on indicators of vulnerability to oil for master's thesis – Energy Planning Program – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Universidade Federal do Rio de Janeiro
Energy Planning Program – Graduate School of Engineering

Master's Student: Filipe de Pádua

Advisor: Prof. Alexandre Szklo

Thesis: A multi-criteria analysis of vulnerability to oil of OPEC member countries

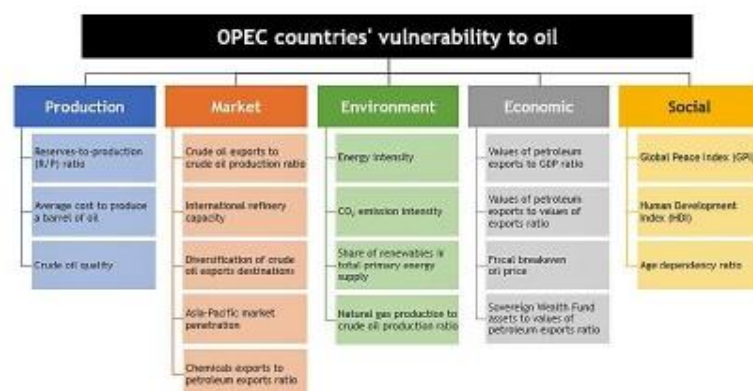
This survey aims to estimate the relative importance of indicators in a multi-criteria analysis, using Analytic Hierarchy Process (AHP).

The multi-criteria analysis aims at evaluating the vulnerability to oil of OPEC member countries. It comprehends 19 indicators according to 5 dimensions: Production, Market, Environment, Economic and Social.

Therefore, it is necessary to calculate the relative measurement between the indicators of a same dimension, that is, the degree of importance of the indicators from pairwise comparisons for the evaluation of the countries' vulnerability to oil.

For this purpose, this survey is being sent to worldwide experts in oil market, including professionals from government institutions, universities, national and international oil companies, and consulting firms.

Finally, it should be noted that the answers sent by the experts will not be individually identified in the thesis, in order to preserve the opinion and judgment of each professional.



Production Dimension

1.1. RESERVES-TO-PRODUCTION (R/P) RATIO

It indicates how long a country can sustain its current oil production, given its level of 2P reserves.

1.2. AVERAGE COST TO PRODUCE A BARREL OF OIL

It indicates the competitiveness of a country's oil production as a function of the average cost of production, which includes capital expenditure (CAPEX) and operational expenditure (OPEX).

1.3. CRUDE OIL QUALITY

It indicates the spread between the country's representative crude prices and the Brent prices.

PAIRWISE COMPARISONS

WHAT IS THE RELATIVE IMPORTANCE OF THESE INDICATORS FOR THE EVALUATION OF THE OPEC COUNTRIES' VULNERABILITY TO OIL?

2. 1.1. RESERVES-TO-PRODUCTION (R/P) RATIO compared to 1.2. AVERAGE COST TO PRODUCE A BARREL OF OIL *

Mark only one oval.

- ☐ 1.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ 1.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ 1.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ 1.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 1.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 1.1
- ☐ 1.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 1.1
- ☐ 1.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 1.1
- ☐ 1.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 1.1

3. 1.1. RESERVES-TO-PRODUCTION (R/P) RATIO compared to 1.3. CRUDE OIL QUALITY *

Mark only one oval.

- ☐ 1.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ 1.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ 1.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ 1.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 1.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 1.1
- ☐ 1.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 1.1
- ☐ 1.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 1.1
- ☐ 1.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 1.1

4. 1.2. AVERAGE COST TO PRODUCE A BARREL OF OIL compared to 1.3. CRUDE OIL QUALITY *

Mark only one oval.

- ☐ 1.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ 1.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ 1.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ 1.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 1.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 1.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ 1.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ 1.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 1.2
- ☐ 1.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 1.2

Market Dimension

2.1. CRUDE OIL EXPORTS TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO

It indicates the percentage of the oil production of a country that is exported, in other words, it represents the exposure of a country's production to the global oil market.

2.2. INTERNATIONAL REFINERY CAPACITY

It indicates the equivalent distillation capacity of a country's international refineries, that is, worldwide refineries that countries hold a stake. Equivalent distillation capacity is given by the product between the refining capacity, country's stake in the refinery and Nelson Complexity Index.

2.3. DIVERSIFICATION OF CRUDE OIL EXPORTS DESTINATIONS

It indicates the concentration of crude oil exports by destination through the Herfindahl-Hirschman Index (HHI), that is, it represents the exposure of countries to the bargaining power of buyers.

2.4. ASIA-PACIFIC MARKET PENETRATION

It indicates the degree of penetration in the growing Asia-Pacific markets through the ratio of oil exports to the Asia-Pacific region to total oil exports of a country.

2.5. CHEMICALS EXPORTS TO PETROLEUM EXPORTS RATIO

It indicates the importance of chemical and petrochemical industry as a function of the ratio between chemical export revenues and oil export revenues of a country.

PAIRWISE COMPARISONS

WHAT IS THE RELATIVE IMPORTANCE OF THESE INDICATORS FOR THE EVALUATION OF THE OPEC COUNTRIES' VULNERABILITY TO OIL?

5. 2.1. CRUDE OIL EXPORTS TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO compared to 2.2. INTERNATIONAL REFINERY CAPACITY *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.1

6. 2.1. CRUDE OIL EXPORTS TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO compared to 2.3. DIVERSIFICATION OF CRUDE OIL EXPORTS DESTINATIONS *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.1

7. 2.1. CRUDE OIL EXPORTS TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO compared to 2.4, ASIA-PACIFIC MARKET PENETRATION *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.1

8. 2.1. CRUDE OIL EXPORTS TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO compared to 2.5. CHEMICALS EXPORTS TO PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.5 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.5 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.5 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.1
- ☐ 2.5 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.1

9. 2.2. INTERNATIONAL REFINERY CAPACITY compared to 2.3. DIVERSIFICATION OF CRUDE OIL EXPORTS DESTINATIONS *

Mark only one oval.

- ☐ 2.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.2

10. 2.2. INTERNATIONAL REFINERY CAPACITY compared to 2.4, ASIA-PACIFIC MARKET PENETRATION *

Mark only one oval.

- ☐ 2.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.2

11. 2.2. INTERNATIONAL REFINERY CAPACITY compared to 2.5. CHEMICALS EXPORTS TO PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.5 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.5 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.5 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.2
- ☐ 2.5 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.2

12. 2.3. DIVERSIFICATION OF CRUDE OIL EXPORTS DESTINATIONS compared to 2.4. ASIA-PACIFIC MARKET PENETRATION *

Mark only one oval.

- ☐ 2.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.3

13. 2.3. DIVERSIFICATION OF CRUDE OIL EXPORTS DESTINATIONS compared to 2.5. CHEMICALS EXPORTS TO PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.5 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.5 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.5 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.3
- ☐ 2.5 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.3

14. 2.4. ASIA-PACIFIC MARKET PENETRATION compared to 2.5. CHEMICALS EXPORTS TO PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 2.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ 2.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.5
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 2.5 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.5 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.5 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 2.4
- ☐ 2.5 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 2.4

Environmental Dimension

3.1. ENERGY INTENSITY

It indicates the ratio between total primary energy consumption and Gross Domestic Product of a country, that is, this indicator represents the amount of energy used to produce a unit of economic activity.

3.2. CO2 EMISSION INTENSITY

It indicates the ratio between CO2 emissions and Gross Domestic Product of a country, that is, this indicator represents the amount of CO2 emitted to produce a unit of economic activity.

3.3. SHARE OF RENEWABLES IN TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY

It indicates the ratio between the total production of renewables (hydro, wind, solar, geothermal and modern biomass) and the total primary energy supply of a country.

3.4. NATURAL GAS PRODUCTION TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO

It indicates the countries whose natural gas production is important relative to oil production, that is, the countries' ability to deal with scenarios of energy transition, where natural gas can play a significant role.

PAIRWISE COMPARISONS

WHAT IS THE RELATIVE IMPORTANCE OF THESE INDICATORS FOR THE EVALUATION OF THE OPEC COUNTRIES' VULNERABILITY TO OIL?

15. 3.1. ENERGY INTENSITY compared to 3.2. CO2 EMISSION INTENSITY *

Mark only one oval.

- ☐ 3.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3.2
- ☐ 3.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3.2
- ☐ 3.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3.2
- ☐ 3.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3.2
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 3.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3.1
- ☐ 3.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3.1
- ☐ 3.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3.1
- ☐ 3.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3.1

16. 3.1. ENERGY INTENSITY compared to 3.3. SHARE OF RENEWABLES IN TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY *

Mark only one oval.

- ☐ 3.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3.3
- ☐ 3.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3.3
- ☐ 3.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3.3
- ☐ 3.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 3.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3.1
- ☐ 3.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3.1
- ☐ 3.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3.1
- ☐ 3.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3.1

17. 3,1, ENERGY INTENSITY compared to 3,4, NATURAL GAS PRODUCTION TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 3,1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 3,4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,1
- ☐ 3,4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,1
- ☐ 3,4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,1
- ☐ 3,4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,1

18. 3,2, CO2 EMISSION INTENSITY compared to 3,3, SHARE OF RENEWABLES IN TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY *

Mark only one oval.

- ☐ 3,2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ 3,2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ 3,2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ 3,2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 3,3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,2
- ☐ 3,3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,2
- ☐ 3,3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,2
- ☐ 3,3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,2

19. 3,2, CO2 EMISSION INTENSITY compared to 3,4, NATURAL GAS PRODUCTION TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 3,2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 3,4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,2
- ☐ 3,4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,2
- ☐ 3,4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,2
- ☐ 3,4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,2

20. 3,3, SHARE OF RENEWABLES IN TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY compared to 3,4, NATURAL GAS PRODUCTION TO CRUDE OIL PRODUCTION RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 3,3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ 3,3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 3,4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ 3,4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ 3,4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 3,3
- ☐ 3,4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 3,3

Economic Dimension

4.1. VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO GDP RATIO

It indicates the level of dependence of macroeconomic activity in relation to oil exports revenues in a country.

4.2. VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO VALUES OF EXPORTS RATIO

It indicates the ratio between oil export revenues and total export revenues of a country.

4.3. FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE

It indicates the oil price at which the fiscal balance of a country is zero. That is, this indicator represents the country's fiscal vulnerability to oil price volatility.

4.4. SOVEREIGN WEALTH FUND ASSETS TO VALUES OF PETROLEUM EXPORTS RATIO

It indicates the level of coverage of oil exports by the Sovereign Funds assets, that is, how many years the assets of a given country are equivalent to the current level of oil export revenues.

PAIRWISE COMPARISONS

WHAT IS THE RELATIVE IMPORTANCE OF THESE INDICATORS FOR THE EVALUATION OF THE OPEC COUNTRIES' VULNERABILITY TO OIL?

21. 4.1. VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO GDP RATIO compared to 4.2. VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO VALUES OF EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 4.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.1

22. 4.1. VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO GDP RATIO compared to 4.3. FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE *

Mark only one oval.

- ☐ 4.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 4.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.1

23. 4.1, VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO GDP RATIO compared to 4.4, SOVEREIGN WEALTH FUND ASSETS TO VALUES OF PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 4.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.1
- ☐ 4.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.1

24. 4.2, VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO VALUES OF EXPORTS RATIO compared to 4.3, FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE *

Mark only one oval.

- ☐ 4.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 4.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.2

25. 4.2, VALUES OF PETROLEUM EXPORTS TO VALUES OF EXPORTS RATIO compared to 4.4, SOVEREIGN WEALTH FUND ASSETS TO VALUES OF PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 4.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.2
- ☐ 4.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.2

26. 4.3, FISCAL BREAK-EVEN OIL PRICE compared to 4.4, SOVEREIGN WEALTH FUND ASSETS TO VALUES OF PETROLEUM EXPORTS RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 4.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ 4.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.4
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 4.4 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.4 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.4 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 4.3
- ☐ 4.4 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 4.3

Social Dimension

5.1. GLOBAL PEACE INDEX (GPI)

It is a comparative measure that indicates the relative position of countries' peacefulness according to three broad themes: the level of safety and security in society, the extent of domestic and international conflict and the degree of militarization.

5.2. HUMAN DEVELOPMENT INDEX (HDI)

It is a comparative measure used to rank countries according to their human development. This indicator combines three dimensions: life expectancy at birth, education and gross national income per capita.

5.3. AGE DEPENDENCY RATIO

It is a measure showing the number of dependents, aged zero to 14 and over the age of 65, to the total population. A high ratio means that those of working age face a greater burden to bear the expenses generated by people of nonworking age, especially health, education and social security.

PAIRWISE COMPARISONS

WHAT IS THE RELATIVE IMPORTANCE OF THESE INDICATORS FOR THE EVALUATION OF THE OPEC COUNTRIES' VULNERABILITY TO OIL?

27. 5.1. GLOBAL PEACE INDEX (GPI) compared to 5.2. HUMAN DEVELOPMENT INDEX (HDI) *

Mark only one oval.

- ☐ 5.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ 5.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ 5.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ 5.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 5.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 5.1
- ☐ 5.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 5.1
- ☐ 5.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 5.1
- ☐ 5.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 5.1

28. 5.1. GLOBAL PEACE INDEX (GPI) compared to 5.3. AGE DEPENDENCY RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 5.1 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ 5.1 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ 5.1 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ 5.1 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 5.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 5.1
- ☐ 5.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 5.1
- ☐ 5.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 5.1
- ☐ 5.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 5.1

29. 5.2. HUMAN DEVELOPMENT INDEX (HDI) compared to 5.3. AGE DEPENDENCY RATIO *

Mark only one oval.

- ☐ 5.2 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ 5.2 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ 5.2 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ 5.2 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 5.3
- ☐ THE TWO INDICATORS ARE EQUALLY IMPORTANT
- ☐ 5.3 IS SLIGHTLY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ 5.3 IS MODERATELY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ 5.3 IS STRONGLY MORE IMPORTANT THAN 5.2
- ☐ 5.3 IS EXTREMELY MORE IMPORTANT THAN 5.2

ANEXO 3 - RESPOSTAS DOS ESPECIALISTAS ÀS COMPARAÇÕES PAR A PAR DOS INDICADORES DE VULNERABILIDADE AO PETRÓLEO

Especialista 1

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1/7	1/5
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	7	1	5
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	5	1/5	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	5	1/5	3	1/7
2.2 - Capacidade internacional de refino	1/5	1	1/9	1/7	1/9
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	5	9	1	3	1/3
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1/3	7	1/3	1	1/5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	7	9	3	5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	7	1/3	1/3
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/7	1	1/9	1/9
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	3	9	1	1
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	3	9	1	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	3	1	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/3	1	1/3	3
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1	3	1	5
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	1/3	1/5	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	9	5
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1/9	1	1/5
5.3 - Razão de dependência demográfica	1/5	5	1

Especialista 2

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1	5
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1	1	5
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/5	1/5	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1	5	1	1/5
2.2 - Capacidade internacional de refino	1	1	1	5	5
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1/5	1	1	1	5
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1	1/5	1	1	5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	5	1/5	1/5	1/5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	1	7	5
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1	1	7	7
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1/7	1/7	1	5
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1/5	1/7	1/5	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	5	7	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/5	1	1	1/5
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1/7	1	1	1/5
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	5	5	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1	5
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1	1	7
5.3 - Razão de dependência demográfica	1/5	1/7	1

Especialista 3

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1	3
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1	1	5
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/3	1/5	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1	1	1	3
2.2 - Capacidade internacional de refino	1	1	1	3	5
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1	1	1	3	7
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1	1/3	1/3	1	5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1/3	1/5	1/7	1/5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	1	1	1
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1	1	1	1
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1	1	1	1
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1	1	1	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	1	1	1
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1	1	1	1
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1	1	1	1
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1	1	1	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1	1
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1	1	1
5.3 - Razão de dependência demográfica	1	1	1

Especialista 4

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	5	5
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1/5	1	5
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/5	1/5	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1/7	1/5	1/5	1/5
2.2 - Capacidade internacional de refino	7	1	1	1	1
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	5	1	1	1	1/5
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	5	1	1	1	1/5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	5	1	5	5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	7	1/7	1/5
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/7	1	1/7	1/5
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	7	7	1	5
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	5	5	1/5	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	7	5	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/7	1	5	5
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1/5	1/5	1	5
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	1/5	1/5	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	7	5
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1/7	1	1/5
5.3 - Razão de dependência demográfica	1/5	5	1

Especialista 5

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	7	7
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1/7	1	1
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/7	1	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	7	5	5	1
2.2 - Capacidade internacional de refino	1/7	1	1/7	5	1
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1/5	7	1	1	1/3
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1/5	1/5	1	1	1/5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1	1	3	5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	7	7	7
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/7	1	1/5	5
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1/7	5	1	1
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1/7	1/5	1	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	9	7	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/9	1	3	1/3
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1/7	1/3	1	1/3
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	3	3	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1	1/3
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1	1	5
5.3 - Razão de dependência demográfica	3	1/5	1

Especialista 6

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	9	9
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1/9	1	1
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/9	1	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	9	7	5	7
2.2 - Capacidade internacional de refino	1/9	1	7	5	7
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1/7	1/7	1	1/7	3
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1/5	1/5	7	1	5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1/7	1/7	1/3	1/5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	9	7	1/3
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/9	1	1/5	1/3
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1/7	5	1	1/3
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	3	3	3	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	5	1	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/5	1	1/3	1/5
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1	3	1	7
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	5	1/7	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1/5	3
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	5	1	7
5.3 - Razão de dependência demográfica	1/3	1/7	1

Especialista 7

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1	7
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1	1	7
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/7	1/7	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	7	5	3	5
2.2 - Capacidade internacional de refino	1/7	1	1/3	1	1/3
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1/5	3	1	3	1
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1/3	1	1/3	1	1/3
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1/5	3	1	3	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	5	1	1
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/5	1	1/3	1/5
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1	3	1	1/3
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1	5	3	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	3	1	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/3	1	1/3	1
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1	3	1	5
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	1	1/5	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1	3
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1	1	3
5.3 - Razão de dependência demográfica	1/3	1/3	1

Especialista 8

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1	3
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1	1	1/3
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/3	3	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1	1	1	5
2.2 - Capacidade internacional de refino	1	1	5	3	1
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1	1/5	1	1/3	1/3
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1	1/3	3	1	1/5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1/5	1	3	5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	7	1	1/3
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/7	1	1/5	5
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1	5	1	3
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	3	1/5	1/3	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	5	3	7
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/5	1	5	1
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1/3	1/5	1	1/5
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/7	1	5	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1/5	1
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	5	1	5
5.3 - Razão de dependência demográfica	1	1/5	1

Especialista 9

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	5	5
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1/5	1	5
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/5	1/5	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1	5	5	1/3
2.2 - Capacidade internacional de refino	1	1	3	3	1/5
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1/5	1/3	1	1	1/3
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1/5	1/3	1	1	5
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	3	5	3	1/5	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	5	5	1
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1/5	1	1	1/7
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1/5	1	1	5
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1	7	1/5	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	7	3	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/7	1	1	1/3
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1/3	1	1	3
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	3	1/3	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1	5
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1	1	3
5.3 - Razão de dependência demográfica	1/5	1/3	1

Especialista 10

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1	5
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1	1	3
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/5	1/3	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	1/5	1/5	3	1
2.2 - Capacidade internacional de refino	5	1	1/5	3	5
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	5	5	1	1	1
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1/3	1/3	1	1	1
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1	1/5	1	1	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	1	1/3	1
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1	1	1/3	1/5
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	3	3	1	1
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1	5	1	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	3	1	3
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/3	1	1	1
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1	1	1	3
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/3	1	1/3	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	1	1
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1	1	1
5.3 - Razão de dependência demográfica	1	1	1

Especialista 11

Critério: Produção

	1.1	1.2	1.3
1.1 - Relação reservas / produção (R/P) de petróleo	1	1	7
1.2 - Custo médio de produção de petróleo	1	1	3
1.3 - Qualidade do petróleo representativo	1/7	1/3	1

Critério: Mercado

	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
2.1 - Relação exportação / produção de petróleo	1	7	3	1	3
2.2 - Capacidade internacional de refino	1/7	1	1/5	1	1/5
2.3 - Diversificação dos destinos de exportação de petróleo	1/3	5	1	3	3
2.4 - Penetração nos mercados da Ásia-Pacífico	1	1	1/3	1	1/3
2.5 - Relação entre receitas de exportação de químicos e receitas de exportação de petróleo	1/3	5	1/3	3	1

Critério: Meio Ambiente

	3.1	3.2	3.3	3.4
3.1 - Intensidade energética	1	1	5	3
3.2 - Intensidade de emissões de CO ₂	1	1	5	5
3.3 - Participação de renováveis na oferta de energia primária	1/5	1/5	1	3
3.4 - Relação entre produção de gás natural e de petróleo	1/3	1/5	1/3	1

Critério: Econômico

	4.1	4.2	4.3	4.4
4.1 - Relação exportações de petróleo e PIB	1	5	3	5
4.2 - Relação exportações de petróleo e exportações totais	1/5	1	1/5	3
4.3 - Preço de petróleo de <i>breakeven</i> fiscal	1/3	5	1	1/3
4.4 - Relação entre fundos soberanos e exportações de petróleo	1/5	1/3	3	1

Critério: Sociopolítico

	5.1	5.2	5.3
5.1 - Risco sociopolítico	1	5	1/3
5.2 - Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)	1/5	1	1/3
5.3 - Razão de dependência demográfica	3	3	1