



OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA
INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL BRASILEIRA

Fernanda Martins Hargreaves

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: Emilio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro

Abril de 2019

OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA
INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL BRASILEIRA

Fernanda Martins Hargreaves

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. Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc.

Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior, D.Sc.

Prof. Marcos Sebastião de Paula Gomes, Ph.D.

Dr^a. Jacqueline Barboza Mariano, D.Sc.

Dr^a. Silvia Blajberg Schaffel, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2019

Hargreaves, Fernanda Martins

Opções de Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural Brasileira / Fernanda Martins Hargreaves. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XV, 133 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 115-121.

1. Emissões fugitivas. 2. Gases de Efeito Estufa. 3. Indústria de petróleo e gás natural. 4. Cenários de mitigação
I. La Rovere, Emilio Lèbre. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético.
III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, especialmente ao meu marido Fagner Magalhães, por todo apoio ao longo da minha decisão de voltar a estudar e incentivo em sempre crescer como pessoa e profissional.

Meus pais, Sueli Hargreaves e Carlos Miguel Hargreaves, por sempre estarem presentes, incentivarem qualquer decisão e me apoiarem incondicionalmente. Meus irmãos Silvia, Rodolfo e Adriana, por estarem sempre ao meu lado.

Ao Prof. Emílio La Rovere, pela orientação e ajuda na escolha do tema desta dissertação.

Aos professores Amaro Olímpio Pereira e Marcos Sebastião de Paula Gomes, e às doutoras Jacqueline Barboza Mariano e Silvia Blajberg Schaffel pelas contribuições e participação na banca de mestrado.

Aos meus amigos e colegas de turma do PPE, partilhamos muitas horas de estudo juntos e foi maravilhosa a convivência. Especialmente à Patricia, que foi uma ótima experiência reencontrar após mais de 20 anos!

Aos professores do PPE que partilharam seus conhecimentos e experiências.

Aos funcionários do PPE, especialmente à Sandrinha que está sempre à disposição para nos ajudar.

Aos meus amigos, pelo apoio e incentivo. Principalmente por entenderem que este foi um período muito especial para mim.

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

OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL BRASILEIRA

Fernanda Martins Hargreaves

Abril/2019

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Programa: Planejamento Energético

A indústria de petróleo e gás natural é responsável pela emissão de gases de efeito estufa (GEE) que ocorre a partir da queima de combustíveis fósseis e de emissões de fontes fugitivas. Atualmente, há uma cobrança de seus *stakeholders* no sentido de reduzir essas emissões, no entanto é observada uma tendência de aumento da atividade e de suas emissões tanto em nível mundial quanto no Brasil. Este estudo fez uma análise das opções de mitigação das emissões de GEE dos segmentos de Exploração e Produção (E&P) e do Refino da indústria de petróleo e gás natural, com base em ações já adotadas por empresas, regulamentações e melhores práticas tecnológicas implementadas em diferentes países. Para isso, foram construídos quatro cenários, sendo um tendencial, representando reduções de emissões a partir de ações já tomadas pela indústria, e três incluindo as opções de mitigação propostas. Como resultado, são observados os maiores potenciais de redução de emissões de GEE no segmento de Exploração e Produção e nos cenários referentes à aplicação de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS).

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

OPTIONS FOR MITIGATION OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS IN THE
BRAZILIAN OIL AND GAS INDUSTRY

Fernanda Martins Hargreaves

April/2019

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Department: Energy Planning

The oil and natural gas industry is responsible for the emission of greenhouse gases (GHG) that occurs from the burning of fossil fuels and emissions from fugitive sources. Currently, stakeholders urge in order to reduce these emissions, however, there is a trend of increasing activity and emissions both in the world and in Brazil. This study analyzed the mitigation options for GHG emissions from the Upstream and Downstream, based on actions already taken by companies, regulations and best technological practices implemented in different countries. For this, four scenarios were constructed, one characterizes a trend, representing emission reductions from actions already taken by the industry, and three including proposed mitigation options. As a result, are observed the greatest GHG emission reduction potentials are related to Upstream and to the Carbon Capture and Storage (CCS) application scenario.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Hipóteses, Objetivo e Metodologia	3
1.2	Estrutura da dissertação.....	4
2	INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	6
2.1	Contextualização da indústria de petróleo e gás natural	6
2.1.1	A indústria de petróleo e gás natural no mundo	6
2.1.2	A indústria de petróleo e gás natural no Brasil.....	7
3	A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS	17
3.1	Emissões da indústria de petróleo e gás natural	17
3.1.1	Emissões na Exploração e produção da indústria de petróleo e gás natural	18
3.1.2	Emissões no Processamento de petróleo e gás natural	28
3.2	Opções de mitigação de emissões de GEE da indústria de petróleo e gás natural ...	32
3.2.1	Ações voluntárias na indústria de petróleo e gás natural	33
3.2.2	Instrumentos de controle ambiental para mitigação de emissões de GEE na indústria de petróleo e gás natural.....	40
3.2.3	Melhores Tecnologias Disponíveis (MTD) para mitigação de GEE.....	48
4	METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DE INVENTÁRIO E DE CENÁRIOS DE MITIGAÇÃO DE EMISSÕES FUGITIVAS.....	69
4.1	Emissões fugitivas de Dióxido de Carbono (CO ₂), Metano (CH ₄) e Óxido Nitroso (N ₂ O) 70	
4.1.1	Fatores de Emissão (FE)	71
4.1.2	Nível de Atividade da indústria de petróleo e gás natural	77
4.2	Elaboração dos Cenários Tendencial e de Mitigação de Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural	78

4.2.1	Cenário A: Tendencial (referência)	78
4.2.2	Cenário B: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às queimas e perdas de gás natural	80
4.2.3	Cenário C: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às emissões fugitivas não intencionais.....	85
4.2.4	Cenário D: Medidas de mitigação de emissões considerando a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage)	89
5	RESULTADOS DAS EMISSÕES FUGITIVAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E DOS CENÁRIOS TENDENCIAL E DE MITIGAÇÃO.....	93
5.1	Emissões fugitivas no período de 2013 a 2018 e sua evolução até 2050.....	93
5.2	Cenários tendencial e de mitigação de emissões fugitivas na indústria de petróleo e gás natural.....	95
5.2.1	Cenário A: Tendencial (referência)	95
5.2.2	Cenário B: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às queimas e perdas de gás natural	96
5.2.3	Cenário C: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às emissões fugitivas não intencionais.....	98
5.2.4	Cenário D: Medidas de mitigação de emissões considerando a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage)	99
5.3	Emissões Evitadas em relação ao Cenário A Tendencial	100
5.4	Viabilidade das opções de mitigação.....	102
5.4.1	Opção de Mitigação 1: Limite de queima de gás em tocha	102
5.4.2	Opção de Mitigação 2: Melhor eficiência no sistema de queima de gás em tocha	103
5.4.3	Opção de Mitigação 3: Recuperação de gás no sistema de queima em tocha.	104
5.4.4	Opção de Mitigação 4: Redução das emissões fugitivas não intencionais no segmento Exploração e Produção	104

5.4.5	Opção de Mitigação 5: Redução das emissões fugitivas não intencionais no segmento Refino.....	105
5.4.6	Opção de Mitigação 6: Reinjeção de gás nos reservatórios.....	105
5.4.7	Opção de Mitigação 7: CCS no segmento Refino.....	106
5.5	Investimentos por opção de mitigação.....	107
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	109
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	115
	Anexo I – Inventário de Emissões Fugitivas da Indústria de Petróleo e Gás Natural no período de 2013 a 2050.....	122
	Anexo II – Resultados dos Cenários de Mitigação de GEE na Indústria de Petróleo e Gás Natural até 2050.....	124
	Anexo III – Emissões Evitadas em relação ao Cenário A (Tendencial) por opção de mitigação e por cenário.....	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Oferta e demanda de petróleo e gás natural mundial entre 2017 e 2040.	7
Figura 2: Evolução da produção de petróleo brasileira onshore, offshore pós-sal e offshore pré-sal de 2000 a 2018.....	8
Figura 3: Reservas de petróleo Provasdas, Prováveis e Possíveis (3P) no Brasil em dezembro de 2018.....	9
Figura 4: Estimativa de demanda e produção de petróleo convencional no Brasil.	10
Figura 5: Reservas de gás natural Provasdas, Prováveis e Possíveis (3P) no Brasil em dezembro de 2018.	11
Figura 6: Projeção da produção de gás natural convencional brasileira até 2050.....	11
Figura 7: Parque de refino brasileiro, Datum SIRGAS 2000.....	12
Figura 8: Evolução do processamento de petróleo brasileiro de 2000 a 2018.	13
Figura 9: Evolução da produção dos principais derivados de petróleo.....	15
Figura 10: Demanda nacional por derivados de petróleo entre 2015 e 2050.....	15
Figura 11: Perspectivas de aumento da malha integrada para escoamento do gás natural.	16
Figura 12: Principais fontes de emissão de CO ₂ em 2016 de 36 empresas de Exploração e Produção da IOGP à esquerda e dos Estados Unidos na fase de produção à direita.	19
Figura 13: Exemplo de <i>flaring</i> em unidade de produção no pré-sal.....	20
Figura 14: Emissões por flaring na Petrobras, Canadá e Reino Unido.....	21
Figura 15: Volume de queima de gás por flaring e produção de petróleo mundial.....	22
Figura 16: Percentual de gás destinado à queima e perda no Brasil.....	22
Figura 17: Principais fontes de emissões de CH ₄ na Petrobras em 2017 (à esquerda) e em 36 empresas da IOGP em 2016 (à direita).	23
Figura 18: Principais fontes de emissões de CH ₄ na fase de produção de petróleo dos Estados Unidos em 2016.	24
Figura 19: Principais fontes de emissões de CH ₄ por categoria de venting, fugitivas e combustão em plataformas em águas profundas no Golfo do México.	24

Figura 20: Principais fontes de emissões de CH ₄ em plataforma de produção de petróleo em águas profundas no Brasil.	25
Figura 21: Fluxograma de fonte de emissão de metano em plataformas offshore.	26
Figura 22: Esquema típico de uma refinaria complexa.....	29
Figura 23: Principais fontes de emissões de CH ₄ em refinarias nos Estados Unidos em 2016.	31
Figura 24: Risco e oportunidade de empresas para uma transição de baixo carbono.....	35
Figura 25: Exemplo de câmera de imageamento ótico e detecção de vazamento a laser.	55
Figura 26: Esquema típico de armazenamento de carbono através da reinjeção de CO ₂	59
Figura 27: Volume de CO ₂ reinjetado no pré-sal entre 2015 e 2017.	61
Figura 28: Fluxograma detalhado de uma planta de processamento de gás.	62
Figura 29: Poder de aquecimento global da EOR, mostrando a contribuição em diferentes estágios de ciclo de vida.	63
Figura 30: Segmentos adotados para o inventário de GEE na indústria de petróleo.....	69
Figura 31: Etapas da metodologia para avaliar as opções de mitigação das emissões de GEE na indústria de petróleo.	69
Figura 32: Evolução do Fator de Emissão de CO ₂ médio, mínimo e máximo no segmento de Exploração e Produção no Brasil entre 2003 e 2012.	73
Figura 33: Evolução do Fator de Emissão de CH ₄ médio, mínimo e máximo no segmento de Exploração e Produção no Brasil entre 2003 e 2012.	73
Figura 34: Evolução do Fator de Emissão de N ₂ O médio, mínimo e máximo no segmento de Exploração e Produção no Brasil entre 2003 e 2012.	73
Figura 35: Evolução do Fator de Emissão de CO ₂ médio, mínimo e máximo no segmento de Refino no Brasil entre 2003 e 2012.	75
Figura 36: Evolução do Fator de Emissão de CH ₄ médio, mínimo e máximo no segmento de Refino no Brasil entre 2003 e 2012.	75
Figura 37: Evolução do Fator de Emissão de N ₂ O médio, mínimo e máximo no segmento de Refino no Brasil entre 2003 e 2012.	75
Figura 38: Evolução do Fator de Emissão de CO ₂ médio, mínimo e máximo no segmento de Transporte no Brasil entre 2003 e 2012.	77

Figura 39: Evolução do Fator de Emissão de CH ₄ médio, mínimo e máximo no segmento de Transporte no Brasil entre 2003 e 2012.	77
Figura 40: Evolução do Fator de Emissão de N ₂ O médio, mínimo e máximo no segmento de Transporte no Brasil entre 2003 e 2012.	77
Figura 41: Evolução da queima e perda de gás natural no Brasil entre 2000 e 2017.	79
Figura 42: Estimativa de Emissões Fugitivas de CO ₂	94
Figura 43: Estimativa de Emissões Fugitivas de CH ₄	94
Figura 44: Estimativa de Emissões Fugitivas de N ₂ O.....	94
Figura 45: Emissões fugitivas CO ₂ no Cenário A - Tendencial.	95
Figura 46: Emissões fugitivas CH ₄ no Cenário A - Tendencial.	96
Figura 47: Emissões fugitivas N ₂ O no Cenário A - Tendencial.	96
Figura 48: Emissões fugitivas CO ₂ no Cenário B – Redução de emissões com base na redução de queimas e perdas.	97
Figura 49: Emissões fugitivas CH ₄ no Cenário B – Redução de emissões com base na redução de queimas e perdas.	97
Figura 50: Emissões fugitivas N ₂ O no Cenário B – Redução de emissões com base na redução de queimas e perdas.	98
Figura 51: Comparação das Emissões fugitivas entre os Cenários A e B.....	98
Figura 52: Emissões fugitivas CH ₄ no Cenário C – Redução de emissões fugitivas não intencionais.	99
Figura 53: Comparação das Emissões fugitivas entre os Cenários A e C.....	99
Figura 54: Emissões fugitivas CO ₂ no Cenário D – Redução com CCS.	100
Figura 55: Comparação das Emissões fugitivas entre os Cenários A e D.	100
Figura 56: Potencial de Emissões Evitadas por opção de mitigação em relação às emissões fugitivas de petróleo e gás natural do cenário A.....	101
Figura 57: Localização das refinarias, poços de desenvolvimento e gasodutos do pré-sal. .	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais processos e produtos de refinarias.....	28
Tabela 2: Medidas de mitigação de GEE das empresas parte da CCAC/OGMP.....	36
Tabela 3: Medidas de mitigação implementadas pelas empresas integrantes da OGCI.....	38
Tabela 4: Característica da produção e emissões de GEE pelas empresas da OGCI.	39
Tabela 5: Tipo de detecção de vazamento de metano de acordo com a fonte de emissões. ...	54
Tabela 6: Efetividade do Programa LDAR em refinarias com diferentes medições.	56
Tabela 7: Custo de abatimento para emissões de CO ₂ na REPLAN até 2020.	68
Tabela 8: Fatores para GWP de 100 anos para CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O.....	70
Tabela 9: Produção brasileira de petróleo e LGN e emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural entre 2003 e 2012.....	71
Tabela 10: Fatores de Emissão (FE) no segmento de Exploração e Produção.....	72
Tabela 11: Processamento de petróleo no Brasil e emissões fugitivas de GEE no segmento do Refino entre 2003 e 2012.	74
Tabela 12: Fatores de Emissão (FE) de Gases de Efeito Estufa no segmento de Refino.	74
Tabela 13: Emissões fugitivas no segmento de Transporte entre 2003 e 2012.....	76
Tabela 14: Fatores de Emissão (FE) no segmento Transporte.	76
Tabela 15: Premissas adotadas para o cenário A tendencial na Exploração e Produção.....	80
Tabela 16: Destino do gás produzido no FPSO Cidade de Ilhabela, no Campo de Sapinhoá, no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de 2014 a 2016.....	82
Tabela 17: Premissa adotada para o cenário B com limite de queimas e perdas de gás natural	82
Tabela 18: Percentual de emissões de CO ₂ e CH ₄ em diferentes projetos de produção de petróleo e gás natural no pré e pós sal.....	83
Tabela 19: Premissas adotadas para melhora na eficiência do sistema de queima em tocha..	84

Tabela 20: Premissas adotadas para o cenário B com medidas de melhora no <i>flaring</i> no Refino.	85
Tabela 21: Premissas adotadas para o cenário C com medidas de redução de emissões fugitivas não intencionais na Exploração e Produção.	86
Tabela 22: Premissas adotadas para o cenário C com medidas de redução de emissões fugitivas não intencionais na Exploração e Produção.	87
Tabela 23: Premissas adotadas para o cenário C com medidas redução de emissões fugitivas não intencionais no Refino.	88
Tabela 24: Estimativa do volume de injeção de CO ₂ por ano por Unidade de Produção.	89
Tabela 25: Número de unidades de produção de petróleo no Brasil.	90
Tabela 26: Número de unidades de produção de petróleo no Brasil.	91
Tabela 27: Premissas adotadas para o cenário D com medidas de CCS no Refino.....	92
Tabela 28: Potencial de Emissões Evitadas em relação ao Cenário A por opção de mitigação de emissões de gases de efeito estufa estudada.	101
Tabela 29: Estimativa preliminar de investimento e custo de abatimento por opção de mitigação de emissões de GEE.	108

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AFOLU	Setor Agricultura, Floresta e Uso da Terra
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Bbbl	Bilhões de barris
Bbpd	Bilhões de barris por dia
Bm ³	Bilhões de metros cúbicos
Boe	Barril de óleo equivalente
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de carbono
CO _{2e}	Dióxido de carbono equivalente
EE	Emissões Evitadas
EOR	Enhanced Oil Recovery ou Recuperação Avançada de Petróleo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCC	unidade de craqueamento
FE	Fator de Emissões
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
Gg	Gigagrama
GWP	poder de aquecimento global
HGU	Unidade de Geração de Hidrogênio
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas ou <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> .
LDAR	Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos ou Leak Detection and Repair Program)
Mbbl	Milhões de barris
Mbpd	Milhões de barris por dia
Mt	Milhões de toneladas
N ₂ O	Óxido nitroso
PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural

1 INTRODUÇÃO

O efeito estufa é um fenômeno natural, no entanto, sua intensificação tem gerado aumento da temperatura média global e por isso tem sido motivo de discussões e de estudos por órgãos da comunidade científica mundial, gerando compromissos governamentais importantes e impondo metas para garantir a habitabilidade no planeta.

A primeira conferência de mudanças climáticas da Organização Meteorológica Mundial (OMM) foi realizada em 1979, quando criado o Programa do Clima Mundial. Como resultado deste programa, nasceu em 1988 o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC ou *Intergovernmental Panel on Climate Change*).

O IPCC, principal órgão responsável pela sistematização e divulgação de estudos relacionados com o aquecimento global, defende a inequívoca existência de mudanças climáticas ocorridas nas últimas décadas e a participação do ser humano neste processo. São observados o aquecimento dos oceanos, da atmosfera, aumento do nível do mar e degelo das calotas polares. As emissões atmosféricas de origem antropogênica aumentaram nas últimas décadas, impulsionadas pelo crescimento populacional e econômico, elevando as concentrações atmosféricas de dióxido de carbono - CO₂, metano - CH₄ e óxido nitroso - N₂O, sendo extremamente provável a causa do aquecimento observado desde meados do século XX.

Com a Rio 92, as questões ambientais mundiais ganharam maior destaque e, como resultado, foi gerada a Convenção Quadro Das Nações Unidas Sobre Mudança Do Clima (UNFCCC ou *United Nations Framework Convention on Climate Change*). Esta convenção iniciou uma fase de compromissos e obrigações cada vez maiores dos países participantes, sempre com o objetivo de evitar que as concentrações de gases de efeito estufa interfiram de forma perigosa no sistema climático, através da Conferência das Partes (COP), com reuniões anuais, prazos e metas que visam incentivar maior participação e envolvimento dos países.

Em 2009, na COP 15 de Copenhague, o Brasil se comprometeu de forma voluntária a reduzir suas emissões em 36,1% a 38,9% para o ano de 2020 e foram propostas Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas (NAMAs). Para oficializar este compromisso, foi criada a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) em 2009, através da lei nº 12.187. São instrumentos da PNMC o Plano Nacional sobre Mudança do Clima, Fundo Nacional sobre

Mudança do Clima, Planos de Ação para Prevenção e Controle de Desmatamento nos biomas, Comunicação do Brasil à UNFCCC, entre outros.

No ano de 2015 ocorreu a COP 21 em Paris, conferência na qual foi assinado o Acordo de Paris, quando pela primeira vez a maior parte dos países se comprometeu com metas voluntárias para limitar o aumento da temperatura global. Foram propostas medidas cujo objetivo era limitar o aumento da temperatura global em 2°C em relação ao nível pré-industrial, com esforços para atingir 1,5°C. Cada país elaborou seu próprio compromisso considerando seus cenários sociais e econômicos, sendo elaboradas as iNDCs (Intenção de Contribuição Nacionalmente Determinada ou *Intended Nationally Determined Contribution*). A ratificação do Acordo de Paris em 2016 transformou as metas pretendidas em compromissos oficiais, passando sua denominação a ser NDC.

A NDC brasileira relacionada às mudanças climáticas considera a redução de 37% das emissões para o ano de 2025 e 43% para o ano de 2030 em relação aos níveis de 2005.

No Brasil, as principais emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) estão associadas ao Setor Agricultura, Floresta e Uso da Terra (AFOLU). Considerando as medidas de mitigação aplicadas na NAMA e na NDC, estas emissões tendem a se reduzir.

Para o Setor Energia, no qual a indústria de petróleo e gás natural é caracterizada, não há nenhuma medida específica para redução de emissões de GEE. Algumas metas que podem estar associadas são o aumento de eficiência energética e aumento de fornecimento de energias renováveis na matriz energética. Ao observar as emissões de GEE brasileiras ao longo dos últimos anos, há um significativo aumento das emissões de energia, variando 42% entre 2005 e 2015 (MCTIC, 2017).

As emissões de GEE da indústria de petróleo e gás natural estão associadas às emissões fugitivas não intencionais, intencionais (*venting*), por queima em tocha (*flaring*) e de combustão para geração de energia. Para o inventário nacional, as emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural são contabilizadas conforme a metodologia do IPCC, incluindo as emissões não intencionais, *venting* e *flaring*.

As emissões fugitivas de petróleo no Brasil correspondem a cerca de 0,5% das emissões totais de GEE no país, sendo que tendem a aumentar com a expectativa de crescimento da produção e do processamento de petróleo e gás natural.

Segundo o *Fifth Assessment Report* (AR5) do IPCC, sem esforços adicionais para mitigação de emissões de GEE o aquecimento global no final do século XXI muito

provavelmente acarretará impactos altos a muito altos, generalizados e irreversíveis, mesmo com esforços para adaptação às mudanças climáticas. As opções de mitigação envolvem benefícios diretos e indiretos, principalmente se implementadas à curto prazo.

As opções de mitigação podem ajudar a lidar com as mudanças climáticas, mas uma implementação efetiva depende de políticas e cooperação em todas as escalas, devendo ser potencializadas e implementadas juntamente com opções de adaptação e outros objetivos sociais.

A motivação deste trabalho é avaliar o potencial das opções para redução de emissões de GEE com base em medidas que já vem sendo estudadas e adotadas no Brasil e em diferentes países. Como complemento, são estudadas as atuais restrições para implementá-las na indústria brasileira de petróleo e gás natural e em seguida são propostas ações para viabilizá-las ou potencializá-las.

1.1 Hipóteses, Objetivo e Metodologia

Conhecendo o histórico e as perspectivas da indústria de petróleo e gás, é possível afirmar que suas emissões tendem a continuar crescendo. Ainda que a indústria não tenha metas específicas dentro do Acordo de Paris, este aumento pode comprometer o objetivo de manter a temperatura global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais. As hipóteses que baseiam essa tendência são:

- Aumento das emissões de GEE devido ao desenvolvimento da indústria, parte relacionado ao aumento da produção de petróleo e gás natural, parte ao aumento da demanda por derivados de petróleo, resultando no aumento do volume de petróleo e gás natural transportado;
- Existência de tecnologias e procedimentos para controlar e reduzir as emissões de GEE no segmento de Exploração e Produção e de Refino.

Em tal contexto, o objetivo geral desta dissertação é avaliar o potencial de medidas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa a serem implementadas na indústria de petróleo e gás natural brasileira, considerando a viabilidade de sua implementação para o período de 2020 a 2050.

Dessa forma, foi estruturada uma metodologia com base em inventários nacionais e revisão bibliográfica, que envolveu a consulta a livros, artigos periódicos científicos, além de documentação oficial de órgãos do governo brasileiro como a Agência Nacional de Petróleo,

Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e órgãos internacionais como a Agência Internacional de Energia (IEA), a Iniciativa do Clima em Óleo e Gás (OGCI), IPIECA, entre outros. Com a informação obtida foi desenvolvida a metodologia, que conta com as seguintes etapas:

- Elaboração de inventário e estimativa de emissões de GEE para diferentes segmentos da indústria de petróleo e gás natural, sendo eles: Exploração e Produção, Refino (que inclui processamento de gás natural) e Transporte;
- Elaboração de cenários de evolução das emissões de Gases de Efeito Estufa pela indústria de petróleo e gás natural brasileira: cenário de referência e cenários de mitigação;
- Análise da viabilidade de implantação das opções de mitigação;
- Avaliação dos resultados e recomendações para mitigação de emissões da GEE na indústria de petróleo e gás natural;

1.2 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por seis capítulos, incluindo este Introdutório, onde se observa a evolução da importância das mudanças climáticas, as emissões da indústria de petróleo e gás natural e a cobrança da sociedade para sua redução.

O Capítulo 2 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL apresenta as características da indústria de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo com suas perspectivas de crescimento.

No Capítulo 3 A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS são apresentadas as principais fontes de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), além de medidas de mitigação dos principais gases emitidos pela indústria (dióxido de carbono - CO₂, metano - CH₄ e óxido nitroso - N₂O). São ainda abordadas algumas das medidas voluntárias de redução de GEE adotadas pela indústria, regulações e legislações aplicadas em diferentes países e novas tecnologias estudadas e já implementadas por diferentes empresas.

O Capítulo 4 METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO INVENTÁRIO E DE CENÁRIOS DE MITIGAÇÃO DE EMISSÕES FUGITIVAS, mostra quais as premissas e cálculos utilizados para elaboração do inventário de emissões de GEE, para o cenário tendencial e para os cenários de mitigação, com os respectivos resultados detalhados.

No Capítulo 5 RESULTADOS DAS EMISSÕES FUGITIVAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E DE CENÁRIOS DE MITIGAÇÃO são comparadas as emissões de cada cenário e em seguida são detalhadas as emissões evitadas por cenário e por opção de mitigação. É ainda apresentada uma avaliação para cada opção de mitigação, demonstrando suas limitações e sugestões para futura implementação.

Por fim, o Capítulo 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES conclui especificando as melhores opções para mitigar os GEE, apontando limitações encontradas ao longo da elaboração do inventário e sugerindo recomendações futuras para aperfeiçoar o tema.

2 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Este capítulo apresenta as características da indústria de petróleo considerando:

- *Exploração e Produção de petróleo e gás natural*: atividades de exploração, desenvolvimento, produção do petróleo e gás natural.
- *Processamento de petróleo e gás natural*: atividades de refino do petróleo bruto e processamento do gás natural.

2.1 Contextualização da indústria de petróleo e gás natural

Observa-se, a seguir, um breve histórico da situação atual da indústria do petróleo no mundo e no Brasil, com suas perspectivas para as próximas décadas de aumento na produção devido à maior demanda por derivados de petróleo.

2.1.1 A indústria de petróleo e gás natural no mundo

Este item é dividido em Exploração e Produção e Processamento de petróleo e gás natural no mundo, levando em conta as tendências baseadas em cenários de exploração de reservas, variações do padrão de produção e consumo de derivados.

2.1.1.1 Exploração e Produção de petróleo e gás natural no mundo

No início dos anos 2000, a maior reserva provada de petróleo pertencia à Arábia Saudita, sendo que as reservas da Venezuela tiveram um significativo aumento nesta década, se transformando na maior reserva provada mundial em 2010.

O cenário de Novas Políticas Públicas do *World Energy Outlook 2018* da IEA, considera que a maior região produtora de petróleo em 2040 será o Oriente Médio, seguido pela América do Norte e América do Sul e Central. Tanto a demanda quanto a oferta de petróleo tendem a aumentar levemente até 2040 (**Figura 1**).

Em relação ao gás natural, a perspectiva é de aumento devido a produção de gás não convencional nos Estados Unidos, maior oferta de líquidos de gás natural, além da troca de carvão por gás natural (IEA, 2018).

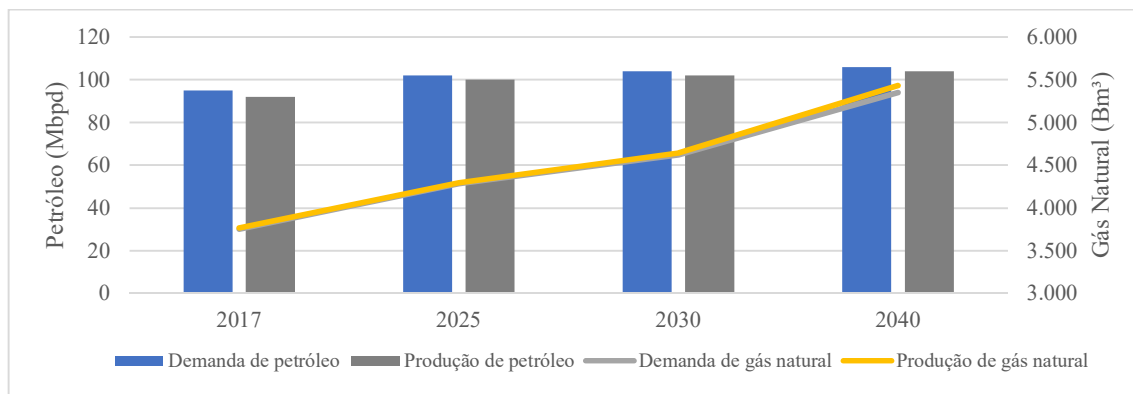


Figura 1: Oferta e demanda de petróleo e gás natural mundial entre 2017 e 2040.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, 2018

2.1.1.2 Processamento de petróleo e gás natural no mundo

As principais influências sobre a evolução do refino mundial segundo (Speight, 2011) são:

- Demanda por gasolina, diesel, óleo combustível e querosene de aviação (QAV);
- Incertezas sobre o insumo da refinaria, ou tipo de petróleo cru a ser processado;
- Regulação ambiental mais restritiva, principalmente em relação aos teores de enxofre na gasolina e diesel;
- Desenvolvimento tecnológico contínuo como novos catalizadores e processos.

Para um horizonte de 2023, a Agência Internacional de Energia (IEA) prevê um aumento da capacidade de refino acima da demanda. A previsão é de que a oferta por produtos refinados em 2023 seria de 7,7 Mbpd, enquanto que a demanda seria de 5,0 Mbpd (IEA, 2018).

2.1.2 A indústria de petróleo e gás natural no Brasil

Este item é dividido em *upstream* (Exploração e Produção) e *downstream* (Processamento de petróleo e gás) onde são apresentadas suas principais características e perspectivas no Brasil para o período até 2050, incluindo o transporte desse petróleo e gás natural através de dutos e navios.

2.1.2.1 Exploração e Produção de petróleo e gás natural no Brasil

No início dos anos 2000 a Bacia de Campos era responsável por mais de 80% da produção de petróleo brasileira e a produção *offshore* por mais de 90% da produção total no Brasil.

No fim da década de 2000 houve a descoberta do pré-sal, localizado em águas profundas e ultra profundas das Bacias de Campos e Santos. Na Bacia de Campos, os campos de Jubarte, Baleia Franca, Marlim Leste, Barracuda, Caratinga e Marlim tem produção concomitante de pré-sal e pós-sal. Na Bacia de Santos, de 2010 a 2018 foram instaladas 13 unidades de produção do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) ou navio que armazena e processa petróleo.

A instalação destas unidades na Bacia de Santos e a produção na Bacia de Campos em unidades já existentes tornaram o pré-sal a principal área produtora de petróleo no Brasil desde 2017.

A **Figura 2** apresenta a produção de petróleo brasileira entre os anos 2000 e 2018. A produção *onshore* no início dos anos 2000 representava 17% da produção brasileira e em 2018 é inferior a 5%. Já a produção *offshore* era maior no pós-sal até 2017, quando passou a predominar o pré-sal e em 2018 o pré-sal alcançou mais de 54% da produção total brasileira (ANP, 2019).

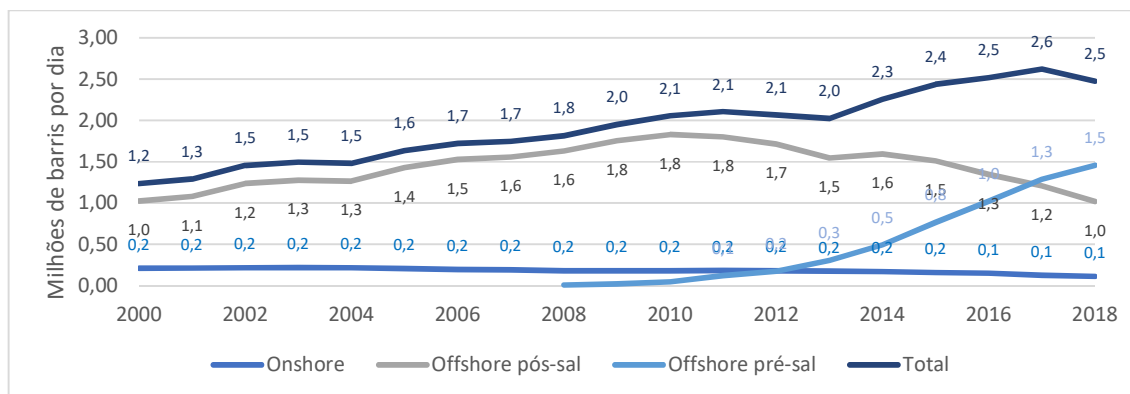


Figura 2: Evolução da produção de petróleo brasileira *onshore*, *offshore* pós-sal e *offshore* pré-sal de 2000 a 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2019

Em fevereiro de 2019, os campos *offshore* produziram cerca de 96% da produção de petróleo brasileira, sendo 57% associado ao pré-sal das Bacias de Campos e Santos (ANP, 2019).

Com a predominância da produção do petróleo associada ao pré-sal, a característica do petróleo produzido vem sendo alterada. A partir de fevereiro de 2019, com 57,4% da produção associada ao pré-sal, o grau API aumentou para 27,2, indicando um tipo de petróleo mais leve (ANP, 2019).

Para projetar a tendência da produção de petróleo e gás natural brasileira foram estudados dados oficiais brasileiros. O Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 ainda não foi publicado, no entanto a EPE disponibilizou as premissas utilizadas para oferta e demanda de petróleo e gás natural a serem utilizadas no documento *Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050*. As fontes de dados utilizadas, portanto, foram:

- As reservas de petróleo brasileiras;
- O Plano de Negócios e Gestão (PNG) de 2019 a 2023 da Petrobras;
- O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027 da EPE;
- O Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 da EPE.

Em dezembro de 2018, as reservas de petróleo brasileiras provadas (1P) foram de 13,2 Bbbl e as Provadas, Prováveis e Possíveis (3P) de 23,9 Bbbl.

A maior parte das reservas 3P se encontra na Bacia de Santos (67%), que é localizada do estado de Santa Catarina até o sul do Rio de Janeiro, e 32% delas está na Bacia de Campos, limitada desde o norte fluminense até o Espírito Santo, conforme apresentado na **Figura 3**.

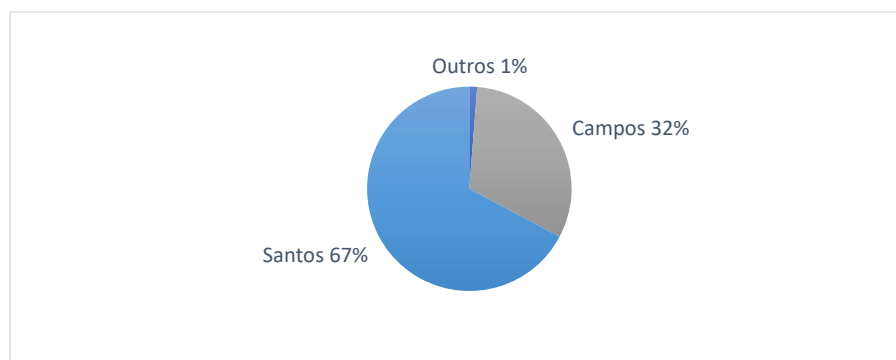


Figura 3: Reservas de petróleo Provas, Prováveis e Possíveis (3P) no Brasil em dezembro de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2019

De acordo com o PNG 2019-2023, 56% do investimento em novos projetos de produção são associados ao pré-sal. Conforme esse planejamento, dos 18 projetos iniciados ou

planejados, três são referentes ao pós-sal, 14 referentes ao pré-sal e um projeto é concomitantemente associado ao pré-sal e pós-sal.

Com novos projetos, o PDE 2027 estima um aumento na produção de petróleo de 2,6 Mbpd para 5,1 Mbpd entre 2017 e 2027. De acordo com o documento, em 2027 a cessão onerosa e seu excedente serão responsáveis por 36% da produção brasileira e o pré-sal responderá por cerca de 80% da produção de petróleo nacional (MME/EPE, 2018a).

O Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte de 2050 mostra inicialmente o aumento da produção de petróleo em razão do início da produção em áreas já contratadas e a curva é sustentada principalmente pelas acumulações já descobertas no pré-sal. É considerado o cronograma das rodadas até 2019, além de outras áreas potenciais a serem licitadas posteriormente, por concessão ou partilha da produção (MME/EPE, 2018b).

A maior produção de petróleo está prevista para ocorrer em 2030, com 5,4 Mbpd (**Figura 4**).

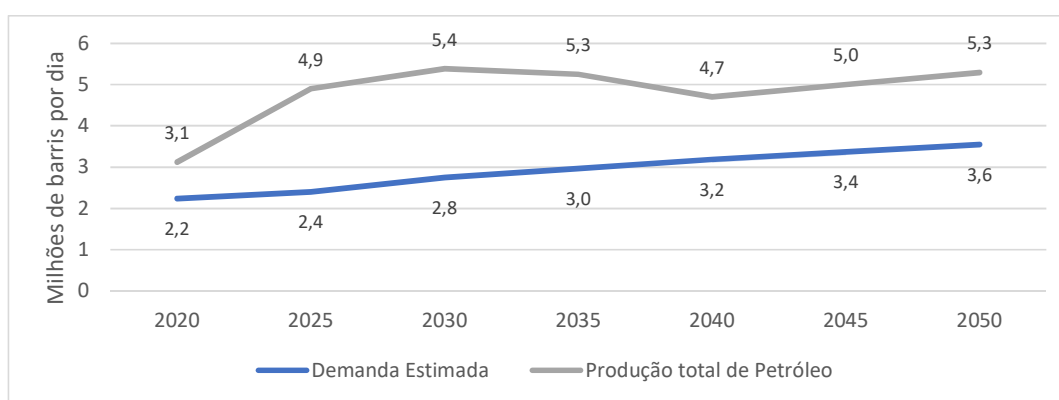


Figura 4: Estimativa de demanda e produção de petróleo convencional no Brasil.

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2018b

Esta projeção da EPE está em consonância com os dados da ANP de dezembro de 2018, cujas reservas associadas à Bacia de Santos representam 65% do total. Adicionalmente, os investimentos da Petrobras descritos no PNG de 2019 a 2023 mostram preferência para projetos no pré-sal.

Em relação ao gás natural, sua produção aumentou de 21,59 Bm³ em 2008 para 40,12 Bm³ em 2017. Em 2008, 67% da produção de gás era associada ao petróleo e em 2017 este valor aumentou para 77%. As operadoras declararam em dezembro de 2018 o volume de 368 Bm³ de reservas 1P e 570 Bm³ de reservas 3P de gás natural (ANP, 2019).

A **Figura 5** demonstra que 61% das reservas de gás natural estão associadas à área *offshore* da Bacia de Santos e 21% da Bacia de Campos. Em relação à reserva de gás natural *onshore*, 6% está associada à Bacia de Solimões e 4% à Bacia do Parnaíba.

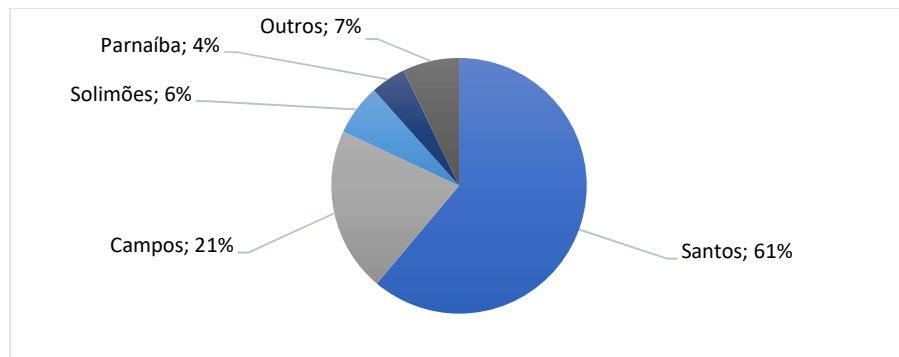


Figura 5: Reservas de gás natural Provadas, Prováveis e Possíveis (3P) no Brasil em dezembro de 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2019

Para avaliar a produção de gás natural convencional até 2050, a EPE projetou a produção líquida diária para 256 Mm³/d¹ (**Figura 6**). A maior parte da produção é relativa ao pré-sal, sendo consideradas também áreas com probabilidade de novas descobertas de gás natural não associado nas bacias do Acre-Madre de Dios, Sergipe-Alagoas, Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná (MME/EPE, 2018b).

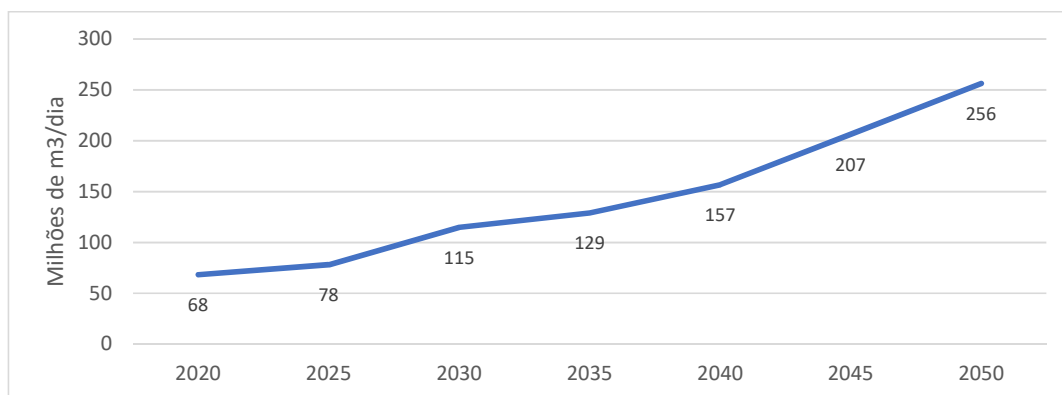


Figura 6: Projeção da produção de gás natural convencional brasileira até 2050.

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2018b

Quanto aos recursos não convencionais, o Brasil tem potencial para exploração de gás e óleo de folhelho, gás em formações fechadas, hidratos de metano, metano de carvão e areias

¹ inclui recursos descobertos, contingentes, não descobertos contratados e não descobertos na área da União.

betuminosas. É estimada uma reserva com os volumes recuperáveis de 1.384 Bm³ de gás natural não convencional em 2050.

2.1.2.2 Processamento de petróleo e gás natural no Brasil

O parque de refino brasileiro conta com 17 refinarias, totalizando uma capacidade para processar 2,4 Mbpd, sendo o 8º maior no mundo (ANP, 2018). Grande parte das refinarias foi construída nas décadas de 1960 e 1970, sendo a mais recente, a RNEST, cuja operação iniciou em 2014 (Figura 7).

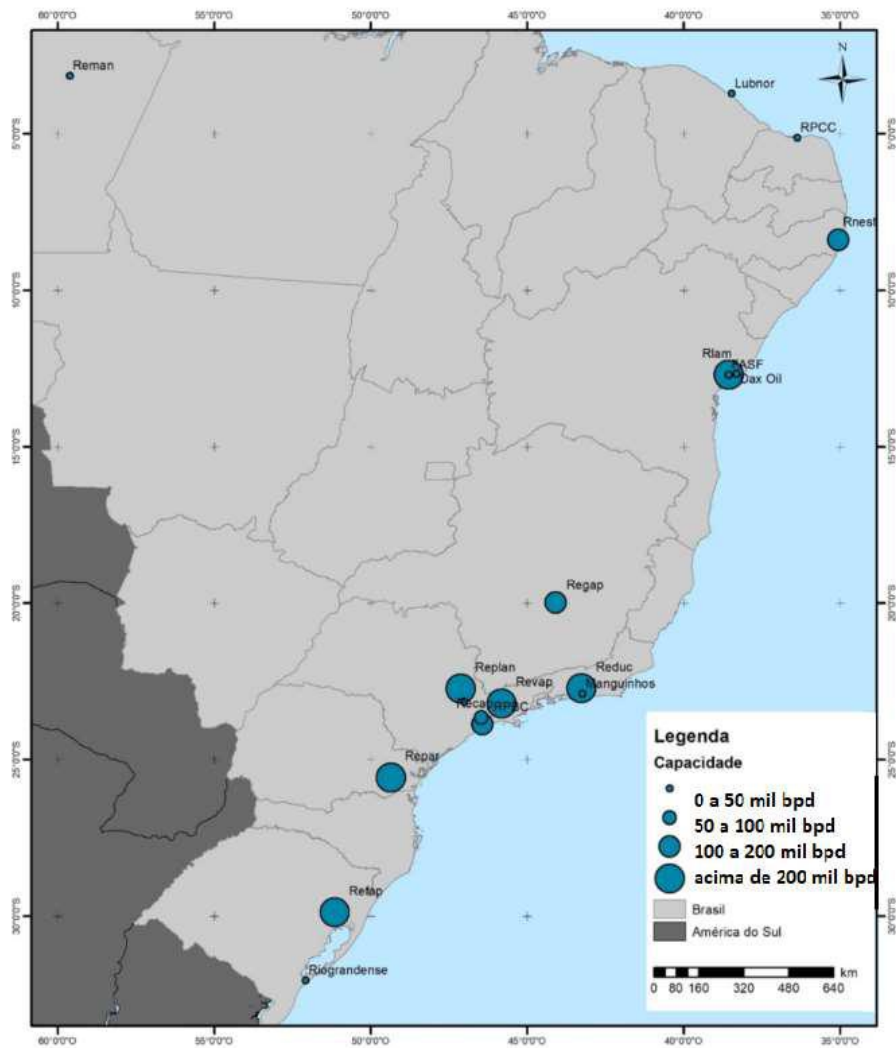


Figura 7: Parque de refino brasileiro, Datum SIRGAS 2000.

Fonte: Elaboração própria.

As maiores capacidades instaladas são da REPLAN (SP) com 0,43 mil bpd, RLAM (BA) com 0,38 Mbpd, além da REVAP (SP) e REDUC (RJ) com 0,25 Mbpd cada.

Os estados do Rio de Janeiro e São Paulo contam com cerca de 53% da capacidade total de refino brasileira.

Em 2017, o Brasil produziu 110 Mm³ de produtos derivados de petróleo em refinarias, centrais petroquímicas, Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e outros. Cerca de 88% da produção é destinada a derivados para uso energético e, destes, 45% da produção é de óleo diesel, utilizado em transporte de carga, 25% de gasolina, utilizada em transporte de veículos leves, 12% de óleo combustível, utilizado no setor industrial, 10% Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e 5% de querosene (ANP, 2018).

Apesar do aumento de capacidade de refino no Brasil com a RNEST, o volume de petróleo processado vem decrescendo desde 2014. Em 2014 houve um pico de 2,13 Mbpd e em 2018 este foi reduzido para 1,75 Mbpd, similar ao volume de petróleo processado em 2004 (Figura 8).

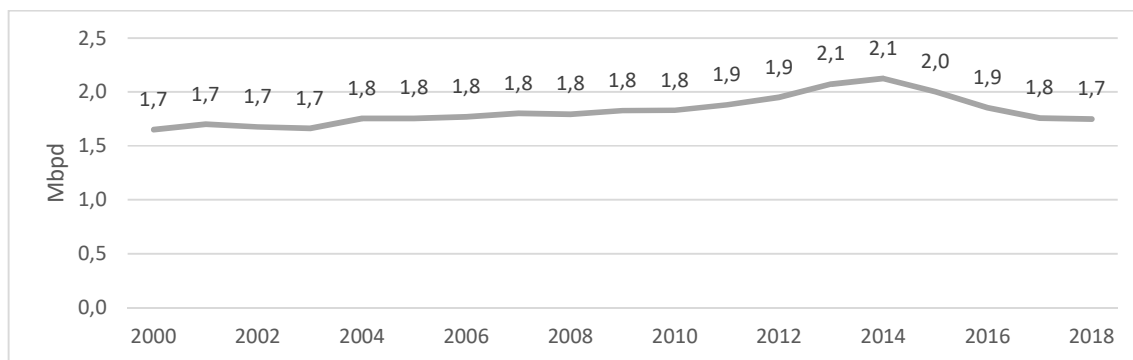


Figura 8: Evolução do processamento de petróleo brasileiro de 2000 a 2018.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2018

O Brasil importou em 2017 o volume de 35,7 Mm³ de derivados de petróleo, sendo os maiores volumes referentes à óleo diesel (36%), gasolina A (13%) e GLP (9%). Em relação ao volume das exportações, do total de 12,4 Mm³, o óleo combustível e combustível marítimo (*bunker*) corresponderam a 32% e 25%, respectivamente (ANP, 2018).

Considerando os dados de importação e exportação, observa-se que há oportunidade para expansão da produção brasileira de óleo diesel, gasolina A e GLP.

Para conhecer a evolução do processamento de derivados e do parque de refino brasileiro, foram consultados:

- O Plano de Negócios e Gestão (PNG) de 2019 a 2023 da Petrobras;
- O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027 da EPE;
- O Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 da EPE;

O parque de refino brasileiro tem previsão de crescimento até 2027 a partir da ampliação da RNEST em 2024 e início da operação do COMPERJ no fim da década de 2020, além do aumento da capacidade e melhorias das refinarias existentes (MME/EPE, 2018a). A continuidade do COMPERJ está em estudo de parceria com a empresa chinesa CNPC (PNG, 2018).

Inicialmente eram estudadas mais duas refinarias, as Premium I e II, que supririam a demanda por óleo diesel e nafta, mas não a demanda de gasolina A, denotando que seria necessário continuar a sua importação (CHAN, 2015). Estas refinarias foram canceladas em 2015.

Em novembro de 2016 a Petrobras lançou a política de preços de gasolina e diesel comercializados, o que facilitaria a venda de refinarias e, com isso, haveria a entrada de novos *players* neste mercado. Com a greve dos caminhoneiros em maio de 2018, a política de preços do diesel foi afetada e conseqüentemente foi suspensa a venda das refinarias.

O PNG 2019-2023 e o PDE 2027 não citam novas refinarias além das descritas, no entanto, estudos vêm demonstrando o planejamento para construção de cinco novas refinarias (FGV ENERGIA, 2018).

Em relação à demanda por derivados de petróleo, a estimativa do PDE 2027 inclui como premissas o crescimento populacional médio de 0,6% e crescimento médio do PIB brasileiro de 2,8%. O consumo final de energia por fonte mostra um aumento na participação do gás natural, chegando a 20,0% em 2027.

Para os derivados de petróleo são previstos o aumento de volume processado de 1,74 Mbpd em 2017 para 2,04 Mbpd em 2027, ou de 287 mil m³/d a 347 mil m³/d. No mesmo período, o diesel tem previsão de crescer de 40,4% para 43,3% e o óleo combustível de 2,6% para 3,4%. A gasolina A teria seu consumo reduzido de 23,3% para 19,9% em função do aumento da demanda por etanol por parte dos veículos leves (**Figura 9**) (MME/EPE, 2018a).

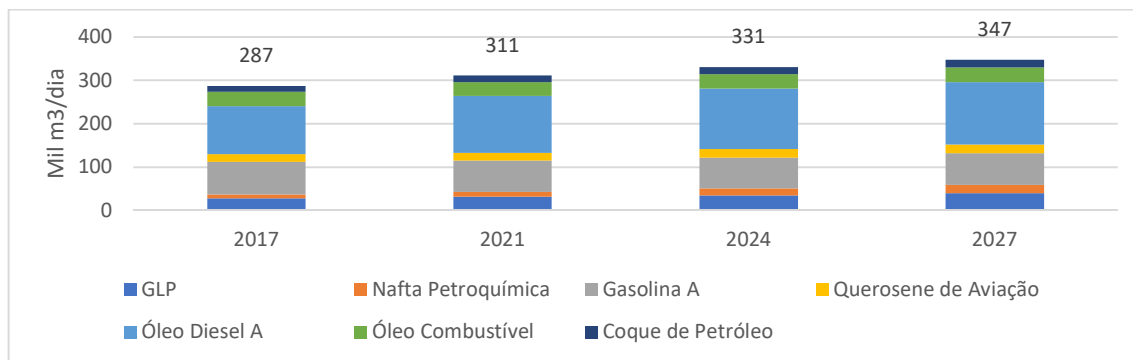


Figura 9: Evolução da produção dos principais derivados de petróleo.

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2018b

Apesar da capacidade técnica do Brasil, o volume esperado da produção do petróleo do pré-sal supera a capacidade das refinarias para seu processamento, sendo prevista a exportação parcial do petróleo bruto (PDE 2027).

As projeções otimistas para consumo de derivados de petróleo publicadas nos *Cenários de Demanda para o PNE 2050* mostram um aumento de 2,4 Mbpd (ou 125 MTEP) em 2020 para 4,3 Mbpd (ou 225 MTEP) até 2050, conforme demonstrado na **Figura 10** (MME/EPE, 2018b).

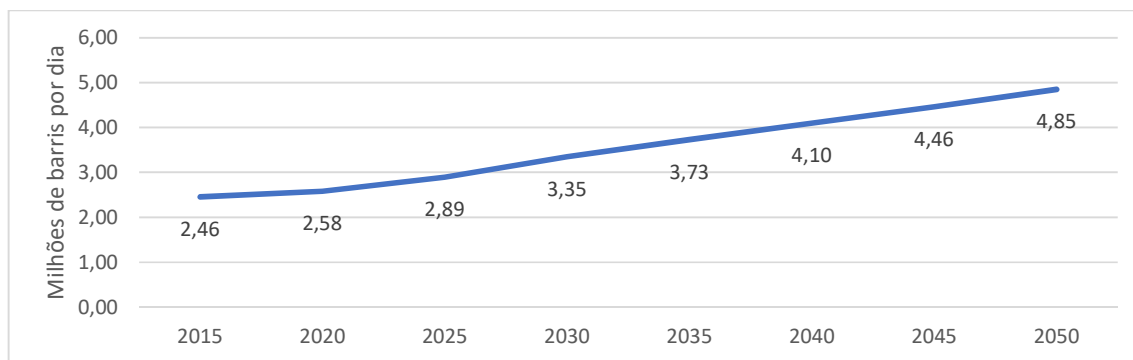


Figura 10: Demanda nacional por derivados de petróleo entre 2015 e 2050.

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2018b

O Brasil conta com 14 polos para processamento de gás natural, o que representa uma capacidade nominal de 95,7 Mm³/d (ANP, 2018). Os maiores polos são Caraguatatuba (SP) com capacidade de 20 Mm³/d, Cacimbas (Linhares/ES) e Cabiúnas (Macaé/RJ) com capacidade de cerca de 16 Mm³/d cada.

Apesar da capacidade nominal, em 2017 foram processados 66,8 Mm³/d, correspondendo a 69,9% da capacidade total instalada. Os polos produziram 3,3 Mm³/d de GLP, 1,6 Mm³/d de

C5 + (gasolina natural), 0,4 Mm³ de etano, 0,6 Mm³ de propano e 22,3 bilhões de m³ de gás seco (ANP, 2018).

Dois novas UPGN são planejadas para iniciar sua operação no COMPERJ em 2020, aumentando a oferta de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) ao mercado (EPE, 2018).

É projetado o aumento da demanda de gás de 104 Mm³/d em 2017 para 236 Mm³/d em 2027. Neste último ano, é esperado que o pré-sal seja responsável por 45% da oferta nacional, além de aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas (EPE, 2018).

O gás produzido nas plataformas *offshore* brasileiras é escoado por gasodutos, sendo o do pré-sal da Bacia de Santos realizado por duas rotas, em que escoam o gás para os polos de Caraguatatuba (SP) e Cabiúnas (Macaé/RJ). A previsão para aumentar o escoamento do gás é de um gasoduto para o COMPERJ, que compreende um trecho Itaboraí-Guapimirim, parte do Rota 3.

São avaliados mais três gasodutos, um para interligar unidades de produção da Bacia de Santos à Praia Grande/SP e outros dois interligariam unidades da Bacia de Campos ao Porto do Açú/RJ e ao Porto Central/ES. Estes três gasodutos poderiam ampliar o escoamento de gás em 30 a 45 Mm³/d (MME/EPE, 2018b).

Um resumo com as perspectivas de aumento da malha integrada para escoamento do gás natural dos projetos de produção de petróleo e gás natural nas Bacias de Campos e Santos é apresentado na **Figura 11**.

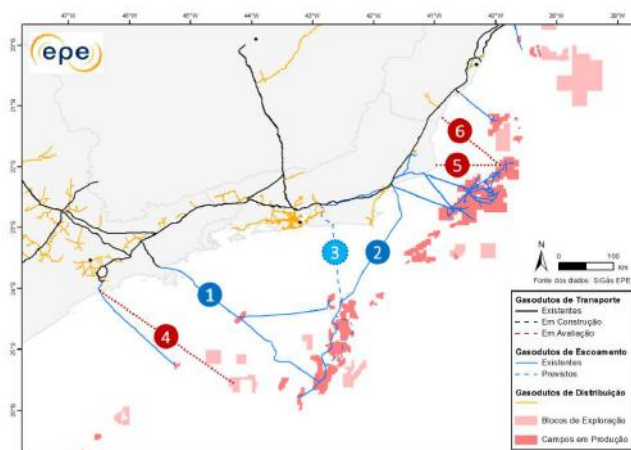


Figura 11: Perspectivas de aumento da malha integrada para escoamento do gás natural.

Fonte: MME/EPE, 2018b

3 A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

A indústria de petróleo e gás natural tem como característica a geração de impactos ou riscos ambientais de diferentes magnitudes e importâncias: o impacto sonoro dos navios sísmicos, o impacto do descarte de cascalho das sondas durante a perfuração e o impacto do descarte de água que foi utilizada na fase de produção, incluindo a possibilidade de vazamentos de petróleo no mar. Tais impactos e riscos são detalhados em diversas referências bibliográficas internacionais como Patin (1999) e Armsworthy, Cranford & Lee (2005), além dos estudos ambientais de seus processos de licenciamento.

Desde a década de 1990 a indústria vem sendo cobrada por outros impactos, referentes às mudanças climáticas. Este estudo apresenta a resposta à estas cobranças quanto ao segmento de Exploração e Produção e ao segmento de Refino (que inclui processamento de gás natural).

Este capítulo descreve as principais fontes de emissão de gases de efeito estufa emitidos pela indústria estudada, sendo considerados os principais gases: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O).

3.1 Emissões da indústria de petróleo e gás natural

As emissões fugitivas são uma massa de gases liberados de maneira não controlada de equipamentos de processo pressurizado como válvulas, flanges, bombas e compressores, além de linhas e tanques (IPIECA, 2015).

Em inventários de GEE são incluídas nas emissões fugitivas, as de *venting* e *flaring*, sendo *venting* a liberação de gases (gás natural, vapores de hidrocarbonetos, vapor d'água e outros gases como CO₂) de forma controlada para a atmosfera, e o *flaring*, a queima de gás em sistemas de tocha. O *venting* é uma opção técnica à queima de gás em tocha, contudo ele libera grandes volumes de CH₄, que apresenta poder de aquecimento global (ou GWP) maior que do CO₂, sendo, por causa disso, geralmente evitado.

Além destas, outras importantes fontes de emissões de GEE encontram-se relacionadas à combustão de petróleo, gás natural e seus derivados visando gerar energia, sendo contabilizadas em inventários em outro subsetor do Setor Energia (IPCC, 2006).

3.1.1 Emissões na Exploração e produção da indústria de petróleo e gás natural

A fase de exploração de petróleo e gás natural consiste nas atividades como a sísmica, a perfuração e os testes de poços. Já a fase de produção traz como atividade a elevação do petróleo e gás natural, além de armazenamento e escoamento.

Na sísmica as emissões são basicamente associadas à queima de combustível para gerar energia tanto dos caminhões, dedicados à sísmica terrestre, quanto dos navios sísmicos, dedicados à sísmica marítima.

Na perfuração o petróleo e gás natural quando descobertos são geralmente queimados, pois ainda não há tanque de armazenamento ou sistema de escoamento. A maior fonte de emissões de GEE é devido a combustão para geração de energia.

Os dados de emissões de GEE da fase de exploração no Brasil, geralmente são apresentados em conjunto com os da fase de produção, no entanto, devido ao caráter temporário e tipo de atividade, é possível afirmar que suas emissões são menores.

Para confirmar essa hipótese, ao observar dados do inventário de emissões de GEE de 2016 dos Estados Unidos, a fase de exploração representa menos de 1% das emissões de CO₂ e 5% das emissões de emissões de CH₄ da indústria.

Dentro das emissões de GEE apresentadas nesta fase exploratória, a maior parte de CO₂ está associada ao *flaring* durante a perfuração de poços. Em relação ao CH₄, as emissões estão associadas ao fraturamento hidráulico, comum principalmente em reservatórios de petróleo e gás não convencionais, ainda não operacional no Brasil.

Na fase de produção, além da combustão para gerar energia, as emissões de CO₂ são referentes majoritariamente a *flaring* e a de CH₄ por emissões fugitivas e *venting*.

As principais fontes de emissão de GEE são descritas por tipo de gás nos itens a seguir.

3.1.1.1 Principais fontes de emissão de Dióxido de Carbono na atividade de produção de petróleo e gás natural

As fontes de emissão de CO₂ não são detalhadas no inventário brasileiro de GEE nem nos inventários das empresas que atuam no Brasil. Apenas o inventário da Petrobras de 2018 com dados de 2017 detalha as emissões fugitivas, mas não as associadas à geração de energia.

Para caracterizar as fontes de CO₂ foram estudados os relatórios de emissões de 36 empresas de Exploração e Produção (IOGP, 2017) e o inventário dos Estados Unidos em 2016

(EPA, 2018). Ambos denotam que, excluindo a geração de energia, a queima por tocha (*flaring*) é a principal fonte de CO₂, conforme **Figura 12**.

O relatório do IOGP indica que a principal fonte de emissões de CO₂ é a geração de energia (68%), seguido de queima por tocha ou *flaring* (26%), *venting* (6%) e fugitivas não intencionais (0,02%) (IOGP, 2017).

Nos Estados Unidos, a fase de produção corresponde a 1.416 MtCO₂ ou 84% do total de CO₂ emitido pela indústria de petróleo e cerca de 99% das emissões fugitivas de CO₂ estão associadas ao *flaring* (EPA, 2018).

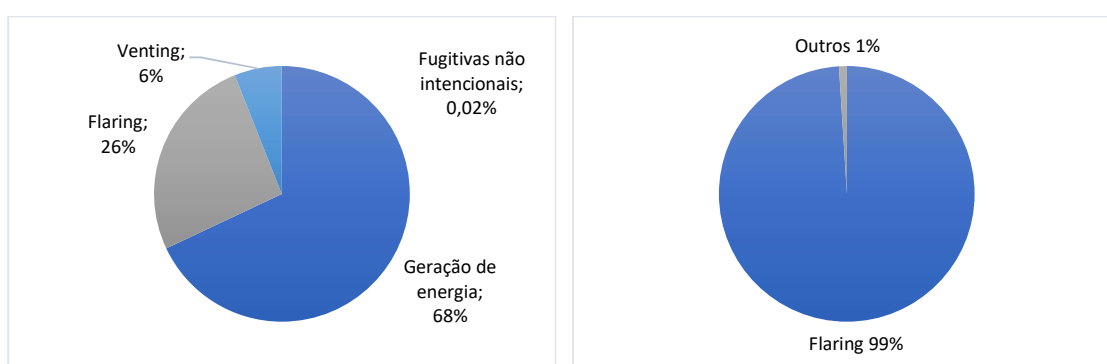


Figura 12: Principais fontes de emissão de CO₂ em 2016 de 36 empresas de Exploração e Produção da IOGP à esquerda e dos Estados Unidos na fase de produção à direita.

Fonte: Adaptado de IOGP, 2017 e EPA, 2018

Em campos de produção de gás não associado, a queima de gás em tocha não é significativa, pois o objetivo é a venda de gás, conseqüentemente com uma estrutura para exportação do gás para os mercados consumidores.

O sistema de queima pode ser utilizado em atividades de exploração e produção de petróleo, mas também em refinarias, terminais de GNL e na indústria, sendo que a exploração e produção de petróleo é responsável por 90% da queima de gás natural por tocha mundial (Elvidge *et al.*, 2018).

A queima de gás em tocha pode ser caracterizada por três diferentes tipos: de rotina, de emergência e não rotina (World Bank, 2004).

A queima de rotina ocorre durante a operação normal de produção, quando não há facilidade para escoar completamente o gás associado, ou não há possibilidade de reinjeção no reservatório ou como utilizar como geração de energia. Alguns exemplos são a queima do gás

de separadores de óleo e gás, quando o gás produzido tem volume superior ao da capacidade da infraestrutura, entre outras.

A queima de emergência garante a segurança da operação quando, por exemplo, há vazamento de gás devido a um acidente ou incidente, despressurização para manter segura a pressão em toda unidade de processamento, gás requerido para manter a queima em condição segura e operacional, gás necessário para manter a chama piloto acesa e gás produzido em condições específicas, como teste de segurança quando o gás produzido contém H₂S ou altos níveis de Compostos Orgânicos Voláteis (VOCs).

Os demais tipos de queima se enquadram como não rotina e são geralmente intermitentes ou de curta duração, podendo se demonstrar pelos seguintes exemplos: falha temporária de equipamento, falha temporária na unidade que receberia o gás, comissionamento da unidade, reinício da operação, manutenção preventiva e inspeções, alterações ou problemas na planta de processo, atividades concomitantes que podem afetar a destinação de gás e durante atividades como testes ou intervenções em poços.

O sistema de queima por tocha é composto por um ou mais dutos, que transportam os gases de diferentes pontos da plataforma para uma torre (*flare stack*), onde são queimados (**Figura 13**). A fumaça visível indica que a combustão pode estar incompleta (World Bank, 2004).



Figura 13: Exemplo de *flaring* em unidade de produção no pré-sal.

Fonte: Petrobras, 2019

Esse sistema geralmente não queima todo o gás recebido. Quando está em condições ideais sua eficiência de combustão chega a 98%, mas quando não está, ela varia de 60 a 70%

(World Bank, 2004). Em países desenvolvidos o *flaring* tem eficiência de 95% mas, em condições favoráveis e ambientes controlados, é possível atingir de 98% a 99% (ICCT, 2014).

A referida eficiência pode variar de acordo com a velocidade do vento, a velocidade de saída do gás no queimador, o diâmetro do queimador, a energia do gás no sistema de queima, a composição do gás e o volume de gases não inflamáveis, como nitrogênio e CO₂. Ao injetar vapor ou ar, o sistema pode melhorar sua eficiência, mas se aplicados em excesso, pode reduzi-la.

Os produtos da combustão da queima em tocha são monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos não queimados como CH₄ e o material particulado em forma de fuligem.

A eficiência do sistema de queima por tocha pode ser calculada através de diferentes fórmulas, sendo uma delas:

$$\tilde{\eta} = \frac{M_{CO_2}}{M_{gas}}$$

Onde:

$\tilde{\eta}$ é a eficiência do sistema de queima por tocha

M_{CO_2} é a massa de carbono em CO₂ produzido da combustão

M_{gas} é a massa de carbono antes da combustão.

Comparando-se a composição das emissões por queima em tocha na Exploração e Produção do Canadá, do Reino Unido e da Petrobras no Brasil, são observados dados diferentes, conforme apresentado na **Figura 14** (CDP, 2018; ECCC, 2018; NAEI, 2018). A maior proporção de emissões de CH₄ é associada aos dados da Petrobras.

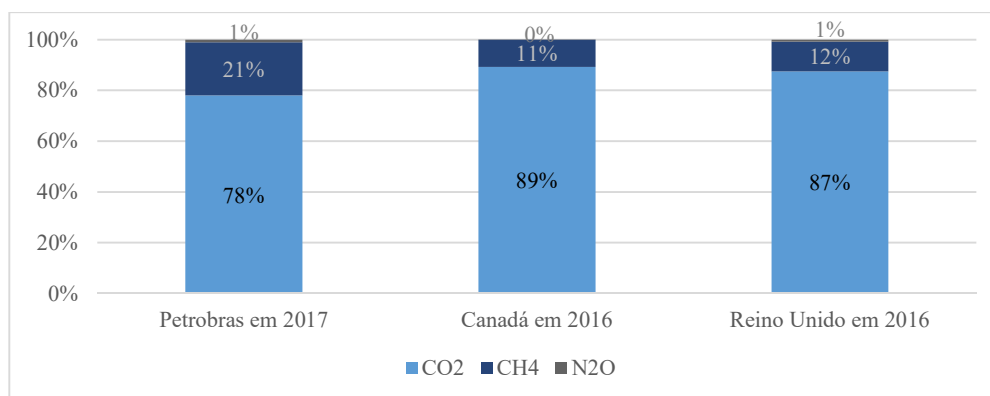


Figura 14: Emissões por *flaring* na Petrobras, Canadá e Reino Unido.

Fonte: Elaboração própria a partir de CDP, 2018; ECCC, 2018; NAEI, 2018

Considerando os anos de 1996 a 2017, houve um aumento de 33% da produção de petróleo, já o volume de gás queimado caiu 15% conforme Figura 15. Em 2017 a Rússia foi o país com maior emissão, sendo responsável por 14% do volume mundial e o Brasil ficou em 25º lugar, com 0,8% do volume mundial (World Bank, 2004).

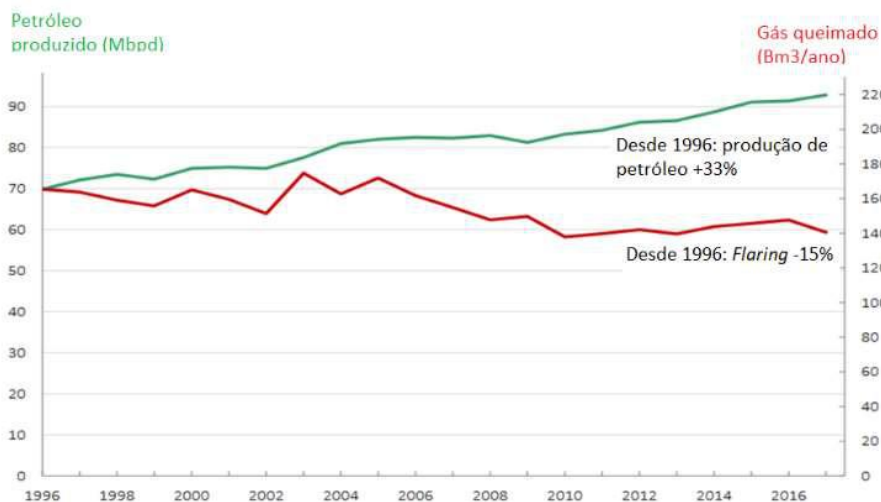


Figura 15: Volume de queima de gás por flaring e produção de petróleo mundial.

Fonte: Adaptado de World Bank, 2018

Assim como descrito no cenário mundial, o Brasil teve um aumento de produção de petróleo e redução do volume de gás queimado nas últimas décadas. Em 2000, a produção de petróleo era de 1,3 Mbpd e queimas e perdas eram de 17,8% da produção de gás natural, enquanto em 2017 estes valores variaram para 2,7 Mbpd e 3,4% respectivamente (ANP, 2019).

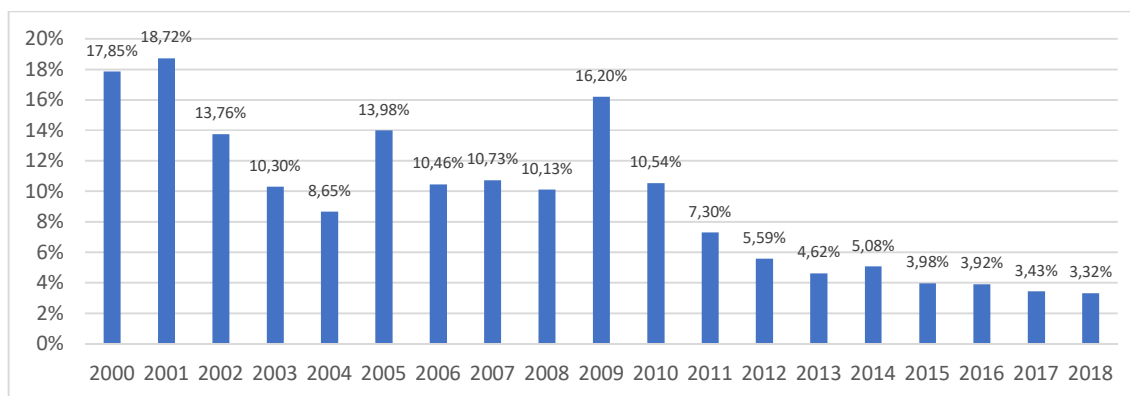


Figura 16: Percentual de gás destinado à queima e perda no Brasil.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2019

3.1.1.2 Principais fontes de emissão de Metano na atividade de produção de petróleo e gás natural

As emissões de CH₄ da Petrobras em 2017 foram geradas pelo *flaring* (36%), *venting* (35%) e fugitivas não intencionais (29%) (CDP, 2018). Estas informações não foram detalhadas nos inventários de anos anteriores.

Dados de 36 empresas do IOGP de exploração e produção de petróleo mundiais mostram que as emissões de CH₄ são geradas por *venting* (53%), fugitivas não intencionais (22%), *flaring* (18%) e geração de energia (7%), conforme Figura 17 (IOGP, 2017).

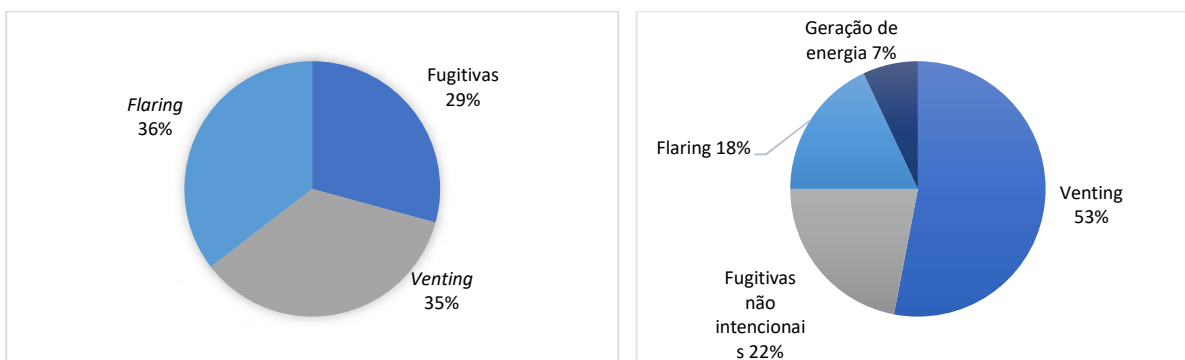


Figura 17: Principais fontes de emissões de CH₄ na Petrobras em 2017 (à esquerda) e em 36 empresas da IOGP em 2016 (à direita).

Fonte: Elaboração própria a partir de CDP, 2018; IOGP, 2017

O Inventário de GEE dos Estados Unidos de 2016 é ainda mais detalhado, apresentando qual tipo de equipamento emitiu CH₄ (EPA, 2018). A produção de petróleo emitiu neste ano 1,42 MtCH₄ ou 92% do CH₄ emitido pelos sistemas petrolíferos. A **Figura 18** apresenta os resultados das emissões de CH₄, onde cerca de 52% estão relacionadas a *venting* de controle pneumático e 13% por plataformas *offshore*.

Como mais de 90% da produção brasileira de petróleo e gás natural está relacionada à área *offshore*, buscou-se informações de emissões de CH₄ associadas à este tipo produção. Um estudo em 15 plataformas de produção de petróleo e gás natural *offshore* em águas profundas nos Estados Unidos, na região do Golfo do México, gerou dados de emissões de CH₄ no ano de 2005 segregadas em *venting*, fugitivas não intencionais e combustão para geração de

energia. Do total de 29 tCH₄, 88,5% corresponde a emissões por *venting*, 7,3% por fugitivas não intencionais e 4,3% por combustão para geração de energia.

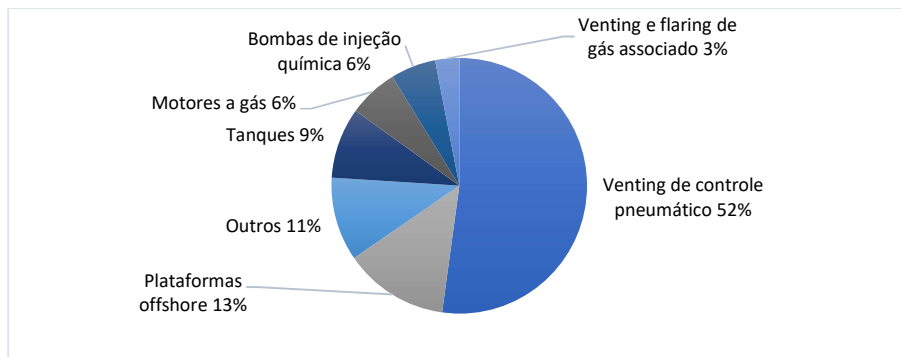


Figura 18: Principais fontes de emissões de CH₄ na fase de produção de petróleo dos Estados Unidos em 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPA, 2018

A **Figura 19** apresenta o resultado com cerca de 77,8% das emissões são oriundas do compressor com vedação a óleo, 8,7% do *venting* a pressão atmosférica 4,3% fugitivas de outros equipamentos e 3,5% geração de energia por motor a gás natural (Bylin *et al.*, 2010)

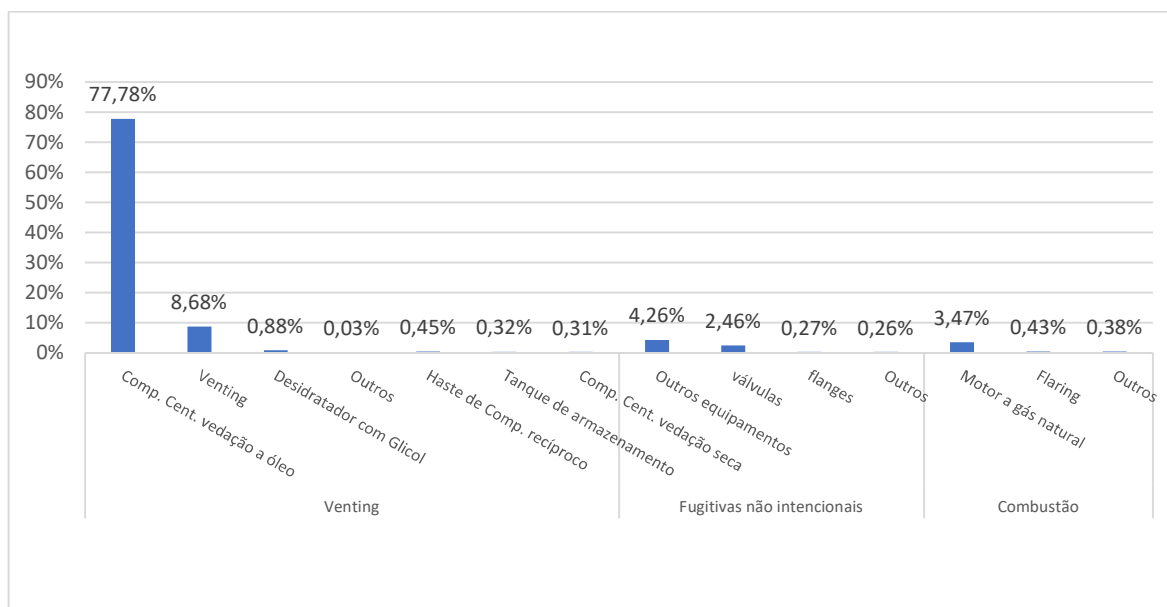


Figura 19: Principais fontes de emissões de CH₄ por categoria de *venting*, fugitivas e combustão em plataformas em águas profundas no Golfo do México.

Fonte: Elaboração própria a partir de Bylin *et al.*, 2010

Este mesmo estudo foi replicado para uma plataforma em águas profundas brasileiras, sendo estudadas as mesmas fontes de emissão de CH₄. Como resultado, 47% das emissões de emissões de CH₄ tem como fonte de geração o tanque de armazenamento, 20% o compressor recíproco, 16% de fugitivas de outros equipamentos e 8% de fugitivas de válvulas (**Figura 20**).

Os dados na **Figura 20** confirmam, portanto, que as emissões fugitivas intencionais e não intencionais são importantes fontes de emissão de CH₄. As intencionais ocorrem apenas em locais específicos e as do segundo tipo em diferentes locais da plataforma, associadas a componentes como válvula, flange, conector, selo, linhas, entre outros.

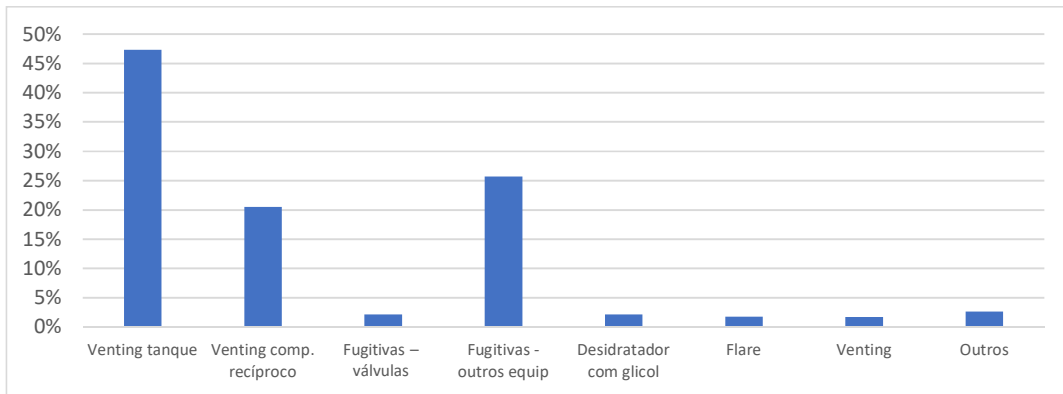


Figura 20: Principais fontes de emissões de CH₄ em plataforma de produção de petróleo em águas profundas no Brasil.

Fonte: Elaboração própria a partir de Bylin *et al.*, 2010

Os processos e fontes de emissões de CH₄ em plataformas *offshore* são apresentados na **Figura 21**. O petróleo é separado do gás e da água e armazenado em tanques, sendo que tanto o tanque de armazenamento de água produzida (parte do fluxo azul) quanto o de petróleo cru (parte do fluxo preto) têm sistema de *venting*. No fluxo de gás (vermelho), após a separação do petróleo com sistema de *venting* no compressor, observa-se o gás que segue para geração de energia, onde há um sistema de queima. O gás destinado a tratamento tem sistemas de *venting* na unidade de remoção de gases ácidos (como CO₂ e H₂S), desidratador de glicol (que remove vapor d'água) novamente no compressor e no lançamento de PIG (medidor de inspeção de duto ou *Pipeline Inspection Gauge*).

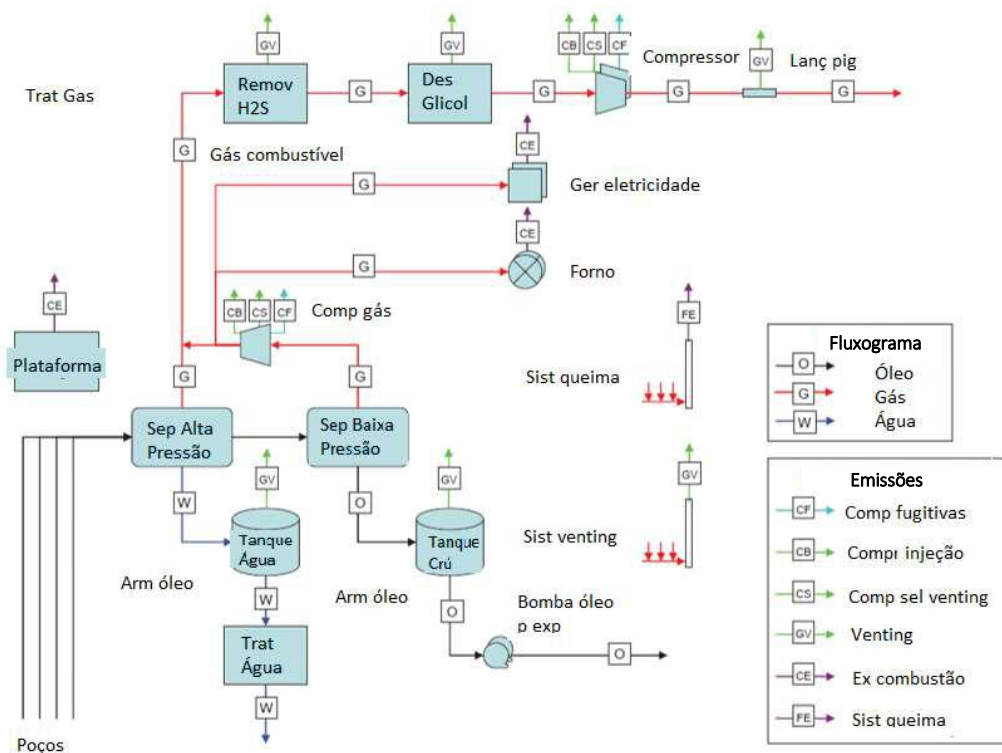


Figura 21: Fluxograma de fonte de emissão de metano em plataformas *offshore*.

Fonte: Adaptado de Bylin *et al.*, 2010

Maior detalhamento de alguns processos e de suas fontes de emissão, como os tanques de armazenamento de petróleo cru, compressor recíproco, emissões fugitivas não intencionais, desidratador de glicol, controles e bombas pneumáticas, compressores com selagem a óleo, são descritos em (CCAC/OGMP, 2017) e IPIECA (2018)

O compressor recíproco pode emitir gás natural tanto em situação operacional quanto em modo de *standby*, tendo uma série de anéis utilizados em instalações *offshore*, mais comuns em turbocompressores. O invólucro é um selante para o compressor que mantém a pressão suficiente para que o pistão funcione normalmente e que não haja liberação de gás.

As emissões fugitivas não intencionais são causadas por defeitos de fabricação, corrosão ou desgaste de juntas, vedações e superfícies rotativas. Estão associadas a um grande número de componentes e equipamentos, podendo gerar vazamentos desassistidos e randômicos.

O desidratador de glicol tem como objetivo a remoção de água do gás úmido. Os dois locais com potencial de emissões são o tanque de *flash* e o regenerador, com suas emissões podendo ser estimadas com o uso de softwares específicos.

Os controles pneumáticos são comumente utilizados no controle de válvulas e geralmente acionados com gás natural, podendo gerar emissões contínuas ou intermitentes. As emissões contínuas podem ser classificadas em fluxo menor (abaixo de 6 scf/hora) ou fluxo maior (acima de 6 scf/hora).

As bombas pneumáticas são utilizadas na injeção de produtos químicos e outros. As emissões variam com o volume de gás bombeado, pressão utilizada e *design*, sendo possível fazer uma modelagem para conhecer o volume de gás emitido pelo equipamento. A maior parte dos vazamentos está associada a equipamentos com defeito ou falta de manutenção. O vazamento em cada equipamento é pequeno, no entanto, em função do grande número de equipamentos, se tornam importante fonte de emissão de CH₄.

Nos compressores com selagem a óleo, o óleo age como um filme líquido e como uma barreira entre os anéis ao redor do compressor. Neste compressor circula óleo a alta pressão em seu eixo para evitar vazamento, escapando pouco gás para a atmosfera. A parte do óleo que entra em contato com o gás pode ser contaminada, sendo direcionada para um tanque de degaseificação e passa a recircular em seguida. A maior parte das emissões é referente ao *venting* no tanque de degaseificação e no tanque para recirculação do óleo. Dependendo do tipo de separador, o gás removido pode ainda ser direcionado para reutilização ou queima.

Outra fonte de emissões de metano é o *flaring*. Suas emissões dependem da eficiência de combustão do sistema e da eficiência de remoção e destruição de CH₄. Como o CH₄ tem um GWP maior que do CO₂, o mesmo gás ao ser encaminhado para *flaring* com eficiência de 95% pode ter impacto 20% maior sobre as emissões que um sistema 99% eficiente (ICCT, 2014). Esta eficiência pode ser medida através da equação a seguir, onde DRE é o percentual de remoção e destruição de CH₄.

$$DRE_{CH_4}(\%) = \left(1 - \frac{\text{taxa de CH}_4 \text{ produzido}}{\text{taxa de CH}_4 \text{ produzido no fluxo de combustível}} \right) \times 100$$

3.1.1.3 Principais fontes de emissão de Óxido Nitroso na atividade de produção de petróleo e gás natural

As emissões fugitivas relacionadas ao N₂O na Exploração e Produção se restringem às atividades de combustão, ou ao *flaring*.

3.1.2 Emissões no Processamento de petróleo e gás natural

O Refino é responsável pela separação do petróleo em frações de derivados, divididos em três categorias: combustíveis (como gasolina, diesel, óleo combustível), produtos acabados não combustíveis (solventes, lubrificantes, graxas, entre outros) e intermediários da indústria química (como nafta, etano, propano).

O processamento basicamente separa, converte e trata o petróleo, variando com o petróleo cru utilizado como insumo e com o produto a ser produzido, motivo pelo qual não existem duas refinarias iguais no mundo (Szklo & Uller, 2008).

As refinarias podem ter 5 (cinco) categorias de processamento: operações de *topping* que separam a carga (petróleo cru) em diferentes grupos e/ou frações de hidrocarbonetos; craqueamento térmico ou catalítico que converte hidrocarbonetos mais pesados em mais leves; combinação de hidrocarbonetos que convertem um hidrocarboneto mais leve em mais pesado; rearranjo de hidrocarbonetos produzindo uma nova molécula com diferentes propriedades físico-químicas; e tratamento e *blending* para remoção de enxofre, nitrogênio, metais pesados, entre outros. Os principais processos são resumidos na **Tabela 1** (Szklo and Uller, 2008).

Tabela 1: Principais processos e produtos de refinarias.

Processo	Função	Tipo do Processo	Produto
Destilação	Separa o petróleo em diferentes cortes	À pressão atmosférica	Fração leve: nafta, gasolina e componentes leves, querosene, gasóleo leve, gasóleo pesado e resíduo de fundo
		À vácuo	Fração pesada: gasóleo leve a vácuo, gasóleo pesado a vácuo e resíduo do vácuo
Craqueamento	Converte HC mais pesados em mais leves	Craqueamento catalítico fluido (FCC)	Gasolina, gás leve, gasóleo leve, compostos oleofinicos e coque
		Craqueamento térmico	Desde compostos mais leves como combustíveis destilados (como diesel) e gasolina, a mais pesados como óleo residual semilíquido e coque
		Hidrocraqueamento	Gasolina de alta qualidade lubrificante e insumos para indústria petroquímica.
Rearranjo de hidrocarbonetos	Produz um novo HC a partir de HC mais leves	Alquilação	Gasolina de alta octanagem
		Isomerização	Gasolina de alta octanagem
		Reforma Catalítica	Gasolina de alta octanagem e insumos petroquímicos
Tratamento com hidrogênio	Retira impurezas como enxofre	-	Gasolina e diesel de melhor qualidade

Legenda: HC é hidrocarboneto

Fonte: Elaboração própria a partir de Szklo & Uller, 2008

As refinarias vêm sendo adaptadas a diferentes tipos de insumo, como petróleo, de leve a pesado, e de produto, que seguem as exigências do mercado, com especificações cada vez mais restritas de teor de enxofre, por exemplo. Estas novas exigências fazem com que as “refinarias modernas” sejam complexas (Speight, 2011). O esquema típico de uma “refinaria moderna” ou complexa é apresentado na **Figura 22**.

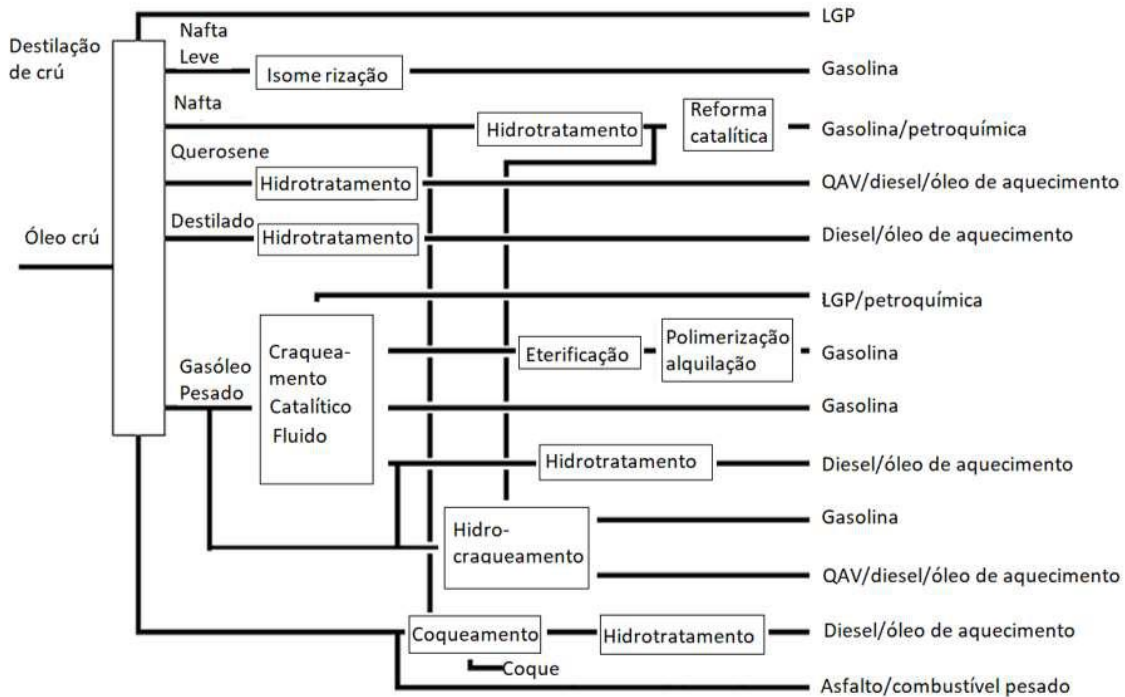


Figura 22: Esquema típico de uma refinaria complexa.

Fonte: Adaptado de Speight, 2011

Para atender as exigências de mercado, há um *trade-off* entre poluição atmosférica local e global, pois quanto mais limpa é a produção do diesel e da gasolina, seu processo demanda maior energia, gerando aumento das emissões de CO₂. Estima-se um aumento de 5 a 6% de consumo energético para que sejam adequadas as especificações de enxofre (Szklo and Schaeffer, 2007),

O gás natural é processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde as frações leves (metano e etano) e as frações pesadas são separadas. É denominado gás úmido aquele antes de ser processado e, após processado, gás seco ((Thomas, 2004).

O gás separado nas refinarias pode ser utilizado como fonte de energia. Um exemplo é o gás natural líquido que pode fazer combustível ou pode ser enviado para alquilação para novos processamentos (Van Dyke, 2006).

Os principais processos de processamento de gás são, segundo Thomas (2004):

- Refrigeração simples: utiliza um fluido refrigerante em circuito fechado para reduzir a temperatura e condensar os hidrocarbonetos;
- Absorção refrigerada: o gás entra em contato com um fluido auxiliar numa torre de alta pressão e baixa temperatura.
- Turboexpansão: temperatura é reduzida com a expansão numa turbina, condensando os hidrocarbonetos mais pesados. Quando há auxílio de fluido é turboexpansão refrigerada.
- Expansão Joule-Thompson (JT): pressão é reduzida através da expansão do gás numa válvula, abaixando a temperatura.

Assim como na Exploração e Produção, o inventário brasileiro de emissões de GEE não apresenta informações detalhadas sobre as emissões deste segmento. Segundo EPA (2018), o processamento de petróleo representa 16% das emissões de CO₂ e 2% das emissões de CH₄ da indústria.

As principais fontes de emissão de CO₂ em refinarias complexas são: fornos (30 a 60%), utilidades (20 a 50%), Craqueamento Catalítico ou FCC (20 a 35%) e produção de hidrogênio (5 a 20%) (Straelen *et al.*, 2010)

As principais fontes de emissões fugitivas de CO₂ e CH₄ são detalhadas a seguir.

3.1.2.1 Principais fontes de emissão de Dióxido de Carbono na atividade de processamento de petróleo e gás natural

No inventário de emissões de GEE dos Estados Unidos, as emissões fugitivas de CO₂ de 2016 nas refinarias correspondem à cerca de 16% das emissões da indústria de petróleo, sendo sua principal fonte o *flaring*, com 97% do total.

Quando o sistema de aquecimento é insuficiente para usar o gás como combustível ou quando seu volume excede a capacidade de recuperação da refinaria, o vapor é direcionado ao *flare* ou sistema de queima em tocha (IPIECA, 2009).

A queima de gás em tocha é necessária para segurança da refinaria através do alívio de fluxos de gás. Um sistema recebe o gás de alívio de diferentes unidades do processo, separa o

líquido do vapor, recupera o óleo condensado, a água e os gases, sendo que estes últimos podem vir a ser utilizados na refinaria.

O sistema de queima em tocha é composto basicamente por duas partes: coletor e torre. Quanto à posição, pode estar elevado ou no nível do solo. Ele pode ser não assistido, com alta ou baixa pressão, ou assistido, quando há a necessidade de adicionar vapor, ar, gás ou água para reduzir a fumaça. Há ainda o sistema aberto, com a chama aparente, e sistema fechado ou enclausurado, onde o gás é queimado em local controlado, evitando fumaça, ruído e radiação.

Uma boa eficiência de *flaring* em refinarias é de 98%, nesta condição, o produto gerado é composto por 98% de CO₂, 1,5% de produtos com combustão parcial (basicamente CO) e 0,5% não é convertido, ou seja, tem a mesma composição do gás direcionado à queima em tocha (European Commission, 2015).

3.1.2.2 Principais fontes de emissão de Metano na atividade de processamento de petróleo e gás natural

No inventário dos Estados Unidos de 2016, o refino é responsável por 2% das emissões do CH₄ da indústria, sendo a principal fonte o *venting* (52%), seguido pela combustão incompleta por *flaring* (38%) e fugitivas não intencionais (10%) (EPA, 2018). Estes resultados são apresentados na Figura 23.

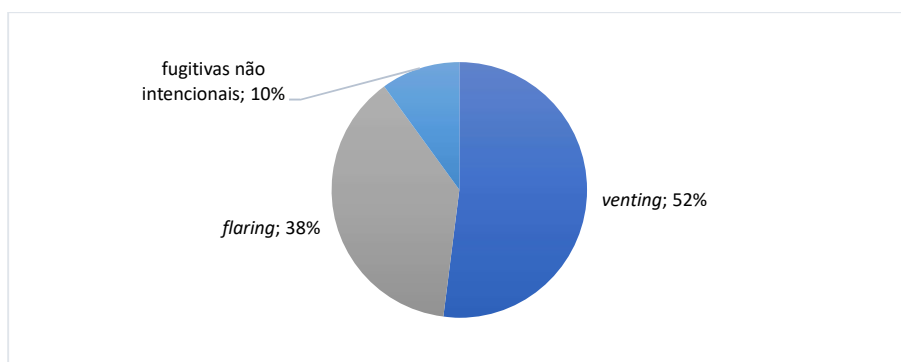


Figura 23: Principais fontes de emissões de CH₄ em refinarias nos Estados Unidos em 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPA, 2018.

As maiores emissões geradas por vazamentos estão associadas a um número pequeno de componentes. Em API (1997) *apud* (Carvalho, 2016), 9,5% das emissões correspondem a vazamentos com concentração menor que 100 ppmv e correspondem a 99% de componentes.

Cerca de 84% são provenientes vazamentos acima de 10.000 ppmv, correspondendo a 0,13% do total de componentes. Os maiores vazamentos (acima de 100.000 ppmv) representam 76% das emissões e correspondem a 0,04% dos componentes. Os maiores vazamentos estão associados a válvulas, flanges e conectores.

O mesmo resultado foi observado em duas refinarias brasileiras, ou seja, a maior parte dos vazamentos é associada a um pequeno número de componentes. Na primeira refinaria 86% das emissões correspondem a 19% dos componentes e estão associados à concentração entre 10.000 e 99.999 ppmv e na segunda refinaria 51% das emissões desta concentração correspondem a 5% dos componentes (Carvalho, 2016).

Estas informações são importantes para um planejamento de redução de emissões baseado em contenção de vazamentos.

3.1.2.3 Principais fontes de emissão de Óxido Nitroso na atividade de processamento de petróleo e gás natural

As emissões fugitivas relacionadas ao N₂O se restringem às atividades de combustão, ou seja, estão relacionadas ao *flaring*.

3.2 Opções de mitigação de emissões de GEE da indústria de petróleo e gás natural

Após conhecer as fontes de emissão da indústria de petróleo e observar a tendência de crescimento, este item apresenta propostas para reduzir as emissões de GEE.

O 3º Relatório do IPCC (TAR - *Third Assessment Report*) de 1994 apresentou evidências das mudanças climáticas globais. A partir deste relatório, começaram pressões da sociedade sobre indústrias, como a de petróleo, em relação à redução de emissões de GEE para reduzir as mudanças climáticas.

Como resposta às cobranças da indústria, em 1999 a API lançou o primeiro documento sobre emissões relacionadas ao petróleo, um manual com ações voluntárias para aumento de eficiência e redução de GEE. No início dos anos 2000 a IPIECA organizou encontros envolvendo a indústria, a academia, as ONGs, e as agências reguladoras. Como resultado, em 2002 foram propostas as seguintes ações: melhora na eficiência e no investimento em cogeração; pesquisa e desenvolvimento em novas tecnologias, como por exemplo, o CCS;

redução de *flaring* e *venting* quando possível; participação em projetos de energia renovável; e participação em mercados de carbono e estabelecimento de precificação interna de carbono.

As estratégias de medidas de mitigação de GEE de 158 empresas carbono intensivas do setor de energia foram estudadas, verificando-se que as maiores estratégias de mitigação utilizadas por elas foram: mercado de carbono, eficiência energética e otimização de processos existentes (Cadez and Czerny, 2016).

Muitas medidas podem reduzir os custos de operação e manutenção, mas necessitam de investimentos e por vezes, incluem a parada de operação, o que dificulta sua implementação.

Este estudo dividiu as opções de mitigação em ações voluntárias, instrumentos de comando e controle e melhores práticas, sendo detalhadas nos itens a seguir.

3.2.1 Ações voluntárias na indústria de petróleo e gás natural

Inicialmente a gestão ambiental das empresas era estritamente pública e atendia às regulações impostas pelos governos. Na década de 1990, novos atores da sociedade foram incluídos no processo, fazendo com que empresas começassem a perceber a gestão ambiental como oportunidade de mercado, um diferencial, sendo então implementada a gestão ambiental privada a partir da adoção de certificações e indicadores (Magrini, 2001).

O petróleo é uma fonte de energia tão importante que muitas economias mundiais pela dependência que tinham a ele, inicialmente não davam atenção a seus *stakeholders*, vindo, no entanto, a partir do documento lançado pela API em 1999, perceber a importância do diálogo das empresas petrolíferas com governos, comunidades locais, ONGs e agências multilaterais. (IPIECA/OGP, 2002)

Algumas teorias são aplicadas às empresas de petróleo, sendo elas a Teoria do *Stakeholder*, da Legitimidade e da Institucionalização. Estas teorias mostram que vem ocorrendo uma alteração dos padrões por pressão dos *stakeholders*, principalmente através de relatórios de sustentabilidade (Comyns, 2016). Também mostram que estas empresas são cobradas pela sociedade no seu país de origem e têm padrões ambientais institucionais, independentemente do local onde operam.

As empresas petrolíferas são incluídas em políticas ambientais rigorosas e, por gerarem significativas emissões de GEE, seus investimentos em mitigação e pesquisas são maiores (Gonenc & Scholtens, 2017). Há ainda uma correlação positiva entre indicadores ambientais e

financeiros, ou seja, a melhora de reputação faz com que as empresas sejam, muitas vezes, proativas.

Mais um ponto a ser observado é que muitas empresas da indústria de petróleo são estatais, sendo responsáveis pela operação de cerca de 70% das reservas de petróleo e gás natural mundiais e 42% da capacidade de geração de energia por combustíveis fósseis. Além disso, financiamentos necessários às empresas de energia vêm de bancos, também estatais. Baseados nesta influência, os governos podem incentivar a redução de emissões de GEE a partir de ações, tais como: implementação de políticas públicas, influência sobre os diretores dessas empresas, influência sobre os investimentos, adoção de regulações e de mecanismos de incentivo econômico, entre outros (IEA, 2016).

De acordo com IEA (2016), investidores e empresas seguradoras vêm observando de perto as medidas de mudanças climáticas como indicadores de boa governança e gerenciamento de risco.

Um exemplo da mudança de atitude das empresas é o número de relatórios de sustentabilidade e de inventários de emissões de GEE como o CDP e o Programa Brasileiro GHG Protocol. O GHG tinha 28 participantes em 2008, aumentando para 140 em 2017, incluindo empresas brasileiras como a Petrobras e Queiroz Galvão (PROTOCOL, 2018).

Em 2018 o CDP ranqueou 24 empresas da indústria de petróleo para verificar se estariam preparadas, num cenário de transição, para uma economia de baixo carbono, sendo a maior pontuação da Equinor, seguida por Total, Shell e Eni (CDP, 2018). A **Figura 24** apresenta o resultado, onde as melhores performances estão representadas com maiores círculos.

Com base nas vantagens descritas, as empresas vêm participando de projetos voltados para redução das mudanças climáticas como o “Zero Flaring em 2030” criada pelo Banco Mundial (*World Bank*) que foca em zerar o *flaring* de rotina ou operacional, incentivando que o gás seja reinjetado, utilizado ou encaminhado para mercado consumidor, mas não permitindo o *venting*. Nele há o comprometimento de não iniciar novos projetos com *flaring* e zerar os existentes até 2030, sendo acordado por 32 países, 36 empresas de petróleo e 15 instituições de pesquisa até março de 2019, incluindo a Petrobras.

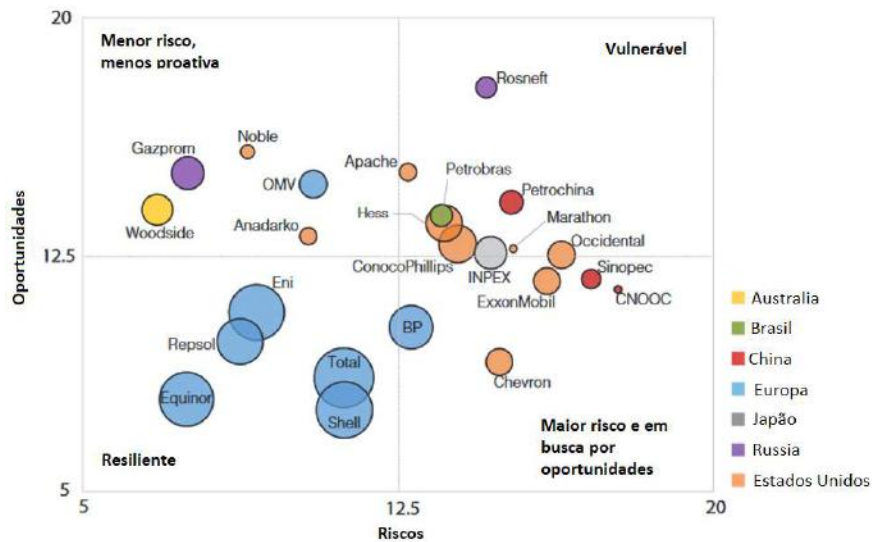


Figura 24: Risco e oportunidade de empresas para uma transição de baixo carbono.

Fonte: Adaptado de CDP, 2018

Em relação à redução emissões de CH₄ são observadas algumas iniciativas globais como USEPA Natural Gas STAR (Programa de Gás Natural), GMI (*Global Methane Initiative*), CCAC (*Climate and Clean Air Coalition* ou Coalisção para Clima e Limpeza do Ar), GGFR (*World Bank's Global Gas Flaring Reduction Partnership*) e OGCI (*Oil and Gas Climate Initiative*).

O Programa Natural Gás STAR foi lançado em 1993 pela EPA e cobre diferentes setores, incluindo a indústria de petróleo e gás natural. Seus parceiros têm o compromisso de avaliar oportunidades de redução de emissões de CH₄, implementá-las quando possível e reportá-las.

A GMI é uma iniciativa público-privada e foi iniciada em 2004. A redução de emissões de CH₄ é atingida através de medidas custo-efetiva, medidas de abatimento e aproveitamento do gás. Há um grupo voltado para a indústria de petróleo, que incentiva oportunidades de redução e eliminação de emissões fugitivas e *venting*.

Baseada nas intensas emissões de CH₄ pela indústria estudada, a CCAC criou uma iniciativa voluntária, a CCAC Oil & Gas Methane Partnership (OGMP). São observadas muitas oportunidades para mitigação, resumidas na **Tabela 2**, estimando a redução de emissões de CH₄ em 75%, sendo que 50% são medidas custo-efetivas. Foram estabelecidas nove fontes principais de emissões para mitigação, além do desenvolvimento de tecnologias custo-efetivas e elaboração de relatórios, que mostram transparência e credibilidade. As nove fontes são:

equipamentos que utilizam controles e bombas pneumáticos, emissões fugitivas de equipamentos e processos por vazamento, compressores centrífugos com vedação a óleo, compressores recíprocos e *vent*, desidratadores de glicol, tanque de armazenamento de hidrocarboneto, *venting* por líquidos não utilizados, *venting* e *flaring* de poços durante a completção do poço e *venting* da produção de gás (CCAC, 2019).

Tabela 2: Medidas de mitigação de GEE das empresas parte da CCAC/OGMP.

Empresa	Fonte de emissões	Medidas implementadas	Emissões Evitadas (tCH ₄)	
			2015	2016
BP	Fugitivas	Programa de identificação de vazamento com reparo	-	0
	Compressores centrífugos	Uso de compressores com selagem a seco	-	0
	Desidratador a glicol	Gás direcionado para uso, queimado ou unidade de recuperação de vapor	-	0
Engie	Compressores centrífugos	Uso de compressores com selagem a seco	-	0
	Desidratador a glicol	Gás direcionado para uso, queimado ou unidade de recuperação de vapor	-	0
Eni	Fugitivas	Programa de identificação de vazamento com reparo	31	13
	Compressores centrífugos	Uso de compressores com selagem a seco	0	0
	Compressores recíprocos	Gás do <i>venting</i> e vazamentos excessivos são identificados e cessados ou direcionado para uso ou queima	0	0
	Desidratador a glicol	Gás direcionado para uso ou equipamento de controle, sem uso de gás <i>stripping</i>	0	
	Tanques	Utilizado URV direcionando o vapor para uso	0	
Equinor	Fugitivas	Programa de identificação de vazamento com reparo	0	0
	Compressores centrífugos	Gás encaminhado para uso ou queima	0	0
	Compressores recíprocos	Troca de anéis e invólucro a cada 26000 horas ou 3 anos / <i>Venting</i> direcionado para uso ou queima	0	0
	Desidratador a glicol	<i>Venting</i> direcionado para uso, queima ou URV	0	
	Tanques	Coberto com URV	0	

Empresa	Fonte de emissões	Medidas implementadas	Emissões Evitadas (tCH ₄)	
			2015	2016
Pemex	Fugitivas	Programa de identificação de vazamento com reparo	-	0
	Compressores centrífugos	Gás encaminhado para uso ou queima	-	0
	Compressores recíprocos	Troca de anéis e invólucro a cada 26000 horas ou 3 anos / <i>Venting</i> direcionado para uso ou queima	-	0
PTT	Controles e bombas pneumáticos	Bombas pneumáticas controladas por ar comprimido / controle pneumático com drenagem menor que 6 scfh / controles intermitentes emitindo apenas na posição de desativação do ciclo	0	0
	Fugitivas	Programa de inspeção e manutenção	127	0
	Compressores centrífugos	Gás direcionado para URV ou queima / uso de selante seco	0	0
	Compressores recíprocos	Troca de anéis e invólucro a cada 26000 horas ou 3 anos / vazamentos identificados e cessados / <i>venting</i> direcionado para reutilização ou queima	126	128
	Desidratador a glicol	<i>Venting</i> direcionado para reutilização ou queima ou URV	0	0
	Tanques	Torres instaladas para redução de emissões de gás entranhado e evaporado	0	0
SWN	Bombas e controles pneumáticos	Emite apenas na função desligada / bombas pneumáticas a base ar comprimido	190	196
	Fugitivas	Programa de redução de vazamento com reparo	2.520	5.285
	Compressores recíprocos	Verificados e trocados anéis e invólucros com vazamentos excessivos	0	0
	Desidratador a Glicol	Gás direcionado para uso e sem uso de gás <i>stripping</i>	0	0
	<i>Venting</i> de poços por líquidos não utilizados	Redução de líquidos a bordo / uso de êmbolo sem <i>venting</i> / uso de <i>gas lift</i> para remoção de líquidos no poço	0	1.703
	Fraturamento hidráulico	Gás direcionado para venda ou queima	11.109	1.364
Total	Fugitivas	Programa de identificação de vazamento com reparo	0	0
	Desidratador a glicol	Gás direcionado para queima ou combustão	0	0

Empresa	Fonte de emissões	Medidas implementadas	Emissões Evitadas (tCH ₄)	
			2015	2016
	Tanque	<i>Venting</i> direcionado para reutilização ou queima ou URV	0	0

Legenda: URV unidade de recuperação de vapor
Fonte: Elaboração própria a partir de CCAC/OGMP, 2016;2017

A OGCI (*Oil and Gas Climate Initiative* – Iniciativa do Clima da Indústria de Óleo e Gás) é uma iniciativa de 13 empresas petrolíferas, incluindo a Petrobras, com um fundo de US\$ 1 bilhão para investimento em tecnologias, projetos e soluções de negócios, incluindo o foco em soluções custo-efetivas para redução de emissões de CO₂ e CH₄ e utilização de CCS.

A meta da OGCI abrange redução de intensidade de metano em suas operações, ou seja, a razão de emissões do gás produzido e vendido, de 0,32% em 2017 para 0,25% em 2025 e ambição de chegar a 0,20%. As medidas propostas são: expansão de programas de detecção de vazamento e reparo, troca ou melhora de equipamentos com altas emissões de CH₄, redução de *venting* coletando o gás para reutilização e redução de *flaring* de rotina até 2030 através da reutilização do gás, melhoria de eficiência do *flaring* e uso restrito a situações de emergência. As reduções de emissões de metano por empresa são apresentadas na **Tabela 3**.

Tabela 3: Medidas de mitigação implementadas pelas empresas integrantes da OGCI.

Empresa	Medidas implementadas	Medidas a serem implementadas
BP	Melhora de 99% das válvulas de controle (<i>high-bleed controllers</i>)	Teste da troca de bombas a gás por energia solar e o uso de drones e sensores para detecção de vazamentos
CNPC	Redução de <i>flaring</i>	Expansão do programa LDAR das refinarias para todas as atividades
Eni	LDAR e redução de <i>flaring</i> através da utilização de gás para produção de eletricidade, reinjeção ou vendido mesmo em áreas remotas	ND
Equinor	Implementa o <i>zero flare</i> de rotina e programa de detecção de vazamento com câmeras no infravermelho em operações <i>offshore</i>	Testes de novos procedimentos de monitoramento de vazamento como a utilização de sensores óticos em drones.
Pemex	Ampliou o uso de gás em 3 campos através do gerenciamento e utilização de gás que inclui o início de operação de novos gasodutos, troca de bomba eletro centrífuga	ND

Empresa	Medidas implementadas	Medidas a serem implementadas
	<i>(electro-centrifugas pumping)</i> e nova interconexão submarina	
Petrobras	Programa para utilização de gás e redução de queima em tocha	Programa de mitigação de metano através de melhores técnicas de controle de emissões fugitivas, redução de <i>flaring</i> e intensidade de <i>venting</i>
Repsol	Mitigação de <i>venting</i> , pesquisa de emissões fugitivas, gerenciamento de queima em tocha e troca de dispositivos pneumáticos	ND
Saudi Aramco	Recuperação de gás utilizando como eletricidade em residências e suporte à indústria petroquímica, além de implementação de LDAR em toda companhia	Novas tecnologias de monitoramento de vazamento com câmeras termais e detecção a laser
Total	Redução de queima em tocha de rotina	ND

ND não descrito.

Fonte: Elaboração própria a partir de OGCI, 2018

Os dados apresentados pelas empresas integrantes da OGCI no período de 2015 a 2017 mostram que houve uma pequena redução da produção de petróleo entre 2016 e 2017 de cerca de 2% e redução da queima em tocha de 17%. Apesar desta redução, as emissões na Exploração e Produção aumentaram 37% (**Tabela 4**).

Tabela 4: Característica da produção e emissões de GEE pelas empresas da OGCI.

Atividade	2015	2016	2017
Produção de petróleo (M boe/dia)	28,7	29,7	29,1
Produção de gás (M boe/dia)	11,2	11,7	11,7
Produção de petróleo e gás (M boe/dia)	39,9	41,4	40,8
Emissões de GEE em E&P (Mt CO _{2e})	183 (8)*	184 (8)*	292
Emissões de emissões de CH ₄ no E&P (MtCH ₄)	ND	ND	1,76
<i>Flaring</i> no E&P	51 (8)*	53 (8)*	44

ND = Não disponível.

*(8) significa que apenas 8 das 10 empresas participantes no período encaminharam os dados.

Fonte: Elaboração própria, com base em OGCI, 2018

Outras ações voluntárias são observadas através de sistema de crédito de emissões devido à redução de emissões por *flaring* e *venting*, que provê créditos que podem ser comercializados em mercados como o europeu (EU-ETS) ou para empresas que queiram investir voluntariamente na mitigação de emissões de GEE. Para obter o crédito devem ser atendidos alguns requisitos como aumento do volume de gás vendido, alterações no *design* do *flare* (como

instalação de sistema de recuperação de gás em tocha), transparência de dados de inventários de emissões de GEE com redução de dupla contagem de emissões.

3.2.2 Instrumentos de controle ambiental para mitigação de emissões de GEE na indústria de petróleo e gás natural

As principais medidas de controle ambiental estudadas para mitigação de emissões de GEE na indústria de petróleo e gás, estão associadas à criação de padrões e regulamentações, a medidas de comando e controle, além de um sistema de mercado de carbono, que pode estar vinculado à uma taxa de carbono.

3.2.2.1 Medidas de mitigação de emissões de GEE do tipo padrões ambientais

A maior parte dos padrões ambientais para redução de emissões de GEE tem o objetivo de reduzir a queima de gás em tocha e *venting*. As regulações e legislações ambientais podem apresentar uma abordagem prescritiva, com imposição técnica detalhada; ou abordagem de performance, onde o operador deve desenvolver os meios de adequação ao objetivo estipulado pelo regulador; ou incluir, ainda, ambas as abordagens (World Bank, 2004).

Não existe um padrão ambiental a nível internacional a ser adotado pela indústria de petróleo e gás, mas exemplos diferenciados descritos a seguir.

Padrões Internacionais

União Europeia (UE)

A política climática europeia inclui objetivos gerais como: reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em, pelo menos, 20% em 2020 (20-20-20) em relação à 1990; aumentar para 20% a parte da energia proveniente de fontes renováveis no consumo da UE; e melhorar a eficiência energética a fim de reduzir em 20 % o consumo de energia primária, em relação aos níveis previstos. Em 2014 estes objetivos foram revisados para 47% de redução de emissões entre 1990 e 2020 ou 21% entre 2005 e 2020 e 43% entre 2005 e 2030, 27% de cota de renováveis e 27% de eficiência energética.

Para a UE não são descritas restrições, mas sim melhores práticas, conforme descrito no item de Melhores Tecnologias (3.2.2) dessa dissertação.

Reino Unido

O *flaring* e *venting* são controlados desde a década de 1970 pelo Departamento de Comércio e Indústria (*Department of Trade and Industry* – DTI). O operador deve solicitar uma permissão para queima e perda de gás para a OGA (*Oil and Gas Authority* ou Autoridade de Óleo e Gás), assim é esperada sua redução através de melhores práticas e processos de melhoria contínua.

O volume de gás é aprovado previamente no Plano de Desenvolvimento, que deve incluir um Estudo Ambiental para todo o campo com produção de petróleo superior a 3,75 mil bpd ou produção de gás superior a 500 mil m³/dia.

Para a fase de comissionamento é necessária a aprovação prévia em que a planta de gás deve estar operacional até duas semanas antes da produção do primeiro óleo. Neste período deve haver o menor volume de gás para *flaring* e *venting*, garantindo eficiência para segurança e comissionamento.

Em seguida, há a fase de operação, onde o operador deve seguir seu plano de desenvolvimento e buscar melhores práticas para redução de *venting* e *flaring*. Em campos com mais de uma unidade de produção, é possível ser dada uma autorização única. Os casos são classificados em 4 categorias: operacional, não rotina, emergência e *venting*.

É considerado um limite de *flaring* de 40 toneladas por dia por unidade de produção, valores acima serão avaliados detalhadamente. Para *venting* o limite é 4 toneladas por dia por unidade de produção.

Para instalações *onshore*, são permitidas queimas de emergência, pressão acima do limite ou durante a manutenção de equipamento, sendo considerada uma boa prática o *flare* fechado. Apesar de não necessitar de permissão, esses casos devem ser monitorados e reportados para Agência Ambiental. Outros tipos de queima devem ser autorizados pela Diretiva de Processos Industriais ao ultrapassar o volume de 10 toneladas por dia. Para volumes menores, deve ser cumprida a Diretriz de Resíduos de Mineração.

As refinarias do Reino Unido são licenciadas pela Agência Ambiental, seguindo tanto limitações próprias, quanto as exigidas pela União Europeia. É permitido apenas o *flaring* para segurança, sendo ainda incentivadas boas práticas como a redução de fumaça, sistema de recuperação de gás em tocha, utilização de válvulas de alívio específicas e bom gerenciamento operacional.

Desde o ano de 2000 há também um sistema voluntário de comércio (*Flare Transfer Pilot Trading Scheme*) que permite uma negociação do volume de queima por operadora e é coordenado pelo DTI, parte do EU-ETS (Sistema de Mercado de Emissões da União Europeia ou *European Emission Trading Scheme*). Para que não haja um aumento do *flaring* no Reino Unido, o volume comprado deve ser aprovado pelo DTI.

Noruega

A Noruega começou a limitar o *flaring* na década de 1970 para não desperdiçar energia. No fim da década de 1990, houve um acordo de cooperação das autoridades com a indústria para estudar medidas para redução de *flaring* e *venting*, sem que houvesse prejuízo sobre a competitividade internacional. Foram, então, criadas recomendações que são seguidas como a troca de turbinas a gás, investimento em infraestrutura e foco em eficiência energética no campo de Ekofisk, que gerou a redução de cerca de 60% das emissões de 1997 a 2000.

Atualmente, o *flaring* e *venting* são permitidos durante a operação em procedimentos de emergência. Caso necessário para outro uso, é necessária uma autorização da Diretoria Norueguesa de Petróleo (*Norwegian Petroleum Directorate - NPD*) do Ministério do Petróleo e da Energia (*Ministry of Petroleum and Energy – MPE*).

Antes da produção de um campo de petróleo ou gás, deve ser encaminhado um Plano de Desenvolvimento, já com a solução para utilização do gás natural, volume de queima de gás previsto, equipamentos e procedimentos operacionais. Deve ser também apresentado tanto um Estudo de Impacto Ambiental, com avaliação dos impactos das emissões de GEE, quanto o custo-benefício das medidas de mitigação.

Em 1991 foi introduzida a taxa de carbono para todas as emissões de CO₂, incluindo campos de petróleo *offshore*. Futuramente, é possível que o imposto seja substituído por um mercado de carbono com cotas.

Em relação ao monitoramento, os operadores devem medir as emissões de queima e *venting* com acurácia de 5% e reportá-las através de inventário. Também é obrigatório um sistema de controle interno que garanta o atendimento às regulamentações.

Canadá

O Canadá é um dos países com maior volume de *flaring*, sendo este resultado ainda mais crítico ao considerar também o volume de produção de petróleo. Entre 2013 e 2015, após obter

o terceiro pior resultado mundial, se comprometeu com o Programa “Zero Flaring” do Banco Mundial. Desde então, o ECCC (*Environment and Climate Change Canada*) vem avaliando iniciativas regionais para redução de *flaring* e pretende futuramente lançar ações nacionais para eliminar o *flaring*.

As atividades da indústria estudada seguem legislação federal (*Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulation*) que não permite *flaring*, exceto quando aprovado ou em situação emergencial. Cada estado tem ainda sua legislação específica, sendo que os maiores produtores de petróleo têm legislação espelhada na do estado de Alberta.

Em Alberta há a Directive 060 - *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, revisada em dezembro de 2018, que segue as recomendações internacionais da CASA (*Clean Air Strategic Alliance*). Os principais pontos são descritos a seguir.

Ela estabelece uma “árvore de decisão” em que primeiramente devem ser eliminados o *flaring* e *venting*, mas na sua impossibilidade, que sejam reduzidos ou, ao final, que haja uma melhora da performance.

O limite de queima por tocha é de 670 Mm³/ano, além disso, o *venting* não pode ser alternativa. Caso o empreendimento não possa atender este volume, é necessário que o órgão regulador estadual determine um novo limite.

Os projetos devem conter informações econômicas e técnicas, implementar a proposta de destino do gás e avaliar o pagamento de *royalties*. Uma solução a ser considerada é a utilização do gás como fonte de energia.

As atividades de *flaring* ou *venting* de não rotina, geralmente relacionadas à manutenção, são limitadas por tempo e volume. Para interrupção parcial de equipamentos, é permitida a queima de gás por até 5 dias e o volume de 2 mil m³/dia. No caso de ações planejadas ou emergenciais com necessidade de queima de gás acima de 4 horas, sua produção é limitada a 75% da média dos últimos 30 dias. Testes em poços são limitados a 72 horas e, caso volume de queima e perda de gás seja superior a 900 m³/dia, deve ser proposta uma solução para sua redução.

Em relação ao *venting*, o objetivo é reduzir o volume de emissões de metano entre 2014 e 2025 em 45%. Para isso, o limite de gás ventado por unidade de produção é 15 mil m³/mês ou 9 mil m³ de CH₄/mês. Os equipamentos pneumáticos, selos compressores e desidratadores de glicol serão incluídos neste total a partir de 2023.

Estados Unidos

Nos Estados Unidos, a Agência Ambiental (EPA) tem uma série de regulamentações voltadas para o uso do sistema de tocha em refinarias de acordo com as normas NSPS 60.18, NESHAP 63.11:

- O sistema de queima em tocha não pode operar com emissões visíveis em períodos maiores que 5 minutos em 2 horas;
- Implementar o Método 22 (EPA Method 22) de monitoramento de vazamentos;
- Operar com a chama presente todo tempo;
- Aquecimento do gás igual ou superior a 300 BTU/scf para sistema de queima em tocha assistido ou igual ou superior a 200 BTU/scf para sistema de queima em tocha não assistido;
- Velocidade de saída maior que 18,3 m/s, a menos que o valor líquido de aquecimento do gás seja suficientemente alto.

As refinarias ainda devem atender a CRF §60.107a, que dispõe sobre o monitoramento de emissões e operações para dispositivos de combustão de gás combustível e *flares*, mas os limites são referentes a SO₂ e H₂S.

Adicionalmente, cada estado tem sua legislação específica, podendo ser mais restrita que a legislação nacional.

O Programa LDAR (Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos ou *Leak Detection and Repair Program*) e o Método 21 são parcialmente obrigatórios na legislação federal. Fazem parte as seguintes etapas: identificar os componentes, definir vazamento, monitorar os componentes, reparar os componentes e registrar.

O Método 21 é baseado no monitoramento de fontes individuais através de instrumento portátil. Os instrumentos utilizados podem ser oxidação catalítica, ionização de chama, absorção infravermelha ou fotoionização. A precisão do instrumento varia com a legislação a ser cumprida, o medidor deve ser legível a cerca de 2,5% da concentração do vazamento definida, deve ter uma bomba que garanta uma amostragem a taxa de fluxo constante e deve ser seguro para utilização em locais com atmosfera explosiva.

Monitoramento de queima de gás em tocha

A composição do gás no sistema de queima em tocha é importante para diferentes tipos de medição: na estimativa por diferencial de pressão o volume vai variar com a densidade no

gás; em medidores de vazão termais o volume atual vai influenciar a condutividade termal e viscosidade dinâmica; e para medidores de vazão ultrassônicas o som varia com a composição do gás.

O órgão que regula o *flaring* e *venting* em cada país geralmente solicita os dados acurados, sem especificar o método para medição, permitindo, com isso, que o empreendedor escolha como será feita.

Como exemplos, podemos citar a utilização de medidores de vazão de gás ultrassônicos no Reino Unido e na Noruega, que apresentam um alto custo. No Canadá, quando é justificado, é possível encaminhar ao regulador dado de vazão estimado pelos engenheiros.

Outra forma de monitoramento do *flaring* é por sensoriamento remoto, ou seja, através de estimativas por imagens do satélite VIIRS/NOAA (*Visible Infrared Imaging Radiometer Suite - VIIRS*). Esta metodologia não mede *venting* e é limitada quando há outras fontes de luz próximas ao *flaring*, como cidades e altas latitudes onde há luminosidade solar no período noturno. Este tipo de monitoramento é aceito em processos de crédito de carbono com foco na redução de *flaring*.

O monitoramento contínuo através de imagens de satélite pode ser também uma importante ferramenta para implementação de um sistema de MRV (monitoramento, verificação e relato ou *monitoring, reporting and verification*).

Padrões no Brasil

Em relação à legislação ambiental brasileira, inicialmente a Lei nº 6.938/1981, que estabelece a Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), atribuiu ao IBAMA licenciar atividades de significativo impacto ambiental e de âmbito nacional ou regional.

Mais recentemente, a Lei Complementar nº 140/2011 e o Decreto nº 8.437/2015, regulamentaram o licenciamento ambiental determinando que será de competência da União, entre outras, a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos quando realizados no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (*offshore*) e a produção de recursos não convencionais de petróleo e gás natural *offshore* e *onshore*. As demais atividades da indústria de petróleo e gás natural são licenciadas por cada estado onde estiverem localizadas.

Exploração e Produção no Brasil

A ANP regula as atividades da indústria de petróleo de acordo com o previsto na Lei nº 9.478/1997. A exploração é formalmente iniciada com a assinatura de um contrato do bloco e, após o período exploratório, cabe ao operador decidir se inicia a fase de produção.

Após ser declarada a comercialidade do campo de produção, o operador deve encaminhar para a ANP um Plano de Desenvolvimento (PD) com informações da destinação do gás, como por exemplo: o volume de gás para *gas lift*, o consumo interno, a injeção, as perdas e queimas e propostas para redução de queima ou aproveitamento de gás natural.

Iniciada a produção, a ANP cobra do operador o Boletim Mensal da Produção (BMP) com os volumes de óleo e gás movimentados e produzidos por campo, por instalação e por poço. Para queima extraordinária a ANP cobra a Autorização de Queima Extraordinária (DAQ), que deve ser protocolada em, no mínimo, 60 dias antes do início da queima.

A portaria ANP nº 249/2000 dispensa de prévia autorização queimas e perdas iguais ou inferiores a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo. Outras atividades sem autorização são: testes em poços de até 72 horas, queima para segurança de até 15 mil m³ para os pilotos dos queimadores de equipamentos, queima de até 30 mil m³ para os pilotos dos queimadores de instalações terrestres e de até 60 mil m³ para os pilotos dos queimadores de instalações marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes; e campos com produção inferior a 150 mil m³ ou com razão gás petróleo inferior a 20 m³/m³.

O licenciamento ambiental *offshore* é atualmente conduzido pela CGMac (Coordenação-Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros) subordinada ao IBAMA. As principais legislações ambientais específicas são:

- Instrução Normativa IBAMA Nº 12/2010: determina que o IBAMA avalie nos estudos ambientais o impacto e medidas de mitigação geradas por emissões de GEE.
- Portaria MMA nº 422/2011: dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental de exploração e produção de petróleo e gás natural *offshore*, mas não especifica questões relacionadas às mudanças climáticas.
- Nota Informativa nº 02/2013: apresenta um histórico das cobranças de licenciamento ambiental da CGMac relacionadas às mudanças climáticas.

Na prática, em geral, limites de queimas e perdas de gás natural no licenciamento são determinados caso a caso e seguindo as determinações da ANP. Exemplos no mesmo processo de licenciamento ambiental do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa são:

- Limite de queima de gás em Testes de Longa Duração em 500 mil m³/dia.

- Limite da queima de gás em Desenvolvimento da Produção (DP) no pré-sal, conforme o Parecer Técnico nº 409/2014: *“caso não seja possível reinjetar e escoar todo o gás produzido, será necessária a postergação de projetos, de forma que a exportação possa ser realizada quando houver maior decaimento das curvas de gás produzido.”*.
- Limite de queima do DP de Sapinhoá Norte e dos demais projetos são aprovados pela ANP e pelo IBAMA previamente à operação. Neste caso o IBAMA incluiu a seguinte condicionante na Licença de Operação nº 1.274/2014 do FPSO Cidade de Ilhabela:

“1.1 A queima de gás nos primeiros 90 dias de produção não deverá ultrapassar 75 milhões m³.

2.3. Não está autorizada qualquer produção de petróleo e gás natural após o comissionamento dos equipamentos necessários à reinjeção de gás em reservatório, ou após o 90º dia de operação, o que ocorrer primeiro, caso não seja possível a reinjeção de CO₂ produzindo e do gás natural excedente, cabendo à Petrobras tomar as providências cabíveis com a devida antecedência para interrupção da produção nesses prazos. Para retomada da produção nesses casos, uma alternativa deverá ser submetida ao Ibama e por esse aprovada.

2.4 A entrada do 2º poço produtor (inclusive) em diante deverá ser previamente autorizada pelo Ibama mediante comprovação da eficiência do sistema de injeção de gás. Para subsidiar esta anuência a empresa deverá apresentar relatório com as informações solicitadas no Parecer Técnico PAR. 02022.000548/2014-31 CGPEG/IBAMA.”

Refino no Brasil

Alguns estados como São Paulo e Rio de Janeiro têm políticas de mudanças climáticas. São Paulo conta com o maior número de refinarias, 5 das 17 refinarias brasileiras, e é responsável por 38% da capacidade nominal do refino nacional.

Seu licenciamento ambiental é de responsabilidade da CETESB, subordinada à Secretaria de Meio Ambiente do estado de São Paulo. O estado de São Paulo prevê a redução de emissões de CO₂ em 20% abaixo dos níveis de 2005 na sua Política Estadual de Mudanças Climáticas - PEMC e a CETESB tem publicado o manual de Boas Práticas para Reduzir a Poluição Atmosférica (CETESB, 2017).

O Rio de Janeiro conta com 11% da capacidade nominal do refino no Brasil. Sua política de mudanças climáticas não propõe metas específicas de redução de emissões de GEE, mas prevê que no licenciamento ou renovação de licença é solicitado um inventário das emissões e plano de mitigação e medidas de compensação.

Algumas legislações no estado com este objetivo são:

- Lei nº 6.361/2012: Dispõe sobre a política estadual de gás natural renovável;
- Lei nº 5.690/2010: Dispõe sobre a Lei Estadual Sobre Mudança Global do Clima e Desenvolvimento Sustentável;
- Decreto nº 43.216/2011: Dispõe sobre Metas Públicas de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa e Adaptação à Mudança do Clima;
- Resolução nº 64/2012: Dispõe sobre a apresentação de Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa para Fins de Licenciamento Ambiental;
- Resolução Nº 65/2012: Dispõe sobre a apresentação de Plano de Mitigação de Emissões de GEE para Fins de Licenciamento Ambiental.

3.2.3 Melhores Tecnologias Disponíveis (MTD) para mitigação de GEE

Este item descreve tecnologias que vem sendo estudadas e implementadas por diferentes empresas e países para redução de GEE.

3.2.3.1 Redução de queimas e perdas de gás natural

Conforme descrito na caracterização das emissões, uma das principais fontes de GEE na indústria de petróleo e gás é o *flaring*, que varia com o volume de gás direcionado para queima ou com o aumento da eficiência de combustão. Queimadores ineficientes geram maiores emissões de CH₄, que têm poder de aquecimento global superior ao CO₂.

Redução de queimas e perdas de gás na Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

As medidas para limitar a queima de gás natural geralmente estão associadas às regulamentações e incentivos econômicos. Alternativas técnicas onde não há infraestrutura para comercialização do gás podem ser concentradas em três ações: utilização do gás natural associado como energia, liquefação do gás para exportação ou reinjeção nos reservatórios.

A redução de queima envolve grandes investimentos, mas também pode resultar em retornos financeiros atrativos. Geralmente o *payback* é de até quatro anos, podendo, em casos específicos chegar a menos de um ano (OGCI, 2015)

Além da infraestrutura utilizada para redução de queima de gás, uma alternativa foi encontrada pelo Reino Unido, onde as plataformas são interligadas por gasodutos e sua queima é planejada em conjunto (Stewart, 2014).

O Canadá também adotou algumas outras medidas de mitigação como a redução de queima evitável, *design* do *flare*, monitoramento do aquecimento do gás para manter a chama estável e garantir que os tanques de separação sejam esvaziados mais frequentemente (Bott, 2007).

Redução de queimas e perdas de gás no Processamento de Petróleo e Gás Natural

Muitos sistemas de queima em tocha utilizam vapor ou ar para misturar oxigênio ao gás e evitar fumaça. Geralmente, quanto maior a quantidade de vapor utilizado, melhor a combustão, sendo que o excesso pode ser prejudicial, pois reduz a chama e diminui seu aquecimento. O volume correto, de vapor ou ar, varia caso a caso, sendo mais indicado seguir a recomendação do fabricante.

A combustão do propano e etano tende a queimar de maneira mais eficiente que o CH₄ e o H₂S. A eficiência de combustão varia com a temperatura da tocha e a incidência dos ventos, sendo a temperatura ideal 1.000°C com ventos calmos e 1.200°C com aumento do vento e vazão no sistema de queima. A maior parte do gás inflamável resultante do processo de combustão ineficiente é o CH₄, variando de 70% em gases doces a 45% em gases ácidos e, quando os ventos atingem 6 m/s (ou 12 nós), sua eficiência cai 10 a 15% (Leahey *et al.*, 2011).

Em relação à chama, há a opção de trocar a chama piloto, importante para manter a segurança em refinarias, por um sistema de ignição eletrônico, que pode ser acionado através de energia elétrica ou bateria com placas solares (EPA, 2011).

Para reduzir o gás direcionado à queima é possível utilizar também o sistema de recuperação de gás em tocha, onde o gás encaminhado para o sistema coletor é comprimido e resfriado antes de atingir a queima, podendo ser consumido pela própria refinaria. Para controlar a formação de líquidos pode ser instalado um vaso (*knotout vessel*) e para manter a pressão é utilizado um compressor de anel líquido. O motor rotaciona o compressor, e este

impulsiona o líquido para a parte externa e forma um selo, além de resfriar o gás e adicionar segurança ao sistema (Fisher & Brennan, 2002).

A recuperação do gás do sistema de queima em tocha foi estudada numa refinaria italiana através de um compressor de anel líquido utilizando amina, o que resultou na redução de 13,5% das emissões de GEE, com investimento de 3,5 milhões de euros e um *payback* de 2 anos e meio (Comodi, Renzi and Rossi, 2016).

No Irã foram simuladas três adaptações em uma grande refinaria: liquefação e produção de LGN com unidade de LGN existente, e um sistema de recuperação de gás através de compressão. As duas primeiras adaptações geraram uma taxa de retorno acima de 200% e o *payback* a partir de 5 meses e o sistema de compressão gerou uma taxa de retorno de 131%, com *payback* de 9 meses (Hajizadeh *et al.*, 2017).

As Melhores Práticas Disponíveis para o sistema de queima em tocha são (European Commission, 2015):

- Melhorias nas instalações da refinaria: incluindo Sistema de recuperação de gás em tocha, uso de válvulas de alívio de pressão para utilizar o sistema apenas em condições de segurança e situações específicas de operação;
- Gerenciamento da planta: medidas operacionais e de controle para redução dos eventos de utilização do sistema de queima em tocha;
- Desenho do sistema de queima: altura, pressão, volume de vapor, tipo de queimador, entre outros, com o objetivo de aumentar a eficiência de combustão;
- Monitoramento e relato: monitoramento contínuo do gás enviado para queima e parâmetros associados à sua combustão; registro dos eventos de utilização do *flaring*, gerando informações para melhor gerenciamento ambiental; e monitoramento visual.
- Manter temperatura mínima entre 800 e 850°C.

Numa refinaria brasileira, foram estudadas medidas de melhoria na eficiência da queima em tocha através de câmera infravermelha, o que resultou no ajuste do fluxo de vapor de 6,5 para 2,9 t/hora e de 17,2 para 13,5 t/hora, vindo a reduzir os custos em aproximadamente US\$866 mil/ano (Silva *et al.*, 2016). Nesse estudo não foi especificado o quanto este valor representa em melhora na eficiência da queima em tocha e o total de emissões evitadas.

3.2.3.2 Redução de emissões fugitivas não intencionais

De acordo com Siegell (1997 *apud* Carvalho, 2016), existem três tipos de controle para emissões fugitivas não intencionais: monitoramento e manutenção; instalação de equipamentos de baixas emissões; e uso de tecnologia *leakless* (sem vazamento).

A redução de emissões fugitivas em cada segmento é apresentada de forma detalhada a seguir:

Redução de emissões fugitivas na Exploração e Produção

Este item inclui a redução de emissões fugitivas intencionais (*venting*) ou operacionais e não intencionais. As maiores fontes de emissões fugitivas são: controles e bombas pneumáticos a gás natural, emissões fugitivas de vazamentos em processos e equipamentos, compressores centrífugos com vedação a óleo, compressores recíprocos e *vent*, desidratadores de glicol, tanque de armazenamento de hidrocarboneto desestabilizado, sendo as medidas de mitigação baseadas em CCAC/OGMP (2017b).

Bombas e controles pneumáticos:

Os controles pneumáticos são comumente utilizados no controle de válvulas e na injeção de produtos químicos e outros. Dependendo da localização da plataforma e vazão do equipamento, há a possibilidade de troca do controle pneumático por um elétrico ou a ar comprimido.

As medidas de mitigação para bomba são:

- Trocar equipamentos de alta para baixa pressão, sendo, no entanto, necessário verificar questões operacionais e de segurança, com seu custo variando de US\$400 a US\$3.500;
- Verificar se os controles intermitentes estão com funcionamento correto, pois estes em condições adequadas emitem menos CH₄ que os controles contínuos;
- Trocar por compressor de ar comprimido, que, no entanto, necessita de eletricidade para sua operação, cujo custo de uma conversão típica varia de US\$45.000 a US\$75.000.
- Destinar o gás da bomba para queima ou URV, com redução de até 95% das emissões;

- Trocar bombas de injeção química por elétricas ou a energia solar, gerando eficiência operacional e redução de custo de manutenção para cerca de US2.000.

Emissões fugitivas não intencionais

Geralmente são causados por defeitos de fabricação, corrosão ou desgaste de juntas, vedações e superfícies rotativas. Devem ser tomadas medidas de mitigação através de programas de inspeção e manutenção, com pesquisa inicial para conhecimento dos componentes e equipamentos. O prazo para reparo dos vazamentos deve ocorrer em até 12 meses, a menos que não haja custo-benefício. O programa pode reduzir cerca de 78% a 92% das emissões e ter um *payback* de 6 a 12 meses, custando cerca de US 105.000 para compra da câmara e kit de calibração.

Compressor centrífugo

Os compressores centrífugos apresentam vedações nos eixos rotativos para impedir vazamentos. A selagem pode ser mecânica a gás (ou seco) ou em alta pressão a óleo (úmido), com as seguintes medidas de mitigação:

- Liberação de gás à pressão atmosférica, reduzindo as emissões de emissões de CH₄ em até 95% e melhorando sua captura para reutilização. Esta medida custa cerca de US\$ 33.000 por compressor, sendo o custo operacional mínimo.
- Direcionar o gás separado para uma Unidade de Remoção de Vapor (URV) para posteriormente ser utilizado ou queimado em tocha. Esta medida pode reduzir as emissões de emissões de CH₄ em até 95% e seu valor varia em função da compra ou não de uma nova URV, podendo custar US\$ 52.000.
- Converter um compressor a óleo em compressor a gás, que por ser mais simples, tem menor custo de investimento, operação e manutenção. Apesar das vantagens, esta troca depende do desenho do equipamento e requerimentos operacionais. O custo depende da necessidade operacional, podendo chegar a US\$ 324.000 para troca de dois compressores e equipamentos auxiliares.

Invólucro no compressor recíproco

O compressor recíproco tem como função manter a pressão suficiente para que o pistão funcione normalmente, podendo emitir gás natural tanto em situação operacional quanto em modo de sobreaviso. Algumas medidas de mitigação incluem:

- Inspeção anual para identificar vazamentos excessivos, trocando ou reparando os anéis e invólucros. Uma boa prática é a troca destes componentes a cada 26.000 horas de operação ou 3 anos. O indicado é monitorar sua variação. O custo estimado de troca é de US\$ 1.600 por equipamento, considerando uma redução de vazamento de 36 a 148 scfh, o retorno do investimento é de 60 a 12 meses, respectivamente.
- Destinar o gás para uso ou queima através de um sistema de combustível a gás, URV ou entrada de compressor. Esta medida pode reduzir 95% do *venting* do compressor recíproco quando direcionado para uma URV e 99% quando direcionado ao sistema de queima em tocha, para eficiência de combustão de 99%.

Desidratador de glicol

O objetivo de utilizar um desidratador de glicol é remover água do gás úmido. As medidas de mitigação são apresentadas a seguir:

- Direcionar o *venting* de tanque de *flash* e desidratador para uso, podendo ser utilizado como gás combustível. É possível reduzir as emissões em 90% quando direcionado ao tanque e utilizado o CH₄. Quando direcionado à URV, é esperada uma redução de 95%, considerando um fator de utilização da URV de 95% no ano.
- Direcionar o *venting* de tanque de *flash* e desidratador para queima em tocha ou troca de bomba de glicol a gás por elétrica, o que pode reduzir as emissões em 98%, para queima com esta eficiência e percentual de gás de 50% de metano.

Tanque de armazenamento

Os tanques de armazenamento geralmente têm petróleo cru, podendo gerar vapor e se acumular CH₄ no tanque. Caso o vapor formado aumente a pressão, pode ser necessário que os gases sejam ventados e as medidas de mitigação podem ser:

- Instalar uma URV e direcionar o gás para uso através de um separador e compressor de gás. A partir do compressor, os vapores são encaminhados para exportação, uso como energia ou *gás lift*. O valor de instalação de uma URV e equipamentos

auxiliares como um compressor varia de US\$ 30.000 a 600.000 dependendo da temperatura, pressão, composição do petróleo, entre outros.

- Instalar torres de estabilização para separar o vapor, “estabilizando” o petróleo cru. Após a recuperação do gás nas torres, o gás pode ser direcionado para processamento, uso como energia ou queima. Esta medida é indicada em novas unidades em função da dificuldade de adaptação de incluir uma torre em uma plataforma em operação. É esperada uma redução de 95%, considerando seu fator de utilização da URV de 95% no ano.
- Direcionar os vapores dos tanques para queima, considerando conteúdo de enxofre no petróleo e sistema de queima em tocha para que não haja possibilidade de a chama alcançar o tanque. A estimativa de mitigação varia com a eficiência de combustão da queima, sendo esperado 98%.

Os métodos para detecção de vazamento de emissões de CH₄ são apresentados na **Tabela 5**.

Tabela 5: Tipo de detecção de vazamento de metano de acordo com a fonte de emissões.

Fonte de Emissões	Deteção
Bombas e controles pneumáticos	Imageamento ótico de vazamento Detector de vazamento a laser
Emissões fugitivas	Imageamento ótico de vazamento Detector de vazamento a laser Bolha de sabão Analisador de vapor orgânico e tóxico Detector acústico de vazamento
Compressor centrífugo	Imageamento ótico de vazamento
Compressor recíproco	Imageamento ótico de vazamento
Desidratador de glicol	Imageamento ótico de vazamento
Tanque de armazenamento	Imageamento ótico de vazamento

Fonte: Elaboração própria a partir de CCAC/OGMP, 2017b.

O imageamento ótico de gás é a utilização de câmeras que trabalham no espectro infravermelho para identificar vazamentos. Como o hidrocarboneto absorve infravermelho, ao comparar com imagem no visível, a diferença representa uma pluma de gás, capaz de monitorar centenas de componentes por hora, e indicada uma distância de 3 metros. Esta câmera não é indicada para ambientes com potencial explosivo.

O detector de vazamento a laser usa uma câmera com frequência absorvida pelo CH₄, podendo ser utilizada a 30 metros do vazamento. Esta câmera emite um laser e, após refletir no alvo, o sinal recebido indica a presença do vazamento e sua concentração.

A opção de monitoramento de bolhas de sabão é rápida e de baixo custo. Uma solução de sabão é aplicada em componentes como flanges, válvulas, encaixes, conectores, entre outros, sendo ineficaz em equipamentos com grande abertura como dutos e *vents*.

O analisador de vapor orgânico (AVO) é um detector de ionização de chama, utilizado para baixas concentrações. Para maiores concentrações é utilizado em conjunto com o analisador de vapor tóxico (AVT0).

Para vazamentos em válvulas é possível utilizar o detector acústico, visto que o gás sobre pressão altera o sinal acústico. Com isso, maiores vazamentos estarão associados às leituras de sinais mais fortes, sendo aplicável para locais em que o *vent* é inacessível, como em válvulas de injeção e de alívio de pressão.



Figura 25: Exemplo de câmera de imageamento ótico e detecção de vazamento a laser.

Fonte: CCAC/OGMP, 2017b

Redução de emissões fugitivas no Processamento de Petróleo e Gás Natural

No Refino uma opção de redução de emissões fugitivas é a implementação do Programa LDAR (Programa de Detecção e Reparo de Vazamentos) aplicado nos Estados Unidos. Outra opção é o *Smart LDAR*, que reduz a periodização de monitoramento do LDAR e inclui o uso de OGI (*Optical Gas Imaging* ou Imageamento Ótico de Gás).

De acordo com EPA (2018), nas emissões fugitivas dos EUA são reduzidas de 50-90% pelo programa de detecção e reparo de vazamentos (LDAR). Este programa detecta fontes de emissão de compostos orgânicos voláteis (COVs) e poluentes atmosféricos voláteis perigosos (VHAPs), também uma fonte de emissões de metano. Os estudos da EPA estimam que as válvulas e os conectores são responsáveis por mais de 90% das emissões do vazamento de

equipamentos, sendo as válvulas a fonte mais significativa. Uma boa prática é instalar componentes de equipamentos sem vazamentos e sem necessidade de vedação.

O potencial de redução de emissões fugitivas depende de vários fatores, como frequência de monitoramento, limite de vazamento, condições do equipamento, prazo dos reparos e o desempenho atual da planta em relação ao controle de vazamentos, sendo o percentual de redução na faixa de 45% a 80% Siegell (1997 *apud* Carvalho, 2016).

De acordo com a periodicidade e definição escolhida do LDAR, é possível ter uma significativa redução das emissões, conforme demonstra a **Tabela 6** (EPA, 2014):

Tabela 6: Efetividade do Programa LDAR em refinarias com diferentes medições.

Equipamento e tipo de serviço	Definição de 10 mil ppm		Definição de 500 ppm
	Mensal	Trimestral	
Válvula – serviço de gás ¹	88%	70%	96%
Válvula – serviço de petróleo leve ²	76%	61%	95%
Bomba – serviço de petróleo leve	68%	45%	88%
Conectores – todos os serviços	-	-	81%

¹ Equipamento em contato com material em estado gasoso.

² Equipamento em contato com material em estado líquido a uma pressão de 0,3 kPa, 20°C e maior ou igual a 20% do peso.

Fonte: Adaptado de EPA, 2014b

CONCAWE, instituição socioambiental que representa as principais refinarias europeias, comparou diferentes metodologias para mitigação, concluindo que as câmeras geralmente não detectam vazamentos menores, mas têm a capacidade de monitorar locais que o Método 21 não alcança: a câmera detectou 77% dos vazamentos ou 93% da massa e o método 21 detectou 93% dos vazamentos ou 81% da massa (Concawe, 2015).

Avaliando as duas metodologias, (Carvalho, 2016) fez uma análise de custo-efetividade para redução de COV em duas refinarias brasileiras, concluindo que:

- Tempo de monitoramento: com *SmartLDAR* é possível monitorar um maior número de vazamentos para um mesmo período;
- Mão de obra: o LDAR requer uma técnica mais simples, mas em função do tempo de monitoramento requer uma equipe maior;
- Custo: o LDAR tem menor custo de aquisição do equipamento, no entanto o custo operacional é maior;

- Procedimentos: O LDAR tem procedimento mais simples, no entanto com maior probabilidade de erros;
- Tipos de componentes: o *Smart*LDAR permite incluir novos pontos de monitoramento ao longo do monitoramento e mais facilmente em pontos inacessíveis;
- Condições meteorológicas: o LDAR sofre menor influência de condições meteorológicas, exceto em caso de chuva;
- Perda de produto e redução de emissões: em função do tempo de monitoramento, os grandes vazamentos são localizados mais rapidamente.

A variação da redução de emissões com *Smart* LDAR é de cerca de 8 t/ano a um custo anual de R\$ 114 mil e com o LDAR a redução é de 10 t/ano a um custo de R\$ 839 mil, ficando demonstrado que o *Smart* LDAR é uma solução com melhor custo-efetividade, mas que no caso de pequenas concentrações de vazamentos, é necessário utilizar o LDAR (Carvalho, 2016).

Estes monitoramentos podem ser complementados com medidas através de aeronaves com sensor infravermelho e medidas *in situ*, sendo possível detectar entre 51 e 93% e 10 a 78% das emissões, variando de acordo com fatores externos como iluminação, vento e topografia (Schwietzke *et al.*, 2018).

3.2.3.3 Captura e Armazenamento de Carbono (CCS)

A indústria de petróleo e gás pode auxiliar no desenvolvimento do CCS, pois já desenvolve alguns projetos voltados para criação de polos visando economia de escala na implementação do CCS e negócios de baixo carbono; criação de modelos de negócios para reduzir custos com a infraestrutura de captura e transporte; e investimentos em variadas aplicações de CCS. Próximos estudos incluem armazenamento e redução de riscos; auxílio no desenvolvimento de políticas públicas; e suporte em Pesquisa e Desenvolvimento, além de novas tecnologias (OGCI, 2018).

O CCS é o processo de capturar o CO₂ gerado, depois transportá-lo e injetá-lo em local adequado de armazenamento. A captura pode ser realizada através de diferentes tecnologias: pós-combustão, pré-combustão, oxi-combustão e processo industrial (KETZER *et al.*, 2016).

O primeiro consiste na separação do CO₂ após a queima e presença de ar, sendo geralmente utilizado em fontes estacionárias de combustão com o uso de solventes químicos

que absorvem o CO₂. Após aquecido, o solvente se separa do CO₂ e pode ser reutilizado. Quando em menor escala, tem sido desenvolvido o uso de membranas ou adsorventes.

Na pré-combustão o combustível é gaseificado, formando H₂ e CO, depois convertidos em vapor, formando o CO₂ e, por fim, é separado o CO₂ do H₂. Para separar o hidrogênio do CO₂, é possível utilizar um solvente físico, membrana ou processo de variação de pressão. O H₂ pode ser utilizado em turbinas a gás, geração de eletricidade ou na indústria química, sendo que em refinarias pode, inclusive, melhorar o hidrocarboneto.

Na oxi-combustão o combustível é queimado com oxigênio puro, formando CO₂ e vapor d'água, que são separados por condensação. Apesar da penalidade energética da produção de O₂, o processo posterior de separação do CO₂ e H₂O é simples. Em refinarias este processo pode ocorrer nos queimadores ou no craqueamento catalítico (FCC).

Em indústrias com grandes fontes de CO₂, é possível capturar o CO₂ através de processos específicos, como reações em estágios, conhecido como processo industrial.

Em seguida, assim como o gás natural, o transporte do CO₂ é possível através de um sistema de dutos, caminhões ou navios. Alguns dos problemas associados à implementação de dutos para transporte de longa distância são o teor de umidade do gás, a entrada de gás úmido na tubulação e a corrosão.

Os locais de armazenamento do CO₂ geralmente são reservatórios de petróleo e gás, formações salinas profundas e camadas de carvão. Uma opção é o armazenamento em campos depletados, sendo que antes de selar os poços e abandonar o campo, o operador pode armazenar o CO₂ no reservatório. Para isso é preciso avaliar a segurança do armazenamento, sendo os principais riscos a reentrada do CO₂ na atmosfera, vazamento para algum campo que possa alterar a composição do petróleo ou até o vazamento em locais com riscos ambientais e de saúde.

Para alcançar o objetivo de reduzir emissões de GEE mundiais se faz necessário combinar, a curto prazo, o uso de CCS com eficiência de energia, propiciando um período maior para promover uma transição energética com fontes mais eficientes e sustentáveis. As dificuldades para implementar projetos operacionais de CCS são econômicas e sociais e não técnicas, vindo a se fazer necessário um amplo debate para esclarecimento e aceitação da sociedade, principalmente em relação à segurança, como risco de vazamento de CO₂, quais as ações necessárias a serem tomadas em caso de pequenos a grandes vazamentos (Wennersten, Sun & Li, 2015).

Maiores detalhes sobre sua aplicação nos segmentos de Exploração e Produção e Refino são apresentados a seguir.

Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) na Exploração e Produção

Os projetos de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) na Exploração e Produção de petróleo e gás natural envolvem a injeção de CO₂ em reservatórios. Quando o CO₂ que seria descartado é utilizado como produto é denominado CCUS, ou Captura, Armazenamento e Utilização de Carbono.

A sua utilização pode ser lucrativa através de uma reinjeção, que age como uma recuperação terciária, aumentando a produção de petróleo, numa técnica também denominada EOR (*Enhanced Oil Recovery* ou Recuperação Avançada de Petróleo), onde o CO₂ produzido junto com petróleo é separado, comprimido e reinjetado no reservatório. O CO₂ utilizado para injeção é quase puro, tornando o petróleo menos viscoso, o que facilita sua recuperação. Pode ter origem natural ou antropogênica e quando injetada no reservatório, uma parcela fica retida e outra volta para a unidade (Kwak & Kim, 2017).

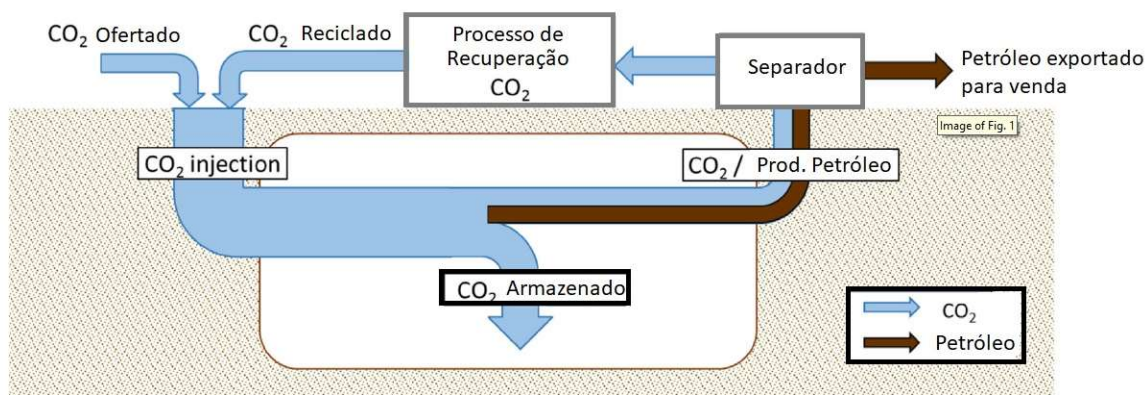


Figura 26: Esquema típico de armazenamento de carbono através da reinjeção de CO₂.

Fonte: Adaptado de Kwak & Kim, 2017

O CCS tende a aumentar a produção de petróleo entre 10 e 20% (GCCSI, 2013). Sua viabilidade e volume dependem de algumas características do reservatório. A produção de petróleo pode ser aumentada através da alternância de injeção de água e gás.

O volume de CO₂ armazenado varia de acordo com condições geológicas e operacionais. As condições geológicas são específicas do reservatório, como a litologia, permeabilidade,

heterogeneidade e outras propriedades físicas. Em relação à condição operacional, o armazenamento varia conforme o desenho e a operação do fluxo de CO₂, arranjo submarino, volume de CO₂ injetado, assim como razão de água e CO₂ injetado.

O armazenamento depende, ainda, do estágio de produção do campo, podendo ser melhorado com a curva de injeção de CO₂. Inicialmente, há um maior consumo de energia, que tende a diminuir com a redução de injeção de CO₂ e de produção de petróleo (Kwak & Kim, 2017).

Geralmente, 30% a 40% do CO₂ injetado tende a ficar preso nos poros e superfícies minerais do reservatório. Os 60% a 70% que voltam para a superfície, são novamente separados e reinjetados, podendo novamente ser trapeado, sendo por causa disso caracterizado como armazenamento geológico de CO₂. Este processo forma um ciclo fechado, fazendo com que cerca de 90% a 95% do volume total de CO₂ injetado permaneça seguramente armazenado (Melzer, 2012).

Uma oportunidade para aumentar a capacidade de armazenamento do CO₂ é a exploração de áreas no reservatório não vantajosas economicamente, como por exemplo áreas de transição entre a saturação de óleo e água (Melzer, 2012).

A reutilização do CO₂ produzido faz com que seja valorizado, minimizando as perdas para atmosfera. As perdas podem ocorrer em ocasiões específicas, seja durante a manutenção de equipamentos, de quedas de energia, assim como durante o *workover* (ou manutenção do poço).

No Brasil, a Bacia de Campos tem capacidade teórica para armazenamento de 950 Mt CO₂, sendo 75% nos campos de Roncador, Marlim, Albacora e Barracuda (Rockett *et al.*, 2013).

No Brasil são descritos dois projetos aplicando EOR na indústria de petróleo e gás natural: campo de Buracica na Bacia do Recôncavo e pré-sal da Bacia de Santos.

Na Bacia do Recôncavo, o CO₂ de uma fábrica de fertilizantes foi injetado para aumentar a recuperação do petróleo do campo de Buracica. O armazenamento começou em 1991, sendo armazenadas 600 mil toneladas de CO₂ até 2005 Dino *et al.* (2009 *apud* KETZER *et al.*, 2016).

No pré-sal, o CO₂ é separado na unidade de produção e injetado nos reservatórios para melhorar a recuperação do petróleo. Desde 2014 está em operação no Campo de Lula, mas com os novos empreendimentos, foram iniciados em outros campos ao redor. Os volumes de CO₂ reinjetados são apresentados na **Figura 27**.

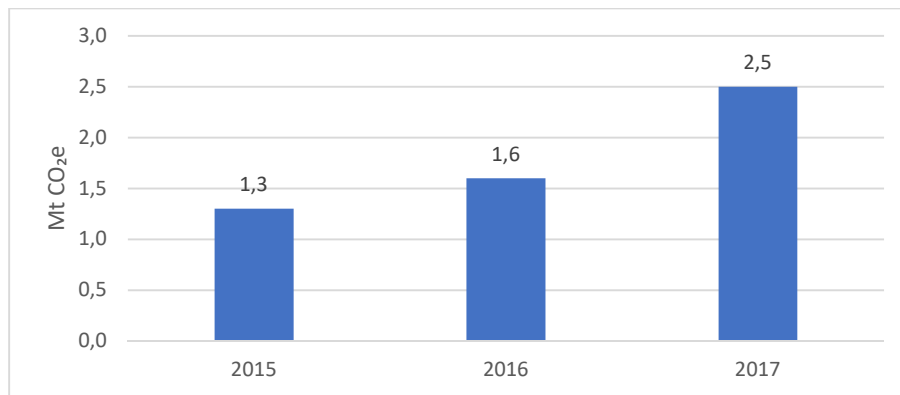


Figura 27: Volume de CO₂ reinjetado no pré-sal entre 2015 e 2017.

Fonte: Elaboração própria a partir de CDP, 2018

A **Figura 28** descreve uma planta de processamento de uma unidade de produção no pré-sal, onde se observa a separação do gás, petróleo e água produzidos, Mostra o gás sendo comprimido e passando por uma membrana para remoção de CO₂, se tornando pobre e podendo ser utilizado como combustível, exportado por gasoduto ou *gas lift*. Quando não removido o CO₂ do gás produzido, a corrente se mantém rica de CO₂ e, injetada no reservatório, aumenta a pressão do mesmo e reduz as emissões de CO₂. As mencionadas membranas têm vida útil de 3 a 5 anos, sendo substituídas após perda de desempenho (MINERAL/PETROBRAS (2017).

O custo de abatimento das emissões de GEE na produção do pré-sal considera o volume injetado em função da curva de produção, do conteúdo e da capacidade de processamento de gás da plataforma. Resultados prévios para 2030 foram 4,7 MtCO₂/ano em 2030 a um custo de US\$16 a 21/tCO₂ para gás com 10% mol de CO₂; e 22,4 MtCO₂/ano em 2030 a um custo de US\$4 a 6/tCO₂ para gás com 10% mol de CO₂ (Império, 2015; Rochedo *et al.*, 2016).

Existe, ainda, um projeto em andamento pelo CENTRO DE PESQUISA PARA INOVAÇÃO EM GÁS cujo objetivo é a construção de cavernas de sal para armazenamento e separação de CO₂ (gás carbônico) e CH₄ (metano) em alta pressão nas águas profundas da Bacia do Espírito Santo.

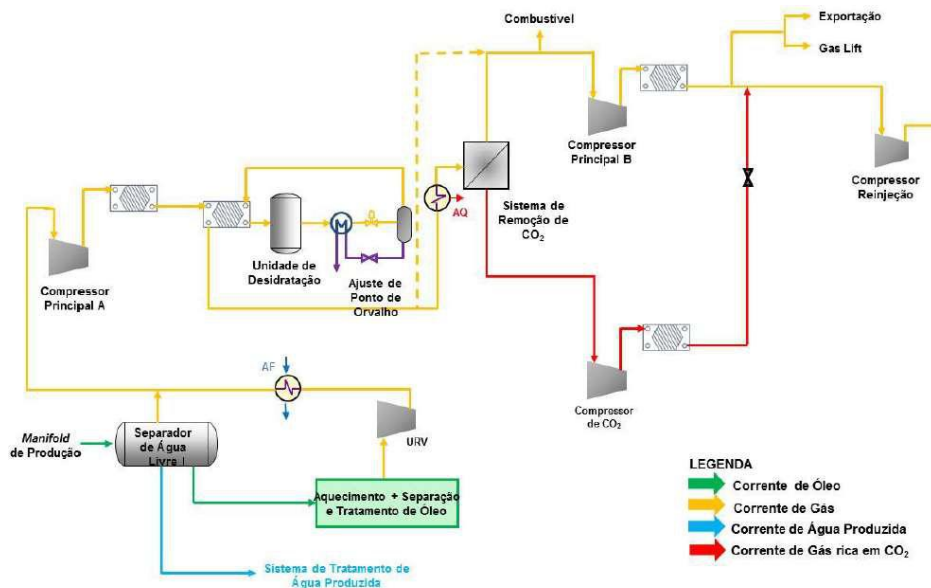


Figura 28: Fluxograma detalhado de uma planta de processamento de gás.

Fonte: MINERAL/PETROBRAS, 2017

Fora do Brasil, a EQUINOR vem trabalhando em projetos com CCS e já foram armazenados mais de 20 MtCO₂, como o de SALAH na Argélia, primeiro armazenamento de CO₂ utilizado na produção de gás em reservatório, e o de MONGSTAD na Noruega.

O CCS como EOR pode reduzir ou não as emissões de GEE em função do uso do produto do CO₂, sendo boa opção quando utilizado para gerar energia e aumentar a produção em campos com óleo mais leve, e negativa quando há a troca de uma fonte de energia mais limpa pela maior oferta do petróleo recuperado (GSSI, 2017).

Críticas vem sendo realizadas em relação à redução de emissões de CO₂ em projetos com EOR. Além da Exploração e Produção, o aumento da disponibilidade de petróleo aumenta o refino e posteriormente o uso do seu derivado. Para confirmar a redução de CO₂ é necessária Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) do projeto (Greenpeace, 2016 *apud* GCCSI, 2017).

Diversos estudos de ACV estimam redução de emissões de GEE em projetos que reinjetam CO₂ para melhorar a produção de petróleo, mas cada um tem seu foco, diferentes fronteiras e utilizações para o petróleo produzido, entre outros.

Ao comparar dois estudos de ACV para utilização de CO₂ de plantas de geração de energia foi observada uma redução do potencial de aquecimento global nos projetos com e sem a utilização do CO₂, mas esta redução é maior quando o CO₂ é armazenado e não utilizado (Cuéllar-Franca & Azapagic, 2015). Um resumo com os resultados é apresentado na **Figura**

29. Nota-se que a maior contribuição para emissões de GEE está relacionada à geração de energia para operação da planta da unidade de produção.

Um estudo realizado em produção *onshore* de gás natural nos Estados Unidos mostra as emissões desde a fonte de energia para as facilidades envolvidas e fontes do CO₂ utilizado como EOR, natural ou antropogênica, até a combustão da gasolina. As emissões de GEE por fonte natural são menores, sendo que as de fonte antropogênica geram crédito pela energia gerada, resultando em maiores oportunidades (Cooney *et al.*, 2015).

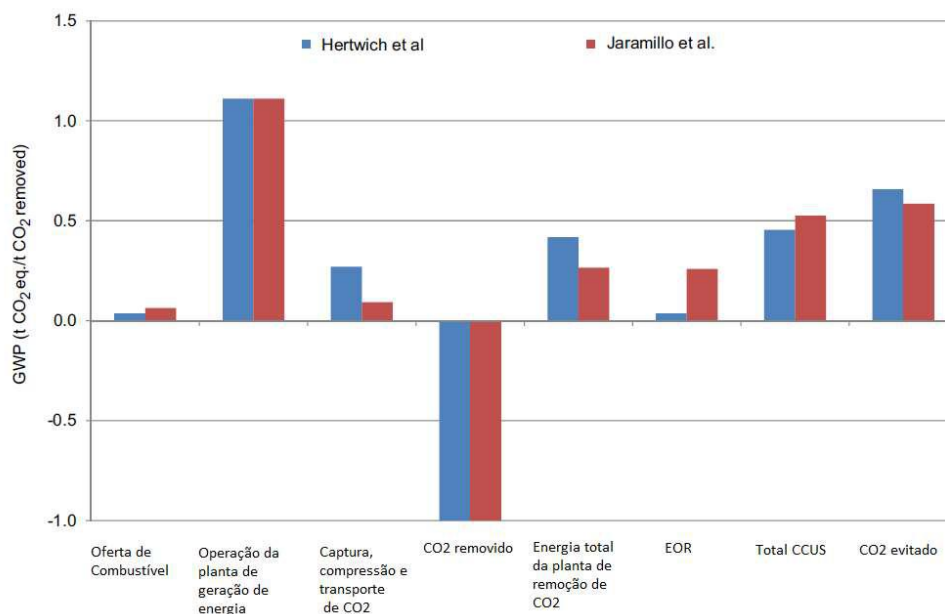


Figura 29: Poder de aquecimento global da EOR, mostrando a contribuição em diferentes estágios de ciclo de vida.

Fonte: Adaptado de Cuellar-Franca & Azapagic, 2015

Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) no Refino

As refinarias têm inúmeras fontes de emissão de CO₂, o que torna importante o conhecimento das maiores dessas fontes para melhorar o custo e a efetividade de sua captura. As principais fontes para captura de CO₂ estudadas são a unidade de geração de hidrogênio (HGU) e unidade de craqueamento (FCC) (Johansson *et al.*, 2012; Chan *et al.*, 2016).

A PETROBRAS realizou testes para captura e armazenamento de carbono em uma FCC através da tecnologia de oxi-combustão entre 2011 e 2012 em São Mateus do Sul, no Paraná.

Este processo pode capturar pelo menos 90% do CO₂ emitido da planta industrial, o que corresponde a uma economia de custos de 40% em relação a tecnologias de pós-combustão. Foi observada a viabilidade técnica e econômica do teste (KETZER *et al.*, 2016).

Com maiores restrições de enxofre nos combustíveis, as emissões capturadas em unidades de hidrogênio podem ser ainda maiores. O potencial de redução de emissões é de 13 a 80%, no entanto, se considerar a captura apenas nas maiores fontes de emissão, esse valor decresce para 5 a 30% (Johansson *et al.*, 2012).

O FCC queima o coque e produz uma corrente com alta concentração de CO₂, onde a captura pode ser superior a 99% (Rochedo *et al.*, 2016). O processo sugerido para FCC é a oxí-combustão, necessitando de uma Unidade de Separação de Ar, enquadramento do SO_x e remoção de vapor d'água. O custo de abatimento estimado neste estudo foi de US\$74/tCO₂, no entanto, foi observado que ao redor das refinarias não há espaço necessário para instalação dos equipamentos necessários, prevendo então que o custo pode ser mais alto. Em 2030 é estimado um potencial de captura de 6,9 MtCO₂/ano.

Com o aumento de demanda por diesel e combustíveis de maior qualidade, vem aumentando a utilização de HGU, ganhando importância como fonte para CCS (Rochedo *et al.*, 2016). É sugerida a pós-combustão através de absorção química, além de dois processos de purificação do hidrogênio o PSA (*Pressure Swing Adsorption* ou sistema de adsorção por variação de pressão) e MDEA (Metildietilamina), com isso o custo de abatimento variou de US\$19/tCO₂ para selexol/PSA a US\$71/tCO₂ para uma planta econamine FG Puls SM (PSA/FG+). Para selexol/PSA, em 2030 é estimado um potencial de captura de 7,0 MtCO₂/ano ou cerca de 73%.

Na REPLAN, para CCS com oxí-combustão na FCC há um potencial de redução de 0,94 MtCO₂/ano ou 24,7% das emissões de CO₂ e com pós combustão na produção de hidrogênio 0,68 MtCO₂/ano, correspondendo a 17,9%. Os custos de abatimento nominais em 2020 são US\$ 64/tCO₂ e US\$ 162/tCO₂ respectivamente, sem considerar o escoamento e armazenamento do CO₂. Com isso, é possível reduzir as emissões anuais em 42,8% (Chan *et al.*, 2016).

Algumas dificuldades de implementar um sistema de CCS em refinaria são: o espaço necessário para instalar o fluxo de gás, duto para remoção de SO_x e NO_x, compressão de CO₂, utilidade extra de produção, torre para tratamento de amina ou separação de ar; disponibilidade de água e tratamento da água; avaliação da energia adicional do consumo extra de energia (Chan *et al.*, 2016).

Nota-se, portanto, que os custos dos dois estudos são semelhantes para FCC, mas discordam em relação à unidade de geração de hidrogênio, sendo que ambos não consideram a estrutura necessária para sua implementação como espaço para novos equipamentos nas refinarias, transporte e armazenamento do CO₂.

3.2.3.4 Outras medidas

As medidas descritas neste item estão associadas à eficiência energética e redução de autoconsumo em plataformas, o que reduz as emissões de combustão. A eficiência energética inclui múltiplos benefícios como a mitigação de emissões de GEE, economia de energia e custo de manutenção. Estes tipos de emissões não são considerados no inventário de GEE dessa dissertação, mas são extremamente importantes, por isso são descritas a seguir.

Redução de autoconsumo na Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

A indústria de petróleo e gás tem grandes oportunidades para melhorar a eficiência energética. Desde 2000 a indústria tem apresentado aumento de eficiência de 1,3% ao ano Cullen & Allod (2010) *apud* (OGCI, 2015). Alguns exemplos são a melhora em eficiência da Saudi Aramco em 2% ao ano nos últimos 15 anos e a BP reduziu 10% da intensidade de carbono entre 2013 e 2017.

Uma plataforma de petróleo é dividida em dois sistemas básicos:

- Planta de processo: processa e separa o petróleo, descarta água, exporta petróleo e gás e injeta água e ou gás no reservatório;
- Planta de utilidade: gera a energia e aquecimento para os processos.

A redução das emissões de GEE em determinada plataforma pode ser atingida através da redução na demanda por energia nos processos, aumento da eficiência da planta de geração de energia, implementação de unidade de captura de carbono ou eletrificando a unidade (Nguyen, Tock, *et al.*, 2016). Nesta referência, tem-se:

- Redução da demanda por melhoria nos procedimentos termodinâmicos, reduzindo perdas energéticas e de exergia, principalmente sobre os processos de aquecimento de petróleo e de separação do petróleo.

- Aumento da eficiência da planta para melhor aproveitamento de energia através de ciclos Rankine e Rankine Orgânico, sendo que as sinergias entre a geração de energia e planta de separação podem ser ainda melhor estudadas.
- Captura de CO₂, que pode ser realizada a partir de membranas, embora com uma alta penalidade energética.
- Conexão da plataforma ao GRID de distribuição de energia, podendo resultar em benefícios técnico e operacional, como aumento de disponibilidade da plataforma, redução de custos de manutenção, maior eficiência do sistema, mas que, no entanto, tem necessidade de alto investimento.

De acordo com a matriz energética, o tipo de petróleo e o de processamento, a troca total de energia de uma plataforma pode reduzir cerca de 90% das emissões de GEE e a troca parcial, com utilização de gás, cerca de 50%. Combinando diferentes tecnologias é possível aumentar a capacidade de geração de energia em 8 MW e a exportação de gás em 16%.

Mais medidas associadas à eficiência energética foram estudadas em quatro plataformas com diferentes estágios de produção e razão gás e óleo. A maior redução de energia se observa em função da redução do fluxo de gás antissurgência, onde sua instalação depende de equipamentos adicionais e, portanto, mais espaço na plataforma. Outra medida interessante é a instalação de menores turbinas a gás e sistemas de recuperação de calor. Com isso, todas as melhoras sugeridas poderiam resultar na economia de até 20%, no entanto cada plataforma deve ser avaliada individualmente (Nguyen, Voldsund, *et al.*, 2016).

Para o caso, por exemplo, de plataformas operando *offshore*, a economia em função da eficiência energética reduz tanto o custo do combustível quanto da infraestrutura e logística que o disponibiliza.

Eficiência energética no Refino

A eficiência energética consegue conciliar a redução de emissão de GEE, com vantagem econômica, embora nem todas as medidas sejam operacionais, devendo ser observada a duração e confiabilidade do equipamento e o período de manutenção, que pode ser aproveitado para instalação de equipamentos (Chan *et al.*, 2016).

A oportunidades de economia energética em refinarias brasileiras são (Szklo & Schaeffer, 2007):

- 10% devido à integração energética e recuperação de calor: uso do calor no sistema de refrigeração, uso de calor para pré-aquecimentos, integração de energia usando técnica de Pinch, melhora na eficiência de fornos, alimentação direta de produtos intermediários para processamento sem resfriamento ou armazenamento, uso de bomba de aquecimento, ajuste de temperatura em superfície de transferência de calor, melhor aproveitamento e isolamento das construções e unidades de processamento e adoção de um gerenciamento de corrente de vapor;
- 2% devido à mitigação de incrustação;
- 2% devido ao controle avançado de processos.

Opções de redução de emissões em refinarias na Suécia ao adequar à maior restrição de teor de enxofre nos combustíveis são (Holmgren & Sternhufvud, 2008):

- A otimização do excesso de ar nos fornos podendo gerar maior segurança à instalação, além de reduzir 0,05% das emissões de CO₂;
- Utilização do gás natural como insumo para geração de H₂ no lugar de nafta ou butano, pois o rendimento é maior, reduzindo as emissões de CO₂ por unidade de produção é o gás natural, reduzindo 9,4% das emissões de CO₂;
- Utilização do CO₂ formado na separação do H₂ na indústria alimentícia, reduzindo 12,5% das emissões de CO₂;

Muitas medidas de mitigação têm custo de abatimento negativo, o que indica que são custo-efetivas, mas por dependerem do esforço de parada de operação da refinaria ou de aperfeiçoamento de sua tecnologia, não podem ser implementadas imediatamente.

A eficiência energética e substituição de combustível para refinarias europeias são opções disponíveis em curto prazo, podendo gerar uma redução de 9 a 40 MtCO₂/ano ou 6 a 26% das emissões totais (Johansson *et al.*, 2012). Algumas medidas como a criação de um polo aproximando refinarias e indústria química podem gerar de 20 a 25% de economia de energia.

Chan *et al.* (2016) apresentam oportunidades de eficiência energética em refinarias com *payback* de até 5 anos implementadas na REPLAN, gerando uma economia de 10% de energia e 5% das emissões. As medidas em ordem do custo marginal de abatimento são apresentadas na **Tabela 7**.

Tabela 7: Custo de abatimento para emissões de CO₂ na REPLAN até 2020.

Medida	Descrição	Potencial de redução anual	Custo em 2020 (US\$/tCO₂)
Otimização de energia	Aumento da utilização de vapor de 80% para 100% nas caldeiras e uso de vapor a pressão média para pré-aquecimento de água de caldeira	1,6%	-200,94
Gerenciamento de hidrogênio	Alinhamento da descarga da válvula de controle de pressão do sistema de hidrogênio para o sistema de gás combustível no lugar da queima	0,2%	-192,48
Recuperação de calor	Calor residual da corrente efluente do reator pré-aquecimento da água de caldeira	0,4%	-189,95
Melhora operacional	Alimentar o gasóleo da destilação a vácuo para FCC	0,3%	-189,05
Melhora da integração de calor	Inclusão de trocadores de calor integrando as duas unidades de destilação a vácuo e duas de coque amento retardado e integração entre as torres de pré-flash e atmosférica	2,0%	-180,96
Substituição de combustível	Substituição de óleo combustível por gás natural na refinaria	1,5%	-164,16
Total de emissões reduzidas		5,0%	

Fonte: CHAN *et al.*, 2016

4 METODOLOGIA DE ELABORAÇÃO DE INVENTÁRIO E DE CENÁRIOS DE MITIGAÇÃO DE EMISSÕES FUGITIVAS

As emissões estimadas neste estudo e seus cenários de mitigação são referentes às fugitivas, incluindo o *flaring* e *venting*. Este conteúdo é baseado na metodologia do IPCC e do III Inventário Brasileiro de Emissões de GEE (IPCC, 2006; MCTIC, 2015).

Este estudo estimou as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O para os segmentos de Exploração e Produção, Refino (que inclui o processamento de gás) e Transporte (**Figura 30**). Esta divisão segue o apresentado no III Inventário Brasileiro de Emissões de GEE (Dias, 2015; MCTIC, 2015).



Figura 30: Segmentos adotados para o inventário de GEE na indústria de petróleo.

Fonte: Adaptado de IPIECA/API/IOGP, 2016

A metodologia adotada neste estudo segue diferentes etapas, detalhadas nos itens seguintes e resumidos na **Figura 31**.

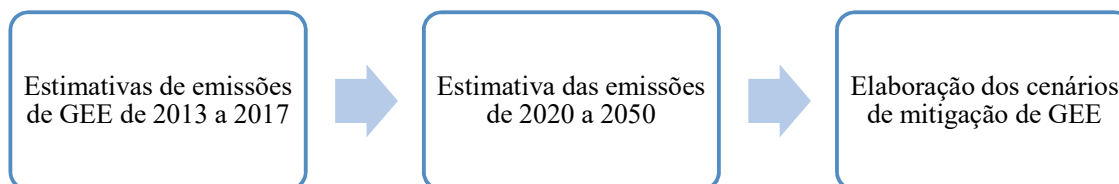


Figura 31: Etapas da metodologia para avaliar as opções de mitigação das emissões de GEE na indústria de petróleo.

Após calculadas as emissões de cada tipo de gás, para comparar a importância de cada gás ao CO₂, foi aplicado o GWP (Potencial de Aquecimento Global) para um horizonte de 100 anos. Os valores são os referenciados no 5º Relatório de Avaliação do IPCC (AR5), conforme

Tabela 8

Tabela 8: Fatores para GWP de 100 anos para CO₂, CH₄ e N₂O.

Gás	GWP 100 anos
CO ₂	1
CH ₄ (para combustível fóssil)	30
N ₂ O	265

Fonte: IPCC, 2014.

4.1 Emissões fugitivas de Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄) e Óxido Nitroso (N₂O)

As emissões atmosféricas para cada tipo de gás variam com o nível de atividade e do fator de emissão (FE) do gás correspondente (Dias, 2015; MCTIC, 2015).

$$E_i = FE_i \times \text{Nível de Atividade}$$

Onde:

FE_i = Fator de emissão do tipo de gás cujas emissões são estimadas (CO₂, CH₄ e N₂O)

Nível de Atividade = para Exploração e Produção é a produção de petróleo em Mboe/dia e para o Refino é o processamento de petróleo em Mboe/dia.

No segmento Transporte, as emissões variam conforme as estimadas nos segmentos de Exploração e Produção e Refino.

As emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O em cada segmento da indústria de petróleo foram inventariadas pela Petrobras entre os anos de 2003 e 2012 e foram reportadas no III Inventário Brasileiro de Emissões de GEE (MCTIC, 2015). Os processos e equipamentos avaliados no inventário da Petrobras foram:

“- Exploração e Produção (E&P): Tocha (flare), ventilação de gás, flash de metano em tanques, processo de desidratação a glicol, processo de remoção de CO₂ do gás (MEA/DEA), passagens de pig em linhas, fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), atividades de perfuração, derramamento de petróleo em canaletas, depressurização e limpeza de tanques e vasos;

- Refino: Regenerador do FCC (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido), Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), tocha (flare), ventilação de gás, processo de desidratação a glicol e passagens de pig em linhas e;

- Transporte: despressurização de linhas, fugitivas em componentes de linhas (flanges, conectores, válvulas, selos de bomba e compressor, drenos e outros), gasoduto, ventilação de gás, tocha (flare), flash de metano em tanques e passagem de pig em linhas.” (MCTIC, 2015).

Para estimar as emissões em períodos além dos anos de 2003 a 2012, é necessário calcular um Fator de Emissão (FE) e buscar o nível de atividade.

A metodologia para calcular o FE e o nível de atividade utilizados para estimar as emissões fugitivas por tipo de gás e por segmento de 2013 a 2050 são detalhadas nos itens a seguir.

4.1.1 Fatores de Emissão (FE)

A memória de cálculo dos FEs por segmento e por tipo de gás é apresentada a seguir.

4.1.1.1 Fatores de Emissão para o Segmento de Exploração e Produção

Para o FE foram considerados os dados pretéritos utilizados para oferta de petróleo e Líquidos de Gás Natural (LGN) da ANP entre 2003 e 2012 emissões fugitivas de GEE entre os anos de 2003 a 2012 foi apresentado no III Inventário Nacional para CO₂, CH₄ e N₂O, apresentados na **Tabela 9**.

Tabela 9: Produção brasileira de petróleo e LGN e emissões fugitivas de GEE da indústria de petróleo e gás natural entre 2003 e 2012.

Ano	Mboe/dia de Petróleo e LGN	MtCO ₂	MtCH ₄	MtN ₂ O	MtCO ₂
2003	1,59	3,7	0,05	1,2E-04	3,7
2004	1,58	3,1	0,07	1,0E-04	3,1
2005	1,75	5,9	0,14	2,0E-04	5,9
2006	1,84	4,5	0,11	1,4E-04	4,5
2007	1,87	4,5	0,10	1,4E-04	4,5
2008	1,94	5,2	0,10	1,6E-04	5,2
2009	2,07	9,3	0,17	2,8E-04	9,3

Ano	Mboe/dia de Petróleo e LGN	MtCO ₂	MtCH ₄	MtN ₂ O	MtCO ₂
2010	2,19	6,2	0,12	2,0E-04	6,2
2011	2,24	4,6	0,10	1,5E-04	4,6
2012	2,20	3,9	0,11	1,3E-04	3,9

Fonte: ANP, 2018; MCTIC, 2015

Em MCTIC (2015), o FE foi calculado por ano dividindo as emissões por tipo de gás pelo nível de atividade. Em seguida, para estimar as emissões de 1990 a 2002, foi feita uma média com os FEs de 2003 a 2008, excluindo os anos de 2005 e 2009 por serem atípicos, “No ano de 2005 foram iniciadas as operações de novas plataformas de grande porte na Bacia de Campos e também foram observadas instabilidades operacionais do sistema de compressão de gás de Urucú. Analogamente, o pico das emissões de 2009 se deveu, principalmente, ao início de operação de novas unidades de produção também na Bacia de Campos, e à parada conjunta programada para substituição de equipamento submarino (manifold) no campo de Roncador e das instalações de processamento de gás no Terminal de Cabiúnas.” (MCTIC, 2015).

A abordagem do III Inventário tinha como objetivo estimar emissões de 1990 a 2002, anos em que não foram observados picos de início de operação de novas plataformas. Nesta dissertação optou-se por manter os dez anos de dados, pois são situações que podem ser repetidas futuramente. Sendo assim, para calcular as emissões após 2013 foi utilizado o FE médio, mínimo e máximo de 2003 a 2012, sendo seus resultados resumidos na **Tabela 10**. O mínimo e o máximo foram calculados considerando dois desvios padrões, aumentando assim o intervalo de confiança para 95%.

Tabela 10: Fatores de Emissão (FE) no segmento de Exploração e Produção.

Valor	MtCO ₂ /Mbpd	MtCH ₄ /Mbpd	MtN ₂ O /Mbpd
Mínimo (x - 2σ)	1,06	0,03	3,7E-05
Média 2003 a 2012	2,64	0,06	8,4E-05
Máximo (x + 2σ)	4,23	0,09	1,3E-04

As figuras a seguir, **Figura 32**, **Figura 33** e **Figura 34**, representam os FEs entre 2003 e 2012 do CO₂, CH₄ e N₂O no segmento de Exploração e Produção. Estes resultados são comparados com os valores de FE médio, mínimo e máximo. Nota-se o maior fator de emissão

no ano de 2009, acima da expectativa máxima, representando o ano com novas instalações de plataformas e de equipamentos no Terminal de Cabiúnas.

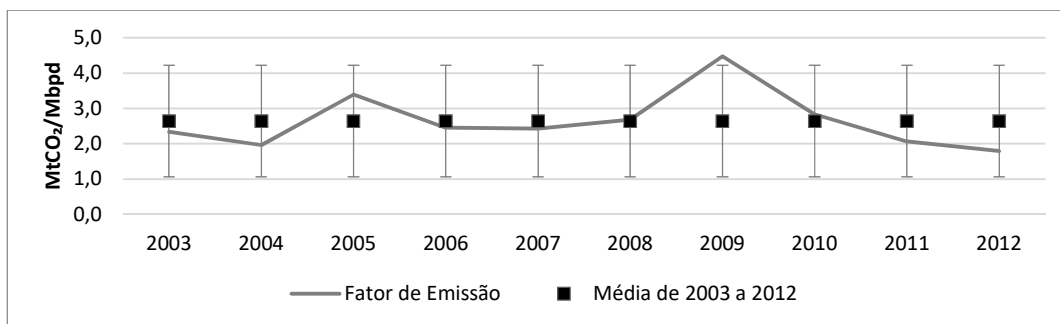


Figura 32: Evolução do Fator de Emissão de CO₂ médio, mínimo e máximo no segmento de Exploração e Produção no Brasil entre 2003 e 2012.

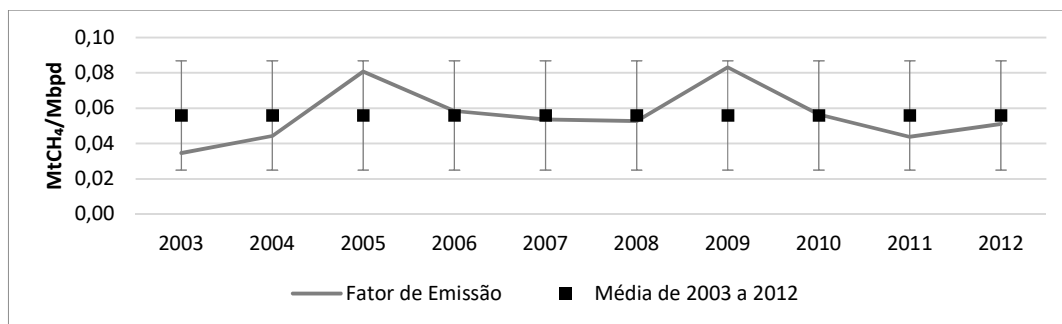


Figura 33: Evolução do Fator de Emissão de CH₄ médio, mínimo e máximo no segmento de Exploração e Produção no Brasil entre 2003 e 2012.

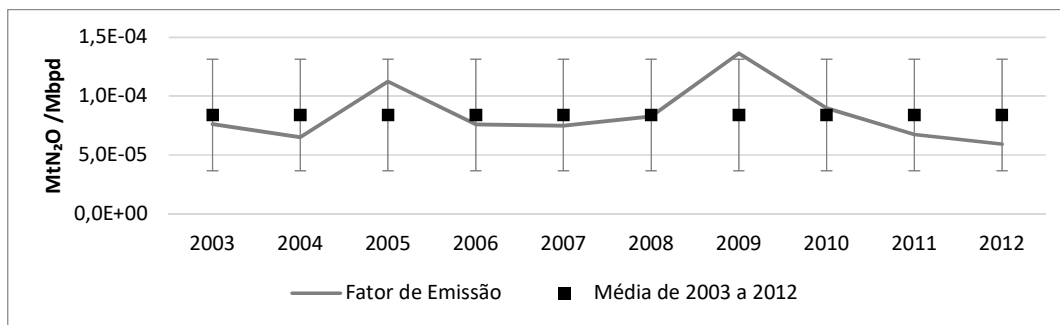


Figura 34: Evolução do Fator de Emissão de N₂O médio, mínimo e máximo no segmento de Exploração e Produção no Brasil entre 2003 e 2012.

4.1.1.2 Fatores de Emissão para o Segmento de Refino

Em relação ao processamento de petróleo, a Tabela 11 mostra uma tendência de aumento entre 2003 e 2012 e as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O no Refino conforme III Inventário Nacional (MCTIC, 2015).

Tabela 11: Processamento de petróleo no Brasil e emissões fugitivas de GEE no segmento do Refino entre 2003 e 2012.

Ano	Mboe/dia de Petróleo	MtCO ₂	MtCH ₄	MtN ₂ O
2003	1,66	6,2	0,008	1,2E-06
2004	1,75	6,2	0,008	1,3E-06
2005	1,76	6,5	0,009	7,8E-06
2006	1,77	7,0	0,010	1,4E-05
2007	1,80	7,3	0,009	8,0E-06
2008	1,79	7,3	0,009	9,7E-06
2009	1,83	7,3	0,009	8,9E-06
2010	1,83	7,1	0,010	6,7E-06
2011	1,88	7,9	0,012	3,2E-05
2012	1,95	9,4	0,012	3,3E-05

Fonte: ANP, 2018; MCTIC, 2015.

No III Inventário Nacional, foi estimado um FE para calcular as emissões de 1990 a 2002 a partir do nível de atividade e emissões inventariadas. Neste cálculo foram excluídos os anos mais recentes, de 2009 a 2012, porque houve um aumento das emissões em função de adequações nas refinarias para atendimento a novas especificações de combustíveis:

“Nos últimos anos, houve um significativo aumento da qualidade dos combustíveis disponibilizados no Brasil, levando a uma maior complexidade do parque de refino nacional, no qual foram incorporadas novas unidades de hidrotratamento (HDT) e unidades de geração de hidrogênio (UGH). Esta maior complexidade resulta em um padrão maior de emissão de GEE por unidade de combustível produzido pelas refinarias, o que explica os maiores aumentos verificados desde 2010.” (MCTIC, 2015).

Nesta dissertação foram considerados os anos de 2003 e 2012, pois é importante incluir as melhorias de refinarias nos cenários futuros. Para calcular o FE foram considerados a média, o mínimo e o máximo, a partir de dois desvios padrões dos FEs entre 2003 e 2012, aumentando assim o intervalo de confiança para 95% (Tabela 12).

Tabela 12: Fatores de Emissão (FE) de Gases de Efeito Estufa no segmento de Refino.

Valor	MtCO ₂ /Mbpd	MtCH ₄ /Mbpd	MtN ₂ O/Mbpd
Mínimo (x - 2σ)	3,30	4,35E-03	-5,04E-06
Média 2003 a 2012	4,01	5,31E-03	6,56E-06
Máximo (x + 2σ)	4,71	6,28E-03	1,82E-05

Na **Figura 35**, **Figura 36** e **Figura 37** são apresentados os FEs médios por tipo de gás e o FE estimado para os cenários de emissões futuros, baseado na média dos anos 2003 a 2012. São observados os maiores valores nos últimos anos, representando as adaptações nas refinarias brasileiras para atender as exigências de melhor qualidade dos combustíveis produzidos.

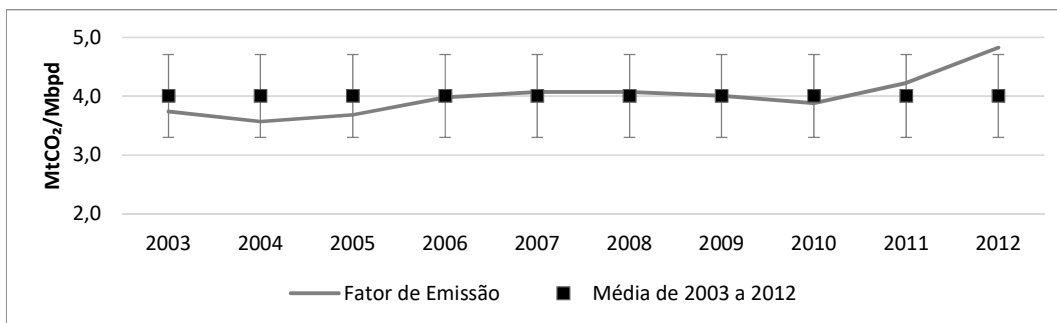


Figura 35: Evolução do Fator de Emissão de CO₂ médio, mínimo e máximo no segmento de Refino no Brasil entre 2003 e 2012.

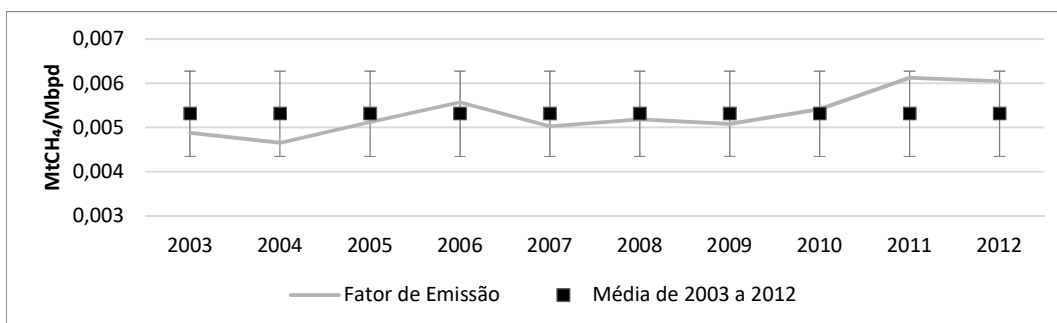


Figura 36: Evolução do Fator de Emissão de CH₄ médio, mínimo e máximo no segmento de Refino no Brasil entre 2003 e 2012.

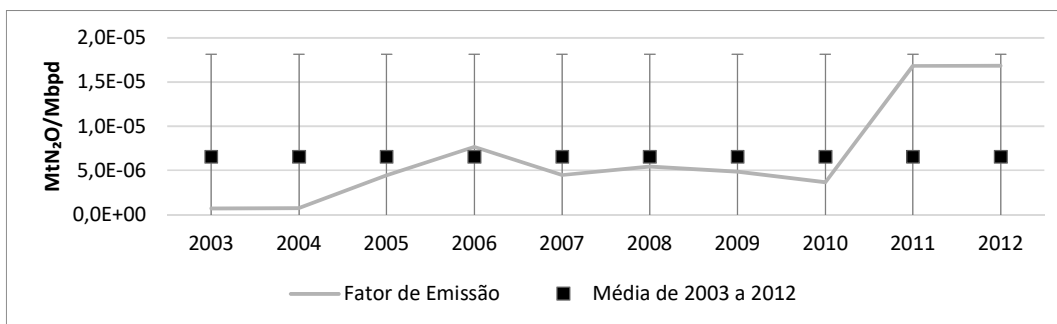


Figura 37: Evolução do Fator de Emissão de N₂O médio, mínimo e máximo no segmento de Refino no Brasil entre 2003 e 2012.

4.1.1.3 Fatores de Emissão para Segmento de Transporte

As emissões do setor de Transporte entre os anos de 2003 a 2012 foi estimada no III Inventário Nacional reportada em MCTIC (2015) para CO₂, CH₄ e N₂O, sendo apresentada na **Tabela 13** a seguir.

Tabela 13: Emissões fugitivas no segmento de Transporte entre 2003 e 2012.

Ano	MtCO ₂	MtCH ₄	MtN ₂ O
2003	0,064	0,004	1,93E-06
2004	0,065	0,008	2,09E-06
2005	0,082	0,007	2,65E-06
2006	0,066	0,004	2,11E-06
2007	0,088	0,005	1,87E-06
2008	0,058	0,003	1,84E-06
2009	0,078	0,006	2,50E-06
2010	0,066	0,008	2,06E-06
2011	0,053	0,011	1,64E-06
2012	0,035	0,009	1,06E-06

Fonte: MCTIC, 2015

Para o transporte, o FE varia com o nível de atividade dos segmentos de Exploração e Produção e Refino, sendo assim, o FE foi estimado a partir da soma das emissões destes segmentos pelas emissões por gás e por ano. Para calcular as emissões para período posterior foi utilizado o FE médio considerando 10 anos, entre 2003 e 2012 (**Tabela 14**). O mínimo e o máximo foram calculados considerando dois desvios padrões, aumentando assim o intervalo de confiança para 95%.

Tabela 14: Fatores de Emissão (FE) no segmento Transporte.

Valor	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Mínimo (x - 2σ)	0,002	0,005	0,004
Média 2003 a 2012	0,005	0,057	0,012
Máximo (x + 2σ)	0,008	0,109	0,020

Na **Figura 38**, na **Figura 39** e na **Figura 40** são apresentados os FEs médios por gás e o FE estimado para os cenários de emissões futuros, baseado na média dos anos 2003 a 2012.

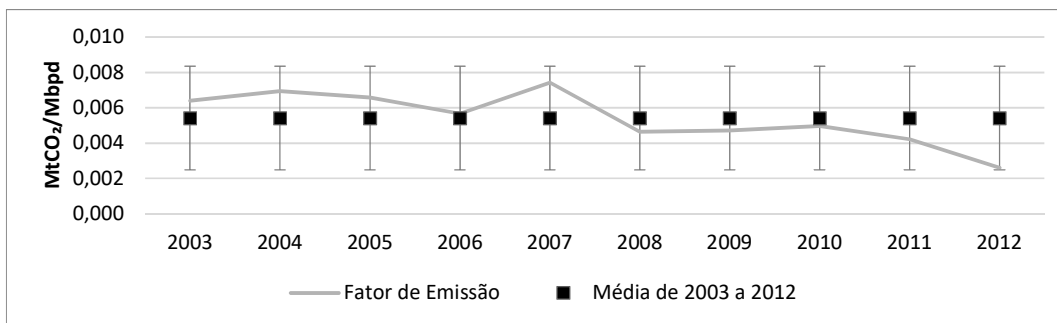


Figura 38: Evolução do Fator de Emissão de CO₂ médio, mínimo e máximo no segmento de Transporte no Brasil entre 2003 e 2012.

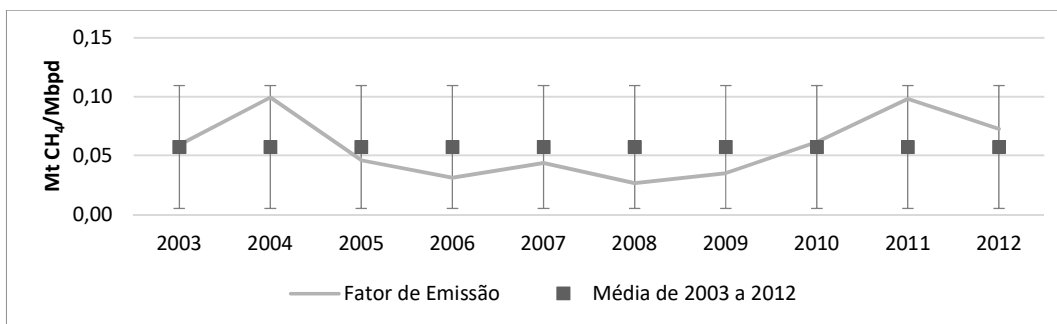


Figura 39: Evolução do Fator de Emissão de CH₄ médio, mínimo e máximo no segmento de Transporte no Brasil entre 2003 e 2012.

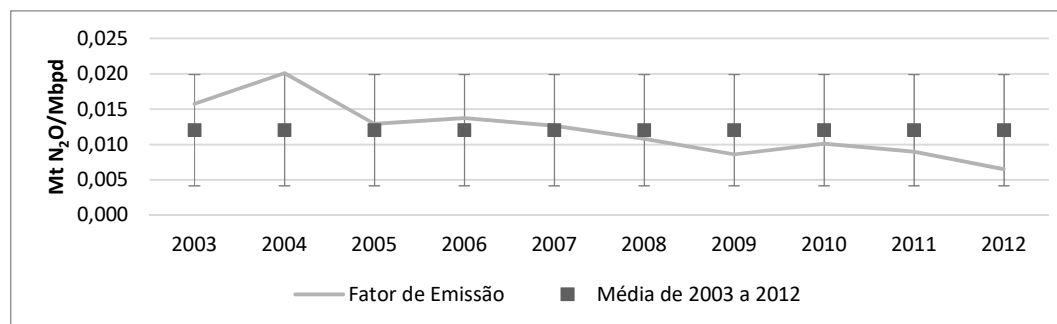


Figura 40: Evolução do Fator de Emissão de N₂O médio, mínimo e máximo no segmento de Transporte no Brasil entre 2003 e 2012.

4.1.2 Nível de Atividade da indústria de petróleo e gás natural

Os níveis de atividade utilizados no cálculo de estimativa de emissões para os anos de 2013 a 2018 dos segmentos Exploração e Produção e Refino foram disponibilizados pela ANP e apresentados no item 2.1.2, sendo reapresentados no Anexo I desta dissertação.

Para cenários futuros foi considerado o mesmo período em que haviam dados disponíveis de estimativas de produção brasileira de petróleo e as demandas de derivados de petróleo da

EPE, , que abrangem o período de 2020 a 2050, conforme apresentado no item 2.1.2. Estes valores são reapresentados nesta dissertação no Anexo I.

4.2 Elaboração dos Cenários Tendencial e de Mitigação de Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural

A abordagem de elaboração de cenários é adotada para estudar diferentes opções futuras considerando incertezas. A elaboração de cenários se inicia com a caracterização da situação atual e forças motoras, além da identificação de incertezas. A partir deste ponto, é construído e interpretado um cenário de acordo com as teorias do analista, sendo fundamental a descrição e justificativa considerada GALLOPIN *et al.* (1997).

Os cenários de mitigação foram definidos conforme tipo de opção de mitigação, sendo eles:

- **CENÁRIO A - Cenário tendencial (referência):** representa a evolução das emissões de GEE a partir da legislação e regulação atuais, ou seja, uma tendência das emissões fugitivas da indústria de petróleo e gás natural.
- **CENÁRIO B - Cenário com opções de mitigação de emissões por queimas e perdas de gás:** considera as ações com base na melhora do sistema de *flaring*, que geram uma redução queimas e perdas e, conseqüentemente, de CO₂, CH₄ e N₂O.
- **CENÁRIO C - Cenário com opções de mitigação de emissões fugitivas não intencionais:** tem como foco a redução de emissões de CH₄, excluindo as opções de mitigação já consideradas no Cenário B, sendo, portanto, restritas às emissões fugitivas não intencionais.
- **CENÁRIO D - Cenário com opções de mitigação com tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono:** consideram a captura e armazenamento de CO₂, tecnologia já aplicada em larga escala de forma comercial em projetos do segmento de Exploração e Produção, mas ainda não no segmento de Refino.

4.2.1 Cenário A: Tendencial (referência)

Este cenário mostra variação nas emissões calculadas associadas apenas ao segmento de Exploração e Produção.

4.2.1.1 Cenário A no Segmento de Exploração e Produção

As emissões fugitivas referentes às queimas e perdas têm sido reduzidas ao longo dos anos no segmento de Exploração e Produção. Tal redução ocorreu a partir da adoção da resolução ANP nº249/2000 pelas empresas. Esta resolução exige autorização para queima de gás natural associado acima de 3% do total produzido por campo. Além da resolução da ANP, vem sendo impostas limitações ambientais conduzidas pelo IBAMA e boas práticas aplicadas pela indústria.

As queimas e perdas em 2000 eram de 17,85% do total do gás produzido, reduzindo para 3,32% no ano de 2018. As exceções ocorrem nos anos de 2005 e 2009, quando houveram instalações de novas plataformas, além da troca de equipamento no campo de Roncador e das instalações de processamento de gás no Terminal de Cabiúnas (MCTIC, 2005). Estes dados representados pela **Figura 41** mostram uma tendência de queima e perda para 3%, valor estabelecido na resolução da ANP citada.

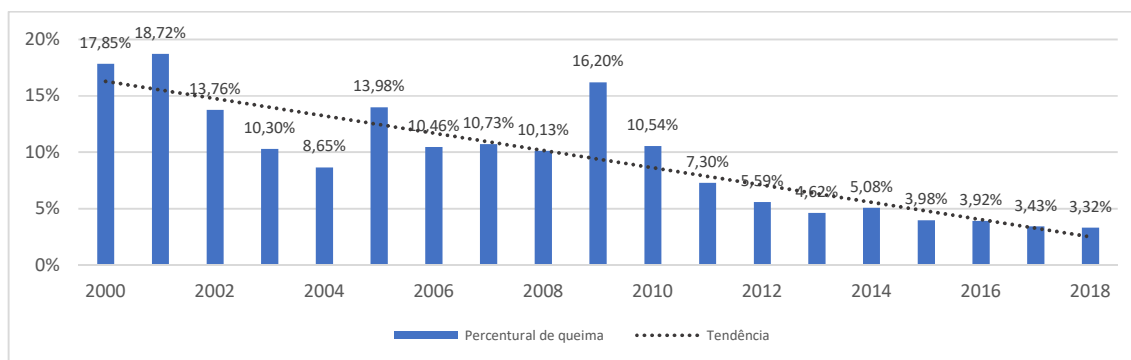


Figura 41: Evolução da queima e perda de gás natural no Brasil entre 2000 e 2017.

Para estimar quando as queimas e perdas atingirão 3%, foi considerado que o custo de abatimento para minimizar a poluição ambiental não é linear, após atingir um determinado nível, é preciso maior esforço para reduzir o mesmo nível de poluição (PERMAN *et al.*, 2003).

Sendo assim, foi estudada a evolução do segmento. Considerando que os projetos de produção têm duração de 25 a 30 anos, é possível considerar que até 2030 as plataformas mais antigas que operam fora da especificação estarão descomissionadas. A partir destas considerações, foi prevista a queima de 3,4% em 2020 com tendência a 3,0% a partir de 2030. No ano de 2025 foi considerado um valor intermediário de 3,2%.

Tabela 15: Premissas adotadas para o cenário A tendencial na Exploração e Produção.

Premissa	Limite de queimas e perdas
2020	3,40%
2025	3,20%
2030 a 2050	3,00%

Para estimar a variação do limite de queima sobre as emissões considerou-se novos Fatores de Emissão (FE). O cálculo considera a diferença no percentual de queima médio de 2003 a 2012, ou 10,4%, e as da **Tabela 15**. A contribuição das queimas e perdas correspondem a 100% das emissões de CO₂ e 71% das emissões de CH₄. O valor de queimas e perdas foram baseados no inventário da Petrobras de 2017, apresentado na **Figura 17** do item 3.1.1 desta dissertação.

$$FE_{i,n} = FE_{i,m\u00e9dio} \times \%ET_i \times [1 - (Queima_n - Queima_{2003:2012})] + FE_{i,m\u00e9dio} \times \%EO_i$$

Onde:

FE_{i,n} = novo fator de emissão estimado para o gás i

FE_{i,m\u00e9dio} = fator de emissão estimado para o gás i a partir da média de 2003 a 2012

%ET_i = contribuição percentual de queimas e perdas sobre o total de emissão do gás i

%EO_i = contribuição percentual de outras fontes sobre o total de emissão do gás i

Queima_{novo} = novo limite de queima e perda

Queima_{2003:2012} = média de queima e perda de 2003 a 2012

4.2.1.2 Cenário A no Segmento de Refino

Para o segmento Refino, as emissões de GEE variam conforme o volume de petróleo processado.

4.2.1.3 Cenário A no Segmento de Transporte

O segmento Transporte considerou as emissões dos segmentos Exploração e Produção e Refino.

4.2.2 Cenário B: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às queimas e perdas de gás natural

As medidas de mitigação adotadas neste cenário são baseadas em ações já adotadas pela indústria de petróleo em projetos específicos, assim como níveis de emissão de GEE, com ações focadas na redução de gás na tocha ou *flaring*.

4.2.2.1 Cenário B no Segmento de Exploração e Produção

O segmento de Exploração e Produção vem apresentando uma tendência à redução de volume de gás natural direcionado à queima em tocha. Com a modernização das unidades de produção e com base em regulações aplicadas internacionalmente, é possível adotar um nível de queima ainda menor.

Um exemplo de baixo valor de queimas e perdas ocorre no Reino Unido. Assim como no Brasil, mais de 90% da sua produção de petróleo está em campos *offshore*, onde há uma forte regulação de limite de queimas e perdas do gás natural associado. De acordo com dados de 200 plataformas, o nível de gás que é destinado ao *flaring* e *venting* entre 2004 e 2009 corresponde a 2% dos campos desenvolvidos após 1998, no entanto o mais comum é entre 0 e 1% (Stewart, 2014). Estes dados indicam que é tecnicamente possível operar com baixo percentual de *flaring* e *venting*.

No Brasil, um exemplo de baixo valor de queimas e perdas foi observado durante o comissionamento do FPSO Cidade de Ilhabela, parte do Desenvolvimento da Produção de Sapinhoá Norte, localizado no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS). Este projeto teve seu primeiro óleo em 20/11/2014. Segundo EIA/RIMA do Etapa 2, este FPSO é representativo para os demais projetos do PPBS, pois as demais unidades de produção apresentam plantas de processamento de petróleo e gás similares e tancagem igual ou inferior.

As estimativas de queima da unidade são primeiramente apresentadas no Plano de Comissionamento e, em seguida, é apresentado um relatório com os valores reais. Tanto o Plano quanto o relatório são apresentados e aprovados pela ANP e pelo IBAMA. No Plano aprovado, a duração da fase de comissionamento seria de 6 meses, período em que o sistema de exportação de gás ainda não é operacional. Após o comissionamento, a unidade teria o Índice de Utilização de Gás (IUGA) de 97%, prevendo uma queima de 3%.

Os dados do relatório de comissionamento resumidos da unidade estudada são apresentados na **Tabela 16**. Estes dados mostram que o início da injeção ocorreu conforme seu Plano de Comissionamento, em até 60 dias do início da operação. Estes dados mostram também que, apesar da média do IUGA ser superior a 90% após 6 meses, os valores ainda variam muito ao longo do mês (Petrobras, 2016).

Tabela 16: Destino do gás produzido no FPSO Cidade de Ilhabela, no Campo de Sapinhoá, no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de 2014 a 2016.

Mês	Produção (Mm ³)	Queima		Consumo (Mm ³)	Injeção (Mm ³)	Índice de Utilização de Gás (IUGA)		
		(Mm ³)	%			Médio	Min	Max
Nov/14	297	297	100%	0	0	0%	0%	0%
Dez/14	1.096	1.035	94%	61	0	6%	0%	20%
Jan/15	1.061	738	70%	182	142	30%	0%	98,7%
Fev/15	907	186	21%	222	498	79%	0%	99%
Mar/15	1.297	154	12%	281	863	88%	47%	99,7%
Abr/15	2.446	154	6,3%	292	1.999	94%	49%	99,6%
Mai/15	2.488	147	5,9%	286	2.054	94%	42%	99,7%
Jun/15	2.923	112	3,8%	307	2.503	96%	45%	99,7%
Jul/15	3.039	124	4,1%	331	2.585	96%	76%	99,6%
Ago/15	2.959	79	2,7%	312	2.568	97%	69%	99,8%
Set/15	2.875	76	2,6%	298	2.501	97%	53%	99,7%
Out/15	2.900	46	1,6%	316	2.538	98%	84%	99,7%
Nov/15	3.130	55	1,8%	318	2.757	98%	83%	99,8%
Dez/15	3.102	37	1,2%	318	2.747	99%	62%	99,8%
Jan/16	3.063	9	0,3%	322	2.732	100%	0	99,9%
Fev/16	2.369	53	2,2%	260	2.056	98%	0	99,9%

Fonte: Petrobras, 2016

Considerando os últimos três meses de comissionamento do FPSO Cidade de Ilhabela e os dados do Reino Unido, este cenário simula um valor de queimas e perdas de 3,4% a 1,0% entre 2020 e 2040 (Tabela 17). A estimativa de emissões foi calculada como no cenário A tendencial.

Tabela 17: Premissa adotada para o cenário B com limite de queimas e perdas de gás natural

Premissa 1: Limite de queima e perda	% de queima e perda
2020	3,4%
2025 e 2030	3,0%
2035 e 2040	2,0%
2045 e 2050	1,0%

A legislação canadense tem como premissa evitar a queima de gás, caso não seja possível, busca-se reduzir e por último aumentar a eficiência de queima. Considerando que, em países desenvolvidos o *flaring* tem eficiência de 95% (ICCT, 2014), este valor foi utilizado como objetivo a ser atingido através de uma nova medida de mitigação de GEE: a melhora na eficiência de queima do gás produzido.

Para conhecer as emissões de CH₄ relacionadas à queima em tocha, foram estudados dados dos licenciamentos ambientais de projetos nas mesmas bacias em que são previstos novos desenvolvimentos de produção pelo PNG 2019-2023 da Petrobras e pelo inventário da Petrobras de 2017.

As emissões por queima em tochas geram 69 a 79% de CO₂ e entre 21 e 30% de CH₄. Um resumo do percentual da geração de emissões de CO₂ e CH₄ devido à queima de gás natural produzido é apresentado na **Tabela 18**.

Tabela 18: Percentual de emissões de CO₂ e CH₄ em diferentes projetos de produção de petróleo e gás natural no pré e pós sal.

Projeto	Bacia	Área	Percentual de emissões estimadas	
			CO ₂	CH ₄
Sapinhoá Norte	Santos	Pré-sal	72%	27%
TLD de Farfan	Sergipe-Alagoas	Pós-sal	69%	30%
Tartaruga Verde e Mestiça	Campos	Pós-sal	79%	21%
Petrobras em 2017	Todas	Pré e pós-sal	78%	21%

Fonte: CDP, 2018; MINERAL/PETROBRAS, 2013; MOTT MACDONALD/PETROBRAS, 2015;2017

Para estimar o percentual de emissões de CO₂ e CH₄ gerado por queima em tocha entre os anos de 2020 e 2050, foram feitas algumas considerações:

- Visto que a bacia de Sergipe Alagoas tem menos de 2% das reservas provadas de petróleo brasileiras, o Teste de Longa Duração (TLD) de Farfan não foi considerado na projeção;
- O Desenvolvimento da Produção (DP) de Tartaruga tem previsto um pico de produção de 122 mil bpd em 2030, que representa 2% da produção brasileira;
- O Campo de Marlim tem prevista a instalação de duas UEPs com pico de produção de cada de 100 mil bpd em 2030, representando 3% da produção brasileira;
- Os demais projetos previstos para iniciarem até 2030 estão associados ao pré-sal.

Este estudo considerou um aumento do percentual de produção do pré-sal em relação à produção brasileira, atingindo 100% em 2040. Foi ainda considerado que as emissões de CH₄ serão reduzidas de 27% a 15% em 2020 e até 5% em 2050, conforme apresentado na **Tabela 19**.

Tabela 19: Premissas adotadas para melhora na eficiência do sistema de queima em tocha.

Premissa 2: melhora na eficiência do sistema de queima em tocha	% de produção do pré-sal	% de emissões de CH ₄ na tocha atual	% de emissões de CH ₄ na tocha
2020	70%	26%	15%
2025	90%	27%	10%
2030	95%	27%	10%
2035	99%	27%	5%
2040 a 2050	100%	27%	5%

Para estimar as novas emissões, foi calculada e uma redução das emissões de CH₄ e aumento de CO₂, conforme a seguir:

$$E'_{CH_4} = E_{CH_4} \times [1 - (\%Ef - \%Ef') \times \%ET_{CH_4}] + E_{CH_4} \times \%EO_{CH_4}$$

Onde:

E'_{CH_4} = novas emissões anuais de CH₄ por queima em tocha

E_{CH_4} = tendência anual de emissões de CH₄ pela tocha

$\%Ef$ = percentual de emissões de CH₄

$\%Ef'$ = novo percentual de emissões de CH₄

$\%ET_{CH_4}$ = contribuição percentual de queimas e perdas sobre o total de emissões de CH₄

$\%EO_{CH_4}$ = contribuição percentual de outras fontes de emissões de CH₄ sobre o total

O percentual utilizado de CH₄ associado à queimas e perdas foi de 36%, conforme inventário da Petrobras de 2017, apresentado na **Figura 17** do item 3.1.1 desta dissertação. O volume de emissões de CH₄ mitigado foi em seguida somado nas emissões de CO₂.

4.2.2.2 Cenário B no Segmento de Refino

Uma opção de melhora do sistema de queima é a recuperação do gás para reuso, que resultou na redução de 13,5% das emissões de GEE em refinaria italiana (COMODI *et al.*, 2016).

Como este é um investimento que é realizado uma vez, considerou-se sua implementação nas maiores refinarias e por etapas, representando 14% de redução de emissões de GEE durante 7 anos e em 7 refinarias. Assim seriam reduzidas dos 14%, 18% referente à REPLAN em 2020, 16% à RLAM em 2025, 10% à REVAP em 2030, 10% à REDUC em 2035, 9% à REPAR em 2040, 9% à REFAP em 2045 e 7% à RPBC em 2050. Para simplificar foi considerada a redução de 2% das emissões a cada 5 anos, de acordo com a **Tabela 20**.

Tabela 20: Premissas adotadas para o cenário B com medidas de melhora no *flaring* no Refino.

Premissa 3: Redução de CO ₂ e devido ao sistema de recuperação de gás em tocha	Redução de CO ₂ e
2020 a 2050	2%

A estimativa de emissões de CO₂ mitigadas foi calculada considerando a equação a seguir e que o sistema de queima em tocha contribui com 100% das emissões de CO₂.

$$E'_{CO_2} = E_{CO_2} \times [1 - (0,02 \times \%ETi)]$$

Onde:

E'_{CO_2} = Novas emissões anuais de CO₂ do segmento de Refino

E_{CO_2} = tendência anual de emissões de CO₂ do segmento de Refino

%ETi = percentual de redução das emissões de CO₂ referente ao sistema de queima em tocha

4.2.2.3 Cenário B no Segmento de Transporte

O segmento Transporte variou com os segmentos Exploração e Produção e Refino.

4.2.3 Cenário C: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às emissões fugitivas não intencionais

As emissões fugitivas associadas às emissões de CH₄ são responsáveis por 25% das emissões de GEE mundiais e são a principal fonte de GEE antropogênica. Além da importância sobre as emissões mundiais, cerca de 75% das suas emissões podem ser mitigadas pela indústria com medidas custo-efetivas.

Baseado nestas premissas, muitas medidas de redução de emissões fugitivas vêm sendo propostas direta ou indiretamente, sendo assim o Cenário C mostra o resultado de objetivos traçados internacionalmente na produção e refino de petróleo no Brasil. As emissões fugitivas descritas nesse cenário são referentes às não intencionais, ou seja, sem a inclusão do *venting* e *flaring*.

4.2.3.1 Cenário C no Segmento de Exploração e Produção

Empresas do segmento de Exploração e Produção vêm reduzindo suas emissões de forma mandatória ou voluntária. Empresas como a BP e ENI têm implementado o LDAR em suas

atividades de exploração e produção e reduzido suas emissões. A ENI reduziu as emissões de CH₄ em 66% entre 2014 e 2017 e tem como objetivo reduzir em até 80% suas emissões em 2025 em relação à 2014.

Inicialmente é necessário fazer um inventário das possíveis fontes de vazamento, em seguida um planejamento para monitorar e reparar tais vazamentos em unidades de produção. Como a maior parte da produção de petróleo brasileira é *offshore*, o embarque pode não ser imediato.

Este cenário considerou a premissa de redução de emissões de CH₄ de 80% em 10 anos, conforme ENI, com início em 2020. Assim é proposta a mitigação de 80% das emissões de CH₄ a cada 10 anos, ou em 2030, 2040 e 2050 (Tabela 21).

Tabela 21: Premissas adotadas para o cenário C com medidas de redução de emissões fugitivas não intencionais na Exploração e Produção.

Premissa 4: redução de emissões fugitivas	Deteccção e reparo de vazamentos
2020 e 2025	-
2030	80%
2035	-
2040	80%
2045	-
2050	80%

A estimativa de emissões de CH₄ mitigadas foi calculada considerando o percentual de emissões fugitivas reportado no inventário da Petrobras de 2017, ou seja, 29% das emissões de CH₄ conforme apresentado na **Figura 17** do item 3.1.1 desta dissertação. Não foi considerada redução de CO₂ ou N₂O para esta medida.

$$E'_{CH_4} = E_{CH} \times [1 - (0,80 \times \%EF_i)] + E_{CH_4} \times \%EO_{CH}$$

Onde:

E'_{CH₄} = novas emissões anuais de CH₄ do segmento de Exploração e Produção

E_{CH₄} = tendência anual de emissões de CH₄ do segmento de Exploração e Produção

%EF_{CH₄} = percentual das emissões de CH₄ referente às emissões fugitivas não intencionais

%EO_{CH₄} = percentual das emissões de CH₄ referente às demais emissões.

Para estimar um custo de abatimento para esta medida, foi estimada a necessidade de aquisição de 6 câmeras para monitoramento de vazamento, além de sua operação. Uma câmera do tipo *Ventus Optical Gas Imaging* tem a capacidade de detectar e visualizar vazamento de

hidrocarboneto, metano, propeno, butano e mais 20 compostos, sendo capaz de ser manuseada manualmente ou acoplada em drones. O investimento para esta câmera é de US\$ 64.950,00 e seu treinamento US\$1.200 por dia, fora as despesas. O custo de importação adotado é de 2 vezes o valor do produto. Um resumo com as informações consideradas é apresentado na **Tabela 22**. Para treinamento, é considerado 5 dias por ano e por câmera, ao longo de 30 anos.

Tabela 22: Premissas adotadas para o cenário C com medidas de redução de emissões fugitivas não intencionais na Exploração e Produção.

Item	Custo (US\$)	Quantidade	Total (US\$)
Câmera	129.900	6	779.400
Treinamento	1.200	900 (5 dias/ano por câmera em 30 anos)	1.080.000
Outros custos do treinamento	2.500	900 (5 dias/ano por câmera em 30 anos)	2.250.000
Total (US\$)			4.109.400

4.2.3.2 Cenário C no Segmento de Refino

O Estado de São Paulo é responsável por cerca de 40% da capacidade nominal das refinarias brasileiras, onde a CETESB monitora as emissões de GEE e tem um manual de Boas Práticas para Reduzir a Poluição Atmosférica (CETESB, 2017). Apesar das ações serem para melhorar a qualidade do ar local, algumas como melhorar a eficiência energética, reduzir a combustão de combustível estacionário, mudar o combustível líquido, gerenciar a queima de gás e implementar o programa LDAR (pode ser combinado com SmartLDAR) resultam na redução das emissões de GEE. O Decreto Estadual nº 59113/2013 estabelece que em áreas específicas com maiores emissões devem ser elaborados planos específicos.

As ações apontadas pela Petrobras no Refino relacionadas à redução de emissões fugitivas e melhorias de eficiência no *flare* descritas no inventário são (CDP, 2018):

- 374.157 tCO₂e de emissões evitadas (EE) devido à redução de emissões fugitivas por melhora no monitoramento e redução de vazamentos e perdas no sistema de queima em tocha;
- 38.000 tCO₂e de EE devido à instalação de 6 WHRU (unidades de recuperação de calor);
- 15.000 tCO₂e de EE devido à substituição parcial de gás natural por biogás;

- 9.269 tCO_{2e} de EE devido à melhora no sistema de queima em tocha do Terminal Madre de Deus, UTGCA e UTG Sul;

A partir destas medidas observa-se que houve uma redução nas emissões entre 2015 e 2016 de 5.215 tCH₄ devido ao *venting* e 2.213 tCH₄ devido ao *flaring*, que corresponde a uma redução de 13% e 4% das emissões do Refino.

Considerando que é possível reduzir as emissões fugitivas não intencionais a partir de maior frequência de monitoramento com as tecnologias LDAR e SMART LDAR, e que a Petrobras reduziu 20% das emissões fugitivas entre 2015 e 2016, considera-se uma redução de 20% das emissões de CH₄ a cada 5 anos.

Tabela 23: Premissas adotadas para o cenário C com medidas redução de emissões fugitivas não intencionais no Refino.

Premissa 5: Redução de emissões fugitivas não intencionais	Redução de CH₄
2020 a 2050	20%

A estimativa de emissões de CH₄ mitigadas foi calculada considerando o percentual de emissões fugitivas, ou seja, 10% das emissões de CH₄, conforme apresentado no item 3.1.2.2. Não foi considerada redução de emissões de CO₂ para esta medida.

$$E'_{CH_4} = E_{CH_4} \times [1 - (0,20 \times \%EF_i)] + E_{CH_4} \times \%EO_{CH_4}$$

Onde:

E'_{CH_4} = novas emissões anuais de CH₄ do segmento de Refino

E_{CH_4} = emissões anuais tendenciais de CH₄ do segmento de Refino

$\%EF_{CH_4}$ = percentual de emissões de CH₄ referente às emissões fugitivas não intencionais

$\%EO_{CH_4}$ = percentual de emissões de CH₄ de outras fontes.

O custo anual de implementação da técnica de *Smart* LDAR é de R\$ 114 mil e de LDAR de R\$ 839 mil em uma refinaria brasileira (Carvalho, 2016).

4.2.3.3 Cenário C no Segmento de Transporte

As emissões do segmento Transporte variaram com as emissões dos segmentos Exploração e Produção e Refino.

4.2.4 Cenário D: Medidas de mitigação de emissões considerando a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage)

O objetivo de limitar o aumento da temperatura global em menos de 2°C envolve grandes esforços, sendo o CCS uma importante ferramenta neste contexto. A indústria de petróleo e gás é fundamental visto que tem a experiência, recursos técnicos e financeiros e motivação para tal. Segundo OGCI (2018), dos 17 projetos operacionais atuais, 16 estão relacionados a esta indústria. Os cenários a seguir representam medidas nos segmentos de Exploração e Produção e Refino.

4.2.4.1 Cenário D no Segmento de Exploração e Produção

No segmento de Exploração e Produção, os projetos de CCS estão associados principalmente à reinjeção de CO₂. Esta reinjeção pode aumentar a recuperação de petróleo e gás natural nos reservatórios, através do método denominado EOR (*Enhanced Oil Recovery*).

Desde 2013 a Petrobras já instalou mais de 10 sistemas de separação e injeção de CO₂ a bordo de unidades do tipo FPSO na área do pré-sal da Bacia de Santos para EOR (GCCSI, 2019).

Para estimar o volume de CO₂ a ser reinjetado foi observado o cronograma de entrada de novas plataformas no PNG 2019-2023 da Petrobras no pré-sal da Bacia de Santos, além de informações de seus licenciamentos ambientais (Etapa 2 e Etapa 3) e a previsão de produção de petróleo no Brasil até 2050.

O volume de CO₂ injetado por projeto no pré-sal é descrito nos Estudos de Impacto Ambiental, assim como o tempo de duração do projeto, sendo apresentado na **Tabela 24**. Com esta informação foi estimado o volume de CO₂ a ser reinjetado por unidade de produção.

Tabela 24: Estimativa do volume de injeção de CO₂ por ano por Unidade de Produção.

Ano	Unidade de Produção Estacionária (UEP)	Projeto	Previsão de injeção (MtCO ₂)	Anos de Produção	Injeção de CO ₂ por ano
2010	Cidade de Angra dos Reis	Lula	ND	ND	ND
2012	Cidade de São Paulo	Sapinhoá	ND	ND	ND
2013	Cidade de Paraty	Lula NE	ND	ND	ND
	Cidade de Mangaratiba	Iracema	ND	ND	ND
2014	Cidade de Ilhabela	Sapinhoá Norte	6	25	0,3
2015	Cidade de Itaguaí	Iracema Norte	0	22	0,0

Ano	Unidade de Produção Estacionária (UEP)	Projeto	Previsão de injeção (MtCO ₂)	Anos de Produção	Injeção de CO ₂ por ano
2016	Cidade de Maricá	Lula Alto	11	22	0,5
	Cidade de Saquarema	Lula Central	3	22	0,1
	Cidade de Caraguatatuba	Lapa	19	21	0,9
2017	P-66	Lula Sul	10	22	0,5
2018	P-74	Búzios	9	26	0,3
	P-69	Lula Ext Sul	10	21	0,5
	P-75	Búzios 2	8	25	0,3
2019	P-67	Lula Norte	3	22	0,2
	P-68	Berbigão	-	31	0,0
	P-76	Búzios 3	8	26	0,3
	P-77	Búzios 4	8	25	0,3
2020	P-70	Atapu 1	4	32	0,1
2021	Não divulgada	Sépia	3	33	0,1
	Não divulgada	Búzios 5	8	34	0,2
2022	Não divulgada	Mero 2 (Libra)	22	23	0,9
2023	Não divulgada	Itapu	0	30	0,0
Média	Não divulgada	-	7,74	25,67	0,31

Fonte: Elaboração própria a partir de MINERAL/PETROBRAS, 2013;2017

ND é não disponível, pois foi parte de outro processo de licenciamento ambiental.

Conforme descrito no Cenário B, a maior produção esperada para os próximos anos é relacionada ao pré-sal. Para estimar a reinjeção a partir de 2023 foi avaliado o número de Unidades de Produção em licenciamento e em operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS). Foi considerado que, se o projeto entrou em operação em 2015, a reinjeção iniciou em 2016, assim é considerado o comissionamento do sistema de injeção no primeiro ano. Considerando que todas as unidades licenciadas ou em processo de licenciamento ambiental iniciariam sua operação até 2030, são listadas 30 Unidades de Produção: um licenciado de forma independente, 3 na Etapa 1, 13 na Etapa 2 e 13 na Etapa 3. O resultado é descrito na **Tabela 25**. O número de novas unidades de produção varia com a produção de petróleo prevista até 2050.

Tabela 25: Número de unidades de produção de petróleo no Brasil.

Ano	Produção de petróleo brasileira	Total de UEPs	Novas UEPs	UEPs com mais de 10 anos
2015	2,4	5	-	-
2020	3,6	17	12	-

2025	5,0	26	9	5
2030	6,4	34	8	17
2035	5,9	34	0	26
2040	5,2	34	0	34
2045	5,6	35	1	34
2050	6,2	36	1	34

Conforme a produção de petróleo declina, a necessidade de reinjeção de CO₂ também é menor (Kwak & Kim, 2017). Sendo assim, o cálculo para reinjeção de CO₂ considerou que após 10 anos, a reinjeção seria metade do volume estimado.

Tabela 26: Número de unidades de produção de petróleo no Brasil.

Ano	Reinjeção de CO ₂
2020	5,2
2025	7,2
2030	7,8
2035	6,5
2040	5,2
2045	5,5
2050	5,8

Apesar do aumento do escoamento esperado com o início da operação do gasoduto Rota 3 e da unidade de tratamento de gás do COMPERJ nos próximos anos, foi mantido o volume de reinjeção de CO₂ estimado pois representa o limite máximo. As novas emissões são:

$$E'_{CO_2} = E_{CO_2} - REINJ$$

Onde:

E'_{CO_2} = novas emissões de CO₂

E_{CO_2} = emissões anuais de CO₂ tendenciais

REINJ = volume de CO₂ reinjetado

4.2.4.2 Cenário D no Segmento de Refino

O segmento de Refino vem estudando a captura e armazenamento de carbono em diferentes processos. Conforme descrito no Capítulo 3, as principais fontes de emissão com possibilidade de captura de CO₂ são: unidade de craqueamento catalítico (FCC) e unidade de geração de hidrogênio (HGU). O FCC é responsável por 20 a 35% das emissões de CO₂ e a HGU de 5 a 20% (Straelen *et al.*, 2010).

Considerando refinarias brasileiras, é possível reduzir 99% das emissões de CO₂ na FCC e 73% na HGU, ou seja, é possível reduzir as emissões de CO₂ nas refinarias em 2030 em cerca

de 45% (Rochedo *et al.*, 2016). Com aumento da demanda por combustíveis de melhor qualidade há uma tendência para aumento da demanda de HGU, aumentando sua importância no contexto de captura de emissões de CO₂.

Avaliando diferentes medidas de mitigação de GEE na REPLAN em 2020, foi possível observar que com CCS é possível reduzir 42,6% das emissões de CO₂ totais na refinaria, sendo 24,7% na FCC e 17,9% na HGU (Chan, 2016).

Sendo assim, estimou-se neste cenário a redução de 30% das emissões de CO₂ devido à FCC e 20% devido à HGU. Para estimar a prioridade de tecnologia a ser implementada, foi considerado o custo de abatimento de US\$74/tCO₂ para FCC e US\$19 a 71/tCO₂ para HGU (Rochedo *et al.*, 2016). A **Tabela 27** apresenta um resumo da estratégia de implementação considerando tanto a captura de CO₂ quanto o transporte o local para seu armazenamento. Os principais locais para armazenamento são reservatórios de petróleo, sendo os das Bacias de Campos e Santos, próximos às refinarias do Rio de Janeiro e São Paulo. Assim os maiores reservatórios estão próximos às maiores capacidades de processamento de petróleo e gás no Brasil, facilitando o CCS.

Em função do custo e disponibilidade de armazenamento, é proposto início de implementação do CCS nas HGUs das refinarias do Rio de Janeiro e São Paulo em 2030 e em 2035, inicia a implementação nas FCCs. Nos demais estados a geração de CO₂ está à distância de locais com estrutura já operacional de transporte e armazenamento de petróleo e gás natural. Por necessitar de um maior planejamento para escoar e armazenar o CO₂, é estimada captura na HGU em 2045 e na FCC em 2050. As novas emissões foram calculadas da mesma forma que no segmento de Exploração e Produção.

Tabela 27: Premissas adotadas para o cenário D com medidas de CCS no Refino.

Premissa 7: Implementação de CCS	Redução de emissões de CO₂
2020 a 2025	-
2030	10%
2035	15%
2040	-
2045	10%
2050	15%

4.2.4.3 Cenário D no Segmento de Transporte

As emissões do Transporte variam conforme os segmentos Exploração e Produção e Refino.

5 RESULTADOS DAS EMISSÕES FUGITIVAS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E DOS CENÁRIOS TENDENCIAL E DE MITIGAÇÃO

Este capítulo apresenta o resultado das emissões fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O para os segmentos Exploração e Produção, Refino e Transporte. Primeiramente é observado o resultado do inventário, em seguida é observada a tendência das emissões sem novas propostas de medidas mitigadoras. Por fim, são apresentadas as emissões com as opções de mitigação estudadas e é apresentada a avaliação preliminar da viabilidade de cada opção de mitigação proposta.

5.1 Emissões fugitivas no período de 2013 a 2018 e sua evolução até 2050

As emissões de GEE foram estimadas a partir dos Fatores de Emissão (FEs) de cada tipo de gás e segmento em função dos dados de produção e de processamento de petróleo. Para o período de 2013 a 2018 foram utilizados dados da ANP e de 2020 a 2050 foram utilizadas as estimativas de oferta e demanda de petróleo da EPE, conforme capítulo 2.

As emissões fugitivas entre os anos de 2013 e 2018 e seus valores mínimos e máximos são apresentadas no Anexo I.

As emissões de CO₂ aumentam de 14,1 MtCO₂ em 2013 para 36,0 MtCO₂ em 2050 (**Figura 42**). O maior percentual está associado ao segmento de Exploração e Produção entre 2020 e 2035. Após 2040 as emissões são predominantemente do Refino, pois a produção de petróleo é reduzida e a demanda por derivados continua aumentando.

No que se refere às emissões de CH₄, nota-se na **Figura 43** que cerca de 90% é referente ao segmento de Exploração e Produção. As emissões totais de CH₄ variam de 0,14 MtCH₄ em 2013 para a perspectiva de 0,39 MtCH₄ em 2050.

Assim como observado nas emissões de CH₄, mais de 90% das emissões de N₂O são do segmento de Exploração e Produção. Nota-se na **Figura 44** que as emissões variam de $1,97 \times 10^{-4}$ MtN₂O em 2013 para até $5,59 \times 10^{-4}$ MtN₂O em 2050.

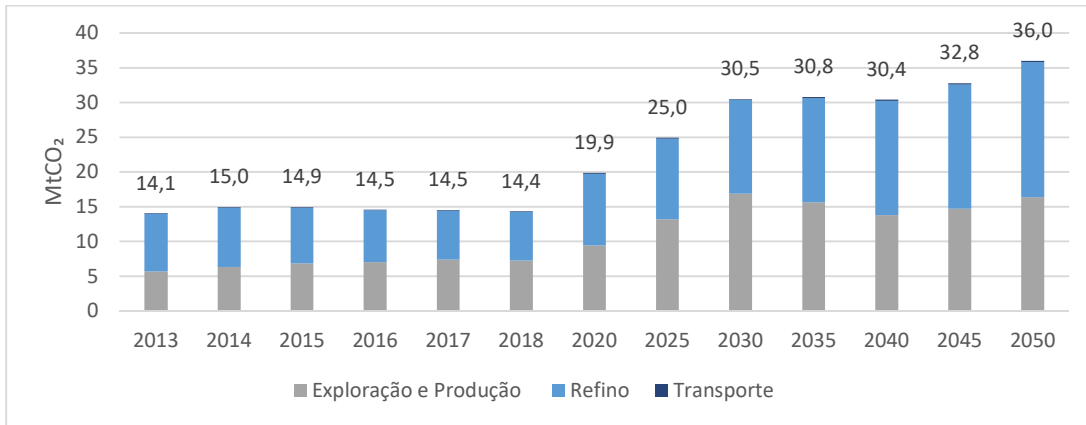


Figura 42: Estimativa de Emissões Fugitivas de CO₂.

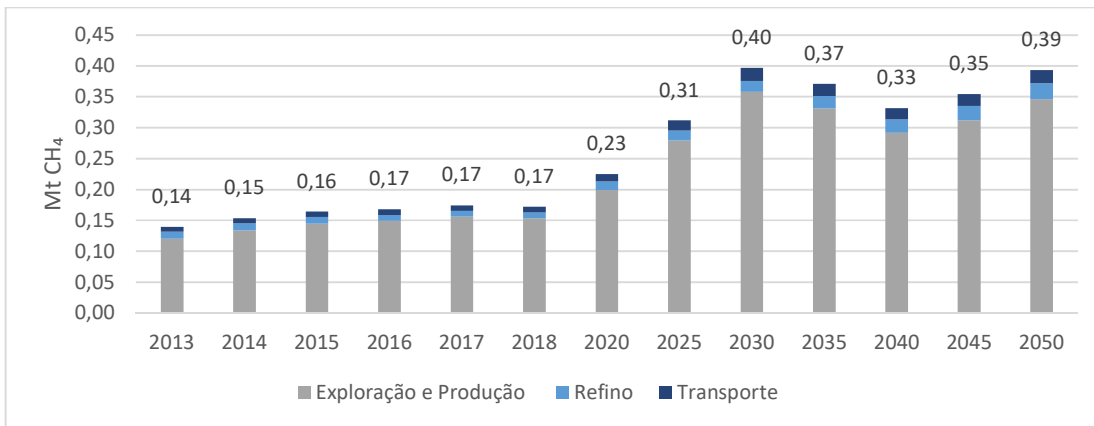


Figura 43: Estimativa de Emissões Fugitivas de CH₄.

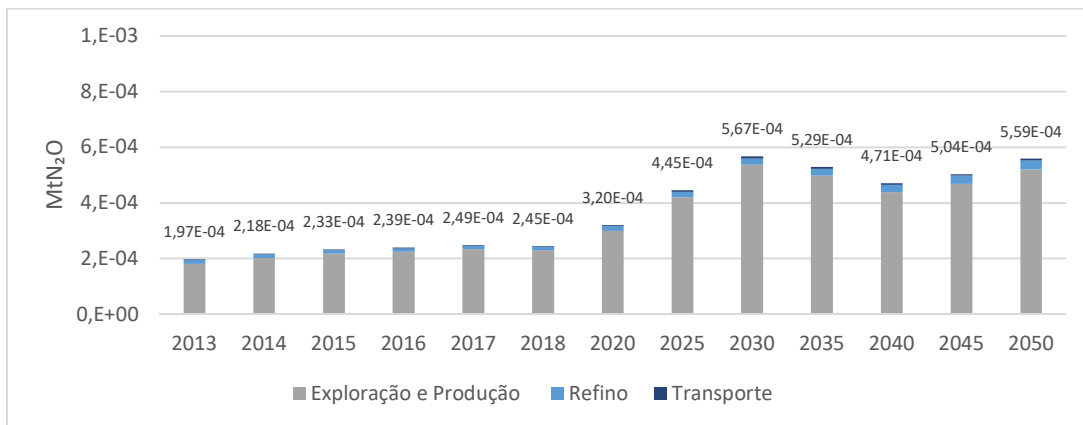


Figura 44: Estimativa de Emissões Fugitivas de N₂O.

5.2 Cenários tendencial e de mitigação de emissões fugitivas na indústria de petróleo e gás natural

São apresentados quatro cenários de emissões de GEE: um tendencial e três correspondem às opções de mitigação propostas para implementação na indústria brasileira. Os resultados mínimo, médio e máximo das emissões fugitivas na indústria do petróleo para cada cenário, segmento e tipo de gás são apresentadas no Anexo II.

5.2.1 Cenário A: Tendencial (referência)

No cenário tendencial (referência) foram calculadas novas emissões fugitivas, sendo reduzidas devido ao menor percentual de gás produzido queimado em tocha. As emissões de CO₂ são apresentadas na **Figura 45**, onde é apresentado um aumento de 19,2 para 34,8 MtCO₂ entre os anos de 2013 e 2050. Considerando a menor queima de gás no segmento de Exploração e Produção, as emissões de CO₂ deste segmento são menores que as de Refino a partir de 2035.

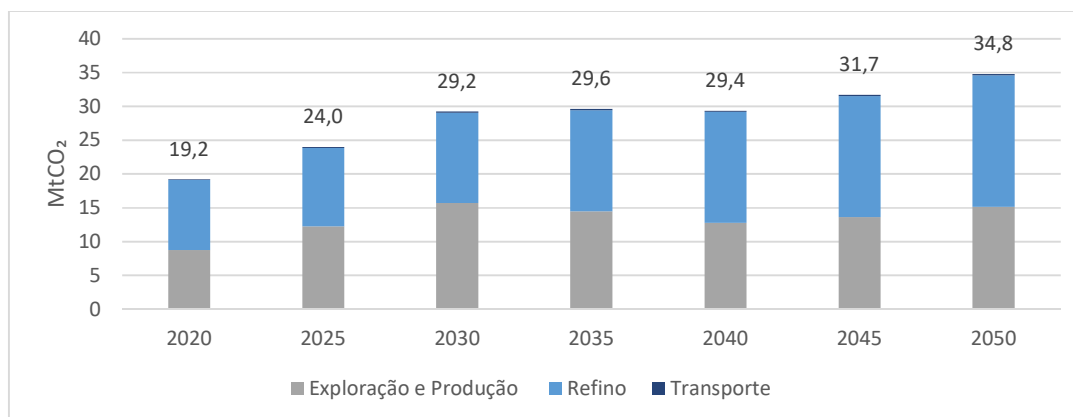


Figura 45: Emissões fugitivas CO₂ no Cenário A - Tendencial.

Visto que mais de 90% das emissões de CH₄ estão associadas ao segmento de Exploração e Produção, seus valores acompanham a evolução da produção de petróleo brasileira. Estas emissões aumentam até o ano de 2030, em seguida, há uma queda na produção de petróleo e nas emissões de CH₄, reduzindo de 0,38 MtCH₄ para 0,32 MtCH₄. Com o novo pico de produção de petróleo em 2050 há um aumento destas emissões, chegando a 0,37 MtCH₄ em 2050 (**Figura 46**).

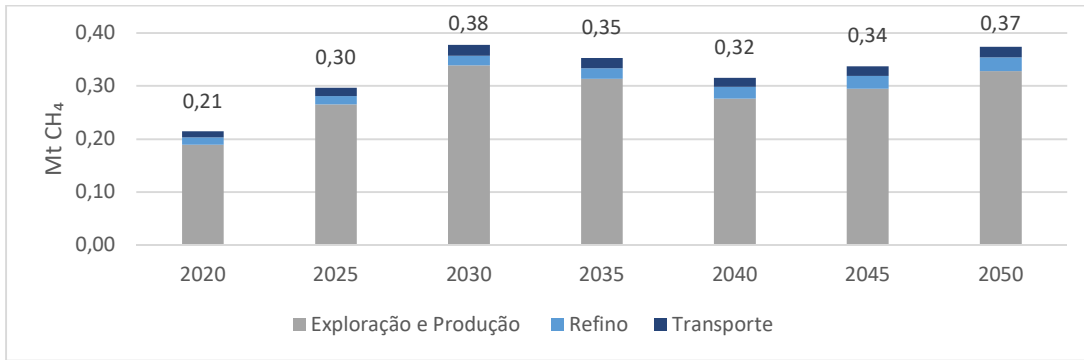


Figura 46: Emissões fugitivas CH₄ no Cenário A - Tendencial.

Em relação às emissões de N₂O apresentadas na **Figura 47**, mais de 90% é emitida pelo segmento de Exploração e Produção. Nota-se que estas emissões aumentam de 2,99 x 10⁻⁴ MtN₂O em 2020 para 5,20 x 10⁻⁴ MtN₂O em 2050, variando conforme a curva de produção de petróleo.

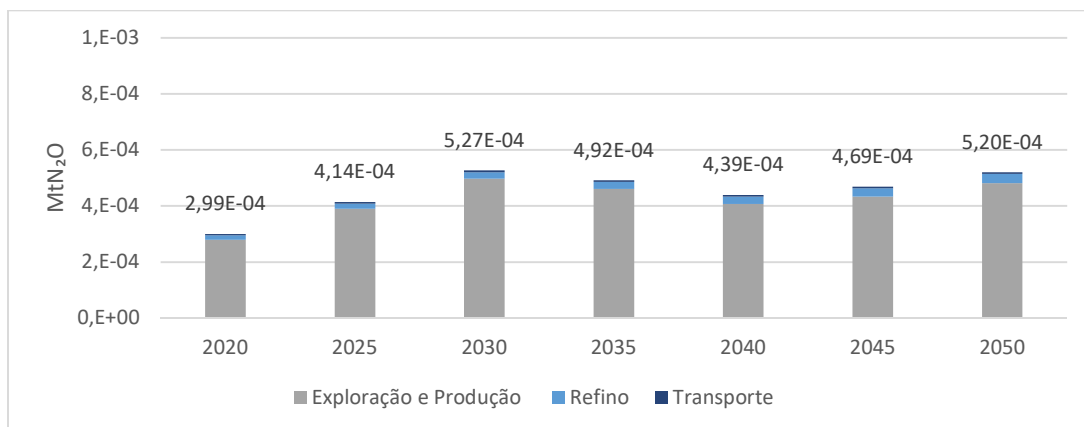


Figura 47: Emissões fugitivas N₂O no Cenário A - Tendencial.

5.2.2 Cenário B: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às queimas e perdas de gás natural

O cenário B conta com ações de redução de queimas e perdas de gás natural por meio do limite de queima de gás em tocha e melhora na eficiência de queima da tocha no segmento de Exploração e Produção e de sistema de recuperação de gás em tocha no Refino.

O resultado das emissões de CO₂ é representado pela **Figura 48**. Há uma predominância das emissões relacionadas ao segmento de Refino, exceto nos anos de 2025 e 2030, quando

predominam as emissões do segmento Exploração e Produção. As emissões aumentam até 2050, com máximo de 13,8 MtCO₂ no segmento de Exploração e Produção, 19,0 MtCO₂ no de Refino e 0,2 MtCO₂ no de Transporte, totalizando 33,0 MtCO₂.

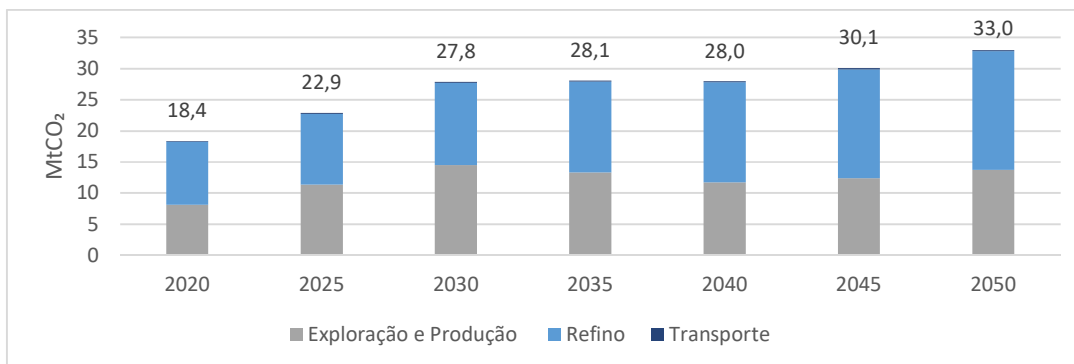


Figura 48: Emissões fugitivas CO₂ no Cenário B – Redução de emissões com base na redução de queimas e perdas.

As emissões de CH₄ são majoritariamente do segmento de Exploração e Produção, variando conforme a produção de petróleo brasileira. O máximo é esperado em 2030, com emissão de 0,34 MtCH₄. Um segundo pico de emissão ocorre em 2050, quando são esperadas emissões de 0,28 MtCH₄, 0,03 MtCH₄ e 0,02 MtCH₄ nos segmentos Exploração e Produção, Refino e Transporte, respectivamente.

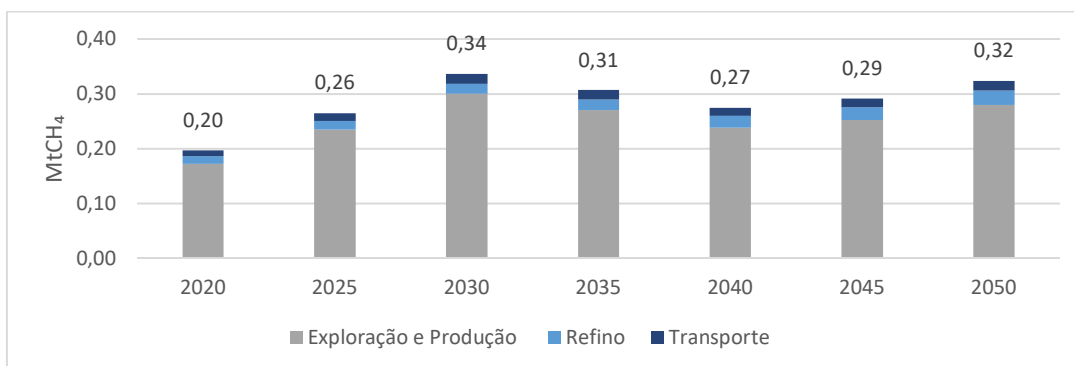


Figura 49: Emissões fugitivas CH₄ no Cenário B – Redução de emissões com base na redução de queimas e perdas.

O comportamento das emissões de N₂O é similar ao das emissões de CH₄, com máximo de 4,74 x 10⁻⁴ em 2050. Mais de 90% destas emissões estão associadas ao segmento de Exploração e Produção.

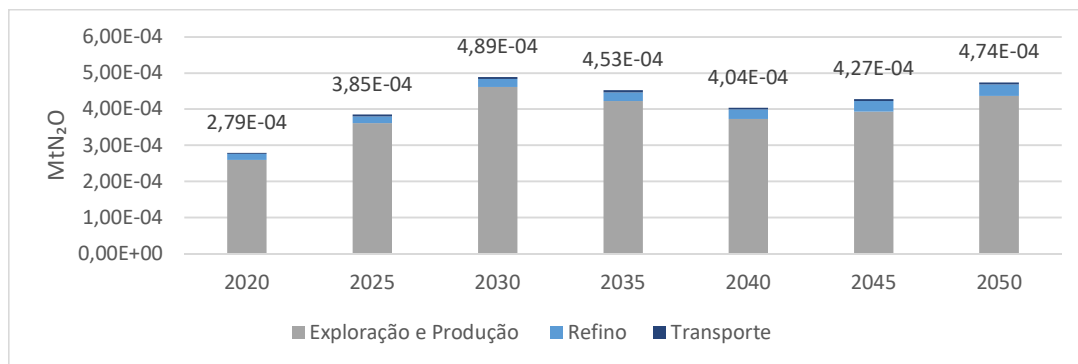


Figura 50: Emissões fugitivas N₂O no Cenário B – Redução de emissões com base na redução de queimas e perdas.

Para avaliar a redução das emissões fugitivas entre os Cenários A e B, foram comparadas as emissões de GEE em CO₂e. Na **Figura 51** é possível observar que as opções de mitigação do Cenário B podem reduzir as emissões em 2050 de 46,1 MtCO₂e para 42,8 MtCO₂e.

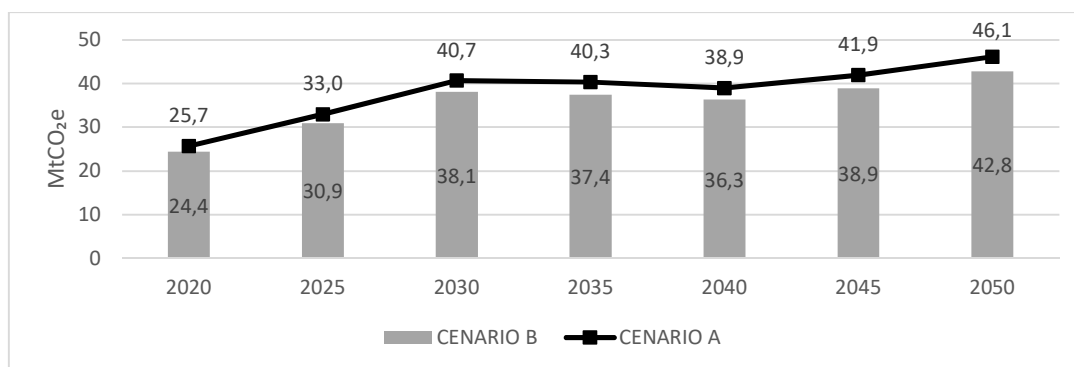


Figura 51: Comparação das Emissões fugitivas entre os Cenários A e B.

5.2.3 Cenário C: Medidas de mitigação de emissões relacionadas às emissões fugitivas não intencionais

Este cenário tem como objetivo reduzir as emissões fugitivas não intencionais, resultando numa variação associada estritamente ao CH₄, portanto as figuras de CO₂ e N₂O não são apresentadas. As emissões de CH₄ estimadas tem como resultado dois máximos, sendo um em 2035, com valor de 0,35 MtCH₄, e outro em 2050, com valor de 0,29 MtCH₄ (**Figura 52**).

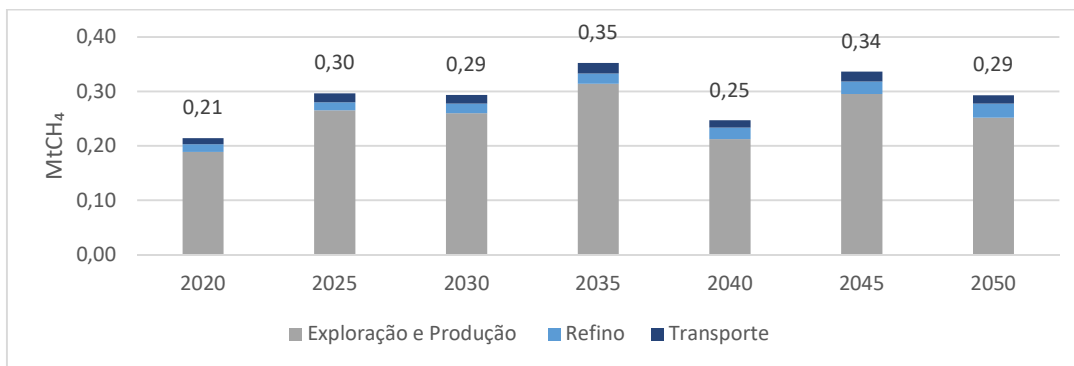


Figura 52: Emissões fugitivas CH₄ no Cenário C – Redução de emissões fugitivas não intencionais.

A comparação das emissões dos Cenários A e C é representada pela **Figura 51** e mostra uma redução das emissões de GEE em 2050 de 46,1 MtCO₂e para 43,7 MtCO₂e.

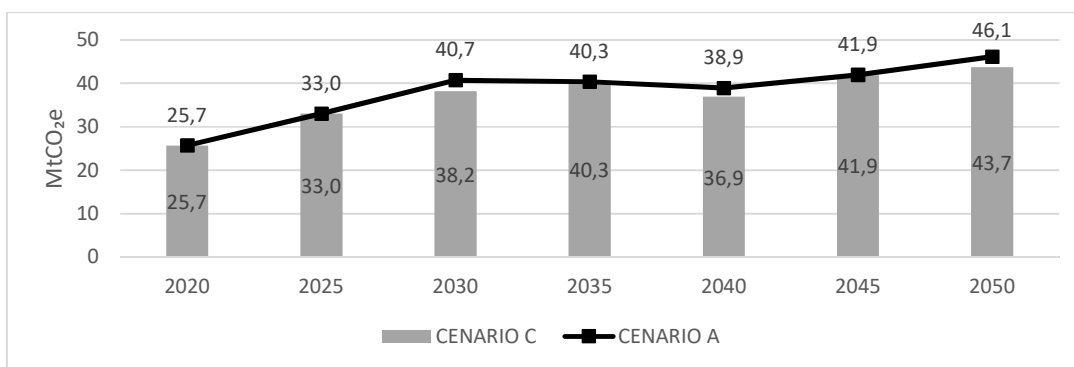


Figura 53: Comparação das Emissões fugitivas entre os Cenários A e C.

5.2.4 Cenário D: Medidas de mitigação de emissões considerando a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage)

O cenário de implementação de tecnologias relacionadas à CCS nos segmentos de Exploração e Produção e de Refino reduz as emissões fugitivas, inclusive sobre o segmento Transporte. As maiores emissões de CO₂ são esperadas em 2050, sendo 9,3 MtCO₂ no segmento de Exploração e Produção e 16,5 MtCO₂ no de Refino, totalizando 26,0 MtCO₂e, conforme **Figura 54**. As emissões de CH₄ e de N₂O não são apresentadas, pois não variaram em relação ao cenário A tendencial.

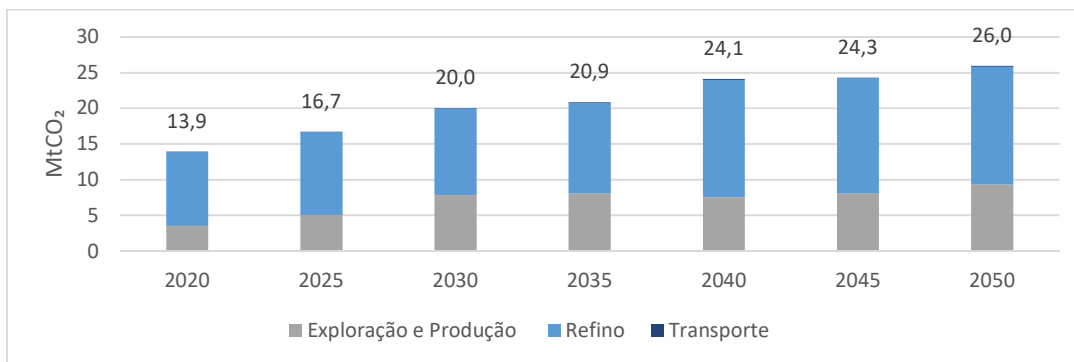


Figura 54: Emissões fugitivas CO₂ no Cenário D – Redução com CCS.

Com as medidas adotadas através da implementação de CCS é esperada a redução das emissões de GEE na indústria de petróleo em 2030 de 40,7 MtCO₂e para 31,5 MtCO₂e e em 2050 de 46,1 MtCO₂e para 37,3 MtCO₂e. Este resultado é demonstrado na **Figura 55**, sendo o cenário que apresenta maior redução de emissões de GEE ao longo de todo período estudado.

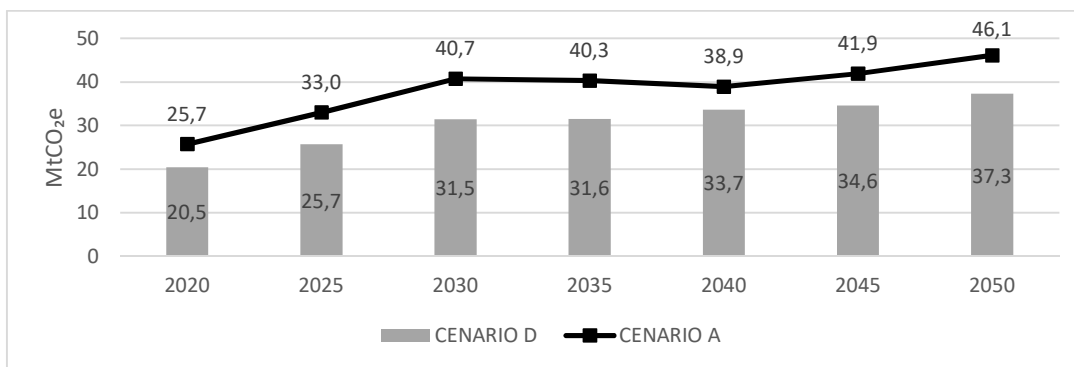


Figura 55: Comparação das Emissões fugitivas entre os Cenários A e D.

5.3 Emissões Evitadas em relação ao Cenário A Tendencial

Para complementar a análise por cenário, este item compara as opções para mitigação de emissões fugitivas na indústria do petróleo, sendo o resultado apresentado no gráfico na **Figura 56** e **Tabela 28** e seus valores apresentados no Anexo III.

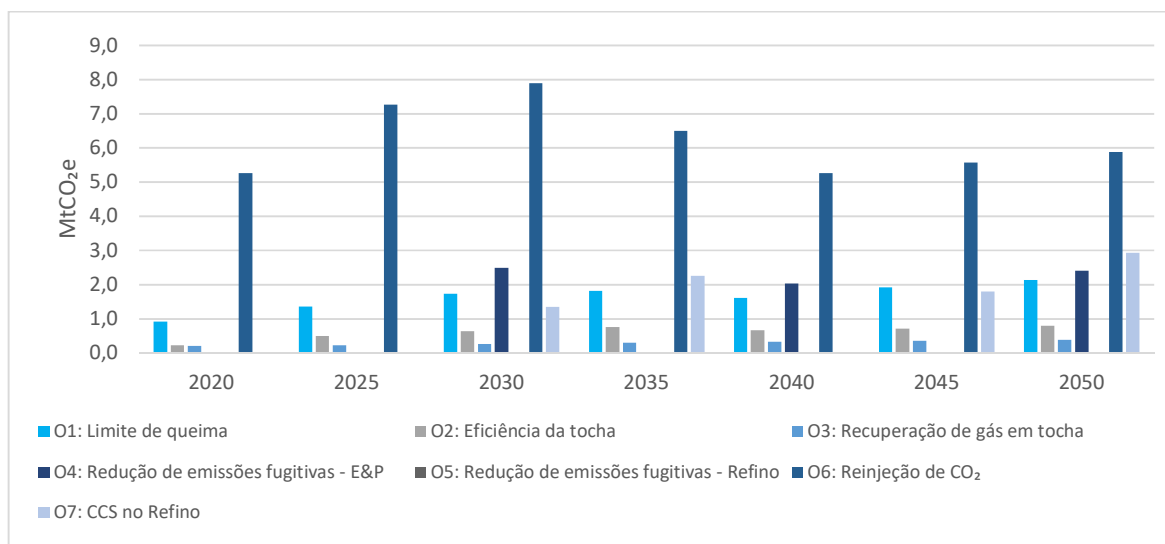


Figura 56: Potencial de Emissões Evitadas por opção de mitigação em relação às emissões fugitivas de petróleo e gás natural do cenário A.

Tabela 28: Potencial de Emissões Evitadas em relação ao Cenário A por opção de mitigação de emissões de gases de efeito estufa estudada.

Emissões Evitadas em relação ao Cenário A em MtCO ₂ e								
Opção de Mitigação	CENÁRIO B			CENÁRIO C		CENÁRIO D		Total
	Opção 1: Limite de queima	Opção 2: Eficiência a da tocha	Opção 3: Recuperação de gás em tocha	Opção 4: redução de emissões fugitivas	Opção 5: Redução de emissões fugitivas	Opção 6: Reinjeção de CO ₂	Opção 7: CCS no Refino	
	E&P	E&P	Refino	E&P	Refino	E&P	Refino	
2020	0,92	0,23	0,21	0,00	0,01	5,26	0,00	6,63
2025	1,36	0,50	0,23	0,00	0,01	7,27	0,00	9,37
2030	1,74	0,64	0,27	2,50	0,01	7,89	1,35	14,39
2035	1,83	0,76	0,30	0,00	0,01	6,50	2,25	11,66
2040	1,61	0,67	0,33	2,04	0,01	5,26	0,00	9,92
2045	1,92	0,72	0,36	0,00	0,02	5,57	1,80	10,38
2050	2,14	0,80	0,39	2,41	0,02	5,88	2,93	14,57

As opções de mitigação apresentadas podem ser somadas, caso haja cobrança do governo ou da sociedade para que a indústria reduza suas emissões. A exceção é o limite de queima e perda e a reinjeção de CO₂ na Exploração e Produção, nos cenários B e D respectivamente. Ao limitar a queima em tocha, é possível aumentar a capacidade de reinjeção da plataforma, assim, como uma opção influencia a outra, suas implementações não são consideradas em conjunto.

Apesar do Brasil não ter metas específicas para redução de emissões no Setor Energia, que inclui a indústria de petróleo, em um cenário em que o Brasil tenha dificuldades para atingir sua NDC em 2030, algumas opções avaliadas nessa dissertação podem ser implementadas.

Ao implementar as opções de mitigação 2 a 7, é possível reduzir as emissões fugitivas da indústria de petróleo em 31% em 2030. A Opção de Mitigação 7 - Reinjeção de gás no segmento de Exploração e Produção é responsável pela redução de 19% das emissões de GEE, ou 7,9 MtCO_{2e}. A segunda opção com maior potencial de redução de emissões de GEE é a Opção de Mitigação 1 - Limite de queima de gás em tocha, com 4% das emissões, ou 1,7 MtCO_{2e}.

Já no fim do período estudado, no ano de 2050, as maiores emissões evitadas estão associadas à Opção 6 - Reinjeção de CO₂, com potencial de redução de 5,9 MtCO_{2e}. Em seguida tem-se a Opção 7 - CCS no Refino, com 2,9 MtCO_{2e}, a Opção 4 - Redução de emissões fugitivas no segmento de Exploração e Produção, com 2,4 MtCO_{2e} e a Opção 1 - Limite de queima em tocha com 2,1 MtCO_{2e}.

No geral, o menor potencial de redução de emissões de GEE, até 0,04% das emissões totais de GEE, está associado à Opção de Mitigação 5, que tem como objetivo reduzir as emissões fugitivas não intencionais no Refino. Esta opção não é significativa devido à baixa importância das emissões de CH₄ no segmento Refino.

5.4 Viabilidade das opções de mitigação

Este item avalia a viabilidade das opções de mitigação apresentadas nos itens anteriores, ou seja, a implantação de medidas relacionadas às queimas e perdas de gás natural, às emissões fugitivas não intencionais e à implantação de CCS. As dificuldades de implantação dessas medidas podem ser inúmeras: restrições técnicas, custos, regulações, disponibilidade no período avaliado, entre outros.

5.4.1 Opção de Mitigação 1: Limite de queima de gás em tocha

A medida que limitaria a queima de gás em plataformas de produção em 1% na Exploração e Produção depende da destinação dada ao gás. O gás pode ser utilizado na geração de energia da Unidade de Produção, pode ser reinjetado no reservatório ou pode ser comercializado, enfrentando em cada caso desafios técnicos, regulatórios e de custo.

A utilização do gás como fonte de energia é a medida mais comumente empregada nas Unidades de Produção, mas a demanda de gás não é suficiente para consumir toda sua produção.

Para reinjeção do gás são observados desafios técnicos. A Unidade de Produção deve contar com uma planta de processamento de gás para compressão e reinjeção, no entanto, em função do espaço limitado nestas unidades, pode haver dificuldade para implementação. Para minimizar o risco, é importante seu planejamento antes da contratação de novas unidades. Outro desafio prende-se ao fato da capacidade do reservatório de armazenar o gás, para sua implementação é necessário um estudo com base em modelos de reservatórios.

A exportação do gás pode ser feita através de gasodutos ou navios, sendo o maior desafio da primeira opção as autorizações necessárias para sua operação e o maior desafio para a segunda opção, os seus custos. Para instalar ou ampliar a malha de escoamento do gás e unidades para seu processamento há a necessidade de licenciamentos ambientais e autorizações, que em seus trechos terrestres são demorados, pois as áreas ao redor das UPGNs ou no trajeto de gasodutos geralmente são áreas urbanas e próximas a Unidades de Conservação. Um exemplo são as unidades planejadas para recebimento do gás do pré-sal, como a UTGCA em Caraguatatuba, o TECAB em Macaé e o COMPERJ em Itaboraí, que estão em áreas urbanas e próximas a áreas de preservação ambiental. A segunda opção é transportar o gás por navios como GNL, no entanto esta opção precisa de alto investimento.

A implantação desta medida depende de planejamento de longo prazo. Para se tornar viável em um menor prazo, se faz necessária a monetização do gás natural, implantação de uma taxa de carbono e uma maior integração da indústria com os órgãos reguladores e *stakeholders* para facilitar os processos de licenciamento ambiental.

Como descrito, diferentes ações podem viabilizar esta opção de mitigação, no entanto, a mais facilmente empregada é do tipo instrumento de comando e controle. O limite de queima e perda de gás pode ser estabelecido pela ANP e IBAMA, seguindo um cronograma acordado com a indústria.

5.4.2 Opção de Mitigação 2: Melhor eficiência no sistema de queima de gás em tocha

A segunda opção de mitigação, melhora de eficiência no sistema de queima em tocha, pode ser implementada a curto e médio prazo. Sua implementação pode ser feita através de monitoramento da operação da queima com câmeras específicas, sendo uma opção de

mitigação para a indústria de petróleo contribuir para o Brasil atingir suas metas de redução de emissões de GEE para 2030.

Algumas sugestões para implementação podem estar associadas à exigência de: utilização de câmeras para monitoramento da queima; eficiência mínima do sistema de queima em tocha; e ou de temperatura mínima de queima.

5.4.3 Opção de Mitigação 3: Recuperação de gás no sistema de queima em tocha

A recuperação do gás no sistema de queima em tocha deve ser estudada individualmente para cada uma das refinarias existentes, já que são necessárias adaptações específicas. Deve ainda ser avaliado o alto custo de investimento e período para implantação, caso haja obrigação de interrupção de operação na refinaria. Quanto às emissões evitadas, elas podem ser revistas individualmente em função da composição do gás recuperado e taxa de fluxo no sistema de queima em tocha.

A facilitação de implementação desta opção de mitigação se dá com a monetização do gás natural ou implementação de taxa de carbono.

5.4.4 Opção de Mitigação 4: Redução das emissões fugitivas não intencionais no segmento Exploração e Produção

A implementação desta medida inclui a identificação e caracterização das fontes de emissões e, em seguida, o monitoramento de vazamentos através de programas específicos como LDAR ou *Smart* LDAR. Uma dificuldade para implementação pode ser a necessidade de interrupção da operação para troca de equipamentos específicos.

Sua facilitação pode ocorrer através da monetização do gás natural, taxa de carbono ou através da exigência de regulação que exija programas de monitoramento. Estes programas podem ser, por exemplo, incluídos na CONAMA nº 306/2002 que dispõe sobre auditorias ambientais.

Dependendo do esforço exigido à indústria para redução de emissões de GEE, esta opção de mitigação pode ser implementada em curto e médio prazo, visto que o prazo para caracterização das fontes de emissão e reparos podem ser abreviados para atender uma regulação mais exigente.

Ao incluir as emissões fugitivas intencionais nesta opção de mitigação, em 2050 o potencial de mitigação desta opção aumenta de 2,4 MtCO_{2e} para 5,3 MtCO_{2e}. Pode ser integrada com a melhora de eficiência do sistema de queima em tocha, caso seja utilizada câmara infravermelha.

5.4.5 Opção de Mitigação 5: Redução das emissões fugitivas não intencionais no segmento Refino

Apesar de fácil implantação, no segmento de Refino o potencial de mitigação é baixo, pois as emissões de CH₄ neste segmento são baixas. Assim como no segmento de Exploração e Produção, ao incluir as emissões fugitivas intencionais, o potencial de redução de emissões aumenta de 0,02 MtCO_{2e} para 0,10 MtCO_{2e} em 2050. Num cenário futuro em que tais emissões sejam representativas, é possível que esta medida ganhe maior importância.

A implementação desta medida pode ser viabilizada da mesma forma que a opção de mitigação 4, ou seja, através de monetização do gás natural, taxa de carbono ou regulação específica.

Esta opção também pode estar associada à CONAMA nº 306/2002 que dispõe sobre auditorias ambientais.

5.4.6 Opção de Mitigação 6: Reinjeção de gás nos reservatórios

A implantação do CCS na Exploração e Produção através da reinjeção do CO₂, como descrito na primeira opção de mitigação, deve ser estudada em função do reservatório. Esta medida pode ampliar a recuperação de petróleo, aumentando sua produção, facilitando sua implantação, mas incentiva o uso de derivados de petróleo no lugar de combustíveis de fontes renováveis.

No pré-sal, onde é prevista a maior produção nos próximos anos, a regulação e licenciamento ambiental não tendem a ser uma barreira, pois os reservatórios estão em águas profundas e longe da costa. Em paralelo, sua distância pode ser um ponto negativo no monitoramento para detectar possíveis vazamentos de CO₂.

A facilitação desta medida está associada à taxa de carbono. Uma monetização do gás natural pode dificultar a implantação, pois com ela aumenta o volume de gás natural produzido direcionado para Unidades de Processamento e posterior venda.

5.4.7 Opção de Mitigação 7: CCS no segmento Refino

O CCS em refinarias ainda se encontra em fase de avaliação. Diferentes estudos indicam sua viabilidade técnico e econômica. Para melhor avaliação se faz necessária sua implantação onde houver um polo industrial (ou *cluster*).

A **Figura 57** mostra a localização das refinarias e sua capacidade, além dos poços de desenvolvimento e gasodutos no Brasil. Com isso, é possível observar possível sinergia entre as refinarias e as atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás natural, ou seja, a proximidade das refinarias com reservatórios e gasodutos já em operação facilitam a implementação do CCS nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo.

Nota-se ainda que a implementação de CCS em refinarias com grande capacidade de processamento de petróleo e localizadas a grandes distâncias de reservatórios de petróleo, como REFAP, REPAR e RENEST, podem ter dificuldade para transportar e armazenar o CO₂ produzido e capturado. Uma opção é tentar viabilizar maiores gasodutos para interligação à reservatórios de petróleo ou gás natural ou buscar outros locais de armazenamento como formações salinas profundas ou camadas de carvão.

Em relação ao potencial de redução de emissões, nesse estudo foi realizada uma abordagem mais conservadora, com início de implantação previsto para 2030, prevendo a redução 1,4 MtCO₂e ainda em 2030 e 2,9 MtCO₂e em 2050. Em Rochedo *et al.* (2016) o potencial de mitigação é de 14 MtCO₂e para 2030, pela aplicação com abordagem mais técnica, não sendo avaliado o local para armazenamento e transporte do CO₂. Além disso, o potencial de EE seria maior devido ao maior nível de atividade estimado, à época era planejada ampliação do parque de refino brasileiro.

Outra barreira considerada para implantação da CCS no Brasil são as autorizações necessárias, pois envolvem diferentes órgãos, havendo discussão para definir os direitos de propriedade e posse do CO₂ no subsolo, a falta de requisitos para licenciamento ambiental, entre outros (Romeiro-Conturbia, 2014).

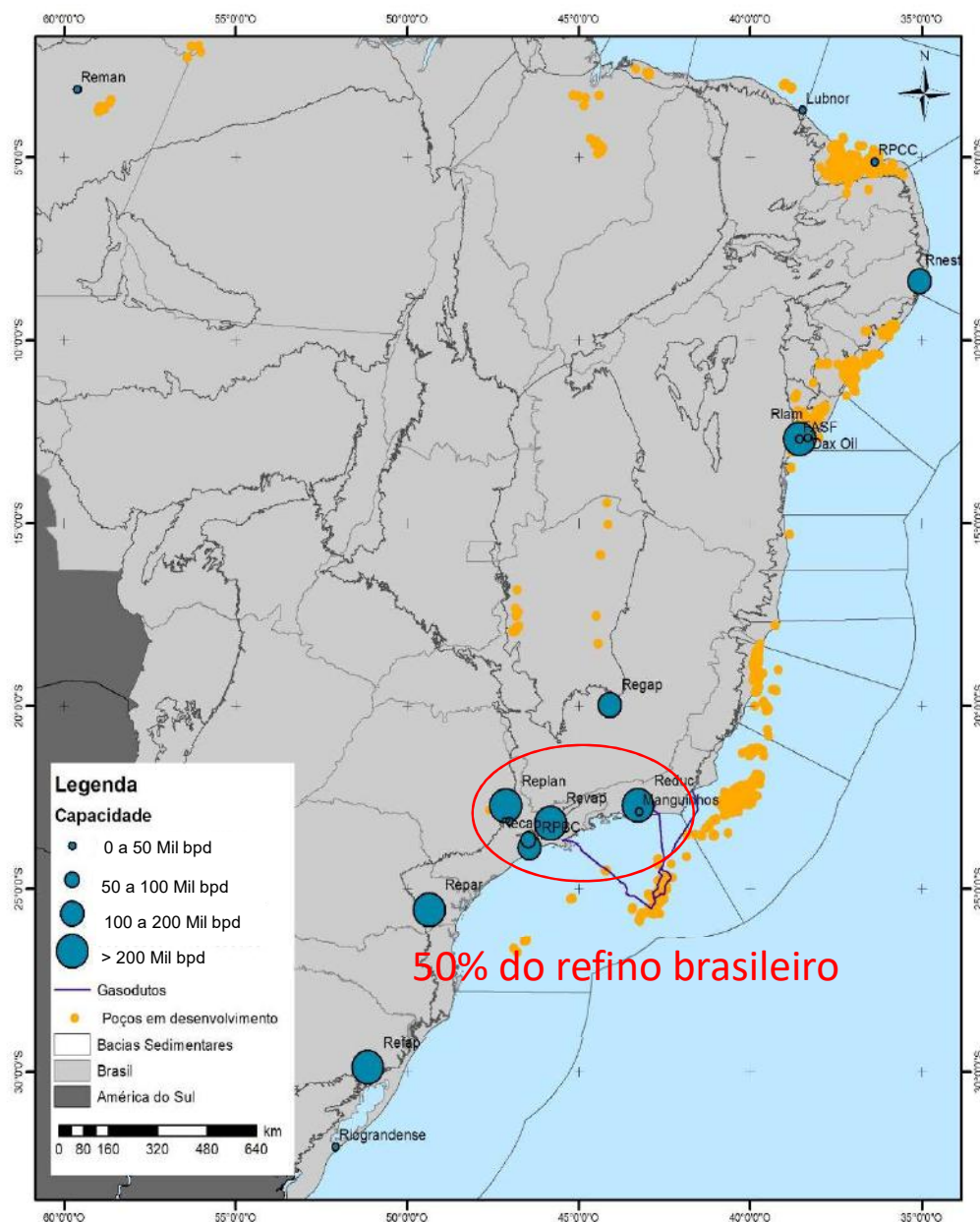


Figura 57: Localização das refinarias, poços de desenvolvimento e gasodutos do pré-sal.

5.5 Investimentos por opção de mitigação

Uma estimativa preliminar do custo de abatimento das opções de mitigação de emissões de GEE, considerando apenas o investimento inicial para sua implementação e as emissões evitadas em 2050 são resumidas na **Tabela 29**.

Com base nestes valores, a opção 4 – Redução de emissões fugitivas (E&P) é a medida com menor custo de abatimento, US\$1,70/tCO₂. O maior custo de abatimento é referente à opção de mitigação 3 – Recuperação de gás em tocha, US\$175,13/tCO₂.

Um ponto a ser observado, é que as emissões evitadas referentes ao CCS em refinarias em Rochedo *et al.* (2016) são superiores às deste estudo, então o custo de abatimento destas medidas pode estar subestimado. Outro ponto é que, com avanço da tecnologia, estes valores podem ter significativa alteração.

Um resumo da estimativa preliminar é apresentado na **Tabela 29**

Tabela 29: Estimativa preliminar de investimento e custo de abatimento por opção de mitigação de emissões de GEE.

	EE em 2050	Investimento até 2050 (milhões de dólares)	US\$/tCO ₂	Fonte
O1: Limite de queima	2,1	ND		
O2: Eficiência da tocha	0,8	4,11 (6 Câmeras para imageamento e treinamento)	5,14	Contato com Sierra Olympic em 2018
O3: Recuperação de gás em tocha	0,4	68,43 (17 sistemas de recuperação de gás em tocha)	175,13	Comodi, Renzi & Rossi (2016)
O4: Redução de emissões fugitivas (E&P)	2,4	4,11 (6 Câmeras para imageamento e treinamento)	1,70	Contato com Sierra Olympic em 2018
O5: Redução de emissões fugitivas (Refino)	0,016	1,45 (17 câmeras para imageamento)	88,43	Carvalho (2016)
O6: Reinjeção de CO ₂	5,9	-	16 a 21 (em 2030)	Rochedo <i>et al.</i> (2016)
O7: CCS no Refino	2,9	-	145 (FCC e HGU em 2030)	Rochedo <i>et al.</i> (2016)

ND é não disponível

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo buscou avaliar a evolução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) pela indústria de petróleo e gás natural no Brasil e analisar opções para sua mitigação, fornecendo subsídios para direcionamento de políticas públicas, implementação de ações voluntárias da indústria e ainda a priorização de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento com foco na mitigação de emissões de GEE e mudanças climáticas.

Primeiramente foram estudadas as principais fontes de emissões de GEE na indústria, sendo em seguida propostas sete opções de mitigação, agregadas em quatro diferentes cenários de mitigação, sendo um tendencial, um cenário com medidas focadas na redução de queimas e perdas, um cenário com medidas para redução de fugitivas não intencionais e o último com tecnologias voltadas para captura e armazenamento de carbono (CCS).

A indústria estudada não tem metas específicas de redução de emissões de GEE para 2030, mas caso seja necessária sua redução, com as medidas propostas é possível mitigar 34% das emissões fugitivas ou 14,4 MtCO_{2e}.

As maiores emissões evitadas tendem a ocorrer em 2050, quando é possível evitar 14,6 MtCO_{2e}, que corresponde a 32% das emissões totais. Dentre os cenários estudados, o *Cenário D – Medidas de Mitigação de Emissões Tecnologia de CCS* tem o maior potencial de redução de emissões, sendo 8,8 MtCO_{2e} ou 60% das Emissões Evitadas (EE).

O potencial de emissões de GEE reduzidas para 2050 para implementação do *Cenário B Medidas de Mitigação de Emissões por queimas e perdas* em conjunto com *Cenário C – Medidas de Mitigação de Emissões Fugitivas Não Intencionais*, é de 5,9 MtCO_{2e} ou 40% das emissões. Estes cenários tem valores mais firmes, pois não dependem de novas tecnologias, legislações, nem características específicas de reservatórios.

O maior potencial de redução de emissões fugitivas está associado à *Opção de Mitigação 6: Reinjeção de gás nos reservatórios*. Esta medida vem sendo implementada no segmento de Exploração e Produção e a capacidade de reinjeção de CO₂ depende das características do reservatório e de equipamentos específicos na planta de processamento de gás da unidade de produção. Em função da curva de produção e de injeção de CO₂ ao longo do período de produção, é estimado um armazenamento de CO₂ maior em 2030 (7,9 MtCO₂) que em 2050 (5,9 MtCO₂) em relação ao cenário tendencial. Esta variação ocorre porque a maior parte dos

projetos de produção tem previsão de início até 2030, quando a capacidade de armazenamento do reservatório é maior.

O segundo maior potencial de mitigação de emissões fugitivas é a *Opção de Mitigação 7: CCS no segmento Refino*, que tem capacidade de evitar 1,4 MtCO_{2e} em 2030 e 2,9 MtCO_{2e} no ano de 2050. Atualmente existe capacidade tecnológica para captura do CO₂, mas seu transporte e armazenamento necessitam de maior amadurecimento. Não há um consenso sobre as autorizações, por exemplo, se o empreendimento será licenciado de forma única ou separadamente desde a captura até o armazenamento. Visto que é uma importante medida a ser implementada, é necessário investimento em pesquisa para seu desenvolvimento. Novas tecnologias podem reduzir os custos de abatimento, que hoje são estimados em US\$ 145/tCO₂ ao incluir captura na unidade de craqueamento (FCC) e na unidade de geração de hidrogênio (HGU) (Rochedo *et al.*, 2016).

A *Opção de Mitigação 1: Limite de queima de gás em tocha* tem capacidade de evitar 1,7 MtCO_{2e} no ano de 2030 e de 2,1 MtCO_{2e} em 2050. É uma opção de fácil cobrança por parte de órgãos reguladores e ambientais por meio de medidas de comando e controle. Atualmente, há a limitação da queima de gás em 3% pela ANP. Este estudo mostra o potencial de redução de emissões fugitivas a partir da redução do limite de queima e perda para 1% no ano de 2045.

Outra importante opção é a *redução de emissões fugitivas não intencionais no segmento de Exploração e Produção (Opção de Mitigação 4)*, com potencial de mitigar 2,5 MtCO_{2e} em 2030 e 2,4 MtCO_{2e} em 2050. O foco desta opção é reduzir emissões de CH₄, que tem poder de aquecimento global maior que o CO₂, sendo associadas à opções custo-efetivas. Ao incluir as emissões fugitivas intencionais na Opção de Mitigação 4, o potencial de mitigação aumenta em 2,9 MtCO_{2e} no ano de 2050. Para adoção desta medida é possível exigir o monitoramento de vazamentos através de programas específicos como LDAR ou *Smart LDAR* e melhores práticas operacionais. A redução de emissões é possível ocorrer em curto e médio prazo, visto que o prazo para caracterização das fontes de emissão e reparos podem ser abreviados para atender uma legislação mais exigentes. Uma dificuldade para implementação está relacionada à necessidade de interrupção da operação para troca de equipamentos específicos.

A Opção 4 pode ser implementada em conjunto com a *Opção de Mitigação 2 - monitoramento da eficiência de queima*, pois ao monitorar vazamentos de CH₄ são ajustados os volumes de vapor no *flaring* que aumenta sua eficiência. A eficiência pode ser monitorada

e melhorada a partir de medidas de comando e controle, como a especificação de temperatura mínima de queima e percentual máximo de CH₄ emitido. Estas duas opções em conjunto têm o potencial de redução para 2050 de 4,6 MtCO₂e ou 7,5 MtCO₂e ao incluir as emissões fugitivas intencionais.

Na *Opção de Mitigação 3: Recuperação de gás no sistema de queima em tocha*, o potencial de mitigação está relacionado às adaptações específicas em refinarias, sendo estimado evitar 0,4 MtCO₂e no ano de 2050. Sua implementação depende de estudo de viabilidade caso a caso.

Em função do baixo nível de emissões de CH₄ no segmento de Refino, a opção voltada para sua redução é pouco efetiva. A *Opção de Mitigação 5 – Redução de Emissões Fugitivas Não Intencionais* é a de menor potencial de efetividade, correspondendo a 0,016 MtCO₂e em 2050, no entanto é de fácil cobrança por órgãos ambientais. Atualmente a CETESB de São Paulo inclui esta medida no seu Manual de Melhores Práticas, não sendo observada em outros estados.

Ao comparar os diferentes segmentos, as medidas associadas à Exploração e Produção são as mais efetivas. Em 2030, as opções de mitigação deste segmento tendem a corresponder a 89% do potencial de redução de emissões de GEE na indústria de petróleo e gás natural. No ano de 2050, este percentual é reduzido para 77%, pois neste ano é prevista captura através de CCS no Refino.

Em relação ao custo de abatimento, uma estimativa preliminar avalia que a *Opção 4 – Redução de emissões fugitivas não intencionais (E&P)* tem o menor custo de abatimento, US\$1,70/tCO₂. O maior custo de abatimento é referente à *Opção de Mitigação 3 – Sistema de Recuperação de Gás em Tocha*, US\$175,13/tCO₂.

De um modo geral, as opções de mitigação estudadas são viáveis, principalmente através de medidas de comando e controle, da monetização do gás natural e taxa de carbono, que geraria uma redução de sua queima, além dos vazamentos intencionais ou não. Apenas a *Opção 6* de reinjeção de CO₂ seria prejudicada com a monetização do gás natural, pois facilitaria a destinação do gás para comercialização no lugar de armazenamento em reservatórios.

Ao estudar as opções de mitigação de GEE na indústria de petróleo e gás foram observadas inúmeras limitações, principalmente na estimativa das emissões de GEE e implementação de medidas que reduzam significativamente as emissões de CO₂ no segmento Refino.

A perspectiva futura de produção de petróleo e gás natural pode variar da estimada pela EPE em função de novas descobertas em áreas leiloadas nas bacias exploratórias brasileiras, ou ainda em função da valorização do petróleo e gás natural e desenvolvimento de novas tecnologias, que podem tornar economicamente viáveis novos projetos ou aumentar a recuperação em campos maduros.

No Refino, as emissões de GEE foram estimadas a partir da demanda por derivados de petróleo até 2050 disponibilizadas pela EPE. Variações na demanda ou ampliação do parque de refino podem alterar o valor de processamento de petróleo considerado na estimativa de emissões.

Em relação aos Fatores de Emissões (FE), existem limitações associadas à falta de dados públicos detalhados, especialmente no segmento Refino.

Atualmente o inventário de GEE conta com nível de atividade baseado na produção e processamento de petróleo. Com o aumento da importância do gás natural nos próximos anos, é possível que o nível de atividade tenha que incluir seu valor no cálculo das emissões fugitivas.

Outra limitação da metodologia utilizada é associada ao período do FE calculado, de 2003 a 2012. Para redução de incertezas, foram calculadas as emissões mínimas, médias e máximas, no entanto, o avanço recente de novas tecnologias pode não estar representado. No segmento de Exploração e Produção, a redução das queimas e perdas de gás natural foi incorporada no inventário deste estudo, no entanto, no segmento Refino, não foi possível incorporar o aumento de emissões causado pelo aumento de exigências sobre a qualidade dos combustíveis. Com isso as emissões do Refino podem estar subestimadas.

Um maior detalhamento no inventário de GEE das empresas reportado no CDP (*Carbon Disclosure Program*) poderia reduzir estas incertezas. Apenas no relatório mais recente para o CDP da Petrobras são observados dados discriminados de queima em tocha e *venting* para o segmento Exploração e Produção, mas não para o Refino.

Em relação às empresas multinacionais que operam no Brasil, seus inventários detalham as operações apenas nos países de origem. As informações de operação no Brasil são agregadas e pobres.

Ao relatar as emissões de CH₄ detalhadas por fonte conforme detalhado em CCAC/OGMP (2017b) seria importante para observar oportunidades de mitigação no segmento Exploração e Produção.

O maior detalhamento do inventário de emissões de GEE no segmento de Exploração e Produção *offshore* é possível através de uma maior cobrança do IBAMA. Sugere-se cobrar informações conforme apresentado pela EPA (Agência Ambiental dos Estados Unidos), com as principais fontes de emissões de CO₂, CH₄ e N₂O para Exploração, Produção, Refino e Processamento de Gás. As emissões de CH₄ podem ser detalhadas conforme CCAC/OGMP (2017b): controle e bombas pneumáticos, emissões fugitivas não intencionais, compressores centrífugos com vedação à óleo, compressores recíprocos e *vent*, desidratadores de glicol e tanque de armazenamento.

Em relação ao segmento Refino, é importante que suas emissões de CO₂ sejam mitigadas, especialmente às associadas à queima de gás em tocha. Por não ser um dado detalhado, é necessária sua caracterização inicialmente e em seguida determinado um limite de queima, assim como a resolução nº 249/2000 da ANP impõe para Exploração e Produção. Esta medida é de suma importância, visto que sua emissão é a maior no ano de 2050 e as medidas de mitigação mais eficientes estão relacionadas ao CCS, tecnologia que ainda depende de maior amadurecimento.

Ao desagregar dados de combustão para geração de energia é possível ainda avaliar opções de mitigação referentes à eficiência energética. Vale lembrar que estas emissões correspondem a cerca de 60% das emissões totais da indústria estudada.

Estas informações para atividades *onshore*, incluindo produção de petróleo, refinarias e unidades de processamento de gás, poderiam ter o mesmo nível de detalhe e ser disponibilizadas por cada Órgão Ambiental Estadual.

Estas informações *offshore* e *onshore* podem ainda ser publicadas de forma detalhada e voluntária através de inventários como do CDP ou relatórios de sustentabilidade.

Indiferente do meio reportado, voluntário ou obrigatório, é importante que as emissões de GEE da indústria de petróleo e gás natural sejam detalhadas no mesmo nível e período, com isso sua evolução pode ser acompanhada.

Sugere-se como estudos futuros:

- Estudos de opção de mitigação de GEE em refinarias incorporando aumento de qualidade do combustível produzido e com foco na redução de emissões de CO₂ associadas à queima de gás em tocha.

- Estudos de caracterização de emissões por combustão para uso de geração de energia, emissões por tipo de equipamento, por *flaring* entre outros, visando maior robustez sobre as estimativas de emissões de GEE;
- Estudos com implantação de CCS em refinarias e a possibilidade de integração com outras indústrias energo-intensivas, visando facilitar e antecipar sua implementação;
- Estudos que avaliem o potencial de volume de CO₂ injetado que permanece seguramente armazenado em cada reservatório visando maior acuracidade sobre o potencial de emissões evitadas;
- Estudos que avaliem o ciclo de vida da produção de petróleo com reinjeção de CO₂ até o consumo do derivado de petróleo visando avaliar se, mesmo que haja um significativo aumento no volume de CO₂ armazenado, qual incremento no consumo de derivados de petróleo e suas emissões.

Por fim, foi observado que há uma tendência de aumento de emissões de GEE na indústria de petróleo e gás natural, mas que são observadas diversas opções de mitigação que possibilitam uma significativa redução das emissões.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, 2018, *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018*. Rio de Janeiro.

ANP, 2019, Dados Estatísticos. Disponível em: <http://anp.gov.br/> Acessado em: 1 Março 2019.

ARMSWORTHY, S. L., CRANFORD, P. J. LEE, K, 2005, *Offshore Oil and Gas Environmental Effects Monitoring: Approaches and Technologies*. Battelle Press.

BOTT, R. D, 2019, *Flaring Questions+Answers*. Disponível em: www.centreforenergy.com. Acessado em: 1 Março 2019.

BYLIN, C, SCHAFFER, Z., GOEL, V., ROBINSON, D., CAMPOS, A. N, BORENSZTEIN, F., 2010, “Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy.” *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. SPE 126964. Rio de Janeiro, Brasil.

CADEZ, S., CZERNY, A., 2016, ‘Climate change mitigation strategies in carbon-intensive firms’, *Journal of Cleaner Production*. Elsevier Ltd, 112, pp. 4132–4143.

CARVALHO, A., 2016, *Controle de emissões fugitivas de compostos orgânicos voláteis em componentes de linhas de processo de refinarias de petróleo*. Dissertação de Mestrado em Sistemas de Gestão da Universidade Federal Fluminense.

CCAC/OGMP, 2017, *Oil & gas Methane Partnership: Second Year Report*. Disponível em: <http://www.ccacoalition.org/en/initiatives/oil-gas>.

CCAC, 2019, *CCAC Oil & Gas Methane Partnership*. Disponível em: <http://www.ccacoalition.org/en/activity/ccac-oil-gas-methane-partnership> Acessado em: 1 Maio 2019.

CDP, 2018, *Inventário de Gases de Efeito Estufa da Petrobras em 2017*. Disponível em: <https://www.cdp.net/>.

CHAN, W., 2015, ‘Avaliação da Mitigação das Emissões de CO₂ para uma Refinaria de Petróleo no Brasil’, Tese de Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos da

Universidade Estadual de Campinas.

CHAN, W., WALTER, A., SUGIYAMA, M., BORGES, G., 2016, 'Assessment of CO₂ emission mitigation for a Brazilian oil refinery', *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 33(4), pp. 835–850.

COMODI, G, RENZI, M., ROSSI, M, 2016, 'Energy efficiency improvement in oil refineries through flare gas recovery technique to meet the emission trading targets', *Energy*, 109, pp. 1–12.

COMYNS, B., 2016, 'Determinants of GHG Reporting : An Analysis of Global Oil and Gas Companies', *Journal of Business Ethics*. Springer Netherlands, pp. 349–369.

CONCAWE, 2015, 'Techniques for detecting and quantifying fugitive emissions – results of comparative field studies', Disponível em: <https://www.concawe.eu/> Acessado em: 2018.

COONEY, G, LITTLEFIELD, J, MARRIOTT, J, SKONE, TIMOTHY J, 2015, 'Evaluating the Climate Benefits of CO₂ - Enhanced Oil Recovery Using Life Cycle Analysis'.

CUÉLLAR-FRANCA, R., AZAPAGIC, A, 2015, 'Carbon capture , storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts', *Journal of CO₂ Utilization*, 9, pp. 82–102.

DIAS, A., 2015, *As Emissões Fugitivas De Gases De Efeito Estufa Da Indústria De Petróleo E Gás Natural No Brasil – Inventário, Cenários E Propostas De Mitigação*. Dissertação de Mestrado do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

VAN DYKE, K, *Fundamentals of petroleum*. 4^oed. Austin: University of Texas at Austin, 2006

ECCC, 2018, *National Inventory Report 1990–2016: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada*. Disponível em: http://publications.gc.ca/collections/collection_2018/eccc/En81-4-2016-3-eng.pdf. Acessado em: 2018.

ELVIDGE, C., BAZILIAN, M., ZHIZHIN, M., GHOSH, T., BAUGH, K., HSU, F., 2018, 'The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets', *Energy Strategy Reviews*. Elsevier Ltd, 20, pp. 156–162.

EPA, 2011, *Install Electronic Flare Ignition Devices, PRO Fact Sheet No. 903*. Disponível em: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-electronic-flare-ignition-devices>
Acessado em: Dezembro de 2018.

EPA, 2018, '*Leak Detection and Repair*'. Disponível em: <https://www.epa.gov/>. Acessado em: 2018

EPA, 2018, 'Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks (1990-2016)', *United States Environmental Protection Agency*.

EUROPEAN COMMISSION, 2015, *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas*.

FGV Energia, *Boletim de Conjuntura do Setor Energético*. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/novembro-2018_final_0.pdf, 2018.

FISHER, P. W., BRENNAN, D., 2002, 'Minimize flaring with flare gas recovery', *Hydrocarbon Process*, pp. 83–85, Junho.

GALLOPIN, G., HAMMOND, A., RASKIN, P., SWART, R., 1997, 'Branch Points: Global Scenarios and Human Choice', (7).

GHG Protocol, 2018. Disponível em: <http://www.ghgprotocolbrasil.com.br/o-programa-brasileiro-ghg-protocol?locale=pt-br>

Global CCS Institute, 2017, *The role of CCS in meeting climate policy targets*, Disponível em: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/role-ccs-meeting-climate-policy-targets>.

GONENC, H., SCHOLTENS, B., 2017, 'Environmental and Financial Performance of Fossil Fuel Firms: A Closer Inspection of their Interaction', *Ecological Economics*. Elsevier B.V, 132, pp. 307–328.

HAJIZADEH, A., MOHAMADI-BAGHMOLAEIA, M., AZINB, R., OSFOURIA, S., HEYDARI, I., 2017, 'Chemical Engineering Research and Design Technical and economic evaluation of flare gas', *Chemical Engineering Research and Design*. Institution of Chemical Engineers, 131, pp. 506–519.

HOLMGREN, K., STERNHUFVUD, C., 2008, 'CO₂ -emission reduction costs for petroleum refineries in Sweden', *Journal of Cleaner Production* 16.

ICCT, 2014, *The Reduction Of Upstream Greenhouse Gas Emissions From Flaring and Venting*. Washington D.C.: The International Council On Clean Transportation.

IEA, 'Energy, Climate Change and Environment 2016 Insights', p. 133, 2016.

IEA, 2018, *World Energy Outlook 2018*. Disponível em: <https://www.iea.org/>. Acessado em: 2018.

IMPÉRIO, M., 2015, *Estudo de Mitigação de Gases de Efeito Estufa na Produção de Petróleo Brasileira - Ênfase Offshore*. Dissertação de Mestrado para o Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

IOGP, 2017, *Environmental performance indicators - 2016 data*. Disponível em: <https://www.iogp.org> Acessado em: 2018.

IPCC, *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006*. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>, Acessado em: 2018.

IPIECA, 2009, *Oil and Natural Gas Industry Guidelines for Greenhouse Gas Reduction Projects Part III: Flare Reduction Project Family*.

IPIECA, 2015, 'The Paris Puzzle The pathway to a low-emissions future The challenge : Transitioning the energy system'.

IPIECA, 2018, 'Methane glossary', pp. 1–40, Disponível em: <http://www.ipieca.org/>.

JOHANSSON, D., ROOTZÉN, J., BERNTSSON, T., JOHNSON, F., 2012, 'Assessment of strategies for CO₂ abatement in the European petroleum refining industry', *Energy*. Elsevier Ltd, 42(1), pp. 375–386.

KETZER, J., MACHADO, C., ROCKETT, G., IGLESIAS, R., 2016, *Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂*. Porto Alegre: Editora Universitária da PUCRS.

KWAK, D., KIM, J., 2017, 'International Journal of Greenhouse Gas Control Techno-

economic evaluation of CO₂ enhanced oil recovery (EOR) with the optimization of CO₂ supply’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Elsevier Ltd, 58, pp. 169–184.

LEAHEY, D., PRESTON, K., STROSHER, M., 2011, ‘Theoretical and Observational Assessments of Flare Efficiencies’, *Journal of the Air & Waste Management Association*, 51:12, 1610-1616.

MAGRINI, A., 2001, ‘Política e Gestão Ambiental: Conceitos e Instrumentos’, in Magrini, A., Santos, M. (eds) *Gestão Ambiental de Bacias Hidrográficas*, pp. 9–19.

MCTIC, 2015, *III Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatório de Referência. Setor Energia: Emissões de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural*.

MINERAL/PETROBRAS, 2017, ‘Estudo de Impacto Ambiental do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 3’.

MME/EPE, 2018a, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>.

MME/EPE, 2018b, *Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050*.

NAEI, 2018, *Greenhouse Gas Inventories for England, Scotland, Wales & Northern Ireland: 1990-2016*. Disponível em: http://naei.beis.gov.uk/reports/reports?report_id=958.

NGUYEN, T, TOCK, L, PETER, B., FRANÇOIS, M., BRIAN, E., 2016, ‘CO₂ -mitigation options for the offshore oil and gas sector Intergovernmental Panel on Climate Change’, *Applied Energy*. Elsevier Ltd, 161, pp. 673–694.

NGUYEN, T, VOLDSUND, M, BREUHAUS, P., BRIAN, E., 2016, ‘Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms’, 117, pp. 325–340.

OGCI, 2015, *More energy, lower emissions - Catalyzing practical action on climate change*. Disponível em: www.oilandgasclimateinitiative.com.

OGCI, 2018, *At Work - Committed to climate action*, Disponível em:

www.oilandgasclimateinitiative.com.

PATIN, S. A., , 1999 *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*. EcoMonitor.

PERMAN, R., YUE M., MCGILVRAY, J., COMMON, M., 2003, *Natural Resource and Environmental Economics*. 3rd edn. Pearson Education Limited.

PETROBRAS, *Relatório de Comissionamento do FPSO Cidade de Ilhabela de 18/02/2016*, 2016.

ROCHEDO, P., COSTA, I., IMPÉRIO, M., HOFFMANN, B., MERSCHMANN, P., OLIVEIRA, C., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2016, 'Carbon capture potential and costs in Brazil', 131, pp. 280–295.

ROCKETT, G., KETZER, J., RAMIREZ, A., BROEK, M., 2013, 'CO₂ Storage Capacity of Campos Basin's Oil Fields, Brazil', *Energy Procedia*, 37, pp. 5124–5133.

ROMEIRO-CONTURBIA, V., 2014, *Carbon Capture and storage legal and regulatory framework in developing countries: Proposals for Brazil*. Tese de Doutorado do Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

SCHWIETZKE, S., HARRISON, M., LAUDERDALE, T., BRANSON, K., CONLEY, S., JORDAN, D., MAIRS, H., PÉTRON, G., SCHNELL, R., SCHWIETZKE, S., HARRISON, M., LAUDERDALE, T., BRANSON, K., CONLEY, S., JORDAN, D., ZHANG, C., HEIDE, L., 2018, 'Aerially guided leak detection and repair: A pilot field study for evaluating the potential of methane emission detection and cost-effectiveness', *Journal of the Air & Waste Management Association*. Taylor & Francis, 00(00), pp. 1–18.

SILVA, C., CARMONA, M., REBEIRO, L., GLIESE, R., TONEL, T., 2016, 'Process Engineering and Optimization Optimize steam usage in refinery flares'.

SPEIGHT, J., 2011, *The Refinery of the Future*. First Edit. Elsevier.

STEWART, J., 2014, *A Review of Flaring and Venting at UK Offshore Oilfields An analogue for offshore Carbon Dioxide Enhanced Oil*.

STRAELEN, J., GEUZEBROEK, F., GOODCHILD, N., PROTOPAPAS, G., MAHONY, L.,

2010, 'CO₂ capture for refineries, a practical approach', *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Elsevier Ltd, 4(2), pp. 316–320.

SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2007, 'Fuel specification , energy consumption and CO₂ emission in oil refineries', 32, pp. 1075–1092.

SZKLO, A. S., ULLER, V. C., 2008, *Fundamentos do Refino de Petróleo - Tecnologia e Economia*. 2a ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda.

THOMAS, J., 2004, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2a ed. Interciência. Rio de Janeiro.

WENNERSTEN, R., SUN, Q., LI, H., 2015, 'The future potential for Carbon Capture and Storage in climate change mitigation - An overview from perspectives of technology, economy and risk', *Journal of Cleaner Production*. Elsevier Ltd, 103, pp. 724–736.

WORLD BANK, 2004, 'Regulation of Global Gas Flaring and Venting: A Global Overview', p. 108. Disponível em: <http://www.worldbank.org/ggfr>.

Anexo I – Inventário de Emissões Fugitivas da Indústria de Petróleo e Gás Natural no período de 2013 a 2050

Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2013	2,3	5,7	9,1	0,05	0,12	0,19	7,92E-05	1,81E-04	2,84E-04	9,4
2014	2,5	6,3	10,1	0,06	0,13	0,21	8,80E-05	2,02E-04	3,15E-04	10,4
2015	2,7	6,8	10,9	0,06	0,14	0,22	9,50E-05	2,18E-04	3,40E-04	11,2
2016	2,8	7,1	11,3	0,07	0,15	0,23	9,79E-05	2,24E-04	3,51E-04	11,6
2017	3,0	7,4	11,8	0,07	0,16	0,24	1,02E-04	2,34E-04	3,66E-04	12,1
2018	2,9	7,3	11,6	0,07	0,15	0,24	1,01E-04	2,31E-04	3,61E-04	11,9
2020	3,8	9,4	15,1	0,09	0,20	0,31	1,31E-04	3,00E-04	4,68E-04	15,5
2025	5,3	13,2	21,2	0,13	0,28	0,43	1,84E-04	4,21E-04	6,58E-04	21,7
2030	6,8	16,9	27,1	0,16	0,36	0,56	2,35E-04	5,38E-04	8,41E-04	27,8
2035	6,3	15,7	25,1	0,15	0,33	0,51	2,18E-04	4,98E-04	7,79E-04	25,7
2040	5,5	13,8	22,1	0,13	0,29	0,45	1,92E-04	4,39E-04	6,86E-04	22,7
2045	5,9	14,7	23,6	0,14	0,31	0,48	2,05E-04	4,68E-04	7,32E-04	24,2
2050	6,6	16,4	26,2	0,16	0,35	0,54	2,27E-04	5,21E-04	8,14E-04	26,9
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2013	6,8	8,3	9,7	0,01	0,01	0,01	0	1,357E-05	3,758E-05	8,6
2014	7,0	8,5	10,0	0,01	0,01	0,01	0	1,397E-05	3,867E-05	8,9
2015	6,6	8,0	9,4	0,01	0,01	0,01	0	1,312E-05	3,631E-05	8,3
2016	6,1	7,4	8,7	0,01	0,01	0,01	0	1,213E-05	3,358E-05	7,7
2017	5,8	7,1	8,3	0,01	0,01	0,01	0	1,154E-05	3,195E-05	7,3
2018	5,8	7,0	8,2	0,01	0,01	0,01	0	1,147E-05	3,176E-05	7,3
2020	8,5	10,3	12,2	0,01	0,01	0,02	0	1,693E-05	4,686E-05	10,8
2025	9,6	11,6	13,6	0,01	0,02	0,02	0	1,898E-05	5,253E-05	12,1
2030	11,1	13,4	15,8	0,01	0,02	0,02	0	2,197E-05	6,081E-05	14,0
2035	12,3	14,9	17,6	0,02	0,02	0,02	0	2,447E-05	6,773E-05	15,5
2040	13,5	16,4	19,3	0,02	0,02	0,03	0	2,689E-05	7,443E-05	17,1
2045	14,7	17,9	21,0	0,02	0,02	0,03	0	2,926E-05	8,101E-05	18,6
2050	16,0	19,4	22,8	0,02	0,03	0,03	0	3,18E-05	8,804E-05	20,2
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2013	0,03	0,08	0,12	0,00	0,01	0,01	8,06E-07	2,34E-06	3,88E-06	0,30

2014	0,04	0,08	0,12	0,00	0,01	0,02	8,91E-07	2,59E-06	4,29E-06	0,33
2015	0,04	0,08	0,12	0,00	0,01	0,02	9,53E-07	2,77E-06	4,59E-06	0,35
2016	0,04	0,08	0,12	0,00	0,01	0,02	9,77E-07	2,84E-06	4,71E-06	0,35
2017	0,04	0,08	0,12	0,00	0,01	0,02	1,02E-06	2,96E-06	4,90E-06	0,36
2018	0,04	0,08	0,12	0,00	0,01	0,02	1,00E-06	2,92E-06	4,83E-06	0,36
2020	0,05	0,11	0,16	0,00	0,01	0,02	1,31E-06	3,80E-06	6,30E-06	0,47
2025	0,06	0,13	0,21	0,00	0,02	0,03	1,82E-06	5,28E-06	8,75E-06	0,64
2030	0,08	0,16	0,25	0,00	0,02	0,04	2,31E-06	6,73E-06	1,12E-05	0,81
2035	0,08	0,17	0,26	0,00	0,02	0,04	2,16E-06	6,28E-06	1,04E-05	0,77
2040	0,07	0,16	0,25	0,00	0,02	0,03	1,92E-06	5,60E-06	9,27E-06	0,70
2045	0,08	0,18	0,27	0,00	0,02	0,04	2,06E-06	5,98E-06	9,91E-06	0,75
2050	0,09	0,19	0,30	0,00	0,02	0,04	2,28E-06	6,64E-06	1,10E-05	0,84
Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2013	9,2	14,1	19,0	0,06	0,14	0,21	8,00E-05	1,97E-04	3,25E-04	18,3
2014	9,6	15,0	20,3	0,07	0,15	0,24	8,89E-05	2,18E-04	3,58E-04	19,6
2015	9,4	14,9	20,5	0,07	0,16	0,25	9,60E-05	2,33E-04	3,81E-04	19,9
2016	9,0	14,5	20,1	0,08	0,17	0,26	9,89E-05	2,39E-04	3,89E-04	19,6
2017	8,8	14,5	20,2	0,08	0,17	0,27	1,03E-04	2,49E-04	4,03E-04	19,8
2018	8,7	14,4	20,0	0,08	0,17	0,27	1,02E-04	2,45E-04	3,98E-04	19,6
2020	12,3	19,9	27,4	0,10	0,23	0,35	1,32E-04	3,20E-04	5,21E-04	26,7
2025	14,9	25,0	35,0	0,14	0,31	0,48	1,85E-04	4,45E-04	7,19E-04	34,4
2030	17,9	30,5	43,1	0,18	0,40	0,62	2,37E-04	5,67E-04	9,13E-04	42,6
2035	18,7	30,8	42,9	0,17	0,37	0,58	2,20E-04	5,29E-04	8,57E-04	42,1
2040	19,1	30,4	41,6	0,15	0,33	0,51	1,94E-04	4,71E-04	7,70E-04	40,5
2045	20,7	32,8	44,8	0,16	0,35	0,55	2,07E-04	5,04E-04	8,23E-04	43,6
2050	22,7	36,0	49,3	0,18	0,39	0,61	2,30E-04	5,59E-04	9,13E-04	47,9

Anexo II – Resultados dos Cenários de Mitigação de GEE na Indústria de Petróleo e Gás Natural até 2050

CENÁRIO A - TENDENCIAL										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	3,3	8,2	13,0	0,08	0,17	0,27	1,1E-04	2,6E-04	4,1E-04	13,4
2025	4,6	11,4	18,2	0,11	0,24	0,37	1,6E-04	3,6E-04	5,7E-04	18,5
2030	5,8	14,5	23,2	0,13	0,30	0,47	2,0E-04	4,6E-04	7,2E-04	23,7
2035	5,3	13,3	21,3	0,12	0,27	0,42	1,8E-04	4,2E-04	6,6E-04	21,5
2040	4,7	11,7	18,8	0,11	0,24	0,37	1,6E-04	3,7E-04	5,8E-04	19,0
2045	5,0	12,4	19,8	0,11	0,25	0,39	1,7E-04	3,9E-04	6,1E-04	20,1
2050	5,5	13,8	22,0	0,13	0,28	0,43	1,9E-04	4,4E-04	6,8E-04	22,3
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	8,4	10,1	11,9	0,01	0,01	0,02	0,00	1,7E-05	4,7E-05	10,5
2025	9,4	11,4	13,4	0,01	0,02	0,02	0,00	1,9E-05	5,3E-05	11,8
2030	10,8	13,2	15,5	0,01	0,02	0,02	0,00	2,2E-05	6,1E-05	13,7
2035	12,1	14,6	17,2	0,02	0,02	0,02	0,00	2,4E-05	6,8E-05	15,3
2040	13,3	16,1	18,9	0,02	0,02	0,03	0,00	2,7E-05	7,4E-05	16,8
2045	14,4	17,5	20,6	0,02	0,02	0,03	0,00	2,9E-05	8,1E-05	18,2
2050	15,7	19,0	22,4	0,02	0,03	0,03	0,00	3,2E-05	8,8E-05	19,8
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	0,0	0,1	0,2	0,00	0,01	0,02	1,1E-06	3,3E-06	5,5E-06	0,4
2025	0,1	0,1	0,2	0,00	0,01	0,03	1,6E-06	4,6E-06	7,6E-06	0,6
2030	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,03	2,0E-06	5,8E-06	9,6E-06	0,7
2035	0,1	0,2	0,2	0,00	0,02	0,03	1,8E-06	5,4E-06	8,9E-06	0,7
2040	0,1	0,2	0,2	0,00	0,01	0,03	1,6E-06	4,8E-06	7,9E-06	0,6
2045	0,1	0,2	0,2	0,00	0,02	0,03	1,7E-06	5,1E-06	8,4E-06	0,6
2050	0,1	0,2	0,3	0,00	0,02	0,03	1,9E-06	5,6E-06	9,3E-06	0,7
Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	11,7	18,4	25,1	0,09	0,20	0,30	1,1E-04	2,8E-04	4,6E-04	24,4
2025	14,0	22,9	31,8	0,12	0,26	0,41	1,6E-04	3,9E-04	6,3E-04	30,9
2030	16,7	27,8	38,9	0,15	0,34	0,52	2,0E-04	4,9E-04	7,9E-04	38,1
2035	17,5	28,1	38,7	0,14	0,31	0,47	1,9E-04	4,5E-04	7,4E-04	37,4
2040	18,0	28,0	37,9	0,13	0,27	0,42	1,6E-04	4,0E-04	6,6E-04	36,3
2045	19,5	30,1	40,7	0,13	0,29	0,45	1,7E-04	4,3E-04	7,0E-04	38,9
2050	21,3	33,0	44,7	0,15	0,32	0,50	1,9E-04	4,7E-04	7,8E-04	42,8

CENÁRIO B - REDUÇÃO DE QUEIMAS E PERDAS										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	3,3	8,2	13,0	0,08	0,17	0,27	1,1E-04	2,6E-04	4,1E-04	13,4
2025	4,6	11,4	18,2	0,11	0,24	0,37	1,6E-04	3,6E-04	5,7E-04	18,5
2030	5,8	14,5	23,2	0,13	0,30	0,47	2,0E-04	4,6E-04	7,2E-04	23,7
2035	5,3	13,3	21,3	0,12	0,27	0,42	1,8E-04	4,2E-04	6,6E-04	21,5
2040	4,7	11,7	18,8	0,11	0,24	0,37	1,6E-04	3,7E-04	5,8E-04	19,0
2045	5,0	12,4	19,8	0,11	0,25	0,39	1,7E-04	3,9E-04	6,1E-04	20,1
2050	5,5	13,8	22,0	0,13	0,28	0,43	1,9E-04	4,4E-04	6,8E-04	22,3
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	8,4	10,1	11,9	0,01	0,01	0,02	0,00	1,7E-05	4,7E-05	10,5
2025	9,4	11,4	13,4	0,01	0,02	0,02	0,00	1,9E-05	5,3E-05	11,8
2030	10,8	13,2	15,5	0,01	0,02	0,02	0,00	2,2E-05	6,1E-05	13,7
2035	12,1	14,6	17,2	0,02	0,02	0,02	0,00	2,4E-05	6,8E-05	15,3
2040	13,3	16,1	18,9	0,02	0,02	0,03	0,00	2,7E-05	7,4E-05	16,8
2045	14,4	17,5	20,6	0,02	0,02	0,03	0,00	2,9E-05	8,1E-05	18,2
2050	15,7	19,0	22,4	0,02	0,03	0,03	0,00	3,2E-05	8,8E-05	19,8
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	0,0	0,1	0,2	0,00	0,01	0,02	1,1E-06	3,3E-06	5,5E-06	0,4
2025	0,1	0,1	0,2	0,00	0,01	0,03	1,6E-06	4,6E-06	7,6E-06	0,6
2030	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,03	2,0E-06	5,8E-06	9,6E-06	0,7
2035	0,1	0,2	0,2	0,00	0,02	0,03	1,8E-06	5,4E-06	8,9E-06	0,7
2040	0,1	0,2	0,2	0,00	0,01	0,03	1,6E-06	4,8E-06	7,9E-06	0,6
2045	0,1	0,2	0,2	0,00	0,02	0,03	1,7E-06	5,1E-06	8,4E-06	0,6
2050	0,1	0,2	0,3	0,00	0,02	0,03	1,9E-06	5,6E-06	9,3E-06	0,7
Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	11,7	18,4	25,1	0,09	0,20	0,30	1,1E-04	2,8E-04	4,6E-04	24,4
2025	14,0	22,9	31,8	0,12	0,26	0,41	1,6E-04	3,9E-04	6,3E-04	30,9
2030	16,7	27,8	38,9	0,15	0,34	0,52	2,0E-04	4,9E-04	7,9E-04	38,1
2035	17,5	28,1	38,7	0,14	0,31	0,47	1,9E-04	4,5E-04	7,4E-04	37,4
2040	18,0	28,0	37,9	0,13	0,27	0,42	1,6E-04	4,0E-04	6,6E-04	36,3
2045	19,5	30,1	40,7	0,13	0,29	0,45	1,7E-04	4,3E-04	7,0E-04	38,9
2050	21,3	33,0	44,7	0,15	0,32	0,50	1,9E-04	4,7E-04	7,8E-04	42,8
CENÁRIO C - REDUÇÃO DE EMISSÕES FUGITIVAS NÃO INTENCIONAIS										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med

2020	3,5	8,8	14,0	0,08	0,19	0,29	1,2E-04	2,8E-04	4,4E-04	14,5
2025	4,9	12,3	19,6	0,12	0,27	0,41	1,7E-04	3,9E-04	6,1E-04	20,3
2030	6,3	15,7	25,1	0,12	0,26	0,40	2,2E-04	5,0E-04	7,8E-04	23,6
2035	5,8	14,5	23,2	0,14	0,31	0,49	2,0E-04	4,6E-04	7,2E-04	24,0
2040	5,1	12,8	20,4	0,10	0,21	0,33	1,8E-04	4,1E-04	6,4E-04	19,3
2045	5,5	13,6	21,8	0,13	0,30	0,46	1,9E-04	4,3E-04	6,8E-04	22,6
2050	6,1	15,2	24,3	0,11	0,25	0,39	2,1E-04	4,8E-04	7,5E-04	22,9
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	8,5	10,3	12,2	0,01	0,01	0,02	0,00	1,7E-05	4,7E-05	10,7
2025	9,6	11,6	13,6	0,01	0,02	0,02	0,00	1,9E-05	5,3E-05	12,0
2030	11,1	13,4	15,8	0,01	0,02	0,02	0,00	2,2E-05	6,1E-05	13,9
2035	12,3	14,9	17,6	0,02	0,02	0,02	0,00	2,4E-05	6,8E-05	15,5
2040	13,5	16,4	19,3	0,02	0,02	0,03	0,00	2,7E-05	7,4E-05	17,1
2045	14,7	17,9	21,0	0,02	0,02	0,03	0,00	2,9E-05	8,1E-05	18,6
2050	16,0	19,4	22,8	0,02	0,03	0,03	0,00	3,2E-05	8,8E-05	20,2
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	0,0	0,1	0,2	0,00	0,01	0,02	1,2E-06	3,6E-06	5,9E-06	0,5
2025	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,03	1,7E-06	4,9E-06	8,1E-06	0,6
2030	0,1	0,2	0,2	0,00	0,02	0,03	2,2E-06	6,3E-06	1,0E-05	0,6
2035	0,1	0,2	0,2	0,00	0,02	0,04	2,0E-06	5,8E-06	9,7E-06	0,7
2040	0,1	0,2	0,2	0,00	0,01	0,03	1,8E-06	5,2E-06	8,6E-06	0,6
2045	0,1	0,2	0,3	0,00	0,02	0,03	1,9E-06	5,6E-06	9,2E-06	0,7
2050	0,1	0,2	0,3	0,00	0,02	0,03	2,1E-06	6,2E-06	1,0E-05	0,7
Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	12,1	19,2	26,3	0,10	0,21	0,33	1,2E-04	3,0E-04	4,9E-04	24,4
2025	14,5	24,0	33,5	0,13	0,30	0,46	1,7E-04	4,1E-04	6,7E-04	30,9
2030	17,4	29,2	41,1	0,13	0,29	0,46	2,2E-04	5,3E-04	8,5E-04	38,1
2035	18,2	29,6	41,0	0,16	0,35	0,55	2,0E-04	4,9E-04	8,0E-04	37,4
2040	18,7	29,4	40,0	0,11	0,25	0,38	1,8E-04	4,4E-04	7,2E-04	36,3
2045	20,3	31,7	43,1	0,15	0,34	0,52	1,9E-04	4,7E-04	7,7E-04	38,9
2050	22,2	34,8	47,4	0,14	0,29	0,45	2,1E-04	5,2E-04	8,5E-04	42,8
CENÁRIO D - CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	-1,7	3,5	8,8	0,08	0,19	0,29	1,2E-04	2,8E-04	4,4E-04	9,3
2025	-2,3	5,0	12,4	0,12	0,27	0,41	1,7E-04	3,9E-04	6,1E-04	13,1
2030	-1,6	7,8	17,2	0,15	0,34	0,53	2,2E-04	5,0E-04	7,8E-04	18,1
2035	-0,7	8,0	16,7	0,14	0,31	0,49	2,0E-04	4,6E-04	7,2E-04	17,6

2040	-0,1	7,5	15,2	0,12	0,28	0,43	1,8E-04	4,1E-04	6,4E-04	16,0
2045	-0,1	8,1	16,3	0,13	0,30	0,46	1,9E-04	4,3E-04	6,8E-04	17,1
2050	0,2	9,3	18,4	0,15	0,33	0,51	2,1E-04	4,8E-04	7,5E-04	19,3
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	8,5	10,3	12,2	0,01	0,01	0,02	0,00	1,7E-05	4,7E-05	10,8
2025	9,6	11,6	13,6	0,01	0,02	0,02	0,00	1,9E-05	5,3E-05	12,1
2030	10,0	12,1	14,2	0,01	0,02	0,02	0,00	2,2E-05	6,1E-05	12,6
2035	10,5	12,7	14,9	0,02	0,02	0,02	0,00	2,4E-05	6,8E-05	13,3
2040	13,5	16,4	19,3	0,02	0,02	0,03	0,00	2,7E-05	7,4E-05	17,1
2045	13,3	16,1	18,9	0,02	0,02	0,03	0,00	2,9E-05	8,1E-05	16,8
2050	13,6	16,5	19,4	0,02	0,03	0,03	0,00	3,2E-05	8,8E-05	17,3
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	0,0	0,1	0,1	0,00	0,01	0,02	1,2E-06	3,6E-06	5,9E-06	0,4
2025	0,0	0,1	0,1	0,00	0,02	0,03	1,7E-06	4,9E-06	8,1E-06	0,6
2030	0,0	0,1	0,2	0,00	0,02	0,04	2,2E-06	6,3E-06	1,0E-05	0,7
2035	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,04	2,0E-06	5,8E-06	9,7E-06	0,7
2040	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,03	1,8E-06	5,2E-06	8,6E-06	0,6
2045	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,03	1,9E-06	5,6E-06	9,2E-06	0,7
2050	0,1	0,1	0,2	0,00	0,02	0,04	2,1E-06	6,2E-06	1,0E-05	0,7
Emissões Fugitivas na Indústria de Petróleo e Gás Natural										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	med
2020	6,8	13,9	21,0	0,10	0,21	0,33	1,2E-04	3,0E-04	4,9E-04	24,4
2025	7,3	16,7	26,2	0,13	0,30	0,46	1,7E-04	4,1E-04	6,7E-04	30,9
2030	8,4	20,0	31,6	0,17	0,38	0,59	2,2E-04	5,3E-04	8,5E-04	38,1
2035	9,9	20,9	31,9	0,16	0,35	0,55	2,0E-04	4,9E-04	8,0E-04	37,4
2040	13,5	24,1	34,7	0,14	0,32	0,49	1,8E-04	4,4E-04	7,2E-04	36,3
2045	13,3	24,3	35,4	0,15	0,34	0,52	1,9E-04	4,7E-04	7,7E-04	38,9
2050	13,9	26,0	38,0	0,17	0,37	0,58	2,1E-04	5,2E-04	8,5E-04	42,8

Anexo III – Emissões Evitadas em relação ao Cenário A (Tendencial) por opção de mitigação e por cenário

O1: Limite de queima										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	med	med	max	min	med	max	med
2020	0,25	0,61	0,98	0,004	0,009	0,015	8,50E-06	1,95E-05	3,04E-05	0,90
2025	0,36	0,91	1,45	0,006	0,014	0,022	1,26E-05	2,88E-05	4,51E-05	1,33
2030	0,46	1,16	1,85	0,008	0,018	0,028	1,61E-05	3,68E-05	5,76E-05	1,70
2035	0,49	1,22	1,95	0,008	0,019	0,029	1,69E-05	3,87E-05	6,05E-05	1,79
2040	0,43	1,07	1,71	0,007	0,016	0,026	1,49E-05	3,41E-05	5,33E-05	1,57
2045	0,51	1,28	2,05	0,009	0,020	0,031	1,78E-05	4,07E-05	6,37E-05	1,88
2050	0,57	1,42	2,28	0,010	0,022	0,034	1,98E-05	4,53E-05	7,08E-05	2,09
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,01	0,000	0,001	0,001	8,04E-08	2,34E-07	3,88E-07	0,02
2025	0,00	0,00	0,01	0,000	0,001	0,002	1,19E-07	3,47E-07	5,74E-07	0,03
2030	0,00	0,01	0,01	0,000	0,001	0,002	1,52E-07	4,43E-07	7,33E-07	0,04
2035	0,00	0,01	0,01	0,000	0,001	0,002	1,60E-07	4,65E-07	7,70E-07	0,04
2040	0,00	0,01	0,01	0,000	0,001	0,002	1,41E-07	4,10E-07	6,79E-07	0,03
2045	0,00	0,01	0,01	0,000	0,001	0,002	1,68E-07	4,90E-07	8,11E-07	0,04
2050	0,00	0,01	0,01	0,000	0,001	0,002	1,87E-07	5,44E-07	9,01E-07	0,05
O2: Eficiência da tocha										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	-0,01	-0,01	0,003	0,007	0,012	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,22
2025	-0,01	-0,02	-0,03	0,007	0,016	0,025	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,47
2030	-0,01	-0,02	-0,03	0,009	0,021	0,032	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,60
2035	-0,01	-0,02	-0,04	0,011	0,025	0,039	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,72
2040	-0,01	-0,02	-0,03	0,010	0,022	0,034	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,64
2045	-0,01	-0,02	-0,04	0,010	0,023	0,036	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,68

2050	-0,01	-0,03	-0,04	0,012	0,026	0,040	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,75
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,002	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,002	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,003	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,002	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,003	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,003	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
O3: Recuperação de gás em tocha										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,17	0,21	0,24	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,21
2025	0,19	0,23	0,27	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,23
2030	0,22	0,27	0,32	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,27
2035	0,25	0,30	0,35	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,30
2040	0,27	0,33	0,39	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,33
2045	0,29	0,36	0,42	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,36
2050	0,32	0,39	0,46	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,39
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	

2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
O4: Redução de emissões fugitivas - E&P										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,035	0,079	0,122	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,36
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,029	0,064	0,100	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,92
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,034	0,076	0,118	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,28
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,005	0,009	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,14
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,004	0,007	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,11
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,004	0,008	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,13
O5: Redução de emissões fugitivas - Refino										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO₂e
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00

2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,02
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
O6: Reinjeção de CO₂										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	5,23	5,23	5,23	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,23
2025	7,23	7,23	7,23	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,23
2030	7,85	7,85	7,85	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,85
2035	6,46	6,46	6,46	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,46
2040	5,23	5,23	5,23	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,23
2045	5,54	5,54	5,54	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,54
2050	5,85	5,85	5,85	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,85
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00

Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,01	0,03	0,04	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
2025	0,02	0,04	0,06	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
2030	0,02	0,04	0,07	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,04
2035	0,02	0,03	0,05	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
2040	0,01	0,03	0,04	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
2045	0,01	0,03	0,05	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
2050	0,01	0,03	0,05	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
O7: CCS no Refino										
Segmento: Exploração e Produção										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
Segmento: Refino										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	1,11	1,34	1,58	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,34
2035	1,85	2,24	2,64	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,24
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	1,47	1,79	2,10	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,79
2050	2,40	2,91	3,43	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,91
Segmento: Transporte										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2030	0,00	0,01	0,01	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2035	0,01	0,01	0,02	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2040	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00
2045	0,00	0,01	0,01	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,01
2050	0,01	0,02	0,02	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,02

CENÁRIO B – CENÁRIO A										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,41	0,82	1,22	0,008	0,018	0,028	8,58E-06	1,97E-05	3,08E-05	1,36
2025	0,55	1,13	1,71	0,014	0,032	0,050	1,27E-05	2,92E-05	4,57E-05	2,09
2030	0,68	1,41	2,15	0,017	0,041	0,064	1,62E-05	3,73E-05	5,83E-05	2,64
2035	0,73	1,50	2,27	0,020	0,046	0,072	1,71E-05	3,92E-05	6,13E-05	2,89
2040	0,69	1,39	2,08	0,017	0,041	0,064	1,50E-05	3,45E-05	5,40E-05	2,61
2045	0,80	1,62	2,45	0,020	0,046	0,072	1,80E-05	4,12E-05	6,45E-05	3,00
2050	0,88	1,80	2,71	0,022	0,051	0,079	2,00E-05	4,58E-05	7,17E-05	3,33
CENÁRIO C – CENÁRIO A										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,000	0,001	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,02
2025	0,00	0,00	0,00	0,001	0,001	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,02
2030	0,00	0,00	0,00	0,036	0,084	0,132	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,52
2035	0,00	0,00	0,00	0,001	0,001	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,02
2040	0,00	0,00	0,00	0,030	0,069	0,108	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,06
2045	0,00	0,00	0,00	0,001	0,001	0,001	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,03
2050	0,00	0,00	0,00	0,035	0,082	0,128	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,45
CENÁRIO D – CENÁRIO A										
	MtCO₂			MtCH₄			MtN₂O			MtCO_{2e}
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	
2020	5,24	5,26	5,28	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,26
2025	7,25	7,27	7,29	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,27
2030	8,98	9,24	9,50	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,24
2035	8,33	8,75	9,17	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,75
2040	5,24	5,26	5,28	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,26
2045	7,03	7,37	7,70	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,37
2050	8,27	8,81	9,35	0,000	0,000	0,000	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,81