Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL

ONU meio ambiente
gef
MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES
BRASIL GOVERNO FEDERAL

RÉGIS RATHMANN
(ORGANIZADOR)

MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL

Brasília
Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
ONU Meio Ambiente
2017

M689 Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de óleo e gás natural/ organizador Régis Rathmann. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.

400 p.: il. – (Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil)

ISBN: 978-85-88063-42-6

1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Exploração e produção de óleo. 4. Exploração e produção de gás natural. 5. Políticas públicas – Emissão de gases. I. Rathmann, Régis. II. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. III. ONU Meio Ambiente. IV. Série.

CDU 551.583

Ficha catalográfica elaborada por: Lorena Nelza F. Silva – CRB-1/2474

Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
Esplanada dos Ministérios, Bloco E
CEP: 70.067-900 – Brasília – DF
Tel.: +55 (61) 2033-7500
www.mcti.gov.br

ONU Meio Ambiente – Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
Casa da ONU – Complexo Sérgio Vieira de Mello
Setor de Embaixadas Norte, Quadra 802, Conjunto C, Lote 17
CEP 70800-400 – Brasília/DF
Tel.: +55 (61) 3038-9233
web.unep.org/regions/brazil

República Federativa do Brasil
Presidente da República
Michel Temer
Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
Gilberto Kassab
Secretário Executivo
Elton Santa Fé Zacarias
Secretário de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento
Jailson Bittencourt de Andrade
Diretor do Departamento de Políticas e Programas de Ciências
Sávio Túlio Oselieri Raeder
Coordenador-Geral do Clima
Márcio Rojas da Cruz

Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – ONU Meio Ambiente
Diretor Executivo da ONU Meio Ambiente
Erik Solheim
Diretor Regional da ONU Meio Ambiente para América Latina e Caribe
Leo Heileman
Representante da ONU Meio Ambiente no Brasil
Denise Hamú

EQUIPE TÉCNICA DO MCTIC

Coordenador-Geral do Clima
Márcio Rojas da Cruz
Diretor Nacional do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil
Ricardo Vieira Araujo
Coordenador do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil
Antônio Marcos Mendonça
Coordenador Técnico do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil
Régis Rathmann

EQUIPE TÉCNICA

Andréa Nascimento de Araújo
Lidiane Rocha de Oliveira Melo
Marcela Cristina Rosas Aboim Raposo
Moema Vieira Gomes Corrêa (Diretora Nacional do Projeto até outubro de 2016)
Rodrigo Henrique Macedo Braga
Sonia Regina Mudrovitsch de Bittencourt
Susanna Erica Busch

EQUIPE ADMINISTRATIVA

Ana Carolina Pinheiro da Silva
Andréa Roberta dos Santos Campos
Maria do Socorro da Silva Lima
Ricardo Morão Alves da Costa

EQUIPE TÉCNICA DA ONU MEIO AMBIENTE

Francine Costa Vaurof
Patricia Taboada
Guilherme Sattamini
Maria Claudia Cambraia

AUTORES E COLABORADORES

Roberto Schaeffer (Coordenador)
Alexandre Szklo
André Lucena
Fernanda Guedes
Isabella Costa
Mariana Império
Pedro Rochedo

Revisão
Anna Cristina de Araújo Rodrigues
Projeto Gráfico
Capitular Design Editorial
Editoração
Phábrica de Produções: *Alecsander Coelho e Paulo Ciola (direção de arte); Ércio Ribeiro, Icaro Bockmann, Kauê Rodrigues, Marcelo Macedo e Rodrigo Alves (diagramação)*

Sumário

Introdução 21

1 Metodologia geral 25

2 Exploração e produção de óleo e gás natural 29

2.1 Caracterização do setor 29

2.2 Atividades e processos industriais 36

2.3 Evolução do setor 37

2.4 Cenário de referência 40

2.4.1 Projeção da produção de óleo para o Brasil 40

2.4.2 Projeção de plataformas 42

2.4.3 Projeção de produção de gás natural para o Brasil 44

2.4.4 Projeção de emissões de GEE 53

2.5 Cenário de baixo carbono 57

2.5.1 Padrão tecnológico do cenário de referência 57

2.5.2 Melhores tecnologias disponíveis 62

2.5.3 Resumo das medidas e emissões de GEE 88

3 Refino de petróleo 93

3.1 Caracterização do setor 93

3.2 Perspectivas de expansão do setor 96

3.2.1 Metodologia e premissas 97

3.2.2 Resultados 107

3.3 Cenário de referência 113

3.3.1 Metodologia e premissas 113

3.3.2 Resultados 119

3.4 Cenário de baixo carbono 122

3.4.1 Melhores tecnologias disponíveis 123

3.4.2 Custos e potenciais de abatimento de emissões de GEE 128

4 Proposição de instrumentos de política pública para a adoção das atividades de baixo carbono pelo setor de óleo e gás natural 135

4.1 Exploração e produção de óleo e gás natural 137

4.1.1 Barreiras à adoção das medidas de baixo carbono 137

4.1.2 Cobenefícios da adoção das medidas de baixo carbono 138

4.1.3 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono 140

4.1.4 Quadro-síntese de instrumentos de política pública aplicáveis para adoção das atividades de baixo carbono pelo setor 143

4.2 Refino de petróleo 145

4.2.1 Barreiras e cobenefícios da adoção das medidas de baixo carbono 145

4.2.2 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono 148

4.2.3 Quadro-síntese de instrumentos de política pública propostos para a adoção das atividades de baixo carbono 151

Considerações finais 153

Referências 157

Anexo – Medidas de Abatimento de Emissões nas Unidades de Processo 169

Listas de tabelas, figuras, quadros e siglas e acrônimos

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Projeção da Produção de Óleo (para probabilidade de 50% no URR do pós-sal e 50 bilhões de barris no pré-sal) 41

Tabela 2 – Estimativa Total de Plataformas 43

Tabela 3 – Detalhamento da Estimativa de Plataformas para o Pré-sal 44

Tabela 4 – Projeções da Produção Total de Gás no Pós-sal 45

Tabela 5 – Volumes de Produção e Reinjeção para o Gás com Teor de 10% de CO_2 47

Tabela 6 – Volumes de Produção e Reinjeção para o Gás com Teor de 45% de CO_2 48

Tabela 7 – Produção de Gás no Pré-sal (10% mol CO_2) 49

Tabela 8 – Produção de Gás no Pré-sal (45% mol CO_2) 50

Tabela 9 – Produção Bruta e Líquida de Gás de Folhelho 51

Tabela 10 – Projeção da Produção Líquida Total de Gás Natural (Mm^3) 51

Tabela 11 – Fatores de Emissão Calculados para Óleo e Gás Associado do Pós-sal 53

Tabela 12 – Fatores de Emissão Calculados para o Pré-sal 54

Tabela 13 – Fatores de Emissão para o Gás Livre do Pós-sal 55

Tabela 14 – Emissões Totais do E&P ($MtCO_2e$) 55

Tabela 15 – Emissões Referentes ao *Venting* do Vapor do Tanque de Armazenamento 66

Tabela 16 – Emissões Referentes à Queima do Gás Natural para Autoconsumo na Plataforma 67

Tabela 17 – Emissões Referentes à Queima do Vapor do Tanque de Armazenamento para Autoconsumo na Plataforma 67

Tabela 18 – Emissões Referentes ao *Venting* de 5% do Vapor dos Tanques de Armazenamento..... 67

Tabela 19 – Emissões Totais e Evitadas com a Implementação da Medida URV por Plataforma..... 67

Tabela 20 – Custos de Capital, Instalação e O&M..... 68

Tabela 21 – Investimento e Custos por Tanque de Armazenamento..... 69

Tabela 22 – Resumo de Custos e Receita por Plataforma 69

Tabela 23 – Custo Marginal de Abatimento da URV no Pós-sal..... 69

Tabela 24 – Emissões Referentes ao *Venting* do Vapor do Tanque de Armazenamento..... 70

Tabela 25 – Emissões Referentes ao *Venting* do Vapor do Tanque de Armazenamento 70

Tabela 26 – Emissões Referentes à Queima do Vapor do Tanque de Armazenamento para Autoconsumo na Plataforma.....71

Tabela 27 – Emissões Referentes ao *Venting* de 5% do Vapor dos Tanques de Armazenamento 71

Tabela 28 – Emissões Totais e Evitadas com a Implementação da Medida URV por Plataforma 71

Tabela 29 – Investimento e Custos por Tanque de Armazenamento 72

Tabela 30 – Resumo de Custos e Receita por Plataforma..... 72

Tabela 31 – Custo Marginal de Abatimento da URV no Pré-sal 72

Tabela 32 – Emissões Provenientes da Selagem a Óleo e a Gás por Compressor 75

Tabela 33 – Emissões Totais e Emissões Evitadas por Plataforma 75

Tabela 34 – Custos de Investimento por Compressor 76

Tabela 35 – Custos de Investimento por Plataforma 76

Tabela 36 – Custo Marginal de Abatimento da Selagem a Gás 76

Tabela 37 – Invólucro do Compressor Recíproco..... 78

Tabela 38 – Emissões dos Compressores por Plataforma 78

Tabela 39 – Custos por Compressor 78

Tabela 40 – Custos e Receita por Plataforma 79

Tabela 41 – Custo Marginal de Abatimento do Invólucro no Compressor..... 79

Tabela 42 – Emissões Evitadas por Plataforma..... 80

Tabela 43 – Custos e Receita por Plataforma..... 81

Tabela 44 – Custo Marginal de Abatimento para o Programa de Inspeção e Manutenção 81

Tabela 45 – Volumes de *Flare* Passíveis de Mitigação e Suas Respectivas Emissões por Plataforma 84

Tabela 46 – Custos e Receita para o Potencial Brasileiro..... 84

Tabela 47 – Custo Marginal de Abatimento para Redução de *Flare*..... 84

Tabela 48 – Potencial de Redução Médio no Período devido à Produção de Óleo Lubrificante pela Rota de GTL – $ktCO_2e$/ano..... 87

Tabela 49 – Resumo de Custos e Receita por Módulo de GTL (1.000 bpd de *syncrude*) 87

Tabela 50 – Custo Marginal de Abatimento para o GTL 88

Tabela 51 – Potenciais e Custos Marginais de Abatimento por Plataforma..... 89

Tabela 52 – Potenciais Totais de Abatimento no Período de 2020 a 2050 ($MtCO_2e$) 90

Tabela 53 – Capacidades Nominais das Refinarias Brasileiras..... 94

Tabela 54 – Capacidade por Unidade de Processo em 2010 (km^3/d) 98

Tabela 55 – Capacidade por Unidade de Processo em 2020 (km^3/d) 99

Tabela 56 – Consumo de Utilidades Típicos por Unidade de Processo 100

Tabela 57 – Consumo de Utilidades por Refinaria em 2010 101

Tabela 58 – Consumo de Utilidade por Refinaria em 2020..... 102

Tabela 59 – Consumo de Gás Natural por Refinaria em 2010..... 103

Tabela 60 – Consumo de Gás Natural em UGH por Refinaria 104

Tabela 61 – Potências Instaladas de Cogeração 105

Tabela 62 – Geração de Gás Combustível por Unidade..... 106

Tabela 63 – Consumo de Gás Natural por Serviço e Refinaria..... 109

Tabela 64 – Produção e Consumo de Gás de Refinaria 110

Tabela 65 – Consumo de Óleo Combustível por Serviço e Refinaria..... 111

Tabela 66 – Consumo e Geração de Eletricidade por Refinaria 111

Tabela 67 – Fatores de Emissão 112

Tabela 68 – Emissões de GEE por Refinaria 113

Tabela 69 – Taxas de Crescimento da Demanda de Derivados 114

Tabela 70 – Taxas de Crescimento da Demanda PDE 2023 115

Tabela 71 – Capacidades Adicionais do Parque de Refino 2030-2050 116

Tabela 72 – Capacidades Totais do Parque de Refino 2010-2050 116

Tabela 73 – Consumos de Utilidades Totais por Período 117

Tabela 74 – Taxas de Crescimento da Oferta de Gás Natural 118

Tabela 75 – Oferta de Gás Natural 118

Tabela 76 – Demanda de Gás Natural para UGH 119

Tabela 77 – Potências Instaladas de Cogeração 119

Tabela 78 – Consumo Energético por Fonte 2010-2050 120

Tabela 79 – Balanço de Eletricidade 2010-2050 121

Tabela 80 – Número de Medidas por Utilidade e Unidade 129

Tabela 81 – Fatores de Emissão das Utilidades (cenário REF) 129

Tabela 82 – Separação do Potencial Bruto de Abatimento por Custo de Abatimento Bruto e Ano 132

Tabela 83 – Separação do Potencial Bruto de Abatimento por Custo de Abatimento Líquido e Ano 132

Lista de Figuras

Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico 26

Figura 2 – Produção de Petróleo por Estado – 2010 29

Figura 3 – Produção de Petróleo por Estado – 2013..... 30

Figura 4 – Produção de Gás Natural por Estado – 2013 30

Figura 5 – Bacias Sedimentares Brasileiras.....31

Figura 6 – Produção de Petróleo do Brasil por Bacia – 2013.....31

Figura 7 – Plataforma Semissubmersível na Bacia de Campos, RJ..... 36

Figura 8 – Histórico de Produção de Petróleo 37

Figura 9 – Histórico Recente da Produção do Pré-sal 38

Figura 10 – Ilustração da Localização dos Campos do Pré-sal.....40

Figura 11 – Projeção da Produção Anual de Óleo no Brasil 42

Figura 12 – Estimativa Total de Plataformas 43

Figura 13 – Projeções da Produção Total de Gás no Pós-sal (gás associado + gás livre)..... 46

Figura 14 – Produção de Gás no Pré-sal (gás com 10% mol CO_2) 49

Figura 15 – Quantidade de Gás no Pré-sal (gás com 45% mol CO_2)..... 50

Figura 16 – Projeção de Produção Líquida Total de Gás Natural no Brasil (gás pré-sal com 10% mol CO_2).....52

Figura 17 – Projeção de Produção Líquida Total de Gás Natural no Brasil (gás pré-sal com 45% mol CO_2).....52

Figura 18 – Emissões de CO_2 no E&P (pré-sal: 10% mol CO_2).....56

Figura 19 – Emissões de CO_2 no E&P (pré-sal: 45% mol CO_2).....56

Figura 20 – Diagrama de uma Instalação Marítima Típica 58

Figura 21 – Esquema de um Separador de Produção de Óleo Típico.....59

Figura 22 – Unidade de Recuperação de Vapor 64

Figura 23 – Volume Estimado de Vapor no Tanque de Armazenamento 65

Figura 24 – Compressor Centrífugo com Selagem Molhada a Óleo 73

Figura 25 – Compressor Centrífugo com Selagem Seca a Gás 74

Figura 26 – Invólucro do Compressor Recíproco..... 77

Figura 27 – Sistema de Recuperação do Gás de *Flare* 82

Figura 28 – Piloto de Ignição e Unidade de Ignição 83

Figura 29 – Processo de GTL 85

Figura 30 – Espaço Necessário para Instalação de uma Planta GTL com Capacidade de 1.000 bpd em uma FPSO 86

Figura 31 – Potenciais de Mitigação de Emissões por Atividade de 2020 a 2050 90

Figura 32 – Emissões de GEE nos Cenários de Referência e de Baixo Carbono (pré-sal 10% mol CO_2) 91

Figura 33 – Localização das Refinarias Brasileiras..... 96

Figura 34 – Procedimento Metodológico Aplicado para Projeção do Consumo Energético e Emissões de GEE 97

Figura 35 – Emissões do Refino Brasileiro de 2010 a 2050 (tCO_2e).....121

Figura 36 – Emissões Específicas de 2010 a 2050 (tCO_2/t óleo processado)..... 122

Figura 37 – Curva de Custos Brutos e Líquidos e Potencial de Abatimento do Setor de Refino 131

Figura 38 – Tipos de Políticas Energéticas 136

Lista de Quadros

Quadro 1 – Campos de Exploração na Fase de Desenvolvimento na Bacia de Campos 32

Quadro 2 – Campos de Exploração na Fase de Produção na Bacia de Campos 32

Quadro 3 – Campos de Exploração na Fase de Produção na Bacia de Santos ... 34

Quadro 4 – Campos de Exploração na Fase de Desenvolvimento na Bacia de Santos 35

Quadro 5 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono no Setor de E&P de Óleo e Gás 139

Quadro 6 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de E&P de Óleo e Gás..... 144

Quadro 7 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono no Setor de Refino de Petróleo..... 148

Quadro 8 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de Refino de Petróleo 151

Lista de Siglas e Acrônimos

AFOLU – Agricultura, florestas e outros usos do solo

ALQ – Alquilação

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BAT – *Best available technology*

bbl – Barril

BEN – Balanço Energético Nacional

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

bpd – Barril por dia

CCS – Captura e armazenamento de carbono

CENÁRIO BC – Cenário de baixo carbono

CENÁRIO LB – Cenário de linha de base

CENÁRIO REF – Cenário de referência

CH_4 – Metano

CHP – *Combined heat and power*

CO_2 – Gás carbônico

CO_2e – CO_2 equivalente

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CTB – Craqueamento térmico brando

DA – Destilação atmosférica

DSF – Desasfaltação

DV – Destilação a vácuo

E&P – Exploração e produção

EII – Índice Solomon de Eficiência Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EU – União Europeia

EUA – Estados Unidos da América

FCC – Craqueamento catalítico fluido

FPSO – Unidade flutuante de produção, armazenamento e escoamento

FSO – Unidade flutuante de armazenamento e escoamento

FT – Fischer-Tropsch

GC – Gás combustível

GCF – Green Climate Fund

GEE – Gases de efeito estufa

GGFR – Global Gas Flaring Reduction

GN – Gás natural

GNL – Gás natural liquefeito

GTL – *Gas-to-liquids*

GWP – Potencial de aquecimento global

HCC – Hidrocraqueamento

HDS – Hidrodessulfurização

HDT – Hidrotratamento

HPC – Hydrocarbon Publishing Company

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima

k – Mil

LUB – Lubrificante

M – Milhão

MDIC – Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços

MF – Ministério da Fazenda

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MME – Ministério de Minas e Energia

MMbtu – Milhão de BTU

MSGA – Manifold submarino de gás de alta pressão

MSGB – Manifold submarino de gás de baixa pressão

MTD – Melhores tecnologias disponíveis

N_2O – Óxido nitroso

Nm_3 – Normal metro cúbico

O&M – Operação e manutenção

OCPE – Óleo combustível padrão equivalente

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PIB – Produto interno bruto

RC – Reforma catalítica

RFCC – Craqueamento catalítico fluido de resíduos

SMR – Reforma a vapor do gás natural

TCN – Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

tCO_2e – Tonelada de CO_2 equivalente

UCR – Unidade de coqueamento retardado

UGH – Unidade geradora de hidrogênio

UPGN – Unidade de processamento de gás natural

URR – Recurso último recuperável

URV – Unidade de recuperação de vapor

VOC – Compostos orgânicos voláteis

Introdução

Introdução

O presente documento apresenta as opções de mitigação de gases de efeito estufa (GEE) que podem ser implementadas no setor de óleo e gás natural, aqui representado pelos segmentos de extração e produção (E&P) de óleo e gás natural (*upstream*) e refino de petróleo (*midstream*). Para o *upstream*, abrangem-se as instalações marítimas (*offshore*), que representam mais de 90% da produção brasileira (ANP, 2013a). Foi feito um detalhamento entre pós-sal e pré-sal no relatório para mostrar as diferenças de escala entre eles ao longo do tempo, uma vez que a produção do pós-sal atinge pico de produção mais cedo, quando começa o seu declínio, ao passo que o pré-sal ainda está em fase de desenvolvimento e início de produção. No caso do *midstream*, o relatório abrange todo o parque de refino existente e planejado para o Brasil.

O setor de óleo e gás natural trata de instalações energéticas (centros de produção de energia primária e centros de transformação de energia, segundo a terminologia do Balanço Energético Nacional – BEN), o que não é igual a tratar de emissões derivadas da combustão de hidrocarbonetos. Isso significa que não se trata aqui das emissões do consumo de energia final na economia brasileira, mas da parcela de emissões de GEE derivadas das instalações energéticas. Logo, este documento não abrange emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis nos setores de edificações, indústria, resíduos e transportes. Mais do que isso, as emissões associadas ao uso do solo e combustíveis fósseis aplicados na produção agrícola não estão incluídas na análise na medida em que não se referem às instalações energéticas, mas à análise do setor de agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu). O mesmo ocorre com as emissões de resíduos sólidos e tratamento de efluentes, que compõem um relatório setorial à parte do estudo, como um todo. Finalmente, as centrais de cogeração industriais não estão incluídas entre as instalações energéticas aqui analisadas, sendo parte do relatório do setor industrial. A exceção a esse tratamento, no entanto, é a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar (e/ou palha), que é tratada no setor energético na medida em que está fortemente associada à indústria de produção de etanol (centro de transformação de energia).

Este relatório apresenta, inicialmente, um cenário de referência (REF) para o setor de óleo e gás natural, a partir do qual são apresentadas melhores tecnologias disponíveis (MTD) com seus custos (US$/t$CO_2$e) e potenciais de redução de emissões (tCO_2e) correspondentes, ora compreendidas no cenário de baixo carbono (cenário BC). Finalmente, são propostos instrumentos de política pública que potencializariam, por meio da remoção de barreiras existentes, a implementação das MTD.

A análise aqui realizada se restringe às instalações citadas e avalia opções de mitigação de emissões de GEE a partir de MTD aplicadas de forma *ex post* sobre a expansão do setor de óleo e gás natural, conforme será exposto no cenário REF. O cenário REF é detalhado neste documento de forma a permitir quantificar com maior precisão potenciais de abatimento setorial. Vale destacar que as opções de captura de carbono no *upstream* e no *midstream* não estão incluídas neste documento e compõem um relatório exclusivo do projeto. Não obstante, a tecnologia será incorporada à análise integrada, sendo objeto de avaliação das barreiras para, partindo disso, serem propostos instrumentos de política pública para sua implementação.

Deve-se ressaltar que a definição do cenário REF e a avaliação de custos e potenciais de abatimento no setor de óleo e gás acabam por revelar resultados não derivados de uma análise integrada para o sistema energético que abrange os setores de edificações, energético, gestão de resíduos, industrial e de transportes. De fato, o que se realiza é uma análise setorial de cenários que compreende uma visão parcial da sua evolução. Por desconsiderar, em particular, a competição de insumos energéticos que podem ser vislumbrados como estratégia para reduzir emissões de GEE (por exemplo, substituição de óleo combustível por gás natural), é possível que os potenciais e custos de abatimento sejam super e subestimados, respectivamente. Por esse motivo, o projeto considera uma modelagem integrada das opções de abatimento de emissões de GEE que, todavia, não integra este documento. Os resultados dessa modelagem são reportados no âmbito do Componente 2 do projeto, no documento intitulado "Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono".

Este documento foi subdividido em quatro capítulos, além das seções introdutória e de considerações finais. Inicialmente, serão descritos os procedimentos metodológicos gerais considerados na construção dos cenários REF e BC. O segundo e o terceiro capítulos tratam de caracterização, processos industriais e evolução, assim como construção dos referidos cenários para E&P de óleo e gás natural e refino de petróleo. Finalmente, no quarto capítulo, avaliam-se barreiras e cobenefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono pelo setor de óleo e gás natural, para, partindo disso, serem propostos instrumentos de política pública visando a sua adoção.

Metodologia geral

Capítulo

1

1 Metodologia geral

A construção dos cenários considera como procedimento metodológico básico, primeiramente, a identificação da trajetória de evolução do setor energético no curto para o médio prazo, a partir dos planos setoriais, dos projetos em construção e das plantas existentes. Definiu-se o período até 2025 como horizonte temporal, conforme o tempo de implementação de projetos novos e/ou de modificação de instalações energéticas, cuja decisão já está tomada e a implementação já está em curso (ainda que sob diferentes estágios de finalização). Percebe-se, assim, que, nesse caso, o cenário REF compreende um conjunto de plantas e projetos cuja incerteza tecnológica é relativamente reduzida.

Para o horizonte de longo prazo, compreendido de 2026 a 2050, o desafio se torna mais complexo na medida em que envolve a construção de cenários setoriais de demanda de energia. Assim, optou-se por construir um cenário REF de longo prazo a partir de uma modelagem da demanda de energia final elaborada pelos setores de agricultura, edificações, energia, indústria, resíduos e transportes. Em seguida, tornou-se necessário simular um cenário de oferta de energia no modelo integrado de otimização Message-Brasil 8000 (MSB8000), em versão desenvolvida para o projeto. Essa simulação serviu de esteio à definição do cenário REF para o setor energético no horizonte de 2050.

Algumas hipóteses assumidas são transversais à construção dos cenários de demanda e oferta de energia. Esse é o caso das projeções de crescimento econômico e trajetória de preços do petróleo no mercado internacional. Neste relatório, para composição do cenário REF, foram consideradas projeções de variáveis macroeconômicas elaboradas para o projeto por Haddad (2015), no âmbito da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo (Fipe/USP), e o preço médio do óleo marcador Brent, no período, que conforma descontos e prêmios para óleos crus e derivados de petróleo na ferramenta MSB8000, foi estabelecido em US$ 70 por barril. Algumas hipóteses foram assumidas sobre capacidade de importação de carvão, desenvolvimento de tecnologias energéticas e mesmo associadas ao uso do solo para produção de bioenergia, as quais serão detalhadas neste estudo e nos relatórios setoriais.

Cumpre enfatizar que, durante o período de elaboração deste estudo, fizeram-se necessários ajustes com vistas a considerar as atuais trajetórias de produto interno bruto (PIB) e preços dos óleos marcadores no mercado internacional. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância dessas variáveis para a construção dos cenários de oferta e demanda de energia, conforme citado anteriormente, no âmbito da modelagem integrada, serão reportados resultados que consideram a revisão dessas premissas.

Finalmente, diante do cenário REF obtido para os horizontes de curto, médio e longo prazo, foram identificadas opções de mitigação de emissões de GEE e estimados seus potenciais e custos, segundo taxas de desconto setoriais. Nesse caso, claramente, não se trata de uma análise integrada, mas de uma análise setorial parcial e não aditiva. A avaliação setorial das instalações energéticas ocorre *ex post* – i.e., se dá diante de instalações energéticas cuja decisão de implementação ou modificação ocorre conforme o cenário REF; não se dá *ex ante* – i.e., na própria simulação de um cenário integrado alternativo, em que as opções de mitigação podem afetar a decisão de expansão do setor energético (Figura 1).

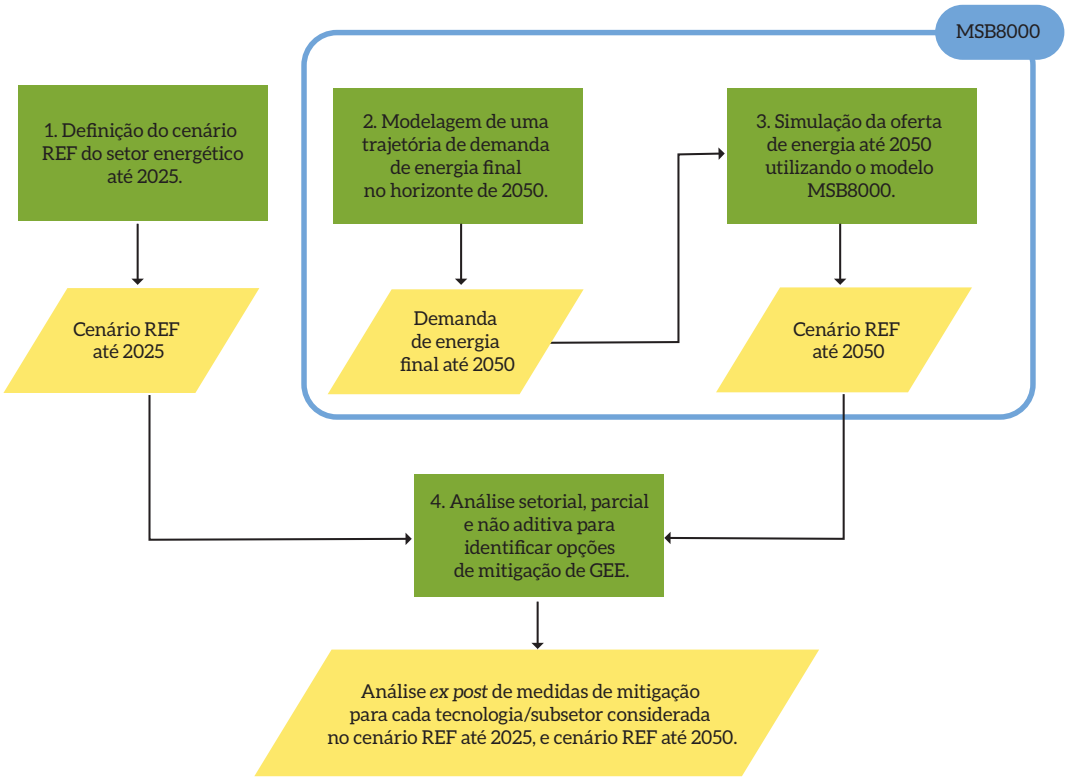

Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico

Um exemplo pode tornar mais clara essa explanação. Considere-se hipoteticamente que o cenário REF obtido no modelo MSB8000 indicou, conforme um cenário de demanda de energia final (sem medidas de mitigação associadas), em ordem de grandeza, a expansão de um conjunto de plantas termelétricas a carvão no Brasil. Na análise setorial aqui realizada, avaliar-se-ão medidas de mitigação nessas termelétricas, assumindo-se que a decisão de implementação já ocorreu. Por sua vez, a análise integrada, que está sendo realizada neste estudo, avalia se, num cenário de mitigação de emissões de carbono, a própria expansão das termelétricas antes consideradas (seja a opção das termelétricas em geral, seja sua própria tecnologia) representa a opção de menor custo.

Note-se, finalmente, que o cenário REF desconsidera políticas energéticas associadas à mitigação de emissões de GEE, sendo que o sistema energético evolui para atender a demanda ao mínimo custo nivelado de oferta (geração e operação). É sobre esse cenário REF que são avaliados os potenciais e custos de medidas de abatimento de emissões. Importa notar, assim, que algumas alternativas tecnológicas, que podem representar menores emissões de GEE, serão selecionadas na otimização por seu menor custo nivelado, e não por critérios de política ambiental. Tais opções serão incluídas no cenário REF na medida em que sua alternativa de implementação e operação não decorre de uma política climática.

No que se refere ao cálculo de emissões de GEE, as emissões são projetadas a partir da calibração do ano-base considerado pelo projeto, qual seja, 2010. A Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (TCN) é utilizada como referência para fatores de emissão, e as emissões serão convertidas em termos de dióxido de carbono equivalente segundo a métrica GWP 100 anos do *Assessment Report* 5, do IPCC (GWP 100 – AR5) (MCTIC, 2016). As emissões exclusivas da produção de óleo e gás consideradas neste relatório são provenientes do autoconsumo das plataformas, do *vent* e do *flare*. Os gases considerados foram gás carbônico (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O). A partir do poder calorífico e do fator de emissão do gás natural e do potencial de aquecimento global (GWP 100 – AR5) para cada gás considerado (IPCC, 2006), chegou-se à emissão em CO_2 equivalente (CO_2e).

Exploração e produção de óleo e gás natural

Capítulo

2

2 Exploração e produção de óleo e gás natural

2.1 Caracterização do setor

Em 2013, a produção nacional de petróleo foi de 738,71 milhões de barris e a produção de gás natural foi de 28.174 milhões de m^3 (ANP, 2013a). O Brasil é responsável por cerca de 2,6% do total mundial produzido (EIA, 2014).

Em 2010, a produção de petróleo nacional foi de 749.953 mil barris de óleo, o que corresponde a 2,05 milhões de barris por dia. Quanto ao gás natural, foram produzidos 22.938 milhões de m^3 (ANP, 2013a).

A Figura 2 mostra os percentuais correspondentes aos estados produtores em 2010. O estado de maior destaque no cenário nacional de produção de óleo e de gás natural é o Rio de Janeiro, seguido pelo Espírito Santo. No período de 2000 a 2010, por exemplo, o estado do Rio de Janeiro, em média, produziu 82% de todo o óleo nacional e cerca de 44% do gás natural brasileiro (BDEP/ANP, 2014).

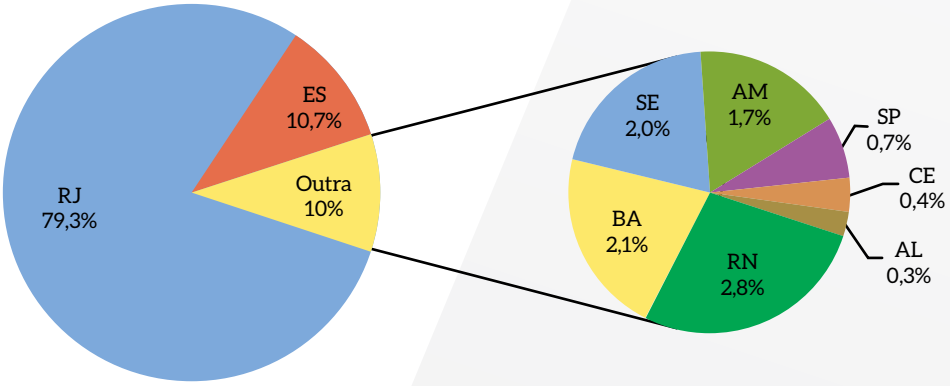

Figura 2 – Produção de Petróleo por Estado – 2010

Fonte: BDEP/ANP, 2014

A Figura 3 e a Figura 4 ilustram a distribuição da produção de petróleo e gás natural no Brasil em 2013. Percebe-se o aumento da participação do estado de São Paulo devido ao crescimento da produção do pré-sal.

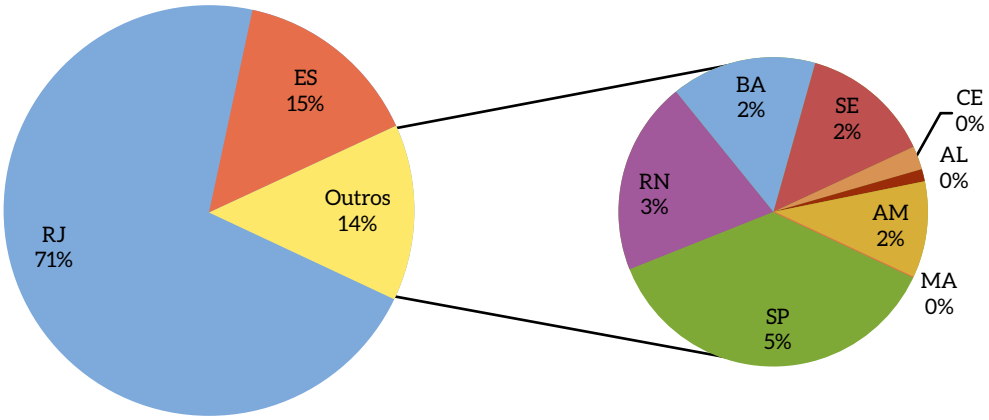

Figura 3 – Produção de Petróleo por Estado – 2013

Fonte: BDEP/ANP, 2014

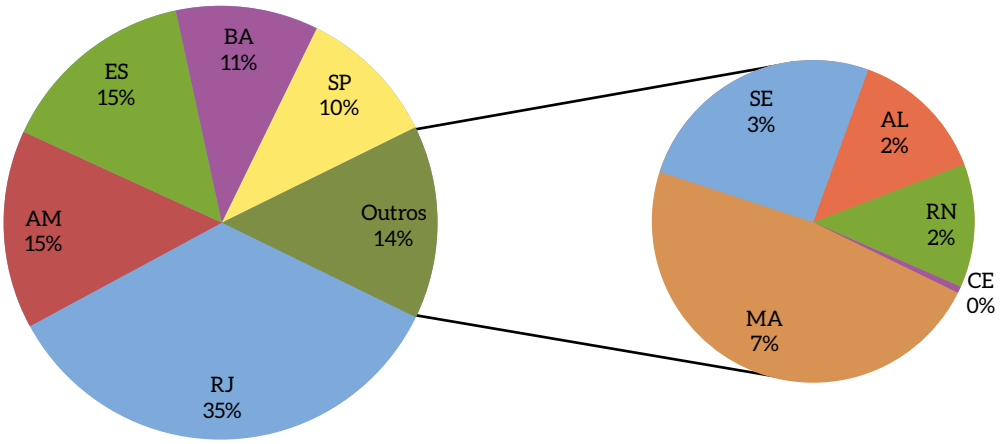

Figura 4 – Produção de Gás Natural por Estado – 2013

Fonte: BDEP/ANP, 2014

No que diz respeito às bacias sedimentares, a Bacia de Campos e a Bacia de Santos são as principais bacias sedimentares do Brasil, responsáveis pela produção de petróleo e gás natural do estado (ANP, 2015). Estão localizadas nos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná, e ambas são localizadas *offshore*. A Figura 5 ilustra a localização das bacias sedimentares brasileiras.

A Bacia Sedimentar de Campos é responsável pela maior parte do petróleo produzido no Brasil. Está localizada no litoral norte do estado do Rio de Janeiro e ao sul do estado do Espírito Santo. A Bacia de Campos é limitada, ao norte, pelo Arco de Vitória e, ao sul, pelo Arco de Cabo Frio. Sua área aproximada é de 115.000 km^2, com mais de 1.600 poços perfurados ao longo de mais de três décadas de exploração petrolífera, e essa bacia é responsável por cerca de 76,6% da produção de petróleo nacional (ANP, 2013a).

Figura 5 – Bacias Sedimentares Brasileiras

Fonte: KETZER et al., 2007

A Bacia de Santos, segunda maior produtora, está localizada nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná e corresponde a apenas 12,9% da produção brasileira de petróleo. Os 10,5% restantes estão distribuídos pelas demais bacias (ANP, 2013a). Esses percentuais podem ser observados na Figura 6.

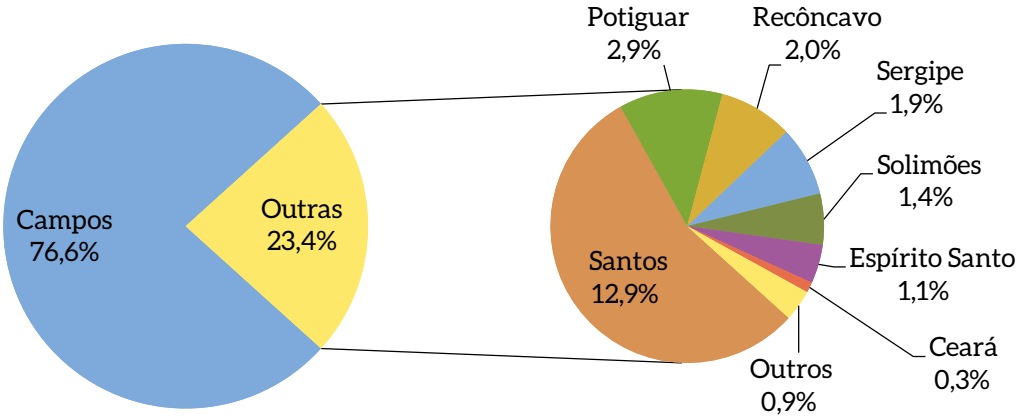

Figura 6 – Produção de Petróleo do Brasil por Bacia – 2013

Fonte: BDEP/ANP, 2014

Quanto ao gás natural, a Bacia de Campos também é a maior produtora, sendo responsável por mais da metade do volume total de gás natural produzido no território nacional. As bacias de Santos, Solimões, Espírito Santo, Camamu e Parnaíba têm participação significativa com, respectivamente, 19,7%, 14,8%, 8,2%, 7,6%, e 6,9% do total produzido.

A Bacia de Campos conta, atualmente, com sete campos em estágio de desenvolvimento e 54 campos de petróleo em estágio de produção. Os campos estão apresentados no Quadro 1 e no Quadro 2.

Quadro 1 – Campos de Exploração na Fase de Desenvolvimento na Bacia de Campos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessionários (%)
Campos	Espírito Santo	Mar	Catuá*	[1]Petrobras (100)
			Caxareu	[1]Petrobras (100)
			Mangangá*	[1]Petrobras (100)
	Rio de Janeiro		Maromba	[1]Petrobras (70)/Chevron Brasil (30)
			Pitangola	[1]Statoil Brasil O&G (60) / Sinochem Petróleo (40)
			Xerelete	Petrobras (41,18)/[1]Total E&P do Brasil (41,18)/BP Energy (17,65)
			Xerelete Sul	Petrobras (50)/[1]Total E&P do Brasil (50)

Legenda: [1]Empresa operadora; * Em processo de devolução.

Fonte: ANP, 2017

Quadro 2 – Campos de Exploração na Fase de Produção na Bacia de Campos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessionários (%)
Campos	Rio de Janeiro	Mar	Abalone	[1]Shell Brasil (50)/ONGC Campos (27) / QPI Brasil Petróleo (23)
			Argonauta	[1]Shell Brasil (50)/ONGC Campos (27) / QPI Brasil Petróleo (23)
			Baleia Anã	[1]Petrobras (100)
			Baleia Azul	[1]Petrobras (100)
			Baleia Franca	[1]Petrobras (100)
			Cachalote	[1]Petrobras (100)
			Jubarte	[1]Petrobras (100)
			Ostra	[1]Shell Brasil (50)/ONGC Campos (27) / QPI Brasil Petróleo (23)
			Pirambu	[1]Petrobras (100)
			Campo	Concessionários (%)
			Albacora	[1]Petrobras (100)
			Albacora Leste	[1]Petrobras (90)/Repsol Sinopec (10)
			Anequim	[1]Petrobras (100)
			Badejo	[1]Petrobras (100)
			Bagre	[1]Petrobras (100)
			Barracuda	[1]Petrobras (100)
			Bicudo	[1]Petrobras (100)
			Bijupirá	[1]Shell Brasil (80)/Petrobras (20)

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessionários (%)
Campos	Rio de Janeiro	Mar	Bonito	[1]Petrobras (100)
			Carapeba	[1]Petrobras (100)
			Caratinga	[1]Petrobras (100)
			Cherne	[1]Petrobras (100)
			Congro	[1]Petrobras (100)
			Corvina	[1]Petrobras (100)
			Enchova	[1]Petrobras (100)
			Enchova Oeste	[1]Petrobras (100)
			Espadarte	[1]Petrobras (100)
			Frade	[1]Chevron Frade (51,74)/Petrobras (30) /Frade (18,26)
			Garoupa	[1]Petrobras (100)
			Garoupinha	[1]Petrobras (100)
			Linguado	[1]Petrobras (100)
			Malhado	[1]Petrobras (100)
			Marimbá	[1]Petrobras (100)
			Marlim	[1]Petrobras (100)
			Marlim Leste	[1]Petrobras (100)
			Marlim Sul	[1]Petrobras (100)
			Moreia*	[1]Petrobras (100)
			Namorado	[1]Petrobras (100)
			Nordeste de Namorado*	[1]Petrobras (100)
			Pampo	[1]Petrobras (100)
			Papa-terra	[1]Petrobras (62,5)/Chevron Brasil (37,5)
			Parati	[1]Petrobras (100)
			Pargo	[1]Petrobras (100)
			Peregrino	[1]Statoil Brasil O&G (60)/Sinochem Petróleo (40)
			Piraúna	[1]Petrobras (100)
			Polvo	[1]Petro Rio (100)
			Roncador	[1]Petrobras (100)
			Salema	[1]Shell Brasil (80)/Petrobras (20)
			Tartaruga Verde	[1]Petrobras (100)
			Trilha	[1]Petrobras (100)
			Tubarão Azul*	[1]OGX (100)
			Tubarão Martelo	[1]OGX (100)
			Vermelho	[1]Petrobras (100)
			Viola	[1]Petrobras (100)
			Voador	[1]Petrobras (100)

Legenda: [1]Empresa operadora; * Em processo de devolução.

Fonte: ANP, 2017

A Bacia de Santos ocupa uma área de aproximadamente 352 mil km^2, abrangendo parte do litoral do Rio de Janeiro, toda a faixa litorânea de São Paulo e do Paraná e parte do litoral de Santa Catarina. Como a Bacia de Santos é a segunda maior do Brasil, são apresentados os seus campos na fase de produção e na fase de desenvolvimento (Quadro 3 e Quadro 4).

Quadro 3 – Campos de Exploração na Fase de Produção na Bacia de Santos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessão
Santos	Paraná	Mar	Caravela*	[1]Petrobras (100)
	Rio de Janeiro		Atapu[2]	[1]Petrobras (100)
			Búzios[2]	[1]Petrobras (100)
			Lula	[1]Petrobras (65)/BG Brasil (25)/Petrogal Brasil (10)
			Tambaú	[1]Petrobras (100)
			Uruguá	[1]Petrobras (100)
	São Paulo		Baúna	[1]Petrobras (100)
			Lagosta	[1]Petrobras (100)
			Lapa	[1]Petrobras (45)/BG Brasil (30)/Repsol Sinopec (25)
			Merluza	[1]Petrobras (100)
			Mexilhão	[1]Petrobras (100)
			Sapinhoá	[1]Petrobras (45)/BG Brasil (30)/Repsol Sinopec (25)

Legenda: [1]Empresa operadora; [2]Cessão Onerosa; * Em processo de devolução.

Fonte: ANP, 2017

Quadro 4 – Campos de Exploração na Fase de Desenvolvimento na Bacia de Santos

Bacia Sedimentar	Estado	Localização	Campo	Concessionários (%)
Santos	Rio de Janeiro	Mar	Atlanta	OGX (40)/[1]Queiroz Galvão (30) / Barra Energia (30)
			Berbigão	[1]Petrobras (65)/BG Brasil (25) / Petrogal Brasil (10)
			Itapu[3]	[1]Petrobras (100)
			Norte de Berbigão[3]	[1]Petrobras (100)
			Norte de Sururu[3]	[1]Petrobras (100)
			Oeste de Atapu	[1]Petrobras (65)/BG Brasil (25) / Petrogal Brasil (10)
			Oliva	OGX (40)/[1]Queiroz Galvão (30) / Barra Energia (30)
			Sépia[3]	[1]Petrobras (100)
			Sépia Leste	[1]Petrobras (80)/Petrogal Brasil (20)
			Sul de Berbigão[3]	[1]Petrobras (100)
			Sul de Lula[3]	[1]Petrobras (100)
			Sul de Sururu[3]	[1]Petrobras (100)
			Sururu	[1]Petrobras (65)/BG Brasil (25) / Petrogal Brasil (10)
			Tambuatá	[1]Petrobras (100)
	Santa Catarina		Cavalo-marinho2	Panoro Energy (50) /[1]Petrobras (35) / Brasoil Cav Marinho (15)
	São Paulo		Sul de Sapinhoá[3]	[1]Petrobras (100)

Legenda: [1]Empresa operadora; [2]Em processo de devolução; [3]Cessão Onerosa.

Fonte: ANP, 2017

As principais empresas que atuam na exploração de petróleo no Brasil são: Petrobras, Repsol, Shell, Chevron, Devron, BG Brasil, Total e Petrogal. No âmbito nacional, 91,9% da produção de petróleo e gás natural foram provenientes, em 2013, de campos operados pela Petrobras. Por exemplo, as concessões dos três campos mencionados como sendo os maiores produtores de óleo e gás natural na Bacia de Campos pertencem integralmente à Petrobras (ANP, 2013a).

As seções seguintes descrevem as atividades e os processos realizados durante a exploração e produção de óleo e gás natural, assim como tratam da evolução do setor e emissões de CO_2 dessas atividades.

2.2 Atividades e processos industriais

As atividades e os processos descritos nesta seção são referentes às etapas de exploração e produção de óleo e gás natural.

A etapa de exploração compreende três fases: prospecção, perfuração e avaliação. Na fase de prospecção, ocorrem os estudos preliminares para localização da jazida, principalmente por sismografia. Na segunda fase, ocorre a perfuração dos poços exploratórios e, por fim, na fase de avaliação, são realizados testes e análises para determinar se o óleo é comercialmente viável. Sendo constatada a viabilidade econômica do óleo, inicia-se a etapa de produção, que consiste em um conjunto de operações coordenadas de extração de óleo e/ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação (ANP, 2013a).

A Petrobras utiliza plataformas fixas para campos localizados em lâminas d'água de até 300 metros (PETROBRAS, 2011). Além das plataformas fixas, utiliza plataformas flutuantes específicas para a exploração em águas profundas (300 a 1.500 metros) e em águas ultraprofundas (acima de 1.500 metros de lâmina d'água) (BNDES, 2008), como plataformas semissubmersíveis e *floating, production, storage and offloading* (FPSO – plataforma flutuante de produção, armazenamento e escoamento). As plataformas semissubmersíveis são compostas de uma estrutura de conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. As FPSO são navios com capacidade para processar e armazenar o óleo e prover a transferência do óleo e/ou gás natural para outras unidades (BNDES, 2008). A Figura 7 ilustra uma plataforma semissubmersível na Bacia de Campos, Rio de Janeiro.

Figura 7 – Plataforma Semissubmersível na Bacia de Campos, RJ

Fonte: PETROBRAS, 2011

A exploração e a produção (E&P) de óleo e gás natural no Brasil ocorrem, em sua maioria, *offshore* e em lâminas d'água profundas, como apresentado no Quadro 1 e no Quadro 2, que mostram que os principais campos que estão em produção e em desenvolvimentos são todos localizados *offshore* (ANP, 2013a).

Para a realização da análise do setor de E&P no Brasil, como é proposto pelo presente estudo, foram utilizadas informações de instalações marítimas típicas de produção de óleo e gás natural *offshore* localizadas na Bacia de Campos cujo sistema de geração de energia elétrica utiliza o gás natural ali produzido. Isso foi considerado para o estudo devido à dificuldade na aquisição de dados de processos de todas as instalações marítimas presentes nas bacias do Brasil e porque a Bacia de Campos representa mais de 75% da produção brasileira.

2.3 Evolução do setor

Historicamente, o Brasil dependeu da importação de petróleo para suprir suas necessidades internas, tendo sido afetado durante os dois choques de petróleo, em 1973 e 1979. Desde então, com a descoberta da Bacia de Campos na década de 1980, o país vem aumentando a disponibilidade de óleo nacional, saindo de uma produção de 200 mil bdp, em 1980, para 1 milhão bpd, em 2000, e alcançando mais de 2 milhões de bpd, em 2009, como pode ser visto no Figura 8 (PETROBRAS e ANP, 2009 apud BNDES, 2011). Na Figura 8, também é possível notar os ciclos de produção que ocorreram no Brasil desde a criação da Petrobras: i) *onshore*; ii) águas rasas; e iii) águas profundas (SARAIVA, 2013). O primeiro ciclo é marcado pela exploração *onshore*. O segundo ciclo marca o início da produção *offshore* em águas rasas (<400m), onde se pode perceber um salto na produção brasileira por volta de 1984. O terceiro ciclo é a exploração *offshore* de águas profundas (>400m), que possibilitou um segundo salto no patamar de produção brasileira a partir de 1998.

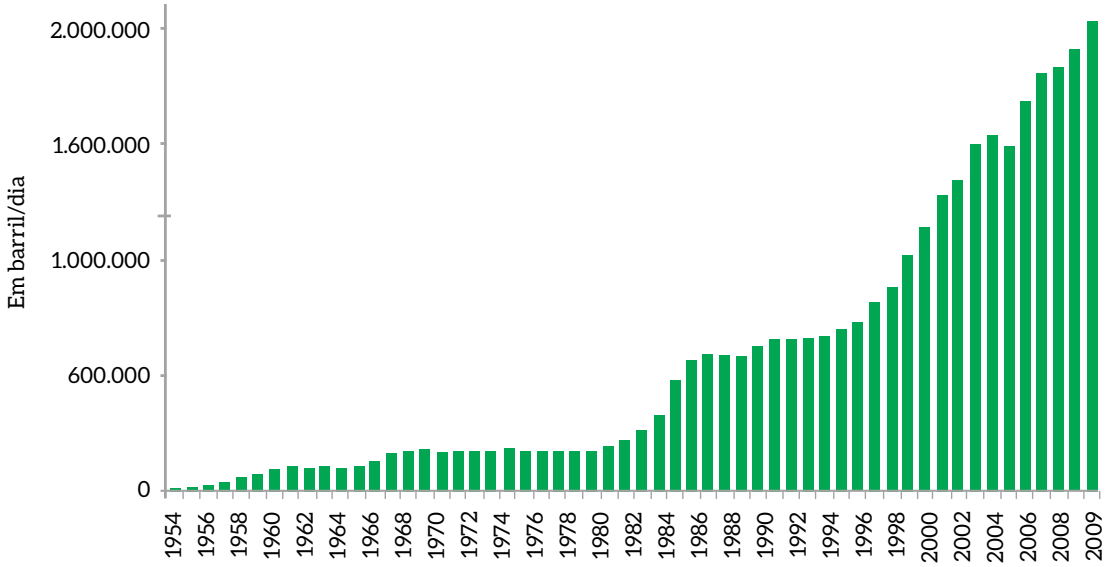

Figura 8 – Histórico de Produção de Petróleo

Fonte: BNDES, 2010

A Figura 9 mostra o início da produção de óleo no pré-sal, com grandes avanços em poucos anos, já tendo alcançado a média de 425 mil bpd, em 2014. Esse seria um quarto ciclo de exploração no Brasil, com volumes de reservas muito promissoras.

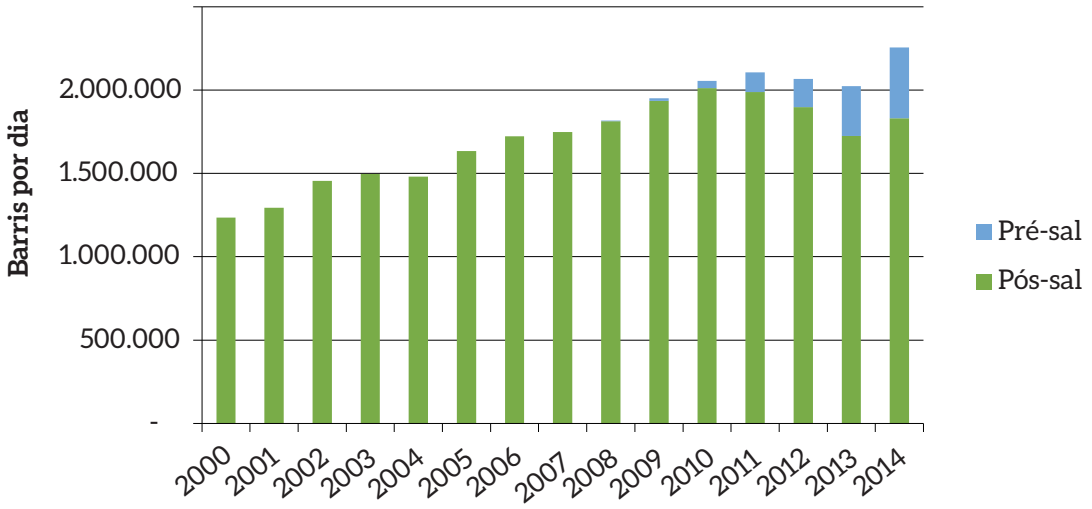

Figura 9 – Histórico Recente da Produção do Pré-sal

Fonte: Elaboração própria, baseado em ANP, 2013a; CREDIT SUISSE, 2014

O aumento da produção nacional possibilitou maior segurança para o país no tocante às variações do preço do petróleo e permitiu que o país saísse de uma posição de dependência de importação de petróleo ou de insegurança energética durante o século passado, atingindo a autossuficiência de petróleo em 2006 e mais recentemente em 2015 (PETROBRAS, 2014b; ANP, 2016). Num futuro próximo, devido às descobertas na nova fronteira do pré-sal, o país poderá tornar-se exportador líquido de petróleo e derivados (BNDES, 2010).

Duas questões devem ser destacadas para mostrar o posicionamento estratégico do Brasil no mercado de petróleo. Primeiro, a produção *offshore* tem aumentado sua participação no mercado mundial de petróleo. Segundo, há uma preocupação de países que são grandes consumidores com a dependência futura da produção dos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep). A produção no Mar do Norte e no México já se encontra em declínio. A estimativa do Departamento de Energia dos Estados Unidos para os próximos anos é de queda gradual da produção em países de fora da Opep (BNDES, 2010).

Com base nessas estimativas, o mundo deve se tornar mais dependente da produção em países nos quais os riscos geopolíticos são elevados e onde existe instabilidade econômica e institucional. Nesse contexto, o Brasil se destaca como um agente não desprezível para fornecimento futuro de petróleo no mercado mundial, o que tem atraído o interesse de empresas produtoras de petróleo e de fornecedoras de bens e serviços (BNDES, 2010).

Segundo estimativas feitas pela Petrobras (2014a), o Brasil se tornará autossuficiente em derivados no ano de 2020. Além disso, a oferta doméstica de gás natural passará de 41 milhões de m^3/dia, em 2013, para 86 milhões de m^3/dia, em 2020. A importação da Bolívia se manterá em 30 milhões de m^3/dia (contrato com validade até 2019), acrescida da importação via gás natural liquefeito (GNL). Até 2013, duas plantas de regaseificação de GNL já estavam em fase de operação (27 milhões de m^3/dia) e a terceira planta adicional iniciou sua operação em 2014 (14 milhões de m^3/dia) (PETROBRAS, 2014b).

As expectativas com relação ao setor de petróleo no Brasil são muito promissoras não só pela extensão das bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos ainda não concedidas (cerca de 7 milhões de km^2), como também por causa das recentes descobertas na camada do pré-sal (BNDES, 2010). A Petrobras estima que haja entre 4 bilhões e 8 bilhões de barris recuperáveis em Tupi (Lula) e 4 bilhões de barris no campo de Iara. Além desses, há os campos de Jubarte (Bacia de Campos) e ao redor (no *ring-fence*) de Golfinho (Bacia do Espírito Santo).

Destaca-se também que, em quase todos os poços perfurados na Bacia de Santos, foi encontrado óleo médio ou gás natural (BNDES, 2010). Há a expectativa de que o campo de Júpiter seja de gás natural não associado, com volume equivalente ao campo de Tupi (Lula). Se isso for comprovado, o Brasil eliminará (ou reduzirá substancialmente), por um longo período, a sua vulnerabilidade externa no tocante a gás natural.

As reservas do *cluster* do pré-sal localizam-se a uma profundidade de mais de 6 mil metros, sendo que cerca de 2 mil metros são de camada de sal. Há uma série de dificuldades para extrair os hidrocarbonetos depositados na camada do pré-sal, o que exige que se empreguem materiais e equipamentos especiais, com tecnologias diferentes das usuais e ainda em desenvolvimento (PETROBRAS, 2011):

- Primeiro, porque atravessar uma camada espessa de sal em águas ultraprofundas não é uma tarefa trivial;
- Segundo, porque a plasticidade e a solubilidade da camada do pré-sal vão demandar tecnologias novas para manutenção da estabilidade do poço;
- Terceiro, os hidrocarbonetos estão depositados em rochas carbonáticas, ambiente pouco conhecido pela Petrobras, pois sua experiência concentra-se nas rochas de arenito;
- E, por fim, a produção se dará em condições de elevada temperatura e pressão, com presença de CO_2 em grande volume, entre 10% mol e 45% mol (FORMIGLI, 2008; CREDIT SUISSE, 2014), que poderá ser armazenado no próprio campo subterrâneo.

A Petrobras entende que essas dificuldades podem ser superadas ao longo dos próximos anos (PETROBRAS, 2011). Além das dificuldades tecnológicas, há o desafio de produzir hidrocarbonetos a uma distância média de 170 km da costa brasileira, distribuindo-se ao longo de uma faixa de aproximadamente 800 km de extensão do litoral dos estados do Espírito Santo e de Santa Catarina (BNDES, 2010). A Figura 10 ilustra a localização dos campos do pré-sal.

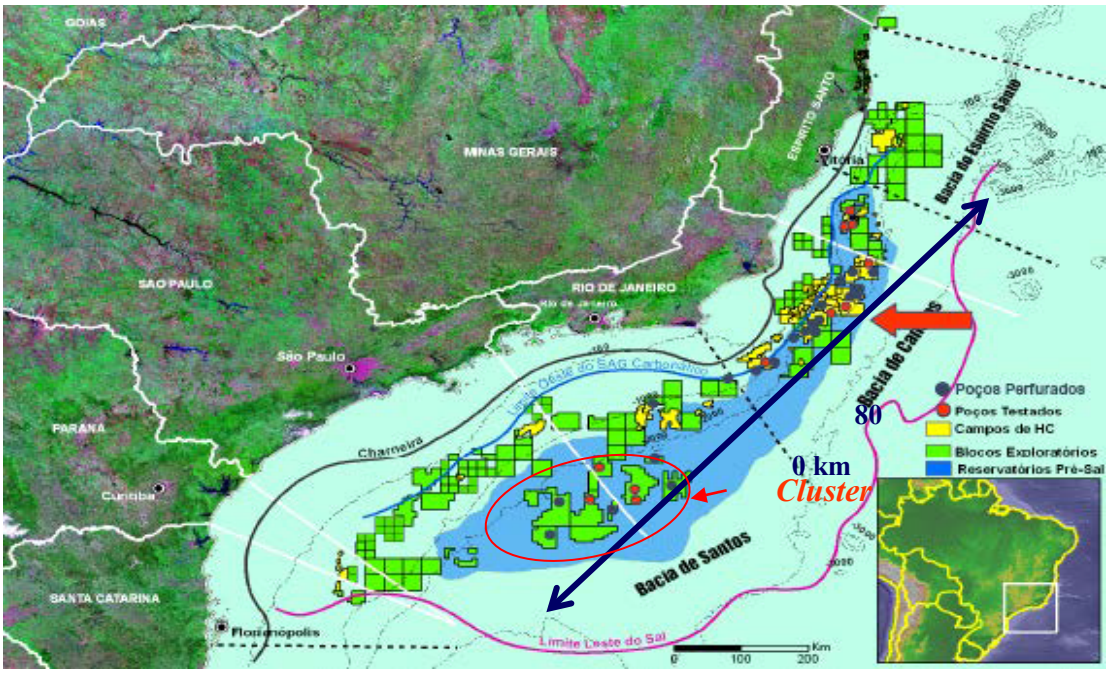

Figura 10 – Ilustração da Localização dos Campos do Pré-sal

Fonte: NEPOMUCENO, 2008

Para os próximos anos, a produção *offshore* deverá incorporar novas plataformas em águas profundas e ultraprofundas a fim de atender a produção, que aumentará de forma significativa. Esses aspectos serão considerados nas projeções de produção de óleo e gás natural até 2050, conforme o cenário REF descrito na próxima seção.

2.4 Cenário de referência

Esta seção objetiva a construção de um cenário REF que reflita o aumento da produção de óleo e gás natural em nível nacional até 2050 para, partindo disso, estimar o consumo energético e as emissões de dióxido de carbono resultantes. Cumpre enfatizar que a projeção das emissões do setor de E&P considera as etapas de exploração, produção, perfuração, transporte, operações e manutenção e limpeza, assim como emissões fugitivas, de *venting* e de *flaring* (EL-HOUJEIRI; BRANDT, 2012).

2.4.1 Projeção da produção de óleo para o Brasil

A projeção de produção de óleo utilizada neste estudo se baseou na curva desenvolvida por Saraiva (2013), em que foi feita uma modelagem Multi-Hubbert, que considera o volume total de recursos últimos recuperáveis, segundo diferentes probabilidades de adição de reservas, para realizar a projeção da produção de óleo. A produção de óleo do ano-base de 2010 até o ano de 2014 foi atualizada com os dados reais (ANP, 2013a; CREDIT SUISSE, 2014).

O resultado obtido por Saraiva (2013), com produção de 3,8 milhões de bpd, está claramente acima dos números que deverão se verificar em 2015, que devem ser da ordem de 2,8 milhões de bpd (PETROBRAS, 2014b). Contudo, o objetivo aqui é realizar um cenário de longo prazo, em que as atuais dificuldades por que passa a indústria brasileira de petróleo deverão, por hipótese, ser superadas. Essa avaliação é, inclusive, corroborada pela projeção de Goldemberg et al. (2014), que distinguem claramente o papel da produção advinda do óleo sob o regime fiscal de cessão onerosa, para a qual a Petrobras já dispendeu considerável recurso.

Nesse sentido, a Petrobras tem concentrado seus investimentos para a região do pré-sal (PETROBRAS, 2013). Com isso, mesmo com grandes aumentos de produção na região do pré-sal, o total produzido em 2012 e 2013 apresentou declínio, voltando aos patamares de 2010 (BDEP/ANP, 2014; REUTERS, 2014). Em 2012, por exemplo, o campo de Roncador apresentava queda de 27% na produção e, em 2014, a produção brasileira voltou a crescer (BDEP/ANP, 2014), mas ainda esteve muito abaixo da previsão desenvolvida para a região do pós-sal por Saraiva (2013), que foi utilizada neste relatório.[1]

Com o intuito de tentar aproximar a projeção desenvolvida por Saraiva (2013) dos dados de produção que deverão ser verificados nos próximos anos, optou-se por defasar a projeção em cinco anos para o pré-sal e três anos para o pós-sal. Sendo assim, a estimativa de produção de óleo se adequa melhor às recentes projeções de crescimento da Petrobras (2014a).

Dessa forma, o recurso último recuperável (URR) – que é a quantidade total de óleo que pode ser produzida ao longo da vida útil da explotação –, teve pequena alteração no início da projeção, mas que não compromete significativamente o volume total. A projeção de petróleo é apresentada na Tabela 1 e na Figura 11.

Tabela 1 – Projeção da Produção de Óleo (para probabilidade de 50% no URR do pós-sal e 50 bilhões de barris no pré-sal)

Produção anual de óleo			
Ano	Pós-sal (mil barris)	Pré-sal (mil barris)	Total (mil barris)
2010	734.259	15.695	749.954
2015	748.250	182.500	930.750
2020	1.043.767	309.914	1.353.681
2025	1.196.139	489.820	1.685.959
2030	1.189.419	732.772	1.922.192
2035	1.025.525	1.011.060	2.036.585
2040	780.918	1.250.189	2.031.106
2045	540.379	1.352.543	1.892.923
2050	349.712	1.267.397	1.617.109

Fonte: Elaboração própria, com base em SARAIVA, 2013; ANP, 2013a; CREDIT SUISSE, 2014

1 De fato, as estimativas de Saraiva (2013) para o pré-sal entre 2012 e 2015 estiveram bem aderentes com a realidade. Por sua vez, a previsão da produção do pós-sal apresentou desvios positivos de 12%, 23% e 18%, em 2012, 2013, 2014, respectivamente. Em linha geral, o valor previsto em 2013 por Saraiva deverá ser atingido apenas em 2015/2016.

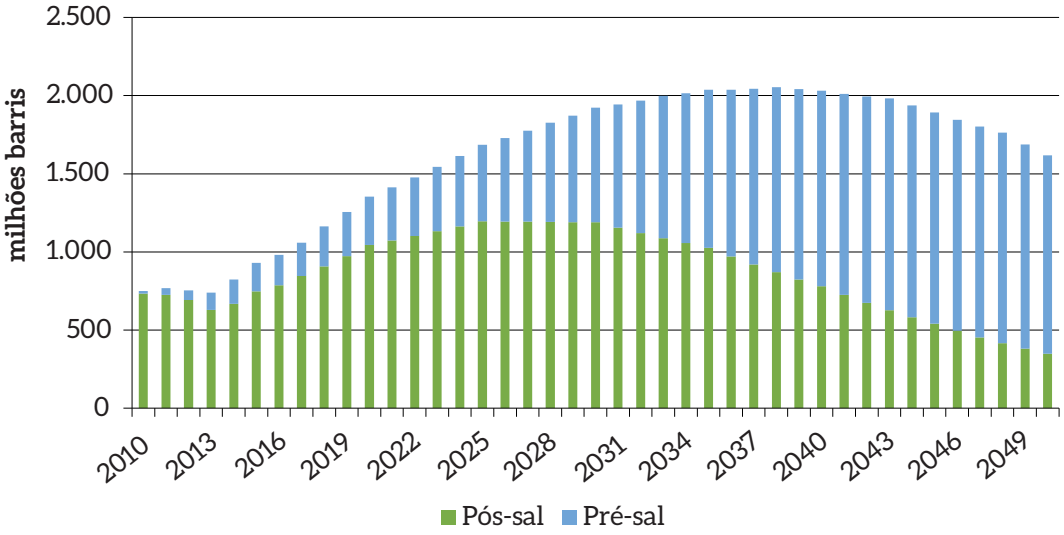

Figura 11 – Projeção da Produção Anual de Óleo no Brasil

Fonte: Elaboração própria, com base em SARAIVA, 2013; ANP, 2013a; CREDIT SUISSE, 2014

2.4.2 Projeção de plataformas

Considerando a projeção da produção de petróleo no Brasil apresentada na Tabela 1 e que as instalações marítimas novas serão do tipo FPSO devido à explotação em águas profundas e ultraprofundas, foram feitas estimativas do número de plataformas necessárias.

Nesse caso, a projeção elaborada foi conservadora, considerando que todas as plataformas implementadas em um mesmo ano terão a mesma capacidade média. Essa capacidade média aumenta ao longo do tempo em função de uma maior produção decorrente do pré-sal, que exigirá plataformas de maior porte para processar os volumes de óleo estimados para essa região.

- Pós-sal: todas as plataformas com capacidade média de 100 mil barris por dia;
- Pré-sal: até 2019: capacidade média de 100 mil barris por dia; 2020-2035: capacidade média de 150 mil barris por dia; 2035 em diante: capacidade média de 200 mil barris por dia.

A escolha da capacidade média das plataformas foi baseada em estudos realizados por Credit Suisse (2014), que utilizou uma média de 100 mil bpd, e por IEA (2014), que utilizou como média 150 mil bpd. Além disso, assumiu-se que as plataformas têm 30 anos de vida útil (LUCZYNSKI, 2002) e que, quando uma plataforma for substituída, outra de maior porte entrará em seu lugar.

Para as plataformas existentes do pós-sal, foi considerada uma capacidade média de 35 mil bpd, o que representa cerca de 50 plataformas flutuantes, aproximando-se da frota atual da Petrobras (2014c).

Assim, chegou-se ao número de plataformas novas e em operação que consta na Tabela 2 e na Figura 12.

Tabela 2 – Estimativa Total de Plataformas

Ano	Pós-sal		Pré-sal	
	Em operação	Novas[2]	Em operação	Novas
2010	51	2	1	0
2015	42	8	5	4
2020	47	10	9	4
2025	50	8	12	3
2030	47	5	17	5
2035	39	5	22	5
2040	29	2	25	4
2045	20	0	24	3
2050	13	0	21	1

Fonte: Elaboração própria

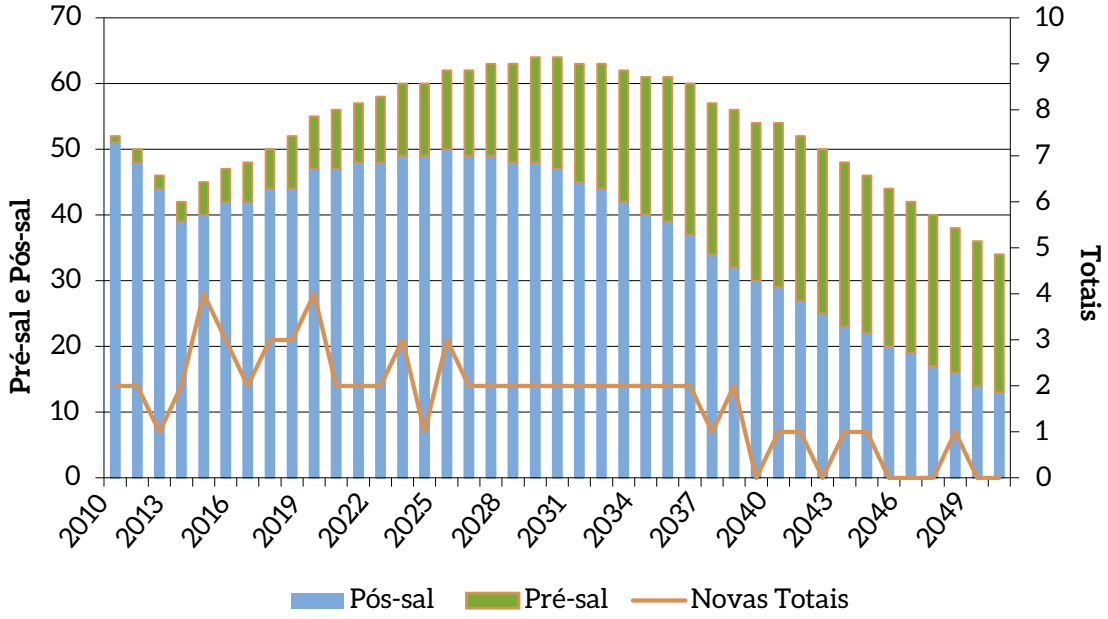

Figura 12 – Estimativa Total de Plataformas

Fonte: Elaboração própria

É importante destacar que, a partir do ano 2038, não foi considerada a inserção de novas plataformas de produção para o pós-sal em substituição a plataformas de produção que chegaram ao final de sua vida útil. Isso ocorreu porque, de acordo com a estimativa apresentada, a produção de óleo

2 Por "novas" entende-se o número de plataformas adquiridas ao longo dos cinco anos, considerando tanto as plataformas adicionais para aumentar a capacidade de produção quanto as plataformas de reposição que vão substituir as mais antigas.

diminui consideravelmente nesse período, não necessitando da reposição de plataformas. Na Tabela 3, pode-se ver um detalhamento das estimativas das plataformas do pré-sal.

Tabela 3 – Detalhamento da Estimativa de Plataformas para o Pré-sal

Detalhamento das Plataformas do Pré-Sal							
Ano	Capacidade média da plataforma (kbpd)	Plataformas em produção (kbpd)			Novas		
		100	150	200	100	150	200
2010	100	1	-	-	-	-	-
2015	100	5	-	-	4	-	-
2020	150	8	1	-	3	1	-
2025	150	8	4	-	-	3	-
2030	150	8	9	-	-	5	-
2035	150	8	14	-	-	5	-
2040	200	7	14	4	-	-	4
2045	200	3	14	7	-	-	3
2050	200	-	13	8	-	-	1

Fonte: Elaboração própria

Vale ressaltar que o número de plataformas projetadas se encontra na mesma ordem de grandeza do que foi apresentado pela Petrobras (2014b) e pelo Credit Suisse (2014). Da mesma forma, se for considerada a mesma capacidade média de plataforma encontrada em IEA (2014), de 150 mil barris por dia, o número de plataformas projetadas também se encontra na mesma ordem de grandeza.

2.4.3 Projeção de produção de gás natural para o Brasil

A projeção de produção total do gás natural no Brasil é um somatório da estimativa de produção de gás associado do pré-sal,[3] gás associado do pós-sal, gás livre (ou gás não associado) do pós-sal e gás de folhelho.[4] A seguir, são apresentados a metodologia de cálculo e os resultados das projeções de produção de gás natural mencionadas.

2.4.3.1 Pós-sal

A projeção de produção líquida de gás natural associado foi feita utilizando a razão gás/óleo líquida. Observou-se que a razão gás/óleo era diferente para cada região do Brasil. Para isso, dividiu-se a produção de óleo em três regiões (Sudeste, Nordeste e Norte) e aplicou-se a razão gás/óleo líquida regional sobre a curva de produção de óleo do pós-sal. Com isso, obteve-se a curva de

3 Neste estudo, não é considerada a produção de gás livre para o pré-sal.

4 Também chamado de *shale gas*.

produção de gás associado para o pós-sal. As razões gás/óleo líquidas utilizadas foram iguais a 18,07 m^3/bbl para o Sudeste, 80,0 m^3/bbl para o Nordeste e 460,0 m^3/bbl para o Norte (ANP, 2013a). A produção líquida é menor do que a produção bruta, decorrente do volume de gás natural utilizado para autoconsumo nas plataformas. Para a produção associada ao petróleo do pós-sal e do pré-sal, foi considerado o consumo específico do E&P de 1,69 GJ por tonelada de hidrocarboneto produzido (OGP, 2012), que resulta em autoconsumo de 6,12 m^3/bbl.[5] Esse valor difere do valor encontrado em Saraiva (2013).[6]

Para o gás livre – que se refere aos campos contendo somente gás natural –, as curvas de produção (bruta e líquida) foram elaboradas a partir de Schaeffer et al. (2014). Nessa projeção, foi considerado que, em média, 3% da produção bruta refere-se ao autoconsumo da plataforma de produção, ao *vent* e à queima em *flare* de emergência (ANP, 2000; SEVENSTER; CROEZEN, 2006; S&T[2] Consultants Inc., 2011).

As projeções de produção bruta e líquida totais do pós-sal, considerando a soma do gás associado com o gás livre, estão na Tabela 4 e na Figura 13.

Tabela 4 – Projeções da Produção Total de Gás no Pós-sal

Ano	Pós-sal (Milhões de m^3)	
	Produção Bruta	Produção Líquida
2010	27.097	22.544
2015	25.822	21.183
2020	31.887	25.416
2025	34.626	27.210
2030	33.623	26.249
2035	28.905	22.547
2040	22.308	17.466
2045	15.874	12.524
2050	10.705	8.537

Fonte: Elaboração própria

Nota: A produção líquida é a produção bruta, descontados o autoconsumo e a reinjeção do gás natural.

5 Energia consumida na produção (GJ) = Consumo específico (1,69 GJ/t) * Produção total de óleo (111 Mt).
Autoconsumo (m^3/bbl) = Energia consumida na produção (GJ) / Poder calorífico inferior GN (kJ/m^3) / Produção de óleo (M bbl).

6 Saraiva (2013) considera que, no pós-sal, em média, 23 m^3 de gás são extraídos a cada barril de óleo, sendo 14% referentes ao autoconsumo (MAIA, 2007), o que equivale a 3,2m^3/bbl.

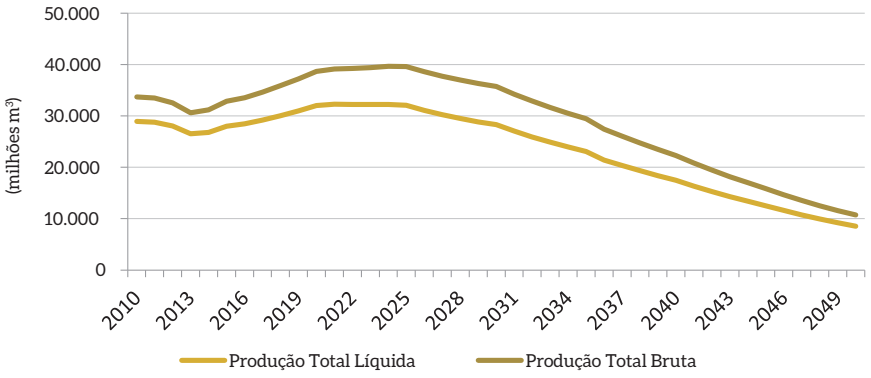

Figura 13 – Projeções da Produção Total de Gás no Pós-sal (gás associado + gás livre)

Fonte: Elaboração própria

2.4.3.2 Pré-sal

Para os campos do pré-sal, uma curva de gás natural foi elaborada, considerando-se também os resultados provenientes de captura e armazenamento de carbono, opção avaliada em relatório exclusivo do projeto.[7] No relatório supracitado, foi adotado, como tecnologia de captura de CO_2, um sistema de membranas. Assumiu-se como premissa que a produção de gás do pré-sal é exclusivamente de gás associado, ou seja, não foram considerados no pré-sal campos com gás livre.

Para este estudo, como asseverado, foram consideradas três capacidades médias de plataformas, com produções diárias de 100, 150 e 200 mil barris de óleo. Segundo IEA (2014), a quantidade de gás extraído no processamento de um barril de óleo do pré-sal é de cerca de 40 m^3. Portanto, cada plataforma terá sua respectiva capacidade média de produção de gás bruto.

Uma vez que ainda há muita incerteza quanto à quantidade precisa de CO_2 presente no gás natural do pré-sal, foi considerada uma faixa ampla, entre 10% mol CO_2 e 45% mol CO_2, segundo proposto pela literatura disponível (ECHT; MEISTER, 2009; IEA, 2014; CREDIT SUISSE, 2014). Dessa forma, foi possível calcular – para cada limite do teor de CO_2 apresentado e para cada capacidade média de plataforma considerada – o número de módulos necessários, os volumes capturados na membrana, os volumes reinjetados (i.e., o CO_2 capturado e o *bypass*[8]) e os volumes brutos produzidos. Dessa forma, foram propostas três nomenclaturas para as quantidades de gás natural estimadas neste estudo para a produção associada aos recursos do pré-sal: quantidade total de gás extraído; produção bruta de gás natural (gás extraído menos o *bypass*); e produção líquida de gás natural (produção bruta menos o autoconsumo da plataforma e penalidade energética do sistema de membranas usado na captura de CO_2). A Equação 1 e a Equação 2 se referem às quantidades de gás natural representadas pelas nomenclaturas anteriormente citadas.

7 Este relatório trata da implementação de tecnologias de captura e armazenamento de CO_2 (*carbon capture and storage* – CCS). Para mais detalhes, ver o referido relatório.

8 *Bypass* é uma parcela da quantidade do gás natural extraído que é reinjetado sem passar pelo sistema de membranas.

$$\text{PROD LÍQ GN} = \text{PROD BRUTA GN} - (\text{AC} + \text{PE}) \quad (1)$$

$$\text{PROD BRUTA GN} = \text{GÁS EXTRAÍDO} - \text{BYPASS} \quad (2)$$

Onde,

Prod Líq GN = produção líquida de gás natural (m^3);

Prod Bruta GN = produção bruta de gás natural (m^3);

AC = autoconsumo da plataforma de produção (m^3);

PE = penalidade energética (m^3).

Portanto, de acordo com as equações apresentadas, o gás extraído foi calculado segundo IEA (2014) e representa, em média, 40 m^3 de gás natural por barril de óleo extraído. O total de gás extraído é proveniente da multiplicação de 40 m^3 de gás natural pela capacidade média de produção de cada plataforma e pelo número total estimado de plataformas.

No que concerne ao gás bruto produzido e ao *bypass*, foram calculados a partir da modelagem feita no *software* Hysys. As projeções da produção bruta de gás natural por tipologia de plataforma estão apresentadas na Tabela 5 e na Tabela 6, separadas pelo respectivo teor de CO_2 no gás bruto.

- Teor de CO_2 na entrada: 10% mol CO_2

Tabela 5 – Volumes de Produção e Reinjeção para o Gás com Teor de 10% de CO_2

Capacidade média da plataforma (mil bpd)	Volume gás extraído (Mm^3/dia)	Módulos de membrana	Bypass do gás extraído (Mm^3/dia)	Produção bruta de gás natural (M m^3/dia)	
100	4,0	1	1	2,73	
150	6,0	2	0	5,46	
200	8,0	2	2	5,46	
Capacidade média da plataforma (mil bpd)	**Reinjeção (Mm^3/dia)**	**Teor de CO_2 no gás reinjetado**	**Captura de CO_2 na membrana (kt/dia)**	**Taxa de captura**	
				%	**(tCO_2/bbl)**
100	1,37	26%	0,66	89%	0,0066
150	0,74	70%	0,95	86%	0,0064
200	2,74	26%	1,31	89%	0,0066

Fonte: Elaboração própria

- Teor de CO_2 na entrada: 45% mol CO_2

Tabela 6 – Volumes de Produção e Reinjeção para o Gás com Teor de 45% de CO_2

Capacidade média da plataforma (mil bpd)	Volume gás extraído (Mm^3/dia)	Módulos de membrana	Bypass do gás extraído (Mm^3/dia)	Produção bruta de gás natural (Mm^3/dia)	
100	4,0	1	1	1,82	
150	6,0	2	0	3,64	
200	8,0	2	2	3,64	
Capacidade média da plataforma (mil bpd)	**Reinjeção (Mm^3/dia)**	**Teor de CO_2 no gás reinjetado**	**Captura de CO_2 na membrana (kt/dia)**	**Taxa de captura**	
				%	**(tCO_2/bbl)**
100	2,28	75%	3,15	96%	0,0315
150	2,56	95%	4,48	91%	0,0299
200	4,56	75%	6,30	96%	0,0315

Fonte: Elaboração própria

Em seguida, com a produção bruta de gás natural e o número de plataformas de cada capacidade média em operação (Tabela 3), foi calculada uma razão gás/óleo para cada ano, ponderada pelo número de plataformas em operação. Dessa forma, chegou-se à produção bruta anual total. Para chegar à produção líquida da plataforma, descontaram-se o autoconsumo de energia e a penalidade energética referente ao sistema de membranas. O autoconsumo utilizado foi o mesmo do pós-sal, igual a 6,12 m^3/bbl, pois não foi constatada nenhuma diferença significativa no consumo específico na produção de óleo e gás depois do início da produção no pré-sal, sendo a única diferença, portanto, a penalidade energética da captura de carbono. Dados da ANP (2013b) mostram que, para os anos de 2010 a 2012, período em que a produção do pré-sal cresceu expressivamente, o autoconsumo ficou em 15,5%, 15,4% e 15,0, respectivamente, em relação à produção total de gás natural.[9] Não havendo variações significativas no valor do autoconsumo, ele foi considerado igual para o pré-sal e para o pós-sal. Por simplificação, esse autoconsumo foi considerado constante ao longo do tempo e igual para todas as capacidades médias de plataforma, o que é uma hipótese razoável na falta de dados precisos, enquanto a produção de petróleo for ascendente. Por sua vez, a penalidade energética é proveniente basicamente do consumo elétrico dos compressores utilizados nos sistemas de membrana para a captura do CO_2.

Sendo assim, o autoconsumo e a penalidade energética foram deduzidos da produção bruta, resultando em uma nova curva de projeção de produção líquida de gás natural. Vale ressaltar que foi considerada uma faixa de teor de CO_2 mencionada anteriormente – de 10% mol CO_2 a 45% mol CO_2 – para o pré-sal, logo, uma faixa de projeção de produção líquida de gás natural foi estimada. A Tabela 7 e a Figura 14 apresentam as estimativas de produção bruta e líquida para o pré-sal com

9 Esse percentual se refere não apenas ao autoconsumo nas área de produção, mas também ao autoconsumo nas unidades de processamento de gás natural (UPGN). O percentual adotado neste estudo trata apenas das plataformas de produção.

o teor 10% mol CO_2, bem como o volume de gás extraído. A Tabela 8 e a Figura 15 apresentam os mesmos resultados para o teor 45% mol CO_2.

Tabela 7 – Produção de Gás no Pré-sal (10% mol CO_2)

Ano	Gás Extraído (Mm³)	Produção Bruta (Mm³)	Produção Líquida (Mm³)
2010	1.460	428	283
2015	7.300	4.982	3.789
2020	13.870	8.774	6.729
2025	20.440	14.858	11.623
2030	31.390	23.535	18.670
2035	42.340	33.457	26.743
2040	52.560	40.501	32.218
2045	55.480	44.104	35.161
2050	51.830	41.740	33.362

Fonte: Elaboração própria

Nota: A produção bruta é o gás extraído menos o *bypass*. A produção líquida é a produção bruta menos o autoconsumo da plataforma e a penalidade energética do CCS.

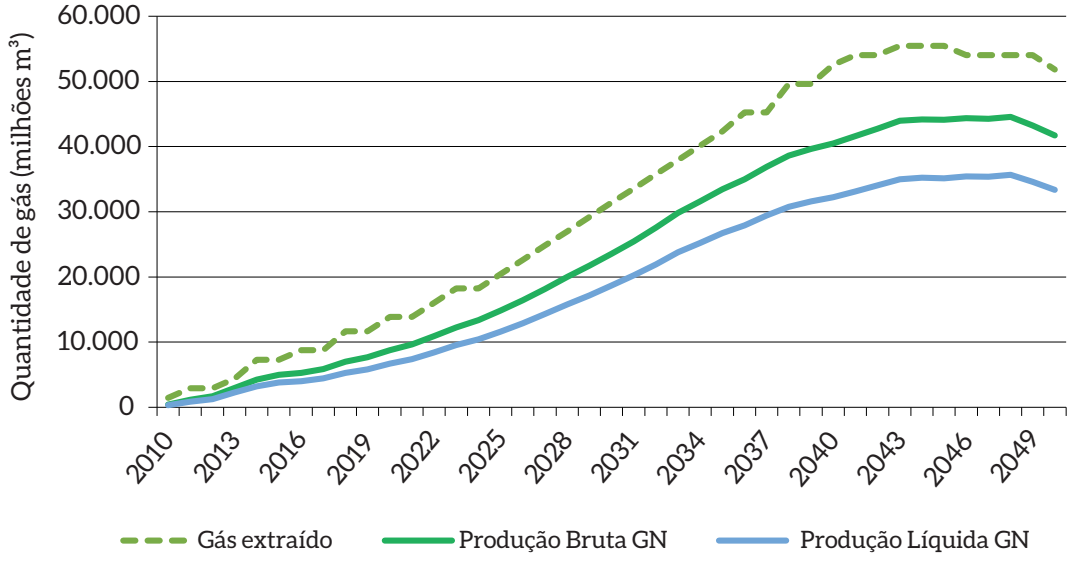

Figura 14 – Produção de Gás no Pré-sal (gás com 10% mol CO_2)

Fonte: Elaboração própria

Tabela 8 – Produção de Gás no Pré-sal (45% mol CO_2)

Ano	Gás Extraído	Produção Bruta	Produção Líquida
	(Mm³)	(Mm³)	(Mm³)
2010	1.460	286	123
2015	7.300	3.322	2.041
2020	13.870	5.849	3.629
2025	20.440	9.905	6.391
2030	31.390	15.690	10.371
2035	42.340	22.305	14.962
2040	52.560	27.001	17.966
2045	55.480	29.403	19.674
2050	51.830	27.826	18.715

Fonte: Elaboração própria

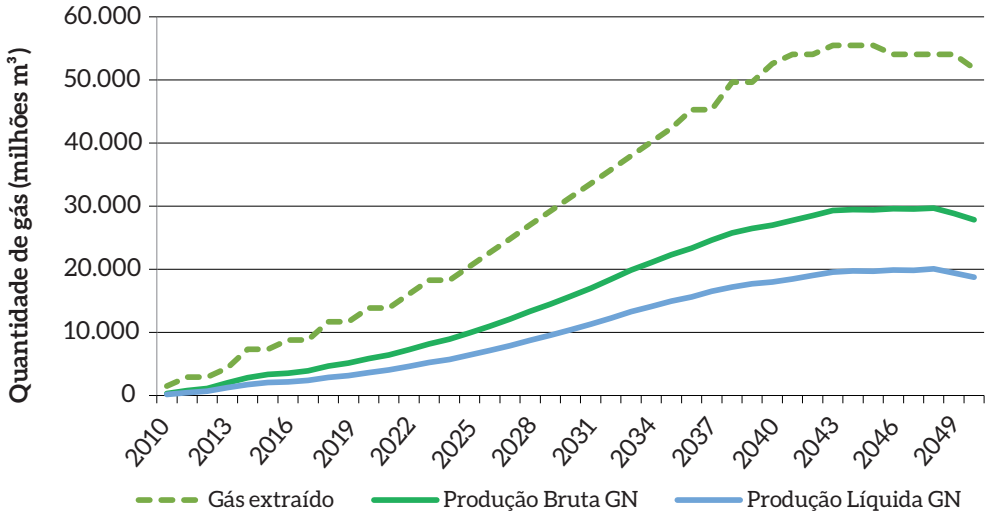

Figura 15 – Quantidade de gás no Pré-sal (gás com 45% mol CO_2)

Fonte: Elaboração própria

2.4.3.3 Gás de folhelho

Por último, foi considerada a projeção bruta de gás de folhelho (*shale gas*) elaborada por Schaeffer et al. (2014). Devido à inexistência de dados de autoconsumo, *vent* e *flare* para o Brasil, buscaram-se dados na literatura internacional que retratam a realidade dos Estados Unidos, que já exploram o gás de folhelho. Esses dados foram replicados de forma conservadora a partir de um poço de menor produtividade em Barnett, nos EUA, e de uma taxa de perfuração passível de ser realizada no médio para longo prazo, em bacias com disponibilidade hídrica, e foi possível estimar a produção líquida de gás de folhelho (Tabela 9). O autoconsumo considerado foi de 3,0% do volume da produção bruta, e o *vent*, 3,3% (HOWARTH et al., 2012; GREET, 2013).

Tabela 9 – Produção Bruta e Líquida de Gás de Folhelho

Ano	Produção bruta gás de folhelho (Mm³)	Produção líquida de gás de folhelho (Mm³)
2010	0	0
2015	0	0
2020	0	0
2025	1.095	1.026
2030	5.475	5.130
2035	5.475	5.130
2040	5.475	5.130
2045	5.475	5.130
2050	5.475	5.130

Fonte: Elaboração própria

A projeção da produção total líquida (gás natural associado do pré-sal, gás associado e gás livre do pós-sal e gás de folhelho) pode ser vista na Tabela 10. O total se refere à soma da produção, separados pelos dois limites da faixa de teores de CO_2 (10% mol CO_2 e 45% mol CO_2) adotados neste estudo (Figura 16 e Figura 17).

Tabela 10 – Projeção da Produção Líquida Total de Gás Natural (Mm³)

Ano	Pós-sal		Pré-sal		Gás de folhelho	Total	
	Gás associado	Gás livre	10% mol CO_2	45% mol CO_2		10% mol CO_2	45% mol CO_2
2010	22.544	6.424	319	158	-	29.287	29.127
2015	21.183	6.837	3.789	2.041	-	31.809	30.061
2020	25.416	6.607	6.729	3.629	-	38.751	35.652
2025	27.210	4.855	11.623	6.391	1.026	44.713	39.481
2030	26.249	2.044	18.670	10.371	5.130	52.093	43.794
2035	22.547	548	26.743	14.962	5.130	54.967	43.186
2040	17.466	-	32.218	17.966	5.130	54.814	40.562
2045	12.524	-	35.161	19.674	5.130	52.815	37.328
2050	8.537	-	33.362	18.715	5.130	47.028	32.382

Fonte: Elaboração própria

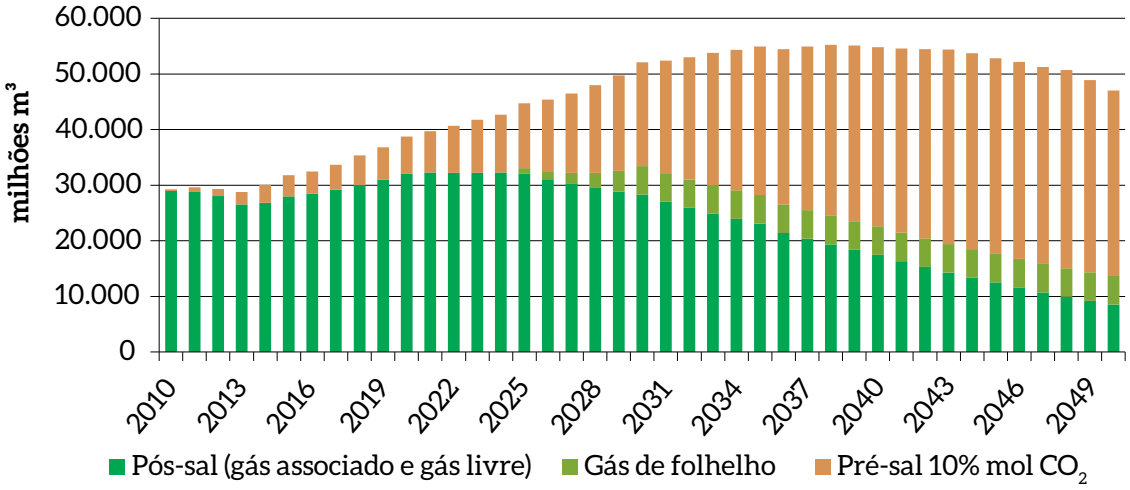

Figura 16 – Projeção de Produção Líquida Total de Gás Natural no Brasil (gás pré-sal com 10% mol CO_2)

Fonte: Elaboração própria

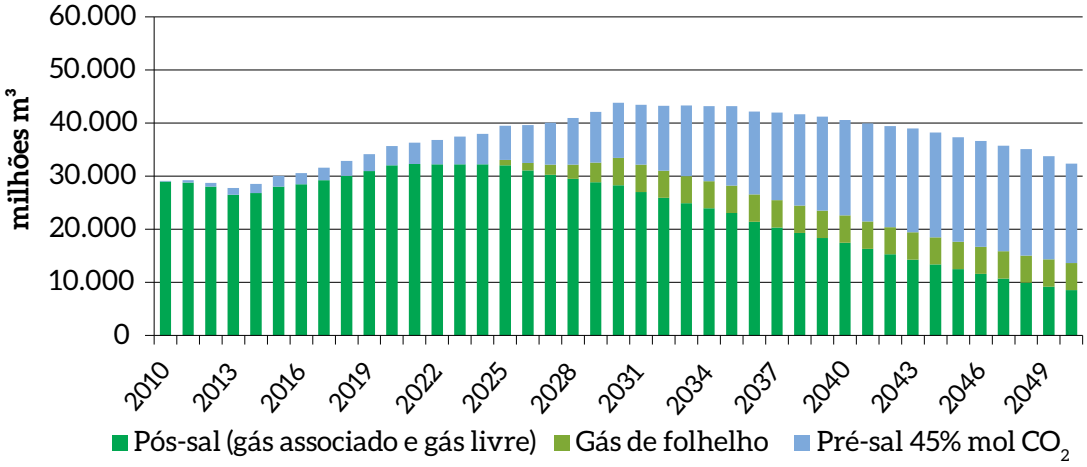

Figura 17 – Projeção de Produção Líquida Total de Gás Natural no Brasil (gás pré-sal com 45% mol CO_2)

Fonte: Elaboração própria

Percebe-se que, para a mesma produção de óleo considerada, quando se considera um gás extraído do pré-sal com teor de 45% mol de CO_2, a produção líquida de gás natural é menor, pois boa parte do volume do gás extraído se refere à parcela de gás carbônico, enquanto aproximadamente 55% se referem ao gás natural de fato. Quando o gás extraído tem em torno de 10% de CO_2, 90% se referem ao gás natural, logo, tem-se uma produção líquida maior.

2.4.4 Projeção de emissões de GEE

2.4.4.1 Metodologia por atividade

2.4.4.1.1 Plataformas de óleo e gás associado (pós-sal e pré-sal)

Para a produção associada ao petróleo do pós-sal e do pré-sal, foi considerado o consumo específico de E&P de 1,69 GJ por tonelada de hidrocarboneto produzido (OGP, 2012), que resulta em 6,12 m^3/bbl[10] e equivale à emissão de 12,64 $kgCO_2$/bbl.[11] Esse valor se refere somente ao autoconsumo da produção de petróleo. Atribuiu-se aqui esse autoconsumo ao gás natural, o que é uma hipótese conservadora, na medida em que parte do autoconsumo deve vir de derivados de petróleo cujo fator de emissão supera o do gás natural.

Os fatores de emissão foram calculados diretamente por barril de óleo produzido, e não por m^3 de gás natural, como foi feito para o gás livre e o gás de folhelho. Em seguida, para as emissões de *flare* e *vent*, usaram-se os dados da OGP (2012) para o Brasil, que indicam que, para as emissões da produção de um barril de óleo produzido, 55% são devidos ao autoconsumo, 32% ao *flare*, 9% ao *vent* e 4% de emissões fugitivas. Dessa forma, foi possível chegar ao fator de emissão para cada parcela (autoconsumo, *flare*, *vent* e fugitivas). Em seguida, foi calculada a parcela de emissões referente ao restante do *upstream*, que compreende exploração, perfuração, transporte, operações e manutenção e limpeza. O valor obtido foi de 9,89 $kgCO_2$/bbl (OGP, 2012). O fator de emissão do autoconsumo referente à produção, portanto, é de cerca de 38% do *upstream*. Esse resultado se coaduna com números da literatura internacional. El-Houjeiri e Brandt (2012) fornecem um exemplo de estimativa para emissões do *upstream* nos Estados Unidos, em que indicam uma fração das emissões atribuídas ao autoconsumo na produção equivalente a 30% das emissões atribuídas ao autoconsumo total do *upstream*. Esses fatores foram utilizados para o cálculo de emissões de E&P de óleo e gás associado no pós-sal (Tabela 11).

Tabela 11 – Fatores de Emissão Calculados para Óleo e Gás Associado do Pós-sal

FE pós-sal ($kgCO_2e$/bbl produzido)	
Autoconsumo	12,64
Flaring	7,36
Venting	2,07
Fugitivas	0,92
Total Produção	22,98
Exploração	9,89
Total E&P	32,87

Fonte: Elaboração própria, com base em IPCC, 2006; OGP, 2012

10 Energia consumida em E&P (GJ) = Consumo específico (1,69 GJ/t) * Produção total de óleo (111 Mt)
Autoconsumo (m^3/bbl) = Energia consumida no E&P (GJ) / Poder calorífico inferior GN (kJ/m^3) / Produção de óleo (M bbl).

11 Autoconsumo x Poder calorífico inferior x ($\sum_{GEE}$ Fator de emissão$_{GEE}$ x $GWP_{100_{GEE}}$) / 10^9
Autoconsumo: 6,12 m^3/bbl; Poder calorífico: 36.784 kJ/m^3;
Fatores de Emissão (kg/TJ): CO_2: 56.100, CH_4: 1, N_2O: 0,1
GWP_{100}: CO_2: 1, CH_4: 28, N_2O: 265

No pré-sal, na falta de dados precisos, os fatores de autoconsumo e *flare* também foram considerados os mesmos e constantes por toda a faixa considerada neste estudo, de 10% a 45% mol CO_2, pois essas emissões são resultantes da combustão do gás natural. Como destacado, esses fatores de emissão são os mesmos do pós-sal, uma vez que, na série histórica disponível para as emissões do setor, não houve modificação significativa a partir do início da exploração e produção no pré-sal (ANP, 2013b). Para o *vent*, o fator de emissão varia, pois, dependendo da composição do gás, mais ou menos metano está sendo emitido para a atmosfera. Como o metano tem potencial de aquecimento global 21 vezes maior que o do gás carbônico (IPCC, 2006), é necessário fazer distinção para a faixa de teor de CO_2 considerada. Logo, o gás bruto com 10% mol CO_2 (90% mol CH_4) vai emitir mais do que o gás bruto com 45% mol CO_2 (55% mol CH_4).

Para fazer essa distinção do fator de emissão para o *vent*, converteu-se o fator de emissão calculado anteriormente (em quantidade de CO_2 equivalente) para volume de gás natural por meio da divisão pelo seu potencial de aquecimento global (GWP_{100}) e pela sua densidade. Assim, chegou-se ao volume de gás bruto responsável pelas emissões de *vent*. Para esse volume de gás bruto obtido, foram separados o volume de metano e o volume de gás carbônico nele presentes. A seguir, foi aplicado o GWP_{100} de cada gás, obtendo-se, então, o fator de emissão do *vent* por barril para a faixa de teor de CO_2 considerada. Os fatores de emissão estão mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 – Fatores de Emissão Calculados para o Pré-sal

FE ($kgCO_2e$/bbl produzido)		
	Pré-sal 10%	Pré-sal 45%
Autoconsumo	12,64	12,64
Flaring	7,36	7,36
Venting	1,89	1,26
Fugitivas	0,92	0,92
Total Produção	22,80	22,17
Exploração	9,89	9,89
Total E&P	32,69	32,06

Fonte: Elaboração própria, com base em IPCC, 2006; OGP, 2012

Por último, os fatores de emissão do autoconsumo, *flare* e *vent* foram multiplicados pela produção anual de óleo para se chegar às emissões anuais referentes ao óleo e ao gás associado do pré-sal e do pós-sal.

2.4.4.1.2 Gás livre do pós-sal e gás de folhelho

Para o gás livre do pós-sal, as emissões são provenientes do autoconsumo, do *vent* e da queima em *flare* de emergência, resultando em um valor médio de 3% do volume da produção bruta (ANP, 2000; SEVENSTER; CROEZEN, 2006; S&T² CONSULTANTS INC., 2011), conforme mostrado na seção 2.4.3.1. Para o gás de folhelho, as emissões provêm do autoconsumo e do *vent*, mostrados na seção 2.4.3.3. Foi calculado um fator de emissão por m^3 (Tabela 13) que, aplicado sobre as fontes de emissão do gás livre e do gás de folhelho, fornece as emissões anuais. Essas emissões, somadas às emissões do óleo e gás associado do pré-sal e do pós-sal, fornecem as emissões totais de E&P.

Tabela 13 – Fatores de Emissão para o Gás Livre do Pós-sal

Fatores de emissão ($kgCO_2e/m^3$)		
Gás livre do pós-sal		2,07
Gás de folhelho	Autoconsumo	2,07
	Venting	13,74

Fonte: Elaboração própria com base em IPCC, 2006; ANP, 2000; SEVENSTER; CROEZEN, 2006; (S&T)[2] CONSULTANTS INC., 2011

2.4.4.1.3 *Bunker*

As emissões referentes ao transporte do óleo e do gás natural extraídos também foram contabilizados neste estudo. As considerações feitas foram dois *offloads* mensais (CHEVRON, 2012), consumo de combustível de 4.150 MJ/km e distância média de 25 km para plataformas fixas, 100 km para plataformas flutuantes e 300 km para plataformas do pré-sal. Assim, chegou-se ao consumo energético do transporte de carga associado a E&P. O fator de emissão utilizado foi de 75 tCO_2e/TJ (IPCC, 2006). As emissões do *bunker* corresponderam a 1,4% das emissões fugitivas, que se encontram na mesma ordem de grandeza dos valores do MCTI (2013).

2.4.4.2 Resultados

Na Tabela 14, na Figura 18 e na Figura 19, estão as estimativas de emissões totais no setor de E&P, contendo as emissões do pós-sal (gás livre, óleo e gás associado), do gás de folhelho e do pré-sal (óleo e gás associado) – separados em dois gráficos pela faixa de teor de CO_2 presente no pré-sal (10% e 45% mol CO_2).

Tabela 14 – Emissões Totais do E&P ($MtCO_2e$)

Ano	Pós-sal	Pré-sal		Gás de folhelho	Bunker	Total ($MtCO_2e$)	
		10% mol CO_2	45% mol CO_2			10% mol CO_2	45% mol CO_2
2010	24,5	0,5	0,6	0,0	0,1	25,2	25,2
2015	25,0	6,1	6,2	0,0	0,1	31,2	31,3
2020	34,7	10,4	10,6	0,0	0,1	45,2	45,4
2025	39,6	16,4	16,7	0,6	0,1	56,7	57,0
2030	39,2	24,6	25,1	2,8	0,2	66,8	67,3
2035	33,7	34,0	34,6	2,8	0,2	70,7	71,4
2040	25,7	42,0	42,7	2,8	0,2	70,6	71,4
2045	17,8	45,4	46,1	2,8	0,1	66,1	66,9
2050	11,5	42,5	43,2	2,8	0,1	56,9	57,6

Fonte: Elaboração própria

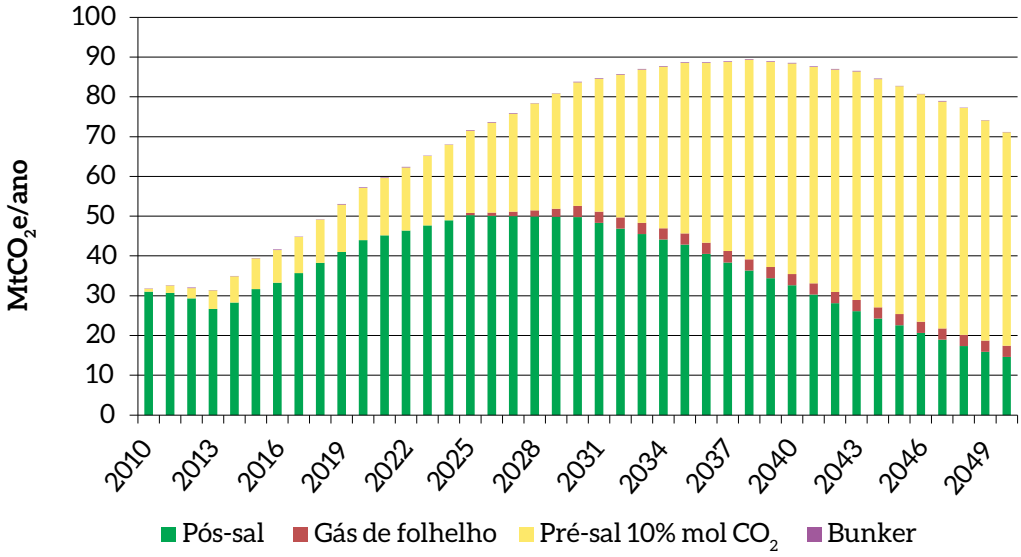

Figura 18 – Emissões de CO_2 no E&P (pré-sal: 10% mol CO_2)

Fonte: Elaboração própria

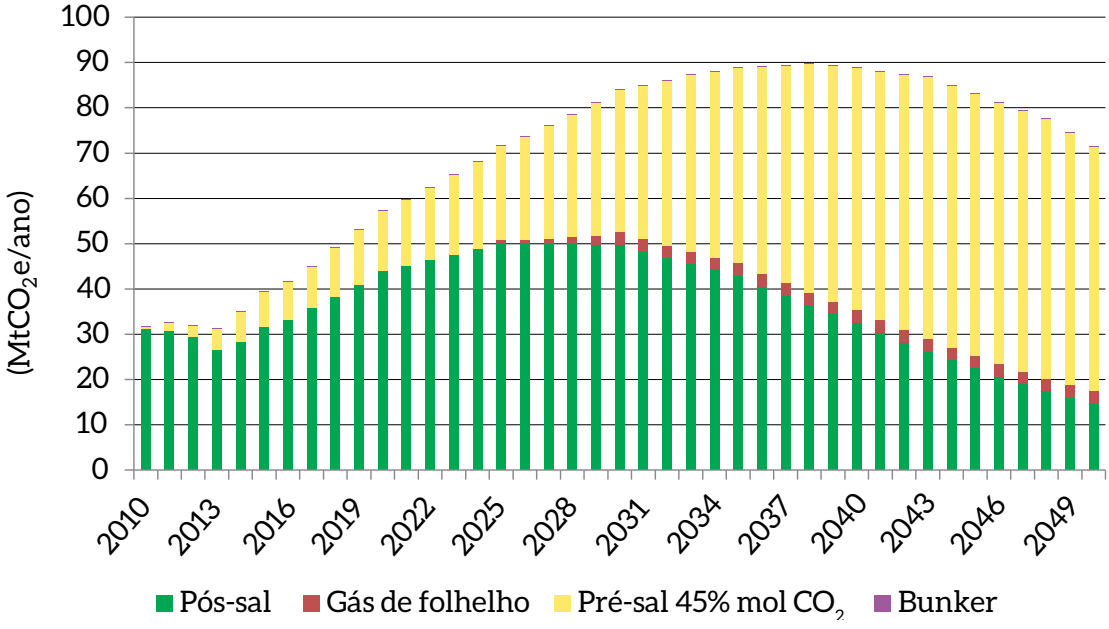

Figura 19 – Emissões de CO_2 no E&P (pré-sal: 45% mol CO_2)

Fonte: Elaboração própria

Os valores encontrados para o ano de 2012, de 25,4 milhões de tCO_2e, estão próximos aos valores das emissões totais de E&P divulgadas pela Petrobras (2013), de 24 milhões de tCO_2e. Além disso, os valores específicos de emissões totais obtidos a partir dos cálculos do cenário REF foram em torno de 0,03 tCO_2e/boe e se encaixam na faixa dos valores de óleos leves e médios obtidos por IIGCC et al. (2010). Se apresentados de outra forma, são equivalentes a 5,2 gCO_2e/MJ e se equiparam ao óleo médio e ao óleo americano *offshore* (LLC, 2009). Esse valor é superior às emissões específicas da carga média de crus processados em refinarias europeias, igual a 3,69 gCO_2e/MJ, que são crus normalmente leves, oriundos, sobretudo, da região do Mar Cáspio, Mar do Norte, Oriente Médio e África (Ocidental e do Norte) (EDWARDS et al., 2013).

Vale, por fim, destacar que as estimativas realizadas neste estudo são inéditas e derivam de diferentes modelos desenvolvidos pelo grupo de trabalho, seja para cenarizar a produção de petróleo e gás de folhelho (inclusive a estrutura de produção necessária), seja para simular a captura de CO_2 do gás natural, seja para simular o autoconsumo de energia da produção de petróleo e da captura de CO_2. Os resultados derivam dos modelos desenvolvidos e da sua aplicação conforme os melhores dados disponíveis publicamente.

2.5 Cenário de baixo carbono

Nesta seção, inicialmente, são indicadas as tecnologias consideradas no cenário REF para exploração e produção de petróleo e gás natural.[12] Em seguida, são apresentadas as MTD para o *upstream*, com seus respectivos potenciais de emissões e custos. Por fim, é apresentado um quadro-resumo com parâmetros e resultados das principais medidas, assim como análise do impacto da introdução das MTD em termos da redução de emissões de GEE com relação ao cenário REF.

Cumpre enfatizar que se trata de abordagem setorial, cujo principal objetivo é a consolidação de uma base de dados para integração aos demais cenários do sistema energético. Portanto, os potenciais e custos de mitigação apresentados, possivelmente, estão super e subestimados, respectivamente.

2.5.1 Padrão tecnológico do cenário de referência

As instalações marítimas de produção de óleo e gás natural (FPSO)[13] são constituídas por um conjunto de processos físicos e químicos que visam à separação das fases líquido/gasosas e suas respectivas especificações antes de serem transportadas para as instalações terrestres (terminais, refinarias, UPGN) (MAIA, 2007). A Figura 20 mostra um diagrama de uma instalação marítima típica, ou seja, uma planta de processamento primário de petróleo bruto.

12 Trata-se das tecnologias consideradas na linha de base do setor, que foi objeto de análise na seção anterior. Todavia, optou-se por apresentá-las junto ao cenário BC para facilitar a compreensão do efeito da adoção das MTD sobre a linha de base tecnológica que foi considerada.

13 As FPSO são as plataformas consideradas, neste estudo, para explorar os campos de pré-sal e pós-sal. Foi considerado que as novas plataformas que entrarão em operação serão desse tipo. Portanto, essas plataformas são consideradas as melhores tecnologias disponíveis para exploração e produção de petróleo e gás natural. Dentre as novas plataformas, a parcela que vai ser utilizada pelos campos do pré-sal conta com sistemas de membranas para separação de CO2. Ver capítulo de E&P no relatório de CCS do presente estudo.

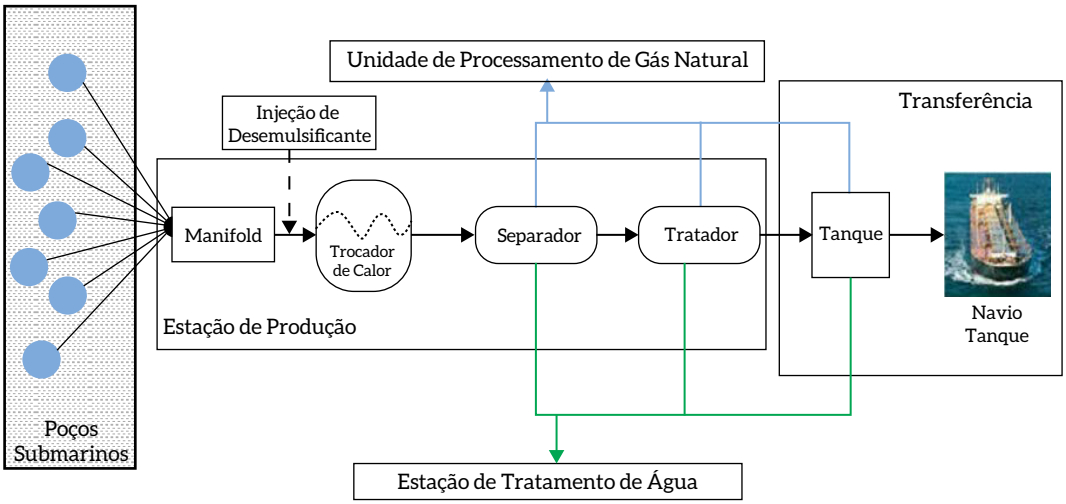

Figura 20 – Diagrama de uma Instalação Marítima Típica

Fonte: FREITAS et al., 2007

O processamento primário de petróleo bruto, como pode ser visto na Figura 20, é descrito a seguir.

As plataformas atuais são construídas para resistir às pressões exercidas pelas imensas colunas d'água. Os sistemas de elevação (*flowlines* e *risers*) chegam à plataforma e são conectados aos *manifolds*, conjuntos de válvulas e instrumentos de controle necessários para proporcionar flexibilidade na operação da plataforma. Em seguida, encontram-se os lançadores e recebedores de *pigs*, fundamentais na manutenção das linhas de elevação e equipamentos submarinos; estes, por ação mecânica, limpam as linhas, removendo parafina e outras substâncias que aderem às paredes internas. O petróleo que chega aos *manifolds* é alinhado para dutos principais. Assim, o petróleo é direcionado ao trocador de calor onde se recupera a energia que seria desperdiçada, aumentando a temperatura do petróleo em cerca de cinco graus centígrados. O petróleo, então, segue para o separador trifásico, que separa a água, o óleo e o gás. No separador, ocorre o tratamento mecânico, caracterizado pelo uso de acessórios, que permite a separação contínua das fases água, óleo e gás. A água segue para a estação de tratamento de água e o gás segue para a unidade de processamento de gás natural, ambas *onshore*, em linhas separadas. O óleo segue para o tratador de óleo, onde passa por tratamento térmico, continua o tratamento químico e ocorre o tratamento eletrostático. O óleo que sai do tratador segue para tanques de armazenamento, onde o tratamento químico é finalizado, durante o tempo em que fica em repouso, facilitando a decantação da água e a estabilização do óleo. Após um tempo de repouso, determinado pelo projeto da planta de processamento primário, o óleo é conduzido aos navios que irão para a refinaria (FREITAS et al., 2007).

Baseando-se na descrição simplificada do processamento de petróleo bruto apresentada, podem ser destacados alguns processos referentes ao processamento de óleo e gás natural produzidos em uma plataforma *offshore*.

No caso do óleo, a Figura 21 ilustra um esquema das seções distintas de um vaso separador de produção típico.

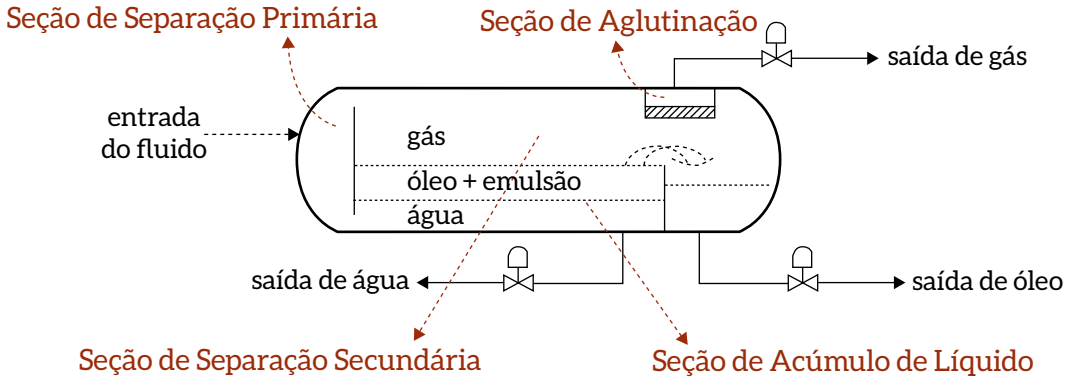

Figura 21 – Esquema de um Separador de Produção de Óleo Típico

Fonte: SOUZA FILHO, 2004

A seguir, são descritos os processos que ocorrem no separador de produção de óleo (FREITAS et al., 2007):

- Seção de separação primária: nesta seção, localizada na entrada do vaso, o fluido choca-se com dispositivos defletores ou passa através de um difusor, fazendo que boa parte do gás se separe do líquido, e este último fica na parte inferior do vaso;
- Seção de separação secundária: localizada na parte superior do vaso, onde as gotículas maiores de óleo que permaneceram na corrente gasosa são separadas por decantação;
- Seção de acumulação de líquido: nesta seção, formada pela região inferior do vaso, o tempo de retenção deve ser suficiente para que ocorra a separação do gás remanescente na fase líquida, além de permitir a separação de grande parte da água, no caso dos separadores trifásicos;
- Seção de aglutinação: nesta seção, localizada normalmente próxima à saída de gás, gotículas de líquido arrastadas pela corrente gasosa, não separadas nas seções anteriores, são aglutinadas e removidas do fluxo gasoso através de dispositivos que apresentam superfície com elevada área de contato.

O separador bifásico tem a finalidade de separar as fases líquidas (petróleo ou petróleo + água) e vapor (gás seco ou saturado de vapor d'água). É um vaso de pressão, comumente cilíndrico (horizontal ou vertical) e eventualmente esférico, em cujo fundo, por efeito da gravidade, o líquido decanta, sendo retirado do equipamento através de uma tubulação de drenagem com válvula acionada por controlador de nível de líquido no vaso. O gás acumulado na parte superior do equipamento é removido geralmente por meio de tubulação equipada com válvula acionada por um controlador da pressão de operação do separador.

O separador trifásico é bastante semelhante ao separador bifásico, usando, inclusive, os mesmos tipos de dispositivos internos. Diferencia-se do bifásico pelo aparecimento de água na seção de acumulação, o que implica a instalação de mais uma saída no vaso e a instalação adicional de um sistema de controle de interface óleo/água. O tipo de óleo processado define o tempo de retenção ideal do líquido no equipamento. A eficiência de separação pode ser aumentada com adição de desemulsificantes na alimentação. O tempo de retenção mínimo para o líquido é de 15 minutos em relação à vazão de entrada. A propriedade física mais crítica na operação é a viscosidade da mistura, sendo a eficiência inversamente proporcional a essa propriedade.

A classificação dos vasos separadores é feita de acordo com a forma: horizontal ou vertical. Os separadores horizontais são normalmente mais eficientes sob o ponto de vista da separação gás/líquido, principalmente onde há ocorrência de espumas ou altas razões gás/líquido, uma vez que oferecem uma área superficial de interface maior que permite maior decantação das gotículas de óleo presentes na fase gasosa, além de favorecer o desprendimento do gás da fase líquida separada. Os vasos separadores verticais podem ser bifásicos ou trifásicos, requerem menor área para instalação e têm uma geometria que facilita a remoção de areia depositada no fundo.

Dentre os processos referentes à produção de gás natural, podem ser destacados os seguintes (MAIA, 2007):

- Separação óleo-gás: processo físico de separação das fases líquida (óleo) e gasosa (gás natural), em que este último ainda apresenta uma composição inadequada para transporte e comercialização (teor de umidade e gases ácidos);
- Depuração do gás: processo físico de remoção de partículas oleosas, carreadas pelo gás no processo anteriormente citado;
- Sistema de compressão: processo de fornecimento de energia de pressão ao gás utilizando-se turbo ou motocompressores;
- Sistema de remoção de CO_2: processo em que o CO_2 é removido, caso o gás natural produzido apresente teor de CO_2 maior ou igual a 2% vol;
- Sistema de desidratação: processo químico de remoção da água existente no gás sob a forma de vapor (umidade do gás);
- Reinjeção de gás (armazenamento): método de recuperação secundária convencional de petróleo baseado no processo imiscível de reinjeção de gás no reservatório através de um poço injetor submarino;
- Exportação: processo de transferência de gás para o continente através de gasodutos que operam a alta pressão (10 a 17 x 10^3 kPa);
- Gás *lift*: método de elevação artificial do petróleo que estimula os poços produtores através da injeção contínua de gás na coluna de produção (tubulação que interliga o poço submarino à instalação de produção);
- Sistema de gás combustível: sistema de consumo interno ou consumo próprio nas instalações de produção de petróleo. Esse sistema é dividido em gás combustível de alta pressão e de baixa pressão. No caso do gás de alta pressão, este é consumido por turbinas a gás para geração de eletricidade para o consumo da instalação marítima (consumo energético). O gás de baixa pressão é consumido para fins não energéticos (consumo não energético). Ainda há uma parcela do gás de baixa pressão utilizado nos queimadores (sistema de alívio). O consumo interno do gás representa aproximadamente 14% da vazão volumétrica do gás produzido pela instalação marítima. Desse montante, 80% são utilizados para fins energéticos;
- Sistema de *vent*: liberação de correntes residuais de gás natural para a atmosfera, provenientes de equipamentos da planta de processamento de petróleo e de gás natural;
- Sistema de alívio: constituído por despressurização e alívio de gases da planta de processo, quando da ocorrência de situações de emergência. Esse sistema dispõe de vaso coletor para remoção de líquido e de um sistema de queimadores (*flares*) responsável pela queima controlada de combustível gasoso e pela emissão de gases de combustão para a atmosfera.

O óleo e o gás natural provenientes de formações geológicas situadas em lâminas d'água profundas são produzidos por meio de poços submarinos e de tubulações. Equipamentos que ficam submersos também fazem parte dos processos de produção de óleo e gás natural e são elencados a seguir (THOMAS, 2001):

- Árvore de natal molhada (*christmas tree*): sistema posicionado no fundo do mar, composto por válvulas conectadas ao poço e à unidade de produção na superfície. Essas válvulas permitem o fluxo de produção de petróleo e gás, do poço para a superfície, assim como a injeção de líquido e gás da superfície para o poço;
- Cabeça de poço (*subsea wellhead*): cabeça de poço submarina sobre o fundo do mar;
- *Diving system*: sistema de mergulho, para suporte de mergulhadores e sino de mergulho, assim como unidades submarinas operadas remotamente;
- *Flowline gathering manifold: manifold* submarino que recebe linhas oriundas de árvores de natal molhadas e as distribui para *risers* de produção conectados às plataformas;
- *Manifold/template (manifold)*: estrutura metálica apoiada no fundo do mar e que acomoda válvulas e acessórios que permitem que este esteja conectado à árvore de natal molhada, outros sistemas de produção, de tubulações e *risers*;
- MIS: *manifold* de integração utilizado na Bacia de Campos que integra as linhas oriundas dos poços de produção e os *risers* de produção;
- *Mooring leg to anchor pile*: corrente de ancoragem conectada à plataforma de produção em um extremo e ao sistema de ancoragem no fundo do mar em seu outro extremo;
- MSGA: *manifold* submarino de gás de alta pressão utilizado na Bacia de Campos que compõe um conjunto de válvulas e conexões submarinas para fluxo de gás em alta pressão;
- MSGB: *mainfold* submarino de gás de baixa pressão usado na Bacia de Campos que compõe um conjunto de válvulas e conexões submarinas para fluxo de gás em baixa pressão;
- *Pipeline trenching and burial*: sistema para escavação do solo marinho e lançamento de tubulação no fundo do mar;
- PLEM: *manifold* submarino utilizado na Bacia de Campos formado por um conjunto de válvulas e conexões submarinas que podem conectar *risers*, *pipelines* e árvores de natal;
- Proteção de cabeça de poço (*wellhead proctection*): estrutura metálica para proteção física da cabeça de poço e de sistemas solidários;
- *Riser* de injeção de gás (*gas-injection riser*): conjunto de tubos flexíveis que conectam a unidade de produção e a árvore de natal molhada e/ou *manifold* de produção, permitindo a injeção de gás no poço;
- *Riser* de produção (*production riser*): conjunto de tubos flexíveis que conectam a árvore de natal molhada e/ou *manifold* de produção à superfície, na unidade de produção, permitindo o fluxo de petróleo e do gás produzido;
- Tubo flexível (*subsea flowline*): tubo flexível submarino;
- Umbilical de controle (*control umbilicals*): umbilicais para controle eletrônico ou hidráulico de sistemas no fundo do mar, como válvulas, bombas e compressores. Esses sistemas poderão pertencer ou estar associados a árvores de natal submarina e/ou *manifold* submarino;
- *Well servicing*: sistema de manutenção de poço.

Esses equipamentos possibilitam o escoamento do petróleo bruto desde sua origem (formações geológicas) até as instalações marítimas de produção (plataformas e ou navios). A produção bruta que chega a essas instalações é uma mistura basicamente composta por água, óleo e gás, como dito anteriormente. Após ser submetido aos processos descritos, o óleo é bombeado para outra instalação marítima denominada de *floating and storage oil* (FSO) por meio de tubulações (oleodutos) (PETROBRAS, 2011; MAIA, 2007).

O FSO é uma instalação estacionária e a cada três dias realiza uma operação de transferência do óleo armazenado para outra instalação denominada de navio aliviador. Esse navio tem o papel de levar o óleo produzido aos terminais petrolíferos situados no continente (MAIA, 2007; PETROBRAS, 2011).

No caso de produção de gás natural, este passa pelos processos descritos anteriormente e a produção é transferida para as unidades de processamento de gás natural (UPGN) no continente.

As emissões de CO_2 provenientes de instalações marítimas típicas de produção de petróleo, como as descritas neste estudo, são basicamente oriundas da utilização (principalmente para geração de eletricidade), *vent* e *flare* do gás natural (associado ou não associado) produzido nos campos em questão.

O consumo interno ou próprio de gás natural de uma instalação marítima de produção de petróleo e gás pode chegar a 14% da vazão volumétrica do gás produzido, como mencionado (MAIA, 2007). Em 2010, o consumo interno das plataformas marítimas brasileiras chegou a 2.981.508 x 10^3 m^3 de gás natural (ANP, 2013a). Esse consumo corresponde, em sua maior parte, à geração de energia elétrica para atender as demandas energéticas dos processos nas plataformas, como explicitado, o que gera emissões de CO_2.

Nos últimos anos, as emissões de CO_2 provenientes da exploração e produção da Petrobras corresponderam, em média, a 37% das emissões totais da companhia (PETROBRAS, 2013; MAIA, 2007).

Na seção a seguir, são descritas as MTD consideradas neste relatório para aplicação em plataformas de produção de óleo e gás natural.

2.5.2 Melhores tecnologias disponíveis

2.5.2.1 Premissas gerais

As emissões dos sistemas petrolíferos são associadas à produção do óleo, ao transporte e ao refino (USEPA, 2014). No caso do setor de E&P, medidas de mitigação são aplicáveis às emissões fugitivas, que são emissões decorrentes de vazamentos crônicos, como emissões de dispositivos pneumáticos, flanges, conectores, válvulas, eixos e hastes e emissões durante a perfuração (MCTI, 2010).

Foram consideradas premissas gerais para obtenção dos potenciais e custos de mitigação provenientes da adoção das atividades de baixo carbono:

- A taxa de desconto utilizada para o setor de óleo e gás foi de 12% a.a.;
- Para todos os cálculos, foi considerado um período útil de 340 dias/ano;
- As emissões que podem ser evitadas devido à implementação das medidas de mitigação resultam em aumento de produção. Uma vez que se reduz o vazamento ao longo do processo, esse volume de gás natural segue nas tubulações e tanques, chegando ao estágio final de processamento nas plataformas e podendo ser vendido. Considerou-se a venda de 95% do gás natural que deixa de ser emitido;
- O preço da venda do gás natural foi de US$ 0,14/Nm^3. O preço considerado foi o preço *city gate* do gás natural deduzido dos custos de transporte e processamento para indicar, segundo uma análise *netback*, o valor máximo da produção de gás. A partir do preço estimado para o gás natural presente no Campo de Camarupim (*city gate*), no pré-sal, de aproximadamente US$ 10/MMBtu (WOOD MACKENZIE, 2012), descontaram-se desse valor US$ 6,2, sendo US$ 1,2/MMbtu relativo ao transporte (normalmente representa 15% do preço total) e US$ 5,0/MMbtu referentes à distribuição (NERA, 2012; EPE, 2014). Chegou-se, então, a um preço líquido do gás natural de US$ 3,8/MMbtu, ou seja, chegou-se ao valor de US$ 0,14 por Nm^3 de gás natural.

A seguir, são descritas as medidas de mitigação, com seus potenciais de redução de emissão, e custos de investimento e operacionais.

2.5.2.2 Instalação de unidades de recuperação de vapor em tanques de armazenamento

Os tanques de armazenamento de óleo cru servem para estabilizar o fluxo entre os poços de produção e o transporte por dutos ou navios (USEPA, 2006a). São utilizados para armazenar o óleo por determinados períodos entre a sua extração e seu descarregamento, uma vez que extração e descarga do óleo não acontecem na mesma taxa, havendo um acúmulo de óleo nas plataformas. Durante o armazenamento, os hidrocarbonetos leves dissolvidos no óleo cru, como o metano, outros compostos orgânicos voláteis (*volatile organic compounds* – VOC) e líquidos de gás natural se volatilizam e ficam aprisionados dentro do tanque. Conforme o reservatório enche com mais óleo cru, o vapor aprisionado é ventado para a atmosfera (USEPA, 2006a).

A instalação de unidades de recuperação de vapor (URV) consiste em tubos e equipamentos que conseguem capturar o vapor que seria ventado para a atmosfera. A recuperação desse vapor possibilita a utilização tanto para geração de energia na plataforma quanto para a venda.

Figura 22 – Unidade de Recuperação de Vapor

Fonte: FLUXO SOLUÇÕES INTEGRADAS, 2014

As URV podem ser instaladas para extração do pós-sal e do pré-sal. Atualmente, já existem plataformas no Golfo do México com URV instaladas (BYLIN et al., 2010).

2.5.2.2.1 Pós-sal

A produção de óleo média estimada por FPSO para o pós-sal foi de 100.000 bpd, o que corresponde a uma necessidade de capacidade de armazenamento de óleo cru equivalente a 3.000.000 de barris por mês. No entanto, foi considerado que a descarga de óleo é realizada duas vezes por mês (CHEVRON, 2012) pelos navios de *offload*. Sendo assim, é necessária uma capacidade de armazenamento de 1.500.000 barris para cada 15 dias. Considerando tanques de armazenamento de óleo cru de 400.000 barris, são necessários quatro tanques nas plataformas do pós-sal.

O dimensionamento da URV seguiu o estudo realizado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos. Primeiramente, foi estimada a quantidade de vapor que volatiliza nos tanques de

armazenamento de óleo cru. Para isso, levaram-se em consideração a pressão nos tanques e o grau API médio do óleo. Foi considerada uma pressão média de 276 kPa e um grau médio de 25° API, que corresponde a uma quantidade vaporizada de 0,57 m^3/bbl para cada tanque. No entanto, a regra de bolso da indústria para o dimensionamento da URV é utilizar o dobro da capacidade calculada para estimar a máxima taxa de vaporização. Nesse caso, essa taxa é igual a 1,13 m^3/bbl.

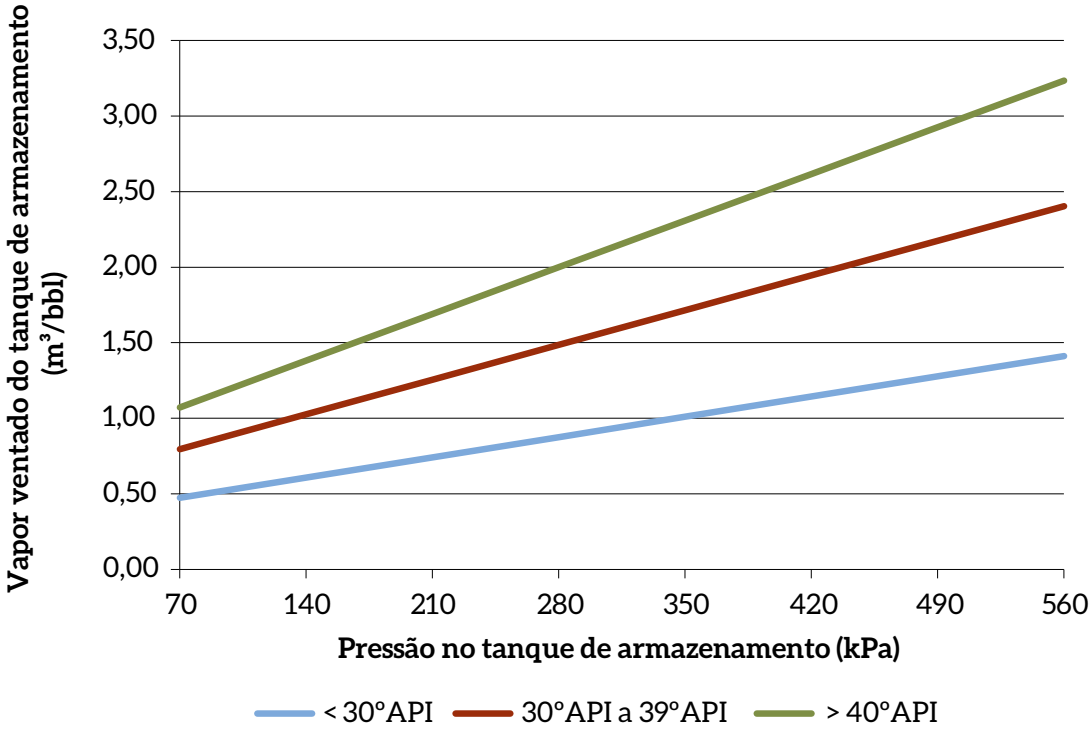

Figura 23 – Volume Estimado de Vapor no Tanque de Armazenamento

Fonte: Elaboração própria, adaptado de USEPA, 2006a

2.5.2.2.1.1 Emissões

A instalação das URV recupera o volume de gás ventado para a atmosfera, permitindo o seu uso para a geração de energia nas plataformas. Dessa forma, há redução do consumo de gás natural para geração de energia, podendo disponibilizá-lo para a venda ao mercado. A partir disso, há duas situações:

- Cenário REF: queima do gás natural para geração de energia na plataforma + *venting* do vapor dos tanques de armazenamento de óleo cru;
- Cenário BC: queima do vapor recuperado pela URV, substituindo parte do consumo de gás natural + zero *venting*.[14]

14 Foi considerado um percentual de 5% de *venting* de segurança.

Sendo assim, a redução de emissões ocorre justamente do menor volume ventado de vapor. O vapor capturado pela URV, no entanto, não tem a mesma composição do gás natural, pois boa parte do metano, que é uma substância volátil, já foi separada em processos anteriores. Por causa disso, foi considerado um teor de 25% de metano, similar a um gás de refinaria (GARY; HANDWERK, 2001; BARROS, 2014). A partir dos poderes caloríficos e das densidades, foi calculada a energia contida no vapor recuperado, bem como o volume de gás natural que poderia ser substituído por esse vapor. Considerou-se que 95% do vapor seriam recuperados, deixando 5% para o *venting* de segurança (BYLIN et al., 2010). Sendo assim, há troca de uma parcela do gás natural utilizado no autoconsumo da plataforma pelo vapor recuperado na URV. Esse vapor tem poder calorífico inferior ao do gás natural, logo, seu volume utilizado é maior para fornecer a mesma energia. Além disso, tem fator de emissão ligeiramente maior que o do gás natural. No entanto, sua recuperação atrelada ao seu uso como autoconsumo nas plataformas permite redução significativa do *venting*, o que resulta em um cenário de redução de emissões totais. A Tabela 15 e a Tabela 18 apresentam as emissões calculadas a partir do vapor volatilizado em cada tanque de armazenamento.

- Cenário REF: queima do gás natural para geração de energia na plataforma + *venting* do vapor dos tanques de armazenamento de óleo cru

O volume total de gás ventado na situação 1 foi calculado a partir da taxa de vaporização nos tanques de armazenamento (Figura 23) e a produção anual da plataforma. Em seguida, foi dividida pela quantidade de tanques de armazenamento de óleo cru. Assim, todos os cálculos foram feitos para apenas um tanque de armazenamento e depois replicado para a quantidade de tanques existentes. A escolha por trabalhar em função dos tanques foi especialmente útil nos cálculos do pré-sal, onde há plataformas com capacidades de produção diferentes e, consequentemente, maior número de tanques. Em um sistema sem a instalação do URV, pode-se assumir que 100% do vapor são ventados (BYLIN et al., 2010).

As emissões da queima do gás natural para autoconsumo consideraram somente o volume de gás natural correspondente, em base energética, ao volume de vapor recuperado pela URV. Assim, depois de calculado esse volume, foram calculadas as emissões referentes a sua combustão.

Tabela 15 – Emissões Referentes ao *Venting* do Vapor do Tanque de Armazenamento

Volume de gás ventado (k m^3/ano)	% CH_4 presente no vapor do tanque	Densidade CH_4 (kg/m^3)	GWP CH_4	Emissões (ktCO_2e/ano)
4.811	25%	0,6542	28	22,0

Fonte: Elaboração própria

Tabela 16 – Emissões Referentes à Queima do Gás Natural para Autoconsumo na Plataforma

Volume de GN autoconsumo (k m³/ano)	Poder calorífico inferior GN (kcal/m³)	Fator de Emissão ($kgCO_2/TJ$)		GWP	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
4.570	8.800	CH_4	56.100	1	9,003
		CO_2	1	28	0,004
		N_2O	0,1	265	0,004
				Total	9,012

Fonte: Elaboração própria

- Cenário BC: queima do vapor recuperado pela URV, substituindo parte do consumo de gás natural + zero *venting*

Na situação 2, foi considerado que os 95% do vapor volatilizado são utilizados para autoconsumo. Os 5% que não são capturados continuam sendo ventados.

Tabela 17 – Emissões Referentes à Queima do Vapor do Tanque de Armazenamento para Autoconsumo na Plataforma

Volume de vapor autoconsumo (k m³/ano)	Poder calorífico inferior (kcal/m³)	Fator de Emissão ($kgCO_2/TJ$)	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
4.570	8.400	57.600	9,24

Fonte: Elaboração própria

Tabela 18 – Emissões Referentes ao *Venting* de 5% do Vapor dos Tanques de Armazenamento

Volume de gás ventado (k m³/ano)	% CH_4 presente no vapor do tanque	Densidade CH_4 (kg/ m³)	GWP CH_4	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
241	25%	0,6542	28	1,1

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 19 apresenta as emissões totais para as duas situações, considerando a existência de quatro tanques de armazenamento de óleo cru nas plataformas de 100.000 bpd no pós-sal. Ainda, apresenta o total de emissões evitadas por ano em decorrência da implementação das unidades de recuperação de vapor. Os valores são referentes a uma plataforma.

Tabela 19 – Emissões Totais e Evitadas com a Implementação da Medida URV por Plataforma

Número de tanques de armazenamento	Emissões totais cenário REF ($ktCO_2e$/ano)	Emissões totais cenário BC ($ktCO_2e$/ano)	Emissões evitadas ($ktCO_2e$/ano)
4	124,17	41,38	82,79

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.2.1.2 Custos

Os custos de investimento, de instalação e de operação e manutenção (USEPA, 2006a) se relacionam com a capacidade da URV, que, conforme dito, considera capacidade de projeto correspondente ao dobro da capacidade média. A partir dos custos obtidos por Usepa (2006a) (Tabela 20), percebe-se ganho de escala à medida que o tamanho da unidade de recuperação aumenta.

Tabela 20 – Custos de Capital, Instalação e O&M

Capacidade de projeto da URV (m^3)	Faixas de potência do compressor (kW)	Custo de capital (US$)	Faixas de custo de instalação (US$)	Custos de operação e manutenção (US$/ano)
708	3,7 – 7,5	25.781	12.886 – 25.781	9.301
1.415	7,5 – 11,2	33.237	16.619 – 33.237	10.629
2.830	11,2 – 18,6	40.056	20.028 – 40.056	12.755
5.660	22,4 – 37,3	53.692	26.845 – 53.692	14.881
14.150	44,7 – 59,7	74.997	37.499 – 74.997	21.259

Fonte: Adaptado de USEPA, 2006a

Seguindo o mesmo raciocínio de realizar todos os cálculos para um tanque de armazenamento de óleo cru e depois replicá-los para a quantidade de tanques existentes, inicialmente, os custos foram calculados para o volume de gás que sai de apenas um tanque. Para esse volume, foi utilizado o ganho de escala percebido e modelado pela Equação 3 e pela Equação 4. Em seguida, considerando-se o tamanho das plataformas, multiplicou-se o valor do investimento e da operação e manutenção (O&M) pelo número de tanques de que elas dispõem. Assim, obtém-se um valor possivelmente mais caro para o URV e, portanto, mais conservador dessa alternativa.

$$C_i = Co\left(\frac{A_i}{A_0}\right)^{\propto} \quad (3)$$

C_i = Investimento no período i (US$)

C_0 = Investimento para a menor capacidade de projeto (US$)

A_i = Capacidade de projeto da URV para a capacidade desejada (m^3)

A_0 = Menor capacidade de projeto da URV (m^3)

A equação de investimento, modelada a partir dos dados da Tabela 20, para a URV foi:

$$C_i = 25.781\left(\frac{A_i}{708}\right)^{0,36} \quad (4)$$

Segundo os dados obtidos, os custos de O&M representam cerca de 30% do total do investimento. Foi adotado esse percentual para o cálculo. Os custos de instalação variam entre 50% e 100% do custo de investimento, dependendo do local de instalação, do número de tanques instalados, das despesas com navios e com outros equipamentos. Foi adotado um percentual de 75% para o custo de instalação do pós-sal. Esses custos estão apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 – Investimento e Custos por Tanque de Armazenamento

Capacidades do tanque de armazenamento (km^3/dia)		Custos de investimento (US$)	Custos de instalação (US$)	Custos de O&M (US$/ano)
Média	De projeto	95.120	71.340	28.536
14	28			

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

O gás natural que deixa de ser utilizado para o autoconsumo pode ser vendido no mercado, representando uma receita extra. O preço líquido considerado foi de US$ 0,14 por Nm^3 de gás natural. Esse valor foi multiplicado pelo volume de gás natural que deixou de ser utilizado com autoconsumo e chegou-se à receita referente a sua venda, um valor de US$ 611 mil por tanque de armazenamento. Aplicando-se os custos e a receita para os quatro tanques, obtêm-se os custos mostrados na Tabela 22.

Tabela 22 – Resumo de Custos e Receita por Plataforma

Custo de investimento (US$)	Custo de instalação (US$)	Custos de O&M (US$/ano)	Receita do GN (US$/ano)
380.478	285.359	114.143	2.443.113

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

Com os custos de investimento e operação, e a receita do gás natural disponível para a venda ao mercado, foram calculados dois custos marginais de abatimento: um considerando a receita (líquido) e outro desconsiderando-a (bruto).

Tabela 23 – Custo Marginal de Abatimento da URV no Pós-sal

Custo marginal de abatimento (US$/$tCO_2e$)	
Bruto	3,4
Líquido	-26,1

Fonte: Elaboração própria

Conclui-se, então, sob uma lógica estritamente setorial, que a medida é economicamente viável, uma vez que o valor da venda do gás natural supera os custos obtidos com a instalação (custo marginal de abatimento líquido).

2.5.2.2.2 Pré-sal

Para o pré-sal, foi feito o mesmo dimensionamento realizado para o pós-sal, levando-se em conta as três capacidades de plataformas estimadas: 100.000 bpd, 150.000 bpd e 200.000 bpd. Além disso, dado que há expectativa de um óleo mais leve para o pré-sal, o seu grau API médio tende a ser um pouco maior em relação ao do pós-sal. Sendo assim, há uma quantidade maior de vapor que se volatiliza. Por isso, mesmo para a plataforma de 100.000 bpd, há um ajuste no dimensionamento da unidade de recuperação de vapor para comportar o maior volume de vapor. Aqui, serão salientadas as diferenças consideradas entre pós e pré-sal.

Primeiramente, para o pré-sal, foi considerado um óleo médio em torno de 30° API. Sendo assim, é vaporizada uma quantidade de 0,74 m^3/bbl (Figura 23). Novamente, os cálculos foram elaborados para o volume de vapor de um tanque de armazenamento de óleo cru e replicado para os outros. A capacidade de projeto da URV considera o dobro da capacidade média e por isso é dimensionada utilizando o dobro do vapor volatilizado estimado, ou seja, a uma taxa de 1,47 m^3/bbl.

2.5.2.2.3 Emissões

Analogamente ao pós-sal, foram consideradas as duas situações descritas anteriormente e chegou-se à emissão por tanque mostrada na Tabela 24 e na Tabela 27.

- Cenário REF: queima do gás natural para geração de energia na plataforma + *venting* do vapor dos tanques de armazenamento de óleo cru

Tabela 24 – Emissões Referentes ao *Venting* do Vapor do Tanque de Armazenamento

Volume de gás ventado (k m^3/ano)	% CH_4 presente no vapor do tanque	Densidade CH_4 (kg/m^3)	GWP CH_4	Emissões (ktCO_2e/ano)
6.254	25%	0,6542	28	28,6

Fonte: Elaboração própria

Tabela 25 – Emissões Referentes ao *Venting* do Vapor do Tanque de Armazenamento

Volume de GN autoconsumo (k m^3/ano)	Poder calorífico inferior GN (kcal/m^3)	Fator de Emissão (kgCO_2/TJ)		GWP	Emissões (ktCO_2e/ano)
5.942	8.800	CH_4	56.100	1	11,704
		CO2	1	28	0,006
		N_2O	0,1	265	0,006
				Total	11,715

Fonte: Elaboração própria

- Cenário BC: queima do vapor recuperado pela URV, substituindo parte do consumo de gás natural + zero *venting*

Tabela 26 – Emissões Referentes à Queima do Vapor do Tanque de Armazenamento para Autoconsumo na Plataforma

Volume de vapor autoconsumo (k m³/ano)	Poder calorífico inferior (kcal/m³)	Fator de Emissão ($kgCO_2/TJ$)	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
5.942	8.400	57.600	12,02

Fonte: Elaboração própria

Tabela 27 – Emissões Referentes ao *Venting* de 5% do Vapor dos Tanques de Armazenamento

Volume de gás ventado (k m³/ano)	% CH_4 presente no vapor do tanque	Densidade CH_4 (kg/m³)	GWP CH_4	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
313	25%	0,6542	28	1,4

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 28 apresenta as emissões totais para as duas situações, considerando as três capacidades de plataformas projetadas para o pré-sal. Consequentemente, leva em consideração também o número de tanques de armazenamento de óleo cru em cada uma delas. Ainda, apresenta o total de emissões evitadas por ano em decorrência da implementação das URV. Os valores são referentes a uma plataforma de cada capacidade.

Tabela 28 – Emissões Totais e Evitadas com a Implementação da Medida URV por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de tanques de armazenamento	Emissões totais ($ktCO_2e$/ano)		Emissões evitadas ($ktCO_2e$/ano)
		Cenário REF	Cenário BC	
100.000	4	161,42	53,79	107,63
150.000	6	242,14	80,69	161,44
200.000	8	322,85	107,59	215,26

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.2.3.1 Custos

Os custos de investimento, de instalação e de O&M foram calculados analogamente ao do pós-sal. Os custos de O&M representam cerca de 30% do total do investimento. Os custos de instalação foram considerados como 100% do custo de investimento devido às condições adversas do pré-sal. Os investimentos e custos por tanque de armazenamento estão na Tabela 29.

Tabela 29 – Investimento e Custos por Tanque de Armazenamento

Capacidades do tanque de armazenamento (k m³/dia)		Custo de investimento (US$)	Custo de instalação (US$)	Custo de O&M ($/ano)
Média	De projeto	104.374	104.374	31.312
18	37			

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

A receita decorrente da venda do gás natural que deixa de ser utilizado para o autoconsumo foi calculada utilizando-se o valor de US$ 0,14/Nm³ de gás natural, chegando a um valor de US$ 794 mil por tanque de armazenamento. Aplicando-se os custos e a receita para as três capacidades de plataforma, obtêm-se os custos mostrados na Tabela 30.

Tabela 30 – Resumo de Custos e Receita por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)	Número de tanques	Custo de investimento (US$)	Custo de instalação (US$)	Custo de O&M (US$/ano)	Receita GN (US$/ano)
100.000	4	417.498	417.498	125.249	3.176.047
150.000	6	626.247	626.247	187.874	4.764.071
200.000	8	834.996	834.996	250.499	6.352.095

Fonte: Elaboração própria, com base em USEPA, 2006a

Com os custos de investimento e operação, e a receita do gás natural disponível para a venda ao mercado, foram calculados dois custos marginais de abatimento, um considerando a receita e outro desconsiderando-a.

Tabela 31 – Custo Marginal de Abatimento da URV no Pré-sal

Custo marginal de abatimento (US$/t$CO_2$e)	
Bruto	3,1
Líquido	-26,4

Fonte: Elaboração própria

Vale ressaltar que o custo marginal de abatimento não varia conforme a capacidade da plataforma, pois tanto custos de investimento, O&M e receita quanto emissões de CO_2 aumentam linearmente com o aumento da capacidade de produção de plataforma. Conclui-se que aplicação de URV no pré-sal, conforme considerada a venda do gás natural, também se mostra economicamente viável sob uma lógica de modelagem exclusivamente setorial.

2.5.2.3 Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás

Os compressores centrífugos são muito utilizados na produção e transmissão de gás natural. Para evitar vazamento do gás natural de alta pressão dos compressores, são utilizadas vedações ao redor do eixo. Em geral, usa-se óleo a alta pressão para impedir esses vazamentos (USEPA, 2006b). Nos

compressores que utilizam selagem a óleo, há três anéis ao redor do seu eixo. O óleo a alta pressão é circulado entre eles, formando uma barreira contra o vazamento do gás. Uma pequena quantidade de gás passa, enquanto a maior parte é absorvida pelo óleo, contaminando-o. O óleo utilizado nesse processo passa por uma etapa de desgaseificação e é reutilizado ao redor do eixo. O gás separado no processo é ventado na atmosfera (USEPA, 2006b). Os compressores centrífugos com selagem a óleo têm baixa emissão proveniente do escape através da selagem, no entanto a maior emissão ocorre do gás ventado das unidades de desgaseificação (BYLIN et al., 2010).

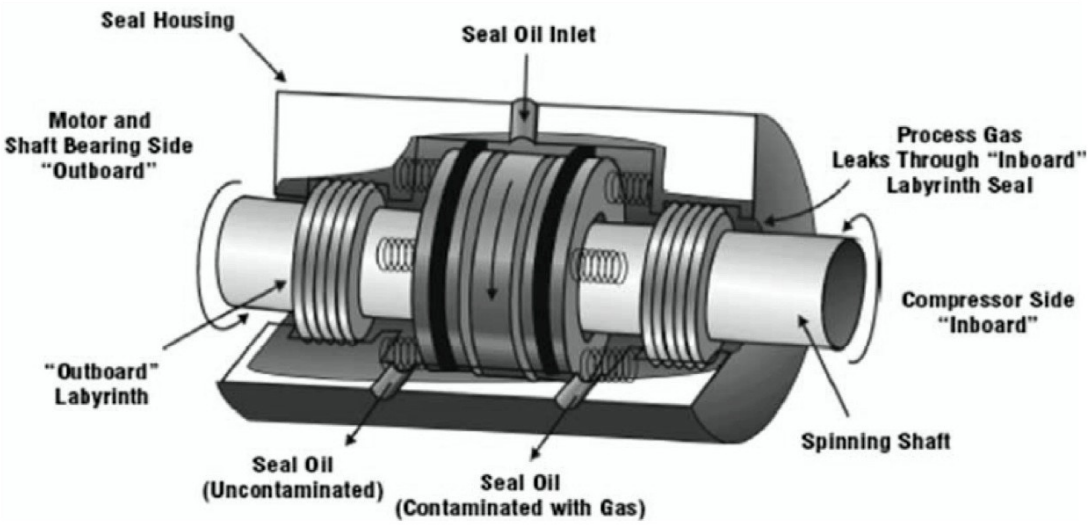

Figura 24 – Compressor Centrífugo com Selagem Molhada a Óleo

Fonte: USEPA, 2006b

Uma medida de mitigação para reduzir as emissões fugitivas do compressor centrífugo é a substituição da selagem a óleo pela selagem a gás. Em vez de se utilizar o óleo, utiliza-se um gás a alta pressão ao redor do eixo para impedir o vazamento do gás natural do processo. Dois anéis são utilizados ao redor do eixo: um estacionário liso e outro rotatório, que apresenta algumas ranhuras. Quando o compressor não está sendo utilizado, o anel estacionário é empurrado contra o anel rotatório por meio de molas. Quando o compressor está sendo utilizado, ou seja, quando o eixo começa a rodar em altas velocidades, o gás natural só tem um caminho a seguir, que é entre os dois anéis, através das ranhuras do anel rotatório. A pressão do gás natural entre os anéis tende a afastá-los, no entanto a pressão da mola empurrando o anel estacionário contra o anel rotatório permite que haja apenas um pequeno espaço entre os anéis, por onde ocorre um pequeno vazamento do gás (Figura 25). Ao mesmo tempo, esse afastamento entre os anéis faz que não seja necessário utilizar óleo para lubrificá-los. O volume de gás natural vazado, entretanto, é muito menor se comparado ao gás ventado decorrente da selagem a óleo. A selagem a gás melhora a eficiência e a performance do compressor e diminui o tempo de pausas, pois tem menos componentes auxiliares, que geralmente são as causas das paradas, melhorando, assim, sua confiabilidade (USEPA, 2006b). Pode ser classificada como medida de eficiência energética, que também reduz as emissões fugitivas.

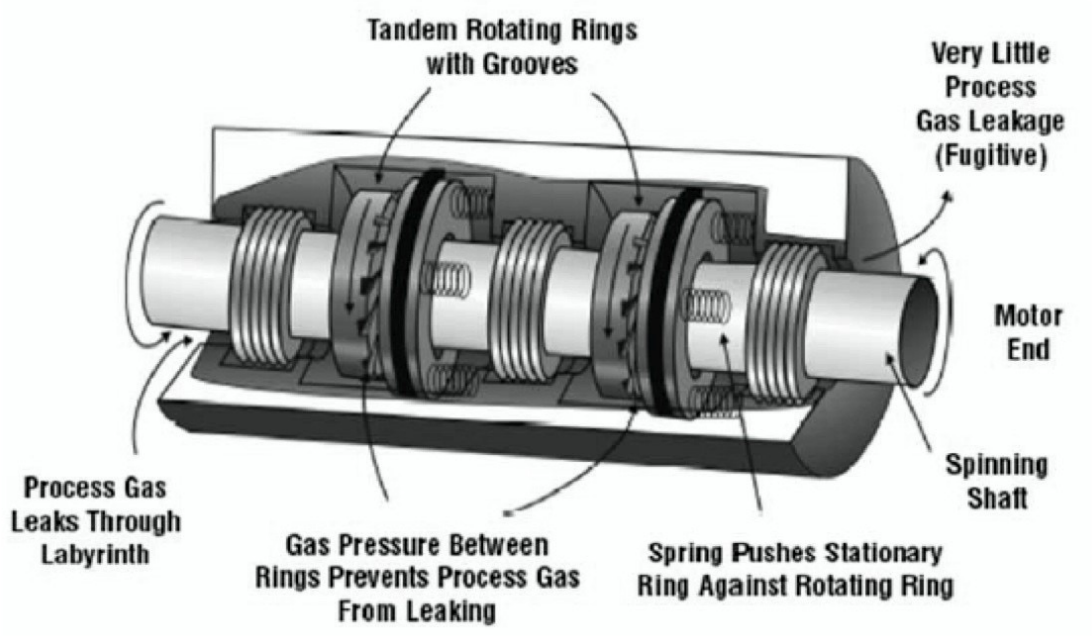

Figura 25 – Compressor Centrífugo com Selagem Seca a Gás

Fonte: USEPA, 2006b

Os cálculos de redução de emissões e dos respectivos custos foram realizados por compressor centrífugo. Em seguida, foram aplicados para os tamanhos de plataformas consideradas neste estudo.

As emissões de metano da selagem a óleo variam muito entre compressores, e a melhor maneira de determinar precisamente a sua emissão é pela medição direta no fluxo de desgaseificação (BYLIN et al., 2010). No entanto, foi utilizado aqui um fator médio para todas as plataformas.

As premissas adotadas foram: um diâmetro do eixo de seis polegadas, funcionando 340 dias por ano, cada qual com duas selagens, e o preço de venda do gás igual a 0,14 US$/Nm^3. O teor de CH_4 presente no gás natural foi de 61,2% do volume (BYLIN et al., 2010).

2.5.2.3.1 Emissões

O vazamento médio adotado para a selagem a óleo foi de 170 m^3/h (BYLIN et al., 2010), enquanto o vazamento da selagem a gás foi de 10,2 m^3/h. Destaca-se que a selagem a gás também apresenta uma faixa de emissões possíveis, disponível no estudo da Natural Gas STAR Program (USEPA, 2006b), mas aqui optou-se por utilizar a maior emissão dessa faixa, para se trabalhar de forma mais conservadora, alcançando os potenciais mais prováveis de redução de emissões.

Tabela 32 – Emissões Provenientes da Selagem a Óleo e a Gás por Compressor

Selagem	Volume de GN ventado (k m³/ano)	% CH_4 presente no gás natural	Volume de CH_4 ventado (k m³/ano)	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
Óleo	1.386	61,2%	848	15,5
Gás	83		51	0,9

Fonte: Elaboração própria

Para as plataformas do pós-sal, considerou-se que há dois estágios de compressores. Para as plataformas do pré-sal, consideraram-se os mesmos dois estágios, acrescidos do compressor referente à reinjeção do CO_2, conforme mostrado no cenário REF. Para o compressor da reinjeção, também foram considerados dois estágios. Dessa forma, as emissões por plataformas foram estimadas, conforme mostrado na Tabela 33.

Tabela 33 – Emissões Totais e Emissões Evitadas por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Número de compressores	Emissões totais ($ktCO_2e$/ano)		Emissões evitadas ($ktCO_2e$/ano)
			Cenário REF	Cenário BC	
Pós-sal	100.000	2	31,07	1,86	29,20
Pré-sal	100.000	4	62,13	3,73	58,40
	150.000	4	93,20	5,59	87,60
	200.000	4	124,26	7,46	116,81

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.3.2 Custos

Os custos utilizados para a troca da selagem a óleo pela selagem a seco, seguindo o mesmo princípio das emissões, foi conservador ao utilizar os maiores valores disponíveis para a selagem a gás. Os custos de investimento são compostos pelo custo da selagem, considerando o diâmetro do eixo (seis polegadas) e o número de vedações por compressor (duas), e pelos custos com outros equipamentos, que, para a selagem a seco, são unidade de filtração, controles e instrumentos de monitoramento.

O custo de operação e manutenção para a selagem a gás é menor do que para a selagem a óleo, uma vez que não tem as partes associadas à movimentação do óleo, como bombas e válvulas de controle (USEPA, 2006b).

Bylin et al. (2010) recomendam a multiplicação de todos os custos de investimento por três quando da adaptação de um custo *onshore* para um custo *offshore* e de um acréscimo de 30% para os custos de O&M. Além disso, foram considerados custos de instalação como 100% do custo do investimento. Para cada compressor existente nas plataformas, existe um segundo compressor que serve de *backup* para ser usado nos tempos de parada do compressor em operação. Se não existir sistema de *backup* para os compressores, os tempos de parada influenciam diretamente a produção da plataforma (OLF, 2011). Com isso, chegou-se aos custos apresentados na Tabela 34.

Tabela 34 – Custos de Investimento por Compressor

Selagem	Custo de investimento (US$)	Custo de instala-ção (US$)	Custo de O&M (US$/ano)
Óleo	818.085	818.085	158.706
Gás	1.124.867	1.124.867	13.786

Fonte: Elaboração própria

O gás natural que deixa de ser ventado continua no processo de produção das plataformas, sendo vendido posteriormente. A receita da venda desse volume de gás natural também foi considerada. O investimento pode ser considerado praticamente o mesmo para os três tamanhos de plataformas, uma vez que esse investimento não é referente a um compressor de maior potência, que seria mais caro, mas à selagem desse compressor. No entanto, a quantidade de gás natural que deixa de ser ventado é proporcional ao tamanho da plataforma, pois diferentes volumes de gás são movimentados. Dessa forma, as receitas possíveis para cada plataforma também são diferentes, bem como seus custos marginais de abatimentos (Tabela 35 e Tabela 36).

Tabela 35 – Custos de Investimento por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Número de compresso-res	Custo de investimen-to (US$)	Custo de instalação (US$)	Custo de O&M (US$/ ano)	Receita GN (US$/ano)
Pós-sal	100.000	2	2.249.734	2.249.734	27.572	346.447
Pré-sal	100.000	4	4.499.468	4.499.468	55.145	692.895
	150.000	4	4.499.468	4.499.468	55.145	1.039.342
	200.000	4	4.499.468	4.499.468	55.145	1.385.790

Fonte: Elaboração própria

Tabela 36 – Custo Marginal de Abatimento da Selagem a Gás

Capacidade da plataforma (bpd)		Custo marginal de abatimento (US$/ tCO_2e)	
		Bruto	Líquido
Pós-sal	100.000	55,94	44,07
Pré-sal	100.000	55,94	44,07
	150.000	37,29	25,43
	200.000	27,97	16,10

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.4 Aumento da frequência de substituição do invólucro no compressor recíproco

O compressor recíproco também é responsável por uma parcela de emissões fugitivas. Ele é vedado por uma série de anéis dentro de um invólucro, usados para impedir o vazamento do gás natural comprimido a alta pressão no cilindro do compressor, deixando a haste livre para se mover (BYLIN et al., 2010), conforme a Figura 26. Flanges, válvulas e conexões também são fontes de emissões

fugitivas nos compressores recíprocos, apresentando um pequeno vazamento, mas o invólucro ao redor da haste do compressor é a maior fonte de perda de gás natural. Em condições normais de operação, com sistemas envoltórios novos, ajustados e alinhados, há vazamento em torno de 0,34 m^3/h (USEPA, 2006c). Com o passar do tempo, o desalinhamento ao redor do eixo, o desgaste do compressor e problemas de corrosão aumentam as emissões fugitivas (OLF, 2011). Uma medida de mitigação possível para a redução das emissões fugitivas pode ser a substituição mais frequente do invólucro, diminuindo o tempo entre essas trocas.

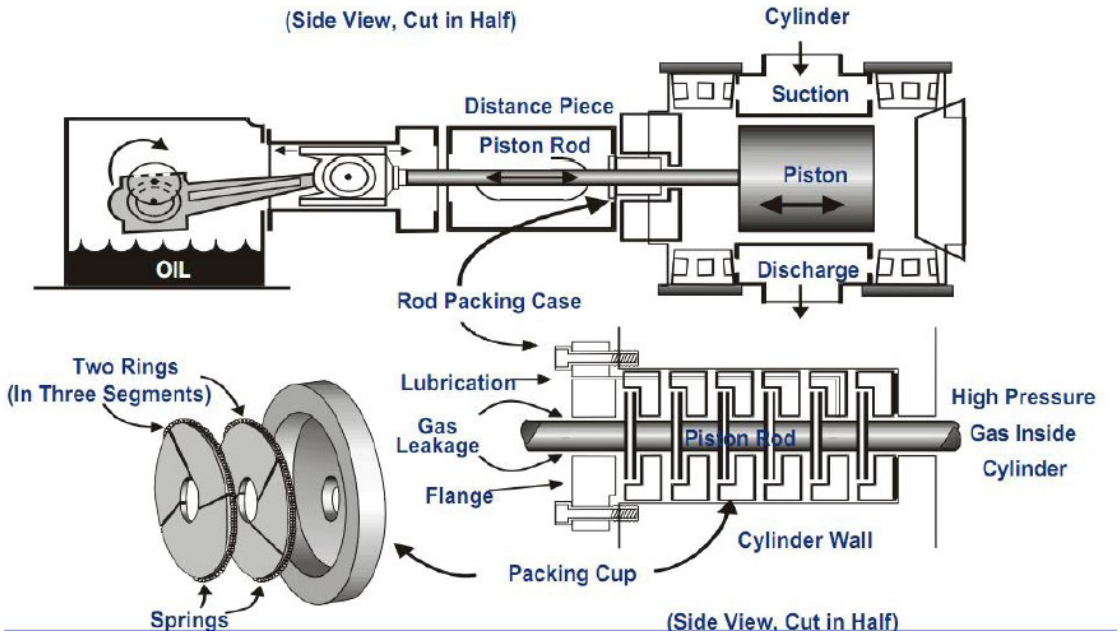

Figura 26 – Invólucro do Compressor Recíproco

Fonte: USEPA (2006c)

Foi considerado que a substituição dos anéis e do invólucro da haste do pistão é feita, na prática, a cada cinco anos, enquanto o tempo indicado é de aproximadamente três anos entre substituições (ICF, 2014). Sendo assim, a redução das emissões pode ser obtida pela substituição mais frequente do invólucro, diminuindo o tempo entre as trocas de cinco para três anos. Para fazer essa análise, levou-se em conta um tempo de análise comum entre as duas situações de 15 anos. A redução das emissões é a diferença entre o que o invólucro trocado estava emitindo e as emissões com o invólucro novo.

2.5.2.4.1 Emissões

As emissões fugitivas do invólucro novo foram de 0,34 m^3/hora, enquanto as do invólucro em operação foram consideradas como variando de 0,34 m^3/hora, no primeiro ano, até 2,89 m^3/hora, no quinto ano de operação. Além disso, foi considerado que cada compressor tem uma média de quatro cilindros (BYLIN et al., 2010). As emissões médias para as duas situações (invólucro novo e em operação) estão na Tabela 37.

Tabela 37 – Invólucro do Compressor Recíproco

Tipo de invólucro	Volume de CH_4 ventado (k m³/ano)	Densidade CH_4 (kg/m³)	GWP CH_4	Emissões ($ktCO_2e$/ano)
Invólucro em operação	19,7	0,6542	28	0,361
Invólucro novo	11,9			0,219

Fonte: Elaboração própria

Foi considerada uma média de um compressor recíproco por plataforma, tanto do pós-sal quanto do pré-sal.

Tabela 38 – Emissões dos Compressores por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Número de compressores	Emissões totais ($ktCO_2$/ano)		Emissões evitadas ($ktCO_2e$/ano)
			Cenário REF	Cenário BC	
Pós-sal	100.000	1	0,361	0,219	0,143
Pré-sal	100.000	1	0,361	0,219	0,143
	150.000	1	0,542	0,328	0,214
	200.000	1	0,722	0,437	0,285

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.4.2 Custos

Os custos associados à troca dos anéis e do invólucro da haste do compressor foram considerados como US$ 600 por cilindro e o custo de instalação como US$ 7.500 por compressor (ICF, 2014; BYLIN et al., 2010). Assim, o custo de investimento por compressor, já considerando os quatro cilindros por compressor, é de US$ 2.400. A receita obtida na venda do gás se baseou no preço de US$ 0,14/Nm^3 e na venda de 95% do gás natural que deixa de ser ventado. O custo de operação e manutenção considerado foi de 5% do investimento, chegando-se aos custos mostrados na Tabela 39.

Tabela 39 – Custos por Compressor

Gás natural recuperado (k m³/ano)	Custo de investimento (US$)	Custo de instalação (US$)	Custo de O&M (US$)
12,72	2.400	7.500	120

Fonte: Elaboração própria

Os custos de investimento por plataforma são apresentados na Tabela 40. Da mesma forma que foi considerado na selagem a seco, aqui se considerou o mesmo investimento para os três tamanhos de plataformas e diferentes quantidades de gás natural que deixam de ser ventadas, proporcionais ao tamanho da plataforma. Dessa forma, as receitas possíveis para cada plataforma também são diferentes, bem como seus custos marginais de abatimento (Tabela 41).

Tabela 40 – Custos e Receita por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Número de compressores	Custo de investimento (US$)	Custo de instalação (US$)	Receita GN (US$/ano)
Pós-sal	100.000	1	2.400	7.500	1.781
Pré-sal	100.000	1	2.400	7.500	1.781
	150.000	1	2.400	7.500	2.671
	200.000	1	2.400	7.500	3.561

Fonte: Elaboração própria

Tabela 41 – Custo Marginal de Abatimento do Invólucro no Compressor

Capacidade da plataforma (bpd) Bruto		Custo marginal de abatimento ($US\$/tCO_2e$)	
		Líquido	
Pós-sal	100.000	34,29	21,80
Pré-sal	100.000	34,29	21,80
	150.000	22,86	10,37
	200.000	17,14	4,66

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.5 Implementação de um programa de inspeção e manutenção

Durante o período de uso, devido à variedade de processos e condições ambientais, como variação de temperatura e pressão, equipamentos que contêm canos, válvulas, flanges, controles, entre outros, emitem cada vez mais gás (BYLIN et al., 2010). O tamanho da plataforma determina o número de componentes dos equipamentos prováveis de ter emissões fugitivas. No entanto, normalmente, apenas parte desses componentes tem emissões mensuráveis e, desses, uma pequena parte corresponde às maiores emissões. Assim, as emissões fugitivas podem ser controladas, minimizando os focos responsáveis pelas maiores emissões (BYLIN et al., 2010).

A implementação de um programa de inspeção e manutenção é uma alternativa para detectar, medir e priorizar os vazamentos dos equipamentos que serão reparados para reduzir emissões de metano (USEPA, 2006d). Existem alguns métodos de detecção de vazamentos, como analisador de vapor tóxico, analisador de vapor orgânico, detecção acústica de vazamento, câmera infravermelha, detector remoto de vazamento de metano e rastreador eletrônico (BYLIN et al., 2010).

2.5.2.5.1 Emissões

A natureza e o volume das emissões fugitivas podem variar muito entre diferentes segmentos da indústria e mesmo entre instalações diferentes (ICF, 2014). Para utilizar um fator médio de emissão, foi considerado um valor de 0,018 m^3 de CH_4 por barril de óleo produzido (BYLIN et al., 2010), resultando em diferentes emissões por plataforma (Tabela 42).

Tabela 42 – Emissões Evitadas por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Emissões evitadas ($ktCO_2e$/ano)
Pós-sal	100.000	11,22
Pré-sal	100.000	11,22
	150.000	16,83
	200.000	22,44

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.5.2 Custos

Os custos atribuídos à medida de inspeção e manutenção foram adaptados de ICF (2014), cujo estudo foi feito para exploração e produção *onshore*. Foi considerado um investimento inicial referente à compra de equipamentos como câmera infravermelha, um detector de fotoionização e um sistema de gravação. A câmera infravermelha é capaz de detectar os gases que não são vistos a olho nu. O detector de fotoionização utiliza luz ultravioleta para detectar a emissão de vapores orgânicos voláteis. Quando há emissão fugitiva, as moléculas de gases são ionizadas pela radiação ultravioleta e essa emissão é registrada por aparelhos eletrônicos (GASIN, 2014). Para a aplicação *offshore*, o custo de aquisição dos equipamentos foi considerado igual, e foi adicionado um custo de igual valor referente à sua instalação (BYLIN et al., 2010).

Os custos de operação e manutenção foram considerados como os custos dos funcionários que operam os equipamentos e realizam a inspeção das emissões. ICF (2014) considerou o valor de US$ 77,79/h e 1.880 horas de trabalhos anuais. Essa consideração foi mantida, mas o valor gasto com os trabalhadores foi duplicado devido aos deslocamentos da equipe para a plataforma e o adicional de salário.

Para as demais plataformas, no que se refere ao custo de investimento e instalação, considerou-se acréscimo de 20% para a plataforma de 150.000 bpd e 40% para a de 200.000 bpd, pois pode haver a necessidade de aquisição de um maior número de equipamentos. O custo de O&M foi o mesmo, considerando que a equipe de monitoramento seria a mesma em qualquer das plataformas (Tabela 43). Como dito, o grande ganho da inspeção na plataforma é identificar as maiores perdas e atacá-las para reduzir as emissões fugitivas. Sendo assim, como os focos de emissões não variam muito com o aumento da capacidade das plataformas, considerou-se não haver necessidade de aumentar o gasto com funcionários.

Tabela 43 – Custos e Receita por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Custo de investimento (US$)	Custo de instalação (US$)	Custo de O&M (US$)	Receita GN (US$)
Pós-sal	100.000	141.700	141.700	292.500	140.140
Pré-sal	100.000	141.700	141.700	292.500	140.140
	150.000	170.040	170.040	292.500	210.210
	200.000	198.380	198.380	292.500	280.280

Fonte: Elaboração própria

Assim, os custos de investimento e O&M não aumentaram na proporção das emissões, o que fez que o custo marginal de abatimento caísse para plataformas de maior porte (Tabela 44).

Tabela 44 – Custo Marginal de Abatimento para o Programa de Inspeção e Manutenção

Capacidade da plataforma (bpd) Bruto		Custo marginal de abatimento (US$/ tCO_2e)	
		Líquido	
Pós-sal	100.000	32,32	19,83
Pré-sal	100.000	32,32	19,83
	150.000	22,38	9,89
	200.000	17,41	4,92

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.6 Implementação do piloto de *flare*

O *flare*, assim como o *venting*, se refere à quantidade de gás que não pode ser processado na plataforma nem reinjetado nos reservatórios. São atividades associadas à produção conjunta de óleo e gás associado (MCTI, 2010). O *venting* consiste na liberação do gás natural para a atmosfera, conforme a necessidade da plataforma. O *flare* é a queima desse gás natural em vez de emiti-lo diretamente para a atmosfera. O *flare* já foi considerado medida de mitigação para o gás emitido pelo *venting*, pois, devido ao grande teor de metano presente no gás natural, sua emissão por *venting* representa um potencial de aquecimento 21 vezes maior do que sua queima (IPCC, 2006). As emissões provenientes do *flare* correspondem a cerca de 33% das emissões totais de E&P (OGP, 2012). Atualmente, entretanto, mesmo a queima do *flare* já tem sido questionada, pois, ainda que emita menos, representa uma parcela grande das emissões totais e já existem meios de atenuá-la.

O *flare* consiste em uma tocha acesa constantemente para que, quando o gás natural passa por ali, seja queimado e liberado para a atmosfera como CO_2 em maior quantidade e CH_4 em menor quantidade, dependendo da eficiência de queima de cada equipamento. Uma medida possível de redução de emissão de GEE proveniente do *flare* é a eliminação da tocha com emissões constantes, substituindo-a pelo piloto de *flare*, dispositivo que só inflama quando há a passagem do gás natural por ali. Essa medida também é conhecida como *zero continuous flaring technology* (STATOIL, 2009), uma vez que reduz a emissão constante decorrente da queima do gás natural em *flare*. Faz parte dessa tecnologia também um sistema de recuperação de gás para capturar o volume de gás natural que seria queimado em *flare*. Esse volume chamado "contínuo" é proveniente de gás de purga, vazamentos de válvulas e desligamento de equipamentos, entre outros (STATOIL, 2009). O sistema de recuperação de gás de *flare* funciona a partir do fechamento completo da tubulação do *flare* por uma válvula de segurança, sem que haja emissões, conforme a Figura 27. O compressor suga o gás ali presente (TWENTYFOUR7, 2012). Um sistema de ignição de *flare* de *backup* é integrado ao sistema, permitindo a queima em *flare* apenas em situações emergenciais, o chamado *flare* de segurança.

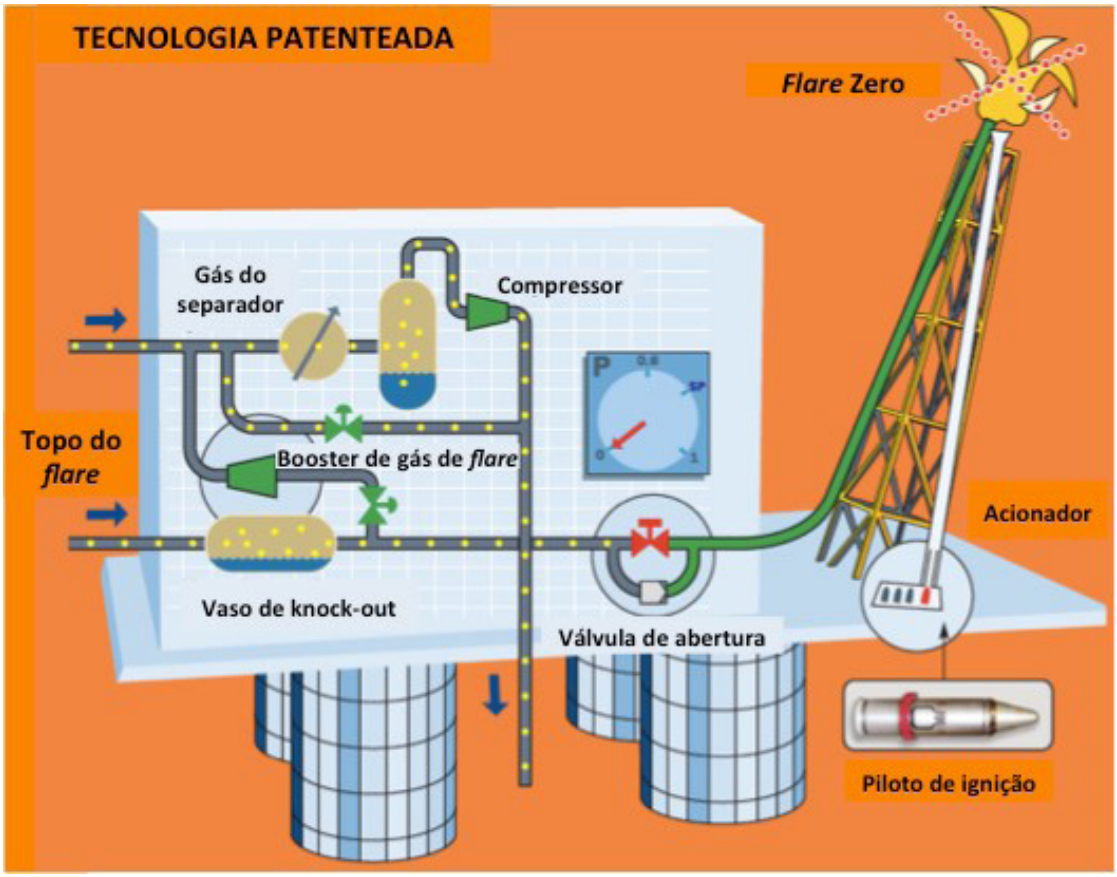

Figura 27 – Sistema de Recuperação do Gás de *Flare*

Fonte: WARTSILA, 2014

Combinado com o piloto de ignição que detecta a passagem do gás natural, uma menor quantidade do gás na tubulação do *flare* resulta em menor acionamento do piloto de ignição (Figura 28). Assim, é possível haver redução significativa das emissões.

Figura 28 – Piloto de Ignição e Unidade de Ignição

Fonte: STATOIL, 2009

Muitas das novas plataformas na Plataforma Continental da Noruega estão utilizando essa tecnologia como padrão. O *flare* nas plataformas Gullfaks A e C, no Mar do Norte, já extinguiu a emissão contínua há 20 anos, deixando de emitir 1,5 milhão de toneladas de carbono (STATOIL, 2009). Depois de utilizada em Gullfaks, essa tecnologia foi usada em 30 outras plataformas norueguesas, bem como no Reino Unido, Angola, Azerbaijão, entre outros.

2.5.2.6.1 Emissões

A implementação do piloto de *flare* faz que apenas o *flare* estritamente necessário seja emitido, ou seja, só haverá queima quando houver a passagem de gás natural pelo queimador. O volume de gás associado a esse evento é o chamado *flare* de segurança, decorrente de imprevistos e acidentes, por exemplo, quando há aumento súbito de pressão, o que exige liberação do gás natural. O *flare* de segurança representa em torno de 3% do volume de gás natural produzido (ANP, 2000). O volume restante de *flare* é passível de ser mitigado. Esse volume, juntamente com as emissões correspondentes de CO_2 equivalente, está representado na Tabela 45.

Tabela 45 – Volumes de *Flare* Passíveis de Mitigação e Suas Respectivas Emissões por Plataforma

Capacidade da plataforma (bpd)		Flare disponível para mitigação (M m³)	Emissões evitadas ($ktCO_2e$/ano)
Pós-sal	100.000	103	130,5
Pré-sal	100.000	99	125,4
	150.000	148	188,1
	200.000	197	250,8

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.6.2 Custos

O investimento necessário para implementar a medida de redução de *flare* foi calculado com base no investimento específico, por volume de metano evitado de ser emitido, igual a US$ 0,0454/m^3 CH_4 (WORLD BANK, 2015). Foi considerada a vida útil de 20 anos, e o custo de O&M foi considerado como 5% do investimento inicial, conforme Tabela 46.

Tabela 46 – Custos e Receita para o Potencial Brasileiro

Capacidade da plataforma (bpd)		Custo de investimento (M US$)	Custo de instalação (M US$)	Custo de O&M (M US$)	Receita GN (M US$)
Pós-sal	100.000	22,56	22,56	1,13	14,4
Pré-sal	100.000	21,69	21,69	1,08	13,8
	150.000	32,53	32,53	1,63	20,7
	200.000	43,37	43,37	2,17	27,6

Fonte: Elaboração própria, com base em CERVIGNI et al., 2013

Considerando-se as estimativas de queima de gás em plataforma e descontando-se a queima de segurança a partir dos custos estimados, obtêm-se custos marginais de abatimento sem receita de venda de gás natural[15] equivalentes a 50,33 US$/$tCO_2e$. Com receita de venda do gás natural, cuja queima se evita, os custos se tornam negativos e a medida se torna *non regret*, equivalendo a -59,74 US$/$tCO_2e$.

Tabela 47 – Custo Marginal de Abatimento para Redução de *Flare*

Custo marginal de abatimento (US$/$tCO_2e$)	
Bruto	Líquido
50,33	-59,74

Fonte: Elaboração própria

15 Gás perdido na queima em *flare*.

2.5.2.7 Aplicação da rota de GTL para reduzir a queima do gás natural excedente

Outra opção seria o GTL (*gas-to-liquids*), que considera a mitigação pelo lado da oferta. Essa rota seria interessante para reduzir a queima de gás natural excedente, já que este seria aproveitado para a produção de combustíveis sintéticos e óleo lubrificante. Tal opção considera a transformação do gás natural em hidrocarbonetos líquidos. O gás natural é transformado em um gás conhecido como gás de síntese ou *syngas*, composto por CO e H_2, que pode ser obtido, no caso da aplicação *offshore*, por meio dos processos de reforma a vapor em reatores de microcanais. Após a obtenção do *syngas*, este é submetido à síntese de Fischer-Tropsch (FT) para formar hidrocarbonetos de maior massa molecular (CASTELO BRANCO, 2008).

Nas plataformas, o GTL poderia ser usado para reduzir a queima de gás natural excedente, já que este seria aproveitado para a produção de combustíveis sintéticos e óleo lubrificante. É importante destacar que o GTL não seria implementado no pré-sal, mas somente no pós-sal. Essa opção pode ser considerada uma alternativa sozinha ou uma alternativa complementar à redução de queima em *flare*, que foi a primeira opção de mitigação descrita neste documento. A Figura 29 ilustra o processo GTL.

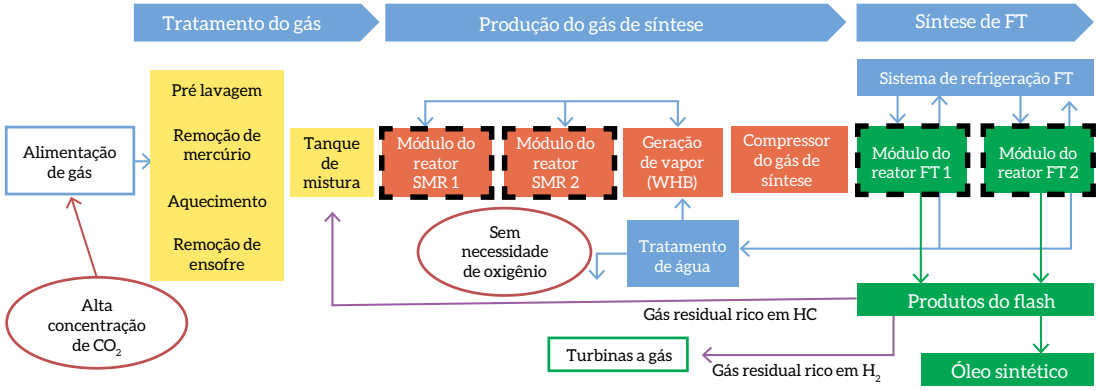

Figura 29 – Processo de GTL

Fonte: COMPACT GTL, 2010

A planta GTL proposta para essa medida de mitigação utiliza o processo SMR (*steam methane reforming*), e cada módulo teria a capacidade de produzir 1.000 barris por dia de *syncrude* (óleo sintético obtido após a síntese FT, com elevada massa molecular e alta parafinicidade). A Figura 30 ilustra o espaço necessário em uma FPSO para a instalação de uma planta GTL com capacidade de 1.000 barris por dia.

Figura 30 – Espaço Necessário para Instalação de uma Planta GTL com Capacidade de 1.000 bpd em uma FPSO

Fonte: RICHES, 2007

Em unidades de hidrocraqueamento (HCC) otimizadas, o *syncrude* seria utilizado para produzir óleo lubrificante (64% vol), nafta (gasolina não especificada – 6% vol) e diesel (23% vol) (SCHERZER; GUIA, 1996; WOOD et al., 2012; KOORTZEN et al., 2014). O HCC do *syncrude* produzido poderia ser realizado na Reduc, por exemplo, já que cerca de 90% da produção brasileira de gás natural do pós-sal estão localizados na Bacia de Campos, próximo ao estado do Rio de Janeiro (BDEP/ANP, 2014). Ademais, essa refinaria dispõe de unidades de produção de lubrificantes e havia originalmente planos de se inserir nela um HCC otimizado para óleos básicos, de forma a reduzir sua importação de árabe leve (SZKLO et al., 2012). Ao produzir óleo lubrificante, as emissões de CO_2 seriam, de fato, armazenadas no produto, não sendo emitidas na queima em *flares* (cenário LB) nem posteriormente, a partir da queima dos combustíveis produzidos, como gasolina e diesel.

Essa rota tecnológica é, usualmente, proposta para a produção dos combustíveis citados (CASTELO BRANCO, 2008; CASTELO BRANCO et al., 2011). Porém, neste estudo, com o intuito de reduzir as emissões de GEE tanto do setor de E&P quanto as emissões brasileiras totais, foi proposta a utilização do *syncrude* para produção de combustíveis e, sobretudo, de óleo lubrificante, como proposto nos licenciadores dessa tecnologia ou nas empresas operadoras que a estudaram (SCHERZER; GUIA, 1996; WOOD et al., 2012; KOORTZEN et al., 2014). Portanto, o potencial de redução de emissões considerado é referente somente à produção de óleo lubrificante e representa 70% (base mássica) do potencial total de redução de emissões da aplicação da tecnologia de GTL quando comparada à queima do GN em *flares* (SCHERZER; GUIA, 1996; WOOD et al., 2012; KOORTZEN et al., 2014). Os combustíveis coproduzidos na unidade de HCC serão consumidos no setor de transportes, levando, portanto, a emissões de CO_2 no sistema energético (ainda que representem redução de emissão das plataformas por *flare*), que, assim, não foram consideradas na contabilização das emissões evitadas por essa opção de mitigação.

Nessa medida, considera-se que o gás natural que seria utilizado para produzir o *syncrude* deixaria de ser queimado em *flares* nas plataformas, exclusivamente, dos campos do pós-sal. Vale mencionar que a quantidade de gás natural que seria utilizada seria aquela queimada em *flares* após descontada a parcela que representa a queima em *flares* de segurança[16] nas plataformas. Foi considerada a implementação de um módulo de GTL capaz de produzir mil barris de *syncrude* com vida útil de 25 anos, entrando em operação em 2025 (SYNTROLEUM, 2006; ALMEIDA et al., 2004).

2.5.2.7.1 Emissões

O potencial de redução anual referente à produção de óleo lubrificante é apresentado na Tabela 48. As emissões referentes aos combustíveis sintéticos não foram contabilizadas como mitigação, pois serão emitidas pelo setor de transportes. O óleo lubrificante, por não sofrer combustão, não emite GEE.

Tabela 48 – Potencial de Redução Médio no Período devido à Produção de Óleo Lubrificante pela Rota de GTL – $ktCO_2e$/ano

2025 - 2030	2031 - 2040	2041 - 2050
63,4	146,7	255,4

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.7.2 Custos

A seguir, são apresentados os custos para a implementação de um módulo de GTL. O número de dias em operação foi baseado na operação das plantas GTL *onshore* que necessitam de um período para a substituição do catalisador e realização de manutenções maiores. Assim, considerou-se o período de 340 dias de operação por ano (SYNTROLEUM, 2006; ALMEIDA et al., 2004). A Tabela 49 apresenta o resumo de custos e receita para um módulo de GTL.

Tabela 49 – Resumo de Custos e Receita por Módulo de GTL (1.000 bpd de *syncrude*)

Custo de investimento (US$)	Custo de O&M (US$/ano)	Receita pela venda de óleo lubrificante, diesel e gasolina (US$/ano)
214.666.071	4.760.000	43.471.380

Fonte: Elaboração própria

Com os custos de investimento e operação, e a receita do óleo lubrificante, diesel e nafta (gasolina) disponíveis para venda ao mercado, foram calculados dois custos de abatimento anuais médios, um considerando a receita e outro desconsiderando-a (Tabela 50). O cálculo de custo líquido foi baseado na receita que corresponde à venda de todos os produtos resultantes do processo de GTL: óleo lubrificante e combustíveis sintéticos (nafta e diesel).

16 O total de gás natural estimado, neste estudo, que seria queimado em *flare* corresponde a cerca de 8% do volume da produção líquida total de GN. A parcela que corresponde à queima em *flares* de segurança nas plataformas é cerca de 3% do volume da produção líquida total.

Tabela 50 – Custo Marginal de Abatimento para o GTL

Custo marginal de abatimento (US$/$tCO_2e$)	
Bruto	217,89
Líquido	-382,80

Fonte: Elaboração própria

Nota: Foi adotado como premissa o preço do cru igual a US$ 70/bbl. Sobre ele, considerou-se um prêmio de 10% para os derivados leves (gasolina) e 20% para os derivados médios (diesel). O preço do lubrificante adotado foi de US$ 150/bbl (TEIXEIRA, 2014; LUBES'N'GREASES, 2012).

É importante destacar que os cálculos e resultados aqui apresentados são referentes à implementação de apenas um módulo de GTL com capacidade de 1.000 bpd de *syncrude*. Como exercício de aplicação da medida do GTL, foi considerado que o primeiro módulo entraria em operação no ano de 2025 e que um módulo entraria a cada cinco anos, até 2050, perfazendo um total de seis módulos de 1 kbpd. A aplicação da MTD é restrita, na medida em que não é trivial utilizar espaço em FPSO para plantas GTL. Do mesmo modo, a viabilidade econômica depende do mercado de lubrificantes, que é mais restrito do que o de combustíveis.

2.5.3 Resumo das medidas e emissões de GEE

A Tabela 51 resume as medidas de mitigação apresentadas, bem como seus custos marginais de abatimento e seus potencias de redução de emissões anuais, por plataforma. A seguir, na Tabela 52, são apresentados os potenciais de abatimento acumulados até 2050 e, na Figura 31, são apresentados os potenciais de redução anual das medidas de mitigação.

Tabela 51 – Potenciais e Custos Marginais de Abatimento por Plataforma

Medidas	Potenciais e Custos Marginais de Abatimento por plataforma											
	Pós-sal			Pré-sal								
	100 bpd			100 bpd			150 bpd			200 bpd		
	EE	Bruto	Líquido	EE	Bruto	Líquido	EE	Bruto	Líquido	EE	Bruto	Líquido
Instalação de URV em tanques de armazenamento	82,8	3,4	-26,1	107,6	3,1	-26,4	161,4	3,1	-26,4	215,3	3,1	-26,4
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	29,2	55,9	44,1	58,4	55,9	44,1	87,6	37,3	25,4	116,8	28,0	16,1
Aumento da frequência de substituição do invólucro no compressor recíproco	0,14	34,29	21,80	0,14	34,29	21,80	0,21	22,86	10,37	0,29	17,14	4,66
Implementação de programa de inspeção e manutenção	11,2	32,3	19,8	11,2	32,3	19,8	16,8	22,4	9,9	22,4	17,4	4,9
Implementação do piloto de *flare*	130,5	50,3	-59,7	125,4	50,3	-59,7	188,1	50,3	-59,7	250,8	50,3	-59,7
Aplicação da rota de GTL	N/A[16]	217,9	-382,8	Não aplicável ao pré-sal (por hipótese)								

Legenda: EE: Emissões evitadas em $ktCO_2e$/ano; Bruto: Custo sem receita em US$/$tCO_2e$; Líquido: Custo com receita em US$/$tCO_2e$.

Fonte: Elaboração própria

17 Não aplicável, pois as emissões evitadas pelo GTL não foram calculadas por plataforma, mas pelo potencial nacional, conforme mostrado na Tabela 48.

Tabela 52 – Potenciais Totais de Abatimento no Período de 2020 a 2050 ($MtCO_2e$)

Medidas	Emissões Evitadas ($MtCO_2$)				
	Pós-sal	Pré-sal			Total
	100.000 bpd	100.000 bpd	150.000 bpd	200.000 bpd	
Instalação de URV em tanques de armazenamento	50,7	20,7	51,3	17,2	139,9
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	21,0	11,2	27,9	9,3	69,4
Aumento da frequência de substituição do invólucro no compressor recíproco	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2
Implementação de programa de inspeção e manutenção	8,1	2,2	5,4	1,8	17,5
Implementação do piloto de flare	79,9	24,1	59,8	20,1	183,9
Aplicação da rota de GTL[17]	4,4	Não aplicável ao pré-sal (por hipótese)			4,4

Fonte: Elaboração própria

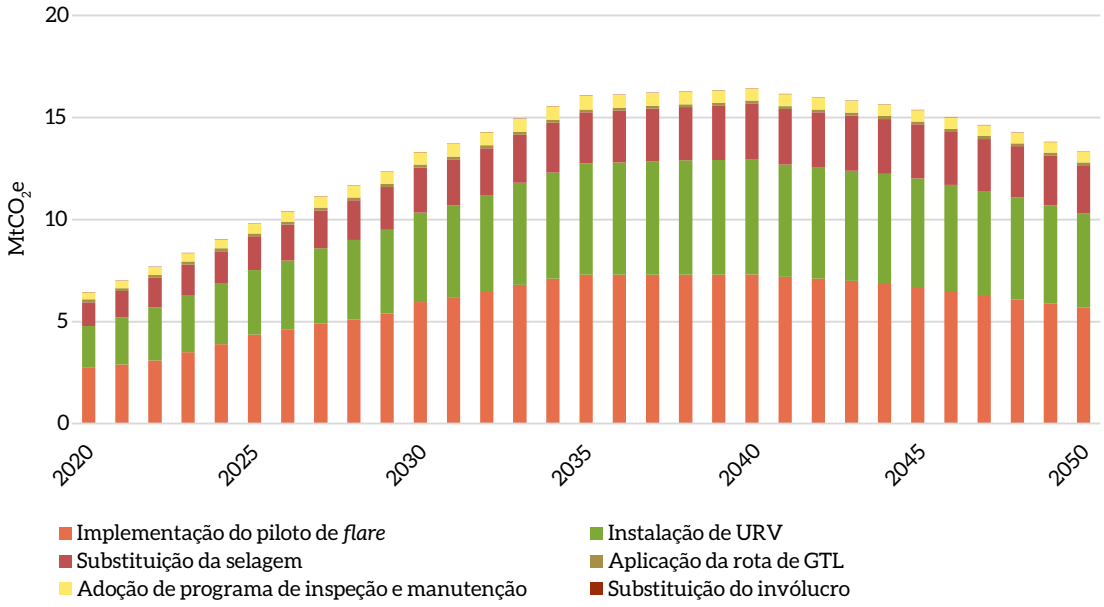

Figura 31 – Potenciais de Mitigação de Emissões por Atividade de 2020 a 2050

Fonte: Elaboração própria

18 Aplicável somente ao pós-sal.

Quanto às medidas propostas, o potencial total de abatimento acumulado, entre 2020 e 2050, é de 415 $MtCO_2e$. Percebe-se que a maior redução é decorrente da implementação do *Flare Zero*, programa de redução do flare constante, permitindo apenas o *flare* de segurança. Em 2035, por exemplo, a redução do *flare* corresponderia a 7,30 MtCO2e/ano, o que equivale a 46% do potencial de redução total. Em segundo lugar, a medida de instalação de unidades de recuperação de vapor apresenta potencial de redução de 5,45 $MtCO_2e$/ano, 34% do total. Em seguida, a troca da selagem a óleo pela selagem a seco também apresenta potencial de redução considerável de 2,51 $MtCO_2e$/ano, ou 16% do total. Os programas de inspeção e manutenção não apresentam redução tão grande quanto as outras medidas e permitem reduzir 0,64 $MtCO_2e$/ano. O mesmo acontece com a reposição mais frequente do invólucro do compressor recíproco, com 0,01 $MtCO_2e$/ano de redução. É importante destacar que medidas de instalação de URV, implementação da selagem a seco, implementação do programa de inspeção e manutenção e a troca frequente do invólucro do compressor recíproco são atuantes na redução de emissões fugitivas. Logo, quando comparados seus potenciais de redução com a opção de redução de flare, parecem não ter muita importância. No entanto, a redução decorrente do *flare* atua nas emissões de combustão, que são maiores que as emissões fugitivas. A redução das emissões fugitivas é importante por contribuir com a redução total no setor de E&P. Além disso, contêm alto teor de metano cujo potencial de aquecimento global é alto.

Por fim, a Figura 32 apresenta uma comparação entre as emissões do cenário REF e do cenário BC. A implementação das atividades de baixo carbono no setor de E&P permite uma redução máxima nas emissões, em 2030, de aproximadamente 19% em relação ao cenário REF. Trata-se de um resultado setorial, que tende a superestimar o potencial de abatimento das atividades de baixo carbono.

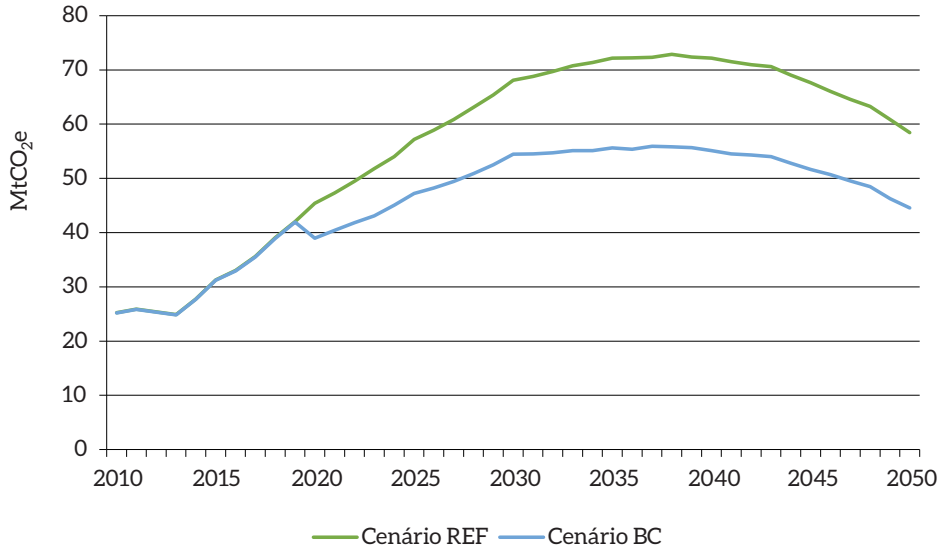

Figura 32 – Emissões de GEE nos Cenários de Referência e de Baixo Carbono (pré-sal 10% mol CO_2)[19]

Fonte: Elaboração própria

19 A rigor, este estudo apresentou as emissões do cenário REF tanto para o pré-sal com 10% mol CO_2 quanto para 45% mol de CO_2. Conforme a Tabela 14, essas emissões são bastante próximas. Dessa forma, visando facilitar a vizualização, optou-se por utilizar somente uma representação.

Refino de petróleo

Capítulo

3

3 Refino de petróleo

3.1 Caracterização do setor

O processamento do petróleo é realizado nas refinarias, onde o óleo bruto é separado e convertido em diversas frações com maior valor de mercado, como gasolina, diesel, querosene etc. A configuração de uma refinaria depende das características do óleo bruto e da cesta de produtos que a refinaria procura ofertar ao mercado.

O refino de petróleo é uma indústria energointensiva, cujas emissões de GEE estão bastante relacionadas ao consumo de combustíveis fósseis. Esse consumo está relacionado à geração de calor direto, de vapor de processo e até mesmo de energia elétrica, todas em fontes de combustão estacionárias. Os fornos de processos e as caldeiras representam cerca de 56% das emissões de uma refinaria (HPC, 2007), mas esses equipamentos se encontram em numerosas fontes dispersas pela refinaria, que pode ocupar uma área muito grande.

Dessa forma, o processamento do petróleo demanda um aporte de energia, dado que a desagregação do óleo em seus produtos refinados não é espontânea. Usualmente, em uma refinaria, a maior parte do consumo energético é garantida pelo próprio petróleo, por meio de seus derivados, como óleo combustível e gás de refinaria.

Outro importante fator a ser destacado é que não existe uma configuração padronizada de refinaria. A estrutura de uma refinaria, além de complexa, é dependente das características do petróleo a ser processado, da capacidade a ser processada, do perfil de produção de derivados, da especificação desses produtos e, por último, da escolha das tecnologias a serem empregadas (SCHAEFFER et al., 2009). Por esse motivo, pode-se dizer que não existem duas refinarias idênticas no mundo (SZKLO; ULLER, 2008). Em base energética, esse consumo pode variar entre 4% e 15% da varga da refinaria em função da tipologia da refinaria.

DNV (2010) estima que cerca de 6% das emissões totais de GEE, em 2005, tiveram sua origem nas refinarias de petróleo. Segundo inventários de emissão de GEE, em 2013, o refino de petróleo representou cerca de 2,7%, 3,2% e 2,0% das emissões totais nacionais de EUA, EU e Brasil, respectivamente (MCTI, 2013; PETROBRAS, 2013; USEPA, 2014). De forma geral, diversos trabalhos na literatura apresentam emissões específicas da ordem de 0,1 a 0,4 tCO_2/t de óleo processado, com uma média mais próxima de 0,22 tCO_2/t (CONCAWE, 2008; STRAELEN et al., 2009; DNV, 2010).

O parque de refino brasileiro é composto por 17 refinarias em operação, com capacidade nominal total instalada de 2,2 Mbbl/dia. A Tabela 53 apresenta capacidade, localização e ano de início de operação de cada refinaria, e a localização pode ser visualizada na Figura 33.

A maioria das refinarias brasileiras está sob controle da Petrobras (SZKLO et al., 2012), sendo a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) a mais nova do sistema, cuja operação do primeiro trem de refino teve início em dezembro de 2014 (PETROBRAS, 2014b).

Segundo Szklo et al. (2012), as cargas processadas por refinaria são distintas e o perfil de cada refinaria pode ser considerado único, apesar de muitas possuírem unidades de processo em comum. Ainda segundo esse autor, o esquema de refino pode ter três focos principais: produção de combustíveis, de lubrificantes e obtenção de insumos petroquímicos ou especiais.

Tabela 53 – Capacidades Nominais das Refinarias Brasileiras

Refinaria	Município (UF)	Início de operação	Capacidade Nominal (kbbl/dia)
Replan – Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	1972	415
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (BA)	1950	280
Revap – Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	252
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	242
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	1977	208
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	Canoas (RS)	1968	201
RNEST – Refinaria Abreu e Lima	Ipojuca (PE)	2014	115
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	170
Regap – Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	151
Recap – Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	53
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	Manaus (AM)	1956	46
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	Guamaré (RN)	2000	38
Riograndense – Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Rio Grande (RS)	1937	17
Manguinhos – Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.	Rio de Janeiro (RJ)	1954	14
Univen – Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	Itupeva (SP)	2007	9
Lubnor – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	8
Dax Oil – Dax Oil Refino S.A.	Camaçari (BA)	2008	2
Total			**2.221**

Fonte: ANP, 2013b

Como é possível verificar na Tabela 53, as maiores refinarias instaladas no Brasil foram concebidas nas décadas de 1960 e 1970, em um contexto muito distinto do atual, pois buscavam atender um perfil de demanda diferente, com gasolina e óleo combustível como principais derivados. As cargas processadas eram, em sua maioria, importadas, dado que a produção nacional de petróleo ainda era baixa (BONFÁ, 2011).

Com o início da produção do petróleo da Bacia de Campos, em meados da década de 1980, as unidades de refino foram adaptadas para processá-lo, dado que sua acidez e sua corrosividade eram mais elevadas do que as do elenco que vinha sendo processado. De acordo com Barros (2014), o aumento da demanda por diesel também provocou mudanças no parque, a partir da construção de unidades de coqueamento retardado, visando aumentar a conversão de frações pesadas em destilados médios, e, de acordo com ANP (2013a; 2013b), MMA (2002), MPOG (2012) e Petrobras (2013), os limites máximos mais rígidos para emissões de poluentes e o aumento das especificações dos combustíveis fizeram que as refinarias recebessem investimentos em unidades de hidrotratamento para gasolina e diesel. Para compensar a perda de octanagem da corrente de gasolina após o hidrotratamento, foram construídas novas unidades de reforma catalítica (PERISSÉ et al., 2012).

Nos últimos anos, novos investimentos no parque de refino nacional estão sendo feitos para adequar a produção não só no que se refere às novas especificações mais restritas dos produtos, principalmente diesel, mas também para aumentar a capacidade de produção, de forma a balancear a expansão do consumo (BONFÁ, 2011). Nessa linha, estão sendo implementadas duas novas refinarias no Brasil: o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)[20] e a Refinaria Abreu e Lima (RNEST),[21] em Pernambuco. Duas refinarias *premium*, também localizadas na região Nordeste, faziam parte do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (PETROBRAS, 2014), porém problemas conjunturais levaram ao cancelamento das obras por ora.

Quanto aos derivados produzidos pelas refinarias, de acordo com ANP (2013b), em 2012, as refinarias em operação ofertaram juntas 117,3 milhões de m^3 de derivados de petróleo, sendo 40% de diesel, 23% de gasolina, 12% de óleo combustível, 5% de nafta e os outros 20% compostos pelos demais produtos energéticos e não energéticos.

20 De acordo com Petrobras (2015), a entrada em operação do primeiro trem do Comperj está prevista para 2016 e a do segundo trem para 2024, podendo haver atrasos.

21 O primeiro trem da RNEST, como citado neste capítulo, teve seu início de operação em dezembro de 2014.

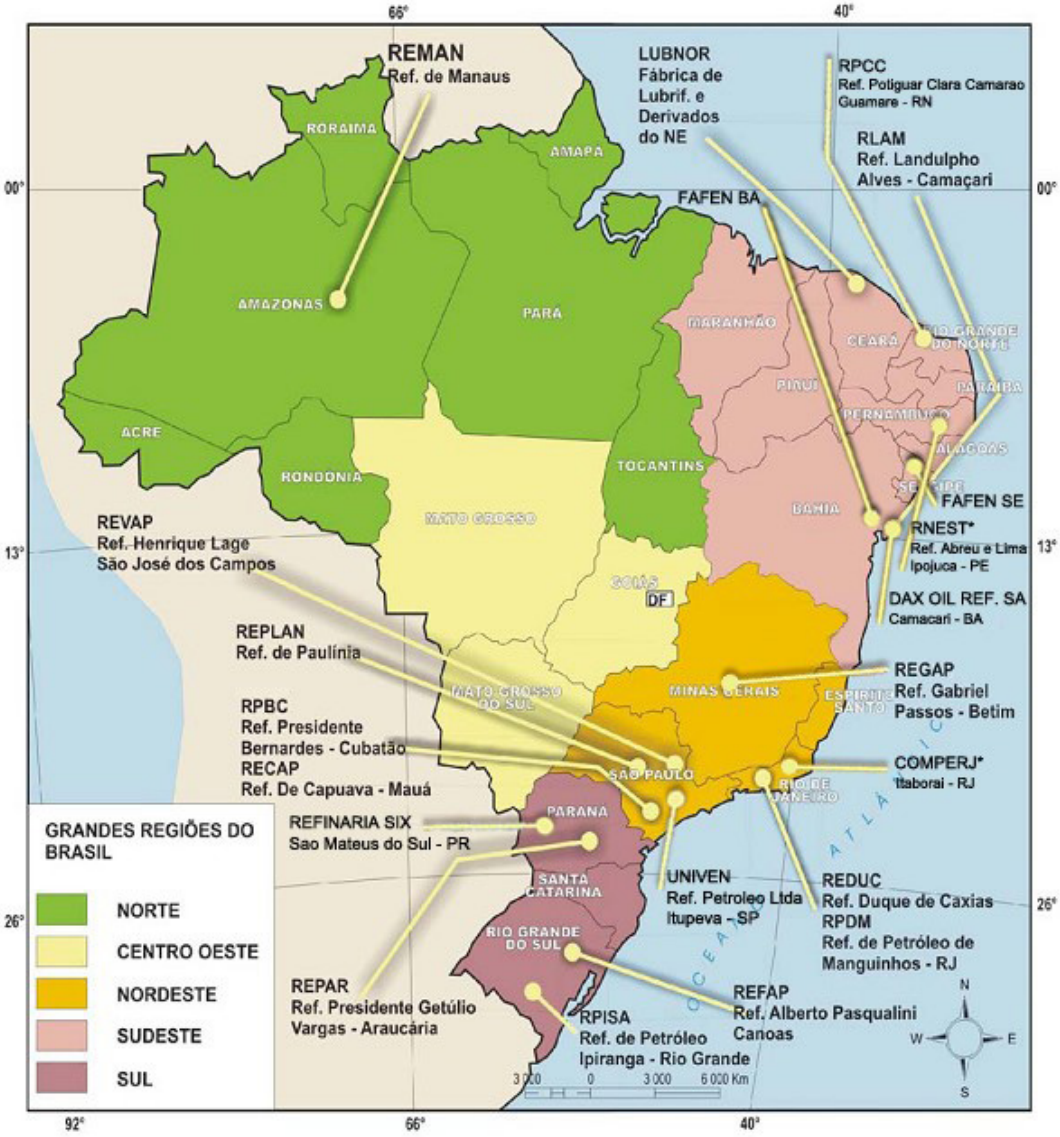

Figura 33 – Localização das Refinarias Brasileiras

Fonte: PETROBRAS, 2012

3.2 Perspectivas de expansão do setor

Esta seção apresenta as perspectivas de expansão do setor de refino de petróleo brasileiro entre 2010, que é o ano-base considerado pelo estudo, e 2020, bem como o consumo energético e emissões de GEE para ambos os anos.

Trata-se de projeções com baixo grau de incerteza associado, visto que os investimentos em expansão de curto prazo no parque de refino são conhecidos. Por esse motivo, optou-se por realizar tal análise nesta seção, cabendo ao cenário REF o papel de calibrar essas estimativas até 2020, tendo em vista o horizonte de projeção para o ano de 2050.

3.2.1 Metodologia e premissas

A Figura 34 representa o procedimento metodológico utilizado para a contabilização do consumo energético e consequentes emissões de GEE.

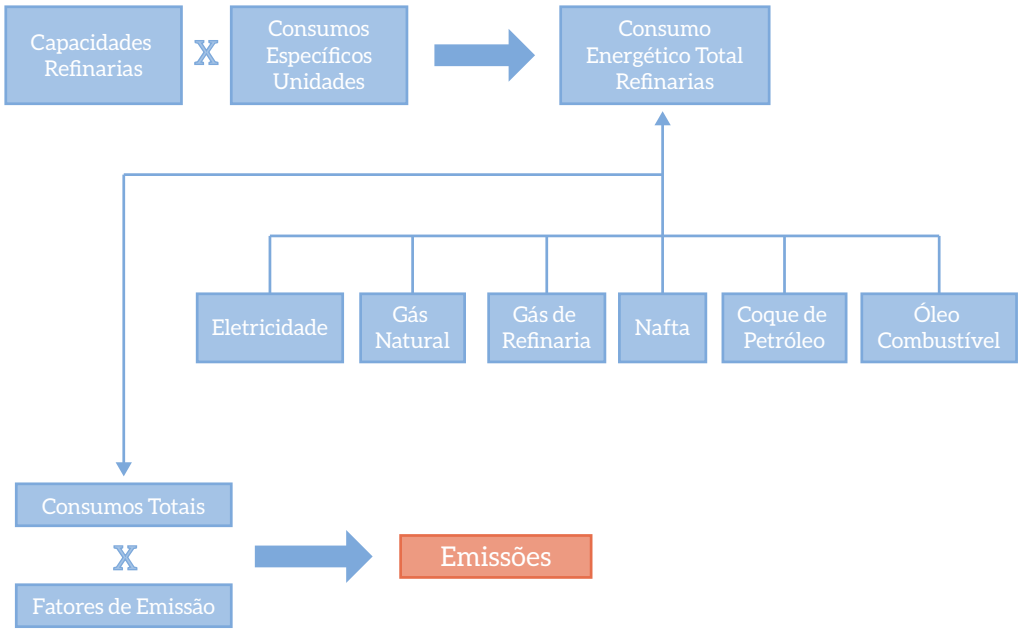

Figura 34 – Procedimento Metodológico Aplicado para Projeção do Consumo Energético e Emissões de GEE

Cabe mencionar que as emissões de GEE serão calculadas a partir das estimativas do consumo energético por unidade de processo. Estas, por sua vez, permitem mensurar o consumo energético aproximado de cada refinaria (Figura 34).

A seguir, serão descritos premissas e resultados em termos do consumo de utilidades por unidade de processo de uma refinaria e consumo de energia resultante da produção dessa refinaria.

3.2.1.1 Consumo de utilidades

A metodologia utilizada para estimar o consumo energético das refinarias se baseou na desagregação em unidades de processamento que apresentam características específicas de acordo com o processo utilizado, sua função na refinaria e a possibilidade de ser relacionada com sua capacidade. Deve-se destacar que o consumo energético das unidades de geração de utilidades (ex: água de resfriamento, gás inerte, ar de serviço/instrumento) não fará parte desta estimativa. Para isso, foram utilizadas as capacidades de unidades de processo conforme a Tabela 54, para o ano-base, e a Tabela 55, para o ano de 2020. Nessas tabelas, estão representadas as capacidades das principais unidades de processo, sejam unidades de: separação, como destilação atmosférica; conversão, como craqueamento catalítico fluido (FCC); ou tratamento, como o hidrotratamento (HDT).

Para o ano de 2020, já estão sendo considerados novos investimentos do setor de refino, tanto nas seções de conversão e tratamento das refinarias existentes quanto em novas refinarias, conforme apresentado anteriormente. No entanto, esta análise apenas considera: a RNEST, com seu primeiro trem de refino de 115 kbbl/dia, e a primeira fase do Comperj, com capacidade de destilação de cerca de 165 kbbl/dia. Tais escolhas foram condicionadas com dados obtidos do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (PETROBRAS, 2014) e com os anúncios feitos pela Petrobras no início do ano de 2015.[22] Pode-se perceber que, apesar de o presente estudo não ter seguido exatamente as datas de entradas de refinarias feitas por Petrobras (2014), o cenário utilizado não se afasta muito do que é previsto.

A partir de dados da literatura, foi possível estimar o consumo típico de utilidades de cada unidade de processo de uma refinaria. Tais valores estão apresentados na Tabela 56. Apesar de haver variações no consumo de utilidades para uma mesma unidade, dependendo do fornecedor da tecnologia, de características locais ou mesmo de diferentes considerações de projeto, os valores utilizados procuram representar uma unidade típica.

O fator de utilização empregado para todas as refinarias foi de 90%, valor próximo ao publicado por ANP (2013) para os anos de 2008 a 2012.

Tabela 54 – Capacidade por Unidade de Processo em 2010 (km^3/d)

Refinaria	UDA	UDV	DSF	FCC	RFCC	ALQ	CR	CTB	HCC	UCR	HDSG	HDTN	HDTQ	HDTD	HDTI	LUB	UGH
Replan – Refinaria de Paulínia	60,0	31,0	-	16,0	-	-	-	-	-	12,0	-	-	-	-	5,2	-	550,0
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	44,0	20,0	0,6	5,0	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8	-
Revap – Refinaria Henrique Lage	40,0	20,0	6,8	14,0	-	-	-	-	-	5,0	6,0	6,5	-	-	-	-	280,0
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	38,0	18,2	3,6	7,5	-	-	1,8	-	-	5,0	-	2,0	1,8	3,0	4,5	5,6	692,0
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	32,0	15,0	5,1	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	270,0

22 No início do ano de 2015, a Petrobras anunciou o cancelamento, por ora, das obras das duas refinarias *premium* localizadas na região Nordeste, as quais faziam parte do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (PETROBRAS, 2014), bem como comunicou o atraso do início da operação dos segundos trens das refinarias Abreu e Lima e Comperj.

Refinaria	UDA	UDV	DSF	FCC	RFCC	ALQ	CR	CTB	HCC	UCR	HDS G	HDT N	HDT Q	HDT D	HDT I	LUB	UGH
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	30,0	6,0	-	3,1	7,0	-	-	-	-	2,4	-	-	-	-	4,5	-	550,0
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	27,0	12,9	-	10,0	-	1,0	1,8	-	-	5,2	-	-	-	-	6,0	-	800,0
Regap – Refinaria Gabriel Passos	24,0	14,0	-	6,8	-	-	-	-	-	3,8	-	-	1,8	4,4	3,8	-	580,0
Recap – Refinaria de Capuava	8,2	-	-		3,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	7,3	1,1	-	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	4,3	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras refinarias	7,6	2,6	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-
TOTAL	**322,4**	**140,8**	**16,1**	**73,5**	**20,6**	**1,0**	**3,6**	**0,0**	**0,0**	**33,4**	**6,0**	**8,5**	**3,6**	**12,4**	**24,0**	**6,6**	**3.722,0**

Tabela 55 – Capacidade por Unidade de Processo em 2020 (km^3/d)

Refinaria	UDA	UDV	DSF	FCC	RFCC	ALQ	CR	CTB	HCC	UCR	HDS G	HDT N	HDT Q	HDT D	HDT I	LUB	UGH
Replan – Refinaria de Paulínia	66,0	31,0	-	16,0	-	-	3,0	-	-	12,5	8,8	6,6	-	-	22,0	-	3.750,0
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	44,5	20,0	-	6,0	14,0	-	-	-	-	-	10,2	-	-	-	11,0	0,8	1.360,0
Revap – Refinaria Henrique Lage	40,0	20,0	6,8	14,0	-	-	1,5	-	-	5,0	7,0	3,0	6,0	6,5	6,8	-	1.630,0
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	38,5	18,2	6,8	7,5	-	-	1,9	-	-	5,0	5,0	2,0	1,8	3,0	12,0	5,6	2.267,0

Refinaria	UDA	UDV	DSF	FCC	RFCC	ALQ	CR	CTB	HCC	UCR	HDS G	HDT N	HDT Q	HDT D	HDT I	LUB	UGH
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	33,0	15,0	5,1	10,5	-	-	1,0	-	-	5,0	5,0	3,0	-	6,0	6,0	-	1.870,0
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	32,0	6,0	-	3,4	7,4	-	-	-	-	2,6	5,0	-	-	6,0	11,5	-	1.800,0
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	27,0	12,9	-	10,0	-	1,0	2,5	-	-	4,2	6,0	2,6	-	-	16,0	-	2.870,0
Regap – Refinaria Gabriel Passos	24,0	14,0	-	6,8	-	-	-	-	-	3,8	4,4	3,3	3,6	2,6	8,3	-	1.790,0
Recap – Refinaria de Capuava	8,5	-	-	-	3,1	-	-	-	-	-	2,0	-	-	-	4,0	-	550,0
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	7,6	1,1	-	0,6	-	-	0,8	1,5	-	-	1,5	-	-	-	2,5	-	400,0
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras refinarias	8,0	2,6	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-
Comperj	26,2	15,7	-	-	-	-	-	-	9,4	8,2	-	5,4	2,1	-	8,8	-	-
RNEST Refinaria Abreu e Lima	18,3	-	-	-	-	-	-	-	-	11,9	-	3,0	-	-	13,0	-	3.000,0
TOTAL	**379,6**	**156,5**	**18,7**	**75,3**	**24,5**	**1,0**	**10,7**	**1,5**	**9,4**	**58,2**	**54,9**	**28,9**	**13,5**	**24,1**	**121,9**	**6,6**	**21.287,0**

Fonte: BONFÁ; 2011; BARROS, 2014

Tabela 56 – Consumo de Utilidades Típicos por Unidade de Processo

Utilidade	Unidade	DAV	DSF	FCC	RFCC	ALQ	CR	CTB	HCC	UCR	HDS G	HDT N	HDT Q	HDT D	HDT I	LUB	UGH
Vapor alta	kg/bbl	0,0	0,0	-16,0	-18,0	-	-15,6	-16,0	-	-	3,0	3,0	4,0	4,0	5,0	-	-4,0E-03
Vapor média	kg/bbl	11,0	0,0	20,0	0,0	90,0	-	20,0	30,0	-18,4	-	-	-	-	-	1,6	-
Vapor baixa	kg/bbl	0,0	4,0	-3,6	0,0	-	-	-3,6	-	-	-	-	-	-	-	5,6	-
Eletricidade	kWh/bbl	0,6	2,0	8,8	1,0	9,0	10,0	8,8	13,0	3,6	2,0	2,0	3,0	3,0	6,0	1,6	1,1E-04
Combustível	MJ/bbl	127,0	105,0	368,0	368,0	-	382,0	0,0	211,0	126,0	105,0	105,0	158,0	158,0	211,0	135,0	2,5
Hidrogênio	m³/bbl	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-48,0	0,0	56,0	-	4,0	7,0	7,0	7,0	17,0	-	-0,2
Água de resfriamento	m³/bbl	1,5	0,0	1,0	0,0	7,0	0,9	1,0	1,7	0,1	1,0	1,0	1,5	1,5	2,0	3,2	-

Fonte: HYDROCARBON PROCESSING, 2008; MEYERS, 2003; GARY; HANDWERK, 2001; STANISLAUS et al., 2010

Portanto, a partir dos dados apresentados nas tabelas acima, foi possível determinar o consumo de utilidades das refinarias brasileiras. Os resultados estão apresentados na Tabela 57 e na Tabela 58, respectivamente, para 2010 e 2020. Importante notar que valores negativos simbolizam exportações ou excedentes de utilidade, enquanto valores positivos simbolizam consumo de utilidades.

Tabela 57 – Consumo de Utilidades por Refinaria em 2010

Refinaria	Vapor Alta	Vapor Média	Vapor Baixa	Eletricidade	Combustível
	kt/ano	kt/ano	kt/ano	GWh/ano	TJ/ano
Replan – Refinaria de Paulínia	-506	1.653	-125	547	38.148
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	-566	1.275	-24	181	24.570
Revap – Refinaria Henrique Lage	-409	1.368	-51	444	29.619
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	-224	1.056	41	406	29.882
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	-307	1.202	-34	288	21.248
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	-338	758	-24	192	22.168
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	-350	1.070	-78	404	25.558
Regap – Refinaria Gabriel Passos	-147	719	-53	282	20.226
Recap – Refinaria de Capuava	-141	196	-	19	5.153
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	-21	201	-5	21	2.500
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	-	103	-	6	1.189
Outras refinarias	-19	207	-2	21	2.594
TOTAL	**-3.027**	**9.807**	**-356**	**2.810**	**222.854**

Tabela 58 – Consumo de Utilidade por Refinaria em 2020

Refinaria	Vapor Alta (kt/ano)	Vapor Média (kt/ano)	Vapor Baixa (kt/ano)	Eletricidade (GWh/ano)	Combustível (TJ/ano)
Replan – Refinaria de Paulínia	-352	1.777	-125	912	71.422
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	-583	1.330	-37	395	43.495
Revap – Refinaria Henrique Lage	-305	1.368	-51	636	45.177
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	-127	1.068	69	543	44.157
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	-246	1.047	-38	480	37.928
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	-214	810	-27	355	36.688
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	-228	1.110	-78	581	43.946
Regap – Refinaria Gabriel Passos	-58	719	-53	374	30.762
Recap – Refinaria de Capuava	-70	204	0	79	10.179
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	-67	274	-16	107	6.959
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	0	144	0	8	1.659
Outras refinarias	-19	215	-2	21	2.691
Comperj	149	914	0	517	19.825
Rnest – Refinaria Abreu e Lima	135	-38	0	301	31.629
TOTAL	**-2.268**	**10.365**	**-340**	**5.025**	**292.185**

3.2.1.2 Consumo energético

Com vistas a mensurar, posteriormente, as emissões de GEE do parque de refino brasileiro em 2010 e 2020, é estimado o consumo dos principais combustíveis utilizados para a produção das utilidades explicitados na seção anterior. Os principais combustíveis disponíveis em uma refinaria são: gás natural, gás de refinaria, óleo combustível, nafta e coque de FCC. Contabilizou-se, adicionalmente, a eletricidade comprada da rede para suprir a demanda elétrica, seja daquelas refinarias que não têm cogeração, seja pelo excedente de demanda em relação à capacidade da unidade de cogeração.

Além disso, considerou-se que o gás natural é utilizado para a produção de hidrogênio nas unidades de geração de hidrogênio para a maior parte das refinarias. A geração de hidrogênio pelo uso de nafta foi considerada nas unidades de geração de hidrogênio da RNEST.

Além do hidrogênio, o gás natural foi considerado para a produção de eletricidade nas unidades de cogeração, produção de vapor nas caldeiras e aquecimento direto das unidades de processo. Para cálculos de emissões no ano-base e perfil de utilização de gás natural por refinaria, foram utilizados os dados de consumo de gás natural por refinaria obtidos em ANP (2016).

O gás de refinaria e o óleo combustível foram contabilizados para o aquecimento direto nas unidades de processo. No entanto, o gás de refinaria só foi necessário nos casos em que o gás natural não foi suficiente para suprir a demanda de aquecimento direto e, da mesma forma, o uso de óleo combustível só foi considerado nos casos em que o gás de refinaria não supriu toda a demanda. Em geral, a sobra de gás de refinaria foi direcionada para a contabilização das emissões em *flare*. Ainda, assumiu-se uma eficiência de combustão de 100% no *flare*, de forma a ser conservador com as emissões de GEE.

Por fim, o consumo de coque de FCC foi contabilizado apenas nas unidades de FCC e RFCC. Note que o coque consumido nessas unidades é gerado por elas mesmas, de forma que o saldo energético é nulo. Porém, as emissões de CO_2 devido ao consumo do coque não são desprezíveis e foram devidamente contabilizadas neste estudo.

- Demanda de gás natural pelas refinarias

Para o ano-base, considerou-se a demanda de gás natural por refinaria obtida em ANP (2016). Os dados obtidos estavam em volume médio de gás natural obtido por mês. Assim, fez-se uma média do ano de 2010 e utilizou-se esse valor. Os valores estão na Tabela 59.

Tabela 59 – Consumo de Gás Natural por Refinaria em 2010

Refinaria	Consumo gás natural (MNm³/ano)
Replan – Refinaria de Paulínia	347
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	226
Revap – Refinaria Henrique Lage	736
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	639
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	200
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	143
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	387
Regap – Refinaria Gabriel Passos	92
Recap – Refinaria de Capuava	76
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	68
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	13
Riograndense – Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	-
Manguinhos – Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.	-
Univen – Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	-
Lubnor – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	17
Dax Oil – Dax Oil Refino S.A.	-
Total	**2.944**

Fonte: ANP, 2013b

- UGH – Unidades de geração de hidrogênio

As capacidades das unidades de geração de hidrogênio, tanto para o ano de 2010 quanto para a projeção, foram obtidas em Farias (2014) e encontram-se na Tabela 54 e na Tabela 55. Considerando o consumo típico entre 3,6 e 3,8 kcal/Nm^3 de hidrogênio (LINDSAY et al., 2009) para o processo de reforma a vapor do metano (SMR), foi possível estimar o consumo de gás natural nas UGH de cada refinaria.

Os resultados estão na Tabela 60, onde se pode encontrar o consumo absoluto de gás natural para a geração de hidrogênio nas refinarias. Vale lembrar que a refinaria RNEST não utiliza gás natural, mas nafta para gerar hidrogênio. Para essa refinaria, o consumo específico foi considerado como 4,5 kcal/Nm^3 de H_2.

Ademais, é possível verificar qual é a parcela do consumo total de gás natural por refinaria destinada à geração de hidrogênio (consumo relativo). Destaque deve ser dado para o grande aumento do consumo do gás graças ao aumento da capacidade instalada de UGH até 2020. Para diversas refinarias, o aumento de consumo devido às UGH equivale a mais que o consumo reportado em ANP (2016) por toda a refinaria em 2010.

Tabela 60 – Consumo de Gás Natural em UGH por Refinaria

Refinaria	2010	2020
	Consumo GN (MNm³/ano)	Consumo GN (MNm³/ano)
Replan – Refinaria de Paulínia	82	561
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	-	204
Revap – Refinaria Henrique Lage	42	244
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	104	339
Repar – Refinaria Getúlio Vargas	40	280
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	82	270
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	120	430
Regap – Refinaria Gabriel Passos	87	268
Recap – Refinaria de Capuava	0	82
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	-	60
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	-	-
Outras refinarias	-	-
Comperj	-	-
RNEST– Refinaria Abreu e Lima	-	-
TOTAL	**557**	**2.738**

- CHP – Unidade de cogeração

As potências instaladas das unidades de cogeração existentes em algumas refinarias do parque de refino brasileiro foram obtidas em Aneel (2014) e encontram-se na Tabela 61. Ao realizar-se a projeção, supôs-se que não haverá aumento nas potências instaladas, bem como não serão construídas novas unidades de cogeração. Adicionalmente, foi considerado que todas as unidades de cogeração são movidas a gás natural, exceto na Repar e na Regap.

A partir das potências instaladas, calculou-se o quanto de eletricidade poderia ser gerada em GWh, utilizando-se um fator de capacidade de 61%, o mesmo utilizado para os cálculos da Reduc no BEERJ (2010). Em seguida, com o valor de geração e considerando-se uma eficiência da turbina de 35% (BEERJ, 2010), calculou-se o consumo de combustível de cada unidade de cogeração. A produção de vapor pelas unidades de cogeração também foi calculada considerando-se uma razão potência/calor de 0,7 (TOLMASQUIM et al., 2003).

Tabela 61 – Potências Instaladas de Cogeração

Refinaria	Potência Instalada (MW)
Replan – Refinaria de Paulínia	106,7
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	62,5
Revap – Refinaria Henrique Lage	76
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	63,3
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	32
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	71,9
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	12
Regap – Refinaria Gabriel Passos	57,2
Recap – Refinaria de Capuava	22,5
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	6,4
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	-
Riograndense – Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	-
Manguinhos – Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.	-
Univen – Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	-
Lubnor – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	-
Dax Oil – Dax Oil Refino S.A.	-
Total	**510,5**

Fonte: ANEEL, 2014

O vapor produzido pelas unidades de cogeração é de alta pressão,[23] porém, como no ano-base não há demanda por vapor em todas as refinarias, dado que as unidades de processamento já o produzem, transformou-se esse vapor de alta pressão em vapor de média pressão.

23 Considerando as seguintes condições de vapor: Muito Alta (100 bar), Alta (45 bar), Médio (17 bar), Baixa (3 bar).

Portanto, com a quantidade obtida de vapor de média gerado, calculou-se o quanto desse vapor poderia atender a demanda total de vapor de média pressão. A fração não atendida seria atendida, então, pela produção de vapor na caldeira.

Para a projeção, dado que as novas refinarias não possuem unidades de cogeração, toda a sua demanda de vapor terá que ser atendida pelas caldeiras, sendo que, em tais refinarias, ao contrário do que ocorre com as já existentes, haverá consumo de vapor de alta pressão maior do que sua produção e produção de vapor de média pressão maior do que seu consumo. Logo, a conversão de vapor de alta pressão em vapor de média pressão não se torna necessária nesses casos.

- Caldeiras

A produção de vapor nas caldeiras foi calculada utilizando-se como demanda o valor não atendido nas unidades de cogeração, para as refinarias que as possuem, e o valor real calculado de demanda por vapor, para as refinarias que não as possuem. O consumo de combustível nessas unidades foi obtido utilizando-se eficiência de 80%, supondo que o primeiro energético a ser consumido é o gás natural e que, no caso de a quantidade de combustível demandado ser superior à quantidade disponível do combustível em cada refinaria, o próximo combustível a ser consumido será o gás de refinaria e, em seguida, o óleo combustível. Para a projeção, como não havia dados de consumo de gás natural por refinaria, considerou-se que toda a demanda da caldeira poderá ser atendida por gás natural.

- Unidades de FCC e RFCC

As unidades de FCC e RFCC são as únicas unidades de processo que têm como combustível o coque de FCC. Para calcular a quantidade de coque de FCC demandada por elas, multiplicou-se o consumo específico de coque de FCC por suas capacidades, em cada refinaria, assim como foi feito para encontrar o valor demandado de combustíveis para aquecimento direto. Encontrado o valor de coque necessário, subtraiu-se esse valor do total de combustíveis em cada refinaria, com o objetivo de simplificar os cálculos de demanda de combustíveis para aquecimento direto das demais unidades.

- Aquecimento direto

O combustível necessário para aquecimento direto das unidades de processo será atendido, dependendo da disponibilidade, primeiramente, pelo gás natural, em seguida, pelo gás de refinaria e, na falta deste, pelo óleo combustível. Para as novas refinarias na projeção, considerou-se que o aquecimento direto será plenamente atendido por gás de refinaria.

Para o cálculo da produção de gás de refinaria, considerou-se que esse gás é produzido nas unidades de reforma catalítica, FCC, RFCC, coqueamento retardado, hidrocraqueamento catalítico e destilação atmosférica, de acordo com os rendimentos encontrados na Tabela 62.

Tabela 62 – Geração de Gás Combustível por Unidade

	RC	FCC	RFCC	CR	HCC	DA
Gás combustível (km³ OCPE/m³ carga)	34,0	50,0	50,0	55,0	4,0	0,5

Fonte: BARROS, 2014

Quanto ao seu consumo, foram formuladas duas hipóteses:

a) O gás de refinaria atenderá 50% da demanda de combustível para aquecimento direto que o gás natural não conseguiu suprir, de acordo com sua disponibilidade, e os outros 50% serão atendidos por óleo combustível;

b) O gás de refinaria atenderá 100% da demanda de combustível para aquecimento direto que o gás natural não conseguiu suprir, de acordo com sua disponibilidade, e, no caso de a quantidade disponível total do gás de refinaria ser menor do que o consumo para aquecimento direto das unidades, o faltante será atendido por óleo combustível.

- *Flare*

O gás de refinaria produzido pelas unidades citadas e que não tenha sido integralmente consumido nas caldeiras e no aquecimento direto foi direcionado para a queima em *flare*.

A seguir, serão apresentados o consumo de energia e emissões de GEE do parque de refino brasileiro em 2010 e 2020, os quais servirão como base, posteriormente, para a projeção no cenário REF até 2050.

3.2.2 Resultados

A partir dos procedimentos metodológicos e premissas descritos, foi possível calcular o consumo dos combustíveis utilizados no parque de refino brasileiro, bem como emissões resultantes. A seguir, serão apresentados os resultados de consumo obtidos para cada combustível, em cada refinaria, e, posteriormente, serão apresentadas as emissões para 2010 e 2020.

- Consumo de gás natural

No ano-base, o gás natural, como já explicitado, é consumido nas unidades de geração de hidrogênio, unidades de cogeração, caldeiras e como combustível para aquecimento direto.

Apenas a Regap e a Refap não usam gás na cogeração. Ainda, a RNEST considera a utilização de nafta na geração de hidrogênio. Por fim, como não foi possível estimar o consumo de gás natural para aquecimento direto nas novas refinarias (Comperj e RNEST), foi considerado que essas refinarias usariam todo o gás de refinaria para esse serviço.

O consumo de gás natural nas refinarias, em 2010 e 2020, está disponível na Tabela 63. Nela, estão desagregados os consumos por refinaria e por serviço. Vale destacar que o consumo total em 2010 é equivalente ao consumo total reportado para o ano de 2010 em ANP (2013b).

- Consumo de gás de refinaria

De acordo com as premissas citadas no item anterior, foi possível calcular a produção de gás de refinaria nas unidades de processamento, bem como seu consumo para aquecimento direto. De acordo

com as hipóteses formuladas, chegou-se aos resultantes constantes da Tabela 64. O gás excedente, que não foi utilizado para suprir a demanda de combustíveis no aquecimento direto, foi direcionado para queima em *flare*.

- Consumo de coque de FCC

Como o coque é produzido e consumido na mesma unidade, gerando consumo energético líquido nulo, o consumo de coque foi desconsiderado. Contudo, as emissões de GEE associadas à sua combustão serão consideradas. Para tanto, é considerado um consumo coque nas unidades FCC de 75,5 PJ/ano em 2010, e de 80,0 PJ/ano em 2020.

- Consumo de nafta

A nafta será considerada apenas a partir de 2020, tendo em vista que seu consumo ocorre nas unidades de geração de hidrogênio da RNEST. Para tais unidades, considerou-se consumo específico de 4,5 kcal/Nm^3 de hidrogênio produzido, resultando consumo estimado pelas refinarias da ordem de 2,2 Mm^3 por ano.

- Consumo de óleo combustível

O consumo de óleo combustível ocorrerá nas unidades de cogeração da Regap e da Refap. Além disso, seu consumo foi estimado para atender a demanda de combustíveis no aquecimento direto, juntamente com o gás natural e o gás de refinaria. Diante disso, foram considerados dois casos:

a) O gás de refinaria atenderá 50% da demanda de combustível para aquecimento direto que o gás natural não supriu, de acordo com sua disponibilidade, e os outros 50% serão atendidos por óleo combustível (Caso A);

b) O gás de refinaria atenderá 100% da demanda de combustível para aquecimento direto que o gás natural não supriu, de acordo com sua disponibilidade, e, no caso de a quantidade disponível total desse gás ser menor do que o consumo para aquecimento direto das unidades, o faltante será atendido por óleo combustível (Caso B).

Desse modo, conseguiu-se calcular o consumo total de óleo combustível em cada refinaria. O resultado pode ser visto na Tabela 65. Vale destacar que, para as refinarias futuras, as condições A e B representam o mesmo consumo energético de óleo combustível. Isso ocorre porque ainda não se sabe qual será o perfil de consumo de gás natural, o que tornou necessária a suposição sobre o consumo de combustível para atender o aquecimento direto. Essa consideração tenderá a gerar um cenário de emissões provavelmente mais alto do que a realidade, em que o gás natural deverá ser utilizado, mesmo que não integralmente.

- Consumo de eletricidade da rede

Para estimar o consumo de eletricidade proveniente da rede elétrica, calculou-se o quanto da demanda total de eletricidade das unidades de processamento pôde ser atendido pelas unidades de cogeração de cada refinaria. A fração não atendida será consumida da rede. Os resultados da geração pelas unidades de cogeração e a eventual compra de eletricidade do *grid* estão disponíveis na Tabela 66.

Note que, ao assumir que não haveria nenhuma expansão das centrais de cogeração, nem mesmo para as refinarias futuras, o percentual de autossuficiência elétrica do refino cai de 97% para 42%. Esse resultado é fortemente impulsionado pelas novas refinarias, que quase triplicam a demanda elétrica do setor de refino.

Tabela 63 – Consumo de Gás Natural por Serviço e Refinaria

Refinaria	Consumo 2010 (MNm³/ano)					Consumo 2020 (MNm³/ano)				
	UGH	CHP	Caldeira	Fornos	Total	UGH	CHP	Caldeira	Fornos	Total
Replan – Refinaria de Paulínia	82,4	141,0	46,9	76,5	346,7	561,5	141,0	59,0	177,0	938,5
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	-	82,6	57,4	86,0	226,0	203,6	82,6	62,8	188,4	537,5
Revap – Refinaria Henrique Lage	41,9	100,5	52,0	531,6	725,9	244,1	100,5	52,0	999,5	1.396,0
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	103,6	83,7	35,1	417,0	639,4	339,4	83,7	42,6	666,4	1.132,1
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	40,4	42,3	83,2	34,1	200,0	280,0	42,3	68,0	76,1	466,5
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	82,4	-	-	60,2	142,6	269,5	95,0	1,8	-	366,4
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	119,8	15,9	91,8	159,2	386,7	429,7	15,9	95,7	326,2	867,5
Regap – Refinaria Gabriel Passos	86,8	-	5,2	-	92,0	268,0	-	8,7	-	276,7
Recap – Refinaria de Capuava	-	29,7	-	46,6	76,4	82,4	29,7	-	158,3	270,4
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	-	8,5	12,8	46,8	68,1	59,9	8,5	19,9	150,3	238,6
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	-	-	10,1	3,3	13,4	-	-	14,1	4,6	18,7
Outras refinarias	-	-	20,3	-	20,3	-	-	21,3	-	21,3
Comperj	-	-	-	-	-	678,4	-	15,9	-	694,3
Rnest – Refinaria Abreu e Lima	-	-	-	-	-	-	-	14,3	-	14,3
TOTAL	**557,3**	**504,1**	**414,6**	**1.461,5**	**2.937,5**	**3.416,6**	**599,2**	**476,2**	**2.746,8**	**7.238,8**

Tabela 64 – Produção e Consumo de Gás de Refinaria

Refinaria	2010		2020		
	Produção		Produção		Demanda Aquec. Direto
	km³/ano*	PJ/ano	km³/ano*	PJ/ano	PJ/ano
Replan – Refinaria de Paulínia	516,7	20,7	562,6	22,6	52,5
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	267,7	10,7	354,5	14,2	21,0
Revap – Refinaria Henrique Lage	345,0	13,9	362,7	14,6	-
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	253,2	10,2	254,5	10,2	15,1
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	178,9	7,2	294,9	11,8	26,9
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	226,1	9,1	242,4	9,7	30,4
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	297,9	12,0	287,6	11,5	24,6
Regap – Refinaria Gabriel Passos	194,5	7,8	194,5	7,8	25,5
Recap – Refinaria de Capuava	63,8	2,6	55,2	2,2	2,2
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	11,7	0,5	21,2	0,8	1,3
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	0,7	0,03	1,0	0,042	1,5
Outras refinarias	0,01	0,00043	0,01	0,00043	0,003
Comperj	-	-	174,0	7,0	19,8
Rnest – Refinaria Abreu e Lima	-	-	230,1	9,2	31,6
TOTAL	**2.356,2**	**94,6**	**3.035,2**	**122,0**	**252,4**

Obs.: GC em m³ OCPE

Tabela 65 – Consumo de Óleo Combustível por Serviço e Refinaria

Refinaria	Consumo 2010 (TJ/ano)			Consumo 2020 (TJ/ano)		
	CHP	Caso A	Caso B	CHP	Caso A	Caso B
Replan – Refinaria de Paulínia	-	11,3	1,9	-	29,9	29,9
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	-	4,8	-	-	10,5	6,7
Revap – Refinaria Henrique Lage	-	-	-	-	-	-
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	-	4,7	-	-	7,5	4,9
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	-	6,0	4,9	-	15,0	15,0
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	3,7	6,0	2,9	3,7	14,2	14,2
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	-	6,0	0,1	-	13,1	13,1
Regap – Refinaria Gabriel Passos	3,0	7,4	7,1	3,0	17,7	17,7
Recap – Refinaria de Capuava	-	0,3	-	-	1,1	0,0
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	-	-	-	-	-	-
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	-	1,0	1,0	-	1,5	1,5
Outras refinarias	-	2,4	2,4	-	2,4	2,6
Comperj	-	-	-	-	12,8	12,8
Rnest – Refinaria Abreu e Lima	-	-	-	-	22,4	22,4
TOTAL	**6,7**	**50,1**	**20,4**	**6,7**	**148,1**	**140,7**

Tabela 66 – Consumo e Geração de Eletricidade por Refinaria

Refinaria	Consumo 2010 (GWh/ano)			Consumo 2020 (GWh/ano)		
	Demanda	CHP	Rede	Demanda	CHP	Rede
Replan – Refinaria de Paulínia	547,1	571,9	-	911,5	571,9	339,6
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	180,6	335,1	-	395,0	335,1	59,8
Revap – Refinaria Henrique Lage	443,9	407,5	36,4	635,8	407,5	228,3
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	406,2	339,4	66,8	543,1	339,4	203,7
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	288,4	171,6	116,8	480,4	171,6	308,8
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	191,6	385,5	-	355,1	385,5	-
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	404,0	64,3	339,6	581,0	64,3	516,7
Regap – Refinaria Gabriel Passos	281,7	306,8	-	374,4	306,8	67,5
Recap – Refinaria de Capuava	18,6	120,6	-	79,0	120,6	-
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	21,0	34,3	-	106,9	34,3	72,6
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	5,6	-	5,6	7,8	-	7,8
Outras refinarias	20,9	-	20,9	21,4	-	21,4
Comperj	-	-	-	516,9	-	516,9
Rnest – Refinaria Abreu e Lima	-	-	-	300,8	-	300,8
TOTAL	**2.809,6**	**2.737,0**	**586,1**	**5.309,1**	**2.737,0**	**2.643,9**

A partir da desagregação do consumo energético total, foi possível estimar quais serão as emissões de CO_2 provenientes do setor de refino no Brasil em 2020, tendo 2010 como ano-base.

Os fatores de emissão dos combustíveis utilizados para os cálculos de emissões foram idênticos aos considerados na TCN (MCTIC, 2016). Para a eletricidade, considerou-se a média do fator de emissão do *grid* para o ano de 2010 (MCT, 2010). Os valores estão reportados na Tabela 67.

Cumpre enfatizar que no âmbito da modelagem integrada, que terá seus resultados reportados no documento intitulado "Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono", será considerado um fator de emissão para eletricidade em 2020 resultante da otimização do sistema energético, conforme uma linha de base de atendimento à demanda energética por mínimo custo. Logo, o fator de emissão provavelmente será diferente do considerado nessa análise setorial.

Tabela 67 – Fatores de Emissão

Combustível	Fator de Emissão	Unidade
Gás natural	56,1	tCO_2/TJ
Gás de refinaria	57,6	tCO_2/TJ
Óleo combustível	77,4	tCO_2/TJ
Coque de petróleo	97,5	tCO_2/TJ
Nafta	73,3	tCO_2/TJ
Eletricidade	14,2	tCO_2/TJ

Fonte: MCT, 2010; MCTIC, 2016

Foram calculadas as emissões totais para os dois casos (A e B), demonstrados anteriormente, quanto ao consumo de gás de refinaria e, consequentemente, de óleo combustível para aquecimento direto. As emissões por refinaria para o ano-base e em 2020 constam da Tabela 68.

Destaque deve ser dado para as emissões totais do setor de refino em 2010, estimadas neste relatório em 24 $MtCO_2$ para a condição A e 22 $MtCO_2$ para a condição B. Esses valores estão bastante coerentes com dados da Petrobras em seu *Relatório de Sustentabilidade*, que estimam as emissões de seu parque de refino na faixa de 21 e 25 $MtCO_2$, entre 2009 e 2013 (PETROBRAS, 2011; PETROBRAS, 2013).

É possível notar que, tanto para o ano-base quanto para 2020, as emissões são menores quando se utilizam 100% do gás de refinaria para aquecimento direto, dado que, nesse caso, reduz-se o consumo de óleo combustível, o qual tem fator de emissão mais elevado.

Tabela 68 – Emissões de GEE por Refinaria

Refinaria	Condição A		Condição B	
	2010	2020	2010	2020
Replan – Refinaria de Paulínia	4,2	6,9	3,5	6,9
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	2,7	4,4	2,4	4,1
Revap – Refinaria Henrique Lage	3,5	4,8	3,5	4,8
Reduc – Refinaria Duque de Caxias	2,9	4,1	2,5	3,9
Repar – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	2,1	3,7	2,1	3,7
Refap – Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	2,4	3,6	2,2	3,6
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes	2,8	4,3	2,4	4,3
Regap – Refinaria Gabriel Passos	2,1	3,2	2,0	3,2
Recap – Refinaria de Capuava	0,6	1,0	0,6	0,9
Reman – Refinaria Isaac Sabbá	0,2	0,6	0,2	0,6
RPCC – Refinaria Potiguar Clara Camarão	0,1	0,2	0,1	0,2
Outras refinarias	0,3	0,3	0,3	0,3
Comperj	-	1,5	-	1,5
Rnest – Refinaria Abreu e Lima	-	3,8	-	3,8
TOTAL	**24,1**	**42,2**	**21,8**	**41,9**

É possível notar que, tanto para o ano-base quanto para 2020, as emissões são menores quando se utilizam 100% do gás de refinaria para aquecimento direto, dado que, nesse caso, reduz-se o consumo de óleo combustível, o qual tem fator de emissão mais elevado.

3.3 Cenário de referência

3.3.1 Metodologia e premissas

Esta seção objetiva construir um cenário REF para o setor de refino de petróleo. Para projetar a expansão do setor, em termos de oferta de derivados, inicialmente foram utilizadas as demandas de combustíveis da modelagem energética do modelo MSB8000, divididas em dois períodos: 2010-2025 e 2026-2050. Também foi aprimorado o modelo Caesar, originalmente apresentado em Szklo (2005) e aplicado no PNE 2030 (EPE, 2007). Na atual versão 8.0, em cuja autoria se inseriram Rochedo e Guedes, estabeleceram-se campanhas de simulação, novas cargas de processamento e opção de otimização, segundo esquema de refino predefinido (ROCHEDO et al., 2016). Essa modelagem, que tem por objetivo traduzir as atividades de refino de petróleo em termos de consumo de energia e emissões de GEE, considerou o cenário macroeconômico elaborado por Haddad (2015) para utilização neste estudo.

Apesar de a evolução do setor até 2020 já ter sido apresentada, foram feitas alterações para padronizar a metodologia para a modelagem de longo prazo. Tratou-se de expandir o refino, com vistas a atender a demanda por combustíveis fósseis dos setores considerados no projeto, por uma lógica de mínimo custo de expansão do sistema energético no modelo MSB8000.

Ainda, na projeção até 2050, considera-se a entrada do segundo trem de refino da RNEST, de 115 kbbl/dia, e do segundo trem de refino do Comperj, de 300 kbbl/dia, em 2030, e a entrada de 250 kbbl/dia em refinarias novas, no ano de 2040. As refinarias novas representam a configuração concebida para as plantas *premium* que estavam sendo planejadas para a região Nordeste.

- Período até 2010-2025

Como mostrado na seção 3.2, até o ano de 2020, já estão sendo considerados novos investimentos do setor de refino, tanto nas seções de conversão e tratamento das refinarias existentes quanto em novas refinarias, conforme apresentado. No entanto, estão sendo consideradas apenas: o primeiro trem da RNEST, com capacidade de 115 kbb/dia, e do Comperj, com capacidade de destilação de cerca de 165 kbbl/dia. Tais escolhas derivam de dados obtidos do Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (PETROBRAS, 2014) e dos anúncios feitos pela Petrobras no início do ano de 2015. Pode-se perceber que, apesar de o presente estudo não ter seguido exatamente as datas de entradas de refinarias feitas por Petrobras (2014), o cenário utilizado não se afasta muito do que é previsto.

- Período de 2026-2050

A escolha da capacidade em refinarias novas [24] a entrar e o período de partida do módulo foram definidos de acordo com dados de demanda de derivados calculados no modelo MSB8000 e de acordo com o cenário macroeconômico elaborado por Haddad (2015). A projeção das taxas de crescimento da demanda de derivados de petróleo se encontra na Tabela 69. Note-se que esse cenário foi obtido simplesmente a partir da aplicação do referido cenário macroeconômico na plataforma MSB8000.

Tabela 69 – Taxas de Crescimento da Demanda de Derivados

Derivado	Taxa de Crescimento da Demanda (% ao ano)			
	2020	2030	2040	2050
Gasolina	-3,4	-4,0	-0,6	0,4
Diesel	3,0	2,4	2,3	1,9
Querosene	4,4	3,0	2,6	2,6
Óleo combustível	4,0	0,2	0,2	0,2
Nafta	1,0	1,3	0,7	1,3
Coque	2,0	2,0	2,0	2,0
GLP	3,4	1,5	0,3	-0,8

De forma a comparar esses valores, foram levantados os dados de crescimento da demanda de derivados publicados no Plano Decenal de Energia 2023 (EPE, 2014). Neste estudo, são projetadas as demandas entre os anos de 2013 e 2023, logo, comparar-se-ão somente as taxas referentes ao ano de 2020 utilizadas por este relatório. As taxas de crescimento calculadas por EPE (2014) se encontram na Tabela 70.

24 As "refinarias novas", como já mencionado, representam a configuração concebida para as plantas *premium* que estavam sendo planejadas para a região Nordeste.

Tabela 70 – Taxas de Crescimento da Demanda PDE 2023

Derivado	Taxa de Crescimento da demanda (%)
	2013-2023
Gasolina	2,8
Diesel	3,5
Querosene	4,0
Óleo combustível	2,7
Nafta	-
Coque	1,7
GLP	1,8

Fonte: EPE, 2014

Há diferenças entre as taxas calculadas para este relatório e as reportadas por EPE (2014), principalmente nos casos de gasolina, óleo combustível e GLP. Apesar de a gasolina apresentar a maior diferença relativa, a expansão do refino aqui prevista para atender a demanda de diesel e dos demais derivados foi capaz de atender as demandas de gasolina do PDE (EPE, 2014). Logo, a variação entre projeções de demandas não afetou o esforço deste trabalho.

Quanto à nafta, o PDE 2023 projeta demanda constante de nafta petroquímica de 8,8 milhões de toneladas, o que se deve à ausência de ampliações nas unidades existentes ou novas unidades baseadas em nafta. Nos casos do diesel, coque de petróleo e querosene, as demandas calculadas estão próximas das obtidas em EPE (2014).

A capacidade adicional por período e a capacidade total das unidades de refino, condizentes com as premissas anteriormente citadas, estão apresentadas na Tabela 71 e na Tabela 72. [25]

25 Pontuais diferenças com relação às estimativas anteriormente apresentadas derivam de alterações aplicadas para padronizar a metodologia para a modelagem de longo prazo.

Tabela 71 – Capacidades Adicionais do Parque de Refino 2030-2050

Capacidade Adicional (m³/d)			
Unidades	2030	2040	2050
UDA	68.300	39.750	-
UDV	60.800	25.833	-
DSF	-	-	-
FCC	14.250	-	-
RFCC	-	-	-
ALQ	-	-	-
CR	12.350	-	-
CTB	-	-	-
HCC	18.050	12.083	-
UCR	43.250	9.583	-
HDS G	-	-	-
HDT N	22.950	5.000	-
HDT Q	7.600	-	-
HDT D	-	-	-
HDT I	43.400	17.083	-
LUB	2.090	-	-
UGH	3.000.000	5.833.333	-

Tabela 72 – Capacidades Totais do Parque de Refino 2010-2050

Capacidade Total (m³/d)					
Unidades	2010	2020	2030	2040	2050
UDA	322.433	379.621	447.921	487.671	487.671
UDV	140.792	172.792	233.592	259.425	259.425
DSF	16.100	18.700	18.700	18.700	18.700
FCC	73.540	75.340	89.590	89.590	89.590
RFCC	20.600	24.500	24.500	24.500	24.500
ALQ	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
CR	33.400	66.500	78.850	78.850	78.850
CTB	0	1.500	1.500	1.500	1.500
HCC	0	9.500	27.550	39.633	39.633
UCR	3.550	10.700	53.950	63.533	63.533
HDS G	6.000	54.900	54.900	54.900	54.900
HDT N	8.500	34.000	56.950	61.950	61.950
HDT Q	3.633	13.533	21.133	21.133	21.133
HDT D	12.400	24.100	24.100	24.100	24.100
HDT I	24.000	121.850	165.250	182.333	182.333
LUB	6.590	6.590	8.680	8.680	8.680
UGH	3.722.000	22.065.000	25.065.000	30.898.333	30.898.333

3.3.1.1 Consumo de utilidades

A metodologia utilizada para estimar o consumo energético das refinarias foi a mesma apresentada anteriormente (Figura 34).

Portanto, a partir dos dados já apresentados, foi possível determinar o consumo de utilidades das refinarias brasileiras. Os resultados estão na Tabela 73. Importa notar que valores negativos simbolizam exportações ou excedentes de utilidade, enquanto valores positivos simbolizam consumo de utilidades.

Tabela 73 – Consumos de Utilidades Totais por Período

Consumo de Utilidades					
	2010	2020	2030	2040	2050
Vapor de Alta (kt/ano)	-2.838,3	-1.432,9	-2.068,9	-2.053,9	-2.172,6
Vapor de Média (kt/ano)	9.046,8	9.419,1	11.445,1	12.705,7	12.867,0
Vapor de Baixa (kt/ano)	-337,2	-435,7	-397,2	-366,4	-360,7
Eletricidade (GWh/ano)	2.680,5	4.997,9	7.258,5	8.125,8	8.119,1
Combustível (TJ/ano)	136.913,9	318.016,0	415.872,6	476.459,9	475.331,2
H_2 (M Nm³/ano)	987,5	6.273,6	6.208,5	7.647,7	7.393,4

3.3.1.2 Consumo energético

Foram considerados os mesmos procedimentos e escopo citados na seção 3.2.1.2.

Além disso, considerou-se que o gás natural é utilizado para a produção de hidrogênio nas unidades de geração de hidrogênio para a maior parte das refinarias. A geração de hidrogênio pelo uso de nafta foi considerada nas unidades de geração de hidrogênio da RNEST e refinarias novas. Ademais, o gás natural foi considerado para a produção de eletricidade nas unidades de cogeração, produção de vapor nas caldeiras e aquecimento direto das unidades de processo. Para cálculos de emissões no ano-base e perfil de utilização de gás natural por refinaria, foram utilizados os dados de consumo de gás natural por refinaria obtidos em ANP (2016). Para os períodos seguintes, projetou-se um cenário de oferta de gás natural e considerou-se que este seria totalmente consumido.

O gás de refinaria e o óleo combustível foram contabilizados para o aquecimento direto nas unidades de processo, quando necessários. Em geral, a sobra de gás de refinaria foi direcionada para a contabilização das emissões em *flare*. Ainda, assumiu-se eficiência de combustão de 100% no *flare*, de forma a ser conservador com as emissões de GEE.

Por fim, o consumo de coque de FCC foi contabilizado apenas nas unidades de FCC e RFCC. Note que o coque consumido nessas unidades é gerado por elas mesmas, de forma que o saldo energético é nulo. Porém, as emissões de CO_2 devido ao consumo do coque não são desprezíveis e foram devidamente contabilizadas neste estudo.

- Demanda de gás natural pelas refinarias

Conforme apresentado na seção 3.2, para o ano-base, foi utilizada a demanda de gás natural por refinarias obtida em ANP (2016). De forma a avaliar o perfil de consumo, energético e não energético, do gás natural, foram utilizadas taxas de crescimento na oferta de gás natural às refinarias consideradas neste estudo.

As taxas de crescimento da oferta de gás natural, bem como os valores de oferta calculados, tendo como base os dados referentes a 2010, obtidos em ANP (2016), estão descritos na Tabela 74 e na Tabela 75.

Tabela 74 – Taxas de Crescimento da Oferta de Gás Natural

Taxas de crescimento da oferta de GN (%aa)			
2020	2030	2040	2050
19,0	1,0	1,0	1,0

Tabela 75 – Oferta de Gás Natural

Oferta de GN (M Nm³/ano)				
2010	2020	2030	2040	2050
2.944	16.765	18.519	20.457	22.597

- UGH – Unidades de geração de hidrogênio

As capacidades das unidades de geração de hidrogênio para os anos de 2010 e 2020 foram obtidas em Farias (2014). Para os anos seguintes, considerou-se que as capacidades teriam que ser suficientes para atender a demanda de hidrogênio total. Considerando o consumo típico entre 3,6 e 3,8 kcal/Nm^3 de hidrogênio (LINDSAY et al., 2009) para o processo de reforma a vapor do metano (SMR), foi possível estimar o consumo de gás natural nas UGH de cada refinaria.

Os resultados estão na Tabela 76, onde se pode encontrar o consumo absoluto de gás natural para a geração de hidrogênio em cada período. Vale lembrar que a refinarias RNEST e refinarias novas não utilizam gás natural, mas nafta para gerar hidrogênio. Para essas refinarias, o consumo específico foi considerado como 4,5 kcal/Nm^3 de H_2.

Tabela 76 – Demanda de Gás Natural para UGH

Demanda GN para UGH (M Nm³/ano)				
2010	2020	2030	2040	2050
502,3	1.133,7	1.315,7	2.010,3	2.010,3

- CHP – Unidade de cogeração

As potências instaladas das unidades de cogeração existentes em algumas refinarias do parque de refino brasileiro foram obtidas em Aneel (2014). Anteriormente, ao se realizar a projeção até 2020, supôs-se que não haveria aumento nas potências instaladas, bem como não seriam construídas novas unidades de cogeração. Porém, na construção deste REF para longo prazo, considerou-se que a potência instalada em cogeração aumentaria em 25 MW até 2020, e, nos anos 2030 e 2040, em 50 MW em cada ano. Adicionalmente, foi considerado que todas as unidades de cogeração são movidas a gás natural, exceto as unidades da Repar e da Regap.

Tabela 77 – Potências Instaladas de Cogeração

Potência instalada de cogeração (MW)				
2010	2020	2030	2040	2050
510,5	535,5	585,5	635,5	635,5

- Caldeiras

A produção de vapor nas caldeiras foi calculada utilizando-se como demanda o valor que não foi atendido nas unidades de cogeração. O consumo de combustível foi obtido utilizando-se uma eficiência de 80%.

- Unidades de FCC e RFCC

Foi adotado o mesmo procedimento metodológico descrito na seção 3.2.1.2.

3.3.2 Resultados

A partir dos procedimentos metodológicos e premissas descritos, tornou-se possível calcular o consumo de todos os combustíveis utilizados no parque de refino brasileiro, bem como emissões resultantes. A seguir, serão apresentados os resultados de consumo obtidos para cada combustível, em cada refinaria, e, posteriormente, serão apresentadas as emissões para 2010 a 2050.

- Consumo de gás natural

No ano-base, o gás natural, como já explicitado, é consumido nas unidades de geração de hidrogênio, unidades de cogeração, caldeiras e como combustível para aquecimento direto.

O consumo de gás natural para os todos os anos da projeção encontra-se na Tabela 78. Vale destacar que o consumo total em 2010 é equivalente ao consumo total reportado para o ano de 2010 em ANP (2016).

- Consumo de gás de refinaria

De acordo com as premissas citadas no item anterior, foi possível calcular a produção de gás de refinaria nas unidades de processamento, bem como seu consumo para aquecimento direto. Com as hipóteses formuladas, chegou-se aos resultados mostrados na Tabela 78. O gás excedente, que não foi utilizado para suprir a demanda de combustíveis no aquecimento direto, foi direcionado para queima em *flare*.

- Consumo de nafta

A nafta consta somente do período de projeção, na medida em que é consumida nas unidades de geração de hidrogênio da RNEST e refinarias novas. Como já dito, para tais unidades, considerou-se um consumo específico de 4,5 kcal/Nm^3 de hidrogênio produzido.

- Consumo de eletricidade da rede

Para estimar o consumo de eletricidade proveniente da rede elétrica, calculou-se o quanto da demanda total de eletricidade das unidades de processamento foi atendido pelas unidades de cogeração de cada refinaria. A fração não atendida será consumida da rede. Os resultados da geração pelas unidades de cogeração e a eventual compra de eletricidade do *grid* estão disponíveis na Tabela 79.

Tabela 78 – Consumo Energético por Fonte 2010-2050

Consumo Energético (Mm³/ano)					
	2010	2020	2030	2040	2050
Gás natural	2.944,0	11.303,0	14.348,3	16.882,2	16.855,5
Gás combustível	2,2	2,8	3,6	3,8	3,8
Óleo combustível	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Coque de FCC	2,0	1,9	1,9	1,8	1,9
Nafta	0,0	2,6	2,6	2,6	2,6
Consumo Energético (PJ/ano)					
	2010	2020	2030	2040	2050
Gás natural	108,3	415,8	527,8	621,0	620,0
Gás combustível	89,3	114,0	142,7	151,0	150,4
Óleo combustível	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Coque de FCC	71,5	70,9	69,4	66,3	69,0
Nafta	0,0	81,9	81,9	81,9	81,9

Tabela 79 – Balanço de Eletricidade 2010-2050

Novo Balanço de Eletricidade					
	2010	2020	2030	2040	2050
Potência cogeração (MW)	510,5	560,5	610,5	710,5	810,5
Geração (GWh)	4.472,0	4.691,0	5.129,0	5.567,0	5.567,0
Consumo total (GWh)	2.680,5	4.997,9	7.258,5	8.125,8	8.119,1
Consumo *grid* (GWh)	0,0	307,0	2.129,5	2.558,8	2.552,1

A partir da desagregação do consumo energético total, foi possível projetar as emissões provenientes do setor de refino de petróleo até 2050 (Figura 35). Os fatores de emissão dos combustíveis utilizados para os cálculos de emissões foram idênticos aos considerados na TCN (MCTIC, 2016).

Destaque deve ser dado para as emissões totais do setor de refino em 2010, estimadas neste estudo em 21,9 $MtCO_2$, valor que está coerente com as estimativas da Petrobras em seu *Relatório de Sustentabilidade*, que estima as emissões de seu parque de refino na faixa de 21 e 25 $MtCO_2$, entre 2009 e 2013 (PETROBRAS, 2011; PETROBRAS, 2013). Verifica-se um crescimento das emissões no período de 2010 a 2050 de aproximadamente 155%.

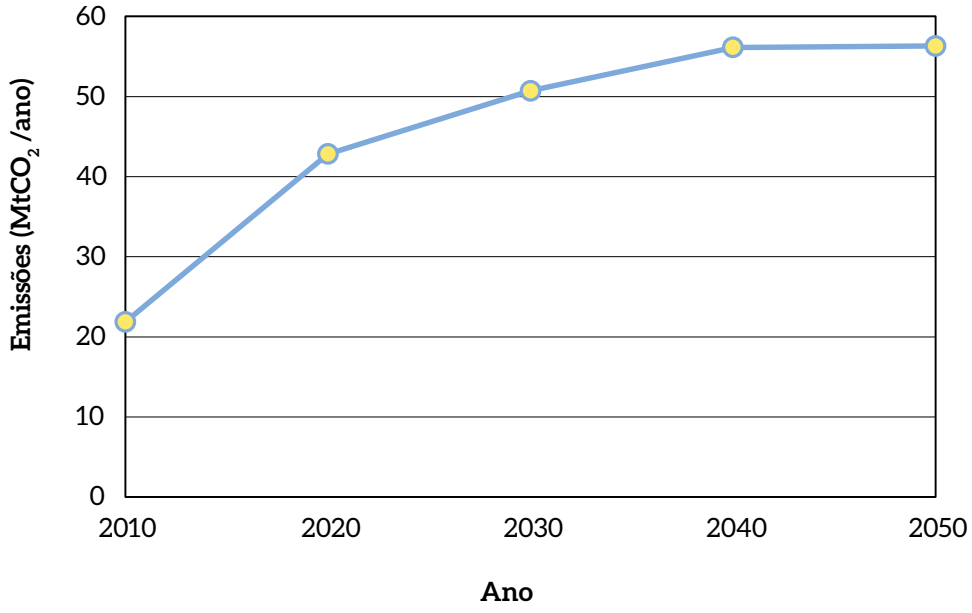

Figura 35 – Emissões do Refino Brasileiro de 2010 a 2050 (tCO_2e)

No que concerne às emissões específicas de CO_2, ou seja, emissões em toneladas de CO_2/tonelada de óleo processado, no presente trabalho, calculou-se um valor de 0,25 tCO_2/t óleo processado para o ano-base de 2010 e aproximadamente 0,37 tCO_2/t óleo processado para os demais anos do horizonte de estudo. Nesse contexto, diversos trabalhos na literatura apresentam emissões específicas da ordem de 0,1 a 0,4 tCO_2/t de óleo processado, com uma média mais próxima de 0,22 (CONCAWE, 2008; STRAELEN

et al., 2010; DNV, 2010). Esses valores são boas representações das médias dos principais centros de refino do mundo. Por exemplo, os EUA apresentam emissão média de 0,33 tCO_2/t de óleo processado, enquanto a União Europeia apresenta valor médio de 0,27 (USEPA, 2014). O Brasil, no entanto, apresenta valor ligeiramente maior, de cerca de 0,45 tCO_2/t de óleo processado (PETROBRAS, 2013).

Sendo assim, o valor calculado para o ano-base deste estudo está próximo do valor médio praticado mundialmente, e o valor dos anos seguintes se aproxima mais do caso brasileiro, o que leva a crer que os cálculos realizados no presente trabalho têm coerência e não fogem à realidade.

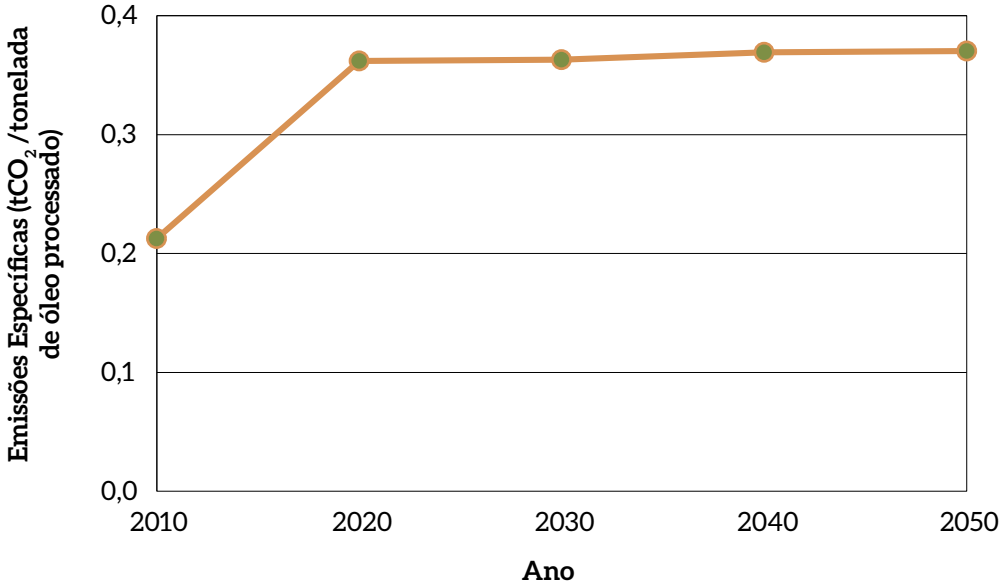

Figura 36 – Emissões Específicas de 2010 a 2050 (tCO_2/t óleo processado)

3.4 Cenário de baixo carbono

Em um contexto de grande consumo energético por parte das refinarias, conforme projetado no cenário REF, a aplicação de medidas de eficientização energética nos seus processos produtivos se torna altamente significativa.

Segundo EPE (2012), a eficiência no uso da energia entrou na agenda mundial a partir dos choques no preço do petróleo dos anos 1970, quando ficou claro que o uso das reservas fósseis teria custos crescentes, seja do ponto de vista econômico, seja do ponto de vista ambiental, e então se reconheceu que um mesmo serviço poderia ser obtido com menor gasto de energia e, consequentemente, com menores impactos econômicos, ambientais, sociais e culturais.

Nesta seção, é construído o cenário BC para o setor de refino de petróleo, baseado na aplicação de MTD que produzam efeitos de redução de emissões de GEE. Para tanto, fez-se um mapeamento, a partir da literatura, acerca da aplicação em refinarias em âmbito internacional. Por fim, serão apresentados custos e potenciais de redução de emissões de GEE decorrentes da aplicação das atividades de baixo carbono aplicáveis ao setor.

3.4.1 Melhores tecnologias disponíveis

- Substituição de combustíveis líquidos por gasosos

Esta é uma das principais medidas propostas para o setor de refino. Ela sugere aumento na participação de combustíveis gasosos, em especial o gás natural, como forma de substituir o uso de combustíveis líquidos, como o óleo combustível (SCHAEFFER et al., 2012).

Segundo Concawe (2008), diferentes refinarias pelo mundo já realizaram a substituição do óleo combustível pelo gás natural, o que possibilitou redução no fator de emissão de 0,075 kg CO_2/GJ para 0,055 kg CO_2/GJ. No estudo *Impactos da adoção de metas de redução de gases de efeito estufa sobre setores energointensivos do estado do Rio de Janeiro, alternativas e custos de mitigação* (SCHAEFFER et al., 2012), identificou-se, por comunicação pessoal, que a Reduc já realizou a conversão de combustíveis em toda a sua extensão.

- Modernização de fornos

Segundo Worrel e Galitsky (2005), o refino tem potencial médio de aumento de até dez pontos percentuais em sua eficiência com a aplicação da modernização de fornos. Essa medida já é aplicada em quatro unidades da Refinaria de Richmond, Califórnia, com a utilização dos fornos *ultra low emission* (ULE), desenvolvidos pela Chevron Texaco. Porém, esse aumento de eficiência depende das condições dos queimadores, suas disposições e características de queima (SCHAEFFER et al., 2012). A economia energética verificada em fornos nacionais pode atingir cerca de 50%, com retorno do capital investido estimado em um ano.

Segundo Morrow III et al. (2013), nas unidades de destilação atmosférica a vácuo e unidades de dessalgação, com taxa de penetração de 50%, seria possível uma economia no consumo de combustíveis de 31,6 PJ, com custo da energia conservada de US$ 3,91/ GJ, o menor dentre todos os custos de aplicação nas outras unidades de processo.

Para uma base nacional, segundo Schaeffer et al. (2012), a Reduc tem grande potencial de redução de consumo energético em seus fornos, dado que apenas 16 deles utilizam queimadores *Low*-NOx e têm eficiência média de 86%.

- Manutenção e controle da injeção de ar em fornos

A manutenção e o controle da injeção de ar em fornos são medidas que evitam o excesso de ar, o qual não deve exceder o limite de 2% a 3% de oxigênio, para que se consiga uma combustão completa (SCHAEFFER et al., 2012). Segundo Worrel e Galitsky (2005), a refinaria da Valero, em Houston, já tem novos sistemas de controle de combustão em alguns de seus fornos, e isso possibilitou que o excesso de oxigênio caísse de 3%-4% para apenas 1%, com custo operacional de US$ 340.000. Outras refinarias americanas já identificaram potencial para o uso de sistemas de controle de combustão, como as refinarias Paramount e Equilon, ambas na Califórnia, e a refinaria Flying J, em Utah (SCHAEFFER et al., 2012).

- Preaquecimento do ar em fornos

O preaquecimento do ar é uma medida de eficiência que ocorre pelo aproveitamento do calor dos gases de exaustão e que, de acordo com Worrel e Galitsky (2005), permite economia de combustíveis de até 18%, quando o exausto se encontra em temperaturas superiores a 340°C e com fluxo térmico superior a 50 GJ/h.

Segundo Schaeffer et al. (2012), a aplicação dessa medida na refinaria nacional Reduc, a qual tem apenas 27 dos 50 fornos com preaquecedores de ar instalados, teria potencial de 9,81 tCO_2/d, com investimento estimado em US$ 4 milhões.

- Integração energética

A integração energética ou tecnologia *Pinch* é um método que explora potenciais inerentes a qualquer sistema que possua vários componentes trabalhando em conjunto. Consiste em fazer uma ligação termodinamicamente ótima entre as correntes quentes e frias de um processo, e seu potencial de economia de energia é muito superior ao de técnicas convencionais como recuperação de calor e isolamentos (WORREL; GALITSKY, 2005).

Segundo Concawe (2008), de 1990 a 2005, estima-se que as refinarias da União Europeia reduziram seu consumo energético em até 15% com a aplicação de medidas de integração energética. Mas, de acordo com Schaeffer et al. (2012), há na literatura casos específicos com reduções de 20% a 40%.

Esse método tem sido aplicado por mais de 40 refinarias ao redor do mundo, como as refinarias Amoco (EUA), Agip (Itália), algumas refinarias da Shell na Europa e da Exxon no Reino Unido e na Holanda (WORREL; GALITSKY, 2005).

- Controle de incrustação

A incrustação de trocadores de calor é um importante gargalo de sistemas de recuperação de calor, pois impede a transferência de calor e consequentemente reduz o fluxo de calor, o que exige maior queima de combustíveis pelos queimadores (ALSEMA, 2001).

Vários métodos para reduzir as incrustações focam em controle de processos, controle de temperatura, manutenção regular e limpeza dos trocadores de calor (mecanicamente ou quimicamente) e *retrofit* de tubos dos reatores (BARLETTA, 1998). Um estudo das refinarias europeias identificou economia global de energia de 0,7% com a limpeza dos tubos do trocador de calor da unidade de destilação atmosférica e outros fornos com período de retorno estimado de 0,7 anos (WORREL; GALITSKY, 2005). Uma estimativa do Escritório de Tecnologia Industrial do Departamento de Energia dos EUA observou que a penalidade de custo para incrustação pode ser de até US$ 2 bilhões por ano em materiais e os custos de energia (WORREL; GALITSKY, 2004).

Segundo Schaeffer et al. (2012), em estudo feito para a Reduc, o controle de *fouling* seria capaz de reduzir as emissões em cerca de 35.000 tCO_2/d, considerando redução de 2% do consumo energético nos fornos e trocadores de calor, ao custo de 20 US$/GJ e com investimento estimado de aproximadamente US$ 12 milhões, com custo operacional de US$ 1,1 milhão por ano.

- Sistemas de controle avançados

O uso de sistemas de controle avançados pode desempenhar papel importante no gerenciamento e na redução do uso da energia nas refinarias. Worrell e Galitsky (2004) indicam que os ganhos energéticos podem variar de 2% a 18%, com uma média do Reino Unido de 8%.

Segundo Schaeffer et al. (2012), estima-se que o custo associado a essa medida seja relativamente alto, dado que, além da troca de equipamentos de medição e controle, é necessário modificar o *software* de controle específico das unidades, o que representa dificuldade de implementação. Ainda segundo esses autores, as ferramentas de modelagem ainda não foram utilizadas extensivamente no mercado, o que representa incerteza quanto ao investimento e ao tempo de retorno dessa medida.

- Turboexpansores

Os turboexpansores são utilizados para recuperar a energia da queda de pressão nas unidades mais modernas de FCC. Essa energia pode ser utilizada para acionar o compressor da unidade ou pode ser encaminhada à rede (SCHAEFFER et al., 2012).

Segundo Worrel e Galitsky (2005), diversas refinarias no parque americano já instalaram esses equipamentos, incluindo as refinarias da Valero, em Houston, Texas, Wilmington, Califórnia, e a refinaria em Edmonton, Canadá. A Petrobras afirma ter instalado turboexpansores nas unidades de FCC em quatro refinarias de seu parque, com investimento estimado em cerca de US$ 200 milhões (PETROBRAS, 2009).

- Modernização do sistema de *flare*

Diversos sistemas avançados estão sendo desenvolvidos, seja para aumentar a eficiência de combustão do piloto, instalar monitoramento óptico do piloto ou eliminar o piloto do *flare* (SCHAEFFER et al., 2012). Dentre esses sistemas, os que visam modificar o sistema de ignição para remover pilotos a gás constituem uma das mais promissoras medidas de mitigação de GEE em uma refinaria (URS, 2007).

Apesar disso, segundo Schaeffer et al. (2012), há muita relutância, por parte dos refinadores, quanto à confiabilidade desse sistema, o que pode ser explicado pela opção de queimadores de chama contínua.

- Redução/Reaproveitamento das correntes enviadas ao *flare*

De acordo com Schaeffer et al. (2012), a redução do *flare* pode ser realizada pelos sistemas de recuperação, que incluem compressores e tanques de armazenamento. A maioria das refinarias tem esses sistemas.

Segundo Worrel e Galitsky (2005), várias refinarias nos Estados Unidos já instalaram sistemas de recuperação, como a Chevron Texaco, em Pascagoula, Mississipi, e mesmo algumas pequenas refinarias como a Lion Oil Co, El Dorado, Arkansas. Ainda segundo esses autores, uma avaliação feita na refinaria Equilon, em Martinez, destacou um potencial de recuperação de gás de *flare* e por isso foram instalados novos compressores de recuperação e tanques de armazenamento para reduzir a queima. O projeto custou cerca de US$ 52 milhões e o tempo de retorno do investimento foi de dois anos (WORREL; GALITSKY, 2004).

- Modernização de bombas

De acordo com Worrel e Galitsky (2005), os ganhos energéticos pela substituição de bombas variam de 2% a 10%. Estima-se que a degradação das bombas seja responsável pela redução de eficiência em até 25%, porém estudos indicam que o maior problema não está na idade do equipamento, mas na sua condição de operação real, a qual não é igual a sua condição de projeto (SCHAEFFER et al., 2012).

- Operação, manutenção e monitoramento de bombas

Uma melhor operação, manutenção e monitoramento de bombas tem potencial de redução de consumo elétrico de cerca de 2% a 7% na indústria norte-americana (WORREL; GALITSKY, 2005).

Segundo Schaeffer et al. (2012), diversas medidas de monitoramento podem ser utilizadas, como análise de vibrações, controle de pressão e vazão, controle de corrente ou potência e inspeção do sistema. Ainda segundo os autores, o *payback* de medidas de manutenção adequada pode variar de meses até um ano, e o monitoramento do equipamento, em conjunto com operação e manutenção, pode ser utilizado para verificar falhas ou problemas nos sistemas e facilitar a resolução.

Correção do superdimensionamento de bombas

Segundo Worrel e Galitsky (2005), a correção do superdimensionamento pode reduzir de 15% a 25% no consumo elétrico associado às bombas em refinarias norte-americanas. Essa correção pode ser realizada pelo uso de engrenagens e correias ou de motores com velocidades reduzidas, e o retorno do investimento é de cerca de um ano, a depender do tamanho da bomba (SCHAEFFER et al., 2012).

- Bombas com velocidade variável

Controladores de velocidade em bombas podem provocar redução considerável no consumo elétrico, e o *payback time* de novas instalações é da ordem de meses (SCHAEFFER et al., 2012). Segundo Worrel e Galitsky (2005), regulações de 10% da velocidade promovem conservações de 20% e regulações de 20% podem atingir 40% de conservação de energia, no caso de a curva de carga da bomba não ser muito achatada.

A refinaria da Chevron, em Richmond, Califórnia, trocou a bomba de carga de 2.250 Hp em uma unidade de HDT e obteve redução de consumo de 12 GWh por ano, o que representa economia de cerca de US$ 700.000 por ano (WORREL; GALITSKY, 2005).

- Modernização de compressores e compressores com velocidade variável

Segundo Worrel e Galitsky (2005), a instalação de motores mais eficientes em sistemas de compressores pode reduzir o consumo energético anual em até 2% e o retorno do investimento ocorre em menos de três anos. Porém, os maiores ganhos ocorrem em sistemas com motores pequenos, usualmente menores que 10 kW. Ainda segundo os autores, a implementação de reguladores de velocidade em compressores rotativos de ar pode reduzir em até 15% o consumo de energia.

- Ventiladores com velocidade variável

O uso de moduladores de velocidade em ventiladores pode garantir redução que pode variar de 14% a 49% (XENERGY, 1998). Segundo Schaeffer et al. (2012), um estudo na refinaria da Paramount Corp, em Paramount, Canadá, identificou o potencial de instalação de ASD em seis ventiladores na torre de resfriamento, o que garantiria economia de 1,2 milhão de kWh por ano, com *payback time* de cinco a oito anos e economia em dólares de 46.000 por ano.

- Aumento do isolamento das linhas de vapor

Essa medida pode ser realizada com a utilização de um material mais isolante. Fatores decisivos na escolha do material incluem: baixa condutividade térmica, estabilidade dimensional sob mudança de temperatura, resistência a absorção de água e resistência a combustão (WORREL; GALITSKY, 2005). Outras características que podem também ser importantes, dependendo da aplicação, são, por exemplo, tolerância a grandes variações de temperatura e vibrações do sistema e resistência a compressão (BAEN; BARTH, 1994).

Economia de energia exata e períodos de retorno variam de acordo com a situação específica na planta (WORREL; GALITSKY, 2005).

Algumas outras medidas encontradas no estudo americano *Assessment of Energy Efficiency Improvement in the United States Petroleum Refining Industry* (MORROW III et al., 2013), com potencial considerável de aplicação, foram:

- Redução da demanda da caldeira em *stand-by*

De acordo com o estudo americano, com taxa de penetração de 50%, a máxima redução de consumo energético, da ordem de 3,3 PJ, ocorreria nas unidades de dessalgação, destilação atmosférica e a vácuo, com custo de energia conservada de US$-1,90/ GJ. Para as demais unidades, a redução do consumo energético é, em sua maioria, abaixo de 1 PJ, mas o custo para todas é o mesmo.

- Redução do *make-up* de água da caldeira, por meio do tratamento do condensado

A aplicação dessa medida em unidades de dessalgação, destilação atmosférica e a vácuo, segundo Morrow III et al. (2013), possibilitaria redução de consumo energético de 25,7 PJ, com custo de energia conservada de apenas US$ 0,47/ GJ, o que é bastante significativo.

- Redução da formação de coque nos passes do forno da unidade de destilação atmosférica

A redução de consumo energético com a aplicação dessa medida, usando taxa de penetração de 60%, segundo o estudo americano, seria de 33,7 PJ, com custo de energia conservada de US$ 3,19/ GJ.

- Instalação de bomba de vácuo no lugar de ejetor de vapor para gerar o vácuo da unidade de destilação a vácuo

Essa é uma das medidas com maior quantidade de energia conservada, da ordem de 130 PJ para as unidades de dessalgação, destilação atmosférica e a vácuo, e com custo de US$ 3,31/ GJ conservado. É uma medida crucial e algumas refinarias da Petrobras já a utilizam.

- Instalação de *chiller* no topo da destilação para reduzir a carga térmica do condensador

Segundo o estudo, com essa medida, seria possível reduzir não o consumo de combustíveis, mas o consumo de eletricidade. Essa redução poderia ser de até 26,2 GWh, com custo de US$ 5,82/GJ conservado, o que já é um valor acima dos citados anteriormente.

- Instalação de sistema de coqueima em caldeiras de recuperação de calor de FCC

A redução de consumo energético, nesse caso, segundo o estudo, poderia ser de 29,3 PJ, com custo de US$ 8,22/GJ conservado. O custo, nesse caso, é ainda mais elevado do que no caso anterior.

- Substituição de compressores a vapor por compressores elétricos

Esta seria uma medida aplicada nas unidades de craqueamento catalítico e com ela seria possível economizar em média 8 PJ, com custo de US$ 4,11/GJ de energia conservada.

3.4.2 Custos e potenciais de abatimento de emissões de GEE

De acordo com os exemplos apresentados na seção anterior e na literatura disponível, foram levantadas diversas medidas de redução de consumo de utilidades para as principais unidades de processamento em uma refinaria de petróleo. Foram consideradas medidas que reduzam o consumo de combustível em aquecimento direto, que reduzam o consumo (ou aumentem a exportação líquida) de vapor e eletricidade e, por fim, medidas que reduzem o consumo de hidrogênio nas unidades de hidrotratamento e hidrocraqueamento.

Importante ressaltar que opções de mitigação de emissões de GEE pela captura de carbono não foram consideradas neste relatório, visto que o CCS foi compreendido como uma opção de "mitigação transversal", tendo sido tratado em detalhes (inclusive para o refino brasileiro) no relatório intitulado "Opções Transversais para Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Captura, transporte e armazenamento de carbono". Dessa forma, as opções de captura de CO_2 nas UGH e unidades de FCC, por exemplo, estão contempladas neste relatório de medidas transversais.

A Tabela 80 apresenta uma síntese das opções de mitigação contempladas neste estudo. Nessa tabela, as medidas estão separadas por unidade de processo e por utilidade a que se refere a medida. Note-se, no entanto, que o somatório das medidas por utilidades pode ser maior que o total, visto que uma mesma medida pode afetar duas utilidades simultaneamente (ex: vapor e eletricidade).

Tabela 80 – Número de Medidas por Utilidade e Unidade

Unidade	Combustível	Vapor	Eletricidade	Hidrogênio	Total
UDV	4	10	8	0	17
DSF	-	-	-	-	-
FCC					
RFCC	0	7	5	0	11
ALQ	-	-	-	-	-
URC	8	11	8	0	20
HCC	7	8	7	2	17
CR	6	9	4	0	14
HDS G	5	14	12	2	25
HDT N	6	15	13	2	24
HDT Q	6	15	13	2	24
HDT D	6	15	13	2	24
HDT I	6	15	13	2	24
LUB	-	-	-	-	-
Total	**54**	**119**	**96**	**12**	**200**

Como é possível verificar, foram analisadas 200 medidas de eficiência energética e redução de consumo energético para as diversas unidades. A listagem completa das medidas, incluindo os parâmetros de redução de consumo e custos (US$/GJ), está disponível no Anexo deste relatório.

De forma a transformar uma redução de consumo energético em redução efetiva de GEE, é necessário contabilizar as emissões do cenário REF, o que já foi realizado na seção 3.3.2. Tendo esse cenário como referência, foi possível determinar os fatores de emissão específicos para cada utilidade. Portanto, basta multiplicar a redução do consumo da utilidade pelo seu fator de emissão para contabilizar a redução da emissão de uma medida. Os fatores estão apresentados na Tabela 81.

Tabela 81 – Fatores de Emissão das Utilidades (cenário REF)

Utilidade	Unidade	2010	2020	2030	2040	2050
Combustível	tCO_2/TJ	60,72	56,46	56,46	56,44	56,45
Vapor	tCO_2/kt	210,47	195,69	195,61	195,45	195,53
Eletricidade	tCO_2/GWh	819,46	820,11	858,60	956,57	1.090,42
Hidrogênio	tCO_2/MNm^3	897,60	1.142,70	1.116,20	1.062,30	1.029,80

Vale destacar que, para o cálculo do potencial de redução do consumo energético e, consequentemente, do potencial de redução de GEE, foram adotadas taxas médias de penetração das medidas de abatimento. O Anexo indica quais foram as taxas de penetração consideradas para cada medida no parque de refino brasileiro atual. Por falta de informação mais detalhada do setor, foram adotadas conservadoramente taxas semelhantes ao parque de refino norte-americano, conforme Morrow III et al. (2013).

De fato, diante da falta de dados mais precisos do que os disponíveis para a refinaria Reduc e a média do refino norte-americano, assumir taxas de penetração de medidas de eficiência semelhantes à deste último é conservador. Tal assertiva pode ser justificada no Índice Solomon de Eficiência Energética (cuja sigla é EII), que mensura a eficiência energética de uma planta a partir da determinação de um padrão de uso de energia em cada tecnologia presente na planta e o tipo de insumo processado nessas tecnologias.[26] Por exemplo, a Petrobras apresenta valores crescentes para o índice Solomon, 101 e 105, para os anos de 2004 e 2005, respectivamente. Esse aumento, que representa piora para o EII, pode ser sinal do processamento de cargas mais pesadas, ao mesmo tempo em que existe a necessidade da produção de derivados mais especificados (SZKLO et al., 2012). A Shell, com refinarias nos Estados Unidos, está mais bem posicionada no indicador, na medida em que a empresa apresentou EII de aproximadamente 85 para o ano de 2004. Para o ano de 2006, o EII foi calculado em 84. Esse valor é melhor do que o divulgado pela Exxon em 2006, igual a 93, mas pior do que o dado da Chevron, igual a 73 em 2006 (SZKLO et al., 2012). Ambas as empresas têm seu parque refinador concentrado nos Estados Unidos.

Ainda, foi necessário assumir que todas as medidas contempladas neste estudo poderiam efetivamente ser empregadas nas refinarias nacionais. Isto é, não há impedimentos técnicos[27] para sua implementação. Compreende-se que essa é premissa que poderia ser revista a partir do fornecimento de informações detalhadas pelo setor. De fato, condições específicas acerca do *design* do parque refinador, ou mesmo a presente aplicação das MTD, possivelmente implicariam oportunidades de mitigação de emissões de GEE inferiores às mapeadas neste estudo setorial.

Os resultados das análises, incluindo custo e potencial de abatimento de cada medida, estão representados na Figura 37. Para a elaboração da figura, foi utilizada a taxa de desconto setorial de 12% a.a., que é o custo de oportunidade do capital considerado na modelagem integrada junto ao modelo MSB8000.

É importante ressaltar que os custos calculados para a elaboração da linha azul da Figura 37 foram custos brutos, ou seja, não se contabilizaram as receitas obtidas com a redução do consumo de combustível, vapor, eletricidade e/ou hidrogênio resultantes da aplicação das medidas de abatimento. Sendo assim, o potencial de abatimento obtido deve ser denominado potencial bruto de abatimento. Com os cálculos dos custos de abatimento líquidos, ou seja, considerando-se a receita com a redução dos consumos de combustível, vapor, eletricidade e/ou hidrogênio, os custos de abatimento brutos seriam reduzidos (linha vermelha).

26 No final, o EII da refinaria como um todo é a soma da estimativa de consumo de energia de cada unidade de processo, levando-se em conta quão próximas estão essas unidades do padrão de referência. Um EII igual a 100 é a referência. Valores acima de 100 indicam plantas menos eficientes do que o padrão tecnológico (ou com potencial de redução do uso final de energia), e valores abaixo de 100 indicam o contrário (SZKLO et al., 2012).

27 Compreende-se como impedimento técnico, por exemplo, a falta de espaço ou infraestrutura em uma unidade. Isso poderia causar um impedimento ou, no mínimo, um aumento do custo de se implantar uma determinada medida de abatimento.

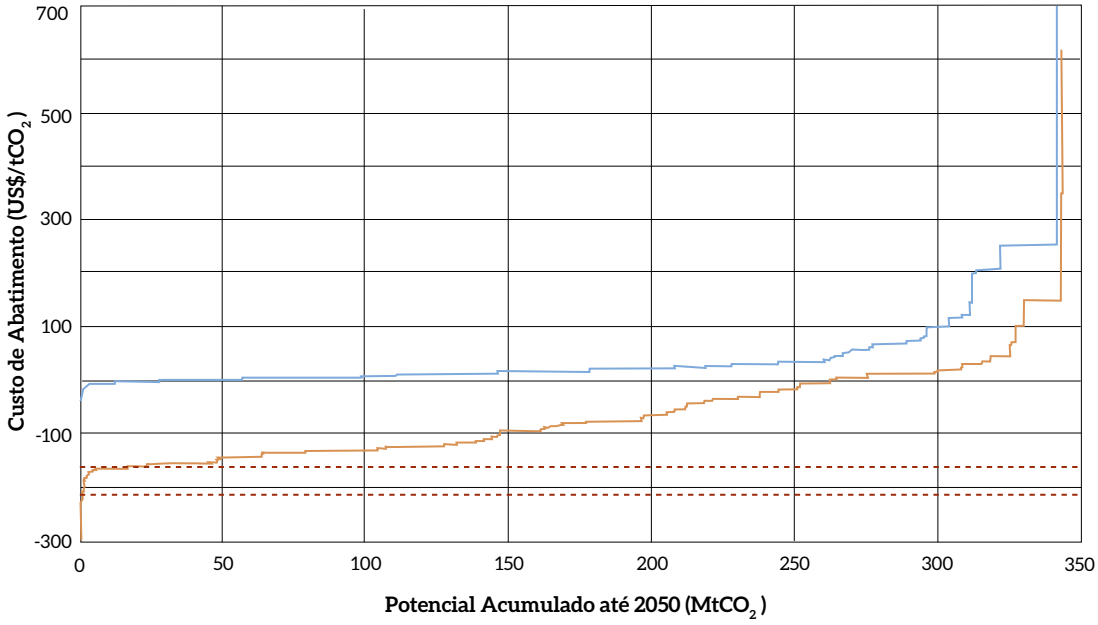

Figura 37 – Curva de Custos Brutos e Líquidos e Potencial de Abatimento do Setor de Refino

Fonte: Elaboração própria

Interessante notar que os potenciais demonstrados na Figura 37 representam a redução acumulada das emissões das medidas, até 2050. Os potenciais totais foram estimados em cerca de 342,52 $MtCO_2$ para custos brutos e 344,34 $MtCO_2$ para custos líquidos. Considerando o potencial médio de mitigação das atividades de baixo carbono, as emissões provenientes do setor de refino poderiam ser reduzidas em aproximadamente 17% em 2050.

Finalmente, as linhas tracejadas representam o maior e o menor valor em US$/$tCO_2$ do *mix* de combustíveis no período de 2020 a 2050, divididos pelo *mix* dos fatores de emissão dos combustíveis consumidos nesse período. Tais valores se tornam úteis na análise da entrada das medidas de abatimento no cenário BC. Sendo assim, as medidas com custos líquidos abaixo da linha tracejada mais baixa independem do incentivo da precificação de carbono para sua implementação. As medidas cujos custos se encontram entre as duas linhas tracejadas poderão ser implementadas dependendo do preço do combustível utilizado e do valor do *mix* de combustíveis em US$/$tCO_2$. As medidas acima da linha tracejada mais alta serão implementadas somente no caso da existência precificação do carbono, pois o fato de poupar combustível não será suficiente para fazer a implementação da medida valer a pena.

A Tabela 82 e a Tabela 83 apresentam as medidas e seus potenciais brutos de abatimento por ano, por custos brutos e líquidos, respectivamente, separados em cinco níveis de custos e por anos de implementação.

Tabela 82 – Separação do Potencial Bruto de Abatimento por Custo de Abatimento Bruto e Ano

Critério (C = US$/ tCO_2)	Número de Medidas em 2020	Potencial Bruto de Abatimento 2020 ($MtCO_2$)	Número de Medidas em 2030	Potencial Bruto de Abatimento 2030 ($MtCO_2$)	Número de Medidas em 2040	Potencial Bruto de Abatimento 2040 ($MtCO_2$)	Número de Medidas em 2050	Potencial Bruto de Abatimento 2050 ($MtCO_2$)
C ≤ 0	29	4,35	29	21,65	29	49,78	28	11,28
0 < C ≤ 10	36	3,63	36	17,58	37	33,5	39	59,27
10 < C ≤ 50	74	24,76	77	74,36	79	138,96	82	194,86
50 < C ≤ 100	33	3,17	31	9,8	32	20,98	29	31,44
C > 100	28	7,67	27	19,78	23	29,44	22	45,66
Total	**200**	**43,58**	**200**	**143,17**	**200**	**272,66**	**200**	**342,52**

Tabela 83 – Separação do Potencial Bruto de Abatimento por Custo de Abatimento Líquido e Ano

Critério (C = US$/ tCO_2)	Número de Medidas em 2020	Potencial Bruto de Abatimento 2020 ($MtCO_2$)	Número de Medidas em 2030	Potencial Bruto de Abatimento 2030 ($MtCO_2$)	Número de Medidas em 2040	Potencial Bruto de Abatimento 2040 ($MtCO_2$)	Número de Medidas em 2050	Potencial Bruto de Abatimento 2050 ($MtCO_2$)
C ≤ 0	119	20,65	167	92,59	173	176,11	173	263,09
0 < C ≤ 10	15	3,83	5	4,00	4	8,48	5	17,33
10 < C ≤ 50	44	11,02	12	17,36	11	34,49	12	46,93
50 < C ≤ 100	10	1,84	8	4,40	6	3,21	4	3,38
C > 100	12	3,21	8	7,87	6	10,14	6	13,61
Total	**200**	**40,55**	**200**	**126,22**	**200**	**232,43**	**200**	**344,34**

A primeira categoria de medidas de ambas as tabelas representa um conjunto de medidas *non-regret* (sem arrependimento), i.e., cujos custos inferiores a zero indicam que a possível redução dos custos de operação das unidades é maior que os investimentos na medida. Dessa forma, essas medidas ajudam ao reduzir o custo total e maximizar o lucro. A última categoria, no entanto, apresenta as medidas cujo custo de abatimento é demasiadamente alto e que dificilmente entrariam em vigor sem incentivos econômicos ou mudanças tecnológicas mais robustas. Ainda, é possível identificar que o maior potencial se encontra nas medidas de custo intermediário, entre 10 e 50 US$/$tCO_2$.

Por outro, mesmo medidas do tipo *non regret* podem não ser aplicadas, tendo em vista a existência de barreiras não econômicas. Logo, sua adoção depende de instrumentos de política pública que removam esses entraves, aspecto que será abordado no próximo capítulo deste estudo.

Os preços de combustíveis considerados no cálculo dos custos líquidos de abatimento foram de US$ 11,9/GJ para gás natural, US$ 13,7/GJ para óleo combustível e preço zero para gás combustível e coque de petróleo. Com isso, obteve-se que a receita adicional das medidas com economias de combustível situa-se em torno de 70-260 US$/t$CO_2$, o que torna uma parcela significativa das medidas com custo de abatimento nulo ou negativo – i.e. medidas *non-regret*, como pode ser observado na Tabela 83. Os potenciais brutos de abatimento são os mesmos para custo bruto e custo líquido de abatimento, dado que a redução da receita com combustível/eletricidade não interfere nos valores de emissões evitadas calculados. É importante ressaltar que os valores do *mix* de combustível e eletricidade foram calculados com base em dados da literatura, podendo estes não traduzir fielmente a realidade. Sendo assim, o valor médio da receita obtida pode e deve atingir patamares menores do que 100 US$/t$CO_2$, reduzindo, assim, o número de medidas com custos inferiores a 0 US$/t$CO_2$ e entre 0 e 10 US$/t$CO_2$.

É importante destacar que os potenciais de abatimento apresentados na Figura 37 e nas tabelas 82 e 83 não representam o potencial líquido de redução de emissões do setor refino. Este é apenas o total da redução de cada medida em relação ao cenário REF. Dessa forma, certamente está ocorrendo dupla contagem de redução de emissões, visto que a redução do consumo energético de duas medidas não é necessariamente igual à soma de suas contribuições individuais. Mais que isso, se reconhece que algumas refinarias já podem ter aplicado algumas medidas, como é o caso da substituição de combustíveis líquidos na Reduc. Finalmente, os custos de investimento e O&M das medidas, em âmbito nacional, geralmente se revelam superiores aos praticados internacionalmente. Tais aspectos são típicos de curvas de abatimento convencionais e setoriais como a elaborada neste estudo, assim implicando potenciais e custos de mitigação super e subestimados, respectivamente, o que reforça a necessidade de uma modelagem integrada tal qual a aplicada neste projeto no relatório "Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono".

Proposição de instrumentos de política pública para a adoção das atividades de baixo carbono pelo setor de óleo e gás natural

Capítulo

4

4 Proposição de instrumentos de política pública para a adoção das atividades de baixo carbono pelo setor de óleo e gás natural

Este capítulo objetiva propor instrumentos de política pública capazes de remover barreiras e potencializar cobenefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono aplicáveis ao setor de óleo e gás natural. A análise será realizada por segmento, ou seja, exploração e produção de óleo e gás natural, e em seguida refino de petróleo.

Desconsiderando potenciais cobenefícios econômicos advindos da implementação das atividades de baixo carbono nos segmentos de E&P de óleo e gás e refino de petróleo, aproximadamente 90% do potencial total de mitigação desse segmento até 2050 têm custos de abatimento positivos. Esse aspecto indica barreiras econômicas para a sua adoção. Todavia, mesmo medidas com custos de abatimento negativos enfrentam barreiras para sua implementação, como desconhecimento dos benefícios econômicos e ambientais da medida, acesso a crédito para a realização de investimentos, entre outras. Tais aspectos exigem a formulação de instrumentos de política pública para remover barreiras à adoção das atividades de baixo carbono, o que potencializaria a eficácia de políticas de mitigação de emissões de GEE no setor.

Com o objetivo de fornecer elementos para que os formuladores de política pública possam implementar, efetivamente, políticas adicionais de baixo carbono no setor, inicialmente, serão discutidos barreiras e cobenefícios associados à implementação das MTD identificadas na análise setorial. Por fim, serão propostos instrumentos de política pública que seguirão a estrutura metodológica adotada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2015). A classificação se baseia nos seguintes tipos de instrumentos (Figura 38):

i) Informação e educação – abrangem medidas que visam aumentar o grau de conhecimento e a capacitação em medidas de baixo carbono. De fato, parte importante das barreiras de mercado se relaciona a custos de transação associados a capacitação dos agentes e assimetrias de informação. Da mesma forma, instrumentos de certificação de produtos e processos se enquadram nessa categoria de política;

ii) Econômicos – são instrumentos e medidas que estimulam certas atividades, modificam comportamentos dos agentes econômicos via sinais de preço (por exemplo, internalização do custo-carbono) ou incentivo fiscal ou financiamento. Buscam também lidar com os diferentes custos de oportunidade de capital que existem na economia, em grande medida decorrentes das diferentes condições de acesso ao capital (associados também à envergadura dos agentes econômicos). Esses instrumentos incluem financiamento direto, taxas de carbono e mesmo mercados de carbono (associados a quotas e certificados). Neste último caso, referente a mercados de carbono, claro está que não se trata normalmente de uma política setorial, mas de política intersetorial, em que quotas são alocadas entre setores conforme diferentes critérios, e há possibilidade de trocas de certificados de emissão entre instalações industriais e/ou energéticas incluídas no mercado de carbono (o chamado *cap-and-trade*);

iii) Institucionais – consideram a criação de arcabouço institucional capaz de orientar e mesmo apoiar a implementação de determinadas medidas de abatimento de emissões. Exemplos incluem agências de fomento, planos setoriais, órgãos reguladores etc.;

iv) Pesquisa, desenvolvimento e demonstração – tratam do apoio ao desenvolvimento tecnológico tanto de medidas inovadoras disruptivas quanto de medidas que dependem de demonstração e do aprendizado tecnológico. Incluem investimento direto, incentivos fiscais, criação de nichos de mercado mediante compras governamentais etc.;

v) Regulatórios – são instrumentos de comando e controle, visando definir padrões ou metas de emissão, ou desempenho, em termos de produto ou de processo. Exemplos incluem padrões mínimos de eficiência, padrões máximos de emissão, definição de valores mínimos de participação de determinadas opções tecnológicas no portfólio de tecnologias de empresas (por exemplo, participações mínimas de eletricidade decorrente de fontes renováveis nas compras de concessionárias de distribuição de eletricidade) etc. Aqui também se inclui a obrigação de manter e atualizar inventários de emissões atmosféricas;

vi) Acordos voluntários – medidas adotadas voluntariamente por órgãos públicos e pelo setor privado, unilateralmente ou por meio de negociação. No primeiro caso, trata-se normalmente de antecipar-se a mudanças tecnológicas ou mesmo gerar valor para acionista (por exemplo, valor de imagem). No segundo caso, trata-se de aderir a propostas de acordo voluntário para metas específicas (por exemplo, ganhos de produtividade, redução de intensidade de emissão etc.) realizadas por agente público.

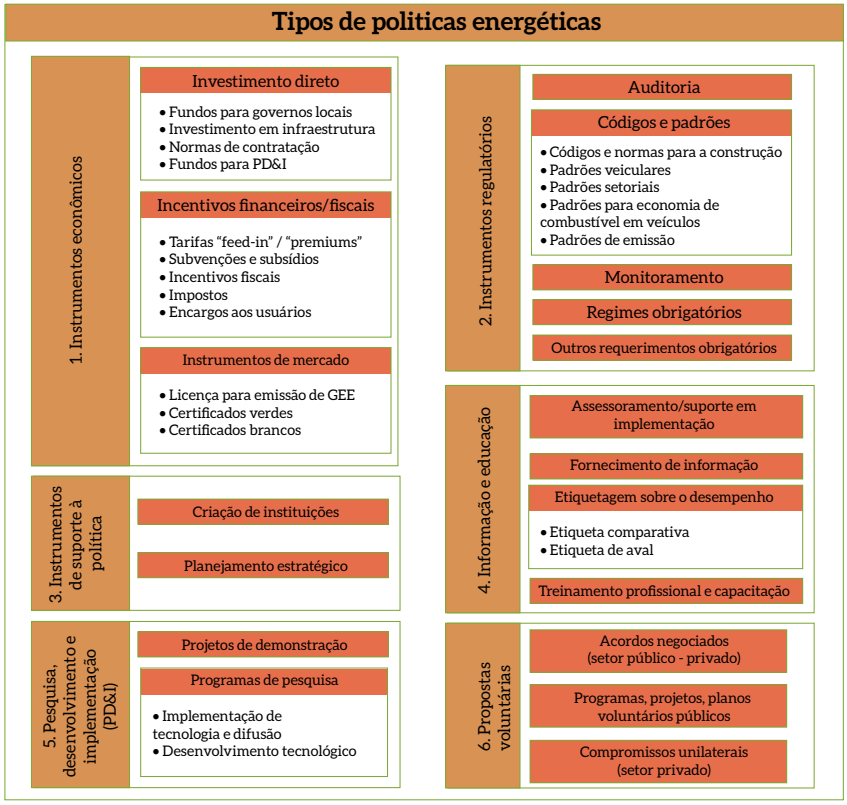

Figura 38 – Tipos de Políticas Energéticas

Fonte: Adaptado de IEA, 2015

4.1 Exploração e produção de óleo e gás natural

4.1.1 Barreiras à adoção das medidas de baixo carbono

Algumas medidas de mitigação de emissões de GEE propostas para o setor de E&P enfrentam barreiras que dificultam sua implementação.

A instalação de um piloto de ignição para redução do tempo em que a tocha de *flare* fica acesa, por exemplo, enfrenta uma barreira técnica associada à segurança operacional na plataforma. De fato, muitas empresas entendem que a tocha permanentemente acesa representa segurança para funcionários e unidades produtivas, pois, se houver qualquer passagem de gás, ele será queimado e, então, emitido, minimizando a possibilidade de acidentes relacionados a vazamentos. A instalação do piloto de ignição elimina a queima constante, fazendo que só haja queima quando houver efetivamente a passagem do gás natural. Encontra-se aí uma questão de preocupação com a segurança dos trabalhadores, que passa pela falta de confiança no equipamento.

O *flare* sempre foi considerado um sistema de segurança nas plataformas, já que, durante a produção de petróleo, a queima pode ocorrer em situações temporárias de emergência, manutenções ou necessidade operacional (PETROBRAS, 2014). A implementação do piloto de ignição do *flare* não acaba com a queima desse gás natural inerente à produção de petróleo. As queimas em *flare* continuam existindo, diferindo apenas no tempo em que a tocha permanece acessa. Nesse caso, ela só acenderia quando o gás natural passasse pelo piloto de ignição, que funcionaria como um sensor. A grande questão em torno do piloto de ignição é a possibilidade de falha. Nesse caso, o gás natural não é queimado. Por ter alto teor de metano, esse gás é muito inflamável, logo, qualquer centelha poderia provocar um acidente na plataforma. Há, portanto, barreira associada à segurança da plataforma, e até mesmo informacional, na medida em que gestores possam desconhecer os benefícios decorrentes da adoção da tecnologia.

A instalação de unidades de recuperação de vapor (URV) em plataformas existentes enfrenta a barreira técnica de espaço disponível na plataforma. Os projetos de plataformas são pensados previamente e, sobretudo em instalações *offshore*, o espaço é bastante restrito. Nesse sentido, a implementação de qualquer instalação adicional depois do início das operações se torna complicada e por vezes impeditiva por conta da necessidade de readaptar o *layout* inicial da plataforma para a nova conformação de equipamentos. Para as novas unidades de produção, no entanto, não há empecilhos para que sejam feitos projetos de plataformas incluindo as URV.

No caso da implementação de programa de manutenção e inspeção de plataformas, medida que poderia ser implementada visando à diminuição de vazamentos e ao aumento de frequência de substituição do invólucro no compressor recíproco, tem-se barreira adicional relacionada com a falta de capacitação de pessoal.

As demais medidas aplicáveis ao setor, em nenhuma condição analisada, apresentam viabilidade econômica. Esse aspecto desestimula a sua adoção, na medida em que implicariam investimentos que poderiam ser destinados à expansão da capacidade de E&P de óleo e gás. Adicionalmente, a atual conjuntura macroeconômica do país dificulta o acesso a crédito visando à adoção de medidas de eficientização energética na indústria.

Transversalmente às atividades de baixo carbono do setor de E&P, faltam informações públicas detalhadas sobre emissões. No Brasil, os relatórios encontrados do setor são muito abrangentes, com dados de emissões muito agregados, que não especificam de quais processos e equipamentos vêm as respectivas emissões. Percebe-se, também, falta de conhecimento sobre custos e benefícios de aplicação das medidas, o que não estimula investimentos por parte das empresas do setor. Em termos institucionais e regulatórios, inexistem limites de emissões associadas à queima de gás em flare e padrões mínimos de eficiência para equipamentos, aspectos que poderiam auxiliar a implementação dessas medidas.

4.1.2 Cobenefícios da adoção das medidas de baixo carbono

Para o caso específico das plataformas, a maioria das medidas visa à redução das emissões fugitivas, provenientes do gás natural que escapa pelas conexões das tubulações ou pela sua volatilização nos tanques de armazenamento. A redução dessas emissões permite maior produção de gás natural, que é justamente o combustível utilizado na produção de energia das plataformas. Dessa forma, a implementação das medidas traz o cobenefício do aumento da produção de gás natural, que pode ser usado tanto para a geração de energia na plataforma quanto para a venda. E traz consigo, portanto, benefícios acerca da redução na dependência de importações de gás natural e preservação dos recursos naturais.

Por sua vez, o aumento da produção de gás natural também apresenta cobenefícios ambientais quando esse gás é utilizado em térmicas para substituir o carvão, por exemplo. A difusão da medida ainda promoveria maior conhecimento público sobre as emissões do setor de E&P, contribuindo para a realização de estudos que auxiliem a mitigação dessas emissões.

Por fim, a redução das emissões de GEE, decorrente da implementação das medidas, traria efeitos positivos sobre a saúde, assim como potencial geração de emprego e renda na fase de implementação das atividades.

O Quadro 5 sintetiza barreiras e cobenefícios relacionados à implementação das atividades de baixo carbono pelo setor de E&O de óleo e gás.

Quadro 5 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono no Setor de E&P de Óleo e Gás

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Instalação de unidades de recuperação de vapor em tanques de armazenamento	• *Lock-in* associado à inexistência de espaço nas plataformas; • Inexistência de limites de emissões para plataformas; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	• Aumento da produção e receita provenientes da recuperação do gás; • Preservação dos recursos naturais; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diminuição das emissões associadas à substituição de óleo combustível e carvão por gás natural para produção de eletricidade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões.
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	• Dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; Inexistência de limites de emissões para plataformas e seus equipamentos; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Aumento da frequência de substituição do invólucro no compressor recíproco	• Dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Inexistência de limites de emissões para plataformas e seus equipamentos; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Implementação de um programa de inspeção e manutenção em plataformas	• Dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Inexistência de limites de emissões para plataformas e seus equipamentos; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de capacitação de pessoal; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Implementação do piloto de flare	• Segurança e confiabilidade nos sistemas de piloto de ignição em flare; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Aplicação da rota de GTL para reduzir a queima do gás natural excedente	• Dificuldade de acesso a crédito; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Inexistência de limites de emissões para plataformas e seus equipamentos; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	• Aumento da produção e receita provenientes da recuperação do gás e produção de derivados; • Preservação dos recursos naturais; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diminuição das emissões associadas à substituição de óleo combustível e carvão por gás natural para produção de eletricidade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões.

Fonte: Elaboração própria

4.1.3 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono

A seguir, serão descritos os instrumentos que poderiam ser aprimorados e/ou implementados para promover o abatimento de emissões GEE no setor de E&P. Os instrumentos serão sugeridos, inicialmente, como medidas que reduzem a queima do gás (piloto de ignição de *flare*) e as emissões fugitivas (unidades de recuperação de vapor, substituição do invólucro, selagem a gás e inspeção e manutenção) e, em seguida, transversais a todas as atividades de baixo carbono mapeadas para o setor.

4.1.3.1 Piloto de ignição do *flare*

Em alguns países, como a Noruega, o piloto de ignição de *flare* já foi instalado há muitos anos com ótimos resultados de redução de emissões. Inicialmente, houve questionamentos sobre a segurança do equipamento, o que levou os reguladores de segurança noruegueses a não o aceitarem de imediato (OGP, 2000). No entanto, a adição de uma segunda saída de gás natural para a rota do *flare* foi a solução para convencer as autoridades norueguesas. Todavia, essa técnica só é possível para o *flare* com a estaca inclinada, e não com a vertical, como ocorre na maioria das instalações mundiais (OGP, 2000).

Uma das motivações que levaram a Statoil a proibir o *flare* contínuo em suas instalações foi a introdução de uma taxa de carbono sobre as emissões em 1991, na Noruega. A partir de então, muitas ações foram tomadas. Em 2002, a Statoil foi uma das patrocinadoras do programa de Redução Global de Gás de *Flare* (*Global Gas Flaring Reduction* – GGFR), criado pelo Banco Mundial (STATOIL, 2010). O GGFR tem como objetivo o aumento do uso do gás associado, ajudando na remoção de barreiras técnicas e regulatórias para a redução do *flare*. Isso é feito por meio de pesquisas, da disseminação de boas práticas e do desenvolvimento de programas específicos de redução de *flare* para cada país (WORLD BANK, 2015).

Além disso, a partir de 2004, a Statoil, em colaboração com a Pemex, iniciou uma parceria para identificar projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL). Juntas, obtiveram sucesso e, em 2010, registraram um projeto de redução de gás de *flare* no campo Tres Hermanos, no México (STATOIL, 2010).

Com base nas experiências internacionais, os instrumentos possíveis para a instalação do piloto de *flare* seriam baseados em pesquisa, desenvolvimento e demonstração. São necessários estudos e demonstrações para que os operadores brasileiros tenham confiança na tecnologia do piloto de ignição de *flare* a ponto de autorizarem a sua implementação nas plataformas. O maior conhecimento da tecnologia auxiliaria no seu processo de penetração no mercado.

Os cuidados com a segurança têm sido cada vez mais primordiais nas operações petrolíferas, e não pode haver a chance de instalação de um equipamento que gere insegurança e desconfiança. No entanto, as experiências internacionais mostram que é possível a implementação desse sistema de piloto de ignição de *flare*, e os testes com a plataforma-piloto devem aumentar a confiabilidade e permitir os ajustes necessários para a sua penetração no mercado brasileiro.

Assim como foi feito na Noruega, onde uma segunda saída de gás natural foi adicionada, devem ser estudados processos que se apliquem ao caso das plataformas e FPSO brasileiros. Atualmente, os contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, firmados entre a União, a ANP e as empresas petrolíferas, apresentam cláusulas de investimento em P&D estabelecidas em 0,5% da receita bruta de produção (ANP, 2012). No âmbito desses projetos, por exemplo, pode haver cooperação entre empresas petrolíferas, parapetrolíferas e universidades para o desenvolvimento de uma plataforma-piloto. Nessa plataforma, devem ser realizados testes com o piloto de ignição de *flare* para que se chegue a um equipamento adequado às plataformas brasileiras e seguro o suficiente para ser implementado no país.

Dessa forma, os principais agentes a serem mobilizados para a implementação do piloto de ignição do *flare* são as empresas parapetrolíferas, que comercializarão os equipamentos e as empresas petrolíferas, que instalarão e utilizarão um novo sistema de *flare*. Adicionalmente, a ANP pode ser um agente importante na medida em que pode estabelecer maior restrição à emissão de gás de *flare* e fiscalizar o cumprimento da nova regulamentação. Essa medida poderia ser aplicada a partir de 2020.

Por sua vez, com vistas a tratar da falta de informações discriminadas acerca do perfil de emissões por plataforma e do desconhecimento dos benefícios econômicos e ambientais da redução da queima em flare, poderiam ser implementados: i) obrigatoriedade da discriminação de emissões nos inventários corporativos das plataformas como pré-requisito para acesso à liberação de operação de crédito em bancos públicos de fomento; ii) realização de atividades de capacitação e campanhas de sensibilização acerca dos benefícios decorrentes da adoção de atividades de baixo carbono. Compreende-se que essas atividades poderiam ser adotadas a partir de 2018, em parceria entre Ministério do Meio Ambiente (MMA), Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério da Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), Ministério da Fazenda (MF), BNDES, universidades públicas e empresas do setor.

4.1.3.2 Unidades de recuperação de vapor, substituição do invólucro, selagem a gás e inspeção e manutenção

As medidas de URV, substituição do invólucro, selagem a gás e inspeção e manutenção, visam à redução das emissões fugitivas. Quando comparadas à emissão provocada pelo piloto de *flare*, a quantidade de emissões fugitivas que pode ser evitada com a implementação dessas outras medidas é menor. Sendo assim, podem ser aplicados instrumentos regulatórios como o estabelecimento de padrões máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência para os equipamentos da plataforma e a aplicação de metas de redução de emissões de GEE específicas para o setor.

Com a implementação de metas de redução do setor, é possível que só sejam implementadas as medidas com o maior potencial de redução (piloto de *flare* e URV). No entanto, a combinação das duas políticas sinalizaria ao setor de E&P a necessidade de implementar todas as medidas de mitigação devido às exigências de eficiência por equipamento. Se houver apenas as metas de emissões gerais para o setor, as medidas com menores potenciais de redução podem não ser priorizadas pelas empresas petrolíferas.

Para auxiliar essa política, devem ser implementados instrumentos de informação e educação. Por exemplo, a criação de selos de qualidade para os equipamentos utilizados no setor, cuja finalidade seria identificar os equipamentos mais eficientes e os que emitem menos.

Mais que isso, é desejável o estabelecimento de instrumentos de comando e controle para a substituição mandatória por equipamentos mais eficientes, segundo o padrão de selos previamente estabelecido. Assim, a cada vez que houvesse a necessidade de troca de um equipamento, por exemplo, a substituição do invólucro do compressor, isso seria feito pelo melhor equipamento do mercado em termos de emissão.

Para a implementação dessas medidas, os principais agentes seriam o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) e o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) para estabelecer os padrões mínimos e máximos permitidos em cada equipamento e realizar a certificação. O horizonte de realização dessa medida seria a partir de 2020.

Como anteriormente mencionado, é possível que inexista a possibilidade de aplicação das tecnologias tendo em vista o *layout* das unidades, assim como a prévia adoção da tecnologia. Nesse sentido, é importante que o estabelecimento de políticas de comando e controle seja precedido de estudos detalhados ao nível de plantas industriais. Para tanto, é primordial a criação de acordos de cooperação técnica entre empresas e atores de governo, como MCTIC, MDIC, MMA e MME. Compreende-se que essa iniciativa deveria ser implementada no curto prazo, ou seja, a partir de 2018.

4.1.3.3 Instrumentos transversais às opções de mitigação

Existem instrumentos que podem ser utilizados para fomentar a implementação de todas as medidas citadas anteriormente, por isso foram classificados de transversais. Visando à implementação das medidas citadas, pode ser criada uma certificação para a plataforma que indique em que nível ela está quando comparada a outras. O desenvolvimento da certificação é um tema difícil devido à complexidade da plataforma e da sua operação dinamicamente ao longo da vida de um ou mais campos. As emissões variam de acordo com o tipo de óleo, o estágio da produção em que se encontra, a porcentagem de gás natural associado a ele, entre outras variáveis, até finalmente chegar à eficiência dos equipamentos.

Nesse contexto, a certificação poderia ser similar ao selo do Procel, que indica a eficiência energética dos equipamentos, mas com foco na redução de emissões. Para o desenvolvimento dessa política, devido à sua complexidade, seriam necessários instrumentos de incentivo a pesquisa, desenvolvimento e demonstração para que sejam feitos estudos sobre a melhor forma de modelar as emissões da plataforma, segundo as características do óleo e de todas as outras variáveis que as influenciam. É necessário desenvolver métricas e indicadores de emissões para que se consiga chegar a uma certificação final da plataforma. Em seguida, precisa-se estabelecer o padrão de plataforma FPSO mais eficiente, com as melhores práticas do setor (*best practices*), e como categorizar as plataformas abaixo delas.

Os principais agentes que precisam ser mobilizados para a etiquetagem de plataforma seriam o Conama e o Inmetro para estabelecer uma classificação para as plataformas e realizar a certificação. O horizonte de realização dessa medida seria a partir de 2020.

Além disso, é importante desenvolver uma política baseada em instrumentos regulatórios que obrigue a divulgação de dados mais detalhados de emissões no setor de E&P. Durante a realização deste trabalho, notou-se a dificuldade de obtenção de dados na exploração e produção nacional. Essa política obrigaria a elaboração e divulgação de relatórios explicitando a origem das emissões, com a discriminação de atividades e/ou processos emissores em E&P, em um nível mais desagregado do que o que ocorre atualmente – idealmente, por processo ou equipamento. O conhecimento das origens das emissões é o passo principal para que as empresas tenham melhor noção dos seus focos de emissões e possam agir para reduzi-las.

Trata-se de atividades que poderiam ser implementadas a partir de 2020, e os atores que precisariam ser mobilizados seriam MMA, MME, MDIC, MF, BNDES, universidades públicas e empresas do setor.

A partir da etiquetagem de plataformas e da criação do programa de depreciação obrigatória, a linha de financiamento do Finem – Eficiência Energética do BNDES poderia custear, com taxas subsidiadas de juros, a aquisição de equipamentos de baixo carbono pelo setor. Esse incentivo permitiria viabilizar a adoção de atividades de baixo carbono inviáveis sob o ponto de vista econômico à taxa de desconto de 12% ao ano. Inicialmente, deveria ser criada, pelo BNDES, a linha de crédito "Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo", sendo que o acesso à linha de crédito estaria condicionada à apresentação de inventários de emissões de GEE detalhados de instalações industriais. E, finalmente, a partir de 2025, a precificação de carbono poderia servir de incentivo à viabilização das atividades com custo marginal de abatimento positivo.

A adoção dessa medida exigiria a mobilização de atores do BNDES, bancos comerciais, MF e MMA, e sua implementação poderia ocorrer a partir de 2020, estando condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

4.1.4 Quadro-síntese de instrumentos de política pública aplicáveis para adoção das atividades de baixo carbono pelo setor

O Quadro 6 apresenta um resumo das medidas propostas para o setor de E&P de óleo e gás, com respectivos instrumentos de política pública necessários para sua adoção.

Quadro 6 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de E&P de Óleo e Gás

Medidas	Instrumentos
Instalação de unidades de recuperação de vapor em tanques de armazenamento	• Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou troca de equipamentos em plataformas existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem e plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor. • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das plataformas vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Substituição da selagem a óleo pela selagem a gás	• Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou troca de equipamentos em plataformas existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem e plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor. • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das plataformas vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; Criação da linha de crédito "Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo"; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Aumento da frequência de substituição do invólucro no compressor recíproco	• Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou troca de equipamentos em plataformas existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem e plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor. • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das plataformas vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Criação da linha de crédito "Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo"; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Implementação de um programa de inspeção e manutenção em plataformas	• Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou troca de equipamentos em plataformas existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem e plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor. • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das plataformas vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Criação da linha de crédito "Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo"; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Implementação do piloto de flare	• Desenvolvimento de plataformas-piloto com vistas à adequação da tecnologia no Brasil; • Estabelecimento de novos limites de emissões, considerando a instalação de piloto de flare, e fiscalização pela ANP da queima em flare; • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das plataformas vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.

Aplicação da rota de GTL para reduzir a queima do gás natural excedente	• Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou troca de equipamentos em plataformas existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem e plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor. • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das plataformas vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Criação da linha de crédito "Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo"; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.

Fonte: Elaboração própria

4.2 Refino de petróleo

4.2.1 Barreiras e cobenefícios da adoção das medidas de baixo carbono

Em um contexto de grande consumo energético por parte das refinarias, devido às especificações de combustíveis cada vez mais restritas e ao crescimento no abastecimento de petróleos mais pesados, que têm maiores níveis de enxofre e acidez, a aplicação de medidas de eficiência energética nos processos produtivos se torna altamente relevante.

Nesse contexto, muitas refinarias ao redor do mundo já utilizam técnicas de autoprodução de energia, a partir de tecnologias avançadas e eficientes em fornos, bombas, ventiladores, compressores, bem como nas próprias unidades de processo, por exemplo, unidades de FCC, destilação atmosférica e a vácuo (GUEDES, 2015). Porém, de acordo com Stockel (2013), mesmo refinarias que se consideram avançadas em termos de eficiência energética podem fazer mais. Isso é ilustrado por um estudo recente da Foster Wheeler concluído para uma refinaria moderna no norte da Europa, o qual resultou na identificação de melhorias operacionais e investimentos que poderiam economizar cerca de 10% do combustível utilizado na refinaria, com um retorno estimado em menos de 18 meses.

Apesar do fato de que a eficiência energética pareça fazer sentido em diversas situações, considerando a redução dos gastos energéticos e os investimentos necessários, sua implementação muitas vezes não é trivial. De acordo com Unido (2008), é comum que as partes interessadas estejam inclinadas a aceitar o *status quo*, o qual, geralmente, é um cenário de utilização de tecnologias e práticas convencionais menos eficientes. Além disso, a existência de outras prioridades para o emprego do capital é frequentemente citada pelos agentes.

Essa inércia é reforçada por um conjunto de barreiras institucionais, financeiras e técnicas que criam um ambiente desfavorável ao investimento em ações de eficiência energética e outras medidas de mitigação. Dentre as principais falhas de mercado, podem-se citar: falta de informação dos agentes sobre os potenciais das medidas; falta de iniciativas para enfatizar a gestão da energia como parte integrante dos sistemas de gestão geral; falta de capacidade técnica para identificar, avaliar, desenvolver e implementar projetos de eficiência energética.

A seguir, serão brevemente descritas as principais barreiras por medidas de abatimento passíveis de implementação no setor de refino de petróleo. Em função da quantidade de medidas avaliadas para o setor na seção 3.4.1, optou-se por avaliá-las agregadamente em duas categorias: substituição de combustíveis por gasosos; eficiência energética. Após a identificação das barreiras, serão apresentadas propostas de mecanismos de política pública para a remoção das barreiras à implementação das atividades de baixo pelo setor de refino.

4.2.1.1 Substituição de combustíveis líquidos por gasosos

Essa medida sugere aumento na participação de combustíveis gasosos, em especial gás natural e gás de refinaria, como forma de substituir o uso de combustíveis líquidos, como o óleo combustível (SCHAEFFER et al., 2012).

A principal barreira a essa medida deriva do fato de que as refinarias são produtoras de combustíveis líquidos. Logo, a utilização do gás natural provocaria aumento nos custos, dado que ter-se-á que comprar gás natural, ao passo que, no caso dos combustíveis líquidos, estes eram produtos do processo produtivo. Trata-se de uma barreira econômica que poderia, em contrapartida, trazer cobenefícios relacionados à redução das emissões de GEE.

Por fim, podem-se mencionar barreiras relacionadas com: i) possibilidade de falta de suprimento de gás natural, na medida em que o energético é crescentemente demandado para fins de geração de eletricidade, bem como para geração de calor e vapor em processos industriais; ii) volatilidade dos preços do gás natural; iii) falta de conhecimento acerca dos benefícios associados à implementação da medida.

4.2.1.2 Medidas de eficiência energética

As medidas de eficientização energética consideradas foram: i) modernização do sistema de *flare*; ii) modernização de equipamentos (fornos, bombas, compressores, etc.); iii) sistemas de controle de processos e integração energética; iv) instalação de turboexpansores; v) recuperação de potência no FCC.

Segundo Bergh (2012), atualmente, a eficiência energética está sendo vista como a maneira mais rápida de reduzir as emissões de GEE. Além disso, pode reduzir os custos operacionais de plantas e, no caso específico de refinarias, permite aumentar a oferta de derivados (SEBITOSI, 2008).

Apesar de tantos benefícios, frequentemente, as medidas não são implementadas, o que indica a presença de barreiras à eficiência energética. Dentre as barreiras econômicas e de mercado, podem ser destacadas:

- Preços elevados das tecnologias;
- Conjuntura econômica recessiva, que dificulta a captação de recursos para a realização de investimentos (SORRELL et al., 2004);
- Dificuldade de acesso e custo do crédito para aquisição de equipamentos;
- Falta de viabilidade associada à implementação de tecnologia com custo de abatimento positivo;

- Valor percebido das medidas de eficiência energética, devido ao fato de que, apesar de apresentarem possibilidades de poupança de energia no longo prazo, têm custos iniciais demasiadamente elevados, o que leva o tomador de decisão a optar por minimizar os custos iniciais ou os custos de energia futuros (NATIONAL ACADEMIES, 2010; REDDY, 1991).

No tocante às barreiras institucionais, regulatórias, organizacionais e comportamentais, podem-se citar:

- Falta de sensibilização e de informação, dado que muitos tomadores de decisão desconhecem a relação custo-benefício das medidas de eficiência energética e as possibilidades de melhoria dessas medidas (UNIDO, 2008; BERGH, 2012);
- Falta de pessoal técnico capacitado para identificar, avaliar e implementar as medidas de eficiência energética (UNIDO, 2008);
- Falta de credibilidade e confiança das medidas de eficiência energética, pois o usuário de energia pode decidir não implementar tais medidas devido à falta de confiança nas informações relativas a elas (BERGH, 2012);
- Inexistência de limites de emissões para refinarias de petróleo;
- Falta de informações públicas discriminadas acerca do perfil de emissões por unidade de refino;
- Procedimentos burocráticos para obter apoio financeiro governamental, dado que, se uma empresa tem dificuldade de captação de fontes adicionais de financiamento, os investimentos em eficiência energética podem ser impedidos de ir adiante (SORRELL et al., 2004).

No âmbito tecnológico, pode-se destacar as seguintes barreiras à adoção de tecnologias de baixo carbono no setor:

- Riscos técnicos das medidas de eficiência energética, dado que a confiabilidade e os riscos operacionais representam grandes preocupações, as quais podem fazer com que tomadores de decisão sejam avessos a novas tecnologias, preferindo, assim, as que lhes são familiares e, muitas vezes, menos eficientes energeticamente (BERGH, 2012);
- Dificuldade de incorporação de novas tecnologias em processos de produção existentes, pois muitas vezes o *layout* do processo pode não permitir a adaptação das novas tecnologias devido a restrições espaciais, por exemplo (ZILAHY, 2004);
- *Lock-in* tecnológico;
- Resistência a substituir equipamentos existentes devido ao longo tempo de vida de equipamentos industriais (WORREL; PRICE, 2001) e ao fato de que a integração de novas tecnologias com as existentes e em operação pode adicionar complexidade ao processo produtivo e reduzir sua flexibilidade (CURRÁS, 2010).

Por outro lado, podem ser mencionados os seguintes cobenefícios decorrentes da eficientização energética em refinarias de petróleo:

- Difusão tecnológica e de conhecimento acerca do setor;
- Redução dos custos operacionais com ganho de competitividade no longo prazo;
- Redução das emissões de poluentes locais e globais;
- Preservação dos recursos naturais;
- Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões;
- Geração de emprego e renda associados à implementação das medidas.

Quadro 7 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono no Setor de Refino de Petróleo

<table>
<tr><th>Medidas</th><th>Barreiras</th><th>Cobenefícios</th></tr>
<tr><td>Substituição de combustíveis líquidos por gasosos</td><td>• Competição com investimentos alternativos;
• Aumento nos custos da refinaria;
• Falta de suprimento e volatilidade dos preços do GN;
• Falta de conhecimento acerca dos custos e vantagens da aplicação da medida.</td><td rowspan="6">• Redução nos custos operacionais associados à adoção das medidas de eficientização energética;
• Preservação dos recursos naturais; Redução das emissões de poluentes locais e globais;
• Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade;
• Difusão de conhecimento acerca do setor;
• Difusão tecnológica;
• Diminuição das emissões associadas à substituição de combustíveis líquidos por gasosos;
• Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões.</td></tr>
<tr><td>Modernização do sistema de flare</td><td rowspan="5">• Custo de capital elevado;
• Dificuldade de acesso e custo do crédito;
• Ausência de viabilidade econômica;
• Competição com investimentos alternativos;
• Falta de conhecimento acerca dos custos e vantagens da aplicação das medidas;
• Falta de pessoal técnico capacitado para identificar, avaliar e implementar as medidas;
• Lock-in tecnológico;
• Resistência a substituir equipamentos em função da complexificação dos processos;
• Impossibilidade de aplicação em função do layout das refinarias;
• Inexistência de limites de emissões para plataformas e seus equipamentos;
• Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.</td></tr>
<tr><td>Modernização de equipamentos</td></tr>
<tr><td>Sistemas de controle de processos e integração energética</td></tr>
<tr><td>Instalação de turboexpansores</td></tr>
<tr><td>Recuperação de potência no FCC</td></tr>
</table>

Fonte: Elaboração própria

4.2.2 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono

Com o objetivo de remover barreiras e potencializar cobenefícios da adoção das MTD no setor de refino de petróleo, são propostos instrumentos de política pública especificados em:

- Instrumentos de informação e educação;
- Instrumentos econômicos;
- Instrumentos tecnológicos;
- Instrumentos regulatórios.

4.2.2.1 Instrumentos de informação e educação

No âmbito informacional e educacional, são passíveis de aplicação no setor de refino de petróleo:

- Campanhas de sensibilização e educação – numerosos estudos indicam a importância da conscientização e de campanhas de educação para incentivar a adoção de tecnologias de eficiência energética. Os esforços para transmitir essa informação podem se dar de diversas formas, incluindo *workshops* e seminários e canais informais;

- Treinamento de pessoal – essa medida inclui campanhas educativas, treinamentos especializados e cursos com certificações;
- Criação de *networks* de baixo carbono – deve envolver a participação de atores do governo, empresas, setor acadêmico, ONGs e outros grupos relevantes.

A implementação dessas atividades pode ocorrer a partir de 2018 e deve envolver MCTIC, MDIC, MME, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e universidades públicas.

4.2.2.2 Instrumentos econômicos

Para remover barreiras econômicas, o incentivo mediante linhas de crédito específicas para eficientização energética de refinarias é muito importante. Além disso, são de grande relevância a integração de processos e a criação de linhas de crédito para quaisquer medidas de eficiência energética que tenham o custo de investimento mais alto, como controle de processo e novos instrumentos, mudanças de equipamentos de grande porte em unidades que afetam a refinaria como um todo.

Linhas de crédito específicas podem mudar a ótica da taxa de juros que está sendo utilizada. Por exemplo, a medida de recuperação de condensado, que à taxa de desconto de 12% tem custo de abatimento de aproximadamente US$6/t$CO_2$, à taxa de 8% passa a ter um custo negativo de US$8/t$CO_2$. Isso mostra que a medida se tornou *non regret* apenas com a modificação da taxa de desconto considerada.

Dentro dessa política, cabe citar a criação de condições especiais para a instalação de novas refinarias, as quais apresentem um padrão de tecnologias mais eficiente, dado que o parque de refino brasileiro inclui refinarias muito antigas que podem e devem estar defasadas no que diz respeito a novas tecnologias. Nesse contexto, dentre as medidas a serem tomadas, destacam-se a concessão de crédito com baixas taxas de juros, créditos fiscais e dedução de impostos. Poderia ser criada para apoiar novas refinarias, assim como a eficientização das existentes, a linha de crédito "Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo", sendo que o acesso à linha de crédito estaria condicionado à apresentação de inventários de emissões de GEE detalhados de instalações industriais. Possíveis agentes relacionados à implementação desses instrumentos seriam governo, bancos de fomento, por exemplo, o BNDES, assim como o MF. O horizonte de implementação dessa medida é de longo prazo, ou seja, após 2020.

Finalmente, a partir de 2025, a precificação de carbono e a criação de fundos de eficiência energética, com recursos provenientes do Green Climate Fund (GCF) seriam necessárias para sustentar a transição do setor para uma economia de baixo carbono.

4.2.2.3 Instrumentos tecnológicos

Outras políticas-chave a serem consideradas são as políticas tecnológicas, particularmente em países em desenvolvimento como o Brasil (UNIDO, 2011). Tais políticas cobrem uma série de questões, incluindo o incentivo ao desenvolvimento de tecnologias inovadoras e a cooperação tecnológica. Neste último caso, o processo pode ocorrer de diversas formas, incluindo a formação de *joint ventures*, acordo entre um subsidiário e uma corporação multinacional, governos, comunidades,

organizações internacionais e parceiros em países em desenvolvimento. A cooperação tecnológica pode ser mais formal, por meio da compra de uma licença de tecnologia ou de um acordo de transferência de tecnologia, ou mais informal, mediante intercâmbios entre pessoal técnico em conferências e universidades (UNIDO, 2011). Essa cooperação tecnológica pode começar no curto prazo para trazer resultados às empresas a partir de 2020.

Exemplos de tecnologias que poderiam ter suas implementações facilitadas com a aplicação de políticas tecnológicas seriam: o desenvolvimento de novos catalisadores, a recuperação de potência no FCC e quaisquer medidas consideradas como muito inovadoras no âmbito do parque de refino nacional.

Os agentes envolvidos na implementação dessa medida podem ser o IBP, a Petrobras, o MCTIC, a EPE, bem como centros de pesquisa de universidades. O horizonte de implementação da mesma é no longo prazo (pós-2020).

4.2.2.4 Instrumentos regulatórios

Podem ser consideradas medidas no âmbito dos instrumentos regulatórios: i) criação de auditorias, metas energéticas e programa de depreciação obrigatória de equipamentos em final de vida útil; ii) políticas de certificação para refinarias que investem em tecnologias de eficiência energética; iii) definição de padrões mínimos e máximos de emissões; iv) definição de valores mínimos de participação de determinadas opções tecnológicas no portfólio de tecnologias das refinarias; iv) obrigatoriedade de manter e atualizar inventários de emissões atmosféricas; v) desenvolvimento de métricas e indicadores de emissões ou eficiência; vi) criação de indicadores de eficiência mínimos para novas refinarias.

Cabe também citar a importância de regulação que vincule a concessão de crédito proveniente de bancos públicos de fomento à elaboração de estudos que reportem as emissões de GEE e o consumo energético anuais das refinarias brasileiras.

Trata-se de um instrumento que poderia ser adotado a partir de 2020, para o qual deveriam ser mobilizados MMA, MME, MDIC, MF, BNDES. Os estudos poderiam ser feitos com auxílio e monitoramento da ANP e da EPE.

Outro exemplo de ação consideravelmente relevante e que poderia incentivar refinarias a investir em tecnologias mais eficientes seria a criação de um programa voluntário de certificação destinado a identificar e promover refinarias energeticamente eficientes (etiquetagem de refinarias), assim como faz o programa Energy Star, da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos para equipamentos de escritório, iluminação, eletrodomésticos, construções residenciais, comerciais, plantas de indústrias e diversas outras categorias.

No Brasil, os principais agentes para implementação dessas medidas seriam o Conama e o Inmetro, para estabelecer os padrões mínimos e máximos permitidos em cada equipamento e realizar a certificação. O horizonte de realização dessa medida seria a partir de 2020.

4.2.3 Quadro-síntese de instrumentos de política pública propostos para a adoção das atividades de baixo carbono

O Quadro 8 apresenta um resumo das medidas propostas para o setor de refino de petróleo, com respectivos instrumentos de política pública necessários para sua adoção.

Quadro 8 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono pelo Setor de Refino de Petróleo

Medidas	Instrumentos
Substituição de combustíveis líquidos por gasosos	• Elaboração de acordos de cooperação tecnológica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas refinarias ou troca de equipamentos em refinarias existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem em plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor; • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das refinarias vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Criação de networks de baixo carbono entre governo, empresas, setor acadêmico, ONGs e outros grupos relevantes; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Modernização do sistema de flare	• Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas refinarias ou troca de equipamentos em refinarias existentes; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (criação de Selo de Eficiência Industrial e etiquetagem em plataformas e refinarias); • Criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos de geração de calor e vapor; • Discriminação de emissões nos inventários corporativos ao nível das refinarias vinculada à liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Obrigatoriedade de realização de auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Criação de networks de baixo carbono entre governo, empresas, setor acadêmico, ONGs e outros grupos relevantes; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Plataformas e Refinarias de Petróleo”; • Revisão das taxas de juros das linhas de crédito existentes; • Criação de fundos de eficiência energética com recursos provenientes do Green Climate Fund; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Modernização de equipamentos	
Sistemas de controle de processos e integração energética	
Instalação de turboexpansores	
Recuperação de potência no FCC	

Fonte: Elaboração própria

Considerações finais

Considerações finais

Este estudo apresentou opções de mitigação de GEE que podem ser implementadas no setor de óleo e gás natural. A partir de um cenário REF, foram mapeadas MTD com custos e potenciais de abatimento que permitiriam a transição do setor para uma economia de baixo carbono.

Conforme exposto, foi considerado que a produção do pré-sal só será viabilizada se o CO_2 contido nos campos for capturado e armazenado *offshore*. Dessa forma, o alto teor de CO_2 contido no gás natural do pré-sal não está sendo contabilizado como fonte de emissão devido à sua captura e seu armazenamento. Sendo assim, as maiores fontes de emissão no setor de E&P são a tocha constante do *flare* e o gás ventilado nos tanques de armazenamento de óleo. Além disso, existem outras ações menores que contribuem para a redução de emissão de GEE por meio da redução das emissões fugitivas na plataforma, como inspeção e manutenção de conexões de equipamentos, e melhoria nas selagens e no invólucro dos compressores. Essas medidas possibilitam redução de emissões de 415 $MtCO_2$ no período de 2020 a 2050. Quando comparadas às emissões do cenário de referência para todo o período, tem-se uma possibilidade de redução máxima das emissões de 19% em 2030.

No caso do setor de refino, o potencial total de redução de emissões, até 2050, é de 342,52 $MtCO_2$, o que corresponde a aproximadamente 17% de desvio em relação ao cenário REF. Em termos de custos, é possível identificar que o maior potencial se encontra nas medidas de custo intermediário, entre 10 e 50 US$/$tCO_2$. Não obstante, considerando-se que as medidas representam economias de combustível/eletricidade para a refinaria, o custo de abatimento líquido dessas medidas (descontando-se a receita do combustível/eletricidade economizado) pode se reduzir significativamente. Considerando os preços de combustíveis de US$ 11,9/GJ para gás natural, US$ 13,7/GJ para óleo combustível e preço zero para gás combustível e coque de petróleo, obteve-se que a receita adicional das medidas com economias de combustível situa-se em torno de 70-260 US$/$tCO_2$, o que torna uma parcela significativa das medidas com custo de abatimento nulo ou negativo.

Pôde-se verificar que o setor de E&P tem espaço para redução de emissão de GEE, todavia necessita de instrumentos de política pública que removam as barreiras para viabilizá-la. No caso da redução de emissões fugitivas, instrumentos regulatórios como o estabelecimento de padrões máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência para os equipamentos da plataforma e a aplicação de metas de redução de emissões de GEE específicas para o setor podem ser uma solução. Entretanto, para o caso da extinção da tocha constante de *flare*, uma política mandatória de redução de GEE pode não surtir o mesmo efeito. Devido à questão da segurança, é mais eficaz uma política focada em PD&D para aumentar o conhecimento e a segurança do setor sobre o piloto de ignição de *flare* a ser instalado. A construção de uma plataforma-piloto pode ser uma das soluções de P&D desenvolvidas nesse sentido. Além disso, para o setor de E&P em geral, é importante que se desenvolva uma certificação de plataformas que possa comparar as unidades produtoras entre si e possibilite a busca pelas melhores práticas (*best practices*) que resultem em menor emissão.

No setor de refino, devem-se enfatizar instrumentos que promovam a introdução de ações de eficiência energética. São preferenciais instrumentos regulatórios, como o estabelecimento de padrões máximos de eficiência e criação de programas de certificação, associados com mecanismos econômicos, tais quais incentivos mediante linhas de crédito voltadas para atividades que reduzam emissões de GEE, e criação de fundos de eficiência energética e descarbonização. Esses mecanismos potencializariam cobenefícios associados à transição para processos de menor intensidade de carbono, como melhorias na saúde da população e geração de emprego e renda.

Transversalmente, é importante vincular a concessão de crédito ao setor a contrapartidas que permitam transparência e efetivação de atividades de baixo carbono. É importante a vinculação do acesso a financiamento a: i) realização de auditórias energéticas; ii) discriminação das emissões nos inventários corporativos ao nível das instalações industriais; iii) cumprimento de padrões mínimos de eficiência e adoção de MTD.

É importante ressaltar que este estudo apresenta algumas limitações. Primeiramente, por se tratar de uma modelagem setorial, os potenciais de mitigação das medidas apresentadas não podem ser vistos como potenciais aditivos, ou seja, a soma do potencial de mitigação de cada medida não pode ser designada como o potencial de mitigação total do setor. Para analisar o potencial de cada medida, é preciso definir um ponto de partida, que, no caso deste estudo, foi o cenário de referência. No entanto, ao se implementar uma nova medida, tem-se um novo cenário, diferente do cenário de referência. Dessa forma, o potencial de mitigação para a implementação de qualquer nova medida parte de um novo referencial. Uma análise mais aprofundada e completa acerca dos potenciais reais de mitigação só é possível por meio de uma modelagem integrada, que será reportada no relatório do projeto intitulado "Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono".

Além disso, este projeto destaca opções tecnológicas de mitigação de GEE que muitas vezes são consideradas tecnologias de ponta, ou tecnologias de bancada, cujo desenvolvimento ainda é feito por apenas alguns países e cujo custo ainda é considerado proibitivo. Sendo assim, questões como a aplicabilidade dessas tecnologias no cenário nacional e o custo-Brasil não foram consideradas aqui. Devido à necessidade de importação de diversas tecnologias, ou mesmo de componentes para que se inicie uma indústria local, às altas taxas de juros para a realização de financiamentos e às constantes variações cambiais, a implementação dessas tecnologias de mitigação se torna difícil. Visando contornar essas questões, procurou-se elencar as principais barreiras e propor políticas públicas que fomentem a implementação dessas tecnologias. Procurou-se destacar as melhores tecnologias disponíveis mundialmente para o setor de óleo e gás natural, a fim de entender como elas poderiam contribuir para a mitigação desse setor.

Por fim, outra limitação deste estudo resulta das projeções econômicas consideradas na construção dos cenários. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância das variáveis macroeconômicas para os cenários setoriais de emissões, no âmbito da modelagem integrada, será considerada uma segunda visão de crescimento setorial do PIB, que considera efeitos recentes do contexto econômico nacional.

Referências

Referências

ALMEIDA, E.L.F. et al. Viabilidade das plantas GTL: uma análise de sensibilidade das variáveis determinantes. In: 4º CONGRESSO LATINO AMERICANO E DO CARIBE DE GÁS E ELETRICIDADE, 26-28 de abril de 2004, Rio de Janeiro.

ALSEMA, E. *Sector study for the refineries*. Utretch, Holanda: Department of Science, Technology and Society, Universidade de Utretch, 2001.

BAEN, P. R.; BARTH, R. E. Insulate heat tracing systems correctly. *Chemical Engineering Progress*, 9, p. 41-46, 1994.

BAKER, R. W; KAAEID, L. Natural gas processing with membranes: An overview. Ind. Eng. Chem. Res, 47, p. 2.109-2.121, 2008.

BARLETTA. T. Revamping crude units. *Hydrocarbon Processing*, 2-77, p. 51-57, 1998.

BARROS, M. M. *Análise da flexibilidade e do custo do refino de petróleo para lidar com choques de oferta de etanol:* o caso do sistema de abastecimento do Brasil. 2014. 160 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

BERGH, C. *Energy efficiency in the South African crude oil refining industry:* drivers, barriers and opportunities. 2012. 127 f. MSc Sustainable Energy Engineering – Universidade de Cape Town, 2012.

BONFÁ, M. *Diesel S10:* Impacto sobre o rendimento do parque de refino brasileiro em 2020 e propostas mitigadoras. 2011. 158 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

BRASIL. *Acordo para compensação pelo não cumprimento da Resolução Conama nº 315/2002*. São Paulo: Ministério Público Federal, 29 out. 2008.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *BIG – Banco de dados de informações de geração*. 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidade-brasil.cfm>. Acesso em: 17 ago. 2015.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Portaria ANP nº 249, de 1º.11.2000. *DOU 3.11.2000*. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/novembro/panp%20249%20-%202000.xml?fn=-document-frameset.htm$f=templates$3.0>. Acesso em: 13 dez. 2014.

_____. Resolução ANP Nº 47, de 21.12.2012. *DOU 24.12.2012*. Disponível em: <http://www.ogp.org.uk/pubs/288.pdf> e <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2012/dezembro/ranp%2047%20-%202012.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0>. Acesso em: 22 out. 2015.

_____. *Boletim da produção de petróleo e gás natural de janeiro de 2013*. 2013. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=69322&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1391129619217>. Acesso em: 12 jul. 2014.

_____. *Dados estatísticos mensais*. 2013a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=56046&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1311692440338>. Acesso em: 14 abr. 2014.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2013*. 2013b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/2438-anuario-estatistico-2013>. Acesso em: 14 abr. 2014.

_____. *Sumário das bacias sedimentares*. 2015. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/areas_oferecidas_r13/Roteiro_Sumarios_das_Bacias_R13_v06052015_revisado.pdf>. Acesso em: 14 maio 2015.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2015*. 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/2440-anuario-estatistico-2015>. Acesso em: 27 abr. 2016.

_____. *Dados de E&P. 2017*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acesso em: 17 ago. 2017.

_____. *Base de dados*. BDEP/ANP. 2014. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br/?lng=br> Acesso em: 14 abr. 2014.

BRASIL. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. *Mercado de embarcações de apoio marítimo às plataformas de petróleo*: oportunidades e desafios. 2008. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2466>. Acesso em: 2 abr. 2014.

_____. *Perspectivas e desafios no setor de petróleo e gás*. 2010. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_brasil_em_transicao/brasil_em_transicao_completo.pdf>. Acesso em: 9 jun. 2014.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. *Nota Técnica DEA 16/12*: Avaliação da Eficiência Energética para os próximos 10 anos (2012-2021). Rio de Janeiro: EPE, 2012.

_____. *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário 2013-2022*. 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio_PEMAT_Consulta%20P%C3%BAblica.pdf >. Acesso em: 14 ago. 2014.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT. 2010. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora, 2010>. Acesso em: 9 jun. 2014.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI. Emissões fugitivas de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural. In: *Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa*. Brasília: MCTI, 2010.

_____. *Estimativas anuais de emissões fugitivas de gases de efeito estufa*. Brasília: MCTI, 2013.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC. *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima* – Volume III. 2016. Disponível em: <http://www.sirene.mcti.gov.br/publicacoes>. Acesso em: 30 jan. 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. *Perguntas e respostas sobre o pré-sal*. 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf> Acesso em: 30 maio 2013.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente – MMA. *Resolução Conama nº 315*, de 29 de outubro de 2002. Dispõe sobre a nova etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares – Proconve. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 20 nov. 2002. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm>. Acesso em: 5 maio. 2014.

BRASIL. Petrobras. *500 mil barris de óleo por dia no pré-sal*. 2014b. Disponível em: <https://pt.slideshare.net/petrobrasri/500-mil-barris-de-leo-por-dia-no-prsal>. Acesso em: 11 nov. 2014.

_____. *COMPERJ – Estratégias de Implantação*. Apresentação, Rio de Janeiro, 2009.

_____. *Energia e tecnologia*. 2011. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/>. Acesso em: 1 maio 2013.

_____. *Perfil*. 2014c. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/ >. Acesso em: 14 dez. 2014.

_____. *Plano de Negócios e Gestão 2012-2016*. Apresentação para os investidores realizada na Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 25 jun. 2012. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/>. Acesso em: 15 abr. 2013.

_____. Fatos e dados. *Investimentos: respostas à Deustche Welle*. 2014a. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/investimentos-respostas-a-deutsche-welle.htm>. Acesso em: 17 maio 2017.

_____. *Plano Estratégico Petrobras 2030*. 2014b. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/plano-de-negocios-e-gestao/apresentacao-plano-estrategico-2030-e-png-2014-2018.htm>. Acesso em: 22 jul. 2014.

_____. *Queima de gás natural:* Carta ao Globo. 2014. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/queima-de-gas-natural-carta-ao-globo.htm>. Acesso em: 21 out. 2015.

_____. *Relatório de Sustentabilidade 2013*. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca/relatorio-de-sustentabilidade/relatorio-de-sustentabilidade-2013.htm>. Acesso em: 22 jul. 2014.

BRASIL. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão – MPOG. *Relatório de lançamento do Plano de Aceleração do Crescimento 2* (PAC 2), 04 jul. 2012. Disponível em: <http://www.pac.gov.br/sobre-o-pac/publicacoesnacionais>. Acesso em: 9 jun. 2014.

BYLIN, C. et al. 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, 12-14 abril, 2010.

CASTELO BRANCO, D. *Análise técnica e econômica da aplicação da tecnologia GTL de pequena escala para monetização do gás natural associado remoto offshore no Brasil*. 2008. 139 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CASTELO BRANCO, D. et al. Abatement costs of CO_2 emissions in the Brazilian oil refining sector. *Applied Energy*, p. 3.782-3.790, 2011.

CENTER FOR CLIMATE AND ENERGY SOLUTIONS – C2ES. *Policies in key countries*. 2015. Disponível em: <http://www.c2es.org/international/key-country-policies/policies-key-countries>. Acesso em: 14 abr. 2014.

CHEVRON. *Atividade de produção de óleo e gás*. Campo Frade. Chevron. 2012. Disponível em: <https://www.chevron.com.br/images/publicacao/Cartilha_PCS_em_baixa_set_12.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2014.

COLUMBIA CLIMATE CENTER. Mitigating methane emissions from natural gas and oil systems, *Columbia University*, 2011.

COMPACT GTL. 2010. Modular GTL as an offshore associated gas solution. Artigo apresentado em DEEP OFFSHORE TECHNOLOGY INTERNATIONAL CONFERENCE, 2010.

CONCAWE. *Impact of product quality and demand evolution on EU refineries at the 2020 horizon* – CO_2 emissions trend and mitigation options. Report 8/08. Bruxelas, Bélgica, 2008.

CORRÊA, E. C. Energy performance management in Petrobras refineries. In: V LATIN AMERICAN CARBON FORUM, Santo Domingo, Dominican Republic, 2010.

CREDIT SUISSE. *Brazil upstream tracker*. Connections Series. New York: Credit Suisse, 2014.

CURRÁS, T. A. *Barriers to investement in energy saving Technologies* – Case study for the energy intensive chemical industry in the Netherlands. 2010. 128 f. MSc Thesis Report. Universidade de Utrecht, 2010.

DECANIO, S. J. Barriers within Firms to Energy- Efficient Investments. *Energy Policy*. 21(9):906-914, 1993.

DET NORSKE VERITAS – DNV. Global Technology Roadmap for CCS in Industry: *Refineries*. 2010. Disponível em: <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/15691/global-technology-roadmap-ccs-industry-sectoral-assessment-refineries.pdf>. Acesso em: 14 maio 2015.

ECHT, W.; MEISTER, P. Design, fabrication and startup of an offshore membrane CO_2 removal system. 88TH ANNUAL CONVENTION, GAS PROCESSORS ASSOCIATION, P-28, Texas, EUA, 8-11 Março 2009.

EDWARDS, R. et al. Well-To-Tank Report Version 4.0. Jec Well-To-Wheels Analysis. In: *JRC Technical Reports*. Joint Research Centre. 2013.

EL-HOUJEIRI, H. M.; BRANDT, A. R. *Oil production greenhouse gas emissions estimator OPGEE v1.0* – User guide & technical documentation. Palo Alto, California, EUA: Universidade de Stanford, Department of Energy Resources Engineering, 2012.

FARIAS, L. T. *Avaliação da produção integrada de hidrogênio e metanol para redução de emissões de carbono no refino de petróleo*. 2014. 300 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

FLUXO SOLUÇÕES INTEGRADAS. *Unidades de Recuperação de Vapores*. 2014. Disponível em: <http://www.fluxosolutions.com.br/equipamento/unidades-de-recuperacao-de-vapores>. Acesso em: 24 nov. 2014.

FORMIGLI, J. O pólo Pré-sal da Bacia de Santos: desafios tecnológicos para a área de Engenharia. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, Rio de Janeiro, 2008.

FREITAS, A. et al. Investigação das facilidades e métodos utilizados atualmente no processamento primário de petróleo em campos *onshore* e *offshore*. 4º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS. Campinas-SP, 2007.

GARY, J.; H., HANDWERK, G. E. *Petroleum refining* – Technology and economics. 4. ed., New York, EUA: Marcel Dekker, 2001.

GASIN. *Grupo Air Products*. 2014. Disponível em: <http://www.gasin.com/industries/Analytical-Laboratories/analytical-lab-applications/product-list/gc-with-photoionization-detector-gc-pid-analytical-laboratories.aspx?itemId=9E5E4328C1EC479FA0E0515845C161CE>. Acesso em: 12 dez. 2014.

GOLDEMBERG, J. et al. Oil and natural gas prospects in South America: Can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil?. *Energy Policy*, vol. 64, p. 58-70, 2014.

GREENHOUSE GASES, REGULATED EMISSIONS, AND ENERGY USE IN TRANSPORTATION MODEL – GREET. Lemont, Illinois, EUA: Argonne National Laboratory, 2013.

GUEDES, F.P.C.D. *Avaliação de Alternativas para Redução do Uso Final de Energia no Setor de Refino de Petróleo Brasileiro e Estimativa de Custos de Abatimento de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. 2011. 192 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

HADDAD, E. *Projeções de crescimento da economia brasileira*. Projeto Opções de Emissões de GEE em Setores-Chave do Brasil. 2015. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/365685/Apresentacao_publica_dos_Cenarios_Integrados_de_Mitigacao_de_Emissoes_de_Gases_de_Efeito_Esfufa_para_o_Brasil_ate_2050_Rio_de_Janeiro_27062016.html>. Acesso em: 14 jan. 2015.

HOWARTH, R. et al. Methane emissions from natural gas systems. *National Climate Assessment*, Reference number 2011-0003, 2012.

HYDROCARBON PROCESSING. *Refining Processes Handbook*, CD-ROM, Gulf Publishing Company, EUA, 2008.

HYDROCARBON PUBLISHING COMPANY – HPC. *Refinery CO_2 Management Strategies*. EUA, 2007.

ICF INTERNATIONAL. *Economic analysis of methane emission reduction opportunities in the U.S. onshore oil and natural gas industries*. Nova York, Estados Unidos: ICF, 2014.

IIGCC/CERES/INVESTOR GROUP ON CLIMATE CHANGE. *Global climate disclosure framework for oil & gas companies*. 2010. Disponível em: <http://www.iigcc.org/files/publication-files/Global_Climate_OG_DisclosureFramework.pdf>. Acesso em: 14 maio 2016.

IMPÉRIO, M. *Estudo de mitigação de gases de efeito estufa na produção de petróleo brasileira* – ênfase offshore. 2015. 162 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. *Guidelines for national greenhouse gas inventories*. 2006. Disponível em: <http:/www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>. Acesso em: 25 jun. 2014.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS – OGP. *Environmental Performance Indicators – 2012 Data*. Londres, Reino Unido: OGP, 2012.

_____. *Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry*. An overview of purpose, quantities, issues, practices and trends. International Association of Oil & Gas Producers. 2000. Disponível em: <http://www.ogp.org.uk/pubs/288.pdf>. Acesso em: 22 out. 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Brazil Energy Outlook. In: *World Energy Outlook 2013*. Paris: IEA, 2014.

_____. *Policies and Measures Database* – Energy Efficiency. 2015. Disponível em: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/>. Acesso em: 14 abr. 2014.

KETZER, J. M. et al. *Carbmap Brazil*. Apresentação em pôster no Carbon Sequestration Leadership Fórum, Paris, 2007.

KOORTZEN, J. G. et al. Modular Gas-to-Liquid: Converting a Liability into Economic Value. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 53, p.1720–1726, 2014.

LINDSAY, I. et al. Designing a climate friendly hydrogen plant. *Energy Procedia*, 1, p. 4095-4102, 2009.

LLC LIFE CYCLE ASSOCIATES. *Assessment of Direct and Indirect GHG Emissions Associated with Petroleum Fuels*. For New Fuels Alliance. 2009. Disponível em: <http://www.newfuelsalliance.org/NFA_PImpacts_v35.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2017.

LUBES'N'GREASES. *Guide to Global Base Oil Refining*. Arlington: LNG Publishing Company, 2012.

LUCZYNSKI, E. *Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção*. 2002. 220 f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades da Pós-Graduação de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

MAERSK. *Factsheet Maersk Peregrino*. 2014. Disponível em: <http://www.maersk-fpsos.com/activities/fleet/pages/maerskperegrino.aspx>. Acesso em: 11 nov. 2014.

MAIA, J. L. P. *Separação e captura do dióxido de carbono em instalações marítimas de produção de petróleo*. 2007. 179 f. Tese (Doutorado em Engenharia Hidráulica e Sanitária) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MOORE, C. R. K. Perspectives on the valuation of upstream oil and gas interests. *Journal of World Energy Law & Business*, v. 2, n. 1, 2009.

MORROW III, W. et al. *Efficiency improvement in the United States petroleum refining industry*. Environmental Energy Technologies Division, California, EUA, 2013.

NATIONAL ACADEMIES. *Real prospects for energy efficiency in the United States*. Washington, D.C.: The National Academies Press, 2010.

NERA. *Macroeconomic impacts of LNG Exports from the United States*. 2012. Disponível em <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/nera_lng_report.pdf>. Acesso em: 30 jul. 2014.

NORWEGIAN OIL INDUSTRY ASSOCIATION – OLF. *10 years operability survey of Norwegian FPSOs*. Noruega, 2011.

PERISSÉ, J. B. et al. Produção futura de gasolina no Brasil. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, Rio de Janeiro, 2012.

PROOPS, K. R., EII Analysis Methodology: Gap Analysis vs World's Best EII. HSB Solomon Associates LLC, Dallas (2010). Disponível em: <http://solomononline.com/documents/Whitepapers/EII_AM_WWW.pdf>. Accesso em: 12 set. 2013.

REDDY, A. K. N. Barriers to improvements in energy efficiency. *Energy Policy*. 19(10): 953-961, 1991.

REUTERS BRASIL. *Petrobras perde participação na produção brasileira de petróleo e gás*. 2014. Disponível em: <http://br.reuters.com/article/topNews/idBRKBN0EE2 2V20140603>. Acesso em: 19 fev. 2015.

RIO DE JANEIRO. Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico. *Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro* – BEERJ, 2010. Disponível em: <http://www.adrio.org.br/site/admin/uploads/projetos/1330356523.pdf>. Acesso em: 14 out. 2015.

ROCHEDO, P. R. R. et al. Carbon capture potential and costs in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 131, p. 280-295, 2016.

S&T^2 CONSULTANTS INC. *Shale Gas Update For GHGenius*, Canadá, 2011.

SARAIVA, T. A. *Uma aplicação de um modelo multi-hubbert modificado para a elaboração de cenários de produção de petróleo no Brasil*. 2013. 133 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

SCHAEFFER, R. et al. *Impactos da adoção de metas de redução de emissão de gases de efeito estufa sobre setores energointensivos do Estado do Rio de Janeiro*: alternativas e custos de mitigação. Relatório Final, Rio de Janeiro, Brasil. 2012.

_____. *Reduções de emissões nas cadeias de produção de combustíveis fósseis* (Downstream). Relatório Final, Rio de Janeiro, Brasil. 2009.

_____. Relatório Preliminar 1 – Levantamento da base de petróleo e gás para simulação de matriz energética de longo prazo. In: *Construção de Cenários para a Matriz Energética Brasileira em Função do Preço do Carbono*. Relatório Técnico produzido para a Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. 2014.

SCHERZER, J.; GUIA, A.J. *Hydrocracking Science and Technology*. New York: Marcel Dekker, 1996.

SEBITOSI, A. B. Energy efficiency, security of supply and the environment in South Africa: Moving beyond the strategy documents. *Energy*, 33, p.1591-1596, 2008.

SEVENSTER, M. N.; CROEZEN, H. J. *The natural gas chain:* Toward a global life cycle assessment. CE Delft, Holanda, 2006.

SORRELL, S. et al. *The economics of energy efficiency:* Barriers to cost-effective investment. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing Ltd., 2004.

STANISLAUS, A.; MARAFI, A.; RANA, M. Recent advances in the science and technology of ultra-low sulfur diesel (ULSD) production. *Catalysis Today*, 153, p. 1-68, 2010.

STATOIL. *Statoil and flaring*. 2010. Disponível em: <http://www.statoil.com/annualreport2010/en/sustainability/health,safety,climateandtheenvironment/climate/pages/statoilandflaring.aspx>. Acesso em: 15 out. 2015.

_____. *The zero continuous flaring technology*. Apresentação Interna. 2009. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/578068-1268075357274/6844507-1268075388170/0920-0940_Thormod_Hope.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2014.

STOCKEL, M. *Towards a zero (net) carbon refinery*. Foster Wheeler. 2013. Disponível em: <http://www.digitalrefining.com/article/1000704>. Acesso em: 15 out. 2015.

STRAELEN, J. et al. CO_2 capture for refineries, a practical approach. *Energy Procedia*, 1, p.179-185, 2010.

SYNTROLEUM. *Syntroleum Analyst Day*. 2006. Disponível em: <http://library.corporate-ir.net/library/83/834/83417/items/201092/AnalystDay_June2006.pdf >. Acesso em: 10 de fev. de 2008.

SZKLO, A. *Fundamentos do refino de petróleo*. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciências, 2005.

SZKLO, A. S.; CARNEIRO, J. T.; MACHADO, G. Break-even price for upstream activities in Brazil: Evaluation of the opportunity cost of oil production delay in a non-mature sedimentary production region. *Energy*, 33, p. 589-600, 2008.

SZKLO, A.; ULLER, V.; BONFÁ, M. *Fundamentos do refino do petróleo:* Tecnologia e economia. 3. ed., Rio de Janeiro: Interciências, 2012.

TEIXEIRA, R. *Estudo do preço de lubrificantes e sua relação com indicadores econômicos*. Trabalho apresentado na disciplina de Mercado Internacional do Petróleo e sua Geopolítica (COG873), no Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2014.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TOLMASQUIM, M.; SKLO, A.; SOARES, J. *Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil*. Rio de Janeiro: Ebooks, 2003.

TOTAL. *Gigantic production vessels*. 2014. Disponível em: <http://www.total.com/en/energies--expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/deep-offshore/expertise/gigantic-production-vessels?%FFbw=kludge1%FF>. Acesso em: 12 nov. 2014.

TWENTYFOUR7. *Solutions for a glaring global problem*. 2012. Disponível em: <http://www.twentyfour7magazine.com/en/issue/3/2012/#!28>. Acesso em: 24 nov. 2014.

UK. Department of Energy and Climate Change and the Department for Business, Innovation and Skills – DECC. *Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 – Oil Refining*. 2015. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/416671/Oil_Refining_Report.pdf>. Acesso em: 14 Ago. 2016.

UNITED NATIONS INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION – UNIDO. *Energy efficiency technologies and benefits* – Module 12 – Sustainable Energy Regulation and Policymaking for Africa. Viena, Austria: Unido, 2008.

_____. *Policy options to overcome barriers to industrial energy efficiency in developing countries*. Viena, Austria: Unido, 2011.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – USEPA. Directed inspection and maintenance at compressor stations. In: *Lessons learned from natural gas STAR partners*. Washington, DC: USEPA, 2006d.

_____. *Greenhouse gas inventory data explorer*. 2014. Disponível em: <http://www.epa.gov>. Acesso em: 9 jul. 2014.

_____. Installing vapor recovery units on storage tanks. In: *Lessons learned from natural gas STAR partners*. Washington, DC: USEPA, 2006a.

_____. *Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks*: 1990-2012. Washington, DC: USEPA, 2014.

_____. Reducing methane emissions from compressor rod packing systems. In: *Lessons learned from natural gas STAR partners*. Washington, DC: USEPA, 2006c.

_____. Replacing wet seals with dry seals in centrifugal compressors. In: *Lessons learned from natural gas STAR partners*. Washington, DC: USEPA, 2006b.

URS. *Opportunities for Further Greenhouse Gas Emission Reductions*, Final Report. Oakland, EUA, 2007.

USA. Energy Information Administration – EIA. *Annual Energy Outlook 2013 with projections to 2040*. 2014. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf>. Acesso em: 16 abr. 2014.

USA. Environmental Protection Agency – EPA. *Greenhouse Gas Inventory Data Explorer*. 2014. Disponivel em: <https://www3.epa.gov/climatechange/ghgemissions/inventoryexplorer/chartindex.html>. Acesso em: 14 abr. 2015.

WARSTILA. *Wärtsilä Hamworthy Flare Gas Recovery System*. Wärtsilä Corporation, 2014.

WOOD, D. A. et al. Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 9, p. 196–208, 2012.

WOOD MACKENZIE. *Brazil country overview*. Relatório sobre campos de produção de petróleo e gás natural, 2012.

WORLD BANK. *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR). 2015. Disponível em: <http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>. Acesso em: 14 out. 2015.

WORRELL, E.; GALITSKY, C. *Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for petroleum refineries*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, California, EUA, 2005.

_____. *Profile of the petroleum refining industry in California Industries of the Future Program*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, California, EUA, 2004.

WORRELL, E.; PRICE, L. K. *Barriers and opportunities:* a review of selected successful energy-efficiency programs. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2001.

XENERGY. *United States Industrial Electric Motor Systems Market Opportunities Assessment*. DOE, Oak Ridge National Laboratory, EUA, 1998.

ZILAHY, G. Organisational Factors Determining the Implementation of Cleaner Production Measures in the Corporate Sector. *Journal of Cleaner Production*. 12(4):311, 2004.

Anexo

Anexo – Medidas de Abatimento de Emissões nas Unidades de Processo

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
UDA	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	2%			50%	0,02	0	0	0	-1.90
UDA	Redução do estocamento de calor entre UDA e UDV		Rel.	3%			50%	0,03	0	0,1	0,1	-0.47
UDA	Recuperação de condensado		Rel.	0%	0%		90%	0,00	0	0	0	0.01
UDA	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado		Rel.	20%			50%	0,24	0,3	0,4	0,5	0.47
UDA	Adição de reciclo de vapor com ejetor de vapor na UDV		Abs.	18%			80%	0,14	0,2	0,2	0,3	0.75
UDA	Integração da unidade de processamento de gás com UDA		Rel.	6%	1%		80%	0,05	0,1	0,1	0,1	1.87
UDA	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor		Rel.	2%			50%	0,03	0	0	0	1.97
UDA	Redução do fouling de vapor		Rel.	40%	13%		40%	0,56	0,6	0,8	1,1	2.45
UDA	Redução da formação de coque nos passes do forno da UDA	8%					60%	0,28	0,3	0,4	0,6	3.19

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
UDA	Instalação de bombas de vácuo para substituir ejetores de vapor		Abs.	57%			90%	0,36	0,5	0,7	1	3.31
UDA	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar na UDA	9%					50%	0,35	0,4	0,5	0,7	3.91
UDA	Instalação de chillers no topo da coluna da UDA para redução de carga térmica do condensador				2%		40%	0,01	0	0	0	5.82
UDA	Instalação de preaquecedores de ar nos fornos da UDA				1%		0%	0,01	0	0	0	9.84
UDA	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Rel.	18%	4%		0%	0,35	0,4	0,5	0,6	10.47
UDA	Revamp na integração de calor na UDA				1%		0%	0,01	0	0	0	11.44
UDA	Instalação de internals eficientes na UDV	3%			5%		0%	0,22	0,2	0,3	0,4	11.70
UDA	Redução da infiltração de ar na UDA (isolamento)	2%					0%	0,13	0,1	0,2	0,2	11.72
CR	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	-2%			50%	0,01	0	0	0	-1.90
CR	Recuperação de condensado		Rel.	-2%			50%	0,01	0	0	0	-0.47
CR	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado		Rel.	-13%			50%	0,06	0,1	0,1	0,1	0.47
CR	Melhorias na manutenção do isolamento das linhas de vapor		Rel.	0%			50%	0,00	0	0	0	4.28

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
CR	Redução da formação de coque nas superfícies das tubulações da UCR	14%	Rel.	0%			60%	0,11	0,1	0,1	0,1	5.18
CR	Instalação de fornos eficientes/ controle de ar	15%					50%	0,13	0,1	0,2	0,2	6.35
CR	Revamp na integração de calor da UCR (baixo custo)		Rel.	-33%	10%		40%	0,19	0,2	0,2	0,2	7.97
CR	Revamp na integração de calor da UCR (alto custo)		Rel.	-10%	3%		0%	0,07	0,1	0,1	0,1	19.03
CR	Instalação de novos internals na UCR	0%			7%		0%	0,03	0	0	0	10.41
CR	Instalação de preaquecedores de ar nos fornos na UCR	9%					0%	0,10	0,1	0,1	0,1	12.57
CR	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Rel.	0%			0%	0,00	0	0	0	12.70
CR	Instalação de chillers de topo na UCR	9%			6%		0%	0,13	0,1	0,2	0,2	17.02
CR	Revamp na distribuição de vapor		Rel.	0%			0%	0,00	0	0	0	19.05
CR	Redução da infiltração de ar na UCR (aumento do isolamento)	3%					0%	0,04	0	0	0	24.06
FCC	Recuperação de condensado		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	-0.47
FCC	Redução do make-up de água da caldeira com tratamento do condensado		Rel.	5%			50%	0,01	0	0	0	0.47
FCC	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	0%			50%	0,00	0	0	0	3.03

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (baixo custo)				6%		40%	0,04	0	0	0	3.22
FCC	Revamp na integração de calor do FCC (alto custo)				2%		0%	0,02	0	0	0	13.68
FCC	Substituir drive a vapor por elétricos		Abs.	33%	-3%		50%	0,11	0,1	0,1	0,1	4.11
FCC	Instalação de torre regeneradora HRSG Regenerador		Abs.	306%			70%	0,49	0,5	0,4	0,3	5.14
FCC	Instalação de forno-CO na torre regeneradora HRSG		Abs.	68%			40%	0,23	0,2	0,2	0,2	8.22
FCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Abs.	0%			0%	0,00	0	0	0	9.73
FCC	Instalação de novos internals no FCC				4%		0%	0,04	0	0	0,1	10.53
FCC	Instalação de chillers de topo no FCC				1%		0%	0,02	0	0	0	15.05
HCC	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	4%			50%	0,01	0	0	0	-1.90
HCC	Recuperação do condensado		Rel.	4%			50%	0,01	0	0	0,1	-0.47
HCC	Instalação de PSA para recuperar H2 de alta pureza				0%	6%	80%	0,19	0,3	0,5	0,7	0.00
HCC	Redução do condensado		Rel.	28%			50%	0,08	0,1	0,2	0,3	0.47
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (baixo custo)	15%			0%		40%	0,09	0,1	0,3	0,4	4.46

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HCC	Revamp na integração de calor do HCC (alto custo)	4%			0%		0%	0,02	0	0,1	0,1	21.30
HCC	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Abs.	34%	0%		40%	0,10	0,2	0,3	0,4	4.52
HCC	Melhorias na manutenção das linhas de vapor		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	4.79
HCC	Redução da deposição de coque nas superfícies dos tubos do HCC	15%					50%	0,09	0,1	0,3	0,4	5.80
HCC	Instalação de fornos eficientes no HCC	11%					50%	0,07	0,1	0,2	0,3	7.11
HCC	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H2				1%	9%	0%	0,27	0,4	0,8	1	7.39
HCC	Instalação de preaquecedores de ar no HCC	9%					0%	0,05	0,1	0,2	0,2	14.07
HCC	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Rel.	1%			0%	0,00	0	0	0	14.22
HCC	Instalação de novos internals no HCC	15%			0%		0%	0,09	0,1	0,3	0,4	16.39
HCC	Instalação de chillers no topo do HCC		Abs.	17%	-1%		0%	0,05	0,1	0,2	0,2	19.06
HCC	Revamp na distribuição de vapor		Rel.	1%			0%	0,00	0	0	0	21.33
HCC	Redução da infiltração de ar no HCC (isolamento)	3%					0%	0,02	0	0	0,1	26.94
HDS G	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	4%			50%	0,00	0	0	0	-1.90
HDS G	Recuperação de condensado		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	-0.47

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDS G	Instalação de caldeira de recuperação de vapor no SRU		Rel.	2%			90%	0,00	0	0	0	0.00
HDS G	Instalação de PSA para recuperar H2 de alta pureza				0%	3%	80%	0,01	0	0	0	0.00
HDS G	Redução de condensado/ Tratamento de água		Rel.	33%			50%	0,02	0	0	0	0.47
	Treatment											
HDS G	Integração de GPU c/ unidades ISBL		Rel.	1%	0%		80%	0,00	0	0	0	1.97
HDS G	Integração de AGR c/ unidades ISBL		Rel.	15%	0%		80%	0,01	0	0	0	2.36
HDS G	Aumento da concentração de solvente no AGR		Abs.	36%	0%		50%	0,02	0	0	0	2.37
HDS G	Integração do SWS c/ unidades ISBL				0%		80%	0,00	0	0	0	2.95
HDS G	Revamp na integração de calor do HDS (lowcost)		Rel.	36%	1%		40%	0,02	0	0	0	3.63
HDS G	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	3.90
HDS G	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Abs.	64%	-1%		40%	0,04	0	0	0	4.52
HDS G	Redução da formação de coque nas superfícies das tubulações do HDS	2%					50%	0,01	0	0	0	4.72
HDS G	Queimadores eficientes/ controle do excesso de ar no HDS	1%					50%	0,01	0	0	0	5.79

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDS G	Revamp na integração de calor do GPU				0%		40%	0,00	0	0	0	6.15
HDS G	Melhoria nos catalisadores para reduzir consumo de H2				1%	24%	0%	0,13	0,1	0,1	0,1	7.39
HDS G	Instalação de preaquecedor de ar	5%					0%	0,03	0	0	0	11.45
HDS G	Aumento do isolamento das linhas de vapor		Rel.	4%			0%	0,00	0	0	0	11.57
HDS G	Instalação de novos internals no HDS	9%			2%		0%	0,06	0,1	0,1	0,1	13.34
HDS G	Instalação de novos internals no GPU		Rel.	0%			0%	0,00	0	0	0	14.57
HDS G	Instalação de chillers de topo no HDS				-3%		0%	0,00	0	0	0	15.51
HDS G	Instalação de chillers de topo no GPU				0%		0%	0,00	0	0	0	16.95
HDS G	Revamp na integração de calor do HDS (highcost)		Abs.	18%			0%	0,01	0	0	0	17.34
HDS G	Revamp na distribuição de vapor/Redução da queda de pressão		Rel.	4%			0%	0,00	0	0	0	17.36
HDS G	Isolamento/ Redução da infiltração de ar do HDS	1%					0%	0,01	0	0	0	21.93
HDT D	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	2%			50%	0,00	0	0	0	-1.90
HDT D	Recuperação de condensado		Rel.	2%			50%	0,00	0	0	0	-0.47
HDT D	Instalação de caldeira de recuperação de vapor no SRU		Rel.	1%			90%	0,00	0	0	0	0.00

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT D	Instalação de PSA para recuperar H_2 de alta pureza				0%	2%	80%	0,00	0	0	0	0.00
HDT D	Redução de condensado/ Tratamento de água		Rel.	13%			50%	0,00	0	0	0	0.47
HDT D	Integração do GPU c/ unidades ISBL		Rel.	1%	0%		80%	0,00	0	0	0	1.97
HDT D	Integração do AGR c/ unidades ISBL		Rel.	4%	0%		80%	0,00	0	0	0	2.36
HDT D	Aumento da concentração de solvente no AGR		Abs.	10%	0%		50%	0,00	0	0	0	2.37
HDT D	Revamp na integração de calor do HDT (lowcost)		Rel.	61%	1%		0%	0,02	0	0	0	3.67
HDT D	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	3.94
HDT D	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Abs.	48%	0%		40%	0,02	0	0	0	4.52
HDT D	Redução da formação de coque nas superfícies dos tubos da DTU	1%					50%	0,00	0	0	0	4.78
HDT D	Queimadores eficientes na DTU/ Controle do excesso de ar	1%					50%	0,00	0	0	0	5.85
HDT D	Revamp na integração de calor da GPU			0%	0%		40%	0,00	0	0	0	6.15
HDT D	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H2				0%	14%	0%	0,06	0,1	0,1	0,1	7.39
HDT D	Instalação de preaquecedor de ar na DTU	3%					0%	0,01	0	0	0	11.58

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT D	Aumentar isolamento das linhas de vapor		Rel.	2%			0%	0,00	0	0	0	11.70
HDT D	Instalação de novos internals na DTU	5%			1%		0%	0,02	0	0	0	13.49
HDT D	Instalação de novos internals na GPU		Rel.	0%	0%		0%	0,00	0	0	0	14.74
HDT D	Instalação de chillers de topo na DTU	3%			-2%		0%	0,02	0	0	0	15.69
HDT D	Instalação de chillers de topo na GPU				0%		0%	0,00	0	0	0	17.14
HDT D	Revamp na integração de calor da DTU (highcost)		Rel.	13%	0%		0%	0,01	0	0	0	17.54
HDT D	Revamp na distribuição de vapor/Redução da queda de pressão		Rel.	2%			0%	0,00	0	0	0	17.56
HDT D	Isolamento/ Redução da infiltração de ar na DTU	1%					0%	0,00	0	0	0	22.18
HDT Q	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	-1.90
HDT Q	Recuperação de condensado		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	-0.47
HDT Q	Instalação de caldeira de recuperação de vapor no SRU		Rel.	0%			90%	0,00	0	0	0	0.00
HDT Q	Redução de condensado/ Tratamento de água		Rel.	9%			50%	0,00	0	0	0	0.47
HDT Q	Integração da GPU c/ unidades ISBL		Rel.	0%	0%		80%	0,00	0	0	0	1.97
HDT Q	Integração da AGR c/ unidades ISBL		Rel.	3%	0%		80%	0,00	0	0	0	2.36

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT Q	Aumento da concentração de solvente no AGR		Abs.	7%	0%		50%	0,00	0	0	0	2.37
HDT Q	Revamp na integração de calor da KTU (lowcost)		Rel.	45%	1%		0%	0,01	0	0	0	4.25
HDT Q	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Abs.	49%	-17%		40%	0,02	0	0	0	4.52
HDT Q	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	4.56
HDT Q	Redução da formação de coque nas superfícies dos tubos da KTU	1%					50%	0,00	0	0	0	5.53
HDT Q	Revamp na integração de calor da GTU		Rel.	0%	0%		40%	0,00	0	0	0	6.15
HDT Q	Queimadores eficientes na KTU/ Controle do excesso de ar	1%					50%	0,00	0	0	0	6.78
HDT Q	Melhorias nos catalisadores para redução do consumo de H2				0%	4%	0%	0,01	0	0	0	7.39
HDT Q	Instalação de preaquecedor de ar na KTU	3%					0%	0,01	0	0	0	13.41
HDT Q	Aumentar isolamento das linhas de vapor		Rel.	1%			0%	0,00	0	0	0	13.55
HDT Q	Instalação de novos internals na KTU	3%			1%		0%	0,01	0	0	0	15.62
HDT Q	Instalação de novos internals na GPU		Rel.	0%	0%		0%	0,00	0	0	0	17.07
HDT Q	Instalação de chillers de topo na KTU	3%			-2%		0%	0,01	0	0	0	18.17
HDT Q	Revamp na integração de calor da KTU (highcost)		Rel.	14%	0%		0%	0,00	0	0	0	20.31

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT Q	Revamp na distribuição de vapor/Redução da queda de pressão		Rel.	1%			0%	0,00	0	0	0	20.33
HDT Q	Instalação de chillers de topo na GPU				0%		0%	0,00	0	0	0	20.95
HDT Q	Isolamento/ Redução da infiltração de ar na KTU	1%					0%	0,00	0	0	0	25.68
HDT Q	Instalação de PSA para recuperar H2 de alta pureza				0%	2%	0%	0,00	0	0	0	32.55
HDT N	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	-1.90
HDT N	Recuperação de condensado		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	-0.47
HDT N	Instalação de caldeira de recuperação de vapor no SRU		Rel.	0%			90%	0,00	0	0	0	0.00
HDT N	Redução de condensado/ Tratamento de água		Rel.	6%			50%	0,00	0	0	0	0.47
HDT N	Integração de GPU c/ unidades ISBL		Rel.	1%	0%		80%	0,00	0	0	0	1.97
HDT N	Integração do AGR c/ unidades ISBL		Rel.	1%	0%		80%	0,00	0	0	0	2.36
HDT N	Aumento na concentração de solvente do AGR		Abs.	2%	0%		50%	0,00	0	0	0	2.37
HDT N	Revamp na integração de calor do NTU (lowcost)		Rel.	95%	0%		0%	0,04	0,1	0,1	0,1	3.53
HDT N	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	3.79

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT N	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Abs.	64%	-1%		40%	0,03	0	0	0,1	4.52
HDT N	Redução da formação de coque nas superfícies dos tubos da NTU	3%					50%	0,01	0	0	0	4.59
HDT N	Queimadores eficientes na NTU/Controle do excesso de ar	2%					50%	0,01	0	0	0	5.62
HDT N	Revamp na integração de calor da GPU		Rel.	0%	0%		40%	0,00	0	0	0	6.15
HDT N	Melhoria nos catalisadores para redução do consumo de H2				0%	5%	0%	0,03	0	0	0	7.39
HDT N	Aumentar isolamento das linhas de vapor		Rel.	1%			0%	0,00	0	0	0	10.65
HDT N	Instalação de preaquecedores de ar na NTU	7%					0%	0,03	0	0,1	0,1	11.13
HDT N	Instalação de novos internals na NTU	7%			0%		0%	0,04	0	0,1	0,1	12.96
HDT N	Instalação de novos internals no GPU		Rel.	0%	0%		0%	0,00	0	0	0	14.16
HDT N	Instalação de chiller de topo na NTU	7%			-1%		0%	0,03	0	0	0,1	15.07
HDT N	Instalação de chiller de topo na GPU				0%		0%	0,00	0	0	0	16.47
HDT N	Revamp na integração de calor da NTU (highcost)		Rel.	29%	0%		0%	0,01	0	0	0	16.85
HDT N	Revamp na distribuição de vapor/Redução da queda de pressão		Rel.	1%			0%	0,00	0	0	0	16.87

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT N	Isolamento/ Redução da infiltração de ar na NTU	2%					0%	0,01	0	0	0	21.30
HDT N	Instalação de PSA para recuperar H2 de alta pureza				0%	2%	0%	0,01	0	0	0	32.55
HDT I	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	2%			50%	0,01	0	0	0	-1.90
HDT I	Recuperação de condensado		Rel.	2%			50%	0,01	0	0	0	-0.47
HDT I	Instalação de caldeira de recuperação de vapor no SRU		Rel.	1%			90%	0,00	0	0	0	0.00
HDT I	Instalação de PSA para recuperar H2 de alta pureza				0%	1%	80%	0,06	0,1	0,1	0,1	0.00
HDT I	Redução de condensado/ Tratamento de água		Rel.	16%			50%	0,05	0,1	0,1	0,1	0.47
HDT I	Integração do GPU c/ unidades ISBL		Rel.	1%	0%		80%	0,00	0	0	0	1.97
HDT I	Integração do AGR c/ unidades ISBL		Rel.	5%	0%		80%	0,02	0	0	0	2.36
HDT I	Aumento da concentração de solvente no AGR		Abs.	12%	0%		50%	0,04	0	0,1	0,1	2.37
HDT I	Revamp na integração de calor do HDT (lowcost)		Rel.	73%	1%		0%	0,26	0,3	0,4	0,5	3.67
HDT I	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	1%			50%	0,00	0	0	0	3.94
HDT I	Substituição de drive a vapor por elétrico no compressor		Abs.	57%	0%		40%	0,20	0,2	0,3	0,4	4.52

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
HDT I	Redução da formação de coque nas superfícies dos tubos da DTU	2%					50%	0,06	0,1	0,1	0,1	4.78
HDT I	Queimadores eficientes na DTU/ Controle do excesso de ar	1%					50%	0,04	0,1	0,1	0,1	5.85
HDT I	Revamp na integração de calor da GPU				0%		40%	0,00	0	0	0	6.15
HDT I	Melhorias nos catalisadores para redução do consumo de H2				0%	9%	0%	0,62	0,7	0,8	0,9	7.39
HDT I	Instalação de preaquecedor de ar na DTU	4%					0%	0,15	0,2	0,2	0,3	11.58
HDT I	Aumentar isolamento das linhas de vapor		Rel.	3%			0%	0,01	0	0	0	11.70
HDT I	Instalação de novos internals na DTU	5%			1%		0%	0,23	0,3	0,3	0,4	13.49
HDT I	Instalação de novos internals na GPU		Rel.	0%	0%		0%	0,00	0	0	0	14.74
HDT I	Instalação de chillers de topo na DTU	3%			-2%		0%	0,17	0,2	0,3	0,3	15.69
HDT I	Instalação de chillers de topo na GPU				0%		0%	0,00	0	0	0	17.14
HDT I	Revamp na integração de calor da DTU (highcost)		Rel.	16%	0%		0%	0,06	0,1	0,1	0,1	17.54
HDT I	Revamp na distribuição de vapor/Redução da queda de pressão		Rel.	3%			0%	0,01	0	0	0	17.56
HDT I	Isolamento/ Redução da infiltração de ar na DTU	1%					0%	0,05	0,1	0,1	0,1	22.18

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
URC	Redução da demanda da caldeira em stand-by		Rel.	0%			50%	0,00	0	0	0	-1.90
URC	Recuperação de condensado		Rel.	0%			50%	0,00	0	0	0	-0.47
URC	Redução do estocamento de calor entre UDA e UDV		Rel.	0%			90%	0,00	0	0	0	0.00
URC	Redução de condensado/ Tratamento de água		Rel.	-4%			50%	0,00	0	0	0	0.47
URC	Redução das correntes enviadas ao flare						20%	0,00	0	0	0	0.86
URC	Integração da GPU c/ unidades ISBL		Rel.	-3%	0%		80%	0,00	0	0	0	1.97
URC	Melhoria na manutenção das linhas de vapor		Rel.	0%			50%	0,00	0	0	0	2.95
URC	Revamp na integração de calor da CRU (lowcost)	2%			0%		40%	0,01	0	0	0,1	3.66
URC	Redução da formação de coque nas superfícies dos tubos da CRU	1%					80%	0,00	0	0	0	4.76
URC	Revamp na integração de calor da GPU		Rel.	0%	0%		40%	0,00	0	0	0	5.22
URC	Queimadores eficientes na CRU/Controle do excesso de ar	3%					50%	0,01	0	0,1	0,1	5.83
URC	Aumentar isolamento das linhas de vapor		Rel.	-1%			0%	0,00	0	0	0	11.05
URC	Instalação de preaquecimento de ar na CRU	8%					0%	0,04	0,1	0,2	0,3	11.54
URC	Instalação de novos internals na CRU	4%			1%		0%	0,02	0	0,1	0,1	13.44

Unidade	Medidas de abatimento de emissões	Combustível	Vapor		Eletricidade	Hidrogênio	Taxa de Penetração	Emissões evitadas ($MtCO_2$/ano)				Custo (US$/GJ)
			Absoluto ou Relativo	Redução				2020	2030	2040	2050	
URC	Instalação de novo internals na GPU		Rel.	0%	0%		0%	0,00	0	0	0	14.69
URC	Instalação de chiller de tipo na CRU	4%			-1%		0%	0,02	0	0,1	0,1	15.63
URC	Instalação de chillers de topo na GPU		Rel.	0%	0%		0%	0,00	0	0	0	17.08
URC	Revamp na integração de calor da GPU (highcost)	4%			1%		0%	0,02	0	0,1	0,1	17.47
URC	Revamp na distribuição de vapor/Redução da queda de pressão		Rel.	-2%			0%	0,00	0	0	0	17.49
URC	Isolamento/ Redução da infiltração de ar na CRU	3%					0%	0,01	0	0,1	0,1	22.09

ONU
meio ambiente

gef

MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA,
INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES

BRASIL
GOVERNO FEDERAL