



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO – UFES
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO – CEUNES
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO *STRICTO SENSU* EM ENERGIA

PEDRO JUNIOR ZUCATELLI

ANÁLISE DO POTENCIAL TÉCNICO DO
SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DO
ESPÍRITO SANTO *ONSHORE* E *OFFSHORE*

SÃO MATEUS – ES

2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO – UFES
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO – CEUNES
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO *STRICTO SENSU* EM ENERGIA**

PEDRO JUNIOR ZUCATELLI

**ANÁLISE DO POTENCIAL TÉCNICO DO
SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DO
ESPÍRITO SANTO *ONSHORE* E *OFFSHORE***

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do Grau de Mestre em Energia.
Orientadora: Prof.^a Dr.^a Ana Paula Meneguelo.

SÃO MATEUS – ES

2015

ANÁLISE DO POTENCIAL TÉCNICO DO SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DO ESPÍRITO SANTO *ONSHORE* E *OFFSHORE*

PEDRO JUNIOR ZUCATELLI

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do Grau de Mestre em Energia.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Ana Paula Meneguelo.

Aprovada em 01 de setembro de 2015.

COMISSÃO EXAMINADORA

Professora Engenheira Química Dr.^a Ana Paula Meneguelo.
Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.
Orientadora – Mestrado em Energia da UFES.

Professora Engenheira Química Dr.^a Taisa Shimosakai de Lira.
Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.
Convidada – Mestrado em Energia da UFES.

Professor Geólogo Dr. Carlos André Maximiano da Silva.
Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.
Convidado – Membro externo ao Mestrado em Energia da UFES.

Engenheiro de Petróleo Dr. César Augusto Sodré da Silva.
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.
Convidado – Membro externo à UFES.

Dedico esta Dissertação aos meus queridos pais Pedro e Fatima, à minha linda irmã Daniely, aos meus estimados familiares, amigos e eternos professores que sempre me apoiaram durante a jornada a qual fui submetido para a realização deste sonho.

AGRADECIMENTOS

A Deus Pai todo poderoso, a Jesus Cristo e a Nossa Senhora das Graças, por sempre ouvirem minhas orações, por me concederem sabedoria, saúde e iluminarem a minha inteligência.

Aos meus familiares, em especial aos meus pais, Pedro e Fatima, e à minha irmã, Daniely, por acreditarem em mim, pelo constante apoio, amor, carinho e generosidade.

À Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, em especial ao Centro Universitário Norte do Espírito Santo – CEUNES, pelo apoio educacional prestado durante esses anos de muitas pesquisas e estudos.

À minha Orientadora Professora Dr.^a Ana Paula Meneguelo pela consideração que sempre teve por mim e pelos ensinamentos e aos demais Professores Mestres e Doutores da UFES e de outras instituições de ensino que sempre me apoiaram e me ensinaram a Ser Humano, antes de ser Engenheiro de Petróleo e Mestre em Energia.

À Professora Dr.^a Taisa Shimosakai de Lira, ao Professor Geólogo Dr. Carlos André Maximiano Silva e ao Engenheiro de Petróleo Dr. César Augusto Sodré da Silva por aceitarem participar da banca examinadora desta dissertação.

Aos meus verdadeiros amigos, eu registro o meu muito obrigado pela força e pelo incentivo durante os momentos tristes e alegres. Finalizo agradecendo a todos que me encorajaram nessa caminhada acadêmica.

“Como grãos de areia que compõe imensas dunas, como pequenas gotas que formam as chuvas, gestos de fé, gratidão, compreensão, ternura e respeito são partes de um amor maior”.

Enfim, Mestre em Energia!

Pedro Junior Zucatelli.

“Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”.

(Art. 225 da Constituição Federal de 1988).

Os recursos naturais do planeta dão os primeiros sinais de esgotamento. Estoques de água diminuem e são crescentemente contaminados. A rarefação da camada de ozônio aumenta a carga de radiação solar ultravioleta e as chuvas ácidas corroem florestas e cidades. (...) Mas o mais preocupante dos efeitos da poluição sobre o meio ambiente se deve à concentração dos gases que causam o efeito estufa, o que eleva o aquecimento da atmosfera, provocando inevitáveis mudanças climáticas. (...) O que a natureza sempre consumiu milhares de anos para alterar, a atividade humana pode alterar em poucos séculos. (...) As Maldivas, ilhas do Oceano Índico, irão desaparecer encobertas pelo aumento do volume das águas do mar, devido ao descongelamento das calotas polares (...).

(O Estado de São Paulo, 16/4/1995).

“E tudo o que vocês na oração pedirem com fé, vocês receberão”.

(Mateus 21, 22)

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABELAS	xv
LISTA DE SIGLAS E UNIDADES.....	xvi
CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 JUSTIFICATIVA	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 GERAL	4
1.2.2 ESPECÍFICOS.....	5
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	5
CAPÍTULO 2	7
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	7
2.1 ESTADO DO ESPÍRITO SANTO	7
2.2 BACIA DO ESPÍRITO SANTO – LOCALIZAÇÃO E GEOLOGIA.....	8
2.2.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO ESPÍRITO SANTO.....	14
2.2.2 JAZIDAS DE CARVÃO MINERAL	16
2.2.3 AQUÍFEROS.....	17
2.3 DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....	24
2.4 CRESCENTE DEMANDA POR ENERGIA E AUMENTO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE) PARA A ATMOSFERA	27
2.5 TECNOLOGIA CCS – <i>CARBON CAPTURE AND STORAGE</i> (CAPTURA, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO ₂)	34
2.5.1 AMBIENTES GEOLÓGICOS PROPÍCIOS PARA APLICAÇÃO DE PROJETOS DE CCS	36
2.5.2 FASES QUE COMPÕEM OS PROJETOS DE CCS, SEUS INVESTIMENTOS E CUSTOS OPERACIONAIS	40
2.5.2.1 CAPTURA DO CO ₂	41
2.5.2.2 TRANSPORTE DO CO ₂	48
2.5.2.3 ARMAZENAMENTO DO CO ₂	51
2.5.2.4 MEDIÇÃO, MONITORAMENTO E VERIFICAÇÃO – MMV	54

2.5.3 MODELO MATEMÁTICO.....	54
2.6 LOCALIZAÇÃO DAS FONTES ESTACIONÁRIAS DE CO ₂ NO BRASIL E NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO	61
2.6.1 QUANTIFICAÇÃO DA EMISSÃO DE GEE NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO.....	66
2.6.1.1 SETOR ENERGIA.....	67
2.6.1.2 SETOR PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS	71
2.6.1.3 TOTAL DAS EMISSÕES NO ESTADO.....	72
CAPÍTULO 3	75
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	75
CAPÍTULO 4	89
4 METODOLOGIA	89
4.1 DELIMITAÇÃO DA REGIÃO DE ESTUDO	90
4.2 HIPÓTESES DA PESQUISA	95
CAPÍTULO 5	97
5 ESTUDO DE CASO	97
5.1 COMPORTAMENTO DO MERCADO.....	97
5.2 CENÁRIO I: RESERVATÓRIOS DE ÓLEO DEPLETADOS COM POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO DE <i>EOR</i>	102
5.3 CENÁRIO II: RESERVATÓRIOS DE ÓLEO JÁ ESGOTADOS	126
5.4 CENÁRIO III: RESERVATÓRIOS DE GÁS.....	130
5.5 CENÁRIO IV: AQUÍFEROS SALINOS.....	135
5.6 ESTIMATIVAS DE CUSTOS.....	139
5.7 IDENTIFICAÇÃO DOS DIPLOMAS LEGAIS COM POSSÍVEL RELAÇÃO COM AS TECNOLOGIAS DE CCS	143
CAPÍTULO 6	151
6 CONCLUSÕES	151
CAPÍTULO 7	155
7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	155
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157
ANEXO A – Termos Geológicos	172
ANEXO B – Pós-combustão, Pré-combustão e Oxi-combustão	173

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Variações da temperatura no planeta entre os anos de 1901 e 2012 (IPCC, 2013).....	2
Figura 2: Unidades Federativas do Brasil. Destaca-se o estado do Espírito Santo (IBGE, 2014).	7
Figura 3: Representação geográfica da Bacia do Espírito Santo (PETERSOHN, 2007).	9
Figura 4: Mapa da localização da Bacia do Espírito Santo (ZAMBONATO, 2004).	9
Figura 5: Coluna estratigráfica simplificada da Bacia do Espírito Santo (Adaptado de DAUZACKER, 1981; RANGEL, 1984 apud ZAMBONATO, 2004).	10
Figura 6: Mapa com a localização dos Campos (WOLFF <i>et al.</i> , 1986 apud TRINDADE, 1987).	12
Figura 7: Coluna estratigráfica da Bacia Terrestre do Espírito Santo (ALVES <i>et al.</i> , 1978 apud TRINDADE, 1987).	13
Figura 8: Esquema representativo do Ativo de Produção Norte Capixaba – ATP-NC (PETROBRAS, 2014).	16
Figura 9: Tipos de aquíferos quanto à porosidade/permeabilidade (BOSCARDIN BORGHETTI <i>et al.</i> , 2004).	18
Figura 10: Mapa dos principais aquíferos brasileiros (BOSCARDIN BORGHETTI <i>et al.</i> , 2004).	20
Figura 11: Mapa de Sistemas Aquíferos no ES (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).	21
Figura 12: Mapa de isovalores de condutividade elétrica (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).	23
Figura 13: Diagrama de fases do CO ₂ (BACHU, 2000).	26
Figura 14: Demanda de energia e potência global sustentada por combustíveis fósseis (Adaptado de GLOBAL CCS INSTITUTE, 2014).	27
Figura 15: Demanda de energia primária (Adaptado de EIA, 2009).	28
Figura 16: História da concentração atmosférica de CO ₂ (em ppm) antes da era industrial (esquerda) e após a era industrial (direita) (IPCC, 2013).	28

Figura 17: Concentração média global de dióxido de carbono na atmosfera (em partes por milhão) durante o período de 1870-2000 (UNEP/GRID-ARENDAL, 1999).	29
Figura 18: Concentração média global de dióxido de carbono na atmosfera (em partes por milhão) durante o período de 1955-2015 (Adaptado de NOAA, 2015). ...	29
Figura 19: Concentração média global de CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ e outros compostos na atmosfera (Adaptado de NOAA, 2014).....	31
Figura 20: Esquematização de uma futura possível situação: produção de combustíveis fósseis, geração de eletricidade e hidrogênio e, ao mesmo tempo, captura, transporte e armazenamento geológico de CO ₂ (STATOIL, 2011).....	33
Figura 21: Formas de sequestro de CO ₂ em formações geológicas (COSTA, 2009).	36
Figura 22: Injeção miscível de CO ₂ representado um dos Métodos de Recuperação Avançada de Óleo (ROSA <i>et al.</i> , 2006, p. 699).....	37
Figura 23: Exemplificação das fases que compõem os projetos de CCS (TOTAL, 2013).	40
Figura 24: Representação das principais rotas de captura e separação de CO ₂ (Adaptado de D'ALESSANDRO <i>et al.</i> , 2010).	42
Figura 25: Representação das tecnologias utilizadas na separação de CO ₂ (Adaptado de MELLO <i>et al.</i> , 2011).....	43
Figura 26: Quantidade média de emissões totais mundiais por fonte emissora (Mt de CO ₂ por ano) (Adaptado de IPCC, 2005).	44
Figura 27: Setores industriais específicos, suas emissões de CO ₂ (em Mtpa) em 2011 e projeção destas emissões em 2050 (Adaptado de GLOBAL CCS INSTITUTE, 2014).	44
Figura 28: Custos de transporte do CO ₂ em função do fluxo para velocidades de 1 e 3 m/s (Adaptado de HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004)*	50
Figura 29: Custos do armazenamento geológico de CO ₂ (US\$/tCO ₂) em função da profundidade (metros)*	52
Figura 30: Mapa brasileiro das emissões de CO ₂ (em Kt/ano) por meio de fontes estacionárias (KETZER, 2014).	62
Figura 31: Mapa brasileiro de fontes estacionárias de CO ₂ por setor industrial (KETZER, 2014).	63

Figura 32: Mapa do Espírito Santo sendo destacada a região com maior índice de emissão de CO ₂ .	64
Figura 33: Distribuição, por setor industrial, das emissões estacionárias de CO ₂ no mundo (Adaptado de OLIVEIRA FILHO, 2006 apud MONTEIRO, 2009).	65
Figura 34: Concentração do CO ₂ em gases de combustão de diferentes indústrias (Adaptado de THAMBIMUTHU <i>et al.</i> , S. D. apud MONTEIRO, 2009).	66
Figura 35: Participação nas emissões de CO ₂ eq dos subsetores de energia (ESPÍRITO SANTO, 2013).	68
Figura 36: Participação (%) de cada fonte no total das emissões do Setor Energia do estado do Espírito Santo (2006) (ESPÍRITO SANTO, 2013).	69
Figura 37: Participação (%) de cada fonte no total das emissões do subsetor industrial do Espírito Santo (2006) (ESPÍRITO SANTO, 2013).	70
Figura 38: Emissões totais do Setor Energia segundo gás de efeito estufa e fontes de emissão no estado do Espírito Santo em 2006 (ESPÍRITO SANTO, 2013).	71
Figura 39: Emissões por setor (GgCO ₂ eq) (ESPÍRITO SANTO, 2013).	73
Figura 40: Emissões por GEE (ESPÍRITO SANTO, 2013).	73
Figura 41: Estimativa das emissões de GEE para a atmosfera no Espírito Santo.	74
Figura 42: Mapa das fontes estacionárias de CO ₂ por setor industrial no Espírito Santo.	90
Figura 43: Mapa com a malha de gasodutos no Brasil (ABEGAS, 2012).	91
Figura 44: Mapa de localização dos gasodutos em ambiente <i>offshore</i> , com as respectivas distâncias à costa (PETROBRAS, 2011).	92
Figura 45: Gasoduto Sul-Norte Capixaba (PETROBRAS, 2011).	93
Figura 46: Esquema do traçado do gasoduto, mostrando as estruturas submarinas e indicando os comprimentos dos dutos e as profundidades (LDA – Lâmina D'Água) em que essas estruturas estão instaladas (PETROBRAS, 2011).	94
Figura 47: Três principais bacias sedimentares (produtoras de hidrocarbonetos) do Brasil (IBP, 2009).	95
Figura 48: Preço médio do barril de Petróleo <i>Brent</i> entre os anos de 2004 e 2015 (em Dólares).	97
Figura 49: Projeção do preço internacional do Petróleo <i>Brent</i> (em Dólares por barril)* (Adaptado de EPE, 2008).	100
Figura 50: Preço médio do Crédito de Carbono entre os anos de 2004 e 2015 (em Dólares por tonelada de CO ₂ eq).	101

Figura 51: Projeção do preço do Crédito de Carbono entre os anos de 2016 a 2034 (em Dólares por tonelada de CO ₂ eq).	102
Figura 52: Quantidade de óleo que pode ser recuperado dos reservatórios em operações de <i>EOR</i> em função da variável % <i>EXTRA</i> (em barris), Campo de Golfinho.	104
Figura 53: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Golfinho (em Dólares)	105
Figura 54: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Golfinho (em Dólares).	105
Figura 55: Massa de CO ₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de <i>EOR</i> no Campo de Golfinho (em toneladas de CO ₂).	106
Figura 56: Balanço mássico de CO ₂ durante a aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Golfinho (em toneladas de CO ₂).	107
Figura 57: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 1,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.	108
Figura 58: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 1,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.	108
Figura 59: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 5,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.	109
Figura 60: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 5,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.	109
Figura 61: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 9,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.	110
Figura 62: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 9,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.	110
Figura 63: Comparativo das quantidades de óleo que pode ser recuperado dos reservatórios em operações de <i>EOR</i> em função da variável % <i>EXTRA</i> (em barris), Campos de Inhambú e Fazenda Alegre.	113

Figura 64: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Inhambú (em Dólares).	114
Figura 65: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Inhambú (em Dólares).	114
Figura 66: Massa de CO ₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de <i>EOR</i> no Campo de Inhambú (em toneladas de CO ₂).	115
Figura 67: Balanço mássico de CO ₂ durante a aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Inhambú (em toneladas de CO ₂).	116
Figura 68: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 1,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.	117
Figura 69: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 1,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.	117
Figura 70: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 5,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.	118
Figura 71: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 5,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.	118
Figura 72: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 9,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.	119
Figura 73: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para % <i>EXTRA</i> = 9,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.	119
Figura 74: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Fazenda Alegre (em Dólares).	120
Figura 75: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Fazenda Alegre (em Dólares).	121
Figura 76: Massa de CO ₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de <i>EOR</i> no Campo de Fazenda Alegre (em toneladas de CO ₂).	121
Figura 77: Balanço mássico de CO ₂ durante a aplicação de <i>EOR</i> no Campo de Fazenda Alegre (em toneladas de CO ₂).	122

Figura 78: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.....	122
Figura 79: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.....	123
Figura 80: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.....	123
Figura 81: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.....	124
Figura 82: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.....	124
Figura 83: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO ₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.....	125
Figura 84: Estimativa da massa de CO ₂ estocada (em bilhões de quilogramas) no Campo de Cação com a variação do <i>fator espaço</i>	127
Figura 85: Parcela em porcentagem da emissão total do setor industrial capixaba que poderia ser estocada no Campo de Cação.....	128
Figura 86: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS no Campo de Cação em função do <i>fator espaço</i>	129
Figura 87: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS no Campo de Cação em função do <i>fator espaço</i>	129
Figura 88: Massa de CO ₂ que pode, potencialmente, ser estocado nos campos de gás natural (em toneladas).....	133
Figura 89: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS nos Campos de Canapu, Camarupim, Congoá e Peroá (em Dólares).....	134
Figura 90: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS nos Campos de Canapu, Camarupim, Congoá e Peroá (em Dólares).....	135

Figura 91: Potencial de armazenamento geológico (em toneladas de CO ₂ eq) dos maiores aquíferos salinos do Brasil.....	136
Figura 92: Representação, em porcentagem, do potencial de armazenamento geológico de CO ₂ dos maiores aquíferos salinos do Brasil.	137
Figura 93: Histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS em aquíferos salinos no Brasil (em Dólares).	138
Figura 94: Estimativa da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS em aquíferos salinos no Brasil (em Dólares).	139
Figura 95: Estimativa do custo de captura em três setores industriais (em Dólares por ano).....	140
Figura 96: Estimativa do custo de transporte para 300 km (em Dólares por ano)...	141
Figura 97: Estimativa do custo de armazenamento (em Dólares por ano).....	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados do estado do Espírito Santo.....	8
Tabela 2: Reservas petrolíferas totais e provadas no Espírito Santo.....	15
Tabela 3: Propriedades do CO ₂	24
Tabela 4: Estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO ₂	47
Tabela 5: CAPEX e OPEX de transporte de CO ₂ por dutos.....	49
Tabela 6: Variação dos custos de transporte de CO ₂ em função da massa de CO ₂ e do ambiente*.	51
Tabela 7: Emissões totais do Setor Energia segundo atividades econômicas no estado do Espírito Santo – parcela não renovável (2006).....	68
Tabela 8: Características do Campo de Golfinho.....	103
Tabela 9: Características do Campo de Inhambú.	111
Tabela 10: Características do Campo de Fazenda Alegre.....	112
Tabela 11: Características do Campo de Cação.....	126
Tabela 12: Características do Campo de Canapu.....	131
Tabela 13: Características do Campo de Camarupim.....	131
Tabela 14: Características do Campo de Cangoá.....	132
Tabela 15: Características do Campo de Peroá.....	132
Tabela 16: Capacidade de armazenamento dos campos de gás, milhões de toneladas de CO ₂	133
Tabela 17: Identificação dos diplomas legais com possível relação com as tecnologias de CCS.....	143

LISTA DE SIGLAS E UNIDADES

SIGLAS

- AFOLU – Agriculture, Forestry and Other Land Use*
CAPEX – Capital Expenditure
CCS – Carbon Capture and Storage
COP – Conferência das Partes
ECBMR – Enhanced Coal Bed Methane Recovery
EOR – Enhanced Oil Recovery
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FPSO – Floating Production Storage and Offloading
GEE – Gases de Efeito Estufa
IEAGHG – International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme
IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change
IPPU – Industrial Processes and Product Use
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
ONU – Organização das Nações Unidas
OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OPEX – Operational Expenditure
PNMC – Política Nacional de Mudança Climática
PPM – Partes Por Milhão
RCE – Reduções Certificadas de Emissões

UNIDADES

- 1 t = 1 tonelada (1.000 kg)
1 kt = 1 quilotonelada (10^3 toneladas)
1 Mt = 1 Megatonelada (10^6 toneladas)
1 Gt = 1 Gigatonelada (10^9 toneladas)
1 Mtpa = 1 Milhão de tonelada por ano
1 Mtep = 1 Milhão de tonelada equivalente de petróleo
1 tCO₂ = 1 tonelada de CO₂
1 GgCO₂eq = 1 Gigagrama de CO₂ equivalente
1 S = 1 Siemens = 1 mho
1 MMBTU = 1 Milhão de BTU

Resumo da Dissertação apresentada ao CEUNES/UFES como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Energia (M.Sc.).

ANÁLISE DO POTENCIAL TÉCNICO DO SEQUESTRO GEOLÓGICO DE CO₂ NA BACIA DO ESPÍRITO SANTO *ONSHORE* E *OFFSHORE*

Pedro Junior Zucatelli

01 de setembro de 2015

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Ana Paula Meneguelo.

Programa de Pós-Graduação em Energia.

Conforme reconhecido pelo Protocolo de Kyoto, planejar um futuro energético ecologicamente correto é o grande desafio do Século XXI. Os padrões atuais de recursos energéticos e de uso de energia se mostram prejudiciais para o bem-estar da humanidade ao longo prazo. A integridade dos sistemas naturais essenciais já está em risco devido às mudanças climáticas causadas pelas intensas emissões dos Gases de Efeito Estufa na atmosfera. Neste contexto, o Sequestro Geológico de Carbono (ou *Carbon Capture and Storage* – CCS) é uma atividade promissora que visa contribuir para a redução da emissão dos gases causadores do efeito estufa e a mitigação das alterações climáticas, por meio da captura, transporte e armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas (aquíferos salinos, reservatórios de hidrocarbonetos e reservatórios de carvão). Portanto, inserida neste cenário, esta Dissertação teve como objetivo analisar o potencial técnico do sequestro geológico de CO₂ na Bacia do Espírito Santo *onshore* e *offshore* abordando os ambientes geológicos propícios para a aplicação de projetos de CCS, as fases que compõem estes projetos, seus investimentos e custos operacionais. Além disso, foi realizada a modelagem matemática da potencialidade de armazenamento assim como a estimativa de rentabilidade financeira com a execução do projeto de armazenamento por meio da venda do óleo extra produzido pela técnica de recuperação avançada de petróleo e pela comercialização dos Créditos de Carbono. Para isso, este projeto teve como estratégia metodológica: a

pesquisa exploratória e a revisão da literatura relacionada com o tema, a coleta de dados secundários, via análise de documentos, e a coleta de dados primários, via entrevistas com *experts* e participações em congressos nacionais e internacionais voltados para o tema. Sendo assim, conclui-se que os projetos de CCS são possíveis de implantação no estado do Espírito Santo, isto porque além da estrutura geológica dos reservatórios de petróleo e gás da bacia capixaba contribuir para bons resultados (pois, na maioria dos casos, são reservatórios areníticos com presença de rocha selante), o potencial dos aquíferos salinos capixabas e o potencial dos campos de hidrocarbonetos estudados nesta dissertação (Campo de Golfinho, Inhambú, Fazenda Alegre, Cação, Canapu, Cangoá, Peroá e Camarupim) merecem destaque nacional; entretanto, a falta de maturidade dos setores privado e público, com relação ao gerenciamento dos projetos desta natureza e ao seu uso em larga escala, impede o avanço de tais tecnologias no estado do Espírito Santo e, por consequência, no Brasil.

Palavras-chave: Bacia do Espírito Santo. Dióxido de Carbono. Energia. Reservatórios Geológicos. Sequestro Geológico de Carbono. Sustentabilidade.

Abstract of Dissertation presented to CEUNES/UFES as a partial fulfillment of the requirements for the Master Energy Degree (M.Sc.).

**ANALYSIS OF THE TECHNICAL POTENTIAL FOR CARBON CAPTURE AND
GEOLOGICAL SEQUESTRATION OF ESPÍRITO SANTO ONSHORE AND
OFFSHORE BASIN**

Pedro Junior Zucatelli

September 01, 2015

Advisor: Ana Paula Meneguelo.

Department: Master of Energy – Postgraduate.

According to the Kyoto Protocol, planning an ecologically sustainable future is the greatest challenge of the 21st Century. Current patterns of energy resources and energy use are shown detrimental to the welfare of mankind in the long run. The integrity of essential natural systems is already at risk because of the climate change caused by the intense emission of greenhouse gases into the atmosphere. In this context, the Carbon Capture and Storage (CCS) technology is a promising activity that aims to reduce the emission of gases responsible by the greenhouse effect and climate change mitigation through CO₂ capture, transport and storage in suitable geological formations (saline aquifers, coal reservoirs, oil and gas reservoirs). Therefore, inserted in this context, this dissertation has how objective analysis of the technical potential for carbon capture and geological sequestration of Espírito Santo onshore and offshore basin addressing amenable geologic environments to the application of CCS projects, phases that make up these projects, their investments and operational costs and the development of mathematical modeling for the calculations regarding the storage capability and calculation of estimated financial profitability along with its execution through the sale of extra oil produced by the advanced recovery technique of oil and the sale of carbon credits. For that, this project had how methodological strategy: the exploratory research and review of the literature on the subject, the collection of secondary data, via document analysis, and

collecting primary data via interviews with experts and participation in national and international congress geared for the theme. Therefore, it is concluded that CCS projects are possible deployment in the state of Espírito Santo, this is because in addition to the geological structure of oil and gas reservoirs in the Espírito Santo basin contribute to good results (as, in most cases, are sandstone reservoirs with presence of seal rock), the potential of saline aquifers and the potential of hydrocarbon fields studied in this dissertation (Golfinho, Inhambú, Fazenda Alegre, Cação, Canapu, Cangoá, Peroá and Camarupim) deserve national recognition; however, the lack of maturity of the private and public sectors, with respect to the management of projects of this nature and their widespread use, prevents the advancement of such technologies in the state of Espírito Santo and therefore in Brazil.

Keywords: Carbon Dioxide. Energy. Espírito Santo Basin. Geological Reservoirs. Carbon Capture and Storage. Sustainability.

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

O debate que se trava na sociedade contemporânea sobre o aquecimento global pode ser concebido como um duelo intelectual. De um lado, há pesquisadores que defendem que este fenômeno é natural à dinâmica da Terra e que a mesma já vivenciou algo parecido há milhões de anos; de outro, há os que afirmam que o aquecimento global está ocorrendo devido ao aumento exponencial das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) para a atmosfera.

Neste âmbito, o que se observa em pesquisas e estudos científicos sobre cenários energéticos, na realidade, é um crescimento cada vez maior da demanda energética, o que acaba intensificando as emissões de GEE para a atmosfera devido, principalmente, à queima de combustíveis fósseis. É fato que a emissão de gases como o dióxido de carbono (CO_2), o óxido nitroso (N_2O) e o metano (CH_4) contribuem para a expansão do efeito estufa e, conseqüentemente, para o aumento da temperatura média da Terra, causando o chamado aquecimento global, o precursor das alterações climáticas globais conforme alguns especialistas. Estão registradas, na Figura 1, as estimativas de variações da temperatura no planeta entre os anos de 1901 e 2012.

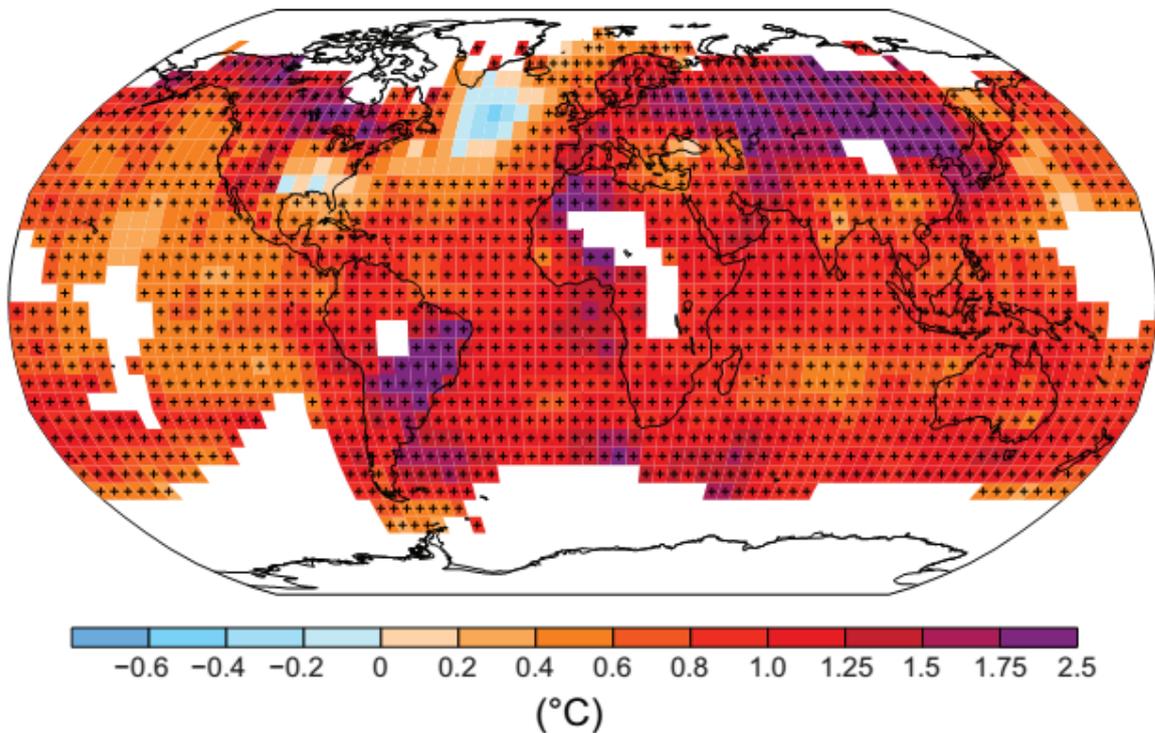


Figura 1: Variações da temperatura no planeta entre os anos de 1901 e 2012 (IPCC, 2013).

Sabe-se que fornecer todos os insumos e a energia que a civilização necessita para seu autodesenvolvimento, de forma 100% sustentável, é ainda um cenário irreal e isto resulta em um grande desafio: mitigar as mudanças climáticas. Conforme publicado em Shell (2013), uma das questões mais discutidas em debates sobre a transformação do sistema de energia é: quando alcançaremos um sistema energético baseado em 100% de recursos renováveis? Nos “Cenários sob novas lentes”, os recursos renováveis atingem uma participação de 30-40% do total de energia até 2060, alcançando talvez 60-70% de saturação se o horizonte temporal for expandido (SHELL, 2013). Neste contexto, dentre as propostas para redução e estabilização das emissões de CO₂ para a atmosfera destacam-se: a otimização das transformações, do transporte e do uso dos recursos energéticos, desde suas fontes primárias até seu aproveitamento (eficiência energética), a expansão da utilização de fontes renováveis de energia e as tecnologias envolvendo captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂.

Atualmente, acredita-se que o armazenamento geológico de CO₂ seja uma das principais soluções contra o crescente aumento das emissões atmosféricas de CO₂,

pois este processo é capaz de armazenar grandes quantidades deste gás em escala de tempo geológico (milhões de anos) em reservatórios geológicos profundos, tais como: aquíferos salinos, reservatórios de carvão e campos maduros de hidrocarbonetos. Neste cenário, insere-se a presente dissertação, que visa identificar as condições estruturais relevantes que afetam o emprego do CCS como instrumento de política climática no contexto do estado do Espírito Santo. Isto irá permitir avaliar a facilidade de implementação e quais os desafios a serem superados para que o emprego do CCS se materialize.

1.1 JUSTIFICATIVA

Visto que:

- i. Os combustíveis fósseis são essenciais para suprir a crescente demanda energética mundial e que os mesmos contribuem significativamente para o expressivo aumento das emissões de GEE para a atmosfera, resultando no aquecimento global.
- ii. As consequências oriundas das mudanças climáticas, ocasionadas pelo aquecimento global, incluem uma redução maciça na água fornecida mundialmente pela eliminação paulatina das geleiras; pela devastação cada vez maior das enchentes, secas, incêndios, tufões e furacões; deslocamento permanente de dezenas a centenas de milhares de pessoas devido à elevação do nível do mar; alterações na distribuição espacial de alguns vetores de doenças infecciosas, especialmente onde esses vetores ou patógenos dependem da temperatura e da umidade; e perdas significativas da biodiversidade (alterações na flora e na fauna).
- iii. Conforme a literatura, o Espírito Santo (ES) está entre os estados brasileiros que emitem entorno de 5.001 a 32.000 kt/ano de CO₂ de fontes estacionárias e possui uma capacidade teórica de armazenamento em campos de petróleo de 106 MtCO₂ e de 51.700 MtCO₂ em aquíferos salinos, totalizando uma capacidade de, aproximadamente, 51,8 GtCO₂. Quando o critério avaliado é a quantidade de petróleo recuperável através da técnica de *EOR (Enhanced Oil Recovery)* por meio da injeção de CO₂, o Espírito Santo aparece em segundo

lugar com cerca de 230 milhões de barris e perde apenas para o Rio de Janeiro (1.146 milhões de barris). Dessa forma, o Espírito Santo se destaca em relação aos outros estados e fica entre os que apresentam características ideais para aplicação das tecnologias dos projetos de CCS, tais como Amazonas, Bahia, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e São Paulo.

Tem-se, então, que a principal motivação desta pesquisa está na relevância da discussão deste tema em um cenário que envolve o setor acadêmico-científico assim como o setor tecnológico-industrial. Os resultados desta pesquisa contribuem diretamente para analisar o potencial de aplicação e a possibilidade de desenvolvimento das tecnologias de CCS no estado do Espírito Santo, pois o desenvolvimento bem-sucedido destas tecnologias pode melhorar, consideravelmente, as perspectivas de atingir futuras metas de redução das emissões de GEE para a atmosfera. Outro fator importante está associado à possibilidade da Recuperação Avançada de Petróleo (técnica de *EOR* que será abordada no próximo capítulo), prolongando a vida útil dos projetos de produção de hidrocarbonetos e estendendo assim os benefícios sociais a comunidades locais. Várias regiões onde existem operações em campos maduros podem ser beneficiadas econômica e socialmente por projetos desta natureza. Além disso, imagina-se que o potencial da capacidade de armazenamento adequado em depósitos geológicos ao redor do mundo seja suficiente para acomodar muitas décadas (e talvez séculos) de emissões, às taxas atuais de utilização de combustíveis fósseis.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 GERAL

Analisar o potencial técnico do sequestro geológico de CO₂ na Bacia do Espírito Santo *onshore* e *offshore*.

1.2.2 ESPECÍFICOS

Pesquisar e estudar sobre:

- a) A Bacia do Espírito Santo *onshore* e *offshore* (localização, geologia e produção de hidrocarbonetos).
- b) O elemento químico dióxido de carbono e as emissões deste para atmosfera.
- c) A localização das fontes estacionárias de CO₂ no Brasil e no Espírito Santo e a quantificação da emissão de GEE para a atmosfera no ES.
- d) Cenários globais sobre demanda energética.
- e) A tecnologia envolvida na captura, no transporte e no armazenamento geológico de CO₂, as fases que compõem os projetos desta natureza, seus investimentos e custos operacionais.
- f) Os ambientes geológicos propícios para aplicações do CCS e as potenciais regiões da Bacia do ES para o armazenamento geológico de CO₂.
- g) As possíveis rotas de transporte do CO₂ no ES por meio de navios, gasodutos terrestres e marítimos.
- h) As possibilidades de aplicação da técnica de Recuperação Avançada de Petróleo (do inglês, *Enhanced Oil Recovery – EOR*) por meio da injeção de CO₂ no Campo de Golfinho, Inhambú e Fazenda Alegre.
- i) As possibilidades do armazenamento geológico de CO₂, sem a técnica de *EOR*, no campo esgotado de Cação, nos campos de gás de Canapu, Camarupim, Cangoá e Peroá, e nos aquíferos salinos.
- j) As estimativas de renda financeira advindas dos Créditos de Carbono e da aplicação de *EOR* nos cenários supracitados.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em sete capítulos. No primeiro capítulo se insere a introdução, descrevendo a motivação e a justificativa do trabalho, associada aos problemas ambientais e aos objetivos.

O Capítulo 2 fornece uma fundamentação teórica com informações relevantes para o desenvolvimento do estudo sobre o potencial da Bacia do ES com relação ao armazenamento geológico de CO₂. Dentre estas informações, destacam-se: a localização, a geologia, a presença de aquíferos salinos e a produção de hidrocarbonetos da Bacia do Espírito Santo; características do elemento químico dióxido de carbono; o histórico e a perspectiva das emissões deste para atmosfera; os cenários sobre a demanda energética; as fases que compõem os projetos de CCS, tais como captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂; os ambientes geológicos propícios para aplicações destas tecnologias; as estimativas de rentabilidade financeira; a localização das fontes estacionárias de CO₂ no Brasil e no Espírito Santo e a quantificação da emissão de GEE no ES.

No Capítulo 3 é realizada a revisão bibliográfica da aplicação, dificuldades e potenciais de captura, transporte e armazenamento geológico do CO₂ no Brasil e no mundo.

Já no Capítulo 4 é descrita toda metodologia de trabalho proposta, a delimitação da região de estudo e as hipóteses da pesquisa.

Por meio do Capítulo 5, é destacado o estudo de caso na Bacia do Espírito Santo relatando os potenciais de armazenamento geológico em quatro cenários: reservatórios de petróleo com e sem execução de *EOR*, reservatórios de gás e aquíferos salinos e as rendas brutas advindas dos projetos de *EOR* e dos Créditos de Carbono.

O Capítulo 6 relata as conclusões e as considerações finais, e o Capítulo 7, as sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, as referências bibliográficas e os anexos são apresentados.

CAPÍTULO 2

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

O estado do Espírito Santo é uma das 27 Unidades Federativas do Brasil, sua Capital é Vitória e está localizado na Região Sudeste do país (Figura 2). Seus limites geográficos são o Oceano Atlântico a leste, o estado da Bahia no norte, o estado de Minas Gerais a oeste e o estado do Rio de Janeiro ao sul. Seu território compreende duas regiões naturais distintas: o litoral que se estende por, aproximadamente, 400 km e o planalto (IBGE, 2014).



Figura 2: Unidades Federativas do Brasil. Destaca-se o estado do Espírito Santo (IBGE, 2014).

Ao longo da costa Atlântica encontra-se uma faixa de planície que representa 40% da área total do estado, e à medida que se penetra em direção ao interior, o planalto dá origem a uma região serrana, com altitudes superiores a 1.000 metros, onde se eleva a Serra do Caparaó ou da Chibata. Nesta região, encontra-se o Pico da Bandeira, com 2.890 metros de altura, o terceiro mais alto do país e o mais alto do estado (PORTAL DO GOVERNO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO, 2014).

De acordo com o Governo do Estado, o clima do Espírito Santo é tropical úmido, com temperaturas médias anuais de 23°C e volume de precipitação superior a 1.400 mm por ano, especialmente concentrada no verão. Na hidrografia, o rio Doce, que nasce no estado de Minas Gerais e tem 944 km de extensão, é o mais importante do estado. Observam-se, na Tabela 1, alguns dados sociopolíticos e socioeconômicos do ES.

Tabela 1: Dados do estado do Espírito Santo.

Capital	Vitória
População estimada em 2014	3.885.049
Área (km ²)	46.096,925
Densidade demográfica (hab./km ²)	76,25
Número de Municípios	78
Economia	Cultivo de café (Conilon, principalmente), produção de petróleo e gás natural, extração de celulose e rochas ornamentais. Além de outras práticas agrícolas (fruticultura, por exemplo), pecuária leiteira e de corte, avicultura e indústrias de alimentos.

Fonte: Adaptado de IBGE, 2014.

2.2 BACIA DO ESPÍRITO SANTO – LOCALIZAÇÃO E GEOLOGIA

A Bacia do Espírito Santo (Figuras 3 e 4) possui características bastante peculiares como sua diversidade, pois produz óleo pesado e leve, gás associado e não-

associado e atua com produção *onshore* e *offshore*. Localizada na margem continental brasileira oriental, esta bacia tem uma área prospectável de cerca de 25.000 km² e é uma típica bacia de margem passiva. O limite meridional da bacia é o Alto de Vitória e seu limite setentrional, o *Paleocanyon* de Mucuri. A leste, a bacia é limitada pelo Complexo Vulcânico de Abrolhos e, a oeste, pelo embasamento cristalino Pré-Cambriano.

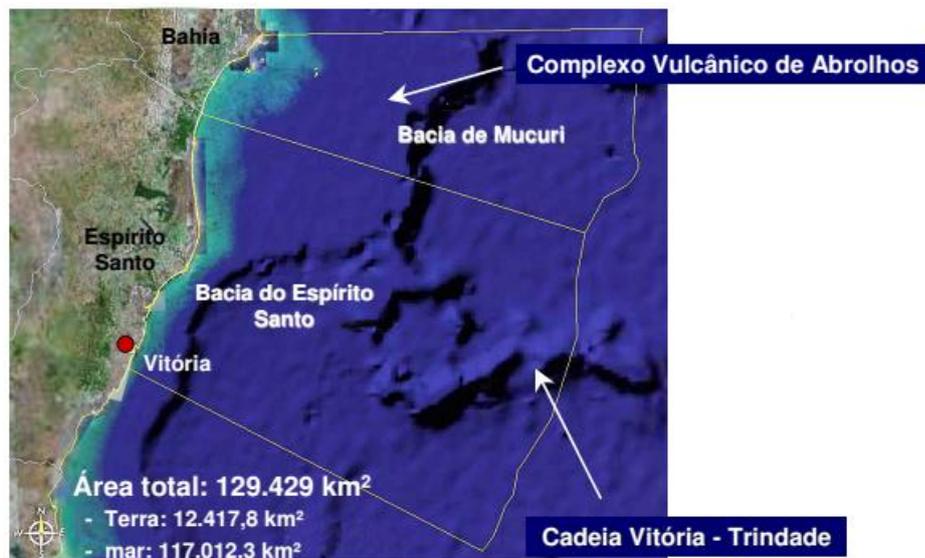


Figura 3: Representação geográfica da Bacia do Espírito Santo (PETERSOHN, 2007).



Figura 4: Mapa da localização da Bacia do Espírito Santo (ZAMBONATO, 2004).

Zambonato (2004) cita vários autores que abordam a história tectono-sedimentar da Bacia do Espírito Santo, tais como Dauzacker (1981), Rangel (1984), Biasussi *et al.* (1990), Del Rey e Zembrusky (1991). Sabe-se que este fato está relacionado ao colapso Neocomiano do supercontinente *Gondwana* e a subsequente abertura do Oceano Atlântico Sul, que resultou na separação das placas americana e sul-africana. A seção sedimentar da bacia varia em idade de Eocretáceo ao Recente, conforme se observa na Figura 5. As rochas mais antigas são formadas por depósitos continentais lacustres Neocomianos (porção basal da Formação Cricaré) assentados sobre o embasamento cristalino Pré-Cambriano, os quais constituem a principal fonte de hidrocarbonetos da bacia. Estas rochas correspondem à fase rifte, quando ocorreu extenso falhamento extensional, com direção aproximadamente norte-sul e mergulho regional crescente para leste.

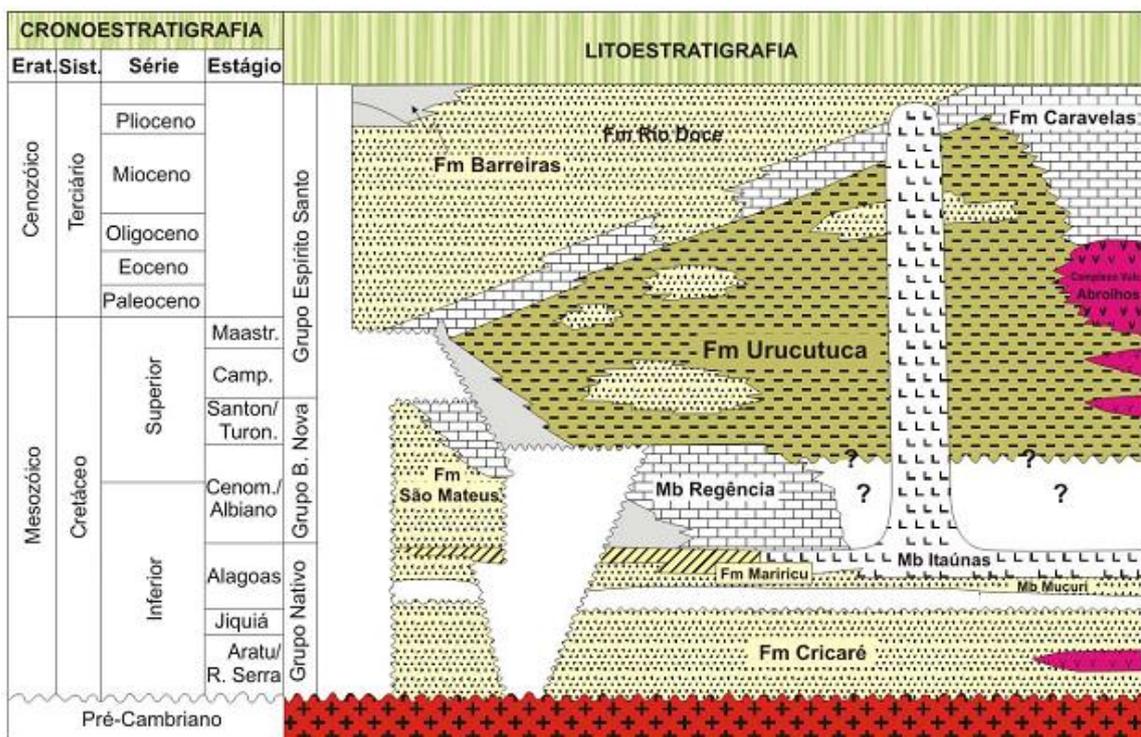


Figura 5: Coluna estratigráfica simplificada da Bacia do Espírito Santo (Adaptado de DAUZACKER, 1981; RANGEL, 1984 apud ZAMBONATO, 2004).

Zambonato (2004) explica ainda que os depósitos da fase rifte foram cobertos por depósitos fluviais e aluviais Aptianos do Membro Mucuri da Formação Mariricu, intercamadados com pelitos, calcários e anidritas, representando curtos períodos de transgressão marinha. Os clásticos continentais e transicionais do Membro

Mucuri são cobertos por evaporitos Aptianos do Membro Itaúnas, os quais indicam uma ampla incursão marinha, sob condições de circulação restrita e clima árido. Durante o Albiano e Cenomaniano, foi depositado o Grupo Barra Nova, compreendendo os arenitos da Formação São Mateus e os carbonatos da Formação Regência, acumulados em uma ampla plataforma, sob condições marinhas rasas. A partir do Albiano, a bacia foi submetida à subsidência térmica e flexurização crustal.

O basculamento causou a halocinese dos evaporitos do Membro Itaúnas e resultou em falhas lítricas, domos e arqueamentos. A partir do Cenomaniano, condições marinhas profundas foram favorecidas pelo basculamento para leste da bacia. Assim, foram depositadas as sequências de talude da Formação Urucutuca, representadas por folhelhos e arenitos turbidíticos intercamadados. Estes depósitos foram progressivamente cobertos por leques deltaicos e carbonatos de plataforma progradacionais das formações Rio Doce e Caravelas (Terciário), respectivamente, depositadas sob condições marginais e marinhas mais rasas. A fase mais importante de vulcanismo intrabaciaal começou ao final do Eocretáceo e culminou durante o Eoceno levando à formação de um amplo complexo vulcânico *offshore* na porção nordeste da bacia, formado por intrusões e lavas submarinas intercaladas com sedimentos, conhecido como Complexo Vulcânico de Abrolhos.

Os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca são os principais reservatórios da Bacia de Espírito Santo. Na porção *onshore* da bacia, a deposição ocorreu no interior de *canyons* submarinos escavados na plataforma, durante períodos de queda do nível relativo do mar que pontuaram o cenário global transgressivo durante o Cretáceo Superior e Terciário Inferior. A arquitetura destes *canyons* foi controlada por falhas lítricas que guardam forte condicionamento com falhas antigas do embasamento. Os *canyons* foram gerados pela erosão por correntes turbidíticas de alta densidade. Esses reservatórios são complexos de canais turbidíticos assimétricos e diques marginais que ocorrem intercalados em folhelhos hemipelágicos e exibem, além de fácies turbidíticas arenosas, cuja granulação varia desde areia fina até seixos, também depósitos de diamictito intercalados, associados a fluxos de detritos lamosos, notadamente no topo do complexo turbidítico. As litofácies observadas incluem arenito grosso maciço, arenito fino a médio com

laminação horizontal ou cruzadas cavalgantes e diamictitos maciços ou com estruturas de deformação plástica (escorregamento) (BRUHN, 1993).

A Bacia Terrestre do Espírito Santo é constituída de quatro províncias geológicas, conforme se pode observar na Figura 6: Plataforma de São Mateus, Plataforma de Regência, *Paleocanyon* de Fazenda Cedro e *Paleocanyon* de Regência (TRINDADE, 1987). Os campos que produzem Arenitos Alagoas, localizados preferencialmente na Plataforma de São Mateus, caracterizam-se por trapas essencialmente estruturais, proporcionadas por falhas normais que afetam desde o embasamento até rochas terciárias de idade Eocênica (WOLFF *et al.*, 1986 apud TRINDADE, 1987).



Figura 6: Mapa com a localização dos Campos (WOLFF *et al.*, 1986 apud TRINDADE, 1987).

Os campos de reservatórios calco-arenosos Albianos, localizados na Plataforma de Regência, também são caracterizados por trapas predominantemente estruturais, controladas por falhas lístricas. Porém, apresentam, adicionalmente, uma forte componente estratigráfica, dada por variações faciológica-diagenéticas nas rochas carbonáticas. Por último, os campos com reservatórios turbidíticos Cretáceo-Terciário, situados nos dois *Paleocanyons*, apresentam trapas estratigráficas (WOLFF *et al.*, 1986 apud TRINDADE, 1987). As rochas sedimentares da Bacia são englobadas pelos Grupos Nativo e Espírito Santo. O primeiro compreende sedimentos depositados no Cretáceo Inferior, bem como os reservatórios Alaperior ao Cenozóico, de acordo com a Figura 7 (TRINDADE, 1987).

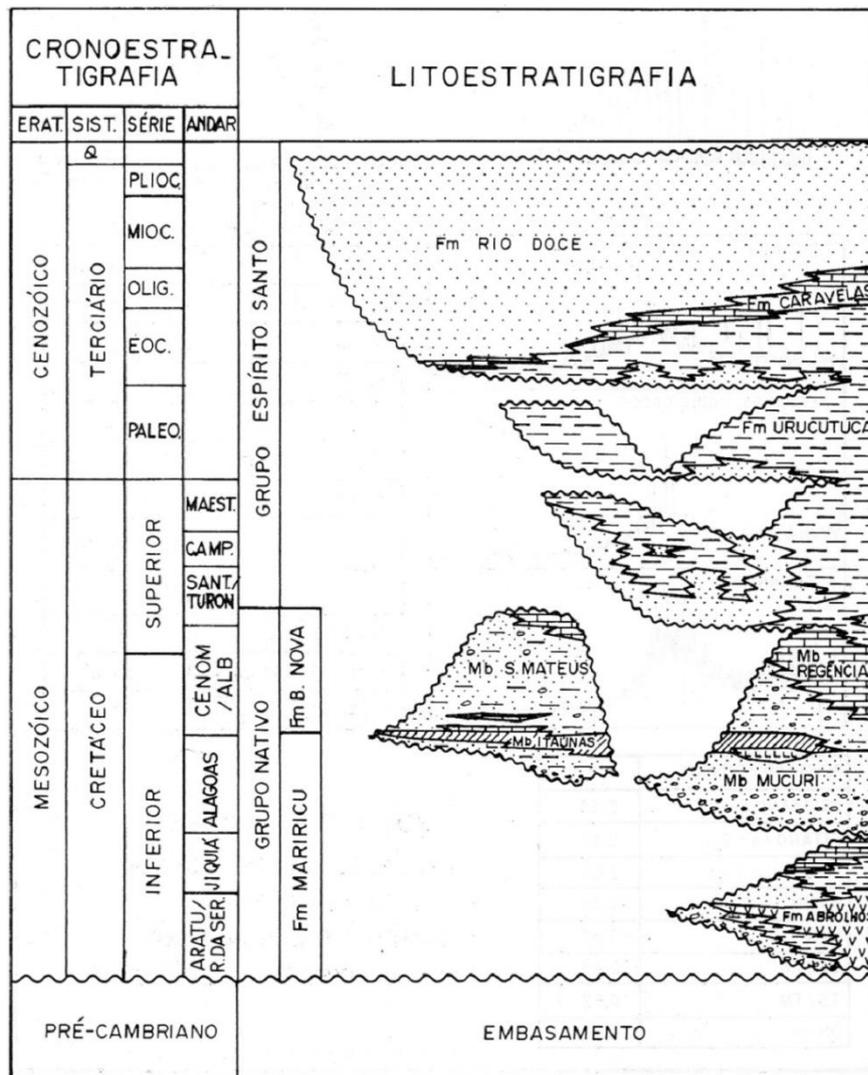


Figura 7: Coluna estratigráfica da Bacia Terrestre do Espírito Santo (ALVES *et al.*, 1978 apud TRINDADE, 1987).

Na parte *offshore* da bacia, grandes lobos turbidíticos acanalados foram depositados em baixios originados pela tectônica salina e falhas lítricas associadas, intercamadados com margas e pelitos hemipelágicos. Os arenitos turbidíticos da porção *offshore* são geralmente menos espessos e lateralmente mais extensos que os arenitos da porção *onshore*, de preenchimento dos *canyons*. Esses reservatórios são complexos de canais turbidíticos assimétricos e diques marginais que ocorrem intercalados em folhelhos hemipelágicos e exibem, além de fácies turbidíticas arenosas, cuja granulação varia desde areia fina até seixos, também depósitos de diamictito intercalados, associados a fluxos de detritos lamosos, notadamente no topo do complexo turbidítico (ZAMBONATO, 2004).

As litofácies observadas incluem arenito grosso maciço, arenito fino a médio com laminação horizontal ou cruzadas cavalgantes e diamictitos maciços ou com estruturas de deformação plástica (escorregamento). Originalmente, os turbiditos da porção imersa da bacia são arenitos feldspáticos pobremente selecionados, típico de bacias de margem passivas com fontes de sedimento proximais, plataformas e planícies costeiras estreitas e íngremes e intensa atividade tectônica sin-deposicional.

Assim, podemos observar que os reservatórios de hidrocarbonetos desta bacia são marcados pela presença de rochas areníticas; fator positivo para a injeção e armazenamento geológico de CO₂ quando o tema abordado é a interação físico-química CO₂ – rocha reservatório.

2.2.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO ESPÍRITO SANTO

Nos últimos anos, o Espírito Santo foi destaque na produção de petróleo e gás natural no Brasil. Com as descobertas realizadas, principalmente pela PETROBRAS, o ES saiu da 5ª posição no ranking brasileiro de reservas, em 2002, para se tornar, em 2006, a segunda maior província petrolífera do País. Na Tabela 2 observam-se as reservas petrolíferas totais e provadas no Espírito Santo.

Tabela 2: Reservas petrolíferas totais e provadas no Espírito Santo.

Reservas Totais		
	Óleo, milhões de barris	Gás, milhões de m ³
Ambiente <i>onshore</i>	69,0	718,0
Ambiente <i>offshore</i>	2.459,0	91.605,0
Total	2.528,0	92.323,0
Reservas Provadas		
	Óleo, milhões de barris	Gás, milhões de m ³
Ambiente <i>onshore</i>	32,5	568,0
Ambiente <i>offshore</i>	1.313,0	42.863,0
Total	1.345,0	43.431,0

Fonte: ANP, 2014.

De acordo com PETROBRAS (2014), a Bacia do Espírito Santo tem como característica principal a diversidade. Em terra (*onshore*), a ocorrência de diversos tipos de hidrocarbonetos, desde gás até óleos extrapesados, permite antecipar o uso de tecnologias, tornando a região um excelente laboratório em escala de campo. O início da produção remonta ao final dos anos 1960, tendo sido registradas importantes descobertas desde o fim dos anos 1990, como os campos de Fazenda Alegre, Inhambu, Cancã e Jacutinga.

A produção de óleo e gás no cenário *onshore* é realizada nos municípios de São Mateus, Linhares, Jaguaré e Conceição da Barra, ambos localizados no norte do estado, e registra uma média diária de 16 mil barris de óleo equivalente. Os poços dessa região fazem parte do Ativo de Produção Norte Capixaba (ATP-NC), o qual está vinculado à Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Espírito Santo (UN-ES). O Terminal Norte Capixaba (TNC) recebe a produção de petróleo dos campos terrestres do norte do Espírito Santo e a escoar por navios atracados em monobóia (Figura 8).

Na parte marítima (*offshore*), segundo PETROBRAS (2014), com grande potencial para óleo leve e gás, estão os campos de Camarupim, Canapu e Peroá, cuja produção de gás é importante para o fornecimento ao mercado nacional. A primeira

produção de óleo em águas rasas teve início em 1978, com o campo de Cação, e a primeira descoberta em águas profundas foi o campo de Golfinho, em 2002, com óleo leve e gás associado. Neste cenário, o ES apresenta uma produção de, aproximadamente, 340 mil barris de óleo equivalente diários.



Figura 8: Esquema representativo do Ativo de Produção Norte Capixaba – ATP-NC (PETROBRAS, 2014).

2.2.2 JAZIDAS DE CARVÃO MINERAL

As maiores jazidas de carvão mineral do Brasil situam-se nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Já as menores, no Paraná e São Paulo. As reservas brasileiras totalizam 32 bilhões de toneladas de carvão "in situ". Deste total, o estado do Rio Grande do Sul possui 89,25%, Santa Catarina 10,41%, Paraná

0,32% e São Paulo 0,02%, somando, desta maneira, 100% das reservas nacionais. O estado do Espírito Santo, portanto, não possui jazidas de carvão mineral. Somente a Jazida de Candiota, situada no sudoeste do estado do Rio Grande do Sul, possui 38% de todo o carvão nacional, distribuído sob a forma de 17 camadas de carvão. A mais importante destas é a camada Candiota, com 4,5 metros de espessura, em média, composta por dois bancos de carvão. Em todos estes estados, as camadas exploradas acham-se associadas às litologias da Formação Rio Bonito, do Grupo Guatá, de idade Permiana (CPRM, 2015).

2.2.3 AQUÍFEROS

Conforme descrito por ABAS (2015), aquífero é uma formação geológica do subsolo, constituída por rochas permeáveis, que armazena água em seus poros ou fraturas. Outro conceito refere-se à aquífero como sendo, somente, o material geológico capaz de servir de depósito e de transmissor da água armazenada. Assim, uma litologia só será aquífera se, além de ter seus poros saturados de água, permitir a fácil transmissão da água armazenada. A litologia do aquífero, ou seja, a sua constituição geológica (porosidade/permeabilidade intergranular ou de fissuras) é que irá determinar a velocidade da água em seu meio, a qualidade da água e a sua qualidade como reservatório. Essa litologia é decorrente da sua origem geológica, que pode ser fluvial, lacustre, eólica, glacial e aluvial (rochas sedimentares), vulcânica (rochas fraturadas) e metamórfica (rochas calcáreas), determinando os diferentes tipos de aquíferos. Quanto à porosidade/permeabilidade, existem três tipos aquíferos (Figura 9):

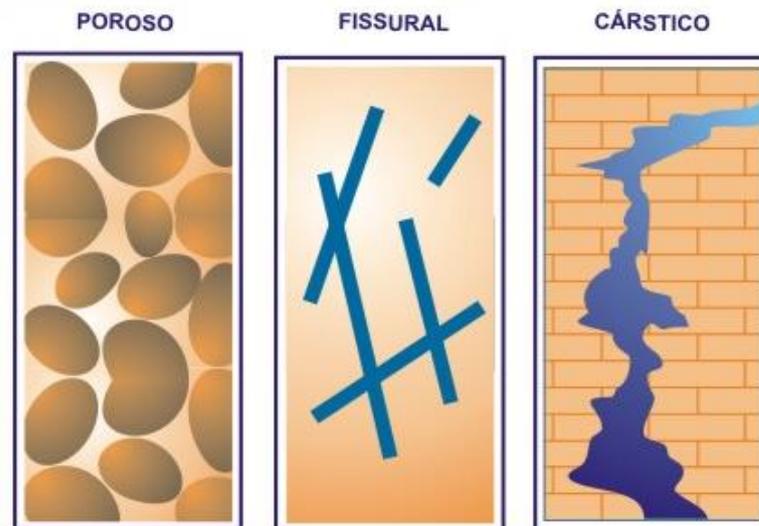


Figura 9: Tipos de aquíferos quanto à porosidade/permeabilidade (BOSCARDIN BORGHETTI *et al.*, 2004).

ABAS (2015), de maneira resumida, explica os três tipos de aquíferos:

- a) Aquífero poroso ou sedimentar é aquele formado por rochas sedimentares consolidadas, sedimentos inconsolidados ou solos arenosos, onde a circulação da água se faz nos poros formados entre os grãos de areia, silte e argila de granulação variada. Constituem os mais importantes aquíferos, pelo grande volume de água que armazenam, e por sua ocorrência em grandes áreas. Esses aquíferos ocorrem nas bacias sedimentares e em todas as várzeas onde se acumularam sedimentos arenosos. Uma particularidade desse tipo de aquífero é sua porosidade quase sempre homoganeamente distribuída, permitindo que a água flua para qualquer direção, em função tão somente dos diferenciais de pressão hidrostática ali existente. Essa propriedade é conhecida como isotropia.

- b) Aquífero fraturado ou fissural é formado por rochas ígneas, metamórficas ou cristalinas, duras e maciças, onde a circulação da água se faz nas fraturas, fendas e falhas, abertas devido ao movimento tectônico, por exemplo: basalto, granitos, gabros, filões de quartzo, etc. A capacidade dessas rochas de acumularem água está relacionada à quantidade de fraturas, suas aberturas e intercomunicação, permitindo a infiltração e fluxo da água. Poços

perfurados nessas rochas fornecem poucos metros cúbicos de água por hora, sendo que a possibilidade de se ter um poço produtivo dependerá, tão somente, desse poço interceptar fraturas capazes de conduzir a água. Nesses aquíferos, a água só pode fluir onde houverem fraturas, que, quase sempre, tendem a ter orientações preferenciais. São ditos, portanto, aquíferos anisotrópicos. Um caso particular de aquífero fraturado é representado pelos derrames de rochas vulcânicas basálticas, das grandes bacias sedimentares brasileiras.

- c) Aquífero cárstico é formado em rochas calcárias ou carbonáticas, onde a circulação da água se faz nas fraturas e outras descontinuidades (diáclases) que resultaram da dissolução do carbonato pela água. Essas aberturas podem atingir grandes dimensões, criando, nesse caso, verdadeiros rios subterrâneos. São aquíferos heterogêneos e descontínuos. As rochas são os calcários, dolomitos e mármore.

Por meio da Figura 10 pode-se observar um mapa dos principais aquíferos brasileiros.

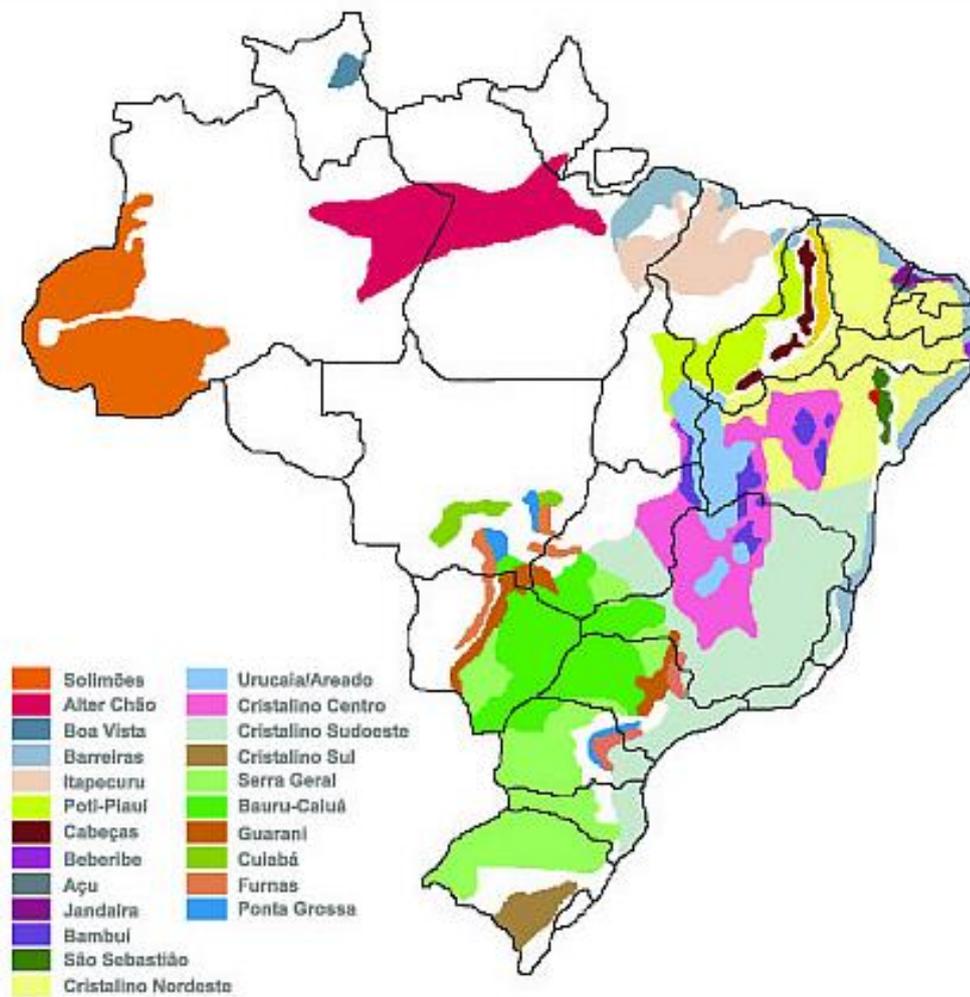


Figura 10: Mapa dos principais aquíferos brasileiros (BOSCARDIN BORGHETTI *et al.*, 2004).

Distribuídos de forma aproximadamente igualitária, no estado do Espírito Santo ocorrem os sistemas aquíferos granulares e os sistemas aquíferos fissurados (Figura 11). Os primeiros são subdivididos em aquíferos granulares terciários representados pelas Formações Barreiras e Rio Doce e em aquíferos granulares quaternários formados por aluviões e sedimentos flúvio-marinhos. Os sistemas aquíferos fissurados são constituídos por rochas granito-gnáissicas e intrusivas básicas (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).

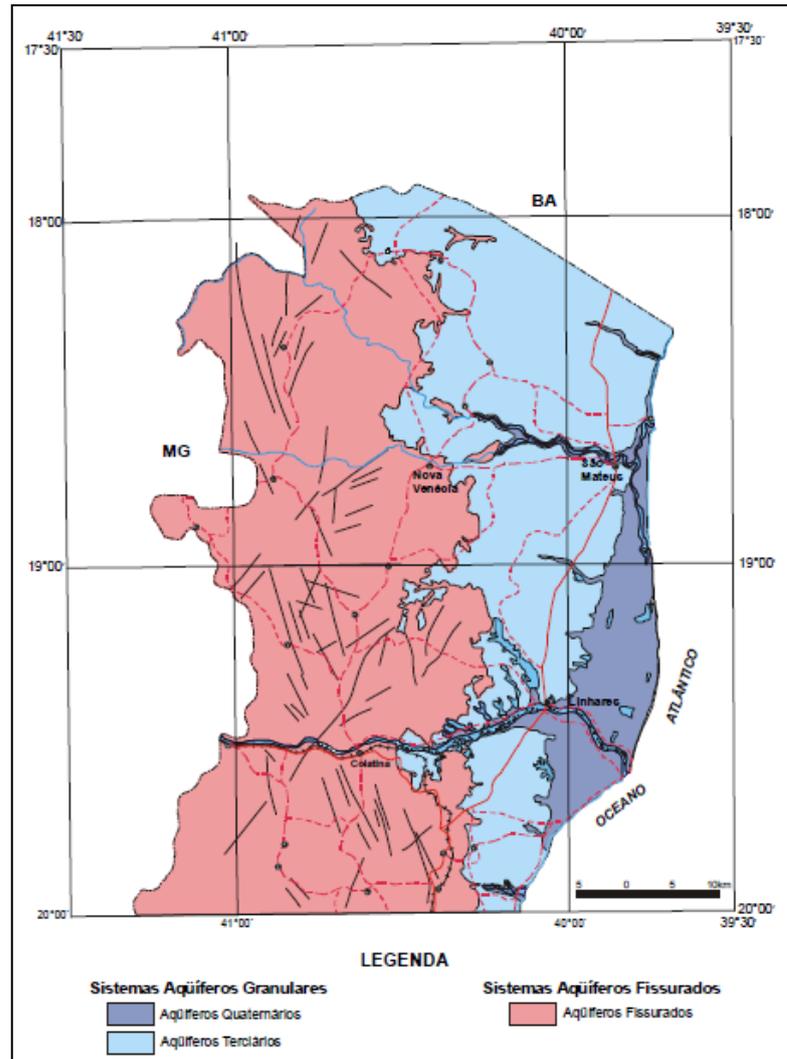


Figura 11: Mapa de Sistemas Aquíferos no ES (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).

Mourão, Lima e Monteiro (2002) explicam que os aquíferos granulares representados pelos sedimentos terciários da Formação Barreiras e sedimentos quaternários fluviais e flúvio-marinhos ocorrem na porção oriental cobrindo cerca de 40% da área. Perfurações de poços realizadas na costa do Espírito Santo pela PETROBRAS constataram espessuras para a Formação Barreiras de até 80 metros, com aumento gradual em direção à plataforma continental, chegando a alcançar 150 metros. A Formação Rio Doce é constituída por arenitos grossos, localmente conglomeráticos, com intercalações de folhelhos e calcários e ocorre sotoposta aos sedimentos da Formação Barreiras sendo caracterizada apenas por meio dos poços perfurados, os quais indicam espessuras de até 3.185 metros.

Os sedimentos quaternários fluviais representados pelas aluviões dos principais rios que drenam a área (Itaúnas, São Mateus, Barra Seca e Doce) são constituídos por cascalhos, areias, siltes e argilas. Dados disponíveis de espessura para poços situados próximo à foz dos rios São Mateus e Doce revelam profundidades médias de 20 metros. Os sedimentos quaternários flúvio-marinhos são caracterizados por sedimentos detríticos originados em ambientes diversos. São reconhecidos depósitos de terraços marinhos arenosos, depósitos lagunares de natureza argilo-arenosa, depósitos de manguezais, arenitos de praia e crostas calcárias de algas e corais. Os sedimentos fluviais e flúvio-marinhos apresentam granulometria e composição variáveis, exibindo localmente grande potencial hidrogeológico. A recarga dos sistemas granulares ocorre principalmente através da infiltração direta das chuvas.

Os aquíferos fraturados são representados pelas rochas cristalinas dos Complexos Paraíba do Sul, Montanha e Medina, e pelas Suítes Intrusivas Aimorés e Fundão. Estas rochas abrangem cerca de 60% da área, estando distribuídas ao longo de uma faixa de direção norte-sul, balizada a leste pelo meridiano de 40°15'. A ocorrência da água subterrânea nessas rochas depende da interação de diversos fatores tais como relevo, litologia, espessura do manto de intemperismo, e principalmente da trama estrutural, dada pela existência de falhas, fraturas e juntas abertas e a intercomunicação entre essas superfícies de descontinuidade. A recarga nesses sistemas se processa através dos sistemas de fraturas que controlam a drenagem superficial ou através de filtração vertical a partir dos lençóis freáticos superficiais.

Por meio da condutividade elétrica é possível observar um espectro muito amplo de variação para todos os aquíferos (Figura 12). Os aquíferos fissurados são os que exibem média interna mais elevada (419 $\mu\text{S}/\text{cm}$) sendo seguidos pelos aquíferos granulares quaternários (220,4 $\mu\text{S}/\text{cm}$) e granulares terciários (146,6 $\mu\text{S}/\text{cm}$). Os valores mais elevados de condutividade elétrica ocorrem junto ao litoral e na área de domínio do aquífero fissurado. Valores elevados próximos à costa estão relacionados ao avanço da cunha salina ou à presença de camadas de sal gema nos sedimentos (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).

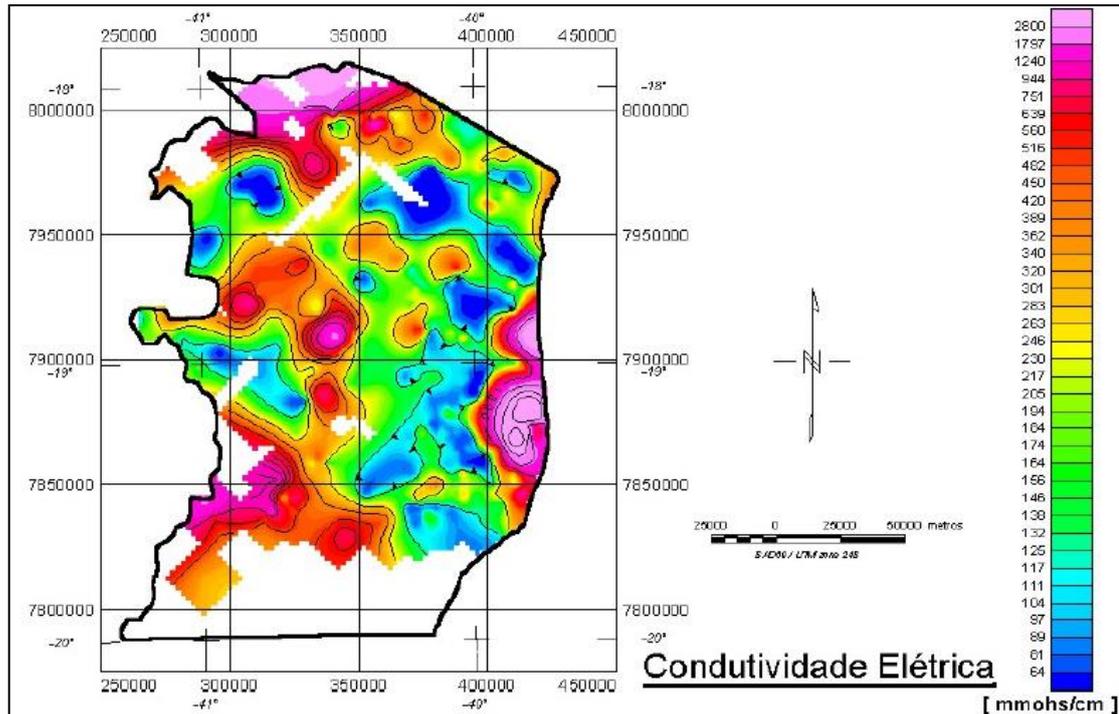


Figura 12: Mapa de isovalores de condutividade elétrica (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).

A água subterrânea assume um papel significativo no abastecimento de comunidades rurais e urbanas como é observado em Conceição da Barra, em Vila de Itaúnas (distrito de Conceição da Barra) e em Guriri (distrito de São Mateus), importantes polos turísticos da região norte capixaba. Em várias sedes municipais é utilizada como parcela complementar ao sistema de abastecimento ou tida como uma reserva estratégica para situações de escassez ou de problemas nas estações de tratamento. Nos dois maiores centros urbanos da região norte do ES, São Mateus e Linhares, a água subterrânea é amplamente utilizada nos mais diversos estabelecimentos comerciais e industriais. O uso agrícola é importante na porção central e oriental da área onde se concentram as culturas de café, pimenta do reino, coco e em menor proporção, mamão. A grande maioria dos poços é utilizada somente nos períodos estivais, como fração auxiliar na irrigação, visto que as vazões são insuficientes para sustentação dessa atividade. Alguns poços são mantidos em produção durante o ano para o abastecimento das residências da propriedade ou para dessedentação animal. O uso exclusivo para dessedentação animal não é comum, restringindo-se a algumas propriedades na porção ocidental e

às avícolas localizadas nos municípios de São Mateus, Linhares e Jaguaré (MOURÃO; LIMA; MONTEIRO, 2002).

2.3 DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

O dióxido de carbono, cuja fórmula molecular é CO₂, é uma substância simples, geralmente concebida como sendo gás, embora possa facilmente ser convertida em líquido ou sólido. Sua temperatura crítica é de somente 88 °F (31,05 °C) e, como a maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos tem uma temperatura superior a esta, o CO₂ quando usado para deslocamento miscível normalmente se encontra no estado gasoso (ROSA *et al.*, 2006, p. 698).

Na Tabela 3 estão registradas as propriedades do CO₂.

Tabela 3: Propriedades do CO₂.

(continua)

Aparência	Incolor.
Calor latente de fusão a -56,6 °C e 518 kPa	7,95 kJ/mol; 43,17 kcal/kg; 180,64 kJ/kg.
Calor latente de sublimação a -78,45 °C e 101,325 kPa	25,23 kJ/mol; 6,03 kcal/kg; 0,573 kJ/kg.
Calor molar específico, gás a 101,325 kPa e 20 °C e pressão constante	37,564 J/(mol.K); 0,204 kcal/(kg.°C).
Calor molar específico, gás a 101,325 kPa a 20 °C e volume constante	28,541 J/(mol.K); 0,155 kcal/(kg.°C).
Compressibilidade (1atm)	0,9943.
Condutividade térmica, gás a 101,325 kPa e 26,85 °C	0,0166 W/(m.K); 39,6 x 10 ⁻⁶ cal.cm/(s.cm.°C).
Densidade absoluta, gás a 101,325 kPa e 0 °C	1,9770 kg/m ³ .
Densidade crítica	0,468 kg/dm ³ .
Densidade específica do CO ₂ líquido	0,827.

Densidade relativa, gás a 101,325 kPa e 0 °C (ar = 1)	1,53.
Densidade, líquido a 25 °C e 6430 kPa	0,713 kg/l.
Fator crítico de compressibilidade	0,274.
Massa molecular	44,0095.
Ponto de ebulição (1atm)	-78,5 °C.
Ponto de sublimação a 101,325 kPa	194,7 K; -78,4 °C; -109,2 °F.
Pressão crítica	7.381,5 kPa; 73,82 bar; 1.070,6 <i>psia</i> ; 72,85 atm.
Pressão de vapor a 21,1 °C	5.824 kPa; 58,24 bar; 844,7 <i>psia</i> ; 57,5 atm.
Pressão no ponto triplo	517,97 kPa; 5,18 bar; 5,112 atm; 75,13 <i>psia</i> .
Razão do calor específico, gás a 101,325 kPa e 20 °C, Cp/Cv	1,316.
Solubilidade em água a 101,325 kPa e 0 °C	0,759 cm ³ / 1cm ³ de água.
Temperatura crítica	304,19 K; 31,0 °C; 87,9 °F.
Temperatura no ponto triplo	216,55 K; -56,6 °C; -69,9 °F.
Viscosidade, gás a 101,325 kPa e 26,85 °C	0,01501 mPa.s; 0,01501 mN.s/m ² ; 0,01501 cP.
Volume crítico	2,137 dm ³ /kg.
Volume específico a 21,1 °C e 101,325 kPa	547 dm ³ /kg; 8,76 ft ³ /lb.

Fonte: Gamagases, 2014.

Observa-se o diagrama de fases do CO₂ na Figura 13, em que temos (BACHU, 2000):

- i. À pressão atmosférica, o CO₂ é gasoso.
- ii. À determinada temperatura entre -56,6 e 31,1 °C, e à pressão de, pelo menos, 5,2 bars, o CO₂ pode existir no estado líquido. O CO₂ no estado líquido não pode existir à pressão atmosférica (1 bar).

- iii. À determinada temperatura abaixo de $-56,6\text{ °C}$, o CO_2 pode existir no estado sólido.
- iv. Os três estados físicos são possíveis apenas no "ponto triplo" ($-56,6\text{ °C}$, $5,2\text{ bars}$).
- v. O ponto crítico representa a temperatura e pressão crítica; acima deste ponto o líquido e o vapor são indistinguíveis um do outro, tornando-se um fluido supercrítico.

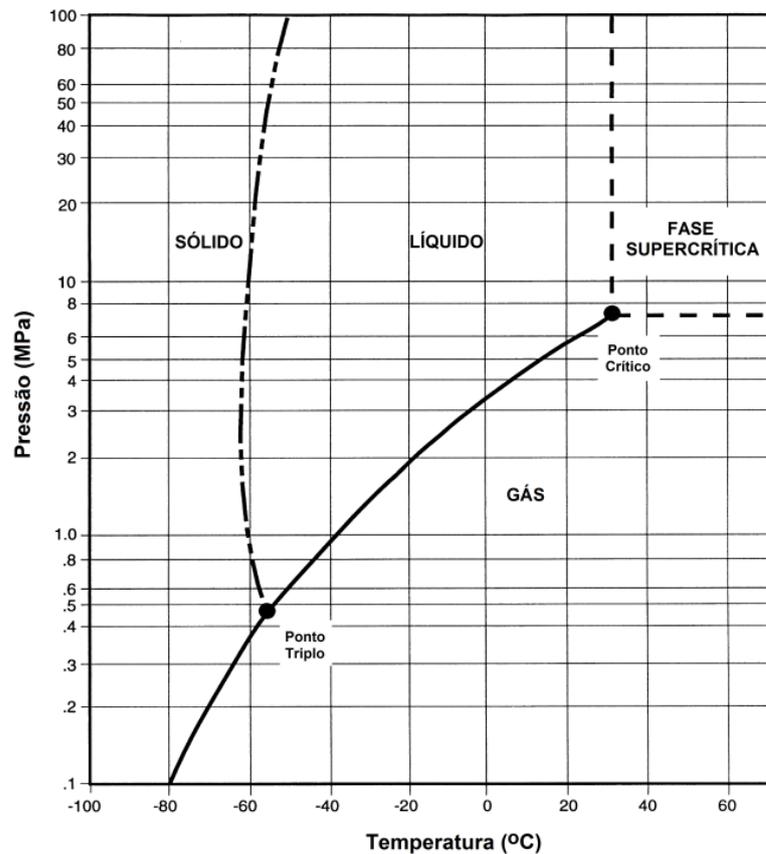


Figura 13: Diagrama de fases do CO_2 (BACHU, 2000).

O dióxido de carbono, em todas as suas formas, pode ter várias utilizações. É importante utilizar as suas propriedades de forma correta de modo a alcançar o efeito pretendido e eliminar os perigos. Vale ressaltar que o CO_2 deve estar em condições supercríticas para a excelência dos projetos de injeção em meios porosos (reservatórios de petróleo, por exemplo).

2.4 CRESCENTE DEMANDA POR ENERGIA E AUMENTO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE) PARA A ATMOSFERA

É perceptível que a demanda por energia primária no planeta tende a aumentar com o passar do tempo, ou seja, ela é crescente; isso se deve ao crescimento da população mundial e ao desenvolvimento das atividades industriais. Os combustíveis fósseis possuem papel estratégico na produção de energia, uma vez que diversas barreiras devem ser transpostas para a implementação de novas tecnologias (fontes renováveis, por exemplo). Pela análise da Figura 14 observa-se a demanda de energia e a potência global sustentada por combustíveis fósseis em 1990, 2010 e sua projeção para 2035.

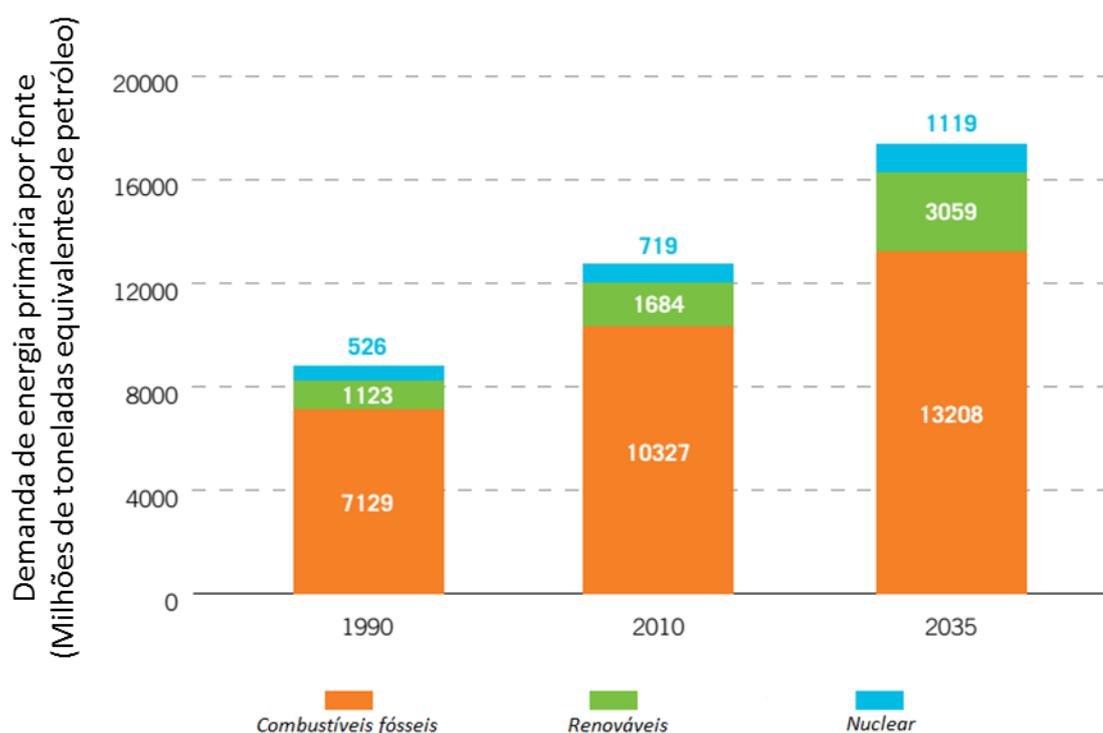


Figura 14: Demanda de energia e potência global sustentada por combustíveis fósseis (Adaptado de GLOBAL CCS INSTITUTE, 2014).

Observa-se, na Figura 15, a crescente demanda de energia primária em milhões de toneladas equivalentes de óleo a partir da década de 1980 e a expectativa de aumento desta demanda projetada até a década de 2030.

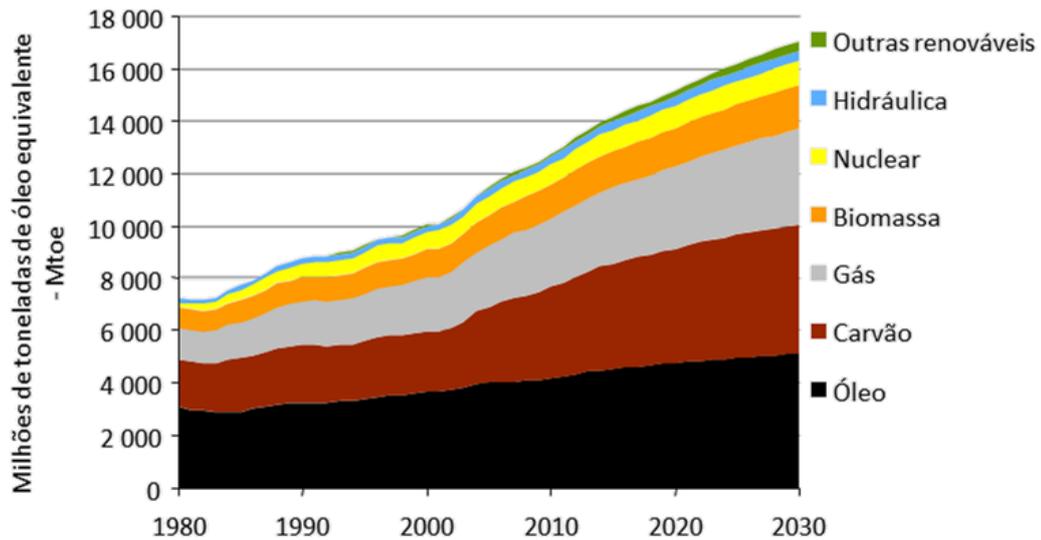


Figura 15: Demanda de energia primária (Adaptado de EIA, 2009).

Dentre as fontes de energia citadas na figura acima, observa-se a expressiva presença dos combustíveis fósseis (óleo, carvão e gás). Especialistas em cenários energéticos destacam que desde a Revolução Industrial (Século XVIII) os combustíveis fósseis são utilizados como fonte de energia contribuindo, portanto, para o aumento da concentração de CO_2 na atmosfera. A história da concentração atmosférica de CO_2 antes e após a era industrial é sintetizada na Figura 16.

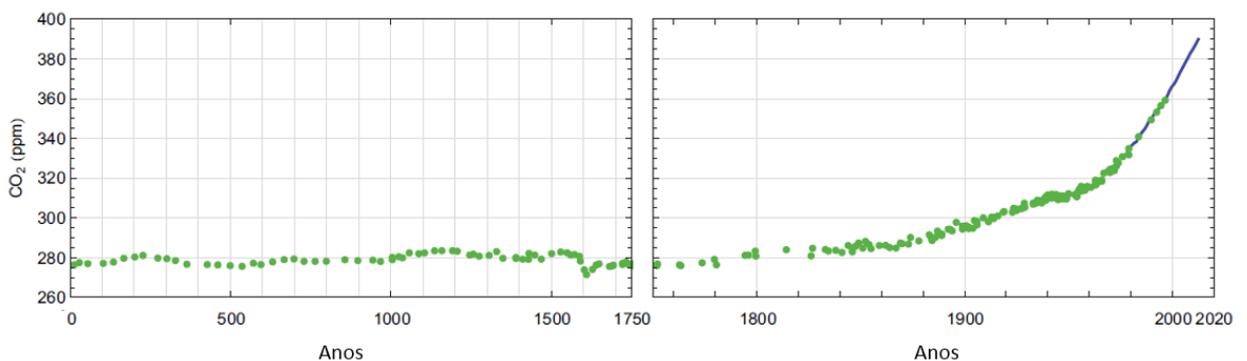


Figura 16: História da concentração atmosférica de CO_2 (em ppm) antes da era industrial (esquerda) e após a era industrial (direita) (IPCC, 2013).

Dentre os combustíveis fósseis, o gás natural ocupa posição de destaque. De acordo com Van Jarwaarde (2007), a grande abundância do gás natural aliada ao seu baixo custo de produção são os principais responsáveis por este cenário. Sabe-se que o processo de combustão destes compostos resulta, na maior parte dos

casos, na emissão de CO₂ para a atmosfera. Nas Figuras 17 e 18 observa-se, respectivamente, a crescente concentração global de dióxido de carbono na atmosfera entre as décadas de 1870 a 2000 e entre 1955 a 2015.

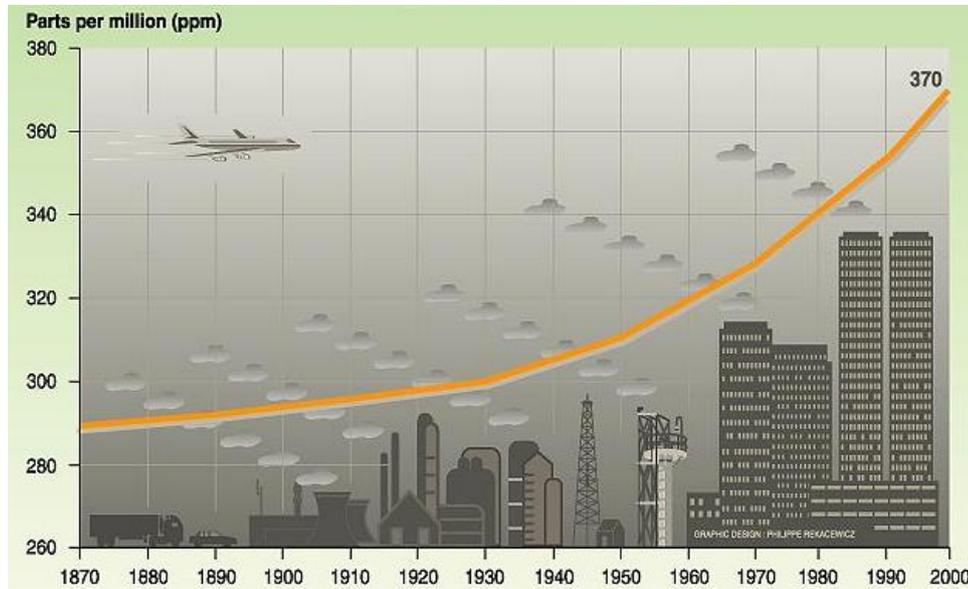


Figura 17: Concentração média global de dióxido de carbono na atmosfera (em partes por milhão) durante o período de 1870-2000 (UNEP/GRID-ARENDA, 1999).

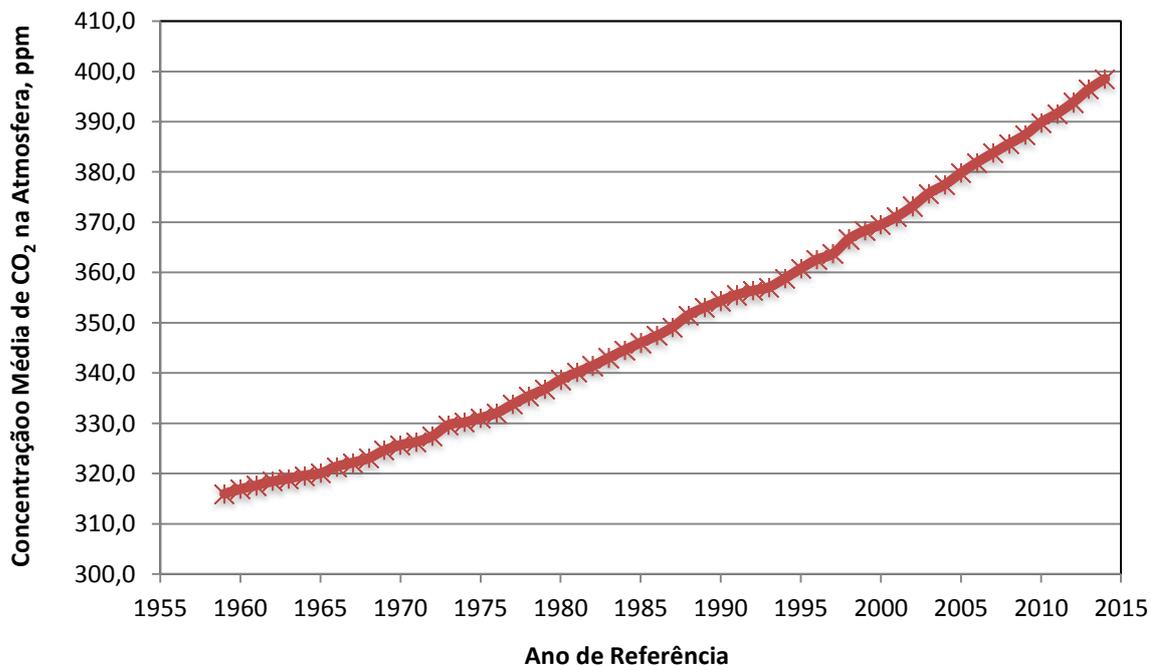


Figura 18: Concentração média global de dióxido de carbono na atmosfera (em partes por milhão) durante o período de 1955-2015 (Adaptado de NOAA, 2015).

Devido a este aumento das emissões de GEE, em especial de CO₂, e suas consequências como o aquecimento global e decorrentes mudanças climáticas (IPCC, 2005), o tradicional conceito de desenvolvimento global incorporou o desenvolvimento ambiental, criando um conceito mais amplo, chamado de Desenvolvimento Sustentável, que se baseia na indissociabilidade do tripé de desenvolvimento econômico, social e ambiental. O relatório "Nosso Futuro Comum", lançado em 1987 (também conhecido como "Relatório Brundtland"), veio atentar para a necessidade de um novo tipo de desenvolvimento capaz de manter o progresso em todo o planeta e, no longo prazo, ser alcançado pelos países em desenvolvimento (GAUSS, 2008). Tornou-se notável, dessa forma, o conceito de desenvolvimento sustentável, ou seja, "o atendimento das necessidades do presente sem comprometer a possibilidade das gerações futuras atenderem as suas próprias necessidades" (CMMAD, 1991).

De acordo com Costa (2009), as ações antrópicas como a queima de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), utilização de aerossóis, combustão de biomassa, além de outras atividades básicas e intensas como o cultivo de arroz e criação de gado, liberam para a atmosfera um conjunto de gases chamados Gases do Efeito Estufa. Os principais gases responsáveis pelo efeito estufa são: óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄) e o dióxido de carbono (CO₂) por serem os mais abundantes.

A Figura 19 retrata a concentração média global de CO₂, N₂O, CH₄ e outros compostos na atmosfera conforme pesquisas divulgadas pela NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*).

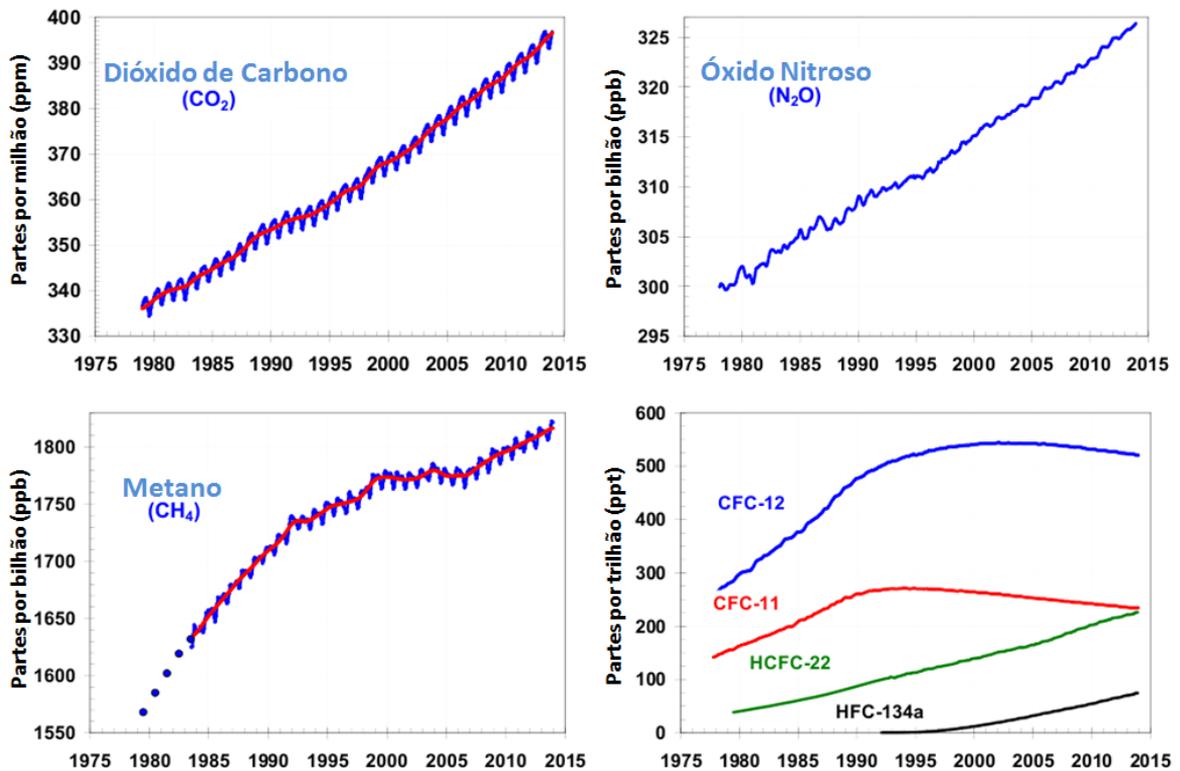


Figura 19: Concentração média global de CO_2 , N_2O , CH_4 e outros compostos na atmosfera (Adaptado de NOAA, 2014).

Tendo como base o conceito de sustentabilidade e a visão de que os combustíveis fósseis contribuem significativamente para o aumento das emissões de CO_2 , a indústria petrolífera possui ferramentas e tecnologias necessárias para auxiliar na contenção do crescimento dessas emissões através da técnica emergente conhecida como CCS (do inglês: *Carbon Capture and Storage*) que se resume na captura, transporte e armazenamento geológico de CO_2 .

O sequestro de carbono por meio de captura, transporte e armazenamento geológico de CO_2 é uma importante alternativa na redução das emissões e estabilização da concentração atmosférica dos GEE em uma perspectiva de desenvolvimento sustentável. Sabe-se que a ocorrência de acumulações naturais de CO_2 (campos análogos aos campos de gás natural) atesta o grande potencial que formações geológicas possuem para armazenarem gases por milhares ou mesmo milhões de anos (KETZER, 2008). Com a inclusão do CCS como uma atividade de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), companhias investirão mais em projetos desta natureza devido à possibilidade de gerar Reduções

Certificadas de Emissões (RCE), o que representa uma grande vantagem para a imagem da empresa.

Segundo Frondizi (2009), o MDL é um mecanismo baseado no desenvolvimento de projetos que tem como responsável a iniciativa privada. As atividades de projetos de MDL, nos países em desenvolvimento, devem apresentar benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo. Portanto, os projetos de MDL podem envolver substituição da energia proveniente de fontes não renováveis por outras de origem renovável, racionalização do uso da energia, atividades de florestamento e reflorestamento, serviços urbanos mais eficientes e políticas de eficiência energética, entre outras possibilidades, como por exemplo, implantação de projetos de CCS. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo tem o objetivo de alcançar o desenvolvimento sustentável em países emergentes a partir da implantação de tecnologias mais limpas (DELGADO, 2007). Também é um mecanismo que facilita o cumprimento das metas de redução das emissões de GEE dos países desenvolvidos (TEIXEIRA *et al.*, 2010).

Dentro deste contexto, sabe-se que os Créditos de Carbono são certificados que autorizam as emissões de GEE para a atmosfera. Inicialmente, selecionam-se indústrias que mais poluem no país e, a partir daí, são estabelecidas metas para a redução de suas emissões. As empresas recebem bônus negociáveis na proporção de suas responsabilidades, cada bônus, cotado em Dólares, equivale a uma tonelada de poluentes (KHALILI, 2003). Neste âmbito, as empresas que não conseguirem cumprir as metas de redução progressiva estabelecidas por lei, terão que comprar certificados das empresas bem sucedidas. O sistema tem a vantagem de permitir que cada empresa estabeleça seu próprio ritmo de adequação às leis ambientais. Estes créditos podem ser comercializados através das Bolsas de Valores e de Mercadorias por meio de Certificados de Emissões Reduzidas (CER) (KHALILI, 2003; RAVAGNANI, 2007; ÁVILA, 2009; REIS JR, 2012). Os EUA possuem algumas instituições que se propuseram a organizar a realização das compras e vendas de Créditos de Carbono, por exemplo: a *Chicago Climate Exchange – CCX*, a *Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI*, e a *Western Climate Initiative*. No Brasil, devido as regras sobre valores mobiliários, a compra e a venda de créditos são por meio de leilões, promovidos pela BM&FBOVESPA a

pedido de entidades públicas ou privadas. As transações são feitas em um ambiente eletrônico, via internet. Os leilões são modelados conforme as características específicas da oferta. As regras adotadas em cada leilão são divulgadas por meio de anúncios públicos ou editais (PORTAL BRASIL, 2012-a).

Observa-se, na Figura 20, um exemplo de sustentabilidade e aplicação do CCS. O esquema representa um cenário futuro de produção de combustíveis fósseis (linha vermelha), geração e distribuição de eletricidade e hidrogênio (linha verde) e, ao mesmo tempo, captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ (linha preta).

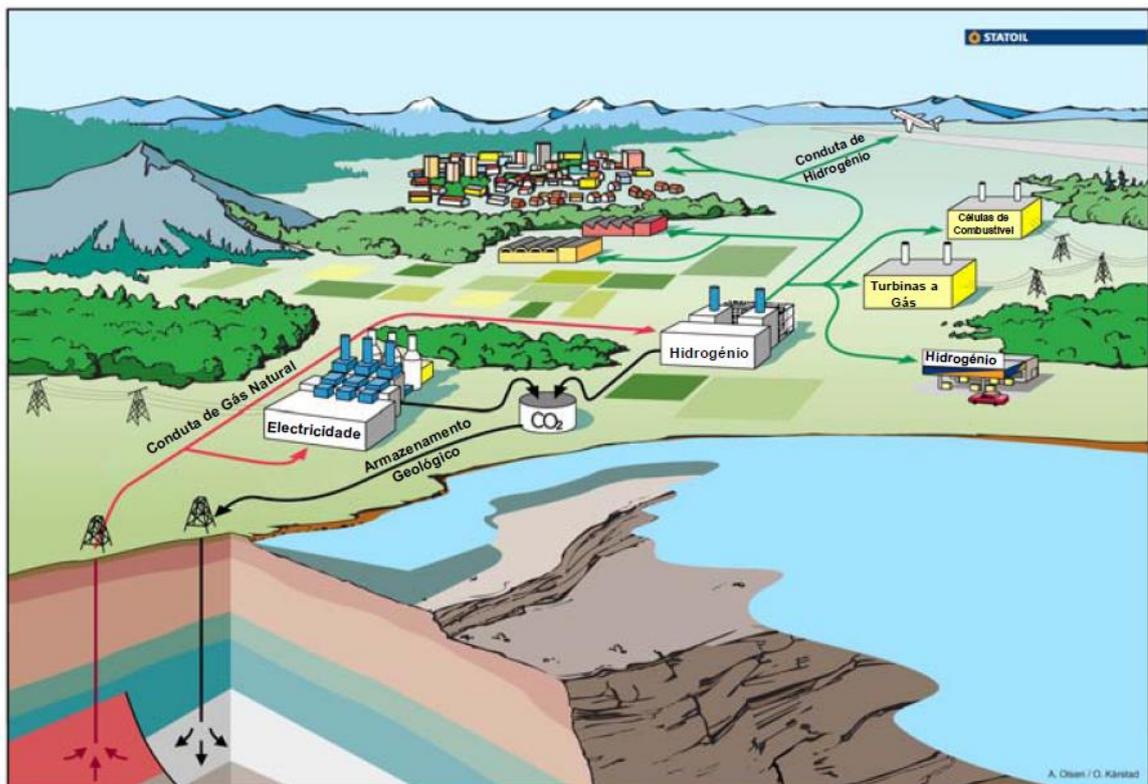


Figura 20: Esquematização de uma futura possível situação: produção de combustíveis fósseis, geração de eletricidade e hidrogênio e, ao mesmo tempo, captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ (STATOIL, 2011).

Atualmente, no Brasil, o principal obstáculo para a implantação do CCS é o alto custo financeiro (RAVAGNANI, 2007). No entanto, o progresso do nível de conhecimento através do desenvolvimento de pesquisas, estudos e a experiência prática, assim como as contribuições de novas tecnologias no campo da captura,

transporte e armazenamento geológico de CO₂, contribuem para a minimização dos custos envolvidos.

2.5 TECNOLOGIA CCS – CARBON CAPTURE AND STORAGE (CAPTURA, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂)

As atividades de pesquisa e desenvolvimento das tecnologias de CCS no Brasil tiveram seu começo na indústria petrolífera, mais especificamente na PETROBRAS. Segundo Lino (2005), testes de injeção de CO₂ em campos da Bacia do Recôncavo (BA) foram iniciados em maio de 1991 no campo de Buracica. A Estatal injeta nos reservatórios do pré-sal 100% do CO₂ proveniente das correntes de gás natural produzido nos navios-plataformas (*FPSOs*) Cidade de Angra dos Reis, Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty (FILHO, 2013), com fins sustentáveis; em 2014, as três *FPSOs* alcançaram a expressiva marca de um milhão de toneladas de CO₂ reinjetadas nos reservatórios, evitando a sua emissão para a atmosfera. Outro setor produtivo brasileiro que também desenvolve atividades de pesquisa e desenvolvimento das tecnologias de CCS é o da indústria de exploração de carvão mineral. Após a realização da Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas que ocorreu em Copenhague, capital da Dinamarca, em 2009 (COP 15), foi sancionada a lei que institui a Política Nacional de Mudança Climática (PNMC) no Brasil. Segundo a lei, em seu Art. 12, lê-se que “*Para alcançar os objetivos da PNMC, o País adotará, como compromisso nacional voluntário, ações de mitigação das emissões de gases de efeito estufa, com vistas em reduzir entre 36,1% (trinta e seis inteiros e um décimo por cento) e 38,9% (trinta e oito inteiros e nove décimos por cento) suas emissões projetadas até 2020*” (BRASIL, 2009, p. 5).

Para alcançar as metas nacionais voluntárias de redução de emissão de gases do efeito estufa, a PNMC exige o desenvolvimento de planos de mitigação específicos para frear as emissões nos setores florestal, siderúrgico, agrícola, energético, industrial, de transporte e de mineração brasileiros. Destaques adicionais da política climática nacional incluem iniciativas para conservar e apoiar a recuperação de biomas nacionais, consolidar e expandir as áreas de proteção (especialmente na

Amazônia), aumentar a eficiência energética e continuar expandindo o fornecimento de fontes de energia renováveis (PORTAL BRASIL, 2012-b).

O Brasil já cumpriu dois terços da meta de reduzir suas emissões de GEE entre 36,1% e 38,9% até 2020 em relação ao que emitiria se nada fosse feito. Apenas com duas ações, a redução do desmatamento na Amazônia e no cerrado, o país já havia atingido, em 2012, 72,5% da meta global (28,21% de redução de emissões). Tal resultado aconteceu de forma independente da implantação da lei. O desmatamento na Amazônia já vinha caindo desde 2005 e, no cerrado, a meta havia sido cumprida e ultrapassada antes mesmo da criação da lei. Entretanto, as reais ações da política nacional visando à transformação da economia brasileira ainda não decolaram, fizeram-no timidamente ou até mesmo regrediram. Embora o arcabouço legal esteja criado e várias medidas pontuais já estejam em curso, não há no governo uma orientação estratégica para o plano de mitigação, que sumiu da escala de prioridades (GREENPEACE, 2013).

Assim, visto que o Brasil é um país em desenvolvimento e que suas emissões de CO₂ para a atmosfera tendem a aumentar, é importante salientar que o CCS é uma atividade promissora que visa contribuir para a redução de emissão de gases causadores do efeito estufa e a mitigação de alterações climáticas, por meio do armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas. Conforme Câmara (2012), ao todo são 18 países operando ou implantando projetos de CCS num total de 79 projetos de CCS em larga escala (69 projetos a implementar nos próximos 10 anos e 10 projetos em funcionamento) possibilitando o armazenamento de aproximadamente 158 MtCO₂/ano com destaque para os Estados Unidos com 31 projetos e um volume de armazenamento de CO₂ de 66,4 MtCO₂/ano e o Reino Unido com 6 projetos, e com volume de armazenamento de CO₂ de 21,25 MtCO₂/ano. Alguns projetos de CCS destacados na Europa são: Projeto *Sleipner* (Noruega), Projeto *Lacq* (França), Projeto *Ketzin* (Alemanha); na América: Projeto *Weyburn* (Canadá), Projeto *Salt Creek* (Estados Unidos da América), Projeto *Miranga* (Brasil); na Ásia: Projeto *CO2CRC Otway* (Austrália), Projeto *Huaneng GreenGen IGCC CCUS* (China), Projeto *The EAGLE* (Japão), Projeto *KPCC* (Coreia do Sul). A técnica, entretanto, exige estudos detalhados sobre os ambientes geológicos propícios para a aplicação de projetos de CCS.

2.5.1 AMBIENTES GEOLÓGICOS PROPÍCIOS PARA APLICAÇÃO DE PROJETOS DE CCS

O armazenamento geológico de CO₂ pode ser realizado, de forma segura, principalmente em três tipos de reservatórios, sendo eles: reservatórios depletados (reservatórios com pressão de formação muito inferior a pressão original devido à produção acumulada) de óleo e gás, aquíferos salinos e camadas de carvão, conforme se observa pela análise da Figura 21, em que: 1) simboliza a captura do CO₂ das correntes gasosas industriais, 2) os meios de transporte e 3) o armazenamento geológico.

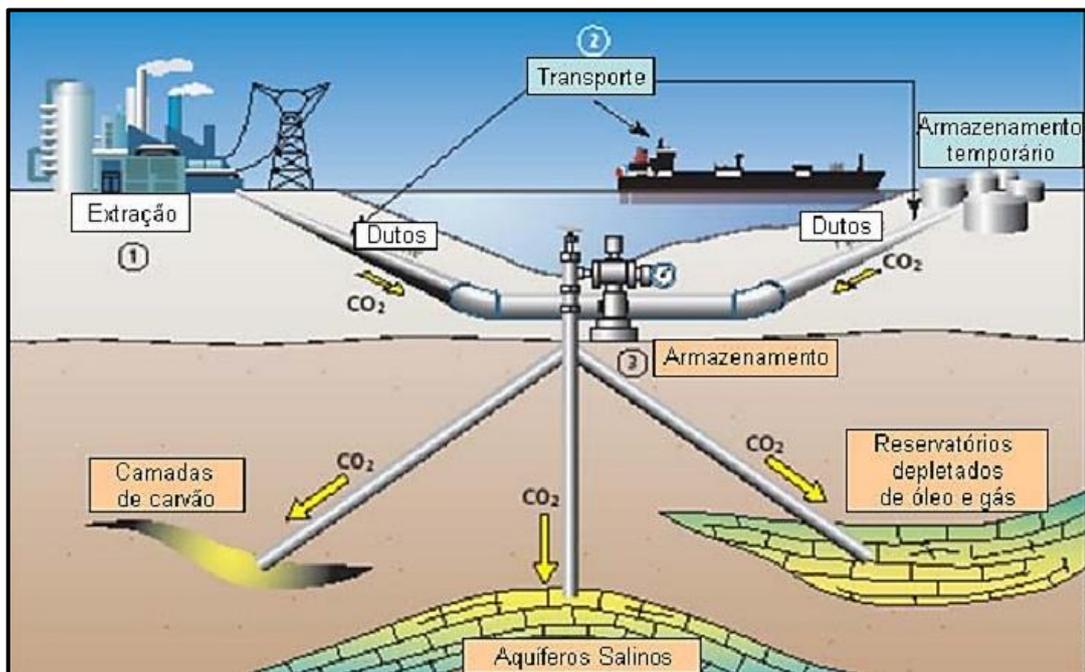


Figura 21: Formas de sequestro de CO₂ em formações geológicas (COSTA, 2009).

Campos de petróleo maduros são conjuntos de reservatórios geológicos depletados em uma mesma região que abrigaram óleo e/ou gás natural por milhões de anos, encontrando-se no estágio final de exploração (retirada, extração ou obtenção de recursos naturais). Estima-se que aproximadamente 10³ Gt de CO₂ possam ser estocadas nos campos de petróleo do mundo inteiro (KETZER, 2008).

De acordo com Ravagnani (2007), neste caso, os altos custos podem ser minimizados combinando-se sequestro de CO₂ com Recuperação Avançada de Óleo (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*), devido às receitas da recuperação de óleo extra que podem ajudar a compensar os custos envolvidos em todo o processo, ou seja, captura, separação, transporte e armazenamento geológico. Dessa forma, além de contribuir para o desenvolvimento sustentável, a injeção de CO₂ promove um deslocamento miscível eficiente à baixa pressão para a maioria dos reservatórios, sendo, portanto, um Método Especial de Recuperação Secundária. Rosa *et al.* (2006, p. 699) declara que para aplicação desta técnica as seguintes condições são necessárias: óleos com grau *API* acima de 25, intervalo de pressão começando com aproximadamente 1.500 *psi* (105 kgf/cm²) e alcançando um limite prático superior de 6.000 *psi* (422 kgf/cm²), além de os reservatórios candidatos ao processo terem que estar a uma profundidade suficiente para que possam ser operados a uma pressão acima da necessária para que o deslocamento seja miscível sem que haja fraturamento da formação geológica.

A Figura 22 é uma representação esquemática da injeção de CO₂ como um processo especial de recuperação secundária, em que “A” é o poço injetor e “B” é o poço produtor.

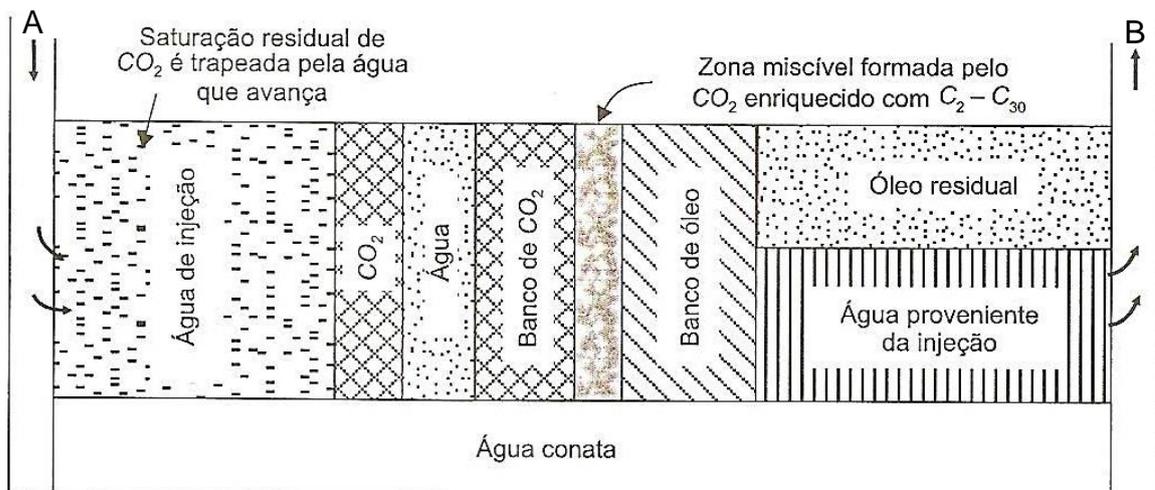


Figura 22: Injeção miscível de CO₂ representado um dos Métodos de Recuperação Avançada de Óleo (ROSA *et al.*, 2006, p. 699).

O tamanho do banco inicial de CO₂ é de cerca de 5% do volume poroso. A este banco segue-se uma injeção alternada de água e CO₂ até que se tenha um volume injetado acumulado de CO₂ entre 15 e 20% do volume poroso. A partir daí passa-se a injetar apenas água. A água, ao avançar no meio poroso, aprisiona o CO₂ na forma de saturação residual que ocupa os poros anteriormente preenchidos com óleo residual. A eficiência de deslocamento é alta, sendo a saturação de óleo reduzida para cerca de 5% do volume poroso da região contatada (ROSA *et. al.*, 2006, p. 699). Dessa forma, após a aplicação do CO₂ como um Método Especial de Recuperação Secundária, os reservatórios considerados “esgotados” são utilizados como “armazém” de CO₂.

Aquíferos salinos consistem em reservatórios de água subterrânea com alta salinidade, por vezes similar ou maior que a água do mar, e que, portanto, não podem ser utilizados para consumo direto. A injeção de CO₂ em aquíferos salinos deve ocorrer em profundidades superiores a 800 m, e o mesmo deve estar em condições supercríticas. Esses reservatórios possuem enorme capacidade de armazenamento, sendo estimada a capacidade mundial em 11.000 Gt de CO₂. Quando os projetos de CCS se voltam para os aquíferos salinos, os altos custos envolvidos com a captura, separação, transporte e armazenamento geológico do CO₂ são atenuados pelos Créditos de Carbono do MDL (KETZER, 2008).

Camadas de carvão podem aprisionar CO₂ em seus espaços porosos, sendo o armazenamento preferencialmente realizado em camadas profundas, isto é, camadas cuja exploração convencional não é, e possivelmente não será, economicamente viável (normalmente em função da alta profundidade). Estima-se que 200 Gt de CO₂ possam ser armazenadas em camadas de carvão no mundo inteiro. Da mesma forma que em campos de petróleo, a injeção de CO₂ em camadas de carvão pode resultar na produção de hidrocarbonetos, por meio da técnica conhecida como *ECBMR* (do inglês: *Enhanced Coal Bed Methane Recovery*). O CO₂ injetado na camada é preferencialmente adsorvido pela matriz do carvão, resultando na liberação do metano (CH₄) que ocorre naturalmente no mesmo, o qual poderá ser produzido como gás livre, gerando receitas financeiras (KETZER 2008).

Uma vez injetado no reservatório, os mecanismos que controlam a migração do CO₂ compreendem: migração do fluido devido ao gradiente de pressão criado pelo processo de injeção, migração do fluido devido aos gradientes hidráulicos naturais, migração do fluido devido à diferença de densidade entre o CO₂ e a água de formação, difusão, dissolução na água de formação e mineralização. A taxa de migração do CO₂ depende do número e das propriedades dos fluidos presentes no reservatório (SCHÜTZ, 2010). Quando dois ou mais fluidos se misturam em qualquer proporção, estes são considerados como miscíveis. Se não se misturam são considerados como imiscíveis. A presença de fluidos distintos no reservatório pode diminuir a permeabilidade tornando a migração do CO₂ lenta. Quando o CO₂ é injetado em um reservatório de gás, predominantemente se formará uma única fase (fluidos miscíveis). Quando é injetado em uma formação salina profunda, na fase supercrítica, o mesmo passa a ser imiscível (pluma de CO₂) na água salina. No caso de reservatórios de óleo, o CO₂ pode ser tanto miscível como imiscível, dependendo da composição do óleo e da temperatura e pressão do sistema (IPCC, 2005).

A magnitude das forças que provocam uma migração vertical do CO₂ depende do tipo de fluido presente no reservatório. Em formações salinas, devido à grande diferença de densidade (30 a 50%) entre o CO₂ e a água salina, cria-se uma grande força que fará o CO₂ migrar em direção ao topo do reservatório. Em reservatórios de óleo, a diferença de densidade não é tão grande, logo, estas forças também serão menores. Já em reservatórios de gás ocorre o efeito oposto, o CO₂ tende a migrar para a parte inferior do reservatório pelo fato do CO₂ ser mais denso que o gás natural (OLDENBURG, PRUESS e BENSON, 2001).

A eficácia do armazenamento geológico depende de uma combinação de mecanismos de aprisionamentos físicos e geoquímicos. Um reservatório adequado para o aprisionamento de CO₂ é aquele que possui uma estrutura geológica composta por rocha selante e rocha reservatório. As rochas reservatórios devem possuir elevada porosidade para fornecer espaço para o aprisionamento e elevada permeabilidade para que o fluido possa escoar. Por outro lado, as rochas selantes devem possuir baixa porosidade e baixa permeabilidade para aprisionar o fluido no reservatório (IEA, 2008). Inicialmente, o aprisionamento físico é o mecanismo dominante para manter o CO₂ armazenado na formação geológica.

Simultaneamente, o CO_2 é retido nos poros das rochas pelo aprisionamento residual e com o tempo passa a se dissolver na água de formação (aprisionamento iônico). De uma forma mais lenta, o aprisionamento mineral passa a ocorrer armazenando de maneira segura quantidades significativas de CO_2 (BENSON, 2005).

2.5.2 FASES QUE COMPÕEM OS PROJETOS DE CCS, SEUS INVESTIMENTOS E CUSTOS OPERACIONAIS

As fases que compõem os projetos de CCS são: captura (*CO_2 capture*), transporte (*CO_2 transportation*) e armazenamento geológico (*CO_2 injection*), conforme esquematizado na Figura 23, além da medição, monitoramento e verificação após a injeção deste fluido no meio poroso.

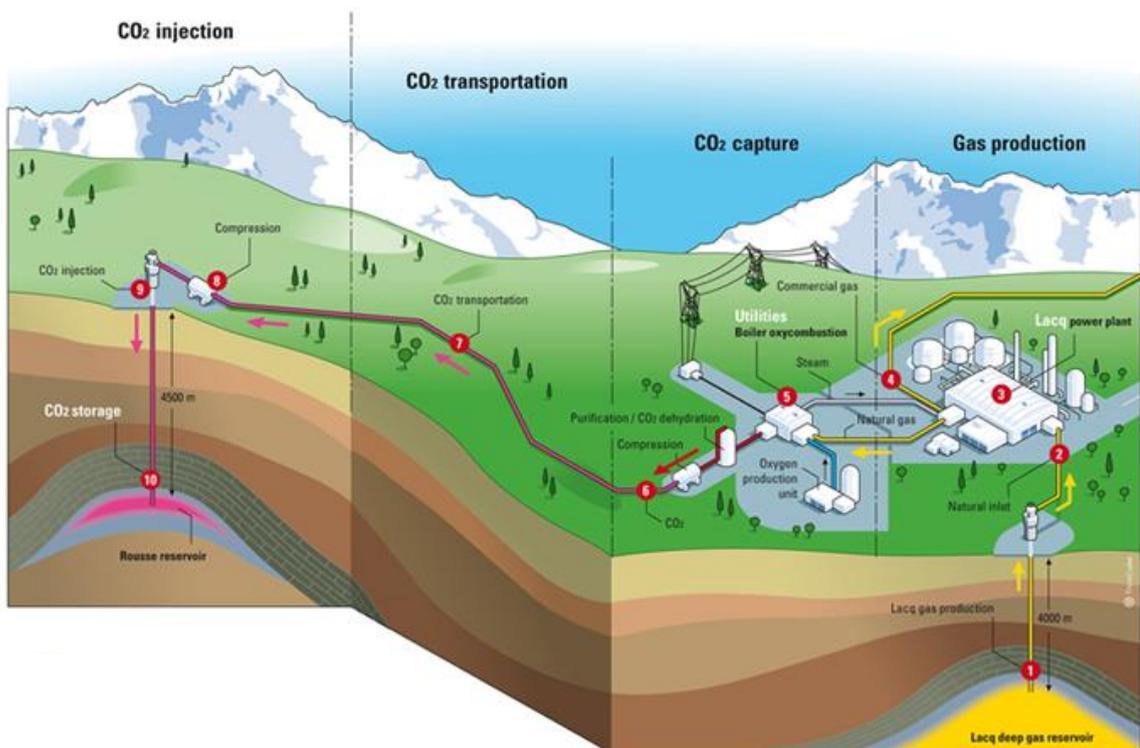


Figura 23: Exemplificação das fases que compõem os projetos de CCS (TOTAL, 2013).

Com relação à figura anterior, a primeira etapa retrata a produção de gás natural em que:

1. poço produtor de gás natural;
2. gasoduto utilizado para o transporte do gás natural até a usina de energia;
3. usina de energia (beneficiamento da matéria-prima);
4. gasoduto utilizado para a comercialização do gás natural.

Agregada à usina de energia, há a planta de separação e captura do CO₂ da corrente gasosa, em que:

5. processo de separação e captura do CO₂ (oxi-combustão); nesta etapa ocorre também a purificação e desidratação do CO₂;
6. após a captura, o CO₂ é comprimido e o mesmo segue para a etapa de transporte.

Nesta nova etapa, o CO₂ pode ser transportado por gasodutos, caminhões ou navios e esta escolha vai depender de alguns fatores tais como se o ambiente é *onshore* ou *offshore*:

7. gasoduto utilizado para transportar o CO₂ até o reservatório geológico que o armazenará.

Por fim, já na etapa de armazenamento geológico, observa-se esquematizado na figura:

8. compressão do CO₂ com a finalidade de injetá-lo no meio poroso;
9. poço injetor;
10. armazenamento geológico do CO₂ em reservatório pré-selecionado.

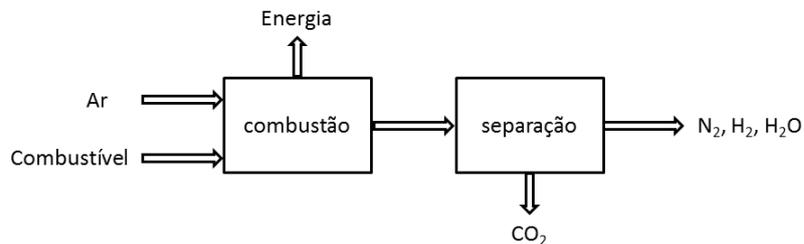
2.5.2.1 CAPTURA DO CO₂

Para que o CO₂ seja armazenado em um reservatório geológico é necessário que este gás seja capturado, separado de outros gases, comprimido e transportado. Uma vez puro, o CO₂ pode ainda ser empregado como matéria-prima em processos industriais para produção de ureia, carbamatos, uretanos, lactonas, ácido fórmico,

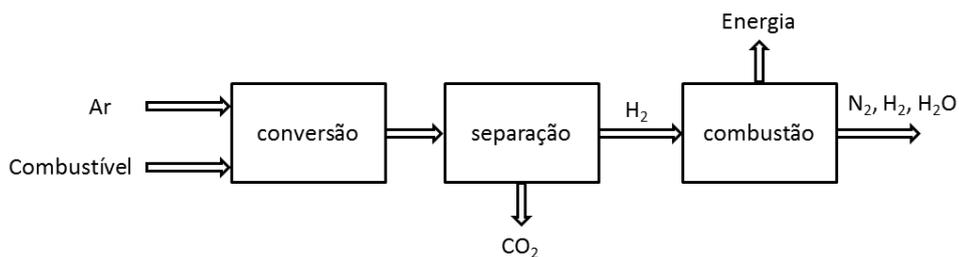
dimetilcarbonato, entre outros produtos (MOAZZEM; RASUL; KHAN, 2012). Atualmente, algumas refinarias, usinas termelétricas e indústrias químicas empregam três formas de captura e separação de CO_2 , sendo elas: pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão (D'ALESSANDRO *et al.*, 2010).

Segundo Dias (2013), a escolha de grandes complexos industriais para capturar CO_2 visa diminuir os custos de instalação e operação da etapa de captura, porque é mais vantajoso capturar grandes quantidades de um número menor de fontes do que capturar pequenas quantidades de um grande número de fontes. Outra vantagem, em relação aos custos, é a redução no número de trechos necessários de carodutos (transporte do CO_2). As estratégias supracitadas estão representadas na Figura 24 e os detalhes de cada uma destas estratégias podem ser consultados no ANEXO B.

Pós-combustão:



Pré-combustão:



Oxi-combustão:

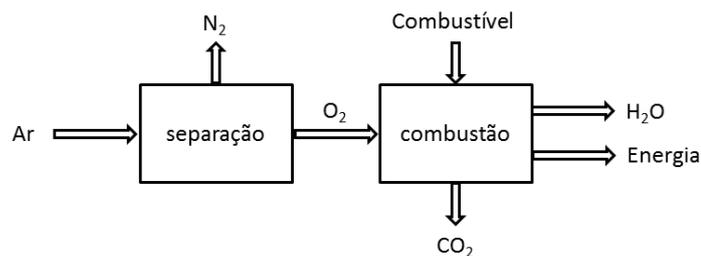


Figura 24: Representação das principais rotas de captura e separação de CO_2 (Adaptado de D'ALESSANDRO *et al.*, 2010).

A separação do CO₂ obtido pela pós-combustão, pré-combustão ou oxi-combustão pode ser feita por meio de técnicas conhecidas, tais como: membranas, criogenia, absorção e adsorção (MELLO *et al.*, 2011), conforme pode ser observado em um breve resumo na Figura 25.

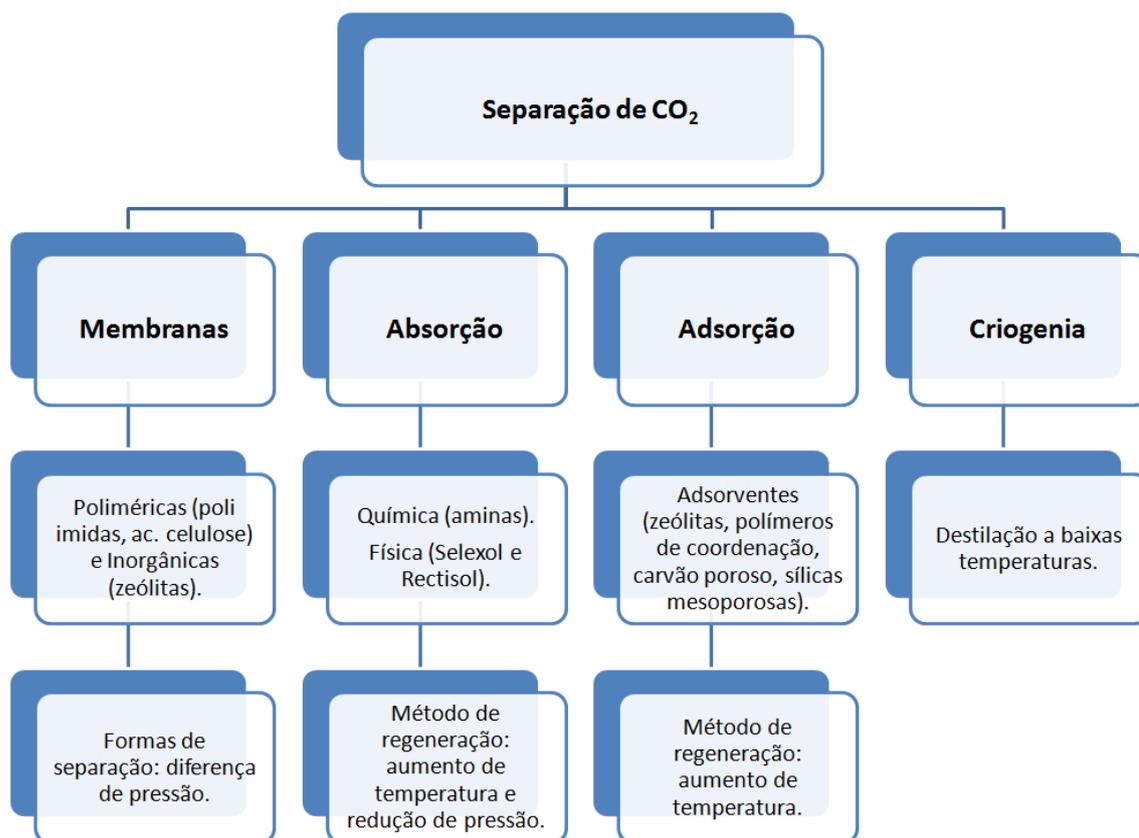


Figura 25: Representação das tecnologias utilizadas na separação de CO₂ (Adaptado de MELLO *et al.*, 2011).

A quantidade de carbono que será capturado varia de acordo com a tecnologia que será aplicada, as unidades que terão suas emissões capturadas e a concentração de CO₂ presente no gás exausto. Na Figura 26, pode-se observar a quantidade média de emissões totais mundiais por fonte emissora, em Megatoneladas por ano (ou Mtpa), de acordo com IPCC (2005). Já na Figura 27, os setores industriais específicos, suas emissões de CO₂ (em Mtpa) em 2011 e projeção destas emissões em 2050.

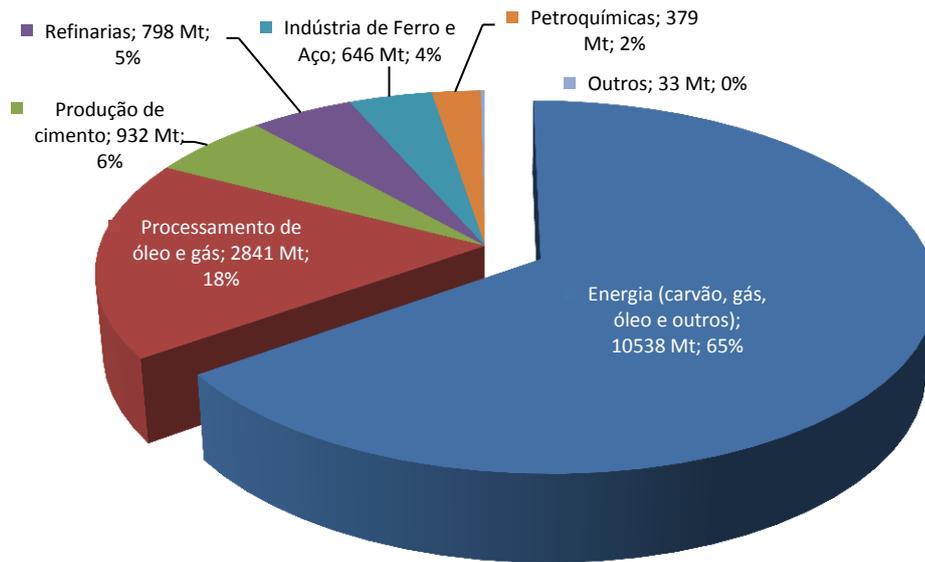


Figura 26: Quantidade média de emissões totais mundiais por fonte emissora (Mt de CO₂ por ano) (Adaptado de IPCC, 2005).

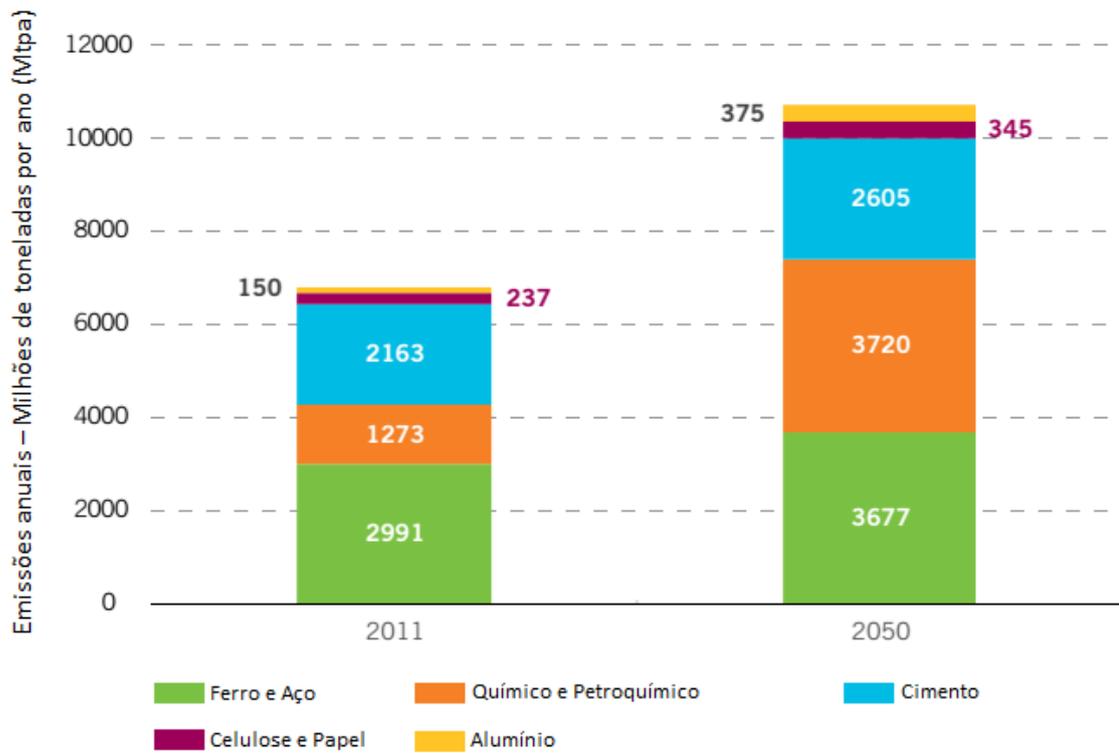


Figura 27: Setores industriais específicos, suas emissões de CO₂ (em Mtpa) em 2011 e projeção destas emissões em 2050 (Adaptado de GLOBAL CCS INSTITUTE, 2014).

Analisando a Figura 26, percebe-se que as fontes emissoras do setor energético são as que mais contribuem com a emissão de CO₂ para a atmosfera (representando o 1º lugar com, aproximadamente, 65% das emissões totais mundiais), seguido pelo setor de processamento de óleo e gás (18%) e, em 3º lugar, o setor de produção de cimento (6%); já por meio da Figura 27, observa-se que as emissões de CO₂ por parte do setor industrial químico e petroquímico terá um crescimento expressivo até 2050 (192,22% de aumento, aproximadamente).

Sabe-se que a captura de CO₂ é a etapa do CCS que demanda maiores investimentos de capital (RAVAGNANI, 2007; COSTA, 2009; CÂMARA, 2012; DIAS, 2013), pois esta é a etapa que apresenta os maiores custos de operação e manutenção. Isso ocorre, conforme Dias (2013), em função das tecnologias de separação de gases em grandes volumes que demandam gastos energéticos significativos.

O custo de captura varia significativamente com o tipo de tecnologia adotada para a separação do CO₂ que, por sua vez, dependerá diretamente das condições de pressão e concentração de CO₂ no gás exausto. Quanto maior for a concentração do dióxido de carbono no gás efluente, menor será a demanda energética necessária para realizar a separação do gás, logo menor o custo de captura (DIAS, 2013).

Os investimentos (*CAPEX – Capital Expenditure*) e os custos operacionais (*OPEX – Operational Expenditure*) de captura e compressão dependem do tipo de indústria e das opções de separação e disposição de CO₂ escolhida. O principal desafio, considerando a tecnologia de remoção de CO₂, é reduzir os gastos com energia e custo de capital. Os custos variam substancialmente, dependendo, principalmente, do tamanho da planta geradora; no entanto, a infraestrutura existente e a capacidade de gasodutos disponíveis também influenciam no custo (RAVAGNANI, 2007).

Uma grande contribuição da formação do custo total no sistema de sequestro vem do custo de capital e do custo operacional para compressão associados com equipamentos de resfriamento e desidratação. Os custos de compressão são

baseados nos custos relacionados à manutenção e capital e nos custos de eletricidade (RAVAGNANI, 2007).

Para se estimar os custos de compressão, o grau de compressão requerida e os custos unitários de compressão devem ser considerados. No entanto, estes dois elementos podem variar entre projetos. A maior parte do custo é associada com o uso de eletricidade. Além disso, os custos de compressão são consideravelmente mais altos para pequenos fluxos, sendo que estes variam de 7,40 a 12,5 Dólares por tonelada de CO₂ (HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004).

Além dos custos de compressão, uma questão que causa preocupação é o alto custo de captura. Freund e Davison (2002) destacam que economia de sequestro do CO₂ é dominada pelo componente de custo de captura (o parâmetro dominante com a atual tecnologia) e tem sido um dos principais obstáculos para a introdução da tecnologia de sequestro de CO₂ em muitos países.

O *OPEX* de captura depende da mão-de-obra, manutenção, compra de produtos químicos e outros. Os custos de captura dependem da quantidade do CO₂ capturado, da concentração e pressão de CO₂ na corrente da fonte de emissões e da natureza do processo de captura (absorção química ou física, adsorção química ou física, membranas, destilação criogênica e outros). O *CAPEX* de captura é associado com o equipamento requerido, tal como, por exemplo, as colunas de absorção (FREUND; DAVISON, 2002).

Como citado anteriormente, o obstáculo englobando altos custos pode ser atenuado se o gás for recuperado de processos industriais que forneçam correntes com elevadas concentrações de CO₂. Desta forma, menos energia será requerida para purificá-la e conseqüentemente a custos mais baixos. Segundo Sasaki (2004), a concentração de CO₂ de gases de queima influencia a eficiência de separação e recuperação, ou seja, estas apresentam custos mais eficientes quando a concentração aumenta.

Pouca atenção tem sido dada à recuperação de CO₂ nos processos industriais, embora grandes quantidades sejam emitidas a altas concentrações por poucas

indústrias (FARLA; HENDRIKS; BLOK, 1995). De acordo com Lysen (2002), se o CO₂ é quase puro, no melhor dos casos, somente desidratação e compressão podem ser requeridas antes do CO₂ ser transportado. A Tabela 4 apresenta estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO₂.

Tabela 4: Estimativas de investimento e custos operacionais de captura de várias fontes de emissão de CO₂.

Fontes de emissões	Custos de Captura (US\$/tCO ₂)*
Produção de Amônia	4,32
Produção de Hidrogênio (gás puro)	4,32
Produção de Cimento	37,83
Produção de Ferro e Aço	38,91
Refinarias	38,91 a 57,29
Usinas de Energia	34,59 a 57,29
Petroquímicas	43,23 a 48,64

Fonte: Adaptado de Hendriks, Graus e van Bergen (2004).

Nota: (*) Os dados originais estão apresentados em Euros (EUR), porém, nesta dissertação, foram convertidos para Dólares (US\$) utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014 (1,00 EUR = 1,35 US\$).

Conforme descrito por Farla, Hendriks e Blok (1995), o fator de eficiência do sistema de captura adotado para os altos-fornos das fontes emissoras é de 90%. Assim, verifica-se que a quantidade de CO₂ capturado pode ser expressa por:

$$Q_{CO_2} = E_{altosfornos} * 0,9 \quad (2.1)$$

Em que:

Q_{CO_2} é a quantidade de CO₂ capturado nos altos-fornos (tCO₂);

$E_{altosfornos}$ é a emissão de CO₂ nos altos-fornos (tCO₂);

0,9 é a eficiência de captura.

Desta forma, é possível observar que os custos de captura nas indústrias de produção de amônia e de hidrogênio são mais competitivos (RAVAGNANI, 2007), pois, devido à alta concentração do CO₂ proveniente destes segmentos, não são

necessários grandes dispêndios de energia para purificar a corrente gasosa, resultando em menores custos. Já para as refinarias e usinas de energia são registrados os maiores valores por tonelada de CO₂ capturado.

2.5.2.2 TRANSPORTE DO CO₂

Outra etapa dos projetos de CCS, e também muito importante, é a do transporte do CO₂ entre as plantas de captura/separação deste gás e o ponto de injeção no reservatório estratégico. O relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas de 2007 (IPCC, 2007) indica várias tecnologias propícias. O transporte de CO₂ por dutos é, atualmente, a tecnologia mais madura no mercado. De acordo com Martins (2009), o CO₂ gasoso é normalmente comprimido a pressões superiores a 8 MPa, com o intuito de evitar regimes de fluxo de duas fases e aumentar a densidade do CO₂, tornando-o mais fácil e barato de transportar.

O CO₂ também pode ser transportado em tanques (na forma líquida) por meio de navios ou caminhões cisterna. Muitas vezes, o transporte por navios pode ser mais atrativo economicamente, particularmente quando o CO₂ tem que ser transportado a grandes distâncias ou para projetos *offshore*. O uso de caminhões também é uma possibilidade, apesar de não ser economicamente viável para projetos de injeção de CO₂ em larga escala, quando comparado com navios e dutos (MARTINS, 2009).

Martins (2009) afirma ainda que alguns fatores devem ser considerados ao se estimar os custos operacionais de transporte de CO₂ por dutos, dentre eles: vazão de CO₂, distância da fonte de emissões ao local de armazenamento e a pureza do CO₂, pois sua contaminação pode mudar levemente as condições ótimas. Os custos de transporte provavelmente serão reduzidos quando operações de grande escala forem empregadas.

Para os custos de capital, os quais estão associados aos custos de construção, os seguintes parâmetros devem ser considerados: geometria do duto (diâmetro interno), características do terreno, por exemplo, se a área é montanhosa. A densidade populacional também deve ser considerada, já que mais segurança é

necessária para áreas povoadas (ou seja, mais válvulas são requeridas), o que pode aumentar consideravelmente os custos (HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004).

Considerando estas questões, o custo de transporte pode variar significativamente para diferentes projetos. De acordo com Heddle, Herzog e Klett (2003), os custos para construção de um gasoduto são estimados em US\$ 21.000,00/in/km. Na Tabela 5 observam-se alguns valores médios para *CAPEX* e *OPEX* de transporte por dutos.

Tabela 5: *CAPEX* e *OPEX* de transporte de CO₂ por dutos.

Duto	Custos	Observações	Referências Bibliográficas
<i>CAPEX</i>	US\$ 21.000,00/in/km.	US\$ 21.000,00 por polegada de diâmetro por km de comprimento.	Heddle, Herzog e Klett (2003).
<i>OPEX</i>	US\$ 3.100,00/km/ano.	Independente do diâmetro do duto.	Heddle, Herzog e Klett (2003).
<i>OPEX</i>	US\$ 1,00 a US\$ 8,00 / tCO ₂ a cada 250 km.	Dependente do tamanho e capacidade do duto.	IPCC, 2005.

Fonte: Adaptado de Heddle, Herzog, Klett (2003).

Por meio da Figura 28, observa-se os custos de transporte do CO₂ (US\$/tCO₂/100 km) em função do fluxo (kg/s), para velocidades de 1 e 3 m/s. De acordo com Hendriks, Graus e van Bergen (2004), estes custos dependem dos critérios econômicos aplicados e da velocidade do dióxido de carbono obtidos nos gasodutos, o que depende das condições do terreno e das condições destes dutos.

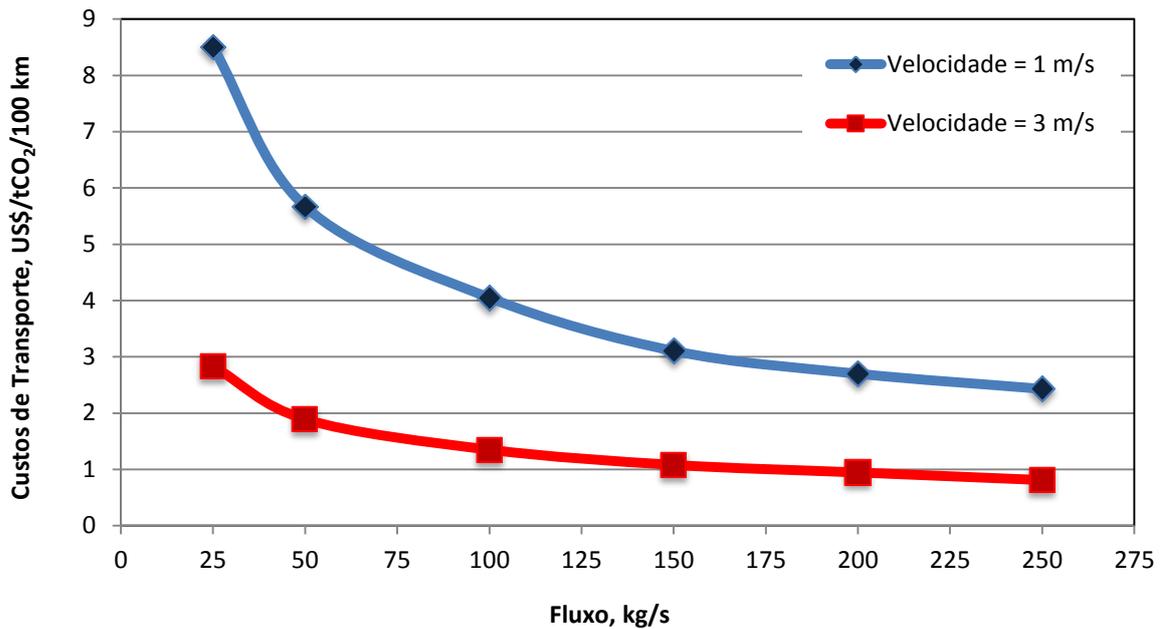


Figura 28: Custos de transporte do CO₂ em função do fluxo para velocidades de 1 e 3 m/s (Adaptado de HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004)*.

Nota: (*) Os dados originais estão apresentados em Euros (EUR), porém, nesta dissertação, foram convertidos para Dólares (US\$) utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014 (1,00 EUR = 1,35 US\$).

Conforme Hendriks, Graus e van Bergen (2004), outros fatores que podem influenciar os custos de transporte de uma região para outra ou de projeto para projeto são, entre outros:

- i. diferenças de custos trabalhistas;
- ii. licenças necessárias;
- iii. superfícies necessárias ou construção de subsuperfície;
- iv. requisitos de segurança (número de válvulas, qualidade do material);
- v. circunstâncias climatológicas;
- vi. diferenças de logística para fornecimento de materiais de construção.

De acordo com ZEP (2011), os custos com o transporte de CO₂ apresentam o seguinte comportamento (Tabela 6):

Tabela 6: Variação dos custos de transporte de CO₂ em função da massa de CO₂ e do ambiente*.

Ambiente	Comprimento do duto (km)	Massa de CO ₂ (Mtpa)	Custo (US\$/tCO ₂)
<i>onshore</i>	180	2,5	6,75
		20	2,03
<i>offshore</i>		2,5	12,83
		20	4,73

Nota: (*) Os dados originais estão apresentados em Euros (EUR), porém, nesta dissertação, foram convertidos para Dólares (US\$) utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014 (1,00 EUR = 1,35 US\$).

Já em relação ao transporte por navios, o custo é menos dependente da distância. Para um grande volume de CO₂ (20 Mtpa), os custos são, aproximadamente, US\$ 14,85/tCO₂/180 km; US\$ 16,20/tCO₂/500 km e US\$ 21,60/tCO₂ para distâncias muito longas (1.500 km). Para um volume menor de CO₂ (2,5 Mtpa), os custos para 500 quilômetros estão aproximados de US\$ 20,25/tCO₂ (Adaptado de ZEP, 2011).

2.5.2.3 ARMAZENAMENTO DO CO₂

Segundo Nguyen e Allinson (2002) e Hendriks, Graus e van Bergen (2004), os componentes de custo de injeção de CO₂ nos locais de armazenamento incluem, principalmente, CAPEX para perfuração de poços e os custos relacionados à operação e manutenção do sistema. A composição do custo total de armazenamento depende de local, custos de injeção, profundidade do reservatório, temperatura média, raio do reservatório, monitoramento, vazão e o valor dos produtos derivados que podem ser comercializados (por exemplo, as receitas oriundas do EOR).

Devido à quantidade de parâmetros citados acima, o custo do armazenamento do CO₂ não pode ser estimado com precisão, uma vez que grandes variações podem ocorrer em tais parâmetros. Estudos apontam que na maior parte dos casos de armazenamento em reservatórios geológicos, os custos variam de US\$ 5,00 a mais de US\$ 20,00 por tonelada de CO₂ armazenado (NGUYEN; ALLINSON, 2002).

Geralmente, o armazenamento em bacias terrestres apresenta menor custo que o armazenamento em bacias marítimas. Custos com esta opção devem incluir plataformas e outras instalações além de maiores custos operacionais. Os custos da perfuração *offshore* são maiores quando comparados aos custos *onshore* e, certamente, os custos variam consideravelmente entre tais projetos. De maneira aproximada, considerando somente a dependência da profundidade dos poços, os custos com a perfuração de poços de 1 km são US\$ 1,35 milhão e para poços de 3 km, US\$ 3,17 milhões (HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004). Por meio da Figura 29, observa-se, de maneira aproximada, os custos do armazenamento geológico de CO₂ (US\$/tCO₂) em função da profundidade (metros), conforme os registros de Hendriks, Graus e van Bergen (2004). Vale ressaltar que as curvas referentes aos campos *onshore* de gás natural e óleo se sobrepõem, assim como as curvas referentes aos campos *offshore* de gás natural e óleo.

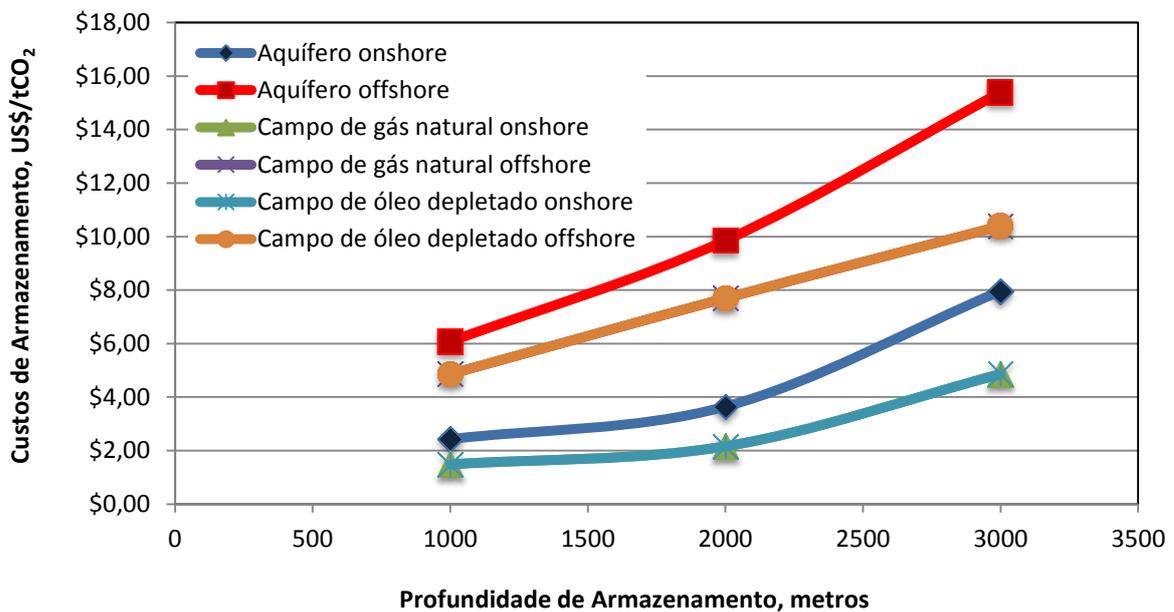


Figura 29: Custos do armazenamento geológico de CO₂ (US\$/tCO₂) em função da profundidade (metros)*.

Nota: (*) Os dados originais estão apresentados em Euros (EUR), porém, nesta dissertação, foram convertidos para Dólares (US\$) utilizando a taxa de câmbio de 16/07/2014 (1,00 EUR = 1,35 US\$).

Já ZEP (2011) destaca que o range dos custos envolvidos no armazenamento geológico é de US\$ 1,35 a US\$ 27,00/tCO₂. Para aquíferos salinos *onshore* tem-se

um range de US\$ 2,70 a US\$ 16,20/tCO₂, e para *offshore* o range é de US\$ 8,10 a US\$ 27,00/tCO₂. Já para campos maduros de hidrocarbonetos *onshore* tem-se um range de US\$ 1,35 a US\$ 9,45/tCO₂, se o ambiente for *offshore*, o range é de US\$ 2,70 a US\$ 18,90/tCO₂. As diferenças financeiras percebidas entre os custos de armazenamento nos ambientes *on* e *offshore* são devidas as diferentes estruturas empregadas para se atingir o objetivo (sabe-se que o ambiente *offshore* possui uma demanda de técnicas mais sofisticadas).

Em alguns casos, existem oportunidades de armazenamento a baixos custos ou até mesmo com rentabilidade financeira, por meio dos Créditos de Carbono (caso o CO₂ seja injetado em aquíferos salinos), ou por meio do aumento da produção de óleo e/ou gás pela injeção de CO₂ nos reservatórios geológicos (técnicas de *EOR* e/ou *ECBMR*); tais casos incluem a aplicação de CO₂ em recuperação avançada de óleo e recuperação avançada em leitos de carvão. Vale ressaltar que durante a aplicação da técnica de *EOR*, por meio da injeção de CO₂, uma parcela do gás injetado ficará aprisionada no meio poroso podendo ser comercializada no mercado dos Créditos de Carbono.

A técnica de *EOR* pode ser atrativa do ponto de vista econômico, pois este método pode reduzir os custos de sequestro de CO₂ significativamente. No entanto, a opção de *ECBMR* tem maior custo, pois requer um grande número de poços (HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004). Além disso, armazenamento de CO₂ em leitos de carvão ainda está em fase inicial de desenvolvimento. De acordo com Smith *et al.* (2002), além das vantagens devidas às receitas de *EOR*, o custo de construção e operação dos poços injetores de CO₂ contribuem somente com uma pequena parte do custo total do sistema. Além disso, geralmente, os custos com armazenamento são pequenas frações do custo de captura de CO₂ e, conseqüentemente, não tem sido foco de muita atenção.

Os custos estimados para sequestro geológico de CO₂ dependem das considerações específicas do local tais como: quantidade necessária de poços de injeção, instalações de superfície, necessidade de monitoramento e gerenciamento de reservatórios, dentre outros. À medida que a tecnologia se torna madura, as incertezas nos custos são reduzidas. Especificamente, os custos de investimento em

EOR englobam custos de compressores, equipamentos de separação, perfuração de poços, conversão de poços e completações. Em alguns projetos não são necessários novos poços. Já os custos operacionais incluem os custos de compra de CO₂, custos operacionais do campo, custos com combustível, etc.

2.5.2.4 MEDIÇÃO, MONITORAMENTO E VERIFICAÇÃO – MMV

Durante e após a execução de projetos desta natureza, a dificuldade está, por exemplo, em saber como os reservatórios e os fluidos presentes irão se comportar com o armazenamento, qual será o destino do CO₂ após a sua injeção e qual será o risco geológico de vazamento através de falhas, fraturas e poços abandonados (KETZER, 2005). Um planejamento estratégico e cuidadoso, baseado em modelagem, simulação e análise do modelo envolvido, é necessário durante e após a aplicação da injeção de CO₂ nos reservatórios geológicos supracitados. Isso porque a modelagem numérica é, provavelmente, a única ferramenta disponível para avaliar e prever o destino do CO₂ injetado em reservatórios geológicos profundos. Portanto, *softwares* e técnicas computacionais são utilizados nesta fase de medição, monitoramento e verificação. De acordo com pesquisas publicadas por Benson *et al.* (2004) e Dahowski (2009), as estimativas dos custos com MMV em projetos de CCS se aproximam de US\$ 0,08/tCO₂.

2.5.3 MODELO MATEMÁTICO

Conforme já citado, a injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo promove aumento significativo no fator de recuperação do óleo residual (óleo que não foi produzido por métodos primários). Sabe-se que a quantidade recuperável de petróleo por *EOR* varia bastante em razão do mecanismo de deslocamento de óleo (miscível ou imiscível) e das características do campo, como a pressão do reservatório, a quantidade original de óleo *in place*, as reservas restantes de petróleo e o grau *API* do óleo. O grau *API* é uma função hiperbólica da densidade, quanto menor, mais denso é o óleo. A taxa de injeção para óleo miscível é aproximada de 0,336 MgCO₂/barril de óleo, já para imiscível é de 0,559 MgCO₂/barril

de óleo. A quantidade máxima de óleo a ser recuperado pode ser obtida por meio da Equação 2.2 (HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004):

$$EOR = \left(\frac{\%EXTRA}{100} \right) * VOOIP * C \quad (2.2)$$

Em que:

EOR (Enhanced Oil Recovery) é a quantidade em volume de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

%EXTRA é a porcentagem extra de óleo recuperável em razão da injeção de CO₂;

VOOIP é o Volume Original de Óleo *In Place* do campo (barril de óleo);

C é o fator de contato do CO₂ com o óleo.

Hendriks, Graus e van Bergen (2004) abordam que o valor do fator de contato *C* seja igual a 75% (ou 0,75) para todos os campos de petróleo. É uma consideração conservativa, já que é improvável que todo o óleo presente no reservatório entre em contato com CO₂ injetado, independente do mecanismo de deslocamento de CO₂ ocorrido no campo (miscível ou imiscível).

A porcentagem extra de óleo recuperável em razão da injeção de CO₂ (*%EXTRA*) é um valor estimado baseado no grau *API* do petróleo presente no campo. Estudos e simulações probabilísticas foram realizados pela *IEAGHG* (IEA, 2002) para determinar o valor de *%EXTRA*. Ficou determinado que para óleos com um grau *API* menor que 31, o valor de *%EXTRA* está entre 0,3% e 10,3%. Uma simples estimativa da renda bruta que poderá ser atingida com esta produção extra de óleo pode ser calculada através da Equação 2.3:

$$Renda Bruta (US\$) = EOR * \beta \quad (2.3)$$

Em que:

EOR (Enhanced Oil Recovery) é a quantidade em volume de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

β é o preço do barril de petróleo em Dólares.

Para o cálculo da massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de *EOR* (pois uma fração retorna com o óleo produzido), Stevens, Kuuskraa e Taber (1999) descrevem, segundo Hendriks, Graus e van Bergen (2004), a Equação 2.4. A metodologia de cálculo da massa de CO₂ advindo de cada barril de petróleo produzido também é apresentada a seguir.

$$M_1CO_2 = EOR * R_{CO_2} \quad (2.4)$$

Em que:

M_1CO_2 é a massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado (tCO₂);

EOR (*Enhanced Oil Recovery*) é a quantidade de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

R_{CO_2} é a razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo (tCO₂/barril de óleo); esta razão varia, aproximadamente, entre 0,1 e 0,8.

O cálculo da massa de CO₂ resultante de cada barril de petróleo produzido leva em consideração os seguintes fatores: o conteúdo de calor médio de petróleo bruto é 5,80 MMBTU por barril (EPA, 2014); O coeficiente de carbono médio de petróleo bruto é 20,31 kg de carbono por MMBTU (EPA, 2014); A fração oxidada é 100% (IPCC, 2006). Desta maneira, tem-se que:

$$5,80 \frac{MMBTU}{barril} * 20,31 \frac{kg C}{MMBTU} * \left(\frac{44g CO_2}{12g C} \right) * \left(\frac{1 ton métrica}{1000 kg} \right) = 0,43 \frac{(tonelada métrica de CO_2)}{barril} \quad (2.5)$$

Portanto, a quantidade de CO₂ advindo de cada barril de petróleo produzido se aproxima de 0,43 toneladas. Com relação ao balanço mássico de CO₂ durante a aplicação da técnica de *EOR*, observa-se o cálculo por intermédio da Equação 2.6.

$$BM_{CO_2} = M_1CO_2 - (EOR * 0,43) \quad (2.6)$$

Em que:

BM_{CO_2} é o balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de *EOR* (tCO₂);

M_1CO_2 é a massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado (tCO₂);

EOR (Enhanced Oil Recovery) é a quantidade de óleo que pode ser recuperado do reservatório (barril de óleo);

0,43 é a quantidade de CO₂ emitido por barril de óleo (tCO₂/barril de óleo).

Levando em consideração que 1 tonelada de CO₂ equivale a 01 Crédito de Carbono e que o mesmo pode ser comercializado por meio do mercado regulado através da Bolsa de Valores, a renda bruta pode ser calculada por meio da Equação 2.7.

$$\text{Renda Bruta (US\$)} = BM_{CO_2} * \gamma \quad (2.7)$$

Em que:

BM_{CO_2} é o balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de *EOR* (tCO₂);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Percebe-se que a variável BM_{CO_2} pode assumir tanto valores positivos quanto negativos e isto vai indicar se o processo está sendo (ou não) sustentável. Por meio deste cálculo, os valores negativos assumidos por esta variável simbolizam a falta de sustentabilidade do projeto.

Sabe-se que após a aplicação do CO₂ como método de *EOR*, os reservatórios de petróleo considerados “esgotados” são utilizados como “armazém” de CO₂ e, dessa maneira, todos os investimentos tecnológicos nas fases de captura e transporte não são perdidos. Como não há mais produção de petróleo, as únicas negociações financeiras são por meio da Bolsa de Valores envolvendo os Créditos de Carbono, assim como quando o CO₂ é armazenado geologicamente em aquíferos salinos, o que será discutido posteriormente.

O cálculo da massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado em reservatórios de óleo depletados, então sem a produção simultânea de óleo, corresponde ao volume do reservatório que estava ocupado pelo óleo produzido, conforme explicam Hendriks, Graus e van Bergen (2004). A equação para este cálculo pode ser representada por:

$$M_2CO_2 = \text{Óleo}_{prod} * Vol_{Barril} * \rho_{CO_2} * \frac{S}{100} \quad (2.8)$$

Em que:

M_2CO_2 é a massa total de CO_2 estocado (kg);

Óleo_{prod} é o total de óleo produzido no passado (barril de óleo);

Vol_{Barril} é o volume de um barril de óleo (0,159 m³);

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO_2 em condições de reservatório (750 kg/m³);

S é o “fator espaço”, porcentagem do espaço original que pode ser usado para o armazenamento de CO_2 ; este fator, normalmente, assume valores de 40, 60 e/ou 80%.

Já a renda bruta pode ser obtida da seguinte maneira:

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = \left(\frac{M_2CO_2}{1000} \right) * \gamma \quad (2.9)$$

Em que:

M_2CO_2 é a massa total de CO_2 estocado (kg);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Para reservatórios de gás, segundo Hendriks, Graus e van Bergen (2004), o cálculo da massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser estocado é realizado da seguinte forma:

$$M_3CO_2 = 0,75 * Vg_{tot} * R_{CO_2/CH_4} * \rho_{CO_2} \quad (2.10)$$

Em que:

M_3CO_2 é a massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser estocado (Mg);

0,75 é uma medida conservativa, tal medida representa que 75% da área pode ser preenchida por CO_2 ;

Vg_{tot} é o volume total de gás (m³);

R_{CO_2/CH_4} é a razão molar, em condições de reservatório, entre CO_2 e CH_4 ;

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO_2 nas condições de superfície (1,98.10⁻³ Mg/m³).

A razão molar pode ser calculada pela seguinte expressão (em que h é a profundidade em metros):

$$R_{CO_2/CH_4} = 2 * 10^{-7} * h^2 - 0,0015 * h + 4,1707 \quad (2.11)$$

A renda bruta, neste cenário, é obtida pela Equação 2.12.

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = (M_3CO_2/10^6) * \gamma \quad (2.12)$$

Em que:

M_3CO_2 é a massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser estocado (Mg);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Quando o reservatório geológico selecionado para a aplicação do CCS for aquífero salino, antes de calcular a estimativa da renda bruta, é preciso calcular a estimativa da massa de CO_2 que pode ser, potencialmente, sequestrado. Pela Equação 2.13 (VAN DER MEER *et al.*, 1992; HENDRIKS; GRAUS; VAN BERGEN, 2004) calcula-se o volume de CO_2 que pode ser armazenado, tendo os pressupostos de que cerca de 1% (ou 0,01) do aquífero é parte de uma armadilha estrutural e apenas 2% (ou 0,02) da armadilha estrutural pode ser preenchido com CO_2 .

$$M_{CO_2} = A * h * 0,01 * 0,02 * \left(\frac{\varphi}{100}\right) * \rho_{CO_2} * 10^{-12} \quad (2.13)$$

Em que:

M_{CO_2} é a massa de CO_2 que pode potencialmente ser sequestrado (g);

A é a área superficial da bacia sedimentar (m^2);

h é a espessura do aquífero (m);

φ é a porosidade da rocha (%);

ρ_{CO_2} é a massa específica do CO_2 nas condições de superfície (1980 g/m^3).

Já a renda bruta pode ser obtida da seguinte maneira:

$$Renda\ Bruta\ (US\$) = (M_{CO_2}/10^6) * \gamma \quad (2.14)$$

Em que:

M_{CO_2} é a massa de CO_2 que pode potencialmente ser sequestrado (g);

γ é o preço do Crédito de Carbono em Dólares.

Por intermédio da modelagem matemática supracitada, o potencial de cada reservatório geológico candidato ao CCS pode ser simulado e interpretado, podendo, inclusive, ser comparado uns com os outros. A elaboração organizada deste equacionamento foi de fundamental importância para a realização deste trabalho cujo objetivo central é analisar o potencial da Bacia Geológica do Espírito Santo com relação ao armazenamento de CO_2 . Nesta abordagem matemática, fica evidente que a viabilidade técnica do armazenamento geológico de CO_2 em reservatórios de hidrocarbonetos e em aquíferos salinos depende de diversos parâmetros que caracterizam o cenário escolhido, tais como *VOOIP*, *VOGIP*, *%EXTRA*, *fator de contato* CO_2 -óleo, área, espessura e porosidade do reservatório, *fator espaço*, razão molar CO_2 - CH_4 , dentre outros.

Quanto à viabilidade econômica dos projetos de CCS, sabe-se que há outros fatores que influenciam nesta interpretação além dos investimentos, custos operacionais e renda financeira, tais como a gestão do capital intelectual dos envolvidos e a valorização ambiental desta ideia perante um futuro em que será cada vez mais necessário investir em projetos sustentáveis. Na opinião de Valente (2012) em entrevista concedida aos autores Silva e Macedo (2012), ainda neste século, o diferencial competitivo entre empresas e até mesmo entre indústrias estará no fornecimento de serviços e na fabricação de produtos com baixa emissão de CO_2 . De acordo com estes autores, o grande ganho por parte destas instituições será por meio do *marketing* baseado na sustentabilidade e não, efetivamente, por meio do comércio de Créditos de Carbono, mas isto tem gerado discussões e debates entre pesquisadores e cientistas.

Já Neto (2012), também em entrevista concedida aos autores supracitados, relata que o consumidor informado e educado muda seus hábitos e seus interesses; os meios de comunicação internacionais já apresentam os riscos das alterações climáticas e esse é o cenário perfeito para as oportunidades. Pelo menos 70% das

emissões de GEE vêm da produção de bens de consumo, assim os produtos que agridam menos o meio ambiente serão o futuro. Esses produtos já estão inseridos no mercado de forma competitiva. Produtos inovadores, que reduzam a emissão de GEE, se destacarão no mercado. As empresas que estrategicamente conseguirem agregar esses valores serão empresas vencedoras e transformarão as oportunidades em conquistas palpáveis.

Desta forma, alguns autores afirmam que nenhum projeto envolvendo a redução das emissões de dióxido de carbono oferecerá maior retorno financeiro do que a própria atividade comercial de uma empresa. Como descreve Silva e Macedo (2012), o mercado de carbono é acessório da atividade comercial das empresas, assim não poderá nunca sobrepor a seu *core business*. No entanto, os projetos de redução de GEE (eficiência energética e CCS, por exemplo) trazem benefícios sociopolíticos e econômicos em um âmbito voltado para a sustentabilidade, assim só o fato de implementá-los assegura um bom posicionamento de mercado para estas indústrias e/ou empresas, além de assegurar a preservação do meio ambiente.

2.6 LOCALIZAÇÃO DAS FONTES ESTACIONÁRIAS DE CO₂ NO BRASIL E NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

Uma das ações importantes para a aplicação da tecnologia de armazenamento geológico de CO₂ é a identificação e quantificação das fontes emissoras deste GEE, neste caso, no Brasil e no estado do Espírito Santo. Segundo Martins (2009), o Projeto CARBMAP (2009) contabilizou, no Brasil, 1.407 fontes estacionárias de CO₂ *onshore*, com massa equivalente de 305 milhões de toneladas de CO₂ por ano. Por meio das Figuras 30 e 31 observa-se, respectivamente, o mapa do Brasil com a massa de CO₂ emitida (< 200; 201 a 750; 751 a 1.800; 1.801 a 3.800; 3.801 a 6.400 kt/ano, respectivamente) por fonte estacionária e a localização das emissões de CO₂ por setor industrial (cimenteiras, energia, refinarias, etileno, siderurgia, biomassa, etanol, amônia).



Figura 30: Mapa brasileiro das emissões de CO₂ (em Kt/ano) por meio de fontes estacionárias (KETZER, 2014).



Figura 31: Mapa brasileiro de fontes estacionárias de CO₂ por setor industrial (KETZER, 2014).

Através dos mapas brasileiros representados acima, observa-se que as regiões Capixabas que apresentam maiores índices de emissão de CO₂ por ano (cerca de 14.000 kt/ano) é a Grande Vitória composta pelos municípios de Cariacica, Fundão, Guarapari, Serra, Viana, Vila Velha e Vitória (capital), além da região de Linhares, Colatina e o sul do estado. Com relação aos setores das fontes estacionárias presentes no Estado, percebe-se: Siderurgia, Biomassa, Cimenteiras e Energia. Sendo que o setor de Energia é o de maior destaque.

Pela análise da Figura 32, pode-se observar o mapa geográfico do Estado do Espírito Santo com destaque na região de maior índice de fontes estacionárias de CO₂.

nas caldeiras de termoeletricas. Em segundo lugar e com 15% das emissões estacionárias de CO₂, as cimenteiras se fazem presentes neste cenário mundial.

Emissões estacionárias de CO₂ - Setores Industriais

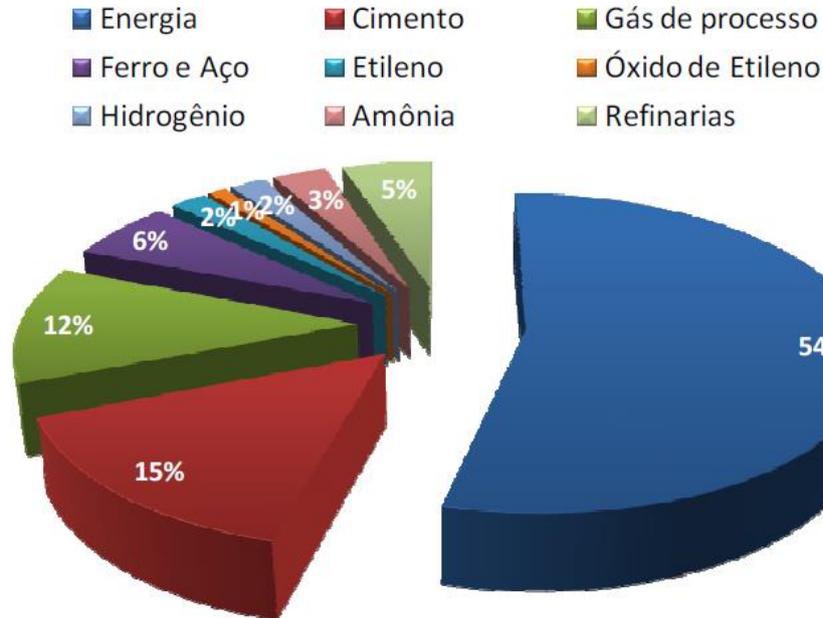


Figura 33: Distribuição, por setor industrial, das emissões estacionárias de CO₂ no mundo (Adaptado de OLIVEIRA FILHO, 2006 apud MONTEIRO, 2009).

Sabe-se que o CO₂ encontra-se majoritariamente presente em gases de combustão nas indústrias. A concentração volumétrica de CO₂ em gases de combustão de diferentes origens está indicada na Figura 34, e pode variar de menos de 5% a mais de 30%. Fica evidente, ao interpretar esta figura, que os altos fornos industriais e as cimenteiras se destacam apresentando as maiores concentrações volumétricas de CO₂ em gases de combustão.

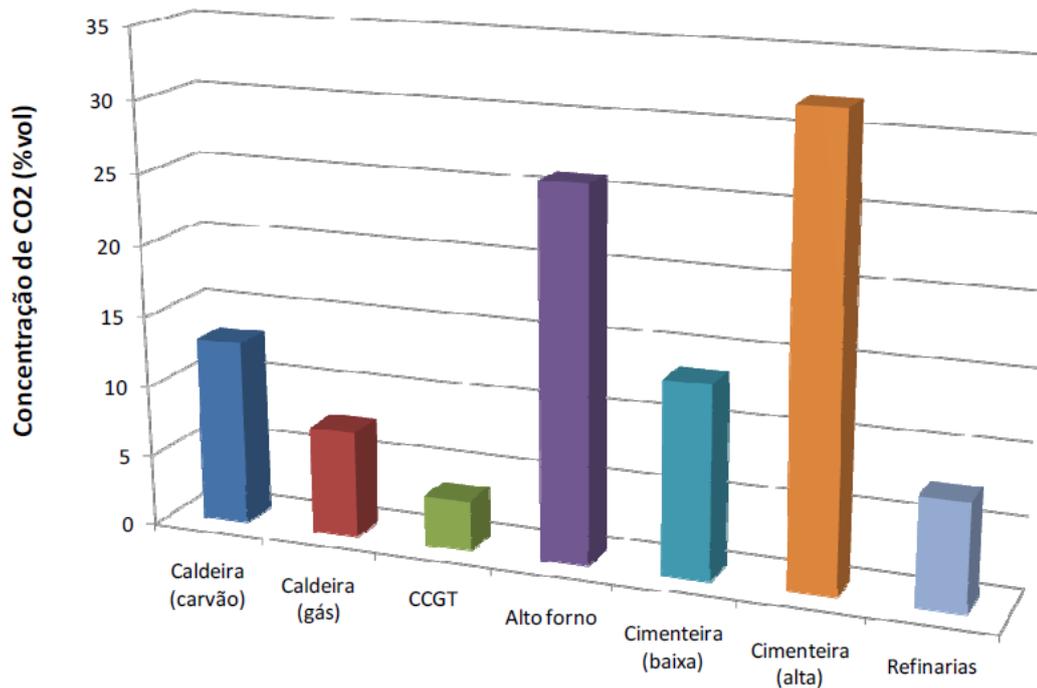


Figura 34: Concentração do CO₂ em gases de combustão de diferentes indústrias (Adaptado de THAMBIMUTHU *et al.*, S. D. apud MONTEIRO, 2009).

2.6.1 QUANTIFICAÇÃO DA EMISSÃO DE GEE NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

De acordo com o Governo do estado do Espírito Santo, o primeiro Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa do estado do Espírito Santo (escrito em 2013) quantifica as emissões dos gases que ocorreram por responsabilidade das atividades econômicas no Espírito Santo, não considerando, nesse caso, as emissões advindas da extração de petróleo *offshore* no ano de 2006 (ano base do Inventário).

Os gases considerados, por sua relevância, foram o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄) e o dióxido de nitrogênio (NO₂) expressos em Gigagramas de dióxido de carbono equivalente – GgCO₂eq, que representa a conversão de todos os gases em seu equivalente CO₂ pelos seus respectivos potenciais de aquecimento global.

O ano base escolhido pelo Governo do Estado foi o de 2006, em função, principalmente, da consolidação, abrangência e disponibilidade dos dados. Os

setores objeto de inventários nacionais de acordo com o guia IPCC de 2006 e que foram utilizados na estruturação do Inventário do estado do Espírito Santo são:

- i. Energia.
- ii. Processos Industriais e Uso de Produtos (*IPPU*, na sigla em inglês).
- iii. Agricultura, Florestas e Outros Usos da Terra (*AFOLU*, na sigla em inglês).
- iv. Resíduos.

Dentre os quais, serão apresentados a seguir os tópicos i e ii.

2.6.1.1 SETOR ENERGIA

De acordo com o guia para elaboração de inventários nacionais de Gases de Efeito Estufa do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas de 2006 (IPCC, 2006), o uso da energia compreende todas as emissões de GEE provenientes da queima de combustíveis e da liberação (fuga) decorrente do seu uso. Dessa forma, foram estimadas nesse setor as emissões relativas à produção, transformação e consumo de energia, incluindo-se as emissões devidas à queima de combustíveis e à fuga na cadeia de produção, transformação, distribuição e consumo. Os principais GEE inventariados nesse setor foram CO₂, CH₄ e N₂O.

Em 2006, segundo o Inventário do estado do Espírito Santo (2013), as emissões capixabas nesse setor somaram 8.106,36 GgCO₂eq, representando 30% das emissões totais do estado. O subsetor industrial respondeu por 50,85% (4.121,78 GgCO₂eq) dessas emissões, seguido pelo subsetor de transportes (29,79%) e residencial (5,92%). Os demais subsetores, juntos, representaram 13,44% das emissões.

A Tabela 7 sintetiza as contribuições das diversas atividades econômicas no estado do Espírito Santo nas emissões de GEE do Setor Energia.

Tabela 7: Emissões totais do Setor Energia segundo atividades econômicas no estado do Espírito Santo – parcela não renovável (2006).

Atividades Econômicas do Setor Energia	GgCO ₂ eq	Participação (%)
<i>Industrial</i>	4.121,78	50,85
<i>Transportes</i>	2.415,15	29,79
<i>Residencial</i>	479,91	5,92
<i>Centrais Elétricas Autoprodutoras REG</i>	285,86	3,53
<i>Agropecuário</i>	207,79	2,56
<i>Setor Energético</i>	215,14	2,65
<i>Comercial</i>	96,2	1,19
<i>Centrais Elétricas de serviço público/perdas e ajustes</i>	102,84	1,27
<i>Público</i>	71,18	0,88
<i>Emissões fugitivas</i>	12,28	0,15
<i>Emissões de CO₂ Biomassa (parcela não renovável)</i>	98,22	1,21
Total	8.106,36	100

Fonte: Espírito Santo, 2013.

Na Figura 35 observa-se a participação percentual de cada subsetor de energia nas emissões de GEE.

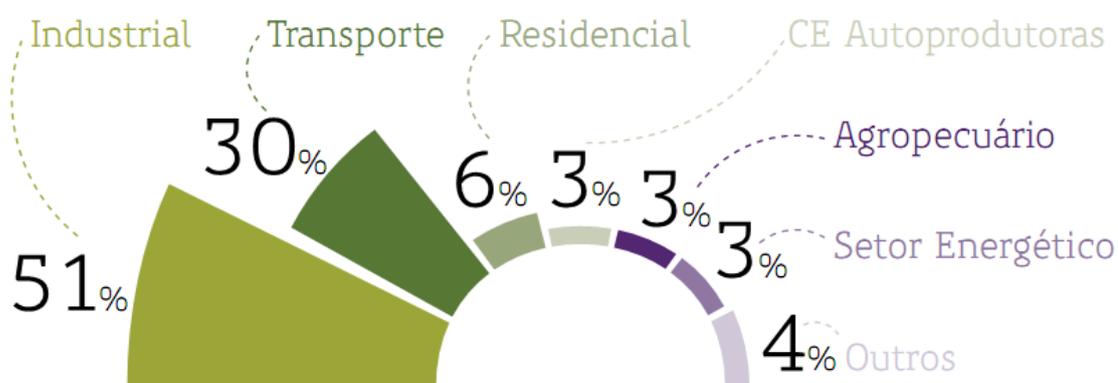


Figura 35: Participação nas emissões de CO₂eq dos subsetores de energia (ESPÍRITO SANTO, 2013).

Dentre as fontes nesse Setor Energia, o óleo diesel respondeu por 21,5% do total das emissões de Gases de Efeito Estufa. Outras importantes fontes de emissões foram o gás natural (com 13,4%), a eletricidade e o carvão vapor (com aproximadamente 12,8% cada), além do óleo combustível e da gasolina (aproximadamente 11,4% cada). Quanto às atividades de siderurgia presentes no estado do Espírito Santo, as emissões aparecem quase que exclusivamente em processos industriais e uso de produtos (IPPU). A Figura 36 representa a participação (%) de cada fonte no total das emissões do Setor Energia do estado do Espírito Santo (2006).

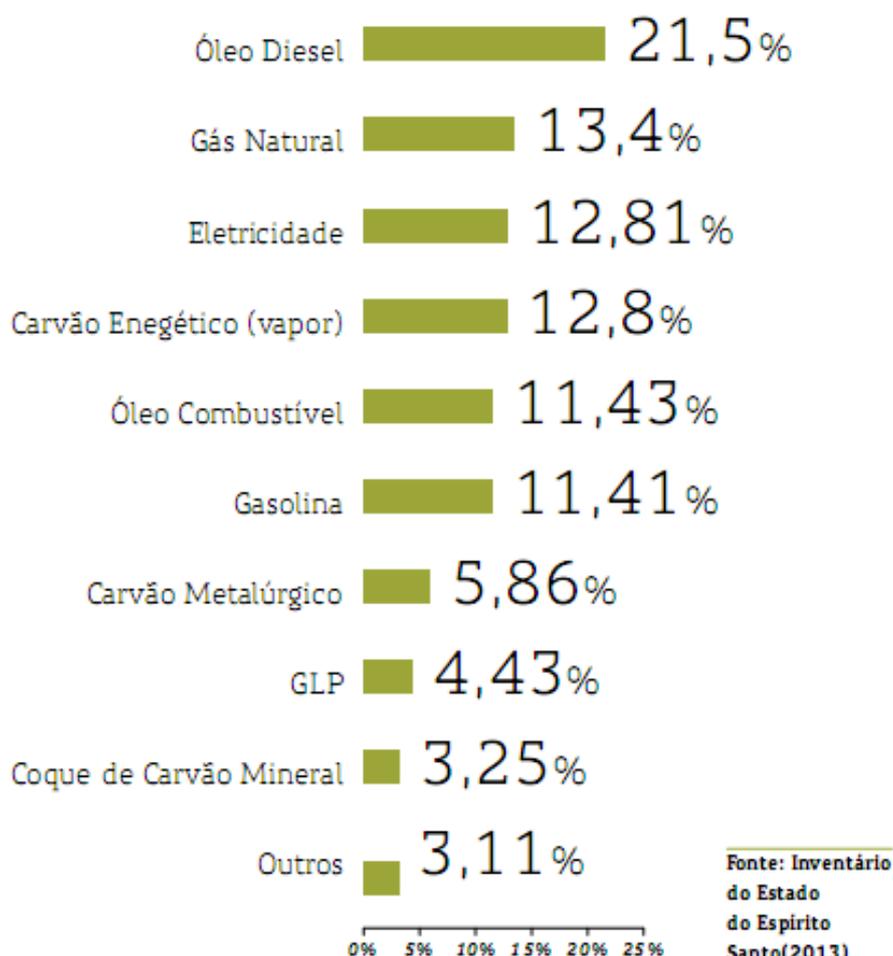


Figura 36: Participação (%) de cada fonte no total das emissões do Setor Energia do estado do Espírito Santo (2006) (ESPÍRITO SANTO, 2013).

Os segmentos de mineração e pelotização, ferro gusa e aço (siderurgia), que pertencem ao subsetor industrial, responderam por 32,07% e 11,32%,

respectivamente, das emissões totais do setor energia. As emissões elevadas desses dois segmentos devem-se à intensa atividade da indústria capixaba de ferro gusa e aço integrado e ferro gusa não integrado.

Na Figura 37 observa-se a participação (%) de cada fonte no total das emissões do subsetor industrial do Espírito Santo em 2006, de acordo com o Inventário do estado do Espírito Santo (2013).

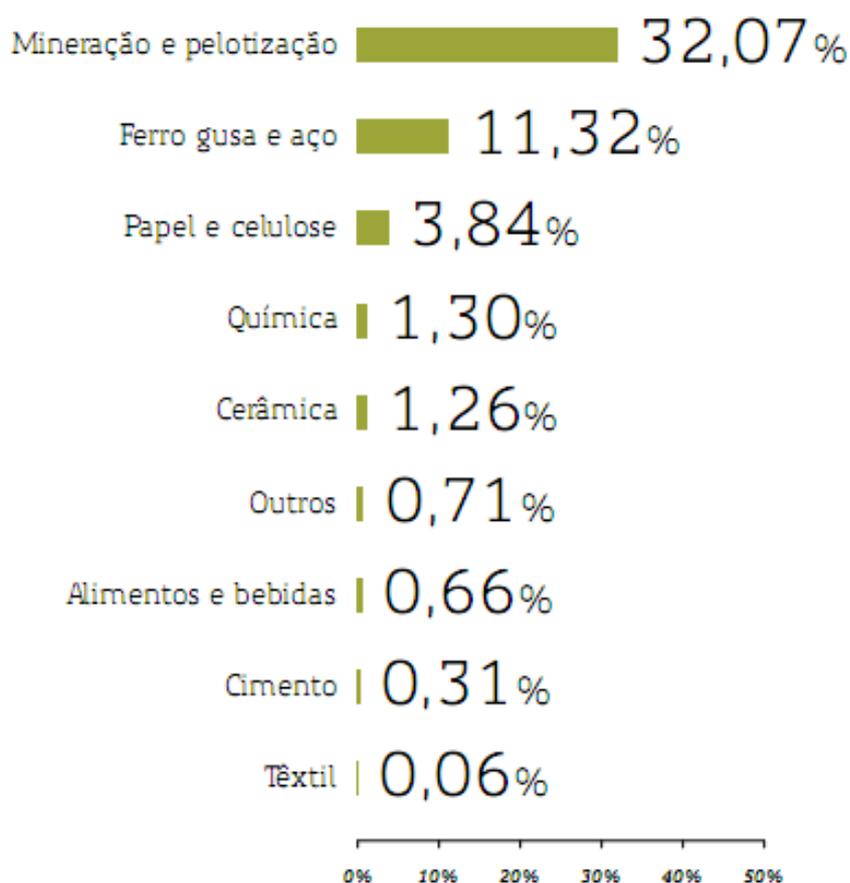


Figura 37: Participação (%) de cada fonte no total das emissões do subsetor industrial do Espírito Santo (2006) (ESPÍRITO SANTO, 2013).

O segmento de papel e celulose representou pouco mais que 3,8% das emissões industriais, sendo estas de fontes não renováveis, já que nessa indústria a maior parte de suas emissões (87%) se deu a partir da queima de biomassa renovável, ou seja, a parcela que é reabsorvida pelo ciclo fotossintético das plantas, fazendo com que essas emissões sejam compensadas integralmente.

Outro segmento industrial em que prevaleceram as emissões a partir da biomassa foi o de alimentos e bebidas, que concentrou 81% de suas emissões a partir do bagaço de cana (sua principal fonte de energia) e 14% a partir da queima de lenha, afóra o uso de outras fontes de energia, como gás natural, óleo diesel, óleo combustível, GLP e eletricidade. Do montante de biomassa utilizada por esse segmento, 98% foram renováveis.

Conforme se pode observar na Figura 38, entre os três gases inventariados pelo Governo do Estado, o CO₂ representa quase a totalidade das emissões no setor de energia (99,95%), e o CH₄ e o N₂O respondem apenas por 0,04% e 0,005% das emissões, respectivamente.

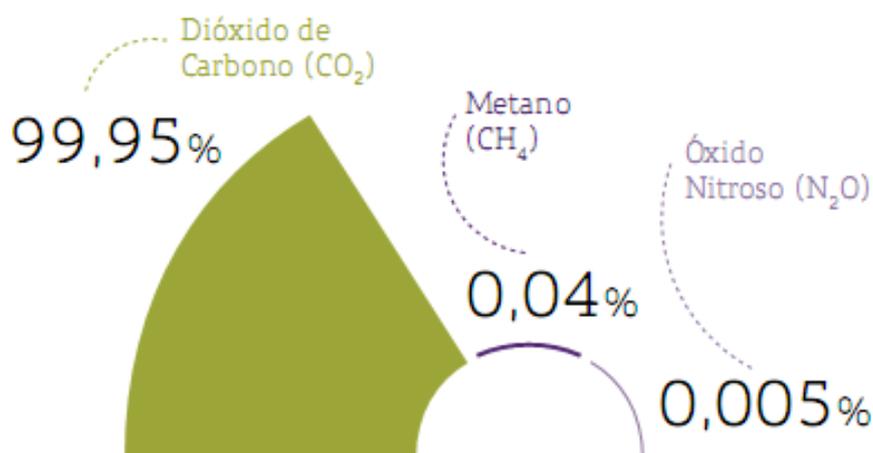


Figura 38: Emissões totais do Setor Energia segundo gás de efeito estufa e fontes de emissão no estado do Espírito Santo em 2006 (ESPÍRITO SANTO, 2013).

2.6.1.2 SETOR PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS

Neste setor, conforme o Inventário do estado do Espírito Santo (2013), foram estimadas as emissões resultantes do processo produtivo nas indústrias. Essas emissões de Gases de Efeito Estufa correspondem não só aos processos de geração de energia, calor e/ou trabalho, como também à geração de GEE de fontes não energéticas no processo produtivo em si, como altos-fornos nas indústrias de ferro e aço, produção de amônia e de outros produtos químicos a partir de combustíveis fósseis, produção de cimento, entre outros.

Consoante o Guia IPCC 2006, as emissões decorrentes dos equipamentos de geração de energia, ou seja, aquelas que constituem uma oxidação intencional de materiais, que utilizam equipamento apropriado para fornecer calor ou trabalho mecânico para determinado processo industrial, são contabilizadas no setor energia. Assim, foram estimadas, nesse setor, somente as emissões provenientes de processo industrial. Nesse caso, as principais fontes de emissão são os processos que transformam materiais química ou fisicamente.

Em várias etapas do processo produtivo de uma grande variedade de atividades industriais ocorre a emissão de diferentes Gases de Efeito Estufa, sendo CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC E SF₆. As emissões desse setor no ano de 2006 atingiram, de acordo com o documento supracitado, 10.877,19 GgCO₂eq e representam 40,37%, sendo o principal emissor do estado.

A indústria de transformação de minerais metálicos foi a mais importante, com 9.866,08 GgCO₂eq (90,7%) das emissões do setor; em seguida, vem a produção de coque, com 998,06 (9,18%); lubrificantes e minerais não metálicos contribuíram apenas com 0,1% e 0,02% das emissões, respectivamente.

2.6.1.3 TOTAL DAS EMISSÕES NO ESTADO

As emissões totais do estado, considerando todos os setores, chegaram a 26.944,22 GgCO₂eq. Dentre as fontes de emissão, o setor de Processos Industriais (IPPU) teve a maior participação, com 10.877,19 (40,37%), seguido do setor de Energia, com 8.106,36 (30,01%). O setor de Florestas, Agricultura e Pecuária (AFOLU) e Resíduos emitiram 6.291 (23,4%) e 1.669,68 (6,2%), respectivamente, conforme pode-se observar na Figura 39.

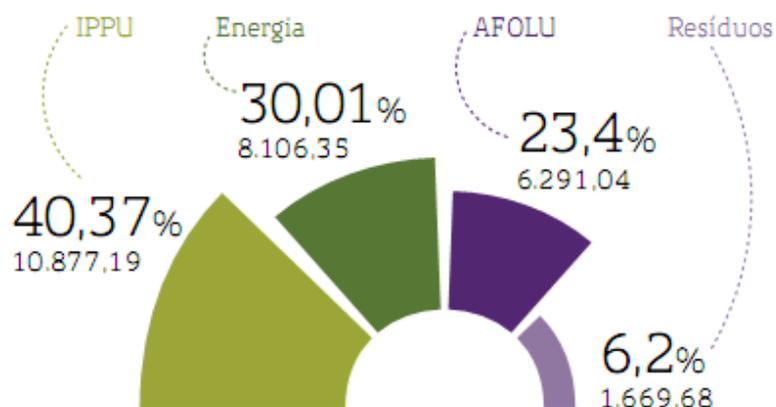


Figura 39: Emissões por setor (GgCO₂eq) (ESPÍRITO SANTO, 2013).

A participação de cada gás em relação às emissões totais no ano de 2006, expressas em GgCO₂eq, foi composta da seguinte forma: 21.093,29 (78,29%) de CO₂, 4.001,05 (14,85%) de CH₄ e 1849,22 (6,86%) de N₂O (Figura 40).

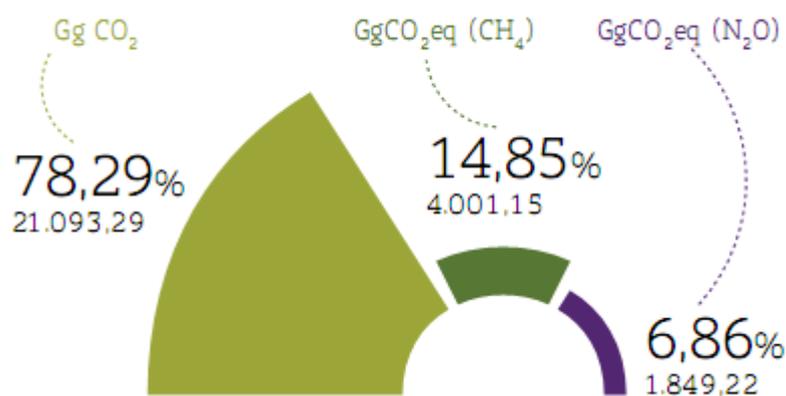


Figura 40: Emissões por GEE (ESPÍRITO SANTO, 2013).

Conforme SEEG (2014), o Espírito Santo apresentou, no decorrer de 10 anos, um aumento aproximado de 70,2% nas emissões de GEE para a atmosfera, quando comparado o que o estado emitiu em 2003 e em 2013. Considerando esta taxa de aumento das emissões de GEE para a atmosfera (70,2% por década) e o valor da emissão total de CO₂eq informada no inventário do ES, pode-se prever um cenário com o seguinte comportamento da curva de emissão de GEE para a atmosfera no ES (Figura 41):

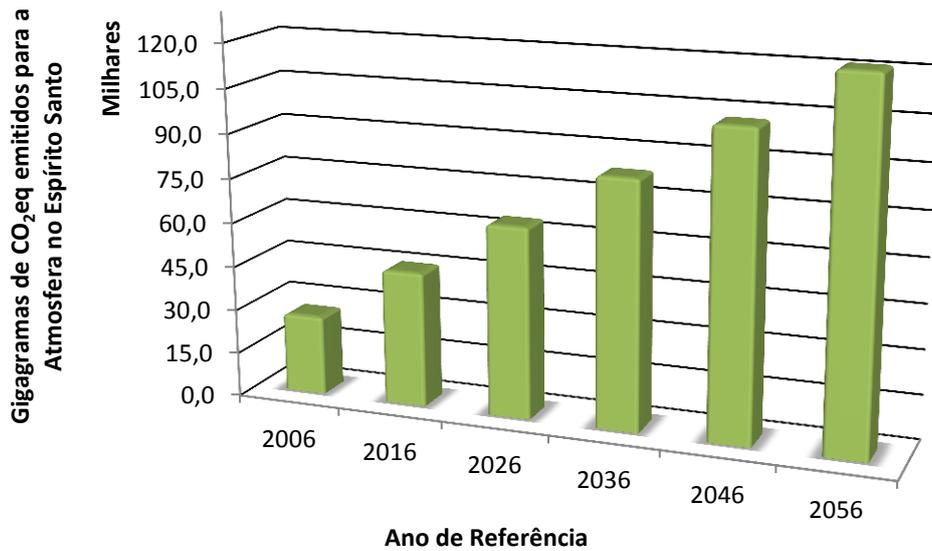


Figura 41: Estimativa das emissões de GEE para a atmosfera no Espírito Santo.

Dessa maneira, o Capítulo 2 fornece uma fundamentação teórica com informações relevantes para o desenvolvimento do estudo sobre o potencial da Bacia do ES com relação ao armazenamento geológico de CO₂. Dentre estas informações, destacam-se: a localização, a geologia, a presença de aquíferos salinos e a produção de hidrocarbonetos da Bacia do Espírito Santo; características do elemento químico dióxido de carbono; o histórico e a perspectiva das emissões deste para atmosfera; os cenários sobre a demanda energética; as fases que compõem os projetos de CCS, tais como captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂; os ambientes geológicos propícios para aplicações destas tecnologias; as estimativas de rentabilidade financeira; a localização das fontes estacionárias de CO₂ no Brasil e no Espírito Santo e a quantificação da emissão de GEE no ES. No próximo capítulo é realizada uma breve revisão bibliográfica da aplicação, dificuldades e potenciais de captura, transporte e armazenamento geológico do CO₂ no Brasil e no mundo.

CAPÍTULO 3

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Pesquisas científicas, desenvolvidas recentemente, abordaram a relevância da tecnologia CCS destacando suas três grandes áreas de estudos: captura, transporte e armazenamento geológico. Pesquisadores como Gonzalez *et al.* (2014), Karayannis, Charalampides e Lakioti (2014), Leung, Caramanna e Maroto-Valer (2014), Osman, Coquelet e Ramjugernath (2014), Saxena, Singh e Kumar (2014) e Zhang e Song (2014) escreveram e publicaram importantes artigos científicos a respeito do tema supracitado. Teses e dissertações também já foram elaboradas por pesquisadores em importantes universidades brasileiras, tais como UFBA, UFRJ, PUCRS e UNICAMP. No texto que segue é apresentado um resumo destes trabalhos científicos que enriquecem a bibliografia sobre a tecnologia supracitada.

Gonzalez *et al.* (2014) analisaram uma estratégia para reduzir as emissões de carbono que combina, simultaneamente, a criação de políticas de incentivo econômico e o desenvolvimento de uma infraestrutura de rede para captura e sequestro de carbono (CCS). Para estudar e analisar as relações entre ambas, os autores propuseram um modelo de otimização baseado na Programação Linear Inteira Mista, que considera aspectos técnicos e econômicos, para resolver simultaneamente o estabelecimento de preços e o desenvolvimento de uma rede para a captura, transporte e sequestro de CO₂ em reservatórios geológicos. O problema de otimização é considerado NP-hard e teoricamente difícil de resolver. Para validar o potencial de aplicação da metodologia proposta, eles usaram um estudo de caso de uma indústria de cimento brasileira. Em particular, analisaram como muda, frente a diferentes preços, o projeto da rede *supply chain* (cadeia de suprimentos) para CCS para fábricas de cimento localizadas em uma área entre o noroeste do estado de São Paulo e o estado de Minas Gerais, incluindo potenciais reservatórios geológicos (aquíferos salinos) localizados na zona oriental da bacia do Paraná e da bacia do São Francisco. Apresentaram resultados para diferentes preços sobre as emissões de CO₂/ano não capturadas, variando entre US\$ 20,0 e 60,0/tCO₂. Tais autores propuseram dois cenários de análise para cada um desses preços. Verificaram que um aumento no preço do CO₂ não capturado é uma

motivação para que as indústrias desenvolvam infraestrutura de rede *supply chain* para CCS cada vez mais complexa, reduzindo com isso as emissões de CO₂ na atmosfera e também reduzindo o custo dessas emissões. Também observaram que limitar o número de reservatórios que podem ser ativados pode ter como consequência, para um mesmo preço, um aumento das emissões de CO₂ na atmosfera e um aumento importante nos custos pagos pelas empresas. Conforme os autores, as plantas para captura de CO₂ e os custos de construção de dutos representam itens importante no custo total da implementação das redes *supply chain* para CCS. Karayannis, Charalampides e Lakioti (2014) desenvolveram um estudo sobre os aspectos socioeconômicos das tecnologias envolvidas nos projetos de CCS; para estes autores, embora a estimativa do custo real dos projetos de CCS seja, geralmente, considerada uma tarefa difícil, o custo completo do ciclo de vida dos projetos de CCS deve ser considerado em um contexto geral sempre englobando termos sociais, ambientais, econômicos e políticos. A investigação social realizada pelos autores, por meio de questionários, entrevistas, pesquisas *on-line* e discussões em grupos, pode fornecer uma visão estratégica sobre a consciência pública a respeito dos projetos envolvendo CCS; isto ajuda a investigar como as percepções são moldadas por interesses econômicos, diferenças culturais e vários fatores sociopolíticos, a fim de promover planos detalhados de comunicação e participação no sentido de relacionar a consciência pública com o conhecimento especializado, aumentando assim a aceitação social necessária para o avanço das tecnologias de CCS. Neste estudo é destacada a importância dos incentivos financeiros para a aplicação de projetos desta natureza. Leung, Caramanna e Maroto-Valer (2014) tiveram uma visão geral do *status* atual das tecnologias de captura e armazenamento geológico do dióxido de carbono; neste trabalho, vários aspectos dos projetos de CCS são revisados e discutidos, incluindo o estado da arte das tecnologias de captura, separação, transporte, armazenamento, vazamento e monitoramento do CO₂. Osman, Coquelet e Ramjugernath (2014) realizaram uma revisão bibliográfica sobre a captura e armazenamento geológico do dióxido de carbono com relevância para o setor de energia da África do Sul, principalmente por causa da forte dependência deste país em relação aos combustíveis fósseis para a produção de eletricidade. Os autores discutiram vários aspectos da captura, separação e injeção de CO₂ em reservatórios geológicos, especialmente reservatórios de carvão. Eles informaram que a técnica de absorção de CO₂

utilizando solventes foi identificada como sendo, atualmente, a melhor opção para aplicação industrial como uma técnica de captura. Enquanto as outras técnicas estão sob consideração, o uso de solventes é atualmente o mais provável a ser implementado no Projeto de CCS Sul-Africano. De acordo com os autores, as potenciais áreas de armazenamento de CO₂ foram mapeadas, com os testes de injeção programados para iniciarem em 2016. Saxena, Singh e Kumar (2014) estudaram a captura de CO₂ por meio de carvão ativado; um modelo matemático unidimensional foi proposto com base na teoria do volume de enchimento de microporos de Dubinin, analisados juntamente com a transferência de calor. Zhang e Song (2014) analisaram os mecanismos do sequestro geológico do dióxido de carbono; os autores deste trabalho identificaram as principais necessidades de pesquisas e lacunas nos mecanismos de captura e sequestro geológico de carbono; além disso, discutiram sobre as propriedades do sistema CO₂-água/salmora, bem como a hidrodinâmica, geofísica e geoquímica no sistema rocha-fluido (reservatório geológico).

Dias (2013) relatou que a captura e armazenamento geológico de carbono é um meio eficiente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. De acordo com o autor, com a inclusão do CCGS (do inglês: *Carbon Capture and Geological Storage*) como uma atividade de Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), companhias irão investir mais em projetos de CCGS devido à possibilidade de gerar Reduções Certificadas de Emissões (RCE), o que representa uma grande vantagem para a imagem da empresa. Esse Projeto apresenta um estudo de caso com todas as etapas de um Projeto de larga escala de CCGS, desde as fontes de captura das emissões de CO₂, a CSA (Companhia Siderúrgica do Atlântico) e CSN (Companhia Siderúrgica Nacional), até os reservatórios de Marlim e Barracuda na Bacia de Campos, onde o CO₂ deveria ser armazenado. O trabalho foi elaborado através de um *software* de Sistema de Informação Geográfica (SIG), o ArcGIS e se propôs em estudar a viabilidade econômica de um Projeto de CCGS aplicado como uma atividade de MDL, considerando os custos anuais relacionados às etapas de captura, transporte e armazenamento e as possíveis receitas originadas da produção advinda da recuperação avançada de petróleo (*EOR*) e da venda de RCE, caso o mesmo seja passível de ser emitido. A partir dos resultados obtidos, ficou constatado que o Projeto é rentável economicamente, apesar dos altos custos

associados nas etapas de captura, transporte e armazenamento, em consequência da alta demanda energética. A produção de óleo é aumentada consideravelmente nos reservatórios dos campos de Marlim e Barracuda, gerando receitas acima de 2,5 bilhões de Dólares. Apesar dos custos iniciais serem maior que 2 bilhões de Dólares, os lucros anuais são maiores que 1,6 bilhões de Dólares. Logo, todos os investimentos iniciais são compensados nos primeiros anos do Projeto. Como praticamente 100% das receitas foram oriundas da venda de petróleo, a obtenção das RCE não alterou a margem de lucro do Projeto. Como as receitas provêm apenas da venda de barris de petróleo, estas ficam sujeitas a variação do preço do barril. Caso o preço decaia consideravelmente, os lucros do Projeto irão ser minimizados. Como a estimativa de produção extra de petróleo do Projeto é de 15 anos para Barracuda e 23 anos para Marlim é provável que não haja diminuições no preço do barril. O mais provável é que os preços se elevem devido a provável diminuição da oferta de petróleo nos próximos anos. Esse trabalho também comprovou que se todo o óleo produzido por *EOR* for queimado na combustão, independente do tipo de combustível que será produzido a partir desse óleo cru, não haverá redução nas emissões, mas sim um aumento das emissões de gases de efeito estufa.

Câmara (2012) avaliou os fatores condicionantes para o uso em larga escala das tecnologias de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono no Brasil e sua aplicação no estado da Bahia. Segundo o autor, esta abordagem tem como principal contribuição para a literatura o estabelecimento de indicadores e a apresentação de propostas para a minimização dos riscos de insucesso de projetos das tecnologias de *CCS* (*Carbon Capture and Storage*) no Brasil; esta contribuição se faz importante a partir do momento em que essa discussão é ainda incipiente em países desenvolvidos e, em muitos casos, inexistente em países em desenvolvimento. Por isso coopera para a apresentação dos fatores condicionantes relacionados com o uso em larga escala das tecnologias de *CCS* no Brasil. O autor teve como estratégia metodológica: a pesquisa exploratória e a revisão da literatura relacionada com o tema, a coleta de dados secundários, via análise de documentos dos atores chaves envolvidos, e a coleta de dados primários, via entrevistas com *experts*, visita a centros de referência das tecnologias de *CCS* e participação de fóruns voltados para o tema. Em suporte à pesquisa o autor realizou um estágio

acadêmico de 6 (seis) meses numa instituição no Japão, para acompanhar os desenvolvimentos das tecnologias de CCS naquele país. Como principais resultados, destaca que os fatores tecnológicos não são um empecilho para o uso em larga escala das tecnologias de CCS na Bahia, em contrapartida, os fatores políticos, estratégicos e econômicos são apontados pelo autor como os mais críticos, tendo no setor público o principal obstáculo para o uso em larga escala do CCS. O autor concluiu que as tecnologias de CCS são possíveis de implantação no estado da Bahia, entretanto, a falta de interesse, participação e organização do setor público, no seu uso em larga escala, impede o avanço de tais tecnologias neste estado e, por consequência, no Brasil.

Cotia (2012) aborda uma análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO₂ alternada com água. A autora utilizou importantes ferramentas de previsão de comportamento de reservatórios de petróleo empregadas na indústria, a modelagem matemática e a simulação numérica, para analisar alguns aspectos da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO₂, inserindo condições similares às encontradas nos reservatórios do pré-sal brasileiro. Neste estudo, a autora fez uma análise, a partir de resultados da simulação composicional, da injeção de CO₂ alternado com água (*Water Alternating Gas – WAG*). Através da modificação de parâmetros de WAG como tamanho e número dos bancos (*slugs*) de água e CO₂, o tamanho relativo dos bancos de água e CO₂ e a vazão de injeção dos fluidos, Cotia (2012) fez uma análise de sensibilidade da curva de produção acumulada de óleo em função desses parâmetros, que resultaram em diferentes tempos de injeção e volumes injetados de cada um dos fluidos, CO₂ e água. A autora considerou os efeitos da incerteza na modelagem das propriedades geológicas do reservatório para a realização da análise de sensibilidade aos parâmetros de WAG, de modo a se verificar se a variação dos parâmetros permitia conclusões sobre a melhor recuperação de óleo com diferença maior que a incerteza do modelo. As simulações foram feitas pela autora através do simulador de reservatórios PSIM, da Conoco Phillips e o reservatório utilizado por ela foi o modelo sintético Brugge, desenvolvido pela empresa TNO. A autora concluiu que, de uma forma geral, os cenários mais favoráveis para a produção de um maior volume de óleo se relacionam com a injeção de um maior volume de gás em relação ao de

água, com a injeção de *slugs* de gás de tamanho suficiente para se aproveitar as interações entre óleo e CO₂ e com a injeção de um maior volume total de gás.

Paraguassú (2012) propôs uma metodologia qualitativa para avaliação de riscos no armazenamento geológico de CO₂ através de um estudo de caso ilustrativo do Campo Fazenda Mamoeiro na Bacia do Recôncavo. De acordo com a autora, a tecnologia de Captura, Transporte e Armazenamento Geológico de CO₂ tem sido destaque como uma das principais soluções no combate ao efeito estufa, aquecimento global e mudanças climáticas. Devido à necessidade de garantir a excelência durante e após o armazenamento geológico de CO₂, a análise de risco apresenta-se como uma ferramenta para identificar os principais cenários de risco, sendo que o conhecimento destes pode oferecer maior confiança e credibilidade aos projetos desta natureza. Paraguassú (2012), visando contribuir com uma ferramenta que possibilitasse uma melhor compreensão dos riscos de fuga de CO₂ no armazenamento geológico, desenvolveu uma metodologia qualitativa para avaliação de riscos do CO₂ armazenado apoiada em metodologias disponíveis na literatura. A análise comparativa entre as principais metodologias existentes e os aspectos que influenciam na estimativa de risco balizou o desenvolvimento da Metodologia AR-CO₂, sendo identificadas as características e lacunas mais significativas das metodologias estudadas. A Metodologia Qualitativa de Avaliação de Riscos de CO₂ armazenado (AR-CO₂), proposta por Paraguassú (2012), é uma metodologia indutiva estruturada para identificar as potenciais causas que levam ao perigo de vazamento de CO₂ decorrente do sistema de armazenamento de CO₂ ou da própria operação do sistema, pelas vias: selo, poço e zona de falhas e fraturas. Para cada evento iniciador identificado é feito um levantamento dos potenciais impactos, fatores atenuantes e agravantes, a partir do qual se associa à frequência de ocorrência e à severidade. A partir da combinação das informações de frequência e severidade, é possível classificar qualitativamente o risco do cenário como sendo baixo, médio ou alto. A Metodologia AR-CO₂ busca analisar as maneiras pelas quais o CO₂ pode ser liberado de forma indesejável ou descontrolado podendo levar a impactos: à imagem, ao meio ambiente, às pessoas, ao sistema de armazenamento e danos financeiros. A metodologia foi aplicada pela autora em um estudo de caso ilustrativo do Campo Fazenda Mamoeiro, situado na Bacia do Recôncavo. A partir do estudo de caso realizado identificou-se que a região apresenta risco

predominantemente baixo. Com a aplicação da Metodologia AR-CO₂ a autora concluiu que a metodologia proposta apresenta a vantagem de ser flexível, robusta, abrangente, sistemática, de baixo custo e de fácil uso para estimativa qualitativa do risco.

Mello (2011) realizou um estudo sobre simulação composicional e comportamento de misturas de petróleo e CO₂ em reservatórios heterogêneos. Neste trabalho, o autor procurou, através de estudos do comportamento de fluidos, diagnosticar fatores decisivos para a aplicação confiável da simulação composicional em reservatórios de petróleo similares aos da camada pré-sal e uma ênfase especial foi dada ao estudo do comportamento de fases e à simulação de *EOR* baseada na injeção e CO₂. Com os dados do modelo geológico do reservatório e PVT do óleo, o autor realizou uma modelagem baseada em um ajuste termodinâmico da equação de estado. Foram testadas diferentes representações termodinâmicas (de 5 a 24 componentes), dois diferentes métodos de ajustes de equações de estado e dois modelos geológicos. O autor analisou e comparou os resultados em diferentes combinações para o estudo de sensibilidade de parâmetros críticos de fluido para simulação composicional. Os resultados ressaltam a importância, não só da qualidade de dados experimentais, como da escolha cautelosa dos modelos termodinâmicos e de técnicas de ajuste de dados experimentais. Alteração indiscriminada em qualquer uma destas variáveis pode comprometer a confiabilidade de um modelo de simulação de reservatórios.

Lima (2010) explorou a reatividade química em selos e rochas reservatórios da Bacia do Paraná considerando o armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos. De acordo com a autora, o armazenamento geológico de CO₂ é uma solução promissora para a redução das emissões atmosféricas deste gás; dentre os reservatórios geológicos potenciais, aquíferos salinos tem se destacado pela profundidade adequada, distribuição geográfica e elevada capacidade de armazenamento. Lima (2010) avaliou, em duas séries de experimentos, rochas reservatórios (Formação Rio Bonito) e rochas selo (Formações Palermo e Irati). A primeira série de experimentos foi em reatores de Teflon com CO₂ dissolvido a pressão atmosférica, já a segunda foi em autoclaves com CO₂ supercrítico a pressão de 12 MPa. Os experimentos tiveram duração de quatro dias até seis meses e

nestes foram utilizados água deionizada e solução de NaCl 0,1M e temperaturas de 80 a 200 °C. Conforme os resultados apresentados pela autora, nas amostras do reservatório Rio Bonito submetidas às reações com CO₂, observou-se ataque majoritário sobre as fases feldspáticas e carbonáticas (dissolução de K-feldspato e dissolução/reprecipitação de calcita). As amostras das Formações Rio Bonito e Palermo demonstraram ataque sobre fases argilosas, tendo sido na amostra Palermo demonstrada experimentalmente a precipitação de ilita a partir de processo de elitização em meio ácido. Já as amostras da Formação Irati, de acordo com esta tese, não demonstraram importante reatividade na presença do CO₂; somente na amostra rica em carbonatos verificou-se reprecipitação desta fase mineral. A contribuição desta tese consistiu na determinação dos caminhos reacionais preferenciais do CO₂ através das formações geológicas avaliadas, sendo assim o primeiro passo na análise da Bacia do Paraná como local potencial para a tecnologia CCGS (do inglês, *Carbon Capture Geological Storage*).

Rockett (2010) abordou a associação de fontes emissoras e os reservatórios potenciais para o armazenamento geológico de CO₂ na Bacia de Campos, no Brasil. Segundo a pesquisadora, o sequestro geológico de carbono é uma atividade promissora que visa contribuir para a redução de emissão de gases causadores do efeito estufa e a mitigação de alterações climáticas, por meio do armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas. Visando contribuir para o planejamento e direcionamento de investimento e pesquisas em sequestro de carbono no Brasil, Rockett (2010) desenvolveu uma análise espacial-técnica-econômica de associação entre fontes estacionárias emissoras de CO₂, infraestrutura de transporte e reservatórios geológicos para implantação desta tecnologia em larga escala na Bacia de Campos, Brasil. Os dados coletados pela autora foram analisados através de um sistema de informações geográficas (SIG) e de modelagem econômica desenvolvida na Universidade de Utrecht (Holanda). Os resultados mostraram que a Bacia de Campos possui grande potencial para armazenamento de CO₂ nos 17 campos de petróleo analisados, sendo que 75,8% da capacidade correspondem aos campos de Marlim, Barracuda, Albacora e Roncador. O custo médio para implementação da tecnologia em larga escala também foi estimado pela autora através de modelagem de cenários de redução de emissões de CO₂ em 35, 30, 20 e 10 Mt por ano. A quantidade de óleo potencialmente recuperável com a prática de

recuperação avançada de óleo (*EOR*) também foi estimada para cada cenário de redução de emissões.

Ramírez *et al.* (2010), apresentaram em seu trabalho uma metodologia para classificação dos reservatórios holandeses adequados para armazenamento de CO₂, a longo prazo e em grande escala. Segundo os autores, os reservatórios (*off* e *onshore*, de água, gás e óleo) são selecionados de acordo com três critérios: capacidade de armazenamento, custos para armazenamento e os esforços necessários para gerir o risco do armazenamento. Foram apresentadas as principais equações empregadas para calcular o potencial de armazenamento de CO₂, os prováveis caminhos de fuga e seus indicadores e outras informações relevantes. Apesar de os resultados deste estudo não substituïrem as avaliações detalhadas dos riscos que precisam ser realizadas para a seleção de locais específicos para o armazenamento geológico de CO₂, eles podem ajudar aos formuladores de políticas socioambientais e tomadores de decisões no entendimento sobre a influência de diversos critérios na adequação e disponibilidade destes locais. Neste estudo, os resultados indicam que 25% da capacidade de armazenamento geológico na Holanda se enquadram na categoria com as notas mais baixas em relação aos esforços de critérios necessários para gerir o risco.

Schütz (2010) propôs um estudo experimental do sistema CO₂-rocha-fluido com o objetivo de estabelecer as melhores condições reacionais de carbonatação, visando assim, uma maior eficiência no armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos. A fim de simular a água de formação destes aquíferos utilizou-se uma solução salina sintética e como amostra de reservatório geológico utilizou-se uma rocha reservatório proveniente da área da Carbonífera do Cambuí (Paraná), Formação Rio Bonito, Bacia do Paraná, Brasil. Os resultados obtidos mostraram que as reações de carbonatação em condições brandas são seletivas para o íon cálcio (Ca⁺²), favorecendo a precipitação predominante de carbonato de cálcio (CaCO₃). A precipitação só foi alcançada mediante ajuste de pH da solução salina sintética pelos aditivos alcalinos hidróxido de sódio (NaOH) 1M e hidróxido de potássio (KOH) 1M associados a solução tampão de cloreto de amônio/hidróxido de amônio (NH₄Cl/NH₄OH). Os resultados das reações de carbonatação em condições supercríticas, no qual, utilizaram-se os mesmos aditivos alcalinos e solução tampão,

evidenciaram que sem a presença de rocha a precipitação de CaCO_3 também é predominante. Por outro lado, quando há a presença da rocha, ocorre a precipitação de carbonato de cálcio magnésiano ($\text{CaCO}_3(\text{Mg})$) ou de carbonato de cálcio e magnésio ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). A rocha reservatório utilizada neste trabalho apresentou integridade mineralógica frente à adição de CO_2 indicando seu potencial para o armazenamento geológico de CO_2 .

Costa (2009) analisou o potencial técnico do sequestro geológico de CO_2 no setor petróleo no Brasil, tendo como foco principal as tecnologias relacionadas à captura e ao armazenamento geológico de CO_2 . Essas tecnologias têm o intuito de promover a redução de emissões dos Gases de Efeito Estufa, como é o caso do sequestro geológico de CO_2 . O estudo realizado pela autora apresentou uma descrição das etapas do sequestro geológico de CO_2 e o estado da arte da captura e armazenamento geológico de CO_2 no mundo e a situação no Brasil. Além disso, a autora apresentou as capacidades das bacias sedimentares para armazenamento no Brasil e analisou a aplicação das tecnologias em duas fontes estacionárias de grande importância para o setor estudado: refinarias e campos de exploração de petróleo e gás. De acordo com o que foi apresentado pela pesquisadora, pode-se dizer que as tecnologias de captura e armazenamento geológico de CO_2 são viáveis do ponto de vista técnico; podem ser aplicadas no setor de petróleo no Brasil, principalmente em refinarias e campos de exploração de petróleo para reduzir as emissões de CO_2 .

Martins (2009) apresentou um estudo sobre os reservatórios estratégicos de CO_2 (aquíferos salinos) para futuro uso em projetos de recuperação avançada de petróleo e armazenamento geológico de CO_2 no Brasil. Este estudo introduziu o conceito inédito de captura e armazenamento geológico dinâmico de CO_2 (*DCCS*, sigla adaptada do termo inglês já consagrado *Carbon Capture and Storage* – *CCS* e o conceito Dinâmico – *Dynamic*) que tem como objetivo principal formar reservatórios estratégicos de CO_2 , através da captura do CO_2 de fontes emissoras, transporte e respectiva injeção em reservatório. De acordo com o autor, o *DCCS* tem a função de garantir que não ocorram falhas no abastecimento de CO_2 em projetos de *EOR*, não comprometendo a viabilidade econômica destes, além de demonstrar o potencial de redução de emissões de CO_2 para a atmosfera, pois o CO_2 armazenado

deverá permanecer nos reservatórios, após a rota de injeção. Martins (2009) apresentou, através de mapas, as fontes estacionárias de CO₂ no Brasil identificando as massas de CO₂ emitidas (kt/ano), e as fontes estacionárias de CO₂ no Brasil por setor industrial. Segundo Martins (2009), o Espírito Santo está entre os estados que emitem entorno de 5.001 a 32.000 kt/ano de CO₂ de fontes estacionárias. Quando o critério avaliado é a quantidade de petróleo recuperável através de *EOR*, o Espírito Santo aparece em segundo lugar com cerca de 230 milhões de barris e perde apenas para o Rio de Janeiro (1.146 milhões de barris). Na classificação geral, o Espírito Santo se destacou em relação aos outros e ficou entre os estados que apresentam características ideais para aplicação do *DCCS*, tais como Amazonas, Bahia, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e São Paulo.

Ravagnani (2007) realizou um estudo da viabilidade técnica e econômica da recuperação avançada de óleo em um pequeno projeto localizado em um campo maduro no Brasil. O foco da autora foi realizar uma modelagem global do processo de sequestro de CO₂ em operações de Recuperação Avançada de Óleo em um reservatório maduro; além disso, a autora realizou uma análise do balanço de massa de CO₂, energia e entropia, através da utilização do programa STELLA[®] (*Structured Thinking Experimental Learning Laboratory with Animation*) para a simulação de sistemas dinâmicos. Também foi analisada a viabilidade econômica de sequestrar CO₂ em reservatórios de óleo submetidos a operações de *EOR* em um campo maduro de óleo do Brasil, por meio de um estudo de caso, considerando um modelo simplificado de reservatório. A modelagem realizada por Ravagnani (2007) apontou que, confrontado o volume de dióxido de carbono que o projeto geraria com o que ele evitaria que fosse lançado na atmosfera, o saldo seria altamente positivo em favor deste último. Pelos cálculos feitos pela pesquisadora, ao longo de 20 anos o potencial de sequestro de carbono relativo ao campo petrolífero analisado seria de 730 mil toneladas. Isso ocorreria, conforme a autora, porque no processo de recuperação avançada do óleo com CO₂, cerca de 50% do gás injetado permanece armazenado no reservatório por milhares de anos, sem escapar para o ambiente. Ademais, os outros 50%, que saem junto com o petróleo, podem ser reciclados e reaproveitados continuamente no processo de extração.

Ketzer *et al.* (2007), apresentaram informações sobre o estudo do potencial de armazenamento geológico no Brasil que foi feito através de um projeto realizado pelo Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono - CEPAC na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Neste trabalho, os autores apresentaram dados sobre regiões potenciais para aplicação das tecnologias de captura e armazenamento geológico de CO₂. Segundo os pesquisadores, na Bacia de Campos a capacidade estimada é de 1.700 MtCO₂ nas reservas de petróleo e gás e capacidade de 4.800 MtCO₂ nos aquíferos salinos. Na Bacia de Santos a capacidade estimada nas reservas de petróleo e gás é de 167 MtCO₂ e nos aquíferos salinos é de 148.000 MtCO₂. Na Bacia do Solimões a capacidade estimada nos campos de gás é de 163 MtCO₂ e 252.000 MtCO₂ de capacidade de armazenamento nos aquíferos salinos. Por fim, na Bacia do Paraná a capacidade nos aquíferos salinos é de 462.000 MtCO₂ e nas camadas de carvão é de 200 MtCO₂. Foi estimado que a capacidade de injeção na Bacia do Paraná seria de 135 MtCO₂/ano durante um longo período de tempo. Os autores concluíram que a Bacia de Campos, por ser a maior produtora de petróleo e gás no Brasil, possui também a maior capacidade de armazenamento de CO₂ dos Campos Brasileiros de Exploração de Petróleo e Gás. Segundo o estudo do CARBMAP BRASIL o potencial de armazenamento da Bacia de Campos é de aproximadamente 1,7 Gt de CO₂.

Ketzer *et al.* (2005) desenvolveram uma modelagem numérica da Bacia e do Reservatório do Campo de Forties, localizado no centro do Mar do Norte a 180 km ENE (lés-nordeste) *offshore*, em Aberdeen, Escócia. Os autores apresentaram uma metodologia visando avaliar o risco geológico de vazamento em um sequestro de CO₂ em campos maduros de hidrocarbonetos. A metodologia combinou simulações em escala de bacias e de reservatórios para determinar a eficiência do armazenamento geológico de CO₂. A simulação contemplou cerca de 1000 (um mil) anos, e os resultados sugeriram que as condições geológicas do local são bastante favoráveis para o sequestro de CO₂. O tempo de residência do CO₂, segundo os autores, será da ordem dos milhares de anos; demonstrando que campos maduros de hidrocarbonetos são boas alternativas para o armazenamento geológico de CO₂. Além disso, os resultados do trabalho desenvolvido por Ketzer *et al.* (2005) ajudam a estabelecer critérios para identificar outros campos maduros de hidrocarbonetos com o objetivo de destiná-los ao armazenamento geológico de CO₂.

Por meio dos trabalhos supracitados, é possível observar que um dos aspectos mais importantes com relação ao armazenamento geológico de carbono é a segurança desta atividade, que está relacionada com a eficiência com que a formação geológica é capaz de reter o CO₂ e, portanto, evitar vazamentos para a superfície ou outras unidades geológicas (por meio de falhas e/ou fraturas), além dos riscos envolvidos com as atividades de injeção nas plataformas na superfície (estima-se que o risco de operação de injeção de CO₂ seja similar ao risco de outras atividades da indústria do petróleo). Do ponto de vista geológico, a eficiência das formações para o aprisionamento de fluidos pode ser atestada pela ocorrência natural de campos de dióxido de carbono. Como o CO₂ é bastante reativo nas elevadas condições de pressão e temperatura em que será injetado (condições supercríticas), a seleção adequada de reservatórios geológicos é fundamental para garantir a segurança do armazenamento. Sabe-se que o risco de fraturamento da rocha selante atenua-se com o passar do tempo, isto ocorre devido à dissolução do CO₂ na água de formação e a consequente queda de pressão da pluma de CO₂; além disso, as reações físico-químicas rocha-fluido, pós-injeção, merecem atenção em rochas carbonáticas, pois as rochas areníticas (siliciclásticas) são mais resistentes às mesmas. As modernas técnicas de modelagem matemática e simulação numérica, validadas por experimentos em laboratórios, permitem prever com detalhes o comportamento do fluido injetado e a integridade dos reservatórios geológicos a serem utilizados para armazenamento de CO₂ por milhares de anos. Portanto, o CO₂ injetado em formações geológicas pode ser precisamente monitorado, medido e verificado periodicamente através de tecnologias já maduras e disponíveis comercialmente. Dentre as técnicas mais avançadas encontra-se a sísmica 4D, que permite a obtenção de uma imagem do sub-solo, onde é possível verificar diretamente a presença do CO₂, acompanhar o eventual deslocamento do CO₂ injetado através da rocha, bem como medir o volume armazenado. A prática de monitoramento constante do armazenamento permite antecipar o comportamento do CO₂ em sub-superfície e eventualmente promover ações de remediação. Como muitos autores destacam na literatura, uma das principais barreiras para a implementação de projetos envolvendo CCS está associada aos elevados custos de captura, os quais estão, por sua vez, relacionados essencialmente com o alto consumo de energia necessária para separação do dióxido de carbono dos demais

gases de exaustão, podendo requerer até 25% da eficiência final das plantas. Dentre os projetos de CCS no mundo, destaca-se o projeto *Sleipner*, operado desde 1996 pela petrolífera norueguesa *Statoil Hydro*, que injeta CO₂ separado de gás natural na formação *Utsira*, um aquífero salino situado a 900 m abaixo do leito do Mar do Norte. Estima-se que esta formação geológica possa armazenar com segurança toda a produção de dióxido de carbono de todas as termelétricas a carvão da Europa por 200 anos. O projeto *In Salah*, operado pela *British Petroleum* na Argélia desde 2004, consiste na separação de CO₂ do gás natural e sua injeção na mesma formação geológica, um aquífero salino situado a 2 km de profundidade abaixo da superfície do deserto do *Sahara*. O projeto *Weyburn*, uma operação conjunta do Canadá e Estados Unidos também merece destaque. O CO₂ é separado em termelétrica a carvão em Dakota do Norte (EUA) e é transportado por 300 km de dutos até o Canadá, onde é injetado no campo de *Weyburn* para recuperação avançada de petróleo combinado com armazenamento geológico. No Brasil, a injeção de CO₂ vem sendo feita pela PETROBRAS desde 1987 nos campos de petróleo na Bacia do Recôncavo (Bahia), para recuperação avançada de petróleo. A PETROBRAS, em parceria com instituições internacionais e universidades brasileiras, incluindo o CEPAC/PUCRS, está desenvolvendo uma série de projetos de pesquisa, além de projetos em escala piloto e de demonstração do armazenamento geológico de CO₂ em camadas de carvão, campos de petróleo e aquíferos salinos em diversas bacias sedimentares brasileiras. Diante deste contexto, esta dissertação visa analisar o potencial da Bacia do Espírito Santo com a finalidade maior de contribuir com a sociedade, em particular, com a comunidade acadêmica, formadores de políticas públicas socioambientais, esferas governamentais, gestores empresariais e demais interessados no assunto aqui abordado, para uma futura execução de projetos envolvendo a técnica de CCS em solo Espírito-Santense. A metodologia de pesquisa será discutida a seguir.

CAPÍTULO 4

4 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento desta dissertação foi adotada uma abordagem qualitativa, com um método científico dedutivo (parte da compreensão da regra geral para então compreender os casos específicos) e um objeto de estudo exploratório. A pesquisa exploratória tem como preceito proporcionar maior familiaridade com o problema proposto de forma a torná-lo mais explícito. Esta ferramenta foi utilizada devido à insipiência do processo de armazenamento geológico de CO₂ no Brasil. Desta forma, a pesquisa buscou promover o aprimoramento das ideias ou mesmo descobertas de intuições, uma vez que envolve ações como levantamento bibliográfico e entrevistas a especialistas. Segundo Gil (2002), o planejamento deste tipo de pesquisa é bastante flexível, de modo que possibilite a consideração dos mais variados aspectos relativos ao fato estudado. Na maioria dos casos, essas pesquisas envolvem: (a) levantamento bibliográfico; (b) entrevistas com pessoas que tiveram experiências práticas com o problema pesquisado e (c) análise de exemplos que “estimulem a compreensão”.

Embasou-se a pesquisa na revisão bibliográfica o que permitiu sustentar com clareza e precisão o problema proposto. Foram utilizados artigos científicos assim como dissertações de mestrado e teses de doutorado para compor o cenário necessário ao estudo. A pesquisa documental e a definição da delimitação do local de estudo, ou seja, estudo de caso, foram os procedimentos técnicos adotados. A pesquisa documental, por sua própria definição, é composta por material oriundo de arquivos de órgãos públicos, instituições privadas, associações, leis, regulamento, relatórios de instituições dentre outros, sendo, portanto, diversificada e dispersa. O método de estudo é uma forma de pesquisa empírica, normalmente aplicada para estabelecer critério de qualidade em pesquisas de caráter científico-social, dando maior credibilidade, conformidade e confiança à pesquisa. Nesta dissertação, através da seleção de um caso de estudo, buscou-se, por meio de toda metodologia, esclarecer uma decisão ou um conjunto de decisões que precisam ser analisadas na aplicação do armazenamento geológico de CO₂.

4.1 DELIMITAÇÃO DA REGIÃO DE ESTUDO

Neste trabalho foi definida a região de estudo como sendo o estado do Espírito Santo. Por meio da Figura 42 pode-se observar o mapa das fontes estacionárias de CO₂ por setor industrial no Espírito Santo.

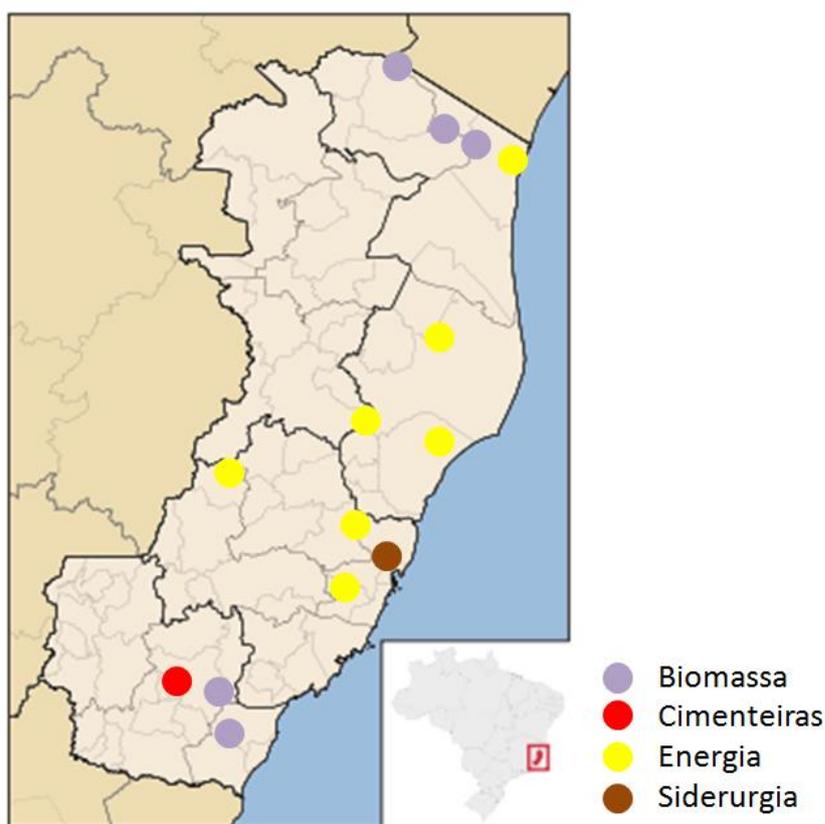


Figura 42: Mapa das fontes estacionárias de CO₂ por setor industrial no Espírito Santo.

Conforme publicado por FINDES (2015), dentre as 200 maiores empresas do ES estão: 13 indústrias de alimentos, 5 do setor de siderurgia e metalurgia, 4 do setor de química e petroquímica, 2 de mineração, 2 de papel e celulose, 1 de metalurgia e 1 fábrica de cimento. Vale destacar a existência do projeto de instalação do Complexo Gás-Químico Unidade de Fertilizantes Nitrogenados de Linhares. A unidade – que produzirá 763 mil toneladas de ureia por ano, 790 mil toneladas de metanol, 200 mil toneladas de ácido acético, 25 mil toneladas de ácido fórmico e 30 mil de melamina – é considerada estratégica para o Brasil, já que reduzirá gargalos

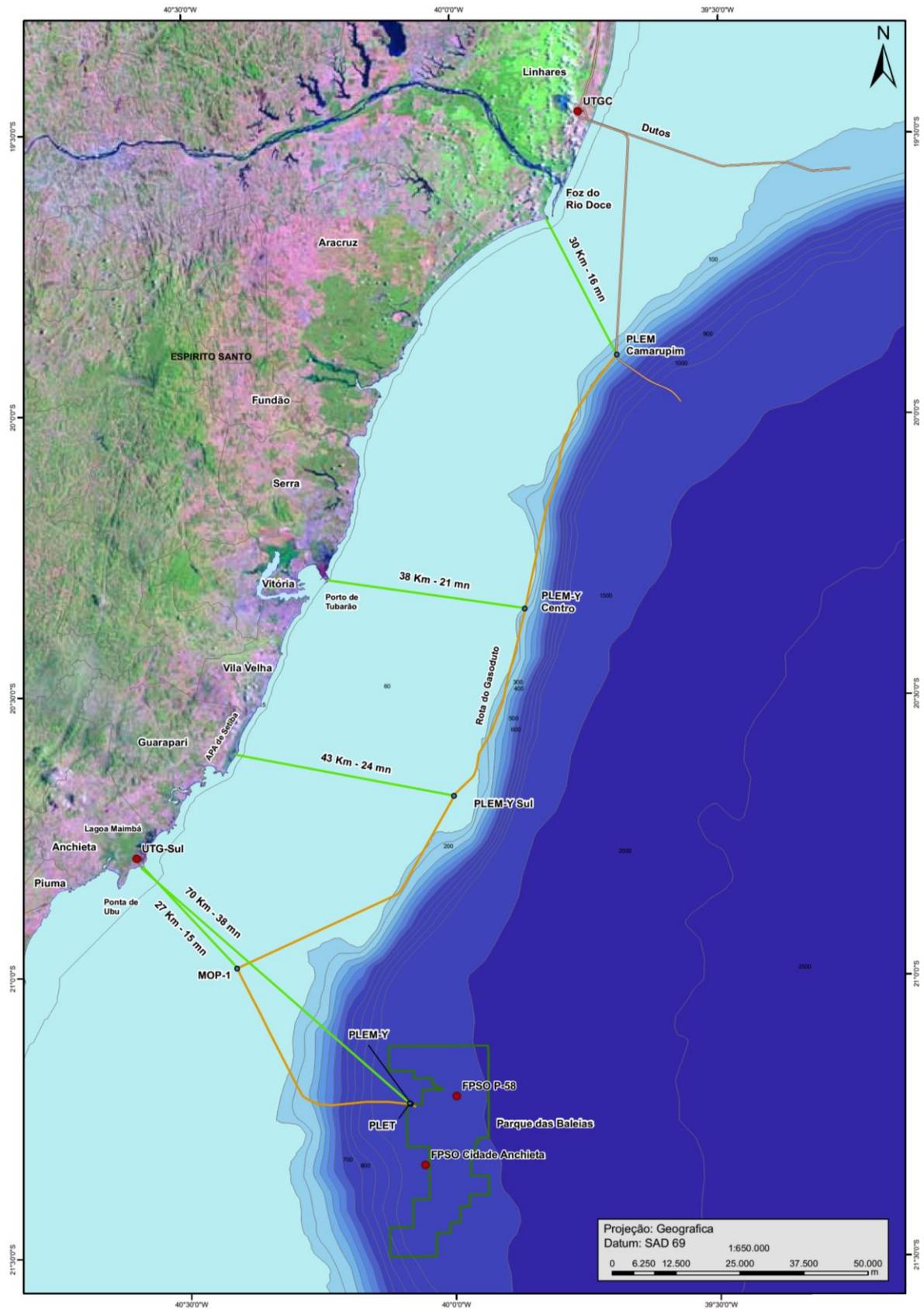


Figura 44: Mapa de localização dos gasodutos em ambiente *offshore*, com as respectivas distâncias à costa (PETROBRAS, 2011).

Na Figura 45, observa-se com detalhe o gasoduto Sul-Norte Capixaba, em que o gás proveniente das unidades produtoras dos campos do pré-sal e pós-sal (ambiente *offshore*) localizados no litoral sul do Espírito Santo (FPSO Cidade de Anchieta e P-58) é transportado até a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC), em Linhares.

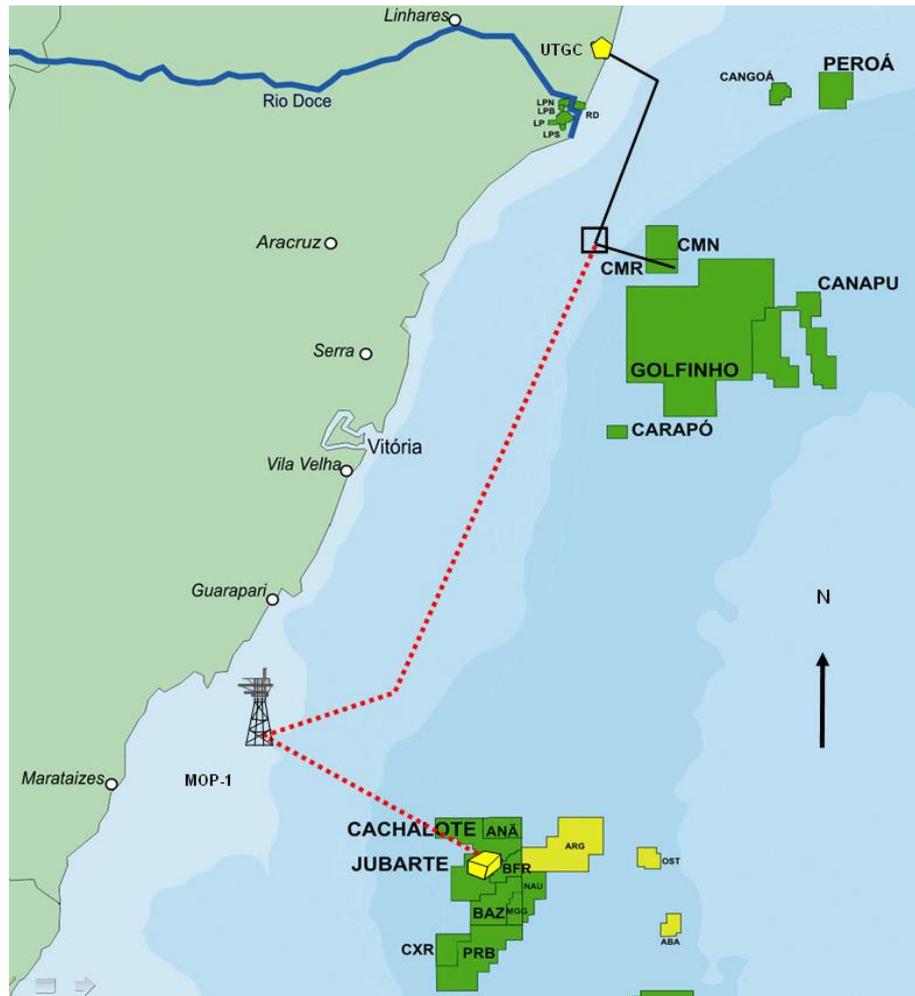


Figura 45: Gasoduto Sul-Norte Capixaba (PETROBRAS, 2011).

O gasoduto tem extensão de cerca de 200 quilômetros, sendo um trecho de 50 quilômetros com diâmetros de 12 polegadas e outro de 150 quilômetros com 18 polegadas, ambos instalados no mar. Entre os dois trechos de gasoduto, a 27 quilômetros da costa, há uma pequena plataforma desabitada chamada Módulo de Operações de PIG (MOP-1). O final do segundo trecho está conectado ao gasoduto de Camarupim, o qual está interligado à UTGC. Este sistema contempla equipamentos conhecidos por PLEM (*Pipe Line End Manifold*) Y e PLET (*Pipeline*

End Termination). Sabe-se que o PLEM é um equipamento submarino assentado ao fundo do mar utilizado para realizar conexões e derivações de mesmo diâmetro ou de diâmetros diferentes. É muito utilizado por permitir interligações de novas oportunidades ainda não descobertas – fato que possibilita o desenvolvimento de empreendimentos futuros. O PLET é utilizado como suporte para válvulas e conectores verticais, muito similar ao *manifold*.

O esquema do traçado do gasoduto, mostrando as estruturas submarinas e indicando os comprimentos dos dutos e as profundidades (LDA- Lâmina D'Água) em que essas estruturas estão instaladas, pode ser observado por meio da Figura 46.

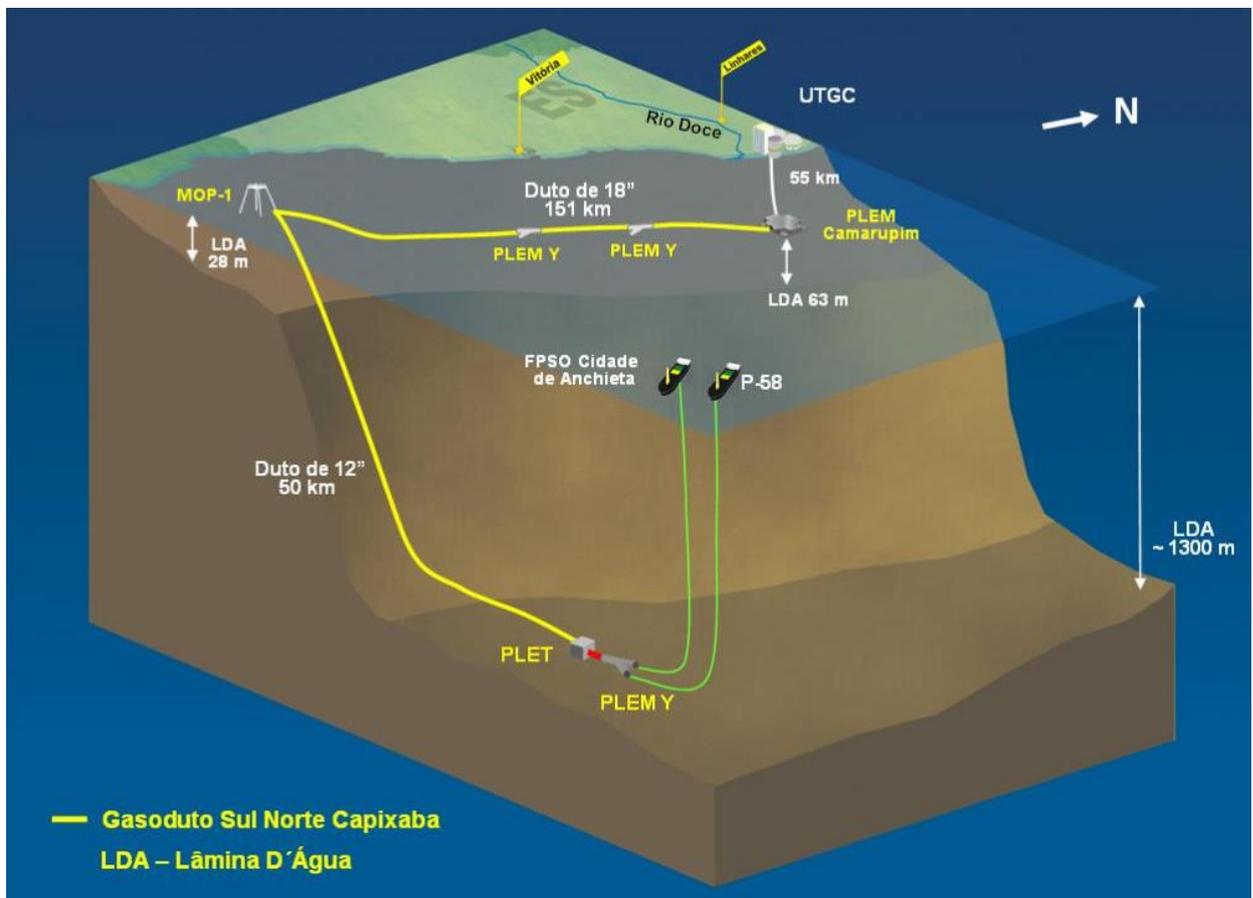


Figura 46: Esquema do traçado do gasoduto, mostrando as estruturas submarinas e indicando os comprimentos dos dutos e as profundidades (LDA – Lâmina D'Água) em que essas estruturas estão instaladas (PETROBRAS, 2011).

Vale ressaltar que além da possibilidade do transporte deste gás por gasodutos, há a chance de transportá-lo por meio de caminhões e navios.

Na Figura 47 estão retratadas as três principais bacias sedimentares (produtoras de hidrocarbonetos) do Brasil: Bacia de Santos, Bacia de Campos e Bacia do Espírito Santo. Neste estudo, a análise da possibilidade de armazenamento geológico de CO₂ se delimita na Bacia do Espírito Santo.



Figura 47: Três principais bacias sedimentares (produtoras de hidrocarbonetos) do Brasil (IBP, 2009).

Em resumo, para este estudo, pressupõe-se que o CO₂ será capturado de fontes emissoras estacionárias e será transportado (por gasodutos, caminhões e/ou navios) até os reservatórios pré-selecionados da bacia capixaba (aquíferos salinos e reservatórios de petróleo ou gás) para o armazenamento geológico.

4.2 HIPÓTESES DA PESQUISA

Têm-se como hipóteses da pesquisa:

- a) Considera-se que o projeto de captura do CO₂ já está implantado na região de estudo.

- b) A malha de gasodutos possui os requisitos necessários para o transporte do CO₂ até os locais de armazenamento. O mesmo poderá ser transportado também por caminhões e navios, dependendo da viabilidade da situação.
- c) O CO₂ será capturado de fontes emissoras estacionárias com correntes gasosas de baixa concentração do mesmo ($\leq 60\%$ mol), tais como indústrias siderúrgicas, metalúrgicas, cimenteiras e de energia (termelétricas, por exemplo). Sabe-se que as fontes emissoras com correntes gasosas com elevada concentração de CO₂ ($> 60\%$ mol) são os casos das indústrias produtoras de cal, amônia, etileno, e processamento de gás natural.
- d) Os campos de petróleo candidatos ao armazenamento geológico, selecionados neste trabalho, são nomeados pela PETROBRAS como: Campo de Cação, Campo de Golfinho, Campo de Fazenda Alegre, Campo de Inhambú, Campo de Canapu, Campo de Congoá, Campo de Peroá e Campo de Camarupim.
- e) Não há risco de escape, por meio de falhas e/ou fraturas, do CO₂ armazenado nos reservatórios geológicos de hidrocarbonetos.
- f) Não há risco de contaminação do aquífero de água doce quando ocorrer o armazenamento em aquífero salino.

CAPÍTULO 5

5 ESTUDO DE CASO

5.1 COMPORTAMENTO DO MERCADO

Para exemplificar o cálculo da estimativa de rentabilidade financeira advinda dos projetos de CCS aplicados como *EOR*, foi analisado o histórico da cotação do preço médio do barril de Petróleo *Brent* (INVESTING, 2015) entre os anos de 2004 e 2015, como se observa na Figura 48. Ressalta-se que a queda do preço médio do barril de Petróleo *Brent* em 2004 (US\$ 40,37) e 2008 (US\$ 40,55) ocorreu concomitante à crise econômica, registrada naquela época, nos Estados Unidos da América; este fato tomou proporções mundiais e muitos países, inclusive o Brasil, sentiram os efeitos desta crise, principalmente devido às dificuldades financeiras enfrentadas pelos bancos centrais e bancos de investimentos de importantes nações como Inglaterra, Canadá, Japão e EUA.

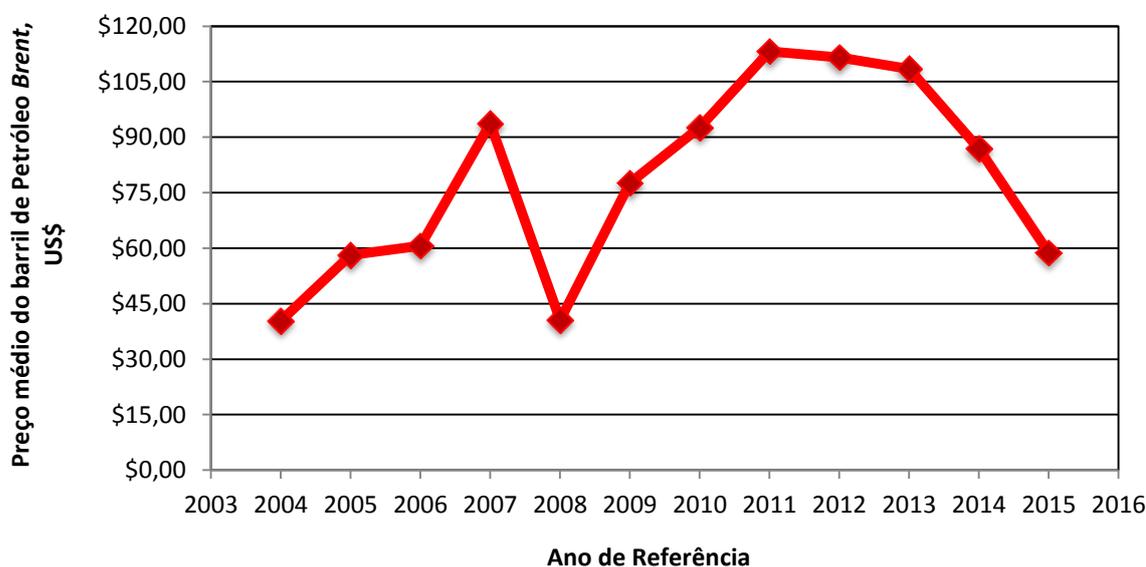


Figura 48: Preço médio do barril de Petróleo *Brent* entre os anos de 2004 e 2015 (em Dólares).

Conforme publicado por EPE (2008), nunca foi tarefa fácil prever a evolução dos preços internacionais de petróleo em função da complexidade de interesses dos agentes e dos fatores envolvidos, tais como:

- i. crescimento econômico mundial;
- ii. evolução das reservas e da produção mundial;
- iii. variação de estoques;
- iv. evolução do perfil de demanda;
- v. eficiência energética;
- vi. preços dos produtos substitutos;
- vii. condições climáticas;
- viii. ocorrência de eventos de geopolítica;
- ix. estratégias de mercado dos produtores (em particular, da OPEP) e dos grandes países consumidores (política energética etc.);
- x. especulação nos mercados futuros e suas implicações sobre o mercado *spot* (transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento é feito à vista) etc.

Em suma, as variáveis envolvidas são muitas e com um amplo leque de possibilidades de evolução, fazendo com que a resultante final seja repleta de incertezas. Em alguns momentos, diversas dessas variáveis assumem trajetórias de evolução bem comportadas, facilitando o trabalho de projeção de preços de petróleo. O momento econômico atual, porém, caracteriza-se por grandes incertezas acerca do comportamento de diversas variáveis relevantes, tornando a projeção de preços particularmente desgastante. A especificação funcional definida por EPE (2008) para projetar a evolução do preço do Petróleo *Brent* compreende as seguintes variáveis-chave:

- i. crescimento econômico mundial;
- ii. produção mundial de petróleo;
- iii. capacidade ociosa da produção mundial de petróleo (na prática, consiste basicamente na capacidade ociosa da OPEP).

Ressalte-se que EPE (2008) optou por uma especificação que, à exceção da capacidade ociosa e das variáveis *dummies* (variáveis categóricas que foram transformadas em numéricas), considerasse a taxa de variação das variáveis (preço do *Brent*, crescimento econômico e produção de petróleo), minimizando os riscos de

regressão espúria (regressão em que os testes de significância convencionais apontam a existência de relações entre variáveis que, de fato, inexitem) por não-estacionaridade da série. A equação a seguir revela a especificação do modelo de preço do *Brent*.

$$\Delta P = -\alpha + \beta \Delta Y - \varphi \Delta Q - \delta O_t + \theta dAlta_t - \kappa dSubs_t + \varepsilon \quad (5.11)$$

Em que:

ΔP é a taxa de variação anual do preço real do *Brent* (entre os anos “t” e “t-1”);

ΔY é a taxa de crescimento real do PIB mundial ao ano (entre os anos “t” e “t-1”);

ΔQ é a taxa de variação anual da produção mundial de petróleo (entre os anos “t” e “t-1”);

O_t é a capacidade ociosa da produção mundial de petróleo no ano “t”;

$dAlta_t$ é a *dummy* “alta”, colocada em anos em que eventos exógenos exacerbaram as altas dos preços de petróleo (inclusive demanda especulativa);

$dSubs_t$ é a *dummy* “subs”, colocada para ajustar “destruições de demanda” associadas a substituições de petróleo por outros energéticos e aumentos da eficiência energética;

α , β , φ , δ , θ e κ são parâmetros da função e ε é o erro aleatório.

Por meio da Figura 49, observa-se o resultado das projeções de preços do barril de Petróleo *Brent* para o horizonte de 2034.

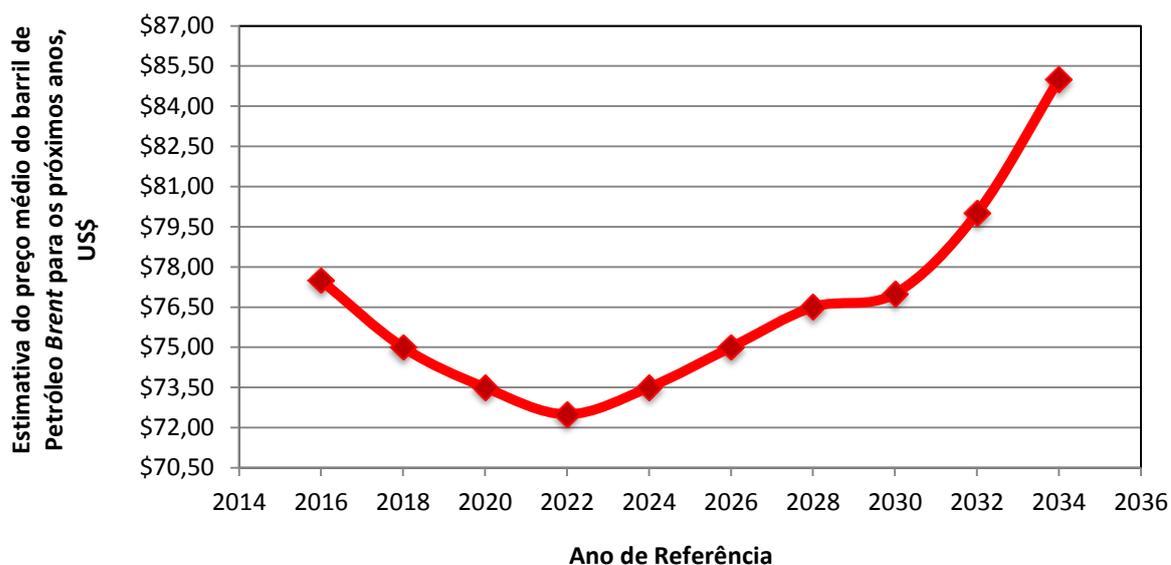


Figura 49: Projeção do preço internacional do Petróleo *Brent* (em Dólares por barril)* (Adaptado de EPE, 2008).

Nota: (*) A projeção considera as perspectivas de mercado vigentes em junho de 2008.

A curva projetada na figura anterior demonstra um declínio dos valores do barril de Petróleo *Brent* entre os anos de 2016 e 2022, mas é otimista entre os anos de 2022 e 2034 em que se observa um aumento dos valores. Isto é interessante porque quanto maior for o preço do barril de petróleo, maior será o lucro advindo da venda do petróleo produzido por meio da técnica *EOR*.

Já para exemplificar o cálculo da estimativa de rentabilidade financeira advinda da comercialização (por meio da bolsa de valores) da parcela de CO₂ efetivamente estocado em reservatórios de campos maduros de hidrocarbonetos (sem *EOR*) ou durante a aplicação da técnica de *EOR* nestes reservatórios e, também, advinda dos projetos de *CCS* aplicados em aquíferos salinos, foi analisado o histórico da cotação do preço médio do Crédito de Carbono (INVESTING, 2015) entre os anos de 2004 e 2015, conforme a Figura 50. Ao interpretar o gráfico da Figura 50, percebe-se que a partir da queda registrada em 2013 (4,93 US\$/tCO₂eq) os Créditos de Carbono superaram as expectativas de muitos negociantes ampliando o seu valor em 2014 e mantendo o aumento em 2015, registrando uma média no primeiro semestre deste último ano de 7,50 US\$/tCO₂eq.

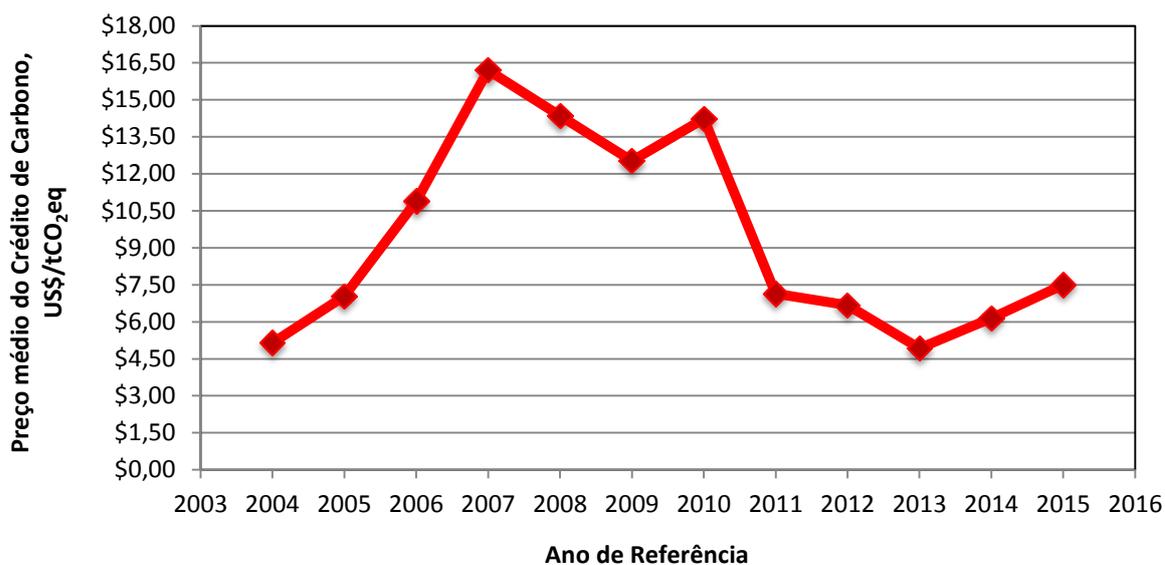


Figura 50: Preço médio do Crédito de Carbono entre os anos de 2004 e 2015 (em Dólares por tonelada de CO₂eq).

Assim como há vários fatores que influenciam a previsão da evolução dos preços internacionais de petróleo, há fatores que influenciam a previsão dos preços dos Créditos de Carbono. Para ter-se uma ideia, a cotação do Crédito de Carbono já alcançou 20 Euros por tonelada de CO₂, mas caiu para 13 Euros em maio de 2009, devido aos efeitos da crise financeira internacional, que provocou, entre outros fatos, a diminuição do consumo de petróleo e, conseqüentemente, da necessidade de captura de gás carbônico. Visto que a indústria do petróleo influencia diretamente na estimativa do preço do Crédito de Carbono, considerou-se que este terá o mesmo comportamento econômico observado na Figura 49. Portanto, por intermédio da Figura 51, estima-se o desempenho do preço do Crédito de Carbono entre os anos de 2016 e 2034. Apesar de o gráfico transparecer uma queda neste preço entre os anos de 2016 e 2022, a expectativa é de valorização e isso pode ser claramente observado na figura por meio da curva crescente a partir de 2022. Esta valorização do preço pode ser compreendida e explicada, dentre outros fatores, devido à necessidade de preservação do meio ambiente, o que resulta em políticas públicas e em parcerias entre o setor público e privado a fim de gerenciar e reduzir as emissões de GEE para a atmosfera.

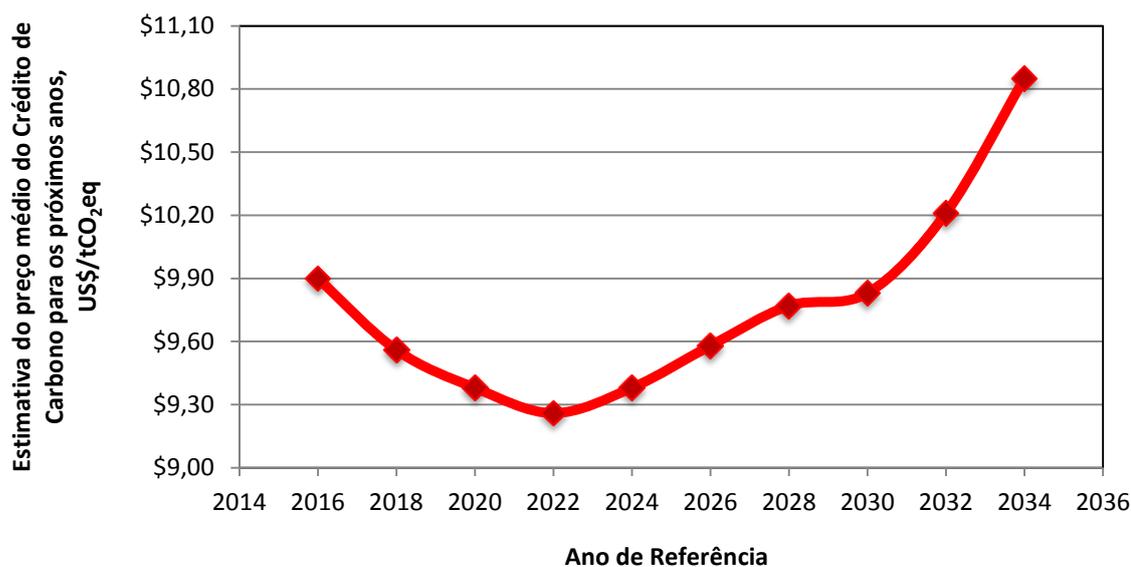


Figura 51: Projeção do preço do Crédito de Carbono entre os anos de 2016 a 2034 (em Dólares por tonelada de CO₂eq).

Para exemplificar o que já foi discutido, serão apresentados, a seguir, os resultados das análises teórica e numérica correspondendo a quatro cenários da Bacia Geológica do Espírito Santo:

- i. reservatórios de óleo depletados com possibilidades de aplicação da técnica *EOR*;
- ii. reservatórios de óleo já esgotados (sem *EOR*);
- iii. reservatórios de gás;
- iv. aquíferos salinos.

5.2 CENÁRIO I: RESERVATÓRIOS DE ÓLEO DEPLETADOS COM POSSIBILIDADE DE APLICAÇÃO DE *EOR*

Para representar este cenário, primeiramente em ambiente *offshore*, escolheu-se o Campo de Golfinho cujas características podem ser visualizadas na Tabela 8.

Tabela 8: Características do Campo de Golfinho.

Nome:	Campo de Golfinho.
Ambiente:	<i>Offshore.</i>
Localidade:	60 km da costa de Aracruz – ES.
Ano de descoberta:	2003.
Ano de devolução:	2025 (estimativa).
Profundidade da lâmina d'água:	1.250 m a 1.640 m.
Profundidade da jazida:	3.700 m a 4.000 m.
VOOIP (Volume Original de Óleo <i>In Place</i>):	654 milhões de barris.
Rocha reservatório / selante:	Arenitos turbidíticos canalizados / folhelhos.
Porosidade:	Entre 15% a 25%.
Densidade do óleo:	28° a 41° API.

Fonte: Adaptado de CPRM, 2015.

A quantidade de óleo que pode ser recuperado dos reservatórios em operações de *EOR* é diretamente proporcional à variável *%EXTRA* que é a porcentagem extra de óleo recuperável em razão da injeção de CO_2 (normalmente, este valor está entre 0,3 e 10,3%). Para o Campo de Golfinho, esta proporção pode ser observada na Figura 52 e os cálculos foram realizados por intermédio da Equação 2.2, $EOR = \left(\frac{\%EXTRA}{100}\right) * VOOIP * C$.

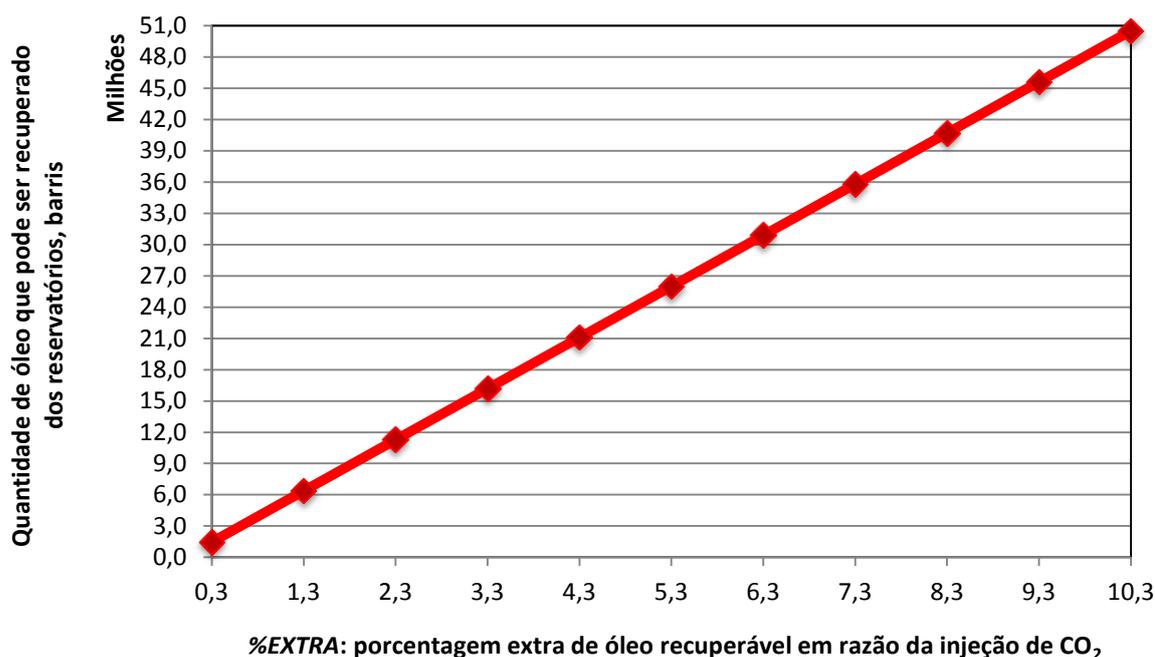


Figura 52: Quantidade de óleo que pode ser recuperado dos reservatórios em operações de *EOR* em função da variável *%EXTRA* (em barris), Campo de Golfinho.

Neste estudo, a fins de cálculos, escolheram-se três valores centrais para a variável *%EXTRA*, sendo eles: 1,3; 5,3 e 9,3%. As respectivas quantidades de óleo recuperado do reservatório para estes valores de *%EXTRA*, em barris, são: 6.376.500,0; 25.996.500,0 e 45.616.500,0. A Equação 2.3, *Renda Bruta (US\$) = EOR * β*, auxiliou no cálculo do comportamento histórico da renda bruta, entre os anos de 2004 e 2015, que se obteria por meio da venda do óleo extra produzido e também na estimativa deste comportamento para os anos compreendidos entre 2016 a 2034, tal como se observa na Figura 53 e na Figura 54.

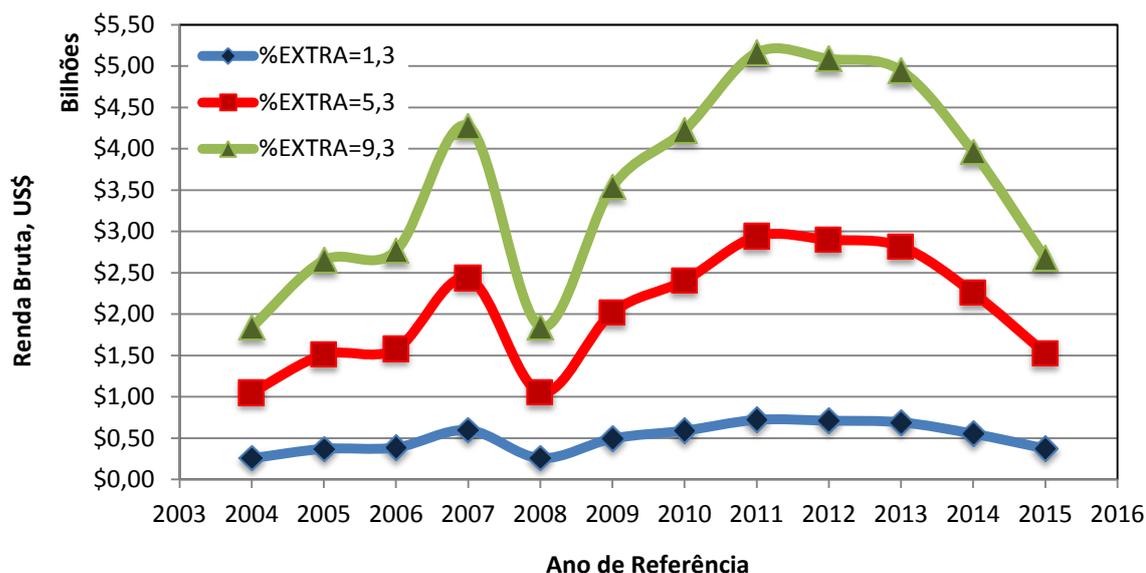


Figura 53: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de *EOR* no Campo de Golfinho (em Dólares).

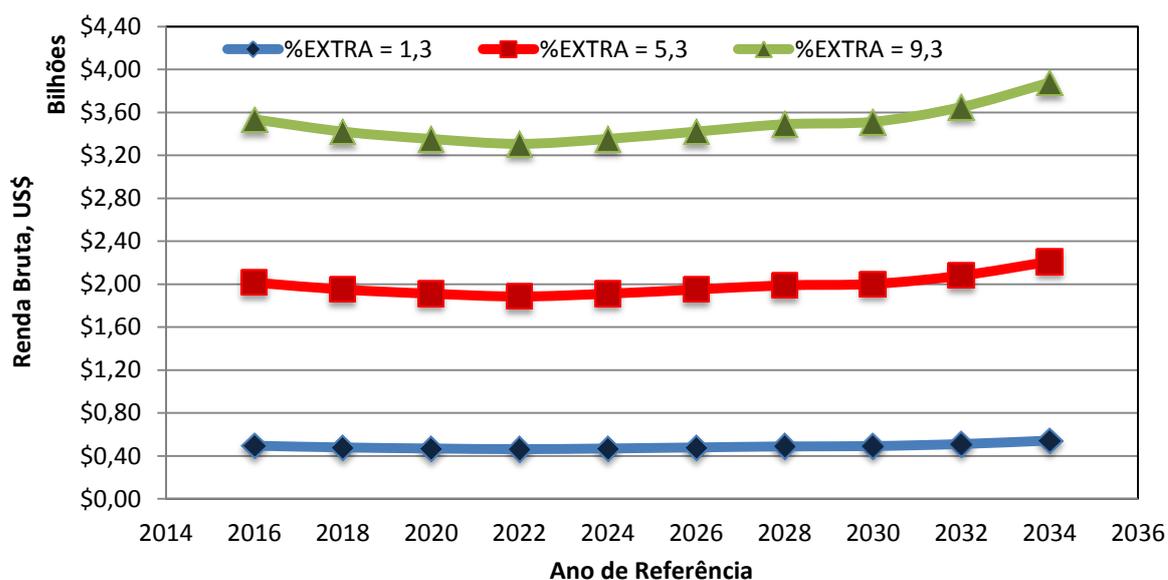


Figura 54: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de *EOR* no Campo de Golfinho (em Dólares).

Ao interpretar as Figuras 53 e 54, fica claro que a renda bruta é dependente do valor do Dólar e da variável *%EXTRA*, pois, por exemplo, enquanto a curva do *%EXTRA* = 5,3 assume valores de renda bruta entre 1,8 e 2,2 bilhões de Dólares, a do *%EXTRA* = 9,3 assume valores entre 3,3 e 3,8 bilhões de Dólares. Ressalta-se que o comportamento das curvas observadas na figura acima se deve a escala atribuída ao eixo y.

A Equação 2.4, $M_1CO_2 = EOR * R_{CO_2}$ e a Equação 2.6, $BM_{CO_2} = M_1CO_2 - (EOR * 0,43)$, auxiliaram, respectivamente, no cálculo da massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de *EOR* e no cálculo do balanço mássico de CO_2 durante a aplicação desta técnica. Como já foi discutido, sabe-se que a queima dos combustíveis fósseis contribuem para a emissão de CO_2 para a atmosfera e, portanto, é preciso saber se o processo está sendo eficiente, ou seja, se há mais dióxido de carbono sendo armazenado do que sendo emitido. Neste caso, a razão entre a injeção de CO_2 e a produção de óleo (tCO_2 /barril de óleo) precisa ser analisada. Esta razão varia, conforme a literatura, entre 0,1 e 0,8 tCO_2 /barril de óleo e, para este estudo, analisou-se os valores 0,2; 0,4; 0,6 e 0,8. Os resultados destes cálculos são observados por meio das Figuras 55 e 56.

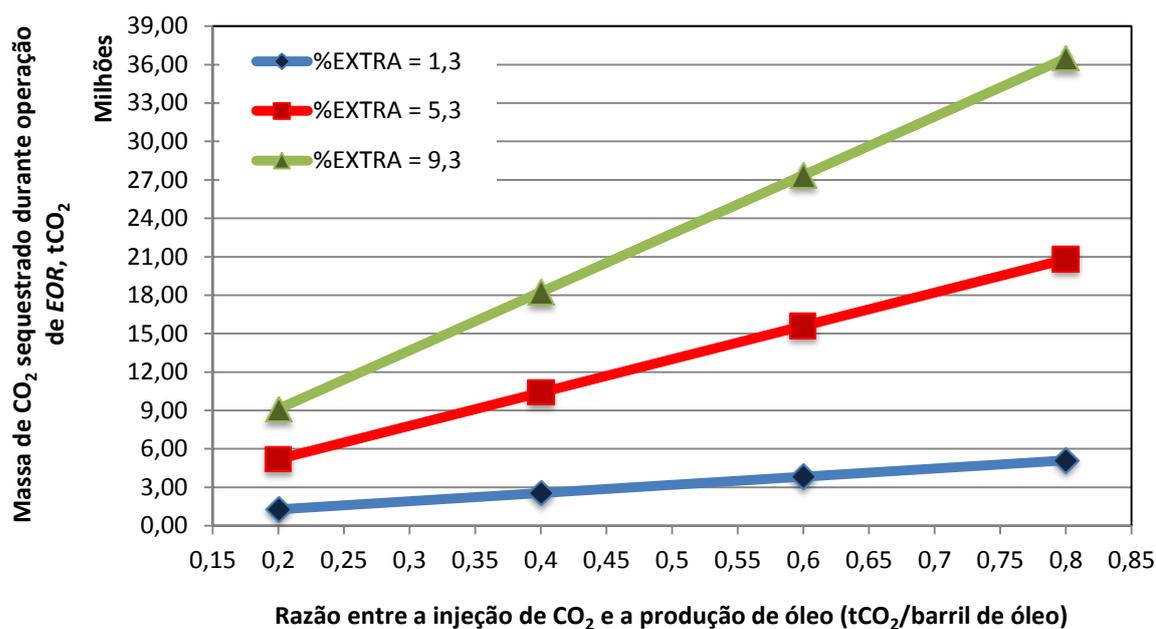


Figura 55: Massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de *EOR* no Campo de Golfinho (em toneladas de CO_2).

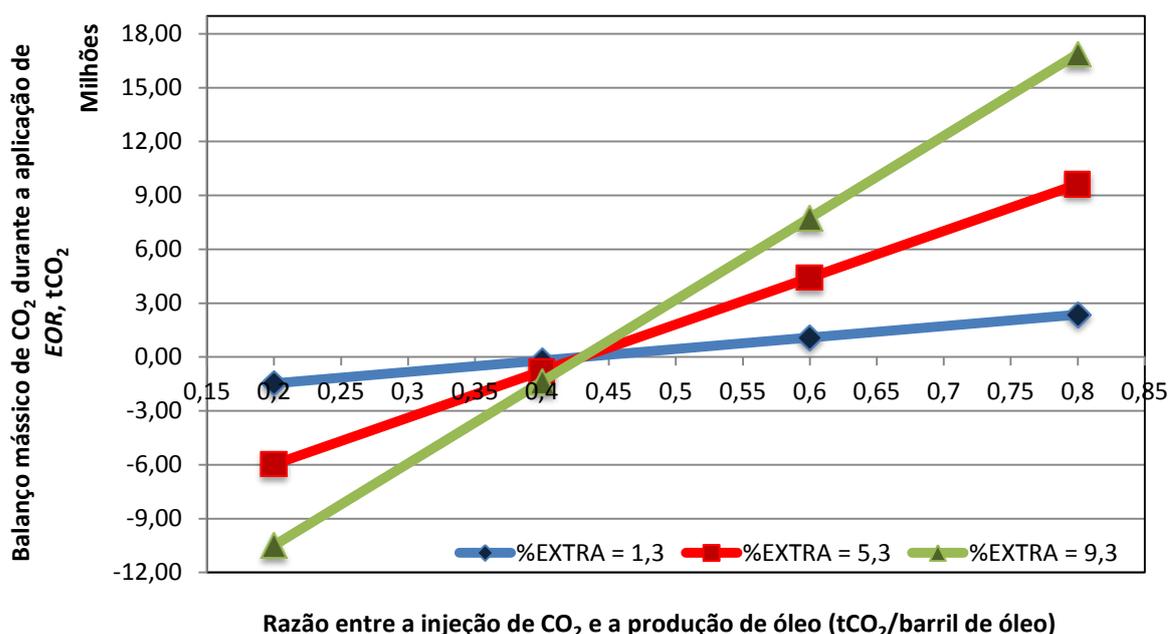


Figura 56: Balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de EOR no Campo de Golfinho (em toneladas de CO₂).

Ao se fazer uma análise de custo ambiental, para os três casos de %EXTRA registrados no gráfico acima, quando a razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo assumiu valores iguais a 0,2 e 0,4 tCO₂/barril de óleo, o balanço mássico resultou em valores negativos. Isto indica que o projeto não seria sustentável, ou seja, haveria mais CO₂ sendo eliminado para a atmosfera pela queima do óleo extra produzido do que sendo efetivamente armazenado no reservatório. Já para os demais valores (0,6 e 0,8), obtiveram-se, nos três casos apresentados, resultados sustentáveis para o balanço mássico, ou seja, mais CO₂ seria estocado no reservatório do que emitido para a atmosfera.

Para os casos sustentáveis (balanço mássico positivo), calculou-se a renda bruta possivelmente advinda da comercialização dos Créditos de Carbono na bolsa de valores, isto por meio da Equação 2.7, $Renda\ Bruta\ (US\$)\ =\ BM_{CO_2} * \gamma$. Assim, o comportamento histórico (2004 a 2015) e a estimativa da variação da renda bruta (2016 a 2034) sobrevinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3; 5,3 e 9,3, podem ser visualizados por intermédio das Figuras 57 a 62.

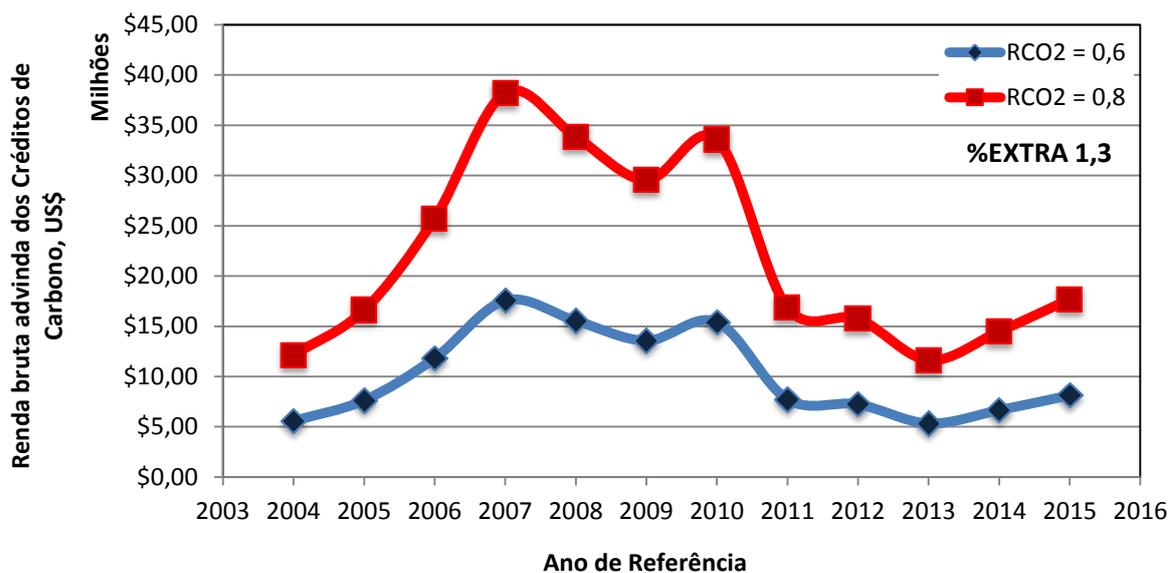


Figura 57: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.

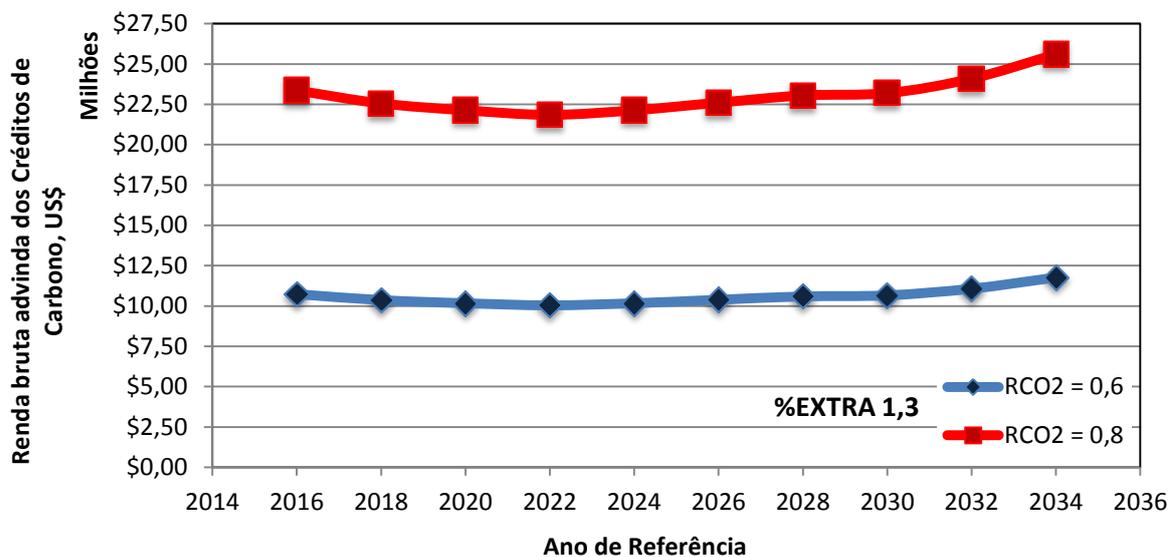


Figura 58: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.

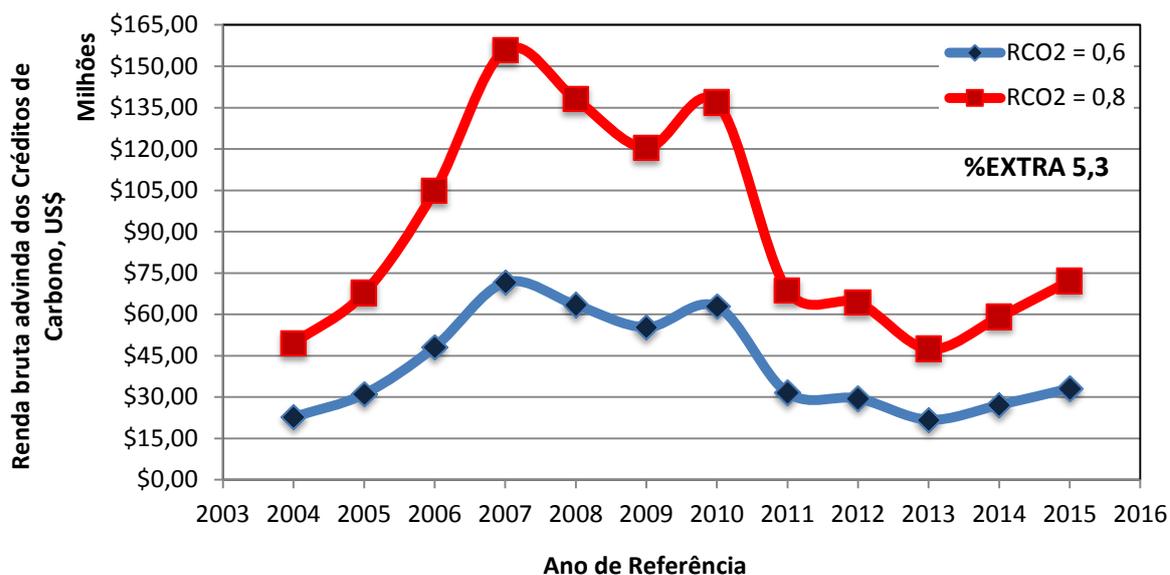


Figura 59: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.

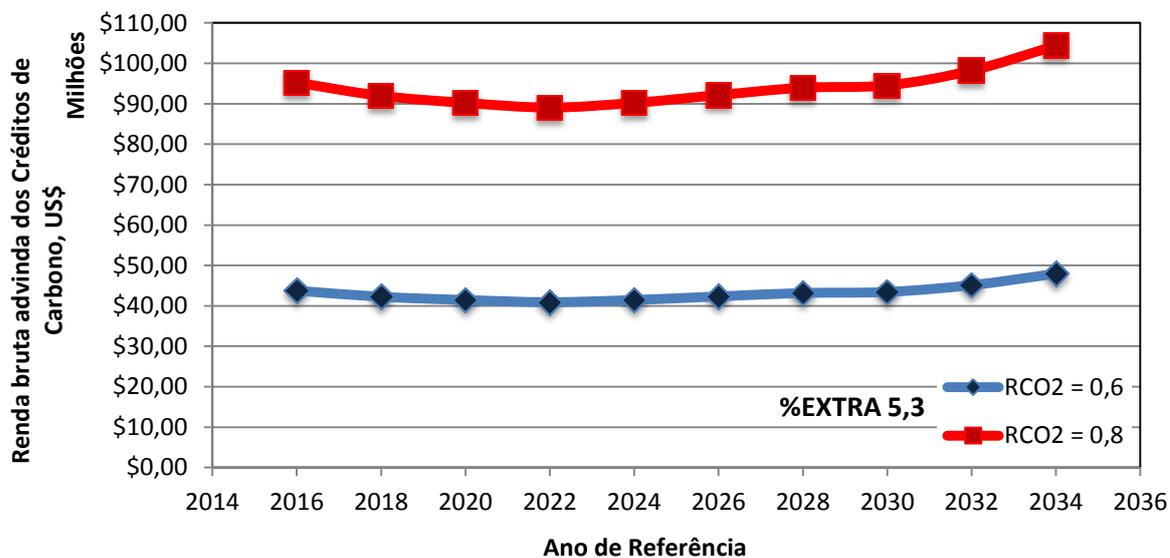


Figura 60: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.

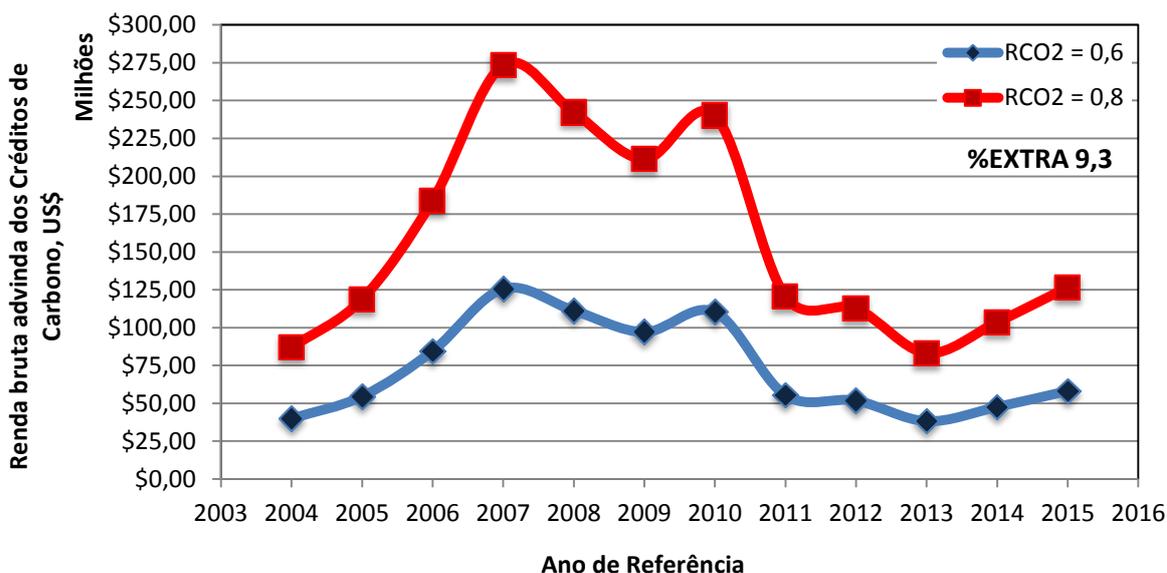


Figura 61: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.

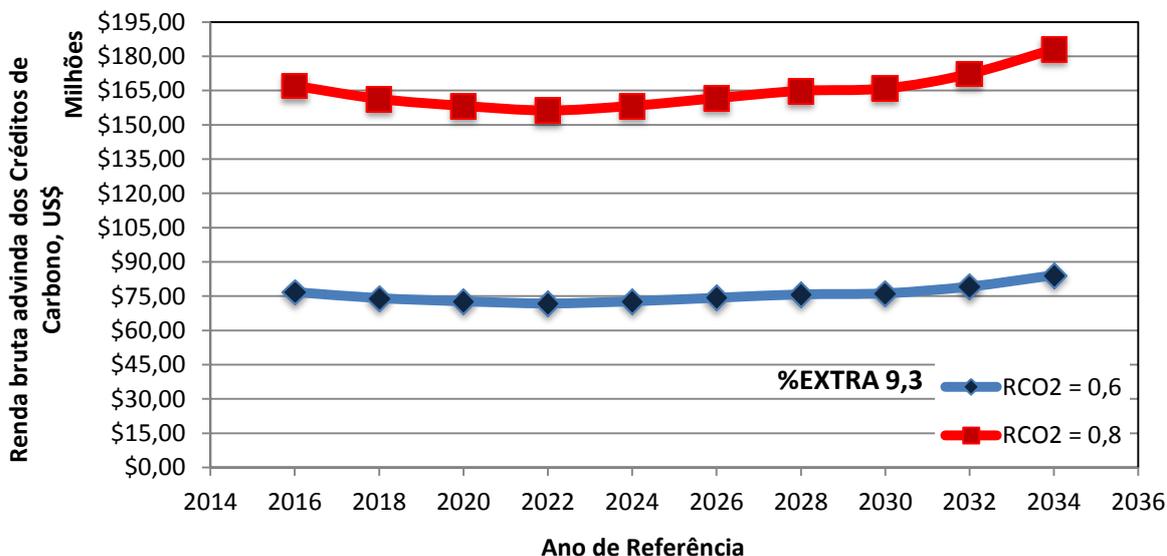


Figura 62: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Golfinho.

Fica evidente, ao analisar as figuras anteriores, que tanto para os históricos quanto para as estimativas, os maiores valores de renda bruta são atingidos quando a variável R_{CO_2} assume o valor de 0,8. Se compararmos as três situações, em que se tem %EXTRA = 1,3; 5,3 e 9,3%, os maiores valores de renda bruta seriam atingidos

no último caso, ou seja, %EXTRA = 9,3, chegando a atingir, historicamente, mais de 273 milhões de Dólares em 2007, com uma estimativa otimista de alcançar mais de 183 milhões de Dólares em 2034.

Portanto, visando a excelência das futuras negociações financeiras envolvendo EOR e os Créditos de Carbono, é importante administrar a eficiência energética dos projetos de CCS (neste estudo, %EXTRA = 9,3 e RCO₂ = 0,8 apresentam os melhores resultados) e gerir o balanço mássico positivo do carbono para a geração dos créditos na bolsa de valores.

Ainda com relação a este cenário, mas agora em ambiente *onshore*, dois campos foram escolhidos para representá-lo: Campo de Inhambú e Campo de Fazenda Alegre. As Tabelas 9 e 10 retratam as características dos Campos de Inhambú e de Fazenda Alegre, respectivamente.

Tabela 9: Características do Campo de Inhambú.

Nome:	Campo de Inhambú.
Ambiente:	<i>Onshore</i> .
Localidade:	30 km ao sul de São Mateus – ES.
Ano de descoberta:	2004.
Ano de devolução:	2020.
Profundidade da jazida:	550 m.
VOOIP (Volume Original de Óleo In Place):	224 milhões de barris.
Rocha reservatório / selante:	Arenito / folhelho.
Porosidade:	25%.
Densidade do óleo:	11,4 °API.
Viscosidade:	9.447 cP a 38 °C.

Fonte: CPRM, 2015.

Tabela 10: Características do Campo de Fazenda Alegre.

Nome:	Campo de Fazenda Alegre.
Ambiente:	<i>Onshore.</i>
Localidade:	Jaguaré – ES.
Ano de descoberta:	1996.
Ano de devolução:	2020.
Profundidade da jazida:	820 m.
VOOIP (Volume Original de Óleo <i>In Place</i>):	230,51 milhões de barris.
Rocha reservatório / selante:	Arenito / folhelho.
Porosidade:	27%.
Densidade do óleo:	13° API.
Viscosidade:	825 cP em condições de reservatório.

Fonte: CPRM, 2015.

Por meio da Figura 63, visualiza-se o comparativo das quantidades de óleo que pode ser recuperado dos reservatórios em operações de *EOR*, em função da variável *%EXTRA*, nos Campos de Inhambú e Fazenda Alegre.

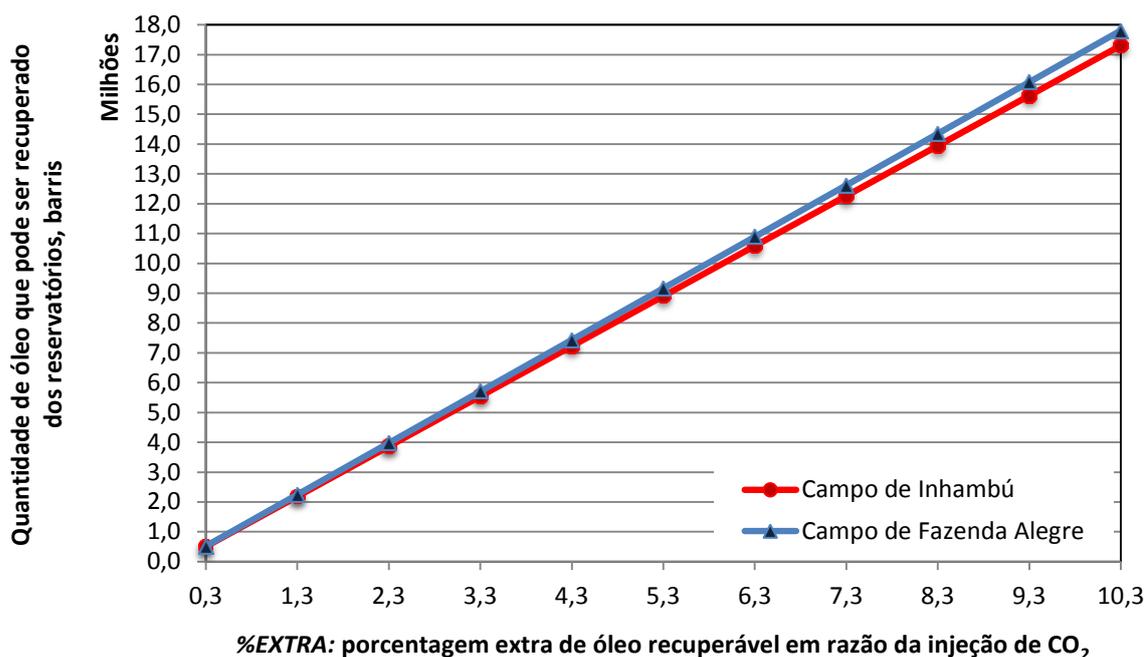


Figura 63: Comparativo das quantidades de óleo que pode ser recuperado dos reservatórios em operações de *EOR* em função da variável *%EXTRA* (em barris), Campos de Inhabú e Fazenda Alegre.

Ao interpretar a figura anterior, percebe-se que a projeção de recuperação de óleo no Campo de Fazenda Alegre é maior que no Campo de Inhabú. Isto ocorre devido o Campo de Fazenda Alegre possuir um *VOOIP* 1,03 vezes maior que o Campo de Inhabú. Por consequência, os valores de renda bruta advinda da venda do óleo extra produzido e da comercialização dos Créditos de Carbono em Fazenda Alegre será maior que em Inhabú. As Figuras 64 e 65 representam, respectivamente, o comportamento histórico (2004 a 2015) e a perspectiva (2016 a 2034) da variação da renda bruta advinda da aplicação de *EOR* no Campo de Inhabú, isto em função da variável *%EXTRA*.

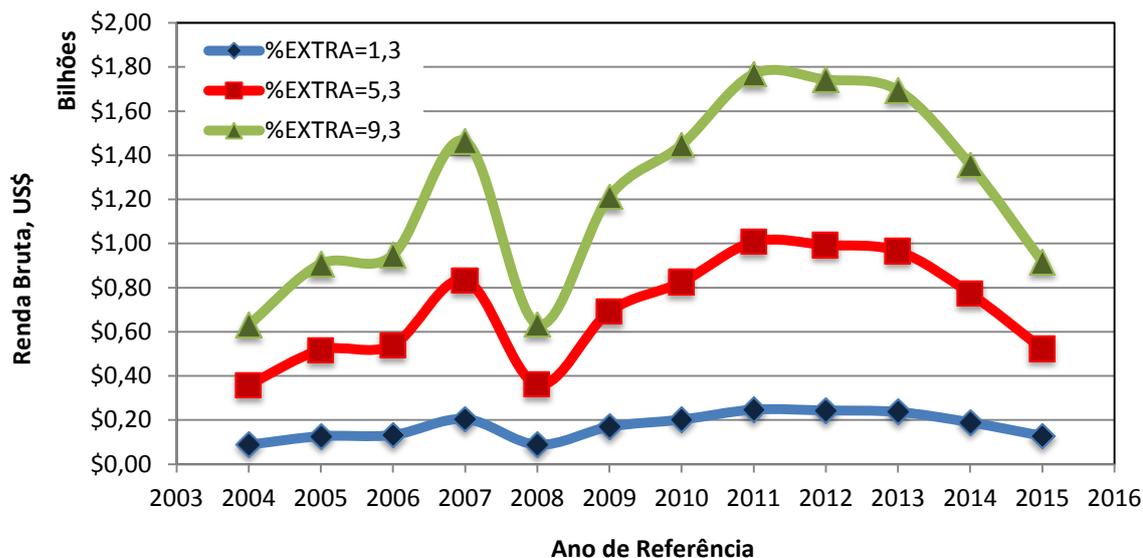


Figura 64: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de *EOR* no Campo de Inhambú (em Dólares).

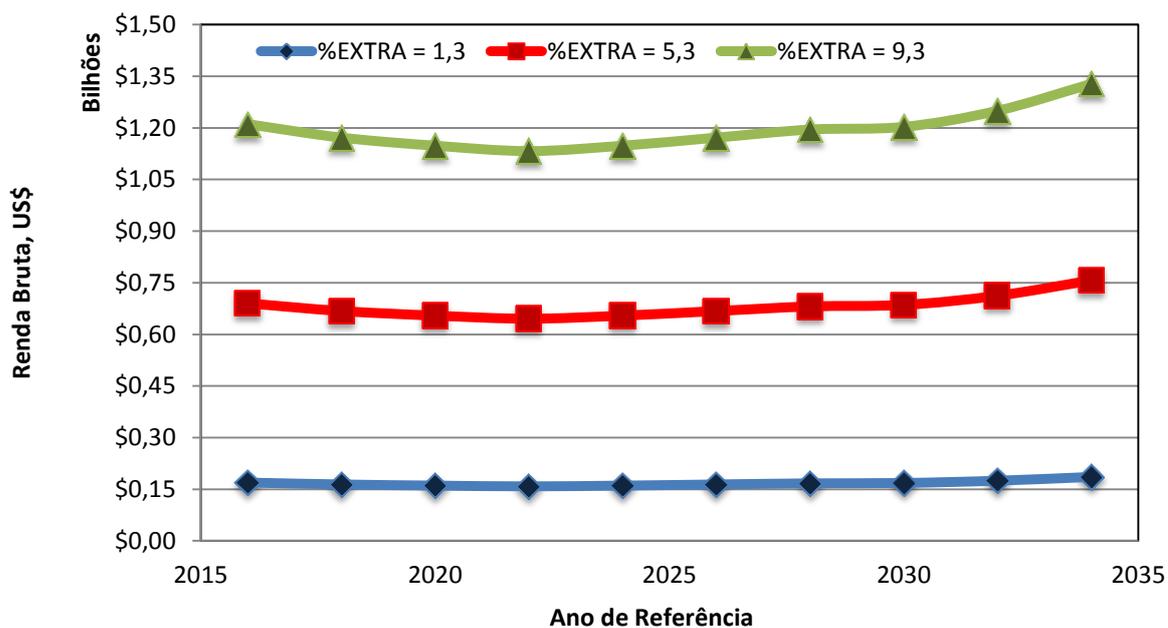


Figura 65: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de *EOR* no Campo de Inhambú (em Dólares).

A massa de CO_2 que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de *EOR* no Campo de Inhambú e o seu balanço mássico, são esquematizadas nas Figuras 66 e 67. Com um olhar ambiental, percebe-se que, assim como ocorreu para o Campo de Golfinho, quando a variável que representa a razão entre a injeção de CO_2 e a produção de óleo assume os valores 0,2 e 0,4 $\text{tCO}_2/\text{barril}$ de óleo, o balanço

mássico é negativo (para os três casos, %EXTRA = 1,3; 5,3 e 9,3), indicando a não sustentabilidade do projeto, pois há mais CO₂ sendo lançado para a atmosfera do que sendo armazenado efetivamente no reservatório. Já para os demais valores (0,6 e 0,8), obtiveram-se, nos três casos apresentados, resultados sustentáveis para o balanço mássico, ou seja, mais CO₂ seria estocado no reservatório do que emitido para a atmosfera.

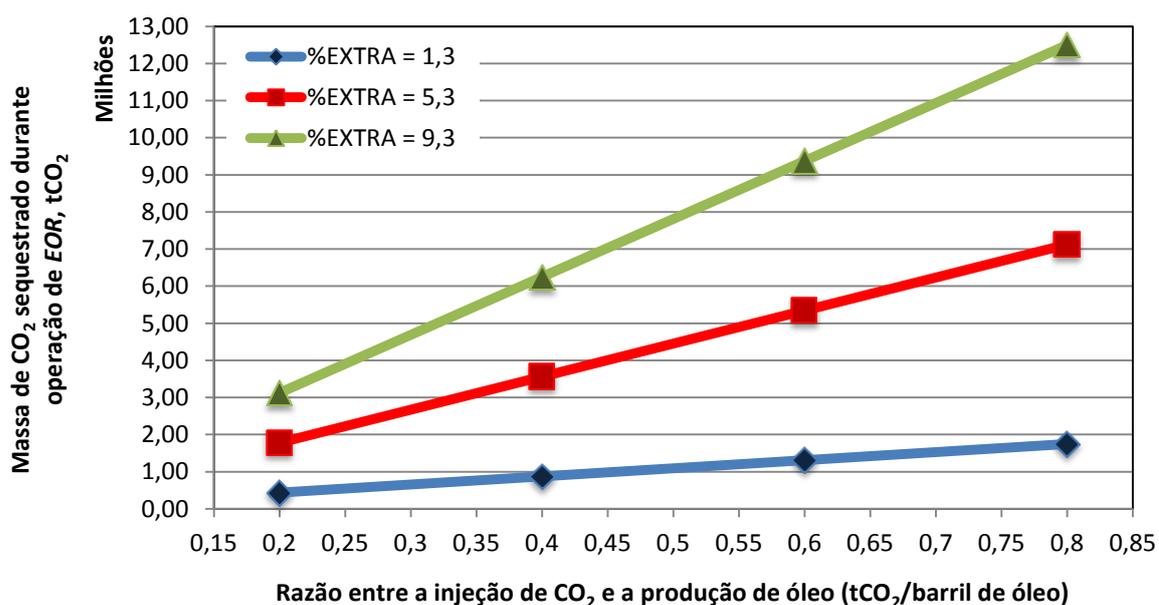


Figura 66: Massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de EOR no Campo de Inhambú (em toneladas de CO₂).

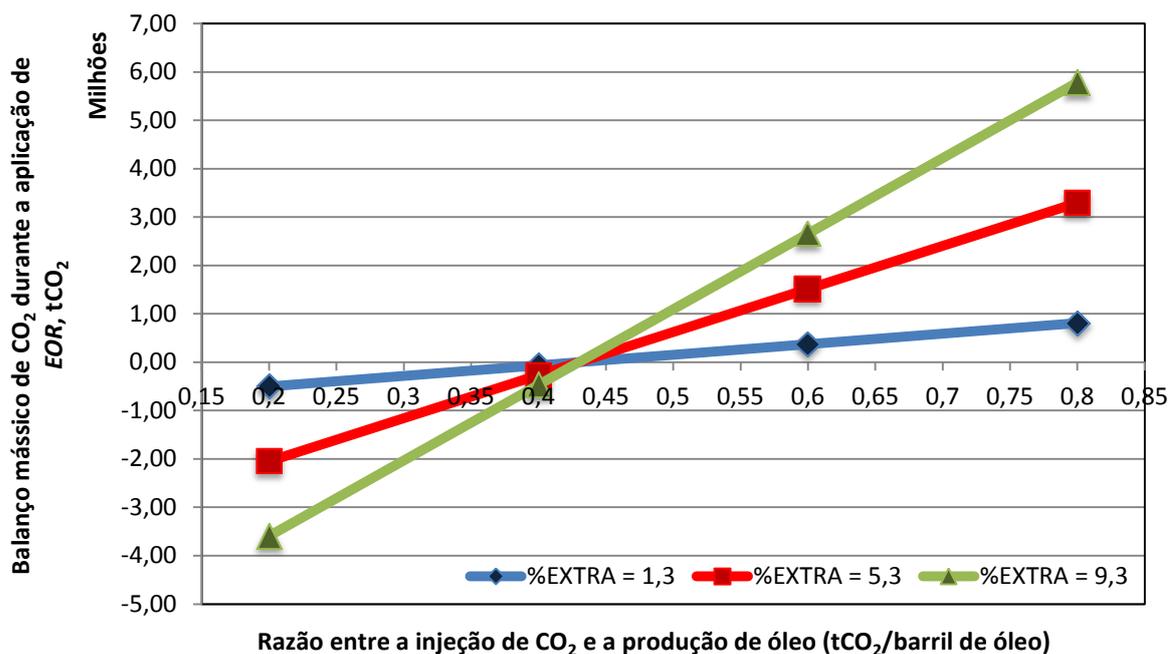


Figura 67: Balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de EOR no Campo de Inhambú (em toneladas de CO₂).

Com relação ao Campo de Inhambú, para os casos sustentáveis (balanço mássico positivo), calculou-se a renda bruta possivelmente advinda da comercialização dos Créditos de Carbono na bolsa de valores. Assim, o comportamento histórico (2004 a 2015) e a estimativa da variação da renda bruta (2016 a 2034) sobrevinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3; 5,3 e 9,3, podem ser visualizados por intermédio das Figuras 68 a 73.

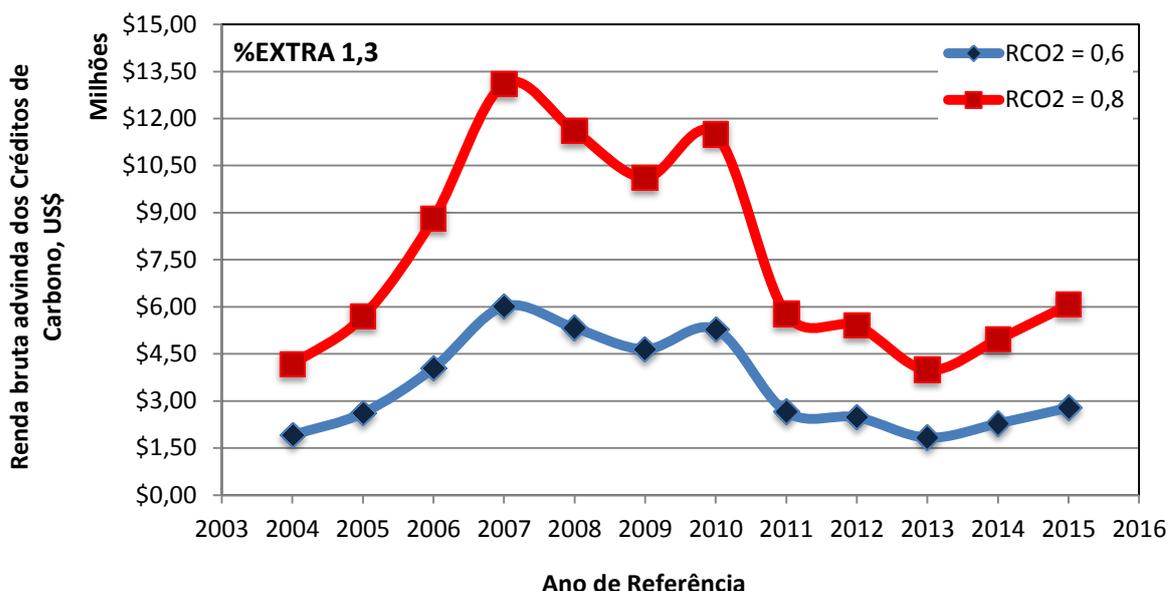


Figura 68: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.

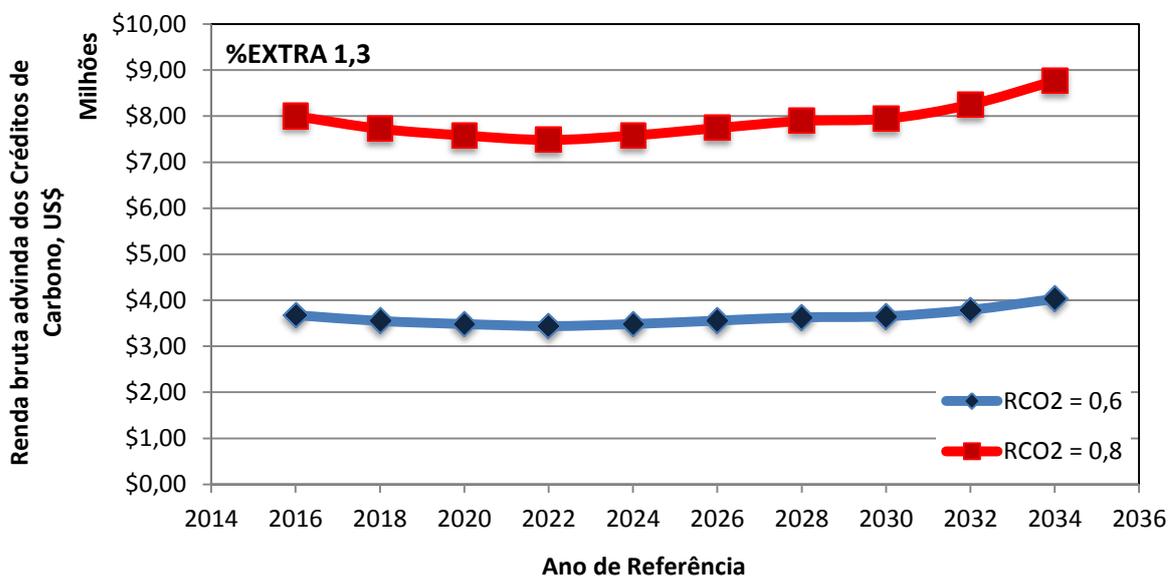


Figura 69: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.

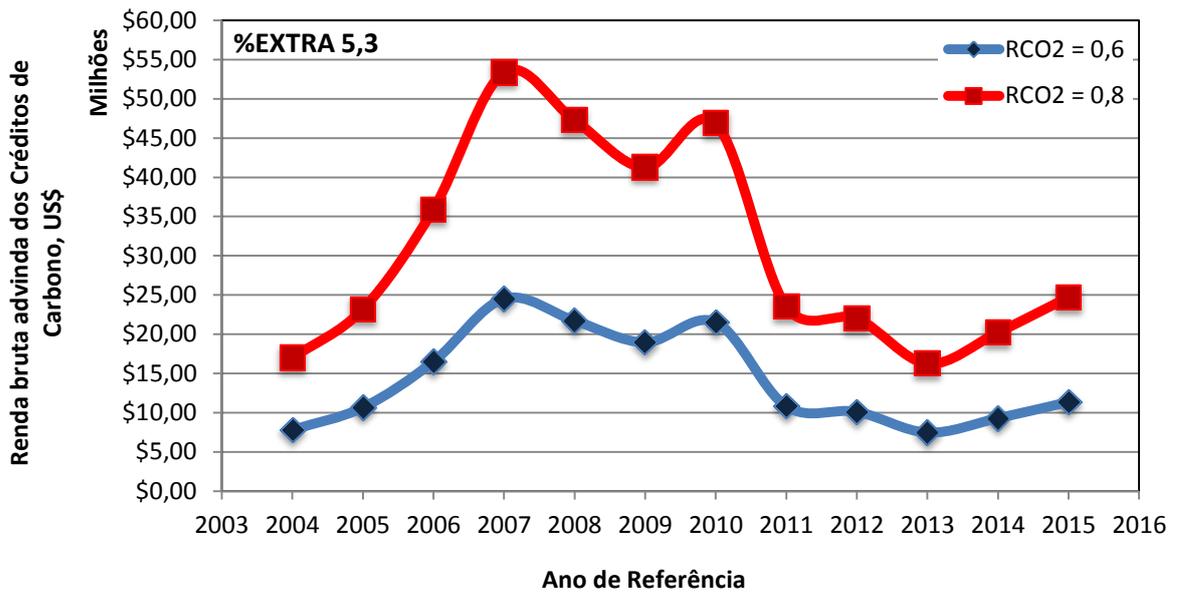


Figura 70: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.

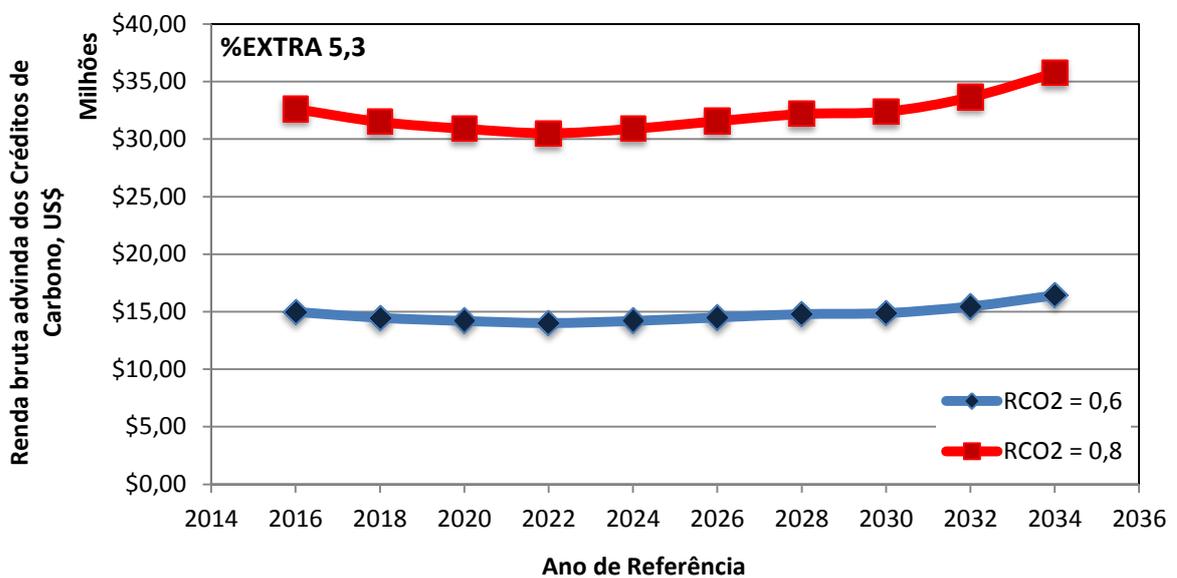


Figura 71: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.

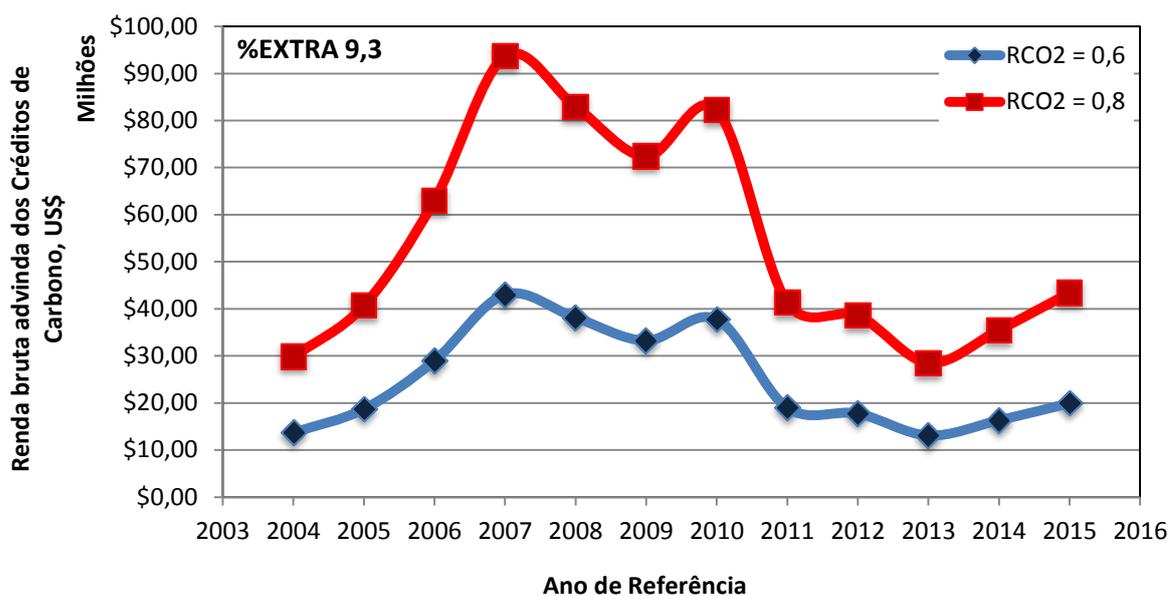


Figura 72: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.

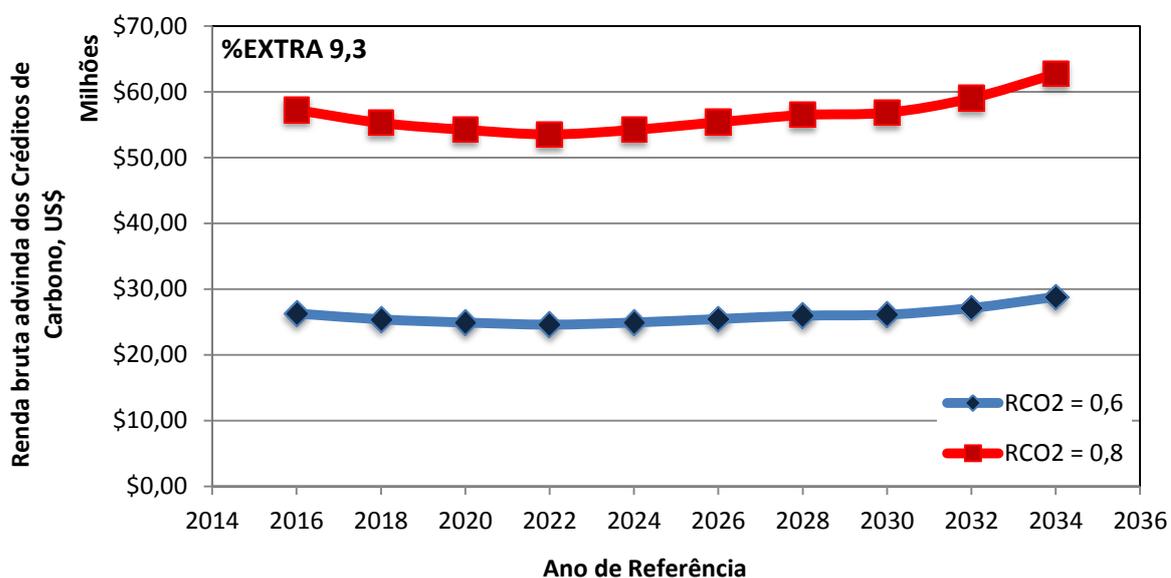


Figura 73: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Inhambú.

Desta maneira, pela análise dos gráficos anteriores (Campo de Inhambú), percebe-se que o comportamento das curvas se mantém como o esperado perante o

histórico (2004 a 2015) e a projeção (2016 a 2034) do preço do barril de Petróleo *Brent* e do Crédito de Carbono.

Esta mesma análise foi realizada para o Campo de Fazenda Alegre, e os resultados são observados por meio das Figuras 74 a 83. Como já era de se esperar, os valores, em Dólares, da renda bruta (seja por *EOR* ou pelos Créditos de Carbono) resultante no Campo de Fazenda Alegre é maior que a de Inhambú, isto ocorre por Fazenda Alegre possuir, aproximadamente, um *VOOIP* 1,03 vezes maior que o *VOOIP* de Inhambú.

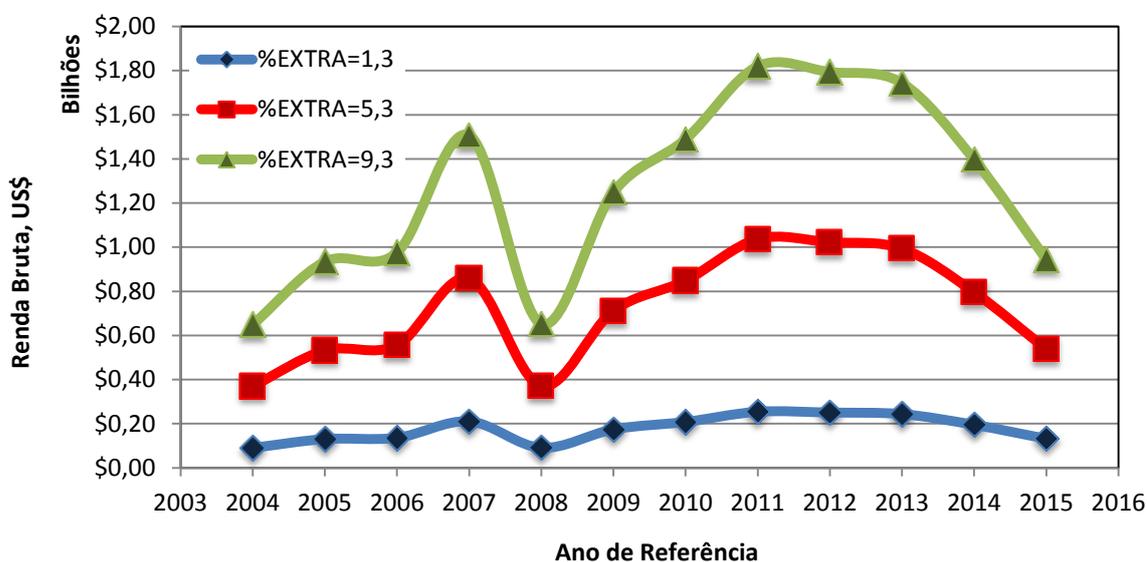


Figura 74: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de *EOR* no Campo de Fazenda Alegre (em Dólares).

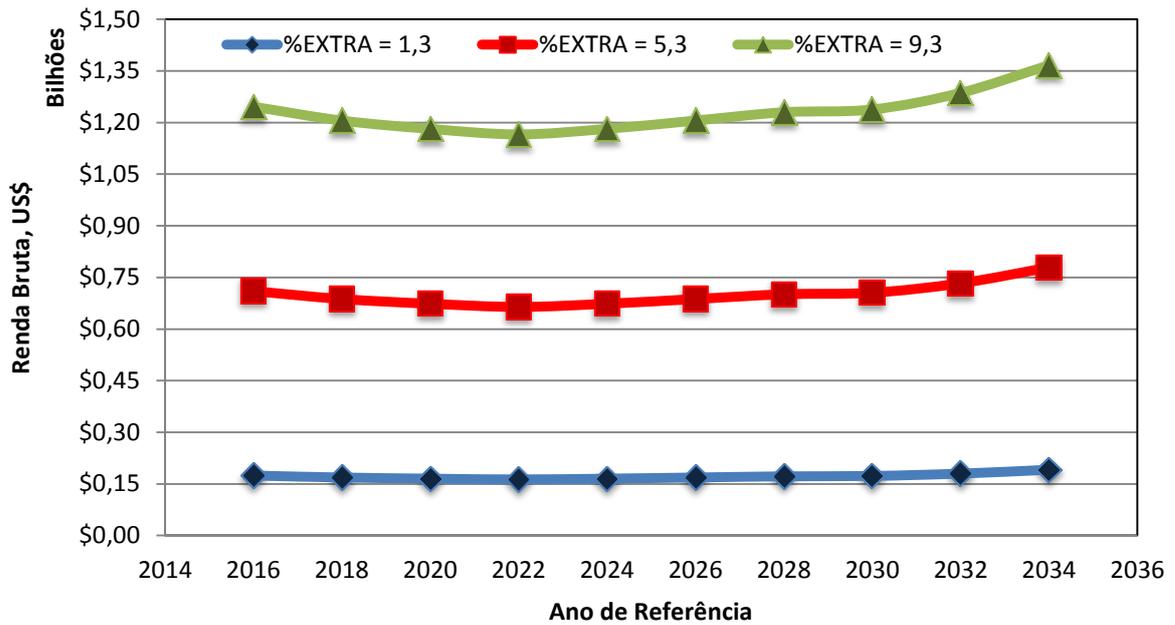


Figura 75: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de EOR no Campo de Fazenda Alegre (em Dólares).

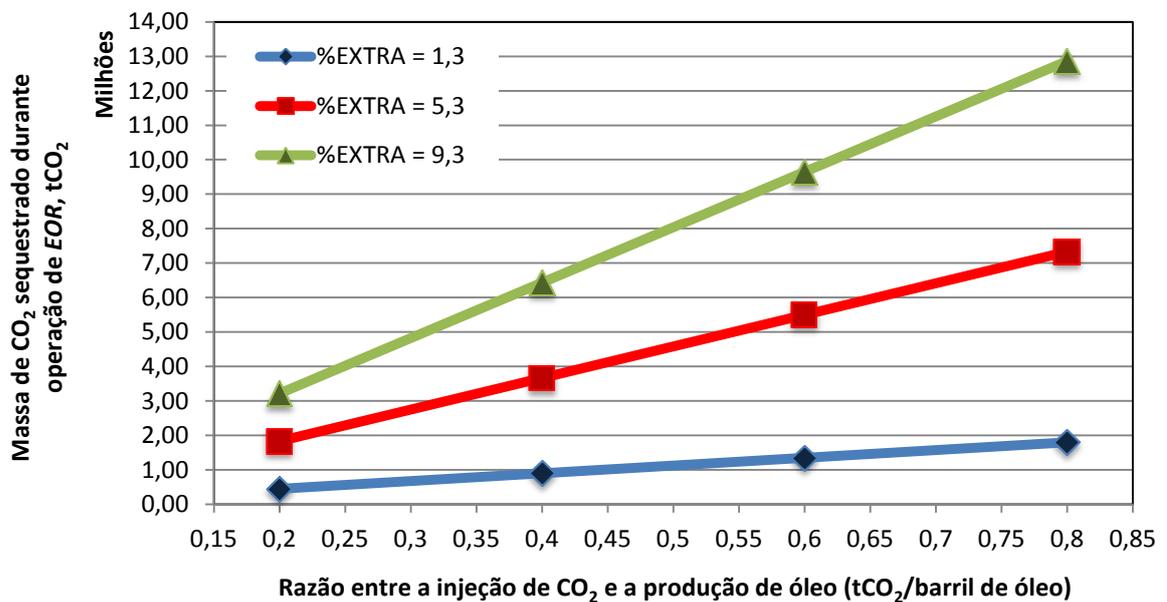


Figura 76: Massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser sequestrado durante as operações de EOR no Campo de Fazenda Alegre (em toneladas de CO₂).

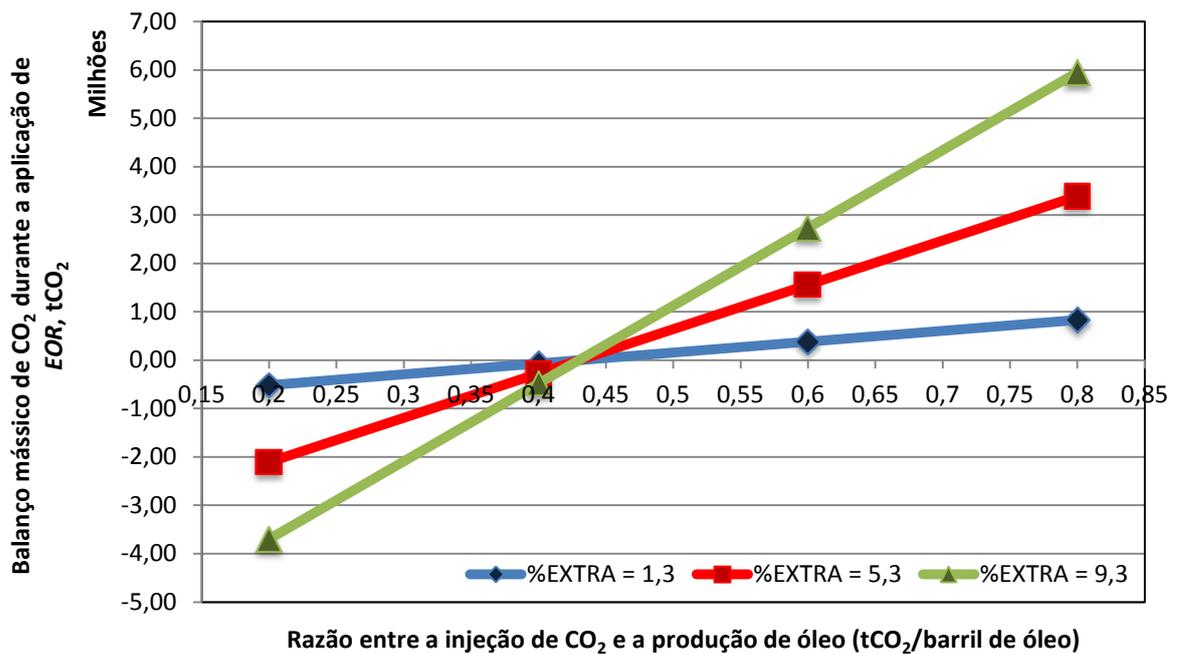


Figura 77: Balanço mássico de CO₂ durante a aplicação de EOR no Campo de Fazenda Alegre (em toneladas de CO₂).

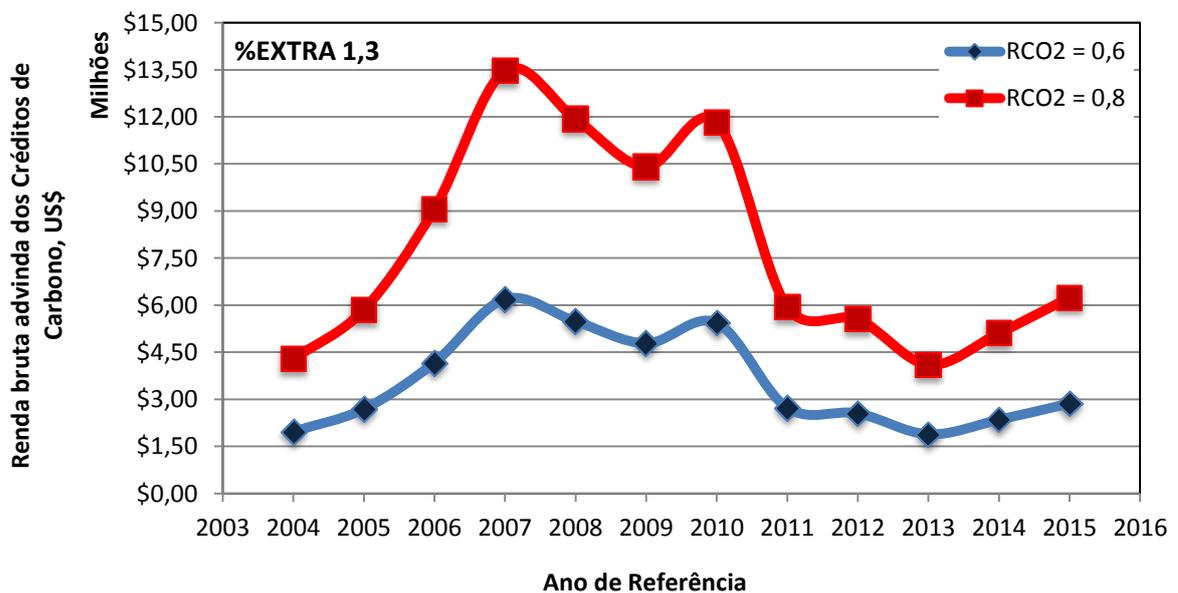


Figura 78: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.

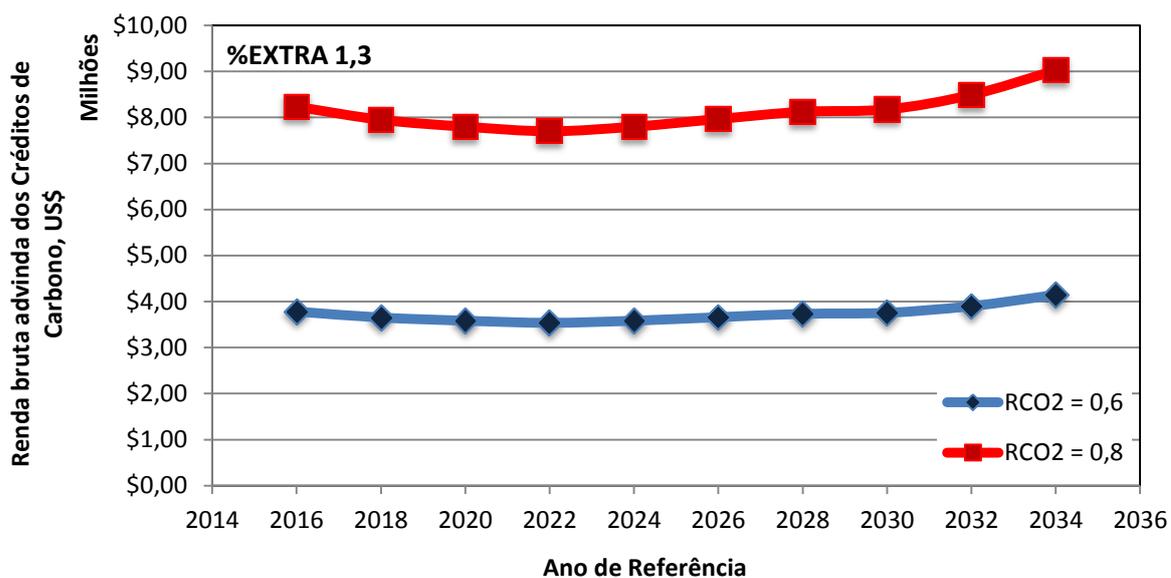


Figura 79: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 1,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.

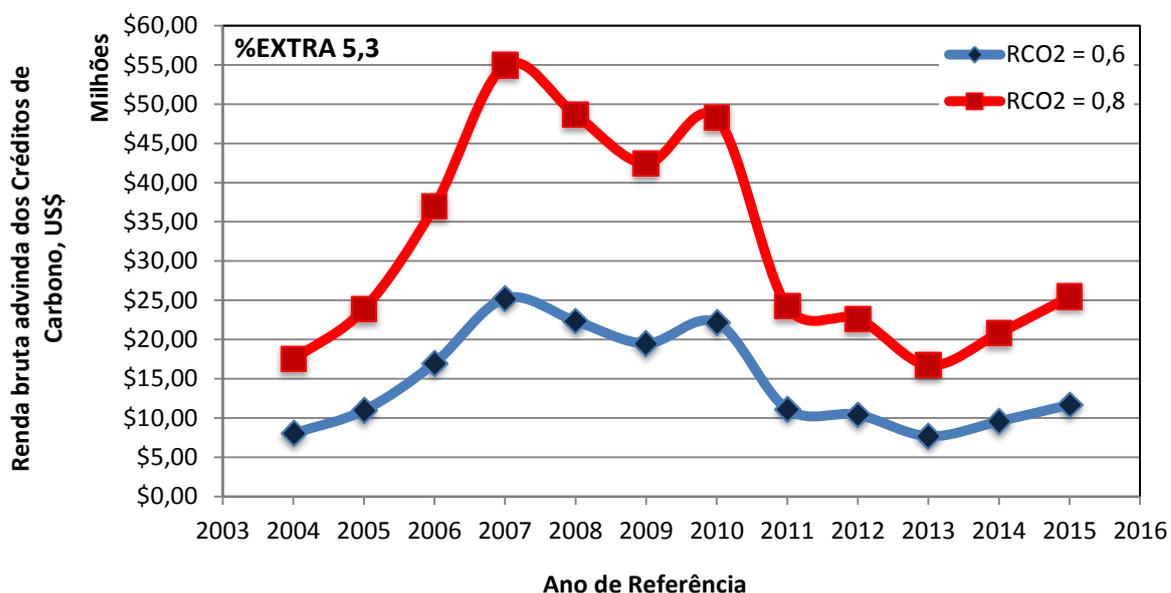


Figura 80: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.

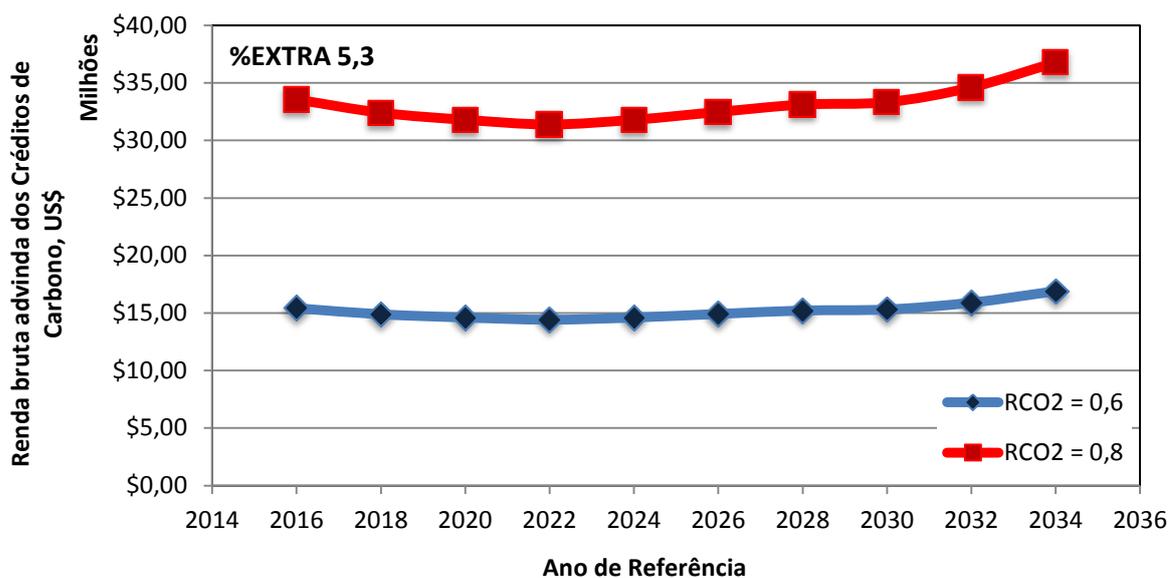


Figura 81: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 5,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.

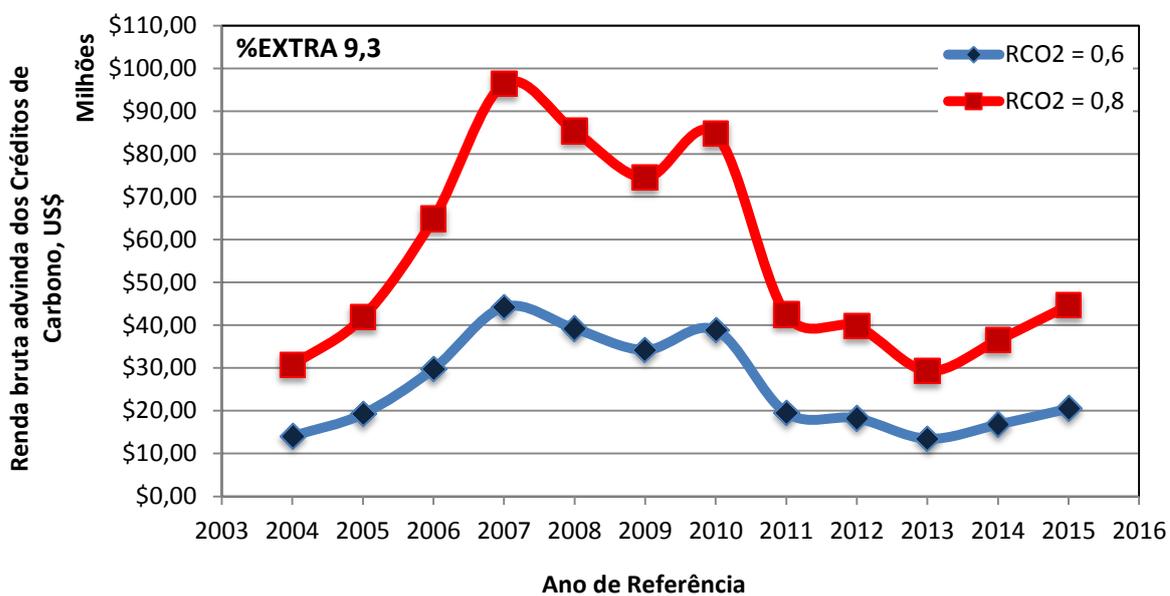


Figura 82: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.

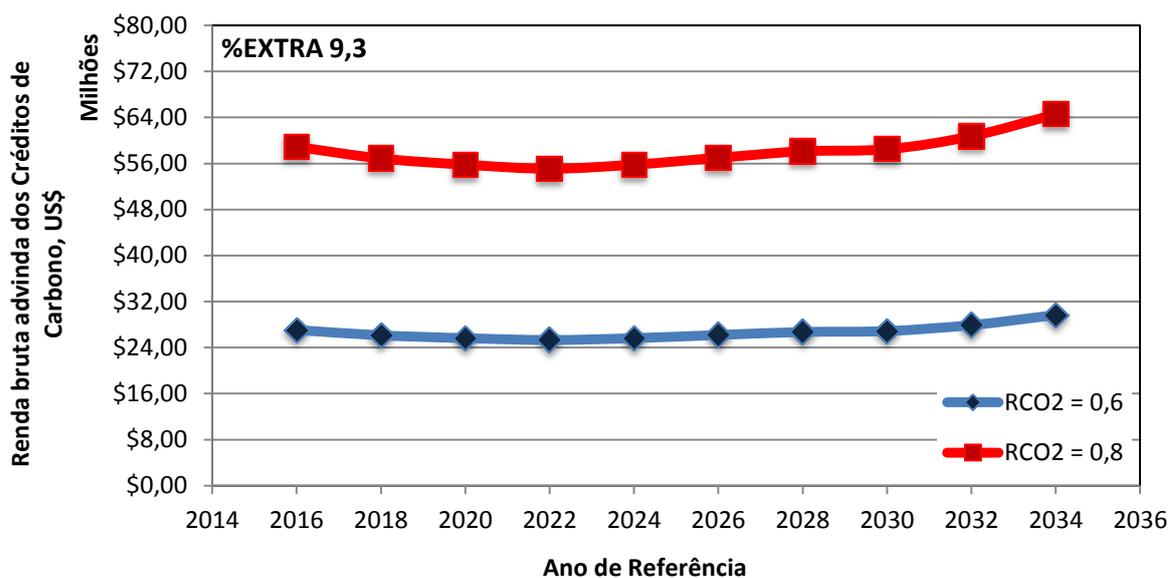


Figura 83: Estimativa da variação da renda bruta advinda dos Créditos de Carbono em função da razão entre a injeção de CO₂ e a produção de óleo, para %EXTRA = 9,3 (em Dólares), Campo de Fazenda Alegre.

Portanto, ao interpretar os resultados gráficos para o cenário de aplicação de *EOR* por meio de projetos de *CCS*, representados neste estudo pelos Campos de Golfinho, Fazenda Alegre e Inhambú, percebe-se que esta é uma análise influenciada por muitas variáveis que precisam ser bem definidas (o modelo matemático confirma isto). O Campo de Golfinho se mostrou prepotente neste estudo por possuir o maior potencial de *EOR* e, conseqüentemente, o maior potencial de armazenamento geológico de CO₂. O *VOOIP* de Golfinho é cerca de 2,84 vezes maior do que o *VOOIP* de Fazenda Alegre e 2,92 vezes maior que o *VOOIP* de Inhambú.

O 2º cenário (Campo de Cação), discutido a seguir, aborda o potencial de reservatórios de óleo já esgotados, sem aplicação de *EOR*. Analisar este próximo cenário é importante porque após produzirem por meio da técnica de *EOR*, estes reservatórios podem se tornar “armazéns” de CO₂, garantindo a sustentabilidade de todo o investimento de injeção já consumado.

5.3 CENÁRIO II: RESERVATÓRIOS DE ÓLEO JÁ ESGOTADOS

Com relação à possibilidade de armazenamento geológico de CO₂ em reservatórios de óleo já esgotados na Bacia do Espírito Santo, um campo que aparece como candidato é o Campo de Cação. Por meio da Tabela 11, algumas características deste campo podem ser observadas.

Tabela 11: Características do Campo de Cação.

Nome:	Campo de Cação.
Ambiente:	<i>Offshore.</i>
Localidade:	7 km da costa de Linhares – ES.
Ano de descoberta:	1977.
Ano de devolução:	2014.
Profundidade da lâmina d'água:	19 m (águas rasas).
Profundidade da jazida:	2.600 m a 2.800 m.
VOOIP (Volume Original de Óleo In Place):	52 milhões de barris.
Rocha reservatório / selante:	Arenitos feldspáticos / trapas do tipo paleogeomórficos.
Porosidade:	Entre 8% a 23%, associada a boas condições de permeabilidade.
Densidade do óleo:	37 °API.

Fonte: CPRM, 2015.

Para se analisar o potencial de armazenamento em reservatórios de óleo já esgotados, precisa-se verificar a influência de um parâmetro conhecido como *fator espaço*. Este fator é a porcentagem do espaço original do reservatório que pode ser usado para o armazenamento de CO₂; normalmente, este parâmetro assume valores de 40, 60 e/ou 80%. Para este caso, estimou-se a massa de CO₂ estocada no Campo de Cação (em bilhões de quilogramas) com a variação do *fator espaço* por intermédio da Equação 2.8, $M_2CO_2 = \text{Óleo}_{prod} * Vol_{Barril} * \rho_{CO_2} * \frac{S}{100}$, obtendo-se o perfil da Figura 84.

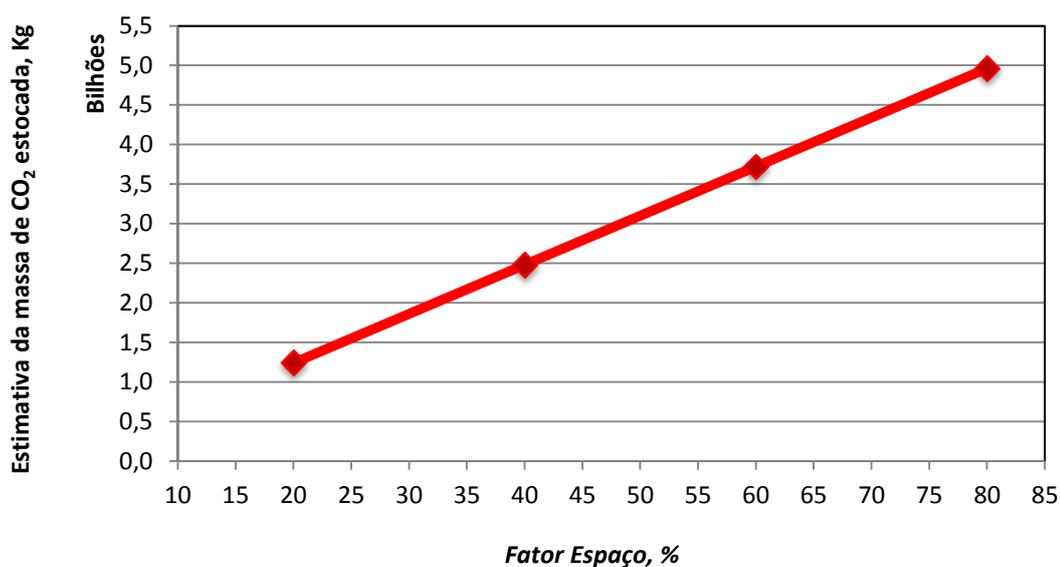


Figura 84: Estimativa da massa de CO₂ estocada (em bilhões de quilogramas) no Campo de Cação com a variação do *fator espaço*.

Fica evidente que quanto maior for o *fator espaço*, maior será a massa de CO₂ estocada no reservatório, por exemplo: se o *fator espaço* assumir o valor de 40%, a massa de CO₂ que poderá ser estocada será de 2,48 bilhões de kg, aproximadamente; já quando este *fator* assume o valor de 80%, esta massa se aproxima de 4,96 bilhões de kg. A parcela, em porcentagem, da emissão total de GEE do setor industrial capixaba (registrado no inventário de 2013) que poderia ser estocada neste campo se observa na Figura 85.

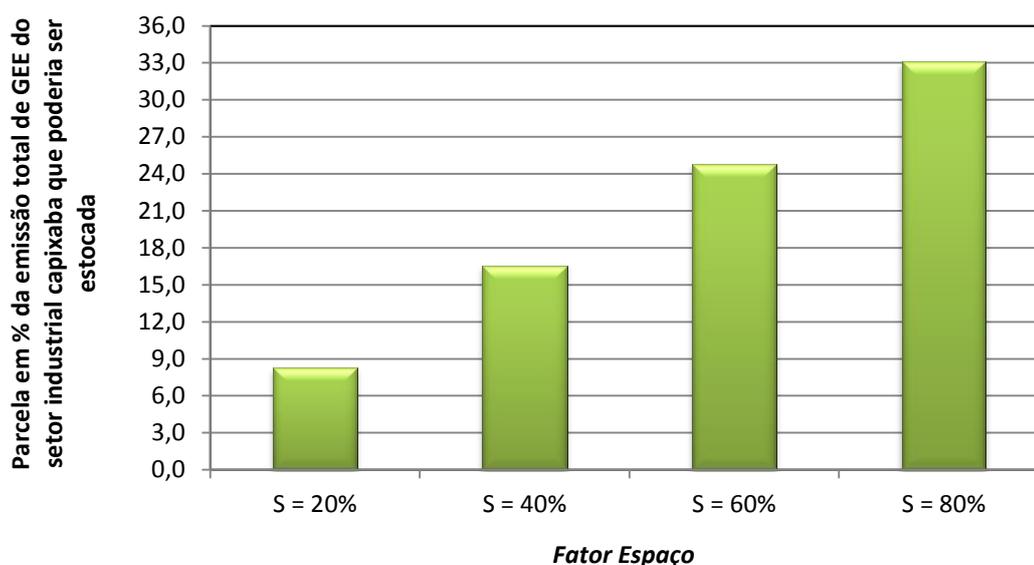


Figura 85: Parcela em porcentagem da emissão total do setor industrial capixaba que poderia ser estocada no Campo de Cação.

Por meio da figura acima, percebe-se que, no máximo, 33,07% da emissão total de GEE do setor industrial capixaba poderão ser armazenadas neste campo maduro (S = 80%). Isto equivale a, aproximadamente, 4.960.159,4 tCO₂eq. Para o pior caso, S = 20%, temos que 8,27% da emissão total de GEE do setor industrial capixaba poderão ser armazenadas neste campo maduro, o que corresponde a 1.240.414,8 tCO₂eq. O comportamento histórico (2004 a 2015) da renda bruta advinda deste armazenamento, por meio da comercialização dos Créditos de Carbono, em função do *fator espaço* pode ser observado através da Figura 86; já a perspectiva do comportamento desta renda, também em função do *fator espaço*, é traçada na Figura 87. A Equação 2.9, $Renda\ Bruta\ (US\$) = \left(\frac{M_2CO_2}{1000}\right) * \gamma$, auxiliou nestes cálculos.

Por meio da interpretação da Figura 86, percebe-se que para o melhor caso, S = 80%, durante a alta dos Créditos de Carbono, em 2007, a renda bruta aproximar-se-ia de US\$ 80,36 milhões de Dólares; já no ano em que se registrou baixa dos preços, em 2013, esta renda aproximar-se-ia de US\$ 24,45 milhões de Dólares. Para o pior caso, S = 20%, em 2007, temos o registro de uma renda bruta equivalente a US\$ 20,09 milhões de Dólares e em 2013, próximo de US\$ 6,11 milhões de Dólares. Analisando a projeção esquematizada na Figura 87, percebe-se que para o melhor caso, S = 80%, durante a alta dos Créditos de Carbono, em 2034,

a renda bruta se aproximará de US\$ 53,82 milhões de Dólares; já para o pior caso, $S = 20\%$, em 2034, temos o registro de uma renda bruta equivalente a US\$ 13,45 milhões de Dólares.

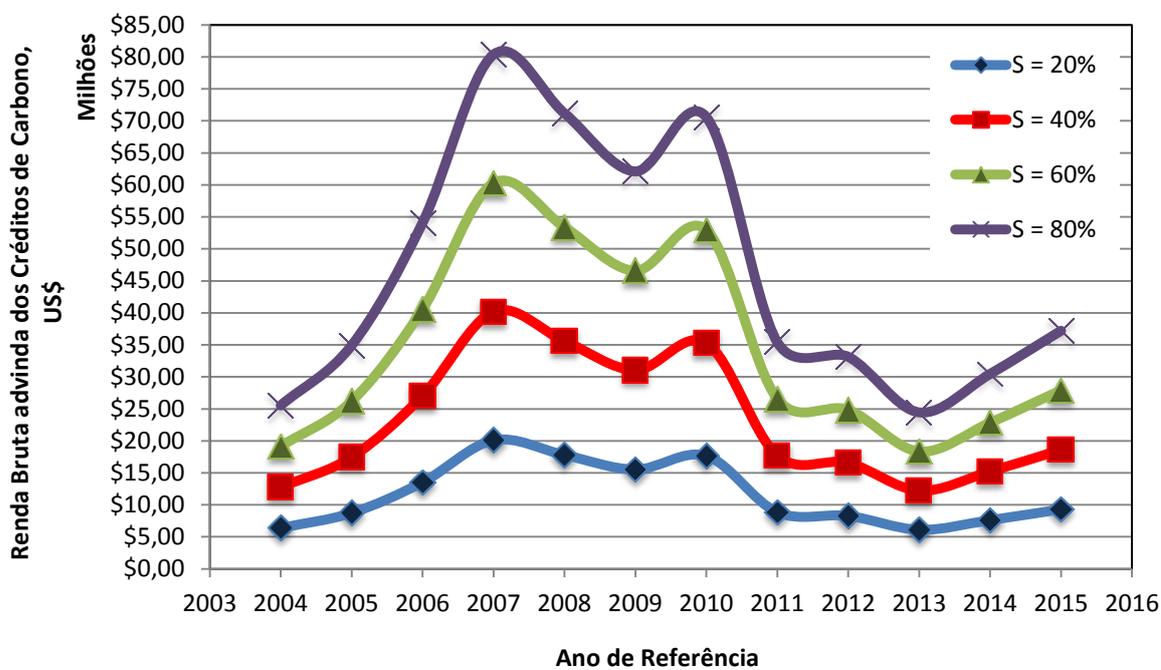


Figura 86: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS no Campo de Cação em função do *fator espaço*.

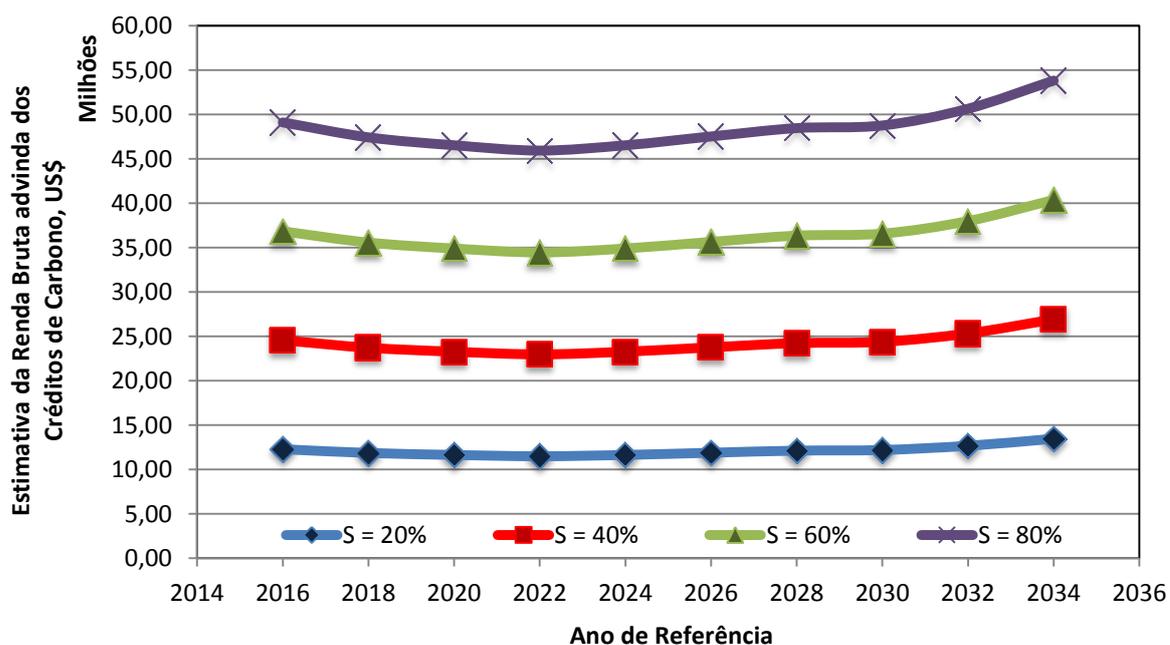


Figura 87: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS no Campo de Cação em função do *fator espaço*.

Visto a importância que os campos de hidrocarbonetos já abandonados possuem para os projetos de CCS, têm-se os resultados supracitados para o Campo de Cação. Os valores informados demonstraram o potencial de armazenamento geológico e a renda bruta advinda da comercialização dos Créditos de Carbono. Em uma perspectiva de amadurecimento intelectual sobre meio ambiente e sustentabilidade para os próximos anos, no Brasil, destaca-se a viabilidade de um empreendimento como este. Vale ressaltar que o país, por volta de 2025, possuirá mais campos no mesmo estado do Campo de Cação (ou seja, descomissionado ou em processo de descomissionamento). A previsão é que muitos projetos como este serão realizados no Brasil com fins puramente sustentáveis.

O próximo cenário, retrata a realidade da aplicação de projetos de CCS em reservatórios de gás.

5.4 CENÁRIO III: RESERVATÓRIOS DE GÁS

Sabe-se que há muitos riscos econômicos envolvidos na injeção de CO₂ em campos de gás que ainda estão produzindo gás natural. O que acontece é que o gás natural produzido, contaminado com CO₂, tem de ser "limpo" antes que possa ser vendido no mercado e isto demanda investimentos energéticos. Portanto, por este motivo, alguns autores afirmam ser inviável a injeção de CO₂ concomitante à produção de gás natural. Desta maneira, normalmente, espera-se a produção de gás natural cessar para, assim, iniciar o processo de armazenamento geológico de CO₂ nestes reservatórios. Para representar este cenário, quatro campos capixabas produtores de gás natural foram escolhidos, sendo eles: Campo de Canapu, Camarupim, Cangoá e Peroá. A desativação destes campos está prevista para 2020 e, para efeitos de cálculos, considerou-se que 100% de todo volume de gás natural destes campos foram produzidos. Por meio das Tabelas 12 a 15, as características destes campos capixabas, produtores de gás natural, podem ser visualizadas.

Tabela 12: Características do Campo de Canapu.

Nome:	Campo de Canapu.
Ambiente:	<i>Offshore.</i>
Localidade:	64 km da Foz do Rio Doce (Linhares – ES).
Ano de descoberta:	2004.
Ano de devolução:	2020.
Profundidade da lâmina d'água:	1.540 m a 1.910 m.
Profundidade da jazida:	3.730 m.
VOGIP (Volume Original de Gás <i>In Place</i>):	9,9 bilhões de m ³
Rocha reservatório / selante:	Arenito / folhelho.
Porosidade:	10% a 20% (estimativa).

Fonte: Adaptado de CPRM, 2015.

Tabela 13: Características do Campo de Camarupim.

Nome:	Campo de Camarupim.
Ambiente:	<i>Offshore.</i>
Localidade:	52 km da costa de Aracruz – ES.
Ano de descoberta:	2003.
Ano de devolução:	2020.
Profundidade da lâmina d'água:	870 m.
Profundidade da jazida:	4.000 m.
VOGIP (Volume Original de Óleo <i>In Place</i>):	16 bilhões de m ³ .
Rocha reservatório / selante:	Arenito / folhelho.
Porosidade:	10% a 20% (estimativa).

Fonte: Adaptado de CPRM, 2015.

Tabela 14: Características do Campo de Cangoá.

Nome:	Campo de Cangoá.
Ambiente:	<i>Offshore.</i>
Localidade:	42 km da Foz do Rio Doce (Linhares – ES).
Ano de descoberta:	1988.
Ano de devolução:	2020.
Profundidade da lâmina d'água:	66 m.
Profundidade da jazida:	1.500 m.
VOGIP (Volume Original de Óleo In Place):	3,3 bilhões de m ³ .
Rocha reservatório / selante:	Arenito turbidítico / folhelho.
Porosidade:	10% a 20% (estimativa).

Fonte: Adaptado de CPRM, 2015.

Tabela 15: Características do Campo de Peroá.

Nome:	Campo de Peroá.
Ambiente:	<i>Offshore.</i>
Localidade:	52 km da costa de Linhares – ES.
Ano de descoberta:	1996.
Ano de devolução:	2020.
Profundidade da lâmina d'água:	66 m a 71 m.
Profundidade da jazida:	1.500 m (estimado).
VOGIP (Volume Original de Óleo In Place):	32 bilhões de m ³ .
Rocha reservatório / selante:	Arenito turbidítico / folhelho.
Porosidade:	10% a 20% (estimativa).

Fonte: Adaptado de CPRM, 2015.

A Figura 88 retrata a massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser estocado nos campos produtores de gás natural, citados anteriormente; estes cálculos foram executados por meio das Equações 2.10 e 2.11, $M_3CO_2 = 0,75 * Vg_{tot} * R_{CO_2/CH_4} * \rho_{CO_2}$ e $R_{CO_2/CH_4} = 2 * 10^{-7} * h^2 - 0,0015 * h + 4,1707$. Percebe-se que o Campo de

Peroá possui o maior potencial de armazenamento (mais de 112,655 milhões de tCO₂), seguido do Campo de Camarupim (38,231 milhões de tCO₂), Campo de Canapu (28,515 milhões de tCO₂) e, com o menor potencial, Campo de Cangoá com, aproximadamente, 11,617 milhões de tCO₂. Os quatro campos somam, juntos, um potencial de 191,018 milhões de tCO₂, aproximadamente (Tabela 16).

Tabela 16: Capacidade de armazenamento dos campos de gás, milhões de toneladas de CO₂.

Campo	Capacidade de armazenamento, MtCO ₂
Peroá	112,655
Camarupim	38,231
Canapu	28,515
Cangoá	11,617
Capacidade total	191,018

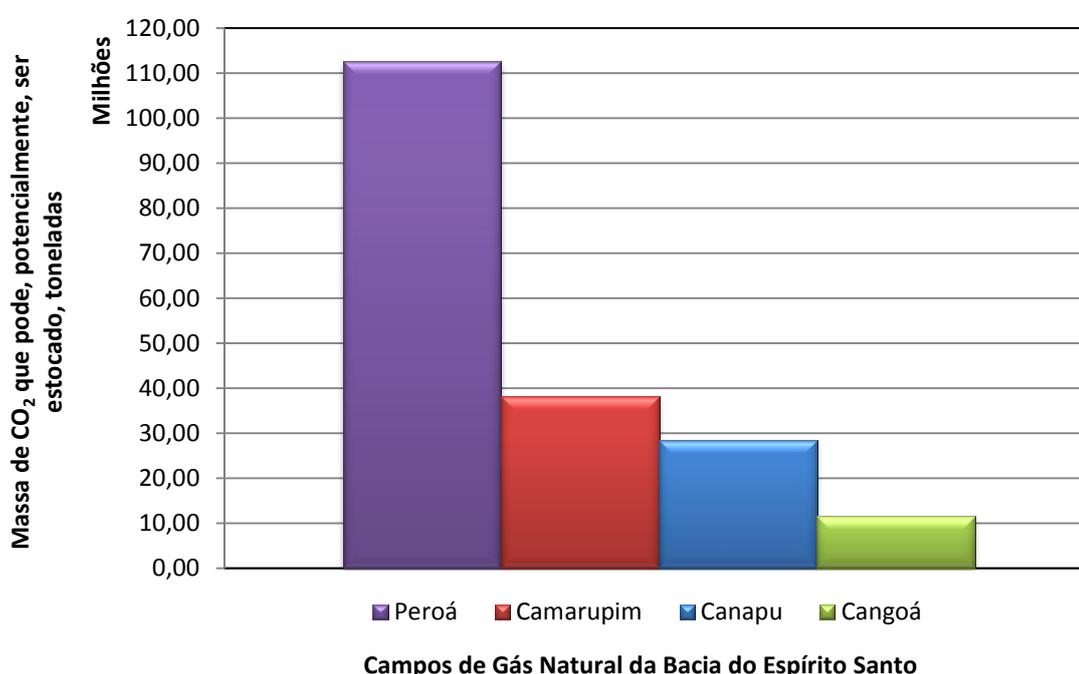


Figura 88: Massa de CO₂ que pode, potencialmente, ser estocado nos campos de gás natural (em toneladas).

Neste cenário, com relação à renda bruta proveniente da aplicação de projetos de CCS nos Campos de Canapu, Camarupim, Cangoá e Peroá, as figuras que seguem

a representa bem; a Equação 2.12, $Renda\ Bruta\ (US\$) = (M_3CO_2/10^6) * \gamma$, auxiliou nestes cálculos. Por meio da Figura 89, observa-se o comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS nos Campos de Canapu, Camarupim, Cangoá e Peroá entre os anos de 2004 e 2015. Já por intermédio da Figura 90, a perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS para o horizonte de 2034 é apresentada.

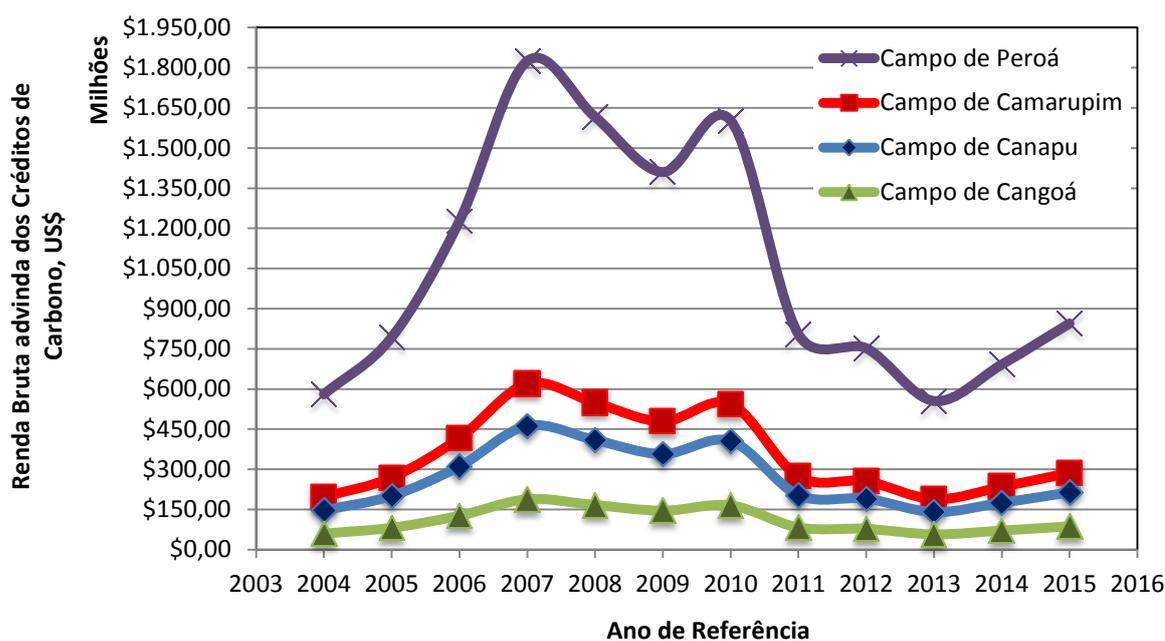


Figura 89: Comportamento histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS nos Campos de Canapu, Camarupim, Cangoá e Peroá (em Dólares).

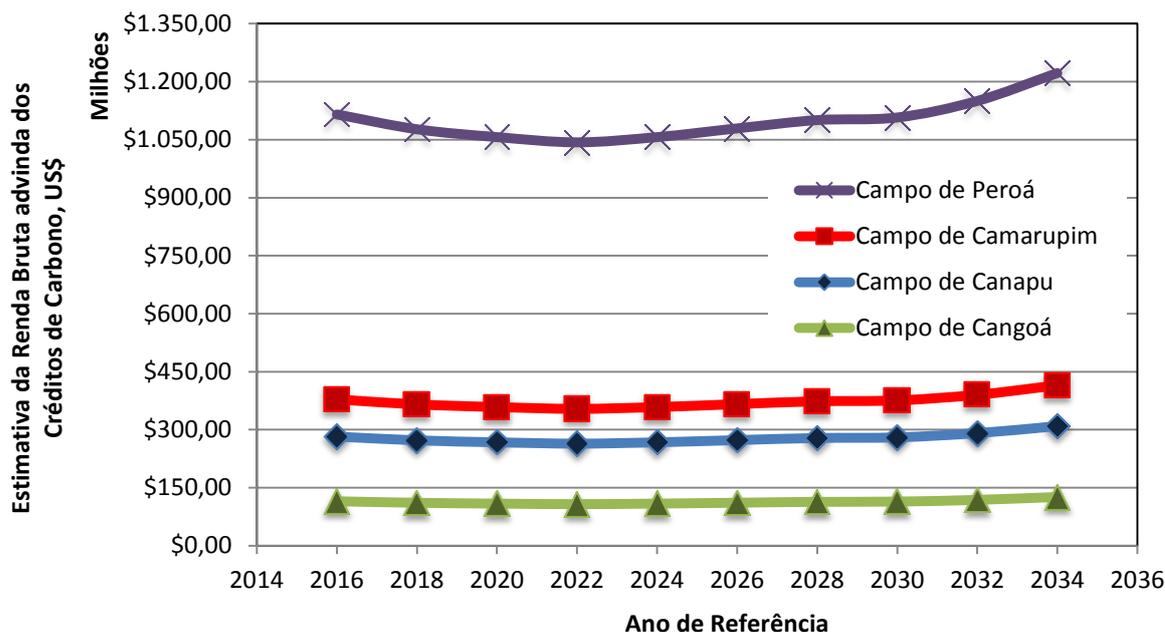


Figura 90: Perspectiva do comportamento da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS nos Campos de Canapu, Camarupim, Cangoá e Peraó (em Dólares).

Fica evidente que por possuir o maior potencial de armazenamento (2,95 vezes maior que o Campo de Camarupim, segundo colocado), o Campo de Peraó sempre vai apresentar a maior renda bruta, diferentemente do Campo de Cangoá que apresenta o menor potencial (9,70 vezes menor que o Campo de Peraó) e por consequência, a menor renda bruta. O último cenário é apresentado a seguir e trata do potencial dos aquíferos salinos da Bacia do Espírito Santo.

5.5 CENÁRIO IV: AQUÍFEROS SALINOS

Por meio do estudo vinculado à possibilidade de injeção de CO_2 em aquíferos salinos no estado do ES e seu potencial de armazenamento geológico, verificou-se sua expressividade diante dos três maiores aquíferos salinos do Brasil (aquíferos salinos da Bacia do Paraná, da Bacia do Solimões e da Bacia de Santos), conforme se observa na Figura 91. Este potencial de armazenamento foi calculado por meio da Equação 2.13, $M_{\text{CO}_2} = A * h * 0,01 * 0,02 * \left(\frac{\varphi}{100}\right) * \rho_{\text{CO}_2} * 10^{-12}$.

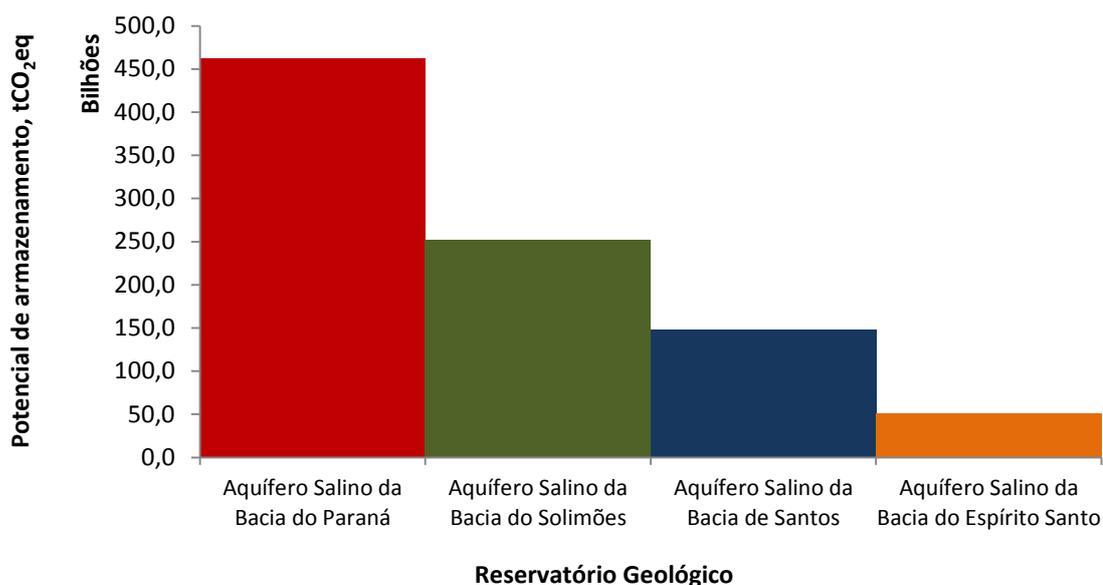


Figura 91: Potencial de armazenamento geológico (em toneladas de CO₂eq) dos maiores aquíferos salinos do Brasil.

O potencial de armazenamento geológico dos aquíferos salinos do ES é de, aproximadamente, 51,7 bilhões de tCO₂eq, correspondendo a 6% da capacidade brasileira (Figura 92). No caso de o ES não se tornar um importador de CO₂ no futuro (alguns especialistas afirmam que o ES será um grande importador de CO₂) e mantiver as emissões de CO₂, no setor industrial, apresentadas no inventário de 2013 (14.998.970 tCO₂eq), a parcela da capacidade total dos reservatórios de aquíferos salinos que seria utilizada anualmente se aproximaria de 0,029% e demandaria cerca de 3.447 anos para saturá-lo. Caso o valor destas emissões anuais triplicasse (44.996.910 tCO₂eq), a parcela da capacidade total dos reservatórios de aquíferos salinos que seria utilizado anualmente se aproximaria de 0,087% e demandaria cerca de 1.149 anos para saturá-lo.

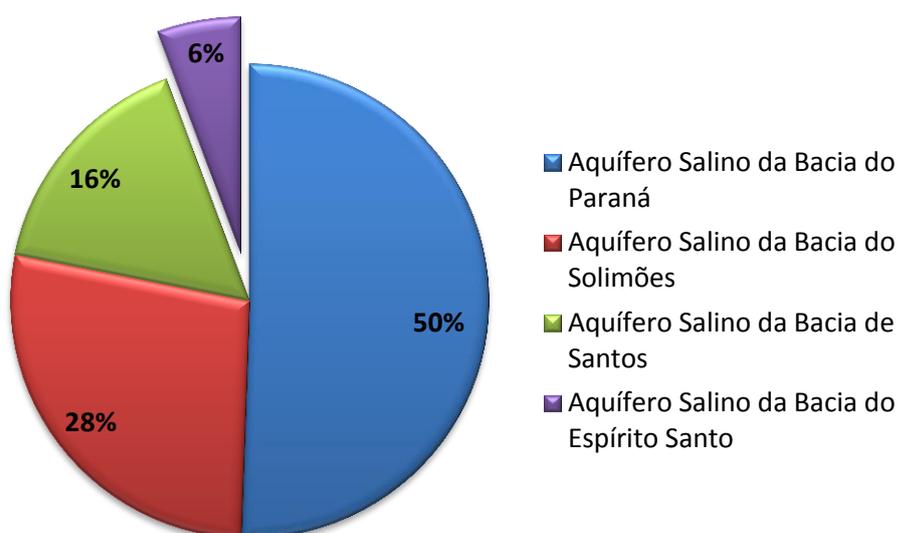


Figura 92: Representação, em porcentagem, do potencial de armazenamento geológico de CO₂ dos maiores aquíferos salinos do Brasil.

Observa-se, por intermédio da Equação 2.14, $Renda\ Bruta\ (US\$) = (M_{CO_2}/10^6) * \gamma$, e por meio da Figura 93, o histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS nos quatro aquíferos salinos supracitados. Esta variação está diretamente ligada, entre outros fatores, à capacidade de armazenamento da bacia e à variação do preço do Crédito de Carbono. Neste estudo, verificou-se que o melhor cenário, dentre os últimos 10 anos, foi em 2007 quando os Créditos de Carbono atingiram um pico de 16,20 US\$/tCO₂eq e, desta maneira, a renda bruta advinda da comercialização (por meio da bolsa de valores) da parcela de CO₂ efetivamente estocado em aquíferos salinos no ES caracterizar-se-ia em US\$ 837,54 bilhões. Já o pior cenário foi marcado pelo ano de 2013 quando os Créditos de Carbono atingiram o menor valor da última década, 4,93 US\$/tCO₂eq. Neste caso, a renda bruta seria de, aproximadamente, US\$ 254,8 bilhões.

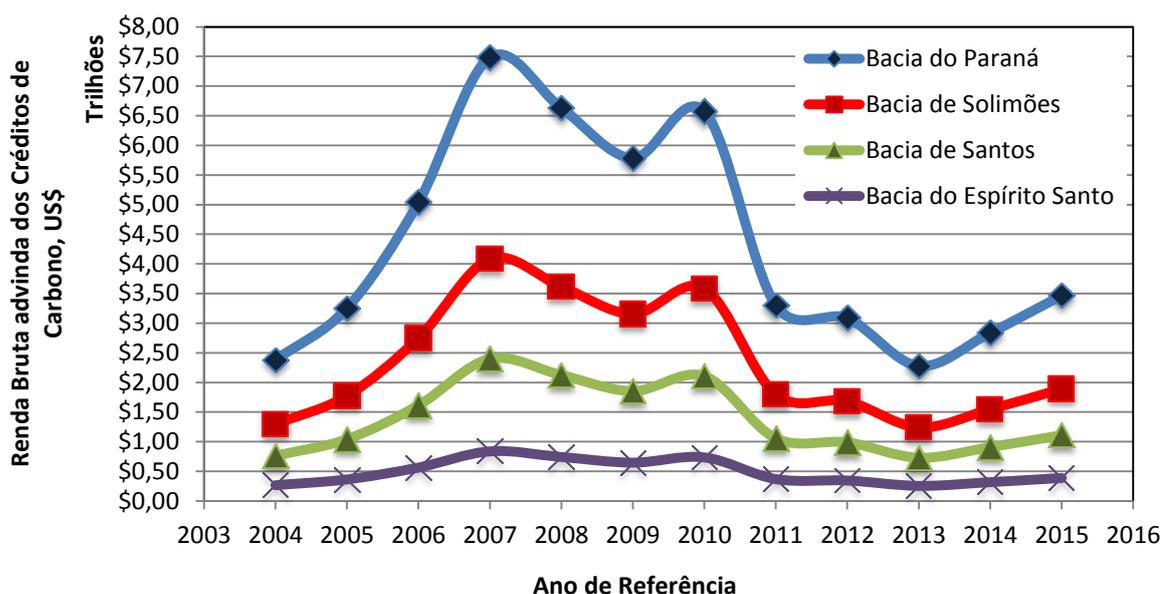


Figura 93: Histórico da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS em aquíferos salinos no Brasil (em Dólares).

Com relação aos próximos 20 anos, as expectativas são otimistas quanto à estimativa da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS em aquíferos salinos no Brasil. Isto porque a projeção da variação do preço do Crédito de Carbono para as próximas duas décadas demonstra uma valorização do mesmo, o que resultará em um aumento na renda bruta. Ao analisar a Bacia do ES, no pior cenário desta estimativa, ano de 2022, o Crédito de Carbono registra o preço de US\$ 9,26 e a renda bruta se aproxima de US\$ 478,7 bilhões. Já no melhor cenário, em 2034, o Crédito de Carbono alcança o valor de US\$ 10,85 e, a renda bruta, o valor de US\$ 560,9 bilhões. A Figura 94 representa a estimativa da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS em aquíferos salinos no Brasil no decorrer dos próximos anos (2016 a 2034).

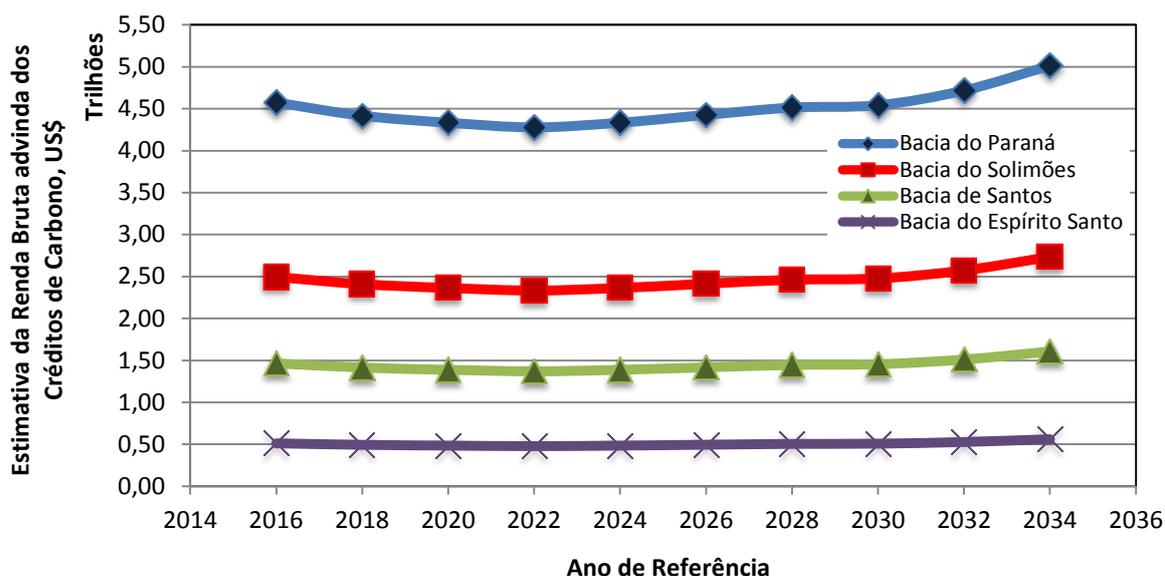


Figura 94: Estimativa da variação da renda bruta advinda da aplicação de projetos de CCS em aquíferos salinos no Brasil (em Dólares).

Por conseguinte, apesar de o ES aparecer em 4º lugar no *ranking* brasileiro quando se refere à capacidade de armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos, percebe-se que o potencial de estocagem do estado é muito alto quando comparado com a sua média de emissões de GEE para a atmosfera. Isto valida o pressuposto do fato de o ES se tornar um grande importador de CO₂ nas próximas décadas, principalmente por estar incluso na região sudeste, área com a maior concentração industrial do Brasil e, conseqüentemente, área com o maior índice de emissão de GEE para a atmosfera.

Entretanto, a estimativa dos custos envolvidos na implementação de projetos de CCS deve, ainda, ser tema de inúmeras pesquisas a fim de se verificar sua viabilidade econômica. No próximo item será apresentada uma estimativa resumida dos custos envolvidos no processo.

5.6 ESTIMATIVAS DE CUSTOS

Tendo como base o Inventário capixaba de 2013 e o quantitativo de 14.998.970,00 tCO₂eq emitidos para a atmosfera pelo setor industrial, efetuou-se os cálculos e

estimou-se alguns custos envolvidos em projetos de CCS. Todos os cálculos foram realizados tendo em mãos os valores de investimentos e custos operacionais citados e referenciados neste trabalho (subtópico 2.5.2). Portanto, os resultados estimados a seguir são relativos à quantidade de CO₂ registrada no inventário supracitado e aos dados de custos referenciados.

A estimativa do custo de captura, em três setores industriais (cimento, ferro/aço e energia), pode ser comparada na Figura 95, já a estimativa do custo de compressão do CO₂ se aproximou de US\$ 149.239.751,50/ano.

O maior custo foi detectado no setor energia com, aproximadamente, US\$ 689.052.681,80/ano, seguido do setor ferro/aço (US\$ 583.609.922,70/ano) e, com o menor custo, o setor cimento (US\$ 567.411.035,10/ano).

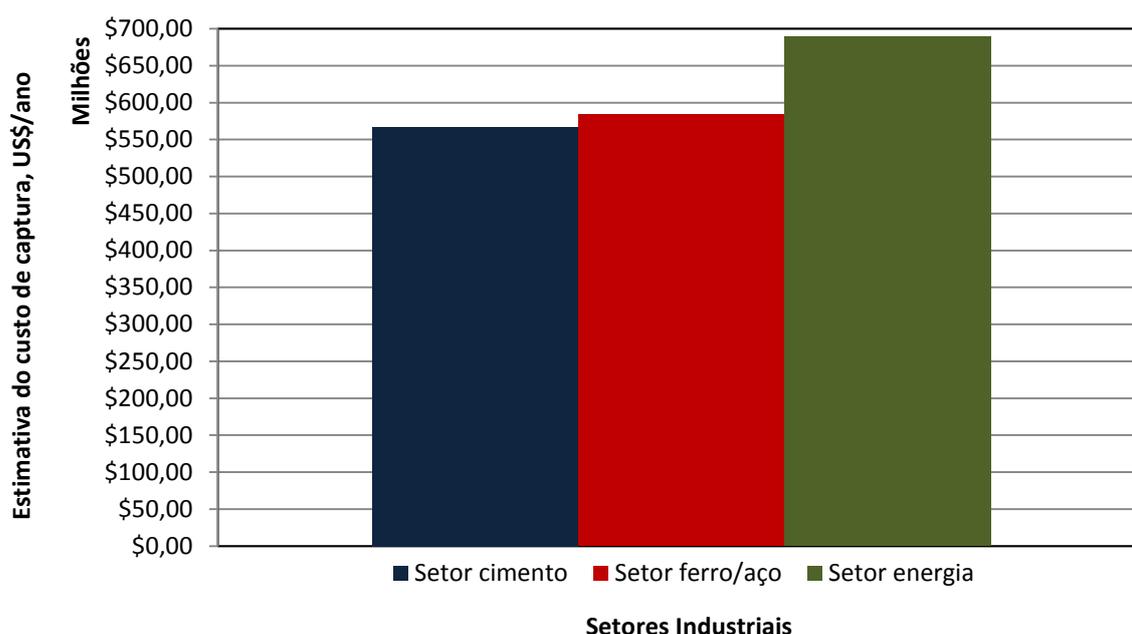


Figura 95: Estimativa do custo de captura em três setores industriais (em Dólares por ano).

Para a estimativa dos custos no transporte de CO₂, em uma faixa de 300 km, analisou-se o transporte por dutos (*onshore* e *offshore*) e por navio (Figura 96). Percebe-se que os maiores custos estão envolvidos no transporte por navio, seguido do transporte por dutos em ambientes *offshore* e *onshore*, respectivamente. A

diferença entre estes valores se explica, principalmente, devido às facilidades e dificuldades de manutenção em cada meio de transporte.

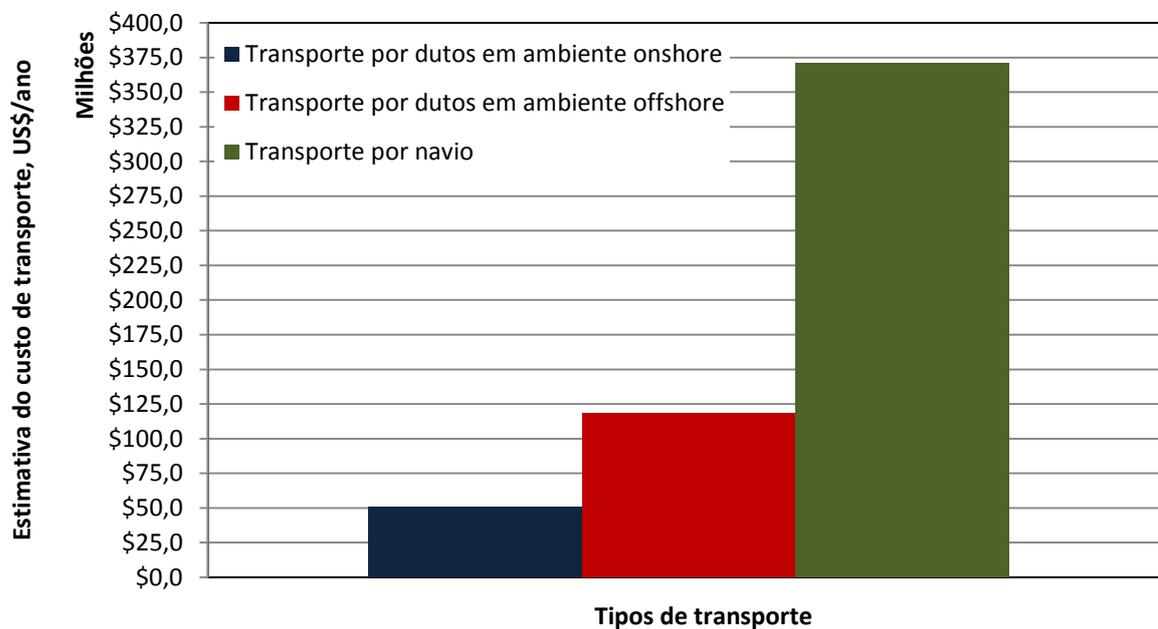


Figura 96: Estimativa do custo de transporte para 300 km (em Dólares por ano).

A Figura 97 retrata a estimativa dos custos de armazenamento em aquíferos salinos (*onshore* e *offshore*) e em campos de HC's (hidrocarbonetos) *onshore* e *offshore*.

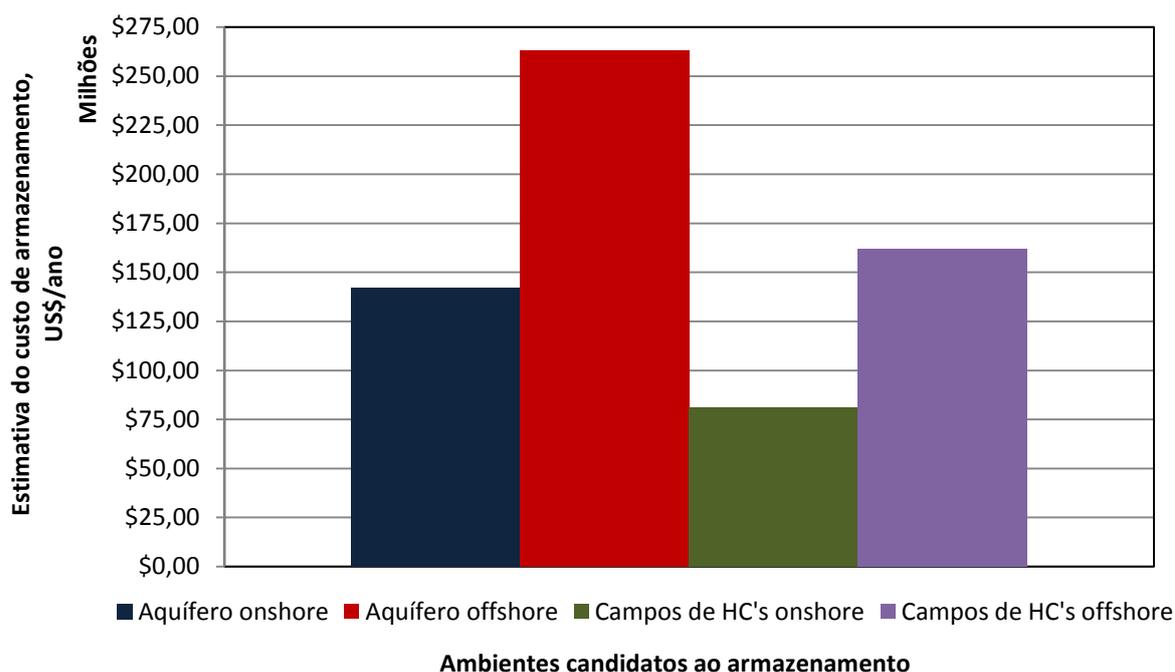


Figura 97: Estimativa do custo de armazenamento (em Dólares por ano).

Ao interpretar a figura anterior, percebe-se que para o ambiente *offshore* registram-se os maiores custos. As diferenças financeiras percebidas entre os custos de armazenamento nos ambientes *onshore* e *offshore* são devidas as diferentes estruturas empregadas para se atingir o objetivo (sabe-se que o ambiente *offshore* possui uma demanda de técnicas mais sofisticadas). Os aquíferos (*onshore* e *offshore*) possuem maiores custos que os campos de HC's (*onshore* e *offshore*) por demandarem mais investimentos (geologicamente, os aquíferos salinos estão a uma profundidade maior que os reservatórios de petróleo e gás).

Por último, mas não menos importante, estima-se também os custos envolvidos na medição, monitoramento e verificação de todo o projeto. Estes são os menores custos registrados e, para este caso estudado, se aproximam de US\$ 1.199.917,60/ano.

Pela análise destes resultados, de uma maneira geral, fica evidente que em projetos de CCS, como já se esperava, a fase de captura do CO₂ das correntes gasosas industriais demanda os maiores investimentos, seguido da fase de armazenamento, transporte e medição, monitoramento e verificação de todo o projeto. Cabe ressaltar que esta é uma análise que precisa ser estudada de forma mais detalhada. O

próximo tópico resume alguns pontos sobre a identificação da legislação existente e a correlação das mesmas com as tecnologias de CCS.

5.7 IDENTIFICAÇÃO DOS DIPLOMAS LEGAIS COM POSSÍVEL RELAÇÃO COM AS TECNOLOGIAS DE CCS

Um fator importante a ser analisado em um contexto para a realização de projetos de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ na Bacia do Espírito Santo é a identificação da legislação existente e a correlação das mesmas com as tecnologias de CCS. Isso se faz necessário para que possa ser identificada alguma barreira regulatória existente. Por intermédio da Tabela 17, observam-se os órgãos emissores dos diversos diplomas legais, o nome, o propósito e, por fim, a possível relação dos diplomas legais com as tecnologias dos projetos de CCS.

Tabela 17: Identificação dos diplomas legais com possível relação com as tecnologias de CCS.

(continua)

Órgão	Nome e propósito da regulação	Possível relação com a tecnologia CCS
Presidência da República	<p>Lei nº 9605/1998.</p> <p>Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente e dá outras providências.</p>	<p>Esta lei tem uma relação direta com o CCS, principalmente as questões abordadas na Seção III, referente à poluição e a outros crimes ambientais.</p>
	<p>Lei nº 9985/2000.</p> <p>Institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências.</p>	<p>Relação direta com a seleção dos locais para possíveis projetos de CCS.</p>

	<p>Lei nº 11.909/2009.</p> <p>Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.</p>	<p>A relação é estabelecida, pois tanto o gás natural quanto o dióxido de carbono são gases e, assim, passam por processos de tratamento, estocagem, liquefação e regaseificação semelhantes.</p>
<p>Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE</p>	<p>Resolução nº 08/2003.</p> <p>Estabelece a política de produção de petróleo e gás natural e define diretrizes para a realização de licitações de blocos exploratórios ou áreas com descobertas já caracterizadas, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.</p>	<p>Como define as relações entre a ANP, o IBAMA e os órgãos ambientais estaduais na seleção das áreas de concessão para a indústria do petróleo, pode ser um instrumento legal a ser tomado como referência quanto à composição das autoridades competentes para a seleção dos possíveis locais para projetos de CCS.</p>
<p>Conselho Nacional de Recursos Hídricos – CNRH</p>	<p>Resolução nº 91/2008 e Resolução nº 92/2008.</p> <p>Dispõe sobre procedimentos gerais para o enquadramento dos corpos de água superficiais e subterrâneos.</p> <p>Estabelece critérios e procedimentos gerais para proteção e conservação das águas subterrâneas no território brasileiro.</p>	<p>Relação direta devido aos reservatórios subterrâneos profundos de água salina serem potenciais locais para um projeto de CCS.</p>

<p>Agência Nacional de Águas – ANA</p>	<p>Resolução nº 82, de 24.04.2002.</p> <p>Dispõe sobre procedimentos e define as atividades de fiscalização da Agência Nacional de Águas (ANA), inclusive para a apuração de infrações e aplicação de penalidades.</p>	<p>Relação direta, em virtude de possíveis fugas do CO₂ armazenado e contato com lençóis subterrâneos de águas potáveis.</p>
<p>Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP</p>	<p>Resolução nº 06, de 3.2.2011.</p> <p>Considera-se que compete à ANP estabelecer os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos agentes autorizados ou concessionários responsáveis pela movimentação, por dutos terrestres, de petróleo, seus derivados e gás natural, visando à proteção ambiental, à segurança das instalações e das populações.</p>	<p>O transporte de gases por modal dutoviário é largamente utilizado, logo, a regulação desse tipo de modal, voltada ao mercado de armazenamento e injeção de CO₂, deve partir do mesmo princípio legal, da regulação voltada para transporte de hidrocarbonetos gasosos, estabelecendo uma relação forte entre a regulação existente para gás natural e sua viabilidade para o CCS.</p>
	<p>Resolução nº 15, de 18.6.2009.</p> <p>Os agentes relacionados na resolução ficam obrigados a enviar à ANP informações mensais sobre as suas atividades.</p>	<p>Os agentes produtores, distribuidores, operadores de dutos entre outros (envolvidos com CCS) ficariam submetidos à mesma resolução (Nº 15) visando promover o controle das atividades de <i>EOR</i> e/ou o armazenamento em campos maduros ou secos.</p>

	<p>Resolução nº 16, de 17.6.2008.</p> <p>Fica estabelecida no Regulamento Técnico ANP, parte integrante desta resolução, a especificação do gás natural, nacional ou importado a ser comercializado em todo o território nacional, especificações de transporte e facilitadores envolvidos no processo.</p>	<p>A produção e a venda de CO₂ deverão obedecer às normas técnicas da ANP para que o gás possa ser comercializado em território nacional ou ainda importado para fins de <i>EOR</i>. Cada membro integrante do mercado de CCS deve ter suas funções especificadas pela ANP, fazendo desta resolução um modelo perfeito para uma possível legislação de CCS.</p>
	<p>Resolução nº 17, de 10.6.2010.</p> <p>Fica regulada, pela presente resolução, a atividade de processamento de gás natural, que abrange construção, modificação, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento de gás natural, condicionada à prévia e expressa autorização da ANP.</p>	<p>Possível aproveitamento da regulação quanto à construção de estruturas para processamento de CO₂ capturado ou produzido em fontes estacionárias.</p>
	<p>Resolução nº 23, de 2.5.2011.</p> <p>Resolução que aborda a questão dos agentes de transporte marítimo da indústria do petróleo brasileiro.</p>	<p>Para as atividades de <i>EOR</i> será necessária a implementação de uma cadeia de suprimento de CO₂ e poderão ser considerados suprimentos de CO₂ oriundos de fontes internacionais através de cabotagem, o que torna esta resolução um exemplo para uma resolução de CCS.</p>

	<p>Resolução nº 43, de 06.12.2007.</p> <p>Dispõe sobre o regime de segurança operacional para as instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural.</p>	<p>Relação direta e possível aplicação em sua totalidade.</p>
	<p>Resolução nº 46, de 22.12.2009.</p> <p>Fica aprovado o regulamento técnico, contido no anexo da presente resolução, do Plano de Reabilitação da Jazida para os campos declarados comerciais em áreas inativas com acumulações marginais, definindo o seu conteúdo e estabelecendo procedimentos quanto à forma de sua apresentação.</p>	<p>Sendo o CO₂ o gás utilizado na recuperação avançada de petróleo através da sua injeção em campos, essa resolução possui correlação direta com o CCS, pois dispõe claramente sobre a utilização do CO₂ para fins comerciais.</p>
	<p>Portaria nº 54, de 30.3.2001.</p> <p>Ficam estabelecidas, por meio da presente portaria, as normas e os procedimentos para o envio de informações mensais sobre processamento, movimentação e estoque de matérias-primas, produção, movimentação, qualidade e estoque de derivados, em instalações industriais e em outros locais de faturamento, por meio do conjunto de formulários Demonstrativo de Controle de Produtos Processados (DCPP).</p>	<p>Sendo o CO₂ um produto utilizado na recuperação avançada de petróleo, esta portaria correlaciona-se com o CCS, pois o CO₂ também deve ser mensalmente introduzido no DCPP.</p>

	<p>Portaria nº 75, de 3.5.2000.</p> <p>O regulamento trata do procedimento para a codificação de poços perfurados com vistas à exploração ou à produção de petróleo e/ou gás.</p>	<p>Através dessa portaria podem-se atribuir especificações quanto a poços onde seja possível a realização de injeção de CO₂ para fins de aprisionamento.</p>
	<p>Portaria ANP nº 100, de 20.6.2000.</p> <p>O regulamento técnico do Programa Anual de Produção (PAP) para os campos de petróleo e gás natural dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e a fiscalização das atividades de produção.</p>	<p>O PAP deve incluir a previsão de injeção de fluidos, o que caracteriza a necessidade de recuperação após determinado volume de produção, criando uma relação direta entre esta resolução e a indústria de CCS.</p>
	<p>Portaria nº 104, de 8.7.2002.</p> <p>Fica estabelecida, através da presente portaria, a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializada em todo o território nacional.</p>	<p>Sendo o CO₂ um gás, a portaria pode ser adaptada para a especificação do CO₂ que deverá ser injetada para fins de recuperação ou armazenamento.</p>
<p>Agência Nacional de Transporte Terrestre – ANTT</p>	<p>Resolução nº 3.632.</p> <p>Aprova as instruções complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos.</p>	<p>O PRONAR já estabelece que o CO₂ é um gás poluente e, assim, seu transporte terrestre (dutos ou rodovias) deve ser realizado conforme as especificações vigentes na ANTT.</p>

<p>Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologias – INMETRO</p>	<p>Portaria nº 44, de 11.2.2009.</p> <p>Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, em anexo, o qual estabelece critérios para comercialização, indicação quantitativa e metodologia de verificação dos recipientes transportáveis de aço, destinados ao condicionamento do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP).</p>	<p>Assim como para o GLP, os recipientes para transporte de CO₂ devem obedecer aos requisitos instituídos pelo INMETRO, visando à maior segurança quanto ao transporte desse gás.</p>
	<p>Portaria nº 225, de 29.7.2009.</p> <p>Este regulamento técnico metrológico estabelece os critérios para serem utilizados no exame de determinação quantitativa do conteúdo efetivo do produto Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) quando comercializado em recipientes transportáveis de aço.</p>	<p>Quando transportado por modal rodoviário em recipientes de aço, a quantidade de GLP deve ser dentro das especificações técnicas. Com o CO₂, a situação deve ser muito semelhante, criando um vínculo entre essa portaria e uma possível regulação de CCS.</p>

Fonte: Adaptado de CÂMARA (2012).

É certo que, pelo fato de não existir um arcabouço regulatório específico para as tecnologias de CCS no Brasil, muitas leis existentes deverão ser aplicadas com o intuito de orientar as possíveis atividades de um projeto de CCS. Isso também deverá acontecer com as regulações infralegal existentes oriundas dos conselhos e agências.

A estratégia do setor de petróleo e gás, no Brasil, prevê investimentos em pesquisa, desenvolvimento e demonstração de tecnologias limpas para a mitigação da mudança do clima e redução do *risco carbono* de suas atividades, incluindo tecnologias de CCS. A captura, o transporte e o armazenamento de dióxido de

carbono em formações geológicas é uma técnica ainda objeto de pesquisas e avaliação em todo o mundo, principalmente nos países emergentes, que poderá contribuir para a mitigação da mudança do clima global. A técnica viabilizaria ainda o desenvolvimento de relações sinérgicas entre setores industriais, que são emissores geograficamente concentrados de CO₂, tais como os setores de siderurgia e de cimento, e, por exemplo, o setor petróleo e gás, que dispõe dos reservatórios geológicos e do conhecimento especializado para a captura, transporte e estocagem do gás.

A magnitude das emissões de GEE, decorrentes do crescimento das atividades do setor de petróleo e gás, nos próximos anos, poderá requerer a utilização de tecnologias de mitigação em grande escala. Ainda que as tecnologias necessárias ao sequestro geológico de carbono ofereçam um elevado potencial de mitigação das emissões de GEE, o custo de sua utilização é muito elevado, o que requer investimento em desenvolvimento tecnológico. Ademais, trata-se de tecnologia ainda em estágio de desenvolvimento. Portanto, devem ser encontradas formas de fomento específicas para esta opção tecnológica, além de políticas públicas e leis jurídicas que a bem gerencie.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSÕES

Sabe-se que o CCS é uma atividade promissora que visa contribuir para a redução da emissão dos gases causadores do efeito estufa e a mitigação das alterações climáticas, por meio da captura, transporte e armazenamento de CO₂ em formações geológicas adequadas (aquíferos salinos, reservatórios de hidrocarbonetos e reservatórios de carvão). Quanto às fases do CCS e seus custos/investimentos, sabe-se, pela revisão da literatura, que a captura de CO₂ é a etapa do CCS que demanda maiores investimentos de capital, pois esta é a etapa que apresenta os maiores custos de operação e manutenção. Isso ocorre em função das tecnologias de separação de gases em grandes volumes que demandam gastos energéticos significativos. Quanto aos custos envolvidos no transporte de CO₂ por dutos, alguns fatores devem ser considerados, dentre eles: vazão de CO₂, distância da fonte de emissões ao local de armazenamento e a pureza do CO₂, pois sua contaminação pode mudar levemente as condições ótimas. Os custos de transporte provavelmente serão reduzidos quando operações de grande escala forem empregadas. A composição do custo total do armazenamento geológico depende de local, custos de injeção, profundidade do reservatório, temperatura média e raio do reservatório, vazão e o valor dos produtos derivados que podem ser comercializados (por exemplo, as receitas oriundas da técnica de recuperação avançada de petróleo, ou como é conhecida, *Enhanced Oil Recovery – EOR*). Durante e após a execução de projetos desta natureza há também os custos envolvidos na medição, monitoramento e verificação do comportamento do conjunto fluido-reservatório; estes custos englobam modelagens matemáticas e simulações numéricas por meio de softwares comerciais.

Destaca-se, por meio da análise final dos resultados obtidos, a relevância sustentável do estudo proposto para um país em pleno desenvolvimento como é o caso do Brasil, em especial para o estado do Espírito Santo que é o segundo maior produtor de petróleo do país e está localizado na região sudeste (região mais industrializada do Brasil, portanto, a que mais consome energia e a que mais emite CO₂ para a atmosfera). Por intermédio dos resultados matemáticos obtidos

(potencial de armazenamento geológico) com os dados dos campos de Golfinho, Inhambú, Fazenda Alegre, Cação, Canapu, Cangoá, Camarupim e Peroá, além da análise dos aquíferos salinos, tem-se que a Bacia Geológica do ES assevera ser uma forte candidata para a aplicação de projetos de CCS, apesar de o estado possuir uma baixa taxa de emissão de GEE para a atmosfera por ano (19º lugar no *ranking* brasileiro de emissões), quando comparado com outros estados como São Paulo (1º lugar, com cerca de 259.573.624 tCO₂), Minas Gerais (3º lugar, com cerca de 139.023.299 tCO₂) e Rio de Janeiro (6º lugar, com cerca de 125.874.383 tCO₂). Os reservatórios geológicos capixabas relatados neste estudo são caracterizados como areníticos e isso é ponto positivo para o armazenamento de CO₂, pois não há problemas com a interação rocha-fluido, como ocorre em rochas reservatórios carbonáticas. A presença de folhelhos como rochas selantes também contribui para a excelência do armazenamento, pois esta rocha funciona como uma barreira que impede a migração de fluidos, favorecendo a sua acumulação no reservatório. Cada ambiente candidato ao armazenamento geológico descrito neste trabalho possui as suas particularidades e características intrínsecas que precisam ser estudadas. Dentre os campos com possibilidade de aplicação da técnica de *EOR*, o Campo de Golfinho demonstra o maior potencial, seguido do Campo de Fazenda Alegre e Inhambú, respectivamente; assim, o Campo de Golfinho apresenta o maior potencial de armazenamento de CO₂ e as maiores rendas brutas advindas da venda do óleo extra produzido e dos Créditos de Carbono. O Campo de Cação foi analisado de maneira isolada, pois foi o único campo abandonado estudado neste projeto; este campo apresentou um potencial de, aproximadamente, 5 milhões de tCO₂. Já com relação ao potencial de armazenamento geológico de CO₂ nos campos capixabas produtores de gás, tem-se que o Campo de Peroá demonstra o maior potencial, seguido, nesta ordem, dos campos de Camarupim, Canapu e Cangoá (juntos, somam um potencial aproximado de 191.030.123 tCO₂). Estes campos produtores de gás possuem previsão de descomissionamento para o ano de 2020 e o conhecimento desta previsão possibilita um planejamento correto para o processo de armazenamento de CO₂, uma vez que ocorreria após o término da produção. Os aquíferos salinos capixabas, como se observou nos resultados gráficos, situam-se em 4º lugar no Brasil em relação ao potencial de armazenamento geológico de CO₂, alcançando a marca de mais de 51 bilhões de tCO₂ (mais de 196 anos de emissão pelo estado de São Paulo). Nestes três últimos cenários, a renda bruta advinda da

implantação do projeto de CCS viria por meio da comercialização dos Créditos de Carbono na bolsa de valores.

Como foi discutido no capítulo 5, com relação à renda bruta, percebe-se que a variação do Dólar influencia diretamente, pois o impacto desta variação cambial é sentido no preço do barril de petróleo e no valor dos Créditos de Carbono. O EOR, por sua vez, já é uma prática da indústria do petróleo; sabe-se que por meio desta técnica, um volume extra de óleo seria produzido pela injeção de CO₂ e comercializado, gerando renda para as companhias. Em termos de eficiência energética, percebe-se que se atinge o objetivo ao recuperar óleo dos reservatórios utilizando, nesta técnica (EOR), um gás de efeito estufa (CO₂), ou seja, geramos energia se preocupando com a sustentabilidade do processo. Com relação aos Créditos de Carbono, sabe-se que para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, as companhias devem alterar seus processos operacionais, substituir insumos, investir na descoberta de novas tecnologias e capacitar os profissionais. Entretanto, na medida em que os esforços empreendidos não atinjam os resultados esperados, as empresas podem comprar no mercado os créditos de carbono ou certificados de emissões reduzidas, produzidos por outras empresas que tiveram maior êxito nos seus empreendimentos, ou que, mesmo não estando obrigadas a reduzir suas emissões, promoveram tal redução, com vista a obter os referidos certificados e, posteriormente, vantagens financeiras a partir de sua comercialização. Ao comprar os créditos de carbono produzidos em países em desenvolvimento, os países desenvolvidos contribuem para que estes atinjam o desenvolvimento sustentável por meio de tecnologias menos agressivas ambientalmente, além de propiciar o desenvolvimento econômico e social a partir da geração de empregos, fomentos de atividades econômicas acessórias e da tributação.

Ressalta-se que os países desenvolvidos devem gerenciar este assunto com a finalidade de atingir suas metas de redução por esforços próprios, ou, na impossibilidade, poderão complementar suas cotas de redução com o êxito obtido por outros, mas nunca poderão usar, apenas, créditos produzidos por terceiros. Neste sentido, contribuem para a qualidade ambiental com a redução de impactos ambientais decorrentes da emissão dos referidos gases ou fazem essa contribuição de forma indireta na medida em que compram os créditos obtidos a partir dos

esforços de outros. Entretanto, há quem critique essa metodologia por acreditar que se trata de uma forma de pagar pelo direito de poluir. De fato, não deixa de ser procedente tal crítica, contudo, há os vários aspectos positivos a serem considerados, como a citada contribuição para o desenvolvimento sustentável dos países emergentes.

Mesmo com mais de vinte anos de discussão e avanços técnicos das tecnologias de CCS, no Brasil as discussões sobre o marco regulatório dessas tecnologias são inexistentes, o que acaba dificultando os estudos e análises. A necessidade de avanço nas questões estratégicas pelo Governo Federal é crítica para impulsionar a difusão das tecnologias envolvidas nos projetos de CCS no país. A ausência de uma autoridade competente definida para conduzir estas questões e um marco regulatório no Brasil é uma fragilidade para o setor privado investir nesta tecnologia. A discussão para a definição do marco regulatório das tecnologias de CCS deveria ter início na definição das etapas do projeto e como elas deveriam se relacionar antes, durante e após a execução do mesmo.

Este estudo atingiu todos os objetivos, mas ainda há muito que pesquisar, estudar, entender e relatar sobre o CCS e sua implementação no estado do Espírito Santo e, conseqüentemente, no Brasil. Vale ressaltar que esta é uma pesquisa exploratória sobre o tema e que a própria tecnologia do CCS ainda está em fase de desenvolvimento e conseqüente amadurecimento tecnológico. Este tema envolve termos sociais, ambientais, econômicos e políticos e, por isso, exige amadurecimento teórico e técnico, além da conscientização da população em todas essas questões.

CAPÍTULO 7

7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

No Espírito Santo há a necessidade de aprofundar as pesquisas e propor soluções nas áreas relacionadas com as políticas governamentais, com o desenvolvimento do arcabouço regulatório para o CCS (abrangendo os três setores: captura, transporte e armazenamento geológico), a análise e aplicação dos atuais instrumentos econômicos no auxílio à implantação de projetos de CCS, etc. Associado a isso, se torna importante a identificação dos atores chave como empresas, organizações públicas e *experts* nas tecnologias de CCS (mestres e doutores das universidades) e a realização de conferências, *workshops*, simpósios, fóruns, reuniões ou encontros com os mesmos com o intuito de discutir amplamente as tecnologias de CCS no estado do Espírito Santo. Ressalta-se a relevância da integração destes eventos com a sociedade no geral, com a finalidade de difundir o tema.

Quanto às pesquisas relacionadas com os fatores tecnológicos, faz-se necessário um aprofundamento na aplicação das tecnologias de captura em cada planta industrial candidata, sendo observadas as especificidades de cada uma, as tecnologias a serem aplicadas, os investimentos e os custos operacionais. Além disso, há a necessidade de discutir a eficiência energética e rever os processos industriais existentes e suas rotas químicas, haja vista que existem processos antigos nos quais há a possibilidade de evitar as emissões de CO₂ para a atmosfera.

Quanto ao transporte, há a necessidade de definir com exatidão a melhor rota das dutovias, assim como os locais dos *city gates* (ponto ou uma estação por onde o gás processado passa de um sistema de transmissão principal para um sistema de distribuição local), a possibilidade de utilização de outros modais, como os rodoviários, seus investimentos e custos operacionais e o desenvolvimento e aplicação de ferramentas de geoprocessamento e sistemas de informações geográficas para o auxílio à tomada de decisões referentes à logística.

Já para a injeção do CO₂ e seu armazenamento há a necessidade do desenvolvimento das pesquisas de caracterização dos reservatórios e seleção dos

campos candidatos à injeção de CO₂ por meio da modelagem matemática e simulação numérica. A dificuldade está, por exemplo, em saber como o reservatório e os fluidos presentes irão se comportar com o armazenamento, qual será o destino do CO₂ após a sua injeção e qual será o risco geológico de vazamento devido a presença de falhas e fraturas. Um planejamento estratégico e cuidadoso, baseado em modelagem, simulação e análise do modelo envolvido, é necessário antes, durante e após a aplicação da injeção de CO₂ nesses reservatórios. Isso porque a modelagem matemática e a simulação numérica são, provavelmente, as únicas ferramentas disponíveis para avaliar e prever o destino do CO₂ injetado em reservatórios geológicos profundos (campos de hidrocarbonetos, aquíferos salinos e jazidas de carvão).

Vislumbrando a injeção de CO₂ nos aquíferos salinos da Bacia do Espírito Santo, percebe-se que é necessário um estudo mais refinado sobre o armazenamento geológico deste GEE neste cenário. Várias regiões urbanas e rurais do ES, tais como em São Mateus e em Linhares, por exemplo, apresentam demanda de água proveniente de aquíferos. O problema, portanto, seria a comunicação dos aquíferos salinos com estes utilizados pela população, por meio de falhas e fraturas. O gerenciamento dos riscos de projetos desta natureza deve ser tema de pesquisas e estudos, assim como a desenvolvimento e a viabilização das tecnologias cuja finalidade seja a dessalinização da água destes aquíferos salinos para o consumo humano.

Tendo em vista os interesses de estudo dessa técnica para o uso nos reservatórios brasileiros *offshore*, em especial no pré-sal, sugere-se a simulação com o uso de modelos com informações de reservatórios desse cenário, levando em consideração dupla-porosidade e dupla-permeabilidade para o reservatório, uma vez que as rochas do pré-sal são naturalmente fraturadas, apresentando valores de transmissibilidade bastante diferentes para a matriz e o conjunto de fraturas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAS, Associação Brasileira de Águas Subterrâneas. **Educação: Águas subterrâneas, o que são?** Disponível em: <<http://www.abas.org/educacao.php#ind12>>. Acesso em: 08 de março de 2015.

ABEGAS, Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **Gasodutos**. 2012. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=842>. Acesso em: 23 de abril de 2015.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2014.

ÁVILA, P. R. T. **Os impactos financeiros da comercialização dos créditos de carbono em uma empresa florestal: o caso Plantar S/A**. Patrícia Regina Teles de Ávila. Dissertação de Mestrado. Pedro Leopoldo: Faculdades Integradas Pedro Leopoldo, 2009.

BACHU, S. **Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change**. Stefan Bachu. Energy Conversion & Management, v. 41, 2000. p. 953-970.

BENSON, S. M.; HOVERSTEN, G. M.; GASPERIKOVA, E.; HAINES M. **Monitoring Protocols and Life-Cycle Costs for Geologic Storage of Carbon Dioxide**. In: E. S. Rubin, D. W. Keith and C. F. Gilboy (Eds.). Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, IEA Greenhouse Gas Programme, Vancouver, 2004.

BENSON, S. M. Overview of Geologic Storage of CO₂. In: **Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification**. Elsevier, 2005, v. 2, p. 665-672.

BOSCARDIN BORGHETTI, N. R.; BORGHETTI, J. R.; ROSA FILHO, E. F. ***Aquífero Guaraní: a verdadeira integração dos países do Mercosul***. Fundação Roberto Marinho/Itaipu Binacional, 2004.

BRASIL. ***Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Política Nacional de Mudança Climática, em 30 de novembro de 2009***. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 29 dez. 2009. Seção 1 – Edição Extra, p. 109.

BRUHN, C. H. L. ***High-resolution stratigraphy, reservoir geometry, and facies characterization of Cretaceous and Tertiary turbidites from Brazilian passive margin basins***. Carlos Henrique Lima Bruhn. PhD Thesis, Mac Master University, Canada, 1993.

CÂMARA, G. A. B. ***Fatores condicionantes para o uso em larga escala das tecnologias de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono no Brasil e sua aplicação no estado da Bahia***. George Augusto Batista Câmara. Tese de Doutorado. Universidade Federal da Bahia – UFBA/Escola Politécnica. Salvador, 2012.

CARBMAP. ***Projeto Carbmap: Mapa Brasileiro de Captura, Transporte e Armazenamento Geológico de CO₂***. Sistemas de Informação geográfica desenvolvido por Centro de Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono – CEPAC. Porto Alegre – RS, Brasil, 2009.

CMMAD. Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento. ***Relatório Nosso Futuro Comum***. p. 46, 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora da Fundação Getúlio Vargas, 1991.

COSTA, I. V. L. ***Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil***. Isabella Vaz Leal da Costa. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, 2009.

COTIA, D. M. R. ***Análise da Recuperação Avançada de Óleo Através da Injeção de CO₂ alternado com Água sob Incerteza Geológica***. Danielle Marques Raposo

Cotia. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/Escola Politécnica. Rio de Janeiro, 2012.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. Serviço Geológico do Brasil. **Carvão Mineral.** Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/coluna/carvaomineral0.html>>. Acesso em: 07 de março de 2015.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. Serviço Geológico do Brasil. **Recursos Minerais Energéticos: Petróleo.** Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/media/capX_b.pdf>. Acesso em: 18 de junho de 2015. p. 553-564.

D’ALESSANDRO, D.; SMIT, B.; LONG, J. R. **Carbon Dioxide Capture: Prospects for New Materials.** Angew and te Chemie International Edition 2010, 49, p. 6058-6082. School of Chemistry, The University of Sydney. Sydney, New South Wales (Australien), 2010.

DAHOWSKI, R. T.; LI,X.; DAVIDSON,C. L.; WEI,N.; DOOLEY,J. J. **Regional Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage in China. A Comprehensive CO₂ Storage Cost Curve and Analysis of the Potential for Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in the People’s Republic of China.** Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC05-76RL01830. Pacific North West National Laboratory Richland, Washington 99352, 2009.

DELGADO, M. F.; ALTHEMAN, E. **Estudo sobre a Viabilidade Financeira do Mercado de Carbono.** Marta Fioravante Delgado e Edman Altheman. Unopar Cient., Ciênc. Juríd. Empres., Londrina, v. 8, p. 39-48, mar. 2007. Disponível em: <http://bdjur.stj.jus.br/xmlui/bitstream/handle/2011/36695/estudo_sobre_viabilidade_delgado.pdf?sequence=1 >. Acesso em: 26 de julho de 2014.

DIAS, F. S. **Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de**

Campos. Projeto de Graduação. Felipe Sant'Anna Dias. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/Escola Politécnica. Rio de Janeiro, 2013.

DOE, U. S. Department of Energy. **Carbon Sequestration Research and Development.** 1999. Disponível em: <www.ornl.gov/carbon_sequestration/>. Acesso em: 17 de outubro de 2013.

EIA, U. S. Energy Information Administration. **IEA Transport Energy Outlook Lew Fulton, IEA/ETP.** EIA NEMS 2009, Conference Washington DC, April 7, 2009. Disponível em: <www.eia.gov/conference/2009/session1/Fulton.ppt>. Acesso em: 19 de setembro de 2014.

EPA. United States Environmental Protection Agency. **Barrels of oil consumed.** 2014. Disponível em: <<http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/refs.html>>. Acesso em: 03 de junho de 2015.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia do Brasil. **Contexto mundial e preço do petróleo: uma visão de longo prazo.** Nota técnica detalhada da apresentação realizada pelo Presidente da EPE, Dr. Maurício T. Tolmasquim, no *Rio Oil & Gas 2008*. Brasília – DF, 2008. 55 p.

ESPÍRITO SANTO (Estado). Governo do Estado do Espírito Santo, Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos. **Sumário Executivo do Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa do Estado do Espírito Santo.** Vitória, 2013. 13 p.

FARLA, J. C. M.; HENDRIKS, C. A.; BLOK, K. **Carbon Dioxide Recovery From Industrial Processes.** Climate Change. Article. Jacco C. M. Farla, Chris A. Hendriks and Kornelis Blok. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Padualaan 14, NL-3584 CH Utrecht, The Netherlands, 1995. p. 439-61.

FILHO, J. F. 2º Congresso Brasileiro de CO₂ na Indústria do Petróleo, Gás e Biocombustíveis. 2013. **Entrevista concedida por Sr. José Formigli Filho, Diretor**

de Exploração e Produção da PETROBRAS, ao público durante a palestra realizada no Congresso. Rio de Janeiro – RJ, abril de 2013.

FINDES, Federação das Indústrias do estado do Espírito Santo. **Anuário IEL 200 Maiores Empresas no Espírito Santo 2014.** Disponível em: <<http://issuu.com/nexteditorial/docs/anuario>>. Acesso em: 23 de abril de 2015.

FORSTER, P.; RAMASWAMY, V.; ARTAXO, P.; BERNTSEN, T.; BETTS, R.; FAHEY, D. W.; HAYWOOD, J.; LEAN, J.; LOWE D. C.; MYHRE, G.; NGANGA, J.; PRINN, R.; RAGA, G.; SCHULZ, M.; VAN DORLAND, R. **Changes in atmospheric constituents and in radioactive forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2007.

FREUND, P.; DAVISON, J. **General Overview Of Costs, Proceedings Of The Ippc Workshop On Carbon Dioxide Capture And Storage.** Article. Regina, Canadá, 2002.

FRONDIZI, I. M. R. L. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Guia de Orientação 2009.** Isaura Maria de Resende Lopes Frondizi. Documento Guia de Orientação do MDL 2009. Rio de Janeiro: Imperial Novo Milênio: FINDES, 2009.

GAMAGASES. **Propriedades do CO₂.** 2014. Disponível em: <http://www.gamagases.com.br/propriedades_dioxidodecarbono.htm>. Acesso em: 19 de abril de 2014.

GAUSS, Consultores Associados Ltda. **O Conceito de Sustentabilidade.** Revista Banas Qualidade. Pág. 2. Outubro de 2008.

GIL, A. **Como elaborar projetos de pesquisa.** 4ª Edição, Editora Atlas S. A. São Paulo, 2002.

GLOBAL CCS INSTITUTE 2014. **The Global Status of CCS: 2014**. ISSN 1619840819. ISBN 978-0-9871863-5-5, Melbourne, Australia. 2014. p. 1-192.

GONZALEZ, E. D. R. S. **Incentivos econômicos e projeto de supply chain para captura e sequestro de carbono: caso Brasil**. Artigo. Ernesto Del Rosario Santibañez Gonzalez. Production, v. 24, n. 4, oct./dec. 2014. p. 847-860.

GREENPEACE, Organização Global. **As lições da Política Nacional de Mudança do Clima**. Publicação do Greenpeace em Novembro de 2013. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2013/Novembro/relatorio%20pnmc%20final.pdf>>. Acesso em: 17 de agosto de 2014.

HEDDLE, G.; HERZOG, H.; KLETT, M. **The Economics of CO₂ Storage**. MIT LFEE 2003-003 RP, Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, 2003.

HENDRIKS, C.; GRAUS, W.; van BERGEN, F. **Global Carbon Dioxide Storage Potential And Costs**. ECOFYS, Report nº EEP – 02001, 2004.

IBGE. Estados@. **Dados sobre o estado do Espírito Santo**. 2014. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/estadosat/perfil.php?sigla=es>>. Acesso em: 07 de abril de 2014.

IBGE. Mapas. **Mapa do estado do Espírito Santo**. 2010. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/vamoscontar2010/mapas/espiritosanto.jpg>>. Acesso em: 30 de abril de 2014.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **Informativo sobre o Pré-Sal**. 2009. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7B9B8DA9D4-2EE4-493E-80BD-138D94539E2B%7D&Team=%7BCFA331ED-C047-4441-8EEC-9467D2F58BE4%7D>>. Acesso em: 23 de abril de 2015.

IEA, International Energy Agency. **Opportunities for Early Application of CO₂ Sequestration Technology**. Greenhouse Gas R&D Programme. Cheltenham, United Kingdom, 2002.

IEA, International Energy Agency. **Geologic Storage of Carbon Dioxide: Staying Safely Underground**. Greenhouse Gas R&D Programme. United Kingdom, p. 34, 2008.

INVESTING. **Commodities, dados históricos dos valores do barril de Petróleo Brent**. 2015. Disponível em: <<http://br.investing.com/commodities/brent-oil>>. Acesso em: 10 de junho de 2015.

IPCC, 2005. Intergovernmental Panel on Climate Change. **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage**. Working Group III. Montreal, Canada, 2005.

IPCC, 2006. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme**. Eggleston H. S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan, 2006.

IPCC, 2007. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Contribution of Working Group III to the Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. (Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., Meyer, L.). Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2007. 442 p.

IPCC, 2013. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bexand P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013. 1535 p.

KARAYANNIS, V.; CHARALAMPIDES, G.; LAKIOTI, E. **Socio-economic aspects of CCS technologies**. Article. Department of Environmental Engineering, Technological Education Institute of Western Macedonia, Kila, 50100, Kozani, Greece. *Procedia Economics and Finance* 14, 2014. p. 295-302.

KETZER, J. M. M.; CARPENTIER, B.; LE GALLO, Y.; LE THIEZ, P. **Geological Sequestration of CO₂ in Mature Hydrocarbon Fields. Basin and Reservoir Numerical Modelling of the Forties Field, North Sea**. Institut Français du Pétrole. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, Vol. 60, N^o. 2, 2005. p. 259-273.

KETZER, J. M. M. *et al.* **The CARBMAP Project: CO₂ Source-Sink Matching and Opportunities for Carbon Sequestration in Brazil**. Presented in Carbon Sequestration Leadership Forum Annual Meeting. Paris, France, 2007.

KETZER, J. M. M. Geólogo João Marcelo Medina Ketzer, coordenador do Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono da PUCRS (Cepac). **Entrevista concedida à Revista Mensal do Conselho Regional de Engenharia Arquitetura e Agronomia do Rio Grande do Sul**. Ano IV, n^o. 42, Fevereiro de 2008. p. 06-07.

KETZER, J. M. M. **Brazilian atlas of CO₂ capture and geological storage**. João Marcelo Medina Ketzer *et al.* Porto Alegre, EDIPUCRS – Editora Universitária da PUCRS, 2014. 66 p.

KHALILI, AMYRA EL. **O que são Créditos de Carbono?** Revista ECO 21, ano XII, n^o. 74, Janeiro de 2003. p. 01.

LEUNG, D. Y. C.; CARAMANNA G.; MAROTO-VALER, M. M. **An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies**. Article. Department of Mechanical Engineering, The University of Hong Kong, Hong Kong and Centre for Innovation in Carbon Capture and Storage, Heriot-Watt University, UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, 2014. p. 426-443.

LIMA, V. **Armazenamento Geológico de CO₂ em Aquíferos Salinos: Reatividade Química em Selos e Rochas Reservatório da Bacia do Paraná.** Viviane de Lima. Tese de Doutorado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Porto Alegre, 2010.

LINO, U. R. A. **Case history of breaking a paradigm: Improvement of an immiscible gas-injection project in Buracica Field by water injection at the gas/oil contact.** SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 94978-MS, 2005.

LYSEN, E. H. **PEACS - Opportunities for early application of CO₂ sequestration technology.** IEA GHG R & D Programme, 2002.

MARTINS, J. M. F. **Reservatórios estratégicos de CO₂ para futuro uso em Projetos de recuperação avançada de petróleo e armazenamento geológico de CO₂ no Brasil.** João Miguel Faim Martins. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Porto Alegre, 2009.

MELLO, S. F. **Estudo sobre simulação composicional de reservatórios de petróleo com injeção de CO₂.** Samuel Ferreira de Mello. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, 2011.

MELLO, M. R.; PHANON, D.; SILVEIRA, G. Q.; LLEWELLYN, P. L.; RONCONI, C. M. **Amine-modified MCM-41 mesoporous silica for carbon dioxide capture.** Microporous and Mesoporous Materials. 2011. p. 143-174.

MOAZZEM, S.; RASUL, M. G.; KHAN, M. M. K. **A Review on Technologies for Reducing CO₂ Emission from Coal Fired Power Plants, Thermal Power Plants.** Dr. Mohammad Rasul (Ed.), p. 227-255, ISBN: 978-953-307-952-3, In Tech. 2012. Available from: <<http://www.intechopen.com/books/thermal-power-plants/a-review-on-technologies-forreducing-co2-emission-from-coal-fired-power-plants>>. Acesso em: 19 de setembro de 2014.

MONTEIRO, J. G. M-S. ***Um estudo sobre alternativas de sequestro de carbono: modelos, métricas e otimalidade.*** Juliana Garcia Moretz-Sohn Monteiro. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, TPQBq – EQ. Rio de Janeiro, 2009.

MOURÃO, M. A. A.; LIMA, J. E. S.; MONTEIRO, E. A. ***Os sistemas aquíferos do norte do estado do Espírito Santo: potencial de exploração e diagnóstico atual de aproveitamento.*** Maria Antonieta A. Mourão, José do Espírito Santo Lima e Eduardo Araújo Monteiro. XII Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas. 2002.

NETO, E. C. ***Entrevista concedida por Ernesto Cavasin Neto aos autores supracitados Luciano Ferreira da Silva e Amanda Helena de Macedo.*** 2012.

NGUYEN, N.; ALLINSON, W. G. ***The economics of CO₂ Capture and Geological Storage.*** Paper 77810, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Melbourne, Australia, 2002.

NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration. ***The NOAA Annual Greenhouse Gas Index (AGGI).*** NOAA Earth System Research Laboratory, R/GMD, 325 Broadway, Boulder, CO 80305-3328. 2014. Disponível em: <<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi/aggi.html>>. Acesso em: 07 de abril de 2015.

NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration. ***NOAA ESRL DATA 2015.*** Disponível em: <ftp://aftp.cmdl.noaa.gov/products/trends/co2/co2_annmean_mlo.txt>. Acesso em: 07 de abril de 2015.

OLDENBURG, C. M.; PRUESS, K.; BENSON, S. M. ***Process modeling of CO₂ injection into natural gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery.*** Energy and Fuels, v. 15, p. 293-298, 2001.

OSMAN, K.; COQUELET, C.; RAMJUGERNATH, D. ***Review of carbon dioxide capture and storage with relevance to the South African power sector.*** Article. South African Journal of Science, Volume 110, Number 5/6, May/June 2014. p. 1-12.

PARAGUASSÚ, M. M. **Proposta de metodologia qualitativa para avaliação de riscos no armazenamento geológico de CO₂: um estudo de caso ilustrativo do Campo Fazenda Mamoeiro na Bacia do Recôncavo**. Maísa Matos Paraguassú. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica. Salvador, 2012.

PETERSOHN, E. **Nona Rodada de Licitações Bacia do Espírito Santo**. Apresentação. Geóloga Eliane Petersohn, M.sc. Superintendência de Definição de Blocos. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 2007.

PETROBRAS. **RIMA – Relatório de Impacto Ambiental. Gasoduto Sul-Norte Capixaba**. CPM RT 116/10. Bios Editoração. 2011. 76 p.

PETROBRAS. **Bacia do Espírito Santo**. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-do-espírito-santo.htm>>. Acesso em: 08 de abril de 2014.

PORTAL BRASIL. **Meio Ambiente: Entenda como funciona o Mercado de Crédito de Carbono**. Publicado por Portal Brasil em 11/04/2012, a. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2012/04/entenda-como-funciona-o-mercado-de-credito-de-carbono>>. Acesso em: 13 de junho de 2015.

PORTAL BRASIL. **Meio Ambiente: Política Nacional sobre Mudança do Clima**. Publicado por Portal Brasil em 26/11/2012, b. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2012/11/politica-nacional-sobre-mudanca-do-clima>>. Acesso em: 17 de agosto de 2014.

PORTAL DO GOVERNO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO. **Geografia**. Disponível em: <<http://www.es.gov.br/EspiritoSanto/Paginas/geografia.aspx>>. Acesso em: 07 de abril de 2014.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G. **Modelagem Técnico-Econômico de Sequestro de CO₂ Considerando Injeção em Campos Maduros**. Ana Teresa Ferreira da Silva

Gaspar Ravagnani. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, 2007.

RAMÍREZ, A. HAGEDOORN, S.; KRAMERS, L.; WILDENBORG, T.; HENDRIKS, C. **Screening CO₂ Storage Options in The Netherlands**. International Journal of Green house Gas Control, 2010. p. 367-380.

REIS JR, J. A. **Análise da potencialidade do mercado de Projetos de crédito de carbono no Brasil**. José Affonso dos Reis Junior. Dissertação de Mestrado. USP, Ribeirão Preto, 2012.

ROCKETT, G. C. **Associação de fontes emissoras e reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO₂ na Bacia de Campos, Brasil**. Gabriela Camboim Rockett. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Porto Alegre, 2010.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Livro, Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006. 832 p.

SASAKI, K. **Carbon Sequestration Technology – Current Status and Future Outlook**. IEEJ Publication. Artigo. Março de 2004.

SAXENA, R.; SINGH, V. K.; KUMAR, E. A. **Carbon Dioxide Capture and Sequestration by Adsorption on Activated Carbon**. Article. Indian Institute of Technology Indore, Indore, M. P. 453446, India. Energy Procedia 54, 2014. p. 320-329.

SCHÜTZ, M. K. **Estudo da Interação CO₂-Rocha-Fluido no Processo de Carbonatação de Aquíferos Salinos**. Marta Kerber Schütz. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS. Porto Alegre, 2010.

SEEG. Sistema de Estimativa de Emissão de Gases de Efeito Estufa. **Emissões Alocadas por Estado: Espírito Santo**. 2014. Disponível em:

<<http://www.seeg.eco.br/emissoes-alocadas-por-estado/>>. Acesso em: 04 de Maio de 2015.

SHELL. ***Cenários sob novas lentes. Mudança de perspectiva para um mundo em transição.*** Shell International BV. The Shell Scenario Team. Março de 2013. 94 p.

SILVA, L. F.; MACEDO, A. H. ***Um estudo exploratório sobre o crédito de carbono como forma de investimento.*** Luciano Ferreira da Silva, Amanda Helena de Macedo. Rev. Elet. em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental (e-ISSN: 2236-1170). V(8), nº 8, Set-Dez, 2012. p. 1651-1669.

SMITH, L. A.; GUPTA, N.; SASS, B. M.; BUBENIK, T. A. ***Engineering and Economic Assessment of Carbon Dioxide Sequestration in Saline Formations.*** Journal of Energy & Environmental Research. Volume 2, 2002. p. 5.

STATOIL. ***Tecnologia de CCS (Carbon, Capture and Storage).*** 2011. Disponível em: <<http://www.co2net.com>>. Acesso em: 20 de outubro de 2013.

STEVENS, S. H.; KUUSKRAA, V. A.; TABER, J. J. ***Sequestration of CO₂ in Depleted Oil and Gas Fields: Barriers to Overcome in Implementation of CO₂ Capture and Storage (Disused Oil and Gas Fields).*** Stevens, S. H., V. A. kuuskraa, and J. J. Taber. Report for the IEA Greenhouse Gas R&D Programme (PH3/22), 1999.

TEIXEIRA, E. M. L. C.; SUZUKI, E.; VIEIRA, S. S.; MORAES de, J. E.; LUCENA, M. A. C. de; OLIVEIRA, E. A.; CANOVA, E. B.; ARANTES, A. M.; CONCEIÇÃO, M. R. G.; OUTRAMARI, C. E.; ZOTTI, C. A.; PAULINO, V. T. ***Mercado de crédito de Carbono.*** Artigo em Hypertexto. 2010. Disponível em: <http://www.infobibos.com/Artigos/2010_2/CreditoCarbono/index.htm>. Acesso em: 26 de julho de 2014.

TOTAL, Committed to Better Energy. **CCS: The solution to reduce CO₂ emissions**. 2013. Disponível em: <<http://infographicity.com/carbon-capture-geological-storage-infographic/>>. Acesso em: 16 de agosto de 2014.

TRINDADE, L. A. F. **Classificação e Alteração de Óleos na Bacia Terrestre do Espírito Santo**. L. A. F. Trindade. Geochimica Brasiliensis, 1 (1): 71-88. PETROBRAS – CENPES. Divisão de Exploração/Setor de Geoquímica. Rio de Janeiro, 1987.

UNEP/GRID-Arendal. **Global Atmospheric Concentration of CO₂**. UNEP/GRID-Arendal Maps and Graphics Library, 1999. Disponível em: <<http://www.grida.no/publications/vg/climate/page/3062.aspx>>. Acesso em: 15 de agosto de 2014.

VALENTE, R. **Entrevista concedida por Ricardo Valente aos autores supracitados Luciano Ferreira da Silva e Amanda Helena de Macedo**. 2012.

VAN DER MEER, L. H. G. **Investigation regarding the storage of carbon dioxide in aquifers in the Netherlands**. L. H. G. van der Meer; J. Griffioen, and C. R. Geel, TNO-NITG, Delft, the Netherlands, 1992.

VAN JARWAARDE, E. **Benchmarking novel membrane processes for CO₂ removal from contaminated natural gas**. University of Twente, Enschede, Holanda, 2007.

ZAMBONATO, E. E. **Relações entre a albitização, geração, redução e redistribuição de porosidade nos reservatórios turbidíticos de petróleo da Bacia do Espírito Santo**. Eveline Ellen Zambonato. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2004.

ZEP, Zero Emissions Platform. **The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU**. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. July, 2011.

ZHANG, D.; SONG, J. ***Mechanisms for geological carbon sequestration.*** Article. ERE & SKLTCS, College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China. Procedia IUTAM 10, 2014. p. 319-327.

ANEXO A – Termos Geológicos

Baixio: Elevação do fundo submarino formada por material inconsolidado, geralmente arenoso, podendo, contudo, ser argiloso ou conchífero, e situado a menos de 20 m de profundidade.

Basculamento: Ocorre quando um bloco de rocha, devido aos movimentos tectônicos, fica em uma posição diferente da original e discordante dos blocos que o ladeia.

Carvão-vapor/metalúrgico: É usado diretamente em fornos, principalmente em usinas termelétricas; carvão metalúrgico (ou carvão de coque) é usado como combustível na metalurgia (altos-fornos).

Hemipelágico: Depósito constituído pelo acúmulo de carapaças de animais marinhos, cujos detritos foram transportados e depositados a pouca distância da costa.

Marga: Rocha sedimentar constituída por argila e carbonato de cálcio ou magnésio em proporções variadas.

Trapas: São situações geológicas em que o arranjo espacial de rochas reservatório e selante possibilitam a acumulação de petróleo. As trapas estruturais são aquelas cuja geometria é o resultado de atividade tectônica, estando relacionadas a falhas, dobras ou diápiros. Anticlinais associados a falhas reversas ou normais constituem o tipo de trapa estrutural mais comum. As trapas estratigráficas são aquelas resultantes de variações litológicas, podendo ser de origem deposicional (ex.: recifes, lentes de arenitos, etc) ou pós-deposicional (ex.: truncamentos, barreiras diagenéticas, etc).

ANEXO B – Pós-combustão, Pré-combustão e Oxi-combustão

A pós-combustão, conforme D'Alessandro *et al.* (2010), é utilizada em termelétricas e indústrias de fertilizantes. A combustão do carvão ou gás natural na presença de ar atmosférico libera um fluxo de gás com pressão de 1 bar, contendo baixa concentração de CO₂ (aproximadamente 15%), alto teor de N₂ (aproximadamente 78%) e uma quantidade pequena de gases como H₂O, O₂, CO, NO_x e SO_x. Portanto, a separação é basicamente entre CO₂ e N₂ e deve ser feita empregando-se materiais com alta seletividade ao CO₂ em baixas pressões. A recuperação do material contendo CO₂ é feita por aquecimento ou vácuo.

Na pré-combustão, o combustível em alta pressão e temperatura é convertido em um fluxo de gases que contêm CO, CO₂ e H₂ (gás de síntese). Em seguida, o gás de síntese reage com vapor de água formando CO₂ e H₂, de acordo com a reação: $\text{CO(g)} + \text{H}_2\text{O(g)} \rightarrow \text{CO}_2\text{(g)} + \text{H}_2\text{(g)}$. O CO₂ é então, separado do H₂ e este, por sua vez, utilizado como combustível para produção de energia. A combustão do H₂ leva à formação de vapor de água como produto: $2\text{H}_2\text{(g)} + \text{O}_2\text{(g)} \rightarrow 2\text{H}_2\text{O(g)}$. Nesse método o CO₂ é separado em altas pressões e a recuperação do material contendo este gás é feita deixando-o em pressão atmosférica, assim, o CO₂ é facilmente liberado. Além disso, devido à maior diferença de polarizabilidade e momento quadrupolar entre as moléculas de CO₂ e H₂, a separação é mais fácil do que a separação CO₂/N₂ (D'ALESSANDRO *et al.*, 2010).

Na oxi-combustão, a queima do combustível fóssil é feita na presença de O₂ com alto grau de pureza (> 95%). O O₂ utilizado nesse processo é obtido por destilação do ar. A combustão em oxigênio puro gera um fluxo de gás constituído principalmente por CO₂ (em torno de 80 %) e H₂O. A água é facilmente separada do CO₂ por resfriamento e compressão e o CO₂ obtido, comprimido e armazenado ou, ainda, reutilizado como matéria-prima (D'ALESSANDRO *et al.*, 2010). A desvantagem desse último método é a grande quantidade de energia necessária para separar o O₂ e o N₂. Outra limitação são os tanques onde a combustão é feita. Esses tanques devem ser constituídos por materiais com alta resistência térmica para suportar o calor resultante da combustão na presença de O₂ puro.