



PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

**MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE CAPTURA E
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ EM CAMPOS DE
PETRÓLEO, CAMADAS DE CARVÃO E AQUÍFEROS SALINOS NO
BRASIL**

LETÍCIA HOPPE

**BACHAREL EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS
MESTRE EM ECONOMIA DO DESENVOLVIMENTO**

**TESE PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTOR EM
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

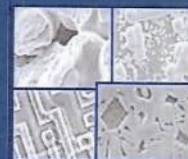
**Porto Alegre
Novembro, 2012.**



PUCRS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Faculdade de Engenharia
Faculdade de Física
Faculdade de Química



PGETEMA

**MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE CAPTURA E
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ EM CAMPOS DE
PETRÓLEO, CAMADAS DE CARVÃO E AQUÍFEROS SALINOS NO
BRASIL**

LETÍCIA HOPPE

BACHAREL EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

MESTRE EM ECONOMIA DO DESENVOLVIMENTO

ORIENTADOR: PROF. DR. JOÃO MARCELO MEDINA KETZER

CO-ORIENTADOR: PROF. DR. AUGUSTO MUSSI ALVIM

Trabalho realizado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

Porto Alegre

Novembro, 2012.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	3
AGRADECIMENTOS	4
SUMÁRIO	6
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE SÍMBOLOS	13
LISTA DE AIGURAS	14
RESUMO	17
ABSTRACT	19
1. INTRODUÇÃO	20
2. OBJETIVOS	23
2.1. Objetivos Específicos	23
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
3.1. Considerações Gerais	25
3.2. Mercado de Carbono e o Protocolo de Quioto	29
3.2.1. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	33
3.2.1.1. Requisitos de Participação	34
3.2.1.2. Metodologia do Projeto de implementação do MDL	34
3.2.1.3. Mercado de Carbono	35
3.2.1.4. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)	36
3.3. Captura e Armazenamento Geológico de CO₂.....	37
3.3.1. Captura de CO₂	40
3.3.1.1. Fontes Estacionárias de CO₂ no Brasil	42
3.3.2. Transporte de CO₂.....	45
3.3.2.1. Dutos.....	47
3.3.3. Armazenamento Geológico de CO₂.....	49
3.3.4. Armazenamento Geológico de CO₂ em Campos de Petróleo	49

3.3.5. Armazenamento Geológico de CO ₂ em Aquíferos Salinos.....	51
3.3.6. Armazenamento Geológico de CO ₂ em Camadas de Carvão.....	52
3.3.7. Projetos de CCS no Mundo	54
3.3.7.1. Armazenamento Geológico de CO ₂ -Projeto de Sleipner	55
3.3.7.2. Armazenamento Geológico de CO ₂ - Projeto Weyburn.....	57
3.3.7.3. Armazenamento Geológico de CO ₂ -Projeto InSalah	57
3.4. Modelagem Econômica de projetos	58
3.4.1. Estrutura do Projeto	59
3.4.1.1. Aspectos Econômicos.....	59
3.4.1.2. Aspectos Técnicos.....	59
3.4.1.3. Aspectos Financeiros.....	60
3.4.1.4. Aspectos Administrativos.....	60
3.4.1.5. Aspectos Jurídicos e Legais	60
3.4.1.6. Aspectos do meio ambiente.....	61
3.4.1.7. Aspectos contábeis.....	61
3.4.2. Modelo Financeiro	62
4. METODOLOGIA	64
4.1. Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ - CCS.....	65
4.2. Definição dos casos.....	66
4.3. Fontes Estacionárias Associadas	68
4.3.1. Fator de Captura por Fonte Estacionária.....	69
4.3.2. Etapas do processo produtivo para captura do CO ₂	69
4.3.2.1. Captura de CO ₂ na Indústria Cimenteira	70
4.3.2.2. Captura de CO ₂ na Indústria de Ferro e Aço – Siderúrgica.....	72
4.3.2.3. Captura de CO ₂ na Indústria Petroquímica.....	73
4.3.2.4. Captura de CO ₂ em Plantas de Etanol	73
4.4. Tecnologias de Captura.....	75
4.4.1. Consumo de Energia	75
4.5. Transporte.....	76
4.5.1. Cálculo do diâmetro dos Dutos.....	77
4.5.2. Custo de Investimento para o Transporte.....	78
4.6. Armazenamento e Monitoramento.....	78
4.6.1. Cálculo do Fator de Recuperação de Óleo e Gás Metano	79
4.6.1.1. EOR: Fator de Recuperação e Volume Original de Óleo <i>in situ</i>	79

4.6.1.2. ECBM: Fator de Recuperação e Metano <i>in situ</i>	80
4.6.1.3. Monitoramento	81
4.7. Modelagem Econômica	82
4.7.1. Metodologia para elaboração de projetos de viabilidade econômica financeira.....	82
4.7.2. Viabilidade econômica: conceitos financeiros e contábeis para a modelagem do plano de negócios	82
4.7.2.1. Modelo Financeiro	82
4.7.2.2. Elaborando a viabilidade econômico-financeira do projeto.....	83
4.7.2.3. Projeção das receitas e despesas	86
4.7.2.4. Cenários.....	89
5. RESULTADOS e DISCUSSÕES.....	91
5.1. Características dos projetos de CCS nas etapas de captura, transporte e armazenamento de CO₂	94
5.2. Captura.....	97
5.3. Transporte.....	101
5.4. Armazenamento e Monitoramento.....	103
5.4.1. Recuperação avançada de Óleo e Metano	105
5.4.1.1. Recuperação avançada de óleo com injeção de CO ₂ - EOR	105
5.4.1.2. Recuperação avançada de metano com injeção de CO ₂ —ECBM..	106
5.5. Análise Financeira.....	106
5.5.1. Receitas e Despesas	108
5.5.1.1. Receitas Operacionais	109
5.5.1.2. Deduções da Receita Bruta	113
5.5.1.3. Imposto de Renda e Contribuição Social.....	113
5.5.1.4. Despesas Operacionais – Administrativas.....	114
5.5.1.5. Custos Totais de Investimento por etapas da tecnologia CCS.....	116
5.5.2. Indicadores Econômicos.....	117
5.5.2.1. Cenário 01	119
5.5.2.2. Cenário 02	120
5.5.2.3. Cenário 03	121
5.5.2.4. Cenário 04	121
5.5.2.5. Cenário 05	121

5.5.2.6. Resultados dos indicadores obtidos para os Cenários 01 a 05 no Curto e Longo Prazo	122
6. CONCLUSÕES	127
7. PROPOSTA PARA FUTUROS TRABALHOS	130
8. BIBLIOGRAFIA.....	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Projeção da demanda mundial de energia.....	27
Figura 2. Esquema de opções de armazenamento geológico de CO ₂	37
Figura 3. Pirâmide recurso-reserva para armazenamento de CO ₂	38
Figura 4. Diagrama ilustrativo das rotas de captura de CO ₂ na geração de energia utilizando combustíveis fósseis.	42
Figura 5. Mapa de localização das fontes estacionárias emissoras de CO ₂ no Brasil.	43
Figura 6. Carbodutos na América do Norte.....	46
Figura 7. Custo relativo por tonelada de CO ₂ transportado por navios e dutos <i>onshore</i> e <i>offshore</i>	47
Figura 8. Dutovias existentes no Brasil.	48
Figura 9. Diagrama simplificado da recuperação de óleo com CO ₂	50
Figura 10. Injeção de CO ₂ em aquíferos salinos.....	52
Figura 11. Estrutura física de uma planta com ECBM tendo como fornecedora de CO ₂ uma fonte estacionária.	53
Figura 12. Campo Sleipener.	56
Figura 13. Planta do Projeto Weyburn.	57
Figura 14. Localização do Campo de In Salah.	58
Figura 15. Bacias sedimentares brasileiras potenciais para o armazenamento geológico de CO ₂	67
Figura 16. Etapas do processo produtivo de cimento.....	71
Figura 17. Esquema da recuperação avançada de óleo por meio da injeção de CO ₂	80
Figura 18. Estruturação de perfuração de poços de injeção de CO ₂ e extração de CH ₄	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Gases de Efeito Estufa (GEE) e suas principais atividades emissoras.	31
Tabela 2.	Tipos e capacidades de reservatórios de armazenamento geológico de CO ₂ .	39
Tabela 3.	Principais processos industriais emissores de CO ₂ no mundo.	40
Tabela 4.	Concentração de CO ₂ no gás de exaustão, por tipo de indústria.	44
Tabela 5.	Projetos de CCS no mundo.	54
Tabela 6.	Critérios de avaliação utilizados para a classificação dos campos potenciais para armazenamento geológico de CO ₂ , captura e transporte.	66
Tabela 7.	Fator de recuperação do gás	69
Tabela 8.	Emissão de GEE na etapa de captura por fonte estacionária.	76
Tabela 9.	Alocação entre reservatórios geológicos e fontes estacionárias.	93
Tabela 10.	Caracterização dos reservatórios e fontes estacionárias.	95
Tabela 11.	Dados de consumo e mensuração econômica de energia no processo de captura do CO ₂ no Curto e Longo Prazo.	98
Tabela 12.	Detalhamento do Custo de Captura do CO ₂ por tonelada utilizando os parâmetros máximos da Tabela 11.	99
Tabela 13.	CAPEX E OPEX de captura para Curto e Longo Prazo do Total de CO ₂ capturado para transporte.	100
Tabela 14.	Cálculo do diâmetro dos dutos de transporte de CO ₂ .	102
Tabela 15.	Cálculo do CAPEX e OPEX do transporte de CO ₂ .	102
Tabela 16.	Identificação do número de poços para injeção e recuperação avançada de produtos.	104
Tabela 17.	Custos de armazenamento e monitoramento.	104

Tabela 18. Apresentação do CAPEX e OPEX do Custo de Armazenamento de CO ₂ por reservatório e fonte estacionária.....	105
Tabela 19. Dados compilados dos valores atribuídos para os itens que compõem as Receitas, do Cenários 1 ao 5.....	108
Tabela 20. Emissão de CO ₂ na etapa de Captura e saldo final de Créditos de carbono a serem obtidos por projeto.....	110
Tabela 21. Projeção da evolução das receitas para o Cenário 1.....	111
Tabela 22. Projeção de quantidades e receitas com vendas de Créditos de carbono.....	111
Tabela 23. Quantidades e receitas projetadas com recuperação de óleo (€92,76/barril) e gás metano (€ 0,31 m ³) para o Cenário 1.	112
Tabela 24. Receita líquida dos projetos de CCS para os Cenários de 01 a 05.	114
Tabela 25. Custo total operacional anualizado do Cenário1 para Curto e Longo Prazo.....	115
Tabela 26. Custos totais de investimento (CAPEX+OPEX) por etapa dos projetos de CCS do Cenário 1 para o Curto Prazo.....	116
Tabela 27. Custos totais de investimento (CAPEX+OPEX) por etapa dos projetos de CCS do Cenário 1 para o Longo Prazo.....	117
Tabela 28. Indicadores obtidos considerando custos de Curto Prazo.	123
Tabela 29. Indicadores obtidos considerando variação de Custos no Longo Prazo.....	123
Tabela 30. Receita líquida dos projetos no Curto Prazo com parâmetros mínimos.....	124
Tabela 31. Custos totais de investimento para o Cenário otimista de Curto Prazo.....	125
Tabela 32. Custos Operacionais do Cenário Otimista de Curto Prazo.	125
Tabela 33. Indicadores de viabilidade econômica.	125

LISTA DE SÍMBOLOS

€	Euro – Moeda Européia	€
A	Área	m ²
C _x	Número de átomos na superfície do substrato	m ⁻³
Gj/t	Giga Joule / tonelada	Gj/t
Gt	Giga tonelada	Gt
Gt C	Giga tonelada de Carbono	Gt C
Kg/t	Quilo / tonelada	Kg/t
Km	Quilômetro	km
m	metro	m
Mb/d	Milhões de barris por dia	Mb/d
mg/L	Miligrama por litro	mg/L
Ppm	Partes por milhão	ppm
T	Temperatura	°C
t	Tonelada	t
t/dia	Toneladas por dia	t/dia
US\$	Dólar	US\$

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
API	American Petroleum Institute
BEN	Balanco Energético Nacional
BF	Blast Furnace
BP	British Petroleum
CAPEX	Custo de Investimento no Transporte de CO ₂
CARBMAP	Mapa Geológico Brasileiro de Sequestro de Carbono
CCS	Captura e Armazenamento Geológico de Carbono
CCS	Carbon Capture and Geological Storage
CDM	Clean Development Mechanisms
CDM-UNFCCC	The United Nations Framework Convention on Climate
CEPAC	Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono
CGEE	Centro de Gestão de Estudos Estratégicos
CLSS	Contribuição Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COP7	Sétima Reunião da Convenção das Partes
CP	Curto Prazo
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
DRE	Demonstrativo de Resultado do Exercício
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane (Recuperação avançada de metano em camadas de carvão)
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUA	United States of America
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHC	Emissions Estimation Methodology for Selected Biogenic Source Categories
GWP	Global Warming Potencial
ICMS	Imposto sob Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency
IOGCC	Interstate Oil and Gas Compact
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LP	Longo Prazo
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MEA	Absorção Química
MMV	Monitoramento, Medição e Verificação
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	Custos Operacionais de Transporte
PEAD	Polietileno de Alta Densidade
PEBD	Polietileno de Baixa Densidade
PEBDL	Polietileno de Baixa Densidade Linear
PIS	Programa de Integração Social
PNUMA	Programa das Nações Unidas de Meio Ambiente
SNIC	Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VAUE	Método do Valor Atual
VPL	Valor Presente Líquido
WSA	World Steel Association

RESUMO

HOPPE, Leticia. **Modelagem para avaliação do potencial de captura e armazenamento geológico de CO₂ em campos de petróleo, camadas de carvão e aquíferos salinos no Brasil**. Porto Alegre. 2012. Tese. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

Diante do cenário mundial, em que as questões ambientais vêm ganhando destaque e prioridade de investimento, tem-se a oportunidade de contribuir através da realização de estudos para a modelagem de implantação da tecnologia de captura e armazenamento geológico de CO₂ no Brasil (CCS¹), utilizando-se projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, avaliando-se o grau atual de inclusão da economia nestes projetos e verificando-se possíveis obstáculos e modificações necessárias. A Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ têm por objetivo injetar em formações geológicas previamente estabelecidas, o dióxido de carbono advindo de fontes estacionárias, evitando que este gás seja liberado para a atmosfera. A tecnologia proposta pode ser realizada em três distintas formações: aquíferos salinos profundos, campos de petróleo e camadas de carvão, visando compensar as emissões de gases do efeito estufa. Com base nestas alternativas, realizou-se estudo de viabilidade técnica e econômica da realização de CCS em território brasileiro para cada uma de suas modalidades. Na injeção em Campos de Petróleo foi selecionado o Campo de Barracuda, pertencente à Bacia de Campos, esta aliada a duas diferentes fontes estacionárias: Cimenteiras e Siderúrgicas. Para a alternativa de armazenamento em Camadas de Carvão foi selecionada a Jazida Carbonífera de Charqueadas, tendo como sua fonte de CO₂, no Pólo Petroquímico

¹ CCS da sigla em inglês *Carbon Capture and Geological Storage*.

de Triunfo/RS, a Empresa Braskem. Para a injeção em Aquíferos Salinos, foi selecionada a Formação Rio Bonito, na Bacia do Paraná, sendo abastecida pelas emissões provenientes de Plantas de Etanol do estado de São Paulo. Por meio dos resultados obtidos com este trabalho, busca-se trazer para discussão a importância da execução de projetos com elevado potencial para reduzir, em grande escala, a liberação de Gases de Efeito Estufa (GEE), o que minimizaria os efeitos adversos das ações antrópicas em sinergia com a Convenção do Clima e ratificando o Protocolo de Kyoto.

Palavras-Chaves: Captura e armazenamento geológico de CO₂, aquecimento global, avaliação econômica e novas tecnologias.

ABSTRACT

HOPPE, Leticia. **Modeling of the capture and geological storage of CO₂ in saline aquifers, oil fields and coal seams in Brazil**. Porto Alegre. 2012. PhD Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

Given the global scenario, in which environmental issues are gaining prominence and priority investment, we have the opportunity to contribute by conducting studies for modeling the deployment of technology to capture and geological storage of CO₂ in Brazil (CCS), projects using the Clean Development Mechanism, evaluating the degree of inclusion of the current economy in these projects and verifying possible obstacles and necessary modifications. Capture and Geological Storage of CO₂ are aimed at injecting previously established geological formations, the carbon dioxide coming from stationary sources, preventing the gas from being released into the atmosphere. The proposed technology can be realized in three different formations: oil fields deep, coal seams and saline aquifers. Faced these alternatives, a study was conducted of technical and economic feasibility of conducting CCS in Brazil for each of their sports. In injection Oil Fields was selected the Barracuda Field, owned by the Campos Basin, this allied to two different stationary sources: Cement and steel mills. The alternative storage Layers of Coal, was selected from the Pool Carbonífera Charqueadas, having as their source of CO₂ in the Triunfo/RS, Petrochemical Company Braskem. For injection in Saline Aquifers, was selected the Rio Bonito Formation in the Paraná Basin, being fueled by emissions from ethanol plants in the state of São Paulo. Through the results of this work, we seek to bring to discussion the importance of implementation of projects with high potential to reduce a large-scale release of Greenhouse Study (GHG), which would minimize the adverse effects of actions anthropogenic in synergy with the Convention of the Climate and ratifying the Kyoto Protocol.

Key-words: Capture and geological storage, global warming, economic evaluation and new technologies.

1. INTRODUÇÃO

Desde a Revolução Industrial, com o advento da massificação do uso de carvão como fonte geradora de energia, e posteriormente a inclusão de outros combustíveis de origem fóssil, como o petróleo, a emissão e concentração de Gases de Efeito Estufa na atmosfera (GEE) cresce anualmente. Segundo dados do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas, a concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera passou de 280 partes por milhão (ppm) no período que antecedeu a revolução industrial para 379ppm em 2005. Atualmente as emissões chegaram a 395ppm, sendo o incremento tão significativo ao ponto de a queima de combustíveis fósseis serem consideradas o grande responsável pelo aumento da emissão de dióxido de carbono na atmosfera que, no ano de 2005, atingiu a marca de 26,4 Giga toneladas (Gt) de CO₂ (IPCC, 2011).

Este aumento de GEE está causando o agravamento do efeito estufa, trazendo como consequências o adensamento e disseminações de doenças tropicais, aumento do nível médio dos mares e fenômenos meteorológicos extremos.

Considerando este novo cenário de emissões crescentes, tornou-se indispensável e fonte de debates em escala mundial, a identificação de novas tecnologias para a redução da emissão dos GEE. Observa-se que nas últimas décadas vem sendo despendidos esforços, recursos humanos e financeiros na busca de tecnologias limpas, desenvolvendo processos que aliem eficiência tecnológica e energética com redução de emissões de gases e de resíduos. A exemplo disso, setores industriais como o da produção de cimento, ferro e aço, usinas de álcool e petroquímicas, responsáveis por 40% das emissões mundiais de GEE, serão alvos do estudo desta tese, através da implantação de tecnologia de captura e armazenamento geológico de CO₂.

Um exemplo mundial recente destes esforços para a redução de emissões é o Protocolo de Quioto, elaborado no final da década de 90 e que representou um marco importante, pois conseguiu reunir mais de 55% dos principais países emissores em um acordo que tem como objetivo atingir as metas de redução de emissões, no período entre os anos de 2008 e 2012, em torno de 5,2% das emissões verificadas em 1990.

Considerando o efeito multiplicador do Protocolo de Quioto e a preocupação mundial com questões relacionadas ao meio ambiente, novas tecnologias vêm sendo estudadas, e para fins desta pesquisa foi selecionada a tecnologia de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCS - *Carbon Capture and Geological Storage*), a qual tem como objetivo capturar de fontes estacionárias o CO₂ gerado ao longo de seus processos produtivos e o devolver para o subsolo, através da sua injeção em reservatórios geológicos, ficando o gás aprisionado por de milhares de anos.

Segundo Ketzer (2009), embora não seja a única solução possível, devido à sua eficácia em médio prazo, a Captura e Armazenamento de CO₂ corroboram com a necessidade mundial de redução de emissões de GEE e suas conseqüências ambientais.

Desta forma, através da construção do presente trabalho, busca-se trazer para discussão a importância da execução de projetos com elevado potencial para a redução de GEE. Com este objetivo foram construídas hipóteses para a execução do CCS em território brasileiro nas três modalidades existentes: Campos de Óleo, Camadas de Carvão e Aquíferos Salinos Profundos. Salienta-se que os três tipos de reservatórios possuem características distintas, tanto do ponto de vista técnico, quanto econômico. Sendo assim, faz-se necessário elaborar estudo comparativo específico para cada um destes, associado a fontes estacionárias diferentes, para verificação da viabilidade econômica e posterior aplicabilidade em território brasileiro.

Na formatação proposta para modelagem econômica das três formas de CCS em território brasileiro, foi utilizada metodologia trazida do doutorado sanduíche na Universidade de Utrecht, objetivando a comparação dos resultados obtidos com

Nestes novos cenários, obteve-se que, para o curto prazo o projeto de aquíferos é economicamente viável no cenário 5, diferentemente dos dados obtidos nas simulações anteriores.

No entanto, esperava-se que com a construção deste cenário otimista se verificasse a viabilidade econômica de todos os projetos de CCS no cenário 5, o que não se confirmou. Destaca-se que a elaboração deste cenário otimista teve por objetivo verificar que se os parâmetros mínimos fossem adotados qual seria a configuração dos resultados. Entretanto, estes não foram animadores, e continua-se na vinculação com a evolução de tecnologia de captura para o Longo Prazo e elevações nos valores dos itens que compõem as receitas das atividades aos patamares máximos já verificados na economia.

6. CONCLUSÕES

A Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCS) é uma tecnologia de destaque quando se vislumbra a redução de emissão GEE por fontes estacionárias.

O Brasil apresenta grande potencial para a implementação de CCS, pois possui, em seu território, reservatórios geológicos com capacidade para reter nas suas formações o dióxido de carbono que presumidamente seria injetado, quando da adoção da tecnologia.

O estudo propôs simulação de projetos de CCS para três distintos reservatórios: campos de petróleo, camadas de carvão e aquíferos salinos. Para cada reservatório foram realizadas as devidas associações com as fontes estacionárias emissoras de CO₂, através da identificação das regiões brasileiras com maior concentração destas. A região sudeste apresenta maior concentração de fontes estacionárias, abastecendo dois dos três projetos propostos – EOR e Aquíferos. Para o projeto de ECBM partiu-se para a segunda maior região concentradora de fontes emissoras, a região sul, única detentora de jazidas de carvão no País.

Destacaram-se dentre as fontes estacionárias as cimenteiras, siderúrgicas, petroquímicas e plantas de etanol; setores da indústria que, de forma conjunta, representam em torno de 40% das emissões globais totais. Estes setores estão atrelados ao crescimento econômico e desenvolvimento de economias emergentes, dentre elas a China, a Índia e o Brasil.

Percebendo a importância, do ponto de vista estratégico e econômico, da melhor associação possível entre fonte e reservatório, delimitou-se que as escolhas seriam realizadas obedecendo ao raio de 250 km de distância e um mínimo de emissão de 1 Mt CO₂ por ano.

Selecionadas as fontes estacionárias partiu-se para um detalhamento do processo produtivo de cada atividade, identificando em qual etapa seria realizada a captura do CO₂ para seu posterior armazenamento, tendo por objetivo um maior detalhamento da etapa de captura e refinamento dos cálculos para a realidade brasileira, considerando que através dos dados obtidos, esta etapa é a mais dispendiosa de recursos financeiros.

O principal obstáculo para a implementação de CCS no Brasil é o custo, principalmente na etapa de captura, sendo esta com elevado consumo de energia e fluxo contínuo de separação dos gases de exaustão por Aminas até a obtenção do CO₂ de elevada pureza. Contudo, os avanços tecnológicos e o crescimento do nível de conhecimento em novas tecnologias, irão provavelmente reduzir estes custos e contribuir para a viabilização econômica de projetos de CCS no Brasil.

Na simulação dos projetos de CCS, em suas três modalidades, foi considerado que todos seriam passíveis de obtenção de créditos de carbono, fator calculado através da subtração entre o que seria injetado no reservatório e a quantidade de CO₂ gerada na etapa de captura do CO₂. A obtenção destes créditos compôs as receitas das atividades. No caso dos projetos de EOR e ECBM, os altos custos podem ser minimizados combinando-se armazenamento geológico de CO₂ com obtenção de créditos de carbono, com recuperação avançada de óleo e gás metano, devido às receitas a serem obtidas pela recuperação destes produtos.

O modelo de verificação de viabilidade ou inviabilidade econômica desenvolvido para simulação de implantação de projetos de CCS no Brasil mostra que com a tecnologia atual, a utilização dos parâmetros máximos para os valores que compõem a captura, valores do crédito de carbono, barril de petróleo e metro cúbico de metano vigente no mercado, os projetos são economicamente inviáveis.

Com os resultados obtidos, partiu-se para a verificação dos mesmos, considerando variação de tecnologia no longo prazo e redução no custo despendido com energia, todavia, não houve indicadores positivos, ou seja, os projetos continuam sendo economicamente inviáveis.

Buscando encontrar os cenários em que os projetos seriam atrativos de execução, sob o prisma financeiro, foram propostos 04 cenários, além do Cenário

01, tomado como base. Para todos os cenários foram aplicadas variações tecnológicas, a saber, cenários para Curto e Longo prazo. Dentre todos estes projetos simulados, somente no cenário 5, de Longo Prazo, as modalidades propostas para os projetos, de forma conjunta, seriam economicamente viáveis.

Outra análise realizada, fora do escopo principal do projeto, foi a verificação de resultados caso fossem utilizados nos cálculos os parâmetros mínimos de custos na etapa de captura, aliada à redução do custo de energia, pois acreditava-se na possibilidade da viabilidade econômica de todos os projetos propostos em um cenário de Curto Prazo. No entanto, mesmo com todas estas alterações, até mesmo o projeto de ECBM, que conta com receitas extras pela venda de metano no processo, apresentou resultados que o classificam como economicamente inviável. Dentre os projetos simulados o que se destacou pela economicidade foi o de EOR, dada a recuperação de óleo e receitas advindas desta; ele foi o único que apresentou viabilidade econômica no Curto Prazo e, mesmo assim, somente no cenário 05.

Como pressuposto, a efetiva utilização da tecnologia de CCS no combate ao aquecimento global, via redução de CO₂ liberado na atmosfera, somente seria economicamente viável adotando os custos de uma tecnologia mais eficiente no longo prazo, obtenção dos valores do crédito de carbono, barril do petróleo e metro cúbico do gás aos patamares máximos de preços de venda já verificados na última década. Além disto, estes custos devem atrelar-se às isenções tributárias e fiscais por parte do Governo, inserido numa política ambiental efetiva, cenário este com pouca probabilidade de acontecimento.

Todavia, a urgência de novas tecnologias que contribuam para a redução de emissões de GEE para a atmosfera vem contribuindo para o aumento do nível de pesquisa nesta área, o que permitirá avanços tecnológicos com redução de custos.

Além disso, novos mecanismos de mercado devem ser criados, buscando viabilizar a adoção de tecnologias ambientais, dentre elas poderia se destacar a taxa sobre emissão, as quais acarretariam em custos adicionais dos processos produtivos tradicionais, e este custo de oportunidade seria contabilizado e talvez permitisse a viabilidade econômica dos projetos de CCS.