



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

CAPTURA E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO (CCGS) COMO PROJETO DE MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL) APLICADO À BACIA DE CAMPOS

Felipe Sant'Anna Dias

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora: Cláudia do R. Vaz Morgado

Co-orientador: Estevão Freire

Rio de Janeiro

Abril de 2013

CAPTURA E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO
(CCGS) COMO PROJETO DE MECANISMO DE
DESENVOLVIMENTO LIMPO (MDL) APLICADO À BACIA DE
CAMPOS

Felipe Sant'Anna Dias

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Aprovado por:

Prof.^a: Cláudia do R. Vaz Morgado, D.Sc.

Prof.: Estevão Freire, D.Sc.

Prof.: Victor Paulo Peçanha Esteves, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ

ABRIL DE 2013

Dias, Felipe S.

Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de Campos / Felipe Sant'Anna Dias – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

XIII, 102 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Cláudia do R. Vaz Morgado

Co-orientador: Estevão Freire

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica/Curso de Engenharia Ambiental, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 99-102.

1. MDL. 2. Captura de carbono 3. Armazenamento geológico 4. SIG 5. Recuperação avançada de petróleo
I. Morgado, Cláudia Vaz. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental.
III. Título.



Agradecimento à ANP/FINEP/MCT

Este trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, e da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP e do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

Gostaria de agradecer ao Programa de Recursos Humanos da ANP, em especial ao PRH-41, que teve o objetivo de propiciar uma formação complementar em Engenharia Ambiental na Indústria do Petróleo, Gás, e Biocombustíveis na área de **Ecologia Industrial**.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado a Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de Campos

Felipe Sant'Anna Dias

Abril de 2013

Orientadora: Cláudia do R. Vaz Morgado

Co-orientador: Estevão Freire

Curso: Engenharia Ambiental

A captura e armazenamento geológico de carbono (CCGS) é um meio eficiente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Com a inclusão do CCGS 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 trabalho 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 e CSN, até os reservatórios de Marlim e Barracuda na Bacia de Campos, onde o CO₂ será armazenado. Todo esse projeto foi elaborado através de um software de Sistema de Informação Geográfica (SIG), o ArcGIS. Esse trabalho se propõe 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 receitas originadas da produção avançada de petróleo e da venda de RCEs, caso o mesmo seja passível de ser emitido.

Palavras-chave: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Captura de carbono, Armazenamento geológico, SIG, Recuperação avançada de petróleo.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de Campos

Felipe Sant'Anna Dias

Abril de 2013

Advisor: Cláudia do R. Vaz Morgado

Co-advisor: Estevão Freire

Course: Environmental Engineering

The carbon capture and geological storage technology (CCGS) is an efficient way of reducing emissions of greenhouse gases. With the inclusion of CCGS as Clean Development Mechanism (CDM) project activity, companies will invest more on CCGS projects due to the possibility of generating Certificated Emission Reduction (CER), which represents a great advantage to the image of the company.

This work presets a case study with all steps of a large scale CCGS project, since the sources of CO₂ captured emissions, CSA and CSN, to the Marlim and Barracuda reservoir, in Campos Basin, where the CO₂ will remain storage. The whole project was designed thought ArcGIS, a Geographic Information System (GIS) software. This project also study the economic feasibility of a CCGS project as a CDM activity, applied to the Campos Basin in Brazil, considering all annual costs related to capture, transport and storage and the revenue originated from the sale of CERs, if it can be emitted, and the extra oil that only could be produced through enhanced oil recovery (EOR).

Keywords: Clean Development Mechanism, Carbon Capture, Geological Storage, GIS, Enhanced Oil Recovery

Dedicatória

Dedico esse trabalho à minha família, que sempre me apoiou e me deu suporte em todas as etapas da minha educação, à Renée, por ter sido paciente e complacente durante o tempo que eu me dediquei a esse trabalho e a todos meus amigos da universidade, especialmente o Marcel, a Lília, a Livia e o João Pedro.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Objetivos.....	2
3. Metodologia.....	2
4. Revisão Bibliográfica de CCGS e SIG.....	4
4.1. Captura	4
4.2. Transporte.....	11
4.3. Armazenamento.....	13
4.4. Sistemas de Informação Geográfica	18
5. Descrição do Projeto.....	19
5.1. Captura	19
5.2. Transporte.....	32
5.3. Injeção.....	46
6. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	74
6.1. Introdução	74
6.2. Conceitos do MDL	75
6.3. Etapas do MDL	77
7. Aplicação do projeto de CCGS como MDL	79
7.1. Abordagem sem Emissões do EOR.....	80
7.2. Abordagem com Emissões do EOR.....	85
8. Resultados.....	87
8.1. Captura	87
8.2. Transporte.....	88
8.3. Injeção.....	89
8.4. Produção Extra de Petróleo	93
8.5. MDL.....	94

8.6. Discussões dos Resultados	94
9. Conclusão.....	98
10. Referências Bibliográficas.....	99

Lista de Figuras

Figura 1 - Processos e sistemas de captura de CO ₂	5
Figura 2 - Esquema de separação utilizando solventes/sorventes	8
Figura 3 - Esquema de separação por membranas	10
Figura 4 - Separação por destilação criogênica	11
Figura 5 – Duto montado no Alasca.....	12
Figura 6 - Navio tanque de Gás natural liquefeito, utilizável para CO ₂	13
Figura 7 - Tipos de armazenamento de Carbono	14
Figura 8 - Recuperação avançada de óleo	17
Figura 9 - Esquema de um alto-forno siderúrgico	22
Figura 10 - Foto do Alto Forno nº 3 da CSN	22
Figura 11 - Foto de uma aciaria da CSN	23
Figura 12 - Etapa final da laminação na COSIPA.....	23
Figura 13 - Foto da CSN	27
Figura 14 - Foto das instalações da CSA	28
Figura 15 - Mapa com a localização das fontes de Captura - CSN e CSA.....	30
Figura 16 - Exemplo de uma área com dutos enterrados.	33
Figura 17 - Extensão total da etapa de transporte do projeto	35
Figura 18 - Traçado dos carbodutos iniciais	36
Figura 19 - Carbodutos <i>offshore</i>	37
Figura 20 - Foto do Terminal de Cabiúnas	38
Figura 21 - Gráfico da densidade do CO ₂ em função da pressão e da temperatura... 41	
Figura 22 - Gráfico do custo de capital por diâmetro do carboduto	43
Figura 23 - Gráfico do custo de operação dos carbodutos, em condições normais, em 250 km	45
Figura 24 - Localização dos campos de Marlim e Barracuda na Bacia de Campos ...	48

Figura 25 - Gráfico da produção histórica do campo de Marlim	51
Figura 26 - Gráfico da produção histórica do campo de Barracuda.....	53
Figura 27 - Gráfico do decaimento da pressão do reservatório em função da produção acumula de óleo	53
Figura 28 – Variação da viscosidade em função da temperatura e pressão	56
Figura 29 - Gráfico da densidade do CO ₂ em função da pressão e da temperatura..	61
Figura 30 - Mapa com os carodutos <i>offshore</i> e poços injetores de CO ₂	66
Figura 31 - Mapa com os carodutos, os poços injetores e os carodutos auxiliares	69
Figura 32 - Gráfico apresentando a Redução de Emissões.....	76
Figura 33 - Gráfico da divisão percentual dos investimentos iniciais do projeto	95
Figura 34 - Gráfico da divisão percentual dos custos anuais de operação e manutenção do projeto.....	95
Figura 35 - Resumo dos custos e receitas do projeto sem a emissão e venda de RCEs	96
Figura 36 - Resumo dos custos e receitas do projeto com a emissão e venda de RCEs	97

Lista de Quadros

Quadro 1 - Solventes químicos, físicos e físicoquímicos	8
Quadro 2 - Relação da quantidade de CO ₂ transportado em cada trecho de caroduto	39
Quadro 3 - Produção Histórica do campo de Marlim.....	50
Quadro 4 - Produção histórica do campo de Barracuda	52
Quadro 5 - Relação dos poços injetores.....	67
Quadro 6 - Resultado dos custos da etapa de captura	87
Quadro 7 –Resultado dos custos da etapa de transporte	88
Quadro 8 - Resultados dos custos dos poços injetores	89
Quadro 9 - Resultados dos custos dos carodutos auxiliares	90
Quadro 10 - Resultado dos investimentos iniciais das plataformas.....	91
Quadro 11 - Resultados dos custos de operação e manutenção das plataformas	92
Quadro 12 - Resultados da produção extra de petróleo por EOR	93
Quadro 13 - Receitas e custos da produção extra de petróleo por EOR.....	93
Quadro 14 - Resumo dos custos de investimento inicial do projeto	94
Quadro 15 - Resumo dos custos de operação e manutenção do projeto.....	94

Lista de Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
CCGS	Carbon Capture and Geological Storage
CDP	Carbon Disclosure Project
CH ₄	Gás metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
CSA	Companhia Siderúrgica do Atlântico
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
EOR	Enhanced Oil Recovery
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading
FSO	Floating Storage and Offloading
GEE	Gases de Efeito Estufa
GIS	Geographic Information System
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
O ₂	Gás Oxigênio
OOIP	Óleo original in place
PLEM	Pipeline End Manifold
RAP	Recuperação avançada de Petróleo
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
SIG	Sistema de informações Geográficas
TGRBF	Top Gas Recycling Blast Furnace
VOIP	Volume recuperável de óleo em condições padrões

1. Introdução

A mitigação das mudanças climáticas é considerado um grande desafio para a humanidade. Fornecer todos os materiais e energia que a civilização necessita para seu próprio crescimento, de forma completamente sustentável é ainda um cenário irreal. O que se vê, na verdade, é um crescimento cada vez maior da demanda energética, que acaba por intensificar as emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A emissão de gases como o dióxido de carbono (CO_2), o óxido nitroso (N_2O) e o metano (CH_4) contribuem para o aumento do efeito estufa e, conseqüentemente, para o aumento das temperaturas médias da Terra causando o chamado aquecimento global, o precursor das alterações climáticas globais.

As usinas siderúrgicas são altamente carbono intensivas, ou seja, apresentam altos índices de emissão de gases do efeito estufa, principalmente o CO_2 . As duas maiores usinas siderúrgicas integradas do estado do Rio de Janeiro, a CSN e a CSA, apresentam um nível de emissão de CO_2 muito alto, somando mais de 20 milhões de toneladas de gás carbônico emitidos por ano. Logo, é extramente importante que essas emissões sejam mitigadas.

A Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (*Carbon Capture and Geolocial Storage* – CCGS) é uma importante tecnologia para reduzir a quantidade de GEE que é emitida. O CCGS implica capturar o CO_2 , o principal gás agravador do efeito estufa, produzido pela queima de hidrocarbonetos (como o gás natural, o óleo e o carvão) antes de entrar na atmosfera, armazenando em formações rochosas no solo onde permanecerá indefinidamente. O CCGS se destaca devido a sua eficiência em comparação com outras tecnologias de mitigação de emissões de GEE.

Ao mesmo tempo, diversos mecanismos internacionais de controle e mitigação de emissões tomaram forma, sendo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), criados dentro da estrutura do Protocolo de Quioto, um dos mais eficazes.

Um projeto de CCGS além de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) através do sequestro geológico de CO_2 , pode contribuir também para aumentar a produção de petróleo de um poço no processo de Recuperação Avançada de Petróleo, conhecido internacionalmente como EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Além de apresentar benefícios ambientais para as empresas, minimizando os impactos das emissões de GEE, e benefícios econômicos, através da EOR, o CCS também poderá gerar as Reduções Certificadas de Emissões (RCE) através do MDL, podendo essas

reduções certificadas serem comercializadas em mercados de carbono ou mantidas pelas empresas participantes do projeto.

Esse trabalho irá apresentar todas as informações vitais de um projeto em larga escala de CCGS, desde a quantidade de dióxido de carbono que será capturada até a quantidade que será armazenada. Toda a extensão do projeto, desde as fontes de captura até os poços de injeção, foram mapeados e demonstrados através do uso de um *software* de sistema de informação geográfica, o ArcGIS. Os mapas facilitam a compreensão do projeto, sendo vitais para a elaboração dos custos de todas as etapas.

A verificação da quantidade de Reduções Certificadas de Emissão do projeto irá validar a capacidade de mitigação das emissões do MDL.

2. Objetivos

O objetivo desse trabalho é estudar a viabilidade técnica e econômica de um projeto de grande escala de CCGS de ser aplicado como uma atividade de MDL, evidenciando, no intuito de comprovação de abatimento real das emissões, a quantidade de Reduções certificadas de Emissões (RCEs) que será gerada e os lucros provenientes da recuperação avançada de petróleo.

3. Metodologia

Para a elaboração de todas as etapas do projeto de CCGS, foi utilizado o *software* ArcGIS de Sistema de Informações Geográficas. Com ele foi possível detalhar todas as etapas intermitentes do projeto proposto, demonstrando graficamente a captura de CO₂ na CSN e CSA, o transporte até a bacia de campos e a injeção e armazenamento do gás nos reservatórios de Marlim e Barracuda. Após o projeto estar todo dimensionado e com suas emissões capturadas e armazenadas quantificadas, será possível calcular a quantidade real de emissões evitadas pelo projeto, utilizando a metodologia presente no escopo do MDL. Também foram calculados os custos do projeto.

Para tornar viável a elaboração de um escopo de um projeto de larga escala de CCGS foi necessário alinhar todas as informações coletadas em uma base de Sistema de

Informação Geográfica (SIG), simplificando a compreensão das etapas intermitentes do projeto. Sem essa ferramenta não seria possível demonstrar, com exatidão, a extensão do projeto, desde as fontes de captura até a o ponto final de injeção do carbono.

Utilizando os conceitos abordados na revisão bibliográfica, foi possível elaborar todo o projeto de CCGS. Primeiramente foi descrito o processo industrial das fontes emissoras, no intuito de identificar em quais unidades siderúrgicas ocorrerá à captura de CO₂ e demonstrar qual a tecnologia adotada para este fim. Através da quantificação da quantidade de dióxido de carbono que foi capturado, foi possível dimensionar o transporte do mesmo por carodutos, utilizando o ArcGIS para medir as distâncias e a demonstração gráfica do projeto. Na etapa de injeção e armazenamento, foram calculados diversos parâmetros referentes à quantidade recuperada de óleo, considerando certos fatores como a quantidade de CO₂ que retorna junto ao óleo, a injeção máxima de CO₂ por poço, a quantidade de poços necessários, a quantidade máxima de CO₂ que pode ser armazenada, a quantidade máxima de óleo que pode ser recuperado, a taxa de recuperação de óleo, entre outros.

Os cálculos de custo de instalação e operação e manutenção de todas as etapas foram elaborados a partir de metodologias de cálculo presentes ou adaptadas da literatura. Os resultados obtidos por esses cálculos serão fundamentais para demonstrar a viabilidade econômica do projeto. Os resultados foram demonstrados no capítulo oito desse trabalho.

A verificação da adicionalidade do projeto, ou seja, se o projeto é realmente capaz de mitigar emissões de gases de efeito estufa sob o escopo do MDL, foi demonstrada após o detalhamento de todos os dados do projeto. Foram realizadas duas abordagens para a quantificação das reduções nas emissões de GEE, uma com as emissões provenientes da queima do óleo produzido em virtude da injeção de CO₂ e a outra desconsiderando essas emissões.

Os resultados foram demonstrados e discutidos, considerando a quantidade que seria gerada de RCEs, caso o projeto seja passível de validação pelo MDL.

4. Revisão Bibliográfica de CCGS e SIG

A Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) consiste num processo de separação e captura do CO₂ de processos industriais e processos relacionados à geração de energia, através da queima de hidrocarbonetos, seguido de transporte para um local propício de armazenamento seguro, de modo que o dióxido de carbono permaneça preso durante um período indefinido de tempo.

As etapas do CCGS são:

- Captura,
- Transporte
- Armazenamento Geológico

4.1. Captura

O propósito da captura de CO₂ é produzir um fluxo concentrado de dióxido de carbono em alta pressão que possa ser transportado até o local de armazenamento. Apesar de todo o gás exausto da planta industrial, contendo uma pequena fração de CO₂, poder ser transportado e injetado no subsolo, os custos de energia e outros custos associados tornam essa abordagem impraticável. Portanto, é necessário produzir um exausto puro em CO₂ para o transporte e armazenamento.

Diversas aplicações de separação de gases são aplicadas em grandes plantas industriais, incluindo plantas de tratamento de gases e unidades produtoras de amônia. Hoje em dia, o CO₂ é removido para purificar outros gases industriais, e em poucos casos o dióxido de carbono é armazenado.

A tecnologia de captura de gás carbônico pode ser implantada em qualquer fonte estacionária geradora do gás, de preferência grandes usinas termoelétricas, siderúrgicas, refinarias, cimenteiras, indústrias químicas, plantas produtoras de amônia e fertilizantes, etc.

4.1.1. Rotas de Captura

Dependendo do processo industrial ou da usina de produção de energia onde será capturado o dióxido de carbono, será adotado uma das quatro rotas possíveis de captura.

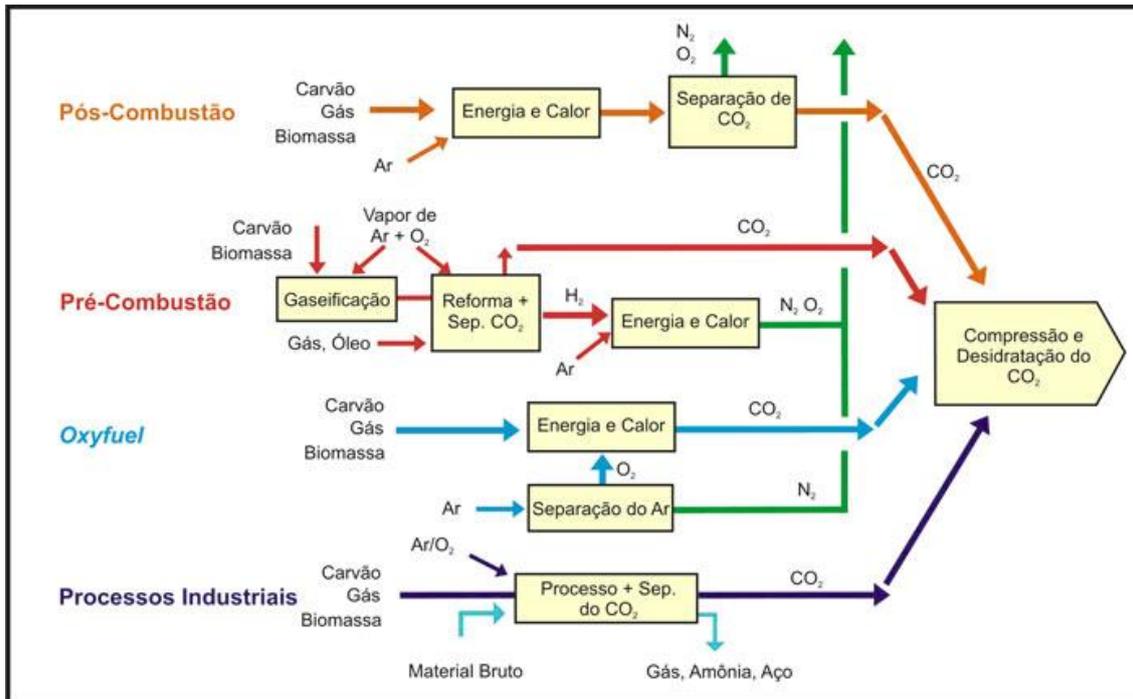


Figura 1 - Processos e sistemas de captura de CO₂

Fonte: adaptado de IPCC, 2005

4.1.1.1. Pós-Combustão

Os sistemas de pós-combustão separam o CO₂ do gás exausto produzido pela combustão do combustível primário com o ar. Normalmente, esse sistema utiliza solventes para capturar uma pequena fração de CO₂, entre 3% e 15% da concentração em volume no gás, o nitrogênio representa a maior concentração. Os solventes utilizados são os químicos à base de amina, pois estes são ideais para baixas concentrações de dióxido de carbono no exausto. Uma vantagem em relação à pós-combustão é que esta tecnologia pode ser aplicada na maioria das termelétricas convencionais, como usinas a gás e carvão. Porém, como o exausto proveniente dessas plantas de energia possui baixa concentração de CO₂, este possuirá baixa pressão, necessitando de grandes compressões para ser transportado e armazenado.

4.1.1.2. Pré-Combustão

A tecnologia de captura de pré-combustão é usada comercialmente em várias aplicações industriais, como a produção de hidrogênio. Um sistema de pré-combustão processa o combustível primário em um reator com vapor e ar (ou oxigênio) para produzir uma mistura consistindo basicamente de monóxido de carbono (CO) e hidrogênio, chamado de gás de síntese. Mais hidrogênio, junto com gás carbônico (CO₂), é produzido através da reação do CO com o vapor em segundo reator (*shift*

reactor). A mistura resultante de hidrogênio e CO₂ (15 a 60% de CO₂) pode, então, ser separada em um fluxo de CO₂ e de H₂ (IPCC, 2005).

Apesar da conversão de combustível inicial ser complexa, com altos custos associados, as altas concentrações e pressões do CO₂ favorece sua separação do restante do gás. Os processos mais comuns para separação são absorção química e/ou física utilizando solventes químicos e físicos, membranas poliméricas, looping químico e a separação em plantas de energia com sistema integrado de gaseificação com ciclo combinado (IGCC).

4.1.1.3. Oxyfuel

Os sistemas de *Oxyfuel* utilizam o oxigênio, ao invés do ar, para realizar a etapa de combustão do combustível primário, produzindo um gás exausto que é basicamente vapor d'água e CO₂. Esse gás resultante possui altas concentrações de CO₂, o que permite processos de menores custos para separação do CO₂. O vapor d'água é removido através de um resfriamento e compressão do gás. Esse sistema exige um tratamento dos gases para remover poluentes do ar e gases que não se condensaram, como o nitrogênio.

Esse sistema requer a separação do oxigênio do ar, obtendo uma pureza acima de 95%. A destilação criogênica pode ser utilizada para separar o oxigênio do ar para. O processo necessita de grande quantidade de O₂, encarecendo todo o processo.

4.1.1.4. Processos Industriais

O dióxido de carbono tem sido capturado em processos industriais durante mais de 80 anos (IPCC, 2005), mas a maior parte do CO₂ que é capturado é, posteriormente, emitido para a atmosfera, porque não havia a necessidade ou incentivo de armazenar o gás.

A purificação do gás natural e a produção hidrogênio contendo gás de síntese para a fabricação de amônia, álcool e combustíveis líquidos sintéticos, são exemplos onde ocorre a captura de CO₂. Boa parte da tecnologia empregada nesses processos é similar à rota tecnológica de captura pré-combustão.

4.1.2. Tecnologias de Captura

Os sistemas de captura utilizam diversas tecnologias conhecidas de separação de gases, estando integradas com a rota de captura, descrita anteriormente. Serão descritos de forma breve as principais tecnologias de captura.

4.1.2.1. Absorção

A tecnologia de absorção é uma das mais utilizadas na indústria, principalmente quando a rota tecnológica adotada é a de pós-combustão. A absorção se divide em dois grupos distintos, a absorção física e a absorção química. A capacidade de absorção do solvente é proporcional à pressão parcial na unidade de absorção (Gupta, 2003).

A separação na absorção química é feita através do contato do gás com solventes químicos. Estes solventes são capazes de reagir com o gás exausto, absorvendo um componente específico do gás, no caso o CO₂, separando-o do resto do gás. Como a absorção química é geralmente aplicada na rota tecnológica de pós-combustão, o gás exausto precisa receber um pré-tratamento para remover particulados e outras impurezas antes de reagir com o solvente. O gás também é submetido a um processo de resfriamento. Depois de tratado e resfriado, o gás passa por uma unidade de absorção (torre de absorção) onde o mesmo entra em contato com o solvente. O composto, formado através de uma reação química entre o CO₂ e o solvente, é separado do resto do gás em uma torre diferenciada, onde o composto será submetido a um aumento de temperatura para reverter a absorção e liberar o CO₂. Após liberar o CO₂ o solvente será regenerado, permitindo novamente o seu uso no processo de captura. Depois da separação, o CO₂ é comprimido, para então ser transportado.

Um problema comum nesse processo é que grandes quantidades de solventes são necessárias para conseguir processar uma grande vazão de CO₂, o que se traduz em necessidade de grandes equipamentos com grandes gastos de energia e consequentemente altos custos. O gasto energético da absorção química para realizar a regeneração do solvente químico é grande e a eficiência é baixa. (Leal da Costa, 2009).

A absorção física é adequada para a remoção de CO₂ em altas pressões e concentrações no gás exausto porque os solventes físicos não possuem o mesmo poder de absorção dos solventes químicos. Em compensação, a captura por absorção

química necessita de menos energia no processo de separação do CO₂ do composto formado e de regeneração.

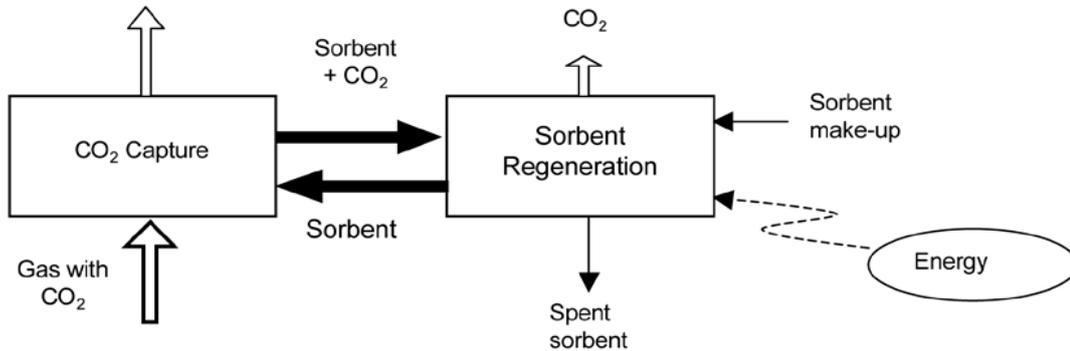


Figura 2 - Esquema de separação utilizando solventes/sorventes

Fonte: IPCC, 2005

O quadro abaixo apresenta os principais solventes químicos e físicos utilizado pela indústria.

Quadro 1 - Solventes químicos, físicos e fisicoquímicos

	Nome do solvente	Tipo de solvente	Condições de processo
Solventes Químicos	MEA	2,5n monoetanolamina e inibidores	40°C, pressões atmosféricas intermediárias
	Amine Guard	5n monoetanolamina e inibidores	40°C, pressões atmosféricas intermediárias
	Ecoamina	6n diclicolamina	80-120°C, 6.3 MPa
	ADIP	2-4n disopropanolamina 2n metildietanolamina	35-40°C, >0.1 MPa
	MDEA	2n metildietanolamina	
	Flexsorb	Amina impedida	
	KS-1, KS-2, KS-3		
	Benfield	Carbonato de potássio e catalisadores	70-120°C, 2.2-7 MPa
Solventes Físicos	Rectisol	Metanol	10/-70°C, >2 Mpa
	Purisol	n-2-metil-2-pirrolidona	-20/+40°C, >2 MPa
	Selexol	Éteres dimetílicos de polietilenoglicol	-40°C, 2-3 MPa

	Solvente de Fluor	Carbonato de propileno	Abaixo da temperatura ambiente, 3.1-6.9 Mpa
Solventes físicos/Químicos	Sulfinol-D, Sulfinol-M	Mistura de DIPA ou MDEA, água e tetrahidrotiofeno (DIPAM) ou dietilamina	>0.5 MPa
	Amisol	Mistura de Metanol e MEA, DEA, disopropanolamina ou dietilamina	5/40°C, >1 MPa

Fonte: Adaptado de IEA, 2008

4.1.2.2. Adsorção

A adsorção utiliza materiais sólidos que através do contato da superfície destes com os gases realiza a separação. Em geral, os materiais adsorventes são o carvão ativado e as peneiras moleculares. Variáveis críticas para a adsorção são: temperatura, pressão, forças nas superfícies dos materiais, e o tamanho dos poros na superfície dos materiais. O processo é cíclico com as etapas de adsorção e regeneração. Quando o material adsorvente fica saturado, ele é regenerado, liberando o CO₂ (Gupta, 2003).

As diferentes tecnologias de adsorção se diferenciam entre si pelo modo como são regenerados os sólidos adsorventes, as tecnologias estão descritas a seguir (Gupta, 2003):

- *Pressure Swing Adsorption (PSA)* – o adsorvente é regenerado pela redução de pressão
- *Temperature Swing Adsorption (TSA)* - o adsorvente é regenerado pelo aumento da temperatura
- *Electrical Swing Adsorption (ESA)* – o adsorvente é regenerado através utilizando uma corrente elétrica de baixa voltagem que passa pelos sólidos.

4.1.2.3. Membrana

As membranas são materiais especialmente fabricados que permitem que gases específicos permeiem pela membrana. A seletividade da membrana para diferentes gases está intimamente relacionada com a natureza do material da membrana, entretanto, o fluxo de gás que atravessa a membrana é usualmente provocado pela diferença de pressão entre os dois lados da membrana. Portanto, recomenda-se que as membranas sejam aplicadas em exaustos com altas pressões.

Existem diversos tipos de matérias para membranas sintéticas, que são divididas em dois subgrupos: orgânicas (poliméricas) e inorgânicas. As membranas mais utilizadas para separação de CO₂ são as orgânicas poliméricas, porém as membranas inorgânicas cerâmicas e metálicas também são utilizadas.

A separação por membranas pode ser utilizada para separar hidrogênio de um gás combustível, CO₂ de processos e oxigênio do ar.

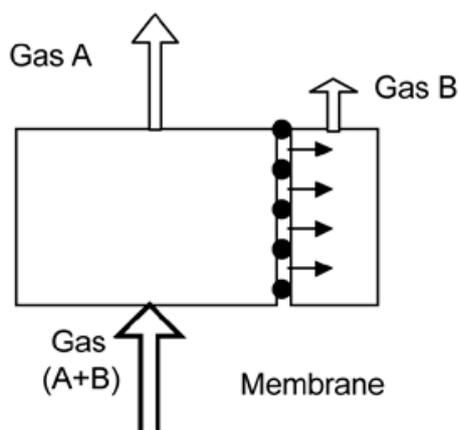


Figura 3 - Esquema de separação por membranas

Fonte: IPCC, 2005

4.1.2.4. Destilação Criogênica

Um gás pode se tornar líquido através de uma série de etapas de compressão, resfriamento e expansão. Uma vez na fase líquida, a separação dos componentes do gás ocorre em uma coluna de destilação. Quando os gases são resfriados a temperaturas abaixo de seus pontos de vaporização, condensam e se separam, pois cada um possui um ponto de vaporização específico (IEA, 2002).

Essa tecnologia é amplamente usada na indústria para a separação dos componentes do ar, visando retirar o oxigênio para realizar a combustão utilizando apenas o oxigênio. Esse método de separação também pode ser utilizado para separar o CO₂ de outros gases, principalmente quando o exausto contém uma alta pureza de CO₂. A maior desvantagem desse método de separação é a alta demanda energética necessária para as etapas de resfriamento e compressão.

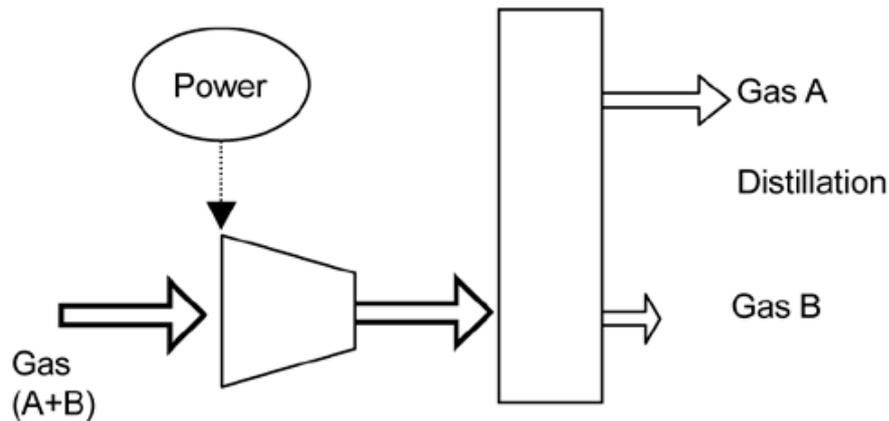


Figura 4 - Separação por destilação criogênica

Fonte: IPCC, 2005

4.2. Transporte

Após o dióxido de carbono ser capturado nas plantas e usinas indústrias, ele será necessário transportá-lo até o local designado para injeção e armazenamento, ao menos que o local de captura se situe bem acima do local a ser armazenado.

Basicamente, o CO₂ pode ser transportado em dois estados físicos, gás e líquido, e na maior parte das vezes, no estado supercrítico. Os meios de transporte são basicamente:

- Dutos específicos, chamados de Carbodutos ou até mesmo Gasodutos
- Navios

4.2.1. Carbodutos

O transporte de CO₂ por meio de carbodutos é o mais indicado para transportar grandes quantidades de CO₂, principalmente por razões econômicas (IPCC, 2005). Os carbodutos são similares aos gasodutos.

Existem aproximadamente 5.600 quilômetros de carbodutos que transportam CO₂ no mundo, com diâmetros que chegam até 0,762 metros (30 polegadas), que transportam mais de 50 milhões de toneladas por ano (Gale, 2002). Somente nos EUA, são mais de 2.500 quilômetros de carbodutos transportando 40 milhões de toneladas todo o ano, sendo a maior parte do CO₂ transportado em estado supercrítico. O maior carboduto do mundo também se encontra nos EUA, o *Cortez Pipeline* é capaz de

transportar 50 milhões de toneladas de CO₂ por um trecho de 800 km por ano (IPCC, 2005).

A maior parte dos carbidutos utiliza compressores à montante, presentes na unidade de captura da usina, para que o CO₂ tenha a pressão necessária para ser deslocado. Porém, algumas distâncias são tão grandes que necessitam de recompressores intermediários chamados de *booster station*.

O produto a ser transportado tem de ter no mínimo 95% de dióxido de carbono em sua composição. Para realizar o transporte O CO₂ é desidratado para reduzir os efeitos de corrosão. Os dutos são feitos de aço, que não são corroídos pelo dióxido de carbono seco. Para trechos onde o gás ainda não foi desidratado são instalados ligas resistentes à corrosão (IPCC, 2005).

Em relação aos riscos, o CO₂ não oferece perigos de explosão ou incêndio, mas se ocorrer vazamentos haverá riscos potenciais a saúde, dependendo da concentração do vazamento. A presença de impurezas como o dióxido de enxofre (SO₂) e o sulfeto de hidrogênio (H₂S) aumentam os riscos associados de vazamentos dos dutos em casos de corrosão, dano ou falhas de válvulas ou junções.

Os detalhes de projetos de carbidutos serão vistos no capítulo descritivo do projeto.



Figura 5 – Duto montado no Alasca

Fonte: commons.wikimedia.org

4.2.2. Navios

As propriedades físico-químicas do dióxido de carbono permitem que o mesmo possa também ser transportado em navios semi-refrigerados (-50°C e 7 bares de pressão) ou em navios transportadores de gás natural comprimido. Atualmente, a engenharia está focando em construir navios capazes de carregar entre 10.000 e 50.000 toneladas de gás.

O transporte de CO₂ por navios oferece flexibilidade, permitindo a coleta de pequenas e médias fontes do gás, o que acaba reduzindo os custos capitais de infraestrutura. Entretanto o navio não é economicamente e tecnicamente viável para transportar grandes quantidades de CO₂.



Figura 6 - Navio tanque de Gás natural liquefeito, utilizável para CO₂

Fonte: www.globalsecurity.org

4.3. Armazenamento

A última etapa do CCGS é a injeção do dióxido de carbono em uma formação geológica adequada para armazenar todo o carbono. São três tipos de formações geológicas ideais para o armazenamento: reservatórios de óleo ou gás (maduros ou depletados), aquíferos salinos e camadas de carvão, cada um pode apresentar diferentes tipos de mecanismos de trapeamento. Caso o local de armazenamento seja cuidadosamente estudado, considera-se que 99% ou mais do dióxido de carbono injetado permanecerá retido por 1000 anos (IPCC, 2005).

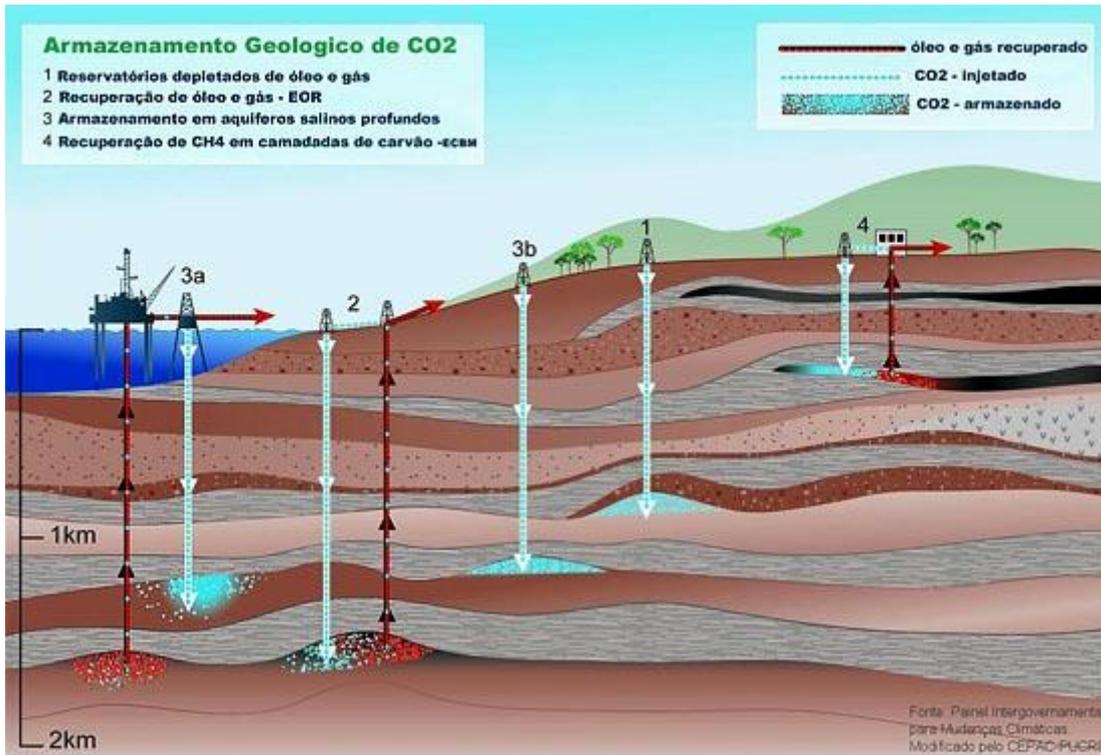


Figura 7 - Tipos de armazenamento de Carbono

Fonte: <http://www.pucrs.br/cepac>

4.3.1. Mecanismos de Armazenamento de CO₂ em formações geológicas

A eficiência do armazenamento geológico de carbono depende das combinações dos mecanismos das armadilhas físicas e geoquímicas. Os melhores locais para se armazenar o CO₂ são aqueles que apresentam rochas selantes de baixa permeabilidade ou locais onde o CO₂ se dissolve na rocha ou que seja absorvido por microporos. A seguir serão descritos os mecanismos.

4.3.1.1. Trapeamento físico: Estrutural e Estratigráfica

O trapeamento físico de CO₂ em rochas selantes de baixa permeabilidade é o principal meio de armazenamento de carbono utilizado. Bacias sedimentares possuem armadilhas ou estruturas bem fechadas, com barreiras de rochas com permeabilidades mínimas, sendo ocupadas por óleo, gás ou água salgada. Armadilhas estruturais incluem as rochas dobradas ou fraturadas. As armadilhas estratigráficas são formadas pela mudança no tipo de rocha causada pela variação na solidificação onde houve deposição de rocha. Ambos tipos de armadilhas são eficientes no armazenamento de CO₂.

4.3.1.2. Trapeamento físico: Hidrodinâmica

O trapeamento hidrodinâmico pode ocorrer em formações salinas (aquíferos) que não apresentam armadilhas fechadas, em que os fluidos migram com baixa velocidade, mas atingem longas distâncias. Ao ser injetado, o CO₂ tende a deslocar parte da água presente na formação, porém por ser menos denso, o CO₂ tende a permanecer no topo do reservatório. Em longo prazo, o CO₂ é dissolvido passando a migrar com a água subterrânea na qual foi dissolvido, podendo alcançar centenas de quilômetros.

4.3.1.3. Trapeamento geoquímico

O Trapeamento geoquímico consiste em processos em que ocorre a reação do o CO₂ injetado com a água na formação e com a rocha. O CO₂ ao ser dissolvido na água e ao reagir com a rocha, provocará um aumento do pH. A vantagem do CO₂ estar dissolvido é a eliminação de duas fases no reservatório, eliminando as forças flutuantes que provocava um deslocamento ascendente. Alguma fração do CO₂ se dissolve na rocha formando minerais carbonatos, que é considerado o armazenamento geológico mais permanente (IPCC, 2005).

4.3.2. Reservatórios depletados de óleo e gás:

Os reservatórios de óleo e gás depletados são uma das opções mais favoráveis para se injetar o CO₂, pois já possuem trapas geológicas naturais, realizando o trapeamento físico estrutural e por isso são mais seguros para o armazenamento. Outra vantagem é que esses reservatórios já são bastante conhecidos e estudados devido à exploração para produção de óleo e gás, além de utilizarem modelos para simular e prever possíveis movimentações do petróleo ou do gás presentes no reservatório, facilitando o monitoramento do dióxido de carbono armazenado.

Os reservatórios depletados não sofreram alterações prejudiciais caso seja injetado uma quantidade adequada de CO₂ no mesmo, já que sua capacidade de armazenamento está diretamente relacionada às pressões não excedentes que podem eventualmente danificar as rochas selo do reservatório.

4.3.3. Recuperação Avançada de Petróleo (RAP/EOR)

A recuperação Avançada de Petróleo (RAP), *Enhanced Oil Recovery* (EOR) em inglês, oferece um importante ganho econômico na injeção de carbono em reservatórios que ainda contém óleo, recuperando o capital investido para a realização do CCGS.

Em um primeiro momento podem ser extraídos 5-40% do óleo total presente no reservatório, utilizando métodos convencionais primários de produção. Num segundo momento, com a injeção de água podem ser produzidos 10-20% do óleo original inicial presente no reservatório (IPCC, 2005). Porém, os reservatórios maduros ainda possuem quantidades razoáveis de óleo, o que permite que métodos de recuperação terciária ou avançada, como a injeção de CO₂, sejam bastante efetivos na produção de hidrocarbonetos. Essa recuperação pode chegar a uma faixa de 7-23 % do óleo total inicial no reservatório. Essa porcentagem varia de um campo para outro em função das características particulares de cada campo.

Comparando-se com outros métodos de recuperação terciária, a injeção de CO₂, em estado supercrítico, tem um enorme potencial de entrar em zonas que não foram previamente invadidas pela água e então desprender o óleo preso, que não seria extraído em outra forma.

O tipo de mecanismo de deslocamento de óleo devido à injeção de CO₂ vai depender do comportamento da fase do CO₂, das características de pressão do reservatório e das propriedades do óleo, como a viscosidade e densidade. Esses mecanismos variam entre o inchaço e a redução da viscosidade do óleo de acordo com a injeção de fluidos imiscíveis ou miscíveis.

Os deslocamentos imiscíveis ocorrem em reservatórios com uma baixa pressão e uma alta densidade do petróleo. O CO₂ não se mistura com o óleo, mas causa um inchaço no mesmo, reduzindo sua densidade e melhorando sua mobilidade, o que acaba por aumentar a produção de óleo. Em geral o CO₂ e o óleo pesado formam duas fases distintas de fluidos, mantendo uma interface de separação durante todo o processo. A capacidade de recuperação de óleo original nesse mecanismo é maior que no mecanismo miscível.

Os deslocamentos miscíveis ocorrem em reservatórios com altas pressões, ou seja, reservatórios profundos, com óleos não muito densos. Nessas condições, o CO₂ se mistura completamente com o petróleo dentro do reservatório, formando um fluido de baixa viscosidade que pode ser facilmente deslocado e produzido. A maior desvantagem desse mecanismo é a necessidade de se retirar o CO₂ dissolvido no petróleo após este ser produzido. Em geral, entre 50% e 67% do CO₂ retorna com o óleo, após o CO₂ ser retirado ele é novamente injetado no reservatório (IPCC, 2005).

Para garantir as condições ideais de armazenamento, o CO₂ precisa ser injetado no estado supercrítico, com pressões e temperaturas próximas a pressão do reservatório.

Além disso, a rocha no ponto de injeção deve ser porosa e permeável para que o CO₂ penetre com facilidade. Conforme este se afaste do ponto de injeção não deverá haver porosidade e permeabilidade acentuadas no reservatório, permitindo assim, um armazenamento seguro.

O CO₂ também pode ser utilizado para a recuperação de gás natural em reservatórios. Mesmo sendo possível produzir, num primeiro momento, 95% do gás presente no reservatório, o CO₂ pode ser injetado no reservatório e promover a repressurização do mesmo e com isso extrair mais gás (IPCC, 2005).

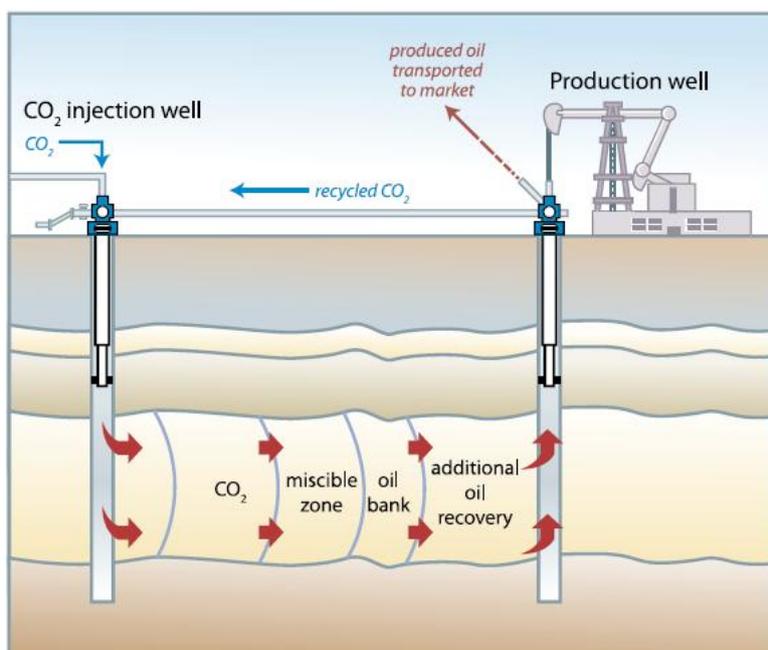


Figura 8 - Recuperação avançada de óleo

Fonte: IPCC, 2005

4.3.4. Aquíferos Salinos

Os aquíferos salinos são rochas sedimentares profundas saturadas de água com alta concentração de sais dissolvidos e salmouras. Essas formações apresentam enormes quantidades de água, porém, não são adequadas para agricultura e nem para o consumo humano (IPCC, 2005).

O sequestro geológico em aquíferos salinos profundos apresenta uma enorme vantagem, que é a alta quantidade dos mesmos ao redor do planeta. No reservatório, o CO₂ sobe para o topo do reservatório aderindo à superfície do mesmo e/ou se dissolvendo na água. Devido à solubilidade do CO₂ em água, como dito anteriormente, uma parte do CO₂ injetado se dissolve no meio e outra parte reage com os minerais presentes no reservatório. Formam-se, então, compostos sólidos estáveis como os

carbonatos que se depositam no fundo, armazenando permanentemente o dióxido de carbono (carbonatação mineral).

4.3.5. Camadas de Carvão

As camadas de carvão são outra opção para o armazenamento geológico de carbono, que também apresentam benefícios econômicos devido a produção extra de metano. O carvão tem a capacidade de adsorver muitos gases, este chega a ter cerca de 25 metros cúbicos de metano por tonelada de carvão (IPCC, 2005). O carvão tem maior afinidade com CO₂ do que com metano e, portanto, este será adsorvido no carvão, despreendendo o gás metano. Ao injetar o CO₂, este permeará pela matriz do carvão sendo adsorvido nos microporos liberando o metano, possibilitando a recuperação de até 90% do metano presente na formação geológica. Já os métodos convencionais de recuperação de metano que utilizam a variação natural de pressão no reservatório recuperam cerca de 50% do metano adsorvido (IPCC, 2005).

A razão volumétrica de adsorção CO₂:CH₄ dependerá do tipo de carvão, o carvão mais maduro (antracito), a razão é mais baixa, já um carvão mais jovem (lignito) apresenta uma razão de adsorção mais alta, podendo chegar a 10:1 (IPCC, 2005).

As profundidades das camadas de carvão são, geralmente, entre 300 -1500 metros, assim as condições de pressão e temperatura garantem as reações de adsorção necessárias para que o CO₂ permaneça armazenado.

4.4. Sistemas de Informação Geográfica

Um Sistema de Informação Geográfica (SIG ou GIS - Geographic Information System) é um sistema de hardware, software, informação espacial e procedimentos computacionais que permite e facilita a análise, gestão ou representação do espaço e dos fenômenos que nele ocorrem. O SIG caracteriza-se por permitir ao utilizador, a realização de operações complexas de análises sobre dados espaciais.

Um sistema de informação geográfica pode manipular dados gráficos e não gráficos, permitindo a integração de informações geográficas para análise e consulta. Muitas bases de dados do SIG consistem de conjuntos de dados e informações que são agrupados em camadas temáticas distintas, que são armazenadas independentemente. Cada camada representa um determinado tipo de dado geográfico, permitindo-se trabalhar com elas de modo rápido e simples, concedendo ao usuário a possibilidade de relacionar a informação existente através da posição e topologia dos objetos.

Os mapas, que serão posteriormente demonstrados, foram elaborados através do software ArcGIS, considerado um dos melhores do mercado. O ArcGIS possui diversas funcionalidades úteis e uma grande base de dados e mapas base que auxiliam o usuário na elaboração e no manuseio de dados geográficos.

5. Descrição do Projeto

Esse capítulo abordará todas as etapas do projeto de CCGS elaborado para o estado do Rio de Janeiro, demonstrando todos os aspectos tecnológicos envolvidos nele. Em cada etapa serão apresentadas as metodologias de cálculo de custos de investimento e operação e manutenção. Os mapas elaborados no ArcGIS também serão apresentados nesse capítulo.

5.1. Captura

A primeira etapa de um projeto de CCGS é a captura do dióxido de carbono de unidades ou plantas industriais diversas. A quantidade de CO₂ emitido vai depender do tipo de indústria, do tamanho da planta industrial e da tecnologia envolvida na produção ou fabricação dos produtos e subprodutos.

Como este projeto busca avaliar as condições técnicas e econômicas de um projeto de CCGS de larga escala, foi imprescindível que se escolhesse grandes fontes emissoras do Estado do Rio de Janeiro, acarretando em grandes volumes capturados de CO₂.

A escolha de grandes complexos industriais 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 carbodutos (transporte do CO₂).

Após uma pesquisa detalhada dos grandes complexos indústrias do Rio de Janeiro, foram escolhidos dois complexos com grandes emissões anuais de gás carbônico:

- A usina siderúrgica Presidente Vargas da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), localizada no município de Volta Redonda
- A usina siderúrgica da ThyssenKrupp - Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA), localizada no bairro de Santa Cruz do município do Rio de Janeiro.

Todos os dados de emissão de gás carbônico dessas duas siderúrgicas foram obtidos ou calculados a partir de dados públicos disponíveis em relatórios ou inventários corporativos de emissão de gases de efeito estufa. É a partir desses valores que será calculado a quantidade capturada de gás carbônico.

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 quantidade de CO₂ presente no gás exausto.

Serão descritos, a seguir, as formas de captura do dióxido de carbono em siderúrgicas, o cálculo das emissões de gás carbônico, o cálculo das emissões capturadas, os custos de instalação e operação dessas fontes de CO₂ escolhidas.

5.1.1. Captura em Siderúrgicas

5.1.1.1. Descrição do Processo Siderúrgico

A indústria siderúrgica é responsável por produzir aço, que é uma matéria-prima primordial para uma enorme gama de indústrias. O aço é produzido, basicamente, a partir de minério de ferro, carvão e cal.

Basicamente, o aço é uma liga de ferro e carbono, o que o torna dotado de propriedades como resistência ao desgaste, ao impacto, à corrosão, etc. Por causa dessas propriedades e do seu baixo custo o aço passou a representar cerca de 90% de todos os metais consumidos pela civilização industrial. Sua invenção ocorreu durante a Revolução Industrial.

O ferro é encontrado em toda crosta terrestre, fortemente associado ao oxigênio e à sílica. O minério de ferro é um óxido de ferro, misturado com areia fina. O carbono é também relativamente abundante na natureza e pode ser encontrado sob diversas formas. Na siderurgia, usa-se basicamente o carvão mineral.

O carvão exerce duplo papel na fabricação do aço. Como combustível, permite alcançar altas temperaturas no alto-forno, (cerca de 1.500° Celsius) necessárias à fusão do minério. Como redutor, o carbono associa-se ao oxigênio que se desprende do minério com a alta temperatura, formando monóxido de carbono e dióxido de carbono, deixando livre o ferro, que também se associa ao carbono. O processo de remoção do oxigênio do ferro para ligar-se ao carbono chama-se redução e ocorre dentro do alto-forno.

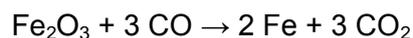
A fabricação do aço pode ser dividida em quatro etapas: preparação da carga, redução, refino e laminação.

Preparação da Carga

Antes de serem levados ao alto-forno, o minério de ferro e o carvão são previamente preparados para melhoria do rendimento e economia do processo. Grande parte do minério de ferro (finos) é aglomerada utilizando-se cal e finos de coque. O produto resultante é chamado de sinter. O carvão é transformado em coque, na etapa de coqueificação. Dependendo do tipo de forno de coque, pode-se ainda obter alguns subprodutos, como o alcatrão.

Redução

No processo de redução, as matérias-primas são carregadas por cima no alto-forno e o ar, aquecido a uma temperatura de 1000°C, é soprado pela parte de baixo do alto-forno. O oxigênio, que corresponde a 21% do ar, queima o carbono do coque, gerando CO₂. O CO₂ reagirá com mais carbono gerando o monóxido de carbono (CO). O CO é um gás redutor que irá reagir com o oxigênio presente no minério de ferro, gerando novamente o CO₂. A equação abaixo representa o processo de redução do minério de ferro:



Em razão das altas temperaturas, o ferro reduzido se liquefaz, sendo chamado de ferro-gusa. O ferro-gusa é uma liga de ferro com um teor de carbono muito elevado.

A escória, que é oriunda das impurezas que estão presentes na carga, tais como os óxidos de silício (SiO₂), óxido de alumínio (Al₂O₃), óxido de cálcio (CaO) e óxido de magnésio (MgO), são derretidas na região inferior do alto forno e segregadas do produto metálico. A escória é uma das matérias-primas para a fabricação de cimento.

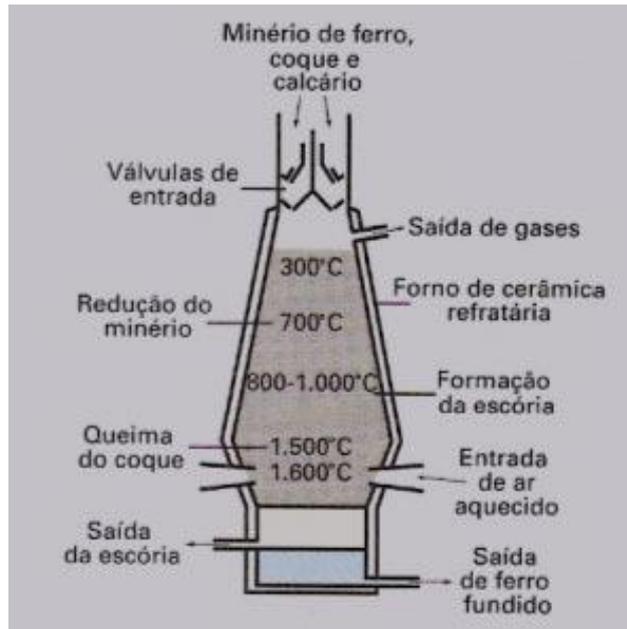


Figura 9 - Esquema de um alto-forno siderúrgico

Fonte: Canto, 1996



Figura 10 - Foto do Alto Forno nº 3 da CSN

Fonte: www.alufer.com.br

Refino

A etapa seguinte do processo é o refino. O ferro-gusa, ainda em estado líquido, é levado para a aciaria, que são fornos a oxigênio ou elétricos, para ser transformado em aço, mediante queima de impurezas e adições. Aciarias podem transformar o ferro gusa líquido ou sólido, ou a sucata de ferro e aço em aço líquido. Nessa etapa, parte

do carbono contido no gusa é removido juntamente com as impurezas. A maior parte do aço líquido é solidificada em equipamentos de lingotamento contínuo para produzir semi-acabados, lingotes e blocos.



Figura 11 - Foto de uma aciaria da CSN

Fonte: <http://gabrielborgesfotografia.blogspot.com.br/2011/03/csn.html>

Laminação

Finalmente, a terceira fase do processo de fabricação do aço é a laminação. O aço, em processo de solidificação (semi-acabados, lingotes e blocos), é deformado mecanicamente por laminadores e transformado em produtos siderúrgicos, utilizados pela indústria de transformação, como chapas grossas e finas, bobinas, vergalhões, arames, perfilados, barras, etc.



Figura 12 - Etapa final da laminação na COSIPA

Fonte: http://www.civil.ita.br/fotos/?dir=.%2Fvisitas%2FCosipa_2006%2F

5.1.1.2. Classificação das Usinas

As usinas de aço do mundo inteiro classificam-se segundo o seu processo produtivo:

- **Integradas** – operam as três fases básicas: redução, refino e laminação; participam de todo o processo produtivo e produzem aço.
- **Semi-integradas** - operam duas fases: refino e laminação. Estas usinas partem de ferro gusa, ferro esponja ou sucata metálica, adquiridas de terceiros para transformá-los em aço em aciarias elétricas e sua posterior laminação.

Além disso, em função dos produtos que preponderam em suas linhas de produção, as usinas também podem ser assim classificadas:

- De semi-acabados (placas, blocos e tarugos)
- De planos aços carbono (chapas e bobinas)
- De planos aços especiais / ligados (chapas e bobinas)
- De longos aços carbono (barras, perfis, fio máquina, vergalhões, arames e tubos sem costura)
- De longos aços especiais / ligados (barras, fio-máquina, arames e tubos sem costura)

Existem ainda unidades produtoras chamadas de não integradas, que operam apenas uma fase do processo: processamento (laminação ou trefilas) ou redução.

- **Laminação** - Estão os relaminadores, geralmente de placas e tarugos, adquiridos de usinas integradas ou semi-integradas e os que relaminam material sucitado. No mercado produtor operam ainda unidades de pequeno porte que se dedicam exclusivamente a produzir aço para fundições.
- **Trefilação** - São as trefilarias, unidades que dispõem apenas de trefilas, em que produtores de arames e barras utilizam o fio-máquina como matéria prima.
- **Redução** - São os produtores de ferro gusa, os chamados guseiros, que têm como característica comum o emprego de carvão vegetal em altos fornos para redução do minério, mas que se trata de atividade industrial distinta.

5.1.1.3. Emissões da Indústria Siderúrgica

A indústria siderúrgica é o setor de fabricação que mais consome energia no mundo, responsável por 10% a 15% do valor total consumido por indústrias. Em torno de 60% da produção de aço no mundo tem sua origem em usinas integradas, sendo que estas representam 80% das emissões de toda a indústria de aço (IEA, 2000). As emissões

associadas de gás carbônico foram estimadas em 1442 milhões de toneladas de CO₂ no ano de 1995. Ao todo são 269 siderúrgicas no mundo que emitem mais de 100 mil toneladas de CO₂ por ano, totalizando um total de 646 milhões de toneladas de gás carbônico emitidos. Portanto, as siderúrgicas podem ser consideradas como indústrias carbono intensivas.

São diversas unidades que emitem dióxido de carbono dentro de uma usina integrada, como a coqueria, a unidade de pelletização ou sinterização, o alto-forno, a aciaria e, para alguns casos, a termoelétrica. De todas essas unidades, a maior emissora é o alto-forno que corresponde por cerca de 70% das emissões de carbono de uma usina siderúrgica integrada (IPCC, 2005). Em geral, a emissão de CO₂ por tonelada de aço produzido é entre 1 e 1,5 tCO₂/t aço.

O gás exausto do alto-forno contém basicamente CO₂, CO e N₂ em sua composição. São 20% de CO₂ e 21% de CO em concentração de volume, o restante é basicamente nitrogênio. As pressões do exausto são entre 2 e 3 bares. Em muitas usinas integradas, o gás exausto do alto-forno é reaproveitado em termoelétricas presentes dentro do complexo.

Devido ao perfil de emissão do alto-forno, este se classifica como a melhor unidade para se efetuar a captura e separação do dióxido de carbono.

5.1.1.4. Processos de Captura de CO₂

Um sistema de captura de pós-combustão utilizando absorventes químicos não é viável para captura na indústria siderúrgica devido à insuficiência de calor residual necessário para o processo. Apenas metade do calor necessário poderia ser recuperado das unidades de coqueificação, sinterização e alto-forno, o que torna necessário construir em separado unidades de calor e energia combinadas, demandando altos investimentos e custos associados (IEA, 2008).

Como mencionado anteriormente, a captura será realizada no alto-forno. Sendo que a melhor opção é através da rota tecnológica de *oxyfuel*, onde o forno passa a ser alimentado por oxigênio puro, ao invés do ar. Sem a presença dos outros componentes do ar, o gás exausto do forno passa a ter uma concentração muito maior de CO₂ o que facilita sua captura por absorventes do tipo físico. Após a separação do CO₂, o gás, rico em CO, retorna ao alto-forno, visando aumentar o processo de redução e queima, já que nesse gás há também grandes quantidades de monóxido de carbono. Logo, o alto-forno é alimentado com uma mistura de oxigênio puro (O₂) e o gás reciclado. Uma quantidade mínima de coque ainda é necessária para a redução.

Essa tecnologia é capaz de capturar 70% das emissões de CO₂ de uma usina siderúrgica integrada (IPCC, 2005).

Essa tecnologia de reciclagem do gás já existe há um tempo na indústria, ela é chamada de *Top Gas Recycling Blast Furnace (TGRBF)*, mas apenas recentemente tem se capturado o CO₂.

Outras opções que podem ser utilizadas para a captura do CO₂, além da utilização de solventes físicos, são (Danloy et al., 2009):

- Adsorvente sólido específico do tipo *vacuum pressure swing adsorption* (VPSA);
- Absorção química, utilizando o solvente químico MEA – não recomendável pela alta demanda de energia em forma de calor;
- Membranas seletivas

Uma grande vantagem da TGRBF é a redução da necessidade de coque no processo de redução, em razão da maior eficiência do processo de queima e redução, essa redução chega a ser, em média, de 100 quilogramas de coque por tonelada de aço produzido (Birat, 2011).

Portanto a tecnologia adotada para realizar a captura nas siderúrgicas da CSN e CSA será a TGRBF com a captura de CO₂ por solventes físicos, capaz de capturar 70% das emissões de GEE da siderúrgica.

5.1.2. Companhia Siderúrgica Nacional (CSN)

5.1.2.1. Introdução

A Companhia Siderúrgica Nacional, fundada em 9 de abril de 1941 pelo então presidente Getúlio Vargas, iniciou suas operações em 1º de outubro de 1946. A CSN foi a primeira produtora integrada de aços planos no Brasil

A Usina Presidente Vargas, a principal siderúrgica da Companhia, está localizada na cidade de Volta Redonda, no Estado do Rio de Janeiro. Três grandes expansões foram realizadas na Usina durante as décadas de 70 e 80, o que levou ao aumento da capacidade instalada de produção anual para 4,5 milhões de toneladas de aço bruto.

Privatizada em 1993, quando o governo brasileiro vendeu sua participação de 91%, a produção de aço bruto da usina foi posteriormente aumentada para 5,6 milhões de toneladas anuais e mais de 5 milhões de toneladas de laminados por ano.

A Companhia também atua na extração do minério de ferro, calcário e carvão, tendo suas minas na região de Congonhas e Arcos, ambas cidades do estado de Minas Gerais e também de carvão na região de Siderópolis no estado de Santa Catarina.

O aço da CSN está presente em diversos segmentos da indústria, entre os quais: Automotivo, Construção Civil, Embalagens, Linha Branca e OEM.



Figura 13 - Foto da CSN

Fonte: <http://www.industcards.com/st-other-brazil.htm>

5.1.2.2. Emissões atmosféricas de CO₂ e emissões capturadas

Os dados das emissões da usina da CSN foram obtidos através de dados fornecidos pela própria empresa ao *Carbon Disclosure Project* (CDP). O CDP é uma organização internacional, sem fins lucrativos, que providencia um sistema global para as empresas medirem, divulgarem e gerenciarem informações ambientais a respeito de suas atividades, principalmente em relação às emissões de gases de efeito estufa.

A emissão total de CO₂ da usina no ano de 2011 foi de **11.958.667** toneladas, esse valor está disponível no inventário corporativo de emissões disponíveis no site do CDP.

Como descrito anteriormente, 70% das emissões de CO₂ de uma usina siderúrgica ocorrem no alto-forno, unidade onde ocorrerá a etapa de captura do gás carbônico. Logo as emissões dos três alto-fornos da CSN equivalem a:

$$\text{Emissão de CO}_2 \text{ dos alto fornos} = 11.958.667 \text{ t CO}_2 \times 0,7 = \mathbf{8.371.066 \text{ t CO}_2}$$

Utilizando o fator de eficiência do sistema de captura adotado para os altos-fornos, que é de 90% (Farla et al., 1995) foi calculado a quantidade total de CO₂ capturado anualmente na CSN.

$$\text{Emissão de CO}_2 \text{ capturado} = 8.371.066 \text{ t CO}_2 \times 0,9 = 7.533.960 \text{ t CO}_2$$

5.1.3. Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA)

5.1.3.1. Introdução

A ThyssenKrupp CSA é um complexo siderúrgico integrado produtor de placas de aço, localizado no Distrito Industrial de Santa Cruz, zona oeste da cidade do Rio de Janeiro. O empreendimento é fruto de parceria do grupo alemão ThyssenKrupp com a brasileira Vale.

Inaugurada em 18 de junho de 2010, a usina tem capacidade para fabricar até 5 milhões de toneladas de aço por ano. Toda a produção é direcionada para unidades da empresa no exterior, focando no abastecimento das indústrias automotiva, de linha branca (eletrodomésticos), dutos e tubos e de máquinas do segmento yellow line, como tratores, guindastes e escavadeiras.

A planta também fornece 200 MW de energia para o Sistema Interligado Nacional, gerada a partir dos vapores e gases do processo produtivo.

A coqueria, composta por três baterias, está projetada para fabricar todo o coque necessário à indústria. Dos dois Altos-Fornos sai a escória, um subproduto do processo de fabricação de ferro-liga, que é reaproveitada na fabricação de cimento em uma unidade da Votorantim localizada dentro do complexo.



Figura 14 - Foto das instalações da CSA

Fonte: http://www.revistafatorbrasil.com.br/ver_noticia.php?not=121815

5.1.3.2. Emissões atmosféricas de CO₂ e emissões capturadas

Os dados das emissões da usina da CSA também foram obtidos através de dados fornecidos pela própria empresa ao CDP, porém não foi reportado o valor calculado da emissão de CO₂ e sim o fator de emissão do gás por tonelada de aço produzido.

O fator de emissão indicado é de 1,7 toneladas emitidas de CO₂ para cada uma tonelada produzida de aço. De acordo com informações da própria empresa, a produção de aço chegará e se manterá na capacidade máxima em 2013, ou seja, 5 milhões de toneladas por ano. Logo as emissões de gás carbônico anuais serão:

$$\text{Emissão de CO}_2 \text{ da usina} = 5.000.000 \text{ t de aço} \times 1,7 = \mathbf{8.500.000 \text{ t CO}_2}$$

Como descrito anteriormente, 70% das emissões de CO₂ de uma usina siderúrgica ocorrem no alto-forno, unidade onde ocorrerá a etapa de captura do gás carbônico. Logo as emissões dos dois alto-fornos da CSA equivalem a:

$$\text{Emissão de CO}_2 \text{ dos alto fornos} = 8.500.000 \text{ t CO}_2 \times 0,7 = \mathbf{5.950.000 \text{ t CO}_2}$$

Utilizando o fator de eficiência do sistema de captura adotado para um alto-forno, que é de 90% (Farla et al., 1995) foi calculado a quantidade total de CO₂ capturado anualmente na CSA.

$$\text{Emissão de CO}_2 \text{ capturado} = 5.950.000 \text{ t CO}_2 \times 0,9 = \mathbf{5.355.000 \text{ t CO}_2}$$

5.1.4. Localização das usinas

As localizações das usinas siderúrgicas foram obtidas através do *Google Earth*, um software livre que permite obter a localização geográfica de um ponto de interesse sobre a superfície do planeta. Após obter a localização em latitude e longitude das usinas, foram criados pontos específicos no mapa base para essas fontes de carbono.

O mapa a seguir evidencia a localização de ambas as usinas no estado do Rio de Janeiro:

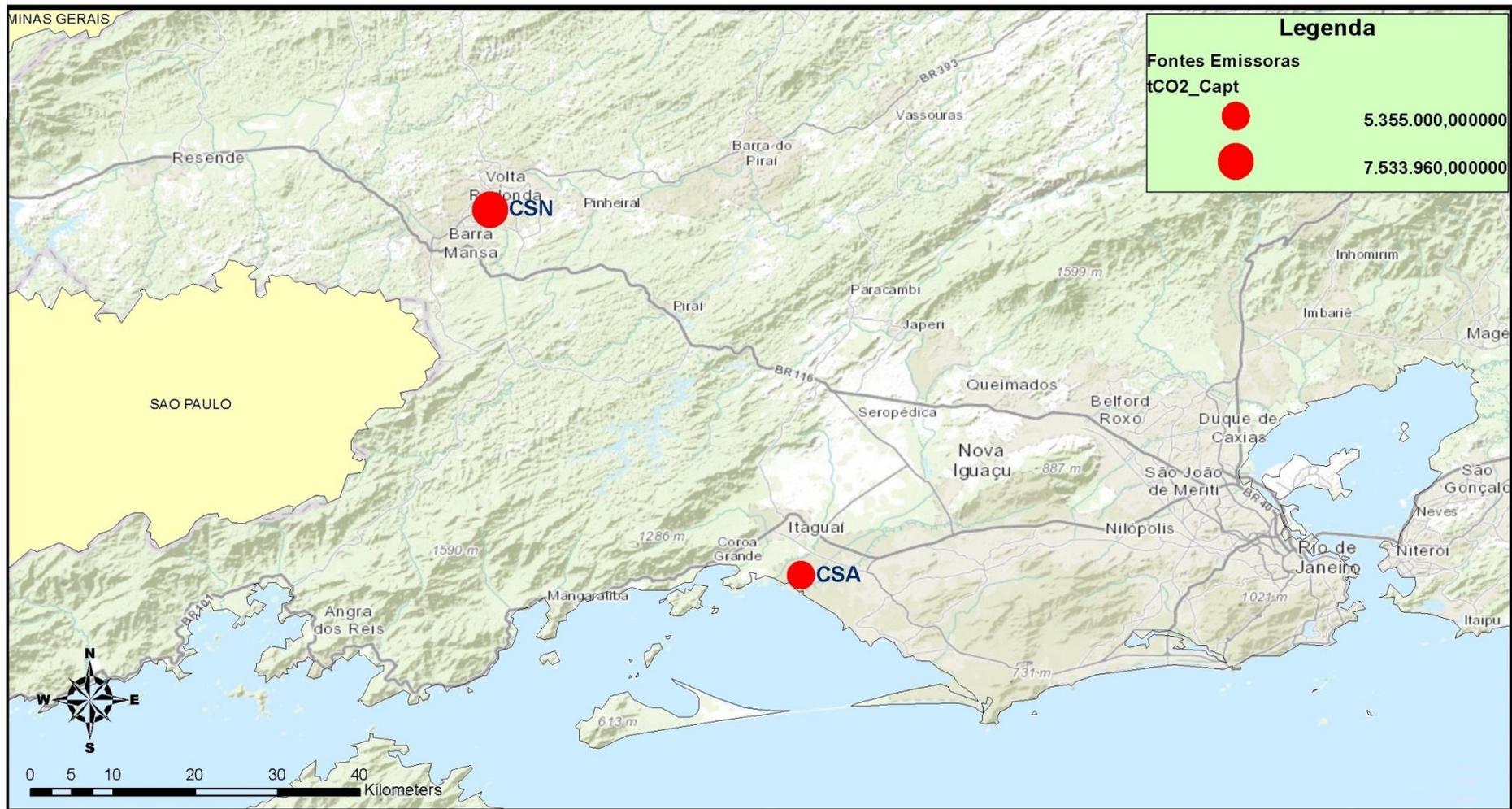


Figura 15 - Mapa com a localização das fontes de Captura - CSN e CSA

Fonte: Elaboração própria

5.1.5. Custos da Etapa de Captura

A captura de CO₂ é a etapa do CCS que mais demanda investimentos de capital e também é a que apresenta os maiores custos de operação e manutenção. Isso ocorre em função das tecnologias de separação de gases em grandes volumes que demandam enormes gastos energético.

O custo de captura varia significativamente com o tipo de tecnologia adotada para a separação do CO₂, que depende 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 também será menor o seu custo.

No caso da tecnologia *Top Gas Recycling Blast Furnace (TGRBF)* para altos-fornos siderúrgicos, os custos estarão associados as etapas de geração de oxigênio puro, reciclagem do gás e a separação do CO₂.

As equações para o cálculo dos gastos financeiros na etapa de captura do projeto estão descritos a seguir. Os resultados dos cálculos serão apresentados posteriormente no capítulo 8.

5.1.5.1. Custos de Instalação

Os custos de instalação das unidades necessárias para a captura de carbono variam significativamente de acordo com a quantidade almejada a ser capturada e com a tecnologia adotada. Os custos de investimento de capital são calculados a partir do valor previsto do fluxo de CO₂ capturado.

Para as unidades de alto-forno das usinas siderúrgicas, será necessário construir unidades para a reciclagem do gás de alto-forno e unidades de separação de oxigênio do ar. O custo de instalação é dado pela equação (Farla et al., 1995):

$$\text{Investimento inicial para a captura de CO}_2 \text{ em altofornos } \$ = \text{Vazão de CO}_2 \text{ capturado } \left(\frac{\text{kgCO}_2}{\text{s}} \right) \times \$ 3.800.000$$

5.1.5.2. Custos de Operação

O custo de operação e manutenção das unidades de reciclagem do gás de alto-forno e de captura do CO₂ e das unidades de separação de oxigênio do ar também é calculado a partir da quantidade total de CO₂ que é capturada da usina siderúrgica. Dentro desse valor, também estão presentes os custos energéticos da separação do

oxigênio do ar e a compressão do CO₂ para o transporte. A equação é dada a seguir (adaptado de Farla et al., 1995):

$$\text{Custo anual para a captura de CO}_2 \text{ em alto fornos } \$ = \text{Quantidade capturada de CO}_2 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{ano}} \right) \times \$ 36,4$$

5.2. Transporte

O transporte do gás carbônico será realizado através de carbidutos especialmente dimensionados para transportar o mesmo a altas pressões. Como dito anteriormente, o transporte de CO₂ por carbidutos é muito eficiente quando se trata de grandes volumes a serem transportados, principalmente quando uma parte considerável do transporte ocorre sob o continente e não no oceano, do qual seria possível transportar o gás carbônico em navios tanques.

O projeto de transporte inclui a construção de dutos, válvulas, bombas, compressores e recompressores, necessários para manter o nível de pressão essencial para a movimentação do dióxido de carbono. O CO₂ será transportado da CSN e CSA até as plataformas semissubmersíveis, P-19 e P-26, e FPSOs, P-37 e P-43, presentes no campo de Marlim e Barracuda, onde o dióxido de carbono será injetado e armazenado.

A ferramenta de Sistema de Informação Geográfica foi imprescindível para projetar a rede de carbidutos entre as fontes de captura e os reservatórios de destino. A partir da utilização do software ArcGIS, foi possível delinear o traçado dos carbidutos através do Estado do Rio de Janeiro.

Grande parte dos traçados dos carbidutos entre a Bacia de Campos e as fontes emissoras foram baseados no atual trajeto dos dutos da Transpetro - uma empresa Petrobras. A escolha de se utilizar o mesmo trajeto dos dutos da Transpetro, para projetar a rede de carbidutos, se deve a otimização dos custos com a implementação dos carbidutos e a redução do tempo necessário para a conclusão dos mesmos. Isso ocorre porque a instalação dos novos carbidutos vai ser muito próxima aos dutos já instalados, portanto os custos com obras de remoção de florestas e matas, terraplanagem e obras de reassentamento (caso houvesse a necessidade do novo carbiduto ser instalado sob áreas residenciais) serão reduzido, já que o terreno sob os dutos já instalados da Transpetro deverão estar livres de qualquer barreira, que impeça a preparação do terreno para a instalação de um duto em anexo. A razão do

qual as áreas sob os dutos enterrados serem livres de qualquer ocupação, se deve ao fato de que se houver algum tipo de acidente ou falha no duto, a manutenção e o reparo precisam ser realizados rapidamente no intuito de evitar grandes acidentes ambientais.



Figura 16 - Exemplo de uma área com dutos enterrados.

Fonte: <http://www.panoramio.com/photo/31653943>

O traçado dos dutos da Transpetro foram obtidos no formato de *shapefile*, disponíveis no site www.gismaps.com.br, permitindo que seja colocado no mapa base e posteriormente editado. Foram mantidos apenas os traçados relevantes para o projeto, onde os trechos de dutos equivalem a praticamente 100% dos trechos onde serão construídos os carbodutos.

Os carbodutos, na parte *offshore*, foram traçados manualmente. Primeiramente foi necessário obter a localização de todas as plataformas por onde o carboduto irá passar, tais informações foram obtidas através do portal marinetraffic.com. Este site dá uma localização atual, em latitude e longitude, da posição de navios e plataformas. Com a localização obtida, foi possível colocá-las no mapa base, tornando possível realizar o traçado dos carbodutos até as plataformas.

Devido ao posicionamento das fontes de captura, ficou estabelecido que, para reduzir os custos e otimizar o transporte, o CO₂ será transportado da CSN e da CSA, cada um em um trecho individual de carboduto distinto um do outro, para a estação de recompressão da REDUC, concentrando o volume de CO₂ das duas siderúrgicas. o carboduto irá prosseguir até o terminal Cabiúnas, em Macaé, e posteriormente até a Barra do Furado, o último ponto de referência sobre o continente. Da Barra do Furado, o carboduto irá prosseguir até a plataforma fixa PNA-1, localizada sobre o Campo de

Namorado, passando pela plataforma fixa PGP-1 no Campo de Garoupa. O fluxo de CO₂ será dividido em dois carodutos que saem da PNA-1, um dos carodutos segue para a plataforma FPSO P-43 no Campo de Barracuda e o outro segue até a plataforma FPSO P-35 no Campo de Marlim, este último distribui o CO₂ em outras três plataformas, as plataformas semissubmersíveis P-19 e P-26 e a FPSOs P-37.

Dos trajetos mencionados acima apenas a parte *offshore* e a pequenas partes dos trechos dos carodutos *onshore* não estão relacionados com os dutos da transpetro.

A lista, a seguir, resume os trajetos dos carodutos:

Carodutos Onshore:

- Trecho da CSN até a estação de recompressão da REDUC (CSN - REDUC)
- Trecho da CSA até a estação de recompressão da REDUC (CSA - REDUC)
- Trecho da estação de recompressão da REDUC até o terminal Cabiúnas (REDUC – Cabiúnas)
- Trecho do terminal Cabiúnas até a Barra do Furado (Cabiúnas - B. Furado)

Carodutos Offshore:

- Trecho da Barra do Furado até a plataforma fixa PNA-1 (B. Furado – PNA 1)
- Trecho da plataforma fixa PNA-1 até a plataforma FPSO P-43 (PNA-1 – P-43)
- Trecho da plataforma fixa PNA-1 até a plataforma FPSO P-35 (PNA-1 – P-35)
- Trecho da plataforma do tipo FPSO P-35 até a plataforma semissubmersível P-19 (P-35 – P-19)
- Trecho da plataforma do tipo FPSO P-35 até a plataforma semissubmersível P-26 (P-35 – P-26)
- Trecho da plataforma do tipo FPSO P-35 até a plataforma FPSO P-37 (P-35 – P-37)

Os mapas, nas páginas seguintes, elaborados no ArcGIS apresentam respectivamente: a extensão total dos carodutos; os carodutos e as unidades industriais onde é feita a captura e os carodutos e as plataformas dos Campos de Barracuda e Marlim.

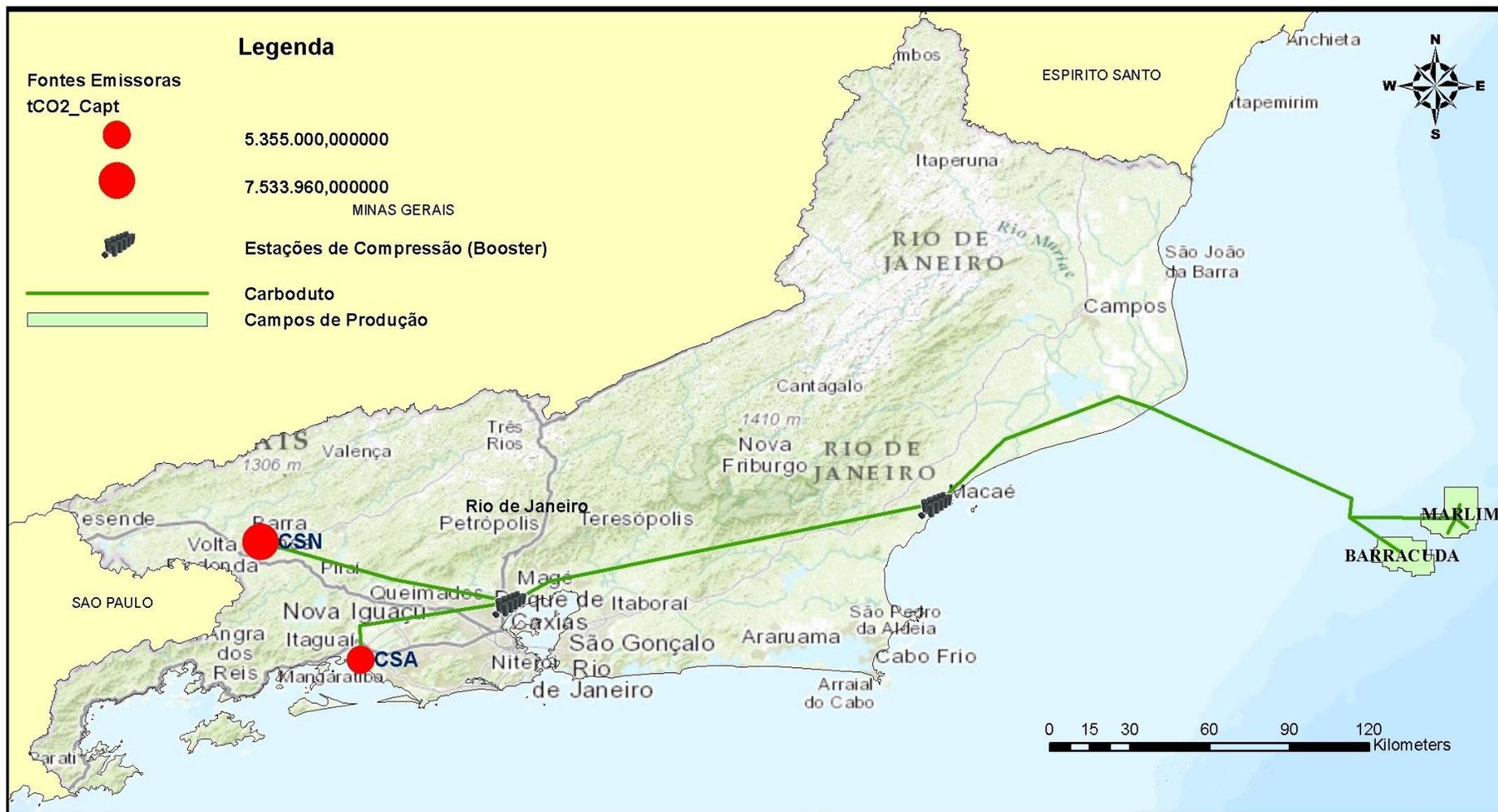


Figura 17 - Extensão total da etapa de transporte do projeto

Fonte: elaboração própria baseado nos dutos da Transpetro

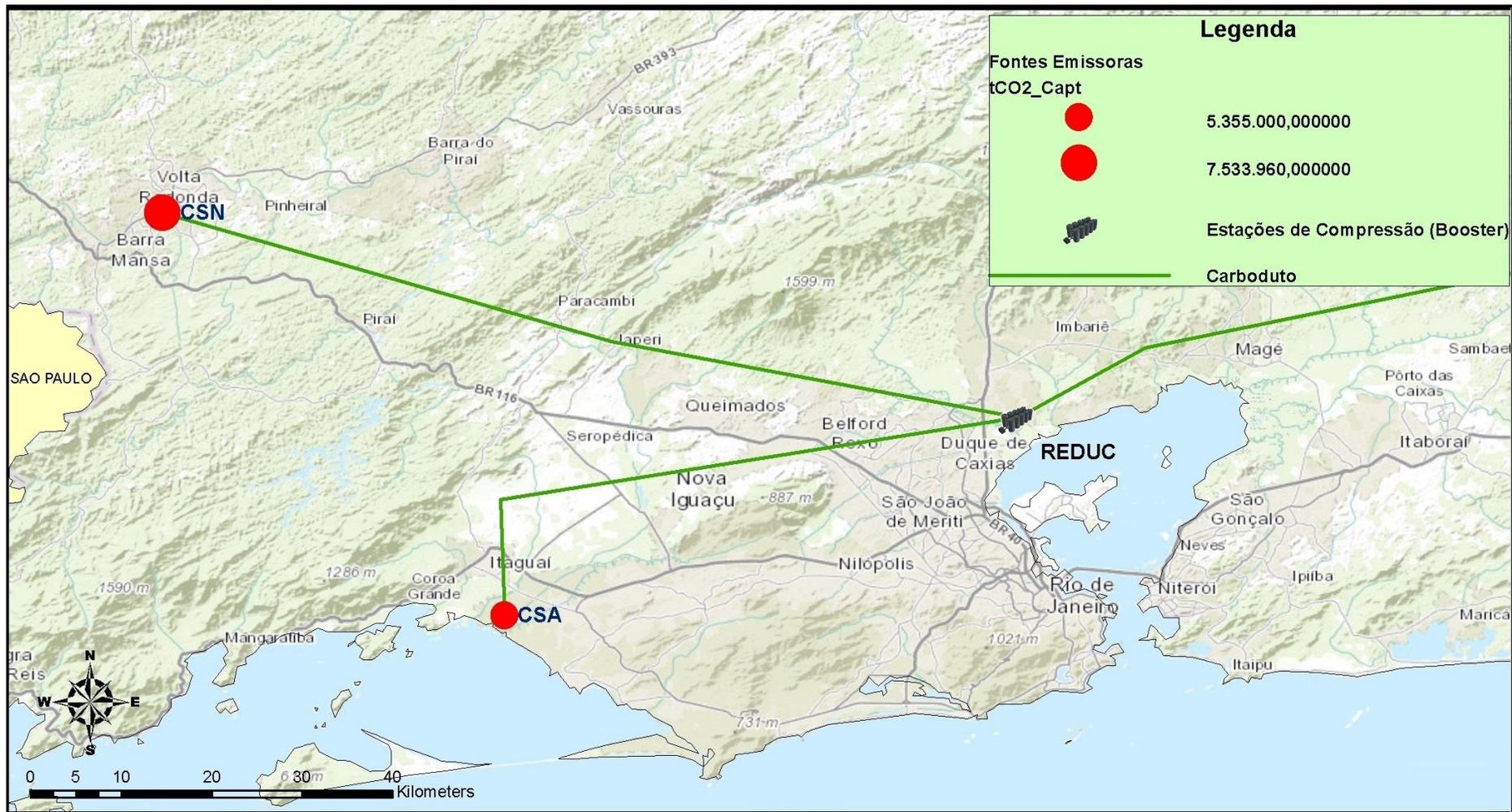


Figura 18 - Traçado dos carbodutos iniciais

Fonte: elaboração própria baseado nos dutos da Transpetro.

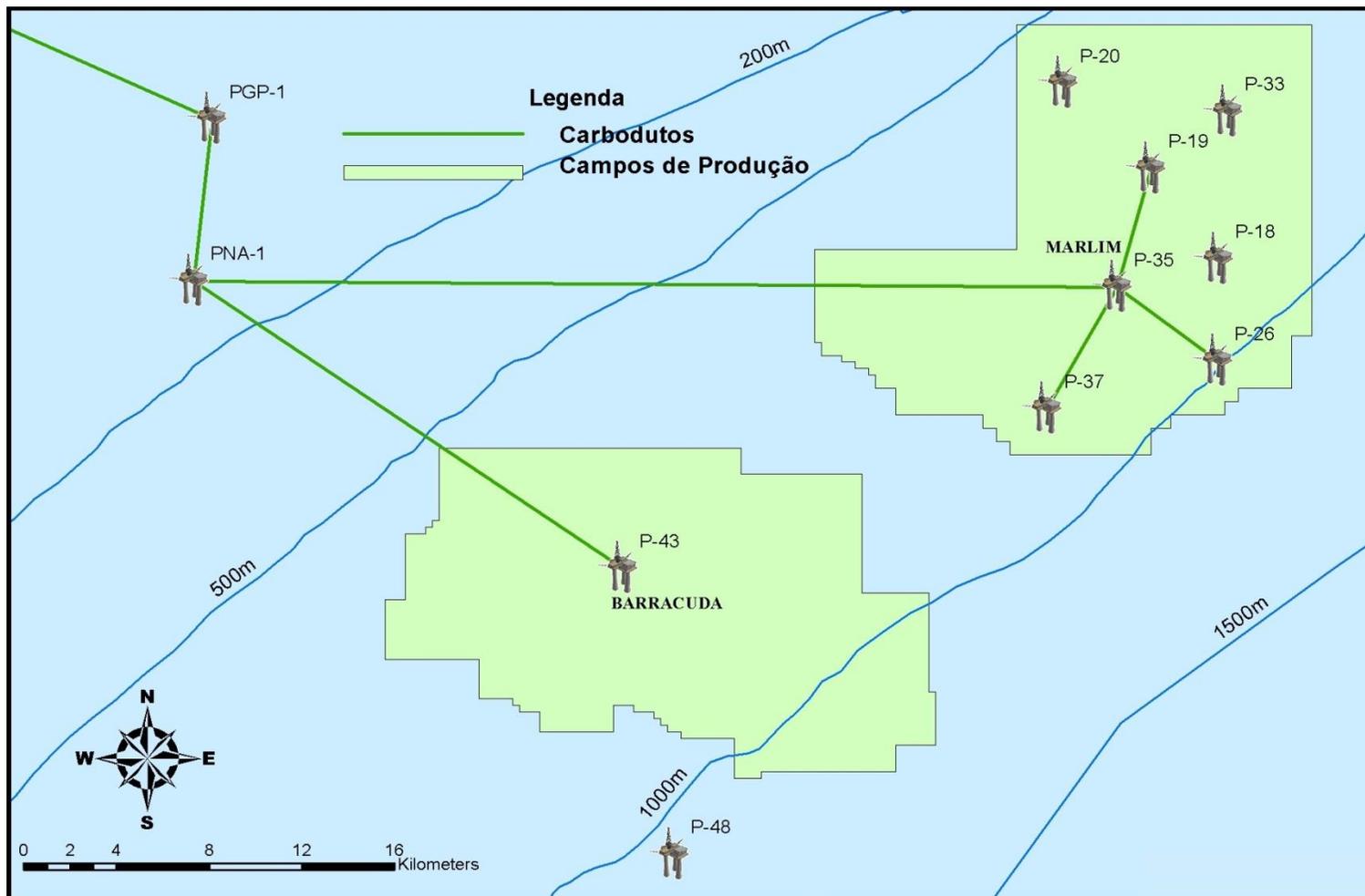


Figura 19 - Carbodutos offshore

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP e Marinetraffic.com

5.2.1. Estação de recompressão

Em razão da grande extensão do trecho do carboduto entre as fontes de captura e as plataformas de injeção de CO₂, será necessário construir duas estações de recompressão (*booster station*). Uma estação de recompressão serve para comprimir novamente o CO₂ a pressões suficientes para a manutenção da velocidade de transporte. Usualmente uma estação de recompressão é necessária para cada 200 km de carbodutos (IEA, 2008).

Tomando por base a extensão do maior percurso entre uma fonte de captura e uma plataforma de injeção, que é de 474,5 km, referente ao trajeto entre a CSN e a plataforma P-37, serão necessárias duas estações de recompressão.

A primeira estação de recompressão será localizada dentro da Refinaria de Duque de Caxias (REDUC) e será responsável por elevar a pressão do CO₂ proveniente das usinas siderúrgicas CSN e CSA.

A segunda estação de recompressão será dentro do Terminal de Cabiúnas, localizada no município de Macaé, no norte fluminense. O Terminal de Cabiúnas é um ponto estratégico por causa da sua localização intermediária entre o terminal da REDUC e dos campos de produção de Marlim e Barracuda. O Terminal de Cabiúnas também já dota de uma grande infraestrutura em operações de transporte de dutos, porque grande parte dos gasodutos e oleodutos oriundos da Bacia de Campos passam por esse terminal.

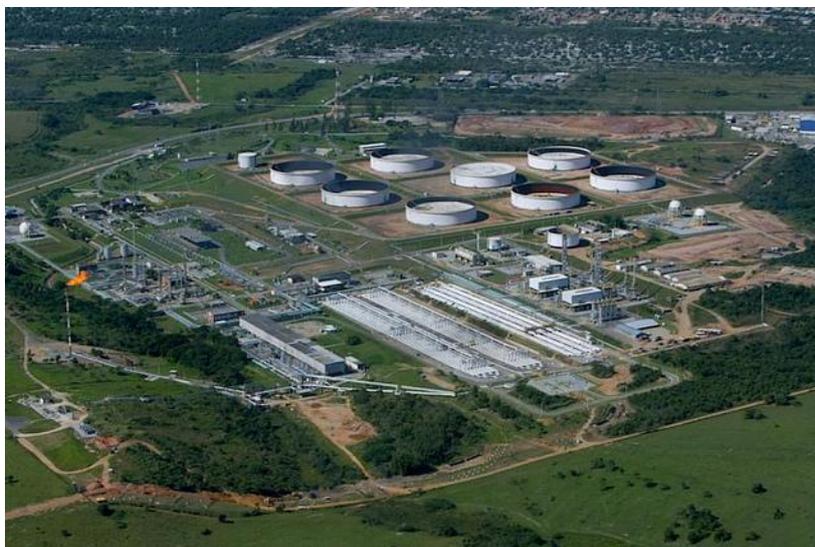


Figura 20 - Foto do Terminal de Cabiúnas

Fonte: <http://www.flickr.com/photos/romulocampos/5769663608/>

5.2.2. Quantidade transportada de CO₂ por trecho

Para quantificar a quantidade de CO₂ transportado em cada trecho, será necessário verificar a quantidade de CO₂ que chegou nesse determinado ponto alimentado por carbidutos anteriores.

O quadro, a seguir, destaca os valores em três distintas unidades temporais:

Quadro 2 - Relação da quantidade de CO₂ transportado em cada trecho de carbiduto

Trajeto	Quantidade de CO ₂ transportado		
	t/ano	t/dia	kg/s
CSN - REDUC	7.533.960	20.641	238,90
CSA - REDUC	5.355.000	14.671	169,81
REDUC - Terminal de Cabiúnas	12.888.960	35.312	408,71
Terminal Cabiúnas - Barra do Furado	12.888.960	35.312	408,71
Barra do Furado - PNA-1	12.888.960	35.312	408,71
PNA-1 - P-35	8.592.640	23.541	272,47
PNA-1 - P-43	4.296.320	11.771	136,24
P-35 - P-19	3.437.056	9.417	108,99
P-35 - P-26	2.577.792	7.062	81,74
P-35 - P-37	2.577.792	7.062	81,74

Fonte: Elaboração própria

5.2.3. Distâncias dos carbidutos

Como todo o projeto dentro do ArcGIS está georreferenciado, foi possível determinar as distâncias dos carbidutos utilizando a ferramenta de medição de distâncias do software. A extensão dos trajetos é essencial para os cálculos de custos de instalação e despesas operacionais.

A extensão dos carbidutos está determinada na lista abaixo:

Carbodutos *Onshore*:

- CSN – REDUC: 90,33 km
- CSA – REDUC: 66,25 km
- REDUC – Cabiúnas: 153,18 km
- Cabiúnas - B. Furado: 87,84 km

Carbodutos *Offshore*:

- B. Furado – PNA-1: 84,66 km
- PNA-1 – P-43: 20,86 km
- PNA-1 – P-35: 36,87 km
- P-35 – P-19: 5,36 km
- P-35 – P-26: 5,14 km
- P-35 – P-37: 5,99 km

Logo, será necessário construir um total de 572,11 quilômetros de carbodutos.

5.2.4. Cálculo dos diâmetros dos carbodutos

O diâmetro de um carboduto está diretamente ligado à capacidade do mesmo de transportar dióxido de carbono a partir de uma velocidade específica. Existem diversos fatores que vão influenciar no diâmetro do carboduto, sendo a quantidade de CO₂ a ser transportado o principal deles. Os outros fatores são: a pressão e a temperatura de transporte (que influencia na densidade do CO₂) e a velocidade de transporte.

Para o cálculo do diâmetro do carboduto, foi utilizada a seguinte equação (IEA, 2005):

$$D = \frac{\left(\frac{F}{v \times \pi \times 0.25 \times \rho} \right)^{0.5}}{0.0254}$$

Onde:

- D = diâmetro do caroduto em polegadas (pol)
- F = fluxo de massa que passa pelo caroduto (kg/s)
- V = velocidade do transporte (m/s)
- P = densidade do CO_2 (kg/m^3)
- $\pi = 3,1415$

A densidade do CO_2 será calculada a partir da relação apresentada no gráfico abaixo:

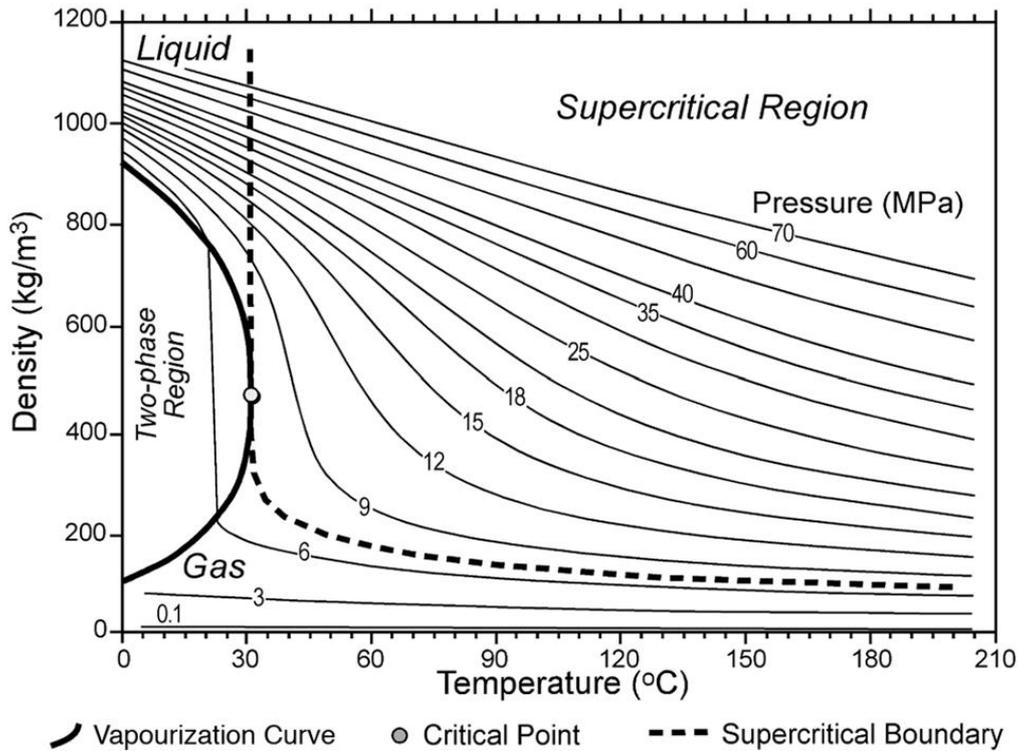


Figura 21 - Gráfico da densidade do CO_2 em função da pressão e da temperatura

Fonte: IPCC, 2005

Em geral, a pressão de transporte de CO_2 em carodutos é em torno de 10 MPa e a temperatura em torno de 35°C e 40°C. Logo, utilizando o gráfico, a densidade será aproximadamente 760 kg/m^3 . A velocidade de transporte é, usualmente, de 2 metros por segundo (IPCC, 2005).

Os resultados dos diâmetros obtidos através da equação foram arredondados para um valor inteiro acima do valor encontrado. A lista, a seguir, contém os resultados de cada trecho:

Carbodutos *Onshore*:

- CSN – REDUC: 16 pol
- CSA – REDUC: 15 pol
- REDUC – Cabiúnas: 24 pol
- Cabiúnas - B. Furado: 24 pol

Carbodutos *Offshore*:

- B. Furado – PNA-1: 24 pol
- PNA-1 – P-43: 14 pol
- PNA-1 – P-35: 19 pol
- P35 – P-19: 12 pol
- P35 – P-26: 11 pol
- P35 – P-37: 11 pol

5.2.5. Custos da Etapa de Transporte

Os três elementos que demandam as maiores despesas em carbodutos são respectivamente, os custos com a construção e montagem (mão de obra, material, maquinário, etc.) os custos de operação e manutenção (monitoramento, manutenção, custos energéticos, etc.) e outros custos (seguros, taxas, medidas compensatórias, etc.).

O custo do material depende da extensão, do diâmetro, da quantidade de CO₂ transportado e da qualidade (pureza) do dióxido de carbono.

Condições especiais do terreno, como áreas densamente povoadas, áreas protegidas ou grandes corpos d'água podem causar variações significativas nas despesas com os carbodutos.

Os custos envolvendo carbodutos *offshore* são de 40% a 70% mais caros que carbodutos sobre o continente, em razão das operações com elevadas pressões e baixas temperaturas, além da dificuldade técnica de se construir dutos submersos.

As equações para o cálculo dos gastos financeiros na etapa de transporte do projeto estão descritos a seguir. Os resultados dos cálculos serão apresentados posteriormente no capítulo 8.

5.2.5.1. Custo de Instalação

Através da utilização do gráfico da figura 22, foi possível calcular o custo de instalação dos carodutos, utilizando os valores médios de custo, ou seja, os valores entre as linhas apresentadas, tanto para os carodutos *onshore* como para os *offshore*. Os valores máximos e mínimos foram baseados em valores reportados de carodutos construídos ao redor do mundo, principalmente nos Estados Unidos da América.

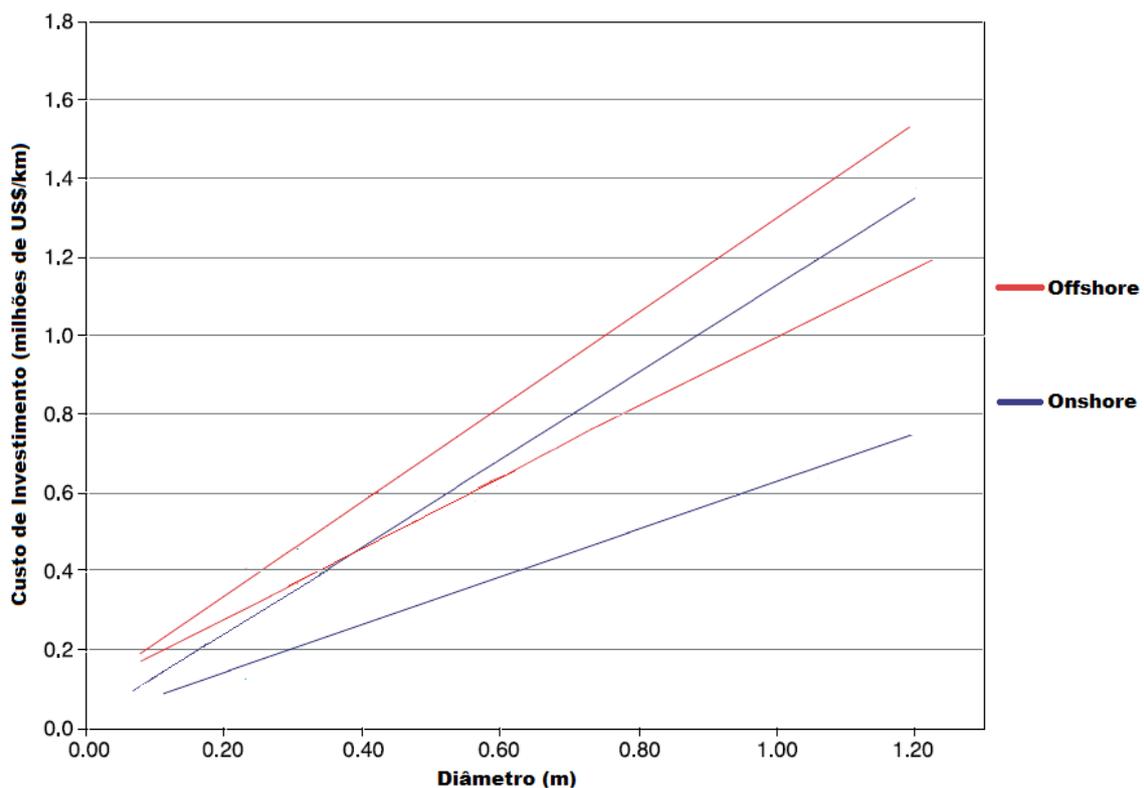


Figura 22 - Gráfico do custo de capital por diâmetro do caroduto

Fonte: Adaptado de IPCC (2005)

Os custos de instalação serão calculados individualmente para cada trecho do caroduto, já que todos os trechos apresentam distâncias e diâmetros diferentes entre si. Posteriormente os investimentos necessários de cada trecho serão somados, resultando em um valor agregado.

Primeiramente, verifica-se através do gráfico, qual o custo médio de implementação de um caroduto com 1,00 metro de diâmetro. Como a função custo de investimento por diâmetro é linear, a “regra de três” poderá ser usada para calcular o custo real dos

carbodutos por unidade métrica de diâmetro. Portanto, os valores médios de instalação são:

- *Onshore* - 0,88 milhões de dólares/km(extensão)/m(diâmetro)
- *Offshore* - 1,15 milhões de dólares/km(extensão)/m(diâmetro)

Como a unidade de medida do diâmetro dos carbodutos está em polegadas, será necessário converter o valor do custo em metros para polegadas. Para converter o valor foi utilizada a seguinte equação:

$$\text{Custo do investimento US\$/km/pol} = 0,0254 \times \text{Custo do investimento US\$/km/m}$$

O custo do investimento passa a ser:

- *Onshore* – 22.352 dólares/km(extensão)/pol(diâmetro)
- *Offshore* – 29.210 dólares/km(extensão)/pol(diâmetro)

A partir dos valores acima, será possível calcular o custo de instalação de todos os trechos multiplicando os mesmos pela distância, em quilômetros, e pelo diâmetro, em polegadas. A equação a seguir resume o cálculo:

$$\text{Custo de instalação}_{\textit{onshore}} = \$ 22.352 \times \text{extensão do trecho (km)} \times \text{diâmetro (pol)}$$

$$\text{Custo de instalação}_{\textit{offshore}} = \$ 29.210 \times \text{extensão do trecho (km)} \times \text{diâmetro (pol)}$$

Como mencionado anteriormente, quase a totalidade dos carbodutos serão construídos ao lado dos dutos da Transpetro, resultando em uma economia no custo de instalação. Ficou estabelecido que essa economia será de 15% do custo total da obra de instalação.

Logo o valor final, para os trechos juntos aos dutos da Transpetro, será:

$$\text{Custo de instalação}_{\textit{onshore}} \text{ final} = \text{custo de instalação}_{\textit{onshore}} \times 0,85$$

$$\text{Custo de instalação}_{\textit{offshore}} \text{ final} = \text{custo de instalação}_{\textit{offshore}} \times 0,85$$

Devido a grande extensão do projeto, será necessário construir duas estações de recompressão (*booster station*), como dito anteriormente. O custo de instalação de cada unidade de recompressão foi estimado em **\$15.000.000** (IPCC, 2005).

5.2.5.2. Custo de operação e manutenção

Através da utilização do gráfico da figura 23, foi possível calcular o custo de operação e manutenção dos carbodutos, utilizando os valores médios de custo, ou seja, os valores entre as linhas sólidas e as linhas pontilhadas. Vale ressaltar que esses valores representam as condições normais de operação, sem apresentar eventuais anormalidades, como grandes reparos, por exemplo. Assume-se que o CO₂ seja pressurizado para transporte, após a etapa de captura, a 10 MPa (IPCC, 2005).

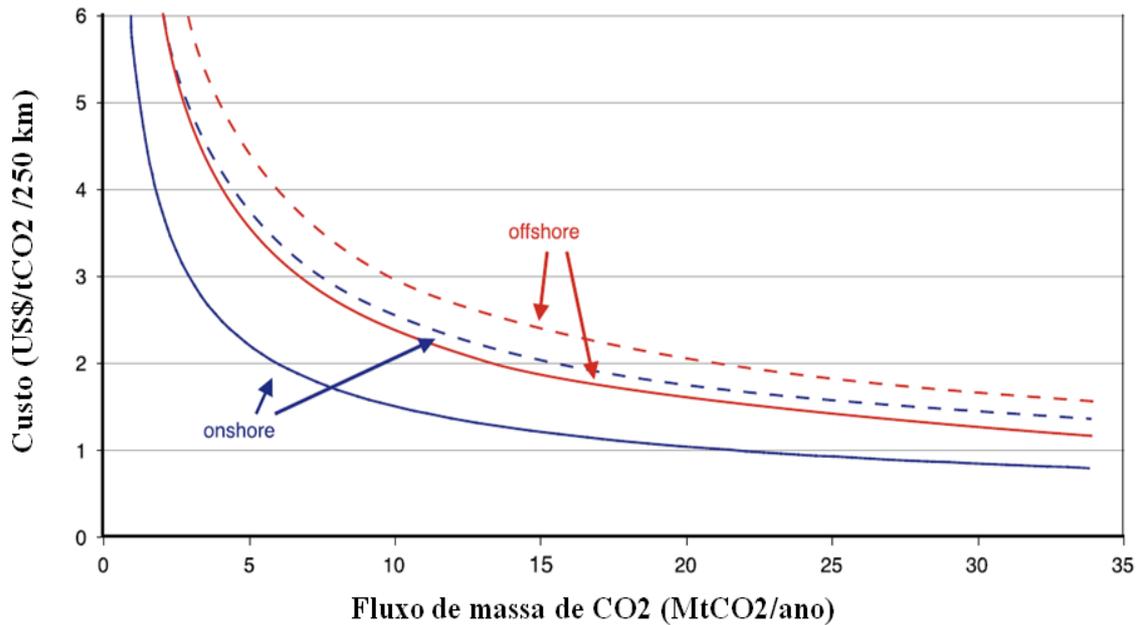


Figura 23 - Gráfico do custo de operação dos carbodutos, em condições normais, em 250 km

Fonte: Adaptado de IPCC (2005)

Os custos de operação serão calculados individualmente para cada trecho do carboduto, já que todos os trechos apresentam distâncias e fluxos de massa de CO₂ distintos entre si. Posteriormente os custos de operação de cada trecho serão somados, resultando em um valor agregado.

Primeiramente verifica-se, através do gráfico (utilizando o valor de quantidade transportada de CO₂ no ano), qual o custo de operação que determinado trecho possui, considerando, a princípio que este possui 250 quilômetros de extensão. Em seguida, multiplica-se esse valor de custo pelo fluxo de CO₂ que é transportado nesse trecho de carboduto. Para finalizar, será necessário realizar o ajuste do preço para o custo equivaler a real extensão do trecho. A equação a seguir resume esse processo.

$$\text{Custo operacional do trecho (\$)} = \text{fluxo de CO}_2 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{ano}} \right) \times \text{custo em } 250\text{km} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{tCO}_2} \right) \times \frac{\text{extensão do trecho (km)}}{250 \text{ (km)}}$$

O custo anual de operação e manutenção das unidades de recompressão são aproximadamente 5% do custo de instalação da unidade. Logo o custo anual será de **\$750.000** para cada unidade.

5.3. Injeção

A última etapa do CCGS é a injeção do dióxido de carbono em um reservatório geológico, que seja capaz de reter o CO₂ durante um tempo indeterminado, garantindo que o gás carbônico não retorne para a atmosfera, o que resultaria em uma falha de todo o processo, principalmente em relação à asseguaração dos créditos de redução de emissões oriundos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

Para garantir que o CO₂ capturado seja completamente armazenado, a injeção ocorrerá em dois grandes campos de petróleo da Bacia de Campos.

A Bacia de Campos é a bacia petrolífera que mais produz na margem continental brasileira, respondendo atualmente por mais de 80% da produção nacional de petróleo. A exploração da Bacia de Campos ganhou impulso em 1974, com a descoberta do Campo de Garoupa. Entretanto, a sua produção comercial predominantemente de petróleo pesado teve início somente em 1977, no Campo de Enchova. Essa bacia estende-se por 100 mil quilômetros quadrados do Estado do Espírito Santo, nas imediações da cidade de Vitória, até Arraial do Cabo, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro onde a Petrobras montou um dos maiores complexos petrolíferos do mundo.

A escolha de se injetar o CO₂ capturado das siderúrgicas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, se justifica devido às diversas vantagens econômicas, logísticas e técnicas. Primeiramente, os reservatórios de petróleo e gás da Bacia já estão sendo explorados por dezenas de anos, logo há uma imensa infraestrutura já montada para a produção e o escoamento do petróleo e do gás produzido, como diversas plataformas, dutos, *manifolds*, poços injetores, etc. Toda essa estrutura facilita na implementação do CCGS na Bacia de Campos, pois não será necessário construir novas plataformas, ou perfurar novos poços para a injeção do gás, o que representa uma grande redução na necessidade de investimento de capital.

Outro aspecto primordial na escolha da Bacia de Campos é a relação de proximidade com as fontes de captura de CO₂, reduzindo os custos de transporte. Por exemplo, a maior distância entre uma fonte e o ponto onde o CO₂ vai ser injetado é de 459 quilômetros, referente à extensão total de carbdouto entre a CSN e a plataforma FPSO P-37. A proximidade da Bacia de Campos com o continente é outra vantagem comparativa em relação aos reservatórios da Bacia de Santos, por exemplo.

A maior vantagem de se injetar dióxido de carbono na Bacia de Campos é a grande capacidade de diversos campos, principalmente os “campos gigantes”, de armazenar CO₂ e produzir uma maior quantidade de petróleo em função da Recuperação Avançada de Petróleo. Como mencionado anteriormente, a capacidade de produção extra de petróleo, por injeção de CO₂, está diretamente relacionada à capacidade de armazenamento de gás carbônico do reservatório, logo quanto maior for a capacidade de aporte de CO₂ maior será a produção de óleo. Por isso, os chamados “campos gigantes” são os melhores candidatos para armazenar todo o contingente de dióxido de carbono capturado.

Os campos de Marlim e Barracuda foram os escolhidos para armazenar todo o CO₂ capturado. Ambos possuem grande capacidade de armazenamento e um grande potencial de recuperação de petróleo, o que certamente é um grande atrativo financeiro para a empresa produtora de óleo e gás desses campos, a Petrobras. Outra vantagem é que esses campos são muito próximos entre si, o que facilita a distribuição do CO₂ entre ambas.

O mapa a seguir, elaborado através do ArcGIS, destaca localização desses dois campos de produção em relação aos demais campos da Bacia de Campos.

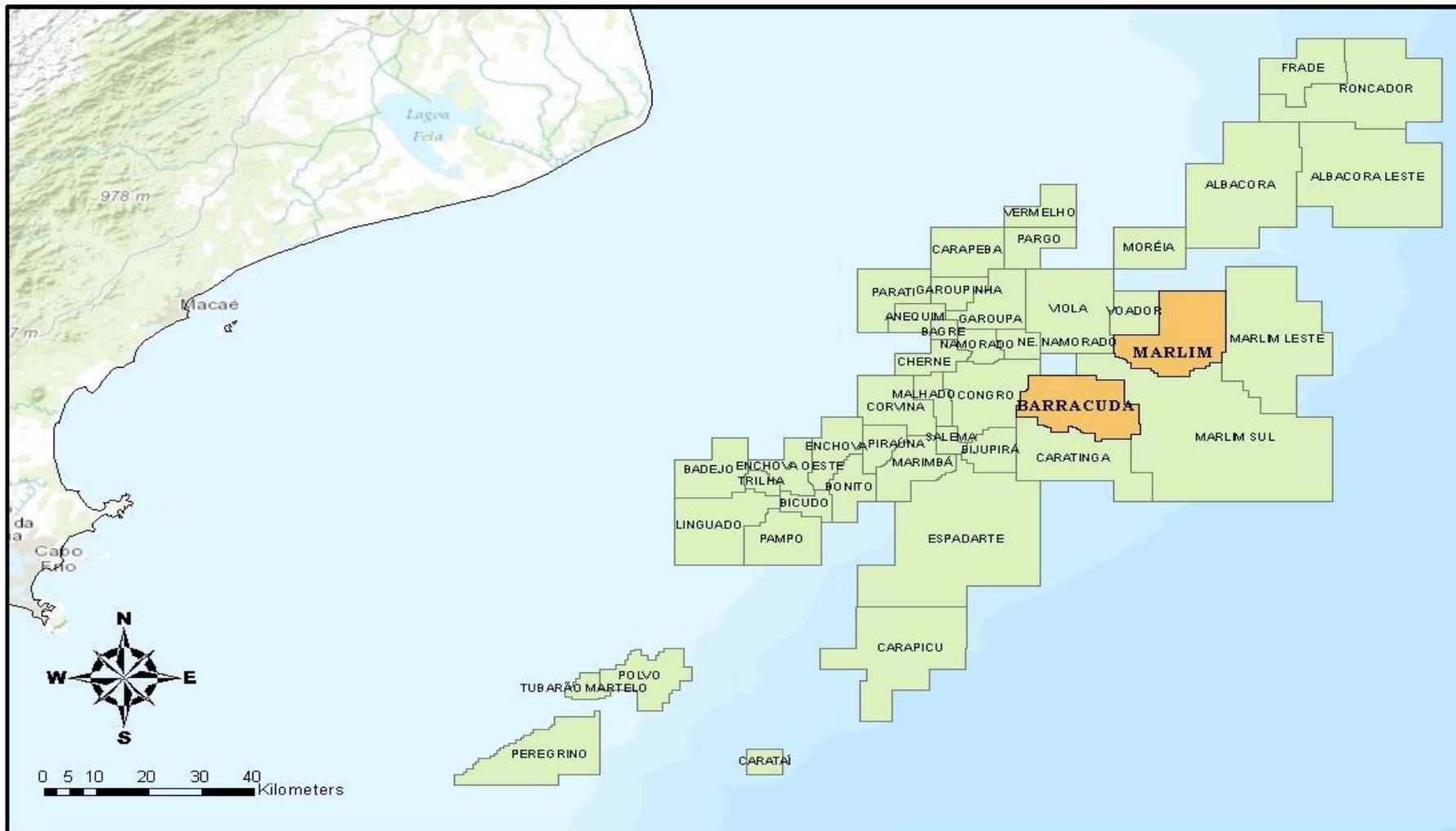


Figura 24 - Localização dos campos de Marlim e Barracuda na Bacia de Campos

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

5.3.1. Campo de Marlim

5.3.1.1. Sistema de Produção e Escoamento

A produção do campo de Marlim é coletada através de sete plataformas, sendo quatro do tipo Semissubmersível, P-18, P-19, P-20 e P-26, e três do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), P-33, P-35 e P-37. Também são utilizadas mais duas plataformas para tratamento, armazenamento e o escoamento da produção do campo: a P-32 e a P-47, ambas do tipo FSO (*Floating Storage and Offloading*). Ainda existe um poço do campo de Marlim que produz através da plataforma P-27 (Semissubmersível), localizada no campo de Voador.

O escoamento da produção de óleo é feito através de oleodutos e dois PLEM's (*Pipeline End Manifold*) que interligam as plataformas produtoras do tipo SS aos FSO's P-32 e P-47, de onde a produção é escoada através de navios aliviadores, com exceção da plataforma P-26 cuja produção é enviada através de oleoduto para plataforma P-33. A produção de óleo das plataformas FPSO's é escoada através de navios aliviadores. O escoamento do gás produzido é feito através de uma malha de gasodutos que interligam as plataformas e direcionam a produção para as plataformas de Namorado (PNA-1) e Garoupa (PGP-1), e destas para o Terminal de Cabiúnas.

5.3.1.2. Caracterização dos Reservatórios

O reservatório de Marlim se trata de um reservatório turbidítico da formação Carapebus, formado no período Paleógeno, de idade oligocênica, a uma profundidade de 2.631 metros. Também foram constatadas acumulações em reservatório carbonático da formação Macabu, do grupo Lagoa Feia, de idade Aptiana. O reservatório apresenta uma série de lobos submarinos coalescentes, não-confinados, resultando em vasto corpo arenoso maciço e relativamente homogêneo, de granulometria média a fina e porosidade da ordem de 25%, com espessura média de 47 m, praticamente inconsolidados. (Milani e Araujo, 2003). Os mecanismos de produção do reservatório são, essencialmente, de expansão de rocha e fluidos, óleo e gás em solução. Utiliza-se a injeção de água como método de recuperação suplementar, estimando-se a repressurização dos reservatórios até um patamar próximo às suas pressões originais. (ANP, 2011)

O reservatório do Campo de Marlim abriga petróleo de densidade média de 20°API. O reservatório é formado por arenito com excelentes características permo-porosas, com alta permeabilidade, em torno de 1000 mD e elevados índices de produtividade.

(Bruhn *et al.* 2003). A quantidade de óleo original *in place* em Marlim foi estimada em 8,1 bilhões de barris de óleo (Bruhn *et al.* 1996).

5.3.1.3. Histórico de produção de óleo

O quadro e a figura abaixo apresentam a produção histórica do campo de Marlim. É visível a queda da produção a partir do ano 2002.

Quadro 3 - Produção Histórica do campo de Marlim

Ano	Marlim - Produção de petróleo por ano em barris (bbl)
1991	3.650.000
1992	7.300.000
1993	14.600.000
1994	18.250.000
1995	31.025.000
1996	36.500.000
1997	45.625.000
1998	76.650.000
1999	113.150.000
2000	156.950.000
2001	187.975.000
2002	215.350.000
2003	197.100.000
2004	175.200.000
2005	167.900.000
2006	146.000.000
2007	127.750.000
2008	125.925.000
2009	114.975.000
2010	91.250.000
2011	78.475.000
Total acumulado	2.131.600.000

Fonte: adaptado de ANP, 2011

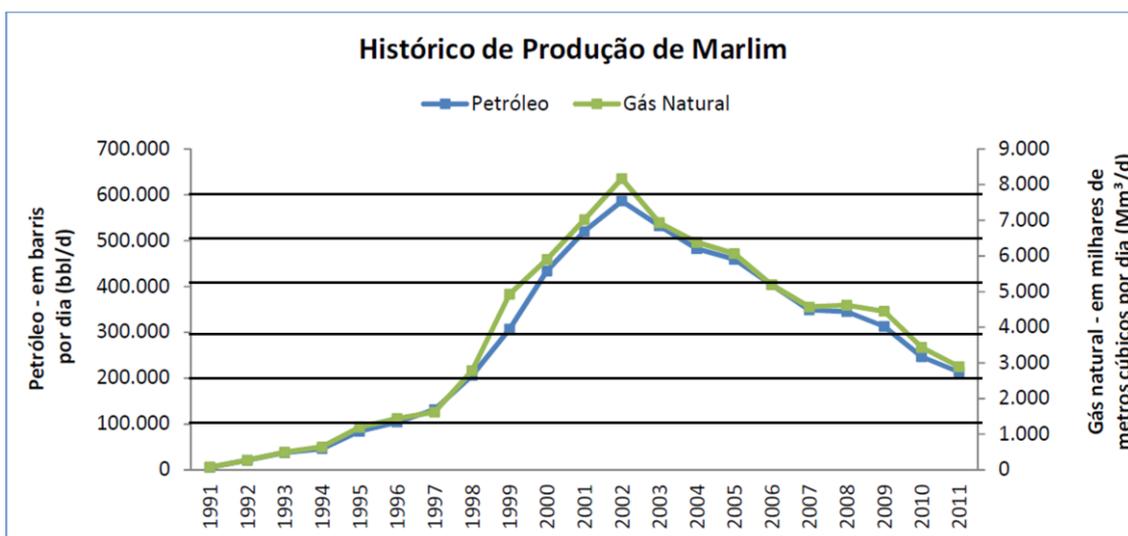


Figura 25 - Gráfico da produção histórica do campo de Marlim

Fonte: adaptado de ANP, 2011

5.3.2. Campo de Barracuda

5.3.2.1. Sistema de Produção e Escoamento

A produção do Campo de Barracuda é coletada através de duas plataformas FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*): P-43 e P-48, sendo que a P-48 está localizada sobre o campo de Caratinga, onde estão interligados os poços injetores e produtores do campo. A plataforma P-48 também coleta a produção do campo de Caratinga.

O escoamento da produção de óleo é realizado através de navios aliviadores. O escoamento do gás é feito através de gasodutos que interligam cada plataforma ao *Pipeline End Manifold* BR-01 (PLEM-BR-01), e deste para a Plataforma de Namorado (PNA-1), onde se incorpora ao Sistema de Escoamento de Gás da Bacia de Campos, e segue para o Terminal de Cabiúnas.

5.3.2.2. Caracterização dos Reservatórios

Os reservatórios produtores do Campo de Barracuda são arenitos turbidíticos da formação Carapebus, de idades oligo-miocênica e paleocênica, originalmente subsaturados, e carbonatos da formação Macabu, de idade Aptiana (reservatório da seção pré-sal compartilhado com o campo de Caratinga). Os mecanismos de produção do reservatório são, essencialmente, de expansão de rocha e fluidos, óleo e gás em solução. Utiliza-se a injeção de água como método de recuperação

suplementar, estimando-se a repressurização dos reservatórios até um patamar próximo às suas pressões originais.

O reservatório do Campo de Barracuda abriga petróleo de densidade média de 25°API. O reservatório apresenta características de alta permeabilidade, em torno de 1000 mD e elevados índices de produtividade. A quantidade de óleo original *in place* em Barracuda foi estimada em 2,25 bilhões de barris de óleo (Guimaraes *et al.* 2001).

5.3.2.3. histórico de produção de óleo

O quadro e a figura abaixo apresentam a produção histórica do campo de Barracuda. É visível a queda da produção a partir do ano 2006.

Quadro 4 - Produção histórica do campo de Barracuda

Ano	Barracuda - Produção de petróleo por ano em barris (bbl)
1997	2.190.000
1998	8.395.000
1999	8.395.000
2000	9.490.000
2001	11.315.000
2002	9.125.000
2003	-
2004	-
2005	44.530.000
2006	59.312.500
2007	53.290.000
2008	51.100.000
2009	44.530.000
2010	41.427.500
2011	43.070.000
Total acumulado	386.170.000

Fonte: adaptado de ANP, 2011

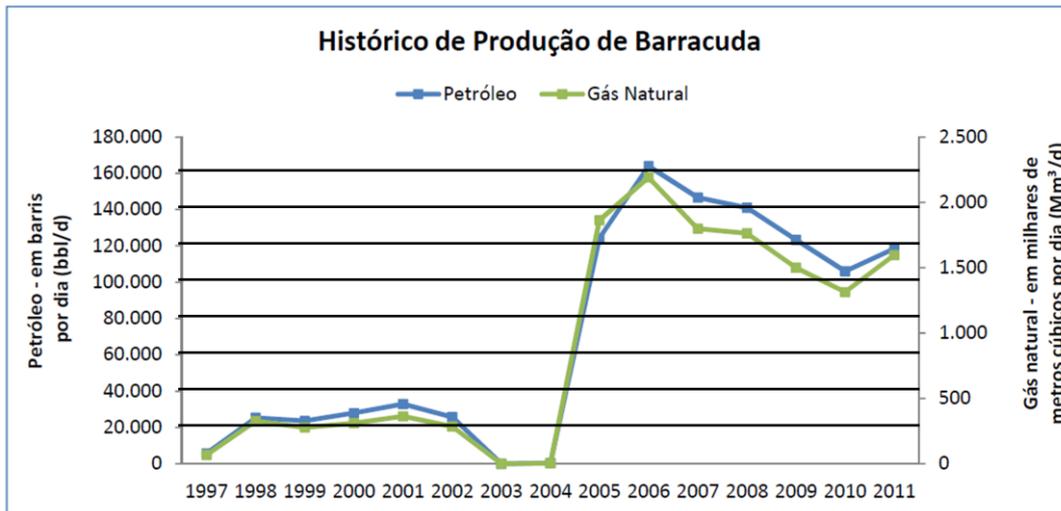


Figura 26 - Gráfico da produção histórica do campo de Barracuda

Fonte: adaptado de ANP, 2011

5.3.3. Cálculo da pressão atual dos reservatórios

Para poder realizar todos os cálculos relacionados à injeção de CO₂ no poço, será necessário calcular a atual pressão do reservatório. Devido à dificuldade em obter dados atualizados da pressão dos reservatórios nos campos de Marlim e Barracuda, a pressão do reservatório será estimada através da figura 27, utilizando os valores de pressão inicial do reservatório, a produção acumulada de óleo do reservatório e o volume original de óleo no reservatório.

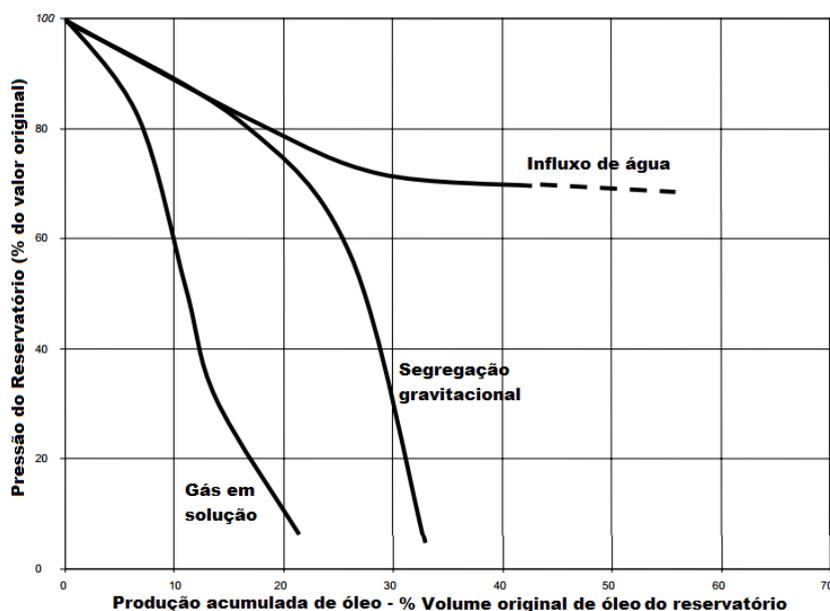


Figura 27 - Gráfico do decaimento da pressão do reservatório em função da produção acumulada de óleo

Fonte: Adaptado de Glover, P. (2001)

O gráfico apresenta o decaimento da pressão do reservatório em função da produção acumulada de petróleo no reservatório, a partir de um determinado mecanismo de produção, que pode ser: influxo de água; segregação gravitacional ou gás em solução. O mecanismo de produção utilizado nos campos de Marlim e Barracuda é o influxo de água, através da injeção do mesmo no reservatório, mantendo a pressão elevada durante um tempo maior que os outros mecanismos.

Para calcular o valor percentual da quantidade de óleo produzido em relação a quantidade total original de óleo no reservatório, será necessário dividir um pelo outro:

$$\frac{\% \text{ Volume original de óleo do reservatório}}{100} = \frac{\text{Produção total acumulada (barris)}}{\text{Volume original de óleo no reservatório (barris)}} \times 100$$

Através desse percentual, será possível determinar o valor porcentual da pressão atual do reservatório a partir do valor original da pressão, antes do campo produzir óleo, utilizando a seguinte equação:

$$\text{Pressão atual do reservatório (MPa)} = \% \text{ do valor original de pressão} \times \text{Pressão original do reservatório (MPa)}$$

Utilizando o valor da pressão original do campo de Marlim que é igual a 4082 psi ou 28,13 MPa (Oliveira, 2008), o valor de produção total acumulada de petróleo em Marlim, que é de 2131 milhões de barris e o valor de volume original de óleo *in place*, que é de 8100 milhões de barris, foi possível calcular o valor atual de pressão do reservatório:

$$\frac{\% \text{ Volume original de óleo de Marlim}}{100} = \frac{2131 \text{ (milhões de barris)}}{8100 \text{ (milhões de barris)}} \times 100 = 26,30 \%$$

Com o auxílio do gráfico, o valor atual de pressão do reservatório foi de:

$$\text{Pressão atual do reservatório de Marlim (MPa)} = 74 \% \times 28,13 \text{ MPa} = \mathbf{20,8 \text{ MPa}}$$

Utilizando o valor da pressão original do campo de Barracuda que foi estimado, a partir do valor de pressão original de Marlim (devido as características e profundidades semelhantes), em 29 MPa, o valor de produção total acumulada de Barracuda, que é 386 milhões de barris e o valor de volume original de óleo *in place*, que é de 2250 milhões de barris, foi possível calcular o valor atual de pressão do reservatório:

$$\frac{\% \text{ Volume original de óleo de Barracuda}}{100} = \frac{386 \text{ (milhões de barris)}}{2250 \text{ (milhões de barris)}} \times 100 = 17,15 \%$$

Com o auxílio do gráfico, o valor atual de pressão do reservatório foi de:

Pressão atual do reservatório de Barracuda (MPa) = 82 % × 29 MPa = 23,8 MPa

5.3.4. Cálculo do número de poços e da vazão a ser Injetada por poço

Para calcular o número de poços necessários para injetar o gás carbônico dentro dos reservatórios de Barracuda e Marlim, serão necessários os seguintes dados iniciais:

- Pressão atual do reservatório, dada em mega Pascal (MPa)
- Produção acumulada de óleo do reservatório, dada em milhões de barris (MMboe)
- Volume original de óleo no reservatório – *Original Oil in Place*, dada em milhões de barris (MMboe)
- Espessura do reservatório, dada em metros (m)
- Permeabilidade do reservatório, dada em miliDarcy (mD)
- Temperatura do reservatório, dada em graus Celsius (°C)
- Pressão de injeção, dada em mega Pascal (MPa)
- Fluxo de massa de CO₂ que será injetado, dada em toneladas (t)

Primeiramente, deve-se calcular a mobilidade do gás carbônico (*CO₂ mobility*) dentro do reservatório, que corresponde à permeabilidade absoluta do reservatório dividido pela viscosidade do CO₂ sob as condições de pressão e temperatura do reservatório. O valor de permeabilidade do reservatório é obtido através dos dados fornecidos pela literatura. O valor de viscosidade do CO₂ dentro do reservatório de petróleo pode ser obtido através da relação de pressão e temperatura do reservatório, dada pela função gráfica a seguir:

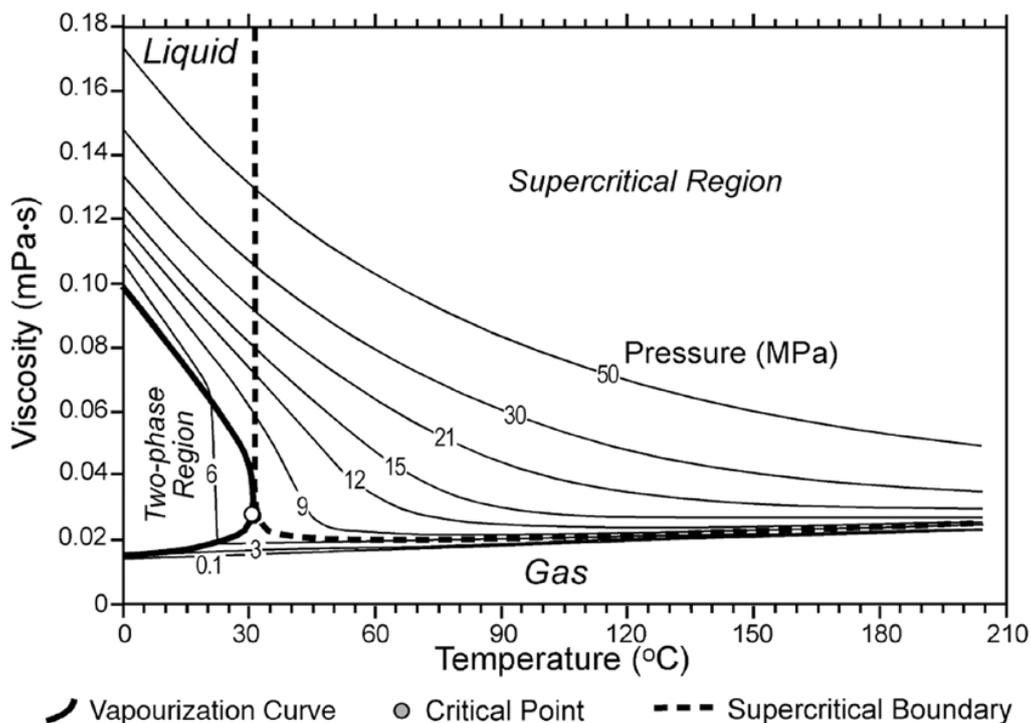


Figura 28 – Variação da viscosidade em função da temperatura e pressão

Fonte: IPCC, 2005

As equações são:

$$CO_2 \text{ mobility} = \frac{\text{Permeabilidade do reservatório}}{\text{Viscosidade do } CO_2}$$

$$CO_2 \text{ mobility} \left(\frac{\text{md}}{\text{mPa}} \cdot \text{s} \right) = \frac{K_a \text{ (mD)}}{\mu_{CO_2} \text{ (mPa} \cdot \text{s)}}$$

Tanto para o campo de Marlim quanto para o campo de Barracuda o valor da permeabilidade do reservatório é entre 1000 e 2500 mD (Bruhn *et. al.*, 2003). Para os cálculos, foi considerado o menor valor, o de 1000 mD para ambos os campos.

As temperaturas dos campos de Marlim e Barracuda, necessárias para obter a viscosidade do CO_2 , são, respectivamente, 65°C e 72°C (Rockett, 2010). Utilizando o gráfico e os dados de temperatura e pressão atual do reservatório (presentes no item 5.3.3), obteve-se o valor de 0,059 mPa.s para Marlim e 0,063 mPa.s para Barracuda.

$$\text{Mobilidade do } CO_2 \text{ em Marlim} = \frac{1000 \text{ (mD)}}{0,059 \text{ (mPa} \cdot \text{s)}} = 16945,15 \frac{\text{md}}{\text{mPa}} \cdot \text{s}$$

$$\text{Mobilidade do } CO_2 \text{ em Barracuda} = \frac{1000 \text{ (mD)}}{0,063 \text{ (mPa} \cdot \text{s)}} = 15873,02 \frac{\text{md}}{\text{mPa}} \cdot \text{s}$$

Através do valor de mobilidade do CO₂ será possível estabelecer a injetividade de CO₂ (CO₂ *Injectivity*) dentro do reservatório, a partir da equação derivada de Law e Bachu (Law e Bachu, 1996):

$$\text{Injetividade de CO}_2 \text{ (t/d/m/MPa)} = 0,0208 \times \text{mobilidade de CO}_2$$

Utilizando a equação, o valor resultante de injetividade para os campos de Marlim e Barracuda são:

$$\text{Injetividade de CO}_2 \text{ em Marlim} = 0,0208 \times 16945,15 = \mathbf{352,54 \text{ t/d/m/MPa}}$$

$$\text{Injetividade de CO}_2 \text{ em Barracuda} = 0,0208 \times 15873,02 = \mathbf{330,16 \text{ t/d/m/MPa}}$$

A injetividade de CO₂ corresponde ao fluxo de massa de CO₂ (m), em toneladas, que pode ser injetado por unidade de espessura do reservatório (h), em metros, e pela unidade de diferença de pressão entre a pressão de injeção no poço e a pressão do reservatório (P_{inj} – P_{res}), dado em mega Pascal.

Dada a injetividade de CO₂, o fluxo de massa máximo de injeção por poço, de acordo com as condições de pressão de injeção, em toneladas de CO₂ por dia, pode ser calculada através da seguinte equação:

$$\text{Vazão, em massa, máxima por poço (tCO}_2\text{/dia)} = \text{Injetividade de CO}_2 \times h \times (P_{inj} - P_{res})$$

Devido aos altos valores de injetividade de CO₂ calculados para os campos, não será necessário que se injete CO₂ a pressões muito elevadas comparadas a pressão do reservatório. Portanto, a pressão de injeção será 0,25 MPa maior do que a pressão do reservatório.

O valor de espessura média do reservatório do campo de Marlim é de 47 metros (Bruhn *et. al.*, 2003) e a do campo de Barracuda foi estimada em 50 metros.

Utilizando esses valores supracitados e o valor de injetividade, pode-se calcular os valores máximos de injeção por poço nos reservatórios:

$$\text{Vazão máxima de um poço em Marlim} = 352,54 \times 47 \times (0,25) = \mathbf{4142,37 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

$$\text{Vazão máxima de um poço em Barracuda} = 330,16 \times 50 \times (0,25) = \mathbf{4126,98 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

Como visto anteriormente, o fluxo de CO₂ que vai ser injetado vai variar de acordo com a quantidade de CO₂ reciclado que retorna junto com o petróleo extra produzido, em razão da miscibilidade do CO₂ com o óleo. Esse valor varia entre 50 e 67% (IPCC, 2005), dependendo das características do reservatório e da quantidade restante de óleo passível de recuperação. Esse CO₂ será separado do óleo e reinjetado pelos mesmos poços de injeção.

Para efeitos de cálculo, foi considerado o pior cenário, o de 67% de retorno de CO₂ junto ao óleo. O CO₂ é reciclado, comprimido e novamente injetado junto com o CO₂ proveniente das emissões capturadas.

A vazão, em massa, de CO₂ inicial que será injetada no reservatório, é igual à quantidade de CO₂ que chega anualmente aos campos, pelos carbodutos, dividido pelo número de dias em um ano, desconsiderando, neste primeiro momento, o CO₂ reciclado:

$$\text{Quantidade diária inicial a ser injetada no campo (tCO}_2\text{/dia)} = \frac{\text{Massa total de CO}_2\text{ anual (t)}}{\text{destinado ao campo}} \div 365 \text{ (dias)}$$

$$\text{Quantidade diária inicial a ser injetada em Marlim} = 8.510.859 \div 365 = \mathbf{23.317,42 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

$$\text{Quantidade diária inicial a ser injetada em Barracuda} = 4.255.429 \div 365 = \mathbf{11.658,71 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

Utilizando o valor da quantidade diária inicial (ainda sem considerar o reciclo) de CO₂ a ser injetado nos campos, foi possível calcular a quantidade máxima diária que será injetada nos campos dividindo-o pela porcentagem máxima de retorno de CO₂ junto com o óleo produzido (67%).

$$\text{Quantidade máxima diária a ser injetada no campo (tCO}_2\text{/dia)} = \frac{\text{Quantidade diária inicial a ser injetada no campo (tCO}_2\text{/dia)}}{67\%}$$

$$\text{Quantidade máxima diária a ser injetada em Marlim} = 23.317,42 \div 67\% = \mathbf{38.940,09 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

$$\text{Quantidade máxima diária a ser injetada em Barracuda} = 11.658,71 \div 67\% = \mathbf{19.470,05 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

Finalmente, o número de poços necessários (n) vai ser igual à quantidade total de CO₂ a ser injetado, dividido pelo fluxo máximo de injeção de um poço (com o reciclo do CO₂). Logo a equação será:

$$n = \text{Quantidade total de CO}_2 \text{ a ser injetado por dia} / Q_{\text{CO}_2 \text{ máx/poço/dia}}$$

$$\text{Número de poços necessários em Marlim} = 38.940,09 \div 4142,37 = \mathbf{9,4 \text{ Poços}}$$

$$\text{Número de poços necessários em Barracuda} = 19.470,05 \div 4126,98 = \mathbf{4,7 \text{ Poços}}$$

Portanto, serão necessários dez poços injetores em Marlim e cinco poços em Barracuda. Conhecido o número de poços, pode-se, calcular, em cada poço, as vazões mínimas, equivalentes as vazões iniciais, ou seja, ainda sem o reciclo de CO₂, e as vazões máximas, equivalente as vazões em longo prazo, ou seja, com o reciclo de CO₂:

$$\text{Vazão mínima de um poço (tCO}_2\text{/dia)} = \frac{\text{Quantidade máxima diária a ser injetada no campo (tCO}_2\text{/dia)}}{\text{número de poços (n)}}$$

$$\text{Vazão mínima de um poço em Marlim} = 23.317,42 \div 10 = \mathbf{2.331,74 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

$$\text{Vazão mínima de um poço em Barracuda} = 11.658,71 \div 5 = \mathbf{2.331,74 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

$$\text{Vazão máxima de um poço (tCO}_2\text{/dia)} = \frac{\text{Quantidade diária inicial a ser injetada no campo (tCO}_2\text{/dia)}}{\text{número de poços (n)}}$$

$$\text{Vazão máxima de um poço em Marlim} = 38.940,09 \div 10 = \mathbf{3.894 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

$$\text{Vazão máxima de um poço em Barracuda} = 19.470,05 \div 5 = \mathbf{3.894 \text{ tCO}_2\text{/dia}}$$

Portanto, para efeitos de dimensionamento das instalações necessárias para injetar o CO₂, e dos cálculos de custo de instalação e operação e manutenção, será considerado o valor máximo de injeção de CO₂ por poço, 3.894 tCO₂/dia tanto para Marlim como para Barracuda, sendo 10 poços no primeiro e 5 no segundo campo.

5.3.5. Cálculo da Capacidade de Armazenamento de CO₂

Calcular a capacidade de um reservatório em receber CO₂ é essencial para avaliar quesitos importantes para o projeto. Primeiramente, com a capacidade calculada, poderá ser calculado o tempo que leva para saturar o campo com a injeção de CO₂. Esse dado é importante em relação à segurança do armazenamento no reservatório, garantindo que não haja uma quantidade maior de dióxido de carbono do que a capacidade de suporte.

A capacidade de um reservatório de óleo de armazenar dióxido de carbono depende basicamente da quantidade de óleo original do reservatório (tamanho do reservatório), da densidade do óleo e da pressão do reservatório.

Primeiramente, será necessário converter o volume original de óleo *in place*, que é dado em barris de óleo para metros cúbicos. De acordo com a Petrobras, um metro cúbico de óleo cru equivale a 6,3 barris.

$$\text{OOIP (10}^6 \text{ m}^3\text{)} = \text{OOIP (Milhões de barris de óleo)} \div 6,3$$

Logo, o OOIP ,em metros cúbicos dos campos, será:

$$\text{OOIP de Marlim} = 8100 \div 6,3 = \mathbf{1.287,77 (10^6 m^3)}$$

$$\text{OOIP de Barracuda} = 2250 \div 6,3 = \mathbf{357,71 (10^6 m^3)}$$

A partir do Volume original de óleo *in place*, será calculado o volume recuperável de óleo (em condições padrões), utilizando o valor de grau API do óleo do reservatório. A equação se encontra a seguir (Stevens, 1999):

$$\text{Voil} = \text{OOIP} \times ((\text{API} + 5)/100)$$

Onde:

- Voil = Volume recuperável de óleo em condições padrões (10⁶ m³)
- OOIP = Volume original de óleo *in place* (10⁶ m³)
- API = Grau API do óleo (°)

Os volumes recuperáveis de óleo dos campos serão, respectivamente:

$$\text{Voil de Marlim} = 1.287,77 \times \left(\frac{20 + 5}{100}\right) = \mathbf{321,94 (10^6 m^3)}$$

$$\text{Voil de Barracuda} = 357,71 \times \left(\frac{25 + 5}{100}\right) = \mathbf{107,31 (10^6 m^3)}$$

Com o Voil calculado, será possível calcular a quantidade de CO₂ que pode ser armazenado nesse campo, utilizando o fator volume-formação de óleo e a densidade do CO₂ nas condições do reservatório, demonstrado na equação (IEA, 2005):

$$V_{CO_2} = (Voil/1000) \times Bo \times \rho_{CO_2}$$

Onde:

- V_{CO_2} = Capacidade de armazenamento de CO₂ (milhões de toneladas)
- Voil = Volume recuperável de óleo em condições padrões (10⁶ m³)
- Bo = Fator Volume-Formação do óleo
- ρ_{CO_2} = Densidade do CO₂ nas condições do reservatório (kg/ m³)

O fator volume-formação do óleo de Marlim e de Barracuda é de 1,51 (Rutledge e Rajagopal, 2007). A densidade do CO₂ no reservatório pode ser obtida através do seguinte gráfico:

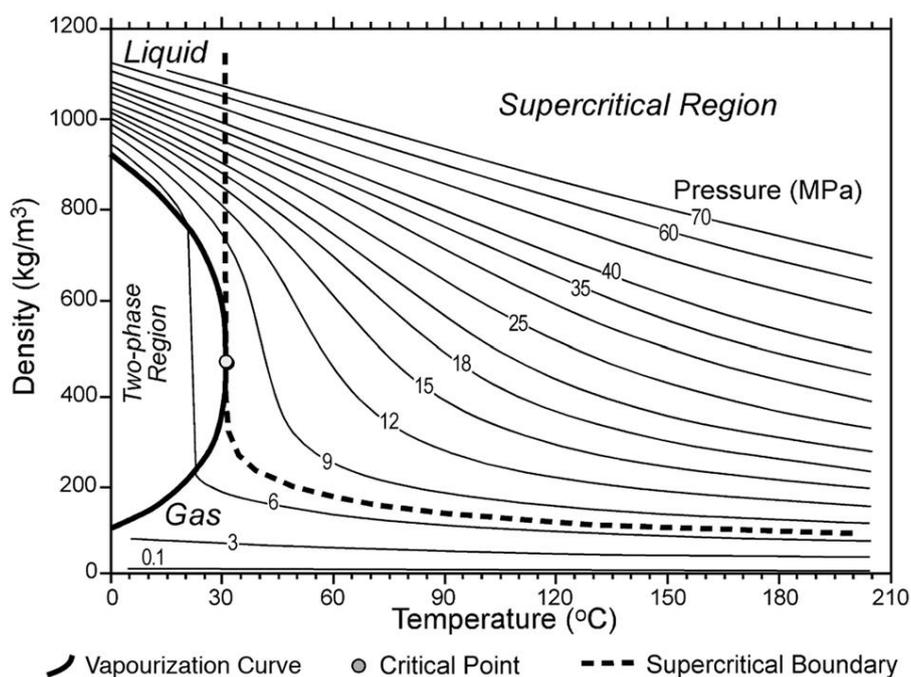


Figura 29 - Gráfico da densidade do CO₂ em função da pressão e da temperatura

Fonte: IPCC, 2005

Através do gráfico e dos valores de pressão (calculados no item anterior) e temperatura, foi calculado a densidade do CO₂ no reservatório:

- Pressão e temperatura de Marlim = 20,8 MPa e 65^oC ∴ $\rho_{CO_2} = 780 \text{ kg/m}^3$
- Pressão e temperatura de Barracuda = 23,8 MPa e 72^oC ∴ $\rho_{CO_2} = 800 \text{ kg/m}^3$

Portanto, a capacidade total de cada campo em armazenar CO₂ será:

$$V_{\text{CO}_2 \text{ de Marlim}} = (321,94/1000) \times 1,51 \times 780 = \mathbf{379,18 \text{ (Mt)}}$$

$$V_{\text{CO}_2 \text{ de Barracuda}} = (107,31/1000) \times 1,51 \times 800 = \mathbf{129,63 \text{ (Mt)}}$$

Geralmente a capacidade de armazenamento é maior do que a necessidade de injeção de CO₂ total para produzir todo o óleo passível de recuperação do campo. Sendo assim o tempo de execução do projeto será de acordo com sua capacidade de recuperar petróleo.

5.3.6. Cálculo da quantidade recuperável de óleo dos campos e a taxa de produção extra

A injeção de CO₂, um dos possíveis métodos de recuperação terciária de petróleo, em campos maduros promove uma melhoria significativa na produção de óleo.

Como visto no gráfico de produção histórica de Marlim, a produção está em decaimento desde 2002, indicando que os métodos primários e secundários de recuperação já não surtem muito efeito no aumento de produção do campo. Com a injeção de CO₂, a produção terá um ganho expressivo em relação aos níveis atuais de produção.

Como mencionado anteriormente, a quantidade recuperável de petróleo por RAP (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.

Tanto para os campos de Marlim e de Barracuda, o mecanismo de deslocamento de óleo é o miscível, em razão das altas pressões do reservatório que superam a pressão da zona de miscibilidade. No deslocamento miscível, o CO₂ se mistura com o óleo do reservatório, formando um óleo menos viscoso e, portanto mais fácil de ser retirado do reservatório.

Antes de calcular a produção extra anual de petróleo que ocorrerá em função da injeção do dióxido de carbono sequestrado, será preciso calcular a quantidade máxima de óleo que pode ser recuperada. Para isso será utilizado a equação a seguir (adaptado de IEA, 2005):

$$\text{EOR} = \% \text{EXTRA} \times \text{OOIP} \times C$$

Onde:

- EOR (*Enhanced Oil Recovery*) = quantidade de óleo que pode ser recuperado do reservatório (milhões de barris)
- %EXTRA = porcentagem extra de óleo recuperável em razão da injeção de CO₂
- OOIP = Volume original de óleo *in place* do campo (milhões de barris)
- C = fator de contato do CO₂ com o óleo

Assume-se que o valor do fator de contato C é igual a 0,75 para todos os campos de petróleo. É uma consideração conservativa (Hendriks *et al.*, 2002), já que é inviável 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 IEA GHG (IEA, 2002) para determinar o valor de %EXTRA. Ficou determinado que para óleos com um grau API menor que 31, o valor de %EXTRA será entre 0,3% e 10,3%.

A %EXTRA estimadas para os campos de Marlim e Barracuda foram:

- Marlim = 6,5%
- Barracuda = 8,5%

Logo, a quantidade máxima de óleo que poderá ser produzido em função da injeção de CO₂ nos campos de Marlim e Barracuda será de:

$$\text{EOR de Marlim} = 0,065 \times 8100 \times 0,75 = \mathbf{394,88} \text{ Milhões de barris de óleo}$$

$$\text{EOR de Barracuda} = 0,085 \times 2250 \times C = \mathbf{143,44} \text{ Milhões de barris de óleo}$$

Depois de calculado a quantidade máxima recuperável de óleo dos campos, pode-se, então, calcular o tempo necessário para produzir todo esse óleo extra, utilizando uma estimativa da taxa de produção desse óleo em função da quantidade de carbono que é injetada em cada campo.

A taxa de produção extra de óleo varia de acordo com a taxa de injeção de CO₂ dos poços e a taxa unitária de produção de óleo em função da quantidade de CO₂ que é injetado. Os principais fatores que afetam essa taxa de produção extra é o grau API do óleo do reservatório, ou seja, a densidade do óleo, e o mecanismo de deslocamento de óleo (miscível ou imiscível). Em relação ao grau API, os reservatórios com óleos mais pesados, ou seja, com um menor grau API, necessitam de uma maior quantidade de CO₂ para produzir óleo do que os reservatórios com óleos mais leves, com um maior grau API. Em relação à miscibilidade do CO₂ com o óleo, a taxa de produção será maior nos casos imiscíveis e menor nos miscíveis.

Segundo a IEA, as taxas de recuperação de óleo são entre 0,336 e 0,560 toneladas de CO₂ injetado para cada barril de óleo produzido. Logo, tomando como base o grau API do óleo, as taxas de produção extra para os campos de Marlim e Barracuda serão:

- Marlim = 0,510 toneladas de CO₂ para a produção de 1 barril de óleo
- Barracuda = 0,460 toneladas de CO₂ para a produção de 1 barril de óleo

Utilizando esses valores estimados, a produção extra pode ser calculada através da equação:

$$\text{Produção extra de óleo} \left(\frac{\text{barris}}{\text{ano}} \right) = \frac{\text{Quantidade injetada de CO}_2 \text{ anualmente (t CO}_2 \text{/ano)}}{\text{Taxa de produção extra (t CO}_2 \text{/barril de óleo)}}$$

A produção extra em Marlim e Barracuda será de:

$$\text{Produção extra anual de óleo em Marlim} = \frac{8.592.640 \text{ tCO}_2}{0,510 \text{ t CO}_2 \text{/barril de óleo}} = \mathbf{16.848.314 \text{ barris/ano}}$$

$$\text{Produção extra anual de óleo em Barracuda} = \frac{4.296.320 \text{ tCO}_2}{0,460 \text{ t CO}_2 \text{/barril de óleo}} = \mathbf{9.339.826 \text{ barris/ano}}$$

Através dos valores de produção extra anual de óleo e da quantidade de óleo que pode ser recuperado dos campos, pode-se calcular o tempo, em anos, de produção extra.

$$\text{Tempo de produção extra (anos)} = \frac{\text{EOR Quantidade de óleo que pode ser recuperada (Milhões de Barris)}}{\text{Produção extra anual de óleo em Barracuda} \left(\frac{\text{Barris}}{\text{ano}} \right) \div 10^6}$$

Os respectivos tempos de produção dos campos serão:

$$\text{Tempo de produção extra em Marlim} = \frac{394,88 \text{ (Milhões de Barris)}}{16.848.314 \left(\frac{\text{Barris}}{\text{ano}}\right) \div 10^6} = \mathbf{23,4 \text{ anos}}$$

$$\text{Tempo de produção extra em Barracuda} = \frac{143,44 \text{ (Milhões de Barris)}}{9.339.826 \left(\frac{\text{Barris}}{\text{ano}}\right) \div 10^6} = \mathbf{15,4 \text{ anos}}$$

5.3.7. Determinação dos poços injetores

Após a definição da quantidade de poços necessários para a injeção do CO₂, será necessário escolher os poços injetores de água já perfurados e completados. Os dados dos poços e suas localizações foram obtidos através do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O BDEP possui uma ampla base de dados disponíveis em uma interface de SIG, o BDEP *Web Maps*. Através deste, foi possível fazer o download de um arquivo, com as informações sobre os poços presentes nos campos de Barracuda e Marlim, no formato de *shapefile*, permitindo sua manipulação no software do ArcGIS.

Foram escolhidos cinco poços injetores em barracuda, relativamente próximos à plataforma P-43, a única plataforma localizada sobre o campo. Em Marlim foram escolhidos 10 poços injetores, 4 poços oriundos da plataforma P-19, 3 poços oriundos da plataforma P-26 e 3 poços oriundos da plataforma P-37.

As informações sobre a profundidade dos poços injetores escolhidos será útil para determinar os custos relacionados aos condicionamentos dos poços e ao custo anual de manutenção dos mesmos.

Com os dados dos poços, foi feito um mapa e um quadro, que reúne algumas informações dos poços:

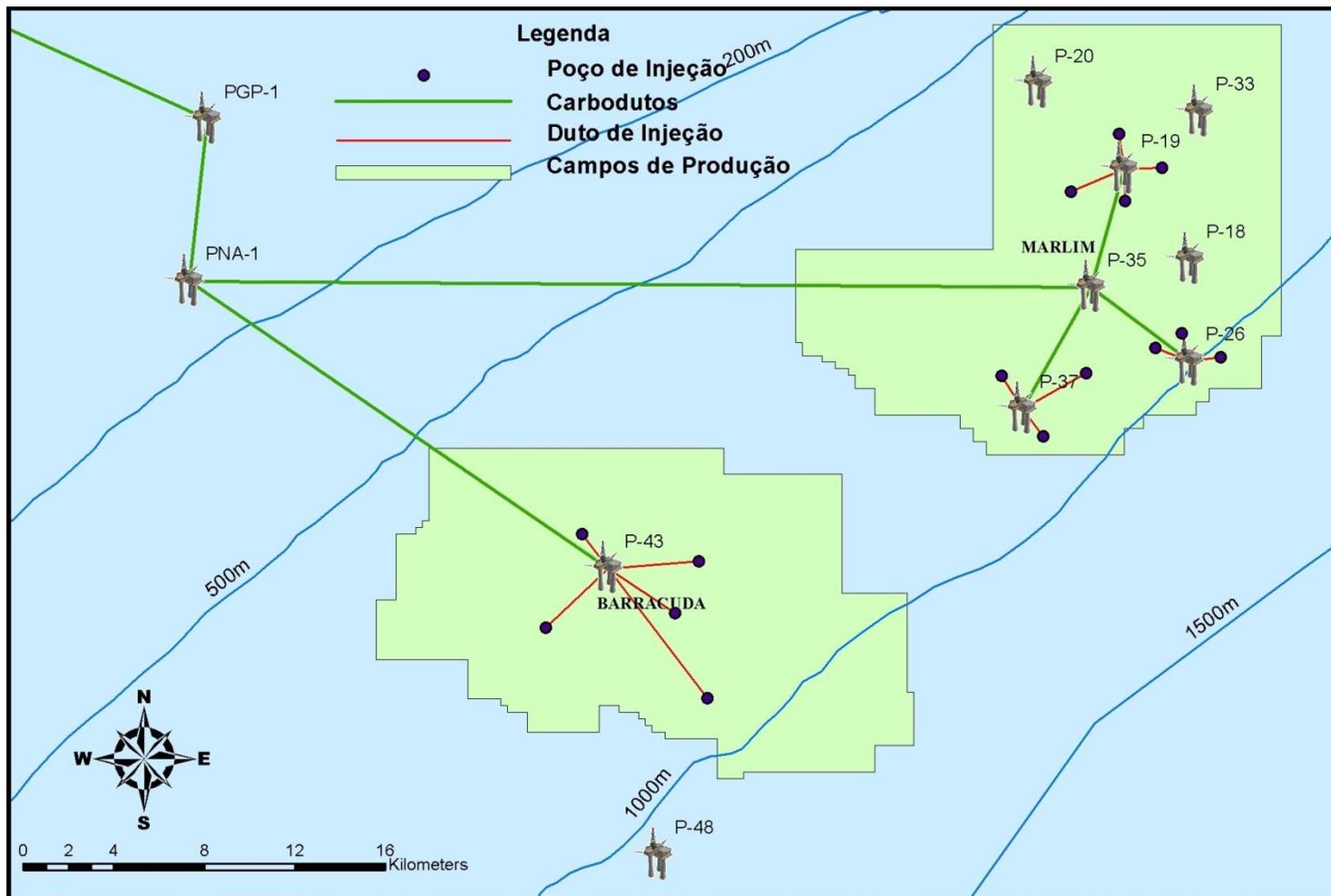


Figura 30 - Mapa com os carbodutos *offshore* e poços injetores de CO₂

Fonte: elaboração própria com dados da ANP e Marinetrffic.com

Quadro 5 - Relação dos poços injetores

	Nome do Poço	Profundidade do poço (m)	Lâmina de água (m)	Data da Perfuração	Latitude	Longitude
Barracuda	8-BR-11HP-RJS	3.901	750	07/09/2001	-22,5364	-40,2700
	8-BR-19DP-RJS	2.736	851	28/11/2001	-22,5472	-40,2234
	8-BR-37D-RJS	2.625	794	30/08/2003	-22,5733	-40,2843
	8-BR-45D-RJS	2.710	875	30/11/1998	-22,5675	-40,2329
	8-BR-57DP-RJS	2.772	949	14/06/1999	-22,6012	-40,2201
Marlim	8-MRL-39-RJS	2.870	804	19/05/1995	-22,3921	-40,0395
	8-MRL-44D-RJS	3.082	825	05/12/1995	-22,4052	-40,0543
	8-MRL-65D-RJS	3.123	1.020	19/01/1997	-22,4669	-40,0164
	8-MRL-73D-RJS	2.961	958	09/05/1997	-22,4632	-40,0424
	8-MRL-77D-RJS	2.905	960	20/08/1997	-22,4573	-40,0317
	8-MRL-132D-RJS	4.347	930	31/07/2000	-22,4731	-40,0699
	8-MRL-144D-RJS	2.878	941	28/10/2000	-22,4980	-40,0868
	8-MRL-175HP-RJS	n.d.*	905	09/08/2005	-22,4740	-40,1033
	8-MRL-191DP-RJS	n.d.*	719	01/04/2008	-22,3787	-40,0568
	8-MRL-192D-RJS	n.d.*	748	21/02/2008	-22,4015	-40,0758

Fonte: Elaboração própria Dados: ANP

*Não disponível – para os cálculos de custo, será adotado a profundidade de 3000 metros

5.3.8. Carbodutos auxiliares

Como o projeto prevê a produção de grandes quantidades extras de petróleo por RAP (EOR), haverá uma grande quantidade de CO₂ que retornará junto com o óleo produzido por causa das propriedades de miscibilidade do dióxido de carbono com o petróleo. Como todas as plataformas sobre os campos produzem óleo, todas vão estar sujeitas a produzir óleo com altas quantidades de CO₂ dissolvidos, não se restringindo a apenas as plataformas que injetam o dióxido de carbono. Portanto, será necessário que todas as plataformas, produtoras de petróleo sobre os campos de Marlim e Barracuda, necessitem de módulos para a realização de reciclagem de CO₂. Para as plataformas que não apresentam poços injetores de CO₂, o mesmo terá de ser enviado para a plataforma injetora mais próxima através de carbodutos auxiliares para que o CO₂ seja posteriormente injetado.

Os trechos de carodutos auxiliares são:

- Trecho da plataforma do tipo FPSO P-48 até a plataforma FPSO P-43 (P-48 – P-43)
- Trecho da plataforma do tipo FPSO P-33 até a plataforma semissubmersível P-19 (P-33 – P-19)
- Trecho da plataforma semissubmersível P-18 até a plataforma semissubmersível P-26 (P-20 – P-19)

O mapa a seguir apresenta toda a rede de injeção, de carodutos e de carodutos auxiliares:

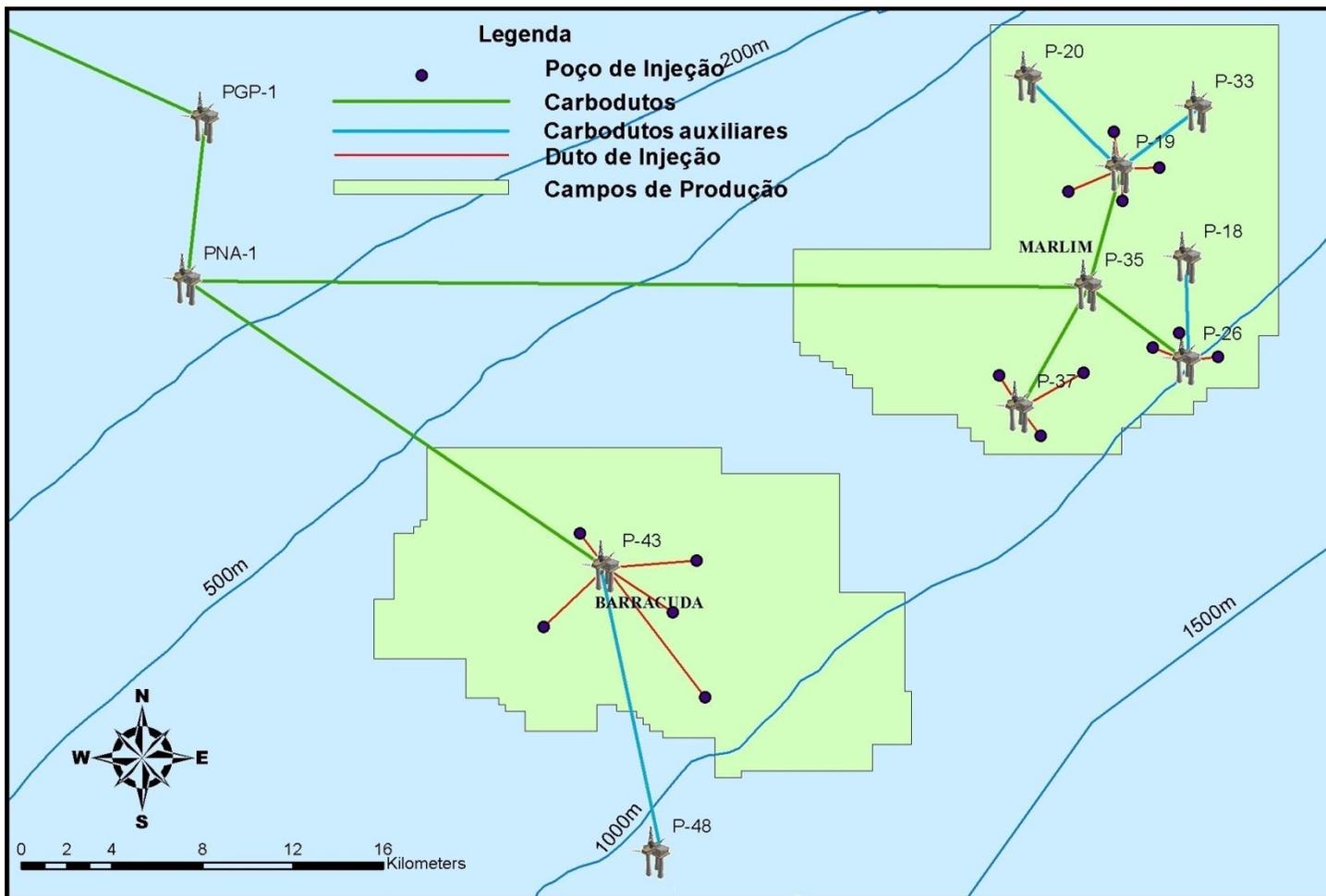


Figura 31 - Mapa com os carbodutos, os poços injetores e os carbodutos auxiliares

Fonte: elaboração própria com dados da ANP e Marinetraffic.com

5.3.9. Custos da Etapa de Injeção

Os valores de custo da injeção e do armazenamento geológico de dióxido de carbono são específicos para cada local. Os custos dependem da opção de armazenamento, como por exemplos, reservatório de óleo, reservatório de gás, formação salina, aquífero salino, camadas de carvão, etc., do local, da profundidade, das características do reservatório.

Os maiores custos de investimento de capital na etapa de injeção e armazenamento de CO₂ em um reservatório geológico são as perfurações de poços, a construção de uma infraestrutura apropriada, como plataformas, compressores, complementações de poços, equipamentos de injeção, etc., e a avaliação preliminar do local.

Em geral, os custos de armazenamento *offshore* são maiores do que *onshore*, devido à necessidade de se instalar plataformas e unidades subaquáticas, o que acaba por aumentar os custos operacionais também.

Nos casos onde há recuperação avançada de petróleo ou gás presente em camadas de carvão ou reservatórios de petróleo, serão necessárias instalações adicionais capazes de produzir esses hidrocarbonetos recuperados. O reuso de poços e infraestruturas contribuem na redução dos custos de investimento de capital.

Os custos operacionais incluem a mão-de-obra, a manutenção das instalações e os gastos com combustíveis.

Os custos com a caracterização do reservatório variam amplamente de um local para outro, pois dependem da pré-existência dos dados, da complexidade geológica da formação que será armazenado o CO₂, como a rocha-selante e os riscos de vazamento.

O monitoramento do gás carbônico armazenado irá adicionar custos extras ao projeto, estes são geralmente reportados a parte na literatura. O custo de monitoramento varia de acordo com a duração do monitoramento e os requerimentos legais de cada país ou unidade federativa. Em longo prazo, poderá haver custos adicionais de remediação e obrigações legais diversas.

As equações para o cálculo dos gastos financeiros na etapa de injeção e armazenamento do projeto estão descritos a seguir. Os resultados dos cálculos serão apresentados posteriormente no capítulo 8.

5.3.9.1. Custo de Instalação

Como mencionado anteriormente, a grande vantagem de se injetar CO₂ nos campos de petróleo da Bacia de Campos é o reaproveitamento de toda a infraestrutura, o que reduz drasticamente os custos iniciais da etapa de injeção, como a construção de plataformas e estruturas subaquáticas.

Os equipamentos necessários para a injeção do dióxido de carbono no reservatório, incluem: compressores, equipamentos diversos na plataforma, equipamentos subaquáticos, conexões e válvulas, etc.

Os custos dos equipamentos necessários, para cada plataforma, para a injeção do CO₂ no reservatório é dada pela seguinte equação, (adaptado de NETL, 2010):

$$\text{Custo dos equipamentos de injeção por plataforma} = \$ 94.029 \times \left(\frac{28}{\text{número de poços injetores}} \right)^{0,5} \times \text{Número de poços injetores}$$

Outra vantagem dos campos de Marlim e Barracuda, em relação aos custos, é a possibilidade de se reaproveitar os poços de injeção d'água para injetar CO₂. Existe uma grande quantidade de poços injetores em Marlim, 51 no total, e uma quantidade razoável em Barracuda, 23 no total. O custo de acondicionamento de um poço injetor, ou até mesmo de um poço produtor, é muito menor do que os custos de perfuração de um poço, principalmente nos campos de petróleo em águas profundas, como Marlim e Barracuda.

Os custos de acondicionamento dos poços de injeção são dados pela equação, (adaptado de CEED, 1995):

$$\text{Custo de acondicionamento de um poço injetor de água} = \$ (1,7 \times \text{Profundidade do poço (m)}) + \$35.000$$

Como dito anteriormente, será necessário construir equipamentos para a reciclagem de CO₂ em todas as plataformas produtoras dos campos. Nesse processo, o CO₂ será separado do óleo bruto, sendo posteriormente injetado. As plataformas que não tiverem nenhum poço de injeção enviarão o CO₂, já separado do óleo, pelos carbodutos auxiliares, para a plataforma responsável pela injeção do mesmo. O cálculo do custo das plantas de reciclagem de CO₂ leva em conta a quantidade injetada no campo, logo os valores serão uma média razoável para cada plataforma. A equação é dada a seguir (adaptado de CEED, 1995):

$$\text{Custo da planta de reciclagem de CO}_2 \text{ por plataforma} = \$ \frac{\left(8.208 \times \frac{\text{Quantidade de CO}_2 \text{ injetada no Campo por dia}}{\left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{dia}} \right)} \times 67\% \right)}{\text{Número de plataformas produtoras no campo}}$$

5.3.9.2. Custo de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção da injeção são ligeiramente elevados, principalmente devido à complexidade técnica da injeção *offshore* de CO₂.

As despesas ordinárias de operação para cada plataforma injetora de CO₂ são dadas pela equação (adaptado de NETL, 2010):

$$\text{Custos operacionais de injeção por plataforma} = \$4.221.590 \times \text{Número de poços injetores}$$

A partir da quantidade de CO₂ injetada anualmente, foi calculado os custos anuais referentes aos consumíveis. Os consumíveis são todas as despesas energéticas e de materiais gastos pela plataforma para a injeção do dióxido de carbono. A equação a seguir já está em conformidade com a quantidade máxima injetada nos poços (com a injeção do CO₂ reciclado), que é 3.931 toneladas de CO₂ por dia e por poço (adaptado de NETL, 2010):

$$\text{Custos anuais com consumíveis por plataforma} = \$11.774.624 \times \text{Número de poços injetores}$$

As despesas de manutenção dos equipamentos e das estruturas necessárias para a injeção de CO₂ das plataformas são calculadas em duas partes: a parte superficial e a parte subaquática.

A equação para o cálculo do custo anual de manutenção dos equipamentos e das estruturas superficiais de injeção por plataforma está descrita abaixo (adaptado de NETL, 2010):

$$\text{Custo anual de manutenção dos equipamentos superficiais de injeção por plataforma} = \$23.478 \times \left(\frac{28}{\text{número de poços injetores}} \right)^{0,5} \times \text{Número de poços injetores}$$

Os custos de manutenção dos equipamentos e das estruturas subaquáticas vão depender da profundidade do poço injetor. Logo o custo total por plataforma será a

soma dos custos individuais de cada poço. As equações se encontram abaixo (adaptado de NETL, 2010):

$$\begin{aligned} &\text{Custo anual de manutenção} \\ &\text{dos equipamentos subaquáticos} = \$2.16 \times \text{Profundidade do poço (m)} \\ &\text{de injeção por poço} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\text{Custo anual de manutenção} \\ &\text{dos equipamentos subaquáticos} = \$ \sum \text{Custo anual de manutenção} \\ &\text{de injeção por plataforma} \qquad \qquad \qquad \text{dos equipamentos subaquáticos} \\ &\qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \text{de injeção por poço} \end{aligned}$$

Os custos de operação e manutenção das plantas recicladoras de CO₂, presentes em todas as plataformas do campo, não somente nas injetoras, vai ser equivalente a quantidade de CO₂ que foi injetada. Os valores obtidos equivalem às médias para as plataformas. A equação se encontra abaixo (adaptado de CEED, 1995):

$$\begin{aligned} &\text{Custo anual de uma} \\ &\text{planta de reciclagem} = \$ \frac{\left(1.311 \times \frac{\text{Quantidade de}}{\text{no Campo por dia}} \text{CO}_2 \text{ injetada} \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{dia}} \right) \times 67\% \right)}{\text{Número total de plataformas produtoras no campo}} \\ &\text{de CO}_2 \text{ por plataforma} \end{aligned}$$

O monitoramento dos reservatórios é crucial para o gerenciamento dos riscos de um projeto de armazenamento geológico de carbono. São diversos parâmetros a serem rotineiramente analisados, como a taxa de injeção e a pressão de injeção. Também são previstos a realização de estudos sísmicos para verificar a migração do CO₂ dentro dos reservatórios e amostragem de rochas e solo acima do reservatório para verificar se há vazamentos de CO₂. A instalação de detectores de CO₂ nos poços de injeção também é importante para o monitoramento.

O custo de monitoramento é estimado a partir da quantidade de carbono que é injetado nos campos de petróleo. A equação para o cálculo é (adaptado de Dahowski *et. al.*, 2009):

$$\text{Custo anual de monitoramento} = \text{Quantidade injetada de CO}_2 (\text{t CO}_2/\text{ano}) \times \$0,05$$

5.3.9.3. Custos dos carbodutos auxiliares

Como não é possível prever a quantidade que será transportada em cada carboduto auxiliar, por causa da incerteza na quantificação de CO₂ que será reciclado em cada plataforma, os custos de instalação e operação serão estimados. Os custos de instalação e operação (anual) de cada trecho serão, respectivamente, **\$1.200.000** e **\$150.000**.

6. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

6.1. Introdução

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL, ou Clean Development Mechanism, CDM, em inglês) consiste na possibilidade de um país que tenha compromisso de redução de emissões (país no Anexo I) adquirir Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), geradas por projetos implantados em países em desenvolvimento (países não-Anexo I), como forma de cumprir parte de suas obrigações quantificadas no âmbito do Protocolo. A ideia consiste em que um projeto gere, ao ser implantado, um benefício ambiental (redução de emissões de GEE ou remoção de CO₂) na forma de um ativo financeiro, transacionável, denominado Reduções Certificadas de Emissões. Tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto registrado como MDL, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança global do clima, nos termos do Artigo 12 do Protocolo de Quioto (MCT, 2009).

O objetivo do MDL, como definido no Artigo 12 do Protocolo de Quioto, é assistir às Partes não-Anexo I para que contribuam com o objetivo final da Convenção – ou seja, alcançar a estabilização das concentrações de GEE na atmosfera num nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático – e para que atinjam o desenvolvimento sustentável por meio da implementação de atividades de projeto; e às Partes no Anexo I para que cumpram suas obrigações quantificadas de limitação e reduções de emissões (MCT, 2009).

O MDL é um mecanismo baseado no desenvolvimento de projetos e tem como responsável por parte de seu grande sucesso a iniciativa do empresariado. As atividades de projeto de MDL nos países em desenvolvimento têm que apresentar benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo; e estar diretamente relacionadas aos gases de efeito estufa, podendo reduzir as emissões de GEE ou aumentar a remoção de CO₂.

Podem participar de uma atividade de projeto de MDL entidades públicas, privadas e parcerias público-privadas das Partes no Anexo I e das Partes não-Anexo I, desde que devidamente autorizadas pelos respectivos países. O MDL é um mecanismo de mercado que estimula a ativa participação do setor privado, com sua reconhecida agilidade, flexibilidade e capacidade de resposta. Além disso, o engajamento deste setor é crucial para a efetividade das ações de mitigação.

6.2. Conceitos do MDL

Os conceitos e as bases metodológicas do MDL apresentam informações importantes que serão posteriormente utilizadas para a elaboração dos cálculos de emissões do projeto de CCGS sobre a perspectiva do MDL.

6.2.1. Adicionalidade

Uma atividade de projeto MDL é adicional se as emissões antrópicas de gases de efeito estufa são reduzidas a níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada (MCT, 2009). Ou seja, a adicionalidade é a determinação que as emissões de GEE serão mitigadas. Esse conceito é a base do MDL.

Um projeto de MDL irá provar sua adicionalidade através da aplicação correta das metodologias de cálculo adequadas ao escopo do projeto. No caso do CCGS, a adicionalidade estará diretamente ligada à questão da quantificação do armazenamento do dióxido de carbono em comparação com as emissões das fontes onde houve a captura.

6.2.2. Linha de Base – Emissões da linha de Base

A linha de base para uma atividade de projeto no âmbito do MDL é o cenário que representa de forma razoável as emissões antrópicas por fontes de GEE que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta (MCT, 2009). Ela deve cobrir emissões de todos os gases emitidos por setores e fontes que estejam dentro do limite do projeto.

6.2.3. Emissões de Projeto

As emissões de projeto são as emissões antrópicas de gases de efeito estufa da atividade de projeto do MDL, ou seja, após a mitigação da emissão de CO₂, por fontes, dentro do limite do projeto. No caso do CCGS, as emissões de projeto são equivalentes às emissões que irão ocorrer em razão das atividades de captura, transporte e injeção de CO₂ abatendo-se, desse valor, a quantidade de gás carbônico que foi capturado.

6.2.4. Fuga

As emissões fugitivas correspondem ao aumento das emissões de gases de efeito estufa que ocorrem fora do limite da atividade de projeto do MDL e que, ao mesmo tempo, sejam mensuráveis e atribuíveis à atividade de projeto. A fuga é deduzida da quantidade total de RCEs obtidas pela atividade de projeto do MDL. No CCGS, a fuga representa a quantidade de CO₂ que foi perdida no processo de transporte, injeção e armazenamento. Também podem ser consideradas, como emissões fugitivas do projeto, as emissões de CO₂ provenientes da queima total do petróleo produzido nos campos de petróleo, em consequência da recuperação avançada de petróleo.

6.2.5. Redução das Emissões

A redução das emissões equivale a diferença entre as emissões da linha de base e as emissões do projeto, subtraindo possíveis emissões fugitivas. O valor obtido, em toneladas de CO₂ equivalente, será a quantidade recebida de RCEs.

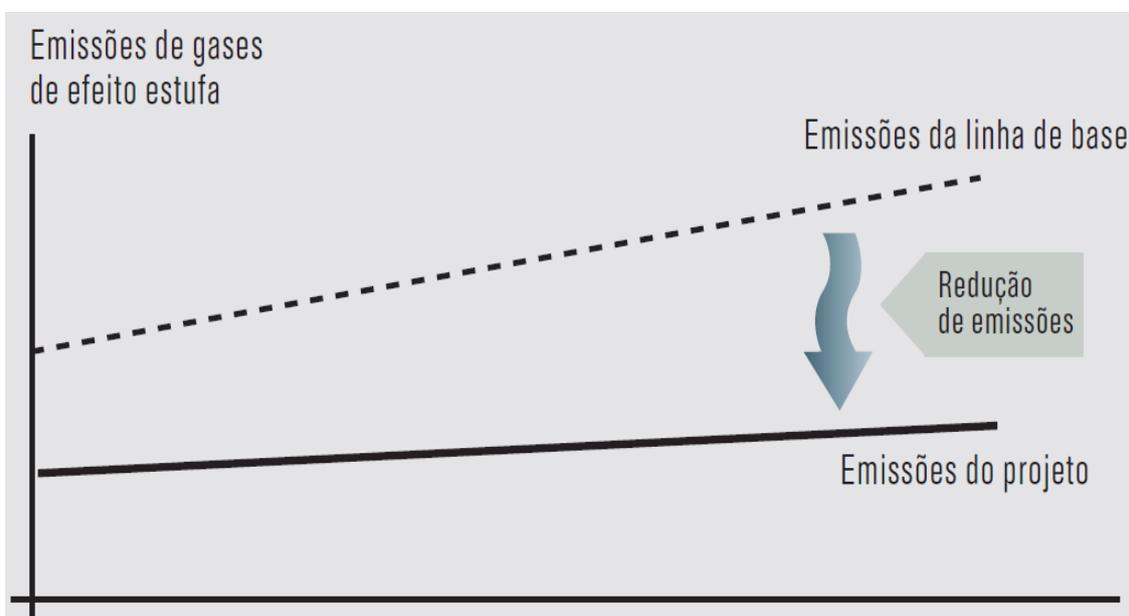


Figura 32 - Gráfico apresentando a Redução de Emissões

Fonte: MCT, 2009

6.3. Etapas do MDL

Nesse subcapítulo serão descritos de forma breve as etapas intermitentes de um projeto de MDL. A figura 33 apresenta o fluxograma das etapas do MDL.

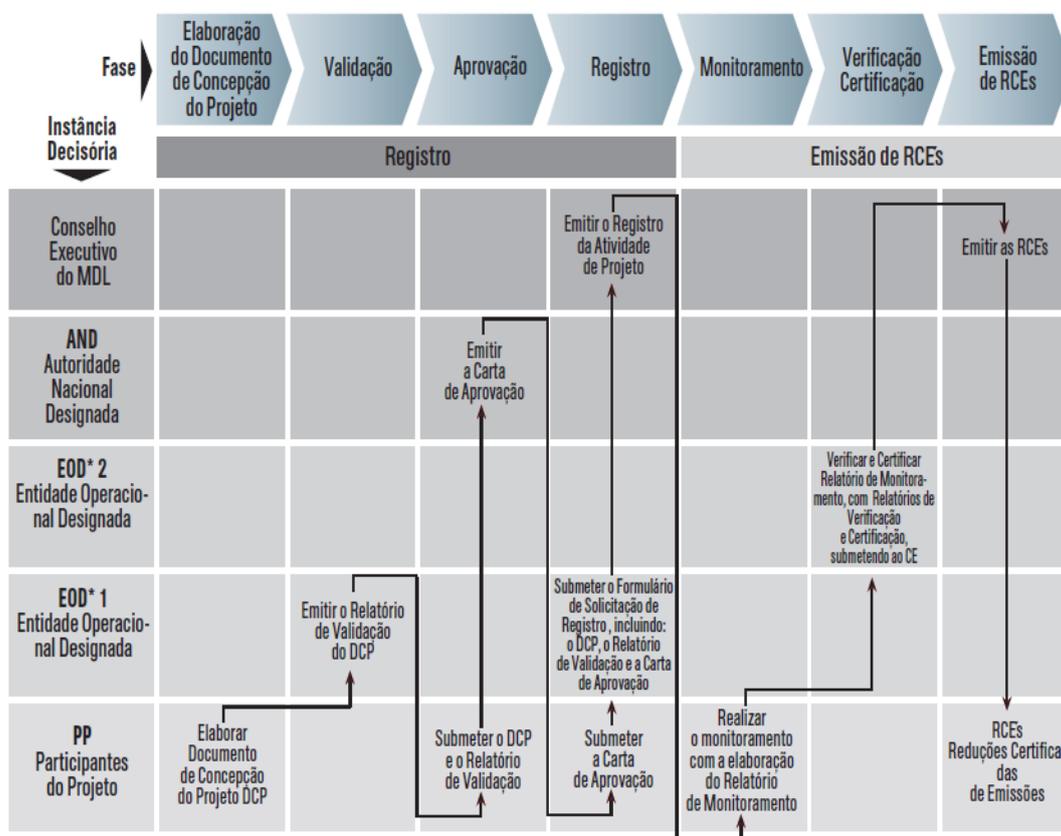


Figura 33 - Etapas de um projeto de MDL

Fonte: MCT, 2009

6.3.1. Elaboração do Documento de Concepção do Projeto

O Documento de Concepção do Projeto (DCP) é o documento que reúne as informações que caracterizam uma atividade de projeto segundo os procedimentos estabelecidos pelo MDL. Ele trata dos aspectos técnicos e organizacionais da atividade de projeto; justifica a escolha da metodologia de linha de base e de monitoramento; e demonstra sua adicionalidade.

6.3.2. Validação e Aprovação

A validação é o processo de avaliação independente de uma atividade de projeto que deve ser efetuado por uma Entidade Operacional Designada (EOD), sendo esta responsável por validar ou não o projeto. A EOD é uma certificadora credenciada pelo Conselho Executivo do MDL, e designada pela COP/MOP, que garante que as

atividades de projeto estão aplicando corretamente as normas e os procedimentos estabelecidos pelo Protocolo de Quioto e pelo Conselho Executivo do MDL.

Após ser validado, o projeto passa a ser analisado pela Autoridade Nacional Designada (AND) que aprovará ou não o projeto. Em caso de aprovação é emitido a Carta de Aprovação (LoA). A obtenção da Carta de Aprovação de cada Parte envolvida na atividade de projeto é um passo condicionante para que o projeto possa passar à etapa de registro. A carta confirma que a Parte representada ratificou o Protocolo de Quioto; de que a Parte representada participa voluntariamente do MDL; e que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país.

6.3.3. Registro

Registro é a aceitação formal, pelo Conselho Executivo, de um projeto validado como atividade de projeto do MDL. As RCEs só devem ser emitidas para um período de obtenção de créditos com início após a data de registro de uma atividade de projeto do MDL.

6.3.4. Monitoramento

O processo de monitoramento da atividade de projeto inclui o recolhimento e armazenamento de todos os dados necessários para calcular a redução de emissões de GEE (ou remoções de CO₂) de acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento da atividade de projeto. Só poderão ser emitidas RCEs relativas à redução de emissões ou aumento das remoções que tenham sido devidamente monitoradas.

6.3.5. Verificação e Certificação

A EOD verificará se as reduções de emissões de gases de efeito estufa monitoradas ocorreram como resultado da atividade de projeto do MDL. Para isso ela irá realizar os seguintes itens:

- Revisar os resultados do monitoramento e verificar se as metodologias de monitoramento para estimar a redução de emissões de GEE
- Determinar a redução de emissões de GEE ou remoções de CO₂, que não teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada
- Identificar e informar aos participantes do projeto qualquer suspeita com relação às conformidades da atividade de projeto

A certificação é a etapa posterior à verificação e consiste na garantia escrita pela EOD de que, durante o período de tempo declarado no Relatório de Monitoramento, uma atividade de projeto atingiu a redução de emissões de GEE ou remoções de CO₂.

6.3.6. Emissão das RCEs

Etapa na qual o Conselho Executivo confirma que as reduções de emissões de GEE (ou remoção de CO₂) decorrentes de uma atividade de projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo. Atendidos esses requisitos, o Conselho Executivo pode emitir as RCEs. Após a emissão, as RCEs são creditadas aos participantes de uma atividade de projeto na proporção por eles definida.

Depois de emitido, as RCEs poderão ser comercializadas ou mantidas pelos participantes do projeto.

7. Aplicação do projeto de CCGS como MDL

Até a presente data, não há uma metodologia de cálculo de linha de base e adicionalidade pronta para ser empregada em projetos de CCGS. A razão disso é basicamente em relação às incertezas em relação a RAP (EOR) e a capacidade de retenção do carbono nos reservatórios.

Como visto no capítulo anterior, o projeto irá gerar grandes quantidades anuais de petróleo, que possivelmente não seriam produzidos caso não houvesse um projeto de recuperação avançada de óleo. Esse óleo extra produzido irá ser refinado e posteriormente consumido como combustível, gerando novas emissões de CO₂.

A comprovação de que o carbono injetado irá permanecer preso por um longo período no reservatório representa outra dificuldade para o MDL. O comitê do MDL exige, para todos os projetos submetidos, um monitoramento rigoroso do abatimento das emissões, para comprovar que as emissões estejam sendo propriamente mitigadas de acordo com o previsto pela pelos cálculos de adicionalidade propostos.

Para verificar se o projeto de CCGS elaborado nesse trabalho irá ser apto a gerar RCEs, ou seja, se ele é adicional ou não, será preciso calcular a redução das emissões de GEE, a partir dos valores das emissões da linha de base, das emissões de projeto e das emissões fugitivas.

Como há a incerteza sobre a consideração da quantificação das emissões provenientes da posterior queima dos hidrocarbonetos pela produção extra de petróleo, serão feitas duas abordagens metodológicas. A primeira abordagem não irá considerar as emissões provenientes da combustão de todo o petróleo produzido em consequência da injeção de CO₂ nos campos. A segunda abordagem irá considerar as emissões de CO₂ provenientes da queima total do petróleo produzido pelo projeto, sendo estas consideradas como emissões fugitivas do projeto.

7.1. Abordagem sem Emissões do EOR

A abordagem metodológica para o MDL sem considerar o EOR irá contabilizar apenas as emissões decorrentes do projeto de captura, transporte e injeção do CO₂.

A redução nas emissões de gases de efeito estufa, para a quantificação das RCEs anuais passíveis de emissão, pode ser calculada através da equação abaixo:

$$ER = BE - PE - LE$$

- ER = Reduções na emissão de GEE
- BE = Emissões da linha de base
- PE = Emissões de projeto
- LE = Emissões fugitivas

7.1.1. Emissões da Linha de Base

As emissões da linha de base (BE) equivalem às emissões atmosféricas de gases de efeito estufa caso não houvesse o projeto de CCGS. Como o escopo definido nas emissões de carbono representam as duas fontes de captura, a CSN e a CSA, as emissões da linha de base corresponderá ao somatório das emissões das duas usinas sem qualquer captura de CO₂. Logo o BE será:

$$\begin{aligned} BE &= \text{Emissões da CSN (tCO}_2\text{)} + \text{Emissões da CSA (tCO}_2\text{)} \\ BE &= 11.958.667 \text{ tCO}_2 + 8.500.000 \text{ tCO}_2 = \mathbf{20.458.667 \text{ tCO}_2} \end{aligned}$$

7.1.2. Emissões de Projeto

As emissões de projeto (PE) serão as emissões atmosféricas de GEE após o projeto de captura e sequestro ser implementado. Vale ressaltar que será preciso quantificar as emissões adicionais que ocorrerão em detrimento das etapas de captura, transporte e armazenamento de CO₂.

$$PE = BE (tCO_2) - \text{Emissões Capturadas da CSA e da CSN} (tCO_2) + \text{Emissões decorrentes do projeto de CCGS} (tCO_2)$$

As emissões decorrentes do projeto consistem basicamente nas emissões resultantes do gasto energético que é exercido desde a captura até o armazenamento final. Como se trata de um projeto envolvendo recuperação avançada de petróleo, também serão contabilizados as emissões da etapa de reciclagem do CO₂. A equação se encontra a seguir:

$$\text{Emissões decorrentes do projeto de CCGS} (tCO_2) = E_{\text{Captura}} + E_{\text{Transporte}} + E_{\text{Armazenamento}} + E_{\text{Reciclo de CO}_2}$$

- E_{Captura} = Emissões resultantes do gasto energético adicional na etapa de captura de CO₂
- $E_{\text{Transporte}}$ = Emissões resultantes do gasto energético adicional na etapa de transporte de CO₂
- $E_{\text{Armazenamento}}$ = Emissões resultantes do gasto energético adicional na etapa de armazenamento de CO₂
- E_{Reciclo} = Emissões resultantes do gasto energético adicional na etapa de reciclo de CO₂

7.1.2.1. Emissões da Captura

O gasto energético da etapa de captura das refinarias compreende o gasto energético da separação de oxigênio e da captura e compressão do CO₂. A energia necessária para gerar oxigênio puro para a combustão é de 0,210 MWh/tO₂, e a energia para capturar e comprimir o CO₂ é de 0,306 MWh/t CO₂ (IEA, 2008). A quantidade de oxigênio é dada pela equação:

$$\text{Quantidade necessária de Oxigênio} (tO_2) = \text{Emissões de CO}_2 (tCO_2) \times 32/44$$

O fator 32/44 é relativo a quantidade em massa de oxigênio presente na molécula de dióxido de carbono. Os valores de oxigênio consumido nas siderúrgicas estão descritos a seguir:

$$\text{Oxigênio consumido na CSN} = 11.958.667 (tCO_2) \times \frac{32}{44} = \mathbf{8.697.212 tO_2}$$

$$\text{Oxigênio consumido na CSA} = 8.500.000 \text{ (tCO}_2\text{)} \times \frac{32}{44} = \mathbf{6.181.818 \text{ tO}_2}$$

Através da quantidade de oxigênio consumido, da quantidade de CO₂ capturado e do fator de emissão por energia consumida do *grid* brasileiro, que é de 0,1056 toneladas de CO₂ emitidos por MWh consumido (MCT - Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil calculado a partir das metodologias aprovadas pelo conselho do MDL - Ano Base 2011), pode-se calcular as emissões resultantes do gasto energético da etapa de captura:

$$\begin{aligned} \text{Emissões na captura (tCO}_2\text{)} &= \left[\text{Oxigênio consumido (tO}_2\text{)} \times 0,210 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{t O}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) \right] \\ &+ \left[\text{Quantidade capturada de CO}_2 \text{ (tCO}_2\text{)} \times 0,306 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{t CO}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) \right] \end{aligned}$$

Emissões na captura CSN

$$\begin{aligned} &= \left[8.697.212(\text{tO}_2) \times 0,210 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{t O}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) \right] \\ &+ \left[7.533.960(\text{tCO}_2) \times 0,306 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{t CO}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) \right] \\ &= \mathbf{436.318 \text{ tCO}_2} \end{aligned}$$

Emissões na captura CSA

$$\begin{aligned} &= \left[6.181.818 \text{ (tO}_2\text{)} \times 0,210 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{t O}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) \right] \\ &+ \left[5.355.000 \text{ (tCO}_2\text{)} \times 0,306 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{t CO}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) \right] \\ &= \mathbf{310.127 \text{ tCO}_2} \end{aligned}$$

O resultado final de emissões na etapa de captura será igual ao somatório das usinas CSN e CSA:

$$E_{\text{Captura}} = 436.318 \text{ tCO}_2 + 310.127 \text{ tCO}_2 = \mathbf{746.445 \text{ tCO}_2}$$

7.1.2.2. Emissões no transporte

As emissões resultantes etapa de transporte de CO₂ são oriundas do gasto energético adicional necessário para manter o gás comprimido para o transporte. Como na etapa de captura já houve a compressão inicial do gás, só serão contabilizados os gastos energéticos da recompressão ocorrida nos *booster stations* da REDUC e do Terminal de Cabiúnas.

Utilizando o mesmo fator de emissão da geração de energia do grid brasileiro aplicados para o MDL, que é de 0,1056 toneladas de CO₂ emitidos por MWh consumido, o gasto energético de 0,0019 MWh/tCO₂ em cada estação de recompressão (Hendriks e Graus, 2004), e a quantidade transportada de CO₂, poderá ser calculado a emissão da etapa de transporte através da equação a seguir.

$$E_{\text{Transporte}}(\text{tCO}_2) = \frac{\text{Quantidade transportada de CO}_2}{\text{tCO}_2} \times \left(2 \times 0,0019 \frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right)$$

O resultado será:

$$E_{\text{Transporte}} = 12.888.960 \text{ tCO}_2 \times \left(0,0038 \frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2} \right) \times 0,1056 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} \right) = 5.172 \text{ tCO}_2$$

7.1.2.3. Emissões no armazenamento

As emissões resultantes etapa de armazenamento de CO₂ são oriundas do gasto energético adicional necessário para comprimir e injetar o gás dentro do reservatório. Primeiramente será necessário calcular a quantidade de energia utilizada através da equação (adaptado de Hendriks e Graus, 2004):

$$\text{Energia gasta para compressão} \left(\frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right) = 0,0244 \frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2} \times \ln \left(\frac{\text{Pressão de saída (MPa)}}{\text{Pressão de entrada (MPa)}} \right) \times \text{Fluxo de massa de CO}_2 \left(\frac{\text{t}}{\text{ano}} \right)$$

A pressão do CO₂ transportado que chega às plataformas foi estimada como sendo 7 MPa e a pressão de saída é a pressão de injeção, que já foi calculada anteriormente. Os resultados da energia gasta na injeção nos campos de Marlim e Barracuda são:

$$\text{Energia gasta para compressão em Barracuda} = 0,0244 \frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2} \times \ln \left(\frac{24,03 \text{ MPa}}{7 \text{ MPa}} \right) \times 4.296.320 \text{ tCO}_2 = 129.311 \text{ MWh}$$

$$\text{Energia gasta para compressão em Marlim} = 0,0244 \frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2} \times \ln\left(\frac{21,07 \text{ MPa}}{7 \text{ MPa}}\right) \times 8.592.640 \text{ tCO}_2 = \mathbf{231.059 \text{ MWh}}$$

As plataformas da Bacia de Campos utilizam ou diesel ou gás natural para fornecer energia para todas as operações na plataforma. O combustível é consumido em uma turbina a gás gerando energia. Para o cálculo das emissões, considerou-se que apenas o gás natural foi utilizado. O fator de emissão de uma turbina alimentada por gás natural foi calculado em 0,5576 tCO₂/MWh (adaptado de API, 2009). Portanto, as emissões serão de:

$$E_{\text{Armazenamento}}(\text{tCO}_2) = \text{Energia gasta em Marlim e Barracuda} \times 0,5576 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$E_{\text{Armazenamento}} = (129.311 \text{ MWh} + 231.059 \text{ MWh}) \times 0,5576 \frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}} = \mathbf{200.962 \text{ tCO}_2}$$

7.1.2.4. Emissões no reciclo de CO₂

As emissões resultantes etapa de reciclagem do CO₂ são oriundas do gasto energético adicional necessário para separar o CO₂ do óleo, comprimi-lo e injeta-lo novamente dentro do reservatório. O gasto energético de uma unidade de reciclagem e recompressão de CO₂ é igual a 0,0657 MWh por tonelada reciclada de CO₂ (adaptado de MIT LFEE, 2003), a quantidade reciclada anual de CO₂ nos campos é de 8.635.603 (lembrando que esse valor corresponde ao máximo de CO₂ que pode retornar a superfície por ano) e o fator de emissão de uma turbina alimentada por gás natural é de 0,5576 tCO₂/MWh.

$$E_{\text{Reciclo de CO}_2}(\text{tCO}_2) = \frac{\text{Quantidade máxima de CO}_2 \text{ passível de ser reciclado por ano}}{\text{tCO}_2} \times \frac{\text{Gasto energético do reciclo de CO}_2}{\left(\frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2}\right)} \times 0,5576 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}}\right)$$

As emissões do gasto energético do reciclo de CO₂ serão:

$$E_{\text{Reciclo de CO}_2} = 8.635.603(\text{tCO}_2) \times 0,0657 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{tCO}_2}\right) \times 0,5576 \left(\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}}\right) = \mathbf{316.527 \text{ tCO}_2}$$

7.1.2.5. Emissões totais do projeto

Utilizando todos os valores calculados anteriormente, a emissão total anual decorrente do gasto energético do projeto será:

$$\text{Emissões decorrentes do projeto de CCGS} = 746.445 + 5.172 + 200.962 + 316.527 = \mathbf{1.269.106 \text{ tCO}_2}$$

Portanto as emissões de projeto serão de:

$$PE = BE (tCO_2) - \text{Emissões Capturadas da CSA e da CSN} (tCO_2) + \text{Emissões decorrentes do projeto de CCGS} (tCO_2)$$

$$PE = 20.458.667 tCO_2 - 12.888.960 tCO_2 + 1.269.106 tCO_2 = \mathbf{8.838.813 tCO_2}$$

7.1.3. Emissões fugitivas

As emissões fugitivas representam a quantidade total de CO₂ que é emitida para atmosfera em detrimento de eventuais fugas ou vazamentos durante todo o processo de captura, transporte, injeção e armazenamento.

Em projetos onde há a recuperação avançada de petróleo ou gás, que é o caso, a quantidade que é efetivamente armazenada equivale a 95% do CO₂ capturado (Stevens *et. al.*, 1999). Essa pequena perda se dá no processo de reciclo do CO₂ e em eventuais perdas devido a vazamento dos poços. Logo o valor de emissões fugitivas será 5% do CO₂ capturado anualmente.

$$LE (tCO_2) = \text{Emissões capturadas} (tCO_2) \times 5\%$$

$$LE = 12.888.960 \times 0,05 = \mathbf{644.448 tCO_2}$$

7.1.4. Redução efetiva das emissões

Depois de calculado todos os componentes da equação, o valor das reduções efetivas do CCGS, sem contabilizar as emissões da combustão do óleo produzido por EOR, será:

$$ER = 20.458.667 tCO_2 - 8.838.813 tCO_2 - 644.448 tCO_2 = \mathbf{10.975.406 tCO_2}$$

7.2. Abordagem com Emissões do EOR

Essa abordagem irá considerar as emissões de CO₂ provenientes da queima total do petróleo produzido pelo projeto, em consequência da recuperação avançada de petróleo, sendo estas consideradas como emissões fugitivas do projeto. Essas emissões são consideradas fugitivas porque elas não pertencem ao limite do projeto, ou seja, as emissões não são geradas diretamente pelo projeto e sim indiretamente.

As reduções das emissões serão consideravelmente menores do que na abordagem sem considerar as emissões de EOR.

Os cálculos das emissões da linha de base e emissões de projeto serão iguais aos valores da primeira abordagem, logo, só será preciso calcular as emissões fugitivas.

O valor total das emissões fugitivas será o somatório das emissões fugitivas da abordagem sem considerar o EOR com as emissões da queima do óleo cru produzido. Segue a equação:

$$LE (tCO_2) = \left(\text{Emissões capturadas } (tCO_2) \times 5\% \right) + \left(\frac{\text{Quantidade anual produzida de petróleo (t óleo)}}{\text{de petróleo}} \times \text{Fator de emissão do óleo cru} \left(\frac{tCO_2}{t \text{ óleo}} \right) \right)$$

O fator de emissão do óleo cru é de 3,1 tCO₂/t óleo (API, 2009) e a quantidade total de óleo extra produzido por EOR em um ano de projeto é de 3.572.734 toneladas.

$$LE (tCO_2) = 644.448 tCO_2 + \left(3.572.734 t \text{ óleo} \times 3,1 \left(\frac{tCO_2}{t \text{ óleo}} \right) \right)$$

$$LE = 644.448 tCO_2 + 11.075.475 tCO_2 = 11.719.923 tCO_2$$

Portanto, o valor das reduções efetivas do CCGS, com a contabilização das emissões da combustão do óleo produzido por EOR, será:

$$ER = 20.458.667 tCO_2 - 8.838.813 tCO_2 - 11.719.923 tCO_2 = -100.069 tCO_2$$

O valor da redução das emissões é negativo, ou seja, o projeto não reduziu e sim aumentou as emissões de gases de efeito estufa.

8. Resultados

Nesse capítulo serão descritos os resultados dos cálculos dos custos de todas as etapas do projeto, incluindo as receitas provenientes da recuperação extra de petróleo e da venda de RCEs, no caso que houver a emissão dos mesmos.

8.1. Captura

A partir da metodologia de cálculo dos custos da captura de CO₂ nas siderúrgicas, obtiveram-se os valores presentes no quadro abaixo:

Quadro 6 - Resultado dos custos da etapa de captura

	Emissões (tCO₂)	Emissões capturadas (tCO₂)	Investimento Inicial	Custo anual de operação e manutenção
CSA	8.500.000	5.355.000	\$ 645.262.557	\$ 194.922.000
CSN	11.958.667	7.533.960	\$ 907.821.182	\$ 274.236.152
Total	20.458.667	12.888.960	\$ 1.553.083.739	\$ 469.158.152

8.2. Transporte

A partir da metodologia de cálculo dos custos do transporte de CO₂ por cabodutos, com as duas estações de recompressão (*booster station*), foram obtidos os valores para cada trecho, apresentados no quadro abaixo:

Quadro 7 –Resultado dos custos da etapa de transporte

Trajetos	Investimento Inicial	Custo anual de operação e manutenção
CSN - REDUC	\$ 30.890.937	\$ 6.805.276
CSA - REDUC	\$ 18.880.493	\$ 3.973.410
REDUC - Terminal Cabiúnas	\$ 69.847.279	\$ 14.057.236
Terminal Cabiúnas - Barra do Furado	\$ 47.127.051	\$ 8.061.941
Barra do Furado - PNA-1	\$ 45.415.779	\$ 7.769.197
PNA-1 - P-35	\$ 20.462.522	\$ 2.787.934
PNA-1 - P-43	\$ 8.529.279	\$ 1.039.457
P-35 - P-19	\$ 1.878.791	\$ 257.917
P-35 - P-26	\$ 1.651.537	\$ 206.698
P-35 - P-37	\$ 1.924.651	\$ 240.879
Estação de Recompressão da REDUC	\$ 15.000.000	\$ 750.000
Estação de Recompressão do Terminal de Cabiúnas	\$ 15.000.000	\$ 750.000
Total	\$ 276.608.317	\$ 45.994.451

8.3. Injeção

Os resultados dos custos referentes à etapa de injeção e armazenamento estão divididos em dois grupos, poços e plataformas.

8.3.1. Poços

Os resultados dos custos dos poços estão descrito no quadro abaixo. Os valores de recondicionamento e custo anual de manutenção do poço também vão estar descritos nos quadros com os resultados econômicos das plataformas.

Quadro 8 - Resultados dos custos dos poços injetores

	Nome do Poço	Profundidade (m)	Custo de recondicionamento do poço	Custo anual de manutenção do poço
Barracuda	8-BR-11HP-RJS	3.901	\$ 41.631,70	\$ 8.426,16
	8-BR-19DP-RJS	2.736	\$ 39.651,20	\$ 5.909,76
	8-BR-37D-RJS	2.625	\$ 39.462,50	\$ 5.670,00
	8-BR-45D-RJS	2.710	\$ 39.607,00	\$ 5.853,60
	8-BR-57DP-RJS	2.772	\$ 39.712,40	\$ 5.987,52
Marlim	8-MRL-39-RJS	2.870	\$ 39.879,00	\$ 6.199,20
	8-MRL-44D-RJS	3.082	\$ 40.239,40	\$ 6.657,12
	8-MRL-65D-RJS	3.123	\$ 40.309,10	\$ 6.745,68
	8-MRL-73D-RJS	2.961	\$ 40.033,70	\$ 6.395,76
	8-MRL-77D-RJS	2.905	\$ 39.938,50	\$ 6.274,80
	8-MRL-132D-RJS	4.347	\$ 42.389,90	\$ 9.389,52
	8-MRL-144D-RJS	2.878	\$ 39.892,60	\$ 6.216,48
	8-MRL-175HP-RJS	3.000	\$ 40.100,00	\$ 6.480,00
	8-MRL-191DP-RJS	3.000	\$ 40.100,00	\$ 6.480,00
	8-MRL-192D-RJS	3.000	\$ 40.100,00	\$ 6.480,00
Total			\$ 603.047,00	\$ 99.165,60

8.3.2. Carbodutos auxiliares

Como não é possível prever a quantidade que será transportada em cada carboduto auxiliar, por causa da incerteza na quantificação de CO₂ que será reciclado em cada plataforma, os custos de instalação e operação foram estimados.

Quadro 9 - Resultados dos custos dos carbodutos auxiliares

Trajeto	Custo de Instalação	Custo anual de operação e manutenção
P-48 - P-43	\$ 1.200.000	\$ 150.000
P-20 - P-19	\$ 1.200.000	\$ 150.000
P-33 - P-19	\$ 1.200.000	\$ 150.000
P-18 - P-26	\$ 1.200.000	\$ 150.000
Total	\$ 4.800.000	\$ 600.000

8.3.3. Plataformas

Os resultados do valor de investimento inicial e dos valores dos custos anuais de manutenção e operação das atividades de injeção exercidas nas plataformas estão descritos nos quadros a seguir, os valores dos resultados dos poços estão presentes nos custos das plataformas.

8.3.3.1. Investimento Inicial

Quadro 10 - Resultado dos investimentos iniciais das plataformas

	Barracuda	Marlim			Total
	P-43	P-37	P-26	P-19	
Custo de instalação dos equipamentos de injeção	\$1.112.566	\$861.790	\$861.790	\$995.109	\$3.831.256
Custo de condicionamento dos poços injetores	\$200.065	\$120.428	\$122.362	\$160.193	\$603.047
Custo da Planta de Reciclagem de CO ₂ *	\$64.731.536	\$38.838.922	\$38.838.922	\$51.785.229	\$194.194.609
Investimento Total	\$66.044.167	\$39.821.139	\$39.823.074	\$52.940.531	\$198.628.911

*o valor corresponde também às plataformas de produção ligadas pelos carodutos auxiliares às plataformas injetoras; vide figura 31

8.3.3.2. Custos Operacionais e de Manutenção

Quadro 11 - Resultados dos custos de operação e manutenção das plataformas

	Barracuda	Marlim			Total
	P-43	P-37	P-26	P-19	
Despesas operacionais de injeção	\$ 21.107.950	\$ 12.664.770	\$ 12.664.770	\$ 16.886.360	\$ 63.323.850
Despesas com Consumíveis	\$ 58.873.120	\$ 35.323.872	\$ 35.323.872	\$ 47.098.496	\$ 176.619.360
Manutenção do equipamento de injeção na plataforma	\$ 277.795	\$ 215.179	\$ 215.179	\$ 248.468	\$ 956.622
Custo de manutenção dos poços	\$ 31.847	\$19.602	\$ 22.060	\$ 25.656	\$ 99.166
Custo de Monitoramento	\$ 214.816	\$ 128.890	\$ 128.890	\$ 171.853	\$ 644.448
Custo de Reciclagem de CO2*	\$ 10.339.065	\$ 6.203.439	\$ 6.203.439	\$ 8.271.252	\$ 31.017.194
Custo total anual	\$ 90.844.593	\$ 54.555.752	\$ 54.558.210	\$ 72.702.085	\$ 272.660.640

*o valor corresponde também às plataformas de produção ligadas pelos carodutos auxiliares às plataformas injetoras; vide figura 31

8.4. Produção Extra de Petróleo

Os valores de produção extra de óleo dos campos de Marlim e Barracuda oriundos da recuperação avançada de petróleo pela injeção de CO₂ estão descritos no quadro abaixo:

Quadro 12 - Resultados da produção extra de petróleo por EOR

	Marlim	Barracuda	Total
Produção extra anual (toneladas)	2.261.221	1.274.192	3.572.734
Produção extra anual (barris)	16.848.314	9.339.826	26.188.140
Produção extra diária (barris)	46.160	25.589	71.748

Considerando o atual preço do petróleo em 100 dólares por barril, e o custo de produção *upstream* do óleo, que equivale a 6,21 dólares por barril (IEA, 2011), as receitas e despesas do EOR estão demonstradas no quadro abaixo. O custo de produção equivale aos custos necessários para operar e manter os poços de petróleo, equipamentos e unidades da plataforma, necessários por trazer o petróleo até a superfície.

Quadro 13 - Receitas e custos da produção extra de petróleo por EOR

	Marlim	Barracuda	Total
Receitas da venda do óleo extra produzido	\$ 1.684.831.400	\$ 933.989.624	\$ 2.618.814.024
Custos da produção <i>upstream</i> do óleo	\$ 104.628.030	\$ 58.000.321	\$ 162.628.351
Lucro do EOR (sem contabilizar os custos do CCGS)	\$ 1.580.203.370	\$ 875.989.303	\$ 2.456.85.673

8.5. MDL

Como dito anteriormente, as Reduções Certificadas das Emissões (RCEs) podem ser vendidas, gerando uma receita adicional ao projeto. No capítulo 7, foram calculados as reduções das emissões das duas possíveis abordagens metodológicas do MDL. Como apenas a primeira gera créditos, só essa irá possuir receita.

Para esse projeto, foi considerado que as RCEs fossem vendidas no Mercado europeu de comércio de emissões, o EU ETS. Os preços dos RCEs estão em um patamar muito baixo, cerca de 35 centavos de euro (0,45 centavos de dólar) por tonelada reduzida de CO₂. Logo, as receitas geradas pela venda de RCE sem considerar o EOR serão de:

$$\text{Venda de RCEs} = 10.975.406 \times \$0,45 = \$4.938.933$$

8.6. Discussões dos Resultados

Os resumos dos custos de investimento inicial e dos custos de operação e manutenção dos projetos estão descritos nos quadros e gráficos a seguir:

Quadro 14 - Resumo dos custos de investimento inicial do projeto

Etapas do Projeto	Investimento Inicial
Captura	\$ 1.553.083.739
Transporte	\$ 276.608.317
Injeção	\$ 198.628.911
Total	\$ 2.028.320.968

Quadro 15 - Resumo dos custos de operação e manutenção do projeto

Etapas do projeto	Custo anual de operação e manutenção
Captura	\$ 469.158.151,64
Transporte	\$ 45.994.450,87
Injeção	\$ 272.660.640,16
Total	\$ 787.813.242,68



Figura 33 - Gráfico da divisão percentual dos investimentos iniciais do projeto

Fonte: Elaboração própria

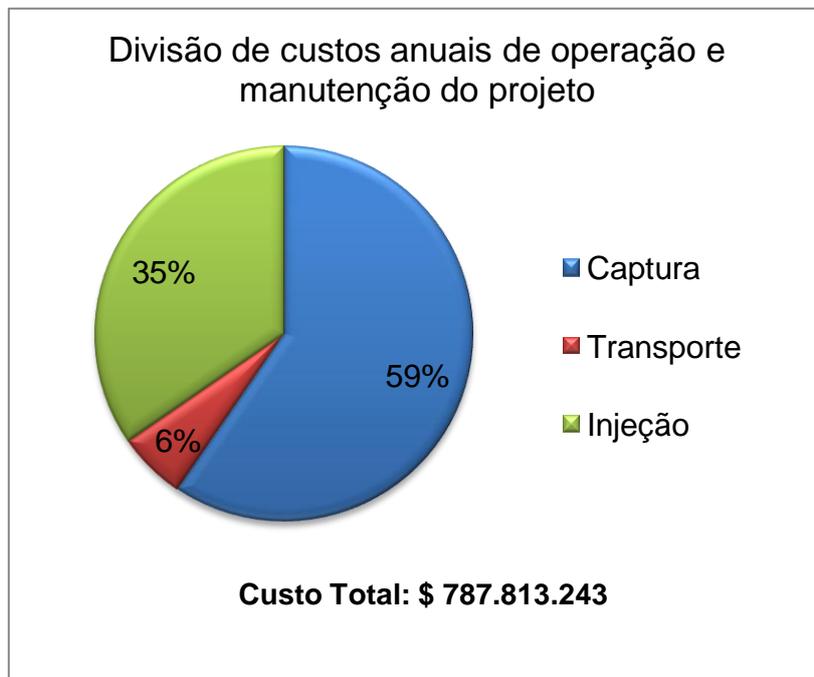


Figura 34 - Gráfico da divisão percentual dos custos anuais de operação e manutenção do projeto

Fonte: Elaboração própria

Como previsto anteriormente, as maiores despesas ocorrem na etapa de captura do dióxido de carbono. Tanto os custos de instalação como os custos anuais são muito maiores do que os custos referentes à captura e transporte. O alto valor de investimento inicial na captura se deve a necessidade de construir unidades

recicladoras de TGRBF e as unidades de separação de oxigênio do ar. O alto valor de operação e manutenção da captura é em razão dos altos gastos energéticos para a separação dos gases.

A etapa de transporte não apresentou altos custos de instalação em comparação aos outros, em razão das distâncias dos carodutos não serem tão grandes. Os custos de operação e manutenção são baixos, pois não há a necessidade de altos gastos energéticos no transporte.

A etapa de injeção exige menos custos de investimento em razão da pouca necessidade de se instalar novas unidades e módulos na plataforma. O reaproveitamento dos poços injetores de água também foi importante para minimizar os custos iniciais. Já os custos de operação e manutenção foram proporcionalmente maiores no valor total.

Para verificar se o projeto é viável economicamente, foi elaborado dois gráficos com as receitas e as despesas do projeto.

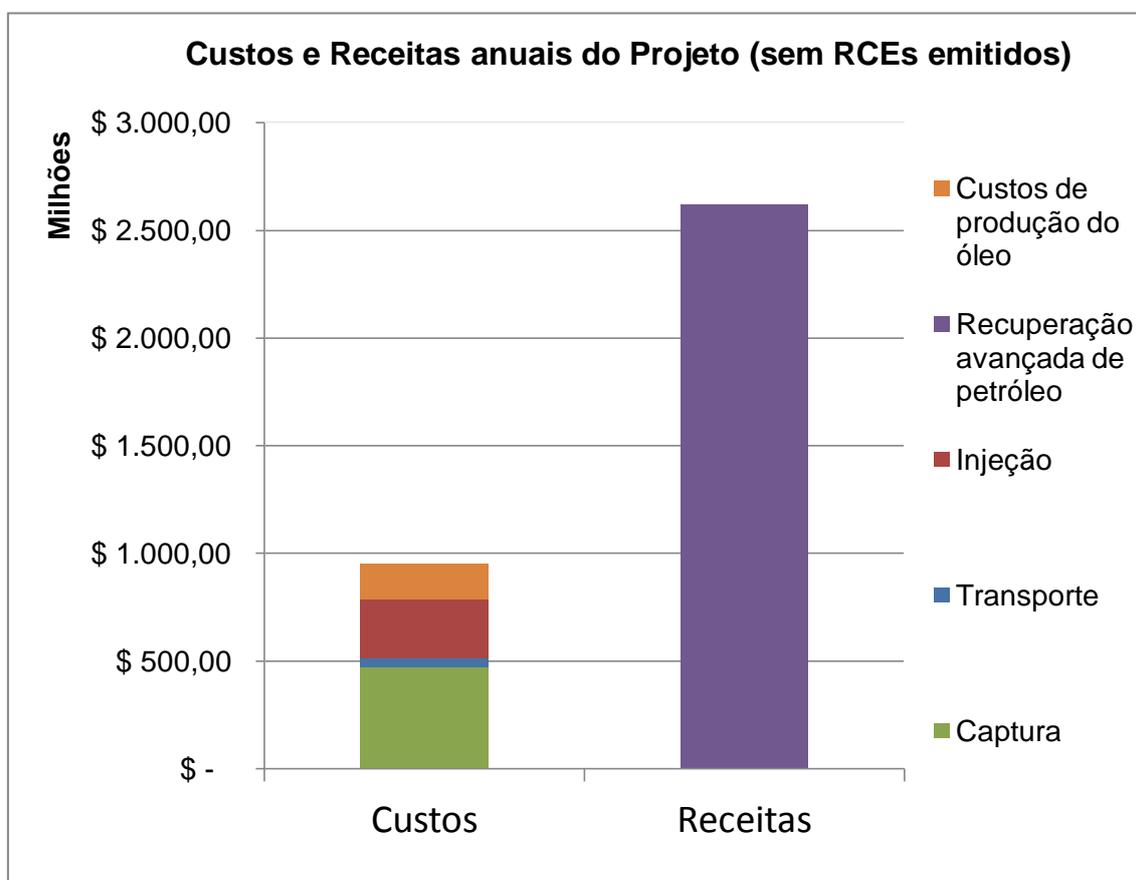


Figura 35 - Resumo dos custos e receitas do projeto sem a emissão e venda de RCEs

Fonte: Elaboração própria

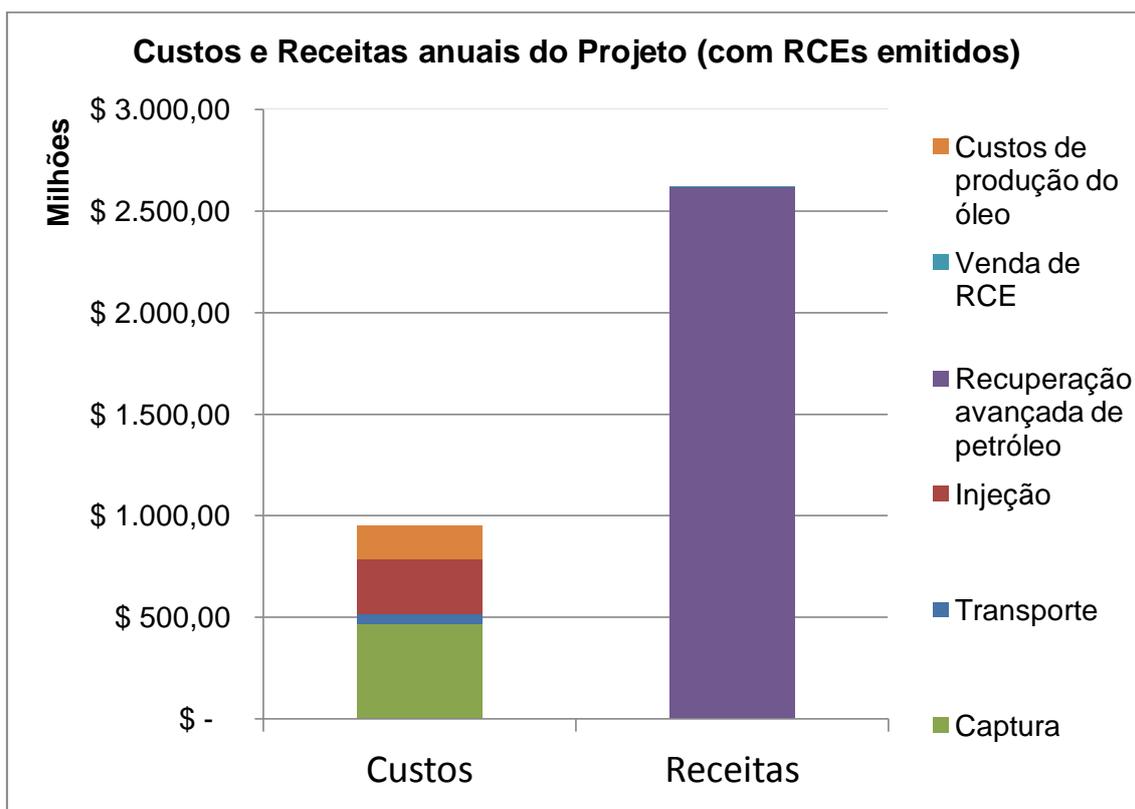


Figura 36 - Resumo dos custos e receitas do projeto com a emissão e venda de RCEs

Fonte: Elaboração própria

A partir dos gráficos verifica-se que o projeto é viável economicamente. O lucro anual é de **\$1.673.311.363** com a obtenção e venda dos RCEs e **\$1.668.372.430** sem a venda de RCEs. Observa-se que a obtenção dos RCEs pelo MDL quase não altera os lucros anuais do projeto, em razão da pouca quantidade e do baixo preço dos RCEs no principal mercado de emissões do mundo.

9. Conclusão

O objetivo proposto para esse trabalho foi verificar viabilidade técnica e econômica do projeto de CCGS elaborado evidenciando, no intuito de comprovação de abatimento real das emissões, a quantidade de Reduções certificadas de Emissões (RCEs).

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 um pouco 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 de vida do projeto.

Como praticamente 100% das receitas foram oriundas da venda de petróleo, a obtenção das RCEs 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.

Como, até o presente momento, não há um projeto ou metodologia validada de CCGS no escopo do MDL, fica incerto qual das duas abordagens apresentadas nesse trabalho será a mais próxima da metodologia escolhida para projetos de CCGS. Caso seja a primeira, haverá a emissão dos RCEs para as empresas do projeto, caso seja a segunda, não haverá a emissão dos RCEs.

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. Visto isso, projetos de CCGS, que envolvem a recuperação de petróleo, não são recomendáveis para sua inclusão no âmbito de um projeto de MDL, até porque as receitas da venda de RCEs são mínimas comparadas às receitas da venda de petróleo.

10. Referências Bibliográficas

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resumo dos Campos – Barracuda e Marlim**, 2011, disponível em <http://www.anp.gov.br> Acessado em setembro de 2012.

API - American Petroleum Institute. **Compendium of Green House Gas Emissions Methodologies for The Oil and Natural Gas Industry**. Washington, EUA, 2009.

BDEP - Banco de Dados de Exploração e Produção. ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Disponível em <<http://www.bdep.gov.br/>>. Acesso em: outubro de 2012.

BIRAT, J.; BORLEE, J.. **Challenges & Opportunities of CCS in the Iron & Steel Industry**. Steel, CO₂ mitigation, CCS and UCLO. ArcelorMittal. Dusseldorf, Alemanha, 2011.

BRUHN, C.H.L., RODRIGUES, E.B., BARROS, A.P., BACKHEUSER, Y., FREITAS, L.C.S., SUAREZ, C.R. **Estratigrafia de alta resolução, heterogeneidades de reservatório e modelagem geológica tridimensional do reservatório do Campo de Marlim, Bacia de Campos**. Rio de Janeiro, Anais, 1-9. 1996.

BRUHN, C.H.L.; GOMES, J.A.T.; LUCCHESI JR., C.; E JOHANN, P.R.S. **Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges**. Petrobras E&P, Rio de Janeiro. 2003.

CANTO, E. L. **Minerais minérios metais: de onde vêm? Para onde vão?**. Editora Moderna. São Paulo, 1998.

CARTER, L. D.. **Enhanced Oil Recovery & CCS**. The U.S. Carbon Sequestration Council. 2011.

CDP - Carbon Disclosure Project. Disponível em: <<https://www.cdproject.net/en-US/Pages/HomePage.aspx>> Acesso em: outubro de 2012.

CEED - Center for Energy and Economic Diversification. **Is my field a candidate for CO₂ flooding?**. CEED CO₂ flooding shortcourse no. 2. Odessa, EUA, 1995.

CORA, C. A. G.; CANDIDO, A., **The Marlim and Albacora Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil, Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1978 - 1988**. AAPG (American Association of Petroleum Geologists) Memoir 54, Editado por Halbouty, T. M.. Oklahoma, EUA, 1992

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.** Pacific Northwest National Laboratory. Preparado para o U.S. Department of Energy. 2009

DAMEN, K.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W.. **Pathways towards large-scale implementation of CO₂ capture and storage: A case study for the Netherlands.** International Journal of Greenhouse Gas Control. Elsevier, Volume 3, Issue 2. 2009.

DANLOY *et al.*. **ULCOS-Pilot testing of the low-CO₂ Blast Furnace process at the experimental BF in Luleå.** La Revue de Metallurgie. 2009.

EIA - Energy Information Administration. **Performance Profiles of Major Energy Producers 2009.** U.S. Department of Energy. Washington, EUA, 2011.

FARLA, J.C.; HENDRIKS, C.A.; BLOK, E.. **Carbon Dioxide Recovery From Industrial Processes.** Climate Change, 29, 439-61. 1995.

GALE, J.; DAVISON, J.. **Transmission of CO₂-Safety and Economic Considerations.** Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Technologies. Quioto, Japão. 2002.

GLOVER, P.. **Formation Evaluation.** MSc Course Notes. Department of Geology and Petroleum Geology University of Aberdeen. Aberdeen, Reino Unido, 2001.

GUIMARAES *et al.*. **The Barracuda and Roncador Giant Fields, Deep Water Campos Basin, Brazil.** PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2001.

GUPTA, M.; COYLE, I.; THAMBIMUTHU, K.. **CO₂ Capture Technologies and Opportunities in Canada.** 1st Canadian CC%₂S Technology Roadmap Workshop. Alberta, Canada, 2003.

HEDDLE, G.; HERZOG, H; KLETT, M.. **The Economics of CO₂ Storage.** MIT LFEE 2003-003 RP. 2003.

HENDRIKS, C. e GRAUS, W.. **Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs.** ECOFYS. 2004.

HENDRIKS, C.A.; VAN DER WAART, A.S.; BYERS, C.; PHYLIPSEN, D.; VOOGT, M.; HOFMAN, Y.. **Building the cost curve for CO₂ storage: sources of CO₂.** 2002.

IEA - International Energy Agency. **Bulding the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector.** Greenhouse Gases R&D Programme. 2005.

IEA - International Energy Agency. **Carbon Capture and Storage Progress and Next Steps.** Muskoka, 2010.

IEA - International Energy Agency. **CO₂ Capture and Storage Technology Roadmap.** Paris, França, 2009.

IEA - International Energy Agency. **CO₂ Capture and Storage: A Key Abatement Option.** Paris, França, 2008.

IEA - International Energy Agency. **Greenhouse Gas Emissions from Major Industrial Sources - III, Iron and Steel Production.** Greenhouse Gases R&D Programme. 2000.

IEA - International Energy Agency. **Opportunities for Early Application of CO₂ Sequestration Technology.** Greenhouse Gases R&D Programme. Cheltenham, Reino Unido, 2002.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories,** 2006.

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

Law, D.; Bachu, S.. **Hydrogeological and numerical analysis of CO₂ disposal in deep aquifers in the Alberta sedimentary basin.** Energy Convers. Mgmt., 37:6-8, pp. 1167-1174. 1996.

LEAL DA COSTA, I. V.. **Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil.** Dissertação de M.Sc. PPE/ COPPE. Rio de Janeiro, 2009.

MARINE TRAFFIC. Disponível em <www.marinetraffic.com/>. Acesso em: outubro de 2012.

MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Guia de Orientação - 2009.** 2009.

MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia. **Fatores de Emissão de CO₂ de acordo com a ferramenta metodológica : "Tool to calculate the emission factor for an electricity system, versions 1, 1.1, 2, 2.1.0 and 2.2.0" aprovada pelo Conselho Executivo do MDL - Ano base de 2011.** Disponível em

<<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>>. Acesso em março de 2013.

MENON, E. S.. **Gas Pipeline Hydraulics**. CRC Press. 1ª Ed.. 2005.

MILANI, J. E.; ARAUJO, L. M.. **Recursos Minerais Energéticos: Petróleo**. Capítulo X. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. Brasília, 2003.

NETL - National Energy Technology Laboratory. **Quality Guidelines for Energy Systems Studies: Estimating CO₂ Transport, Storage & Monitoring Costs**. 2010.

ROCKETT, G. C.. **Associação de fontes emissoras e reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO₂** - 1º Curso Básico "Compreendendo a Captura e o Armazenamento de Carbono". PUCRS. Porto Alegre, 2012.

RUTLEDGE, R. A. M.. RAJAGOPAL, K.. **Determinação de Ponto de Bolha de um Óleo Vivo a Partir de Dados PVT**. 4º PDPETRO. Campinas, 2007.

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)**. Reporte para a IEA Greenhouse Gas R&D Programme. 1999

THOMAS, J. E. *et al.*, **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2001.

Tinoco, P.M.B., Corá, C.A.G. 1991. **Campo de Marlim: contexto geológico e estratégia de produção**. In: PETROBRAS, Seminário de Engenharia de Reservatórios, 4, Cabo Frio, Anais, 321-327.

TORP, A. T.; BROWN, K. R.. **CO₂ Underground Storage Costs as Experienced at Sleipner And Weyburn**. 2006.

VAN DEN BROEK, M.; FAAIJ, A.; TURKENBURG, W.. **Planning For An Electricity Sector With Carbon Capture And Storage Case Of The Netherlands**. International journal of greenhouse gas control. Elsevier, Volume 2, Issue 1. 2008.