

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - CAMPUS ARARANGUÁ**

**NAKLE FREDERICO DE MORAES KOEHLER**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**ARARANGUÁ**

**2015**

NAKLE FREDERICO DE MORAES KOEHLER

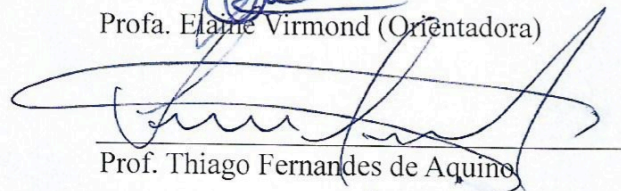
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA

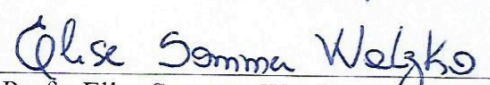
Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina-Campus Araranguá

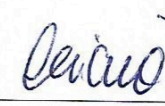
Aprovado em: 23/11/2015

Banca examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Elaine Virmond (Orientadora)

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Thiago Fernandes de Aquino

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Elise Sommer Watzko

  
\_\_\_\_\_  
Engenheiro Cleicio Poleto Martins

# SIMULAÇÃO DA CAPTURA DE CO<sub>2</sub> POR MEIO DE PÓS-COMBUSTÃO DE CARVÃO MINERAL

**Nakle Frederico de Moraes Koehler<sup>1</sup>**

## RESUMO

Devido à crescente emissão de gases do efeito estufa, tem-se buscado processos mais limpos, principalmente relacionados à emissão de CO<sub>2</sub>. Uma das soluções para esse grave problema é a captura e armazenagem de carbono. O objetivo deste estudo foi avaliar o impacto da implantação da tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> na pós-combustão utilizando o software IECM-CS. Foram feitas simulações tendo como objeto de estudo a UTLC do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, maior termelétrica do Brasil e da América Latina, tomada como planta base para comparação com uma planta virtual simulando a inserção da tecnologia de captura na pós-combustão. Por meio dos resultados decorrentes dessas simulações, foi possível avaliar o impacto da tecnologia na redução das emissões atmosféricas, investigar opções para aproveitamento de resíduos (dióxido de carbono, dióxido de enxofre e cinzas leves e pesadas). Também comparou-se o preço da energia elétrica produzida pela planta base com o preço simulado pelo IECM-CS com a implantação da tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> considerada, verificando-se um aumento de 136,32% no custo da energia elétrica. Além disso, a instalação do sistema de captura de CO<sub>2</sub> reduziu a eficiência da planta em torno de 20%, com acréscimo de 58,53% no consumo de água.

**Palavras-Chave:** Carvão mineral; Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); Gases de efeito estufa; Captura de carbono, IECM-CS.

## 1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais o maior desafio de uma nação desenvolvida ou em desenvolvimento é possuir um sistema energético de qualidade e confiável, uma vez que sua economia depende diretamente do setor energético. O Brasil, no segundo semestre de 2014, mostrou que sua dependência de usinas hidrelétricas possui falhas, e com a sazonalidade das chuvas, o fornecimento de energia elétrica para indústrias e consumidores residenciais tem sido dificultado.

---

<sup>1</sup> Graduando do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, km 35,4, Jardim das Avenidas, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88906-072. E-mail: koehler.nakle@gmail.com

As usinas termelétricas (UTE) com carvão mineral geram energia no mundo todo. De acordo com Agência Internacional de Energia (IEA, sigla em inglês) em 2012, cerca de 9.168 TWh de energia foram provenientes da queima carvão, emitindo por volta de 13.931 Mt de CO<sub>2</sub>, totalizando 44% das emissões de CO<sub>2</sub> de todos os combustíveis fósseis. No Brasil, conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2013, as termelétricas a carvão mineral somavam menos de 3% da capacidade instalada. No entanto, essas entraram em operação constante após a crise hídrica brasileira de 2014 e 2015, gerando impactos ambientais principalmente em razão das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), ácido clorídrico (HCl) e cinzas.

Na região sul do estado de Santa Catarina, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda possui uma capacidade instalada de 857 MWe e queima carvão proveniente da cidade de Criciúma e região, esse é conhecido como carvão alto-volátil de baixo grau de carbonificação, com poder calorífico entre 3000 kcal/kg e 6000 kcal/kg e alto teor de cinzas (CGEE, 2008).

Atualmente existem tecnologias maduras e eficazes para a redução de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, e o CO<sub>2</sub> começa a ser o alvo de novos estudos e esforços para reduzir suas emissões uma vez que é responsável por cerca de dois terços das emissões de gases do efeito estufa antropogênico (GEE) (BACHU, 2008).

Nesse contexto, a captura, armazenagem e utilização de CO<sub>2</sub> (CCUS, sigla em inglês para *Carbon Capture, Utilization and Storage*), pode desempenhar um importante papel na mitigação dos GEE. A tecnologia de CCUS não só traz o apelo ambiental, mas também econômico com a venda do dióxido de carbono capturado, um *commodity* muito utilizado na indústria de petróleo; e ainda a extensão do tempo de operação das termelétricas, pois diminui os impactos ambientais que uma usina térmica que não utiliza essa tecnologia gera. De acordo com Oliveira (2009), essa fica entre 20 e 30 anos, podendo ser estendida por mais 25 a 30 anos por meio de inspeções realizadas por órgãos reguladores do setor que solicitará adequações necessárias. Dentre as adaptações podemos ressaltar a inclusão de um sistema de CCUS. O objetivo deste trabalho é descrever a tecnologia de captura de dióxido de carbono na pós-combustão de carvão mineral por meio de absorção com solvente químico (monoetanolamina - MEA), simular o impacto técnico-econômico de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> por absorção com amina a uma termelétrica a carvão no Sul de Santa Catarina utilizando o software *IECM (Integrated Environmental Control Model)*, desenvolvido pela *Canergie Mellon University*.

## 2 CAPTURA, UTILIZAÇÃO E ARMAZENAGEM DE CO<sub>2</sub> (CCUS)

Pesquisas do IPCC, 2005 apontam a necessidade de que a quantidade de dióxido de carbono na atmosfera seja menor que 450 partes por milhão em volume (ppmv) para que o aumento médio da temperatura seja de 2 graus Celsius no planeta Terra até 2100. Para alcançarmos essa meta é preciso mudar o modo como consumimos alimentos, água e energia. Essas mudanças podem forçar a implementação de várias tecnologias, estratégias e modos comportamentais para se atingir os níveis de mitigação necessários.

Existem várias táticas e ações para reduzir emissões e concentrações de CO<sub>2</sub> para alcançar as metas propostas pelo IPCC até 2100. Seu uso dependerá do quanto se está disposto a reduzir as emissões e do prazo para implementar essas estratégias.

Dentre essas táticas e ações pode-se citar a alteração do modo de geração de energia, migrando-se de combustíveis fósseis para energias renováveis ou para opções com baixa emissão de carbono, aumento da eficiência dos combustíveis e motores de forma a se consumir menos combustível para produzir a mesma potência, e prevenção da emissão de dióxido de carbono à atmosfera com o desenvolvimento da captura, utilização e armazenagem de carbono (CCUS).

Um rápido olhar sobre o cenário atual mostra que a sociedade está totalmente condicionada aos combustíveis fósseis, e essa dependência não mudará nos próximos anos. Consequentemente, é necessário desenvolver e implantar tecnologias de CCUS em curto e médio prazo a fim de reduzir o montante de carbono que é emitido; isso significa que é possível continuar consumindo combustíveis fósseis enquanto tecnologias de combustíveis alternativos são desenvolvidas com redução ou eliminação da emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

No setor energético, o CO<sub>2</sub> é produzido pela queima de combustíveis fósseis como o petróleo, o gás natural e o carvão mineral para a geração de energia, além de ser produzido no refino de combustíveis em petroquímicas. Também é gerado na combustão de biomassa, na produção de hidrogênio, amônia, na indústria de aço, ferro e cimento. A CCUS pode ser definida pela separação do dióxido de carbono dos demais gases que compõem o gás de combustão, sendo essa realizada a partir da captura do mesmo utilizando mecanismos que serão abordados neste trabalho, seguida de compressão do gás (CO<sub>2</sub>) para o estado supercrítico, transporte por tubulações, navios, trens ou caminhões, envio para indústrias químicas ou de petróleo ou injeção em formações rochosas próprias para o armazenamento. Esse processo previne que o dióxido de

carbono seja lançado no ar, caso contrário residirá na atmosfera por longos períodos de tempo, entre cem a mil anos (IPCC, 2005; LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

## 2.1 Captura de CO<sub>2</sub>

Existem três principais tecnologias para captura de CO<sub>2</sub>: (i) a pós-combustão, que trata o gás de combustão após a queima do combustível conforme Figura 1; (ii) a pré-combustão, onde o combustível é gaseificado e, por meio de um conjunto de reações químicas, produz-se uma mistura de gases que consiste primariamente de CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, e traços de SO<sub>2</sub> e de N<sub>2</sub>. O dióxido de carbono é removido, e a mistura gasosa restante é queimada com ar para produzir eletricidade. O único resíduo do produto que será liberado é água (IPCC, 2005; HACKLEY, Simon *et al.*, 2013); (iii) e a oxicomustão, é similar à primeira, no entanto, ao invés de queimar o combustível (mistura gasosa isenta de CO<sub>2</sub>) com ar, esse é queimado com oxigênio puro (pureza normalmente varia entre 95% e 99,5%) na presença do próprio CO<sub>2</sub> reinjetado no sistema, com substituição do N<sub>2</sub> por CO<sub>2</sub> (ou ainda H<sub>2</sub>O) como diluente do O<sub>2</sub>. Isto significa que os produtos da reação são CO<sub>2</sub> e água, que são facilmente separados. (IPCC, 2005; HACKLEY, Simon *et al.*, 2013; IEAGHG, 2013).

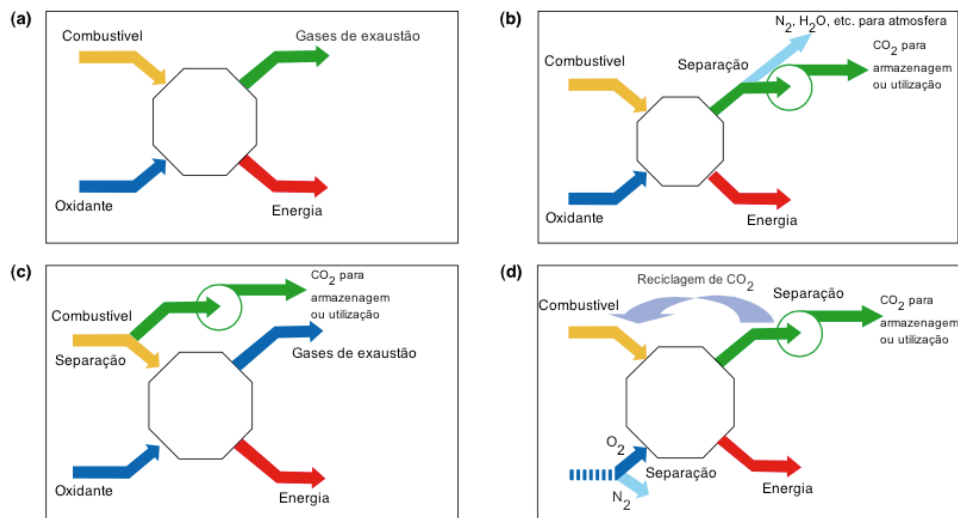


Figura 1 – a) Diagrama esquemático de geração de energia com base em combustíveis fósseis; b) Diagrama esquemático de captura pós-combustão; c) Diagrama esquemático de captura pré-combustão; d) Diagrama esquemático da oxicomustão (Fonte: IPCC, 2005)

As principais barreiras para aplicação dessas tecnologias são a diminuição da eficiência da planta e o aumento do custo da eletricidade. De acordo com Hammond e Spargo (2014) para uma UTE capturando 90% de suas emissões de CO<sub>2</sub>, a penalidade energética ficará entre 14% e 30% quando comparada com uma sem o sistema. O custo da eletricidade pode ter um aumento entre 27% e 142% dependendo da opção de tecnologia adotada.

Como mencionado anteriormente, este artigo tratará somente do processo de pós-combustão, uma vez que se ajusta melhor ao caso brasileiro.

### ***2.1.1 Captura de CO<sub>2</sub> pós-combustão***

O processo de captura pós-combustão ocorre após a queima do combustível, e remove o CO<sub>2</sub> do gás de combustão. De acordo com IEAGHG (2013), essa tecnologia foi desenvolvida por volta dos anos 1930, para retirar o dióxido de carbono do gás natural, devido a muitas vezes se encontrar o gás natural com alta concentração de CO<sub>2</sub>, o que torna necessária sua separação do combustível antes que seja utilizado.

Teoricamente, os sistemas de captura de pós-combustão podem ser aplicados aos gases da combustão de qualquer tipo de combustível, como por exemplo biomassa, no entanto, esse combustível é atualmente utilizado em escala menor quando comparado aos combustíveis fósseis, o que pode tornar sua aplicação pouco atrativa.

A quantidade de CO<sub>2</sub> é diretamente ligada ao tipo de combustível e tecnologia usada, por exemplo, para um ciclo combinado a gás natural (utiliza turbinas a gás e vapor associadas na mesma planta para gerar energia elétrica) a quantidade de dióxido de carbono no gás de exaustão após a queima do combustível é cerca de 3% do volume total, já para tecnologia de carvão pulverizado convencional é por volta de 15% (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

O gás de combustão oriundo da queima do carvão não é composto somente por CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, outros componentes também podem estar presentes em função da composição química do carvão, tais como SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, HCl, HF, mercúrio e outros contaminantes orgânicos e inorgânicos. Desse modo, antes da captura do CO<sub>2</sub> o gás efluente deve passar por tratamentos conforme Figura 2. Dentre os componentes do sistema de tratamento dos gases de exaustão,

incluem-se: ciclones, precipitadores eletrostáticos e filtros, responsáveis pela separação do material particulado (MP); lavadores de gases úmidos e secos, usados para remover tanto particulados quanto gases ácidos (HCl, SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S e HF); redução catalítica e não-catalítica seletiva, que consiste em um sistema de redução das emissões de NO<sub>x</sub> por meio da injeção de amônia ou ureia. Todos esses tratamentos têm como objetivo retirar os poluentes e impurezas para que o sistema de captura funcione com maior eficiência e não seja danificado (IPCC, 2005; OLIVEIRA, 2009; RUBIN; RAO, 2002).

O efeito da inserção desses sistemas de tratamento junto ao o de captura pós-combustão trazem também efeitos técnico-econômicos negativos, para uma planta de carvão pulverizado com taxa de captação de CO<sub>2</sub> de 90% a literatura apresenta quedas de eficiência entre 10% a 30%, essa redução está intimamente ligada ao ciclo vapor, o sistema de solvente escolhido, pois esse necessita de calor para ser regenerado, mais energia para acionamento das bombas e, no final, para a compressão do CO<sub>2</sub> como produto. Com mencionado anteriormente o custo da eletricidade tem um notável impacto, com incrementos que podem alcançar cerca de 150% neste valor (IPCC, 2005; HAMMOND; AKWE; WILLIAMS, 2011).

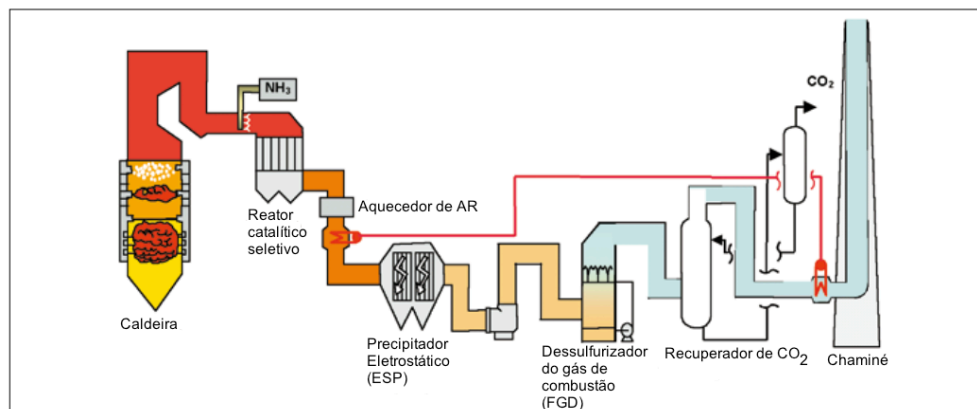


Figura 2 – Esboço de termelétrica com sistema de captura de CO<sub>2</sub> com amina e outros controles de emissão (Fonte: IPCC, 2005)

### 2.1.1.1 Tratamento dos gases de combustão pré-captura

O gás de combustão precisa de tratamento antes de chegar ao sistema de captura de CO<sub>2</sub>, uma vez que as aminas são sensíveis a componentes como SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e MP. As tecnologias



para pré-tratamento do gás de combustão são bastante conhecidas e aplicadas em várias termelétricas no mundo, sendo os principais tratamentos descritos a seguir.

#### 2.1.1.1.1 Remoção de Material Particulado (MP)

O precipitador eletrostático (ESP, sigla em inglês para *Electrostatic Precipitator*) é um equipamento inserido entre a caldeira e a chaminé de exaustão com a finalidade de limpar os resíduos da combustão de carvão e outros sólidos, que não podem ser lançados no meio ambiente. A quantidade de partículas no gás de combustão do carvão depende da tecnologia de combustão e da forma de condução do processo. No entanto, os purificadores de amina do sistema de captura de CO<sub>2</sub> toleram no máximo 5 mg/Nm<sup>3</sup> (base O<sub>2</sub>= 6% e base seca), concentrações maiores podem tornar o funcionamento do sistema problemático a longo prazo. As cinzas em contato com a MEA podem causar espuma nas colunas de absorção e regeneração, *stripper*, entupimento nos equipamentos, erosão e corrosão. Além disso, essa interação aumenta as perdas de solvente via degradação química e física (TRACTEBEL ENERGIA, 2010; MERIKOSKI, 2012).

#### 2.1.1.1.2 Remoção de NO<sub>x</sub>

Dentre os óxidos de nitrogênio, o dióxido de nitrogênio (NO<sub>2</sub>) possui afinidade com a MEA, sais estáveis se formam quando essas substâncias entram em contato, o que resulta em perda na capacidade de absorção do solvente e no risco de formação de sólidos (precipitados) na solução. No entanto, o volume de NO<sub>2</sub> emitido por termelétricas a carvão mineral representa somente 5% do montante de NO<sub>x</sub> presente no gás de combustão. O nível aceitável para o purificador de amina fica em torno de 20 ppm de NO<sub>2</sub>, dessa forma, é recomendada a utilização de um Redutor Catalítico Seletivo (SCR, sigla em inglês para *Selective Catalytic Reduction*) com injeção de amônia para redução da concentração de óxidos de nitrogênio na corrente gasosa (TRACTEBEL ENERGIA, 2010; MERIKOSKI, 2012).

#### 2.1.1.1.3 Remoção de SO<sub>x</sub>

Diferentemente do NO<sub>x</sub>, o SO<sub>x</sub> causa vários problemas no sistema de captura de CO<sub>2</sub>. O dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) é o principal composto derivado de enxofre que compõe os gases da

combustão, cuja concentração depende do teor de enxofre presente no combustível. Quanto maior a concentração de enxofre no combustível, maior a concentração de SO<sub>2</sub> nos gases de exaustão.

Para não haver degradação da amina, o sistema de captura de CO<sub>2</sub> exige concentrações de SO<sub>2</sub> em torno de (4-10) ppm, sendo assim o sistema de CCUS necessita de um processo de remoção de SO<sub>x</sub> chamado de dessulfurizador de gases de combustão (FGD, sigla em inglês para *Flue Gas Desulphurisation*). Os FGD podem ser classificados em dois grupos: úmidos e secos. Para sistemas de captura de CO<sub>2</sub>, os FGD úmidos utilizam calcário como reagente, são mais adequados pelo fato de serem mais eficientes e ainda produzirem um subproduto, o gesso, que pode ser vendido para empresas que utilizam esse insumo. Além disso, eles ajudam na captura de NO<sub>2</sub> e particulados (IPCC, 2005; MERIKOSKI, 2012).

#### 2.1.1.1.4 Arrefecimento dos gases de combustão

Outro tratamento antes do sistema de CCUS é o arrefecimento dos gases de combustão. Para a operação correta do processo de absorção do CO<sub>2</sub>, a temperatura dos gases de combustão precisa estar entre 40 °C e 60 °C. A passagem dos gases pelo FGD úmido em contato direto faz uma parte desse trabalho, porém existe a necessidade de utilizar água para resfriamento adicional (IPCC, 2005).

#### 2.1.1.2 Métodos de separação de CO<sub>2</sub> na pós-combustão

Existem vários processos comercialmente viáveis para capturar o dióxido de carbono dos gases de combustão, além de novas tecnologias. Entretanto, de acordo com IPCC (2005), estudos mostraram que a absorção com solventes químicos ainda é a melhor opção para a captura na pós-combustão, visto que possui alta eficiência na captura, seletividade, o menor consumo de energia e o menor custo quando comparado com os outros processos de captura. Este trabalho focará apenas no processo de absorção de CO<sub>2</sub> com monoetanolamina (MEA).

##### 2.1.1.2.1 Monoetanolamina (MEA)

Vários estudos mostram que atualmente os sistemas de absorção por amina ainda são os mais eficientes para pós-combustão por diversos motivos, entre eles:

- São eficientes em sistemas onde CO<sub>2</sub> está diluído em uma mistura de gases;
- Sistema à base de amina é uma tecnologia comprovada e comercialmente disponível;
- Processo similar a outros de pós-combustão utilizados para controle ambiental usados em termelétricas. Operam em pressão e temperatura normais.
- Aminas já são utilizadas para absorção de CO<sub>2</sub> há várias décadas para remover esse composto do gás natural e do hidrogênio.

A monoetanolamina (MEA) é classificada como uma alcanolamina, que é uma família de compostos orgânicos que são derivados dos alcanóis (compostos com o grupo funcional OH, chamados comumente de grupos alcoólicos), que também possuem um grupo amino (NH<sub>2</sub>) ligado a um dos átomos de carbono (RAO *et al.*, 2004).

A MEA é uma amina primária com alto pH e o menor peso molecular das aminas, é completamente solúvel em água e facilmente biodegradável. É um composto bastante reativo e classificado como material corrosivo (MERIKOSKI, 2012; BERKENPAS *et al.*, 2001; RAO *et al.*, 2004).

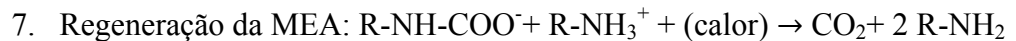
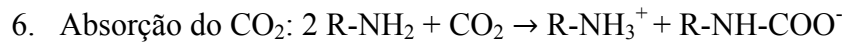
#### 2.1.1.2.1.1 Absorção de CO<sub>2</sub> e regeneração da MEA

O processo de absorção consiste basicamente na lavagem do gás de combustão rico em CO<sub>2</sub> com solventes alcalinos no recuperador de CO<sub>2</sub> ilustrado na Figura 2. Esses solventes podem ser: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) e carbonato de potássio (K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). De acordo com Rao *et al.* (2004), basicamente, existem três compostos, dióxido de carbono, amina (MEA) e água (H<sub>2</sub>O), que são ativos no sistema. As seguintes reações de equilíbrio ocorrem no sistema:

1. Hidrólise da água:  $2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_3\text{O}^+ + \text{OH}^-$
2. Formação de bicarbonato:  $2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow \text{H}_3\text{O}^+ + \text{HCO}_3^-$
3. Formação de carbonato:  $2\text{H}_2\text{O} + \text{HCO}_3^- \leftrightarrow \text{H}_3\text{O}^+ + \text{CO}_3^{2-}$
4. Protonação da amina:  $\text{H}_3\text{O}^+ + \text{R-NH}_2 \leftrightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{R-NH}_3^+$
5. Formação de carbamato:  $\text{R-NH}_2 + \text{HCO}_3^- \leftrightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{R-NH-COO}^-$

Onde a MEA é representada por R-NH<sub>2</sub> e R é HO-CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>.

As reações de absorção do CO<sub>2</sub> e regeneração da MEA são processos químicos complexos, no entanto pode-se resumir em duas principais reações mostradas abaixo:



A MEA forma uma ligação fraca intermediária chamada carbamato bastante estável. Somente meio mole de CO<sub>2</sub> é absorvido por mole de amina, conforme mostrado na reação 6. Com a aplicação de calor. Esse carbamato é dissociado e devolve o CO<sub>2</sub> e a amina como demonstra a equação 7 (IPCC, 2005; RAO *et al.*, 2004).

O gás efluente então é lavado com água para remover qualquer tipo de resíduo do solvente e é posteriormente liberado para a atmosfera (IPCC, 2005; LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

O solvente rico em CO<sub>2</sub> é então bombeado para o topo do *stripper* ou reator de regeneração, por meio de trocadores de calor. A regeneração do solvente químico ocorre em temperaturas entre 100 °C e 140 °C e pressão não muito maior que a atmosférica. Os produtos desse processo são o solvente na base do *stripper*, que é resfriado e bombeado de volta para o processo de absorção, e o CO<sub>2</sub>, ao qual é dado um destino adequado. Esse processo possui eficiência de 80% a 95% na captura de dióxido de carbono. Apesar disso, é um processo que requer grande quantidade de calor para regenerar o solvente, e de eletricidade para operar bombas, compressores, sopradores ou ventiladores que operam na corrente de gás efluente (IPCC, 2005; IEAGHG, 2013).

## 2.2 Transporte de CO<sub>2</sub>

Após a separação do CO<sub>2</sub>, o mesmo precisa ser transportado para o local de armazenamento ou para as instalações onde será utilizado por outras indústrias. O transporte de CO<sub>2</sub> já é uma tecnologia madura, pois segue requisitos técnicos similares aos de outros gases (LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014; PIRES *et al.*, 2011).

O transporte de dióxido de carbono pode ser feito de vários modos, dependendo do volume: por meio de caminhões, navios, trens e dutos. De acordo com o *Global CCS Institute* (2011), transporte por tubulações é a prática mais segura e eficiente para as grandes quantidades de CO<sub>2</sub> implicadas no CCUS (LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014).

Para um transporte mais eficiente nos gasodutos, o CO<sub>2</sub> é movido no estado supercrítico, com pressões entre 80 bar a 150 bar, comportando-se como um líquido compressível com uma densidade de 900 kg/m<sup>3</sup> (LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014; PIRES *et al.*, 2011).

Conforme Hammond e Spargo (2014), o uso de navio é economicamente atraente quando as distâncias superam 1000 quilômetros ou para exportação e importação da *commodity*.

### 2.3 Armazenamento e utilização de CO<sub>2</sub>

Após os processos de captura e transporte, o CO<sub>2</sub> pode ser armazenado em sítios naturais, tais como aquíferos salinos profundos, jazidas de carvão não viáveis para mineração, nos oceanos, mineralização de CO<sub>2</sub>, campos de petróleo e de gás natural esgotados. As duas últimas opções são mais interessantes, em razão de possuírem maturidade tecnológica (HAMMOND; SPARGO 2014).

A injeção do CO<sub>2</sub> deve ocorrer em locais com profundidades maiores ou iguais a 1 km. Para manter a densidade do líquido injetado entre 200 kg/m<sup>3</sup> e 900 kg/m<sup>3</sup>, no estado supercrítico, a temperatura deve se manter em torno de 31 °C e a pressão na ordem de 80 atm a 150 atm (BACHU, 1999; LI *et al.*, 2011).

O CO<sub>2</sub> possui propriedades que permitem sua utilização e conseqüentemente sua armazenagem, como, a recuperação avançada de petróleo (EOR, sigla em inglês para *Enhanced Oil Recovery*), a recuperação do metano (CH<sub>4</sub>) que está aprisionado nos poros estruturais do carvão (ECMB, sigla em inglês para *Enhanced Coal Bed Methane*). Uma outra maneira de remediar o CO<sub>2</sub> sem preocupações com monitoramento e vazamentos acidentais, é a mineralização (BACHU, 1999; LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014).

## 2.5 Consumo de água

A utilização de água é uma grande preocupação para as termelétricas, pois esses empreendimentos utilizam grandes quantidades desse insumo com o propósito maior de refrigeração. Os sistemas atuais necessitam de uma volumosa quantia de água para arrefecimento e, em consequência, se torna um risco ambiental e econômico (MERSCHMANN *et al.*, 2013; HYLKEMA, READ, 2014; ZHAI, RUBIN, 2011; DOMENICHINI *et al.*, 2011).

A retirada, consumo (água extraída que não retorna imediatamente para o ambiente de onde foi retirada) e evaporação da água dependem principalmente do sistema de arrefecimento instalado na UTE, dentre os sistemas utilizando água, o mais eficiente em relação ao consumo de água é o de ciclo fechado. Nesse, a água de circulação flui num sistema fechado, absorve o calor do sistema da termelétrica e troca o calor com o ambiente através de torres de arrefecimento, ou seja, não utiliza um corpo d'água para a troca de calor, já que existe a evaporação da água que circula no ciclo, a mesma precisa ser restituída (MERSCHMANN *et al.*, 2013; HOFFMANN, 2013).

A adição de sistemas de tratamento dos gases da combustão como SCR e FGD contribuem para o aumento do consumo de água em usinas termelétricas, pois nesses processos é utilizado água como solvente para os compostos que reagem com o SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>. Para o consumo de água do dessulfurizador de uma UTE, Xiong *et al.* (2013) apresentam o exemplo de que em uma termelétrica de 600 MW o FGD utiliza entre 80-100 toneladas de água por hora.

As plantas a carvão aumentam seu consumo de água quando é instalado sistema de captura de CO<sub>2</sub> com aminas, pois o processo requer água principalmente para regenerar o solvente e para a compressão do dióxido de carbono. Segundo literatura consultada e simulações de outros artigos, essa elevação no consumo de água pode variar entre 20% a 113%, pois esse parâmetro dependerá de inúmeras variáveis, como por exemplo, sistema de arrefecimento, temperatura ambiente, tipo de ciclo vapor, entre outros; tornando esse parâmetro um importante fator a ser considerado (CORMOS, VATOPOULOS, TZIMAS, 2013; HYLKEMA, READ, 2014; MERSCHMANN *et al.*, 2013).

### 3 OBJETO DE ESTUDO – UTLC

O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, sob concessão da empresa Tractebel-Engie Suez, está localizada na cidade de Capivari de Baixo, no Sul de Santa Catarina, conforme apresentada na Figura 3. As unidades térmicas utilizam carvão mineral proveniente da cidade de Criciúma e região e possuem juntas uma capacidade instalada de 857 MWe. As capacidades das unidades são apresentadas na Tabela 1.



Figura 3 – Localização do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (Fonte: Quispe *et al.*,2011)

Este trabalho teve como objeto de estudo a Usina IV ou Unidade 7 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (UTLC), denominada planta base, localizado em Capivari de Baixo/SC. A Figura 4 apresenta um esquema simplificado da unidade, mostrando que dentre os processos de limpeza de gases descritos na seção 2.1.1, apenas o precipitador eletrostático faz parte da configuração da UTLC.

Tabela 1: Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Usina	Potência [MWe]	Município – UF
Jorge Lacerda I e II UTLA	232	Capivari de Baixo – SC
Jorge Lacerda III UTLB	262	Capivari de Baixo – SC
Jorge Lacerda IV UTLC	363	Capivari de Baixo – SC
Total	857	

Fonte: ANEEL, 2015.





## 4 METODOLOGIA

O software *Integrated Environmental Control Model with Carbon Sequestration* (IECM-CS), Modelo Integrado de Controle Ambiental para Captura de Carbono (tradução livre em português), foi utilizado para simular a implantação da tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> na pós-combustão de carvão mineral na referida termelétrica utilizando MEA. O IECM-CS será descrito no item a seguir 4.1.

Os dados referentes à UTLC foram fornecidos pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. A metodologia utilizada para simulação tem como base duas iterações no programa IECM-CS:

- Simulação 1 (S1): simulação da planta base UTLC, conforme ilustrado na Figura 4;
- Simulação 2 (S2): simulação da implantação da tecnologia em estudo com a inclusão de equipamentos adicionais para o controle de emissões (SCR para controle de NO<sub>x</sub> e FGD para controle de SO<sub>2</sub>), assim como de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> à planta base, denominado *retrofit*, no software IECM-CS, conforme esquema apresentado anteriormente na Figura 2.

Após essas iterações foram analisados os resultados e realizadas comparações qualitativas e quantitativas para verificar o custo de implantação e as perspectivas de redução das emissões de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e MP.

Todos os valores monetários foram convertidos a dólares americanos (USD) de acordo com a taxa de câmbio do dólar comercial de R\$ 3,991 fornecido por *Infomoney* (2015) na data de 24 de setembro de 2015.

### 4.1 O modelo IECM-CS

O IECM-CS é uma interface desenvolvida para o *National Energy Technology Laboratory* (Laboratório Nacional de Tecnologia em Energia) do *U.S Department of Energy* (Departamento de Energia dos Estados Unidos) pelo *Center for Energy and Environmental Studies* (Centro de Estudos para Energia e Meio Ambiente) da Universidade *Carnegie Mellon*.

Esse modelo tem o propósito de calcular o desempenho, emissões e custos para implantar métodos de controle ambiental em termelétricas a carvão. O software consiste em uma planta base com diferentes tecnologias de controle de emissões que podem ser combinadas de

diversas formas. A simulação consiste em balanços de massa e energia para o controle ambiental da captura pós-combustão com amina. O IECM-CS é aplicado para o estudo da viabilidade e dos custos da captura e armazenagem de carbono em termelétricas novas e existentes (BERKENPAS *et al.*, 2001; RAO *et al.*, 2004).

O IECM-CS trabalha com o sistema de controle de CO<sub>2</sub> e atua mutuamente com outras tecnologias de controle de emissões, tais como SCR para controle de NO<sub>x</sub> e FGD para controle de SO<sub>2</sub>. Os custos relacionados ao uso da tecnologia de captura com aminas são sensíveis às hipóteses utilizadas no projeto da planta base, assim como as suposições do sistema de captura de CO<sub>2</sub> (RAO *et al.*, 2004).

Ao utilizar o IECM-CS foi possível comparar a planta base, neste caso a UTLC, e a planta virtual com *retrofit*, ou seja, a planta com as mesmas especificações no entanto com o sistema de captura pós-combustão e equipamentos adicionais para controle de emissões instalados.

#### 4.2 Configuração da UTLC

A UTLC utiliza o carvão CE 4500, esse é conhecido como carvão alto-volátil de baixo grau de carbonificação e alto teor de cinzas, tem poder calorífico superior (PCS) em torno de 4.500 kcal/kg em base seca (8.904,584 BTU/lb), valor da tonelada de R\$ 244,20 (Setembro/2015) e sua composição é mostrada na Tabela 2. O combustível auxiliar utilizado é diesel, com poder calorífico de 9.400 kcal/kg (16.908,68 BTU/kg) e valor de R\$ 2,45/litro (Setembro/2015).

Tabela 2 – Composição do carvão mineral CE4500, concentrações em massa, base úmida.

Componente	Porcentagem [%]
C	43
H	3
O	4
Cl	0
S	2
N	1
Cinzas	40
Umidade	7
Total	100

Fonte: Martins (2015).

Conforme estudo realizado por Depoi *et al.* (2008), a composição das cinzas leves do carvão utilizado no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda corresponde à exposta na Tabela 3.

A UTLC iniciou suas operações em fevereiro de 1997, tem potência instalada de 363 MWe, e segundo informações disponibilizadas por Martins (2015), trabalha com fator de capacidade (FC) entre 80% e 90%, para fins de simulação foi utilizado o valor de 90% para representar as 8.000 horas anuais de trabalho da unidade 7.

Tabela 3: Composição química das cinzas leves, em massa, base seca.

Propriedades das cinzas	Valor [%]
SiO <sub>2</sub>	59,41
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	28,29
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5,2
CaO	1,07
MgO	0,77
Na <sub>2</sub> O	0,61
K <sub>2</sub> O	3
TiO <sub>2</sub>	1
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,08
SO <sub>3</sub>	0,57
MnO <sub>2</sub>	0
Total	100

Fonte: Depoi *et al.* (2008)

Sobre a caldeira, essa trabalha em regime subcrítico durante 8.000 horas anuais, com capacidade de 1.038 toneladas de vapor/hora e eficiência de 92%. O ciclo de vapor possui uma taxa de aquecimento de 2.200 kcal/kWh. A fornalha do tipo queima frontal trabalha com excesso de ar entre 20% a 30% em relação ao estequiométrico. Em relação ao ar e aos gases de combustão, a planta trabalha com ar atmosférico à temperatura em torno de 20 °C, sendo a temperatura do ar após ventiladores (antes dos aquecedores de ar) de 27 °C. A temperatura dos gases na saída do economizador (onde é feito o pré-aquecimento da água de alimentação) é de 370 °C, a temperatura dos gases na saída do pré-aquecedor (onde se eleva a temperatura do ar para a combustão na fornalha) é de 150 °C e a temperatura do vapor superaquecido é de 540 °C. A temperatura do gás de combustão na entrada da chaminé é de 150 °C e a umidade relativa do ar ambiente de 80% (MARTINS, 2015).

Em relação aos equipamentos de controle de poluentes, a UTLC possui somente precipitador eletrostático com eficiência de remoção de 99,87% e área de coleta de 26.208 m<sup>2</sup>.

Com esse equipamento é possível capturar as cinzas leves que são cerca de 80% do total das cinzas (secas), os outros 20% são cinzas pesadas, removidas do fundo da fornalha e depositadas em bacias de cinzas destinadas a esse fim (úmidas). Ambas são comercializadas para incorporação na fabricação de cimento (R\$ 15,19/t e R\$ 13,26/t, respectivamente). A fração de cinzas leves e pesadas são enviadas para silos e ambas aproveitadas na indústria de cimento após secagem, as cinzas pesadas não utilizadas são depositadas em bacias de cinzas (MARTINS, 2015).

Os custos de operação e manutenção (O&M) da UTLC foram apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Custos de operação e manutenção da UTLC.

<b>Componente de custo</b>	<b>Valor</b>
Custo de depósito de resíduos sólidos [USD/tonelada]	0
Custo de água [USD/1000 L]	0,125
Custo de eletricidade interna [USD/MWh]	39,087
Número de cargos operacionais	27
Número de turnos de operação [turnos/dia]	3
Salário operacional [USD/h]	2,44

Fonte: Martins (2015).

#### 4.4 Definição dos parâmetros de entrada no IECM-CS

Na primeira simulação, os dados alimentados ao sistema foram fornecidos pela empresa Tractebel Energia S.A, em forma de relatórios, reunião e troca de e-mails. Dessa forma, a planta base pode ser configurada no IECM-CS.

Os dados da UTLC coletados para os parâmetros de entrada no IECM-CS foram apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Valores da UTLC para os parâmetros de entrada no IECM-CS.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Tipo de combustível	Carvão	Custo de eletricidade interna [USD/MWh]	39,087
Controle de NO <sub>x</sub>	Nenhum	Número de cargos operacionais	27
Controle de pós-combustão		Número de turnos de operação [turnos/dia]	3
Controle de NO <sub>x</sub>	Nenhum	Salário operacional [USD/h]	2,44
Controle de particulados	Filtro eletrostático	Desempenho da planta base	
Controle de SO <sub>2</sub>	Nenhum	Tipo da unidade	Subcrítico
Controle de mercúrio	Nenhum	Capacidade da caldeira [t/h]	1070
Captura de CO <sub>2</sub>	Nenhum	Ciclo do vapor, taxa de aquecimento [kcal/kWh]	2200
		Horas anuais de operação	8000
Potência bruta [MW]	363	Tipo fornalha da caldeira	Queima frontal
Fator de capacidade [%]	90	Eficiência da caldeira em porcentagem [%]	92
		Porcentagem de excesso de ar na fornalha <sup>2</sup> [%]	20
Combustível		Perda de ar no pré-aquecedor <sup>2</sup> [%]	6
Tipo de carvão	CE4500	Temperatura dos gases na saída do economizador [°C]	370
Custo do combustível [USD/t]	61,18	Temperatura dos gases na saída do pré-aquecedor [°C]	150
Custo do gás natural		Temperatura ambiente [°C]	20
Custos de O&M		Umidade relativa do ar ambiente [%]	80
Custo de depósito de Resíduos [USD/t]	0	Parâmetros do filtro eletrostático	
Custo de água [USD/1000 L]	0,125	Eficiência [%]	99,87

Fonte: Martins (2015); Tractebel Energia (2010).

Para a segunda simulação, aos dados da planta base foram adicionados os controles adicionais de emissão: SCR, FGD e sistema de captura de CO<sub>2</sub>, conforme mostrado na Tabela 6.

<sup>2</sup> Valores em relação ao estequiométrico

Tabela 6: Parâmetros para a unidade de captura de CO<sub>2</sub>.

Parâmetro	Valor		Parâmetro	Valor
Controle de NO <sub>x</sub>	SCR		Custo do carvão ativado [USD/tonelada]	
Eficiência do sistema de remoção de NO <sub>x</sub> [%]	74,5		Custo da amônia [USD/t]	515,35
Controle de SO <sub>2</sub>	FGD		Custo da soda cáustica [NaOH] [USD /t]	630
Eficiência do sistema de remoção de SO <sub>x</sub> [%]	98		Custo do cal [USD/t]	80,43
			Custo do calcário [USD/t]	8,745
Controle de CO <sub>2</sub>	MEA		Custo da ureia [USD/t]	302,88
Eficiência do sistema de remoção de SO <sub>x</sub> [%]	90		Custo da MEA/aminas [USD/t]	1500

Fonte: CADORE (2015); Silva (2015); DNPM (2014).

## 5 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos nas simulações S1 e S2, as quais foram comparadas para demonstrar as alterações nos indicadores de emissões, receita necessária, custos de operação e manutenção, entre outros.

Na Tabela 7 é apresentada a comparação entre os desempenhos resultantes da S1 e da S2. Conforme apresentado na Tabela 7, a potência elétrica líquida calculada para S1 foi 340,3 MW, dado que 1,465 MW é utilizado pelo precipitador eletrostático e 16,13 MW são utilizados para o funcionamento de equipamentos e outros sistemas operacionais da UTLC. Para a S2, o valor da potência líquida apresentado foi 271 MW, pois somado ao montante consumido pela planta durante sua operação, tem-se potência consumida pelos sistemas de ESP, SCR, FGD, e o maior consumidor de energia elétrica, o sistema de captura de CO<sub>2</sub>, que consome em torno de 11,56% da capacidade instalada na UTLC.

Ainda se pode notar o aumento do consumo da termelétrica de 16,13 MWe para 19,82 MWe, a diferença de consumo da planta entre a simulação S1 e a S2 é devido ao aumento de consumo no pulverizador de carvão de 0,8361% da potência bruta da planta (MWe) para 1,052%, a diminuição no gasto das bombas de ciclo a vapor de 0,31% MWe para 0,24%, o aumento de 2,307% para 2,927% no consumo dos ventiladores induzidos/forçados e outros equipamentos que somados representavam 0,99% e passaram a representar 1,24% da potência bruta da planta, acrescendo um total 3,69 MW no consumo da planta base.

Tabela 7: Comparação entre o desempenho da planta base na simulação (S1) e na planta base com *retrofit* (S2).

Parâmetro de desempenho	Valor		Requisitos de energia elétrica da planta	Valor	
	S1	S2		S1	S2
Potência elétrica líquida [MWe]	340,3	271	Potencia elétrica bruta [MWe]	363	363
			Energia auxiliar produzida [MW]	0	0
Entrada de combustível primário [GJ/h]	3632	3632			
Entrada de combustível auxiliar [GJ/h]		0	Uso da planta Base [MWe]	16.13	19.82
Entrada total da planta [GJ/h]	3632	3632			
			Uso do SCR [MWe]	0	2,164
Taxa de calor bruto da planta [kJ/kWh]	1,00E+04	1,00E+04	Uso do ESP [MWe]	1,465	1,465
Taxa de calor líquido da planta [kJ/kWh]	1,06E+04	1,27E+04	Uso do FGD [MWe]	0	15.16
Horas anuais de operação [horas]	7889	7889	Uso do sistema de captura de CO <sub>2</sub> [MWe]	0	41,98
Geração anual de potência [Bilhão. kWh/ano]	2,714	2,255	Torre de resfriamento ciclo fechado [MWe]	5,12	11,4
			Potência elétrica líquida [MWe]	340,3	271
Eficiência líquida da planta [%]	33,73	26,87	Uso de vapor para amina (Equiv. Elet. ) [MWe]	0	90,44

Essas alterações foram notadas após a inserção do sistema de captura de CO<sub>2</sub> na simulação S2. Da mesma forma, a torre de resfriamento aumenta seu consumo de 5,12 MW para 11,4 MW. Aliado a isso, o sistema de FGD despense 15,16 MW, e com menor impacto ao consumo de eletricidade, o SCR utiliza 2,164 MW. Todas essas perdas impactarão diretamente no valor de comercialização do megawatt hora.

Vale ressaltar que o alto consumo do sistema de captura, 41,98 MW, ocorre em virtude da necessidade de vapor para regeneração da amina, a ser retirado do ciclo de vapor da

planta base. Esse sistema também utiliza eletricidade para funcionamento de bombas, ventiladores e compressores, dessa forma, a potência e a eficiência líquida da planta com *retrofit* decaem substancialmente quando comparadas às da planta base, chegando-se a um percentual de decaimento em torno de 20%, o que está de acordo com a literatura (IPCC, 2005; HAMMOND; AKWE; WILLIAMS, 2011).

A Tabela 8 apresenta a comparação no resumo dos custos das simulações S1 e S2.

Tabela 8: Comparação de custos entre a planta base (S1) e planta base com *retrofit* (S2).

Tecnologia	Capital necessário [M.USD]		Capital necessário [USD/kW-líquido]		Receitas necessárias [M.USD /ano]		Receitas necessárias [USD/MWh]	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Controle de NO <sub>x</sub> na combustão	0	0	0	0	0	0	0	0
Controle de NO <sub>x</sub> na pós-combustão	0	31,44	0	116	0	8,914	0	4,169
Controle de mercúrio	0	0	0	0	0	0	0	0
Controle ESP	0	0	0	0	10,26	10,3	3,823	4,819
Controle de SO <sub>2</sub>	0	134,5	0	496,1	0	29,51	0	13,8
Controle combinado de SO <sub>x</sub> e NO <sub>x</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
Controle de CO <sub>2</sub>	0	332,5	0	1227	0	81,73	0	38,22
Subtotal	0	498,4	0	1839	10,26	136,1	3,823	63,65
Torre de arrefecimento	0	0	0	0	3,356	5,257	1,25	2,459
Controle de águas residuais	0	0	0	0	0	0	0	0
Planta base	0	0	0	0	103,6	84,97	38,6	39,74
Taxas de emissões	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	498,4	0	1839	117,2	220,7	43,67	103,2

No primeiro caso (S1) considerou-se que os custos de aquisição de equipamentos foram amortizados, ou seja foram totalmente quitados pela Tractebel Energia. Sendo assim, os valores de receita necessária são somente resultados dos custos fixos e variáveis de operação e manutenção. Para S2, considerou-se a aquisição de equipamentos como SCR, FGD e do sistema de captura pós-combustão. Esses totalizam um custo de 498,4 milhões de dólares americanos, outro motivo pelo qual a receita necessária do megawatt hora aumenta de 43,67 USD para 103,2 USD, isto é, um aumento de 136,32%. Dessa elevação no preço, 37,02% são devidos à instalação



do sistema de captura de CO<sub>2</sub>.

De acordo com Rao *et al.* (2004) os custos de operação e manutenção (O&M) consistem em custos fixos e variáveis. Os custos fixos no modelo IECM-CS incluem manutenção, mão-de-obra (operações, administrativo, laboratórios e suporte). Os custos variáveis anuais dependem do fator de capacidade da planta, nesse caso 90%. Na simulação S1 incluem-se utilitários dentre os quais destacam-se água, vapor e eletricidade, combustíveis e serviços como o de tratamento de efluentes.

Para a simulação S2, os custos de O&M, além dos custos da planta base, incluem custos de químicos como MEA, inibidor, reagentes, soda cáustica e carvão ativado. Esses custos são comparados na Tabela 9.

Tabela 9: Comparação de custos de operações e manutenção entre S1 e S2.

	O&M fixos [M.USD/ano]		O&M variáveis [M.USD/ano]		O&M total [M.USD/ano]		Capital anualizado [M.USD/ano]		Custo anual total nivelado [M.USD/ano]	
	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Tecnologia										
Controle de NO <sub>x</sub> na combustão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Controle de NO <sub>x</sub> na pós-combustão	0	0,5687	0	4,799	0	5,368	0	3,546	0	8,914
Controle de mercúrio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Controle ESP	0,5359	0,5757	9,727	9,727	10,26	10,26	0	0	10,26	10,26
Controle de SO <sub>2</sub>	0	6,352	0	7,994	0	14,35	0	15,16	0	29,51
Controle de CO <sub>2</sub>	0	8,468	0	35,76	0	44,23	0	37,49	0	81,73
Subtotal	0,5359	15,96	9,727	63,92	10,26	74,20	0	56,21	10,26	130,5
Torre de arrefecimento	0,9	0,8827	2,456	4,375	3,356	3,356	0	0	3,356	5,257
Controle de águas residuais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Planta base	11,02	12,6	92,6	72,37	103,6	103,6	0	0	103,6	84,97
Taxas de emissões	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	12,46	29,44	104,8	140,7	117,2	180,76	0	56,21	117,2	220,7

Os resultados da Tabela 9 mostram os valores de O&M dos principais equipamentos da S1 e S2. Na primeira simulação os custos são provenientes da planta base e do filtro eletrostático, somando um valor anual de 117,2 milhões de dólares americanos. No entanto, quando são instalados os equipamentos de controle de NO<sub>x</sub>, FGD necessários e o sistema de

captura de CO<sub>2</sub>, observa-se a elevação do valor para 220,7 milhões de dólares americanos anuais, representando um aumento de 88,31%. A Tabela 10 mostra a comparação entre concentrações limite para emissão de parâmetros da Resolução nº 54/2006 do SEMA-PR, concentrações medidas na planta real, conforme relatórios de emissões fornecidos pela empresa Tractebel Energia (2010), concentrações calculadas pelo IECM-CS para a planta base (S1) e para a planta base com *retrofit* (S2). Vale destacar que Santa Catarina não possui uma legislação específica para emissões de termelétricas a carvão mineral, dessa forma, para fins de comparação com limites de emissão aplicáveis, foi utilizada como base a Resolução nº 54/2006 da Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (SEMA) do estado do Paraná (segundo recomendação da própria FATMA – Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina), que especifica as emissões de NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub> em 400 mg/Nm<sup>3</sup> e 1300 mg/Nm<sup>3</sup>, respectivamente, para a combustão de carvão mineral em termelétrica com potência nominal acima de 100 MW, com valores de concentração de O<sub>2</sub> de 7%. Com a finalidade de comparação, foi necessário converter os dados reais que possuíam concentração de 5,25% de O<sub>2</sub> e das simulações S1 e S2, respectivamente 4,61% e 4,48% de O<sub>2</sub>, para a base da resolução do SEMA-PR. Os cálculos de normalização foram utilizando a relação abaixo:

$$C_R = \left( \frac{k - O_R}{k - O_M} \right) \cdot C_M$$

Onde:

C<sub>R</sub> = Concentração do poluente corrigida para a condição referencial de oxigênio estabelecida em [mg/Nm<sup>3</sup>];

k = 21, concentração volumétrica de oxigênio no ar em [%];

O<sub>R</sub> = concentração de oxigênio de referencia estabelecida em [%];

O<sub>M</sub> = concentração de oxigênio medida durante a amostragem [%];

C<sub>M</sub> = concentração de poluente determinada na amostra [mg/Nm<sup>3</sup>].

Utilizando essas informações, os dados reais normalizados e os obtidos nas simulações S1 e S2 para concentração de O<sub>2</sub> de referência da Resolução nº 54/2006 do SEMA-PR, pode-se comparar os dados reais e da simulação S1 e verificar que a UTLC estaria fora dos

padrões exigidos por tal legislação, sendo necessária a instalação de sistemas de tratamento de gases adicionais aqueles atualmente existentes para obter conformidade. Além disso, quando confrontados os valores reais com os da simulação S1, pode-se verificar a precisão do software para os compostos oxigênio (O<sub>2</sub>), vapor de água (H<sub>2</sub>O) e dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), no entanto, para o NO<sub>x</sub>, o valor teve uma alta divergência. Em uma segunda análise entre as simulações S1 e S2 foi possível observar a eficácia do sistema simulado no software IECM-CS, dado que as emissões dos gases poluentes como o SO<sub>2</sub> decaem 99,99%, NO<sub>x</sub> 88,78% e o CO<sub>2</sub> em 89,96%.

Tabela 10: Emissões da combustão do carvão mineral na UTL-C: concentrações medidas, concentrações calculadas pelo IECM (S1 e S2) e limites da legislação ambiental aplicável, O<sub>2ref</sub>=7%.

Componentes principais do gás de combustão	Total de saída [mg/Nm <sup>3</sup> ]			
	Resolução SEMA-PR	Valor real UTLC	S1	S2
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )			781655,41	773204,57
Vapor de água (H <sub>2</sub> O)		54689,87	57254,4	138202,73
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )			211110,06	21203,45
Dióxido de enxofre (SO <sub>2</sub> )	1300,00	4986,67	5177,00	0,135
Ácido sulfúrico (equivalente SO <sub>3</sub> )			19,56	0,169
Óxidos de nitrogênio (NO <sub>x</sub> )	400,00	583,11	1404,35	186,93
Amônia (NH <sub>3</sub> )			0	50,73
Argônio (Ar)			26680,64	26365,93

Chama atenção ainda na Tabela 10 o aumento do consumo de vapor de água, esse devido à necessidade de uso do mesmo para a regeneração da amina e também para os trocadores de calor do sistema de captura. Além dessa peculiaridade, ocorre a formação de emissão de amônia no gás de combustão da planta base com *retrofit* (S2), essa se deve à oxidação da MEA em ácidos orgânicos numa proporção de um mol de MEA para um mol de amônia (RAO *et al.*, 2004).

O fluxo de massa de entrada e saída das simulações S1 e S2 são apresentadas na Tabela 11. O lado esquerdo da tabela exhibe as entradas de insumos como carvão (em toneladas/hora), químicos como cal/calcário (utilizados no FGD), adsorvente (MEA), amônia e carbono ativado.

Esses insumos são utilizados no sistema de captura de CO<sub>2</sub>, no entanto, os dados que

mais chamam atenção são a retirada de água e água suplementar. O primeiro e o segundo parâmetros têm alta de 10,43%, os valores são similares dado que a UTLC trabalha com sistema de arrefecimento em ciclo fechado, isso é consequência da instalação do FGD e do sistema de captura de CO<sub>2</sub>. O acréscimo no consumo, ou seja evaporação total, fica em 13,1%, desses 12,06% são devidos ao dessulfurizador e 1,34% ao sistema de captura de CO<sub>2</sub>.

Tabela 11: Comparação de entrada e saída de massa entre S1 e S2.

Insumos químicos	Taxa de fluxo [t/h]		Saídas de sólidos e líquidos	Taxa de fluxo [t/h]	
	S1	S2		S1	S2
Carvão	192,9	192,9	Cinzas pesadas descartadas	15,45	15,45
Gás auxiliar	0	0	Cinzas leves descartadas	61,72	61,72
Total de combustíveis	192,9	192,9	Sólidos do <i>scrubber</i> descartados	0	24,39
			Emissões de particulados no ar	8,03E-02	2,01E-02
Cal/Calcário	0	12,68	CO <sub>2</sub> capturado	0	278,1
Adsorvente	0	0,7771	Cinzas vendidas (subproduto)	0	0
Amônia	0	0,714	Gesso vendido (subproduto)	0	0
Ureia	0	0	Enxofre vendido (subproduto)	0	0
Ácido diabásico	0	0	Ácido sulfúrico vendido (subproduto)	0	0
Produtos químicos diversos	0	0	Total	77,25	379,7
Químicos Totais	0	14,2			
Carbono Ativado	0	2,09E-02	Descarga de águas residuais	304,3	317,6
Retirada de água total	968,9	1070	Água evaporada (Consumo)	661,1	747,7
Água suplementar	968,9	1070			

Na Tabela 12, fica mais clara a afirmação de que o sistema de captura de dióxido de carbono consome uma grande quantidade de água, todavia, como o sistema de arrefecimento é de ciclo fechado, o sistema de captura utiliza água de arrefecimento que alimentaria o ciclo vapor, em consequência, ocorre a queda da eficiência da planta como foi apresentado acima. Esse

consumo fica em torno de 58,53%.

Tabela 12: Comparação de consumo de água para refrigeração entre S1 e S2.

	Valor [t/h]	
	S1	S2
Ciclo vapor	4,43E+04	1,80E+04
Sistema de captura de CO <sub>2</sub>	0	2,23E+04
Trocadores de calor	0	3,82E+02
Compressor de CO <sub>2</sub>	0	2,83E+03
Total água de arrefecimento	4,43E+04	4,34E+04

## 6 CONCLUSÕES

A tecnologia de CCUS possui várias questões que ainda são barreiras para a implementação de projetos, algumas puderam ser abordadas neste trabalho e foram apresentadas nas simulações S1 e S2, como por exemplo, a diminuição da eficiência da planta, que nesse caso foi de 20,34%, um aumento no custo da energia em 136,32% e de 13,1% no consumo de água.

Em contrapartida, ficou clara a redução nas emissões de CO<sub>2</sub>, que constitui um coproduto com valor de mercado, segundo Peri (2015), de 20 a 30 USD/t, o que representaria no final de um ano, utilizando o número de horas anuais de operação da planta base e o preço médio de 25 USD/t de CO<sub>2</sub>, o valor de 55,62 milhões de dólares americanos. No caso do dióxido de enxofre, a venda desse insumo geraria um montante de 24,37 milhões de dólares americanos no final de um ano. Igualmente, pode-se fazer essa análise com as cinzas leves e pesadas que são recuperadas no ESP, de acordo com Martins (2015), o valor de venda das cinzas leves é de 3,80 USD/t e para as pesadas é de 3,32 USD/t, somando-se um total de 2,28 milhões de dólares americanos ao final de um ano. Essas suposições, utilizando dados das simulações S1 e S2, mostram que apesar do alto investimento, esses coprodutos poderiam contribuir para minimizar o custo anual adicionado devido ao sistema de captura, que passaria de 220,70 milhões de dólares americanos para 138,43 milhões de dólares americanos, ou seja, um abatimento de 37,27%.

Vale lembrar que os resultados originados das simulações são susceptíveis aos parâmetros assumidos e podem não representar a total realidade da UTLC, apesar disso, prova que o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda seria um candidato em potencial para o CCUS no Sul de Santa Catarina. Ainda sobre a Tractebel Energia, no ano de 2014 a usina gerou 1249,39 GWh de energia bruta, logo teria um grande potencial com sua capacidade instalada de 857 MW.

Apesar de todos os dados apresentados, a CCUS não é uma tecnologia capaz de combater o aquecimento global por si só. Ela precisa ser combinada com mais pesquisa e investimento em eficiência energética, o que significa fazer mais com a mesma quantidade de energia, desenvolver outras tecnologias de menor custo de captura, conservar energia – reduzir a quantidade de energia que usamos – e investir nas tecnologias verdes e nas energias renováveis.

## **SIMULATION Of CO<sub>2</sub> CAPTURE THROUGH POST-COMBUSTION Of COAL**

### **ABSTRACT**

Due to the increasing emission of greenhouse gases, cleaner processes have been searched, especially those related to CO<sub>2</sub> emission. One of the solutions to this serious problem is carbon capture and storage. The objective of this study was to evaluate the impact of the implementation of post-combustion CO<sub>2</sub> capture technology using the IECM-CS software. Simulations were made using the UTLC Jorge Lacerda thermoelectric complex, Brazil and Latin America's largest thermal power plant, taken as base plant for comparison with a virtual plant simulating the inclusion of a post-combustion CO<sub>2</sub> capture technology. From the results of these simulations, it was possible to assess the impact of such technology on the reduction of atmospheric emissions, to investigate options for utilization of wastes (carbon dioxide, sulphur dioxide, fly and bottom ashes). Additionally, the price of the electricity produced by the base plant and the price simulated by the IECM-CS for the base plant integrated to the CO<sub>2</sub> capture technology considered were compared, showing an increase of 136.32% in electric energy costs. In addition, the plant efficiency decreased around 20% after installing the CO<sub>2</sub> capture system, with an increase of 58.53% in water consumption.

Keywords: Coal, Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), Greenhouse gases, Carbon Capture, IECM-CS.

## REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica - (Comp.). **Geração Termelétrica a Carvão no Brasil**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/carvao\\_mineral/8\\_4.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/carvao_mineral/8_4.htm)>. Acesso em: 23 set. 2015.

ATLAS, Global Carbon. **Emissions**. Disponível em: <<http://www.globalcarbonatlas.org/?q=en/emissions>>. Acesso em: 22 jun. 2015.

BACHU, Stefan. Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. **Energy Conversion & Management**. Edmonton, p. 953-970. 2 set. 1999.

BERKENPAS, Michael B. *et al.* **Getting Started**. Pittsburgh: Carnegie Mellon University, 2001. Disponível em: <<http://www.cmu.edu/epp/iecm/documentation/intro.pdf>>. Acesso em: 12 jul. 2015.

CADORE, Artur. **Preço de insumos**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <[thiago.aquino@sate.edu.br](mailto:thiago.aquino@sate.edu.br)>. em: 22 set. 2015.

CGEE - CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS . **Estudo prospectivo do setor siderúrgico**, 2008. Disponível em: <[http://www.abmbrasil.com.br/epss/arquivos/documentos/2011\\_4\\_19\\_11\\_18\\_10\\_21931.pdf](http://www.abmbrasil.com.br/epss/arquivos/documentos/2011_4_19_11_18_10_21931.pdf)>. Acesso em: 22 jun. 2015.

CORMOS, Calin-cristian; VATOPOULOS, Konstantinos; TZIMAS, Evangelos. Assessment of the consumption of water and construction materials in state-of-the-art fossil fuel power generation technologies involving CO<sub>2</sub> capture. **Energy**. Napoca, p. 37-49. 05 fev. 2013.



DEPOI, Fernanda S.; POZEBON, Dirce; KALKREUTH, Wolfgang D.. Chemical characterization of feed coals and combustion-by-products from Brazilian power plants. **International Journal Of Coal Geology**. Porto Alegre, p. 227-236. 05 ago. 2008.

DNPM, Departamento Nacional de Produção Mineral – (Comp.). **Cal- Sumário Mineral 2014**. Disponível em: < <http://www.dnpm.gov.br/dnpm/sumarios/cal-sumario-mineral-2014/view>>. Acesso em 09 out. 2015.

DNPM, Departamento Nacional de Produção Mineral – (Comp.). **Calcário Agrícola- Sumário Mineral 2014**. Disponível em: < <http://www.dnpm.gov.br/dnpm/sumarios/calcario-agricola-sumario-mineral-2014/view>> Acesso em 09 out. 2015.

DOMENICHINI, Rosa *et al.* Evaluation and Analysis of Water Usage and Loss of Power in Plants with CO<sub>2</sub> Capture. **Energy Procedia**. Corsico, p. 1925-1932. fev. 2011.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço energético nacional 2014: ano base 2013** . Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

Global CCS Institute 2011, **The global status of CCS: 2011**, Canberra, Australia.

HAMMOND, Geoffrey P.; SPARGO, Jack. The prospects for coal-fired power plants with carbon capture and storage: A UK perspective. **Energy Conversion And Management**. Bath, p. 476-489. 07 jun. 2014.

HAMMOND, G.p.; AKWE, S.s. Ondo; WILLIAMS, S.. Techno-economic appraisal of fossil-fuelled power generation systems with carbon dioxide capture and storage. **Energy**. Bath, p. 975-984. 13 jan. 2011.

HOFFMANN, Bettina Susanne. **O POTENCIAL TERMELÉTRICO A CARVÃO NO RIO GRANDE DO SUL DIANTE RESTRIÇÕES DE DISPONIBILIDADE DE ÁGUA E OBJETIVOS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO<sub>2</sub>, APLICANDO A QUEIMA EM**

**LEITO FLUIDIZADO.** 2013. 208 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

HYLKEMA, Hette; READ, Andy. Reduction of freshwater usage of a coal fired power plant with CCS by applying a high level of integration of all water streams. **Energy Procedia.** Rotterdam, p. 7187-7197. nov. 2014.

ICIS (Comp.). **Indicative Chemical Prices A-Z.** Disponível em: <<http://www.icis.com/chemicals/channel-info-chemicals-a-z/>>. Acesso em: 02 nov. 2015.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (Ed.). **Technology Roadmap - Carbon capture and storage:** 2013 Edition. Paris: OECD/IEA, 2013.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics., 2014.** Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/keyworld2014.pdf>>. Acesso em: 23 jun. 2015.

IEAGHG. 2013. **Key Messages For Communication Needs For Key Stakeholders.** Stoke Orchard, Cheltenham, Uk.

INFOMONEY (Ed.). **CÂMBIO.** Disponível em: <<http://www.infomoney.com.br/mercados/cambio>>. Acesso em: 24 set. 2015.

IPCC (Comp.). **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.** Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 442 p.

LEUNG, Dennis Y.C.; CARAMANNA, Giorgio; MAROTO-VALER, M. Mercedes. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. **Renewable And Sustainable Energy Reviews.** Hong Kong, p. 426-443. 02 ago. 2014.

LI, Lei *et al.* A review of research progress on CO<sub>2</sub> capture, storage, and utilization in Chinese Academy of Sciences. **Fuel**. Beijing, p. 112-130. 27 ago. 2011.

MARTINS, Cleicio Poletto. **Dados Tractebel**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <elaine.virmond@ufsc.br>. em: 11 set. 2015.

MERIKOSKI, Riku. **FLUE GAS PROCESSING IN AMINE-BASED CARBON CAPTURE SYSTEMS**. 2012. 102 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Environmental And Energy Technology, Tampere University Of Technology, Tampere, 2012. Disponível em: <<https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21017/merikoski.pdf?sequence=3>>. Acesso em: 24 set. 2015.

MERSCHMANN, Paulo R. de C. *et al.* Modeling water use demands for thermoelectric power plants with CCS in selected Brazilian water basins. **International Journal Of Greenhouse Gas Control**. Rio de Janeiro, p. 87-101. 16 jan. 2013.

OLIVEIRA, Edmar Antunes de. **PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO HORIZONTE 2010-2030**. 2009. 155 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

PERI, Suraj. **IECM Paper**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <koehler.nakle@gmail.com>. em: 24 ago. 2015.

PIRES, J.C.M. [1] *et al.* Recent developments on carbon capture and storage: An overview. **Chemical Engineering Research And Design**. Porto, p. 1446-1460. 27 jan. 2011.

QUISPE, Dino *et al.* Changes in mobility of hazardous elements during coal combustion in Santa Catarina power plant (Brazil). **Fuel**. Huelva, p. 495-503. 01 out. 2011.

RAO, Anand B. *et al.* **An Integrated Modeling Framework For Carbon Management Technologies.** Pittsburgh: Carnegie Mellon University, 2004. Disponível em: <AN INTEGRATED MODELING FRAMEWORK FOR CARBON MANAGEMENT TECHNOLOGIES>. Acesso em: 17 jul. 2015.

RUBIN, Edward S.; RAO, Anand B.. **A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO<sub>2</sub> Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control.** Pittsburgh: Carnegie Mellon University, 2002. Disponível em: <[http://www.cmu.edu/epp/iecm/IECM\\_Publications/2001rao Rao & Rubin, DOE Progress Rpt \(Oct\).pdf](http://www.cmu.edu/epp/iecm/IECM_Publications/2001rao%20Rao%20&%20Rubin,%20DOE%20Progress%20Rpt%20(Oct).pdf)>. Acesso em: 23 jul. 2015.

SEMA - SECRETARIA DE ESTADO DE MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS, (Estado). Resolução nº 54, de 22 de dezembro de 2006. **Resolução Sema no 54, de 22 de Dezembro de 2006.** Paraná, PR.

Silva, Gabriela Leal. **ICIS Price.** [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: [koehler.nakle@gmail.com](mailto:koehler.nakle@gmail.com). em 30 set. 2015.

TRACTEBEL ENERGIA (Ed.). **Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.** Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/parque-gerador/usinas-termeletricas/complexo-termeletrico-jorge-lacerda>> Acesso em: 25 jun. 2015.

TRACTEBEL ENERGIA. **Descrição Do Funcionamento De Equipamentos E Sistemas: Caldeira E Auxiliares,** Assunto: Precipitador Eletrostático. Capivari de Baixo: Tractebel Energia S.a., 2010.

TRACTEBEL ENERGIA. **Monitoramento das Emissões Atmosféricas.** Capivari de Baixo: Tractebel Energia S.A., 2010.

XIONG, Yingying *et al.* Experimental study of a zero water consumption wet FGD system. **Applied Thermal Engineering.** Xi'an, p. 272-277. 7 out. 2013.

ZHAI, Haibo; RUBIN, Edward S.. Carbon capture effects on water use at pulverized coal power plants. **Energy Procedia**. Pittsburgh, p. 2238-2244. fev. 2011.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por ter me dado saúde e capacidade para cumprir mais uma etapa de minha vida.

Agradeço aos meus pais, pelo amor, incentivo, apoio incondicional, que sempre me fortaleceram nas horas difíceis e não mediram esforços para que esse sonho se realizasse.

À Beatriz, minha noiva, que esteve comigo desde o começo desta jornada, pelo apoio, confiança, compreensão e por me aguardar sempre com muito amor. Dedico a você esse trabalho com todo meu amor e carinho.

Aos meus irmãos Thiago e Nikóle, meu cunhado Carlos, meu tio Luiz e minhas avós Vilma e Lacinia, vocês também tiveram grande responsabilidade na ajuda dessa minha conquista, e por isso vos agradeço.

Agradeço à professora Dra. Elaine Virmond, por ter aceitado ser minha orientadora e pelo empenho dedicado a me ajudar a elaborar este trabalho. Também agradeço ao meu coorientador Thiago Fernandes de Aquino pelo suporte e revisão deste artigo.

À Tractebel Engie-Suez e mais especificamente ao Engenheiro Cleicio Poletto Martins, pela disposição de dados e apoio para realização desse trabalho.

Ao grupo da Universidade de *Carnegie Mellon*, desenvolvedora do software IECM-CS, que tornou a execução desse trabalho possível.

Ademais, agradeço todos os professores que ajudaram a desenvolver minha educação acadêmica.

Aos meus amigos, por terem me apoiado e fazerem essa caminhada ser mais suave.

Por último e não menos importante, minhas três cadelas que sempre me receberam com alegria e amor quando voltava para casa depois de longos períodos de estudo.

Muito Obrigado.