

SIMULAÇÃO DA CAPTURA DE CO₂ POR MEIO DE PÓS-COMBUSTÃO DE CARVÃO MINERAL

KOEHLER¹, Nakle F. .; VIRMOND², Elaine; de AQUINO³; Thiago F.

¹Universidade Federal de Santa Catarina, koehler.nakle@gmail.com; ²Universidade Federal de Santa Catarina, elaine.virmond@ufsc.br; ³Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina – SATC, thiago.aquino@satc.edu.br

RESUMO

Devido à crescente emissão de gases do efeito estufa, tem-se buscado processos mais limpos, principalmente relacionados à emissão de CO₂. Uma das soluções para esse grave problema é a captura seguida do armazenamento do dióxido de carbono. O objetivo deste estudo foi avaliar o impacto da implantação da tecnologia de captura de CO₂ na pós-combustão utilizando o software IECM-CS. Foram feitas simulações tendo como objeto de estudo a unidade 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, 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 CO₂ considerada, verificando-se um aumento de 136,32% no custo da energia elétrica. Além disso, a instalação do sistema de captura de CO₂ 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 (CO₂); Gases de efeito estufa; Captura de carbono, IECM-CS.

ABSTRACT

Due to the increasing emission of greenhouse gases, cleaner processes have been searched, especially those related to CO₂ 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 CO₂ capture technology using the IECM-CS software. Simulations were made using the unit 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ capture system, with an increase of 58.53% in water consumption.

Key-Words: Coal, Carbon dioxide (CO₂), Greenhouse gases, Carbon Capture, 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.

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 de carvão mineral, emitindo por volta de 13.931 Mt de CO₂, totalizando 44% das emissões de CO₂ 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.

Na região sul do estado de Santa Catarina, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda possui uma

capacidade instalada de 857 MWe e queima carvão proveniente de cidades próximas à Criciúma (Lauro Muller, Treviso, Siderópolis) , 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_2 e NO_x , e o CO_2 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_2 (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.

O objetivo deste trabalho foi 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_2 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_2

Pesquisas do IPCC, 2005 (Intergovernmental Panel on Climate Change, em português Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas) 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.

A CCUS deve ser aplicada 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_2 para a atmosfera.

Essa tecnologia 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_2) 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_2 PÓS-COMBUSTÃO

Existem três principais tecnologias para captura de CO_2 : (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_2 , H_2 , CH_4 , e traços de H_2S e de N_2 (este último pode estar em altas concentrações em caso de utilização de ar como agente oxidante ao invés de oxigênio puro). 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); (iii) e a oxidação, é similar à primeira, no entanto, ao invés de queimar o combustível (mistura gasosa isenta de CO_2) com ar, esse é queimado com oxigênio puro (pureza normalmente varia entre 95% e 99,5%) na presença do próprio CO_2 reinjetado no sistema, com substituição do N_2 por CO_2 (ou ainda H_2O) como diluente do O_2 . Isto significa que os produtos da reação são CO_2 e água, que são facilmente separados (IPCC, 2005; IEAGHG, 2013).

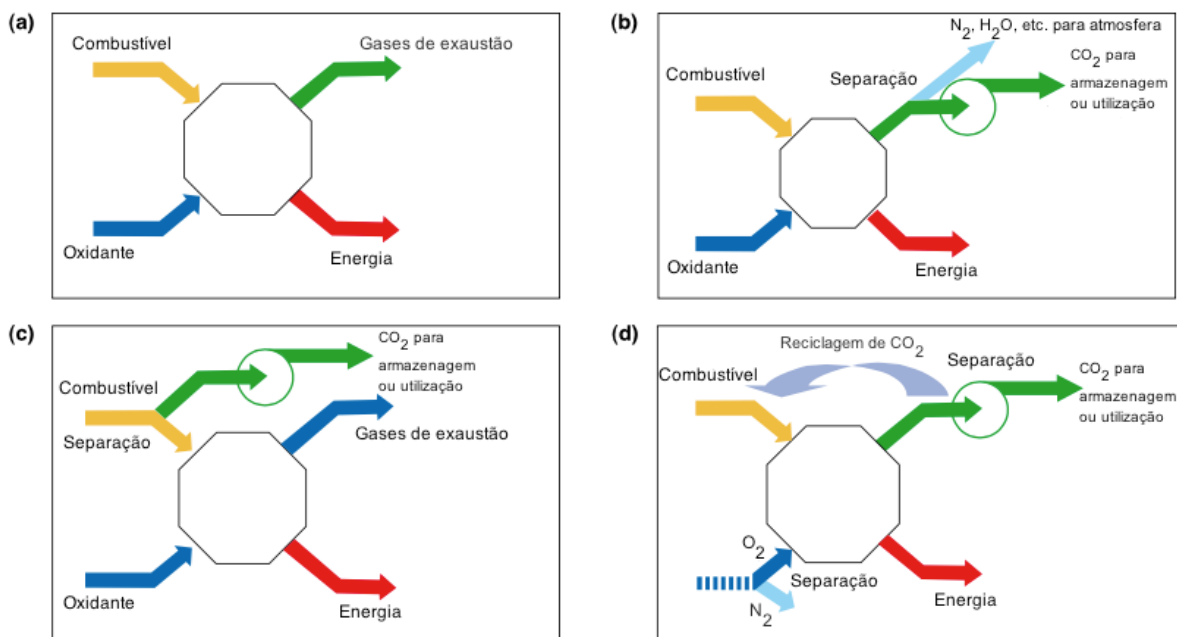
As principais barreiras para aplicação dessas tecnologias são a diminuição da eficiência da planta e o aumento do custo da eletricidade. De acordo

com Hammond e Spargo (2014) para uma UTE capturando 90% de suas emissões de CO_2 , 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 tratou somente do processo de pós-combustão, uma vez que se ajusta melhor ao caso brasileiro.

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)

2.1.1 Captura de CO_2 na pós-combustão

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_2 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_2 , N_2 , O_2 e

H_2O , outros componentes também podem estar presentes em função da composição química do carvão, tais como SO_x , NO_x , HCl , HF , mercúrio e outros contaminantes orgânicos e inorgânicos. Desse modo, antes da captura do CO_2 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 (ESP, sigla em inglês para *Electrostatic Precipitator*) 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_2 , H_2S e HF), tal como dessulfurizador de gases de combustão (FGD, sigla em inglês para *Flue Gas Desulphurisation*); redução catalítica seletiva (SCR, sigla em inglês para *Selective Catalytic Reduction*) e redução não-catalítica seletiva (SNCR, sigla em inglês para *Selective Non-Catalytic Reduction*), que consiste em um sistema de redução das emissões de NO_x 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).

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 comercial 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 focou apenas no processo de absorção de CO₂ com monoetanolamina (MEA).

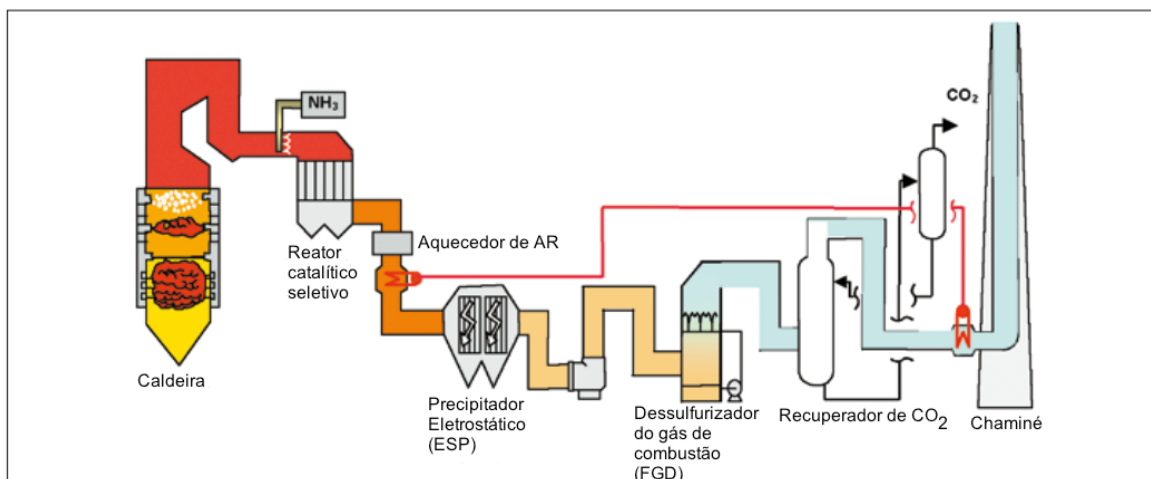
A monoetanolamina (MEA) é classificada como uma alcanolamina, que é uma família de

compostos orgânicos que são derivados dos alcanóis (compostos com o grupo funcional OH, chamados comumente de grupos alcoólicos), que também possuem um grupo amino (NH₂) 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 corrosivo (MERIKOSKI, 2012; BERKENPAS *et al.*, 2001; RAO *et al.*, 2004).

Como mencionado anteriormente, o custo da eletricidade tem um notável impacto no seu custo, 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 CO₂ com amina e outros controles de emissão



(Fonte: IPCC, 2005)

Após a separação do CO₂, o mesmo precisa ser transportado para o local de armazenamento ou para as instalações onde será utilizado por outras indústrias. O transporte de CO₂ já é uma tecnologia madura, pois segue requisitos técnicos similares aos de outros gases (LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014; PIRES *et al.*, 2011).

Para um transporte mais eficiente nos gasodutos, o CO₂ 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/m³ (LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014; PIRES *et al.*, 2011).

Posteriormente aos processos de captura e transporte, o CO₂ pode ser armazenado em sítios naturais, tais como aquíferos salinos profundos,

jazidas de carvão não viáveis para mineração, nos oceanos, campos de petróleo e de gás natural esgotados. As duas últimas opções são mais interessantes, em razão de possuírem maturidade tecnológica (HAMMOND; SPARGO 2014).

O CO₂ possui propriedades que permitem sua utilização e consequentemente sua armazenagem, por exemplo, na recuperação melhorada de petróleo (EOR, sigla em inglês para *Enhanced Oil Recovery*), na recuperação do metano (CH₄) que está aprisionado nos poros estruturais do carvão (ECMB, sigla em inglês para *Enhanced Coal Bed Methane*). Uma outra maneira de remediar o CO₂ sem preocupações com monitoramento e vazamentos acidentais, é a mineralização (BACHU, 1999; LEUNG, CARAMANNA, MAROTO-VALER, 2014).

2.2 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. 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_x e NO_x .

As plantas a carvão aumentam seu consumo de água quando é instalado um sistema de captura de CO_2 com aminas, pois o processo requer água principalmente para regenerar o solvente e para a compressão do dióxido de carbono. Segundo a literatura consultada e simulações de outros artigos, essa elevação no consumo de água pode variar entre 20% a 113% (CORMOS, VATOPOULOS, TZIMAS, 2013; HYLKEMA, READ, 2014; MERSCHMANN *et al.*, 2013).

3 OBJETO DE ESTUDO - UTLC

Este trabalho teve como objeto de estudo a Usina IV ou Unidade 7 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (UTLC) localizado em Capivari de Baixo/SC, com potência instalada de 363 MWe, denominada planta base.

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_2 na pós-combustão de carvão mineral na referida termelétrica utilizando MEA com solvente. 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_x e FGD para controle de SO_2), assim como de um sistema de

captura de CO_2 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_2 , SO_2 , NO_x 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 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).

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 1.

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 1 – 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 2.

Tabela 2: Composição química das cinzas leves, em massa, base seca.

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

Fonte: Depoi *et al.* (2008)

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 dessa unidade.

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% e 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 (ESP) com eficiência de remoção de 99,87% e área de coleta de 26.208 m².

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).

Os custos de operação e manutenção (O&M) da UTLC foram apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Custos de operação e manutenção da UTLC.

Componente de custo	Valor
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).

4.2.1 Definição dos parâmetros de entrada do IECM-CS

Na primeira simulação (S1), 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 4.

Para a segunda simulação (S2), aos dados da planta base foram adicionados os controles adicionais de emissão: SCR, FGD e sistema de captura de CO₂, conforme mostrado na Tabela 5.

5 RESULTADOS

Na Tabela 6 é apresentada a comparação entre os desempenhos resultantes da S1 e da S2. 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 sistema de captura de CO₂, 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, a diminuição no gasto das bombas de ciclo a vapor, o aumento no consumo dos ventiladores induzidos/forçados e outros equipamentos.

A torre de resfriamento aumenta seu consumo de 5,12 MW para 11,4 MW, o sistema de FGD despende 15,16 MW, o SCR utiliza 2,164 MW. Todas essas perdas impactarão diretamente no valor de comercialização do megawatt hora.

Tabela 4: 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 _x	Nenhum	Número de cargos operacionais	27
Controle de pós-combustão		Número de turnos de operação [turnos/dia]	3
Controle de NO _x	Nenhum	Salário operacional [USD/h]	2,44
Controle de particulados	Filtro eletrostático	Desempenho da planta base	
Controle de SO ₂	Nenhum	Tipo da unidade	Subcrítico
Controle de mercúrio	Nenhum	Capacidade da caldeira [t/h]	1070
Captura de CO ₂	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 ² [%]	20
Combustível		Perda de ar no pré-aquecedor ¹ [%]	6
Tipo de carvão	CE4500	Temperatura dos gases na saída do	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	0	Parâmetros do precipitador eletrostático	
Custo de água [USD/1000 L]	0,125	Eficiência do precipitador [%]	99,87

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

¹ Valores em relação ao estequiométrico

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, chegando a um percentual de decaimento em torno de 20%, o que está de acordo com a literatura (IPCC, 2005; HAMMOND; AKWE; WILLIAMS, 2011).

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%.

Tabela 5: Parâmetros para a unidade de captura de CO₂.

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

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

Tabela 6: Comparação entre o desempenho da planta base na simulação (S1) e na planta base com *retrofit* (S2).

	Valor			Valor	
Parâmetro de desempenho	S1	S2	Requisitos de energia elétrica da planta	S1	S2
Potência elétrica líquida [MWe]	340,3	271	Potencia elétrica bruta [MWe]	363	363
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 ₂ [MWe]	0	41,98
Geração anual de potência [Bilhão.	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

Tabela 7: 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 _x na pós-combustão	0	31,44	0	116	0	8,914	0	4,169
Controle ESP	0	0	0	0	10,26	10,3	3,823	4,819
Controle de SO ₂	0	134,5	0	496,1	0	29,51	0	13,8
Controle de CO ₂	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
Planta base	0	0	0	0	103,6	84,97	38,6	39,74
Total	0	498,4	0	1839	117,2	220,7	43,67	103,2

Dessa elevação no preço, 37,02% são devidos à instalação do sistema de captura de CO₂.

A Tabela 7 apresenta a comparação no resumo dos custos das simulações S1 e S2.

De acordo com Rao *et al.* (2004) os custos de

operação e manutenção (O&M) consistem em custos fixos e variáveis. 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 8.

Tabela 8: Comparação de custos de operações e manutenção entre S1 e S2.

Tecnologia	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
Controle de NO _x na pós-combustão	0	0,5687	0	4,799	0	5,368	0	3,546	0	8,914
Controle ESP	0,5359	0,5757	9,727	9,727	10,26	10,26	0	0	10,26	10,26
Controle de SO ₂	0	6,352	0	7,994	0	14,35	0	15,16	0	29,51
Controle de CO ₂	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
Planta base	11,02	12,6	92,6	72,37	103,6	103,6	0	0	103,6	84,97
Total	12,46	29,44	104,8	140,7	117,2	180,76	0	56,21	117,2	220,7

Tabela 9: Emissões da combustão do carvão mineral na UTL-C: concentrações medidas, concentrações calculadas pelo IECM (S1 e S2) e limites da legislação ambiental aplicável, $O_{2ref} = 7\%$.

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

A Tabela 9 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_x e de SO_x em 400 mg/Nm³ e 1300 mg/Nm³, respectivamente, para a combustão de carvão mineral em termelétrica com potência nominal acima de 100 MW, com valores de concentração de O₂ de 7%.

Tabela 10: Comparação de entrada e saída de massa entre S1 e S2.

	Taxa de fluxo [t/h]			Taxa de fluxo [t/h]	
	S1	S2		S1	S2
Insumos químicos			Saídas de sólidos e líquidos		
Carvão	192,9	192,9	Cinzas pesadas descartadas	15,45	15,45
Gás auxiliar	0	0	Cinzas leves descartadas	61,72	61,72
Combustíveis Totais	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 ₂ capturado	0	278,1
Adsorvente	0	0,7771	Cinzas vendidas (subproduto)	0	0
Amônia	0	0,714	Gesso vendido (subproduto)	0	0
Produtos químicos	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	968,9	1070	Água evaporada (Consumo)	661,1	747,7
Água suplementar	968,9	1070			

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 àqueles 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_2), vapor de água (H_2O) e dióxido de enxofre (SO_2), no entanto, para o NO_x , 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_2 decaem 99,99%, NO_x em 88,78% e o CO_2 em 89,96%.

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).

Na Tabela 11, 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 11: 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_2	0	2,23E+04
Trocadores de calor	0	3,82E+02
Compressor de CO_2	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%, aumento no custo da energia em 136,32% e aumento de 13,1% no consumo de água.

Em contrapartida, ficou clara a redução nas emissões de CO_2 , 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_2 , 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 e na base da caldeira, respectivamente. De acordo com Martins (2015), o valor de venda das cinzas leves era de 3,80 USD/t e para as pesadas era 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 para a captura, conservar energia – reduzir a quantidade de energia que usamos – e investir nas tecnologias verdes e nas energias renováveis.

7 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>. Acesso em: 23 set. 2015.

BACHU, S. **Sequestration of CO₂ 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, M.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, A. **Preço de insumos**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <thiago.aquino@satc.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>. Acesso em: 22 jun. 2015.

CORMOS, C.; VATOPOULOS, K.; TZIMAS, E. **Assessment of the consumption of water and construction materials in state-of-the-art fossil fuel power generation technologies involving CO₂ capture**. Energy. Napoca, p. 37-49. 05 fev. 2013.

DEPOI, F.S.; POZEBON, D.; KALKREUTH, W.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.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional 2014: ano base**

2013. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

HAMMOND, G.P.; SPARGO, J. **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.O.; 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.

HYLKEMA, H.; READ, A. **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.

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, D.Y.C.; CARAMANNA, G.; MAROTO-VALER, M. M. **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.

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

MERIKOSKI, R. **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/12345>

6789/21017/merikoski.pdf?sequence=3>. Acesso em: 24 set. 2015.

MERSCHMANN, P.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, E. A. 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, S. **IECM Paper.** [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <koehler.nakle@gmail.com>. em: 24 ago. 2015.

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

RAO, A.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, E.S.; RAO, A.B. **A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO2 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%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, G.L. **ICIS Price.** [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: koehler.nakle@gmail.com. em 30 set. 2015.

TRACTEBEL ENERGIA (Ed.). **Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.** Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/inter-net/parque-gerador/usinas-termelétricas/complexo-termelétrico-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, Y. *et al.* **Experimental study of a zero water consumption wet FGD system.** Applied Thermal Engineering. Xi'an, p. 272-277. 7 out. 2013.