

## **CONFIGURAÇÃO INDICADA PARA UMA PLANTA DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> PARA UNIDADES TERMOELÉTRICA**

DOI: <http://dx.doi.org/10.19177/rgsa.v9e02020387-402>



**Guilherme Cancelier dos Santos<sup>1</sup>**  
**Thiago Fernandes de Aquino<sup>2</sup>**  
**Elise Sommer Watzko<sup>3</sup>**

### **RESUMO**

O desafio de reduzir os índices de emissões de dióxido de carbono para níveis muito mais baixos do que a realidade atual será alcançado não apenas com as energias limpas, mas também com o uso de tecnologias de captura em plantas de combustíveis fósseis já constituídas. Viabilizar a captura de CO<sub>2</sub> é fundamental para evitar alterações ambientais catastróficas e garantir a manutenção de vida no planeta. A flexibilidade e a robustez de sistemas elétricos com termoelétricas fazem com que essas alternativas de geração de energia se mantenham até os dias atuais e provavelmente por muitos anos ainda. Para minimizar os efeitos dos gases de exaustão alguns equipamentos tem sido utilizados para captura de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, HCl, HF, mercúrio, entre outros. Contudo, o desafio tecnológico atual são os processos de captura de CO<sub>2</sub>. A maior dificuldade de implantar os sistemas de captura de CO<sub>2</sub> são as penalidades energéticas e eficiência que este sistema implica na planta termoelétrica, aumentando consideravelmente o custo da energia aos consumidores. O modelo ideal para viabilização da captura de CO<sub>2</sub> e garantia de uma política de zero emissões, utiliza a configuração de pós-combustão, tecnologia de operação de leito *MBTSA* e adsorção com sólidos.

**Palavras-chave:** Captura de CO<sub>2</sub>. Emissões de CO<sub>2</sub>. Eficiência energética. Termoelétrica.

<sup>1</sup> Mestrando Programa de Pós Graduação em Energia e Sustentabilidade. Universidade Federal de Santa Catarina. E-mail: [santos\\_tb.14@hotmail.com](mailto:santos_tb.14@hotmail.com)

<sup>2</sup> Dr Eng. Qmc. Associação Beneficente das Indústrias Carboníferas (SATC). E-mail: [thiago.aquino@satc.edu.br](mailto:thiago.aquino@satc.edu.br)

<sup>3</sup> Dr<sup>a</sup> Eng. Mec. Professora do curso de Pós graduação em Energia e Sustentabilidade. Universidade Federal de Santa Catarina. E-mail: [elise.sommer@ufsc.br](mailto:elise.sommer@ufsc.br)

# CONFIGURATION FOR A CO<sub>2</sub> CAPTURE PLANT FOR THERMAL ELECTRICAL UNITS

## ABSTRACT

The challenge of reducing carbon dioxide levels to levels much lower than the present reality will not be only as clean energy, but also with the use of plant capture technologies from already constituted chemicals. Enabling CO<sub>2</sub> capture is critical to preventing catastrophic environmental change and ensuring the maintenance of life on the planet. The flexibility and robustness of thermoelectric electrical systems means that these power generation alternatives hold to the present day and probably for many years to come. To minimize the effects of the exhaust gases of some equipment, it was used to capture SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, HCl, HF, mercury, among others. However, the current technological challenge is CO<sub>2</sub> capture processes. The biggest difficulty in implementing CO<sub>2</sub> capture systems is the energy and economic penalties that this system entails in the thermoelectric plant, considerably reducing the cost of energy for consumers. The ideal model for enabling CO<sub>2</sub> capture and ensuring a zero use policy, use the afterburner configuration, MBTSA bed operating technology and abrasion adsorption.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> capture. CO<sub>2</sub> emissions. Energy efficiency. Thermoelectric.



## 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, apenas em 2017 foram emitidas para a atmosfera cerca de 435,8 MtCO<sub>2</sub>. Quando comparado com outros países, o brasileiro emite 7 vezes menos que um americano e 3 vezes menos que um europeu. Entretanto, esses valores são preocupantes pois trazem um dano ambiental em diversas esferas, como saúde, qualidade de vida e afetam os recursos naturais do planeta. Estima-se que essa emissão continue a crescer nos próximos anos e estima-se que em 2026 já serão 469 MtCO<sub>2</sub> (EPE, 2018).

Existe um consenso de que as emissões de CO<sub>2</sub> têm contribuído substancialmente para as alterações climáticas. Fatores como o rápido desenvolvimento global, a industrialização e urbanização, tem aumentado continuamente o consumo de combustíveis fósseis e processos de combustão, conduzindo a grandes quantidades de emissões de CO<sub>2</sub> (SHI et al., 2019).

A mudança climática global pode causar irreversíveis alterações ambientais, que representam uma enorme ameaça à sustentabilidade, desenvolvimento e recursos naturais. Alternativas para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, preservando o meio ambiente e o desenvolvimento, tornaram-se foco que atrai a atenção de acadêmicos e profissionais. (SHI et al., 2019).

O desafio de reduzir os índices de emissões de dióxido de carbono para níveis muito mais baixos do que a realidade atual será alcançado não apenas com as energias limpas, mas também com o uso de tecnologias de captura em plantas de combustíveis fósseis já constituídas. Além disso, existem os processos de captura e utilização de carbono, seja para processos químicos, bem como para aquecimento e geração de energia. É importante a utilização das fontes tradicionais nas matrizes energéticas para garantir segurança no sistema frente à flutuação das energias renováveis, e isso é reforçado valorizando a flexibilidade das usinas térmicas e utilizando sistemas de captura de dióxido de carbono. Contudo, ainda faltam incentivos para viabilizar essas tecnologias (KOYTSOUMPA; BERGINS; KAKARAS, 2018).

Ao longo dos anos diversas alterações foram feitas em sistemas térmicos para reduzir emissões poluentes. Tecnologias para captura de outros gases danosos a atmosfera já evoluíram e estão presentes em termoelétricas mais modernas, como equipamentos e processos para tratamento e redução de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, HCl, HF, mercúrio, entre outros. Sendo assim, diversos componentes como precipitadores eletrostáticos, ciclones, filtros, lavadores de gases, processos para redução de NO<sub>x</sub> tem sido instalados em unidades térmicas.

Para a captura de CO<sub>2</sub> existem três principais tecnologias: (i) a pós combustão que trata o gás após a queima de combustível, (ii) a pré combustão onde o combustível é gaseificado e se tem uma mistura de gases, onde dióxido de carbono é removido e o restante dos gases segue para a queima e a (iii) oxicomustão que é similar a pós combustão, sendo que ao invés de queimar o CO<sub>2</sub> com ar, esse é queimado com oxigênio puro.

Quanto as configurações de operação do leito de captura, eles podem variar basicamente em quatro processos: (i) *PSA*, onde se tem variação de pressão no leito, (ii) *VSA*, com formação de vácuo no leito, (iii) *TSA* com variação de temperatura no leito ou (iv) *MBTSA* com leito móvel com variação de temperatura.

Em relação ao processo de adsorção de CO<sub>2</sub> ele pode ser realizado com solventes líquidos, como a amina, por exemplo ou adsorvedores sólidos.

Com as tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> tem-se mais uma alternativa potencial para minimizar efeitos negativos das termoelétricas e torná-las mais limpas. Incentivar as termoelétricas a fazerem uso de sistemas de captura de CO<sub>2</sub> trarão uma imagem mais desmistificada e mais limpa à geração de energia térmica, minimizando parte de sua contribuição à emissão de gases à atmosfera.

O objetivo desse artigo é justamente divulgar as tecnologias existentes na captura de CO<sub>2</sub> e como elas estão cada vez mais ganhando interesse no meio científico, sendo alvo de inúmeras pesquisas que buscam sua viabilidade para aplicação final na indústria. Existem ainda lacunas que necessitam de mais estudos e testes e que deverão ser estudadas com o intuito de desenvolver tecnologias aplicáveis à indústria e com alto impacto nos índices de emissões de CO<sub>2</sub>, contribuindo para a utilização de combustíveis fósseis de forma mais limpa e sustentável.

## 2 PROCESSOS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>



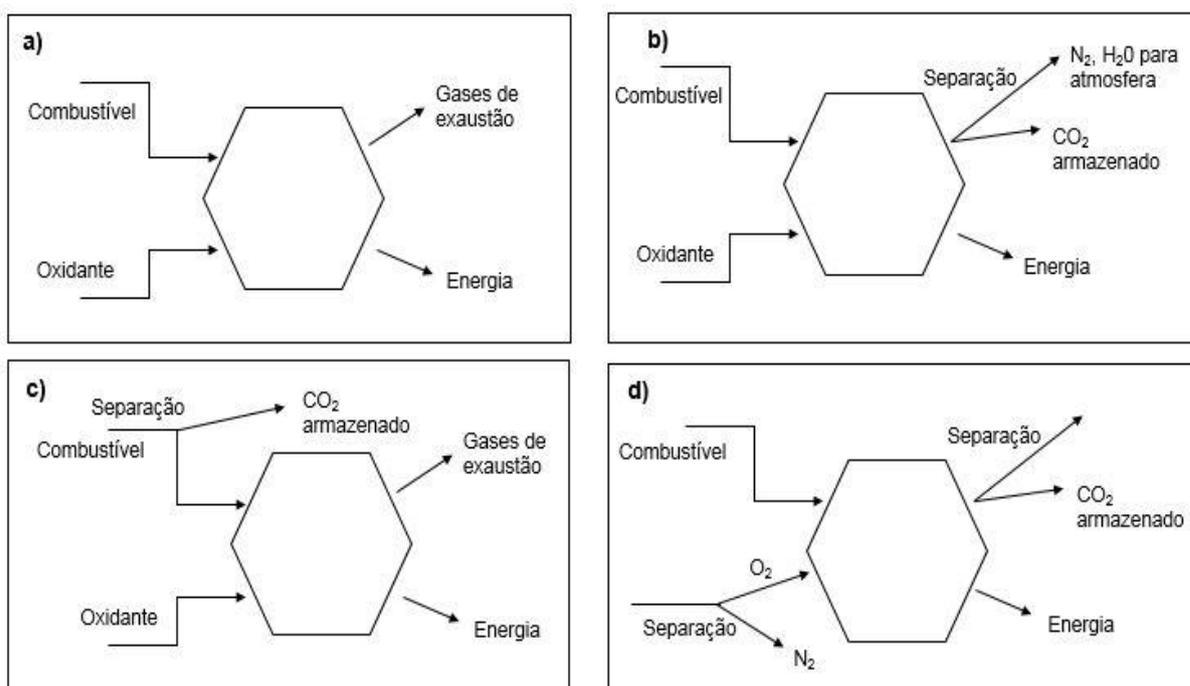
A captura de CO<sub>2</sub> se divide basicamente em três grandes processos: pré-combustão, oxicomustão e pós-combustão.

Em sistemas que operam no regime de pré-combustão, o combustível é processado primariamente em um reator com vapor e ar ou oxigênio para produzir uma mistura consistindo principalmente de monóxido de carbono e hidrogênio, o chamado gás de síntese. O gás de síntese é composto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H<sub>2</sub>). Em um reator, gás de síntese é convertido em H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> (ELIAS; WAHAB; FANG, 2018).

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 a água. Embora, as etapas iniciais de conversão de combustível sejam mais elaboradas e com custos mais elevados do que sistemas de pós-combustão, esse processo consegue altas concentrações de CO<sub>2</sub>, facilitando à separação e captura do mesmo. A pré-combustão é interessante em usinas que empregam tecnologia de ciclo combinado de gaseificação integrada (IGCC) (IPCC : PANEL; CHANGE, 2005).

Os sistemas oxicomustão são bastante similares ao de pré-combustão, entretanto, usa-se oxigênio puro (em torno de 95% a 99% de pureza) em vez de ar para a combustão primária e assim produzir um gás de combustão que é principalmente vapor de água e  $\text{CO}_2$ . Isso resulta em um gás de combustão com altas concentrações de  $\text{CO}_2$  (maior que 80% em volume). O vapor de água é removido posteriormente por processos com pressão e resfriamento. O método de oxicomustão ainda está em fase de testes e pesquisas para o desenvolvimento da tecnologia (IPCC : PANEL; CHANGE, 2005) .

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.



Do autor (2019).

As principais dificuldades dos processos de captura de  $\text{CO}_2$  na pré-combustão e oxicomustão são a implantação desses sistemas em usinas já constituídas, podendo causar alterações no processo e altos custos para modificação. Neste trabalho, o modelo de captura escolhido foi o de pós-combustão, já que se ajusta melhor ao caso brasileiro.

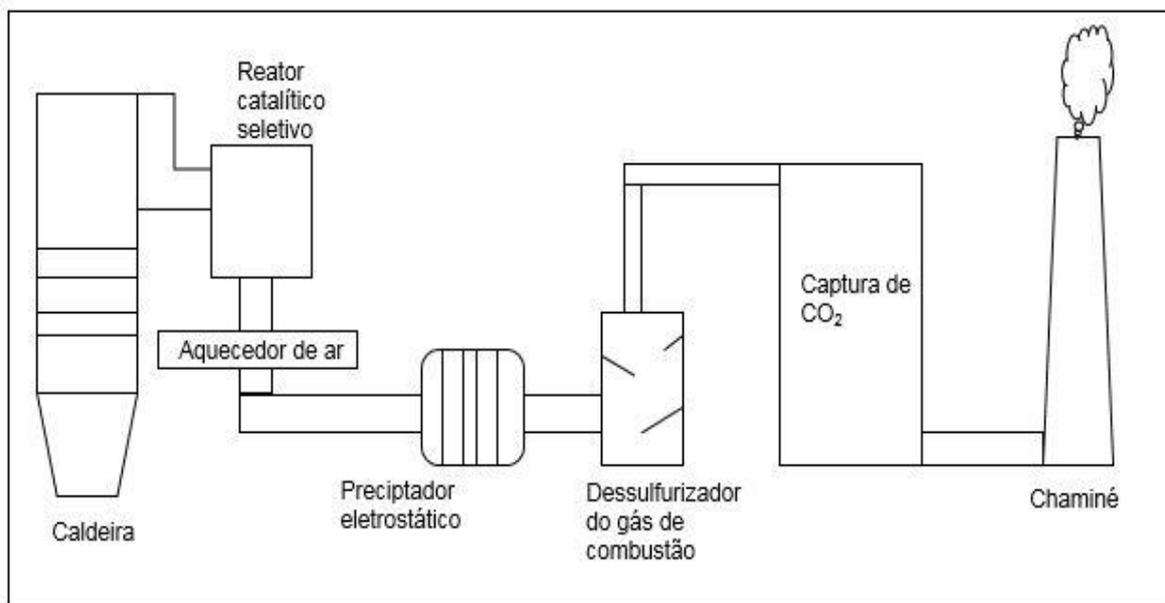
## 2.1 Processos de captura de Pós-combustão

O processo de captura pós-combustão ocorre após a queima do combustível, e remove o CO<sub>2</sub> do gás de combustão. Os sistemas de captura de pós-combustão podem ser aplicados aos gases da combustão de qualquer tipo de combustível, como por exemplo biomassa, carvão e combustíveis fósseis em geral (KOEHLER, 2015).

Na Figura 2, tem-se um modelo de captura pós-combustão, onde se pode ver o processo de combustão e aquecimento na caldeira para geração de energia elétrica, em seguida, a saída dos gases da caldeira, tem-se o reator catalítico seletivo, na sequência o precipitador eletrostático, o dessulfurizador de gás de combustão e por último o sistema de captura de CO<sub>2</sub>.

Em uma aplicação real, o sistema de captura ficaria logo após o precipitador eletrostático, sendo que este deverá operar à quente.

Figura 2 – Elementos de uma usina termoeletrica pós-combustão



Do autor (2019).

Dentre os diversos tipos de captura de CO<sub>2</sub>, o processo de pós-combustão tem se mostrado como a alternativa mais viável, devido à sua característica de estar no

“fim da linha”, para ser adequado em usinas constituídas, em especial as usinas à carvão (WANG et al., 2017).

O processo de pós-combustão também figura com menores custos em relação a outros processos, por sua simplicidade. A China tem investido em tecnologias para promover a implantação da captura de dióxido de carbono ainda que de maneira parcial. Analisar os projetos chineses torna-se interessante pelo fato de que os custos de implantação são bem menores que nos Estados Unidos e na maioria dos outros países do mundo. Em algumas usinas operando em regime de pós-combustão tem-se o custo de captura entre 40-43 US\$ por tonelada de CO<sub>2</sub>. O principal fator se dá por um custo de capital mais baixo para implantação e a importância da poupança de capital (SINGH et al., 2018).

## 2.2 Tecnologias de Captura de CO<sub>2</sub>

Existem três grandes tecnologias de captura de CO<sub>2</sub>: por absorção, por adsorção e por membranas.

A absorção é o processo onde a substância absorvida é embebida pela substância adsorvente. Este processo baseia-se na capacidade de reversibilidade das reações químicas do solvente, geralmente uma amina, que neste caso absorve CO<sub>2</sub>. Os processos de absorção ocorrem em torres onde os gases de exaustão estão em fluxo contracorrente ao solvente, que pode ser monoetanolamina, dietanolamina, entre outros (LESSA, 2012).

A adsorção é o processo em que a substância adsorvida fica retida na superfície da substância adsorvente, sem ser incorporada à superfície da outra. Algumas variáveis que influenciam no processo de adsorção são: temperatura, pressão, força nas superfícies dos materiais e o tamanho dos poros na superfície (LESSA, 2012).

Outra modalidade de captura de CO<sub>2</sub> é com a utilização de membranas. Essas membranas são seletivas e separam diversos tipos de elementos, tais como H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>, por exemplo. Elas podem ser constituídas de materiais metálicos, polímeros, ou cerâmicos. A sua capacidade de separação de material é determinada pela seletividade do dois componentes que fazem parte da mistura. Contudo, a baixa

pressão do CO<sub>2</sub>, comum em efluentes gasosos dificulta a separação e captura de CO<sub>2</sub> (LESSA, 2012).

Uma das dificuldades no uso de sistemas de membranas são os custos inerentes a operação e implantação do sistemas, além da incerteza na eficiência de captura de CO<sub>2</sub>. Por isso, em geral, os sistemas para captura de CO<sub>2</sub> utilizam tecnologias de adsorção à base de amina como solvente, uma vez que a capacidade de captura de CO<sub>2</sub> é maior, chegando a níveis de 90%. Entretanto, assim como as membranas, os sistemas de absorção à base de amina ainda implicam em um alto consumo de energia à usina. Estima-se que ao implantar os sistemas de captura de CO<sub>2</sub>, a base de amina a produção líquida da usina diminua de 12 a 16% enquanto a penalidade de energia líquida deverá ser de 17 a 22% da energia bruta. (RAO; KUMAR, 2014).

A utilização de sistemas de captura CO<sub>2</sub> com absorção à base de amina e processos com membrana na Índia, país onde existe uma forte ligação entre desenvolvimento energia e carvão, traz uma penalidade de energética que varia de 34% a 53% da eficiência da planta termoelétrica, enquanto o custo é de 66 a 109 US\$ a t-CO<sub>2</sub> (SINGH; RAO; CHANDEL, 2017).

Uma análise de implantação de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> em regime de pós-combustão utilizando amina como solvente em uma usina termoelétrica à carvão pulverizado foi realizado por Koehler, (2015). Segundo estimativas a diminuição da eficiência da planta é da ordem de 20,34%, o aumento no custo da energia é em torno de 136,32% e o custo total do sistema é da ordem de 500 milhões de dólares.

No estágio de desenvolvimento tecnológico atual, a captura de CO<sub>2</sub> permanece economicamente inviável. No entanto, é esperado que, com melhorias na tecnologia, uso de absorventes mais modernos e com menos penalidades energéticas à usina, o custo do da captura de CO<sub>2</sub> possa diminuir e as usinas de energia possam fornecer vias de reduções substanciais nos níveis de emissões (SINGH; RAO, 2015).

As tecnologias de captura de dióxido de carbono vem evoluindo e usando diversos procedimentos aprimorados, com solventes melhores e processos menos caros, entretanto o grande fator ainda é a penalidade à unidade geradora de energia por custos e eficiência. Para minimizar esses efeitos, tecnologias de adsorção com sólidos têm sido estudadas (SONG et al., 2018).

A adsorção de sólidos se apresenta como uma tecnologia promissora para evitar altos custos com regeneração dos solventes líquidos, uma vez que estes precisam de mais energia e tempo no processo, trazendo uma penalidade à eficiência da usina geradora de energia e elevando o custo final aos consumidores.

### **2.3 Adsorção de CO<sub>2</sub> por sólidos**

O processo de adsorção de CO<sub>2</sub> com sólidos tem se destacado como uma alternativa para diminuir as penalidades energéticas que os processos de absorção a base de solventes e o processos de membranas impõem às usinas.

Além disso, para a regeneração da amina é necessário uma temperatura de 100°C a 140°C e outros acessórios como bombas, ventiladores e compressores. No caso dos adsorventes sólidos, em especial a zeólita que é um tipo de adsorvente sólido, a temperatura de regeneração é por volta de 200 °C a 400°C, entretanto não precisa evaporar, como nos líquidos, pois em pouco tempo o sólido já se separa do CO<sub>2</sub>. Adicionalmente, possui menos dispositivos envolvidos o que diminui consideravelmente o consumo de energia e penalidade da planta (KNAEBEL, 2015).

Existem diversos tipos de adsorventes sólidos, tais como o zeólito 13X, Mg-MOF-74, carvão ativado e quimissorvente de PEI / MCF. Em geral, as zeólitas tem sido as mais usadas no processo de adsorção por sólidos. (MARING; WEBLEY, 2013).

Nos processos de adsorção de CO<sub>2</sub> por meio de sólidos, inúmeras partículas sólidas, como as zeólitas por exemplo, são lançadas por gravidade e fluem em contracorrente aos gases de exaustão que são insuflados por baixo. Os sólidos adsorvem o dióxido de carbono que fica alojado na sua superfície. Após a adsorção eles passam por um processo de regeneração onde o dióxido de carbono é separado das zeólitas e as zeólitas retornam ao ciclo. Como a regeneração de um sólido requer menos energia do que a regeneração de um solvente líquido (por evaporação) como amina, o processo de adsorção fica mais viável na regeneração.

Solventes e adsorventes sólidos para captura de dióxido de carbono foram testados por Bhattacharyya e Miller (2017). O foco é redução dos custos de implantação e operacionalidade, bem como em diminuir as penalidades energéticas.

Um dos conceitos para se alcançar menores custos é utilizar adsorventes sólidos. Dessa forma se tem menores custos com operacionalidade e custo de capital.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os processos de operação do leito se subdividem em cinco principais tipos, que podem ser vistos na tabela 1.

Tabela 1: Processos de operação do leito de adsorção com sólidos.

<b>Processos de Operação do leito</b>	<b>Características dos Processos</b>
<i>PSA (pressure swing adsorption)</i>	Variação de pressão no leito
<i>VSA (vacuum swing adsorption)</i>	Variação de vácuo e pressão no leito
<i>Híbridos</i>	Dois ou mais processos integrados
<i>TSA (temperature swing adsorption)</i>	Variação de temperatura no leito
<i>MBTSA (moving bed temperature swing adsorption)</i>	Variação de temperatura em leito oscilante

Do autor (2019).



Os processos de *PSA*, em geral consistem em seis etapas, que são: pressurização, onde a coluna é pressurizada; adsorção, em alta pressão; despressurização e pressurização via equalização, onde duas colunas estão conectadas, assim como uma é despressurizado e o outro pressurizado (reciclagem), onde a pressão na coluna é liberada e  $\text{CO}_2$  puro é coletado. Em geral, as etapas de equalização de pressão são implementadas para economizar custos de compressão, uma vez que esse processo pode ter um alto custo energético, pois necessita de pressurização para operar (CASAS et al., 2013).

Os leitos em *PSA* podem operar normalmente com adsorventes sólidos, como as zeólitas, por exemplo. Entretanto, muitas vezes os adsorventes não desempenham bons índices, como capacidade de trabalho e seletividade quando são submetidos a operarem processos *PSA* (SEONGBIN; JANG; LEE, 2016).

Outro fator limitante de desempenho para o processo *PSA* é a lenta transferência de massa e a cinética que introduz atrasos significativos para alcançar

o estado de equilíbrio e adsorção completa por meio dos adsorventes sólidos (GA; JANG; LEE, 2017).

Os processos híbridos se apresentam como uma tendência em diminuir o consumo energético e as penalidades impostas à unidade geradora de energia. Um exemplo é o regime de vácuo e temperatura *VTSA* que tende a ser mais suave no consumo de energia. Os coeficientes de recuperação (92,2%) e pureza (93,6%) de  $\text{CO}_2$  são muito bons (WANG et al., 2012).

Outra combinação são os processos de regime de oscilação de pressão e vácuo (*VPSA*). A implantação de sistemas *VPSA* em usinas não traz problemas significativos, o que viabiliza a implantação em plantas antigas. Em aplicações de pré-combustão, são notadas perspectivas para melhorar materiais e processos adsorventes. Um bom potencial para *PSA* é previsto com processo de separação de gás quente, especialmente com processos aprimorados de sorção. Além disso, a complexidade dos arranjos em casos de pré-combustão podem abrir espaço para interessantes configurações de sistemas alternativos. Na pós-combustão boa maturidade foi alcançada em relação ao processo, tanto no desenvolvimento de materiais como no de adsorventes, em especial as zeólitas. A integração do processo *PSA* nas usinas é relativamente simples e viável. Ainda se pode ter processos híbridos para geração, como por exemplo o subproduto  $\text{H}_2$  que pode ser capturado e utilizado para ajudar a viabilizar o sistema. (RIBOLDI; BOLLAND, 2017).

A utilização de processos *TSA*, aqueles que operam com variação de temperatura no leito, apresentam menor consumo de energia e com a mesma eficiência de captura.

O sistema *MBTSA* é formado por um leito móvel onde ocorrem várias etapas do processo variando a temperatura. O leito tem a seção de alimentação, pré-aquecimento, recuperação (regenerador), pré-resfriador e refrigerador. O processo *MBTSA* tem um ganho de energia no processo de regeneração de calor de 76%. Contudo, *MBTSA* ainda é uma tecnologia nova e existem muitos pressupostos quanto às seções de regeneração do adsorvente sólido e retirada de  $\text{CO}_2$ , sendo que necessita de testes e simulações experimentais para valores mais precisos. (GRANDE et al., 2017).

O processo *MBTSA* tem vantagens quanto ao processo *PSA* no que diz respeito à economia de energia. O sistema *MBTSA* possui três zonas na caldeira

(leito). Um leito de adsorção atmosférica, um leito de dessorção atmosférica e um de dessorção a vácuo. O adsorvente sólido cai por gravidade em um sistema contra fluxo ao gás de exaustão. Este estudo propõe o processo *MBTSA* integrado ao calor. Isso permite um perfil de temperatura no leito de adsorção. As placas de trocador de calor permitem uma adsorção de 97% de pureza e 80% de recuperação de CO<sub>2</sub>. A adsorção gera uma economia de energia elevada no processo. (KIM et al., 2013).

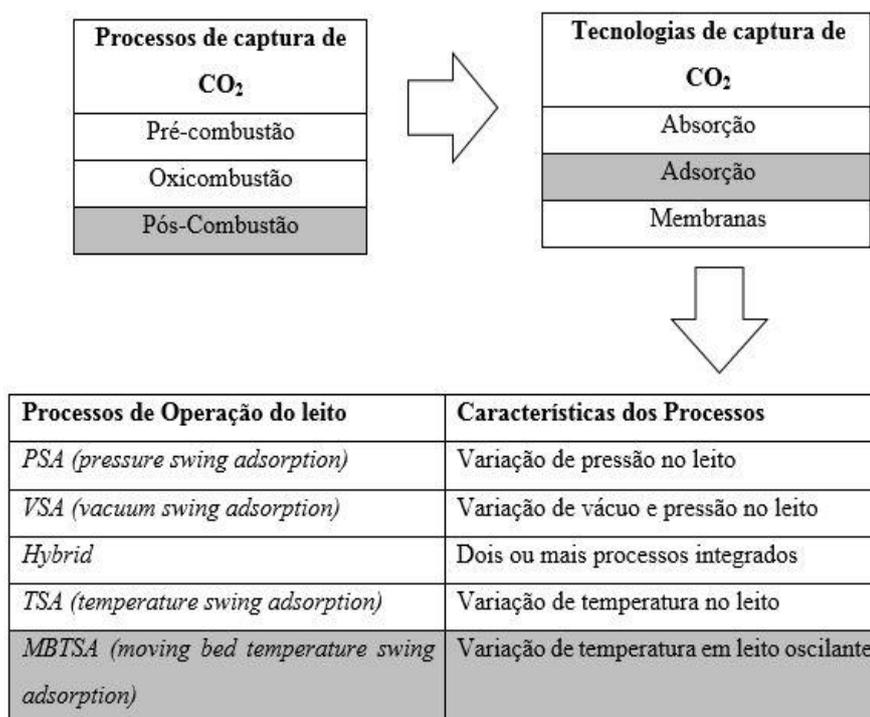
Outras vantagens da técnica de captura de CO<sub>2</sub> em leito móvel (*MBTSA*) e uso de sólidos como as zeólitas, por exemplo, é a baixa queda de pressão, baixo inventário de adsorvente, mínimo desgaste adsorvente e baixo custo. Os processos convencionais necessitam de grandes quantidades de energia parasitária para processos de separação, como os depuradores que necessitam de vapor para regenerar a amina. O sistema de membranas por adsorção por oscilação de pressão (*PSA*) requer compressão. Essas energias para sistemas auxiliares representam uma parcela significativa da energia total do sistema. Já o processo *MBTSA* explora uma faixa de temperatura contida no gás de combustão, utilizando esse calor para o processo de separação reduzindo o custo operacional. (KNAEBEL, 2015).

Ao analisar as pesquisas com o processo *TSA* ou *MBTSA*, pode-se constatar que estes podem ser mais vantajosos no ponto de vista energético, precisando de menos energia para operar e utilizando uma faixa de temperatura contida nos gases de exaustão para os processos de operação do leito. Além disso, as zeólitas se enquadram muito bem como adsorventes nesses sistemas.

### **3.1 Configuração ideal de operação**

Um esquema de configuração ideal com base nas três macro concepções de projeto pode ser visto no esquema abaixo:

Figura 3: Configuração ideal para captura de CO<sub>2</sub>.



Do autor (2019).

Essa configuração de planta de captura de CO<sub>2</sub> se mostra mais viável para a instalação em usinas já existentes, mais simples do ponto de vista operacional, e mais eficiente e com menor custo econômico.

#### 4 CONCLUSÃO

A pós-combustão se aplica como uma tecnologia mais viável do ponto de vista financeiro e operacional, sem interferir no processo. Isso permite a utilização dessa tecnologia em usinas já constituídas, possuindo uma grande margem de aplicação e um efeito na redução das emissões já de forma imediata, sem ter que esperar por construções de novas usinas, mais modernas que possam comportar sistemas de captura. Além disso não implica em interferências na operação e qualidade de energia gerada, sem grandes prejuízos ao processo.

O uso de adsorventes sólidos foi um dos fatores determinantes para a viabilidade das plantas de captura de CO<sub>2</sub>, não necessitando de elevado consumo de energia para o processo de regeneração, como ocorre com solventes líquidos e assim

não resultando em grandes penalidades energéticas e reduzindo a eficiência da usina termoeétrica em que o sistema é instalado. Isso sem prejudicar a capacidade de adsorção de CO<sub>2</sub>.

O processo *MBTSA* opera utilizando variação de temperatura no leito e explora uma faixa de temperatura contida nos gases de exaustão. Isso evita a necessidade de outros equipamentos e o gasto excessivo de energia para pressurização do leito, se mostrando uma alternativa mais simples do ponto de vista operacional e sem altos custos para o processo de captura. Essa configuração, se mostra como a mais indicada para a captura de CO<sub>2</sub> atualmente e permite assim que os processos de captura de CO<sub>2</sub> possam ser viáveis em um futuro muito próximo.

Contribuir para que essas tecnologias sejam inseridas o mais breve possível deve ser prioridade de engenheiros e pesquisadores, já que estamos extremamente atrasados na utilização e implantação de processos de captura de CO<sub>2</sub> e emitindo gases de efeito estufa, em especial o dióxido de carbono, sem praticamente cuidado algum por mais de um século.

## AGRADECIMENTOS



À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), ao Programa de Pós graduação em Energia e Sustentabilidade da UFSC e ao Centro Tecnológico da SATC.

## REFERÊNCIAS

BHATTACHARYYA, D.; MILLER, D. C. Post-combustion CO<sub>2</sub> capture technologies — a review of processes for solvent-based and sorbent-based CO<sub>2</sub> capture. **Current Opinion in Chemical Engineering**, v. 17, p. 78–92, 2017.

CASAS, N. et al. A parametric study of a PSA process for pre-combustion CO<sub>2</sub> capture. **Separation and Purification Technology**, v. 104, p. 183–192, 2013.

ELIAS, R. S.; WAHAB, M. I. M.; FANG, L. Retrofitting carbon capture and storage to natural gas-fired power plants: A real-options approach. **Journal of Cleaner Production**, v. 192, p. 722–734, 2018.

EPE, E. DE P. E. Balanço Energético Nacional Relatório Síntese | ano base 2017 |. 2018.

GA, S.; JANG, H.; LEE, J. H. New performance indicators for adsorbent evaluation derived from a reduced order model of an idealized PSA process for CO<sub>2</sub> capture. **Computers and Chemical Engineering**, v. 102, p. 188–212, 2017.

GRANDE, C. A. et al. Development of Moving Bed Temperature Swing Adsorption (MBTSA) Process for Post-combustion CO<sub>2</sub> Capture: Initial Benchmarking in a NGCC Context. **Energy Procedia**, v. 114, n. 1876, p. 2203–2210, 2017.

IPCC : PANEL, I.; CHANGE, C. **CARBON DIOXIDE CAPTURE**, 2005.

KIM, K. et al. Moving bed adsorption process with internal heat integration for carbon dioxide capture. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 17, p. 13–24, 2013.

KNAEBEL, K. S. Assessment of CO<sub>2</sub> Post-Combustion Capture by Moving Bed TSA. **Adsorption Research, Inc., Dublin, Ohio 43016 USA**, p. 29, 2015.

KOEHLER, N. F. M. Simulação da captura de CO<sub>2</sub> por meio de pós-combustão de carvão mineral. **Trabalho de Conclusão de Curso de graduação Engenharia de Energia. Universidade Federal de Santa Catarina**, 2015.

KOYTSOUMPA, E. I.; BERGINS, C.; KAKARAS, E. The CO<sub>2</sub> economy: Review of CO<sub>2</sub> capture and reuse technologies. **Journal of Supercritical Fluids**, v. 132, n. July 2017, p. 3–16, 2018.

LESSA, M. D. O. Avaliação da capacidade de adsorção do CO<sub>2</sub> em zeólita 13X com gases sintéticos. 2012.

MARING, B. J.; WEBLEY, P. A. A new simplified pressure/vacuum swing adsorption model for rapid adsorbent screening for CO<sub>2</sub> capture applications. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 15, p. 16–31, 2013.

RAO, A. B.; KUMAR, P. Cost implications of carbon capture and storage for the coal power plants in India. **Energy Procedia**, v. 54, p. 431–438, 2014.

RIBOLDI, L.; BOLLAND, O. Overview on Pressure Swing Adsorption (PSA) as CO<sub>2</sub> Capture Technology: State-of-the-Art, Limits and Potentials. **Energy Procedia**, v. 114, n. 1876, p. 2390–2400, 2017.

SEONGBIN, G.; JANG, H.; LEE, J. H. New Performance Indicators for Evaluation of Adsorbents for CO<sub>2</sub> Capture with PSA processes. **IFAC-PapersOnLine**, v. 49, n. 7, p. 651–656, 2016.

SHI, K. et al. Spatiotemporal variations of CO<sub>2</sub> emissions and their impact factors in China : A comparative analysis between the provincial and prefectural levels. **Applied Energy**, v. 233–234, n. March 2018, p. 170–181, 2019.

SINGH, S. et al. China baseline coal-fired power plant with post-combustion CO<sub>2</sub> capture: 2. Techno-economics. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 78, n. September, p. 429–436, 2018.

SINGH, U.; RAO, A. B. Techno-Economic Assessment of Carbon Mitigation Options for Existing Coal-fired Power Plants in India. **Energy Procedia**, v. 90, n. December 2015, p. 326–335, 2015.

SINGH, U.; RAO, A. B.; CHANDEL, M. K. Economic Implications of CO<sub>2</sub> Capture from the Existing as Well as Proposed Coal-fired Power Plants in India under Various Policy Scenarios. **Energy Procedia**, v. 114, n. November 2016, p. 7638–7650, 2017.

SONG, C. et al. Alternative pathways for efficient CO<sub>2</sub> capture by hybrid processes—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. September 2017, p. 215–231, 2018.



WANG, L. et al. Experimental and modeling investigation on post-combustion carbon dioxide capture using zeolite 13X-APG by hybrid VTSA process. **Chemical Engineering Journal**, v. 197, p. 151–161, 2012.

WANG, Y. et al. A Review of Post-combustion CO<sub>2</sub> Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. **Energy Procedia**, v. 114, n. November 2016, p. 650–665, 2017.