

The Role of Natural Gas Power Plants in Promoting Sustainable Development

A. L. Oliveira, D. S. Ramos, *Senior Member, IEEE*, M. M. Udaeta, V. T. Nascimento, V. M. Massara

Abstract-- Natural gas power plants play a critical role in the energy transition toward sustainable development, particularly when integrated with Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) technology. This study explores the significance of these plants in the context of integrating variable renewable energy sources, such as solar and wind, into the electrical grid. Natural gas power plants provide a stable and controllable energy source, essential for mitigating the intermittency of renewables, ensuring the continuity of electricity supply, and contributing to grid stability in terms of frequency and voltage. Additionally, the ability of these plants to respond swiftly to demand fluctuations or renewable generation failures offers crucial flexibility for dynamically adapting to system needs.

Index Terms-- Thermal power plants, natural gas, reliability, supply adequacy, CC(U)S.

I. INTRODUÇÃO

As emissões de gases que agravam o efeito estufa tem sido discutidas mundialmente nos últimos anos, uma vez que potencializam as mudanças climáticas. Os países estão se mobilizando há décadas para combater esse fenômeno. Diversas reuniões e conferências já foram realizadas, desde a Rio-92, em 1992, até a Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP 27), em 2022. Um marco importante dessas reuniões foi a COP 21, realizada em 2015, em que diversos países assumiram compromissos de redução de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), com um objetivo comum de limitar o aumento da temperatura global a 2°C, em 2100, em relação aos níveis pré-industriais, fazendo esforços para tentar limitar esse aumento em 1,5°C. Cada país resumiu seus principais compromissos e metas, que foram ratificados em 2016, em um documento chamado NDC (Nationally Determined Contributions). A NDC brasileira foi atualizada em 2022 após a COP 26, e determina metas de redução de emissão de gases causadores de efeito estufa de 37% até 2025 e de 50% até 2030, em relação aos níveis de 2005. Em 2050, a meta é atingir a neutralidade climática, com zero emissões líquidas de GEE. [1]

Para que esse objetivo seja atingido, é importante que os países se atentem aos seus setores de geração de energia elétrica, pois esses estão entre os que apresentam considerável espaço para medidas de mitigação, principalmente em países como Estados Unidos e União Europeia. Tal necessidade decorre do fato de essas nações historicamente se basearem, em

queima de combustíveis fósseis para a transformação de fontes primárias de energia em eletricidade para usos finais. Adicionalmente, as fontes renováveis são importantes porque não geram GEE durante a sua operação ou, no pior dos casos, apresentam emissões líquidas nulas. Essa é uma considerável vantagem ambiental frente às usinas que queimam combustíveis fósseis, como gás natural, carvão e óleo combustível.

A participação das fontes renováveis de energia vem aumentando cada vez mais na geração de energia. A adição dessas fontes atingiu um novo recorde em 2021, liderado pela fonte solar, com 290 GW de potência sendo comissionados referentes a fontes renováveis, o que representa um aumento de 3% em relação ao ano de 2020. Só a solar responde por quase metade disso expansão em 2021, seguida pelas tecnologias eólica e hídrica. Além disso, prevê-se que o crescimento das fontes de energia renováveis acelere nos próximos cinco anos, respondendo por quase 95% da expansão total da geração global de energia até 2026 [2].

Com relação ao Brasil, embora sua maior fonte de emissões de GEE esteja no setor agropecuário e na mudança do uso do solo, o objetivo firmado na COP 26 deve ser alcançado, entre outras medidas, por meio da manutenção de uma elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica. No setor elétrico, a NDC brasileira inclui ainda a intenção de aumentar o uso das Fontes Renováveis Não Despacháveis (FRND) para 23% até 2030, incluindo as fontes eólica, solar e biomassa.

Diferentemente da maior parte dos países, o Brasil historicamente apresentou uma matriz elétrica renovável, muito em função da majoritária participação da hidroeletricidade. Para lidar com a variabilidade dos regimes de chuvas, o país estruturou seu sistema elétrico a partir de três pilares fundamentais:

- (i) Geração hidrelétrica com reservatório;
- (ii) Complementação termelétrica; e
- (iii) Sistema de transmissão de amplitude nacional e centralizado – o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Porém, a exemplo do que ocorre em outros países, a configuração do sistema elétrico brasileiro tem passado por significativas mudanças nos últimos anos. A quase totalidade das hidrelétricas recentemente construídas, em obras e planejadas é do tipo fio d'água, sem reservatório de regularização. Também se tem verificado uma grande expansão das FRND, em especial a eólica e a solar. Juntas já são a terceira

maior fonte no Brasil, responsável por 13% da capacidade instalada ao final do ano de 2021, detendo 24 GW da matriz elétrica nacional. Adicionalmente, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), aponta que a eólica chegará, em 2031, a 30 GW. A geração solar fotovoltaica também tem apresentado taxas positivas de crescimento, notadamente por meio da geração distribuída, a qual já conta com 8 GW instalados (nas modalidades micro e minigeração). Segundo o mesmo PDE, espera-se que a geração solar fotovoltaica centralizada chegue a 10 GW em 2031. [3]

Evolução da capacidade instalada das fontes renováveis não despacháveis (GW)

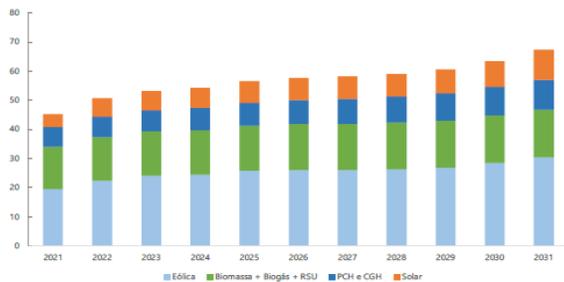


Fig. 1. Evolução da Capacidade Instalada das Fontes Renováveis não Despacháveis (elaboração própria a partir de [3]).

Contudo, nos países onde as FRND têm apresentado um crescimento mais acelerado, uma série de desafios de ordem técnica, operacional e econômica tem surgido. Em razão da natureza variável dessas fontes, tem-se tornado relevante a adoção de medidas para garantir a segurança e a confiabilidade aos sistemas elétricos, tais como a adição concomitante de usinas despacháveis de geração elétrica, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, o investimento em adaptação, ampliação e reforço das redes de transmissão e distribuição, a previsão climática e outras.

O risco que se corre ao não se adotarem tais medidas apresenta três dimensões: uma operacional, atinente à perda de segurança e confiabilidade do suprimento; uma econômica, com aumento dos custos sistêmicos; e, ainda, uma ambiental, relativa ao potencial aumento do despacho de fontes energéticas mais poluentes. Daí que a solução adotada em muitos países tem sido investir concomitantemente na adição das FRND e na implantação de medidas de confiabilidade e adequabilidade dos sistemas elétricos, através de usinas termelétricas flexíveis.

O gás natural, por ter aproximadamente metade dos efeitos poluentes do CO₂ em relação a outros combustíveis fósseis [1,2], tem sido considerado um combustível de transição antes que a viabilidade tecnológica da energia renovável possa superar seus desafios para produzir energia segura e sustentada. Porém, o papel do gás natural na ponte entre os combustíveis fósseis mais poluentes e as tecnologias de carbono zero é considerado apenas como um papel temporário porque o gás natural ainda emite emissões de CO₂ [4]. Para proporcionar segurança aos Sistemas Elétricos com a permanência das usinas

termelétricas a gás natural nos sistemas elétricos e ainda evitar as emissões de CO₂, foi criada a tecnologia Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS), que consiste na captura, armazenamento e utilização do CO₂ emitido pelas termelétricas.

No contexto global de transição energética, a busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis tem ganhado destaque. Nesse cenário, as usinas termelétricas a gás natural emergem como uma solução viável e eficiente para atender à crescente demanda por eletricidade, ao mesmo tempo em que reduzem as emissões de gases de efeito estufa. Este artigo apresenta uma análise do papel das usinas termelétricas a gás natural no contexto do desenvolvimento sustentável, abordando aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a integração com energias renováveis e flexibilidade operacional; a Seção 3 apresenta o estado da arte da tecnologia de geração termelétrica a gás natural; a Seção 4 apresenta a redução de emissões e tecnologias ambientais; a Seção 5 traz o estudo de caso: soluções estratégicas para o avanço do CC(U)S no Brasil; e a Seção 6 traz a conclusão e considerações finais.

II. INTEGRAÇÃO COM ENERGIAS RENOVÁVEIS E FLEXIBILIDADE OPERACIONAL

Além de suas próprias capacidades de geração de energia, as usinas termelétricas a gás natural desempenham um papel importante na integração de energias renováveis, como a solar e eólica, na rede elétrica. Devido à sua capacidade de rápida inicialização e desligamento, as usinas termelétricas podem compensar as variações na geração de energia renovável, garantindo assim a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Essa flexibilidade operacional é essencial para a transição para uma matriz energética mais sustentável, onde as energias renováveis desempenham um papel cada vez mais significativo.

A. A importância da Termelétrica para a Confiabilidade de um Sistema Elétrico

As fontes de geração de energia síncronas são aquelas que operam em sincronia com a frequência da rede elétrica e são capazes de manter uma relação rígida entre a frequência de saída e a frequência da rede. Algumas das principais fontes síncronas de geração de energia incluem: turbinas a gás natural, vapor, hidrelétricas e motores síncronos.

Essas fontes síncronas desempenham um papel fundamental na confiabilidade dos sistemas elétricos, prestando serviços como:

- Fornecimento de energia reativa: fontes síncronas podem gerar ou absorver energia reativa, ajudando a manter a tensão na rede elétrica dentro de limites aceitáveis e garantindo a qualidade do fornecimento de energia.
- Estabilidade de frequência: fontes síncronas contribuem para a estabilidade da frequência da rede elétrica, ajudando a manter a frequência nominal do sistema, o que é fundamental para a operação confiável de dispositivos e equipamentos elétricos.

- Resposta a distúrbios: em situações de distúrbios na rede, fontes síncronas podem responder rapidamente para fornecer ou absorver energia, contribuindo para a recuperação da estabilidade do sistema.

- Inércia: fontes síncronas, devido à sua rotação constante, têm uma inércia significativa, o que as torna capazes de suportar o sistema elétrico em caso de variações repentinas na demanda ou eventos inesperados.

- Controle de tensão: fontes síncronas podem ajudar a manter a tensão na rede elétrica em níveis adequados, compensando variações de tensão causadas por flutuações de carga.

- Regulação da qualidade de energia: contribuem para manter a qualidade da energia elétrica, controlando os distúrbios de tensão e frequência.

- Backup: fontes síncronas podem ser usadas como fontes de energia de reserva em caso de falha em outras fontes de geração.

A conexão elétrica de uma fonte síncrona em um sistema elétrico é um elemento fundamental para o funcionamento eficiente e estável da rede elétrica. As fontes síncronas são máquinas rotativas que geram eletricidade por meio da conversão da energia mecânica em energia elétrica, e elas desempenham um papel crucial na geração e distribuição de energia elétrica em todo o mundo.

A Figura 2 abaixo mostra a conexão de uma máquina síncrona em um sistema elétrico.

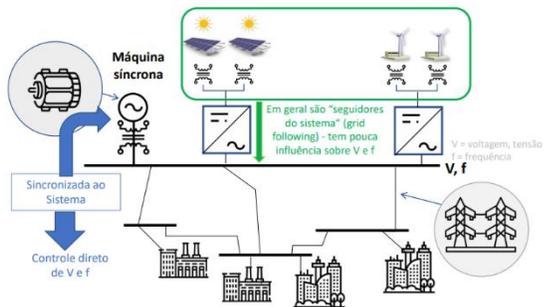


Fig. 2. Conexão elétrica de uma fonte síncrona de geração em um sistema elétrico (elaboração própria).

Conforme explicado na introdução deste artigo, as Fontes Renováveis não Despacháveis (FRND) estão sujeitas a flutuações intermitentes de geração, devido às condições climáticas variáveis. Assim, as termelétricas, como as máquinas síncronas, oferecem estabilidade e suporte ao sistema, fornecendo energia reativa para compensar as variações de tensão e frequência que podem ocorrer devido à intermitência das energias renováveis. Além disso, as fontes síncronas podem ser usadas para ajudar a equilibrar a oferta e a demanda instantaneamente, fornecendo energia de forma controlável e

rápida em momentos de necessidade. Portanto, em sistemas elétricos com alta penetração de FRND, as fontes síncronas desempenham um papel fundamental na garantia da estabilidade operacional e na confiabilidade do fornecimento de energia.

III. ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL

A geração termelétrica é baseada na conversão de energia térmica em energia mecânica, e da conversão desta em energia elétrica. A energia térmica é obtida pela queima de combustíveis fósseis ou renováveis¹, ou pela fissão nuclear de combustíveis radioativos². Numa central termelétrica não nuclear, a combustão (externa ou interna) é o primeiro estágio na transformação da energia química do combustível em energia elétrica. Em seguida têm-se os ciclos típicos de sistemas de geração de potência, sejam centrais com turbinas a vapor, motores de combustão interna alternativos e turbinas a gás. [5]

As usinas termelétricas a gás natural representam uma das tecnologias mais avançadas e eficientes para a geração de energia elétrica. Combinando a abundância e relativa limpeza do gás natural com sistemas de alta tecnologia, essas usinas desempenham um papel crucial na matriz energética global, contribuindo para o suprimento confiável de eletricidade em diversas partes do mundo. Este texto técnico apresenta uma visão detalhada do estado da arte das usinas termelétricas a gás natural, abordando aspectos tecnológicos, operacionais e ambientais.

A. Combustão Externa

O combustível não entra em contato com o fluido de trabalho. Este é um processo usado principalmente nas centrais termelétricas a vapor, onde o combustível aquece o fluido de trabalho (em geral água) em uma caldeira até gerar o vapor que, ao se expandir em uma turbina, produzirá trabalho mecânico.

As centrais nucleares, embora não utilizem combustão, e sim, fissão nuclear, se incluem nesta classificação, uma vez que o processo de fissão não entra em contato direto com o fluido de trabalho.

A turbina a vapor é um motor térmico rotativo, que possibilita unidades de grande potência, além de alta confiabilidade, vida útil e eficiência. Na combustão externa, a mistura ar/combustível não entra em contato com o fluido de trabalho - geralmente água desmineralizada, sendo o calor dos produtos da combustão transferido para este fluido, que se expande na forma de vapor. Este vapor aciona uma turbina produzindo energia mecânica de rotação, que por sua vez aciona um gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina obtendo-se assim a energia elétrica. Do ponto de vista termodinâmico, o ciclo de geração de potência a vapor é conhecido como Ciclo Rankine, cujas principais transferências de trabalho e calor

¹ Em siderurgias, também são utilizados combustíveis residuais para a geração de energia na própria planta: gás de alto forno, gás de aciaria e gás de coqueira (TEIXEIRA e LORA, 2004).

² O elemento físsil é tradicionalmente denominado de combustível nuclear. A reação que resulta na liberação de energia pela fissão do núcleo de um elemento radioativo não mantém qualquer similaridade com o processo de

combustão, contudo a utilização deste elemento em reatores nucleares – que são equivalentes às caldeiras convencionais utilizadas em centrais termelétricas – fez surgir uma associação do elemento físsil com os demais combustíveis e a denominação “combustível nuclear” passou a ser largamente utilizada (TEIXEIRA e LORA, 2004).

estão ilustradas na figura abaixo. Em um Ciclo Rankine, o vapor é gerado através de uma grande diferença de temperatura. Os gases gerados pelo processo de combustão têm temperatura na faixa de 1000 a 1300°C, no entanto, a temperatura do vapor é de 500 a 550°C.

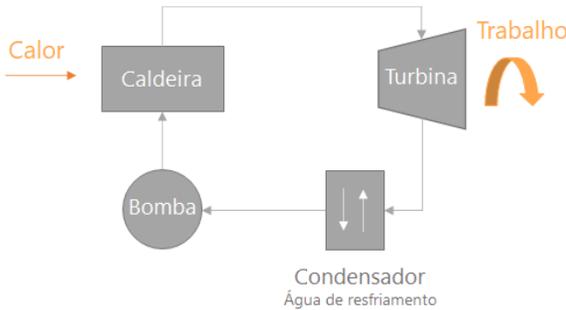


Fig. 3. Ciclo Rankine (elaboração própria a partir de [6]).

B. Combustão Interna

A combustão se efetua sobre uma mistura de ar e combustível. Dessa maneira, o fluido de trabalho será o conjunto de produtos da combustão.

Os sistemas de potência a gás são utilizados nas máquinas de combustão interna, que podem ser de dois tipos: máquinas a pistão (motores de combustão interna alternativos), concebidas termodinamicamente a partir dos Ciclos Otto, Diesel e Dual; e as máquinas sem pistão (motores de combustão interna rotativos), como as turbinas a gás, que são concebidas termodinamicamente a partir do Ciclo Brayton na maioria dos casos.

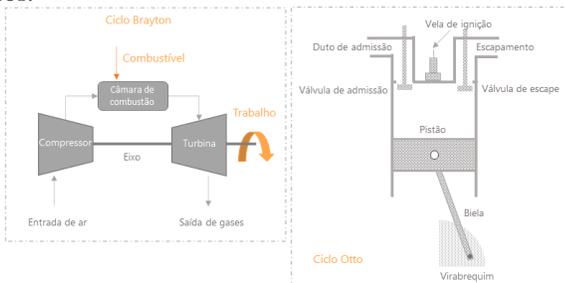


Fig. 4. Ciclos Brayton e Otto (elaboração própria a partir de [6]).

Os motores de combustão interna (MCI) são máquinas térmicas nas quais a energia química do combustível se transforma em trabalho mecânico, sendo que o fluido de trabalho consiste dos produtos da combustão da mistura ar-combustível, e a câmara de combustão além do próprio processo de combustão estão integrados ao funcionamento geral do motor. Representam a tecnologia mais difundida dentre as máquinas térmicas, sendo largamente empregados como elementos de propulsão nas áreas automobilística, naval e aeronáutica, para geração de eletricidade e para acionamento de bombas, compressores ou qualquer outro tipo de carga estacionária.

C. Tecnologias e Inovações

As centrais termelétricas podem ser classificadas segundo diferentes critérios, como: produto principal, tipo de combustível, tipo de máquina térmica, caráter da carga, entre outros. Quanto ao produto principal, distinguem-se as termelétricas cujo único produto é a eletricidade e as que geram simultaneamente eletricidade e calor (cogeração). O tipo de combustível tem importância tanto do ponto de vista técnico-econômico quanto ambiental, podendo ser utilizados vários tipos de combustíveis, como por exemplo: carvão, óleo combustível, diesel, gás natural, urânio e biomassa, entre outros. Em relação ao tipo de carga, há usinas que operam com uma carga relativamente constante (operação de base) e aquelas que operam algumas horas por dia (operação de pico). Em relação aos tipos mais difundidos de máquinas térmicas utilizadas em usinas termelétricas não nucleares, tem-se: central termelétrica de geração com ciclo a vapor, central termelétrica de turbina a gás operando em ciclo simples, central de ciclo combinado, central de motores de combustão interna e central termelétrica de cogeração.

1) Termelétricas a Vapor

O ciclo a vapor constitui a tecnologia mais antiga para a geração de eletricidade. Centrais termelétricas de geração com ciclo a vapor utilizam como máquina térmica uma turbina a vapor, com o único objetivo de produzir eletricidade. Neste tipo de máquina térmica a combustão é externa, por isso podem utilizar qualquer tipo de combustível, como óleo combustível, óleo diesel, carvão, gás natural e biomassa (lenha, bagaço de cana, resíduos etc.). A Figura 5 abaixo mostra um esquema simplificado de uma termelétrica a vapor com os seus componentes principais: caldeira, turbina a vapor, condensador, bomba de água de alimentação e gerador.

O calor obtido pela queima do combustível é transferido para o fluido, que se expande na forma de vapor a alta pressão e temperatura na caldeira. A energia armazenada no vapor é convertida em energia mecânica na turbina, acionando o eixo que a acopla ao gerador. O gerador, por sua vez, produz a energia elétrica. O vapor de exaustão da turbina é condensado nas superfícies dos tubos do condensador, trocando calor com água de resfriamento de uma fonte fria, retornando à condição original de condensado. O condensado é aquecido e retorna para a caldeira fechando-se assim o ciclo.

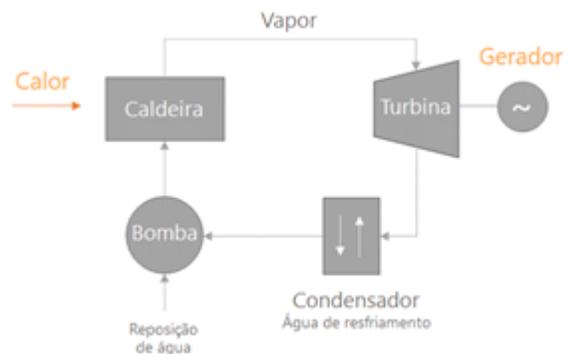


Fig. 5. Esquema e principais componentes de uma termelétrica a vapor (elaboração própria a partir de [6]).

2) *Termelétricas de Turbinas a Gás Operando em Ciclo Simples*

A eletricidade é o único produto das centrais termelétricas de turbina a gás operando em ciclo simples. Caracterizam-se por uma partida rápida, razão pela qual podem ser empregadas no atendimento da demanda em períodos de pico. Podem utilizar combustíveis líquidos (diesel especial) e gasosos (gás natural).

A geração de eletricidade a gás natural baseia-se nas turbinas a gás, que são máquinas motrizes de combustão interna divididas em três seções principais: o compressor de ar, o sistema de combustão e a turbina propriamente dita. O compressor tem a função de captar e pressurizar o ar atmosférico para alimentação da câmara de combustão. O sistema de combustão consiste em um conjunto de injetores capazes de enviar combustível na proporção especificada para a câmara de combustão e promover a mistura adequada, que queima a altas temperaturas. A turbina propriamente dita consiste em um complexo conjunto de lâminas rotativas por onde passam os gases expandidos da combustão e que fazem girar o eixo do gerador que produzirá energia elétrica. A Figura 6 abaixo mostra os componentes básicos de uma turbina a gás.

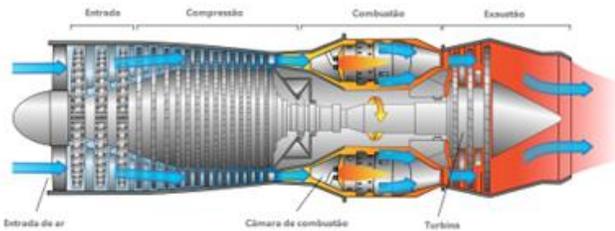


Fig. 6. Componentes básicos de uma turbina a gás (adaptado de [7]).

Quando, finalmente, os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera, caracteriza-se o Ciclo Brayton.

As turbinas a gás possuem um longo histórico, iniciado a partir das pesquisas do inventor inglês John Barber (1734-1801), que desenvolveu a ideia de comprimir o ar e utilizar a sua energia como fluido de trabalho. O desenvolvimento das turbinas a gás avançou ao longo do século XIX e apenas em 1939 foi construída a primeira turbina a gás dedicada à geração de energia elétrica, com 4 MW de potência, na cidade de Neuchatel, na Suíça.

As turbinas de aplicação aeronáutica tiveram o seu desenvolvimento independente na mesma década das turbinas industriais. Existem dois tipos de turbinas a gás industriais: as máquinas industriais (ou heavy duty) e as aeroderivativas. As turbinas industriais heavy duty são turbinas projetadas para a aplicação industrial. São caracterizadas pela robustez, flexibilidade no uso de combustível, alta confiabilidade e baixo custo. A maior aplicação dessas turbinas tem sido na geração de eletricidade operando na base. Já as turbinas aeroderivativas são oriundas de turbinas a gás aeronáuticas que sofreram algumas modificações no projeto para fins industriais. São caracterizadas por uma maior eficiência e alta confiabilidade,

além de ocupar pouco espaço, possuir menor relação peso/potência e flexibilidade na manutenção.

3) *Termelétricas de Ciclo Combinado*

As termelétricas de ciclo combinado utilizam um ciclo com turbina a gás acoplado a um ciclo com turbina a vapor. Constituem os sistemas mais modernos e eficientes, em que o combustível predominante é o gás natural. Termodinamicamente, o princípio de funcionamento do ciclo combinado é a utilização dos Ciclos Brayton e Rankine. Em um ciclo combinado obtém-se maior aproveitamento da energia inicial contida no combustível (maior eficiência), devido ao acoplamento térmico entre os dois ciclos. A Figura 7 abaixo ilustra um esquema simplificado de uma central termelétrica de ciclo combinado a gás e vapor.

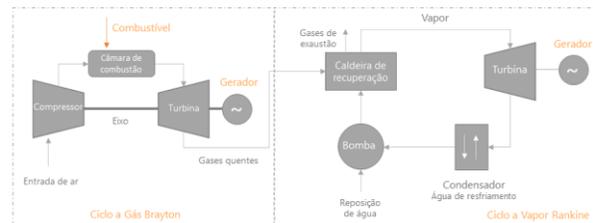


Fig. 7. Esquema e principais componentes de uma termelétrica a ciclo combinado (elaboração própria a partir de [8]).

A eficiência térmica de termelétricas a vapor, com parâmetros supercríticos, reaquecimento intermediário e um desenvolvido sistema de regeneração, pode atingir até 45%. Este valor é maior que a eficiência térmica apresentada por uma termelétrica a gás operando em ciclo simples, que tem eficiência térmica entre 36% e 39%. Já com a aplicação de ciclos combinados, uma termelétrica pode atingir eficiência média na faixa de 55% a 58%, com perspectivas de atingir eficiências de até 63%.

Além disso, os ciclos combinados a gás e vapor podem ser utilizados para geração de eletricidade em uma ampla faixa de potência, desde alguns quilowatts até gigawatts, com a possibilidade de diversas configurações ofertadas por diferentes fabricantes ao redor do mundo.

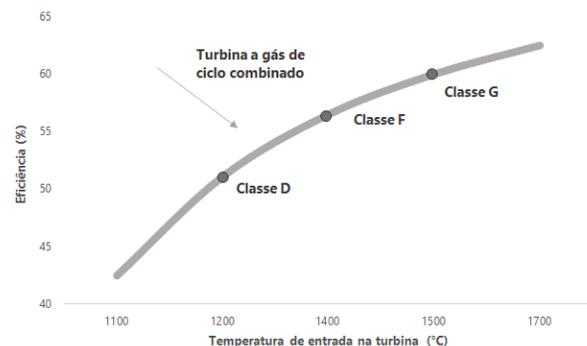


Fig. 8. Eficiência das plantas de ciclo combinado em função da temperatura de admissão dos gases na turbina (elaboração própria a partir de [9]).

4) *Termelétricas com Motores de Combustão Interna Alternativos*

As termelétricas que utilizam Motores de combustão interna (MCI) alternativos fazem uso de máquinas de Ciclo Diesel ou Ciclo Otto para a geração de potência.

Os motores alternativos de combustão interna são máquinas eficientes tanto à carga parcial como à carga nominal, podendo atingir até 50% de eficiência. Para pequenas capacidades, os motores apresentam a mais alta eficiência dentre as máquinas térmicas.

Podem também ser mencionados os MCI híbridos, que combinam características de um motor de ignição por centelha e as de ignição por compressão, com o objetivo de operar tal máquina o mais próximo da relação de compressão ótima, proporcionando aumento da eficiência. Além dos MCI híbridos, há também os motores de duplo combustível, que podem operar tanto com combustíveis líquidos como gasosos. Quando opera com gás, o motor trabalha de acordo com o Ciclo Otto, em que o cilindro é alimentado por uma mistura de ar-combustível e a ignição é iniciada a partir de uma centelha. Por outro lado, quando opera em Ciclo Diesel (ignição por compressão), a operação é realizada conforme os motores diesel convencionais. Neste caso, o óleo diesel é o combustível alternativo, ficando em reserva para ser utilizado em emergências (back-up).

IV. REDUÇÃO DE EMISSÕES E TECNOLOGIAS AMBIENTAIS

Uma preocupação crescente na operação de usinas termelétricas a gás natural é a redução das emissões de gases de efeito estufa e outros poluentes atmosféricos. Para atender a essas demandas ambientais, as usinas termelétricas estão implementando uma série de tecnologias de controle de emissões, incluindo sistemas de remoção de óxidos de nitrogênio (NOx) e enxofre (SOx), sistemas de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) e tecnologias de combustão mais eficientes e limpas. Essas medidas visam minimizar o impacto ambiental das usinas termelétricas a gás natural, tornando-as mais sustentáveis e alinhadas com as metas de redução de emissões estabelecidas pelos órgãos reguladores.

O Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) é um conjunto de tecnologias para a captura do CO₂ em instalações industriais e de geração de energia elétrica que utiliza combustíveis fósseis. O CO₂ capturado poderá ser utilizado pelo próprio agente ou negociado com terceiro para aplicação em atividades de EOR (Recuperação Aprimorada de Petróleo), na produção de combustíveis sintéticos, produtos químicos e materiais de construção.

Conforme a sua aplicação, a tecnologia recebe diferentes terminologias: CCUS (captura, utilização e armazenamento), CCU (captura e utilização, sem armazenamento) e CCS (captura e armazenamento, sem utilização).

As principais fases do CCS são:

- **Captura:** o processo se inicia com a separação e captura do CO₂ de misturas gasosas, principalmente de fontes altamente emissoras, como plantas de geração de energia elétrica, produção de biocombustíveis e processos industriais. Os

métodos de captura podem ser classificados em três grupos, de acordo com a forma e a etapa em que ocorre a separação do CO₂: pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão. Para processos em que há queima de combustível fóssil, como nas usinas termelétricas, por exemplo, utiliza-se a captura pós-combustão. Já em processos relacionados à bioenergia, é promissora a captura pela pré-combustão, como a gaseificação.

- **Transporte:** uma vez que este CO₂ é separado e capturado, ele é comprimido e transportado até o local em que será realizado o armazenamento. As opções de transporte variam de acordo com a distância entre o local de captura e o local de armazenamento, a disponibilidade de modais de transporte, entre outros fatores. Esse transporte pode ser realizado por meio de gasodutos (de forma semelhante aos gasodutos de gás natural), navios ou caminhões-tanque. O Brasil, por exemplo, ainda não tem infraestrutura de dutos de CO₂.

- **Armazenamento:** depois de transportado, o CO₂ é injetado no subsolo, geralmente em profundidades maiores que 800 m, para ser armazenado em formações rochosas – como reservatórios de petróleo e gás depletados (aqueles reservatórios que já foram explorados), camadas profundas de carvão, aquíferos salinos profundos, entre outras. A seleção dos locais de armazenamento depende de uma avaliação geológica cuidadosa que identifica os locais que reúnem todas as condições técnicas para garantir que o CO₂ permaneça no subsolo por milhares de anos com segurança.

As remoções de CO₂ da atmosfera são “emissões negativas”, ou seja, podem ser negociadas e transferidas com outros agentes que precisem reduzir a contabilização de suas emissões líquidas de CO₂.

Basicamente, existem três maneiras de capturar as emissões de CO₂ por meio da tecnologia CCUS:

- 1) **Pós-combustão:** consiste em capturar o CO₂ após a queima do combustível fóssil, usando um solvente como filtro. É o método mais interessante para a China porque pode ser adaptado às usinas existentes. A pós-combustão pode reduzir até 90% das emissões de uma usina, porém, exige volume de investimento muito maior em comparação com as demais alternativas;

- 2) **Pré-combustão:** captura o CO₂ antes que o combustível fóssil seja queimado usando uma reação química em um conversor catalítico. É tão eficaz quanto a captura pós-combustão e possui custo menor, porém, não pode ser adaptado em instalações mais antigas;

- 3) **Combustão de oxi-combustível:** usa oxigênio para queimar o combustível fóssil e prender o vapor rico em CO₂ que sai do processo. É bastante semelhante à pré-combustão, exceto que o uso de oxigênio (o que torna o processo mais caro).

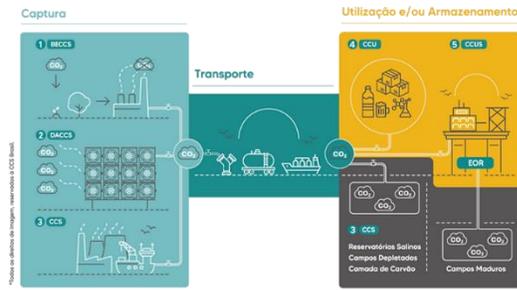


Fig. 9. Fases do CC(U)S (fonte: [10]).

A. Experiência Internacional na implantação do CCUS

A primeira indagação que poderíamos fazer é: se o CCUS é tão relevante assim para que as metas de descarbonização sejam atendidas, o que a China – o país com maior quantidade de emissões de CO2 no mundo – está fazendo com relação ao CCUS? Na Tabela 1 abaixo, listamos os projetos de CCUS em operação e previstos na China.

Projeto	Tamanho (Mt)	Operação	Industria
CNPC Jilin Project	0,6	2018	Processamento de gás natural
CHNE Jingie	0,1	2021	Geração de Energia
CNOOC Erping	0,1	2021	Processamento de gás natural
Sinopec Qilu Project	0,4	2021	Produção química
Yanchang Integrated Project	0,4	2021	Produção química
Sinopec Huadang Project	0,5	2021	Produção química
CHNE Taizhou	0,5	2025	Geração de Energia
China Northwest Hub	1,5	2025	Diversas indústrias
CRP Haifeng Project	1,0	2030	Geração de Energia
Huaneng IGCC Project Phase III	2,0	2030	Geração de Energia
Shenhua Ningxia Project	2,0	2030	Carvão para líquidos
Sinopec Shengli Project	1,0	2030	Geração de Energia
CNPC Daqing	3,0	2030	Diversas indústrias
CNPC Changqing	3,0	2030	Diversas indústrias
CNPC Dagang	1,0	2030	Diversas indústrias
Shenzhen Energy	0,5	2030	Geração de Energia

Tab. 1. Projetos de CCUS em operação e previstos na China (elaboração própria a partir de [11]).

E com relação aos demais países? Quais políticas têm sido aplicadas para a implantação do CCUS? Conforme pode ser observado na Tabela 2 abaixo, a partir do ano de 2008, a ênfase da taxação sobre o carbono foi substituída por uma abordagem holística envolvendo outras políticas como a de apoio e suporte, suporte operacional, requerimento regulatório e participação de empresas do governo.

País	Projeto	Atividade Econômica	Taxação de Carbono	Apoio e suporte	Suporte Operacional	Requerimento Regulatório	Empresas governo
EUA	Shute Creek gas processing (1996)	Combustíveis				X	
Noruega	Sleipner CO2 storage (1996)	Combustíveis	X				X
Noruega	Svalbard CO2 storage (2008)	Combustíveis	X				X
EUA	Century Plant (2010)	Combustíveis			X		
EUA	Air Products steam methane reformer (2013)	Combustíveis		X	X		
EUA	Leist Cabin Gas Plant (2013)	Combustíveis			X		
EUA	Coffeyville Gasification (2013)	Petroquímica		X	X		
Canadá	Boundary Dam (2014)	Energia Elétrica	X			X	X
Arábia Saudita	Uthmaniyah CO2-EOR (2015)	Combustíveis		X	X		X
Canadá	Quest (2015)	Combustíveis		X	X		
Emirados Árabes	Abu Dhabi (2016)	Aço					X
EUA	Petra Nova (2017)	Energia Elétrica		X	X		
EUA	Illinois Industrial (2017)	Combustíveis		X	X		
China	Jilin oilfield CO2-EOR (2018)	Combustíveis		X			X
Austrália	Gorgon CO2 Injection (2019)	Combustíveis		X		X	
Canadá	ACTL – Agrum (2020)	Petroquímica		X			
Canadá	ACTL – North West Storage Refinery (2020)	Combustíveis		X			

Tab. 2. Experiência Internacional das políticas de desenvolvimento de CCUS (elaboração própria a partir de [12]).

Desde 2010, cerca de US\$ 15 bilhões foram investidos em 15 projetos de CCUS. A parcela por meio de financiamento público foi de US\$ 2,8 bilhões. Na Tabela 3 abaixo são listados alguns exemplos de políticas de financiamento à tecnologia CCUS.

País	Política de Financiamento	Comentários
EUA	45Q tax credits	Essa modalidade de crédito fiscal ajudou a impulsionar o desenvolvimento de instalações de CCUS em seu setor de energia. O 45Q tax credits foi expandido e aumentado em 2018, atingindo US\$ 50 / tCO2 para armazenamento geológico e US\$ 35/ tCO2 para CO2 usado em EOR (Enhanced Oil Recovery) (ou para outros usos benéficos). O crédito fiscal original foi limitado a 75.000 tCO2 cumulativo, e não está claro se todos os projetos elegíveis dos EUA o acessaram. A taxa foi removida em 2018.
União Europeia	EU Innovation Fund	Fundo para apoiar novas tecnologias de baixo teor de carbono. É financiado por meio das receitas do Sistema de Comércio de Emissões (ETS). A Noruega também está financiando o desenvolvimento de um projeto CCUS de cadeia completa - Longship - envolvendo a captura de CO2 em uma fábrica de cimento e uma planta de transformação de resíduos em energia e seu armazenamento.
Holanda	SDE+	A Holanda está expandindo seu suporte SDE+ para um conjunto mais amplo de tecnologias de energia limpa, incluindo CCUS e baixo carbono hidrogênio.
Reino Unido	UK Government Public Funding	Desenvolvimento de hubs de CCUS em centros industriais com transporte compartilhado de CO2 e infraestrutura de armazenamento. O principal benefício da abordagem hub é a possibilidade de compartilhamento de infraestrutura de transporte e armazenamento de CO2. Tal abordagem proporciona economia de escala e reduz custos unitários.
Austrália	Public Funding e Clean Energy Finance Corporation's	Adicionalmente, em 2019, foi permitido o transporte de CO2 em navios ligando o hub no Reino Unido ao hub da Noruega. Em março de 2020, UK Government investiu US\$ 995 milhões em duas estações de CCUS em termelétricas locais.
Noruega	Norwegian government	Em maio de 2020, o governo australiano anunciou planos de reservar 10 bilhões de dólares australianos (US\$ 7,1 bilhões) para tornar o CCUS uma alternativa elegível em programas de tecnologia limpa.
		Em setembro de 2020, o governo norueguês anunciou que proverá US\$ 1,8 bilhões de financiamento ao Projeto Longship CCS e suporte operacional por 10 anos estimado em 1 US\$ bilhões adicionais.

Tab. 3. Principais políticas de financiamento de CCUS (elaboração própria a partir de [12]).

Destaca-se das políticas de financiamento o 45Q Credit Tax. Essa modalidade de crédito fiscal ajudou a impulsionar o desenvolvimento de instalações de CCUS no seu setor de energia. O 45Q tax credits foi expandido e aumentado em 2018, atingindo US\$ 50 / t CO2 para armazenamento geológico e US\$ 35/ t CO2 para CO2 usado em EOR (Enhanced Oil Recovery) (ou para outros usos benéficos). O primeiro empreendimento de geração a entrar em operação utilizando o 45Q foi a termelétrica Petra Nova, de 240 MW movida a gás natural, que captura aproximadamente 90% por cento (ou cerca de 1,4 milhão de toneladas) de CO2.

O papel do CCUS na descarbonização e na confiabilidade eletroenergética é tão premente, que os EUA estão prevendo a interligação, por meio de gasodutos, as termelétricas e indústrias com tecnologia de captura de carbono às indústrias que utilizam CO2.

B. Aplicações de CC(U)S no Brasil

O potencial de implementação de projetos de CC(U)S está relacionado à presença principalmente de atividades dos setores de energia e indústria, principais emissores de CO2 no mundo.

Os processos mais maduros para captura de carbono são aplicáveis a fontes fixas que emitem CO2 em grande escala, como os processos industriais. Para o setor de energia, essas fontes dizem respeito às atividades de geração de eletricidade em termelétricas, utilização de energia na indústria e produção de combustíveis fósseis.

No Brasil, as fontes chamadas de estacionárias de energia e indústria emitem em torno de 150 milhões de toneladas de CO2, o que corresponde a cerca de 9% das emissões totais do país, ficando atrás das atividades referentes às Mudanças de Uso da Terra.

Há ainda a possibilidade de aplicar captura de CO2 em processos que não são contabilizados nas emissões do país, como na produção de bioenergia, cujo CO2 gerado é biogênico, e em processos mais recentes que ainda estão desenvolvendo um mercado, como é o caso da produção de hidrogênio e da captura direta do ar.

Com suas vastas dimensões continentais, bem como a variedade de fontes de geração de energia e a multiplicidade de setores industriais, o Brasil tem potencial para capturar CO2 em

diversas frentes.



Fig. 10. Principais atividades com potencial de aplicação de projetos de CC(U)S (fonte: [13]).

1) CC(U)S Aplicado a Energia

Apesar do Brasil possuir uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, as fontes fósseis (petróleo e derivados, gás natural e carvão mineral) representaram pouco mais de 53% da oferta interna de energia em 2021, ano em que o país enfrentou uma crise hídrica, segundo dados da EPE [15].

De acordo com o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), o setor correspondeu a 25,3% das emissões de CO₂ no país, configurando a segunda maior contribuição de emissões do cenário nacional [16]. A maior parte dessas emissões concentrou-se nas Regiões Sudeste e Sul do país, com 47% e 16% do CO₂ total gerado pelo setor, respectivamente.

Nesse sentido, o potencial para captura de CO₂ chega a 32% das emissões do setor de energia, podendo reduzir cerca de 130 milhões de toneladas por ano, provenientes de fontes fósseis. Esse potencial representa em torno de 8% das emissões totais do Brasil em 2021.

Para além do potencial de descarbonização do setor de energia, CC(U)S pode configurar ainda uma tecnologia de remoção de carbono da atmosfera, quando acoplado à energia renovável da biomassa, levando o nome de BECCS.

2) Potencial de Receitas para o Brasil

A adoção de tecnologias de CC(U)S pode ser uma importante fonte de receita para as empresas que buscam reduzir suas emissões atmosféricas de CO₂ e, ao mesmo tempo, se beneficiar da venda de créditos de carbono.

Projetos de CC(U)S podem gerar receitas significativas para as fontes emissoras que adotam essa tecnologia, dependendo do preço do crédito de carbono e do volume de emissões evitadas. Em um cenário conservador com o preço do crédito de carbono a \$70 dólares por tonelada de CO₂, projetos de CC(U)S no Brasil podem gerar receitas próximas a \$14 bilhões de dólares por ano, com base no potencial de aplicação de CCS. Em um cenário mais otimista, com o preço do crédito de carbono a 100 dólares por tonelada de CO₂, as receitas podem chegar a um valor próximo a \$20 bilhões de dólares por ano [14].

No entanto, para que projetos de CCS possam ser elegíveis para créditos de carbono, é necessário que as metodologias de certificação de redução de emissões sejam atualizadas e considerem as tecnologias de CCS como elegíveis. A discussão sobre a elegibilidade de projetos de CCS faz parte do debate em vigor com as entidades certificadoras de créditos de carbono e sobre políticas de incentivos à redução de emissões.

3) Tecnologias de Destinação do Carbono Capturado

O armazenamento geológico é a principal tecnologia de destinação do CO₂ capturado para a implementação de projetos de CC(U)S em larga escala, por meio de processos que consistem em injeção e estocagem de CO₂ de forma segura e permanente em formações geológicas adequadas. O CO₂ fica aprisionado nos poros ou fraturas das rochas em altas pressões e pode reagir com fluidos e minerais por mecanismos químicos e físicos de modo a aumentar a capacidade do armazenamento e consequentemente sua estabilidade, sem retornar à atmosfera. No Brasil, existem diversas áreas que apresentam características geológicas favoráveis ao armazenamento de CO₂.

As bacias sedimentares são as mais promissoras, e os contextos geológicos mais adequados e utilizados para projetos de CC(U)S no mundo são os reservatórios depleta- dos de óleo e gás e porções de aquíferos impróprios para qualquer tipo de consumo ou aproveitamento humano ou animal.

Outros contextos geológicos menos tradicionais que também podem propiciar o armazenamento permanente de CO₂ incluem basaltos, camadas de carvão não mineráveis e camadas de sal. No entanto, é importante ressaltar que ainda há lacunas significativas nos dados disponíveis sobre as formações geológicas do país, que estão em sua grande maioria concentrados nas regiões em que houve atividade de pesquisa para descoberta de campos de óleo e gás.

É necessário investir em novas pesquisas e campanhas específicas para aprimorar a identificação de áreas com maior potencial de armazenamento de CO₂ no país, especialmente nas Bacias Sedimentares que não possuem produção de hidrocarbonetos significativa. Com base em fatores como a disponibilidade de dados geológicos e conhecimento sobre a presença de formações e contextos geológicos potencialmente favoráveis ao armazenamento de CO₂, destacam-se como principais as áreas de interesse no Brasil as Bacias Sedimentares de Santos-Campos, Potiguar, Recôncavo, Amazonas-Solimões e Paraná. A Bacia de Parecis foi incluída nas áreas de interesse devido ao anúncio de projeto de CC(U)S em estudo na região [15].

4) Logística para o Armazenamento de Carbono

Um fator importante a ser considerado no desenvolvimento de projetos de CC(U)S é a compatibilidade entre a fonte de emissão de CO₂ e o local de armazenamento, principalmente quanto às opções de transporte de CO₂ e às distâncias. Ao garantir esse equilíbrio, é possível maximizar a eficiência do projeto e otimizar os recursos utilizados.

A escolha do modal de transporte de CO₂, que pode incluir gasodutos, caminhões, trens e navios, deve considerar as características físicas e econômicas da região e conceito de cada projeto.

Em alguns países, como Reino Unido e Noruega, há o desenvolvimento de clusters e hubs de CC(U)S, que concentram projetos de CC(U)S em uma única região, aumentando a eficiência logística e reduzindo os custos de implementação. Essas iniciativas também promovem a colaboração entre empresas e instituições de pesquisa, acelerando avanços tecnológicos e a disseminação de conhecimento.

Embora o Brasil não possua rotas de transporte de CO₂ em escala significativa, é possível utilizar infraestruturas análogas para avaliar potenciais que possam facilitar sua implementação. Entre as infraestruturas mais utilizadas como análogas às possíveis rotas de transporte de CO₂ estão os gasodutos, rodovias, ferrovias e linhas de transmissão de eletricidade.

Essas infraestruturas podem servir de referência para potenciais rotas de transporte de CO₂, com vantagens significativas, como a redução de custos e o aumento da eficiência logística. Além disso, a utilização de infraestruturas já existentes pode evitar a necessidade de construção de novas rotas de transporte, reduzindo o impacto ambiental e acelerando a implementação de projetos de CC(U)S.

Considerando as dimensões e diversificação da geografia brasileira, a localização dos reservatórios aptos a armazenar CO₂ e as diferentes concentrações de plantas industriais e de geração de energia primária e secundária, algumas regiões têm grande potencial para abrigar cluster e hubs de CO₂, tais como o Sul do Estado de Minas Gerais, parte dos Estados de São Paulo e Paraná, Sul de Goiás e algumas áreas do Mato Grosso.

O planejamento hubs de CC(U)S requer planejamento e estudos robustos, identificando vocações dos Estados, plantas já instaladas, rotas de escoamento de CO₂ e localização dos potenciais reservatórios [15].

5) *Projetos brasileiros de CCS*

Até o final de 2022, foram identificados três projetos brasileiros que envolvem uma ou mais partes da cadeia de CCS, cada um com características e estágios de desenvolvimento muito diferentes.

O primeiro e mais antigo projeto brasileiro é comandado pela Petrobras e se refere às etapas de utilização e armazenamento de CO₂. Considerado um dos maiores programas de CCUSEOR do mundo, as atividades de reinjeção de CO₂ são realizadas pela Petrobras nos campos do Pré-Sal. O projeto começou como um piloto, no campo de Tupi, e se estendeu aos campos de Mero e Búzios, acumulando atualmente 40,8 milhões de toneladas de CO₂ reinjetados. Só em 2022, foram 10,6 milhões de toneladas de CO₂ injetados e a expectativa é chegar a 80 milhões de toneladas de CO₂ até 2025 [16].

A segunda iniciativa está em fase de desenvolvimento de projeto e é liderada pela FS Bioenergia, a maior produtora de etanol de milho do país. A empresa planeja investir cerca de US\$ 65 milhões para estruturar um projeto de BECCS, que irá implementar sistemas de captura e estocagem de CO₂ em sua unidade de Lucas do Rio Verde (MT). Esse projeto promete ser uma importante alternativa para reduzir as emissões de CO₂ na produção de biocombustíveis e tem a expectativa de ser uma referência para o setor.

Por fim, o terceiro projeto em operação está localizado no município de Criciúma e é um projeto piloto de pesquisa e desenvolvimento para captura de CO₂ a partir da geração de energia termoeletrica a carvão. Embora ainda esteja em fase inicial, esse projeto é considerado muito promissor e pode contribuir significativamente para reduzir as emissões de CO₂ na geração de energia.

Em resumo, o Brasil possui três iniciativas relacionadas a CCS em estágios diferentes de desenvolvimento, cada uma com suas particularidades e potencialidades. São projetos que podem contribuir para a redução das emissões de CO₂ e para a construção de uma economia mais sustentável e responsável com o meio ambiente.

V. ESTUDO DE CASO: SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS PARA O AVANÇO DO CC(U)S NO BRASIL

A implementação de soluções de combate às mudanças climáticas em grande escala possui importantes desafios, que passam por incertezas jurídicas, ausência de priorização até a dificuldade de estabelecer modelos de negócios. As tecnologias de CC(U)S são reconhecidas como uma das alternativas fundamentais para a redução das emissões de CO₂ e diversos países já avançam com políticas específicas para a implementação de projetos comerciais, como Estados Unidos, Reino Unido, Canadá e Noruega.

No Brasil, ainda é necessário dar alguns passos fundamentais para criar as bases para um ambiente institucional favorável a projetos de CCS e construir capacidades nos diversos setores da sociedade. Seguem algumas ações estratégicas para acelerar o desenvolvimento de projetos de CC(U)S no Brasil:

- Aprovar a regulação para o armazenamento de CO₂: para incentivar a implementação de projetos de CC(U)S, é fundamental que seja estabelecida uma regulação clara para o armazenamento geológico de CO₂.
- Estabelecer um mercado de carbono que inclua créditos de carbono de projetos de CC(U)S: um mercado de carbono efetivo pode incentivar a implementação de projetos de CC(U)S, fornecendo uma fonte de receita para essas atividades. Isso pode ser feito por meio da criação de um sistema de créditos de carbono que reconheça e valorize os projetos de CC(U)S.
- Mapear oportunidades para o armazenamento de CO₂: o levantamento das áreas com maior potencial para o armazenamento geológico de CO₂ e suas estimativas de capacidade é fundamental para identificar as oportunidades para projetos de CC(U)S.
- Criar linhas de financiamento incentivado para projetos de CC(U)S: a estruturação da cadeia de CC(U)S, em todas as suas etapas, é capital intensiva. A necessidade de altos investimentos com a aquisição de equipamentos para viabilizar rotas de CCS pode ser impulsionada pela criação de financiamentos incentivados por bancos de desenvolvimento, reforçando o papel do Estado no estímulo à descarbonização da economia.
- Divulgar informações sobre CC(U)S e seu papel para a mitigação das mudanças climáticas: a conscientização do

público sobre a importância de reduzir as emissões de CO₂ e sobre o papel de CC(U)S é crucial para o engajamento social e de entidades públicas e privadas, que podem incentivar a implementação de projetos

- Incentivar a pesquisa & desenvolvimento tecnológico: o desenvolvimento de tecnologias nacionais de captura de carbono mais eficientes e de menor custo tem papel relevante para tornar o CC(U)S uma opção mais viável para as empresas que buscam alternativas de descarbonização. O Brasil possui centros de pesquisa de excelência que podem contribuir muito nesse aspecto e, ainda, no processo de formação da mão-de-obra necessária aos projetos.

VI. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A transição para um sistema de energia baseado em fontes renováveis e não convencionais (FNRD), como a solar e eólica, implica em desafios significativos para garantir a estabilidade e confiabilidade do fornecimento de energia. Nesse contexto, as usinas termelétricas emergem como atores cruciais, desempenhando um papel fundamental na mitigação das flutuações inerentes às FNRD. Enquanto as fontes renováveis estão sujeitas a variações devido às condições climáticas, as usinas termelétricas oferecem uma fonte de energia constante e controlável, essencial para compensar as oscilações na geração de FNRD e assegurar a continuidade do suprimento elétrico.

A capacidade das usinas termelétricas de responder rapidamente a situações de alta demanda ou deficiência na geração renovável confere-lhes uma flexibilidade crucial. Isso não apenas contribui para a estabilidade da frequência e tensão da rede elétrica, mas também permite a adaptação dinâmica à demanda variável. Em suma, as usinas termelétricas surgem como um componente vital na transição para uma matriz energética mais sustentável, fornecendo a necessária estabilidade operacional em um ambiente caracterizado pela intermitência das fontes renováveis.

Em um sistema com inserção massiva de FNRD, como a energia solar e eólica, as usinas termelétricas desempenham um papel fundamental na garantia da estabilidade e confiabilidade do fornecimento de energia. As FNRD são altamente dependentes das condições climáticas e, portanto, podem sofrer variações significativas em sua geração de energia, tornando a oferta de eletricidade menos previsível. As usinas termelétricas, por outro lado, são capazes de fornecer energia de forma constante e controlável, o que as torna essenciais para compensar as variações na geração de fontes renováveis e manter a continuidade do suprimento elétrico. Além disso, em situações de alta demanda ou deficiência na geração renovável, as usinas termelétricas podem ser acionadas rapidamente para atender à carga, contribuindo para a estabilidade da frequência e tensão da rede elétrica.

Com o advento da Transição Energética para uma matriz energética limpa, a implementação de sistemas de Captura e Armazenamento de Carbono (CCUS), representa uma estratégia promissora na redução das emissões de gases de efeito estufa no setor de geração de energia. Esta abordagem oferece uma solução eficaz para a descarbonização da matriz

energética, ao mesmo tempo em que mantém a confiabilidade e a flexibilidade do fornecimento de energia.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] International Energy Agency (IEA, 2015). Electricity Market Series. Re-powering Markets: Market Design and Regulation During the Transition to Low-Carbon Power Systems.
- [2] International Energy Agency (IEA, 2021). Renewables 2021: Analysis and forecasts to 2026.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Energia (PDE2031).
- [4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems. Paris: IEA, 2014. 27-50 p
- [5] NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 12, p. 1296.
- [6] Adaptado de Wikimedia Commons, 2008.
- [7] ARRIETA, F. R. P.; NASCIMENTO, M. A. R. D.; MAZURENKO, A. S. Centrais Termelétricas de Ciclo Simples com Turbinas a Gás e de Ciclo Combinado. In: LORA, E. E. S.
- [8] ALSTOM. Gas Turbines. Disponível em: <<http://alstomenergy.gepower.com/productservices/product-catalogue/power-generation/gas-power/gas-turbines/>>.
- [9] ISHIKAWA, M. et al. Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review, v. 45, n. 1, Mar. 2008. Disponível em: <<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e451/e451015.pdf>>.
- [10] CCS Brasil. Disponível em: <https://www.ccsbr.com.br/o-que-e-ccs>
- [11] CCUS in China the value and opportunities for deployment a report from the oil and gas climate initiative september 2021.
- [12] Global CCS institute (GCCSI) (2019), The Global Status of CCS 2019.
- [13] Edwards, R. and Celia, M. (2018). Transport infrastructure.
- [14] CCS Brasil. 1º Relatório Mensal de CC(US) no Brasil. Disponível em: https://www.ccsbr.com.br/_files/ugd/11a7f0_f79d8b3570e04429974fa4a67d444881.pdf
- [15] Empresa de Pesquisa Energética (EPE) 2023. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás.
- [16] Petrobras. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/ccus>.

Adriana Oliveira nasceu em São Paulo, Brasil, em 30 de março de 1974. Ela se formou no Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ) e é mestranda na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.



Sua experiência profissional inclui a ENEVA, EDF e Thymos Energia. Seus campos especiais de interesse incluem Termelétricas e Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.