

CTCLIMA



## Roadmap:

Os Caminhos do Setor Empresarial Brasileiro na Transição Energética Nacional

# SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	3
APRESENTAÇÃO	7
<b>CAPÍTULO 1</b> <b>Introdução</b>	<b>8</b>
<b>CAPÍTULO 2</b> <b>Emissões de gases de efeito estufa no Brasil</b>	<b>11</b>
<b>CAPÍTULO 3</b> <b>Principais oportunidades de descarbonização</b>	<b>14</b>
3.1 Energia elétrica renovável e armazenamento	15
3.2 Gestão da demanda	19
3.3 Veículos elétricos	24
3.4 Hidrogênio e derivados	27
3.5 Biocombustíveis	31
3.6 Captura, Armazenamento e Utilização de Carbono	37
3.7 Gas to Wire + CCS	45
3.8 Geração de calor por biomassa	49
3.9 Soluções baseadas na natureza	51
<b>CAPÍTULO 4</b> <b>Trajetórias de descarbonização para setores-chave</b>	<b>56</b>
4.1 Operação de óleo & gás	57
4.2 Produção de aço	61
4.3 Produção de cimento	65
4.4 Indústria química	71
CONCLUSÃO	77
REFERÊNCIAS	79

# Sumário Executivo

**Este Roadmap apresenta um variado menu de opções de descarbonização para empresas de diferentes segmentos da economia brasileira. O formato escolhido foi o de reunir tecnologias e soluções que a priori parecem promissoras justamente por conciliarem redução de emissões com oportunidades de negócios com uma validação *ex-post* que só foi possível graças às inúmeras entrevistas com os representantes destas empresas. A diversidade das iniciativas relatadas é de uma riqueza extraordinária, o que certamente demonstra que o Brasil pode ocupar uma posição de protagonismo na agenda climática global.**

Os compromissos empresariais levam em conta as emissões diretas de suas operações (Escopo 1) e indiretas, relativas à compra de eletricidade (Escopo 2) e, em alguns casos, oriundas de sua cadeia de valor (Escopo 3). O mapeamento e quantificação das emissões em geral é feito utilizando metodologias internacionais, como o *GHG Protocol*, o que é importante para a definição de metas sobre as emissões de uma linha de base. A iniciativa *Science Based Target* (SBTi) busca orientar as empresas a definirem metas aderentes ao esforço climático global através de uma validação que segue uma rigorosa metodologia. No Brasil, a CBA, Ambev, Azul e Votorantim Cimentos são exemplos de empresas que aderiram ao SBTi.

Outra medida utilizada por companhias para guiar as iniciativas de sustentabilidade é a precificação interna de carbono. Essa medida permite que a intensidade de carbono de determinado projeto influencie sua viabilidade econômica, mesmo em países que ainda não tenham implementado um mercado regulado de carbono, como é o caso do

Brasil. Na Siemens Energy, por exemplo, o valor total de carbono de cada projeto é destinado a um orçamento corporativo que pode ser utilizado para impulsionar tecnologias de baixo carbono. Trata-se de um passo adicional à prática.

Há um ambiente de negócios favorável ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica no Brasil. Foi quase unânime entre as empresas consumidoras de energia elétrica o esforço para contratação no mercado livre de projetos renováveis, para a autoprodução de energia renovável ou, em alguns casos, para a compra de certificados de energia renovável (I-REC ou Recfy). Este caso é um exemplo em que as condições existentes do mercado de energia elétrica já favorecem a adesão em massa de modelos mais sustentáveis, pois há um benefício econômico para as empresas consumidoras aderirem a estas opções, assim como para as empresas geradoras de energia desenvolverem projetos de energias renováveis.

O fato do Brasil ser um país com grandes dimensões e regimes climáticos e de ter uma única rede elétrica permite que esta expansão renovável ocorra de forma econômica. Nos EUA, por exemplo, a transição energética vem enfrentando um grande desafio: mesmo existindo locais com recursos eólicos e solares favoráveis, tem sido desafiador construir as linhas de transmissão para integrar estes geradores renováveis às redes elétricas. Este problema é de menor importância no Brasil, que tem um sistema efetivo para planejar e construir os reforços de transmissão do sistema interligado nacional (SIN). Vale destacar o fato de neste país haver um sistema interligado nacional e mecanismos bem estabelecidos de leilões para contratação de nova oferta de geração e transmissão.

A predominância da geração hidrelétrica na matriz (110 GW) permite uma gestão mais efetiva das variações na produção solar e eólica, já que

as hidrelétricas conseguem variar sua produção muito rapidamente (i.e. são fontes flexíveis). Assim, o sistema elétrico preserva a segurança no fornecimento de energia sem custos adicionais. Os reservatórios de regularização também colaboram para uma inserção massiva de renováveis por viabilizarem uma complementaridade entre as fontes. Por isso, empresas do setor elétrico, como Eletrobras, Elera, Norte Energia, Energisa, e Neoenergia, vêm investindo em projetos de energia renovável. Mais recentemente, empresas originalmente de óleo e/ou gás natural também passaram a investir em projetos de energia renovável, com o objetivo de se transformarem em empresas integradas de energia. Nesta categoria, estão empresas como a Shell e a Eneva.

Finalmente, o Brasil poderá ainda apoiar a expansão renovável pelo aumento da flexibilidade operativa através do investimento em sistemas de armazenamento de energia, como usinas hidrelétricas reversíveis, e da gestão da demanda. A gestão pelo lado da demanda, ainda incipiente no Brasil, deve se desenvolver no país, sendo uma forma inteligente de extrair flexibilidade do sistema existente, evitando-se assim investimentos em nova oferta de energia. Empresas como a Schneider Electric possuem muita experiência internacional em soluções para clientes corporativos envolvendo aumento de eficiência energética e resposta da demanda. Entretanto, este mercado será potencializado se houver mudanças na regulamentação do setor elétrico para permitir que instrumentos de mercado sejam oferecidos por agregadores de carga, como visto na Europa ou EUA.

Como o potencial das fontes renováveis, principalmente a eólica (inicialmente *onshore*, com possibilidades para *offshore* no futuro), energia solar (geração centralizada e distribuída) e biomassa é gigantesco, o Brasil pode e deve seguir essa expansão renovável por ser a mais competitiva. De modo complementar, geração de energia limpa poderá ainda ser possibilitada pelo uso de captura e armazenamento do CO<sub>2</sub>. Usinas térmicas operando em ciclo Allam, facilitando a captura de CO<sub>2</sub> para posterior transporte e armazenamento possivelmente em campos de óleo *offshore*, poderão ainda ser desenvolvidas, a depender do avanço da tecnologia. Alternativamente, usinas térmicas instaladas em plataformas *offshore* utilizando gás natural associado, com o CO<sub>2</sub> da queima reinjetado nos campos com benefício duplo de aumento da pro-

dução de óleo (*enhanced oil recovery*) e sequestro de CO<sub>2</sub> ("zero-carb") também podem ser desenvolvidas no Brasil, aproveitando-se do Pré-Sal.

A capacidade brasileira de produzir energia de baixo carbono poderá trazer uma vantagem comparativa grande: assim como no passado a energia barata fez do Brasil um grande exportador de alumínio e outras indústrias energointensivas, o Brasil pode aproveitar sua grande capacidade de expansão de fontes renováveis para exportar produtos que deverão ser fortemente demandados globalmente, como o hidrogênio verde, além de descarbonizar setores de sua economia a partir de eletrificação direta, como no caso da indústria e transporte. Todas as empresas que participaram da elaboração deste trabalho atuam numa das duas pontas, ou seja, na produção ou consumo de energia renovável e algumas já estão com projetos-piloto de produção de hidrogênio (ex. Eletrobras) ou planos de implantação de projetos de maior escala, a depender da demanda pelo produto.

Estudo feito pela PSR para o Banco Mundial mostrou que as novas cargas elétricas de setores industriais em substituição ao uso de combustíveis fósseis, ou transporte de passageiros e carga e, mais para a frente, produção de hidrogênio verde, podem ser bastante significativas em 2050. Para ilustrar, se o Brasil produzir 1% da demanda total de H<sub>2</sub> verde projetado pela IEA para 2050 isso já representaria uma carga de quase 50 GW de parques eólicos operando com um fator de capacidade de 50%. Será importante o Brasil estar preparado para uma expansão da oferta renovável em escala inédita para que a oportunidade que se apresenta de um certo "protagonismo energético" não seja frustrada.

O hidrogênio verde poderá ser utilizado como insumo para a produção da amônia verde, que deverá se tornar muito importante para a descarbonização da navegação marítima e da produção de fertilizantes nitrogenados. O Brasil também pode explorar a rota de combinar o H<sub>2</sub>V com o CO<sub>2</sub> oriundo de tanques de fermentação da produção de etanol para produzir metanol para mercados externos. Neste caso, a vantagem estaria no uso de CO<sub>2</sub> biogênico.

Além da produção de energia elétrica renovável, felizmente há no Brasil também grande experiência e vocação para a utilização de biomassa ou biogás de diversas fontes para o aproveitamento energético, como na produção de eletricidade e calor, além da

produção de combustíveis, como o etanol, biodiesel e, no futuro, hidrogênio e combustíveis avançados. Empresas, como a Toyota, buscam substituir o gás natural pelo biometano, para o atendimento de metas de redução de emissões. Esta parece ser uma tendência de mercado, pois apesar de demandar mais investimentos, a venda do biometano como insumo para clientes industriais pode ser mais rentável que a venda de energia elétrica com o biogás. Empresas como a Solvi e Ambipar estão trabalhando neste setor, buscando estas oportunidades de monetização tanto do biogás como biometano. Outro exemplo recente é o uso do biometano para produção de fertilizantes nitrogenados num projeto fruto de parceria entre a Yara e a Raízen envolvendo uso de 20 mil m<sup>3</sup> de biometano derivado do biogás produzido com resíduos orgânicos para produzir amônia verde no Brasil.

Na área de biocombustíveis avançados começam a aparecer projetos para produzir combustíveis sintéticos de aviação e diesel verde para venda aos mercados internacionais. Apesar de serem combustíveis mais caros que os fósseis, esta demanda será puxada pelas metas globais de redução de emissões de alguns setores, como o de aviação, por permitirem a substituição dos combustíveis fósseis sem demandar o desenvolvimento de novos equipamentos. Na aviação, isso seria uma grande vantagem sobre opções a hidrogênio ou eletricidade, já que a disponibilização de aeronaves capazes de operar com esses energéticos alternativos demandará muito tempo pela grande duração das etapas de desenvolvimento e certificação de novas aeronaves para se tornarem comerciais. Este nicho já começa a ser explorado comercialmente por empresas atuantes no mercado de biocombustíveis no Brasil, como a FS, a Shell e a BSBIOS. Pelo lado da demanda, o uso de combustíveis sintéticos em substituição aos combustíveis fósseis é considerada na estratégia de descarbonização da Azul Linhas Aéreas, complementando outras medidas adotadas pela empresa, como a utilização de frota moderna com maior eficiência energética e otimização de rotas.

A produção de diesel verde e SAF pelo uso da soja ou de óleos vegetais pela BSBIOS, o etanol de milho plantado no Centro-Oeste do Brasil durante a entressafra da soja pela FS, e o projeto da BSBIOS de etanol de trigo no Rio Grande do Sul são exemplos das potencialidades agro-energéticas do Brasil que deverão ser alavancadas pela agenda

climática global, além da tradicional produção do etanol pela cana-de-açúcar e do biodiesel. Esse potencial poderá ser ainda maior se acoplado com projetos de captura de carbono, gerando combustíveis com emissões negativas. Este é o caso da FS que está com um projeto de BECCS (energia de biomassa com captura e armazenamento de carbono), em que o CO<sub>2</sub> proveniente da fermentação do milho para produção de etanol é capturado e armazenado em reservatório geológico.

O etanol, por exemplo, poderá ainda ser um *driver* para a produção de hidrogênio verde, atuando, por exemplo, como um importante *carrier* do hidrogênio para exportação. O etanol seria reformado para extração do hidrogênio no país importador, como uma rota alternativa à eletrólise da água. Estão também sendo desenvolvidos veículos capazes de realizar internamente a reforma do etanol para produzir hidrogênio que seria utilizado em uma célula de combustível para gerar a eletricidade que impulsionaria o motor elétrico do carro.

Além desse uso via célula de combustível, o uso do etanol no transporte poderá se manter relevante mesmo com os movimentos para eletrificação da frota. A Toyota, por exemplo, desenvolveu modelos de veículos híbridos, com motor elétrico e motor *flexfuel*. Neste caso, o motor a combustão interna poderia usar o etanol como combustível, alcançando grandes reduções na intensidade de carbono do veículo. Trata-se de mais um caminho que poderá integrar as cadeias globais de veículos elétricos com o etanol brasileiro em veículos híbridos.

A biomassa poderá ter importante atuação energética para além da produção de biocombustíveis. Resíduos de atividades agrícolas que até recentemente não eram valorizados passam a ser interessantes para indústrias que buscam reduzir sua pegada de carbono, como por exemplo, o aproveitamento energético do caroço de açaí na Votorantim Cimentos.

O uso de florestas energéticas para gerar calor com cavaco de eucalipto e outras biomassas, como o bambu, em substituição ao uso de gás natural ou óleo é um exemplo de atividade que reduz emissões e custos para as empresas. Um exemplo recente nesse sentido foi a instalação pela CBA de uma grande caldeira que queima cavaco de madeira para a geração de calor para a produção de alumínio. As barreiras neste caso são a disponibilidade de biomassa próxima ao local da indústria

e espaço físico no parque industrial para a instalação de uma nova caldeira a biomassa no lugar das caldeiras de óleo ou gás.

Algumas das opções consideradas *a priori* como possibilidades para o Brasil ainda não foram desenvolvidas em escala. Nesta categoria estão algumas das soluções baseadas na natureza, como a aplicação no solo de *biochar* produzido pela carbonização de biomassa. Além de fixar o carbono no solo, o *biochar* consegue aumentar a produtividade agrícola pelo efeito nutricional no solo, além de aumentar a resiliência do solo às secas, por reter umidade em sua estrutura porosa. Neste sentido pode apresentar uma vantagem sobre outras soluções baseadas na natureza, como a proteção florestal (REDD+) ou projetos de reflorestamento. Alguns projetos nos EUA têm sido criticados por gerarem créditos de carbono a partir de premissas de linha de base questionáveis e problemas, como os recentes incêndios da Califórnia, que queimaram um carbono que deveria ficar estocado por 100 anos ou mais.

Outra possibilidade ainda pouco explorada no Brasil é o uso de madeiras de florestas sustentáveis na construção civil. Avanços recentes nas técnicas de uso das madeiras “engenheiradas” (em inglês, *cross laminated timber*) tem permitido a construção de casas e até prédios com muitos pavimentos. As vantagens são diversas: (i) redução do uso de materiais tradicionais, como cimento e aço, que têm desafios para reduzir suas emissões; (ii) estoque de carbono na madeira sustentável, podendo representar emissões negativas; (iii) acelerar e simplificar as construções, além de economizar o custo total das edificações. Por toda a experiência florestal do Brasil, a madeira engenheirada poderá ser estratégica e originar mais negócios.

Nos setores finais, o relatório mostra possibilidades e desafios para as indústrias químicas, cimento, óleo & gás e aço. Em todos os casos, há diversas soluções que poderiam ser aplicadas no Brasil, especialmente pelo grande potencial do país na produção de energia elétrica renovável e biomassa, como ressaltado anteriormente. Um exemplo é o uso de biomassa para a geração de calor em fornos de produção de cimento e em altos-fornos para produzir aço. Esse uso permitiu que a empresa Aço Verde do Brasil se tornasse a primeira usina siderúrgica carbono neutro do mundo.

Além disso, ações específicas foram ressaltadas em cada um dos setores para sua descarbonização, como o uso de tecnologias alternativas para a produção do aço, considerando hidrogênio, energia renovável e CCS, a redução das emissões fugitivas das operações de óleo e gás, o uso de matéria-prima renovável para a produção de químicos primários, e a maior utilização de materiais alternativos em substituição de clínquer na produção de cimento.

A principal solução transversal desses setores foi a utilização de medidas de eficiência energética. Essas ações podem trazer redução de emissões no curto prazo, apresentando, em alguns casos, inclusive retorno financeiro no longo prazo.

As entrevistas validaram as análises de tecnologias e soluções do setor energético brasileiro que estão sendo desenvolvidas ou já são utilizadas pelas corporações para a descarbonização de suas operações. Em diversos casos, tais atividades representaram investimentos com bom retorno ao reduzir custos operativos. Contudo, a aplicação de algumas tecnologias, como CCUS e hidrogênio verde, ainda apresentam baixa competitividade com relação às opções de maior emissão e, por isso, terão inicialmente foco maior no mercado externo. Com a implementação de um mercado regulado de carbono no Brasil, tecnologias de baixa intensidade de carbono que ainda não tenham atingido competitividade econômica poderão ser aplicadas em maior escala internamente, contribuindo para as metas de emissões brasileiras e para a redução das externalidades causadas pela ampla utilização de combustíveis fósseis.

Este relatório buscou mostrar como o setor empresarial brasileiro poderá se beneficiar da transição para um cenário de emissões líquidas nulas até 2050. Espera-se que os pontos trazidos ajudem a comunicar e debater as ações de descarbonização do Brasil.

# Apresentação

**Este relatório apresenta uma seleção de opções de descarbonização de atividades relativas ao setor energético brasileiro. São detalhadas tecnologias promissoras com atuação transversal para redução das emissões, assim como soluções customizadas àquelas atividades com difícil abatimento de emissões. O estudo avalia vantagens comparativas do Brasil e oportunidades de novos negócios perseguidas por muitas empresas e que estão alinhados à agenda climática. Por outro lado, também destaca, sempre que pertinente, as principais barreiras e desafios a serem superados.**

O relatório se beneficiou fortemente de uma série de 22 entrevistas realizadas entre as equipes do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), a PSR e os representantes das empresas associadas entre julho e setembro de 2022. Sintetizar e sistematizar o vasto material compartilhado pelas empresas associadas ao CEBDS nas entrevistas foi tarefa árdua e complexa, pois seria improdutivo ou mesmo inviável relacionar todas as iniciativas. Optou-se assim por um subconjunto delas para comporem seções com temas específicos, de forma a maximizar a diversi-

dade das ações. As experiências corporativas apresentadas durante as entrevistas deram "vida" ao que havia sido pré-selecionado pelo CEBDS e PSR.

Para ilustrar, o desenvolvimento ou uso de energias renováveis está claramente difundido, enquanto a produção de combustíveis sustentáveis avançados está em implantação e será uma realidade num futuro próximo. Por fim, há projetos promissores em fase de estudos (cuja implantação ainda não começou), como o caso da bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS em inglês) oriundo do etanol de milho, que terá emissões negativas ao sequestrar o carbono.

O relatório organizou capítulos individuais com os seguintes temas: energias renováveis e armazenamento, gestão da demanda, veículos elétricos, hidrogênio e derivados, biocombustíveis, captura de carbono, *gas to wire*, geração de calor por biomassa e soluções baseadas na natureza. Por fim, opções para descarbonizar setores-chave da economia fazem parte do relatório, como óleo & gás, aço, cimento e indústria química.

Sem ter a pretensão de quantificar as emissões evitadas de cada opção ou como se distribuirão no tempo, o relatório mostra como o setor empresarial brasileiro poderá se beneficiar da transição *Net Zero 2050*.



# Introdução





**Os efeitos das mudanças climáticas estão cada vez mais aparentes, impactando diversos países ao redor do mundo. Já se percebe um aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos extremos, como recordes de temperatura, incêndios florestais, precipitações intensas e secas severas. Alguns exemplos recentes incluem as enchentes em Petrópolis, Alemanha e Bélgica, as crises hídricas em partes do Brasil, e as ondas de calor no Canadá, Europa e Índia.**

Estudo recente na revista *Science* aumenta as preocupações ao argumentar que estaríamos próximos de ultrapassar pontos de inflexão climáticos irreversíveis, incluindo o derretimento de enormes geleiras na Groenlândia e o conseqüente aumento do nível do mar ou o derretimento do *permafrost* [1].

Segundo o relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, da sigla em inglês) [2], eventos climáticos extremos deverão ficar mais frequentes e intensos, a depender do cenário futuro de concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera e decorrente aquecimento global. A concentração atual de CO<sub>2</sub> na atmosfera é de 426 ppm (partes por milhão), sendo que na era pré-industrial era 280 ppm, enquanto o aumento

médio da temperatura global supera 1°C quando comparado com níveis pré-industriais [3]. Caso a curva de aumento de emissões não seja revertida, o aumento da temperatura média global até o final do século pode superar 4 °C para o cenário mais extremo de concentração de carbono [4].

Para evitar esse cenário, 195 países se comprometeram, através do Acordo de Paris de 2015, com o objetivo de controlar o aquecimento máximo para não ultrapassar 2 °C até o final do século em comparação com os níveis pré-industriais. A partir das contribuições nacionalmente determinadas (NDC, pela sigla em inglês), diversos países já divulgaram suas metas individuais de redução de emissões. Até novembro de 2021, mais de 140 países, cobrindo 90% das emissões globais, já haviam anunciado ou estavam discutindo metas de neutralidade climática, sendo a maioria até 2050, como é o caso do Brasil [5].

Neste sentido, ações disruptivas em todos os setores da economia deverão ser tomadas no intuito de adotar práticas mais sustentáveis, substituir combustíveis fósseis e utilizar formas para remover o carbono da atmosfera. A Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), inclui como elementos essenciais à descarbonização as mudanças de comportamento, eficiência energética, energia elétrica renovável, hidrogênio, bioenergia e CCUS. [6]

FIGURA 1 - AUMENTO DA TEMPERATURA MÉDIA GLOBAL COM RELAÇÃO AO PERÍODO 1850-1990 [2].

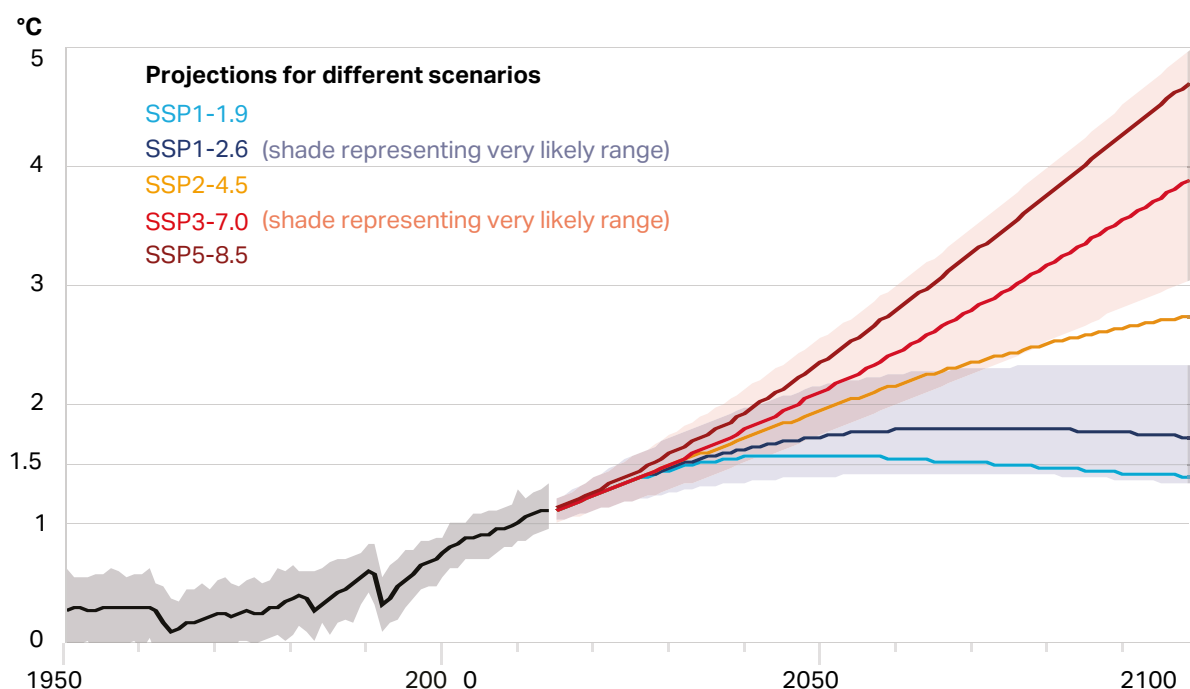
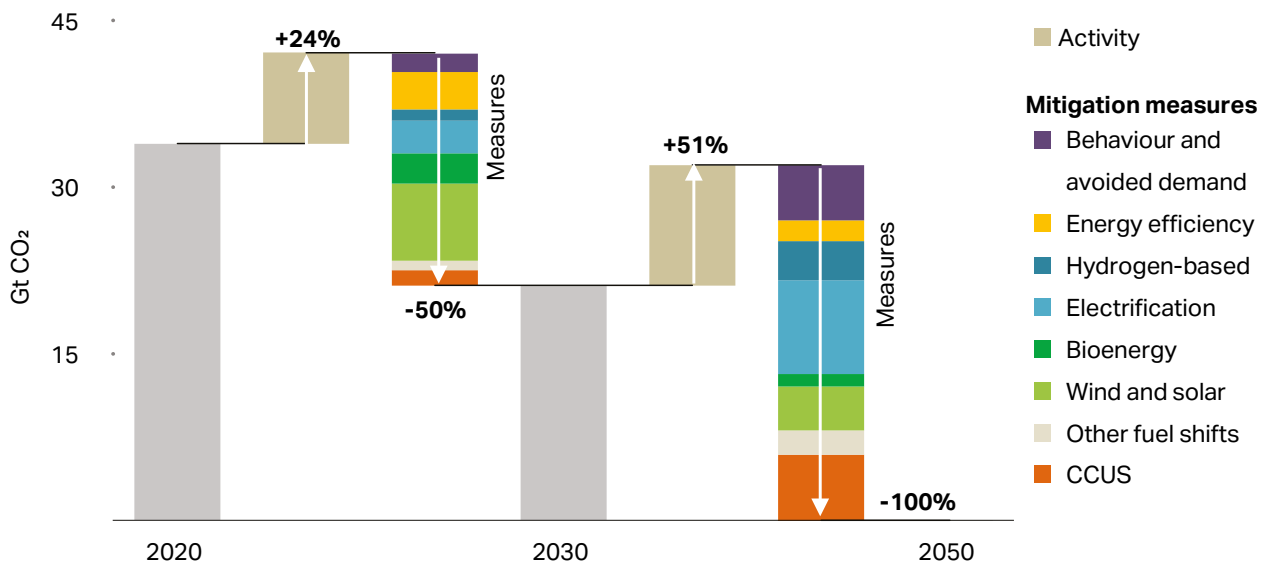




FIGURA 2 - REDUÇÕES DE EMISSÕES POR MEDIDAS DE MITIGAÇÃO NO CENÁRIO DE NEUTRALIDADE [6].



A transição energética será um processo complexo, que demandará o uso cada vez maior de fontes renováveis em detrimento de combustíveis fósseis para aproveitar ao máximo a disponibilidade de recursos naturais de cada região. As trajetórias de cada país deverão ser customizadas para considerar esses recursos e outras vantagens comparativas.

Neste sentido, o CEBDS contratou a PSR para a elaboração de um *roadmap* cujo principal objetivo é identificar, avaliar e construir um consenso claro e uma narrativa sólida sobre as oportunidades ao setor empresarial brasileiro decorrentes da transição para emissões líquidas nulas até 2050. Este relatório apresenta possíveis caminhos para a descarbonização da economia brasileira ao longo das próximas décadas baseados na inserção de novas tecnologias e modelos de negócios no Brasil e na consolidação de tendências em curso.



**A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA  
SERÁ UM PROCESSO  
COMPLEXO, QUE DEMANDARÁ  
O USO CADA VEZ MAIOR  
DE FONTES RENOVÁVEIS  
EM DETRIMENTO DE  
COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS  
PARA APROVEITAR AO  
MÁXIMO A DISPONIBILIDADE  
DE RECURSOS NATURAIS  
DE CADA REGIÃO**



# 2

## Emissões de gases de efeito estufa no Brasil

Como parte de sua mais recente NDC, o Brasil se comprometeu em reduzir suas emissões de GEE em 37% até 2025 e em 50% até 2030, baseando-se nos níveis de 2005, em que se emitiu 2,8 bilhões de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>, ou CO<sub>2</sub>e [7]. O Brasil também se comprometeu em atingir a neutralidade climática até 2050 [8]. Para atingir tal meta, trajetórias de descarbonização deverão ser feitas de forma adaptada à realidade do país, dado que a principal parcela das emissões é proveniente de desmatamento e agropecuária, enquanto no mundo a posição de maior emissor é ocupada pelo setor energético.

Segundo o Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) [9], em 2020, as emissões brasileiras foram de aproximadamente 2,2 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e, sendo o principal setor emissor o de mudanças de uso de terra e floresta. Por outro lado, se forem consideradas as emissões líquidas, o principal setor emissor seria a agropecuária, com o setor energético em segundo lugar, como mostra a Figura 3.

As atividades mais emissoras do setor energético são transporte, indústria, produção de combustíveis e geração de eletricidade centralizada, como mostra a Figura 4.

FIGURA 3 - EMISSÕES LÍQUIDAS E TOTAIS DO BRASIL EM 2020. [9]

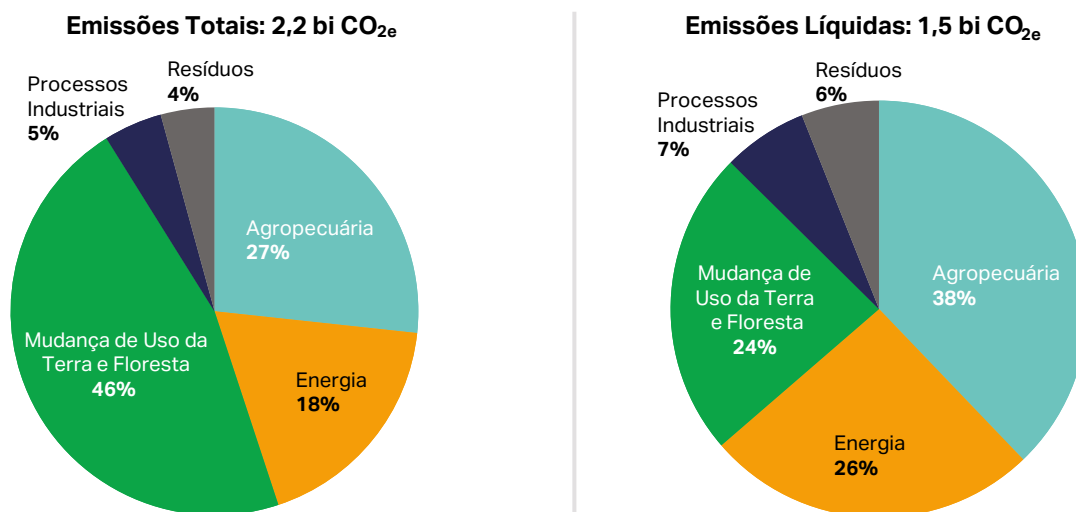
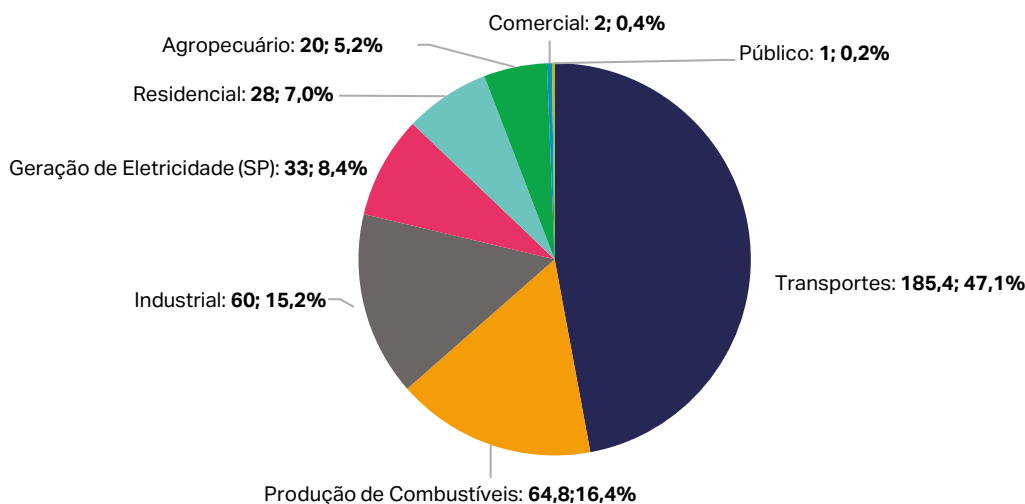


FIGURA 4 - EMISSÕES POR ATIVIDADE (MTCO<sub>2</sub>/ANO) E PARTICIPAÇÃO (%) DO SETOR ENERGÉTICO EM 2020 [9].



O foco deste relatório é analisar opções de descarbonização de atividades intensivas em carbono dentro do setor energético. Serão analisadas tecnologias com potencial de atuação transversal na redução das emissões brasileiras, assim como soluções customizadas para aquelas atividades

de difícil abatimento. Em cada seção são abordadas iniciativas das empresas com atuação no Brasil, destacando-se vantagens comparativas ou desafios para uma efetiva implementação dessas soluções em suas estratégias de redução de emissões.

### BOX 1. Estratégias de descarbonização das empresas

Seja de forma voluntária ou para aderir às políticas climáticas de seus países, diversas empresas estão definindo metas para reduzir suas emissões, inclusive buscando a neutralidade climática, o que é bastante relevante para a descarbonização global, especialmente em países que ainda não definiram uma política mais rigorosa para atender a suas NDCs.

Os compromissos empresariais levam em conta as emissões diretas de suas operações (Escopo 1) e indiretas, relativas à compra de eletricidade (Escopo 2) e, em alguns casos, oriundas de sua cadeia de valor (Escopo 3). O mapeamento e quantificação das emissões em geral é feito utilizando metodologias internacionais, como o *GHG Protocol*, o que é importante para a definição de metas sobre as emissões de uma linha de base. A iniciativa *Science Based*

*Target* (SBTi) busca orientar as empresas a definirem metas aderentes ao esforço climático global através de uma validação que segue uma rigorosa metodologia. No Brasil, a CBA, Ambev, Azul e Votorantim Cimentos são exemplos de empresas que aderiram ao SBTi.

Outra medida utilizada por companhias para guiar as iniciativas de sustentabilidade é a precificação interna de carbono. Essa medida permite que a intensidade de carbono de determinado projeto influencie sua viabilidade econômica, mesmo em países que ainda não tenham implementado um mercado regulado de carbono, como é o caso do Brasil. Na Siemens Energy, por exemplo, o valor total de carbono de cada projeto é destinado a um orçamento corporativo que poderá ser utilizado para impulsionar tecnologias de baixo carbono.

# 3

## Principais oportunidades de descarbonização

### 3.1 ENERGIA ELÉTRICA RENOVÁVEL E ARMAZENAMENTO

O Brasil possui condições favoráveis ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia, o que fica claro com a comparação das matrizes energéticas global e nacional.

Observa-se uma proporção maior da hidroeletricidade – desenvolvida por quase um século – e derivados de cana-de-açúcar – desenvolvida há quase meio século alavancada pelo Proálcool - uma resposta nacional ao primeiro choque de petróleo.

Nas duas últimas décadas houve avanço em novas fontes renováveis ou usos diferentes de fontes renováveis antigas. Por exemplo: a produção de eletricidade pelo uso de *boilers* de maior pressão e mais eficientes instalados nos engenhos de cana de açúcar, energia eólica e, mais recentemente, energia solar fotovoltaica. Considerando somente a matriz elétrica, a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade no Brasil supera 80%. A hidroeletricidade responde hoje por mais de 2/3 da produção. [12]

Como consequência de uma alta participação de fontes renováveis, as emissões de gases de efeito estufa relativas à produção de eletricidade são baixas. De acordo com o SEEG [9], da ordem de 50 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>e (menos de 3% do total) são emitidos por ano para um mercado total

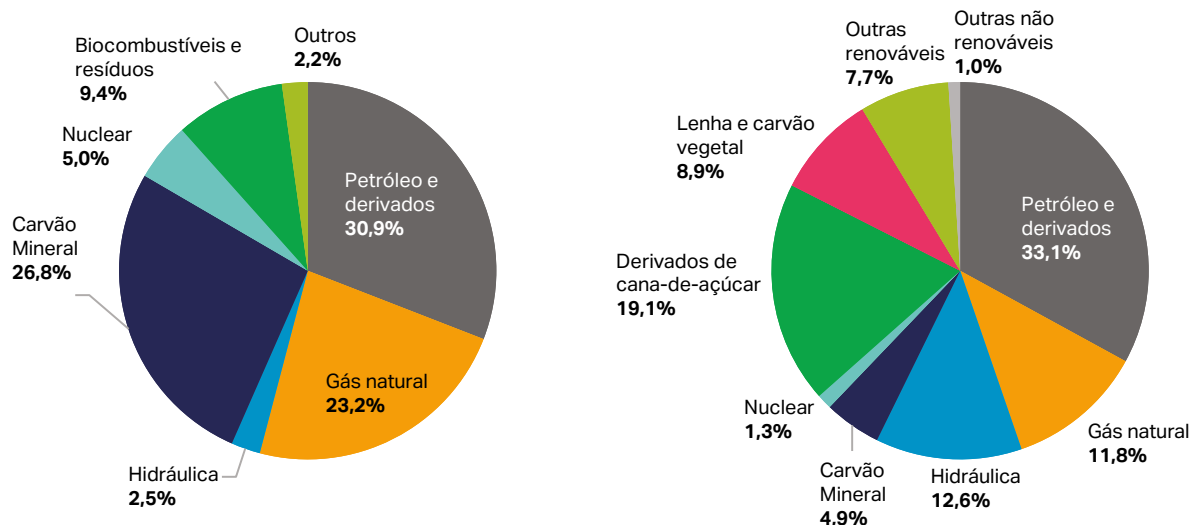
da ordem de 600 TWh/ano. Isso representa uma intensidade de carbono inferior a 100 gCO<sub>2</sub>e/kWh, ou 1/5 da média global [13].

O desafio para o Brasil será manter sua matriz renovável considerando o crescimento da demanda elétrica. Como será visto, isto não só é possível, como desejável. Um exemplo de alinhamento entre boas opções considerado as preocupações ambientais, competitividade econômica e grande potencial de desenvolvimento.

Apesar disso, é possível que as emissões relativas à produção de energia elétrica aumentem, ainda que desnecessariamente. Um exemplo é a Lei 14.182/2021 sobre a desestatização da Eletrobras, que estabelece um aumento da oferta térmica a gás natural em 8 GW com inflexibilidade mínima de 70%. Uma estimativa preliminar conservadora é que 20 milhões de tCO<sub>2</sub>/ano serão emitidas<sup>1</sup>. Outro exemplo foi a emenda do Projeto de Lei 712/2019, que mantém subsídio para geração a carvão.

O setor elétrico será peça chave para o Brasil atingir o objetivo de emissões líquidas nulas até 2050. Apesar da matriz elétrica nacional ter peso relativamente pequeno nas emissões atuais, se for possível expandi-la nos próximos 10 ou 20 anos com fontes renováveis e recursos de armazenamento, o setor elétrico poderá viabilizar a descarbonização da economia pela eletrificação do transporte e indústria e produção de hidrogênio e amônia verde.

FIGURA 5 - MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL 2019 (ESQUERDA) [10] E BRASILEIRA 2020 (DIREITA) [11]



<sup>1</sup> Considerando fator de emissão de 0,4 tCO<sub>2</sub>/MWh e uma inflexibilidade de 70%, a emissão mínima seria 0,70 x 8000 MW x 8760 h/ano x 0,4 tCO<sub>2</sub>/MWh ≈ 20 milhões de toneladas CO<sub>2</sub>/ano, o que aumentaria em ~30% as emissões atuais.

O projeto *Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil* [14], financiado pela GIZ no âmbito da cooperação técnica Brasil-Alemanha, avaliou se é possível expandir a oferta de energia elétrica no Brasil majoritariamente com fontes renováveis. O estudo avaliou opções de expansão de mínimo custo (investimento e operação), considerando o atendimento a três requisitos do sistema: energia, demanda máxima e reservas operativas. Buscou-se uma matriz que equilibrasse estes requisitos técnicos com econômicos (minimização do valor presente do custo de investimento e operação), e indicadores de qualidade de desempenho do sistema.

O estudo utilizou modelos da PSR para planejar a expansão da geração e transmissão. Todas as tecnologias de geração foram consideradas, representadas por parâmetros técnicos, restrições operativas, custos de investimento e de operação. O estudo também avaliou os reforços na rede necessários para acomodar esta expansão de capacidade. Para assegurar a confiabilidade da operação do SIN, análises estáticas e dinâmicas da rede elétrica foram feitas, como fluxo de potência ótimo, análise de contingências, análise de potência de curto-circuito, análise de estabilidade a pequenas perturbações, análise de estabilidade de frequência e de estabilidade transitória.

A conclusão é que uma expansão massiva de fontes renováveis, sobretudo energia eólica e solar, é tecnicamente viável e economicamente desejável, por ser a opção mais econômica para o consumidor de energia elétrica.

Vale ressaltar a complementaridade entre a energia eólica - que aumenta à noite - e a energia solar, o que permite um uso compartilhado das instalações de transmissão. Fortes reforços de transmissão serão necessários, principalmente na região Nordeste, que terá maior conexão de usinas renováveis à rede. Identificou-se a necessidade de investir em mais de 20 mil km de linhas de transmissão da rede básica. Sob condições extremas de penetração instantânea de energia solar e eólica, problemas locais de insuficiência de potência de curto-circuito podem ser remediados pela instalação de compensadores síncronos em subestações próximas aos *hubs* dos principais parques eólicos e solares. A contribuição destes parques para as funções do sistema (controle de tensão, injeção

de corrente durante falhas) é necessária para uma operação estável. No caso da energia solar, cerca de metade da nova oferta de capacidade virá de usinas centralizadas e metade através da geração distribuída.

O estudo mostrou ainda que as hidrelétricas serão fundamentais para apoiar esta trajetória, pois conseguem absorver flutuações de curto prazo da produção eólica e solar reduzindo a necessidade de uso de usinas a gás. A operação dos reservatórios será alterada, principalmente no Nordeste, pois menos água precisará ser transferida do período úmido para o período seco, pela maior geração eólica. Observou-se ainda que os reservatórios deverão no futuro operar em níveis mais elevados que os atuais, o que aumenta a potência disponibilizada para o atendimento da demanda máxima do sistema e garante maior flexibilidade operativa.

Para a expansão prevista, o sistema teria uma participação de 90% de geração renovável com as hidrelétricas respondendo por 50% do total. A intensidade das emissões seria baixa (~50g CO<sub>2e</sub>/kWh) e poderia ser compensada com estratégias de fixação de carbono (ver Seção 3.9, que trata de Soluções Baseadas na Natureza), como na captura de CO<sub>2</sub> da fermentação da cana ou milho para a produzir etanol, resultando em emissões negativas.

O estudo não indicou expansão de cogeração com biomassa de cana-de-açúcar como alternativa econômica para estrutura de custos da indústria sucroalcooleira atual, o que pode vir a ser alterado se a oferta de biomassa (bagaço e palha) aumentar pelo avanço da cana-energia. Como mostra a Seção 3.5, esta biomassa poderá ainda ser "disputada" com o setor de biocombustíveis para produzir etanol de segunda geração ou outros biocombustíveis avançados. Não é fácil antecipar qual o uso prevalecerá, por isso, não seria indicado *a priori* descartar um "ressurgimento" da bioeletricidade.

### Térmicas "Zero-Carb"

Uma possibilidade de oferta não renovável de baixa emissão ainda inexplorada no Brasil é a *Gas to Wire* com captura e sequestro de carbono. Segundo este conceito, a geração de energia seria feita por usinas térmicas com gás natural associado à produção de petróleo em campos *offshore*, que estariam localizadas na própria plataforma. A eletricidade é transportada via cabos submarinos e o CO<sub>2</sub> da



combustão é reinjetado no campo de petróleo, o que tem valor econômico por aumentar a extração de petróleo (*enhanced oil recovery*). Será preciso avançar na viabilidade técnica e econômica desta opção. Mas se viável, representa uma usina térmica com baixíssima intensidade de carbono. Essa opção será abordada em mais detalhe na Seção 3.7.

### Armazenamento de energia e gestão da demanda

O Brasil precisará contratar nova oferta para aumentar a flexibilidade operativa do sistema e garantir o atendimento da demanda máxima com reserva adequada à manutenção de um serviço de energia elétrica com qualidade, mesmo considerando fortes variações na produção solar ou eólica. Isto terá importância crescente no tempo, na medida em que novas usinas hidrelétricas provavelmente terão maior dificuldade de serem construídas, considerando suas restrições socioambientais.

As opções de menor impacto ambiental para aumentar a oferta destes serviços são os sistemas de armazenamento de energia (ex. hidrelétricas reversíveis ou baterias), que consomem energia em momentos de menor demanda e geram energia em períodos de maior demanda. Podem ainda oferecer serviços auxiliares, como a reserva operativa.

Algumas opções complementares para o aumento da flexibilidade operativa incluem a digitalização das redes elétricas, a resposta da demanda (tanto do segmento industrial como no residencial e comercial) o que precisará de mecanismos (ex. preços horários) ainda não vigentes, medidores inteligentes e benefícios (ex. descontos) a consumidores que reduzirem o consumo em momentos críticos para o suprimento do sistema.

### Planejamento

O planejamento da expansão da oferta de energia precisará incorporar incerteza e variabilidade da produção eólica e solar fotovoltaica, que tem características diferentes da incerteza hidrológica relativa à produção hidrelétrica. O planejamento setorial deve ainda atentar para tecnologias com rápida evolução, com grande queda de custos. Felizmente, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) têm trabalhado para continuamente aperfeiçoarem seus processos internos considerando esta complexifi-

cação tanto pelo lado da oferta (ex. fontes variáveis de produção, armazenamento de energia, geração distribuída), como pelo lado da demanda (eletrificação da economia, resposta da demanda, etc.)

A importância de novas metodologias “estado-da-arte” para o planejamento precisará ainda considerar uma forte integração entre estudos energéticos com os elétricos. Será preciso aumentar a resolução temporal (ex. simulações cronológicas horárias ou com intervalo menor, reservas, rampas, etc.), sazonalidade das fontes, correlações entre elas e correlação espacial para a mesma fonte. Isto será fundamental para capturar e incentivar adequadamente o efeito portfólio do desenvolvimento de diferentes fontes de energia distribuídas espacialmente sem, entretanto, descuidar da confiabilidade.

### Riscos e oportunidades à descarbonização

O Brasil apresenta vantagens comparativas claras para perseguir uma rota de Net-Zero com relação à maioria dos países. Usando a linguagem do livro *How to Avoid a Climate Disaster*, de Bill Gates [15], o prêmio verde do Brasil é baixo.

Para além das razões já apontadas, vale destacar o fato de existir um sistema interligado nacional e mecanismos bem estabelecidos de leilões para contratação de nova oferta de geração e transmissão. Finalmente, os grandes reservatórios e as possibilidades de no futuro o Brasil investir em usinas reversíveis e outros sistemas de armazenamento de energia com grande flexibilidade operativa apoiam esta expansão renovável.

Os maiores riscos para a agenda de descarbonização do setor energético fortemente calcada na eletrificação da economia e produção de energia elétrica limpa e renovável são *lobbies* que atuam para promover fontes específicas, como no caso dos jabutis da Lei Nº 14.182/2021, que estabeleceu a contratação de 8 GW de térmicas a gás com inflexibilidade mínima de 70%, o que provocará um salto nas emissões, além de ser uma oferta menos competitiva pelo alto preço do gás natural e necessidade de construção de gasodutos em estados atualmente sem esta infraestrutura. Assim, além do impacto climático deverá haver um impacto tarifário.

Por outro lado, a grande oportunidade para reduzir as emissões de setores como o de transporte ou indústria, será uma combinação da eletrifica-

ção de transporte e processos industriais com a produção de uma energia elétrica renovável competitiva. A carga elétrica deverá crescer pela substituição de energéticos. Estima-se que se todos os ônibus urbanos fossem eletrificados, o consumo anual aumentaria em 15 TWh e a demanda em 7 GW. Por outro lado, em 2050 o país poderá ter mais de 40 milhões de veículos elétricos, com acréscimo do consumo elétrico de 100 TWh/ano (~1/6 do consumo atual) e 60 GW de demanda, ou 2/3 da demanda máxima atual. Finalmente, a produção de hidrogênio renovável, seja para uso direto ou como insumo para produção de amônia verde ou combustíveis sintéticos, poderia representar algo como 20% do mercado elétrico brasileiro em 2050. Assumindo uma produção de H<sub>2</sub> contínua, a demanda elétrica resultante seria da ordem de 30 GW, o que equivale a 1/3 da demanda máxima atual ou 1/6 da demanda máxima projetada para 2050.

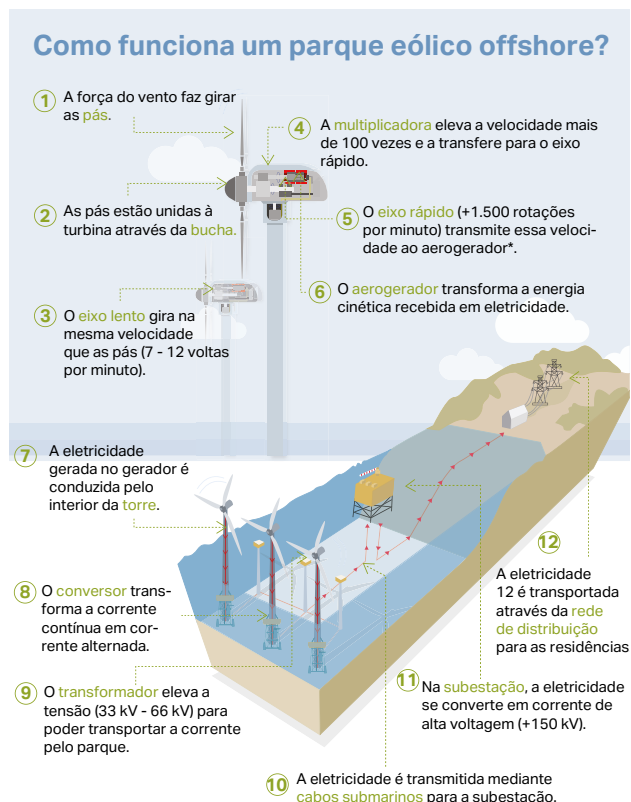
Não é exagero dizer que o Brasil é um dos países com maior potencial para liderar uma agenda de descarbonização em que um dos pilares centrais é a oferta de energia limpa e competitiva. A seguir apresentamos uma amostra do que muitas empresas associadas ao CEBDS vêm desenvolvendo nesta área.

### Iniciativas empresariais

Percebendo o potencial brasileiro para a expansão de fontes renováveis no setor elétrico, diversas empresas estão buscando novos projetos, especialmente de eólica e solar. A seguir, foram destacados algumas dessas iniciativas.

A Neoenergia acredita que a energia renovável é o caminho para a descarbonização da economia. Com o Complexo Eólico Neoenergia Chafariz (471 MW) na Paraíba, os parques eólicos Neoenergia Oitis (567MW) na Bahia e Piauí e o projeto solar Neoenergia Luzia (149 MWp), a geração de energia renovável corresponderá a 90% da matriz da empresa. A Neoenergia também iniciou o licenciamento ambiental de três novos projetos de eólicas *offshore*, somando 9 GW de capacidade instalada, que estarão localizados no Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Ceará. A Shell Brasil também estuda a eólica *offshore*, tendo aplicado para o licenciamento de seis áreas, e está participando do processo de definição do marco regulatório.

FIGURA 6 – ESQUEMA DO FUNCIONAMENTO DE PARQUE EÓLICO OFFSHORE [16].



Com relação à fonte solar, Shell Brasil e Gerdau fecharam acordo para formação de *joint-venture* para desenvolver um parque solar fotovoltaico em Minas Gerais com 260 MWp a ser construído em 2023 para atender a demanda elétrica das unidades de produção de aço da Gerdau e o mercado livre.

A Energisa também está investindo em projetos de geração solar, como a Usina Solar Rio do Peixe I e II com 70 MW de capacidade instalada, que iniciou suas operações em setembro de 2022. Por fim, outro projeto de energia solar é o Complexo Solar Futura I na Bahia em desenvolvimento pela Eneva que deverá entrar em operação no final de 2022, com 671 MW de capacidade.

A Elera Renováveis também atua no setor de energia renovável por meio das fontes eólicas, solares, hídricas e de biomassa. Atualmente possuem, em operação ou em desenvolvimento, 31 parques eólicos, 42 usinas hidrelétricas, 34 parques solares e 4 usinas de biomassa, contabilizando uma capacidade total instalada de 2GW na América Latina, com a maior parte localizada no Brasil. Eles possuem a meta de investimento de R\$ 5,8 bilhões em projetos hídricos, eólicos e solares, dobrando a capacidade instalada até 2023. [17]

O grupo Eletrobras está investindo em projetos Pesquisa e Desenvolvimento de novas tecnologias de geração e armazenamento, focando em sinergias entre as fontes. Foram feitos, pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), projetos de solar fotovoltaica flutuante nas usinas hidrelétricas de Sobradinho e Boa Esperança, e, por Furnas, um projeto solar heliotérmico em Goiás e um projeto na UHE Itumbiara que explora a sinergia entre energia solar fotovoltaica terrestre, flutuante e sistemas de armazenamento de energia via baterias de lítio e hidrogênio.

Estão sendo criados ainda projetos para tornar a geração em microrredes e sistemas isolados mais sustentável. O projeto Vila Restauração, iniciado em 2019 pela Energisa, compreende a instalação de micro rede composta por uma usina solar fotovoltaica (325 kWp), armazenamento de energia com uso de baterias (829kWh), além de geração de backup a biodiesel em comunidade localizada na Reserva Extrativista do Alto Juruá, no Estado do Acre.

Um conjunto de ações que reúne mobilidade elétrica, inovação tecnológica e ampliação de fontes não poluentes de energia constituem o Programa Energia Sustentável Noronha da Neoenergia, que prevê a implantação de soluções energéticas renováveis e de estímulo à preservação do arquipélago de Fernando de Noronha. O programa contempla um convênio internacional com o Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT, na sigla em inglês). A universidade iniciou estudos com o objetivo de apontar matrizes viáveis de geração de energia renovável na ilha.

### 3.2 GESTÃO DA DEMANDA

Quando se fala em gestão da demanda, as políticas de eficiência energética ocupam primeiro lugar nas práticas em busca da descarbonização. No entanto, com o advento da descentralização dos mercados elétricos e o desenvolvimento de tecnologias de medição e aplicação de estruturas tarifárias sofisticadas, o consumidor passou a ocupar um papel ativo na operação dos sistemas elétricos, sendo capaz de flexibilizar cada vez mais sua demanda por energia, para além da busca por seu uso mais eficiente, em resposta a sinais econômicos promovidos pelo contexto operativo. A atuação mais ativa dos consumidores será importante para diminuir a complexidade de adaptação do setor elétrico ao cenário de aumento de carga com eletrificação direta e indireta da economia.

Desta forma, as discussões aqui realizadas sobre gestão da demanda, serão divididas entre mecanismos de resposta da demanda e políticas de promoção da eficiência energética.

#### Resposta da demanda

A resposta da demanda é um mecanismo bastante conhecido e amplamente utilizado para balancear a oferta e demanda em sistemas elétricos através da redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos. Esta redução pode ocorrer durante algumas poucas horas do dia – para a gestão de problemas de potência, por exemplo – ou ao longo de vários dias, semanas ou meses – para a gestão de problemas de energia.

FIGURA 7 - USINA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE, NO RESERVATÓRIO DE SOBRADINHO NA BAHIA.



Em todos os casos, o consumidor recebe um incentivo econômico.

Apesar de os mecanismos de resposta da demanda poderem servir a diversos objetivos diferentes, existem basicamente duas abordagens de incentivos à redução de consumo:

1. Modelo de clientes **não despacháveis**: a redução da demanda é aplicada através de estruturas tarifárias que induzem os consumidores a gerenciar seu uso de energia elétrica e modular sua carga. Este modelo às vezes também é referido como programa (puramente) baseado em preços. Existem diferentes programas dentro desta macro-categoria, adotados em diversos países.
2. Modelo de clientes **despacháveis**: a redução da demanda é realizada de acordo com instruções dadas por um centro de controle e os consumidores finais participantes devem reduzir sua carga quando solicitados. Como contrapartida, estes consumidores recebem incentivos financeiros pela redução da demanda. Esta classe de programas de resposta da demanda é mais sofisticada, envolvendo acordos condicionais de redução da demanda. Portanto, tende a ser mais cara, apesar de ter uma ação mais "cirúrgica" no atendimento de necessidades do sistema elétrico.

Como o primeiro modelo envolve sinalização de longo prazo, quando se discute flexibilização da operação, o segundo modelo é o que ganha destaque. No entanto, ambos são interessantes para reduzir emissões, sendo o primeiro mais efetivo para reduzir emissões de maneira sustentável no longo prazo.

No Brasil, os mecanismos de resposta da demanda remontam desde o racionamento de energia, em meados de 2001, quando os consumidores tiveram que reduzir a demanda em 20% para superar uma das piores crises de suprimento de energia da história do setor elétrico brasileiro. No entanto, de lá para cá, poucos mecanismos de resposta da demanda foram propostos ou implantados no arcabouço regulatório.

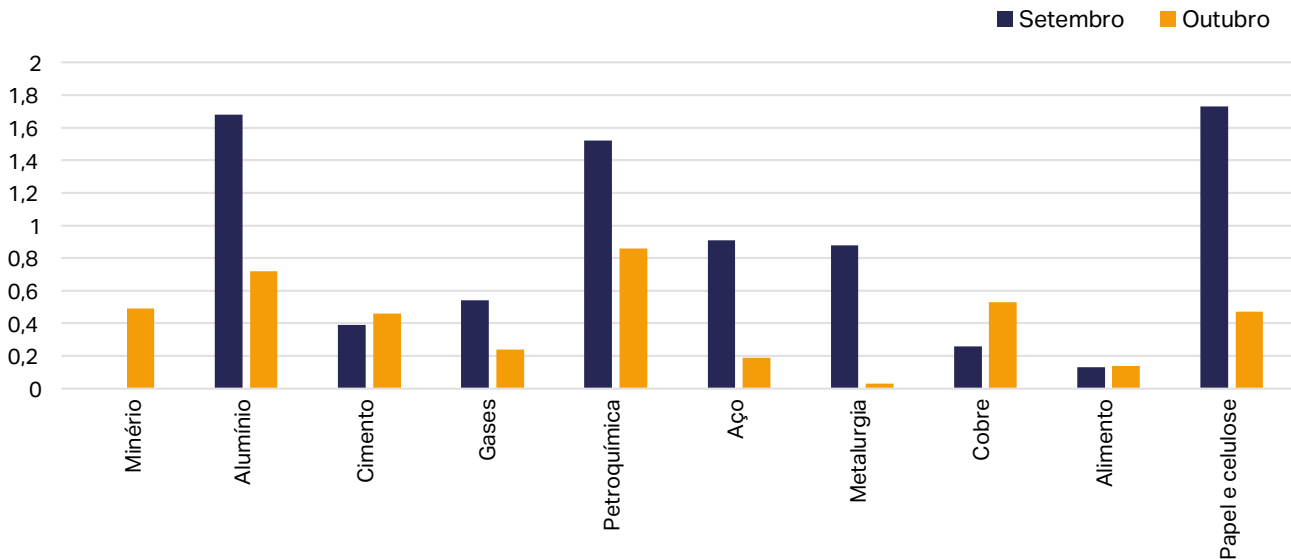
Parte da inexistência de mecanismos deste tipo pode ser atribuída à composição de nossa matriz energética, ao modelo regulatório escolhido para o setor e à dinâmica de preços, fatores que juntos tornam complexa a tarefa de fornecer incentivos aos consumidores para participação ativa no mercado de energia. Lembrando que no sistema elétrico brasileiro não existe mecanismo de capacidade e que os serviços ancilares são majoritariamente providos pelas hidrelétricas a preços muito baixos.

Em 2017, mais de 15 anos após o racionamento, foi criado o Programa Piloto de Resposta da Demanda, como tentativa de entender como esse serviço poderia se dar no Brasil. Este programa previa a redução de demanda realizada de consumidores previamente habilitados por incentivos financeiros, tendo vigência estabelecida entre janeiro de 2018 e junho de 2019, com extensão até o dia 27 de junho de 2022. Em um primeiro momento, os consumidores participantes deviam estar conectados aos submercados Norte e Nordeste. Entretanto, essa restrição foi retirada, sendo possível consumidores de qualquer mercado participarem.

Já no ano de 2021, em um cenário de possível crise hídrica, um novo mecanismo de resposta da demanda foi criado, denominado Redução Voluntária da Demanda (RVD). Entretanto, devido ao seu caráter emergencial, sua vigência foi curta. A partir da análise dos dados divulgados pela CCEE, é possível mensurar a participação dos agentes por segmento industrial e avaliar seu atendimento ao programa.

A Figura 8 abaixo compara a redução dos montantes preliminares respondida em média por segmento entre os meses de setembro e outubro de 2021. A RVD reduziu em 40 GWh o consumo nestes meses.

FIGURA 8 - RESPOSTA MÉDIA (GWH) DAS EMPRESAS POR SEGMENTO. ELABORAÇÃO PRÓPRIA A PARTIR DE [18] E [19].



A resposta da demanda tem sido historicamente utilizada no contexto de aumento de flexibilidade operativa do sistema, o que contribui para o esforço da descarbonização ao suportar uma maior expansão das fontes renováveis intermitentes e reduzir emissões de carbono de combustíveis fósseis pela redução de necessidade de nova oferta.

Uma oportunidade ainda pouco explorada no Brasil é implementar a resposta da demanda a partir de um modelo de "clientes não despacháveis", com estruturas tarifárias que privilegiem, a partir de sinais econômicos, a redução de consumo nos horários de ponta, quando geradores termelétricos são mais acionados. Uma ação ainda tímida são as bandeiras tarifárias, que estimulam a redução de consumo quando os níveis dos reservatórios estão baixos e o acionamento termelétrico é maior.

Apesar de mecanismos de resposta da demanda serem uma oportunidade para a descarbonização, ainda há barreiras para este desenvolvimento, como questões regulatórias relacionadas à falta de regulamentação e formulação de mecanismos com produtos bem desenhados para os contextos dos diferentes segmentos do mercado brasileiro. Outro desafio é educar e mobilizar a indústria a realizar investimentos ou reorganizar processos para conseguir aderir aos programas, o que tende a contrariar a lógica da manutenção de um processo produtivo.

A Schneider Electric, por exemplo, tem uma atuação na transição energética voltada para a gestão pelo lado da demanda, focando em eficiência ener-

gética, resposta da demanda e redes inteligentes. Em 2022, adquiriram a AutoGrid, com o objetivo de oferecer serviços de resposta da demanda com foco em inteligência, digitalização, *analytics* e gestão. Em projetos recentes de resposta da demanda, foi possível evitar investimentos em expansão de infraestrutura de fornecimento de eletricidade ao instalar sistemas de controle em edifícios e fábricas nos Estados Unidos.

### Eficiência energética

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética:

*Eficiência significa fazer mais (ou, pelo menos a mesma coisa) com menos, mantendo o conforto e qualidade. Quando se discute energia, eficiência energética significa gerar a mesma quantidade de energia com menos recursos naturais ou obter o mesmo serviço ("realizar trabalho") com menos energia.*

Em um conceito mais amplo, Eficiência Energética está ligada ao uso racional das fontes de energia. Apesar deste uso racional ter como principal diretriz a redução do consumo de energia elétrica, este também está ligado a temas como melhorias na qualidade do serviço de provisão de energia, redução das perdas, redução da expansão de redes elétricas, gasodutos e outros e, no contexto atual, a descarbonização.

No Brasil, os altos índices de perdas e tarifas elevadas de energia têm estimulado consumidores, regulador e governo a buscarem formas

para aumentar a eficiência do uso da energia, o que parece largamente possível. De acordo com o *International Energy Efficiency Scorecard* [20] - relatório que examina as políticas de eficiência e o desempenho de 25 dos principais países consumidores de energia do mundo, o Brasil se encontra em 2022 na décima nona posição<sup>2</sup>, como indica o mapa abaixo.

Dentre as iniciativas para incentivar a eficiência energética, destaca-se o projeto-piloto de um leilão de eficiência (LEFE) em Roraima para (1) selecionar uma concessionária para operar o sistema de iluminação pública de Boa Vista, com redução do consumo de energia elétrica de pelo menos 0,5 MW médio; (2) selecionar concessionária para aumentar a eficiência elétrica de unidades consumidoras residenciais e comerciais totalizando 7 lotes, organizados por conjuntos de bairros, cada qual com obrigação de redução de montante de energia de 0,5 MW médio.

Boa Vista é a única capital brasileira que não está integrada no Sistema Interligado Nacional (SIN) e, por isso, depende de geração local a diesel e gás natural, com parte significativa dos custos sendo subsidiada por ser alocada aos demais consumidores do Brasil através da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Nesse sentido, a redução do

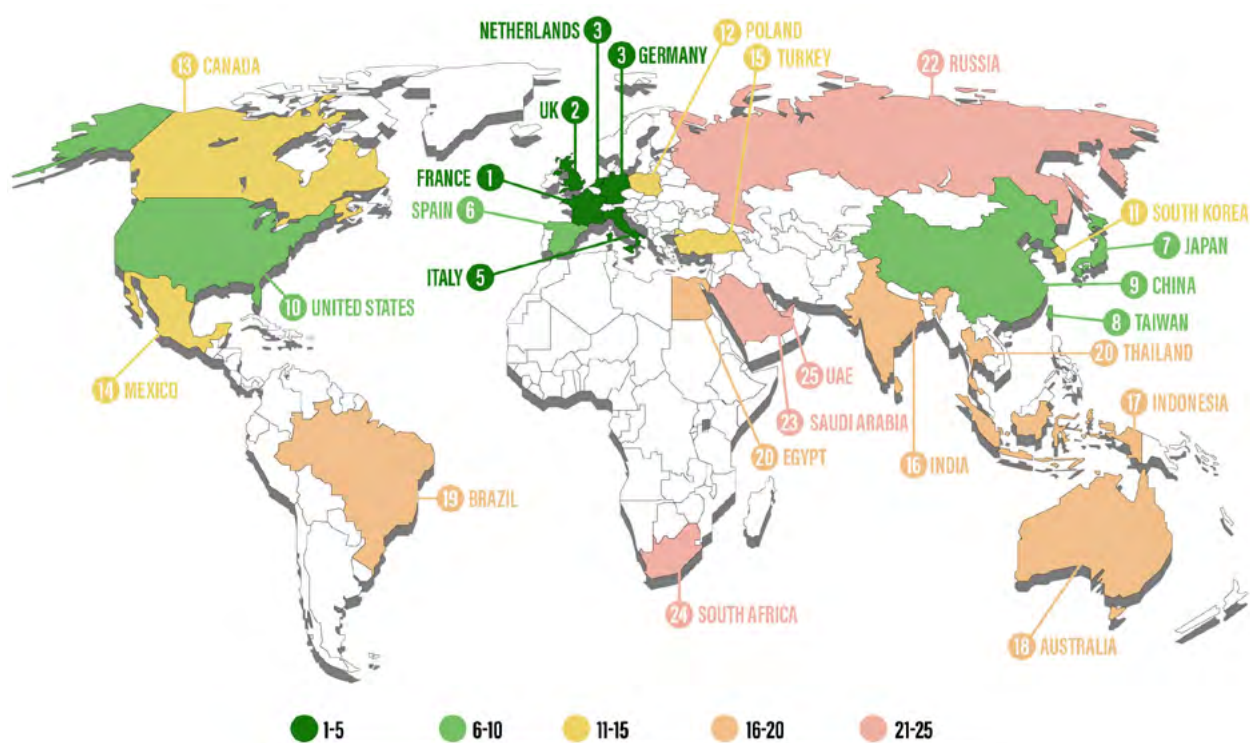
consumo e o uso eficiente da energia elétrica na região representam benefícios como a redução do subsídio aos custos anuais de geração na área, redução de investimentos em expansão, melhoria da qualidade da energia, redução de perdas técnicas e redução de emissões.

Além do uso em sistemas isolados, ações de eficiência energética podem, de modo geral, reduzir a necessidade de expansão do sistema elétrico e evitar a utilização de recursos fósseis para a geração de energia.

Para além do setor elétrico, a realização de projetos para o aumento de eficiência na indústria permite uma redução no uso de combustíveis fósseis para a geração de calor, reduzindo a intensidade de carbono dos processos produtivos. Esses projetos, em muitos casos, são capazes inclusive de gerar ganhos econômicos no longo prazo, apresentando custos de mitigação de carbono negativos.

Por esse motivo, medidas de eficiência energética estão presentes nas estratégias de descarbonização de diversas empresas, como a Ambev, que possui um controle operacional de todas as suas cervejarias e verticalizadas para gestão de eficiência energética. Além disso, em 2021, a companhia conseguiu atingir 100% de eletricidade renová-

FIGURA 9 - RANKING DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DOS PAÍSES ANALISADOS [20]



<sup>2</sup>São utilizadas 36 métricas para avaliar o compromisso nacional de cada país em economizar energia, bem como suas políticas de eficiência e desempenho nos setores de edifícios, indústria e transporte.

vel em todas as suas unidades do Brasil e mais 4 países. No mesmo ano, anunciou suas primeiras unidades carbono neutras, que conseguiram atingir reduções de emissões de até 85%.

Por outro lado, empresas como a Schneider Electric de forma isolada ou em conjunto com outras soluções da Indústria 4.0, oferecem soluções para digitalização de processos, uso de inteligência artificial, computação na nuvem, realidade aumentada, *cyber* segurança, dentre outros para este mercado

A Toyota, por exemplo, possui metas de redução de emissões próprias e para sua cadeia de suprimento. Para isso, a empresa promove avaliações e premiações com os fornecedores, além de trocar experiências de iniciativas de descarbonização com fornecedores como a Bosch, que já é neutra em carbono. As quatro fábricas da Toyota no Brasil já trabalham com energia renovável desde 2015 e I-RECs de plantas eólicas desde 2019. A meta dessas fábricas é se tornarem neutras em carbono até 2035 e até 2050 buscam que seus parceiros atinjam a mesma meta. Para isso, há grande ênfase na eficiência (sistemas eficientes, *kaizen*, melhoria contínua, utilização de vários insumos e resíduos), o que também traz retornos financeiros.

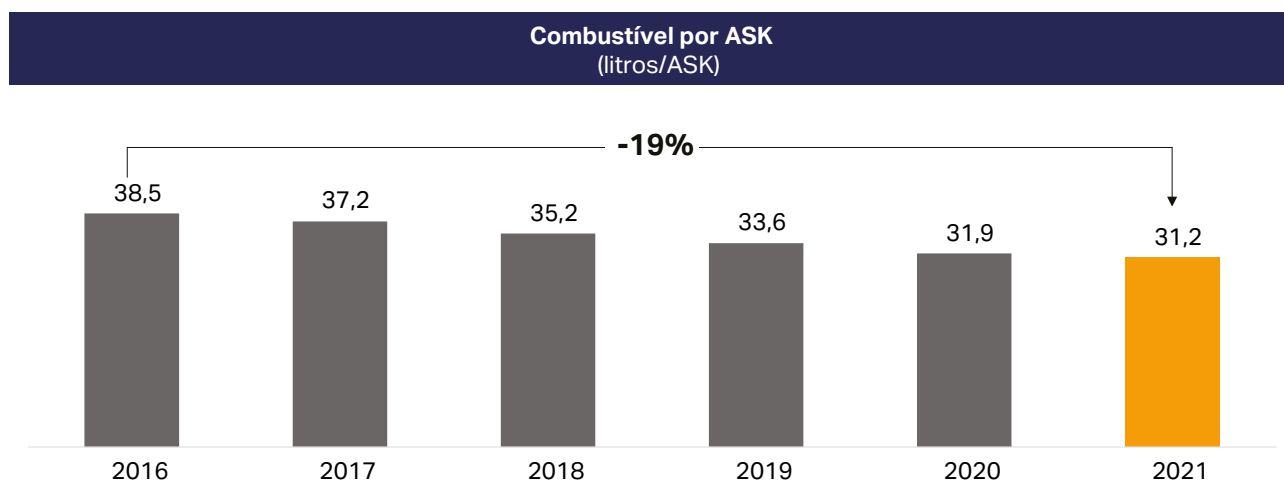
Além da indústria, ações de eficiência energética causam impacto positivo também no setor transporte. A Azul, por exemplo, busca reduzir suas emissões a partir da renovação da frota para ter aeronaves mais eficientes e leves, otimização de rotas e melhorias operacionais, como otimização de tipo de aeronave para cada rota. O foco de curto prazo é a substituição por aviões de última geração (2ª geração), que

são em torno de 20 a 30% mais eficientes do que a geração anterior. Devido às medidas implementadas, foi observada uma redução de 19% de consumo de combustível por assento-quilômetro disponível (ASK, na sigla em inglês) entre 2016 e 2021.

A Ambev também implementou medidas para aumentar a eficiência do transporte de seus produtos via caminhões. Em parceria com outras empresas (JBS, Minerva, Unilever), foi implementado o projeto de Frota Compartilhada, no qual é dividido o espaço de carregamento dos caminhões entre as empresas parceiras. A iniciativa tem o objetivo de otimizar as rotas e utilizar toda a capacidade do caminhão, reduzindo o consumo de combustível e, assim, as emissões.

Há, contudo, barreiras à implementação de mais projetos de eficiência energética, especialmente na indústria. Dentre as principais barreiras, estão: a falta de priorização de investimentos por parte de empresas nessas ações, a resistência no Brasil à assinatura de contratos de performance, em que investimentos em eficiência energética são feitos por terceiro que dividirá o resultado econômico da redução de consumo com a empresa, altos custos de investimentos iniciais para ter retorno no médio/longo prazo, a inadequação das linhas de financiamento para ações de eficiência energética, entre outras. Alguns programas estão sendo criados para reduzir essas barreiras, como o Programa de Garantia a Crédito para Eficiência Energética do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o Programa Investimentos Transformadores de Eficiência Energética na Indústria (Potencializee), liderado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e coordenado pelo GIZ.

FIGURA 10 - REDUÇÃO DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL POR ASSENTO-QUILÔMETRO DISPONÍVEL



### 3.3 VEÍCULOS ELÉTRICOS

A descarbonização do setor de transporte é um elo relevante para a transição energética brasileira, devido à alta participação do setor nas emissões totais do país. Em 2020, o setor de transporte foi responsável por 9% das emissões brasileiras, com o transporte rodoviário representando 90% dessas emissões [9]. O impacto ambiental desse setor, que está relacionado com sua alta dependência de combustíveis fósseis, poderá ser reduzido com algumas soluções, dentre elas a eletrificação. Essa solução permitiria a redução de emissões devido à alta participação de renováveis na matriz elétrica brasileira, tomando proveito da infraestrutura de distribuição de eletricidade já existente.

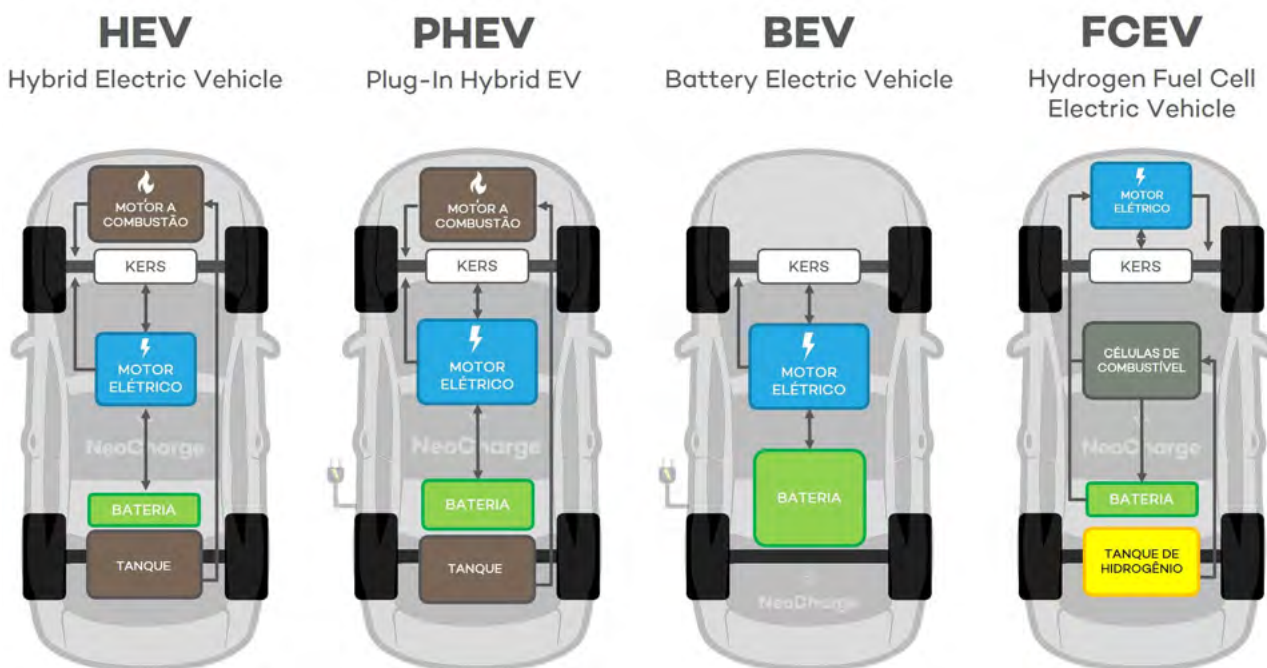
Há diversas tecnologias já comercialmente disponíveis para a eletrificação desse setor. Dentre os veículos com motores elétricos, consideram-se: híbridos com motor a combustão e recarga a partir de freios regenerativos e do próprio motor a combustão (*Hybrid Electric Vehicle* – HEV), híbridos com recarga externa (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* – PHEV), 100% elétricos a bateria (*Battery Electric Vehicle* – BEV), com célula a combustível (*Fuel Cell Electric Vehicle* – FCEV) e com catenárias. Cada modelo apresenta suas peculiaridades e adequabilidade para cada situação.

Os modelos híbridos são considerados em geral como modelos de transição para os veículos leves, já que não dependem de uma extensa infraestrutura de recarga. Os HEVs aumentam a eficiência do veículo a combustão, podendo reduzir em até 40% as emissões do tanque à roda, e, se for considerado um motor *flex* rodando com etanol, como é o caso do modelo Toyota Corolla Cross, a redução pode alcançar 78% [22] na intensidade de carbono do veículo de poço à roda<sup>3</sup>. Enquanto isso, o PHEV permite ainda o uso exclusivo de energia elétrica para o transporte, podendo reduzir ainda mais a intensidade de carbono, se utilizado em local com matriz elétrica renovável.

O mesmo ocorre para veículos totalmente elétricos a bateria, já que sua única fonte de energia seria a eletricidade. No caso do Brasil, a alta participação de energias renováveis traz uma intensidade de 11 gCO<sub>2</sub>/km<sup>4</sup> para veículos leves, de acordo com o cenário da matriz em 2020, o que significa uma redução de 93% nas emissões de poço à roda com relação àquelas de um veículo a gasolina: 151 gCO<sub>2</sub>/km [23].

A adoção em larga escala desta modalidade, entretanto, depende de uma infraestrutura extensa de recarga, o que demandará grandes investimentos. Isso representa um desafio para o desenvolvi-

FIGURA 11 - MODELOS DE VEÍCULOS COM MOTORES ELÉTRICOS [21]



<sup>3</sup> Medida que inclui todas as emissões relacionadas com os processos de produção, processamento, distribuição e uso

<sup>4</sup> Para valores de 2020 de emissões totais da geração centralizada (seeg [9]) e geração de eletricidade (ONS [114]).



to dessa tecnologia, considerando a ainda pequena frota de veículos elétricos e menor atratividade econômica dos investimentos.

Apesar disso, algumas empresas brasileiras já estão tomando ações no sentido de estruturar a infraestrutura necessária. A solução de carregamento rápido da Shell (*Shell Recharge*) teve sua primeira instalação em um eletroposto da Raízen em São Paulo como parte do Programa de Eletromobilidade que tem a meta de instalar até 35 novos postos até final de 2023 [24]. A Neoenergia está instalando postos de carregamento rápido, de cerca de 30 minutos, no Nordeste como parte do P&D Corredor Verde de mobilidade elétrica com 18 eletropostos numa extensão de 1100 km, cobrindo 6 capitais nordestinas [25]. Enquanto isso, a Ipiranga já tinha 50 postos de recarga instalados em seus postos ao final de 2021.

Na categoria de veículos totalmente elétricos, há ainda os veículos a célula a combustível com hidrogênio. Essa modalidade é considerada principalmente para veículos de carga, como caminhões e trens, já que o hidrogênio apresenta maior densidade energética do que as baterias, permitindo uma maior autonomia com menor peso. Esses veículos permitem ainda um carregamento rápido, similar ao carregamento de GNV. Contudo, uma infraestrutura de carregamento seria ainda mais custosa, já que o hidrogênio precisa ser transportado por gasodutos (uma rede dedicada precisaria ser construída ou a rede existente de gás natural adaptada) ou levado por caminhões até os pontos de recarga. Além disso, a produção do hidrogênio precisaria ser de baixo carbono para efetivamente reduzir as emissões.

Globalmente, os veículos elétricos já são amplamente utilizados. Em 2021, os veículos a bateria e híbridos *plug-in* representaram cerca de 9% das vendas totais de novos veículos leves, alcançando uma frota estimada de 16 milhões de carros. Juntos, China, Europa e os Estados Unidos representaram mais de 90% das vendas de veículos leves elétricos em 2021. Dentre esses mercados, a China apresenta a maior frota de carros elétricos, com quase 8 milhões de veículos nesse mesmo ano [27].

Assim como para veículos leves, os ônibus e caminhões elétricos vêm ganhando participação no mercado, mesmo que em menor escala. Em 2021, os ônibus elétricos a bateria representaram 4% das vendas totais, enquanto os caminhões representaram 0,3% das vendas de caminhões médios e pesados. A China também é o maior mercado consumidor nessas categorias, com 90% das vendas [27].

No caso de FCEV, o número de veículos vendidos ainda é baixo, principalmente devido à pequena infraestrutura de carregamento, ao menor número de modelos comercialmente disponíveis e ao alto custo de investimento e de combustível. Atualmente, a frota de FCEV é de cerca de 50 mil veículos no mundo com a Coreia do Sul e os Estados Unidos representando mais de 60% da frota global. Dentre os veículos a célula a combustível, 80% foram veículos leves e os ônibus e caminhões representaram 10% cada. Para essas últimas duas categorias, a China apresenta mais de 90% da frota global [27].

No Brasil, é ainda tímida a participação desses veículos na frota, com cerca de 100 mil veículos leves híbridos (HEV e PHEV) e elétricos a bateria

FIGURA 12 - PONTO DE RECARGA PARA CARROS ELÉTRICOS DA SHELL / RAÍZEN (ESQ) E IPIRANGA (DIR).



em circulação [28]. Em 2021, os elétricos representaram menos de 1% da venda total de novos carros leves, com 59% sendo composta por HEVs, 33% por PHEVs e somente 8% por BEVs. A ampla adoção desses veículos esbarra em obstáculos como a falta de infraestrutura e o alto custo de investimento, uma vez que esses veículos são em geral importados.

Atualmente, o BEV mais barato vendido no Brasil custa 143 mil reais [29] enquanto veículos à combustão interna podem ser comprados por pouco mais de R\$ 60 mil [30]. Há, contudo, que avaliar o custo total de propriedade do veículo e não somente o custo de investimento. A maior eficiência dos carros elétricos a bateria com relação aos carros a combustão interna e o menor custo correspondente da eletricidade reduzem o custo operacional do veículo, que também tem menor custo de manutenção. Com isso, caso haja grande utilização, o veículo elétrico poderá ser mais barato no longo prazo.

Essa economia já está sendo percebida por empresas que têm frota própria. A Ambev implementou há 6 meses um projeto de eletrificação da frota, que já conta com 255 caminhões elétricos e sua meta é atingir 1.500 caminhões elétricos até 2025. Nesses meses de implementação do projeto, houve economia de mais de 100 mil litros de diesel, o que evitou a emissão de 255 toneladas de CO<sub>2</sub>. A recarga dos caminhões é feita no Centro de Distri-

buição da empresa de modo a disfrutar de energia provida de painéis solares próprios, reduzindo ainda mais as emissões.

Eletrificar a frota é um dos compromissos ESG da Neoenergia. Busca-se atingir a meta de ter 50% de sua frota de veículos leves eletrificada até 2050 (atualmente, os modelos híbridos e elétricos representam 17%, segundo o relatório de sustentabilidade de 2021 [25]). Em parceria com a BYD, a Neoenergia desenvolveu um modelo de caminhão elétrico a ser utilizado em atividades de serviços da distribuição de energia elétrica. A mudança de modalidade permitiu reduzir o custo por km rodado, custo de manutenção, além de reduzir suas emissões e gases de efeito estufa.

Com o desenvolvimento tecnológico, economia de escala e políticas de incentivo, espera-se uma redução nos custos desses veículos, permitindo sua maior penetração no mercado brasileiro. Uma projeção da PSR indica que BEVs e PHEVs poderiam chegar a 42% da frota total de veículos leves em 2050, mesmo em um cenário de manutenção das políticas públicas atuais. Esta projeção mostra uma trajetória para o Brasil um pouco menos ousada do que para países líderes desse mercado, em que se prevê uma participação um pouco acima de 60% dos veículos elétricos na frota total de veículos leves já em 2040, de acordo com a BloombergNEF [31]. Uma das razões para esta diferença é o grande potencial brasileiro de produ-

FIGURA 13 - CAMINHÃO PARA SERVIÇOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DA NEOENERGIA.



ção de biocombustível. O etanol é ofertado no país a preços competitivos e apresenta grande escala e infraestrutura pronta. A oferta de HEV com motores *flex* que permitam o uso do etanol recebeu grande destaque na estratégia de sustentabilidade da Toyota para o Brasil, que considera também a oferta até 2025 de modelos eletrificados a bateria ou a hidrogênio para 100% de seu portfólio.

Para veículos comerciais mais pesados, como ônibus e caminhões, estudo patrocinado pela Ipiranga [32] estima que os BEVs representariam 43% da demanda energética da frota total em 2050 em um cenário de neutralidade climática (cenário "Grande Salto"), como indicado na Figura 14. Além dos BEVs, o estudo indica grande participação de óleo vegetal hidrotratado (HVO, na sigla em inglês) e de biometano, com o hidrogênio tendo menor participação.

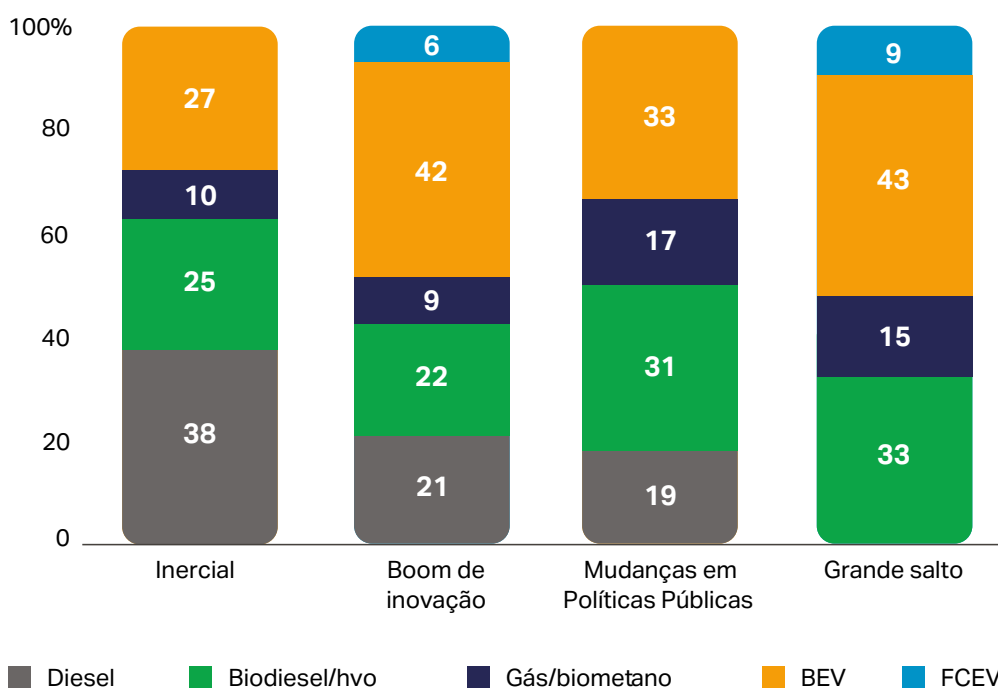
Além do modal rodoviário, a eletrificação está sendo considerada também em outros modais aqui no Brasil. A Norte Energia iniciou um P&D que tem o objetivo de criar um corredor verde entre as unidades da Universidade Federal do Pará (UFPA). O projeto envolve barcos e ônibus elétricos que serão supridos em parte pela geração solar na universidade e em parte pela rede, além da instalação de eletropostos. A empresa tem o intuito de expandir a utilização de barcos elétricos para além do P&D com o objetivo de reduzir o uso de diesel da região.

### 3.4 HIDROGÊNIO E DERIVADOS

Apesar da eletrificação de processos ser uma eficaz solução para a redução de emissões, existem alguns setores que terão dificuldade para se descarbonizar, os chamados difíceis de abater (*hard to abate*), como é o caso do transporte de longa distância e da geração de calor de alta temperatura. Nesses casos, pode-se considerar o uso do hidrogênio (H<sub>2</sub>) que gera como subproduto o vapor d'água ao contrário de gás carbônico, como no caso dos combustíveis fósseis.

A versatilidade do hidrogênio permite que ele seja aplicado em diversos setores. Esse energético pode ser armazenado por longos períodos, transportado, utilizado como reagente em processos químicos, queimado para a produção de calor ou utilizado para a geração de eletricidade, seja via turbinas ou via células de combustível. Além disso, considera-se a utilização dele para a produção de amônia, que pode ser utilizada para a produção de fertilizantes nitrogenados ou como combustível para navios, e para a produção de combustíveis sintéticos, que, devido à similaridade aos combustíveis fósseis, podem ser utilizados sem muitas alterações aos equipamentos atuais, como em aviões. É por isso que o uso do hidrogênio é considerado por diversos setores, como indústria, no transporte e no setor elétrico.

FIGURA 14 - DEMANDA DE ENERGIA POR CENÁRIO EM 2050 PARA MIX DA FROTA DE ÔNIBUS E CAMINHÕES [32]



Em 2020, a demanda global por hidrogênio foi de cerca de 90 milhões de toneladas. Seu uso é principalmente em refinarias e na produção de amônia e metanol. Essa demanda por hidrogênio é ainda quase integralmente atendida por produção baseada no uso de combustíveis fósseis, como o gás natural e o carvão. Por esse motivo, a produção de hidrogênio é responsável pela emissão de mais de 900 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, valor equivalente às emissões conjuntas do Reino Unido e da Indonésia [33]. Por isso estão sendo buscados métodos de produção do hidrogênio com baixa intensidade de carbono através de diversos processos, cada um com uma cor designada, constituindo um arco-íris. Alguns exemplos seriam o hidrogênio turquesa, que é produzido a partir da pirólise do gás natural, o hidrogênio azul, que considera o uso de captura e armazenamento do carbono gerado no processo de reforma a vapor do metano, o hidrogênio verde

(H2V), que é produzido a partir da eletrólise da água com energia elétrica renovável, entre outros.

No cenário de atingimento de neutralidade climática global em 2050 da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), o hidrogênio verde atenderia à maior parte do mercado futuro para esse energético [35]. Neste cenário, a demanda mundial de hidrogênio em 2050 alcançaria 528 milhões de toneladas por ano, isto é, 6x maior que a atual. O hidrogênio seria utilizado principalmente no transporte de carga a longas distâncias por aviões, caminhões e navios, seja em sua forma pura ou como matéria-prima para produção de amônia ou combustíveis sintéticos. Na indústria seria usado principalmente na produção de amônia, metanol, aço, cimento e fertilizantes; no setor elétrico, em geral para armazenar energia por longa duração e ainda teria aplicação nos edifícios e refinarias, como apresentado na Figura 16 [35].

FIGURA 15 - MÉTODOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO [34]

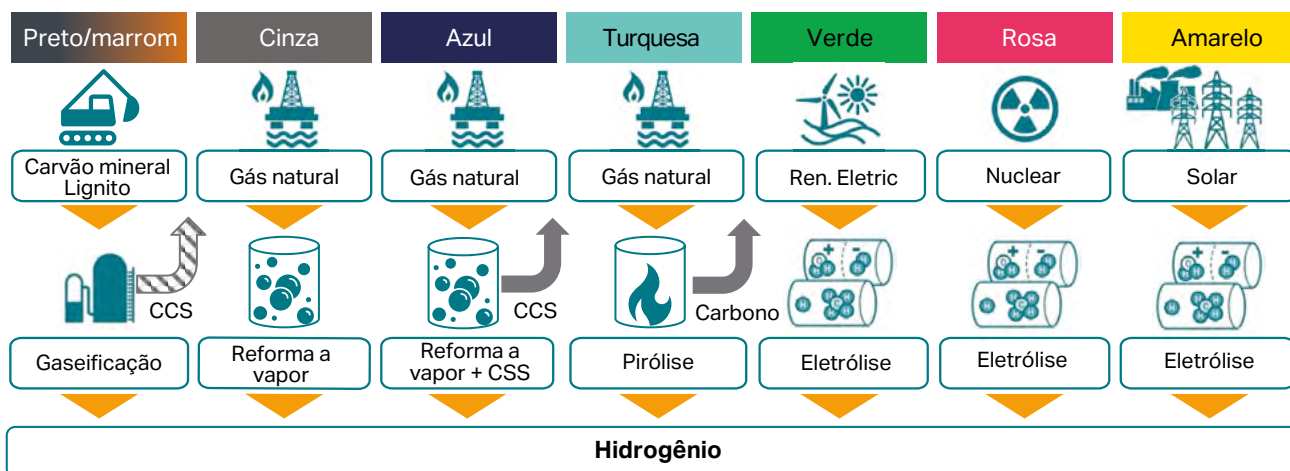
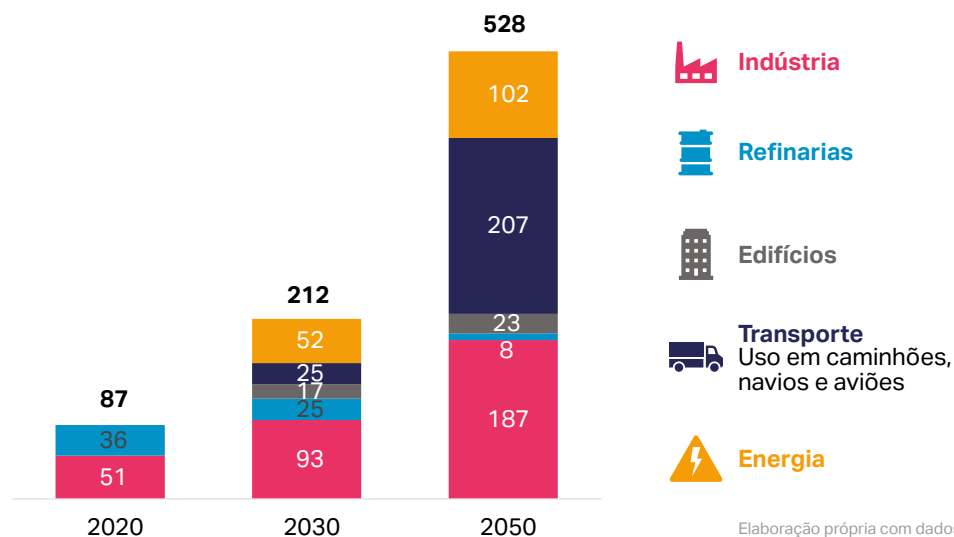


FIGURA 16 - DEMANDA POR H2 (MILHÕES DE TONELADAS) NO CENÁRIO NET ZERO ATÉ 2050 DA AIE.

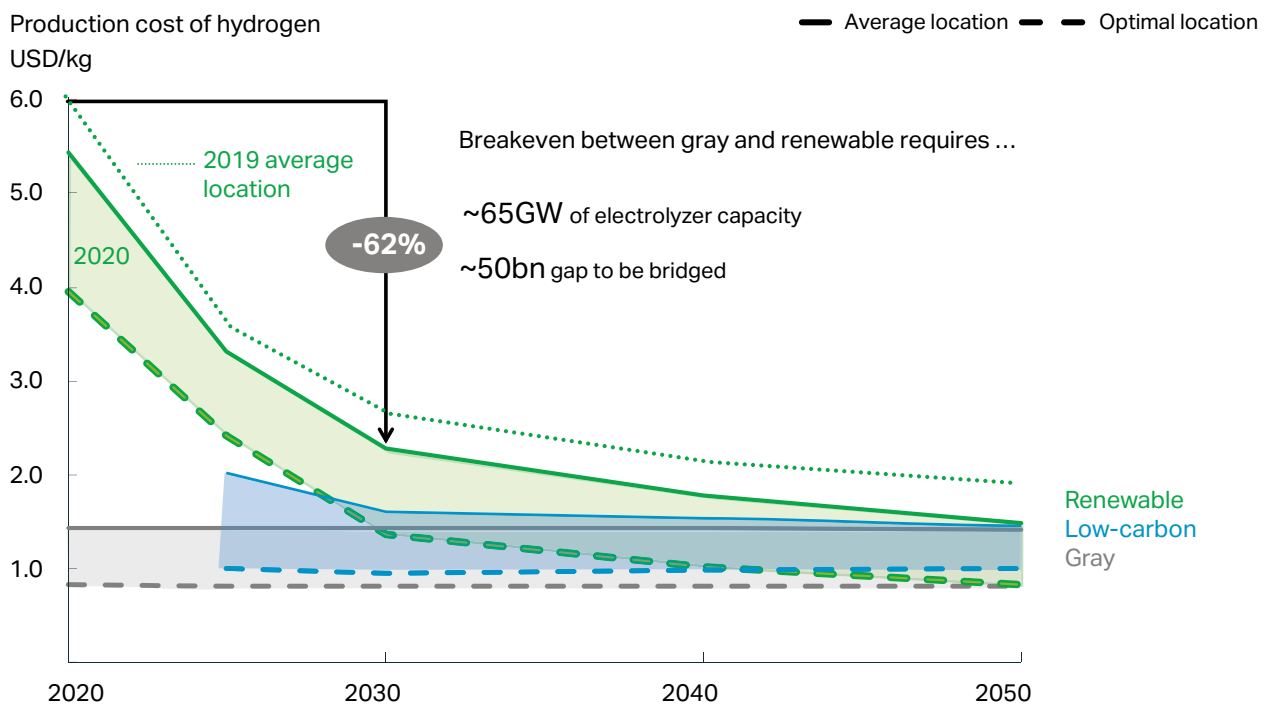


Para o desenvolvimento desse mercado, a principal barreira seria o custo da molécula. O custo de produção do hidrogênio verde é atualmente acima de 5 USD/kg, enquanto o cinza custa em torno de 1 USD/kg [36]. Para as próximas décadas, a expectativa é que haja uma redução do custo do H<sub>2</sub>V, de modo que seja atingida a paridade de preço com o H<sub>2</sub> cinza em 2030. Para isso, serão necessários desenvolvimentos tecnológicos, ganhos de escala para reduzir o CAPEX da planta de eletrólise e aumentar a eficiência do eletrolisador. A produção deverá ocorrer preferencialmente em locais com abundância de recursos renováveis, de modo a re-

duzir o preço da eletricidade, que é o mais relevante insumo para o processo.

O Brasil poderia ter papel relevante nesse mercado, especialmente como produtor de hidrogênio verde. Pela diversidade de fontes de geração renovável complementares entre si e com alto fator de capacidade no território brasileiro, seria possível estabelecer um suprimento de energia renovável firme e barato para produção do H<sub>2</sub>V, reduzindo seu custo de produção. Por esse motivo, a BloombergNEF [37] definiu o Brasil como o país mais barato para se produzir hidrogênio verde em 2030.

FIGURA 17 - CUSTO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE, AZUL E CINZA [36]



Em 2020, a demanda global por hidrogênio foi de cerca de 90 milhões de toneladas. Seu uso é principalmente em refinarias e na produção de amônia e metanol. Essa demanda por hidrogênio é ainda quase integralmente atendida por produção baseada no uso de combustíveis fósseis, como o gás natural e o carvão

O preço do H2V no Brasil e, portanto, sua competitividade no mercado dependerá muito do modelo de certificação adotado. Recentemente, a Comissão Europeia enviou um ato delegado [39] para consulta pública que define como hidrogênio renovável aquele que é produzido a partir da eletrólise da água com energia renovável, excluindo biomassa. A eletricidade poderá ser proveniente da rede, desde que a geração renovável tenha representado mais de 90% da geração total da *bidding zone* no ano anterior, ou de projetos renováveis desde que tenham sido instalados a menos de 36 meses. Para a opção com projetos renováveis, caso seja conectado ao grid, a energia consumida pela planta de eletrólise deverá ser monitorada de forma horária para que não ultrapasse a energia gerada pelo projeto renovável. A aprovação desse ato reduziria a opção de o Brasil usar a grande capacidade instalada de hidrelétricas e de térmicas a biomassa.

Para avaliar o impacto dessa certificação no custo do H2V produzido no Brasil, consideramos dois modelos de contratação de energia elétrica, um a partir de PPAs no mercado livre e outro com autoprodução a partir de novo parque eólico e solar. No primeiro modelo, o custo de produção do H2V seria em torno de 3 USD/kg, considerando valores atuais de CAPEX e eficiência do eletrolisador. Por outro lado, o modelo com usina híbrida solar-eólica, considerando o custo de investimento desse parque, permitiria a produção de H<sub>2</sub> a 4,5 USD/kg. Esse caso reduziria a competitividade do Brasil com relação a países como o Chile e Emi-

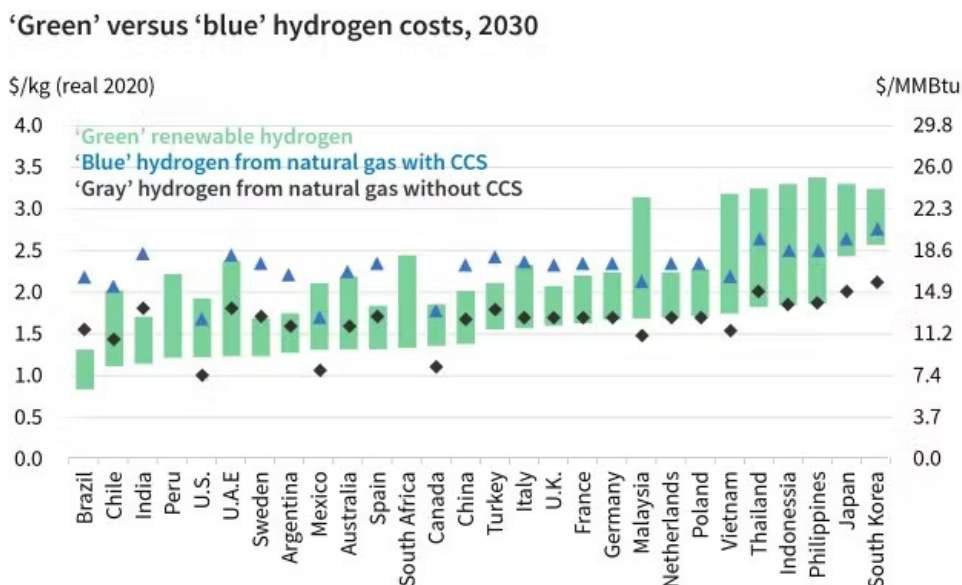
rados Árabes, o que pode resultar em uma menor participação brasileira no mercado internacional de hidrogênio verde.

Se assumirmos que o Brasil pode representar 1% do mercado global em 2050, ainda assim seria necessária a produção de 5 milhões de toneladas de H<sub>2</sub> por ano. Esse valor é 12 vezes maior do que a produção de hidrogênio no Brasil em 2019, de 0,4 milhão de toneladas [40]. Se considerarmos somente usinas eólicas, essa demanda representaria mais de 50 GW de capacidade, o dobro da capacidade atual, dedicada a essa produção.

Essa demanda pode impactar fortemente a expansão e operação do sistema elétrico brasileiro. Devido ao uso exclusivo de energia elétrica renovável, esse mercado significa uma grande oportunidade para o desenvolvimento de novos projetos renováveis, especialmente eólica e solar, para empresas de transmissão ou de gasodutos, dado que os locais ótimos para aproveitamento dos recursos renováveis não necessariamente serão próximos dos melhores pontos para instalação da planta de produção de H<sub>2</sub> ou de onde o H<sub>2</sub> será consumido ou exportado.

Caso os modelos de certificação permitam a utilização da energia da rede, existiria nessa demanda por hidrogênio uma oportunidade de nova receita para projetos renováveis existentes e uma possibilidade de um ativo importante para o setor por oferecer serviços de frequência para a rede e resposta da demanda.

FIGURA 18 - CUSTO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE, AZUL E CINZA POR PAÍS [38].



Percebendo esse potencial, diversas empresas já anunciaram intenções de instalar projetos de produção de hidrogênio de baixo carbono no Brasil. A Shell anunciou planta-piloto de eletrólise de 10 MW para entrar em operação em 2025, podendo ser expandida para 100 MW, no Porto do Açu (Rio de Janeiro), e firmou acordo com Raízen, Hytron e USP para construir duas plantas capazes de produzir 5 kg/h de hidrogênio a partir de etanol, podendo ser expandida em 10 vezes para 44,5 kg/h de H<sub>2</sub>. O hidrogênio seria utilizado para substituir o diesel em um dos ônibus utilizados pelos estudantes no campus da USP.

A Eneva assinou um memorando de entendimento para construção de uma planta de H<sub>2</sub> com o Porto de Pecém (Ceará). Furnas, por sua vez, inaugurou uma planta-piloto de produção de hidrogênio nas instalações da hidrelétrica de Itumbiara como parte de um projeto de P&D da Aneel para avaliação de sinergias entre plantas de geração solar (flutuante e terrestre) e sistemas de armazenamento.

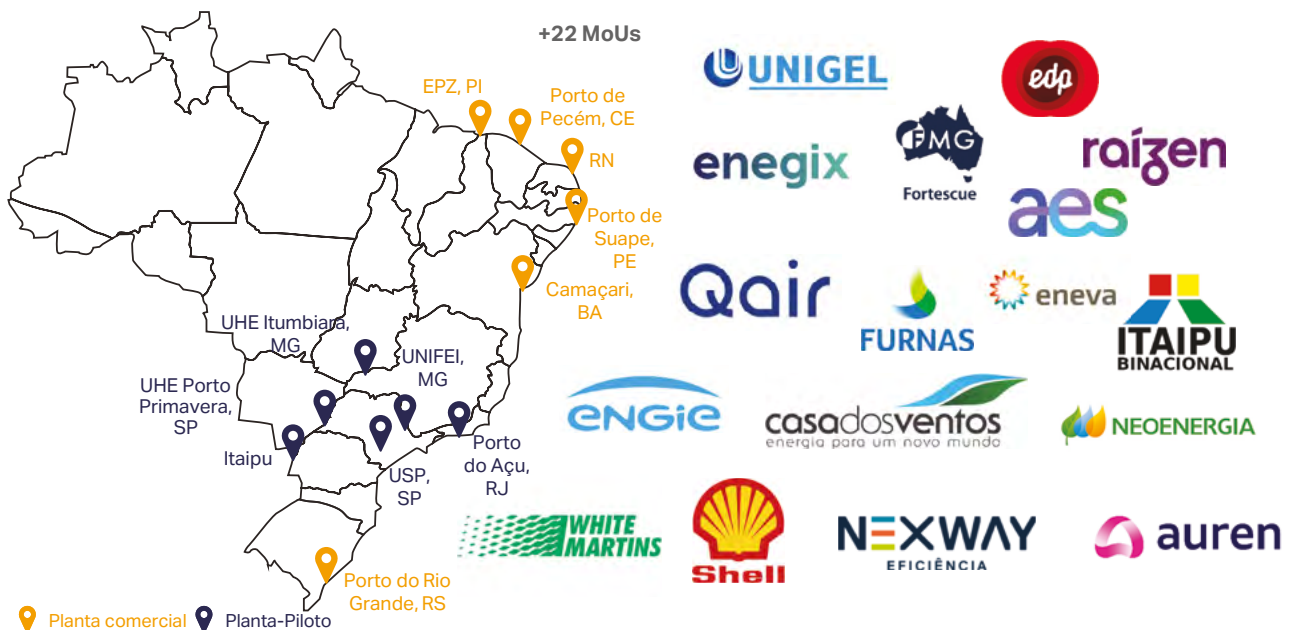
A figura abaixo mostra algumas das iniciativas. Como pode ser visto, a maior parte dos projetos se localiza próximo de portos, devido ao foco em exportação do energético.

### 3.5 BIOCOMBUSTÍVEIS

Os biocombustíveis representam uma importante alternativa para a descarbonização do setor energético, principalmente como uma solução sustentável para a área de transportes. No decorrer dos próximos anos, até o horizonte de 2050, a demanda pelos biocombustíveis na matriz de transporte global poderá triplicar e atingir até 40%, com uma forte redução das emissões de gases de efeito estufa quando comparáveis àquelas de veículos a combustão utilizando combustíveis fósseis [41].

No Brasil, a crescente demanda por gasolina e diesel deve aumentar o consumo de biocombustíveis como etanol e biodiesel, já que estes estão presentes na composição dos combustíveis comercializados no país. Além do mercado doméstico, há ainda possibilidade de a produção brasileira de biocombustíveis atender mercados no exterior, consolidando o país como um exportador da *commodity* sustentável. Analisaremos aqui os seguintes biocombustíveis: etanol, biodiesel e diesel verde, bioquerosene de aviação e biogás considerando aspectos técnicos e econômicos das rotas, com destaque para os avanços tecnológicos, tendências e inovações.

FIGURA 19 - PRINCIPAIS LOCALIZAÇÕES DE PROJETOS ANUNCIADOS/EXISTENTES DE PLANTAS-PILOTO E COMERCIAIS.



Fontes: Elaboração Própria

## Etanol

O etanol é um combustível líquido proveniente de matérias-primas de biomassa. Tradicionalmente, no Brasil, o etanol é produzido em larga escala a partir da cana-de-açúcar, sendo um produto de sucesso de políticas públicas do século XX, como o Programa Nacional do Álcool (PróAlcool), que surgiu como uma importante alternativa à dependência das importações brasileiras de petróleo bruto e colocou o Brasil como um dos principais produtores mundiais de etanol. Além da rota tradicional brasileira, em grandes escalas, há também destaques no mercado exterior para culturas como milho e beterraba, principalmente na América do Norte e Europa [42]. Uma das vantagens da produção brasileira é o preço mais competitivo, com relação às outras rotas, da utilização da cana-de-açúcar e mais recentemente do milho produzido na "safrinha" da produção de soja na região Centro-Oeste.

Do ponto de vista técnico, é possível dividir as produções de etanol em primeira e segunda geração. O combustível de primeira geração, produzido há décadas e amplamente consolidado nos mercados, é o produto da fermentação de açúcares ou amido, a partir de caldo de cana, milho, beterraba, trigo, entre outros [43].

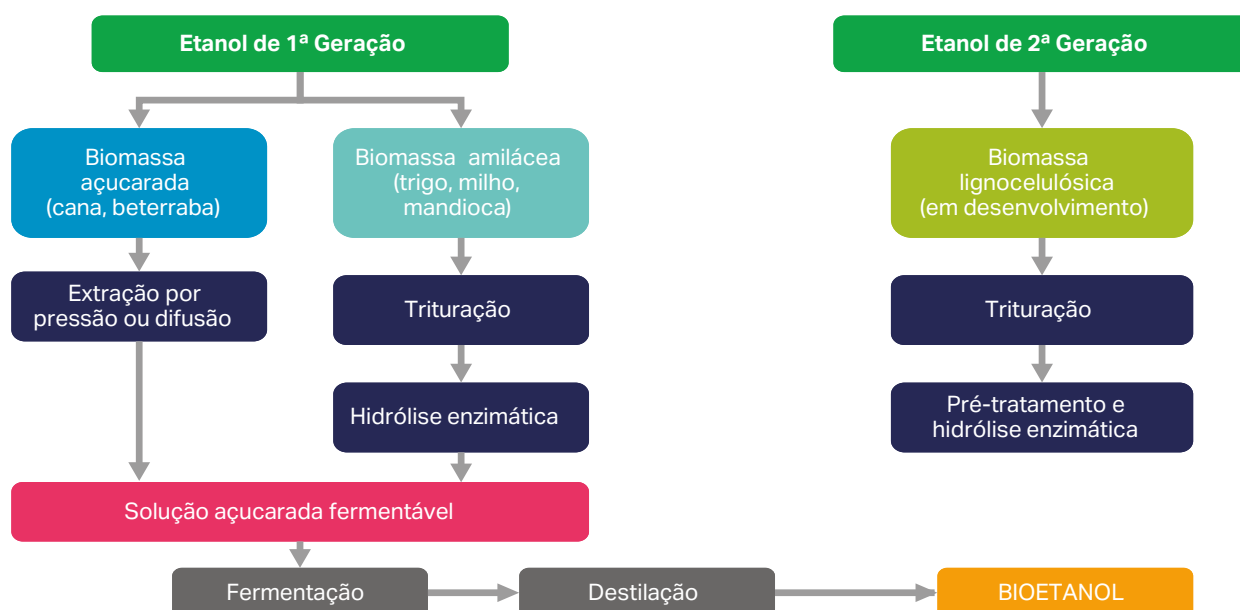
Já a segunda geração (E2G) transforma em combustível a biomassa não-comestível, em sua maioria resíduos de base celulósica e agrícola como bagaço de cana, palha de milho e fragmentos florestais.

As opções de E2G, embora ainda apresentem um pequeno espaço no mercado de oferta do etanol, é uma aposta do setor para maximizar a produção e monetizar os resíduos de forma sustentável, principalmente porque, ao contrário da cana-de-açúcar, o bagaço pode ser estocado e utilizado em períodos de entressafra [44], [45].

Apesar de menos competitivo quando comparado ao etanol de primeira geração, os preços de E2G devem cair com o desenvolvimento tecnológico e de novas plantas de produção. Atualmente, já existem plantas comerciais instaladas no Brasil, sendo uma aposta de inovação da Shell, por meio da Raízen, como opção para entrar no mercado nacional de E2G. Além disso, o bagaço de cana é uma das fontes de biomassa abundante e econômica, o que confere ao país uma vantagem competitiva frente a outros mercados. O potencial da tecnologia é elevado, principalmente quando se leva em conta a perspectiva de desenvolvimento de veículos híbridos com configuração elétrica e de biocombustíveis avançados [45].

Outras empresas também têm destaque no setor de etanol, proporcionando inovação para o mercado do Brasil, como é o caso do desenvolvimento da primeira planta de etanol de trigo desenvolvida pela BSBIOS no Rio Grande do Sul e a FS, primeira produtora de etanol no Brasil 100% a partir do milho. Esse setor vem crescendo, tendo alcançado em 2021 cerca de 12% do mercado total de etanol produzido no país, que é da ordem de quase 30 bilhões litros/ano.

FIGURA 20 - ROTAS TECNOLÓGICAS PARA PRODUÇÃO DE ETANOL DE PRIMEIRA E SEGUNDA GERAÇÃO [46]



Fonte: adaptado de [46].



## Biodiesel e HVO

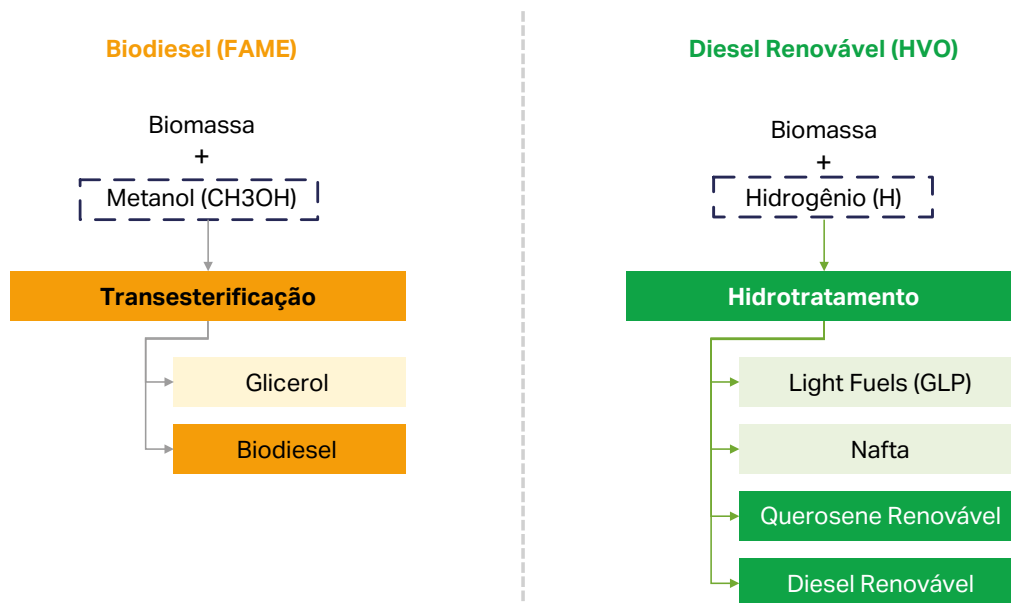
Considerados como alternativa para descarbonização dos veículos pesados, o biodiesel e o diesel verde são combustíveis líquidos provenientes de biomassa e resíduos renováveis. Apesar da similaridade, a principal diferença entre os combustíveis está nos processos químicos de produção. Enquanto o biodiesel é uma mistura de ésteres produzida por transesterificação, o diesel verde se configura como uma composição de hidrocarbonetos que pode ser produzida de diversas formas, dentre elas a partir de hidrotreamento de óleo vegetais ou HVO, em inglês. [47]

Entre as principais vantagens que o diesel verde apresenta, é possível destacar a menor emissão de gases de efeito estufa, como  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}_2$ , e a possibilidade de utilização direta ("drop in") em veículos pesados, sem a necessidade de adaptações

mecânicas e sem restrições de limites na composição (*blend*), como no caso do biodiesel. Além disso, a logística e a infraestrutura de produção do diesel verde também se assemelham mais às daquelas do diesel fóssil, evitando gastos com adequações das plantas de refinaria, o que acontece no caso do biodiesel [49].

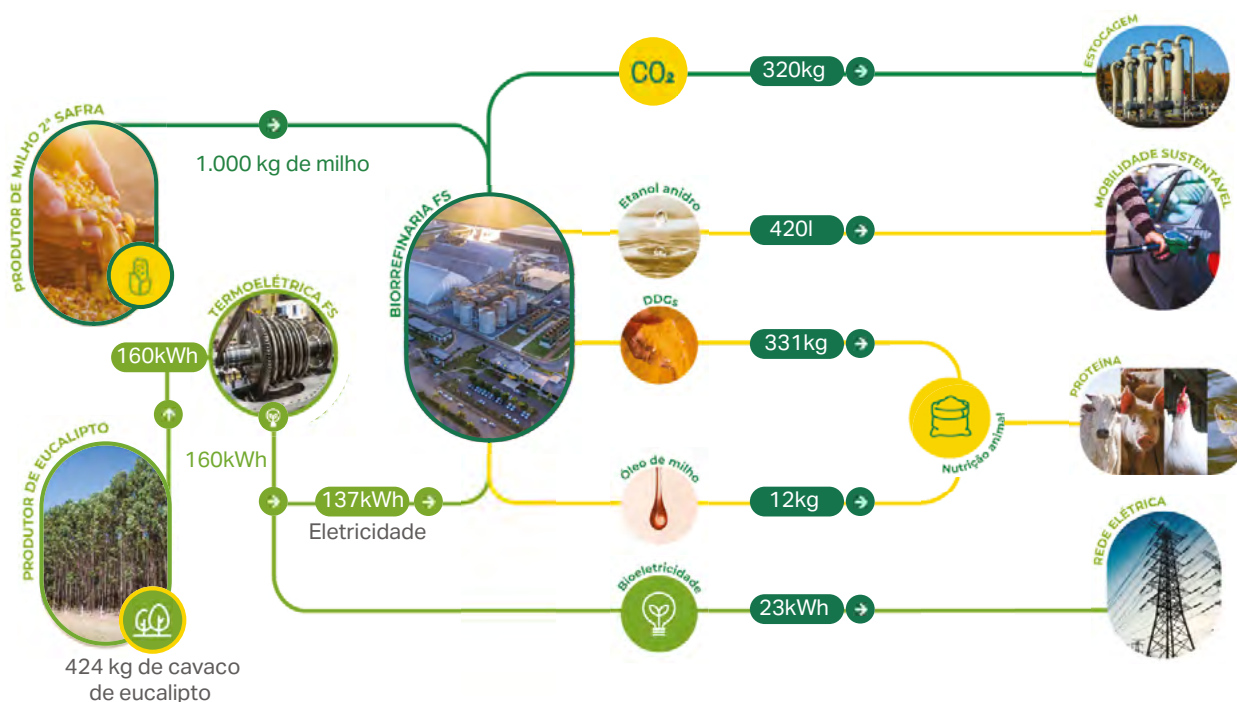
Uma pauta comum nos questionamentos feitos aos biocombustíveis é de que competem por recursos com a produção de alimentos. Há neste campo muito trabalho de *advocacy* a ser feito por produtores nacionais globalmente. Um exemplo é o da empresa FS, que utiliza a mesma área da produção de soja para, durante a "safrinha", produzir milho. Este é aproveitado para produzir tanto o etanol, como produtos para a nutrição animal, o que contribui (e não disputa com) a produção de alimentos.

FIGURA 21 - COMPARAÇÃO ENTRE BIODIESEL E DIESEL VERDE POR HIDROTREAMENTO [48]



Fonte: adaptado de [48]

FIGURA 22 - PRODUÇÃO DE ETANOL, ELETRICIDADE E PROTEÍNA ANIMAL DA FS



Outro exemplo é o desenvolvimento tecnológico que permite o aproveitamento de resíduos. O óleo de cozinha usado é um exemplo de um resíduo que pode produzir diesel verde e não compete com os recursos tradicionais, como óleo vegetal refinado ou grãos, utilizados diretamente para a alimentação de pessoas e animais.

Com relação ao mercado nacional, a principal rota de produção do biodiesel é através do óleo de soja, enquanto o diesel verde ainda não tem escala comercial. O consumo global de biocombustíveis para veículos pesados deve crescer fortemente, incentivado por recentes políticas energéticas principalmente nos Estados Unidos e Europa.

Com experiência na produção de biodiesel e certificações internacionais para exportar o produto, o Brasil tem claro potencial para também desenvolver sua produção de diesel verde. O diesel verde pode custar hoje até três vezes mais que o diesel fóssil [50]. Por isso, será importante o Brasil passar pela curva de aprendizado para conseguir reduzir os custos das operações [49]. O desenvolvimento também esbarra na questão regulatória. Como o diesel verde não é competitivo, sua produção deslançará no país se a regulação tornar compulsória a sua adição ao diesel fóssil.

Alguns projetos visam criar modelos de biorrefinarias para a produção de diesel verde, como no caso de uma planta-piloto em Roraima, resultado da parceria entre as empresas Vibra e Brasil BioFuels, que produzirá HVO e SAF a partir de óleo de palma.

A empresa BSBIOS, que produz biodiesel de óleo de soja e gordura animal, também produzirá diesel verde em sua planta de biocombustíveis avançados no Paraguai, que tem operação prevista para começar em 2025. As matérias-primas utilizadas nessa produção serão óleo de soja, gordura animal e outros possíveis óleos vegetais [51].

### Combustíveis sustentáveis para Aviação (SAF, na sigla em inglês)

O SAF pode ser produzido a partir de óleos vegetais residuais, como soja e palma, gordura de animais, resíduos sólidos de papel, têxteis e restos de alimentos. Quimicamente é muito semelhante ao querosene fóssil tradicional e, portanto, assim como o etanol e o biodiesel, vem sendo adicionado à composição com o combustível de aviação tradicional, com objetivo de reduzir a pegada de carbono do setor.

O uso de SAF apresenta grande potencial para a descarbonização da indústria de aviação e, por

esse motivo, aeronaves capazes de utilizar 100% de SAF estão sendo desenvolvidas. Atualmente, contudo, a produção e o desenvolvimento comercial em larga escala ainda não são uma realidade, com um consumo representando menos de 1% do combustível queimado nas frotas aéreas mundiais [52].

O consumo mundial de querosene de aviação representa 13% do total de emissões de GEE do setor de transportes. O SAF, ou BioQAV (bioquerosene de aviação), poderá apresentar emissões de carbono ao longo de seu ciclo de vida até 80% menores do que o querosene de aviação tradicional, a depender do tipo de matéria-prima, dos métodos de produção e da cadeia de suprimentos da produção [52]. Portanto, o SAF é um importante mercado a ser desenvolvido, com projetos e investimentos anunciados pela maioria das companhias aéreas.

Entre os principais desafios, é possível elencar o alto custo de produção, podendo atingir atualmente até quatro vezes mais que a rota do querosene de aviação fóssil, assim como questões químicas (no combustível) e mecânicas (nas aeronaves) para um desempenho padrão, independente do país onde ocorra o abastecimento.

No cenário internacional, o *Sustainable Aviation Challenge* dos Estados Unidos estabelece uma meta para o setor aéreo atingir uma demanda de 11 bilhões de litros de SAF até 2030, o equivalente a 15% da demanda atual [42]. No Brasil, um estudo recente da RSB estimou uma capacidade de produção equivalente a 9 bilhões de litros de SAF por

ano, volume capaz de suprir o mercado interno e ainda haver exportações. Como ocorre em outros biocombustíveis avançados, apesar do potencial, o país precisa passar por curva de aprendizado para reduzir custos de produção em larga escala [45].

Projetos anunciados para a produção de SAF por empresas brasileiras consideram o compartilhamento da planta com a produção de diesel verde, como é o caso dos projetos anunciados em Roraima e pela BSBIOS no Paraguai.

A Azul, por exemplo, considera o SAF como um dos pilares de sua estratégia para chegar a emissões líquida nulas até 2045. Por esse motivo, estão participando ativamente da definição de regulamentação brasileira para SAF e do projeto da Embraer para desenvolvimento de turbinas que funcionem totalmente com SAF. Além disso, a Azul também está avaliando a formação de parcerias com fornecedores de SAF para uso de forma voluntária. Contudo, o alto custo do SAF com relação ao querosene fóssil ainda é uma grande barreira para a utilização desse combustível.

### Biogás e biometano

O biogás é o produto da digestão anaeróbica de resíduos orgânicos, podendo ser produzido e utilizado na forma bruta, ou como biometano, após processamento. O biometano, por ter características físico-químicas equivalentes ao metano fóssil, pode ser utilizado de forma ampla e sem a necessidade de adaptações. Entre as principais



utilizações, estão a conversão em energia térmica e elétrica, o abastecimento de veículos GNV e o uso como matéria-prima em processos industriais, como de produção de hidrogênio.

As matérias-primas, ou fontes de resíduos, para a produção desse biocombustível são diversas e vão desde o setor agropecuário, como rejeitos da avicultura, suinocultura e bovinocultura, ao setor industrial, a partir de laticínios, frigoríficos e da indústria sucroalcooleira, além de saneamento básico em aterros e tratamento de esgoto [45].

No Brasil, as usinas de biogás estão concentradas nos estados de Minas Gerais, São Paulo e Paraná. Uma das principais vantagens da opção é oferecer a interiorização e acesso a uma opção de um energético verde, principalmente nas regiões onde não há acesso às redes de gás natural.

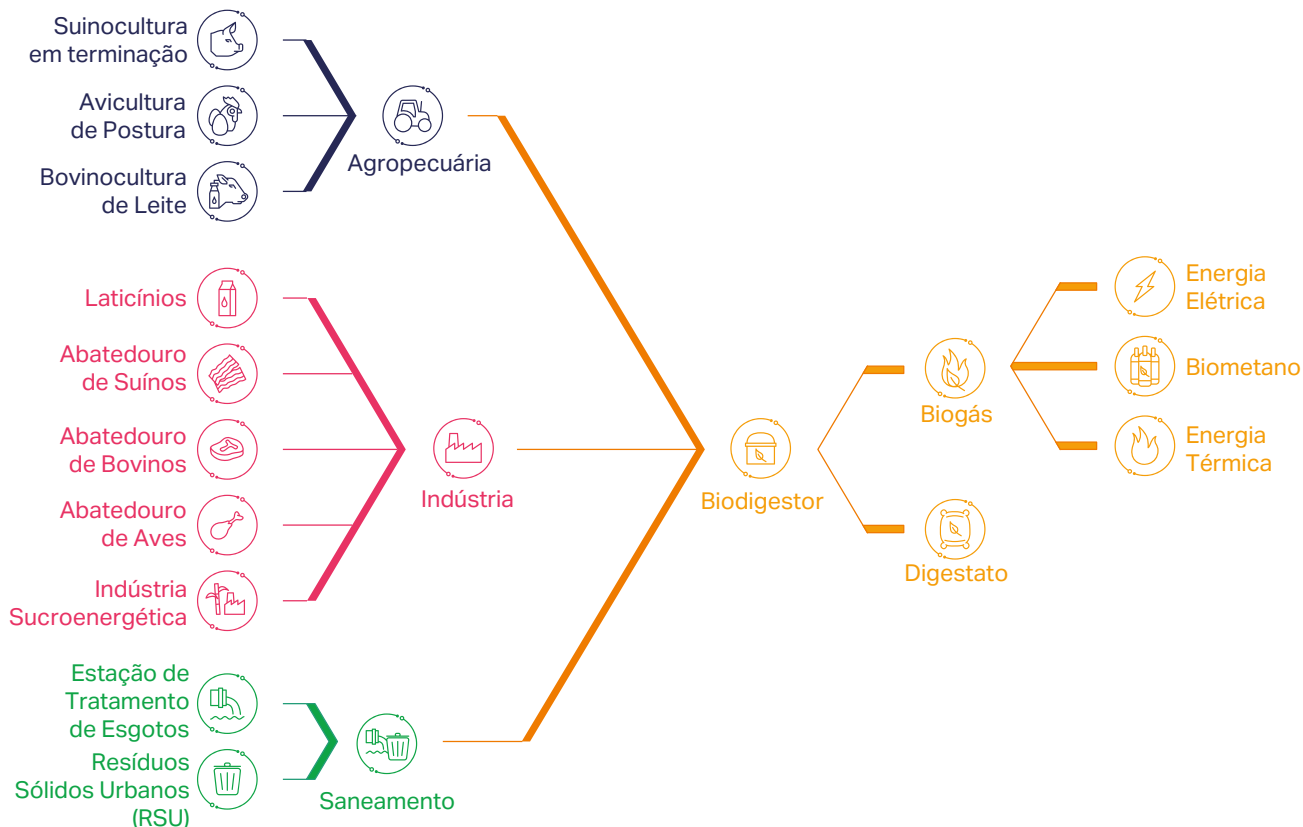
O Brasil tem grande potencial para produção de biogás, com volume capaz de complementar de forma relevante os setores de transporte e de geração termelétrica. O principal potencial em volume de biogás vem do setor sucroenergético, enquanto o setor pecuário apresenta maior diversidade de tipos de resíduos. Apesar do potencial

da indústria sucroalcooleira, existe concorrência na destinação dos resíduos, como a torta de filtro e a vinhaça, que podem ser utilizadas para nutrir os solos das próprias plantações de cana. O uso de resíduos sólidos municipais (RSU) como fonte de biogás é mais complexo, devido à necessidade de arranjos de governança com atores do setor público. Porém, este uso tem ganhado força em estados do Sudeste, como Rio de Janeiro e São Paulo [45].

FIGURA 24 - APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS EM ATERRO SANITÁRIO OPERADO PELA SOLVÍ ESSENCIS.



FIGURA 23 - PRINCIPAIS SUBSTRATOS PARA A PRODUÇÃO DE BIOGÁS [53]



Em São Paulo, estão concentrados os principais projetos, com parcerias entre empresas e agentes do setor público para mapear o desenvolvimento de biorreatores e redes de transporte e distribuição no interior do estado. Esta alternativa vem sendo citada por alguns especialistas como um “Pré-Sal Caipira” devido à escala potencial envolvida.

Devido aos custos envolvidos nos biodigestores e outros desafios para a produção em pequena escala, a opção ainda é considerada cara, principalmente quando comparada ao gás natural [45]. Além disso, a falta de uma regulação específica para o setor e de acesso às infraestruturas de transporte e distribuição são pontos que necessitam de aperfeiçoamento para o desenvolvimento do setor.

Com isso, apesar da monetização do biogás na forma de biometano ser a opção com maior retorno, no momento, a solução mais utilizada é a destinação do biocombustível para a geração de energia elétrica, o que vem facilitando a inserção no mercado. Nesse sentido, além dos desafios técnico-econômicos, há um caminho a ser percorrido para o desenvolvimento das lacunas regulatórias e das políticas públicas.

Recentemente, alguns movimentos de mercado vêm impulsionando o mercado de biometano, com a nova lei do gás, programas de incentivo, inclusão de biometano no RenovaBio e regulamentação de injeção de biometano em redes existentes de distribuição de gás natural. Esses movimentos vêm reduzindo as barreiras desse mercado e viabilizando novos projetos de biometano.

A Solví, por exemplo, está desenvolvendo projetos de conversão de biometano para o biogás excedente de seus aterros. Esse biometano em parte será utilizado pela frota de caminhões para coleta de resíduos e em parte para injeção na rede de gasodutos de São Paulo [54]. Para o longo prazo, espera-se que o biometano possa ser utilizado, inclusive, para produzir hidrogênio de baixo carbono (hidrogênio musgo).

### 3.6 CAPTURA, ARMAZENAMENTO E UTILIZAÇÃO DE CARBONO

*Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS) é um conceito que inclui um conjunto de métodos e ações para impedir a liberação de dióxido de

carbono (CO<sub>2</sub>) diretamente para a atmosfera. Esse conceito vem sendo difundido e desenvolvido em escala comercial para permitir a redução da intensidade de carbono dos processos industriais e da produção de combustíveis.

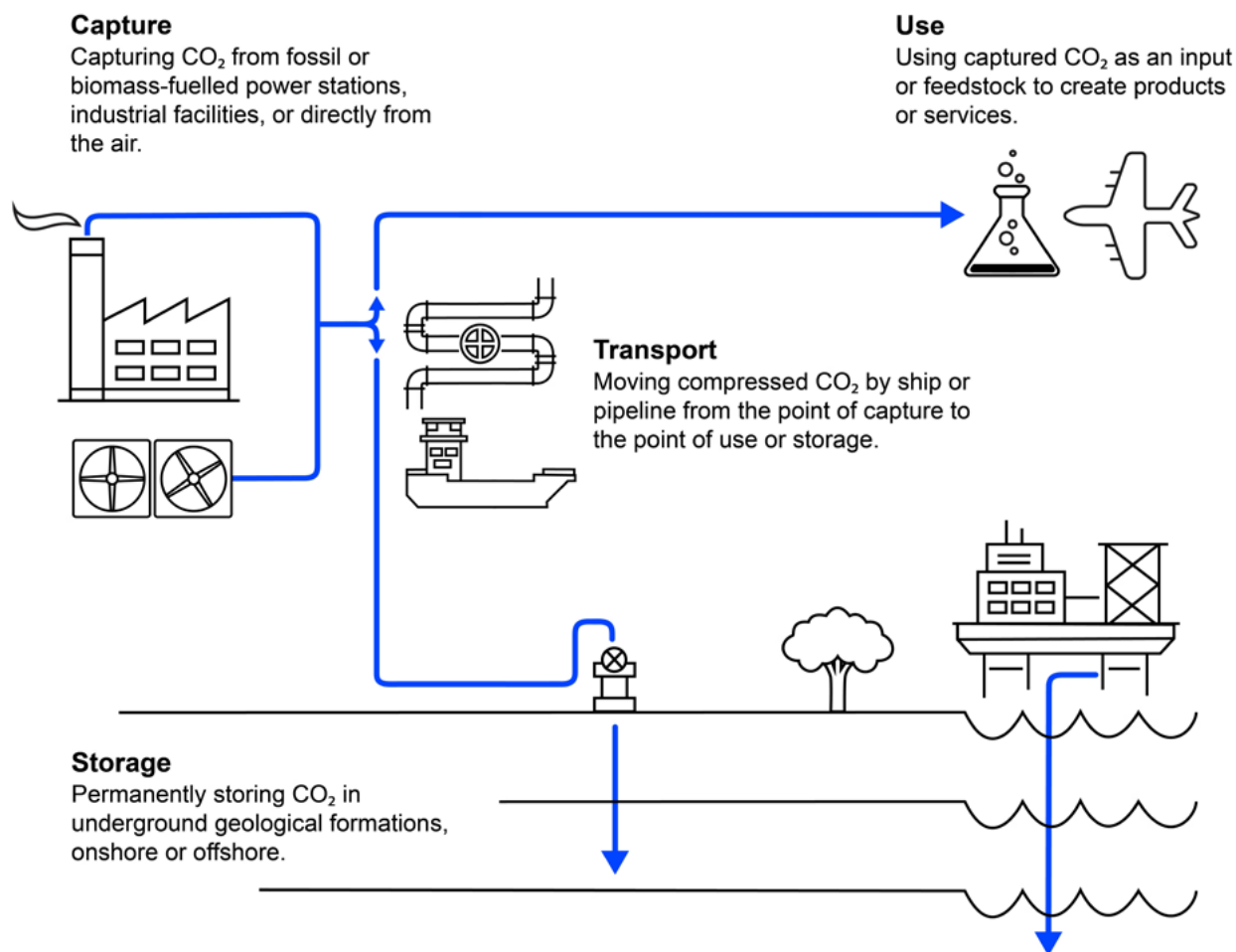
Os volumes capturados de CO<sub>2</sub>, que seriam liberados na atmosfera, podem ser direcionados a ativos de armazenamento geológico, utilizados em métodos de recuperação avançada de petróleo ou em processos industriais e até convertidos em moléculas de alto valor agregado, como combustíveis sintéticos, embora isto ainda seja um desafio [54].

A configuração integrada de um sistema de CCUS pode apresentar as etapas de captura, separação, purificação, compressão, transporte e armazenamento do carbono em reservatórios ou a utilização para outra finalidade industrial, como apresentado na Figura 25. Além da geração de energia, que é o principal setor para aplicação das tecnologias de CCUS, também é possível destacar outras áreas com potencial, como os processos industriais e químicos que geram CO<sub>2</sub> como subprodutos, como a produção de cimento, e nas futuras produções em larga escala de combustíveis de baixo carbono, como o hidrogênio azul, que é produzido a partir da combinação de gás natural e captura de carbono [55].



**O BRASIL TEM GRANDE POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE BIOGÁS, COM VOLUME CAPAZ DE COMPLEMENTAR DE FORMA RELEVANTE OS SETORES DE TRANSPORTE E DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA**

FIGURA 25 - A CADEIA DE ATIVIDADES PARA UM SISTEMA DE CCUS [56]



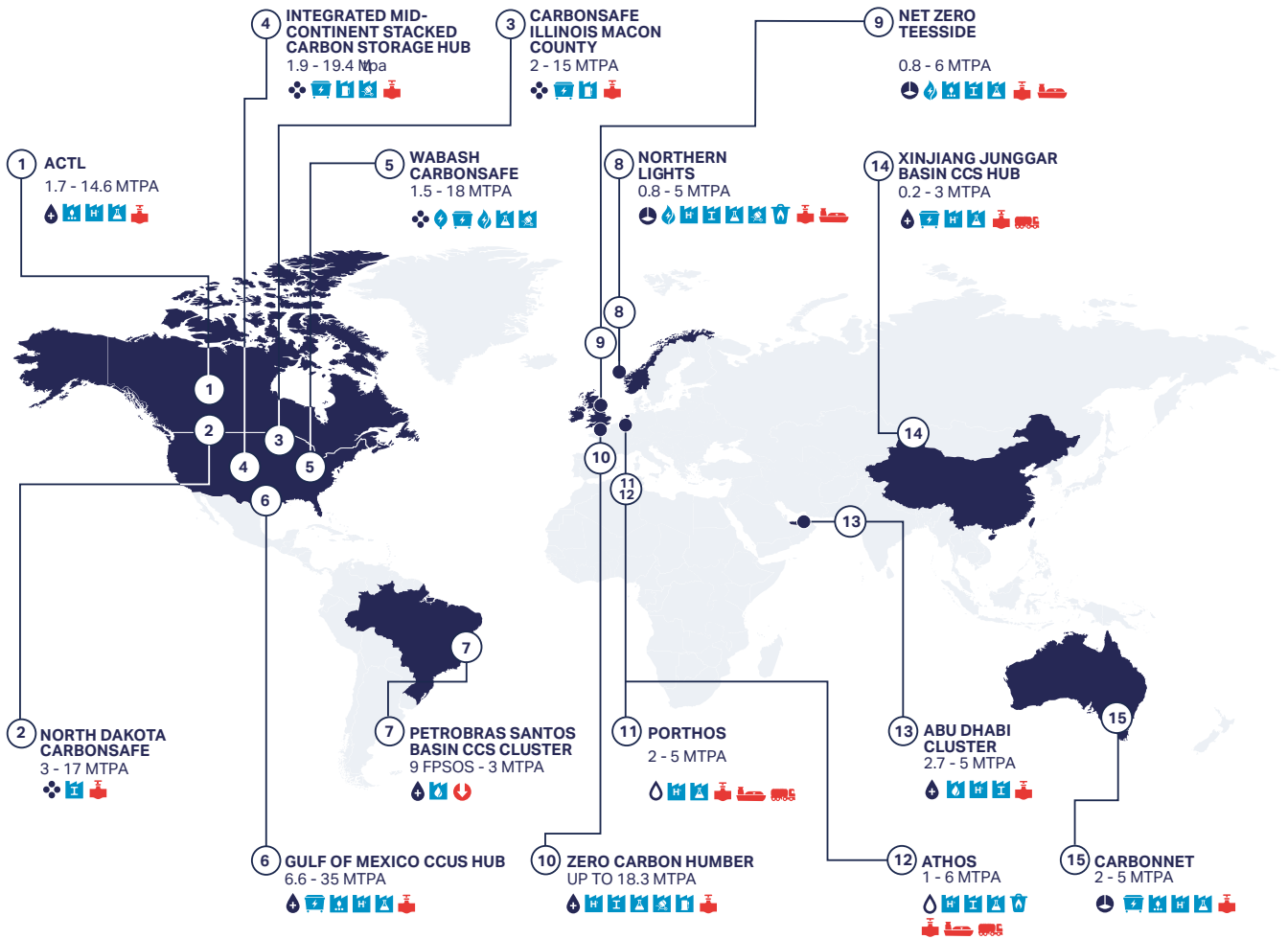
O avanço desta tecnologia, além de contribuir efetivamente como ação mitigadora e ainda como possível monetização de um poluente, será importante para um cenário de emissões líquidas zero, para remover emissões da menor participação futura de combustíveis fósseis na matriz energética global e emissões residuais de setores de difícil abatimento, como aço e cimento [57].

Embora existam diversas tecnologias para separação em fluxos gasosos, atualmente as estratégias de sequestro de carbono apresentam, em geral, três principais configurações: oxi-combustão, pré-combustão e pós-combustão. Os processos de separação física e química dependem princi-

palmente de absorção, adsorção, membranas e criogenia [55].

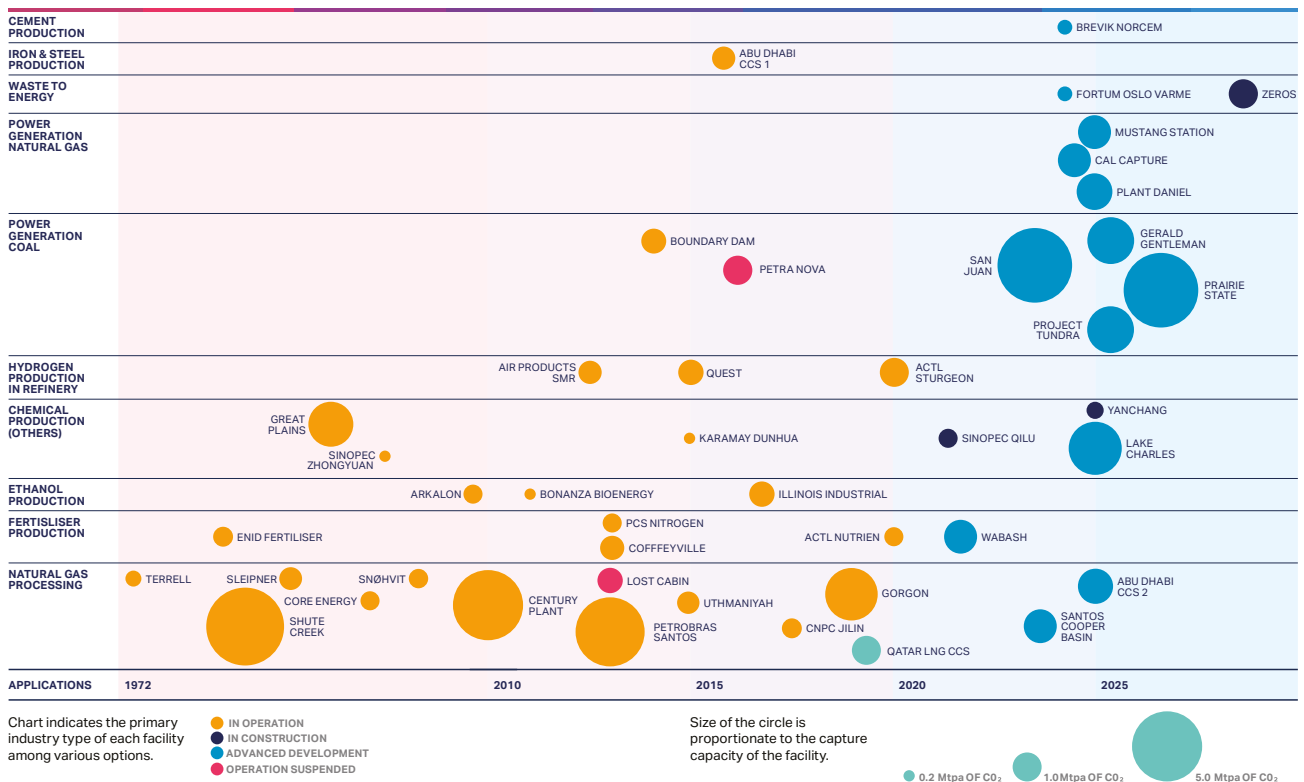
Após a captura do CO<sub>2</sub>, a corrente de gás passa por etapa de purificação, compressão e, em alguns casos, liquefação. Com isso, o poluente estará adequado para seu transporte via dutos ou navios até um local de armazenamento subterrâneo, *onshore* ou *offshore*, sendo bombeado para um reservatório geologicamente adequado, como formações salinas ou campos de petróleo depletados [58]. A seguir, são apresentados os principais projetos de armazenamento de carbono no mundo, com destaque para a utilização de formações salinas e reservatórios de petróleo depletados.

FIGURA 26 - A CAPACIDADE MUNDIAL DE POTENCIAIS PROJETOS DE ARMAZENAMENTO DE CARBONO [59]



Os projetos de CCUS estão inseridos em uma grande diversidade de setores, como mostra a tabela abaixo.

FIGURA 27 - PORTFÓLIO DE INSTALAÇÕES DE CCUS COMERCIAIS EM DIVERSOS SETORES [59].



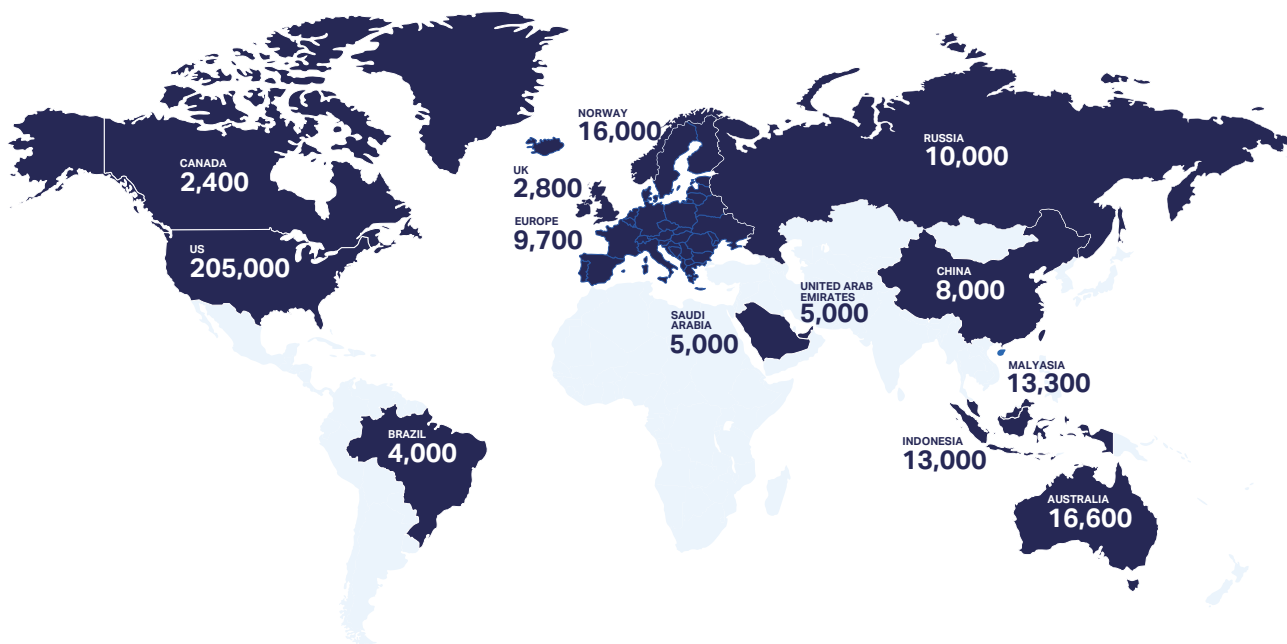
O armazenamento geológico pode ser considerado uma etapa crítica na cadeia de CCUS, necessitando da coexistência de um sistema contendo uma rocha reservatório com boas características de porosidade e permeabilidade, assim como uma estrutura selante, responsável por impedir que o volume de carbono migre das estruturas.

Por conta da infraestrutura existente, os campos de petróleo depletados, contendo poços descomissionados, são atualmente a principal e mais econômica alternativa para o armazenamento de carbono, com destaque para os reservatórios dos Estados Unidos, Austrália, Rússia, China e Noruega [59]. O armazenamento, porém, é limitado quando

se consideram injeções de carbono ao longo prazo, pois os reservatórios depletados tem capacidade para armazenar apenas cinco anos da emissão global atual.

No entanto, uma solução com potencial ainda inexplorado pode ocorrer a partir das formações salinas. A opção, ainda não desenvolvida comercialmente por conta do baixo valor econômico, possui vasta capacidade de armazenamento e distribuição geográfica. Em ordem de grandeza, algumas estimativas afirmam que os reservatórios das cavernas de sal têm capacidade para armazenar um volume até 1.000 vezes maior que o de campos depletados.



FIGURA 28 - RECURSOS DE ARMAZENAMENTO DOS PRINCIPAIS CAMPOS DE PETRÓLEO E GÁS (MTCO<sub>2</sub>). [59].

Por conta do potencial e dos poucos investimentos, as pautas envolvendo políticas públicas para uma frente composta por governos, indústrias e pesquisas, serão importantes para desenvolver comercialmente esta alternativa [59]

Além de ser armazenado, o carbono capturado poderá também ser utilizado em alguns processos. A utilização de carbono pode ser destinada à conversão em produtos de mais alto valor agregado, como na indústria química e de alimentos, sendo considerado inclusive o uso para produção de combustíveis sintéticos ou de concreto, para o setor de construção civil. Porém, atualmente, a utilização mais comum ocorre nos campos petrolíferos, como um método de recuperação avançada da produção [58]. Além desta, pode ser considerada como utilização de carbono a produção de ureia, já que utiliza o CO<sub>2</sub> produzido como subproduto da reação de reforma a vapor do metano para produção de hidrogênio.

No setor de alimentos, a Ambev possui atividades de CCUS em quatro plantas de produção de bebidas no Brasil. A captura ocorre a partir da queima do gás natural ou biomassa para a geração de calor para o processo de fermentação em cervejarias. Após a captura, o carbono é utilizado para a gaseificação de refrigerantes e cervejas, com uma economia com relação ao suprimento de fornecedores comerciais.

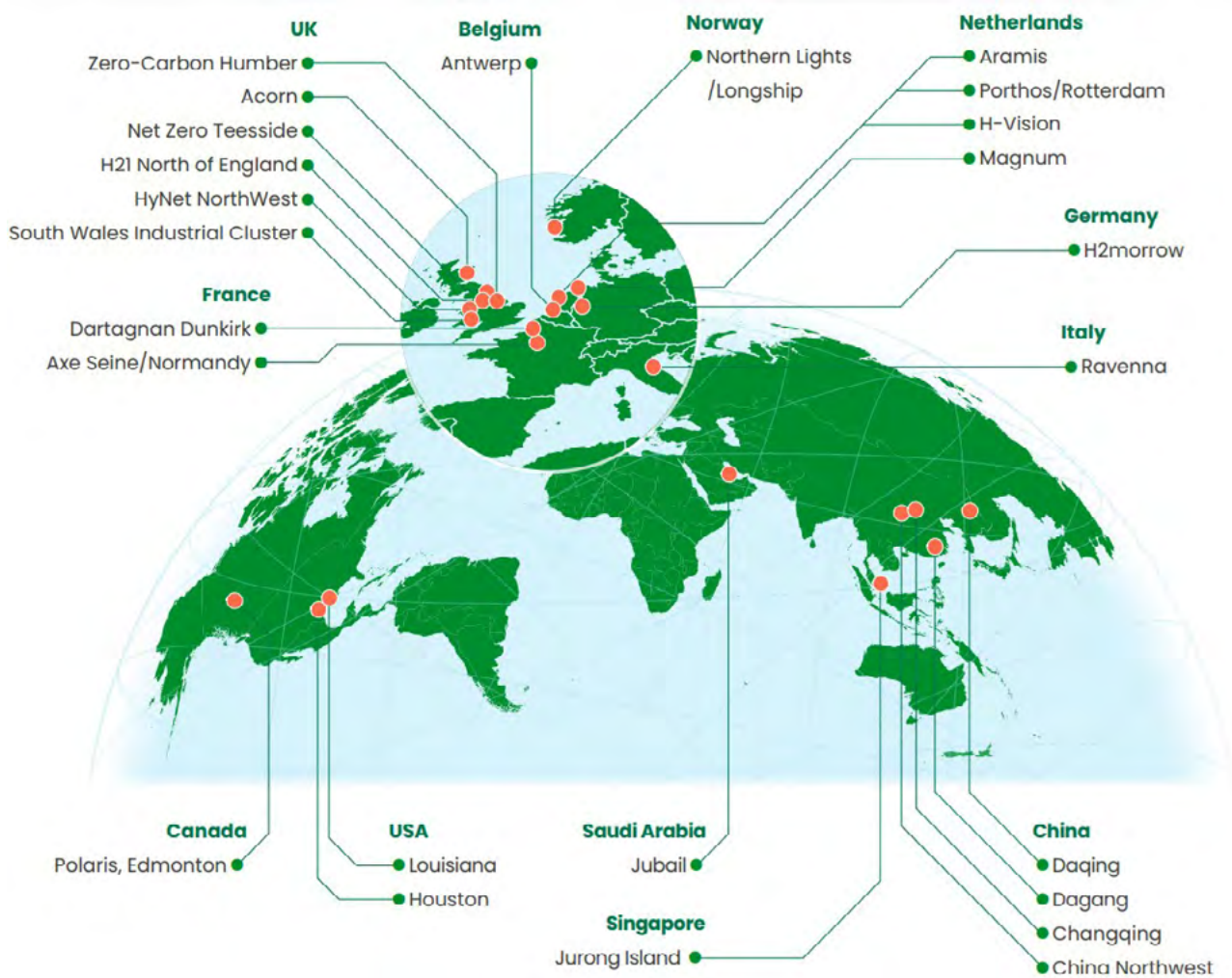
Nas operações *offshore* de produção de petróleo e gás natural, especialmente nos campos em águas

profundas, a tecnologia CCUS já possui casos de utilização no próprio local de captura. No Brasil, a captura e o armazenamento em reservatórios carbonáticos no Pré-Sal da Bacia de Santos já ocorrem no campo de Lula, considerado o único projeto em larga escala na América Latina. O projeto tem capacidade de capturar em média 3 milhões de toneladas por ano (Mtpa) de carbono associado à produção de petróleo e gás natural [60], [61].

Destaque como uma iniciativa da Petrobras recentemente reconhecida e premiada internacionalmente, a tecnologia aplicada no Pré-Sal vem sendo aprimorada desde 2009, e com a entrada de novas unidades há previsão para atingir um volume histórico acumulado de captura e reinjeção de até 40 milhões de toneladas de carbono até 2025, se estabelecendo como o maior projeto de CCUS *offshore* do mundo [62].

Acelerar a expansão e desenvolver projetos globais de *hubs* de CCUS, com foco no armazenamento, podem contribuir diretamente como uma infraestrutura de solução para diferentes rotas de carbono, capturados e transportados por uma combinação de diferentes opções. De acordo com o último relatório do *Global CCUS Institute*, divulgado em 2021, existem 27 instalações comerciais de CCUS em operação ao redor do mundo, com uma capacidade total de captura de aproximadamente 40 milhões de toneladas por ano [62]. A Figura 29 apresenta projetos anunciados publicamente por empresas membros da Iniciativa Climática de Petróleo e Gás (OGCI) em 2022.

FIGURA 29 - PROJETOS GLOBAIS DE HUBS DE CCS ANUNCIADOS EM 2022 [63]



O Instituto destaca ainda que, para planejamento e desenvolvimento, foram anunciados aproximadamente 100 novos projetos de CCS em 2021, divididos entre 25 países e com concentração de 75% em regiões dos Estados Unidos e Europa. O crescimento acelerado é um reflexo de iniciativas governamentais para concentrar a implementação de metas de emissões líquidas zero, além do interesse de desenvolvimento e expansão em novas soluções energéticas, como o hidrogênio produzido em processos com baixa emissão de carbono e outras opções escaláveis para descarbonização industrial [63].

Modelos de globais para buscar as emissões líquidas nulas em 2050 indicam que a utilização das tecnologias de captura e armazenamento reduz o custo total das ações de descarbonização. A alternativa de CCS também aumenta a probabilidade deste objetivo ser alcançado, removendo algumas emissões de difícil abatimento [64].

De acordo com o modelo elaborado pela Agência Internacional de Energia (IEA), é estimado que 7,6 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub> sejam capturados em 2050, sendo aproximadamente 10% diretamente da atmosfera, por meio de captura direta do ar, 20% capturados da produção e uso de biocombustíveis e 70% da queima de combustíveis fósseis e de processos industriais [6]. A captura direta do ar ainda é um desafio tecnológico e, atualmente, uma opção bastante cara. É preciso separar o CO<sub>2</sub> do ar atmosférico, e vale lembrar que sua concentração é de somente 400 partes por milhão, aproximadamente. Entretanto, vem atraindo bastante atenção e investimentos pelo importante papel que pode desempenhar na agenda climática. Se todas as ações globais combinadas não fizerem frente ao desafio climático, o que fica mais provável a cada relatório do IPCC, a remoção direta do CO<sub>2</sub> da atmosfera e seu sequestro poderá ser necessária como solução de "último recurso" [6].

Um dos principais desafios do CCUS é seu alto custo de investimento e operação. A implementação de projetos de CCUS depende da implementação de equipamentos para a captura do CO<sub>2</sub>, a construção de gasodutos para transporte e a instalação de locais de armazenamento geológico, elevando o custo total de investimento. Além disso, os custos destes projetos são afetados pelo seu alto consumo de energia, que dependerá do nível de concentração do CO<sub>2</sub> na corrente de gás. Assim, plantas que produzam uma corrente concentrada em CO<sub>2</sub> e estejam localizadas próximas a armazenamento geológicos terão custos de CCS reduzidos.

Na cadeia de valor da tecnologia, a captura do CO<sub>2</sub>, normalmente, é considerada o maior componente de custo. Como exemplos, recentes análises estimam valores de captura próximos a 73 €/tCO<sub>2</sub> para o setor termelétrico de gás natural, 39 €/tCO<sub>2</sub> para o setor de cimento e 13 €/tCO<sub>2</sub> na produção de etanol de cana-de-açúcar [65]

Após a captura, a etapa de transporte pode ocorrer tanto por gasodutos, sejam terrestres ou marítimos, quanto por outras opções de transporte, como navios. No caso dos gasodutos terrestres, a reutilização de infraestruturas já existentes pode representar até 10% do custo da construção de novas rotas, o que vem sendo estudado como uma alternativa por empresas do setor. Para a construção de novas rotas de gasodutos, no ambiente *offshore*, é estimado um custo que varia entre 2 até 29 €/tCO<sub>2</sub>. Já para o transporte via navios, os valores podem variar de 10 a 20 €/tCO<sub>2</sub>, sendo uma opção mais vantajosa para transportes a longa distância, como em casos intercontinentais [65]

Para a etapa do armazenamento geológico em campos depletados, as estimativas são de 7 €/tCO<sub>2</sub> em reservatórios *onshore* e 9 €/tCO<sub>2</sub> nos *offshore*, considerando a existência de poços descomissionados. Os custos podem ser maiores caso seja necessário perfurar e completar poços somente para as operações de armazenamento. Para as opções de formações salinas, como cavernas, com potencial de armazenamento muito superior aos campos depletados, os custos podem alcançar 12 €/tCO<sub>2</sub> (*onshore*) e 20

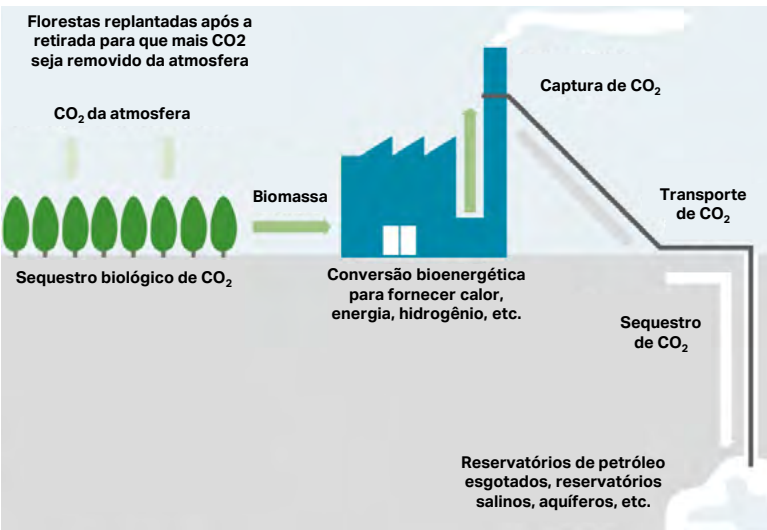
€/tCO<sub>2</sub> (*offshore*), já que na maioria dos casos, não há existência de poços para uma infraestrutura de reinjeção [65].

No que tange às questões regulatórias, alguns países possuem pautas específicas para desenvolver legislações para CCUS, como Estados Unidos, China, Japão, Austrália e membros do Sudeste Asiático. De acordo com análises sobre o tema, as ações são importantes para a criação de hubs para cooperação internacional a fim de contribuir com a abordagem legal sobre o tema. No caso dos Estados Unidos, a atualização das pautas já traz definição sobre pontos técnicos-regulatórios como a reivindicação e utilização de créditos para o mercado de carbono, requisitos mínimos de segurança para armazenamento geológico, utilização comercial e industrial do carbono capturado [59].

Apesar da necessidade de desenvolvimento de questões econômicas e regulatórias, é necessário destacar os possíveis benefícios que podem ser proporcionados pelo CCUS, principalmente como uma tecnologia alinhada à transição energética para o setor industrial. No caso da geração de novos empregos, estimativas apontam que, de maneira direta e indireta, o conjunto de atividades ligadas ao mercado de CCUS poderá envolver até 150 mil colaboradores até 2050. Além disso, para indústrias como cimento, aço e refino, o CCUS representa um complemento para a descarbonização, considerando que as medidas setoriais (exemplo: redução da participação do clínquer no cimento) podem reduzir a intensidade das emissões até um certo limite maior que zero [65].

No leque de novas alternativas, sistemas de CCUS poderão ser ainda utilizados para a instalação de projetos negativos em carbono, a partir do acoplamento com o setor de bioenergia. A tecnologia conhecida como BECCS (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) captura carbono de processos de uso de biomassa, como na fermentação da cana-de-açúcar ou do milho para a geração de etanol, causando uma remoção de carbono da atmosfera, caso seja considerado o ciclo de produção da biomassa (as plantas absorvem o CO<sub>2</sub> em seu crescimento).

FIGURA 30 - TECNOLOGIA DE CAPTURA DE CARBONO DE PROCESSOS DE BIOMASSA

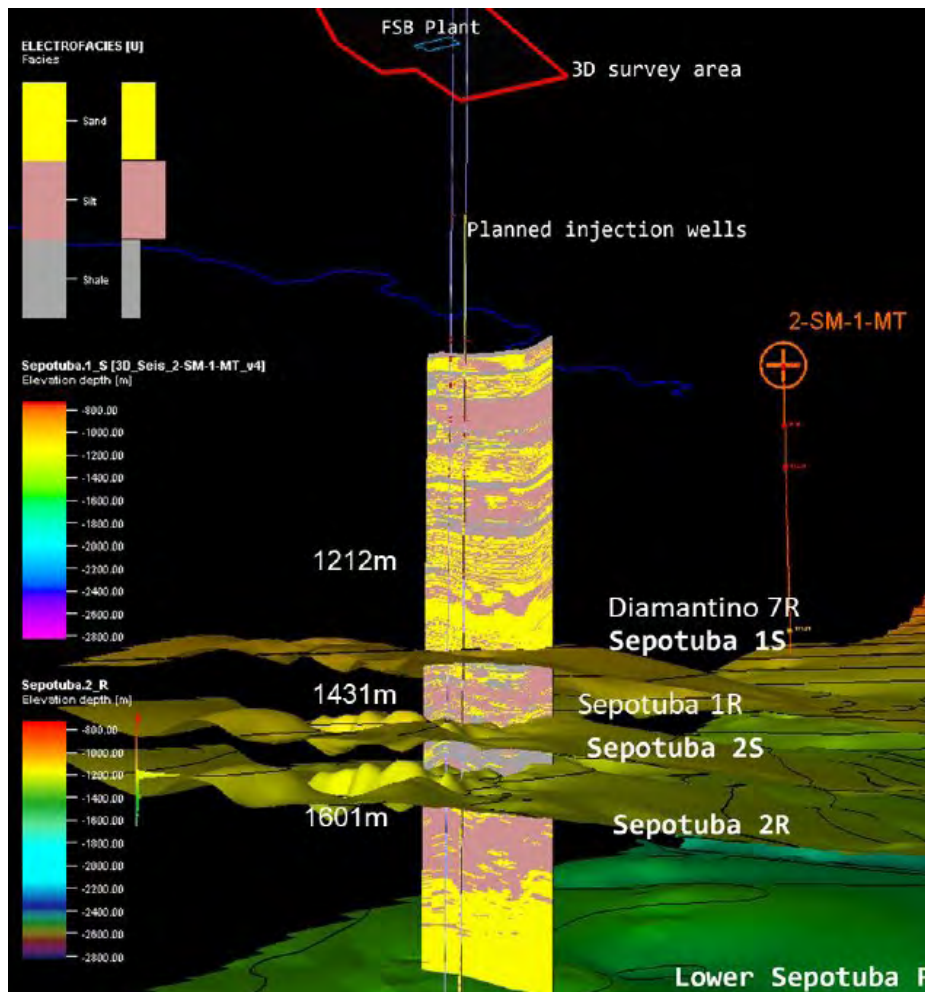


No Brasil, um inovador exemplo de BECCS vem da FS, com um projeto para captura de CO<sub>2</sub> a partir das plantas de fermentação de milho para a produção de etanol no estado do Mato Grosso. O

projeto considera que o CO<sub>2</sub> de origem biogênica capturado nas plantas seja injetado e armazenado permanentemente em reservatórios geológicos salinos na Bacia do Parecis. Com esse projeto, a FS será uma das poucas empresas a produzir um combustível negativo em carbono.

A partir de testes realizados no local, foram verificadas as condições e configurações geológicas para a implementação de um projeto de BECCS (salinidade, rocha de vedação, porosidade, capacidade de armazenamento e baixa atividade sísmica). Os resultados indicam uma área de armazenamento com capacidade de 22 milhões de toneladas - que equivale a 55 anos de operação da planta. Foi feita também modelagem 3D do reservatório para avaliar o potencial de criação de um *hub* de injeção de CO<sub>2</sub>. Como próxima etapa, serão feitos testes exploratórios para avaliar a injetividade de CO<sub>2</sub>. A licença ambiental do poço já foi emitida em junho de 2022, porém a expectativa é que entre em operação a partir de 2023.

FIGURA 31 - PERFIL GEOLÓGICO PARA CAPTURA DE CO<sub>2</sub> DA FERMENTAÇÃO DO ETANOL DE MILHO DA FS BIOENERGIA



Entre outros projetos de inovação por parte de empresas brasileiras, cabe destaque ainda a participação da Eneva em um projeto-piloto de captura de CO<sub>2</sub> a partir da síntese de zeólitas ao utilizar um resíduo das atividades do setor de carvão mineral para o desenvolvimento de uma nova tecnologia de captura através da adsorção de carbono. Atualmente, o projeto está na terceira fase e com um aporte já feito de R\$ 23 milhões, localizado no estado de Santa Catarina [66].

Ainda no campo de inovação, existem análises em curso para outros tipos projetos, como a partir da captura de carbono por microalgas, desenvolvido no âmbito de P&D entre a Eletrobras e a Universidade Federal do Rio Grande.

Além da necessidade de redução dos custos, outra questão de extrema relevância para o desenvolvimento das atividades de CCUS ocorre no campo regulatório. Atualmente, o PL 1.425/2022 tramita pelo Senado e tem como objetivo viabilizar, do ponto de vista jurídico, parte das atividades de CCUS, principalmente especificações mínimas de armazenamento, como segurança contra vazamentos conforme regulamentação técnica e ambiental.

### 3.7 GAS TO WIRE + CCS

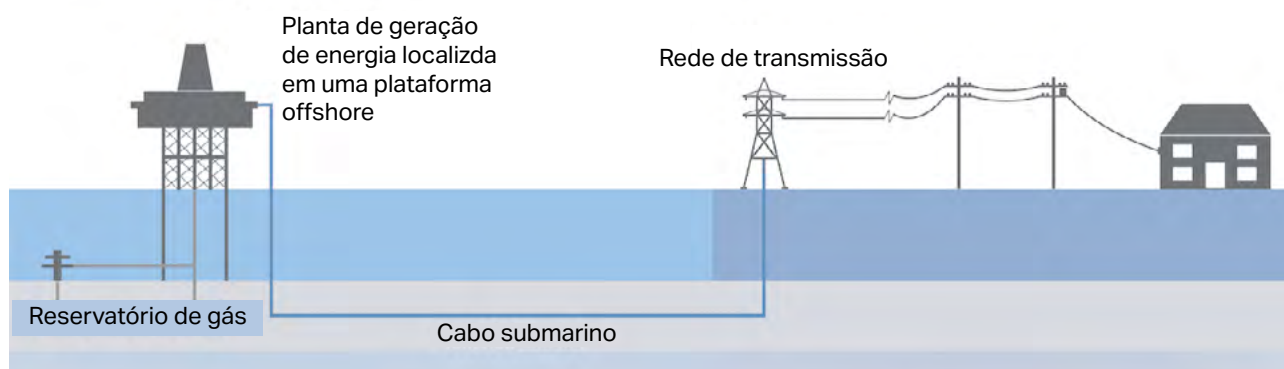
O conceito das instalações *Gas-to-Wire* (GtW) consiste, basicamente, em um modelo de geração de energia termelétrica acoplado a uma planta de produção de gás natural, em campos terrestres (*onshore*) ou marítimos (*offshore*). Por ser considerada uma operação fóssil, novas tendências de inovação e sustentabilidade vêm sendo debatidas para os projetos de GtW, principalmente visando adicionar às estruturas de geração termelétrica tecnologias de

captura e armazenamento de carbono (CCS). Assim, além de permitir a monetização de reservas de gás natural e a gestão de descarbonização das operações, o planejamento de alternativas GtW-CCS possui embasamento e potencial de crescimento para os próximos anos.

Inicialmente, a aplicabilidade do conceito GtW foi desenvolvida para campos remotos de gás natural, que fossem distantes ou isolados de grandes polos consumidores e da rede de transporte de gasodutos. Do ponto de vista econômico, além de permitir a monetização da produção de gás natural, o modelo GtW também é uma solução para os casos em que a construção de novos gasodutos de transporte não é economicamente atraente, como em produções *offshore* em águas ultra profundas e em campos maduros com produções marginais de gás associadas à produção de petróleo. [68], [69].

De acordo com dados da literatura, há diferentes possibilidades para classificação de projetos envolvendo o conceito de GtW a partir de gás natural. Como citado, um modelo de projeto com esta classificação seria a produção isolada de gás *offshore* convertida e exportada à costa na forma de eletricidade, sendo uma opção mais viável do ponto de vista técnico-econômico. Uma outra possibilidade pode ocorrer quando existem gasodutos de transporte do campo diretamente até os locais onde as térmicas são instaladas. Existe ainda a opção de operar um sistema GtW via SSLNG (*Small Scale LNG*), a partir da liquefação e transporte em pequena escala, geralmente por caminhões ou barcas, do campo de produção até a termelétrica [70]. É importante ressaltar que, nos casos de campos distantes das termelétricas, os projetos de logística são exclusivos para atender a geração de energia nas unidades.

FIGURA 32 - ESQUEMA DE INSTALAÇÃO GTW OFFSHORE [67].



No mundo, diversos países já contam com iniciativas consolidadas de GtW. Podem ser citados como exemplos os projetos Jawa 1 (Indonésia), Bayat (Afeganistão), Malampaya (Filipinas) e Banda (Mauritânia, Senegal e Mali) [70]. No Brasil, é possível citar três projetos de GtW existentes nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte.

Localizado em Macaé (RJ), o projeto Marlim Azul, desenvolvido em conjunto entre a Shell, Mitsubishi Hitachi Power System (MHPS) e o grupo Pátria Investimentos, contará com capacidade instalada de 565 MW e tem previsão de início de operação em 2023. Por conta da localização, o suprimento de gás ocorrerá a partir de gasodutos do Pré-Sal, principalmente dos campos que têm a Shell como operadora ou como parte do consórcio de exploração e produção, monetizando um importante volume de gás e surgindo como uma nova e eficiente alternativa ao mercado consumidor [70].

No Complexo Parnaíba, no Maranhão, o projeto da Eneva conta com quatro usinas em operação, com capacidade instalada de 1,4 GW, além de outras duas em desenvolvimento, com previsão de 477 MW [71]. O complexo, responsável pela geração de 11% da energia termelétrica nacional, segue o modelo de negócios *Reservoir-to-Wire* (equivalente ao GtW) com geração próxima aos poços e reservatórios, que contam com uma produção diária de aproximadamente 8 milhões de m<sup>3</sup> de gás a partir de nove campos e estrutura interna de interligação [70].

Pertencente também à Eneva, o projeto Azulão-Jaguatirica conta com o desenvolvimento tecnológico para atender às demandas energéticas de Roraima, estado isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir do conceito *Reservoir-to-Wire*, a empresa produz gás natural no campo de Azulão, no Amazonas, trata, liquefaz e transporta em tanques criogênicos em caminhões (SSLNG) até a cidade de Boa Vista (RR), em um trajeto de aproximadamente 1.100 km, se consolidando como a maior empresa com operações de liquefação de gás natural no Brasil [71]. O projeto Azulão-Jaguatirica integra, atualmente, uma reserva certificada de 3,6 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural no Amazonas e uma capacidade instalada de 142 MW para geração termelétrica em Roraima [70]. O conceito de "gasoduto virtual" permitiu a criação de uma solução prática através de um projeto de GtW, beneficiando Roraima com o aumento de segurança energética e redução do custo de geração e das emissões de gases de efeito estufa, já que houve significativa redução de importação da energia venezuelana e da geração local em térmicas a diesel.

Há ainda grande potencial para a instalação de novos projetos de GtW no Brasil. De acordo com dados apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia da EPE, é esperado que a produção e a oferta líquida de gás natural alcance 140 milhões de m<sup>3</sup>/d em 2030\*, valor considerado o dobro do que foi produzido diariamente no ano de 2021 [72]. Assim, a monetização da produção de gás para fins de geração pode ser de grande valia para o desen-

FIGURA 33 - COMPLEXO PARNAÍBA NO MARANHÃO DESENVOLVIDO PELA ENEVA



**1,9 GW** de capacidade instalada



**9%** da capacidade de geração térmica a gás do Brasil



**8,4 mi de m<sup>3</sup>** de gás natural abastecem as usinas do Complexo Parnaíba



volvimento nacional, principalmente ao substituir o transporte do energético em gasodutos ainda inexistentes pela transmissão em linhas elétricas já consolidadas no território brasileiro.

A favor de projetos do tipo, recentes análises apontam que, quanto maior a distância entre os reservatórios de gás e o mercado consumidor, um esquema de GtW no Brasil se torna mais viável, já que a transmissão de energia apresenta retornos financeiros maiores do que as opções de expansão para malhas de gasodutos. Como a disponibilidade de gás é concentrada em campos *offshore* ou nos terminais de GNL ao longo da costa litorânea, é necessário destacar as longas distâncias e a malha de gasodutos limitada para o transporte e interiorização do gás [70].

No caso da rede de transmissão de energia elétrica, há cobertura em quase todo o território nacional, o que pode alavancar os negócios de GtW. A Figura 34 compara as redes atuais e planejadas

tanto de transmissão de energia elétrica com as de gasodutos.

### A tecnologia GtW descarbonizada por CCS

A fim de contribuir para um quadro mais efetivo e abrangente de mitigação e compensação das emissões, é possível propor, de forma complementar às soluções técnicas citadas para as atividades operacionais de GtW, novas opções para maximizar resultados positivos e atingir as metas *Net-Zero*, tendência das empresas de energia para as próximas décadas. Trazendo o estudo para o cenário brasileiro, especificamente para a produção de petróleo e gás natural, o conceito da tecnologia GtW-CCS pode contribuir para o aproveitamento da produção de gás natural para a geração de uma energia elétrica com uma baixa pegada de carbono. Atualmente, os projetos brasileiros em operação e planejamento ainda não contam com a inserção das tecnologias de CCS nos sistemas GtW.

FIGURA 34 - COMPARAÇÃO ENTRE REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA (ESQ) E GASODUTOS (DIR) [70]

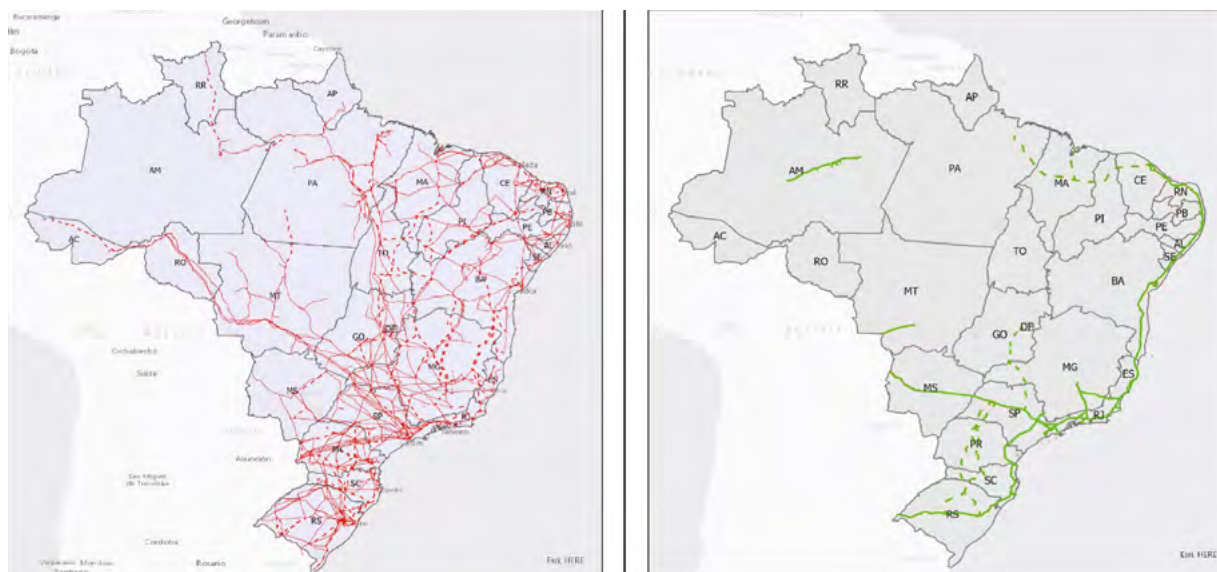
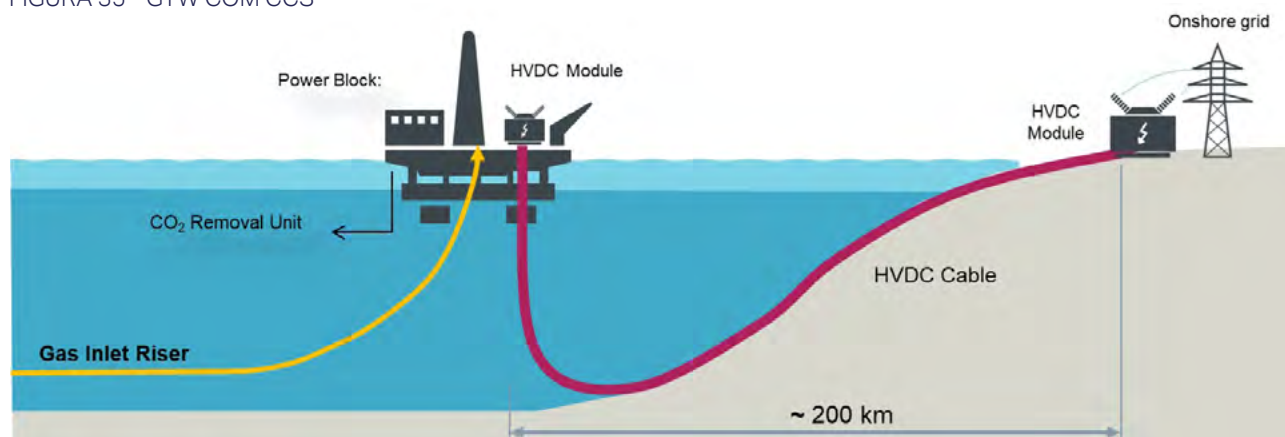


FIGURA 35 - GTW COM CCS



Rotas de captura de carbono podem ser utilizadas nos processos de pré-combustão, para correntes de gás natural ricas em carbono, como no Pré-Sal, e nas etapas de pós-combustão, após a combustão do gás natural para a geração de energia [72], [73].

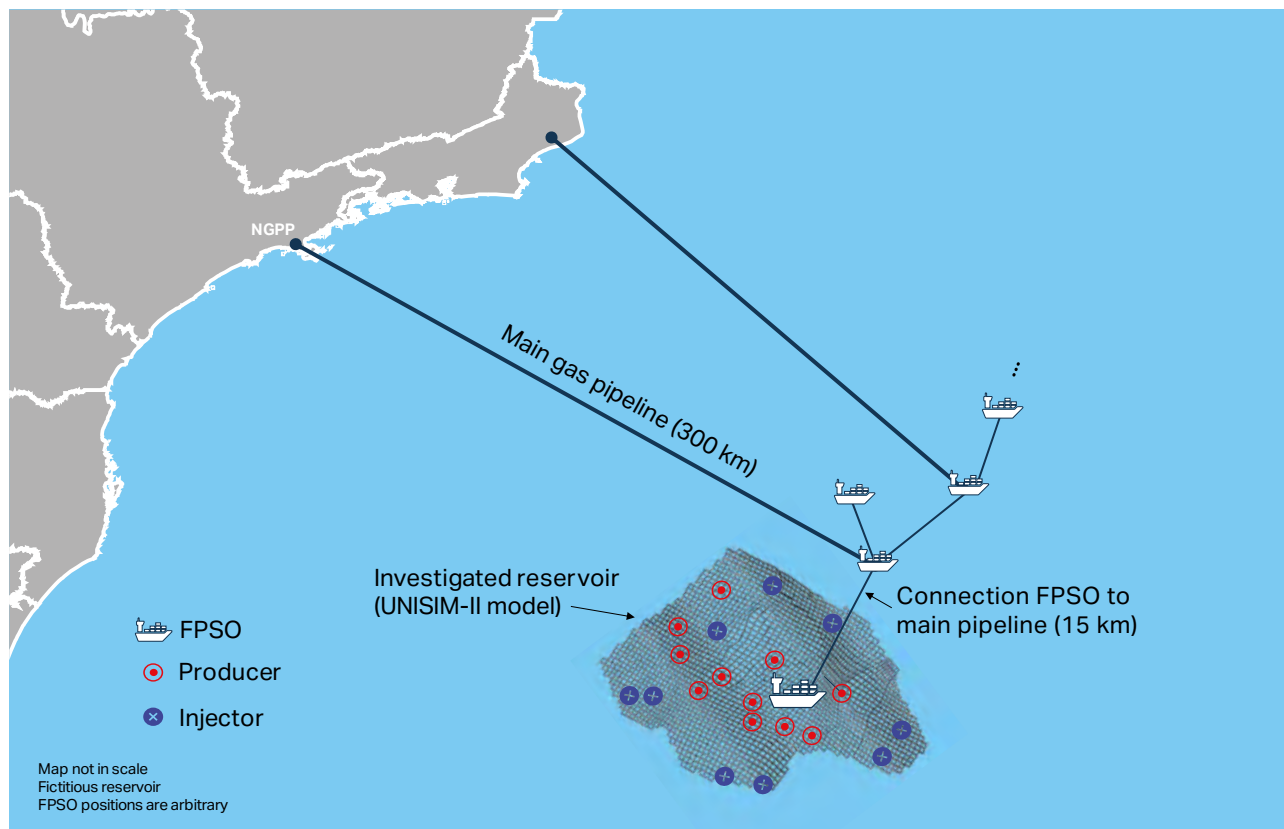
Após a captura do CO<sub>2</sub> nas correntes de produção de petróleo e gás natural por meio de tecnologias de separação, ele pode ser reinjetado nos campos por meio dos poços de injeção, aumentando a pressurização dos reservatórios e desempenhando um método de recuperação da produção. Modelos de benchmark apontam que a utilização do CO<sub>2</sub> como EOR (*Enhanced Oil Recovery*) assim como o armazenamento do poluente em campos *offshore* podem proporcionar uma redução nas emissões operacionais de 41% e um aumento de até 20% no Valor Presente Líquido nos projetos de E&P de petróleo [73].

Nas operações *offshore* de produção, especialmente nas unidades FPSOs em águas ultra profundas, a tecnologia CCS já possui casos de operação, como o projeto da Petrobras campo de Lula, citado no capítulo anterior.

A utilização das tecnologias CCS em produções *offshore*, além de contribuir diretamente com a mitigação de GEE e auxiliar na produção de petróleo, pode transportar o CO<sub>2</sub> por meio de uma rede de gasodutos, interligando a captura e o armazenado em campos depletados para formar um conceito de *hub* de CCS estratégico para a formação de uma economia de baixo carbono, como exposto na Figura 36.

Alternativas de mitigação para a emissão de gases de efeito estufa são essenciais para a construção de uma transição energética segura e sustentável. Assim como outros pontos já identificados, com potencial aplicabilidade em operações da área *upstream*, um modelo GtW-CCS poderá contribuir para os índices de descarbonização da indústria energética. O conceito tecnológico, além de mitigar a emissão de CO<sub>2</sub>, também tem um grande potencial para fins econômicos com baixo teor de carbono. O amadurecimento da tecnologia caminha a passos largos para concretizar ações de mitigação e eficiência de uma transição energética segura.

FIGURA 36 - PROJETO HIPOTÉTICO DE CCUS BASEADO NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS [73]





Há ainda opções de captura via tecnologias alternativas, como oxi-combustão e *looping* químico, com a queima do combustível realizada em ambiente enriquecido com oxigênio e reações redox (oxi-redução), gerando um fluxo concentrado de carbono, que torna menos custosa sua captura [74]. Em conjunto às oportunidades de captura, a análise dos ciclos para geração de energia oferece ainda um amplo quadro de opções com desenvolvimento de melhoria e eficiência, como possíveis ganhos a partir dos ciclos Allam, Supercrítico com CO<sub>2</sub>, Rankine Orgânico e Kalina [75].

No caso do ciclo *Allam-Fetvedt*, a captura de CO<sub>2</sub> é facilitada porque a queima do combustível fóssil é feita com oxigênio puro (oxicombustão), e não com o ar. Desta forma, um CO<sub>2</sub> "puro" é formado e utilizado no ciclo (CO<sub>2</sub> supercrítico), com um excesso de CO<sub>2</sub> sendo retirado do ciclo para o transporte e sequestro. O projeto-piloto de 50 MW da empresa norte-americana Net Power utiliza esta tecnologia de forma pioneira para esta escala "real". Se bem-sucedida, pode ser uma boa opção energética pelo potencial de redução do custo de CCS.

### 3.8 GERAÇÃO DE CALOR POR BIOMASSA

Um grande desafio para a descarbonização da indústria global é a dependência de combustíveis fósseis para a geração de calor. O setor industrial foi responsável por mais da metade da energia consumida para este fim em 2020, contribuindo com cerca de 20% das emissões globais. A participação de energias renováveis nesta atividade é estimada

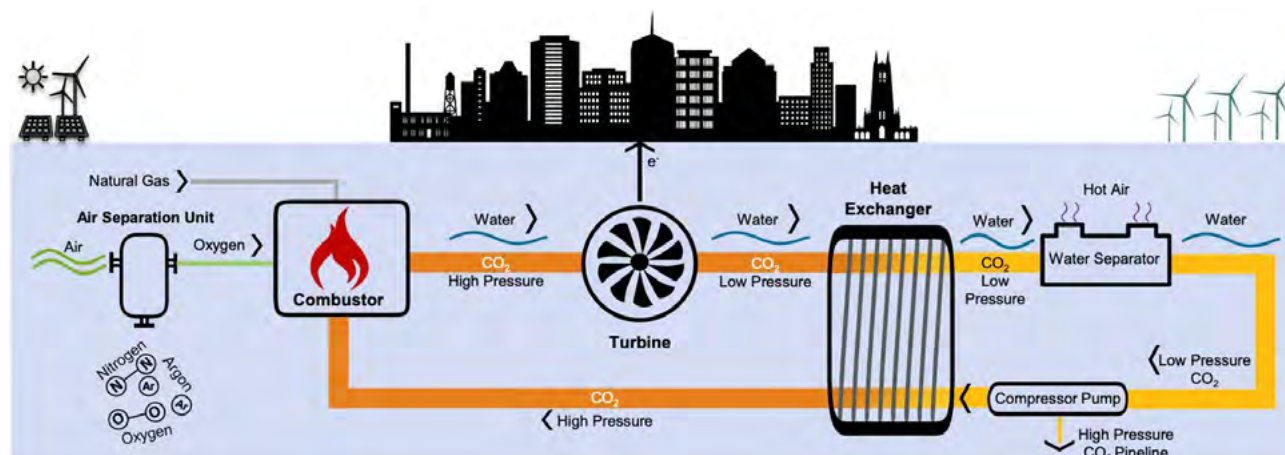
em cerca de 11%, com a bioenergia apresentando a maior participação.

No Brasil, o consumo final energético do setor industrial contribuiu com cerca de 11% das emissões totais de 2020 e 34% das emissões da indústria, com grande participação da produção de cimento, siderurgia, papel & celulose, indústria química e alimentos e bebidas. Em alguns desses setores mais intensivos em calor, o consumo energético atinge quase 90% das emissões totais do processo [9].

A geração de calor na indústria apresenta grande heterogeneidade entre os processos produtivos. O processo produtivo influencia o combustível escolhido, o nível de temperatura necessário e o método de geração de calor, por contato direto ou indireto. No setor de cimento, por exemplo (ver Seção 4.3), os combustíveis interagem quimicamente com a matéria-prima (calcário), gerando calor com temperaturas próximas de 1000 °C, enquanto isso setores que dependem de temperaturas mais baixas usualmente utilizam métodos indiretos de aquecimento, como a produção de vapor.

A descarbonização da geração de calor depende da substituição dos combustíveis fósseis utilizados ou do uso de métodos de CCUS. A eletrificação direta é considerada como a principal opção para a geração de calor de baixa temperatura, utilizando equipamentos comercialmente maduros, como bombas de calor (*heat pumps*). Para altas temperaturas (acima de 250°C), estima-se que as soluções disponíveis para a geração de calor em escala a partir de eletricidade seriam aplicáveis a somente 25% desta demanda de calor. [76]

FIGURA 37 - ILUSTRAÇÃO DE FUNCIONAMENTO DO CICLO ALLAM-FETVEDT

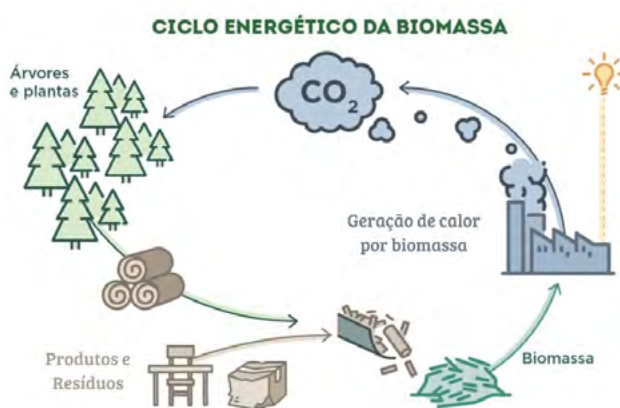


Nos casos em que a eletrificação direta apresenta baixa viabilidade econômica ou técnica, outras soluções de baixo carbono ganham maior relevância, como a biomassa e, no longo prazo, hidrogênio e CCUS. Essas duas últimas soluções apresentam como principais barreiras o custo e desenvolvimento tecnológico. O hidrogênio de baixo de carbono ainda apresenta custo de produção bem superior ao do hidrogênio cinza, que é em muitos locais mais caro do que, por exemplo, o gás natural. Enquanto isso, a CCUS envolve em geral aumento de custos operacionais e de investimento para o processo, gerando novas receitas somente onde há mercado de carbono ou utilização para o CO<sub>2</sub> capturado.

No caso de biomassa, uma grande variedade de recursos podem ser utilizados para a geração de calor, apresentando diferentes matérias-primas e níveis de processamento. Essa característica permite que o combustível utilizado seja adaptado para as demandas de cada processo. Além disso, a biomassa ainda apresenta a vantagem de poder ser mais facilmente armazenada e de permitir a criação de processos negativos em carbono, se associada a CCUS. Sua viabilidade econômica, contudo, depende da disponibilidade de recursos na região.

A grande disponibilidade de recursos naturais no território brasileiro já viabiliza o uso de biomassa para a geração de calor em algumas indústrias, seja de forma direta ou indireta. Biomassa já é utilizada em diversas unidades de produção de cimento e aço, com cerca de 11% de todo o aço produzido no Brasil em 2020 proveniente da rota com carvão vegetal [78].

FIGURA 38 - CICLO ENERGÉTICO DA BIOMASSA [77]



Para a rota indireta, a biomassa já está sendo utilizada para a geração de vapor em diversos processos, como na produção de alumínio, bebidas, papel e celulose, e etanol.

Ao contrário da cana-de-açúcar, que pode utilizar o bagaço da própria cana para gerar calor e eletricidade, a empresa FS Bioenergia, que produz etanol de milho em Mato Grosso utiliza o cavaco do eucalipto para gerar o calor e eletricidade necessários para a operação de sua biorrefinaria.

A CBA, por exemplo, conseguiu, com a troca dos combustíveis fósseis que abastecem a caldeira por biomassa, reduzir a intensidade de carbono da etapa de refinaria, em que é produzida a alumina, de 0,55 tCO<sub>2</sub>/t alumina em 2019 para 0,2 tCO<sub>2</sub>/t alumina em 2021, reduzindo também seus custos operacionais. A caldeira foi implementada em 2020 como parte de uma parceria com a empresa Combio e utiliza como combustível o cavaco de madeira de eucalipto advindo de área de reflorestamento [79]. Com essa alteração, a CBA se tornou uma das empresas com menor intensidade de carbono do mundo nesta etapa.

A geração de vapor por biomassa também já foi implementada pela AMBEV em diversas unidades fabris no Brasil. A troca por biomassa faz parte de um conjunto de ações da empresa para atingir a meta de neutralizar suas emissões de escopo 1 e 2 até 2030. Atualmente, 9 unidades fabris já são carbono neutro e mais 2 devem se tornar até o final do ano a partir de diversas medidas para reduzir suas emissões, como o uso de caldeiras a biomassa, ações de eficiência energética, uso de energia elétrica renovável e captura de carbono, e da compensação do restante das emissões.

FIGURA 39 - CALDEIRA A BIOMASSA SUBSTITUI QUEIMA DE ÓLEO E GÁS NA PRODUÇÃO DE ALUMÍNIO DA CBA



O uso de biomassa, além de reduzir emissões, ainda permite a correta destinação de resíduos. A empresa brasileira Combio instala caldeiras capazes de queimar múltiplas biomassas de modo a poder usufruir da disponibilidade de biomassa da região, reduzindo custo de transporte e aproveitando resíduos. Nos últimos anos, foi feito aproveitamento de resíduos como de casca de arroz, casca de eucalipto, bagaço de cana e caroço de açaí [80]. No Pará, a UPV instalada permitiu, em 5 anos de projeto, o reaproveitamento de 100 mil toneladas de caroço de açaí, que em geral seriam descartados de maneira de forma imprópria.

### 3.9 SOLUÇÕES BASEADAS NA NATUREZA

De acordo com a União Internacional para a Conservação da Natureza (UICN), as Soluções baseadas na Natureza (SbN) são “ações para proteger, gerenciar de maneira sustentável e recuperar ecossistemas naturais ou modificados. Abordam de forma eficaz e adaptativa os desafios da so-

cidade, promovendo o bem-estar humano e os benefícios da biodiversidade”[81]. O conceito de SbN está pautado e se relaciona intrinsecamente com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU. As SbN são, portanto, medidas inspiradas, apoiadas ou copiadas da natureza que atendem simultaneamente objetivos ambientais, sociais e econômicos. Ações de proteção, recuperação ou manejo de ecossistemas são exemplos de SbN que podem gerar empregos e renda para populações locais enquanto aumentam a biodiversidade e melhoram a qualidade ambiental local. Os recursos podem vir da venda de créditos de carbono para empresas com compromisso de redução de emissões.

As vantagens das SbN dependem do contexto: podem reduzir o custo de tratamento d’água ou aumentar a resiliência de sistemas de captação d’água para abastecimento urbano em situações de estiagem mais forte, pelo aumento do escoamento de base promovido por revegetação de bacias hidrográficas degradadas. Podem trazer

FIGURA 40 - RELAÇÕES ENTRE SBN E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL [82]



benefícios para empresas com usinas hidrelétricas porque o reflorestamento de bacias hidrográficas onde estão localizadas usinas tende a aumentar produção de energia na época seca, quando tende a valer mais. Outros ganhos incluem redução de transporte de sedimentos, aumentando a vida útil de reservatórios e reduzindo custos com a manutenção de turbinas e outros equipamentos. As SbN podem minimizar os impactos de enchentes, com ganhos sociais e à biodiversidade.

As SbN podem ser utilizadas sozinhas ou de forma integrada com soluções de engenharia clássica, como barragens, canais e túneis. Os impactos positivos também podem ser destacados considerando o aumento da resiliência de sistemas naturais ou econômicos quando confrontados com os impactos esperados das mudanças climáticas, que tendem a aumentar a frequência e intensidade de eventos climáticos extremos, como secas ou enchentes.

O perfil de projetos de SbN é diverso, abarcando tanto grandes projetos de reflorestamento cobrindo enormes áreas como múltiplos projetos pequenos distribuídos. De forma agregada, esses pequenos projetos trazem ganhos interessantes, como no uso de tetos “verdes” que reduzem o calor de edificações e o escoamento superficial pela interceptação da água da chuva, reduzindo enchentes.

### Desafios das SbN

Um desafio para as SbN é que com frequência há incertezas e/ou complexidade para demonstrar seus benefícios. No exemplo do projeto de reflorestamento que pode beneficiar uma hidrelétrica, a demonstração deste benefício depende de um bom modelo “chuva-vazão” que consiga simular adequadamente o comportamento hidrológico na bacia para os casos com e sem a alteração da cobertura vegetal (reflorestamento). Outro modelo precisa simular os impactos energéticos para a hidrelétrica e os respectivos benefícios econômicos esperados, o que envolve não só a usina, mas todo o sistema elétrico no qual está inserida, o que resulta em mais premissas e incertezas, que precisam ser endereçadas cientificamente. O impacto econômico do reflorestamento pela redução do transporte de sedimentos e decorrente aumento da vida útil do reservatório e menor custo de manutenção de turbinas e outros equipamentos, por sua vez, exige uma modelagem do processo físico

de transporte de sedimentos, o que é extremamente complexo e não livre de incertezas.

Finalmente, mesmo um projeto de SbN bem elaborado e executado pode ser questionado, por exemplo, quando diante de um evento adverso. Um ano de hidrologia muito seca pode reduzir as vazões nos meses de estiagem de forma mais decisiva que o incremento de vazão de base esperado pelo reflorestamento. Nesse caso, o agente beneficiado pelo projeto (hidrelétrica) pode questionar a efetividade do programa pois não é óbvio que sem o projeto a situação seria ainda pior. Compreensivelmente, uma decorrência desta complexidade metodológica e incerteza natural é uma participação ainda tímida de SbN em políticas públicas.

A isto se somam os desafios de projetos de abatimento de carbono. Como mencionado, muitas empresas buscam projetos de proteção ou recuperação de ecossistemas globalmente, com ganhos tanto para a imagem corporativa como para o cumprimento de suas metas de redução de emissões, de forma a contribuírem para o enfrentamento das mudanças climáticas.

Digamos que uma indústria tenha um compromisso de reduzir suas emissões em 50% até certa data. Após esforços envolvendo maior eficiência energética e troca de processos que utilizavam combustíveis fósseis por energia renováveis, a empresa alcançou 30% de redução. O plantio de árvores em áreas degradadas, que fixam carbono ao crescerem pode gerar os restantes 20%, mas plantar árvores é uma atividade fora da competência da empresa. Ela busca comprar “créditos de carbono” de empresas especializadas nesta atividade. Estes créditos medem a *diferença* entre as emissões que teriam acontecido de acordo com uma “linha de base” (um cenário plausível) e aquelas que deixam de acontecer em decorrência desta ação ou projeto ambiental. A linha de base pode estabelecer: “Essa floresta será destruída nas próximas décadas nessa região”; e a ação (SbN) pode ser: “Evitaremos esse desmatamento se comprarmos e protegermos a área”.

A lógica é boa, desde que, é claro, tanto a linha de base como as ações da SbN sejam “reais”. Se a linha de base exagerar numa implausível “narrativa catastrófica” ou se a ação não entregar o resultado prometido porque, por exemplo, muitas mudas não vingaram ou houve uma perda grande decorrente de um incêndio, os créditos de carbono associa-

dos serão indevidos. Estas críticas aos projetos de SbN que geram créditos com atividades florestais são pertinentes, como demonstrado por recentes incêndios na Califórnia que “queimaram” milhões de toneladas de créditos de carbono associados a projetos florestais.

É natural que as incertezas para demonstrar benefícios ambientais e climáticos dos projetos de SbN precisarão ser reduzidas através de um aperfeiçoamento metodológico e sobre a governança do processo de geração de créditos de carbono nos próximos anos. Será preciso maior escrutínio sobre as premissas adotadas na construção da linha de base e na medição e verificação (M&V) da efetividade da geração de créditos de cada projeto, além de avanços metodológicos.

Grandes empresas atuantes neste segmento, como a Shell [83], buscam sistematizar as boas práticas de projetos de SbN para assegurar projetos de alta qualidade. Uma das ações nesse sentido é o desenvolvimento de cartilhas com princípios gerais a serem observados na avaliação de possíveis projetos de SbN, que incluem: (1) critérios para a definição de uma linha de base correta; (2) garantia de permanência dos projetos no longo prazo; (3) evitar que o projeto considerado provoque um vazamento (*leakage*) de carbono para outra região, como, por exemplo, um desmatamento que se desloca do local protegido para outro vizinho, ou seja, não é evitado; (4) adicionalidade: o projeto precisa demonstrar que suas ações não aconteceriam “de qualquer forma”, por exemplo, para atender alguma exigência legal; (5) quantificação: busca de metodologias adequadas para quantificar os impactos dos projetos que, como vimos, é um desafio para as SbN.

Apesar destas dificuldades, é grande o potencial de geração de créditos de carbono para SbN no Brasil. O país, como será visto na próxima seção, possui condições interessantes para alavancar estes tipos de projetos.

### Oportunidades para as SbN

Algumas empresas associadas do CEBDS, nomeadamente, Eletrobras, Ambipar, Shell, BSBIOS, CBA e Ambev, comentaram estar envolvidas em SbN no Brasil.

A Ambipar, por exemplo, comprou em 2021 a empresa Biofíllica, especializada em projetos de

preservação da Amazônia que geram créditos de carbono. Ela comercializa estes créditos, assim como aqueles gerados por outras fontes, como a recuperação de metano de aterro sanitário ou projetos de energias renováveis. Um exemplo é o aplicativo Ambify, que só comercializa créditos certificados pela Verra.

Outra atividade da Ambipar nessa área é a produção de um composto denominado Ecosolo a partir da compostagem de resíduos orgânicos da indústria, que apresentam a vantagem de serem mais previsíveis e constantes que os resíduos domésticos. O Ecosolo é um condicionador de solo rico em matéria orgânica estabilizada, o que aumenta a produtividade agrícola e gera créditos de carbono pelas emissões evitadas relativas ao menor uso de fertilizantes. Para aplicar o produto, o solo precisa passar por um período de transição, uma vez que se houver carga alta de químicos, a quantidade de micro-organismos será insuficiente para absorver o produto.



A Ambipar também atua na recuperação de áreas degradadas pelo plantio de árvores nativas. Sementes de árvores nativas são colocadas em cápsulas biodegradáveis à base de colágeno obtido de resíduos da indústria farmacêutica, enriquecidas com o EcoSolo. As cápsulas são então lançadas por drones nos projetos de reflorestamento, aumentando a probabilidade de germinação, principalmente em solos degradados e pobres

de nutrientes. A praticidade do método é grande quando comparada ao usual sistema de reflorestamento, especialmente em áreas de difícil acesso.

A Ambev tem há mais de 10 anos o Programa Bacias & Florestas, que tem a missão de colaborar na recuperação e preservação de importantes bacias hidrográficas do país. As iniciativas têm o objetivo



de proteger e restaurar ecossistemas relacionados com a água, incluindo florestas, zonas úmidas, rios, aquíferos e lagos, apoiando e fortalecendo a participação das comunidades locais e outros *stakeholders* na bacia hidrográfica para melhorar a gestão da água e do saneamento. Está em fase de análise o cálculo do carbono absorvido por essas áreas para que possa ser avaliada a geração de créditos de carbono.

Além dessa iniciativa, foi assumido compromisso público com os fornecedores, incluindo os agrícolas, para redução de emissões no âmbito do projeto "Conectando por um mundo melhor" [84]. Como parte deste projeto, agricultores devem reportar suas emissões para a Ambev, através de plataforma da empresa ou do CDP, e buscar planos para reduzir suas emissões. Por fim, a Ambev também compra créditos de carbono de projetos REDD+ (desmatamento evitado) na Amazônia certificados pela Verra e de projetos de recuperação de metano, para compensação de emissões remanescentes de unidades que já tenham reduzido suas emissões em 80 a 90% com relação ao ano base. Já são 9 unidades neutras em carbono e outras duas unidades próximas de se tornarem.

A empresa BSBIOS está experimentando a utilização de óleos vegetais da pongâmia, árvore originária da Ásia, que podem ser alternativas ao uso de derivados de petróleo em setores de difícil descarbonização, como querosene de aviação e nafta. A BSBIOS assinou um contrato para a compra de 300 mil toneladas anuais deste óleo da empresa Investancia para suprir a Usina Omega Green, que produzirá combustíveis avançados no Paraguai.

Por se tratar de uma árvore com manejo de reflorestamento, apresenta bons índices para o mercado de carbono. O acordo, válido até meados da década de 2050, prevê o plantio nos próximos 8 anos

FIGURA 41 - PLANTIO DE PONGÂMIA PARA PRODUÇÃO DE HVO PELA BSBIOS NO PARAGUAI





de 50 milhões de árvores no Paraguai. Segundo a Investancia, esta atividade permitirá um sequestro de 1,2 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub>/ano, além de produzir 480 mil toneladas/ano de proteína vegetal. A Investancia usará terras degradadas de gado em sistemas silvipastoris, melhorando as pastagens e permitindo que o gado siga utilizando este espaço simultaneamente.

Em 2004, a Eletrobras CGT Eletrosul iniciou seu primeiro Convênio com a Universidade Federal do Rio Grande para pesquisar e desenvolver uma tecnologia para biologicamente fixar o CO<sub>2</sub> originado da combustão do carvão mineral por microalgas. Os estudos indicaram que 1 tonelada CO<sub>2</sub> pode levar à formação de 0,5 tonelada de microalgas. A usina de Candiota sozinha poderia gerar cerca de 146 mil toneladas/mês de microalgas, o poderia dar origem a 36 mil toneladas/mês de biocombustíveis e 110 mil toneladas/mês de biomassa proteica.

A CBA possui projetos de neutralização de carbono, sendo fundadora do projeto *Legado das águas*, que preserva a Mata Atlântica em São Paulo e da Reserva Particular de Desenvolvimento Sustentá-

vel Legado Verdes do Cerrado, em Goiás. Também desenvolve um projeto REDD+ para preservar o Cerrado, que gerará créditos de carbono, e o projeto-piloto Re flora CBA, de até 20 hectares com o objetivo de reflorestar áreas de pequenos produtores rurais.

### Principais recados

A amostra de projetos de SbN das empresas apresentam uma tendência de soluções ambientalmente sustentáveis, que capturam CO<sub>2</sub>, assim gerando créditos de carbono, com melhorias em aspectos operacionais gerando economias de custos ou aumento de receitas para as empresas. Também é possível perceber que projetos de SbN costumam vir acompanhados com outras ações corporativas, seja para o atendimento de metas de descarbonização (lado comprador de créditos gerados), seja, para geração de novas fontes de receitas considerando as atividades atuais (venda de créditos ou de soluções para terceiros atingirem suas metas de emissões com ganhos produtivos, como no caso do produto Ecosolo da Ambipar).



# 4

## Trajetórias de descarbonização para setores-chave





#### 4.1 OPERAÇÃO DE ÓLEO & GÁS

A economia mundial ainda dependerá da indústria de petróleo e gás por um bom tempo, já que, como mostra a figura a seguir, as transições energéticas são lentas [85]. Demorou quase um século para a lenha perder o status de praticamente única fonte de energia usada pela humanidade para o segundo lugar, atrás do carvão. Depois houve uma diversificação, com crescimento de óleo e gás natural atualmente respondendo por 54% da oferta de energia primária global (31% e 23%, respectivamente) e redução do carvão, que ainda hoje responde por 27% da oferta de energia global, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA).

Por isso, muitos argumentam que a questão climática é o maior desafio da humanidade: o estoque de emissões de gases de efeito estufa (i.e. o "orçamento climático") para buscar controlar o aumento da temperatura em 2°C será atingido em poucas décadas se a transição para fontes renováveis de energia não ocorrer em tempo recorde.

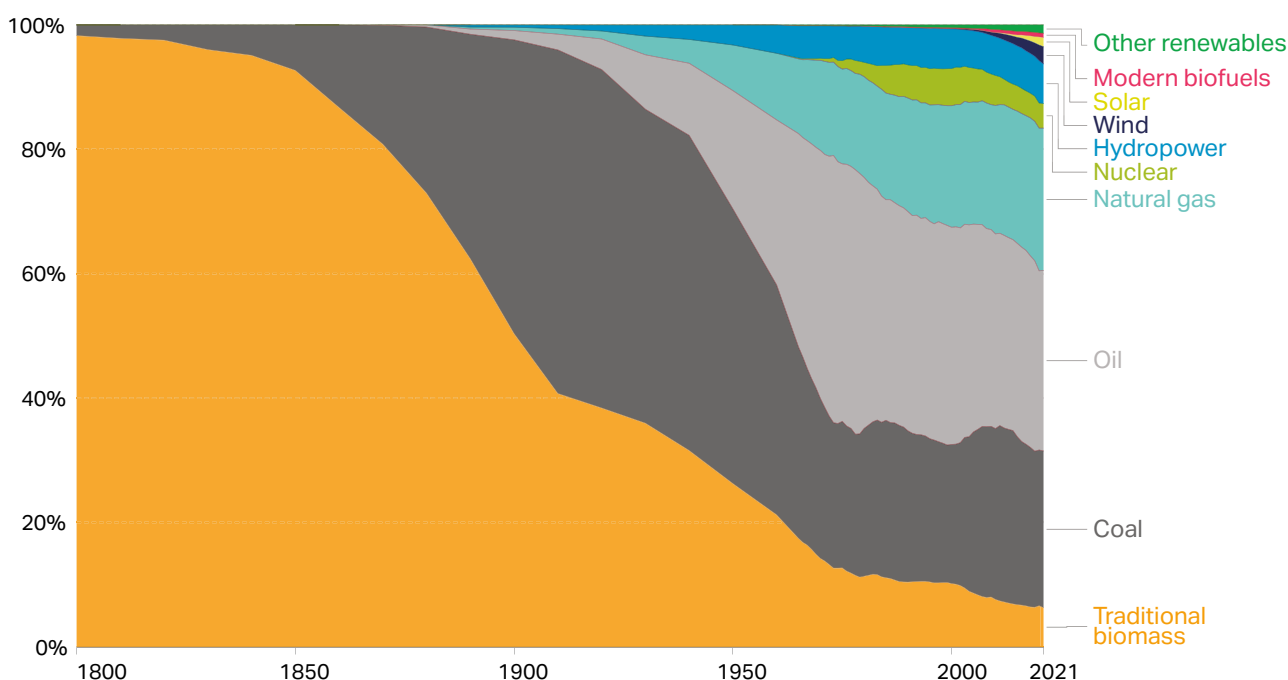
Para além da redução do consumo absoluto de óleo e gás, será importante reduzir a intensidade das emissões do setor através, por exemplo, da eletrificação de alguns processos, eficiência ener-

gética e integração de energias renováveis [87]. É importante notar ainda que as mudanças precisam ocorrer em toda a cadeia de valor do setor de óleo e gás, ou seja, exploração e produção (*upstream*, a mais emissora), transporte e armazenamento (*midstream*), e refino, varejo e abastecimento (*downstream*) [88]. A produção de óleo e gás representou cerca de 85% do total de emissões de CO<sub>2</sub> da cadeia petrolífera dos Estados Unidos nos últimos anos [89].

Um ranking elaborado para contabilizar as emissões de carbono entre as principais empresas petrolíferas do mundo destacou que, juntas, elas respondem por cerca de 35% das emissões globais de CO<sub>2</sub> no período entre as décadas de 1960 e 2020 [90]. Entre as mais emissoras no período estão Saudi Aramco e Gazprom, com aproximadamente 4,33% e 3,17%, respectivamente [90]. A Petrobras emitiu 0,64% do total deste setor neste período.

Com relação à intensidade das emissões, entre as principais empresas emissoras no ano de 2020, em milhões de toneladas de carbono equivalente, estatais como as chinesas Sinopec e PetroChina, além da norte-americana ExxonMobil, lideraram as primeiras posições nos rankings, justificado pela

FIGURA 42 - TRANSIÇÕES ENERGÉTICA NO TEMPO [86]



Source: "Our World in Data, Energy Mix. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy-mix>

continuidade e desenvolvimento de novos projetos de E&P. No mesmo ranqueamento, em contraponto, empresas como Equinor, TotalEnergies e BP, que apresentaram mudanças no portfólio estratégico, como a integração da eletrificação nas operações petrolíferas, já apresentam menores emissões como resultados [91].

Neste sentido, a Shell lançou sua estratégia global para redução de emissões, chamada de *Powering Progress*, que objetiva a transformação da Shell em uma empresa integrada de energia com emissões líquidas nulas até 2050. Essa estratégia se baseia em três pilares, que são a redução das emissões no setor *upstream*, investimentos em tecnologias de transição, como o gás natural, e investimento em renováveis e métodos de remoção de carbono. Entre as principais ações, o terceiro pilar, chamado de *Growth*, é o com maior velocidade de crescimento no portfólio, considerando investimentos em biocombustíveis, energia elétrica renovável, hidrogênio verde, CCUS e soluções baseadas na natureza. Com relação ao pilar de *upstream*, uma das ações para reduzir emissões considera a limitação das operações para países em que seja possível extrair petróleo com o máximo de retorno, máximo de segurança e o mínimo de carbono. Assim, o número de países onde a Shell atua passará de 25 para 9 países, com o Brasil incluído.

A Equinor, com grandes operações no Mar do Norte, possui histórico de referência em parceria com o governo norueguês, baseado no desenvolvimento de negócios de mitigação, compensação e precificação das emissões para combater as mudanças climáticas. No país nórdico, há pelo menos 20 anos, a empresa se consolidou com destaque na gestão das atividades de *flare*, ao desenvolver o dispositivo de piloto de ignição, substituindo as operações de queima constante das tochas. Além disso, também foi criado um sistema de imposto compensatório sobre as emissões de CO<sub>2</sub> das atividades de exploração e produção *offshore* [92].

Seguindo uma tendência global, as empresas de petróleo e gás estão se tornando, cada vez mais, empresas de energia para um futuro de baixo carbono. Os investimentos já ocorrem com ênfase na proteção ambiental e em fontes alternativas. Nesse contexto, algumas das estratégias têm como objetivo desenvolver, no curto prazo, negócios em gás natural, apostando no energético como um importante primeiro passo para uma transição energé-

tica segura. Paralelamente, o investimento para diversificar o portfólio das energias renováveis, como eólica, solar, biocombustíveis e hidrogênio, é uma tendência em comum para ampliar a área de atuação e o desenvolvimento dos negócios sustentáveis. A seguir, serão apresentados tópicos detalhando as características das emissões de gases de efeito estufa nas operações do setor petrolífero, assim como as possíveis tecnologias de mitigação, suas vantagens, desafios e o potencial de evolução dos projetos.

### Emissões do setor

Os gases de efeito estufa gerados nas operações do setor petrolífero são compostos predominantemente por dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>), este último com maior capacidade de captação solar na atmosfera, sendo mais prejudicial e potencialmente mais danoso às questões de aumento da temperatura média do planeta [93]. Além dos dois citados, também há emissão de pequenos volumes de óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) [94].

As emissões, oriundas majoritariamente dos processos de exploração, produção e refino, podem ocorrer diretamente a partir do processo de combustão para geração de energia elétrica e calor e pelo dispositivo de *flare* – frequentemente utilizado como meio de destinar o volume de produção de gás natural na etapa de desenvolvimento do campo e para manutenção de segurança na operação das plataformas. Há também emissões provenientes da ventilação química, em que há separação de GEE em processos de tratamento químico do óleo cru em tanques de armazenamento. É necessário ainda destacar as emissões que ocorrem através das fontes fugitivas não intencionais, que podem ocorrer através de pequenos vazamentos em válvulas, conexões e dutos.



**SEGUINDO UMA TENDÊNCIA GLOBAL, AS EMPRESAS DE PETRÓLEO E GÁS ESTÃO SE TORNANDO, CADA VEZ MAIS, EMPRESAS DE ENERGIA PARA UM FUTURO DE BAIXO CARBONO**

FIGURA 43 - DISPOSITIVO FLARE QUEIMA O EXCESSO DE GÁS E REDUZ O RISCO DE EXPLOSÕES



A partir de uma análise divulgada pela Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (IOGP, na sigla em inglês), em escala global, a geração de energia é a principal fonte de emissões de CO<sub>2</sub> no setor petrolífero, correspondendo a 67% das emissões totais. A queima pelo *flare* vem em seguida com 26% e a ventilação representa cerca de 6%. Já as fontes não intencionais, por outro lado, têm uma representação mínima. As fontes são detalhadas na Figura 44.

Em relação às emissões de CH<sub>4</sub>, conforme ilustrado na Figura 45, mais da metade ocorre por operações de ventilação em tanques de armazenamento e tratamentos químicos, seguido por 22% de fontes fugitivas em equipamentos e instalações como compressores, bombas pneumáticas, linhas e válvulas, 18% na combustão incompleta do flare e 7% associado à geração ineficiente de energia [95].

### Alternativas de Mitigação

Há diversas oportunidades de melhoria nas operações, principalmente com o respaldo do avanço tecnológico. No caso da mitigação das emissões de CO<sub>2</sub> na geração de energia, a eficiência energética é um importante ponto que vem sendo debatido e aprimorado tanto no âmbito de pesquisa quanto na utilização operacional.

FIGURA 44 – PRINCIPAIS FONTES DE EMISSÃO DE CO<sub>2</sub> NAS OPERAÇÕES DA CADEIA PETROLÍFERA [94]

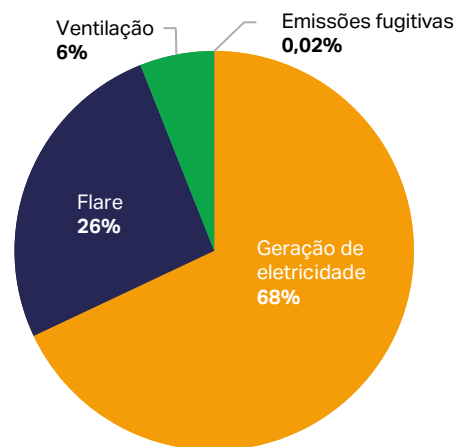
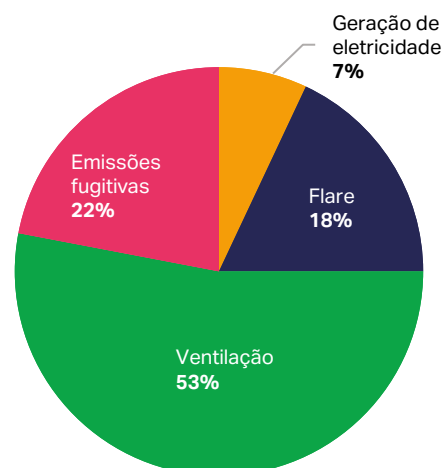


FIGURA 45 – PRINCIPAIS FONTES DE EMISSÃO DE CH<sub>4</sub> NAS OPERAÇÕES DA CADEIA PETROLÍFERA [94]



Processos para geração de potência através de ciclos mais eficientes, como ciclos Kalina, supercrítico e Rankine Orgânico (ORC, na sigla em inglês), já apresentam bons resultados. Como exemplo, análises apontaram que o ciclo ORC pode reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> na geração de energia em até 22% quando comparado aos ciclos tradicionalmente utilizados nos campos [93].

Visando capturar e impedir as emissões através de ventilação, a instalação de Unidades de Recuperação de Vapor (URV) nos tanques de armazenamento e tratamento pode recuperar correntes ricas em metano por meio de tubos e equipamentos. A opção não só é capaz de reduzir os índices de emissão, como também reaproveitá-los sob a forma de consumo ou monetização, sendo uma tecnologia já utilizada em campos *onshore* e *offshore* do Azerbaijão e no Golfo do México [96].

Para fontes fugitivas, uma série de alternativas podem ser adotadas a fim de evitar os vazamentos, como a substituição da selagem nos compressores centrífugos para melhor vedação. A implementação de um programa de inspeção e manutenção nos equipamentos também é crucial para reduzir as emissões, ocorrendo a partir da detecção, medição e reparo de equipamentos. Dentre as principais opções, estão o uso de analisadores de vapores tóxicos e orgânicos, detecções acústicas e remotas de vazamentos de metano, câmara infravermelha e rastreadores eletrônicos [96].

### Evolução do Mercado e Viabilidade Econômica

Como mencionado, as alternativas de mitigação e compensação das emissões de gases de efeito estufa têm ganhado cada vez mais espaço nas pautas do setor energético, principalmente com relação ao direcionamento de investimentos para novas iniciativas, trazendo uma boa perspectiva e um bom ritmo de evolução tecnológica.

Existem alguns desafios de implementação, como no caso de novas plantas para geração de energia e unidades de recuperação de vapor, já que nos campos *offshore*, há pouco espaço físico nas embarcações e as alterações podem ser um ponto sensível e complexo. É possível que, a partir do desenvolvimento tecnológico, novos equipamentos sejam planejados com alto índice de eficiência e baixa ocupação de área.

Além das oportunidades técnicas, há avanços com evolução também nas políticas públicas. No caso específico do Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) limita a queima (*flare*) conforme a produção, sendo penalizados volumes de queima que ultrapassem 3% da produção mensal de gás natural [97].

Além das opções citadas, há também avanço no desenvolvimento de novas e alternativas tecnológicas através de *Carbon Capture, Utilisation and Storage* (CCUS) e o mercado de créditos de carbono e metano. O CCUS, como método de mitigação, poderá capturar e utilizar o carbono de maneira comercial, seja em campos de petróleo com reinjeção nos reservatórios e até na conversão em produtos de alto valor agregado, como combustíveis sintéticos. Já a opção do mercado de créditos de carbono e metano, como alternativa compensatória, vem ganhando cada vez mais espaço no cenário petrolífero global, com ações e investimentos em projetos como sumidouros naturais através de reflorestamento e incentivo à produção de biocombustíveis, por exemplo. No Brasil, apesar de não haver um mercado regulado de carbono, já existem políticas públicas para o mercado de crédito de carbono de biocombustíveis (CBio)[98] e recentemente o Programa Nacional Metano Zero.

Projeções internacionais destacam que as alternativas tecnológicas de mitigação e as iniciativas de compensação podem se mostrar eficazes em projetos de campos britânicos no Mar do Norte, alcançando resultados de redução de emissões em 25% até 2030, a um custo médio de US\$ 370/tCO<sub>2</sub>e [99]. Já no longo prazo, visando os cenários *Net-Zero 2050* de atividades globais de E&P, será possível reduzir significativamente as emissões a um custo médio inferior a US\$ 50/tCO<sub>2</sub>e [43], principalmente devido ao desenvolvimento tecnológico.

Especificamente no cenário nacional, a Petrobras planeja investir na descarbonização dos escopos 1, 2 e 3, com recentes metas anunciadas no Plano Estratégico 2022-2026. No plano, entre os dez compromissos de sustentabilidade firmados, seis são pertencentes às pautas de carbono. No total, o CAPEX voltado para eficiência e gestão de carbono nas operações, assim como o desenvolvimento de alternativas e produtos com menor pegada de carbono, são de aproximadamente US\$ 3 bilhões [100].

## 4.2 PRODUÇÃO DE AÇO

A siderurgia é um setor altamente intensivo em energia e emissões, representando cerca de 8% do consumo de energia global e 7% das emissões globais do setor de energia [101]. A produção de uma tonelada de aço emite em média cerca de 1,8 tonelada de CO<sub>2</sub> [102]. No Brasil, a produção de ferro e aço foi responsável em 2020 pela emissão de 46 Mton CO<sub>2</sub>e, representando 2% das emissões totais brasileiras [9].

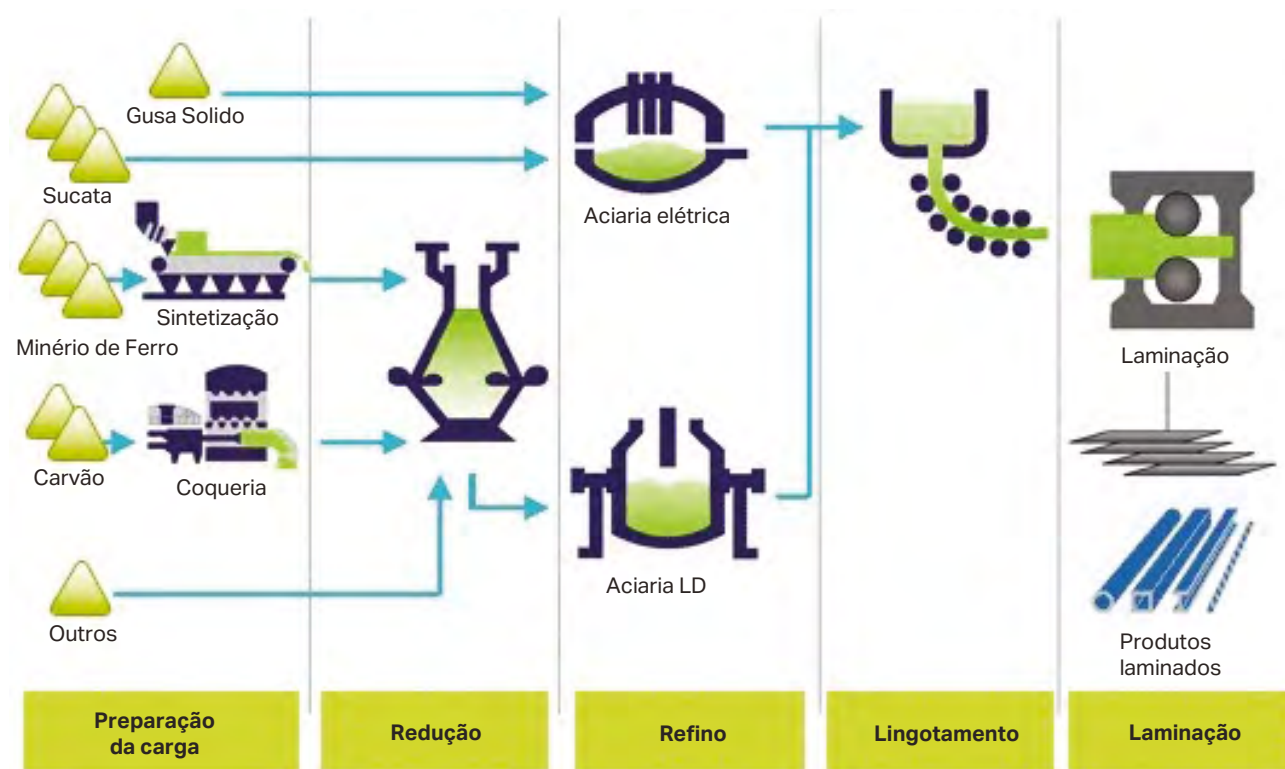
Esse setor é considerado como "*hard to abate*" (difícil de abater) pela alta dependência de combustíveis fósseis, longa duração de seus ativos intensivos em capital e alta exposição ao mercado internacional. As emissões da produção de aço são principalmente provenientes da etapa de redução do minério de ferro nos altos-fornos por demandar temperaturas próximas a 1500°C e gerar como subproduto o CO<sub>2</sub>. Esse processo depende principalmente de carvão mineral, que é utilizado como agente redutor e como combustível para geração de calor.

Há duas rotas principais para a produção do aço: a primária e a secundária. A rota primária utiliza como matéria-prima o minério de ferro e considera

a etapa de produção de ferro antes da produção do aço, enquanto a secundária utiliza principalmente a sucata, evitando a necessidade da etapa de redução do minério. Em 2019, a rota primária representou 68% da produção de aço global, utilizando principalmente a rota via altos-fornos e, em menor escala, a rota via redução direta do ferro (DRI, na sigla em inglês) [101]. No Brasil, quase 84% do aço cru é produzido em usinas integradas que seguem a rota primária e realizam a redução do minério em altos-fornos [103].

O uso da rota secundária permite reduzir a intensidade de carbono da produção de aço por apresentar um consumo energético equivalente a ¼ do consumo da rota primária e por não depender da reação de redução do ferro, que gera CO<sub>2</sub> como subproduto. Esse método utiliza, em geral, fornos elétricos a arco (EAF, na sigla em inglês), cujo impacto ambiental depende da fonte de geração de energia elétrica. Com isso, a rota secundária apresenta uma intensidade de carbono de cerca de 0,3 t CO<sub>2</sub>/t aço, comparado com 2,2 tCO<sub>2</sub>/t aço para a rota via altos-fornos com conversores de oxigênio (BF-BOF) e 1,4 tCO<sub>2</sub>/t aço para a rota via DRI-EAF, que utiliza em geral gás natural como principal energético. [101]

FIGURA 46 - FLUXO SIMPLIFICADO DE PRODUÇÃO DE AÇO A PARTIR DAS ROTAS PRIMÁRIAS E SECUNDÁRIAS



O maior uso de sucata para a produção de aço é considerado como uma das medidas para a descarbonização do setor. Segundo a IEA, em um cenário de atingimento da neutralidade climática em 2050, o uso de sucata passaria de 32% em 2020 para 46% em 2050, respeitando limites estimados para a disponibilidade de sucata [35].

A descarbonização desse setor dependeria também da substituição de combustíveis e da implementação de novos métodos de produção. A inserção direta de combustíveis alternativos, como biomassa, hidrogênio e gás natural, em altos-fornos é considerada como uma das formas de reduzir as emissões desta etapa. Atualmente, cerca de 11% da produção de aço no Brasil já utiliza carvão vegetal. Esse método permitiu que a Aço Verde do Brasil se tornasse a primeira usina siderúrgica carbono neutro do mundo, ao ser certificada pela *Société Générale de Surveillance* (SGS) [78].

O amplo uso de biomassa, contudo, apresenta alguns desafios. As características do carvão vegetal impõem limites máximos para o tamanho

dos altos-fornos, podendo impactar os custos de produção do aço. Além disso, limitações na disponibilidade de biomassa poderão dificultar a completa substituição do carvão mineral pelo vegetal, especialmente com a crescente necessidade de terras para ações de redução da intensidade de carbono de outros setores da economia.

Outra medida considerada é o uso de captura e armazenamento ou utilização do carbono. Já existe uma planta de DRI com CCS operando em Abu Dhabi, com capacidade de captura modesta de 0,8 MtCO<sub>2</sub> por ano [101]. A rota via DRI facilita a implementação desse tipo de projeto por emitir uma corrente concentrada de CO<sub>2</sub>. Para rotas via altos-fornos, contudo, a tecnologia ainda está sendo desenvolvida.

Além das duas rotas tradicionais, considera-se ainda o acoplamento de CCUS à rota conhecida como *smelting reduction* com uso de corrente rica em oxigênio. Esta rota, apesar de ainda usar carvão como principal energético, permite a redução do consumo de energia com relação ao processo via

FIGURA 47 – AÇO VERDE DO BRASIL É PRIMEIRA USINA SIDERÚRGICA CARBONO NEUTRO DO MUNDO

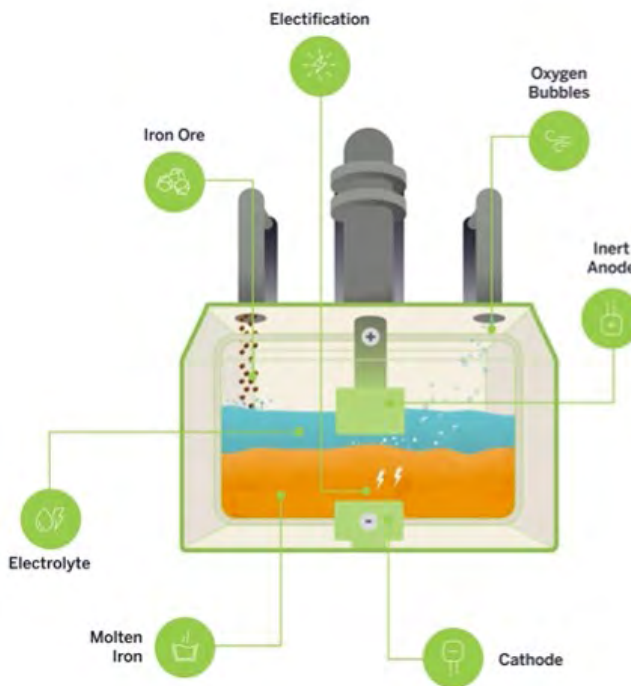


altos-fornos, por necessitar de menos etapas de preparo das matérias-primas. Produz ainda uma corrente mais concentrada de CO<sub>2</sub>, facilitando sua captura. Testes dessa tecnologia começaram a ser feitos em planta-piloto na Holanda como parte do programa europeu ULCOS (*Ultra-Low CO<sub>2</sub> steel-making*) de desenvolvimento de tecnologias para redução das emissões do setor de aço.

Outras tecnologias ainda são consideradas, porém apresentam níveis de desenvolvimento tecnológico mais baixos. Um exemplo seria a produção de aço a partir da rota de DRI-EAF com 100% de hidrogênio em substituição ao gás natural na etapa de redução direta do ferro (DRI). Caso esse hidrogênio seja de baixo carbono, a intensidade de emissão do aço seria muito baixa. Além desta rota, a startup *Boston Metals* está desenvolvendo tecnologia de eletrólise direta de óxido fundido, utilizando eletricidade para converter o minério de ferro em ferro líquido e oxigênio. Ainda será implementada planta-piloto para teste da tecnologia.

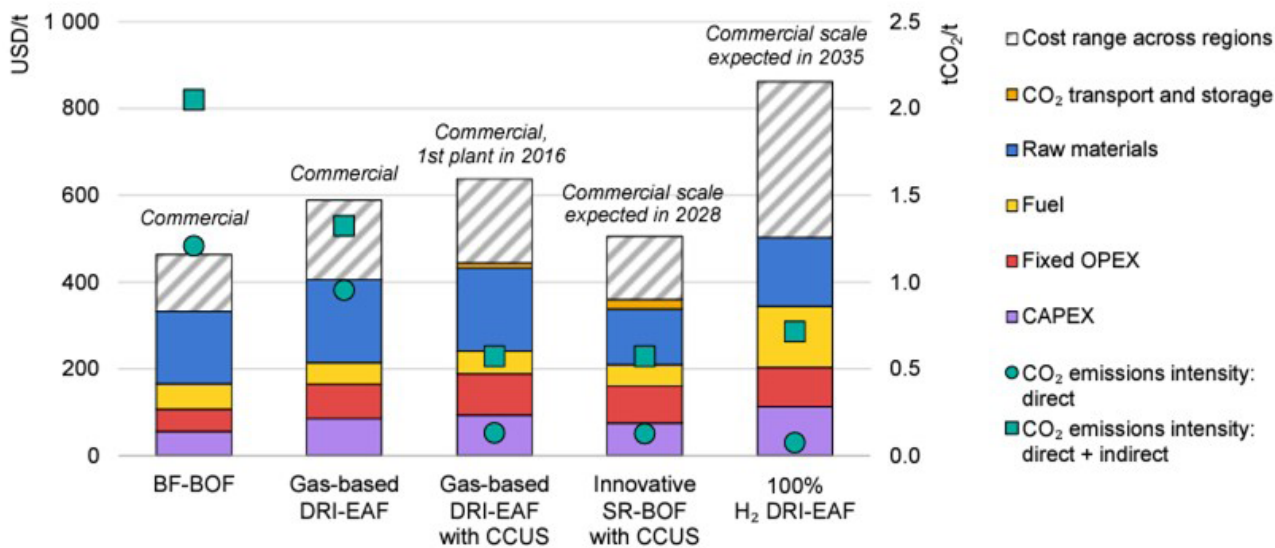
A implementação de novas tecnologias para a produção de aço apresenta como uma das principais barreiras o custo. A produção de aço via altos-fornos é, em geral, o método mais barato.

FIGURA 48 - PROCESSO DE PRODUÇÃO DE AÇO DA BOSTON METAL



O custo, contudo, varia de acordo com o custo dos combustíveis em cada região, como mostrado na figura abaixo.

FIGURA 49 - CUSTO SIMPLIFICADO DE PRODUÇÃO DE AÇO PARA ROTAS DE PRODUÇÃO SELECIONADAS [101]





## A implementação de novas tecnologias para a produção de aço apresenta como uma das principais barreiras o custo

As medidas a serem adotadas para descarbonizar este setor vão além das alternativas de tecnologias e combustíveis e do maior uso de sucata. Como medida de curto e médio prazo, a *World Steel Association* lançou a iniciativa *Step UP* para o aumento de eficiência das operações de produção do aço. Essa iniciativa considera um processo de 4 passos para atingir melhoria de performance: qualidade de matérias-primas, eficiência energética, confiabilidade do processo e aprimoramento de rendimento.

Neste sentido, o aumento da qualidade do minério de ferro utilizado reduz a demanda energética do setor siderúrgico, reduzindo assim suas emissões. Outro impacto da mineração está relacionado com as emissões de escopo 1 e 2 de empresas de siderurgia verticalizadas e de escopo 3 para as usinas que compram minério de fornecedores. Neste cenário, diversas empresas de mineração estão também apresentando metas para reduzir suas emissões.

A Anglo American, por exemplo, criou o “Plano de Mineração Sustentável”, que é construído em torno de 3 pilares: Ambiente Saudável, Comunidades Prósperas e Líder Corporativo de Confiança. No pilar de Ambiente Saudável, a meta relacionada com alterações climáticas considera até 2030 a redução de 30% das emissões líquidas de escopo 1 e 2 e de 30% no consumo de energia, e até 2040 a neutralidade climática em suas operações e a redução de 50% nas emissões de escopo 3. O atingimento destas metas de escopo 1 e 2 nas operações de minério de ferro no Brasil dependerá de ações para garantir fornecimento de energia elétrica 100% renovável e redução do consumo de diesel em caminhões fora de estrada a partir da substituição por biocombustíveis *drop-in* e, possivelmente, eletrificação.

A Vale também estabeleceu metas de redução de emissões, buscando reduzir emissões de escopo 1 e 2 em 33% até 2030, reduzir emissões de escopo 3 em 15% até 2030 e se tornar carbono neutro até

2050 em suas operações. Para isso, a empresa investe na eficiência de seus processos, eletrificação de suas frotas, incluindo caminhões e trens, uso de energia renovável e combustíveis alternativos, recuperação e manutenção de florestas, dentre outras medidas. Com relação a sua meta de escopo 3, a Vale recentemente assinou memorando de entendimento com a Ternium para desenvolver tecnologias de baixo carbono para a redução do ferro. [104]

A Bamin possui uma unidade operando um milhão de toneladas de minério de ferro na Mina Pedra de Ferro, em Catieté na Bahia. A mina é alimentada por energia elétrica da rede e diesel, além do consumo dos caminhões a diesel para transporte do minério internamente. Atualmente estão implantando o Projeto Integrado visando aumentar a capacidade da mina para 26 milhões de toneladas por ano a partir de 2026. Com esse objetivo, estão dando continuidade à construção da Ferrovia de Integração Oeste-Leste (FIOL 1) até Ilhéus, onde será instalado um terminal portuário, o Porto Sul. O Projeto Integrado (mina-porto-ferrovia) já prevê a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) através da negociação de energias limpas por meio do Power Purchase Agreement (PPA). Ainda está em avaliação se o trem será elétrico ou movido à diesel.

Ações de curto prazo das empresas para reduzir suas emissões, em conjunto com a estabelecida utilização de carvão vegetal na etapa de redução do minério, poderão ser uma oportunidade para o Brasil por permitir adentrar mercados que demandem um aço de menor intensidade de emissões. No médio prazo, contudo, uma possível taxaço de carbono nas fronteiras (como o mecanismo europeu CBAM) poderia ter um impacto negativo sobre a maior parte da produção de aço brasileira, que ainda depende principalmente de carvão mineral. O setor siderúrgico brasileiro terá, então, que estar preparado para não perder a competitividade neste mercado.



## BOX 2. Mecanismos de Ajuste de Carbono nas Fronteiras

O *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) é um mecanismo de taxação de carbono aduaneiro para produtos exportados para a União Europeia. O mecanismo entrará em vigor em 2026, com um período de transição começando em 2023 em que os importadores da EU terão que reportar as emissões de carbono relativas aos produtos importados. O objetivo dessa taxa é igualar o preço do carbono de importações provenientes de fora da EU ao preço de carbono europeu.

A União Europeia busca alcançar sua meta de descarbonização da economia até 2050, *European Green Deal*, sendo uma das medidas adotadas o regime de comércio de licenças de emissão (Emissions Trading System – ETS). Para prevenir o “vazamento” de carbono (*carbon leakage*), ou seja, a transferência de produção para países com políticas ambientais menos rígi-

das, foi estipulado o mecanismo de taxação CBAM.

Para importar de países fora da UE, as empresas europeias terão que adquirir certificados CBAM para cobrir as emissões diretas e, em casos específicos, indiretas (escopo 2) vinculadas às mercadorias importadas. Inicialmente, o preço dos certificados CBAM será a média dos preços de fechamento de todos os leilões de permissões do EU ETS realizados durante a semana. De acordo com as regras de precificação de carbono vigentes, os importadores europeus terão que comprar certificados CBAM suficientes para equiparar os impostos de carbono que pagariam se os bens importados tivessem sido produzidos na União Europeia. Será ainda definido um limite máximo de teor de carbono dos produtos para que sejam isentos das obrigações de obtenção dos certificados.

### 4.3 PRODUÇÃO DE CIMENTO

A produção global de cimento em 2020 foi de 4.400 milhões de toneladas (Mt). A China responde pela maior parcela da produção, com 2.500 Mt, superando, portanto, a soma de todos os demais países. O Brasil produziu neste ano 65 Mt (7<sup>a</sup> maior produtor) [105]. Trata-se de uma *commodity* essencialmente local, ou seja, na maioria dos casos a produção de cada país se aproxima de seu consumo, sendo a parcela de importações e exportações em geral bem menores. De acordo com o Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC), em 2021 havia no Brasil 91 fábricas de 22

grupos empresariais diferentes totalizando uma capacidade produtiva anual de 94 milhões de toneladas.

Apesar das oscilações do setor, que é fortemente relacionado à economia, a taxa média de crescimento anual desde 1990 foi 2,8%, superando o crescimento populacional no mesmo período, de 1,4%. A partir de 2014 com a crise econômica, houve forte retração na produção de cimento e certo descompasso entre aumento de oferta da indústria e demanda. Em 2017, por exemplo, o Brasil alcançou capacidade produtiva de 100 milhões de toneladas por ano. [106]

## Emissões absolutas e intensidade de emissões

As emissões de gases de efeito estufa da produção de cimento no Brasil foram de 32 milhões de tCO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) em 2020, ou 2% das emissões líquidas do país (1524 MtCO<sub>2</sub>e). Cerca de 12 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (37%) estão associados ao uso de combustíveis fósseis para gerar energia térmica que aquece os fornos de cimento e 20 MtCO<sub>2</sub> (63%) resultam da produção do clínquer, um importante composto do cimento. Neste caso, a emissão ocorre em fornos de alta temperatura pela calcinação de uma mistura de calcário, argila e outros componentes químicos como o silício, o alumínio e o ferro para produção de clínquer, liberando no processo o gás carbônico.

### CaCO<sub>3</sub> → CaO + CO<sub>2</sub>

Assim, o composto mais importante do cimento e principal responsável pelas emissões de gases de efeito estufa é o clínquer. O parque industrial cimenteiro do Brasil é bastante moderno e eficiente. A produção de clínquer no Brasil segue a via seca, mais eficiente energeticamente. O setor também vem gradualmente reduzindo a relação clínquer / cimento, que passou de 80% em 1990 para 66% atualmente. A redução da intensidade de emissões da indústria se deve ao uso de adições ao clínquer, como escórias de alto-forno e cinzas volantes. Como consequência, as emissões específicas do setor foram reduzidas em proporção ainda maior: quase 20% (de 700 kg para 564 kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de cimento, bem abaixo da média global

de 635 kg CO<sub>2</sub> por tonelada de cimento). Não são esperadas mudanças significativas na eficiência energética até 2030, considerando que já é elevada atualmente.

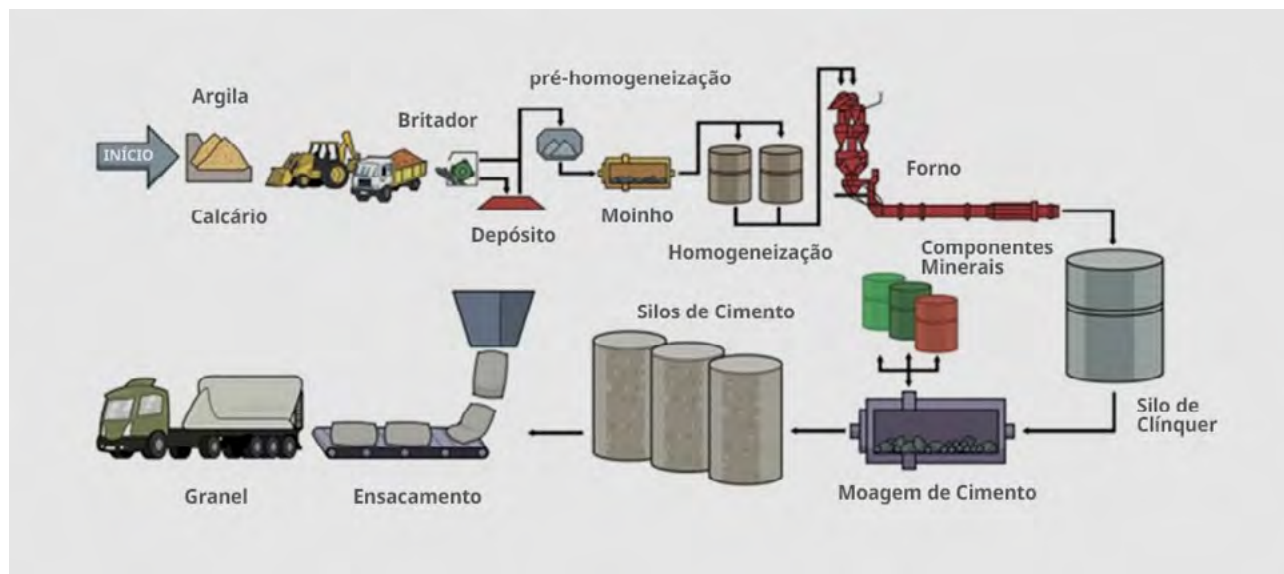
Além dos combustíveis fósseis utilizados pela indústria do cimento, sobretudo o coque de petróleo (85% da matriz térmica), é crescente no Brasil o uso de combustíveis alternativos, através do coprocessamento de resíduos e da utilização de biomassas.

## Descarbonização

A produção nacional de cimento praticamente dobrará até 2050, de acordo com o IEA e SNIC [108]. Este aumento é importante para reduzir o déficit habitacional e de infraestrutura do país. Por outro lado, tal crescimento impõe desafios sobre o controle das emissões de gases de efeito estufa.

Políticas governamentais que aloquem limites de emissão para esta indústria, por exemplo, a implantação de um mecanismo de *cap & trade*, metas corporativas voluntárias ou estabelecidas pela própria indústria global do cimento - como no caso da aviação civil e transporte marítimo - podem fomentar a incorporação de processos e práticas menos emissoras. Entretanto, como a indústria cimenteira é um setor considerado de difícil abatimento de emissões, provavelmente estes movimentos aumentariam o preço final do produto ao consumidor, o que poderá retrair parte do consumo. Paralelamente, políticas públicas poderão incentivar o uso de outros materiais construtivos, como a madeira

FIGURA 50 - FLUXO SIMPLIFICADO DE PRODUÇÃO DE CIMENTO [107]



processada ou “engenheirada” oriunda de uma floresta sustentável. Trata-se de opção que, se estimulada, pode se tornar competitiva, além de ser prática e sequestrar de forma indireta o carbono.

Reduzir as *emissões absolutas* da indústria cimenteira de hoje até 2050 será difícil, se considerarmos o aumento esperado do consumo do produto neste período e o fato de não existirem rotas tecnológicas ou processos, como o de captura e sequestro de carbono com maturidade para uso generalizado. Pelo contrário, será preciso avançar muito na pesquisa, desenvolvimento e inovação da indústria cimenteira nas próximas décadas. A empresa sueca CEMZero<sup>5</sup> - uma *joint venture* entre a empresa sueca Vattenfall e Cementa – por exemplo, está buscando “eletrificar” a produção do cimento. Um estudo piloto examinou diferentes tecnologias de aquecimento no processo de cimento e concluiu ser possível produzir clínquer com base em tecnologia de plasma. Entretanto serão necessários testes em larga escala para validar a tecnologia, e com mais razão ainda, sua viabilidade econômica. Se for uma rota viável, poderá ser interessante para o Brasil, pois a produção de eletricidade já é amplamente renovável.

Considerando não haver uma solução tecnológica disruptiva no curto prazo, passa a ser crítico reduzir a intensidade das emissões (CO<sub>2</sub> por kg de cimento), medida não só possível, como desejável. Reconhecendo os limites práticos da eficiência energética da indústria cimenteira (tanto a energia térmica, ou GJ/tonelada de clínquer, como a elétrica, medida em kWh/tonelada de cimento), existem duas medidas com bom potencial para redução da intensidade de emissões para realidade atual, que buscam reduzir a participação do clínquer no cimento e reduzir o uso do coque de petróleo para produção de calor nos fornos. Em colaboração com a IEA, a Corporação Financeira Internacional (IFC, na sigla em inglês) do Banco Mundial, o Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD, na sigla em inglês) e especialistas de universidades e centros tecnológicos do país, coordenados pelo professor e ex-ministro José Goldemberg, o SNIC desenvolveu um Roadmap Tecnológico do Cimento com cenários para estas medidas, que resumimos a seguir. [108]

## Reduzir o uso de clínquer no cimento

Reduzir a quantidade de clínquer na composição do cimento representa a principal alternativa e desafio do setor na mitigação das emissões. Se fosse possível reduzir a relação entre clínquer/cimento para 52% em 2050, as emissões evitadas seriam de 290 MtCO<sub>2</sub> no período.

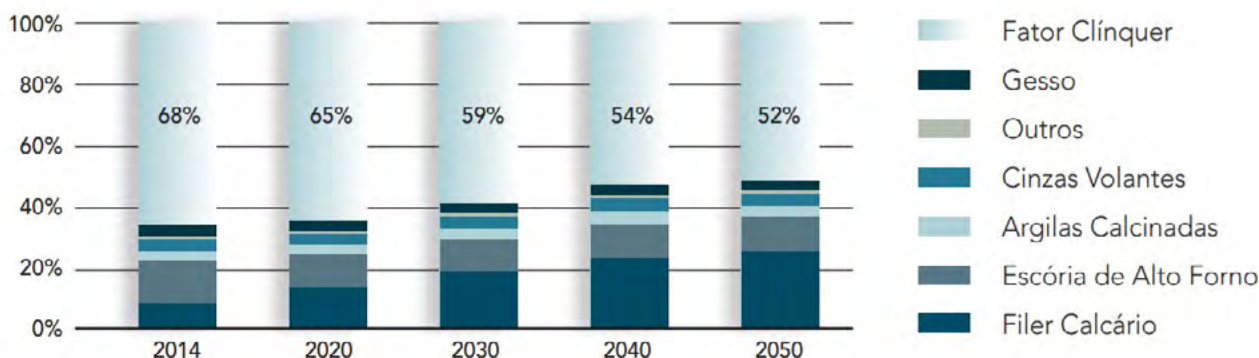
Dentre os materiais mais tradicionais utilizados como substitutos do clínquer, destacam-se a escória granulada de alto-forno – um subproduto da produção de ferro gusa – e cinzas que resultam da operação de usinas termelétricas a carvão mineral. A oferta desses materiais, porém, deverá ser um fator limitante nas próximas décadas porque o setor siderúrgico e as usinas térmicas a carvão não deverão crescer à mesma taxa do aumento de consumo de cimento. No caso da escória, há uma grande dependência do processo de produção de tradicional de ferro, já que o processo via sucata não produz uma quantidade relevante de escória.

Para reduzir essa dependência, a Votorantim Cimentos, empresa de materiais de construção e soluções sustentáveis presente em 11 países não tradicionais, como do níquel e manganês, aproveitando a sinergia com outras empresas do grupo, como a CBA ou a Nexa, que forneceriam os resíduos. No caso das cinzas das térmicas, é esperada uma redução dessa oferta pelo menor uso do carvão na matriz elétrica. Assim, dois outros materiais alternativos ao clínquer ao cimento, que já dispõem de uma base normativa, aparecem como mais promissores: o filer calcário e as argilas calcinadas.

O cenário de baixa emissões do estudo do SNIC [108] projeta um crescimento no consumo de filer calcário, que passaria de 4 milhões de toneladas (Mt) em 2014 para mais de 30 Mt em 2050. Mudança recente na regulação permitiu uma fração de até 25% do filer no tipo de cimento CP II-F, o que é positivo porque este material é mais barato que as cinzas ou a escória e não precisa ser comprado, já que é a principal matéria-prima para a produção de cimento. A inserção de filer deve ser compensada com reativos ou maior moagem do clínquer de modo a melhorar sua reatividade, por ele ser um material inerte. O limite viável tecnicamente, seguindo experiências e regulações internacionais, seria de 35% a depender do tipo de cimento.

<sup>5</sup> Possui um Technology Readiness Level (TRL) de 4, ou seja, é preciso avançar muito.

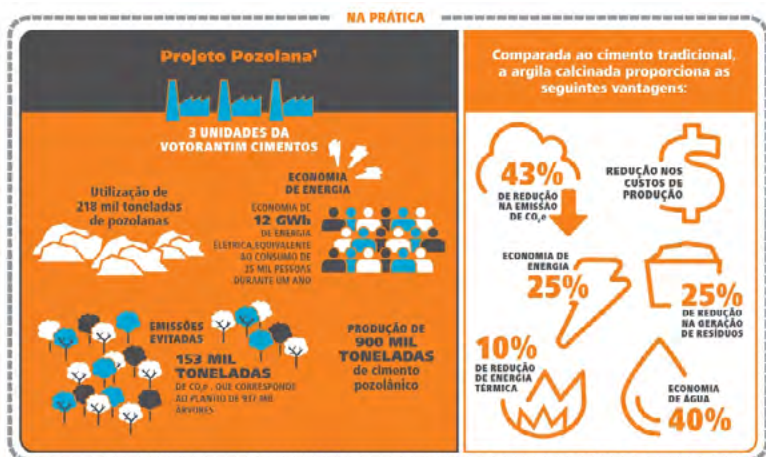
FIGURA 51 - EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE COMPOSTOS NO CIMENTO PARA REDUZIR A INTENSIDADE DAS EMISSÕES.



Fonte: SNIC.

A argila calcinada é uma pozolana artificial que é ativada termicamente para ter reatividade por um processo de calcinação da argila. Esse processo necessita de temperatura menor quando comparado ao processo de produção de clínquer e não gera emissões de reações químicas. Por isso, consegue uma redução significativa das emissões. O cimento fica com aspecto um pouco mais avermelhado, o que pode gerar alguma resistência pelo cliente final, que precisará ser endereçada pelos produtores. Além disso, aumenta a demanda d’água na produção de concreto, o que talvez possa ser compensado com algum aditivo químico.

FIGURA 52 - SUBSTITUIÇÃO DE CLÍNQUER POR POZOLONA PRODUZIDO INDUSTRIALMENTE OU DERIVADO DE CINZAS VOLANTES JÁ PRESENTE EM TRÊS UNIDADES DA VOTORANTIM



A quantidade de adição permitida pela regulação difere para cada tipo de cimento. Neste sentido será fundamental uma articulação setorial para seguir avançando com normas técnicas em linha com tendências internacionais, como no caso da ABNT NBR 16697. Por exemplo, no Brasil é possível usar filer com cinzas/argila ou escória, porém não é

permitido o uso de cinzas e escória no mesmo tipo de cimento (cimento ternário), o que já ocorre em outros mercados, como o europeu. Outro aspecto a ser considerado em futuras normas técnicas são os requisitos de resistência à compressão para 1, 3, 7 e 28 dias. Alguns cimentos com menor grau de clínquer são perfeitamente capazes de atingir valores elevados de compressão, mas precisam de mais tempo (ex. 60 dias). Isso não é uma questão relevante, por exemplo, para estruturas como fundações, que só estarão sujeitas a pressões elevadas em prazo superior a 28 dias.

Essas adequações são importantes para incorporar teores de substitutos de clínquer, obviamente com todo o cuidado para não haver qualquer prejuízo para a durabilidade dos concretos, de acordo com padrões internacionais.

O setor pode promover programas de P&D para demonstrar a qualidade de cimentos produzidos com maiores teores de adições. Igualmente importante será atuar na educação do consumidor final, por exemplo, campanhas de conscientização em toda a cadeia do cimento para permitir a aceitação de cimentos com maiores teores de adições, demonstrando benefícios à redução das emissões do setor.

### Reduzir o uso de combustíveis fósseis

O uso de combustíveis alternativos, em substituição aos combustíveis fósseis não renováveis, como o coque de petróleo, representa a segunda principal alternativa do setor. A operação combinada de fabricar cimento conjuntamente com a transformação de resíduos em energia térmica é conhecida como coprocessamento. Além de

reaproveitar o valor energético e a fração mineral destes resíduos, em substituição a combustíveis fósseis não renováveis, o coprocessamento diminui o impacto ambiental causado pela disposição inadequada desses rejeitos na natureza.

Atualmente cerca de 60% das fábricas integradas possuem fornos licenciados para co-processar resíduos. O consumo de combustíveis alternativos pelo setor no Brasil vem aumentando consideravelmente, apesar da substituição térmica (15%<sup>6</sup>) ser inferior a de muitos países.

O estudo do SNIC indica ser possível aumentar esta substituição térmica para até 55% em 2050. Cabe observar que a Europa já trabalha com quase 50% de substituição térmica, sendo 30% via aproveitamento de resíduos e 20% através do uso de biomassa. O estudo do SNIC avaliou os principais combustíveis alternativos já bastante utilizados:

- i. pneus inservíveis: atualmente o resíduo mais utilizado pela indústria. A tendência é de menor disponibilidade no mercado futuro pelo uso de novas soluções para reciclagem e utilização em obras civis;
- ii. resíduos industriais perigosos, como óleos, solventes, tintas e outros, que deverão ser mais limitados pela redução da sua geração e custos de preparação;
- iii. resíduos industriais não perigosos, que devem ficar mais disponíveis no futuro com a limitação da disposição em aterros imposta pela Política Nacional de Resíduos Sólidos;

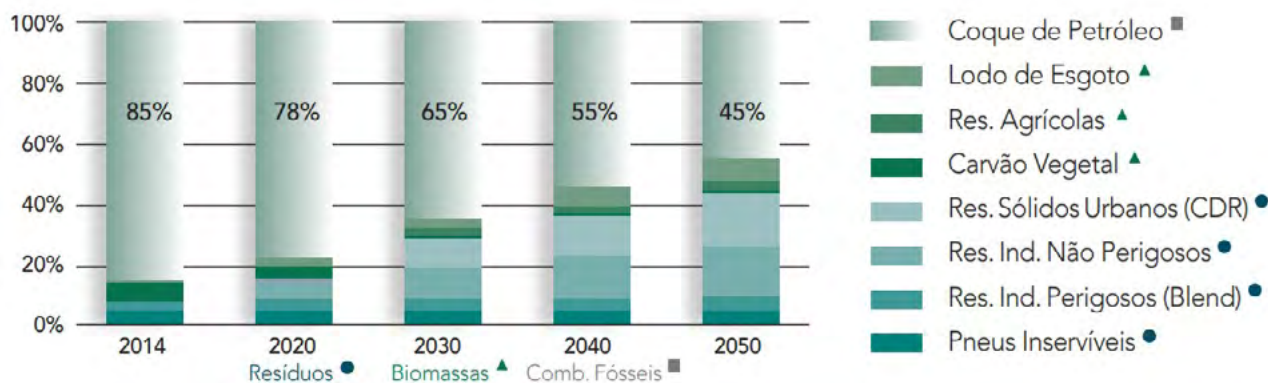
- iv. moinha de carvão vegetal, cuja disponibilidade deve diminuir, devido à retração deste setor e esperada mudança de rota tecnológica.

Outros combustíveis com bom potencial incluem biomassas puras, como lodo de tratamento de esgoto, resíduos agrícolas e combustíveis derivados de resíduos sólidos urbanos (CDR).

Nem sempre existe proximidade entre plantas de cimento e centros urbanos e/ou fontes de geração de biomassas e resíduos. Há ainda alternativas de recuperação energética ou de materiais concorrentes e dificuldades de altos custos logísticos. Existem desafios técnicos relativos ao uso da biomassa por terem menor poder calorífico com respeito aos combustíveis tradicionais, além de altas concentrações de cloro e umidade. Deve-se considerar as dificuldades com manuseio e estocagem, devido a menor densidade. Finalmente, sua disponibilidade é regional e depende dos períodos de colheita das culturas sazonais.

A parte da legislação e mecanismos comerciais pode ser igualmente desafiadora, por exemplo: (i) processos de licenciamento longos e burocráticos, (ii) leis que dificultam ou proíbem o uso energético de resíduos sólidos; (iii) dificuldade de estabelecer contratos de longo prazo de suprimento de resíduos urbanos com os agentes públicos. Será importante fomentar a recuperação energética de resíduos, em atendimento à Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), dando maior agilidade ao licenciamento ambiental de combustíveis alternativos para incentivar seu uso.

FIGURA 53 - EVOLUÇÃO DO MIX ENERGÉTICO NA PRODUÇÃO DO CIMENTO PARA REDUZIR A INTENSIDADE DAS EMISSÕES.



Fonte: CNIC.

<sup>6</sup> Valor de 2014

## Iniciativas empresariais

No Brasil a Votorantim Cimentos utiliza resíduos da produção do açaí em substituição ao uso de coque de petróleo em uma planta no Pará. Vale observar que somente 1/6 da biomassa da fruta vira polpa. Os demais 5/6, que antes eram dispensados por produtores da região de Primavera, agora são usados pela cimenteira. Além do ganho ambiental, os produtores conseguem agregar valor ao que antes ia para o lixo.

FIGURA 54 - FÁBRICA DA VOTORANTIM CIMENTOS NO PARÁ, QUE USA BIOMASSA DE CAROÇO DE AÇAÍ



A Votorantim Cimentos também desenvolve um projeto-piloto no Canadá para capturar o carbono por meio de microalgas e tem interesse em avaliar sua escalabilidade. A captura com amina e posterior armazenamento no subsolo também vem sendo estudada, assim como o uso do CO<sub>2</sub> liberado na produção de cimento para a produção de metanol, seguindo o exemplo de projeto da ThyssenKrupp que aproveita CO<sub>2</sub> de uma siderurgia. O projeto está sendo considerado na Espanha, onde teria maior viabilidade por haver precificação de carbono. Isto porque a captura de carbono ainda é bastante cara, sendo equivalente ao investimento na construção de uma planta nova de cimento. O investimento só se viabilizaria com uma precificação de carbono acima de 150 USD por tonelada de carbono.

Outra ação neste sentido seria a recarbonatação do concreto. Esse processo já ocorre de forma natural, mas poderia ser impulsionado pela reciclagem do concreto, já que no processo de reciclagem com a britagem do concreto, aumenta-se sua superfície de contato, o que ajudaria na reação com o CO<sub>2</sub>

da atmosfera, absorvendo-o na forma de carbonato de cálcio. Ao longo da vida útil essa recarbonatação deve ocorrer somente na superfície do concreto para evitar uma oxidação do aço em seu interior.

## 4.4 INDÚSTRIA QUÍMICA

A indústria química engloba diferentes grupos de produtos que contribuem para as emissões e consumo energético do setor. A indústria petroquímica e a indústria de fertilizantes são os mais relevantes nesses aspectos, pois possuem processos de alta intensidade energética.

Os produtos químicos desempenham um papel importante no setor energético global. O setor químico é o segundo maior consumidor tanto de petróleo como de gás natural, representando 14% e 8% da procura primária total de cada combustível[110], respectivamente, estando somente atrás do setor de transportes. Na indústria, o setor químico é o maior consumidor de energia, à frente da siderurgia e da produção de cimento. É responsável por aproximadamente 10% do consumo final total de energia e quase 30% do consumo final de energia da indústria. Mais da metade da utilização de energia é como matéria-prima, que não pode ser reduzida através de medidas de eficiência



**O SETOR QUÍMICO É O SEGUNDO MAIOR CONSUMIDOR TANTO DE PETRÓLEO COMO DE GÁS NATURAL, REPRESENTANDO 14% E 8% DA PROCURA PRIMÁRIA TOTAL DE CADA COMBUSTÍVEL**

energética.

A indústria petroquímica tem sua base nas matérias-primas obtidas da indústria de energia, em especial nafta (derivado do petróleo), gás natural liquefeito (GNL) e carvão. A nafta passa por um processo de craqueamento a partir do qual vários petroquímicos básicos são produzidos e vendidos ou polimerizados, se tornando resinas termoplásticas, que sofrem transformações até se tornarem o produto final utilizado em diversos setores, como automobilístico, construção civil, bens de consumo, e outros.

A produção de químicos está se tornando rapidamente a maior responsável pelo consumo global de petróleo [109], considerando-se as alternativas para reduzir o consumo de petróleo no setor de transportes pelo maior uso de biocombustíveis ou por sua eletrificação [15], [28] e [38]. Por outro lado, o setor petroquímico é fortemente dependente de petróleo, visto que é a matéria-prima base do setor. O setor irá responder por mais de um terço do crescimento da procura de petróleo até 2030, e quase metade até 2050 [110]. O papel crescente dos químicos é um dos “pontos cegos” chave no debate global sobre transição energética.

FIGURA 55 - DEMANDA PRIMÁRIA DE PETRÓLEO (ESQUERDA) E GÁS NATURAL (DIREITA) EM 2017 POR SETOR [110]

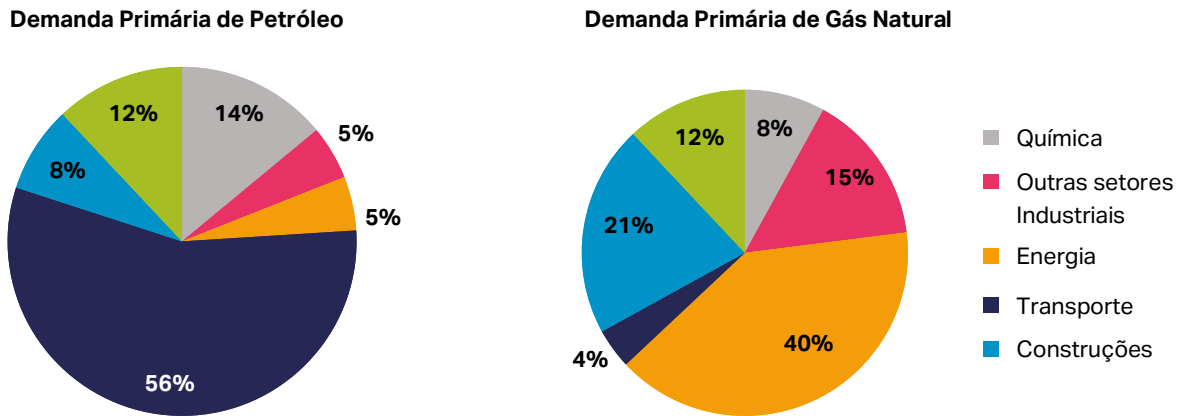
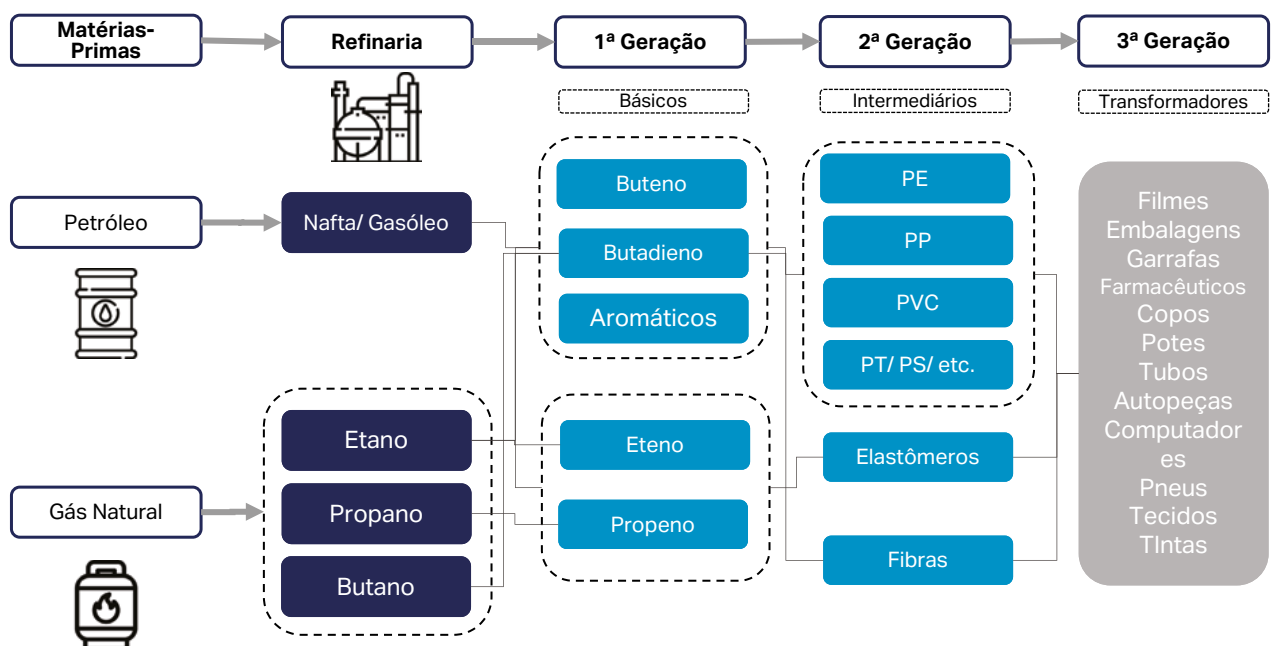


FIGURA 56 - PROCESSO SIMPLIFICADO DA INDÚSTRIA PETROQUÍMICA BASEADA EM COMBUSTÍVEL FÓSSIL



A BASF, uma das maiores empresas de petroquímica do mundo, definiu esse ano a meta de redução de emissões absolutas em 25% até 2030 em comparação a 2018 (equivalente a 16 milhões de toneladas métricas de CO<sub>2</sub>e por ano), com investimento de 4 bilhões de euros.

No Brasil, esse ano, a Petrobras e a Braskem firmaram acordo para identificar novas oportunidades de cooperação em baixo carbono, aumentando a utilização de tecnologias mais sustentáveis e o desenvolvimento de produtos circulares e com menor emissão de CO<sub>2</sub>. Essa parceria foca no uso de matérias-primas renováveis para a produção de insumos petroquímicos mais sustentáveis, no estímulo à economia circular no processo de refino (com uso de plástico reciclado) e na avaliação de oportunidades para o desenvolvimento de um *hub* de CCUS.

Na indústria de fertilizantes, o composto que apresenta maior demanda energética e taxa de emissão em seu processo produtivo é a amônia. A

molécula é produzida através da reação de Haber-Bosch, onde hidrogênio, normalmente obtido da reforma a vapor do gás natural, reage com nitrogênio obtido por processo de separação do ar. Assim, o processo depende do gás natural tanto como matéria-prima quanto como fonte de calor.

O setor de produção química é o maior consumidor industrial de energia e a quarta maior fonte de emissões industriais de CO<sub>2</sub> no Brasil. As emissões de gases de Efeito Estufa (CO<sub>2</sub>e) relacionadas a processos industriais (que representam 4,6% das emissões brutas do Brasil) são apresentadas no gráfico abaixo. Em 2020, a indústria química foi responsável por 3,7% das emissões dos processos industriais, sendo 53,2% proveniente da produção de amônia [9].

A indústria química apresentou grande queda de emissões em 2007 devido à implementação de sistemas de decomposição térmica do óxido nitroso (importante gás de efeito estufa) em nitrogênio.

FIGURA 57 - PROCESSO SIMPLIFICADO DE PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES NITROGENADOS

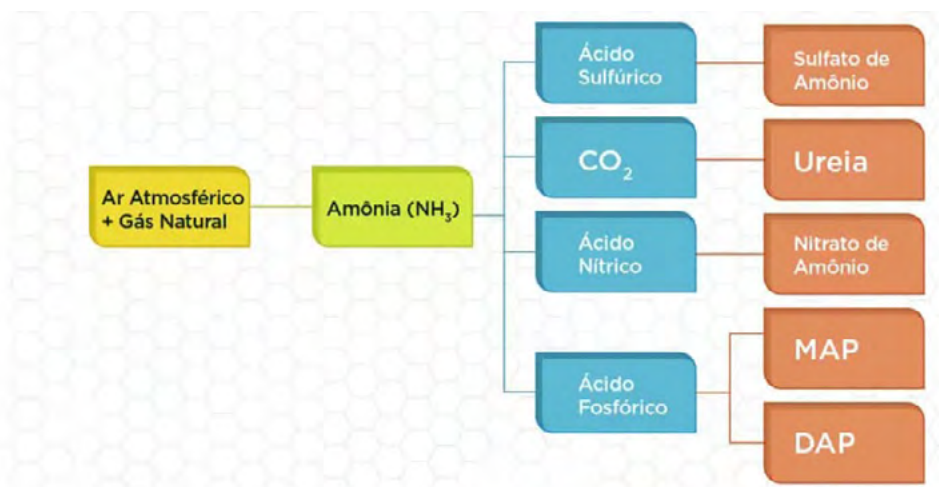
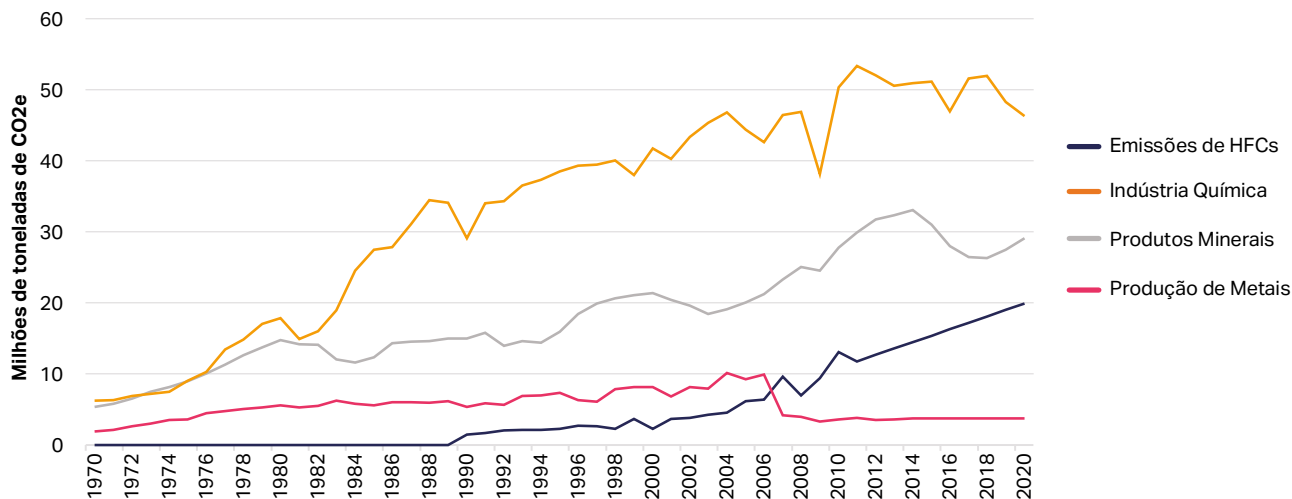


FIGURA 58 - EMISSÕES (CO2E) DE PROCESSOS INDUSTRIAIS NO BRASIL EM 2020 [9]





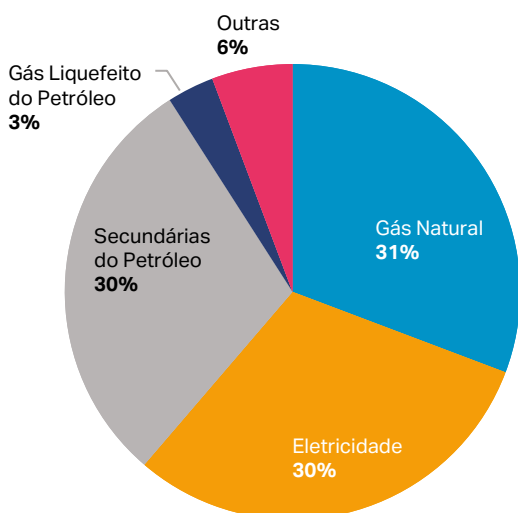
## Alternativas de Mitigação

As oportunidades de melhoria nas operações para redução da intensidade de carbono que estão ganhando destaque são a eficiência energética, mudança de matriz energética e desenvolvimento de tecnologias inovadoras para rotas alternativas.

### a) Matriz e Eficiência Energética

O consumo energético do processo é responsável por pouco menos da metade do consumo de combustíveis fósseis na produção química primária. As necessidades de energia no processo consistem em geração de calor e eletricidade. Os processos baseados na eletricidade e na biomassa para substituição da energia térmica fóssil lutam para competir em termos de custos na maioria das regiões.

FIGURA 59 - MATRIZ ENERGÉTICA DO SETOR QUÍMICO EM 2020 [111]



A melhoria da eficiência energética é necessária, sendo alcançada tanto através da implementação de medidas técnicas e operacionais quanto pela utilização de tecnologias com melhor desempenho, como a eletrificação e digitalização dos processos. A redução de emissões atrelada à melhoria da eficiência energética está relacionada a medidas de curto prazo, como a maximização de vapor gerado por combustível utilizado, adoção de equipamentos mais eficientes e sinergia de fontes energéticas combinando calor e eletricidade, por exemplo.



## ATUALMENTE, EXISTEM TRÊS PRINCIPAIS ROTAS DIRETAS DA BIOENERGIA PARA A PRODUÇÃO DE PRODUTOS QUÍMICOS PRIMÁRIOS: GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA PARA PRODUZIR TANTO AMÔNIA QUANTO METANOL E DESIDRATAÇÃO DO BIOETANOL PARA PRODUZIR ETILENO

### b) Matéria-prima e Rotas Alternativas

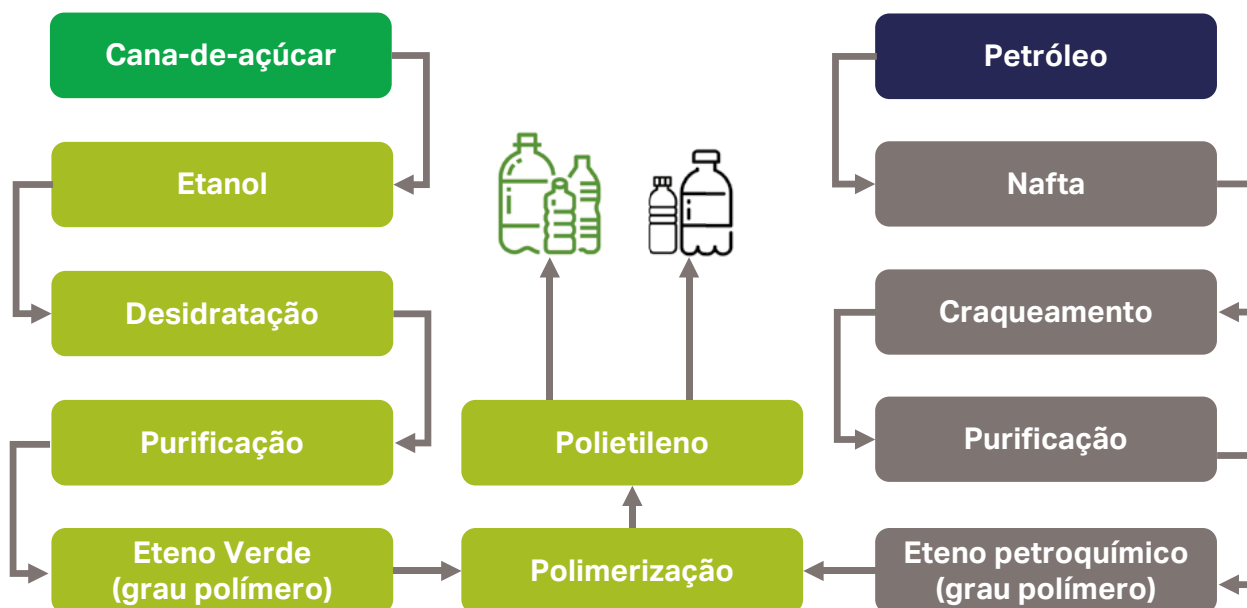
A busca por matérias-primas alternativas e novas rotas tecnológicas para a indústria química tem surgido devido à procura por produtos com baixo impacto de carbono e ao alto preço dos combustíveis fósseis no mercado mundial. Essas iniciativas reduzem as emissões diretas e indiretas do setor ao evitar a utilização de combustíveis fósseis, evitando as emissões de sua produção e uso, e, em alguns casos, ao utilizar biomassa, contribuindo para a remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera.

Atualmente, existem três principais rotas diretas da bioenergia para a produção de produtos químicos primários: gaseificação da biomassa para produzir tanto amônia quanto metanol e desidratação do bioetanol para produzir etileno.

O etileno - o mais importante composto para a produção de petroquímicos - é produzido em escala industrial a partir do etanol derivado da cana-de-açúcar e de outras culturas bioenergéticas. O chamado bioetileno é produzido por desidratação (remoção de água) do etanol. Essa rota é competitiva apenas em áreas em que o etanol pode ser produzido a um custo competitivo, diretamente relacionado à disponibilidade local de matérias-primas de base biológica. O Brasil, que produz grandes quantidades de etanol da fermentação de cana-de-açúcar, acolhe 50% da capacidade mundial de produção de bioetanol [11].

FIGURA 60 - ROTAS DE PRODUÇÃO DE POLIETILENO VERDE E POLIETILENO FÓSSIL [112]

## Polietileno verde X Polietileno fóssil



O hidrogênio verde também pode ser utilizado na indústria química como uma peça-chave para os produtos químicos primários. Combinado com nitrogênio, carbono e oxigênio, o hidrogênio pode ser utilizado diretamente para produção de metanol e amônia, e indiretamente (via metanol a olefinas/aromáticas) para produzir os materiais de base para toda a gama de plásticos e outros produtos químicos.

A mudança para fontes fósseis menos intensivas em carbono é também uma importante alavanca para a redução de CO<sub>2</sub>. A mudança do uso da nafta (derivada do petróleo) para gás natural, por exemplo, objetiva reduzir as emissões. Ocorre, no entanto, que o espectro de produtos fornecidos por essa matéria-prima é menos rico do que o fornecido pela nafta, capaz de gerar outros produtos, como os aromáticos (benzeno, tolueno e xilenos). A principal matéria-prima do setor petroquímico nacional atualmente é a nafta, cujo consumo das três centrais petroquímicas baseadas neste insumo é da ordem de 10 milhões de toneladas por ano, sendo parte fornecido pela Petrobras e parte por importações [113].

O Brasil apresenta um elevado potencial na produção de biometano, pois está entre as maiores potências agropecuárias do mundo, gerando uma enorme quantidade de resíduos orgânicos.

A substituição de gás natural por biometano para produção de amônia de baixo carbono e nos processos da indústria petroquímica também poderá gerar uma redução da intensidade de carbono dos processos.

Para o setor de fertilizantes, uma alternativa é a utilização de condicionadores de solos a partir da carbonização de biomassa sob baixa atmosfera de oxigênio, chamados de *biochar*. Anualmente são produzidos no país em torno de 10 milhões de toneladas de carvão vegetal por ano, dos quais cerca de 15% se perdem na forma de finos, os quais poderiam ser utilizados no solo [114]. A conversão da biomassa a *biochar* seguida de sua aplicação no solo aumenta o tempo de residência de carbono no solo, o que pode resultar em uma retirada líquida de CO<sub>2</sub> atmosférico, dentro de determinada escala de tempo [115]. Além disso, o *biochar* pode reduzir diretamente as emissões de outros GEE do solo, tais como o óxido nitroso e o metano [116], e indiretamente através da maior eficiência no uso de fertilizantes e calcários quando *biochar* é aplicado no solo [117].

Para o longo prazo, outras tecnologias em desenvolvimento poderiam trazer redução de emissões. Além da utilização de hidrogênio verde como matéria-prima, é considerado como alternativa a geração de calor a partir da eletricidade/biomassa e CCUS.

Especificamente para a produção de amônia, novas tecnologias estão sendo consideradas para substituir o método de Haber-Bosch. Um dos primeiros métodos industriais de produção de fertilizantes foi o processo Birkeland-Eye, o qual produzia fertilizantes nitrogenados a partir de uma tecnologia de plasma que transforma o nitrogênio inerte que está presente no ar ( $N_2$ ) em sua forma quimicamente ativa (NOx). Na última década, ressurgiu o interesse por essa tecnologia devido à redução do custo de energia renovável e ao aumento da eficiência do processo de produção de plasma. Essa tecnologia evita emissões e o consumo de gás natural, por depender somente de eletricidade, e permite a produção descentralizada do fertilizante, reduzindo custos de transporte. O processo Birkeland, contudo, ainda não é economicamente competitivo com relação ao processo Haber-Bosch [118].

### Iniciativas do Mercado Brasileiro

As alternativas apresentadas de redução das emissões de gases de efeito estufa têm ganhado destaque nas pautas do setor químico brasileiro, o qual vem direcionando investimentos em pesquisa tecnológica e implementação operacional de novas iniciativas.

A viabilidade econômica da mudança da matriz térmica para elétrica é um grande desafio. Por outro lado, a substituição por biomassa e biometano tem um grande potencial no cenário brasileiro. A Braskem assinou um acordo de R\$ 400 milhões de investimento com a Veolia para produção de calor a partir de biomassa de eucalipto em Alagoas. O projeto vai gerar 900 mil toneladas de vapor por ano, durante 20 anos a partir de 2023, o que significará a redução de emissões de aproximadamente 0,15 milhão de tonelada de  $CO_2$  por ano. Além disso, a substituição do gás natural por biometano em operações de aquecimento está sendo amplamente estudada, mas a maior barreira para implementação é regulatória, especificamente a inserção de biometano nos gasodutos. Existem ainda alguns desafios de implementação, como a dificuldade de substituição de algumas matérias-primas do setor, como a nafta.

O eteno verde, obtido a partir do etanol da cana-de-açúcar, é uma alternativa já aplicada no Brasil. A Braskem possui uma planta de eteno verde para produção final de polietileno, com produção de 200 mil toneladas por ano. O polietileno renovável produzido tem a vantagem de capturar, ao longo de sua cadeia de produção, até 3,1 toneladas de gás carbônico para cada tonelada produzida.

FIGURA 61 - PLANTA DE ETENO VERDE DA BRASKEM, NO RIO GRANDE DO SUL





## As alternativas apresentadas de redução das emissões de gases de efeito estufa têm ganhado destaque nas pautas do setor químico brasileiro, o qual vem direcionando investimentos em pesquisa tecnológica e implementação operacional de novas iniciativas

A estimativa é que a solução tenha evitado a emissão de 5,6 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em 10 anos. O projeto de expansão da unidade iniciado em 2021 e orçado em US\$ 61 milhões vai representar uma redução de 0,18 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, contribuindo para a meta da Braskem de se tornar uma empresa carbono neutro até 2050.

A Yara, empresa produtora de fertilizantes, tem um projeto para utilizar biometano fornecido pela Raízen para produzir fertilizantes de baixo carbono e assim reduzir suas emissões. O volume envolvido na transação é de 20 mil metros cúbicos por dia (3% do consumo da unidade de produção de amônia em Cubatão, SP), previsto para iniciar em 2023. O biometano adquirido é obtido a partir de resíduos do processo de produção de etanol, vinhaça e torta de filtro nos parques de bioenergia do grupo. Segundo a empresa, o acordo permitirá o desenvolvimento de soluções sustentáveis, seja em nitratos ou fertilizantes nitrogenados, reduzindo em 80% as emissões normais de gases de efeito estufa. A Yara também estuda a possibilidade de caminhões movidos a biometano transportarem os fertilizantes para os canaviais, formando uma economia circular de baixo carbono.

A utilização de hidrogênio verde como insumo também ganha destaque em pesquisa e desenvolvimento do setor. A Braskem vê a inserção do H<sub>2</sub> verde até 2050 principalmente como matéria-prima para a produção de químicos verdes. O uso do hidrogênio para a geração de calor também é considerado, porém essa aplicação apresenta uma menor atratividade econômica.

A Yara, igualmente trabalha em um projeto complementar para instalar uma usina de eletrólise próxima a sua usina de Cubatão, para gerar hidrogênio a partir da energia produzida por usinas solares, eólicas e hidrelétricas.

O lançamento da *Agoro Carbon Alliance* da Yara também prevê um impacto positivo para descarbonização do setor. O projeto global foi criado para que os agricultores obtenham receitas adicionais com ações climáticas positivas, com incentivos e capacitações a mudanças de práticas que possam gerar créditos de carbono agrícolas e safras certificadas.

Outras iniciativas para melhorar a performance do plantio baseadas em compostagem de resíduos orgânicos, os quais são amplamente presentes no cenário brasileiro, estão surgindo em substituição aos fertilizantes nitrogenados. A Ambipar, empresa especializada em gerenciamento ambiental e resíduos, produz um condicionador de solo (ver Seção 3.9) a partir da compostagem de resíduos orgânicos que aumenta a produtividade agrícola. Esse produto evita a necessidade de fertilizantes tendo capacidade de diminuir as emissões do setor químico.

A adubos orgânicos enriquecidos com nutrientes mineiras, chamados de organominerais, também são destaque como alternativas aos nitrogenados, sendo comercializados pela empresa Solví, produtora de fertilizantes orgânicos.

# Conclusão

**Este relatório apresentou diversas opções de descarbonização do setor energético brasileiro, avaliando as vantagens comparativas do país. As características do Brasil permitem que uma grande variedade de soluções possam ser consideradas, dada a disponibilidade de recursos naturais para produção competitiva de energia elétrica renovável, de biomassa, seja ela oriunda de florestas sustentáveis ou resíduos de atividades agrícolas (ex. setor sucroalcooleiro), de biocombustíveis ou biogás/biometano e produtos derivados.**

Em muitos casos, felizmente, as condições de mercado permitem o desenvolvimento deste potencial, ainda que sempre seja possível aperfeiçoá-las. Ao contrário do Brasil, nos EUA, por exemplo, um dos maiores obstáculos ao desenvolvimento de fontes renováveis é a dificuldade de construção de novas linhas de transmissão, que são fundamentais para conectar os locais com melhores recursos aos centros de consumo de energia.

O relatório também apontou possibilidades de novos negócios para o país que podem ser alavancadas tanto por demandas internas, como pelos mercados externos. O interesse de mercados em descarbonizar suas economias e aumentar a segurança energética através de uma diversificação de fontes/recursos e promoção de fontes renováveis vem se tornando cada vez mais evidente, principalmente com as metas assumidas para redução de emissões e, mais recentemente, com a estratégia europeia de reduzir sua dependência de energéticos importados da Rússia. Este momento pode ser uma oportunidade de ouro para as empresas do Brasil para a produção de hidrogênio verde ou bio-combustíveis convencionais ou avançados (diesel

verde ou bioquerosene de aviação, por exemplo), aço verde, dentre outros.

Este mercado global de combustíveis de baixo carbono deverá ser impulsionado também por compromissos de empresas privadas ou setores, como o de aviação, ou transporte marítimo. Assim, haverá uma menor dependência de mandatos governamentais, que são mais sujeitos a mudanças provocadas por questões políticas e econômicas.

As 22 entrevistas feitas com representantes de empresas associadas ao CEBDS de segmentos distintos da economia, como mineração, alimentos e bebidas, cimento, aço, transporte aéreo, gestão ambiental, energia, indústria automotiva, e muitos outros, proporcionaram uma visão clara das estratégias privadas em curso para ampliar negócios e, ao mesmo tempo, reduzir emissões de gases de efeito estufa para atendimento de metas corporativas já anunciadas.

Em comum percebe-se uma busca por maior eficiência operacional como forma de reduzir emissões de Escopo 1, consumo de energia elétrica produzida 100% a partir de fontes renováveis (Escopo 2) e, talvez o caso mais desafiador, imposição de requisitos de boas práticas socioambientais para a cadeia de fornecedores de forma a lograr uma redução das emissões de Escopo 3. Neste último caso, há uma diversidade de políticas em curso, desde incentivos às boas práticas, como a premiação de fornecedores, até a definição de requisitos compulsórios que precisarão ser atendidos nos próximos anos.

Notou-se ainda, no caso das empresas com operações globais, que o Brasil é percebido como um país com grandes oportunidades para o atendimento de metas de redução de emissões globais e investimento em fontes renováveis de energia com tecnologias já bastante empregadas no país (ex.

solar fotovoltaica e eólica *onshore*) ou tecnologias promissoras (ex. eólicas *offshore*, potencialmente acopladas à produção de hidrogênio verde). Estas possibilidades são especialmente interessantes para as empresas de óleo e gás que vem migrando seus negócios para se tornarem empresas integradas de energia.

Além de destacar as vantagens comparativas do Brasil, o estudo buscou, sempre que pertinente, apontar as principais barreiras e desafios a serem superados. Em muitos casos, o Brasil precisará desenhar a regulação e mecanismos para viabilizar o início do mercado. Um caso nítido é o das eólicas

*offshore*: apesar de uma oferta enorme ter sido apresentada pelo setor elétrico, a regulação ainda precisa ser estabelecida considerando-se requisitos, compartilhamento de infraestrutura de transmissão, requisitos para o licenciamento ambiental, dentre outros.

Sem ter a pretensão de quantificar as emissões evitadas de cada opção ou como se distribuirão no tempo, o relatório mostra como o setor empresarial brasileiro poderá se beneficiar da transição *Net Zero 2050*. Espera-se que este relatório ajude a comunicar e debater estas opções existentes no Brasil.



# Referências

- [1] D. I. Armstrong McKay *et al.*, "Exceeding 1.5°C global warming could trigger multiple climate tipping points", *Science* (1979), vol. 377, n° 6611, set. 2022.
- [2] IPCC, "Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", 2021.
- [3] Nasa earth observatory, "World of Change: Global Temperatures". <https://earthobservatory.nasa.gov/world-of-change/global-temperatures> (acesado ago. 07, 2022).
- [4] National Geographic, "5 possible climate futures—from the optimistic to the strange", 2021. <https://www.nationalgeographic.com/environment/article/5-possible-climate-futures-from-the-optimistic-to-the-strange> (acesado ago. 07, 2022).
- [5] Climate Action Tracker, "CAT net zero target evaluations", 2021. <https://climateactiontracker.org/global/cat-net-zero-target-evaluations/> (acesado set. 07, 2022).
- [6] IEA, "Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021. [Online]. Available: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/dee-bef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZero2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/dee-bef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZero2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)
- [7] T. e I. Ministério da Ciência, "Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – Sumário Executivo", 2016.
- [8] Governo do Brasil, "Paris Agreement: Nationally Determined Contribution (NDC)", 2022. Acessado: ago. 08, 2022. [Online]. Available: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Updated%20-%20First%20NDC%20-%20%20FINAL%20-%20PDF.pdf>
- [9] Observatório do Clima, "SEEG - Sistema de Estimativa de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa". <https://seeg.eco.br> (acesado ago. 08, 2022).
- [10] IEA, "Supply". <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/supply> (acesado ago. 23, 2022).
- [11] EPE, "Balanço Energético Nacional - ano base 2020", 2021.
- [12] ONS, "Geração de Energia". [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx) (acesado ago. 21, 2022).
- [13] Global Energy & CO2 Status Report 2019, "IEA", 2019.
- [14] EPE e GIZ, "Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil", 2019. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil> (acesado ago. 14, 2022).
- [15] Bill Gates, *How to Avoid a Climate Disaster*. 2021.
- [16] CBIE, "COMO FUNCIONAM OS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE?", Acessado: set. 11, 2022. [Online]. Available: <https://cbie.com.br/artigos/como-funcionam-os-parques-eolicos-offshore/>
- [17] Elera, "Conheça as nossas usinas". <https://www.eler.com/nossos-ativos/> (acesado set. 13, 2022).
- [18] CCEE, "Relatório de Atendimento ao Programa de Redução Voluntária da Demanda – setembro/2021", 2021. Acessado: set. 05, 2022. [Online]. Available: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919420/Dados%20PRT22-RVD\\_](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919420/Dados%20PRT22-RVD_)

[Set21.xlsx/c88bf4c9-5a0e-22fd-29f2-ca0486c-c782f](#)

[19] CCEE, “Relatório de Atendimento ao Programa de Redução Voluntária da Demanda – outubro/2021”, 2021. Acessado: set. 05, 2022. [Online]. Available: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/919420/Dados%20PRT22-RVD\\_Out21\\_1\\_1.xlsx/308c3379-a757-8064-e00e-ce4d77574dbd](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919420/Dados%20PRT22-RVD_Out21_1_1.xlsx/308c3379-a757-8064-e00e-ce4d77574dbd)

[20] ACEEE, “2022 INTERNATIONAL ENERGY EFFICIENCY SCORECARD”, 2022.

[21] Neocharge, “CONHEÇA OS TIPOS DE CARROS ELÉTRICOS”, Acessado: set. 11, 2022. [Online]. Available: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos>

[22] Toyota, “RELATÓRIO ANUAL TOYOTA DO BRASIL”, 2020.

[23] ANFAVEA, “O caminho da descarbonização do setor automotivo no Brasil”, 2021.

[24] Canal Energia, “Raízen inaugura eletroposto Shell Recharge no Brasil”, 2022. Acessado: ago. 28, 2022. [Online]. Available: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53214993/raizen-inaugura-eletroposto-shell-recharge-no-brasil>

[25] Neoenergia, “Com o objetivo de contribuir para a descarbonização, companhia está ampliando infraestrutura de recarga de veículos elétricos nas suas áreas de atuação”. <https://www.neoenergia.com/pt-br/te-interessa/inovacao/Paginas/mobilidade-eletrica.aspx> (acessado ago. 29, 2022).

[26] epbr, “Os planos da Vibra, Raízen e Ipiranga para aumentar a rede de eletropostos”, 2022. [https://epbr.com.br/os-planos-da-vibra-raizen-e-ipuranga-para-aumentar-a-rede-de-eletropostos/?utm\\_source=newsletters+epbr&utm\\_campaign=336e-44bb69-epbr-dialogos-da-transicao&utm\\_medium=email&utm\\_term=0\\_5931171aac-336e-44bb69-199386849](https://epbr.com.br/os-planos-da-vibra-raizen-e-ipuranga-para-aumentar-a-rede-de-eletropostos/?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=336e-44bb69-epbr-dialogos-da-transicao&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-336e-44bb69-199386849) (acessado ago. 28, 2022).

[27] IEA, “Global Electric Vehicle Outlook 2022: Securing supplies for an electric future”, 2022.

[28] ABVE, “100 mil eletrificados já circulam no Brasil”, 2022. <http://www.abve.org.br/100-mil-eletrificados-circulam-no-brasil/> (acessado ago. 24, 2022).

[29] INSIDEEVs, “Preços de todos os carros elé-

tricos à venda no Brasil em 2022”, 2022. <https://insideevs.uol.com.br/news/566179/preco-carros-eletricos-brasil-2022/> (acessado ago. 28, 2022).

[30] UOL, “Os 10 carros mais baratos do Brasil em 2022: preço e análise dos modelos”, 2022. <https://autopapo.uol.com.br/noticia/10-carros-mais-baratos-do-brasil-2022/> (acessado ago. 28, 2022).

[31] BloombergNEF, “Electric Vehicle Outlook 2022”, 2022.

[32] Pacto Global: Rede Brasil, “Transporte Comercial Net Zero 2050: Caminhos para a descarbonização do modal rodoviário no Brasil”, 2022.

[33] IEA, “Global Hydrogen Review 2021”, 2021. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)

[34] Frontier Economics, “Green, blue hydrogen-Potentials and security of supply DVGW Congress Perspectives for H2 Module #1”. [Online]. Available: <http://www.frontier-economics.com/media/3113/value-of-gas-infrastructure-report.pdf>

[35] IEA, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector”, 2021. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)

[36] Hydrogen Council, “Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness”, 2021. [Online]. Available: [www.hydrogencouncil.com](http://www.hydrogencouncil.com).

[37] BloombergNEF, “‘Green’ Hydrogen to Outcompete ‘Blue’ Everywhere by 2030”, 2021. Acessado: ago. 09, 2022. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/>

[38] BloombergNEF, “‘Green’ Hydrogen to Outcompete ‘Blue’ Everywhere by 2030”, 2021. Acessado: ago. 09, 2022. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/>

[39] European Commission, “Production of renewable transport fuels – share of renewable electricity (requirements)”, 2022. [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements_en) (acessado ago. 09, 2022).

[40] IEA, “Hydrogen in Latin America From near-term opportunities to large-scale deployment”,



2021. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [41] McKinsey & Company, "Charting the global energy landscape to 2050: Sustainable fuels", 2021. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/charting-the-global-energy-landscape-to-2050-sustainable-fuels>
- [42] IEA, "Renewable Energy Market Update", 2022. doi: 10.1787/faf30e5a-en.
- [43] McKinsey & Company, "The future is now: How oil and gas companies can decarbonize", 2020. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>
- [44] Wang et.al, "Biofuels & Greenhouse Gas Emissions : Myths versus Facts", 2008.
- [45] Instituto E+ Transição Energética, "Descarbonização do Setor de Energia no Brasil", 2022.
- [46] N. T. Machado, "ESTUDO DA HIDRÓLISE ENZIMÁTICA DO CAROÇO DE AÇAÍ (Euterpe oleracea Mart) PARA A PRODUÇÃO DE ETANOL Thermal-Catalytic Cracking of Scum from Activated Sludge View project", 2016. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/320430846>
- [47] A. Oliveira, "Produção de biodiesel: Principais características do diesel verde (HVO)", 2021. [https://www.producaodebiodiesel.com.br/com-bustiveis-e-o-mundo/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-o-diesel-verde-hvo#:~:text=Tanto o biodiesel como o carbono %2B hidrogênio %2B oxigênio](https://www.producaodebiodiesel.com.br/com-bustiveis-e-o-mundo/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-o-diesel-verde-hvo#:~:text=Tanto%20o%20biodiesel%20como%20o%20hidrogênio%20oxigênio)).
- [48] T. Juliane HARDER e M. Nalesso Costa, "Diesel verde: a nova era dos biocombustíveis em uma revisão".
- [49] Veolia, "Biodiesel vs. Renewable Diesel: Are They the Same?", 2022. <https://blog.veolianorthamerica.com/biodiesel-vs.-renewable-diesel-are-they-the-same>
- [50] BiodieselBR, "HVO custa mais de R\$ 9 por litro", 2021. <https://www.biodiesel-br.com/noticias/biocombustivel/canal-hvo=-custa-mais-de-r9--por-litro280721-#:~:text=Isso%20d%C3%A1%20aproximadamente%20US%24%201,e%20R%24%209%2C25>. (acessado set. 08, 2022).
- [51] BSBIOS, "Biorrefinaria Omega Green", 2022. <https://www.bsbios.com/pt/noticia/bsbios-pre-para-a-infraestrutura-em-nova-area-para-iniciar-a-construcao-da-biorrefinaria-omega-green-no-paraguai>
- [52] C. des Energies, "Les « SAF », carburants durables indispensables pour décarboner l'aviation", 2021. <https://www.connaissancedesenergies.org/afp/les-saf-carburants-durables-indispensables-pour-decarboner-laviation-210326>
- [53] Instituto I7, "Biogás no Brasil: Potencial Oferta a Curto Prazo. Programa de Energia para o Brasil – BEP (Brasil)", São Paulo/SP, 2021. [Online]. Available: <http://i17.org/>
- [54] Solví, "Tratamento e destinação de resíduos ", 2022. <https://www.solvi.com/tratamento-e-destinacao> (acessado set. 07, 2022).
- [55] G. Ramos, "Decarbonization for Oil and Gas Value Chain: An Update Review", *Angolan Industry and Chemical Engineering Journal*, vol. 1, nº 1, p. 1–5, 2021, doi: 10.47444/aincej.v1i1.5.
- [56] ISABELA MORBACH MACHADO E SILVA, "Definições jurídicas estratégicas para estruturação do marco regulatório da cadeia de Captura e Armazenamento de Carbono", University of São Paulo, 2022.
- [57] OIES, "Carbon Capture and Storage : The perspective of oil and gas producing countries", 2021.
- [58] T. C. Hub, "Understanding CCUS", 2022.
- [59] Global CCS Institute, "Global Status of CCS", 2020.
- [60] F. Birol e A. Allawi, "Commentary: Without help for oil-producing countries, net zero by 2050 is a distant dream", 2021. <https://www.iea.org/commentaries/without-help-for-oil-producing-countries-net-zero-by-2050-is-a-distant-dream>
- [61] H. Rodrigues, E. Mackay, e D. Arnold, "Multi-objective Optimization of CO2 Recycling Operations for CCUS in a Brazilian Pre-Salt Benchmark Model", *SSRN Electronic Journal*, vol. 44, nº March, p. 1–12, 2021, doi: 10.2139/ssrn.3811515.
- [62] Petrobras, "Programa de CCUS da Petrobras no pré-sal é o maior do mundo em volume de gás carbônico (CO2) reinjetado", 2022. <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/programa-de-ccus-da-petrobras-no-pre-sal-e-o-maior-do-mundo-em->

[-volume-de-gas-carbonico-co2-reinjetado.htm](#)

- [63] T. C. Hub, "State of Play", 2022.
- [64] C. Greig e S. Uden, "The value of CCUS in transitions to net-zero emissions", *Electricity Journal*, vol. 34, nº 7, p. 107004, 2021, doi: 10.1016/j.tej.2021.107004.
- [65] IOGP, "The potential for CCS and CCU in Europe", 2019. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/info/files/31st-madrid-forum-conclusions-workshop\\_en](https://ec.europa.eu/info/files/31st-madrid-forum-conclusions-workshop_en)
- [66] epbr, "Piloto de captura de carbono do carvão recebe aporte de R\$ 12 mi em Santa Catarina", 2022. <https://epbr.com.br/projeto-de-captura-de-carbono-do-carvao-em-santa-catarina-recebe-aporte/> (acessado set. 12, 2022).
- [67] J. Beckman, "'Gas-to-Wire' opens options for declining or stranded gas fields". <https://www.offshore-mag.com/production/article/14040677/gastowire-opens-options-for-declining-or-stranded-gas-fields> (acessado set. 11, 2022).
- [68] E. Attanasi e P. Freeman, "Role of stranded gas in increasing global gas supplies", 2013. [Online]. Available: <http://pubs.usgs.gov/of/2013/1044>
- [69] H. Gudmundsson e C. H. Sørensen, "Some use - Little influence? on the roles of indicators in European sustainable transport policy", *Ecol Indic*, vol. 35, p. 43–51, 2013, doi: 10.1016/j.ecolind.2012.08.015.
- [70] T. L. F. Brito, C. Galvão, A. F. Fonseca, H. K. M. Costa, e E. Moutinho dos Santos, "A review of gas-to-wire (GtW) projects worldwide: State-of-art and developments", *Energy Policy*, vol. 163, nº February, 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.112859.
- [71] ENEVA, "RELATÓRIO DE SUSTENTABILIDADE 2021", 2021.
- [72] MME/EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2030", 2021. [Online]. Available: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE\\_2030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE_2030_RevisaoPosCP_rv2.pdf)
- [73] H. Rodrigues, E. Mackay, e D. Arnold, "Multi-objective Optimization of CO2 Recycling Operations for CCUS in a Brazilian Pre-Salt Benchmark Model", *SSRN Electronic Journal*, vol. 44, nº March, p. 1–12, 2021, doi: 10.2139/ssrn.3811515.
- [74] P. R. R. Rochedo *et al.*, "Carbon capture potential and costs in Brazil", *J Clean Prod*, vol. 131, p. 280–295, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.05.033.
- [75] J. A. Vidoza, J. G. Andreasen, F. Haglind, M. M. L. dos Reis, e W. Gallo, "Design and optimization of power hubs for Brazilian off-shore oil production units", *Energy*, vol. 176, p. 656–666, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.022.
- [76] IEA Bioenergy, "Decarbonizing industrial process heat: the role of biomass", 2021.
- [77] Crop Life, "Bioenergia é a agricultura indo além dos alimentos". Bioenergia é a agricultura indo além dos alimentos (acessado set. 11, 2022).
- [78] Instituto Aço Brasil, "Relatório de Sustentabilidade", 2021.
- [79] cba, "Relatório Anual 2021", 2022.
- [80] Combio, "Relatório de Sustentabilidade 20/21", 2022.
- [81] IUCN, "IUCN Global Standard for Nature-based Solutions", 2020.
- [82] S. A. S. P. et al. Seddon N., "Getting the message right on nature-based solutions to climate change".
- [83] Shell, "Ensuring High Quality Nature-based Carbon Credits".
- [84] Ambev, Compromisso pela Ação Climática, Programa Conectando por um Mundo Melhor. [www.ambev.com.br/acao-climatica](http://www.ambev.com.br/acao-climatica)
- [85] P. Voosen, "The realist", 2018. [science.org/doi/10.1126/science.359.6382.1320](https://science.org/doi/10.1126/science.359.6382.1320), acessado em 13 de setembro, 2022.
- [86] Science, "Meet Vaclav Smil, the man who has quietly shaped how the world thinks about energy", 2018. Acessado: set. 11, 2022. [Online]. Available: <https://www.science.org/content/article/meet-vaclav-smil-man-who-has-quietly-shaped-how-world-thinks-about-energy>
- [87] M. C. Abraham-Dukuma, M. O. Dioha, O. C. Aholu, N. V. Emodi, C. Ogbumgbada, e A. Isah, "A marriage of convenience or necessity? Research and policy implications for electrifying upstream petroleum production systems with renewables", *Energy Res Soc Sci*, vol. 80, nº April, p. 102226, 2021, doi: 10.1016/j.erss.2021.102226.

- [88] S. Tordo, B. Tracy, e N. Arfaa, *National Oil Companies and Value Creation*, vol. Number 218, nº 218. 2011.
- [89] EPA, "U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks, 1990-2016", *Epa 430-R-18-003*, vol. 106, nº 11, p. 1323-1330, 2018.
- [90] R. Heede, "Climate Accountability Institute – Update of Carbon Majors 1965-2018", 2020. [Online]. Available: [https://climateaccountability.org/pdf/CAI\\_PressRelease\\_Dec20.pdf](https://climateaccountability.org/pdf/CAI_PressRelease_Dec20.pdf)
- [91] Statista, "Greenhouse gas emissions of largest oil companies worldwide in 2020", 2020. <https://www.statista.com/statistics/1267242/greenhouse-gas-emissions-of-select-oil-companies/> (acessado set. 13, 2022).
- [92] Equinor, "Equinor sets ambition to reduce net carbon intensity by at least 50% by 2050", 2021. <https://www.equinor.com/en/news/2020-02-06-climate-roadmap.html>
- [93] M. M. L. Reis e W. L. R. Gallo, "Study of waste heat recovery potential and optimization of the power production by an organic Rankine cycle in an FPSO unit", *Energy Convers Manag*, vol. 157, nº December 2017, p. 409-422, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2017.12.015.
- [94] F. M. Hargreaves, "Opções de mitigação das emissões de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural", Dissertação (Mestrado em Planejamento Energéticos) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- [95] The International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), "Environmental performance indicators", 2017. [Online]. Available: <https://www.iogp.org/bookstore/product/report-2017ee-2017-environmental-performance-indicators-2017-data-executive-summary/>
- [96] M. Império, "Estudo de mitigação de gases de efeito estufa na produção de petróleo brasileira - ênfase off-shore", *Programa de Planejamento Energético*, p. 146, 2015, [Online]. Available: <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/imperio.pdf>
- [97] G. Ribeiro *et al.*, "Regulatory and Technical Opportunities for Reducing Flaring and Venting Operations in Oil and Gas Fields in Brazil", em *The Palgrave Handbook of Natural Gas and Global Energy Transitions*, 2022. doi: 10.1007/978-3-030-91566-7.
- [98] A. Andriw, L. Lima, e G. Ribeiro, "Mercado de carbono como instrumento de redução das emissões do setor petrolífero brasileiro : Evidências a partir do Brasil e do exterior", 2021.
- [99] E. Santibanez-Borda, A. Korre, Z. Nie, e S. Durucan, "A multi-objective optimisation model to reduce greenhouse gas emissions and costs in offshore natural gas upstream chains", *J Clean Prod*, vol. 297, p. 126625, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126625.
- [100] Petrobras, "ESG: Meio ambiente, social e governança", 2022. <https://www.investidorpetrobras.com.br/esg-meio-ambiente-social-e-governanca/meio-ambiente/#:~:text=Dessa%20forma%2C%20o%20CAPEX%20total,US%24%20%2C8%20bilh%C3%B5es.> (acessado set. 08, 2022).
- [101] IEA, "Iron and Steel Technology Roadmap: Towards more sustainable steelmaking", 2020. [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [102] McKinsey Sustainability, "Steel", 2022. Acessado: set. 05, 2022. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/spotting-green-business-opportunities-in-a-surg-ing-net-zero-world/transition-to-net-zero/steel>
- [103] Instituto Aço Brasil, "Anuário Estatístico 2022", 2022.
- [104] M. e M. ABM - Associação Brasileira de Metalurgia, "Ternium e Vale se unem para desenvolver descarbonização na produção de aço", 2021. Acessado: set. 05, 2022. [Online]. Available: <https://www.abmbrasil.com.br/por/noticia/ternium-e-vale-se-unem-para-desenvolver-descarbonizacao-na-producao-de-aco>
- [105] Statista, "Major countries in worldwide cement production in 2021", 2022. <https://www.statista.com/statistics/267364/world-cement-production-by-country/> (acessado ago. 14, 2022).
- [106] SNIC - Sindicato Nacional da Indústria do Cimento, "Relatório Anual 2020", 2021.
- [107] Cimento Mauá, "Como é feito o cimento, sua composição e nomenclatura no mercado". [https://cimentomaua.com.br/cimento-como-feito-composicao-e-nomenclatura/?fb\\_comment\\_id=1806861512721198\\_3372002209540446](https://cimentomaua.com.br/cimento-como-feito-composicao-e-nomenclatura/?fb_comment_id=1806861512721198_3372002209540446) (acessado set. 11, 2022).

- [108] SNIC, "Roadmap Tecnológico do Cimento", 2019.
- [109] Votorantim Cimentos, "Microalgas na captura de carbono". [https://www.votorantimcimentos.com.br/estudos\\_casos/microalgas-na-captura-de-carbono/](https://www.votorantimcimentos.com.br/estudos_casos/microalgas-na-captura-de-carbono/) (acessado set. 12, 2022).
- [110] Ministério de Minas e Energia, "Balanço Energético NaciEPE - Empresa de Pesquisa Energética".
- [111] G. Gomes, P. Dvorsak, e T. Heil, "Indústria petroquímica brasileira: situação atual e perspectivas". [Online]. Available: <http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>
- [112] L. Betega De Paiva, "IV Fórum de Ensino Superior da Área Química-"Polímeros e suas aplicações: panorama atual e perspectivas" Polímeros Convencionais", 2017.
- [113] C. M. B F Maia, "BIOCHAR: UMA NOVA FERRAMENTA NO MANEJO DE SOLOS".
- [114] ONS, "Histórico da operação: geração de energia". <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-energia.aspx> (acessado ago. 23, 2022).
- [115] J. Lehmann, "Biochar bio-energy".
- [116] Y. Yanai, K. Toyota, e M. Okazaki, "Effects of charcoal addition on N<sub>2</sub>O emissions from soil resulting from rewetting air-dried soil in short-term laboratory experiments: Original article", *Soil Sci Plant Nutr*, vol. 53, nº 2, p. 181–188, abr. 2007, doi: 10.1111/j.1747-0765.2007.00123.x.
- [117] J. LEHMANN *et al.*, "Nutrient availability and leaching in an archaeological Anthrosol and a Ferralsol of the Central Amazon basin: fertilizer, manure and charcoal amendments", 2003.
- [118] International Energy Agency, "The Future of Petrochemicals Towards more sustainable plastics and fertilisers Together Secure Sustainable". [Online]. Available: [www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)
- [119] ABVE, "Eletrificados batem todas as previsões em 2021", 2022. <https://www.abve.org.br/eletrificados-batem-todas-as-previsoes-em-2021/> (acessado ago. 24, 2022).
- [120] ANFAVEA, "Anuário da Indústria Automobilística Brasileira", 2022.

# Créditos



Copyright: Conselho Empresarial Brasileiro para o  
Desenvolvimento Sustentável – CEBDS, 2022

**Coordenação técnica do estudo:**

André Escada e Viviane Romeiro

**Parceria:**

PSR



[www.cebds.org](http://www.cebds.org)

PATROCÍNIO



APOIO

