

INTRODUÇÃO À ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL E DE CCUS

João Bosco Dias Marques

Revisão ortográfica e gramatical

Tatiana Dias Lutz - Firjan-Senai

Design de capa

Firjan-Senai

Catálogo na fonte

Lucas Eduardo Ferreira de Souza Silva - CRB-7 7163

M357

Marques, João Bosco Dias.

Introdução à análise econômico-financeira de projetos de energia renovável e de CCUS / João Bosco Dias Marques – Rio de Janeiro: Petrobras, 2026.

315f.; il.

1. Captura e armazenamento de carbono (CCUS). 2. Avaliação de projetos de investimento. 3. Energia renovável. I. Marques, João Bosco Dias. II. Título.

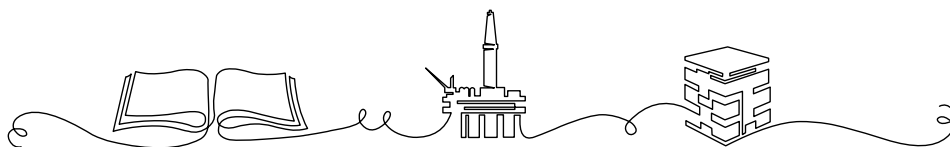
CDD 333.794

Após anos de experiências e conquistas empresariais e tecnológicas, a Petrobras vem acumulando um conhecimento inestimável e singular. Parte desse conhecimento tem sido gerado, transformado e transmitido por nossos empregados que, ao longo da vida profissional, adquirem saberes técnicos específicos e valiosos.

Reconhecer o diferencial e a contribuição dos empregados é muito importante. Reter e disseminar o conhecimento adquirido também. Essa é a inspiração do Programa de Editoração de Livros Didáticos (Peld), que gera valor para novos empregados, mercado e comunidade acadêmica. Temos diversos títulos publicados, entre livros físicos e e-books.

Por meio do Peld, a Universidade Petrobras patrocina todo o processo de editoração do livro, incluindo a impressão de alguns exemplares, assim a obra produzida pode ter aplicação interna nos cursos de formação de novos empregados e na educação continuada, além de ser usada pelo autor no mercado editorial. Temos certeza de que esse movimento amplia o protagonismo dos empregados e fortalece a Petrobras como fonte geradora e propulsora de conhecimento.

Esperamos que a publicação que você tem em mãos, fruto do Peld, contribua para o seu aprendizado e continue movendo a indústria de energia para entregar cada vez mais valor para a sociedade. Vem com a gente!



**INTRODUÇÃO À ANÁLISE
ECONÔMICO-FINANCEIRA DE
PROJETOS DE ENERGIA
RENOVÁVEL E DE CCUS**

João Bosco Dias Marques

Campinas SP – 2026

APRESENTAÇÃO

Quando decidi escrever um livro sobre análise econômico-financeira de projetos de energia renovável e de CCUS apoiado na Inteligência Artificial (IA), imaginei que concluiria a tarefa em um semestre. Engano meu. A tecnologia pode ser uma poderosa aliada no processo criativo, mas o julgamento humano continua sendo imprescindível na construção de uma obra confiável. Escrever um livro com apoio de ferramentas como o ChatGPT e o Gemini está longe de ser uma tarefa simples. Embora a IA ofereça agilidade na redação e acesso rápido às informações, o desafio está em estruturar a didática, validar o conteúdo e organizar os exemplos, garantindo rigor científico alinhado aos objetivos da obra.

Optei por contextualizar a análise econômico-financeira de projetos de energia renovável e de captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS) em um cenário mais amplo, considerando as mudanças climáticas, a transição energética e o desenvolvimento das tecnologias de CCUS. Nesse sentido, o livro foi organizado em quatro eixos temáticos: (i) Mudanças Climáticas, analisadas como o principal vetor das transformações em curso; (ii) Transição Energética, compreendida como um processo tecnológico orientado à descarbonização das matrizes produtivas; (iii) Tecnologias de CCUS, examinadas em seus fundamentos físico-químicos; e (iv) Análise Econômico-Financeira de Projetos, tema central desta obra, no qual são explicados em detalhes os indicadores para estimar a viabilidade, os riscos, os custos, a bancabilidade e os impactos ambientais dos projetos de energia renovável e de CCUS.

Em conjunto, esses eixos estabelecem o arcabouço conceitual para uma economia de baixo carbono. É sabido que a necessidade de conciliar o desenvolvimento econômico com a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) exige uma transformação na forma como a humanidade produz, converte, transporta e consome energia. Nesse cenário, os geocientistas, os engenheiros e o analista de investimentos em projetos assumem um papel singular, ao avaliar projetos que não apenas gerem retorno financeiro, mas que contribuam para a segurança energética.

Antes de discutir os métodos de avaliação econômica de projetos, vale ressaltar que é fundamental compreender o contexto em que esses projetos se inserem. Avaliar o desempenho econômico-financeiro de uma usina solar, por exemplo, requer mais do que domínio de planilhas financeiras e de fluxos de caixa

descontados. Exige o entendimento de três pilares: mudanças climáticas, transição energética e tecnologias de CCUS.

O primeiro pilar, as mudanças climáticas, fornece a base científica e moral para a transformação energética. A compreensão de fenômenos como o efeito estufa, o forçamento radiativo, os ciclos do carbono e outros temas permite entender por que a concentração crescente de CO₂ na atmosfera contribui para o aquecimento global. Esses conceitos não são abstrações teóricas, eles sustentam as metas internacionais de mitigação, como o Acordo de Paris, e definem os limites de emissões dentro dos quais qualquer projeto energético precisa operar. Os geoengenheiros e gestores do setor de óleo e gás que ignoram essa base ambiental correm o risco de avaliar projetos fora do contexto que determina sua viabilidade.

O segundo pilar é a transição energética, o movimento que busca substituir gradualmente os combustíveis fósseis por fontes de energia de baixo carbono. Seu sucesso depende da capacidade de integrar diferentes matrizes energéticas, reduzir custos de geração, modernizar redes elétricas e criar políticas eficazes de precificação do carbono. Para o analista de projetos, compreender os estágios da transição energética é essencial para identificar oportunidades reais de investimento e evitar decisões baseadas em expectativas descoladas da realidade do mercado energético.

O terceiro pilar, representado pelas tecnologias de CCUS, é o elo entre o passado e o futuro da energia. Enquanto a transição energética avança, grande parte das emissões de GEE ainda provém de indústrias intensivas em carbono, como siderurgia e geração termoeletrica. As tecnologias de CCUS surgem, portanto, como instrumentos para compatibilizar a continuidade dessas atividades com os objetivos de descarbonização. Entender os fundamentos termodinâmicos e econômicos dos processos de captura, como absorção química e outros, é pré-requisito para analisar a viabilidade de sua implementação em escala comercial.

Somente após compreender esses três blocos é que o leitor estará apto a avaliar a economicidade e a bancabilidade de projetos de energia renovável e de CCUS. Ou seja, a análise de viabilidade econômico-financeira de projetos só ganha sentido quando inserida em um contexto lógico. Mais precisamente, não basta saber calcular o retorno de um projeto, é necessário entender por que ele é importante, em que contexto ele se insere e como ele contribui para uma economia de baixo carbono.

A engenharia econômica aplicada aos projetos de CCUS vive um momento de redefinição. A lógica tradicional, centrada apenas na rentabilidade, cede espaço para

uma visão mais ampla, que incorpora aspectos ambientais e sociais mais restritivos. A precificação do carbono e as metas de neutralidade climática exigem do profissional uma formação que una o rigor técnico da engenharia ao pensamento da economia ambiental.

Nesta obra, apresento exemplos numéricos de projetos de energia renovável e CCUS, tendo em vista que exemplos com dados reais desempenham um papel fundamental na capacitação de equipes de geoengenharia e demais especialidades correlatas, por permitirem transformar conceitos teóricos em decisões quantificáveis. Ao modelar balanços de massa e estimar eficiências de captura, por exemplo, os geocientistas e engenheiros desenvolvem a capacidade de analisar a viabilidade de soluções de descarbonização no contexto das operações de óleo e gás. Esses exercícios práticos fortalecem o entendimento das incertezas, aprimoram habilidades de projeto e criam uma base comum de comunicação entre disciplinas.

Em especial, o capítulo dedicado à análise econômico-financeira assume um papel central no livro ao aprofundar, de forma sistemática, a avaliação de projetos de energia e de CCUS para além dos indicadores tradicionais. Afora as métricas clássicas como VPL, TIR e payback, o texto explora indicadores avançados, específicos para projetos intensivos em capital, como o LCOE, LCOC, LCOA, custos por tonelada de CO₂ capturada, evitada ou armazenada, bem como métricas de risco, bancabilidade e outros indicadores. A abordagem é fortemente apoiada em exemplos numéricos detalhados, com hipóteses realistas e encadeamento completo de cálculos, oferecendo ao leitor não apenas a compreensão teórica, mas também uma base prática sólida para a estruturação de projetos em contextos reais de tomada de decisão.

Procurei manter alguns termos em inglês para preservar a precisão técnica e o alinhamento com a linguagem adotada na área de energia renovável e de CCUS. Certos conceitos são amplamente difundidos em inglês e sua tradução pode gerar interpretações diferentes. Ao manter a nomenclatura original, procuro facilitar a comunicação entre equipes, reforçando a padronização e evitando ruídos que atrapalhariam o entendimento do que realmente deve ser feito.

Ademais, este livro incorpora tabelas de transformação de variáveis e tabelas com dados de projetos reais de energia e de CCUS, além da nomenclatura e uma vasta lista de referências sobre o tema desta obra. As tabelas de conversão facilitam a transformação entre unidades utilizadas nos cálculos de análise econômico-financeira de projetos.

Por fim, vale reforçar que este livro foi estruturado com esta visão: ao longo dos quatro capítulos, o leitor é conduzido por uma trajetória que parte dos fundamentos científicos do clima, passa pelas opções de geração de energia de fontes não fósseis, pela análise das principais tecnologias de CCUS e culmina nos métodos de análise econômico-financeira aplicados aos projetos de energia e de CCUS.

Esta apresentação, portanto, é um convite: antes de mergulhar nas análises econômico-financeiras, é preciso compreender o porquê da mudança climática, bem como e onde as tecnologias de CCUS geram oportunidades. Somente assim, essa análise deixa de ser um exercício meramente matemático e se torna um instrumento de planejamento para um futuro energético sustentável.

AGRADECIMENTOS E DEDICATÓRIA

Agradeço a todos os profissionais envolvidos no desenvolvimento do ChatGPT, em especial a Sam Altman, Ilya Sutskever e Greg Brockman, cuja conjugação de avanços em ciência de dados e inteligência artificial possibilitou a criação de uma ferramenta de apoio de grande relevância para esta obra. A utilização dessa tecnologia contribuiu de maneira significativa para a organização dos textos e para a clareza conceitual ao longo do trabalho. Ressalte-se, contudo, que as interpretações e conclusões aqui apresentadas são de minha inteira responsabilidade.

Agradeço à Petrobras, na pessoa de Miguel de Moraes Lima Silveira e de Rodrigo Fernandes de Oliveira, por tornar possível, em parceria com o PELD, a disponibilização desta obra no formato e-book.

Registro meus agradecimentos ao gerente-geral Marcus Vinicius da Silva Neves por ter aceitado o convite para atuar como parecerista desta obra. Sua reconhecida autoridade no tema conferiu segurança e credibilidade ao trabalho, motivo de grande satisfação para o autor.

Agradeço a Tatiana Lütz por atuar, como sempre o faz em minhas obras, como revisora ortográfica deste trabalho. Seu cuidado e sua atenção aos detalhes e o comprometimento com a qualidade do texto foram fundamentais para assegurar a clareza e a fluidez na apresentação do conteúdo.

Dedico esta obra à minha família – Aglais, Paulo Renato, Cibelle, Amanda, Ana Laise, Yuri, Artur e Beatriz – pela presença tão essencial em minha vida. O amor de vocês foi a fonte de inspiração para esta obra.

SUMÁRIO

1	MUDANÇAS CLIMÁTICAS	1
1.1.	Evolução Histórica do Debate Climático	1
1.2.	O Papel do IPCC	3
1.3.	Conferência das Partes (COP)	4
1.4.	Acordo de Paris	5
1.5.	Gases de Efeito Estufa	6
1.6.	Emissões de Escopo 1, 2 e 3	9
1.7.	Carbono Equivalente	10
1.8.	Mercado de Carbono	14
1.8.1.	Mercado de carbono no Brasil	15
1.8.2.	Certificadoras	16
1.8.3.	Valoração dos créditos de carbono, MDL e CDN	17
1.9.	Ciclos de Carbono	19
1.9.1.	Neutralidade climática	20
1.9.2.	A Amazônia e o ciclo global do carbono	24
1.10.	Estudos Paleoclimáticos	25
1.11.	Fundamentos Científicos	26
1.11.1.	O balanço de energia da Terra	27
1.11.2.	A Curva de Keeling	31
1.11.3.	Forçamento radiativo	33
1.11.4.	Absorção espectral	36
1.11.5.	Forçamento radiativo do CH ₄ e N ₂ O	37
1.12.	Contrapontos à Tese da Origem Antropogênica	39
2	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	45
2.1.	Energia eólica	46
2.1.1.	Aerogerador	47
2.1.2.	Potência eólica	48
2.1.3.	Torres eólicas	51
2.1.4.	Comparação <i>onshore</i> e <i>offshore</i>	52
2.1.5.	Limitação e interligação com sistemas elétricos	52
2.2.	Energia solar	53
2.2.1.	Energia solar fotovoltaica	55
2.2.2.	Energia solar heliotérmica (ou termosolar)	60
2.2.3.	Energia solar térmica	62
2.3.	Nuclear	64
2.3.1.	Fundamentos da energia nuclear	65
2.3.2.	Principais tecnologias	67
2.4.	Hidrogênio	71
2.4.1.	Eletrólise da água	72
2.4.2.	Cores de hidrogênio	73

2.4.3.	Tecnologia SMR e ATR	75
2.5.	Biomassa	78
2.5.1.	Bioenergia	80
2.5.2.	Biorrefinarias	83
2.5.3.	Biodiesel	84
3	TECNOLOGIAS DE CCUS	87
3.1.	Generalidades sobre CCUS	88
3.1.1.	O que é CCUS	88
3.1.2.	CCUS no contexto da transição energética	89
3.1.3.	Nível de maturidade das tecnologias de CCUS	90
3.1.4.	Aspectos regulatórios e governança do CCUS	92
3.1.5.	Subsídios, incentivos fiscais e créditos de carbono	93
3.2.	Tecnologias de Captura de CO ₂ (CC)	94
3.2.1.	Captura pós-combustão	95
3.2.2.	Captura pré-combustão	125
3.2.3.	Captura oxicomcombustão	130
3.3.	Tecnologias de Utilização de CO ₂ (CCU)	133
3.3.1.	EOR – Enhanced Oil Recovery	133
3.3.2.	Produção de material de construção	135
3.3.3.	Uso químico	137
3.3.4.	Conversão eletroquímica	140
3.3.5.	Produção de combustíveis sintéticos	144
3.3.6.	Uso biológico de CO ₂	146
3.4.	Tecnologias de Armazenamento de CO ₂ (CCS)	151
3.4.1.	Armazenamento geológico	151
3.4.2.	Armazenamento mineral (carbonatação mineral)	153
3.5.	Tecnologias de Remoção de CO ₂ (CDR)	154
3.5.1.	DAC – Direct Air Capture	155
3.5.2.	BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage	158
3.5.3.	Biochar	160
3.5.4.	Reflorestamento	160
3.5.5.	Manejo florestal aprimorado	161
3.5.6.	Sequestro de carbono no solo	161
3.5.7.	Armazenamento biológico e oceânico	162
4	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS	165
4.1.	Definição de Fronteiras do Projeto	166
4.2.	Conceito FEED (Front-End Engineering Design)	167
4.3.	Conceito FEL (Front-End Loading)	170
4.4.	Penalidade Energética de Projetos de CCUS	172
4.5.	Etapas de Projetos	173
4.5.1.	Projetos de energia renovável	173
4.5.2.	Projetos-base de energia renovável	174
4.5.3.	Projetos de CCUS	178

4.5.4. Projetos-base de CCUS	178
4.6. Modelos Contratuais	181
4.7. Análise Econômico-Financeira – Energia (BNDES)	183
4.8. Análise Econômico-Financeira – CCUS (BNDES).....	185
4.9. Indicadores Econômicos e Financeiros de Projetos	186
4.9.1. Indicadores de rentabilidade	186
4.9.2. Indicadores de custo e competitividade	191
4.9.3. Indicadores de estrutura financeira e bancabilidade	203
4.9.4. Indicadores de risco e sensibilidade	207
4.9.5. Indicadores específicos para CCUS.....	214
4.9.6. Indicadores financeiros de longo prazo	219
4.10. Distribuição de Weibull	224
4.11. Exemplos Simples.....	232
4.11.1. Parque eólico offshore	232
4.11.2. Usina de bioenergia de pequeno porte	234
4.11.3. Turbina eólica x termoeétrica a gás combinado	236
4.12. Exemplos Detalhados.....	240
4.12.1. Usina solar fotovoltaica	240
4.12.2. Retrofit de CCUS em termoeétrica a gás	246
4.12.3. Produção de hidrogênio por SMR	254
4.12.4. Avaliação econômica de emissões negativas	259
4.13. Projetos Offshore de Armazenamento Geológico	265
4.14. Avaliação Econômica Social e Externalidades	269
REFERÊNCIAS.....	275
NOMENCLATURA.....	285
ANEXO 1 – FATORES DE CONVERSÃO	293
ANEXO 2 – TABELAS DE PROJETOS	295
ANEXO 3 – TABELAS DIVERSAS.....	299

1

MUDANÇAS CLIMÁTICAS

As mudanças climáticas constituem um dos maiores desafios científicos do século XXI. Segundo o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change), o aumento da temperatura média global desde o período pré-industrial é inequívoco e resulta, em grande medida, das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa, especialmente o dióxido de carbono associado ao uso de combustíveis fósseis, aos processos industriais e às mudanças no uso da terra (IPCC, 2021). Os Relatórios de Avaliação do IPCC consolidam um amplo corpo de evidências científicas que aponta para alterações significativas nos padrões climáticos, bem como para o aumento da frequência e intensidade de eventos extremos, com impactos relevantes sobre sistemas naturais e socioeconômicos (IPCC, 2022).

Nesse contexto, o sistema energético ocupa uma posição importante, tanto como principal fonte das emissões quanto como elemento-chave das estratégias de mitigação. De acordo com o IPCC, o cumprimento das metas estabelecidas pelo Acordo de Paris exige reduções rápidas das emissões ao longo das próximas décadas, combinando a expansão de fontes renováveis e a incorporação de tecnologias capazes de tratar emissões residuais em setores de difícil descarbonização (IPCC, 2023). Entre essas tecnologias, destacam-se as soluções de CCUS, reconhecidas pelo IPCC como relevantes no cenário de neutralidade de carbono.

Este capítulo apresenta uma visão geral das mudanças climáticas à luz das evidências científicas, incluindo seus fundamentos físico-químicos. Ao conhecer esse arcabouço conceitual, busca-se estabelecer a base necessária para a compreensão das estratégias de transição energética e das tecnologias de mitigação de emissões, em especial as associadas ao CCUS.

1.1. Evolução Histórica do Debate Climático

O debate científico sobre o aquecimento global consolidou-se ao longo de mais de meio século, apoiado em um acúmulo progressivo de evidências observacionais. Embora os fundamentos físicos do efeito estufa remontem ao século XIX, com os

trabalhos de Joseph Fourier e Svante Arrhenius, foi a partir da segunda metade do século XX que o tema passou a ocupar a agenda científica, impulsionado pelo aprimoramento das medições instrumentais e pelo avanço da climatologia física (FOURIER, 1824; ARRHENIUS, 1896).

Um marco importante no plano institucional foi a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, realizada em Estocolmo em 1972, que inaugurou o debate sobre os impactos ambientais das atividades humanas. Ainda que o aquecimento global não figurasse como eixo central, a conferência contribuiu para integrar ciência, meio ambiente e desenvolvimento econômico (UNITED NATIONS, 1972).

Na década de 1980, o debate avançou significativamente, impulsionado por evidências observacionais mais consistentes e pelo aprimoramento dos modelos climáticos. Destaca-se, nesse período, a Conferência Mundial sobre a Atmosfera em Mudança, realizada em Toronto, Canadá, em 1988, que reconheceu explicitamente o aquecimento global como um problema de escala planetária e enfatizou a necessidade de respostas coordenadas entre ciência e políticas públicas (ENVIRONMENT CANADA, 1989). No mesmo ano, a Organização Meteorológica Mundial (WMO, World Meteorological Organization) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP, United Nations Environment Programme) instituíram o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) com o objetivo de avaliar de forma sistemática o estado do conhecimento científico sobre as mudanças climáticas (IPCC, 1988).

A base científica que sustentou a atribuição antrópica do aquecimento global foi construída a partir de contribuições ao longo do século XX. O trabalho seminal de Callendar (1938) estabeleceu uma das primeiras conexões empíricas entre o aumento das concentrações atmosféricas de CO₂, decorrente da industrialização, e a elevação da temperatura média global. Posteriormente, os registros contínuos de CO₂ iniciados por David Keeling em 1958 no Observatório de Mauna Loa, forneceram evidências diretas e inequívocas do crescimento desse gás na atmosfera, consolidando a chamada "Curva de Keeling"¹ como um dos principais indicadores das mudanças em curso (KEELING, 1960).

Paralelamente, o desenvolvimento da modelagem climática numérica, especialmente a partir das décadas de 1960 e 1970, permitiu simular a resposta do

¹ Ver detalhes mais adiante sobre a Curva de Keeling.

sistema climático ao aumento das concentrações de GEE, reforçando a coerência entre teoria física e projeções. Esse processo foi acompanhado por debates científicos legítimos acerca das incertezas dos modelos, conforme documentado por análises históricas da ciência do clima (WEART, 2008).

Desde a publicação do Primeiro Relatório de Avaliação do IPCC, em 1990, os relatórios subsequentes tornaram-se a principal referência internacional sobre mudanças climáticas, incorporando avanços em dados observacionais e paleoclimatologia². Nos relatórios mais recentes, o IPCC descreve de forma inequívoca que a influência humana é a principal causa do aquecimento observado desde meados do século XX, elevando o grau de confiança científica nessa conclusão (IPCC, 2021).

Atualmente, o debate sobre mudanças climáticas deslocou-se da constatação do fenômeno para a discussão das estratégias de mitigação. A literatura científica contemporânea enfatiza a necessidade de transições estruturais nos sistemas energéticos e produtivos, incluindo a redução de emissões em setores intensivos em carbono e a adoção de tecnologias complementares, como CCUS.

1.2. O Papel do IPCC

É importante ressaltar que o IPCC não realiza pesquisas científicas nem coleta dados primários. Sua atuação baseia-se na síntese da literatura científica revisada por pares, bem como de relatórios técnicos reconhecidos internacionalmente, assegurando que suas conclusões reflitam o estado mais atualizado do conhecimento científico disponível.

Essa síntese é conduzida por milhares de cientistas voluntários, selecionados com base em sua expertise, que atuam de forma independente em diferentes regiões do mundo. O processo de elaboração dos relatórios do IPCC envolve múltiplas rodadas de revisão por especialistas e por governos, o que confere elevado grau de rigor técnico. A estrutura do IPCC organiza-se em três grupos de trabalho, cada um responsável por uma dimensão do problema climático.

O Grupo de Trabalho I (WG I, Working Group I), por exemplo, é responsável por avaliar as bases físicas das mudanças climáticas. Suas análises concentram-se na compreensão do sistema climático, nas observações paleoclimáticas e na modelagem

² Ver detalhes mais adiante sobre paleoclimatologia.

climática. Esse grupo fornece as evidências científicas que sustentam a atribuição do aquecimento global às atividades humanas, avaliando o grau de confiança associado às tendências observadas e às projeções de temperatura.

Já o Grupo de Trabalho II (WG II, Working Group II) dedica-se à análise dos impactos e processos de adaptação relacionados às mudanças climáticas. Seus relatórios examinam como sistemas naturais e humanos são afetados pelas alterações do clima. Além disso, o WG II avalia a capacidade de adaptação de diferentes regiões, considerando desigualdades socioeconômicas e opções de políticas públicas para reduzir a vulnerabilidade.

Por fim, o Grupo de Trabalho III (WG III, Working Group III) concentra-se na avaliação das opções de mitigação das mudanças climáticas. Esse grupo analisa estratégias para a redução das emissões de GEE e o aumento da remoção de carbono, abrangendo sistemas energéticos, indústria, transporte e uso da terra. O WG III também examina os aspectos econômicos e tecnológicos da mitigação, incluindo custos, barreiras, instrumentos de política e o papel de tecnologias específicas, como CCUS, em diferentes cenários de estabilização climática.

Além dos três Grupos de Trabalho, o IPCC elabora os Relatórios de Síntese, que integram os principais resultados dos WGs I, II e III em uma visão acessível a formuladores de políticas públicas. Esses relatórios não prescrevem políticas específicas, mas fornecem uma base científica para a tomada de decisões em níveis nacional e internacional.

1.3. Conferência das Partes (COP)

A Conferência das Partes³ (COP, Conference of the Parties) é o principal órgão decisório da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change), adotada em 1992 durante a Conferência do Rio de Janeiro (Rio-92). As COPs reúnem anualmente representantes dos países signatários, além de diversos observadores. O objetivo é avaliar a implementação da convenção, negociar compromissos e definir objetivos para o enfrentamento das mudanças climáticas.

Ao longo das décadas, as COPs desempenharam papel na consolidação do regime climático internacional, servindo como fórum de negociação para metas de redução

³ A Tabela 1 do Anexo 3 traz as principais COPs com as decisões relevantes.

de emissões de GEE. Embora marcadas por avanços graduais e, por vezes, por impasses políticos, essas conferências resultaram em acordos estruturantes, como o Protocolo de Quioto e o Acordo de Paris. Mais recentemente, as COPs têm incorporado temas como neutralidade de carbono e o papel de tecnologias de CCUS.

Vinte anos após a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, ocorreu no Rio de Janeiro, entre os dias 3 e 14 de junho de 1992, um encontro de natureza semelhante, com a participação de 186 países. Trata-se da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (UNCED, United Nations Conference on Environment and Development), também conhecida como Eco-92 ou Cúpula da Terra (*Earth Summit*).

Esse evento representou um marco na governança ambiental ao consolidar o conceito de desenvolvimento sustentável e ao estabelecer bases institucionais duradouras para a cooperação internacional em matéria ambiental, incluindo a criação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNITED NATIONS, 1993). Posteriormente, as conferências Rio+10, realizada em Joanesburgo em 2002, e Rio+20, ocorrida novamente no Rio de Janeiro em 2012, constituíram edições decenais⁴ da Eco-92 (UNITED NATIONS, 2002; UNITED NATIONS, 2012).

1.4. Acordo de Paris

O conhecimento sobre o clima foi consolidado, entre 2013 e 2014, no Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (AR5)⁵, dando continuidade à série iniciada em 1990. Esse relatório reforçou, com elevado grau de confiança, as evidências relativas à influência antrópica sobre o aquecimento global, apoiando-se em observações instrumentais e estudos paleoclimáticos (IPCC, 2013; IPCC, 2014). Tal acúmulo de evidências científicas serviu de base para o processo de negociação que culminou, em 2015, na adoção do Acordo de Paris, com a participação de 195 países, em substituição ao Protocolo de Quioto, firmado em 11 de dezembro de 1997 e inicialmente ratificado por 84 países (UNFCCC, 1998).

⁴ Note-se que não ocorreu a Rio+30, que seria em 2022. Depois da Rio-92 e da Rio+20, consolidou-se dentro da ONU a percepção de que grandes conferências generalistas produzem mais declarações do que resultados concretos.

⁵ AR5 (Fifth Assessment Report) teve papel importante na fundamentação científica do Acordo de Paris.

O Acordo de Paris foi formalmente assinado em Nova York em 22 de abril de 2016, data simbolicamente associada ao Dia da Terra, e estabeleceu um marco abrangente ao tratar, de forma integrada, da mitigação das emissões de CO₂, da adaptação aos impactos das mudanças climáticas e dos mecanismos de financiamento necessários para apoiar países em desenvolvimento na implementação de ações climáticas (UNFCCC, 2015). Trata-se, até o momento, do mais relevante acordo internacional sobre a mudança do clima. O acordo estabeleceu metas de longo prazo para a limitação do aumento da temperatura média global e introduziu um regime de Compromissos Nacionalmente Determinados (NDC, Nationally Determined Contributions), com revisões periódicas.

Ainda que algumas projeções do IPCC não tenham se confirmadas integralmente, consolidou-se um amplo consenso científico de que o aquecimento global é inequívoco, de que a influência humana sobre o sistema climático é clara e de que as concentrações atmosféricas de GEE na atmosfera continuam em trajetória ascendente (IPCC, 2021). Alguns indicadores confirmam essa tendência, entre eles:

- Aumento da temperatura média global da superfície em cerca de 1,2 °C desde o período pré-industrial;
- Elevação do nível médio do mar devido à expansão térmica e ao derretimento de geleiras;
- Aumento da frequência e da intensidade de eventos extremos (ondas de calor, secas, chuvas intensas e furacões);
- Retração do gelo do Ártico⁶ e acidificação dos oceanos.

Essas evidências são consistentes com simulações de modelos climáticos, que integram as leis da termodinâmica e da conservação de massa e energia aplicadas à atmosfera e aos oceanos.

1.5. Gases de Efeito Estufa

Os principais gases de efeito estufa reconhecidos no âmbito do Protocolo de Quioto incluem o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O), o hexafluoreto de enxofre (SF₆) e duas famílias de compostos sintéticos: os

⁶ É normal que o gelo cresça no inverno e diminua no verão. Dados semanais de janeiro de 2025 mostraram um aumento temporário da extensão de gelo marinho no Ártico como parte da variação sazonal de inverno, mas isso não significa que o gelo está em ascensão permanente.

hidrofluorcarbonetos (HFC) e os perfluorcarbonetos (PFC). Entre esses, o CO_2 , o CH_4 e o N_2O destacam-se por sua maior contribuição para o aquecimento global, tanto em termos de volume quanto de impacto climático, estando diretamente associados às atividades humanas.

Esses gases permitem a passagem de maior parte da radiação solar de onda curta, responsável pelo efeito estufa natural, mas essencial para a manutenção de condições compatíveis com a vida. No entanto, o aumento antrópico das concentrações de GEE, resultante principalmente da queima de combustíveis fósseis, tem intensificado esse efeito, promovendo um desequilíbrio no sistema climático e contribuindo para o aquecimento global observado nas últimas décadas (ver Figura 1.1).

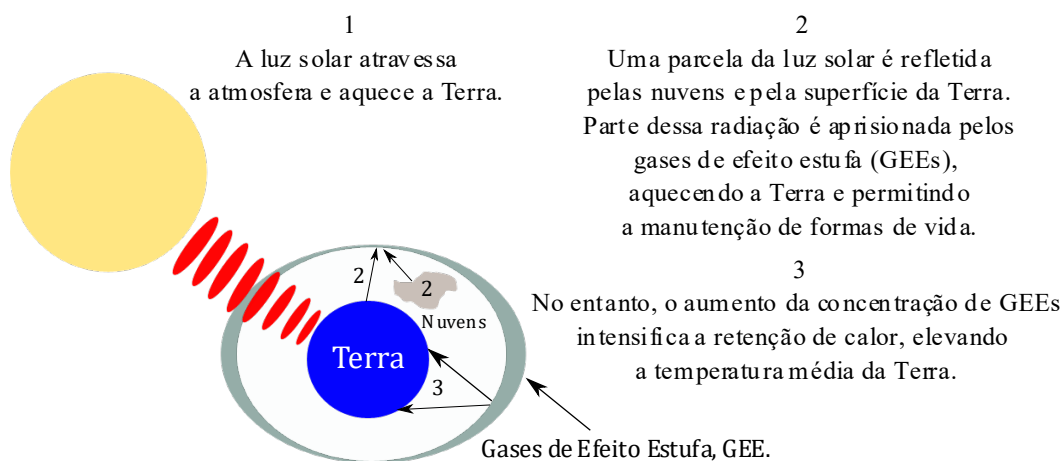


Figura 1.1 – Efeito estufa natural sobre o aquecimento da Terra

O CO_2 é o GEE mais relevante do ponto de vista das políticas climáticas, não apenas por ser o mais emitido, mas também por sua longa permanência na atmosfera, podendo influenciar o balanço radiativo terrestre por séculos.

O CH_4 , embora presente em concentrações muito menores, possui um potencial de aquecimento global significativamente superior ao do CO_2 em horizontes de curto e médio prazo, desempenhando um papel relevante nas discussões sobre a mitigação rápida das mudanças climáticas.

Já o NO_2 , além de seu elevado potencial de aquecimento global, contribui para a degradação da camada de ozônio, o que reforça sua importância no contexto ambiental mais amplo.

Os gases industriais, como o SF₆, os HFCs e os PFCs, embora emitidos em volumes reduzidos, apresentam potenciais de aquecimento global extremamente elevados e tempos de vida atmosférica que podem ultrapassar milhares de anos. Por essa razão, sua regulação assume relevância em setores específicos, como na indústria química.

É importante ressaltar que os diferentes GEEs não exercem efeitos homogêneos sobre o clima. Cada gás possui características próprias quanto à capacidade de absorção de radiação infravermelha. Essas diferenças são sintetizadas por métricas, como o Potencial de Aquecimento Global (GWP, Global Warming Potential), que permitem a comparação dos efeitos relativos dos gases em relação ao CO₂ (Figura 1.2.)

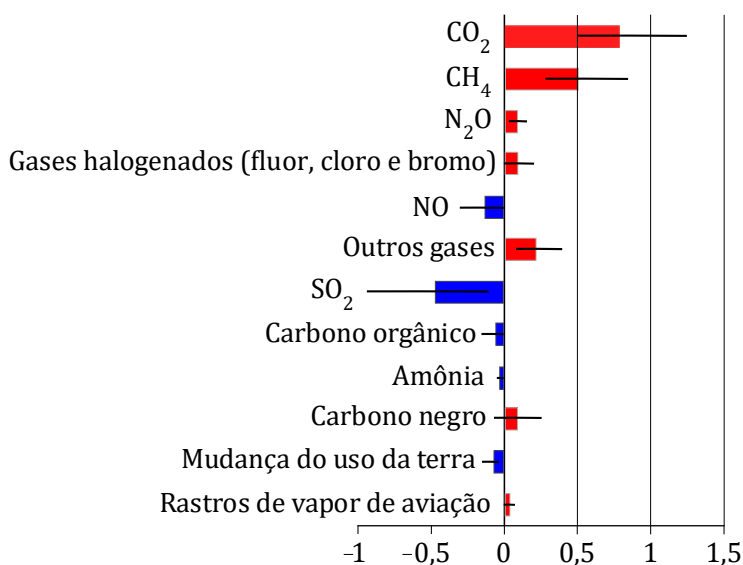


Figura 1.2 – Efeito dos principais GEE na variação da temperatura (°C)

Os principais efeitos dos gases de efeito estufa incluem o derretimento das calotas polares, com conseqüente elevação do nível do mar. Entre os impactos associados, destacam-se ainda o aumento da frequência e da intensidade de inundações, a extinção de espécies e os danos irreparáveis a diversos ecossistemas. Um dos principais relatórios sobre os gases de efeito estufa é o Relatório de Lacuna de Emissões (EGP, Emissions Gap Report), do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, o qual revela que, se as emissões atuais não forem reduzidas pela metade até 2030, dificilmente se manterá o limite de aumento de temperatura em 1,5 °C até o final do século.

Os percentuais de participação de cada setor da economia nas emissões de GEE variam de acordo com a fonte de dados e a metodologia adotada. Os valores apresentados na Tabela 1.1 são representativos de estimativas utilizadas em análises do IPCC.

Tabela 1.1 – Participação, por setor, nas emissões de GEE (Fonte: IPCC 2022)

Setor	(%)
Produção de eletricidade e calor	~ 23% a 34%
AFOLU (Agricultura, Floresta e Uso da Terra)	~ 22,0%
Indústria (incluindo construção)	~ 24% a 24,2%
Transporte	~ 15% a 16%
Construção	~ 6%
Outras energias (refinarias, extração e outros)	~ 10 %

Já a Figura 1.3 oferece uma visão da contribuição relativa dos principais GEE para o total das emissões globais, considerando o ano-base de 2020.

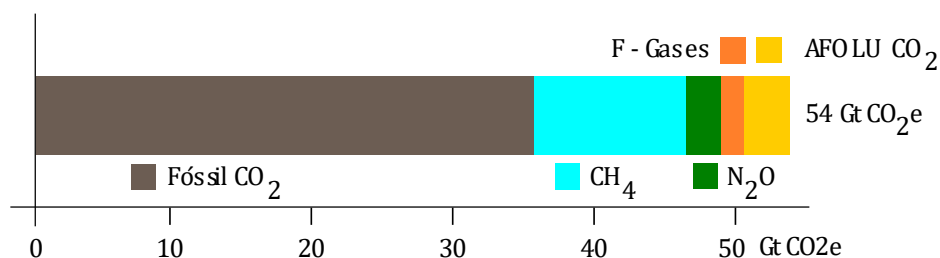


Figura 1.3 – Emissões totais de GEE em 2020 (EGP, Emissions Gap Report 2022)

1.6. Emissões de Escopo 1, 2 e 3

As emissões de escopo 1, 2 e 3 constituem uma classificação padronizada, adotada por empresas e instituições, que permite identificar e organizar as diferentes fontes de emissões associadas às atividades empresariais.

As emissões de escopo 1 correspondem às emissões diretas provenientes de fontes que são controladas ou de propriedade da organização, como a queima de combustíveis em processos industriais e veículos próprios. As emissões de escopo 2 referem-se às emissões indiretas associadas à geração de energia elétrica, térmica ou de vapor adquirida e consumida. Já as de escopo 3 abrangem todas as demais emissões indiretas ao longo da cadeia de valor, tanto a montante quanto a jusante,

incluindo fornecedores, transporte, uso e destinação final de produtos. As emissões de escopo 3 representam a maior parcela do impacto climático total.

Essa classificação é definida pelo GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol), a principal referência internacional para contabilização de emissões de GEE. O GHG Protocol foi desenvolvido pelo Instituto de Recursos Mundiais (WRI, World Resources Institute) em parceria com o Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD, World Business Council for Sustainable Development) e estabelece padrões adotados por empresas e organizações. Essa classificação foi formalizada inicialmente para estabelecer o Padrão Corporativo de Contabilidade e Relato (CARS, Corporate Accounting and Reporting Standard), justamente para criar uma metodologia comparável na medição das emissões diretas e indiretas ao longo das operações e da cadeia de valor (ver Tabela 1.2).

Tabela 1.2 – Emissões Escopo 1, 2 e 3

Escopo	Tipo	Classificação
1	Direta	Emissões de GEE provenientes das operações da empresa ou controladas por ela
2	Indireta	Emissões indiretas de GEE provenientes da geração de vapor, eletricidade, aquecimento e resfriamento adquiridos e consumidos pela empresa
3	Indireta	Todas as emissões indiretas não incluídas nos Escopos 1 e 2 que ocorrem na cadeia de valor da empresa, inclusive as emissões a montante e a jusante de suas operações

No Brasil, a elaboração de inventários de GEE é da responsabilidade do Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHG)⁷, uma iniciativa que operacionaliza as diretrizes internacionais do GHG Protocol.

1.7. Carbono Equivalente

O carbono equivalente é um conceito utilizado para expressar, em uma única unidade, o efeito dos diferentes GEE, facilitando sua comparação em mercados de créditos de carbono. Enquanto o dióxido de carbono (CO₂) é tomado como referência, outros gases, como o metano (CH₄) e o óxido nitroso (N₂O), possuem potenciais de

⁷ Ver Programa Brasileiro GHG Protocol FGV EAESP.

aquecimento global distintos e, por isso, precisam ser convertidos para uma métrica comum.

No caso do carbono equivalente, essa conversão considera apenas a massa de carbono presente na molécula do CO₂. Como o carbono possui massa atômica 12 e o CO₂ tem massa molecular 44, o carbono corresponde a 27,27% da massa total do CO₂. Assim, uma tonelada de CO₂ equivale a 0,2727 toneladas de carbono equivalente. Para os demais gases, o cálculo do carbono equivalente parte do seu Potencial de Aquecimento Global (GWP) relativo ao CO₂. Em seguida, aplica-se o fator 0,2727 que permite expressar o impacto climático em termos de massa de carbono.

Essa abordagem é utilizada em análises econômicas e ajuda a compreender a base física do carbono nos sistemas de contabilização de emissões, ainda que, na prática, o CO₂ equivalente (CO₂e) seja a unidade mais adotada em mercados regulados (ver GWP na Tabela 1.3).

Tabela 1.3 – GWP de alguns GEEs

GEE	GWP relativo/CO ₂ (100 anos)
Dióxido de carbono (CO ₂)	1
Metano (CH ₄)	28
Óxido nitroso (N ₂ O)	265
Perfluoro ciclopropano (c-C ₃ F ₆)	9.200
Trifluoreto de nitrogênio (NF ₃)	16.100
Hexafluoreto de enxofre (SF ₆)	23.500

De acordo com a Tabela 1.3, o metano (CH₄) apresenta um potencial de aquecimento aproximadamente 28 vezes superior ao do dióxido de carbono (CO₂), considerando o mesmo horizonte temporal. Isso significa que a emissão de uma tonelada de metano produz um impacto climático equivalente ao da emissão de 28 toneladas de CO₂. De forma mais expressiva, o hexafluoreto de enxofre (SF₆) possui um potencial de aquecimento 23.500 vezes maior do que o do CO₂, evidenciando seu elevado impacto climático em quantidades relativamente pequenas. A conversão para toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂e) é realizada por meio da seguinte equação:

$$tCO_2e = GEE_{ton} \times GWP_{100} \quad (1.1)$$

Não obstante, quando a norma exige o reporte em toneladas de carbono (tC), considerando apenas a massa dos átomos de carbono (C), a conversão parte do CO₂ equivalente e aplica o fator estequiométrico entre o dióxido de carbono e o carbono. Dessa forma:

$$1 \text{ tC} = \frac{44}{12} \text{ tCO}_2 \approx 3,667 \text{ tCO}_2 \quad (1.2)$$

Quando se fala em CO₂ equivalente (CO₂e), para o CO₂ o valor é o mesmo, pois o GWP do CO₂ é 1. Essa conversão é utilizada pelo IPCC e nos inventários de emissões.



Exemplo 1.1 – Considere uma instalação industrial com emissões anuais conforme Tabela 1.4 a seguir:

Tabela 1.4 – Emissões de GEE

GEE	Quantidade t
CO ₂	10.000
CH ₄	200
N ₂ O	5
SF ₆	0,1

Solução

A emissão total anual em tCO₂e é dada por:

$$\text{tCO}_2\text{e} = 10.000 \times 1 + 200 \times 28 + 5 \times 265 + 0,1 \times 23.500 \quad (1.3)$$

resultando 19.275 tCO₂e. Apesar do CH₄ e o NO₂ terem massas muito menores que o CO₂, seus GWPs elevam muito as suas contribuições. O hexafluoreto de enxofre, mesmo em quantidades ínfimas, domina parte importante do CO₂e.



Outra métrica climática, denominada Potencial de Alteração da Temperatura Global (GTP, Global Temperature-change Potential), é utilizada para comparar o impacto de diferentes GEE com base na variação da temperatura média global causada por uma emissão ao longo de um horizonte temporal específico, em comparação com o CO₂. A métrica GTP mede o quanto a temperatura média global

aumenta em um determinado instante no futuro, devido à emissão de 1 kg de um gás, relativamente ao aumento causado por 1 kg de CO₂, no mesmo horizonte de tempo. Em outras palavras, a GTP responde à pergunta: "Quanto esse gás contribui para o aquecimento global em um momento específico no futuro?". A diferença entre as métricas GTP e GWP está explicitada na Tabela 1.5.

Tabela 1.5 – Diferença entre as métricas GTP e GWP

Métrica	Comparação	O que mede	Natureza
GWP	Energia acumulada	Forçamento radiativo integrado no tempo	Cumulativa
GTP	Temperatura	Aumento da temperatura em um tempo específico	Pontual

Enquanto o GWP integra o efeito ao longo do tempo, o GTP avalia o efeito em um ano específico (ex.: 20, 50 ou 100 anos). De forma simplificada, o cálculo do GTP é dado por:

$$GTP_x(t) = \frac{\Delta T_x(t)}{\Delta T_{CO_2}(t)} \quad (1.4)$$

onde $\Delta T_x(t)$ é a variação de temperatura causada pelo gás x no tempo t e $\Delta T_{CO_2}(t)$ é a variação de temperatura causada pelo CO₂ no mesmo tempo. Assim, um gás de vida curta, como o CH₄, pode ter GWP alto (grande impacto acumulado) e GTP baixo em horizontes longos, pois já se degradou. O CO₂, por ser cumulativo, tende a dominar o GTP em horizontes longos.



Exemplo 1.2 – Considere a emissão instantânea de 1 tonelada de CH₄ e 1 tonelada de CO₂, e um horizonte temporal de 100 anos. O objetivo desse exemplo é comparar o aumento da temperatura média global no ano 100 causado por cada gás. Os dados adotados, conforme IPCC, são: $GTP_{100}(CO_2) = 1$ (referência) e $GTP_{100}(CH_4) \approx 4$. Isso significa que, no ano 100 após a emissão, 1 kg de CH₄ provoca um aumento de temperatura 4 vezes maior do que 1 kg de CO₂.

Solução

Considere, para fins didáticos, que a emissão de 1 tonelada de CO₂ provoque, no ano 100, uma variação de $\Delta T_{CO_2}(100) = 1,0 \times 10^{-6}$ °C. Esse valor é apenas

ilustrativo, e representa a resposta térmica média global por tonelada emitida. De acordo com a Eq. (1.4), tem-se:

$$GTP_{\text{CH}_4}(100) = \frac{\Delta T_{\text{CH}_4}(100)}{1,0 \times 10^{-6}} = 4 \rightarrow \Delta T_{\text{CH}_4}(100) = 4,0 \times 10^{-6} \text{ °C} \quad (1.5)$$

Embora o metano tenha um tempo de vida curto (~12 anos), ele ainda exerce impacto térmico residual no ano 100. Esse impacto é menor do que o sugerido pelo GWP_{100} (~28), pois a maior parte do CH_4 já foi removida da atmosfera e o CO_2 ainda mantém uma influência persistente. A Tabela 1.6 a seguir apresenta os valores de GWP e GTP em um horizonte de 100 anos para os quatro GEE.

Tabela 1.6 – Comparação GWP × GTP (IPCC, 2021)

GEE	Tempo de vida atmosférico (anos)	GWP_{100}	GTP_{100}
CO_2	Variável (séculos)	1	1
CH_4	~12	27-30	4-5
N_2O	~109	273	233
SF_6	~3.200	25.200	18.000

Em políticas climáticas, o GWP é usado para inventários e mercados de carbono, enquanto o GTP se presta à análise de picos de aquecimento de curto e médio prazo.



1.8. Mercado de Carbono

O crédito de carbono é um instrumento econômico criado para valorar e comercializar reduções, remoções ou evitações de emissões de GEE. Cada crédito de carbono representa a redução ou remoção de uma tCO_2e da atmosfera. Esses créditos podem ser gerados por projetos que promovem o reflorestamento, energias renováveis, eficiência energética, projeto de CCUS ou outras atividades que contribuam para a diminuição de GEE.

O mercado de créditos de carbono se divide em dois tipos:

- **Mercado regulado**

No mercado regulado, a participação é obrigatória para determinados setores ou empresas, conforme metas e limites definidos por um marco legal. Nesse sistema, os

governos estabelecem metas de emissões e um sistema de limite e comércio (*cap-and-trade*) em que entidades que não conseguem reduzir suas emissões dentro do limite devem comprar créditos para compensar o excedente.

- **Mercado voluntário**

Já o mercado voluntário é formado por empresas, organizações e até indivíduos que decidem adquirir créditos de carbono para compensar suas emissões, seja para melhorar sua reputação ambiental, seja para atender a compromissos de governança ambiental, social e corporativa (ESG, Environmental, Social and Governance). Nesse mercado, os créditos são gerados, certificados e verificados de acordo com metodologias reconhecidas internacionalmente, e as partes têm maior flexibilidade para definir os termos contratuais, embora o rigor e a transparência sejam essenciais para garantir que os benefícios climáticos sejam reais.

1.8.1. Mercado de carbono no Brasil

No Brasil, o tema tem ganhado relevância com a criação de um marco legal para estruturar um mercado regulado de carbono. Em dezembro de 2024, foi sancionada a Lei nº 15.042/2024, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de GEE (SBCE) e estabelece os princípios para o mercado regulado de crédito de carbono no país, incluindo a definição de cotas de emissão. A lei também delimita as regras do mercado voluntário, já em funcionamento há anos, proporcionando maior segurança jurídica e transparência para as transações de créditos gerados por projetos de redução ou remoção de GEE.

Esse novo marco busca não apenas ordenar e impulsionar um mercado regulado nacional, que poderá exigir, no futuro, que empresas de determinados setores cumpram metas de emissões ou compensem seus excedentes, mas também reforçar a credibilidade e a robustez do mercado voluntário, incentivando a participação de atores privados, inclusive projetos de conservação florestal e o REDD+ (Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação Florestal).

No Brasil, a ampla gama de ecossistemas naturais e a potencial oferta de projetos de carbono, especialmente ligados à proteção e restauração de florestas tropicais, colocam o país em uma posição vantajosa nesse mercado global. No entanto, os desafios ligados à governança e verificações independentes continuam sendo foco de discussão entre os especialistas. A expectativa é de que a nova regulamentação

contribua para superar barreiras e garantir que os créditos comercializados promovam benefícios climáticos reais e mensuráveis.

A B3 (Bolsa de Valores do Brasil) já atua na comercialização de certos créditos relacionados à mitigação de carbono por meio de leilões⁸, embora nem sempre no formato clássico como em mercados internacionais. A B3 atua como plataforma oficial de registro e negociação dos CBIOS, que são instrumentos previstos na Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Cada CBIO representa uma tonelada de CO₂ evitada por meio do uso de biocombustíveis certificados em vez de combustíveis fósseis, e pode ser negociado entre distribuidoras de combustíveis. Esse segmento já movimentou volumes significativos, com transações que somaram bilhões de reais, o que mostra o papel da B3 no mercado de ativos ambientais do Brasil.

Mais recentemente, a B3 lançou um projeto piloto de plataforma de registro primário de créditos de carbono, em parceria com a Bolsa Global de Carbono (ACX, Carbon Exchange Global). Essa plataforma permite o registro de projetos que geram créditos de carbono e facilita a comercialização desses créditos, inclusive com mercados internacionais.

Esse piloto representa um passo importante para que a B3 amplie sua atuação e ofereça uma infraestrutura voltada à negociação de créditos de carbono no Brasil, tanto para o mercado voluntário quanto para possíveis transações futuras do mercado regulado, conforme evolua a regulamentação nacional. Hoje, ainda não existe um mercado regulado de créditos de carbono plenamente implementado no Brasil, embora a Lei nº 15.042/2024 já tenha criado o arcabouço jurídico para isso.

1.8.2. Certificadoras

Atualmente, a VERRA é reconhecida como a principal certificadora global do mercado voluntário de carbono, atuando na padronização dos créditos comercializados internacionalmente. Trata-se de uma organização sem fins lucrativos, com sede nos Estados Unidos, responsável por desenvolver metodologias para a quantificação, monitoramento, reporte e verificação (MRV, Measurement, Reporting and Verification) das reduções de GEE associadas aos projetos de energia renovável e de CCUS. Essas metodologias abrangem uma ampla gama de atividades,

⁸ A título de exemplo, a Petrobras ingressou no mercado voluntário em 5 de setembro de 2023, com a aquisição de 175 mil créditos. Esses créditos correspondem à preservação de uma área de 570 hectares de floresta amazônica, o que equivale a cerca de 800 campos de futebol do porte do Maracanã.

como projetos florestais (REDD+), energias renováveis, eficiência energética e manejo de resíduos, entre outros.

Os créditos certificados pela VERRA são denominados Padrão de Carbono Verificado (VCS, Verified Carbon Standard), um dos padrões mais aceitos no mercado voluntário de carbono. Cada projeto aprovado recebe créditos rastreáveis em um sistema próprio, evitando dupla contagem.

Cada unidade de VCS corresponde à redução ou remoção comprovada de uma tonelada de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e). Dessa forma, o padrão VCS confere confiança aos compradores de créditos de carbono, ao garantir que os benefícios climáticos declarados sejam reais e mensuráveis.

1.8.3. Valoração dos créditos de carbono, MDL e CDN

Os valores de cotação da tonelada de CO₂ equivalente variam significativamente entre países. Em mercados regulados mais maduros, como o da União Europeia, os preços tendem a ser mais elevados devido a metas climáticas mais rígidas. Já em mercados regulados mais recentes, como o da China, ou em sistemas subnacionais, como o da Califórnia, os preços são mais baixos, acompanhando o estágio de desenvolvimento do mercado e o nível de ambição climática.

Tabela 1.7 – Resumo de cotações aproximadas em 2025

País/Mercado	Tipo de Mercado	Valor aproximado
União Europeia (EU ETS) ⁹	Regulamentado	~ US\$ 68-75
China	Regulamentado	~ US\$ 8,35
Califórnia (EUA)	Regulamentado	~ US\$ 16-20
Mercado voluntário global	Voluntário	~ US\$ 7-24
Mercado voluntário (tecnologia)	Voluntário	~ US\$ 170-500
Brasil (estimativa setorial)	Voluntário	~ US\$ 11,54

⁹ O ETS (Emissions Trading System) é o maior e mais antigo mercado regulado de carbono do mundo e serve de referência para outros sistemas similares. É um sistema baseado no princípio *cap-and-trade*, no qual a autoridade reguladora estabelece um limite máximo (*cap*) para as emissões de GEE e distribui ou leiloa permissões de emissão.

No mercado voluntário, os valores apresentam dispersão ainda maior, variando conforme o tipo de projeto e os cobenefícios ambientais, o que explica por que créditos semelhantes podem ter preços muito distintos em diferentes países (ver Tabela 1.7).

O setor privado tem desempenhado um papel de destaque na consolidação do mercado voluntário de carbono, criando programas de certificação que garantem a rastreabilidade dos créditos gerados. Entre os principais certificadores, como já referido, destaca-se a VERRA, responsável pelo Verified Carbon Standard (VCS), e a Gold Standard, que, além de contabilizar as reduções de emissões, avalia os benefícios sociais e ambientais adicionais proporcionados pelos projetos. Cada crédito emitido recebe um número de série exclusivo, garantindo rastreabilidade, e é registrado na conta do desenvolvedor dentro do ambiente oficial de registro, o que assegura transparência e evita dupla contagem.

Além desses programas privados, há também os créditos do MDL, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM, Clean Development Mechanism), criado pelo Protocolo de Quioto e gerenciado pela ONU, voltado para projetos em países em desenvolvimento que contribuam para a mitigação de GEE. Com o advento do Acordo de Paris, em 2015, todos os países signatários passaram a ter metas de redução, conhecidas como Contribuições Determinadas Nacionalmente (NDC, Nationally Determined Contribution), ampliando o escopo do MDL e incentivando a integração entre mercados voluntários e regulados.

No caso do Brasil, a CDN, atualizada em 2023, estabelece uma meta ambiciosa de redução de 53% das emissões até 2030, em relação aos níveis de 2005, e reafirma o compromisso de alcançar neutralidade de carbono até 2050. Isso implica que todas as emissões do país deverão ser compensadas por mecanismos de captura ou remoção de carbono.



Exemplo 1.3 – Partindo do Exemplo 1.1, e considerando que todas as emissões foram efetivamente capturadas e armazenadas permanentemente, qual seria o crédito de carbono gerado?

Solução

Considerando um preço de US\$ 10/tCO_{2e}, e que cada tCO_{2e} removido e armazenado permanentemente gera 1 crédito de carbono, então a receita em crédito de carbono seria:

$$\text{Crédito de Carbono} = 19.275 \times 10 = \text{US\$ } 192.750 \quad (1.6)$$

Na prática, alguns fatores reduzem os créditos elegíveis ou seu valor econômico, entre eles:

- Emissões adicionais do processo de captura: a energia usada no processo pode gerar emissões que devem ser subtraídas, ou seja, o crédito líquido é igual ao CO₂ capturado menos as emissões operacionais associadas;
- Perda parcial: parte do gás pode escapar na operação e no transporte;
- Permanência e risco: alguns esquemas podem aplicar descontos por risco de reversão, especialmente para soluções de baixa maturidade tecnológica. Já o armazenamento geológico tende a ter desconto baixo;
- Regras de créditos: cada programa tem metodologias e custo de verificação associados, o que afeta quantos créditos são emitidos e quando;
- Custos de certificação e transação: auditoria, monitoramento, registros e corretoras reduzem a receita líquida.



1.9. Ciclos de Carbono

Os ciclos do carbono descrevem o conjunto de processos naturais e antrópicos responsáveis pela circulação do carbono entre os principais reservatórios do planeta (atmosfera, biosfera, hidrosfera e litosfera). Esse ciclo é fundamental para a manutenção da vida na Terra, pois o carbono é um elemento essencial das moléculas orgânicas e desempenha um importante papel na regulação do clima, por meio de sua influência no balanço radiativo do planeta.

No ciclo natural do carbono, o CO₂ presente na atmosfera é absorvido pelas plantas, algas e cianobactérias¹⁰ durante o processo de fotossíntese, sendo convertido em matéria orgânica. Esse carbono retorna à atmosfera por meio da respiração dos seres vivos decorrente da decomposição da matéria orgânica. Paralelamente, os oceanos atuam como um importante reservatório, absorvendo CO₂ da atmosfera por difusão, armazenando-o na forma de carbono dissolvido e

¹⁰ Cianobactérias: microrganismos procariontes fotossintéticos, tradicionalmente conhecidos como “algas azuis”, capazes de converter CO₂ em matéria orgânica utilizando luz solar e nutrientes.

incorporando-o aos organismos marinhos, os quais podem posteriormente sedimentar esse carbono no fundo oceânico.

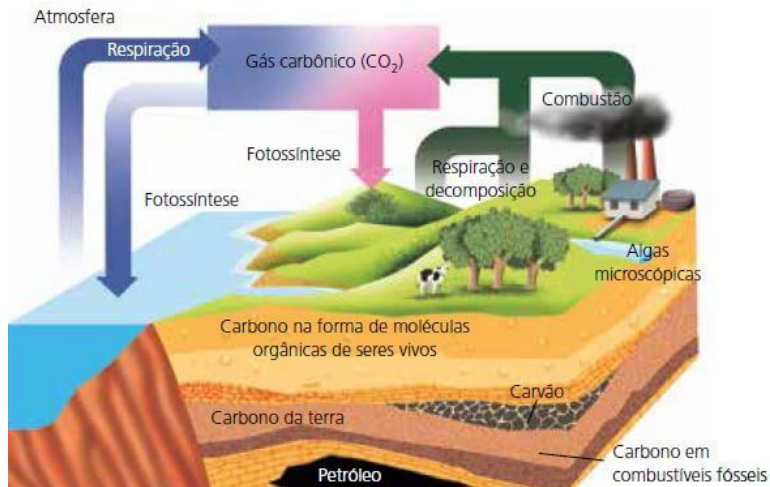


Figura 1.4 – Ciclos do carbono – Gerado no ChatGPT

Em escalas de tempo mais longas, ocorre o chamado ciclo geológico do carbono, no qual o carbono é transferido para a litosfera sob a forma de rochas carbonáticas e combustíveis fósseis. Esse processo envolve a intemperização química de rochas, o transporte de íons carbonato para os oceanos, a sedimentação e a formação de rochas ao longo de milhões de anos. O carbono retorna à atmosfera principalmente por meio de processos tectônicos, como o vulcanismo, que libera o CO₂ armazenado no interior da Terra.

O ciclo antrópico do carbono, intensificado a partir da Revolução Industrial, alterou significativamente o equilíbrio natural do sistema. A queima de combustíveis fósseis e o desmatamento promoveram uma liberação rápida de grandes quantidades de carbono que estavam armazenadas por longos períodos na biosfera e na litosfera. Esse fluxo adicional de CO₂ supera a capacidade de absorção dos sumidouros naturais, levando ao acúmulo do GEE na atmosfera, o que contribui para o aquecimento global.

1.9.1. Neutralidade climática

A neutralidade climática refere-se à condição em que as emissões antrópicas de GEE são equilibradas por remoções equivalentes, de modo que o impacto líquido

sobre o clima seja nulo. Diferentemente da simples redução de emissões, esse conceito reconhece que, mesmo com esforços intensivos de mitigação, determinadas atividades econômicas continuarão emitindo GEE, o que exige mecanismos complementares de compensação, como soluções baseadas em CCUS e outros sumidouros.

a) Net Zero

O termo Net Zero refere-se à neutralização das emissões de GEE de uma entidade, equilibrando a quantidade de gases emitidos com a quantidade removida da atmosfera. Alcançar Net Zero significa que, ao final de um período definido, as emissões líquidas de GEE são iguais a zero, ou seja, todas as emissões inevitáveis são compensadas por mecanismos de remoção.

O conceito ganhou destaque principalmente a partir do Acordo de Paris (2015), quando países signatários se comprometeram a limitar o aumento da temperatura média global a 1,5–2 °C acima dos níveis pré-industriais. Para cumprir esse objetivo, os governos e setores privados definiram metas de neutralidade de carbono até meados do século XXI.

b) Mecanismos para atingir o Net Zero

O alcance da neutralidade climática depende de uma combinação de estratégias de redução e compensação, entre elas:

- Redução direta de emissões: inclui mudanças em processos industriais, aumento da eficiência energética, transição para fontes renováveis de energia, eletrificação de transporte e redução de resíduos;
- Remoção de carbono: envolve tecnologias de CCUS, bioenergia com captura de carbono (BECCS), reflorestamento, recuperação de biomas degradados e manejo sustentável de florestas;
- Créditos de carbono: permitem que empresas ou países adquiram créditos certificados para compensar emissões que não podem ser eliminadas imediatamente. Os créditos podem ser emitidos por programas como VERRA (VCS), Gold Standard ou mecanismos regulados, como o MDL e o CDM.

c) Net Zero e o setor privado

No setor privado, o Net Zero tornou-se uma métrica de Responsabilidade Ambiental e Estratégia (ESG). Empresas globais, especialmente nos setores de

energia e transporte estabelecem metas de Net Zero, muitas vezes com horizontes para 2030 ou 2050. Para isso, desenvolvem planos detalhados de inventário de emissões, definem reduções internas prioritárias e recorrem a compensações de alta integridade para emissões residuais.

d) Desafios de implementação do Net Zero

Apesar da relevância, alcançar Net Zero apresenta diversos desafios:

- **Mensuração e monitoramento:** é necessário ter inventários confiáveis de emissões, considerando os escopos 1, 2 e 3, bem como metodologias padronizadas para comparar emissões diretas e indiretas;
- **Integridade das compensações:** os créditos de carbono devem ser verificáveis e permanentes, evitando fraude ou dupla contagem;
- **Custo e tecnologia:** algumas estratégias de remoção de carbono, como captura direta de ar, ainda são muito caras ou tecnicamente complexas em larga escala;
- **Coordenação global:** a mitigação eficiente exige colaboração entre países, pois as emissões de um local podem afetar o equilíbrio global.

A Tabela 2 do Anexo 3 mostra um quadro dos principais mecanismos utilizados para atingir o Net Zero, organizado em três categorias: redução direta de emissões, remoção de carbono e compensações.

e) Net Zero no Brasil

O conceito Net Zero no Brasil está incorporado nas políticas climáticas nacionais. A CDN brasileira, atualizada em 2023, como já referido, estabelece a redução de 53% das emissões até 2030 em relação aos níveis de 2005, e reforça o compromisso de atingir emissões líquidas neutras até 2050. Para o Brasil, a meta é particularmente estratégica, considerando a abundância de recursos naturais e biomas, que podem servir como sumidouros de carbono.

f) Net Zero – IEA (Roadmap)

A Agência Internacional de Energia (IEA, International Energy Agency), no seu relatório *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector*, apresentou uma série de pontos prioritários que, segundo a agência, seriam necessários para que o mundo alcançasse emissões líquidas zero até 2050. Esses pontos formam um roteiro abrangente de políticas e tecnologias, reduzindo drasticamente as emissões de GEE.

Entre as principais ações destacadas pela IEA estão:

- Fim de novos projetos de combustíveis fósseis¹¹: o relatório assume que não devem ser aprovados novos campos de petróleo, gás ou minas de carvão, e que usinas a carvão sem tecnologias de captura de carbono precisam ser eliminadas em países avançados até 2030 e, globalmente, até 2040;
- Expansão massiva de energias renováveis e eletrificação: energia solar, eólica e outras fontes limpas precisam crescer de forma acelerada, com a eletrificação tornando-se dominante no consumo energético;
- Aumento da eficiência energética e redução de metano: melhorias substanciais na eficiência do uso de energia, com uma redução de até 75 % nas emissões de metano relacionadas ao setor energético até 2030;
- Inovação tecnológica e investimento: o relatório destaca a necessidade de avanços em tecnologias emergentes, como hidrogênio limpo, CCUS e captura direta de ar, além de grandes investimentos em infraestrutura energética e redes elétricas modernas;
- Participação de toda a sociedade: o roteiro reconhece que mudanças comportamentais, como maior uso de transporte elétrico, são essenciais para complementar as ações governamentais e industriais.

Nos últimos anos, tem-se observado um crescimento significativo do comprometimento com o Net Zero, tanto por parte de países quanto do setor privado. Em setembro de 2023, por exemplo, as promessas de atingir emissões líquidas zero já abrangiam mais de 85% da produção global de energia, evidenciando que uma grande parcela está alinhada com a transição para uma economia de baixo carbono. Além disso, essas promessas representavam cerca de 90% do PIB global, mostrando que os principais atores econômicos estão considerando seriamente a mitigação das mudanças climáticas em suas estratégias de desenvolvimento.

Mais ainda, noventa e três países, juntamente com a União Europeia, estabeleceram compromissos formais para atingir emissões líquidas zero até 2050, incorporando essas metas em suas Contribuições Nacionalmente Determinadas. Entre as empresas, especialmente nos setores de energia, observa-se a adoção de metas de Net Zero de médio e longo prazo.

¹¹ Apesar do avanço da transição energética, a produção de energia de origem fóssil deverá permanecer relevante nas próximas décadas, inclusive com o desenvolvimento de novos projetos em fronteiras exploratórias, como a Margem Equatorial no norte do Brasil e a Bacia da Guiana.

Apesar do entusiasmo e da ampla adesão a essas metas, alguns elementos do roadmap Net Zero 2050 indicam que certas medidas propostas, como a eliminação de todas as novas licenças de exploração de combustíveis fósseis, podem parecer pouco prováveis no curto prazo. No entanto, essas medidas não são impossíveis.

1.9.2. A Amazônia e o ciclo global do carbono

Durante grande parte do século XX, a Floresta Amazônica foi considerada um dos principais sumidouros naturais de carbono do planeta. Essa interpretação apoiava-se em evidências de que florestas tropicais maduras absorviam mais CO₂ da atmosfera do que emitiam, acumulando carbono na biomassa vegetal (PAN *et al.*, 2011).

No entanto, pesquisas mais recentes indicam que essa função vem sendo enfraquecida. Estudos baseados em inventários florestais de longo prazo demonstram que florestas tropicais, incluindo a Amazônia, apresentam sinais de saturação do sumidouro de carbono, com a redução das taxas de crescimento das árvores e aumento da mortalidade (HUBAU *et al.*, 2020).

Evidências ainda mais diretas provêm de medições atmosféricas realizadas por meio de perfis verticais de CO₂, que revelam que partes significativas da Amazônia já atuam como fontes líquidas de carbono, ou seja, emitem mais do que absorvem. Segundo Gatti *et al.* (2021), o setor sudeste da Amazônia brasileira emite mais CO₂ do que absorve, resultado do desmatamento e queimadas recorrentes, especialmente durante anos de seca severa.

Mesmo nas regiões mais preservadas da floresta, observa-se uma redução da eficiência do sequestro de carbono, o que torna o balanço regional altamente variável no tempo. Assim, a Amazônia alterna entre anos de pequeno sequestro líquido e anos de emissão líquida de carbono (GATTI *et al.*, 2021; HUBAU *et al.*, 2020).

Dessa forma, à luz do conhecimento científico atual, não é adequado afirmar de maneira genérica e atemporal que a Amazônia é um sumidouro positivo de carbono. A formulação científica reconhece que a floresta historicamente atuou como um sumidouro líquido, mas que essa função vem sendo comprometida de forma acelerada, com algumas regiões já funcionando como fontes líquidas de CO₂ (PAN *et al.*, 2011; HUBAU *et al.*, 2020; GATTI *et al.*, 2021).

1.10. Estudos Paleoclimáticos

Os estudos paleoclimáticos permitem reconstruir a história climática da Terra muito além do período coberto por medições instrumentais, que se limitam, em geral, aos últimos 150 a 170 anos. Por meio desses estudos, os cientistas conseguem compreender como o clima variou no passado e quais foram os mecanismos naturais responsáveis por essas variações ao longo de décadas a milhões de anos.

A base dos estudos paleoclimáticos está no uso de proxies climáticos, isto é, indicadores naturais que registram informações sobre condições ambientais passadas. Entre os principais proxies destacam-se os testemunhos de gelo (*ice cores*) extraídos da Antártica e da Groenlândia. Outros proxies são os anéis de crescimento de árvores (dendro climatologia), os sedimentos marinhos e lacustres, os corais, os espeleotemas (estalagmites e estalactites) e os registros isotópicos de oxigênio e carbono. Esses arquivos naturais preservam sinais que permitem reconstruções quantitativas do clima passado.

Uma das conclusões mais significativas é que o clima da Terra sempre variou, apresentando períodos quentes e frios muito antes da industrialização. Exemplos bem documentados incluem os ciclos glaciais e interglaciais do Quaternário, associados às variações orbitais da Terra (ciclos de Milankovitch¹²). Esses registros demonstram que mudanças climáticas são uma característica intrínseca do clima, resultantes da interação entre forçantes astronômicas e vulcanismos, bem como da dinâmica oceânica e outros feedbacks do sistema Terra. Outra conclusão é o papel dos feedbacks climáticos, especialmente aqueles relacionados ao vapor d'água¹³.

Os registros paleoclimáticos mostram que pequenas variações no forçamento inicial, como mudanças na insolação, podem ser amplificadas por feedbacks positivos, levando a alterações climáticas significativas. Ao mesmo tempo, feedbacks negativos contribuem para a estabilidade do sistema em certas escalas de tempo, explicando por que o clima não evolui de forma caótica, mas dentro de regimes organizados.

¹² Os ciclos de Milankovitch são variações periódicas na órbita e na inclinação da Terra que alteram a distribuição da radiação solar recebida pelo planeta. Esses ciclos influenciam o clima em escalas de dezenas de milhares de anos.

¹³ O vapor d'água é o principal GEE da atmosfera, mas atua como realimentação (feedback) e não como uma forçante climática primária. Seu efeito forçante decorre do fato de que uma atmosfera mais quente pode reter mais umidade, ampliando a absorção de radiação infravermelha e intensificando o aquecimento provocado por outros gases, como o CO₂.

Os estudos paleoclimáticos também evidenciam a estreita relação entre concentração de GEE e temperatura, especialmente ao longo dos últimos 800 mil anos, conforme demonstrado pelos testemunhos de gelo da Antártica. Esses registros mostram que CO₂, CH₄ e N₂O variaram de forma correlacionada com a temperatura durante ciclos interglaciais. Contudo, a análise detalhada desses dados indica que, em muitos episódios, as variações de temperatura precederam as mudanças nas concentrações de CO₂, sugerindo que o gás frequentemente atuou como feedback climático, e não apenas como forçante inicial.

Outra contribuição relevante dos estudos paleoclimáticos é a demonstração de que o clima pode apresentar respostas não lineares e mudanças abruptas, conhecidas como *tipping points*. Registros glaciológicos indicam transições climáticas rápidas, ocorrendo em escalas de décadas ou até anos, associadas a reorganizações da circulação oceânica ou ao colapso de mantos de gelo. Essas evidências reforçam a ideia de que o clima não responde sempre de forma gradual às forçantes, podendo sofrer mudanças súbitas quando determinadas condições são ultrapassadas.

1.11. Fundamentos Científicos

Os fundamentos científicos das mudanças climáticas assentam-se na compreensão do funcionamento do sistema climático terrestre, que resulta da interação entre a atmosfera, os oceanos, a criosfera, a biosfera e a superfície continental. Desde o século XIX, estudos pioneiros sobre a transmissão de calor e o balanço energético da Terra demonstraram que certos gases atmosféricos são capazes de absorver e reemitir radiação infravermelha, regulando a temperatura média do planeta.

Ao longo do século XX, o avanço das observações instrumentais permitiu identificar tendências persistentes de aquecimento global, associadas ao aumento das concentrações de GEE decorrentes, sobretudo, da queima de combustíveis fósseis e do desmatamento. Esse corpo de evidências, avaliado por painéis científicos internacionais, sustenta o entendimento de que as mudanças climáticas observadas nas últimas décadas têm origem predominantemente antrópica.

Como se sabe, todo corpo com temperatura acima do zero absoluto (0K) emite radiação eletromagnética. Assim, o clima da Terra é determinado por um complexo balanço de energia entre a radiação solar recebida, a energia refletida de volta ao espaço e a radiação infravermelha emitida pelo planeta. Esse equilíbrio energético

controla a temperatura média global e define as condições que sustentam a vida. Qualquer perturbação significativa nesse balanço, seja por fatores naturais ou por atividades humanas, pode alterar o estado climático do planeta.

1.11.1. O balanço de energia da Terra

A principal fonte de energia do sistema climático é a radiação solar incidente, cuja intensidade média no topo da atmosfera é aproximadamente constante, sendo distribuída de maneira desigual no espaço e no tempo em função da latitude e das estações do ano. Parte dessa energia é refletida de volta ao espaço por nuvens, superfícies claras e pela própria atmosfera, enquanto o restante é absorvido pela superfície terrestre e pelos oceanos, aquecendo o sistema climático.

A fração da radiação solar refletida é expressa pelo albedo¹⁴ planetário, que exerce papel importante na regulação da temperatura média global. Superfícies com alto albedo, como gelo e neve, refletem grande parte da radiação incidente, ao passo que oceanos e solos escuros absorvem maior quantidade de energia. Alterações na cobertura de gelo, por exemplo, podem modificar o albedo e, conseqüentemente, o balanço energético da Terra, atuando como mecanismos de realimentação (feedbacks¹⁵) positivos ou negativos no sistema climático.

A energia absorvida pela superfície é parcialmente transferida para a atmosfera por processos de convecção e condução, sendo posteriormente reemitida sob a forma de radiação infravermelha. Nesse contexto, os GEEs, como o vapor d'água, CO₂, CH₄ e NO₂, absorvem parte dessa radiação infravermelha e reemitem em múltiplas direções, inclusive de volta à superfície. Esse processo, conhecido como efeito estufa natural, é essencial para a manutenção de condições compatíveis com a vida, elevando a temperatura média do planeta em relação ao que seria observado na ausência desses gases.

No entanto, o aumento antrópico das concentrações de GEE intensifica o efeito estufa natural, promovendo um desequilíbrio no balanço de energia da Terra. Esse desequilíbrio manifesta-se como um forçamento radiativo positivo, caracterizado

¹⁴ Albedo é a fração da radiação solar incidente que é refletida por uma superfície de volta ao espaço, sem ser absorvida.

¹⁵ Em climatologia, feedback positivo significa um processo que amplifica a mudança inicial, e não que seja bom ou desejável. No contexto climático, um feedback positivo reforça o aquecimento se a perturbação inicial for aquecimento, ou reforça o resfriamento se a perturbação inicial for resfriamento. Já o feedback negativo atenua a mudança inicial, atuando como mecanismo de estabilização.

pela retenção adicional de energia no sistema climático. Como consequência, observa-se o aquecimento da atmosfera e dos oceanos. A compreensão quantitativa do balanço energético e de seus forçantes é importante para a análise das mudanças climáticas.

O balanço energético global pode ser descrito, em primeira aproximação, pelo equilíbrio entre a energia solar absorvida pelo sistema Terra-atmosfera e a energia térmica emitida de volta ao espaço. Esse equilíbrio é representado pela equação a seguir:

$$(1 - \alpha) \frac{S_0}{4} = \sigma T_e^4 \quad (1.7)$$

onde α é o albedo planetário médio, S_0 é a constante solar ($\approx 1.361 \text{ Wm}^{-2}$), σ é a constante de Stefan-Boltzmann ($5,67 \times 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$) e T_e é a temperatura efetiva de emissão da Terra. O fator $\frac{1}{4}$ resulta da razão entre a área do disco terrestre iluminado e a área total da superfície do planeta. Para um valor médio de albedo planetário ($\alpha \approx 0,30$), tem-se:

$$(1 - 0,30) \frac{1.361}{4} \approx 238 = \sigma T_e^4 \rightarrow T_e = 255 \text{ } ^\circ\text{K} (-18,6 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad (1.8)$$

Evidentemente, esse valor não representa a temperatura média da superfície terrestre. Ele corresponde à temperatura efetiva de emissão que o planeta teria se fosse um corpo negro¹⁶ ideal e emitisse radiação diretamente para o espaço a partir da superfície, sem o efeito estufa natural. Em outras palavras, trata-se da temperatura necessária para que a Terra emita para o espaço a mesma quantidade de energia que absorve do Sol, sem considerar o efeito estufa.

A temperatura média observada na superfície terrestre é de aproximadamente 15 °C. A diferença de cerca de 33 °C entre esse valor e a temperatura efetiva de -18,6 °C é explicada pelo efeito estufa natural. Os gases de efeito estufa absorvem parte da radiação infravermelha emitida pela superfície e reemitem em múltiplas direções, inclusive de volta para a própria superfície, elevando sua temperatura. A Figura 1.5 a seguir mostra a temperatura efetiva como função do albedo planetário.

¹⁶ Um corpo negro é um modelo ideal que absorve 100% da radiação incidente e emite radiação eletromagnética de forma máxima e contínua. No caso do corpo negro ele emite em todos os comprimentos de onda e a potência total emitida é dada pela lei de Stefan-Boltzmann, $E = \sigma T_e^4$.

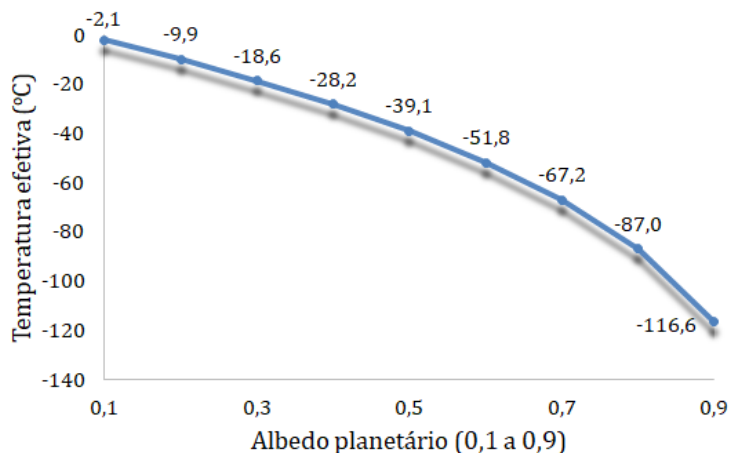


Figura 1.5 – Relação entre o albedo planetário e a temperatura efetiva da Terra

Sem o efeito estufa natural, a Terra seria um planeta majoritariamente congelado e inóspito à vida. É importante ressaltar que a temperatura efetiva de emissão é uma temperatura equivalente, definida de forma abstrata, tal que:

$$\sigma T_e^4 = F_{out} \quad (1.9)$$

onde F_{out} é o fluxo médio de radiação infravermelha emitido para o espaço no topo da atmosfera. Em balanços de energia planetários, é comum separar F_{in} (fluxo de energia que entra) e F_{out} (fluxo de energia que sai). No equilíbrio radiativo tem-se $F_{in} = F_{out}$.

Esse fluxo responde à pergunta: "Qual seria a temperatura de um corpo negro que emitisse para o espaço a mesma quantidade de energia que a Terra emite?". Em um modelo extremamente simplificado, a temperatura média da atmosfera é forçada a coincidir com a temperatura efetiva de emissão, porque toda a radiação que sai para o espaço é emitida pela própria atmosfera, ou seja:

$$\sigma T_a^4 = 238 \text{ Wm}^{-2} \quad (1.10)$$

Em um modelo simplificado de uma única camada atmosférica, o balanço energético, considerando o efeito estufa natural, pode ser expresso pela parcela da radiação solar absorvida (238 Wm^{-2}) somada à radiação infravermelha emitida pela atmosfera para baixo, ou seja:

$$238 + \sigma T_a^4 = \sigma T_s^4 = 476 \text{ Wm}^{-2} \quad (1.11)$$

onde T_a é a temperatura média da atmosfera e T_s é a temperatura média da superfície. Nesse modelo, a atmosfera absorve a radiação emitida pela superfície e a reemite tanto para o espaço quanto de volta à superfície. Nesse caso, a temperatura média da superfície resulta:

$$T_s = \left(\frac{476}{\sigma}\right)^{1/4} = 303 \text{ °K} \approx 30 \text{ °C} \quad (1.12)$$

Quando a concentração de GEE aumenta, a camada efetiva de emissão sobe para altitudes maiores. Uma vez que a atmosfera esfria com a altura, a temperatura dessa camada diminui e, para manter o equilíbrio radiativo, a superfície precisa aquecer. Esse mecanismo, conhecido como deslocamento da altitude de emissão, é uma das explicações físicas mais robustas do aquecimento global. A Tabela 2 a seguir mostra o resumo conceitual e os valores típicos das temperaturas efetiva de emissão, da superfície e da atmosfera.

Tabela 1.8 – Resumo conceitual

Conceito	O que representa	Valor típico
Temperatura efetiva de emissão (T_e)	Temperatura equivalente associada à radiação que escapa para o espaço	$\approx 255 \text{ °K}$
Temperatura média da atmosfera (real)	Média térmica da coluna atmosférica	Não igual a T_e
Temperatura da superfície	Temperatura média global da superfície	$\approx 288 \text{ °K}$

Pode-se concluir que:

- O albedo controla a fração de energia solar absorvida pelo sistema climático, influenciando diretamente a temperatura de equilíbrio;
- A atmosfera desempenha papel decisivo no balanço de energia, ao modificar a quantidade de radiação térmica que efetivamente escapa para o espaço.

O aumento antrópico das concentrações de GEE intensifica esse mecanismo, reduzindo ainda mais a perda de energia por radiação e deslocando o equilíbrio térmico para temperaturas mais elevadas.

1.11.2. A Curva de Keeling

A Curva de Keeling é o registro observacional contínuo da concentração atmosférica de CO₂, iniciado em 1958 por Charles David Keeling no Observatório de Mauna Loa, no Haváí. Essa curva evidencia tanto a tendência de aumento de longo prazo do CO₂ atmosférico, associada principalmente às atividades humanas, quanto uma variação sazonal anual, relacionada aos ciclos naturais de fotossíntese e respiração da biosfera terrestre. A Curva de Keeling tornou-se uma das principais evidências empíricas das mudanças na composição da atmosfera e é utilizada como base para estudos sobre forçamento radiativo.

Não existe uma fórmula única que defina a Curva de Keeling¹⁷, porque ela é, antes de tudo, um registro observacional empírico da concentração atmosférica de CO₂. Contudo, é comum representá-la por uma função ajustada que combina:

- Tendência de longo prazo (crescimento do CO₂ atmosférico);
- Componente sazonal periódico (ciclo anual ligado ao hemisfério norte).

Uma representação simplificada é:

$$C(t) = C_0 + \alpha t + A \sin(2\pi t + \phi) \quad (1.13)$$

onde C_0 é a concentração inicial, α é a taxa média de crescimento (ppm/ano), A é a amplitude da variação sazonal ($\approx 6-8$ ppm em Mauna Loa) e ϕ é a fase (ajusta o mês máximo e mínimo). Na prática, a NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) utiliza um polinômio de ordem baixa para a tendência e uma série de Fourier truncada para o ciclo sazonal, seguida de um filtro de passa-baixa¹⁸.

A Curva de Keeling mostra tendência de longo prazo relacionada ao acúmulo de CO₂ devido à queima de combustíveis fósseis e processos industriais. O comportamento é não linear, e alguns modelos mais refinados usam termos polinomiais ou exponenciais. A oscilação sazonal é dominada pelo hemisfério norte. Durante a primavera e o verão há maior fotossíntese, provocando a redução do CO₂.

¹⁷ Além da Curva de Keeling, existem várias curvas que tratam do mesmo tema. As principais são: curvas de CO₂ em testemunhos de gelo (*Ice Core Records*), séries globais de CO₂ atmosférico (NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration), curva de carbono oceânico (*Ocean Uptake Curves*) etc.

¹⁸ O filtro passa-baixa é aplicado aos resíduos do ajuste polinomial para reter a variabilidade de baixa frequência, permitindo que a tendência suavizada incorpore variações interanuais sem responder ao ruído de alta frequência.

Já durante o outono e inverno, predomina a respiração e decomposição, aumentando o CO_2 .



Exemplo 1.4 – Segue um exemplo numérico da Curva de Keeling usando o modelo simplificado indicado na Eq. (1.13) com as seguintes premissas (Mauna Loa):

- $C_0 = 415$ ppm (concentração inicial no ano-base);
- $\alpha = 2,5$ ppm \cdot ano $^{-1}$ (taxa média recente de crescimento);
- $A = 6,0$ ppm (amplitude sazonal típica);
- $\phi = 0$ (fase simplificada);
- t em anos a partir do ano-base.

Solução

A concentração após 5 anos (valor médio anual) seria:

$$C_{\text{médio}}(5) = 415 + 2,5 \times 5 + 6 \sin(10\pi) = 415 + 2,5 \times 5 = 427,5 \text{ ppm} \quad (1.14)$$

A concentração máxima sazonal após 5 anos, implica que o valor máximo da senoide é igual a 1, assim:

$$C_{\text{max}}(5) = 427,5 + 6,0 = 433,5 \text{ ppm} \quad (1.15)$$

Já a concentração mínima sazonal após 5 anos, implica que o valor mínimo da senoide é igual a -1 , assim:

$$C_{\text{min}}(5) = 427,5 - 6,0 = 421,5 \text{ ppm} \quad (1.16)$$

A tendência linear representa o aumento estrutural do CO_2 atmosférico devido às emissões antropogênicas, já a variação senoidal captura o ciclo anual de absorção e liberação de CO_2 pela biosfera terrestre. Após 5 anos, a concentração oscila aproximadamente entre 421,5 ppm (mínimo) e 433,5 ppm (máximo).



Apenas para efeito ilustrativo, considere a modelagem da concentração atmosférica de CO_2 por meio de uma função matemática inspirada na Curva de Keeling, na qual a série temporal é representada pela superposição de uma tendência de longo prazo e de uma variação sazonal periódica.

$$C(t) = a + bt + ct^2 + A\sin(2\pi t) + B\cos(2\pi t) \quad (1.17)$$

A tendência de longo prazo é descrita por um polinômio de segunda ordem, enquanto a sazonalidade anual é capturada por termos senoidais associados ao ciclo biosfera-atmosfera, dominado pelo hemisfério norte. Adota-se 2010 como ano de referência, com concentração de CO₂ média de 414 ppm, e assume-se que o tempo é medido em anos a partir desse marco.

Com base em parâmetros realistas para a taxa de crescimento e para a amplitude sazonal, o modelo é utilizado para estimar numericamente a concentração de CO₂ em um instante específico, ilustrando de forma didática como a combinação entre tendência polinomial e termos periódicos reproduz as principais características observadas nas séries globais de CO₂ atmosférico (ver Figura 1.6).

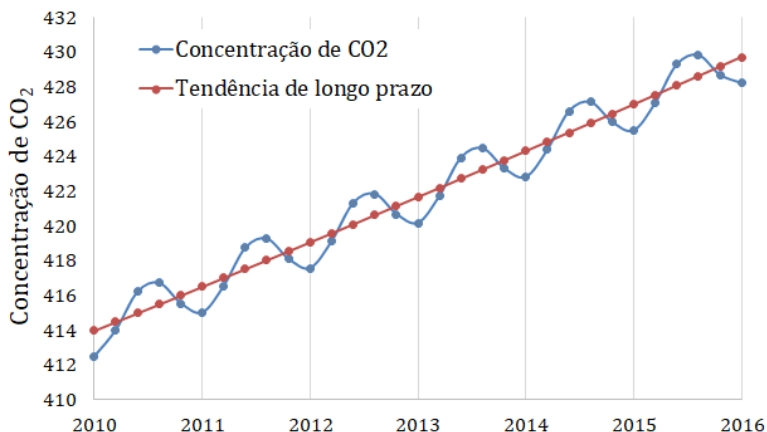


Figura 1.6 – Tendência polinomial de longo prazo e termos periódicos (curva de Keeling)

1.11.3. Forçamento radiativo

O conceito de forçamento radiativo (ΔF) descreve a variação líquida no balanço energético da Terra causada por alterações na composição atmosférica ou na refletividade planetária. Para o CO₂, um aumento de concentração de 280 para 560 ppm (duplicação) corresponde a um forçamento radiativo aproximado de +3,7 W/m². Esse valor¹⁹, quando integrado em escala global, implica um ganho energético

¹⁹ 1 W (watt) = 1 joule por segundo (+3,7 W/m² é a quantidade de energia por segundo que atravessa cada metro quadrado de uma superfície imaginária).

da ordem de $1,9 \times 10^{15}$ W, energia suficiente para alterar a dinâmica térmica dos oceanos e da atmosfera.

A Curva de Keeling fornece o registro contínuo do aumento da concentração atmosférica de CO_2 , enquanto o forçamento radiativo traduz esse aumento em termos físicos, isto é, em alteração no balanço energético do sistema climático. À medida que a Curva de Keeling revela a elevação progressiva do CO_2 ao longo do tempo, a relação empírica do forçamento radiativo do CO_2 demonstra que esse acréscimo implica um forçamento positivo, pois o CO_2 intensifica a absorção da radiação infravermelha emitida pela superfície terrestre (MYHRE *et al.*, 1998).



Exemplo 1.5 – Neste exemplo é explorado o conceito de forçamento radiativo usando a fórmula empírica mais usual para o CO_2 .

Solução

A fórmula mais usada para o CO_2 é a expressão empírica de Myhre *et al.* (1998), empregada em climatologia, expressada por:

$$\Delta F = 5,35 \ln\left(\frac{C}{C_0}\right), \quad \text{Wm}^{-2} \quad (1.18)$$

onde C_0 é a concentração de referência (ppm) e C é a nova concentração. Por exemplo, de uma concentração de 280 ppm para 420 ppm, o forçamento radiativo resulta:

$$\Delta F = 5,35 \ln\left(\frac{420}{280}\right) = 5,35 \ln 1,5 \approx 2,17 \text{ Wm}^{-2} \quad (1.19)$$

ou seja, cada metro quadrado da superfície terrestre, em média, receberia 2,17 W a mais (líquidos) por causa do aumento do CO_2 de 280 para 420 ppm. Convertendo para potência total sobre a Terra resulta:

$$P = \Delta F \times 4\pi R^2 = 2,17 \times 4\pi(6,371 \times 10^6)^2 = 1,107 \times 10^{15} \text{ W} \quad (1.20)$$

Esse valor equivale a 1.107 TW. Para efeito de comparação, o consumo energético humano global primário situa-se na faixa de ~ 18 TW. Lembrando que 1 watt = 1 joule por segundo (J/s), e considerando que 1 ano tem $3,154 \times 10^7$ segundos, a energia por ano decorrente do forçamento radiativo resulta $P \times 3,154 \times 10^7/\text{ano} = 3,5 \times 10^{22}$ J/ano. Em unidades usuais representa ≈ 35.000 EJ/ano. O consumo humano de

energia primária gira em torno de 500 a 600 EJ/ano. Já o cálculo de energia por m^2 seria:

$$\Delta F \times s/\text{ano} = 2,17 \text{ Wm}^{-2} \times 3,154 \times 10^7 \text{ s} = 6,843 \times 10^7 \text{ J/m}^2/\text{ano} \quad (1.21)$$

ou 68,4 MJ/ m^2 /ano. Considerando que a energia solar média recebida na Terra é de 10,7 GJ/ m^2 /ano, a energia recebida a mais decorrente do forçamento radiativo equivale a 0,6% da energia solar média incidente.

Uma estimativa de aquecimento pode ser obtida usando a seguinte aproximação: $\approx 3 \text{ }^\circ\text{C}$ para $\Delta F = 3,7 \text{ W/m}^2$. Com isso, obtém-se um parâmetro de sensibilidade linear igual a:

$$\lambda = \frac{3}{3,7} = 0,811 \text{ }^\circ\text{C por Wm}^{-2} \quad (1.22)$$

Assim, a temperatura de equilíbrio aproximada seria:

$$\Delta T = \lambda \times \Delta F \approx 0,811 \times 2,17 \approx 1,76 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1.23)$$

É importante ressaltar que esse é um cálculo de ordem de grandeza para a resposta de equilíbrio (ECS, Equilibrium Climate Sensitivity). O termo refere-se à sensibilidade climática de equilíbrio, isto é, ao aumento médio da temperatura global da superfície da Terra (ΔT_s) após o sistema climático atingir um novo equilíbrio, em resposta a uma duplicação da concentração de CO_2 na atmosfera em relação aos níveis pré-industriais.

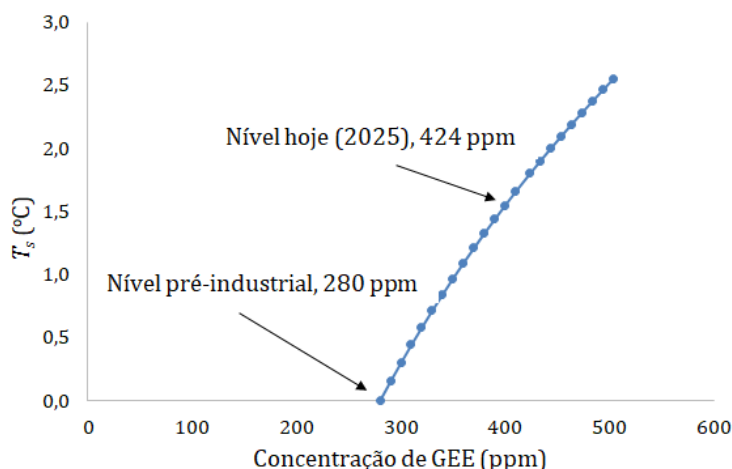


Figura 1.7 – Efeito do forçamento radiativo sobre a temperatura da superfície da Terra

Em outras palavras, o ECS mede quão sensível o clima é a mudanças persistentes na concentração de CO₂, considerando todos os principais feedbacks climáticos após décadas ou séculos (ver Figura 1.7).

A resposta real observada no curto prazo (TCR, Transient Climate Response) é menor, e há incertezas significativas associadas a feedbacks climáticos, como os relacionados aos oceanos, gelo, nuvens etc. A resposta do sistema climático a esse forçamento depende de feedbacks positivos e negativos. Entre os principais mecanismos de retroalimentação estão:

- Vapor d'água: o aquecimento aumenta a evaporação, ou seja, mais vapor d'água (GEE), maior intensidade de aquecimento (positivo);
- Gelo-albedo: o aquecimento derrete o gelo e a neve, reduzindo a refletividade (albedo). Em outras palavras, mais energia solar é absorvida, ampliando o aquecimento (positivo);
- Carbono do solo: o aquecimento descongela solos, liberando CO₂ e CH₄, que intensificam o aquecimento (positivo);
- Feedback de Planck: o aquecimento aumenta a emissão de radiação infravermelha para o espaço, o que tende a resfriar o sistema (negativo);
- Efeitos de nuvens: certas nuvens refletem mais radiação solar, reduzindo o aquecimento (negativo);
- Respostas biogeoquímicas: maior crescimento vegetal pode aumentar a absorção de CO₂ em alguns contextos (negativo).

A interação desses efeitos define a sensibilidade climática, que expressa o aumento de temperatura global esperado em resposta a uma duplicação da concentração de CO₂. Estimativas atuais situam esse valor entre 2 °C e 4,5 °C.



1.11.4. Absorção espectral

A absorção espectral é o processo físico pelo qual um material, como um gás atmosférico, absorve a radiação eletromagnética em determinados comprimentos de onda (ou frequências). Em outras palavras, nem toda radiação é absorvida, cada substância interage com a radiação de forma seletiva, criando um espectro de absorção característico. A absorção ocorre quando a energia do fóton incidente satisfaz a condição:

$$E = hf \quad (1.24)$$

onde E é a energia do fóton, h é a constante de Planck e f é a frequência da radiação. Essa energia pode provocar transições eletrônicas (ultravioleta e visível), transições vibracionais (infravermelho médio) e transições rotacionais (infravermelho distante e micro-ondas). Os GEE absorvem principalmente no infravermelho, região associada à radiação térmica emitida pela superfície terrestre:

- CO₂ absorve fortemente em torno de 15 μm;
- CH₄ absorve em faixas próximas a 7,6 μm;
- N₂O absorve em regiões semelhantes às do CH₄;
- Vapor d'água possui bandas largas em várias regiões do infravermelho.

De acordo com Myhre *et al.* (1998), essas faixas são chamadas de bandas de absorção. Existe uma região do espectro infravermelho (aprox. 8–13 μm) onde a absorção pelos gases é relativamente baixa. Essa região é conhecida como janela atmosférica, pois permite que parte da radiação térmica escape para o espaço. O aumento da concentração de GEE estreita essa janela e reforça o efeito estufa. À medida que a concentração de um gás aumenta, as bandas centrais de absorção tornam-se saturadas. Já o acréscimo de absorção ocorre nas bordas das bandas, razão pela qual o forçamento radiativo do CO₂ cresce de forma logarítmica, ao passo que o de CH₄ e N₂O segue leis não lineares (raiz quadrada).

Quando dois gases absorvem na mesma região do espectro, parte da radiação já foi absorvida pelo primeiro e o segundo contribui menos do que contribuiria isoladamente. Isso é chamado de sobreposição espectral, motivo pelo qual os modelos de forçamento radiativo incluem termos de correção. Sem esse conceito não é possível quantificar adequadamente o impacto climático das diferentes fontes de energia.

1.11.5. Forçamento radiativo do CH₄ e N₂O

Além do CO₂, o IPCC adota expressões empíricas para estimar o forçamento radiativo direto de outros GEE, principalmente o CH₄ e o N₂O. Essas fórmulas levam em conta a não linearidade da absorção espectral e a sobreposição entre bandas de absorção. O forçamento radiativo do CH₄, por exemplo, é dado por:

$$\Delta F_{\text{CH}_4} = 0,036(\sqrt{M} - \sqrt{M_0}) - f(M, N) \quad (1.25)$$

onde ΔF_{CH_4} é o forçamento radiativo do CH_4 (W/m^2), M é a concentração atual de CH_4 (ppb), M_0 é a concentração de referência (ppb), N é a concentração atual de N_2O (ppb) e $f(M, N)$ é o termo de correção devido à sobreposição espectral entre CH_4 e N_2O . Já o forçamento radiativo do N_2O é dado por:

$$\Delta F_{\text{N}_2\text{O}} = 0,12(\sqrt{N} - \sqrt{N_0}) - f(M, N) \quad (1.26)$$

onde $\Delta F_{\text{N}_2\text{O}}$ é o forçamento radiativo do N_2O (W/m^2), N é a concentração atual de N_2O (ppb) e N_0 é a concentração de referência (ppb). O termo $f(M, N)$ corrige o efeito de absorção conjunta dos dois gases, onde:

$$f(M, N) = 0,47 \ln[1 + 2,01 \times 10^{-5}(MN)^{0,75} + 5,31 \times 10^{-15}M(MN)^{1,52}] \quad (1.27)$$

Esse ajuste evita a superestimação do forçamento total, já que o CH_4 e o N_2O absorvem radiação em faixas parcialmente coincidentes do espectro infravermelho.



Exemplo 1.6 – Considerando as concentrações de referência (pré-industriais), onde $M_0 = 722$ ppb (CH_4), $N_0 = 270$ ppb (N_2O) e as concentrações atuais $M = 1900$ ppb (CH_4) e $N = 335$ ppb (N_2O), calcule o forçamento radiativo bruto.

Solução

O cálculo do forçamento do CH_4 e do N_2O (sem correção) é dado por:

$$\Delta F_{\text{CH}_4} = 0,036(\sqrt{M} - \sqrt{M_0}) = 0,036(\sqrt{1900} - \sqrt{722}) = 0,602 \text{ W}/\text{m}^2 \quad (1.28)$$

e

$$\Delta F_{\text{N}_2\text{O}} = 0,12(\sqrt{N} - \sqrt{N_0}) = 0,12(\sqrt{335} - \sqrt{270}) = 0,224 \text{ W}/\text{m}^2 \quad (1.29)$$

O valor da correção seria:

$$f(M, N) = 0,47 \ln[1 + 0,453 + 0,007] = 0,178 \text{ W}/\text{m}^2 \quad (1.30)$$

Logo, o forçamento devido ao metano é $\Delta F_{\text{CH}_4} = 0,602 - 0,178 = 0,424 \text{ W}/\text{m}^2$ e do óxido nitroso é $\Delta F_{\text{N}_2\text{O}} = 0,224 - 0,178 = 0,046 \text{ W}/\text{m}^2$. Note-se que o forçamento bruto superestima o impacto climático quando ignora a sobreposição espectral. Mais

ainda, o CH₄, mesmo corrigido, mantém o forçamento significativo. Já o N₂O, apesar de altamente eficiente por molécula, sofre forte redução por sobreposição com o CH₄.



1.12. Contrapontos à Tese da Origem Antropogênica

Embora exista um amplo consenso²⁰ na comunidade científica de que o aquecimento global observado nas últimas décadas seja predominantemente de origem antropogênica, uma parcela minoritária de especialistas apresenta interpretações alternativas a essa visão. Entre eles destaca-se o professor Richard S. Lindzen, do Massachusetts Institute of Technology (MIT), conhecido por suas posições críticas em relação às conclusões predominantes sobre as causas do aquecimento global. Lindzen contesta a tese majoritária de que o aumento da concentração atmosférica de CO₂ seja o principal fator responsável pelas mudanças climáticas atuais. Em seu trabalho mais recente, Lindzen (2022) apresenta uma série de argumentos que fundamentam essa posição, cujos pontos principais são:

- O aumento da concentração atmosférica de CO₂ constitui apenas um entre diversos fatores que influenciam o clima global, sendo que forçantes naturais, como a atividade solar e os processos vulcânicos, desempenham um papel mais relevante nas variações climáticas observadas;
- Os modelos climáticos utilizados para projeções futuras tendem a superestimar a influência antropogênica, ao mesmo tempo em que incorporam, de forma inadequada, a complexidade e a variabilidade associadas aos fatores naturais do sistema climático;
- O aquecimento global, nessa perspectiva, não representa uma ameaça existencial à humanidade, e os custos econômicos e sociais das políticas de mitigação climática atualmente propostas podem superar os benefícios potenciais, especialmente quando comparados a outras prioridades de desenvolvimento.

²⁰ Embora o consenso científico aponte majoritariamente para a origem antropogênica do aquecimento global, não é prudente desconsiderar, de forma apriorística, pontos de vista de cientistas respeitáveis que levantam dúvidas ou questionamentos sobre essa interpretação. O progresso científico é impulsionado pela investigação crítica, pela confrontação de hipóteses e pela revisão constante de evidências, tendo a dúvida, e não a certeza, como seu motor fundamental.

Lindzen (2022) argumenta que o sistema climático terrestre apresenta múltiplos regimes, os quais variaram ao longo da história geológica do planeta. Segundo o autor, ao longo de milênios ocorreram mudanças significativas na diferença de temperatura entre as regiões tropicais e polares, enquanto as características climáticas dos trópicos permaneceram relativamente estáveis. Essa assimetria térmica, de acordo com Lindzen, é controlada principalmente pelos fluxos dinâmicos de calor na atmosfera e nos oceanos, responsáveis pela redistribuição de energia no sistema. Nessa perspectiva, Lindzen sustenta que as variações na temperatura média global decorrem predominantemente de alterações nesse gradiente térmico entre trópicos e polos, e não de mudanças diretas na intensidade do efeito estufa.

Curry (2023), climatologista e ex-professora da Georgia Institute of Technology (Georgia Tech), reconhece que o clima da Terra está passando por mudanças, mas questiona a magnitude da contribuição humana nesse processo. A autora critica o grau de fechamento do consenso científico em torno do aquecimento global e defende uma abordagem mais ampla, que incorpore explicitamente as incertezas inerentes ao sistema climático. Até aproximadamente 2010, Curry apoiava as conclusões do IPCC, no entanto, ao manifestar preocupações quanto ao tratamento inadequado das incertezas científicas e ao comportamento de parte da comunidade científica no debate público, passou a ser alvo de críticas e resistência por parte de ativistas, que, segundo a autora, buscaram deslegitimar suas posições.

De acordo com Curry (2023), em vez de um debate científico aberto, pautado pela diversidade de perspectivas, consolidou-se uma narrativa dominante sobre as mudanças climáticas, que acabou por marginalizar visões alternativas. Essa narrativa teria sido reforçada por uma redefinição institucional do próprio conceito de mudança climática. A UNFCCC passou a distinguir “mudança climática” de “variabilidade climática”, atribuindo a primeira às atividades humanas que alteram a composição da atmosfera, sobretudo por meio do aumento das concentrações de CO₂, e a segunda a causas naturais. Segundo Curry (2023), essa distinção contribuiu para excluir, na prática, as variações climáticas naturais do debate público, estreitando o escopo das discussões sobre as causas e a dinâmica do clima.

Lomborg²¹ (2013) sustenta que as mudanças climáticas observadas ao longo do século XX contribuíram, de forma líquida, para a melhoria do bem-estar social.

²¹ Autor do best-seller *The Skeptical Environmentalist* (Cambridge University Press, 2001). Nomeado um dos 100 maiores pensadores pela revista *Foreign Policy* em 2010, 2011 e 2012 e uma das 50 pessoas que poderiam salvar o planeta, pelo *The Guardian*.

Embora reconheça que tanto estudos empíricos quanto projeções climáticas, incluindo aquelas produzidas pelo IPCC, estejam sujeitos a incertezas, o autor argumenta que, sob a perspectiva econômica, existe um entendimento predominante de que o aumento médio da temperatura global apresentou efeitos positivos líquidos nesse período histórico. Entre os benefícios destacados por Lomborg (2013) estão a redução do número de mortes associadas a invernos rigorosos, a diminuição dos custos de energia, ganhos de produtividade agrícola e, possivelmente, a redução da frequência e severidade de secas em determinadas regiões. Segundo o autor, as mortes decorrentes do frio extremo superam, em termos absolutos, aquelas associadas ao calor extremo, embora estas últimas recebam maior destaque na cobertura midiática.

Apesar desses resultados, Lomborg (2013) observa que o debate público e as políticas internacionais tendem a concentrar-se quase exclusivamente nos impactos negativos das mudanças climáticas, frequentemente sem uma análise rigorosa dos custos de oportunidade associados às estratégias de mitigação adotadas. Para o autor, essa abordagem reflete uma priorização inadequada de problemas globais, caracterizada por respostas excessivamente onerosas e, por vezes, ineficientes do ponto de vista econômico. Lomborg utiliza análises quantitativas comparativas para avaliar o custo-benefício de diferentes desafios, incluindo, entre outros, os seguintes temas:

- A maioria dos indicadores apresenta melhora consistente: Lomborg (2013) reúne evidências empíricas indicando que, nas últimas décadas, houve reduções expressivas na pobreza extrema, na mortalidade infantil e nas mortes causadas por doenças infecciosas em escala global, refletindo avanços significativos do bem-estar humano;
- A percepção dos problemas globais pode estar distorcida: segundo Lomborg (2013), a cobertura midiática e a atuação de determinadas organizações não governamentais tendem a enfatizar excessivamente cenários negativos, o que pode gerar uma percepção desproporcional da gravidade dos desafios e induzir à formulação de políticas públicas pouco eficientes;
- A necessidade de priorização baseada em custo-benefício: Lomborg (2013) argumenta que a comunidade internacional deveria concentrar esforços em soluções comprovadamente eficazes, orientadas por análises rigorosas de custo-benefício.

Outros pesquisadores são frequentemente citados na literatura e no debate público por apresentarem posições críticas em relação à interpretação predominante do aquecimento global de origem antropogênica. Entre eles, destacam-se:

- Robert Carter, geólogo e ex-professor da James Cook University, foi um crítico recorrente da tese do aquecimento predominantemente causado pela atividade humana. Carter (2010) defende que o clima da Terra apresenta variabilidade natural significativa e argumenta que não há evidências conclusivas de que as emissões antrópicas sejam o principal fator responsável pelas mudanças climáticas recentes;
- Fred Singer, físico e ex-diretor do Space Science and Engineering Center da University of Virginia, sustenta que o aquecimento global observado está inserido em ciclos naturais de variação climática e que o CO₂ não desempenha o papel dominante frequentemente atribuído a ele nos relatórios científicos internacionais (SINGER, 2007);
- Roy W. Spencer, meteorologista e ex-cientista da NASA, argumenta que os modelos climáticos superestimam a sensibilidade do clima ao aumento das concentrações de CO₂, levando a projeções exageradas dos impactos futuros do aquecimento global, que, em sua avaliação, seriam menos severos do que geralmente apresentado (SPENCER, 2008, 2011);
- Willie Soon, físico e ex-pesquisador do Smithsonian Astrophysical Observatory, defende que a variabilidade da atividade solar exerce influência significativa sobre o clima terrestre, possivelmente superior à contribuição das emissões humanas, questionando assim a centralidade atribuída ao CO₂ nas análises climáticas (SOON e BALIUNAS, 2003);
- Lennart Bengtsson, meteorologista e ex-diretor do European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), enfatiza a elevada complexidade do sistema climático e argumenta que essa complexidade impõe limitações substanciais à capacidade dos modelos climáticos de representar com precisão todas as interações relevantes, destacando que o CO₂ é apenas um dos diversos fatores que influenciam o clima (BENGTSOON, 2013, 2020);
- Nir Shaviv, professor de física da Hebrew University of Jerusalem, propõe que variações na atividade solar desempenham papel central nas mudanças climáticas de longo prazo. Shaviv critica os modelos climáticos por, segundo ele, subestimarem a influência solar e defende uma investigação mais

aprofundada dos mecanismos naturais que afetam o balanço energético da Terra (SHAVIV, 2013, 2023).

Ensaio 1

Desde que o termo aquecimento global ganhou popularidade na segunda metade do século XX, a humanidade parece ter despertado para a gravidade da crise climática. Governos, empresas e organismos internacionais passaram a se reunir em conferências, publicar relatórios alarmantes e anunciar metas cada vez mais ambiciosas de “neutralidade de carbono”. Contudo, por trás da retórica otimista dos compromissos multilaterais, persiste um modelo de combate ao aquecimento global profundamente falho, que tem se mostrado mais político e simbólico do que efetivamente transformador.

Em primeiro lugar, há uma contradição estrutural no modelo vigente, pois ele tenta resolver um problema criado pela dependência dos combustíveis fósseis sem romper com o sistema econômico que dela se alimenta. A lógica de crescimento ilimitado permanece intocada, o mesmo paradigma que impulsionou o consumo energético desmedido e a exploração intensiva dos recursos naturais agora se disfarça sob a bandeira da “economia verde”. As emissões continuam a subir em termos absolutos, e o que se tem alcançado é, na melhor das hipóteses, uma desaceleração temporária do ritmo da catástrofe.

A segunda falha está na fragmentação das ações globais. Cada país adota metas nacionais sem um verdadeiro mecanismo de coordenação ou fiscalização, o que torna o sistema de compromissos climáticos uma espécie de pacto moral sem consequências práticas. Mesmo os acordos mais emblemáticos, como o de Paris, carecem de instrumentos coercitivos e de clareza sobre como as metas serão alcançadas. O resultado é que muitos governos anunciam promessas de neutralidade para 2050 ou 2060, mas seguem subsidiando combustíveis fósseis, ampliando a fronteira agrícola e flexibilizando licenças ambientais.

Outro ponto crítico é a dependência excessiva de soluções tecnológicas futuras. O discurso dominante aposta que a inovação resolverá o problema, seja por meio da captura de carbono, da geoengenharia ou de avanços na energia renovável, mas ignora que a mudança climática é, antes de tudo, um fenômeno social e político, não apenas técnico. A tecnologia pode ser uma ferramenta poderosa, mas não substitui a necessidade de repensar o padrão de produção e consumo que sustenta a crise. Apostar em tecnologias milagrosas sem alterar o comportamento coletivo equivale a tratar os sintomas, e não a doença.

Além disso, há um desequilíbrio profundo entre países desenvolvidos e em desenvolvimento. Enquanto as nações ricas se apresentam como líderes da transição energética, suas pegadas históricas de carbono permanecem incomparavelmente maiores. Quando transferem responsabilidades para os países do Sul Global, o fazem sob a forma de créditos de carbono, *offsetting* ou compensações financeiras, perpetuando assim uma forma

de colonialismo ambiental. O carbono, que outrora simbolizava progresso, transformou-se em moeda, e o mercado global de carbono, longe de reduzir emissões reais, apenas reorganiza os culpados e as vítimas.

Por fim, o atual modelo padece de um déficit de realismo moral. Ao colocar metas distantes no tempo, o sistema político posterga decisões difíceis e transfere o ônus às próximas gerações. O discurso da “neutralidade até 2050” é confortável para os governos de hoje, mas vazio para os cidadãos do amanhã. Enquanto isso, a concentração de CO₂ na atmosfera segue em níveis recordes, os oceanos se acidificam, as florestas perdem resiliência e o planeta caminha, silenciosamente, para pontos de não retorno.

2

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição energética é um dos processos mais relevantes do século XXI, envolvendo transformações profundas nos sistemas de produção, distribuição e consumo de energia. Trata-se de um fenômeno multidimensional, que transcende a simples substituição de fontes energéticas e alcança a reorganização de cadeias produtivas inteiras. Em essência, a transição energética busca promover a passagem de sistemas fortemente dependentes de combustíveis fósseis para matrizes mais diversificadas e de menor intensidade de carbono, sem comprometer o desenvolvimento socioeconômico.

Historicamente, as transições energéticas não são eventos súbitos, mas processos graduais, marcados por sobreposições entre tecnologias antigas e novas. A substituição da biomassa tradicional pelo carvão, posteriormente pelo petróleo e, mais recentemente, pela eletricidade e pelo gás natural, ocorreu ao longo de décadas ou séculos.

Nesse cenário, o debate sobre a transição energética está intrinsecamente associado à necessidade de reduzir as emissões de GEE, especialmente o CO₂, oriundas do uso de energia fósseis e outras atividades industriais. O setor energético responde por parcela significativa das emissões globais, o que o coloca no centro das estratégias de mitigação climática. Iniciativas como o Acordo de Paris reforçaram a urgência de redefinir trajetórias energéticas, estimulando investimentos em fontes renováveis, eficiência energética, CCUS, hidrogênio e outras soluções tecnológicas.

No entanto, a transição energética não se resume à descarbonização. Ela envolve também desafios relacionados à segurança do suprimento, à acessibilidade econômica da energia e à equidade social, dimensões frequentemente sintetizadas no chamado "trilema energético". A expansão de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, impõe desafios à operação dos sistemas elétricos, demandando investimentos em redes de transmissão modernas. Ao mesmo tempo, a transição precisa considerar as diferenças entre países desenvolvidos e em desenvolvimento, cujas prioridades energéticas incluem, ainda, a universalização do acesso à energia e o combate à pobreza energética.

Do ponto de vista econômico, a transição energética implica realocação significativa de capital e criação de novos setores industriais, ao passo que atividades tradicionais podem enfrentar um declínio. Esse processo gera oportunidades relevantes de inovação, mas também levanta questões sobre custos de transição e riscos de desindustrialização. Assim, políticas públicas bem desenhadas tornam-se fundamentais para alinhar incentivos econômicos, de modo a mitigar efeitos adversos sobre regiões e grupos sociais mais vulneráveis.

No contexto brasileiro, a transição energética apresenta características particulares. O país dispõe de uma matriz elétrica historicamente renovável, com forte participação de hidrelétricas, além de grande potencial para fontes solar, eólica e biomassa. Ao mesmo tempo, o Brasil é um importante produtor de petróleo e gás natural. Essa dualidade confere ao país vantagens comparativas, mas também impõe o desafio de conciliar a expansão de energias de baixo carbono com a exploração de recursos fósseis.

Ao longo deste capítulo, serão discutidas, de forma sistemática, as principais soluções para uma economia de baixo carbono, com ênfase no papel das fontes de energia renováveis. Serão analisados os princípios de geração de energia, como a energia solar, eólica, biomassa e outras fontes renováveis. O texto buscará destacar como essas soluções podem contribuir para a redução das emissões de GEE, ao mesmo tempo em que promovem segurança energética e desenvolvimento sustentável.

2.1. Energia eólica

A energia eólica consiste na conversão da energia cinética dos ventos em energia útil por meio de aerogeradores que transformam o movimento rotacional das pás em eletricidade. Esse princípio físico é explorado há séculos. Historicamente, os moinhos de vento foram utilizados para fins mecânicos, como moagem de grãos e bombeamento de água, enquanto as velas permitiram a navegação marítima ao converter a força do vento em propulsão. A evolução tecnológica dos aerogeradores possibilitou que a energia eólica se tornasse uma das principais fontes de geração elétrica renovável no mundo contemporâneo.

A energia eólica é considerada uma fonte renovável e de baixíssima emissão de GEE, uma vez que não envolve processos de combustão durante a operação. Os

ventos são um recurso naturalmente renovado pela dinâmica atmosférica, o que torna essa fonte virtualmente inesgotável em escala humana e potencialmente disponível em diferentes regiões geográficas, tanto em ambientes terrestres (*onshore*) quanto marítimos (*offshore*).



Figura 2.1 – Parque eólico

Em termos de impactos ambientais, a energia eólica apresenta, em geral, efeitos significativamente menores quando comparada a fontes convencionais, como usinas termelétricas e grandes hidrelétricas. Entre os principais impactos incluem alterações paisagísticas, ruído, interferência sobre a avifauna e o uso do solo. No entanto, tais impactos tendem a ser mitigáveis por meio de planejamento adequado. Ademais, áreas ocupadas por aerogeradores são compatíveis com atividades agrícolas ou pecuárias, o que reduz conflitos de uso do solo.

2.1.1. Aerogerador

O aerogerador é o principal equipamento responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica nos sistemas de geração eólica. Ele é composto por um conjunto de pás aerodinâmicas acopladas a um rotor, que gira em função da força exercida pelo vento. A rotação do rotor é transmitida ao eixo principal e, por meio de uma caixa multiplicadora de velocidade (ou diretamente, nos modelos de acionamento direto), é transferida ao gerador elétrico, onde a energia mecânica é convertida em energia elétrica por indução eletromagnética. Sistemas modernos de controle e eletrônica de potência permitem ajustar o funcionamento do aerogerador às condições variáveis do vento, garantindo segurança operacional.

Em condições típicas de operação, o rotor de um aerogerador inicia sua rotação quando a velocidade do vento ultrapassa um valor mínimo, conhecido como velocidade de corte inferior, geralmente da ordem de 10 km/h (2,78 m/s). À medida que a velocidade do vento aumenta, a potência gerada cresce até atingir a potência nominal do equipamento. Por razões de segurança, quando a velocidade do vento supera um limite máximo, normalmente em torno de 90 km/h, o aerogerador é automaticamente desligado por meio de sistemas de frenagem e controle do ângulo das pás (*pitch*), evitando danos mecânicos.

Os movimentos das massas de ar na atmosfera ocorrem predominantemente em regime turbulento, o que significa que a velocidade do vento varia continuamente no tempo e no espaço. Assim, a velocidade instantânea do vento que incide sobre a turbina pode ser representada como a soma de um valor médio e de uma componente variável associada à turbulência, conforme a expressão:

$$v = \bar{v} + v' \quad (2.1)$$

onde v representa a velocidade instantânea do vento na altura do rotor, \bar{v} corresponde à velocidade média do vento ao longo de um determinado intervalo de tempo e v' é o desvio em relação à média, associado às flutuações turbulentas. Essa decomposição é importante para a análise do desempenho aerodinâmico do aerogerador, bem como para o dimensionamento estrutural e a avaliação da fadiga dos componentes, uma vez que as flutuações do vento influenciam diretamente as cargas mecânicas aplicadas ao sistema.

2.1.2. Potência eólica

A velocidade do vento aumenta com a altura devido à diminuição dos efeitos de atrito com a superfície terrestre. Esse comportamento é descrito por modelos empíricos conhecidos como leis de perfil vertical do vento, sendo as mais utilizadas a lei logarítmica e a lei de potência. Esta última, amplamente empregada em estudos de viabilidade eólica, é expressa por:

$$v(z) = v(z_0) \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

onde $v(z)$ é a velocidade do vento à altura z , $v(z_0)$ é a velocidade do vento medida a uma altura de referência z_0 e α é o coeficiente de rugosidade do terreno, que depende

das características da superfície (0,10 para áreas marítimas até 0,30 para áreas urbanas). Ambientes *offshore* apresentam valores de α menores, refletindo perfis de vento mais favoráveis e previsíveis, enquanto ambientes *onshore* tendem a apresentar valores mais elevados devido à maior rugosidade. Conforme Wang (2025), a altura da torre é proporcional ao cubo da velocidade do vento, de acordo com a relação a seguir:

$$P \propto v^3 \quad (2.3)$$

Isso implica que pequenos aumentos na velocidade média do vento, obtidos ao elevar a altura da torre, resultam em ganhos expressivos de energia gerada. Por exemplo, um aumento de apenas 10% na velocidade média do vento pode elevar a potência disponível em aproximadamente 33%. Com efeito, torres mais altas tendem a apresentar maior produção anual de energia e melhor fator de capacidade. Essa relação tem impulsionado o desenvolvimento de torres cada vez mais altas, especialmente em projetos *offshore* e em regiões com bom potencial eólico em altitudes superiores.



Exemplo 2.1 – Considere um aerogerador com diâmetro do rotor de 100 m, operando em uma região onde a velocidade média do vento na altura do cubo é de 10 m/s e a densidade do ar é de 1,225 kg/m³. Outros dados são:

- Altura do hub (torre): 100 m;
- Coeficiente de potência do aerogerador: $C_p = 0,45$;
- Rendimento mecânico + elétrico: $\eta = 0,90$;
- Fator de capacidade típico: $FC = 40\%$.

Solução

A potência cinética disponível no vento que atravessa a área varrida pelo rotor é dada por:

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.4)$$

onde ρ é a densidade do ar, A é a área varrida pelo rotor, v é a velocidade do vento e R é o raio do rotor. Com os valores informados, resulta

$$P_{vento} = \frac{1}{2} 1,225 \times \pi 50^2 \times 10^3 = 4.808.125 \text{ W} \approx 4,81 \text{ MW} \quad (2.5)$$

No entanto, nenhum aerogerador é capaz de converter toda essa potência em eletricidade. O limite teórico máximo de aproveitamento, conhecido como limite de Betz (1926), estabelece que no máximo 59,3% da potência do vento pode ser extraída. Nesse exemplo, é assumido $C_p = 0,45$. Assim, a potência máxima teórica extraível seria:

$$P_{rotor} = C_p \times P_{vento} = 0,45 \times 4,81 \approx 2,16 \text{ MW} \quad (2.6)$$

Considerando ainda perdas de 10% no sistema (caixa multiplicadora, conversores etc.), a potência elétrica efetivamente entregue à rede será:

$$P_{el} = \eta \times P_{rotor} = 0,9 \times 2,16 \approx 1,95 \text{ MW} \quad (2.7)$$

Assim, embora o vento contenha aproximadamente 4,81 MW de potência, o aerogerador converte cerca de $1,94/4,81 \approx 40\%$ desse valor em eletricidade útil, respeitando os limites físicos e tecnológicos do processo. O exemplo ilustra como a eficiência de um aerogerador depende não apenas da tecnologia empregada, mas também da velocidade do vento, da área do rotor e das perdas durante a conversão energética.

Como se sabe, a potência nominal de um aerogerador é a potência máxima elétrica fornecida de forma contínua quando o vento atinge a velocidade nominal (tipicamente entre 11 e 13 m/s). Esse valor é definido pelo fabricante. Nesse exemplo será considerado 4 MW. Assim, a energia anual gerada, adotando um fator de capacidade típico de 40%, é:

$$E_{anual} = P_{nominal} \times 8.760 \times FC = 4 \times 8.760 \times 0,40 \quad (2.8)$$

resultando $\approx 14,016$ GWh/ano. O consumo médio por pessoa (Brasil, por exemplo) é ≈ 170 kWh/mês, que resulta um consumo anual de $170 \times 12 \approx 2.040$ kWh. Assim, o número de pessoas atendidas por esse aerogerador é de $14.016.000 \div 2.040 \approx 6.870$ pessoas.

Como mencionado, a velocidade do vento aumenta com a altura da torre, conforme a lei de potência indicada na Eq. (2.2). Assumindo $\alpha = 0,14$ (terreno aberto) e velocidade de referência de 7,8 m/s a 80 m, tem-se que:

$$v(z) = v_0 \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \rightarrow v(100) = 7,8 \left(\frac{100}{80} \right)^{0,14} \approx 8,05 \text{ m/s} \quad (2.9)$$

Esse exemplo mostra que:

- A altura da torre influencia diretamente a produção energética;
- A potência efetivamente gerada é uma fração da potência do vento disponível;
- Um único aerogerador pode produzir energia suficiente para atender a milhares de residências por ano, com emissões praticamente nulas durante a operação.



2.1.3. Torres eólicas

As torres eólicas desempenham um papel fundamental no desempenho e na viabilidade técnica dos sistemas de geração de energia eólica, pois são responsáveis por sustentar o conjunto do aerogerador – incluindo o rotor, a nacelle²² e o gerador – e por posicioná-lo a uma altura adequada para a captação de ventos mais intensos e regulares.

As torres eólicas devem suportar cargas estáticas e dinâmicas significativas, resultantes do peso próprio do equipamento, das forças aerodinâmicas exercidas pelo vento, das vibrações induzidas pela rotação do rotor e das variações de carga associadas à turbulência atmosférica. Além disso, devem ser projetadas para resistir a condições extremas, como rajadas intensas, tempestades, variações térmicas e, em determinadas regiões, eventos sísmicos.

As torres eólicas podem ser construídas a partir de diferentes materiais. As mais comuns são as tubulares de aço, utilizadas devido à sua robustez e facilidade de fabricação em série. Em aplicações específicas, especialmente para estruturas de grande altura, utilizam-se torres de concreto, torres híbridas (aço–concreto) ou soluções modulares, que facilitam o transporte e a montagem.

²² É o compartimento localizado no topo da torre eólica que abriga os principais componentes de um aerogerador. Funciona como o "coração" do sistema, pois é na nacelle que ocorre a conversão da energia mecânica captada pelo rotor em energia elétrica, além do controle da operação do equipamento.

Outro aspecto relevante diz respeito às fundações das torres eólicas, que devem ser projetadas de acordo com as características geotécnicas do solo e com as cargas transmitidas pela estrutura. Fundações rasas, profundas ou mistas podem ser adotadas, garantindo a estabilidade do conjunto ao longo de sua vida útil, que normalmente varia entre 20 e 30 anos. Além da função estrutural, as torres abrigam sistemas essenciais ao funcionamento do aerogerador, como cabos elétricos, sistemas de aterramento, escadas ou elevadores para acesso técnico e dispositivos de monitoramento. A Tabela 2, do Anexo 2, mostra um quadro-resumo relacionando os principais componentes de um parque eólico. Os valores são aproximados e podem variar conforme o país e o porte do parque.

2.1.4. Comparação onshore e offshore

As torres eólicas *onshore* são as mais difundidas. Elas apresentam custos de implantação e manutenção relativamente menores e utilizam, em sua maioria, torres tubulares de aço ou soluções híbridas de aço e concreto. No entanto, os ventos em ambiente terrestre são mais influenciados pela rugosidade do solo e edificações, o que aumenta a turbulência e limita, em alguns casos, a altura economicamente viável das torres.

Por outro lado, as torres *offshore* operam com ventos mais intensos e de menor turbulência, devido à menor rugosidade da superfície do oceano. Essas características permitem o uso de torres significativamente mais altas e rotores de grande diâmetro, resultando em maior fator de capacidade. Em contrapartida, os custos são substancialmente mais elevados, exigindo soluções estruturais específicas (*monopiles*, *jackets* e plataformas flutuantes), além de logística marítima especializada.

Em termos comparativos, enquanto projetos *onshore* priorizam custo e facilidade de implantação, projetos *offshore* enfatizam máxima produção energética, mesmo a custos mais elevados, tornando-se especialmente atrativos em regiões costeiras densamente povoadas ou com restrições de uso do solo.

2.1.5. Limitação e interligação com sistemas elétricos

Apesar de seu papel na transição energética, a energia eólica apresenta limitações e desafios relevantes. A variabilidade do vento impõe dificuldades à geração e à

estabilidade dos sistemas elétricos, exigindo soluções complementares, como armazenamento de energia ou maior flexibilidade da rede.

Há também desafios associados ao aumento do porte das turbinas, incluindo fadiga estrutural e confiabilidade de componentes críticos (pás, rolamentos, nacelle etc.), especialmente em projetos *offshore*. Além disso, questões relacionadas à integração ao sistema elétrico continuam a demandar avanços em engenharia para assegurar a expansão sustentável da energia eólica.

A integração da energia eólica aos sistemas energéticos existentes é outro desafio. Diferentemente das fontes convencionais de geração elétrica, como termoelétricas a gás ou hidrelétricas, a produção eólica é intermitente e variável, dependendo das condições meteorológicas locais e sazonais. Isso exige que os sistemas de transmissão e distribuição sejam suficientemente flexíveis para acomodar flutuações na geração sem comprometer a confiabilidade do fornecimento elétrico.

A interação com a rede elétrica envolve a implementação de tecnologias de medição, garantindo que a energia gerada possa ser incorporada sem causar sobrecargas ou apagões (*curtailment*²³). Além disso, a expansão da capacidade eólica, especialmente em projetos *offshore*, requer reforço da infraestrutura de transmissão e, muitas vezes, o uso de linhas de corrente contínua de alta tensão (HVDC, High Voltage Direct Current) para transportar a energia para longas distâncias com menores perdas. Outro aspecto relevante é o desenvolvimento de sistemas de armazenamento, como baterias, que permitem suavizar a intermitência da geração e aumentar a confiabilidade da oferta.

2.2. Energia solar

A energia solar é uma fonte renovável disponível para a humanidade. Trata-se de um recurso abundante, democraticamente distribuído e praticamente inesgotável em escala humana, o que confere à energia solar um papel estratégico na diversificação das matrizes energéticas e na redução das emissões de GEE. Seu uso vem se expandindo de forma acelerada nas últimas décadas, impulsionado por

²³ *Curtilment* é a redução forçada ou deliberada da geração de energia elétrica disponível, especialmente em fontes renováveis variáveis, mesmo quando o recurso primário está disponível, por limitações do sistema elétrico ou por razões econômicas e operacionais.

avanços tecnológicos e políticas públicas voltadas à promoção de fontes de baixo carbono.

A energia solar pode ser aproveitada por diferentes meios, destacando-se a energia solar fotovoltaica, que converte diretamente a radiação solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Já a energia solar térmica é utilizada tanto para aquecimento de fluidos quanto para a geração de eletricidade em sistemas de concentração solar (CSP, Concentrated Solar Power). A versatilidade dessas aplicações permite sua adoção em escalas variadas, desde sistemas residenciais descentralizados até grandes usinas solares conectadas ao sistema elétrico.

A energia solar apresenta baixíssimo impacto durante a fase de operação, não emitindo GEE nem poluentes atmosféricos. Além disso, contribui para a redução da dependência de combustíveis fósseis e para o aumento da segurança energética. Embora a fabricação dos equipamentos envolva consumo de energia e materiais, o ciclo de vida dos sistemas solares tem se mostrado cada vez mais eficiente.

No contexto da transição energética, a energia solar destaca-se por sua modularidade e rapidez de implantação. Desafios associados à intermitência da geração e à necessidade de armazenamento ou flexibilização da rede elétrica vêm sendo enfrentados por meio de redes inteligentes e políticas de planejamento energético.

Além do seu papel na mitigação das emissões de carbono, a energia solar apresenta relevância econômica e social. A queda expressiva dos custos dos módulos fotovoltaicos transformou a energia solar em uma das fontes mais competitivas de geração elétrica em diversas regiões do mundo. Esse processo favorece a descentralização da geração e cria oportunidades de desenvolvimento local, especialmente por meio da geração distribuída. Ao mesmo tempo, a integração crescente da energia solar aos sistemas elétricos exige avanços em armazenamento de energia, desafios que vêm sendo enfrentados com o apoio de baterias.

A energia solar pode ser aproveitada de diferentes formas, conforme o princípio físico utilizado para converter a radiação solar em energia útil. De modo geral, distinguem-se três tipos básicos: fotovoltaica, solar térmica e solar heliotérmica (ou termosolar).

2.2.1. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica baseia-se no efeito fotovoltaico, fenômeno físico no qual a radiação solar incidente sobre um material semicondutor (geralmente silício) provoca o deslocamento de elétrons, gerando corrente elétrica contínua. Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células interligadas, que produzem eletricidade de forma direta, sem partes móveis, o que resulta em alta confiabilidade e baixos custos de operação e manutenção.

Essa tecnologia apresenta grande versatilidade, podendo ser empregada em sistemas de geração distribuída, como telhados residenciais e comerciais, ou em grandes usinas solares centralizadas. Suas principais vantagens incluem: modularidade, rápida instalação e ausência de emissões durante a operação. Como limitações, destacam-se a intermitência da fonte e a necessidade de armazenamento ou integração com a rede elétrica para garantir o suprimento contínuo de energia.



Figura 2.2 – Energia solar fotovoltaica

a) Efeito fotoelétrico

O efeito fotoelétrico, conhecido como efeito Hertz, é o fenômeno físico que fundamenta o funcionamento das células fotovoltaicas e representa um marco no desenvolvimento da física moderna, por evidenciar o comportamento quântico da luz.

O fenômeno foi observado experimentalmente pela primeira vez em 1887, pelo físico alemão Heinrich Hertz, durante estudos sobre ondas eletromagnéticas. Hertz constatou que a incidência de luz ultravioleta sobre superfícies metálicas facilitava a emissão de cargas elétricas, embora não tenha, à época, formulado uma explicação

teórica completa para o efeito. Posteriormente, outros pesquisadores, como Wilhelm Hallwachs (1888) e Philipp Lenard (1894), aprofundaram as observações experimentais, caracterizando a emissão de elétrons por materiais iluminados.

O efeito fotoelétrico ocorre quando a radiação eletromagnética incide sobre a superfície de um material e transfere energia suficiente aos elétrons ligados aos átomos para que sejam ejetados do material. Um aspecto central do fenômeno é que a energia dos elétrons emitidos depende da frequência da radiação incidente, e não da intensidade, contrariando as previsões da física clássica. Existe uma frequência mínima, chamada de frequência de corte, abaixo da qual a emissão de elétrons não ocorre, independentemente da intensidade da luz.

A explicação teórica definitiva foi proposta por Albert Einstein em 1905, ao introduzir a ideia de que a luz é composta por pacotes discretos de energia, os fótons, cada um com energia dada por

$$E = hf \quad (2.10)$$

onde E é a energia do fóton, h é a constante de Planck ($6,62607015 \times 10^{-34}$ J.s) e f é a frequência da radiação (em hertz, Hz). A frequência da radiação incidente pode ser expressa de forma direta a partir da relação entre a velocidade de propagação da radiação e o seu comprimento de onda:

$$f = \frac{c}{\lambda} \rightarrow E = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.11)$$

onde c é a velocidade da luz no vácuo ($\approx 2,99792458 \times 10^8$ m/s) e λ é o comprimento de onda da radiação (em metros). Quanto maior a frequência, menor o comprimento de onda e, portanto, maior a energia do fóton. Como se sabe, 1 eV é a energia gerada por um elétron ao ser acelerado por uma diferença de potencial de 1 volt, igual a $1,602176634 \times 10^{-19}$ J. Assim, $hc = 1,98644586 \times 10^{-25}$ J.m. Esse valor em eV é $1,98644586 \times 10^{-25} / 1,602176634 \times 10^{-19} = 1,23984198 \times 10^{-6}$ eV.m. Assim, para se determinar a energia de um fóton em eV, usando o comprimento de onda em micrômetros, a equação é:

$$E_{\text{eV}} = \frac{1,2398}{\lambda_{\mu\text{m}}} \quad (2.12)$$

Ou seja, a energia de um fóton de comprimento de onda de $1 \mu\text{m}$ (próximo ao da radiação infravermelha) é aproximadamente $1,2398 \text{ eV}$. Segundo essa interpretação, um elétron absorve a energia de um único fóton. Parte dessa energia é utilizada para vencer a função trabalho ϕ do material (energia mínima para remover o elétron da superfície), e o restante se converte em energia cinética do elétron ejetado conforme a relação:

$$E_c = hf - \phi \quad (2.13)$$

Essa formulação explica de forma elegante os resultados experimentais observados por Hertz e seus sucessores, consolidando o caráter quântico da radiação eletromagnética. A título de curiosidade, foi pela explicação do efeito fotoelétrico que Einstein recebeu o Prêmio Nobel de Física em 1921, e não especificamente pela Teoria da Relatividade.

O efeito fotoelétrico manifesta-se de forma interna, no interior de materiais semicondutores. Quando os fótons solares atingem a junção p-n de uma célula fotovoltaica²⁴, eles promovem elétrons da banda de valência para a banda de condução, criando pares elétron-lacuna. O campo elétrico interno da junção separa essas cargas, gerando uma corrente elétrica contínua. Embora esse processo seja tecnicamente denominado efeito fotoelétrico interno, ele se baseia nos mesmos princípios físicos do efeito fotoelétrico clássico observado por Hertz.



Exemplo 2.2 – Considere uma usina fotovoltaica composta por módulos de silício cristalino, instalada em uma região com alta incidência solar. Admitem-se os seguintes dados:

- Irradiância solar média ao meio-dia: $G = 1.000 \text{ W/m}^2$;
- Área total dos módulos fotovoltaicos: $A = 1.000 \text{ m}^2$;
- Eficiência do sistema (módulos + inversores + perdas): $\eta = 20\% = 0,20$;
- Comprimento de onda médio da radiação solar efetivamente convertida: $\lambda = 500 \text{ nm} = 5 \times 10^{-7} \text{ m}$;

²⁴ Uma célula fotovoltaica é feita, em geral, de silício dopado com boro com excesso de lacunas (cargas positivas, Tipo p) e de silício dopado com fósforo com excesso de elétrons livres (carga negativa, Tipo n). Esses dois materiais em contato formam a junção p-n.

- Constante de Planck: $h = 6,626 \times 10^{-34}$ Js;
- Velocidade da luz no vácuo: $c = 3,0 \times 10^8$ m/s.

Solução

Considerando os dados do problema, a frequência da radiação resulta:

$$f = \frac{c}{\lambda} = \frac{3,0 \times 10^8}{5,0 \times 10^{-7}} = 6,0 \times 10^{14} \text{ Hz} \quad (2.14)$$

A energia de um fóton é:

$$E = hf = 6,626 \times 10^{-34} \times 6,0 \times 10^{14} = 3,98 \times 10^{-19} \text{ J} \quad (2.15)$$

Esse valor corresponde à energia transferida a um elétron no efeito fotoelétrico. A potência total incidente é:

$$P_{inc} = 1.000 \times 1.000 = 1,0 \times 10^6 \text{ W} = 1 \text{ MW} \quad (2.16)$$

Considerando a eficiência do sistema, a potência elétrica efetivamente gerada é:

$$P_{el} = \eta \cdot P_{inc} = 0,20 \times 1,0 \times 10^6 = 2,0 \times 10^5 \text{ W} \quad (2.17)$$

A eficiência de 20% indica que apenas uma fração da energia dos fótons incidentes é efetivamente convertida em energia elétrica, devido a perdas ópticas, recombinação de cargas e outras limitações do processo fotoelétrico. Para calcular a energia gerada, deve-se considerar a potência e o tempo de operação. Considerando que a rede opere 5 horas por dia, a energia gerada é:

$$E_{el} = P \times t = 200 \text{ kW} \times 5 \text{ h} = 1.000 \text{ kWh/dia} \quad (2.18)$$

Considerando 365 dias, a produção anual resulta $E_{ano} = 1000 \text{ kWh/dia} \times 365 \text{ dias} = 365 \text{ MWh/ano}$. Essa quantidade de energia atende, em média, $365.000 / 2.040 \approx 180$ pessoas.



b) Banda gap e banda de valência

Os conceitos de energia de gap (*band gap*) e banda de valência são fundamentais para compreender como ocorre a conversão da luz em eletricidade. A radiação solar incidente pode ser descrita, do ponto de vista microscópico, como um fluxo de fótons,

cada um transportando uma quantidade discreta de energia da ordem de 10^{-19} J, valor típico da radiação visível que chega à superfície terrestre. Ao incidirem sobre o material semiconductor, esses fótons interagem com os elétrons ligados aos átomos da rede cristalina. Quando a energia do fóton é igual ou superior à energia de gap (*band gap*) do silício, aproximadamente 1,1 eV, o elétron absorve essa energia e é promovido da banda de valência para a banda de condução, onde passa a ter mobilidade elétrica.

A banda de valência é a faixa de nível de energia ocupada pelos elétrons que estão ligados aos átomos do material sólido. Nessa banda, os elétrons participam das ligações químicas da rede cristalina e, em condições normais, não são livres para se deslocar pelo material, o que significa que eles não contribuem diretamente para a condução de corrente elétrica.

Em semicondutores como o silício, a banda de valência está completamente – ou quase completamente – preenchida a temperaturas ambientes. Para que um elétron possa conduzir eletricidade, ele precisa adquirir energia suficiente para sair dessa banda e alcançar a banda superior, onde poderá se mover com maior liberdade.

A energia de gap, ou *band gap*, é a diferença de energia entre o topo da banda de valência e o fundo da banda de condução. Trata-se de uma região proibida de energia, na qual não existem estados eletrônicos permitidos no material. Matematicamente, pode ser expressa como:

$$E_{gap} = E_{condução} - E_{valência} \quad (2.19)$$

No caso do silício cristalino, o valor típico do *band gap* é aproximadamente 1,1 eV à temperatura ambiente. Esse valor determina quais comprimentos de onda da radiação eletromagnética podem ser absorvidos pelo material. Fótons com energia inferior ao *band gap* atravessam o material sem serem absorvidos, enquanto fótons com energia igual ou superior podem promover elétrons da banda de valência para a banda de condução.

Quando um fóton com energia suficiente é absorvido, ele cria um par elétron-lacuna. O elétron passa para a banda de condução, tornando-se móvel, enquanto a ausência do elétron na banda de valência comporta-se como uma carga positiva (lacuna). A eficiência do processo fotovoltaico depende fortemente do valor do *band gap*:

- Gaps muito grandes reduzem a absorção da luz solar;
- Gaps muito pequenos aumentam perdas por aquecimento.

Por isso, semicondutores com *band gap* próximo ao ideal para o espectro solar, como o silício, tornaram-se dominantes na tecnologia fotovoltaica. Esses conceitos conectam diretamente a estrutura eletrônica dos materiais à eficiência das tecnologias de energia solar.

2.2.2. Energia solar heliotérmica (ou termosolar)

A energia solar heliotérmica ou termosolar (CSP, Concentrated Solar Power) baseia-se no princípio da concentração da radiação solar direta por meio de espelhos ou lentes, de modo a elevar a temperatura de um fluido de trabalho e convertê-la em energia térmica útil. Essa energia térmica pode ser utilizada diretamente em processos industriais ou transformada em eletricidade por meio de ciclos termodinâmicos convencionais, como os ciclos de Rankine ou Brayton (Moran *et al.* 2018).

Diferentemente da energia solar fotovoltaica, a tecnologia heliotérmica depende predominantemente da radiação solar direta normal (DNI, Direct Normal Irradiance), o que a torna mais adequada a regiões de alta insolação e baixa nebulosidade. A potência térmica captada por um campo heliotérmico pode ser expressa, de forma simplificada, por:

$$\dot{Q}_{sol} = \text{DNI} \cdot A_{ab} \cdot \eta_{opt} \quad (2.20)$$

em que \dot{Q}_{sol} é potência solar útil captada pelo coletor após considerar a eficiência óptica, DNI é a irradiância solar direta normal, A_{ab} é a área de abertura do coletor ou do campo de espelhos e η_{opt} representa a eficiência óptica do sistema, que incorpora perdas por reflexão e sombreamento. A elevação de temperatura do fluido de trabalho está associada ao balanço de energia no receptor, podendo ser descrita por:

$$\dot{Q}_{abs} = \dot{m} c_p (T_{out} - T_{in}) \quad (2.21)$$

em que \dot{Q}_{abs} é a potência térmica efetivamente absorvida pelo fluido de trabalho ($\dot{Q}_{abs} \leq \dot{Q}_{sol}$), \dot{m} é a vazão mássica do fluido, c_p é o calor específico a pressão constante e T_{out} e T_{in} são, respectivamente, as temperaturas de saída e entrada do receptor. As

tecnologias mais recentes utilizam óleos térmicos, sais fundidos ou gases como fluidos de trabalho, permitindo temperaturas superiores a 500 °C, o que aumenta a eficiência dos ciclos de conversão.

Quando a energia térmica é convertida em eletricidade, a eficiência global do sistema pode ser aproximada por:

$$\eta_{el} = \frac{W_{el}}{\dot{Q}_{sol}} \quad (2.22)$$

em que W_{el} é a potência elétrica líquida gerada. Um dos diferenciais da energia heliotérmica é a possibilidade de armazenamento térmico, geralmente em tanques de sais fundidos, o que permite dissociar parcialmente a geração elétrica da disponibilidade instantânea de radiação solar e ampliar a despachabilidade da usina. Dessa forma, a energia solar termosolar se apresenta como uma alternativa relevante para sistemas elétricos que demandam fontes renováveis com maior flexibilidade operacional.



Figura 2.3 – Energia solar fotovoltaica



Exemplo 2.3 – Considere uma usina solar heliotérmica do tipo calha parabólica instalada em uma região de alto recurso solar, com DNI médio anual de 2.200 kWh/m²ano. As demais premissas são:

- Área total de espelhos: $A = 500.000 \text{ m}^2$;
- Eficiência óptica média do campo solar: $\eta_{opt} = 0,70$;
- Eficiência térmica do sistema (perdas térmicas e trocadores): $\eta_{th} = 0,85$;

- Eficiência do ciclo termodinâmico (Rankine²⁵): $\eta_{el} = 0,38$.

Solução

A energia solar incidente anual é:

$$E_{solar} = \text{DNI} \times A = 2.200 \times 500.000 = 1,10 \times 10^9 \text{ kWh/ano} \quad (2.23)$$

A energia térmica útil captada é:

$$E_{th} = E_{solar} \times \eta_{opt} \times \eta_{th} = 1,10 \times 10^9 \times 0,70 \times 0,85 \quad (2.24)$$

resultando $\approx 654,5 \times 10^6$ kWh/ano. A energia elétrica gerada, portanto, é:

$$E_{el} = E_{th} \times \eta_{el} = 654,5 \times 10^6 \times 0,38 = 249 \text{ GWh/ano} \quad (2.25)$$

A potência elétrica média equivalente é:

$$\bar{P} = \frac{E_{el}}{8.760} \approx \frac{249.000}{8.760} \approx 28,4 \text{ MW} \quad (2.26)$$

Considerando que a usina tem potência instalada de 50 MW, o fator de capacidade será:

$$FC = \frac{28,4}{50} \approx 57\% \quad (2.27)$$

A produção elétrica ocorre mesmo após o pôr do sol, aumentando a flexibilidade da usina. A eficiência global solar-elétrica do sistema será de:

$$\eta_{global} = \eta_{opt} \times \eta_{th} \times \eta_{el} \approx 23\% \quad (2.28)$$



2.2.3. Energia solar térmica

A energia solar térmica baseia-se no princípio da conversão da radiação solar em energia térmica, por meio da absorção da radiação incidente em superfícies ou

²⁵ Ciclo termodinâmico ideal utilizado em sistemas de geração de energia a vapor, composto por quatro processos principais: bombeamento do líquido, aquecimento e vaporização em caldeira, expansão do vapor em turbina e condensação, convertendo energia térmica em trabalho mecânico.

coletores apropriados. Essa energia térmica é utilizada, principalmente, para o aquecimento de fluidos, podendo atender a aplicações como aquecimento de água, climatização, processos industriais de baixa e média temperatura e, em alguns casos, apoio à geração de eletricidade.

Diferentemente da energia solar heliotérmica (CSP), a solar térmica convencional não utiliza concentração óptica elevada e pode aproveitar tanto a radiação direta quanto a difusa. O princípio físico fundamental é o balanço de energia no coletor solar. De forma simplificada, a potência térmica útil extraída é expressa por:

$$\dot{Q}_u = A_c [G \eta_{opt} - U_L (T_m - T_a)] \quad (2.29)$$

em que \dot{Q}_u é a taxa de calor útil, A_c é a área do coletor, G é a irradiância solar global incidente, η_{opt} é a eficiência óptica do coletor, U_L é o coeficiente global de perdas térmicas, T_m é a temperatura média do fluido no coletor e T_a é a temperatura ambiente. O primeiro termo $G \eta_{opt}$ representa a energia solar absorvida, enquanto o segundo termo $U_L (T_m - T_a)$ descreve as perdas térmicas por condução, convecção e radiação. A elevação de temperatura do fluido de trabalho é descrita pelo balanço energético, dado por:

$$\dot{Q}_u = \dot{m} c_p (T_{out} - T_{in}), \quad (2.30)$$

onde \dot{m} é a vazão mássica do fluido, c_p é o calor específico a pressão constante e T_{out} e T_{in} são as temperaturas de saída e entrada, respectivamente. Esse resultado relaciona diretamente o desempenho térmico do sistema às condições operacionais. A eficiência térmica instantânea do coletor é definida usualmente como:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_u}{A_c G} \quad (2.31)$$

sendo uma função decrescente da diferença de temperatura entre o coletor e o ambiente. Em coletores planos e de tubos evacuados, essa dependência é frequentemente aproximada por relações lineares ou quadráticas em função de $(T_m - T_a)/G$, o que permite comparar diferentes tecnologias e condições de operação.



Exemplo 2.4 – Considere uma usina solar térmica de baixa temperatura composta por coletores solares planos destinados ao aquecimento de um fluido térmico para uso industrial. Admitem-se as seguintes condições médias de operação:

- Irradiância solar global: $G = 800 \text{ W/m}^2$;
- Área total de coletores: $A_c = 1\,000 \text{ m}^2$;
- Eficiência óptica do coletor: $\eta_{\text{opt}} = 0,70$;
- Coeficiente global de perdas térmicas: $U_L = 5 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$;
- A temperatura média do fluido no coletor T_m é de $60 \text{ }^\circ\text{C}$;
- A temperatura ambiente T_a é de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Solução

A potência térmica útil fornecida pelo campo solar é estimada pelo balanço energético simplificado do coletor, ou seja:

$$\dot{Q}_u = A_c [G \eta_{\text{opt}} - U_L (T_m - T_a)] \quad (2.32)$$

Substituindo os valores:

$$\dot{Q}_u = 1.000 [800 \cdot 0,70 - 5 \cdot (60 - 25)] = 385 \text{ kW} \quad (2.33)$$

A eficiência térmica instantânea do sistema é dada por:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{A_c G} = \frac{385.000}{1.000 \cdot 800} \approx 0,48 \quad (2.34)$$

Se o sistema operar, em média, por 6 horas diárias sob condições semelhantes, a energia térmica diária produzida será:

$$E_{th} = \dot{Q}_u \cdot t = 385 \cdot 6 \approx 2,31 \text{ MW/dia} \quad (2.35)$$



2.3. Nuclear

A energia nuclear ocupa um papel singular no debate sobre a transição para uma economia de baixo carbono. Diferentemente das fontes fósseis, a geração nuclear de

eletricidade apresenta emissões praticamente nulas de GEE durante a operação, ao mesmo tempo em que oferece elevada densidade energética e capacidade de geração contínua, independentemente das condições climáticas.

A energia nuclear emergiu no século XX a partir dos avanços da física nuclear e da compreensão da estrutura do átomo, inicialmente associada a aplicações militares e, posteriormente, à produção de energia elétrica. Desde a segunda metade do século passado, as usinas nucleares passaram a integrar a matriz energética de diversos países, contribuindo de forma significativa para o fornecimento de eletricidade em economias industrializadas. Ainda assim, o setor nuclear sempre esteve cercado por debates intensos, envolvendo questões relacionadas sobretudo à segurança operacional.

No contexto atual, a energia nuclear volta a ganhar relevância em função dos desafios impostos pela descarbonização dos sistemas energéticos. A crescente participação de fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, amplia a necessidade de fontes firmes de geração, capazes de garantir estabilidade da rede elétrica. Nesse cenário, a energia nuclear é frequentemente apontada como uma opção complementar, capaz de fornecer energia de base com alta previsibilidade e baixa pegada de carbono ao longo de seu ciclo de vida.

2.3.1. Fundamentos da energia nuclear

Os fundamentos da energia nuclear estão associados aos princípios da física que regem a estrutura do átomo e as forças que mantêm unidos os prótons e nêutrons no núcleo atômico. Diferentemente das reações químicas, que envolvem apenas rearranjos de elétrons nas camadas externas dos átomos, as reações nucleares atuam diretamente no núcleo, liberando quantidades de energia muito superiores. Essa elevada densidade energética decorre da conversão de uma pequena fração da massa em energia, conforme a relação estabelecida por Albert Einstein (1905) na famosa equação $E = mc^2$.

A principal reação utilizada para a geração de energia nuclear é a fissão nuclear, processo no qual o núcleo de um átomo pesado, como o urânio-235 ou o plutônio-239, ao absorver um nêutron, torna-se instável e se divide em dois núcleos menores, liberando energia, novos nêutrons e outros fragmentos da fissão. A energia liberada manifesta-se principalmente na forma de energia cinética dos fragmentos da fissão,

que é rapidamente convertida em calor ao interagir com o material do reator. Os nêutrons liberados podem, por sua vez, provocar novas fissões, dando origem a uma reação em cadeia.

Para que essa reação em cadeia ocorra de forma controlada é necessário o uso de um reator nuclear, no qual diferentes componentes desempenham funções específicas. O combustível nuclear, geralmente pastilhas de dióxido de urânio, fornece os núcleos fissionáveis. O moderador, normalmente água leve, água pesada ou grafite, reduz a velocidade dos nêutrons, aumentando a probabilidade de novas fissões. As barras de controle, compostas por materiais que absorvem nêutrons, como boro ou cádmio, permitem regular a taxa de fissão, garantindo a estabilidade e a segurança da operação. Já o refrigerante remove o calor gerado no núcleo do reator, transferindo-o para um sistema de conversão de energia.

O calor produzido no reator é utilizado para gerar vapor d'água, que aciona turbinas acopladas a geradores elétricos, em um processo semelhante ao das usinas termelétricas convencionais.

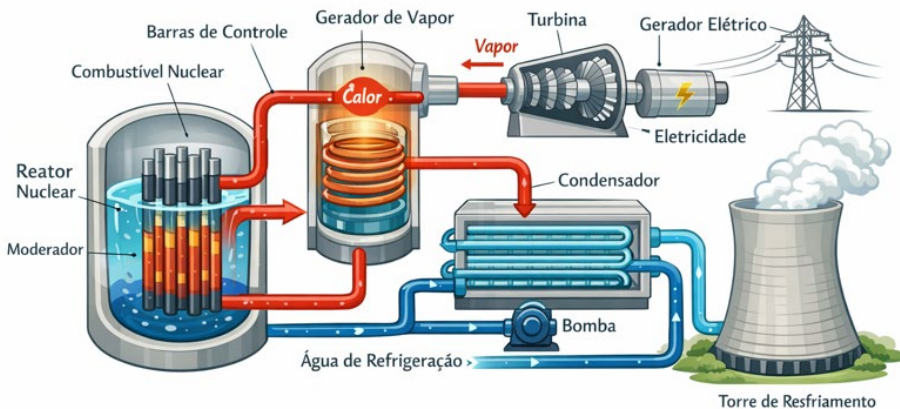


Figura 2.4 – Esquema de uma usina nuclear (PWR – Pressurized Water Reactor)

A diferença fundamental reside na fonte de calor. Enquanto nas termelétricas a combustão de combustíveis fósseis libera energia química, nas usinas nucleares a energia provém das reações de fissão no núcleo atômico. Esse arranjo confere à energia nuclear a capacidade de produzir grandes quantidades de eletricidade com volumes pequenos de combustível.

2.3.2. Principais tecnologias

As tecnologias de energia nuclear evoluíram desde a construção das primeiras usinas comerciais, dando origem a diferentes tipos de reatores com características distintas em termos de segurança. Essas tecnologias podem ser agrupadas de acordo com o tipo de reação nuclear utilizada, o combustível empregado, o moderador e o refrigerante do reator.

Os reatores de água leve constituem a tecnologia nuclear mais difundida no mundo. Nessa categoria estão os reatores de água pressurizada (PWR – Pressurized Water Reactor) e os reatores de água fervente (BWR – Boiling Water Reactor). No PWR, a água atua simultaneamente como moderador e refrigerante, sendo mantida sob alta pressão para evitar a ebulição no núcleo do reator. O calor é transferido para um circuito secundário, onde o vapor é gerado. Já no BWR, a água ferve diretamente no núcleo, produzindo vapor que aciona as turbinas.

Outra tecnologia é a dos reatores de água pesada, representados principalmente pelos reatores CANDU (Canada Deuterium Uranium). Nesses sistemas, a água pesada (óxido de deutério) é utilizada como moderador, permitindo o uso de urânio natural como combustível, sem necessidade de enriquecimento. Essa característica oferece vantagens estratégicas para países que não dispõem de infraestrutura de enriquecimento, embora implique maiores custos associados ao manuseio da água pesada.

Os reatores refrigerados a gás, como os reatores avançados a gás (AGR, Advanced Gas-cooled Reactor) e os reatores de alta temperatura (HTGR, High-Temperature Gas-cooled Reactor), utilizam CO₂ ou hélio como refrigerante e grafite como moderador. Esses sistemas operam a temperaturas mais elevadas, o que possibilita maior eficiência termodinâmica. Embora menos comuns, esses reatores são considerados promissores para usos além da geração elétrica tradicional.

No grupo das tecnologias avançadas estão os reatores rápidos, que operam sem moderador ou com moderação mínima, utilizando nêutrons rápidos. Esses reatores podem empregar diferentes tipos de refrigerantes, como sódio líquido, chumbo ou sais fundidos, e têm a capacidade de aproveitar melhor o combustível nuclear, inclusive reciclando resíduos e convertendo materiais férteis em combustível fissionável. Os reatores rápidos são frequentemente citados como uma solução de longo prazo para ampliar a sustentabilidade dos recursos nucleares.

Outra tendência no setor é o desenvolvimento dos pequenos reatores modulares (SMR – Small Modular Reactors). Esses reatores possuem menor potência unitária, são fabricados de forma modular e podem ser instalados de maneira mais flexível, inclusive em regiões remotas ou para aplicações específicas, como dessalinização. Esses reatores prometem reduzir os custos de capital, além de incorporar conceitos de segurança passiva mais avançados.

Por fim, a fusão nuclear representa a fronteira tecnológica mais ambiciosa da energia nuclear. Baseada na união de núcleos leves, como deutério e trítio, a fusão oferece potencial para geração de energia praticamente ilimitada, com baixos resíduos radioativos e alto nível de segurança intrínseca. Projetos como o ITER²⁶ buscam demonstrar a viabilidade científica e tecnológica da fusão controlada, embora sua aplicação comercial ainda esteja distante.



Exemplo 2.5 – Considere uma usina nuclear do tipo PWR (Pressurized Water Reactor), com potência elétrica nominal de 1.000 MW_{el} e eficiência termodinâmica típica de uma usina nuclear da ordem de 33%.

Solução

A potência térmica do reator é:

$$P_{th} = \frac{P_{el}}{\eta} = \frac{1.000 \text{ MW}_{el}}{0,33} \approx 3.030 \text{ MW}_{th} \quad (2.36)$$

A fissão de um núcleo de Urânio-235 libera, em média, $E_{fissão} \approx 200 \text{ MeV}$. Convertendo para joules ($1 \text{ eV} \approx 1,602176634 \times 10^{-19} \text{ J}$), resulta

$$E_{fissão} = 200 \times 10^6 \times 1,602 \times 10^{-19} \approx 3,204 \times 10^{-11} \text{ J} \quad (2.37)$$

A potência térmica é a energia liberada por unidade de tempo, $P_{th} = E/t$, logo, o número de fissões por segundo é:

²⁶ O ITER é um projeto internacional de pesquisa em energia de fusão nuclear, cujo nome vem do latim *iter* (“caminho”), simbolizando o caminho para a energia de fusão como fonte futura de eletricidade. Localizado em Cadarache, no sul da França, o ITER é fruto de uma cooperação inédita envolvendo União Europeia, Estados Unidos, China, Rússia, Japão, Índia e Coreia do Sul, representando mais da metade da população mundial.

$$N = \frac{P_{th}}{E_{fissão}} = \frac{3,030 \times 10^9}{3,204 \times 10^{-11}} \approx 9,457 \times 10^{19} \quad (2.38)$$

A massa de um átomo²⁷ do U-235 é:

$$m_{U235} = \frac{235 \times 10^{-3}}{6,022 \times 10^{23}} \approx 3,902 \times 10^{-25} \text{ kg} \quad (2.39)$$

O consumo de urânio por segundo é:

$$\dot{m} = N \times m_{U235} = 9,457 \times 10^{19} \times 3,902 \times 10^{-25} \approx 3,690 \times 10^{-5} \text{ kg/s} \quad (2.40)$$

Considerando operação contínua por um ano, o consumo anual de combustível fica em torno de:

$$m_{ano} = 3,690 \times 10^{-5} \times 3,154 \times 10^7 \approx 1.164 \text{ kg de U-235} \quad (2.41)$$

Como o combustível é urânio levemente enriquecido (3–5%), a massa total de combustível carregada no reator é da ordem de 20 a 40 toneladas de combustível por ciclo. Considerando um fator de capacidade típico de 90%, a energia elétrica anual gerada é:

$$E_{el} = P_{el} \times t \times FC = 1.000 \text{ MW}_{el} \times 8.760 \times 0,90 \approx 7,884 \text{ TWh/ano} \quad (2.42)$$

Sabe-se que 1 kg de U-235 libera energia equivalente àquela gerada por 3,0 a 3,5 milhões de kg de carvão ou por 1,8 a 2,0 milhões de litros de óleo combustível. Isso evidencia a altíssima densidade energética da energia nuclear.



Exemplo 2.6 – Considere uma usina nuclear do tipo PWR (Pressurized Water Reactor) operando com três circuitos termicamente acoplados, porém fisicamente separados, garantindo eficiência térmica e segurança radiológica. O circuito primário, que envolve o núcleo do reator, é responsável por remover o calor gerado no núcleo do reator pelas reações de fissão nuclear e transferi-lo aos geradores de vapor. O fluido é água leve; a pressão típica é de 15 a 16 Mpa; a temperatura de saída

²⁷ O número de Avogadro ($6,022 \times 10^{23}$) é a constante que indica quantas entidades elementares (átomos, moléculas, íons, elétrons etc.) existem em um mol de qualquer substância.

do núcleo é ≈ 320 °C; a temperatura de entrada no núcleo é ≈ 290 °C; e não ocorre ebulição.

Solução

A potência térmica gerada no núcleo do reator é:

$$P_{th} = \dot{Q}_{núcleo} = \dot{m}_p c_p (T_{out} - T_{in}) \quad (2.43)$$

onde \dot{m}_p é a vazão mássica do primário²⁸, c_p é o calor específico da água e $T_{out} - T_{in}$ é o salto térmico no núcleo. Para a usina considerada no Exemplo 2.5, a potência térmica é $\dot{Q}_{núcleo} \approx 3.030$ MW_{th}. Essa energia é integralmente transportada até o gerador de vapor, sem contato com o circuito secundário. Em relação ao aspecto de segurança, o circuito primário contém produtos de fissão e é totalmente confinado sob pressão dentro do vaso do reator e em tubulações blindadas.

O circuito secundário (geração de vapor e ciclo Rankine) tem como função converter a energia térmica do circuito primário em energia mecânica e elétrica, por meio de um ciclo termodinâmico de Rankine. O fluido é água/vapor; a pressão típica é de 6 a 7 Mpa; e a temperatura do vapor gira em torno de 275–290 °C. É no gerador de vapor que ocorre a transferência de calor, conforme a equação a seguir:

$$\dot{Q}_{primário \rightarrow secundário} = \dot{m}_s (H_{vapor} - H_{líquido}) \quad (2.44)$$

onde \dot{m}_s é a vazão mássica do secundário e H são as entalpias específicas. O calor recebido provoca a vaporização da água, sem contaminação radioativa. O vapor se expande na turbina, produzindo a potência mecânica:

$$\dot{W}_{turbina} = \dot{m}_s (H_{out} - H_{in}) \quad (2.45)$$

Essa potência aciona o gerador elétrico, resultando uma potência elétrica nominal $P_{el} \approx 1.000$ MW. Assim, a eficiência térmica global é:

$$\eta = \frac{P_{el}}{P_{th}} \approx \frac{1.000}{3.030} \approx 33\% \quad (2.46)$$

²⁸ O circuito primário é o sistema fechado que passa diretamente pelo núcleo do reator, remove o calor gerado pela fissão e está radioativo (PWR, BWR, PHWR etc.). Em um PWR, por exemplo, o fluido é água pressurizada, não entra em ebulição e transfere calor para o secundário no gerador de vapor.

O circuito terciário (condensação) tem como função remover o calor rejeitado no condensador e dissipá-lo no meio ambiente (3.030 – 1.000). O fluido é água de rio, lago ou mar e não entra em contato com os demais circuitos. O vapor exaurido da turbina é condensado ao liberar calor, conforme a expressão:

$$\dot{Q}_{rejeitado} = \dot{m}_s(H_{vapor} - H_{liquido}) \quad (2.47)$$

Esse calor representa cerca de 2.030 MW_{th}, ou seja, aproximadamente 67% da energia térmica original. Nas torres de resfriamento, o calor é dissipado para o ambiente por evaporação parcial e troca térmica com água natural. O balanço térmico do terciário é dado por:

$$\dot{Q}_{condensador} = \dot{m}_t c_p (T_{out} - T_{in}) \quad (2.48)$$

Assim, o balanço energético global da usina é:

$$P_{th} = P_{el} + P_{rejeitada} = 1.000 + 2.030 = 3.030 \text{ MW}_{th} \quad (2.49)$$

Esse balanço reflete os limites impostos pela segunda lei da termodinâmica.



2.4. Hidrogênio

O hidrogênio vem ganhando destaque como uma fonte energética estratégica no contexto da transição para uma economia de baixo carbono, em razão de sua elevada densidade energética por unidade de massa. Embora não seja uma fonte primária de energia encontrada livremente na natureza, o hidrogênio atua como um vetor energético capaz de armazenar, transportar e converter energia de diferentes origens. Quando utilizado em células a combustível em processos industriais, o hidrogênio pode produzir energia com emissões locais nulas ou muito reduzidas de GEE, tendo a água como principal subproduto.

O hidrogênio pode desempenhar papel importante no armazenamento de energia em larga escala, compensando a intermitência de fontes renováveis. Contudo, os benefícios ambientais do hidrogênio dependem diretamente de sua forma de produção, que pode envolver desde processos baseados em combustíveis fósseis até rotas sustentáveis, como a eletrólise da água alimentada por eletricidade renovável.

2.4.1. Eletrólise da água

A eletrólise da água é um processo eletroquímico fundamental para a produção de hidrogênio de baixo carbono. Nesse processo, a energia elétrica é utilizada para promover a dissociação da molécula de água (H_2O) em seus constituintes básicos, hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2), por meio da aplicação de uma diferença de potencial elétrico entre dois eletrodos imersos em um meio condutor (ver Figura 2.5).

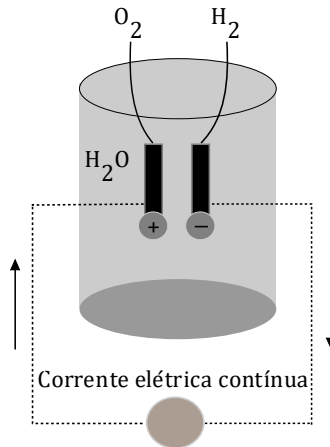


Figura 2.5 – Eletrólise da água

Quando a eletricidade provém de fontes renováveis, como a solar, o hidrogênio produzido apresenta emissões praticamente nulas de GEE ao longo da etapa de produção. A reação da eletrólise da água é representada por:



Essa reação é endotérmica, exigindo um aporte energético mínimo teórico de aproximadamente 237 kJ por mol de água, correspondente à energia livre de Gibbs da reação. Na prática, as perdas associadas à resistência elétrica e sobrepotenciais nos eletrodos fazem com que a energia efetivamente requerida seja maior (≈ 286 kJ/mol).

Existem diferentes tecnologias de eletrólise, classificadas principalmente pelo tipo de eletrólito utilizado. Os eletrolisadores alcalinos são a tecnologia mais madura e a mais empregada, utilizando soluções aquosas de hidróxido de potássio ou sódio como eletrólito. Já os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM, Proton

Exchange Membrane) operam com eletrólitos sólidos poliméricos, permitindo maior densidade de corrente, embora a custos mais elevados. Uma terceira rota promissora é a dos eletrolisadores de óxido sólido (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cell), que operam em altas temperaturas e podem alcançar eficiências superiores, especialmente quando integrados a fontes de calor residual.

O hidrogênio produzido pode ser estocado por longos períodos e posteriormente convertido em eletricidade ou utilizado como combustível, mitigando a intermitência das fontes renováveis. Apesar de seus benefícios ambientais, o principal desafio da eletrólise reside no custo da eletricidade e no investimento inicial em equipamentos, fatores que vêm sendo reduzidos à medida que as tecnologias amadurecem.

Trata-se de um processo que demanda bastante energia, com eficiência energética em torno de 80%. Nesse tipo de produção, é possível que a emissão de carbono seja zero, mas isso depende da fonte de eletricidade usada. Já o processo eletrolítico raramente é utilizado em aplicações industriais, uma vez que é possível produzir hidrogênio de forma mais eficiente por meio de combustíveis fósseis. Com o desenvolvimento de novas plantas de hidrogênio verde, é possível que, em breve, a diferença de custos comece a diminuir em relação ao hidrogênio azul.

2.4.2. Cores de hidrogênio

O hidrogênio, primeiro elemento da tabela periódica, é um gás incolor, inodoro, insolúvel na água, menos denso que o ar e o mais leve de todos os elementos. Possui número atômico 1 e tem, como isótopos pesados, o deutério e o trítio. Embora não seja o elemento mais abundante na Terra, é o mais abundante no universo.

As chamadas “cores” do hidrogênio são uma classificação informal utilizada para distinguir as rotas de produção do hidrogênio de acordo com suas fontes energéticas e níveis de emissão de carbono. Essa nomenclatura facilita a comunicação técnica no contexto da transição energética.

a) Hidrogênio verde

O hidrogênio verde é produzido por eletrólise da água. Quando essa eletricidade provém exclusivamente de fontes renováveis, o processo resulta em hidrogênio com emissões praticamente nulas de GEE. Por essa razão, o hidrogênio verde é considerado a rota mais alinhada aos objetivos de neutralidade de carbono. Não

obstante, há desafios relacionados a custos e disponibilidade de energia renovável competitiva (ver Figura 2.6).



Figura 2.6 – Planta de hidrogênio verde

b) Hidrogênio cinza

O hidrogênio cinza é produzido a partir de combustíveis fósseis, principalmente pelo processo de reforma a vapor do metano (SMR, Steam Methane Reforming)²⁹, no qual o gás natural reage com vapor d'água para produzir hidrogênio e CO₂. Trata-se da rota mais difundida atualmente, responsável pela maior parte da produção global de hidrogênio. No entanto, é também a mais intensiva em emissões, liberando aproximadamente 9 a 12 kg/CO₂ por kgH₂ produzido.

c) Hidrogênio azul

O hidrogênio azul utiliza o mesmo processo básico do hidrogênio cinza, mas incorpora tecnologias de CCUS para reter parte significativa do CO₂ gerado durante a produção. Quando bem implementado, esse processo pode reduzir substancialmente as emissões associadas. O hidrogênio azul é frequentemente visto como uma solução de transição, especialmente em países com abundância de gás natural e infraestrutura existente. Sua efetividade depende da eficiência da captura e do controle de vazamentos de metano.

²⁹ Ver detalhes mais adiante.

d) Hidrogênio rosa, roxo ou vermelho

Essas denominações referem-se ao hidrogênio produzido por eletrólise da água utilizando energia nuclear. As variações de nomenclatura refletem diferenças regionais ou conceituais, mas todas indicam uma produção com baixas emissões diretas de carbono, dado o caráter não fóssil da energia nuclear.

e) Hidrogênio amarelo

O hidrogênio amarelo geralmente descreve a eletrólise alimentada por energia elétrica da rede, cuja matriz pode ser mista. Dependendo da composição da matriz, as emissões associadas podem variar significativamente, tornando-se dependentes do contexto nacional ou regional.

f) Hidrogênio marrom ou preto

O hidrogênio marrom (ou preto) é produzido a partir da gaseificação do carvão, sendo a rota mais intensiva em emissões de carbono. Em razão de seu elevado impacto ambiental, essa forma de produção é considerada incompatível com estratégias de descarbonização e vem sendo progressivamente desencorajada em políticas climáticas.

2.4.3. Tecnologia SMR e ATR

De acordo com a International Energy Agency (IEA, 2025), cerca de 60% da produção global de hidrogênio utiliza o gás natural como matéria-prima, sendo a reforma a vapor do metano (SMR, Steam Methane Reforming) a tecnologia predominante (ver Figura 2.7).

Nesse processo, o metano reage com vapor d'água em altas temperaturas para a geração de hidrogênio, sem a incorporação de sistemas de CCS, o que resulta em emissões significativas de CO₂. Em razão de sua ampla maturidade tecnológica, custos relativamente baixos, o SMR consolidou-se como a principal rota industrial de produção de hidrogênio no mundo.

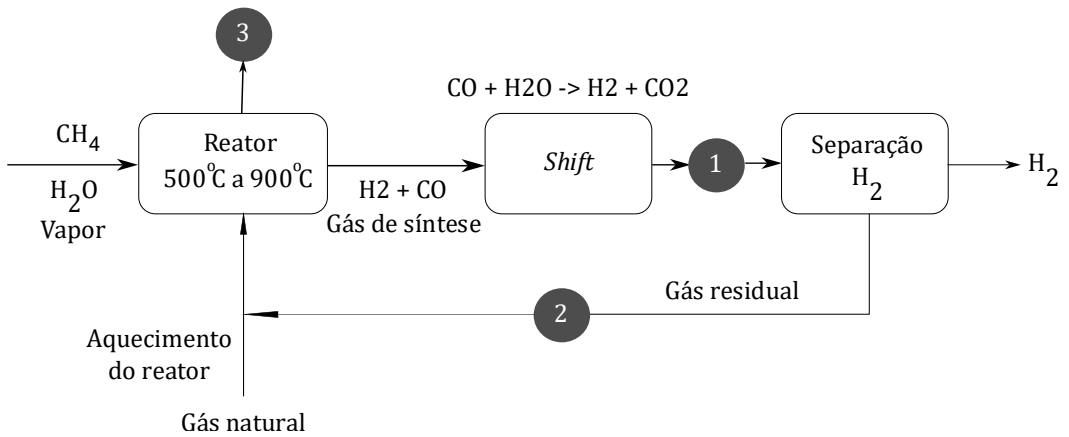


Figura 2.7 – Reforma a vapor do metano (SMR, Steam Methane Reforming)

Conforme a Figura 2.7, o SMR se baseia na alimentação de metano e vapor d'água em um reator, produzindo gás de síntese a partir de uma reação endotérmica a $500\text{--}900^\circ\text{C}$. Esse gás de síntese é composto majoritariamente de H_2 e CO . Na sequência, o gás de síntese passa pela reação de deslocamento gás-água (reação de *shift*), que consiste na reação do monóxido de carbono (CO) com vapor d'água, produzindo mais H_2 e CO_2 . Na Figura 2.7, os pontos 1, 2 e 3 são opções de localização para captura de CO_2 em planta com tecnologia SMR, resultando o hidrogênio azul.

Para a produção do hidrogênio azul, a captura de 35 a 40% de CO_2 é desafiadora. A remoção dos 60 a 65% do CO_2 produzidos pela reforma e reação de *shift* é feita a partir de correntes com concentrações e pressões parciais de CO_2 favoráveis (ponto 1). Já o CO_2 presente nos gases de exaustão encontra-se em condições mais restritivas para a captura devido à diluição desse gás pelo nitrogênio (N_2) atmosférico, oriundo da utilização de ar para a combustão do gás natural durante o aquecimento, o que exige esforços adicionais em termos de equipamentos e operação, resultando em custos mais elevados (ponto 3).

A remoção do CO_2 do gás de síntese pode ser realizada em dois pontos: antes ou depois da separação do H_2 (pontos 1 e 2, respectivamente). Apesar das diferenças de características das correntes das quais o CO_2 é separado, as tecnologias para obtenção do CO_2 a partir do gás de síntese e do gás de exaustão são similares. Trata-se de processos típicos de separação de misturas gasosas.

As principais tecnologias para remoção do CO₂ são as técnicas de absorção física ou química usando um solvente líquido seletivo ou adsorção em materiais sólidos porosos. Para a captura de CO₂ de gases de exaustão (ponto 3), há diferentes tecnologias disponíveis comercialmente e em fase inicial de desenvolvimento.

Outra opção tecnológica de produção de hidrogênio a partir do gás natural é a reforma autotérmica de metano (ATR, Autothermal Reforming), que combina o processo de reforma a vapor com a oxidação parcial do metano. Nessa configuração, a liberação de calor da oxidação parcial (reação exotérmica) supre a reforma (endotérmica), o que exclui a necessidade de suprimento externo de calor.

Na sequência, tal como nas plantas SMR, é realizada a reação de *shift* com o objetivo de maximizar a conversão do CO e a produção de H₂ e CO₂. Assim, todo o CO₂ do processo ATR é produzido na corrente principal, em condições favoráveis à captura, o que permite taxas de captura elevadas para o processo. A tendência é que prevaleça a tecnologia ATR sobre a SMR.



Exemplo 2.7 – Considere uma planta de produção de hidrogênio por SMR operando em regime contínuo, com captura de CO₂ nos gases de processo e de combustão, com os seguintes dados médios:

- Produção mássica de hidrogênio: $\dot{m}_{H_2} = 2.000 \text{ kgH}_2/\text{dia}$;
- Poder calorífico inferior do hidrogênio: $PCI_{H_2} = 120 \text{ MJ/kgH}_2$;
- Eficiência global do processo SMR (base PCI): $\eta = 75\%$;
- Fração de captura de CO₂: $\eta_{CCUS} = 90\%$;
- Fator de emissão sem captura (SMR convencional): $9,0 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$.

Solução

A energia térmica requerida de gás natural pelo processo é estimada por:

$$\dot{Q}_{GN} = \frac{E_{H_2}}{\eta} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2}}{\eta} = \frac{2.000 \times 120}{0,75} = 320.000 \text{ MJ}/\text{dia} \quad (2.51)$$

Sem captura, as emissões mássicas diárias seriam:

$$\dot{m}_{CO_2,convencional} = 2.000 \cdot 9,0 = 18.000 \text{ kgCO}_2/\text{dia} \quad (2.52)$$

com CCUS, a massa de CO₂ capturada é:

$$\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{cap}} = 0,90 \cdot 18.000 = 16.200 \text{ kgCO}_2/\text{dia} \quad (2.53)$$

As emissões residuais são:

$$\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{res}} = 18.000 - 16.200 = 1.800 \text{ kgCO}_2/\text{dia} \quad (2.54)$$

O fator de emissão efetivo do hidrogênio azul passa a ser:

$$\frac{\dot{m}_{\text{CO}_2, \text{res}}}{\dot{m}_{\text{H}_2}} = \frac{1.800}{2.000} = 0,90 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2 \quad (2.55)$$

Assumindo um poder calorífico inferior do gás natural de PCI_{GN} = 50 MJ/kgGN, o consumo diário de gás natural será:

$$\dot{m}_{\text{GN}} = \frac{320.000}{50} \approx 6.400 \text{ kgGN}/\text{dia} \quad (2.56)$$

Esse exemplo mostra que uma planta de hidrogênio azul com produção de cerca de 2 tH₂/dia pode reduzir as emissões diretas de CO₂ em aproximadamente 90% em relação ao SMR convencional, resultando em um fator residual da ordem de 0,9 kgCO₂/kgH₂.



2.5. Biomassa

A biomassa é reconhecida como uma fonte renovável de energia e figura como uma das alternativas aos combustíveis fósseis no processo de transição energética. Seu uso energético baseia-se no aproveitamento de materiais de origem biológica, vegetal ou animal, capazes de armazenar energia química por meio da fotossíntese. A biomassa, entretanto, apresenta limitações e controvérsias que precisam ser analisadas de forma crítica. Em determinados contextos, sua expansão pode estar associada ao desmatamento ou à substituição de ecossistemas naturais por monoculturas energéticas, além de, em muitos casos, apresentar menor eficiência energética quando comparada a outras fontes renováveis mais modernas.

Por outro lado, quando adequadamente planejado, o uso da biomassa oferece vantagens relevantes do ponto de vista ambiental e socioeconômico. Em primeiro

lugar, trata-se majoritariamente de um biocombustível de primeira geração, proveniente de resíduos agrícolas ou de culturas energéticas já consolidadas, o que permite sua integração às cadeias produtivas existentes. Além disso, o aproveitamento energético da biomassa contribui para a redução da degradação de resíduos orgânicos em ambientes inadequados, como lixões, onde esses materiais poderiam gerar emissões significativas de metano.

Outra vantagem é o caráter renovável da biomassa, uma vez que sua matéria-prima pode ser continuamente reposta em escalas de tempo relativamente curtas. O CO₂ liberado durante sua conversão energética tende a ser compensado pela absorção de carbono durante o crescimento da vegetação utilizada como insumo. Essa característica torna a biomassa atrativa para aplicações em que a substituição direta de combustíveis fósseis é difícil. As vantagens da biomassa são:

- É um biocombustível de 1^a geração (origem agrícola e urbana);
- Reduz a degradação de materiais orgânicos em ambientes inadequados;
- É renovável e constitui uma fonte de energia limpa.

A cana-de-açúcar, por exemplo, depois de moída pode produzir açúcar e etanol, e, a partir da palha e do bagaço, podem ser produzidos biogás e etanol de segunda geração. Este último, denominado E2G, também chamado de etanol celulósico, é um biocombustível obtido a partir dos resíduos restantes do processo de fabricação do açúcar e do etanol de primeira geração, E1G. O combustível E2G, produzido por meio da fermentação controlada e da destilação de resíduos vegetais, pode ser obtido a partir de matérias-primas como beterraba, trigo e milho, entre outras. A principal desvantagem na produção de E2G é que, atualmente, ele ainda não é economicamente viável.



Figura 2.8 – Usina de Biomassa

Por fim, existe a Certificação Internacional de Sustentabilidade e Carbono (ISCC, International Sustainability and Carbon Certification)³⁰, um sistema internacional de certificação voltado especialmente para os setores de biocombustíveis, biomassa, economia circular e combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). É uma certificação reconhecida por reguladores como a União Europeia no âmbito da Diretiva de Energias Renováveis (RED, Renewable Energy Directive)³¹. A metodologia da ISCC baseia-se em auditorias independentes e no princípio de cadeia de custódia, garantindo transparência desde a origem da matéria-prima até o produto, o que a torna uma referência relevante para mercados que exigem comprovação de sustentabilidade e rastreabilidade ambiental.

2.5.1. Bioenergia

A biomassa é utilizada diretamente como combustível ou por meio da produção de energia a partir de três processos: pirólise, gaseificação e combustão de material orgânico. Resíduos industriais, alimentares, agrícolas e madeira não tratada são aproveitados em usinas como combustível para produzir bioenergia. Quando o CO₂ é extraído do gás de exaustão da usina e armazenado no subsolo, o processo é denominado de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS, Bioenergy with Carbon Capture and Storage).



Exemplo 2.8 – Considere uma usina de geração elétrica a partir de biomassa equipada com captura e armazenamento de carbono, operando com bagaço de cana-de-açúcar como combustível. O objetivo é quantificar a energia gerada, as emissões de CO₂ e o potencial de remoção líquida de carbono da atmosfera. Os dados estão na Tabela 2.1.

³⁰ As unidades da Petrobras Biocombustível receberam certificações ISCC EU e ISCC PLUS para produção e rastreabilidade de biocombustíveis. Neste ano, a ISCC anunciou que adicionou novos membros à sua iniciativa multissetorial, incluindo a Petrobras.

³¹ As Diretiva de Energias Renováveis (RED) é o principal instrumento legislativo da União Europeia para promover o uso de fontes renováveis na matriz energética do bloco. Criada inicialmente em 2009 (RED I) e posteriormente revisada (RED II em 2018 e RED III em 2023), ela estabelece metas obrigatórias de participação de energias renováveis no consumo final de energia dos Estados-Membros.

Tabela 2.1 – Quadro-resumo – Dados do Exemplo 2.8

Dados de entrada	Usina	Sistema de CCS
Biomassa utilizada: bagaço de cana	Eficiência elétrica líquida: 30%	Eficiência de captura de CO ₂ : 90%
Poder calorífico inferior (PCI): 17 MJ/kg	Horas de operação por ano: 8.000 h	Perdas no transporte e injeção: desprezadas
Teor médio de carbono na biomassa: 45%	Vazão de biomassa: 10.000 kg/h	

Solução

A energia térmica disponível na biomassa é:

$$E_{th} \approx 10.000 \times 17 = 170.000 \text{ MJ/h} \quad (2.57)$$

Convertendo para potência térmica, resulta:

$$E_{th} \approx \frac{170.000}{3.600} = 47,2 \text{ MW}_{th} \quad (2.58)$$

A potência elétrica líquida é:

$$P_{el} \approx 0,30 \times 47,2 = 14,2 \text{ MW}_{el} \quad (2.59)$$

A energia elétrica anual é:

$$E_{anual} \approx 14,2 \times 8.000 \approx 113.333 \text{ MWh/ano} \quad (2.60)$$

As emissões brutas de CO₂ da biomassa são função da massa de carbono por hora, ou seja:

$$\dot{m}_{carbono} = 0,45 \times 10.000 \approx 4.500 \text{ kgC/h} \quad (2.61)$$

Convertendo carbono em CO₂, resulta:

$$m_{CO_2} = 4.500 \times \left(\frac{44}{12}\right) = 16.500 \text{ kgCO}_2/\text{h} \quad (2.62)$$

As emissões anuais brutas são da ordem de:

$$\dot{m}_{CO_2}(\text{bruto}) = 16,5 \times 8.000 = 132.000 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (2.63)$$

Esse CO₂ foi previamente absorvido da atmosfera durante o crescimento da biomassa. Já a captura e armazenamento de CO₂ (CCS) é:

$$\dot{m}_{\text{CO}_2}(\text{capturado}) = 0,90 \times 132.000 = 118.800 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (2.64)$$

A fração residual do CO₂ emitido é:

$$\text{CO}_2(\text{res}) = \text{CO}_2(\text{bruto})[1 - \text{eficiência de captura}] = 132.000 \times 0,1 \quad (2.65)$$

resultando 13.200 tCO₂/ano. Assim, o balanço de carbono do BECCS resulta:

- CO₂ absorvido pela biomassa: 132.000 tCO₂/ano;
- CO₂ capturado e armazenado: 118.800 tCO₂/ano;
- CO₂ efetivamente emitido: 13.200 tCO₂/ano;
- Remoção líquida = CO₂ capturado – CO₂ emitido ≈ 105.600 tCO₂/ano.

Logo, as emissões líquidas por MWh serão de:

$$-\frac{105.600}{113.333} = -0,932 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (2.66)$$

Ou seja, cada MWh gerado remove cerca de 932 kg de CO₂ da atmosfera. Esse exemplo ilustra por que o BECCS é classificado como uma tecnologia de emissões negativas:

- A biomassa remove CO₂ da atmosfera durante o crescimento;
- A conversão energética gera eletricidade despachável;
- O CCS impede que a maior parte do CO₂ retorne à atmosfera;
- O resultado líquido é a remoção permanente de carbono.

No entanto, o desempenho real do BECCS depende de fatores como:

- Sustentabilidade do uso da terra;
- Emissões do cultivo e transporte da biomassa;
- Eficiência do sistema de captura;
- Disponibilidade de locais geológicos seguros para armazenamento.

O BECCS combina bioenergia, captura de carbono e armazenamento geológico em um único sistema capaz de gerar eletricidade ao mesmo tempo em que reduz o estoque atmosférico de CO₂. Em cenários de neutralidade climática (Net Zero), o

BECCS é citado como uma das poucas opções tecnológicas capazes de compensar emissões residuais de setores difíceis de descarbonizar.



2.5.2. Biorrefinarias

O conceito de uma biorrefinaria é análogo ao de refinarias de petróleo. São unidades industriais que integram equipamentos e processos de conversão de biomassa na produção de combustíveis, eletricidade, calor e derivados. Vários são os processos de uma biorrefinaria, entre eles estão:

- Físicos: densificação da biomassa, secagem e extração;
- Termoquímicos:
 - Combustão: é realizada em caldeira que queima a biomassa, gerando vapor. Esse vapor movimentava turbinas que convertem força motriz em energia elétrica. A energia térmica gerada pela combustão é convertida em energia mecânica, que por sua vez gera energia elétrica.
 - Carbonização: é o processo mais antigo de conversão da biomassa sólida. Trata-se de um tipo de pirólise (ou decomposição térmica) no qual ocorre a ruptura molecular da biomassa quando exposta a altas temperaturas. Na carbonização, a biomassa é aquecida, e com a redução do oxigênio, ocorre a extração do material volátil, resultando em carvão que pode ser utilizado para queima. É um processo que emite elevadas quantidades de GEE, razão pela qual tem sido evitado.
 - Gaseificação e liquefação: utilizam-se a biomassa líquida, que, ao se decompor em ambiente controlado, gera gases. Esses gases são queimados para movimentar turbinas de geração de energia elétrica ou destinados para a produção de biogás e biometano.
- Bioquímicos:
 - Digestão anaeróbia de resíduos: é um processo de degradação da matéria orgânica por microrganismos anaeróbios, que produz biogás, gás carbônico, sulfeto de hidrogênio e vapor de água. Os resíduos são da agroindústria, de restaurantes, feiras, supermercados, resíduos domiciliares e lodo de esgoto. O biogás gerado é utilizado para a geração de energia elétrica, energia

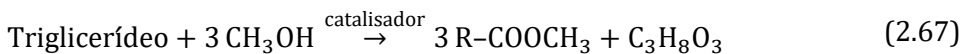
térmica em caldeiras e em fogão doméstico, ou pode ser refinado e transformado em biometano para abastecimento de veículos movidos a GNV.

- Fermentação: é um processo biológico executado pela ação de leveduras que convertem os açúcares presentes nas biomassas em álcool, como a cana-de-açúcar. O resultado da fermentação é a produção de etanol e metanol.
- Transesterificação: trata-se de uma reação química com álcoois de cadeia curta que leva à transformação de óleos ou gorduras de origem vegetal ou animal em biodiesel.

2.5.3. Biodiesel

O biodiesel é um combustível renovável obtido a partir da transesterificação. Por meio desse processo, os triglicerídeos presentes nos óleos e gordura animal reagem com um álcool primário (metanol ou etanol), gerando o biodiesel. As principais matérias-primas para a produção do biodiesel são: soja, milho, algodão, mamona, babaçu, palma (dendê), macaúba e outras oleaginosas.

A reação de formação do biodiesel (com metanol) é:



onde o triglicerídeo é um óleo vegetal ou gordura animal, CH_3OH é o metanol, R-COOCH_3 é um éster metílico de ácido graxo (biodiesel) e $\text{C}_3\text{H}_8\text{O}_3$ é glicerol (coproduto). Os catalisadores mais comuns são: NaOH, KOH (catálise básica) ou H_2SO_4 (catálise ácida). Quando se usa etanol, o produto obtido é o éster etílico de ácido graxo (FAEE, Fatty Acid Ethyl Ester).

O uso do biodiesel está associado à substituição de combustíveis fósseis em motores do ciclo diesel, sem haver necessidade de nenhuma modificação do motor. Pode ser consumido puro (B100), em mistura com o diesel de petróleo (B20) ou em uma proporção mais baixa, como aditivo de 1% a 5% (B1 a B5).

Além de ser uma tecnologia limpa, o emprego do biodiesel no óleo diesel de petróleo polui menos o meio ambiente, podendo reduzir a dependência de importações de diesel e trazer vantagens econômicas, uma vez que sua produção e o

cultivo das matérias-primas podem criar empregos, sobretudo na agricultura familiar.



Exemplo 2.9 – Considere uma usina de biodiesel baseada no processo de transesterificação alcalina, utilizando óleo vegetal como matéria-prima e operando em regime contínuo. Os dados do projeto são:

- Capacidade de processamento de óleo vegetal: $\dot{m}_{\text{óleo}} = 100.000 \text{ t/ano}$;
- Rendimento de conversão óleo em biodiesel: $\eta = 95\%$;
- Fração mássica de glicerina produzida: 10 % da massa de biodiesel;
- Poder calorífico inferior do biodiesel: $\text{PCI}_{\text{BD}} = 37 \text{ MJ/kg}$;
- Horas de operação anuais: 8000 h/ano.

Solução

A produção anual de biodiesel é dada por:

$$\dot{m}_{\text{BD}} = \eta \cdot \dot{m}_{\text{óleo}} = 0,95 \cdot 100.000 = 95.000 \text{ t/ano} \quad (2.68)$$

A produção horária média é:

$$\dot{m}_{\text{BD}} = \frac{95.000}{8.000} \approx 11,9 \text{ t/h} \quad (2.69)$$

A massa anual de glicerina coproduzida é:

$$\dot{m}_{\text{glicerina}} = 0,10 \cdot \dot{m}_{\text{BD}} = 9.500 \text{ t/ano} \quad (2.70)$$

A energia anual contida no biodiesel produzido é:

$$E_{\text{BD}} = \dot{m}_{\text{BD}} \cdot \text{PCI}_{\text{BD}} = 95.000 \times 10^3 \cdot 37 \approx 3,52 \times 10^9 \text{ MJ/ano} \quad (2.71)$$

que equivale a $E_{\text{BD}} \approx 976 \text{ TWh/ano}$ ($1 \text{ GWh} = 3,6 \times 10^3 \text{ MJ}$). Assumindo um consumo típico de 0,10 kg de metanol por kg de biodiesel produzido, resulta

$$\dot{m}_{\text{MeOH}} = 0,10 \times 95.000 = 9.500 \text{ t/ano} \quad (2.72)$$



Ensaio 2

O processo de transição energética, embora apresentado como inevitável e urgente, merece uma análise crítica mais rigorosa. Cientistas como Vaclav Smil têm insistido que transições energéticas históricas sempre foram lentas e baseadas na adição de novas fontes, e não na simples substituição das anteriores. Segundo Smil (2017), a confiabilidade dos combustíveis fósseis explica por que eles ainda sustentam a maior parte da economia global, tornando irrealistas metas de descarbonização acelerada sem impactos significativos sobre o crescimento econômico e o bem-estar social.

Na mesma linha, David J. C. MacKay, físico e ex-assessor científico do governo britânico, destacou que muitos cenários de transição falham por ignorar a diferença entre o potencial teórico das energias renováveis e a energia efetivamente disponível. Para MacKay (2008), políticas energéticas responsáveis devem ser guiadas por contabilidade energética explícita, e não apenas por narrativas otimistas ou metas políticas.

William Nordhaus, prêmio Nobel de Economia, argumenta que estratégias climáticas eficientes devem equilibrar custos de mitigação e benefícios climáticos ao longo do tempo. Ele critica abordagens que impõem reduções abruptas de emissões sem considerar custos marginais crescentes e efeitos regressivos sobre populações mais pobres. Para Nordhaus (2013), a precificação gradual do carbono é mais racional do que subsídios amplos e tecnologias escolhidas politicamente.

Já Roger Pielke Jr. (2007) chama a atenção para o chamado *“iron law of climate policy”*, quando políticas climáticas entram em conflito direto com crescimento econômico ou segurança energética, estas últimas tendem a prevalecer. A crise energética europeia pós-2021 reforçou esse argumento, ao evidenciar a dependência estrutural de fontes despacháveis e a vulnerabilidade de sistemas excessivamente baseados em fontes intermitentes sem infraestrutura adequada de respaldo.

Por último, pesquisadores como Jesse Jenkins (2021) enfatizam que a transição energética exige uma visão sistêmica, incluindo redes, armazenamento, geração firme de baixo carbono e materiais críticos. A aposta quase exclusiva em solar e eólica, sem resolver gargalos de intermitência e minerais estratégicos, pode gerar novos riscos ambientais, substituindo dependências fósseis por dependências minerais e tecnológicas.

3

TECNOLOGIAS DE CCUS

Tecnologia de CCUS é um dos temas mais debatidos e, ao mesmo tempo, mais controversos das estratégias de mitigação das emissões de GEE. Em um contexto marcado pelo crescimento contínuo da demanda por energia, o CCUS passa a ocupar um espaço relevante no debate sobre transição energética e efeitos climáticos. Longe de representar uma solução única, as tecnologias de CCUS se apresentam como um potencial instrumento de transição, capaz de reduzir emissões em setores onde a descarbonização direta é particularmente difícil.

A captura e o armazenamento de CO₂ foram desenvolvidos a partir de aplicações na indústria e na produção de petróleo e gás, especialmente em processos de recuperação avançada de petróleo (EOR, Enhanced Oil Recovery). Ao longo das últimas décadas, esses conhecimentos foram gradualmente adaptados para aplicações climáticas, incluindo a mitigação de emissões em usinas termoeletricas, em indústrias intensivas em carbono, como a do cimento, e mais recentemente, sistemas de emissões negativas (BECCS) e de captura direta do ar (DAC). Essa evolução tecnológica reflete tanto avanços científicos quanto pressões econômicas associadas às metas globais de redução de emissões.

O CCUS engloba um conjunto integrado de etapas que devem ser analisadas de forma sistêmica. Cada uma dessas etapas envolve diferentes tecnologias, níveis de maturidade, custos, riscos e impactos ambientais. A viabilidade econômico-financeira de um projeto de CCUS depende não apenas da eficiência da captura, mas também da disponibilidade de infraestruturas de transporte e de sinais econômicos consistentes, como a precificação de carbono somada aos incentivos governamentais.

Este capítulo tem como objetivo apresentar de forma estruturada as principais tecnologias de CCUS, abordando suas classificações, princípios de funcionamento e aplicações típicas. Ao longo do texto, serão apresentadas as principais rotas tecnológicas de captura de CO₂, as alternativas de utilização e armazenamento, bem como os desafios técnicos, econômicos e ambientais associados. Ao fazê-lo, busca-se oferecer ao leitor uma base sólida para compreender o papel do CCUS no contexto da transição energética.

3.1. Generalidades sobre CCUS

Neste tópico são apresentadas algumas generalidades sobre CCUS, abrangendo sua definição conceitual, seu papel no contexto da transição energética e outras considerações relevantes no longo prazo.

3.1.1. O que é CCUS

CCUS é um conjunto de tecnologias desenvolvidas para reduzir a quantidade de CO₂ liberada na atmosfera, contribuindo para o enfrentamento das mudanças climáticas. Seu princípio é simples, embora sua execução seja complexa: capturar o CO₂ proveniente de processos industriais e da geração de energia, reaproveitá-lo em aplicações produtivas quando possível ou armazená-lo de forma segura e permanente no subsolo. Essa tríade, capturar, utilizar e armazenar, constitui o cerne de uma das estratégias mais promissoras de mitigação das emissões GEE.

A primeira etapa – a captura – consiste em separar o CO₂ das demais correntes gasosas emitidas em indústrias ou usinas. Isso pode ocorrer por diferentes rotas tecnológicas:

- Pós-combustão: o CO₂ é removido dos gases de exaustão por meio de solventes químicos, como as aminas;
- Pré-combustão: o CO₂ é separado antes da queima do combustível, por meio de processos de gaseificação;
- Oxidcombustão: o combustível é queimado na presença de oxigênio puro, resultando em um gás rico em CO₂ e mais fácil de tratar.

Após ser capturado, o CO₂ pode seguir dois caminhos distintos. O primeiro é a utilização, quando o CO₂ se transforma em insumo para novos processos industriais. Pode ser empregado, por exemplo, na produção de ureia, metanol ou combustíveis sintéticos, ou ainda em técnicas de EOR, que permitem extrair mais petróleo de reservatórios já explorados. Outra aplicação é a mineralização, em que o CO₂ reage com minerais para formar compostos sólidos e estáveis, como carbonatos.

O segundo caminho é o armazenamento geológico, indicado quando não há uso econômico viável para o gás capturado. Nesse caso, o CO₂ é comprimido e injetado em formações rochosas profundas, como reservatórios de petróleo e gás esgotados, aquíferos salinos ou camadas de carvão não exploráveis. Esses ambientes naturais

oferecem as condições ideais de pressão e temperatura para reter o carbono por de forma segura por milhares de anos.

Além de mitigar emissões industriais, o CCUS também pode contribuir para a remoção efetiva do CO₂ já presente na atmosfera, especialmente quando associado a bioenergia. É o caso da tecnologia BECCS, em que o carbono absorvido pelas plantas durante o crescimento é capturado e armazenado após a queima da biomassa, resultando em emissões negativas.

Devido ao seu potencial de equilibrar desenvolvimento econômico e responsabilidade ambiental, o CCUS é hoje reconhecido como um pilar essencial nas estratégias de transição energética. Organismos internacionais como a Agência Internacional de Energia (IEA) e o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) destacam que a neutralidade do carbono até meados do século XXI dificilmente será atingida sem o uso dessas tecnologias.

3.1.2. CCUS no contexto da transição energética

O desenvolvimento das tecnologias de CCUS está diretamente associado ao contexto de enfrentamento das mudanças climáticas e à necessidade de compatibilizar crescimento econômico com redução de emissões de GEE. Diante da persistente dependência global de combustíveis fósseis e da natureza intrinsecamente emissora de diversos processos industriais, o CCUS surge como uma resposta tecnológica fundamentada em princípios físico-químicos bem definidos, capaz de mitigar emissões sem exigir a substituição imediata de toda a infraestrutura existente.

Diversos cenários elaborados por instituições internacionais, como a IEA e o IPCC, indicam que o CCUS desempenha um papel relevante e, em alguns casos, indispensável para o alcance das metas de limitação do aquecimento global a 1,5 °C ou 2 °C. Em particular, essas análises mostram que a ausência do CCUS implicaria custos de mitigação mais elevados, além de exigir mudanças estruturais muito mais rápidas e profundas em setores industriais estratégicos. Assim, o CCUS é frequentemente caracterizado como uma tecnologia de “ponte”, capaz de viabilizar reduções de emissões enquanto outras soluções de baixo carbono amadurecem técnica e economicamente.

O CCUS também se destaca por sua flexibilidade de aplicação. Pode ser integrado tanto a plantas existentes (*retrofit*³²) quanto a novos empreendimentos (*greenfield*), permitindo a redução das emissões de ativos já instalados e evitando o chamado *carbon lock-in*³³. Além disso, a tecnologia se articula com outras estratégias de descarbonização, como a produção de hidrogênio de baixo carbono, em especial o hidrogênio azul, e o uso combinado com biomassa, dando origem ao BECCS, uma das principais alternativas tecnológicas para a obtenção de emissões negativas.

No entanto, a inserção do CCUS na transição energética não ocorre sem controvérsias. Críticas recorrentes apontam o risco de prolongar a dependência de combustíveis fósseis, bem como os elevados custos de implantação e operação, à necessidade de infraestrutura dedicada para transporte e armazenamento de CO₂ e às incertezas regulatórias associadas ao armazenamento geológico. Esses desafios reforçam a importância de avaliações econômicas robustas, capazes de identificar contextos nos quais o CCUS é efetivamente uma solução custo-efetiva.

3.1.3. Nível de maturidade das tecnologias de CCUS

O nível de maturidade das tecnologias de CCUS é um elemento central para avaliar sua viabilidade técnica e econômica, bem como para orientar decisões de investimento. Esse nível de maturidade é analisado por meio do conceito de Nível de Maturidade Tecnológica (TRL, Technology Readiness Level), que classifica as tecnologias desde estágios iniciais de pesquisa até aplicações comerciais. No caso do CCUS, observa-se uma assimetria relevante, dado que enquanto algumas etapas já atingiram maturidade elevada, outras ainda se encontram em fase de demonstração ou pré-comercial.

As tecnologias de captura de CO₂ apresentam graus variados de maturidade. A captura pós-combustão por solventes químicos, especialmente à base de aminas, é a mais madura, com aplicações comerciais em refinarias. Já tecnologias como captura por membranas e adsorção sólida enfrentam desafios de custo, situando-se em níveis

³² *Retrofit* é a modificação de uma planta existente para incluir um novo sistema de captura de CO₂. Em vez de construir uma nova instalação já equipada com CCUS (*greenfield project*), o *retrofit* adapta a infraestrutura atual (*brownfield project*).

³³ *Carbon lock-in* refere-se ao aprisionamento de sistemas econômicos e energéticos em tecnologias intensivas em carbono devido a investimentos passados e ativos de longa vida útil, dificultando a transição para alternativas de baixo carbono.

intermediários de maturidade. A captura pré-combustão e a oxicomcombustão, embora tecnicamente viáveis, permanecem menos difundidas devido à complexidade operacional e aos custos associados.

No que se refere ao transporte de CO₂, a maturidade tecnológica é elevada. Gasodutos terrestres e *offshore* operam há décadas, especialmente na indústria de petróleo e gás, com arcabouço técnico e regulatório bem estabelecido. Já o transporte marítimo por navios encontra-se em fase de expansão para aplicações em larga escala no contexto de CCUS, com projetos piloto e iniciativas comerciais emergentes.

Tabela 3.1 – Nível de Maturidade – Tecnologias de CCUS

Etapa CCUS	Tecnologia	Nível (TRL)	Situação atual
Captura	Pós-combustão (aminas)	TRL 8–9	Comercial, aplicada em larga escala
	Pré-combustão	TRL 7–8	Comercial limitada, alto custo
	Oxicombustão	TRL 6–7	Demonstração e projetos piloto
	Membranas e adsorção sólida	TRL 5–7	Desenvolvimento e demonstração
Transporte	Gasodutos terrestres/ <i>offshore</i>	TRL 9	Tecnologia madura e consolidada
	Transporte marítimo (navios)	TRL 6–8	Expansão e início comercial
Armazenamento	Reservatórios de óleo e gás exauridos	TRL 8–9	Comercial, com histórico operacional
	Aquíferos salinos profundos	TRL 7–9	Demonstração avançada e comercial
Utilização (CCU)	EOR (recuperação avançada de petróleo)	TRL 9	Comercial, benefício climático limitado
	Produtos químicos e combustíveis sintéticos	TRL 4–7	P&D, demonstração e pré-comercial
	Materiais de construção (mineralização)	TRL 6–8	Demonstração e início comercial

As tecnologias de utilização de CO₂ (CCU) apresentam os maiores contrastes em termos de maturidade. Aplicações como recuperação avançada de petróleo (EOR) e uso do CO₂ na indústria de bebidas são maduras, mas oferecem benefícios climáticos limitados. Por outro lado, a conversão do CO₂ em combustíveis sintéticos, produtos químicos ou materiais de construção de baixa emissão encontra-se, em grande parte, em estágios de demonstração ou início de comercialização, com elevado potencial de longo prazo, mas ainda dependente de avanços tecnológicos e redução de custos.

Por fim, o armazenamento geológico de CO₂ é considerado uma das etapas mais maduras do CCUS, sobretudo em reservatórios de petróleo e gás exauridos e aquíferos salinos profundos. Experiências de longa duração, como projetos *offshore* e *onshore*, demonstram a viabilidade técnica e a segurança do armazenamento quando caracterizado e monitorado.

3.1.4. Aspectos regulatórios e governança do CCUS

A viabilização em larga escala do CCUS depende de forma decisiva de um arcabouço regulatório claro, bem como de arranjos robustos de governança. Por se tratar de uma cadeia complexa, que envolve múltiplos agentes, o CCUS exige regras específicas que vão além daquelas tradicionalmente aplicadas aos setores de energia e indústria.

Um dos pilares da regulação do CCUS refere-se à definição de direitos e responsabilidades sobre o CO₂ capturado. É essencial estabelecer, de forma inequívoca, quando o CO₂ deixa de ser considerado um resíduo ou emissão e passa a ser tratado como um fluxo regulado para transporte, uso ou armazenamento. Essa definição impacta diretamente os regimes de licenciamento ambiental e de responsabilização civil.

Os marcos regulatórios para o armazenamento geológico de CO₂ devem contemplar critérios para seleção e qualificação de reservatórios, além dos requisitos de monitoramento, reporte e verificação (MRV) e da fase pós-encerramento dos sítios de armazenamento. Um aspecto crítico da governança é a responsabilidade de longo prazo pelo CO₂ armazenado, incluindo a transferência de responsabilidades do operador para o Estado após o cumprimento de condições técnicas previamente definidas, prática já adotada em algumas jurisdições.

A regulação do transporte de CO₂ constitui outro desafio relevante. O CO₂ comprimido, geralmente em estado supercrítico, apresenta riscos específicos que exigem normas técnicas próprias para o projeto. A governança dessa infraestrutura tende a se beneficiar de modelos de acesso compartilhado, semelhantes aos adotados em redes de gás natural, favorecendo a economia de escala e a formação de hubs de CCUS.

A governança do CCUS demanda coordenação entre múltiplas autoridades, incluindo órgãos ambientais, reguladores de energia, agências de recursos minerais e entidades responsáveis por políticas climáticas. A ausência de coordenação pode gerar sobreposição de competências e atrasos no licenciamento de projetos. Por essa razão, muitos países têm avançado na criação de instâncias específicas para tratar do CCUS de forma transversal.

Por fim, a aceitação social e a transparência são componentes essenciais da governança do CCUS. Os processos participativos e a divulgação de informações, bem como mecanismos de engajamento com comunidades locais, contribuem para aumentar a confiança nos projetos. Nesse sentido, a governança do CCUS deve ser entendida não apenas como um conjunto de normas formais, mas como um sistema dinâmico de interação entre Estado, setor privado e sociedade.

3.1.5. Subsídios, incentivos fiscais e créditos de carbono

Os subsídios, os incentivos fiscais e os créditos de carbono constituem instrumentos econômicos utilizados para orientar decisões privadas em direção a objetivos da área ambiental. Esses mecanismos buscam corrigir falhas de mercado, internalizar externalidades ambientais e reduzir o custo de transição para tecnologias de baixo carbono.

Os subsídios consistem em transferências diretas ou indiretas de recursos públicos para reduzir custos de produção ou operação de determinadas atividades consideradas socialmente desejáveis. No contexto ambiental, os subsídios podem assumir a forma de aportes financeiros, tarifas subsidiadas, garantias de crédito ou apoio à pesquisa, desenvolvimento e demonstração (P&D). Embora possam acelerar a difusão de tecnologias emergentes, os subsídios exigem desenho cuidadoso para evitar distorções competitivas e alocação ineficiente de recursos.

Os incentivos fiscais atuam por meio do sistema tributário, reduzindo a carga de impostos incidentes sobre investimentos, produção ou consumo de bens e serviços alinhados a objetivos ambientais. Exemplos incluem depreciação acelerada, créditos tributários, isenções de impostos indiretos, deduções no imposto de renda e redução de alíquotas para projetos de baixo carbono. Em comparação com os subsídios diretos, os incentivos fiscais tendem a ser politicamente mais aceitáveis e administrativamente mais simples. No entanto, também implicam renúncia de receita pública e demandam critérios claros de elegibilidade.

Os créditos de carbono, como já comentado, são instrumentos de mercado baseados na quantificação e certificação de reduções ou remoções de emissões de GEE. Cada crédito de carbono representa, em regra, uma tonelada de CO₂ equivalente que deixou de ser emitida ou foi removida da atmosfera em relação a uma linha de base. Esses créditos podem ser gerados em mercados regulados ou em mercados voluntários, nos quais empresas e indivíduos compensam emissões de forma espontânea. A efetividade desse instrumento depende de critérios rigorosos de MRV, bem como da ausência de dupla contagem.

Esses três instrumentos podem atuar de forma complementar. Os subsídios e os incentivos fiscais tendem a ser mais eficazes nas fases iniciais de desenvolvimento e difusão de tecnologias, quando os custos são elevados e os riscos são altos. Já os créditos de carbono e outros instrumentos de precificação criam sinais de preço contínuos, incentivando a eficiência e a inovação ao longo do tempo.

Deve-se atentar para a sobreposição de subsídios e créditos de carbono, evitando gerar dupla remuneração pela mesma redução de emissões. Além disso, políticas mal calibradas podem favorecer tecnologias específicas em detrimento de outras soluções potencialmente mais eficientes.

3.2. Tecnologias de Captura de CO₂ (CC)

As tecnologias de captura de CO₂ têm como objetivo separar o dióxido de carbono das correntes gasosas industriais ou diretamente da atmosfera, permitindo sua posterior utilização ou armazenamento.

3.2.1. Captura pós-combustão

Na captura pós-combustão, o CO₂ é removido dos gases após a queima, utilizando-se das seguintes tecnologias:

- Absorção química com aminas: MEA (C₂H₇NO) e MDEA (C₅H₁₃NO₂);
- Absorção física: Selexol e Rectisol;
- Adsorção em sólidos: zeólitas e MOFs (Metal Organic Framework);
- Membranas seletivas de CO₂;
- Ciclo de carbonatação-calцинаção (Calcium Looping).

a) Absorção química

A absorção química com aminas é a tecnologia mais utilizada para a captura de CO₂ pós-combustão. Essa técnica baseia-se na reação química entre o CO₂ presente no gás e uma solução aquosa de aminas, que são compostos orgânicos que contêm nitrogênio e capazes de reagir reversivelmente com o CO₂. O processo tem duas etapas:

Etapa 1 – Torre de Absorção

O gás de combustão, previamente resfriado e limpo de impurezas, como partículas e SO₂, é introduzido em uma coluna de absorção onde flui em contracorrente com a solução de amina líquida. O CO₂ dissolve-se no líquido e reage quimicamente com a amina e o gás purificado, com baixo teor de CO₂, sai pelo topo da coluna.

Etapa 2 – Torre de Regeneração

A solução agora “rica” em CO₂ é enviada para um regenerador, ou *stripper*. Nessa coluna, o calor, geralmente fornecido por vapor, quebra a ligação química entre a amina e o CO₂, que é então liberado em forma quase pura (>99%) no topo do regenerador. A amina regenerada é resfriada e reciclada para a coluna de absorção.

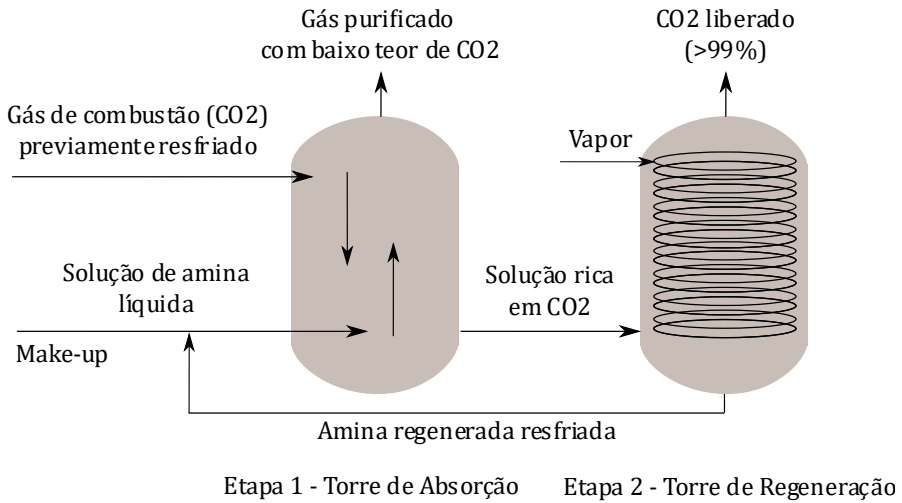
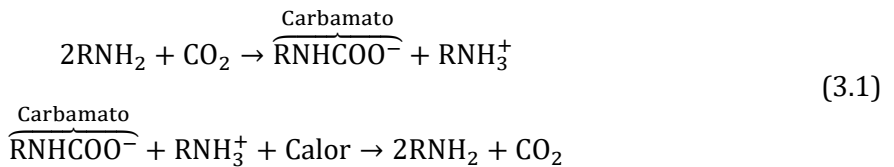


Figura 3.1 – Processo de captura de CO₂ por absorção química

As reações de absorção (formação de carbamato) e de regeneração (liberação do CO₂) são:



Na reação química de absorção com aminas, o termo RNH₂ representa uma amina primária, e a letra “R” indica um radical orgânico genérico, isto é, uma cadeia de carbono ligada ao grupo amina (-NH₂). O uso da letra R é apenas uma forma abreviada de generalizar a estrutura da molécula, sem precisar especificar qual amina está sendo usada (MEA, MDEA, DEA etc.). Assim, na primeira reação indicada na Eq. (3.1), significa que duas moléculas de amina (RNH₂) reagem com uma molécula de CO₂, formando um carbamato (RNHCOO⁻) e um íon amônio (RNH₃⁺). Já na etapa de regeneração, o CO₂ é liberado por meio da decomposição térmica do carbamato formado na etapa de absorção. Este, sob aquecimento, reage com o íon amônio promovendo a liberação do CO₂.

As vantagens da captura de CO₂ por absorção química com aminas são:

- Tecnologia madura e comprovada, usada há décadas na indústria de gás natural;

- Alta eficiência de captura (acima de 90%);
- Produz CO_2 de alta pureza, adequado para compressão, transporte e armazenamento.

Entre as desvantagens estão:

- Alto consumo energético na regeneração, com penalidade energética³⁴ de 20 a 30% da energia da planta;
- Degradação química e térmica das aminas ao longo do tempo;
- Corrosão dos equipamentos;
- Necessidade de tratamento do solvente (remoção de impurezas e substituição periódica).

Tabela 3.2 – Principais aminas utilizadas para captura de CO_2 por absorção

Tipo	Nome completo	Características	Aplicações típicas
MEA	Monoetanolamina	Alta reatividade e eficiência de captura, porém maior consumo de energia na regeneração e maior degradação química	Captura em pequena/média escala, testes e plantas piloto
DEA	Dietanolamina	Menos corrosiva que a MEA, mas também menos reativa	Processos de gás natural e indústrias químicas
MDEA	Metil dietanolamina	Reatividade moderada, menor consumo de energia na regeneração, mais seletiva ao CO_2	Grandes plantas industriais, uso combinado com ativadores



Exemplo 3.1 – Determine a massa de MEA correspondente para capturar uma tonelada de CO_2 na formação de carbamato.

Solução

A reação de absorção consome 2 mol de amina (RNH_2) para 1 mol de CO_2 . Os valores aproximados para as massas molares típicas são: $M_{\text{CO}_2} \approx 44,01 \text{ g/mol}$ e

³⁴ Detalhes sobre penalidade energética estão no Capítulo 4.

$M_{\text{MEA}} \approx 61,08 \text{ g/mol}$. Logo, 1 mol CO_2 (44,01 g) reage teoricamente com $2 \times 61,08 = 122,16 \text{ g}$ de MEA para formar o carbamato correspondente. Assim, para capturar uma tonelada de CO_2 é necessária a seguinte massa de MEA:

$$m_{\text{MEA}} = \frac{1t \times 122,16}{44,01} = 2,78 t \text{ MEA} \quad (3.2)$$

Vale ressaltar que a planta, em operação normal, não irá consumir 2,78 toneladas de MEA por $t\text{CO}_2$. Na prática, a amina é um solvente reciclado, pois o processo industrial recircula a solução de MEA continuamente. Não obstante, sabe-se que o solvente MEA se degrada, principalmente na presença de SO_x e NO_x presentes na corrente de pós-combustão, e isso gera a necessidade de reposição e regeneração do solvente (make-up). Já a regeneração da MEA exige calor na ordem de 2,5 a 4 $\text{GJ}/t\text{CO}_2$, dependendo da configuração da planta. Esse é o principal componente da penalidade energética em projetos de CCUS com captura de CO_2 por absorção de aminas.



Exemplo 3.2 – Desenvolva uma solução indicando o balanço de massa e a energia consumida para uma planta de captura por aminas (MEA) com capacidade de 500.000 $t\text{CO}_2/\text{ano}$. Outros dados são:

- Loading prático (*working capacity*) do solvente: 0,45 mol CO_2/mol MEA;
- Taxa de reposição (make-up) do solvente por degradação/evaporação: 2 % por ano;
- Energia térmica de regeneração: 3,5 $\text{GJ}/t\text{CO}_2$;
- Energia elétrica para compressão e utilidades: 100 $\text{kWh}/t\text{CO}_2$.

Solução

Uma massa anual de 500.000 $t\text{CO}_2$ representa $5 \times 10^{11} \text{ g}$ de CO_2 por ano, logo:

$$n_{\text{CO}_2} = \frac{5 \times 10^{11}}{44,01} = 11,36 \times 10^9 \text{ mol de } \text{CO}_2/\text{ano} \quad (3.3)$$

Com loading prático de $L = 0,45 \text{ mol de } \text{CO}_2/\text{mol de MEA}$, o número de mols de MEA necessário em circulação (inventário ativo) é:

$$n_{\text{MEA}} = \frac{n_{\text{CO}_2}}{L} = \frac{11,36 \times 10^9}{0,45} \approx 25,25 \times 10^9 \text{ mol de MEA/ano} \quad (3.4)$$

que equivale a seguinte massa de MEA:

$$m_{\text{MEA}} = n_{\text{MEA}} \times M_{\text{MEA}} = 25,25 \times 10^9 \times 61,08 = 1,542 \times 10^6 \text{ t de MEA} \quad (3.5)$$

Esse inventário representa a massa de MEA necessária no circuito para fornecer o *working capacity* assumido, não o consumo anual. O make-up anual do solvente decorrente da perda por degradação/evaporação é:

$$\text{Make - up anual} = 0,02 \times 1,542 \times 10^6 = 30.841 \text{ t/ano} \quad (3.6)$$

Já a energia térmica de regeneração, principal componente da penalidade energética, é

$$E_{th} = 3,5 \text{ GJ/t} \times 500.000 \text{ t} = 1.750.000 \text{ GJ/ano} \quad (3.7)$$

Considerando $1 \text{ GJ} = 277,7778 \text{ kWh}$, resulta $486.111.150 \text{ kWh/ano}$. Assim, a potência térmica média contínua equivalente seria:

$$P_{th} = \frac{486.111.150 \text{ kWh}}{8.760 \text{ h/ano}} \approx 55,5 \text{ MW}_{th} \quad (3.8)$$

Ou seja, a planta precisa de $55,5 \text{ MW}_{th}$ térmicos contínuos anualmente para a regeneração do solvente se a energia específica for de $3,5 \text{ GJ/t}$. Em usinas termoelétricas, grande parte desse calor pode ser fornecida por vapor de extração. No entanto, se o vapor for gerado queimando combustível, haverá aumento de emissões e custo. Em plantas integradas, o aproveitamento do calor residual pode reduzir a penalidade. Considerando a premissa de 100 kWh/tCO_2 para compressão, bombas, ventiladores e utilidades, resulta:

$$E_{el} = 100 \text{ kWh/tCO}_2 \times 500.000 \text{ tCO}_2 = 50.000 \text{ MWh/ano} \quad (3.9)$$

Cuja potência elétrica média contínua seria:

$$P_{el} = \frac{50.000 \text{ MWh/ano}}{8.760 \text{ h/ano}} \approx 5,7 \text{ MW}_{el} \quad (3.10)$$

Note-se que se a pressão de transporte for muito alta, a energia elétrica pode aumentar. Considerando o fator de conversão elétrica para GJ/ano igual a $1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ} = 0,0036 \text{ GJ}$, a energia elétrica em GJ seria:

$$E_{el,GJ} = 50.000.000 \text{ kWh} \times 0,0036 \text{ GJ/kWh} = 180.000 \text{ GJ/ano} \quad (3.11)$$

Assim, a energia total anual seria $1.750.000_{th} + 180.000_{el} \approx 1.930.000 \text{ GJ/ano}$. O custo total (térmico + elétrico) depende da fonte de vapor e da tarifa elétrica. Se assumirmos, por exemplo, US\$ 3/GJ para usinas de gás/vapor, o custo térmico anual seria de $1.750.000 \text{ GJ} \times 3 = \text{US\$ } 5.250.000/\text{ano}$.

Assumindo o preço da eletricidade de US\$ 0,06/kWh, o custo elétrico anual seria de $50.000.000 \text{ kWh} \times 0,06 = \text{US\$ } 3.000.000/\text{ano}$. Assim, o custo energético total anual seria de US\$ 8,25 MM/ano. Dividindo esse custo por 500.000 tCO₂, resultaria US\$ 16,50/tCO₂. Note-se que esse valor se refere apenas ao custo da energia, não inclui os demais componentes de O&M.

Tabela 3.3 – Resumo dos principais indicadores – Exemplo 3.2

Indicador	Valor (hipótese)
CO ₂ capturado	500.000 tCO ₂ /ano
Mols CO ₂	$\approx 11,36 \times 10^9 \text{ mol/ano}$
Inventário de MEA (circulante)	$\approx 1.542.000 \text{ t}$
Make-up MEA (2%/ano)	$\approx 30.841 \text{ t/ano}$
Energia térmica de regeneração	$\approx 1.750.000 \text{ GJ/ano}$
Potência térmica média	$\approx 55,5 \text{ MW}_{th}$
Energia elétrica total	$\approx 5,7 \text{ MW}_{el}$
Custo energético	$\approx \text{US\$ } 16,50/\text{tCO}_2 \text{ (somente energia)}$



b) Absorção física

A absorção física é outro método de captura de CO₂, especialmente usada quando o gás contém alta concentração de CO₂ e pressões elevadas, como em processos de tratamento de gás natural. Os solventes mais comumente utilizados são conhecidos comercialmente como Selexol e Rectisol.

A absorção física é um processo em que o CO_2 se dissolve fisicamente em um solvente líquido sem reagir quimicamente com ele. Essa dissolução é reversível e depende principalmente da pressão parcial do CO_2 e da temperatura. Quanto maior a pressão parcial e menor a temperatura, maior a solubilidade do CO_2 no solvente. Por isso, esse tipo de processo é ideal para correntes de gás sob alta pressão e com alto teor de CO_2 .

O processo tem três etapas:

Etapa 1 – Absorção

O gás pressurizado contendo CO_2 entra em uma coluna de absorção, onde flui em contracorrente com o solvente líquido. O CO_2 se dissolve fisicamente no solvente, enquanto o gás limpo (rico em H_2 , CH_4 etc.) sai pelo topo.

Etapa 2 – Regeneração

O solvente “rico” em CO_2 é depressurizado e/ou aquecido em uma ou mais etapas, liberando o CO_2 absorvido. O solvente é então resfriado e recirculado para a coluna de absorção.

Etapa 3 – Recuperação do CO_2

O CO_2 liberado é comprimido e pode ser utilizado (CCU) ou armazenado (CCS).

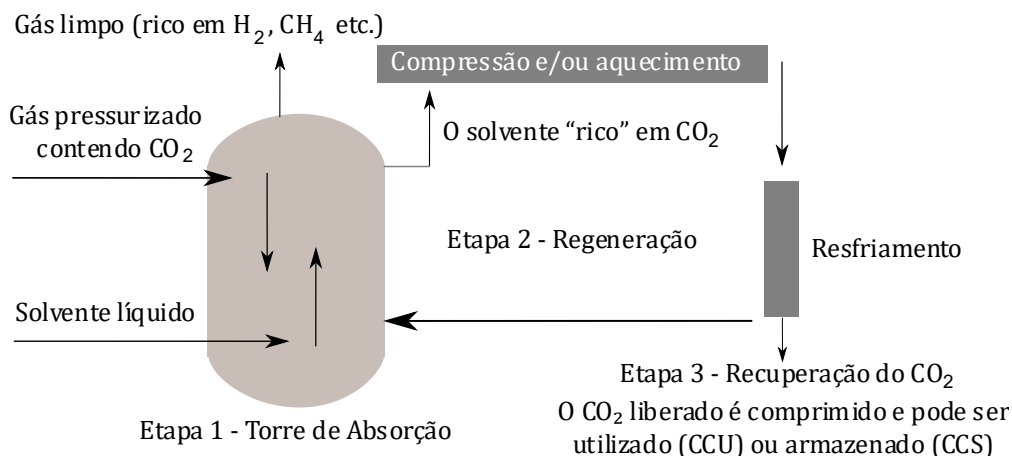


Figura 3.2 – Processo de absorção física

As vantagens desse processo são: menor consumo de energia na regeneração, maior estabilidade química do solvente, menor corrosividade, alta seletividade,

permitindo, por exemplo, separar CO_2 de H_2S ou H_2 . Já as desvantagens são: menor eficiência em gases com baixa concentração de CO_2 , necessidade de operar sob alta pressão, custos elevados de refrigeração em alguns casos. A Tabela 3.4 a seguir traz uma comparação entre a absorção física e a absorção química.

Tabela 3.4 – Comparação entre a absorção física e a absorção química

Aspecto	Absorção física	Absorção química (aminas)
Mecanismo	Dissolução física (sem reação química)	Reação química com CO_2
Condições ideais	Alta pressão e alto teor de CO_2	Baixa pressão e baixo teor de CO_2
Energia de regeneração	Baixa (basta reduzir pressão)	Alta (necessita de aquecimento intenso)
Taxa de captura	Menor em gases diluídos	Alta, mesmo em gases com pouco CO_2
Degradação do solvente	Praticamente inexistente	Ocorre por oxidação e reações químicas
Aplicações típicas	Pré-combustão, gás de síntese e gás natural	Pós-combustão em usinas a carvão ou gás

Em planta IGCC (Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado), por exemplo, o gás de síntese ($\text{CO} + \text{H}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$) é pressurizado a 30 bar. O CO_2 e o H_2S são removidos via Selexol. O gás limpo, rico em hidrogênio, é usado para geração elétrica e o CO_2 capturado é comprimido para armazenamento geológico.

As taxas de make-up, ciclos por dia do solvente e consumos energéticos variam com a composição do gás, pressão, temperatura, projeto do contator³⁵, pureza do permeado ou do retentado e requisitos de resfriamento. Além disso, há diferenças operacionais entre o Selexol e o Rectisol:

- O Selexol (solvente físico) costuma operar a pressões moderadas/altas, com baixas perdas por volatilização e a regeneração é por flash com menor refrigeração;

³⁵ É o equipamento onde o gás e o solvente se encontram para que ocorra a transferência de massa, isto é, a absorção do CO_2 pelo solvente.

- O Rectisol (metanol refrigerado) opera a baixas temperaturas e consegue maior solubilidade/seleção para gases ácidos, porém precisa de refrigeração robusta e manejo do metanol, pois é inflamável e tóxico.

c) Adsorção em sólidos

A adsorção em sólidos é uma rota promissora para captura de CO₂ baseada na retenção física ou química do gás na superfície interna de materiais porosos, como zeólitas, carvões ativados, sílicas etc. Ao contrário da absorção em líquidos, aqui o CO₂ é preso em sítios ativos do sólido e pode ser liberado por mudança de pressão ou outro estímulo. O CO₂ entra nos poros, encontra sítios de adsorção, que são pontos com energia favorável, e fica retido até que as condições mudem.

Os princípios físico e químico são:

- Fissura entre adsorção física e química
 - Físico (físiossorção): interação por forças de Van der Waals (reversível). A energia de adsorção é relativamente baixa (duas ou três dezenas de kJ/mol) e é boa para regimes em que o CO₂ está em pressões moderadas/altas;
 - Químico (quimissorção): ligação covalente ácido–base entre CO₂ e grupos funcionais, como por exemplo aminas grafitadas. A energia de adsorção é maior (≥ 60 –100 kJ/mol) e a seletividade é elevada a baixas pressões, porém a regeneração requer mais energia.

Os materiais típicos são:

- Zeólitas (aluminossilicatos microporosos)
 - Estrutura cristalina com microporos bem definidos;
 - Altíssima afinidade por moléculas polares/dipolares e boa capacidade a pressões moderadas;
 - São hidrofílicas, competem com vapor d'água e o desempenho cai na presença de umidade.
- MOFs (Metal–Organic Frameworks)
 - Redes cristalinas formadas por nós metálicos ligados a ligantes orgânicos. Alta área superficial e porosidade ajustável;

- Permitem engenharia de sítios ativos para aumentar seletividade e capacidade em baixas pressões;
- Variedade enorme: alguns são muito estáveis (UiO-66, base Zr); outros sensíveis à umidade (HKUST-1³⁶, MOF-74).
- Carvões ativados, sílicas mesoporosas e aminas sobre suporte
 - Carvão ativado: bom custo, tolerância à umidade relativa e boa condutividade. Útil para aquecimento elétrico;
 - Amine-impregnated sorbents: combinam capacidade de captura química com alta afinidade a baixas pressões, reduzindo os problemas de corrosão associados a solventes líquidos.

Há uma relação entre a quantidade adsorvida q (mol/kg) com a pressão parcial p (ou concentração) e a temperatura T , ou seja:

$$q = f(p, T) \quad (3.12)$$

Existem modelos na literatura que ajudam a compreender como as moléculas se distribuem na superfície dos materiais e a prever o desempenho de sistemas de captura. Esses modelos são utilizados para descrever o comportamento da adsorção de gases ou solutos em superfícies sólidas. Aqui serão explorados dois modelos, o de Irving Langmuir (1916) e o modelo IAST AST (Ideal Adsorbed Solution Theory), proposto por Myers e Prausnitz (1965).

O modelo de Langmuir é baseado em princípios físico-químicos simples. Ele descreve a formação de uma monocamada de moléculas adsorvidas sobre uma superfície homogênea, onde cada sítio de adsorção é ocupado por apenas uma molécula. A hipótese desse modelo é que não haja interação entre moléculas adsorvidas, e o equilíbrio é atingido entre a taxa de adsorção e de dessorção. A isoterma de equilíbrio de Langmuir é expressa por:

$$q = \frac{q_{max}bp}{1 + bp} \quad (3.13)$$

³⁶ HKUST-1: um Metal-Organic Framework à base de cobre (Cu-BTC) desenvolvido na Hong Kong University of Science and Technology, amplamente estudado para adsorção de CO₂.

onde q é a quantidade de gás adsorvido (mol/kg), q_{max} é a capacidade máxima de adsorção (monocamada), p é a pressão parcial do gás (ou concentração) e b é a constante de equilíbrio, relacionada à afinidade entre o gás e o sólido.

Em baixas pressões, a adsorção é linear com a pressão, $q \approx q_{max}bp$. Já em altas pressões com q tendendo a q_{max} , a superfície fica saturada, atingindo a monocamada completa. Além de avaliar a capacidade de adsorção de CO₂ em materiais, esse modelo é útil para comparar adsorventes³⁷ quanto à afinidade com o CO₂, via constante b , e simular o desempenho de leitos adsorventes em processos PSA (Pressure Swing Adsorption).

Uma isoterma de equilíbrio é uma curva que descreve a relação entre a quantidade de gás adsorvido em um material sólido e a pressão (ou concentração) do gás, mantendo a temperatura constante (isoterma). Durante a adsorção, as moléculas do CO₂ se fixam nos sítios ativos da superfície do sólido. Com o tempo, o sistema chega a um ponto em que a taxa de adsorção é igual a taxa de dessorção. Nesse ponto, diz-se que o equilíbrio foi atingido.

Nas tecnologias de captura de CO₂ por adsorção, as isotermas de equilíbrio são fundamentais para selecionar o melhor material adsorvente (zeólita, MOF, carvão ativado etc.), dimensionar colunas de adsorção (PSA), calcular a eficiência de captura e a quantidade de CO₂ armazenada, e avaliar o consumo energético de regeneração do adsorvente.

Já o modelo de IAST (Ideal Adsorbed Solution Theory) é um modelo termodinâmico que permite prever o equilíbrio de adsorção de misturas gasosas a partir das isotermas de adsorção de cada componente puro. Em termos simples, a isoterma de cada gás puro é medida e ajustada para calcular como a mistura real (CO₂ + N₂, por exemplo) é adsorvida em equilíbrio. Assim, o modelo ajuda a estimar a seletividade e a capacidade de adsorção competitiva.

Esse modelo é baseado em analogia com a teoria das soluções ideais da termodinâmica de líquidos. Os principais pressupostos são:

³⁷ Sorventes é o termo geral que engloba todos os materiais capazes de reter substâncias, seja por adsorção, absorção ou reação química. Adsorventes são um tipo específico de sorvente, que retêm substâncias na superfície do material, por forças físicas ou químicas, sem incorporação ao volume.

- A fase adsorvida se comporta como uma solução ideal, sem excesso de entalpia ou entropia de mistura;
- Não há interações fortes específicas entre moléculas diferentes na fase adsorvida, apenas competição pelos sítios;
- A temperatura é constante (isoterma);
- Cada componente da mistura tem uma isoterma de adsorção conhecida (Langmuir, Freundlich, Toth etc.).

Antes de expor o modelo, é importante rever o conceito de potencial químico, que pode ser entendido como a energia disponível por mol de uma substância para realizar trabalho químico. Em outras palavras, ele indica quão “desejável” é estar em uma fase (gás, líquido, sólido, adsorvido etc.). Sabe-se que a matéria tende a se mover espontaneamente do local de maior potencial químico para o de menor potencial químico.

O potencial químico μ_i de um componente i é definido como a variação da energia livre do sistema quando se adiciona uma pequena quantidade de i , mantendo as demais variáveis constantes, ou seja:

$$\mu_i = \left(\frac{\partial G}{\partial n_i} \right)_{T,p,n_{j \neq i}} \quad (3.14)$$

onde G é a energia livre de Gibbs do sistema, n_i é o número de mols do componente i , T é a temperatura e p é a pressão. O equilíbrio químico ou físico entre duas fases ocorre quando o potencial químico do mesmo componente é igual nas duas fases, ou seja:

$$\mu_i^{(\text{gás})} = \mu_i^{(\text{adsorvido})}$$

$$\text{Se } \mu_i^{(\text{gás})} > \mu_i^{(\text{adsorvido})} \text{ o gás tende a ser adsorvido} \quad (3.15)$$

$$\text{Se } \mu_i^{(\text{gás})} < \mu_i^{(\text{adsorvido})} \text{ o gás tende a ser dessorvido}$$

Para um gás ideal, o potencial químico é dado por:

$$\mu_i = \mu_i^0 + RT \ln \left(\frac{p_i}{p_0} \right) \quad (3.16)$$

onde μ_i^0 é o potencial químico padrão (1 bar), R é a constante universal dos gases, T a temperatura absoluta e p_i a pressão parcial do componente. Quanto maior a pressão parcial, maior o potencial químico, logo, mais “força” o gás tem para migrar para outra fase. Ao reduzir a pressão, o gás “perde energia química” e tende a se desprender (desorver). O modelo IAST é inspirado na termodinâmica das soluções líquidas ideais e busca descrever o equilíbrio entre gases e a fase adsorvida em um sólido.

Imagine uma mistura gasosa de CO_2 e N_2 entrando em um leito de zeólita. Uma parte das moléculas se fixa (adsorve) na superfície, formando uma “solução ideal adsorvida”, isto é, uma camada onde as moléculas de diferentes espécies interagem sem excessos de energia (hipótese ideal). O equilíbrio termodinâmico exige que, para cada componente i , o potencial químico μ_i (energia livre por mol) seja o mesmo nas duas fases. A Lei de Raoult, usada em termodinâmica de soluções líquidas, diz que a pressão parcial de um componente é proporcional à sua fração molar na fase líquida e à pressão de vapor puro, ou seja:

$$p_i = y_i p = x_i p_i^{\text{sat}} \quad (3.17)$$

No IAST, essa relação é “transportada” da termodinâmica de líquidos para a camada adsorvida. Em vez de “pressão de vapor”, entra um termo equivalente chamado pressão de espalhamento π (*spreading pressure*), que mede o “campo de força” total exercido pelas moléculas adsorvidas. No modelo IAST, o equilíbrio da mistura é definido pelo fato de que todas as espécies adsorvidas compartilham o mesmo valor de pressão de espalhamento π , que matematicamente é dado por:

$$\pi = \int_0^{p_i^*} \frac{q_i(p)}{p} dp \quad (3.18)$$

onde $q_i(p)$ é a quantidade adsorvida do componente a uma dada pressão p (isoterma pura) e p_i^* é a pressão fictícia que o componente i teria em seu sistema puro para atingir o mesmo potencial químico que tem na mistura. No equilíbrio da mistura, todos os componentes devem ter a mesma pressão de espalhamento, ou seja:

$$\pi_1(p_1^*) = \pi_2(p_2^*) = \dots = \pi_n(p_n^*) = \pi \quad (3.19)$$

Existe um único valor de π (pressão de espalhamento total) tal que, se cada gás estivesse sozinho no adsorvente a uma pressão p_i^* , ele apresentaria o mesmo estado

de energia (potencial químico) que tem na mistura. Essa é a essência do modelo IAST. Assim, o total absorvido da mistura é:

$$q_{total} = \sum_{i=1}^n q_i(p_i^*) \quad (3.20)$$

onde a fração molar do componente i na fase adsorvida é dada por:

$$x_i = \frac{q_i(p_i^*)}{q_{total}} \quad (3.21)$$

O modelo IAST permite calcular, além da capacidade de adsorção da mistura, quanto de CO₂ e quanto de N₂ ficam retidos. A seletividade de adsorção é dada conforme a seguir:

$$S_{i/j} = \frac{x_i/x_j}{y_i/y_j} \quad (3.22)$$

onde x são as frações molares na fase adsorvida e y na fase gasosa. Assim, um $S > 1$ indica que o adsorvente prefere o componente i , como por exemplo CO₂ sobre N₂.

A importância do IAST no CCUS é avaliar novos materiais sem precisar testar diretamente misturas complexas em laboratório. Ajuda a dimensionar colunas de adsorção (PSA) para correntes gasosas reais de combustão ou gás natural e fornece parâmetros de seletividade e eficiência, essenciais para comparar adsorventes.

Apesar de muito útil, o modelo tem algumas limitações:

- Funciona melhor quando os gases têm isotermas bem ajustadas por modelos (ex.: Langmuir);
- Pode falhar em sistemas com interações específicas fortes (ex.: H₂O, H₂S);
- Não captura efeitos cinéticos (difusão e transporte nos poros);
- Supõe que a mistura adsorvida é ideal, o que nem sempre é verdadeiro em pressões elevadas.



Exemplo 3.3 – Esse exemplo mostra como se calcula a capacidade adsorvida de cada componente, as frações na fase adsorvida e a seletividade para uma mistura CO₂/N₂

típica de um gás de chaminé. Também explica as hipóteses e os limites do modelo de IAST.

As premissas são:

- Mistura gasosa com 15% de CO₂ ($y_{\text{CO}_2} = 0,15$) e 85% de N₂ ($y_{\text{N}_2} = 0,85$);
- Pressão de 1 bar (condição típica pós-combustão a pressão atmosférica);
- Temperatura constante (isoterma): 25 °C;
- Aproximação de Henry³⁸ (regime de baixas pressões): $q_i = K_i p_i$ onde $p_i = y_i p$. Essa aproximação é adequada quando as isotermas são praticamente lineares na faixa de pressão usada;
- As hipóteses para as constantes de Henry são:
 - $K_{\text{CO}_2} = 4,0 \text{ mmol.g}^{-1}\text{bar}^{-1}$
 - $K_{\text{N}_2} = 0,05 \text{ mmol.g}^{-1}\text{bar}^{-1}$

Note-se que $K_{\text{CO}_2} \gg K_{\text{N}_2}$, indicando que o CO₂ tem afinidade muito maior que N₂.

Solução

As pressões parciais são:

$$\begin{aligned} p_{\text{CO}_2} &= y_{\text{CO}_2} p = 0,15 \times 1 = 0,15 \text{ bar} \\ p_{\text{N}_2} &= y_{\text{N}_2} p = 0,85 \times 1 = 0,85 \text{ bar} \end{aligned} \quad (3.23)$$

As quantidades adsorvidas por massa de adsorvente (mmol/g)³⁹, usando aproximação de Henry, são:

$$\begin{aligned} q_{\text{CO}_2} &= 4 \times 0,15 = 0,60 \text{ mmol/g} \\ q_{\text{N}_2} &= 0,05 \times 0,85 = 0,0425 \text{ mmol/g} \end{aligned} \quad (3.24)$$

A capacidade total adsorvida é:

$$q_{\text{total}} = q_{\text{CO}_2} + q_{\text{N}_2} = 0,60 + 0,0425 = 0,6425 \text{ mmol/g} \quad (3.25)$$

As frações molares na fase adsorvida são:

³⁸ A constante de Henry quantifica a tendência de um gás se dissolver em um líquido e expressa o equilíbrio gás-líquido, com valor dependente da temperatura e da forma de definição.

³⁹ mmol = milimol = 10⁻³ mol.

$$\begin{aligned}
 x_{\text{CO}_2} &= \frac{q_{\text{CO}_2}}{q_{\text{total}}} = \frac{0,60}{0,6425} \approx 0,934 \\
 x_{\text{N}_2} &= \frac{q_{\text{N}_2}}{q_{\text{total}}} = \frac{0,0425}{0,6425} \approx 0,066
 \end{aligned}
 \tag{3.26}$$

Assim, a seletividade adsorvida é igual a

$$S_{\text{CO}_2/\text{N}_2} = \frac{x_{\text{CO}_2}/x_{\text{N}_2}}{y_{\text{CO}_2}/y_{\text{N}_2}} = \frac{(0,934/0,066)}{(0,15/0,85)} = 80
 \tag{3.27}$$

Com as aproximações de Henry e os valores de K assumidos, o adsorvente retém $\approx 93,4\%$ dos mols de CO_2 adsorvidos, mesmo quando o gás só tem 15% CO_2 , mas com seletividade muita alta (≈ 80). A aproximação de Henry é equivalente ao IAST linearizado e dá resultados muito próximos em regime de baixa pressão. O IAST completo utiliza as isotermas puras e integra a relação da pressão de espalhamento. Nesse caso é necessário resolver numericamente para obter x_i e q_i .



Exemplo 3.4 – Neste exemplo são usadas as isotermas puras modeladas por Langmuir com as premissas do Exemplo 3.3. O material é um tipo de zeólita, cujo nome comercial é denominado 13X. Os parâmetros são:

- CO_2 : $q_{\text{max,CO}_2} = 5,0$ mmol/g, $b_{\text{CO}_2} = 2,0$ bar⁻¹.
- N_2 : $q_{\text{max,N}_2} = 1,5$ mmol/g, $b_{\text{N}_2} = 0,01$ bar⁻¹.

Solução

As isotermas puras modeladas por Langmuir seguem a seguinte equação:

$$q_i(p) = \frac{q_{i,\text{max}} b_i p}{1 + b_i p}
 \tag{3.28}$$

onde q_i é a quantidade adsorvida do gás i em mmol/g e p é a pressão em bar. A pressão reduzida de espalhamento π é:

$$\pi_i(p) = q_{i,\text{max}} \ln(1 + b_i p)
 \tag{3.29}$$

Já a pressão pura correspondente para um dado π é obtida pela função inversa da Eq. (3.29), ou seja:

$$p_i^*(\pi) = \frac{e^{\pi/q_{i,max}} - 1}{b_i} \quad (3.30)$$

Para o equilíbrio da mistura, de acordo com a condição de IAST, existe um único π tal que:

$$\sum_i \frac{y_i p}{p_i^*(\pi)} = 1 \quad (3.31)$$

onde y_i é a fração molar do componente i na fase gasosa. Resolvendo por iteração numérica (bisseção/Newton) resulta $\pi=1,32$. Assim, as pressões puras correspondentes são:

$$p_{CO_2}^* = \frac{e^{1,32/5} - 1}{2} \approx 0,151 \text{ bar} \quad (3.32)$$

e

$$p_{N_2}^* = \frac{e^{1,32/1,5} - 1}{0,01} \approx 141 \text{ bar} \quad (3.33)$$

Note-se que, em mistura, o CO_2 é “representado” por uma pressão pura baixa ($\approx 0,15$ bar), enquanto o N_2 corresponde a uma pressão pura muito alta (≈ 141 bar). Isso reflete que o material 13X tem muito maior afinidade por CO_2 . As frações molares na fase adsorvida x_i são:

$$x_{CO_2} = \frac{y_{CO_2}}{p_{CO_2}^*} = \frac{0,15}{0,151} \approx 0,9930 \quad (3.34)$$

e

$$x_{N_2} = \frac{0,85}{141} \approx 0,0060 \quad (3.35)$$

Usando Langmuir, chega-se aos seguintes valores de q puro:

$$q_{CO_2}^{puro}(p_{CO_2}^*) = \frac{5 \times 2 \times 0,151}{1 + 2 \times 0,151} = \frac{1,51}{1,302} \approx 1,160 \text{ mmol/g} \quad (3.36)$$

e

$$q_{\text{N}_2}^{\text{puro}}(p_{\text{N}_2}^*) = \frac{1,5 \times 0,01 \times 141}{1 + 0,01 \times 141} \approx 0,878 \text{ mmol/g} \quad (3.37)$$

Assim, a carga total é:

$$n_{\text{total}} = x_{\text{CO}_2} q_{\text{CO}_2}^{\text{puro}} + x_{\text{N}_2} q_{\text{N}_2}^{\text{puro}} \approx 0,9933 \times 1,160 + 0,0060 \times 0,878 \quad (3.38)$$

resultando $\approx 1,157$ mmol/g. Já as cargas por componente (mmol/g) são:

$$\begin{aligned} n_{\text{CO}_2} &= x_{\text{CO}_2} n_{\text{total}} \approx 0,9930 \times 1,157 \approx 1,149 \text{ mmol/g} \\ n_{\text{N}_2} &\approx 0,0060 \times 1,157 \approx 0,007 \text{ mmol/g} \end{aligned} \quad (3.39)$$

Convertendo para massa, tem-se a carga de CO_2 absorvido por kg do adsorvente, ou seja:

$$\text{CO}_{2,\text{absorvido}} = 1,149 \times 44,01 \approx 50,57 \text{ gCO}_2/\text{kg de adsorvente} \quad (3.40)$$

Assim, para dimensionar os leitos (kg adsorvente e energia de regeneração), pode-se usar esse carregamento conforme o exemplo resolvido.



Há outros modelos de adsorção na literatura⁴⁰, entre eles estão:

- Modelo de Freundlich (1906) para superfície heterogênea;
- Modelo de BET (Brunauer–Emmett–Teller, 1938);
- Modelos semiempíricos e heterogêneos, como o de Toth (1971), Dubinin–Radushkevich, D-R (1947), Sips (1948), Temkin (1940) e Redlich–Peterson (1959);
- Modelos multilayer e microporosos avançados, como o de Dubinin–Astakhov, D-A (1971);
- Modelos cinéticos de adsorção (não isotérmicos) como o modelo de pseudo-primeira ordem de Lagergren (1898), modelo de difusão intraparticular de Weber–Morris (1963) e o modelo de pseudo-segunda ordem de Ho & McKay (1999). Esses modelos, além das isotermas de equilíbrio, descrevem a velocidade da adsorção.

⁴⁰ Uma referência que aborda a matemática de difusão é Crank (1975).

Em relação à cinética e ao transporte de massa nos processos de adsorção, tem-se as seguintes observações:

- A velocidade de adsorção depende da difusão gasosa para a superfície, difusão dentro dos poros (microporos lento) e cinética intrínseca do sítio;
- Em leitos empacotados (coluna fixa), a adsorção em regime dinâmico apresenta uma fronteira de massa (MTZ, Mass Transfer Zone). O comprimento do MTZ determina o tamanho do leito necessário e o formato da curva de *breakthrough*;
- A curva de *breakthrough* é uma medida essencial em projeto, pois indica quando o gás de saída ultrapassa a especificação aceitável. Esse valor é obtido usualmente em ensaio piloto.

Para entender o conceito de MTZ e o *breakthrough*, imagine um leito fixo (um tubo) preenchido com grãos de um adsorvente. Um gás contendo CO₂, por exemplo, entra na parte inferior e percorre o leito de baixo para cima. No início, toda a superfície do adsorvente está livre, então o CO₂ é fortemente adsorvido nas primeiras camadas. À medida que o tempo passa, essas camadas vão se saturando, ou seja, os sítios ativos ficam ocupados. A frente de adsorção, representada pela zona onde ocorre o processo ativo de transferência de massa, vai se deslocando ao longo do leito. Esse comportamento dinâmico é o que dá origem à zona de transferência de massa (MTZ) e à curva de ruptura (*breakthrough curve*).

A zona de transferência de massa (MTZ) é a região do leito onde o adsorvente ainda está se carregando com o gás adsorvido, ou seja, onde a concentração do gás varia de quase zero (parte já saturada) até o valor de entrada (parte ainda não tocada). O comprimento da MTZ é definido por:

$$L_{MTZ} = L_{total} \frac{t_{total} - t_b}{t_{total}} \quad (3.41)$$

onde L_{total} é o comprimento total do leito, t_b é tempo de ruptura (quando o gás começa a “vazar”) e t_{total} é o tempo até a saturação completa. A curva de *breakthrough* mostra a concentração do gás na saída do leito em função do tempo. O *breakthrough* é o momento em que o gás começa a aparecer na saída. A MTZ é o mecanismo físico interno, e a curva de *breakthrough* é a manifestação observável desse fenômeno. Uma MTZ estreita resulta uma curva de *breakthrough* mais íngreme,

indicando adsorção eficiente. Uma MTZ longa resulta uma curva suave, mostrando que o leito tem baixa taxa de transferência de massa.

Os modos de regeneração ou ciclagem são:

- PSA (Pressure Swing Adsorption) – adsorção a alta pressão e regeneração por queda de pressão (vácuo ou despressurização). Eficaz quando a adsorção aumenta com a pressão;
- VSA (Vacuum Swing Adsorption) – uma variante do PSA, em que se opera a baixa pressão para descarregar o CO₂;
- TSA (Temperature Swing Adsorption) – aquecimento do adsorvente para liberar o CO₂, indicado quando ΔH_{ads} é alto;
- PVSA/PTSA – combina pressão + vácuo + aquecimento para otimizar energia;
- Electric Swing (*Joule Heating*) – aquecimento de leito por corrente elétrica é útil para sorventes condutivos ou monólitos;
- Adsorventes quimicamente funcionalizados (ex.: aminas sobre suporte) podem exigir TSA leve (menor consumo energético que solventes líquidos) e oferecem boas capturas a baixas pressões de CO₂.

Algumas métricas de desempenho de projetos de captura de CO₂ por adsorção física são fundamentais, entre elas:

- Capacidade útil de adsorção (*WC, Working Capacity*);

É a diferença entre a quantidade de gás adsorvida nas condições de adsorção e a quantidade que permanece nas condições de regeneração, ou seja:

$$WC = q_{ads} - q_{reg} \quad (3.42)$$

Essa métrica representa o quanto de gás o adsorvente realmente consegue reter e liberar em um ciclo completo de operação, isto é, a quantidade útil que pode ser carregada durante a adsorção e liberada durante a regeneração.

- Energia por tCO₂ para regeneração (kJ/kgCO₂);
- Estabilidade cíclica – número de ciclos antes de perda de performance.

A adsorção em sólidos oferece um caminho tecnicamente atraente para CCUS devido à modularidade e alta seletividade projetável. O sucesso comercial, entretanto, depende de soluções de engenharia e dos custos de produção em escala.

Nos próximos anos, avanços em materiais (MOFs mais baratos e estáveis, aminas sobre suporte) e nos esquemas de ciclo (PVSA, *electric swing*) devem ditar se a adsorção sólida se tornará competitiva em larga escala para captura de CO₂ em pós-combustão.

d) Membranas seletivas de CO₂

O processo de captura de CO₂ por membranas baseia-se na diferença de permeabilidade entre o CO₂ e os demais gases presentes na corrente. As membranas atuam como barreiras seletivas, permitindo que o CO₂ difunda mais rapidamente através do material da membrana do que os outros gases.

São quatro etapas básicas do processo:

1. A corrente gasosa é comprimida e passa através da membrana seletiva;
2. O CO₂ permeia preferencialmente através da membrana, migrando para o lado de baixa pressão;
3. O restante dos gases (N₂, O₂, vapor d'água etc.) forma o retentado, que permanece no lado de alta pressão;
4. O permeado enriquecido em CO₂ é então coletado e pode ser comprimido para transporte ou utilizado em processos industriais (ver Figura 3.3).

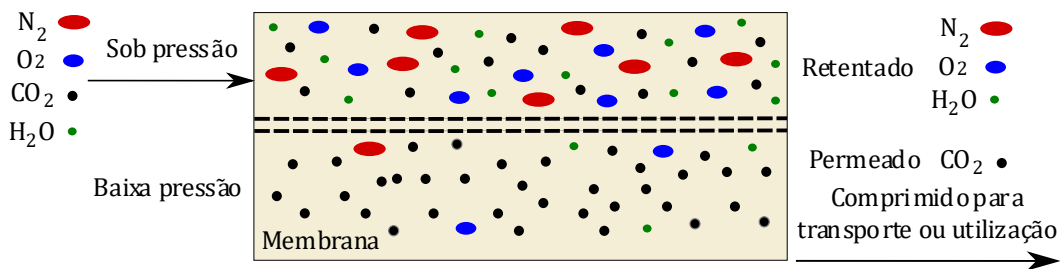


Figura 3.3 – Processo de captura de CO₂ por membrana seletiva

Quanto ao tipo de material, as membranas podem ser:

1. Poliméricas:
 - Material utilizado – poliamidas, polissulfonas, acetato de celulose, poliimidas e PDMS (polidimetilsiloxano);
 - Vantagens – baixo custo, flexibilidade e de fácil fabricação;

- Limitação – degradação térmica em altas temperaturas (>120 °C) e plasticização pelo CO₂.
2. Inorgânicas:
- Materiais – zeólitas, sílica, carbono molecular e cerâmicas;
 - Vantagens – alta estabilidade térmica e química;
 - Limitação – alto custo e fragilidade mecânica;
3. Híbridas (orgânico-inorgânicas ou MMM – Mixed Matrix Membranes):
- Combinação de matriz polimérica + partículas inorgânicas (ex.: MOFs);
 - Buscam unir a alta permeabilidade dos polímeros à seletividade dos sólidos porosos.

Tabela 3.5 – Tipos de membrana quanto ao mecanismo de separação

Tipo	Princípio	Separação
Membranas de solução-difusão	O CO ₂ se dissolve no material da membrana e difunde-se mais rapidamente do que outros gases	Polímeros como polissulfona, poliimida ou PDMS ⁴¹ (polidimetilsiloxano)
Membranas de peneiramento molecular	A separação se dá pelo tamanho das moléculas – o CO ₂ , menor, passa com mais facilidade	Zeólitas, MOFs, carbono ativado
Membranas facilitadas	Contêm transportadores químicos (ex.: aminas) que reagem reversivelmente com o CO ₂ , aumentando a seletividade	Membranas de amina suportada (<i>facilitated transport membranes</i>)

O transporte do CO₂ através da membrana ocorre geralmente por:

1. Etapa de dissolução – o CO₂ se dissolve na superfície da membrana;
2. Etapa de difusão – o CO₂ atravessa o material da membrana, impulsionado por um gradiente de pressão parcial;
3. Etapa de dessorção – o CO₂ sai da membrana no lado do permeado.

⁴¹ É um polímero de silicone, um dos materiais mais importantes em tecnologias de membranas para separação de gases, inclusive em processos de captura de CO₂.

A taxa de permeação depende da difusividade (D) do gás no material, da solubilidade (S) do gás na membrana e do gradiente de pressão parcial (Δp) entre os dois lados, ou seja:

$$J = P \frac{\Delta p}{l} \quad (3.43)$$

onde J é o fluxo molar do gás, P é a permeabilidade (função do coeficiente de difusão do gás) e l é a espessura da membrana. A permeabilidade P , expressa em Barrer⁴², mede o quanto um gás específico consegue atravessar uma membrana, levando em conta a espessura da membrana e a diferença de pressão entre os dois lados.

A unidade Barrer é usada na indústria para expressar a permeabilidade de gases. A permeabilidade em Barrer é usada quando o gás se dissolve e difunde no material. Essa unidade foi definida para facilitar a comparação entre diferentes materiais poliméricos e é dada por:

$$1 \text{ Barrer} = 10^{-10} \frac{\text{cm}^3(\text{std}) \cdot \text{cm}}{\text{cm}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{cmHg}} \quad (3.44)$$

ou, em unidades do SI aproximadas:

$$1 \text{ Barrer} \approx 3,35 \times 10^{-16} \frac{\text{mol} \cdot \text{m}}{\text{m}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{Pa}} \quad (3.45)$$

A permeabilidade depende de dois fatores: a solução do gás no material da membrana (solubilidade) e a difusão do gás através da estrutura polimérica. Por isso, a permeabilidade é normalmente expressa como:

$$P_i = D_i S_i \quad (3.46)$$

onde D_i é o coeficiente de difusão do gás i e S_i é coeficiente de solubilidade do gás i . Para se ter uma ideia de escala, veja os valores na Tabela 3.6.

⁴² Barrer (Richard Maling Barrer, 1910–1996) é uma unidade empregada em membranas poliméricas para quantificar a permeabilidade de gases, combinando coeficientes de difusão e solubilidade, de forma que $1 \text{ Barrer} = 10^{-10} \text{ cm}^3(\text{std}) \cdot \text{cm}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s} \cdot \text{cmHg})$. Já a unidade Darcy (Henry Philibert Gaspard Darcy, 1803–1858) é utilizada para expressar a permeabilidade dos fluidos em meios porosos, comum em engenharia de reservatórios. 1 Darcy corresponde a $9,87 \times 10^{-13} \text{ m}^2$.

Tabela 3.6 – Exemplos de permeabilidade de membranas

Gás	Permeabilidade	Material da membrana
CO ₂	100 – 1000 Barrer	Poliimida ou PDMS
N ₂	1 – 10 Barrer	Poliimida
O ₂	10 – 100 Barrer	Polissulfona

Os parâmetros fundamentais para avaliar uma membrana são: a permeabilidade (P) e a seletividade (S), que é a razão entre a permeabilidade do CO₂ e a de outro gás (ex.: $S = P_{CO_2}/P_{N_2}$). As membranas são empregadas em três principais contextos, conforme indica a Tabela 3.7 a seguir:

Tabela 3.7 – Aplicação das membranas

Aplicação	Corrente tratada	Exemplo
Pós-combustão	Mistura rica em N ₂ (gases de exaustão de termelétricas a carvão)	Separação CO ₂ /N ₂
Pré-combustão	Mistura de H ₂ e CO ₂ (reforma do gás natural)	Separação CO ₂ /H ₂
Gás natural	Correntes CH ₄ + CO ₂	Purificação de gás natural

Existe um “*trade-off*” entre permeabilidade e seletividade (Curva de Robeson), ou seja, aumentar a permeabilidade geralmente reduz a seletividade, e vice-versa. A Curva de Robeson, proposta originalmente por L. M. Robeson (1991) e atualizada em 2008, mostra a relação empírica entre a permeabilidade e a seletividade de membranas poliméricas para separação de gases.

O limite originalmente proposto por Robeson (1991) é frequentemente representado por uma relação do tipo lei de potência em escala logarítmica:

$$\alpha_{A/B} = k P_A^{-n} \quad (3.47)$$

ou, de forma linearizada:

$$\log(\alpha_{A/B}) = \log k - n \log(P_A) \quad (3.48)$$

onde P_A é permeabilidade do gás A em Barrer (ex.: CO₂), $\alpha_{A/B}$ é a seletividade ideal = P_A/P_B , k e n são constantes empíricas, ajustadas para cada par de gases. Se $n > 0$, reflete o *trade-off* permeabilidade–seletividade.

As configurações industriais podem ser:

- Módulos de fibras ocas: maior área de contato;
- Módulos espiralados (*spiral-wound*): mais compactos, comuns em aplicações comerciais;
- Módulos tubulares: usados em testes piloto e aplicações de alta pressão.

As vantagens das membranas é que o processo é contínuo e compacto, não há necessidade de reagentes químicos, baixo consumo energético e de fácil modularização. Já as limitações são: baixa seletividade em gases úmidos ou com partículas, sensibilidade a contaminantes (SO_x, NO_x), necessidade de pressurização do gás (aumenta custos) e dificuldade de escalar para grandes volumes (pós-combustão).



Exemplo 3.5 – Calcule a vazão volumétrica permeada de CO₂ de uma corrente gasosa usando membrana de PDMS, considerando os seguintes dados:

- Espessura $l = 100 \mu\text{m} = 0,01 \text{ cm}$;
- Área da membrana $A = 1 \text{ m}^2 = 10.000 \text{ cm}^2$;
- Permeabilidade do CO₂ na membrana $P = 300 \text{ Barrer}$;
- Diferença de pressão parcial de CO₂, $\Delta p = 1 \text{ atm}$.

Solução

Substituindo os valores na Eq. (3.43), resulta:

$$J = \frac{300 \overbrace{\text{Barrer}}^{10^{-10}} \times 76 \text{ cmHg}}{0,01} = 2,28 \times 10^{-4} \frac{\text{cm}^3(\text{std})}{\text{cm}^2 \cdot \text{s}} \quad (3.49)$$

Já o fluxo total através da membrana é:

$$Q = J \cdot A = 2,28 \times 10^{-4} \frac{\text{cm}^3(\text{std})}{\text{cm}^2 \cdot \text{s}} \times 10.000 \text{ cm}^2 = 2,28 \text{ cm}^3/\text{s} \quad (3.50)$$

Ou seja, aproximadamente $2,28 \text{ cm}^3$ (*std*) de CO_2 por segundo passam pela membrana.

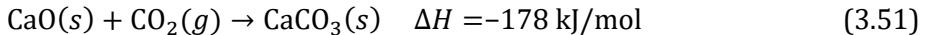


e) Ciclo de carbonatação-calцинаção

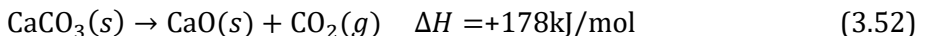
O ciclo de carbonatação-calцинаção (Calcium Looping) é um processo de captura regenerativa de CO_2 que utiliza o óxido de cálcio (CaO) como sorvente sólido. O processo baseia-se em duas reações químicas reversíveis:

- Carbonatação – absorção de CO_2 pelo CaO , formando carbonato de cálcio (CaCO_3);
- Calцинаção – decomposição térmica do CaCO_3 , regenerando o CaO e liberando CO_2 puro.

O processo é cíclico. O mesmo material sólido (CaO/CaCO_3) é reutilizado várias vezes entre os dois reatores. A etapa de carbonatação (captura de CO_2) segue a seguinte equação estequiométrica:



O CO_2 é quimicamente ligado na forma de carbonato de cálcio. Trata-se de uma reação exotérmica (libera calor) que ocorre tipicamente a temperaturas de $600\text{--}700 \text{ }^\circ\text{C}$. Já a etapa de calцинаção (liberação do CO_2) segue a seguinte equação estequiométrica:



É uma reação endotérmica, que ocorre a temperaturas de $900\text{--}950 \text{ }^\circ\text{C}$, normalmente em atmosfera rica em CO_2 , liberando CO_2 de alta pureza ($>95\%$). O sistema de Calcium Looping (CaL) possui dois reatores principais, geralmente do tipo leito fluidizado circulante. O primeiro reator (carbonatador) recebe os gases de combustão da caldeira com 10% a 15% de CO_2 . O CaO reage com o CO_2 , removendo-o da corrente gasosa, e o sólido resultante (CaCO_3) é transferido continuamente para o reator de calцинаção. Nesse reator (calcinador), o CaCO_3 é aquecido a alta temperatura para regenerar o CaO . Desse modo, o CO_2 é liberado, coletado e comprimido para transporte ou uso e o CaO regenerado retorna ao reator carbonatador.

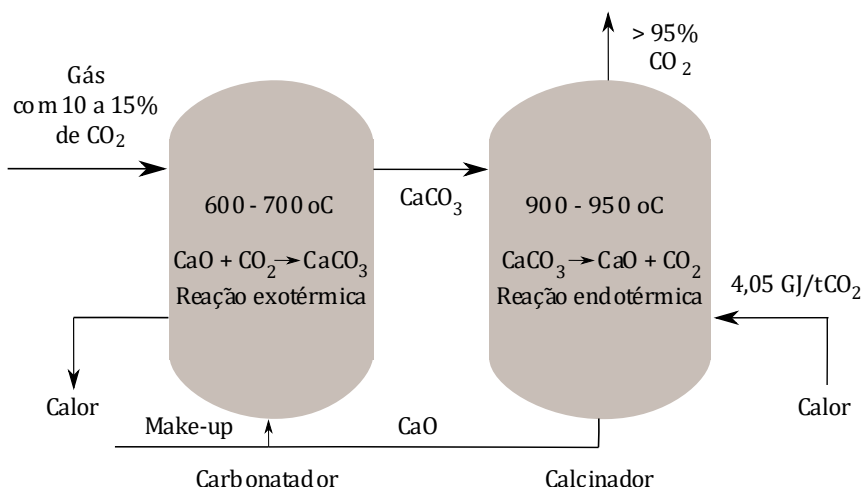


Figura 3.4 – Processo de captura de CO₂ pelo método carbonatação-calцинаção

O calor liberado na carbonatação pode ser aproveitado para geração de vapor ou energia, aumentando a eficiência global do sistema. Não obstante, durante múltiplos ciclos de carbonatação-calцинаção, o CaO tende a perder capacidade de captura por sinterização (as partículas fundem-se parcialmente, reduzindo a área superficial), fragmentação (perda de material ativo) e reatividade decrescente. Após 10–20 ciclos, a eficiência do CaO cai significativamente. As soluções comuns são: reposição parcial do sorvente com novo CaO, (calcário natural), regeneração química por hidratação intermediária e uso de aditivos, como Al₂O₃, visando aumentar a durabilidade.

O Calcium Looping é especialmente vantajoso quando acoplado a processos industriais de alta temperatura, pois o calor do calcificador pode ser recuperado. Exemplos de integração estão indicados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Integração

Setor	Integração típica	Benefício
Termelétricas a carvão	Instalação do carbonatador após a caldeira	Captura >90% do CO ₂ sem alterar o ciclo principal
Cimenteiras	Uso direto do CaO do clínquer como sorvente	Sinergia natural entre processos
Siderurgia	Aproveitamento de calor residual dos fornos	Redução de emissões sem grandes modificações

O Calcium Looping (CaL) já foi testado em várias plantas piloto e demonstração.

Tabela 3.9 – Aplicações industriais

Local	Potência	Situação	Observações
IFK Stuttgart (Alemanha)	1 MW _{th}	Piloto	Primeiros testes de ciclo contínuo
La Pereda (Espanha) – CIUDEN	1.7 MW _{th}	Piloto	Captura pós-combustão com carvão
Darmstadt (Alemanha)	1 MW _{th}	Piloto	Operação contínua >2.000 h
LEILAC (Bélgica e Alemanha)	25–100 ktCO ₂ /ano	Demonstração	Aplicado à indústria de cimento (sem queima direta de combustível)

A eficiência do método Calcium Looping (CaL) e outros dados são:

- Eficiência de captura: 90–95% do CO₂;
- Pureza do CO₂ capturado >95%;
- A penalidade energética é menor que nos processos com aminas (~6–8% da eficiência líquida);
- Custo estimado entre US\$ 30–45 por tCO₂;
- Materiais baratos e abundantes (calcário, dolomita).

Como desvantagens, requer altas temperaturas (900–950 °C), degradação progressiva do sorvente (CaO) e emissões de poeira fina. O projeto LEILAC (Low Emissions Intensity Lime and Cement), por exemplo, demonstrou a integração direta do Calcium Looping em fornos de clínquer⁴³, sem penalidade energética significativa.

Tabela 3.10 – Comparação com outros métodos de captura

Método	Temperatura	Agente	Energ. de regeneração
Absorção química (aminas)	40–120 °C	MEA, MDEA	Alta (energia térmica)
Adsorção sólida	25–150 °C	Zeólitas, MOFs	Baixa a média
Calcium Looping	600–950 °C	CaO	Média

⁴³ São equipamentos industriais nos quais ocorre a etapa central da produção de cimento Portland, que é a transformação da farinha crua em clínquer, por meio de reações químicas a altas temperaturas.



Exemplo 3.6 – Neste exemplo são indicados os fluxos de massa, necessidade de sorvente circulante, make-up e a energia térmica do processo Calcium Looping (CaL). A fonte de gás é uma planta de carvão que libera 100.000 m³(*std*)/h de gás de combustão com 12% de CO₂. A conversão efetiva por passagem no carbonatador é $X = 0,25$ (25%), como valor representativo médio. O sorbente reage parcialmente a cada passagem.

Solução

Passo 1: Quantidade de CO₂ no gás (vazão molar e mássica)

Considerando que a fração de CO₂ é de 12% da liberação, logo $V_{CO_2} = 12.000$ m³(*std*)/h. Usando o volume molar do CO₂, que é igual a 0,0224 m³/mol (todo gás em condições *std* ocupa 22,4 litro/mol), resulta:

$$n_{CO_2} = \frac{12.000}{0,0224} = 535.714 \text{ mol/h} \quad (3.53)$$

Logo, a vazão mássica de CO₂ é:

$$\dot{m}_{CO_2} = n_{CO_2} M_{CO_2} = 535.714 \times 44,01 \text{ g/mol} \approx 23,577 \text{ tCO}_2/\text{h} \quad (3.54)$$

Passo 2: Quantidade de CaO necessária (estequiometria)

De acordo com a reação indicada na Eq. (3.52), 1 mol CO₂ + 1 mol CaO resulta 1 mol de CaCO₃. No entanto, se a conversão por passagem é $X = 0,25$, isso significa que apenas 25% do CaO disponível reage em cada passagem. Assim, é necessário um fluxo de sorbente circulante maior para oferecer sítios ativos suficientes, ou seja:

$$n_{CaO,circ} = \frac{535.714}{0,25} = 2.142.857 \text{ mol/h} \quad (3.55)$$

Logo, a massa equivalente de CaO (56,08 g/mol) circulante é:

$$\dot{m}_{CaO,circ} = 2.142.857 \text{ mol/h} \times 56,08 \text{ g/mol} \approx 120,171 \text{ t/h} \quad (3.56)$$

Ou seja, cerca de 120,2 t/h de sorbente (CaO) circulando entre carbonatador e o calcinador para sustentar a captura de CO₂ com $X=25\%$.

Passo 3: Make-up de sorbente necessário para reposição

O make-up (calcário fresco) é necessário por duas razões principais: perdas físicas por atrito/abrasão (partículas finas perdidas) e desativação química (poros sinterizados e conversão residual decresce com ciclos). As taxas típicas de make-up em pilotos estão entre 0,5 e 5% do fluxo circulante por unidade de tempo. Assumindo 1% make-up do fluxo circulante resulta:

$$\dot{m}_{make-up} = 0,01 \times 120.171 \text{ kg/h} = 1.201,71 \text{ kg/h} \quad (3.57)$$

Passo 4: Energia térmica necessária para calcinação

Cada mol de CaCO_3 a ser calcinado requer $\approx 178 \text{ kJ/mol}$. Essa é a energia química mínima necessária para decompor o CaCO_3 e liberar o CO_2 no calcinador, antes mesmo de considerar o calor sensível para aquecer os sólidos até a temperatura do calcinador e outras perdas térmicas. Assim, a energia endotérmica por hora é:

$$Q_{calc} = n_{\text{CO}_2} \times 178 \approx 95.357.143 \text{ kJ/h} \quad (3.58)$$

ou, convertendo para kW ($1 \text{ kW} = 3.600 \text{ kJ/h}$), resulta:

$$Q_{calc} \approx \frac{95.357.143}{3600} \approx 26.488 \text{ kW}_{th} \approx 26,5 \text{ MW}_{th} \quad (3.59)$$

ou por vazão mássica de CO_2 capturada:

$$\frac{Q_{calc}}{m_{\text{CO}_2}} \approx \frac{95.357.143}{23.577} \approx 4 \text{ MJ/kgCO}_2 = 4 \text{ GJ/tCO}_2 \quad (3.60)$$

Apenas a energia química da calcinação exige cerca de 4 GJ por tonelada de CO_2 removida. É importante ressaltar que esse valor corresponde apenas à entalpia de decomposição. Na prática, há ainda:

- Calor sensível para aquecer CaCO_3 e CaO da temperatura ambiente até a temperatura do calcinador ($\sim 900\text{--}1000 \text{ }^\circ\text{C}$);
- Calor para aquecer os gases, se forem utilizados;
- Perdas térmicas e possibilidade de recuperar parte do calor por meio de trocadores com uso do CO_2 quente etc.



3.2.2. Captura pré-combustão

A captura pré-combustão é uma rota tecnológica de separação de CO₂ que ocorre antes da etapa de combustão propriamente dita, ou seja, o carbono é removido do combustível em sua forma gasosa intermediária. O processo baseia-se na conversão termoquímica do combustível (geralmente carvão, biomassa, gás natural ou resíduos) em gás de síntese (CO + H₂), por meio de reforma ou gaseificação. Em seguida, o monóxido de carbono (CO) é convertido em CO₂ e H₂ pela reação de deslocamento gás-água (Water-Gas Shift).

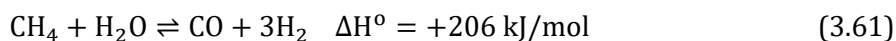
O CO₂ formado é então separado por absorção química, adsorção ou membranas seletivas, resultando em um fluxo de hidrogênio de alta pureza que pode ser utilizado como combustível limpo para a geração de energia ou em processos industriais. Essa abordagem é característica de sistemas de gaseificação integrada a ciclos combinados (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle) e de plantas de hidrogênio azul, oferecendo altas taxas de captura e permitindo um menor custo de separação em comparação com a captura pós-combustão.

a) Reforma de combustível e separação do CO₂ de gás de síntese (H₂ + CO)

A reforma de combustível é um processo termoquímico destinado a converter hidrocarbonetos em gás de síntese (*syngas*), uma mistura essencialmente composta por hidrogênio (H₂) e monóxido de carbono (CO), com pequenas quantidades de CO₂, H₂O e CH₄ residual. O gás de síntese é utilizado na indústria química como fonte primária de hidrogênio para aplicações em células a combustível e CCUS.

Existem três principais rotas industriais de reforma:

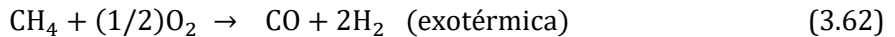
1. Reforma a vapor do metano (SMR, Steam Methane Reforming), cuja reação é:



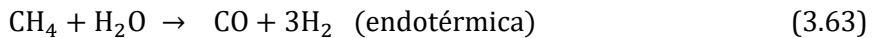
- O processo é endotérmico, requer altas temperaturas (800–1000 °C) e catalisadores (geralmente Ni/Al₂O₃);
- O calor é suprido pela queima parcial de combustível;
- É a rota dominante na produção mundial de H₂.

2. Reforma autotérmica (ATR).

O ATR combina duas reações em um único reator: oxidação parcial do metano (exotérmica) e reforma a vapor (endotérmica):



e



- O calor gerado pela oxidação parcial supre a energia necessária para a reforma, tornando o processo globalmente próximo do equilíbrio térmico (autotérmica);
- Permite uma operação autossustentada termicamente.

3. Reforma seca (*dry reforming*)



- A reação é fortemente endotérmica, normalmente operada a 900 °C;
- Forte tendência à formação de coque;
- Útil quando há disponibilidade de CO₂ como reagente (rota potencialmente neutra em carbono).

Aproveitando as rotas industriais de reforma, existe a conversão do CO via reação Water-Gas Shift (WGS). Após a reforma, o gás de síntese contém CO + H₂, sendo que o CO é convertido em CO₂ para aumentar o rendimento de H₂, conforme reação a seguir:



A reação é levemente exotérmica ($\Delta H \approx -41$ kJ/mol), realizada em duas etapas: reação de deslocamento gás-água em alta temperatura (HTS, High-Temperature Shift), que ocorre entre 350 e 450 °C com catalisador Fe-Cr, e reação de deslocamento gás-água em baixa temperatura (LTS, Low-Temperature Shift), que ocorre entre 200 e 250 °C com catalisador Cu-Zn-Al. O resultado é uma mistura rica em H₂ e CO₂, chamada de “gás de reforma tratado”.

Após a reação de deslocamento (*shift*), a mistura gasosa é composta principalmente por H₂ (70–80%) e CO₂ (15–25%), com traços de CO e vapor d’água.

A separação e purificação do hidrogênio e a remoção do CO₂ são etapas críticas, e podem ser realizadas pelos diversos métodos tecnológicos já comentados: absorção química, adsorção física (PSA, Pressure Swing Adsorption) e separação por membranas seletivas.

b) Tecnologias baseadas em separação criogênica

A separação criogênica é uma das rotas tecnológicas mais interessantes para a captura e purificação de CO₂, especialmente em sistemas de grande escala e em fluxos com alta concentração de CO₂, como os provenientes da reforma de combustíveis e da indústria de processamento de gás natural.

A separação criogênica baseia-se nas diferenças dos pontos de ebulição e nas propriedades de condensação e sublimação dos componentes gasosos. O CO₂ apresenta ponto de sublimação a -78,5 °C (1 atm) e ponto crítico a 31,1 °C e 7,38 MPa. Essas características permitem que o CO₂ seja condensado ou solidificado por resfriamento controlado e/ou compressão, enquanto os gases leves, como hidrogênio (H₂), nitrogênio (N₂) e metano (CH₄), permanecem no estado gasoso e podem ser separados fisicamente. A separação ocorre, portanto, por liquefação diferencial, em que:

- O CO₂ é resfriado abaixo do seu ponto de condensação e separado na forma líquida (ou sólida, em alguns casos);
- Os demais gases, com pontos de ebulição muito mais baixos, permanecem gasosos e são removidos no topo do sistema.

Um sistema criogênico de separação de CO₂ envolve as seguintes etapas:

1. Compressão do gás de alimentação:

- O gás de síntese (H₂ + CO₂) é comprimido a pressões entre 2 e 6 MPa, o que eleva a temperatura e aumenta a densidade do CO₂, facilitando a condensação posterior.

2. Remoção de impurezas (pré-tratamento):

- É essencial remover a umidade (H₂O) e os componentes condensáveis (hidrocarbonetos pesados e H₂S) para evitar congelamento e obstrução nas válvulas e trocadores de calor.

3. Resfriamento profundo (*deep cooling*):

- O gás comprimido é resfriado gradualmente em trocadores de calor criogênicos até temperaturas entre $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $-135\text{ }^{\circ}\text{C}$, normalmente com ciclos de refrigeração mecânica (expansão de gás refrigerante, como N_2 líquido) ou expansão Joule-Thomson do próprio gás.
4. Condensação/solidificação do CO_2 :
 - Nessas condições, o CO_2 condensa como líquido criogênico (pressões $> 1\text{ MPa}$) ou se solidifica como “gelo seco” (pressões mais baixas);
 - O CO_2 é então separado por decantação ou centrifugação criogênica.
 5. Separação do gás leve (H_2 , N_2 , CH_4):
 - Os gases não condensáveis permanecem no estado gasoso e saem no topo da coluna ou do separador, podendo ser purificados posteriormente (ex.: H_2 em PSA).
 6. Recuperação e armazenamento do CO_2 :
 - O CO_2 líquido é expandido e comprimido novamente para condições de transporte ou injeção ($10\text{--}15\text{ MPa}$), podendo ser direcionado a sistemas de armazenamento geológico (CCS) ou utilização (CCU).

As condições operacionais típicas estão sumarizadas na Tabela 3.11 a seguir:

Tabela 3.11 – Condições operacionais da separação criogênica

Etapa	Pressão (MPa)	Temp. ($^{\circ}\text{C}$)	Fase CO_2	Observação
Compressão	2 – 6	25 – 100	Gás	Preparação
Resfriamento inicial	2 – 6	-50 a -80	Gás	Pré-condensação
Condensação criogênica	2 – 6	-100 a -135	Líquido	CO_2 se separa do gás
Expansão/recuperação	1 – 3	-60 a -90	Líq. ou sólido	CO_2 purificado

As principais configurações empregadas incluem:

- Colunas de destilação criogênica (Cryogenic Distillation Columns): utilizam o mesmo princípio da separação do ar em O_2 e N_2 . O gás é introduzido no fundo da coluna, e o CO_2 líquido é coletado no fundo, enquanto os gases leves ascendem e são removidos no topo;

- Separadores criogênicos de CO₂ líquido: equipamentos de fase única, nos quais o gás comprimido é resfriado até a condensação parcial. O CO₂ líquido é decantado, e o gás residual é purificado;
- Processos de congelamento criogênico "*Freezing Processes*": operam em baixas pressões (1–2 bar), nos quais o CO₂ sublima formando cristais sólidos "*dry ice*", que são posteriormente recolhidos e sublimados de forma controlada. São mais simples, porém energeticamente menos eficientes;
- Sistemas híbridos (criogenia + PSA ou membranas): combinam separação criogênica inicial, para remover a maior parte do CO₂, com purificação fina posterior via adsorção ou membranas seletivas.

Vantagens da separação criogênica:

- Alta pureza do CO₂ capturado (>99,9%), adequada para uso em EOR ou CCS;
- Capacidade de processar grandes vazões de gás com altas concentrações de CO₂ (>15–20%);
- Possibilidade de liquefação direta para transporte e armazenamento;
- Possibilidade de integração com ciclos de energia (aproveitamento de frio residual em plantas de LGN ou ASU – Air Separation Unit).

Desvantagens e limitações:

- Alto consumo energético para compressão e refrigeração profunda (1–2 MWh/tCO₂);
- Necessidade de remoção completa de água e impurezas para evitar congelamento;
- Elevado custo de capital devido a equipamentos criogênicos especializados;
- Baixa eficiência em correntes diluídas de CO₂ (<10%), como em gases de exaustão pós-combustão.

Aplicações típicas:

- Reforma a vapor do metano (SMR) com CCUS: separação de CO₂ do gás de reforma após a etapa de Water-Gas Shift (WGS);
- Plantas de gás natural e LGN: remoção de CO₂ antes da liquefação;
- Gaseificação de carvão (pré-combustão): separação criogênica integrada a IGCC;

- Produção de hidrogênio azul: obtenção simultânea de H₂ puro e CO₂ líquido.

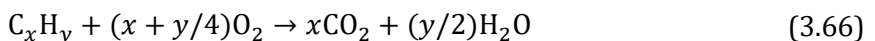
3.2.3. Captura oxicombustão

A captura de CO₂ por oxicombustão é uma tecnologia de mitigação de emissões baseada na queima do combustível em um ambiente rico em oxigênio puro. Nesse processo, o N₂ presente no ar é eliminado antes da combustão, resultando em uma corrente de gases de exaustão composta quase exclusivamente por CO₂ e vapor d'água. Após a condensação do vapor, obtém-se um fluxo de CO₂ concentrado, que pode ser comprimido, purificado e direcionado ao armazenamento geológico (CCS) ou à utilização (CCU).

Essa configuração simplifica a etapa de separação, pois dispensa o tratamento de grandes volumes de gases inertes, tornando-se especialmente atrativa em usinas termelétricas a carvão. A principal desvantagem reside no alto consumo energético da separação criogênica do oxigênio do ar, necessária para alimentar o processo. Alguns avanços recentes em tecnologias de membranas e integração térmica estão reduzindo esse impacto e tornando a oxicombustão uma alternativa promissora dentro do portfólio de tecnologias CCUS.

Na oxicombustão, o combustível é queimado em uma atmosfera de oxigênio praticamente puro (95% e 99%) misturado com gases reciclados ricos em CO₂. Dessa forma, evita-se a introdução de N₂ do ar, o que resulta em um gás de exaustão formado essencialmente por CO₂ e vapor d'água.

A equação genérica de combustão é:



Após a combustão, o vapor d'água é condensado por resfriamento, e o CO₂ é comprimido e purificado para CCS ou CCU. O processo requer recirculação parcial dos gases de combustão para controlar a temperatura da chama, que em oxigênio puro é significativamente mais alta do que em ar (≈ 3500 °C). Um sistema completo de oxicombustão compreende cinco blocos tecnológicos:

1. Produção de oxigênio de alta pureza;
2. Recirculação de gases de combustão (CO₂ + H₂O);
3. Combustão do combustível em O₂/CO₂;

4. Resfriamento e condensação do vapor d'água;
5. Purificação, compressão e desidratação do CO₂ capturado.

A separação do oxigênio do ar é a etapa mais intensiva em energia da oxidação. As principais tecnologias disponíveis são:

a) Separação criogênica de ar (ASU, Air Separation Unit)

- Tecnologia comercialmente madura, responsável pela maioria das plantas industriais atuais;
- O ar é comprimido, purificado, resfriado a $-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ e destilado criogenicamente para separar O₂, N₂ e ar;
- Pureza típica de 95–99,5% de O₂;
- Custo energético: $\sim 200\text{--}250\text{ kWh/tO}_2$;
- A vantagem é a confiabilidade e escala industrial consolidada. A desvantagem, por sua vez, é o alto consumo energético e o CAPEX elevado.

b) Membranas seletivas de oxigênio

- Membranas de oxigênio transportador iônico (ITM, Ion Transport Membranes) feitas de perovskitas cerâmicas;
- Operam a altas temperaturas ($700\text{--}900\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- O O₂ permeia a membrana, impulsionado por gradiente de pressão parcial;
- A vantagem é o potencial de menor consumo energético quando integradas a turbinas de gás;
- A desvantagem é que ainda estão em desenvolvimento industrial (TRL 6–8).

c) Adsorção com oscilação de pressão (PSA) ou vácuo (VSA):

- Adequadas para produção de O₂ de pureza moderada (85–93%) em pequena e média escala;
- Usam zeólitas ou materiais porosos seletivos ao N₂;
- Aplicação em processos industriais menores e testes piloto de oxidação.

d) Caldeiras a carvão pulverizado (PC Boilers, Pulverized Coal)

- Configuração tradicional adaptada à oxidação;

- A chama é estabilizada por recirculação de 60–70% dos gases de exaustão ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) para reduzir a temperatura;
- Eficiência semelhante à combustão convencional (~33–36%);
- Necessita de materiais resistentes a altas temperaturas e à corrosão;
- Aplicada em projetos piloto de 30–100 MW, como o projeto Callide Oxyfuel (Austrália).

e) Leito fluidizado circulante (CFB, Circulating Fluidized Bed)

- Alta mistura gás-sólido e excelente controle térmico;
- Menor necessidade de recirculação gasosa;
- Flexível a diversos combustíveis (carvão, biomassa, resíduos);
- Projetos piloto: CIUDEN (Espanha) e Vattenfall Schwarze Pumpe (Alemanha).

f) Oxicombustão em turbinas a gás (Oxy-fuel Gas Turbines)

- Combustão de gás natural em $\text{O}_2 + \text{CO}_2$, ou $\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O}$;
- Os gases de exaustão ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) são expandidos em uma turbina adaptada;
- Tecnologias emergentes, como o ciclo Allam-Fetvedt (2013), operam com CO_2 supercrítico como fluido de trabalho, atingindo eficiências superiores a 55% e captura total de CO_2 .

Vantagens:

- Produz CO_2 altamente concentrado (>95%), facilitando a captura;
- Compatível com combustíveis fósseis e biomassa, inclusive em cocombustão;
- Aplicável a plantas existentes com modificações moderadas;
- Reduz drasticamente as emissões de NO_x devido à ausência de N_2 no ar;

Desvantagens e desafios tecnológicos:

- Elevado consumo energético da separação do O_2 (até 15% da energia gerada);
- Necessidade de recirculação de CO_2 em larga escala (~70% do fluxo total);
- Risco de corrosão e deposição em altas temperaturas;
- Custo de capital ainda superior ao da captura pós-combustão.

3.3. Tecnologias de Utilização de CO₂ (CCU)

As tecnologias de utilização de CO₂, conhecidas pela sigla CCU (Carbon Capture and Utilization), representam um campo estratégico da engenharia moderna voltado à valorização do CO₂ como matéria-prima industrial, transformando-o de resíduo poluente em insumo útil. Essas tecnologias abrangem um amplo espectro de processos físicos, químicos e biológicos que convertem o CO₂ capturado em produtos de valor agregado, como combustíveis sintéticos, produtos químicos, plásticos, materiais de construção, entre outros.

A utilização do CO₂ está diretamente associada à quebra da molécula altamente estável do gás, exigindo fontes de energia de baixo carbono para garantir um balanço ambiental positivo. Além de contribuir para a redução líquida das emissões, as rotas de CCU também criam oportunidades econômicas e integrações tecnológicas entre os setores de energia, química e materiais, tornando-se um elo na transição energética e na consolidação de uma economia circular do carbono.

3.3.1. EOR – Enhanced Oil Recovery

O uso de CO₂ na recuperação avançada de petróleo, conhecido como CO₂-EOR, é uma das aplicações mais consolidadas e maduras das tecnologias de utilização e armazenamento de carbono. Nesse processo, o CO₂ é injetado em reservatórios de petróleo parcialmente depletados com o objetivo de aumentar a produção além do que seria possível por métodos convencionais de recuperação primária. Como resultado, o CO₂-EOR contribui tanto para o prolongamento da vida útil dos campos quanto para o armazenamento de parte significativa do CO₂ no subsolo.

O princípio do CO₂-EOR baseia-se nas propriedades físico-químicas do CO₂ sob condições de alta pressão e temperatura, nas quais ele se comporta como um fluido supercrítico. Nessa forma, o CO₂ apresenta alta difusividade e baixa viscosidade, características que favorecem sua miscibilidade com o petróleo residual. Quando o CO₂ entra em contato com o óleo no reservatório, ele se dissolve parcialmente na fase oleosa, reduzindo sua viscosidade e tensão interfacial e, conseqüentemente, facilitando o deslocamento do petróleo retido nos poros da rocha em direção aos poços produtores. Em alguns casos, o processo é projetado para ser totalmente miscível (sem fronteira entre as fases), enquanto em outros, opera em modo imiscível, dependendo da pressão e da composição do óleo.

O ciclo de operação típico envolve injeção alternada de CO₂ e água (WAG, Water Alternating Gas), com o objetivo de otimizar o contato entre o gás e o petróleo e controlar a mobilidade do fluido deslocante. Durante esse processo, parte do CO₂ retorna à superfície juntamente com o petróleo produzido e, após a separação, é comprimido e reinjetado, o que aumenta a eficiência da recuperação e o volume total de CO₂ retido no reservatório ao longo do tempo.

O fator de recuperação adicional proporcionado pelo CO₂-EOR pode variar de 5% a 20% do óleo original in situ (OOIP, *Original Oil in Place*), dependendo das características do campo, como permeabilidade, pressão, profundidade e composição do petróleo. Em termos de armazenamento, estima-se que entre 30% e 60% do CO₂ injetado permaneça permanentemente aprisionado no reservatório, seja por armadilhamento estrutural, solubilização no óleo ou na água, seja por absorção na matriz rochosa.

Historicamente, o CO₂-EOR foi aplicado pela primeira vez em escala comercial na década de 1970, nos campos de Permian Basin, no Texas (EUA), e desde então tornou-se uma prática consolidada, com centenas de projetos em operação em países como Estados Unidos, Canadá, China, Brasil, Arábia Saudita e outros. Atualmente, o interesse no CO₂-EOR renasce com a integração a projetos de captura de carbono industrial, criando circuitos fechados de emissão, nos quais o CO₂ capturado de fontes fixas é transportado por dutos e utilizado para recuperação de petróleo com armazenamento geológico permanente.

O CO₂-EOR é uma tecnologia-ponte que permite reduzir emissões líquidas enquanto aproveita a infraestrutura e os ativos do setor de petróleo, gerando receita e experiência operacional para projetos futuros de armazenamento puro de CO₂ (*CO₂ storage*). No entanto, sua viabilidade ambiental depende de um balanço rigoroso entre o carbono injetado e o carbono emitido pela produção e a queima do óleo recuperado, reforçando a necessidade de monitoramento contínuo, verificação geológica e gestão responsável dos fluxos de CO₂ ao longo de todo o ciclo do projeto.

A Petrobras destaca-se mundialmente pela implementação de um dos maiores e mais avançados programas de CCUS associados à recuperação avançada de petróleo por CO₂ (CO₂-EOR), especialmente nos campos do pré-sal da Bacia de Santos. A tecnologia implantada pela companhia consiste na separação do CO₂ presente nos gases produzidos nos reservatórios, seguida de compressão e reinjeção do CO₂ nos

próprios reservatórios, promovendo tanto o aumento da recuperação de óleo quanto o sequestro temporário de carbono em forma geológica.

Desde seus estágios iniciais, o programa incorporou soluções de separação de CO₂ em unidades flutuantes de produção (FPSO, Floating Production, Storage and Offloading) em águas ultraprofundas, consolidando a Petrobras como líder tecnológica nessa interface entre CCUS e EOR. Em 2022, a empresa bateu recorde anual com cerca de 10,6 milhões de toneladas de CO₂ reinjetadas, o que representou aproximadamente 25–27 % do total global de CO₂ injetado naquele ano, segundo dados do Global CCS Institute.

O programa evoluiu rapidamente. Em 2024, a Petrobras reportou a injeção de cerca de 14,2 milhões de toneladas de CO₂ nos campos do pré-sal, o que posiciona seus projetos como os maiores em operação no que se refere à quantidade anual de CO₂ reinjetado, respondendo por cerca de 28 % da capacidade total mundial de CCUS.

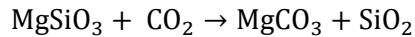
3.3.2. Produção de material de construção

A utilização de CO₂ na produção de materiais de construção, especialmente por meio da carbonatação mineral e da incorporação de CO₂ em concretos, é uma rota promissora de uso permanente e seguro do CO₂ capturado. Diferente de outras formas de utilização que liberam o CO₂ novamente no ciclo de vida, essa abordagem fixa o carbono de forma estável e irreversível, transformando o gás em minerais carbonatados sólidos ou em materiais cimentícios com propriedades aprimoradas. Trata-se, portanto, de uma forma de sequestro de carbono com valor agregado, aplicável em larga escala, com alto potencial de mitigação.

a) Carbonatação mineral

A carbonatação mineral é um processo natural e espontâneo, inspirado na reação geoquímica que ocorre entre o CO₂ atmosférico e minerais ricos em óxidos ou silicatos de metais alcalino-terrosos, como o magnésio (Mg) e o cálcio (Ca). O princípio básico é a reação do CO₂ com minerais ou resíduos industriais contendo CaO, MgO, Ca(OH)₂ ou Mg(OH)₂, formando carbonatos estáveis, que permanecem assim por milhares de anos. As reações são:





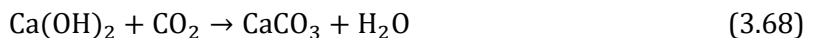
O processo pode ocorrer de duas formas:

- Carbonatação mineral natural (*in situ*): ocorre em formações geológicas ou rejeitos minerais ricos em silicatos de Mg e Ca. O CO₂ é injetado no subsolo, reagindo com os minerais do reservatório;
- Carbonatação mineral acelerada (*ex situ*): o CO₂ reage diretamente com minerais moídos ou resíduos industriais, como escórias siderúrgicas, poeira de cimento ou lama vermelha da indústria do alumínio. A reação ocorre em reatores sob condições controladas de temperatura e pressão. O produto é um pó sólido rico em carbonatos, que pode ser usado como agregado mineral em concretos ou blocos de construção.

Além de armazenar permanentemente o CO₂, a carbonatação mineral melhora a durabilidade e a resistência mecânica dos produtos resultantes.

b) Concreto com CO₂ incorporado

Outra vertente tecnológica é a utilização direta do CO₂ no processo de fabricação ou cura do concreto, em substituição parcial do método tradicional de hidratação do cimento Portland. Nessa abordagem, o CO₂ é injetado na mistura de concreto fresco ou na câmara de cura de elementos pré-moldados, reagindo com o hidróxido de cálcio gerado durante a hidratação do cimento. A reação forma carbonato de cálcio, que aumenta a densidade e a resistência do material, conforme reação:



Entre os benefícios ambientais dessa abordagem, incluem-se:

- Redução de emissões líquidas de CO₂, já que parte do gás é fixado no próprio produto;
- Melhoria das propriedades mecânicas, com aumento da resistência à compressão e durabilidade;
- Redução do consumo de cimento Portland, o principal responsável pelas emissões da indústria de materiais de construção (7–8% das emissões de CO₂);
- Produção mais rápida. O processo de cura por CO₂ pode reduzir o tempo de endurecimento de horas para minutos.

Empresas em diversos países já operam plantas comerciais de concreto carbonatado, como CarbonCure (Canadá), Solidia Technologies (EUA) e Blue Planet Systems (EUA), demonstrando que a integração do CO₂ capturado de fontes industriais pode ser economicamente viável. O volume de CO₂ incorporado por tonelada de concreto varia de 5 a 20 kg, dependendo do tipo de produto e da tecnologia empregada.

Tanto a carbonatação mineral quanto a incorporação em concreto são tecnologias de fronteira entre mitigação e uso do CO₂. Elas podem ser integradas em cadeias industriais circulares, nas quais o CO₂ capturado de usinas siderúrgicas, por exemplo, é utilizado *in situ* na produção de novos materiais de construção.

Além da viabilidade técnica, essas tecnologias apresentam vantagens logísticas, uma vez que o CO₂ pode ser usado localmente, evitando custos de transporte e compressão. A possibilidade de gerar produtos certificados como “carbono-negativos” abre novos nichos de mercado na construção civil sustentável, alinhados às metas globais de neutralidade de carbono. O uso de CO₂ na produção de materiais de construção combina armazenamento geológico e aproveitamento industrial, configurando uma solução dupla.

3.3.3. Uso químico

O uso químico do CO₂ já é uma alternativa consolidada e tecnologicamente madura de valorização do CO₂. Essa categoria de aplicações envolve rotas nas quais o CO₂ atua como reagente químico para a produção de compostos de grande volume e relevância econômica, como ureia, carbonatos inorgânicos, policarbonatos e outros plásticos de engenharia. Embora nem todas as rotas resultem em armazenamento permanente de carbono, elas contribuem para reduzir a demanda por insumos fósseis.

a) Produção de ureia $\text{CO}_2 + \text{NH}_3 \rightarrow \text{CO}(\text{NH}_2)_2$

A síntese de ureia é utilizada na indústria de fertilizantes, responsável por absorver cerca de 130 milhões de toneladas de CO₂ por ano. A ureia é produzida a partir de amônia (NH₃) e dióxido de carbono (CO₂), ambos obtidos a partir do gás natural no processo Haber-Bosch (1915). As etapas principais são:

1. Produção de amônia:

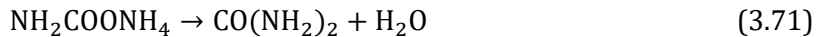


O H_2 é normalmente produzido por reforma a vapor do metano, liberando CO_2 .

2. Síntese de carbamato de amônio (intermediário instável):



3. Desidratação do carbamato para ureia e água:

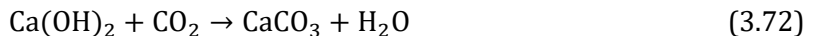


Apesar de a maior parte do CO_2 usado na ureia retornar à atmosfera quando o fertilizante é aplicado no solo, esse processo é um exemplo clássico de integração química com reaproveitamento do CO_2 de processo, evitando emissões imediatas e aumentando a eficiência do uso do carbono dentro das plantas industriais de amônia e fertilizantes.

b) Produção de carbonatos inorgânicos (CaCO_3 , Na_2CO_3 e MgCO_3)

Outra aplicação relevante do CO_2 na indústria química é a síntese de carbonatos inorgânicos. Esses compostos são usados como cargas minerais em plásticos, tintas, papéis, cosméticos, alimentos e materiais de construção.

O carbonato de cálcio precipitado (PCC, Precipitated Calcium Carbonate) é obtido pela reação direta de CO_2 com cal hidratada:



Esse processo permite armazenar o CO_2 de forma estável e permanente na estrutura mineral, sendo uma aplicação de carbonatação controlada com excelente pureza e propriedades físicas específicas (granulometria, morfologia e brilho). Além disso, substitui parcialmente matérias-primas virgens, como o carbonato natural (calcário), reduzindo o impacto ambiental.

c) Produção de policarbonatos e outros plásticos à base de CO_2

O CO_2 também pode ser quimicamente incorporado na estrutura de polímeros, especialmente policarbonatos alifáticos, por meio de reações catalíticas com epóxidos. Essa rota produz policarbonatos de propileno (PPC, Precipitated Calcium

Carbonate), usados na fabricação de embalagens, filmes, espumas e componentes eletrônicos. A reação é representada como:



Esses processos requerem catalisadores metálicos complexos, com destaque para sistemas baseados em zinco, cobalto ou magnésio, que promovem a copolimerização em condições brandas de temperatura e pressão (50–150 °C e 10–50 bar). O teor de CO₂ incorporado pode atingir 20 a 50% em massa do polímero final, dependendo da rota. Esses polímeros substituem derivados petroquímicos convencionais, apresentando menor pegada de carbono e maior biodegradabilidade. Além dos policarbonatos, o CO₂ também pode ser utilizado na produção de poliuretanos (PU), reagindo indiretamente com óxidos ou álcoois para formar polioli-carbonatos, intermediários da síntese de elastômeros e revestimentos.

d) Outros usos químicos relevantes

Além dos casos citados, o CO₂ é empregado como reagente intermediário ou fluido de processo em diversas outras aplicações industriais:

- Síntese de metanol: considerada um insumo químico, não apenas combustível;
- Produção de ácido salicílico, via reação de CO₂ com fenolato de sódio (etapa clássica do processo Kolbe-Schmitt (1861));
- Produção de carbonatos orgânicos (dimetilcarbonato, etilenocarbonato, propilenocarbonato), utilizados como solventes verdes e eletrólitos de baterias de íons de lítio;
- Uso como fluido supercrítico (scCO₂), aplicável em limpeza e em reações químicas sem solventes tóxicos (química verde).

e) Considerações ambientais e estratégicas

O uso químico do CO₂ é atraente porque integra o gás capturado em cadeias de valor existentes, evitando custos de transporte e armazenamento geológico. Embora nem todas as aplicações resultem em sequestro permanente, elas reduzem a demanda por matérias-primas fósseis.

A síntese de ureia e carbonatos constitui o mercado atual dominante, enquanto as rotas poliméricas e catalíticas são o foco de pesquisa e desenvolvimento. A evolução

dessas tecnologias depende de avanços em catálise, eletrólise verde de hidrogênio e políticas de precificação de carbono que tornem o uso químico do CO₂ competitivo frente às rotas fósseis convencionais.

3.3.4. Conversão eletroquímica

A conversão eletroquímica do CO₂, também chamada de redução eletroquímica de CO₂, é uma tecnologia promissora de utilização de carbono para a produção de combustíveis e produtos químicos de alto valor agregado, como monóxido de carbono (CO), metano (CH₄), etileno (C₂H₄), metanol (CH₃OH) e álcoois superiores. Trata-se de um processo que transforma CO₂ em moléculas orgânicas por meio de reações redox impulsionadas por eletricidade renovável, criando assim uma rota limpa e circular para o reaproveitamento do carbono. A conversão eletroquímica do CO₂ ocorre em células eletroquímicas (semelhantes a baterias), compostas por:

- **Cátodo:** onde ocorre a redução do CO₂, recebendo elétrons e prótons (H⁺) para formar produtos reduzidos (CO, CH₄, CH₃OH);
- **Ânodo:** onde ocorre a oxidação da água (H₂O), gerando oxigênio (O₂) e prótons;
- **Eletrólito:** meio condutor de íons que separa os eletrodos e permite o transporte de espécies reativas;
- **Fonte de energia elétrica:** normalmente proveniente de fontes renováveis.

A reação básica é representada por:



Os elétrons fornecidos pela corrente elétrica e os prótons provenientes da água são combinados no cátodo para reduzir o CO₂, enquanto o ânodo libera oxigênio.

a) Reações principais e produtos formados

A redução eletroquímica do CO₂ envolve múltiplos caminhos, dependendo do número de elétrons e prótons transferidos. A Tabela 3.12 indica os principais produtos e respectivas reações.

Tabela 3.12 – Redução eletroquímica

Produto	Equação global	Elét. transf.	Aplicações
CO	$\text{CO}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$	2	Síntese de combustíveis via gás de síntese, química fina
HCOOH (ácido fórmico)	$\text{CO}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{HCOOH}$	2	Intermediário químico, combustível líquido
CH ₃ OH (metanol)	$\text{CO}_2 + 6\text{H}^+ + 6\text{e}^- \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$	6	Combustível, matéria-prima para plásticos e solventes
CH ₄ (metano)	$\text{CO}_2 + 8\text{H}^+ + 8\text{e}^- \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	8	Combustível gasoso, substituto do gás natural
C ₂ H ₄ (etileno)	$2\text{CO}_2 + 12\text{H}^+ + 12\text{e}^- \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + 4\text{H}_2\text{O}$	12	Matéria-prima para plásticos (PE, PVC)
C ₂ H ₅ OH (etanol)	$2\text{CO}_2 + 12\text{H}^+ + 12\text{e}^- \rightarrow \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + 3\text{H}_2\text{O}$	12	Biocombustível, solvente, insumo químico

Os produtos C1+ (um átomo de carbono) como CO, HCOOH e CH₃OH são mais facilmente obtidos e já possuem rotas comerciais promissoras. Já os produtos C2+, como etileno e etanol, exigem catálise mais seletiva e controle fino das condições eletroquímicas, mas possuem maior valor agregado.

b) Mecanismo e papel dos catalisadores

O sucesso da conversão eletroquímica depende fortemente do catalisador do cátodo, responsável por adsorver o CO₂, ativar a molécula e direcionar a reação para o produto desejado. Os principais grupos de catalisadores incluem:

Metais de transição

- Ouro (Au) e prata (Ag): seletivos para a produção de CO;
- Estanho (Sn) e chumbo (Pb): favorecem a formação de HCOOH;
- Cobre (Cu): o mais versátil, capaz de gerar hidrocarbonetos e álcoois (CH₄, C₂H₄ e C₂H₅OH) devido à sua capacidade de estabilizar intermediários CO;
- Níquel (Ni) e ferro (Fe): estudados em ligas e compósitos devido ao baixo custo e estabilidade.

Catalisadores não metálicos e híbridos

- Carbonos dopados com nitrogênio (*N-doped carbon*): promovem seletividade para CO;
- Catalisadores baseados em óxidos metálicos (Cu_2O e ZnO): possuem centros ativos ajustáveis por oxidação-redução;
- Materiais nano porosos ou bidimensionais (grafeno, MoS_2): apresentam alta área superficial e excelente condução eletrônica.

O controle da morfologia, tamanho de grão e composição superficial dos catalisadores é determinante para otimizar a eficiência faradaica, que é a fração da corrente elétrica efetivamente convertida em produto útil.

c) Tipos de reatores eletroquímicos

Os principais tipos de células usadas no processo são:

- Células H clássicas de laboratório, com compartimentos separados por uma membrana de troca iônica;
- Células de fluxo (*flow cells*): empregadas em escala piloto, permitem alimentação contínua de CO_2 e remoção de produtos;
- Células com membrana de troca de prótons (PEM, Proton Exchange Membrane) ou aniônica (AEM, Anion Exchange Membrane): controlam o transporte seletivo de íons, reduzindo perdas de energia;
- Eletrolisadores de CO_2 pressurizados: usados para aumentar a solubilidade do CO_2 e melhorar a densidade de corrente.

d) Integração com energia renovável e sustentabilidade

Uma das maiores vantagens da conversão eletroquímica é a possibilidade de ser alimentada por eletricidade de fontes renováveis. Isso permite:

- Transformar CO_2 em combustíveis neutros em carbono, como metanol ou etanol, que podem ser reoxidados para gerar energia novamente;
- Armazenar energia elétrica intermitente em forma química (combustível líquido ou gasoso);
- Fechar o ciclo do carbono, combinando captura, conversão e uso, reduzindo a dependência de fontes fósseis.

e) Eficiência e desafios técnicos

Principais parâmetros de desempenho:

- Eficiência faradaica (η_x): fração da corrente elétrica que resulta em um produto específico, podendo atingir >90% para CO ou HCOOH;
- Densidade de corrente: mede a taxa de conversão (visando >200 mA/cm² para aplicações industriais);
- Eficiência energética global: depende do sobrepotencial e da seletividade do catalisador.

Desafios atuais:

- Baixa estabilidade dos eletrodos em longos períodos;
- Acúmulo de subprodutos (como H₂) que reduzem a seletividade;
- Elevado custo de alguns catalisadores (Au, Ag, Cu de alta pureza);
- Escalabilidade e necessidade de reatores modulares de grande área.

f) Perspectivas industriais e aplicações

Algumas empresas e centros de pesquisa vêm desenvolvendo rotas comerciais baseadas na conversão eletroquímica do CO₂:

- Redução de CO₂ a CO: já viabilizada industrialmente (tecnologias como Carbon Recycling International⁴⁴ e Twelve⁴⁵), usada para gerar gás de síntese (CO + H₂);
- Produção de ácido fórmico e metanol: atrai investimentos pela facilidade de armazenamento e uso como combustível líquido;
- Produção de etileno e etanol: foco atual de pesquisa em catálise de cobre nanoporoso e eletrodos de alta área.

A médio prazo, a conversão eletroquímica tende a se integrar a sistemas de captura direta de CO₂ (DAC) e fontes renováveis de energia, criando biorrefinarias

⁴⁴ A Carbon Recycling International é uma empresa islandesa que desenvolveu e comercializa a tecnologia Emissions-to-Liquids (ETL) para produzir metanol renovável a partir do CO₂ e H₂.

⁴⁵ A Twelve (anteriormente Opus 12) é uma empresa de tecnologia, sediada nos EUA, que aplica processos eletroquímicos avançados para transformar CO₂ em produtos de alto valor, incluindo combustíveis, materiais e produtos químicos tradicionalmente derivados de combustíveis fósseis.

eletroquímicas capazes de produzir combustíveis e insumos químicos com pegada de carbono negativa. Embora os desafios de custo ainda existam, o avanço na ciência dos materiais tem aproximado a tecnologia de uma aplicação comercial. No futuro, essa rota pode se tornar um dos pilares da descarbonização industrial, convertendo o CO₂ de resíduo climático em matéria-prima da química sustentável.

3.3.5. Produção de combustíveis sintéticos

O uso de CO₂ na produção de combustíveis sintéticos é outra aplicação promissora de utilização do carbono (CCU). A ideia central consiste em reciclar o CO₂, transformando-o, por meio de processos termoquímicos, eletroquímicos ou biológicos, em combustíveis líquidos ou gasosos que podem substituir parcialmente os derivados fósseis tradicionais. Esses combustíveis, conhecidos como *e-fuels* ou combustíveis sintéticos, incluem metano sintético (CH₄), metanol (CH₃OH), dimetil éter (DME), gasolina e diesel sintéticos, além de querosene de aviação sustentável (SAF, Sustainable Aviation Fuel).

O processo básico de conversão de CO₂ em combustíveis sintéticos requer, além do próprio CO₂, uma fonte de hidrogênio de baixo carbono, geralmente obtido por eletrólise da água alimentada por energia renovável. O CO₂ e o H₂ são então combinados em reações químicas catalíticas controladas que mimetizam etapas da química do petróleo, mas com matérias-primas completamente diferentes. Entre as principais rotas tecnológicas, destacam-se:

a) Metanação de Sabatier (1902)

Uma das rotas mais simples, na qual o CO₂ reage com H₂ para formar metano sintético (CH₄) e água, conforme a reação:



Essa reação é exotérmica, catalisada normalmente por níquel (Ni), e aplicada na produção de gás natural sintético (SNG, Synthetic Natural Gas), usado em redes de gás ou como combustível para transporte marítimo e rodoviário.

b) Síntese de metanol

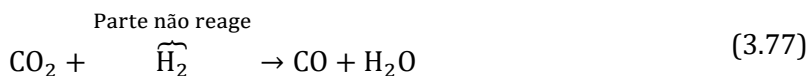
O CO_2 pode ser parcialmente reduzido com H_2 para formar metanol (CH_3OH), uma molécula versátil que serve tanto como combustível direto quanto como intermediário químico para a produção de plásticos e combustíveis de aviação. A reação principal é:



Essa rota, amplamente estudada, é catalisada por $\text{Cu}/\text{ZnO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ e opera a temperaturas entre 200–300 °C e pressões de 50–100 bar. O metanol sintético pode ser convertido posteriormente em gasolina sintética (via MTG, Methanol-to-Gasoline) ou olefinas (via MTO, Methanol-to-Olefins).

c) Síntese Fischer-Tropsch

Trata-se de uma rota indireta para combustíveis líquidos, em que o CO_2 é primeiramente convertido em gás de síntese, por meio de reação reversa de deslocamento gás-água (RWGS, Reverse Water-Gas Shift):



O gás de síntese resultante ($\text{CO} + \text{H}_2$) alimenta então um reator Fischer-Tropsch, no qual é transformado em hidrocarbonetos líquidos (parafinas e olefinas) sob ação de catalisadores de ferro ou cobalto, a temperaturas entre 200–350 °C. O produto pode ser refinado para gerar diesel, gasolina ou querosene sintético de aviação (*e-kerosene*).

d) Rotas eletroquímicas e fotoeletroquímicas emergentes

Pesquisas recentes exploram a redução eletroquímica e fotoeletroquímica do CO_2 para a produção direta de combustíveis e produtos químicos, utilizando energia renovável. Apesar do elevado desafio energético associado à alta estabilidade do CO_2 , essas rotas podem resultar em combustíveis com emissões líquidas próximas de zero quando alimentadas por fontes limpas. Os combustíveis sintéticos destacam-se como alternativas estratégicas para setores de difícil descarbonização, além de possibilitarem o armazenamento de energia renovável intermitente, configurando uma solução integrada para a neutralidade de carbono.

3.3.6. Uso biológico de CO₂

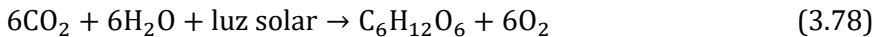
O uso biológico de CO₂ compreende as tecnologias que empregam organismos vivos ou sistemas biotecnológicos para incorporar o CO₂ em biomassa ou produtos de valor agregado. Essas rotas exploram processos naturais ou induzidos, como a fotossíntese e o metabolismo microbiano, contribuindo para a economia circular do carbono ao mesmo tempo em que podem reduzir emissões industriais.

a) Cultivo de microalgas utilizando CO₂ como insumo

O cultivo de microalgas utilizando CO₂ como insumo representa uma forma elegante e biologicamente eficiente de utilização e fixação de carbono. Essa tecnologia se destaca por sua capacidade de converter CO₂ em biomassa rica em compostos de alto valor agregado, como lipídios, proteínas, pigmentos e carboidratos, além de gerar biocombustíveis e produtos químicos sustentáveis.

- Fundamentos do processo biológico

As microalgas são organismos fotossintéticos unicelulares capazes de assimilar CO₂ e transformá-lo em matéria orgânica na presença de luz e nutrientes minerais. A base do processo é a fotossíntese, que é expressa pela reação:



Durante esse processo, as microalgas fixam o carbono inorgânico (CO₂), produzindo biomassa algal⁴⁶ composta de cerca de 40–60% de carbono em massa seca. Essa biomassa serve como matéria-prima renovável para a produção de biocombustíveis, alimentos, rações e biopolímeros.

- Fontes de CO₂ e aproveitamento industrial

O CO₂ utilizado no cultivo pode ser de origem natural (ar atmosférico) ou industrial (emissões concentradas). O uso de CO₂ proveniente de fontes fixas, como chaminés de termelétricas, é particularmente interessante, pois mitiga emissões diretas e recicla o carbono em um processo biológico controlado.

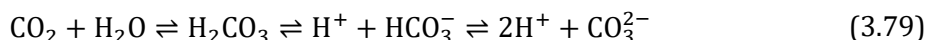
⁴⁶ Biomassa algal é a matéria orgânica produzida a partir do crescimento de algas, obtida por meio da fotossíntese ou de processos heterotróficos, utilizando CO₂, água, luz solar e nutrientes.

A concentração ideal de CO₂ no gás alimentado aos fotobiorreatores varia entre 1% e 10% em volume, dependendo da espécie de microalga e da configuração do sistema. Concentrações acima de 15% podem inibir o crescimento devido à acidificação do meio.

- Sistemas de cultivo

O cultivo de microalgas pode ser realizado em sistemas abertos (lagoas) ou sistemas fechados (fotobiorreatores). A escolha depende da espécie cultivada e das condições climáticas locais.

- Sistemas abertos – lagoas de alta taxa (*raceway ponds*)
 - Estruturas rasas, geralmente de 20 a 30 cm de profundidade, com agitação mecânica por pás rotativas;
 - Operam sob luz solar direta e em contato com o ar;
 - São de baixo custo e fácil operação, adequados para produção em larga escala, contudo, apresentam maior risco de contaminação e menor controle ambiental;
 - O CO₂ é injetado diretamente na água em forma gasosa ou dissolvida, e absorvido pelas microalgas durante a fotossíntese.
- Sistemas fechados – fotobiorreatores
 - Reatores transparentes fabricados em vidro, acrílico ou polímeros;
 - Permitem controle rigoroso de luz, temperatura, pH, nutrientes e do fluxo de CO₂;
 - São mais eficientes na fixação de carbono e produtividade celular, podendo alcançar 2 a 5 g/L de biomassa seca, em comparação com 0,5–1 g/L em lagoas abertas;
 - O CO₂ é injetado de forma contínua no meio líquido, frequentemente em bolhas finas, maximizando a absorção pelo equilíbrio químico:



As microalgas absorvem CO₂ principalmente sob a forma de bicarbonato (HCO₃⁻).

- Nutrientes e parâmetros operacionais

As microalgas demandam uma combinação dos seguintes fatores:

- Macronutrientes: nitrogênio (N), fósforo (P), potássio (K), enxofre (S) e magnésio (Mg);
- Micronutrientes: ferro (Fe), zinco (Zn), cobre (Cu), manganês (Mn) etc.;
- Fontes de luz: solar ou artificial (LEDs);
- Temperatura ideal: geralmente entre 20 e 30 °C;
- pH controlado: entre 7 e 8,5, evitando acidificação por excesso de CO₂.

O equilíbrio entre luz, nutrientes e CO₂ determina a eficiência fotossintética, que pode atingir de 8 a 10% de conversão energética da luz em biomassa.

- Colheita e aproveitamento da biomassa

Após atingir a densidade celular desejada, a biomassa algal é separada do meio de cultivo por flotação ou filtração. O material obtido pode seguir rotas distintas, conforme o produto desejado:

- Extração de lipídios: produção de biodiesel via transesterificação;
- Fermentação de carboidratos: produção de bioetanol ou biogás;
- Secagem direta: produção de ração animal, suplementos alimentares ou fertilizantes;
- Conversão termoquímica (pirólise e gaseificação): obtenção de bio-óleo e gás de síntese (H₂ + CO).

A capacidade de fixação de CO₂ pelas microalgas é notável. Em média, para cada tonelada de biomassa algal seca produzida, são fixadas aproximadamente 1,8 tCO₂. A produtividade varia a depender do sistema e da espécie:

- Lagoas abertas: 10–25 g/m²/dia de biomassa → 18–45 g/m²/dia de CO₂ fixado;
- Fotobiorreatores fechados: 40–80 g/m²/dia de biomassa → 150 g/m²/dia de CO₂ fixado.

Em termos industriais, um hectare de cultivo intensivo pode capturar entre 100 e 400 tCO₂/ano.

- O cultivo de microalgas apresenta múltiplos benefícios ambientais:
 - Redução direta de emissões, utilizando CO₂ industrial como insumo biológico;

- Remoção de nutrientes (N e P) de efluentes, atuando como tratamento biológico de águas residuais;
- Produção de energia renovável e substituição de insumos fósseis;
- Geração de coprodutos de alto valor agregado, como ácidos graxos ômega-3, carotenoides e bioplásticos.

Ademais, é possível integrar o cultivo de microalgas a plantas, utilizando os gases de exaustão como fonte de CO₂ e calor residual, reduzindo o custo operacional e aumentando a eficiência ambiental.

- Desafios e perspectivas

Apesar do enorme potencial, o cultivo de microalgas com CO₂ enfrenta desafios técnicos e econômicos:

- Altos custos de cultivo, colheita e secagem;
- Baixa densidade celular em sistemas abertos;
- Necessidade de otimização genética e fotobiológica das espécies;
- Competição com outras rotas de utilização de CO₂ em termos de escala e viabilidade.

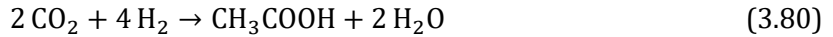
Diferente das rotas puramente físico-químicas de utilização de CO₂, as microalgas transformam o carbono em vida, criando um ciclo produtivo fechado e sustentável, no qual o gás que antes era um resíduo climático passa a ser matéria-prima de valor econômico.

b) Fermentação microbiana com CO₂ (fermentação gasosa)

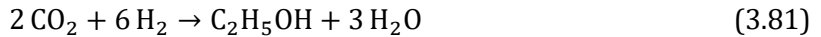
A fermentação microbiana com CO₂, também conhecida como fermentação gasosa, é uma rota biotecnológica de utilização de CO₂ que emprega microrganismos capazes de converter gases ricos em carbono, como produtos químicos e combustíveis. Essa tecnologia baseia-se em vias metabólicas naturais, operando em condições moderadas de temperatura e de pressão, o que pode resultar em menores demandas energéticas.

O processo utiliza bactérias anaeróbias acetogênicas, como *Clostridium autoethanogenum*, *Clostridium ljungdahlii* e espécies do gênero *Acetobacterium*. Esses microrganismos são capazes de fixar carbono inorgânico por meio da via de Wood-Ljungdahl (1991), também conhecida como via do acetil-CoA redutiva,

considerada uma rota biológica eficiente para a conversão de CO₂ em compostos orgânicos. Nessa via, o CO₂ atua como fonte de carbono, enquanto o H₂ ou o CO fornecem os elétrons necessários para as reações de redução. A reação simplificada da formação de acetato, produto central da via metabólica, é representada por:



A partir do acetato e de intermediários metabólicos, os microrganismos podem produzir uma variedade de compostos, incluindo etanol, butanol, ácidos orgânicos e outros álcoois. Por exemplo, a formação biológica de etanol a partir de CO₂ e H₂ é expressa, de forma simplificada, como:



Essas reações evidenciam o papel fundamental do hidrogênio de baixo carbono como insumo energético do processo, sendo a integração com a eletrólise da água uma estratégia frequentemente proposta para maximizar benefícios climáticos.

A fermentação gasosa é realizada em biorreatores pressurizados, projetados para maximizar a transferência de massa gás-líquido, que é um dos principais gargalos do processo. Os contadores específicos, como as colunas de bolhas, são utilizados para aumentar a disponibilidade de CO₂ e H₂ para os microrganismos. A eficiência do processo depende da solubilidade dos gases e do controle do pH do meio nutritivo.

A fermentação microbiana com CO₂ permite a conversão de correntes residuais gasosas industriais, como gases de aciarias, em produtos comercializáveis. Essa característica reforça seu papel na economia circular do carbono. Contudo, do ponto de vista climático, trata-se majoritariamente de uma tecnologia de utilização de carbono (CCU), uma vez que o CO₂ é geralmente reemitido ao final do ciclo de vida dos produtos, não configurando armazenamento permanente.

A fermentação gasosa já atingiu níveis intermediários a avançados de TRL, com plantas industriais em operação e expansão comercial em alguns países. Seus principais desafios incluem o custo e a disponibilidade de hidrogênio de baixo carbono.

3.4. Tecnologias de Armazenamento de CO₂ (CCS)

As tecnologias de armazenamento de CO₂ (CCS) representam a etapa final e indispensável dos sistemas de mitigação baseados em captura de carbono, garantindo que o CO₂ removido de fontes industriais ou do ar seja efetivamente isolado da atmosfera por longos períodos. O princípio dessas tecnologias é armazenar o CO₂ de forma segura e permanente, seja em reservatórios geológicos profundos, como aquíferos salinos e campos de petróleo esgotados, seja por meio de reações químicas que transformam o gás em carbonatos minerais sólidos.

3.4.1. Armazenamento geológico

Com base em nota técnica da EPE (2022), o armazenamento geológico, ou geosequestro, envolve a injeção de CO₂ em poços, sejam eles pré-existentes ou adaptados, em reservatórios de óleo ou gás depletados. O CO₂ pode ser injetado na forma de gás comprimido, líquido ou no estado supercrítico, que é alcançado em condições de temperaturas acima de 31 °C e de pressão acima de 7,38 MPa.

A eficiência de armazenamento de CO₂ em uma formação geológica é maior com o aumento da densidade do CO₂, melhorando a segurança do armazenamento, já que o gradiente de temperatura, que varia em função da profundidade do reservatório, influencia significativamente a densidade do CO₂. Bacias sedimentares com temperaturas mais baixas seriam, portanto, mais favoráveis ao armazenamento de CO₂, uma vez que a densidade dos gases aumenta com a redução da temperatura.

a) Reservatórios de óleo e gás depletados

Os reservatórios depletados que armazenaram óleo e gás por milhares de anos têm poços perfurados e estão prontos para receber e armazenar o CO₂. Em termos de desvantagens, deve-se considerar que a capacidade de armazenamento disponível de CO₂ é menor do que o volume de hidrocarbonetos produzido. Some-se isso a necessidade de evitar pressões excedentes que podem fraturar a rocha capeadora, além da possibilidade de vazamento por meio do revestimento ou cimentação de poços abandonados.

b) Aquíferos salinos

Os aquíferos salinos são reservatórios de água, inapropriada para uso humano, que podem ser uma alternativa interessante para o armazenamento de CO₂ por terem a capacidade de armazenar quantidades elevadas de CO₂ por projeto. Podem envolver até quatro mecanismos de trapeamento: estrutural, estratigráfico, capilaridade ou mineral (CO₂ dissolvido no aquífero).

c) Cavernas de sal

As propriedades geomecânicas das cavernas de sal oferecem uma série de vantagens do ponto de vista do armazenamento, tornando a solução bastante atraente, como, por exemplo, sua característica selante, sua baixa permeabilidade e sua capacidade de autorrestauração caso seja danificada ou sofra fraturas. Basicamente, a caverna é construída pelo processo de dissolução ou lixiviação usando água do mar. A diluição do sal resulta em uma cavidade de salmoura, que ao longo de sua vida útil é substituída pelo CO₂ pressurizado no estado supercrítico.

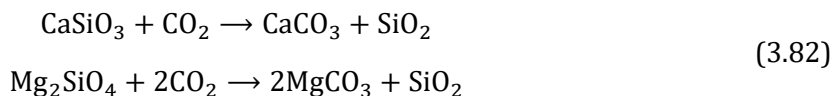
d) Camadas de carvão não exploráveis (ECBM, Enhanced Coal Bed Methane)

As camadas de carvão não exploráveis representam uma opção específica de armazenamento geológico de CO₂, associada à recuperação aprimorada de metano adsorvido no carvão. Nesse processo, o CO₂ é injetado em camadas profundas de carvão que não são economicamente mineráveis, onde o CO₂ se adsorve preferencialmente à matriz carbonosa, deslocando o metano previamente retido. Esse mecanismo baseia-se na maior afinidade do carvão pelo CO₂ em relação ao CH₄, permitindo simultaneamente a produção de gás natural e a retenção física do CO₂, o que confere ao ECBM um caráter híbrido entre CCS e recuperação avançada de hidrocarbonetos.

O ECBM apresenta vantagens e limitações relevantes. Entre os benefícios, destacam-se o potencial de armazenamento relativamente seguro por adsorção e a possibilidade de geração de receitas adicionais com a produção de metano, contribuindo para a viabilidade econômica do projeto. Por outro lado, desafios como a baixa permeabilidade das camadas de carvão e a sensibilidade do carvão ao inchaço induzido pela adsorção de CO₂ limitam sua aplicação em larga escala. Assim, embora o ECBM seja tecnicamente viável e já tenha sido demonstrado em projetos piloto, seu papel nas estratégias de mitigação climática tende a ser complementar.

3.4.2. Armazenamento mineral (carbonatação mineral)

Este armazenamento baseia-se na reação do CO_2 com minerais ricos em óxidos de magnésio ou cálcio, formando carbonatos sólidos estáveis, como por exemplo:



Essas reações ocorrem naturalmente ao longo de milhões de anos, mas podem ser aceleradas artificialmente por processos térmicos, químicos ou biotecnológicos. As abordagens principais são:

- Carbonatação mineral *in situ*: injeção de CO_2 em formações ultramáficas ou basálticas (ricas em Mg/Ca), onde o gás reage com a rocha no subsolo. Um exemplo é o projeto CarbFix (Islândia), que converte CO_2 em carbonato sólido em menos de dois anos;
- Carbonatação *ex situ*: reação do CO_2 com rejeitos minerais (escórias de siderurgia, cinzas e resíduos de mineração) em reatores industriais. É uma aplicação promissora na indústria do cimento e do aço.

As tecnologias de armazenamento de CO_2 mais promissoras, do ponto de vista de viabilidade, são:

- Armazenamento geológico em aquíferos salinos profundos, por seu enorme potencial e maturidade tecnológica;
- Carbonatação mineral (*in situ* e *ex situ*), pela estabilidade química e integração com processos industriais.

Essas rotas já contam com centenas de projetos em operação (Northern Lights, CarbFix, Gorgon, Petra Nova etc.) e são essenciais para atingir emissões líquidas zero até 2050.

Vantagens:

- Armazenamento permanente e irreversível;
- Pode usar resíduos industriais;
- Dispensa monitoramento geológico prolongado.

Os desafios são:

- Reações lentas (exigem catalisadores ou calor);

- Alto consumo energético para preparar o material;
- Custos logísticos de coleta e transporte do CO₂.

O futuro da captura e armazenamento de carbono dependerá da redução de custos de injeção, do monitoramento e de regulamentação internacional clara que assegure rastreabilidade e integridade ambiental do sequestro (ver Tabela 3.13).

Tabela 3.13 – Panorama tecnológico – estágio de maturidade

Tipo de armazenamento	(TRL)	Tempo de retenção	Exemplos de aplicação	Potencial de expansão
Aquíferos salinos profundos	9	>10.000 anos	Snohvit, Illinois	Muito alto
Reservatórios de petróleo/gás	9	>10.000 anos	Sleipner, Weyburn	Médio (limitado pela disponibilidade)
Camadas de carvão	6–8	1000–10.000 anos	Projetos piloto	Médio
Carbonatação mineral (<i>in situ</i>)	6–8	Permanente	CarbFix	Alto
Carbonatação mineral (<i>ex situ</i>)	5–7	Permanente	Cimentícias, escórias	Alto
Armazenamento oceânico	3–4	Longo (incerto)	Experimental	Baixo
Armazenamento biológico	7–8	Décadas a séculos	Florestas, biochar	Complementar

3.5. Tecnologias de Remoção de CO₂ (CDR)

As tecnologias de remoção de CO₂ (CDR, Carbon Dioxide Removal) englobam um conjunto diversificado de soluções destinadas à remoção deliberada de CO₂ da atmosfera, com armazenamento temporário ou permanente do carbono removido. A literatura técnica (IPCC, IEA, NAS)⁴⁷ costuma agrupá-las em tecnologias baseadas na natureza, conforme o mecanismo de captura e o tipo de armazenamento.

⁴⁷ A National Academy of Sciences (NAS) é uma instituição científica idônea. Criada em 1863 com a função de assessorar o governo norte-americano em questões científicas e tecnológicas.

3.5.1. DAC – Direct Air Capture

O DAC consiste em processos físico-químicos projetados para separar seletivamente o CO₂ do ar atmosférico. O ar ambiente é forçado a passar por materiais sorventes (líquidos ou sólidos) que possuem afinidade química com o CO₂, formando compostos intermediários estáveis. Posteriormente, o CO₂ é liberado por aquecimento, redução de pressão ou aplicação de vapor, resultando em um fluxo de CO₂ concentrado (>95%), pronto para armazenamento geológico ou utilização industrial. A reação é reversível:



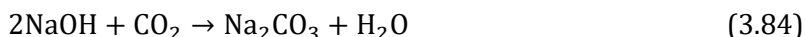
A etapa de captura é exotérmica, e a de dessorção/regeneração é endotérmica. Como o CO₂ atmosférico está presente em baixa concentração (0,042%), a diferença de potencial químico entre o gás e o sorvente é pequena, exigindo:

- Grandes volumes de ar processado (≈ 1 milhão de m³ de ar por tonelada de CO₂ capturado);
- Altas áreas de contato e baixas quedas de pressão;
- Materiais altamente seletivos e regeneráveis;
- Fontes de energia limpa e estável (calor e eletricidade).

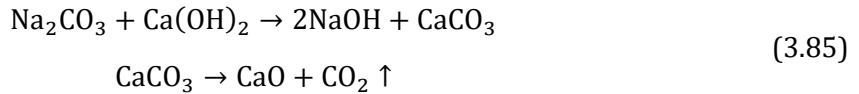
Esses requisitos tornam o DAC intensivo em energia, com custos atuais na faixa de US\$ 400–1000/tCO₂. Atualmente, as tecnologias de DAC dividem-se em duas classes principais:

a) Captura por solventes líquidos (soluções alcalinas)

- Baseia-se em reações químicas entre o CO₂ e soluções básicas, geralmente hidróxidos alcalinos (NaOH e KOH);
- O ar é aspirado por torres de contato (*scrubbers*), onde o CO₂ reage, formando carbonatos:



- O carbonato formado é posteriormente calcinado ou tratado com hidróxido de cálcio para regenerar o NaOH e liberar CO₂ puro:



- A etapa de calcinação requer temperaturas de 800–900 °C, geralmente fornecidas por fornos elétricos ou por gás natural;
- Empresas pioneiras: Carbon Engineering (Canadá) e Heirloom Carbon Technologies (EUA).

Vantagens:

- Alta capacidade de captura;
- Materiais e reações baseados na indústria química clássica.

As desvantagens são:

- Grande demanda térmica (~5–8 GJ/tCO₂);
- Necessidade de manuseio de soluções cáusticas;
- Equipamentos de alta resistência à corrosão.

b) Captura por adsorventes sólidos

- Utiliza materiais porosos sólidos (sílica, zeólitas, MOFs e resinas poliméricas) funcionalizados com grupos amina capazes de reagir com o CO₂ atmosférico:



- O ar passa por módulos de adsorção, geralmente em leitos fixos;
- Após saturação, o CO₂ é liberado por:
 - Aquecimento (TSA, Temperature Swing Adsorption);
 - Vácuo (VSA, Vacuum Swing Adsorption) ou combinação dos dois (TVSA);
- O gás liberado é de alta pureza (95–99%) e segue para compressão e armazenamento.

As empresas de destaque são: Climeworks (Suíça), Global Thermostat (EUA) e Mission Zero Technologies (Reino Unido).

Vantagens:

- Temperaturas de regeneração mais baixas (80–120 °C);

- Processo modular e escalável;
- Adequado para integração com energia solar térmica ou elétrica renovável.

Desvantagens:

- Adsorventes ainda caros e sujeitos à degradação química;
- Eficiência limitada pela baixa concentração de CO₂;
- Requer grandes volumes de ar e ventiladores potentes (alto consumo elétrico).

Desafios e perspectivas:

- Alta demanda energética, exigindo fontes renováveis de baixo custo;
- Custos ainda elevados, mas com rápida queda prevista (<US\$ 200/tCO₂ até 2035);
- Escala limitada mesmo os maiores projetos ainda capturam poucas dezenas de milhares de tCO₂/ano;
- Grande potencial de expansão modular e descentralizada.

Uma rota tecnológica que vem sendo desenvolvida pela Carbon Engineering, empresa canadense, em parceria com a Chevron, envolve uma turbina que captura o ar da atmosfera para dentro de uma estrutura por onde passa por finas superfícies de plástico com solução de hidróxido de potássio. Essa solução liga-se quimicamente às moléculas de CO₂, removendo-as do ar e prendendo-as na solução líquida, como um sal de carbonato.

O CO₂ contido nessa solução de carbonato é então submetido a uma série de processos químicos para aumentar sua concentração, resultando em um gás pronto para uso ou armazenamento. Isso envolve a separação do sal da solução em pequenos *pellets*⁴⁸ em uma estrutura chamada reator de *pellets*. Nessa reação química, além de precipitar os *pellets* de carbonato de cálcio, o produto químico de captura original é regenerado para reutilização.

Esses *pellets* são então aquecidos em uma terceira etapa para liberar o CO₂ na forma de gás puro. Essa etapa extrai o óxido de cálcio que é misturado com água em

⁴⁸ *Pellets* – combustível sólido feito de material orgânico comprimido. Os *pellets* é produzido a partir de qualquer uma das cinco categorias de biomassa: resíduos industriais, alimentares, agrícolas, culturas energéticas e madeira não tratada.

um *slaker* para reidratá-lo e, em seguida, é realimentado no reator de *pellets*, reiniciando o ciclo (ver Figura 3.5).

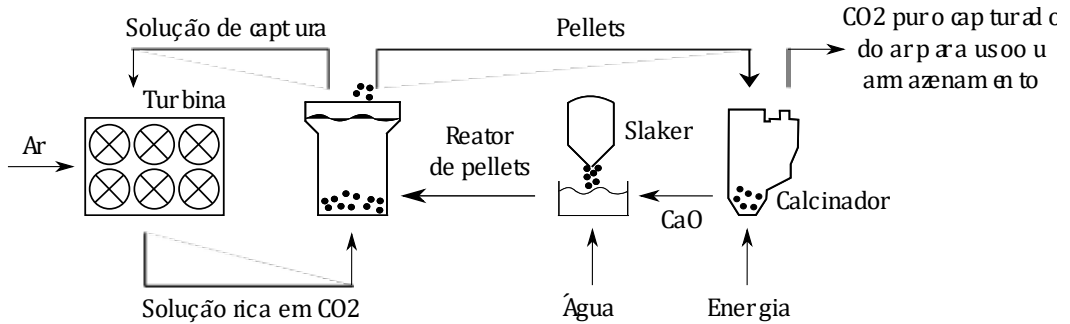


Figura 3.5 – Captura de CO₂ direto do ar (*Carbon Engineering*).

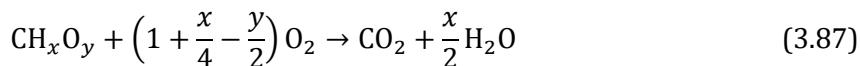
Por fim, no processo conhecido como DACCS (Direct Air Capture with Carbon Storage), o CO₂ é comprimido e armazenado em forma líquida em reservatórios subterrâneos. A grande desvantagem é o custo, ainda elevado de acordo com a World Resources Institute (WRI).

3.5.2. BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage

O BECCS é uma tecnologia de mitigação climática que combina a produção de energia a partir de biomassa com a captura e o armazenamento geológico de CO₂, resultando, em princípio, em emissões líquidas negativas. O conceito baseia-se no fato de que a biomassa remove CO₂ da atmosfera durante seu crescimento por meio da fotossíntese, e que esse carbono, em vez de retornar à atmosfera durante a conversão energética, é capturado e armazenado de forma permanente. Por essa razão, o BECCS ocupa posição central em cenários de longo prazo de neutralidade de carbono.

O ciclo do BECCS inicia-se com a fixação biológica do carbono durante o crescimento da biomassa, Eq. (3.78). Nesse processo, o carbono atmosférico é incorporado à biomassa vegetal na forma de carboidratos e outros compostos orgânicos. A biomassa pode então ser utilizada em diferentes rotas de conversão energética, como combustão direta, para a produção de eletricidade e biocombustíveis.

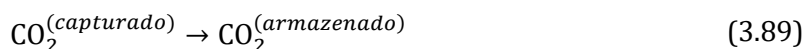
Na rota de combustão da biomassa, por exemplo, a reação é representada de forma simplificada⁴⁹ como:



Em um sistema convencional de bioenergia, o CO₂ gerado é emitido para a atmosfera, resultando em um balanço próximo da neutralidade de carbono. No BECCS, entretanto, esse CO₂ é capturado, representado de forma genérica por:



seguido pelo armazenamento permanente:



O resultado é um balanço de carbono potencialmente negativo, uma vez que o CO₂ removido da atmosfera durante o crescimento da biomassa é isolado de forma duradoura no subsolo.

O desempenho climático do BECCS depende de uma análise de ciclo de vida. As emissões associadas ao cultivo da biomassa e demais operações podem reduzir, ou até anular, os benefícios climáticos. Assim, apenas os projetos com cadeias de suprimento sustentáveis e armazenamento geológico seguro podem ser considerados efetivamente como tecnologias de remoção de CO₂ (CDR).

O BECCS apresenta nível de maturidade intermediário, com aplicações comerciais principalmente em indústrias de etanol de milho e cana-de-açúcar, nas quais o CO₂ fermentativo é relativamente puro e de baixo custo de captura. Projetos de geração elétrica a partir de biomassa com captura de carbono ainda enfrentam desafios econômicos e operacionais, sobretudo relacionados à eficiência energética e ao custo do transporte e armazenamento do CO₂.

⁴⁹ Note-se que a variável y não aparece explicitamente no lado dos produtos, pois o oxigênio presente na biomassa já foi contabilizado no balanço do reagente, reduzindo a quantidade de O₂ necessária para a combustão.

3.5.3. Biochar

A tecnologia biochar envolve a captura do carbono absorvido por resíduos agrícolas. Esses resíduos são aquecidos sob pressão e carbonizados em um ambiente com pouco ou nenhum oxigênio, resultando na formação de biocarvão.

Quando misturado ao solo, esse carvão vegetal atua como fertilizante e ajuda a aumentar o rendimento das plantações. Os métodos mais comuns de conversão térmica para obtenção do biocarvão são: pirólise, gaseificação, carbonização e torrefação. A pirólise é a técnica mais utilizada. O biochar tem sido foco de pesquisa, sobretudo na China. A desvantagem é que a produção de biochar emite poluição particulada e GEE no processo de queima dos resíduos com o oxigênio.

3.5.4. Reflorestamento

Entende-se por reflorestamento a ação de replantar e garantir a manutenção de espécies vegetais em áreas que foram desmatadas ou onde ocorreram incêndios. Muitas áreas de mata atlântica e cerrado, por exemplo, vêm sendo desmatadas há séculos e tiveram sua capacidade de regeneração natural comprometida.

O reflorestamento, embora fique longe de recompor integralmente a biodiversidade original, é necessário para a manutenção de matas ciliares e para melhorar a qualidade da vida humana. Some-se a esses benefícios o fato de a extração de madeira ser uma compensação interessante do ponto de vista econômico.

Ressalte-se que as florestas sequestram o carbono apenas na fase de crescimento das árvores, pois ao atingirem a fase adulta, o balanço de CO₂ é praticamente nulo. De acordo com o Instituto Brasileiro de Florestas, a cada sete árvores é possível sequestrar 1 tonelada de carbono nos seus primeiros 20 anos de idade. Com base nessa média, é determinada a quantidade de árvores que seriam necessárias para neutralizar as emissões de GEEs no mundo. Alguns cálculos dão conta de 1,2 trilhões de árvores para cumprir essa função de neutralização.

De acordo com o Instituto Amazônia, serão plantadas no Brasil cerca de 73 milhões de árvores à beira da região amazônica conhecida como "arco da destruição". Essa área abrange os estados de Rondônia, Pará, Acre, Amazonas, além da bacia hidrográfica do Xingu.

Centenas de outros projetos visam ao reflorestamento de áreas consideradas importantes para a restauração de biomas devastados pela ação humana. Segundo a FAO (Food and Agriculture Organization, 2025), a taxa de desaparecimento de florestas diminuiu quase 30% entre 2000 e 2018. Ainda assim, as florestas tropicais permanecem sob ameaça, seja pela pastagem de gado na América do Sul e em outras regiões, seja pela expansão de terras agrícolas, como as plantações de dendezeiros na Ásia.

3.5.5. Manejo florestal aprimorado

O manejo florestal aprimorado é uma estratégia de mitigação climática baseada na gestão das florestas, com o objetivo de aumentar o sequestro e o estoque de carbono nos ecossistemas florestais. Essa abordagem é geralmente classificada como uma forma de remoção de CO₂ baseada na natureza, uma vez que promove a retirada de CO₂ da atmosfera por meio da fotossíntese e seu armazenamento em biomassa viva.

As práticas associadas ao manejo florestal aprimorado incluem, entre outras, o alongamento dos ciclos de corte, a redução da intensidade de colheita, o controle de incêndios e pragas, o enriquecimento com espécies nativas ou de maior densidade de carbono e a melhoria das técnicas de exploração. Essas medidas contribuem para o aumento do estoque médio de carbono por hectare ao longo do tempo, além de reduzir emissões associadas à degradação florestal. Em florestas plantadas, o manejo aprimorado pode também envolver a seleção genética e a colheita direcionada para maximizar a produção de madeira com maior vida útil.

O manejo florestal aprimorado apresenta vantagens importantes, como custos relativamente baixos, rápida implementação e geração de cobenefícios, incluindo conservação da biodiversidade, proteção de recursos hídricos e geração de renda local. No entanto, os benefícios climáticos não são permanentes no sentido estrito, pois o carbono estocado pode ser reemitido em caso de incêndios ou exploração futura inadequada.

3.5.6. Sequestro de carbono no solo

O sequestro de carbono no solo é uma estratégia de mitigação climática baseada na remoção de CO₂ da atmosfera e no aumento do estoque de carbono orgânico nos

solos, principalmente na forma de matéria orgânica estável. Esse processo ocorre naturalmente por meio da fotossíntese, quando as plantas incorporam carbono atmosférico em sua biomassa e, posteriormente, transferem parte desse carbono ao solo por meio de resíduos vegetais. O sequestro de carbono no solo é classificado como uma tecnologia de remoção de carbono (CDR) baseada na natureza, com forte relação com práticas agrícolas e de manejo sustentável da terra.

As principais práticas associadas ao aumento do carbono no solo incluem o plantio direto, a rotação e diversificação de culturas, o uso de culturas de cobertura, a integração lavoura-pecuária-floresta, a redução do revolvimento do solo e a aplicação de resíduos orgânicos. Essas práticas favorecem o acúmulo de carbono ao reduzir a oxidação da matéria orgânica e estimular a formação de agregados do solo, nos quais o carbono pode permanecer protegido da decomposição por períodos mais longos. Em termos simplificados, o processo pode ser representado pela sequência CO_2 atmosférico \rightarrow biomassa vegetal \rightarrow resíduos orgânicos \rightarrow carbono orgânico do solo.

O sequestro de carbono no solo apresenta vantagens relevantes, como baixo custo, aplicabilidade geográfica e geração de cobenefícios, incluindo melhoria da fertilidade do solo com ganhos de produtividade. No entanto, é uma técnica que enfrenta desafios relacionados à mensuração, verificação e permanência do carbono estocado, uma vez que mudanças no manejo podem levar à reemissão parcial ou total do carbono acumulado.

3.5.7. Armazenamento biológico e oceânico

Os oceanos se constituem como alternativa para o armazenamento de CO_2 , pois estima-se que eles absorveram, de forma natural, aproximadamente 40% do CO_2 antropogênico desde a era industrial. Esse tipo de armazenamento consiste na injeção de CO_2 a profundidades superiores a 1 km a partir de navios ou plataformas *offshore*. Nessa profundidade, o CO_2 é mais denso do que a água, o que leva à sua dissolução e dispersão. O potencial estimado seria da ordem de 40 mil Gt CO_2 por ano, por projeto. Não obstante, até o momento não há projetos em escala piloto, apenas pesquisas acadêmicas. Há dois tipos de armazenamento:

- Armazenamento biológico: o CO₂ é fixado pela biomassa vegetal ou microbiana (florestas, solos, biochar e microalgas). É temporário e dependente da manutenção do ecossistema;
- Armazenamento oceânico: propõe a injeção de CO₂ nas profundezas oceânicas (>3000 m), onde o gás se dissolve ou forma hidratos sólidos. Possui sérias incertezas ambientais e atualmente não é permitido por convenções internacionais (Protocolo de Londres).

Ensaio 3

As tecnologias de CCUS são frequentemente apresentadas como instrumentos para a mitigação das emissões de GEE, especialmente em setores de difícil descarbonização. Contudo, uma parcela relevante da literatura científica e do debate público apresenta críticas consistentes quanto à sua eficácia. Uma das principais objeções diz respeito ao alto custo econômico e à penalidade energética associada à captura de CO₂, que pode reduzir significativamente a eficiência líquida de usinas termoeletricas e processos industriais, elevando o consumo de combustível e os custos operacionais (IEA, 2020; IPCC, 2022).

Outro ponto crítico discutido é o risco de que o CCUS reforçe o “*carbon lock-in*”, ao prolongar a vida útil de infraestruturas baseadas em combustíveis fósseis, retardando investimentos em alternativas de baixo carbono estruturalmente mais limpas. Autores como Vaclav Smil e David MacKay argumentam que soluções tecnológicas complexas e custosas, como o CCUS, podem desviar atenção política e recursos financeiros de medidas mais diretas, como eficiência energética e mudanças no padrão de consumo energético (SMIL, 2010; MACKAY, 2009). Nessa perspectiva, o CCUS não elimina a dependência dos fósseis, mas apenas mitiga parcialmente seus efeitos.

Há também críticas relacionadas à escala e viabilidade prática. Estudos indicam que, apesar de décadas de pesquisa e projetos piloto, o número de instalações de CCUS operando em escala comercial permanece limitado quando comparado à magnitude das emissões de CO₂. Roger Pielke e William Nordhaus destacam que as trajetórias de mitigação frequentemente superestimam a velocidade de difusão de tecnologias complexas, subestimando as barreiras associadas (PIELKE JR., 2010; NORDHAUS, 2018). Além disso, a capacidade global de armazenamento geológico, embora teoricamente grande, envolve incertezas quanto à caracterização de reservatórios e riscos de vazamento no longo prazo.

Por fim, no caso específico da utilização de CO₂, críticos apontam que muitas rotas de uso, como combustíveis sintéticos e produtos químicos, resultam apenas em adiamento das emissões, e não em sequestro permanente de carbono, o que limita seu impacto climático líquido. Mesmo as aplicações de armazenamento geológico exigem sistemas robustos de

monitoramento por décadas ou séculos, levantando questões sobre responsabilidade intergeracional de longo prazo (IPCC, 2022). Assim, uma leitura crítica da literatura sugere que o CCUS pode ter um papel complementar em estratégias climáticas, mas dificilmente constitui uma solução suficiente por si só, exigindo avaliação rigorosa de custos, riscos e benefícios em comparação com outras opções de mitigação.

4

ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS

As tomadas de decisão, tanto no âmbito corporativo quanto no pessoal, como a alocação do tempo, a escolha de uma carreira ou as decisões de consumo, fundamentam-se em princípios econômicos. Considerada a ciência da escassez, a economia preocupa-se essencialmente com o uso eficiente de recursos limitados na produção de bens e serviços destinados à satisfação das necessidades humanas. Esse raciocínio aplica-se igualmente aos projetos de energia renovável e de CCUS, independentemente da urgência ambiental associada a essas iniciativas. Afinal, nesse contexto, corporações tendem a não comprometer seus recursos escassos em projetos dessa natureza caso os resultados econômicos esperados não se mostrem atrativos ou suficientemente promissores.

Projetos de energia renovável, assim como iniciativas de CCUS, são marcados por elevada intensidade de capital, longos horizontes de planejamento, incertezas tecnológicas e forte dependência de marcos regulatórios, incluindo a precificação de carbono e subsídios. Essas características tornam indispensável a adoção de métodos robustos de análise econômico-financeira, capazes de comparar alternativas, estimar riscos, avaliar retornos esperados e mensurar a viabilidade financeira dos projetos sob diferentes cenários de mercado.

O crescimento da demanda global por energia, aliado à necessidade de mitigação das emissões de GEE e ao cumprimento de compromissos climáticos internacionais, tem impulsionado a expansão das fontes renováveis e o desenvolvimento de tecnologias de CCUS. Nesse contexto, a avaliação econômico-financeira de projetos energéticos deixa de ser um exercício meramente financeiro e passa a desempenhar um papel importante na formulação de políticas públicas e na alocação eficiente de capital.

A avaliação econômico-financeira, nesse sentido, vai além da simples estimativa de custos e receitas. Ela envolve a compreensão integrada de indicadores como CAPEX, OPEX, valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), período de retorno do investimento, indicadores de bancabilidade, bem como os custos evitados associados à redução de emissões. No caso específico do CCUS, a análise econômico-

financeira é ainda mais complexa, pois depende do valor atribuído ao carbono capturado, de mecanismos de incentivo, da infraestrutura de transporte e armazenamento e do grau de maturidade tecnológica.

Este capítulo, principal tópico desta obra, apresenta ferramentas para a elaboração de uma análise econômico-financeira aplicável tanto a projetos de energias renováveis quanto a iniciativas de CCUS, fundamentada nas melhores métricas internacionais. Destacam-se, para empreendimentos de energia renovável, o custo nivelado de energia (LCOE, Levelized Cost of Energy) e o custo nivelado de eletricidade ajustado ao valor (VALCOE, Value-adjusted Levelized Cost of Electricity), bem como, para projetos de CCUS, o custo nivelado de captura (LCOC, Levelized Cost of Carbon Captured) e o custo nivelado de carbono evitado (LCOA, Levelized Cost of CO₂ Avoided).

Adicionalmente, são apresentados e aplicados parâmetros clássicos da engenharia econômica, como o fator de recuperação de capital (CRF, Capital Recovery Factor), a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL), o payback simples e descontado e diversos indicadores financeiros e de bancabilidade. O capítulo traz exemplos numéricos completos, nos quais são demonstrados, de forma didática, os conceitos, hipóteses e cálculos típicos utilizados na avaliação econômico-financeira de projetos do setor energético e de CCUS, permitindo ao leitor compreender e reproduzir as análises em diferentes contextos tecnológicos.

4.1. Definição de Fronteiras do Projeto

A definição das fronteiras do projeto constitui uma etapa fundamental na avaliação de empreendimentos de energias renováveis e de projetos de CCUS. Esse processo consiste em estabelecer, de forma clara e consistente, quais atividades, instalações, fluxos de energia e de materiais, emissões e custos serão incluídos ou excluídos da análise. A correta delimitação das fronteiras assegura a coerência dos resultados, evita dupla contagem de benefícios e garante a comparabilidade entre diferentes alternativas tecnológicas.

No contexto de projetos de energias renováveis, as fronteiras normalmente englobam as etapas de geração de energia, como a conversão do recurso primário (vento, sol, biomassa ou água) em eletricidade ou calor útil, os sistemas auxiliares, a conexão à rede, a operação e manutenção ao longo da vida útil e, dependendo do

objetivo do estudo, podem incluir fases a montante e a jusante, como fabricação de equipamentos, transporte, instalação e descomissionamento.

Já em projetos de CCUS, a definição de fronteiras tende a ser mais complexa, pois envolve múltiplos elos da cadeia, incluindo a fonte emissora, a unidade de captura, os sistemas de compressão e condicionamento do CO₂, as infraestruturas de transporte e as etapas finais de utilização ou armazenamento geológico.

A escolha das fronteiras do projeto deve estar alinhada ao objetivo da análise, seja ela um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica e Ambiental (EVTEA⁵⁰), uma avaliação de custo nivelado ou um estudo para fins de precificação de carbono. Em particular, em avaliações econômico-financeiras e de emissões, a definição clara das fronteiras é essencial para determinar corretamente indicadores como LCOE, LCOC e LCOA.

4.2. Conceito FEED (Front-End Engineering Design)

O termo FEED Level é importante para grandes projetos industriais, como os de energias renováveis, petróleo, petroquímica e CCUS. É o projeto de engenharia de detalhamento inicial. Em outras palavras, é a fase intermediária entre o EVTEA e o Projeto Executivo. É uma medida de maturidade técnica e econômica, que reflete o quanto o projeto está pronto para avançar à etapa de construção ou EPC (Engineering, Procurement and Construction).

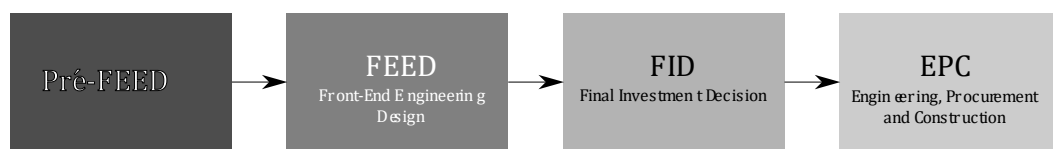


Figura 4.1 – Da análise do projeto à execução

Em termos práticos, o FEED define o projeto com precisão suficiente para permitir a tomada de decisão de investimento (FID, Final Investment Decision). O objetivo principal do FEED é reduzir incertezas técnicas, de custo e de cronograma antes da

⁵⁰ Estudo integrado que avalia a viabilidade técnica, econômica e ambiental de um projeto, considerando tecnologia, custos, riscos, impactos ambientais e conformidade regulatória, como subsídio à decisão de investimento.

construção de um projeto de grande porte. Durante essa fase, são produzidos documentos e especificações suficientes para:

- Estimar custos com precisão (geralmente ± 10 a $\pm 15\%$);
- Elaborar o cronograma detalhado (*schedule*);
- Preparar licitações para contratação EPC;
- Mitigar riscos técnicos e ambientais;
- Apoiar a decisão final de investimento (FID).

Tabela 4.1 – Nível de FEED

Nível	Características principais	Custo	Decisão
Pré-FEED	Estudos conceituais, definição de alternativas tecnológicas, análise de viabilidade	± 30 a $\pm 50\%$	Apoiar decisão de avançar para FEED
FEED (básico)	Projeto de engenharia básica, definição de equipamentos principais, diagramas PFD e P&ID, layout preliminar, estimativas de custo detalhadas	± 15 a $\pm 25\%$	Apoiar decisão de investimento (FID)
FEED avançado	Detalhamento técnico quase completo, com lista de equipamentos, plantas 3D, planos construtivos e especificações contratuais	± 10 a $\pm 15\%$	Preparação direta para EPC

Durante o FEED são desenvolvidos e consolidados os seguintes trabalhos:

- Diagramas de fluxo de processos (PFD, Process Flow Diagrams);
- Diagramas de tubulação e instrumentação (P&ID, Piping and Instrumentation Diagrams);
- Arranjo físico dos equipamentos (layout da planta);
- Lista de equipamentos principais e especificações técnicas;
- Estimativa detalhada de CAPEX e O&M;
- Avaliação de riscos e HAZOP (Hazard and Operability Study);
- Plano de construção e cronograma preliminar (Level 2);
- Análises ambientais e licenciamento;

- Base para contratos EPC.

Nos projetos de CCUS, o nível de detalhamento de engenharia FEED é particularmente crítico, uma vez que a integração entre os sistemas de captura, transporte e armazenamento requer elevada compatibilidade técnica entre múltiplas interfaces, muitas vezes pertencentes a diferentes operadores e regimes regulatórios distintos.

Esses projetos envolvem riscos tecnológicos relevantes, sobretudo quando adotam rotas de captura ainda em consolidação comercial. Além disso, é indispensável a definição precisa das rotas logísticas, incluindo gasodutos, estações de compressão, poços de injeção, infraestrutura de monitoramento, medição e verificação (MMV), o que contribui para um CAPEX elevado e maior complexidade de implantação.

De forma análoga, em projetos de energias renováveis de grande porte, como usinas eólicas offshore, usinas solares *utility-scale*⁵¹ e hidrelétricas, o FEED também desempenha papel importante na mitigação de riscos, ao permitir o adequado dimensionamento de todos os subsistemas e da conexão ao sistema de transmissão.

A AACE⁵² (Association for the Advancement of Cost Engineering) define classes de estimativas que se relacionam diretamente ao FEED (ver Tabela 4.2).

Tabela 4.2 – Classes e FEED Level segundo a AACE

Classe	Fase típica	Precisão do custo	Grau de definição
Classe 5	Estudos conceituais / Pré-FEED	-50% a +100%	0% a 2%
Classe 4	EVTE / Pré-engenharia	-30% a +50%	1% a 15%
Classe 3	FEED	-20% a +30%	10% a 40%
Classe 2	FEED avançado, antes do FID	-15% a +20%	30% a 70%
Classe 1	Projeto executivo, EPC	-10% a +15%	65% a 100%

⁵¹ *Utility-scale* é o termo usado para designar empreendimentos de geração de energia elétrica em grande escala, projetados para fornecer eletricidade diretamente ao sistema elétrico (*grid*), e não para consumo próprio local.

⁵² AACE Brasil é a seção oficial da AACE International – associação fundada em 1956 e reconhecida mundialmente como a principal referência em Engenharia de Custos, Planejamento e Controle para os setores de Engenharia, Infraestrutura e Construção.

4.3. Conceito FEL (Front-End Loading)

O Front-End Loading (FEL) constitui a fase inicial e mais crítica do ciclo de vida de projetos de engenharia, sendo responsável pela estruturação técnico-econômica que sustenta a decisão de investimento. Nessa etapa, são definidas as premissas fundamentais do projeto, avaliadas as alternativas tecnológicas e estimados os custos, riscos e retornos esperados.

Um FEL bem conduzido permite reduzir significativamente as assimetrias de informação, aumentar a previsibilidade de custos e prazos e mitigar riscos que, se não tratados antecipadamente, tendem a se materializar durante a execução.

O FEL desempenha um papel importante na robustez da análise econômico-financeira e na viabilidade de projetos intensivos em capital, como aqueles associados aos setores de energia e de CCUS. Projetos com FEL malfeito causam estouros no orçamento, atrasam o cronograma e perdem retorno econômico. Estudos mostram que 80% dos custos finais são “travados” ainda no FEL.

O Front-End Loading (FEL) e o Front-End Engineering Design (FEED) são conceitos complementares dentro do ciclo de desenvolvimento de projetos de capital intensivo, mas atuam em níveis distintos de maturidade e detalhamento. O FEL refere-se a um processo estruturado de tomada de decisão que antecede o investimento, enquanto o FEED corresponde à materialização técnica dessas decisões em um projeto de engenharia suficientemente detalhado para contratação e execução.

No âmbito do FEL, o foco principal está na definição do problema e na seleção da solução correta. Essa fase é caracterizada pela avaliação de alternativas tecnológicas e das estimativas de custos com diferentes graus de incerteza. O FEL busca responder à pergunta fundamental: “O projeto deve ou não ser feito, e em que configuração?” Os produtos do FEL incluem estudos conceituais, análises de VPL e TIR, estimativas preliminares de CAPEX/OPEX e outras diretrizes gerais de escopo.

Já o FEED assume que as principais decisões já foram tomadas no FEL e concentra-se em detalhar a solução escolhida. Nessa etapa, desenvolvem-se os projetos de engenharia básica, especificações técnicas, diagramas de processo (PFDs e P&IDs), layouts, listas de equipamentos e estimativas de custo mais robustas. O objetivo central do FEED é reduzir incertezas remanescentes, permitir a contratação nas

modalidades EPC ou EPCM (Engineering, Procurement and Construction Management) e suportar a FID.

Em termos de relação hierárquica, o FEL pode ser entendido como um guarda-chuva conceitual que engloba várias etapas de maturação do projeto (FEL 1, FEL 2 e FEL 3), sendo o FEED geralmente associado ao FEL 3, quando o projeto atinge um nível de definição suficiente para compromissos financeiros relevantes. Assim, enquanto o FEL prioriza fazer o projeto certo, o FEED assegura fazer certo o projeto escolhido.

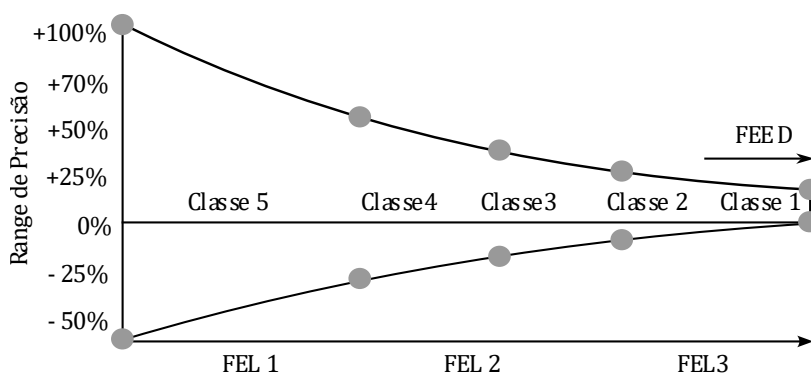


Figura 4.2 – Da análise do projeto à execução

O cone de precisão (ver Figura 4.2) mostra que, no início do projeto, as incertezas são altas e vão sendo progressivamente reduzidas à medida que o projeto avança e mais informações se tornam disponíveis. No início do projeto, há grande dispersão de custos; com o avanço do FEL, há redução da incerteza. Já o FEED de engenharia detalhada exige alta precisão (FEL 3).

Tabela 4.3 – Relação entre FEL e Classes segundo a AACE

Fase do projeto	FEL	Classe	Precisão
Ideia/conceitual	Pré-FEL/FEL 1	Classe 5	-50% a +100%
Seleção de alternativa	FEL 1	Classe 4	-30% a +50%
Definição conceitual	FEL 2	Classe 3	-20% a +30%
Definição do projeto	FEL 3	Classe 2	-10% a +20%
Engenharia detalhada/FEED	Pós-FEL/FEED	Classe 1	-5% a +10%

4.4. Penalidade Energética de Projetos de CCUS

O termo “penalidade de energia” é fundamental em projetos de CCUS, especialmente na fase de avaliação econômico-financeira. Ele se refere à redução da eficiência energética global de uma planta de geração de energia após a instalação de um sistema de captura de CO₂. Em outras palavras, é a quantidade adicional de energia necessária para operar o processo de CCUS. A penalidade de energia é o custo invisível da descarbonização. Ela representa a energia “sacrificada” para capturar e comprimir o CO₂, um fator crítico tanto para a eficiência técnica quanto para a viabilidade econômico-financeira de projetos de CCUS.

A captura de CO₂ exige energia extra para regenerar solventes, comprimir o CO₂ capturado até pressões adequadas para transporte ou injeção, bombear e resfriar fluidos de processo e operar sistemas auxiliares, como ventiladores, bombas e trocadores de calor. Essa energia extra não contribui para a geração de produto útil, como eletricidade, por isso é considerada uma penalidade.

A penalidade de energia impacta diretamente:

- Eficiência do sistema: reduz o rendimento global da planta (uma termoeétrica pode cair de 40% para 30% de eficiência, por exemplo);
- Consumo de combustível: aumenta a quantidade de combustível necessária para gerar a mesma energia útil;
- Emissões indiretas: pode gerar emissões adicionais se o combustível for fóssil;
- Custos operacionais: eleva o O&M, pois há maior consumo energético e desgaste de equipamentos.

Um exemplo ilustrativo ajuda a compreender esse conceito. Suponha uma usina termoeétrica que, sem captura, gere 500 MW de energia útil com eficiência de 40%. Após instalar o sistema de captura, a potência líquida cai para 420 MW e o consumo energético total permanece o mesmo. Nesse caso:

$$\text{Penalidade de Energia} = \frac{500 - 420}{500} = 16\% \quad (4.1)$$

Isso significa que 16% da energia gerada passou a ser consumida internamente para operar o sistema de captura. Algumas estratégias podem ser adotadas para reduzir a penalidade em uma usina termoeétrica, entre elas:

- Uso de solventes de nova geração com menor demanda de calor de regeneração;
- Integração térmica entre processos, com reaproveitamento de calor residual;
- Captura pós-combustão otimizada com compressores mais eficientes.

4.5. Etapas de Projetos

Este item apresenta uma visão estruturada das etapas de desenvolvimento de projetos, aplicável tanto a empreendimentos de energia quanto de CCUS, com ênfase nas demandas do projeto base (*baseline*).

4.5.1. Projetos de energia renovável

Um projeto de energia renovável é desenvolvido a partir de um conjunto estruturado de etapas, cujo objetivo é transformar um recurso natural abundante, como o sol, em energia útil de forma segura e economicamente viável. Essas etapas não são apenas sequenciais, mas interdependentes, exigindo uma visão sistêmica que considere desde a concepção inicial até a operação de longo prazo do empreendimento.

A fase inicial de um projeto corresponde à identificação da oportunidade e à concepção do empreendimento. Nessa etapa são avaliados o tipo de fonte renovável mais adequado ao local, a disponibilidade do recurso energético e a proximidade da infraestrutura elétrica existente. Estudos preliminares de mercado e de demanda também são conduzidos para verificar a inserção da energia produzida no sistema elétrico e as condições comerciais de venda. Em seguida, desenvolvem-se os estudos de viabilidade técnica, que buscam quantificar o potencial energético do recurso e definir a configuração tecnológica do projeto. Para isso, são realizados levantamentos de dados meteorológicos, medições em campo, simulações computacionais e seleção de equipamentos.

Paralelamente, são elaborados os estudos de viabilidade econômica e financeira, que avaliam a atratividade do investimento. São estimados o CAPEX, o OPEX, a vida útil do projeto, as receitas esperadas e a bancabilidade, dentre outros indicadores financeiros. Com base nesses dados, aplicam-se ferramentas clássicas da engenharia econômica, como o Custo Nivelado de Energia (LCOE), o Custo Nivelado de

Eletricidade Ajustado ao Valor (VALCOE), o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o prazo de retorno do capital, o retorno sobre o capital investido (ROIC, Return on Invested Capital), entre outros indicadores.

Outro componente fundamental é a avaliação ambiental e social, que visa identificar e compensar os impactos associados à implantação e operação do empreendimento. Dependendo da legislação vigente, essa etapa pode envolver estudos de impacto ambiental e processos de licenciamento junto aos órgãos competentes. Em projetos renováveis, embora os impactos sejam geralmente menores do que os de fontes fósseis, aspectos como uso do solo, paisagem, ruído e interação com comunidades locais devem ser cuidadosamente considerados.

Com a viabilidade econômica confirmada, o projeto avança para a fase de engenharia básica e de detalhamento, na qual são definidos os arranjos físicos, elétricos e civis do empreendimento. Essa etapa compreende o dimensionamento de fundações, sistemas elétricos, subestações e linhas de transmissão ou conexão à rede, bem como a definição dos cronogramas de construção e logística. A engenharia detalhada fornece os elementos necessários para a contratação de fornecedores e a execução das obras.

Na sequência, inicia-se a fase de construção e implantação, que envolve a mobilização de equipamentos, a execução das obras civis, a instalação dos sistemas eletromecânicos e a integração dos componentes. O gerenciamento eficiente dessa etapa é essencial para o controle de custos, sendo comum o uso de indicadores de desempenho e práticas consolidadas de gestão de projetos.

Após a conclusão das obras, o empreendimento entra na fase de comissionamento e início de operação, na qual são realizados testes de desempenho e de segurança. Uma vez aprovado, o projeto passa à operação e manutenção, etapa mais longa do ciclo de vida, responsável por garantir a maximização da geração de energia ao longo dos anos.

4.5.2. Projetos-base de energia renovável

Em estudos de avaliação econômico-financeira, EVTE ou estruturação para financiamento (BNDES, bancos comerciais ou *project finance*), o projeto-base (*baseline* ou caso de referência) de energias renováveis deve ser construído a partir de um conjunto consistente de dados organizado conforme as boas práticas adotadas

em relatórios institucionais. Em geral a sequência adotada segue os itens apresentados a seguir:

a) Dados gerais do projeto

- Tipo de fonte: eólica, solar fotovoltaica, biomassa, PCH, *offshore* etc.;
- Localização geográfica e área ocupada (ha ou km²);
- Vida útil do projeto (anos) e capacidade instalada (MW);
- Data-base do estudo e moeda adotada.

b) Recursos energéticos (insumos básicos)

Ver exemplo de recursos energéticos para energia eólica, solar e biomassa na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Recursos energéticos (insumos básicos)

Eólica	Solar	Biomassa
Velocidade média do vento (m/s) à altura do cubo	Irradiação global horizontal (GHI) (kWh/m ² ·ano)	Tipo de biomassa
Distribuição de Weibull (k e c) ⁵³	Irradiação no plano inclinado (POA) ⁵⁴	Poder calorífico (PCI/PCS)
Rugosidade do terreno	Temperatura ambiente média. Índice de nebulosidade e sazonalidade	Disponibilidade anual (t/ano)
Perfil vertical do vento (expoente α ou lei logarítmica)		Logística e sazonalidade

c) Dados técnicos do sistema

- Tecnologia adotada (turbinas, módulos, inversores, caldeiras etc.);
- Eficiência global do sistema (%) e curva de potência;
- Taxa de degradação anual (%) e fator de capacidade (%);
- Disponibilidade operacional (%);

⁵³ Ver detalhes mais adiante sobre a distribuição de Weibull.

⁵⁴ Plane of Array (POA) – é o plano definido pela superfície dos módulos solares, considerando inclinação (*tilt*) e orientação (azimute).

- Perdas técnicas (elétricas, térmicas, sombreamento⁵⁵ etc.);

d) Produção de energia

- Energia bruta anual (MWh/ano) e energia líquida entregue (MWh/ano);
- Perfil horário ou mensal de geração;
- Fator de capacidade efetivo.

e) Dados econômicos

- CAPEX de equipamentos principais;
- Obras civis, engenharia e gestão;
- Conexão à rede, licenciamento ambiental e contingências;
- OPEX, operação e manutenção fixa, O&M variável, seguros e arrendamento de terras;
- Custos administrativos e reinvestimentos (*repowering*⁵⁶ e substituições).

f) Parâmetros financeiros

- Estrutura de capital (equity/debt), taxa de desconto (WACC, Weighted Average Cost of Capital)⁵⁷, taxa de juros da dívida e inflação;
- Prazo de financiamento e período de carência;
- Impostos, incentivos fiscais e depreciação.

g) Receitas

- Preço da energia (PPA, mercado regulado ou livre);
- Duração do contrato e indexadores (IPCA, IGP-M, USD);
- Receita com certificados (REC, Renewable Energy Certificate e I-REC);
- Créditos de carbono, se aplicável, e outras receitas.

⁵⁵ Perdas por sombreamento são comuns em sistemas solares, ocorrem quando obstáculos bloqueiam parcial ou totalmente a radiação incidente, reduzindo a geração elétrica de forma direta.

⁵⁶ *Repowering* é o processo de modernização ou ampliação de equipamentos de uma usina ou instalação existente, com o objetivo de aumentar a capacidade e a vida útil, sem a necessidade de construir um projeto novo.

⁵⁷ Ver detalhes mais adiante.

h) Indicadores econômico-financeiros

- VPL, TIR, payback simples e descontado;
- LCOE e VALCOE;
- Índice de cobertura do serviço da dívida (DSCR), ROIC e outros.

i) Aspectos ambientais e ESG

- Emissões evitadas (tCO₂e/ano);
- Licenciamento ambiental e uso do solo;
- Impactos locais (ruído, fauna, paisagem), contribuições sociais e econômicas;
- Alinhamento com NDCs e políticas climáticas.

j) Riscos e incertezas

- Risco de recurso;
- Risco regulatório e risco de mercado (preço da energia);
- Risco tecnológico, risco de construção e risco financeiro.

k) Análises complementares

- Análise de sensibilidade e análise de cenários;
- Curva de geração versus demanda;
- *Roadmap*⁵⁸ de implantação e Matriz RACI⁵⁹;
- Conformidade com padrões BNDES, IFC⁶⁰ ou *Equator Principles*⁶¹.

⁵⁸ *Roadmap* é um guia visual e sequencial que indica o que será feito, em que ordem e quando, para concretizar um projeto ou uma tecnologia.

⁵⁹ RACI (Responsible, Accountable, Consulted and Informed) é uma ferramenta de gestão de projetos usada para clarificar papéis e responsabilidades em relação às tarefas e decisões dentro de uma equipe.

⁶⁰ A IFC (International Finance Corporation) é uma instituição do Grupo Banco Mundial voltada ao financiamento do setor privado em países emergentes.

⁶¹ Os *Equator Principles* (EPs) são um conjunto voluntário de diretrizes adotado por bancos e instituições financeiras para avaliar e gerenciar riscos socioambientais em financiamentos de projetos.

4.5.3. Projetos de CCUS

Em qualquer projeto de CCUS há de se considerar uma fonte específica e os aspectos regulatórios. Em outras palavras, para um escopo que envolva captura, compressão, transporte e opção de utilização e/ou armazenamento geológico, devem-se contemplar as avaliações regulatórias, ambientais e sociais.

Definido o escopo do projeto, procede-se à delimitação da área geográfica de implantação, à definição da capacidade instalada, bem como à construção de cenários de preços de carbono e à adoção das principais premissas macroeconômicas. Com base nessas definições, são elaboradas as estimativas de investimentos e de custos operacionais, que fundamentam a análise de viabilidade econômico-financeira por meio dos indicadores já citados.

O estudo pode ser complementado por análises de sensibilidade e de risco, avaliação de cenários e definição de responsabilidades institucionais por meio de uma matriz RACI, em consonância com as boas práticas exigidas em relatórios submetidos ao BNDES. Esses instrumentos são igualmente aplicáveis a projetos de energias renováveis. Em alguns casos, recomenda-se um roadmap de implementação.

Em uma análise mais ampla será demandada uma equipe multidisciplinar, como engenheiros de processo, engenheiros mecânicos, geocientistas (geologia, geomecânica), especialistas em transportes, economistas, analistas financeiros, especialistas em licenciamento ambiental e consultoria de *stakeholders*, além de advogados regulatórios. As partes interessadas são o operador da fonte emissora, usuários do CO₂, operadores de infraestrutura, autoridades regulatórias, comunidades locais, investidores e financiadores.

4.5.4. Projetos-base de CCUS

Para o projeto-base, são necessários dados da fonte emissora, como o perfil de emissão (kg/s, t/ano), composição do gás de exaustão, impurezas, temperatura, pressão, variabilidade da emissão diária e sazonal, fator de capacidade da planta, mapas de processos e P&ID.

Para um estudo de viabilidade econômico-financeira completo, algumas análises e informações são demandadas, tais como:

- Dados operacionais: espaço disponível para instalação, utilidades, restrições de layout, equipamentos existentes e vida útil;
- Dados do local e logística: distância até possíveis locais de armazenamento ou hubs, acesso a vias, dutos, portos e infraestrutura existente;
- Dados geológicos para os casos de armazenamento geológico: mapas geológicos, sísmica 4D, perfurações, porosidade, permeabilidade e presença de aquíferos salinos;
- Dados de mercado para os casos de CCU: demanda por CO₂ (EOR e indústria), preço esperado do produto e contratos de *offtake*⁶² potenciais;
- Seleção tecnológica: avaliação comparativa entre pós-combustão, pré-combustão e oxícombustão. Atentar para a maturidade tecnológica (TRL) e os custos (CAPEX e O&M);
- Dimensionamento e balanços: massa de CO₂ capturada (tCO₂/ano) e balanço de massa e energia;
- Opções de transporte: dutos (custos por km, estações de bombeio), transporte rodoviário e transporte marítimo (em caso de projetos offshore). Devem-se avaliar rotas, custos de instalação, permissões, servidões e impactos ambientais;
- Hubs e sinergias: avaliação de redes compartilhadas que podem reduzir o custo marginal.

No que tange às questões de avaliação ambiental e social, destacam-se:

- Estudo de impactos ambientais preliminar (EIA, Estudo de Impacto Ambiental): emissão de efluentes, riscos de contaminação de água e ruído;
- Consulta e engajamento de *stakeholders*: identificação de grupos afetados, impactos socioeconômicos, plano de comunicação e medidas de compensação;
- Análise de aceitação social: risco de licença social para operar (SLO, Social License to Operate), preocupações locais sobre segurança e uso do solo;

É fundamental que se faça uma boa estimativa de custos, em que:

⁶² Ver detalhes mais adiante.

- CAPEX engloba os equipamentos principais (unidade de captura, compressores, dutos, estações de compressão e poços de injeção), a infraestrutura civil, a construção (EPC) e as contingências;
- O&M envolve os custos de operação, consumo energético, insumos, seguros e custos regulatórios.

Em relação à análise econômica, podem-se avaliar:

- Métricas econômicas e financeiras: VPL, TIR, payback simples e descontado, VaR, custo nivelado (US\$/tCO₂) e custo por tonelada de CO₂ evitada;
- Premissas financeiras: horizonte (anos), taxa de desconto, inflação, custos de capital (WACC) e *life cycle*;
- Fluxo de caixa: é importante construir uma projeção anual de CAPEX, O&M, receitas, impostos e custos de descomissionamento;
- Cenários: adotar pelo menos três cenários (pessimista, base e otimista) e acompanhar variações do CAPEX, preço do carbono, WACC entre outros;
- Análise de sensibilidade: recomenda-se variar os parâmetros-chave do projeto para dimensionar o efeito de cada variação sobre as métricas financeiras. O ideal é apresentar essa análise em um gráfico de tornado.

Quanto aos indicadores técnicos e ambientais, é interessante definir alguns KPIs para o projeto. Dentre eles:

- KPIs técnicos: eficiência de captura (%), emissão residual (tCO₂/ano), consumo energético por tCO₂, disponibilidade (%) e tCO₂ armazenada/ano;
- KPIs econômicos: CAPEX/tCO₂ instalado, O&M/tCO₂ operacional, US\$/tCO₂ evitado, LCOC e LCOA;
- KPIs ambientais: toneladas líquidas de CO₂ evitadas, impactos sobre água, solo, biota e índice de risco de vazamento.

O termo KPI (Key Performance Indicator) refere-se a uma métrica mensurável usada para avaliar o desempenho de um processo em relação aos objetivos previamente definidos. A função dos KPIs é monitorar resultados e apoiar a tomada de decisão. Eles ajudam a responder a perguntas como:

- Estamos atingindo as metas planejadas?
- O projeto está dentro do prazo e do orçamento?

- O desempenho técnico está dentro dos parâmetros esperados?

A Tabela 4.5 mostra alguns KPIs para projetos de CCUS.

Tabela 4.5 – Alguns exemplos de KPIs para projetos de CCUS

Área	KPI	Unidade/Meta
Técnica	Eficiência de captura de CO ₂	≥ 90%
Operacional	Disponibilidade da planta	≥ 95%
Econômica	LCOC (US\$/tCO ₂)	≤ 40 US\$/tCO ₂
Ambiental	Emissões residuais	< 5% das emissões originais
Segurança	Taxa de incidentes (TRIR)	0
Cronograma	% de marcos concluídos	100% dentro do prazo

A Taxa Total de Incidentes Registráveis (TRIR, Total Recordable Incident), por exemplo, é um indicador de segurança ocupacional amplamente utilizado na indústria para medir a frequência de acidentes de trabalho que resultam em:

- Afastamento do trabalhador;
- Tratamento médico além dos primeiros socorros;
- Restrição temporária de atividade.

Uma fórmula indicada para TRIR é:

$$TRIR = \frac{\text{Número total de incidentes registráveis} \times 200.000}{\text{Total de horas – homens trabalhadas}} \quad (4.2)$$

onde 200.000 é o número padrão de horas trabalhadas por 100 empregados em um ano (40h/semana × 50 semanas × 100 pessoas) e incidentes registráveis são todos os acidentes que exigem tratamento médico. Nos contratos de EPC, o TRIR é obrigatório.

4.6. Modelos Contratuais

A compreensão dos modelos contratuais é fundamental para quem participa do ciclo de vida de um projeto. Um contrato define quem faz o quê, quem paga o quê,

quem assume qual risco e como são tratadas as falhas. Em outras palavras, o contrato é o alicerce da governança do projeto.

Cada tipo de contrato distribui responsabilidades e riscos de maneira diferente. Compreender essas diferenças permite antecipar os riscos do projeto. Um contrato bem definido evita disputas e litígios durante a execução e garante a previsibilidade de custos e prazos, além de proteger o retorno do investimento.

a) EPC

O contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction) é o modelo contratual mais importante na fase de implantação de grandes projetos de engenharia, como usinas de energias renováveis e projetos de CCUS. Um contrato EPC é um acordo de entrega, chave na mão (turnkey), no qual um único contratista se responsabiliza por projetar, adquirir todos os equipamentos e materiais, construir e entregar o projeto pronto para a operação.

O papel do contrato EPC é transferir riscos técnicos, de cronograma e de custo para o contratado (EPCista), garantindo que o proprietário (cliente) receba uma planta completa, testada e pronta para operação (*ready for start-up*).

b) TSA

O TSA (Technical Services Agreement) é um contrato entre o desenvolvedor do projeto (cliente) e o prestador de serviços técnicos, geralmente o EPCista ou uma consultoria de engenharia. Esse tipo de contrato regula a prestação de serviços de engenharia, operação, manutenção ou suporte técnico, antes do início do EPC ou entre a entrega e a operação plena da planta.

Nesse contrato, um documento pré-contratual, o Term Sheet Agreement, normalmente não vinculante, resume os principais termos comerciais e técnicos de um contrato futuro, como, por exemplo, um contrato de *offtake* ou um acordo de transporte e armazenamento de CO₂. O TSA serve como base para negociação formal, resume os pontos-chave do projeto e evita ambiguidades antes da assinatura do contrato principal.

c) PPA

O contrato de compra e venda de energia (PPA, Power Purchase Agreement) é um contrato de longo prazo firmado entre o gerador de energia e um comprador, que estabelece previamente o preço, o volume, o prazo e as condições de fornecimento da energia elétrica. Os PPAs reduzem a incerteza de receita, viabilizam o financiamento de projetos de geração de energia e são fundamentais para garantir a previsibilidade de caixa.

d) Offtake

O contrato *offtake* é um dos modelos de negócios em projetos de energia e de CCUS, pois proporciona segurança econômica e financeira ao investimento. O termo *offtake* significa literalmente retirada ou compra. Trata-se de um acordo de compra e venda de longo prazo, no qual o comprador, *offtaker*, se compromete a adquirir o produto ou serviço do projeto, normalmente antes mesmo da sua construção. Esse contrato garante a receita futura do projeto, permitindo ao investidor estimar fluxos de caixa e obter financiamento. Nos projetos de CCUS, o contrato *offtake* define quem vai pagar pelo CO₂ capturado e em quais condições.

e) Insurance

Um contrato *insurance* (ou contrato de seguro) é um acordo entre o segurado – proprietário, operador ou contratista – e uma companhia de seguros, no qual o risco financeiro associado a eventos imprevistos é transferido do segurado para o segurador mediante o pagamento de um prêmio. Em essência, o seguro protege o projeto ou seus ativos contra perdas financeiras decorrentes de acidentes, falhas técnicas, desastres naturais, atrasos ou interrupções operacionais.

4.7. Análise Econômico-Financeira – Energia (BNDES)

Seguindo a prática consolidada do BNDES para análise de projetos de energia, especialmente em *project finance*, a estrutura de dados e os cálculos são normalmente organizados em oito grandes etapas que alimentam o modelo econômico-financeiro. São elas:

1. Caracterização do projeto

Inclui tecnologia, capacidade instalada, fator de capacidade, vida útil, cronograma físico-financeiro, localização, licenças e enquadramento regulatório.

2. Premissas técnicas e operacionais

Dados de desempenho, consumo de insumos, produção anual de energia e parâmetros de O&M.

3. Estimativa de investimentos (CAPEX)

Custos *overnight*⁶³, engenharia, EPC, equipamentos principais, contingências, juros durante a construção (IDC, Interest During Construction) e impostos sobre investimento.

4. Custos operacionais (OPEX)

Custos fixos e variáveis de operação e manutenção, combustível, seguros, arrendamentos, despesas administrativas e reposições de ativos.

5. Estrutura de financiamento

Composição entre capital próprio e de terceiros, condições de financiamento, garantias e *covenants*⁶⁴.

6. Receitas e marco regulatório

Preços de venda de energia, receitas acessórias, contratos, indexadores e riscos regulatórios.

7. Modelagem do fluxo de caixa do projeto

Construção do fluxo de caixa livre do projeto e do acionista, considerando impostos, depreciação, financiamento, reinvestimentos e capital de giro.

8. Indicadores econômico-financeiros e análise de risco

Cálculo de VPL, TIR, LCOE, DSCR, payback, sensibilidade e cenários conforme exigido pelo BNDES para avaliação de bancabilidade.

⁶³ Ver detalhes mais adiante.

⁶⁴ *Covenants* são cláusulas contratuais, comuns em contratos de financiamento, que estabelecem obrigações e limites financeiros ao devedor, com o objetivo de mitigar riscos para o credor. O seu descumprimento pode caracterizar evento de inadimplência.

Embora o BNDES não publique um “manual único” obrigatório, essa estrutura reflete práticas recorrentes adotadas em projetos de geração de energia, de infraestrutura e de transição energética analisados pelo banco.

4.8. Análise Econômico-Financeira – CCUS (BNDES)

Os projetos de CCUS não são tratados exatamente da mesma forma que os projetos de geração de energia pelo BNDES. Embora a metodologia básica de análise seja a mesma, existem diferenças relevantes nas premissas adotadas. O BNDES não criou um modelo específico e exclusivo para CCUS, mas a lógica de avaliação permanece ancorada na mesma espinha dorsal aplicada aos projetos de energia. No entanto, as particularidades inerentes ao CCUS exigem adaptações importantes na análise.

A principal diferença está relacionada à natureza da receita. Nos projetos de geração de energia, a receita é, em geral, direta e previsível, proveniente da venda de eletricidade (MWh) por meio de contratos de longo prazo (PPA) ou da comercialização nos mercados regulado ou livre. Em projetos de CCUS, por outro lado, a receita tende a ser indireta ou híbrida, podendo advir de créditos de carbono, da redução de custos regulatórios, de utilização do CO₂ (como em EOR, produção de insumos químicos ou *e-fuels*), de incentivos fiscais ou contratos por diferença (CfD, Contract for Difference). Em muitos casos, não há uma receita direta associada ao projeto, mas sim a evitação de custos, o que torna indispensável a modelagem explícita dos mecanismos de monetização exigida pelo BNDES.

Projetos de energia normalmente se baseiam em tecnologias maduras, com níveis de prontidão tecnológica elevados (TRL 8–9). Já nos projetos de CCUS, as tecnologias apresentam uma faixa mais ampla de maturidade, variando de TRL 5 a 9. Embora a captura pós-combustão seja considerada relativamente madura, outras soluções, como captura direta do ar (DAC), BECCS e processos de mineralização, ainda se encontram em estágios menos avançados. Em função disso, o BNDES pode demandar garantias adicionais ou até mesmo a implementação de um projeto piloto (*performance guarantees*).

Além disso, projetos de CCUS requerem premissas técnicas específicas que não se aplicam a projetos de geração de energia, tais como a taxa de captura de CO₂, a pureza do gás capturado, a eficiência de regeneração dos solventes ou sorventes, o consumo energético adicional do sistema (*energy penalty*) e a integridade do armazenamento

geológico. Essas variáveis impactam diretamente indicadores econômicos fundamentais, como o LCOC (Levelized Cost of Capture) e o LCOA (Levelized Cost of CO₂ Avoided).

A estrutura do CAPEX em projetos de CCUS também é mais fragmentada, dividida em quatro blocos distintos: captura, compressão, transporte, utilização e/ou armazenamento. Cada um desses blocos apresenta riscos próprios e contratos específicos, o que leva o BNDES a realizar a análise de forma modularizada, avaliando separadamente cada componente do projeto.

As exigências também são mais complexas. Enquanto projetos de energia renovável seguem, em geral, um licenciamento ambiental padrão, projetos de CCUS envolvem tanto licenciamento ambiental quanto regulatório, além de responsabilidades de longo prazo associadas ao armazenamento do CO₂. Isso inclui requisitos de monitoramento, reporte e verificação (MRV), bem como a avaliação de riscos de vazamento (*liability*). Nesse contexto, o BNDES costuma exigir planos de encerramento, planos de monitoramento pós-operação e garantias ambientais específicas.

4.9. Indicadores Econômicos e Financeiros de Projetos

Os indicadores econômicos e financeiros são instrumentos essenciais para avaliar a viabilidade e a robustez de projetos de investimento. Eles permitem mensurar a capacidade de geração de valor, o risco associado aos fluxos de caixa e a sustentabilidade financeira ao longo do ciclo de vida do projeto, servindo de base para decisões de financiamento e alocação eficiente de recursos.

4.9.1. Indicadores de rentabilidade

Um indicador de rentabilidade é uma métrica financeira utilizada para avaliar a capacidade de um projeto ou investimento gerar retorno econômico em relação ao capital investido ao longo do tempo. Esses indicadores permitem comparar alternativas de investimento, medir a eficiência da alocação de recursos e verificar se o retorno esperado é compatível com o risco assumido.

a) VPL

O Valor Presente Líquido mede o valor econômico gerado por um projeto ou investimento, calculado pela diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros esperados e o investimento inicial, descontados por uma taxa que reflete o custo de capital e o risco do projeto. A fórmula utilizada para expressar o VPL de um projeto é:

$$\text{VPL} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4.3)$$

onde FC_t é o fluxo de caixa no período t (no período 0 o investimento inicial tem sinal negativo), i é a taxa de desconto (TMA, Taxa Mínima de Atratividade) e n é o horizonte de tempo do projeto. Um VPL positivo indica que o projeto cria valor; um VPL negativo destrói valor. Um VPL igual a zero indica que o retorno é exatamente igual ao custo de capital. De forma explícita, seria:

$$\text{VPL} = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4.4)$$

onde I_0 é o investimento inicial e $FC_t = R_t - C_t$, onde R_t indica as receitas no ano t e C_t representa os custos no ano t .

b) TIR

A Taxa Interna de Retorno é o indicador financeiro que representa a taxa de desconto que zera o VPL de um projeto, ou seja, a taxa de retorno implícita dos fluxos de caixa esperados. Ela indica o retorno percentual anual do investimento e permite comparar a atratividade do projeto com o custo de capital ou taxa mínima de atratividade. A TIR é a taxa i que satisfaz à seguinte equação:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4.5)$$

Na prática, a TIR é obtida por métodos numéricos, pois não possui solução analítica direta para a maioria dos fluxos de caixa.

c) TIRM

A Taxa Interna de Retorno Modificada é um indicador financeiro que corrige limitações da TIR tradicional ao separar a taxa de reinvestimento dos fluxos positivos da taxa de financiamento dos fluxos negativos. Ela representa a taxa efetiva de retorno do projeto, assumindo hipóteses mais realistas de reinvestimento e custo de capital, sendo especialmente útil em projetos de longo prazo e com fluxos de caixa não convencionais. A TIRM é calculada em três etapas:

1. Valor futuro dos fluxos positivos (VF^+), capitalizados à taxa de reinvestimento i_r :

$$VF^+ = \sum_{t=1}^n FC_t^+ (1 + i_r)^{n-t} \quad (4.6)$$

2. Valor presente dos fluxos negativos (VP^-), descontados à taxa de financiamento i_f :

$$VP^- = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t^-}{(1+i_f)^t} \quad (4.7)$$

3. O cálculo da TIRM é:

$$\text{TIRM} = \left(\frac{VF^+}{|VP^-|} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (4.8)$$

onde FC_t^+ são os fluxos de caixa positivos no período t , FC_t^- são os fluxos de caixa negativos no período t e n é o horizonte de tempo do projeto. A TIRM fornece uma medida de retorno mais consistente e economicamente realista do que a TIR, ao refletir corretamente o custo do capital e a capacidade de reinvestimento do projeto.

d) Payback simples

O payback simples é o indicador que mede o tempo necessário para recuperar o investimento inicial por meio dos fluxos de caixa gerados pelo projeto, sem considerar o valor do dinheiro no tempo. É uma métrica de liquidez e risco de curto prazo, usada como critério complementar de decisão. A fórmula conceitual é:

$$\text{Payback simples} = \min \left\{ t, \sum_{k=1}^t FC_k \geq I_0 \right\} \quad (4.9)$$

onde FC_k é o fluxo de caixa no período k e I_0 é o investimento inicial.

e) Payback descontado

O payback descontado mede o tempo necessário para recuperar o investimento inicial considerando o valor do dinheiro no tempo, ou seja, os fluxos de caixa são descontados por uma taxa que reflete o custo de capital e o risco do projeto. A fórmula conceitual é:

$$\text{Payback descontado} = \min \left\{ t, \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} \geq I_0 \right\} \quad (4.10)$$

Quanto menor o payback, menor o risco de recuperação do capital. O payback simples ignora o valor do dinheiro no tempo. O payback descontado é financeiramente mais consistente, porém ambos não capturam a rentabilidade após o período de recuperação.

f) WAAC

O WACC (Weighted Average Cost of Capital) é o custo médio ponderado de capital de um projeto ou empresa, que representa a taxa mínima de retorno exigida pelos provedores de capital (credores e acionistas). Ele é calculado como a média ponderada do custo do capital próprio (K_e) e do custo da dívida (K_d), ajustado pelo benefício fiscal dos juros, conforme a equação a seguir:

$$\text{WACC} = \frac{E}{D + E} K_e + \frac{D}{D + E} K_d (1 - T) \quad (4.11)$$

onde E é o valor do capital próprio, D é o valor da dívida, K_e é o custo do capital próprio (equity), K_d é o custo da dívida (*debit*) e T é a alíquota de imposto. O WACC é utilizado como taxa de desconto em análises de viabilidade econômica (VPL e TIR), refletindo o risco do projeto e servindo como referência para decisões de investimento.

g) ROIC

O Retorno sobre o Capital Investido (ROIC, Return on Invested Capital) é um indicador financeiro que mede a eficiência com que uma empresa ou projeto utiliza o capital investido para gerar resultado operacional, indicando o quanto de retorno é gerado para cada unidade de capital empregada, independentemente da estrutura de financiamento. A fórmula do ROIC é:

$$\text{ROIC} = \frac{\text{NOPAT}}{\text{Capital Investido}} \quad (4.12)$$

onde NOPAT (Net Operating Profit After Taxes) é o lucro operacional após impostos, desconsiderando os efeitos financeiros. O Capital Investido é o capital total empregado nas operações, geralmente calculado como:

$$\text{Capital Investido} = \text{Ativos Operacionais} - \text{Passivos Operacionais} \quad (4.13)$$

ou, de forma equivalente:

$$\text{Capital Investido} = \text{Dívida Líquida} + \text{Patrimônio Líquido} \quad (4.14)$$

Se $\text{ROIC} > \text{WACC}$, o projeto cria valor econômico; se $\text{ROIC} = \text{WACC}$, o retorno é neutro e se $\text{ROIC} < \text{WACC}$, há destruição de valor. Assim, o ROIC indica a capacidade real de geração de valor de um projeto ou empresa.

h) IRR do equity

O IRR do equity (Internal Rate of Return) é a taxa interna de retorno dos fluxos de caixa atribuíveis exclusivamente aos acionistas, após o serviço da dívida, impostos e demais obrigações financeiras. Ele mede a rentabilidade do capital próprio investido, muito aplicado em *project finance*, projetos de energia e de CCUS. O IRR do equity é a taxa de desconto que zera o VPL dos fluxos de caixa do acionista, considerando aportes de capital (*equity contributions*), dividendos, distribuições e eventual valor residual ou venda do ativo. O IRR do equity é a taxa r_e que satisfaz à seguinte equação:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t^{eq}}{(1+r_e)^t} \quad (4.15)$$

onde FC_t^{eq} é o fluxo de caixa do acionista no período t (negativo nos aportes iniciais e positivo nas distribuições), r_e é o IRR do equity e n é o tempo de vida do projeto. De forma explícita resulta:

$$0 = -E_0 + \sum_{t=0}^n \frac{Div_t}{(1+r_e)^t} + \frac{VR_n}{(1+r_e)^n} \quad (4.16)$$

onde E_0 é o aporte inicial de capital próprio, Div_t são os dividendos ou caixa distribuído no período t e VR_n é o valor residual do projeto no final do horizonte. Quanto maior o IRR do equity, maior a atratividade para o acionista. O IRR do equity é geralmente superior à TIR do projeto, em função do efeito da alavancagem e deve ser comparado ao custo do equity ou ao retorno mínimo exigido pelos investidores.

4.9.2. Indicadores de custo e competitividade

Os indicadores de custo e competitividade avaliam a eficiência econômica de um projeto na geração de energia ou de CCUS, permitindo compará-lo com alternativas tecnológicas. Eles expressam o custo médio ao longo do ciclo de vida do ativo, incorporando investimentos, operação e desempenho.

a) LCOE (Levelized Cost of Electricity)

A equação do LCOE, aplicado aos projetos de energia renovável, segue a seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + O\&M_t + F_t)}{(1 + TMA)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1 + TMA)^t}} \quad (4.17)$$

onde I é o custo *overnight* de capital (CAPEX), O&M é o custo de manutenção e operação, F é o dispêndio com combustível, E representa a soma da eletricidade gerada, n é o tempo de vida útil do projeto e TMA é a taxa mínima de atratividade do projeto (WACC, eventualmente).

O custo *overnight* de capital (*overnight capital cost*) é uma métrica utilizada em projetos energéticos para representar o custo total de investimento de um empreendimento como se ele fosse construído instantaneamente, ou seja, sem

considerar custos financeiros associados ao tempo de construção, como juros durante a obra, inflação, atrasos ou escalonamento de preços.

Em termos práticos, o custo *overnight* de capital inclui todos os custos diretos e indiretos de engenharia, equipamentos, obras civis, montagem, licenciamento, contingências e comissionamento, expressos geralmente em US\$/kW ou US\$/MW instalado. Por excluir o custo do capital durante o período de construção, essa métrica é utilizada para comparar tecnologias distintas de geração de energia de forma padronizada, isolando diferenças técnicas e estruturais dos projetos.



Exemplo 4.1 – Considere uma turbina eólica *offshore* nos Estados Unidos implantada com um custo de capital *overnight* de US\$ 2,609 milhões. Os custos anuais de operação e manutenção (O&M) são estimados em US\$ 168 mil. O custo do combustível é de US\$ 37 mil, a vida útil do ativo é de 25 anos e a geração anual estimada é de 5,629 milhões de kWh. Considerando uma taxa mínima de atratividade de 10% ao ano, pede-se a determinação do custo nivelado de energia (LCOE, em US\$/MWh), da potência instalada, do CAPEX específico (US\$/kW) e do custo de O&M específico (US\$/MWh).

Solução

Os cálculos do fluxo de caixa do projeto estão na Tabela 4.6 a seguir:

Tabela 4.6 – Fluxo de caixa – Exemplo 4.1

Componentes do Fluxo de Caixa	0	1	2	...	25
Investimento inicial (US\$ mil)	2.609,00			...	
O&M (US\$ mil)		168	168	...	168
Combustível (US\$ mil)		37	37	...	37
Total de energia gerada (mil kWh)		5.629	5.629	...	5.629
Valor presente (numerador, US\$ mil)	2.609,00	186,36	169,42	...	18,92
Somatório (numerador, US\$ mil)	4.469,79			...	
Valor presente (denominador, mil kWh)		5117,27	4652,07	...	519,53
Somatório (denominador, mil kWh)	51.094,66			...	

Para uma geração anual de 5,629 milhões de kWh, a potência instalada é:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{5.629.000 \text{ kWh}}{8.760} = 643 \text{ kW} \quad (4.18)$$

Assim, o CAPEX específico e o O&M específico são, respectivamente:

$$\text{CAPEX}_{\text{espec}} = \frac{2.609.000 \text{ US\$}}{643 \text{ kW}} = 4.060 \text{ US\$/kW} \quad (4.19)$$

$$\text{O\&M}_{\text{espec}} = \frac{(168 + 37) \times 1000}{5.629 \text{ MWh}} = 30 \text{ US\$/MWh} \quad (4.20)$$

Conforme dados da Tabela 4.6, o LCOE resulta:

$$\text{LCOE} = \frac{4.469.790 \text{ US\$}}{51.095 \text{ MWh}} = 87,48 \text{ US\$/MWh} \quad (4.21)$$

Compare os valores do CAPEX e OPEX específicos e do LCOE com os dados da Tabela 1 do Anexo 2.



De acordo com os dados apresentados na Tabela 1 do Anexo 2, tanto a energia solar fotovoltaica quanto a eólica *onshore* tornaram-se competitivas em relação ao carvão e à energia nuclear na geração de eletricidade, sendo superadas apenas pelo gás natural. Observa-se, ainda, que a eólica *offshore* apresenta um CAPEX significativamente mais elevado quando comparada às demais alternativas, à exceção da energia nuclear nos Estados Unidos e na União Europeia. Na China e na Índia, os valores de CAPEX associados à eólica *offshore* e à energia nuclear são praticamente equivalentes. Já na União Europeia, o LCOE do gás natural é aproximadamente o dobro do observado na China e mais do que o triplo do verificado nos Estados Unidos.

b) VALCOE (Value-Adjusted LCOE)

O VALCOE (Value Adjusted Levelized Cost of Electricity) é uma extensão do LCOE, que incorpora o valor econômico da eletricidade gerada, considerando preços, horários e perfil. A fórmula mais utilizada do VALCOE é:

$$\text{VALCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t \cdot V_t}{(1+r)^t}} \quad (4.22)$$

onde C_t são os custos totais no período t (CAPEX anualizado, OPEX fixo e variável), E_t é a energia gerada pela tecnologia no período t , V_t é o fator de valor da eletricidade no período t (*value factor*), r é a taxa de desconto e n é a vida útil do projeto.

Diferentemente do LCOE, a energia é ponderada pelo seu valor econômico, e não apenas pela quantidade. Em alguns estudos, o VALCOE é apresentado como:

$$\text{VALCOE} = \frac{\text{LCOE}}{V} \quad (4.23)$$

onde V (*value factor*) mede o valor relativo da eletricidade gerada por uma tecnologia em comparação ao preço médio de mercado, podendo ser escrita como:

$$V = \frac{\bar{P}_{tech}}{\bar{P}_{mercado}} \quad (4.24)$$

onde \bar{P}_{tech} é o preço médio ponderado pela geração da tecnologia e $\bar{P}_{mercado}$ é o preço médio do mercado no mesmo período. A forma explícita, considerando medição horária, é:

$$V = \frac{\sum_{t=1}^H E_h \times P_h}{\sum_{t=1}^H E_h \times \bar{P}} \quad (4.25)$$

onde P_h é o preço da eletricidade na hora h , E_h é a energia gerada pela tecnologia na hora h , \bar{P} é o preço médio do mercado e H é o número de horas do período. A interpretação econômica é:

- $V > 1$: indica que a tecnologia gera energia quando o preço é alto (alto valor sistêmico);
- $V < 1$: indica que a geração é concentrada em períodos de baixo preço (efeito de canibalização)⁶⁵;

⁶⁵ O efeito de canibalização ocorre quando muita geração de uma mesma fonte entra no sistema ao mesmo tempo, normalmente em períodos previsíveis, fazendo com que o preço da energia caia justamente quando essa fonte está gerando mais.

- $VALCOE > LCOE$: indica menor atratividade econômica sistêmica;
- $VALCOE < LCOE$: indica geração com alto valor de mercado.

A importância para as fontes renováveis é que tecnologias intermitentes, como a solar e a eólica, tendem a apresentar V decrescente com o aumento da penetração no sistema, enquanto tecnologias despacháveis, como hidrelétricas, biomassa e gás com CCUS, mantêm valores de V mais elevados. Ademais, o VALCOE:

- Captura a intermitência das renováveis;
- Reflete o *curtailment* e o perfil horário e sazonal;
- Permite comparação justa com fontes despacháveis;
- É fundamental para planejamento de sistemas com alta penetração renovável.

É um indicador aplicável no planejamento energético de longo prazo e nos estudos do BNDES, IEA, Banco Mundial e na avaliação de híbridos (solar + armazenamento).



Exemplo 4.2 – Aqui é aplicada a formulação detalhada do VALCOE e do fator de valor da eletricidade (*value factor*) para um projeto solar fotovoltaico *utility-scale*, evidenciando por que o VALCOE é mais informativo que o LCOE em sistemas com preços horários. Os dados do projeto são:

- Tecnologia solar fotovoltaica com capacidade instalada de 100 MW;
- Vida útil: 25 anos e energia anual gerada $E_{anual} = 190.000$ MWh/ano;
- LCOE calculado previamente: $LCOE = 40$ US\$/MWh.

Solução

Suponha que o mercado apresente preços horários médios distintos, conforme indicados na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Estrutura de preços horários do sistema – Exemplo 4.2

Período	Horas/ano	Preço \bar{P}_h (US\$/MWh)
Madrugada	2.800	30
Manhã	2.400	45
Tarde (pico solar)	2.900	35
Noite (pico de demanda)	2.100	45

O preço médio anual do sistema é

$$\bar{P} = \frac{\sum P_h \cdot h}{8760} = \frac{30 \cdot 2.800 + 45 \cdot 2.400 + 35 \cdot 2.900 + 45 \cdot 2.100}{8760} \quad (4.26)$$

resultando 44,29 US\$/MWh. Considere que a geração solar se concentra principalmente durante o dia, conforme Tabela 4.7.

Tabela 4.8 – Estrutura de preços horários do sistema – Exemplo 4.2

Período	Energia gerada (MWh/ano)
Manhã	60.000
Tarde	130.000
Noite	0

Assim, a energia total gerada é $E_{total} = 190.000$ MWh/ano. Para o cálculo do fator de valor da eletricidade (V), temos o valor efetivo da energia gerada, ou seja:

$$\sum_h E_h \cdot P_h = (60.000 \cdot 45) + (130.000 \cdot 35) = 7.250.000 \text{ US\$} \quad (4.27)$$

O valor da mesma energia ao preço médio do sistema é:

$$\sum_h E_h \cdot \bar{P} = E_h \times \bar{P} = 190.000 \cdot 44,29 = 8.415.525 \text{ US\$} \quad (4.28)$$

Logo, o fator de valor da eletricidade (*value factor*) é:

$$V = \frac{\sum_h E_h \cdot P_h}{\sum_h E_h \cdot \bar{P}} = \frac{7.250.000}{8.415.525} \approx 0,862 \quad (4.29)$$

ou seja, a energia solar vale, em média, 14% menos que a energia média do sistema, pois sua geração ocorre em períodos de preços mais baixos. O cálculo do VALCOE, na forma direta, seria:

$$\text{VALCOE} = \frac{\text{LCOE}}{V} = \frac{40}{0,862} \approx 46,43 \text{ US\$/MWh} \quad (4.30)$$

Como os fluxos são constantes ao longo do tempo, a razão é equivalente à forma indicada na Eq. (4.22), resultando no mesmo valor de 46,4 US\$/MWh. A Tabela 4.9 traz uma comparação entre as duas métricas LCOE e VALCOE.

Tabela 4.9 – Comparação LCOE × VALCOE – Exemplo 4.2

Métrica	Valor (US\$/MWh)	Interpretação
LCOE	40	Custo médio técnico
VALCOE	46,43	Custo ajustado ao valor sistêmico
Diferença	+16%	Penalização por perfil temporal

O LCOE indica que o projeto apresenta baixo custo médio, enquanto o VALCOE revela que, do ponto de vista do sistema elétrico, a energia entregue é mais cara, exigindo armazenamento ou precificação diferenciada. Este exemplo mostra que projetos renováveis intermitentes podem ter LCOE baixo, mas VALCOE elevado, oferecendo uma base mais realista para a comparação com fontes despacháveis.



c) LCOC (Levelized Cost of CO₂ Captured)

O LCOC, ou Custo Nivelado de CO₂ Capturado, é um indicador econômico utilizado na avaliação de projetos de CCUS e representa o custo médio por unidade de massa de CO₂ efetivamente capturada ao longo de toda a vida útil do empreendimento. Esse indicador incorpora os custos de capital (CAPEX), os custos operacionais e de manutenção (OPEX), bem como a produção anual de CO₂ capturado, devidamente ponderados no tempo por meio de uma taxa de desconto. É um indicador útil para:

- Comparar tecnologias de CCUS;
- Avaliar a viabilidade de projetos;
- Orientar decisões de investimento e políticas públicas.

A fórmula geral do LCOC (US\$/tCO₂) é:

$$\text{LCOC} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O_t + E_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (4.31)$$

onde I_t é o investimento de capital (CAPEX) no ano t , O_t são os custos operacionais (O&M e MMV) no ano t , E_t é a penalidade de energia, que é o custo adicional de energia consumida pelo projeto de CCUS no ano t , C_t expressa as toneladas líquida de CO_2 efetivamente capturadas no ano t , r é a taxa de desconto e n é a vida útil do projeto em anos. A Tabela 4.10 a seguir mostra alguns valores típicos de LCOC de tecnologias de CCUS.

Tabela 4.10 – Valores típicos de LCOC (tecnologias de CCUS)

Tecnologia	Valores US\$/tCO ₂
Pós-combustão (carvão/gás)	30 – 70
Pré-combustão (hidrogênio azul, IGCC ⁶⁶)	40 – 80
DAC (Direct Air Capture)	100 – 300

Os componentes principais do LCOC são:

- CAPEX
 - Construção da planta de captura, compressão, transporte e armazenamento. Inclui *retrofit* em plantas existentes, quando aplicável.
- O&M e MMV
 - Custos de operação, manutenção, químicos, mão de obra e MMV, que expressa o custo de monitoramento contínuo do CO_2 armazenado para garantir segurança e conformidade regulatória.
- E (*Energy Penalty*)
 - O CCUS consome energia extra, reduzindo a eficiência da planta. Esse custo adicional de energia deve ser incluído.
- Captura líquida de CO_2
 - A quantidade de CO_2 efetivamente capturada e armazenada, já descontando perdas no processo.

Assim, a Eq. (4.31) pode ser reescrita como:

⁶⁶ O IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) é uma tecnologia de geração de energia que converte carvão, biomassa ou resíduos industriais em gás de síntese (*syngas*) – uma mistura principalmente de H_2 e CO. Esse gás é então limpo, tratado e queimado em uma turbina a gás para gerar eletricidade. O calor dos gases de exaustão é aproveitado para acionar uma turbina a vapor, criando o ciclo combinado.

$$\text{LCOC} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{CAPEX}_t + (\text{O\&M} + \text{MMV})_t + \text{Energy Penalty}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (4.32)$$

d) LCOA (Levelized Cost of CO₂ Avoided)

O LCOA (Levelized Cost of CO₂ Avoided) é um indicador econômico fundamental para a avaliação da efetividade de projetos de descarbonização, pois mensura o custo médio associado à redução efetiva das emissões de dióxido de carbono em comparação a um cenário de referência sem mitigação. Diferentemente do LCOC, que se restringe ao custo de captura, o LCOA considera o ganho ambiental líquido do projeto, incorporando não apenas os custos de capital e operação, mas também as emissões residuais do sistema com CCUS em relação ao sistema convencional. A formulação do LCOA permite, assim, uma análise mais robusta da eficiência econômica das tecnologias de mitigação de emissões. A forma mais utilizada é:

$$\text{LCOA} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}} \quad (4.33)$$

onde C_t são os custos incrementais do projeto no ano t (CAPEX, OPEX, substituições, descomissionamento menos receitas associadas), A_t são as emissões evitadas no ano t (tCO₂e/ano), r é a taxa de desconto e n é a vida útil do projeto. A unidade do LCOA é US\$/tCO₂e e a forma simplificada, quando as emissões evitadas são aproximadamente constantes ao longo do tempo, é:

$$\text{LCOA} = \frac{\text{CAPEX} \times \text{CRF} + \text{OPEX}_{\text{anual}}}{\text{CO}_2(\text{evitado anual})} \quad (4.34)$$

onde CRF é o Capital Recovery Factor e CO₂(evitado anual) é expresso em tCO₂e evitadas por ano. Se LCOA < preço do carbono, o projeto é economicamente atrativo: se LCOA > preço do carbono, o projeto depende de subsídios. Enquanto o LCOC expressa o custo por tonelada de CO₂ capturada, o LCOA expressa custo por tonelada de CO₂ evitada. Além disso, o LCOA considera o cenário de referência, sendo mais adequado para a comparação entre projetos.

e) LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)

O Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH, Levelized Cost of Hydrogen) é um indicador econômico que mede o custo médio unitário de produção de hidrogênio ao longo da vida útil de um projeto, considerando todos os custos de investimento, operação, energia e outros insumos descontados no tempo. A fórmula do LCOH é dada por:

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t + C_t^{\text{energia}} + C_t^{\text{insumos}}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{H_t}{(1+i)^t}} \quad (4.35)$$

onde CAPEX_t corresponde aos investimentos no período t , OPEX_t aos custos operacionais e de manutenção, C_t^{energia} ao custo da energia elétrica ou combustível, C_t^{insumos} aos custos de água, reagentes, catalisadores etc., H_t à produção de hidrogênio no período t (kg ou t), i à taxa de desconto e n à vida útil do projeto. A forma simplificada, quando custos e produção são aproximadamente constantes, é dada por:

$$\text{LCOH} = \frac{\text{CAPEX} \cdot \text{CRF} + \text{OPEX} + C^{\text{energia}} + C^{\text{insumos}}}{H_{\text{anual}}} \quad (4.36)$$

O LCOH é expresso em US\$/kgH₂ ou R\$/kgH₂. Quanto menor o LCOH, maior a competitividade do projeto. Trata-se de um custo extremamente sensível ao preço da energia e do fator de capacidade. Assim, o LCOH consolida todos os custos relevantes em um único indicador, permitindo avaliar a viabilidade econômica e comparar tecnologias e modelos de produção de hidrogênio em projetos de energia e descarbonização.

f) Custo marginal de abatimento (MAC)

O custo marginal de abatimento (MAC, Marginal Abatement Cost) é um indicador econômico que mede o custo adicional para reduzir uma unidade adicional de emissões de gases de efeito estufa, normalmente expresso em US\$/tCO₂e. Ele é utilizado para comparar alternativas de mitigação, priorizar investimentos e apoiar decisões de política climática e projetos de descarbonização, incluindo energia renovável e CCUS.

O MAC indica quanto custa evitar uma tonelada adicional de CO₂ equivalente em relação a um cenário de referência. Medidas com MAC negativo geram economia líquida, enquanto MAC positivo implica custo para abatimento. A equação do custo marginal de abatimento para uma medida i é dada por:

$$MAC_i = \frac{C_i - C_{baseline}}{E_{baseline} - E_i} \quad (4.37)$$

onde C_i corresponde ao custo total (ou custo nivelado) da opção de abatimento i , $C_{baseline}$ é o custo total do cenário de referência, $E_{baseline}$ são as emissões do cenário de referência (tCO₂e) e E_i são as emissões da opção i (tCO₂e). O denominador representa as emissões evitadas. A forma baseada em custos nivelados, quando esses custos são considerados ao longo do tempo, é dada por:

$$MAC_i = \frac{\Delta C_i}{\Delta E_i} \quad (4.38)$$

onde ΔC_i corresponde ao valor presente incremental dos custos e ΔE_i ao valor presente das emissões evitadas. Se $MAC < 0$, tem-se o abatimento com ganho econômico; se $MAC = 0$, o abatimento é neutro e se $MAC > 0$, o abatimento tem custo. Já para construir a MACC (Marginal Abatement Cost Curve) é necessário definir o cenário base, calcular os custos e emissões de cada alternativa, ordenar as opções do menor para o maior MAC e plotar o custo (eixo vertical) *versus* o potencial acumulado de abatimento (eixo horizontal).



Exemplo 4.3 – Considere a definição do cenário base (*baseline*) uma planta industrial com emissões anuais $E_{baseline} = 1.000.000$ tCO₂e/ano e custo operacional anual $C_{baseline} = R\$ 500$ milhões/ano. A empresa avalia três opções de redução de emissões conforme os dados indicados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Alternativas de abatimento analisadas – Exemplo 4.3

Opção	Descrição	Emissões (tCO ₂ e/ano)	Custo anual (R\$ milhões)
A	Eficiência energética	900.000	480
B	Energia renovável	700.000	520
C	CCUS	400.000	620

Solução

O cálculo das emissões evitadas é dado por:

$$\Delta E_i = E_{baseline} - E_i \quad (4.39)$$

Os resultados estão indicados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Cálculo das emissões evitadas – Exemplo 4.3

Opção	Emissões evitadas (tCO ₂ e/ano)
A	100.000
B	300.000
C	600.000

O cálculo do custo incremental é dado por:

$$\Delta C_i = C_i - C_{baseline} \quad (4.40)$$

Tabela 4.13 – Cálculo do custo incremental – Exemplo 4.3

Opção	Custo incremental (R\$ milhões/ano)
A	-20
B	+20
C	+120

O cálculo do MAC para a Opção A (eficiência energética) é:

$$MAC_i = \frac{\Delta C_i}{\Delta E_i} \rightarrow MAC_A = \frac{-20.000.000}{100.000} = -R\$ 200/tCO_2e \quad (4.41)$$

resultando abatimento com ganho econômico. O cálculo do MAC para a Opção B (energia renovável) é dada por:

$$MAC_B = \frac{20.000.000}{300.000} = R\$ 67/tCO_2e \quad (4.42)$$

resultando abatimento com custo moderado. O cálculo do MAC para a Opção C (CCUS) é dado por:

$$MAC_C = \frac{120.000.000}{600.000} = R\$ 200/tCO_2e \quad (4.43)$$

resultando abatimento de maior valor, porém de grande escala. O gráfico da Figura 4.3 mostra os resultados (MACC).

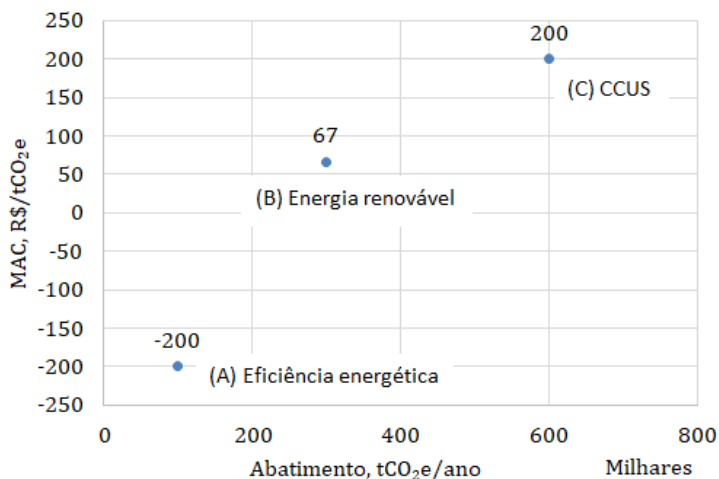


Figura 4.3 – Gráfico para avaliar o indicador MAC de projetos

As medidas com MAC negativo devem ser priorizadas (ganham dinheiro e reduzem emissões), enquanto as medidas com MAC positivo dependem do preço do carbono e de outros incentivos. Note-se que se o preço do carbono for R\$150/tCO₂e, A e B são viáveis economicamente, mas o CCUS ainda exige subsídio.



4.9.3. Indicadores de estrutura financeira e bancabilidade

Os indicadores de estrutura financeira e bancabilidade avaliam a capacidade de um projeto sustentar sua estrutura de capital e honrar obrigações financeiras ao longo do tempo, principalmente para a análise de risco por financiadores. Eles medem o nível de alavancagem, a robustez dos fluxos de caixa, a cobertura do serviço da dívida e o cumprimento de *covenants*, determinando as condições de financiamento do projeto no mercado de crédito.

a) DSCR (Debt Service Coverage Ratio)

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (DSCR, Debt Service Coverage Ratio) é um indicador financeiro que mede a capacidade de um projeto ou de uma empresa gerar caixa suficiente para pagar o serviço da dívida, isto é, juros mais amortização em um determinado período. O DSCR indica quantas vezes o fluxo de caixa disponível cobre o valor das obrigações da dívida. A fórmula básica é:

$$\text{DSCR} = \frac{\text{Fluxo de Caixa Disponível para o Serviço da Dívida (CFADS)}}{\text{Serviço da Dívida}} \quad (4.44)$$

onde CFADS é o caixa gerado após custos operacionais, impostos e investimentos obrigatórios de manutenção, representando o valor disponível para o pagamento da dívida. A forma exata do cálculo pode variar conforme o contrato de financiamento, mas a formulação padrão em *project finance* é:

$$\text{CFADS} = R_{oper} - \text{OPEX} - \text{Impostos} - \text{CAPEX}_{manut} \pm \Delta_{capital\ de\ giro} \quad (4.45)$$

Já o serviço da dívida corresponde à soma de juros mais o principal no período. Se $\text{DSCR} > 1$, o projeto gera caixa suficiente para o pagamento da dívida. Se $\text{DSCR} = 1$, o fluxo de caixa cobre exatamente a dívida e se $\text{DSCR} < 1$, o caixa é insuficiente, indicando risco de inadimplência.

Na prática os bancos costumam exigir DSCR mínimo entre 1,2 e 1,5. Em projetos de energia e de CCUS, valores mais altos indicam maior robustez financeira. É um indicador importante em *project finance*.

b) LLCR (Loan Life Coverage Ratio)

O Índice de Cobertura da Vida do Empréstimo (LLCR) é um indicador financeiro utilizado em *project finance* para medir a capacidade do projeto de pagar a dívida ao longo do período de vigência do empréstimo. Ele compara o valor presente do fluxo de caixa disponível para o serviço da dívida durante a vida do financiamento com o saldo da dívida em um determinado momento. O LLCR indica quantas vezes os fluxos de caixa futuros esperados durante a vida do empréstimo cobrem o saldo devedor, constituindo uma medida de robustez financeira de médio prazo sob a ótica do credor. A fórmula do LLCR é dada por:

$$\text{LLCR}_t = \frac{\sum_{k=t}^T \frac{\text{CFADS}_k}{(1+i)^k}}{D_t} \quad (4.46)$$

onde CFADS_k representa o fluxo de caixa disponível para o serviço da dívida no período k , i é a taxa de desconto, t é o período de cálculo, T é o último período do financiamento e D_t é o saldo da dívida no período t . Se $\text{LLCR} > 1$, os fluxos de caixa cobrem a dívida. Na prática, os financiadores exigem um $\text{LLCR} \geq 1,3 - 1,5$. Quanto maior o LLCR , menor o risco de crédito percebido. Enquanto o DSCR indica a cobertura da dívida em um período específico, o LLCR indica a cobertura considerando toda a vida remanescente do empréstimo.

c) **PLCR (Project Life Coverage Ratio)**

O Índice de Cobertura da Vida do Projeto (PLCR) é um indicador financeiro para avaliar a capacidade total do projeto de gerar caixa suficiente para pagar a dívida, considerando toda a sua vida econômica, e não apenas o período do financiamento. O PLCR mede quantas vezes o valor presente dos fluxos de caixa do projeto ao longo da sua vida útil cobre o saldo da dívida em um determinado momento. A fórmula do PLCR é dada por:

$$\text{PLCR}_t = \frac{\sum_{k=1}^N \frac{\text{CFADS}_k}{(1+i)^k}}{D_t} \quad (4.47)$$

onde N é o último período da vida econômica do projeto. Se $\text{PLCR} > 1$, o projeto gera caixa suficiente para cobrir a dívida ao longo de sua vida. Um patamar considerado confortável por financiadores é $\text{PLCR} \geq 1,5 - 2,0$. Quanto maior o PLCR , maior a margem de segurança de longo prazo. Enquanto o LLCR considera apenas os fluxos até o final do financiamento, o PLCR considera os fluxos até o final da vida útil do projeto.

d) **Índice de alavancagem**

O índice de alavancagem mostra a proporção da estrutura de capital financiada por endividamento, sendo utilizado na análise de risco de crédito e bancabilidade, especialmente em projetos de energia e de CCUS. Sua fórmula é dada por:

$$\text{Índice de Alavancagem} = \frac{\text{Dívida Total}}{\text{Dívida Total} + \text{Capital Próprio (equity)}} \quad (4.48)$$

onde a Dívida Total corresponde ao saldo de todas as obrigações financeiras do projeto, e Capital Próprio (equity) representa os recursos aportados pelos acionistas. Valores elevados implicam maior risco financeiro e maior sensibilidade a variações do fluxo de caixa. Por outro lado, valores mais baixos indicam uma estrutura mais conservadora, menor risco para credores. Em *project finance*, os níveis comuns variam entre 60% e 80% de dívida.

e) Debt to Equity

A Dívida sobre Capital Próprio (D/E, Debt to Equity) é um indicador financeiro que mede a relação entre capital de terceiros e capital próprio, indicando o nível de alavancagem financeira de um projeto ou empresa. O D/E mostra quantas unidades monetárias de dívida existem para cada unidade de capital próprio, sendo utilizado na análise do perfil de solvência. A fórmula é dada por:

$$D/E = \frac{\text{Dívida Total}}{\text{Capital Próprio (Equity)}} \quad (4.49)$$

Se $D/E > 1$, a dívida é maior que o capital próprio (alta alavancagem). Se $D/E < 1$, há predominância de capital próprio (estrutura mais conservadora). Em *project finance*, valores típicos variam entre 1,5 e 4. O D/E evidencia o nível de risco financeiro assumido pelos acionistas e credores, sendo um indicador-chave para decisões de financiamento.

f) DSRA (Debt Service Reserve Account)

A Conta de Reserva do Serviço da Dívida (DSRA, Debt Service Reserve Account) é um mecanismo de proteção financeira utilizado para garantir o pagamento do serviço da dívida em períodos de estresse de caixa do projeto. Trata-se de uma conta reserva vinculada ao financiamento, destinada a cobrir temporariamente o serviço da dívida (principal + juros) caso o fluxo de caixa operacional do projeto seja insuficiente. O DSRA reduz o risco de inadimplência e aumenta a bancabilidade do projeto. Seu valor é geralmente definido como um múltiplo do serviço da dívida

futuro, tipicamente entre 3 e 12 meses, conforme exigência contratual. A fórmula é dada por:

$$\text{DSRA} = n \times \text{Serviço da Dívida Médio} \quad (4.50)$$

ou, de forma mais detalhada:

$$\text{DSRA} = \sum_{k=1}^n (\text{Principal}_k + \text{Juros}_k) \quad (4.51)$$

onde n é o número de períodos cobertos (ex.: 6 ou 12 meses), Principal_k é a amortização da dívida no período k e Juros_k são os juros devidos no período k . O DSRA pode ser:

- *Cash-funded*: aportado integralmente em caixa;
- *Gradually funded*: constituído ao longo do tempo;
- *Letter of Credit*: substituição parcial ou total do caixa.

Quanto maior o DSRA, maior é a proteção ao credor e menor risco; quanto menor o DSRA, maior é a exposição a choques de receita. O DSRA funciona como um colchão financeiro, garantindo a continuidade do serviço da dívida e fortalecendo a confiança dos financiadores em projetos de longo prazo.

4.9.4. Indicadores de risco e sensibilidade

Os indicadores de risco e sensibilidade avaliam a robustez econômica e financeira do projeto diante de incertezas e variações de premissas-chave, como preços, custos, demanda, taxa de desconto, entre outros.

a) Análise de sensibilidade (price, CAPEX, OPEX, WACC)

A análise de sensibilidade é uma técnica fundamental na avaliação econômico-financeira de projetos, pois permite identificar quais variáveis exercem maior impacto sobre a viabilidade do projeto. Ela consiste em variar, de forma isolada, parâmetros-chave do modelo, mantendo os demais constantes, e observar os efeitos sobre indicadores como VPL, TIR, DSCR, IRR do equity, entre outros.

No caso do preço, a análise de sensibilidade revela o grau de exposição do projeto ao mercado e a importância de contratos de longo prazo (PPAs, *offtake* etc.). O CAPEX influencia diretamente a necessidade de financiamento, sendo crítico em projetos intensivos em capital.

O OPEX afeta a geração recorrente de caixa e a resiliência do projeto ao longo do tempo, especialmente em ambientes de custos voláteis. Já o WACC sintetiza o risco global do projeto; pequenas variações nessa taxa podem provocar mudanças significativas no VPL, refletindo a percepção de risco por investidores e credores.



Exemplo 4.4 – Segue um exemplo hipotético do diagrama de tornado aplicado à análise de sensibilidade de um projeto de energia. Considere um projeto de geração renovável com os seguintes indicadores-base:

- VPL base: R\$ 100 milhões;
- WACC: 9%.

Solução

Foram testadas variações de $\pm 10\%$ nas variáveis preço da energia, CAPEX, OPEX e WACC. Os resultados da análise de sensibilidade (impacto no VPL) estão indicados na Tabela 4.14 a seguir.

Tabela 4.14 – Impacto no VPL – Exemplo 4.4

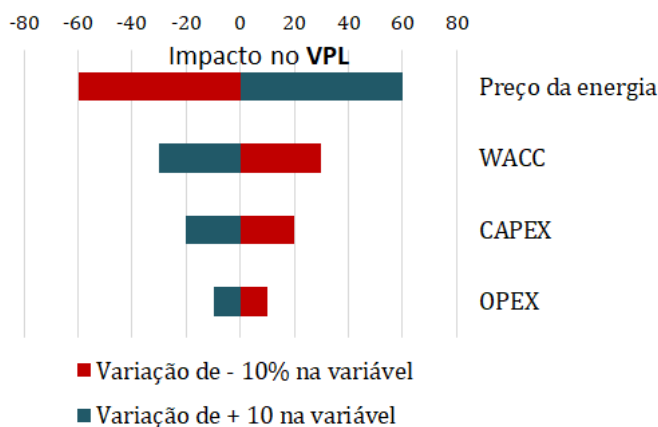
Variável	-10%	+10%
Preço da energia	R\$ 40 milhões	R\$ 160 milhões
CAPEX	R\$ 120 milhões	R\$ 80 milhões
WACC	R\$ 130 milhões	R\$ 70 milhões
OPEX	R\$ 110 milhões	R\$ 90 milhões

Uma dica para plotar o gráfico de tornado no Excel é organizar os dados no formato indicado na Tabela 4.15, classificando as variáveis pela maior variação absoluta (amplitude).

Tabela 4.15 – Formato da dados para a construção do Gráfico de Tornado – Exemplo 4.4

Variável	VPL -10%	VPL +10%	Impacto (-)	Impacto (+)	Amplitude
Preço da energia	40	160	-60	60	120
WACC	130	70	30	-30	60
CAPEX	120	80	20	-20	40
OPEX	110	90	10	-10	20

Depois de construir a tabela, crie o gráfico de barras empilhadas horizontal, selecionando apenas as colunas Variável, Impacto (-) e Impacto (+), clicando depois em Inserir/Gráficos/Barras/Barras Empilhadas (horizontal). Defina o eixo X para cruzar em zero, e ajuste no estilo indicado na Figura 4.4, ou em outro que desejar.

**Figura 4.4** – Gráfico de Tornado – Exemplo 4.4.

O diagrama mostra que a viabilidade do projeto depende fortemente do preço da energia, reforçando a importância de PPAs ou contratos de longo prazo. O OPEX, embora importante, tem impacto marginal sobre a decisão de investimento.



b) Análise de cenários (base, pessimista, otimista)

A análise de cenários é uma técnica essencial na avaliação econômico-financeira de projetos, pois permite examinar o desempenho do investimento sob conjuntos coerentes de hipóteses, refletindo diferentes contextos de mercado. Ao contrário da

análise de sensibilidade, que altera uma variável por vez, a análise de cenários modifica várias premissas simultaneamente, oferecendo uma visão mais realista dos riscos e oportunidades do projeto.

O cenário base representa a expectativa mais provável, construída a partir de premissas de preço, CAPEX, OPEX, demanda, cronograma, estrutura de capital, custo de financiamento, entre outros. Ele serve como referência para a tomada de decisão e para a comparação com os demais cenários, refletindo o caso “esperado” do projeto.

O cenário pessimista incorpora choques adversos plausíveis, como preços mais baixos, aumento de CAPEX, custos operacionais elevados, atrasos na entrada em operação, maior WACC ou mudanças regulatórias desfavoráveis. Seu objetivo não é prever o pior caso, mas testar a resiliência financeira do projeto, avaliando se os indicadores permanecem aceitáveis e se o projeto continua solvente sob estresse.

Já o cenário otimista considera condições favoráveis, como preços mais elevados, ganhos de eficiência, redução de custos, incentivos regulatórios ou acesso a financiamento mais barato. Ele permite avaliar o potencial de *upside* do investimento e a atratividade adicional para o acionista, ajudando investidores a entender a assimetria entre risco e retorno.

c) Break-even price (energia, CO₂, crédito de carbono)

O *break-even price* representa o preço mínimo de um produto ou serviço necessário para que um projeto não gere prejuízo nem lucro, isto é, para que seu resultado econômico seja nulo (VPL = 0). Em projetos de energia e de CCUS, esse conceito é fundamental para o entendimento da viabilidade econômica, da exposição aos preços de mercado e da necessidade de contratos, subsídios ou mecanismos de precificação de carbono. O *break-even price* indica, de forma direta, a partir de que nível de preço o projeto se sustenta financeiramente.



Exemplo 4.5 – Considere um projeto de geração de energia com as seguintes premissas anuais:

- Energia gerada: 500.000 MWh/ano;
- CAPEX anualizado: R\$ 60 milhões;
- OPEX anual: R\$ 20 milhões;

- Custo total anual: R\$ 80 milhões.

Solução

O cálculo do *break-even price* da energia é dado por:

$$\text{Break-even price} = \frac{\text{Custo Total Anual}}{\text{Energia Gerada}} = \frac{80.000.000}{500.000} = \text{R\$ } 160/\text{MWh} \quad (4.52)$$

O projeto só se torna viável se o preço da energia for igual ou superior a R\$ 160/MWh. Agora considere um projeto de CCUS com:

- CO₂ capturado: 1.000.000 tCO₂/ano;
- Custo total anual do projeto: R\$ 150 milhões;
- Receita adicional com energia: R\$ 50 milhões.

A receita líquida necessária via carbono será:

$$\text{Receita de carbono necessária} = 150 - 50 = 100 \text{ milhões} \quad (4.53)$$

O projeto de CCUS só se sustenta se o preço do CO₂ evitado ou o crédito de carbono for \geq R\$ 100/tCO₂. Assim, o *break-even price* traduz a viabilidade econômica em um valor de mercado intuitivo, sendo uma ferramenta poderosa para negociação de PPAs, contratos de *offtake*, avaliação de políticas de carbono, comparação entre tecnologias, análise de risco e tomada de decisão de investimento.



d) Probabilidade de default implícita

A probabilidade de default implícita é uma medida de risco de crédito que estima a chance de inadimplência de um projeto a partir de informações de mercado, e não apenas de dados contábeis históricos. Ela é “implícita” porque é inferida indiretamente de preços observáveis, como *spreads* de crédito, taxas de juros, preços de títulos, CDS (Credit Default Swaps) ou condições de financiamento, que já incorporam a percepção de risco dos investidores.

Em projetos de energia e de CCUS, a probabilidade de default implícita reflete como o mercado enxerga a robustez dos fluxos de caixa, a estrutura de capital, os *covenants*, o ambiente regulatório, os riscos operacionais, entre outros. Spreads mais

elevados em financiamentos ou exigências mais severas de garantias e reservas (como DSRA) sinalizam maior risco percebido e, portanto, maior probabilidade implícita de default. Diferentemente de modelos puramente determinísticos, essa abordagem captura expectativas futuras e choques potenciais ainda não materializados.

e) Value at Risk (VaR)

O Value at Risk (VaR) é uma métrica estatística de risco que estima a perda máxima esperada de um ativo ou projeto dentro de um determinado horizonte de tempo e para um dado nível de confiança, assumindo condições normais de mercado. Em termos simples, o VaR responde à pergunta: qual é a pior perda que se pode esperar, com X% de confiança, em um período específico? A definição formal é $VaR_{\alpha,T}$, que informa a perda máxima esperada em um horizonte de tempo T com nível de confiança α (ex.: 95% ou 99%). Em notação estatística mais rigorosa, para uma variável aleatória X qualquer, o VaR com nível de confiança $(1 - \alpha)100\%$ é definido como:

$$VaR_{\alpha}(X) = -\inf\{x | P(X \leq x) \geq \alpha\} = -F_X^{-1}(\alpha) \quad (4.54)$$

onde $\alpha \in (0,1)$, e $F_X^{-1}(\alpha)$ é o inverso da função distribuição da variável X (ver Figura 4.5).

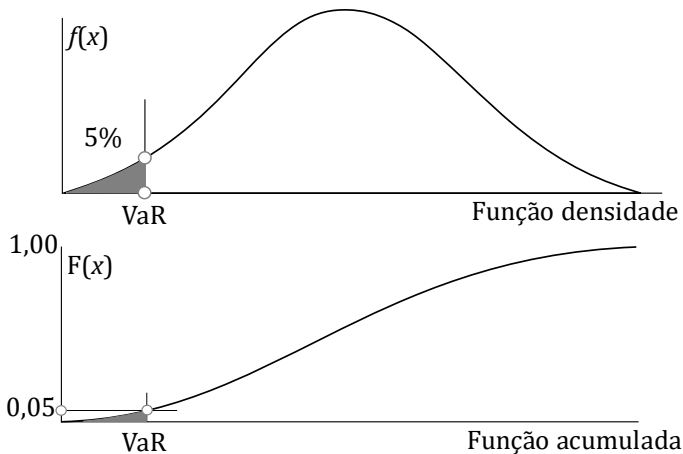


Figura 4.5 – VaR com 95% de confiança

Dependendo da natureza da variável aleatória em questão, o VaR pode ser interpretado de diferentes formas. Se X representa o *payoff* de um projeto de CCUS, então o VaR é expresso em valores financeiros, isto é, $\text{VaR}_\alpha(X) = F_X^{-1}(\alpha)$, de forma que $F_X^{-1}(\alpha)$ é o inverso da função distribuição do *payoff*. Por outro lado, a métrica pode expressar o risco relacionado a uma diferença entre uma variável aleatória e uma constante. Por exemplo, se desejarmos avaliar o risco indicado pela diferença entre o *payoff* X e o valor presente V_0 do projeto, tem-se que:

$$\text{VaR}_\alpha(X - V_0) = -\inf\{x | p(X - V_0 \leq x) \geq \alpha\} = V_0 - \text{VaR}_\alpha(X) \quad (4.55)$$

Note-se que, pela definição, o VaR pode ser um valor negativo. Isso implica que há uma probabilidade α de ocorrer um ganho, e não uma perda. Nesse caso, no sentido estrito, não se trata de uma medida de risco. Ressalte-se que a métrica requer condições normais do mercado e posição inalterada para aquele projeto de energia renovável ou de CCUS. Eventos extremos não são refletidos nessa métrica. Por exemplo, nada se pode afirmar em relação aos percentuais menores que 1% ou 5%, que dependendo da distribuição de eventos futuros, podem representar perdas extraordinárias.

Como medida de risco, o VaR apresenta um aspecto diferenciado em relação às demais medidas. Seu valor, por exemplo, pode ser usado para indicar a reserva de capital necessária para cobrir o risco de mercado, seja para proteção de um projeto, portfólio ou mesmo um empréstimo. Outra particularidade dessa métrica é que, ao se referir a eventos de baixa frequência, a Teoria do Valor Extremo (EVT) pode suprir lacunas relacionadas aos projetos de grandes incertezas que outras medidas de dispersão não o fazem, sobretudo para projetos de energia renovável e de CCUS.



Exemplo 4.6 – Considere uma usina de hidrogênio verde com as seguintes características:

- Produção anual: 50.000 tH₂;
- Receita média anual: R\$ 500 milhões;
- Margem operacional: 20%;
- Fluxo de caixa operacional esperado: R\$ 100 milhões/ano.

Solução

Suponha que, com base na volatilidade dos preços do hidrogênio e da energia elétrica, o desvio padrão anual do fluxo de caixa seja estimado em R\$ 30 milhões. O cálculo do VaR (95%), assumindo uma distribuição normal, é dado por:

$$\text{VaR}_{95\%} = Z_{95\%} \times \sigma \quad (4.56)$$

onde $Z_{95\%} = 1,65$ e $\sigma = 30$ milhões. O resultado é:

$$\text{VaR}_{95\%} = 1,65 \times 30 = \text{R\$ } 49,5 \text{ milhões} \quad (4.57)$$

Pode-se afirmar com 95% de confiança, que a usina de hidrogênio não deverá perder mais do que R\$ 49,5 milhões no fluxo de caixa operacional ao longo de um ano. Em 5% dos cenários, a perda pode ser superior a esse valor. Nesse projeto, o VaR pode ser usado para dimensionar DSRA e reservas de liquidez, avaliar a robustez do DSCR sob estresse, apoiar decisões de hedge de energia, preço do hidrogênio e comunicar risco de forma objetiva aos financiadores e aos investidores. O VaR⁶⁷ traduz incerteza de mercado em uma métrica financeira clara, facilitando a gestão de risco em projetos de hidrogênio, por exemplo.



4.9.5. Indicadores específicos para CCUS

Os indicadores específicos para CCUS avaliam a viabilidade econômica e financeira dos projetos considerando características próprias dessa tecnologia. Eles mensuram o custo por tonelada de CO₂ capturado ou evitado, a eficiência da captura, os custos de transporte, armazenamento e monitoramento, bem como a dependência de incentivos, preços de carbono e marcos regulatórios.

a) Custo por tonelada evitada (US\$/tCO₂e)

O custo por tonelada de CO₂ evitada é um indicador que expressa quanto custa, em termos monetários, reduzir ou evitar a emissão de uma tonelada de CO₂ em comparação a um cenário de referência (*baseline*). Ele é utilizado em análises de

⁶⁷ Embora a métrica VaR seja utilizada por setores financeiros, é uma medida que não reconhece efeitos de diversificação. O valor em risco esperado (AVaR, Average Value at Risk) é superior, pois além de suprir a deficiência da métrica VaR, tem uma interpretação igualmente intuitiva. Aqui não trataremos dessa métrica.

políticas públicas e de tecnologias de mitigação climática, pois traduz o esforço econômico da descarbonização em uma métrica direta e intuitiva. A fórmula indicada é:

$$C_{evitada} = \frac{C_{mit} - C_{ref}}{E_{ref} - E_{mit}} \quad (4.58)$$

onde C_{mit} corresponde ao custo total do sistema com mitigação (US\$/ano ou US\$/MWh), C_{ref} ao custo total do sistema de referência, E_{ref} às emissões do sistema de referência (tCO₂/ano) e E_{mit} às emissões do sistema com mitigação (tCO₂/ano). Esse indicador pode assumir uma forma estática ou anual, sem necessariamente descontar os fluxos ao longo do tempo.

O custo por tonelada evitada e o LCOE são conceitualmente equivalentes, mas diferem em rigor metodológico: o primeiro é mais simples e aplicado a análises pontuais, enquanto o segundo é o indicador preferencial tanto para avaliações econômicas completas quanto para a comparação de projetos de longo prazo.

b) Receita por crédito de carbono/incentivo fiscal

A receita por crédito de carbono corresponde à receita obtida com a venda de créditos de carbono, sendo cada crédito usualmente equivalente a 1 tonelada de CO₂ equivalente (tCO₂e) evitada ou removida, conforme as regras adotadas nos mercados regulados ou voluntários. A fórmula usual é:

$$\text{Receita de Carbono} = Q_{CO_2} \times P_{CO_2} \quad (4.59)$$

onde Q_{CO_2} é a quantidade de emissões evitadas ou capturadas (tCO₂e) e P_{CO_2} é o preço do crédito de carbono (US\$/tCO₂e). Já a receita por incentivo fiscal é a receita indireta gerada por benefícios fiscais ou subsídios, tais como isenção de impostos, créditos tributários, pagamentos por desempenho climático ou incentivos à produção limpa, que reduzem o custo efetivo do projeto ou aumentam seu fluxo de caixa, cuja fórmula é dada por:

$$\text{Receita por Incentivo} = \sum_{i=1}^n B_i \quad (4.60)$$

onde B_i representa o benefício econômico associado ao incentivo i (US\$). Quando o incentivo é concedido como crédito por unidade produzida, ou evitada, a receita pode ser expressa como:

$$\text{Receita por Incentivo} = Q \times I \quad (4.61)$$

onde Q é a quantidade produzida ou evitada e I é o valor do incentivo por unidade (US\$/unidade).

c) Taxa de captura (%)

A taxa de captura (%) é um indicador técnico-ambiental que mede a eficiência de um sistema de captura de carbono, indicando qual proporção das emissões geradas por uma fonte é efetivamente capturada e não liberada à atmosfera. Esse indicador é central em projetos de CCUS, pois afeta diretamente a geração de créditos de carbono e a viabilidade econômica do projeto. A taxa de captura expressa, em termos percentuais, a fração do CO₂ total gerado que é capturada pelo sistema, cuja fórmula básica é dada por:

$$\text{Taxa de Captura (\%)} = \frac{\text{CO}_2 \text{ Capturado}}{\text{CO}_2 \text{ Gerado ou Emitido (baseline)}} \times 100 \quad (4.62)$$

onde CO₂ Capturado é a quantidade de CO₂ efetivamente capturada (tCO₂/ano) e CO₂ Gerado ou Emitido são as emissões totais sem captura (tCO₂/ano). Uma fórmula alternativa, baseada em emissões remanescentes, seria:

$$\text{Taxa de Captura (\%)} = \left(1 - \frac{\text{CO}_2 \text{ Emitido Após Captura}}{\text{CO}_2 \text{ Emitido Antes da Captura}} \right) \times 100 \quad (4.63)$$

Uma taxa de captura elevada ($\geq 90\%$), representa maior desempenho ambiental e maior potencial de créditos de carbono. Uma taxa menor, indica menor efetividade climática e menor monetização ambiental.

d) Custo de transporte e armazenamento por tCO₂

O custo de transporte e armazenamento por tCO₂ é um indicador que mede quanto custa, em termos unitários, transportar e armazenar de forma permanente uma tonelada de CO₂ capturado. Por definição, esse indicador consolida todos os custos associados ao transporte do CO₂ (dutos, navios, compressão e bombeamento)

e ao armazenamento geológico (perfuração, injeção, monitoramento e fechamento), expressos por unidade de CO₂ efetivamente armazenada. A fórmula geral é:

$$\text{Custo T\&A}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{Custo Total de Transp.} + \text{Custo Total de Armaz.}}{\text{CO}_2 \text{ Transp. e Armaz.}} \quad (4.64)$$

onde o Custo Total de Transporte corresponde ao CAPEX mais OPEX associados ao transporte, o Custo Total de Armazenamento corresponde ao CAPEX mais OPEX associados ao armazenamento geológico e o CO₂ Transportado e Armazenado à quantidade total de CO₂ efetivamente injetada (tCO₂). Uma forma mais detalhada, quando avaliada ao longo da vida do projeto, é dada por:

$$\text{Custo T\&A}_{\text{CO}_2} = \frac{\sum_{t=0}^n [(\text{CAPEX}_{T,t} + \text{OPEX}_{T,t} + \text{CAPEX}_{A,t} + \text{OPEX}_{A,t})(1+r)^t]}{\sum_{t=0}^n \text{CO}_{2,t} (1+r)^t} \quad (4.65)$$

onde CAPEX_T e OPEX_T representam os custos de transporte, CAPEX_A e OPEX_A representam os custos de armazenamento, CO_{2,t} corresponde à quantidade de CO₂ armazenada no período *t*, *r* é a taxa de desconto e *n* é a vida útil do projeto. Se o Custo T&A_{CO₂} for baixo, maior é a competitividade do projeto de CCUS. Por outro lado, se o Custo T&A_{CO₂} for elevado, isso indica a necessidade de incentivos, preço de carbono mais alto ou a necessidade de integração logística (hubs).

e) Intensidade de capital (CAPEX/tCO₂/ano)

A intensidade de capital, expressa em CAPEX/tCO₂/ano, é um indicador econômico que mede quanto capital de investimento é necessário para viabilizar a capacidade anual de abatimento de emissões de CO₂ de um projeto. Em projetos de CCUS, esse indicador permite comparar a eficiência do investimento e as barreiras de entrada entre diferentes soluções.

Por definição, a intensidade de capital expressa a relação entre o investimento inicial e a capacidade anual de CO₂ capturado, evitado ou removido, cuja fórmula básica é:

$$\text{Intensidade de Capital} = \frac{\text{CAPEX Total}}{\text{Capacidade Anual de CO}_2} \quad (4.66)$$

ou, de forma explícita:

$$\text{Intensidade de Capital} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{tCO}_2/\text{ano}} \quad (4.67)$$

onde CAPEX Total corresponde ao investimento total do projeto e a Capacidade Anual de CO₂ ao volume de CO₂ capturado, evitado ou removido por ano. Uma fórmula alternativa, considerando fases ou módulos, seria:

$$\text{Intensidade de Capital} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{CAPEX}_i}{\text{CO}_{2,\text{capacidade anual}}} \quad (4.68)$$

Um valor elevado, o projeto é intensivo em capital, e tem maior risco de execução e financiamento. Um valor baixo, maior eficiência de investimento e maior potencial de escalabilidade. Note-se que este indicador não captura custos operacionais (OPEX), devendo ser analisado em conjunto com outros indicadores.

f) Custo de monitoramento, medição e verificação (MMV)

O custo de monitoramento, medição e verificação (MMV, Monitoring, Measurement and Verification) refere-se ao conjunto de custos necessários para assegurar a integridade ambiental e a conformidade regulatória de projetos de CCUS, especialmente na fase de armazenamento geológico de CO₂. Esses custos garantem que o CO₂ injetado permaneça confinado, que eventuais vazamentos sejam detectados e que o local seja adequadamente encerrado ao final da operação.

Por definição, o custo de MMV inclui despesas com:

- Monitoramento (sísmica, poços de observação, pressão etc.);
- Verificação por terceiros independentes;
- Relatórios regulatórios e auditorias;
- Fechamento e pós-fechamento do sítio de armazenamento (arrasamento de poços e monitoramento residual).

Uma fórmula básica é dada por:

$$\text{Custo MMV}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{Custo Total de MMV}}{\text{CO}_2 \text{ Armazenado}} \quad (4.69)$$

onde o Custo Total de MMV corresponde à soma dos custos de MMV e o CO₂ Armazenado à quantidade total de CO₂ armazenada. Uma fórmula detalhada, nivelada no tempo, é:

$$\text{Custo MMV}_{\text{CO}_2} = \frac{\sum_{t=0}^n \text{MMV}_t (1+r)^t}{\sum_{t=0}^n \text{CO}_{2,t} (1+r)^t} \quad (4.70)$$

onde CO_{2,t} é a quantidade de CO₂ armazenada no período t , r é a taxa de desconto e n é a vida útil do projeto. Um Custo MMV_{CO₂} elevado está associado a maior segurança e conformidade, porém implica maior custo total do CCUS. Por outro, um Custo MMV_{CO₂} baixo pode indicar menor custo total de CCUS, mas com potencial aumento do risco regulatório e ambiental.

4.9.6. Indicadores financeiros de longo prazo

São indicadores que avaliam a resiliência dos fluxos de caixa, fundamentais para garantir estabilidade financeira e atratividade para investidores no longo prazo.

a) Resiliência a preço de carbono

Em projetos de CCUS e de energia, esse indicador avalia o quanto o projeto depende de um determinado nível de preço de CO₂ para sustentar seus fluxos de caixa e seus indicadores de rentabilidade.

Por definição, a resiliência ao preço de carbono expressa o grau de robustez do projeto à volatilidade no preço do CO₂, indicando se a viabilidade econômica é estrutural ou excessivamente dependente de incentivos climáticos. As métricas e fórmulas usuais são:

- *Break-even price*

Indica o preço mínimo de CO₂ necessário para viabilizar o projeto, cuja fórmula é:

$$P_{\text{CO}_2}^{\text{BE}} = \frac{\text{Custos Totais} - \text{Receitas não relacionadas ao carbono}}{\text{Emissões evitadas ou capturadas}} \quad (4.71)$$

Quanto menor o $P_{\text{CO}_2}^{\text{BE}}$, maior a resiliência.

- Margem ao preço do carbono

Mede a folga econômica em relação ao preço de mercado do carbono:

$$\text{Margem}_{\text{CO}_2} = P_{\text{CO}_2}^{\text{Mercado}} - P_{\text{CO}_2}^{\text{BE}} \quad (4.72)$$

Se a margem for positiva, o projeto é resiliente; se a margem for negativa, indica dependência de incentivos.

- Sensibilidade do VPL ao preço do carbono

A fórmula é:

$$\text{Sensibilidade}_{\text{CO}_2} = \frac{\Delta \text{VPL}}{\Delta P_{\text{CO}_2}} \quad (4.73)$$

Menor sensibilidade indica maior resiliência.

- Índice de dependência do carbono

$$\text{Dependência}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{Receita de Carbono}}{\text{Receita Total}} \quad (4.74)$$

Quanto menor a dependência, maior a resiliência estrutural. Com alta resiliência, o projeto permanece viável mesmo com preços baixos do carbono. Com baixa resiliência, a viabilidade fica condicionada a políticas públicas ou a mercados específicos.

b) Exposição regulatória e risco de política pública

A exposição regulatória e o risco de política pública representam o grau em que a viabilidade econômica de um projeto depende de regras governamentais, marcos legais, incentivos, subsídios, licenças e políticas climáticas, bem como a probabilidade e o impacto de mudanças nessas regras ao longo do tempo. Esse indicador é particularmente relevante em projetos de energia e de CCUS, nos quais receitas e custos são fortemente influenciados por decisões do Estado.

Por definição, a exposição regulatória mede quanto do fluxo de caixa do projeto está condicionado a políticas públicas, entre outras. As métricas e fórmulas usuais são:

- Índice de dependência regulatória

Este índice mede a parcela da receita atrelada a políticas públicas:

$$\text{Dependência Regulatória} = \frac{\text{Receitas Reguladas ou Incentivadas}}{\text{Receita Total}} \quad (4.75)$$

- Sensibilidade do VPL a políticas públicas

$$\text{Sensibilidade Regulatória} = \frac{\Delta \text{VPL}}{\Delta \text{Incentivo ou Regra}} \quad (4.76)$$

Um exemplo seria a variação do VPL frente à redução de um subsídio ou crédito fiscal.

- Cenário de retirada regulatória (*stress test*)

$$\text{VPL}_{\text{sem política}} = \text{VPL}_{\text{base}} - \text{VPL}_{\text{incentivos}} \quad (4.77)$$

Quanto menor a diferença, menor a exposição regulatória.

- Índice de risco regulatório

$$\text{Risco Regulatório} = \sum_{i=1}^n p_i \times I_i \quad (4.78)$$

onde p_i caracteriza a probabilidade de mudança da política i e I_i é o impacto financeiro da mudança i . Em cenários de alta exposição regulatória, o projeto é dependente da estabilidade política e institucional. Em situações de baixa exposição, há maior resiliência econômica estrutural. Projetos com contratos de longo prazo e marcos legais sólidos apresentam menor risco. A exposição regulatória e o risco de política pública avaliam a vulnerabilidade do projeto a decisões governamentais.

c) Compatibilidade com NDCs e taxonomias verdes

A compatibilidade com NDCs (Nationally Determined Contribution) e taxonomias verdes avalia o grau de alinhamento de um projeto com os compromissos climáticos nacionais e internacionais e com as classificações oficiais de atividades sustentáveis, influenciando diretamente seu acesso a financiamento de menor custo de capital.

- NDC: compromissos assumidos pelos países no âmbito do Acordo de Paris para a redução de emissões de GEE e adaptação climática;

- Taxonomias verdes: sistemas de classificação (ex.: Taxonomia Europeia) que definem quais atividades econômicas são ambientalmente sustentáveis, com critérios técnicos mensuráveis.

A compatibilidade indica se o projeto contribui efetivamente para metas climáticas e atende aos critérios técnicos mínimos exigidos por essas estruturas. Os indicadores e fórmulas usuais são:

- Índice de alinhamento às NDCs

Mede a contribuição do projeto para a meta nacional de mitigação:

$$\text{Alinhamento NDC} = \frac{\text{Emissões evitadas ou capturadas pelo projeto}}{\text{Meta nacional de redução de emissões}} \quad (4.79)$$

- Taxa de conformidade com taxonomias verdes

$$\text{Conformidade com Taxonomia} = \frac{\text{Critérios técnicos atendidos}}{\text{Critérios técnicos aplicáveis}} \quad (4.80)$$

O resultado geralmente é expresso em % de conformidade.

- Intensidade de emissões compatível com a taxonomia

$$\text{Intensidade de Emissões do Projeto} = \frac{\text{Emissões líquidas de GEE}}{\text{Unidade de energia}} \quad (4.81)$$

O valor deve ser inferior ao limite estabelecido pela taxonomia aplicável.

- Indicador de contribuição climática líquida

$$\text{Contribuição Climática Líquida} = \text{Emissões evitadas} - \text{Emissões residuais} \quad (4.82)$$

A compatibilidade exige resultado positivo e mensurável.

- Índice de elegibilidade a financiamento verde

$$\text{Elegibilidade Verde} = \begin{cases} 1, & \text{se alinhado às NDCs e taxonomia} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.83)$$

Em geral, alta compatibilidade com NDCs e taxonomias verdes implica maior acesso a *green bonds*, *climate finance* e bancos multilaterais, além de menor WACC. Já

baixa a compatibilidade implica risco de ativos encahados (*stranded assets*) e restrições regulatórias futuras.

d) Stress test climático e regulatório

O *stress test* climático e regulatório é uma técnica de análise de risco que avalia a robustez econômica e financeira de um projeto diante de choques extremos, porém plausíveis, associados a mudanças climáticas e à precificação de carbono. Seu objetivo é verificar se o projeto permanece viável sob condições adversas que extrapolam o cenário base.

Por definição, o *stress test* climático analisa os impactos financeiros de eventos físicos (secas, ondas de calor e enchentes) e de riscos de transição (restrições de emissões e metas climáticas mais rígidas). O *stress test* regulatório, por sua vez, avalia os efeitos de mudanças abruptas em leis, subsídios, licenciamento ambiental, tributos, incentivos fiscais ou contratos regulados. O *stress test* compara indicadores-chave no cenário base e no cenário de estresse:

$$\Delta X = X_{stress} - X_{base} \quad (4.84)$$

onde X pode ser o VPL, TIR, DSCR, preço de equilíbrio, fluxo de caixa, entre outros. As principais métricas e fórmulas são:

- Stress no VPL

$$VPL_{stress} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t^{stress}}{(1+r)^t} \quad (4.85)$$

e

$$\text{Impacto no VPL} = VPL_{stress} - VPL_{base} \quad (4.86)$$

- *Stress* na receita regulada ou incentivada

$$\text{Receita}_{stress} = \text{Receita}_{base} - \Delta(\text{Subsídios, créditos ou tarifas}) \quad (4.87)$$

- *Stress* por preço de carbono

$$C_{CO_2}^{stress} = P_{CO_2}^{stress} \times \text{emissões residuais} \quad (4.88)$$

- *Stress* no DSCR

$$\text{DSCR}_{stress} = \frac{\text{CFADS}_{stress}}{\text{Serviço da Dívida}} \quad (4.89)$$

Avalia risco de descumprimento de *covenants*.

- Índice de resiliência ao estresse

$$\text{Resiliência} = \frac{X_{stress}}{X_{base}} \quad (4.90)$$

Valores próximos ou acima de 1 indicam maior robustez. Um projeto com alta resiliência suporta choques regulatórios severos. Já com baixa resiliência, há elevado risco de inadimplência, perda de valor ou inviabilidade econômica. Os bancos e investidores usam o *stress tests* para definir o WACC e garantias, por exemplo.

4.10. Distribuição de Weibull

O estudo da distribuição de Weibull é importante em um capítulo dedicado à análise econômico-financeira de projetos, especialmente em empreendimentos cujo desempenho depende de variáveis naturais incertas, como a velocidade do vento em projetos eólicos. Ao permitir uma representação estatística realista da variabilidade, a distribuição de Weibull fornece a base para estimativas mais precisas de produção. Essas estimativas influenciam diretamente os indicadores econômicos, além de afetarem a avaliação da sensibilidade do projeto às incertezas operacionais.

A distribuição de Weibull é uma função estatística contínua utilizada para descrever o comportamento de variáveis aleatórias positivas, como a velocidade do vento e a vida útil de materiais. É uma distribuição definida pelos parâmetros de forma (k) e de escala (c), permitindo ajustar diferentes perfis de distribuição. Sua flexibilidade matemática e interpretação física tornam a distribuição de Weibull uma ferramenta poderosa em análises de engenharia.

A função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull é dada por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.91)$$

onde k é o parâmetro de forma (*shape parameter*), c expressa a escala (*scale parameter*) e v representa a variável aleatória de interesse. O parâmetro de forma

controla o formato da distribuição e indica a variabilidade dos dados. Valores de $k < 1$, indicam alta dispersão, com predominância de muitos valores baixos. Quando $k \approx 2$, a distribuição se aproxima de Rayleigh⁶⁸, frequentemente observada em estudos de ventos. Para $k > 3$, os dados tornam-se mais concentrados em torno da média, com menor variabilidade. Aplicações em energia eólica, os valores típicos são $1,5 \leq k \leq 3,5$. Quanto maior o valor de k , mais estável é o regime de vento.

Já o parâmetro c define a escala da variável aleatória. Quando $v = c$, a função acumulada atinge cerca de 63,2%. Se a variável de interesse estiver relacionada à velocidade média do vento, por exemplo, ela representa aproximadamente a velocidade característica. Em energia eólica, quanto maior o c , maior o potencial energético do local. A unidade de c acompanha a mesma da variável v (ex.: m/s).

A estimativa de k e c é feita a partir de dados experimentais. Como exemplo, considere um conjunto de velocidades medidas v_i , com média \bar{v} . Utilizando o método empírico, a estimativa do parâmetro de forma k é feita a partir da seguinte aproximação:

$$k \approx \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (4.92)$$

onde σ é o desvio padrão das velocidades do vento e \bar{v} é a velocidade média. Já a estimativa do parâmetro de escala c é dada por:

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.93)$$

onde $\Gamma(\cdot)$ é a função gama. Outros métodos usam a teoria da máxima verossimilhança (MLE, Maximum Likelihood Estimation), o método dos momentos⁶⁹ e o método de ajuste por mínimos quadrados. Em estudos de viabilidade eólica, o método empírico já oferece boa aproximação com baixo custo computacional.

⁶⁸ É uma distribuição contínua de probabilidade usada para modelar a magnitude de um vetor bidimensional, cujas componentes ortogonais são variáveis aleatórias independentes e normalmente distribuídas, com média zero e mesma variância.

⁶⁹ Este método consiste em igualar os momentos teóricos de uma distribuição de probabilidade (como média e variância) aos momentos amostrais obtidos a partir dos dados observados. Com base nessa igualdade, obtêm-se expressões para os parâmetros do modelo. Embora conceitualmente simples, o método pode apresentar menor precisão quando comparado à máxima verossimilhança.

Assim, se a velocidade do vento v segue uma distribuição de Weibull com parâmetro de escala c e parâmetro de forma k , então o momento de ordem n é dado por:

$$E(v^n) = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \quad (4.94)$$

Como se sabe, a potência eólica depende do cubo da velocidade do vento, conforme Eq. (2.3). Considerando o vento a variável de interesse, usa-se o valor esperado de v^3 a partir da Eq. (4.94), ou seja:

$$E(v^3) = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4.95)$$

Logo

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho A E(v^3) = \frac{1}{2} \rho A c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4.96)$$

O parâmetro c (escala) é mais importante energeticamente. Aumentos em c geram aumentos significativos de energia, uma vez que $P \propto c^3$. Já o parâmetro k (forma) controla a regularidade do vento e afeta o fator de capacidade, o número de horas úteis e o desempenho real da turbina. Para valores baixos de k (≤ 2), o vento tende a ser mais irregular, com maior frequência de paradas. Para valores elevados de k (≥ 3), o regime de vento é mais estável, permitindo melhor aproveitamento da turbina. Mesmo para valores de c iguais, um local com k maior produz mais energia útil, pois o vento permanece por mais tempo próximo da velocidade nominal. Assim, enquanto o parâmetro c define o potencial energético bruto, o parâmetro k define o grau de aproveitamento eficiente desse potencial.



Exemplo 4.7 – Segue um exemplo didático mostrando como os parâmetros da distribuição de Weibull impactam diretamente o LCOE de uma usina eólica. O objetivo é evidenciar o efeito físico-econômico, não a precisão de um projeto real.

Considere as seguintes premissas do projeto eólico:

- Potência nominal instalada: 100 MW;
- Vida útil: 25 anos;

- CAPEX total: US\$ 150 milhões;
- OPEX anual: US\$ 4,5 milhões;
- Taxa de desconto (WACC real): 8% a.a.;
- Curva de potência típica:
 - Velocidade de entrada (*cut-in*): $v_{ci} = 3$ m/s;
 - Velocidade nominal: $v_r = 12$ m/s;
 - Velocidade de corte (*cut-out*): $v_{co} = 25$ m/s.

Solução

A função densidade da distribuição de Weibull e a velocidade média do vento são dadas, respectivamente, pelas Eq. (4.91) e Eq. (4.93). Serão analisados dois cenários de vento com mesma média, mas com distribuições diferentes.

- Cenário A - vento mais irregular ($k = 1,8/c = 7,9$ m/s e velocidade média $\approx 7,0$ m/s);
- Cenário B - vento mais regular ($k = 2,6/c = 7,7$ m/s e velocidade média $\approx 7,0$ m/s).

A potência eólica cresce aproximadamente com o cubo da velocidade do vento, logo, a forma da distribuição é primordial. A curva típica de potência simplificada do aerogerador é indicada por partes, conforme expressão:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v < v_{ci} \\ P_r \left(\frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right), & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r, & v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0, & v > v_{co} \end{cases} \quad (4.97)$$

onde $v_{ci} = 3$ m/s (*cut-in*), $v_r = 12$ m/s (nominal) e $v_{co} = 25$ m/s (*cut-out*), $P_r = 100$ MW. A potência média esperada é dada por:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv \quad (4.98)$$

que se decompõe em:

$$\bar{P} = \overbrace{\int_{v_{ci}}^{v_r} P_r \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} f(v) dv}^{parcial} + \overbrace{\int_{v_r}^{v_{co}} P_r f(v) dv}^{nominal} \quad (4.99)$$

onde $f(v)$ é a função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull. A integração do trecho parcial (3–12 m/s) se faz separando os termos, ou seja:

$$\bar{P}_{parcial} = \frac{P_r}{v_r^3 - v_{ci}^3} \left[\int_{v_{ci}}^{v_r} v^3 f(v) dv - v_{ci}^3 \int_{v_{ci}}^{v_r} f(v) dv \right] \quad (4.100)$$

As integrais da forma $v^n f(v)$ (trecho parcial) têm solução analítica, dada conforme expressão:

$$\int_0^\infty v^n f(v) dv = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \quad (4.101)$$

Para intervalos finitos, usa-se a função gama incompleta:

$$\int_a^b v^n f(v) dv = c^n \left[\Gamma\left(1 + \frac{n}{k}, \left(\frac{a}{c}\right)^k\right) - \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}, \left(\frac{b}{c}\right)^k\right) \right] \quad (4.102)$$

ou

$$\int_a^b f(v) dv = e^{-\left(\frac{a}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{b}{c}\right)^k} \quad (4.103)$$

Já a integração do trecho nominal (12–25 m/s) é:

$$\bar{P}_{nominal} = P_r \left[e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_{co}}{c}\right)^k} \right] \quad (4.104)$$

Como $v_{co} \gg v_r$, o segundo termo do parêntese é desprezível em relação ao primeiro; logo, para a contribuição da região nominal, a parcela é direta:

$$\bar{P}_{nominal} = P_r \cdot P(v \geq v_r) \quad (4.105)$$

onde

$$P(v \geq v_r) = e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} \quad (4.106)$$

chamada de probabilidade de excedência, ou seja, $P(v \geq v_r)$ representa a fração do tempo em que a velocidade do vento é igual ou superior a v_r .

Para o cálculo da contribuição da região parcial (3–12 m/s), e para não mascarar o efeito da Weibull, a potência média na região parcial será 35% da potência nominal. É uma aproximação fisicamente consistente, ponderada pela probabilidade de o vento estar entre v_{ci} e v_r . A probabilidade dessa faixa é dada pela Eq. (4.103), resultando:

$$P(3 \leq v < 12) = e^{-\left(\frac{v_{ci}}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} \quad (4.107)$$

Assim, a potência média (total) é a soma da contribuição média parcial e contribuição média nominal, ou seja:

$$\bar{P} = \bar{P}_{parcial} + \bar{P}_{nominal} \quad (4.108)$$

Já o fator de capacidade (FC), usando os valores de probabilidade, é definido por:

$$FC = \frac{\bar{P}}{\bar{P}_{nominal}} \quad (4.109)$$

Agora, é só aplicar as equações explicitadas para cada um dos Cenários A e B. Para o Cenário A, tem-se

$$P(v \geq 12) = \exp[-(12/7,9)^{1,8}] \cong 12\% \quad (4.110)$$

e

$$P(3 \leq v < 12) = e^{-\left(\frac{3}{7,9}\right)^{1,8}} - e^{-\left(\frac{12}{7,9}\right)^{1,8}} = 72\% \quad (4.111)$$

resultando uma contribuição nominal de:

$$\bar{P}_{nominal,A} = 100 \times 0,12 = 12 \text{ MW} \quad (4.112)$$

A contribuição parcial é:

$$\bar{P}_{parcial,A} = 100 \times 0,35 \times 0,72 = 25,2 \text{ MW} \quad (4.113)$$

logo

$$\bar{P}_A = \bar{P}_{parcial} + \bar{P}_{nominal} = 25,2 + 12 = 37,2 \text{ MW} \quad (4.114)$$

e

$$FC_A = \frac{\bar{P}}{\bar{P}_{nominal}} = \frac{37,2}{100} = 0,372 \quad (4.115)$$

Para o Cenário B, tem-se

$$P(v \geq v_r) = \exp[-(12/7,7)^{2,6}] \cong 4\% \quad (4.116)$$

e

$$P(3 \leq v < 12) = e^{-\left(\frac{3}{7,7}\right)^{2,6}} - e^{-\left(\frac{12}{7,7}\right)^{2,6}} = 88\% \quad (4.117)$$

resultando uma contribuição nominal de:

$$\bar{P}_{nominal,B} = 100 \times 0,04 = 4 \text{ MW} \quad (4.118)$$

A contribuição parcial é:

$$\bar{P}_{parcial,B} = 100 \times 0,35 \times 0,88 = 30,6 \text{ MW} \quad (4.119)$$

logo

$$\bar{P}_B = \bar{P}_{parcial} + \bar{P}_{nominal} = 4 + 30,6 = 34,6 \text{ MW} \quad (4.120)$$

e

$$FC_B = \frac{\bar{P}}{\bar{P}_{nominal}} = \frac{34,8}{100} = 0,348 \quad (4.121)$$

Para uma taxa de retorno de 8% a.a. e tempo de vida útil do projeto de 25 anos, o CRF é igual a 0,097. O LCOE, considerando a distribuição das potências ao longo do ano, é dado por:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} \cdot \text{CRF} + \text{OPEX}}{\text{AEP}} \quad (4.122)$$

onde AEP (Annual Energy Production) é a energia elétrica total esperada que a usina produz ao longo de um ano, considerando a distribuição estatística das velocidades do vento (Weibull). Nesse exemplo, a distribuição estatística Weibull está sumarizada do fator de capacidade (FC), uma vez que para o seu cálculo, foi utilizada a potência média. Para os Cenários A e B resultam:

$$\text{AEP}_A = P_{inst} \cdot FC_A \cdot 8760 = 325.564 \text{ MWh} \quad (4.123)$$

e

$$\text{AEP}_B = P_{inst} \cdot FC_B \cdot 8760 = 340.039 \text{ MWh} \quad (4.124)$$

logo,

$$\text{LCOE}_A = \frac{100 \cdot 0,097 + 4,5}{0,326} = \text{US\$ } 56,98/\text{MWh} \quad (4.125)$$

e

$$\text{LCOE}_B = \frac{100 \cdot 0,097 + 4,5}{0,340} = \text{US\$ } 54,56/\text{MWh} \quad (4.126)$$

Tabela 4.16 – Resultados – Exemplo 4.7

Cenário	$P(v \geq 12)$	$P(3 \leq v < 12)$	Parcial	Nominal	Média	FC
A	12%	72%	25,2	12	37,2	37,2%
B	4%	88%	30,6	4	34,6	34,8%



A correção das probabilidades da distribuição de Weibull impacta diretamente o fator de capacidade e, conseqüentemente, o LCOE. Para uma potência média de 35% da potência nominal, desconsiderando a distribuição de Weibull, resulta um AEP = 306.600 MWh e um LCOE de 60,51 MWh. Dessa forma, a integração da curva de potência do aerogerador com a distribuição de Weibull demonstra que, mesmo para velocidades médias idênticas, variações no parâmetro de forma k produzem

diferenças relevantes no fator de capacidade e, conseqüentemente, no LCOE do projeto eólico.

4.11. Exemplos Simples

A seguir são apresentados exemplos numéricos simples que ilustram a aplicação de alguns dos principais indicadores econômicos utilizados na análise econômico-financeira de projetos de energia e de CCUS.

4.11.1. Parque eólico offshore

Este item apresenta um exemplo numérico simplificado de um parque eólico *onshore*, com o objetivo de proporcionar uma compreensão da lógica de dimensionamento e da avaliação econômica do projeto.



Exemplo 4.8 – Imagine um parque eólico *onshore* com vida útil de 25 anos construído com 20 aerogeradores, cada um com potência de 4 MW. Considere ainda que a composição do CAPEX seja conforme Tabela 4.17, um OPEX anual igual a 2,5% do CAPEX e uma taxa de desconto de 8%. O fator de capacidade do parque é de 40%.

Tabela 4.17 – CAPEX típicos de projetos *onshore* com 20 aerogeradores

Item do CAPEX	Percentual	Custo (US\$ milhões)
Aerogeradores (turbina, torre, nacele, pás)	65%	83,2
Obras civis e fundações	10%	12,8
Infraestrutura elétrica e subestação	8%	10,2
Transporte e montagem	7%	9,0
Engenharia, licenças e contingências	10%	12,8

Solução

A potência instalada total é:

$$P_{inst} = 20 \times 4,0 = 80 \text{ MW} \quad (4.127)$$

Já a energia anual gerada é:

$$E_{anual} = P_{inst} \times 8.760 \times FC = 80 \times 8.760 \times 0,40 \quad (4.128)$$

resultando 280.320 MWh/ano (280 GWh/ano). Conforme Tabela 4.17, o CAPEX total é de US\$ 128 milhões. O LCOE (Levelized Cost of Energy) é dado por:

$$LCOE = \frac{CAPEX \times CRF + OPEX}{E_{anual}} \quad (4.129)$$

onde o CRF (Capital Recovery Factor) é igual 0,094. Assim, o custo anualizado do capital resulta $CAPEX_{anualizado} = 128 \times 0,094 = \text{US\$ } 12$ milhões. Logo,

$$LCOE = \frac{12,0 + 3,2}{280.320} = \text{US\$ } 54/\text{MWh} \quad (4.130)$$

O CAPEX específico é:

$$CAPEX_{específico} = \frac{\text{US\$ } 120 \text{ milhões}}{80 \text{ MW}} = \text{US\$ } 1,6/\text{MW} \quad (4.131)$$

Os benefícios ambientais, baseados na energia nominal efetiva e assumindo fator médio de emissão evitada de 0,5 tCO₂/MWh, seria:

$$CO_{2(emitado)} = 280.320 \times 0,5 \approx 140.160 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.132)$$

Ao longo da vida útil resulta aproximadamente 3,5 milhões de tCO₂ evitadas.

Tabela 4.18 – Comparação de parques eólicos onshore versus offshore

Aspecto	Onshore	Offshore
CAPEX específico	1,3–1,8 US\$/W	3,0–4,5 US\$/W
Fator de capacidade	30–45%	45–60%
OPEX (% CAPEX)	2–3%	3–5%
Vida útil	20–25 anos	25–30 anos
LCOE típico	40–70 US\$/MWh	70–120 US\$/MWh



4.11.2. Usina de bioenergia de pequeno porte

A seguir, apresenta-se um exemplo numérico simplificado de uma usina de bioenergia, com o objetivo de ilustrar os principais parâmetros técnicos e econômicos envolvidos nesse tipo de empreendimento.



Exemplo 4.9 – Considere-se a usina de bioenergia com CCS descrita no Exemplo 2.8, com potência elétrica líquida de 14,2 MW, operando 8.000 h/ano, capturando 118.800 tCO₂/ano e uma remoção líquida de 105.600 tCO₂/ano da atmosfera. Os valores dos custos estão na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Quadro-resumo – Dados do Exemplo 4.9

Custo	Componente	Valores típicos	Valor adotado
CAPEX	Usina de bioenergia	USD 2.500 a 4.000 por kW instalado	USD 3.500/kW
	Captura	USD 600 a 1.000 por tCO ₂ /ano	USD 800 por tCO ₂ /ano
	Compressão, transporte e armazenamento (CCS)	USD 10 a 20 por tCO ₂ /ano	USD 15/tCO ₂ /ano
OPEX	Bioenergia (manuseio da biomassa, insumos etc.)	USD 20 a 30/MWh	USD 25/MWh
	Sistema de captura de CO ₂ (penal. energética e outros)	USD 30 a 50 por tCO ₂ capturado	USD 40/tCO ₂
	Transporte e armazenamento	USD 10 a 15 por tCO ₂	USD 12/tCO ₂

Solução

O CAPEX da usina é:

$$\text{CAPEX}_{\text{usina}} = 14.200 \times 3.500 = \text{USD } 49,7 \text{ milhões} \quad (4.133)$$

O CAPEX de captura é:

$$\text{CAPEX}_{\text{captura}} = 118.000 \times 800 = \text{USD } 95,0 \text{ milhões} \quad (4.134)$$

E o CAPEX de transporte e armazenamento é:

$$\text{CAPEX}_{\text{transp. e armaz.}} = 118.000 \times 15 = \text{USD } 1,8 \text{ milhões} \quad (4.135)$$

Logo, o CAPEX total do projeto BECCS é:

$$\text{CAPEX}_{\text{total}} = 49,7 + 95,0 + 1,8 = \text{USD } 146,5 \text{ milhões} \quad (4.136)$$

A energia elétrica anual é $14,2 \times 8.000 = 113.600$ MWh; logo, o OPEX bioenergia é:

$$\text{OPEX}_{\text{bioenergia}} = 113.600 \times 25 = \text{USD } 2,84 \text{ milhões/ano} \quad (4.137)$$

OPEX captura:

$$\text{OPEX}_{\text{captura}} = 118.800 \times 40 = \text{USD } 4,75 \text{ milhões/ano} \quad (4.138)$$

OPEX transporte e armazenamento:

$$\text{OPEX}_{\text{transp.e armaz.}} = 118.800 \times 12 = \text{USD } 1,43 \text{ milhões/ano} \quad (4.139)$$

Com esses dados, o OPEX total anual é:

$$\text{OPEX}_{\text{total}} = 2,84 + 4,75 + 1,43 = \text{USD } 9,02 \text{ milhões/ano} \quad (4.140)$$

Para o custo da eletricidade (LCOE simplificado), considere uma vida útil de 25 anos e taxa de desconto de 8%, resultando um fator de recuperação de capital CRF $\approx 0,094$. Assim, o custo anualizado do CAPEX é:

$$\text{CAPEX}_{\text{anualizado}} = 146,5 \times 0,094 = \text{USD } 13,7 \text{ milhões/ano} \quad (4.141)$$

Custo total anual:

$$\text{Custo}_{\text{total}} = 13,7 + 9,02 = \text{USD } 22,74 \text{ milhões/ano} \quad (4.142)$$

Resultando um LCOE de:

$$\text{LCOE} = \frac{22,74}{113.600} = \text{USD } 201/\text{MWh} \quad (4.143)$$

O custo da remoção de carbono, considerando uma remoção líquida de 105.600 tCO₂/ano, é:

$$\text{Custo}_{\text{remoção}} = \frac{22,74}{105.600} = \text{USD } 215 \text{ por tCO}_2 \quad (4.144)$$

Como se vê, o BECCS é significativamente mais caro do que a geração elétrica convencional. Seu valor econômico está na remoção líquida de CO₂, não apenas na eletricidade. Assim, o projeto torna-se viável quando o crédito de carbono > USD 215/tCO₂ e/ou quando há subsídios. Apesar do custo elevado, o BECCS permanece como uma das poucas tecnologias disponíveis em escala capazes de remover CO₂ da atmosfera de forma mensurável e permanente.



4.11.3. Turbina eólica x termoelétrica a gás combinado

Neste item é apresentado um exemplo comparativo entre uma turbina eólica e uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado.



Exemplo 4.10 – Neste exemplo é apresentada uma análise que utiliza a Lei de Betz para estimar a potência extrativa máxima de uma turbina eólica em comparação com uma termoelétrica a gás de ciclo combinado (CCGT, Combined Cycle Gas Turbine) que gere a mesma quantidade de energia.

Solução

Conforme indicado na Eq. (2.4) do Capítulo 2, segundo Betz (1920), a fração máxima de energia que pode ser aproveitada em uma turbina eólica é de 59,3%. Nesse caso, a potência da turbina é calculada utilizando um valor mais realista (0,45), sendo a potência dada por:

$$P = C_p \frac{\rho A v^3}{2} \approx 0,45 \frac{\rho A v^3}{2} \quad (4.145)$$

onde P é a potência em W, ρ é a densidade do ar (1,225 kg·m⁻³), A é a área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$), C_p é o coeficiente de potência de Betz (máximo é igual $\approx 0,593$) e V é a velocidade do vento em m/s. Como exemplo, serão considerados os seguintes dados da Tabela 4.20.

Tabela 4.20 – Variáveis da turbina eólica

Variável	Valor
Diâmetro do rotor, D	100 m
Velocidade do vento	8 m/s
Turbina comercial típica, C_p	0,45

Com os dados da Tabela 4.20, tem-se a seguinte potência da turbina:

$$P_{Betz} = 0,5 \times 0,45 \times 1,225 \times \frac{\pi 100^2}{4} \times 8^3 = 1,108 \text{ MW} \quad (4.146)$$

A energia anual estimada (capacidade efetiva), assumindo um fator de capacidade (*capacity factor*) para o sítio eólico de $CF_{wind} = 0,35$, é:

$$E_{wind} = P_{Betz} \times CF_{wind} \times 8760 \approx 3,398 \text{ GWh/ano} \quad (4.147)$$

Para estimar o custo nivelado (LCOE) da eólica, são considerados os seguintes pressupostos financeiros: CAPEX de US\$ 1.500/kW instalado (valor típico para eólica *onshore*), custo de O&M de US\$ 40/kWh por ano, vida útil de 25 anos e taxa de desconto de 7% a.a. Com esses pressupostos, o CAPEX e O&M totais seriam:

$$\text{CAPEX}_{efetivo} = 1.108 \text{ kW} \times 1.500 \approx \text{US\$ } 1.662.482 \quad (4.148)$$

$$\text{O\&M} = 1.108 \times 40 \approx \text{US\$ } 44.333/\text{ano}$$

O fator anual de capital (CRF) para $r=7\%$ e $n=25$ é:

$$\text{CRF} = \frac{0,07 \times (1 + 0,07)^{25}}{(1 + 0,07)^{25} - 1} = 0,08581 \quad (4.149)$$

Com efeito, o custo anualizado do CAPEX é $\text{CAPEX}_{efetivo} \times 0,08581 \approx \text{US\$ } 142.658/\text{ano}$, resultando um custo anual total de $142.658 + 44.333 = \text{US\$ } 186.991/\text{ano}$. Assim, o LCOE será:

$$\text{LCOC} = \frac{\text{CAPEX}_{anualizado} + \text{O\&M}_{ano}}{3.398 \text{ MWh}} = \frac{186.991}{3.398} \approx \text{US\$ } 55,03/\text{MWh} \quad (4.150)$$

O cálculo do custo para gerar a mesma energia com termoelétrica a gás de ciclo combinado é realizado de duas formas:

(A) Mesma potência nominal instalada (1.108 kW) com comparação direta do LCOE;

(B) Geração da mesma energia anual (3.398 MWh/ano).

Os pressupostos financeiros adotado para a CCGT são: CAPEX de US\$ 900/kW e custo de O&M de US\$ 15/kWh por ano. A vida útil considerada é de 25 anos e a taxa de desconto é de 7% a.a., resultando o mesmo CRF, para fins de comparação.

O fator de capacidade (CF), para um usina térmica, é a razão entre a energia realmente gerada em um período e a energia máxima possível que a usina poderia gerar se operasse 24 horas por dia, 365 dias por ano, à potência nominal. Ou seja:

$$CF = \frac{\text{Energia gerada no período}}{\text{Potência nominal} \times \text{horas no período}} \quad (4.151)$$

A Tabela 4.21 indica os CFs típicos para alguns tipos de usina.

Tabela 4.21 – Diferença conceitual entre fontes variáveis e despacháveis

Tipo de usina	Natureza	Fator limitante	CF típico
Eólica/Solar	Não despachável	Condições climáticas (vento, sol)	20 – 45%
Térmica (gás, carvão, biomassa, nuclear)	Despachável	Demanda, preço do combustível, manutenção programada	50 – 95%
Hidrelétrica	Semi-despachável	Hidrologia, política de operação de reservatórios	30 – 70%

Neste exemplo será usado um fator de capacidade de 0,85. Já a eficiência térmica de uma usina termoeletrica é a razão entre a energia elétrica útil produzida e a energia térmica contida no combustível, ou seja:

$$\eta = \frac{P_{el}}{Q_{combustível}} \quad (4.152)$$

onde P_{el} é a energia elétrica gerada em kWh e $Q_{combustível}$ é a energia térmica disponível no combustível (kWh_{th} ou Btu). Para este exemplo, $\eta = 50\%$. Isso significa que metade da energia química do combustível é convertida em eletricidade, e a outra metade se perde como calor residual nos gases de exaustão, água de resfriamento e outras irreversibilidades. A taxa de calor é o inverso da eficiência

térmica, e mede quantos Btu de energia do combustível são necessários para gerar 1 kWh de eletricidade:

$$\text{taxa de calor} = \frac{3.412}{0,5} = 6.824 \text{ Btu/kWh} \approx 7 \text{ MMBtu/MWh} \quad (4.153)$$

onde 3.412 Btu representa a quantidade de energia contida em 1 kWh_{el} (ver Tabela 1 do Anexo 1). Considerando, como pressuposto, que o preço do gás seja de US\$ 6/MMBtu, o custo do combustível para gerar 7 MMBtu/MWh será de 7 MMBtu/MWh × 6 US\$/MMBtu = US\$ 42/MWh.

(A) Mesma potência nominal instalada (1.108 kW)

$$\text{CAPEX}_{th} = 1.108 \times 900 \approx \text{US\$ } 997.200 \quad (4.154)$$

$$\text{O\&M}_{anual} = 1.108 \times 15 \approx \text{US\$ } 16.620/\text{ano}$$

A energia anual gerada é de:

$$E_{th} = 1,108 \text{ MW} \times 0,85 \times 8.760 \approx 8.250 \text{ MWh/ano} \quad (4.155)$$

Com esses dados, o LCOE será de:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX}_{th} \times 0,08581 + \text{O\&M}_{anual} + C_{combustível}}{E_{th}} \quad (4.156)$$

ou seja

$$\text{LCOE} = \frac{997.200 \times 0,08581 + 16.620 + 42 \times 8.253}{8.253} \approx \text{US\$ } 54,39/\text{MWh} \quad (4.157)$$

(B) Geração da mesma energia anual (3.398 MWh/ano)

A potência necessária a ser instalada, considerando um fator de capacidade de 0,85 é de:

$$P_{el} = \frac{E}{CF \times 8.760} = \frac{3.398}{0,85 \times 8.760} \approx 456 \text{ kW} \quad (4.158)$$

O CAPEX total e o O&M anual serão respectivamente de $456 \times 900 = \text{US\$ } 410.717$ e $456 \times 15 = \text{US\$ } 6.846/\text{ano}$. Já o custo de combustível é de $3.398 \times 42 \approx \text{US\$ } 142.716/\text{ano}$. Com esses dados, o LCOE resulta:

$$\text{LCOE} = \frac{410.700 \times 0,08581 + 6.846 + 142.716}{3.398} \approx \text{US\$ } 54,39/\text{MWh} \quad (4.159)$$

Com os parâmetros escolhidos, o LCOE do parque eólico resultou em US\$ 55,03/MWh, enquanto o LCOE da usina termoeletricas ficou em US\$ 54,39/MWh. Os valores são muito próximos e a pequena vantagem da térmica, nesse exemplo, decorre do baixo preço do gás assumido e do elevado fator de capacidade térmica da usina. O que importa, na prática, a partir desse exemplo, são as seguintes observações:

- A Lei de Betz estabelece um limite teórico. Turbinas comerciais apresentam C_p tipicamente entre 0,40 e 0,48 (neste exemplo, foi utilizado $C_p = 0,45$). As perdas mecânicas e o controle de velocidade reduzem a potência disponível;
- O fator de capacidade é decisivo. Pequenas variações no CF da eólica, por exemplo, de 30% para 40%, alteram significativamente o LCOE. Ou seja, sítios com melhor regime de vento reduzem o LCOE de forma substancial;
- O preço do combustível domina o custo térmico. A usina CCGT fica mais competitiva quanto o gás é barato.



4.12. Exemplos Detalhados

Neste item são apresentados três exemplos detalhados: uma usina solar fotovoltaica, um projeto de retrofit de CCUS em uma termelétrica a gás e, por fim, uma usina de produção de hidrogênio por SMR. Trata-se, portanto, de exemplos didáticos aprofundados, nos quais são introduzidos outros parâmetros e definições adicionais em notas de rodapé, de modo a levar à reflexão sobre a complexidade técnica e econômica típica de projetos de energia e de CCUS.

4.12.1. Usina solar fotovoltaica

Neste exemplo serão incorporados alguns indicadores econômicos e financeiros. Os valores são hipotéticos, porém coerentes com as práticas de mercado e análise em *project finance*.

a) Dados gerais do projeto

Os dados do projeto estão indicados na Tabela 4.22.

Tabela 4.22 – Características gerais do projeto

Item	Valor	Item	Valor
Tecnologia	Solar fotovoltaica	Prazo do PPA	20 anos
Capacidade instalada	100 MW	Preço do PPA	R\$ 320/MWh
Emissão média de CO ₂	0,45 tCO ₂ /MWh	WACC	9% a.a.
Crédito de carbono	100 R\$/tCO ₂	CAPEX total	R\$ 450 milhões
Fator de capacidade	22%	OPEX anual fixo	R\$ 15 milhões/ano
Vida útil do projeto	25 anos	Preço do carbono	R\$ 100/tCO ₂

b) Geração de energia, receita e LCOE

A geração anual é

$$100 \times 8.760 \times 22\% = 192.720 \text{ MWh/ano} \quad (4.160)$$

A receita anual é de:

$$\text{Receita} = 192.720 \times 320 = \text{R\$ } 61,67 \text{ milhões/ano} \quad (4.161)$$

Considere um EBITDA aproximado de

$$\text{EBITDA} = 61,67 - 15 = \text{R\$ } 46,67 \text{ milhões/ano} \quad (4.162)$$

Assim, o LCOE (simplificado) resulta:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} \times \text{CRF} + \text{OPEX}}{\text{Geração anual}} \quad (4.163)$$

onde

$$\text{CRF} = \frac{0,09(1 + 0,09)^{25}}{(1 + 0,09)^{25} - 1} \Rightarrow \text{CRF} \approx 0,102 \quad (4.164)$$

logo,

$$\text{LCOE} = \frac{450 \times 0,102 + 15}{192.720} \approx \text{R\$ } 315,6/\text{MWh} \quad (4.165)$$

c) VPL e payback

Trata-se de um projeto competitivo frente ao PPA (Power Purchase Agreement) de R\$ 315,6/MWh. O VPL resulta:

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1+0,09)^t} - 450 \approx 458,42 - 450,00 \approx \text{R\$ } 8,42 \text{ milhões} \quad (4.166)$$

Já a TIR do projeto é calculada de forma iterativa, resultando TIR $\approx 9,2\%$ a. a. A fórmula do fluxo de caixa descontado para cada ano t é dada por:

$$FC_t^{desc} = \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (4.167)$$

O fluxo de caixa está indicado na Tabela 4.23 a seguir.

Tabela 4.23 – Fluxo de caixa EBDTA (R\$ mi)

Ano	EBITDA	FC_t^{desc}	$VP_{acum}(n)$	Ano	EBITDA	FC_t^{desc}	$VP_{acum}(n)$
1	46,67	42,82	42,82	14	46,67	13,97	363,38
2	46,67	39,28	82,10	15	46,67	12,81	376,20
3	46,67	36,04	118,14	16	46,67	11,75	387,95
4	46,67	33,06	151,20	17	46,67	10,78	398,73
5	46,67	30,33	181,53	18	46,67	9,89	408,63
6	46,67	27,83	209,36	19	46,67	9,08	417,71
7	46,67	25,53	234,89	20	46,67	8,33	426,03
8	46,67	23,42	258,31	21	46,67	7,64	433,67
9	46,67	21,49	279,80	22	46,67	7,01	440,68
10	46,67	19,71	299,51	23	46,67	6,43	447,11
11	46,67	18,09	317,60	24	46,67	5,90	453,01
12	46,67	16,59	334,19	25	46,67	5,41	458,42
13	46,67	15,22	349,42				

O cálculo do valor presente acumulado é dado por:

$$VP_{acum}(n) = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+0,09)^t} = \text{R\$ } 458,42 \text{ milhões} \quad (4.168)$$

O payback descontado ocorre quando:

$$VP_{acum}(n) \geq \text{CAPEX} \quad (4.169)$$

e isso se dá entre o 23º e o 24º ano (CAPEX = 450 R\$ MM). Apesar de apresentar VPL levemente positivo ao custo de capital adotado, o projeto recupera o investimento inicial apenas próximo ao final de sua vida útil. O resultado evidencia a limitação do payback descontado como critério decisório isolado em projetos intensivos em capital.

d) Estrutura financeira e bancabilidade do projeto

A Tabela 4.25 indica o perfil do investimento e o custo da dívida de financiamento.

Tabela 4.24 – Estrutura financeira

Indicador	Valor
Dívida	R\$ 292,5 milhões (65%)
Equity	R\$ 157,5 milhões (35%)
Custo da dívida	7% a.a.
Prazo da dívida	15 anos

Conforme dados da Tabela 4.25, a alavancagem é de:

$$\text{Dívida} / \text{Capital Total} = \frac{292,5}{450,0} = 65\% \quad (4.170)$$

O equity é:

$$\text{Equity} = \frac{157,5}{450,0} = 35\% \quad (4.171)$$

logo o D/E é de:

$$D/E = \frac{292,5}{157,5} = 1,86 \quad (4.172)$$

O CFADS corresponde ao fluxo de caixa efetivamente disponível para o pagamento da dívida, apurado antes do serviço da dívida, mas após todas as saídas operacionais, fiscais e contratuais obrigatórias. De forma geral:

$$\text{CFADS} = \text{EBITDA} - \text{Imp.} - \text{CAPEX}_{\text{manut}} + \Delta_{\text{cap.de giro}} - \text{Outras}_{\text{oblig.}} \quad (4.173)$$

Neste exemplo, o CFADS é considerado igual ao EBITDA apenas por simplificação, assumindo-se implicitamente que é um projeto *greenfield* sem capital de giro relevante, receitas e custos previsíveis e sem estoques, sem contas a receber significativas, impostos desconsiderados ou neutralizados.

Essa hipótese não é válida em um modelo real. Em um modelo bancável, CFADS quase nunca é igual ao EBITDA, pois os impostos afetam o fluxo de caixa mesmo com escudos fiscais. Além disso, existe CAPEX de manutenção tipo inversores, substituição periódica de módulos e *overhauls*⁷⁰ e o capital de giro nunca é desprezível.

Neste exemplo, apenas por simplificação, o CFADS médio é:

$$\text{CFADS} \approx \text{EBITDA} = \text{R\$ } 46,67 \text{ milhões} \quad (4.174)$$

O pagamento anual constante (serviço da dívida) é dado por:

$$\text{Serv. da dív.} = 292,5 \times \frac{\overbrace{0,07(1,07)^{15}}^{\text{CRF}}}{(1,07)^{15} - 1} = \text{R\$ } 32,1 \text{ milhões/ano} \quad (4.175)$$

Assim, o DSCR médio resulta:

$$\text{DSCR} = \frac{\text{EBTIDA}}{\text{Serviço da dívida}} = \frac{46,67}{32,1} \approx 1,45 \quad (4.176)$$

Esse valor está dentro do padrão exigido por bancos ($\geq 1,20$). As emissões evitadas, considerando fator de emissão médio do SIN⁷¹ de 0,45 tCO₂/MWh, é:

⁷⁰ *Overhauls* são manutenções profundas e programadas, realizadas em intervalos definidos, que envolvem a desmontagem e substituição de componentes críticos para restaurar o desempenho, a confiabilidade e a vida útil dos equipamentos.

⁷¹ O Sistema Interligado Nacional integra a geração, transmissão e distribuição de energia nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte. O fator de emissão médio do SIN

$$\text{CO}_{2,\text{evitado}} = 192.720 \times 0,45 \approx 86.724 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.177)$$

A intensidade de capital é:

$$\frac{450.000.000}{86.724} \approx \text{R\$ } 5.189/\text{tCO}_2/\text{ano} \quad (4.178)$$

A receita potencial com créditos de carbono ao preço de R\$ 100/tCO₂ é:

$$\text{Receita}_{\text{CO}_2} = 86.724 \times 100 = \text{R\$ } 8,67 \text{ milhões/ano} \quad (4.179)$$

e) Estrutura financeira e conclusão

A análise de sensibilidade (ΔVPL) está indicada na Tabela 4.25 e Figura 4.6.

Tabela 4.25 – Análise de sensibilidade – Usina Solar Fotovoltaica (VPL)

Variável	VPL -10%	VPL +10%	Impacto (-)	Impacto (+)	Amplitude
Preço da energia	-60,58	60,58	-69,00	52,16	121,16
CAPEX	45,00	-45,00	36,58	-53,42	90,00
WACC	35,55	-31,51	27,13	-39,93	67,06
OPEX	14,73	-14,73	6,31	-23,15	29,46

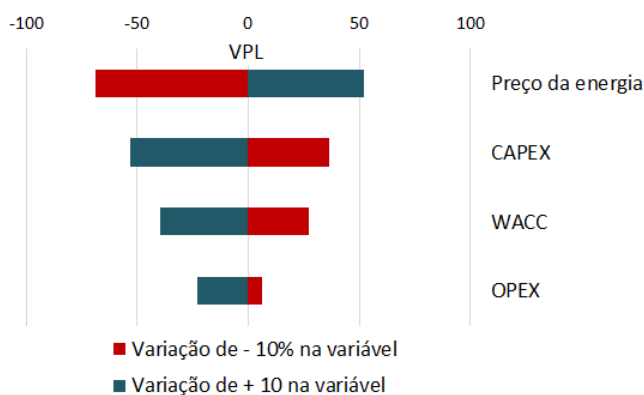


Figura 4.6 – Gráfico de tornado – Usina Solar Fotovoltaica

representa a quantidade média de CO₂ equivalente emitida por unidade de eletricidade gerada (tCO_{2e}/MWh).

A análise de sensibilidade evidencia que o VPL do projeto é predominantemente influenciado pelo preço da energia, seguido pelo CAPEX e pelo WACC. O OPEX apresenta impacto significativamente menor. Observa-se uma assimetria entre variações positivas e negativas, um reflexo da não linearidade do desconto intertemporal e da concentração do investimento no período inicial, comum em projetos intensivos em capital. Como se vê, o preço da energia é o principal *value driver* do projeto.

Em um cenário adverso combinando de redução de 15% no preço do PPA e elevação do WACC para 11% a.a., o VP acumulado cai para aproximadamente R\$ 305,93 milhões, resultando em VPL negativo da ordem de R\$ 134,86 milhões. O exercício evidencia a elevada sensibilidade de projetos intensivos em capital às condições de preço e financiamento. O CFADS anual estimado cai para R\$ 37,5 milhões, enquanto o serviço anual da dívida permanece em torno de R\$ 32,11 milhões, resultando em DSCR médio de cerca de 1,17. Neste caso, o indicador ficaria abaixo dos níveis usualmente requeridos para bancabilidade, evidenciando deterioração significativa da capacidade de serviço da dívida.

4.12.2. Retrofit de CCUS em termoeleétrica a gás

Projetos de *retrofit* apresentam vantagens significativas, pois além de aproveitar a infraestrutura instalada, como fundações, vias de acesso, subestações, linhas de transmissão e licenças ambientais, o *retrofit* reduz substancialmente os investimentos iniciais e os prazos de implantação quando comparado aos projetos *greenfield*.

Além disso, a substituição ou modernização de equipamentos obsoletos por tecnologias mais eficientes permite aumentar a capacidade instalada. Este item apresenta um exemplo de projeto de CCUS aplicado ao *retrofit* de uma termoeleétrica a gás natural, com ênfase na captura pós-combustão por aminas. O objetivo não é reproduzir um empreendimento real específico, mas oferecer uma referência analítica estruturada, alinhada às práticas de estudos de pré-FEED e FEED, utilizadas por investidores e formuladores de políticas públicas.

a) Caracterização do projeto

O projeto consiste no *retrofit* de um sistema de captura de CO₂ em uma termoeétrica a gás natural existente, com posterior transporte e armazenamento geológico em aquífero salino.

Tabela 4.26 – Projeto *retrofit* de captura pós-combustão em uma termoeétrica a gás

Dados Gerais	Descrição
Fonte emissora	Termoeétrica a gás natural
Emissão bruta anual	555.556 tCO ₂ /ano
Tecnologia de captura	Aminas (pós-combustão)
Eficiência de captura da amina	90%
Horizonte do projeto	20 anos
Taxa de desconto (WACC)	8% a.a.
Disponibilidade da unidade	≥ 92%
Distância até o armazenamento	50 km
Tipo de armazenamento	Aquífero salino
Capacidade estimada do aquífero	Superior a 10 MtCO ₂

O objetivo é descrever um estudo de viabilidade econômico-financeira de um projeto de adição de captura pós-combustão a uma planta a gás que emite 555.556 tCO₂/ano. No escopo do projeto, será incluído captura, compressão (50 km de duto *onshore*), poços de injeção em aquífero salino próximo e MMV. Serão desconsiderados *redeshoring*⁷² de combustível e detalhes sobre os custos de descomissionamento detalhado, apenas provisão financeira.

O descomissionamento incluiria desmobilização de equipamentos, remoção e desmontagem de módulos de captura, compressores, torres de absorção, trocadores de calor, tanques e tubulações específicas do sistema CCUS, transporte e descarte de componentes, contratação de mão-de-obra especializada etc.

Como se sabe, a função principal do MMV (Monitoring, Measurement and Verification) é garantir a segurança do projeto de CCUS, principalmente nas etapas de transporte e armazenamento geológico. Ele assegura que:

⁷² Significa o retorno da produção industrial para o país de origem da empresa, após um período em que ela havia sido deslocada para o exterior, geralmente para países com custos mais baixos.

- O CO₂ capturado foi realmente armazenado;
- O armazenamento é permanente e seguro;
- Não há vazamentos para a superfície, solo ou aquíferos;
- Os dados são auditáveis, atendendo a requisitos regulatórios e de certificação de créditos de carbono.

b) CAPEX e OPEX

Os valores do CAPEX e O&M estão sumarizados nas tabelas a seguir:

Tabela 4.27 – CAPEX – *Retrofit* de captura pós-combustão em uma termoeétrica a gás

Dados	Valores
Unidade de captura	\$240 MM
Compressão/condicionamento	\$60 MM
Pipeline 50 km (dutos + estações)	\$60 MM
Poços e infraestrutura de armazenamento	\$20 MM
Monitoramento inicial, contingência e outros	\$20 MM

Tabela 4.28 – CAPEX – *Retrofit* de captura pós-combustão em uma termoeétrica a gás

Dados	Valores
Custo estimado do estudo pré-FEED	\$1,2 MM
Custo estimado do estudo FEED leve	\$2,5 MM
Cronograma do estudo	Pré-viabilidade (4 meses)
FEED	9 meses
Governança (marcos)	Pré-FEED, FEED e FID

Tabela 4.29 – O&M – *Retrofit* de captura pós-combustão em uma termoeétrica a gás

Dados	Valores
O&M captura (manutenção, solventes, pessoal)	\$25 MM/ano
Energia (penalidade)	\$10 MM/ano
Transporte (operacional)	\$5 MM/ano
Armazenamento + MMV	\$2,5 MM/ano
Outros (seguros, licenças, gestão)	\$5 MM/ano

c) **Breack-even price de projeto**

O Fator de Recuperação de Capital é:

$$CRF = \frac{0,08 \times (1 + 0,08)^{20}}{(1 + 0,08)^{20} - 1} = 0,102 \quad (4.180)$$

Já o Fator Presente de Anuidade (AF, Annuity Factor) é:

$$FPA = \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} = \frac{1 - (1,08)^{-20}}{0,08} = 9,82 \quad (4.181)$$

A Capacidade Alvo de Produção do *retrofit* é função da eficiência das aminas, assim tem-se que

$$CAP = 0,9 \times 555.556 = 500.000 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.182)$$

A principal fonte de receita do projeto é a monetização do CO₂ evitado, via créditos de carbono ou mecanismos regulatórios equivalentes. O valor líquido anual do projeto é a diferença entre a receita anual e o dispêndio anual, ou seja:

$$NET_{anual} = Receita_{anual} - OPEX_{anual} \quad (4.183)$$

Para que o VPL seja igual a 0 (*break-even price*) é necessário que o valor presente das receitas líquidas anuais seja igual ao investimento, ou seja:

$$CAPEX_{total} = (Receita_{anual} - OPEX_{anual}) \times 9,82 \quad (4.184)$$

ou

$$Receita_{anual} - 47,5 = \frac{400}{9,82} = 40,74 \quad (4.185)$$

logo

$$Receita_{anual} = 40,74 + 47,5 = 88,24 \text{ \$/tCO}_2 \quad (4.186)$$

onde

$$Receita_{anual} = p \times Q \quad (4.187)$$

Assim, o *break-even price* da tCO₂ é:

$$p_{vpl=0} = \frac{\text{Receita}_{\text{anual}}}{\text{CAP}} = \frac{88.240.884}{500.000} = \$ 176,48/\text{tCO}_2 \quad (4.188)$$

Já o custo nivelado resulta:

$$\text{LCOC} = \frac{(400 \times 0,102 + 47,5) \times 10^6}{500.000} = \$ 176,48/\text{tCO}_2 \quad (4.189)$$

Quando o projeto de captura de carbono é avaliado de forma isolada e a única fonte de receita é a monetização do CO₂ evitado, o custo nivelado da captura (LCOC) coincide numericamente com o *break-even price* necessário para zerar o VPL do projeto. Essa equivalência, no entanto, depende de hipóteses restritivas e não se mantém em contextos de receitas múltiplas.

Alguns detalhamentos sobre o CAPEX, OPEX, requisitos operacionais e outros dados relevantes para análises em nível FEED são particularmente úteis, entre eles:

- Custos locais de mão de obra e materiais: aplicado índices de engenharia local com ajuste para o Brasil;
- Requisitos de compressão: comprimir CO₂ para 100 bar (pressão típica para transporte e injeção). Compressores distribuídos em dois ou três estágios com *intercoolers*;
- Transporte: 50 km de duto *onshore*, com CAPEX estimado para duto e estações igual a \$60 MM ($\approx 15\%$ do CAPEX total). Já o O&M de transporte é estimado em \$9/tCO₂, resultando \$5 MM/ano;
- Poços de injeção: três poços de injeção (um de injeção primário mais dois poços de monitoramento). Custo perfuração e conclusão por poço em torno de \$6,7 MM, totalizando \$20 MM ($\approx 5\%$ do CAPEX total);
- Sistema de monitoramento (sísmica 4D, sensores de superfície e monitoramento de pressão): CAPEX inicial de \$5 MM, O&M anual de MMV \approx \$1 MM/ano (incluído parcialmente no CAPEX de monitoramento e no O&M de armazenamento, respectivamente);
- Assessoria social para o EIA: valor de \$0,5 MM na fase de estudo + \$1 MM para licenciamento (incluído na conta outros);

- Plano de engajamento: reuniões públicas, consulta comunidades e mitigação de impacto local. Para tanto, reservar \$300 mil/ano, destinados para ações sociais e ao monitoramento comunitário durante operação;
- Requisitos críticos para o caso Brasil: licenciamento ambiental federal e estadual, propriedade e atribuição de responsabilidade pelo CO₂ nas cláusulas contratuais.

d) Penalidade energética (térmica e elétrica)

No projeto em questão, a penalidade energética associada ao sistema de captura pós-combustão decorre principalmente do consumo adicional de vapor para regeneração do solvente e do consumo adicional de eletricidade para a compressão e a operação dos sistemas auxiliares. Como premissa adotada em nível FEED, considera-se um valor razoável seria de 20 \$/tCO₂. Esse valor agrega o custo do vapor extraído da turbina, custo da eletricidade adicional consumida pelos sistemas de captura e compressão e as perdas de eficiência associadas à integração com a planta existente.

Assim, o cálculo do custo anual da penalidade energética resulta:

$$\text{Custo}_{\text{penalidade}} = 500.000 \times 20 = \$10 \text{ MM/ano} \quad (4.190)$$

O resultado indica que a penalidade energética representa um custo operacional recorrente de aproximadamente \$10 milhões por ano. Em análises de nível FEED, a penalidade energética deve ser tratada explicitamente como componente do OPEX. A não explicitação pode levar à subestimação de custos operacionais e à superavaliação da viabilidade econômica do projeto. Em projetos de *retrofit*, esse custo é particularmente relevante, pois afeta diretamente a eficiência líquida da usina e reduz a margem econômica associada à captura de carbono.

e) Balanço de massa e custo elétrico anual

O cálculo do balanço de massa simplificado é:

$$\dot{m}_{\text{CO}_2} = \frac{500.000.000}{(365 \times 24 \times 3600)} = 15,85 \text{ kg/s} \quad (4.191)$$

Note-se que, para controle de engenharia usar valores horários reais, e não valores anuais. Para o consumo elétrico dos compressores de 15 MW contínuos, utilizar custo elétrico de \$0,06/kWh. Assim o custo anual resulta:

$$\text{Custo}_{el} = 15.000 \times 24 \times 365 \times 0,06 = \$ 7.884.000 \quad (4.192)$$

Essa conta já foi incluída na penalidade energética. Com as premissas FEED, o projeto exige \$176,48/tCO₂ (*break-even price* da tCO₂) de receita contínua para que o VPL = 0, sem considerar subsídios ou receitas extras. Em cenários de mercado de créditos de carbono mais baixos (por exemplo US\$ 50–100/t), o projeto não é viável financeiramente sem suporte adicional.

f) Mapa de risco

A matriz de risco consolida os principais riscos técnicos, econômicos e ambientais associados ao empreendimento, avaliando sua probabilidade e impacto, bem como as estratégias de mitigação. Juntas, essas ferramentas fornecem uma visão integrada da maturidade do projeto e aumentam a robustez do planejamento e da alocação de capital.

Uma matriz de risco simplificada com probabilidade (*P*), impacto financeiro estimado (*I*) e EMV (*P*×*I*) está indicada na Tabela 4.30.

Tabela 4.30 – Mat. de Risco: *Retrofit* de captura pós-combustão em uma termoeletrica a gás

Risco	<i>P</i>	Impacto	(<i>P</i> × <i>I</i>)
Falha de tecnologia, perda de eficiência	20%	\$25 MM	\$5 MM
Problemas geológicos	10%	\$150 MM	\$15 MM
Atraso no licenciamento	30%	\$10 MM	\$3 MM
Variação de preço do CO ₂ (mercado)	50%	Perd. \$20–\$100 MM/ano	Variável
Risco de vazamento (operacional)	5%	\$200 MM	\$10 MM

O Valor Monetário Esperado⁷³ (EMV, Expected Monetary Value) resulta \$33 MM e mais uma receita perdida variável entre \$20 e \$100 MM/ano. Recomenda-se usar como provisão de risco ou contingência adicional durante a decisão.

⁷³ Valor Monetário Esperado (VME): indicador de análise de risco que representa a média ponderada dos resultados financeiros possíveis de um projeto, calculada pela soma dos valores monetários de cada cenário multiplicados por suas respectivas probabilidades de ocorrência.

g) Roadmap

O roadmap do projeto apresenta a sequência lógica de decisões para a implementação do CCUS, desde a concepção e estudos de viabilidade até a operação comercial e o encerramento seguro do armazenamento. Ele permite visualizar pontos de decisão (*stage-gates*) e dependências técnicas, regulatórias e financeiras ao longo do ciclo de vida do projeto. A Tabela 4.31 indica o roadmap do projeto.

Tabela 4.31 – Roadmap – *Retrofit* de captura pós-combustão em uma termoeétrica a gás

Item	Prazo
Pré-viabilidade	0 a 4 meses
FEED	9 meses (mês 5–13)
Licenciamento e contratação EPC	Meses 10–18 (sobreposição parcial)
Construção (EPC)	24 meses (mês 19–42)
Comissionamento e startup	3 meses (mês 43–45)
Início operação comercial	Mês 45 (\approx 3,75 anos desde FID)
FID (após FEED e garantias financeiras)	Mês 14
Início de construção	Mês 19
Operação	Ano 4

h) Observações e próximos passos

Observações finais e próximos passos:

- Recomendação prática: não aprovar investimento puramente privado no cenário base. O recomendado é buscar: (i) venda de serviços com receita adicional (EOR, por exemplo); (ii) subsídios para o CAPEX; (iii) contratos públicos de *offtake* e CfD; (iv) procurar hubs regionais para dividir o transporte e o armazenamento, reduzindo o CAPEX unitário;
- Piloto recomendado: perfurar 1 poço de teste e operar uma planta piloto (1–10 ktCO₂/ano) para reduzir riscos geológicos e de integração (custo piloto típico⁷⁴ de \$5–\$15 MM);

⁷⁴ Um poço piloto *onshore* para projetos de armazenamento de CO₂, com profundidades típicas entre 2.000 e 3.000m, apresenta custos da ordem de US\$5 a US\$15 milhões, dependendo da geologia e complexidade de completção. Já um poço *offshore* em lâmina d'água profunda e com profundidades compatíveis com o pré-sal brasileiro (5 a 7 mil m, incluindo lâmina d'água), pode custar entre US\$60 e US\$120 milhões.

- Estratégia financeira: se o mercado de carbono voluntário não suportar um valor de US\$ 176/t, estruturar apoio público (CAPEX *grant*⁷⁵), contratos de diferença (CfD) ou parcerias com EOR para viabilizar;
- Hubs regionais: partilhar dutos e poços com outros emissores, reduzindo o CAPEX marginal que pode baixar o LCOC para patamares competitivos.

4.12.3. Produção de hidrogênio por SMR

Este exemplo refere-se à análise de um projeto de produção de hidrogênio por Steam Methane Reforming (SMR), indicando consumos, emissões, CAPEX e O&M, LCOH (custo nivelado do hidrogênio) e um cenário com captura de CO₂ (*blue hydrogen*). Os dados gerais dos projetos estão indicados na Tabela 4.32.

Tabela 4.32 – Dados do projeto de produção de hidrogênio com SMR

Premissa (Grey)	Valor
Capacidade nominal de produção de H ₂	10 t/dia (3.650 t/ano)
Preço do gás natural	US\$6/MMBtu
Eletricidade (compressão e auxiliares)	2 kWh/kg H ₂
Preço da eletricidade	US\$0,08/kWh
CAPEX SMR (sem captura)	US\$1.000 por kgH ₂ /dia
Vida útil	20 anos
Taxa de financiamento	8% a.a.
O&M (operacional)	US\$50/tH ₂
Fator de planta	100%

A reação estequiometria ideal para a produção de H₂ pelo método SRM é:



Assim, cada mol de CH₄ gera 4 mols de H₂. A massa molar do metano é 16,04 g.mol⁻¹ e do hidrogênio é de 2,016 g.mol⁻¹. Isso implica aproximadamente 2 kgCH₄/kgH₂. O consumo real de metano, incluindo combustível do forno e auxiliares,

⁷⁵ CAPEX *grant* é um subsídio público concedido para cobrir total ou parcialmente o investimento de capital (CAPEX) de um projeto. Trata-se de um apoio financeiro não reembolsável, destinado a reduzir o custo inicial de implantação de empreendimentos considerados estratégicos.

pode ser assumido +20% sobre o estequiométrico, ou seja 2,4 kg CH₄/kg H₂. Note-se que cada kgCH₄ queimado gera uma emissão direta de 2,75 kgCO₂ (44/16), logo, 2,4 × 2,75 resulta uma emissão de 6,6 kgCO₂/kgH₂. Mais ainda, a emissão bruta, considerando uma produção de H₂ de 3.650 t/ano (ver Tabela 4.32), resulta 6,6 × 3.650 = 24.090 tCO₂/ano.

Já o consumo de metano anual, conforme a capacidade nominal de produção de H₂ (3.650 t/ano), é de:

$$\dot{m}_{\text{CH}_4} = 2,4 \text{ kg} \frac{\text{CH}_4}{\text{kg H}_2} \times 3.650.000 \text{ kg} \frac{\text{H}_2}{\text{ano}} = 8.760 \text{ tCH}_4/\text{ano} \quad (4.194)$$

Aqui será usada a seguinte conversão aproximada: 1 kgCH₄ ≈ 50 MJ ≈ 0,0474 MMBtu. Assim, a energia contida no metano consumido é de:

$$\text{Energia}_{\text{CH}_4} = 8.760.000 \times 50 \text{ MJ/kg CH}_4 = 438.000.000 \text{ MJ/ano} \quad (4.195)$$

Se 1 MJ é igual a 0,0009478 MMBtu (ver Tabela 1 do Anexo 1), então a energia em Btu é

$$\text{Energia}_{\text{CH}_4} = 438.000.000 \times 0,0009478 = 415.136 \text{ MMBtu/ano} \quad (4.196)$$

Já as emissões de CO₂ (sem captura) resultam:

$$\text{CO}_2 = 8.760 \text{ tCH}_4 \times 2,75 \text{ tCO}_2/\text{tCH}_4 = 24.090 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.197)$$

O custo do combustível (gás natural), considerando uma cotação de US\$6/MMBtu, resulta:

$$C_{\text{gás}} = 415.136 \text{ MMBtu/ano} \times \text{US\$6/MMBtu} = \text{US\$ 2.490.818/ano} \quad (4.198)$$

Assim, o custo do combustível por kgH₂ é de 2.490.818/3.650.000 ≈ US\$ 0,682/kgH₂. O consumo de eletricidade, conforme Tabela 4.32, é de 2 kWh/kgH₂. Logo, o custo de eletricidade, considerando a cotação a US\$ 0,08/kWh, é:

$$C_{\text{el}} = 2 \text{ kWh/kg} \times 3.650.000 \text{ kg} \times \text{US\$ 0,08} = \text{US\$ 584.000/ano} \quad (4.199)$$

O custo da eletricidade por kgH₂, resulta US\$ 0,16/kg. O CRF de uma taxa de desconto de 8% a.a. é igual a 0,1019. Assim, o CAPEX anualizado resulta 10.000.000 × 0,1019 = US\$ 1.019.000/ano.

Em termos de CAPEX por kgH₂, resulta $1.019.000/3.650.000 \approx \text{US\$ } 0,279/\text{kg}$. Conforme Tabela 4.32, o O&M anual é de US\$ 50/tH₂, o que implica $3.650 \text{ t} \times \text{US\$ } 50 = \text{US\$ } 182.500/\text{ano}$. Assim, o custo de O&M por kgH₂ produzido seria $\text{US\$ } 182.500/365.000 \text{ kg}$, resultando $\text{US\$ } 0,050/\text{kg}$.

O cálculo do LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) é a soma de todos os custos por kgH₂ produzido, ou seja: custo do combustível (US\$ 0,682/kg), eletricidade (US\$ 0,160/kg), CAPEX anualizado (US\$ 0,279/kg) e O&M anual (US\$ 0,050/kg), resultando:

$$\text{LCOH} = 0,682 + 0,160 + 0,279 + 0,050 \approx \text{US\$ } 1,172/\text{kg H}_2 \quad (4.200)$$

Para um cenário com captura de CO₂ (*blue hydrogen*), temos as seguintes suposições adicionais:

- Taxa de captura de 90% do CO₂ gerado;
- Custos de captura + transporte + armazenamento (CAPEX + O&M) de US\$ 60/t CO₂ capturado. Esse valor é representativo, pois em geral, os custos situam-se entre US\$30 e US\$150/t, dependendo da tecnologia adotada e da logística;
- Penalidade energética: a operação de captura exige calor e energia elétrica. Assume-se um aumento de +20% no consumo de gás natural para a regeneração e fornecimento de calor, e 0,05 kWh/kgCH₄ adicionais de eletricidade para os sistemas auxiliares;
- CAPEX adicional para sistema de captura: aumento de CAPEX em 30% (planta + unidade de captura). Desse modo o CAPEX total passa de US\$ 10M para US\$ 13M.

A emissão bruta do cálculo anterior era de 24.090 tCO₂/ano. Considerando 90% do CO₂ capturado no cenário blue hydrogen resulta 21.681 tCO₂/ano, com um CO₂ residual emitido de 2.409 tCO₂/ano (10%). O custo de captura anual operacionalizado (CAPEX + OPEX) é igual a $21.681 \text{ t} \times \text{US\$ } 60/\text{t} = \text{US\$ } 1.300.860/\text{ano}$. Em termos de custo por kgH₂ resulta $1.300.860/3.650.000 \approx \text{US\$ } 0,356/\text{kgH}_2$.

O aumento do consumo de gás natural, estimado em 20% adicionais para suprir a energia requerida na captura, corresponde a $20\% \times 8.760 = 1.752 \text{ tCH}_4/\text{ano}$. Considerando-se a aproximação de $1 \text{ kgCH}_4 \approx 50 \text{ MJ} \approx 0,0474 \text{ MMBtu}$, o custo adicional de gás natural resulta aproximadamente $1.752 \text{ t} \times 47,4 \text{ MMBtu/t} \times \text{US\$ } 6/\text{MMBtu} \approx \text{US\$ } 498.264/\text{ano}$.

O custo adicional por kgH₂ resulta, portanto, $498.264/3.650.000 = \text{US\$ } 0,137/\text{kg}$. Esse acréscimo também gera CO₂, que foi contabilizado e parcialmente capturado à mesma taxa, já estando incluídos na taxa de 90% da captura total.

A eletricidade extra é de $0,05 \text{ kWh/kg} \times 3.650.000 = 182.500 \text{ kWh}$, resultando um custo extra por kgH₂ de $18.500 \times 0,08 = \text{US\$ } 14.600/\text{ano}$ ($\text{US\$ } 0,004/\text{kg}$). Note-se que esse custo extra é de pequeno valor.

O CAPEX novo anualizado é de $\text{US\$ } 13.000.000 \times 0,1019 = \text{US\$ } 1.324.700/\text{ano}$. Assim, o CAPEX novo por kgH₂ resulta $1.324.700/3.650.000 = \text{US\$ } 0,363/\text{kgH}_2$ (lembrando que antes era $\text{US\$ } 0,279/\text{kgH}_2$, houve, portanto, um aumento de $\text{US\$ } 0,084/\text{kgH}_2$).

Para o LCOH com captura, conforme realizado no caso base, deve-se somar todos os custos por kgH₂ produzido para o caso *blue hydrogen*. Isso implica somar o gás do caso base (0,682), 20% de penalidade (0,136), a eletricidade base (0,160), a eletricidade extra (0,004), o CAPEX novo anualizado (0,363), O&M do caso base (0,050) e o custo de captura anual operacionalizado, incluindo CAPEX + OPEX (0,356). Logo

$$\text{Total LCOH} = 0,682 + 0,136 + \dots + 0,050 + 0,356 \approx \text{US\$ } 1,752/\text{kg H}_2 \quad (4.201)$$

Outros critérios relevantes que poderiam ser analisados além do LCOH são:

- Intensidade de CO₂ (kgCO₂/kgH₂)
 - Grey $\approx 6,6 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ (antes de qualquer compensação);
 - Blue $\approx 90\%$ de captura, resultando, portanto, uma emissão líquida de $0,66 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ (10% restante não capturado).
- Energia energética e eficiência do processo
 - O rácio energético⁷⁶:

A energia química do CH₄ fornecido e a energia do H₂ produzido estão sendo consideradas no poder calorífico inferior, ou seja, desconsiderando o calor

⁷⁶ O rácio energético é um indicador que expressa a relação entre a energia obtida por um sistema e a energia total investida para produzi-la ao longo de seu ciclo de vida. É frequentemente expresso como EROI (Energy Return on Investment): quanto maior o rácio energético, mais eficiente e sustentável é a tecnologia do ponto de vista energético. Valores próximos ou inferiores a 1 indicam que o sistema consome tanta ou mais energia do que produz, tornando-se energeticamente inviável.

latente da água formada na combustão (LHV⁷⁷, Lower Heating Value). Já quando se considera o poder calorífico superior (HHV, Higher Heating Value), o consumo típico de combustível para produção de hidrogênio por SMR é $\approx 4,5$ a $5,5$ kg de CH_4 por kgH_2 produzido. Em termos energéticos, resulta 190 a 220 MJ de energia do combustível por kgH_2 .

- Risco e permanência (para créditos de carbono).
 - O armazenamento geológico com injeção comprovada confere permanência, mas a captura com utilização de metanol pode levar à liberação posterior de CO_2 . Nesse caso, não se trata de sequestro permanente.
- Viabilidade de mercado
 - O preço competitivo com produção por eletrólise depende do custo da eletricidade renovável (LCOH *green*). Em muitos mercados, $\text{SMR (grey)} < \text{SMR (blue)} < \text{SMR (green)}$. Há, contudo, uma tendência de queda nos custos do SMR (green) .
- Sensibilidade
 - Se o preço do gás subir para US\$ 12/MMBtu, o LCOH *grey* aumentará para $\approx \text{US\$ } 0,682 + 0,682 \approx \text{US\$ } 1,854/\text{kgH}_2$;
 - Se o custo de captura cair para a metade, isto é, US\$ 30,5/t CO_2 (cenário mais otimista), o acréscimo de custo por kgH_2 cai para US\$ 0,18/kg (em vez de US\$ 0,36/kg), reduzindo o LCOH blue para US\$ 1,57/kg.
- Economia de escala
 - O CAPEX por kgH_2/dia tende a cair com o aumento da escala. Ou seja, plantas maiores reduzem o LCOH.
- Os números usados neste exemplo (consumo de $\text{CH}_4 \approx 2,4$ kg/kg H_2 , emissões $\approx 6,6$ kg CO_2/kgH_2 , CAPEX por kgH_2/dia e custo de captura de US\$ 60/t CO_2) são

⁷⁷ É a base mais usada em análises de eficiência energética, especialmente em processos como SMR, ATR, gaseificação e produção de hidrogênio.

premissas representativas baseadas em literatura industrial (IEA, IRENA⁷⁸ e artigos técnicos);

- Referências gerais indicadas: IEA (Hydrogen reports), IRENA (Hydrogen Cost), literatura sobre SMR & blue hydrogen e estudos técnicos de projetos industriais de H₂.

Tabela 4.33 – Resumo numérico – SMR

Indicador	Sem captura (<i>grey</i>)	Com captura 90% (<i>blue</i>)
Produção anual H ₂	3.650 t	3.650 t
Consumo CH ₄ (t/ano)	8.760	8.760 + 20% = 10.512
Emissões brutas CO ₂ (t/ano)	24.090	24.090
CO ₂ capturado (t/ano)	0	21.681
CAPEX inicial (US\$)	10.000.000	13.000.000
LCOH (US\$/kg H ₂)	~1,171	~1,752
Custo combustível/kg	0,682	0,682+0,136 = 0,818
Custo captura/kg	0	0,363

4.12.4. Avaliação econômica de emissões negativas

A seguir, apresenta-se um exemplo numérico de BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage), com foco na avaliação econômica de emissões negativas, visando ilustrar a integração entre geração de bioenergia, captura de CO₂ e o balanço líquido de emissões ao longo do ciclo do projeto.

O exemplo refere-se a uma usina BECCS de grande porte, com capacidade instalada da ordem de 1.000 MW, operando com biomassa como combustível renovável e integrada a um sistema de captura pós-combustão com eficiência de 90%.

A planta apresenta fator de capacidade de 85%. A ordem de grandeza do CAPEX e do OPEX de CCUS aplicados a essa usina é adequada para análises pré-FEED., embora os valores variem conforme a tecnologia de captura, a eficiência, a localização e a escala real de captura.

⁷⁸ International Renewable Energy Agency – Organização intergovernamental criada em 2009 para promover a adoção e o uso sustentável de energias renováveis em escala global, fornecendo dados técnicos, análises de custos, cenários energéticos, apoio a políticas públicas e cooperação internacional.

a) Dados gerais do projeto

Os dados gerais da usina encontram-se nas tabelas a seguir:

Tabela 4.34 – Dados gerais da usina BECCS

Dado	Valor
Potência elétrica instalada	1.000 MW
Fator de capacidade	85%
CAPEX BECCS específico	3.500 US\$/kW
OPEX BECCS (biomassa + O&M e outros)	382 US\$ MM/ano
Emissões biogênicas antes da captura	0,90 tCO ₂ /MWh
Tecnologia de captura	Pós-combustão com aminas
Taxa de captura	90%

Tabela 4.35 – CAPEX da CCUS

Componente	Valor
Sistema de captura (absorção, regeneração)	US\$ 7000 milhões
Compressão e secagem de CO ₂	US\$ 200 milhões
Integração energética (retrofit)	US\$ 200 milhões
Transporte inicial (onshore próximo)	US\$ 150 milhões
Armazenamento geológico (CAPEX inicial)	US\$ 150 milhões
CAPEX total CCUS	US\$ 1,4 bilhões

Tabela 4.36 – OPEX da CCUS

Componente	Valor
Consumo energético adicional (<i>energy penalty</i>)	US\$ 90 milhões/ano
Reposição de solventes e químicos	US\$ 35 milhões/ano
O&M captura e compressão	US\$ 55 milhões/ano
Transporte e armazenamento (opex)	US\$ 45 milhões/ano
MRV e monitoramento de longo prazo	US\$ 15 milhões/ano
OPEX total CCUS	US\$ 240 milhões/ano

b) Geração de energia, emissões e CO₂ capturado

A geração anual de energia é:

$$E = 1.000 \times 0,85 \times 8.760 = 7.446.000 \text{ MWh/ano} \quad (4.202)$$

As emissões brutas de CO₂ são:

$$\text{Emissões}_{bruta} = 7.446.000 \times 0,9 = 6.701.400 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.203)$$

A vazão de CO₂ capturada (emissão evitada) é:

$$\text{CO}_{2,capturado} = 16.701.400 \times 0,90 = 6.031.260 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.204)$$

c) Cálculo do LCOE e LCOA

O CAPEX da usina BECCS, considerando o CAPEX específico, é $3.500 \times 1.000.000 = 3,5$ US\$ bilhões. Considerando 30 anos de vida útil e uma taxa de desconto de 8% a.a. (CRF = 0,089), o CAPEX anualizado resulta $3,5 \times 0,089 = 311$ US\$ milhões, e o CAPEX do CCUS anualizado fica igual a $1.400 \times 0,089 = 124$ US\$ milhões. Com esses dados, resulta:

$$\text{LCOE} = \frac{\overbrace{\text{Custo}_{total}^{\text{BECCS}}}}{E} = \frac{311 + 382}{7,446} = 93,06 \text{ US\$/MWh} \quad (4.205)$$

e

$$\text{LCOE} = \frac{\overbrace{\text{Custo}_{total}^{\text{BECCS+CCUS}}}}{E} = 93,06 + \frac{124 + 240}{7,446} = 145 \text{ US\$/MWh} \quad (4.206)$$

Evidentemente, o LCOE do BECCS com CCUS é superior ao de uma usina convencional de bioenergia convencional, refletindo o custo adicional do CCUS, mas incorpora o benefício climático das emissões negativas.

O LCOA mede o custo por tonelada de CO₂ evitada ou removida. Nesse caso, é:

$$\text{LCOA} = \frac{\overbrace{\text{Custo}_{total}^{\text{CCUS}}}}{\text{CO}_{2,capturado}} = \frac{124 + 240}{6,031} = 60,41 \text{ US\$/tCO}_2 \quad (4.207)$$

d) Penalidade energética

A penalidade energética implícita (*energy penalty*) representa a redução líquida de energia útil causada pela integração do sistema de captura de CO₂, devido principalmente ao consumo adicional de vapor e eletricidade. No caso, é expressa por:

$$\text{Penalidade energética (\%)} = \frac{E_{sem\ CCUS} - E_{com\ CCUS}}{E_{sem\ CCUS}} \quad (4.208)$$

Os valores típicos para captura pós-combustão por aminas em BECCS incluem uma demanda térmica (*reboiler*) de 3 GJ/tCO₂ e um consumo elétrico de 100 kWh/tCO₂. A demanda térmica, no caso, é:

$$Q_{th} = 6.701.400 \times 3,0 = 20.104.200 \text{ GJ/ano} \quad (4.209)$$

Para converter em MWh_{th} (1 MWh = 3,6 GJ), tem-se:

$$Q_{th} = \frac{20.104.200}{3,6} = 5.584.500 \text{ MWh}_{th}/\text{ano} \quad (4.210)$$

Já a demanda elétrica direta resulta:

$$E_{el,CCUS} = 6.701.400 \times 0,1 = 670.140 \text{ MWh/ano} \quad (4.211)$$

Deve-se proceder com a conversão da demanda térmica em perda elétrica equivalente, que depende da eficiência do ciclo a vapor. Para uma usina moderna de biomassa, a eficiência elétrica líquida típica gira em torno de $\eta_{el} \approx 35\%$. Assim, a perda elétrica equivalente associada ao vapor extraído é:

$$E_{perda,th} = Q_{th} \times \eta_{el} = 5.584.500 \times 0,35 = 1.954.575 \text{ MWh/ano} \quad (4.212)$$

Com esses dados, o consumo energético total do CCUS é:

$$E_{CCUS,total} = E_{perda,th} + E_{el,CCUS} = 1.954.575 + 670.140 \quad (4.213)$$

resultando 2.624.715 MWh/ano. Logo, a energia líquida com CCUS é:

$$E_{liquida} = E_{bruta} - E_{CCUS,total} = 7.446.000 - 2.624.715 \quad (4.214)$$

resultando 4.821.285 MWh/ano. Por fim, a penalidade energética implícita é:

$$\text{Penalidade energética} = \frac{2.624.715}{7.446.000} \approx 35\% \quad (4.215)$$

e) Cálculo do LCOE e LCOA considerando a penalidade energética

Uma penalidade energética da ordem de 35% é coerente com sistemas BECCS com captura pós-combustão por aminas, que utilizam fornecimento de calor via extração de vapor com taxas de captura próximas a 90%. Esse valor é significativamente maior do que em termoelétricas a gás, devido à menor eficiência elétrica da biomassa e à elevada intensidade térmica da regeneração do solvente.

O LCOE com CCUS (corrigido pela penalidade energética) resulta:

$$\text{LCOE} = \frac{\overbrace{\text{Custo}_{total}^{\text{BECCS+CCUS}}}}{E} = \frac{\overbrace{311 + 382}^{\text{BCCS}}}{4,821} + \frac{\overbrace{124 + 240}^{\text{CCUS}}}{4,821} = 219 \text{ US\$/MWh} \quad (4.216)$$

Já o LCOA, considerando apenas o CCUS com a penalidade energética, resulta:

$$\text{LCOA} = \frac{\overbrace{\text{Custo}_{total}^{\text{CCUS}}}}{\text{CO}_{2,\text{capturado}}} = \frac{124 + 240}{4,821} = 75,57 \text{ US\$/tCO}_2 \quad (4.217)$$

f) Cálculo do CO₂ negativo

Neste projeto, o CO₂ negativo (ou CO₂ removido líquido) só é igual ao CO₂ removido somente se o valor já for líquido, isto é, após o desconto de todas as emissões associadas ao próprio processo. Até agora, o CO₂ removido não considerou as emissões biogênicas residuais, a penalidade energética do CCUS e nem as emissões de transporte e compressão. O conceito de CO₂ negativo representa o benefício climático real apenas após a incorporação de todos esses ajustes.

Para este cálculo (CO₂ negativo), devem ser estimadas as emissões associadas ao sistema CCUS. As emissões residuais do processo, considerando os 10% não capturados, são de $0,1 \times 6.701.400 = 670.140 \text{ tCO}_2/\text{ano}$.

Com uma penalidade energética de 35%, a energia adicional necessária é $0,35 \times 7.446.000 = 2.606.100 \text{ MWh/ano}$. A fonte da energia auxiliar, considerando

uma hipótese conservadora, corresponde à energia auxiliar suprida por gás natural, com fator de emissão de 0,40 tCO₂/MWh. Assim, a penalidade de CO₂ é:

$$CO_{2,penal. energ.} = 2.606.100 \times 0,40 = 1.042.440 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.218)$$

A emissão devido ao transporte e compressão, considerando uma hipótese típica de 0,05 tCO₂ por tCO₂ capturado, é:

$$CO_{2,transp. e comp.} = \overbrace{6.031.260}^{CO_2 \text{ capturado}} \times 0,05 = 301.563 \text{ tCO}_2/\text{ano} \quad (4.219)$$

Logo, o cálculo do CO₂ negativo (líquido) é igual a:

$$CO_{2,negativo} = 6.031.260 - 670.140 - 1.042.440 - 301.563 \quad (4.220)$$

resultando 4.017.117 tCO₂/ano. Nesse caso, considerando todas as emissões de CO₂, o LCOA é:

$$LCOA = \frac{\overbrace{\text{Custo}_{total}}^{CCUS}}{CO_{2,negativo}} = \frac{124 + 240}{4,017} = 90,70 \text{ US\$/tCO}_2^- \quad (4.221)$$

g) Cálculo do VPL do projeto e break-even price

Considerando uma hipótese de política climática forte, com preço do carbono igual a US\$ 250/tCO₂⁻, a receita do projeto BECCS resulta:

$$\text{Receita}_{CO_2} = 250 \times 4,017 \times 10^6 = 1.004 \text{ US\$ MM} \quad (4.222)$$

O fluxo de caixa anual líquido (CCUS) é:

$$FC_{anual} = \text{Receita}_{CO_2} - C_{BECCS+CCUS} = 1.004 - 1.057 = -53 \text{ US\$ MM} \quad (4.223)$$

O cálculo do VPL do projeto é:

$$VPL = -CAPEX_{BCCS+CCUS} + FC_{anual} \times \frac{\overbrace{1 - (1 + i)^{-n}}^{FPA}}{i} \quad (4.224)$$

O FPA (Fator Presente de Anuidade, 30 anos e 8% a.a.) é 11,26, logo:

$$\text{VPL} = -(3.500 + 1.400) - 53 \times 11,26 = -596,4 \text{ US\$ milhões} \quad (4.225)$$

Mesmo com o preço elevado do carbono (US\$ 250/tCO₂⁻), o projeto ainda apresenta VPL negativo, evidenciando o forte peso do CAPEX em BECCS de grande escala. O cálculo do *break-even price* atende à condição de equilíbrio da Receita = Custo, ou seja, CO_{2,negativo} × P_{break-even} = C_{BECCS+CCUS}. Assim, tem-se que:

$$P_{\text{break-even}} = \frac{1,057 \times 10^9}{4,017 \times 10^6} = \text{US\$ } 263/\text{tCO}_2^- \quad (4.226)$$

Os projetos BECCS de grande escala só se tornam financeiramente viáveis quando combinam preços de carbono elevados e subsídios de CAPEX, reforçando o papel das políticas públicas na viabilização econômica das emissões negativas. Embora o BECCS apresente um CAPEX absoluto elevado, o custo por tCO₂ negativa ainda é competitivo em comparação com o DAC.

4.13. Projetos Offshore de Armazenamento Geológico

Os projetos *offshore* de armazenamento geológico de carbono consistem na injeção e no confinamento permanente de CO₂ em formações geológicas localizadas abaixo do leito marinho, como aquíferos salinos profundos, reservatórios de petróleo e gás esgotados ou formações geológicas seladas por camadas impermeáveis (*cap rocks*). Esses projetos são parte integrante das estratégias de CCUS, especialmente relevantes para países com extensas bacias sedimentares marítimas e infraestrutura *offshore* já instalada, como o Brasil. O ambiente *offshore* oferece vantagens importantes, como grande capacidade de armazenamento e, em muitos casos, dados geológicos abundantes provenientes da exploração de hidrocarbonetos.

Um projeto *offshore* de armazenamento geológico envolve várias etapas integradas: captura do CO₂ em fontes industriais ou energéticas em terra, compressão até estado supercrítico, transporte e injeção em profundidades superiores a aproximadamente 800 metros, onde pressão e temperatura garantem maior densidade do CO₂. A segurança do armazenamento depende da integridade da rocha selante, da ausência de falhas geológicas ativas e de um sistema robusto de monitoramento, medição e verificação (MMV), que inclui sísmica 4D, monitoramento de pressão, amostragem geoquímica e sensores no fundo do mar.

Os projetos *offshore* exigem licenciamento rigoroso, avaliação de impactos ambientais marinhos, planos de contingência e definição clara de responsabilidades de longo prazo, especialmente quanto ao pós-fechamento do local de armazenamento. Em muitos países, o arcabouço regulatório se inspira em convenções internacionais, como a Convenção de Londres⁷⁹, que estabelecem critérios para injeção e transferência de responsabilidade para o Estado após comprovada a estabilidade do CO₂ armazenado.

Economicamente, os projetos *offshore* apresentam custos de capital mais elevados do que projetos *onshore* devido à complexidade das operações marítimas. Contudo, esses custos podem ser parcialmente compensados pela reutilização de plataformas e poços existentes, bem como pela maior escala de armazenamento e pela proximidade com polos industriais costeiros. Além disso, a redução de conflitos fundiários pode representar um ganho relevante na viabilidade do projeto.

A reinjeção de CO₂ em campos de produção de hidrocarbonetos é uma prática utilizada na indústria de óleo e gás, tanto por razões operacionais quanto ambientais. O CO₂ separado do gás natural ou de correntes de processo pode ser reinjetado no próprio reservatório para manutenção da pressão, melhorando o fator de recuperação ou simplesmente para gerenciamento do teor de CO₂ produzido.

Quando a reinjeção é realizada com critérios de monitoramento e com a finalidade explícita de armazenamento geológico permanente, essa prática é enquadrada como uma rota de CCUS, a exemplo do que faz a Petrobras nos campos do pré-sal. No entanto, quando a reinjeção ocorre apenas como solução operacional, sem comprovação de permanência ou sem contabilização climática, seu papel como instrumento de mitigação torna-se limitado, situando-se mais no âmbito da gestão de reservatórios do que da política climática.



Exemplo 4.11 – Considere um projeto hipotético de armazenamento geológico *offshore* associado a um polo industrial costeiro que emite grandes volumes de CO₂. O objetivo é armazenar permanentemente o CO₂ capturado em um aquífero salino profundo localizado a 120 km da costa. Os dados do projeto são:

⁷⁹ A Convenção de Londres trata da proteção do meio marinho contra a poluição causada pelo despejo de resíduos e outros materiais no oceano. É um dos principais instrumentos internacionais sobre o tema.

- Fonte de CO₂: complexo industrial (cimento e siderurgia);
- Emissões capturadas: 1,0 milhão de toneladas de CO₂ por ano;
- Vida útil do projeto: 25 anos;
- Local de armazenamento: aquífero salino *offshore*;
- Profundidade do reservatório: 2.500 m abaixo do leito marinho;
- Espessura da rocha selante: 300 m;
- Temperatura do reservatório: 90 °C;
- Pressão: 25 MPa (CO₂ em estado supercrítico).

O projeto conta com a seguinte infraestrutura:

- Unidade de captura e compressão em terra;
- Gasoduto submarino de 120 km;
- Plataforma *offshore* reutilizada;
- Quatro poços injetores e um poço de monitoramento;

Capacidade e desempenho

- Capacidade total estimada do reservatório: 100 milhões de toneladas de CO₂;
- Taxa de injeção por poço: 250 mil t/ano;
- Fator de segurança geológico: adequado, sem falhas transmissivas identificadas.

Solução

A quantidade de CO₂ total armazenado durante a vida útil do projeto é:

$$Q = 1,0 \times 25 = 25 \text{ MtCO}_2 \quad (4.227)$$

Assume-se uma estimativa de CAPEX total (ano 0) de R\$ 4,0 bilhões e OPEX anual composto por dois componentes: operação e manutenção no valor de R\$ 150 milhões, e MMV, no valor de R\$ 40 milhões. Com esses valores, o OPEX total é de R\$ 190 milhões/ano. Assume-se ainda preço do carbono de R\$ 250/tCO₂, taxa de desconto de 8% a.a., horizonte de análise de 25 anos e valor residual igual a zero.

Com essas premissas, a receita anual do projeto resulta:

$$\text{Receita anual} = 1,0 \text{ Mt} \times 250 = \text{R\$ } 250 \text{ milhões/ano} \quad (4.228)$$

O fluxo de caixa anual será:

$$FC = \text{Receita} - \text{OPEX} = 250 - 190 = \text{R\$ } 60 \text{ milhões/ano} \quad (4.229)$$

O VPL é dado por:

$$\text{VPL} = -\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC}{(1+r)^t} \quad (4.230)$$

O fator presente de anuidade (FPA) é:

$$\text{FPA} = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} = \frac{1 - (1,08)^{-25}}{0,08} \approx 10,675 \quad (4.231)$$

O valor presente dos fluxos operacionais:

$$\text{VP}_{FC} = 60 \times 10,675 \approx \text{R\$ } 640,5 \text{ milhões} \quad (4.232)$$

$$\text{VPL} = -4.000 + 640,5 = -\text{R\$ } 3,360 \text{ bilhões}$$

O resultado do projeto é economicamente inviável sem políticas adicionais, sob a ótica estritamente privada. A TIR é o valor que satisfaz a seguinte equação:

$$4.000 = 60 \times \frac{1 - (1 + \text{TIR})^{-25}}{\text{TIR}} \quad (4.233)$$

Resolvendo numericamente, resulta uma TIR negativa (-6,46%), o que significa que o projeto destrói valor mesmo com taxa de desconto zero, ou seja, as entradas de caixa totais não compensam o investimento inicial. Note-se que o valor presente das anuidades seria $60 \times 25 = 1.500$ milhões. Como $1.500 < 4.000$, conclui-se que $\text{TIR} < 0\%$. O payback simples é:

$$\text{Payback} = \frac{4.000}{60} \approx 66,7 \text{ anos} \quad (4.234)$$

superior à vida útil do projeto. Já o payback descontado não ocorre dentro do horizonte de 25 anos. O custo nivelado de armazenamento (LCOS, Levelized Cost of Storage) é:

$$\text{LCOS} = \frac{\text{CAPEX} + \text{VP}(\text{OPEX})}{\text{VP}(Q)} \quad (4.235)$$

onde o valor presente do OPEX é:

$$VP(\text{OPEX}) = 190 \times 10,675 \approx \text{R\$ } 2,028 \text{ bilhões} \quad (4.236)$$

e o valor presente do CO₂ armazenado é:

$$VP(Q) = 1,0 \times 10,675 = 10,675 \text{ MtCO}_2 \quad (4.237)$$

Logo, o LCOS resulta:

$$\text{LCOS} = \frac{4.000 + 2.028}{10,675} \approx \text{R\$ } 565/\text{tCO}_2 \quad (4.238)$$

O preço de equilíbrio do carbono (*break-even*) é o preço mínimo do carbono para que o VPL seja igual a 0, ou seja:

$$-4.000 + (1,0 \text{ Mt} \times P_{\text{break-even}} - 190) \times 10,675 = 0 \quad (4.239)$$

resultando R\$ 565/tCO₂. O projeto é tecnicamente viável e ambientalmente robusto, mas economicamente inviável sob preços moderados de carbono. Torna-se viável apenas com preços de carbono elevados (> R\$ 565/tCO₂).

O exercício evidencia que projetos *offshore* de armazenamento geológico de CO₂, embora essenciais para a descarbonização de setores difíceis de mitigar, não se sustentam economicamente apenas com receitas provenientes de mercados convencionais. Sua viabilidade depende de um arcabouço integrado de políticas públicas, no qual o valor social da mitigação climática seja parcialmente internalizado por meio de instrumentos econômicos e fiscais.



4.14. Avaliação Econômica Social e Externalidades

A Avaliação Econômica Social (AES) é um instrumento analítico utilizado para examinar os impactos de políticas públicas e outros projetos sobre o bem-estar da sociedade como um todo. Diferentemente da avaliação financeira privada, que considera apenas os custos e os benefícios internalizados por agentes econômicos específicos, a AES incorpora externalidades e os efeitos indiretos que recaem sobre terceiros que não são plenamente refletidos nos preços de mercado. Dessa forma, a

avaliação econômica social busca estimar a contribuição líquida de uma intervenção para o bem-estar coletivo.

As externalidades podem ser positivas ou negativas. Externalidades positivas ocorrem quando uma atividade gera benefícios a terceiros sem compensação financeira, como investimentos em pesquisa e desenvolvimento que geram difusão tecnológica. Externalidades negativas, por sua vez, surgem quando uma atividade impõe custos à sociedade não pagos pelo agente que os gera, como a poluição atmosférica associada à produção industrial.

A presença de externalidades implica falhas de mercado, pois o equilíbrio competitivo não conduz ao nível socialmente ótimo de produção ou consumo, podendo o Estado intervir por meio de regulação ou outros instrumentos de mercado.

A Avaliação Econômica Social baseia-se na comparação entre os benefícios sociais totais (BST) e os custos sociais totais (CST). O critério básico de decisão é o Valor Presente Líquido Social (VPL_{AES}), definido como:

$$VPL_{AES} = \sum_{t=0}^T \frac{BST_t - CST_t}{(1+r)^t} \quad (4.240)$$

em que t representa o período, T é o horizonte de análise e r é a taxa social de desconto. Um projeto é considerado socialmente desejável se $VPL_{AES} > 0$. Sabe-se que os custos e os benefícios sociais diferem dos privados porque incorporam as externalidades. Assim, pode-se escrever o benefício social total como:

$$BST = BP + EX^+ \text{ e } CST = CP + EX^- \quad (4.241)$$

onde BP são os benefícios privados, CP os custos privados, EX^+ as externalidades positivas e EX^- as externalidades negativas. Em avaliações sociais, também são empregados preços sombra⁸⁰, que ajustam os preços de mercado para refletir o verdadeiro custo de oportunidade dos recursos para a sociedade, especialmente em contextos de distorções tributárias.

⁸⁰ Preço sombra é um valor econômico implícito atribuído a um bem ou externalidade que não possui preço de mercado, representando o seu custo ou benefício social marginal.

A monetização das externalidades é um dos maiores desafios metodológicos. Técnicas como custos evitados, valoração contingente, preços hedônicos⁸¹ e custo de viagem são frequentemente utilizadas para estimar os danos ambientais ou benefícios ecológicos associados a um projeto. Em análises de longo prazo, como aquelas relacionadas às mudanças climáticas, torna-se fundamental considerar a incerteza e a irreversibilidade dos impactos, uma vez que taxas elevadas tendem a subestimar os custos futuros impostos às próximas gerações.



Exemplo 4.12 – Considere um projeto industrial com vida útil de 1 ano, cujo custo privado é de R\$ 1.000.000 e o benefício privado estimado é de R\$ 1.200.000.

Solução

Do ponto de vista estritamente financeiro, o benefício líquido privado é:

$$BLP = BP - CP = 1.200.000 - 1.000.000 = \text{R\$ } 200.000 \quad (4.242)$$

No entanto, o projeto gera uma externalidade ambiental negativa associada à poluição, estimada em R\$ 350.000 em custos sociais (saúde e degradação ambiental). Não há externalidades positivas relevantes. Assim, o benefício social líquido no período é:

$$BSL = BP - CP - EX^- = 200.00 - 350.000 = -\text{R\$ } 150.000 \quad (4.243)$$

Assumindo uma taxa social de desconto irrelevante para um único período, o Valor Presente Líquido Social é:

$$VPL_S = -\text{R\$ } 150.000 \quad (4.244)$$

Embora o projeto seja lucrativo do ponto de vista privado, ele é socialmente indesejável, pois gera uma perda líquida de bem-estar para a sociedade. Esse resultado evidencia a importância da avaliação econômica social e do tratamento explícito das externalidades como base para decisões públicas, seja para reprová-lo

⁸¹ Preços hedônicos referem-se a uma metodologia econômica que decompõe o preço de um bem em função de seus atributos individuais, permitindo estimar o valor implícito de características específicas que não são negociadas separadamente no mercado.

projeto, seja para corrigi-lo por meio de instrumentos como impostos ambientais ou exigência de tecnologias de mitigação.



Ensaio 4

A utilização de recursos governamentais na viabilização de projetos com VPL negativo suscita uma discussão sobre a alocação eficiente de recursos escassos pertencentes à coletividade. Os subsídios concessionais e as garantias públicas representam, em última instância, a mobilização de recursos do contribuinte, devendo, portanto, ser justificada por benefícios sociais claros. Quando tais instrumentos são empregados para sustentar projetos estruturalmente inviáveis do ponto de vista econômico-financeiro, corre-se o risco de distorcer sinais de mercado e comprometer a eficiência alocativa do investimento público.

A literatura econômica reconhece que a intervenção governamental pode ser justificada em contextos específicos, como a correção de falhas de mercado associadas a externalidades positivas e aprendizado tecnológico (*learning-by-doing*). No entanto, essa justificativa é, por definição, transitória. À medida que as tecnologias amadurecem e avançam em seus níveis de prontidão tecnológica (TRL), espera-se que projetos bem concebidos caminhem progressivamente para a viabilidade econômica sob condições de mercado. A persistência de VPL negativo, mesmo após considerável apoio público e amadurecimento tecnológico, indica fragilidades estruturais no projeto, seja em termos de concepção ou premissas de receita.

No contexto de projetos de energia renovável e de CCUS, essa discussão torna-se particularmente relevante. Embora tais projetos desempenhem papel potencialmente importante nas estratégias de descarbonização, sua justificativa econômica não pode se apoiar exclusivamente em argumentos normativos ou políticos. A robustez de um projeto exige a internalização adequada dos custos de capital e dos custos operacionais, bem como de premissas realistas de geração e monetização de benefícios. A dependência estrutural e permanente de subsídios públicos sinaliza não apenas fragilidade econômica, mas também risco de socialização de prejuízos.

Especificamente no caso do CCUS, estudos indicam que sua viabilidade econômica está fortemente condicionada a fatores como preço do carbono. Ignorar esse condicionante e avançar com projetos cujo equilíbrio econômico só é alcançado por meio de transferências públicas contínuas pode resultar em custos sociais elevados, sem garantia proporcional de benefícios ambientais. Argumento semelhante aplica-se aos projetos de energia renovável implantados em regiões com baixo potencial energético ou estruturados com premissas excessivamente otimistas de fator de capacidade e receita.

Dessa forma, a análise econômico-financeira deve ocupar um papel importante na avaliação de projetos de energia renovável e de CCUS que demandam recursos públicos. Os projetos robustos, ainda que inicialmente apoiados por instrumentos governamentais, devem apresentar trajetória clara em direção à viabilidade econômica. Na ausência dessa condição, a utilização de recursos públicos torna-se questionável sob a ótica da eficiência econômica e da responsabilidade fiscal. A transição energética, para ser sustentável no longo prazo, exige não apenas ambição ambiental, mas também rigor analítico e disciplina econômica na alocação do capital público.

REFERÊNCIAS

- AACE INTERNATIONAL. *Cost estimate classification system – as applied in engineering, procurement, and construction for the process industries*. Morgantown: AACE International, 2016. (Recommended Practice No. 18R-97).
- ALLAM, Rodney J.; FETVEDT, Robert; WHITE, Victor; GREER, Douglas; JOHNSON, Michael. *The oxy-fuel, supercritical CO₂ Allam cycle: New power cycle for low cost electricity generation with near-zero emissions*. Energy Procedia, Amsterdam, v. 37, p. 1135–1149, 2013.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). *Hydrogen production facilities: design and operation*. Washington, DC: API, 2018.
- ARRHENIUS, Svante. *On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground*. Philosophical Magazine and Journal of Science, London, v. 41, n. 251, p. 237–276, 1896.
- BALL, Michael; WEEDA, Menno. *The Hydrogen Economy – Vision or Reality?* International Journal of Hydrogen Energy, v. 40, n. 25, p. 7903–7919, 2015.
- BARRER, R. M. Diffusion, solution and permeation of gases in organic polymers. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A*, London, v. 200, n. 1060, p. 354–378, 1951.
- BENGTSSON, Lennart. What we know and what we don't know about climate change. *Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography*, v. 62, n. 4, p. 339–349, 2010.
- BENGTSSON, Lennart; et al. *Climate Models and Their Evaluation*. In: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Cambridge: Cambridge University Press, 2013. p. 747–845.
- BERK, Jonathan; DEMARZO, Peter. *Finanças corporativas*. 4. ed. São Paulo: Pearson, 2016.
- BETZ, Albert. *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht, 1926.
- BLANK, Leland T.; TARQUIN, Anthony J. *Engineering economy*. 8th ed. New York: McGraw-Hill, 2012.
- BRASIL. Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024. Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE). *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 12 dez. 2024.
- BRASIL. Ministério das Relações Exteriores. *Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil – atualização 2023*. Brasília, DF, 2023.
- BRASIL. Presidência da República. *Presidente sanciona lei que cria mercado regulado de carbono no Brasil*. Brasília, DF, 2024.
- BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.; ALLEN, Franklin. *Princípios de finanças corporativas*. 12. ed. Porto Alegre: AMGH, 2017.

- BROWN, T.; HAMMOND, G.; STAFFELL, I. *Hydrogen production through steam methane reforming with CCS: techno-economic assessment*. *Energy Conversion and Management*, v. 171, p. 166–179, 2018.
- BRUNAUER, Stephen; EMMETT, Paul Hugh; TELLER, Edward. Adsorption of gases in multimolecular layers. *Journal of the American Chemical Society*, Washington, DC, v. 60, n. 2, p. 309–319, 1938.
- BURTON, Tony et al. *Wind Energy Handbook*. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.
- CALLENDAR, Guy Stewart. *The artificial production of carbon dioxide and its influence on temperature*. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, London, v. 64, n. 275, p. 223–240, 1938.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. *Sancionada lei que regula o mercado de carbono no Brasil*. Brasília, DF, 2024.
- CARTER, Robert M. *Climate: The Counter-Consensus – A Palaeoclimatologist Speaks*. London: Stacey International, 2010.
- CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITKE, Bruno H. *Análise de investimentos*. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010.
- CONVENÇÃO-QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MUDANÇA DO CLIMA (UNFCCC). *Clean Development Mechanism (CDM)*.
- CRANK, John. *The Mathematics of Diffusion*. 2. ed. Oxford: Clarendon Press, 1975.
- CURRY, J. A. *Climate Uncertainty and Risk: Rethinking Our Response*. London: Anthem Press, 2023.
- DAMODARAN, Aswath. *Avaliação de investimentos*. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.
- DEMIRBAS, Ayhan. *Biomass Resources for Energy and Chemical Industry*. London: Springer, 2005.
- DIXIT, A.; PINDYCK, R. *Investment under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press, 1994.
- DUBININ, Mikhail M.; RADUSHKEVICH, Leonid V. The equation of the characteristic curve of activated charcoal. *Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR, Physical Chemistry Section*, Moscow, v. 55, p. 331–333, 1947.
- DUBININ, Mikhail M.; ASTAKHOV, Vladimir A. Description of adsorption equilibria of vapors on zeolites over wide ranges of temperature and pressure. *Advances in Chemistry Series*, Washington, DC: American Chemical Society, n. 102, p. 69–85, 1971.
- DUBININ, Mikhail M. *Adsorption properties and microporous structures of carbonaceous adsorbents*. *Carbon*, Oxford, v. 23, n. 4, p. 373–380, 1985.

- DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. *Solar engineering of thermal processes*. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.
- EINSTEIN, Albert. *Über einen die Erzeugung und Verwandlung des Lichtes betreffenden heuristischen Gesichtspunkt*. *Annalen der Physik*, v. 17, p. 132–148, 1905.
- ENVIRONMENT CANADA. *Proceedings of the World Conference on the Changing Atmosphere*. Ottawa: Environment Canada, 1989.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Planejamento da expansão da geração*. Rio de Janeiro: EPE, 2018.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Brasília: MME/EPE, 2022.
- EUROPEAN COMMISSION. *Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Brussels: European Commission, 2020.
- FINNERTY, John D. *Project financing*. 3rd ed. Hoboken: Wiley, 2013.
- FISCHER, F.; TROPSCH, H. *Über die direkte Synthese von Erdöl-Kohlenwasserstoffen bei gewöhnlichem Druck*. *Brennstoff-Chemie*, v. 7, p. 97-104, 1926.
- FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS. *Bioenergy and Food Security*. Rome: FAO, 2012.
- FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS (FAO). *Global Forest Resources Assessment 2025*. Rome: FAO, 2025.
- FOURIER, Joseph. *Remarques générales sur les températures du globe terrestre*. *Annales de Chimie et de Physique*, Paris, v. 27, p. 136–167, 1824.
- FREUNDLICH, Herbert. *Über die Adsorption in Lösungen*. *Zeitschrift für Physikalische Chemie*, Leipzig, v. 57, p. 385–470, 1906.
- GATTI, L. V.; et al. *Amazonia as a carbon source linked to deforestation and climate change*. *Nature*, Londres, v. 595, n. 7867, p. 388–393, 2021.
- GATTI, Stefano. *Project finance in theory and practice*. 3rd ed. London: Academic Press, 2018.
- GHG PROTOCOL. *The Greenhouse Gas Protocol*. Washington, DC: WRI; WBCSD, 2004.
- GHG PROTOCOL. *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting*. Washington, DC: WRI; WBCSD, 2011.
- GHG PROTOCOL. *Scope 2 Guidance*. Washington, DC: WRI; WBCSD, 2015.
- GILLINGHAM, K.; STICK, J. *The Cost of Reducing Greenhouse Gas Emissions*. *Journal of Economic Perspectives*, v. 32, n. 4, 2018.
- GLASSTONE, Samuel; SESONSKE, Alexander. *Nuclear Reactor Engineering*. 4. ed. New York: Springer, 1994.

- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). *Global Wind Report*. Brussels: GWEC, várias edições.
- GOLDEMBERG, José. *Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento*. 2. ed. São Paulo: EDUSP, 2001.
- GOLD STANDARD. *Gold Standard for the Global Goals*. Geneva, 2023.
- GREEN, Martin A. *Solar Cells*. Sydney: UNSW, 1998.
- HABER, Fritz; BOSCH, Carl. *The synthesis of ammonia from its elements*. Journal of the Society of Chemical Industry, London, v. 34, p. 87–92, 1915.
- HALLWACHS, Wilhelm. Über die elektrische Entladung an Metallplatten in verdünnter Luft. *Annalen der Physik*, Leipzig, v. 14, n. 1, p. 1–20, 1888.
- HERTZ, H. *Ueber einen Einfluß des ultravioletten Lichtes auf die elektrische Entladung*. *Annalen der Physik*, v. 31, p. 983–1000, 1887.
- HO, Yuh-Shan; MCKAY, Gordon. Pseudo-second order model for sorption processes. *Process Biochemistry*, Oxford, v. 34, n. 5, p. 451–465, 1999.
- HUBAU, W.; et al. *Asynchronous carbon sink saturation*. *Nature*, Londres, v. 579, p. 80–87, 2020.
- IAEA – INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. *Nuclear Power and Sustainable Development*. Vienna: IAEA, 2017.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *The Future of Hydrogen*. Paris: IEA, 2019.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *CCUS in clean energy transitions*. Paris: IEA, 2020.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Net Zero by 2050*. Paris: IEA, 2021.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Renewables 2023*. Paris: IEA, 2023.
- IEAGHG. *Techno-economic evaluation of SMR with CCS*. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2017.
- INDEPENDENT PROJECT ANALYSIS (IPA). *Front-end loading: making the right investment decisions*. Lexington: IPA, 2012.
- INSTITUTO DO PETRÓLEO E DOS RECURSOS NATURAIS (IPR); PETROBRAS. *Atlas de CCUS do Brasil*. Porto Alegre, 2025.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 1990*. Cambridge: CUP, 1990.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2013*. Cambridge: CUP, 2013.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva: IPCC, 2014.

- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2021*. Cambridge: CUP, 2021.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2022*. Cambridge: CUP, 2022.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Climate Change 2023*. Geneva: IPCC, 2023.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *CCUS in clean energy transitions*. Paris: IEA, 2020.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Global hydrogen review 2023*. Paris: IEA, 2023.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Hydrogen projects database*. Paris: IEA, 2022.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Paris: OECD Publishing, 2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *The future of hydrogen: seizing today's opportunities*. Paris: IEA, 2019.
- IRENA. *Hydrogen: a renewable energy perspective*. Abu Dhabi: IRENA, 2019.
- IRENA. *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi: IRENA, 2022.
- IRENA. *Global renewables outlook: energy transformation 2050*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- IRENA. *Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- IRENA. *Innovation outlook: renewable methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- IRENA. *Reaching zero with renewables: eliminating CO₂ emissions from industry and transport in line with the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- IRENA. *Renewable power generation costs in 2022*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
- IRENA. *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
- JENKINS, Jesse D.; LARSON, Eric D.; PACALA, Stephen W.; GREIG, Chris; MAYFIELD, Erin N. *Mission net-zero America: The nation-building path to a prosperous, net-zero emissions economy*. *Joule*, v. 5, n. 11, p. 2755–2761, Nov. 2021. DOI: 10.1016/j.joule.2021.10.016.
- KALOGIROU, Soteris A. *Solar energy engineering*. Oxford: Academic Press, 2014.
- KEELING, Charles David. *The concentration of CO₂*. *Tellus*, v. 12, n. 2, p. 200–203, 1960.
- KEELING, C. D.; WHORF, T. P. *Atmospheric CO₂ records*. Boulder: NOAA, 2005.

- KOLBE, H.; SCHMITT, R. *Über die künstliche Bildung der Salicylsäure*. Justus Liebigs Annalen der Chemie, Heidelberg, v. 119, p. 169–179, 1861.
- LAGERGREN, Sven. Zur Theorie der sogenannten Adsorption gelöster Stoffe. *Kungliga Svenska Vetenskapsakademiens Handlingar*, Stockholm, v. 24, n. 4, p. 1–39, 1898.
- LANGMUIR, Irving. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. *Journal of the American Chemical Society*, Washington, v. 38, n. 11, p. 2221–2295, 1916.
- LAZARD. *Levelized Cost of Energy Analysis*. New York, várias edições.
- LENARD, Philipp. Über Kathodenstrahlen. *Annalen der Physik*, Leipzig, v. 28, n. 5, p. 1–39, 1894.
- LINDZEN, R. S. *On Climate Sensitivity*. CO₂ Coalition, 2022.
- LOMBORG, Bjørn. *Global Problems, Smart Solutions*. Cambridge: CUP, 2013.
- LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven (org.). *Handbook of Photovoltaic Science*. Chichester: Wiley, 2011.
- MACKEY, David J. C. *Sustainable Energy – Without the Hot Air*. Cambridge: UIT Cambridge, 2008.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained*. Chichester: Wiley, 2009.
- MCCOLLUM, David L. et al. *Energy investment needs*. Nature Energy, v. 3, p. 589–599, 2018.
- MERROW, Edward W. *Industrial megaprojects: concepts, strategies, and practices for success*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011.
- MORAN, Michael J.; SHAPIRO, Howard N.; BOETTNER, Daisie D.; BAILEY, Margaret B. *Princípios de termodinâmica para engenharia*. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.
- MYERS, A. L.; PRAUSNITZ, J. M. Thermodynamics of mixed-gas adsorption. *AIChE Journal*, New York, v. 11, n. 1, p. 121–127, 1965.
- MYHRE, G.; et al. *Radiative forcing*. Geophysical Research Letters, v. 25, n. 14, p. 2715–2718, 1998.
- NOAA Global Monitoring Laboratory – Curve Fitting Methods Applied to Time Series.
- NORDHAUS, William D. *The Climate Casino: Risk, Uncertainty, and Economics for a Warming World*. New Haven: Yale University Press, 2013.
- OECD. *Climate change and long-term investment*. Paris: OECD, 2015.
- OECD. *Cost-Benefit Analysis and the Environment: Further Developments and Policy Use*. Paris: OECD Publishing, 2018.
- PAN, Y.; et al. *Carbon sink in forests*. Science, v. 333, p. 988–993, 2011.

- PIELKE JR., Roger A. *The Honest Broker: Making Sense of Science in Policy and Politics*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI). *Practice standard for project estimating*. Newtown Square: PMI, 2019.
- PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. *Guia PMBOK*. 7. ed. Newtown Square, 2021.
- RASE, H. F. *Chemical reactor design for process plants*. New York: John Wiley & Sons, 1977.
- REDLICH, Otto; PETERSON, David L. A useful adsorption isotherm. *The Journal of Physical Chemistry*, Washington, DC, v. 63, n. 6, p. 1024–1026, 1959.
- REUTERS. *Brazil's Congress approves carbon rules*. Reuters, 20 nov. 2024.
- RISSER, T.; TORDO, S. *Blue hydrogen: the role of natural gas and CCS in decarbonizing hydrogen*. Washington, DC: World Bank, 2021.
- ROBESON, Lloyd M. Correlation of separation factor versus permeability for polymeric membranes. *Journal of Membrane Science*, Amsterdam, v. 62, n. 2, p. 165–185, 1991.
- ROBESON, Lloyd M. The upper bound revisited. *Journal of Membrane Science*, Amsterdam, v. 320, n. 1–2, p. 390–400, 2008.
- RÖNNEBRO, E. *Catalytic methanation for the production of synthetic natural gas*. Topics in Catalysis, v. 56, n. 1–8, p. 1–15, 2013.
- ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JORDAN, Bradford D. *Fundamentos de administração financeira*. Porto Alegre: AMGH, 2016.
- SABATIER, P.; SENDERENS, J. B. *New synthesis of methane*. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Paris, v. 134, p. 514–516, 1902.
- SHAVIV, Nir J.; VEIZER, Ján. Celestial driver of Phanerozoic climate? *GSA Today*, v. 13, n. 7, p. 4–10, 2003.
- SHAVIV, Nir J. *On Climate Sensitivity*. Physics Today, v. 66, n. 8, p. 40–46, 2013.
- SHORT, W.; PACKER, J.; HOLT, T. *Economic evaluation of energy technologies*. NREL, 1995.
- SINGER, S. Fred; AVERY, Dennis T. *Unstoppable Global Warming*. Lanham: Rowman & Littlefield, 2007.
- SIPS, Robert. On the structure of a catalyst surface. *The Journal of Chemical Physics*, New York, v. 16, n. 5, p. 490–495, 1948.
- SMIL, Vaclav. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*. Santa Barbara: Praeger, 2017.
- SOON, Willie; BALIUNAS, Sallie. Proxy climatic and environmental changes of the past 1000 years. *Climate Research*, v. 23, n. 2, p. 89–110, 2003.

- SPALLINA, V. et al. *Techno-economic assessment of blue hydrogen production via steam methane reforming with CCS*. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 55, p. 29914–29931, 2020.
- SPENCER, Roy W. *Climate Confusion*. San Francisco: Encounter Books, 2008.
- SPENCER, Roy W.; BRASWELL, William D. On the diagnosis of radiative feedback in the climate system. *Journal of Climate*, v. 24, n. 10, p. 2597–2607, 2011.
- STERN, N. *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- STEYNERBERG, A. P.; DRY, M. E. (ed.). *Fischer-Tropsch technology*. Amsterdam: Elsevier, 2004.
- TASK FORCE ON CLIMATE-RELATED FINANCIAL DISCLOSURES (TCFD). *Final report*. Basel: FSB, 2017.
- TEMKIN, Michael I.; PYZHEV, Vladimir. Kinetics of ammonia synthesis on promoted iron catalysts. *Acta Physicochimica URSS*, Moscow, v. 12, p. 327–356, 1940.
- TOTH, János. State equations of the solid–gas interface layers. *Acta Chimica Academiae Scientiarum Hungaricae*, Budapest, v. 69, n. 3, p. 311–328, 1971.
- TOWLER, G.; SINNOTT, R. *Chemical engineering design*. 2. ed. Oxford: Elsevier, 2013.
- TURNER, John A. *Sustainable Hydrogen Production*. *Science*, v. 305, p. 972–974, 2004.
- UNITED NATIONS. *Report of the United Nations Conference on the Human Environment*. New York, 1973.
- UNITED NATIONS. *Report of the United Nations Conference on Environment and Development*. Rio de Janeiro, 3–14 June 1992. New York: United Nations, 1993.
- UNITED NATIONS. *Report of the World Summit on Sustainable Development*. Johannesburg, 26 August–4 September 2002. New York: United Nations, 2002.
- UNITED NATIONS. *The future we want*. Outcome document of the United Nations Conference on Sustainable Development (Rio+20). New York: United Nations, 2012.
- UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP). *Emissions Gap Report 2020*. Nairobi: United Nations Environment Programme, 2020.
- UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Kyoto, 1997. Bonn: UNFCCC, 1998.
- UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). *Paris Agreement*. Paris, 2015. Bonn: UNFCCC, 2015.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). *Hydrogen program plan*. Washington, DC: DOE, 2020.
- VERRA. *Verified Carbon Standard*. Washington, DC, 2023.

- WANG, A. K.; et al. *Innovative transformer neural network for wind density analysis and wind power estimation. Scientific Reports*, 2025.
- WEART, Spencer R. *The Discovery of Global Warming*. Cambridge: Harvard University Press, 2008.
- WEBER, Walter J.; MORRIS, John C. Kinetics of adsorption on carbon from solution. *Journal of the Sanitary Engineering Division, ASCE*, New York, v. 89, n. 2, p. 31–60, 1963.
- WOOD, H. G.; LJUNGDAHL, L. G. *Autotrophic character of the acetogenic bacteria*. Variations in Autotrophic Life, New York, p. 201–250, 1991.
- WORLD BANK. *State and Trends of Carbon Pricing*. Washington, DC, várias edições.
- WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (WNA). *Nuclear Power in the World Today*. London, várias edições.

NOMENCLATURA

Símbolos Latinos

A	Área, variação de amplitude sazonal
b	Constante de equilíbrio
CF	<i>Capacity factor</i>
C ₀	Concentração inicial
C _p	Coefficiente de potência de Betz
C _t	Custos totais no ano
CO ₂ e	Carbono equivalente
c	Velocidade da luz no vácuo ($\approx 3,0 \times 10^8$ m/s)
c _p	Calor específico a pressão constante
D	Coefficiente de difusividade, diâmetro pá turbina eólica, permeabilidade Darcy
E	Energia
eV	Elétron-volt ($1 \text{ eV} = 1,602 \times 10^{-19}$ J)
FC	Fator de capacidade
F _{out}	Fluxo médio de radiação infravermelha emitido para o espaço
f	Frequência da radiação (Hz)
G	Irradiação solar global, energia livre de Gibbs
GW	Gigawatt (10^9 W)
g	Gramma, quantidade
h	Constante de Planck, entalpia
J	Joule, fluxo molar de gás
K	Constante de Henry
l	Espessura
MW	Megawatt (10^6 W)
m	Emissão mássica
ṁ	Vazão mássica

N	Número, último período da vida do projeto
n	Número de mols
P	Potência, permeabilidade
P_h	Preço horário da eletricidade
P_{inc}	Potência incidente
p	Pressão
p_i^{sat}	Pressão de saturação do componente i
Q	Taxa de energia térmica
Q_u	Taxa de calor útil
R	Constante universal dos gases
S_0	Constante solar ($\approx 1.361 \text{ Wm}^{-2}$),
S	Seletividade
S_i	Coefficiente de solubilidade do gás i
s	Segundo
T	Temperatura absoluta, período
T_a	Temperatura média da atmosfera
T_e	Temperatura efetiva de emissão da Terra
T_s	Temperatura média da superfície
TW	Terawatt (10^{12} W)
t	Tempo, tonelada
tC	Tonelada de carbono
U_L	Coefficiente global de perdas
V	Fator de valor da eletricidade
v	Velocidade instantânea
\bar{v}	Velocidade média
v'	Desvio da velocidade em relação à média
W	Watt
\dot{W}	Vazão de vapor
WC	<i>Working Capacity</i>

W_{el}	Potência elétrica
x	Fração molar na fase líquida
y	Fração molar na fase gasosa
z_0	Altura de referência

Símbolos Gregos

α	Albedo, coeficiente de rugosidade, taxa de crescimento da concentração
ΔF	Varição do forçamento radiativo
$\Delta T_x(t)$	Varição de temperatura causada pelo gás x no tempo t
$\Delta T_x(H)$	Varição de temperatura causada pelo gás x
η	Fator de eficiência
η_{opt}	Eficiência óptica
η_{th}	Eficiência térmica
μ_i	Potencial químico do componente i
μ_i^0	Potencial químico padrão
μm	Micrômetro (10^{-6} m)
λ	Sensibilidade climática linear / comprimento de onda
π	Pressão de espalhamento
ρ	Densidade do ar
σ	Constante de Stefan–Boltzmann ($5,67 \times 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$)
ϕ	Função trabalho

Lista de Siglas e Acrônimos

AACE	Association for the Advancement of Cost Engineering
ACX	Carbon Exchange Global
AEM	Anion Exchange Membrane
AES	Avaliação Econômica Social
AEP	Annual Energy Production
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor
AR	Assessment Report (Relatório de Avaliação do IPCC)
ASU	Air Separation Unit

ATR	Autothermal Reforming
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BLP	Benefício Líquido Privado
CARS	Corporate Accounting and Reporting Standard
CAPEX	Capital Expenditure
CANDU	Canada Deuterium Uranium
CC	Captura de Carbono
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CCUS	Carbon Capture Utilization and Storage
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CDM	Clean Development Mechanism
CDN	Contribuições Determinadas Nacionalmente
CDR	Carbon Dioxide Removal
CDS	Credit Default Swaps
CFB	Circulating Fluidized Bed
CFADS	Cash Flow Available for Debt Service
CfD	Contract for Difference
CRF	Capital Recovery Factor
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DACCS	Direct Air Capture with Carbon Storage
DNI	Direct Normal Irradiance
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DSRA	Debt Service Reserve Account
E1G	Energia de primeira geração
E2G	Energia de segunda geração
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts

ECS	Equilibrium Climate Sensitivity
EGP	Emissions Gap Report
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EMV	Expected Monetary Value
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EOR	Enhanced Oil Recovery
ESG	Environmental, Social and Governance
ETL	Emissions-to-Liquids
ETS	Emissions Trading System
EVTEA	Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental
FAEE	Fatty Acid Ethyl Ester
FAO	Food and Agriculture Organization
FC	Fluxo de Caixa
FEED	Front-End Engineering Design
FEL	Front-End Loading
FID	Final Investment Decision
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHG	Greenhouse Gases
GTP	Global Temperature-change Potential
GWP	Global Warming Potential
HAZOP	Hazard and Operability Study
HHV	Higher Heating Value
HTGR	High-Temperature Gas-cooled Reactor
HTS	High-Temperature Shift
HVDC	High Voltage Direct Current
IAST	Ideal Adsorbed Solution Theory
IDC	Interest During Construction
IEA	International Energy Agency
IFC	International Finance Corporation
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change

ISCC	International Sustainability and Carbon Certification
ITER	International Thermonuclear Experimental Reactor
ITM	Ion Transport Membranes
LEILAC	Low Emissions Intensity Lime and Cement
LCOA	Levelized Cost of CO ₂ Avoided
LCOC	Levelized Cost of Carbon Captured
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LGN	Líquido de Gás Natural
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
LHV	Lower Heating Value
LTS	Low-Temperature Shift
MAC	Marginal Abatement Cost
MACC	Marginal Abatement Cost Curve
MEA	Monoethanolamine
MDEA	Methyldiethanolamine
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MIT	Institute of Technology
MLS	Maximum Likelihood Estimation
MMM	Mixed Matrix Membranes
MMV	Monitoring, Measurement and Verification
MOF	Metal–Organic Framework
MRV	Mensuração, Reporte e Verificação
MTG	Methanol-to-Gasoline
MTO	Methanol-to-Olefins
MTZ	Mass Transfer Zone
NDC	Nationally Determined Contribution
NOPAT	Net Operating Profit After Taxes
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
O&M	Operations and Maintenance
OOIP	Original Oil in Place
OPEX	Operational Expenditure

P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
PBGHG	Programa Brasileiro GHG Protocol
PC	Pulverized Coal
PCC	Precipitated Calcium Carbonate
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDMS	Polydimethylsiloxane
PEM	Proton Exchange Membrane
PFD	Process Flow Diagram
PLCR	Project Life Coverage Ratio
PM	Project Manager
PPA	Power Purchase Agreement
PPC	Precipitated Calcium Carbonate
PSA	Pressure Swing Adsorption
PU	Poliuretanos
PWR	Pressurized Water Reactor
RACI	Responsible, Accountable, Consulted and Informed
RED	Renewable Energy Directive
REDD+	Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação Florestal
REC	Renewable Energy Certificate
ROIC	Return on Invested Capital
RWGS	Reverse Water-Gas Shift
SLO	Social License to Operate
SMR	Small Modular Reactors
SMR	Steam Methane Reforming
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TCR	Transient Climate Response
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TRIR	Total Recordable Incident Rate
TRL	Technology Readiness Level
TSA	Temperature Swing Adsorption

UNCED	United Nations Conference on Environment and Development
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VALCOE	Value-adjusted Levelized Cost of Electricity
VaR	Value at Risk
VPL	Valor Presente Líquido
VSA	Vacuum Swing Adsorption
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WAG	Water Alternating Gas
WG	Working Group (IPCC)
WGS	Water-Gas Shift
WMO	World Meteorological Organization
WRI	World Resources Institute

ANEXO 1 – FATORES DE CONVERSÃO

Tabela 1 – Fatores de conversão – Energia (Fonte EPE BEM 2022)

	EJ	Gcal	Toe	MMBtu	bcme	GWh
EJ	1	$2,388 \times 10^8$	23,88	$9,478 \times 10^8$	27,78	$2,778 \times 10^5$
Gcal	$4,1868 \times 10^{-9}$	1	10^{-7}	3,968	$1,163 \times 10^{-7}$	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtoe	$4,1868 \times 10^{-2}$	10^7	1	$3,968 \times 10^7$	1,163	11.630
MMBtu	$1,0551 \times 10^{-9}$	0,252	$2,52 \times 10^{-8}$	1	$2,932 \times 10^{-8}$	$2,931 \times 10^{-4}$
bcme	0,036	$8,60 \times 10^6$	0,86	$3,41 \times 10^{-7}$	1	9.999
GWh	$3,6 \times 10^{-6}$	860	$8,60 \times 10^{-5}$	3.412	10^{-4}	1

1 EJ = 10^{18} J; Mtoe = milhão de tonelada de óleo equivalente (tonelada equivalente de petróleo); bcme = bilhão de m³ de gás natural equivalente.

Tabela 2 – Coeficientes de equivalência calórica (Fonte: EPE BEM 2022)

	Óleo combustível (m ³)	Gás natural seco (1000 m ³)	Carvão mineral 5200 (t)	GLP (m ³)	Lenha (t)	Carvão vegetal (t)
Óleo comb. (m ³)	1,00	1,09	1,94	1,56	3,06	1,48
GN seco (10 ³ m ³)	0,92	1,00	1,78	1,43	2,80	1,36
C. min. 5200 (t)	0,52	0,56	1,00	0,80	1,58	0,76
GLP (m ³)	0,64	0,70	1,25	1,00	1,97	0,95
Lenha (t)	0,33	0,36	0,63	0,51	1,00	0,49
C. vegetal (t)	0,67	0,73	1,31	1,05	2,06	1,00

Tabela 3 – Relações entre unidades

Exponenciais	Equivalências	Relações úteis
(k) kilo = 10^3	1 m ³ = 6,28981 barris	1 tonelada métrica = 1000 kg
(M) mega = 10^6	1 barril = 0,158987 m ³	1 tonelada longa = 1016 kg
(G) giga = 10^9	1 J = 0,239 cal	1 tonelada curta = 907,2 kg
(T) tera = 10^{12}	1 Btu = 252 cal	1 libra = 0,454 kg
(P) peta = 10^{15}	1 m ³ de petróleo = 0,884 t	1 tep = 7,2 bep
(E) exa = 10^{18}	1 tep (toe) = 10000 Mcal	1 bep = 0,14 tep

Tabela 4 – Coefic. de equivalência médios para comb. líquidos (Fonte: EPE BEM 2022)

m ³	Gcal	tep (10 ⁴ kcal/kg)	bep (boe)	tec (tce) (7.000 kcal/kg)	Gj	10 ⁶ BTU	MWh (860 kcal/kg)
Petróleo	8,90	0,890	6,26391	1,271	37,26	35,318	10,35
Óleo diesel	8,48	0,848	5,97	1,211	35,50	33,651	9,86
Óleo combustível	9,57	0,957	6,73	1,367	40,07	37,977	11,13
Gas. automotiva	7,70	0,770	5,42	1,100	32,24	30,556	8,96
Gasolina de aviação	7,63	0,763	5,37	1,090	31,95	30,278	8,87
GLP	6,11	0,611	4,30	0,873	25,58	24,246	7,11
Nafta	7,65	0,765	5,38	1,093	32,03	30,367	8,90
Queros. iluminante	8,22	0,822	5,78	1,174	34,42	32,619	9,56
Queros. de aviação	8,22	0,822	5,78	1,174	34,42	32,619	9,56
Álcool etílico anidro	5,34	0,534	3,76	0,763	22,36	21,191	6,21
Álcool etílico hidrat.	5,10	0,510	3,59	0,729	21,35	20,238	5,93

Tabela 5 – Coef. de equivalência médios para comb. sólidos (Fonte: EPE BEM 2022)

tonelada	Gcal	tep (10 ⁴ kcal/kg)	bep (boe)	tec (tce) (7000 kcal/kg)	Gj	10 ⁶ BTU	Mwh (860 kcal/kg)
C. mineral 5200	4,90	0,490	3,45	0,700	20,52	19,44	5,70
C. metal. Nac.	6,42	0,642	4,52	0,917	26,68	25,48	7,47
C. metal. Imp.	7,40	0,740	5,21	1,057	30,98	29,37	8,61
Lenha	3,10	0,310	2,18	0,443	12,98	12,30	3,61
Bagaço de cana	2,13	0,213	1,50	0,304	8,92	8,45	2,48
Carvão vegetal	6,46	0,646	4,55	0,923	27,05	25,64	7,51

ANEXO 2 – TABELAS DE PROJETOS

Tabela 1 – CAPEX, fator de capacidade, insumos e O&M (cenário STEPS)

Região/País	CAPEX (<i>overnight</i>) (US\$/kW)			Fator de Capacidade (%)			O&M (US\$/MWh)			LCOE (US\$/MWh)			VALCOE (US\$/MWh)		
	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050	2022	2030	2050
EUA															
Nuclear	5000	4800	4500	90	90	90	30	30	30	105	105	100	105	105	100
Carvão	2100	2100	2100	35	15	n.a.	30	25	25	100	210	n.a.	100	205	n.a.
Gás	1000	1000	1000	55	40	15	45	40	40	65	70	120	65	65	75
Solar PV	1120	690	480	21	22	23	10	10	10	50	30	25	55	55	60
Eólica <i>onshore</i>	1220	1160	1110	42	43	44	10	10	10	30	30	30	35	40	40
Eólica <i>offshore</i>	4060	2520	1900	42	46	49	35	20	15	120	70	50	125	80	60
União Europeia															
Nuclear	6600	5100	4500	70	75	80	35	35	35	160	130	110	160	130	110
Carvão	2000	2000	2000	30	n.a.	n.a.	125	150	160	205	n.a.	n.a.	190	n.a.	n.a.
Gás	1000	1000	1000	20	10	n.a.	170	125	130	230	270	n.a.	205	190	n.a.
Solar PV	990	620	450	14	14	14	10	10	10	65	40	35	80	85	90
Eólica <i>onshore</i>	1750	1670	1610	29	30	30	20	15	15	60	55	55	65	65	60
Eólica <i>offshore</i>	3420	2280	1740	50	56	59	15	10	10	75	45	35	75	55	40
China															
Nuclear	2800	2800	2500	80	75	70	25	25	25	70	70	65	70	70	65
Carvão	800	800	800	50	30	20	50	60	70	65	90	115	65	70	65
Gás	560	560	560	30	20	15	95	95	100	120	130	140	105	100	90
Solar PV	720	430	300	13	13	14	10	10	10	50	30	25	65	60	70
Eólica <i>onshore</i>	1100	1040	1000	26	27	28	10	10	10	45	40	35	50	50	50
Eólica <i>offshore</i>	2820	1880	1420	32	39	43	25	15	10	100	60	40	105	65	40
Índia															
Nuclear	2800	2800	2800	80	85	90	30	30	30	70	70	65	70	70	65
Carvão	1200	1200	1200	65	70	70	40	35	30	60	55	50	60	50	40
Gás	700	700	700	25	40	45	95	70	60	125	90	80	120	70	50
Solar PV	640	390	270	20	21	22	5	5	5	40	25	15	45	40	55
Eólica <i>onshore</i>	1120	1060	1010	26	28	30	15	10	10	55	45	40	60	50	55
Eólica <i>offshore</i>	3060	2060	1500	33	37	39	25	20	15	135	85	60	135	90	65

Observações:

- Todos os custos são expressos em US\$ do ano de 2022.

- O gás de turbina é de ciclo combinado, de forma que o calor dos gases de exaustão produzidos na queima do combustível da turbina a gás é aproveitado para gerar vapor em caldeiras. Esse vapor, por sua vez, movimenta turbinas a vapor (cogeração).
- Os principais componentes para o custo nivelado de eletricidade (LCOE, Levelised Cost of Electricity) incluem: custo overnight de capital⁸², fator de capacidade (produção média ao longo do ano em relação à capacidade nominal máxima), custos dos combustíveis e operação e manutenção (O&M). A vida econômica é de 25 anos para energia solar fotovoltaica e eólica (onshore e offshore).
- O custo nivelado de eletricidade com valor ajustado (VALCOE, Value-Adjusted Levelised Cost of Electricity) incorpora informações sobre custos e variáveis informadas pelo sistema. O objetivo é fornecer uma métrica mais completa de competitividade para as tecnologias de geração de energia.
- Os custos de combustível, CO₂ e O&M refletem a média dos dez anos seguintes ao da projeção. Variam, portanto, de acordo com o cenário de 2022. Os custos da energia solar fotovoltaica e eólica não incluem o custo das tecnologias de armazenamento de energia, como baterias. O custo de capital (CAPEX) para a energia nuclear representa o "enésimo tipo" para um novo projeto de reator, com reduções substanciais de custos em relação aos projetos pioneiros.

⁸² É o custo de uma usina (CAPEX) caso fosse construída durante uma noite, dividido pela potência máxima instantânea que ela pode fornecer.

Tabela 2 – Quadro-resumo – principais componentes de um parque eólico

Componente	Descrição / Função	Participação custo total (%)
Aerogeradores	Incluem pás, rotor, nacelle, gerador e sistemas de controle; são responsáveis pela conversão da energia do vento em eletricidade	65–75%
Torres	Sustentam o aerogerador e permitem a captação de ventos em maiores alturas	Incluídas nos aerogeradores ou 10–15% quando separadas
Fundações	Garantem a estabilidade estrutural dos aerogeradores conforme o solo e as cargas dinâmicas	5–10%
Sistema elétrico de coleta	Cabos de média tensão, caixas de junção e equipamentos que interligam os aerogeradores à subestação	5–8%
Subestação do parque	Eleva a tensão para conexão com o sistema elétrico externo e abriga sistemas de proteção e controle	3–6%
Linha de transmissão e conexão à rede	Permite o escoamento da energia até a rede elétrica existente	2–5%
Infraestrutura civil	Estradas de acesso, plataformas de montagem, pátios e edificações de apoio	3–6%
Sistemas de controle e monitoramento (SCADA)	Supervisão, automação e otimização da operação do parque	1–2%
Licenciamento ambiental e mitigação	Estudos ambientais, monitoramento de fauna, medidas compensatórias	1–3%
Engenharia, gestão e contingências	Projetos, gerenciamento, seguros e reservas para riscos	2–4%

ANEXO 3 – TABELAS DIVERSAS

Tabela 1 – Conferência das Parte – COP (principais acordos)⁸³

COP	Ano	Local	COP
COP 1	1995	Berlim, Alemanha	Mandato de Berlim: estabelecimento de negociações formais para metas futuras de redução de emissões
COP 2	1996	Genebra, Suíça	Aceitação dos relatórios do IPCC. Avanços na ciência climática e incentivo à maior ambição
COP 3	1997	Kyoto, Japão	Adoção do Protocolo de Kyoto, com metas vinculativas para redução de emissões em países desenvolvidos
COP 4	1998	Buenos Aires, Argentina	Plano de Ação de Buenos Aires: organizar o cronograma e os mecanismos de implementação do Protocolo de Kyoto
COP 5	1999	Bonn, Alemanha	Trabalho técnico contínuo em regras de implementação do Kyoto
COP 6	2000	Haia, Holanda	Tentativas de chegarem a um acordo sobre compromissos de Kyoto; adiamento para sessões futuras
COP 7	2001	Marrakech, Marrocos	Acordos de Marrakesh: detalhamento das regras de Kyoto para ratificação e implementação
COP 8	2002	Nova Delhi, Índia	Declaração de Delhi: foco em transferência de tecnologia e financiamento para países em desenvolvimento
COP 9	2003	Milão, Itália	Progresso em sumidouros de carbono (uso da terra, florestas) e avanço em regras do MDL
COP 10	2004	Buenos Aires, Argentina	Começo de debate sobre o que seguir após o primeiro período do Kyoto
COP 11	2005	Montreal, Canadá	Entrada em vigor do Protocolo de Kyoto (para os países que ratificaram)
COP 12	2006	Nairóbi, Quênia	Acordo de Nairóbi: “Nairobi Work Programme” para adaptação aos efeitos das mudanças climáticas
COP 13	2007	Bali, Indonésia	Bali Action Plan: negociação de novo acordo climático pós-Kyoto envolvendo mitigação, adaptação, finanças e tecnologia
COP 14	2008	Poznań, Polônia	Discussões preparatórias sobre metas climáticas mais ambiciosas, maior atenção ao financiamento climático
COP 15	2009	Copenhague, Dinamarca	Tentativa de chegar a acordo global pós-Kyoto; o Acordo de Copenhague (não vinculativo) com compromissos voluntários.
COP 16	2010	Cancún, México	Acordos de Cancún: mecanismos de adaptação, financiamento climático e meta de US\$ 100 bilhões/ano
COP 17	2011	Durban, África do Sul	Durban Platform: compromisso para negociar um novo acordo global de redução de emissões que inclua todos os países
COP 18	2012	Doha, Catar	Doha Amendment: extensão do Protocolo de Kyoto, com novo período de compromisso

⁸³ Fonte: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/>.

COP 19	2013	Varsóvia, Polônia	Foco em financiamento para adaptação; estabelecimento de planos nacionais de ação climática
COP 20	2014	Lima, Peru	Acordo de Lima: preparação das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) para o acordo que viria em Paris
COP 21	2015	Paris, França	Adoção do Acordo de Paris: compromisso global para manter o aquecimento bem abaixo de 2 °C, idealmente 1,5 °C
COP 22	2016	Marrakech, Marrocos	Início da implementação do Acordo de Paris; trabalho sobre o “livro de regras” para aplicar as obrigações assumidas em Paris
COP 23	2017	Bonn, Alemanha (pres. por Fiji)	Avanços sobre adaptação, financiamento climático, e início de negociação sobre transparência e operacionalização das NDCs
COP 24	2018	Katowice, Polônia	Adoção do “Katowice Rulebook”: conjunto de regras para implementação do Acordo de Paris
COP 25	2019	Madrid, Espanha (orig. Chile)	Debates sobre mercado de carbono (Artigo 6 do AP); falha em acordar regras claras para mercados de carbono
COP 26	2021	Glasgow, Reino Unido	Glasgow Climate Pact: aumento da ambição climática; compromisso para “fazer mais” para limitar 1,5 °C
COP 27	2022	Sharm el-Sheikh, Egito	Estabelecimento de um fundo para <i>loss and damage</i> (danos e perdas climáticas) para países vulneráveis
COP 28	2023	Dubai, Emirados Árabes Unidos	Foco em acelerar transição energética, reduzir dependência de combustíveis fósseis, mobilizar financiamento climático
COP 29	2024	Baku, Azerbaijão	Acordo para novas metas de financiamento climático: mobilizar US\$ 300 bilhões/ano até 2035 para países em desenvolvimento
30	2025	Belém, Brasil	Belém Political Package: inclui compromissos para triplicar o financiamento anual destinado a ações climáticas

Tabela 2 – Quadro resumido dos mecanismos utilizados para atingir o Net Zero

Categoria	Mecanismo / Ação	Exemplos práticos	Observações
Redução direta de emissões	Eficiência energética	Modernização de maquinário industrial, lâmpadas LED, otimização de processos	Reduz emissões no próprio processo produtivo, diminui custos operacionais
	Transição para energias renováveis	Energia solar, eólica, biomassa	Evita emissões de combustíveis fósseis; exige investimento inicial
	Transporte sustentável	Veículos elétricos, transporte coletivo, logística verde	Reduz emissões do escopo 1 e 2; impacto depende da matriz elétrica
	Redução de resíduos e reciclagem	Compostagem, reaproveitamento de materiais	Diminui emissões de metano e outros GEE de aterros e incineração
Remoção de carbono	Reflorestamento e plantio florestal	Projetos de reflorestamento da Amazônia, Cerrado ou Mata Atlântica	Captação de CO ₂ pela vegetação; requer monitoramento contínuo
	Recuperação de biomas degradados	Restauração de áreas de cerrado, manguezais, florestas ciliares	Aumenta a capacidade de sumidouros naturais de carbono; gera cobenefícios sociais e ambientais
	Tecnologias de captura de carbono	Captura direta do ar (DAC), bioenergia com captura de carbono (BECCS)	Alta eficiência de remoção; ainda custoso e tecnologicamente desafiador
Compensações e créditos de carbono	Créditos voluntários certificados	VERRA (VCS), Gold Standard, projetos de REDD+	Cada crédito corresponde a 1 tCO ₂ e; adicionalidade e rastreabilidade são essenciais
	Créditos de mecanismos regulados	MDL/CDM, CBIOs no Brasil	Destinados ao cumprimento de metas legais; regulados por órgãos oficiais

Esta obra oferece uma abordagem técnica e integrada da análise econômico-financeira aplicada a projetos energéticos, contemplando fontes renováveis com ênfase especial em tecnologias de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS). Ao combinar fundamentos teóricos e exemplos numéricos detalhados, a obra fornece ao leitor ferramentas práticas para a estimativa de retornos de projetos, riscos e tomada de decisão em investimentos energéticos. Destinado a engenheiros, geólogos, economistas, gestores e pesquisadores, o livro busca contribuir para o debate qualificado sobre a transição energética, destacando o papel da inovação tecnológica e da sustentabilidade na estruturação de projetos competitivos e alinhados aos desafios climáticos contemporâneos.



PETROBRAS