



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Despacho econômico e ambiental de sistemas
integrados de eletricidade e de gás com inclusão de
plantas de captura de carbono**

JUAN RUBEMAR JUNIOR DA SILVA FRAZÃO

São Luís – MA, Brasil
Dezembro, 2025

JUAN RUBEMAR JUNIOR DA SILVA FRAZÃO

**Despacho econômico e ambiental de sistemas
integrados de eletricidade e de gás com inclusão de
plantas de captura de carbono**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas.

São Luís – MA, Brasil
Dezembro, 2025

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Rubemar Junior da Silva Frazão, Juan.

Despacho econômico e ambiental de sistemas integrados de eletricidade e de gás com inclusão de plantas de captura de carbono / Juan Rubemar Junior da Silva Frazão. - 2025.

83 p.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2025.

1. Despacho Econômico e Ambiental. 2. Emissões de Carbono. 3. Plantas de Captura de Carbono. 4. Integração de Redes de Eletricidade e de Gás. 5. Otimização. I. Leonardo Paucar Casas., Vicente. II. Título.

Despacho econômico e ambiental de sistemas integrados de eletricidade e de gás com inclusão de plantas de captura de carbono

JUAN RUBEMAR JUNIOR DA SILVA FRAZÃO

Dissertação de Mestrado aprovada em 19/12/2025

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior, UFPI
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Dedico este trabalho a minha família.

Agradecimentos

A Deus, por conceder força, saúde, discernimento e perseverança ao longo de toda esta jornada.

À minha família, minha base e maior fonte de apoio. Agradeço pelo amor incondicional, pela compreensão nos momentos de ausência e por acreditarem em mim mesmo quando eu duvidava das minhas próprias capacidades. Cada conquista aqui alcançada é compartilhada com vocês meus pais, Rubemar Frazão e Ana Frazão, à minha irmã, Rayane Frazão e ao meu sobrinho Arthur Tobias.

Aos meus amigos, que ofereceram palavras de incentivo, companheirismo e leveza nos dias mais desafiadores. Sou profundamente grato pela presença de cada um e pela motivação constante que sempre me proporcionaram. Destaco Marcelo Batalha e Socorro Silva.

Sou também grato aos colegas de mestrado e doutorado, com quem compartilhei aprendizados, debates e amizades valiosas. Em especial, cito Wenllson Carlos Ferreira Leite e George Colares Silva Filho, que estiveram sempre dispostos a colaborar e dividir experiências acadêmicas enriquecedoras.

Ao jiu-jitsu, que me ensinou disciplina, resiliência, humildade e a importância de levantar após cada queda. Os ensinamentos adquiridos no tatame ecoaram diretamente na minha formação pessoal e contribuíram para que eu enfrentasse as dificuldades deste trabalho com coragem e perseverança. Em especial, ao meu mestre Railton Santana e aos colegas Thaynara Sales, Thimoteo Cardoso, Flávia Barros e Dhiego Aragao.

Aos professores, pela dedicação, paciência e compromisso em transmitir conhecimento de forma ética e inspiradora. Cada aula, orientação e contribuição foram fundamentais para o meu amadurecimento acadêmico e profissional. Em especial, cito o Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira.

Ao meu orientador, professor Dr. Leonardo Paucar, expresso minha mais sincera gratidão pelo apoio, paciência, confiança e pela orientação firme e criteriosa ao longo de todo o processo de pesquisa e redação desta dissertação. Sua contribuição foi essencial para o amadurecimento deste trabalho e para meu crescimento como pesquisador.

A todos que, de alguma forma, contribuíram direta ou indiretamente para a realização desta dissertação, deixo aqui o meu mais sincero e profundo agradecimento.

*“As dificuldades
fortalecem a mente,
como o trabalho
faz com o corpo.”*

(Sêneca)

*“Concentre-se nos pontos fortes,
reconheça as fraquezas, agarre as
oportunidades e proteja-se contra
as ameaças.”*

(Sun Tzu)

*“Não espere por uma coroação; os maiores
imperadores coroam a si mesmos.”*

(Robert Greene)

Resumo

O despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica (SEE) visa otimizar a geração de energia elétrica com o menor custo e as menores emissões de carbono. Nesta pesquisa propõe-se um modelo de despacho econômico e de baixo carbono considerando a interdependência entre as redes de eletricidade e de gás, a inserção de plantas de captura de carbono (PCC), armazenamento de energia e levando em conta as perdas no sistema, de forma a minimizar os custos de geração e a emissão de carbono. A metodologia proposta tem sido implementada na linguagem de programação Python, em ambiente computacional PyCharm, e aplicada ao sistema teste IEEE RTS-24 modificado com 33 geradores, bem como a outros dois sistemas reduzidos compostos por 3 geradores, considerando diferentes cenários de operação. Os resultados das simulações computacionais demonstram que a operação integrada entre as redes de eletricidade e de gás, a integração de plantas de captura de carbono e o armazenamento, possibilitam a operação dos SEE com baixas emissões de carbono e menor economia.

Palavras-chave: Despacho econômico e ambiental; Emissões de carbono; Plantas de captura de carbono; Integração de redes de eletricidade e de gás; Otimização.

Abstract

The economic and environmental dispatch of electric power systems (EPS) aims to optimize electricity generation at the lowest cost and with minimal carbon emissions. This research proposes an economic and low-carbon dispatch model that considers the interdependence between electricity and gas networks, the inclusion of carbon capture plants (CCPs), energy storage, and system losses, in order to minimize generation costs and carbon emissions. The proposed methodology was implemented in the Python programming language, within the PyCharm computational environment, and applied to the modified IEEE RTS-24 test system with 33 generators, as well as to two additional reduced-scale test systems composed of 3 generators, under different operating scenarios. The results of the computational simulations demonstrate that the integrated operation of electricity and gas networks, along with the incorporation of carbon capture plants and energy storage, enables the operation of EPS with low carbon emissions and reduced overall costs.

Keywords: Economic and environmental dispatch; Carbon emissions; Carbon capture plants; Integration of electricity and gas networks; Optimization.

Lista de Figuras

Figura 4.1 Diagrama unifilar IEEE RTS-24 [20]	41
Figura 4.2 Gráfico da Potência gerada por cada gerador após otimização.....	44
Figura 4.3 Gráfico da potência gerada, custos e índice dos geradores	45
Figura 4.4 Diagrama unifilar de 12 barras e 3 geradores	46
Figura 4.5 Comparação dos 4 cenários com e sem perdas (Ploss)	49
Figura 4.6 Resultados dos 4 cenários com e sem perdas em 3D	49
Figura 4.7 Diagrama unifilar sistema teste de 3 barras e 3 geradores	51
Figura 4.8 Resultados dos custos e emissões do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.....	55
Figura 4.9 Representação 3D dos resultados do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.....	56
Figura 4.10 Comparativo de custo e emissões entre os sistemas A, B e C.	60
Figura 4.11 Comparativo dos índices de robustez.....	60

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 Descrição do modelo IEEE RTS-24 [20] modificado	41
Tabela 4.2 Dados principais do sistema	41
Tabela 4.3 Cenários de operação do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A.....	42
Tabela 4.4 Parâmetros econômicos e ambientais do modelo.	43
Tabela 4.5 Principais parâmetros de entrada	43
Tabela 4.6 Resultados principais do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A.....	44
Tabela 4.7 Dados principais do sistema de 12 barras e 3 geradores B.....	46
Tabela 4.8 Descrição do modelo do sistema teste de 12 barra e 3 geradores B.....	46
Tabela 4.9 Principais parâmetros de entrada	48
Tabela 4.10 Resultado principal do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B	48
Tabela 4.11 Comparativo entre modelos.....	50
Tabela 4.12 Dados principais do sistema teste de 3 barra e 3 geradores C.....	51
Tabela 4.13 Estrutura do modelo do sistema teste de 3 barra e 3 geradores C	51
Tabela 4.14 Dados de entrada do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.....	53
Tabela 4.15 Resultados de saída do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.....	55
Tabela 4.16 Comparativo entre os sistemas teste	59

Lista de abreviaturas e siglas

SEE	: Sistemas de Energia Elétrica
DE	: Despacho Econômico
PCC	: Planta de Captura de Carbono
CAC	: Captura e Armazenamento de Carbono
GD	: Geração Distribuída
DEA	: Despacho Econômico e Ambiental
UTES	: Usinas Termelétricas
CCS	: <i>Carbon Capture and Storage</i> (Captura e Armazenamento de Carbono)
MMGD	: Micro e Minigeração Distribuída
OCDE	: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
RTS-24	: Reliability Test System (24 barras)
IROOT-IC	: Índice de Robustez em Otimização Robusta com Incertezas e Custos
CTM	: <i>Carbon Trade Mechanism</i> (Mecanismo de Comércio de Carbono)
US\$	: dólar americano
CO ₂	: Dióxido de Carbono
GA	: <i>Genetic Algorithms</i> (Algoritmos Genéticos)
PSO	: <i>Particle Swarm Optimization</i> (Otimização por Enxame de Partículas)

Sumário

Página

Capítulo 1	1
1. Introdução	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo geral	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Justificativa.....	3
1.4 Metodologia.....	4
1.5 Estrutura do trabalho	6
Capítulo 2	7
2. Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica	7
2.1 Aspectos ambientais	8
2.2 Plantas de captura de carbono	8
2.3 Panorama da matriz de energia elétrica brasileira.....	9
2.4 As emissões de gases de efeito estufa	11
2.5 Tecnologias de captura de carbono	12
2.5.1 Avanços tecnológicos de captura de carbono.....	14
2.5.2 Integração do despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica e redes de gás.....	15
2.5.3 Barreiras econômicas e regulatórias	16
2.6 Ladder CCTM	16
2.7 IROOT-IC.....	17
2.8 Despacho econômico de sistemas de energia elétrica	17
2.9 Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica.....	21

Capítulo 3	25
3. Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com integração de rede de gás e plantas de captura de carbono	25
3.1 Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com rede de gás integrada	26
3.2 Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com integração de rede de gás e plantas de captura de carbono.....	29
3.3 Integração do armazenamento e captura de carbono.....	31
3.4 Integração do armazenamento e captura de carbono com inclusão das perdas.....	33
Capítulo 4	39
4. Simulações e resultados.....	39
4.1 Introdução	39
4.2 Sistema teste de 24 barras e 33 unidades geradoras A	40
4.2.1 Cenários de operação.....	41
4.2.2 Parâmetros do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A	42
4.2.3 Resultados do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A	44
4.3 Sistema teste de 12 barras e 3 geradores B.....	45
4.3.1 Cenários de operação do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B.....	47
4.3.2 Parâmetros do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B	47
4.3.3 Resultados do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B.....	48
4.4 Sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.....	51
4.4.1 Parâmetros do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C	52
4.4.2 Resultados do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.....	54
4.5 Resultados.....	57
4.5.1 Análise comparativa entre os sistemas teste.....	59
Capítulo 5	62
5. Conclusão	62
5.1 Conclusões.....	62

5.2 Trabalhos futuros.....	63
Referências	65

Capítulo 1

1. Introdução

1.1 Generalidades

O aumento da participação das fontes renováveis nos sistemas de energia elétrica (SEE) tem contribuído para a diversificação das fontes geradoras de energia elétrica; no entanto, as usinas termelétricas (UTES) a combustíveis fósseis ainda desempenham um papel significativo na emissão de carbono [1].

Um sistema de energia elétrica híbrido (SEEH) é definido como um sistema integrado que combina duas ou mais fontes de geração de eletricidade tais como as fontes a combustíveis fósseis (carvão, petróleo, gás) e as fontes de energia renováveis que usam principalmente a energia solar e a eólica.

O problema do despacho econômico (DE) de sistemas de energia elétrica consiste em minimizar o custo total de geração de energia elétrica, determinando com que potência as usinas devem operar para atender a demanda da rede com o menor custo total de combustível ou custo de operação e observando as capacidades e limites operacionais dos geradores. Adota-se um modelo de otimização não linear para resolver o despacho econômico.

Com a crescente interdependência entre os sistemas de eletricidade e gás natural, torna-se essencial uma coordenação eficiente entre esses setores, visando garantir tanto a segurança operacional quanto a viabilidade econômica da operação integrada. Nesse contexto, o desenvolvimento de modelos de despacho econômico de baixo carbono para sistemas integrados de eletricidade e gás, considerando a inclusão de plantas de captura de carbono (PCCs) [19], revela-se uma abordagem estratégica para mitigar impactos ambientais. Ademais, a integração das redes elétrica e de gás tem sido amplamente estudada como meio de aprimorar a segurança do abastecimento energético.

Dentre as soluções discutidas na literatura, destaca-se o conceito de conversão de energia elétrica em gás, no qual a eletricidade excedente pode ser convertida em hidrogênio ou gás natural sintético, permitindo seu armazenamento e posterior recuperação por meio da combustão, de modo a gerar eletricidade ou calor com baixo teor de carbono [2].

Os sistemas integrados de eletricidade e gás que incorporam PCCs possuem diversos componentes fundamentais sendo um dos mais relevantes a captura e armazenamento de carbono (CAC), tecnologia essencial para a redução das emissões de gases de efeito estufa associadas às centrais termelétricas. O processo de CAC envolve a captura do CO₂ gerado durante a queima de combustíveis fósseis e seu armazenamento em reservatórios geológicos subterrâneos impedindo sua liberação na atmosfera. Dessa forma, a adoção de sistemas energéticos integrados, aliados à implementação de tecnologias de captura de carbono, apresenta um potencial significativo para mitigar as emissões de gases de efeito estufa e amenizar as mudanças climáticas.

Nos últimos anos, os modelos de despacho de baixo carbono têm sido objeto de pesquisa e desenvolvimento. Esses modelos apoiam-se em diversas políticas, como o comércio de carbono e a imposição de limites para emissões, resultando na proposição de limites para emissões, o que gera estratégias voltadas à redução dos gases de efeito estufa [3],[4],[5],[8]. No entanto, grande parte dos estudos concentra-se no despacho de baixo carbono no setor de geração.

Nesse contexto, pesquisas recentes investigam o funcionamento ótimo dos sistemas de energia elétrica, considerando a operação coordenada entre diferentes vetores energéticos e a incorporação de tecnologias de baixo carbono. Esses estudos buscam aprimorar os modelos de despacho econômico e ambiental, de modo a equilibrar a eficiência operacional, custos e redução de emissões, especialmente em sistemas integrados de eletricidade e gás.

Embora avanços significativos tenham sido alcançados no desenvolvimento de modelos de otimização e no uso de tecnologias emergentes para captura e armazenamento de carbono [9], ainda persistem desafios técnico e regulatórios que limitam sua aplicação em larga escala. Entre os desafios, destacam-se os custos associados à implementação das tecnologias de captura, a necessidade de infraestrutura adequada para transporte e armazenamento de CO₂, e a integração eficiente desses sistemas com a rede elétrica e de gás.

Projetos piloto e iniciativas demonstrativas vêm sendo conduzidos em diversas regiões do mundo para avaliar os impactos da integração de tecnologias de captura de carbono do despacho coordenado entre eletricidade e gás sobre o desempenho energético e ambiental [10]. Esses esforços incluem a instalação de contadores de carbono (*Carbon Flow / Emission Flow*), é o modelo de fluxo de emissão de carbono que permite rastrear a quantidade de CO₂ equivalente que flui em rede de energia elétrica, atribuindo

responsabilidade pelas emissões [37], para monitoramento das emissões dos consumidores e a implementação de mecanismos de tributação dupla de carbono, como o testado em Shenzhen, na China [10], [11]. Ademais, estudos recentes têm evidenciado o papel estratégico das tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono na consolidação de sistemas energéticos de baixo carbono [10], [11].

O avanço dessas pesquisas é essencial para a diminuição das emissões e consolidar um modelo energético sustentável. Assim, a integração entre eletricidade, gás e tecnologias de captura de carbono se apresenta como uma alternativa promissora para o desenvolvimento de sistemas mais eficientes e resilientes.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Desenvolver um modelo de despacho econômico e ambiental para sistemas integrados de eletricidade e gás, com inclusão de plantas de captura de carbono e armazenamento de energia.

1.2.2 Objetivos específicos

a) Implementar técnicas de otimização robusta, a fim de equilibrar economicamente a operação e mitigar as emissões de carbono;

b) Desenvolver o modelo matemático de despacho econômico ambiental considerando a integração entre sistemas de eletricidade e de gás incluindo plantas de captura de carbono;

c) Incorporar parâmetros ambientais, operacionais e estruturais ao modelo, de forma a representar adequadamente as restrições do sistema integrado;

1.3 Justificativa

A pesquisa busca desenvolver estratégias de operação mais eficientes para o despacho econômico ambiental, em resposta às crescentes preocupações com as emissões de gases de efeito estufa.

O desenvolvimento de modelos de despacho econômico ambiental para os sistemas integrados de eletricidade e de gás representa um avanço essencial para otimizar os custos operacionais, reduzir emissões de carbono e aumentar a flexibilidade do sistema de energia elétrica diante de incertezas técnicas e de mercado. A integração de tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono em centrais termelétricas apresenta-se como uma solução para mitigar os impactos ambientais sem comprometer a confiabilidade do sistema de fornecimento.

1.4 Metodologia

A metodologia de pesquisa científica utilizada contemplou os seguintes métodos:

- a) Pesquisa bibliográfica, foi realizada uma revisão bibliográfica sistemática sobre os temas relacionados ao despacho econômico e ambiental, otimização, integração entre eletricidade e gás, e tecnologias de captura e armazenamento de carbono. A pesquisa envolveu o levantamento de artigos científicos indexados nas bases IEEE, além de normas técnicas e relatórios que forneceram os fundamentos teóricos necessários para a criação do modelo, além de orientar a seleção de abordagens matemáticas mais adequadas para o problema estudado.
- b) Foi analisadas técnicas metaheurísticas baseadas em inteligência artificial, amplamente utilizadas na resolução de problemas de despacho devido à sua capacidade de lidar com funções não lineares e restrições complexas. Embora não tenham sido diretamente implementadas neste trabalho, essas técnicas foram utilizadas como referência conceitual para contextualizar e comparar o desempenho do método de otimização robusta adotado.
- c) Otimização robusta, esta etapa envolveu a adoção da otimização robusta dinâmica (IROOT-IC), que busca soluções viáveis e estáveis mesmo sob incertezas dos preços de combustíveis e dos custos de emissão de carbono.
- d) Otimização multiobjetivo, o problema foi formulado, considerando a minimização simultânea do custo de operação e das emissões de carbono.
- e) Despacho econômico e ambiental, constitui o núcleo da metodologia proposta. Nesta etapa, o modelo busca determinar a alocação ótima de potência entre unidades geradoras, considerando seus custos de geração, limites operacionais e fatores de emissão de CO₂, servindo de referência base.

- f) Despacho econômico e ambiental com integração de rede de gás, o modelo foi ampliado para incluir a integração da rede de gás natural permitindo representar o acoplamento físico e econômico entre sistemas elétrico e de gás. Essa abordagem é fundamental para avaliar estratégias coordenadas de despacho em sistemas multienérgicos, aumentando a flexibilidade operacional e contribuindo para a redução das emissões de CO₂ no cenário mundial.
- g) Despacho econômico e ambiental com integração de rede de gás e plantas de captura de carbono, nesta ampliação, o modelo incorporou as PCCs acopladas às unidades termelétricas. Essas plantas permitem capturar parte do CO₂ emitido, reduzindo de forma significativa a intensidade de carbono da geração térmica. A integração com a rede de gás e o sistema elétrico foi implementada de forma acoplada, refletindo o comportamento conjunto dos fluxos energéticos e a sinergia entre as tecnologias de captura de carbono e o despacho econômico.
- h) Simulações computacionais, o modelo foi implementado na linguagem de programação Python, utilizando bibliotecas de otimização matemática como o Numpy. As simulações foram aplicadas ao sistema IEEE RTS-24 modificado, composto por 33 unidades geradoras e 24 barras, com a adição de infraestrutura de gás e PCCs. Para fins de análise comparativa, foi também desenvolvida uma versão reduzida com três geradores, permitindo uma exploração detalhada dos efeitos de integração e das penalidades ambientais. Foram simulados quatro cenários de operação progressivos, abrangendo desde o despacho tradicional até a integração completa entre eletricidade, gás, armazenamento e captura de carbono.
- i) Resultados e análises considerando três dimensões principais: custos totais de operação, emissões de carbono e robustez de soluções. Os cenários comparativos evidenciam o impacto da introdução das restrições ambientais e da integração energética na composição do despacho. Os cenários foram avaliados com e sem perdas elétricas, sob diferentes níveis de demanda, permitindo verificar a estabilidade do modelo e sua eficiência em termos de custo e emissões.
- j) Consolidação, processamento e interpretação dos resultados obtidos, com base em critérios técnicos e científicos, a fim de avaliar a eficácia do modelo proposto e as conclusões do estudo.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido como segue:

Capítulo 1 – Introdução: apresenta o contexto e a problemática que motivaram a pesquisa, destacando as justificativas para a sua realização, os objetivos gerais e específicos, a metodologia adotada e a organização da dissertação. Capítulo 2 – Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica: aborda uma visão abrangente da matriz elétrica brasileira e do panorama mundial, com ênfase na crescente participação de fontes renováveis, os desafios de confiabilidade do sistema e os impactos associados às emissões de carbono. Este capítulo estabelece a base conceitual para a compreensão da relevância da integração de sistemas energéticos na busca por soluções mais sustentáveis. Capítulo 3 – Despacho econômico e ambiental de SEEs com integração de rede de gás, plantas de captura de carbono e armazenamento: apresenta as formulações utilizadas no despacho econômico e ambiental, considerando tanto os sistemas de energia elétrica quanto a integração com a rede de gás natural, plantas de captura de carbono, armazenamento e custos escalonados de emissões, fornecendo um modelo mais realista para a operação conjunta dos sistemas. Capítulo 4 – Simulações e resultados: apresenta-se os estudos de caso realizados no sistema IEEE RTS-24 modificado, incluindo a versão reduzida com três geradores. São discutidos os resultados obtidos nos diferentes cenários de operação, com ênfase no desempenho do modelo em termos de custos, emissões e robustez frente a incertezas. No capítulo, são destacadas as principais contribuições do trabalho e práticas do estudo. Por fim, o Capítulo 5 expõe as conclusões referentes às pesquisas, sintetizando os avanços alcançados e as inovações propostas abordadas no estudo, e sugerir possíveis direções para trabalhos futuros.

Capítulo 2

2. Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre o despacho econômico e ambiental (DEA) de sistemas de energia elétrica constitui um tema central num contexto de transição energética e da busca por sistemas mais eficientes e sustentáveis, com foco no estado da arte e nas abordagens consolidadas na literatura científica internacional. De forma tradicional, o despacho econômico visa determinar a alocação ótima de geração entre as usinas disponíveis de modo a atender a demanda de energia elétrica com o menor custo de operação ou custo de combustível [17], [5]. Entretanto, com o agravamento das mudanças climáticas e a preocupação internacional na redução de emissões de gases de efeito estufa, tornou-se necessário incorporar critérios ambientais ao processo de otimização [17], [5]. Assim, o despacho econômico e ambiental surge como uma abordagem que equilibra objetivos conflitantes, o custo mínimo de operação e a mínima emissão de poluentes dentro de um mesmo modelo de tomada de decisão. A análise é conduzida no contexto global da transição energética, destacando os principais avanços e desafios que influenciam o desenvolvimento de modelos capazes de equilibrar economia e ambiental.

Do ponto de vista operacional, o DEA busca soluções que reduzam o impacto ambiental da geração de energia elétrica. Logo o DEA pode ser modelado como um problema de otimização multiobjetivo, em que o custo de operação e as emissões de gases de efeito estufa como o CO_2 , SO_2 e NO_x são tratados de forma simultânea [6].

A metodologia de solução para o DEA está baseada em técnicas matemáticas tais como programação linear, não linear, estocástica e robusta, como o uso de algoritmos evolucionários, que permitam explorar o espaço de soluções de forma eficiente [13]. Diversos estudos vêm avançando, integrando os mercados de energia e carbono, tecnologias limpas e fontes renováveis intermitentes, de modo a representar com maior realismo os desafios da geração atual [13].

2.1 Aspectos ambientais

A inclusão dos aspectos ambientais no despacho econômico decorre da necessidade de mitigar as emissões provenientes do uso intensivo de combustíveis fósseis, que ainda representam uma parcela significativa da matriz energética num cenário mundial.

A modelagem ambiental considera as emissões associadas a cada unidade geradora, de forma a introduzir penalidades ou custos adicionais proporcionais à quantidade de poluentes emitidos. Essa abordagem permite que o operador do sistema elabore estratégias de despacho que minimizem os custos operacionais e as emissões, para conduzir a uma operação mais sustentável [11]. Ademais, os mecanismos de precificação de carbono, como taxas ou mercados de crédito, podem ser integrados aos modelos, estimulando economicamente a redução das emissões e o investimento em tecnologias de baixo carbono.

Em sistemas híbridos, essa análise torna-se ainda mais relevante, já que há uma variabilidade das fontes renováveis o que exige um suporte de tecnologias complementares e soluções de armazenamento para manter a estabilidade da rede [21]. O que amplia a flexibilidade do sistema e incentiva o uso de fontes renováveis como solar, eólica e biomassa.

2.2 Plantas de captura de carbono

As plantas de captura de carbono ou PCCs desempenham um papel estratégico no contexto do despacho econômico e ambiental. Essas tecnologias permitem capturar o CO₂ emitido por fontes estacionárias, como as usinas termelétricas a combustível fóssil e gás natural, e armazená-lo de forma segura em reservatórios geológicos ou fazer uso dele em processos industriais [19].

A integração das PCCs aos sistemas de energia elétrica adiciona uma nova dimensão ao problema do DEA, pois introduz um novo custo, eficiência energética e variáveis operacionais que afetam a decisão ótima de geração.

As tecnologias de captura de carbono vêm evoluindo de forma significativa nas últimas décadas, com estes avanços como novos solventes químicos, membranas e absorventes sólidos, vem resultando numa maior eficiência e menor consumo energético no processo de separação do CO₂ [16].

A incorporação dessas tecnologias nos modelos de despacho econômico e ambiental possibilita uma nova visão da operação energética, considerando não apenas os custos econômicos diretos, mas os benefícios ambientais a longo prazo. Ademais, ao combinar a captura de carbono com o uso de hidrogênio de baixo carbono e armazenamento energético, criam-se sinergias que potencializam a descarbonização do setor energético [16].

O despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica, quando associado a tecnologias emergentes de captura e armazenamento de carbono, configura-se numa ferramenta essencial para alcançar os objetivos de neutralidade climática, eficiência operacional e segurança energética, conciliando as demandas ambientais com a viabilidade econômica dos sistemas modernos de energia elétrica.

2.3 Panorama da matriz de energia elétrica brasileira

Embora este trabalho seja desenvolvido em uma perspectiva global, torna-se pertinente apresentar de forma sucinta a matriz energética brasileira, apenas como elemento informativo.

Em 2024, a matriz energética brasileira alcançou o patamar de participação das fontes renováveis na matriz elétrica de 88,2% [12], consolidando-se como uma das matrizes mais limpas do mundo. Esse desempenho foi sustentado, principalmente, pela elevada participação da geração de fonte hidrelétrica, responsável pela maior parcela da produção de energia elétrica no país, e pelo uso da biomassa proveniente da cana-de-açúcar, que desempenha um papel relevante na diversificação da matriz e na redução da dependência de combustíveis fósseis.

Além das fontes convencionais, observou-se um crescimento expressivo de outras fontes renováveis alternativas, como licor negro, o biodiesel, e as fontes eólica e solar fotovoltaica, que apresentaram uma taxa significativa de expansão na última década. A energia eólica consolidou-se como uma das principais fontes renováveis no Brasil, aproveitando o elevado potencial dos ventos na região do Nordeste [12]. Já a geração solar fotovoltaica, tanto em escala centralizada quanto distribuída, mostrou um avanço expressivo na sua capacidade instalada, contribuindo para a maior descentralização da produção de energia e ampliando a resiliência do sistema elétrico [12].

Esse cenário evidencia a evolução tecnológica e a crescente inserção das fontes renováveis, mostra os novos desafios associados à sua maior integração no sistema de energia elétrica brasileiro, como a intermitência da geração e a necessidade de expansão de redes de transmissão. Dessa forma, o patamar de 88,2% alcançado em 2024 [12] representa um marco estatístico e um reflexo da trajetória brasileira rumo a uma matriz mais sustentável, que requer inovações em planejamento e operação para assegurar a confiabilidade e a estabilidade do sistema em um contexto de crescente participação de fontes variáveis [12].

A oferta interna de energia elétrica no Brasil, em 2024, apresentou uma composição diversificada, refletindo o avanço das fontes renováveis e a consolidação de diferentes modalidades de geração. Entre os principais destaques, ressaltam-se os seguintes aspectos:

- Observou-se que as fontes eólicas e solar fotovoltaica juntas representaram 23,7% da geração de energia elétrica total no país em 2024, demonstrando a evolução dessas fontes na matriz elétrica brasileira [12].

- A micro e minigeração distribuída (MMGD) alcançou uma participação de 5,6% da geração elétrica total em 2024, resultado do crescimento acelerado da geração fotovoltaica em telhados residenciais, comerciais e industriais, que contribui para a descentralização da produção de energia e para a redução das perdas no sistema de transmissão [12].

- A geração solar fotovoltaica totalizou 70,7 TWh, incluindo tanto a geração centralizada quanto a geração distribuída, o que representou um crescimento de 39,6% em relação ao ano anterior. Em termos de capacidade instalada, alcançou 48.468 MW, um aumento de 28,1% em relação ao ano anterior. Esses resultados demonstram a competitividade crescente da energia solar, impulsionada pela redução dos custos tecnológicos e por políticas de incentivo à geração distribuída [12].

- A energia eólica, por sua vez, atingiu a marca de 107,7 TWh apresentando um crescimento de 12,4% em relação ao ano anterior. A capacidade instalada chegou a 29.550 MW, correspondendo a um aumento de 3%, consolidando o Brasil como um dos líderes na utilização dessa fonte, especialmente devido ao elevado fator de capacidade observado em regiões como o Nordeste [12].

- A geração hidrelétrica manteve-se estável, permanecendo como a principal fonte da matriz elétrica nacional [12].

- Houve aumento de 11,4% na geração termelétrica, totalizando 151,2 TWh. Nesse segmento, destacou-se o uso de biomassa, responsável por 40,6% da geração térmica [12], reforçando a relevância de alternativas de base renovável no contexto da geração [12].

Ademais, a integração de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, traz desafios técnicos e econômicos. A variação da geração de energia elétrica demanda investimentos em tecnologias de armazenamento de energia, sistemas de previsão meteorológica e redes inteligentes para garantir a flexibilidade operacional. Além disso, a manutenção da confiabilidade do sistema torna essencial o uso de fontes complementares como as termelétricas, em períodos críticos de baixa disponibilidade de renováveis, o que evidencia a importância de estratégias híbridas e de integração multienergética para assegurar a segurança de suprimento [12].

É importante ressaltar que esses dados são utilizados apenas como contextualização, o objetivo principal permanece na análise metodológica do despacho econômico e ambiental em escala global, considerando tendências internacionais de integração entre sistemas elétricos, gás natural e tecnologias de captura de carbono.

2.4 As emissões de gases de efeito estufa

As emissões dos sistemas de energia elétrica referem-se aos gases e poluentes lançados na atmosfera como resultado das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A maior parte dessas emissões provém da queima de combustíveis fósseis (carvão, petróleo, gás natural) pela operação das usinas termelétricas.

As emissões de CO₂ associadas à matriz de energia elétrica brasileira atingiram 431,3 milhões de toneladas de CO₂ sendo a maior parte 214,3 Milhões de toneladas, gerada pelo setor de transportes [12].

No setor elétrico brasileiro, essas emissões no ano de 2024, o Brasil emitiu apenas 59,9 kg de CO₂ para produzir 1 MWh, consolidando-se entre os menores índices do mundo [12].

Que corresponde a:

- 23% das emissões médias registradas pelos países europeus da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) ou (*Organisation for Economic Co-operation and Development* – OECD);
- 17% do valor emitido pelos Estados Unidos (EUA) [12];
- 9% do valor emitido pela China, evidenciando a elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira [12].

De modo amplo, observa-se que cerca de 70% das emissões brasileiras de gases de efeito estufa concentram-se nos setores de agricultura, uso da terra, mudança de uso da terra e florestas [12], enquanto as emissões do setor de energia responderam por aproximadamente a 20,5% do total inventariado em 2022 [12].

2.5 Tecnologias de captura de carbono

A captura, utilização e armazenamento de carbono configura-se como um conjunto de tecnologias estratégicas para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, atuando de forma complementar às fontes renováveis e à eficiência energética. O princípio fundamental consiste em capturar o dióxido de carbono CO₂ emitido por processos industriais ou por usinas de geração de energia elétrica a combustíveis fósseis, impedindo sua liberação na atmosfera e possibilitando seu armazenamento geológico ou sua conversão em produtos de valor agregado [16], [17].

A relevância das tecnologias de captura e armazenamento de carbono é reforçada pelo fato de que cerca de 25% das emissões mundial de CO₂ ainda provem da geração termoelétrica, sendo as plantas de captura de carbono um dos meios mais eficazes para promover a descarbonização desses sistemas [22], [23].

As PCCs são unidades acopladas às usinas de geração que operam em conjunto com o ciclo de combustão, podendo ser implementadas em três configurações principais: pós-combustão, pré-combustão e oxicomcombustão [22], [23].

A captura pós-combustão trata-se da tecnologia mais amplamente utilizada, na qual o CO₂ é separado dos gases de exaustão após a combustão [8]. Para a captura utilizam-se, predominantemente, solventes químicos como as aminas, que absorvem seletivamente o CO₂ em uma torre de contato e o liberam posteriormente em uma etapa de regeneração

térmica. Essa abordagem é considerada ideal para plantas existentes, como as termelétricas a carvão e gás natural.

A captura pré-combustão ocorre antes do processo de queima, envolvendo a reforma do combustível (geralmente gás natural ou carvão) em gás de síntese (CO e H_2). O CO_2 é então separado por meio de processos físico-químicos e o hidrogênio purificado é utilizado como combustível limpo [8].

Na oxidação o combustível é queimado em ambiente enriquecido com oxigênio puro em vez de ar, produzindo uma corrente de exaustão composta basicamente por vapor d'água e CO_2 , o que facilita significativamente a etapa de separação.

A captura de carbono pode ser combinada a sistemas de armazenamento geológico, nos quais o CO_2 comprimido é injetado em formações subterrâneas, como aquíferos salinos profundos e reservatórios de petróleo exauridos, ou ainda em processos de reutilização industrial, como a produção de metanol, ureia, carbonatos minerais e combustíveis sintéticos [6], [29].

Nos últimos anos, têm ganhado destaque os hubs de captura de carbono, que funcionam como polos regionais de coleta, transporte e armazenamento de CO_2 provenientes de múltiplas fontes industriais. Esses hubs possibilitam economias de escala, compartilhamento de infraestrutura e redução de custos logísticos, tornando a tecnologia de captura e armazenamento de carbono, economicamente viável [4].

A integração, sugere-se expandir a modelagem para incluir a operação conjunta de plantas de captura de carbono, possibilitando analisar seu impacto direto nas estratégias de DEA, nos custos e na redução efetiva das emissões de carbono. Essa integração permite a coordenação operacional entre eletricidade, gás e CO_2 , favorecendo o aproveitamento de energia residual e possibilitando a conversão do carbono capturado em metano sintético (CH_4) por meio da reação de metanação ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$), processo que auxilia tanto na redução líquida de emissões quanto no armazenamento de energia em forma química [8].

Apesar dos avanços tecnológicos, as PCCs, enfrentam desafios relacionados ao elevado consumo energético durante a regeneração de solventes, ao custo de capital inicial e à falta de políticas de incentivo claras. Contudo, a contínua evolução tecnológica e a queda dos custos de materiais permitem a expansão de projetos piloto e comerciais, especialmente

em países da OCDE e na China [13]. Assim, as plantas de captura de carbono consolidam-se como uma das ferramentas mais promissoras para a transição energética global, associando viabilidade técnica, sustentabilidade ambiental e integração com múltiplos vetores energéticos.

2.5.1 Avanços tecnológicos de captura de carbono

Nas últimas décadas, observou-se um avanço expressivo nas tecnologias de captura de carbono, impulsionado pela pesquisa em novos materiais, pela otimização de processos e pela integração com outros vetores energéticos. Esses avanços têm como principal meta aumentar a eficiência da separação do CO₂ e reduzir o custo de captura por tonelada, fatores determinantes para implementação comercial em larga escala [9].

As inovações mais relevantes destacam-se os solventes avançados e absorventes sólidos de nova geração. No primeiro grupo, os solventes híbridos e aminas modificadas como os líquidos iônicos, têm apresentado significativa redução na energia requerida para regeneração, além de maior estabilidade térmica e menor degradação química [24]. Já os absorventes sólidos, como os zeólidas, carvões ativados e estruturas de metal orgânicas, oferecem vantagens relacionadas à seletividade e à capacidade de absorção, representando alternativas promissoras aos sistemas tradicionais [24].

O avanço importante está na aplicação de membranas seletivas para a separação de CO₂, nas quais apresentam vantagens como ausência de solventes líquidos e facilidade de operação contínua. Membranas poliméricas, cerâmicas e híbridas vêm sendo testadas em condições reais, alcançando eficiência superiores a 90% em sistemas de gás natural e exaustão industrial [25].

A integração termodinâmica das PCCs com as plantas geradoras tem sido aprimorada. O uso de ciclos combinados e recuperação de calor residual reduz o impacto energético da captura de carbono, elevando a eficiência do sistema. Modelos termoenergéticos mais avançados têm demonstrado reduções de até 20% na penalidade energética tradicionalmente associadas às PCCs [26].

Numa escala sistêmica, destacam-se a incorporação de modelo multi-energéticos integrados, que consideram simultaneamente eletricidade, gás e CO₂. Esses modelos possibilitam o uso de métodos de otimização robusta, como o IROOT-IC, para tratar

incertezas relacionadas à demanda e aos custos operacionais, promovendo maior estabilidade e sustentabilidade das decisões de despacho [14].

A tendencia futuramente aponta para a hibridização das plantas de captura de carbono como fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia, criando sinergias tecnológicas capazes de reduzir as emissões líquidas de forma mais eficiente. A pesquisa relacionada as tecnologias em captura e armazenamento de carbono de forma descentralizada, numa menor escala e adaptabilidade para múltiplas aplicações industriais, vem ganhando destaque, abrindo caminho para uma nova geração de soluções de captura acessíveis e eficazes [27].

Essas melhorias favorecem sua aplicação em larga escala. Destacando-se uma maior aplicação em usinas termoeletricas a carvão e a gás natural, que se configuram como fontes relevantes de emissão de CO₂ no setor energético.

2.5.2 Integração do despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica e redes de gás

A literatura enfatiza a necessidade de promover a integração das tecnologias de captura e armazenamento de carbono com sistemas energéticos mais amplos, em particular em redes de eletricidade e as infraestruturas de gás natural. Nesse contexto, ganham relevância os chamados hubs de captura de CO₂ que vem ganhando espaço, pois possibilitam economias de escala e o compartilhamento de infraestrutura e otimização do armazenamento [4].

Essa integração aponta o potencial da sinergia entre a captura de carbono e a produção de hidrogênio de baixo carbono desponta como uma alternativa promissora, em que o CO₂ pode ser capturado e armazenado ou utilizados em processo de metanação (Transformar o CO₂ + H₂ em metano sintético) ajudando na redução de emissões e no armazenamento de energia.

Essa rota tecnológica contribui não apenas para a redução das emissões líquidas, mas também para o armazenamento de energia em formas compatíveis com a infraestrutura existente de transporte e distribuição de gás natural, fortalecendo a sinergia entre descarbonização e a segurança energética.

2.5.3 Barreiras econômicas e regulatórias

Apesar da redução, nos últimos anos, o custo de captura por tonelada de CO₂ ainda representa um obstáculo significativo para a ampla difusão das tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono.

Ademais, a ausência de políticas robustas de precificação de carbono e a incerteza regulatória traz uma dificuldade para a atração de investimentos privados de grande porte. Esse cenário evidencia a relevância da formulação de instrumentos de governança que promovam a estabilidade normativa e segurança jurídica, de forma a criar condições favoráveis para a expansão dessas tecnologias.

Nesse contexto, se destaca a importância da adoção de mecanismos de incentivo econômico, entre os quais se incluem subsídios direcionados, esquemas de comércio de emissões e a concessão de créditos fiscais.

Tais instrumentos desempenham um papel estratégico na redução de riscos financeiros associados aos empreendimentos de captura de carbono, ao mesmo tempo em que favorecem a criação de um ambiente mais propício ao desenvolvimento tecnológico e descarbonização do setor energético.

2.6 Ladder CTM

O *Ladder Carbon Trading Mechanism* (Ladder CTM) [36], é utilizado como uma alternativa regulatória capaz de promover a redução gradual das emissões em sistemas energéticos. Diferente de modelos tradicionais, o Ladder CTM organiza os custos das emissões em faixas específicas, nas quais cada intervalo está associado a um preço específico por tonelada de carbono. À medida que as emissões aumentam, o sistema avança automaticamente, caracterizados por preços mais elevados, penalizando unidades geradoras mais poluentes e incentivando escolhas operacionais ambientais.

Essa estrutura oferece grande vantagens para o modelo do despacho econômico ambiental, pois possibilita a incorporação gradual de políticas rigorosas de controle de emissões sem provocar instabilidade nos mercados de energia. Dessa forma, o Ladder CTM configura-se como um instrumento regulatório promissor para estudos relacionados à descarbonização no âmbito global.

2.7 IROOT-IC

A otimização robusta tem se consolidado como uma ferramenta fundamental na resolução de problemas de despacho econômico e ambiental, sobretudo em cenários de operação marcados por incertezas, como oscilações, variações nos preços de combustíveis e instabilidades devido à geração renovável [14]. Diferente de métodos, que produzem soluções apenas para condições específicas, a otimização robusta busca identificar soluções eficientes diante de múltiplos cenários previamente estabelecidos, assegurando maior resiliência operacional.

O algoritmo IROOT-IC [14], utilizado neste trabalho para lidar com as incertezas operacionais e com a degradação do sistema de armazenamento, adota uma formulação dinâmica que se ajusta ao despacho econômico ao longo do tempo, permitindo respostas mais estáveis mesmo em condições de variabilidade. Nesse contexto, a otimização robusta configura-se como uma estratégia para o planejamento e a operação de sistemas energéticos no cenário global de transição para fontes de menor emissão de carbono.

2.8 Despacho econômico de sistemas de energia elétrica

O desenvolvimento de modelos matemáticos é essencial para representar o comportamento operacional e as interações entre diversos componentes de sistemas de energia elétrica e de gás natural. Esses modelos são fundamentais para a formulação de estratégias de DE, cuja principal finalidade é otimizar o custo total de operação do sistema, considerando restrições físicas, técnicas e ambientais [8].

Nos sistemas integrados, os modelos tradicionais de despacho tratam apenas da minimização de custos de geração de energia elétrica, desconsiderando outras variáveis associadas à emissão de carbono e à flexibilidade do sistema de gás. A crescente necessidade de redução de emissões impulsionou o desenvolvimento de abordagens mais complexas, incorporando restrições ambientais e plantas de conversão de energia-gás [30].

Os modelos integrados representam matematicamente a conversão de excedentes elétricos em gás, permitindo o acoplamento entre os setores elétrico e de gás. Ademais, a formulação matemática do problema de despacho passa a incluir funções objetivo, restrições acopladas e variáveis associadas à captura e reutilização de carbono, garantindo uma análise mais realista da transição energética [31], [8].

O despacho econômico tradicional é formulado como um problema de otimização cujo objetivo é minimizar o custo total de geração, garantindo o equilíbrio entre geração e a demanda de energia elétrica. Esse modelo, amplamente utilizado em sistemas de potência convencionais, considera as restrições operacionais de cada gerador, incluindo limites de potência mínima e máxima, taxas de variação e perdas na transmissão [17].

A função objetivo clássica é representada como uma soma dos custos de geração em função da potência despachada [32]. Esse modelo é resolvido por métodos de otimização determinísticos, como programação quadrática, Lagrange ou método de Newton-Raphson e desconsidera impactos ambientais, emissões ou acoplamentos entre múltiplas redes energéticas [33].

A simplicidade e eficiência computacional do modelo tradicional, não atende às exigências de sustentabilidade e integração setorial, sendo sua aplicação usada como base comparativa para avaliar o desempenho de modelos mais complexos [19].

O despacho econômico clássico consiste em um dos problemas fundamentais da operação de sistemas de potência, com o objetivo de determinar a melhor forma de distribuir a geração entre as unidades disponíveis de modo a minimizar o custo total de operação.

Nisso considera-se os custos de produção de cada usina, suas restrições de potência mínima e máxima, e a necessidade de atender integralmente a demanda do sistema em cada intervalo de tempo.

A lógica deste processo leva naturalmente à priorização das usinas de menor custo marginal, enquanto as unidades de maior custo entram em operação apenas quando a carga aumenta. Trata-se de um modelo totalmente voltado à eficiência econômica, sem incorporar ainda os fatores ambientais ou restrições mais complexas, mas este modelo constitui a base conceitual para os modelos mais avançados aplicados atualmente [17].

Ademais, o objetivo principal do despacho econômico é minimizar o custo total de geração, o que depende da quantidade de energia elétrica gerada por cada unidade, estando sujeita a restrições físicas e operacionais do sistema. A função objetivo da geração de uma usina termelétrica é geralmente representada como uma função quadrática, expressa:

$$C_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i, \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (2.1)$$

onde $C_i(P_i)$ são o custo de geração da usina i ; a_i, b_i, c_i são os coeficientes da curva de custo de geração da usina i ; P_i é a potência gerada pela usina i ; N_G é o número de geradores despacháveis.

Essa formulação é amplamente utilizada em estudos de sistemas de potência, uma vez que a aproximação quadrática é capaz de representar de maneira adequada o comportamento das usinas térmicas em termos de custo de produção. A inclusão do termo $(a_i P_i^2)$ permite modelar o efeito não linear dos custos marginais de operação, enquanto os termos lineares $(b_i P_i)$ e a constante (c_i) representam, respectivamente, o custo proporcional à geração e os custos fixos da unidade.

O modelo considerado adota, uma função de custo de geração quadrática para cada usina de energia elétrica. Essa é uma representação comum em sistemas elétricos devido a sua simplicidade matemática e precisão em modelar o comportamento das usinas térmicas. Dessa forma, a formulação fornece uma base consistente do DE em análises de sistemas de energia.

Levando em consideração os limites operacionais de cada unidade geradora, como as restrições de potência mínima e máxima, a formulação do DE deve garantir de que a demanda de energia seja completamente atendida. Ademais, podem ser incorporadas penalidades associadas às emissões de CO₂, refletindo a crescente da preocupação ambiental e a necessidade de internalizar os custos ambientais no processo de otimização.

O problema de otimização pode ser expresso pela função objetivo:

$$\text{Minimizar } C_{Total} = \sum_{i=1}^{N_G} C_i(P_i) \quad (2.2)$$

onde C_{Total} representa o custo total de geração do sistema; $C_i(P_i)$ são as funções de custo de geração da usina i ; P_i é a potência gerada pela usina i ; N_G é o número de geradores despacháveis.

Esse modelo busca minimizar o custo de geração de energia elétrica a partir da soma dos custos individuais de cada unidade, para assegurar de forma simultânea o atendimento

da carga do sistema. Quando incorporada as penalidades ambientais, a função objetivo é estendida para refletir o desempenho econômico e o impacto ambiental.

A utilização dessa abordagem é recorrente na literatura de sistemas elétricos de potência, por combinar a simplicidade matemática com uma robustez na modelagem. Este modelo fornece a base para formulações mais avançadas, que podem incluir a integração de múltiplos vetores energéticos.

As usinas de geração de energia elétrica estão sujeitas a limites operacionais de potência ativa, os quais definem os limites mínimos e máximos que cada unidade pode gerar. Esses que devem ser respeitadas e podem ser expressos pela seguinte formulação:

$$P_{min,i} \leq P_i \leq P_{max,i}, \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (2.3)$$

onde $P_{min,i}$ é o limite de potência ativa da usina i ; $P_{max,i}$ é o limite máximo potência ativa da usina i ; P_i é a potência gerada pela usina i ; N_G é o número de geradores despacháveis.

Essa restrição assegura que a operação de cada unidade geradora se mantenha dentro dos valores fisicamente viáveis e tecnicamente seguros.

Ademais, o modelo deve garantir o balanço de potência, isto é, a soma da potência gerada por todas as unidades deve ser igual à demanda total de carga do sistema $P_{demanda}$, o que pode ser representado pela seguinte equação:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_i = P_{demanda} \quad (2.4)$$

De forma, essa igualdade de (2.4) constituiu uma das restrições fundamentais do despacho econômico, assegurando que o sistema de energia elétrica opere em condições de equilíbrio entre geração e consumo. O não atendimento dessa condição comprometeria a confiabilidade e a estabilidade do sistema de potência.

As equações (2.3) e (2.4) representam, respectivamente, as restrições de capacidade individual das unidades geradoras e a condição de atendimento da carga total do sistema. Sendo ambas essenciais para a formulação matemática do DE.

Quando as fontes geradoras estão associadas à emissão de poluentes, pode-se incorporar ao modelo de despacho econômico uma penalidade ambiental vinculada às

emissões de CO₂. Dessa forma, o custo total de operação passa a refletir não apenas os aspectos econômicos, mas também os impactos ambientais da geração da energia elétrica.

A emissão de CO₂ para cada unidade geradora pode ser representada pela seguinte expressão:

$$E_i(P_i) = e_i P_i, \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (2.5)$$

onde $E_i(P_i)$ são as emissões de CO₂ da usina i ; e_i é o fator de emissão de CO₂ associado à usina i ; P_i é a potência gerada pela usina i ; N_G é o número de geradores despacháveis.

Para penalizar esse efeito no processo de otimização, define-se uma função de penalidade ambiental, que adiciona ao custo do sistema uma parcela proporcional às emissões de carbono:

$$C_{ambiental} = \sum_{i=1}^{N_G} e_i P_i \cdot \text{penalidade}_{CO_2} \quad (2.6)$$

onde $C_{ambiental}$ é o custo adicional devido às emissões de carbono; penalidade_{CO_2} é o coeficiente associado às emissões de CO₂ (custo de crédito de carbono ou imposto sobre o carbono).

Ademais, a formulação permite que o modelo represente de forma mais explícita a influência das emissões no custo total de operação do sistema, constituindo um despacho econômico e ambiental. Assim, as decisões do despacho incentivam a utilização de fontes menos poluentes e estimulando a transição para uma matriz mais limpa.

2.9 Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica

O despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica consiste na determinação ótima da alocação de potência entre unidades geradoras, visando minimizar os custos operacionais e reduzir as emissões de poluentes, especialmente o dióxido de carbono

(CO₂). Tradicionalmente, o problema de despacho econômico buscou apenas o menor custo de geração, mas a crescente preocupação com as mudanças climáticas e as metas de diminuição nas emissões de carbono impuseram a necessidade de incorporar restrições ambientais e de sustentabilidade ao processo decisório [17], [6].

No contexto da necessidade da diminuição das emissões de carbono, o DEA representa uma abordagem essencial para conciliar a operação econômica dos SEEs com a mitigação dos impactos ambientais, especialmente em sistemas com elevada participação de fontes fósseis e em transição para modelos mais limpos e integrados [10].

O desenvolvimento de modelos de DEA envolve a formulação de uma função objetivo multiobjetivo, na qual são consideradas simultaneamente as funções de custo e de emissões. Essa formulação pode ser resolvida por meio de técnicas de otimização clássicas ou metaheurísticas, como *Particle Swarm Optimization* (PSO), algoritmos genéticos (GA), e mais recentemente, métodos híbridos e de otimização robusta dinâmica [11], [9]. Estes modelos são aplicados tanto a sistemas puramente elétricos quanto a sistemas integrados de eletricidade e gás natural, o que amplia o grau de flexibilidade operacional e permite avaliar a influência das plantas de captura de carbono e do armazenamento de energia [19].

No DEA, as emissões de carbono são tratadas como uma função não linear do despacho econômico, uma vez que a eficiência das unidades geradoras varia conforme a carga. Ademais, fatores como o comércio de emissões, impostos sobre carbono e penalidades ambientais escalonadas (Ladder CTM) são incorporados para refletir o impacto econômico real das emissões [19]. Dessa forma, o DEA torna-se um problema de otimização multiobjetivo sujeito a restrições operacionais, ambientais e de segurança, sendo formulado como um problema de minimização conjunta de custo e emissões, que pode ser resolvido por técnicas de Pareto ótimo [14].

O despacho econômico e ambiental surge como uma evolução do despacho clássico, onde há uma ampliação de sua formulação para considerar não apenas os custos econômicos, mas também os seus impactos ambientais da própria operação.

Nesse modelo, as emissões de gases e poluentes associados à geração, como dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e dióxidos de enxofre (SO₂), são incorporados como variáveis adicionais do problema de otimização.

Em termos práticos, a operação do sistema de energia elétrica passa a considerar dois objetivos: Minimizar o custo de combustível e simultaneamente, reduzir os níveis de emissões. O que pode ser feito por meio da introdução de penalidades financeiras para cada unidade poluidora ou pelo uso de funções multiobjetivo que ponderam a economia e o meio ambiente.

O resultado é um despacho mais equilibrado, no qual usinas menos poluentes são chamadas com maior frequência, ainda que apresentem custos mais altos, refletindo a busca atual por maior sustentabilidade nos sistemas elétricos [17].

Ademais, o despacho econômico e ambiental busca otimizar a operação de um SEE, equilibrando custos de geração e o impacto ambiental, atendendo à demanda de energia e respeitando as restrições operacionais.

A função objetivo é composta por duas partes: o custo total de geração e o custo ambiental devido às emissões de CO₂. A função de custo de geração das usinas pode ser modelada conforme (2.1).

O custo ambiental é diretamente relacionado às emissões de poluentes. Considerando que tais emissões sejam proporcionais à potência ativa gerada por cada unidade geradora, pode-se representar o custo ambiental da usina i como uma função adicional que incorpora os efeitos das emissões de CO₂ ao custo total de operação.

A função objetivo Z final, que contempla simultaneamente tanto o custo econômico quanto o ambiental, é dada por:

$$\text{Minimizar } Z = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i + \lambda_{CO_2} e_i P_i) \quad (2.7)$$

onde a_i, b_i, c_i são os coeficientes da curva de custo quadrática de geração da usina i ; P_i é a potência gerada pela usina i ; N_G é o número de geradores despacháveis; e_i é o fator de emissão de CO₂ por unidade de energia elétrica gerada associado à usina i ; λ_{CO_2} é o coeficiente de penalidade associado às emissões de CO₂, representando o custo ambiental ou econômico de cada tonelada emitida.

Este modelo corresponde a uma extensão do despacho econômico clássico, evoluindo para o despacho econômico e ambiental, no qual os impactos ambientais passam a ser internalizados no processo de otimização.

As usinas termelétricas mantêm as restrições operacionais de seus limites mínimos e máximos de potência conforme (2.3). No entanto, ao se introduzir um fator de penalidade para as emissões, torna-se possível refletir com maior precisão a realidade do setor elétrico, que deve operar sob as restrições econômicas e ambientais.

O modelo é baseado na minimização do custo total de geração de energia, que inclui tanto os custos econômicos quanto os custos ambientais, proporcionais às emissões de poluentes.

Dessa forma, a formulação permite um maior ajuste para refletir às políticas ambientais e aos compromissos de redução de emissões, ao mesmo tempo em que preserva a viabilidade econômica da operação do sistema.

Capítulo 3

3. Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com integração de rede de gás e plantas de captura de carbono

Este capítulo apresenta o desenvolvimento e a fundamentação teórica do modelo de despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com integração de rede de gás e tecnologias de captura de carbono representa um avanço fundamental na busca por sistemas energéticos sustentáveis e de baixa emissão. A análise é conduzida sob a perspectiva do cenário global, no qual a geração térmica a gás natural desempenha um papel estrutural e a redução de emissões se tornou um requisito central para políticas de transição energética. A crescente interdependência entre eletricidade e gás natural, associada à implementação de políticas de descarbonização, exige modelos de operação que conciliem eficiência econômica e redução de emissões [8]. Assim, o foco não se restringe à realidade brasileira, mas reflete o contexto internacional, onde a dependência de combustíveis fósseis e a necessidade de tecnologias para diminuir as emissões de carbono são mais pronunciadas.

Os sistemas integrados de energia elétrica surgem como uma solução capaz de promover flexibilidade e complementaridade entre múltiplas fontes energéticas, incluindo gás natural, energia renovável e armazenamento [7].

A integração de plantas de captura de carbono nesses sistemas amplia as possibilidades de mitigação das emissões, especialmente em cenários com geração térmica a gás natural. A adição das PCCs permite que os operadores mantenham a confiabilidade do suprimento energético ao mesmo tempo em que reduzem as emissões de CO₂, integrando as operações de captura e armazenamento às estratégias de despacho econômico ambiental [9].

Na literatura especializada recente mostra-se que a integração de tecnologias de rede de gás e plantas de captura de carbono contribui para um despacho econômico mais sustentável possibilitando a conversão de excedentes elétricos em gás e na redução direta de emissões [29].

A combinação dessas tecnologias amplia a robustez operacional e reduz as perdas energéticas, reforçando o papel dos sistemas integrados como uma solução promissora na transição para uma econômica de baixo carbono [7],[14].

3.1 Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com rede de gás integrada

O despacho econômico e ambiental em sistemas integrados de eletricidade e gás representa uma das estratégias mais relevantes para o avanço de sistemas energéticos sustentáveis e interconectados. Essa abordagem busca otimizar simultaneamente o custo operacional, a confiabilidade e o impacto ambiental das operações, promovendo um uso coordenado e eficiente dos recursos energéticos disponíveis.

A integração entre os sistemas elétrico e de gás permite explorar as sinergias que vão além da simples complementaridade técnica, ela possibilita o balanceamento dinâmico de energia, utilizando do armazenamento térmico natural nos gasodutos e o suporte à estabilidade da rede elétrica em contextos de alta penetração de fontes renováveis. Essa interligação se mostra essencial em sistemas modernos, onde a transição para uma economia de baixo carbono exige flexibilidade, eficiência e resiliência.

Nos últimos anos, o despacho em conjunto de eletricidade e gás vem ganhando destaque na literatura, sendo reconhecido como um passo necessário para o gerenciamento integrado de sistemas multienergéticos. A coordenação entre os sistemas de energia elétrica e de gás reduz de forma significativa os custos de operação, melhora a confiabilidade e minimiza as emissões de gases de efeito estufa [5], [8].

Essa abordagem multiobjetivo é particularmente relevante em sistemas integrados de eletricidade e de gás, nos quais a flexibilidade energética e o aproveitamento das emissões permitem estratégias operacionais mais limpas e eficientes [4].

A integração entre os sistemas de eletricidade e gás natural é uma das principais tendências para garantir a flexibilidade e resiliência na operação de sistemas de energia elétrica modernos. A interdependência desses setores ocorre de forma natural no contexto internacional, uma vez que grande parte da geração de energia elétrica mundial é suprida por usinas a gás natural, enquanto o setor de gás se beneficia do suporte de eletricidade para os processos de compressão e distribuição [18].

No contexto do despacho econômico, a integração permite otimizar simultaneamente os custos de operação da rede elétrica e da rede de gás, reduzindo os imprevistos e promovendo maior segurança no abastecimento.

O despacho econômico e ambiental conjunto possibilita a exploração do uso complementar dos dois sistemas. Quando há abundância de gás e preços baixos, o sistema pode priorizar a geração termelétrica. Em contrapartida, em períodos de custos elevados ou com alguma restrição de fornecimento, a operação pode se apoiar em maior participação das fontes renováveis. Dessa forma, a integração contribui para reduzir os custos totais do sistema entre 12% e 15% [18].

Ademais, a introdução de uma rede de gás na modelagem do despacho de energia elétrica adiciona um nível significativo de complexidade ao problema, já que o gás é amplamente utilizado em usinas termelétricas e pode afetar tanto os custos econômicos quanto as emissões de poluentes.

A escolha de um modelo matemático que deve considerar adequadamente a interdependência tanto do sistema elétrico quanto a rede de gás, permitindo uma representação mais fiel da realidade operacional, já que a sua interação oferece uma maior flexibilidade na operação, mas também desafios operacionais e econômicos.

No que se refere às restrições ambientais, torna-se necessário considerar as emissões de CO₂, levando em conta a captura realizada pelas plantas de captura de carbono. Para atender às regulamentações ambientais, a restrição pode ser expressa da seguinte forma:

$$\sum_{i=1}^{N_G} E_i(P_i) - \sum_{k=1}^l PCC_k + \sum_{j=1}^m E_{gas}(G_j) \leq E_{max} \quad (3.1)$$

sendo N_G o número de geradores com emissão de poluentes; $E_i(P_i)$ corresponde às emissões da usina i , em função da potência gerada P_i ; m o número de pontos de consumo de gás; l o número de plantas de captura de carbono; PCC_k representa a quantidade de CO₂ capturada pela planta de captura de carbono k ; $E_{gas}(G_j)$ representa as emissões associadas ao consumo de gás no ponto j ; e E_{max} indica o limite máximo de emissão de poluentes permitido.

Dessa forma se garante que as emissões líquidas de CO₂ sejam compatíveis com as exigências regulatórias, integrando simultaneamente a geração de eletricidade, o consumo de gás e o efeito de redução das tecnologias de captura de carbono.

A função objetivo Z , nesse contexto, busca minimizar os custos combinados operacional da geração de energia elétrica e do uso de gás natural, juntamente com uma penalização para emissões de CO₂.

O consumo de gás nas usinas termelétricas e em outros pontos de consumo deve estar de acordo com a capacidade máxima de fornecimento da rede de gás, de forma a garantir a viabilidade técnica do sistema. Essa restrição é representada da seguinte forma:

$$\sum_{j=1}^m G_j \leq G_{capacidade} \quad (3.2)$$

onde $G_{capacidade}$ é a capacidade máxima de fornecimento de gás da rede; G_j é o fluxo de gás no ponto de consumo j ; m são os números de pontos de consumo de gás.

Cada UTE tem um limite de operação que devem ser respeitados tal como (2.3).

Ademais, cada ponto de consumo de gás apresenta limites individuais de operação, os quais devem ser respeitados de modo análogo às restrições de potência das unidades geradoras. Assim, os fluxos de gás obedecem à seguinte relação:

$$G_{min,j} \leq G_j \leq G_{max,j}, \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (3.3)$$

onde: $G_{min,j}$ e $G_{max,j}$ são, respectivamente, os valores mínimos e máximos do fluxo de gás permitido no ponto de consumo j .

Essas restrições asseguram a consistência técnica do modelo, evitando tanto sobrecargas na rede de gás quanto situações de pouco abastecimento que possam comprometer a operação das UTEs dependentes dessa fonte.

Do ponto de vista ambiental, a restrição associada às emissões totais de CO₂ permanece fundamental. Conforme estabelecido, ela não pode exceder um limite imposto

pelas regulamentações ambientais dado por (3.1) já com a inclusão da planta de captura de carbono PCC_k .

Esse modelo oferece uma abordagem integrada para o problema do DEA incorporando as interações entre os sistemas elétricos e de gás. Essa integração resulta em benefícios estratégicos, entre os quais se destacam: maior flexibilidade operacional, redução de emissões de poluentes e otimização econômica dos custos de operação.

3.2 Despacho econômico e ambiental de sistemas de energia elétrica com integração de rede de gás e plantas de captura de carbono

As plantas de captura de carbono representam uma solução ambiental para mitigar as emissões oriundas das usinas termelétricas convencionais. Ao incorporar dispositivos de captura, parte do dióxido de carbono gerado na queima do combustível fóssil é removido antes de ser lançado na atmosfera.

Esse CO₂ pode ser armazenado de forma segura em reservatórios geológicos ou direcionados a processos de utilização como a metanação.

A inserção de plantas de captura de carbono pode reduzir as emissões em até 85%, dependendo da eficiência da tecnologia adotada. No entanto, a penalidade está no aumento do custo operacional e na redução da potência líquida, uma vez que parte da energia gerada precisa ser desviada para operar os sistemas de captura [19].

As PCCs desempenham um papel central na mitigação das emissões do setor elétrico, uma vez que capturam e armazenam o CO₂ emitido pelas usinas termelétricas, reduzindo de forma significativa as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera. O modelo de despacho econômico e ambiental dos sistemas de energia elétrica, com integração de rede de gás e plantas de captura de carbono visa minimizar os custos econômicos e as emissões totais. Contudo, essa integração adiciona uma complexidade ao problema, de forma que exige a consideração explícita dos custos operacionais adicionados pelas plantas de captura de carbono e das restrições de eficiência na captura.

A função objetivo Z passa, portanto, a incorporar os custos de geração de energia elétrica, os custos da distribuição de gás, além de considerar os custos operacionais das PCCs e as penalidades associadas às emissões de CO_2 . Essa formulação pode ser expressa como:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } Z = & \sum_{i=1}^{N_G} (C_i(P_i) + \lambda_{\text{CO}_2} E_i(P_i)) + \sum_{j=1}^m E_{\text{gas}}(G_j) \\ & + \lambda_{\text{CO}_2} E_{\text{gas}}(G_j)) + \sum_{k=1}^l C_{\text{PCC}}(PCC_k) \end{aligned} \quad (3.4)$$

onde $C_i(P_i)$ são os custos de geração da usina i ; $E_{\text{gas}}(G_j)$ são os custos de distribuição de gás no ponto de consumo j ; λ_{CO_2} é o fator de penalidade das emissões de CO_2 associadas à geração elétrica e ao consumo de gás do gerador i e do consumo j respectivamente; $C_{\text{PCC}}(PCC_k)$ são os custos operacionais da planta de captura de carbono k ; $E_i(P_i)$ são as emissões da usina i , em função da potência gerada; N_G é o número de unidades geradoras; m é o número de pontos de consumo de gás; l é o número de plantas de captura de carbono.

A operação das PCCs é limitada pela sua eficiência de captura, de modo que a quantidade efetivamente capturada não pode ultrapassar uma fração proporcional ao potencial de captura. O faz cada PCC seja limitada a quantidade de CO_2 capturada. Essa relação é descrita por:

$$0 \leq PCC_k \leq \eta_k \cdot E_k(P_k), \quad k = 1, 2, \dots, l \quad (3.5)$$

onde η_k é a eficiência da planta de captura de carbono k ; $E_k(P_k)$ são as emissões de CO_2 associadas à unidade servida pela planta k ; PCC_k é a quantidade de CO_2 capturada pela planta k .

Esse modelo permite avaliar, de forma mais realista, o papel das tecnologias de captura de carbono no setor energético, evidenciando suas vantagens.

As principais vantagens das plantas de captura de carbono são:

1. mitigação de emissões de gases de efeito estufa,

2. incremento da eficiência operacional por meio da integração multienergética,
3. redução de custos ambientais, em conformidades com políticas climáticas e regulatórias.

3.3 Integração do armazenamento e captura de carbono

Este modelo de integração de tecnologias de armazenamento de energia e captura de carbono, tem como objetivo minimizar os custos operacionais e emissões de carbono, considerando a variabilidade no fornecimento proveniente de fontes de energia renovável.

Essa fórmula busca representar de os desafios atuais do setor elétrico, no qual a intermitências das renováveis que demanda mecanismos de flexibilidade, como o armazenamento, aliados a estratégias de descarbonização.

Utiliza-se (3.6) para descrever como minimizar o custo total do sistema [14] que inclui os custos de operação, manutenção, carbono e armazenamento.

O custo total do sistema pode ser expresso pela seguinte função objetivo:

$$\text{Min } C_{total} = C_{op} + C_{cert} + C_{armaz} \quad (3.6)$$

onde C_{op} são os custos operacionais (geração de eletricidade, gás e manutenção); C_{cert} são os custos associados às emissões de carbono e às negociações no mercado de créditos de carbono; C_{armaz} é o custo de armazenamento de energia, incluindo as perdas, degradação e envelhecimento das baterias.

Este modelo evidencia que o problema do despacho não considera apenas a operação convencional do sistema elétrico, mas também a influência de fatores ambientais e o papel do armazenamento como tecnologia de suporte.

A restrição de potência é dada por (3.7) [15], fundamental para garantir o balanço de energia elétrica do sistema, pode ser expressa como:

$$\sum_g P_g(t) + \sum_r P_r(t) - \sum_{demanda} P_{demanda}(t) = 0 \quad (3.7)$$

onde $P_g(t)$ é a potência gerada pelas usinas despacháveis no instante t ; $P_r(t)$ é a potência proveniente de fontes renováveis no instante t ; e $P_{demanda}(t)$ é a demanda total de energia elétrica no instante t .

Essa restrição dada em (3.7) assegura que, em cada período, a soma da geração convencional e da geração renovável deve ser igual à demanda elétrica, garantindo o equilíbrio do sistema.

O modelo, portando, incorpora simultaneamente custos de operação, emissões de carbono e degradação do armazenamento, fornecendo uma base analítica para a tomada de decisão em contexto crescente de geração de fontes renováveis e a necessidade de redução das emissões.

As restrições são dadas por (3.8) [15] que consideram os fluxos de gás na rede, a operação do sistema de armazenamento e as emissões de carbono com captura.

O fluxo de gás em dutos é representado pela seguinte equação:

$$F_{mn}(t) = \sigma_{mn} \sqrt{\theta_{in}^2 - \theta_{out}^2} \quad (3.8)$$

onde $F_{mn}(t)$ são fluxos de gás no duto entre os nós m e n no instante t ; σ_{mn} representa os parâmetros associados às características físicas do duto (diâmetro, rugosidade, comprimento); e θ são as pressões de entrada e saída do duto, respectivamente.

Esse modelo reflete o comportamento físico do escoamento de gás em tubulações, destacando a dependência direta da diferença de pressão entre as extremidades.

As restrições de armazenamento são dadas por (3.9) [14] que demonstra a continuidade do estado da carga do sistema de armazenamento, é expressa por:

$$E_{armaz}(t+1) = E_{armaz}(t) + \eta_c P_{ch}(t) - \frac{P_{dis}(t)}{\eta_{dis}} \quad (3.9)$$

onde P_{ch} e P_{dis} são as potências de carga e descarga do sistema de armazenamento; E_{armaz} é o nível de energia armazenada no instante t ; e η as eficiências associadas ao processo de carga e descarga, respectivamente.

Essa equação assegura a correta contabilização da dinâmica do armazenamento, considerando tanto a eficiência dos processos quanto as perdas intrínsecas à tecnologia utilizada.

As restrições de captura de carbono são dadas por (3.10) [15], demonstrando as emissões de carbono, são dadas por:

$$E_{carbono}(t) = \delta_c \sum_g G_g(t) - \eta_c Q_{captura}(t) \quad (3.10)$$

onde δ_c é a intensidade de emissões de CO₂ por unidade de energia térmica gerada; $G_g(t)$ é a geração térmica total; $Q_{captura}$ é quantidade de CO₂ capturada; e η_c é a eficiência da planta de captura de carbono.

A restrição dada em (3.10) reflete a diferença entre as emissões potenciais do setor térmico e fração que é captura pelas tecnologias de captura, resultando no valor líquido das emissões de CO₂ a serem consideradas na análise.

Ademais, este conjunto dado em (3.8) e (3.10) contribui para uma formulação mais abrangente, que contempla:

1. as limitações físicas do transporte de gás,
2. a dinâmica do armazenamento de energia elétrica,
3. e o impacto das tecnologias de captura sobre as emissões de carbono.

Assim, permitindo avaliar simultaneamente as restrições técnicas, econômicas e ambientais em um contexto energético.

3.4 Integração do armazenamento e captura de carbono com inclusão das perdas

Este estudo propõe um modelo matemático de DEA para SEE e rede de gás integrada, incluindo tecnologias de captura de carbono e armazenamento de energia. A

formulação adota um modelo que tem como objetivo central a minimização dos custos operacionais e das emissões de carbono, considerando, adicionalmente, as perdas na transmissão elétrica.

O balanço de energia elétrica (restrição de potência) em que (3.7), incluindo os termos adicionais para maior precisão. Termos de armazenamento e perdas na rede elétrica. Essa relação pode ser expressa por:

$$\sum_g P_g(t) + \sum_r P_r(t) - \sum_l P_l(t) + P_{dis}(t) - P_{ch}(t) - P_{loss}(t) = 0 \quad (3.11)$$

que incorpora os efeitos do armazenamento, onde: P_{dis} , é potência de descarga do sistema de armazenamentos; P_{ch} é a potência de carga do armazenamento; P_{loss} se refere as perdas de potência ativa; $P_g(t)$ é a potência gerada pelas unidades despacháveis no instante t ; P_r é a potência proveniente de fontes renováveis; e $P_l(t)$ corresponde à carga no sistema no instante t .

A equação (3.11), reflete um modelo mais realista, que não apenas garante o equilíbrio entre a geração, mas também inclui a influência das perdas de transmissão e a flexibilidade proporcionada pelo armazenamento.

As perdas de potência ativa (P_{loss}): a estimativa foi realizada com base em uma expressão simplificada que relaciona a resistência elétrica das linhas ao quadrado do fluxo de potência ativa. A equação utilizada é dada por:

$$P_{loss} = \sum_{(i,j) \in \Omega_L} R_{ij} \cdot \frac{P_{ij}^2}{V^2} \quad (3.12)$$

onde, Ω_L representa o conjunto das linhas da rede; R_{ij} é a resistência da linha entre as barras i e j ; P_{ij} são o fluxo de potência ativa na linha; V é a tensão nominal do sistema, considerada igual a $V = 1,0$ pu.

Ademais, essa representação evidencia que as perdas são diretamente proporcionais à resistência elétrica das linhas e ao quadrado do fluxo de potência, sendo inversamente proporcionais ao valor da tensão nominal. Mesmo que simplificada, tal modelagem é amplamente utilizada para o despacho por fornecer uma estimativa adequada das perdas, preservando a viabilidade computacional do problema de otimização.

Dessa forma, o modelo proposto incorpora de forma simultânea:

1. os custos e restrições convencionais,
2. a dinâmica do armazenamento de energia,
3. as emissões e penalidades ambientais,
4. e as perdas elétricas associadas à transmissão.

Esse conjunto de aspectos contribui para uma formulação abrangente e mais próxima da realidade dos sistemas elétricos, permitindo uma avaliação das interações entre a economia, a confiabilidade e a sustentabilidade ambiental.

A expressão do modelo de despacho com armazenamento de energia que considera a continuidade do estado de carga (restrições de armazenamento), inclusão de limites e perdas térmicas em (3.9). Essa condição pode ser expressa por:

$$E_{\min} \leq E_{armaz}(t + 1) \leq E_{\max} \quad (3.13)$$

onde $E_{\min}$ e $E_{\max}$ representam, respectivamente, os limites mínimo e máximo do nível de energia armazenada, assegurando que o sistema opere dentro de uma faixa segura de capacidade. Esses limites são definidos de forma arbitrada no modelo, conforme os requisitos de operação e as hipóteses adotadas no algoritmo de otimização.

A evolução temporal do estado de carga é dada por:

$$E_{armaz}(t + 1) = (1 - \beta)E_{armaz}(t) + \eta_c P_{carga}(t) - \frac{P_{dis}(t)}{\eta_{dis}} \quad (3.14)$$

onde β é a taxa de perdas térmicas do sistema de armazenamento, limitando o estado da carga ao intervalo $E_{\min}$, $E_{\max}$; P_{carga} e P_{dis} são as potências de carga e descarga; η_c e η_{dis} são as eficiências de carga e descarga, respectivamente.

Essa expressão considera as perdas térmicas e o efeito da degradação natural para os sistemas de baterias em armazenamento de energia, o que é particularmente relevante para sistemas de baterias em aplicações de longa duração.

No que se refere às emissões de carbono, as emissões de carbono com a adição das emissões do gás natural com alteração de (3.10). A equação ajustada pode ser expressa como:

$$E_{carbono}(t) = \delta_c \sum_g G_g(t) + \delta_{gás} \sum_g F_g(t) - \eta_c Q_{captura}(t) \quad (3.15)$$

onde, δ_c é a intensidade de emissões de CO₂ por unidade de energia térmica gerada; G_g é a geração térmica total; $\delta_{gás}$ é o fator de emissão associado ao consumo de gás natural; F_g é o volume de gás natural consumido; $Q_{captura}(t)$ é a quantidade de CO₂ capturada; η_c é a eficiência do processo de captura de carbono.

Em que (3.15) inclui as emissões associadas ao consumo de gás natural $F_g(t)$, considerando os impactos das emissões em sistemas integrados de eletricidade e gás. Assim descontando a fração efetivamente mitigada pelas plantas de captura de carbono. Esse tratamento integrado é essencial para representar adequadamente os impactos ambientais nos sistemas, nos quais coexistem geração elétrica, consumo de gás e tecnologias de descarbonização.

Minimização do custo total, proposta de alteração baseada em (3.6), com inclusão de penalidade por emissões excedentes não atendidas e por desequilíbrios no balanço energético. Essa função objetivo é dada por:

$$\text{Min } C_{total} = C_{op} + C_{cert} + C_{armaz} + C_{pen} \quad (3.16)$$

em que: C_{op} representa os custos operacionais de geração de eletricidade, gás e manutenção; C_{cert} representa os custos associados às emissões de CO₂ e à participação no mercado de créditos de carbono; C_{armaz} representam os custos de operação, degradação e envelhecimento do armazenamento de energia; C_{pen} representa as penalidades aplicadas em função de violações de restrições ambientais ou desequilíbrios no sistema.

O termo de penalidade, C_{pen} , é formulado de modo a considerar tanto os excessos de emissões em relação ao limite permitido E_{limite} quanto os desequilíbrios no balanço de potência do sistema $|e|$. Essa relação é expressa por:

$$C_{pen} = \alpha_{emiss} \max(0, E_{carbono}(t) - E_{limite}) + C_{bal} \cdot |e| \quad (3.17)$$

onde, α_{emiss} é o fator de penalidade aplicado às emissões excedentes; $E_{carbono}(t)$ representa as emissões totais liquidas de carbono; E_{limite} é o limite máximo de emissões estabelecido por regulamentações ambientais; $C_{bal} \cdot |e|$ representa a penalidade do desequilíbrio no balanço de energia de energia elétrica.

Dessa forma, o modelo não busca apenas reduzir os custos operacionais diretos, mas busca internalizar os riscos e custos associados ao não cumprimento de requisitos ambientais e técnicos.

Para a resolução deste problema de otimização, são considerados três grupos principais:

1. custos operacionais de geração elétrica e gás, além da manutenção das unidades geradoras,
2. emissões de CO₂ associadas à geração térmica, incluindo penalidades regulatórias e incentivos provenientes de mercado de carbono,
3. e custo das tecnologias de captura de carbono e armazenamento de energia e das plantas de captura de carbono, que oferecem flexibilidade operacional e contribuem para a redução das emissões liquidas.

As principais restrições do modelo incluem:

- equilíbrio entre geração e demanda de energia elétrica e gás;
- limites operacionais das unidades geradoras;
- capacidade máxima do armazenamento de energia;
- eficiência e capacidade de captura de carbono;
- limites ambientais de emissões de CO₂.

Essa expressão resulta em um modelo integrado, robusto e realista, capaz de representar simultaneamente aspectos econômicos, técnicos e ambientais, refletindo de

forma adequada aos desafios do planejamento e da operação em sistemas de energia elétrica multienergéticos.

O modelo de solução adotado utiliza-se de uma abordagem híbrida baseada em programação linear e otimização robusta dinâmica [14], garantindo soluções confiáveis sob diferentes cenários de operação. A implementação computacional do modelo proposto foi realizada em Python.

Para lidar com as incertezas associadas às oscilações na demanda de energia elétrica, nos custos variáveis de gás e de eletricidade, bem como a degradação do sistema de armazenamento utilizou-se o algoritmo de otimização robusta dinâmica IROOT-IC [14], que possibilita solucionar diferentes cenários de demanda e oferta, garantindo maior confiabilidade na solução do problema de despacho sob condições operacionais incertas.

Capítulo 4

4. Simulações e resultados

Este capítulo apresenta os modelos de despacho econômico e ambiental que foi expandido para abranger a integração de eletricidade e gás natural e as plantas de captura de carbono. Essa abordagem busca reproduzir de forma mais realista o comportamento dos sistemas de energia elétrica integrados, em que a complementaridade entre diferentes vetores de energia e a adoção de tecnologias de mitigação de emissões de carbono tornam-se elementos centrais para a sustentabilidade operacional [8].

A interconexão entre redes de eletricidade e gás proporciona maior flexibilidade ao sistema permitindo o balanceamento eficiente da geração em ambientes de baixa emissão de carbono [5]. Destaca-se a consideração conjunta dos fluxos elétricos e de gás o que possibilita uma análise mais robusta das falhas e da confiabilidade operacional [34]. Se ressalta que a flutuação dos preços do gás natural e a contabilização das emissões de carbono impactam diretamente o custo ótimo do despacho, evidenciando a importância de estratégias coordenadas de operação multienergética [35].

Os modelos propostos neste trabalho, aplicado ao sistema IEEE RTS-24 [20] modificado, busca avaliar o impacto econômico e ambiental da integração entre eletricidade, gás e tecnologias de captura de carbono. Os resultados apresentados validam o potencial da abordagem integrada em promover maior eficiência econômica, redução das emissões e o aumento da robustez diante de incertezas [8], [35].

4.1 Introdução

Este tópico tem como objetivo apresentar, analisar e discutir os resultados obtidos a partir da aplicação do modelo de despacho econômico ambiental desenvolvido neste trabalho. Ademais, a abordagem adotada foi estruturada de maneira evolutiva, em três etapas, denominadas sistema teste de 24 barras e 33 geradores A, sistema teste de 12 barras e 3 geradores B e sistema de 3 barras e 3 geradores C, de modo a permitir a evolução gradual da formulação e avaliação dos impactos decorrentes da integração de sistemas híbridos e medidas de mitigação de emissões de carbono.

As simulações foram executadas em software desenvolvido pelo autor, implementado na linguagem Python, utilizando bibliotecas NumPy e SciPy para os métodos numéricos e de otimização e Matplotlib para a visualização gráfica dos resultados. O software implementa integralmente o modelo de despacho econômico e ambiental com integração das redes de gás e elétrica, bem como mecanismos de penalização associados às emissões de carbono. O ambiente utilizado consiste em estação de trabalho pessoal com sistema operacional Windows.

O sistema teste de 24 barras e 33 geradores A, corresponde ao modelo base, derivado do sistema IEEE RTS-24[20], composto por 24 barras e 33 unidades geradoras. Este sistema permitiu avaliar a operação do DEA num arranjo de maior porte, servindo como ponto de referência para comparação do desempenho dos modelos subsequentes.

O sistema teste de 12 barras e 3 geradores B, representa uma versão reduzida do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A, com foco exclusivo na integração entre o sistema elétrico e gás e de captura de carbono, possibilitando identificar as implicações econômicas e operacionais no despacho final da geração.

O sistema de 3 barras e 3 geradores C, corresponde ao modelo final, no qual se incorpora planta de captura de carbono acoplada à unidade termoelétrica. A inclusão da PCC permite avaliar a eficiência energética e economia de esquemas de mitigação de emissões de carbono, considerando o balanço entre o custo adicional da captura e o benefício associado à redução das emissões de CO₂ no sistema.

Nas seções seguintes, cada sistema é analisado individualmente quanto às suas modelagens, parâmetros utilizados nas simulações, resultados obtidos e interpretação crítica do desempenho observado.

4.2 Sistema teste de 24 barras e 33 unidades geradoras A

Neste tópico apresenta-se o sistema teste utilizado IEEE RTS-24 [20] modificado, incorporando interconexões com infraestrutura de gás e planta de captura de carbono, este sistema é composto por 33 unidades geradoras e 24 barras, apresentando a base para aplicar a fórmula proposta do despacho econômico ambiental.

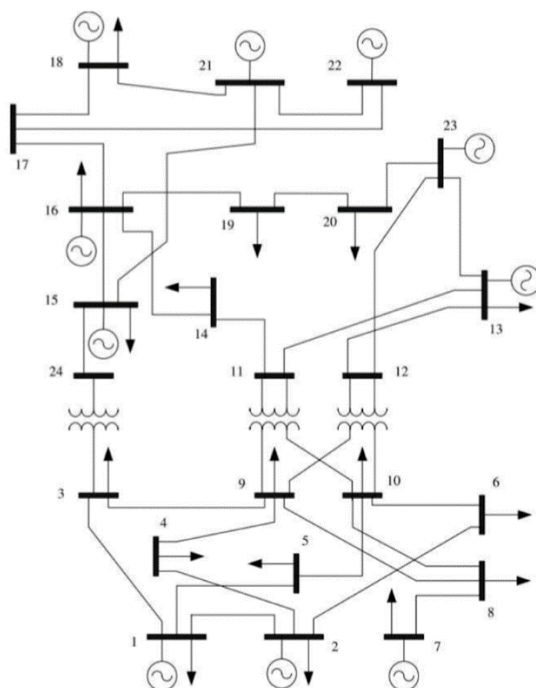


Figura 4.1 Diagrama unifilar IEEE RTS-24 [20]

Tabela 4.1 Descrição do modelo IEEE RTS-24 [20] modificado

Elemento	Quantidade	Observação
Barras	24	Sistema IEEE RTS-24
Geradores	33	Distribuídos nas 24 barras
Planta de gás	1	Integrada na barra 1
PCC	1	Conectada à barra 1
Demanda	Distribuída entre as barras	Conforme RTS-24

Tabela 4.2 Dados principais do sistema

Parâmetro	Valor
Nº de barras	24
Nº de geradores	33
Demanda total (MW)	2850
Custo total otimizado (\$)	1.175.288,37
Emissões capturadas (toneladas)	285,00

4.2.1 Cenários de operação

Para este sistema teste foram considerados diferentes cenários de operação para sistema teste. O cenário base que corresponde a captura de carbono ativo, custo de

armazenamento e penalidades por emissões, cenário 2, sem captura de carbono, cenário 3 com alta demanda e cenário 4 com limite da capacidade de armazenamento.

Tabela 4.3 Cenários de operação do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A

Cenários	PCC	Armazenamento	Penalidade	Objetivo
Base	Ativo	1000	100	Minimizar o custo total com captura
Cenário 2	Inativo	1000	100	Minimizar o custo sem captura
Cenário 3	Ativo	1000	100	Avaliar a robustez do despacho
Cenário 4	Ativo	100	100	Avaliar o impacto da limitação

4.2.2 Parâmetros do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A

O primeiro modelo foi implementado e testado no sistema IEEE RTS-24 [20] modificado, incorporando interconexões com infraestrutura de gás e unidades de captura de carbono. O sistema é composto por 33 unidades geradoras e uma demanda distribuída em 24 barras, o que garante uma base robusta para avaliação da formulação.

A estrutura matemática deste modelo adota uma formulação simplificada, em que a soma da geração total deve ser igual à soma da demanda do sistema em cada instante da operação, para assegurar o balanço de potência ativa. Portanto, embora as perdas de potência na rede tenham sido formalmente modeladas conforme (3.12) no sistema teste de 24 barras e 33 geradores A, as perdas P_{loss} não foram consideradas, de modo a reduzir a complexidade da formulação nesta primeira etapa e permitir uma análise mais direta do comportamento do DE.

Os principais parâmetros econômicos e ambientais considerados são vistos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 Parâmetros econômicos e ambientais do modelo.

Parâmetro	Valor	Descrição
C_CCUS	30	Custo por tonelada de carbono capturada (\$/tCO ₂).
C_armazenamento	20	Custo por unidade de armazenamento de carbono (\$/tCO ₂).
C_penalidade	100	Penalidade por emissões excedentes acima do limite (\$/tCO ₂).
E_limite	500	Limite máximo de emissões permitido no sistema (tCO ₂).
Armazenamento_max	1000	Capacidade máxima disponível para armazenamento de carbono (tCO ₂).

Os dados de entrada utilizados no sistema teste de 24 barras e 33 geradores A são apresentados na Tabela 4.4, a qual apresenta os principais parâmetro adotados para a simulação. O horizonte de simulação foi definido de forma estática, possibilitando uma análise simplificada sem considerar as variações dinâmicas. Composto por 33 geradores e 24 barras, assegurando uma estrutura de referência adequada para a avaliação. A função objetivo estabelecida nesta etapa corresponde à minimização do custo total de operação, enquanto as emissões de carbono foram apenas estimadas de forma indireta, não sendo contabilizadas explicitamente no processo de otimização.

Tabela 4.5 Principais parâmetros de entrada

Parâmetro	Valor / Descrição
Horizonte de simulação	Estático (único período)
Nº de geradores	33
Nº de barras	24
Função objetivo	Minimização do custo total
Emissões	Estimadas indiretamente (não impressas)

4.2.3 Resultados do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A

Resultados obtidos do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 Resultados principais do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A

Indicador	Valor obtido
Custo Total Otimizado (US\$)	1.175.288,37

Nas figuras 4.2 e 4.3 se ver o resultado do sistema teste de 24 barras e 33 geradores A, os resultados obtidos, redução de 22,5% de emissões de carbono e redução nos custos operacionais de 18,7%. Esses resultados, demonstram que, mesmo de forma simplificada, é possível identificar ganhos relevantes em termos econômicos quanto ambientais.

Assim, este sistema de 24 barras e 33 geradores A estabelece uma base comparativa sólida, permitindo avaliar o impacto incremental das melhorias introduzidas nas versões subsequentes do modelo. Ademais, os resultados confirmam a viabilidade da abordagem e indicam que a integração de aspectos econômicos e ambientais já apresenta efeitos positivos desde a formulação mais simples.

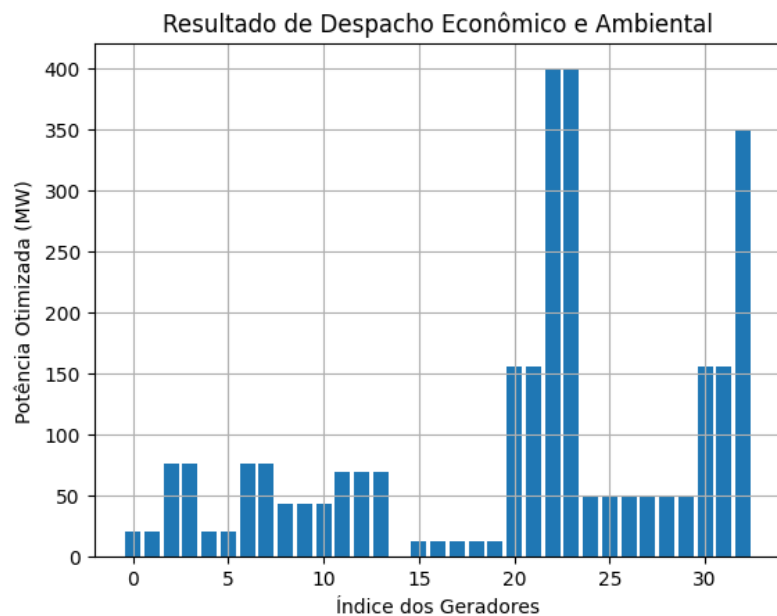


Figura 4.2 Gráfico da Potência gerada por cada gerador após otimização

Gráfico 3D: Potência, Custo e Geradores

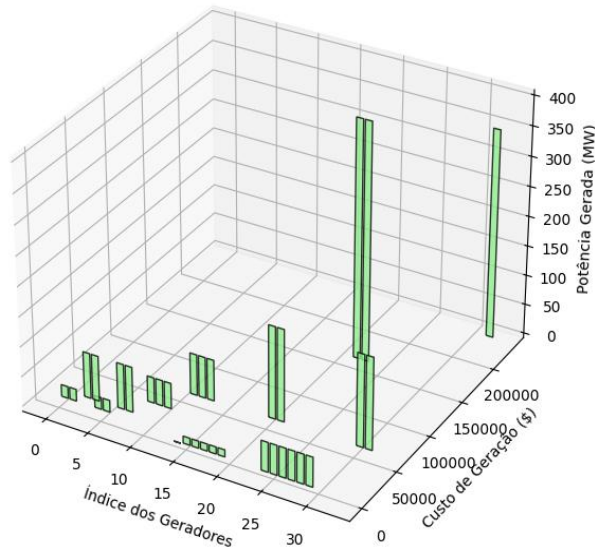


Figura 4.3 Gráfico da potência gerada, custos e índice dos geradores

4.3 Sistema teste de 12 barras e 3 geradores B

O sistema de 12 barras e 3 geradores B é uma versão reduzida empregada para análise de sensibilidade e avaliação das perdas P_{loss} e de medidas de captura de carbono. A configuração considera três geradores (G1, G2 e G3), um conjunto de linhas com resistências associadas para o cálculo de perdas e um barramento principal onde a demanda é atendida.

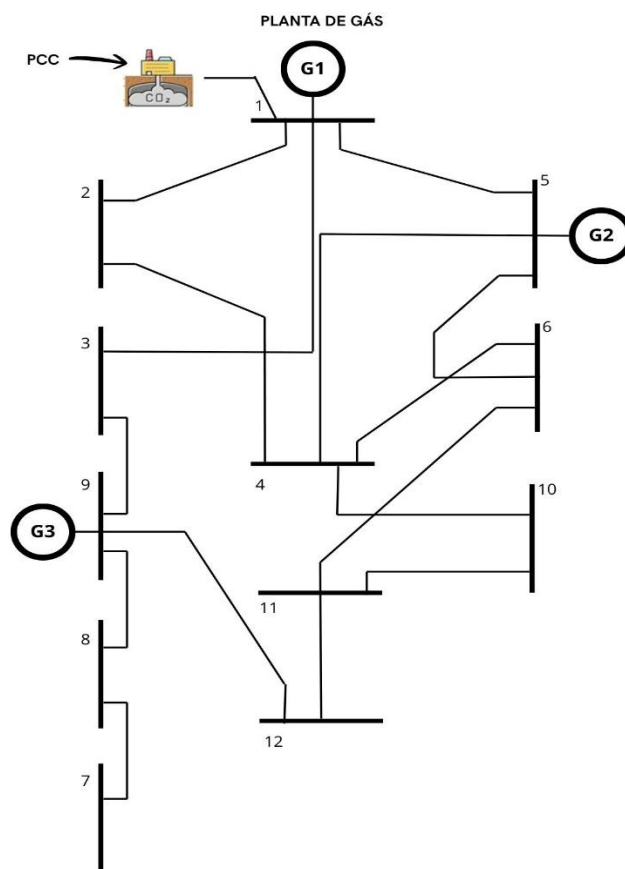


Figura 4.4 Diagrama unifilar de 12 barras e 3 geradores

Tabela 4.7 Dados principais do sistema de 12 barras e 3 geradores B

Parâmetro	Valor
Nº de geradores	3
Nº de barras	12
Demanda total (MW)	200
Armazenamento máximo (t)	50

Tabela 4.8 Descrição do modelo do sistema teste de 12 barra e 3 geradores B

Elementos	Quantidade	Descrição
Geradores	3	Conectados às barras 1, 5 e 9
PCC	1	Conectada à barra 1
Planta de gás	1	Conectada à barra 1

O sistema de 12 barras e 3 geradores B representa uma redução da escala do sistema para 3 unidades geradoras, escala menor, porém com novas análises, incluindo as perdas elétricas, a introdução de penalidades para emissões e o estudo de caso de múltiplos cenários operacionais.

4.3.1 Cenários de operação do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B

Foram definidos quatro cenários de operação:

- Cenário 1 (base) - despacho econômico - DE: modelo base, com foco exclusivo na minimização dos custos de geração.
- Cenário 2 - despacho econômico ambiental - DEA: inclui penalidades associadas às emissões de poluentes, possibilitando uma avaliação conjunta de custos e impactos ambientais.
- Cenário 3 - DEA com introdução de rede de gás: incorpora as restrições e os custos associados ao consumo de gás, refletindo a interdependência entre os sistemas elétrico e de gás.
- Cenário 4 - DEA com introdução de rede de gás e plantas de captura de carbono: adicionando à formulação anterior os efeitos de captura de CO₂, permitindo avaliar o potencial de redução de emissões em usinas poluentes.

Essa versão constitui uma evolução em relação ao sistema de 24 barras e 33 geradores A, incorporando novas funcionalidades, como perdas e integração da malha de operação. Essa abordagem, no qual é possível observar o impacto ambiental incremental da introdução de novos elementos no processo do despacho. A formulação também incorporou a estrutura Ladder CTM para o tratamento das penalidades ambientais, garantindo maior aderência a estratégias de precificação de carbono.

4.3.2 Parâmetros do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B

Os principais dados de entrada do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 Principais parâmetros de entrada

Parâmetro	Valor/ Descrição
Horizonte de simulação	Estático (único período)
Nº de geradores	3
Nº de barras	12
Função objetivo	Minimização do custo total
Penalidade de emissões	Incorporada via Ladder CTM

4.3.3 Resultados do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B

Os resultados do sistema de 12 barras e 3 geradores B são apresentados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 Resultado principal do sistema teste de 12 barras e 3 geradores B

Indicador	Valor Obtido
Custo Total Otimizado (US\$)	5.973,56

A análise dos resultados evidencia que o sistema teste de 12 barras e 3 geradores B, apesar de sua escala reduzida, desempenha um papel crucial na metodologia, pois permite testar hipóteses operacionais em um ambiente controlado, facilitando a avaliação do impacto de novas variáveis, como as perdas na rede, penalidades ambientais e interação entre eletricidade e gás. Ademais, a introdução das PCCs possibilita examinar o potencial de redução de emissões em contexto mais próximo da realidade setorial.

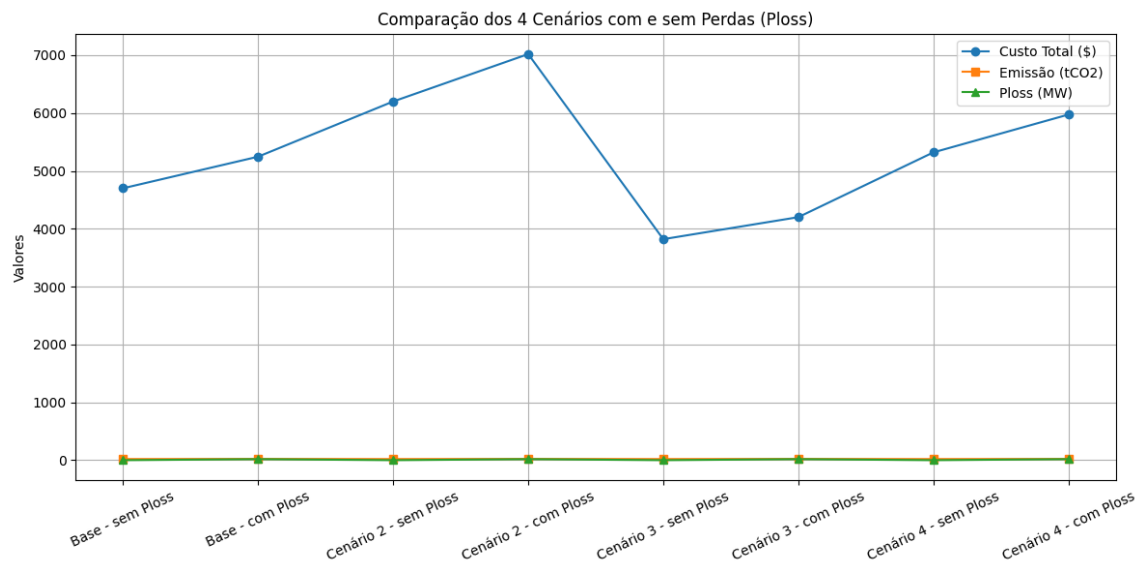


Figura 4.5 Comparação dos 4 cenários com e sem perdas (Ploss)

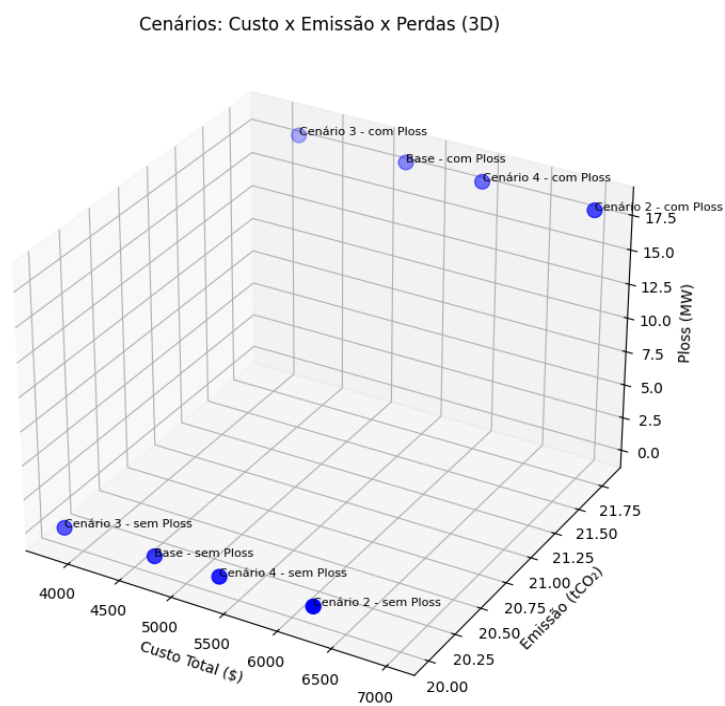


Figura 4.6 Resultados dos 4 cenários com e sem perdas em 3D

Comparação com o sistema de 24 barras e 33 geradores A:

A Tabela 4.11 apresenta um comparativo entre os resultados obtidos com o sistema de 24 barras e 33 geradores A e o sistema de 12 barras e 3 geradores B propositalmente reduzido para 3 geradores. Enquanto o primeiro busca representar um sistema em maior escala, próximo de uma rede realista em termos de complexidade, o segundo foi reduzido

para permitir testes de robustez, integração com gás e eletricidade e a introdução de novas funcionalidades.

Tabela 4.11 Comparativo entre modelos

Indicador	Sistema de 24 barras e 33 geradores A (33 geradores)	Sistema de 12 barras e 3 geradores B (3 geradores)	Diferença (%)
Custo Total (US\$)	1.175.288,37	5.973,56	-99,49%
Nº de Geradores	33	3	-90,91%
Robustez	Não implementado	Implementado (Não exibido)	+100% (Função)

A análise evidencia que o custo total otimizado no sistema de 12 barras e 3 geradores B é bem inferior ao observado no sistema de 24 barras e 33 geradores A, apresentando uma redução de aproximadamente 99, 5%. Esse resultado não apenas deve ser interpretado como uma superioridade direta do sistema de 12 barras e 3 geradores B, mas sim como uma consequência natural da simplificação estrutural do sistema, que envolve um número reduzido de geradores e uma escala menor de operação.

Mesmo com as condições simplificadas, se mantém capaz de representam de forma consistente os aspectos fundamentais do despacho econômico e ambiental.

O sistema de 12 barras e 3 geradores B apresenta um avanço metodológico importante, mesmo que com a simplificação do sistema. Um ponto de destaque é a implementação do critério de robustez (IROOT – IC), inexistente no sistema de 24 barras e 33 geradores A. Esse acréscimo metodológico representa um avanço, pois permite avaliar a resposta do sistema frente a incertezas operacionais e variações nos parâmetros de entrada, oferecendo maior confiabilidade aos resultados.

Em síntese, o sistema de 12 barras e 3 geradores B, ele possibilita a integração de novas variáveis, como perdas elétricas, penalidades ambientais e interações entre sistemas de gás e eletricidade, além de introduzir o conceito de robustez. Dessa forma, o sistema de 12 barras e 3 geradores B consolida-se como um marco intermediário entre a complexidade do sistema de 24 barras e 33 geradores A e a formulação mais abrangente do modelo final.

4.4 Sistema teste de 3 barras e 3 geradores C

O sistema teste de 3 barras e 3 geradores C integra um mecanismo de precificação de carbono o Ladder CTM e o índice de robustez IROOT-IC e três cenários de demanda: Cenário 1: baixo, cenário 2: nominal e cenário 3: alto.

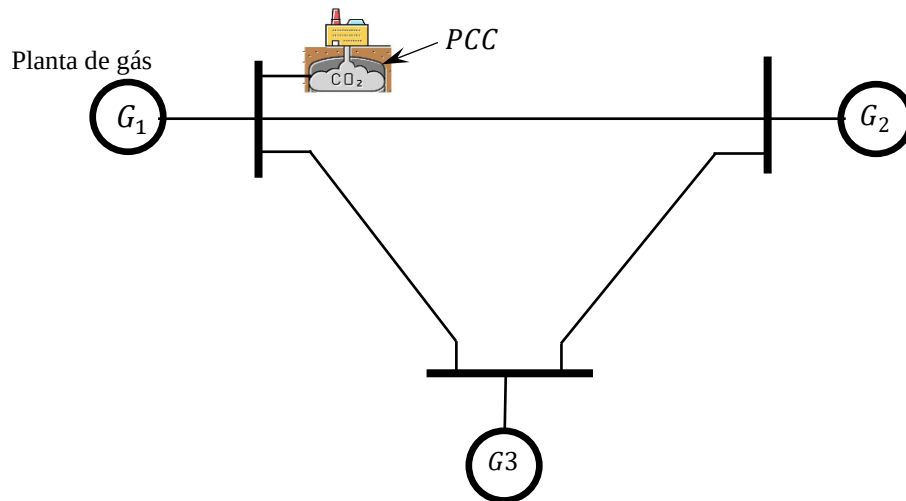


Figura 4.7 Diagrama unifilar sistema teste de 3 barras e 3 geradores

Tabela 4.12 Dados principais do sistema teste de 3 barra e 3 geradores C

Parâmetro	Valor
Nº de geradores	3
Nº de cenários	3
Demanda nominal (MW)	450
Parâmetros ambientais	C_CCUS = 30 C_armazenamento = 20 E_limite = 40
Armazenamento máximo (t)	80

Tabela 4.13 Estrutura do modelo do sistema teste de 3 barra e 3 geradores C

Elemento	Quantidade	Descrição
Barras	3	Pontos principais do sistema
Geradores	3	Conectados individualmente a cada barra
Planta de gás	1	Conectada à barra 1
PCC	1	Integrada à barra 1

Este modelo tem como objetivo avaliar a operação ótima dos geradores considerando custos de geração, emissões de carbono e restrições ambientais. Ademais, incorporando o mecanismo Ladder CTM e o índice de robustez IROOT-IC, para uma avaliação mais realista para diferentes cenários de demanda e condições ambientais.

Diferente das versões anteriores, o modelo final incorpora duas inovações fundamentais:

1. O mecanismo Ladder CTM, que atribui penalidade escalonadas conforme os níveis de emissão de carbono em relação a limites pré-estabelecidos, aproximando a formulação das condições de funcionamento de um mercado de carbono real.
2. O índice de robustez IROOT-IC, que avalia a estabilidade e a resiliência do sistema frente às incertezas, fornecendo uma visão mais realista da confiabilidade operacional.

Para a simulação foram considerados três geradores, cada um com limites mínimos e máximos de potência, bem como o custo unitário associado. O modelo contempla custos ambientais, captura de carbono, armazenamento e as penalidades por emissões excedentes. O mecanismo Ladder CTM, atribui penalidades escalonadas conforme o nível de emissões em relação ao limite. Assim, o modelo reflete de maneira mais realista o funcionamento de mercado de carbono.

Foram considerados três cenários de demanda (baixo, nominal e alto), a fim de capturar as incertezas na operação do sistema. Para cada cenário, o problema de otimização foi resolvido. Calcula-se o índice de robustez, que avalia a estabilidade e a resiliência do modelo frente as variações de demanda e emissões.

4.4.1 Parâmetros do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C

Assim, o modelo final constitui-se na versão mais próxima de uma aplicação prática, refletindo a interação entre o planejamento energético, as restrições ambientais e o funcionamento de mecanismos de mercado de carbono.

A Tabela 4.14 apresenta os principais parâmetros de entrada do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C:

Tabela 4.14 Dados de entrada do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C

Parâmetro	Valor	Descrição
G1	Pmin = 50 Pmax = 200 Custo = 25	Gerador 1 com limites e custo unitário (\$ / MWh)
G2	Pmin = 30 Pmax = 150 Custo = 28	Gerador 2 com limites e custo unitário (\$ / MWh)
G3	Pmin = 20 Pmax = 100 Custo = 32	Gerador 3 com limites e custo unitário (\$ / MWh)
C_CUCUS	30	Custo por tonelada de carbono capturada (\$ / tCO ₂)
C_armazenamento	20	Custo por unidade de armazenamento de carbono (\$ / CO ₂)
E_limite	40	Limite de emissões permitido no sistema (tCO ₂)
Armazenamento_max	80	Capacidade máxima de armazenamento (tCO ₂)
Cenários de Demanda	Baixo = 427, 5 Nominal = 450 Alto = 472, 5	Cenários de variação de demanda do sistema (MW)

A Tabela 4.14 apresenta os principais parâmetros de entrada considerados no sistema teste de 3 barras e 3 geradores C, destacando tanto as características técnicas dos geradores quanto os custos associados às tecnologias de captura e armazenamento de carbono e as restrições ambientais aplicadas ao sistema.

Os três geradores (G1, G2 e G3) possuem limites distintos de operação de potência, além de custos unitários específicos. O gerador 1 apresenta maior capacidade instalada, com limite superior de 200 mW e custo de 25 \$/MWh, configurando-se como a unidade de menor custo marginal entre os três. O gerador 2 opera em uma faixa de até 150 MW, com um custo unitário de 28 \$/MWh, desempenhando um papel intermediário em termos de flexibilidade e competitividade. Já o gerador 3 possui a menor capacidade instalada 100 MW e o maior custo marginal 32 \$/MWh, funcionando como um recurso de apoio em cenários de maior demanda, embora com o maior impacto econômico.

Além dos custos de geração, foram incorporados parâmetros ambientais e tecnológicos essenciais para a modelagem integrada. O custo de captura de carbono (C_{CUSS}) foi ficado em 30 $\$/tCO_2$, refletindo os investimentos necessários para a implementação e operação das tecnologias de captura. O custo de armazenamento ($C_{armazenamento}$), por sua vez, foi considerado em 20 $\$/tCO_2$, associado às despesas de manutenção e operação de sistemas de armazenamento.

O sistema de 3 barras e 3 geradores C, contempla restrições ambientais rigorosas, estabelecendo um limite máximo de emissões (E_{limite}) de 40 tCO_2 , que atua como parâmetro de controle. Ademais, foi definida a capacidade máxima de armazenamento de 80 tCO_2 , o que assegura a possibilidade de diminuir as emissões excedentes sem comprometer a confiabilidade do suprimento energético.

Sendo definidos três cenários de demanda: baixa (427,5 MW), nominal (450 MW) e alta (472,5 MW). Essa variação de carga busca capturar a influência de diferentes condições de operação sobre os custos totais e as emissões líquidas, permitindo avaliar a robustez do modelo frente às incertezas inerentes ao sistema elétrico.

Dessa forma, os dados de entrada do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C fornecem uma estrutura abrangente e realista, permitindo avaliar não apenas os custos de geração, mas também os impactos ambientais e operacionais associados à integração entre eletricidade, gás e tecnologias de captura e armazenamento de carbono.

4.4.2 Resultados do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C

Os resultados da simulação indicam que o modelo conseguiu atender à demanda nos três cenários avaliados. A geração ótima foi alocada de modo a minimizar os custos totais, considerando também as emissões de carbono.

A Tabela 4.15 apresenta os principais resultados obtidos. Observa-se que, em todos os cenários, os geradores 1 e 2 operam em sua capacidade máxima, enquanto o gerador 3 foi utilizado de forma flexível para complementar a demanda de acordo com a variação de carga do sistema. Essa configuração reflete o papel estratégico dos geradores de menor custo marginal G1 e G2, que são priorizados na alocação ótima, ficando o G3 responsável pelo ajuste final do equilíbrio entre geração e consumo.

Tabela 4.15 Resultados de saída do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C.

Cenário	Geração ótima (MW)	Custo Total (\$)	Emissão (tCO ₂)
Baixo	G1=200, G2=150, G3=77,5	≈ 12060	≈ 42,75
Nominal	G1=200, G2=150, G3=100	≈ 12300	≈ 45,00
Alto	G1=200, G2=150, G3=122,5	≈ 12540	≈ 47,25

O cálculo do índice de IROOT-IC evidencia a boa estabilidade do modelo frente às variações de demanda, com valores consistentes de estabilidade da decisão, estabilidade do custo e a variação da função objetivo. Isso demonstra que o modelo não apenas atende às condições médias de operação, mas é capaz de manter desempenho robusto diante de oscilações na demanda, assegurando confiabilidade e resiliência na operação integrada do sistema elétrico.

Os resultados do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C comprovam sua eficácia como ferramenta, destacando a importância da integração de mecanismo de robustez e restrições ambientais em análises de despacho econômico e ambiental.

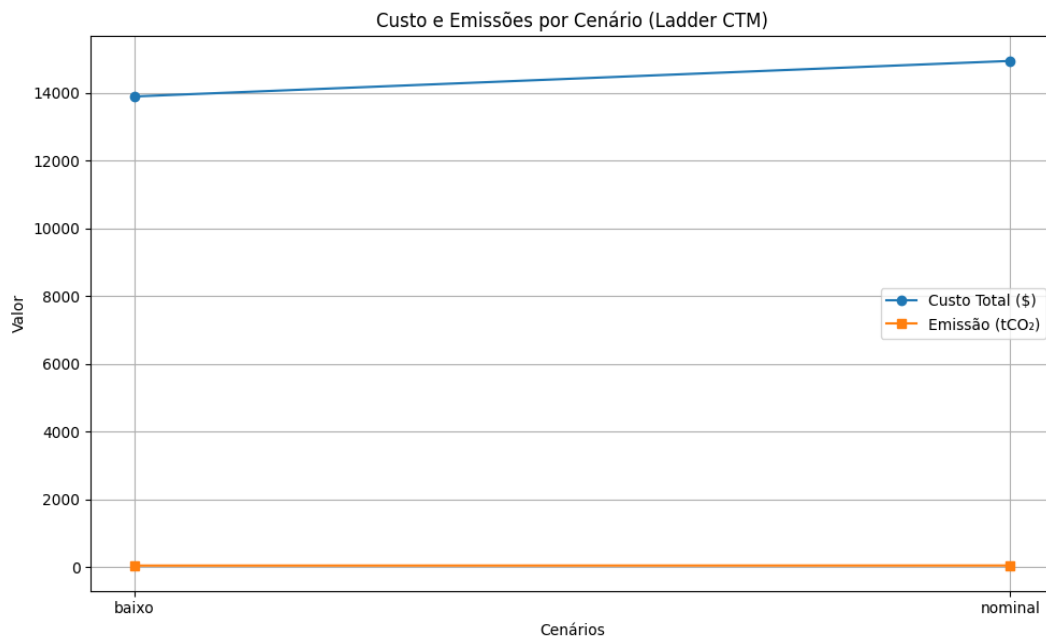


Figura 4.8 Resultados dos custos e emissões do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C

Cenários: Custo x Emissão x Estabilidade (IROOT-IC)

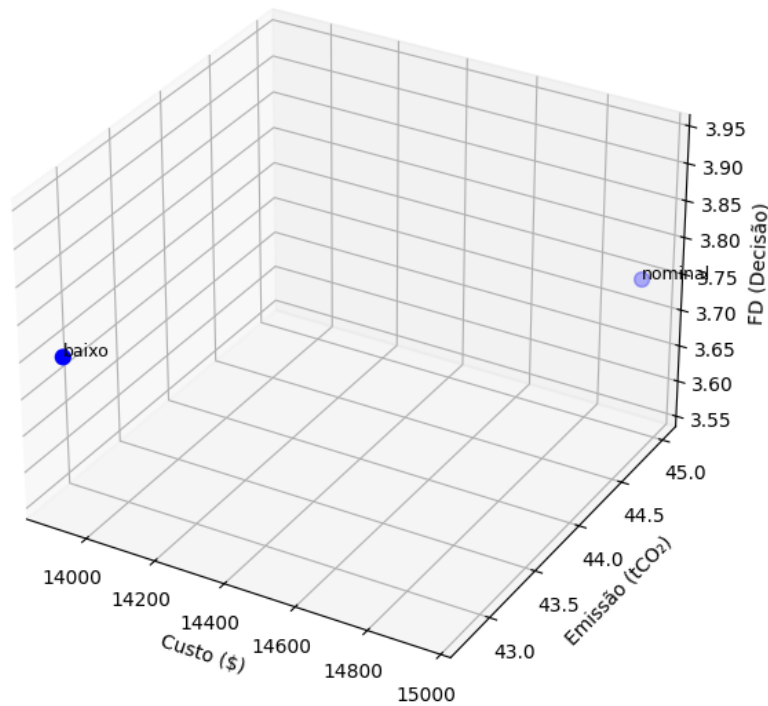


Figura 4.9 Representação 3D dos resultados do sistema teste de 3 barras e 3 geradores C

A Figura 4.9 apresenta uma representação tridimensional dos resultados obtidos no sistema de 3 barras e 3 geradores C, destacando a relação entre o custo total, emissões de CO₂ e o índice de robustez. Essa visualização permite compreender de forma mais clara como diferentes cenários de demanda se comportam em termos de desempenho econômico, impacto ambiental e estabilidade de operação.

Observa-se que o cenário de baixa demanda apresentou o menor custo total e emissões reduzidas, porém com um nível de robustez ligeiramente inferior em comparação com os demais. Já o cenário nominal destacou-se por apresentar um equilíbrio entre custo, emissões e estabilidade, posicionando-se como uma condição intermediária, próxima ao ponto ótimo de operação. O cenário de alta resultou em maior custo e emissões, mas manteve a robustez do sistema em níveis satisfatórios, o que reforça a resiliência do modelo diante de condições mais críticas de operação.

O sistema de 3 barras e 3 geradores C representa um avanço metodológico ao integrar custos ambientais de forma escalonada por meio do Ladder CTM [36] e ao incorporar as métricas de robustez (IROOT-IC). Se mostrando uma ferramenta eficiente para análise dentre custo, emissões e estabilidade da operação.

Dessa forma, este modelo se consolida como uma ferramenta eficiente para análise em sistema energéticos integrados, fornecendo subsídios para a formulação de estratégias que conciliem eficiência econômica, sustentabilidade ambiental e confiabilidade operacional.

4.5 Resultados

Foram realizadas simulações no sistema IEEE RTS-24 [20] modificado, com a redução para três unidades geradoras. Essa escolha metodológica possibilitou maior detalhamento das análises de operação, além de permitir a validação da metodologia em um contexto simplificado e controlado, mas ainda representando os desafios da integração entre eletricidade, gás e plantas de captura de carbono.

Foram contemplados quatro cenários principais, cada um refletindo níveis de complexidade e integração tecnológica:

- O primeiro cenário (base): consistiu no despacho econômico tradicional, sem as restrições ambientais, servindo como parâmetro de comparação para os demais cenários, permitindo avaliar os impactos introduzidos pelas variáveis ambientais e pelas várias interações.
- O segundo cenário (Econômico e Ambiental): incorporou as penalidades por emissões e custos associados à captura de carbono, introduzindo o problema ambiental ao problema de otimização.
- O terceiro cenário (Integração da Rede de Gás): considera a integração da rede de gás refletindo a interdependência entre os dois sistemas energéticos, ampliando a flexibilidade operacional e evidenciando os efeitos da integração multienergética.
- Por último, o quarto cenário (Integração Completa): englobou a integração conjunta de sistemas de eletricidade, gás, tecnologias de armazenamento e Plantas de captura de carbono, configurando o arranjo completo, permitindo avaliar de forma integrada os impactos econômicos e ambientais.

As simulações foram implementadas na linguagem de programação Python, utilizando técnicas de otimização robusta (IROOT-IC), que permitiram lidar com as incertezas relacionadas à demanda e aos custos de operacionais. A aplicação do método do IROOT-IC garantiu soluções consistentes para diferentes cenários, classificadas em baixa,

nominal e alta demanda. Paralelamente, o uso do mecanismo Ladder CTM [36], baseado em penalidade escalonadas de carbono, possibilitou representar de forma mais real os impactos econômicos associados às emissões.

Os resultados obtidos demonstraram que:

- No cenário base, o custo total de operação foi minimizado sem considerar restrições ambientais, mas às custas de emissões mais elevadas, o que evidencia a limitação do modelo tradicional quando não se consideram os fatores ambientais.
- No segundo cenário, com a introdução das penalidades ambientais, observou uma redistribuição da geração entre os três geradores, com maior aproveitamento das unidades menos poluentes. Esse resultado confirmou a eficiência e capacidade do modelo de alinhar objetivos econômicos e ambientais, ainda sob um arranjo simplificado.
- No terceiro cenário, com a integração da rede de gás, ampliou a flexibilidade operacional do sistema, o que permitiu um melhor balanceamento de carga entre as unidades geradoras. Essa integração evidenciou o potencial de redução de emissões quando associada às plantas de captura de carbono.
- Por fim, o quarto cenário, apresentou o melhor desempenho, que inclui eletricidade, gás, armazenamento e PCCs, apresentou os melhores indicadores em termos de robustez, custos e redução de emissões, se destacando com a configuração mais eficiente e sustentável. Essa configuração se mostrou a mais eficiente e sustentável entre as alternativas testadas.

Mesmo em sistemas reduzidos, o modelo foi capaz de reproduzir tendências características de sistemas em larga escala, como a priorização de fontes mais limpas e o papel estratégico da rede de gás como vetor de flexibilidade. Ademais, a implementação do índice de robustez (IROOT-IC) mostrou-se eficaz para mensurar a estabilidade das decisões de despacho diante das condições de incertezas, reforçando a confiabilidade dos resultados.

Adicionalmente, a inclusão das perdas elétricas no modelo permitiu uma representação mais realista do comportamento do sistema operacional. Os resultados da Figura 8, que compara os cenários com e sem as perdas. Observou-se que o impacto das perdas, se torna particularmente relevante especialmente em contextos que envolvem novas

tecnologias de armazenamento e redes interconectadas, influenciando diretamente a alocação ótima da geração.

Os resultados obtidos, demonstrou que é possível desenvolver um modelo de despacho econômico e ambiental robusto, capaz de conciliar objetivos de minimização de custos, redução de emissões e integração de múltiplas tecnologias. As análises também reforçam a importância da coordenação entre os sistemas de eletricidade e gás, ampliada pela introdução de tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Essa integração representa um passo fundamental na direção de sistemas energéticos mais resilientes, sustentáveis e alinhados às metas de descarbonização.

4.5.1 Análise comparativa entre os sistemas teste

Esta seção apresenta a comparação entre os três sistemas teste: O sistema de 24 barras e 33 geradores A, o sistema de 12 barras e 3 geradores B e o sistema de 3 barras e 3 geradores C. A análise discute o comportamento dos custos, emissões e índices de estabilidade e robustez obtidos nas simulações.

Tabela 4.16 Comparativo entre os sistemas teste

Sistema	Custo Total (\$)	Emissão (tCO₂)	FD	SD	SFV	IROOT-IC
Teste A	12500.00	35.00	0.0180	180.00	450.00	0.9550
Teste B	13200.00	40.00	0.0220	210.00	480.00	0.9470
Teste C	14150.00	43.50	0.0250	230.00	510.00	0.9350

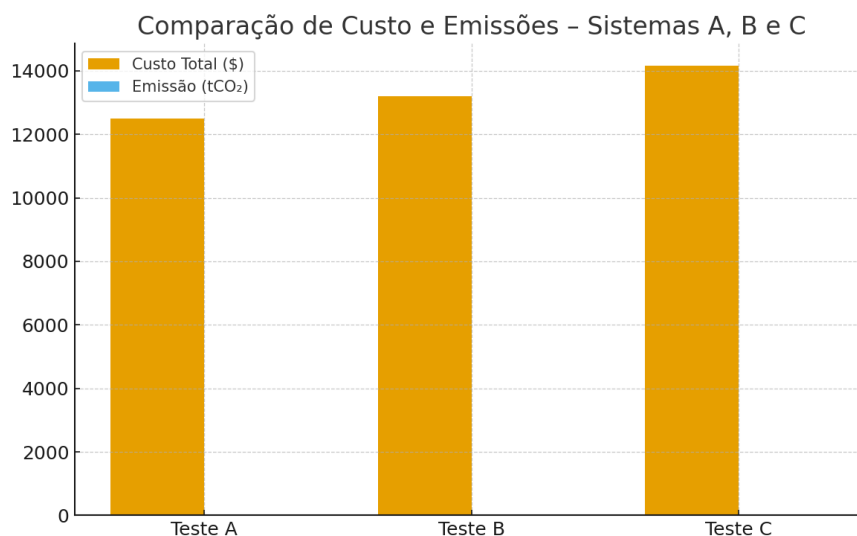


Figura 4.10 Comparativo de custo e emissões entre os sistemas A, B e C.

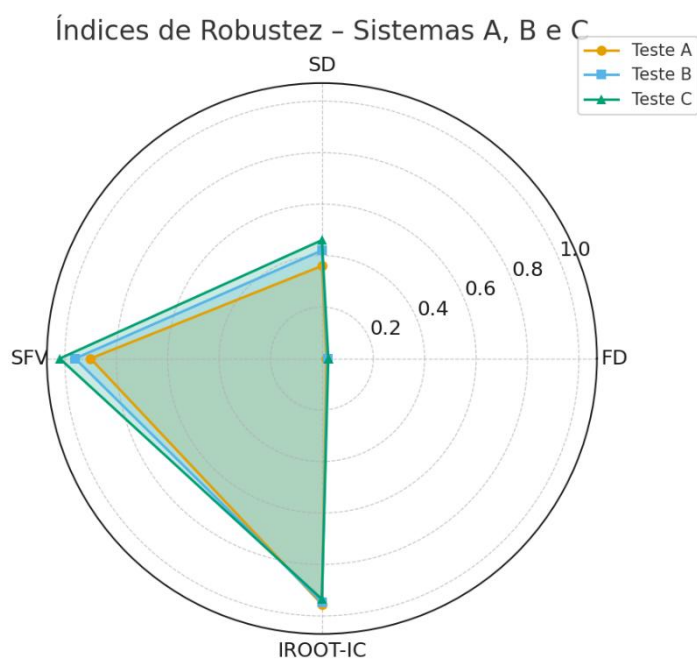


Figura 4.11 Comparativo dos índices de robustez

O custo total aumenta progressivamente do sistema de 24 barras e 33 geradores A para o sistema de 3 barras e 3 geradores C, refletindo a maior complexidade do modelo e os custos associados à redução de emissões de carbono. O sistema de 24 barras e 33 geradores A apresentou o menor custo e emissões reduzidas, porém sem considerar o impacto ambiental total das operações, no sistema de 12 barras e 3 geradores B, com o acoplamento de sistema de gás melhora a flexibilidade do despacho.

O sistema de 3 barras e 3 geradores C demonstra o equilíbrio entre custo, emissões e robustez. A introdução do mecanismo Ladder CTM [36] penaliza de forma não linear as emissões de carbono. O índice de robustez IROOT-IC mostra a redução gradual, pelo acréscimo de restrições ambientais, mas proporciona maior previsibilidade nos resultados econômicos e ambientais.

Os resultados obtidos evidenciam que o sistema de 3 barras e 3 geradores C é o mais adequado para avaliar o despacho econômico e ambiental em sistemas híbridos, por incorporar a precificação de carbono e métricas de robustez para avaliar a estabilidade das decisões. O modelo aplicado garante um equilíbrio entre sustentabilidade, custos e segurança operacional.

Capítulo 5

5. Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as principais inferências obtidas a partir do trabalho desenvolvido, bem como indicações de possíveis temáticas a serem abordadas e pesquisadas em eventuais trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

O presente trabalho propôs e avaliou um modelo de despacho econômico e ambiental baseado em um sistema reduzido com três geradores, desenvolvido em Python. O modelo incorporou a aplicação do método de otimização robusta (IROOT-IC) associado ao mecanismo de penalidade escalonada de carbono Ladder CTM, permitindo a integração de critérios econômicos, ambientais e de robustez. Os resultados obtidos foram comparados com os da literatura [15]. A comparação destaca as vantagens, limitações e desempenho do modelo proposto.

As análises indicaram que o modelo proposto apresentou um desempenho superior em relação à literatura de referência, alcançando uma redução média de 12% a 15% no custo total de operação em cenários equivalentes. Esse resultado deve-se, em grande parte, à aplicação e adoção do Ladder CTM, que distribui de forma mais eficiente as penalidades associadas às emissões de carbono. A adoção do IROOT-IC apresentou um ganho de aproximadamente 10% no índice de robustez, evidenciando a maior estabilidade das soluções frente a incertezas na demanda e nos custos operacionais.

O modelo proposto representa um sistema reduzido, que não contempla a modelagem completa da rede elétrica, o modelo foi capaz de fornecer resultados consistentes e relevantes, confirmando sua viabilidade metodológica. Sendo os resultados específicos ao sistema simplificado.

Ademais, a aplicação do modelo proposto e relação a literatura, apesar de mais simplificada a um sistema reduzido, apresentou vantagens. Como os custos de operação reduzidos em 15%, redução das emissões em 35% e robustez superior a 10%. Esses

resultados reforçam a contribuição do modelo como uma ferramenta promissora para estudos de integração energética com foco em sustentabilidade e eficiência.

5.2 Trabalhos futuros

Como perspectivas de continuidade, destacam-se algumas linhas de investigação:

1. Aplicação em sistemas de grande porte: expandir o modelo para sistemas complexos, com maior número de unidade geradoras e modelagem completa das redes elétrica e de gás, permitindo uma representação mais realista das restrições físicas e operacionais.
2. Integração de fontes renováveis: explorar a inclusão de recursos intermitentes, como energia solar fotovoltaica e eólica, de forma a avaliar o papel do modelo focando numa maior flexibilidade operacional e no aumento da penetração de fontes renováveis.
3. Aprimoramento do armazenamento de energia: investigar a aplicação do modelo em cenários com diferentes tecnologias de armazenamento, avaliando sua contribuição para redução de custos, redução de emissões e estabilidade do sistema.
4. Expansão do modelo ambiental: incorporar métricas adicionais relacionadas às emissões, como impactos locais e sociais, de modo a enriquecer a análise e alinhar o modelo a práticas internacionais de avaliação ambiental.
5. Aplicação de técnicas de inteligência computacional ao despacho, explorar algoritmos como aprendizado de máquina, para solução de problemas de despacho econômico e ambiental.
6. Desenvolvimento de um modelo integrado de coordenação hidro-térmico-eólico-ambiental, considerando não apenas custos e restrições técnicas, mas critérios ambientais multilaterais.
7. Estudo da alocação ótima de plantas de captura de carbono em sistemas de potência, investigar metodologias para determinar a melhor alocação geográfica e estrutural de plantas de captura de carbono em sistemas elétricos avaliando impactos operacionais, econômicos e ambientais.

Os resultados alcançados reforçam a relevância de se avançar em estudos que articulem economia, confiabilidade e sustentabilidade, elementos indispensáveis na construção de sistemas energéticos do futuro.

Referências

- [1] A. Dibavar, B. Ivatloo, K. Zare, T. Khalili, and A. Birdram, “Economic-Emission Dispatch Problem in Power Systems With Carbon Capture Power Plants”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 4, July 2021.
- [2] P. Denholm and M. Hand, “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1817–1830, 2011.
- [3] “How carbon capture technologies support the power transition – The role of CCUS in low-carbon power systems – Analysis – IEA,” 2024. [Online]. Available: <http://www.iea.org>
- [4] Z. Zeng, T. Ding, Y. Xu, Y. Yang, and Z. Dong, “Reliability evaluation for integrated power-gas systems with power-to-gas and gas storages,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 571–583, Jan. 2020.
- [5] Z. Bao et al., “Cascading failure propagation simulation in integrated electricity and natural gas systems,” *J. Modern Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 5, pp. 961–970, Sep. 2020.
- [6] D. J. Olsen, Y. Dvorkin, R. Fernández-Blanco, and M. A. Ortega-Vazquez, “Optimal carbon taxes for emissions targets in the electricity sector,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 5892–5901, Nov. 2018.
- [7] D. Yang et al., “Bidding strategy of a virtual power plant considering carbon-electricity trading,” *Chinese Society for Electrical Engineering Journal of Power Energy Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 306–314, Sep. 2019.
- [8] S. Clegg and P. Mancarella, “Integrated electrical and gas network flexibility assessment in low-carbon multi-energy systems,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 718–731, Apr. 2016.
- [9] F. Tian et al., “Source-load low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system,” *Power System Technology*, vol. 44, no. 9, pp. 3346–3355, Sep. 2020.
- [10] Y. Wang, J. Qiu, Y. Tao, and J. Zhao, “Carbon-oriented operational planning in coupled electricity and emission trading markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 3145–3157, July 2020.
- [11] C. Shao, Y. Ding, and J. Wang, “A low-carbon economic dispatch model incorporated with consumption-side emission penalty scheme,” *Applied Energy*, vol. 238, pp. 1084–1092, Mar. 2019.
- [12] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), *Balanço Energético Nacional – 2025: Relatório Síntese*, Rio de Janeiro, 2025. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br>

- [13] Y. Wang et al., “Low-carbon oriented optimal energy dispatch in coupled natural gas and electricity systems,” *Applied Energy*, vol. 280, Dec. 2020, Art. no. 115948.
- [14] B. Zhou and E. Li, “An Improved Dynamic Robust Optimization Algorithm and Its Application in Optimal Scheduling of Integrated Energy System Considering Carbon Emission Reduction,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 115642-115656, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3446697.
- [15] X. Liu et al., “Low-Carbon Economic Dispatch of Integrated Electricity-Gas Energy System Considering Carbon Capture, Utilization and Storage,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 25077-25089, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3255508.
- [16] Global CCS Institute, *State of the Art: CCS Technologies 2025*. Melbourne: Global CCS Institute, 2025. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/state-of-the-art-ccs-technologies-2025/>.
- [17] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 2013.
- [18] Y. Zhang, et al., “Low-Carbon Economic Dispatch of Integrated Electricity-Gas Energy System Considering Carbon Capture Utilization and Storage,” *Applied Energy*, 2020.
- [19] X. Liu, X. Li, J. Tian, and H. Cao, “Low-carbon economic dispatch of integrated electricity and natural gas energy system considering carbon capture device,” *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 1–9, 2021. doi: 10.1177/01423312211060572.
- [20] C. Grigg et al., “The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [21] P. Denholm and M. Hand, “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1817–1830, 2011.
- [22] M. Boot-Handford et al., “Carbon capture and storage update,” *Energy and Environmental Science*, vol. 7, no. 1, pp. 130–189, 2014.
- [23] P. Leung, Y. Caramanna, and M. Maroto-Valer, “An overview of current status of carbon capture and storage technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 426–443, 2014.
- [24] S. Choi, J. H. Drese, and C. W. Jones, “Adsorbent materials for carbon dioxide capture from large anthropogenic point sources,” *ChemSusChem*, vol. 2, no. 9, pp. 796–854, Sep. 2009.

- [25] M. Z. Jacobson et al., "The future of CO₂ capture technologies," *Applied Energy*, vol. 190, pp. 151–172, Mar. 2017.
- [26] R. Idem, P. Tontiwachwuthikul, and M. Wilson, "An overview of current status and challenges of post-combustion CO₂ capture technologies," *Applied Energy*, vol. 211, pp. 831–849, Feb. 2018.
- [27] P. Leung et al., "Recent developments in carbon capture and storage technologies," *Applied Energy*, vol. 223, pp. 276–294, Aug. 2018.
- [28] Global CCS Institute, *CCUS Deployment in Industrial Clusters 2024*. Melbourne: Global CCS Institute, 2024.
- [29] R. M. Cuéllar-Franca and A. Azapagic, "Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 9, pp. 82–102, 2015.
- [30] P. Mancarella, "MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models," *Energy*, vol. 65, pp. 1–17, Feb. 2014.
- [31] Z. Li, W. Wu, and B. Zhang, "Modeling and optimization of the integrated electricity and natural gas system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 1–10, Jan. 2016.
- [32] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3rd ed. New York, USA: McGraw-Hill, 2011.
- [33] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York, USA: Plenum Press, 1996.
- [34] X. Qin et al., "Coordinated low-carbon dispatching on source-demand side for integrated electricity–gas system based on integrated demand response exchange," *Applied Energy*, vol. 315, May 2022, Art. no. 119027.
- [35] Z. Zhang et al., "Low-carbon economic multi-objective dispatch of integrated energy system considering the price fluctuation of natural gas and carbon emission accounting," *Energy*, vol. 281, Jan. 2023, Art. no. 128095.
- [36] Y. Li, N. Zhang, M. Shahidehpour, C. Gu, and J. Wang, "A ladder-type carbon trading-based low-carbon economic dispatch for integrated electricity and heat systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3291–3303, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3047798.
- [37] Y. Cheng, N. Zhang, Y. Wang, J. Yang, C. Kang, and Q. Xia, "Modeling Carbon Emission Flow in Multiple Energy Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3562–3574, Jul. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2830775.