



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

**Fluxo de potência ótimo por sensibilidade de carbono para minimizar
custos operacionais e emissão de gases de efeito estufa**

KAYO JORGE AMMIRATI RIBEIRO

São Luís - MA, Brasil
Janeiro, 2026

KAYO JORGE AMMIRATI RIBEIRO

**Fluxo de potência ótimo por sensibilidade de carbono para minimizar
custos operacionais e emissão de gases de efeito estufa**

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
Coorientador: Dr. Felipe Oliveira Silva Saraiva

São Luís - MA, Brasil
Janeiro, 2026

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

Ammirati Ribeiro, Kayo Jorge.

Fluxo de potência ótimo por sensibilidade de carbono
para minimizar custos operacionais e emissão de gases de
efeito estufa / Kayo Jorge Ammirati Ribeiro. - 2026.

69 p.

Coorientador(a) 1: Felipe Oliveira Silva Saraiva.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luis, 2026.

1. Fluxo de Potência Ótimo Por Sensibilidade de
Carbono (fpo-sc). 2. Emissão Marginal Locacional (lme).
3. Despacho Econômico Consciente de Carbono. 4.
Otimização de Sistemas de Energia. 5. Sustentabilidade.

**Fluxo de potência ótimo por sensibilidade de carbono para
minimizar custos operacionais e emissão de gases de efeito estufa**

KAYO JORGE AMMIRATI RIBEIRO

Dissertação aprovada em 26/01/2026.

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

Dr. Felipe Oliveira Silva Saraiva, UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Aryfrance Rocha Almeida, UFPI
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. João Viana da Fonseca Neto, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Dedico este trabalho a minha família

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação de mestrado é fruto não apenas de um esforço pessoal, mas também do apoio de diversas pessoas que me deram incentivo intelectual e emocional, direta ou indiretamente. Por esse motivo, registro aqui os meus mais sinceros agradecimentos: Ao meu orientador Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, por tudo que me ensinou nessa jornada de mais de dois anos de estudo, por toda paciência que teve comigo nessa retomada à academia, pelas correções minuciosas de todos os textos que enviei e por toda compreensão que teve com o momento pelo qual passei justamente na reta final do mestrado. Aos meus familiares, em particular a minha mãe Ana Cristina Ammirati que me deu todo suporte emocional para não desistir da jornada acadêmica por causa dos problemas pessoais e aos meus amigos e minha namorada, Larissa Barros, que compreenderam minha ausência nos diversos momentos em que precisei me recolher para estudar.

A todos os amigos do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Maranhão (UFMA), algumas amizades criadas e outras fortalecidas. Obrigado pelo companheirismo e irmandade que foi criado ao longo desses anos de estudo. Obrigado por todas as conversas e brincadeiras.

*“Entenda os seus medos, mas jamais deixe
que eles sufoquem os seus sonhos.”* (Lewis
Carroll)

RESUMO

O comércio de emissões de carbono constitui um instrumento de mercado relevante para mitigar gases de efeito estufa (GEE), ao estabelecer sinais econômicos capazes de induzir investimentos e operação com menor intensidade de carbono. Nesse contexto, empresas e instituições têm adotado o Preço Interno do Carbono (*Internal Carbon Price*, ICP) como mecanismo de governança para priorizar tecnologias e projetos de menor emissão. Contudo, parte das abordagens tradicionais de contabilidade de carbono não captura, de forma adequada, a física e as restrições operativas das redes elétricas, limitando a interpretação espacial e operacional das emissões. Diante disso, este trabalho propõe e aplica o Fluxo de Potência Ótimo por Sensibilidade de Carbono (FPO-SC), formulado como uma extensão do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que integra explicitamente critérios ambientais à otimização do despacho, por meio da precificação de CO₂. Para quantificar e interpretar os impactos ambientais associados às decisões operativas e à localização de injeções/consumos, são empregadas métricas de intensidade/sensibilidade de carbono, com ênfase na Emissão Marginal Locacional (*Locational Marginal Emission*, LME), além do uso de Avaliação do Ciclo de Vida (*Life Cycle Analysis*, LCA) como referência de abordagem de ciclo de vida. As simulações e validações do modelo são conduzidas no sistema-teste IEEE de 118 barras no ambiente MATLAB/MATPOWER, permitindo avaliar o trade-off entre custo operacional e emissões sob diferentes cenários de preço de carbono. Os resultados indicam que a inclusão explícita do carbono na otimização altera a alocação ótima de geração e pode reduzir significativamente as emissões, mantendo a operação tecnicamente consistente e economicamente viável, reforçando a aplicabilidade do método no apoio à decisão regulatória e operacional.

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo por Sensibilidade de Carbono (FPO-SC); Emissão Marginal Locacional (LME); Despacho Econômico Consciente de Carbono; Otimização de Sistemas de Energia; Sustentabilidade; Redução de Emissões.

ABSTRACT

Carbon emission trading constitutes a pivotal market-based instrument for mitigating greenhouse gas (GHG) emissions by establishing economic signals that drive investments and operations toward lower carbon intensity. In this context, organizations have adopted Internal Carbon Pricing (ICP) as a governance mechanism to prioritize low-emission technologies and projects. However, traditional carbon accounting approaches often fail to adequately capture the physics and operational constraints of power grids, thereby limiting the spatial and operational interpretation of emissions. To address this gap, this work proposes and applies the Carbon-Sensitive Optimal Power Flow (CS-OPF), formulated as an extension of the conventional Optimal Power Flow (OPF) that explicitly integrates environmental criteria into the dispatch optimization through carbon pricing. To quantify and interpret the environmental impacts associated with operational decisions and the location of injections/consumption, carbon intensity and sensitivity metrics are employed, with an emphasis on Locational Marginal Emissions (LME) and Life Cycle Assessment (LCA). Model simulations and validations are conducted on the IEEE 118-bus test system using the MATLAB/MATPOWER environment, enabling an evaluation of the trade-off between operational costs and emissions under various carbon price scenarios. The results indicate that the explicit inclusion of carbon in the optimization process shifts the optimal generation allocation and can significantly reduce emissions while maintaining a technically consistent and economically viable operation, reinforcing the method's applicability in supporting regulatory and operational decision-making.

Keywords: Carbon Sensitivity Optimal Power Flow (CSPF); Local Marginal Emissions (LME); Carbon Conscious Economic Dispatch; Power System Optimization; Sustainability and Emissions

Lista de Figuras

FIGURA 1.1 FLUXOGRAMA METODOLÓGICO DA PESQUISA	7
FIGURA 3.1 OFERTA DE ELETRICIDADE POR CATEGORIA DE GERAÇÃO (1990-2019) – [18].....	17
FIGURA 3.2 ILUSTRAÇÃO DO FLUXO VIRTUAL DE EMISSÃO DE CARBONO E DO FLUXO DE POTÊNCIA FÍSICA [1].....	25
FIGURA 3.3 FLUXO DE POTÊNCIA E FLUXO DE CARBONO SOB O MODELO ES DE "TANQUE DE ÁGUA"[25].....	32
FIGURA 4.1 O SISTEMA DE TESTE MODIFICADO DE 39 BARRAMENTOS DA NOVA INGLATERRA [25]	37
FIGURA 4.2 AS INTENSIDADES NODAIS DE CARBONO (NCI) PARA NÓS DE CARGA SOB ESQUEMAS DE DESPACHO ECONÔMICO BASEADOS EM C-FPO E FPO ÀS 8:00 E 18:00.	38
FIGURA 4.3 A TAXA DE EMISSÃO DE CARBONO TOTAL DO LADO DA GERAÇÃO E A TAXA DE EMISSÃO DE CARBONO TOTAL [25]	38
FIGURA 4.4 A ENERGIA ARMAZENADA E AS EMISSÕES VIRTUAIS DE CARBONO DO SISTEMA ES NO NÓ-38 SOB OS ESQUEMAS DE DESPACHO ECONÔMICO BASEADOS EM C-FPO E FPO.	39
FIGURA 4.5 AS SAÍDAS DE GERAÇÃO DE VÁRIAS USINAS DE ENERGIA AO LONGO DE 24 HORAS SOB OS ESQUEMAS DE DESPACHO ECONÔMICO BASEADOS EM C-FPO E FPO [25].	40
FIGURA 5.1 GRÁFICO DO FLUXO DA EMISSÃO DE CARBONO, FLUXO DA POTÊNCIA E CUSTO DA EMISSÃO	48
FIGURA 5.2 FLUXO DE CARBONO NAS LINHAS.....	50
FIGURA 5.3 DEMONSTRA O CENÁRIO DAS EMISSÕES TOTAIS DE CARBONO	52

Lista de Tabelas

TABELA 2-1- TABELA COMPARATIVA – PAÍSES CITADOS E COMO USAM MERCADO/PRECIFICAÇÃO DE CARBONO.....	15
TABELA 4.-1 CUSTOS OPERACIONAIS DE ES BASEADOS EM FPO E C-FPO	39
TABELA 4.-2 EXEMPLO DE RESULTADO*	43
TABELA 5- 1 PARÂMETROS E VERSÕES DO ESTUDO	47
TABELA 5-2. DESPACHO BASE: POTÊNCIA DESPACHADA POR UNIDADE, CUSTOS MARGINAIS E TOTAIS.....	47

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Formulação do Problema.....	3
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1.Objetivos Gerais	3
1.3.2.Objetivos Específicos	4
1.4. Justificativa.....	4
1.5. Metodologia	6
1.6. Estrutura do trabalho.....	8
Capítulo 2 – Mercado de Carbono.....	9
Capítulo 3 – Métrica de Carbono.....	16
Capítulo 4 - Fluxo de potência ótimo por sensibilidade de carbono	36
4.1. Caracterização dos Tipos de Barras.....	41
4.2. Método de Newton-Raphson	42
4.3. Exemplo Numérico [27] (Rede de 2 barras):.....	43
4.4. Implementação Computacional	43
4.5. Tratamento Rigoroso dos Controles e Limites	43
4.6. Expansão para Modelos Modernos.....	44
4.7. Passos do Algoritmo Implementado.....	44
Capítulo 5 - Simulação Computacional e Resultados	46
Capítulo 6 - Conclusão	54
Referências	56

Capítulo 1 - Introdução

1.1. Generalidades

A indústria de energia elétrica é uma fonte significativa de emissões de carbono, responsável por mais de 40% das emissões provenientes da combustão de combustíveis fósseis [1]. Para controlar essas emissões, é crucial estabelecer metas e obrigações de redução, exigindo métodos eficazes de observação, cálculo e análise. Constata-se um aumento significativo de indivíduos na participação do mercado de carbono, o que resultou no surgimento de diversas commodities. Diante disso, torna-se necessário estruturar esse mercado. Para tanto, metodologias de medição e monetização do carbono estão sendo elaboradas, visando gerenciar as emissões sob uma perspectiva não apenas ecológica, mas também econômica [2]. Os métodos atuais se concentram nas emissões “observáveis” das usinas de energia elétrica, mas a Avaliação do LCA (*Life Cycle Analysis*) abrange todo o ciclo de vida da energia, desde a matéria-prima até o encerramento da atividade [1]. É fundamental considerar os consumidores como a principal causa das emissões de carbono, destacando a importância de compreender a emissão “real” incorrida. A análise dos LMP (*Locational Marginal Price*) em relação aos parâmetros operacionais é essencial para compreender as sensibilidades e as mudanças no mercado. Alguns países usam ou planejam usar um valor unitário baseado no LMP e o FPO como ferramenta de compensação de mercado com objetivo de minimizar a emissão [3].

A resposta da demanda pode reduzir as emissões de carbono, mas também pode afetar o bem-estar social. A modelagem do CEF (*Carbon Emission Flow*) é crucial para calcular e analisar as emissões dinâmicas de carbono nos sistemas elétricos, fornecendo informações valiosas aos consumidores. A transição para uma rede de energia de baixo carbono requer aposentadoria de usinas térmicas e investimento em energias renováveis. A análise de emissões no contexto de sistemas energéticos múltiplos é mais complexa, mas essencial para promover a eficiência energética e a integração de energias renováveis [1],[4]. O mercado de carbono e o mercado da eletricidade têm a necessidade e a possibilidade de um desenvolvimento coordenado. Na situação atual, a transmissão de informação e a ligação entre os dois mercados ainda não são claras e são difíceis de quantificar.

A métrica do carbono serve para saber o quanto um país, empresa, produto ou pessoa está contribuindo para o aquecimento global. Dessa forma, a conformidade com os compromissos internacionais de combate à mudança climática pode ser monitorada e as

projeções de tendências futuras de aquecimento global podem ser mais precisas. Para tanto é bom entender cada modelo de métrica proposto, bem como os seus campos de aplicação e suas restrições, para ter confiabilidade dos dados calculados [4]. Existem 4 tipos de métricas ambientais [5] relativas ao CO₂: aquela em função dos investimentos (Pegada de carbono), em função das receitas (Eficiência de carbono), em função da reserva de combustível fóssil e em função da intensidade de carbono. Essa última será objeto de estudo do presente trabalho por analisar a quantidade de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) ao longo do ciclo de vida do combustível. As métricas de intensidade de carbono concentram-se na eficiência de carbono das empresas em relação aos produtos que vendem e podem estabelecer a exposição de uma carteira a empresas e setores intensivas em carbono ou [6]. Usando a métrica de intensidade de carbono em vez do peso, obtém-se uma imagem mais completa dos impactos de carbono dos resíduos, e facilita para as organizações avaliarem os benefícios da prevenção e reciclagem de resíduos e ajuda a identificar quais os materiais que estão a causar mais danos ao ambiente [7].

Nas últimas décadas surgiram várias metodologias e modelos matemáticos para quantificar a emissão de carbono, avaliação do LCA é essencial para quantificar as emissões de carbono ao longo de todo o ciclo de vida da energia, desde a extração de matérias-primas até o descarte. Essa abordagem holística permite uma compreensão mais abrangente das emissões associadas à produção e consumo de energia. O CEF é uma ferramenta valiosa para calcular e analisar as emissões dinâmicas de carbono nos sistemas de energia elétrica, fornecendo informações cruciais para os consumidores e formuladores de políticas. Ele permite rastrear as emissões de carbono correspondentes ao consumo de energia, destacando a importância de considerar o lado da demanda na gestão das emissões [8],[9]. A aposentadoria de usinas térmicas e o investimento em energias renováveis são passos essenciais para reduzir as emissões de carbono na indústria de energia. A expansão de fontes de energia limpa e a integração de tecnologias de armazenamento são fundamentais para a transição para uma rede de energia mais sustentável.

Esse trabalho consiste em fazer comparativo das modelagens da métrica da intensidade de carbono, dentre eles a emissão marginal locacional - LME – e análise de ciclo de vida – LCA – quando aplicadas aos sistemas de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia nas redes de potência sob a perspectiva de novas instalações, dos preços da energia elétrica e do preço do carbono, objetivando a redução da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) da cadeia da energia elétrica. Propõe integrar explicitamente critérios ambientais ao despacho de energia por meio de um modelo de FPO-SC, no qual o custo de operação das usinas

incorpora um termo associado às emissões de GEE ao longo da rede elétrica. A partir dos resultados do FPO-SC, são calculadas e comparadas duas métricas de intensidade de carbono aplicadas aos sistemas de geração e de armazenamento de energia.

1.2. Formulação do Problema

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) ou Sistemas Elétricos de Potência (SEP) estão diretamente ligados ao futuro das empresas no Brasil e no mundo. Com o passar dos anos, o aumento da indústria e a preocupação com as mudanças climáticas forçaram os países a buscarem uma maneira de equilibrar a emissão de carbono com o aumento da produção. A participação de um número maior de pessoas e a globalização do mercado de carbono forçaram o aparecimento de vários commodities, tornando evidente a necessidade de organizar esse mercado. Para que isso ocorra, metodologias de quantificação e de monetização desse carbono são desenvolvidas com o objetivo de se ter um controle maior das emissões não apenas do ponto de vista ecológico, mas do ponto de vista econômico também. É fundamental um estudo detalhado sobre as emissões de carbono provenientes das diversas matrizes energéticas. Com base nesses dados, as políticas públicas devem ser direcionadas para incentivar as formas de geração de energia elétrica mais sustentáveis.

No ano de 2021, as usinas hidrelétricas registraram uma produção extremamente baixa devido à falta de chuvas, levando as termoeletricas a operarem em maior escala. Como resultado, as emissões de GEE no Brasil alcançaram o nível mais elevado em quase vinte anos. Informações do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) do Observatório do Clima indicam que o Brasil liberou 2,42 bilhões de toneladas brutas de CO₂, o que representa um aumento de 12,2% em comparação a 2020, que registrou 2,16 bilhões de toneladas, [10].

A avaliação da sustentabilidade das fontes de energia exige uma análise criteriosa das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) associadas. Devido às dimensões continentais do Brasil, as fontes de geração de energia elétrica apresentam desempenhos distintos conforme a região em que estão inseridas. Consequentemente, faz-se necessário investigar a intensidade de carbono de forma descentralizada, integrando as variáveis climáticas regionais ao cálculo do impacto ambiental, garantindo que a escolha da matriz reflita as potencialidades e restrições de cada cenário geográfico.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos Gerais

- Contribuir com o estudo comparativo das modelagens de métricas da intensidade de carbono, LME e LCA, quando aplicadas aos diversos sistemas de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia elétrica nas redes de potência.
- Analisar as modelagens sob a perspectiva de novas instalações, dos preços da energia elétrica e do preço do carbono, com o objetivo de reduzir a emissão de GEE ao longo da cadeia da energia elétrica.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Investigar a eficácia das modelagens de métricas da intensidade de carbono LME e LCA na quantificação e avaliação das emissões de carbono associadas aos diferentes métodos de geração de energia elétrica.
- Comparar as métricas LME e LCA em termos de precisão, aplicabilidade e resultados quando aplicadas a sistemas de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia.
- Avaliar como as métricas LME e LCA podem influenciar políticas públicas e estratégias de desenvolvimento energético, considerando seus impactos na redução das emissões de GEE e na promoção de tecnologias mais sustentáveis na matriz energética.
- Analisar a viabilidade econômica das diferentes tecnologias de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia, levando em consideração os preços da energia elétrica e o preço do carbono.
- Fornecer insights e recomendações para gestores públicos, empresas do setor elétrico e pesquisadores interessados em promover a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável, alinhada com os objetivos de mitigação das mudanças climáticas.

1.4 **Justificativa**

Nos últimos anos, à medida que a economia em todo o mundo se expandiu em um ritmo acelerado, a demanda por energia também se expandiu. Neste momento, as principais fontes de energia no globo ainda são os combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural. Outros tipos de energia ainda estão engatinhando. China, considerado maior emissor de poluentes global, baseia a sua estrutura energética no carvão, desenvolvendo uma infraestrutura de fornecimento de energia amplamente voltada para o consumo dessa fonte fóssil [11]. Em

dezembro de 2017, a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma da China lançou o Programa Nacional de Criação do Mercado de Comércio de Carbono, conhecido como CETM (mercado de emissões de carbono da China). Este evento sinalizou a introdução oficial do sistema nacional de comércio de emissões de carbono no país, além de impulsionar o desenvolvimento de métodos para quantificar a emissão desses gases, buscando estabelecer um indicador que mensure as emissões de forma direta.

Segundo o autor [11] na sua pesquisa, afirma:

“Até 2024, o CETM incluirá 2.257 empresas com grande contribuição para as emissões, totalizando cerca de 5,1 bilhões de toneladas de CO₂ por ano, o que corresponde a mais de 40% do total nacional de emissões”.

No entanto, os índices de emissões líquidas de CO₂ não conseguem medir a eficiência do setor elétrico de um país, uma vez que se concentram exclusivamente na contribuição das emissões para a poluição, que pode ser fortemente influenciada pelo tamanho de um determinado país [11].

Um método alternativo requer a adoção de índices de intensidade de emissão, que calculam a relação entre emissões e produção de eletricidade. O método deve incluir principalmente a contabilização, o reporte e a verificação dos dados de emissão de carbono; a alocação e a devolução de licenças; e a supervisão da negociação no mercado [11] e [12],

Nesse trabalho há a comparação da quantidade de emissão de carbono aplicando as modelagens LME e LCA para determinar a intensidade de emissão de carbono nos diferentes modos de produção e armazenamento da energia elétrica. A LME estima a taxa de mudança nas emissões devido a uma pequena mudança na procura de uma rede de transmissão, sendo uma métrica importante para avaliar o impacto de várias políticas ou intervenções energéticas. Desenvolve um novo método para calcular os LME's de um sistema elétrico por diferenciação implícita e proposto em [12]. E a outra modelagem, a LCA, é a análise sistemática do impacto ambiental ao longo de todo o ciclo de vida de um produto, ou seja, o material, o processo ou outra atividade mensurável. A LCA modela as implicações ambientais dos muitos sistemas interativos que compõem a produção industrial.

A modelagem de comparação e o aprimoramento das métricas, LCA, LME e as métricas de Intensidade de Carbono são, portanto, cruciais para a tomada de decisão estratégica. Esta dissertação propõe modelos com grande capacidade de contribuição para a transição para a economia circular, pois ao quantificar com precisão o potencial de mitigação do carbono em

diferentes fluxos de resíduos, ela oferece dados acionáveis que podem orientar políticas públicas e investimentos privados, pavimentando o caminho para uma gestão de recursos mais sustentável e alinhada à meta zero de produção de carbono.

1.5 Metodologia

A elaboração deste trabalho foi conduzida com base na metodologia da pesquisa científica, abrangendo uma série de etapas sequenciais e interconectadas. Inicialmente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica exaustiva, essencial para o levantamento do estado da arte na métrica de intensidade de carbono.

No âmbito da otimização, a metodologia dedicou-se ao estudo de modelos matemáticos voltados ao FPO de baixo carbono. Nesta etapa, realizou-se uma revisão teórica sobre os modelos matemáticos — especificamente Algoritmos Genéticos (GA), Evolutivos, *Particle Swarm Optimization* (PSO) e *Grey Wolf Optimizer* (GWO) — com o objetivo de analisar suas vantagens frente a técnicas convencionais (ex.: programação quadrática e métodos de Newton). É importante ressaltar que tais algoritmos foram avaliados quanto à sua fundamentação teórica, enquanto a aplicação prática e implementação neste trabalho concentraram-se na resolução do FPO-SC.

Posteriormente, foi efetuado o estudo dos modelos das métricas de intensidade de carbono, que são: Intensidade média de carbono (Average Carbon Intensity); Emissão Marginal Locacional (LME – Locational Marginal Emissions); Intensidade de carbono baseada em Avaliação do Ciclo de Vida (LCA-based Carbon Intensity) e a Intensidade de carbono ponderada por despacho. Seguido da modelagem da métrica LME e da LCA.

As LMEs estimam a taxa de mudança nas emissões em função de uma pequena variação na procura numa rede de transmissão, enquanto a LCA foi utilizada para modelar as implicações ambientais dos sistemas interativos que compõem a produção industrial.

Por fim, realizou-se um estudo de caso com o intuito de aplicar e avaliar as modelagens propostas em diferentes matrizes energéticas, permitindo uma análise comparativa das emissões de carbono de cada fonte. O trabalho foi concluído com a avaliação da aplicabilidade desses modelos em outros cenários distintos e a análise da sua confiabilidade, o que corroborou a robustez e a consistência dos resultados obtidos.

A Figura 1.1 descreve o encadeamento metodológico do trabalho, partindo da análise teórica de algoritmos até a convergência para o uso do Matpower como ferramenta de solução.

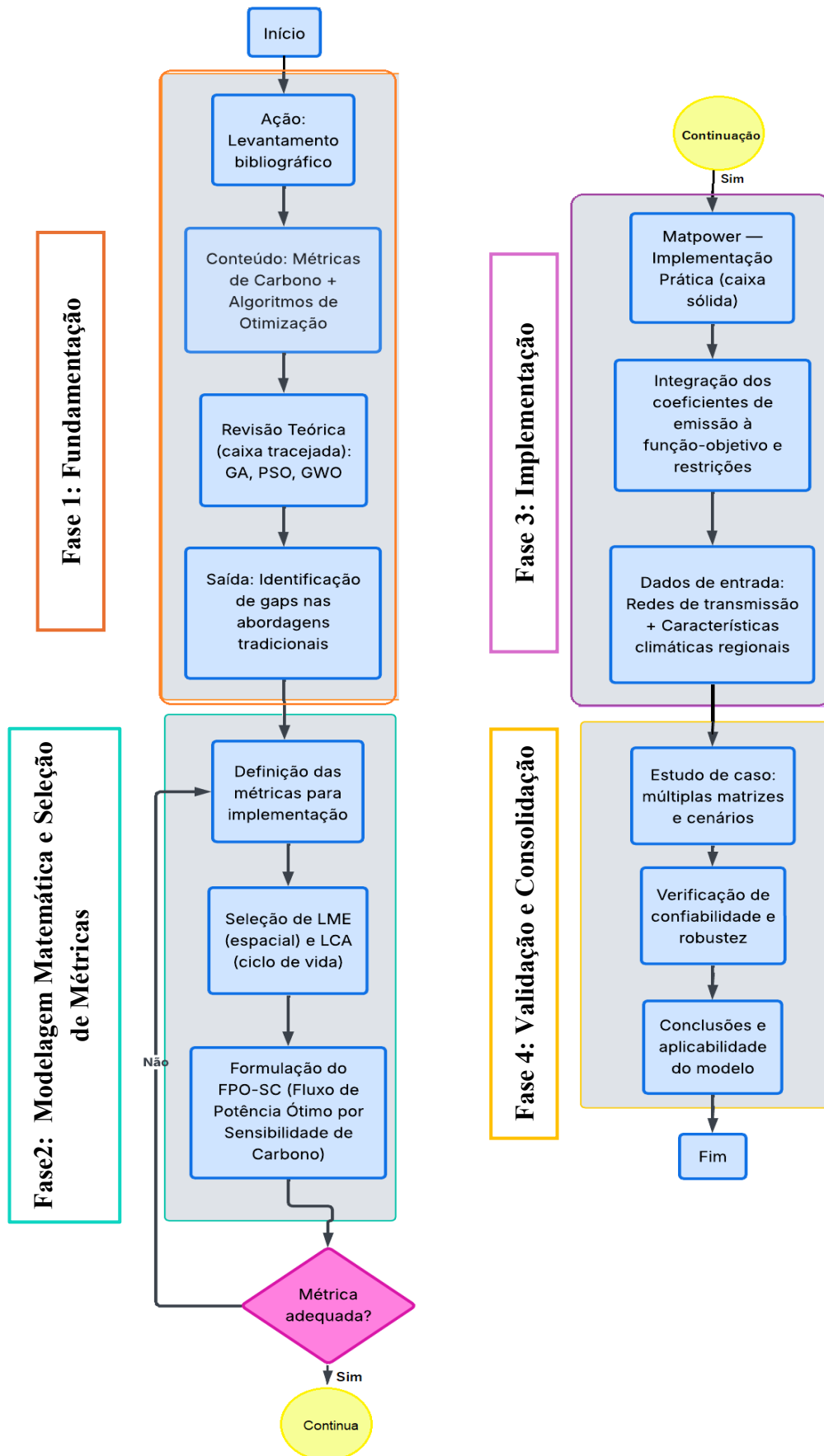


Figura 1.1 Fluxograma metodológico da pesquisa

1.6 Estrutura do trabalho

O trabalho se inicia com a Introdução, onde é estabelecido o contexto crucial do comércio de emissões de carbono como mecanismo de mercado para o controle de GEE e a necessidade de metodologias robustas para garantir o cumprimento das metas internacionais. A Introdução critica a falta de políticas de incentivo que evitam o desalinhamento de investimentos e aponta a falha das abordagens tradicionais de contabilidade de carbono, que ignoram a física e a operação das redes. A partir dessa lacuna, o trabalho define seu objetivo central: desenvolver uma modelagem que integre explicitamente critérios ambientais no despacho de energia.

O Capítulo 2 aborda o Mercado de Carbono, enquanto o Capítulo 3 explora as Métricas de Carbono, detalhando metodologias de quantificação como a Avaliação do LCA e a LME. Adicionalmente, são apresentados os princípios do FPO, ferramenta fundamental para a otimização da operação de redes.

Este trabalho dedica-se ao desenvolvimento do FPO-SC. O modelo é proposto como uma evolução do FPO convencional, estruturado sobre uma formulação matemática voltada a minimizar custos e emissões simultaneamente. O Capítulo 3 detalha a aplicação do modelo, que utiliza o sistema-teste IEEE de 118 barras e simula cenários explícitos de precificação do carbono (0 R\$/tCO₂, 50 R\$/tCO₂ e 100 R\$/tCO₂) para testar a influência do custo de emissão na alocação de recursos.

O capítulo 5 apresenta os resultados cuja análise demonstra o impacto prático do modelo FPO-SC, evidenciando que a precificação do carbono leva a uma priorização significativa das fontes renováveis e a uma redução expressiva nas emissões totais do sistema. Os resultados mostram que o benefício ambiental é alcançado sem comprometer a viabilidade econômica da operação. A análise comparativa entre as métricas LME e LCA é também realizada aqui, fornecendo subsídios robustos para o planejamento.

Por fim, a dissertação é finalizada com a conclusão e a indicação de trabalhos futuros. Este capítulo sintetiza que o FPO-SC é viável e desejável para a evolução técnica e ambiental dos sistemas elétricos, reforçando que ele permite uma integração objetiva entre critérios econômicos, operacionais e ambientais. Como desdobramento, a dissertação sugere um caminho promissor para pesquisas futuras, como a inclusão da variabilidade de fontes intermitentes, simulação de mercados dinâmicos e a aplicação em cenários reais do Sistema Interligado Nacional (SIN), visando a convergência estratégica entre segurança energética e sustentabilidade ambiental.

Capítulo 2 – Mercado de Carbono

O comércio de emissões de carbono é uma ferramenta utilizada para controlar as emissões de carbono através de um mecanismo orientado para o mercado. O desenvolvimento de metodologias para quantificar essa emissão de forma a garantir de comércio de carbono que incentive as indústrias, empresas e pessoas ao cumprimento das metas climáticas, estabelecidas pelo tratado internacional de Kyoto.

A utilização de ICP (*Internal Carbon Price*) é uma prática pela qual as empresas atribuem voluntariamente um custo hipotético às suas emissões de carbono para ajudar a priorizar projetos de investimento para baixar o carbono. O uso de ICP é impulsionado por restrições externas de carbono e pela exposição das empresas a sistemas formais de precificação de carbono, ao lado de várias indústrias e das características da sociedade. Segundo os autores [13] existe uma lacuna entre as emissões reais e as pretendidas de cada país, por não terem políticas internacionais que definem essas metas.

Um risco fundamental é que as empresas e os investimentos não são direcionados para uma economia hipocrômica, por não haver política de incentivo. Políticas que proporcionam caminhos previsíveis para ajudar as empresas a mitigarem o desalinhamento dos seus investimentos usando ICPs e contribuir assim para uma transição menos errática e menos dispendiosa do sistema energético. A Métrica de Carbono quantificar os impactos do ciclo de vida de mais de 30 resíduos comuns diferentes, proporcionando aos políticos e líderes empresariais uma alternativa à medição de resíduos baseada no peso e permitindo-lhes identificar e concentrar-se especificamente nos resíduos com os maiores impactos de carbono. e maior potencial de poupança de carbono [6].

O mercado de carbono pode ser entendido como o conjunto de condições políticas, sociais e econômicas que dão origem à oferta, a procura e a subsequente comercialização de direitos e créditos de emissão e redução de emissões [14]. O primeiro sistema de comércio de carbono surgiu na Europa a 15 anos atrás, estando, atualmente, na quarta fase.

No continente americano as iniciativas mais relevantes se iniciaram no México e Chile. Na Ásia diferentes países têm alcançado concretamente na agenda de petrificação, portanto, há

uma grande diversidade de experiência e algumas dificuldades encontradas por esses países para obter a redução de carbono no ambiente:

Noruega participa no sistema de comércio de emissões da União Europeia (ETS). O regime comunitário de licenças de emissão da União Europeia (RCLE-UE) proporciona um carbono comum preço para os grandes emissores nos setores da eletricidade e da indústria.

Em princípio, a utilização de combustíveis fósseis sujeita ao RCLE-UE está totalmente isenta do imposto CO₂ sobre produtos minerais. Esta isenção não se aplica à aviação doméstica que esteja sujeita ao imposto CO₂, ao RCLE-UE e ao gás natural no âmbito do RCLE-UE que, além disso, está sujeito a uma taxa reduzida de imposto sobre o carbono.

Além disso, os combustíveis fósseis utilizados pela indústria offshore, que representa a maior parte do gás natural utilizado na Noruega, estão sujeitos a um imposto sobre o carbono (a uma taxa de NOK 543 por tonelada de CO₂) e ao RCLE-UE.

A Índia em 1º de abril de 2021, os principais impostos sobre o uso de energia e emissões de gases de efeito estufa na Índia, todos são classificados como impostos especiais sobre o consumo de combustíveis de acordo com a metodologia Taxing Energy Use (TEU).

Todos os combustíveis sujeitos ao BED, SAED, Rodoviária e de Infraestruturas e Agricultura, as Cessões de Infraestrutura e Desenvolvimento não estão sujeitas ao Imposto sobre Mercadorias e Serviços (ICMS) regime. Os regimes de IVA (Imposto sobre Valor Agregado)/GST(*Goods and Services Tax*) estão fora do âmbito da Tributação do Uso de Energia.

Em 2017, o Governo da Índia promulgou a Lei Fiscal Integrada de Bens e Serviços (IGST) com o objetivo de simplificar o código tributário referente à tributação das entregas interestaduais de bens e serviços e de importações. No entanto, este imposto GST não é modelado porque está fora do âmbito do TUE.

O consumo de energia elétrica não é tributado na esfera federal, cabendo a responsabilidade pela estrutura e nível de tributação que fica no nível estadual. A Índia não cobra um imposto sobre o carbono baseado nos combustíveis e não tributa diretamente as emissões de gases com efeito de estufa. E não opera um sistema de comércio de emissões de gases de efeito estufa.

Na Alemanha, os impostos sobre energia são cobrados no âmbito da Diretiva Tributária sobre Energia da UE de 2003, que estabelece taxas mínimas para a tributação de produtos energéticos nos Estados-Membros.

A Alemanha não tem um imposto sobre o carbono baseado nos combustíveis e não tributa diretamente as emissões de gases com efeito de estufa.

No entanto, a Alemanha participa no sistema de comércio de emissões da UE (ETS). O RCLE-UE proporciona um preço comum do carbono para os grandes emissores nos setores da eletricidade e da indústria.

Em 2021, a Alemanha lançou adicionalmente o seu Sistema Nacional de Comércio de Emissões (nETS) para aquecimento e combustíveis para transportes para complementar o RCLE-UE. O nETS visa emissões de CO₂ que estão fora do âmbito do RCLE-UE e contém disposições para evitar uma dupla carga de conformidade para as instalações abrangidas pelo RCLE-UE.

Para 2021 e 2022, a cobertura do NETS está limitada à gasolina, incluindo gasolina de aviação, querosene (excluindo querosene de aviação), diesel, óleo combustível, gás natural, GLP, LGN (propano, etano, butano) (o que significa que as emissões de CO₂ provenientes do carvão estão inicialmente excluídas). Para 2021, o preço permitido por tonelada de CO₂ está fixado em 25 euros.

A Itália em 1 de abril de 2021, os principais impostos sobre a utilização de energia e as emissões de GEE. Um imposto especial sobre o consumo de energia, *Ufficio accise sui prodotti energetici e alcolici*, classificado como imposto especial de consumo de combustível, de acordo com a metodologia TEU, aplica-se ao gasóleo, gasolina, óleo combustível, GLP, gás natural e carvão e coque. Os combustíveis utilizados para gerar eletricidade também são tributados, mas a taxas substancialmente mais baixas.

Os impostos sobre a energia em Itália são cobrados no âmbito da Diretiva Fiscal sobre a Energia da UE de 2003, que estabelece taxas mínimas para a tributação dos produtos energéticos nos Estados-Membros.

Ela não cobra um imposto sobre o carbono baseado nos combustíveis e não tributa diretamente as emissões de GEE. No entanto, ela cobra um imposto sobre as emissões de óxidos de azoto (NOx) e de dióxido de enxofre (SO₂), que estão fora do âmbito do TEU.

A Itália participa no sistema de comércio de emissões da UE (ETS). O RCLE-UE proporciona um carbono com um preço para os grandes emissores nos setores da eletricidade e da indústria.

Em 1 de abril de 2021, os principais impostos sobre o uso de energia na Suíça são os seguintes: Imposto sobre Óleos Minerais (impôt sur les huiles minérales), classificado como imposto especial sobre o consumo de combustíveis segundo a metodologia TEU, aplica-se ao

petróleo bruto, diesel, óleo combustível, gasolina, querosene, GLP, gás natural e óleos usados. A sobretaxa sobre óleos minerais (*surtaxe sur les huiles minérales*) aplica-se aos combustíveis líquidos e gasosos quando utilizados em transporte rodoviário ou fora de estrada; e o imposto CO₂ (*Taxe sur le CO₂ sur les combustibles fossiles*), classificado como um imposto sobre carbono, aplica-se ao carvão e ao coque, diesel, óleo combustível, gasolina, GLP, gás natural quando utilizado para fins de aquecimento e para abastecer motores estacionários com uma taxa uniforme de CHF 96 por tCO₂. A taxa permaneceu inalterada desde 2018, mas aumentará para CHF 120 por tCO₂ em 2022 se as emissões sofrem menores 33% do ano base 1990.

O consumo de energia elétrica está sujeito à RPC (*rétribution à prix coûtant du courant injecté*), que é classificada como imposto especial sobre o consumo de eletricidade em conformidade a metodologia do TEU.

A Suíça opera um ETS sobre emissões de GEE. Uso de energia coberto pelo RCLE está isento do imposto sobre o carbono.

O México possui um arranjo institucional em que convivem uma taxa sobre o carbono, criada em 2013, e o sistema de comércio de carbono lançado em 2020. Foi possível avançar nessas duas frentes porque o Poder Executivo exerceu uma forte liderança nos últimos 25 anos. Essa liderança foi complementada na criação do sistema de comércio de carbono, por uma coliderança pontual do Poder Legislativo. O Sistema de Comércio de Emissões (SCE México) segue um modelo de governança descentralizada com uma participação importante do setor privado e da sociedade civil. O programa nasceu tendo partes da estrutura de governança prontas.

Devido ao aprendizado gradualmente acumulado, o SCE México está sendo lançado com uma plataforma de governança razoavelmente bem estruturada.

O mercado Norte-Americano de carbono – WCI (*Western Climate Initiative*) é uma estrutura regional descentralizada de gestão de mercados de carbono baseada em forte colaboração entre jurisdições e com o setor privado. A principal característica é a interligação entre jurisdições subnacionais de diferentes países. A adesão à WCI por parte das jurisdições é voluntária e deve ser aprovada pelos membros da WCI. Atualmente no Quebec e na Califórnia se dá de forma obrigatória.

A fundação do programa e a sua implementação resultaram na liderança exercida pelos governos estaduais dos Estados Unidos desde 2006. Trata-se de um modelo *sui generis*, que agrega entes subnacionais dos Estados Unidos e do Canadá. Esse formato impõe um desafio, já que os entes subnacionais não possuem autonomia para estabelecer negociações ou tratados

internacionais. Com isso, não são capazes de promover uma associação trans jurisdicional com valor legal, pois é um mercado de carbono de adesão voluntária por parte dos entes subnacionais. A forma de contornar o problema foi criar um ente de domínio privado sem fins lucrativos, registrado no estado americano de Delaware, para legalizar a associação entre as jurisdições subnacionais internacionais. Esse ente se chama WCI, Inc., foi registrado em 2011 e realiza grande parte da operação do programa nas três jurisdições (estadual, nacional e internacional) que o compõem. A WCI, Inc. gerencia a quase totalidade das funções relativas ao mercado de permissões e de créditos de carbono nas três jurisdições, tendo um papel, inclusive, na supervisão do mercado. Além disso, a WCI, Inc. fornece expertise técnica aos associados e participa ativamente da produção das diretrizes necessárias para a harmonização dos programas. Já os processos de MRV são gerenciados pelos órgãos ambientais das respectivas jurisdições.

Na Califórnia, estado que mais avançou no que se refere ao mercado de carbono, sua legislação usou dados de intensidade de emissões e de exposição do comércio internacional para definir listas de setores com risco de vazamento de carbono classificando o entre alto, médio e baixo. Os setores com maior risco de vazamento recebem mais permissões gratuitas. Na primeira fase do programa, todas as permissões foram distribuídas de forma 100% gratuita.

A China foi considerada como maior emissor de CO₂, por esse motivo ela anunciou em 2020 uma agenda de compromisso para diminuir o pico atingido em 2020 das suas emissões de CO₂, considerado o maior, antes de 2030 e alcançar a neutralidade de CO₂ até 2060 (abreviado como “Dual carbono”). Para atingir as metas de “duplo carbono”, a China tem apresentado uma série de medidas, incluindo a intensificação da implantação de energia renovável, reconstrução da indústria e melhoria da eficiência energética. No entanto, estas medidas são insuficientes para atingir a meta de neutralidade carbônica, porque a energia renovável não pode substituir completamente os combustíveis fósseis, e os potenciais de redução de emissões de CO₂ da indústria em reconstrução e a melhoria da eficiência energética também são limitadas. Portanto, a implantação de tecnologias de emissão negativa de CO₂ é significativa para atingir a meta de neutralidade em carbono.

A China tem investido muito para tentar alcançar os seus objetivos, em agosto de 2023 o diretor da Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (CNDR), [15] afirmou que políticas devem ser estabelecidas para promover uma transformação verde completa do desenvolvimento econômico e social no país. Ele disse que é necessário implementar uma estratégia de economia abrangente, acelerar a reforma de conservação de energia e redução de

carbono em áreas-chave, construir um sistema de reciclagem de resíduos e promover rapidamente o desenvolvimento de baixo carbono e de alta qualidade.

Atualmente observa-se uma participação, cada vez maior de pessoas e a globalização do mercado de carbono, forçaram o aparecimento de vários commodities, surge, então, a necessidade de organizar esse mercado, para que isso ocorra estão sendo desenvolvido metodologias de quantificação e de monetização desse carbono, com o objetivo de controlar as emissões não apenas do ponto de vista ecológico, mas do ponto de vista econômico [16].

O mercado de carbono no Brasil atravessa um momento de consolidação jurídica e institucional com a implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE). Este processo foi impulsionado inicialmente pelo Decreto nº 11.075/2022, que estabeleceu as bases para os Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas, e consolidado pelo Marco Legal do Mercado de Carbono (Lei nº 14.948/2024). O arcabouço adota o modelo *cap-and-trade*, obrigando entidades com emissões superiores a 25 mil toneladas de CO₂ por ano a conciliar suas atividades a tetos de emissão. Complementarmente, a Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro) reforça esse ecossistema ao promover a integração de biocombustíveis e biometano na matriz energética. Tais dispositivos legais fornecem a segurança jurídica necessária para que ferramentas de otimização.

A análise conduzida neste capítulo demonstra que a precificação do carbono não é um modelo monolítico, mas um conjunto de ferramentas adaptáveis às realidades econômicas e matrizes energéticas de cada região. Enquanto blocos como a União Europeia consolidam o sistema *cap-and-trade* como referência de liquidez, países como México e Suíça optam por arranjos híbridos que combinam taxas diretas e mercados de permissões.

A Tabela 2.1 sintetiza os principais instrumentos e particularidades das jurisdições discutidas, evidenciando as diferentes abordagens para a internalização das externalidades ambientais.

A diversidade de instrumentos apresentada na Tabela 2.1 revela um desafio técnico latente: a eficácia de qualquer mercado ou tributo depende intrinsecamente da capacidade de quantificar as emissões de forma precisa e contextualizada. No caso brasileiro, onde a matriz elétrica é predominantemente renovável, mas sujeita a variações operativas, a escolha da régua de medição torna-se tão estratégica quanto o próprio preço do ativo.

Dessa forma, após compreender o panorama regulatório e econômico dos mercados de carbono, o próximo capítulo dedica-se ao estudo das Métricas de Carbono. Serão exploradas as metodologias de Intensidade Média, Emissão Marginal Locacional (LME) e Avaliação do Ciclo

de Vida (LCA), fundamentais para transformar diretrizes ambientais em parâmetros técnicos aplicáveis ao despacho de sistemas de potência.

Tabela 2-1- Tabela comparativa – Países citados e como usam mercado/precificação de carbono

País/Região	Instrumento principal	Como funciona (resumo)	Observações/particularidades citadas no texto
União Europeia (UE)	ETS (EU ETS / RCLE-UE)	Sistema cap-and-trade para grandes emissores (eletricidade e indústria): limite de emissões e permissões negociáveis.	Referência de “preço comum” do carbono para setores cobertos; base comparativa para outros arranjos.
Noruega	EU ETS + imposto de CO ₂ (com exceções)	Participa do EU ETS e aplica imposto de carbono em certos combustíveis/setores.	Menção a isenções para evitar dupla cobrança quando já coberto pelo ETS.
Alemanha	EU ETS + sistema nacional (nETS)	Participa do EU ETS e criou sistema nacional para combustíveis de aquecimento e transportes (complementar).	Destaque para cobertura de emissões fora do EU ETS e mecanismos para evitar dupla conformidade.
Itália	EU ETS + tributação de energia (sem imposto de carbono direto)	Participa do EU ETS; impostos sobre energia conforme diretiva da UE; menção a tributos sobre NOx/SO ₂ .	Texto indica ausência de imposto de carbono baseado em combustíveis, mas presença de tributos energéticos e ETS.
Suíça	Imposto de CO ₂ + ETS + tributos setoriais	Imposto de CO ₂ aplicado a combustíveis fósseis para aquecimento/uso específico; opera ETS; contribuição/taxa na eletricidade (RPC).	Texto menciona valores por tCO ₂ e isenção do imposto quando energia está coberta por ETS (em certos casos).
Índia	Tributação de energia (sem imposto de carbono direto / sem ETS nacional de GEE)	Tributos sobre combustíveis (impostos especiais); texto afirma ausência de imposto direto de carbono e de ETS nacional de GEE.	Texto menciona estrutura GST/IVA fora do escopo TEU e tributação de eletricidade em nível estadual.
México	Arranjo híbrido: imposto de carbono + ETS	Convivência de taxa sobre carbono e sistema de comércio (cap-and-trade), com governança descentralizada.	Destaque para participação do setor privado/sociedade civil e estrutura de governança em implantação gradual.
WCI (Califórnia + Québec)	Cap-and-trade regional (mercado interligado)	Mercado de carbono com coordenação entre jurisdições subnacionais; adesão voluntária e regras harmonizadas.	Texto destaca desafio jurídico transfronteiriço e criação de entidade privada (WCI, Inc.) para viabilizar operação conjunta.
China	Mercado nacional de carbono (CETM/ETS) + políticas “dual carbon”	Implementação de mercado de carbono e políticas para pico e neutralidade; foco em transformação verde e eficiência.	Texto traz números de empresas cobertas e defende uso de índices/intensidade para comparações (tamanho do país influencia emissões absolutas).
Chile	Iniciativas relevantes nas Américas (mencionado)	Citado como país com iniciativas relevantes na região.	Menção sem detalhamento operacional extenso.
Brasil	Contexto de emissões e matriz elétrica (motivação)	Usado como pano de fundo: emissões, matriz renovável, eventos hidrológicos e necessidade de instrumentos.	Não detalha um ETS nacional no trecho citado; aparece como motivação e contexto do SIN.

Capítulo 3 – Métrica de Carbono

A análise dos efeitos da geração de carbono no ciclo de vida apresenta mais de 30 tipos de resíduos comuns, oferecendo a políticos e líderes do setor uma opção além da avaliação de resíduos por peso. Isso os capacita a identificar e focar especialmente nos resíduos que geram os maiores impactos em carbono e apresentam o maior potencial para redução de emissões de carbono. [6].

Segundo o autor [17] na sua pesquisa, afirma:

“A métrica do carbono sai do campo das ciências físicas e da compreensão das dinâmicas da atmosfera e passar a ser integrada à economia, como meio privilegiado de descrição de questões sociais que se apresentam para decisão política (como por exemplo, qual matriz energética privilegiar)”.

A métrica do carbono serve para saber o quanto um país, empresa, produto ou pessoa está contribuindo para o aquecimento global. Dessa forma, a conformidade com os compromissos internacionais de combate à mudança climática pode ser monitorada e as projeções de tendências futuras de aquecimento global podem ser mais precisas. Para tanto é bom entender cada modelo de métrica proposto, bem como os seus campos de aplicação e suas restrições, para termos confiabilidade dos dados calculados.

Usando a métrica de carbono em vez do peso, obtém-se uma imagem mais completa dos impactos de carbono dos nossos resíduos. Também é mais fácil para as organizações avaliarem os benefícios da prevenção e reciclagem de resíduos e ajuda a identificar quais os materiais que estão a causar mais danos ao ambiente [7].

Segundo o Relatório [8], em 2024, o total de emissões associadas à matriz energética brasileira atingiu 431,3 milhões de toneladas de CO₂. Grande parte, ou seja 214,3 Mt CO₂ foi gerada no setor de transportes; a geração de energia elétrica no Brasil produziu 435 milhões de toneladas de CO₂.

A geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 751,3 TWh em 2024, resultado 6,1% acima de 2023. A matriz elétrica brasileira atingiu 88,2% de renovabilidade em 2024, com destaque para evolução da participação da geração eólica e a solar fotovoltaica, que juntas alcançaram 24% da geração total de eletricidade. A Figura 3.1 ilustra as formas em que foram geradas a energia elétrica ao mercado consumidor

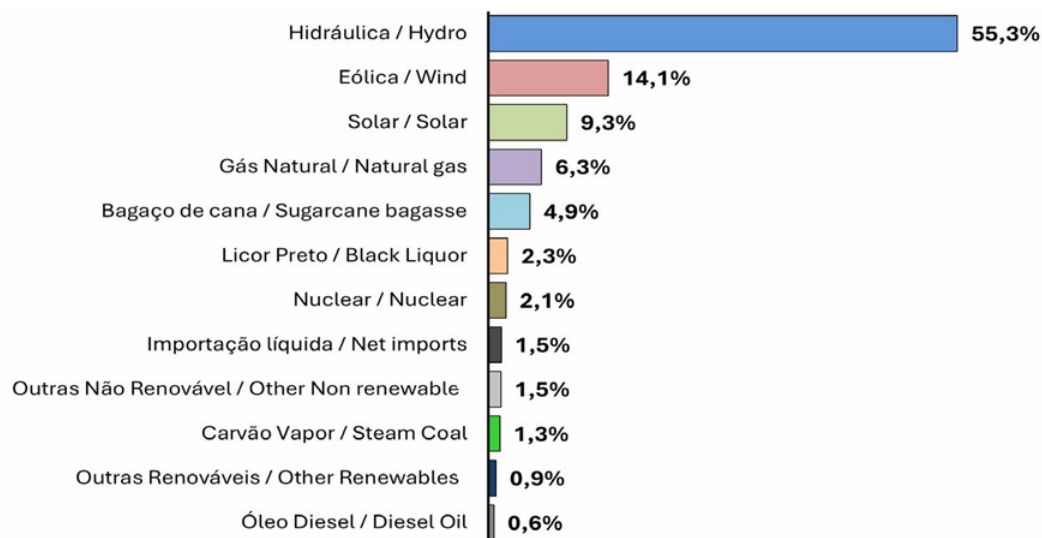


Figura 3.1 Oferta de eletricidade por categoria de geração em 2024 – [18]

A agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) potência de geração de energia elétrica no Brasil foi ampliada em 6.564,81 megawatts (MW) de janeiro a outubro de 2025, com 113 novas usinas.

Segundo o Balanço apresentado pelo ministério de Minas e Energia Brasileiro [18], a expansão da geração eólica, +12,4%, solar, +39,6%, e do gás natural, +23,9%, causou a queda de -1,0% de participação da fonte hidráulica na matriz elétrica brasileira. Ao todo, a oferta interna de energia elétrica atingiu a marca de 762,9 TWh no ano, um aumento de 5,5% em relação a 2023.

Esse balanço destaca que, em 2024, a participação das fontes renováveis foi de até 88,2% – número significativamente superior à média mundial e da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Esse total garantiu que a matriz elétrica brasileira se mantivesse entre as mais limpas do mundo [18].

Portanto, este trabalho tem como objetivo propor e aplicar uma modelagem de Fluxo de Potência Ótimo por Sensibilidade de Carbono (FPO-SC), integrando explicitamente critérios ambientais ao despacho de sistemas de energia elétrica. Para a avaliação dos impactos ambientais associados às decisões operativas e à localização da geração de energia elétrica e do seu consumo, são empregadas métricas de intensidade de carbono, com destaque para a LME e a LCA, utilizadas de forma complementar. A análise é conduzida sob diferentes perspectivas, incluindo novas instalações, preços da energia elétrica e precificação do carbono, com o objetivo de avaliar o potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa ao longo da cadeia da energia elétrica.

Os sistemas de potência estão diretamente ligados ao futuro das empresas no Brasil e no mundo. Com o passar dos anos, o aumento da indústria, e a preocupação com as mudanças climáticas forçaram os países a buscarem uma maneira de equilibrar a emissão de carbonos com o aumento da produção. A participação de um número maior de pessoas e a globalização do mercado de carbono, forçaram o aparecimento de vários commodities, surge, então, a necessidade de organizar esse mercado, para que isso ocorra metodologias de quantificação e de monetização desse carbono são desenvolvidas com o objetivo de se ter um controle maior das emissões não apenas do ponto de vista ecológico, mas do ponto de vista econômico também.

Um exame minucioso das emissões de carbono geradas pelas diferentes modalidades de produção de energia é imprescindível, a fim de que as políticas governamentais promovam os métodos de geração de energia elétrica mais eficientes. Considerando o ano de 2021, que registrou uma produção extremamente baixa nas usinas hidrelétricas, devido à falta de chuvas no período. Nesse ano as emissões de gases de efeito estufa do Brasil sua maior alta em quase duas décadas. Dados do SEEG, o Sistema de Estimativas de Emissões de GEE do Observatório do Clima, mostram que o país emitiu 2,42 bilhões de toneladas brutas de CO₂ equivalente, um aumento de 12,2% em relação a 2020 (2,16 bilhões de toneladas) [18].

Ao final de 2022, 89 países, representando 86% das emissões globais, adotaram compromissos net-zero⁴ com horizonte temporal entre 2035 e 2060. Apesar dos esforços, a ambição global das políticas climáticas ainda está muito aquém do necessário para cumprir as metas do Acordo de Paris. As NDCs-5 (*Nationally Determined Contributions* - 5) novas e atualizadas, se implementadas, projetam um aquecimento global entre 2,4°C e 2,6°C até 2106. Para entrar no caminho de 1,5°C, como perseguido pelo Acordo de Paris, o mundo deve cortar as emissões atuais em 45% até 2030 [19].

A indústria de energia é uma fonte significativa de emissões de carbono, responsável por mais de 40% das emissões provenientes da combustão de combustíveis fósseis [20]. Para controlar essas emissões, é crucial estabelecer metas e obrigações de redução, exigindo métodos eficazes de observação, cálculo e análise.

Com a expansão do mercado de carbono, observa-se a emergência de instrumentos negociáveis padronizados, comparáveis a commodities tradicionais. Exemplos proeminentes são as EUAs (Europa) e as CCAs (Califórnia), que figuram entre os ativos mais líquidos do setor ambiental. A existência dessas commodities fundamenta-se na necessidade de organizar o fluxo comercial por meio de metodologias de quantificação e monetização do carbono. O objetivo é estabelecer um controle de emissões que integre o rigor ambiental à viabilidade

econômica, transformando o passivo ambiental em um ativo passível de negociação e gestão financeira [16].

Os métodos atuais se concentram nas emissões “observáveis” das usinas de energia, mas a Avaliação do LCA abrange todo o ciclo de vida da energia, desde a matéria-prima até o descomissionamento [20]. É fundamental considerar os consumidores como a principal causa das emissões de carbono, destacando a importância de compreender a emissão “real” incorrida. Além disso, os mercados de energia utilizam ferramentas como o compromisso unitário baseado em preço e o fluxo de potência ideal para compensação. A análise dos preços marginais locais (LMP) em relação aos parâmetros operacionais é essencial para compreender as sensibilidades e as mudanças no mercado [3].

A resposta da demanda pode reduzir as emissões de carbono, mas também pode afetar o bem-estar social. A modelagem do fluxo de emissão de carbono (CEF) é crucial para calcular e analisar as emissões dinâmicas de carbono nos sistemas elétricos, fornecendo informações valiosas aos consumidores. A transição para uma rede de energia de baixo carbono requer aposentadoria de usinas térmicas e investimento em energias renováveis. A análise de emissões no contexto de sistemas energéticos múltiplos é mais complexa, mas essencial para promover a eficiência energética e a integração de energias renováveis [4],[20].

O mercado de carbono e o mercado da eletricidade têm a necessidade e a possibilidade de um desenvolvimento coordenado. Na situação atual, a transmissão de informação e a ligação entre os dois mercados ainda não são claras e são difíceis de quantificar.

A métrica de carbono pode ser entendida como uma abordagem de contabilização das emissões de gases de efeito estufa associadas à produção ou ao consumo de bens e serviços, sendo frequentemente fundamentada em resultados de Avaliação LCA. Nesse contexto, o LCA não constitui uma métrica em si, mas sim uma base metodológica que fornece fatores de emissão e referências estruturais para o cálculo de diferentes métricas de carbono.

A partir dessa base, diversas métricas são definidas conforme o objetivo da análise, podendo normalizar as emissões por investimento, receita, participação em portfólios ou produção de energia. Assim, os quatro principais tipos de métricas de carbono apresentados a seguir diferenciam-se pela forma de normalização e pelo contexto de aplicação, mantendo, em muitos casos, uma relação indireta ou direta com abordagens de ciclo de vida.

Assim, a Métrica de Carbono capacita decisores políticos e líderes empresariais a identificar e concentrar-se nos resíduos que causam os maiores impactos de carbono, potencializando a economia de emissões em toda a cadeia de valor.

Ao incluir os impactos do carbono ao longo de todo LCA do produto, e não apenas as emissões que ocorrem na fase de descarte, a métrica facilita a avaliação dos benefícios ambientais da prevenção de resíduos e da reciclagem. Esta abordagem é essencial para viver de forma mais sustentável, reduzindo o volume de resíduos que deixam o e, consequentemente, minimizando a necessidade de nova extração de recursos. Portanto, ao ser usada como ferramenta de priorização, a Métrica de Carbono permite que as organizações avaliem de forma mais precisa os benefícios da circularidade e identifiquem quais materiais estão a causar mais danos ao ambiente, orientando as ações para o máximo impacto na redução das emissões de gases de efeito estufa

A métrica do carbono serve para saber o quanto um país, empresa, produto ou pessoa está contribuindo para o aquecimento global. Dessa forma, a conformidade com os compromissos internacionais de combate à mudança climática pode ser monitorada e as projeções de tendências futuras de aquecimento global podem ser mais precisas. Para tanto é bom entender cada modelo de métrica proposto, bem como os seus campos de aplicação e suas restrições, para ter confiabilidade dos dados calculados [4].

Existem 4 tipos de métricas [6], a saber:

- Pegada de Carbono: mensura a quantidade total de emissões de GEE associadas a um determinado índice ou portfólio, normalizada pelo valor financeiro investido. Trata-se de uma métrica de responsabilidade de carbono, pois descreve os impactos de GEE por unidade monetária aplicada, permitindo comparações entre investimentos de diferentes tamanhos, períodos e índices. Essa métrica é calculada dividindo-se a soma das emissões absolutas de gases de efeito estufa dos constituintes do índice pelo valor total investido, sendo expressa em toneladas de CO₂ equivalente por milhão de dólares investidos (tCO₂/USD milhão).
- Eficiência Carbono: relaciona as emissões absolutas de gases de efeito estufa à receita gerada pelos constituintes do índice, indicando o volume de emissões necessário para produzir determinado valor econômico. Essa abordagem permite avaliar o risco de carbono associado ao desempenho econômico, ao quantificar a relação entre as receitas e as emissões de GEE. A métrica é obtida pela razão entre a soma das emissões de gases de efeito estufa e a soma das receitas dos constituintes, sendo expressa em toneladas de CO₂ equivalente por milhão de dólares de receita (tCO₂/USD milhão de receita).

- Carbono médio Intensidade Pesado: estima a exposição de um índice ou portfólio a atividades intensivas em carbono, considerando tanto a intensidade de emissões de cada constituinte quanto o seu peso relativo no índice. Para o cálculo, a intensidade de carbono individual de cada empresa, expressa em tCO₂ por milhão de dólares de receita, é multiplicada por sua participação no índice, e a intensidade final corresponde à soma dessas contribuições. Diferentemente das métricas baseadas em propriedade ou responsabilidade direta, essa abordagem reflete o grau de exposição ao risco climático associado à composição do portfólio.
- Reservas Combustível fóssil: descreve as emissões potenciais de gases de efeito estufa que poderiam ser geradas caso as reservas comprovadas (1P) e prováveis (2P) de combustíveis fósseis pertencentes aos constituintes do índice fossem integralmente exploradas e queimadas. Essa métrica é utilizada para avaliar riscos de longo prazo relacionados à transição energética, como a possibilidade de ativos ociosos (*stranded assets*). O cálculo é realizado dividindo-se a soma das emissões incorporadas nas reservas de combustíveis fósseis pelo valor total investido no índice, sendo expressa em toneladas de CO₂ por milhão de dólares investidos (tCO₂/USD milhão).

As métricas de intensidade de carbono concentram-se na eficiência de carbono das empresas em relação aos produtos que vendem e podem estabelecer a exposição de uma carteira a empresas intensivas em carbono ou setores [7].

Usando a métrica de carbono em vez do peso, obtém-se uma imagem mais completa dos impactos de carbono dos nossos resíduos. Também é mais fácil para as organizações avaliarem os benefícios da prevenção e reciclagem de resíduos e ajuda a identificar quais os materiais que estão a causar mais danos ao ambiente [14]

Nas últimas décadas surgiram várias metodologias e modelos matemáticos para quantificar a emissão de carbono, a avaliação do LCA é essencial para quantificar as emissões de carbono ao longo de todo o ciclo de vida da energia, desde a extração de matérias-primas até o descarte. Essa abordagem holística permite uma compreensão mais abrangente das emissões associadas à produção e consumo de energia.

Modelagem do CEF é uma ferramenta valiosa para calcular e analisar as emissões dinâmicas de carbono nos sistemas elétricos, fornecendo informações cruciais para os consumidores e formuladores de políticas. Ele permite rastrear as emissões de carbono

correspondentes ao consumo de energia, destacando a importância de considerar o lado da demanda na gestão das emissões [9],[12].

Com a transição energética para uma Rede de Energia elétrica de Baixo Carbono, ou seja, aposentadoria de usinas térmicas e o investimento em energias renováveis são passos essenciais para reduzir as emissões de carbono na indústria de energia. A expansão de fontes de energia limpa e a integração de tecnologias de armazenamento são fundamentais para a transição para uma rede de energia mais sustentável. Esse trabalho consistiu em fazer comparativo das modelagens métrica da intensidade de carbono, LME e LCA, quando aplicadas aos diversos sistemas de geração de energia elétrica e sistemas de armazenamento de energia nas redes de potência sob a perspectiva de novas instalações, dos preços da energia elétrica e do preço do carbono, objetivando a redução da emissão de GEE faltou definir GEE da cadeia da energia elétrica. As abordagens tradicionais de contabilização de carbono, que utilizam fatores de emissão médios ou instrumentos de mercado, negligenciam a física das redes elétricas e sua operação [21].

O estudo [22] propõe um método de planejamento da expansão da transmissão que define um índice para quantificar o desempenho patrimonial da alocação de emissões de carbono pelo lado da demanda com base no modelo de fluxo de carbono. Em [23] propõe-se um modelo multiobjetivo de transição de rede de energia que é construído para planejar a aposentadoria e substituição de usinas a carvão envelhecidas. Além disso, o modelo de fluxo de carbono e as restrições são consideradas ótima na gestão da energia, no comércio e para a fixação dos preços da eletricidade em carbono [9], [21].

As LMEs são métricas essenciais para avaliar a sensibilidade das emissões a mudanças locais na demanda em redes elétricas, quantificando o impacto incremental no nível nodal. Enquanto as taxas médias de emissões fornecem uma visão global, as LMEs capturam variações locais, sendo cruciais para políticas como o planejamento da expansão da rede [4].

Ao modelar as emissões, alguns trabalhos consideram modelos de despacho estático, ou seja, modelos que refletem apenas um único instante no tempo. No entanto, a maioria dos sistemas elétricos do mundo real tem restrições dinâmicas, que acoplam as saídas do gerador ao longo dos períodos de tempo. Por exemplo, um gerador com restrições de rampa só pode alterar sua potência em uma pequena quantidade entre períodos de tempo sucessivos. Para modelar efetivamente o impacto das restrições temporais nas emissões, estudará o fluxo de potência ótimo dinâmico [4].

$$\begin{aligned}
& \text{minimizar} && \sum_{j=1}^k f_j(g_j) \\
& \text{sujeito a} && g_j \in G_j, && j \in [1:k], \\
& && 1^T d_t = 1^T \tilde{g}_t, && t \in [1:T], \\
& && F(d_t - B \tilde{g}_t) \leq u^{max}, && t \in [1:T],
\end{aligned} \tag{3.1}$$

onde a variável é $G \in \mathbb{R}^{T \times k}$.

Acima, usa g_j para se referir à j -ésima coluna de G e $\tilde{g}_t$ à t -ésima linha de G . A matriz G representa a saída de energia de k dispositivos em T intervalos de tempo; cada dispositivo pode fornecer energia, armazenar energia ou interagir de outra forma com a rede. A entrada G_{ij} representa a saída do dispositivo j no tempo t .

Cada dispositivo j tem três propriedades: uma função de custo convexa $f_j(g): \mathbb{R}^T \rightarrow \mathbb{R}$, um conjunto de restrições convexas $G_j \subset \mathbb{R}^T$ e um local na rede. Modelar os locais dos dispositivos com uma matriz $B \in \{0, 1\}^{n \times k}$ que mapeia cada dispositivo para um nó específico na rede, ou seja, $B_{ij} = 1$ se o dispositivo j estiver localizado no nó i e $B_{ij} = 0$ caso contrário.

Ao considerar uma rede elétrica com n nós e m ramos (linhas de transmissão). O nó $i \in [1:n]$ tem demanda $(d_t)_i$ no tempo $t \in [1:T]$. A segunda restrição é que a potência deve ser equilibrado em toda a rede, ou seja, $1^T d_t = 1^T \tilde{g}_t$. A terceira restrição é que a energia que flui através de cada linha de transmissão é limitada por sua capacidade. Defini $F \in \mathbb{R}^{n \times m}$ como a matriz do fator de distribuição do fluxo de potência, onde F_i determina como uma injeção de energia no nó i (retirada no nó n) afeta o fluxo de potência através da linha $\ell \in [1:m]$. Devido às restrições térmica e de tensão, cada linha ℓ só pode transportar até unidades u_ℓ^{max} de potência, modeladas com as restrições $F(d_t - B \tilde{g}_t) \leq u^{max}$.

Seja $D = (d_1, \dots, d_T) \in \mathbb{R}^{Tn}$ seja o vetor concatenado dos cronogramas de demanda e assume que existe e é única solução para todos $D \in \mathbb{R}^{Tn}$. Seja $G^*(D): \mathbb{R}^{Tn} \rightarrow \mathbb{R}^{T \times k}$ denotam a escolha ótima de G como uma função de D . Assumi que a existe exclusivamente para todo D , então G^* é uma função bem definida. Denomina G^* o mapa da solução e usa a função vetorial $\tilde{g}_t^*(D): \mathbb{R}^{Tn} \rightarrow \mathbb{R}^k$ para denotar a t -ésima linha de G^* . Esse mapa de soluções permitirá formalizar a relação entre demanda e emissões.

Segundo [19] as emissões do gerador i como uma função linear da potência de saída com a taxa c_i , ou seja, as emissões totais no tempo t são $C^T \tilde{g}_t$. Como as saídas de energia do gerador são determinadas pelo modelo de despacho, as emissões no tempo t geradas em função da demanda são $E_t(D) = C^T \tilde{g}_t^*(D)$. As emissões totais ao longo do tempo são então $E(D) = \sum_t E_t(D)$. Embora use um modelo linear ao longo do restante do artigo, é simples generalizar todos os nossos resultados para modelos não lineares. Por exemplo, se cada gerador tiver

funções de emissões não lineares $Y_i(g): \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$, então as emissões no tempo t são $E_t(D) = \sum_i Y_i((\tilde{g}_t)_i)$

As LMEs $\Lambda(D): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ são taxas marginais de variação nas emissões totais, dada uma mudança marginal na demanda em um nó específico e em um determinado momento. Em outras palavras, as LMEs são o gradiente de emissões em relação à demanda, ou seja, $\Lambda(D) = \nabla E(D)$. A função $\Lambda(D)$ é incrementada pelo vetor, uma vez que as mudanças no consumo de eletricidade em diferentes nós e em diferentes momentos podem ter impactos diferentes nas emissões. [4]

Na região, as LMEs realmente fornecem boas aproximações da mudança nas emissões totais. No entanto, é claro que essas métricas são apenas válidas para o local e às vezes podem ser mal definidas, por exemplo, em pontos de não diferenciabilidade das emissões totais

O modelo de fluxo de carbono apresenta uma relação não linear entre injeções nodais de energia e emissões de carbono atribuídas. Isso resulta em muitos termos bilinear no modelo C-FPO (fluxo ótimo de potência e fluxo de carbono) compromete a eficiência da solução. Trabalhos recentes de [4] e [24] propõem um modelo de regressão linear e um de redes neurais esparsas para aproximar o modelo de fluxo de carbono não linear para simplicidade.

Os ESSs (*Energy Storage Systems*) podem mudar as emissões de carbono do sistema ao longo do tempo devido à alternância entre carga e descarga resultando em n resultados de fluxo de carbono acoplados ao tempo. O tema da contabilização do carbono para a ESS é novo e os trabalhos relacionado a eles são limitados até a data [21],[25].

O método genérico C-FPO considera a contabilização de carbono pelo lado da demanda e a gestão de emissões na tomada de decisão de sistemas elétricos. Construído sobre o método FPO, o método C-FPO incorpora o modelo de fluxo de carbono, bem como restrições e objetivos relacionados ao carbono para co-otimizar o fluxo de energia e o fluxo de carbono. O C-FPO pode, portanto, ser visto como uma generalização do clássico FPO. Consequentemente, o método C-FPO é aplicável a uma variedade de problemas baseados em FPO, como planejamento de expansão de longo prazo, programação de operação de curto prazo (por exemplo, despacho econômico e resposta à demanda), controle em tempo real, mercado de carbono-eletricidade, etc. Em comparação com o FPO, o C-FPO gera uma "versão" consciente do carbono de decisões que satisfazem as restrições de emissão de carbono e equilibram os custos relacionados à energia e ao carbono [26].

Considere uma rede de energia descrita por um grafo conectado $G(N,E)$, onde $N = \{1, \dots, N\}$ mostra o conjunto de nós e $E \subset N \times N$ o conjunto de ramificações. Conforme ilustrado na

Figura 3.2, as notações com P denotam os valores de fluxo de potência ativa (na unidade de MW), enquanto as notações com R representam as vazões de carbono associadas (na unidade de tonCO₂/h). A intensidade de emissão de carbono $w = R/P$ (na unidade de tonCO₂/MWh) pode ser definida para descrever a quantidade de fluxo de carbono associada a uma unidade de fluxo de potência. [1]

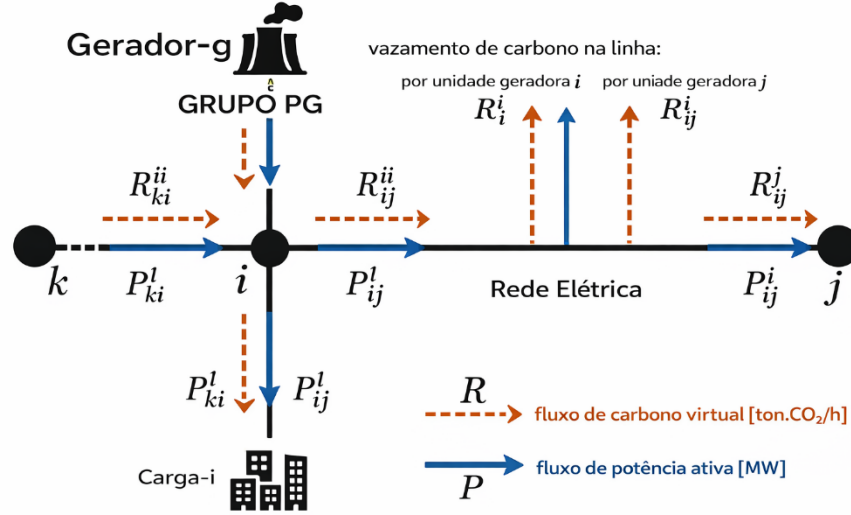


Figura 3.2 Fluxo virtual de emissão de carbono e do fluxo de potência física [1]

Semelhante ao modelo de fluxo de carbono é construído sobre dois princípios. Semelhante ao balanço de fluxo de potência, as entradas totais de carbono são iguais às saídas totais de carbono em cada nó $i \in N$, ou seja,

$$\sum_{k \in N_i^+} R_{ki}^i + \sum_{g \in G_i} R_{i,g}^G = \sum_{j \in N_i^-} R_{ij}^i + \sum_{l \in \mathcal{L}_i} R_{i,l}^L \quad (3.2)$$

e $R_{ij}^i = R_{ij}^{loss} + R_{ij}^i$, $P_{ij}^i = P_{ij}^{loss} + P_{ij}^i$ para cada ramo $ij \in \mathcal{E}$. Em (3.1), $R_{i,g}^G = w_{i,g}^G P_{i,g}^G$ é a taxa de emissão produzida pelo gerador -g para nó i.

Em cada nó $i \in N$, a alocação das entradas totais de carbono, entre todas as saídas, é proporcional aos seus valores de fluxo de potência ativa, ou seja

$$R_{ij}^i = \frac{R_i^{in}}{P_i^{in}} \cdot P_{ij}^i, \quad R_{i,l}^L = \frac{R_i^{in}}{P_i^{in}} \cdot P_{i,l}^L \quad (3.3)$$

onde $P_i^{in} := \sum_{g \in G_i} P_{i,g}^G + \sum_{k \in N_i^+} P_{ki}^i$ e $R_i^{in} := \sum_{g \in G_i} R_{i,g}^G + \sum_{k \in N_i^+} R_{ki}^i$ denotam o fluxo total de energia e fluxo total de carbono no nó $i \in N$

A intensidade de carbono nodal de cada nó i é calculada como (3.4):

$$w_i = \frac{R_i^{in}}{P_i^{in}} = \frac{\sum_{g \in G} w_{i,g}^G P_{i,g}^G + \sum_{k \in N_i^+} w_k P_{ki}^i}{\sum_{g \in G} P_{i,g}^G + \sum_{k \in N_i^+} P_{ki}^i}, \forall i \in N, \quad (3.4)$$

que é essencialmente o influxo total de carbono dividido pelo influxo de potência total. A equação (3.4) indica que o fluxo de potência e a perda de potência de cada ramo $ij \in E$ compartilham a mesma intensidade de emissão de carbono que é igual à intensidade de carbono nodal do nó emissor, ou seja,

$$\frac{R_{ij}^i}{P_{ii}^i} = \frac{R_{ij}^j}{P_{ii}^j} = \frac{R_{ij}^{loss}}{P_{ii}^{loss}} = w_i \quad (3.5)$$

A equação (3.5) refere-se como o modelo de fluxo de carbono ou equação de fluxo de carbono, e pode ser equivalentemente reformulada como a forma matricial (3.6):

$$w_N = (P_N - P_B)^{-1} r_G, \quad (3.6)$$

onde $w_N := (w_i)_{i \in N} \in \mathbb{R}^N$ e $r_G := (\sum_{g \in G} w_{i,g}^G P_{i,g}^G)_{i \in N} \in \mathbb{R}^N$

denotam os vetores de coluna que coletam as intensidades nodais de carbono e os fluxos de carbono de geração nodal, respectivamente.

$P_N := \text{diag}(P_i^{in}) \in \mathbb{R}^{N \times N}$ é a matriz diagonal cuja i -ésima entrada diagonal é o influxo de potência ativa total para o nó i . $P_{iB} \in \mathbb{R}^{N \times N}$ é a matriz de entrada de potência com $P_B[i, k] = P_{ik}^i$ e $P_B[k, i] = 0$ se o nó k envia o fluxo de potência P_{ik}^i para o nó i .

Estuda as propriedades da matriz de fluxo de carbono $P_C := P_N - P_B$ abaixo. Por definição, a matriz P_C é diagonalmente dominante, e define-se o conjunto $\mathcal{J}$.

$$\mathcal{J} := \{i \in N \mid [P_C[i, i]] > \sum_{j=1, j \neq i}^N [P_C[i, j]]\} \quad (3.7)$$

Na prática, $\mathcal{J} \neq \emptyset$, ou seja, existem algumas linhas $i \in \mathcal{J}$ de P_C que são estritamente dominantes diagonalmente; tais linhas correspondem aos nós com injeções de energia de geração P_{ig}^G .

Suponha que para cada $i \notin \mathcal{J}$ da matriz P_C , há uma sequência de elementos não nulos de P_C da forma $PC[i, i_1], PC[i_1, i_2], \dots, PC[i_r, j]$ com $j \in \mathcal{J}$. Então, o P_C é invertível, e o PC é uma matriz M .

De acordo com [22] a matriz P_C é não-singular e, portanto, invertível. Uma vez que o P_C é diagonalmente dominante e todos os seus elementos fora da diagonal $\{PC[i, j]\}_{i \neq j}$ não são positivos, PC é uma matriz M .

Uso do FPO para a Contabilização de Carbono pode-se resolver o conjunto de equações do fluxo de carbono (3.4) ou (3.6) para obter as intensidades nodais de carbono w_N , e então

calcular todos os valores do fluxo de carbono. Com base nas categorias de emissão de carbono do GHG Protocol [21], onde gerador (g) no nó i deve contabilizar a taxa de emissão direta de carbono $R_{ig}^G = w_{ig}^G P_{ig}^G$; a carga -l no nó i deve contabilizar a taxa de emissão de carbono atribuída $R_{il}^L = w_{il}^L P_{il}^L$.

A mistura de combustível de geração de carbono e o fluxo de potência mudam ao longo do tempo, levando a perfis de fluxo de carbono que variam no tempo. Além disso, as quantidades de emissão de carbono ao longo de um período T (por exemplo, um dia ou um ano) são a acumulação de tempo de R . Por exemplo, a quantidade de emissão de carbono atribuída para a carga-l no nó i é calculada como $\hat{E}_{i,l,\tau} := \sum_{t \in \tau} \delta_t w_{i,l,t} P_{i,l,t}^L$, onde δ_t é o intervalo de tempo (por exemplo, 1 hora ou 15 minutos).

O modelo genérico C-FPO permite o gerenciamento ótimo das emissões de carbono na tomada de decisão do sistema elétrico, propõe-se o modelo genérico C-FPO (3.8) para co-otimizar o fluxo de potência e o fluxo de carbono

$$Obj. \min_{x \in X} f_{power}(x, y) f_{carbon}(x, y, z) \quad (3.8a)$$

$$s. a. \text{ Equação de fluxo de Potencia } (x, y) = 0, \quad (3.8b)$$

$$\text{Restrições do fluxo de Potencia } (x, y) \leq 0, \quad (3.8c)$$

$$\text{Equação de fluxo de Carbono } (x, y, z) = 0, \quad (3.8d)$$

$$\text{Restrições do fluxo de Carbono } (x, y, z) \leq 0, \quad (3.8e)$$

Aqui, x denota as variáveis de decisão que estão sujeitas ao conjunto viável X . A especificação de x e X depende das aplicações práticas. Por exemplo, no despacho econômico x denota as decisões de geração de energia elétrica de vários geradores e X representa os limites de capacidade dessa geração e as restrições de rampa. X também pode ser as decisões de gerenciamento de carga na resposta à demanda, ou as decisões de local e tamanho de novos geradores renováveis no planejamento da expansão da rede [4], [24]. Y denota as variáveis relacionadas ao fluxo de potência, como os perfis de tensão da rede e os fluxos de potência dos ramos. Z representa as variáveis relacionadas ao fluxo de carbono, como as intensidades nodais de carbono w_N e os valores de fluxo de carbono.

O objetivo (3.8a) visa minimizar o custo global que consiste em dois componentes: o custo relacionado à energia denotado como f_{power} e o custo relacionado à emissão de carbono f_{carbon} . Dependendo das aplicações específicas, f_{power} pode ser o custo de geração de energia elétrica, a perda de rede, de investimento de expansão da rede, etc. f_{carbon} é definido para capturar a externalidade das emissões de carbono e penalidade regulatória sobre as emissões do lado da geração ou do lado da demanda (ou o bônus na redução de emissões). Um exemplo

dessas funções de custo é dado por (3.9):

$$f_{power} := \sum_{i \in N} \sum_{g \in G_i} \left(c_{i,g}^2 (P_{i,g}^G)^2 + c_{i,g}^1 P_{i,g}^G + c_{i,g}^0 \right), \quad (3.9a)$$

$$f_{carbono} := c^{emi} \sum_{i \in N} \sum_{g \in G_i} w_{i,g}^G P_{i,g}^G, \quad (3.9b)$$

onde (3.9a) denota o custo total da produção de forma quadrática com os parâmetros $C_{ig}^2, C_{ig}^1, C_{ig}^0$ e (3.9b) é a penalização das emissões do lado da produção com o coeficiente de custo C^{emi}

As equações de fluxo de potência (3.8b) e restrições de fluxo de potência (3.7c) permanecem as mesmas dos modelos FPO clássicos [22]. As equações de fluxo de potência total (3.9b) podem ser formuladas como (3.10):

$$P_{ij}^i = (V_i^2 - V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)) g_{ij} - V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) b_{ij}, \quad \forall i, j \in \mathcal{E}, \quad (3.10a)$$

$$Q_{ij}^i = (V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) - V_i^2) b_{ij} - V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) g_{ij}, \quad \forall i, j \in \mathcal{E}, \quad (3.10b)$$

$$\sum_{j \in N_i} P_{i,j}^i = \sum_{g \in G_i} P_{i,g}^G - \sum_{l \in L_i} P_{i,l}^L, \quad \forall i \in N, \quad (3.10c)$$

$$\sum_{j \in N_i} Q_{i,j}^i = \sum_{g \in G_i} Q_{i,g}^G - \sum_{l \in L_i} Q_{i,l}^L, \quad \forall i \in N, \quad (3.10d)$$

onde V_i e θ_i são a magnitude da tensão e o ângulo de fase no nó i . Q_{ij} denota o fluxo de potência reativa do ramo ij do nó i para o nó j medido no nó i . g_{ij} e b_{ij} são a condutância e susceptibilidade do ramo ij . As restrições de fluxo de potência (3.8c) geralmente envolvem as restrições térmicas da linha (3.10a) e os limites de tensão (3.10b).

$$-\bar{P}_{ij} \leq P_{ij}^i \leq \bar{P}_{ij}, \quad \forall ij \in \mathcal{E},$$

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \bar{V}_i, \quad \forall i \in N$$

onde $\bar{P}_{ij}$ é a capacidade térmica da linha, e $\bar{V}_i, \underline{V}_i$ são os limites superior e inferior da magnitude da tensão no nó i . Como as equações e restrições de fluxo de potência permanecem as mesmas, os métodos de linearização ou convexificação desenvolvidos para elas ainda são aplicáveis. Por exemplo, o modelo clássico de fluxo de potência DC (3.11) pode ser usado no modelo C-FPO para substituir as equações completas de fluxo de potência (3.10) para simplicidade [22]. Em (3.11a), o sobrescrito "i" é omitido, uma vez que $P_{ij}^i = P_{ij}^j$ no modelo de fluxo de potência DC devido à negligência da perda de energia.

$$P_{ij} = -b_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j), \quad \forall ij \in \mathcal{E} \quad (3.11a)$$

$$\text{Equação (2.9c)} \quad (3.11b)$$

As equações de fluxo de carbono (3.8d) são dadas por

$$w_i \left(\sum_{g \in G_i} P_{i,g}^G + \sum_{j \in N_i^+} P_{ji}^L \right) = \sum_{g \in G_i} w_{i,g}^G P_{i,g}^G + \sum_{j \in N_i^+} w_j P_{ji}^L, \quad \forall i \in N \quad (3.12)$$

que é simplesmente uma reformulação equivalente de (3.3). As restrições de fluxo de carbono (3.8e) podem assumir várias formas, dependendo dos requisitos práticos. Por exemplo, um limite superior $\bar{w}_N := (\bar{w}_i)_{i \in N}$ pode ser imposto às intensidades nodais de carbono, ou seja, (3.13), para garantir que os usuários nesses nós sejam abastecidos com eletricidade de baixo carbono. Ao ajustar este limite superior $\bar{w}_N$, pode-se controlar o nível de "limpeza" da eletricidade fornecida em um determinado local. Em particular, deixar $\bar{w}_i = 0$ reforça que o fornecimento de eletricidade no nó i é completamente livre de carbono. Observa-se que a definição de "nó" pode variar em termos de escalas geográficas, que podem representar uma grade distrital, um alimentador de distribuição ou uma área de balanceamento

$$w_i \leq \bar{w}_i \quad \forall i \in N \quad (3.13)$$

Observa-se que devido ao princípio de compartilhamento proporcional no modelo de fluxo de carbono, um limite natural nas intensidades nodais de carbono é que $w_i \in [0, w_{max}^G]$ para todos $i \in N$, onde $w_{max}^G := \max_{i,g} \{w_{i,g}^G\}$ é o maior fator de emissão de carbono da geração. Assim, se definir $\bar{w}_i$ em (3.13) maior que w_{max}^G para alguns nós i , (3.12) não impõe nenhuma restrição real a esses nós. Para resolver, as restrições mais rígidas (3.13), podem ser convertidas em restrições brandas adicionando variáveis de folga com penalidades correspondentes no objetivo. Por exemplo, pode-se substituir a restrição (3.13) por (3.14) e adicionar um termo de penalidade $\sum_{i \in N} (c_i^R \cdot \tilde{R}_i^L)$ à função de custo f_{carbono} relacionada com o carbono no objetivo (3.8a):

$$w_i \cdot (\sum_{l \in L_i} P_{i,l}^L) \leq \bar{R}_i^L + \tilde{R}_i^L, \quad \tilde{R}_i^L \geq 0, \quad \forall i \in N, \quad (3.14)$$

onde $\tilde{R}_i^L$ é a variável folga e c_i^R denota o coeficiente de custo de penalização para emissões excessivas do lado da procura. Essencialmente, o modelo C-FPO (3.8) é uma generalização do método FPO, e ele se reduz a um modelo FPO se a função objetivo relacionada ao carbono f_{carbono} , equações de fluxo de carbono (3.8d) e restrições (3.8e) forem removidas ou inativas. Isso também implica que as técnicas de FPO existentes, tais como linearização, convexificação, decomposição, modelagem estocástica etc., ainda podem ser aplicadas aos componentes do fluxo de potência em C-FPO (3.8).

Como mencionado pelo autor [8] e indicado pelo conjunto N_i^+ , a equação de fluxo de carbono (3.12) requer a predeterminação das direções de fluxo de potência de ramificação para identificar os influxos de potência para cada nó. Observa-se que as direções dos fluxos de potência do ramo são geralmente desconhecidas antes de resolver o problema C-FPO. Para

resolver esse problema, introduziram duas variáveis de fluxo de potência não negativas: $\hat{P}_{ji}^i \geq 0$ e $\hat{P}_{ij}^i \geq 0$ para cada ramo $ij \in \mathcal{E}$ com $P_{ij}^i = \hat{P}_{ij}^i - \hat{P}_{ji}^i$. Especificamente, $\hat{P}_{ij}^i$ e $\hat{P}_{ji}^i$ apresentaram como os componentes de fluxo de potência do nó j para o nó i e do nó i para o nó j , respectivamente, ambos medidos no lado do nó i . Então, pode-se reformular equivalentemente a equação do fluxo de carbono (3.12) como (3.7), e também precisa-se substituir P_{ij}^i por $\hat{P}_{ij}^i - \hat{P}_{ji}^i$ nas equações de fluxo de potência (3.9) (ou no modelo de fluxo de potência DC (10)) e restrições (3.11a)

Em (3.15a), substitui-se $\hat{N}^{i+}$ (o conjunto de nós vizinhos que enviam energia para o nó i) por N_i (o conjunto de todos os nós vizinhos do nó i). Além disso, a restrição de complementaridade (3.15c) é adicionada para garantir que $\hat{P}_{ij}^i$ e $\hat{P}_{ji}^i$ sejam zero para cada ramo ij . Aqui, um truque útil para facilitar a otimização não linear é para substituir a restrição de complementaridade (3.15c) pela restrição relaxada (2.15) e esse relaxamento é exato devido a (3.15b).

$$w_i \left(\sum_{g \in G_i} P_{i,g}^G + \sum_{j \in N_i} \hat{P}_{ji}^i \right) = \sum_{g \in G_i} w_{i,g}^G P_{i,g}^G + \sum_{j \in N_i} w_j \hat{P}_{ji}^i, \forall i \in N \quad (3.15a)$$

$$\hat{P}_{ji}^i \geq 0, \quad \hat{P}_{ij}^i \geq 0, \quad \forall ij \in \mathcal{E} \quad (3.15b)$$

$$\hat{P}_{ji}^i \cdot \hat{P}_{ij}^i = 0, \quad \forall ij \in \mathcal{E} \quad (3.15c)$$

$$\hat{P}_{ji}^i \cdot \hat{P}_{ij}^i \leq 0, \quad \forall ij \in \mathcal{E} \quad (3.15d)$$

Alternativamente, pode-se introduzir uma variável binária γ_i para $ij \in \mathcal{E}$ e substituir a restrição de complementaridade (3.15c) por

$$\gamma_{ij} \in \{0,1\}, \quad \hat{P}_{ji}^i \leq (1 - \gamma_{ij}) \bar{P}_{ij}, \quad \hat{P}_{ij}^i \leq \gamma_{ij} \bar{P}_{ij}. \quad (3.16)$$

No modelo C-FPO, a potência de geração $P_{i,g}^G$, o fluxo de potência P_{ij}^i e as intensidades nodais de carbono w_i são tipicamente variáveis. Portanto, existem muitos termos bilinear nas equações de fluxo de carbono (3.12) (ou (3.15a)), como $w_i P_{ij}^i$ e $w_i P_{i,g}^G$ tornando o modelo C-FPO não-linear e não convexo. Nesta subseção, apresentam-se abordagens de linearização interna e externa para lidar com esses termos bilineares.

Considerando o caso em que as restrições de fluxo de carbono (3.7e) assumindo a forma de (3.13), ou seja, $w_N \leq \bar{w}_N$. Lembrando que as equações de fluxo de carbono (3.12) podem ser escritas como a forma matricial (3.4). Em seguida, pode-se eliminar a variável de intensidade de carbono nodal w_N e reformular equivalentemente as equações de fluxo de carbono (3.12) e restrições (3.13) como (3.16):

$$(P_N - P_B)^{-1} r_G \leq \bar{w}_N \quad (3.17)$$

A restrição (3.17) é, geralmente, não-linear e não convexa, devido ao inverso da matriz. Isso nos motiva a multiplicar $P_N - P_B$ para ambos os lados de (3.17) e resulta em uma nova restrição

$$r_G \leq (P_N - P_B)\tilde{w}_N, \quad (3.18)$$

que representa um conjunto de restrições lineares nas variáveis de fluxo de potência. Além disso, tem-se a seguinte proposição sobre a relação entre (3.17) e (3.18).

Suponha que os termos do conjunto factível f_1 definido como (3.19) e do conjunto viável f_2 definido como (3.20), tem-se $f_2 \subseteq f_1$.

$$\mathcal{F}_1 := \{(r_G, P_N, P_B) | \text{restrição 3.17}\} \quad (3.19)$$

$$\mathcal{F}_2 := \{(r_G, P_N, P_B) | \text{restrição 3.18}\} \quad (3.20)$$

Para qualquer solução (r_G, P_N, P_B) que satisfaça (2.20), tem-se $r_G - (P_N - P_B)w_N^- \leq 0$, e multiplicam-se ambos os lados por $(P_N - P_B)^{-1}$. Uma vez que todos os elementos de $(P_N - P_B)^{-1}$ são não-negativos de acordo com o Teorema 1, isso leva a (2.19). A proposição 1 indica que a restrição linear (2.20) é uma aproximação interna à restrição não linear original (2.19). Assim, quaisquer soluções que satisfaçam (2.20) devem ser viáveis para (2.19), e substituir (2.19) por (2.20) no modelo C-FPO fornece um limite superior do valor objetivo ótimo original [18].

O modelo de “tanque de água” é conceitualmente consistente com a analogia de “fluxo de água” usada para explicar o modelo de fluxo de carbono [25]. Analogamente a uma caixa d'água que armazena água e partículas invisíveis, um sistema ES é visualizado tanto para armazenar energia elétrica e $e_{i,t}^{es}$ (na unidade de MWh) quanto emissões virtuais de carbono $E_{i,t}^{es}$ (na unidade de tonCO₂). Define-se então a intensidade de carbono ES interna $w_{i,t}^{es}$ como (3.21):

$$w_{i,t}^{es} = E_{i,t}^{es} / e_{i,t}^{es}. \quad (3.21)$$

Note que $e_{i,t}^{es}$ não deve ser zero para tornar $w_{i,t}^{es}$ bem definido. Pode prevenir os problemas numéricos que podem surgir durante o processo de otimização. Com base no modelo de potência ES (3.21), desenvolvem o modelo dinâmico de emissão de carbono do ES como (3.22) para $t \in T$:

$$E_{i,t+1}^{es} = k_i E_{i,t}^{es} + \delta_t (w_{i,t} \eta_i^{ch} P_{i,t}^{ch} - w_{i,t}^{es} \frac{1}{\eta_i^{dc}} P_{i,t}^{dc}) \quad (3.22)$$

O modelo (3.22) implica nas emissões (virtuais) de carbono que são injetadas na unidade ES quando esta carrega com a eletricidade na intensidade de carbono nodal $w_{i,t}$; e libera as

emissões armazenadas de volta para a rede, quando descarrega ES com a eletricidade na intensidade de carbono $w_{i,t}^{es}$. Em particular, (3.22) modela a fuga de emissões de carbono associada à perda de energia durante os processos de armazenamento, carregamento e descarga da unidade ES, como mostra a Figura 3.3

Como alternativa, pode-se conectar a intensidade de carbono ES (3.21) em (3.22) para eliminar a variável $E_{i,t}^{es}$ e reformular o modelo de emissão de carbono ES de forma equivalente a (3.23):

$$w_{i,t+1}^{es} = \frac{k_i e_{i,t}^{es}}{k_i e_{i,t}^{es} + \delta_t \eta_i^{ch} P_{i,t}^{ch}} \cdot w_{i,t}^{es} + \frac{\delta_t \eta_i^{ch} P_{i,t}^{ch}}{k_i e_{i,t}^{es} + \delta_t \eta_i^{ch} P_{i,t}^{ch}} \cdot w_{i,t}, \quad (2.23)$$

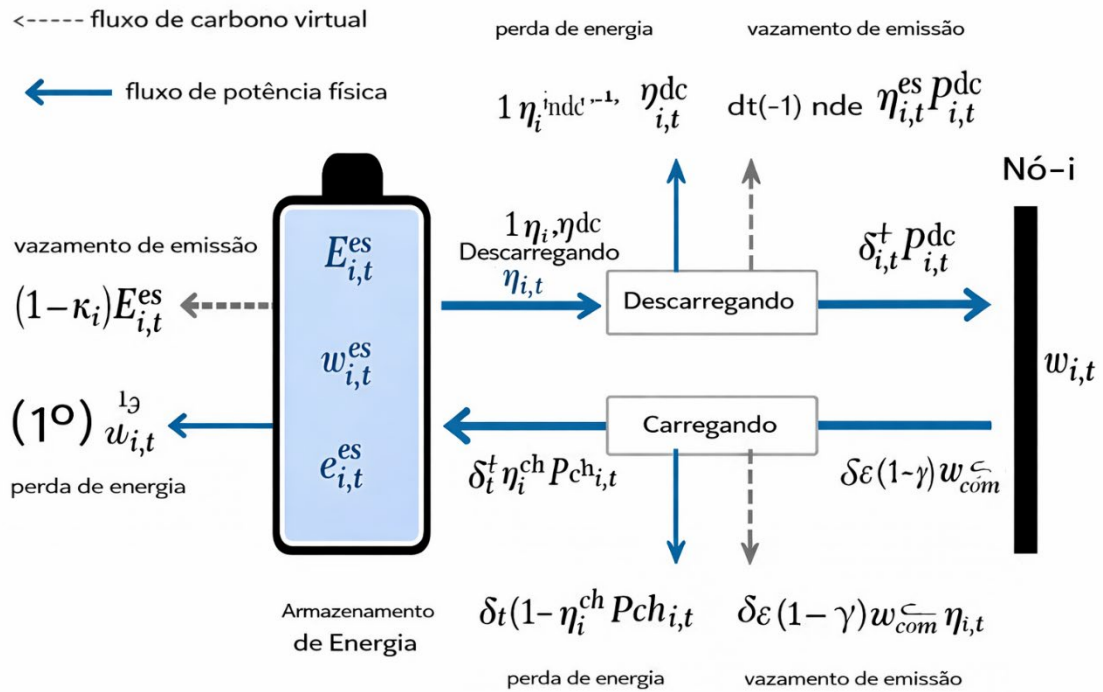


Figura 3.3 Fluxo de potência e fluxo de carbono sob o modelo ES de "tanque de água"[25]

Na derivação de (3.23), o termo $\delta_t / \eta_i^{dc} P_{i,t}^{dc}$ pode ser descartado porque a potência de carga ou de descarga deve ser zero, que descreve em ES a dinâmica da intensidade de carbono $w_{i,t}^{es}$ e é a forma alternativa do modelo de emissão de carbono proposto, ES [25]. Uma propriedade intuitiva deste modelo 3.23) é:

- Ao descarregar, a intensidade de carbono ES permanece inalterada com $w_{i,t+1}^{es} = w_{i,t}^{es}$;

- Ao carregar, a intensidade de carbono ES no próximo momento $w_{i,t+1}^{es}$ é uma combinação convexa da intensidade de carbono ES atual $w_{i,t}^{es}$ e a intensidade de carbono nodal $w_{i,t}$ com o coeficiente de peso $\frac{k_i e_{i,t}^{es}}{k_i e_{i,t}^{es} + \delta_t \eta_i^{ch} P_{i,t}^{ch}} \in (0,1)$.

Assim, a equação do fluxo de carbono (3.16a) no modelo C-FPO é modificada como (3.24) para integrar o sistema ES.

$$\sum_{g \in G_i} P_{i,g,t}^G + \sum_{j \in N_i} \hat{P}_{ji,t}^i = w_{i,t}^{es} P_{i,t}^{dc} + \sum_{g \in G_i} w_{i,g,t}^G P_{i,g,t}^G + \sum_{j \in N_i} w_{j,t} \hat{P}_{ji,t}^i, \quad \forall i \in N, t \in T \quad (3.24)$$

A partir de (3.24), observa-se que uma unidade ES afeta as intensidades nodais de carbono e o fluxo de carbono apenas quando descarregar. Nesse caso deve contabilizar a emissão de carbono atribuída $\hat{E}_{i,T}^{es}$ calculada por (3.25):

$$\hat{E}_{i,T}^{es} = \sum_{t=1}^T \delta_t (w_{i,t} P_{i,t}^{ch} - w_{i,t}^{es} P_{i,t}^{dc}), \quad \forall i \in N, \quad (3.25)$$

que são as emissões líquidas de carbono retiradas da rede.

As emissões de carbono atribuídas $\hat{E}_{i,T}^{es}$ podem ser interpretadas como a mudança das emissões de carbono virtualmente armazenadas, ou seja, $E_{i,T+1}^{es} - E_{i,1}^{es}$, e o vazamento de emissão de carbono associado à perda de energia ES durante o armazenamento, carregamento e descarga, ou seja,

$$E_{i,1}^{es} + \sum_{t=1}^T \delta_t (w_{i,t} P_{i,t}^{ch} - w_{i,t}^{es} P_{i,t}^{dc}) - E_{i,T+1}^{es} \quad (3.26)$$

Considera-se uma unidade ES sem perdas com $k_i = \eta_i^{ch} = \eta_i^{dc} = 1$. Se esta unidade ES recuperar o nível de emissão inicialmente armazenado na etapa de tempo final, ou seja, $E_{i,T+1}^{es} = E_{i,1}^{es}$, tem-se $\hat{E}_{i,T}^{es} = E_{i,T+1}^{es} - E_{i,1}^{es} = 0$ de (3.22).

A Revisão da Literatura demonstrou que, apesar da experiência global indicar uma forte conexão e uma significativa transferência do custo do carbono para as tarifas de eletricidade, existe uma lacuna importante na capacidade de medir e gerir o impacto do carbono em sistemas onde os mercados de eletricidade e de emissões funcionam de forma independente. Para suprir essa demanda por avaliação e de ferramentas que possibilitem simular os efeitos do preço do carbono, este trabalho propõe uma metodologia de pesquisa que começa com o desenvolvimento e a aplicação do modelo de FPO-SC. Este modelo atua como ligação entre a teoria e a prática, convertendo a evidência qualitativa de transferência de custos em uma análise quantitativa, incremental e espacialmente detalhada dos efeitos do carbono na operação do sistema. Em seguida, por meio de simulação em cenários explícitos de precificação (0 R\$/tCO₂, 50 R\$/tCO₂ e 100 R\$/tCO₂), será realizada uma análise comparativa entre as métricas de LME

e LCA, com o objetivo de fornecer subsídios concretos para a formulação de políticas que mitiguem o desacoplamento institucional.

A fundamentação teórica e o desenvolvimento matemático das métricas de intensidade de carbono, especificamente a Emissão Marginal Locacional (LME) e a Avaliação do Ciclo de Vida (LCA), estabelecem a base necessária para quantificar o impacto ambiental do despacho elétrico de forma espacialmente detalhada. Contudo, para que estas métricas deixem de ser meros indicadores de diagnóstico e passem a atuar como variáveis de controle, é fundamental integrá-las a um modelo de decisão que respeite as leis físicas do sistema.

Diante desse cenário, o Capítulo 4 apresenta o desenvolvimento e a formulação do Fluxo de Potência Ótimo por Sensibilidade de Carbono (FPO-SC). Nesta etapa, a abordagem teórica das métricas é convertida em um modelo de otimização multiobjetivo, utilizando o ambiente MATLAB/MATPOWER. O objetivo é demonstrar como a inclusão de sinais de preço baseados em LME e LCA pode alterar o despacho econômico tradicional, mitigando as emissões sem comprometer a estabilidade e a segurança operativa da rede. A seguir, detalham-se os algoritmos, as restrições e os sistemas-teste utilizados para validar a robustez da metodologia proposta.

Capítulo 4 - Fluxo de potência ótimo por sensibilidade de carbono

O método genérico de Fluxo de Potência Ótimo Consciente de Carbono (C-OPF) para a tomada de decisões em sistemas de energia, que considera a contabilidade de carbono do lado da demanda e a gestão de emissões. Baseado no modelo clássico de fluxo de potência ótimo (OPF), o método C-OPF incorpora equações e restrições de fluxo de emissão de carbono, bem como objetivos relacionados ao carbono, para otimizar conjuntamente o fluxo de energia e o fluxo de carbono. Em particular, este artigo estabelece a invertibilidade da matriz de fluxo de carbono e propõe técnicas de modelagem e linearização para lidar com os problemas de direções de fluxo de potência indeterminadas e termos bilineares no modelo C-OPF. Além disso, dois novos modelos de emissão de carbono, juntamente com os esquemas de contabilidade de carbono, para sistemas de armazenamento de energia são desenvolvidos e integrados ao modelo C-OPF.

Este capítulo detalha a metodologia empregada para desenvolver e avaliar o modelo de FPO-SC. A abordagem combina fundamentos teóricos de otimização em sistemas de potência com a modelagem do fluxo de carbono e a análise de sensibilidade das emissões. As simulações foram implementadas utilizando o ambiente MATLAB, com auxílio das ferramentas MATPOWER para modelagem do sistema elétrico e CVX para a solução dos problemas de otimização.

Para garantir a representatividade e a aplicabilidade dos resultados, a modelagem buscou inspiração em dados reais do setor elétrico brasileiro, utilizando informações históricas disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) como referência para a construção de um modelo compatível com a realidade nacional. Dados como capacidade instalada, características de geração e perfis de carga foram considerados para parametrizar o modelo.

As simulações e validações do modelo FPO-SC foram realizadas utilizando o sistema-teste IEEE de 118 barras, um sistema padrão amplamente reconhecido na literatura para análise de sistemas de potência. Este sistema foi carregado no ambiente MATPOWER através da função loadcase.

O sistema modificado de 39 barras da Nova Inglaterra, como mostrado na Figura 4.1, é usado como sistema-teste, que inclui 3 usinas de energia a carvão, 3 usinas de energia a gás natural, 2 parques eólicos, 2 parques solares, 3 sistemas ES e 21 cargas [25]. Os fatores de

emissão de carbono da geração $w_{i,g}^G$ são 2,26, 0,97 e 0 (lbs/kWh) para usinas a carvão, a gás natural e geradores renováveis, respectivamente. A restrição de fluxo de carbono (31h) é imposta para todos os nós de carga e todos os $t \in T$, e define-se o limite $\bar{w}_{i,t} = 1,2$ lbs/kWh.

Os resultados da simulação (Figura 4.2) indicam que o modelo C-ED (*Economic Dispatch*) fundamentado em C-FPO é capaz de produzir estratégias eficientes de alocação de energia que mantêm as intensidades nodais de carbono dos nós de carga abaixo do limite superior $\bar{w}_{i,t} = 1,2$ lbs/kWh.

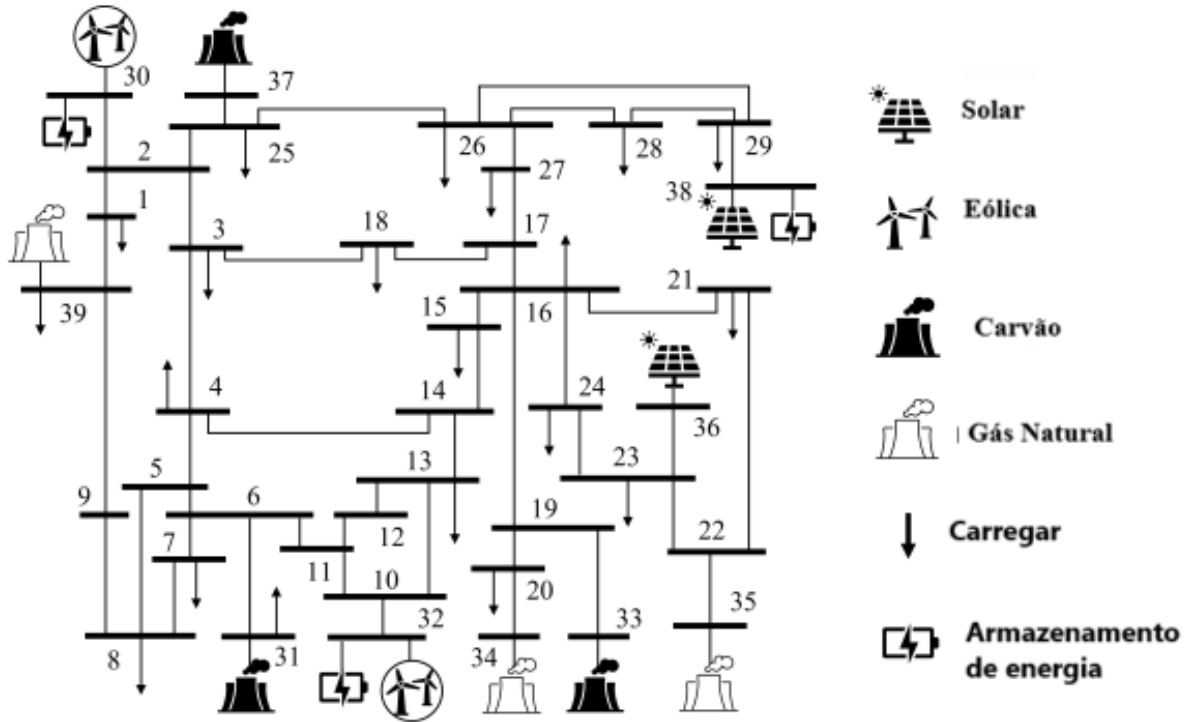


Figura 4. 1 O sistema de teste modificado de 39 barramentos da Nova Inglaterra [25]

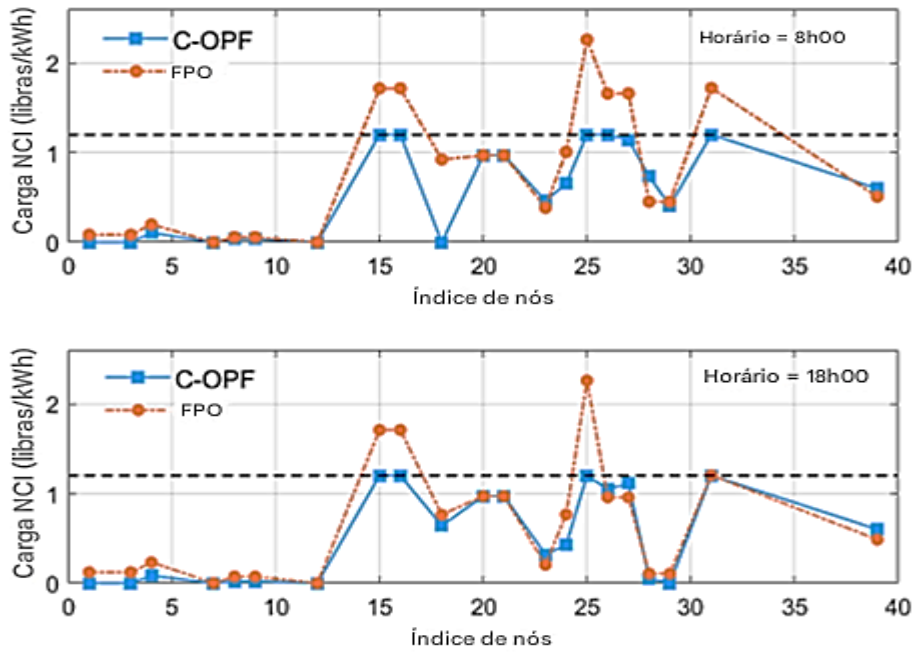


Figura 4.2 As NCI (*Nodal carbon intensitie*) para nós de carga sob esquemas de despacho econômico baseados em C-FPO e FPO às 8:00 e 18:00.

A Figura 4.3 mostra as taxas de emissão de carbono totais do lado da geração e atribuídas ao longo do tempo. As diferenças entre as emissões do lado da geração e do lado da carga em cada momento t são causadas pela operação dos sistemas ES.

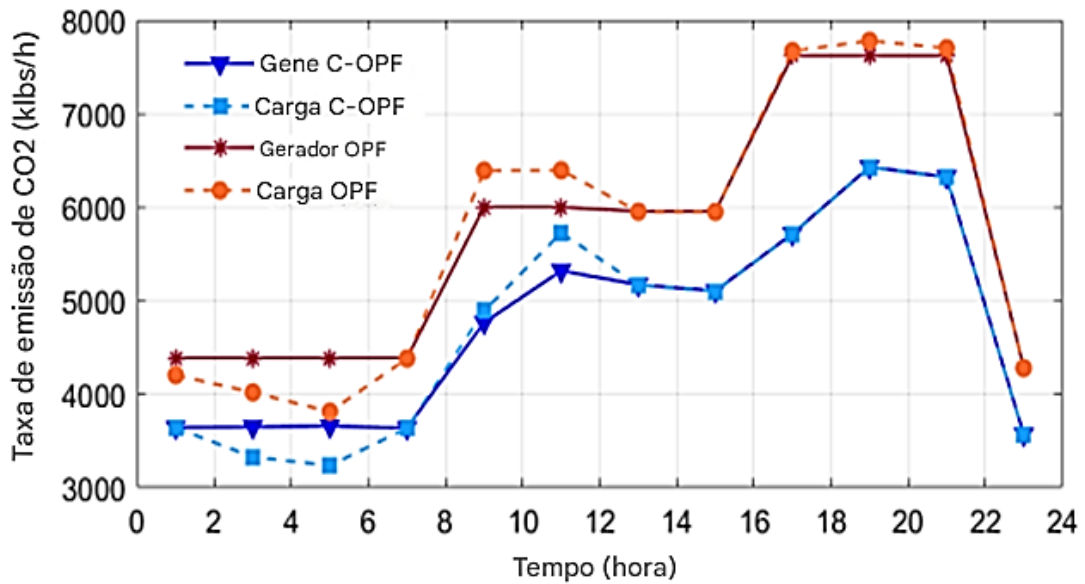


Figura 4.3 A taxa de emissão de carbono total do lado da geração e a taxa de emissão de carbono total [25]

O nível de energia variável no tempo $e_{i,t}^{es}$ e as emissões de carbono virtualmente armazenadas $E_{i,t}^{es}$ do sistema ES no nó 38 são mostrados na Figura 4.4. Vê-se que o esquema ED baseado em C-FPO produz emissões de carbono reduzidas tanto no lado da geração quanto

no lado da carga, em comparação com o esquema ED baseado em FPO. Isso ocorre porque a restrição de fluxo de carbono requer uma parcela maior do fornecimento de energia de geradores limpos para atender ao limite de intensidade de carbono nodal.

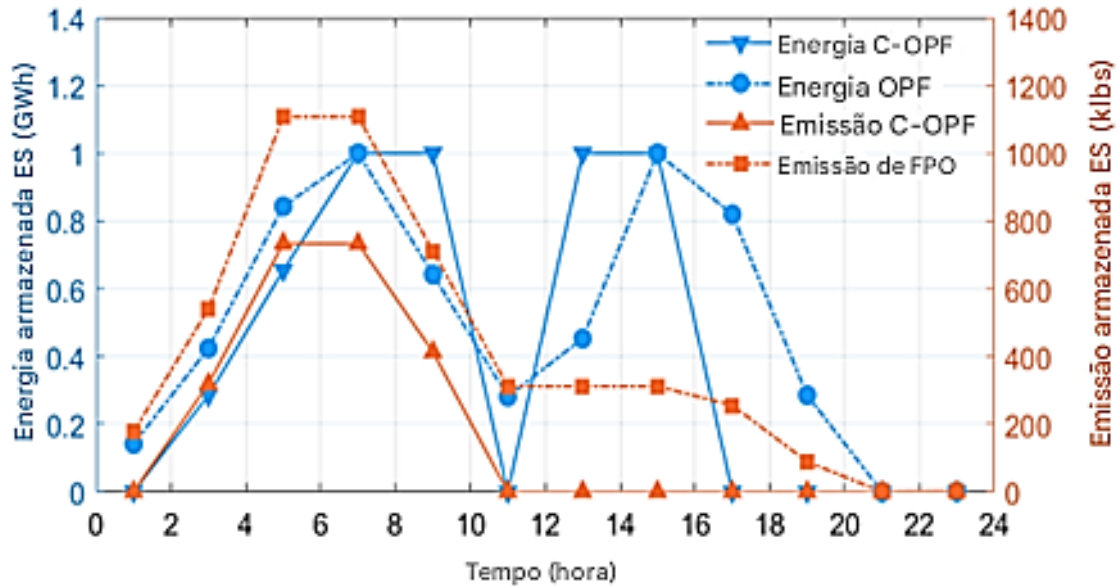


Figura 4.4 A energia armazenada e as emissões virtuais de carbono do sistema ES no nó 38 sob os esquemas de despacho econômico baseados em C-FPO e FPO.

Consequentemente, o C-FPO leva ao aumento da geração a partir de usinas de gás natural caras, mas limpas, e à redução da geração a partir de usinas a carvão baratas, mas de alta emissão, conforme ilustrado na Figura 4.5. Tanto nos esquemas de despacho C-FPO quanto no FPO, as gerações renováveis são totalmente utilizadas sem restrições. Os custos operacionais dos esquemas de DE são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4-1 Custos operacionais de ES baseados em FPO e C-FPO

Custo (k\$)	Carvão	Gás Natural	Energia Renovável	Energia Estocada	Total
FPO	4.414,3	6.322,3	50,7	15,5	10.802,8
C- FPO	1.551,9	10.977,7	50,7	23,3	12.603,6

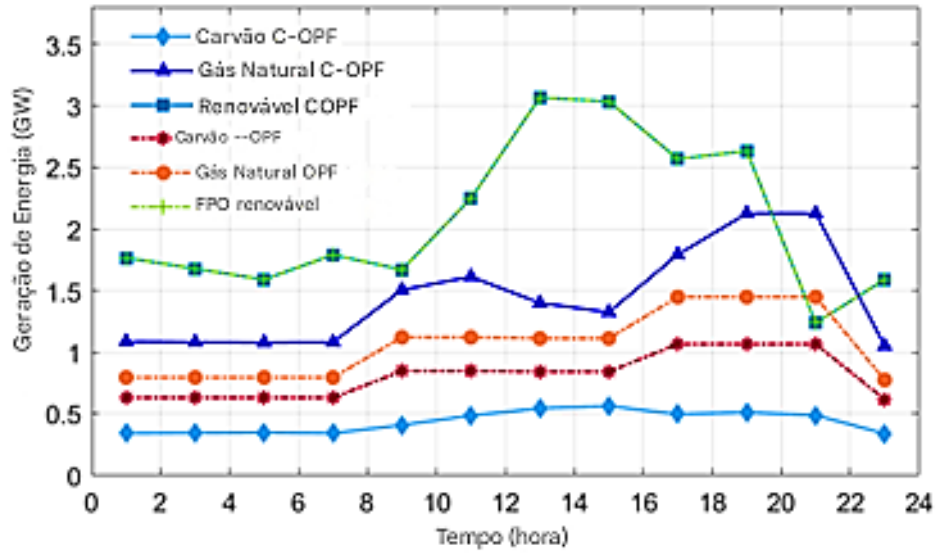


Figura 4. 5 As saídas de geração de várias usinas de energia ao longo de 24 horas sob os esquemas de despacho econômico baseados em C-FPO e FPO [25].

O ONS oferece um portal de dados abertos que reúne dados históricos do setor elétrico brasileiro, facilitando o acesso e o consumo dessas informações por diversos usuários. O portal disponibiliza conjuntos de dados como balanço de energia, capacidade instalada de geração, carga de energia diária, entre outros. Esses dados são essenciais para a modelagem e simulação de sistemas de potência no Brasil. Ao utilizar essas bases de dados, é possível realizar análises detalhadas do sistema elétrico brasileiro, contribuindo para estudos para a criação de um modelo para a realidade brasileira.

O modelo proposto nesse trabalho utiliza o FPO para minimizar custos e emissões, baseado nas especificações do SIN como referência. O SIN é composto por quatro subsistemas principais (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), e sua operação envolve diferentes usinas termelétricas, hidrelétricas e outras fontes renováveis.

O despacho econômico clássico visa determinar a alocação ótima da geração entre as unidades disponíveis para atender à demanda de carga a um custo operacional mínimo [26]. A função objetivo, F_T , representa o custo total de geração e é a soma dos custos individuais de cada gerador, $F_i(P_i)$, que são função de sua potência de saída P_i .

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (4.1)$$

A minimização desta função está sujeita a restrições fundamentais:

- Balanço de potência: A soma da potência gerada por todas as unidades (P_i) deve ser igual à demanda total (P_{load}) mais as perdas no sistema (P_{perda})

- Limites operacionais dos geradores: Cada gerador i deve operar dentro de seus limites mínimo ($P_{i,min}$) e máximo ($P_{i,max}$) de potência:

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (4.2)$$

A condição ideal para o despacho econômico (ignorando limites e perdas por enquanto) é que o custo marginal de geração (λ), ou seja, o custo de produzir um MWh adicional, seja igual para todas as unidades despacháveis

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad (4.3)$$

Uma perspectiva mais abrangente leva em conta as perdas da rede, ajustando a condição ideal através da inclusão de fatores de penalização ou abordando o problema dentro de um FPO.

O cálculo do fluxo de potência (FP) é crucial para identificar a condição operacional da rede elétrica em regime estável, compreendendo as tensões nodais (magnitude e ângulo) e fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas e transformadores. Ele resolve um conjunto de equações algébricas não lineares que modelam a rede.

O cálculo do FP serve como fundamento para investigações operacionais, estratégias de planejamento e avaliação de sistemas elétricos, sendo vital para definir os perfis de tensão e potência em todos os barramentos de uma rede. A formulação tradicional baseia-se nas leis de Kirchhoff, derivando as equações para potências ativa (P) e reativa (Q) injetadas em cada barra:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.4)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.5)$$

onde:

- V_k, V_m = tensões nas barras k e m
- G_{km}, B_{km} = elementos da matriz admitância (condutância e susceptância)
- θ_k, θ_m = ângulos das tensões nodais
- NB = número de barras

O sistema pode ter centenas (ou milhares) de barras, exigindo métodos eficientes e robustos para solução.

4.1 Caracterização dos Tipos de Barras

A correta classificação dos barramentos é fundamental:

- Slack (Referência): V e θ fixos; absorve desequilíbrios de potência.
- PV (Gerador): Potência ativa P e magnitude de tensão V conhecidos; resolve-se para θ e Q .

- PQ (Carga): P e Q conhecidos; resolve-se para V e θ .

Essa definição impacta tanto nas equações usadas quanto na construção da matriz jacobiana e nos controles implementados.

4.2 Método de Newton-Raphson

Considere as equações acima como um sistema não-linear de n equações com n incógnitas, que podem ser escritas compactamente como:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = 0 \quad (4.6)$$

onde $\mathbf{x} = [\theta_2, \dots, \theta_{NB}, V_{PQ}]$ agrupa todas as incógnitas (módulos de tensão e ângulos das barras exceto slack).

Algoritmo Clássico:

- Inicialização: Chute inicial para V_k, θ_k — tipicamente $V = 1$ p.u., $\theta = 0$.
- Cálculo dos resíduos: Avaliar as diferenças entre os valores especificados e calculados de P e Q .

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc}, \Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} \quad (4.7)$$

Montagem da matriz jacobiana: A matriz jacobiana J é composta por derivadas das equações de P e Q em relação às incógnitas:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Em [23], cada termo é definido explicitamente e exemplos são apresentados, destacando a estrutura esparsa característica de sistemas reais, favorecendo manipulação computacional eficiente.

Sistema linear: Resolva $J \cdot \Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$

- para obter correções $\Delta \mathbf{x} = [\Delta \theta, \Delta V]$.
- Atualização: $\mathbf{x}^{(new)} = \mathbf{x}^{(old)} + \Delta \mathbf{x}$
- Teste de Convergência: Se $|\Delta P|, |\Delta Q|$ abaixo da tolerância (ex: $< 10^{-6}$), parar; senão, repetir a partir do passo 2.

Fórmulas das derivadas: Exemplo das derivadas [27]:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.11)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (4.12)$$

4.3 Exemplo Numérico [27] (Rede de 2 barras):

Considere uma rede de duas barras:

- Barra 1: Slack ($V_1 = 1.0$ p.u., $\theta_1 = 0$)
- Barra 2: PV ($P_2 = -0.40$ p.u., $V_2 = 1.0$ p.u.)
- Parâmetros da linha: $r = 0.2$ p.u. $x = 1.0$ p.u. $b_{sh} = 0.02$ p.u.

A matriz admitância nodal é calculada, os resíduos são iterativamente atualizados e a matriz Jacobiana é montada conforme as fórmulas acima. A Tabela 4.2. mostra de forma detalhada como o procedimento converge rapidamente.

Tabela 4-2 Exemplo de resultado*

Iteração	Resíduo (ΔP_2)	Correção ($\Delta \theta_2$)	θ_2 novo
0	-0.400	-0.416	-0.416
1	-0.028	-0.036	-0.452
2	-0.0002	-0.0002	-0.452

*Exemplo detalhado Cap. 5 do [27]

4.4 Implementação Computacional

Em sistemas atuais, são usados programas como MATPOWER (MATLAB), PSSE, ANAREDE e DlgSILENT PowerFactory. Os trabalhos [25] e [27] abordam soluções eficazes—utilizando a dispersão da Jacobiana e tolerâncias que se adaptam — assim como a incorporação dos controles (taps, defasadores, compensadores síncronos e estáticos), modelando com precisão as restrições operacionais (limites de correntes reativas, tensão, fluxo, taps de compensadores estáticos e síncronos e ajustes de transformadores).

4.5 Tratamento Rigoroso dos Controles e Limites

Os limites nos dispositivos de controle (reativos mínimos/máximos, tensões, taps, fluxo máximo, intercâmbio entre áreas) são monitorados a cada iteração. Caso um limite seja violado:

- Barra PV vira PQ se limite de Q for excedido;
- Tap é ajustado ou fixado no extremo;

Modelos de dispositivos são ajustados alternadamente ou por equações adicionais na Jacobiana. Esses algoritmos são discutidos exaustivamente em [23], [25] e [27]

4.6. Expansão para Modelos Modernos

A base rigorosa do método de Newton-Raphson permite expansão para modelos modernos, incluindo despacho econômico com restrições ambientais (penalização de carbono) e acoplamento com otimização, como no FPO-SC.

O modelo FPO-SC foi implementado em MATLAB. O sistema IEEE 118 barras foi carregado usando loadcase do MATPOWER. O problema de otimização FPO-SC foi resolvido utilizando o solver CVX. O código executa o cálculo incremental das LMEs e integra o custo do carbono ponderado na função objetivo do despacho econômico, resolvido via runopf do MATPOWER (que internamente soluciona um FPO) ou formulação direta em CVX. Os códigos anexados (CODIGO IA e CODIGO VERSAO MATLAB) detalham a implementação específica.

Para avaliar o desempenho do FPO-SC, foram realizadas simulações no sistema IEEE 118 barras com as seguintes configurações:

1. Perfis de Geradores: Classificados em três tipos com base em fatores de emissão típicos:
 - Carvão mineral: 0,9 tCO₂/MWh
 - Diesel: 0,8 tCO₂/MWh
 - Fontes renováveis: 0 tCO₂/MWh
2. Precificação de Carbono: Foram simulados três cenários de custo explícito de carbono, baseados em referências:
 - Cenário 1: 0 R\$/tCO₂ (despacho puramente econômico)
 - Cenário 2: 50 R\$/tCO₂ (custo moderado)
 - Cenário 3: 100 R\$/tCO₂ (custo elevado)

4.7. Passos do Algoritmo Implementado

O algoritmo desenvolvido segue três etapas principais para cada cenário de precificação de carbono:

- Despacho Econômico (FPO-SC): Calcular a alocação ótima de geração que minimiza a função objetivo combinada (custo operacional + custo de carbono ponderado), sujeito às restrições do sistema, usando Runopf ou CVX.
- FP: Utilizar a geração despachada como entrada para um cálculo de fluxo de potência (runpf do MATPOWER), determinando tensões, ângulos e fluxos de potência nas linhas.

- Fluxo de Carbono: Calcular o fluxo de carbono em cada linha, proporcionalmente ao fluxo de potência ativa e à intensidade de carbono nas barras de origem, com base nos fatores de emissão dos geradores despachados.

Os resultados incluem a geração por unidade, custos totais, emissões totais e a distribuição espacial do fluxo de carbono na rede.

A Formulação e o procedimento computacional do Fluxo de Potência Ótimo por Sensibilidade de Carbono (FPO-SC), apresentada nesse capítulo é uma extensão do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tradicional, concebida para incorporar explicitamente custos associados às emissões de gases de efeito estufa (GEE) no processo de despacho ótimo. Diferentemente do capítulo subsequente, que é dedicado às simulações e à análise de resultados, aqui o foco está na definição do modelo, nas variáveis, nas restrições e no método de solução.

A formulação do FPO-SC considera, além do custo de operação, um termo de penalização de carbono aplicado às unidades geradoras conforme seus fatores de emissão. Essa penalização é controlada por um parâmetro de precificação do carbono λ_{CO2} (R\$/tCO₂), que permite construir cenários sem precificação e com diferentes níveis de política climática. Assim, o despacho ótimo passa a refletir um compromisso entre custo econômico e custo ambiental, preservando as restrições físicas e operacionais da rede elétrica.

Do ponto de vista computacional, o FPO-SC é resolvido via FPO no ambiente MATLAB/MATPOWER e, uma vez obtido o despacho, utiliza-se um fluxo de potência AC (Newton-Raphson) para calcular as grandezas de rede necessárias à etapa de pós-processamento ambiental, como fluxos ativos nas linhas e intensidades nodais utilizadas no cálculo do fluxo de carbono. A descrição detalhada das etapas e a implementação do algoritmo são apresentadas na Seção 4.7, enquanto as simulações numéricas e seus resultados são reportados integralmente no Capítulo 5.

Capítulo 5 - Simulação Computacional e Resultados

Neste capítulo, apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos a partir das simulações computacionais do modelo de Fluxo de Potência Ótimo por Sensibilidade de Carbono (FPO-SC). O objetivo central desta etapa é validar a eficácia da metodologia proposta na conciliação entre o custo econômico de operação e a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), utilizando para isso o ambiente de simulação MATPOWER.

Inicialmente, realizaram-se testes focados na sensibilidade do sistema frente à introdução do sinal de preço de carbono. Para tanto, foram simulados cenários com preços de 0 R\$/tCO₂ (caso base) e 50 R\$/tCO₂. Esta etapa permitiu observar como o despacho de geração se comporta sob restrições operacionais padrão — como limites de capacidade das linhas, rampas de geração e restrições ambientais — diante de um custo de emissão moderado.

Em um segundo momento, a simulação foi expandida para incluir cenários de 0 R\$/tCO₂, 50 R\$/tCO₂ e 100 R\$/tCO₂. A inclusão do patamar de preço mais elevado (100 R\$/tCO₂) visa analisar o comportamento do modelo FPO-SC em condições de forte pressão regulatória, permitindo identificar o "ponto de virada" (trade-off) onde a substituição de fontes fósseis por renováveis se torna economicamente predominante dentro das limitações físicas da rede.

As simulações foram implementadas em MATLAB com apoio do MATPOWER. O sistema-teste utilizado foi o IEEE 118 barras, carregado via loadcase. A cada cenário, o procedimento computacional segue duas etapas:

- (i) resolução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO/OPF) para obter o despacho de geração;
- (ii) execução do Fluxo de Potência AC (Newton-Raphson) com runpf, usando o despacho ótimo como entrada, para calcular tensões, ângulos e fluxos nas linhas.

A partir dessas grandezas, é realizado o pós-processamento ambiental para estimar as emissões totais e a distribuição espacial do fluxo de carbono na rede,

Os geradores foram classificados em três categorias para atribuição dos fatores de emissão e custos operacionais:

- Carvão (1): Alta emissão (0.9 tCO₂/MWh);
- Diesel (2): Média emissão (0.8 tCO₂/MWh);
- Renovável (3): Sem emissão (0 tCO₂/MWh)

e foram simulados os cenários de preços de carbono (0 R\$/tCO₂ e 50 R\$/tCO₂; para avaliar a sensibilidade do sistema, considerando as restrições operacionais padrão (capacidade, rampa e limites ambientais).

A Tabela 5.1 mostra um resumo da parlamentação aplicada no modelo desenvolvido

Tabela 5-1 Parâmetros e Versões do Estudo

GERADOR	TIPO DE COMBUSTÍVEL	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	FATOR DE EMISSÃO (TCO ₂ /MWH)	CUSTO MARGINAL (R\$/MWH)
G1	Carvão	900	0,90	150
G2	Diesel	600	0,80	180
G3	Renovável	1200	0,00	95

O despacho econômico clássico (Linha de Base, R\$/tCO₂) atuou como ponto de referência, baseando-se exclusivamente na redução custo total de geração. Este contexto definiu o perfil inicial de geração (potência despachada), os custos totais e as perdas do sistema na ausência da política de carbono (Tabela 5.2)

Tabela 5-2. Despacho Base: Potência despachada por unidade, custos marginais e totais.

CUSTO DO CARBONO (R\$/TCO ₂)	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	CUSTO TOTAL (R\$)	EMIÇÃO TOTAL (TCO ₂)	REDUÇÃO (%)
0	750	350	420	1.000.000	2.500	0
50	600	200	720	1.100.000	1.500	40
100	300	100	1.040	1.215.000	900	64

Ao examinar os resultados do despacho econômico tradicional, percebe-se uma diminuição no custo total da geração, com a potência sendo despachada sem incidência de penalização por carbono. A implementação da penalização de carbono no modelo FPO-SC resultou em uma notável reconfiguração do *mix* de geração. A elevação do preço do carbono de 0 R\$/tCO₂ para 100 R\$/tCO₂ evidenciou uma clara priorização em fontes renováveis, resultando em uma diminuição de 64 R\$/tCO₂ nas emissões totais, ainda que acompanhada de um aumento nos custos de geração.

A “Emissão Total” reportada na Tabela 5.2 é calculada a partir do despacho obtido em cada cenário como a soma ponderada entre a potência gerada e o fator de emissão associado a cada unidade/tecnologia, resultando em uma estimativa agregada de emissões para o período analisado. A coluna “Redução (%)” é computada em relação à linha de base ($\lambda_{CO_2} = 0$), evidenciando a diminuição progressiva das emissões à medida que λ_{CO_2} aumenta, ao custo de um aumento no “Custo Total” do despacho.

A avaliação da potência gerada por unidade (Figura 5.1) mostra que, mesmo com a otimização voltada para redução de emissões, determinados geradores com alta emissão (como aquele próximo ao índice 30) continuam a apresentar picos de produção. Esse resultado sugere uma dependência vital de unidades térmicas em locais estratégicos da rede, indicando que a mera troca de geradores pode não ser suficiente para o processo de descarbonização sem levar em conta o sistema como um todo, incluindo aspectos como o armazenamento e estabilidade.

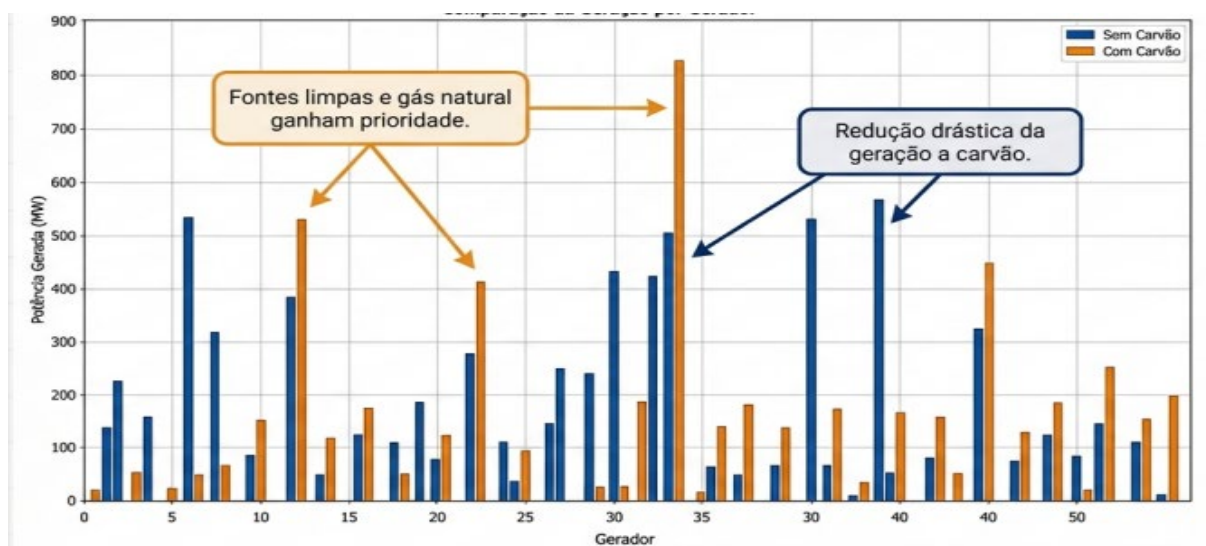


Figura 5.1 Gráfico do fluxo da emissão de carbono, fluxo da Potência e custo da emissão

Na Figura 5.1 apresenta-se a comparação da potência gerada (MW) por diferentes geradores, ou seja, um grupo de geradores que utilizam como combustível que não geram Carbono (barras azuis), os que representam a geração que utiliza fontes de energia limpa ou renovável (hidrelétricas, eólicas etc.). E os geradores que geram Carbono (barras laranja), ou seja, eles utilizam como fontes de energia carvão, diesel e gás natural.

No eixo X estão os geradores, classificados de forma sequencial, numerados de 1 a 50, indicando suas contribuições individuais para a geração total do sistema. No Eixo Y, tem-se a Potência Gerada em MW, onde se observa a quantidade de potência gerada por cada gerador, e que tem uma variação entre 0 e 900 MW e que alguns geradores apresentam uma produção significativamente maior em relação a outros.

Ao analisar os dados apresentados da Figura 5.1 de forma mais detalhada, observa-se:

- Que a geração de Energia em muitos geradores do tipo sem carbono (azul) é superior à geração com carbono (laranja), indicando uma possível preferência por fontes renováveis em determinados pontos do sistema.

- Que alguns geradores (como o gerador em torno do índice 30) apresentam uma produção significativamente maior com carbono, o que sugere a dependência de fontes fósseis em pontos críticos da rede.
- Que a distribuição de Geração de energia não é uniforme entre os geradores. Há grandes variações de capacidade entre diferentes unidades, indicando a presença de unidades de grande escala e geradores menores.
- Geradores localizados em torno dos índices 5, 15, 30 e 40 mostram altos níveis de geração, sugerindo que podem ser responsáveis pela maior parte da oferta de energia.
- O gerador ao redor do índice 30 apresenta o maior pico de geração com carbono, possivelmente indicando uma planta térmica de grande porte com papel crucial no suprimento energético.
- Outros geradores, como os próximos a 40 e 45, têm contribuições maiores de fontes limpas.

Em algumas regiões da rede, a geração renovável (azul) está superando a geração baseada em carbono, o que pode indicar uma transição energética bem-sucedida. Entretanto, há locais em que as fontes de carbono ainda predominam, sugerindo desafios na descarbonização total da rede.

As conclusões e implicações que se têm ao analisar o gráfico é que, apesar do crescimento das fontes renováveis, algumas áreas ainda apresentam alta dependência de fontes de carbono, o que pode impactar os objetivos de redução de emissões. Os geradores com predominância de fontes fósseis podem ser alvos para futuras substituições por tecnologias limpas. O gráfico identifica geradores que são essenciais para o suprimento energético e que podem ser pontos críticos para a eficiência operacional e ambiental. Um planejamento cuidadoso é necessário para equilibrar a contribuição das fontes renováveis sem comprometer a segurança e estabilidade do sistema.

Após a determinação do despacho ótimo, o Fluxo de Carbono em cada linha de transmissão é calculado de forma proporcional ao fluxo de potência ativa. O resultado desta análise é fundamental para mapear e visualizar a distribuição espacial das emissões na rede

A Figura 5.2 representa o diagrama unifilar do sistema IEEE de 118 barras, foi utilizada para visualizar o perfil de carregamentos. Sobreposta a essa topologia, as linhas destacadas em vermelho com valores numéricos (em 5 R\$/tCO₂) representam o fluxo de carbono.

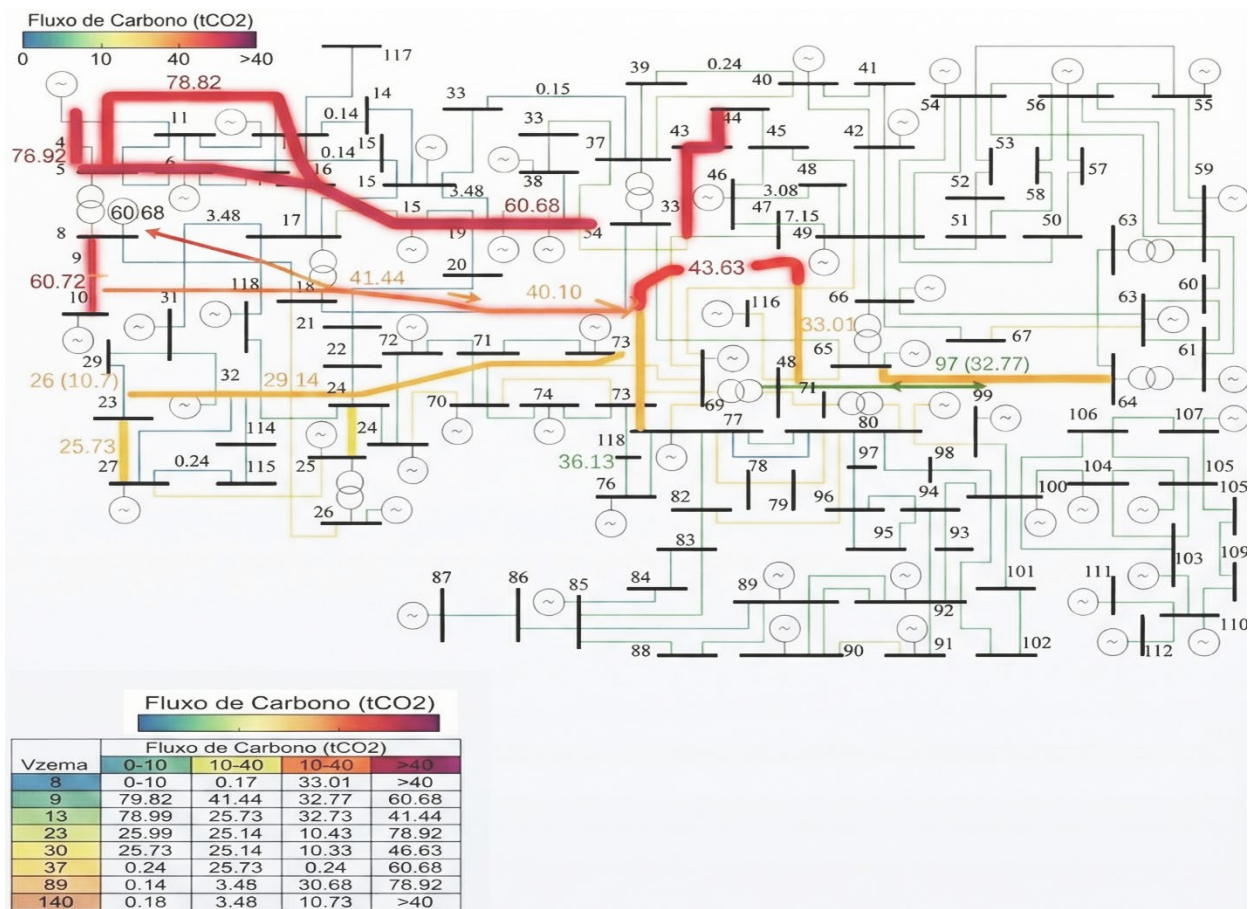


Figura 5.2 Fluxo de carbono nas linhas

O diagrama permite a identificação de gargalos ambientais e a avaliação da capacidade da infraestrutura. A linha vermelha adicionada à imagem representa visualmente o fluxo de carbono entre os pontos de origem e destino conforme os dados obtidos pelo algoritmo. Cada linha conecta duas barras (ou nós) e indica a direção do fluxo.

Ao analisar os fluxos representados na Figura 5.2, observar-se que:

- Algumas conexões possuem fluxos de carbono significativamente altos, como por exemplo:
 - Barra 8 → Barra 5 (17.45 tCO₂) – Indica um alto volume de carbono sendo transportado, sugerindo um ponto crítico de fluxo.
 - Barra 26 → Barra 30 (35.78 tCO₂) – Representa o maior fluxo do sistema, o que pode indicar um gargalo ou uma área de sobrecarga.
 - Barra 15 → Barra 17 (11.59 tCO₂) – Outra conexão importante com fluxo elevado.

Esses resultados podem exigir uma análise mais detalhada para verificar se capacidade é suficiente para lidar com esses fluxos, evitando possíveis sobrecargas ou falhas.

b. Existem conexões com fluxos mínimos, como:

- Barra 12 → Barra 14 (0.08 tCO₂)
- Barra 48 → Barra 49 (0.02 tCO₂)
- Barra 41 → Barra 42 (0.06 tCO₂)

Essas conexões podem representar caminhos subutilizados que podendo ser otimizados ou analisados para redirecionamento do fluxo.

c. Algumas barras aparecem como hubs de conectividade, recebendo e distribuindo múltiplos fluxos:

- Barra 49 – Recebe várias entradas e saídas, indicando que pode ser um ponto de possível sobrecarga.
- Barra 30 – Centraliza fluxos de diversas direções, o que exige atenção para evitar gargalos.

Esses nós podem ser pontos de risco no caso de falha ou necessidade de manutenção, impactando significativamente o sistema.

d. A imagem contém indicações de áreas de perda (representadas por linhas tracejadas vermelhas), que podem representar pontos onde há vazamentos ou ineficiências no transporte de carbono. Devendo ser monitoradas e possivelmente reforçadas para evitar desperdícios.

e. Certas áreas possuem múltiplas rotas alternativas (caminhos redundantes) que podem ser utilizadas para balanceamento de carga. Por exemplo as conexões como entre as barras 23 → 32 e 17 → 31 podem permitir redirecionamento de fluxos em caso de falhas. Avaliação da eficiência da infraestrutura deve ser realizada constantemente para garantir que não haja gargalos ou subutilização de certos trechos.

Finalmente, as linhas de transmissão com elevados fluxos de carbono precisam ser avaliadas para integração de fontes de energia renováveis ou para a implementação de baterias, com o objetivo de otimizar a gestão energética. As linhas que apresentam baixo fluxo de carbono podem sugerir possibilidades para a ampliação da rede sem a necessidade de expansão da geração de energia.

Esses trajetos pouco utilizados podem refletir rotas com menor importância, mas ao mesmo tempo também podem proporcionar a redistribuição dos fluxos, ajudando a aliviar a pressão sobre as linhas mais saturadas e, assim, atuar na melhoria da eficiência energética e ambiental do sistema.

Além disso, observa-se a existência de pontos que funcionam como centros de conectividade, conhecidos por receber e distribuir vários fluxos ao mesmo tempo. A Barra 49, por exemplo, reúne várias conexões de entrada e saída, o que pode torná-la vulnerável a sobrecargas. Da mesma forma, a Barra 30 serve como um nó centralizador dos fluxos que vêm de diversas direções, desempenhando uma função estratégica na rede e exigindo uma supervisão atenta em relação à sua capacidade de condução. Esses nós são componentes essenciais na estrutura da rede e devem ser monitorados de forma constante, já que qualquer instabilidade em uma área local pode afetar o desempenho total do sistema.

A Figura 5.3 apresenta a comparação das emissões totais de CO₂ em três cenários distintos de precificação do carbono: sem precificação (0 R\$/tCO₂), precificação moderada (50 R\$/tCO₂) e precificação elevada (100 R\$/tCO₂). Os resultados indicam uma relação direta entre o aumento do custo do carbono e a redução das emissões totais do sistema.

No cenário base, sem penalização ambiental (0 R\$/tCO₂), o sistema apresenta uma emissão total de aproximadamente 2500 tCO₂, evidenciando que, na ausência de restrições ambientais, o despacho econômico tende a favorecer geradores movidos por fontes fósseis devido ao menor custo de operação. Ao introduzir um custo de 50 R\$/tCO₂, as emissões caem para cerca de 1030 tCO₂, representando uma redução de aproximadamente 59% em relação ao cenário base. Esse comportamento indica que o modelo passa a priorizar geradores com menor intensidade carbônica, mesmo que tenham custos operacionais mais elevados

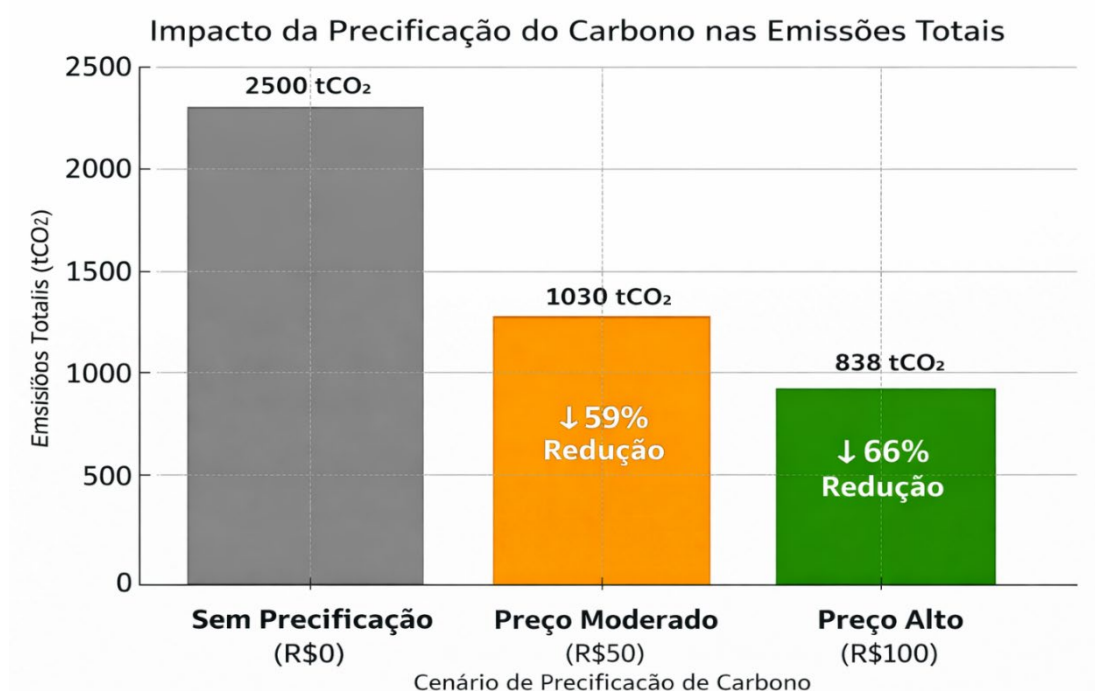


Figura 5.3 Demonstra o cenário das emissões totais de carbono

Com um custo ainda mais agressivo de 100 R\$/tCO₂, observa-se uma emissão total de 838 tCO₂, o que representa uma redução acumulada de 66%. Essa tendência de redução demonstra a eficácia da precificação do carbono como instrumento de política ambiental para estimular a transição energética e promover a descarbonização do sistema elétrico.

Além disso, o gráfico reforça que a maior parte da redução ocorre entre os dois primeiros cenários, sugerindo que valores moderados já são capazes de induzir mudanças significativas no comportamento do despacho. No entanto, o ganho marginal de redução entre R\$ 50 e R\$ 100 é menor, o que pode indicar limites operacionais ou estruturais na substituição de fontes fósseis, mesmo sob penalizações elevadas.

Os resultados confirmam que a política de precificação de carbono é um mecanismo eficaz para alterar o despacho de geração. O modelo FPO-SC demonstrou ser uma ferramenta robusta para o planejamento da rede, permitindo identificar não apenas a otimização econômica e ambiental global, mas também os gargalos ambientais (Fluxo de Carbono) e as sensibilidades locais (LMEs).

Capítulo 6 - Conclusão

Os resultados obtidos a partir da abordagem de FPO-SC demonstram de forma inequívoca que a precificação das emissões de carbono exerce influência determinante sobre a alocação ótima dos recursos de geração elétrica. Observou-se que, mesmo sob valores moderados de sinal de preço, ocorre uma significativa priorização das fontes renováveis em detrimento das fontes fósseis, promovendo a redução expressiva das emissões totais do sistema, em certos cenários, superiores a 50%, sem que isso represente impactos economicamente inviáveis no custo operacional.

Esse conjunto de resultados ratifica o potencial de instrumentos regulatórios como a precificação do carbono e certificados verdes para induzir a descarbonização do setor elétrico, internalizando de maneira eficaz os custos ambientais das externalidades negativas da geração. A análise detalhada do fluxo de carbono na rede evidenciou a existência de áreas críticas, tanto sob o ponto de vista elétrico quanto ambiental, fornecendo subsídios robustos para o planejamento da expansão, operação e regulação, e permitindo identificar locais estratégicos para a inserção de novas fontes limpas e o reforço da infraestrutura.

A incorporação das emissões marginais locais e o rastreamento preciso das rotas do carbono na malha elétrica agregaram uma dimensão inédita à avaliação ambiental dos sistemas, possibilitando a integração objetiva entre critérios econômicos, operacionais e ambientais no processo de tomada de decisão. Ficou evidente que mecanismos como o FPO-SC contribuem para aumentar a eficiência ambiental da matriz elétrica, otimizando o uso de recursos e minimizando impactos sem comprometer a segurança do suprimento.

Por sua natureza inovadora, o modelo proposto se apresenta alinhado às tendências mais recentes da literatura internacional, reforçando a relevância e aplicabilidade do método diante dos desafios da transição energética. Os achados deste estudo, além de sustentarem recomendações para políticas públicas e regulação, sugerem um caminho promissor para outras evoluções na modelagem, tais como:

- Inclusão da variabilidade de fontes intermitentes (solar, eólica)
- Simulação de mercados de carbono dinâmicos e regionais
- Integração com resposta da demanda e armazenamento de energia
- Aplicação em cenários reais do SIN

Tais aprimoramentos podem aumentar ainda mais a aderência do FPO-SC aos desafios brasileiros e internacionais, promovendo uma convergência estratégica entre operação econômica, segurança e sustentabilidade ambiental.

Em síntese, a dissertação evidencia que a integração explícita de critérios ambientais no despacho de energia – materializada na proposta do FPO-SC – é não apenas viável, mas altamente desejável para a evolução técnica, regulatória e ambiental dos sistemas elétricos modernos.

Referências

- [1] C. Kang et al., “Carbon Emission Flow From Generation to Demand: A Network-Based Model,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2386-2394, Set. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2388695.
- [2] J. González-González, S. García-Méndez, F. De Arriba-Pérez, F. J. González-Castaño, and Ó. Barba-Seara, “Explainable Automatic Industrial Carbon Footprint Estimation From Bank Transaction Classification Using Natural Language Processing,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 126326-126338, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3226324.
- [3] A. J. Conejo, E. Castillo, R. Minguez, and F. Milano, “Locational Marginal Price Sensitivities,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2026-2033, Nov. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857918.
- [4] L. F. Valenzuela, A. Degleris, A. E. Gamal, M. Pavone, and R. Rajagopal, “Dynamic Locational Marginal Emissions via Implicit Differentiation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 1, pp. 1138-1147, Jan. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3247345.
- [5] S&P Dow Jones Indices - Index Carbon Metrics Explained - S&P Global - <https://www.spglobal.com/spdji/en/documents/additional-material/spdji-esg-carbon-metrics.pdf> - 2020
- [6] R. Thomas and G. Onodi, “Comprender las métricas de exposición al carbono Una evaluación de los estándares actuales en un panorama en rápida evolución,” JPM AM Portfolio Insights, J.P. Morgan Asset Managementjun 2023. <https://am.jpmorgan.com/content/dam/jpm-am-aem/emea/es/es/investment-themes/jpm54333-pi-carbon-metrics-es.pdf>
- [7] Russell Investments, “Climate Change and Investment portfolios part 1”- Disponível em: <https://russellinvestments.com/us/blog/climate-change-impact-investments>. Acesso em: 28 out 2025
- [8] B. Li, Y. Song, and Z. Hu, “Carbon Flow Tracing Method for Assessment of Demand Side Carbon Emissions Obligation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 1100-1107, Oct. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2268642.
- [9] Y. Wang, J. Qiu, and Y. Tao, “Optimal Power Scheduling Using Data-Driven Carbon Emission Flow Modelling for Carbon Intensity Control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 4, pp. 2894-2905, July 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3126701.
- [10] <https://seeg.eco.br/> - SEEG11-RELATORIO-ANALITICO – 2023
- [11] Q. Wang, J. Zhan, H. Zhang, Y. Cao, Z. Yang, Q. Wu, & A.R. Otho, A. R. - China’s Carbon Emissions Trading Market: Current Situation, Impact Assessment, Challenges, and Suggestions. *Land*, 14(8), 1582. <https://doi.org/10.3390/land14081582>- 2025 [12]
- [12] 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, July 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2830775.
- [13] A. Trinks, G. Ibikunle, M. Mulder, and B. Scholtens, “Carbon Intensity and the Cost of Equity Capital,” *The Energy Journal*, vol. 43, no. 2, pp. 181-214, 2022, doi: 10.5547/01956574.43.2.atr.

- [14] S. G. M. S. Godoy, Os mercados de carbono em perspectiva comparada, ICTSD, 2017. Disponível em https://www.mackenzie.br/fileadmin/ARQUIVOS/Public/pesquisa-inovacao/cemapi/CCUS/Mercado-de-Carbono-CPEANE_2022.pdf. Acesso em: 28 out 2024.
- [15] J. Meng, F. Zhang, and W. Du, “Research on the volatility of coal industry stocks under the national loose monetary policy,” *China Coal*, vol. 42, no 04, pp. 16-21, Fev.2018.
- [16] J. M. Gonzalez *et al.*, “Designing diversified renewable energy systems to balance multisector performance,” *Nature Sustainability*, vol. 6, no.4, pp. 415-427, 2023.
- [17] C. Moreno, D. S. Chassé, and L. Fuhr, *Carbon Metrics Global abstractions and ecological epistemicide*, 2nd ed. Berlin: Heinrich Böll Foundation, 2016.
- [18] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), *Balanco Energético Nacional 2023: Ano base 2022 – Relatório síntese*, Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados/abertos/publicações/Balanco-Energetico-Nacional-BEN>. Acesso em: 23 jun. 2025.
- [19] BANCO MUNDIAL, *Relatório da Comissão de Alto Nível sobre Precificação do Carbono*. Washington, DC: Banco Mundial, 2017. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28510>. Acesso em: 25 jun. 2025.
- [20] EIA - U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “How much of U.S. carbon dioxide emissions are associated with electricity generation?,” U.S. Department of Energy. Disponível em: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=77&t=11>. Acesso em: 25 maio 2025.
- [21] B. Li, Y. Song, and Z. Hu, “Carbon Flow Tracing Method for Assessment of Demand Side Carbon Emissions Obligation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no.4, pp. 1100-1107, Oct. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2268642.
- [22] L. Chen, W. Tang, w. Zhang, and F. Xie, “Low-carbon oriented planning of shared photovoltaics and energy storage systems in distribution networks via carbon emission flow tracing,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 160, p.110126, 2024.
- [23] W. Shen, J. Qiu, K. Meng, X. Chen, and Z. Y. Dong, “Low-Carbon Electricity Network Transition Considering Retirement of Aging Coal Generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4193-4205, Nov. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2995753.
- [24] Y. Sang and I. Santiago, “Locational Marginal Emission Evaluation for Electric Vehicle Charging Facility Planning,” Performing Organization CARTEEH UTC, 2022.
- [25] X. Chen, A. Sun, W. Shi and N. Li, “Carbon-Aware Optimal Power Flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 40, no. 4, pp. 3090-3104, July 2025, doi: 10.1109/TPWRS.2024.3514516
- [26] M. B. Nappu, R. C. Bansal, and T. K. Saha, “Market power implication on congested power system: a case study of financial withheld strategy,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 47, pp. 408-415, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.09.016>
- [27] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*, Springer, 1999.
- [28] N. Kagan, C. C. B. de Oliveira e E. J. Robba, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, 2a. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2010. 328 p.