

Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas

Wandry Rodrigues Faria

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Wandry Rodrigues Faria

**Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à
Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de
Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas**

São Carlos – SP
2023

Wandry Rodrigues Faria

**Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à
Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de
Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior

São Carlos – SP
2023

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

F224i Faria, Wandry Rodrigues
 Integração de recursos energéticos distribuídos
à operação de sistemas elétricos através de ambientes
de mercado de eletricidade atacadistas e varejistas /
Wandry Rodrigues Faria; orientador Benvindo Rodrigues
Pereira Junior. São Carlos, 2024.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2024.

1. Mercados de Eletricidade. 2. Planejamento
Day-Ahead. 3. Operação de Sistemas de Distribuição e
Transmissão. 4. Otimização Multinível. 5. Recursos
Energéticos Distribuídos. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **WANDRY RODRIGUES FARIA**.

Título da tese: "Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas".

Data da defesa: 29/01/2024.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior

(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos - EESC/USP)

APROVADO

Prof. Dr. Javier Contreras Sanz

(Universidade de Castilla - Espanha)

APROVADO

Prof. Dr. Delberis Araujo Lima

(Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro/PUC-RIO)

APROVADO

Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP - Bauru)

APROVADO

Profa. Dra. Carmen Lucia Tancredo Borges

(Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:

Prof Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pela força e pela fé que me possibilitaram suportar os momentos mais difíceis e concluir mais esta etapa de minha carreira.

Aos meus pais, Carlos Roberto de Faria e Elenay Rodrigues Faria, que sempre me apoiaram e incentivaram ao longo dos quatro anos dedicados ao desenvolvimento deste trabalho.

À minha companheira, Amanda Braga Fagundes, pelo carinho e compreensão. Suas ações e sentimentos me permitiram chegar até aqui.

À minha irmã, Adrinny Rodrigues Faria, e aos meus familiares pelo suporte fornecido e pela incondicional torcida a meu favor.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira, pela supervisão proporcionada e pela confiança e amizade desenvolvidas, e ao meu supervisor durante o período sanduíche na Universidad Castilla-La Mancha, Prof. Dr. Javier Contreras Sanz.

Aos amigos da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP) e do Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica (LASEE), Dr. Antônio Eduardo Ceolin Mommesso, Cesar Eduardo Curo Carrión, Dr. Cíniro Aparecido Leite Nametala, Ellen Cristina Cruz de Souza, Dra. Gabriela Nunes, Gabriella Pinheiro dos Santos, Dra. Jéssica Fernandes Alves, João Vitor Gomes de Araújo, Dr. Jonas Villela de Souza, Pedro Inácio de Nascimento e Barbalho, Dr. Thiago Souza Menezes, pelas discussões acadêmicas e pelo companheirismo durante a realização deste trabalho. Aos amigos e professores do *Power and Energy Analysis and Research Laboratory* (PEARL), Dr. Álvaro García Cerezo, Prof. Dr. Gregorio Muñoz Delgado, Prof. Dr. José Manuel Arroyo, Dr. Pablo Diaz Cachinero e Dr. Santiago Maíz Cortazar, pelo conhecimento compartilhado.

Por fim, agradeço o apoio financeiro fornecido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001, o RCGI – Centro de Pesquisa e Inovação em Gases de Efeito Estufa (23.1.8493.1.9), sediado na Universidade de São Paulo (USP) e patrocinado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2020/15230-5) e o patrocínio de TotalEnergies, assim como à importância estratégica do apoio da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) por meio da regulamentação da taxa de P&DI.

RESUMO

FARIA, W. R.. **Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas.** 180 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

O crescimento da quantidade e da capacidade instalada de recursos energéticos distribuídos conectados a sistemas de distribuição de energia elétrica previsto para os próximos apresenta o potencial para afetar o funcionamento dos mercados de eletricidade atacadistas existentes especialmente por 1) fornecer flexibilidade aos sistemas de distribuição que, em alguns momentos podem não se comportar como agregadores de cargas, mas como produtores de energia, 2) dificultar a otimização da operação dos sistemas de distribuição dada a incapacidade do operador do sistema em controlar diretamente os recursos distribuídos e 3) introduzir ao sistema elétrico de potência agentes produtores de energia os quais não participam dos mercados de eletricidade existentes devido a suas pequenas capacidades instaladas individuais. Neste sentido, observa-se atualmente diversos esforços no âmbito acadêmico para proposição de novas estruturas de mercado nas quais os donos de recursos distribuídos sejam incluídos. O conteúdo desta tese se soma a estes esforços ao apresentar uma proposta de otimização do processo de compensação de mercados de eletricidade atacadista e varejistas para simultaneamente 1) garantir a factibilidade do despacho dos níveis de transmissão e distribuição, 2) facilitar a integração de recursos distribuídos aos sistemas elétricos de potência, 3) explorar a flexibilidade dos sistemas de distribuição e 4) garantir a lucratividade (ou redução de custos) dos agentes envolvidos, o que engloba operadores de sistemas de transmissão e distribuição, companhias de geração e donos dos recursos energéticos distribuídos. O conflito de interesses entre os agentes dos mercados e a necessidade de acordo entre partes são abordadas através do emprego de programação multinível e teoria de jogos. Ademais, faz parte da proposta deste trabalho a formulação de um *framework* capaz de comportar a inserção de novos agentes de mercado sem demandar a alteração da estrutura do problema de otimização ou do método de solução.

Palavras-chave: Mercados de Eletricidade. Operação de Sistemas de Distribuição e Transmissão. Otimização Multinível. Planejamento *Day-Ahead*. Recursos Energéticos Distribuídos.

ABSTRACT

FARIA, W. R.. **Integration of Distributed Energy Resources into the Operation of Electrical Power Systems Through Wholesale and Local Distribution Electricity Market Environments.** 180 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2023.

The growth forecast for the next decade in the number and capacity of distributed energy resources connected to distribution power systems presents the potential to impact the operation of existing wholesale electricity markets, primarily by 1) providing flexibility to distribution systems that may, at times, behave not only as load aggregators but also as energy producers; 2) hindering the optimization of the distribution system operation due to the inability of the system operator to control distributed resources directly; and 3) introducing energy producers to the power system who do not participate in existing electricity markets due to their small individual capacities. In this context, there has been an academic effort to propose new market structures that include owners of distributed resources in the last few years. This thesis contributes to these efforts by presenting a proposal to optimize the wholesale and local distribution markets' clearing processes to simultaneously 1) ensure the feasibility of dispatch at transmission and distribution levels; 2) facilitate the integration of distributed resources into power systems; 3) explore the flexibility of distribution systems; and 4) ensure the agents' profitability (or cost reduction), including transmission and distribution system operators, generation companies, and owners of distributed energy resources. Conflicts of interest among market agents and the need for agreement among parties are addressed through multi-level programming and game theory. Furthermore, this thesis proposes the formulation of a framework capable of accommodating the introduction of new market agents without requiring changes to the optimization problem structure or solution method.

Keywords: Day-Ahead Planning. Distributed Energy Resources. Distribution and Transmission Systems Operation. Electricity Markets. Multilevel Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Ilustração das Janelas de Comercialização dos Produtos Energéticos.	36
Figura 2 – Ilustração de Tipos de Leilão.	40
Figura 3 – Impactos dos Limites Físicos do Sistema Elétrico na Precificação da Energia.	42
Figura 4 – Ilustração de um Jogo de Stackelberg para a Compensação de um Leilão Considerando Agentes <i>Price-Maker</i> Não-Estratégicos.	56
Figura 5 – Ilustração do Modelo Binível para Maximização do Lucro de um Agente <i>Price-Maker</i> Estratégico em MECA.	66
Figura 6 – Ilustração do Sistema Teste.	72
Figura 7 – Custos Operacionais do OSD e do OSTMECA sob Limites de Emissão de Carbono Distintos.	74
Figura 8 – Fontes de Receita do OSD sob Limites de Emissão de Carbono Distintos.	75
Figura 9 – Transações entre o OSD e o Mercado de Energia Atacadista.	76
Figura 10 – Transações entre o OSD e o Mercado de Créditos de Carbono Atacadista.	77
Figura 11 – Participação dos Agentes nos MECA.	79
Figura 12 – Impacto das Ofertas Estratégicas nas Receitas Horárias do OSD.	80
Figura 13 – Gerenciamento do Despacho dos REDs.	81
Figura 14 – Gerenciamento do Despacho dos REDs.	82
Figura 15 – Ilustração do Modelo Binível com Múltiplos Seguidores.	90
Figura 16 – Ilustração do Sistema Teste.	96
Figura 17 – Curva de Oferta Agregada dos Geradores Conectados ao Sistema de Transmissão.	102
Figura 18 – Preços de Energia na Barra 5 para os Casos 3 e 4A.	105
Figura 19 – Curva de Oferta Agregada dos Geradores Conectados ao Sistema de Distribuição.	107
Figura 20 – Preços no Mercado de Energia para Barras do Sistema de Transmissão.	108
Figura 21 – Carregamento de Linhas para os Casos 3 e 4A.	108
Figura 22 – Comportamentos dos Preços de Fechamento de Mercado e dos Intercâmbios de Potência entre os Sistemas de Transmissão e Distribuição.	110
Figura 23 – Ilustração do <i>Framework</i> Trinível.	121
Figura 24 – Ilustração da Estrutura Binível que Representa o Processo de Compensação de um Mercado Varejista.	126

Figura 25 – Ilustração da Estrutura Binível que Representa o Processo de Compensação do Mercado Atacadista.	127
Figura 26 – Ilustração do Sistema Teste.	127
Figura 27 – Comparação entre os PCMAs obtidos pelos Modelos Binível e Trinível.	131
Figura 28 – Comportamento dos Agentes do MEA Cujos Preços Nodais são Inafetados por Cotas de Congestionamento.	133
Figura 29 – Comportamento do agente do MEA conectado ao nó 3 - as barras em laranja indicam momentos nos quais existe congestionamento em alguma linha conectada ao nó 3.	133
Figura 30 – Comportamento do agente do MEA conectado ao nó 6 - as barras em laranja indicam momentos nos quais existe congestionamento em alguma linha conectada ao nó 6.	134
Figura 31 – Componentes do Intercâmbio de Potência entre os Sistemas de Distribuição e Transmissão.	135
Figura 32 – Comparação entre os Preços de Compensação dos Mercados de Energia Atacadista e Varejista.	136
Figura 33 – Ordem de Despacho dos GDs.	137
Figura 34 – Reação dos GDs ao PCMV.	138
Figura 35 – Reação da RD ao PCMV.	138
Figura 36 – Reação dos SAEs aos Preços de Compensação dos Mercados de Energia Atacadista e Varejista.	139
Figura 37 – Comparação do Modelo de Precificação Proposto e Preços Sombra - Exemplo 1.	164
Figura 38 – Comparação do Modelo de Precificação Proposto e Preços Sombra - Exemplo 2.	165
Figura 39 – Comparação do Modelo de Precificação Proposto e Preços Sombra - Exemplo 3.	166
Figura 40 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nó de Conexão do G1 por Formulações de Precificação Distintas.	167
Figura 41 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nó de Conexão do G2 por Formulações de Precificação Distintas.	168
Figura 42 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nó de Conexão do G3 por Formulações de Precificação Distintas.	168
Figura 43 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nó de Conexão do G4 por Formulações de Precificação Distintas.	169
Figura 44 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nó de Conexão do G5 por Formulações de Precificação Distintas.	169
Figura 45 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nó de Conexão do OSD por Formulações de Precificação Distintas.	170

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de Leilões Empregados para Negociação de Produtos Relacionados à Eletricidade	39
Tabela 2 – Comparação do Modelo Apresentado neste Capítulo e o Estado da Arte Envolvendo MECA	65
Tabela 3 – Custos Operacionais Obtidos por Cada Formulação - Modelo Determinista	73
Tabela 4 – Custos Operacionais Obtidos por Cada Estudo de Caso - Modelo Estocástico	78
Tabela 5 – Comparação do Modelo Apresentado neste Capítulo e o Estado da Arte Envolvendo MEA	89
Tabela 6 – Esforço Computacional dos Estudos de Caso	98
Tabela 7 – Comparação dos Desempenhos Financeiros dos <i>Stakeholders</i> Obtidos para cada Estudo de Caso	100
Tabela 8 – Despachos Ótimos dos Casos 3 e 4A para o Cenário 5	104
Tabela 9 – Variações entre as Soluções dos Casos 4B, 4C e 4D e do Caso 4A	109
Tabela 10 – Comparação do Modelo Apresentado neste Capítulo e o Estado da Arte Envolvendo MEAV	119
Tabela 11 – Comparação entre as Formulações Linear e Não-Linear	128
Tabela 12 – Comparação Entre os Modelos Centralizado, Binível e Trinível	129
Tabela 13 – Efeitos do Preço da Energia no Despacho dos Geradores	132

LISTA DE SIGLAS

BLP	<i>Bilevel Programming (Programação Binível)</i>
BLMFP	<i>Bilevel Multi-Follower Programming (Programação Binível com Múltiplos Seguidores)</i>
EG	<i>Empresa Geradora</i>
EPEC	<i>Equilibrium Program with Equilibrium Constraints</i>
E&C	<i>Energia e Créditos de Carbono</i>
FERs	<i>Fontes de Energia Renováveis</i>
FPO	<i>Fluxo de Potência Ótimo</i>
FPSB	<i>First-Price Sealed-Bid (leilão de oferta de preço fechado)</i>
GD	<i>Gerador Distribuído</i>
OST	<i>Operador do Sistema de Transmissão</i>
OSTMECA	<i>Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas</i>
KKT	<i>Karush-Kuhn-Tucker</i>
PL	<i>Programação Linear</i>
AC	<i>Agregador de Cargas</i>
MPEC	<i>Mathematical Program with Equilibrium Constraints (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio)</i>
MILP	<i>Mixed-integer linear programming (Programação Linear Inteiro-Mista)</i>
MIQCP	<i>Mixed-integer quadratically-constrained programming (Programação Inteiro-Mista com Restrições Quadráticas)</i>
OMR	<i>Operador de Microrrede</i>
MECA	<i>Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas</i>
MEA	<i>Mercado de Energia Atacadista</i>
MEV	<i>Mercado de Energia Varejista</i>
MEAV	<i>Mercados de Energia Atacadista e Varejistas</i>

NLP	<i>Nonlinear Programming (Programação Não-Linear)</i>
OSTMA	<i>Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista</i>
OSD	<i>Operador do Sistema de Distribuição</i>
PML	<i>Preço Marginal Local</i>
PMN	<i>Preço Mínimo Nodal</i>
PCM	<i>Preço de Compensação do Mercado</i>
PCMA	<i>Preço de Compensação do Mercado Atacadista</i>
PCMV	<i>Preço de Compensação do Mercado Varejista</i>
PAC	<i>Ponto de Acoplamento Comum</i>
RD	<i>Resposta da Demanda</i>
RED	<i>Recurso Energético Distribuído</i>
SOC	<i>State of Charge (Estado de Carga)</i>
SAE	<i>Sistema de Armazenamento de Energia</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SDEE	<i>Sistema de Distribuição de Energia Elétrica</i>
SOCP	<i>Second-Order Cone Programming (Programação Cônica de Segunda Ordem)</i>
TLP	<i>Trilevel Programming (Programação Trinível)</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.1 Revisão Bibliográfica	24
1.1.1 Modelos Desacoplados da Compensação de Mercados de Eletricidade e do Gerenciamento de Ativos	25
1.1.2 Modelos para o Gerenciamento de Ativos que Consideram a Compensação de Mercados de Eletricidade Atacadistas e Varejistas	27
1.1.3 Relações de Hierarquia entre os Agentes em Formulações que Modelam Mercados Atacadistas e Varejistas Simultaneamente	29
1.2 Objetivos e Contribuições	31
1.3 Organização do texto	32
2 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO	33
2.1 Comercialização de Produtos Energéticos em Mercados Desregulamentados . .	35
2.2 Leilões de Produtos Energéticos em Mercados de Curto Prazo	40
2.3 Mercados Energéticos Varejistas	43
2.3.1 Agentes dos Mercados Locais	44
2.3.2 Estruturas Físicas e de Comunicação dos Mercados de Eletricidade Varejistas	45
2.3.3 Mecanismos para Celebração de Contratos em Mercados Locais	46
3 REPRESENTAÇÕES MATEMÁTICAS DE PROBLEMAS DE COMPENSAÇÃO DE MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE MAXIMIZAÇÃO DE LUCROS DE STAKEHOLDERS	49
3.1 Modelos de Otimização	50
3.1.1 Compensação de Leilões	50
3.1.2 Participação de um Agente <i>Price-Taker</i> no Mercado	51
3.2 Modelos Baseados em Teoria de Jogos	52
3.2.1 Compensação de Leilões com Agentes <i>Price-Maker</i> Não-Estratégicos .	53
3.2.2 Compensação de Leilões com Agentes <i>Price-Maker</i> Estratégicos	53
3.2.3 Integração de REDs à Operação de Sistemas de Transmissão e de Distribuição Através de Mercados de Eletricidade	54
3.3 Programação Multinível para Solução de Jogos Não-Cooperativos	55

4 FRAMEWORK COMBINANDO MERCADOS DE ENERGIA E DE CRÉDITOS DE CARBONO ATACADISTAS	61
4.1 Formulação do Problema	65
4.1.1 Modelo de Otimização do Operador de Rede de Distribuição	66
4.1.2 Modelo de Otimização do Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadista	69
4.2 Resultados Numéricos e Discussões	71
4.2.1 Validação do Modelo Proposto	72
4.2.2 Análise de Sensibilidade das Receitas do Operador do Sistema de Distribuição	73
4.2.3 Análise das Decisões Estratégicas do Operador do Sistema de Distribuição	74
4.2.4 Análise do Gerenciamento dos Ativos do Operador do Sistema de Distribuição	80
4.3 Conclusão	84
5 FRAMEWORK PARA MÚLTIPLOS AGENTES PARTICIPANDO NO MERCADO DE ENERGIA ATACADISTA	85
5.1 Formulação do Problema	88
5.1.1 Modelo de Otimização do Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado de Energia Atacadista	91
5.1.2 Modelo de Otimização das Empresas de Geração	92
5.1.3 Modelo de Otimização dos Operadores do Sistemas de Distribuição	93
5.2 Modelo Híbrido de Precificação	95
5.3 Resultados Numéricos e Discussões	96
5.3.1 Validação do Modelo	98
5.3.2 Impactos de Mudanças no Método de Recompensa dos Agentes do Mercado de Energia Atacadista	101
5.3.3 Efeitos da Operação de SAEs e RD Conectados ao SDEE	109
5.4 Conclusão	112
6 FRAMEWORK PARA MÚLTIPLOS AGENTES PARTICIPANDO NOS MERCADOS DE ENERGIA ATACADISTA E VAREJISTAS	115
6.1 Agentes Considerados e Estrutura dos Ambientes de Mercado	118
6.2 Formulação do Problema	120
6.2.1 Modelo de Otimização do Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado de Energia Atacadista	121
6.2.2 Modelo de Otimização das Empresas de Geração	122
6.2.3 Modelo de Otimização dos Operadores dos Sistemas de Distribuição e dos Mercados de Energia Varejistas	122
6.2.4 Modelo de Otimização dos Agentes dos Mercados de Energia Varejistas	123

6.2.5	Método de Precificação Uniforme	124
6.2.6	Técnica de Solução	125
6.3	Resultados obtidos	127
6.3.1	Validação da Formulação NLP Proposta	128
6.3.2	Validação da Formulação Trinível Proposta	129
6.3.3	Análise dos Preços de Compensação do Mercado de Energia Atacadista	131
6.3.4	Análise dos Preços de Compensação do Mercado de Energia Varejista .	134
6.4	Conclusão	139
7	CONCLUSÕES	141
7.1	Produção Científica	144
7.1.1	Associadas ao projeto de doutorado	144
7.1.2	Desvinculadas do projeto de doutorado	145
7.1.3	Colaborações com outros pesquisadores	145
REFERÊNCIAS		147
APÊNDICE A CONVERSÃO DO FRAMEKWORK BLP PARA MERCADOS DE ENERGIA E DE CRÉDITOS DE CARBONO ATACADISTAS EM UM EQUIVALENTE DE NÍVEL ÚNICO		159
A.1	Linearização do Problema de Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio	161
APÊNDICE B VALIDAÇÃO DO MÉTODO HÍBRIDO DE PRECIFICAÇÃO DESENVOLVIDO		163
B.1	Exemplo de Funcionamento do Método de Precificação Proposto	163
B.2	Comparação do Método de Precificação Proposto ao uso de PMLs	166
APÊNDICE C CONVERSÃO DO FRAMEKWORK BLMFP EM UM EQUIVALENTE DE NÍVEL ÚNICO		171
C.1	Linearização do Problema de Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio	173
APÊNDICE D CONVERSÃO DO FRAMEKWORK TLP EM UM EQUIVALENTE DE NÍVEL ÚNICO		177
D.1	Reformulação do processo de Compensação do Mercado de Energia Varejista como um MPEC	177
D.2	Reformulação do Processo de Compensação do Mercado de Energia Atacadista como um MPEC	178



INTRODUÇÃO

A caracterização da energia elétrica por consumidores e produtores é distinta, uma vez que os consumidores utilizam a energia elétrica como um serviço, enquanto os produtores a tratam como uma *commodity*. Os consumidores interpretam a energia elétrica como um serviço sempre disponível e ilimitado. No entanto, a concretização desta perspectiva só acontece se os produtores forem capazes de garantir o balanço instantâneo entre a geração e a demanda. Dada a necessidade de (1) equilíbrio, em tempo real, entre produção e consumo, que são elementos fisicamente separados, em geral, por uma grande distância e (2) de monitoramento das grandezas elétricas de uma vasta área para a tomada de decisões coordenada, muitos países estruturaram seus setores elétricos como monopólios estatais. No entanto, na década de 1990, guiados pela convicção de que forças competitivas contribuem para o aumento da eficiência e redução dos custos, alguns governos iniciaram o processo de liberalização do setor elétrico. A tendência de desregulamentação dos mercados de eletricidade se fortaleceu ao fim da década de 1990 e início dos anos 2000. Atualmente, países como Brasil ([Mercado Livre de Energia Elétrica, 2023](#)), Austrália ([AEMO, 2023](#)), Espanha, Portugal ([OMIE, 2023](#)), Alemanha, Áustria, Bélgica, Dinamarca, Escócia, Finlândia, França, Holanda, Inglaterra, Letônia, Lituânia, Noruega, País de Gales, Polônia, Suécia ([NordPool, 2023](#)) e Estados Unidos ([PJM, 2023; NYISO, 2023; CAISO, 2023](#)) permitem a comercialização de eletricidade através de ambientes de mercados com níveis diferentes de regulamentação.

As regras e requisitos para participação nos mercados de eletricidade de cada país são diferentes. Além disso, existem diferentes ambientes de mercado nos quais são transacionados produtos relacionados à eletricidade distintos com prazos de entrega física diversos. No entanto, dois ambientes de negociação de energia são comuns na maior parte dos países com mercados liberalizados: (1) um mercado de médio/longo prazo no qual as partes interessadas entram em acordo sobre o preço a se praticar e (2) um mercado de curto prazo do qual participam grandes geradores e consumidores (ou comercializadores)

e o preço é definido pelas leis de oferta e demanda. O primeiro ambiente mencionado trata-se de um contrato entre duas partes e, portanto, não há risco associado à transação. Desta forma, sempre que possível o consumidor ou produtor de energia elétrica deve preferir a negociação de energia neste ambiente. No entanto, circunstâncias externas ao mercado de eletricidade podem causar variações pontuais na demanda dos consumidores. Neste cenário, o montante de energia contratado a médio e longo prazo pode ser insuficiente ou excessivo. Dada a imprescindibilidade do equilíbrio instantâneo entre demanda e geração em um Sistema Elétrico de Potência (SEP), faz-se necessária a participação de consumidores e geradores no mercado de curto prazo. Neste ambiente, fornecedores podem celebrar novos contratos com compradores de energia. Esta é uma esfera volátil na qual as duas partes envolvidas na negociação assumem maiores riscos; o fornecedor pode não conseguir vender toda sua capacidade e o comprador se expõe à possibilidade da elevação dos preços. As características de maior volatilidade do preço e impossibilidade de negociação direta entre consumidores e produtores de energia observadas nos ambientes de mercado de curto prazo motiva a maior parte das abordagens encontradas na literatura que se propõem a maximizar o lucro ou minimizar os custos operacionais de algum agente em um mercado de eletricidade. Tais objetivos são atingidos através do controle do despacho de unidades geradoras ou do consumo de cargas flexíveis.

A formulação de um problema de otimização relacionado à operação de SEPs sob mercados de eletricidade depende, além da escolha do ambiente de mercado, da definição dos participantes deste ambiente bem como suas capacidades e obrigações. A literatura específica pode ser dividida em dois grandes grupos: **(1)** abordagens nas quais a interação descrita pelas decisões de um agente e as reações dos demais agentes são desconsideradas, neste sentido apenas um agente é considerado um tomador de decisões e **(2)** propostas nas quais as interações entre os agentes de mercado e os operadores do sistema e do mercado são consideradas (salienta-se que a ação/reAÇÃO de um agente afeta a função objetivo do outro), fazendo com que todos os agentes sejam considerados tomadores de decisões.

Em geral, trabalhos que desconsideram a interação entre os agentes propõem ferramentas para a compensação do mercado¹. No entanto, o operador de mercado sozinho, possuindo apenas as informações de ofertas e demandas dos participantes, não é capaz de determinar os preços nodais de energia nem quais geradores devem despachar e quais cargas serão supridas, visto que os limites do SEP são conhecidos apenas pelo operador do sistema. Assim, embora o processo de compensação do mercado possa ser conduzido pelo operador do mercado, o despacho não pode ser garantido sem a validação do operador do sistema elétrico. Neste sentido, é usual que os aspectos econômicos, como as ofertas submetidas ao operador de mercado através do leilão, sejam considerados pelo operador do mercado enquanto as restrições técnicas do sistema, tais como balanço de

¹ Determinação dos preços de energia e dos despachos a partir de um conjunto de ofertas e demandas submetidas pelos agentes de mercado por meio de um leilão.

potência e limites de tensão nodal e térmicos das linhas, são abordadas pelo operador do sistema (EL-SAMAHY *et al.*, 2008). De forma geral, os agentes operadores dos sistemas que operam sob regras de mercado atualmente não possuem interesses econômicos o que dissolve a possibilidade de concorrência entre os agentes operadores do sistema e do mercado; o agente operador do sistema apenas impõe limites às transações de energia de forma a manter a segurança operacional. Assim, embora existam mercados de eletricidade nos quais a compensação é conduzida exclusivamente pelo operador de mercado e os preços nodais são determinados *ex-post* pelo agente operador do sistema elétrico (Nominated Electricity Market Operators Committee, 2022), não é incomum a aglutinação das funções destes dois agentes no processo, e na formulação matemática, de compensação de mercados (PJM, 2023). Outro tipo de formulação comum que apresenta apenas um agente tomador de decisões é a maximização do lucro ou minimização dos custos operacionais de um agente de mercado *price-taker*. A premissa assumida para este caso é a de que qualquer ação do agente é incapaz de alterar o valor do produto relacionado à eletricidade transacionado. Desta forma, o agente deve gerir seus ativos de forma a exportar mais (ou importar menos) do mercado de eletricidade em momentos de preços altos e exportar menos (ou consumir mais) em momentos de baixos preços. Cabe destacar que os preços neste tipo de abordagem são geralmente determinados a partir do uso de técnicas preditivas.

Dentre as formulações nas quais a interação entre agentes é caracterizada, destacam-se propostas de maximização do lucro, ou minimização dos custos operacionais, através de ofertas (submetidos por produtores do produto transacionado) e lances (submetidos por consumidores do produto transacionado) estratégicos. É importante mencionar que neste tipo de formulação o preço do produto relacionado à eletricidade é afetado pelas ações do agente; portanto, trata-se de um agente *price-maker*. Neste sentido, boa parte dos trabalhos encontrados na literatura desenvolvem formulações matemáticas para a determinação da oferta ótima, ou do lance ótimo, para um único agente participante do mercado de forma a melhorar sua função objetivo (maximização do lucro ou minimização dos custos operacionais) tendo em conta os efeitos desta ação no preço final do produto negociado. Cabe evidenciar que agentes *price-makers* estratégicos, *i.e.*, aqueles capazes de alterar significativamente os preços de compensação do mercado a partir de ações estratégicas individuais, possuem grande poder de mercado, o que significa que, em geral, monopolizar o controle de boa parte das reservas do produto transacionado. Observe ainda que a proposição de modelos matemáticos capazes de representar os problemas descritos no parágrafo anterior é significativamente mais simples que o desenvolvimento de uma formulação para maximização do benefício de um agente *price-maker* estratégico visto que a ação deste agente afeta o preço do produto o que pode melhorar ou piorar a lucratividade de suas transações.

Embora os mercados de eletricidade adotem requisitos distintos para permitir o acesso de um agente ao ambiente de negociação, mesmo em modelos mais restritivos é co-

num que grandes geradores, consumidores e revendedores participem. Mercados dos quais participam apenas grandes *players* são chamados atacadistas e, mesmo nestes casos, os Operadores dos Sistemas de Distribuição (OSDs) atendem os requisitos para participação. Historicamente os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) foram considerados elementos passivos, ou seja, uma carga inelástica. No entanto, a redução dos custos de aquisição de geradores renováveis de pequeno porte (especialmente fotovoltaicos) e a regulamentação da instalação de geradores nas redes de distribuição contribuíram para a multiplicação da quantidade de geradores conectados aos SDEEs nos últimos anos ([EPE, 2020](#); [EIA, 2021](#)). Assim, faz-se necessário revisar a modelagem clássica dos OSDs em mercados de eletricidade, dado que a participação destes pode não se resumir à compra de energia para suprimento de uma carga inelástica em alguns momentos. Para além disso, a depender das características do SDEE e dos demais agentes de um mercado atacadista, o OSD pode ser considerado um agente *price-maker*, o que demanda uma modelagem mais completa das características físicas do SDEE e dos ativos a este conectados.

Por fim, é importante salientar que, embora confira maior flexibilidade à participação do OSD em mercados de eletricidade, o aumento do grau de penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos SDEEs também impõe desafios ao controle operacional da rede. A operação descoordenada de geradores e armazenadores de energia pode causar cenários de sobrecarga e sub/sobretensão em partes do SDEE. Além disso, estes elementos não pertencem, em geral, ao OSD e buscam lucro através da participação em mercados de energia, já sendo considerada sua incorporação em alguns mercados atacadistas para o curto e médio prazo. Alguns autores consideram que permitir a negociação direta entre agentes conectados ao SEP através do SDEE e o mercado atacadista sem a supervisão do OSD, além de dificultar a coordenação entre estes ativos e a operação do SDEE, pode prejudicar o processo de compensação dos mercados atacadistas devido ao aumento abrupto da quantidade de participantes do mercado. Assim, como forma de evitar tal evento, estes pesquisadores investigam a criação de mercados varejistas nos sistemas de distribuição, *i.e.*, mercados varejistas, como forma de coordenação dos ativos e representação unificada dos ativos conectados ao SDEE no mercado atacadista pelo operador do mercado varejista.

Neste sentido, este trabalho se soma a outras pesquisas nas quais propõe-se a modelagem da interação entre *price-makers* (incluindo os OSDs) e operadores de mercados de eletricidade atacadistas e varejistas de curto prazo.

1.1 Revisão Bibliográfica

Nesta seção é apresentada uma análise das características fundamentais de trabalhos recentes e relevantes publicados na literatura específica abordando a operação de

SEPs considerando fatores mercadológicos. Os trabalhos são classificados segundo 3 critérios: (1) a capacidade de execução simultânea da compensação do mercado de energia *day-ahead* (atacadista, varejista ou ambos) e maximização do benefício de agentes *price-makers* que participam do mercado, (2) a inclusão de todos os agentes habilitados a participar de um mercado de eletricidade (atacadista ou varejista) e (3) a representação das relações de hierarquia envolvendo os operadores de mercado e sistema e os agentes de mercado. Neste sentido, a revisão bibliográfica se divide em três subseções: (1) propostas de formulações para a compensação de mercados de eletricidade e gerenciamento de ativos de forma desacoplada, (2) modelos para gerenciamento de ativos considerando o problema de compensação de mercados e (3) propostas de modelagem das relações de hierarquia entre os agentes dos mercados atacadistas e varejistas. Salienta-se, ainda, que todos os trabalhos investigados dizem respeito a mercados de eletricidade de curto-prazo (*day-ahead*).

1.1.1 Modelos Desacoplados da Compensação de Mercados de Eletricidade e do Gerenciamento de Ativos

A solução do problema de despacho econômico, ou Fluxo de Potência Ótimo (FPO), é um dos desafios mais antigos e fundamentais para a operação de SEPs (CARPENTIER, 1962; DOMMEL; TINNEY, 1968; CARPENTIER, 1979). A inserção massiva de geradores, causada especialmente pela pulverização de unidades geradoras com fontes primárias renováveis observada tanto no sistema de transmissão quanto nas redes de distribuição, associada à desregulamentação dos mercados de eletricidade torna mais complexa a solução deste problema. Isto acontece porque, para além do aumento do número das variáveis de decisão (*i.e.* despacho dos novos geradores e suas tensões nodais), o despacho de potência se torna restrito não apenas pelas condições operacionais do SEP mas também por condições mercadológicas (*e.g.* oferta e demanda e preços associados a estas). Neste contexto, o problema de FPO é aglutinado pelo problema de compensação dos mercados de eletricidade que leva em consideração as restrições técnicas e mercadológicas.

A compensação dos mercados de eletricidade geralmente é formulada como um problema de otimização cujo objetivo é a minimização dos custos de despacho ou a maximização do bem-estar social (*i.e.* a minimização da diferença entre o valor recebido pelas unidades geradoras e o valor pago pelos consumidores de energia). A função objetivo é restrita pelos limites operacionais do sistema. Assim, a solução deste problema determina quais geradores devem despachar, quanto cada unidade injeta e qual o preço do produto energético para a condição operacional considerada. Os trabalhos de Koltasklis e Dagoumas (2018), Savelli *et al.* (2018), Wang *et al.* (2019) e Prado e Qiao (2022) propõem modelos para a compensação de mercados atacadistas que apresentam algumas características comuns. O fator comum que justifica as demais similaridades entre os três

modelos é a consideração de que o problema de otimização será resolvido por uma entidade que centraliza as ofertas e demandas de energia previamente submetidas. Desta forma, os custos de despacho de cada unidade geradora são parâmetros e o problema pode ser resolvido como um modelo de FPO tradicional.

Uma segunda vertente de trabalhos, na qual estão contidos os artigos de Liu *et al.* (2019), Shafiee, Zareipour e Knight (2019), Khatami, Oikonomou e Parvania (2020), Tian *et al.* (2020), Han e Hug (2020), Khaloie *et al.* (2021), Khaloie, Mollahassani-Pour e Anvari-Moghaddam (2021) e Heydarian-Foroushani *et al.* (2022), enfatiza a proposição de estratégias de venda/compra de energia para a maximização do lucro ou minimização dos custos de um agente específico. No entanto, nenhuma destas abordagens considera os processos de compensação dos mercados nos quais os agentes de interesse participam. Assim, o preço nodal de compensação pela transação do produto relacionado à energia negociado não é calculado e, portanto, todas as decisões de compra e venda são tomadas com base em previsões de preço. Além disso, nenhuma das propostas mencionadas neste parágrafo considera as restrições operacionais do SEP ao qual o agente de mercado está conectado². Logo, não é possível desconsiderar a possibilidade que as decisões de injeção e consumo causem congestionamento no sistema e, portanto, não sejam concretizadas.

Sabendo da importância dada pelos agentes do mercado à definição de estratégias de participação nos ambientes de negociação e considerando as relações de ação do agente (submissão de oferta/lance) e reação do mercado e de outros agentes (alteração do preço nodal da energia), um terceiro grupo de trabalhos resolve simultaneamente os problemas abordados pelos dois grupos anteriores mencionados nesta subseção (*i.e.* compensação do mercado e proposição de ações para um ou mais agentes do mercado). As propostas apresentadas em Sheikhahmadi *et al.* (2018), Moghimi e Barforoushi (2020) e Jokar *et al.* (2022), por exemplo, apresentam modelos matemáticos nos quais o problema de compensação de mercado é parte do problema de otimização que visa determinar ações estratégicas para a maximização do lucro de OSDs participando do mercado atacadista de energia. Nestas abordagens as restrições operacionais do SEP são levadas em consideração e os preços de energia são calculados tendo em conta também a participação de outros agentes do mercado. Neste sentido, as decisões propostas por métodos como estes tendem a apresentar melhores resultados econômicos e menos erros de estimativa de lucros/custos que aqueles nos quais o problema de compensação de mercado é ignorado.

É importante salientar que, embora subrepresentadas nesta susseção, formulações nas quais ações de agentes de mercado e seus impactos no mercado de eletricidade são consideradas simultaneamente compõem a maior parte dos artigos publicados na literatura específica. Visto que todas as referências apresentadas ao longo das próximas seções

² O trabalho de Heydarian-Foroushani *et al.* (2022) considera limites operacionais apenas da região sob controle do agente cujo lucro é maximizado e negligencia as restrições do sistema de transmissão ao qual os REDs se conectam.

adotam estas considerações, o objetivo da revisão apresentada nesta subseção é demonstrar que existem outros tipos de formulações, embora menos utilizadas, e salientar o grupo de abordagens ao qual o presente trabalho se soma.

1.1.2 Modelos para o Gerenciamento de Ativos que Consideram a Compensação de Mercados de Eletricidade Atacadistas e Varejistas

No conjunto das formulações que incluem o problema de compensação de mercado ao modelo de gerenciamento dos ativos de um agente do mercado, é comum a proposição de problemas baseados em teoria de jogos. A escolha do tipo de jogo a se utilizar para representar as interações entre agentes de mercado depende das regras de mercado consideradas; detalhes sobre as relações entre regras de mercado e os modelos matemáticos resultantes são apresentados nos capítulos 3, 4 e 5. No entanto, é possível afirmar que as propostas são escritas matematicamente como problemas multi-níveis, principalmente binários, na maior parte dos trabalhos baseados em teoria de jogos. A *Bilevel Programming* (Programação Binível) (BLP) permite a consideração simultânea das funções objetivo e restrições de múltiplos agentes. Neste sentido, é possível categorizar abordagens a partir dos agentes e dos ambientes de mercado modelados no problema de otimização.

O trabalho de [Sheikhahmadi et al. \(2018\)](#) propõe um modelo para a otimização minimização do custo operacional de um OSD que participa do mercado de energia atacadista *day-ahead*. Os autores consideram dois agentes fundamentais: o OSD e o operador do sistema de transmissão e do mercado atacadista. Nesta abordagem, o OSD é modelado como um *price-maker* estratégico enquanto os geradores, consumidores e outros OSDs que participam do mercado atacadista são *price-takers*. Ademais, a consideração de incertezas se limita ao agente *price-maker* estratégico e os limites de fluxo nas linhas são verificados apenas para o sistema de transmissão. [Moghimi e Barforoushi \(2020\)](#), que também propõem um modelo com a mesma função objetivo e estrutura matemática, consideram os limites operacionais de ambos SEPs e os efeitos das incertezas no preço de compensação do mercado de energia atacadista *day-ahead*. A proposta de [Jokar et al. \(2022\)](#) é similar às de [Sheikhahmadi et al. \(2018\)](#) e [Moghimi e Barforoushi \(2020\)](#) no sentido de modelar o ambiente de mercado de energia atacadista *day-ahead* considerando a participação de OSDs. No entanto, [Jokar et al. \(2022\)](#) modelam o processo de compensação de mercado, conduzida pelo Operador do Sistema de Transmissão (OST), como o problema de nível superior, o que faz com que os OSDs, embora sejam *price-makers*, não sejam agentes estratégicos do mercado (a contextualização destes conceitos e de suas implicações nos resultados de um modelo de BLP são apresentadas no capítulo 3). Neste sentido, as três abordagens mencionadas neste parágrafo tratam da modelagem do mercado de energia atacadista *day-ahead* na qual considera-se participação de OSDs como agentes *price-makers*. Outra

característica comum entre estas abordagens é a consideração apenas das restrições dos REDs conectados aos SDEEs. Neste sentido, os OSDs controlam as variáveis de decisão dos REDs e, dada a desconsideração dos ambientes de mercado varejistas, os lucros destes agentes, ou os custo adicionais aos OSDs, não são contabilizados.

Devido o aumento da quantidade e capacidade dos REDs bem como as sinalizações de agências reguladoras no sentido de permitir a participação destas fontes em mercados de eletricidade, a maior parte dos trabalhos associados a mercados de eletricidade publicados nos últimos anos dizem respeito ao fechamento de mercados varejistas. Wu, Barati e Lim (2020) propõem um modelo para o despacho ótimo de RED gerenciados de forma centralizada por um operador de microrrede que participa de um mercado de energia varejista controlado pelo OSD. A primeira e mais fundamental divergência entre esta proposta e aquelas mencionadas no parágrafo anterior diz respeito ao ambiente de mercado considerado. Dada a inexistência do mercado atacadista nesta abordagem, os objetivos do agente OST e as restrições operacionais do sistema de transmissão não são modeladas. O método de solução, por outro lado, se baseia em teoria de jogos e BLP, como as formulações análogas propostas para o mercado de energia atacadista. Trabalhos similares, como os de Mohy-ud-din, Muttaqi e Sutanto (2022), Vahedipour-Dahraie *et al.* (2022) e Rashidizadeh-Kermani *et al.* (2022), também consideram a otimização do despacho de REDs como o problema de nível superior da formulação baseada em BLP e a compensação do mercado de energia varejista como o problema de nível inferior. Cabe salientar, no entanto, que em todas as abordagens apresentadas nesta subseção até este ponto o problema de otimização modelado no nível superior trata da otimização de um único agente. Neste sentido, a proposta de Rashidizadeh-Kermani *et al.* (2022), por exemplo, otimiza a operação de um único parque eólico conectado ao SDEE fundamentando-se na ideia de que este agente possui poder de mercado e outros agentes, ainda que possuam capacidade de injeção similar, não são considerados agentes com poder de mercado (detalhes sobre esta análise e conclusão são apresentados no capítulo 3).

Neste contexto, Naebi *et al.* (2020) propuseram uma formulação capaz de modelar a interação entre agentes com poder de mercado e, portanto, considerar a otimização simultânea de múltiplos agentes no problema de nível superior. A diferença fundamental entre esta formulação e aquelas nas quais apenas um agente é considerado no problema de nível superior está no tipo de jogo utilizado para modelar as interações entre agentes. Enquanto as propostas anteriores são apoiadas pela teoria do jogo de Stackelberg (STACKELBERG, 2011), a proposta de Naebi *et al.* (2020) se fundamenta no equilíbrio geral de Nash (LEYFFER; MUNSON, 2010). Embora o modelo apresentado por Naebi *et al.* (2020) seja uma representação mais fidedigna, os autores destacam os desafios para a formulação e solução de um problema que pode apresentar múltiplas ou nenhuma solução. Um *trade-off* entre solucionar um problema no qual existe apenas um agente *price-maker* estratégico ou resolver um no qual vários *price-makers* estratégicos são con-

siderados encontrado por muitos autores é a consideração de todos os agentes de mercado como *price-makers* não-estratégicos³ (ZHANG *et al.*, 2018; TOUTOUNCHI *et al.*, 2019; YI *et al.*, 2020; WU *et al.*, 2020; KARIMI; JADID, 2021). Esta decisão permite que o problema de otimização de todos os agentes participantes de um mercado de eletricidade (seja qual for o produto transacionado) sejam modelados no nível inferior da estrutura binível e o problema de compensação do mercado de eletricidade seja formulado no nível superior. Desta forma, esta instância de BLP pode ser representada por um jogo de Stackelberg o que facilita sua solução. Destaca-se, ainda, que nesta formulação assume-se que todos os agentes possuem o mesmo (ou similar) poder de mercado, visto que todos são modelados como agentes não-estratégicos.

Cabe salientar que as propostas nas quais considera-se o problema de compensação dos mercados varejistas e mencionadas até este ponto da revisão bibliográfica não avaliam os impactos do despacho otimizado dos REDs no mercado atacadista. Isto é, as formulações consideram que os OSDs participam dos mercados atacadistas como *price-takers* mesmo possuindo ou indiretamente controlando (através dos mercados varejistas) componentes que aumentam a flexibilidade de sua operação. Neste sentido, observa-se um certo desacoplamento entre os trabalhos que modelam o mercado atacadista, nos quais os OSDs são agentes importantes no processo de formação de preço da energia no mercado porém os efeitos do despacho de REDs não são levados em conta, e os trabalhos nos quais modela-se os mercados varejistas, onde os impactos dos despachos de REDs são avaliados porém os OSDs são incapazes de influir no preço de compensação do mercado atacadista. Poucos trabalhos, como o de Bahramara *et al.* (2020), se propõem a modelar simultaneamente os mercados atacadistas e varejistas.

1.1.3 Relações de Hierarquia entre os Agentes em Formulações que Modelam Mercados Atacadistas e Varejistas Simultaneamente

O grupo de artigos que consideram simultaneamente o processo de compensação de mercados atacadistas e varejistas é bastante restrito. Apenas três artigos com esta característica foram encontrados após a revisão bibliográfica conduzida. Na abordagem de Bahramara *et al.* (2020), uma formulação binível na qual o OSD é considerado o problema de nível superior é proposta. Os autores modelam no nível inferior o OST, responsável pela operação do sistema de transmissão e pela compensação do mercado atacadista. Já o OSD é responsável pela compensação do mercado varejista e os operadores de microrredes,

³ Agentes *price-makers* são aqueles cujas ações afetam o preço de compensação do mercado. Neste sentido, todo agente de mercado é, de certa forma, um agente *price-maker*, dado que o conjunto de lances e ofertas fornecidos pelos agentes é responsável pela formação do preço de compensação. Alguns agentes possuem controle sobre grande parte das reservas de um produto e, por este motivo, possuem grande poder de mercado o que lhes permite impactar o preço de compensação do mercado através de estratégias individuais; a estes agentes é dado o título *price-maker* estratégico e *price-makers* não estratégicos aos demais.

que participam deste ambiente de negociações, são modelados no nível inferior. Incertezas são consideradas apenas para o OSD. Desta forma, geradores com injeção intermitente e fonte primária renovável não são considerados no sistema de transmissão ou dentre os agentes do mercado varejista. É importante salientar que, nesta abordagem, os operadores de microrredes não participam diretamente do mercado atacadista, *i.e.*, as ofertas destes agentes são submetidas ao OSD que participa do mercado atacadista como uma espécie agregador⁴. É importante salientar que o modelo proposto neste trabalho é baseado num jogo de Stackelberg, o que significa que apenas um agente pode ser considerado no nível superior. Neste sentido, a formulação proposta não permite a inserção de novos OSDs com as mesmas características que o existente, *i.e.*, outros OSDs não serão agentes *price-maker* estratégicos ainda que possuam capacidades de injeção similares à do OSD considerado *price-maker* estratégico.

Alternativamente à proposta de [Bahramara et al. \(2020\)](#), o modelo desenvolvido por [Chen et al. \(2021\)](#) descarta a formulação através de um jogo de Stackelberg e propõe um modelo de otimização baseado no equilíbrio geral de Nash. Como resultado, múltiplos OSDs são considerados simultaneamente com equiparação de hierarquia, *i.e.* todos os OSDs são considerados agentes de nível superior, e o processo de compensação do mercado atacadista é modelado no nível inferior. Cada um dos OSDs também é responsável pela compensação de um mercado varejista. No entanto, além de exigir a investigação do equilíbrio de Nash, tal formulação considera os OSDs como *price-makers* estratégicos, ao contrário de qualquer outro participante do mercado atacadista, independentemente de sua capacidade de injeção de potência.

Por fim, [Wang et al. \(2023\)](#) propuseram uma abordagem de programação trinível capaz de considerar simultaneamente a otimização das ofertas dos agentes dos mercados varejistas e atacadista, bem como o processo de compensação de ambos os mercados. O problema otimizado no nível superior é a participação de REDs no mercado varejista. O nível intermediário considera a compensação do mercado varejista e a definição da estratégia de participação de cada OSD no mercado atacadista. Por fim, o nível inferior considera o processo de compensação do mercado atacadista. No entanto, cada problema de nível intermediário e inferior pode ter múltiplos líderes diretos, *i.e.*, existem vários agentes participando no mercado varejista e, portanto, a compensação deste mercado depende das ações estratégicas de todos os agentes. Uma análise análoga pode ser feita considerando os OSDs que participam do mercado atacadista. Neste sentido, a solução apenas dos níveis inferior e intermediário demandaria a verificação de equilíbrio de Nash. O mesmo processo deveria ser conduzido para a solução do nível superior e da solução resultante dos níveis inferiores. Trata-se de um processo extremamente complexo e o artigo não apresenta uma avaliação destes fatores.

⁴ Não se trata exatamente de um agregador porque o OSD possui alguns geradores e, portanto, não depende inteiramente das ofertas dos operadores de microrredes.

1.2 Objetivos e Contribuições

A revisão da literatura permite concluir que, existem muitos trabalhos que consideram a compensação de mercados e a proposição de ações estratégicas para agentes do mercado. No entanto, tais abordagens em geral se limitam a modelar os ambientes de mercado de uma única magnitude, *i.e.*, mercado atacadista ou mercados varejistas (considerando ou não os diversos produtos energéticos transacionados nestes ambientes). Apenas três abordagens consideram de forma explícita os efeitos da operação dos OSDs e REDs nos mercados atacadista e varejistas. Além disso, a consideração de múltiplos OSDs sob as formulações propostas nestas três abordagens passa, necessariamente, pela análise do equilíbrio de Nash.

Neste sentido, objetivo geral deste trabalho é a proposição de uma nova formulação matemática para a compensação simultânea dos mercados atacadista e varejistas na qual seja possível acomodar múltiplos OSDs, empresas geradoras (conectadas aos sistemas de transmissão) e REDs (conectados aos sistemas de distribuição) sem a necessidade de verificação do equilíbrio de Nash, *i.e.* um modelo baseado no jogo de Stackelberg ([STACKELBERG, 2011](#)). O desenvolvimento de um modelo matemático com estas características passa pelos seguintes passos intermediários:

- Incorporação de múltiplos ambientes do mercado de eletricidade em uma formulação: as novas demandas pela operação mais sustentável e renovável dos SEPs contribuíram para o surgimento de novos produtos energéticos, como os créditos de carbono. Neste sentido, os modelos de otimização para tomada de decisões devem considerar a possibilidade de diversificação da participação do agente no mercado visando a maximização do lucro. Neste sentido, é necessário desenvolver formulações que considerem as regras de participação em múltiplos ambientes de mercado e estimem os benefícios da participação do agente nestes ambientes.
- Proposição de um modelo de precificação: a relação de hierarquia (níveis superior e inferior) observada em boa parte dos trabalhos se deve à necessidade de acesso às variáveis duais do SEP que determinam a precificação nodal de um produto energético. Caso a relação hierárquica (do ponto de vista matemático) seja invertida um novo método de precificação deve ser desenvolvido e, caso a relação hierárquica não seja invertida, a inserção de novos agentes de mercado demandará a avaliação do equilíbrio de Nash.
- Desenvolvimento de um modelo intermediário: o método de precificação proposto deve ser testado para um único ambiente de mercado e os resultados devem ser comparados com os obtidos através do método de precificação tradicionalmente adotado na literatura.

- Expansão do modelo intermediário: por fim, um modelo de compensação simultânea dos mercados atacadista e varejistas adotando método de precificação proposto e considerando a transação de múltiplos produtos energéticos deve ser desenvolvido.

A conclusão de cada uma das etapas intermediárias pode apresentar contribuições para o estado-da-arte. Neste sentido, os capítulos de discussão dos resultados são separados de acordo com as etapas supracitadas e, em cada um deles, é apresentada uma revisão da literatura específica e as contribuições do modelo intermediário desenvolvido.

1.3 Organização do texto

O conteúdo restante desta tese é dividido em 5 capítulos. No capítulo 2 é apresentada uma introdução às estruturas dos mercados de eletricidade modernos incluindo produtos negociados, horizontes de transação e métodos de remuneração. Dada a proposta deste trabalho, métodos para transação de energia no curto prazo, mais especificamente *day-ahead*, são enfatizados. Uma vez apresentadas as estruturas de mercados de eletricidade reais, no capítulo 3 são discutidos modelos matemáticos para a representação dos mercados de eletricidade. Tais modelos podem ser utilizados para a proposição de estratégias de participação de agentes ou para a precificação dos produtos energéticos. A revisão da literatura aponta que a maior parte dos trabalhos faz uso de teoria de jogos para a proposição de modelos matemáticos. Neste sentido, este segmento de formulações é enfatizado. A partir dos modelos matemáticos, três *frameworks*, que partem de premissas distintas e negociam produtos diferentes porém são modelados como jogos de Stackelberg, são propostos nos capítulos 4, 5 e 6. Dadas as diferenças entre essas formulações, revisões bibliográficas específicas e que destacam as contribuições individuais de cada formulação para a literatura são apresentadas nos capítulos 4, 5 e 6. Por fim, as conclusões gerais para os modelos implementados são desenvolvidas no capítulo 7. Para manter a fluidez do texto, manipulações matemáticas para linearização de formulações e validações de algumas propostas descritas ao longo dos capítulos 4, 5 e 6 foram agregadas aos apêndices.



ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

A operação segura e eficiente do sistema elétrico de potência exige liquidez¹, coordenação do despacho² e planejamento robusto³. Ademais, dado o constante aumento do uso da eletricidade, a infraestrutura do sistema (*e.g.*, linhas de transmissão, equipamentos de controle e usinas) deve estar preparada para suprir novos consumidores. O atendimento de cada um destes requisitos demanda um tipo de estudo ou empreendimento distinto. A condução dos estudos depende da disponibilidade de dados tais como a expectativa do aumento de carga para os próximos 10 anos (utilizada para determinar os possíveis gargalos do sistema elétrico) ou a previsão do perfil de consumo de carga para o dia seguinte (empregada na execução de rotinas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO)). Já a construção de infraestrutura e instalação de equipamentos apresentam diferentes intensidades de capital, tempo de retorno do investimento e horizontes de planejamento e construção. Neste sentido, embora todas as partes sejam estruturantes do setor elétrico, tratam-se de serviços bastante distintos o que causa a criação de quatro categorias de produtos energéticos: energia nova, capacidade, energia e reserva ([NERY, 2012](#); [VIANA, 2018](#); [NAMETALA, 2023](#)). Tais produtos podem ser caracterizados da seguinte maneira:

- Energia Nova: esta categoria diz respeito a negociações para entregas físicas no futuro por empreendimentos de geração e transporte que, em geral, ainda serão construídas ou à celebração de contratos de longo prazo para empreendimentos já em operação. Em ambos casos tratam-se de contratos de longo prazo dada a

¹ Devido à necessidade de balanço instantâneo entre a produção e o consumo de energia elétrica, a soma das capacidades dos geradores aptos a despachar deve ser, no mínimo, igual à demanda a ser suprida.

² Além de priorizar o despacho de unidades com menores custos operacionais e cujas fontes primárias sejam renováveis, deve-se atentar para os limites operacionais dos sistemas de transmissão.

³ Oscilações pontuais de demanda e injeção de potência são esperadas, no entanto, o balanço de potência do sistema deve ser mantido. Neste sentido, planos de despacho secundários devem ser propostos de forma a permitir a superação destas oscilações.

intensidade de capital e tempo de retorno associados à construção de uma usina e os montantes de energia negociados.

- Capacidade: trata da disponibilidade de infraestrutura de geração, transporte e controle do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Através da atração de ativos para esta categoria garante-se a liquidez e as condições para um despacho de potência seguro e eficiente.
- Energia: engloba as negociações de menor montante, tempo até a entrega física e duração do contrato que os praticados na categoria Energia Nova. Este é o produto energético responsável pela maior parte das negociações no setor elétrico e, dada a proximidade cronológica entre a contratação e a entrega física, os preços do ativo são afetados pelas características físicas do SEP como demanda e limites de geração e transporte.
- Reserva: uma vez conhecidas (ou estimadas com maior intervalo de confiança) as condições de operação do SEP, equipamentos que fornecem este produto energético são mobilizados para que operem caso necessário visando garantir a segurança do sistema. Dentre os serviços fornecidos pelos equipamentos mobilizados (*e.g.*, bancos de capacitores e unidades geradoras) cabe destacar o controle de tensão, o gerenciamento de congestionamento das linhas e a manutenção da frequência.

O grau de regulamentação do setor elétrico é crucial para a determinação de como os produtos energéticos são geridos e transacionados. Dado que a proposta de investigação deste trabalho demanda a desregulamentação do setor energético visto que são considerados mercados de energia atacadistas e varejistas, os modelos monopolistas e de comprador único não são considerados. Análises abordando o *design* dos demais tipos de mercados podem ser encontradas nos trabalhos de Mayo (2012), Nery (2012), Viana (2018) e Nametala (2023). As características fundamentais de mercados varejistas são descritas a seguir:

- Existe livre concorrência entre os agentes de geração o que, a longo prazo, tende a minimizar os custos de produção e a maximizar a eficiência.
- Não existe regulação sobre os preços praticados nos mercados.
- Os operadores dos mercados são independentes dos operadores dos sistemas elétricos, o primeiro deve criar e fiscalizar o cumprimento de regras de mercado enquanto o segundo se dedica a viabilizar o despacho dos produtos negociados no ambiente de mercado enquanto garante a segurança da operação.

- Os operadores dos mercados devem determinar os Preços de Compensação do Mercado (PCMs), que valoram as transações de energia não previstas em contratos pré-estabelecidos.
- A existência de critérios que permitem um consumidor participar do mercado livre de energia constitui a diferença fundamental entre mercados atacadistas e varejistas. Enquanto os mercados atacadistas determinam, em geral, uma demanda mínima contratada como critério para permitir ou não o acesso ao ambiente de negociação de energia, mercados varejistas não possuem tal restrição. Assim, todos os consumidores são livres para selecionar seu fornecedor de energia através da participação no mercado varejista.

É importante contextualizar que a realidade do ambiente de comercialização livre de energia elétrica do Brasil não inclui um mercado varejista. Assim, embora seja prevista a redução gradual do limiar de potência mínima instalada para permissão da participação de um agente no ambiente de livre comercialização ([MME, 2019](#)), atualmente apenas grandes consumidores (i.e., demanda contratada superior a 500 kW, considerando o limiar de 2023) e produtores de energia possuem esta liberdade.

2.1 Comercialização de Produtos Energéticos em Mercados Desregulamentados

A liberalização do setor energético nos anos 1990 se fundamentou na ideia de que, em geral, um ambiente de mercado competitivo é capaz de providenciar mais inovação e eficiência que uma estrutura governamental centralizada e monopolizada ([BUNN, 2004](#)). No entanto, os níveis de competitividade observados para os quatro produtos energéticos discutidos anteriormente podem ser distintos o que, em geral, leva à criação de mercados distintos para a negociação destes produtos ([STOFT, 2002; VIANA, 2018](#)). Uma ilustração dos ambientes de negociação dos produtos energéticos, bem como dos horizontes de planejamento usualmente associadas às transações destes, é apresentada na Figura 1.

Para além dos diferentes ambientes de negociação de produtos energéticos, é importante salientar que a possibilidade de liberalização de cada mercado é investigada por cada país tendo em conta as características locais. Portanto, não há uniformidade das porções liberalizadas dos setores elétricos dos países, *i.e.*, nem todos os países liberalizam os mesmos segmentos do setor elétrico. Destaca-se ainda que as partes liberalizadas do setor, dentro do mesmo país, podem possuir diferentes meios para celebrar contratos dependendo do grau de liberalização e competitividade dos mercados. A negociação direta entre as partes, por exemplo, geralmente é praticada em ambientes onde não existe, ou não é interessante que exista, competitividade. Já ambientes nos quais a competitividade

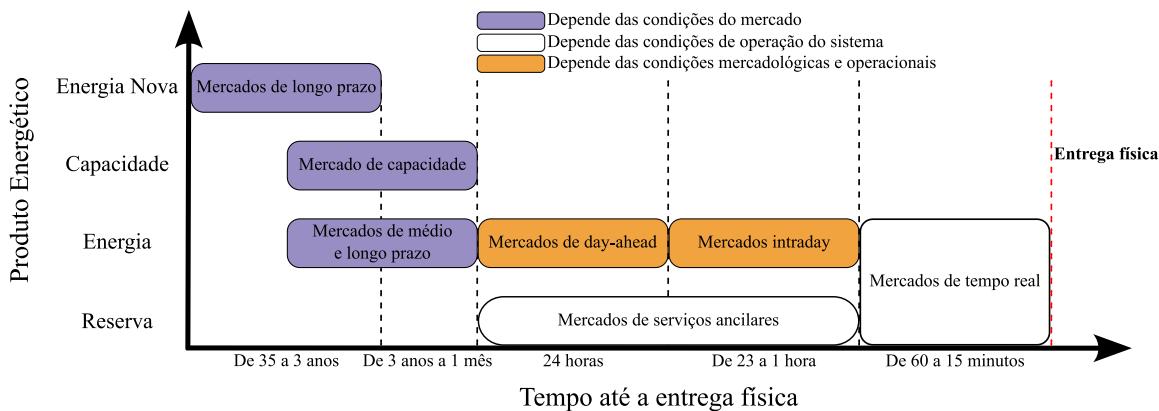


Figura 1 – Ilustração das Janelas de Comercialização dos Produtos Energéticos.

Fonte: Adaptada de [Nametala \(2023\)](#).

deve ser fomentada de forma artificial por um agente regulamentador destacam-se formas de celebração de contrato como licitações, concessões e *feed-in-tariff* (FiT) ([MAURER; BARROSO, 2011](#)).

A negociação direta entre as partes interessadas, especialmente para expansão de capacidade, pode minimizar o tempo até a contratação, permitir o aprimoramento do projeto proposto pelo fornecedor além de evitar cenários de mau funcionamento dos leilões quando existem poucos fornecedores interessados em participar do processo ([SINGH JAS; LIMAYE, 2010](#); [BAJARI; MCMILLAN; TADELIS, 2008](#)). Por outro lado, no que diz respeito a contratos governamentais de longo prazo, como é o caso da expansão da capacidade de geração, processos não-competitivos como este, em geral, apresentam maior propensão à corrupção, o que reduz a eficiência e pode levar à revogação destes quando existe troca de governo. Tratando-se da negociação direta entre entes privados, a literatura lista uma série de inconvenientes como a falta de transparência das negociações e o aumento da dificuldade para a entrada de novos agentes de mercado ([BULOW; KLEMPERER, 1996](#)). Já os modelos de licitação são criticados pela sujetividade dos requisitos, processo de seleção vago, com pouca transparência e demorado, o que colabora para a redução da quantidade de concorrentes quando espera-se que campeãs nacionais participem do projeto e sejam beneficiadas ([BÖRGERS et al., 2003](#); [KLEMPERER, 2004](#)).

A FiT é um exemplo de regulamentação empregado com sucesso historicamente e que se mantém em uso atualmente. O emprego de FiT, em geral, está associado ao subsídio relacionado ao aumento da capacidade instalada ou participação na matriz energética de fontes de energia específicas. Nesta modalidade, agências reguladoras governamentais determinam que consumidores comprem energia de produtores que empregam fontes primárias específicas a um preço pré-determinado. Assim, não existe competição direta entre os produtores, visto que não há espaço para variação do preço através das leis de mercado, e a ordem de despacho é determinada pela ordem que as ofertas foram feitas até que uma cota, determinada pela agência reguladora, seja atingida. Uma forma de negociação

similar a esta é aplicada no mercado livre de energia Brasileiro visto que consumidores especiais⁴ podem contratar energia através da modalidade "Incentivada Especial", cujas demandas são supridas por usinas de fonte primária renovável como PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas), biomassa, eólica e solar ([Mercado Livre de Energia Elétrica, 2023](#)).

Alternativamente, o leilão apresenta o mecanismo de seleção ideal caso exista concorrência suficiente e o “produto” a ser adquirido possa ser claramente especificado e definido ou estimado previamente (*e.g.*, demanda a se suprir, capacidade instalada a se atingir e margem de reserva a se adquirir) ([MAURER; BARROSO, 2011](#)). Leilões são mecanismos transparentes⁵, justos⁶, abertos⁷ e rápidos⁸ utilizados para preencher a lacuna entre a oferta e a demanda de forma eficiente, *i.e.*, garantindo os menores custos para aquisição ou maximizando os lucros dependendo do objetivo do leiloeiro. Um leilão, segundo o estudo apresentado de [Maurer e Barroso \(2011\)](#), é definido por três fatores centrais **(1)** o processo de fornecimento de ofertas, **(2)** o modelo de fechamento do mercado e **(3)** o método de recompensa do(s) vencedor(es) do leilão. Assim, os ambientes de mercado liberalizados que adotam mecanismos de leilão devem adequar estes fatores de forma a contemplar as distintas características técnicas e econômicas dos produtos de energia.

As regras para a submissão de ofertas determinam a estrutura de oferta que cada agente do mercado deve submeter (oferta única ou múltiplas) além de quando é possível submetê-las (uma única vez ou de forma iterativa). O método de fechamento do mercado apresenta o conjunto de regras que serão empregadas para comparar as ofertas submetidas e determinar o(s) vencedor(es) do leilão. Por fim, o método de recompensa representa o critério empregado para determinar o preço de venda/aquisição do produto relacionado à eletricidade negociado, *e.g.*, o leiloeiro pode pagar o valor de sua oferta a cada vencedor do leilão (*pay-as-bid*) ou um preço uniforme a todos. Neste contexto e tendo em consideração características locais de natureza técnica e mercadológica, os mercados de eletricidade de um único país apresentam diferentes modelos de leilão, assim como mercados que negociam os mesmos produtos em países diferentes possuem estruturas distintas. Ainda assim, a experiência internacional de liberalização dos mercados de eletricidade indica que as estruturas mais comuns de leilões são **(1)** leilão selado (leilão cego), **(2)** leilão de preço descendente aberto (leilão Holandês), **(3)** híbrido, **(4)** combinado e **(5)** bilateral ([MAURER; BARROSO, 2011](#)).

⁴ Unidade ou conjunto de unidades consumidores unidas por comunhão de fato (áreas contíguas) ou de direito (mesmo CNPJ), cuja demanda contratada com a distribuidora seja maior ou igual a 500 kW e menor que 1500 kW.

⁵ Todos os participantes do mercado têm acesso prévio ao conjunto de regras impostas pelo leiloeiro

⁶ Todos os participantes tem acesso às mesmas informações.

⁷ Todos os participantes que atendam às regras impostas pelo leiloeiro podem participar do processo.

⁸ Uma vez autorizados a participar do processo, não é necessária nenhuma avaliação adicional dos participantes.

Os leilões selados são caracterizados pelo sigilo dos lances submetidos pelos agentes do mercado, o que em mercados competitivos os leva a enviar lances com valores mínimos. Nesta categoria estão contidas três estruturas de leilão fundamentais: *First-Price Sealed-Bid* (leilão de oferta de preço fechado) (FPSB), *pay-as-bid* e preço uniforme. Embora compartilhem a característica de sigilo dos lances, as regras de oferta e de recompensa são distintas. O modelo FPSB se aplica à comercialização de um único item, permitindo que os agentes enviem um único lance ao leiloeiro e, caso vencedor, o participante recebe o valor do lance submetido. Os outros dois modelos permitem a transação de várias unidades de um mesmo produto energético e que os participantes enviem múltiplas ofertas de forma que se construam curvas de ofertas agregadas. O leiloeiro deve organizar os lances (pares de quantidade-preço) recebidos de forma crescente e o fechamento de mercado é dado pelo ponto no qual a demanda é atendida. A diferença entre as estruturas *pay-as-bid* e preço uniforme se dá apenas na forma de recompensar os participantes, visto que no primeiro caso o agente recebe a soma de seus lances aceitos e, no segundo, um preço único por unidade é pago a cada participante com lances aceitos.

O leilão Holandês é um tipo de leilão dinâmico, *i.e.*, trata-se de um processo iterativo. Inicialmente, o leiloeiro indica o preço pelo qual está disposto a comprar o produto energético e os agentes reagem submetendo as quantidades que desejam vender. A cada iteração o leiloeiro diminui o preço até que a quantidade ofertada pelos agentes seja reduzida até a quantidade que o leiloeiro deseja comprar. Apesar da maior complexidade associada à construção deste tipo de ambiente de mercado, em comparação com leilões selados, os participantes são capazes de maximizar seus lucros nesta estrutura de leilão visto que o processo iterativo permite aos participantes inferir os custos dos concorrentes e ajustar suas ofertas para tal. Por outro lado, o estudo apresentado em [Harbord e Pagnozzi \(2008\)](#) discute que esta melhoria não foi observada para o mercado Colombiano. Os autores ainda discutem que este cenário poderia ser diferente se existisse o emprego de estruturas híbridas de leilão que combinam características de leilões selados e dinâmicos.

Os leilões combinados são empregados para negociação simultânea de um conjunto de itens, ao invés de um item por vez. Os conjuntos de itens que compõem os blocos a serem leiloados podem ser pré-determinados pelo leiloeiro ou pode ser concedida aos agentes a possibilidade de submeterem ofertas por blocos customizados de itens. Os agentes devem submeter oferta única e, em geral, são recompensados pelo valor da oferta submetida quando vencem o processo. Por fim, os leilões bilaterais de produtos energéticos prevê a existência algum tipo de flexibilização do lado da demanda. Neste ambiente, os agentes podem submeter múltiplos lances sigilosos de oferta e de demanda por um produto energético ao operador de mercado, responsável pela criação das curvas agregadas de demanda e oferta. Ao contrário do observado para os outros tipos de leilão mencionados, o fechamento do leilão bilateral se dá não quando a oferta supre a demanda, mas quando as curvas agregadas de oferta e demanda se cruzam. Portanto, existe a possibilidade do

não suprimento total da demanda. O método de recompensa empregado, em geral, é a precificação uniforme.

Uma sumarização da empregabilidade destes cinco tipos de leilão no panorama mundial do setor elétrico baseada no estudo do Banco Mundial sobre leilões de eletricidade ([MAURER; BARROSO, 2011](#)) e nos dados de mercados de eletricidade internacionais ([NordPool, 2023](#); [PJM, 2023](#); [NYISO, 2023](#); [CAISO, 2023](#); [OMIE, 2023](#); [AEMO, 2023](#)) é exibida na Tabela 1.

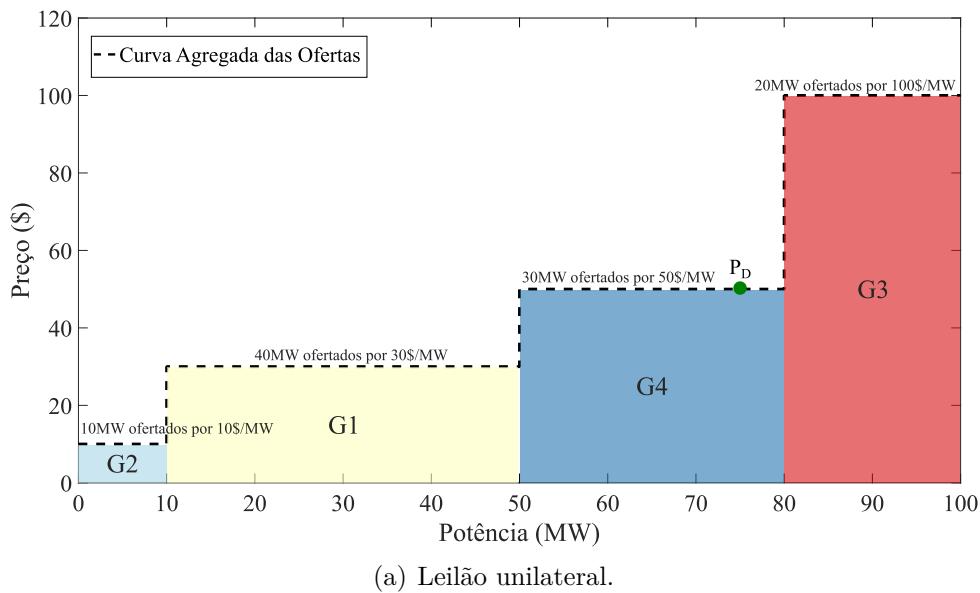
Tabela 1 – Tipos de Leilões Empregados para Negociação de Produtos Relacionados à Eletricidade

Tipo de Leilão	Produtos Energéticos	Países
FPSB	Energia nova	Vietnam e Peru
<i>Pay-as-Bid</i>	Contratos de energia de médio e longo prazo, mercados de tempo real Créditos de carbono e contratos energia de curto prazo e de capacidade	Peru, Panamá, México, Alemanha, Itália
Precificação uniforme		Estados Unidos, Brasil
Leilões dinâmicos	Contratos de capacidade e de energia de médio e longo prazo	Estados Unidos, Espanha, Colômbia, França, Canadá
Leilões híbridos (leilão Holandês seguido de <i>pay-as-bid</i>)	Contratos de energia nova, de médio e longo prazo	Brasil
Leilões combinados	Contratos de energia de médio e longo prazo	Chile
Leilões bilaterais	Contratos de energia de curto prazo	Austrália, Estados Unidos, Alemanha, Áustria, Bélgica, Dinamarca, Escócia, Finlândia, França, Holanda, Inglaterra, Letônia, Lituânia, Noruega, País de Gales, Polônia, Suécia, Espanha, Portugal

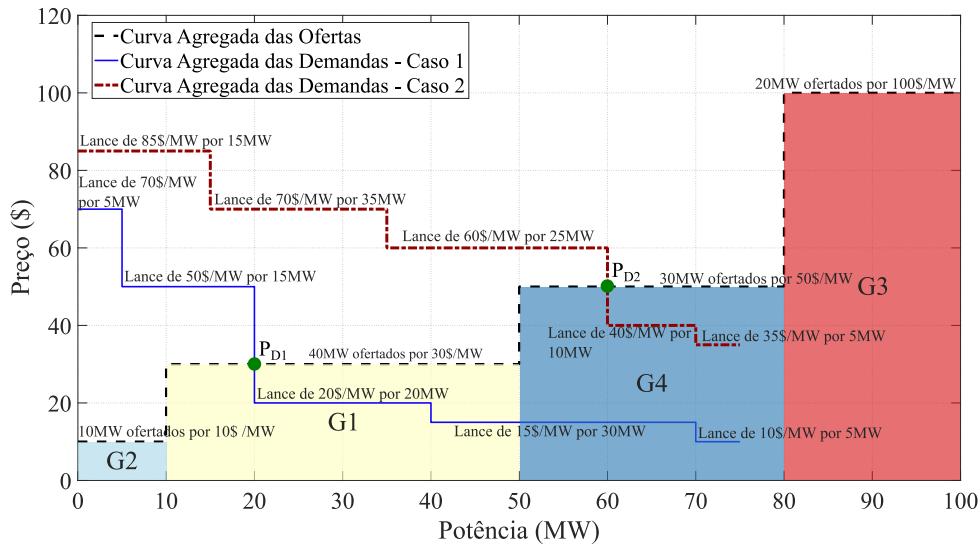
Como evidenciado na Tabela 1, os leilões cegos (*pay-as-bid*, pagamento uniforme ou bilateral) são os mecanismos para seleção dos agentes produtores energia a serem despachados (e consumidores a serem supridos no caso dos leilões bilaterais) adotados nos mercados de energia de curto prazo. Cabe destacar que a participação de pequenos consumidores e produtores em mercados de eletricidade se dá nos ambientes de comercialização de energia e reserva, e não de capacidade e energia nova, dados os montantes reduzidos de potência gerenciados por estes. Por outro lado, as transações de energia em médio e longo prazo se dão através de contratos bilaterais, os quais não estão sob a gerência dos operadores de mercados de eletricidade. Neste sentido, visto que a proposta de estudo deste trabalho envolve a otimização do despacho coordenado dos sistemas de distribuição e transmissão considerando a operação de mercados varejistas, considera-se apenas mercados de energia e reserva de curto prazo uma vez que os pequenos agentes tendem a não negociar outros produtos e não envolvem o operador de mercado em prazos maiores.

2.2 Leilões de Produtos Energéticos em Mercados de Curto Prazo

Conforme discutido na seção anterior, diferentes tipos de leilão são adotados para comercialização de energia em curto prazo. Alguns consideram apenas as ofertas de produtores de energia e a demanda é classificada como inelástica (leilões sigilosos unilaterais de precificação uniforme). Outros operadores de mercado fazem uso de leilões bilaterais no qual os consumidores também devem fornecer lances de quantidade-preço de potência. A determinação do tipo de leilão a se empregar afeta a potência a ser despachada ao fim do processo de negociação. Uma ilustração do processo de fechamento dos dois tipos de leilão é apresentada na Figura 2.



(a) Leilão unilateral.



(b) Leilão bilateral.

Figura 2 – Ilustração de Tipos de Leilão.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando uma demanda total $P_t = 75$ MW, os valores de potência a se despachar após o fechamento dos dois leilões são destacadas nas Figuras 2(a) e 2(b) como P_D . Para o leilão bilateral são considerados 2 casos de curva agregada de demanda para evidenciar o impacto do comportamento dos consumidores no despacho de potência. Note que os despachos são distintos: enquanto a potência a se despachar para o caso de demanda inelástica (Figura 2(a)) é igual à carga total do sistema (P_t), no leilão bilateral (Figura 2(b)) a potência despachada é igual à potência no ponto de intersecção entre as curvas de demanda e oferta agregadas. Portanto, parte da carga não é suprida nos dois casos do leilão bilateral. Cabe salientar, no entanto, que os consumidores não contemplados na compensação do mercado de *day-ahead* não sofrerão desligamento. Em vez disso, estes agentes deverão recorrer aos mercados *intraday* para suprir a parcela não aceita de seus lances por energia. Caso o agente falhe em adquirir energia o bastante para suprir sua demanda nos mercados *day-ahead* e *intraday*, a demanda é suprida durante a operação em tempo real e o consumo é valorado pelo custo operacional do gerador mais oneroso cujo despacho é necessário para suprir a demanda total do sistema. Salienta-se que tal valor é calculado *ex-post*, *i.e.*, pós-despacho. É possível observar na Figura 2 que, para o caso do leilão unilateral e o caso 2 do leilão bilateral, os geradores G2 e G1 despacham a totalidade de suas ofertas enquanto G4 despacha parte da potência ofertada e G3 não é despachado. Já para o caso 1 do leilão bilateral, apenas 20 MW dos lances dos consumidores são contemplados pela compensação do mercado de forma que apenas os geradores G2 e G1 despacham total e parcialmente, respectivamente.

Além do modelo de leilão, é importante determinar o modelo de recompensa dos participantes. Duas propostas são investigadas na literatura para leilões cegos: pagamento igual ao lance e preço uniforme, ou preço de fechamento do mercado (OREN, 2004; AKBARI-DIBAVAR; MOHAMMADI-IVATLOO; ZARE, 2020). No entanto, os operadores de mercado atualmente adotam o método de recompensa *pay-as-bid* apenas em mercados de balanço (WANG *et al.*, 2015; MAZZI; KAZEMPOUR; PINSON, 2018). Considerando o pagamento uniforme, para o caso do leilão unilateral os geradores G1, G2 e G4 receberiam o valor referente ao lance do gerador mais caro a ser despachado para suprir uma demanda de 75 MW, neste caso, \$50/MW (note que o despacho de G3 é desnecessário para o suprimento da demanda). Já para o leilão bilateral, dado que nem toda a carga é suprida, os preços de compensação do mercado podem ser menores. Para os casos 1 e 2 os preços da energia pagos por cada consumidor suprido e recebido por cada produtor despachado são, respectivamente, \$30/MW e \$50/MW. Note que, apesar de apresentar o mesmo preço de fechamento de mercado, o caso de leilão unilateral e o caso 2 do leilão bilateral não possuem o mesmo despacho de potência. Isso acontece porque o fechamento do leilão bilateral garante que nenhum dos compradores pague mais que seu lance e nenhum dos produtores receba menos que sua oferta. Assim, os consumidores que forneceram lances inferiores a \$50/MW não são supridos. Cabe salientar, no entanto,

que é comum que consumidores paguem menos que seu lance e geradores recebam mais que sua oferta.

É importante mencionar que um modelo de fechamento de leilão de energia considerando apenas as restrições mercadológicas, como apresentado na Figura 2, pode se mostrar impraticável sob a ótica do operador do sistema elétrico. Considere que os lances ilustrados na Figura 2 tenham sido submetidas pelos consumidores e produtores de energia ilustrados na Figura 3.

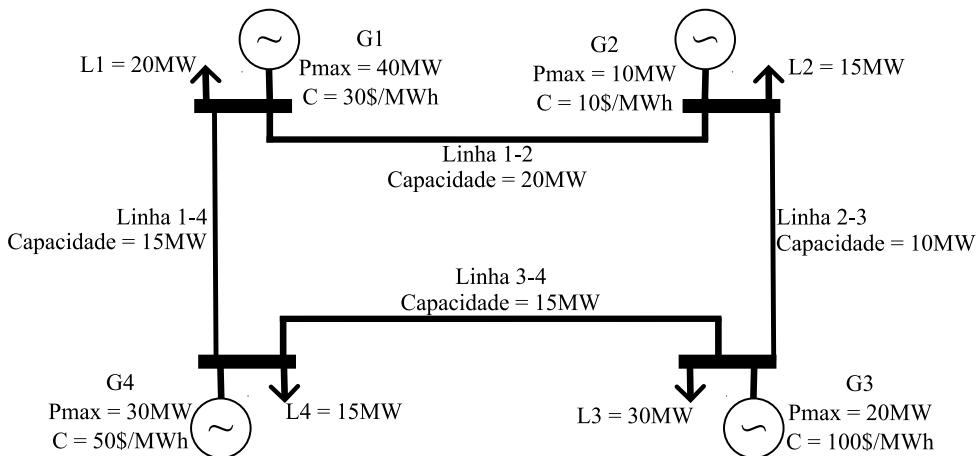


Figura 3 – Impactos dos Limites Físicos do Sistema Elétrico na Precificação da Energia.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se que o suprimento total da demanda (leilão unilateral) implica o despacho do gerador G3, visto que a carga L3 só pode ser suprida se este gerador injetar no mínimo 5 MW no sistema dadas as capacidades das linhas 2-3 e 3-4. Por outro lado, todas as outras cargas podem ser alimentadas através do despacho de unidades geradoras menos onerosas. Para que não exista a sobreprecificação generalizada da energia, a prática comum adotada por operadores de mercados reais neste tipo de cenário é aplicar custos de congestionamento em pontos específicos do sistema ([NordPool, 2023](#)). Esta prática encontra respaldo matemático em formulações de FPO nos quais são determinados os "preços sombra" ou Preços Marginais Locais (PMLs). PMLs são dados pelas variáveis duais das equações de balanço de potência nodais de um SEP e são definidos como os encargos associados ao suprimento da demanda de um consumidor localizado em um nó específico tendo em conta custos operacionais e de capital ([SCHWEPPE et al., 1988; CARAMANIS; BOHN; SCHWEPPE, 1982](#)). Em termos de precificação, a adoção dos PMLs garante preços nodais iguais caso não existam restrições sistêmicas ativas, i.e., nenhuma das limitações físicas do SEP⁹ ou de disponibilidade de unidades geradoras¹⁰ sejam atingidas. Em geral os limites térmicos das linhas são atingidos antes de qualquer outro, no entanto,

⁹ Considerando um modelo de fluxo de potência sem perdas de potência. Caso as perdas sejam consideradas, os PMLs também levam este fator em consideração o que faz com que os preços nodais sejam distintos mesmo sem que exista congestionamento de linhas.

¹⁰ Restrições de rampa para o aumento ou redução da injeção de potência de unidades geradoras, espe-

existem propostas que consideram a precificação de outras características além do congestionamento da rede (CUI; SUN, 2018; WANG *et al.*, 2019). Desta forma, o processo de determinação do preço de compensação da energia comercializada em mercados de curto prazo não pode ser conduzido exclusivamente pelos operadores de mercado, visto que as características do SEP (conhecidas apenas pelo operador do sistema) influenciam a precificação.

Os ambientes, regras e mecanismos para celebração de contratos de energia de curto prazo apresentados até este ponto já se encontram bem estabelecidos e são praticados em diversos países com pequenos ajustes. No entanto, estes *frameworks* foram propositos originalmente para ambientes de mercado atacadistas, nos quais participavam grandes produtores, consumidores e distribuidoras de energia elétrica. Neste sentido, o aumento da penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) associada à possibilidade de participação direta destes agentes de pequeno porte em mercados de eletricidade viabilizada pela implementação de mercados varejistas demanda que (1) se revise a estrutura dos mercados de forma a analisar a suas limitações de gerenciamento causadas pelo aumento da quantidade de agentes participantes e, caso necessário, (2) proponham-se novos arranjos.

2.3 Mercados Energéticos Varejistas

A redução dos custos de tecnologias de geração distribuída, armazenamento de energia e controle de carga permitiu a transformação de consumidores em *prosumers*¹¹ capazes de assumir posturas proativas no gerenciamento de sua injecção/demandas de/por potência no/do sistema elétrico. A operação de *prosumers* afeta diretamente as condições de operação dos SEPs podendo, caso coordenada de forma adequada, impactar o sistema positivamente. Motivados por esta possibilidade, pesquisadores dos setores industriais e acadêmicos têm investigado a otimização da operação de *prosumers* para maximização simultânea dos lucros do agente e seus impactos no SEP (LIN; WANG, 2022). No entanto, é crucial mencionar que é idealista considerar que o operador de um mercado atacadista de eletricidade (associado ao Operador do Sistema de Transmissão (OST)) seja capaz de garantir a factibilidade do despacho dos *prosumers* dado o aumento do número de agentes e a desconsideração dos dados sistêmicos dos SDEEs por parte do OST (BAHRAMIRAD; KHODAEI; MASIELLO, 2016; TUSHAR *et al.*, 2018). Ao mesmo tempo, proibir a participação direta de *prosumers* em mercados de eletricidade e valorar quaisquer transações através de FiTs pode minimizar a capacidade de lucro dos *prosumers* o que pode redu-

cialmente do termelétricas, e eventos de racionamento da fonte primária, para o caso das hidrelétricas, afetam o despacho horário o que altera os PMs.

¹¹ A palavra *prosumer* é produto da junção das palavras produtor e consumidor (do inglês *producer* e *consumer*). Assim, um *prosumer* é um consumidor de energia elétrica que possui algum elemento ativo capaz de injetar potência na rede (KHALILPOUR, 2019).

zir o ritmo de captação de novos agentes (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2018; TUSHAR *et al.*, 2018).

Neste contexto, diversas propostas publicadas recentemente abordam a criação de estruturas de mercado a nível dos SDEEs visando conferir ao Operador do Sistema de Distribuição (OSD) a capacidade de utilizar o mercado local para garantir o balanço de potência e a confiabilidade da operação do sistema (similar ao que acontece entre o OST e o mercado atacadista a nível de transmissão). As propostas de ambientes de mercado de eletricidade encontradas na literatura também se prestam ao estímulo da participação de *prosumers* (WANG *et al.*, 2021; MORSTYN; TEYTELBOYM; MCCULLOCH, 2019; WU *et al.*, 2019; DU; LI, 2020; ZARABIE; DAS; FAQIRY, 2019; CRESPO-VAZQUEZ *et al.*, 2021; PAUDEL *et al.*, 2019; CHEN; SU, 2019; HAN; MORSTYN; MCCULLOCH, 2019). De acordo com Lin e Wang (2022), as estruturas de mercado são definidas por quatro características fundamentais: os agentes do mercado, a camada física, a camada de comunicação e o método de precificação dos contratos celebrados. Sob esta ótica, os mercados atacadistas de comercialização de energia de curto prazo seriam caracterizados por: grandes geradores, consumidores e distribuidoras de energia elétrica como participantes; camadas física e de comunicação hierárquicas e centralizadas; e recompensa dos agentes através dos PMLs. Dada a incipienteza do tema de mercados de eletricidade varejistas (ou mercados locais), não há consenso sobre a estrutura a se empregar. No entanto, uma símula das principais propostas encontradas na literatura para as quatro características estruturantes dos mercados locais é apresentada nas subseções seguintes.

2.3.1 Agentes dos Mercados Locais

Os trabalhos envolvendo mercados locais consideram, em geral, quatro agentes: consumidores, *prosumers*, operadores de mercado e operadores do sistema elétrico. Os principais equipamentos pertencentes a consumidores e *prosumidores* representados em propostas de mercados locais são geradores, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), Resposta da Demanda (RD), além de *smart homes* e microrredes capazes de responder a preços de energia importando ou exportando energia (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2018; SOUSA *et al.*, 2019).

A existência de operadores de mercados locais se faz necessária quando os *prosumers* são incapazes de negociar diretamente entre si todas suas demandas. Em geral, estes operadores são modelados com responsabilidades similares às do operador do mercado atacadista: fechamento do mercado e precificação dos produtos energéticos. Para estruturas nas quais são previstas transações entre um mercado varejista e o mercado atacadista, o operador do mercado local pode ser considerado um *prosumer* do mercado atacadista, como é o caso de agregadores de carga. Nestes casos, o operador de mercado negocia energia no mercado atacadista para suprir a demanda (ou excesso de produção) do

mercado local. Assim, o operador do mercado local pode assumir papéis de coordenação do intercâmbio de potência entre os sistemas de distribuição e transmissão, de competidor do mercado atacadista ou ainda de comercializador de energia comprando no mercado atacadista e revendendo no mercado local e vice-versa (ZARABIE; DAS; FAQIRY, 2019; BAHRAMARA *et al.*, 2020; DU; LI, 2020).

Alguns trabalhos abordando o tema consideram o OSD como uma interface do SDEE com o sistema de transmissão o qual seria capaz de garantir o balanço de potência do mercado local, absorvendo produção excedente e fornecendo potência quando necessário a um preço fixo (WU *et al.*, 2019; MORSTYN; TEYTELBOYM; MCCULLOCH, 2019). Outro grupo de autores propõe a expansão da formulação de PMLs para os SDEEs visando o aumento da eficiência na especificação e no fornecimento de incentivos em mercados locais. Neste tipo de proposta os OSDs são responsáveis não só pela operação segura dos SDEEs mas também pela regulação de um mercado competitivo, visto que a especificação passa a depender também do operador do sistema. Assim, agrupar as funções de operador do sistema e do mercado faz parte do escopo de mercados locais (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; BAI *et al.*, 2018; LIN; WANG, 2022).

Por fim, é importante salientar que a relação entre os participantes dos mercados locais de energia podem ser cooperativas ou competitivas. Embora seja natural a concepção da competitividade entre participantes, dada suas motivações individuais de lucratividade, a depender do *framework* do mercado é possível criar uma plataforma de cooperatividade entre agentes. Ademais, a depender do papel dos OSDs e operadores de mercado, é possível que estas entidades não sejam sem fins lucrativos. Em abordagens nas quais o OSD concentra as responsabilidades de garantir a segurança operacional do SDEE e por transacionar energia no mercado atacadista, por exemplo, o objetivo do OSD é, em geral, minimizar os custos com compras e maximizar os lucros com vendas de produtos energéticos. Observa-se, portanto, que neste sentido os OSDs são bastante distintos dos OST mesmo quando ambos possuem as funções de garantir a segurança operacional de uma parte do SEP e gerir um ambiente de mercado de eletricidade; enquanto o objetivo do OST é a maximização do bem-estar social, o objetivo do OSD é a maximização do seu lucro (ou minimização dos custos operacionais) através de ações nos mercados de eletricidade atacadista e varejista.

2.3.2 Estruturas Físicas e de Comunicação dos Mercados de Eletricidade Varejistas

As estruturas físicas e de comunicação são premissas que permitem ou limitam a negociação e entrega de energia direta entre dois agentes do mercado. A estrutura física determina os pontos de conexão entre os participantes do mercado (*i.e.*, conexão direta com outros *prosumers*/consumidores ou apenas um ponto de conexão com o SDEE ou

microrrede). A partir desta característica do sistema, é possível determinar a possibilidade de intercâmbio direto de potência entre *prosumers* ou operadores de sistemas. Já a estrutura de comunicação diz respeito às tecnologias de informação e comunicação empregadas para estabelecimento do ambiente de negociações, crucial para a determinação do grau de complexidade da implementação do ambiente de negociações proposto.

A revisão bibliográfica apresentada por Lin e Wang (2022) generaliza dois tipos de estruturas físicas e dois tipos de estruturas de comunicação que podem ser combinadas entre si em diferentes percentuais para que se produzam pelo menos 9 estruturas de mercados locais. De acordo com os autores, ambas categorias de estruturas podem ser centralizadas ou *peer-to-peer*. As estruturas físicas centralizadas assumem que os intercâmbios de potência se dão em Pontos de Acoplamento Comuns (PACs) (*e.g.*, entre SDEE e microrrede ou entre os sistemas de distribuição e transmissão através da subestação). Alternativamente, as estruturas físicas *peer-to-peer* permitem a troca direta de energia entre agentes do mercado assumindo que existe conexão física direta entre os dois.

Analogamente, uma estrutura centralizada de comunicação demanda a existência de operadores de mercados que recebem os lances de ofertas e demandas e executa o processo de fechamento de mercado para determinação dos preços de energia e ordens de despacho. As propostas que consideram uma estrutura de comunicação *peer-to-peer* permite a negociação direta entre *prosumers*, o que pode dispensar a necessidade de um operador de mercado. No entanto, caso não exista conexão física direta entre os agentes, tais intercâmbios podem não ser despachados devido a limitações físicas do sistema elétrico (*e.g.*, congestionamento de linhas e magnitude das tensões nodais). Adicionalmente, conforme indicado pelo estudo do Banco Mundial, a negociação direta entre agentes pode apresentar menor transparência e eficiência que um leilão caso exista concorrência o bastante (MAURER; BARROSO, 2011).

2.3.3 Mecanismos para Celebração de Contratos em Mercados Locais

O processo a se adotar para determinar a celebração de contratos de energia de curto prazo depende do tipo de estrutura de comunicação de mercado adotada. Considerando um mercado local cuja estrutura de comunicação é centralizada, é comum a adoção de leilões bilaterais para a celebração destes contratos o que presume a existência de múltiplos agentes compradores e vendedores de energia participando de um ambiente competitivo (TUSHAR *et al.*, 2020). Quanto ao mecanismo de precificação dos produtos energéticos em mercados de mecanismo centralizado, é comum a adoção de *pay-as-bid*, precificação uniforme e PML (LIN; WANG, 2022).

Propostas que consideram estruturas de comunicação *peer-to-peer* modelam a cele-

bração de contratos através de contratos diretos entre os agentes que podem ser mediados por um operador de mercado ou não. A participação do operador de mercado neste processo se limita a colocar dois agentes em contato para que estes encontrem consenso sobre o preço (KIM; DVORKIN, 2020; MORSTYN; TEYTELBOYM; MCCULLOCH, 2019). Cabe salientar que não é possível garantir a maximização dos lucros ou a minimização dos custos de agentes que participam em mercados do tipo *peer-to-peer* nos quais não existe a figura de um coordenador centralizado.



REPRESENTAÇÕES MATEMÁTICAS DE PROBLEMAS DE COMPENSAÇÃO DE MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE MAXIMIZAÇÃO DE LUCROS DE STAKEHOLDERS

Nesta tese, os trabalhos que abordam estudos de mercados de eletricidade (atacadistas e varejistas) e compõem a literatura específica são agrupados segundo duas características: (1) propostas que abordam a otimização de um (ou mais) aspecto(s) de um agente desconsiderando as reações de outros entes¹ e (2) formulações que executam a otimização de um (ou mais) aspecto(s) de um agente tendo em conta as interações entre os agentes do mercado². Independentemente da proposta de uma formulação, a compreensão dos arranjos de mercados de eletricidade, *i.e.*, agentes participantes, estruturas de comunicação e física, mecanismos de celebração de contratos e de precificação, é fundamental para a proposição de formulações capazes de representar o problema de forma satisfatória.

Os modelos encontrados na literatura voltados para o projeto, a simulação ou a validação de *frameworks* de mercado dependem especialmente das estruturas físicas e de comunicação do mercado. No entanto, as principais propostas encontradas na literatura apresentam como ponto comum algum tipo de estudo de otimização adotando uma de três estratégias: (1) otimização clássica, (2) teoria de jogos ou (3) modelos multiagentes.

¹ Nesta categoria se encaixam tanto formulações para maximização do lucro/minimização dos custos operacionais quanto modelos de compensação de mercados de eletricidade.

² Nesta categoria se enquadraram tanto formulações para o fornecimento de ofertas/lances ótimas para a maximização do lucro/minimização do custo operacional de um agente *price-maker* estratégico quanto aquelas que se destinam à otimização do Operador do Sistema de Distribuição (OSD) em sua função tripla de negociação no mercado atacadista, gerenciamento do mercado varejista e garantia da segurança operacional do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).

De forma geral, os modelos de otimização e a maioria das propostas baseadas em teoria de jogos dependem da disponibilidade ou troca de informação em volumes consideráveis entre os agentes considerados e, na maioria dos casos, garantem a otimalidade das soluções obtidas. Paralelamente, modelos multiagentes demandam menos rigor matemático em sua formulação, o que permite a consideração de estruturas de mercado mais complexas como *peer-to-peer*, às custas da proposição de soluções sub-ótimas e possibilidade de problemas de convergência (LIN; WANG, 2022; BAGHERI; JADID, 2022).

Neste trabalho adota-se uma abordagem conservadora em relação aos mercados varejistas no sentido de que desconsidera-se a conexão física direta entre *prosumers*. Consequentemente, assume-se que o processo de compensação dos mercados de eletricidade varejistas depende das condições de operação do SDEE. Assim, supõe-se algum tipo de participação do OSD no mercado no que tange a determinação da ordem de despacho e, consequentemente, a precificação. Este conjunto de características é típico de estruturas mercadológicas centralizadas do ponto de vista físico e de comunicação, que demandam submissão de informações a um ente hierarquicamente superior, neste caso, os operadores de mercado e do sistema. O comportamento dos agentes e as relações de hierarquia de mercados com este nível de complexidade podem ser representados adequadamente por abordagens que apresentam modelos matemáticos formais (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2018). Neste sentido, as formulações e técnicas de solução abordadas neste capítulo são aplicadas a métodos de otimização clássica e teoria de jogos.

3.1 Modelos de Otimização

Nesta seção são elencados os tipos fundamentais de formulações encontradas na literatura nas quais considera-se apenas um agente tomador de decisões. Neste sentido, o ente modelado tem controle sobre todas as variáveis consideradas pelo problema, de forma que as grandezas sobre as quais o agente não tem domínio são modeladas como parâmetros. De forma geral, os problemas contidos nesta categoria são modelados como Programação Linear (PL), *Mixed-integer linear programming* (Programação Linear Inteiro-Mista) (MILP) ou *Nonlinear Programming* (Programação Não-Linear) (NLP) e são resolvidos por *softwares* comerciais.

3.1.1 Compensação de Leilões

A compensação de um leilão para celebração de contratos de curto prazo pode ser interpretada como um problema de otimização no qual os únicos agentes tomadores de decisão considerados são os operadores do mercado e do sistema, uma vez que os pacotes de ofertas/lances já foram submetidos pelos agentes do mercado e não podem ser alterados. Dado que os objetivos destas entidades não são conflitantes, e em alguns casos

um único agente se presta aos dois papéis, é possível considerá-las como uma para fins de simplificação do modelo. Neste sentido, os pacotes de oferta de energia, e em alguns casos pacotes de lances por energia, são os dados de entrada do problema de otimização e a função objetivo, em geral, é a maximização do bem-estar social (LIN; WANG, 2022). A maximização da função objetivo é limitada pelas condições de operação do sistema, que deve manter a segurança operacional, e, quando trata-se de um leilão unilateral, pela necessidade de suprimento total da demanda.

A solução centralizada e, em geral, determinística do problema de compensação faz parte da prática dos mercados atacadistas atualmente (KOLTSAKLIS; DAGOUMAS, 2018; SAVELLI *et al.*, 2018; WANG *et al.*, 2019). Assim, é natural a expansão desta prática, tendo em conta as características estocásticas de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) conectadas aos SDEEs, para os mercados varejistas, como proposto por Renani, Ehsan e Shahidehpour (2018), Bahramara *et al.* (2020), Wang *et al.* (2021), Wolak (2021) e Prado e Qiao (2022).

3.1.2 Participação de um Agente Price-Taker no Mercado

A maximização do lucro (ou a minimização do custo operacional) de um agente *price-taker* de mercado de eletricidade é a contraparte do modelo de otimização da compensação do leilão. Enquanto o modelo de compensação do leilão considera como parâmetros os lances dos agentes e determina o preço de liquidação, o modelo de otimização do *price-taker* considera como dados de entrada os preços dos produtos relacionados à eletricidade que o agente deseja vender/comprar. Conhecido o preço, o modelo de cálculo de oferta/lance deve apontar a decisão da quantidade ótima do produto em questão a ser transacionar tendo em vista a maximização dos lucros quando o agente se comporta como um produtor, ou a minimização dos custos quando este se comporta como um consumidor.

É importante salientar que esta formulação desconsidera qualquer impacto do agente na formação do preço, nem mesmo através da criação das curvas agregadas de oferta e demanda. Este tipo de abordagem é bastante adotado para representar a relação entre um OSD e o mercado atacadista em formulações cujo foco está na formulação do mercado varejista (ZHANG *et al.*, 2018; TOUTOUNCHI *et al.*, 2019; YI *et al.*, 2020; NAEBI *et al.*, 2020; WU *et al.*, 2020; WU; BARATI; LIM, 2020; KARIMI; JADID, 2021; Mohy-ud-din; MUTTAQI; SUTANTO, 2022; VAHEDIPOUR-DAHRAIE *et al.*, 2022; RASHIDIZADEH-KERMANI *et al.*, 2022). Como consequência da escolha deste tipo de modelagem, os retornos financeiros do agente advindos do mercado no qual participa como *price-taker* podem ser reduzidos quando comparados com formulações mais detalhadas do mercado. Ainda assim, o método pode ser empregado quando trata-se de um agente de pequeno porte operando sob um oligopólio ou quando emprega-se um método de previsão de preços eficiente.

3.2 Modelos Baseados em Teoria de Jogos

A aplicação da teoria dos jogos é amplamente difundida na modelagem dos comportamentos estratégicos dos participantes do mercado. No contexto da negociação de energia, onde a representação da natureza conflituosa dos interesses dos participantes do mercado é fundamental, a teoria de jogos não-cooperativos fornece uma estrutura adequada para investigar (ou propor) comportamentos estratégicos dos *prosumers*. Existem abordagens na literatura específica que assumem que pequenos agentes *prosumers* dos mercados varejistas compartilham um objetivo comum. Neste cenário, modelos baseados em jogos cooperativos são ferramentas naturais para determinar formas de incentivar a ação colaborativa dos *prosumers* (WU *et al.*, 2015; LI *et al.*, 2018; HAN; MORSTYN; MCCULLOCH, 2019; WU *et al.*, 2020). Independentemente do modelo de jogo adotado (cooperativo ou não-cooperativo), formulações baseadas na teoria de jogos têm como objetivo a determinação de soluções de equilíbrio que podem ser utilizadas tanto para a tomada de decisão de um agente de mercado como para a análise da eficiência de um ambiente de mercado. Neste trabalho são investigadas apenas formulações não-cooperativas.

A formulação matemática e, consequentemente, o método de solução de um jogo não-cooperativo depende das relações hierárquicas existentes entre os agentes modelados. Neste sentido, a maior parte dos trabalhos encontrados na literatura específica considera a existência de relações "líder-seguidor" entre os agentes com o objetivo de caracterizar o problema como um jogo de Stackelberg (STACKELBERG, 2011). O modelo teórico proposto por Heinrich von Stackelberg se aplica a problemas nos quais existem pelo menos dois agentes com objetivos conflitantes (*i.e.*, maximização de lucro e minimização de gastos na negociação de energia). Além disso, pelo menos um dos agentes é definido como "líder" tendo como prerrogativa a tomada de decisão antes dos demais agentes, denominados "seguidores", que devem reagir à(s) ação(ões) do(s) agente(s) líder(es). Neste sentido, o equilíbrio é atingido quando nenhuma mudança na estratégia do(s) agente(s) líder(es) é capaz de melhorar sua(s) função(ões) objetivo.

Caso a relação hierárquica "líder-seguidor" seja desconsiderada, *i.e.* os agentes possuem a mesma hierarquia, o modelo de jogo não-cooperativo deve ser resolvido através da verificação do equilíbrio de Nash. O equilíbrio de Nash se caracteriza quando qualquer agente é incapaz de aumentar seu lucro (ou minimizar seus custos) através de uma mudança estratégica unilateral. Trata-se de um problema extremamente complexo que dificilmente pode ser resolvido como um problema de otimização comum, visto que cada agente deve definir sua estratégia de participação no mercado prevendo as decisões de seus concorrentes. Assim, este tipo de formulação pode não ter solução, apresentar múltiplas soluções ou até infinitas soluções (LEYFFER; MUNSON, 2010; RUIZ; CONEJO; SMEERS, 2012; NAEBI *et al.*, 2020).

Neste sentido, a maior parte das propostas publicadas na literatura específica

tratam agentes com grande poder de mercado (oligopólios) ou o operador de mercado como hierarquicamente superiores aos demais agentes, justificando, portanto, a solução do problema como um jogo de Stackelberg. A seguir são apresentadas as formulações baseadas em jogos de Stackelberg mais comumente encontradas na literatura.

3.2.1 Compensação de Leilões com Agentes Price-Maker Não-Estratégicos

A formulação da compensação de leilões através de modelos de otimização clássicos usa como parâmetros lances já submetidos pelos agentes do mercado e então determina a ordem de despacho e os preços nodais do produto energético comercializado. O modelo baseado em teoria de jogos permite a inversão da dinâmica de precificação, isto é, ao invés de determinar os preços *ex-post*, o operador de mercado é capaz de propor preços *ex-ante* considerando a reação de agentes *price-maker* não-estratégicos. Neste sentido, os agentes *price-maker* não-estratégicos são capazes de afetar os preços de compensação de um leilão, visto que se o operador de mercado propuser preços inferiores aos custos de produção estes agentes não comercializam o produto energético o que afeta a função objetivo do operador de mercado.

Cabe salientar que, nesta formulação, o operador de mercado é considerado hierarquicamente superior aos agentes de mercado e, portanto, tem sua função objetivo priorizada sobre às dos demais agentes considerados. Uma vantagem desta formulação sobre o modelo de compensação *ex-post* é o fato do preço do produto energético se tornar uma variável de controle do operador de mercado, o que pode maximizar o bem-estar social, especialmente considerando-se um arranjo de mercado de comprador único, *i.e.*, demanda inelástica. Este tipo de formulação é empregado principalmente em propostas de mercados varejistas nos quais o operador do sistema de distribuição também opera um mercado local de energia composto por *prosumers* conectados ao SDEE ([ZHANG et al., 2018](#); [TOUTOUNCHI et al., 2019](#); [YI et al., 2020](#)).

3.2.2 Compensação de Leilões com Agentes Price-Maker Estratégicos

Trata-se da representação do problema de compensação de leilões descrito no tópico anterior sob uma ótica distinta. Ao contrário do problema anterior, nesta formulação a compensação de mercado é considerada uma parte passiva do processo, *i.e.* o preço do produto energético negociado no leilão é um resultado das ofertas dos participantes do mercado. Neste modelo, um ou mais participantes do mercado, denominados *price-makers* estratégicos, são considerados hierarquicamente superiores ao operador de mercado e aos demais participantes do mercado. Desta forma, os agentes *price-maker* estratégicos são capazes de definir formas de participar no mercado de forma a causar variações no preço do produto energético que maximizem seus lucros ou minimizem seus gastos. A literatura

específica conta com diversas propostas, que abordam tanto mercados atacadistas como varejistas, nas quais agentes de interesse são caracterizados como "líderes" na estrutura de jogo de Stackelberg.

É fundamental apontar que, embora este modelo de jogo de Stackelberg apresente as melhores decisões estratégicas para um agente de mercado, além de representar bem a dinâmica da maior parte dos modelos de leilão de curto prazo, a consideração de agentes estratégicos pode ser problemática. Antes da decisão de considerar-se apenas um agente *price-maker* estratégico deve-se investigar o poder de mercado de todos os participantes. Caso exista mais de um agente *price-maker* estratégico, não existe relação de hierarquia entre estes e, portanto, deve-se avaliar o equilíbrio de Nash para as soluções dos jogos de Stackelberg³, o que faz com que a solução ótima do problema se torne complexa dados os desafios mencionados na seção 3.2. A maior parte dos trabalhos encontrados na literatura considera a existência de apenas um agente *price-maker* estratégico para evitar a necessidade de verificação do equilíbrio de Nash ([TOUTOUNCHI et al., 2019](#); [YI et al., 2020](#); [KARIMI; JADID, 2021](#); [RASHIDIZADEH-KERMANI et al., 2022](#)). Algumas exceções são apresentadas nos trabalhos de [Ruiz, Conejo e Smeers \(2012\)](#), [Naebi et al. \(2020\)](#) e [Chen et al. \(2021\)](#).

3.2.3 Integração de REDs à Operação de Sistemas de Transmissão e de Distribuição Através de Mercados de Eletricidade

A ordem de despacho e, consequentemente, a operação dos sistemas de transmissão pode ser alterada devido à participação de operadores de SDEEs ativos, *i.e.* SDEEs com demanda elástica e capacidade de injeção de potência, nos mercados atacadistas. Ao mesmo tempo, o preço de compensação do mercado atacadista afeta não apenas a estratégia de participação do OSDs (e de outros agentes) no mercado, como também a dinâmica de operação dos *prosumers*, dado que os geradores e elementos responsivos a sinais de preço, em geral, não são propriedade do OSD, mas participantes de um mercado varejista gerido por este agente. Neste sentido, se o preço de compensação do mercado atacadista for alto, torna-se rentável para o OSD diminuir a demanda local e comprar o excedente dos *prosumers* com o objetivo de maximizar a venda no mercado atacadista. Por outro lado, se o preço de compensação do mercado atacadista for baixo, a ação contrária à descrita se torna vantajosa.

A interação entre OSDs e REDs em geral é representada na literatura específica por duas formulações de jogos de Stackelberg. Quando o OSD é considerado o agente "líder", emprega-se a precificação de um produto energético no mercado varejista como ferramenta

³ A solução do problema passa pela formulação de vários jogos de Stackelberg, cada um composto de um agente estratégico e pelo menos um agente "seguidor". Em seguida, verifica-se o equilíbrio de Nash do conjunto de soluções dos jogos de Stackelberg ([NAEBI et al., 2020](#)).

para garantir o comportamento adequado dos REDs, i.e., certificar que o despacho destes elementos não cause violações dos limites operacionais do SDEE. Por outro lado, quando um RED é formulado como hierarquicamente superior, a especificação torna-se passiva, *i.e.* não é uma variável de decisão de nenhum agente, e pode ser manipulada através de ações estratégicas do RED. O problema de coordenação entre OSDs e o Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista (OSTMA), por sua vez, integra a interação OSDs-REDs às interações entre agentes do mercado atacadista. Trata-se, portanto, de uma formulação que representa a compensação simultânea de dois leilões com agentes *price-maker* (estratégicos ou não), sendo descrita por um jogo de Stackelberg na maior parte das propostas publicadas.

Os trabalhos existentes divergem na determinação do agente "líder" para suas formulações de jogos de Stackelberg como pode ser verificado nos exemplos a seguir. A proposta de [Wang et al. \(2023\)](#) considera agentes do mercado varejista como líderes da interação OSD-RED e a solução deste jogo de Stackelberg é parte de outro jogo no qual o OSTMA é hierarquicamente superior e outros agentes do mercado atacadista, além dos conjuntos OSD-RED, são considerados. Uma formulação semelhante, porém com a relação OSD-RED invertida é proposta por [Du e Li \(2020\)](#). O trabalho de [Chen et al. \(2021\)](#) considera apenas os OSDs e o OSTMA como agentes *price-maker* numa formulação de jogo na qual os OSDs são considerados agentes "líderes" e os demais participantes dos mercados varejistas e atacadista são representados por lances fixos. Por fim, a proposta de [Bahramara et al. \(2020\)](#) também considera um OSD como "líder" e modela o OSTMA e participantes do mercado varejista como agentes seguidores do OSD. Cada uma destas formulações apresenta vantagens e desvantagens, as quais são discutidas nos capítulos 4 e 5, e demandam técnicas de solução distintas, discutidas na seção seguinte.

3.3 Programação Multinível para Solução de Jogos Não-Cooperativos

Um jogo composto por n agentes cujas ordens de ação são preestabelecidas, *i.e.*, sabe-se qual a ordem de ações e reações dos agentes, é formulado matematicamente como uma instância de programação multinível ([BARD; FALK, 1982](#); [CANDLER; TOWNSLEY, 1982](#); [LUCE; RAIFFA, 1989](#)). Estruturalmente, este tipo de formulação é um problema de otimização em que algumas variáveis de decisão são determinadas a partir da solução de outro(s) problema(s) de otimização. Note que a natureza da otimização multinível é bastante distinta da otimização multiobjetivo. O modelo multiobjetivo otimiza simultaneamente duas funções permitindo que uma seja melhorada em detrimento da(s) outra(s) ao longo da curva (ou superfície para modelos com mais de dois objetivos) pareto. Já as formulações multiníveis incluem um ou mais problemas de otimização como restri-

ções para a solução do problema de otimização formulado para um agente do jogo. Observe que, para a formulação multinível, é impossível que qualquer função objetivo (como a dos demais agentes do jogo) seja negligenciada, como permite a otimização multiobjetivo. Neste sentido, busca-se um ponto de equilíbrio ao resolver um problema multinível, *i.e.*, uma solução aceitável para todos os agentes visto que as funções objetivo de todos os agentes não pode ser melhorada através de ações unilaterais.

As primeiras formulações binível, nos anos 1970, se propunham a resolver problemas de natureza militar (BRACKEN; MCGILL, 1973); no entanto, trabalhos mais recentes associados ao planejamento da defesa de infraestruturas fundamentais (SCAPARRA; CHURCH, 2008; BÖTTGER *et al.*, 2022) e de transportes (FONTAINE; MINNER, 2014; GAIRING; HARKS; KLIMM, 2017) podem ser encontrados na literatura. Segundo Kleinert *et al.* (2021), a áreas de Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) e mercados de eletricidade possivelmente apresentam as maiores concentrações de trabalhos envolvendo *Bilevel Programming* (Programação Binível) (BLP). A literatura específica conta com propostas de BLP para a análise e melhoria da vulnerabilidade de SEPs (ARROYO, 2010; ALGUACIL; DELGADILLO; ARROYO, 2014), planejamento da expansão de sistemas (BYLLING; BOOMSMA; GABRIEL, 2020), gerenciamento de resposta da demanda (AUSSEL *et al.*, 2020; WOGRIN; PINEDA; TEJADA-ARANGO, 2020).

No contexto da aplicação de BLP a mercados de eletricidade, o jogo de Stackelberg ilustrado na Figura 4 que representa a interação entre o OSTMA e Empresas Geradoras (EGs) pode ser formulado como um problema binível como segue.

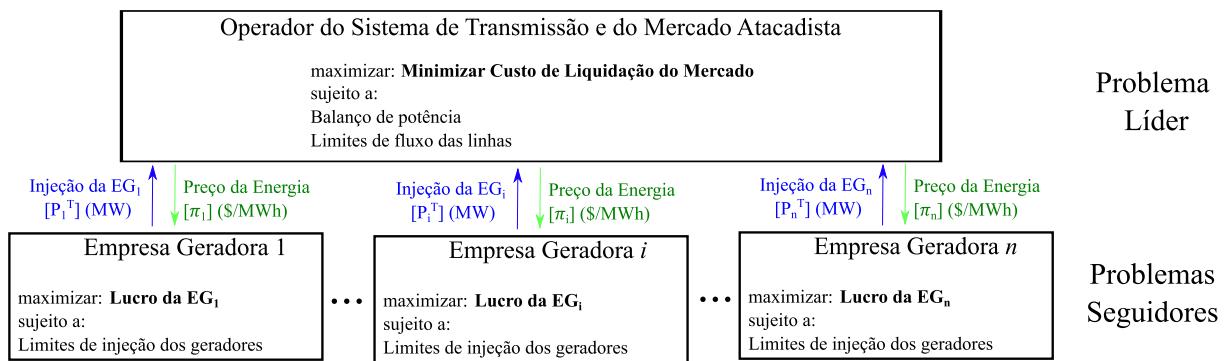


Figura 4 – Ilustração de um Jogo de Stackelberg para a Compensação de um Leilão Considerando Agentes Price-Maker Não-Estratégicos.

Fonte: Elaborada pelo autor.

$$\underset{\pi_g, \delta_i, PF_l}{\text{Min}} \sum_{g \in G_T} (\pi_g P_g^T) \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{g \in G_i^T} P_g^T - \sum_{l \in L_T} A_{i,l} PF_l = L_i^T \quad \forall i \in N_T \quad (3.2)$$

$$PF_l = \frac{1}{X_l} \sum_{i \in N_T} A_{i,l} \delta_i \quad \forall l \in L_T \quad (3.3)$$

$$-\overline{PF_l} \leq PF_l \leq \overline{PF_l} \quad \forall l \in L_T \quad (3.4)$$

$$P_g^T = \arg \left\{ \underset{P_g^T}{\text{Max}} \sum_{g \in G_T} \left[\pi_g P_g^T - (a_g P_g^{T^2} + b_g P_g^T) \right] \right\} \quad (3.5)$$

subject to:

$$\underline{P}_g^T \leq P_g^T \leq \overline{P}_g^T \quad \forall g \in G_T \quad (3.6)$$

sendo G_T , G_i^T , L_T e N_T , respectivamente, os conjuntos de geradores conectados ao sistema de transmissão, de geradores conectados ao nó i , de linhas do sistema de transmissão e de nós que compõem o sistema de transmissão. π_g , δ_i e PF_l denotam, respectivamente, o preço da energia negociada com a unidade geradora g , o ângulo da tensão na barra i e o fluxo ativo de potência na linha l do sistema de transmissão. P_g^T e L_i^T representam a potência injetada pela unidade geradora g e a demanda da barra i , enquanto $A_{i,l}$ é a matriz incidência da topologia do sistema de transmissão. Por fim, a_g e b_g são os parâmetros de custo de produção de energia da unidade geradora g .

Observe que (3.1) modela a ação do agente líder enquanto (3.5) representa a reação dos agentes seguidores. É importante notar em (3.1)–(3.6) que, embora faça parte do problema de otimização de minimização do custo operacional do OSTMA, as potências injetadas pelas EGs não são variáveis de controle do problema de minimização. Neste sentido, a solução ótima do problema líder (OSTMA) é dada pelo menor preço capaz de garantir o balanço de potência (3.2) respeitando os limites das linhas (3.4). Ao mesmo tempo, a função objetivo do problema seguidor (EGs) visa maximizar o lucro dos agentes geradores, de forma que, caso o preço seja inferior aos custos de produção de uma unidade geradora, o agente não injeta potência no sistema. Nota-se, portanto, a natureza antagônica das funções objetivo dos agentes modelados nos níveis superior e inferior.

A capacidade de modelar a relação hierárquica na tomada de decisões proporcionada por formulações multinível também torna estes problemas extremamente difíceis de resolver, visto que mesmo quando todas as equações e inequações são lineares o problema multinível apresenta complexidade computacional NP-difícil ([KLEINERT et al., 2021](#)). Neste sentido, técnicas de solução para problemas multiníveis dependem fortemente das características dos problemas de otimização envolvidos, especialmente aqueles nos níveis inferiores. Assim, a maior parte das propostas encontradas na literatura apresentam formulações convexas para problemas seguidores, o que permite a substituição

ção destes problemas de otimização por um conjunto de restrições através do emprego das condições necessárias para otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) ([BAZARAA, 1993; SOBRAL, 2008](#)). Desta forma, o problema descrito em (3.1)–(3.6) pode ser reescrito da seguinte maneira:

$$\underset{\pi_g, \delta_i, PF_l, P_g^T, \underline{\lambda}_g, \bar{\lambda}_g}{\text{Min}} \sum_{g \in G_T} (\pi_g P_g^T) \quad (3.7)$$

subject to:

$$\sum_{g \in G_i^T} P_g^T - \sum_{l \in L_T} A_{i,l} PF_l = L_i^T \quad \forall i \in N_T \quad (3.8)$$

$$PF_l = \frac{1}{X_l} \sum_{i \in N_T} A_{i,l} \delta_i \quad \forall l \in L_T \quad (3.9)$$

$$-\overline{PF_l} \leq PF_l \leq \overline{PF_l} \quad \forall l \in L_T \quad (3.10)$$

$$\underline{P_g^T} \leq P_g^T \leq \bar{P}_g^T \quad \forall g \in G_T \quad (\underline{\lambda}_g, \bar{\lambda}_g) \quad (3.11)$$

$$\underline{\lambda}_g (P_g^T - \underline{P}_g^T) = 0 \quad \forall g \in G_T \quad (3.12)$$

$$\bar{\lambda}_g (\bar{P}_g^T - P_g^T) = 0 \quad \forall g \in G_T \quad (3.13)$$

$$\pi_g - 2a_g - b_g - \underline{\lambda}_g + \bar{\lambda}_g = 0 \quad \forall g \in G_T \quad (3.14)$$

$$\underline{\lambda}_g \geq 0 \quad \bar{\lambda}_g \geq 0 \quad \forall g \in G_T \quad (3.15)$$

sendo $\underline{\lambda}_g$ e $\bar{\lambda}_g$, respectivamente, as variáveis duais associadas às restrições de injeção de potência mínima e máxima da unidade geradora g . Note que as restrições (3.11), (3.12)–(3.13), (3.14) e (3.15) representam, respectivamente, as condições de factibilidade primal, folga complementar, estacionariedade e factibilidade dual ([BAZARAA, 1993](#)).

A formulação equivalente de nível único, denominada *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC), apresentada em (3.7)–(3.15), ao contrário de sua versão binível, pode ser reescrita como uma instância de MILP através da aplicação do método de big-M e resolvida por *solvers* comerciais que fazem uso de métodos como *branch-and-bound* ([LAND; DOIG, 1960](#)) e planos de corte ([KELLEY, 1960](#)). Formulações com mais níveis ou com mais agentes líderes podem ser transformadas em formulações equivalentes de nível único a partir da aplicação sequencial de operações similares à apresentada neste exemplo ([NAEBI et al., 2020; WANG et al., 2023](#)). Cabe salientar ainda que, a depender das características do modelo MPEC, é possível garantir convergência finita para o ótimo global do agente líder (*e.g.* modelos lineares ou não-lineares convexos). Além disso, sabendo que as condições necessárias de KKT também são suficientes considerando problemas seguidores com formulação convexa ([BAZARAA, 1993](#)), a solução do MPEC garante equilíbrio para os problemas do nível inferior, *i.e.* não existe qualquer ação unilateral que o agente seguidor possa tomar para melhorar sua função objetivo. Neste contexto, a grande vantagem do

uso da programação multinível é a capacidade desta técnica em garantir que a solução é o ponto de equilíbrio do jogo de Stackelberg modelado.

CAPÍTULO
4

FRAMEWORK COMBINANDO MERCADOS DE ENERGIA E DE CRÉDITOS DE CARBONO ATACADISTAS

Os esforços ambientais ao longo das últimas quatro décadas levaram muitos países a concordar com reduções graduais nas emissões de gases causadores do efeito estufa ([United Nations, 1972](#); [United Nations, 2015](#)). O setor de eletricidade ainda é uma das principais fontes de emissões destes gases, sendo responsável por 65% do total de emissões da União Europeia em 2018 ([European Environment Agency, 2019](#)). Dada a exitosa reestruturação do setor de eletricidade através do estabelecimento de mercados de eletricidade atacadistas ao longo das últimas 3 décadas ([NAMETALA et al., 2023](#)), esperava-se o surgimento de ambientes mercados para transações de produtos relacionados à emissão de gases poluentes para atender à demanda por produção de energia com menor intensidade de carbono. Nesse sentido, uma maneira eficiente de dissuadir as emissões de gases de efeito estufa é o emprego do esquema de limitação e comércio (ou *cap-and-trade*), adotado nos Estados Unidos e na União Europeia ([California Air Resources Board, 2022](#); [European Union, 2022](#)). Nesse *framework*, cada participante no mercado de eletricidade tem permissão para emitir uma certa quantidade de gases de efeito estufa para produzir energia. Uma vez que o participante atinge o limite de emissões, ele pode interromper a injeção de energia no sistema ou comprar permissões adicionais de carbono em um ambiente de mercado ([HE et al., 2020](#)).

A adoção desse método para limitar as emissões de gases de efeito estufa afeta o problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), uma vez que a produção de energia com geradores baratos, mas altamente intensivos em carbono, pode se tornar inviável ou levar a despesas adicionais no mercado de carbono atacadista. Muitos autores propuseram abordagens novas para o problema de FPO considerando as emissões de carbono, chamado de FPO com consciência de carbono, ou *carbon-aware optimal power flow*. As propostas

desenvolvidas nesse campo podem ser categorizadas em duas vertentes. A primeira, abordada neste parágrafo, engloba formulações centralizadas, ou seja, há uma única entidade responsável pelo despacho dos ativos com base em dados de entrada. Wang, Qiu e Tao (2022) propuseram o uso de Resposta da Demanda (RD) e Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) associados a um novo método para rastrear os custos de emissão de carbono nodais como um meio de alcançar a operação ótima de baixo carbono do sistema de transmissão. Já Jiang *et al.* (2018) desenvolveram um modelo de otimização do uso de energia considerando a combinação de sistemas elétricos, de gás natural e de calor. Os autores determinaram os Preços Marginais Locais (PMLs) e investigaram os impactos das emissões de carbono nesses valores. A integração de sistemas elétricos e térmicos por meio do uso de bombas de calor e dispositivos de armazenamento de calor com caldeiras elétricas foi investigada por Hao *et al.* (2022). Este modelo gerencia fontes de energia renováveis intermitentes e despacháveis, bem como SAEs, para minimizar o desperdício de energia e as emissões de gases de efeito estufa. O modelo multiobjetivo apresentado por Akbari-Dibavar *et al.* (2021) considera a operação de RD, usinas a carvão equipadas com captura de carbono e SAEs para minimizar simultaneamente as emissões de carbono e os custos de geração.

Destaca-se que nas propostas de Wang, Qiu e Tao (2022) e Akbari-Dibavar *et al.* (2021), os preços de energia são parâmetros aos quais os proprietários de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) podem simplesmente reagir, enquanto os trabalhos de Jiang *et al.* (2018) e Hao *et al.* (2022), consideram as ofertas como parâmetros que o operador de mercado pode aceitar ou não. Assim, as duas primeiras propostas se aplicam a agentes *price-takers* enquanto as duas últimas são propostas destinadas ao processo de compensação do mercado. Observe que, em ambos casos, não se tratam de formulações bináveis visto que existe apenas um agente tomador de decisões e as possíveis reações dos outros agentes são desconsideradas.

A segunda vertente de abordagens concentra-se na modelagem da relação entre ações e reações de agentes participantes dos ambientes de mercado de energia e créditos de carbono (atacadistas ou varejistas). Hua *et al.* (2020) propuseram uma estrutura de duas camadas para um mercado de energia e créditos de carbono *peer-to-peer* varejista. Os prosumidores negociam energia e créditos de carbono diretamente entre si na primeira camada. As ofertas/demandas não atendidas são agregadas por um Operador de Microrrede (OMR) e negociadas entre outros OMRs em outro ambiente de mercado modelado como a segunda camada. Uma estrutura de blockchain é proposta para garantir a integridade das negociações entre agentes com baixo custo computacional. No entanto, não há consideração dos limites físicos do Sistema Elétrico de Potência (SEP). A proposta apresentada por Yan *et al.* (2021) considera o Operador do Sistema de Distribuição (OSD) como um mediador através do qual os OMRs negociam energia e créditos de carbono no mercado atacadista. Os autores consideram a existência de uma coalizão de OMRs cujo

lucro é maximizado pelo gerenciamento ótimo de ativos fornecido pelo OSD. Em seguida, os autores propõem um método para distribuir de maneira otimizada a receita entre os OMRs. Outro ambiente de mercado varejista para transação energia e créditos de carbono é proposto por [Lu et al. \(2023\)](#). Os autores consideram as seguintes entidades: o OSD, responsável por fornecer incentivos de preço de energia e créditos de carbono com base em um FPO com consciência de carbono, e os prosumidores conectados ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) que negociam energia e créditos de carbono entre si em uma estrutura de mercado *peer-to-peer*.

É importante salientar que, nas abordagens de [Yan et al. \(2021\)](#) e [Lu et al. \(2023\)](#), o OSD é capaz de negociar energia e créditos de carbono com o sistema de transmissão por meio de algum tipo de ambiente de mercado atacadista. No entanto, o OSD é modelado como um *price-taker* nesse ambiente, ou seja, os preços de energia e créditos de carbono no atacado são constantes, independentemente das ações do OSD. Além disso, as restrições físicas do sistema de transmissão são ignoradas. Outros autores se concentram na modelagem de mercados de energia e créditos de carbono atacadistas considerando os efeitos da participação dos OSDs nos preços de compensação.

[Wang et al. \(2020a\)](#) e [Wang et al. \(2020b\)](#) apresentam modelos multi-estágios para o processo de compensação de Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (MECA). A primeira etapa refere-se aos limites operacionais do sistema de transmissão e seus ativos e fornece os preços de energia e créditos de carbono para o problema modelado na segunda etapa. Na segunda etapa, consumidores flexíveis reagem aos preços definidos na primeira etapa de forma a minimizar seus custos operacionais. Os dois problemas são resolvidos iterativamente até que os preços e demandas cessem de mudar. É fundamental destacar que os consumidores são modelados como cargas PQ agregadas gerenciadas por revendedores de eletricidade. Assim, o potencial total de um agente tão flexível quanto um OSD, capaz tanto de demandar quanto de fornecer energia e créditos de carbono, não é explorado. Uma abordagem semelhante é proposta por [Cheng et al. \(2021\)](#). Os autores formulam um despacho hierárquico de energia com restrições de carbono para um problema de multienergia composto por sistemas elétricos e de gás. Semelhante aos trabalhos de [Wang et al. \(2020a\)](#) e [Wang et al. \(2020b\)](#), os preços marginais são determinados resolvendo um FPO com consciência de carbono, e a reação dos consumidores flexíveis é formulada como um segundo problema. [Cheng et al. \(2021\)](#) combinam programação matemática e uma meta-heurística baseada em enxame para modelar o problema de despacho multienergia considerando as relações hierárquicas entre os agentes do mercado atacadista. Outro sistema multienergia é investigado por [Cheng et al. \(2020\)](#), que propõem uma formulação em multinível para representação do problema de despacho. Os autores consideram o cálculo de preços de energia e créditos de carbono como o problema do nível superior, que é o resultado de rotinas de FPO com consciência de carbono e fluxo de emissão de carbono. A reação ótima dos operadores dos sistemas multienergia de

distribuição é modelada no nível inferior da formulação binível. Observa-se que a solução do problema através do emprego direto do modelo *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) não é trivial, dado que os preços de energia e créditos de carbono não podem ser acessados durante a solução do problema visto que estes são variáveis duais do problema descrito no nível superior. Assim, os autores escolheram resolver o problema de maneira iterativa. No entanto, é importante destacar que esse método de solução não pode atestar a otimalidade da solução obtida.

Embora a participação de SDEE nos MECA seja considerada nas abordagens mencionadas no último parágrafo, suas restrições de operacionais não são levadas em conta em nenhuma das abordagens. Além disso, o agente equivalente a um OSD é considerado um *price-maker* não-estratégico nos mercados atacadistas em todas as abordagens. Formulações nas quais os OSDs são considerados agentes estratégicos em mercados exclusivamente de eletricidade atacadistas não são raras ([MOGHIMI; BARFOROUSHI, 2020](#); [SHEIKHAHMADI et al., 2018](#); [BAHRAMARA et al., 2020](#)); no entanto, poucos modelos análogos nos quais os MECA são formulados podem ser encontrados. Essas características podem ser encontradas em ([FARIA et al., 2023c](#)), onde é proposta uma formulação *Bilevel Programming* (Programação Binível) (BLP) para modelar a participação do OSD nos mercados de energia e créditos de carbono atacadistas como um *price-maker* estratégico. No entanto, pelo menos três deficiências dessa proposta devem ser destacadas: 1) as fontes baseadas em energias renováveis, bem como as incertezas associadas a essas fontes e as demandas horárias, não são consideradas; 2) as restrições do SDEE negligenciam o fluxo de potência reativa; e 3) o problema é resolvido como uma instância *Nonlinear Programming* (Programação Não-Linear) (NLP) para a qual a convergência para a solução ótima não é garantida.

Nesse contexto, neste capítulo propõe-se uma abordagem BLP projetada para maximizar o lucro ou minimizar os custos operacionais de um OSD *price-maker* estratégico de MECA. Os agentes de mercado modelados são o OSD e o Operador do Sistema de Transmissão (OST), que é considerado responsável pela gestão tanto do sistema de transmissão quanto dos MECA, de forma semelhante a ([BAHRAMARA et al., 2020](#)). Cada agente é responsável pela operação segura de seus ativos; nesse sentido, os limites operacionais dos sistemas de transmissão e distribuição são considerados. Daqui em diante, o processo de compensação dos MECA, que define as negociações de energia e créditos de carbono, será referido como Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (OSTMECA). Nesta proposta, o OSD e o OSTMECA são capazes tanto de vender quanto de comprar energia e créditos de carbono. Usinas com fontes primárias fósseis e renováveis são instaladas nos sistemas de transmissão e distribuição, o que requer a consideração de incertezas em ambos SEP. Além disso, SAEs e RD, que neste trabalho é equivalente a *load-shift*, são considerados no modelo do SDEE. A formu-

lação BLP resultante é transformada em uma instância de MPEC, que é então convertida em *Mixed-integer quadratically-constrained programming* (Programação Inteiro-Mista com Restrições Quadráticas) (MIQCP). Uma comparação entre a formulação proposta e outras abordagens similares publicadas na literatura específica é apresentada na Tabela 2. Nesse sentido, as principais contribuições deste manuscrito consistem na combinação dos seguintes tópicos:

- Consideração do OSD como um *price-maker* estratégico nos ambientes de mercado de energia e créditos de carbono atacadistas;
- Consideração das restrições físicas dos sistemas de transmissão e distribuição no processo de compensação de mercado sob uma formulação estocástica;
- Reformulação do problema MPEC, que é originalmente um modelo NLP, como um MIQCP. Nesse sentido, embora a formulação MPEC original garanta o equilíbrio entre os objetivos dos agentes, dada sua natureza não linear não convexa, a solução pode convergir para ótimos locais. Contrariamente, o MIQCP proposto garante convergência finita para a oferta ótima do OSD.

Tabela 2 – Comparação do Modelo Apresentado neste Capítulo e o Estado da Arte Envolvendo MECA

Ref.	OSD <i>Price-Maker</i>	Modelo do Sistema Elétrico				Técnica de Solução	
		RST	RSD	FPR	Incertezas	BLP	Otimalidade
(HUA <i>et al.</i> , 2020)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
(YAN <i>et al.</i> , 2021)	✗	✗	✓	✓	✗	✓	✓
(LU <i>et al.</i> , 2023)	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✗
(WANG <i>et al.</i> , 2020a)	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗
(WANG <i>et al.</i> , 2020b)	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗
(CHENG <i>et al.</i> , 2021)	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗
(CHENG <i>et al.</i> , 2020)	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗
(FARIA <i>et al.</i> , 2023c)	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✗
Este modelo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

RST - Restrições operacionais no sistema de transmissão; RSD - Restrições operacionais no sistema de distribuição; FPR - Fluxo de potência reativo.

4.1 Formulação do Problema

Neste artigo, é proposto um modelo binível ilustrado na Figura 5 para representar a interação entre o OSD e o OSTMECA. A maximização do lucro do OSD é modelada como nível superior da formulação binível a qual é atingida através do gerenciamento dos lances/ofertas do OSD em ambos os ambientes de mercado. O OSTMECA, por outro lado, reage aos lances/ofertas do OSD, determinando a quantidade de energia e créditos de carbono que serão negociadas.

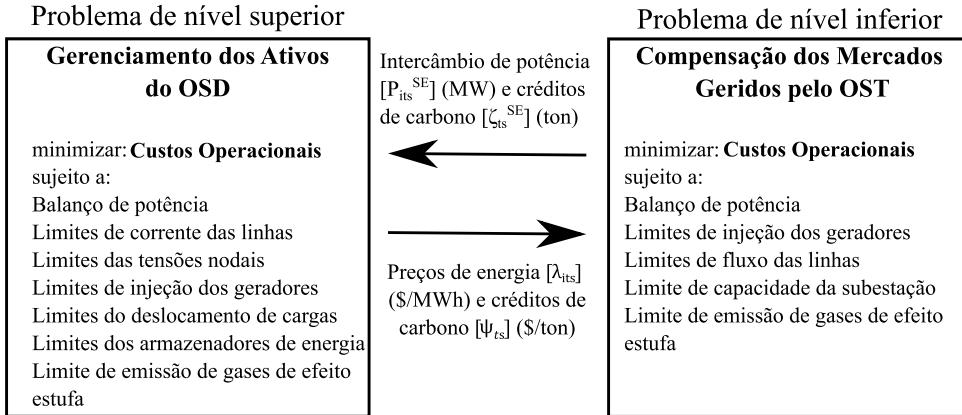


Figura 5 – Ilustração do Modelo Binível para Maximização do Lucro de um Agente *Price-Maker* Estratégico em MECA.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os MECA são projetados para serem dois ambientes independentes, conforme considerado por Lu *et al.* (2023). No entanto, o método de recompensa difere do adotado por esses autores, dada a formulação binível proposta neste trabalho. Nesta abordagem, ambos os mercados adotam os PMLs como o método de recompensa. O PML de um produto é dado pela variável dual de sua equação de balanço (λ para energia e ψ para créditos de carbono) (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; BAHRAMARA *et al.*, 2020).

4.1.1 **Modelo de Otimização do Operador de Rede de Distribuição**

A formulação do problema de otimização do OSD como nível superior do modelo binível é apresentada a seguir.

$$\min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left[\sum_{g \in G_D} \sum_{b \in B_g} \left(C_{g,b}^D \rho_{g,b,t,s}^D \right) + \psi_{t,s} \zeta_{t,s}^{SE} + \sum_{i \in N_\infty} \lambda_{i,t,s} P_{i,t,s}^{SE} \right] \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^D + \sum_{ki \in L_D} P_{ki,t,s} - \sum_{ij \in L_D} (P_{ij,t,s} + R_{ij} I_{ij,t,s}^{SQ}) + P_{i,t,s}^{ESS} = P_{i,t,s}^{LS} + L_{i,t,s}^D \quad (4.2)$$

$$\forall i \in N_D, t \in T, s \in S$$

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^D + \sum_{ki \in L_D} P_{ki,t,s} - \sum_{ij \in L_D} (P_{ij,t,s} + R_{ij} I_{ij,t,s}^{SQ}) + P_{i,t,s}^{SE} + P_{i,t,s}^{ESS} = P_{i,t,s}^{LS} + L_{i,t,s}^D \quad (4.3)$$

$$\forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S$$

$$\sum_{g \in G_i} Q_{g,t,s}^D + \sum_{ki \in L_D} Q_{ki,t,s} - \sum_{ij \in L_D} (Q_{ij,t,s} + X_{ij} I_{ij,t,s}^{SQ}) = K_i^L (P_{i,t,s}^{LS} + L_{i,t,s}^D) \quad (4.4)$$

$$\forall i \in N_D, t \in T, s \in S$$

$$\sum_{g \in G_i} Q_{g,t,s}^D + \sum_{ki \in L_D} Q_{ki,t,s} - \sum_{ij \in L_D} (Q_{ij,t,s} + X_{ij} I_{ij,t,s}^{SQ}) + Q_{i,t,s}^{SE} = K_i^L (P_{i,t,s}^{LS} + L_{i,t,s}^D) \quad (4.5)$$

$$\forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S$$

$$V_{i,t,s}^{SQ} - V_{j,t,s}^{SQ} = 2(P_{ij,t,s} R_{ij} + Q_{ij,t,s} X_{ij}) + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) I_{ij,t,s}^{SQ} \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (4.6)$$

$$P_{ij,t,s}^2 + Q_{ij,t,s}^2 \leq I_{ij,t,s}^{SQ} V_{j,t,s}^{SQ} \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (4.7)$$

$$0 \leq I_{ij,t,s}^{SQ} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (4.8)$$

$$\underline{V}_i^2 \leq V_{i,t,s}^{SQ} \leq \bar{V}_i^2 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (4.9)$$

$$(P_{g,t,s}^D)^2 + (Q_{g,t,s}^D)^2 \leq (\bar{S}_g^D)^2 \quad \forall g \in \{G_D | \mathcal{P}_g = \mathcal{P}_C\}, t \in T, s \in S \quad (4.10)$$

$$(P_{g,t,s}^D)^2 + (Q_{g,t,s}^D)^2 \leq K_{g,t,s}^R (\bar{S}_g^D)^2 \quad \forall g \in \{G_D | \mathcal{P}_g = \mathcal{P}_R\}, t \in T, s \in S \quad (4.11)$$

$$\sum_{b \in B_g} \rho_{g,b,t,s}^D = P_{g,t,s}^D \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (4.12)$$

$$\rho_{g,b,t,s}^D \leq \bar{P}_{g,b}^D \quad \forall g \in G_D, b \in B_g, t \in T, s \in S \quad (4.13)$$

$$\underline{P}_i^{LS} \leq P_{i,t,s}^{LS} \leq \bar{P}_i^{LS} \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (4.14)$$

$$\sum_{t \in T} P_{i,t,s}^{LS} = 0 \quad \forall i \in N_D, s \in S \quad (4.15)$$

$$\underline{P}_i^{ESS} \leq P_{i,t,s}^{ESS} \leq \bar{P}_i^{ESS} \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (4.16)$$

$$SOC_i \leq SOC_{i,t,s} \leq \bar{SOC}_i \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (4.17)$$

$$SOC_{i,1} = SOC_i^{(0)} - P_{i,1,s}^{ESS} \quad \forall i \in N_D, s \in S \quad (4.18)$$

$$SOC_{i,t,s} = SOC_{i,t-1,s} - P_{i,t,s}^{ESS} \quad \forall i \in N_D, t = 2 \dots H, s \in S \quad (4.19)$$

$$SOC_i^{(0)} = SOC_{i,H,s} \quad \forall i \in N_D, s \in S \quad (4.20)$$

$$\nu_{g,t,s}^D = \gamma_g^D P_{g,t,s}^D \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (4.21)$$

$$\sum_{g \in G_D} \zeta_{g,t,s}^D = -\zeta_{t,s}^{SE} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4.22)$$

$$\sum_{g \in G_D} (\nu_{g,t,s}^D + \zeta_{g,t,s}^D) \leq \bar{\Gamma}_t^D \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4.23)$$

onde b é o índice de ofertas de um gerador, g é o índice de unidades geradoras, i e j são índices que representam nós dos sistemas de distribuição e transmissão, ij e ki são índices que representam linhas do SDEE, l é o índice que representa linhas do sistema de transmissão, s representa os cenários e t representa o período de tempo. As variáveis $C_{g,b}^D$ e $\rho_{g,b,t,s}^D$ representam, respectivamente, o conjunto de ofertas de energia submetidos por uma unidade geradora conectada ao SDEE ao mercado atacadista e a quantidade de ofertas de energia aceitas pelo operador do mercado atacadista. Enquanto $P_{g,t,s}^D$ e $Q_{g,t,s}^D$ representam, respectivamente, a injeção de potência ativa e reativa de uma unidade geradora conectada ao SDEE, $P_{i,t}^{ESS}$ e $SOC_{i,t,s}$ simbolizam a injeção e o estado de carga de um SAE, respectivamente. $P_{i,t,s}^{LS}$ representa o comportamento das cargas flexíveis utilizadas por programas de RD; $I_{ij,t,s}^{SQ}$, $P_{ij,t,s}$ e $Q_{ij,t,s}$ são, respectivamente, o módulo das correntes ao quadrado e os fluxos ativos e reativos de potência observados em um ramo. O módulo da tensão nodal ao quadrado é representado pela variável $V_{i,t,s}^{SQ}$, enquanto $\nu_{g,t,s}^D$ e $\zeta_{g,t,s}^D$

representam a emissão de carbono devido à produção de energia e a quantidade de créditos de carbono negociada no mercado pela unidade geradora. Cabe destacar que a soma das transações individuais das unidades geradoras totaliza a posição assumida pelo OSD no mercado de créditos de carbono, representada pela variável $\zeta_{t,s}^{SE}$ que não se limita a tratar da quantidade de créditos negociados, mas também a unidade geradora conectada ao sistema de transmissão compradora destes créditos. Os parâmetros $p_{s,t}$, $L_{i,t,s}^D$, R_{ij} , Z_{ij} , \bar{I}_{ij} , \underline{V}_i , \bar{V}_i , \bar{S}_g^D , \underline{P}_i^{LS} , \bar{P}_i^{LS} , \underline{P}_i^{ESS} , \bar{P}_i^{ESS} , \underline{SOC}_i , \bar{SOC}_i , $SOC_i^{(0)}$, γ_g^D , $\bar{\Gamma}_t^D$, H , K_i^L e $K_{g,t,s}^R$ representam, respectivamente, a probabilidade de ocorrência do cenário, as demandas nodais do sistema de distribuição, as resistências, impedâncias e limites de corrente das linhas do sistema de distribuição, os limites de magnitude de tensão, o limite de injeção de potência dos geradores conectados ao SDEE, os limites de deslocamento de carga, os limites de injeção de potência e de armazenamento de energia dos SAEs, o *State of Charge* (Estado de Carga) (SOC) inicial dos SAEs, os coeficientes de emissão de carbono dos geradores conectados ao sistema de distribuição, o limite de emissão de carbono do sistema de distribuição, a quantidade de períodos de tempo considerados, a relação potência ativa/potência reativa da carga conectada ao nó i e a disponibilidade da unidade geradora renovável g durante período t do cenário s . Adicionalmente, \mathcal{P}_g representa o tipo fonte primária da unidade geradora g sendo \mathcal{P}_R e \mathcal{P}_C , respectivamente, unidades com fontes primárias renováveis e convencionais (fósseis). $\bar{P}_{g,b}^D$ representa a quantidade de potência associada ao pacote de oferta b fornecido pela unidade geradora g . Por fim, salienta-se que as variáveis $\lambda_{i,t,s}$ e $\psi_{g,t,s}$, que representam os preços da energia e dos créditos de carbono, são variáveis duais do problema de nível inferior.

O problema de otimização do OSD é projetado para minimizar os custos operacionais do sistema de distribuição. O primeiro termo da equação (4.1) aborda os custos de geração das unidades conectadas ao OSD. As receitas do OSD provenientes dos mercados de energia e carbono são dadas pelos segundo e terceiro termos da equação (4.1), respectivamente. As restrições (4.2)–(4.5) garantem o equilíbrio de potência ativa e reativa do SDEE. As equações de fluxo de potência baseadas em *Second-Order Cone Programming* (Programação Cônica de Segunda Ordem) (SOCP) são descritas em (4.6)–(4.7). As restrições (4.8)–(4.9) garantem que as correntes e as tensões permaneçam dentro de faixas predefinidas. Os limites para a injeção de potência de geradores convencionais e renováveis são modelados em (4.10)–(4.11), enquanto os limites para a RD são considerados em (4.14). A equação (4.15) garante que a energia consumida por cada carga seja a mesma com ou sem deslocamento de carga. Os limites para carga/descarga e SOC de SAEs, respectivamente, são impostos em (4.16)–(4.17). O SOC do SAE é calculado em (4.18)–(4.19). A restrição (4.20) garante que o SOC de cada SAE no final do horizonte de planejamento seja o mesmo que seu valor inicial. As emissões de carbono devido a geradores convencionais produzindo potência ativa são calculadas em (4.21). O balanço de carbono, que indica as fontes dos créditos de carbono negociadas entre o OSD e o

OSTMECA, é mostrado em (4.22). Por fim, o limite de emissão de carbono do sistema de distribuição por período de tempo é imposto em (4.23) (LU *et al.*, 2023). É importante salientar que $\lambda_{i,t,s}$ e ψ_t são, respectivamente, os preços sombra de energia e créditos de carbono, que são variáveis duais do problema de nível inferior.

4.1.2 Modelo de Otimização do Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacista

O problema de otimização para minimização dos custos operacionais do OSTMECA (modelado no nível inferior da estrutura binável) foi formulado como segue.

$$\min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left[\sum_{g \in G_T} \sum_{b \in B_g} (C_{g,b}^T \rho_{g,b,t,s}^T) - \pi_{t,s}^E P_{i,t,s}^{SE} - \pi_{t,s}^C \zeta_{t,s}^{SE} \right] \quad (4.24)$$

subject to:

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^T - \sum_{l \in L_T} A_{i,l} P F_{l,t,s} = L_{i,t,s}^T \quad \forall i \in N_T, t \in T, s \in S \quad (4.25)$$

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^T - \sum_{l \in L_T} A_{i,l} P F_{l,t,s} - P_{t,s}^{SE} = L_{i,t,s}^T \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (4.26)$$

$$P F_{l,t,s} = \frac{1}{X_l} \sum_{i \in N_T \cup N_\infty} A_{i,l} \delta_{i,t,s} \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (4.27)$$

$$0 \leq P_{g,t,s}^T \leq \bar{P}_g^T \quad \forall g \in \{G_T | \mathcal{P}_g = \mathcal{P}_C\}, t \in T, s \in S \quad (4.28)$$

$$0 \leq P_{g,t,s}^T \leq K_{g,t,s}^R \bar{P}_g^T \quad \forall g \in \{G_T | \mathcal{P}_g = \mathcal{P}_R\}, t \in T, s \in S \quad (4.29)$$

$$\sum_{b \in B_g} \rho_{g,b,t,s}^T = P_{g,t,s}^T \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (4.30)$$

$$\rho_{g,b,t,s}^T \leq \bar{P}_{g,b}^T \quad \forall g \in G_T, b \in B_g, t \in T, s \in S \quad (4.31)$$

$$-\bar{P}F_l \leq P F_{l,t,s} \leq \bar{P}F_l \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (4.32)$$

$$-\bar{P}_i^{SE} \leq P_{i,t,s}^{SE} \leq \bar{P}_i^{SE} \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (4.33)$$

$$\nu_{g,t,s}^T = \gamma_g^T P_{g,t,s}^T \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (4.34)$$

$$\sum_{g \in G_T} \zeta_{g,t,s}^T = \zeta_{t,s}^{SE} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4.35)$$

$$\sum_{g \in G_T} (\nu_{g,t,s}^T + \zeta_{g,t,s}^T) \leq \bar{\Gamma}_t^T \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4.36)$$

sendo $P_{g,t,s}^T$ a injeção de potência da unidade geradora g conectada ao sistema de transmissão e $P_{t,s}^{SE}$ e $\zeta_{t,s}^{SE}$ os intercâmbios de potência e de créditos de carbono com o OSD. $P F_{l,t,s}$ e $\delta_{i,t,s}$ representam, respectivamente, o fluxo de potência ativa na linha de transmissão l e o ângulo da tensão da barra i do sistema de transmissão. A emissão de carbono dos geradores conectados ao sistema de transmissão é representada pela variável $\rho_{g,t,s}^T$. Por

fim, as variáveis $\pi_{t,s}^E$ e $\pi_{g,t,s}^C$ representam os lances feitos pelo OSD nos mercados de energia e créditos de carbono, respectivamente. Os parâmetros $L_{i,t,s}^T$, X_l , \overline{PF}_l , P_g^T , \overline{P}_g^T , \overline{P}^{SE} , γ_g^T e $\overline{\Gamma}_t^T$ representam, respectivamente, as demandas nodais do sistema de transmissão, a reatância e a capacidade das linhas de transmissão, os limites de injeção de potência dos geradores conectados ao sistema de transmissão, a capacidade da subestação, os coeficientes de emissão de carbono dos geradores conectados ao sistema de transmissão e o limite de emissão de carbono do sistema de transmissão. Por fim, o parâmetro $A_{i,l}$ é um elemento da matriz de incidência, que é igual a 1 se o nó i for o nó de origem da linha de transmissão l , -1 se o nó i for o nó de destino, e 0 caso contrário.

O problema de otimização de nível inferior é formulado para minimizar os custos operacionais do OSTMECA. O primeiro termo da equação (4.24) representa os custos de geração dos ativos conectados à transmissão. O segundo termo refere-se à receita de mercado devido ao intercâmbio de energia com o OSD. Por fim, o terceiro termo descreve os custos associados às transações de créditos de carbono com o OSD efetuadas por cada unidade geradora conectada ao sistema de transmissão. É importante destacar que o segundo e terceiro termos apresentam sinais opostos em comparação com (4.1), o que significa que, quando um agente lucra, o outro perde. O balanço de potência do sistema de transmissão para nós sem e com interface com o OSD é dado em (4.25) e (4.26), respectivamente. O fluxo de potência DC é empregado para calcular o fluxo de cada linha de transmissão em (4.27). Os limites de potência de cada gerador conectado à transmissão, linha e subestação são considerados em (4.28)–(4.33). As emissões de carbono associadas à produção de eletricidade por parte dos geradores convencionais conectados ao sistema de transmissão são calculadas em (4.34). O balanço de carbono do sistema de transmissão é considerado em (4.35). Por fim, os limites de emissão de carbono do sistema de transmissão são abordados em (4.36) ([LU et al., 2023](#)). Além disso, as variáveis $\lambda_{i,t,s}$ e $\psi_{t,s}$ (usadas na formulação do objetivo de nível superior) são as variáveis duais de (4.26) e (4.35), respectivamente. Deve-se mencionar que as variáveis $\pi_{i,t,s}^E$ e $\pi_{g,t,s}^C$ são os lances do OSD nos mercados de energia e carbono. Dado que o OSD é o agente de nível superior, ele é capaz de inferir os preços sombra. Nesse contexto, enviar um lance mais alto que o preço sombra levará a oferta a não ser totalmente aceita, o que limita o lucro do agente. Por outro lado, enviar um lance mais barato que o preço nodal garantiria sua aceitação, mas também restringiria a receita. Assim, para alcançar a solução ótima, o agente de nível superior deve garantir que seus lances sejam iguais aos preços sombra ([BAHRAMARA et al., 2020](#)).

Os limites de emissão são calculados com base na média da intensidade de carbono dos geradores disponíveis e da demanda, conforme expresso em (4.37)–(4.39). O parâmetro U é utilizado para representar diferentes níveis de rigidez para a regulamentação das emissões de carbono.

$$\Lambda = \frac{\sum_{g \in G_T} \bar{P}_g^T \gamma_g^T + \sum_{g \in G_D} \bar{S}_g^D \gamma_g^D}{\sum_{g \in G_T} \bar{P}_g^T + \sum_{g \in G_D} \bar{S}_g^D} \quad (4.37)$$

$$\bar{\Gamma}_t^T = U\Lambda \sum_{i \in N_T} L_{i,t,s}^T \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4.38)$$

$$\bar{\Gamma}_t^D = U\Lambda \sum_{i \in N_D} L_{i,t,s}^D \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4.39)$$

Assim, a formulação baseada em BLP pode ser expressa da seguinte forma:

$$\min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left[\sum_{g \in G_D} \sum_{b \in B_g} (C_{g,b}^D \rho_{g,b,t,s}^D) + \psi_{t,s} \zeta_{t,s}^{SE} + \sum_{i \in N_\infty} \lambda_{i,t,s} P_{i,t,s}^{SE} \right] \quad (4.40)$$

sujeito a:

$$\text{Restrições (2)–(23).} \quad (4.41)$$

$$\{P_{i,t,s}^{SE}, Q_{i,t,s}^{SE}, \zeta_{t,s}^{SE}\} = \arg \min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left[\sum_{g \in G_T} \sum_{b \in B_g} (C_{g,b}^T \rho_{g,b,t,s}^T) - \pi_{t,s}^C \zeta_{t,s}^{SE} - \sum_{i \in N_\infty} \pi_{i,t,s}^E P_{i,t,s}^{SE} \right] \quad (4.42)$$

$$\text{sujeito a: Restrições (25)–(36).} \quad (4.43)$$

O modelo binível descrito em (4.40)–(4.43) pode ser reformulado como um modelo de nível único substituindo o problema de nível inferior por suas condições necessárias de otimalidade Karush-Kuhn-Tucker (KKT) ([BAZARAA, 1993](#); [ARROYO, 2010](#)). O modelo MPEC resultante é um problema NLP não convexo devido às formulações das transações de mercado (termos bilineares na função objetivo) e às condições de folga complementar de KKT. No entanto, técnicas conhecidas baseadas no teorema da dualidade forte e no método big-M podem ser empregadas para linearizar tais termos ([TOUTOUNCHI *et al.*, 2019](#); [BAHRAMARA *et al.*, 2020](#)). A formulação resultante do MIQCP que substitui o MPEC original pode ser encontrada no Apêndice A.

4.2 Resultados Numéricos e Discussões

O modelo proposto foi validado para versões modificadas dos sistemas do IEEE de 14 e 34 nós, empregados como as redes de transmissão e distribuição, respectivamente. O SDEE está conectado ao nó de transmissão 5. Modificamos o SDEE inserindo 8 geradores (5 despacháveis e 3 não despacháveis), 2 SAEs e 8 cargas controláveis. Além disso, foram incluídos 3 geradores baseados em energias renováveis não despacháveis no sistema de transmissão, além dos 5 já existentes despacháveis. A ilustração das redes é apresentada na Figura 6 enquanto os dados estão disponíveis em [Faria *et al.* \(2023b\)](#). Os resultados

apresentados neste capítulo foram obtidos considerando um horizonte de planejamento de 24 horas dividido em períodos de 1 hora.

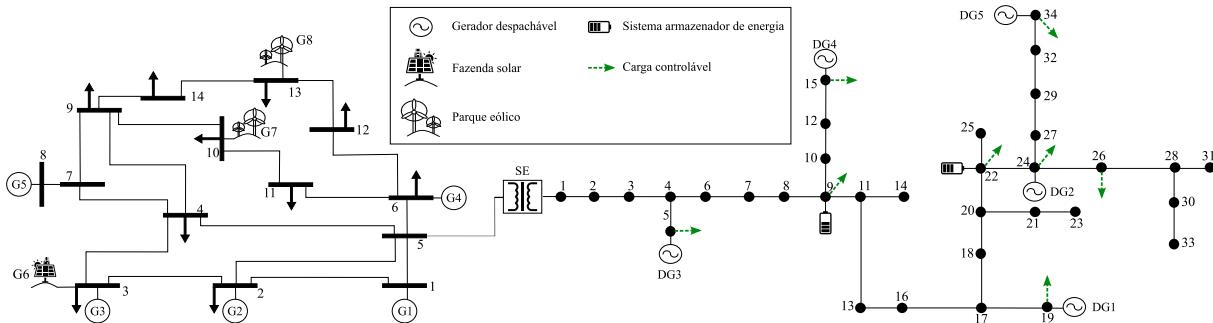


Figura 6 – Ilustração do Sistema Teste.

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.1 Validação do Modelo Proposto

Em uma etapa intermediária do desenvolvimento deste modelo, investigou-se as vantagens do emprego de uma formulação baseada em BLP sobre um modelo centralizado e os impactos da consideração de MECA (FARIA *et al.*, 2023c). No entanto, empregou-se um *solver* não-linear para a solução do problema MPEC em sua forma não-linear. Nesse sentido, a validação do modelo proposto neste capítulo se dá a partir da comparação dos resultados obtidos com esta proposta MIQCP (C1) com aqueles encontrados no modelo NLP proposto por Faria *et al.* (2023c) (C2). Além disso, os resultados obtidos por uma formulação de despacho centralizada (C3) são fornecidos como referência para os dois modelos baseados em MPEC. Os problemas MIQCP e NLP foram resolvidos, respectivamente, pelos *solvers* Gurobi 9.1.2 (Gurobi Optimization, LLC, 2022) e CONOPT (ARKI Consulting & Development A/S, 2019), ambos sob a linguagem de programação matemática AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) em um computador Intel i7-10700 a 2.9 GHz com 32 GB de RAM.

Cabe salientar que o modelo apresentado por Faria *et al.* (2023c) possui uma formulação determinística. Nesse sentido, para que a comparação entre a proposta descrita neste capítulo (estocástica) e a proposta determinística seja possível, os resultados mostrados nesta subseção foram obtidos considerando um único cenário. Os custos operacionais totais de cada agente (OSD e OSTMECA) obtidos por cada modelo para o exemplo determinístico e considerando $U = 1.00$ são apresentados na Tabela 3. Deve-se destacar que os ambientes de mercado não existem na formulação centralizada. Portanto, os custos operacionais do OSD são mais altos, pois as transações OSD-OSTMECA não são precificadas, mas os custos de produção do OSD sim. Apesar deste descolamento do modelo centralizado com a realidade de mercados, a formulação centralizada garante a minimização dos custos de produção, que pode ser usada para destacar o quão próximos

Tabela 3 – Custos Operacionais Obtidos por Cada Formulação - Modelo Determinista

	Custo do OSD (\$)	Custo do OSTMECA (\$)	Custo Total de Produção (\$)
C3	1.374,18	6.079,28	7.453,46
C2	121,91	7.335,50	7.457,41
C1	-3,61	7.498,46	7.494,85

Note: C1 - Modelo MIQCP proposto; C2 - Modelo NLP; C3 - Modelo centralizado.

os despachos baseados em MPEC estão do mais econômico. Observa-se na Tabela 3 que, embora a formulação baseada em NLP forneça um despacho de energia mais econômico (aproximadamente 0,50%), o modelo baseado em MIQCP gera uma estratégia de mercado melhor para o OSD (aproximadamente 102,96%). Nesse sentido, como a minimização de custos do OSD é formulada como o problema de nível superior, a solução encontrada por C1 é consideravelmente melhor do que a obtida por C2.

4.2.2 Análise de Sensibilidade das Receitas do Operador do Sistema de Distribuição

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos considerando a formulação estocástica descrita na seção 4.1. Os cenários de geração baseada em energia eólica e solar foram obtidos aplicando uma variação baseado numa distribuição normal aos dados históricos disponíveis no banco de dados da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) ([NASA Langley Research Center \(LaRC\), 2023](#)). As incertezas em relação às demandas foram representadas a partir da aplicação uma variação baseado numa distribuição normal à demanda esperada. Foram gerados aleatoriamente 100 cenários para cada hora para cada parâmetro incerto. Em seguida, a árvore de cenários foi reduzida para 5 cenários independentes usando o método proposto por [Grove-Kuska, Heitsch e Romisch \(2003\)](#). Os dados sobre os cenários estão disponíveis em [Faria et al. \(2023b\)](#). É importante destacar que todos os resultados apresentados a partir deste ponto foram obtidos considerando uma formulação estocástica, em vez da formulação determinística apresentada na seção 4.2.1.

Nesta seção, abordam-se os lucros do OSD e do OSTMECA sob diferentes regulamentações dos limites de emissão de carbono. A rigidez da regulamentação é representada pelo parâmetro U (conforme (4.38)–(4.39)). Um valor menor indica um cenário mais rigoroso e $U = \infty$ é equivalente à remoção dos limites de emissões de carbono. Uma ilustração dos custos operacionais totais dos agentes sob diferentes regulamentações de emissão de carbono é apresentada na Figura 7.

Os resultados ilustrados na Figura 7 permitem concluir que o lucro do OSD aumenta à medida que a regulamentação de emissões de carbono se torna mais rigorosa. Isso ocorre porque os geradores conectados à transmissão com os menores custos de produção também estão entre as unidades mais poluentes. Nesse sentido, despachar tais usinas

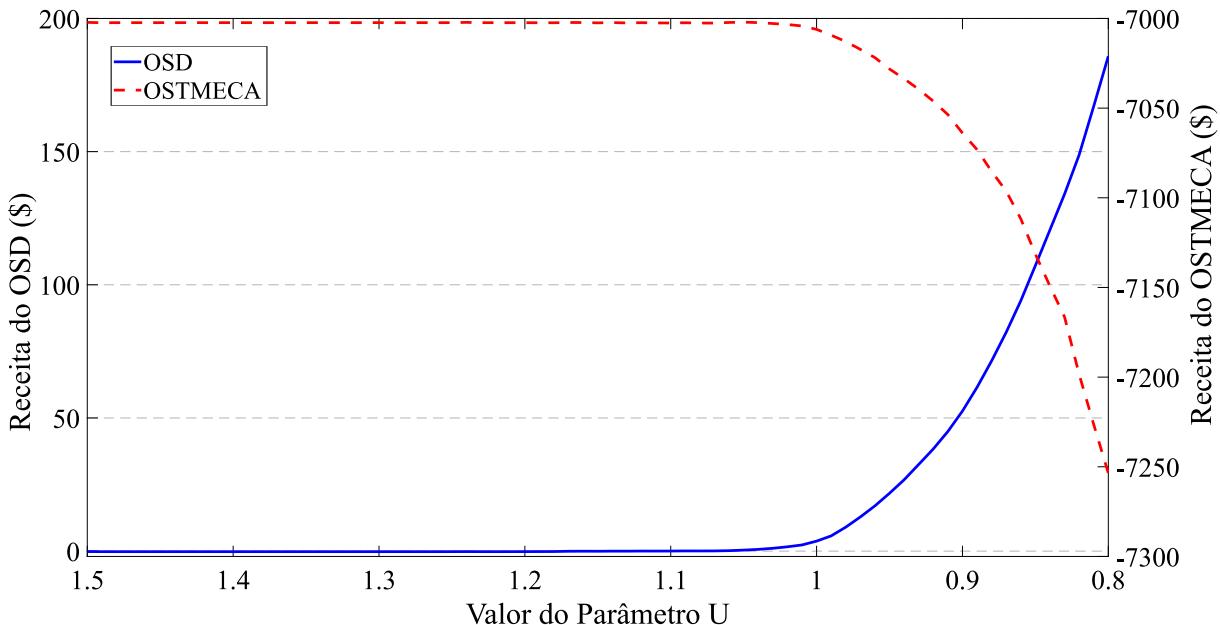


Figura 7 – Custos Operacionais do OSD e do OSTMECA sob Limites de Emissão de Carbono Distintos.

Fonte: Elaborada pelo autor.

torna-se difícil (ou impossível) à medida que os limites de emissões de carbono diminuem. Os Geradores Distribuídos (GDs), por outro lado, são unidades mais onerosas que o gerador mais barato no sistema de transmissão, mas são significativamente menos poluentes; portanto, conseguem o despacho destas unidades é possível mesmo no cenário de regulamentação mais rigorosa.

As fontes de receita que contribuem para o lucro do OSD (ou seja, transações de Energia e Créditos de Carbono (E&C)) em diferentes cenários de regulamentação de carbono são mostradas na Figura 8. Notadamente, mudanças nas receitas relacionadas ao mercado de eletricidade e carbono são observadas principalmente para $U \leq 1,05$. É importante destacar que o lucro do OSD provém exclusivamente do mercado de eletricidade, enquanto sua participação no mercado de carbono atacadista consistentemente leva a prejuízos (como pode ser observado na Figura 8). Visto que o OSD controla as fontes de energia menos poluentes (o que faz com que a compra de créditos de carbono seja desnecessária) e é modelado como o problema de nível superior na formulação de BLP, esse comportamento, embora aparentemente contraditório, é uma decisão estratégica. Assim, apresenta-se na próxima seção uma investigação das causas que levam o OSD a adotar este tipo de estratégia no MECA.

4.2.3 Análise das Decisões Estratégicas do Operador do Sistema de Distribuição

Nesta seção, investiga-se o modelo de negócios do OSD, ou seja, por que as decisões tomadas por este agente levam à maximização de seu lucro. A abordagem mais direta é

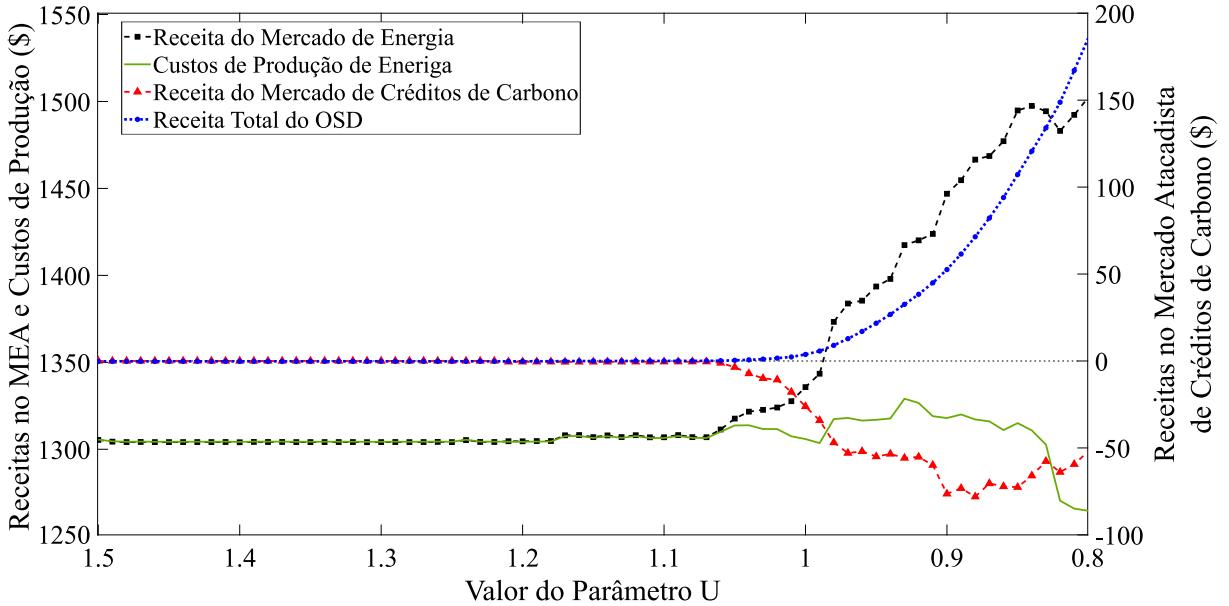


Figura 8 – Fontes de Receita do OSD sob Limites de Emissão de Carbono Distintos.

Fonte: Elaborada pelo autor.

observar as médias dos preços de compensação horários dos MECA e os intercâmbios de E&C entre o OSD e o OSTMECA, ilustradas nas Figuras 9 e 10. Nota-se nas Figuras 9(a) e 10(a) que os preços de E&C aumentam à medida que a regulamentação de emissões de carbono se torna mais rigorosa. Deve-se mencionar que ambos os sistemas de energia são capazes de suprir suas demandas sem depender de intercâmbio energia, mesmo para $U < 1.00$. No entanto, isso implicaria o despacho de geradores mais onerosos. Portanto, é preferível para ambos os agentes produzir energia com seus geradores mais baratos e negociar E&C excedentes/deficitários nos MECA. No entanto, quando é necessário negociar créditos de carbono, o custo operacional de um gerador não é simplesmente dado por seus parâmetros de custo de geração, mas também pelo quanto de crédito deve ser transacionado para permitir o despacho dessa unidade. Esses novos custos são transferidos para os PMLs. É por isso que, quanto menores os limites de emissões de carbono, maiores os preços de energia. O aumento nos PMLs justifica o comportamento observado na Figura 8, em que o lucro do mercado de eletricidade e os custos de produção tendem a aumentar e diminuir, respectivamente, quando $U \rightarrow 0.8$. Note na Figura 9(b), por exemplo, que o OSD negocia menos energia quando $U = 0.80$ do que em qualquer outro caso; no entanto, a Figura 8 mostra que o OSD também apresenta o maior lucro no mercado de eletricidade para este caso.

Também é importante observar que os preços de energia mostrados na Figura 9(a) diferem do valor de referência (resultado para $U = 1.30$) apenas quando o preço do crédito de carbono é maior que zero (veja Figura 10(a))). Nesse sentido, embora a Figura 10(b)

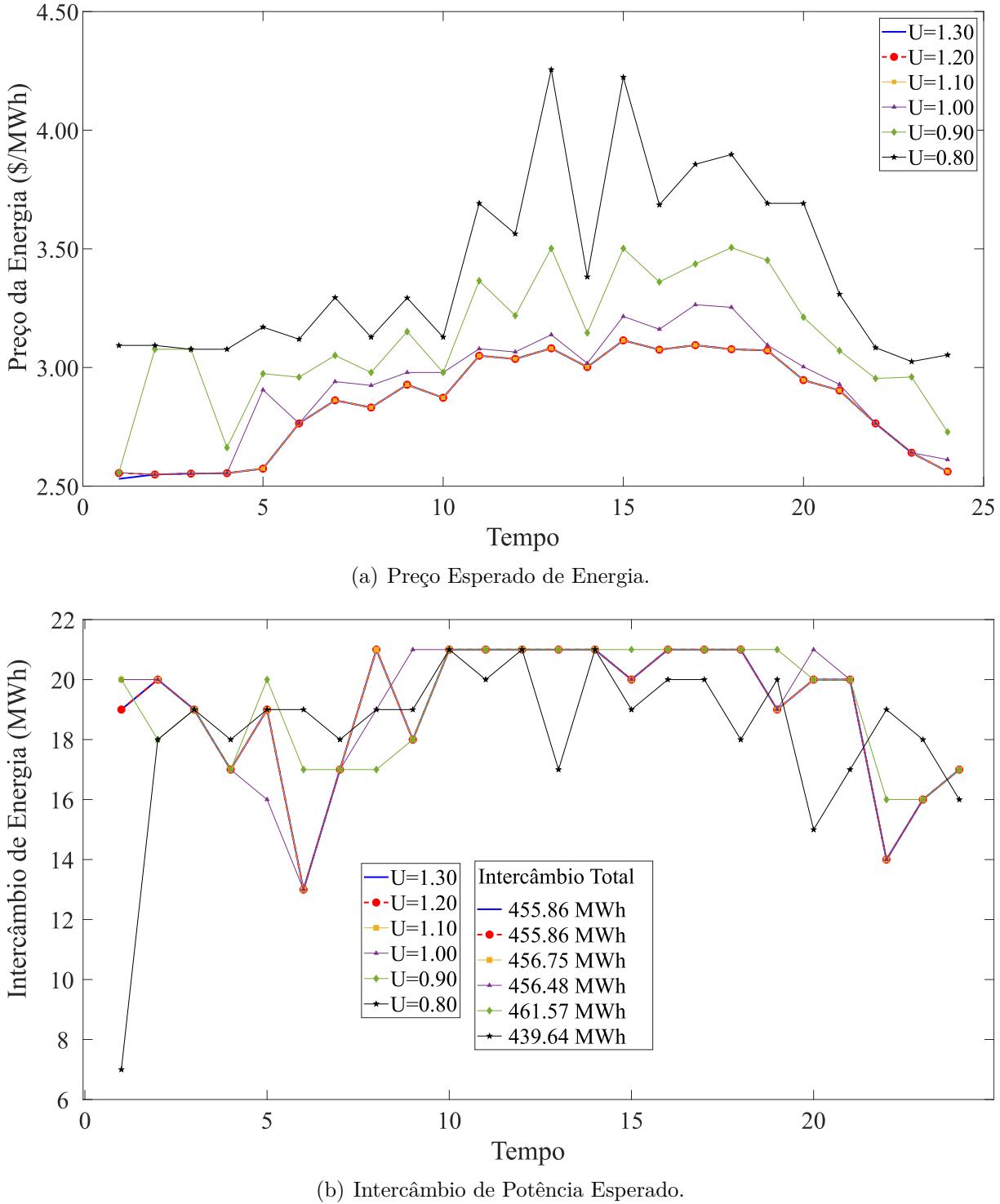


Figura 9 – Transações entre o OSD e o Mercado de Energia Atacadista.

Fonte: Elaborada pelo autor.

mostre negociações de carbono para $U > 1.00$, essas transações não são precificadas, como pode ser observado na Figura 10(a) e, portanto, não afetam a função objetivo de nenhum dos agentes.

Quanto às transações do OSD no ambiente de mercado de carbono atacadista ilustradas na Figura 10(b), deve-se destacar que, mesmo que o OSD controle os geradores

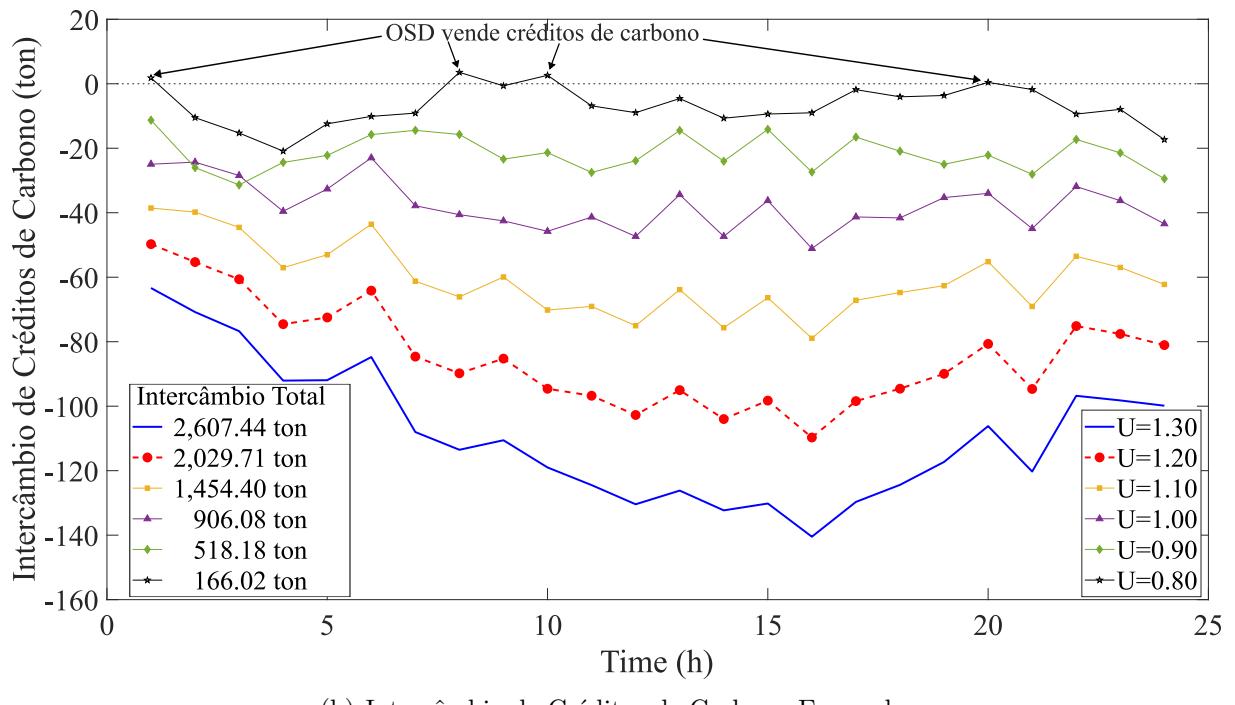
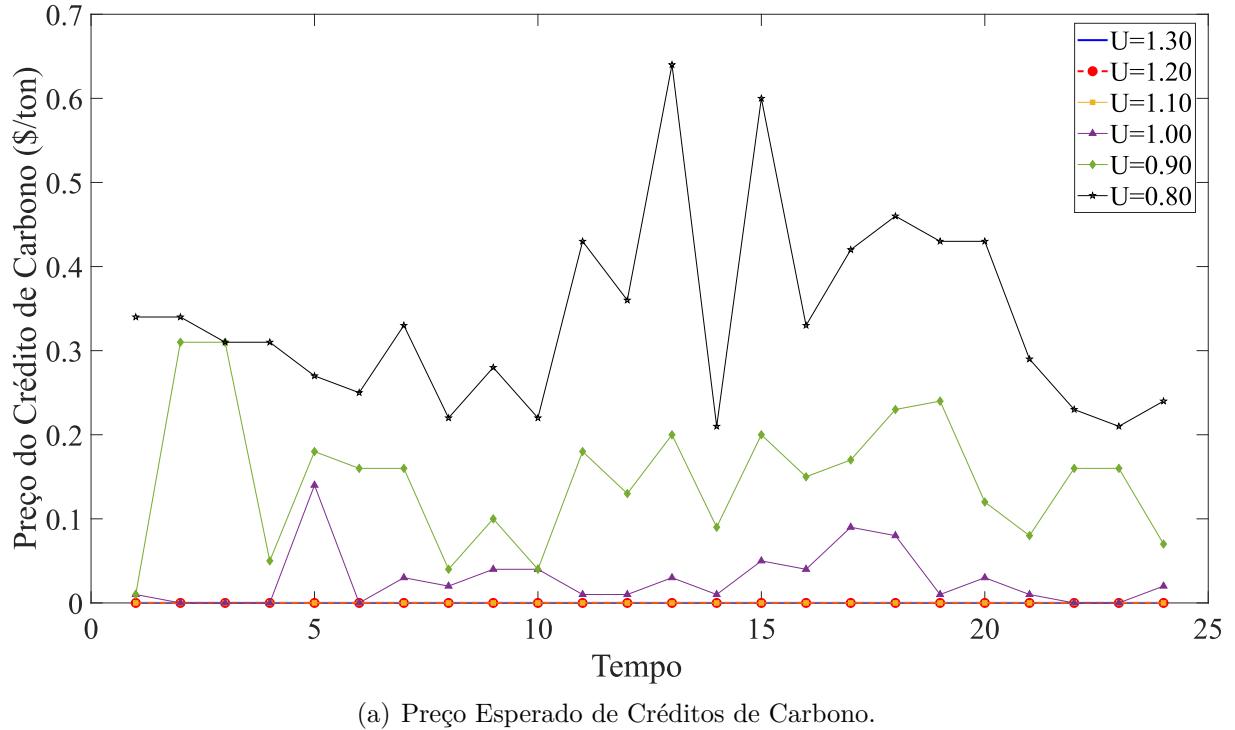


Figura 10 – Transações entre o OSD e o Mercado de Créditos de Carbono Atacadista.

Fonte: Elaborada pelo autor.

convencionais menos poluentes, o agente raramente vende créditos de carbono. Além de ter prejuízos no ambiente de mercado de carbono, como mostrado na Figura 8, o OSD compra mais créditos de carbono do que o necessário para compensar a emissão horária de seus geradores. A análise dessa decisão foi realizada comparando-a com as soluções encontradas em dois estudos de caso adicionais. O estudo de caso C4 impede a transação

Tabela 4 – Custos Operacionais Obtidos por Cada Estudo de Caso - Modelo Estocástico

	Custo do OSD (\$)	Custo do OSTMECA (\$)	Custo Total de Produção (\$)
C4	157.53	6,960.61	7,118.14
C5	84.71	6,979.46	7,064.17
C1	3.17	7,022.81	7,025.98

Note: C1 - Estudo de caso considerando um modelo de mercado de créditos de carbono desregulamentado; C4 - Estudo de caso impedindo qualquer tipo de transação de créditos de carbono; C5 - Estudo de caso considerando um modelo de mercado de créditos de carbono mais regulamentado (restrição de compra de créditos de carbono adicional).

de créditos de carbono, ou seja, os agentes só podem negociar energia. O estudo de caso C5 permite que os agentes negoiciem tanto energia quanto créditos de carbono; no entanto, nenhum agente pode comprar mais créditos de carbono do que a quantidade suficiente para compensar a emissão de gases de efeito estufa por seus geradores. Os custos operacionais obtidos para cada estudo de caso, considerando $U = 1.00$ e uma formulação estocástica são apresentados na Tabela 4 na qual é possível verificar que, de fato, comprar mais créditos de carbono do que o necessário aumenta o lucro do OSD.

Uma vez concluído que a compra de créditos de carbono adicionais beneficia o OSD, resta investigar a razão por trás desta decisão. Nesse sentido, a Figura 11(a) mostra a contribuição de cada fonte de energia para a matriz energética para cada estudo de caso, enquanto a Figura 11(b) ilustra as emissões de carbono diárias dos agentes. Observe que, à medida que o ambiente de mercado de carbono atacadista se torna mais desregulado, as emissões de carbono do OSTMECA tendem a diminuir, e o oposto ocorre com o OSD. Simultaneamente, as contribuições dos geradores 1, 2, 3 e 4 para a matriz energética diminuem à medida que a participação do OSD aumenta. É importante destacar que os geradores G1 e G2 são as fontes mais baratas e mais poluentes conectadas à transmissão. Assim, essas usinas tendem a injetar menos energia quando o OSTMECA vende créditos de carbono para o OSD, pois vender créditos de carbono e despachar essas unidades esgotaria rapidamente a cota de emissões de carbono do OSTMECA, forçando o agente a comprar mais energia no mercado atacadista.

Por outro lado, se as fontes de energia mais baratas (G1 e G2) produzem menos energia, unidades mais onerosas devem ser despachadas, o que leva ao aumento do preço de compensação no mercado atacadista, como pode ser observado na Figura 12. Observe que os preços de compensação são mais baixos quando as negociações de créditos carbono, mesmo que regulamentadas, são permitidas (caso C5) em comparação com os preços sem negociações de créditos carbono. Isso ocorre porque, quando as negociações de créditos carbono são proibidas, os geradores conectados à transmissão mais caros são despachados, o que aumenta o preço de compensação do mercado. Além disso, observe a linha que representa C1 na Figura 12 e note que sempre que o OSD compra mais créditos de carbono

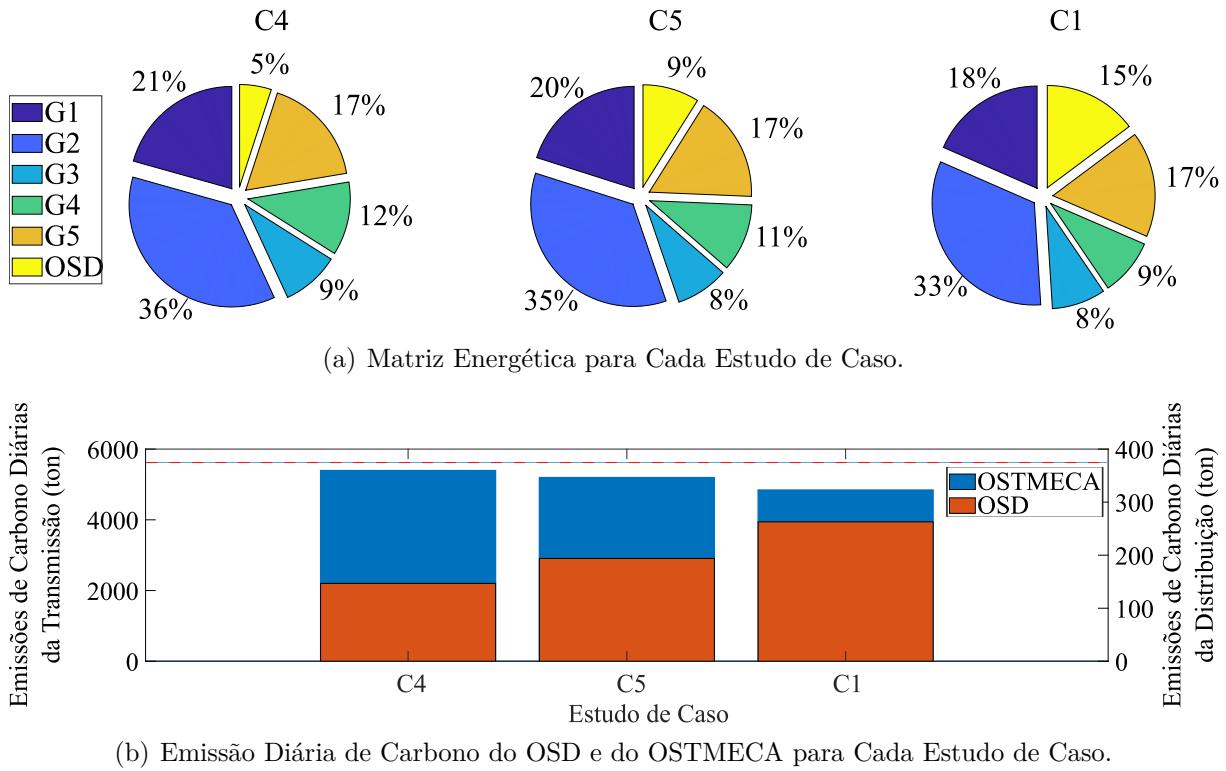


Figura 11 – Participação dos Agentes nos MECA.

Fonte: Elaborada pelo autor.

do que o necessário¹, há um aumento nos preços de energia em comparação com aqueles de C4 e C5 (exceto nas horas destacadas em roxo, *i.e.*, horas 9, 13 e 21). Os picos de preços de energia são resultado do comportamento estratégico do OSD de comprar créditos de carbono que levam à redução do despacho de geradores mais baratos e poluentes conectados à transmissão. Isso causa o despacho de unidades conectadas à transmissão menos poluentes e mais caras, o que aumenta o preço de compensação do mercado. Os picos de preços de energia fazem com que o OSD lucre mais com o mercado de energia, o que é representado por $\Delta\text{Expense}_{\text{energy market}}$. Vale ressaltar que os ganhos adicionais no mercado de energia superam as despesas adicionais no mercado de carbono atacadista, o que gera um benefício substancial para a função objetivo do OSD (redução de 97,99% em comparação com C4 e redução de 96,26% em comparação com C5) às custas de piorar ligeiramente o resultado do OSTMECA (aumento de 0,89% em comparação com C4 e aumento de 0,62% em comparação com C5), como mostrado na Tabela 4.

¹ Representado por $\Delta\text{Expense}_{\text{carbon market}}$, que é definido como a diferença entre os custos horários no mercado de carbono atacadista de C5 e as compras horárias de C1. Como C5 tem um ambiente regulamentado de comércio de carbono no qual o OSD não pode comprar mais créditos de carbono do que é capaz de usar, os créditos de carbono não utilizados podem ser calculadas subtraindo as compras horárias de C1 das compras horárias de C5.

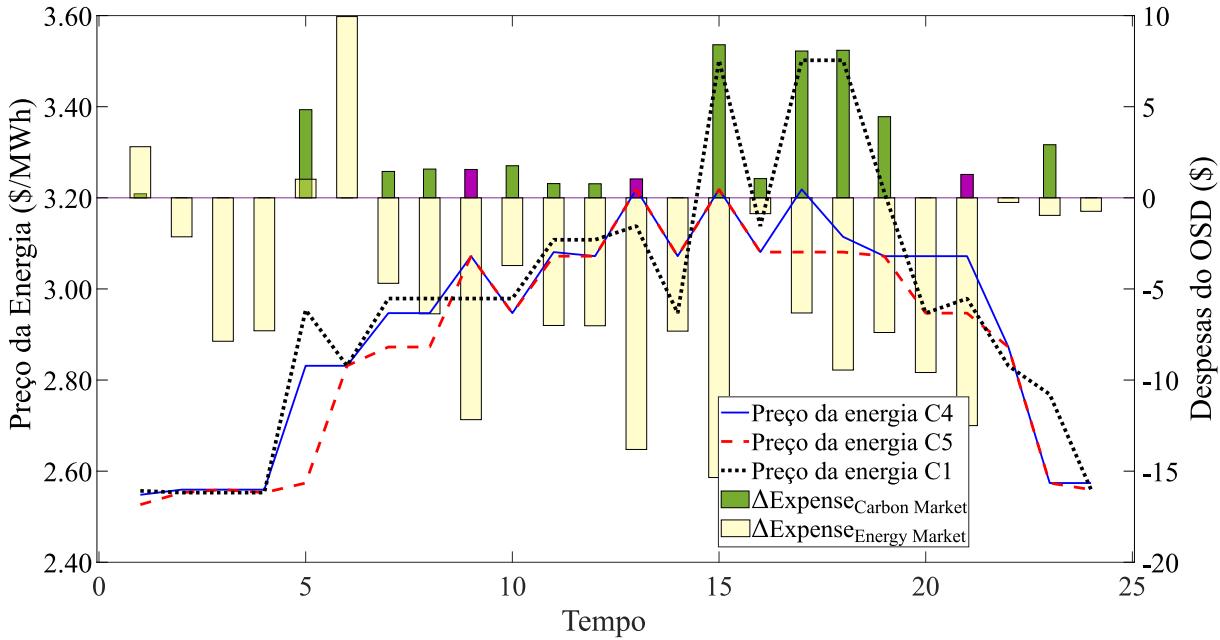


Figura 12 – Impacto das Ofertas Estratégicas nas Receitas Horárias do OSD.

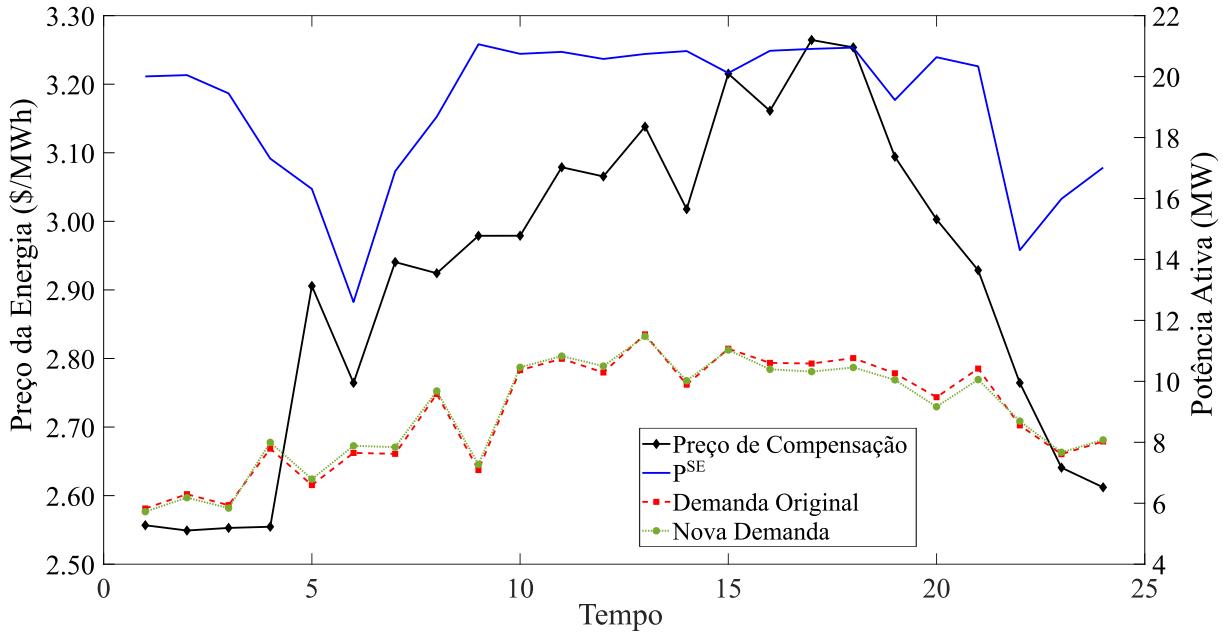
Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2.4 Análise do Gerenciamento dos Ativos do Operador do Sistema de Distribuição

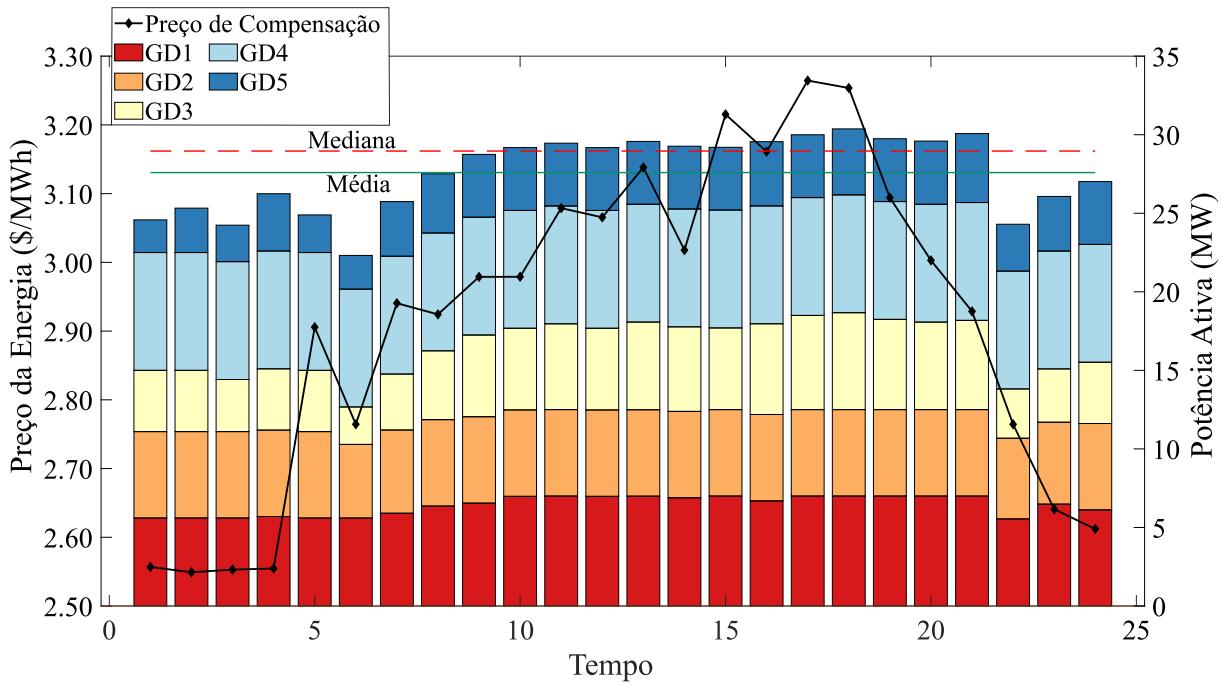
Após investigadas as estratégias que levam à maximização do lucro do OSD, aborda-se nesta seção a gestão da flexibilidade do OSD conferida pelos ativos conectados ao SDEE. Para tal, investiga-se a correlação entre o preço horário de energia no atacado e a ação dos ativos conectados ao SDEE tendo como base o modelo de otimização resolvido no estudo de caso C1,*i.e.*, consideração dos MECA totalmente desregulamentados.

Uma ilustração do despacho horário de cada tipo de RED, bem como da potência total exportada pelo SDEE, é fornecida na Figuras 13 e 14. Observe na Figura 13(a) que o OSD usa a RD para deslocar a carga para fora do período compreendido entre as horas 16 e 21, uma vez que o preço esperado da energia é alto durante essas horas. A demanda é deslocada principalmente para o período entre as horas 4 e 15. Além disso, é possível observar que a correlação entre o preço esperado de compensação e o intercâmbio energia (P^{SE}) não é forte, *i.e.*, não existem grandes oscilações de intercâmbio de potência devido a variações do preço da energia.

A razão pela qual a injeção de potência do OSD no sistema de transmissão é relativamente constante entre as 9h e as 18h, independentemente das variações de preço, também justifica a aparente falta de correlação entre o intercâmbio de energia e o preço da energia. Os geradores convencionais conectados ao SDEE têm custos de produção baixos o bastante para que seja lucrativo para o OSD produzir, somando o despacho de todas as unidades conectadas ao SDEE, 31,7 MW quando o preço de compensação é igual



(a) Preços e Intercâmbios de Energia no Mercado de Energia Atacadista.



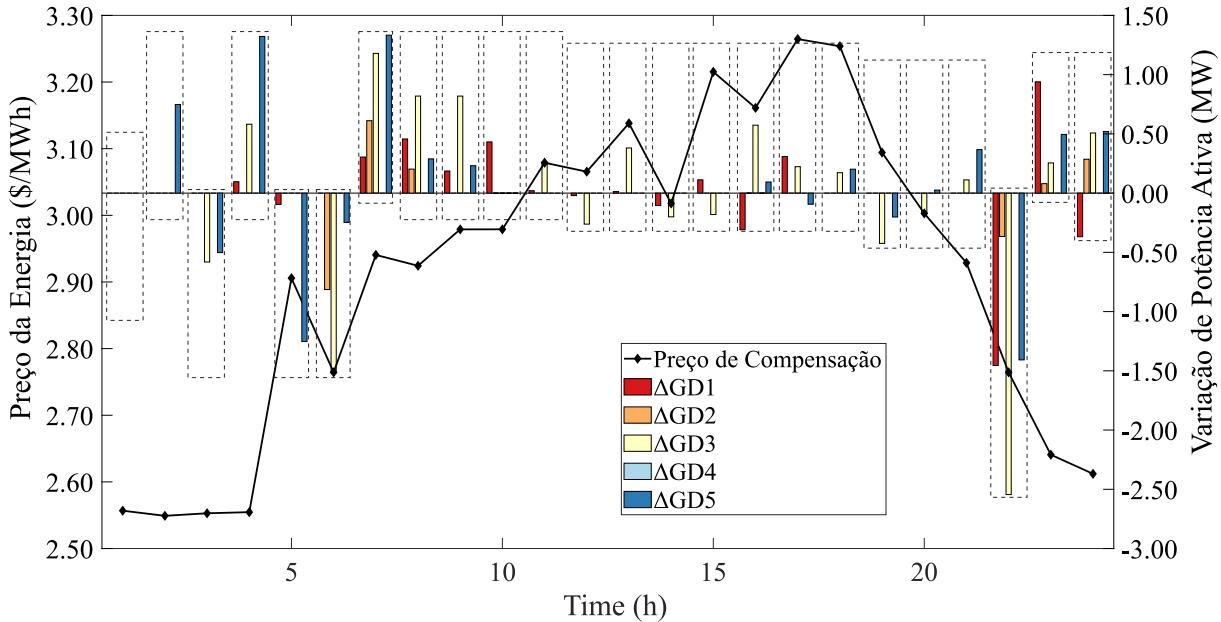
(b) Preços no Mercado de Energia Atacadista e Injeções Horárias de GDs com Fontes Convencionais.

Figura 13 – Gerenciamento do Despacho dos REDs.

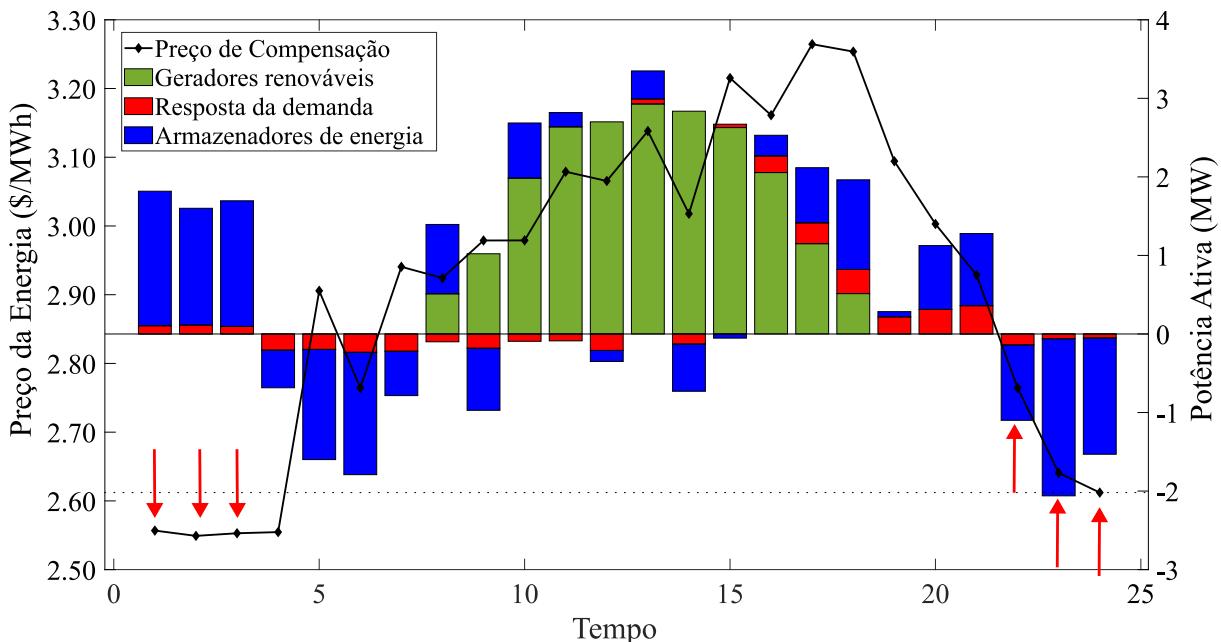
Fonte: Elaborada pelo autor.

a \$2,55/MWh². No entanto, a produção total de energia convencional, que representa a maior parte da capacidade de geração do DS³, não ultrapassa 30,1 MW (consulte a Figura

² Dados e figuras que apoiam esta afirmação são fornecidos em Faria *et al.* (2023b).³ Compare as magnitudes do eixo das ordenadas do lado direito das Figuras 13(a), 13(b) e 14(b) e observe que a ordem de grandeza na última é muito menor, o que significa que as fontes renováveis, os sistemas de armazenamento e o deslocamento de carga representam uma parte menor de P^{SE} do que os geradores convencionais.



(a) Variações Horárias das Injeções de Potência de GDs com Fontes Convencionais.



(b) Preços no Mercado de Energia Atacadista e Respostas Horárias de RD e GDs com Fontes Renováveis.

Figura 14 – Gerenciamento do Despacho dos REDs.

Fonte: Elaborada pelo autor.

13(b)) durante todo o horizonte de planejamento, mesmo que os preços sejam superiores a \$2,55/MWh. Nesse sentido, é possível concluir que o intercâmbio de potência é limitada não pelo preço de compensação, mas devido aos limites operacionais do SDEE. Um estudo adicional mostra que a magnitude da tensão no nó 34 (onde está localizado o GD5) é de 1,05 p.u. durante todo o horizonte de planejamento para todos os cenários.

Dado que o preço da energia não é o fator limitante do intercâmbio de potência, o despacho horário das unidades convencionais não varia muito, como pode ser observado na

Figura 13(b). No entanto, pequenas alterações devem ser feitas para acomodar variações de carga e de disponibilidade de fontes renováveis. As mudanças no despacho horário para cada GD convencional são apresentadas na Figura 14(a), na qual é possível observar que o GD4 injeta a mesma quantidade de potência durante todo o horizonte de planejamento, pois esta é a usina convencional mais barata do SDEE. Os GDs 1 e 2 são as fontes próximas menos onerosas e, como tal, experimentam mudanças menos significativas no despacho de potência do que os GDs 3 e 5.

A Figura 14(b) mostra as contribuições da RD⁴, SAEs e geradores com fontes primárias renováveis para o intercâmbio de energia. Deve-se mencionar que, dado que o preço da energia não está limitando o intercâmbio de energia entre o OSD e o OSTMECA, o preço de compensação no mercado de energia no atacado é determinado pelos geradores conectados à transmissão. Portanto, o comportamento de oscilação de preço observado na Figuras 13 e 14 não é causado pelo SDEE (embora a magnitude seja potencializada pelos lances estratégicos do DSO, conforme discutido na subseção anterior). Nesse sentido, os comportamentos da RD e dos SAE representam a reação do OSD ao preço de compensação. É possível observar que os SAE tendem a carregar antes das 10h e após as 21h, ou seja, carregar durante horas de preços baixos e descarregar durante os preços de pico. O comportamento de deslocamento de carga é semelhante, mas como a demanda horária limita a magnitude do deslocamento de carga, horas adicionais de contribuição negativa são necessárias para permitir uma contribuição mais significativa durante o período compreendido entre as horas 16 e 21.

Por fim, é importante abordar o comportamento da RD e dos SAE durante as horas 1, 2, 3, 22, 23 e 24. Mesmo que os preços de energia sejam mais altos durante as três últimas horas do horizonte de planejamento do que nas três primeiras (destacadas na Fig. 14(b)), o RD e as SAE fornecem uma contribuição negativa para o intercâmbio de energia quando os preços são mais altos. Destacamos duas causas para esse comportamento. Em primeiro lugar, deve-se destacar que o OSD deve controlar seus ativos não apenas para obter lucro, uma vez que seu papel mais fundamental é garantir a operação segura do SDEE, o que pode ser alcançado alterando a demanda horária. Além disso, os SAE devem garantir que os estados inicial e final da carga útil para o horizonte de planejamento sejam iguais. Portanto, como os SAE esgotaram quase completamente seu SOC entre 16h e 21h, o carregamento nas últimas três horas é obrigatório.

⁴ O impacto da RD na P^{SE} é oposto em relação ao comportamento real das cargas controláveis, ou seja, um impacto positivo da RD na P^{SE} significa uma redução de carga (variação negativa da carga original).

4.3 Conclusão

Neste capítulo, propõe-se um modelo para a maximização do lucro de um OSD participando de MECA como *price-maker* estratégico. Uma formulação estocástica é empregada para lidar com as incertezas relacionadas à demanda e à disponibilidade de energia renovável. O problema é formulado como um BLP, no qual maximizar o lucro do OSD é a função objetivo do problema modelado no nível superior, enquanto a compensação dos MECA é modelada como o problema de nível inferior. Restrições de fluxo de potência para garantir a operação segura dos sistemas de transmissão e distribuição são consideradas. O BLP é reescrito como um MPEC e depois transformado em um MIQCP.

Os resultados numéricos revelam a superioridade da abordagem proposta em relação a uma formulação não linear existente. Além disso, uma análise de sensibilidade das fontes de receita do OSD mostra que uma regulamentação mais rigorosa de emissões de carbono pode implicar em maior lucratividade para o OSD causada pelas transações de créditos carbono. Esse resultado é apoiado pelo fato de que uma regulamentação mais rigorosa de emissões de carbono dificulta o despacho de geradores menos onerosos (mas altamente poluentes), afetando assim os preços da energia. Como resultado, o OSD tem uma rentabilidade maior no mercado de energia.

Outra descoberta fundamental são as nuances do comportamento estratégico do OSD nos MECA que incluem a submissão de lances para compra de créditos de carbono, mesmo que os geradores conectados ao SDEE sejam menos poluentes, o que faz com que o OSD seja capaz de oferecer créditos de carbono em vez de comprá-los. A investigação conduzida sobre esse tema mostra que é benéfico para o OSD oferecer lances por créditos de carbono, pois, devido a essa ação, o OSTMECA despacha fontes de energia mais caras para simultaneamente garantir a venda de créditos de carbono ao OSD e o balanço de potência no sistema de transmissão. Nesse contexto, o OSD aumenta seus lucros no mercado de energia devido ao aumento do PMLs (causado por sua ação estratégica), o suficiente para compensar as perdas financeiras no ambiente de mercado de carbono atacadista. Por fim, apresentou-se o despacho horário de cada RED conectado ao SDEE para atestar o gerenciamento ótimo de ativos pelo OSD. Neste estudo foi possível observar que, embora o SDEE esteja congestionado ao longo do horizonte de planejamento, os REDs respondem de acordo com o sinal de preço, *i.e.*, minimizando o consumo/maximizando a injeção de potência em períodos de PMLs altos e o contrário em momentos de PMLs baixos.

CAPÍTULO
5

FRAMEWORK PARA MÚLTIPOS AGENTES PARTICIPANDO NO MERCADO DE ENERGIA ATACADISTA

Os mercados de eletricidade são fundamentais para garantir o balanço de potência num Sistema Elétrico de Potência (SEP) através de transações de energia a custo mínimo. Neste ambiente, agentes que buscam vender e comprar produtos relacionados à eletricidade submetem suas ofertas e lances a um leilão gerenciado pelos operadores de mercado e do sistema, responsáveis por determinar quanto cada participante deve receber/pagar pela energia despachada/consumida. Cada mercado possui regras específicas que determinam quais agentes podem participar deste ambiente. No entanto, é comum que trabalhos disponíveis na literatura modelem o ambiente do Mercado de Energia Atacadista (MEA) considerando a participação de geradores e cargas inelásticas. Historicamente, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) foram considerados cargas inelásticas dos sistemas de transmissão e, consequentemente, nos mercados de energia atacadistas atacadistas. No entanto, o aumento do grau de penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) pode mudar a forma como os Operadores dos Sistemas de Distribuição (OSDs) participam em mercados de energia atacadistas. Via de regra, não se considera a participação direta de REDs no MEA. No entanto, a operação dos novos elementos conectados aos SDEEs afetam o balanço de potência destas redes e, por conseguinte, suas transações no MEA. Assim, a operação coordenada de REDs pode angariar vantagens técnicas e econômicas aos SEPs, tanto ao nível de transmissão, dada a possibilidade de compra de fontes possivelmente menos onerosas conectadas aos SDEEs, quanto para os OSDs que podem minimizar seus custos operacionais através da venda de energia em momentos específicos ([PAPAVASILIOU; MEZGHANI, 2018](#); [MEZGHANI et al., 2023](#)). Neste contexto, alguns autores propõem modelos de otimização para a minimização dos custos operacionais dos OSD a partir do controle de REDs conectados aos

SDEEs considerando da participação dos OSDs no MEA.

A participação de OSDs em MEAs é modelada na literatura específica de duas formas: como um agente *price-taker* ou *price-maker*. Pesquisas contidas no primeiro grupo em geral se propõem a modelar Mercado de Energia Varejistas (MEVs), *i.e.*, a nível de distribuição, de forma a permitir ao OSD o gerenciamento dos REDs conectados ao SDEE para maximizar lucros (ou minimizar custos) provenientes de sua participação no MEA cujos preços de fechamento são dados de entrada. Assim, o OSD, apesar de participar no mercado como possível produtor de energia, é incapaz de afetar a formação dos preços. Neste contexto, [Pediaditis et al. \(2021\)](#) propuseram uma modelagem para determinação de tarifas de uso do SDEE em vez de um ambiente de mercado. O trabalho apresenta uma formulação que visa determinar a tarifação ótima para minimização dos custos operacionais do OSD e dos *prosumers* conectados ao SDEE. Um modelo de otimização robusta foi proposto por [Alipour et al. \(2021\)](#) para determinação das estratégias de lances de demanda e oferta de potência de microrredes e de sistemas combinados de calor e energia para um mercado varejista. Os trabalhos de [Karimi e Jadid \(2021\)](#) e [Toutounchi et al. \(2019\)](#) apresentam modelos bináveis e estocásticos para minimização dos custos operacionais de um OSD operando MEVs nos quais participam microrredes. Esta formulação binável de mercado varejista envolvendo OSD e agentes do mercado varejista foi expandida por [Yi et al. \(2020\)](#) para incluir fluxos e transações de potência reativa. Cabe salientar que, em todas as propostas elencadas neste parágrafo, o intercâmbio de potência entre os sistemas de transmissão e distribuição é valorado a um preço horário pré-determinado.

Abordagens englobadas pelo segundo grupo consideram que a participação dos OSDs afeta o Preço de Compensação do Mercado Atacadista (PCMA). Assim, é comum a determinação dos preços nodais de energia, referidos como Preços Marginais Locais (PMLs) neste trabalho, é um dos produtos da solução destes problemas. [Moghimi e Barforoushi \(2020\)](#) propuseram um modelo *Bilevel Multi-Follower Programming* (Programação Binível com Múltiplos Seguidores) (BLMFP) para maximização dos lucros de um OSD participando em um MEA que, por sua vez, visa a maximização do bem-estar social. Nesta abordagem, o OSD, modelado como problema de nível superior, negocia energia no MEA *day-ahead* (comprando ou vendendo), modelado como nível inferior. Considera-se ainda que o OSD também revende energia num mercado varejista de tempo-real, cujos participantes não são modelados como tomadores de decisão mas cargas a serem supridas, como forma de complemento à maximização dos lucros. As propostas de [Zhang et al. \(2016b\)](#) e [Zhang et al. \(2016a\)](#) são modelos BLMFP multi-estágios para minimização dos custos operacionais de um OSD, modelado como problema líder, participando de mercados atacadistas *day-ahead* e de tempo real, caracterizados como problemas seguidores. Estes trabalhos consideram que os geradores conectados ao SDEE não são propriedade do OSD que precisa comprar energia de RED locais a um preço pré-determinado para então revender nos mercados atacadistas. Por fim, ([BAHRAMARA et al., 2020](#)) propuseram um

framework BLMFP estocástico capaz de modelar simultaneamente os mercados atacadista e varejista. Nesta proposta, são otimizados os lances do OSD, modelado como líder, considerando-se os problemas de fechamento de mercado, modelados como problemas do nível inferior.

É importante apontar que a maior parte dos trabalhos que apresentam formulação *Bilevel Programming* (Programação Binível) (BLP) e se propõem a otimizar a participação de OSDs em mercados atacadistas ou considerar a presença destes agentes no processo de compensação do MEA alocam o problema de otimização do OSD no nível superior. Tal consideração é importante para que se tenha acesso às variáveis duais do problema de fechamento de mercado do nível inferior, especialmente às variáveis duais das equações de balanço responsáveis por fornecer os PMLs. Desta forma, o problema de nível superior (operação do OSD) é capaz de determinar os lances ótimos a se submeter ao mercado. No entanto, um problema de nível superior é hierarquicamente superior aos demais, o que, em geral, é utilizado para representar o poder de mercado de um agente. Assim, considerar apenas o OSD como problema de nível superior pode não representar bem a realidade de um mercado. Por outro lado, a solução de modelos BLP com múltiplos problemas de nível superior, embora possível, é oneroso computacionalmente visto que o equilíbrio de Nash deve ser provado, visto que a solução do problema passa pela sua reformulação como *Equilibrium Program with Equilibrium Constraints* (EPEC) (RUIZ; CONEJO; SMEERS, 2012; NAEBI *et al.*, 2020). Alternativamente, pode-se modelar o problema considerando o processo de fechamento de mercado como o nível superior e todos os agentes de mercado como nível inferior. A solução de um BLMFP é mais prática dado que existe garantia de convergência para um ponto de equilíbrio entre os agentes do mercado a depender das características dos problemas.

Não obstante, abordagens BLP nas quais o OSD é modelado no nível inferior não consideram o efeito de sua participação no MEA na formação do preço da energia. Uma possível razão para a ausência de abordagens que combinem a modelagem do OSD no nível inferior e sua participação no MEA enquanto *price-maker* pode ser a consequência da perda do acesso às variáveis duais do balanço de potência do sistema de transmissão que fornecem os PMLs quando o processo de compensação do mercado é considerado o problema líder. Formulações que não permitem acesso aos PMLs geralmente empregam preços nodais arbitrários, referidos como Preços Mínimos Nodais (PMNs) neste trabalho, como o único método de recompensa para os stakeholders de nível inferior¹. Esta alternativa pode parecer distante da realidade dos atuais mercados de energia, pois os valores nodais cobrados/pagos a cada agente do mercado pela energia transacionada podem (e de

¹ Os PMNs são variáveis primas determinadas pelo operador de mercado e representa o menor preço pelo qual uma Empresa Geradora (EG) que participa do mercado escolhe despachar potência. Embora PMNs não seja o jargão empregado, este método de recompensa é utilizado nas propostas de Evangelopoulos, Kontopoulos e Georgilakis (2022), Shams *et al.* (2021), Yi *et al.* (2020), Toutounchi *et al.* (2019) e Zhang *et al.* (2018).

forma geral tendem) diferir mesmo que não exista qualquer restrição sistêmica no sistema (vide seção 2.2).

Neste contexto, o principal objetivo do *framework* de mercado proposto neste capítulo é permitir a modelagem da compensação do MEA considerando vários agentes de mercado em equilíbrio de forças, *i.e.*, possuindo o mesmo poder de mercado, sem demandar o desenvolvimento de uma formulação EPEC. Para tal, propõe-se um modelo BLMFP considerando como problema de nível superior o processo de compensação do MEA. As funções objetivo dos agentes de mercado são modeladas no nível inferior para garantir a lucratividade dos participantes. Assim, o modelo proposto produz soluções que maximizam o bem-estar social em vez de priorizar o lucro de um agente de mercado em particular. Propõe-se também um método de recompensa projetado para emular o comportamento dos PMLs, evitando o problema do uso de PMNs mencionado anteriormente. Uma comparação do modelo proposto neste capítulo e outros similares encontrados na literatura é apresentada na Tabela 5.

5.1 Formulação do Problema

O modelo BLMFP proposto é ilustrado na Figura 15. Observe que o Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista (OSTMA) é modelado no nível superior e visa maximizar o bem-estar social geral por meio da determinação dos preços de energia, que depende da reação das EGs e dos OSDs. As restrições do OSTMA garantem que a demanda inelástica do sistema de transmissão seja sempre totalmente suprida. Por fim, as restrições de fluxo da linha garantem a operação segura do SEP.

As operações dos OSDs e EGs que participam do MEA são modeladas como problemas de nível inferior. Cada OSD deve garantir que possui energia suficiente (gerada localmente ou comprada no MEA) para suprir sua demanda inelástica enquanto mantém as grandezas elétricas do SEP dentro de faixas preestabelecidas. Para tanto, e com base nos preços determinados pelo nível superior (agente OSTMA), os OSDs determinam a quantidade de energia a ser comercializada com o sistema de transmissão de forma a minimização de seus custos operacionais. Analogamente, as EGs determinam a quantidade de energia a ser injetada no sistema de transmissão por um determinado preço visando maximizar sua receita, considerando os limites de injeção de potência dos geradores.

A principal diferença entre as restrições das redes de transmissão e distribuição é o modelo de fluxo de potência. Um fluxo de energia DC é adotado para o sistema de transmissão; no entanto, este método, em geral, não é adequado para sistemas de distribuição radial. Assim, adotou-se modelo um fluxo de potência linear capaz de considerar a queda de tensão em cada ramo do SDEE, que deve ser mantida dentro de uma faixa definida pelo usuário.

Tabela 5 – Comparaçao do Modelo Apresentado neste Capítulo e o Estado da Arte Envolvendo MEA

Referência	GD	Elementos DERs	SAEs	RD	LLT	LTD	Modelo dos SEPs	Modelo de Otimização	Método de Precificação	Incertezas
(TOOUTOUNCHI <i>et al.</i> , 2019)	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	OSD	MGOs	PMN
(YI <i>et al.</i> , 2020)	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	OSD	MGOs	PMN
(MOGHIMI; BARFOROUSHI, 2020)	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	OSD	OSTMA	PML
(ZHANG <i>et al.</i> , 2016b)	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	OSTMA + PML	✓
(ZHANG <i>et al.</i> , 2016a)	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	OMATR	✗
(BAHRAMARA <i>et al.</i> , 2020)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	OSTMA + MGOs	PML
(RENANI; EHSAN; SHAHI-DEHPOUR, 2017)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	-	PML
(RENANI; EHSAN; SHAHI-DEHPOUR, 2018)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	-	PML
(ZHANG <i>et al.</i> , 2018)	✓	✓	✓	✗	-	✓	✓	✓	OSD	EGs
(SHIEIKHAHMADI <i>et al.</i> , 2018)	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	OSTMA	PMN
Este modelo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	OSD + EGs	Híbrido (PCMA + PMN)

LLT: Limites das linhas de transmissão; LLD: Limites das linhas de distribuição; LTD: Limites de tensão nodal nos sistemas de distribuição; PNS: Problema modelado no nível superior; PNI: Problema modelado no nível superior; OMEATR: Operador do mercado de energia atacadista de tempo real.

⁽¹⁾: Incertezas consideradas apenas para o sistema de distribuição.

⁽²⁾: Incertezas consideradas apenas para o sistema de transmissão.

Tradicionalmente, o problema de despacho ótimo considerando aspectos mercadológicos são modelados de acordo com o seguinte raciocínio. O agente de mercado mode-

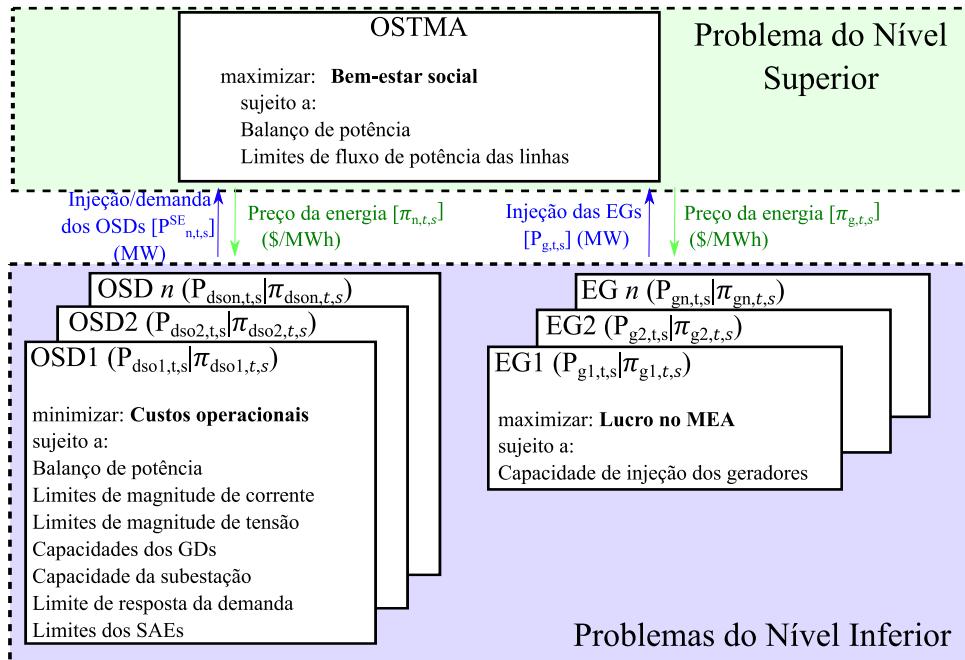


Figura 15 – Ilustração do Modelo Binível com Múltiplos Seguidores.

Fonte: Elaborada pelo autor.

lado no nível superior (*e.g.* um OSD ou uma EG) submete um pacote preço-quantidade de energia ao operador do MEA. Então o operador do MEA reage passivamente ao lance retornando quanto o agente irá despachar. Neste sentido, o agente de nível superior deve determinar a oferta ótima que maximize a quantidade de energia vendida ao operador do MEA sem comprometer a rentabilidade. Se o lance for muito alto, o operador do MEA provavelmente não comprará energia dessa fonte. Por outro lado, uma oferta baixa faz com que o operador do MEA compre uma quantidade maior de energia, mas a margem de lucro é minimizada. Assim, o lance ótimo é igual ao PML do nó de conexão do agente. Por isso as formulações que envolvem lances ótimos para um agente de mercado precisam ter acesso aos PMLs (SHEIKHAHMADI *et al.*, 2018; TOUTOUNCHI *et al.*, 2019; BAHRAMARA *et al.*, 2020).

A proposta apresentada neste capítulo, ao contrário das demais, considera que o operador do MEA determina ativamente os preços da energia, e cada agente decide quanta energia comercializar. Como o preço é uma variável primal, é possível compelir preços mínimos, mesmo durante cenários de congestionamento de linha. Deve-se mencionar que, como o problema é modelado como um BLMFP, os preços não são determinados unilateralmente. O operador do mercado tem que garantir que a demanda inelástica conectada à transmissão seja totalmente suprida, mas os *stakeholders* de nível inferior não irão despachar se não houver compensação financeira. Nesse sentido, o preço da energia aumenta até que a potência que os geradores estão dispostos a vender atenda à demanda, semelhante aos modelos tradicionais. Tanto o modelo proposto neste artigo quanto o baseado em PMLs fornecem os mesmos resultados para um sistema sem restrições sistemáticas.

ativas: o preço final é igual ao lance mais alto aceito (os custos de geração adotados nessa abordagem também podem ser percebidos como curvas de lance), conforme apresentado no Apêndice B. No entanto, se não for esse o caso, os PMLs diferem para cada nó, aumentando os preços de energia dos nós em que qualquer carga adicional causaria o despacho de geradores mais caros. Quanto ao comportamento de especificação do método proposto, propomos um mecanismo para minimizar o preço de energia pago aos geradores causadores de congestionamento o qual é descrito na Seção 5.2. Para este cenário de operação, *i.e.*, despacho com restrições sistêmicas ativas, não existe garantia de que os preços nodais obtidos através do PML e do método proposto sejam iguais. No entanto, existe semelhança do comportamento, conforme apresentado no Apêndice B.

5.1.1 **Modelo de Otimização do Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado de Energia Atacadista**

$$\underset{\pi_{i,t,s}, PF_{l,t,s}, PF_{l,t,s}^+, PF_{l,t,s}^-, \delta_{i,t,s}, y_{l,t,s}}{\text{Min}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G_T} (\pi_{g,t,s} \cdot P_{g,t,s}^T) - \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t,s} \cdot P_{i,t,s}^{SE}) \right] \quad (5.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^T - \sum_{l \in L_T} A_{i,l} \cdot PF_{l,t,s} - P_{i,t,s}^{SE} = L_{i,t,s}^T \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (5.2)$$

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^T - \sum_{l \in L_T} A_{i,l} \cdot PF_{l,t,s} = L_{i,t,s}^T \quad \forall i \in N_T, t \in T, s \in S \quad (5.3)$$

$$PF_{l,t,s} = \frac{1}{X_l} \cdot \sum_{i \in N_T} A_{i,l} \cdot \delta_{i,t,s} \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (5.4)$$

$$PF_{l,t,s} = PF_{l,t,s}^+ - PF_{l,t,s}^- \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (5.5)$$

$$0 \leq PF_{l,t,s}^+ \leq y_{l,t,s} \cdot \overline{PF}_l \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (5.6)$$

$$0 \leq PF_{l,t,s}^- \leq (1 - y_{l,t,s}) \cdot \overline{PF}_l \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (5.7)$$

sendo $\pi_{g,t,s}$ e $\pi_{i,t,s}$ os preços de energia do OSTMA para os pontos de conexão de geradores e de interface com redes de distribuição, respectivamente. $P_{g,t,s}^T$ representa a injeção de potência ativa de geradores conectados ao sistema de transmissão. $PF_{l,t,s}$ descreve o fluxo de potência ativa da linha l do sistema de transmissão e é composto pelas parcelas não-negativas $PF_{l,t,s}^+$ e $PF_{l,t,s}^-$, variáveis auxiliares indicam o sentido do fluxo na linha. $P_{i,t,s}^{SE}$ é o intercâmbio de potência entre o sistema de transmissão e o sistema de distribuição conectado ao nó i , $\delta_{i,t,s}$ representa o ângulo da tensão do nó i . $y_{l,t,s}$ é uma variável binária utilizada para garantir que existe fluxo de potência em apenas um sentido em cada linha. Os parâmetros $L_{i,t,s}^T$, X_l e \overline{PF}_l representam, respectivamente, a demanda nodal e a reatância e capacidade de linha. O parâmetro $A_{i,l}$ é um elemento da matriz de incidência, que é igual a 1 se o nó i for o nó de origem da linha de transmissão l , -1 se o nó i for o nó de

destino, e 0 caso contrário. Por fim, os conjuntos N_T , N_∞ , G_T , G_i , L_t , T e S representam o conjunto dos nós do sistema de transmissão, o conjunto dos nós de interface, o conjunto de geradores conectados ao sistema de transmissão, o conjunto de geradores conectados ao nó i , o conjunto das linhas de transmissão, o conjunto dos intervalos de tempo e o conjunto de cenários.

A função objetivo do problema de otimização do operador do mercado visa a minimização dos custos das transações de energia necessárias para suprimento da demanda da transmissão (ou maximização do bem-estar social), conforme mostrado na equação (D.12). O primeiro termo da equação denota os custos relacionados às transações com EGs. Já o segundo termo sumariza os gastos/lucros associados às transações com os OSDs. As restrições (5.2) e (5.3) garantem o balanço de potência no sistema de transmissão considerando os conjuntos de barras com e sem interface com os SDEEs, respectivamente. O fluxo de potência em cada linha do sistema de transmissão é calculado através das equações (5.4)–(5.5). Por fim, as restrições de canalização (5.6)–(5.7) garantem a operação das linhas dentro de limites pré-estabelecidos.

Cabe salientar $P_{g,t,s}^T$ e $P_{i,t,s}^{SE}$ não são variáveis de decisão do agente operador do MEA, uma vez que os geradores e os OSDs são agentes independentes. Os objetivos destes agentes são antagônicos aos do operador de mercado conforme destacado anteriormente e, por isso, são considerados em níveis de otimização distintos, os quais são apresentados nas próximas subseções.

5.1.2 **Modelo de Otimização das Empresas de Geração**

$$\underset{P_{g,t,s}^T}{\text{Min}} \quad \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} \left(a_g \cdot P_{g,t,s}^{T^2} + b_g \cdot P_{g,t,s}^T - \pi_{g,t,s} \cdot P_{g,t,s} \right) \quad (5.8)$$

sujeito a:

$$\underline{P}_g^T \leq P_{g,t,s}^T \leq \overline{P}_g^T \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S : (\underline{\theta}_{g,t,s}, \overline{\theta}_{g,t,s}) \quad (5.9)$$

sendo a_g e b_g coeficientes de custos de produção de energia para o gerador g , enquanto \underline{P}_g^T e \overline{P}_g^T representam os limites, inferior e superior, de injeção de potência do gerador.

O objetivo das EGs ao participarem do mercado energético é a obtenção de lucros. Assim, o primeiro termo da função objetivo (5.8) diz respeito aos custos para geração de potência, enquanto o segundo termo representa o retorno financeiro obtido a partir da venda de energia no mercado. Visto que as EGs não são agregadoras de carga nesta proposta, não existe necessidade de balanço de potência para este *stakeholder*. As únicas restrições consideradas dizem respeito às limitações de injeção de potência dos geradores (5.9).

Salienta-se que a variável $\pi_{g,t,s}$ não é uma variável de decisão das EGs. Assim, cada EG reage ao preço definido pelo agente OSTMA determinando quanto cada gerador deve injetar no sistema de transmissão. Também é importante mencionar que as variáveis apresentadas em negrito e entre parêntesis em (5.9) são as variáveis duais associadas a estas equações, as quais serão utilizadas na definição do problema dual deste modelo de otimização, o qual está disponível no Apêndice C.

5.1.3 Modelo de Otimização dos Operadores do Sistemas de Distribuição

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\substack{P_{g,t,s}^D, P_{ij,t,s}, P_{i,t,s}^{SE}, \\ P_{i,t,s}^{LS}, P_{i,t,s}^{ESS}, SOC_{i,t,s}, V_{i,t,s}}} & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G_D} (a_g \cdot P_{g,t,s}^{D^2} + b_g \cdot P_{g,t,s}^D + c_g) + \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t,s} \cdot P_{i,t,s}^{SE}) \right] \end{aligned} \quad (5.10)$$

sujeito a:

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^D - \sum_{ij \in L_D} P_{ij,t,s} + \sum_{ki \in L_D} P_{ki,t,s} + P_{i,t,s}^{SE} + P_{i,t,s}^{ESS} - P_{i,t,s}^{LS} = L_{i,t,s}^D \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S : (\lambda_{i,t,s}) \quad (5.11)$$

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t,s}^D - \sum_{ij \in L_D} P_{ij,t,s} + \sum_{ki \in L_D} P_{ki,t,s} + P_{i,t,s}^{ESS} - P_{i,t,s}^{LS} = L_{i,t,s}^D \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S : (\lambda_{i,t,s}) \quad (5.12)$$

$$Z_{ij} \cdot P_{ij,t,s} - (V_{i,t,s} - V_{j,t,s}) = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S : (\mu_{ij,t,s}) \quad (5.13)$$

$$-\bar{P}_{ij} \leq P_{ij,t,s} \leq \bar{P}_{ij} \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S : (\underline{\omega}_{ij,t,s}, \bar{\omega}_{ij,t,s}) \quad (5.14)$$

$$\underline{V}_i \leq V_{i,t,s} \leq \bar{V}_i \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S : (\underline{\varphi}_{i,t,s}, \bar{\varphi}_{i,t,s}) \quad (5.15)$$

$$\underline{P}_g^D \leq P_{g,t,s}^D \leq \bar{P}_g^D \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S : (\underline{\alpha}_{g,t,s}, \bar{\alpha}_{g,t,s}) \quad (5.16)$$

$$-\bar{P}_{i,t,s}^{SE} \leq P_{i,t,s}^{SE} \leq \bar{P}_{i,t,s}^{SE} \quad i \in N_D \cap N_\infty, t \in T, s \in S : (\underline{\kappa}_{i,t,s}, \bar{\kappa}_{i,t,s}) \quad (5.17)$$

$$\underline{P}_i^{LS} \leq P_{i,t,s}^{LS} \leq \bar{P}_i^{LS} \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S : (\underline{\beta}_{i,t,s}, \bar{\beta}_{i,t,s}) \quad (5.18)$$

$$\sum_{t \in H} P_{i,t,s}^{LS} = 0 \quad \forall i \in N_D, s \in S : (\gamma_{i,s}) \quad (5.19)$$

$$\underline{P}_i^{ESS} \leq P_{i,t,s}^{ESS} \leq \bar{P}_i^{ESS} \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S : (\underline{\sigma}_{i,t,s}, \bar{\sigma}_{i,t,s}) \quad (5.20)$$

$$\underline{SOC}_i \leq SOC_{i,t,s} \leq \bar{SOC}_i \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S : (\underline{\phi}_{i,t,s}, \bar{\phi}_{i,t,s}) \quad (5.21)$$

$$SOC_{i,t,s} = SOC_i^{(0)} - P_{i,t,s}^{ESS} \quad t = 1, \forall i \in N_D, s \in S : (\Omega_{i,t,s}) \quad (5.22)$$

$$SOC_{i,t,s} = SOC_{i,t-1,s} - P_{i,t,s}^{ESS} \quad \forall i \in N_D, t = 2 \dots H, s \in S : (\Omega_{i,t,s}) \quad (5.23)$$

$$SOC_i^{(0)} = SOC_{i,H,s} \quad \forall i \in N_D, s \in S : (\epsilon_{i,s}) \quad (5.24)$$

sendo $P_{g,t,s}^D$ a potência ativa injetada por um gerador conectado ao sistema de distribuição, $P_{ij,t,s}$ e $P_{ki,t,s}$ os fluxos de potência saindo do e chegando ao nó i do sistema de distribuição,

respectivamente. $P_{i,t,s}^{ESS}$ e $P_{i,t,s}^{LS}$ representam os comportamentos horários dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) e deslocamento de carga. $V_{i,t,s}$ e $V_{j,t,s}$ representam as magnitudes das tensões dos nós i e j e $SOC_{i,t,s}$ representa o estado de carga do SAE. Os parâmetros $L_{i,t,s}^D$, Z_{ij} , \bar{P}_{ij} , \underline{V}_i , \bar{V}_i , \underline{P}_g^D , \bar{P}_g^D , \bar{P}_g^{SE} , \underline{P}_i^{LS} , \bar{P}_i^{LS} , \underline{P}_i^{ESS} , \bar{P}_i^{ESS} , SOC_i , \bar{SOC}_i e $SOC_i^{(0)}$ representam, respectivamente, as demandas nodais do sistema de distribuição, o módulo da impedância e a capacidade das linhas de distribuição, os limites de magnitude da tensão, os limites de injeção de potência dos geradores, a capacidade da subestação, os limites de deslocamento de carga, os limites de injeção e de armazenamento dos SAEs e o estado de carga inicial dos SAEs. Além disso, o parâmetro H representa o último elemento do conjunto de períodos T , N_D representa o conjunto de nós do sistema de distribuição, G_D representa o conjunto de geradores conectados ao sistema de distribuição, L_D representa o conjunto de linhas do sistema de distribuição.

O objetivo dos OSDs ao participarem do MEA é a minimização dos custos operacionais e, quando possível, obtenção de lucros através de transações no mercado. O primeiro termo da função objetivo (5.10) denota a redução dos custos de geração, enquanto a segunda parte diz respeito às ações dos OSDs no MEA. O balanço de potência para barras com e sem interface com o sistema de transmissão é calculado através das equações (5.11) e (5.12), respectivamente. O fluxo de potência é calculado de forma linear através da restrição (5.13). A representação linear das leis de tensão e correntes de Kirchhoff descrita em (5.11)–(5.13) pode ser obtida a partir da adoção de um modelo de carga em corrente constante e foi proposta por Haffner *et al.* (2008). O fluxo de potência nas linhas e a magnitude das tensões nodais são canalizadas pelas restrições (5.14) e (5.15). Já os limites operacionais dos geradores conectados aos SDEEs, das subestações e dos empreendimentos de Resposta da Demanda (RD), são impostos pelas restrições (5.16)–(5.18). A equação (5.19) garante que toda a carga deslocada de um período deve ser consumida em outro. Neste sentido, a energia total consumida pelos SDEEs ao longo do horizonte de planejamento é a mesma com ou sem a consideração de RD. Os limites de carga/descarga e *State of Charge* (Estado de Carga) (SOC) dos SAEs são impostos pelas equações (5.20) e (5.21), respectivamente. O cálculo do SOC de cada SAE é efetuado nas equações (5.22) e (5.23). Por fim, a equação (5.24) garante que o SOC de cada SAE ao final do horizonte de planejamento é igual a seu valor inicial (SOC^0).

Salienta-se que a variável $\pi_{i,t,s}$ não é uma variável de decisão dos OSDs. Assim, cada OSD reage ao preço definido pelo agente OSTMA determinando como os REDs devem se comportar e qual o intercâmbio ótimo com o sistema de transmissão. Também é importante mencionar que as variáveis entre parênteses em (5.11)–(5.24) são as variáveis duais associadas a estas equações. Tais variáveis serão utilizadas na definição do problema dual deste modelo de otimização, o qual está disponível no Apêndice C.

5.2 Modelo Híbrido de Precificação

A proposição de um modelo matemático para descrição da interação entre agentes e o operador do mercado deve levar em consideração não apenas as restrições técnicas do sistema mas também os aspectos mercadológicos. Neste sentido, um dos cernes do problema é a definição do método de recompensa dos agentes de mercado.

Embora o método de recompensa PCMA seja adotado pela maior parte dos mercados *day-ahead*, é importante destacar que a imposição da adoção exclusiva de pagamento uniforme a todos os agentes do mercado pode fazer com que o problema de despacho se torne infactível em algumas situações. Modelos de otimização que consideram a reação dos agentes de mercado às ações de outros fazem uso das variáveis preço e quantidade de energia para determinar a participação ótima no mercado. Neste sentido, num evento de congestionamento do sistema é necessário que os preços de energia causem a redução do fluxo de potência em regiões congestionadas. Este tipo de solução é empregada por operadores de mercados energéticos reais. O NordPool, por exemplo, divide sua área de atuação em regiões as quais praticam os mesmos preços de energia a menos que existam congestionamentos nas linhas, situação na qual os preços podem diferir entre regiões (NordPool, 2023).

Em modelos matemáticos nos quais o balanço de potência do sistema de transmissão é uma restrição de um problema seguidor, o uso da variável dual desta equação como preços nodais de energia conferem tal característica ao problema de otimização. No entanto, quando o preço da energia elétrica é uma variável primal do problema líder, o método de recompensa deve ser elaborado de forma distinta. Os modelos de gerenciamento ótimo de ativos considerando a participação em mercados encontrados na literatura nos quais o preço da energia é uma variável primal fazem uso do método de recompensa *pay-as-bid* (ZHANG *et al.*, 2018; TOUTOUNCHI *et al.*, 2019; YI *et al.*, 2020; KARIMI; JADID, 2021; EVANGELOPOULOS; KONTOPOULOS; GEORGILAKIS, 2022), dada a possibilidade de infactibilidade do modelo ao empregar PCMA. Nesta investigação propõe-se o uso de um modelo híbrido de precificação capaz de adotar o PCMA como método de recompensa se não existe congestionamento no sistema e PMNs caso contrário. O método proposto é descrito nas equações (5.25)–(5.28), as quais são adicionadas ao modelo de otimização do operador do MEA. Note na equação (5.25) que o preço horário nodal da energia ($\pi_{i,t,s}$) é dado pela soma do preço horário de compensação do mercado ($MCP_{t,s}$) e uma cota horária nodal de desincentivo à geração associada a eventos de congestionamento ($CP_{i,t,s}$). As demais equações garantem que o valor da cota de desincentivo à geração não é diferente de zero a menos que exista congestionamento no sistema de transmissão.

$$\pi_{i,t,s} = MCP_{t,s} - CP_{i,t,s} \quad \forall i \in N_T, t \in T, s \in S \quad (5.25)$$

$$w_{l,t,s} \leq \frac{(PF_{l,t,s}^+ + PF_{l,t,s}^-)}{PF_l} + (1 - u) \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (5.26)$$

$$y_{i,t,s} \leq \sum_{l \in L_i} w_{l,t,s} \quad \forall i \in N_T, t = 1 \dots H \quad (5.27)$$

$$0 \leq CP_{i,t,s} \leq y_{i,t,s} \cdot \bar{\pi} \quad \forall i \in N_T, t \in T, s \in S \quad (5.28)$$

A equação (5.26) garante que a variável binária $w_{l,t,s}$ assume valor zero a menos que o fluxo de potência na linha l durante o intervalo t para o cenário s seja superior a um limite de carregamento pré-estabelecido u . A restrição (5.27) assegura que a variável binária $y_{i,t,s}$ assume valor zero a menos que pelo menos uma das linhas conectadas ao nó i esteja congestionada durante o intervalo t para o cenário s . A variável binária $y_{i,t,s}$ permite que a cota de desincentivo à geração aplicada ao nó i durante o intervalo t para o cenário s assuma valor diferente de zero (efeito da restrição (5.27)). Assim, o preço horário nodal da energia $\pi_{i,t,s}$ pode ser diferente dos demais, como pode ser observado através da combinação das equações (5.25) e (5.27). Desta forma, o modelo proposto aplica o preço de fechamento de mercado como recompensa apenas para barras que não estão conectadas a linhas congestionadas. Um pequeno exemplo numérico de um problema de despacho ótimo para demonstração do funcionamento do mecanismo de precificação desenvolvido é apresentado no Apêndice B. Por fim, conduz-se uma comparação entre os preços obtidos pelo método proposto e os PMLs.

5.3 Resultados Numéricos e Discussões

O modelo de otimização proposto foi validado considerando versões modificadas dos sistemas de 14 e 34 barras do IEEE como as redes de transmissão e distribuição, respectivamente, as quais são ilustradas na Figura 16. No sistema de distribuição foram incluídos 5 Geradores Distribuídos (GDs), 3 Fontes de Energia Renováveis (FERs), 2 SAEs e 8 cargas controláveis utilizadas como RD. Já ao sistema de transmissão foram adicionados 3 FERs.

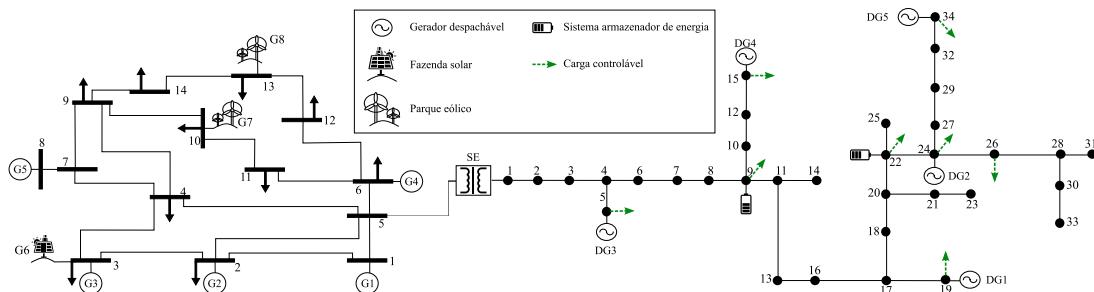


Figura 16 – Ilustração do Sistema Teste.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As incertezas associadas à injeção intermitente das fontes renováveis e à demanda

dos sistemas de distribuição e transmissão são abordadas através da simulação de cenários gerados baseados em funções de distribuição de probabilidade. Para cada hora do horizonte de planejamento foram gerados 1.000 valores para cada variável estocástica. Um cenário é dado por uma combinação específica de valores das variáveis estocásticas e o conjunto de combinações possíveis constitui a árvore de cenários. A árvore de cenários obtida foi reduzida utilizando o método proposto por [Grove-Kuska, Heitsch e Romisch \(2003\)](#) de forma a ser representada por 5 cenários.

Os parâmetros de cada gerador, SAE e RD, bem como as especificações das linhas de transmissão e distribuição, os dados de carregamento nodal horário e os cenários considerados para as variáveis estocásticas são disponibilizados em [Faria et al. \(2023a\)](#).

A comprovação da eficiência do modelo proposto neste trabalho se dá através da comparação dos resultados obtidos a partir do emprego de quatro *frameworks*. Os dois primeiros *frameworks* desconsideram, parcial ou totalmente, a existência do ambiente de mercado. Os demais *frameworks* consideram o ambiente de mercado descrito na Seção 5.1, divergindo apenas no método de recompensa dos agentes de mercado.

O Caso 1 é um modelo centralizado, *i.e.*, todos os ativos são controlados por uma única entidade, portanto o problema de otimização não demanda uma formulação binível ou considera a existência de qualquer ambiente de mercado. O Caso 2 desconsidera a possibilidade de intercâmbio de potência entre os sistemas de distribuição e transmissão. Neste sentido, considera-se a participação apenas das EGs no MEA cujo método de precificação é *pay-as-bid*. Os problemas de otimização dos três agentes descritos na Seção 5.1 são considerados nos Casos 3 e 4. A diferença entre estes estudos de caso está no valor do parâmetro u , introduzido na Seção 5.2. Para o Caso 3, adota-se $u = 0$; portanto, o método de recompensa dos agentes de mercado se torna *pay-as-bid*. Já para o Caso 4, considera-se $u = 0,98$ consequentemente o modelo de precificação híbrido proposto neste trabalho é empregado. Assim, que carregamentos maiores ou iguais a 98% da capacidade das linhas são considerados congestionamentos e os preços nodais podem divergir do PCMA nessas condições.

Para simplificação da comparação dos resultados obtidos em cada estudo de caso, os SAEs e as cargas controláveis foram desconsideradas nos Casos 1, 2 e 3. No entanto, o Caso 4 foi dividido em 4 instâncias para evidenciar o impacto destes elementos nos preços de compensação do mercado. Neste sentido, o Caso 4A desconsidera a operação de SAEs e RD, sendo comparável com os Casos 1, 2 e 3. O Caso 4B considera apenas geradores e RD, enquanto o Caso 4C considera apenas geradores e SAEs. Por fim, o Caso 4D agrupa todos os elementos ilustrados na Figura 16.

Os problemas de otimização foram construídos utilizando a linguagem de modelagem matemática AMPL ([FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003](#)) e todos os resultados reportados neste capítulo foram obtidos utilizando o solver Gurobi 9.5.1 ([Gurobi Op-](#)

timization, LLC, 2022) executado a partir de um Intel®i7-10700 2,9 GHz com 32 GB de memória RAM. Os tempos computacionais demandados para resolução de cada caso (considerando um *gap* relativo de 10^{-6}) são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Esforço Computacional dos Estudos de Caso

Caso	Tempo (s)	Número de Variáveis Contínuas*	Número de Variáveis Discretas*
1	0,47	42.360	0
2	2,99	256	216
3	3,27	380	35
4A	8,49	26.108	2.365
4B	53,16	41.677	4.071
4C	103,36	44.568	5.432
4D	186,26	45.651	6.506

*Depois do *presolve*.

5.3.1 Validação do Modelo

A comparação dos retornos financeiros obtidos por cada *stakeholder* em cada estudo de caso apresentada na Tabela 7 tem como objetivo demonstrar que (1) os custos operacionais para suprimento da demanda inelástica são reduzidos quando o OSD participa do mercado energético e (2) o modelo BLMFP é capaz de distribuir de forma justa os custos e lucros entre os agentes do mercado.

A resolução do problema centralizado (Caso 1) garante o menor custo operacional possível. Uma vez que todos os geradores são controlados por uma única entidade e o único objetivo é a redução dos custos de geração, apenas os geradores mais baratos serão despachados caso não exista congestionamento de linha. Dada a característica não linear dos custos de geração empregados neste trabalho, não se observa o despacho da capacidade total de um gerador antes do despacho de outra unidade. Além disso, os sistemas de potência adotados para condução dos estudos de caso são expostos a cenários de congestionamento. Desta forma, todos os geradores são utilizados para suprimento da demanda inelástica dos sistemas de transmissão e distribuição, o que pode ser observado através dos custos operacionais apresentados na Tabela 7. É importante destacar que, uma vez que os interesses dos agentes de mercado não são modelados pelo Caso 1, os EGs e o OSD suprem a demanda sem recompensa prevista.

Para o Caso 2 a capacidade da subestação foi considerada 0 MW. Logo, o OSD deve ser capaz de suprir a demanda do SDEE durante todo o horizonte de planejamento usando apenas fontes locais para que o problema de otimização seja factível. A soma das capacidades dos GDs e injeções horárias das FERs conectadas ao SDEE considerado neste trabalho é insuficiente para suprir a demanda de pico da rede. Desta forma, o problema de otimização do Caso 2 é, originalmente, infactível. Para tornar possível a solução do problema, permitiu-se o desligamento proporcional de carga (associado a um fator de penalização) em todos os nós do SDEE com o intuito de tornar o OSD capaz de suprir

sua demanda durante todo o horizonte de planejamento. Neste sentido, a energia total demandada pelo SDEE durante o horizonte de planejamento é, em média, 20 MWh menor que aquela dos Casos 1, 3 e 4A tendo em conta os 5 cenários. Ainda assim, é possível observar na Tabela 7 que a função objetivo do OSTMA é pior que a observada para o Caso 3, que emprega o mesmo método de precificação que o Caso 2. Já a função objetivo do OSD é melhor para o Caso 2 que para o Caso 3, no entanto, deve-se salientar que no Caso 3 o OSD deve suprir uma demanda significativamente maior e, inevitavelmente, importar energia do sistema de transmissão, o que, dado o método de precificação, tem efeito considerável na função objetivo (uma análise que fundamenta esta afirmação é apresentada na seção seguinte). Cabe destacar, ainda, que os custos associados à penalização devido ao não suprimento total da demanda do SDEE não são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Comparação dos Desempenhos Financeiros dos Stakeholders Obtidos para cada Estudo de Caso

Cenário	Agente	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4A			
		C.O. (\$)	R.M. (\$)	C.O. (\$)	R.M. (\$)	C.O. (\$)	R.M. (\$)	F.O. (\$)	C.O. (\$)	R.M. (\$)	F.O. (\$)
S1	OSTMA	0,00	0,00	-86.386,92	86.386,92	0,00	-84.436,25	84.436,25	0,00	-92.199,90	92.199,90
	OSD	15.489,53	16.448,32	0,00	16.448,32	19.243,94	-26,34	19.270,28	15.574,17	1.547,18	14.026,99
	EG1	5.612,90	5.063,63	5.265,37	-201,74	5.048,78	5.266,42	-217,63	5.650,82	5.940,17	-280,35
	EG2	23.315,62	22.395,91	24.067,97	-1.672,06	21.986,82	23.634,44	-1.647,63	23.701,28	25.707,37	-2.006,09
	EG3	40.891,28	41.357,47	42.336,26	-978,79	40.054,81	40.992,86	-938,05	40.460,96	43.660,50	-3.199,54
	EG4	14.530,86	13.893,03	14.717,32	-824,29	13.755,82	14.568,87	-813,06	14.457,87	15.344,68	-886,82
Total		99.840,19	99.158,36	-	100.090,17	-	-	99.845,10	-	-	-
S2	OSTMA	0,00	0,00	-84.940,45	84.940,45	0,00	-83.018,29	83.018,29	0,00	-90.269,04	90.269,04
	OSD	15.324,81	16.307,58	0,00	16.307,58	19.123,90	17,36	19.105,64	15.409,93	1.560,50	13.849,43
	EG1	5.129,65	4.493,08	4.634,62	-141,54	4.222,08	4.359,02	-136,94	5.090,27	5.267,20	-176,93
	EG2	22.704,45	21.805,54	23.359,43	-1.553,90	21.451,27	22.995,07	-1.543,80	23.138,79	24.888,22	-1.749,43
	EG3	40.542,84	41.429,92	42.428,12	-908,20	40.172,68	41.131,68	-959,00	40.237,66	43.094,10	-2.856,44
	EG4	14.737,21	13.724,79	14.518,27	-733,48	13.713,57	14.515,16	-801,59	14.567,03	15.459,03	-891,99
Total		98.438,96	97.760,91	-	98.682,60	-	-	98.443,68	-	-	-
S3	OSTMA	0,00	0,00	-85.858,06	85.858,06	0,00	-83.912,70	83.912,70	0,00	-91.719,74	91.719,74
	OSD	15.437,95	16.406,79	0,00	16.406,79	19.198,41	-20,79	19.219,19	15.509,41	15.73,12	13.936,29
	EG1	5.612,90	5.063,63	5.265,37	-201,74	5.048,78	5.266,42	-217,63	5.615,44	5.904,89	-289,46
	EG2	23.186,12	22.258,63	23.918,28	-1.659,65	21.828,99	23.463,04	-1.634,06	23.547,94	25.538,71	-1.990,77
	EG3	40.692,03	41.152,74	42.118,98	-966,24	39.895,87	40.821,21	-925,33	40.296,76	43.484,61	-3.187,85
	EG4	14.376,67	13.742,42	14.555,43	-813,01	13.582,42	14.382,81	-800,39	14.340,89	15.218,41	-877,51
Total		99.305,67	98.624,21	-	99.554,47	-	-	99.310,44	-	-	-
S4	OSTMA	0,00	0,00	-83.764,40	83.764,40	0,00	-81.322,78	81.322,78	0,00	-88.808,44	88.808,44
	OSD	15.291,04	16.356,92	0,00	16.356,92	18.883,20	-508,26	19.391,46	15.422,29	1.393,54	14.028,75
	EG1	5.107,96	4.434,00	4.595,82	-161,82	4.469,06	4.639,29	-170,22	5.287,71	5.509,85	-222,14
	EG2	22.578,48	21.694,36	23.268,08	-1.573,72	21.185,61	22.716,68	-1.531,07	23.386,01	25.218,67	-1.832,66
	EG3	40.199,45	40.757,26	41.722,35	-965,09	39.688,42	40.617,93	-929,52	38.925,43	41.696,98	-2.771,56
	EG4	13.933,23	13.414,19	14.178,15	-763,97	13.111,92	13.857,14	-745,22	14.209,00	15.079,40	-870,40
Total		97.110,16	96.656,73	-	97.338,21	-	-	97.230,44	-	-	-
S5	OSTMA	0,00	0,00	-85.540,02	85.540,02	0,00	-82.257,27	82.257,27	0,00	-90.670,81	90.670,81
	OSD	15.278,65	16.416,27	0,00	16.416,27	19.243,48	-1.033,60	20.277,08	15.387,83	1.436,19	13.951,64
	EG1	5.327,51	4.740,88	4.893,73	-152,85	4.601,87	4.755,74	-153,86	5.266,98	5.454,65	-187,67
	EG2	22.806,03	22.031,70	23.635,05	-1.603,35	21.530,78	23.086,68	-1.555,90	23.277,84	25.055,45	-1.777,60
	EG3	40.572,91	41.214,08	42.192,93	-978,85	39.783,56	40.716,12	-932,56	40.204,37	43.134,79	-2.930,42
	EG4	14.821,18	13.980,66	14.818,31	-837,64	13.902,27	14.732,33	-830,06	14.674,47	15.589,73	-915,26
Total		98.806,28	98.383,59	-	99.061,96	-	-	98.811,49	-	-	-

Nota: C.O. - Custos Operacionais; R.M. - Receita no Ambiente de Mercado; F.O. - Função Objetivo.

Por fim, o modelo binível proposto na Seção 5.1 foi resolvido considerando a participação do OSD no MEA. Nesta abordagem, o operador do mercado *day-ahead* define os preços horários de energia para cada barra do sistema de transmissão. Em contrapartida, cada agente de mercado deve gerenciar seus ativos de forma a definir o consumo/injeção ótimo para maximização de lucros. Cabe destacar que, embora apresentem planos de despacho de potência distintos, os custos operacionais totais dos Casos 1, 3 e 4A são similares, como pode ser observado na Tabela 7. Em alguns cenários, especialmente para o Caso 4A, a receita de mercado do OSD é positiva, o que significa que este agente usa o mercado de energia para mitigar seus custos operacionais. Além disso, mostra que se o problema de otimização fosse resolvido desconsiderando a presença do DSO, a função objetivo do nível superior seria pior, como evidenciado na comparação dos Casos 2 e 3A e abordado de forma mais detalhada na próxima seção.

A partir da Tabela 7 é possível concluir que quando a participação do OSD no ambiente de mercado é considerada (Casos 3 e 4), os custos operacionais são similares ao obtido pelo modelo centralizado². Neste sentido, a participação do OSD no ambiente de MEA pode contribuir para (1) a redução de custos de compensação do mercado, (2) o aumento da lucratividade do SDEE e (3) a aproximação dos custos operacionais do valor obtido pelo modelo centralizado.

5.3.2 *Impactos de Mudanças no Método de Recompensa dos Agentes do Mercado de Energia Atacadista*

Conforme observado na seção anterior, os Casos 3 e 4 são capazes de fornecer soluções com custos totais de geração similares ao obtido pelo modelo centralizado (Caso 1). A diferença entre os Casos 3 e 4 está na forma como as receitas são divididas entre os agentes de mercado. O Caso 2 foi projetado para encontrar o menor preço pelo qual cada EG e OSD injeta a quantidade desejada pelo operador do OSTMA. Assim, o montante necessário para pagar os agentes de mercado é reduzido em comparação com o Caso 4A e, consequentemente, o bem-estar social (função objetivo do operador do mercado) é maximizado. Por outro lado, o Caso 4 foi proposto para determinar o PCMA, *i.e.*, o custo de despacho do gerador mais caro se torna o preço de recompensa de todos os participantes do mercado. Desta forma, os ganhos de um gerador com baixo custo de operação tendem a aumentar. Concomitantemente, o problema de otimização modelado no nível superior da formulação binível garante que o PCMA será o menor possível para garantir a maximização do bem-estar social.

Nesta seção é apresentada a comparação entre os Casos 3 e 4A considerando os resultados apresentados para o cenário 5, visto que a maior discrepância entre as funções

² Resultados do Caso 2 foram não foram mencionados visto que os custos operacionais deste estudo de caso não são comparáveis aos demais visto que a demanda não é idêntica.

objetivo do OSD para os casos analisados são observadas neste cenário. Conforme pode ser verificado na Tabela 7, as fontes com os menores custos de geração maximizam seus lucros comparando os Casos 3 e 4A. Ainda cabe salientar que mesmo a unidade geradora com maior custo de geração (G1) tem seus lucros maximizados no Caso 4A. Isto acontece devido à não linearidade dos custos de geração, o que faz com que a ordem de mérito para despacho dependa da demanda do sistema. A Figura 17 foi desenvolvida para facilitar a compreensão desta afirmação.

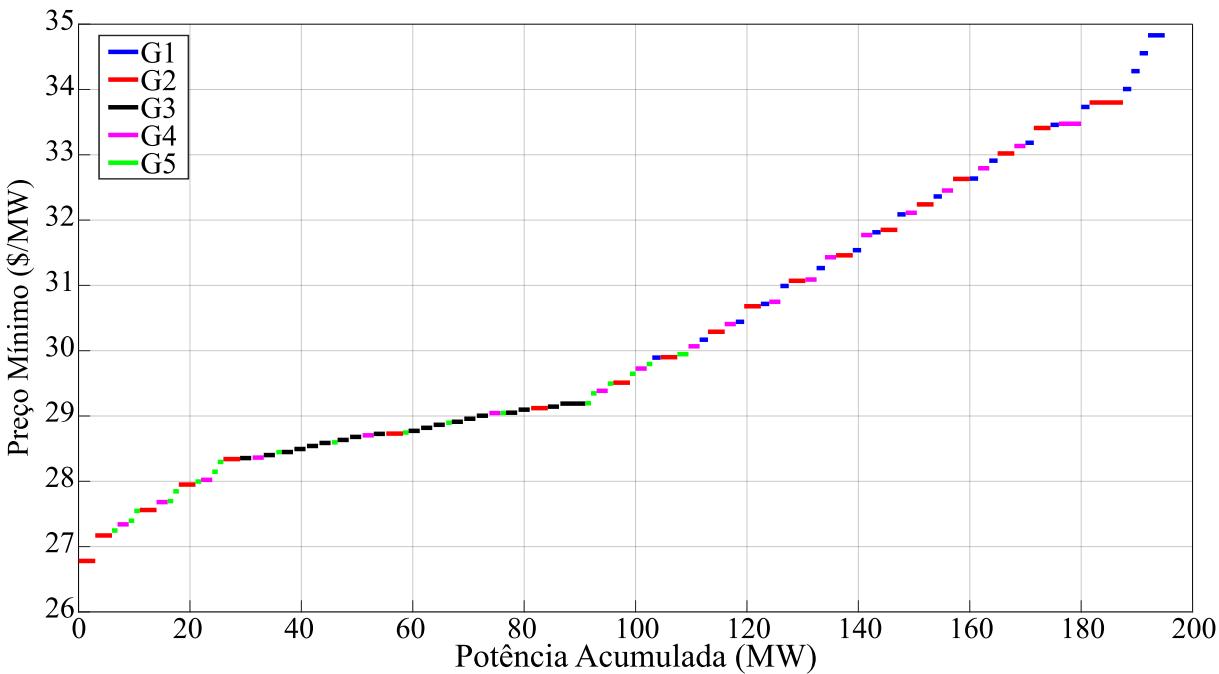


Figura 17 – Curva de Oferta Agregada dos Geradores Conectados ao Sistema de Transmissão.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A ordem de mérito das EGs apresentada na Figura 17 desconsidera cenários de congestionamento e a presença das FERs. Nota-se que, se a demanda do sistema de transmissão é 40 MW, o PCMA seria determinado por G3. Por outro lado, se a demanda é 120 MW, então a unidade mais onerosa a ser despachada é G2. Observe ainda que G1 seria despachado neste cenário e seus custos de geração são menores que o PCMA, o que garante lucro maior que para o Caso 3 quando o PMN foi empregado. Conclui-se, portanto, que, devido à não linearidade dos custos de geração, nenhum gerador injeta potência igual à sua capacidade total antes do início do despacho de outra unidade. Assim, nenhum gerador define o PCMA sempre e, portanto, o lucro de nenhuma unidade tende a zero.

É importante observar na Tabela 7 que não apenas as funções objetivo dos *stakeholders* são diferentes entre os Casos 3 e 4A, mas também os custos operacionais. Isso significa que o aumento dos lucros das EGs e do OSD no ambiente de mercado não se deve apenas à alteração do método de recompensa, mas também a variações nos planos de des-

pacho. Para fundamentar esta afirmação, observe na Tabela 8 que a energia total vendida por cada EG aumenta comparando os Casos 3 e 4A. Garantindo o balanço de potência, o OSD vende menos energia no mercado. Quando o mercado emprega PMNs como forma de recompensa dos agentes (Caso 3), o OSD exporta mais de 73 MWh durante o horizonte de planejamento. No entanto, quando adota-se o método híbrido de precificação baseado no PCMA, a participação ótima do OSD no mercado faz com que o balanço do agente ao fim do horizonte de planejamento seja a importação de aproximadamente 44 MWh. Cabe salientar que, embora importando mais energia que exportando, os custos operacionais do OSD são menores para o Caso 4A que para o Caso 3, como pode ser observado na Tabela 7.

Tabela 8 – Despachos Ótimos dos Casos 3 e 4A para o Cenário 5

Hora	G1	G2	G3	G4	G5	Caso 3					Caso 4A					PSE*						
						GD1	GD2	GD3	GD4	GD5	PSE*	G1	G2	G3	G4	G5	GD1					
1	0,00	21,00	25,56	12,00	14,40	6,00	5,00	3,65	4,80	-5,59	0,00	22,72	24,75	13,75	14,98	5,60	4,49	2,51				
2	0,00	15,00	18,45	10,00	10,00	6,00	5,00	2,74	3,84	-6,22	0,00	17,76	18,91	9,97	10,68	4,68	5,00	3,69				
3	0,00	18,34	35,87	12,00	13,00	6,00	5,00	4,02	5,20	-5,51	0,00	21,79	34,67	13,05	14,18	5,43	5,00	4,34				
4	0,09	18,00	33,75	10,00	14,00	6,00	5,00	4,90	2,70	3,80	-6,08	0,00	20,26	33,27	11,88	12,85	5,15	5,00	4,09			
5	0,00	18,00	33,75	10,87	12,00	6,00	5,00	2,74	3,84	-7,55	0,00	20,00	33,06	11,68	12,62	5,10	5,00	4,05				
6	3,00	29,48	41,22	20,00	20,00	6,00	5,00	5,10	6,34	-7,37	4,90	31,74	40,38	20,64	20,90	6,00	5,00	3,18				
7	3,00	27,00	42,74	20,00	20,00	6,00	5,00	5,25	6,50	-6,91	4,40	31,04	41,57	20,10	20,00	6,00	5,00	3,13				
8	4,50	31,07	45,00	20,00	20,00	6,00	5,00	5,91	7,20	-7,57	5,96	33,23	45,00	21,77	20,00	6,00	5,00	3,29				
9	7,50	35,32	45,00	22,00	20,00	6,00	5,00	6,00	8,00	-4,02	8,71	37,09	45,00	24,72	20,00	6,00	5,00	3,58				
10	0,00	21,00	39,19	12,00	13,00	6,00	5,00	5,00	6,00	7,30	-3,56	0,00	21,83	44,61	13,08	14,21	5,44	5,00	4,35			
11	13,50	42,00	45,00	28,85	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	-2,91	14,15	44,74	45,00	29,99	20,00	6,00	5,00	4,14			
12	7,35	33,00	45,00	22,00	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	0,13	8,04	36,15	45,00	24,00	20,00	6,00	5,00	3,51			
13	12,00	41,01	45,00	28,00	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	1,77	13,10	43,26	45,00	29,42	20,00	6,00	5,00	4,65			
14	11,18	39,00	45,00	28,00	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	3,48	12,33	42,18	45,00	28,60	20,00	6,00	5,00	5,21			
15	19,50	52,91	45,00	32,02	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	3,47	20,98	54,33	45,00	32,19	20,00	6,00	5,00	4,97			
16	19,50	52,63	45,00	27,53	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	-1,24	20,87	54,18	45,00	27,71	20,00	6,00	5,00	5,32			
17	13,50	44,25	45,00	30,00	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	4,32	14,92	45,82	45,00	31,38	20,00	6,00	5,00	5,97			
18	10,50	39,00	45,00	26,05	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	-1,69	11,62	41,18	45,00	27,84	20,00	6,00	5,00	6,53			
19	15,00	45,19	45,00	25,57	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	-0,95	16,29	47,74	45,00	25,81	20,00	6,00	5,00	8,40			
20	4,50	32,74	45,00	20,00	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	8,00	1,89	6,66	34,21	45,00	22,52	20,00	6,00	5,00	6,07			
21	1,50	25,13	45,00	16,00	18,00	6,00	5,00	5,00	6,00	7,30	-6,00	2,13	27,83	45,00	17,66	19,41	6,00	5,00	4,84			
22	2,76	27,00	41,78	20,00	20,00	6,00	5,00	5,00	6,00	7,30	-4,35	4,82	31,63	40,37	20,55	20,00	6,00	5,00	6,69			
23	0,00	19,71	38,25	12,00	13,00	6,00	5,00	5,00	6,00	6,40	-5,47	0,00	21,41	41,96	12,75	13,85	5,36	5,00	4,28			
24	0,00	18,00	33,75	11,31	12,00	6,00	5,00	5,00	5,16	6,40	-5,25	0,00	20,57	36,67	12,12	13,12	5,21	5,00	4,14			
Total	148,87	745,78	969,31	476,19	419,40	144,00	120,00	119,90	126,43	164,21	-73,19	169,88	802,67	975,21	503,17	425,91	137,98	120,00	113,43	79,34	106,53	44,06

* Um valor negativo de PSE significa que o SDEE exporta potência para o sistema de transmissão.

** Todos os valores de potência estão em MW.

Como pode ser observado na Tabela 8, durante a maior parte do horizonte de planejamento os despachos de todos os agentes de mercado são diferentes para os Casos 3 e 4A. Sabendo que o despacho ótimo é fruto da reação dos *stakeholders* seguidores ao preço da energia determinado pelo agente líder, é necessário analisar os comportamentos dos preços pagos a cada agente de mercado considerando os dois estudos de caso. Atentando para o fato que o OSD apresenta a maior variação de comportamento (mudando da posição de exportador para importador), a princípio foram investigados os preços de energia praticados na barra 5 (ponto de conexão do SDEE ao sistema de transmissão). Os valores horários do preço da energia dos Casos 3 e 4A são ilustrados na Figura 18. Os dados mais relevantes a se extrair da Figura 18 são: (1) os preços de energia obtidos para o Caso 4A são sempre menores que os do Caso 3 e (2) preços extremamente altos podem ser observados no Caso 3. O fato dos preços praticados no Caso 3 serem maiores justifica a maior exportação de energia por parte do OSD, que se beneficia dos preços elevados para injetar mais potência no sistema de transmissão. No entanto, é necessário determinar a causa da elevação dos preços, o que é possível a partir da investigação dos dois pontos de foco mencionados.

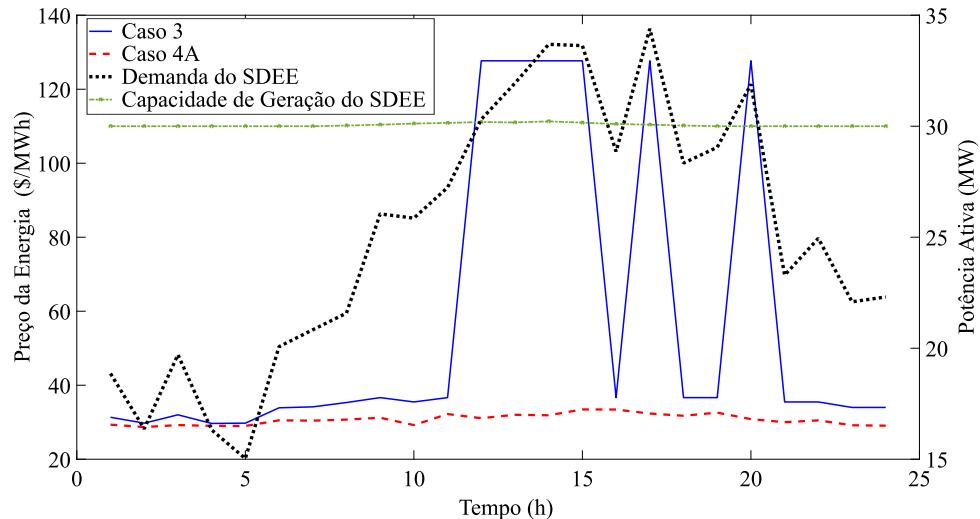


Figura 18 – Preços de Energia na Barra 5 para os Casos 3 e 4A.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Abordando o primeiro ponto, é importante mencionar que, apesar do aumento dos preços e da energia importada do OSD, a função objetivo do operador de mercado é reduzida para o Caso 3 em comparação com o Caso 4A, como observado na Tabela 7. Pelo contrário, é economicamente mais atrativo para o operador do mercado pagar 35,32 \$/MWh por 7,57 MWh ao OSD na hora 8, por exemplo, que aumentar a oferta a qualquer EG. Isso acontece porque, caso o preço seja aumentado para causar o aumento do despacho de uma EG, o novo preço multiplicaria não apenas a potência adicional despachada mas toda a injeção da EG em questão, que representa um montante superior à injeção do OSD. Desta forma, a aplicação de PMNs (Caso 3) permite que o operador do

mercado maximize o preço na barra do OSD garantindo a injeção máxima deste agente durante todo o horizonte de planejamento como forma de minimizar os custos associados ao compensação do mercado.

Por outro lado, os preços mais baixos apresentados para o Caso 4A garantem aumento do lucro do OSD no mercado. Note que nas horas $t = 2$ e $t = 19$ o preço de energia atinge, respectivamente, o valor mínimo e um dos mais altos para o Caso 4A: 28,70 \$/MWh e 32,60 \$/MWh. No entanto, o OSD decide exportar 2,36 MW em $t = 2$ e importar 3,13 MW em $t = 19$. Estas ações se devem à conjunção dos custos para geração local e das demandas dos sistemas de distribuição e transmissão. As demandas dos sistemas de transmissão e distribuição em $t = 2$ são, respectivamente, 89,67 MW e 16,37 MW. A análise das ordens de mérito dos geradores conectados aos sistemas de distribuição e transmissão, ilustradas nas Figuras 17 e 33, respectivamente, permite concluir que as EGs poderiam suprir completamente a demanda do sistema de transmissão se o PCMA for 29,19 \$/MWh. Analogamente, conclui-se que o OSD é capaz de suprir sua demanda local com um custo médio de 28,15 \$/MWh, desconsiderando-se o despacho das FERs em ambos SEP. Neste sentido, é mais barato para o compensação do mercado que parte da energia seja comprada do OSD em vez de suprir a demanda horária utilizando apenas as EGs. O oposto acontece em $t = 19$, quando as demandas dos sistemas de transmissão e distribuição são, respectivamente, 159,30 MW e 29,05 MW. Os custos para suprimento das demandas dos sistemas de transmissão e distribuição são 32,63 \$/MWh e 35,32 \$/MWh, respectivamente. Assim, é mais barato para a operação do OSD importar parte da potência do sistema de transmissão via mercado energético que suprir a demanda empregando apenas fontes locais.

Por fim, a respeito dos picos de preços observados para o Caso 3 na Figura 18, note que estes eventos acontecem apenas quando a demanda horária do SDEE é superior à sua capacidade de geração local. Dada a formulação binível, uma vez que o operador de mercado é modelado como nível superior este *stakeholder* possui informação perfeita sobre os demais agentes, incluindo a incapacidade do OSD em suprir sua demanda. Além disso, na proposta apresentada neste trabalho, o operador do MEA determina o preço da energia. Assim, o preço praticado para a barra 5 é definido como o valor máximo possível visto que o operador de mercado tem conhecimento do fato que o OSD não possui outra opção a não ser importar energia do mercado. Em resumo, como consequência da adoção de PMNs como método de recompensa, o preço da energia em barras incapazes de suprir sua demanda de forma auto-suficiente cresce de forma vertiginosa, visto que a função objetivo do operador de mercado é minimizada através da venda de energia a tais agentes. No entanto, é importante relembrar que o operador de MEA é uma entidade sem fins lucrativos. Assim, a minimização da função objetivo serve ao propósito único de garantir o despacho dos geradores menos onerosos, não de penalizar agentes de mercado forçados a comprar energia neste ambiente.

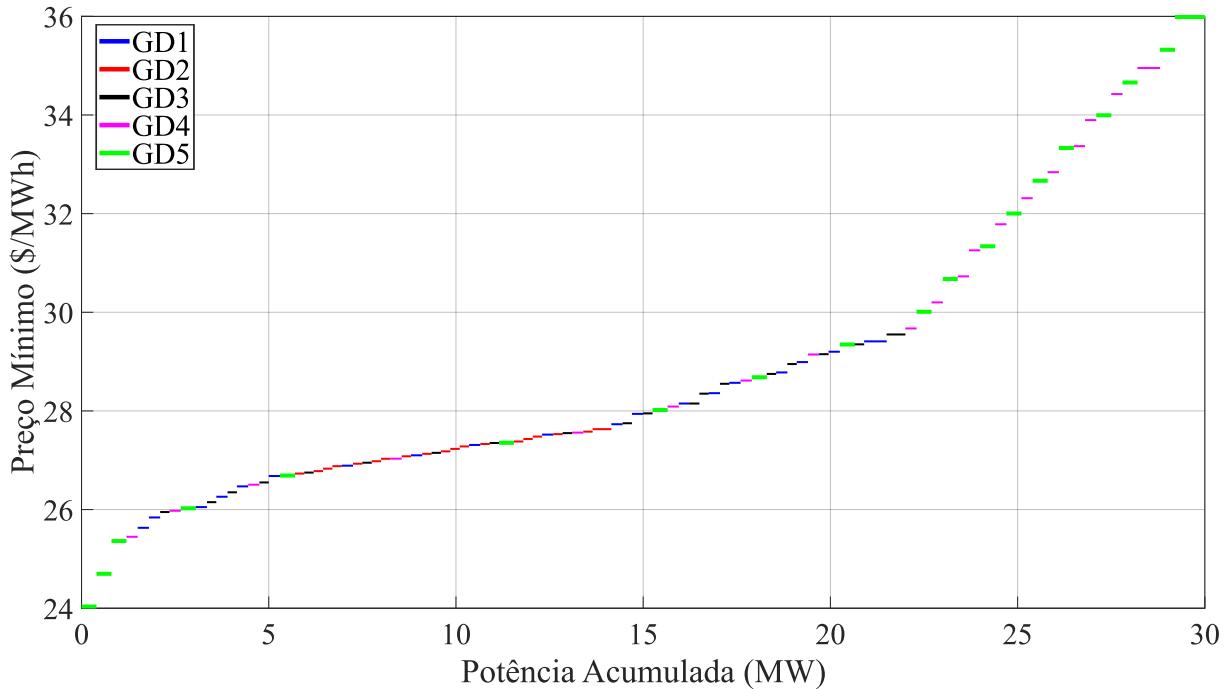
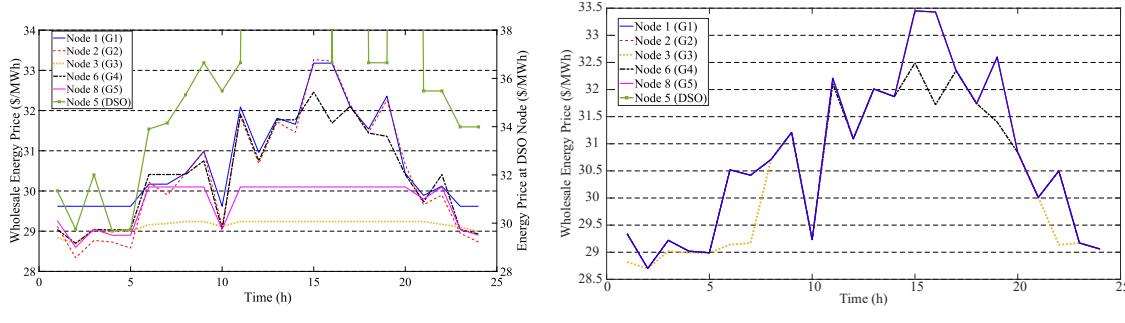


Figura 19 – Curva de Oferta Agregada dos Geradores Conectados ao Sistema de Distribuição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma comparação mais ampla, incluindo os preços de energia praticados em outros nós do sistema de transmissão para os Casos 3 e 4A, é apresentada na Figura 20. Para permitir melhorar a visualização do comportamento do preço da energia na barra de conexão do OSD, os valores para as horas $t \in \{12, 13, 14, 15, 17, 20\}$ não foram incluídos na Figura 20(a). Quanto aos preços nodais de energia obtidos para o Caso 4A e ilustrados na Figura 20(b), observe que os preços em todos os nós são iguais e, portanto, iguais ao PCMA durante a maior parte do horizonte de planejamento. Os preços divergem do PCMA apenas para as barras 3 (horas 6, 7 e 22) e 6 (horas 11, 15, 16 e 19). As ilustrações dos carregamentos das linhas 3-4 e 6-11 para os Casos 3 e 4A são apresentadas na Figura 21 e permitem concluir que as quotas de congestionamento são utilizadas para os nós 3 e 6 apenas quando existe carregamento de linha superior a 98%.

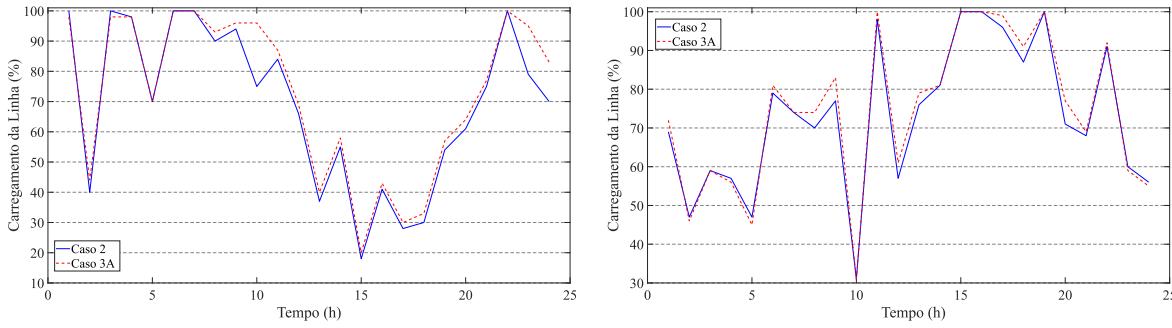
Cabe mencionar que foi feita uma tentativa de resolver um caso de estudo no qual $u = 1, 10$. Resolver o problema considerando este valor para o parâmetro implica abolir totalmente o uso de cotas de congestionamento (veja (5.25)–(5.28)). Assim, todo agente de mercado deve receber/pagar o mesmo preço pela energia negociada, *i.e.*, o PCMA se torna o único método de recompensa. A tentativa falhou visto que o problema se torna infactível. A razão da infactibilidade pode ser ilustrada tomando como exemplo o Caso 4A onde G3 despacha 42,74 MW na hora 7. G3 não vende sua capacidade total devido à falta de incentivo financeiro, *i.e.*, o preço nodal de energia na barra 3 (29,17 \$/MWh) não é suficiente para pagar despacho adicional de G3. Se o operador de mercado decide valorar o preço da energia na barra 3 igual ao PCMA (30,42 \$/MWh), a reação ótima de G3 seria



(a) Preços para o Caso 3.
(b) Preços para o Caso 4A.

Figura 20 – Preços no Mercado de Energia para Barras do Sistema de Transmissão.

Fonte: Elaborada pelo autor.



(a) Carregamento da Linha 3-4.
(b) Carregamento da Linha 6-11.

Figura 21 – Carregamento de Linhas para os Casos 3 e 4A.

Fonte: Elaborada pelo autor.

injetar potência adicional no sistema de transmissão. No entanto, esta ação é infactível visto que a linha de transmissão 3-4 já está em seu limite máximo de carregamento, como pode ser observado na Figura 21(a). Assim, o conjunto de restrições de carregamento da linha 3-4 para a hora $t = 7$ torna o problema de otimização infactível quando o preço uniforme é praticado. A mesma análise pode ser feita para outros momentos nos quais o preço da energia aplicado a um agente de mercado difere do PCMA, e se obterá a mesma conclusão. Nota-se, portanto, a importância de considerar mecanismos que permitam a variação do preço de compensação do MEA em situações operacionais em que se observa restrições sistêmicas ativas.

Com base nos resultados apresentados nesta seção é possível concluir que um modelo matemático que adota PMNs como o método de recompensa dos agentes de mercado (Caso 3) pode não ser adequado quando um, ou mais, *stakeholder* seguidor é incapaz de suprir sua demanda de forma local qualquer momento do horizonte de planejamento. Observa-se ainda que formulações que adotam unicamente o modelo uniforme de pagamento/recebimento dos participantes do mercado pode se mostrar infactível caso o SEP esteja sujeito a eventos de congestionamento. O método proposto neste trabalho (Caso 4A) combina características dos modelos mencionados, que individualmente são ineficá-

zes, para criar um mecanismo de especificação sem as falhas destacadas e capaz de simular o comportamento dos PMLs.

5.3.3 Efeitos da Operação de SAEs e RD Conectados ao SDEE

Os impactos da operação de SAEs e RD em problemas de despacho ótimo considerando a existência de ambientes de mercado foram objeto de investigação de muitas pesquisas. Via de regra, tais elementos são considerados no problema de nível superior, como é o caso dos trabalhos de [Bahramara et al. \(2020\)](#), [Toutounchi et al. \(2019\)](#) e [Yi et al. \(2020\)](#). As pesquisas publicadas na literatura específica convergem para a conclusão de que a operação destes elementos melhora a função objetivo do proprietário dos ativos. Nesta seção é apresentada uma investigação dos efeitos da alocação de SAEs e RD no SDEE, i.e., são ativos de um *stakeholder* modelado no nível inferior. As variações, em termos de custos de operação, lucros no mercado e função objetivo, observadas entre o Caso 4A e os Casos 4B, 4C e 4D são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Variações entre as Soluções dos Casos 4B, 4C e 4D e do Caso 4A

Cenário	Agente	Δ C.O. (\$)			Δ R.M. (\$)			Δ F.O. (\$)		
		Caso 4B	Caso 4C	Caso 4D	Caso 4B	Caso 4C	Caso 4D	Caso 4B	Caso 4C	Caso 4D
S1	OSTMA	0,00	0,00	0,00	443,67	264,90	573,31	-443,67	-264,90	-573,31
	OSD	-35,33	-54,11	-49,99	-43,41	14,38	-61,85	8,09	-68,49	11,85
	EG1	-174,90	-79,39	-275,10	-243,15	-135,75	-358,63	68,25	56,36	83,52
	EG2	-105,95	-78,91	-158,03	-242,02	-193,64	-326,32	136,08	114,73	168,29
	EG3	173,91	151,16	282,80	12,07	25,91	76,37	161,84	125,25	206,43
S2	EG4	71,45	23,34	95,52	72,85	24,20	97,11	-1,38	-0,86	-1,59
	OSTMA	0,00	0,00	0,00	242,35	89,93	326,34	-242,35	-89,93	-326,34
	OSD	10,74	-14,93	-1,52	-73,75	-18,11	-89,75	84,49	3,18	88,24
	EG1	-116,93	-53,39	-169,34	-133,10	-62,85	-194,23	16,18	9,46	24,89
	EG2	-92,30	-81,91	-168,26	-124,26	-102,80	-219,22	31,96	20,89	50,96
S3	EG3	117,77	113,82	220,68	68,32	91,55	149,11	49,45	22,27	71,57
	EG4	25,41	4,45	34,41	20,43	2,26	27,74	4,97	2,18	6,67
	OSTMA	0,00	0,00	0,00	471,37	294,03	630,78	-471,37	-294,03	-630,78
	OSD	-21,75	-40,79	-24,27	-57,76	-0,08	-89,47	36,02	-40,72	65,20
	EG1	-198,64	-106,74	-330,04	-266,83	-163,10	-413,69	68,21	56,38	83,66
S4	EG2	-95,94	-72,70	-151,98	-231,26	-187,16	-320,58	135,32	114,46	168,59
	EG3	165,31	152,51	297,99	3,65	27,27	91,58	161,67	125,24	206,41
	EG4	79,27	28,30	100,26	80,84	29,04	101,38	-1,59	-0,75	-1,13
	OSTMA	0,00	0,00	0,00	283,18	92,94	396,76	-283,18	-92,94	-396,76
	OSD	11,33	-17,59	-57,68	-84,17	-16,99	-50,02	95,50	-0,60	-7,66
S5	EG1	-175,14	-80,25	-495,94	-196,43	-91,66	-548,38	21,29	11,41	52,45
	EG2	-153,81	-118,58	-611,60	-198,67	-146,16	-743,77	44,87	27,58	132,16
	EG3	210,94	158,84	1,171,23	164,85	140,18	1,209,48	46,10	18,67	-38,24
	EG4	35,78	20,94	-215,88	31,24	21,70	-264,07	4,53	-0,76	48,19
	OSTMA	0,00	0,00	0,00	255,01	96,34	363,39	-255,01	-96,34	-363,39
S6	OSD	8,26	-17,15	1,79	-72,82	-16,24	-95,37	81,08	-0,91	97,16
	EG1	-145,21	-80,70	-217,18	-162,38	-90,56	-242,95	17,16	9,87	25,76
	EG2	-125,50	-113,40	-208,89	-161,85	-137,80	-265,30	36,34	24,39	56,40
	EG3	187,14	178,64	314,81	132,30	151,44	229,67	54,84	27,20	85,14
	EG4	15,94	-0,95	19,17	9,74	-3,18	10,55	6,20	2,23	8,61

Nota: C.O. - Custos Operacionais; R.M. - Receita no Ambiente de Mercado; F.O. - Função Objetivo.

Observa-se na Tabela 9 que os valores das funções objetivo do OSTMA obtidas para os Casos 4B, 4C e 4D são melhores que a obtida para o Caso 4A, independentemente do cenário avaliado. Deve-se destacar ainda que, de forma geral, as funções objetivo das EGs são afetadas negativamente pela inserção tanto de SAEs quanto pela consideração da RD. Esta tendência era esperada, visto que o OSD passa a ser capaz de injetar mais potência

no sistema de transmissão sem aumento de custos. Quanto ao impacto na performance econômica do OSD, os efeitos negativos também são observados e nota-se uma mitigação destes quando apenas SAEs são considerados (Caso 4C). Por outro lado, o Caso 4C também confere a menor melhoria à função objetivo do OSTMA. Uma comparação dos preços de energia definidos para o nó de conexão do OSD ao sistema de transmissão e do intercâmbio de potência horário entre os SEPs é apresentada na Figura 22 para facilitar a justificativa dos efeitos negativos da inserção de SAEs e RD para o proprietário dos ativos. Os resultados considerados nesta análise foram obtidos para o cenário 5, no entanto as conclusões podem ser estendidas para os outros cenários.

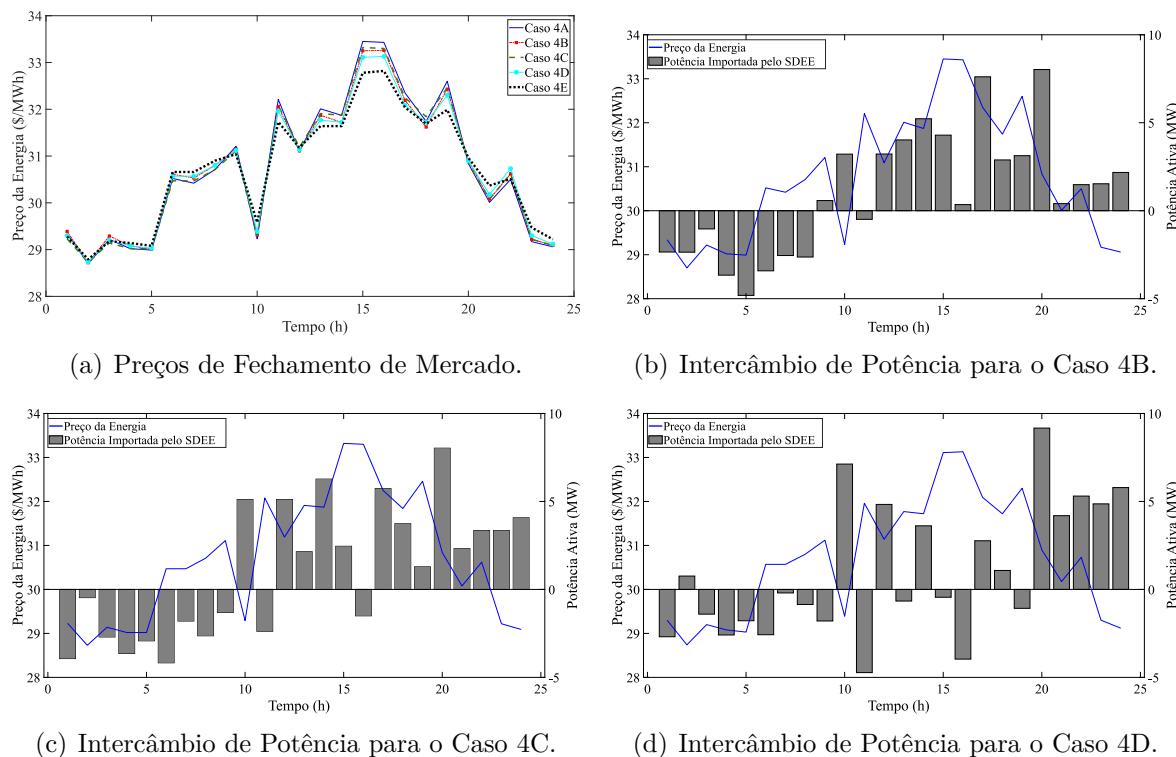


Figura 22 – Comportamentos dos Preços de Fechamento de Mercado e dos Intercâmbios de Potência entre os Sistemas de Transmissão e Distribuição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se na Figura 22(a) que os três novos Casos (4B, 4C e 4D) apresentam uma tendência de suavização do comportamento do preço horário, *i.e.*, os valores mais extremos tendem a convergir para a média. Para evidenciar esta tendência, um quinto estudo de caso (Caso 4E), no qual dobrou-se a capacidade dos SAEs e da RD, foi considerado. Os resultados indicam que a inserção destes novos elementos contribui para o "achatamento" dos preços de energia, *i.e.*, os preços mais altos do horizonte de planejamento tendem a reduzir enquanto os preços mínimos tendem a aumentar. Isso acontece porque a capacidade de injeção de potência do OSD aumenta e não são considerados custos para a operação dos novos elementos controláveis. Desta forma, os SAEs e a RD operam como FERs do ponto de vista de custos operacionais e, consequentemente, o preço de fechamento de mercado

é reduzido. No entanto, tanto o SAE quanto a RD são modelados como elementos de deslocamento de carregamento, o que significa que o balanço de energia destes dispositivos deve ser zero ao fim do horizonte de planejamento e, caso utilizados, precisam recarregar em outro momento. O momento onde se registra o menor custo da energia é ideal para carregar um SAE ou alocar a carga deslocada pela RD, o que aumenta o carregamento original do sistema para o período. Como consequência do aumento de carga do OSD, fontes economicamente mais onerosas devem ser despachadas e o custo para compensação do mercado tende a subir. Neste sentido, a operação da RD e dos SAEs se intensifica em momentos onde originalmente haviam preços críticos, *i.e.* muito altos ou muito baixos, e, como consequência da variação de carregamento causada pela operação destes elementos, ocorre o "achatamento" dos preços de energia observados na Figura 22(a).

O lucro das EGs tende a reduzir devido à redução no preço da energia, especialmente nas horas 15 e 16. Como pode ser observado na Tabela 9, a receita de mercado da maior parte das EGs reduz em comparação com o Caso 4A; no entanto, os custos operacionais também são minimizados, o que significa que estes empreendimentos vendem menos potência nos novos casos. Isto não acontece para a EG3, que aumenta a quantidade de energia transacionada no ambiente de mercado em comparação com o Caso 4A para todos os novos casos e cenários. Embora a quantidade de energia vendida pela EG3 aumente, é possível que a função objetivo seja reduzida como acontece com o Caso 4D no cenário 4. Isso acontece porque a margem entre os custos de geração e o PCMA é mitigada, dada a minimização do PCMA. Desta forma, a receita do agente proveniente do mercado aumenta, mas o lucro não.

Em consonância com os resultados de pesquisas reportadas na literatura, a combinação de RD e SAEs aprimora a função objetivo mais que o efeito dessas tecnologias quando consideradas individualmente. Uma vez que o OSTMA é modelado como o problema de nível superior do BLMFP, os benefícios da instalação dos novos elementos se acumulam para este *stakeholder*. Quanto ao motivo pelo qual a alocação apenas de SAEs (Caso 4B) é melhor para a função objetivo do OSD que a combinação de RD e SAEs (Caso 4D), é crucial analisar primeiro o comportamento do intercâmbio de potência entre os SEPs nos Casos 4B e 4C. Note nas Figuras 22(b) e 22(c) que o OSD torna-se mais capaz de ajustar o intercâmbio de potência aos preços de energia do mercado no Caso C do que apresentava no Caso B. Tome como exemplo as horas 9, 10 e 11; note que o OSD explora as oscilações dos preços no Caso 4C ao importar mais potência em $t = 10$ (menor preço) e exportando mais potência nas horas 9 e 11 (preços maiores). No Caso 4B, o OSD importa potência na hora 9, mesmo com o preço mais elevado, e exporta potência de forma modesta na hora 11. Como os preços de compensação de energia para os Casos 4B e 4C são semelhantes, pode-se observar que os SAEs, ao fornecem uma operação mais flexível ao DS, garantem melhor retorno financeiro do que a consideração de RD.

A comparação entre o balanço econômico dos Casos 4C e 4D é dificultada pelas diferenças entre os preços de energia dos dois casos. Ao analisar as Figuras 22(c) e 22(d), é possível concluir que a responsividade do OSD aos preços de energia do mercado é ainda melhor para o Caso 4D que o observado para o Caso 4C. Nota-se que o OSD é capaz de importar mais potência em momentos de preço baixo e exporta mais potência durante os picos de preço (horas 15 e 16). No entanto, o valor máximo do preço da energia apresentado no Caso 4D é menor que o observado no Caso 4C. Neste sentido, a margem de lucro do OSD é reduzida. Para ilustrar o efeito do "achatamento" do preço, se o OSD decide executar o mesmo despacho obtido para o Caso 3C, porém considerando os preços praticados no Caso 4D, o lucro do OSD no mercado seria \$55.28 menor que o obtido pelo Caso 4D. Assim, o motivo pelo qual existe redução da função objetivo para o Caso 4D em comparação com o Caso 4C não é simplesmente a inserção simultânea de SAEs e RD, mas a capacidade da combinação destes elementos de afetar os preços de fechamento de mercado.

5.4 Conclusão

Neste capítulo, propõe-se um novo *framework* para o processo de compensação de mercados de eletricidade, modelado como um problema binível de líder único e múltiplos seguidores. Os agentes considerados nesta abordagem são os OSDs, as EGs e o OSTMA. Ao contrário de outras abordagens existentes, nesta proposta o OSTMA é modelado como o problema de nível superior ao mesmo tempo que os OSDs e EGs são considerados agentes *price-maker*, o que garante a paridade hierárquica dos agentes de mercado não encontrada na maior parte dos trabalhos publicados na literatura específica. Os agentes de nível inferior têm a tarefa de programar seus despachos de energia para maximização do lucro, enquanto o problema de nível superior determina os preços de energia nodais para maximização do bem-estar social. As incertezas associadas à geração intermitente e às cargas são consideradas por meio de programação estocástica. O modelo de BLMFP resultante é reformulado como um *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) não-linear através das condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) e, em seguida, como um problema de *Mixed-integer linear programming* (Programação Linear Inteiro-Mista) (MILP) por meio da aplicação de métodos de linearização.

A consideração do processo de compensação do MEA (cujo agente representante desta função objetivo é o OSTMA) no nível superior da formulação binível não possibilita o acesso às variáveis duais que determinam os preços marginais de operação nodais do sistema de transmissão usualmente utilizados como os preços de liquidação do mercado de energia. Para contornar esta limitação, propõe-se um método de recompensa que visa simular os PMLs buscando 1) a minimização dos preços de energia, especialmente para

agentes de mercado incapazes de suprir suas próprias cargas durante todo o horizonte de planejamento, e 2) a uniformidade dos preços nodais a menos que exista congestionamento em alguma linha do sistema de transmissão. Os resultados numéricos mostram que a abordagem BLMFP proposta é adequada para representar o mercado competitivo de energia. As principais descobertas a serem listadas são: 1) o método de precificação proposto promove o aumento da margem de lucro de agentes modelados no nível inferior da formulação binível à medida que o preço pago a estes não pode ser limitado de forma arbitrária pelo agente operador do MEA; 2) os OSDs, assim como os demais agentes do MEA, são capazes de afetar o preço de compensação do mercado; e 3) a inserção de SAEs e RD no nível inferior pode contribuir para a redução do preço de compensação do MEA, sem necessariamente beneficiar o OSD.

CAPÍTULO
6

FRAMEWORK PARA MÚLTIPOS AGENTES PARTICIPANDO NOS MERCADOS DE ENERGIA ATACADISTA E VAREJISTAS

Os esforços para a implantação de redes elétricas inteligentes combinados à redução dos custos dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) causaram um rápido crescimento no número de *prosumers* em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) ao longo da última década. O fato dos novos elementos conectados aos SDEEs geralmente não pertencerem às concessionárias de energia tem sido apontado como um desafio para a operação dos REDs ([BAHRAMIRAD; KHODAEI; MASIELLO, 2016](#)). Além disso, incentivos para integrar fontes renováveis e REDs na matriz energética levaram as agências reguladoras, como a Comissão Federal de Energia dos EUA, a exigir que os mercados de energia atacadistas permitam a participação de REDs ([U.S. Federal Energy Regulatory Commission, 2020](#)). Essa hipótese tem sido considerada há muito tempo na literatura e, com ela, duas preocupações principais: 1) a possibilidade de um aumento abrupto no número de participantes nos mercados de energia atacadistas e seus efeitos no processo de compensação de mercado e 2) o impacto do despacho de REDs (associado às ações dos donos destes equipamentos no Mercado de Energia Atacadista (MEA)) na operação dos SDEEs ([BAHRAMIRAD; KHODAEI; MASIELLO, 2016](#)). Nesse contexto, os pesquisadores têm investigado a possibilidade de criar mercados de energia varejistas, *i.e.* mercados a nível de distribuição, gerenciados pelos Operadores dos Sistemas de Distribuição (OSDs) que representarão os REDs de maneira centralizada nos mercados de energia atacadistas ([MOUSAVI; WU, 2022](#); [Mohy-ud-din; MUTTAQI; SUTANTO, 2022](#); [NAEBI et al., 2020](#); [WU et al., 2020](#); [HAIDER et al., 2020](#); [YI et al., 2020](#); [TOUTOUNCHI et al., 2019](#); [ZHANG et al., 2018](#)).

O emprego de ambientes de mercado atacadistas para a aquisição de energia

tornou-se popular durante o final dos anos 1990; no entanto, os primeiros experimentos podem ser rastreados até a década de 1980 (NAMETALA *et al.*, 2023). Nesse sentido, trata-se de um ambiente bastante conhecido com estruturas bem estabelecidas, com pequenos ajustes em cada país, para o qual muitos estudos sobre aspectos técnicos e econômicos podem ser encontrados na literatura. Por outro lado, os mercados varejistas ainda são incipientes; assim, existem muitas propostas sobre como o Mercado de Energia Varejista (MEV) deve ser estruturado, bem como sobre seu processo de compensação. Essas diferenças refletem no modelo matemático e método de solução propostos por cada autor, que inclui modelos de *peer-to-peer* (PARK *et al.*, 2021; LU *et al.*, 2023), baseados em teoria de jogos iterativos (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; GAZAFROUDI *et al.*, 2020; WANG; QIU; TAO, 2022), multi-objetivo (ASRARI; ANSARI; NADERI, 2022; KARIMI *et al.*, 2023) e multiníveis (MOGHIMI; BARFOROUSHI, 2020; KARIMI; JADID, 2021; JOKAR *et al.*, 2022). Durante o desenvolvimento do trabalho reportado neste capítulo, focou-se em propostas que empregam *frameworks* multiníveis, uma vez que a maioria das abordagens adota esse tipo de formulação para representar os mercados de eletricidade atacadistas.

A maioria dos modelos de programação multinível desenvolvidos para representar os mercados de eletricidade (varejistas ou atacadistas) são compostos por dois níveis. Em geral, os trabalhos que envolvem MEVs e os REDs como partes interessadas não modelam o MEA. Nesse sentido, algumas abordagens modelam o problema de maximização do lucros dos REDs no nível superior da formulação binível, enquanto o processo de compensação do mercado varejista é representado no nível inferior (NAEBI *et al.*, 2020; WU; BARATI; LIM, 2020; Mohy-ud-din; MUTTAQI; SUTANTO, 2022; VAHEDIPOUR-DAHRAIE *et al.*, 2022; RASHIDIZADEH-KERMANI *et al.*, 2022). Esse tipo de modelo é geralmente resolvido transformando a formulação de *Bilevel Programming* (Programação Binível) (BLP) em um *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) e, após linearizar o modelo baseado em MPEC, resolve-se o equivalente de nível único usando um *solver* comercial. A principal vantagem desse tipo de modelo (*i.e.*, consideração da compensação do mercado varejista no nível inferior) é permitir o acesso às variáveis duais da equação de balanço do OSD, ou seja, os Preços Marginais Locais (PMLs), que é um método de recompensa comum adotado nos mercados de energia atacadistas em operação atualmente. Ao mesmo tempo, o emprego deste modelo é fundamentado na ideia de que há um único *prosumer*, ou um único agregador de *prosumers*, no SDEE ou que o agente de mercado considerado no nível superior é de alguma forma hierarquicamente superior a outros *prosumers* para evitar a transformação da formulação MPEC em um modelo de *Equilibrium Program with Equilibrium Constraints* (EPEC), cuja solução é muito mais complexa (NAEBI *et al.*, 2020).

Alternativamente, alguns autores propõem modelos de BLP nos quais o OSD é

o agente de nível superior, e os problemas de otimização para maximização dos lucros dos REDs são escritos no nível inferior (ZHANG *et al.*, 2018; TOUTOUNCHI *et al.*, 2019; YI *et al.*, 2020; WU *et al.*, 2020; KARIMI; JADID, 2021). Nessas formulações, é possível considerar múltiplos *prosumers* sem a necessidade de investigar se a solução encontrada é um ponto de equilíbrio de Nash como demandado na solução de um modelo EPEC. No entanto, os preços de energia nodais são variáveis primas controladas pelo OSD, cuja função objetivo é minimizar os custos operacionais. Assim, as soluções dessas formulações apresentam preços nodais distintos entre si, independentemente da existência de congestionamento no sistema, semelhante ao método de recompensa *pay-as-bid*, que é geralmente adotada para mercados de balanço, não mercados de energia de *day-ahead* (WANG *et al.*, 2015; MAZZI; KAZEMPOUR; PINSON, 2018). Além disso, nenhum dos modelos BLP mencionados neste capítulo até este ponto considera o OSD como um *price-maker* no MEA, ou seja, os preços nodais de energia são considerados dados de entrada; portanto, a participação do OSD no MEA não altera seu processo de compensação, o que pode não ser o caso a depender do impacto do SDEE no mercado e de sua flexibilidade.

Dentre as formulações multiníveis em que o OSD é considerado um agente *price-maker* no MEA, é comum que o OSD seja modelado no nível superior do modelo de BLP para permitir o acesso aos PMLs do sistema de transmissão (SHEIKHAHMADI *et al.*, 2018; MOGHIMI; BARFOROUSHI, 2020; JOKAR *et al.*, 2022). Isso leva às mesmas implicações mencionadas para os MEVs em que um único agente de mercado é considerado *price-maker* estratégico. O *framework* apresentado por Faria *et al.* (2024) considera o OSD um *price-maker* não-estratégico do MEA. Assim, os autores consideram o processo de compensação do MEA no nível superior da formulação binível. Ainda assim, todos os trabalhos mencionados neste parágrafo não se propõem a modelar os MEVs ou os agentes que participam neste ambiente. Desta forma, considera-se que todos os REDs conectados aos SDEEs são de propriedade do OSD. Nesse contexto, nota-se a falta de propostas capazes de simultaneamente 1) modelar o poder de mercado de agentes de tamanho semelhante de maneira isonômica, 2) incluir na formulação as aspirações de agentes conectados aos SDEEs e realizar o processo de compensação dos Mercados de Energia Atacadista e Varejistas (MEAV), 3) lidar com múltiplos agentes nos MEAV sem exigir uma formulação EPEC e 4) usar um método de recompensa ortodoxo, que preze, sempre que possível, pelo emprego de preços nodais uniformes como os PMLs.

A seguir são destacadas propostas em que os mercados de energia atacadista e varejista são modelados. Bahramara *et al.* (2020) propõem um modelo que leva em consideração a existência de um único OSD que é um *price-maker* estratégico do MEA e é responsável pela compensação um mercado de energia varejista. Nesse sentido, a expansão dessa abordagem para incluir outros agentes *price-maker* estratégicos do MEA é difícil, uma vez que uma formulação EPEC seria necessária. Wang *et al.* (2023) propuseram uma abordagem de *Trilevel Programming* (Programação Trinível) (TLP) capaz de abordar

simultaneamente a maximização dos lucros dos agentes dos MEAV e o processo de compensação de ambos os mercados. No entanto, os autores adotam conceitos válidos para um jogo de Stackelberg quando cada problema de nível intermediário e inferior (processo de compensação dos mercados varejistas e atacadista, respectivamente) possuem vários líderes diretos, o que caracterizaria um jogo de Nash. Os autores também não verificam se a solução encontrada trata-se de um ponto de equilíbrio de Nash. A proposta de [Chen et al. \(2021\)](#) é uma formulação BLP com múltiplos líderes e um seguidor único. Os problemas de minimização dos custos operacionais dos OSDs são considerados no nível superior, e o processo de compensação do MEA é modelado no nível inferior. Cada um dos OSDs também é responsável por compensar um mercado de energia varejista. No entanto, além de exigir a validação de que a solução obtida é um ponto de equilíbrio de Nash (conduzida pelos autores), tal formulação considera os OSDs como *price-maker* estratégicos, enquanto os outros participantes do MEA, independentemente de suas capacidades de injeção e consumo de energia, não são.

Neste contexto, a proposta descrita neste capítulo desenvolve uma nova formulação de TLP para abordar a lacuna identificada nesta área de pesquisa. Nesta proposta, Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista (OSTMA) é modelado como o agente de nível superior. Assim, a maximização do bem-estar social tem prioridade sobre qualquer outra função objetivo que represente os interesses de outro agente. Nesse contexto, enquanto outros modelos nos quais os OSDs ou Empresas Geradoras (EGs) são os líderes foram projetados para maximizar os lucros desses agentes, a formulação proposta neste capítulo foca minimizar os preços da eletricidade e, em segundo lugar, garante que os agentes dos mercados terão algum lucro. Na formulação proposta, o processo de compensação do MEA (representado pelo agente OSTMA) é modelado como o problema de nível superior. O OSTMA deve fornecer os preços de energia para os agentes de MEA (incluindo EGs e OSDs). Cada OSD (agente de nível intermediário) é responsável por gerenciar um MEV e fornecer preços de energia para os agentes modelados no nível inferior (*prosumers* que participam do mercado de energia varejista). Ao adotar este *framework*, não é necessário um modelo EPEC ainda que muitos agentes de nível intermediário e inferior sejam adicionados ao problema. Por fim, uma comparação das características do modelo proposto com outras propostas encontradas na literatura é apresentada na Tabela 10.

6.1 Agentes Considerados e Estrutura dos Ambientes de Mercado

O ambiente de MEA é bem estabelecido, tendo sido implementado com sucesso em muitos países. No entanto, os MEVs ainda são um assunto incipiente. Na última década,

Tabela 10 – Comparaçāo do Modelo Apresentado neste Capítulo e o Estado da Arte Envolvendo MEAV

	Agente do MEAV Nível Superior	Agente do Nível Interme- diário	Agente do Nível Inferior	Permite Alocação de Novos OSDs, EGs e REDs
(MOGHIMI; BARFOROUSHI, 2020)	X	DSO	-	ISO
(NAEBI <i>et al.</i> , 2020; WU; BARATI; LIM, 2020; Mohy-ud-din; MUTTAQI; SUTANTO, 2022; VAHEDIPOUR- DAHRAIE <i>et al.</i> , 2022; RASHIDIZADEH- KERMANI <i>et al.</i> , 2022)	X	REDs	-	OSD
(ZHANG <i>et al.</i> , 2018; TOOUTOUNCHI <i>et al.</i> , 2019; YI <i>et al.</i> , 2020; WU <i>et al.</i> , 2020; KARIMI; JADID, 2021)	X	OSD	-	REDs
(SHEIKHAHMADI <i>et al.</i> , 2018; JOKAR <i>et al.</i> , 2022; FARIA <i>et al.</i> , 2024)	X	OSD	-	ISO
(BAHRAMARA <i>et al.</i> , 2020)	✓	OSD	-	ISO e REDs
(WANG <i>et al.</i> , 2023)	✓	REDs	OSD	ISO
(CHEN <i>et al.</i> , 2021)	✓	OSDs	-	ISO
Este modelo	✓	ISO	OSDs	REDs

⁽¹⁾ A inclusão de novos agentes pode causar a necessidade de resolver um EPEC, para o qual não existe garantia ao menos de que um ponto de equilíbrio existe (NAEBI *et al.*, 2020).

⁽²⁾ A formulação original é um EPEC, para o qual não existe garantia ao menos de que um ponto de equilíbrio existe (NAEBI *et al.*, 2020).

os pesquisadores têm investigado o potencial desses ambientes para mitigar as incertezas operacionais dos modernos SDEEs com alta penetração de REDs. Diferentes abordagens estão disponíveis na literatura, uma vez que o desenvolvimento de modelos matemáticos de problemas que envolvem a representação de mercados varejistas depende fortemente da estrutura de mercado adotada (por exemplo, o método de recompensa adotado e os produtos a serem negociados) e dos agentes considerados, bem como de suas capacidades, limitações e obrigações. Nesta seção, apresentamos esses detalhes sobre o modelo proposto.

Como regra geral, os participantes do MEA são EGs, grandes consumidores e, nos modelos mais recentes, OSDs. Esses agentes enviam seus pacotes de ofertas/lances para o operador do MEA, que, em conjunto com o Operador do Sistema de Transmissão (OST), conduzem a compensação do MEA, determinando os preços nodais e as ordens de des-

pacho para um determinado horizonte de planejamento. No desenvolvimento do modelo proposto neste capítulo, as demandas dos grandes consumidores (participantes do MEA) são consideradas inelásticas e devem ser sempre totalmente supridas. Além disso, uma vez que os operadores do MEA e do sistema devem trabalhar juntos, estes são como um agente único, doravante referido como OSTMA, que deve garantir a operação segura do sistema de transmissão, o suprimento de cargas inelásticas e preços de energia nodais mínimos e, sempre que possível, uniformes em todos os nós do sistema. As EGs têm como objetivo maximizar seus lucros com a venda de energia para o OSTMA, mas devem garantir a operação de seus ativos dentro de limites específicos. Por fim, os OSDs são agentes mais flexíveis que podem injetar ou consumir energia no/do sistema de transmissão, dependendo do equilíbrio de demanda-produção do SDEE. A operação dos OSDs no MEA também é limitada pelos limites operacionais dos SDEEs, que são afetados pelo comportamento individual dos ativos de propriedade de terceiros conectados às redes de distribuição.

Nesta proposta, considera-se que os MEAV têm a mesma estrutura. Assim, o OSD é considerado o operador do MEV e tem as mesmas responsabilidades que o OSTMA. Nesse sentido, o OSD pode oferecer incentivos financeiros mais altos ou mais baixos em períodos específicos, ao mesmo tempo em que mantém preços uniformes para fazer com que os agentes do mercado varejista ajam de maneira a beneficiar a participação do OSDs no MEA. É importante destacar que, uma vez que cada ação dos REDs está sujeita aos limites operacionais do SDEE, o modelo proposto não permite que os REDs negoiciem energia diretamente no ambiente atacadista, como hipotetizado em ([BAHRAMIRAD; KHODAEI; MASIELLO, 2016](#)). Considera-se ainda que cada *prosumer*, seja Agregador de Cargas (AC) ou Gerador Distribuído (GD), participa do mercado de energia varejista. O objetivo de cada agente do MEV é maximizar seu lucro. Cada um deles deve respeitar os limites de seus ativos (capacidade de injeção de energia e limites de redução/aumento de carga). Uma ilustração das interações hierárquicas, físicas e econômicas entre os agentes considerados é apresentada na Figura 23.

6.2 Formulação do Problema

O modelo de otimização proposto neste capítulo se presta a conduzir a compensação dos mercados atacadista e varejista enquanto minimiza os preços de transação de energia elétrica nos dois ambientes. Dada a prioridade conferida à minimização dos preços dos produtos de eletricidade, este modelo de otimização deve ser utilizado pelo operador do mercado atacadista o qual não possui incentivo para maximização de lucro. A aplicabilidade do modelo proposto está condicionada às seguintes premissas:

1. Os geradores são suficientemente flexíveis para permitir a não consideração do pro-

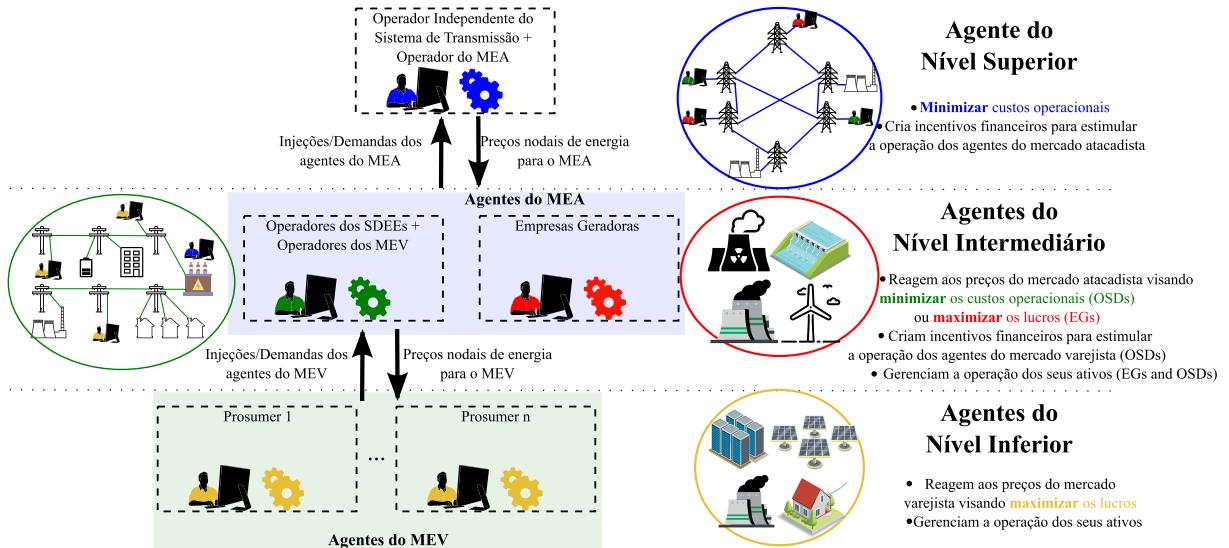


Figura 23 – Ilustração do Framework Trinível.

Fonte: Elaborada pelo autor.

blema de *unit commitment*, que não está dentro do escopo desta proposta;

2. Existe apenas uma conexão física entre cada SDEE e o sistema de transmissão;
3. Cada RED tem permissão para negociar energia apenas no mercado varejista gerenciado pelo OSD responsável pela operação do SDEE ao qual o RED se conecta;
4. As cargas controláveis podem realizar Resposta da Demanda (RD), mas a demanda deve ser deslocada para outro período, não eliminada.

Desde que as premissas listadas sejam atendidas, a interação entre os modelos de otimização do OSTMA, das EG, dos OSDs e dos *prosumers* pode ser formulada da seguinte maneira.

6.2.1 Modelo de Otimização do Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado de Energia Atacadista

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in N_T^G} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^T) - \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^{SE}) \right] \quad (6.1)$$

sujeito a:

$$P_{i,t}^T - \sum_{ij \in L_T} F_{ij,t}^T + \sum_{ki \in L_T} F_{ki,t}^T = L_{i,t}^T \quad \forall i \in N_T, t \in T \quad (6.2)$$

$$P_{i,t}^T - \sum_{ij \in L_T} F_{ij,t}^T + \sum_{ki \in L_T} F_{ki,t}^T - P_{i,t}^{SE} = L_{i,t}^T \quad \forall i \in N_\infty, t \in T \quad (6.3)$$

$$F_{ij,t}^T = \frac{1}{X_{ij}} \delta_{ij,t} \quad \forall ij \in L_T, t \in T \quad (6.4)$$

$$-\bar{F}_{ij}^T \leq F_{ij,t}^T \leq \bar{F}_{ij}^T \quad \forall ij \in L_T, t \in T \quad (6.5)$$

O problema de otimização de nível superior é formulado para minimizar os custos operacionais do OSTMA descritos em (6.1). As restrições (6.2)–(6.3) garantem o balanço de potência em nós do sistema de transmissão sem e com conexão aos sistemas de distribuição, respectivamente. Calcula-se em (6.4) a potência que flui através de cada linha de transmissão considerando uma formulação de fluxo de potência DC. Os limites de fluxo de potência de cada linha são modelados em (6.5).

6.2.2 **Modelo de Otimização das Empresas de Geração**

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_T^G} \left[\pi_{i,t}^T P_{i,t}^T - (a_i P_{i,t}^{T^2} + b_i P_{i,t}^T) \right] \quad (6.6)$$

sujeito a:

$$0 \leq P_{i,t}^T \leq \bar{P}_i^T \quad \forall i \in N_T^G, t \in T \quad (6.7)$$

O problema de otimização do EG tem como objetivo maximizar o lucro dos geradores, conforme descrito em (6.6). A variável de decisão neste problema de otimização é a injeção de potência de cada gerador de propriedade do EG, a qual deve ser mantida dentro de limites preestabelecidos, conforme (6.7).

6.2.3 **Modelo de Otimização dos Operadores dos Sistemas de Distribuição e dos Mercados de Energia Varejistas**

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in N_D^G} (\pi_{i,t}^D P_{i,t}^D) + \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^{SE}) \right] \quad (6.8)$$

sujeito a:

$$P_{i,t}^D - \sum_{ij \in L_D} F_{ij,t}^D + \sum_{ki \in L_D} F_{ki,t}^D + P_{i,t}^{ESS} - P_{i,t}^{DR} = L_{i,t}^D \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (6.9)$$

$$P_{i,t}^D - \sum_{ij \in L_D} F_{ij,t}^D + \sum_{ki \in L_D} F_{ki,t}^D + P_{i,t}^{SE} + P_{i,t}^{ESS} - P_{i,t}^{DR} = L_{i,t}^D \quad \forall i \in N_\infty, t \in T \quad (6.10)$$

$$F_{ij,t}^D + F_{ji,t}^D = R_{ij} I_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (6.11)$$

$$F_{ij,t}^D - F_{ji,t}^D = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} (V_{i,t}^2 - V_{j,t}^2) \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (6.12)$$

$$I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (6.13)$$

$$-\bar{I}_{ij} \leq I_{ij,t} \leq \bar{I}_{ij} \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (6.14)$$

$$\underline{V}_i \leq V_{i,t} \leq \bar{V}_i \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (6.15)$$

$$-\bar{P}_{i,t}^{SE} \leq P_{i,t}^{SE} \leq \bar{P}_i^{SE} \quad i \in N_\infty, t \in T \quad (6.16)$$

$$\underline{P}_i^{ESS} \leq P_{i,t}^{ESS} \leq \bar{P}_i^{ESS} \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (6.17)$$

$$\underline{SOC}_i \leq SOC_{i,t} \leq \bar{SOC}_i \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (6.18)$$

$$SOC_{i,1,s} = SOC_i^{(0)} - P_{i,1}^{ESS} \quad \forall i \in N_D \quad (6.19)$$

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} - P_{i,t}^{ESS} \quad \forall i \in N_D, t = 2 \dots H \quad (6.20)$$

$$SOC_i^{(0)} = SOC_{i,H} \quad \forall i \in N_D \quad (6.21)$$

O problema de otimização do OSD é projetado para minimizar os custos operacionais do SDEE, conforme apresentado em (6.8). O primeiro termo representa os custos associados às transações de energia com REDs conectados ao SDEE, enquanto o segundo se refere às transações de energia do OSD no MEA. As restrições (6.9)–(6.10) modelam as equações de balanço de potência para nós do SDEE sem e com interface com o sistema de transmissão, respectivamente. As equações (6.11)–(6.13) representam as leis de Kirchhoff das correntes e tensões (MACEDO *et al.*, 2021). As restrições (6.14)–(6.15) são implementadas para garantir que as correntes e tensões permaneçam dentro de uma faixa definida pelo usuário. A restrição (6.16) apresenta os limites de capacidade da subestação. As restrições (6.17)–(6.18) representam os limites de carga/descarga e do *State of Charge* (Estado de Carga) (SOC) dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), respectivamente. Através de (6.19)–(6.20) calcula-se o SOC dos SAEs, enquanto (6.21) garante que o SOC no final do horizonte de planejamento seja o mesmo que o valor inicial para cada SAE.

6.2.4 Modelo de Otimização dos Agentes dos Mercados de Energia Varejistas

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_D^G} \left[\pi_{i,t}^D P_{i,t}^D - (a_i P_{i,t}^{D^2} + b_i P_{i,t}^D) \right] - \sum_{i \in N_D} (\pi_{i,t}^D P_{i,t}^{DR}) \quad (6.22)$$

sujeito a:

$$0 \leq P_{i,t}^D \leq \bar{P}_i^D \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (6.23)$$

$$\underline{P}_i^{DR} \leq P_{i,t}^{DR} \leq \bar{P}_i^{DR} \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (6.24)$$

$$\sum_{t \in T} P_{i,t}^{DR} = 0 \quad \forall i \in N_D \quad (6.25)$$

A função objetivo apresentada em (6.22) é uma formulação genérica, cujo primeiro e segundo termos representam os objetivos dos proprietários de GD e dos ACs, respectivamente. A restrição (6.23) estabelece os limites para a injeção de potência de GD, a restrição (6.24) impõe os limites para a RD, e (6.25) garante que as cargas sejam sempre deslocadas para outros períodos, ou seja, a energia consumida por cada carga é a mesma com ou sem RD.

6.2.5 Método de Precificação Uniforme

Os preços nodais praticado nos MEAV ($\pi_{i,t}^T$ e $\pi_{i,t}^D$) são determinados pelos agentes OSTMA e OSDs, respectivamente. Assim, é do interesse deles minimizar os preços para aprimorar suas funções objetivo. Como essas são variáveis nodais, os operadores dos MEAV podem determinar preços de energia distintos em cada nó, independentemente da existência de cenários de congestionamento nos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), caso não se proponham restrições adicionais associadas à variável de preço nodal. Neste sentido, adota-se um método de precificação híbrido, similar ao apresentado no capítulo 5. É importante salientar que, enquanto no modelo descrito na seção 5.2 faz uso de variáveis binárias para garantir a aplicação de preços nodais distintos só ocorra quando existe congestionamento, não é possível incluir variáveis binárias nesta formulação ao mesmo tempo em que faz-se uso das condições necessárias de Karush-Kuhn-Tucker (KKT)¹. Assim, a formulação do mecanismo de precificação empregado é distinta daquela apresentada na seção 5.2. As equações (6.26) e (6.27) foram adicionadas como restrições adicionais aos modelos de otimização do OSTMA e do OSD, respectivamente.

$$\pi_{i,t}^T = MCP_t - CP_{i,t}^- + CP_{i,t}^+ \quad \forall i \in \{N_T \cup N_\infty\}, t \in T \quad (6.26)$$

$$\pi_{i,t}^D = DMCP_t - DCP_{i,t}^- + DCP_{i,t}^+ \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (6.27)$$

As equações (6.26) e (6.27) garantem que haja um preço de compensação de mercado para cada mercado de eletricidade comum a cada nó desse sistema de energia, ou seja, o Preço de Compensação do Mercado Atacadista (PCMA) (representado por MCP_t) e o Preço de Compensação do Mercado Varejista (PCMV) (representado por $DMCP_t$). É importante observar que, em algumas abordagens encontradas na literatura, o preço uniforme é obtido simplesmente forçando os preços nodais a serem iguais ao PCMA ou PCMV (EVANGELOPOULOS; KONTOPOULOS; GEORGILAKIS, 2022). No entanto, tal prática pode não emular corretamente os PMLs e até tornar o problema inviável, dado que esses preços devem diferir entre os nós quando o sistema de energia está congestionado, conforme ilustrado na seção 5.3.2. Os preços nodais de energia também são compostos por

¹ Ao incluir variáveis binárias o espaço de busca do problema de otimização deixa de ser contínuo e, portanto, não é possível aplicar as condições de KKT.

uma cota de congestionamento que é específica para cada nó e pode aumentar ou diminuir o preço nodal em comparação com o preço de compensação de mercado, por meio das variáveis CP^- , CP^+ , DCP^- e DCP^+ ². Para dissuadir os operadores dos MEAV de usarem diferentes preços nodais quando é possível conduzir o despacho usando preços uniformes, as funções objetivo (6.1) e (6.8) são reescritas como (6.28) e (6.29), respectivamente.

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in N_T^G} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^T) - \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^{SE}) + \sum_{i \in N_T} (CP_{i,t}^- + CP_{i,t}^+) k \right] \quad (6.28)$$

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in N_D^G} (\pi_{i,t}^D P_{i,t}^D) + \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^{SE}) + \sum_{i \in N_D} (DCP_{i,t}^- + DCP_{i,t}^+) k \right] \quad (6.29)$$

sendo k um fator de penalização utilizado para coibir o uso indiscriminado da cota de congestionamento para minimização dos preços. Destaca-se que, assim como no caso do método de precificação descrito na seção 5.2, os preços nodais resultantes desta formulação não são PMLs, no entanto, os três métodos de precificação são equivalentes quando não existe congestionamento nas linhas.

6.2.6 Técnica de Solução

O *framework* proposto assegura que cada agente (exceto pelo OSTMA, modelado no nível superior) seja diretamente afetado pelas variáveis de decisão de um único problema líder. Um OSD, por exemplo, reage ao preço do MEA, que é definido pelo OSTMA. Analogamente, um agregador de RD reage aos preços do mercado de energia varejista, independentemente (em certa medida) das ações dos EGs que participam do MEA. Nesse sentido, as interações entre os OSDs e seus REDs podem ser abordadas por meio de *Bilevel Multi-Follower Programming* (Programação Binível com Múltiplos Seguidores) (BLMFP); assim, este conjunto de interações pode ser reformulado como um problema de nível único a partir da conversão do modelo BLP em um MPEC. Além disso, o MPEC resultante, assim como o problema de otimização proposto para as EGs, compõem uma estrutura BLMFP na qual o problema de otimização OSTMA é modelado na parte superior da formulação binível.

Nesta proposta, o framework TLP ilustrado na Figura 23 é transformado em um equivalente de nível único que pode ser resolvido por *solvers* comerciais. Primeiramente, abordamos a relação entre um OSD e seus REDs que formam um mercado de energia varejista, ilustrados na Figura 24. É perceptível que esse problema pode ser considerado um BLMFP. Este modelo é bastante similar ao apresentado no capítulo 5. Como as

² Note que, no modelo apresentado na seção 5.2, o preço nodal podia apenas diminuir enquanto, nesta formulação, a cota de congestionamento é irrestrita em sinal.

formulações dos problemas de nível inferior são contínuas e convexas, o BLMFP pode ser reformulado como um MPEC por meio das condições de KKT (BAZARA, 1993). O modelo resultante é apresentado no Apêndice D.

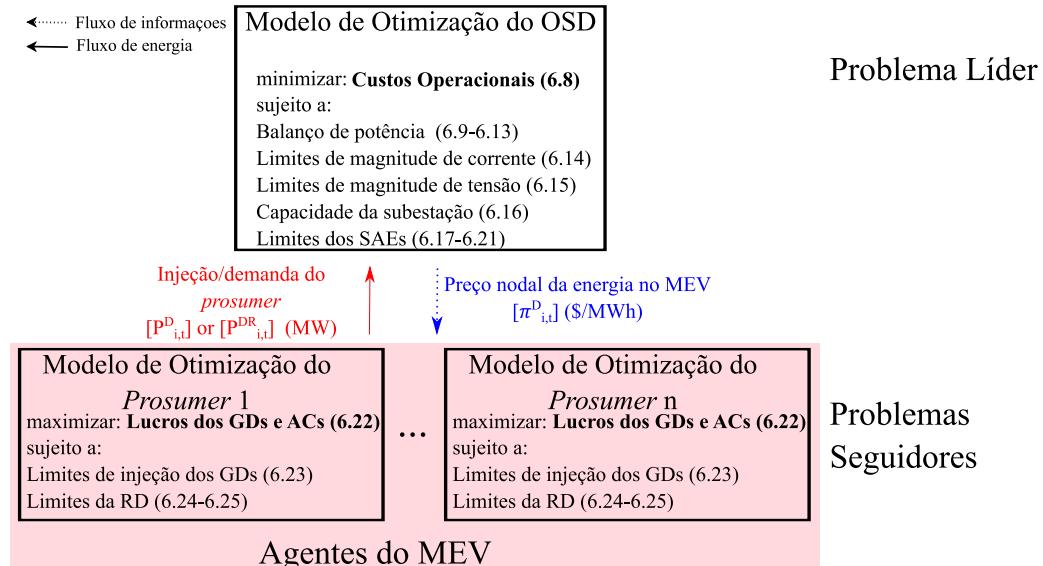


Figura 24 – Ilustração da Estrutura Binível que Representa o Processo de Compensação de um Mercado Varejista.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em seguida, os MPECs resultantes (que representam a interação de cada OSD e seus *prosumers*) e os problemas de otimização dos EGs, ou seja, agentes de nível intermediário, compõem o BLMFP ilustrado na Figura 25, no qual o processo de compensação do MEA é formulado no nível superior³. Assim, outra transformação de MPEC é realizada para obter um problema de nível único que descreve a interação da estrutura trinível proposta. É importante mencionar que, como nenhum agente tem mais de um líder direto, tratam-se de dois jogos de Stackelberg aninhados e, portanto, não é necessário buscar equilíbrios de Nash, como é o caso de problemas de múltiplos líderes que levam a formulações EPEC (RUIZ; CONEJO; SMEERS, 2012; NAEBI *et al.*, 2020). O equivalente de nível único completo do TLP é apresentado no Apêndice D.

O problema de nível único resultante é um MPEC não linear, cujas não linearidades estão relacionadas à equação de dualidade forte, condições de complementariedade KKT e termos bilineares nas funções objetivo. O problema pode ser linearizado e transformado em um problema *Mixed-integer linear programming* (Programação Linear Inteiro-Mista) (MILP), como mostrado em (NAEBI *et al.*, 2020; CHEN *et al.*, 2021; RUIZ; CONEJO; SMEERS, 2012), à custa do aumento do número de variáveis binárias. Além disso, o método empregado nessas abordagens baseia-se em fixar os valores de algumas variáveis e resolver o problema repetidamente, o que pode ser demorado e não garante

³ Observe que a Figura 25 é outra maneira de representar a Figura 23. Além disso, esta é uma ilustração de como as restrições (6.1)–(6.25) interagem para criar a formulação trinível proposta.

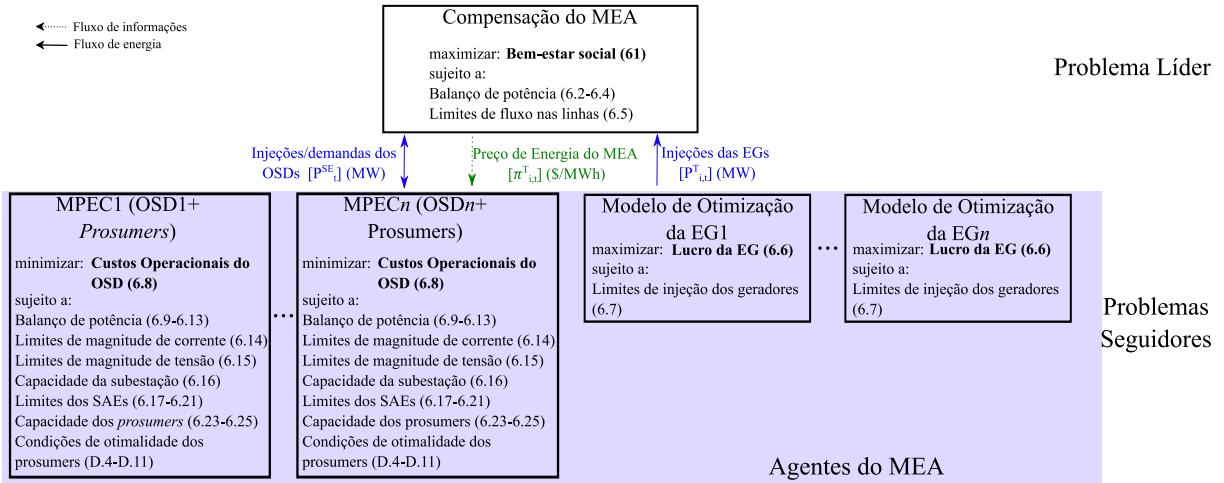


Figura 25 – Ilustração da Estrutura Binível que Representa o Processo de Compensação do Mercado Atacadista.

Fonte: Elaborada pelo autor.

a otimalidade global. Nesse contexto, optamos por resolver o MPEC em sua forma de *Nonlinear Programming* (Programação Não-Linear) (NLP).

6.3 Resultados obtidos

O modelo proposto foi validado para a combinação de um sistema de transmissão de 14 barras e uma rede de distribuição de 34 barras, conforme mostrado na Figura 26. Os parâmetros de cada gerador, SAE e RD bem como os dados de linha e de barra estão disponíveis em (FARIA *et al.*, 2023a). Todos as formulações foram implementadas usando a linguagem de programação matemática AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e executados em um computador Intel i7-10700 a 2,9 GHz com 32 GB de RAM. Todas as formulações de NLP foram resolvidas pelo solver CONOPT (ARKI Consulting & Development A/S, 2019), enquanto as formulações MILP foram resolvidas até a otimalidade usando o solver Gurobi 9.5.1 (Gurobi Optimization, LLC, 2022). O tempo de resolução do modelo proposto foi de 13,27 segundos.

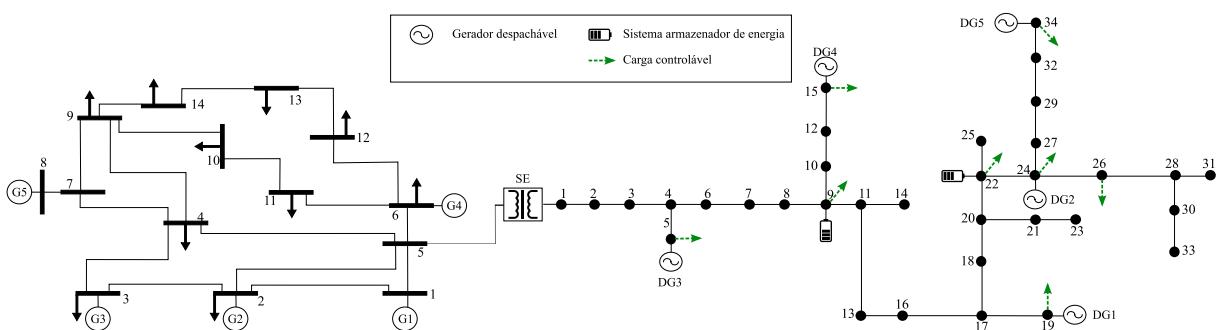


Figura 26 – Ilustração do Sistema Teste.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Esta seção está dividida em quatro subseções. Na seção 6.3.1, apresenta-se um estudo comparativo entre a versões lineares e uma versão não linear de um subproblema da formulação trinível proposta. O objetivo deste estudo é justificar o uso de uma formulação NLP em vez de uma MILP. Na seção 6.3.2, os resultados obtidos ao resolver o problema proposto são comparados com os de formulações mais simples em que nem todos os agentes são modelados. Finalmente, as seções 6.3.3 e 6.3.4 investigam as reações dos agentes dos mercados de energia atacadista e varejista aos preços de compensação.

6.3.1 Validação da Formulação NLP Proposta

O estudo tratado nesta seção considera uma versão simplificada da formulação TLP proposta. Nesta versão, considera-se que o OSD é o proprietário dos GDs e ACs conectados ao SDEE. Assim, uma vez que os *prosumers* não são mais agentes de mercado, os problemas de nível inferior deixam de existir, e o problema completo já não é mais um TLP, mas um BLP com múltiplos problemas seguidores, como ilustrado na Figura 24. A formulação binível pode ser reescrita como um MPEC que, por sua vez, pode ser mais facilmente convertido em uma instância de MILP, para a qual a otimalidade global da solução é garantida a partir do uso do método big-M e da teoria da dualidade, como feito em ([TOUTOUNCHI et al., 2019](#); [BAHRAMARA et al., 2020](#)). Além disso, os custos de geração não lineares são tratados por meio da linearização por partes. Foram comparadas duas instâncias da formulação de MILP, uma com 20 (MILP1) e outra com 100 (MILP2) segmentos de reta para a linearização por partes dos custos de geração. Os resultados em termos de esforço computacional e funções objetivo são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Comparação entre as Formulações Linear e Não-Linear

	MILP1	MILP2	NLP
Tempo (s)	314,06	4.598,17	2,33
OSTMA FO (\$)	101.139,30	101.139,30	101.139,30
OSD FO (\$)	4.355,30	4.289,49	4.272,75
G1 FO (\$)	184,76	203,74	208,31
G2 FO (\$)	1.786,31	1.914,66	1.945,67
G3 FO (\$)	2.124,98	2.142,29	2.145,73
G4 FO (\$)	791,37	857,55	873,67
G5 FO (\$)	1.032,68	1.056,82	1.062,86

Nota: MILP1 - aproximação da curva de custos de produção através de 20 segmentos de reta; MILP2 - aproximação da curva de custos de produção através de 100 segmentos de reta; FO - Função Objetivo.

Observa-se que, embora a função objetivo do OSTMA (modelado no nível superior da formulação BLP) seja a mesma para os três casos, os lucros das EGs e os custos do OSD são ligeiramente melhores para a formulação NLP. Isso se deve aos erros de linearização por partes que também causam pequenas alterações nos despachos de potência. À medida que o número de etapas aumenta, os erros são minimizados em detrimento do aumento do tempo de processamento. Considerando que as formulações NLP e MILP encontram resultados semelhantes e que o esforço computacional exigido pela formulação linear é

significativamente maior, mesmo para uma formulação incompleta do problema proposto, optou-se por resolver o problema completo, *i.e.*, o equivalente de nível único do problema trinível, em sua forma não linear. Embora a otimalidade global não possa ser garantida, a solução deste problema intermediário mais simples, porém semelhante ao problema original, fornece indicativos de que o *solver* não linear é capaz de encontrar ótimos locais próximos à solução ótima linear em menos tempo.

6.3.2 Validação da Formulação Trinível Proposta

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos utilizando a formulação de nível único para o problema trinível descrito na seção 6.2. Foram resolvidos três estudos de caso para atestar a eficiência da formulação proposta. O Caso 1 é um modelo centralizado, ou seja, todos os ativos são considerados propriedade de uma única entidade, o que dispensa uma formulação trinível. O Caso 2 considera apenas o OSTMA e os agentes do MEA (EGs e OSD) como partes interessadas. Nesta formulação, os REDs conectados ao SDEE são considerados de propriedade do OSD, como apresentado no capítulo 5; portanto, o problema pode ser expresso por um BLP. Deve ser mencionado que o Caso 2 é dividido em dois subcasos; o Caso 2A não permite o intercâmbio de potência entre o SDEE e o sistema de transmissão, enquanto o Caso 2B permite tal intercâmbio por meio do MEA. Por fim, o Caso 3 considera, além do MEA, os agentes (GDs e ACs) e os ambientes de mercados de energia varejistas; este caso de estudo é modelado pela formulação trinível proposta na seção 6.2. Os lucros/custos operacionais de cada agente para os três estudos de caso são apresentados na Tabela 12. Para simplificar, considera-se que todas as cargas controláveis são geridas por um único AC.

Tabela 12 – Comparação Entre os Modelos Centralizado, Binível e Trinível

Caso 1 CP(\$)	Caso 2A			Caso 2B			Caso 3			
	CP(\$)	RMA (\$)	FO (\$)	CP(\$)	RMA (\$)	FO (\$)	CP(\$)	RMA (\$)	RMV (\$)	FO (\$)
OSTMA	–	–	-103.783,20	103.783,20	–	-101.139,30	101.139,30	–	-103.182,00	103.182,00
OSD	5.226,48	–	5.226,48	17.084,65	12.334,39	4.750,26	–	2.947,87	-8.055,08	5.107,21
G1	5.144,28	8.743,73	8.927,09	453,36	5.000,53	5.204,69	204,16	7.409,10	7.409,51	–
G2	23.267,28	28.269,08	31.075,23	2.806,15	22.897,23	24.799,62	1.902,39	26.811,78	29.337,28	–
G3	29.652,24	29.956,36	32.735,14	2.778,78	29.243,48	31.331,99	2.088,51	30.000,64	47.045,50	–
G4	13.751,73	15.364,02	16.417,30	1.053,28	13.518,55	14.371,64	853,09	15.056,64	16.076,05	–
G5	12.295,48	13.160,22	14.628,47	1.468,25	12.061,04	13.096,99	1.035,95	12.985,70	16.076,05	–
GD1	3.837,64	–	–	–	–	–	1.783,91	–	1.850,80	66,89
GD2	3.261,60	–	–	–	–	–	2.308,62	–	2.339,87	31,24
GD3	3.187,36	–	–	–	–	–	1.308,28	–	1.348,92	40,64
GD4	2.143,11	–	–	–	–	–	879,90	–	921,65	41,75
GD5	2.810,65	–	–	–	–	–	1.476,84	–	1.593,86	117,02
AC	–	–	–	–	–	–	–	–	1,83	1,83
	99.351,36		100.449,88		99.805,49				100.021,81	

Nota: CP - Custos de Produção; RMA - Receita no MEA; FO - Função Objetivo; RMV - Receita no Mercado de Energia Varejista.

Embora o Caso 1 não modele qualquer ambiente de mercado, esta formulação garante os custos de produção mais baixos, ou seja, apenas os geradores com os custos de

produção mínimos são despachados, uma vez que não é necessário um incentivo financeiro uniforme para causar o despacho das unidades. Portanto, o Caso 1 pode ser usado como referência para avaliar os custos de produção fornecidos por modelos mais complexos em que os mercados de energia atacadista e varejista são considerados.

Para o Caso 2 (*i.e.*, formulação de BLP), o OSTMA determina o preço horário da energia para cada nó no sistema de transmissão, e cada OSD/EGs deve gerenciar seus ativos para definir seu consumo/injeção de energia. Observe na Tabela 12 que o custo de produção total aumenta, bem como as funções objetivo tanto do OSD como do OSTMA quando não há intercâmbio de potência entre os sistemas de distribuição e transmissão (caso 2A). Quanto ao caso 2B, embora o despacho não seja o mesmo que o obtido para o Caso 1 (vide os distintos custos de produção de agente produtor de energia), nota-se que seus custos de produção totais são semelhantes (o custo operacional total do Caso 2B - destacado em negrito na última linha da Tabela 12 - é 0,46% maior do que o do Caso 1). Portanto, pode-se afirmar que a participação do OSD no MEA é fundamental para alcançar preços de energia e custos de produção mínimos tanto para o OSD quanto para outros agentes do MEA. No entanto, o modelo resolvido no Caso 2B não é capaz de representar totalmente a participação do OSD no MEA, uma vez que os incentivos financeiros necessários para que os REDs se comportem de forma a atender aos lances/ofertas submetidos pelo OSD ao MEA não são levados em consideração.

O Caso 3 (*i.e.*, modelo trinível) complementa o Caso 2, uma vez que ambos os MEAV, bem como seus preços nodais, são modelados. Como resultado, o OSD não apresenta custo de produção, uma vez que os custos de produção dos GDs não são mais atribuídos ao OSD. Por outro lado, uma vez que o OSD deve fornecer incentivos financeiros suficientemente altos para compensar os custos de produção a fim de garantir a operação dos REDs, as unidades produtoras de energia conectadas ao SDEE produzem menos energia do que no caso 2B. Consequentemente, o intercâmbio de potência com o sistema de transmissão é reduzido, e o balanço de potência deve ser garantido por geradores conectados ao sistema de transmissão. Dado que estas unidades geradoras são mais onerosas, os custos de produção totais aumentam. Ainda assim, a diferença entre os custos de produção obtidos para o Caso 3 e para o Caso 1 é de apenas 0,67% (menos do que a diferença de 1,11% observada entre o caso 2A e o caso 1). Deve ser destacado que obter o custo de produção mínimo (determinado pelo Caso 1) dificilmente pode ser alcançado mantendo preços nodais uniformes para a energia.

A deterioração das funções objetivo do OSD e do OSTMA ao comparar os Casos 2B e 3, conforme mostrado na Tabela 12, é esperada, uma vez que novos agentes que devem obter lucro (à custa do aumento dos custos de produção do OSD) são incluídos na formulação. É importante ressaltar que o lucro de um agente de mercado depende tanto dos preços de energia quanto de sua capacidade de injeção de potência. Portanto, é justo

que os *prosumidores* obtenham menos lucro do que as EGs, uma vez que sua injeção/*shift* de potência é muito menor do que a dos empreendimentos conectados ao sistema de transmissão. Além disso, observa-se que os lucros das EGs aumentam quando os agentes do MEV são considerados. Portanto, pode-se concluir que a inclusão dos MEVs pode fazer com que o OSD venda menos energia para o MEA, o que, por sua vez, provoca um aumento no PCMA e, consequentemente, aprimora a função objetivo das EGs às custas da função objetivo do OSTMA.

6.3.3 Análise dos Preços de Compensação do Mercado de Energia Atacadista

Nesta seção, investiga-se os efeitos da inclusão do terceiro nível da formulação (*i.e.*, a consideração de REDs conectados ao SDEE como agentes dos mercados de energia varejistas) no PCMA. Além disso, analisa-se as alterações de despacho observadas para cada agente do MEA após a consideração dos mercados de energia varejistas.

A comparação entre os preços nodais obtidos nos Casos 2B e 3 é apresentada na Figura 27. Deve-se mencionar que apenas os nós 3 e 6 (aos quais se conectam os geradores G3 e G4) são afetados pelo preço de congestionamento no Caso 3, e apenas o nó 3 é impactado no Caso 2B. Portanto, nem todos os preços nodais são nominalmente representados na Figura 27, uma vez que a maioria dos agentes do MEA recebe o PCMA durante todo o horizonte de planejamento. Observa-se que os preços do MEA são afetados apenas em magnitude pela inclusão dos agentes dos mercados de energia varejistas, *i.e.*, o perfil de aumento e redução dos preços ao longo do horizonte de planejamento é o mesmo para os Casos 2B e 3.

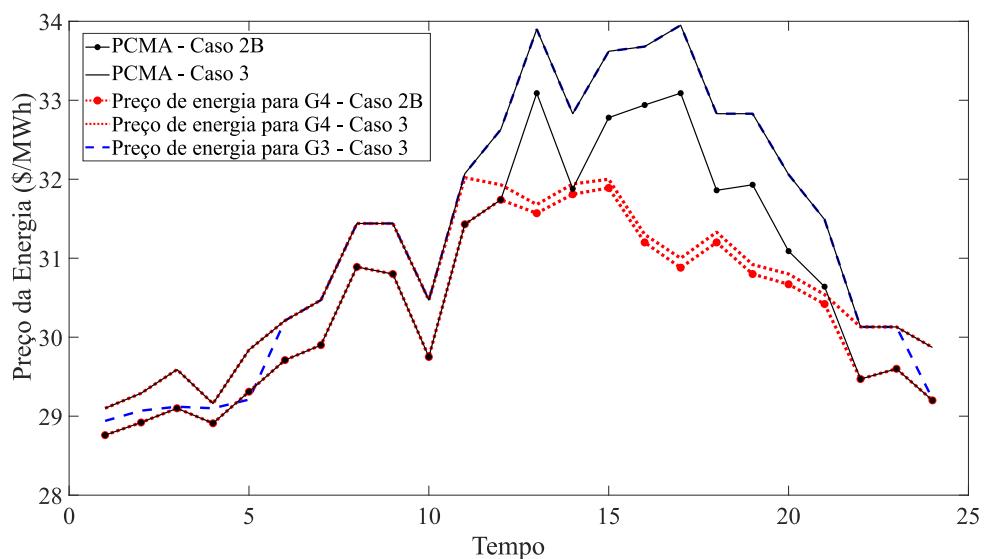


Figura 27 – Comparaçāo entre os PCMAs obtidos pelos Modelos Binível e Trinível.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Isso é justificado pelo aumento na função objetivo do OSD, mostrado na Tabela 12, causado pela inclusão dos problemas de otimização dos REDs. Após a inclusão do terceiro nível de agentes, para fazer com que o OSD venda a mesma quantidade de energia, o preço de compensação do MEA deve aumentar, o que, por sua vez, também faz com que os geradores conectados à transmissão injetem mais energia. No entanto, ao manter o mesmo perfil de aumento/redução dos preços nodais ao longo do dia, a ordem de despacho não deve ser muito diferente da observada para o Caso 2B, o que resulta em custos de produção próximos ao mínimo (obtido pelo caso centralizado). A diferença na injeção total de energia de cada gerador devido ao aumento do PCMA (do Caso 2B para o Caso 3) é mostrada na Tabela 13. As conclusões mais relevantes a partir desses resultados são: 1) a necessidade de um incentivo financeiro para fazer com que os REDs operem desencoraja o OSD de despachar suas fontes locais (uma análise mais aprofundada é apresentada na próxima seção), 2) as EGs agora devem fornecer a energia que era injetada pelo OSD no caso 2B, e 3) quanto maior a capacidade ociosa, observada no Caso 2B, de um gerador conectado ao sistema de transmissão, maior será seu aumento de despacho no Caso 3⁴. Isso faz com que os custos de produção totais aumentem em menor medida, visto que a taxa de crescimento dos custos é quadrática, *i.e.*, aumentar o despacho de unidades geradoras mais ociosas tende a ser menos oneroso que aumentar o despacho de unidades próximas de seu limite operacional (isso é válido quando todas as unidades geradoras apresentam funções de custo similares). Uma exceção é observada para os geradores 2 e 4, que tinham produções relativas de energia semelhantes no Caso 2B. No entanto, uma vez que o custo de produção de G4 é maior do que o de G2, o primeiro injeta menos energia do que o último no Caso 3.

Tabela 13 – Efeitos do Preço da Energia no Despacho dos Geradores

	Despacho Total (MWh)		Diferença Absoluta (MWh)	Diferença Relativa (%)
	Caso 2B	Caso 3		
G1	161,93	237,78	75,85	46,84
G2	795,57	920,22	124,65	15,67
G3	1.016,99	1.043,15	26,16	2,57
G4	469,09	519,96	50,87	10,84
G5	423,80	455,06	31,26	7,38
GD1	137,67	67,58	-70,09	-50,91
GD2	95,98	85,32	-10,66	-11,11
GD3	112,29	49,23	-63,06	-56,16
GD4	115,36	33,70	-81,66	-70,79
GD5	141,45	58,13	-83,32	-58,90

As reações dos agentes do MEA aos preços nodais obtidos para o Caso 3 são representadas na Figuras 28, 29 e 30. Uma vez que os preços de energia para os nós 3 e 6 (pontos de conexão de G3 e G4) nem sempre são iguais ao PCMA, a Figura 28 mostra as reações dos agentes do MEA cujo preço nodal é igual ao PCMA, enquanto as Figuras 29 e 30 ilustram o comportamento de G3 e G4, respectivamente, cujos preços

⁴ Os geradores 1 a 5 injetam, respectivamente, 22.49%, 55.25%, 94.17%, 48.86%, and 88.29% de sua capacidade de geração no Caso 2B.

de recompensa diferem dos preços de compensação do MEA nos períodos destacados em barras vermelhas.

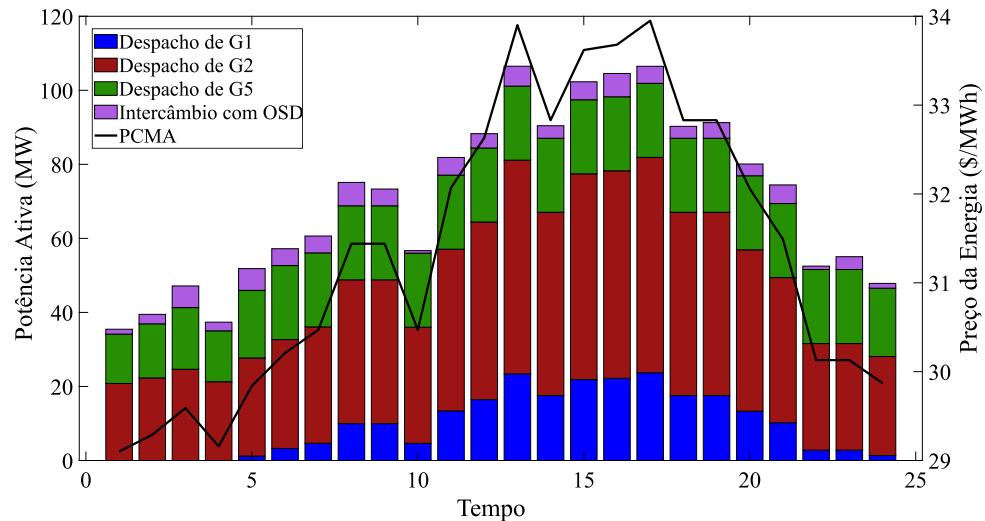


Figura 28 – Comportamento dos Agentes do MEA Cujos Preços Nodais são Inafetados por Cotas de Congestionamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

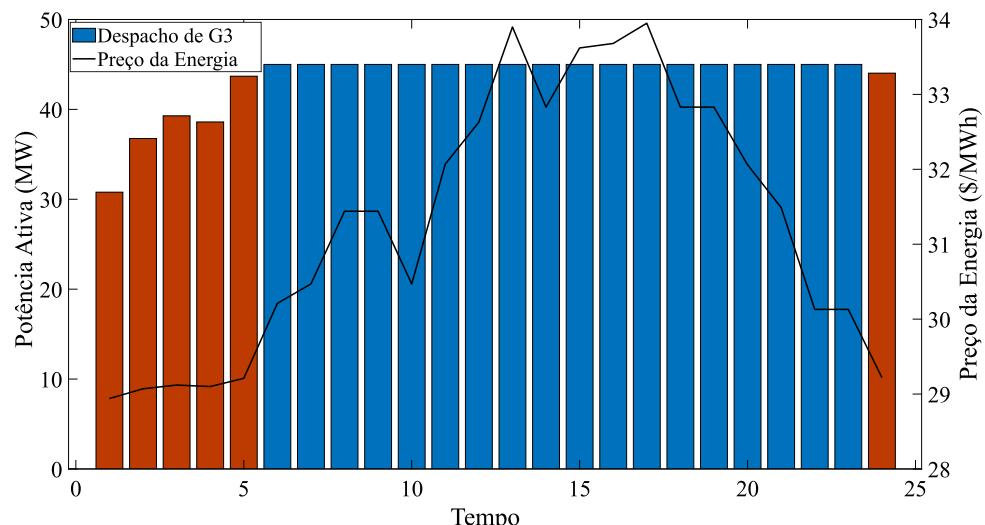


Figura 29 – Comportamento do agente do MEA conectado ao nó 3 - as barras em laranja indicam momentos nos quais existe congestionamento em alguma linha conectada ao nó 3.

Fonte: Elaborada pelo autor.

É possível observar na Figura 28 a correlação direta entre o preço da energia e a injeção de energia de G1, G2 e G5. Embora o OSD também responda ao sinal de preço injetando mais energia quando o preço da energia está mais alto, isso não é uma regra. Tome a hora 10 como exemplo, quando o preço da energia é o mesmo que na hora 7 (\$30,47/MWh), mas o OSD injeta 3,88 MW a menos em t=10. Esse fenômeno é investigado na próxima seção. Em relação às Figuras 29 e 30, deve ser mencionado que os preços nodais diferem dos preços de compensação do MEA apenas quando há congestionamento no sistema de transmissão. A linha 3-4 está congestionada entre as

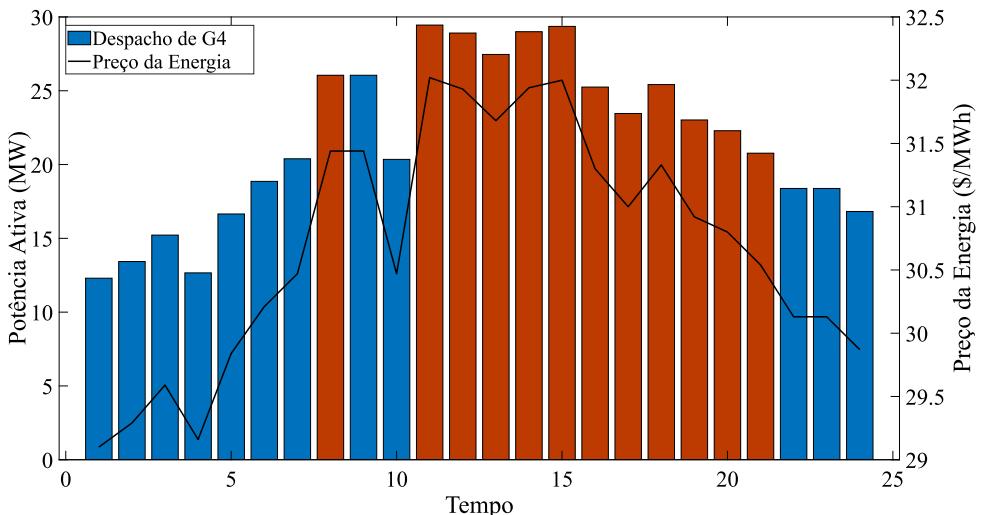


Figura 30 – Comportamento do agente do MEA conectado ao nó 6 - as barras em laranja indicam momentos nos quais existe congestionamento em alguma linha conectada ao nó 6.

Fonte: Elaborada pelo autor.

horas 1 e 5 e na hora 24, enquanto a linha 6-11 está congestionada na hora 8 e entre as horas 11 e 21. Ao reduzir o preço da energia pago aos agentes conectados ao sistema através de algum terminal de linha congestionada, tais geradores injetam menos energia no sistema, o que permite que as linhas de transmissão mencionadas operem dentro de seus limites térmicos.

Finalmente, outra maneira de validar o uso de preços uniformes sempre que possível é através da observação das unidades geradoras G3 e G5. Estes geradores injetam suas capacidades máximas entre as horas 6 e 23, o que significa que estes agentes estão dispostos a vender suas capacidades máximas por \$30,11/MWh (preço em t=23). Ainda assim, esses agentes são recompensados pelo PCMA, que atinge \$33,95/MWh (t=17h), uma vez que esses geradores não causam congestionamento de linha durante esse período. Note que, caso método de precificação uniforme não fosse empregado, a solução ótima seria reduzir o preço nodal a \$30,11/MWh durante o período 6h até 23h, uma vez que isso minimizaria a função objetivo do OSTMA.

6.3.4 Análise dos Preços de Compensação do Mercado de Energia Varejista

A participação do OSD no MEA é restrinida pelos limites físicos do SDEE e pelas decisões de gerenciamento dos REDs. Portanto, deve-se analisar a injeção/demanda de energia horária dos REDs para determinar as causas de interações específicas entre o OSD e o OSTMA. Para embasar essa análise, as Figuras 31, 32 e 33 apresentam detalhes de variáveis e parâmetros que tornam possível a interpretação das reações do OSD aos PCMA horários. Observe na Figura 31 que o intercâmbio de potência (PSE) e o PCMA

têm seus valores máximos deslocados um do outro. Os três maiores PCMAs ocorrem para $t \in \{17, 13, 16\}$, enquanto as maiores exportações de potência por parte do OSD ocorrem para $t \in \{8, 16, 5\}$. Os valores mínimos também estão deslocados, uma vez que os menores PCMAs ocorrem para $t \in \{1, 4, 2\}$, e os menores intercâmbios de potência ocorrem para $t \in \{10, 22, 24\}$. Se os componentes do PSE não fossem detalhados (como não foram na Figura 28), seria possível conjecturar que o OSD não está respondendo corretamente ao PCMA. No entanto, interpreta-se a partir dos resultados mostrados na Figura 31 que o comportamento dos GDs, SAEs e RD⁵ está de acordo com o do PCMA (exceto no intervalo de $t=11$ a $t=21$). Portanto, o que faz o OSD injetar menos energia em $t=10$ do que em $t=7$, ainda que os preços de compensação sejam iguais, é o aumento na demanda do SDEE (que deve ser totalmente suprida). A energia total produzida pelos GDs é a mesma nos dois períodos, mas, uma vez que a demanda e o SOC dos SAEs mudam, o balanço de potência do SDEE é afetado, fazendo com que o OSD injete menos potência no sistema de transmissão.

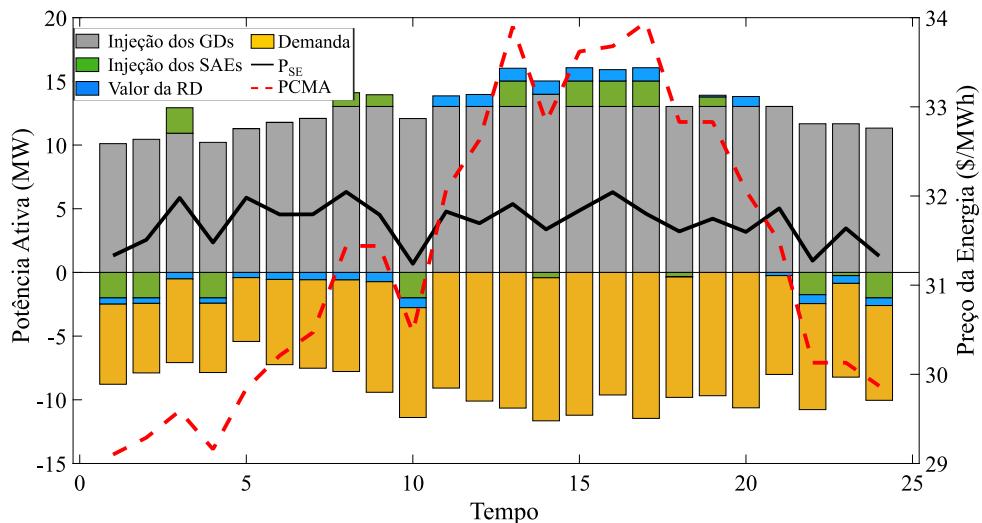


Figura 31 – Componentes do Intercâmbio de Potência entre os Sistemas de Distribuição e Transmissão.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Além disso, é perceptível na Figura 31 que a potência injetada pelos GDs é constante, independentemente das mudanças no PCMA da hora 11 à hora 21 (exceto em $t=14h$). Uma vez que os REDs não reagem diretamente aos preços do MEA, mas ao PCMV, faz-se necessária uma comparação entre os dois preços de compensação, a qual é mostrada na Figura 32. Observe que o perfil de aumento e redução de valores dos dois preços é o mesmo ao longo do horizonte de planejamento, com a exceção do intervalo mencionado (entre 11h e 21h). Isso faz com que os agentes dos MEAV se comportem de maneira semelhante, considerando as devidas proporções de injeção de energia e custos de

⁵ Deve-se mencionar que o impacto da RD no PSE é oposto em sinal ao comportamento real das cargas controláveis, *i.e.*, um impacto positivo da RD no PSE significa redução da carga (variação negativa da carga original).

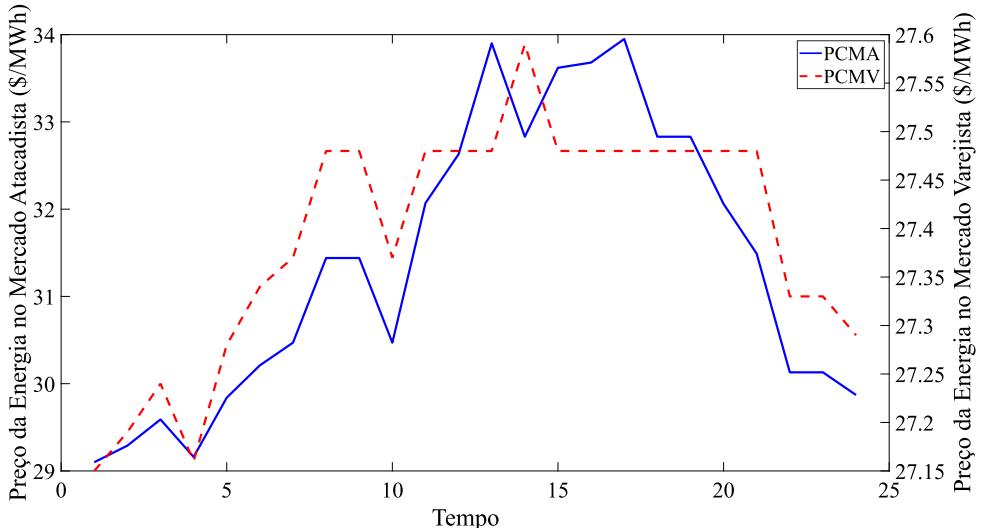


Figura 32 – Comparação entre os Preços de Compensação dos Mercados de Energia Atacadista e Varejista.

Fonte: Elaborada pelo autor.

produção, o que causa a diferença nas magnitudes dos preços de compensação observados na Figura 32.

O platô observado para o PCMV entre as horas 11 e 21 (excluindo t=14) pode ser explicada pela análise da curva agregada de fornecimento dos GDs mostrada na Figura 33. Observe que, para um PCMV de \$28/MWh (que está próximo do platô de 27,47 MWh observado na Figura 32), o GD1 despacha grande parte de sua capacidade, o GD2 despacha sua capacidade total e os cinco GDs, combinados, fornecem aproximadamente 15 MW. Nesse sentido, aumentar ainda mais o PCMV causaria principalmente o despacho dos GDs 3, 4 e 5. Adicionalmente, este aumento de produção seria exclusivamente destinado à exportação de potência, uma vez que a demanda máxima do SDEE é aproximadamente 11,50 MW (t=17). Isso diminuiria o lucro do OSD, uma vez que o valor extra necessário para despachar os GDs 3, 4 e 5 também seria pago aos outros GDs, independentemente de seus custos de produção. A Figura 33 também pode ser usada para justificar por que os GDs 4 e 5 têm a maior margem de lucro entre os REDs (veja a Tabela 12). A ilustração mostra que os custos de produção dos GDs 1, 2 e 3 estão muito mais próximos de uma função linear do que os dos GDs 4 e 5. O preço mínimo pelo qual um gerador despacha uma certa quantidade de energia é dado pela derivada do custo de produção aplicado ao valor de potência a ser despachado. Considerando uma função de custo de produção não linear com derivadas cada vez maiores (como as consideradas neste caso de estudo), o produto da derivada aplicada a um ponto (que é utilizada em última instância para determinação dos preços nodais) e a potência despachada no ponto em questão, é sempre maior do que o custo de produção. Por outro lado, a derivada é constante caso o custo de produção seja dado por uma função linear; consequentemente, o produto da derivada aplicada a um ponto (preço) e do despacho é igual ao custo de produção. Uma vez que o

pagamento de um gerador é dado pela diferença entre as receitas e os custos de produção, o lucro diminui à medida que a função custo de produção se aproxima de uma função linear. Deve ser mencionado que essa análise é válida se o gerador não atingir seu limite, uma vez que não há custos adicionais a partir desse ponto.

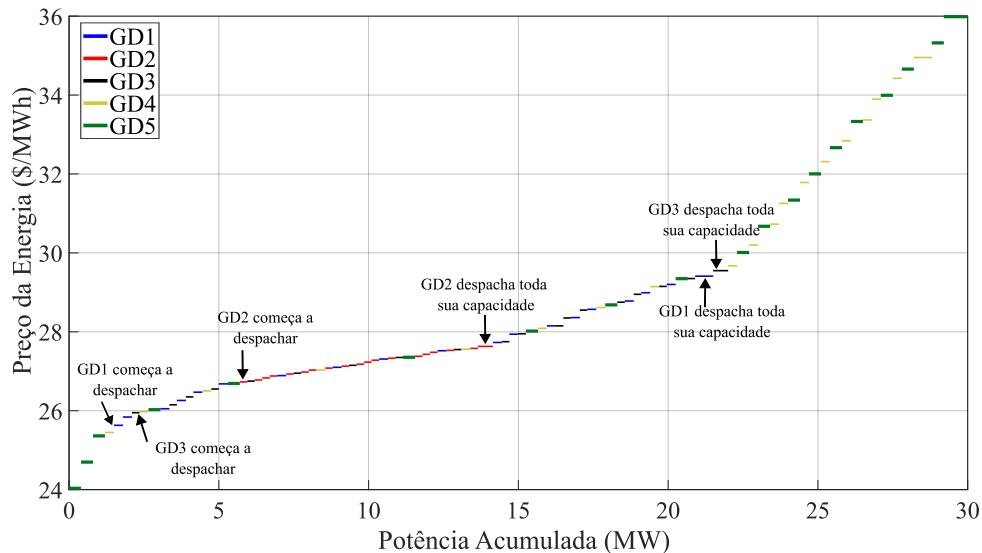


Figura 33 – Ordem de Despacho dos GDs.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A seguir, são analisadas as reações de cada agente do MEV aos PCMs ilustradas nas Figuras 34 e 35. Observa-se na Figura 34 que os GDs 1 e 2 são as fontes com maior despacho (juntos, representam 52% da produção total de energia do OSD). Observa-se ainda que as injeções de potência estão estritamente relacionadas ao preço de compensação do mercado de energia varejista, seguindo o mesmo padrão que o PCMV. As reações da RD aos PCMs são mostradas na Figura 35, em que valores negativos significam a redução da demanda original. Portanto, nota-se que as cargas controláveis tendem a deslocar carga para fora da janela de tempo das 11h às 21h, que apresenta PCMs mais altos. É perceptível que os valores de deslocamento de potência no início do horizonte de planejamento são baixos em comparação com aqueles próximos às 15h. Isso se deve à demanda horária nodal que limita o deslocamento de potência; assim, a capacidade de deslocamento de carga é minimizada nas primeiras horas, uma vez que a demanda horária é menor durante este período. No entanto, o agregador de cargas (e até mesmo as cargas controláveis individualmente) lucra com o emprego de RD.

Por fim, os dados sobre a operação dos SAEs e sua reação aos preços de compensação são ilustrados na Figura 36. Nesta ilustração, tanto o PCMA quanto o PCMV são incluídos de forma normalizada, pois apresentam magnitudes muito diferentes. Observa-se na Figura 36 que os SAEs não reagem ao PCMV, mas ao PCMA, como era esperado, uma vez que os SAEs são de propriedade do OSD (um agente do MEA). As ações de carga e descarga dos SAEs (valores negativos e positivos, respectivamente) coincidem com os

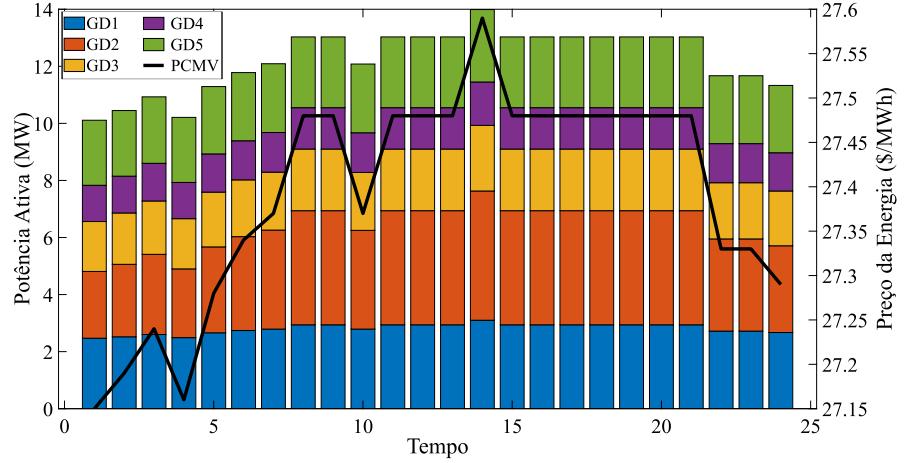


Figura 34 – Reação dos GDs ao PCMV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

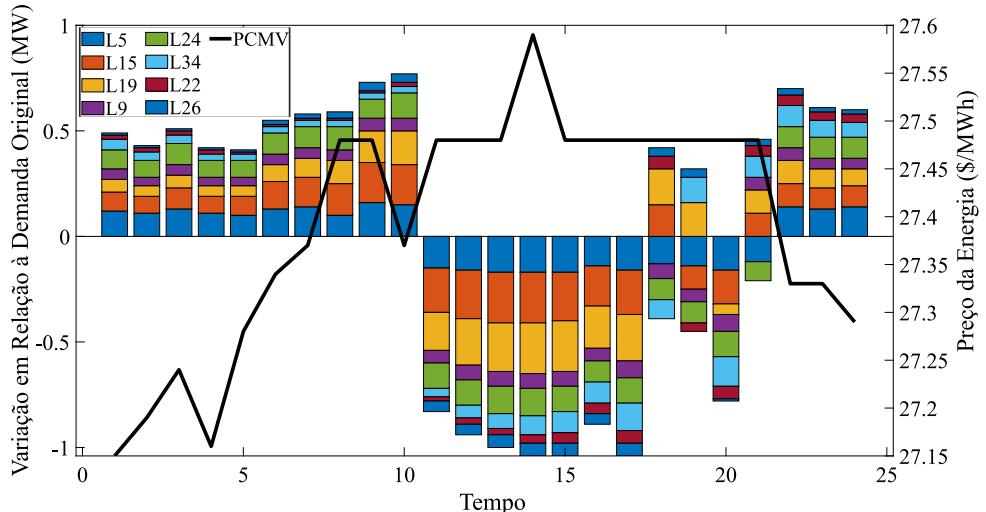


Figura 35 – Reação da RD ao PCMV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

padrões do PCMA (*i.e.*, carregamento em momentos de PCMA baixo e descarga em momentos de PCMA alto). Além disso, a análise desta figura justifica o pico no preço do mercado varejista em $t=14$. A potência total injetada pelos GDs em $t=13$, quando o preço está mais baixo, é de 13,03 MW, o que é suficiente para atender à demanda local em $t=14$. No entanto, há uma redução no preço da energia no atacado em $t=14$, o que faz com que o OSD carregue os SAEs, demandando um aumento no despacho de potência. Assim, o OSD tem que aumentar o PCMV para motivar os GDs a injetar energia suficiente para atender às restrições operacionais do SDEE.

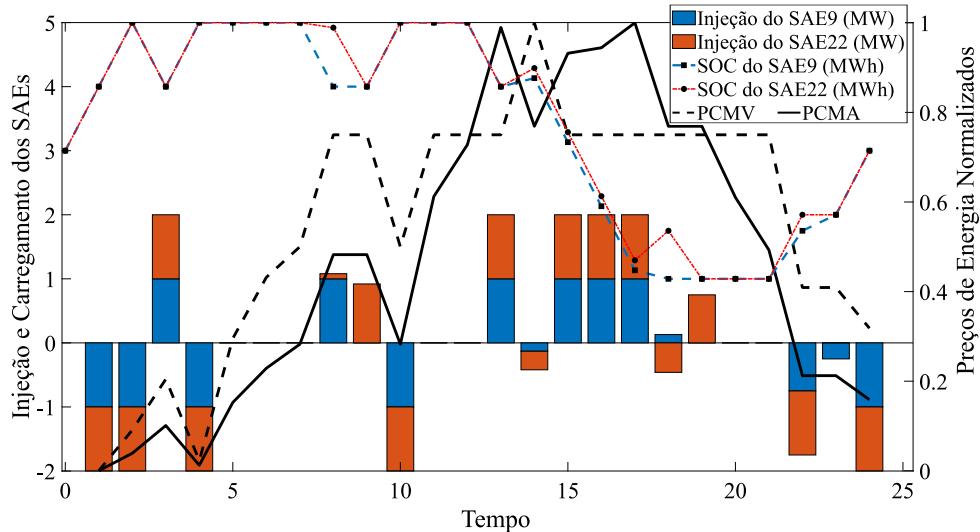


Figura 36 – Reação dos SAEs aos Preços de Compensação dos Mercados de Energia Atacadista e Varejista.

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.4 Conclusão

Neste capítulo, apresentou-se uma formulação trinível capaz de modelar a operação dos sistemas de transmissão e distribuição com penetração de REDs operando sob ambientes de mercados atacadista e varejistas. Nesta abordagem, o problema de otimização modelado no nível superior do *framework* trinível representa o processo de compensação do MEA, os problemas de otimização considerados no nível intermediário maximizam os lucros/minimizam os custos operacionais dos agentes participantes do MEA (OSDs e EGs), e os problemas do nível inferior caracterizam os REDs conectados aos SDEEs que participam dos MEVs gerenciados pelos OSDs. Esse modelo foi então transformado em duas formulações de BLP de único líder e múltiplos seguidores e, posteriormente, em um equivalente de único nível, para o qual o equilíbrio de Nash não precisa ser avaliado.

Os resultados mostram que a formulação proposta é capaz de reproduzir, com boa precisão, o despacho econômico ótimo obtido por uma formulação centralizada, ao mesmo tempo que distribui a receita entre os agentes de mercado por meio de preços uniformes, como é praticado nos mercados de energia atacadistas em operação atualmente. Além disso, a consideração da participação do OSD no MEA é benéfico tanto para o OSD quanto para o OSTMA. No entanto, o aprimoramento do modelo do OSD, *i.e.*, a consideração de que os REDs demandam incentivo financeiro para operar conforme desejado pelo OSD, causa a deterioração das funções objetivo do OSTMA e do OSD. Nesse sentido, a descoberta central é que a inclusão de um MEV pode fazer com que o OSD venda menos energia para o OSTMA, provocando um aumento no PCMA e, consequentemente, melhorando a função objetivo das EGs em detrimento da função objetivo do OSTMA.



CONCLUSÕES

O grau de desregulamentação e a estrutura de um setor elétrico são particularidades de cada país, conforme discutido no capítulo 2. Neste sentido, embora os países com as maiores demandas energéticas tenham apresentado tendência à liberalização dos setores elétricos nas últimas 3 décadas, a formulação de um modelo matemático para condução de estudos de mercados de eletricidade deve ser desenvolvida considerando as características de cada caso específico. Assim, nesta tese são propostos múltiplos modelos matemáticos para estudos de mercados de eletricidade os quais se aplicam a diferentes estruturas de mercado. Cabe destacar, no entanto, que todas as propostas compartilham o objetivo de retratar as relações hierárquicas entre os agentes e operadores de mercado, bem como a natureza, em alguns casos antagônica, da relação entre os objetivos destes agentes.

Em linha com a maior parte dos trabalhos da área de sistemas elétricos de potência envolvendo estudos de mercados de eletricidade, as formulações propostas neste trabalho são baseadas em jogos de Stackelberg. Tais formulações são modeladas matematicamente como problemas de programação multíniveis e sua solução passa pela substituição dos problemas de otimização dos agentes seguidores pelo conjunto de restrições que garante a otimalidade das soluções destes problemas. Três formulações foram propostas, cada uma considera estruturas de mercados de eletricidade distintas. A primeira, apresentada no capítulo 4, trata da proposição de uma estratégia de participação em mercados de energia e carbono para um agente *price-maker*. Já a segunda formulação, apresentada no capítulo 5, trata da otimização da compensação de um mercado atacadista no qual participam múltiplos agentes *price-maker* não-estratégicos (Operadores dos Sistemas de Distribuição (OSDs) e Empresas Geradoras (EGs)). Por fim, no capítulo 6 é apresentada uma formulação na qual considera-se, além da estrutura prevista no capítulo 5, a existência de mercados de energia varejistas nos quais participam os *prosumers* conectados às redes de distribuição.

O modelo apresentado no capítulo 4 aborda o oportuno tema da aplicação de "*carbon cap and trade*" ao mercado energético, o que não é crítico considerando uma matriz energética como a brasileira, mas torna-se significante considerando as matrizes energéticas dos Estados Unidos e de países da União Européia. Em comparação com outras abordagens publicadas na literatura especializada, a proposta deste trabalho apresenta como novidades a consideração a participação do OSD como um agente relevante do mercado atacadista (*i.e.*, *price-maker*) e a representação das relações antagônicas dos objetivos do OSD e do Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (OSTMECA) não apenas transações energéticas, mas também a negociação de créditos de carbono. Propõe-se um *framework* binível, o qual é convertido em um *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) equivalente de nível único. Ademais, as não-linearidades do modelo MPEC são tratadas de forma que a formulação resultante é uma instância de *Mixed-integer quadratically-constrained programming* (Programação Inteiro-Mista com Restrições Quadráticas) (MIQCP). Os efeitos numéricos e impactos da consideração destas características na tomada de decisões do OSD são summarizados na seção de conclusões do capítulo 4. No entanto, cabe salientar que o OSD ao ser considerado um *price-maker* estratégico oferece ofertas ao Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (MECA) de forma a sofrer prejuízos no ambiente de mercado de créditos de carbono para em troca maximizar o valor dos preços de compensação do mercado de energia atacadista e, consequentemente, maximizar sua receita neste ambiente.

A formulação binível apresentada no capítulo 5 desconsidera o mercado de créditos de carbono, tratando apenas do conhecido problema de coordenação do despacho de potência dos elementos conectados aos sistemas de distribuição e transmissão. Embora existam muitas abordagens do tema publicadas, a parte mais significativa destas considera um dos agentes de mercado como problema de otimização líder do jogo de Stackelberg, o que permite o cálculo das variáveis duais de balanço de potência do sistema de transmissão que determinam os preços nodais de compensação. Ao mesmo tempo, este tipo de modelo assume uma disparidade de poderes de mercado de forma que, em geral, apenas um agente é considerado *price-maker* estratégico, o que pode não se verificar na prática. Alternativamente, a consideração de múltiplos agentes estratégicos torna muito complexa a solução do modelo de otimização. Neste sentido, uma das diferenças entre a proposta apresentada no capítulo 5 deste trabalho e artigos publicados na literatura específica é a consideração do Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista (OSTMA) como problema de otimização líder, o que torna OSDs e EGs agentes *price-maker* não-estratégicos e não possibilita o acesso às variáveis de preço-sombra. Por outro lado, esta decisão faz com que todos os agentes *price-maker* possuam a mesma hierarquia. Já para lidar com a impossibilidade de calcular os preços nodais ótimos, propõe-se uma variável de preço primal, controlada pelo OSTMA, modelada para emular o comportamento dos

Preços Marginais Locais (PMLs). Os efeitos da adoção do modelo de precificação proposto e impactos da consideração de elementos controláveis no sistema de distribuição nos preços de compensação do mercado atacadista são sumarizados na seção de conclusões do capítulo 5. Cabe pontuar que nesta formulação considera-se que o OSD tem controle direto sobre todos os dispositivos conectados à rede de distribuição, o que, em geral, não acontece.

Por fim, a formulação trinível apresentada no capítulo 6 complementa as limitações apresentadas na formulação binível descrita no capítulo 5. As estruturas hierárquicas adotadas nesta formulação são bastante similares às apresentadas no capítulo 5. Assim, o uso dos PMLs método de precificação também não é permitido pela estrutura empregada. Para solucionar este problema, uma versão adaptada do método de precificação híbrido proposto no capítulo 5 é adotada. No *framework* trinível, os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) não são controlados diretamente pelos OSDs, o que faz com que a margem de lucro dos OSDs seja reduzida em transações efetuadas no mercado de energia atacadista. Como consequência, o intercâmbio de potência entre o sistema de distribuição e o sistema de transmissão tende a diminuir e o preço de compensação do mercado de energia atacadista tende a aumentar. Os resultados dos estudos de caso investigando os impactos da consideração do ambiente de mercado varejista nos preços de compensação do mercado de energia atacadista e no lucro dos agentes deste ambiente são sumarizados na seção de conclusões do capítulo 6.

Possíveis continuações deste trabalho envolvem:

- **Integração de outros ambientes de mercado:** além da evidente possibilidade da consideração dos ambientes de transação de créditos de carbono no *framework* trinível, é possível agregar também mercados de reserva à formulação. A partir da consideração de ambientes de mercado para transação deste produto relacionado à eletricidade seria possível modelar a compensação dos mercados de energia *day-ahead* de forma determinística, garantindo que desvios de injeção/demanda seriam compensados pelo despacho/flexibilização de cargas contratados através do mercado de reserva.
- **Melhorias na formulação do fluxo de potência nas redes de distribuição:** as formulações utilizadas nos capítulos 4 e 6 são representações eficientes do fluxo de carga que consideram as partes reais e imaginárias que compõem as potências aparentes nodais e nas linhas. No entanto, é importante salientar que modelos MIQCP (resultante do uso do fluxo de carga baseado em *Second-Order Cone Programming* (Programação Cônica de Segunda Ordem) (SOCP)) podem demandar tempos computacionais elevados caso existam variáveis de decisão inteiras (como é o caso dos problemas abordados nesta tese). Ademais, os modelos de fluxo de

carga empregados consideram sistemas de distribuição balanceados, o que em geral não pode ser comprovado em redes reais. Trabalhos futuros podem investigar a aplicação de modelos de fluxo de carga lineares capazes de considerar redes com carregamentos de fases desequilibrados.

- **Investigação de outras técnicas de solução:** os problemas de otimização formulados como instâncias de programação multiníveis abordados nesta tese foram resolvidos a partir da transformação dos *frameworks* multiníveis em modelos equivalentes de nível único utilizando MPECs. Embora esta abordagem seja adequada para jogos de Stackelberg, é importante salientar que o emprego desta técnica para o caso do *framework* trinível apresentado no capítulo 6 implica no compartilhamento de informações físicas dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) e REDs com o OSTMA. Embora seja possível justificar que o agente OSTMA não é um concorrente dos demais agentes, a aplicação desta estrutura de comunicação pode causar sobrecarga de processamento no agente OSTMA. Neste sentido, a aplicação de métodos de solução baseados na descentralização dos processos de compensação dos mercados de energia varejistas devem ser investigada. Em se aplicando tais técnicas, o processo de compensação dos mercados de energia varejistas poderia ser modelado através de MPEC, no entanto, a compensação do mercado de energia atacadista se daria através de técnicas de decomposição, como o algoritmo *Alternating Direction Method of Multipliers* (ADMM), por exemplo.

7.1 Produção Científica

A seguir são listados os trabalhos desenvolvidos pelo aluno, bem como colaborações com outros autores, entre agosto de 2020 e janeiro de 2024.

7.1.1 **Associadas ao projeto de doutorado**

- **FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G; CONTRERAS, J.; PEREIRA JR, B. R.** A Trilevel Programming Model for the Coordination of Wholesale and Local Distribution Markets Considering GENCOs and Proactive Customers. **Applied Energy**, 2024.
- **FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G; CONTRERAS, J.; PEREIRA JR, B. R.** A Novel Framework for the Day-Ahead Market Clearing Process Featuring the Participation of Distribution System Operators and a Hybrid Pricing Mechanism. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 2024.

- FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G; CONTRERAS, J.; PEREIRA JR, B. R. Distribution and Transmission Coordinated Dispatch Under Joint Electricity and Carbon Day-Ahead Markets. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, 2024.
- FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G; CONTRERAS, J.; PEREIRA JR, B. R. Optimal Management of Distribution-Connected Assets Operating under Carbon and Energy Day-Ahead Markets. In: 2023 IEEE Belgrade PowerTech, 2023, Belgrade. 2023 IEEE Belgrade PowerTech, 2023.

7.1.2 Desvinculadas do projeto de doutorado

- FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G; ARROYO, J. M.; CONTRERAS, J.; PEREIRA JR, B. R. Accelerated Benders Decomposition for Enhanced Co-Optimized T&D System Planning. **IEEE Transactions on Power Systems** - **Em Processo de Revisão**.
- FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G; CONTRERAS, J.; PEREIRA JR, B. R. A Novel MILP Formulation for Optimal Allocation and Coordination of Protective and Switching Devices in Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power delivery** - **Em Processo de Revisão**.
- FARIA, W. R.; NAMETALA, C. A. L.; PEREIRA JR, B. R. Cost-Effectiveness Enhancement in Distribution Networks Protection System Planning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2021.
- FARIA, W. R.; CARVALHO, E. O. P.; DANTAS, L. B.; MACIEL, C. D.; ALBERTO, L. F. C.; LONDON JR, J. B. A.; PEREIRA JR, B. R. Service restoration in modern distribution systems addressing grid-connected and islanded operations. **Electric Power Systems Research**, 2021.

7.1.3 Colaborações com outros pesquisadores

- QUINTERO, J. J. V.; ARAÚJO, J. V.; FARIA, W. R.; PEREIRA JR, B. R. Fault Indicator Placement in Distribution Systems: Improving the Criteria of Quality of Service. **Electric Power Systems Research**, 2024.
- CARRION, C. E. C.; FARIA, W. R.; MACEDO, L. H. ; ROMERO, R.; PEREIRA JR, B. R. Dynamic Service Restoration of Distribution Networks with Volt-Var Devices, Distributed Energy Resources, and Energy Storage Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2023.

- NAMETALA, C. A. L.; **FARIA, W. R.**; PEREIRA JR, B. R. Analysis of hourly price granularity implementation in the Brazilian deregulated electricity contracting environment. **Utilities Policy**, 2023.
- NAMETALA, C. A. L.; **FARIA, W. R.**; PEREIRA JR, B. R. On the performance of the Bayesian Optimization Algorithm with combined scenarios of Search Algorithms and Scoring Metrics. **Genetic Programming and Evolvable Machines**, 2022.
- MOMESSO, A. E. C.; KUME, G. Y.; **FARIA, W. R.**; PEREIRA JR, B. R.; ASADA, E. N. Automatic Recloser Adjustment for Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2022.

REFERÊNCIAS

- AEMO. **Australian Energy Market Operator**. 2023. Disponível em: <<https://www.aemo.com.au/>>.
- AKBARI-DIBAVAR, A.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; ZARE, K. Electricity market pricing: Uniform pricing vs. pay-as-bid pricing. In: _____. **Electricity Markets: New Players and Pricing Uncertainties**. Cham: Springer International Publishing, 2020. p. 19–35. ISBN 978-3-030-36979-8. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-36979-8_2>.
- AKBARI-DIBAVAR, A.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; ZARE, K.; KHALILI, T.; BI-DRAM, A. Economic-emission dispatch problem in power systems with carbon capture power plants. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 57, n. 4, p. 3341–3351, Jul.-Aug. 2021.
- ALGUACIL, N.; DELGADILLO, A.; ARROYO, J. M. A trilevel programming approach for electric grid defense planning. **Computers Operations Research**, v. 41, p. 282–290, 2014. ISSN 0305-0548.
- ALIPOUR, M.; ABAPOUR, M.; TOHIDI, S.; FARKOUSH, S. G.; RHEE, S.-B. Designing transactive market for combined heat and power management in energy hubs. **IEEE Access**, v. 9, p. 31411–31419, Feb. 2021.
- ARKI Consulting & Development A/S. **CONOPT**. 2019. [Http://www.conopt.com](http://www.conopt.com).
- ARROYO, J. Bilevel programming applied to power system vulnerability analysis under multiple contingencies. **IET Gener. Transm. Distrib.**, Institution of Engineering and Technology, v. 4, p. 178–190, Feb. 2010. ISSN 1751-8687.
- ASRARI, A.; ANSARI, M.; NADERI, E. A market framework for collaboration between distribution system operator and green bank agent. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 37, n. 5, p. 3669–3681, Sep. 2022. ISSN 0885-8950.
- AUSSEL, D.; BROTCORNE, L.; LEPAUL, S.; von Niederhäusern, L. A trilevel model for best response in energy demand-side management. **European Journal of Operational Research**, v. 281, n. 2, p. 299–315, 2020. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221719302279>>.
- BAGHERI, A.; JADID, S. Integrating wholesale and retail electricity markets considering financial risks using stochastic programming. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 142, 2022. ISSN 0142-0615. Art. no. 108213. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522002447>>.
- BAHRAMARA, S.; SHEIKHAHMADI, P.; MAZZA, A.; CHICCO, G.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. P. S. A risk-based decision framework for the distribution company in mutual interaction with the wholesale day-ahead market and microgrids. **IEEE Trans. Industr. Inform.**, v. 16, n. 2, p. 764–778, Feb. 2020.

- BAHRAMIRAD, S.; KHODAEI, A.; MASIELLO, R. Distribution markets. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 2, p. 102–106, Apr. 2016.
- BAI, L.; WANG, J.; WANG, C.; CHEN, C.; LI, F. Distribution locational marginal pricing (dlmp) for congestion management and voltage support. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 33, n. 4, p. 4061–4073, Jul. 2018.
- BAJARI, P.; MCMILLAN, R.; TADELIS, S. Auctions Versus Negotiations in Procurement: An Empirical Analysis. **The Journal of Law, Economics, and Organization**, v. 25, n. 2, p. 372–399, 05 2008. ISSN 8756-6222.
- BARD, J. F.; FALK, J. E. An explicit solution to the multi-level programming problem. **Computers Operations Research**, v. 9, n. 1, p. 77–100, 1982. ISSN 0305-0548.
- BARROSO, L.; CARNEIRO, R.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M.; FAMPA, M. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 21, n. 2, p. 629–638, May 2006.
- BAZARAA, M. S. **Nonlinear programming**: theory and algorithms. 2nd. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 1993.
- BRACKEN, J.; MCGILL, J. T. Mathematical programs with optimization problems in the constraints. **Operations Research**, INFORMS, v. 21, n. 1, p. 37–44, Jan.-Fev. 1973. ISSN 0030364X, 15265463.
- BULOW, J.; KLEMPERER, P. Auctions versus negotiations. **The American Economic Review**, American Economic Association, v. 86, n. 1, p. 180–194, 1996. ISSN 00028282.
- BUNN, D. W. **Modelling Prices in Competitive Electricity Markets**. 1st. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2004.
- BYLLING, H. C.; BOOMSMA, T. K.; GABRIEL, S. A. A parametric programming approach to bilevel merchant electricity transmission investment problems. In: _____. **Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets**. Cham: Springer International Publishing, 2020. p. 237–254. ISBN 978-3-030-47929-9.
- BÖRGERS, T.; DUSTMANN, C.; CARILLO, J.; THUM, M. Awarding telecom licences: The recent european experience. **Economic Policy**, v. 18, n. 36, p. 217–268, 2003.
- BÖTTGER, T.; GRIMM, V.; KLEINERT, T.; SCHMIDT, M. The cost of decoupling trade and transport in the european entry-exit gas market with linear physics modeling. **European Journal of Operational Research**, v. 297, n. 3, p. 1095–1111, 2022. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221721005506>>.
- CAISO. **California Independent System Operator**. 2023. Disponível em: <<https://www.caiso.com/>>.
- California Air Resources Board. **Cap-and-Trade Program**. 2022. Disponível em: <<https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/cap-and-trade-program>>.
- CANDLER, W.; TOWNSLEY, R. A linear two-level programming problem. **Computers Operations Research**, v. 9, n. 1, p. 59–76, 1982. ISSN 0305-0548.

- CARAMANIS, M. C.; BOHN, R. E.; SCHWEPPPE, F. C. Optimal spot pricing: Practice and theory. **IEEE Trans. Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 9, p. 3234–3245, Sep. 1982.
- CARPENTIER, J. L. Contribution à l'étude du dispatching économique. **Bulletin de la Société Francaise des électriciens**, v. 8, p. 431–447, 1962.
- _____. Optimal power flows. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 1, n. 1, p. 3–15, 1979. ISSN 0142-0615.
- CHEN, H.; FU, L.; BAI, L.; JIANG, T.; XUE, Y.; ZHANG, R.; CHOWDHURY, B.; STEKLI, J.; LI, X. Distribution market-clearing and pricing considering coordination of DSOs and ISO: An EPEC approach. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 12, p. 3150–3162, Jul. 2021. ISSN 1949-3053.
- CHEN, T.; SU, W. Indirect customer-to-customer energy trading with reinforcement learning. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 4338–4348, Jul. 2019.
- CHENG, X.; ZHENG, Y.; LIN, Y.; CHEN, L.; WANG, Y.; QIU, J. Hierarchical operation planning based on carbon-constrained locational marginal price for integrated energy system. **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, v. 128, Art. no. 106714, Jun. 2021. ISSN 0142-0615.
- CHENG, Y.; ZHANG, N.; ZHANG, B.; KANG, C.; XI, W.; FENG, M. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy-carbon integrated prices. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 11, n. 2, p. 1307–1318, Mar. 2020.
- CRESPO-VAZQUEZ, J. L.; ALSKAIF, T.; GONZÁLEZ-RUEDA, M.; GIBESCU, M. A community-based energy market design using decentralized decision-making under uncertainty. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 12, n. 2, p. 1782–1793, Mar. 2021.
- CUI, B.; SUN, X. A. A new voltage stability-constrained optimal power-flow model: Sufficient condition, SOCP representation, and relaxation. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 33, n. 5, p. 5092–5102, Sep. 2018.
- DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal power flow solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-87, n. 10, p. 1866–1876, 1968.
- DU, Y.; LI, F. A hierarchical real-time balancing market considering multi-microgrids with distributed sustainable resources. **IEEE Trans. Sustainable Energy**, v. 11, n. 1, p. 72–83, Nov. 2020.
- EIA, U. E. I. A. **ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/aoe/>>.
- EL-SAMAHY, I.; BHATTACHARYA, K.; CAÑIZARES, C.; ANJOS, M. F.; PAN, J. A procurement market model for reactive power services considering system security. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 23, n. 1, p. 137 – 149, Feb. 2008.
- EPE, E. de P. E. **Balanço Energético Nacional 2020**. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>.

European Environment Agency. **The EU Emissions Trading System in 2019: trends and projections.** 2019. Disponível em: <<https://www.eea.europa.eu/publications/the-eu-emissions-trading-system>>.

European Union. **EU Emissions Trading System.** 2022. Disponível em: <https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en>.

EVANGELOPOULOS, V. A.; KONTOPOULOS, T. P.; GEORGILAKIS, P. S. Heterogeneous aggregators competing in a local flexibility market for active distribution system management: A bi-level programming approach. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 136, 3 2022. ISSN 01420615. Art. no. 107639.

FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; JUNIOR, B. R. P. **Dataset for Energy Resource Management Considering Participation in the Wholesale Day-Ahead Market.** Zenodo, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.8400079>>.

FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; JR, B. R. P. **Electronic Companion – Distribution and Transmission Coordinated Dispatch Under Joint Electricity and Carbon Day-Ahead Markets.** Zenodo, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.8327324>>.

FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; PEREIRA, B. R. Optimal management of distribution-connected assets operating under carbon and energy day-ahead markets. In: **2023 IEEE Belgrade PowerTech.** [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6.

FARIA, W. R.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; Pereira Junior, B. R. A novel framework for the day-ahead market clearing process featuring the participation of distribution system operators and a hybrid pricing mechanism. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 155, p. 109664, 2024. ISSN 0142-0615.

FONTAINE, P.; MINNER, S. Benders decomposition for discrete–continuous linear bi-level problems with application to traffic network design. **Transportation Research Part B: Methodological**, v. 70, p. 163–172, 2014. ISSN 0191-2615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0191261514001611>>.

FORTUNY-AMAT, J.; MCCARL, B. A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. **J. Oper. Res. Soc.**, v. 32, n. 9, p. 783–792, Sep. 1981. ISSN 01605682, 14769360.

FOURER, R.; GAY, D.; KERNIGHAN, B. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming.** [S.l.]: Thomson/Brooks/Cole, 2003. (Scientific Press series). ISBN 9780534388096.

GAIRING, M.; HARKS, T.; KLIMM, M. Complexity and approximation of the continuous network design problem. **SIAM Journal on Optimization**, v. 27, n. 3, p. 1554–1582, 2017.

GAZAFROUDI, A. S.; SHAFIE-KHAH, M.; PRIETO-CASTRILLO, F.; CORCHADO, J. M.; CATALAO, J. P. S. Monopolistic and game-based approaches to transact energy flexibility. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 35, n. 2, p. 1075–1084, Mar. 2020. ISSN 0885-8950.

- GROWE-KUSKA, N.; HEITSCH, H.; ROMISCH, W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems. In: **IEEE Power Tech Conference Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2003. p. 1–7.
- Gurobi Optimization, LLC. **Gurobi Optimizer Reference Manual**. 2022. Disponível em: <<https://www.gurobi.com>>.
- HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—part I: Problem formulation. **IEEE Trans. Power Del.**, v. 23, n. 2, p. 915–923, Apr. 2008.
- HAIDER, R.; BAROS, S.; WASA, Y.; ROMVARY, J.; UCHIDA, K.; ANNASWAMY, A. M. Toward a retail market for distribution grids. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 11, n. 6, p. 4891–4905, Nov. 2020. ISSN 1949-3053.
- HAN, L.; MORSTYN, T.; MCCULLOCH, M. Incentivizing prosumer coalitions with energy management using cooperative game theory. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 34, n. 1, p. 303–313, Jan. 2019.
- HAN, X.; HUG, G. A distributionally robust bidding strategy for a wind-storage aggregator. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106745, 2020. ISSN 0378-7796.
- HAO, J.; CHEN, Q.; WANG, S.; GAO, K. Optimal day-ahead scheduling for distributed heating system with minimal carbon emissions. In: **IEEE International Electrical and Energy Conference (CIEEC)**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 3336–3343.
- HARBORD, D.; PAGNOZZI, M. **Review of Colombian Auctions for Firm Energy**. [S.l.], 2008.
- HE, H.; LUO, Z.; WANG, Q.; CHEN, M.; HE, H.; GAO, L.; ZHANG, H. Joint operation mechanism of distributed photovoltaic power generation market and carbon market based on cross-chain trading technology. **IEEE Access**, v. 8, p. 66116–66130, Apr. 2020.
- HEYDARIAN-FORUSHANI, E.; ELGHALI, S. B.; ZERROUGUI, M.; SCALA, M. L.; MESTRE, P. An auction-based local market clearing for energy management in a virtual power plant. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 58, n. 5, p. 5724–5733, 2022.
- HUA, W.; JIANG, J.; SUN, H.; WU, J. A blockchain based peer-to-peer trading framework integrating energy and carbon markets. **Appl. Energy**, v. 279, Art. no. 115539, Dec. 2020. ISSN 0306-2619.
- JIANG, T.; DENG, H.; BAI, L.; ZHANG, R.; LI, X.; CHEN, H. Optimal energy flow and nodal energy pricing in carbon emission-embedded integrated energy systems. **CSEE J. Power Energy Syst.**, v. 4, n. 2, p. 179–187, Jun. 2018.
- JOKAR, H.; BAHMANI-FIROUZI, B.; ALHELOU, H. H.; SIANO, P. Transmission and distribution substation energy management considering large-scale energy storage, demand side management and security-constrained unit commitment. **IEEE Access**, v. 10, p. 123723–123735, Nov. 2022.
- KARIMI, H.; GHAREHPETIAN, G.; AHMADIAHANGAR, R.; ROSIN, A. Optimal energy management of grid-connected multi-microgrid systems considering demand-side flexibility: A two-stage multi-objective approach. **Electr. Power Syst. Res.**, v. 214, Jan. 2023. ISSN 0378-7796. Art. no. 108902.

KARIMI, H.; JADID, S. Modeling of transactive energy in multi-microgrid systems by hybrid of competitive-cooperative games. **Electr. Power Syst. Res.**, v. 201, Dec. 2021. ISSN 0378-7796. Art. no. 107546.

KELLEY, J. E. The cutting-plane method for solving convex programs. **Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics**, Society for Industrial and Applied Mathematics, v. 8, n. 4, p. 703–712, 1960. ISSN 03684245.

KHALILPOUR, K. R. Chapter 2 - the nexus era: Toward an integrated, interconnected, decentralized, and prosumer future. In: KHALILPOUR, K. R. (Ed.). **Polygeneration with Polystorage for Chemical and Energy Hubs**. [S.l.]: Academic Press, 2019. p. 27–52. ISBN 978-0-12-813306-4.

KHALOIE, H.; ANVARI-MOGHADDAM, A.; HATZIARGYRIOU, N.; CONTRERAS, J. Risk-constrained self-scheduling of a hybrid power plant considering interval-based intraday demand response exchange market prices. **Journal of Cleaner Production**, v. 282, p. 125344, 2021. ISSN 0959-6526.

KHALOIE, H.; MOLLAHASSANI-POUR, M.; ANVARI-MOGHADDAM, A. Optimal behavior of a hybrid power producer in day-ahead and intraday markets: A bi-objective cvar-based approach. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 12, n. 2, p. 931–943, 2021.

KHATAMI, R.; OIKONOMOU, K.; PARVANIA, M. Look-ahead optimal participation of compressed air energy storage in day-ahead and real-time markets. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 11, n. 2, p. 682–692, 2020.

KHORASANY, M.; MISHRA, Y.; LEDWICH, G. Market framework for local energy trading: a review of potential designs and market clearing approaches. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, p. 5899–5908, 12 2018. ISSN 1751-8687.

KIM, J.; DVORKIN, Y. A p2p-dominant distribution system architecture. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 4, p. 2716–2725, Jul. 2020.

KLEINERT, T.; LABBÉ, M.; LJUBIĆ, I.; SCHMIDT, M. A survey on mixed-integer programming techniques in bilevel optimization. **EURO Journal on Computational Optimization**, v. 9, 2021. ISSN 2192-4406. Art. no. 100007. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2192440621001349>>.

KLEMPERER, P. **Auctions: Theory and Practice**. Princeton, NJ, USA: Princeton University Press, 2004.

KOLTSAKLIS, N. E.; DAGOUMAS, A. S. Incorporating unit commitment aspects to the european electricity markets algorithm: An optimization model for the joint clearing of energy and reserve markets. **App. Energy**, v. 231, p. 235–258, 2018. ISSN 0306-2619.

LAND, A. H.; DOIG, A. G. An automatic method of solving discrete programming problems. **Econometrica**, [Wiley, Econometric Society], v. 28, n. 3, p. 497–520, 1960. ISSN 00129682, 14680262.

LEYFFER, S.; MUNSON, T. Solving multi-leader-common-follower games. **Optim. Methods Softw.**, Taylor Francis, v. 25, n. 4, p. 601–623, 2010.

- LI, J.; ZHANG, C.; XU, Z.; WANG, J.; ZHAO, J.; ZHANG, Y.-J. A. Distributed transactive energy trading framework in distribution networks. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 33, n. 6, p. 7215–7227, 7 2018.
- LIN, Y.; WANG, J. Realizing the transactive energy future with local energy market: an overview. **Current Sustainable/Renewable Energy Reports**, v. 9, p. 1–14, 3 2022. ISSN 2196-3010.
- LIU, Y.; SHEN, Z.; TANG, X.; LIAN, H.; LI, J.; GONG, J. Worst-case conditional value-at-risk based bidding strategy for wind-hydro hybrid systems under probability distribution uncertainties. **Applied Energy**, v. 256, p. 113918, 2019. ISSN 0306-2619.
- LU, Z.; BAI, L.; WANG, J.; WEI, J.; XIAO, Y.; CHEN, Y. Peer-to-peer joint electricity and carbon trading based on carbon-aware distribution locational marginal pricing. **IEEE Trans. Power Sys.**, Jan. 2023.
- LUCE, R.; RAIFFA, H. **Games and Decisions: Introduction and Critical Survey**. [S.l.]: Dover Publications, 1989. (Dover Books on Mathematics). ISBN 9780486659435.
- LV, S.; WEI, Z.; SUN, G.; CHEN, S.; ZANG, H. Optimal power and semi-dynamic traffic flow in urban electrified transportation networks. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 11, n. 3, p. 1854–1865, May 2020.
- MACEDO, L. H.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ROMERO, R. Optimal service restoration in active distribution networks considering microgrid formation and voltage control devices. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 57, n. 6, p. 5758–5771, Nov./Dec. 2021.
- MAURER, L. T. A.; BARROSO, L. A. **Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices**. Washington, DC, USA: World Bank, 2011.
- MAYO, R. **Mercados de Eletricidade**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Synergia, 2012.
- MAZZI, N.; KAZEMPOUR, J.; PINSON, P. Price-taker offering strategy in electricity pay-as-bid markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 2175–2183, Mar. 2018.
- MCCORMICK, G. P. Computability of global solutions to factorable nonconvex programs: Part i — convex underestimating problems. **Math. Program.**, v. 10, n. 1, p. 147–175, Dec. 1976.
- Mercado Livre de Energia Elétrica. **Mercado Livre de Energia**. 2023. Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mercado-livre-de-energia>>.
- MEZGHANI, I.; STEVENS, N.; PAPAVASILIOU, A.; CHATZIGIANNIS, D. I. Hierarchical coordination of transmission and distribution system operations in european balancing markets. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 8, n. 5, p. 1–13, Sep. 2023.
- MME, M. de Minas e E. **PORTARIA Nº 465**. 2019. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>.
- MOGHIMI, F. H.; BARFOROUSHI, T. A short-term decision-making model for a price-maker distribution company in wholesale and retail electricity markets considering demand response and real-time pricing. **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, v. 117, May 2020. ISSN 0142-0615. Art. no. 105701.

Mohy-ud-din, G.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A cooperative energy transaction model for VPP integrated renewable energy hubs in deregulated electricity markets. **IEEE Trans. Ind. App.**, v. 58, p. 7776–7791, Nov. 2022. ISSN 0093-9994.

MORSTYN, T.; TEYTELBOYM, A.; MCCULLOCH, M. D. Bilateral contract networks for peer-to-peer energy trading. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 10, n. 2, p. 2026–2035, Feb. 2019.

MOUSAVI, M.; WU, M. A DSO framework for market participation of DER aggregators in unbalanced distribution networks. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 37, p. 2247–2258, May 2022. ISSN 0885-8950.

NAEBI, A.; SEYEDSHENAVA, S.; CONTRERAS, J.; RUIZ, C.; AKBARIMAJD, A. EPEC approach for finding optimal day-ahead bidding strategy equilibria of multi-microgrids in active distribution networks. **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, v. 117, May 2020. ISSN 0142-0615. Art. no. 105702.

NAMETALA, C. A. L. **Redes Neurais Atencionais Aplicadas à Modelagem e Previsão de Comportamento horário no Mercado de Eletricidade Brasileiro**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo - Escola de Engenharias de São Carlos, São Carlos, 2023.

NAMETALA, C. A. L.; FARIA, W. R.; LAGE, G. G.; PEREIRA, B. R. Analysis of hourly price granularity implementation in the brazilian deregulated electricity contracting environment. **Util. Policy**, v. 81, Apr. 2023. ISSN 0957-1787. Art. no. 101513.

NASA Langley Research Center (LaRC). **NASA POWER| Prediction of Worldwide Energy Resource**. 2023. <Https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.

NERY, E. **Mercados e regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Editora Interciência, 2012.

Nominated Electricity Market Operators Committee. **EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm (EUPHEMIA)**. 2022. Disponível em: <<https://www.nemo-committee.eu/sdac>>.

NordPool. **Nord Pool Energy Services**. 2023. Disponível em: <<https://www.nordpoolgroup.com>>.

NYISO. **New York Independent System Operator**. 2023. Disponível em: <<https://www.nyiso.com>>.

OMIE. **Operador del Mercado Ibérico de Energía**. 2023. Disponível em: <<https://www.omie.es>>.

OREN, S. When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets. In: **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2004. p. 1618–1620 vol.3.

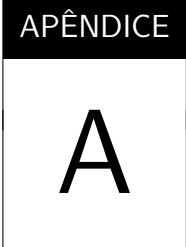
PAPAVASILIOU, A.; MEZGHANI, I. Coordination schemes for the integration of transmission and distribution system operations. In: **Power Systems Computation Conf. (PSCC)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–7.

- PARK, D.-H.; PARK, J.-B.; LEE, K. Y.; SON, S.-Y.; ROH, J. H. A bidding-based peer-to-peer energy transaction model considering the green energy preference in virtual energy community. **IEEE Access**, v. 9, p. 87410–87419, Feb. 2021. ISSN 2169-3536.
- PAUDEL, A.; CHAUDHARI, K.; LONG, C.; GOOI, H. B. Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: A game-theoretic model. **IEEE Trans. Industrial Electronics**, v. 66, n. 8, p. 6087–6097, Aug. 2019.
- PEDIADITIS, P.; PAPADASKALOPOULOS, D.; PAPAVASILIOU, A.; HATZIARGYRIOU, N. Bilevel optimization model for the design of distribution use-of-system tariffs. **IEEE Access**, v. 9, p. 132928–132939, Sep. 2021.
- PEREIRA, M.; GRANVILLE, S.; FAMPA, M.; DIX, R.; BARROSO, L. Strategic bidding under uncertainty: a binary expansion approach. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 20, n. 1, p. 180–188, Feb. 2005.
- PJM. Pennsylvania, New Jersey, and Maryland Market. 2023. Disponível em: <<https://www.pjm.com/>>.
- PRADO, J. Campos do; QIAO, W. A stochastic distribution system market clearing and settlement model with distributed renewable energy utilization constraints. **IEEE Syst. J.**, v. 16, n. 2, p. 2336–2346, 2022.
- RASHIDIZADEH-KERMANI, H.; VAHEDIPOUR-DAHRAIE, M.; PARENTE, M.; SHAFIE-KHAH, M.; SIANO, P. Strategic offering of a price maker wind power producer in distribution-level energy markets in presence of flexible prosumers. **IEEE Access**, v. 10, p. 21475–21485, Feb. 2022.
- RENANI, Y. K.; EHSAN, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Day-ahead self-scheduling of a transmission-constrained GenCo with variable generation units using the incomplete market information. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 8, n. 3, p. 1260–1268, Jul. 2017.
- RENANI, Y. K.; EHSAN, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Optimal transactive market operations with distribution system operators. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 6692–6701, Jun. 2018.
- RIDER, M. J.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; CONTRERAS, J.; PADILHA-FELTRIN, A. Bilevel approach for optimal location and contract pricing of distributed generation in radial distribution systems using mixed-integer linear programming. **IET Gener. Transm. Distrib.**, v. 7, n. 7, p. 724–734, Jul. 2013.
- RUIZ, C.; CONEJO, A. J.; SMEERS, Y. Equilibria in an oligopolistic electricity pool with stepwise offer curves. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 27, n. 2, p. 752–761, May 2012.
- SAVELLI, I.; CORNÉLUSSE, B.; GIANNITRAPANI, A.; PAOLETTI, S.; VICINO, A. A new approach to electricity market clearing with uniform purchase price and curtailable block orders. **Appl. Energy**, v. 226, p. 618–630, 2018. ISSN 0306-2619.
- SCAPARRA, M. P.; CHURCH, R. L. A bilevel mixed-integer program for critical infrastructure protection planning. **Computers Operations Research**, v. 35, n. 6, p. 1905–1923, 2008. ISSN 0305-0548. Part Special Issue: OR Applications in the Military and in Counter-Terrorism. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305054806002395>>.

- SCHWEPPPE, F.; CARAMANIS, M.; TABORS, R.; BOHN, R. **Spot Pricing of Electricity.** [S.l.]: Springer New York, NY, 1988. ISBN 9781461316831.
- SHAFIEE, S.; ZAREIPOUR, H.; KNIGHT, A. M. Developing bidding and offering curves of a price-maker energy storage facility based on robust optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 1, p. 650–660, 2019.
- SHAMS, M. H.; MANSOURLAKOURAJ, M.; LIU, J. J.; JAVADI, M. S.; CATALÃO, J. P. Bi-level two-stage stochastic operation of hydrogen-based microgrids in a distribution system. In: **2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST).** [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–6.
- SHEIKHAHMADI, P.; BAHRAMARA, S.; MOSHTAGH, J.; Yazdani Damavandi, M. A risk-based approach for modeling the strategic behavior of a distribution company in wholesale energy market. **Appl. Energy**, v. 214, p. 24–38, Mar. 2018. ISSN 0306-2619.
- SINGH JAS; LIMAYE, D. R. H. B. S. X. **Public Procurement of Energy Efficiency Services:** Lessons from international experience. directions in development–energy and mining. Washington, DC, USA: World Bank, 2010.
- SOBRAL, F. N. C. **Programação em dois níveis: reformulação utilizando as condições KKT.** Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Instituto de Matemática e Estatística, São Paulo, Brasil, April 2008.
- SOUSA, T.; SOARES, T.; PINSON, P.; MORET, F.; BAROCHE, T.; SORIN, E. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 104, p. 367–378, Apr. 2019. ISSN 1364-0321.
- STACKELBERG, H. von. **Market Structure and Equilibrium.** New York, NY, USA: Springer, 2011. Traduzido por D. Bazin, L. Urch e R. Hill de *Marktform und Gleichgewicht*, Düsseldorf, Verlag Wirtschaft und Finanzen Springer (1934).
- STOFT, S. **Power System Economics:** Designing markets for electricity. New York, NY, US: John Wiley & Sons, Inc., 2002.
- TIAN, M.-W.; YAN, S.-R.; TIAN, X.-X.; NOJAVAN, S.; JERMSITTIPARsert, K. Risk and profit-based bidding and offering strategies for pumped hydro storage in the energy market. **Journal of Cleaner Production**, v. 256, p. 120715, 2020. ISSN 0959-6526.
- TOUTOUNCHI, A. N.; SEYEDSHENAVA, S.; CONTRERAS, J.; AKBARIMAJD, A. A stochastic bilevel model to manage active distribution networks with multi-microgrids. **IEEE Syst. J**, v. 13, n. 4, p. 4190–4199, Dec. 2019.
- TUSHAR, W.; SAHA, T. K.; YUEN, C.; SMITH, D.; POOR, H. V. Peer-to-peer trading in electricity networks: An overview. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 11, n. 4, p. 3185–3200, Jul. 2020.
- TUSHAR, W.; YUEN, C.; MOHSENIAN-RAD, H.; SAHA, T.; POOR, H. V.; WOOD, K. L. Transforming energy networks via peer-to-peer energy trading: The potential of game-theoretic approaches. **IEEE Signal Processing Magazine**, v. 35, n. 4, p. 90–111, Jul. 2018.
- United Nations. **Stockholm Conference.** 1972. Disponível em: <<https://www.un.org/en/conferences/environment/stockholm1972>>.

- _____. **Paris Agreement.** 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/english__paris__agreement.pdf>.
- U.S. Federal Energy Regulatory Commission. **Order no. 2222: Participation of distributed energy resource aggregations in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators.** 2020. Disponível em: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf>.
- VAHEDIPOUR-DAHRAIE, M.; RASHIDIZADEH-KERMANI, H.; PARENTE, M.; SHAFIE-KHAH, M.; SIANO, P. Investigating the impact of external demand response flexibility on the market power of strategic virtual power plant. **IEEE Access**, v. 10, p. 84960–84969, Aug. 2022.
- VIANA, A. G. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil.** Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo - Escola Politécnica, São Paulo, 2018.
- WANG, C.; CUI, B.; WANG, Z.; GU, C. Sdp-based optimal power flow with steady-state voltage stability constraints. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 4637–4647, 2019.
- WANG, J.; XU, J.; KE, D.; LIAO, S.; SUN, Y.; WANG, J.; YAO, L.; MAO, B.; WEI, C. A tri-level framework for distribution-level market clearing considering strategic participation of electrical vehicles and interactions with wholesale market. **Appl. Energy**, v. 329, Jan. 2023. ISSN 03062619. Art. no. 120230.
- WANG, L.; ZHU, Z.; JIANG, C.; LI, Z. Bi-level robust optimization for distribution system with multiple microgrids considering uncertainty distribution locational marginal price. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 12, n. 2, p. 1104–1117, Nov. 2021.
- WANG, Q.; ZHANG, C.; DING, Y.; XYDIS, G.; WANG, J.; ØSTERGAARD, J. Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response. **Applied Energy**, v. 138, p. 695–706, Jan. 2015. ISSN 0306-2619.
- WANG, Y.; QIU, J.; TAO, Y. Optimal power scheduling using data-driven carbon emission flow modelling for carbon intensity control. **IEEE Trans. Power Sys.**, v. 37, n. 4, p. 2894–2905, Jul. 2022.
- WANG, Y.; QIU, J.; TAO, Y.; ZHAO, J. Carbon-oriented operational planning in coupled electricity and emission trading markets. **IEEE Trans. Power Syst.**, v. 35, n. 4, p. 3145–3157, Jul. 2020.
- WANG, Y.; QIU, J.; TAO, Y.; ZHANG, X.; WANG, G. Low-carbon oriented optimal energy dispatch in coupled natural gas and electricity systems. **Appl. Energy**, v. 280, Dec. 2020. ISSN 0306-2619.
- WOGRIN, S.; PINEDA, S.; TEJADA-ARANGO, D. A. Applications of bilevel optimization in energy and electricity markets. In: _____. **Bilevel Optimization: Advances and Next Challenges.** Cham: Springer International Publishing, 2020. p. 139–168. ISBN 978-3-030-52119-6.
- WOLAK, F. A. Market design in an intermittent renewable future: Cost recovery with zero-marginal-cost resources. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 19, n. 1, p. 29–40, 2021.

- WU, X.; LI, H.; WANG, X.; ZHAO, W. Cooperative operation for wind turbines and hydrogen fueling stations with on-site hydrogen production. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 11, n. 4, p. 2775–2789, 2 2020.
- WU, X.; WANG, X.; ZHANG, W.; HUANG, Y. LEM for DERs and flexible loads. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 13, p. 3556–3563(7), August 2019. ISSN 1751-8687.
- WU, Y.; BARATI, M.; LIM, G. J. A pool strategy of microgrid in power distribution electricity market. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 1, p. 3–12, Jan. 2020.
- WU, Y.; SHI, J.; LIM, G. J.; FAN, L.; MOLAVI, A. Optimal management of transactive distribution electricity markets with co-optimized bidirectional energy and ancillary service exchanges. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 11, p. 4650–4661, Nov. 2020. ISSN 1949-3053.
- WU, Y.; TAN, X.; QIAN, L.; TSANG, D. H. K.; SONG, W.-Z.; YU, L. Optimal pricing and energy scheduling for hybrid energy trading market in future smart grid. **IEEE Trans. Industr. Inform.**, v. 11, n. 6, p. 1585–1596, 4 2015.
- YAN, M.; SHAHIDEHPOUR, M.; ALABDULWAHAB, A.; ABUSORRAH, A.; GU-RUNG, N.; ZHENG, H.; OGUNNUBI, O.; VUKOJEVIC, A.; PAASO, E. A. Blockchain for transacting energy and carbon allowance in networked microgrids. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 12, n. 6, p. 4702–4714, Nov. 2021.
- YI, Z.; XU, Y.; ZHOU, J.; WU, W.; SUN, H. Bi-level programming for optimal operation of an active distribution network with multiple virtual power plants. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 11, n. 4, p. 2855–2869, Oct. 2020.
- ZARABIE, A. K.; DAS, S.; FAQIRY, M. N. Fairness-regularized DLMP-based bilevel transactive energy mechanism in distribution systems. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 10, n. 6, p. 6029–6040, Nov. 2019.
- ZHANG, C.; WANG, Q.; WANG, J.; KORPÅS, M.; KHODAYAR, M. E. Strategy-making for a proactive distribution company in the real-time market with demand response. **Appl. Energy**, v. 181, p. 540–548, Nov. 2016. ISSN 0306-2619.
- ZHANG, C.; WANG, Q.; WANG, J.; KORPÅS, M.; PINSON, P.; ØSTERGAARD, J.; KHODAYAR, M. E. Trading strategies for distribution company with stochastic distributed energy resources. **Appl. Energy**, v. 177, p. 625–635, Sep. 2016. ISSN 0306-2619.
- ZHANG, C.; WANG, Q.; WANG, J.; PINSON, P.; ØSTERGAARD, J. Real-time trading strategies of proactive DISCO with heterogeneous DG owners. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 9, n. 3, p. 1688–1697, May 2018.



CONVERSÃO DO *FRAMEKWORK BLP* PARA MERCADOS DE ENERGIA E DE CRÉDITOS DE CARBONO ATACADISTAS EM UM EQUIVALENTE DE NÍVEL ÚNICO

Em geral, adotar o teorema da dualidade forte para reescrever um modelo *Bilevel Programming* (Programação Binível) (BLP) em sua forma de *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) leva a modelos matemáticos que são resolvidos por *solvers* comerciais tempos computacionais menores do que o necessário para resolver modelos matemáticos advindos da transformação do problema de BLP em MPEC a partir do uso das condições Karush-Kuhn-Tucker (KKT), como mostrado em [Arroyo \(2010\)](#). No entanto, para este problema específico, a linearização dos termos bilineares na função objetiva do líder tem um esforço computacional ainda mais pesado do que as condições KKT se o modelo primal-dual for utilizado para descrever o modelo MPEC, como observado em [Toutounchi *et al.* \(2019\)](#) e [Bahramara *et al.* \(2020\)](#). Assim, o modelo MPEC é formulado usando as condições de KKT da seguinte forma.

$$\min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left[\sum_{g \in G_D} \sum_{b \in B_g} \left(C_{g,b}^D \rho_{g,b,t,s}^D \right) + \psi_{t,s} \varrho_{t,s}^{SE} + \sum_{i \in N_\infty} \lambda_{i,t,s} P_{i,t,s}^{SE} \right] \quad (\text{A.1})$$

sujeito a:

$$\text{Constraints (2)–(23): Restrições primais do modelo de otimização do OSD} \quad (\text{A.2})$$

$$\text{Constraints (25)–(36): Restrições primais do modelo de otimização do OSTMECA} \quad (\text{A.3})$$

$$-\sum_{i \in N_T \cap G_T} (\lambda_{i,t,s}) - \phi_{g,t,s} \gamma_g^T + \bar{\alpha}_{g,t,s} - \underline{\alpha}_{g,t,s} + \varphi_{g,t,s} = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.4})$$

$$C_{g,b}^T - \varphi_{g,t,s} + \bar{\rho}_{g,b,t,s} - \underline{\rho}_{g,b,t,s} = 0 \quad \forall g \in G_T, b \in B_g, t \in T, s \in S \quad (\text{A.5})$$

$$-\sum_{l \in L_T} \left(\frac{A_{i,l} \mu_{l,t,s}}{X_l} \right) = 0 \quad \forall i \in N_T \cup N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{A.6})$$

$$\mu_{l,t,s} + \bar{\omega}_{l,t,s} - \underline{\omega}_{l,t,s} - \sum_{i \in N_T \cup N_\infty} A_{i,l} \lambda_{i,t,s} = 0 \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.7})$$

$$-\pi_{i,t,s}^E + \lambda_{i,t,s} + \bar{\kappa}_{i,t,s} - \underline{\kappa}_{i,t,s} = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{A.8})$$

$$\phi_{g,t,s} + \bar{\xi}_{t,s} = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.9})$$

$$\psi_{t,s} + \bar{\xi}_{t,s} = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.10})$$

$$\pi_{t,s}^C - \psi_{t,s} = 0 \quad \forall t \in T, s \in S \quad (\text{A.11})$$

$$\bar{\alpha}_{g,t,s} (-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.12})$$

$$\underline{\alpha}_{g,t,s} (P_{g,t,s}^T) = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.13})$$

$$\bar{\omega}_{l,t,s} (-P_{l,t,s} + \bar{P}_l) = 0 \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.14})$$

$$\underline{\omega}_{l,t,s} (P_{l,t,s} + \bar{P}_l) = 0 \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.15})$$

$$\bar{\rho}_{g,b,t,s} (-\rho_{g,b,t,s}^T + \bar{P}_{g,b}^T) = 0 \quad \forall g \in G_T, b \in B_g, t \in T, s \in S \quad (\text{A.16})$$

$$\underline{\rho}_{g,b,t,s} (\rho_{g,b,t,s}^T) = 0 \quad \forall g \in G_T, b \in B_g, t \in T, s \in S \quad (\text{A.17})$$

$$\bar{\kappa}_{i,t,s} (-P_{i,t,s}^{SE} + \bar{P}_i^{SE}) = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{A.18})$$

$$\underline{\kappa}_{i,t,s} (P_{i,t,s}^{SE} + \bar{P}_i^{SE}) = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{A.19})$$

$$\xi_{t,s} \left(\bar{\Gamma}_t^T - \sum_{g \in G_T} (\nu_{g,t,s}^T + \varrho_{g,t,s}^T) \right) = 0 \quad \forall t \in T, s \in S \quad (\text{A.20})$$

$$\bar{\alpha}_{g,t,s} \geq 0 \quad \underline{\alpha}_{g,t,s} \geq 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.21})$$

$$\bar{\rho}_{g,b,t,s} \geq 0 \quad \underline{\rho}_{g,b,t,s} \geq 0 \quad \forall g \in G_T, b \in B_g, t \in T, s \in S \quad (\text{A.22})$$

$$\bar{\kappa}_{i,t,s} \geq 0 \quad \underline{\kappa}_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{A.23})$$

$$\bar{\omega}_{l,t,s} \geq 0 \quad \underline{\omega}_{l,t,s} \geq 0 \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.24})$$

$$\xi_{t,s} \geq 0 \quad \forall t \in T, s \in S \quad (\text{A.25})$$

As equações (A.4)–(A.11) são as condições de estacionaridade do KKT, enquanto as equações (A.12)–(A.20) representam as condições de folga complementar. Finalmente, as equações (A.21)–(A.25) são as restrições do problema dual do Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (OSTMECA).

A.1 Linearização do Problema de Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio

As equações não lineares descritas em (A.12)–(A.20) podem ser linearizadas usando o método Big-M. Um exemplo é apresentado para (A.12), que é reescrita como (A.26)–(A.27). O mesmo procedimento é aplicado às outras equações de folga complementar.

$$\bar{\alpha}_{g,t,s} \leq M z_{g,t,s}^{\bar{\alpha}} \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.26})$$

$$(-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) \leq M(1 - z_{g,t,s}^{\bar{\alpha}}) \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{A.27})$$

sendo $z^{\bar{\theta}}$ uma variável binária que indica se a restrição $P_{g,t,s}^T \leq \bar{P}_g^T$ está ativa, i.e., $P_{g,t,s}^T = \bar{P}_g^T$. M é uma constante suficientemente grande.

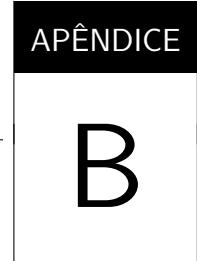
Quanto à linearização dos termos bilineares em (A.1), ou seja, $(\psi_{t,s} \varrho^{SE} t, s)$ e $(\lambda_i t, s P_{i,t,s}^{SE})$, os seguintes passos foram adotados.

Do teorema da dualidade forte, sabemos que as funções objetivas primal e dual de um problema de otimização assumem o mesmo valor na solução ótima. Portanto, aplicando o teorema da dualidade forte ao modelo do OSTMECA, pode-se escrever a seguinte equação.

$$\begin{aligned} & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left[\sum_{g \in G_T} \sum_{b \in B_g} (C_{g,b}^T \rho_{g,b,t,s}^T) - \pi_{t,s}^C \varrho_{t,s}^{SE} - \sum_{i \in N_\infty} \pi_{i,t,s}^E P_{i,t,s}^{SE} \right] = \\ & \sum_{i \in N_T} \lambda_{i,t,s} L_{i,t,s}^T - \sum_{l \in L_T} PF_l (\bar{\omega}_{l,t,s} + \underline{\omega}_{l,t,s}) - \sum_{g \in G_T, b \in B_g} \bar{\rho}_{g,b,t,s} \bar{P}_{g,b}^T - \xi_{t,s} \Gamma_t^T - \sum_{i \in N_\infty} \bar{P}_i^{SE} (\bar{\kappa}_{i,t,s} + \underline{\kappa}_{i,t,s}) \end{aligned} \quad (\text{A.28})$$

De agora em diante, o lado direito de (A.28) será referido como **B**. Observe que **B** é uma função linear. Assim, $\pi_{t,s}^E P_{i,t,s}^{SE} + \pi_{t,s}^C \varrho_{t,s}^{SE}$ pode ser escrito como:

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \left(\pi_{t,s}^C \varrho_{t,s}^{SE} + \sum_{i \in N_\infty} \pi_{i,t,s}^E P_{i,t,s}^{SE} \right) = -\mathbf{B} + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} p_{s,t} \sum_{g \in G_T} \sum_{b \in B_g} (C_{g,b}^T \rho_{g,b,t,s}^T) \quad (\text{A.29})$$



VALIDAÇÃO DO MÉTODO HÍBRIDO DE PRECIFICAÇÃO DESENVOLVIDO

B.1 Exemplo de Funcionamento do Método de Precificação Proposto

Considere o sistema de transmissão de três nós ilustrado na Figura 37. Assumindo que (1) todas as linhas possuem a mesma reatância de 0.25 p.u., (2) as perdas de potência são negligenciadas, (3) a demanda é inelástica e (4) a capacidade de transporte de potência das linhas e de injeção dos geradores é ilimitada. Neste cenário, a demanda seria completamente suprida pelo gerador G3, visto que esta é a fonte com menor custo de geração. O preço da energia em todos os nós do sistema é 5 \$/MWh, exatamente igual ao Preço de Compensação do Mercado Atacadista (PCMA) dada a inexistencia de congestionamento nas linhas de transmissão. Cabe destacar que este resultado é obtido tanto pelo modelo tradicional, onde existe acesso aos Preço Marginal Local (PML), quanto pelo modelo proposto nesta pesquisa, no qual os preços de energia são variáveis primais. Os resultados de despacho de geradores, fluxos de potência e preços de energia são apresentados na Figura 37.

A interpretação matemática que justifica a obtenção desta solução é apresentada a seguir. Uma vez que não existem limites para os fluxos de potência nas linhas ($\overline{PF} = \infty$), a equação (5.26) pode ser reescrita como $w_{l,t,s} \leq (1-u)$. Assim, a variável binária w assumirá necessariamente valor zero desde que $u > 0$. Consequentemente, a variável binária y será igual a zero para todos os nós (efeito da equação (5.28)). Desta forma, as quotas de preço de energia devido a congestionamentos nas linhas são nulas (efeito da equação (5.28)). Portanto, o preço da energia em todas as barras do sistema deve ser igual e suficiente para incentivar o despacho de geradores em volume suficiente para suprir a demanda.

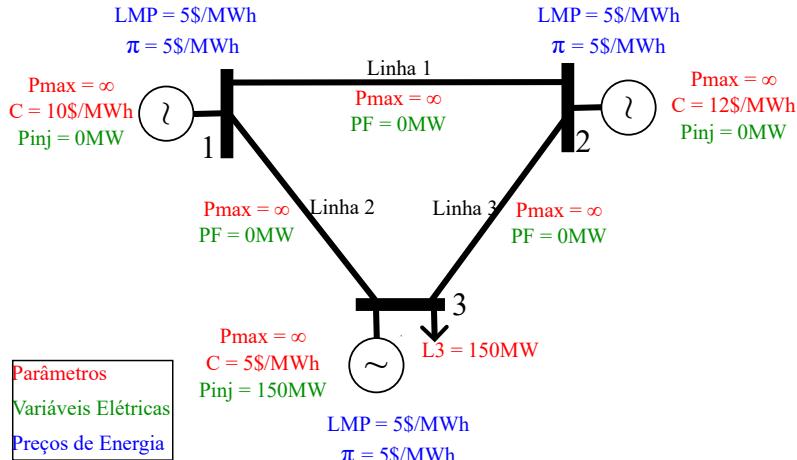


Figura 37 – Comparação do Modelo de Precificação Proposto e Preços Sombra - Exemplo 1.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A seguir, considere um sistema de transmissão com a mesma topologia, porém respeitando os limites de potência para geradores e linhas mostrados na Figura 38. Os resultados de despacho, fluxo e preços obtidos ao resolver o problema empregando as duas metodologias são apresentados na Figura 38. Como pode ser observado, a linha 1 (que conecta as barras 1 e 2) opera em seu limite configurando, portanto, um evento de congestionamento. Assim, os PMLs podem apresentar valores distintos para cada nó do sistema. Visto que os geradores G1 e G2 não injetam toda sua capacidade, o suprimento de uma carga adicional em um destes nós se daria através do aumento do despacho do gerador local. Vale destacar que uma carga adicional no nó 2 não pode ser suprida por G1 dado o congestionamento da linha 1. Neste sentido, os custos adicionais para suprimento destas cargas suplementares nas barras 1 e 2 são, respectivamente, 10 \$/MWh e 12 \$/MWh. Para o caso do nó 3, observe que o gerador local já injeta toda sua capacidade. Desta forma, qualquer carga adicional deve ser suprida pelo despacho combinado de G1 e G2. Como consequência, o custo para suprimento da nova carga é calculado através da ponderação dos custos de despacho de G1 e G2. Neste caso, o custo de energia na barra 3, calculado pelo método de preços sombra, é 11 \$/MWh.

O comportamento neste cenário do método de precificação proposto é explicado a seguir. Uma vez que G1 e G2 estão conectados a uma linha congestionada (linha 1), então $w_1 \leq 1 + (1 - u) \implies w_1 = y_1 = y_2 = 1$ desde que $u \leq 1$ (para fins didáticos, os índices de tempo e cenário são desconsiderados neste exemplo). Cabe salientar que as variáveis w_1 , y_1 , e y_2 não são forçadas a assumir valor 1. No entanto, ao fazê-lo CP_1 e CP_2 podem assumir valores diferentes de zero (consequência da equação (5.28)), o que causa uma redução dos valores do preço de energia π_1 e π_2 (consequência da equação (5.25)), concorrendo para a redução da função objetivo do problema modelado no nível superior. Desta forma, w e y serão otimizados para assumirem valor unitário sempre que possível. Note que, para este caso, apesar de possível, o preço de energia na barra 2 não é afetado

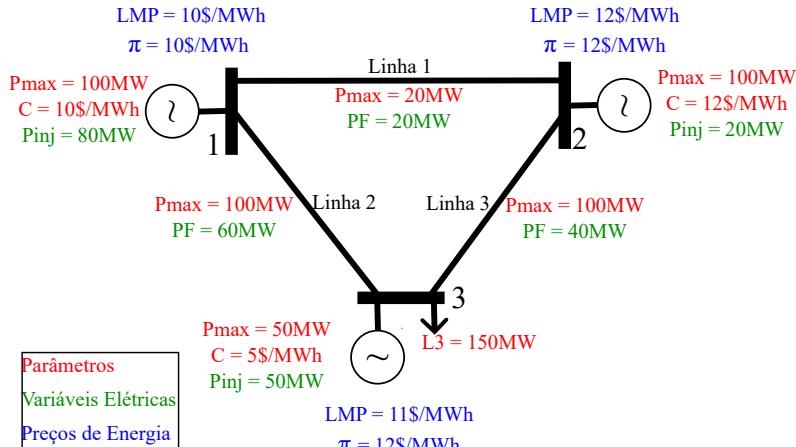


Figura 38 – Comparação do Modelo de Precificação Proposto e Preços Sombra - Exemplo 2.

Fonte: Elaborada pelo autor.

pela quota de preço de congestionamento ($CP_2 = 0$). Isto ocorre porque, caso o preço fosse diminuído, a reação ótima do gerador seria não injetar potência, o que tornaria o problema infactível. Por fim, o preço da energia no nó 3 deve ser igual ao PCMA (custo de despacho do gerador mais caro) uma vez que a barra não se conecta a qualquer linha congestionada.

Por fim, considere as novas capacidades das linhas de transmissão ilustradas na Figura 39, na qual também estão descritos os resultados obtidos ao solucionar o problema através dos dois métodos comparados. De forma similar ao caso anterior, G3 injeta toda sua capacidade instalada para suprimento da demanda e existe congestionamento no sistema de transmissão, agora na linha 1-3. Assim, considerando o modelo baseado em PML, cargas adicionais nas barras 1 e 2 seriam supridas pelos geradores locais, como no exemplo anterior, o que faz com que os preços de energia nestes pontos seja exatamente iguais aos obtidos anteriormente (10 \$/MWh e 12 \$/MWh). Já um aumento de carga na barra 3 demandaria a alteração da injeção dos geradores G1 e G2. Dado o congestionamento da linha 2, a injeção de potência de G1 não pode ser aumentada, visto que esta ação causaria a violação dos limites de fluxo na linha 1-3. Ademais, ao aumentar a injeção de potência de G2, um fluxo de potência surgiria na linha 1-2 e, consequentemente, na linha 1-3 o que também caracterizaria um cenário infactível. A solução possível passa pela (1) redução da injeção de G1, o que reduziria o fluxo na linha 1-2 e (2) aumento do despacho de G2, o que aumentaria o fluxo em todas as linhas. Observe que para este caso não apenas um gerador oneroso foi despachado como também foi necessária a redução da injeção de potência de uma fonte mais barata. Este tipo de situação faz com que o PML da barra 3 seja superior ao custo de despacho do gerador mais caro do sistema ($LMP_3=14$ \$/MWh).

Já a solução do problema utilizando o método proposto considera apenas quotas negativas devido a congestionamento nas linhas (vide equação (5.25)). Assim, o preço da energia em qualquer barra do sistema será no máximo igual ao custo de despacho

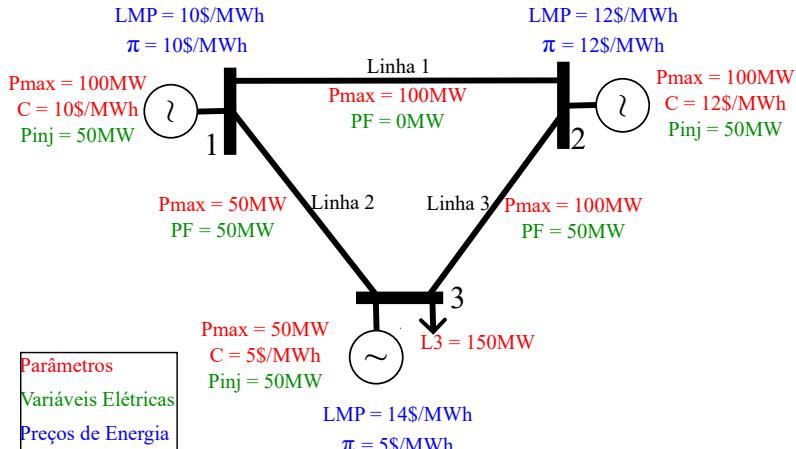


Figura 39 – Comparação do Modelo de Precificação Proposto e Preços Sombra - Exemplo 3.

Fonte: Elaborada pelo autor.

do gerador mais oneroso do sistema. Dado o cenário de congestionamento na linha 2, $w_2 \leq 1 + (1 - u) \implies w_2 = y_1 = y_3 = 1$ se $u \leq 1$. Assim, o preço da energia nas barras 1 e 3 são reduzidos ao valor mínimo pelo qual os geradores despacham o suficiente para suprir a demanda do sistema.

Cabe destacar ainda que se $u > 1$, o modelo torna-se incapaz de aplicar quotas de desincentivo devido ao congestionamento de linhas visto que $w_{l,t,s} < 1$. Por outro lado, caso $u \leq 0$ o modelo passa a praticar preços de energia nodais distintos, que é a melhor estratégia para a função objetivo do operador de mercado, independentemente da ocorrência de congestionamento de linhas, visto que $w_{l,t,s} \geq 1$.

B.2 Comparação do Método de Precificação Proposto ao uso de PMLs

Nesta seção são apresentadas comparações entre os preços nodais obtidos por duas formulações aplicadas ao sistema teste utilizado no capítulo 5¹. A primeira formulação considerada (C1) trata-se do modelo centralizado e os preços nodais são determinados *ex-post* através da consulta dos valores das variáveis duais das equações de balanço do sistema de transmissão. Assim, este método de precificação é equivalente aos PMLs obtidos por modelos de otimização do processo de compensação de mercados de eletricidade. Já o estudo de caso C2 considera o modelo binível proposto no capítulo 5, *i.e.*, o processo de compensação é modelado no nível superior da formulação binível e o método de precificação híbrido é empregado.

Os preços da energia obtidos por cada estudo de caso são apresentados para os

¹ No entanto, é importante mencionar que para facilitar os cálculos das variáveis duais que representam os PMLs, as foram consideradas funções lineares de custo de produção para todos os geradores.

6 nós de interesse do sistema de transmissão, *i.e.*, nós nos quais se conectam Empresas Geradoras (EGs) ou Operadores dos Sistemas de Distribuição (OSDs), nas Figuras 40, 41, 42, 43, 44 e 45. Nota-se que os preços de energia em todos os nós são iguais, independentemente do método de precificação, para as horas 1, 2, 3 e 4 (momentos nos quais não há congestionamento de linhas para ambos modelos de compensação do Mercado de Energia Atacadista (MEA)). A partir da hora 4, os preços são distintos entre os nós do sistema de transmissão devido a eventos de congestionamento. Ademais, os preços nodais de energia são distintos quando comparados os estudos resultados obtidos pelos casos C1 e C2 para um mesmo nó. Isso acontece porque o método de precificação empregado no capítulo 5 permite apenas a variação do preço nodal de barras conectadas a linhas congestionadas enquanto os PMLs (representados pelo caso C1) são alterados de forma sistemática, *i.e.*, uma barra não necessariamente deve estar diretamente conectada a uma linha congestionada para que seu preço marginal seja modificado. Ainda assim, é possível notar que o método proposto mimetiza em boa medida o comportamento dos PMLs.

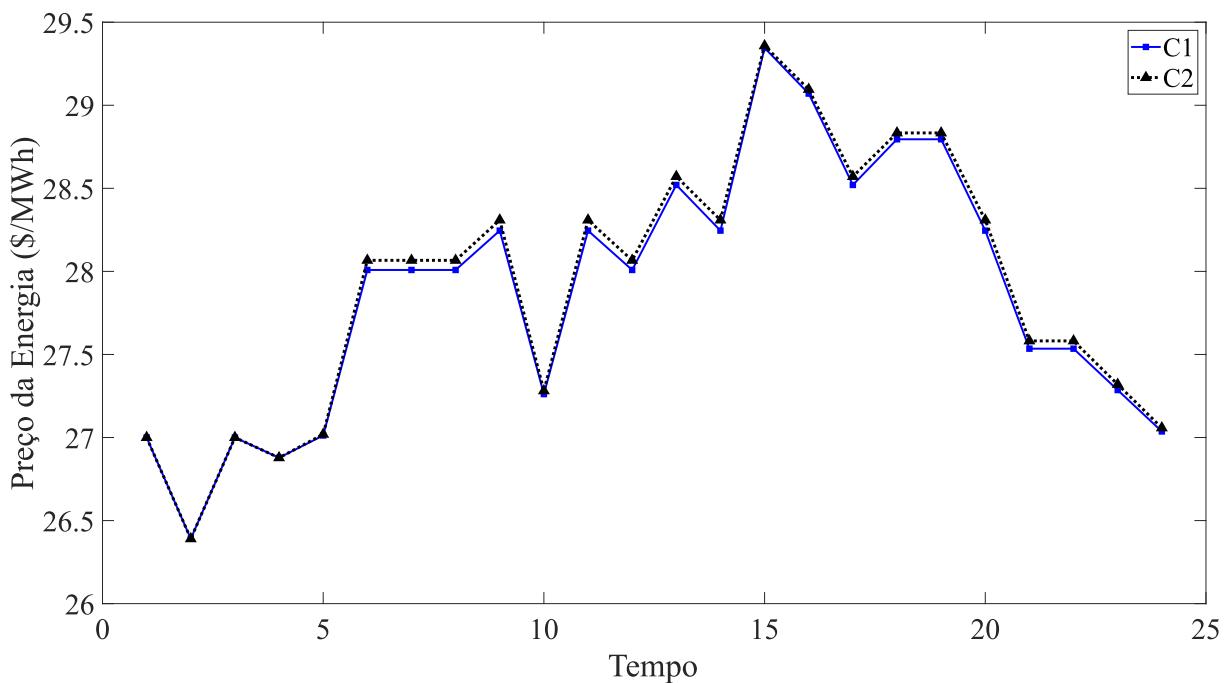


Figura 40 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nô de Conexão do G1 por Formulações de Precificação Distintas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

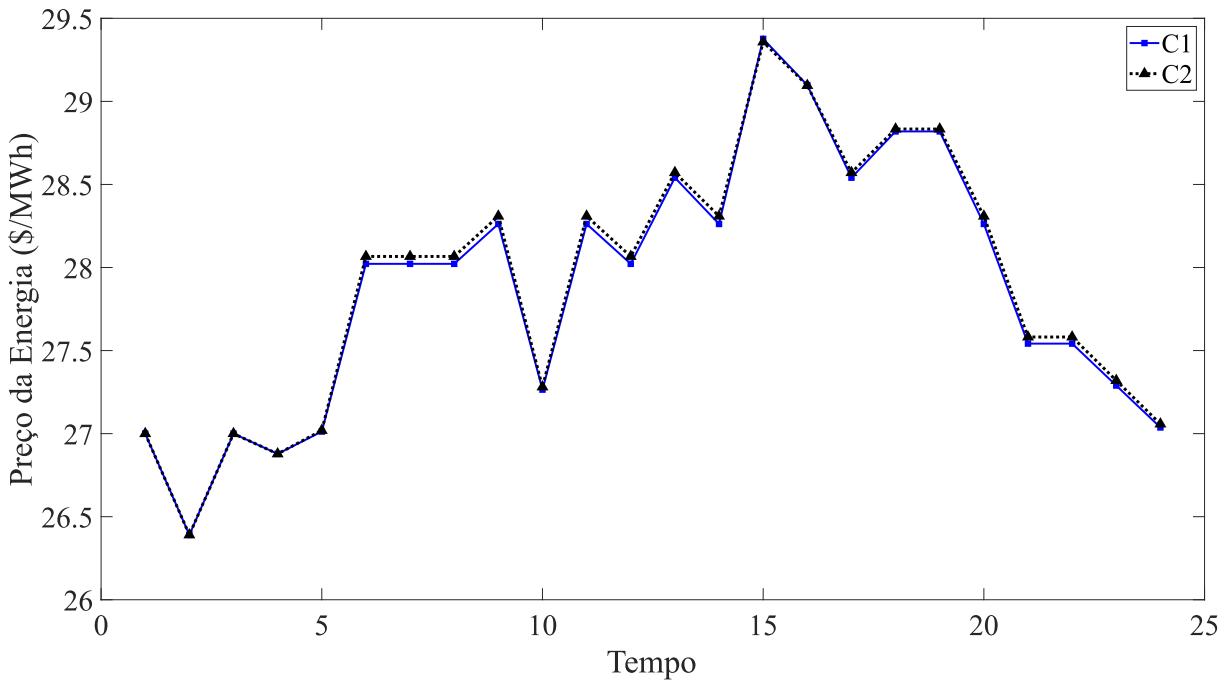


Figura 41 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nô de Conexão do G2 por Formulações de Precificação Distintas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

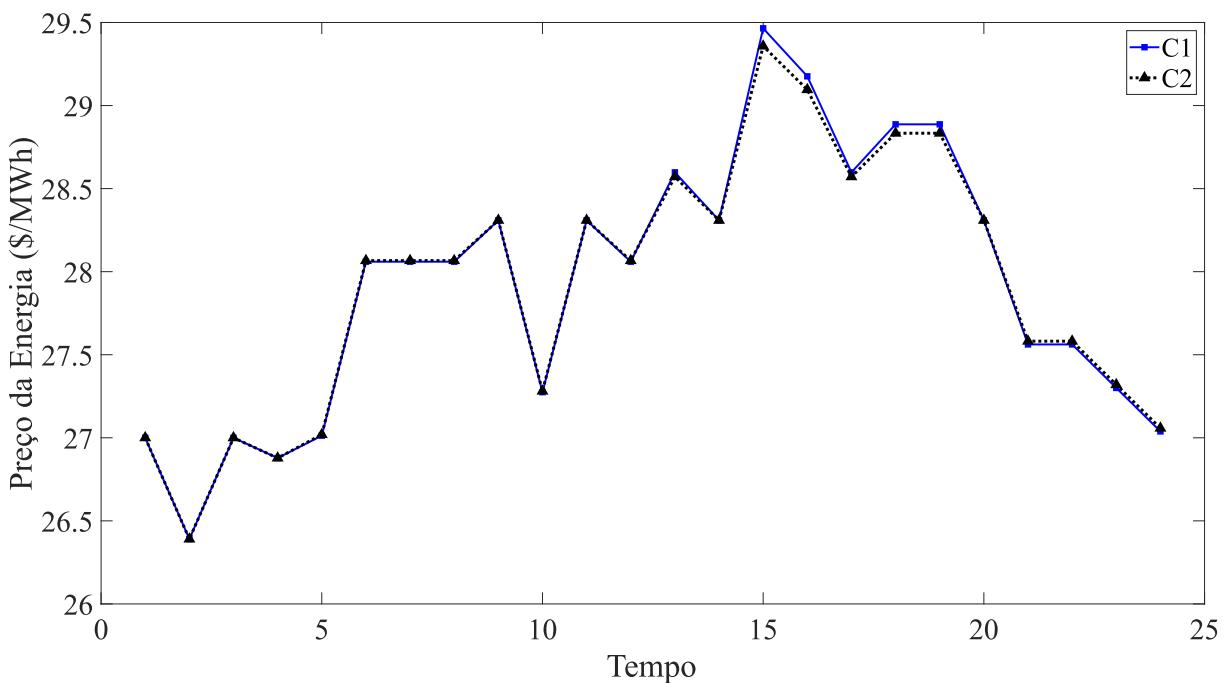


Figura 42 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nô de Conexão do G3 por Formulações de Precificação Distintas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

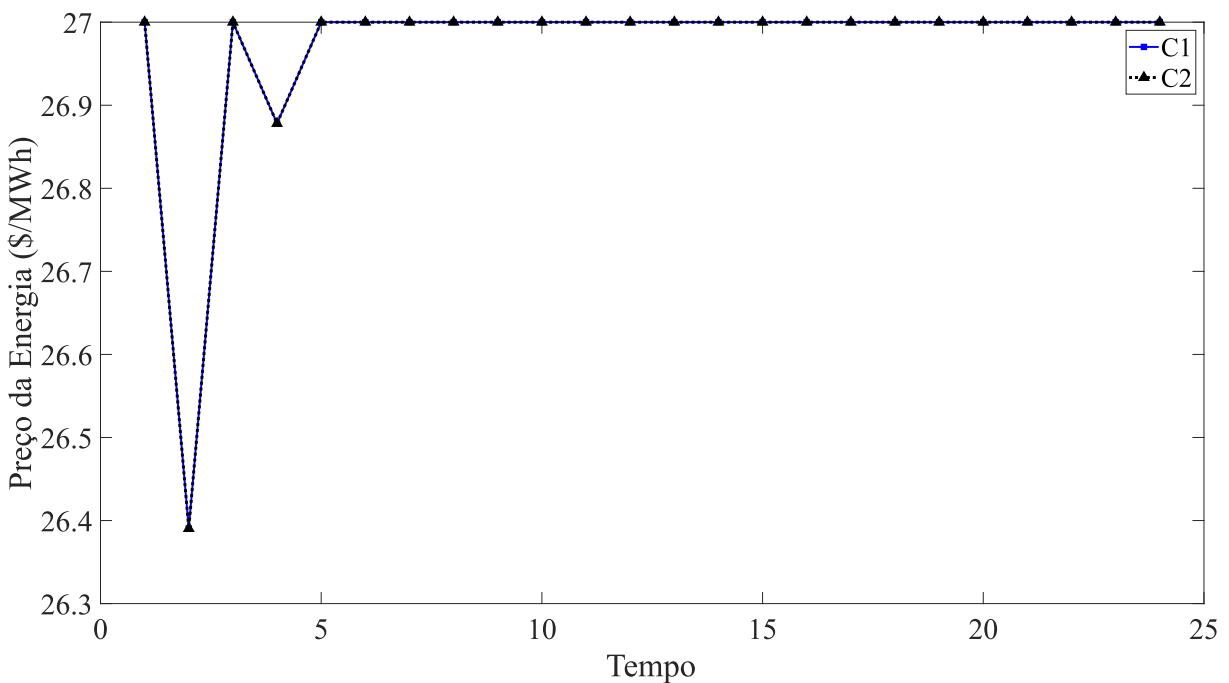


Figura 43 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nô de Conexão do G4 por Formulações de Precificação Distintas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

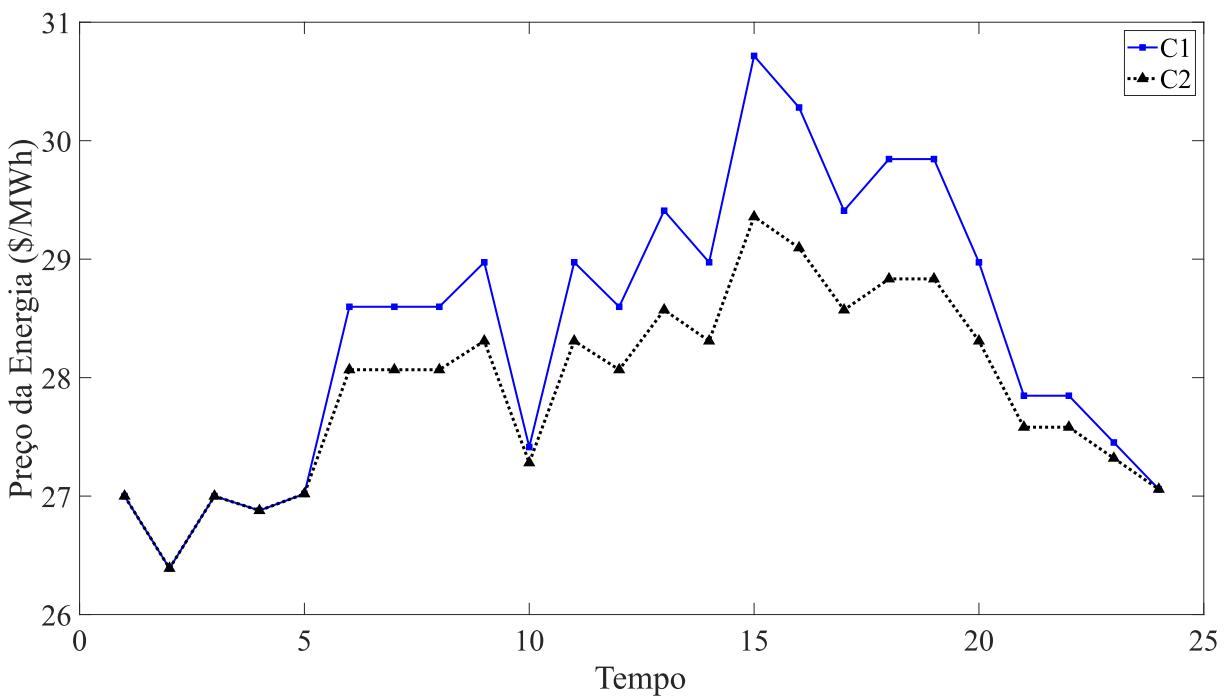


Figura 44 – Comparação dos Preços de Energia Obtidos para o Nô de Conexão do G5 por Formulações de Precificação Distintas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

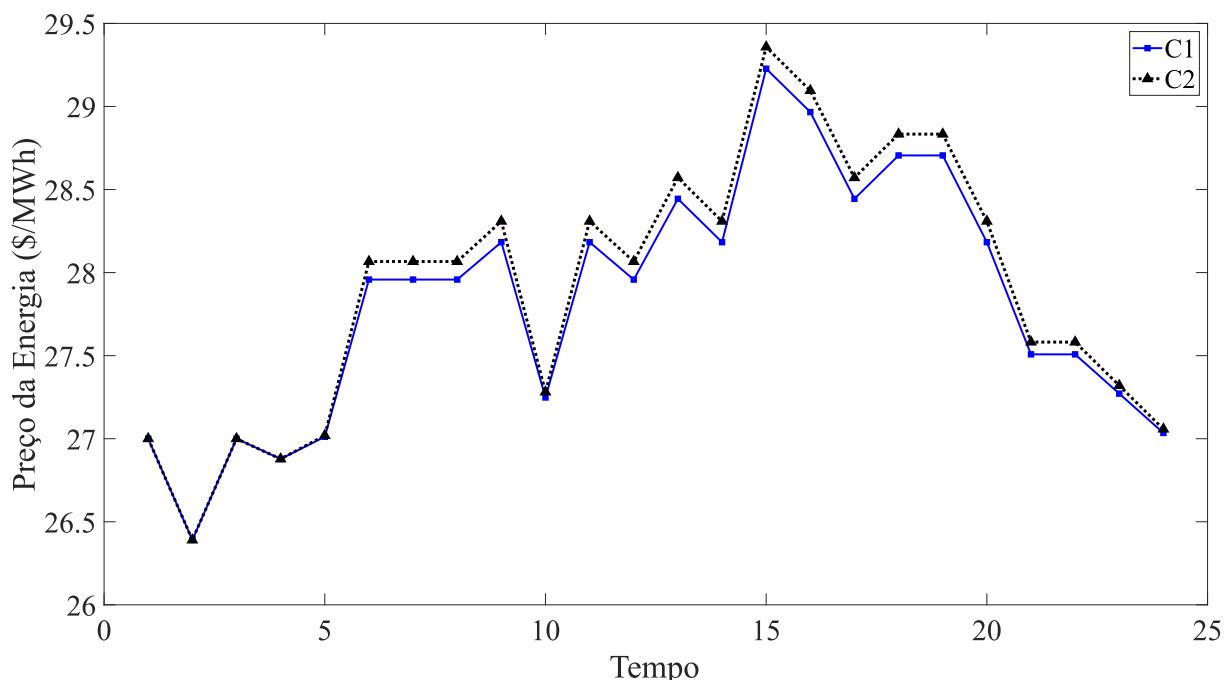
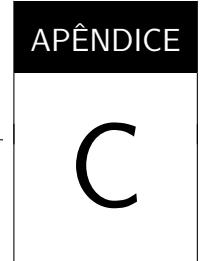


Figura 45 – Comparaçāo dos Preços de Energia Obtidos para o Nō de Conexāo do OSD por Formulações de Precificaçāo Distintas.

Fonte: Elaborada pelo autor.



CONVERSÃO DO *FRAMEKWORK* BLMFP EM UM EQUIVALENTE DE NÍVEL ÚNICO

Problemas de otimização podem ser reescritos como um conjunto de restrições que, se atendidas, garantem a otimalidade da solução. A definição deste conjunto de restrições depende das características do problema de otimização. Assim, a transformação de um problema binível em um modelo equivalente de nível único passa pelo processo de substituir os problemas de otimização de nível inferior por um conjunto de restrições que garantem a otimalidade dos problemas originais. É importante mencionar que, no caso do *Bilevel Multi-Follower Programming* (Programação Binível com Múltiplos Seguidores) (BLMFP) apresentado no capítulo 5, todas as restrições dos problemas de nível inferior são lineares (vide (5.11)–(5.24) e (5.9)). Considerando que a variável preço (π^T) é determinada pelo problema de nível superior, o segundo termo das funções objetivo (5.10) e (5.8) não é considerado não-linear pelos problemas seguidores (ARROYO, 2010; TOU-TOUNCHI *et al.*, 2019). As funções objetivo, embora não-lineares devido à função de custo de geração, são convexas (quadráticas). Neste sentido, ambos problemas são convexos e podem ser substituídos pelas condições necessárias para otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) (BAZARA, 1993). O modelo de *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) resultante é apresentado a seguir.

$$\min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G_T} (\pi_{g,t,s}^T \cdot P_{g,t,s}^T) - \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t,s}^T \cdot P_{i,t,s}^{SE}) \right] \quad (C.1)$$

sujeito a:

$$(5.2)–(5.7): \text{Restrições primais do problema do OSTMA} \quad (C.2)$$

$$(5.11)–(5.24): \text{Restrições primais do problema dos OSDs} \quad (C.3)$$

$$(5.9): \text{Restrições primais do problema dos EGs} \quad (C.4)$$

$$2 \cdot a_g \cdot P_{g,t,s}^T + b_g - \pi_{g,t,s}^T + \bar{\theta}_{g,t,s} - \underline{\theta}_{g,t,s} = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.5})$$

$$2 \cdot a_g \cdot P_{g,t,s}^D + b_g - \lambda_{i,t,s} + \bar{\alpha}_{g,t,s} + \underline{\alpha}_{g,t,s} = 0 \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.6})$$

$$\lambda_{i,t,s} - \lambda_{j,t,s} + Z_{ij} \cdot \mu_{ij,t,s} + \bar{\omega}_{ij,t,s} - \underline{\omega}_{ij,t,s} = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.7})$$

$$\pi_{i,t,s}^T - \lambda_{i,t,s} + \bar{\kappa}_{i,t,s} - \underline{\kappa}_{i,t,s} = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.8})$$

$$\lambda_{i,t,s} + \bar{\beta}_{i,t,s} - \underline{\beta}_{i,t,s} - \gamma_i = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.9})$$

$$-\lambda_{i,t,s} + \bar{\sigma}_{i,t,s} - \underline{\sigma}_{i,t,s} + \Omega_{i,t,s} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.10})$$

$$\bar{\phi}_{i,t,s} - \underline{\phi}_{i,t,s} + \Omega_{i,t,s} - \begin{cases} \epsilon_{i,s} & \text{se } t = H \\ \Omega_{i,t+1,s} & \text{se } t \neq H \end{cases} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.11})$$

$$-\sum_{ij \in L_D} \omega_{ij,t,s} + \sum_{ki \in L_D} \omega_{ki,t,s} + \bar{\varphi}_{i,t,s} - \underline{\varphi}_{i,t,s} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.12})$$

$$\bar{\theta}_{g,t,s} \cdot (-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.13})$$

$$\underline{\theta}_{g,t,s} \cdot (P_{g,t,s}^T - \underline{P}_g^T) = 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.14})$$

$$\bar{\omega}_{ij,t,s} \cdot (-P_{ij,t,s} + \bar{P}_{ij}) = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.15})$$

$$\underline{\omega}_{ij,t,s} \cdot (P_{ij,t,s} + \bar{P}_{ij}) = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.16})$$

$$\bar{\varphi}_{i,t,s} \cdot (-V_{i,t,s} + \bar{V}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.17})$$

$$\underline{\varphi}_{i,t,s} \cdot (V_{i,t,s} - \underline{V}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.18})$$

$$\bar{\alpha}_{g,t,s} \cdot (-P_{g,t,s}^D + \bar{P}_g^D) = 0 \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.19})$$

$$\underline{\alpha}_{g,t,s} \cdot (P_{g,t,s}^D - \underline{P}_g^D) = 0 \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.20})$$

$$\bar{\kappa}_{ij,t,s} \cdot (-P_{ij,t,s}^{SE} + \bar{P}_{ij}^{SE}) = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.21})$$

$$\underline{\kappa}_{ij,t,s} \cdot (P_{ij,t,s}^{SE} + \bar{P}_{ij}^{SE}) = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.22})$$

$$\bar{\beta}_{i,t,s} \cdot (-P_{i,t,s}^{LS} + \bar{P}_i^{LS}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.23})$$

$$\underline{\beta}_{i,t,s} \cdot (P_{i,t,s}^{LS} - \underline{P}_i^{LS}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.24})$$

$$\bar{\sigma}_{i,t,s} \cdot (-P_{i,t,s}^{ESS} + \bar{P}_i^{ESS}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.25})$$

$$\underline{\sigma}_{i,t,s} \cdot (P_{i,t,s}^{ESS} - \underline{P}_i^{ESS}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.26})$$

$$\bar{\phi}_{i,t,s} \cdot (-SOC_{i,t,s} + \bar{SOC}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.27})$$

$$\underline{\phi}_{i,t,s} \cdot (SOC_{i,t,s} - \underline{SOC}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.28})$$

$$\bar{\theta}_{g,t,s} \geq 0 \quad \underline{\theta}_{g,t,s} \geq 0 \quad \forall g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.29})$$

$$\bar{\alpha}_{g,t,s} \geq 0 \quad \underline{\alpha}_{g,t,s} \geq 0 \quad \forall g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.30})$$

$$\bar{\kappa}_{i,t,s} \geq 0 \quad \underline{\kappa}_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.31})$$

$$\bar{\omega}_{ij,t,s} \geq 0 \quad \underline{\omega}_{ij,t,s} \geq 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.32})$$

$$\bar{\varphi}_{i,t,s} \geq 0 \quad \underline{\varphi}_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.33})$$

$$\bar{\beta}_{i,t,s} \geq 0 \quad \underline{\beta}_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.34})$$

$$\bar{\sigma}_{i,t,s} \geq 0 \quad \underline{\sigma}_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.35})$$

$$\bar{\phi}_{i,t,s} \geq 0 \quad \underline{\phi}_{i,t,s} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.36})$$

A factibilidade das soluções primais dos problemas de otimização são consideradas em (C.2)–(C.4). As equações (C.5)–(C.12) dizem respeito à condições de estacionariedade do gradiente. As equações (C.13)–(C.28) representam as restrições de folga complementar. Por fim, o conjunto de restrições (C.29)–(C.36) garantem a factibilidade das soluções duais.

É fundamental destacar que uma vez que o problema é reescrito como um MPEC todas as variáveis são controladas por um único tomador de decisões, *i.e.*, o agente descrito como problema de nível superior. Desta forma, as multiplicações entre variáveis na função objetivo (C.1) e nas restrições de folga complementar (C.13)–(C.28) fazem com que o problema seja caracterizado como não-convexo. Assim, embora seja possível resolver o problema na forma apresentada, não seria possível atestar a otimalidade da solução.

C.1 Linearização do Problema de Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio

As não-linearidades do modelo apresentado na subseção anterior podem ser reescritas de forma linear empregando as técnicas adequadas para cada caso. As restrições de folga complementar, por exemplo, apresentam característica disjuntiva, *i.e.*, a restrição é satisfeita se variável dual é igual a zero ou se a restrição está ativa (variável primal igual a um dos limites de canalização). Este tipo de restrição pode ser reescrita de forma linear ao empregar variáveis binárias e o método *big-M*. Um exemplo é apresentado a seguir para a canalização superior da equação (C.13) que é substituída pelas equações (C.37)–(C.38).

$$\bar{\theta}_{g,t,s} \leq M \cdot z_{g,t,s}^{\bar{\theta}} \quad g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.37})$$

$$(-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) \leq M \cdot (1 - z_{g,t,s}^{\bar{\theta}}) \quad g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.38})$$

sendo $z^{\bar{\theta}}$ uma variável binária que indica que a restrição $P_{g,t,s}^T \leq \bar{P}_g^T$ está ativa, *i.e.*, $P_{g,t,s}^T = \bar{P}_g^T$. M é uma constante suficientemente grande. Note que $P_{g,t,s}^T < \bar{P}_g^T \implies z_{g,t,s}^{\bar{\theta}} = 0$ (efeito da equação (C.38)); consequentemente, $\bar{\theta}_{g,t,s} = 0 \implies \bar{\theta}_{g,t,s} \cdot (-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) = 0$. Analogamente, $P_{g,t,s}^T = \bar{P}_g^T \implies \bar{\theta}_{g,t,s} \cdot (-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) = 0$ independentemente do valor de $\bar{\theta}_{g,t,s}$.

A linearização dos termos bilineares presentes na função objetivo (D.12) pode se dar de três formas **(1)** convexificação através do emprego de envelopes de McCormick (MCCORMICK, 1976; LV *et al.*, 2020), **(2)** uso de variáveis inteiras para aplicação de expansões binárias (FORTUNY-AMAT; MCCARL, 1981; PEREIRA *et al.*, 2005; BARROSO *et al.*, 2006; RIDER *et al.*, 2013) ou **(3)** uso do teorema da dualidade forte para reescrever os termos bilineares de forma linear (TOUTOUNCHI *et al.*, 2019; BAHRAMARA *et al.*, 2020). O primeiro método apresenta baixo esforço computacional, no entanto a qualidade da aproximação depende das características da função linearizada e das

definições dos limites inferior e superior das variáveis. A segunda abordagem apresenta boa precisão à custa de alta carga computacional devido ao uso de muitas variáveis binárias. Por fim, o terceiro modelo não faz uso de variáveis binárias e apresenta erro nulo, visto que as funções objetivo primal e dual de um problema de otimização apresentam o mesmo valor para a solução ótima (BAZARAA, 1993).

Fazendo uso do teorema da dualidade forte, a linearização do termo $(\pi_{g,t,s} \cdot P_{g,t,s})$ se dá da seguinte maneira. Sabendo que, para a solução ótima, as funções objetivo primal e dual do problema de otimização das EGs são iguais, temos que:

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (a_g \cdot P_{g,t,s}^{T^2} + b_g \cdot P_{g,t,s}^T + c_g - \pi_{g,t,s}^T \cdot P_{g,t,s}^T) = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (\bar{P}_g^T \cdot \bar{\theta}_{g,t,s} - \underline{P}_g^T \cdot \underline{\theta}_{g,t,s}) \quad (C.39)$$

Assim, é possível reescrever o termo $\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (\pi_{g,t,s}^T \cdot P_{g,t,s}^T)$ da seguinte forma.

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (\pi_{g,t,s}^T \cdot P_{g,t,s}^T) = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (a_g \cdot P_{g,t,s}^{T^2} + b_g \cdot P_{g,t,s}^T + c_g - \bar{P}_g^T \cdot \bar{\theta}_{g,t,s} + \underline{P}_g^T \cdot \underline{\theta}_{g,t,s}) \quad (C.40)$$

É possível destacar que o lado direito da equação (C.40) não é linear devido à função de custo de geração de potência dos geradores. No entanto, é possível reescrever os custos de geração utilizando linearização por partes. Neste trabalho, a forma linearizada dos custos de geração é denominada $CG_{g,t,s}$. Portanto, a forma linearizada do termo bilinear é dada por:

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (\pi_{g,t,s}^T \cdot P_{g,t,s}^T) = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_T} (CG_{g,t,s}^T - \bar{P}_g^T \cdot \bar{\theta}_{g,t,s} + \underline{P}_g^T \cdot \underline{\theta}_{g,t,s}) \quad (C.41)$$

De forma similar, aplicando o teorema da dualidade forte ao problema de otimização dos OSDs temos:

$$\begin{aligned} & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G_D} (a_g \cdot P_{g,t,s}^{D^2} + b_g \cdot P_{g,t,s}^D + c_g) + \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t,s}^T \cdot P_{i,t,s}^{SE}) \right] = \sum_{s \in S} \sum_{i \in N_D} (SOC_{i,s}^0 \cdot (\epsilon_{i,s} - \Omega_{i,1,s})) \\ & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left[\begin{array}{l} \sum_{i \in N_D} (L_{i,t,s} \cdot \lambda_{i,t,s} - \bar{V}_i \cdot \bar{\varphi}_{i,t,s} + \underline{V}_i \cdot \underline{\varphi}_{i,t,s}) \\ + \sum_{i \in N_D} (-\bar{P}_{i,t,s}^{LS} \cdot \bar{\beta}_{i,t,s} + \underline{P}_{i,t,s}^{LS} \cdot \underline{\beta}_{i,t,s} - \bar{P}_{i,t,s}^{ESS} \cdot \bar{\sigma}_{i,t,s} + \underline{P}_{i,t,s}^{ESS} \cdot \underline{\sigma}_{i,t,s}) \\ + \sum_{i \in N_D} (-\bar{SOC}_{i,t,s} \cdot \bar{\phi}_{i,t,s} + SOC_{i,t,s} \cdot \underline{\phi}_{i,t,s}) + \sum_{g \in G_D} (-\bar{P}_g^D \cdot \bar{\alpha}_{g,t,s} + \underline{P}_g^D \cdot \underline{\alpha}_{g,t,s}) \\ - \sum_{ij \in L_D} (\bar{P}_{ij} \cdot (\bar{\omega}_{ij,t,s} + \underline{\omega}_{ij,t,s})) - \sum_{i \in N_\infty} (\bar{P}_{i,t,s}^{SE} \cdot (\bar{\kappa}_{i,t,s} + \underline{\kappa}_{i,t,s})) \end{array} \right] \end{aligned} \quad (C.42)$$

A partir deste ponto, o lado direito da equação (C.42) será referida como **B**. Note que **B** é linear. Assim, o termo $\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t,s}^T \cdot P_{i,t,s}^{SE})$ pode ser reescrito como:

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t,s}^T \cdot P_{i,t,s}^{SE}) = \mathbf{B} - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_D} (CG_{g,t,s}^D) \quad (C.43)$$

Por fim, ao combinar as técnicas de linearização abordadas nesta subseção, o modelo MPEC pode ser reescrito de forma linear como:

$$\min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G_T} \left(CG_{g,t,s}^T - \bar{P}_g^T \cdot \bar{\theta}_{g,t,s} + \underline{P}_g^T \cdot \underline{\theta}_{g,t,s} \right) + \sum_{g \in G_D} \left(CG_{g,t,s}^D \right) \right] - \mathbf{B} \quad (\text{C.44})$$

Sujeito a:

$$(5.2)-(5.7): \text{Restrições primais do problema do operador de mercado} \quad (\text{C.45})$$

$$(5.11)-(5.24): \text{Restrições primais do problema dos OSDs} \quad (\text{C.46})$$

$$(5.9): \text{Restrições primais do problema dos EGs} \quad (\text{C.47})$$

$$(C.5)-(C.12): \text{Restrições de estacionariedade dos problemas de nível inferior} \quad (\text{C.48})$$

$$(C.29)-(C.36): \text{Restrições de factibilidade da solução dual dos problemas de nível inferior} \quad (\text{C.49})$$

$$\bar{\theta}_{g,t,s} \leq M \cdot z_{g,t,s}^{\bar{\theta}} \quad g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.50})$$

$$(-P_{g,t,s}^T + \bar{P}_g^T) \leq M \cdot (1 - z_{g,t,s}^{\bar{\theta}}) \quad g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.51})$$

$$\underline{\theta}_{g,t,s} \leq M \cdot z_{g,t,s}^{\underline{\theta}} \quad g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.52})$$

$$(P_{g,t,s}^T - \underline{P}_g^T) \leq M \cdot (1 - z_{g,t,s}^{\underline{\theta}}) \quad g \in G_T, t \in T, s \in S \quad (\text{C.53})$$

$$\bar{\alpha}_{g,t,s} \leq M \cdot z_{g,t,s}^{\bar{\alpha}} \quad g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.54})$$

$$(-P_{g,t,s}^D + \bar{P}_g^D) \leq M \cdot (1 - z_{g,t,s}^{\bar{\alpha}}) \quad g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.55})$$

$$\underline{\alpha}_{g,t,s} \leq M \cdot z_{g,t,s}^{\underline{\alpha}} \quad g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.56})$$

$$(P_{g,t,s}^D - \underline{P}_g^D) \leq M \cdot (1 - z_{g,t,s}^{\underline{\alpha}}) \quad g \in G_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.57})$$

$$\bar{\beta}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\bar{\beta}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.58})$$

$$(-P_{i,t,s}^{LS} + \bar{P}_i^{LS}) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\bar{\beta}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.59})$$

$$\underline{\beta}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\underline{\beta}} \quad i \in N_S, t \in T, s \in S \quad (\text{C.60})$$

$$(P_{i,t,s}^{LS} - \underline{P}_i^{LS}) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\underline{\beta}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.61})$$

$$\bar{\sigma}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\bar{\sigma}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.62})$$

$$(-P_{i,t,s}^{ESS} + \bar{P}_i^{ESS}) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\bar{\sigma}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.63})$$

$$\underline{\sigma}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\underline{\sigma}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.64})$$

$$(P_{i,t,s}^{ESS} - \underline{P}_i^{ESS}) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\underline{\sigma}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.65})$$

$$\bar{\phi}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\bar{\phi}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.66})$$

$$(-SOC_{i,t,s} + \bar{SOC}_i) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\bar{\phi}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.67})$$

$$\underline{\phi}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\underline{\phi}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.68})$$

$$(SOC_{i,t,s} - \underline{SOC}_i) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\underline{\phi}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.69})$$

$$\bar{\varphi}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\bar{\varphi}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.70})$$

$$(-V_{i,t,s} + \bar{V}_i) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\bar{\varphi}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.71})$$

$$\underline{\varphi}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\underline{\varphi}} \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.72})$$

$$(V_{i,t,s} - \underline{V}_i) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\underline{\varphi}}) \quad i \in N_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.73})$$

$$\bar{\omega}_{ij,t,s} \leq M \cdot z_{ij,t,s}^{\bar{\omega}} \quad ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.74})$$

$$(-P_{ij,t,s} + \bar{P}_{ij}) \leq M \cdot (1 - z_{ij,t,s}^{\bar{\omega}}) \quad ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.75})$$

$$\underline{\omega}_{ij,t,s} \leq M \cdot z_{ij,t,s}^{\underline{\omega}} \quad ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.76})$$

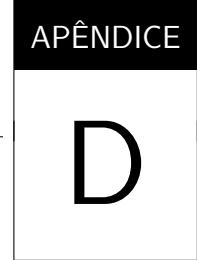
$$(P_{ij,t,s} + \bar{P}_{ij}) \leq M \cdot (1 - z_{ij,t,s}^{\underline{\omega}}) \quad ij \in L_D, t \in T, s \in S \quad (\text{C.77})$$

$$\bar{\kappa}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\bar{\kappa}} \quad i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.78})$$

$$(-P_{i,t,s}^{SE} + \bar{P}_i^{SE}) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\bar{\kappa}}) \quad i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.79})$$

$$\underline{\kappa}_{i,t,s} \leq M \cdot z_{i,t,s}^{\underline{\kappa}} \quad i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.80})$$

$$(P_{i,t,s}^{SE} + \bar{P}_i^{SE}) \leq M \cdot (1 - z_{i,t,s}^{\underline{\kappa}}) \quad i \in N_\infty, t \in T, s \in S \quad (\text{C.81})$$



CONVERSÃO DO *FRAMEKWORK TLP* EM UM EQUIVALENTE DE NÍVEL ÚNICO

D.1 Reformulação do processo de Compensação do Mercado de Energia Varejista como um MPEC

O modelo *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* (Programação Matemática com Restrições de Equilíbrio) (MPEC) que representa a compensação do mercado de energia varejista (ilustrado na Figura 24) é formulado da seguinte forma.

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in N_D^G} (\pi_{i,t}^D P_{i,t}^D) + \sum_{i \in N_\infty} (\pi_{i,t}^T P_{i,t}^{SE}) + \sum_{i \in N_D} (DCP_{i,t}^- + DCP_{i,t}^+) k \right] \quad (D.1)$$

sujeito a:

$$\text{Restrições (6.9)–(6.21),(6.27): Restrições primais do problema de otimização do OSD} \quad (D.2)$$

$$\text{Restrições (6.23)–(6.25): Restrições primais do problema de otimização dos prossumers} \quad (D.3)$$

$$2a_i P_{i,t}^D + b_i - \pi_{i,t}^D + \bar{\alpha}_{i,t} - \underline{\alpha}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\rho_{i,t}) \quad (D.4)$$

$$\pi_{i,t}^D + \bar{\beta}_{i,t} - \underline{\beta}_{i,t} + \gamma_i = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\Lambda_{i,t}) \quad (D.5)$$

$$\bar{\alpha}_{i,t} (-P_{i,t}^D + \bar{P}_i^D) = 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\bar{\alpha}'_{i,t}) \quad (D.6)$$

$$\underline{\alpha}_{i,t} (P_{i,t}^D - \underline{P}_i^D) = 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\underline{\alpha}'_{i,t}) \quad (D.7)$$

$$\bar{\beta}_{i,t} (-P_{i,t}^{DR} + \bar{P}_i^{DR}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\bar{\beta}'_{i,t}) \quad (D.8)$$

$$\underline{\beta}_{i,t} (P_{i,t}^{DR} - \underline{P}_i^{DR}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\underline{\beta}'_{i,t}) \quad (D.9)$$

$$\bar{\alpha}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\alpha}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\bar{\alpha}''_{i,t}, \underline{\alpha}''_{i,t}) \quad (D.10)$$

$$\bar{\beta}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\beta}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\bar{\beta}_{i,t}'', \underline{\beta}_{i,t}'') \quad (\text{D.11})$$

As equações (D.4)–(D.5) são as condições de estacionaridade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), enquanto (D.6)–(D.9) representam as restrições de folga complementar. Finalmente, (D.10)–(D.11) são as restrições de factibilidade problema de otimização dual. As variáveis entre parênteses são as respectivas variáveis duais de cada restrição.

D.2 Reformulação do Processo de Compensação do Mercado de Energia Atacadista como um MPEC

O equivalente de nível único da formulação de *Trilevel Programming* (Programação Trinível) (TLP) proposta (ilustrada na Figura 25) é escrito da seguinte forma.

$$\min \sum_{t \in T} \left[\sum_{i \in N_T^G} \left(\pi_{i,t}^T P_{i,t}^T \right) - \sum_{i \in N_\infty} \left(\pi_{i,t}^T P_{i,t}^{SE} \right) + \sum_{i \in N_T} \left(CP_{i,t}^- + CP_{i,t}^+ \right) k \right] \quad (\text{D.12})$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} & \text{Restrições (6.2)–(6.5), (6.26): restrições primais do problema de otimização do OSTMA} \\ & \quad (\text{D.13}) \end{aligned}$$

$$\text{Restrição (6.7): restrições primais do problema de otimização das EG} \quad (\text{D.14})$$

$$\begin{aligned} & \text{Restrições (D.2)–(D.11): restrições primais do modelo MPEC que representa} \\ & \quad \text{a compensação dos MEVs} \quad (\text{D.15}) \end{aligned}$$

$$2a_i P_{i,t}^T + b_i - \pi_{i,t}^T + \bar{\theta}_{i,t} - \underline{\theta}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_T^G, t \in T \quad (\text{D.16})$$

$$\begin{aligned} \pi_{i,t}^D - \lambda_{i,t} + \bar{\alpha}_{i,t} - \underline{\alpha}_{i,t} + 2a_i \rho_{i,t} - \bar{\alpha}_{i,t} \bar{\alpha}'_{i,t} + \underline{\alpha}_{i,t} \underline{\alpha}'_{i,t} = 0 \\ \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\text{D.17}) \end{aligned}$$

$$-\lambda_{i,t} + \omega_{ij,t} + \mu_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (\text{D.18})$$

$$-\lambda_{j,t} + \omega_{ij,t} - \mu_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (\text{D.19})$$

$$\begin{aligned} & -\sum_{ij \in L_D} \left(2 \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2} \mu_{ij,t} V_{i,t} + \frac{\eta_{ij,t}}{Z_{ij}} \right) + \sum_{ki \in L_D} \left(2 \frac{R_{ki}}{Z_{ki}^2} \mu_{ki,t} V_{i,t} + \frac{\eta_{ki,t}}{Z_{ki}} \right) \\ & + \bar{\varphi}_{i,t} - \underline{\varphi}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.20}) \end{aligned}$$

$$-2R_{ij} I_{ij,t} \omega_{ij,t} + \eta_{ij,t} + \bar{\iota}_{ij,t} - \underline{\iota}_{ij,t} = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (\text{D.21})$$

$$\pi_{i,t}^T - \lambda_{i,t} + \bar{\kappa}_{i,t} - \underline{\kappa}_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T \quad (\text{D.22})$$

$$\lambda_{i,t} + \bar{\beta}_{i,t} - \underline{\beta}_{i,t} + \gamma_i - \bar{\beta}_{i,t} \bar{\beta}'_{i,t} + \underline{\beta}_{i,t} \underline{\beta}'_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.23})$$

$$-\lambda_{i,t} + \bar{\sigma}_{i,t} - \underline{\sigma}_{i,t} + \Omega_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.24})$$

$$\bar{\phi}_{i,t} - \underline{\phi}_{i,t} + \Omega_{i,t} - \Omega_{i,t+1} = 0 \quad \forall i \in N_D, t < H \quad (\text{D.25})$$

$$\bar{\phi}_{i,H} - \underline{\phi}_{i,H} + \Omega_{i,H} - \epsilon_i = 0 \quad \forall i \in N_D \quad (\text{D.26})$$

$$P_{i,t}^D - \rho_{i,t} + \Lambda_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.27})$$

$$\bar{\theta}_{i,t}(-P_{i,t}^T + \bar{P}_i^T) = 0 \quad \forall i \in N_T^G, t \in T \quad (\text{D.28})$$

$$\underline{\theta}_{i,t}(P_{i,t}^T - \underline{P}_i^T) = 0 \quad \forall i \in N_T^G, t \in T \quad (\text{D.29})$$

$$\bar{\iota}_{ij,t}(-I_{ij,t} + \bar{I}_{ij}) = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (\text{D.30})$$

$$\underline{\iota}_{ij,t}(I_{ij,t} + \bar{I}_{ij}) = 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (\text{D.31})$$

$$\bar{\varphi}_{i,t}(-V_{i,t} + \bar{V}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.32})$$

$$\underline{\varphi}_{i,t}(V_{i,t} - \underline{V}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.33})$$

$$\bar{\kappa}_{ij,t}(-P_{i,t}^{SE} + \bar{P}_i^{SE}) = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T \quad (\text{D.34})$$

$$\underline{\kappa}_{ij,t}(P_{i,t}^{SE} + \bar{P}_i^{SE}) = 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T \quad (\text{D.35})$$

$$\bar{\sigma}_{i,t}(-P_{i,t}^{ESS} + \bar{P}_i^{ESS}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.36})$$

$$\underline{\sigma}_{i,t}(P_{i,t}^{ESS} - \underline{P}_i^{ESS}) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.37})$$

$$\bar{\phi}_{i,t}(-SOC_{i,t} + \bar{SOC}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.38})$$

$$\underline{\phi}_{i,t}(SOC_{i,t} - \underline{SOC}_i) = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.39})$$

$$\bar{\alpha}_{i,t}\bar{\alpha}_{i,t}'' = 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\text{D.40})$$

$$\underline{\alpha}_{i,t}\underline{\alpha}_{i,t}'' = 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\text{D.41})$$

$$\bar{\beta}_{i,t}\bar{\beta}_{i,t}'' = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.42})$$

$$\underline{\beta}_{i,t}\underline{\beta}_{i,t}'' = 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.43})$$

$$\bar{\theta}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\theta}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_T^G, t \in T \quad (\text{D.44})$$

$$\bar{\alpha}_{i,t}'' \geq 0 \quad \underline{\alpha}_{i,t}'' \geq 0 \quad \forall i \in N_D^G, t \in T \quad (\text{D.45})$$

$$\bar{\kappa}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\kappa}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_\infty, t \in T \quad (\text{D.46})$$

$$\bar{\iota}_{ij,t} \geq 0 \quad \underline{\iota}_{ij,t} \geq 0 \quad \forall ij \in L_D, t \in T \quad (\text{D.47})$$

$$\bar{\varphi}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\varphi}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.48})$$

$$\bar{\beta}_{i,t}'' \geq 0 \quad \underline{\beta}_{i,t}'' \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.49})$$

$$\bar{\sigma}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\sigma}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.50})$$

$$\bar{\phi}_{i,t} \geq 0 \quad \underline{\phi}_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in N_D, t \in T \quad (\text{D.51})$$

A equação (D.16) representa a estacionaridade das funções objetivo das EGs, enquanto as equações equivalentes para os MEVs são dadas em (D.17)–(D.27). As condições de folga complementar para as EGs são fornecidas em (D.28), e as condições de folga para os MEVs são apresentadas em (D.30)–(D.43). Finalmente, (D.44) mostra a restrição de factibilidade do problema dual das EGs, e (D.45)–(D.51) são as restrições de factibilidade do problema dual dos MEVs.



EESC • USP