RESSALVA

Atendendo solicitação do autor, o texto completo desta dissertação será disponibilizado somente a partir de 06/03/2025.

Eduardo Luis Goldoni

Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual

Bauru

2024

Eduardo Luis Goldoni

Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual

Defesa de Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Área de Concentração: Automação

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia

Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"
Faculdade de Engenharia de Bauru
Departamento de Engenharia Elétrica

Bauru
2024

G621m

Goldoni, Eduardo Luis
Modelo para operação estratégica de sistemas de distribuição em mercados transativos de energia via curva de suprimento residual / Eduardo Luis Goldoni. -- Bauru, 2024
129 p. : il., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru
Orientador: Leonardo Nepomuceno

1. Mercados transativos de energia. 2. Curva de suprimento residual. 3. Cálculo de lances estratégicos. 4. Recursos de energia distribuídos. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

IMPACTO POTENCIAL DESSA PESQUISA

Este trabalho apresenta um modelo para planejar as ações de um operador de sistema de distribuição que age no mercado atacadista de energia do dia seguinte, de modo a garantir o menor custo de operação de uma área de distribuição ativa, isto é, uma rede de distribuição que possui em sua estrutura recursos de geração e consumidores aptos a flexibilizar sua demanda para obter melhores preços. O modelo é capaz de utilizar as oportunidades que os recursos de energia distribuídos oferecem ao operador para reduzir o custo da energia dessa área e, consequentemente, reduzir o preço da energia para os diversos agentes usuários dessa área. Além disso, o modelo estimula a competição entre os recursos de energia distribuídos, o que favorece o desenvolvimento e a expansão de fontes de energia módicas e sustentáveis. Por fim, em relação ao impacto social, ressalta-se que este trabalho se alinha à três dos objetivos de desenvolvimento sustentável promovidos pela ONU, quais sejam: i) objetivo 7 (assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos e todas); ii) objetivo 9 (construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação) e; iii) objetivo 12 (assegurar padrões de produção e de consumo sustentáveis).

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

This work presents a model for planning the actions of a distribution system operator, who operates in the wholesale energy market for the next day to ensure the lowest operating cost for an active distribution area, i.e. a distribution network that has generation resources and consumers capable of flexibly adjusting their demand to obtain better prices. The model is capable of leveraging the opportunities provided by distributed energy resources to reduce the energy cost of this area, and consequently, decrease the energy price for various users within this area. Furthermore, the model encourages competition among distributed energy resources, fostering the development and expansion of cost-effective and sustainable energy sources. Lastly, concerning social impact, it is emphasized that this work aligns with three of the United Nations Sustainable Development Goals: i) Goal 7 (ensure access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy for all); ii) Goal 9 (build resilient infrastructure, promote inclusive and sustainable industrialization, and foster innovation); and iii) Goal 12 (ensure sustainable consumption and production patterns).

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE EDUARDO LUIS GOLDONI, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 06 dias do mês de março do ano de 2024, às 14:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de EDUARDO LUIS GOLDONI, intitulada **Modelo para Operação Estratégica de Sistemas de Distribuição em Mercados Transativos de Energia via Curva de Suprimento Residual**. A Comissão Examinadora foi constituida pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru, Prof. Dr. BENVINDO RODRIGUES PEREIRA JÚNIOR (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Professor substituto TIAGO FORTI DA SILVA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP. Após a exposição pelo mestrando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final:_ _ _ Aprovado _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ . Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO

gov.br Documento assinado digitalmente
LEONARDO NEPOMUCENO
Data: 06/03/2024 17:24:57-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

RESUMO

Os mercados transativos de energia envolvem o mercado atacadista (no nível da transmissão) e os mercados varejistas (no nível da distribuição). Nos mercados transativos, a interação entre os mercados atacadista e varejistas tem sido realizada por meio de abordagens em que o operador do sistema de distribuição (OSD) interage com mercado atacadista de forma ativa ou passiva. Na abordagem de interação passiva, o OSD assume que não tem poder de alterar os preços de equilíbrio do mercado atacadista, enquanto que na abordagem de interação ativa, o OSD assume que possui flexibilidades, em função de seus recursos de energia distribuídos (REDs), que podem alterar os preços de equilíbrio do mercado atacadista. A alteração dos preços no mercado atacadista é feita por meio de lances estratégicos submetidos pelo OSD ao mercado atacadista. Este trabalho propõe um modelo que adota a abordagem estratégica para o OSD, o qual busca calcular os lances estratégicos ao mesmo tempo em que planeja o despacho ativo/reativo do dia seguinte de um sistema de distribuição. A interação entre os mercados atacadista e varejista é feita através da curva de suprimento residual (CSR) aqui proposta, que relaciona possíveis demandas do sistema de distribuição aos preços esperados do mercado atacadista. Também é proposta neste trabalho uma metodologia que avalia os erros nos custos de produção relacionados à interação entre os mercados atacadista e varejista. Os resultados mostram que o modelo baseado na CSR possibilita ao OSD a redução de 12% a 40% nos erros estimados para os custos de produção quando comparados àqueles obtidos por abordagens de interação passiva, e de 3% a 9% quando comparado com abordagens de iteração ativa.

Palavras-chave: Mercados Transativos de Energia, Curva de Suprimento Residual, Cálculo de Lances Estratégicos, Recursos de Energia Distribuídos.

ABSTRACT

Transactive energy markets involve the wholesale market (at the transmission level) and retail markets (at the distribution level). In transactive markets, the interaction between wholesale and retail markets has been carried out through approaches in which the distribution system operator (DSO) interacts with the wholesale market actively or passively. In the passive interaction approach, the DSO assumes it has no power to change the equilibrium prices of the wholesale market, while in the active interaction approach, the DSO assumes it has flexibilities, based on its distributed energy resources (DERs), that can change the equilibrium prices of the wholesale market. Price changes in the wholesale market are made through strategic bids submitted by the DSO to the wholesale market. This work proposes a model that adopts the strategic approach for the DSO, which seeks to calculate strategic bids while planning the active/reactive dispatch for the next day of a distribution system. The interaction between wholesale and retail markets is achieved through the proposed residual supply curve (RSC), which relates potential distribution system demands to expected wholesale market prices. This work also proposes a methodology that assesses errors in production costs related to the interaction between wholesale and retail markets. The results show that the model based on the RSC allows the DSO to reduce estimated production costs by 12% to 40% compared to those obtained by passive interaction approaches, and by 3% to 9% compared to active interaction approaches.

Key-words: Transactive Energy Markets, Residual Supply Curve, Strategic Bids, Distributed Energy Resources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1 – Equilíbrio de mercado. 16
Figura 4.1 – Representação das funções de demanda e geração agregadas no PCM. . 45
Figura 4.2 – Funções inversas de demanda e geração agregada. 45
Figura 4.3 – Função de suprimento residual inversa. 46
Figura 4.4 – Função de suprimento residual. 47
Figura 4.5 – Algoritmo para obtenção dos pontos da CSR por otimização. 51
Figura 4.6 – Algoritmo para obtenção dos pontos da CSR considerando incertezas dos lances. 53
Figura 4.7 – Pontos da curva de suprimento residual esperada. 54
Figura 4.8 – Processo de discretização da CSR. 55
Figura 4.9 – CSR discretizada. 56
Figura 4.10–Metodologia de avaliação do CLE da ADL. 58
Figura 5.1 – Sistema de testes T6D2. 61
Figura 5.2 – Perfil de demanda total dos consumidores no sistema teste T6D2. . . . 63
Figura 5.3 – Distribuição normal que estabelece cenários de lances dos consumidores. 66
Figura 5.4 – PEM no período 7 para um mercado de ofertas simples. 67
Figura 5.5 – PEM no período 7 para demandas da ADL 1. 68
Figura 5.6 – CSR determinística para a ADL 1 no período 7. 69
Figura 5.7 – Cenários de PEM para o período 7. 70
Figura 5.8 – Cenários de PEM para demanda de 30 MW da ADL 1. 72
Figura 5.9 – CSR esperada para a ADL 1 no período 7 considerando incertezas de lances. 72
Figura 5.10–PEM no período 7 para um mercado de ofertas complexas. 74
Figura 5.11–PEM ofertas simples x PEM ofertas complexas. 75
Figura 5.12–Comparação de PEM e PML desconsiderando ADL 1. 75
Figura 5.13–PML horário de acordo com cenários de lances dos demais consumidores. 76
Figura 5.14–Preço esperado na barra 3 de acordo com cotas da ADL 1. 77
Figura 5.15–Curva de suprimento residual, destacando os preços esperados de equilíbrio do mercado atacadista na barra 3, no período 7, em função das cotas submetidas pela ADL 1 no leilão. 78
Figura 5.16–Curvas de suprimento residual para a ADL 1. 79
Figura 5.17–Área de distribuição local 1. 80
Figura 5.18–Demanda dos consumidores da ADL 1. 81
Figura 5.19–Preços esperados na barra 3 do mercado atacadista Casos 1.a e 1.b. . . 83
Figura 5.20–Flexibilização da demanda da ADL 1 para os Casos 1.a e 1.b. 84

Figura 5.21–Potência ativa dos GDs para os casos 1.a e 1.b. 85
Figura 5.22–Potência a ser importada pela ADL para os casos 1.a e 1.b. 85
Figura 5.23–Algoritmo de coordenação iterativa de mercados. 88
Figura 5.24–Caso 2.a - Custo da ADL 1. 89
Figura 5.25–Caso 2.b - Custo da ADL 1. 89
Figura 5.26–Flexibilização da demanda da ADL 1 para os casos 2.a e 2.b. 90
Figura 5.27–Potência ativa dos GDs para os Casos 2.a e 2.b. 90
Figura 5.28–Potência a ser importada pela ADL para os Casos 2.a e 2.b. 91
Figura 5.29–Flexibilização da demanda para o caso 3. 93
Figura 5.30–Caso 3 - Potência ativa dos GDs. 94
Figura 5.31–Ponto escolhido da CSR no período 7. 95
Figura 5.32–Potência a ser importada e preços esperados pelo OSD. 96

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Ofertas simples dos geradores do mercado atacadista *pool*. 62
Tabela 5.2 – Ofertas complexas de custo dos geradores. 62
Tabela 5.3 – Ofertas complexas de restrições operacionais dos geradores. 62
Tabela 5.4 – Dados do sistema de transmissão. 64
Tabela 5.5 – Lance dos consumidores 1 e 2 no mercado atacadista. 65
Tabela 5.6 – Cenários de lances dos consumidores. 66
Tabela 5.7 – PEM e Potência negociada no mercado para cotas da ADL 1 no período 7. 69
Tabela 5.8 – Potência negociada e PEM para cada cenário no período 7 do mercado atacadista. 71
Tabela 5.9 – Lances do OSD. 77
Tabela 5.10–Parâmetros das linhas de distribuição da ADL 1. 80
Tabela 5.11–Parâmetros de flexibilidade dos consumidores da ADL 1. 81
Tabela 5.12–Parâmetros dos geradores distribuídos. 81
Tabela 5.13–Avaliação de custos obtidos no Caso 1.a em cenários do mercado atacadista. 86
Tabela 5.14–Avaliação de custos obtidos no Caso 1.b em cenários do mercado do OST. 87
Tabela 5.15–Avaliação de custos obtidos no Caso 1.a em cenários do mercado atacadista. 92
Tabela 5.16–Avaliação de custos obtidos no Caso 2.b em cenários do mercado do OST. 92
Tabela 5.17–Avaliação de custos obtidos pela CSR em cenários do mercado do OST. 96
Tabela 5.18–Avaliação de erros de custo da ADL. 98
Tabela A.1 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 1 a 10. . 113
Tabela A.2 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 11 a 20. 113

SUMÁRIO

1 Introdução 1

2 Mercados de eletricidade 7

2.1 Modelos econômicos para mercados de eletricidade 8

2.2 Agentes do mercado atacadista 9

2.3 Tipos de mercados - classificação por serviços 11

2.3.1 Mercados de energia 11

2.3.2 Mercados de serviços auxiliares 13

2.4 Tipos de mercados - classificação por horizonte de planejamento 13

2.4.1 Mercados *pool* 14

2.4.2 Mercados de tempo real 14

2.4.3 Mercados de futuros 14

3 Mercados transativos de energia 15

3.1 Mercado atacadista de energia 16

3.1.1 Introdução aos mercados atacadistas de energia 16

3.1.2 Nomenclatura 18

3.1.3 Função objetivo 21

3.1.4 Restrições 21

3.2 Mercado varejista de energia 23

3.2.1 Introdução aos mercados varejistas de energia 24

3.2.2 Nomenclatura 26

3.2.3 Função objetivo 28

3.2.4 Restrições 28

3.3 Interação entre mercados atacadistas e varejistas 31

3.3.1 Mercados varejistas desacoplados 32

3.3.2 Interação passiva entre OSD e OST 33

3.3.3 Interação ativa entre OSD e OST 35

3.3.3.1 Coordenação iterativa OSD-OST 35

3.3.3.2 Abordagem por equilíbrio de mercados 37

4 Modelo para operação estratégica de sistemas de distribuição 41

4.1 Reinterpretação da curva de demanda residual para curva de suprimento residual 44

4.2 Interpretando a CSR como um modelo de otimização 47

4.3 CSR determinística para mercados complexos 49

4.4 CSR para mercados complexos de energia considerando incertezas dos consumidores 52

4.5 Modelo de cálculo de lances estratégicos do OSD via CSR 55
4.6 Metodologia de avaliação da CSR 57
5 Resultados computacionais 61
5.1 Sistema de testes T6D2 61
5.2 Avaliação das opções estratégicas da ADL 1 no mercado atacadista 64
5.2.1 Dados dos consumidores concorrentes no mercado atacadista 65
5.2.2 CSR em mercados de ofertas simples 67
5.2.2.1 CSR através do PEM para um cenário de CDA 67
5.2.2.2 CSR através do PEM para diversos cenários de CDA . . . 70
5.2.3 CSR em mercados de ofertas complexas 73
5.2.3.1 Obtenção do PEM para um cenário de CDA 73
5.3 CSR da ADL 1 77
5.4 Cálculo de lances estratégicos da ADL 1 80
5.4.1 Caso 1 - CLE da ADL 1 por interação passiva entre OSD e OST . . 82
5.4.2 Caso 2 - CLE da ADL 1 por interação ativa entre OSD e OST via coordenação iterativa de mercados 87
5.4.3 Caso 3 - CLE da ADL 1 utilizando a CSR 93
5.5 Avaliação de erros de planejamento de custos da ADL 1 98
6 Conclusões 101
Referências 105

Apêndices 111

APÊNDICE A Dados da Curva de Suprimento Residual 112

1 INTRODUÇÃO

A partir da década de 1990, o planejamento operacional dos sistema elétricos deixou de ser feito em um ambiente regulado e foram estabelecidos mercados para o comércio de produtos e serviços de eletricidade. No ambiente regulado, anterior aos mercados de eletricidade, as decisões eram tomadas de forma centralizada pelo operador do sistema, cujo objetivo era a minimização dos custos totais de produção de energia e o atendimento das restrições de segurança e confiabilidade da rede. Por outro lado, nos mercados de eletricidade, a programação do despacho é realizada por meio de negociação entre consumidores e produtores, com ou sem a supervisão de um operador de mercado. Neste caso, questões ligadas à confiabilidade e segurança do sistema elétrico são gerenciadas pelo operador independente do sistema (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

No ambiente dos mercados de eletricidade, o objetivo dos proprietários das companhias geradoras (GenCos) é a maximização de suas receitas líquidas. Essa maximização se dá pelo incremento das receitas obtidas com a venda de energia e serviços, ao mesmo tempo em que se minimizam os custos de produção das suas máquinas. Neste ambiente, foi alterado também o papel dos agentes consumidores (i.e. grandes indústrias e companhias de distribuição). A compra de energia e serviços auxiliares passou a ser negociada diretamente por esses agentes, que podem firmar contratos bilaterais com os produtores e/ou submeter lances de compra em leilões de energia. Os agentes geradores, as grandes indústrias e as companhias de distribuição participam de mercados atacadistas de eletricidade (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

A partir da consolidação do mercado atacadista, novas abordagens têm sido propostas para a implantação de mercados varejistas de energia, os quais sejam capazes de incluir não somente grandes consumidores e produtores de energia, mas também produtores e consumidores de menor porte. As companhias distribuidoras (DisCos) também participam do mercado varejista, sendo que a energia comprada por esta no mercado atacadista é vendida para os consumidores finais conectados em sua rede de distribuição. Na última década, o sistema de distribuição tem passado por modificações com o desenvolvimento e expansão dos recursos de energia distribuídos (REDs) e das redes de distribuição inteligentes, os quais possuem maior flexibilidade para a participação ativa nos mercados. Esses recursos são capazes de alterar a interação das companhias de distribuição com o mercado atacadista, ao modificarem o perfil de demanda de uma área de distribuição local (ADL) (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; CHEN et al., 2021; HUANG et al., 2021).

Da integração entre os mercados atacadistas e varejistas, surgiram os mercados transativos de energia, de modo a representar a interação dos novos agentes conectados à

distribuição, denominados prossumidores, com o operador responsável pela distribuição e também a interação deste operador com o operador independente dos mercados atacadistas, que ocorrem na transmissão (HUANG et al., 2021). Sendo assim, o operador do sistema de distribuição (OSD) fica responsável por gerenciar os REDs, coordenar e balancear o despacho transativo entre oferta e demanda no nível da distribuição e, no nível da transmissão, realizar a interação do mercado varejista com o mercado atacadista (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018; HUANG et al., 2021; YUAN; HESAMZADEH, 2017; ULLAH; PARK, 2023). O operador responsável pela compensação do mercado atacadista é denominado neste trabalho operador do sistema de transmissão (OST).

A interação entre o OSD e OST é realizada em um ambiente de mercado, por meio dos lances que o OSD submete ao mercado atacadista, coordenado pelo OST. O modelo que calcula estes lances é denominado de modelo de cálculo de lances estratégicos (CLE). Além de calcular os lances estratégicos a serem submetidos pelo OSD ao OST, o modelo de CLE também compensa o mercado varejista, calculando os despachos de geração interna e demanda, além de estabelecer os preços de equilíbrio para o mercado varejista. No que diz respeito à interação entre o OSD e OST, este trabalho classifica as abordagens de mercados transativos em três tipos: i) mercados desacoplados; ii) interação passiva entre OSD e OST; iii) interação ativa entre OSD e OST. Na primeira abordagem, i.e. a dos mercados desacoplados, o OSD planeja a operação do sistema de distribuição por meio de um modelo de CLE que desconsidera completamente o mercado atacadista, o que facilita a resolução do problema de otimização do OSD. Entretanto, a falta de informação sobre o mercado atacadista, ao qual o OSD recorre para obter a potência para suprir a demanda de sua área gerenciada, provoca assimetrias de preços praticados e, consequentemente, as decisões tomadas pelo operador não são efetivamente otimizadas (BAGHERI; JADID, 2022).

Na segundo tipo de abordagem, i.e. interação passiva entre OSD e OST, o OSD realiza o planejamento da operação do sistema de distribuição e o cálculo dos lances a serem submetidos ao mercado atacadista por meio de um modelo de CLE que assume sinais de preços de equilíbrio esperados em cada período, obtidos por meio de simulação do mercado de grande porte. Neste caso, a interação entre os mercados é unilateral, ou seja, o OSD atua como um *price taker* no mercado de grande porte (WU; CONEJO, 2023). Nesse tipo de abordagem, o operador da distribuição não leva em conta a capacidade que as suas respectivas ADLs possuem de alterar os preços do mercado atacadista através da flexibilização de sua demanda ao utilizar os REDs. Assim, também neste caso, os recursos do sistema podem não ser dispostos de forma ótima (BAGHERI; JADID, 2022).

Na terceira abordagem, i.e. interação ativa entre OSD e OST, o cálculo de lances estratégicos do OSD é feito por um modelo de CLE que pressupõe que o OSD é capaz de alterar os preços de equilíbrio do mercado atacadista, i.e. o OSD é tratado com um agente *price maker* estratégico no mercado atacadista. Neste caso, o OSD analisa as opções

do mercado atacadista em conjunto com os seus recursos de flexibilização de demanda para tomar as decisões para a operação do sistema de distribuição, e calcula um conjunto de lances estratégicos para efetuar a compra da potência que supra a sua demanda, de modo que obtenha o mínimo custo operacional para a ADL que gerencia (BAGHERI; JADID, 2022). Nessa linha de abordagem, basicamente dois tipos de interação entre os mercados atacadista e varejista foram propostos na literatura: a abordagem de coordenação iterativa e os modelos baseados em equilíbrio de mercados. Na proposta de coordenação iterativa, uma sequência de procedimentos de mercados atacadista e varejista são resolvidos alternadamente, de forma que os dados de entrada se alteram de acordo com as soluções obtidas na iteração anterior, até que a convergência (equilíbrio) entre as decisões dos dois mercados seja alcançada. Os trabalhos a seguir adotam essa abordagem: Li et al. (2016), Yuan e Hesamzadeh (2017), Li et al. (2018b), Li et al. (2018a), Renani, Ehsan e Shahidehpour (2018), Gonzalez, Myrzik e Rehtanz (2020), Lin, Wu e Shahidehpour (2020), Arpanahi, Golshan e Moghaddam (2022), Jiang et al. (2022), Bagheri e Jadid (2022), Ullah e Park (2023).

Na proposta de operação estratégica através de equilíbrio de mercados, tem-se um problema de otimização binível, no qual, geralmente, o nível superior corresponde ao problema de minimização dos custos da ADL, e o nível inferior representa o procedimento de compensação do mercado atacadista. A técnica para solução envolve a reformulação do problema binível original por meio de um problema de um único nível. Em geral, isso é feito substituindo-se o nível inferior por suas condições associadas de otimalidade de Karush-Khun-Tucker (KKT) de primeira ordem. Devido à presença das restrições de complementaridade, o problema de um único nível resultante trata-se de um problema matemático com restrições de equilíbrio (MPEC, do inglês *mathematical problem with equilibrium constraints*) (ZHANG et al., 2016, 2016; CHEN et al., 2021; CHEN et al., 2022; JIANG et al., 2023). Entretanto, a resolução a partir dessa técnica só é possível quando o problema do nível inferior é convexo, o que impede a presença de variáveis binárias ou discretas no nível inferior. Ocorre que os modelos práticos, utilizados pela maioria dos mercados, envolve a utilização de varáveis binárias. Assim, a utilização de modelos de MPEC impede a representação de mercados de ofertas complexas, que se utilizam de variáveis binárias para representar restrições operacionais intertemporais de geradores, dentre outras.

A operação estratégica através de modelos de equilíbrio obtidos por meio de problemas de otimização binível também tem sido utilizada por companhias de geração para obter as ofertas que maximizam suas receitas no mercado atacadista. Os modelos que calculam a operação estratégicas de companhias geradoras no mercado atacadista são denominados de modelos de cálculo de ofertas estratégicas (COE) (BAILLO et al., 2004; TORRE; CONTRERAS; CONEJO, 2004; BARROSO et al., 2006; DAI; QIAO, 2015). Entretanto, quando o problema de COE da companhia geradora é formulado como um

problema binível e reformulado como um MPEC, este também não é capaz de representar em seu nível inferior um mercado atacadista real, de ofertas complexas. Uma estratégia utilizada por essas companhias para a solução de seus modelos de COE, que evita a utilização de formulações do tipo MPEC, é a curva cota-preço, ou curva de demanda residual (CDR). A CDR estima preços de equilíbrio de mercado quando determinadas cotas de produção própria da companhia geradora são aceitas no leilão. A partir da utilização da CDR, as companhias geradoras são capazes de resolver o problema de COE para mercados de ofertas complexas reais, sem recorrer a formulações do tipo MPEC. Em Cabana et al. (2023), mostra-se que a construção desta curva pode ser feita por meio de simulações de um conjunto de procedimentos de compensação de mercados, em que as cotas da GenCo são progressivamente aumentadas até a capacidade máxima dos geradores. De posse da CDR, o proprietário da GenCo resolve um problema de autoprodução em busca da solução que maximiza suas receitas líquidas e, por fim, calcula um conjunto de ofertas ótimas a ser submetido no mercado atacadista (TORRE et al., 2002; CABANA et al., 2023).

O método inicialmente proposto para obtenção da CDR consistia na subtração da curva de geração agregada (dada pelas ofertas de todas as companhias geradoras no leilão, excetuando-se a GenCo que se deseja estudar) pela curva de demanda agregada (dada pelos lances dos consumidores no leilão). Em Cabana et al. (2023), mostra-se que esse método é muito simplista, e não permite que sejam especificadas restrições intertemporais de geração e físicas das linhas de transmissão. Como alternativa, os autores apresentaram um método de obtenção da CDR por meio de um problema de otimização, onde é possível especificar as restrições listadas e ainda lidar com incertezas do mercado atacadista (CABANA et al., 2023).

De forma análoga às companhias geradoras, as DisCos também possuem potencial para alterar o preço do mercado atacadista ao utilizar seus recursos de flexibilidade de demanda para realizar lances estratégicos no mercado atacadista (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2018). Assim, pelo menos em tese, a curva cota-preço também poderia ser utilizada pelo OSDs para obter o preço do mercado para determinadas condições de demanda da ADL. Neste trabalho, propõe-se uma curva, aqui denominada de curva de suprimento residual (CSR), cujo objetivo é representar a atuação estratégica do OSD no mercado atacadista de energia. De forma análoga à utilização da CDR para as companhias geradoras, a CSR é utilizada pela DisCo para descrever o comportamento ótimo do mercado atacadista (em termos de seus preços de equilíbrio de mercado), frente aos lances fornecidos pela DisCo nos leilões do mercado. Assim, a CSR fornece o preço de equilíbrio do mercado atacadista para cada bloco de lance fornecido pela DisCo a este mercado. Mostra-se que, caso mais de uma DisCo esteja operando de forma estratégica no mercado atacadista, é possível utilizar diferentes curvas do tipo CSR, uma para cada DisCo, de modo a expressar o potencial poder de mercado dessas companhias.

Este trabalho propõe um modelo de CLE que utiliza a curva de suprimento residual

(CSR) para a representação dos preços de equilíbrio ótimos do mercado atacadista para cada bloco de lance fornecido pela DisCo. O modelo de CLE proposto calcula o planejamento ótimo do dia seguinte do sistema de distribuição da DisCo ao mesmo tempo em que realiza o cálculo de lances estratégicos a serem submetidos ao mercado atacadista, com base na CSR. Nessa abordagem, a CSR é construída através de simulações de problemas de otimização que remetem ao procedimento de compensação de mercado de energia *pool* atacadista, o qual inclui intrinsecamente em sua modelagem ofertas complexas dos geradores e aspectos físicos do sistema de transmissão. Dessa forma, a abordagem de CLE proposta é capaz de representar as incertezas associadas aos demais agentes do mercado atacadista, além de representar as ofertas/lances complexos dos agentes, bem como as restrições intertemporais que utilizam variáveis binárias em sua formulação.

No cálculo de lances estratégicos do OSD para os mercados atacadistas, existem incertezas relacionadas ao comportamento dos demais agentes do mercado. Dessa forma, não se conhece, a priori, quais serão as ofertas e lances fornecidos pelos demais agentes neste mercado do dia seguinte. As incertezas nas ofertas e lances dos demais agentes tornam o CLE um problema inerentemente estocástico. Tem-se então que os valores esperados de custo e preços de equilíbrio obtidos pelo modelo de CLE podem não se concretizar no mercado no dia seguinte real. Dessa forma, uma questão relevante para o OSD diz respeito à qualidade dos lances calculados pelo modelo de CLE adotado. Lances com boa qualidade têm o potencial de estimar os custos e preços de equilíbrio do mercado atacadista com maior precisão. Assim, é possível comparar a qualidade de modelos de CLE, avaliando-se os erros de estimativa nos preços de equilíbrio do mercado e os custos esperados da operação. Neste trabalho, propõe-se uma metodologia capaz de avaliar a qualidade dos modelos de CLE, verificando o desempenho do lance calculado para um grande número (centenas) de cenários que podem ocorrer em um leilão. Esta metodologia é utilizada para avaliar a qualidade de alguns modelos de CLE investigados neste trabalho. Os resultados mostram que o modelo de CLE aqui proposto, baseado na CSR tem desempenho substancialmente melhor que o dos demais modelos com os quais foi comparado.

Alguns recursos das áreas de distribuição não são avaliados neste trabalho, como a operação de *microgrids*, e de determinados REDs, como baterias e geradores distribuídos renováveis. A operação de *microgrids* adicionaria um novo nível dentro do mercado da distribuição e o seu operador pode ter outros interesses, que por vezes pode ser conflitante com o OSD. Em relação aos GDs renováveis, como geradores fotovoltaicos e eólicos, o modelo aqui proposto não é capaz de representar as incertezas associadas a essas fontes, sendo que a solução de problemas dessa natureza envolveria o tratamento das incertezas, tanto das fontes em um modelo de CLE estocástico.

Esse trabalho está estruturado conforme descrito a seguir. O Capítulo 2 apresenta os mercados de eletricidade, com suas estruturas básicas, agentes envolvidos, modelos de negociação e tipos de mercados. O Capítulo 3 apresenta os conceitos relacionados aos

mercados transativos de energia, os problemas de otimização dos operadores dos mercados atacadista e varejista, e ainda detalha as formas de interação entre esses dois mercados propostas na literatura. No Capítulo 4 é descrita a forma de obtenção da CSR pela abordagem simplificada, através da subtração de curvas, a sua contrapartida de construção através de resolução de problemas de otimização, bem como a forma de inserção da CSR no modelo de otimização do OSD. No Capítulo 5, o modelo de CLE proposto é aplicado em um caso prático. O lance calculado por essa nova abordagem, e também por abordagens de interação passiva e ativa entre OSD e OST encontradas na literatura, são submetidos à metodologia de avaliação de erros na previsão de custo operacional também proposta neste trabalho, e os erros obtidos são comparados de modo a avaliar a eficiência dos diversos modelos. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

6 CONCLUSÕES

Em mercados de energia transativa, o operador do sistema de distribuição (OSD) enfrenta o problema diário que consiste em elaborar lances para o mercado atacadista de energia do dia seguinte coordenado pelo operador do sistema de transmissão (OST), ao mesmo tempo em que precisa gerenciar os recursos internos de energia distribuída (RED) de modo a coordenar e balancear as relações entre a oferta e demanda no nível de distribuição. Este problema tem sido formulado na literatura por meio dos modelos de cálculo de lances estratégicos (CLE).

No que diz respeito à efetiva interação entre o OSD e OST, os modelos de CLE propostos na literatura podem ser classificados em duas abordagens mais utilizadas: i) na primeira, o OSD é considerado como um agente *price-taker* no mercado atacadista, de modo que sua interação com este mercado se dá de forma passiva, de modo que o OSD não consegue manipular os preços de equilíbrio de mercado e ii) na segunda, o OSD é considerado como um agente *price-maker* no mercado atacadista, de modo que este é capaz de manipular os preços de equilíbrio de mercado. Os modelos que utilizam a primeira abordagem para todos os agentes desprezam a atuação estratégica desses agentes, o que pode deteriorar as soluções obtidas pelo OSD em termos de otimalidade e factibilidade. Já os modelos que utilizam a segunda abordagem, têm sido formulados e resolvidos por meio de algoritmos de coordenação iterativa OSD-OST ou por meio de formulações baseadas em equilíbrio, as quais geralmente utilizam formulações biníveis, em que o procedimento de compensação do mercado (PCM) atacadista geralmente é introduzido no nível inferior.

Apesar de representarem de forma eficiente a interação/competição entre os mercados coordenados pelo OSD e OST, os modelos de CLE biníveis são de difícil solução, e necessitam que o modelo de PCM de nível inferior seja convexo. Ocorre que a grande maioria dos algoritmos utilizados em mercados atacadistas hoje, possuem variáveis binárias e/ou estruturas de lances complexos, os quais exigem formulações não convexas para o PCM. Assim, são necessárias novas formulações para os modelos de CLE que sejam capazes representar o eventual comportamento *price-maker* estratégico do OSD no mercado atacadista, porém, sem a utilização de formulações biníveis.

Este trabalho propõe um modelo de CLE para uma área de distribuição local (ADL) de um sistema de distribuição operado pelo OSD que evita a formulação binível, porém tem a capacidade de representar o comportamento *price-maker* estratégico do OSD no mercado atacadista, coordenado pelo OST. Para isto, este trabalho propõe uma nova curva, denominada de curva de suprimento residual (CSR), bem como um modelo de otimização para a obtenção desta curva para mercados atacadistas que possuem modelos de PCM reais, os quais utilizam variáveis binárias e/ou estruturas de lances complexos, com formulações

não convexas. A curva CSR proposta neste trabalho é inspirada na curva de demanda residual (CDR), ferramenta desenvolvida para auxiliar os modelos de cálculo de ofertas estratégicas (COE) de companhias geradoras que participam de mercados atacadistas. O CLE relaciona os preços de equilíbrio ótimos do mercado atacadista com as cotas de energia aceitas para o OSD neste mercado. Assim, para cada cota que o OSD submete ao leilão, a CLE estima os preços de equilíbrio ótimos obtidos no mercado atacadista. A abordagem de CLE proposta utiliza esta curva para estimar as reações ótimas (em termos de preços) do mercado atacadista, permitindo também representar as incertezas neste mercado.

Este trabalho propõe ainda uma metodologia para a avaliação da qualidade dos lances estratégicos calculados por modelos de CLE. Como se sabe, os lances estratégicos calculados pelo CLE possuem incertezas associadas às ofertas e lances do demais agentes. Assim, dadas estas incertezas, quando submetidos à operação do dia seguinte, os lances estratégicos devem resultar em erros na estimação de custos do OSD bem como erros na estimação dos preços de equilíbrios do mercado atacadista. A metodologia proposta consiste em avaliar os lances estratégicos calculados pelo CLE, submetendo-o à diversas possibilidades de mercado do dia seguinte, em que os lances dos demais agentes são simulados por centenas de cenários aleatórios possíveis (i.e. utilizando-se uma distribuição de probabilidade). Esta metodologia é aqui utilizada para avaliar a qualidade do modelo proposto, comparando-o com duas outras abordagens de CLE já propostas na literatura: um que envolve a abordagem (i) descrita nessa seção (i.e. o OSD é tratado com um agente *price-taker*), e outra envolve a abordagem (ii), em que é utilizado um algoritmo de coordenação iterativa OSD-OST.

Os resultados com o modelo que envolve a abordagem (i) mostram que esta é capaz de lidar as restrições não convexas que ocorrem em mercados atacadistas formulados por meio de variáveis binárias e/ou com a utilização de ofertas/lances complexos. Entretanto, verificou-se que esta abordagem é sensível aos parâmetros de entrada do método, utilizados para representar os preços de equilíbrio do mercado atacadista. Além disso, o desempenho desta abordagem em relação ao modelo proposto é claramente inferior, uma vez que os erros obtidos foram consideravelmente maiores, em todos os casos, que aqueles obtidos pela abordagem pela curva de suprimento residual e também pela coordenação iterativa.

Os resultados com o modelo de CLE que envolve a abordagem (ii), baseado no algoritmo de coordenação iterativa OSD-OST, mostram que este modelo também é capaz de representar as restrições não convexas que ocorrem em mercados atacadistas formulados por meio de variáveis binárias e/ou com a utilização de ofertas/lances complexos. Entretanto, os resultados também mostram que o algoritmo tende a não convergir em algumas situações, apresentando um comportamento de ciclagem. Assim, nestas situações não é possível identificar um ponto de equilíbrio entre os mercados atacadista e varejista. Os resultados apontam ainda que o modelo de CLE proposto (i.e. da CSR) é consistentemente mais

eficiente para avaliar o poder de mercado da ADL e lidar com as incertezas do mercado atacadista, o que pode ser evidenciado pelos menores erros obtidos pelo modelo proposto quando comparado a este modelo. Sendo assim, o modelo de CLE proposto neste trabalho é eficaz para aumentar a eficiência do despacho dos recursos de energia distribuídos, mesmo que a otimalidade da decisão não seja garantida devido ao processo de discretização adotado para a construção da CSR.

Para futuros trabalhos é importante comparar a abordagem de CLE proposta nesse trabalho com modelos de CLE baseados em equilíbrio (modelos do tipo binível), em que o PCM seja representado no nível inferior. Já se sabe que a utilização de modelos de CLE baseados em equilíbrio não é possível para situações em que o modelo de PCM de nível inferior possua variáveis binárias e/ou estruturas de lances complexos. Assim, esta comparação deve ser feita para mercados que utilizam estruturas de lances simples (i.e. o PCM é descrito de forma convexa), o que não é muito comum nos mercados atacadistas. Por outro lado, os modelos baseados em equilíbrio modelam de forma muito precisa a interação entre os mercados e também modela de forma precisa as ações estratégicas do OSD no mercado atacadista. Assim, uma comparação com modelos de CLE baseados em equilíbrio tem o potencial de demostrar a eficiência da abordagem proposta no que diz respeito à qualidade das ações estratégicas calculadas para o OSD, para mercados atacadistas que utilizam estruturas de lances simples. Finalmente, pode-se comparar os erros na previsão de custos obtidos pelas duas abordagens conforme metodologia proposta neste trabalho, e analisar o comprometimento da otimalidade, em função discretização da CSR.

Por fim, conclui-se que o modelo apresentado oferece ao OSD uma forma de alocação estratégica dos recursos da ADL de modo que aumenta a eficiência de alocação dos REDs, ao mesmo tempo que preposiciona o operador contra as volatilidades de preços do mercado atacadista de energia.

REFERÊNCIAS

AFSHAR, K.; GHIASVAND, F. S.; BIGDELI, N. Optimal bidding strategy of wind power producers in pay-as-bid power markets. *Renewable Energy*, v. 127, p. 575–586, nov. 2018. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118305342>. Citado na página 42.

ARPANAHI, M. K.; GOLSHAN, M. E. H.; MOGHADDAM, M. P. Non-cooperative Operation of Transmission and Distribution Systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 1, p. 153–162, jan. 2022. ISSN 1941-0050. Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Informatics. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 36.

ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1225–1231, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 9 vezes nas páginas 8, 9, 12, 16, 17, 18, 22, 23 e 45.

AZIZI, A. et al. Transactive Energy Market Mechanism With Loss Implication. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 2, p. 1215–1223, mar. 2021. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 32.

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, p. 108213, nov. 2022. ISSN 01420615. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061522002447>. Citado 8 vezes nas páginas 2, 3, 31, 32, 33, 35, 36 e 37.

BAI, L. et al. Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 4, p. 4061–4073, jul. 2018. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 32.

BAILLO, A. et al. Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 745–753, maio 2004. ISSN 0885-8950. Citado na página 3.

BARROSO, L. A. et al. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 629–638, maio 2006. ISSN 0885-8950. Citado na página 3.

BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. *Nonlinear Programming: Theory and Algorithms*. 3 edition. ed. Hoboken, N.J: Wiley-Interscience, 2006. ISBN 978-0-471-48600-8. Citado na página 39.

CABANA, T. G. *Novo método de construção da curva cota-preço para companhias geradoras do tipo Price-Maker via modelos de otimização*. Tese (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2019. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/182510>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.

CABANA, T. G. et al. Optimization-Based Models for Estimating Residual Demand Curves for a Price-Maker Company. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 38, n. 4, p.

3097–3106, jul. 2023. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 8 vezes nas páginas 4, 43, 46, 47, 48, 49, 57 e 58.

CHEN, H. et al. Distribution Market-Clearing and Pricing Considering Coordination of DSOs and ISO: An EPEC Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 4, p. 3150–3162, jul. 2021. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 5 vezes nas páginas 1, 3, 38, 39 e 40.

CHEN, H. et al. Optimal participation of ADN in energy and reserve markets considering TSO-DSO interface and DERs uncertainties. *Applied Energy*, v. 308, p. 118319, fev. 2022. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921015749>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 39.

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 153). ISBN 978-1-4419-7420-4 978-1-4419-7421-1. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-7421-1>. Citado 13 vezes nas páginas 1, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 24, 37, 39, 42 e 53.

DAI, T.; QIAO, W. Optimal Bidding Strategy of a Strategic Wind Power Producer in the Short-Term Market. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 3, p. 707–719, jul. 2015. ISSN 1949-3029. Citado na página 3.

FARIA, W. R. *Integração de Recursos Energéticos Distribuídos à Operação de Sistemas Elétricos Através de Ambientes de Mercado de Eletricidade Atacadistas e Varejistas*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade de São Paulo - USP, Escola de Engenharia de São Carlos, jan. 2024. Citado na página 13.

FARIA, W. R. et al. A trilevel programming model for the coordination of wholesale and local distribution markets considering GENCOs and proactive customers. *Applied Energy*, v. 357, p. 122509, mar. 2024. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923018731>. Citado na página 13.

FARIVAR, M.; LOW, S. H. Branch flow model: Relaxations and convexification—part i. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 2554–2564, Aug 2013. ISSN 1558-0679. Citado 6 vezes nas páginas 24, 25, 26, 28, 29 e 30.

GONZALEZ, D. M.; MYRZIK, J.; REHTANZ, C. The smart power cell concept: mastering TSO–DSO interactions for the secure and efficient operation of future power systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 14, n. 13, p. 2407–2418, 2020. ISSN 1751-8695. _eprint: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1049/iet-gtd.2019.0991. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2019.0991>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 36.

HANIF, S. et al. Decomposition and Equilibrium Achieving Distribution Locational Marginal Prices Using Trust-Region Method. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 3, p. 3269–3281, maio 2019. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 32.

HUANG, Q. et al. A review of transactive energy systems: Concept and implementation. *Energy Reports*, v. 7, p. 7804–7824, nov. 2021. ISSN 23524847. Disponível em:

<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484721003164>. Citado 5 vezes nas páginas 1, 2, 15, 25 e 32.

HUI, H. et al. A Transactive Energy Framework for Inverter-Based HVAC Loads in a Real-Time Local Electricity Market Considering Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 12, p. 8409–8421, dez. 2022. ISSN 1941-0050. Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Informatics. Citado na página 34.

JIANG, T. et al. Risk-averse TSO-DSOs coordinated distributed dispatching considering renewable energy and demand response uncertainties. *Applied Energy*, v. 327, p. 120024, dez. 2022. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261922012818>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 37.

JIANG, T. et al. Flexibility Clearing in Joint Energy and Flexibility Markets Considering TSO-DSO Coordination. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 2, p. 1376–1387, mar. 2023. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 39.

KARGARIAN, A.; FU, Y. System of Systems Based Security-Constrained Unit Commitment Incorporating Active Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 5, p. 2489–2498, set. 2014. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 6 vezes nas páginas 61, 62, 63, 64, 80 e 81.

LI, Z. et al. Coordinated Economic Dispatch of Coupled Transmission and Distribution Systems Using Heterogeneous Decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, p. 4817–4830, nov. 2016. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 3 vezes nas páginas 3, 25 e 36.

LI, Z. et al. Coordinated Transmission and Distribution AC Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 2, p. 1228–1240, mar. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 36.

LI, Z. et al. A New LMP-Sensitivity-Based Heterogeneous Decomposition for Transmission and Distribution Coordinated Economic Dispatch. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 2, p. 931–941, mar. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 3 vezes nas páginas 3, 25 e 36.

LIN, C.; WU, W.; SHAHIDEHPOUR, M. Decentralized AC Optimal Power Flow for Integrated Transmission and Distribution Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 3, p. 2531–2540, maio 2020. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 5 vezes nas páginas 3, 25, 29, 30 e 36.

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. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 42.

MOTTO, A. et al. Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, p. 646–653, ago. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 6 vezes nas páginas 12, 17, 18, 21, 24 e 42.

MOUSAVI, M.; WU, M. A DSO Framework for Market Participation of DER Aggregators in Unbalanced Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 37, n. 3, p. 2247–2258, maio 2022. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 34.

PEREIRA, A. C. et al. Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 6, p. 4501–4514, nov. 2017. ISSN 0885-8950. Citado na página 12.

RENANI, Y. K.; EHSAN, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Optimal Transactive Market Operations With Distribution System Operators. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 6, p. 6692–6701, nov. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 11 vezes nas páginas 1, 2, 3, 4, 11, 25, 30, 31, 36, 87 e 88.

RUDNICK, H. Competitive generation arrangements in Chile. *IEEE Power Engineering Review*, v. 19, n. 9, p. 14–17, set. 1999. ISSN 1558-1705. Conference Name: IEEE Power Engineering Review. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/785790>. Citado na página 7.

SABER, H. et al. A User-Friendly Transactive Coordination Model for Residential Prosumers Considering Voltage Unbalance in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 9, p. 5748–5759, set. 2022. ISSN 1941-0050. Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Informatics. Citado na página 34.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. 1st edition. ed. New York: Wiley-IEEE Press, 2002. ISBN 978-0-471-44337-7. Citado 13 vezes nas páginas 1, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 24.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, n. 3, p. 859–869, May 1974. ISSN 0018-9510. Citado na página 24.

STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAC, O. DC Power Flow Revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1290–1300, ago. 2009. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 24.

TORRE, S. de la et al. Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1037–1042, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 4, 55 e 56.

TORRE, S. de la; CONTRERAS, J.; CONEJO, A. Finding multiperiod Nash equilibria in pool-based electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 643–651, fev. 2004. ISSN 0885-8950. Citado na página 3.

ULLAH, M. H.; PARK, J.-D. Peer-to-Peer Energy Trading in Transactive Markets Considering Physical Network Constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 4, p. 3390–3403, jul. 2021. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 33.

ULLAH, M. H.; PARK, J.-D. Transactive Energy Market Operation Through Coordinated TSO-DSOs-DERs Interactions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 38, n. 2, p. 1978–1990, mar. 2023. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 3 vezes nas páginas 2, 3 e 37.

VIEIRA, M. P. et al. Two-stage robust market clearing procedure model for day-ahead energy and reserve auctions of wind–thermal systems. *Renewable Energy*, v. 218, p. 119276, dez. 2023. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148123011916>. Citado na página 12.

WU, X.; CONEJO, A. J. Distribution Market Including Prosumers: An Equilibrium Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 2, p. 1495–1504, mar. 2023. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 34.

YUAN, H. et al. Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 1, p. 438–448, jan. 2018. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 32.

YUAN, Z.; HESAMZADEH, M. R. Hierarchical coordination of TSO-DSO economic dispatch considering large-scale integration of distributed energy resources. *Applied Energy*, v. 195, p. 600–615, jun. 2017. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191730274X>. Citado 3 vezes nas páginas 2, 3 e 36.

ZHANG, C. et al. Strategy-making for a proactive distribution company in the real-time market with demand response. *Applied Energy*, v. 181, p. 540–548, nov. 2016. ISSN 03062619. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191631145X>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 38.

ZHANG, K. et al. Coordinated Market Design for Peer-to-Peer Energy Trade and Ancillary Services in Distribution Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 4, p. 2929–2941, jul. 2020. ISSN 1949-3061. Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid. Citado na página 33.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DA CURVA DE SUPRIMENTO RESIDUAL

Tabela A.1 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 1 a 10.

	$q = 1$	$q = 2$	$q = 3$	$q = 4$	$q = 5$	$q = 6$	$q = 7$	$q = 8$	$q = 9$	$q = 10$
$t = 1$	137,85	141,49	141,58	143,18	143,28	143,94	144,38	144,38	144,88	145,12
$t = 2$	135,54	135,85	137,45	138,60	138,66	139,33	139,72	139,72	139,75	141,04
$t = 3$	132,84	134,12	134,46	135,17	135,80	135,80	136,48	136,49	137,13	137,38
$t = 4$	127,12	127,27	128,71	128,88	129,21	129,37	129,67	129,76	129,84	130,73
$t = 5$	127,12	127,27	128,71	128,88	129,21	129,37	129,67	129,76	129,84	130,73
$t = 6$	132,84	134,12	134,46	135,17	135,80	135,80	136,48	136,49	137,13	137,38
$t = 7$	137,31	138,89	140,59	140,81	141,97	141,97	142,83	142,83	143,64	143,76
$t = 8$	137,58	140,24	141,04	140,42	141,65	141,65	143,57	143,57	143,29	143,69
$t = 9$	144,64	145,92	145,97	148,06	148,01	149,08	150,25	150,30	150,73	151,49
$t = 10$	152,75	155,35	155,57	155,61	157,53	158,01	158,65	159,15	159,16	159,16
$t = 11$	166,19	166,19	167,35	168,95	168,82	168,75	169,13	168,27	170,22	171,67
$t = 12$	167,97	165,42	167,32	169,94	171,08	168,68	171,43	172,25	171,30	172,28
$t = 13$	171,79	168,29	169,71	170,46	170,52	173,69	173,74	176,54	173,40	174,91
$t = 14$	172,49	170,07	170,11	171,20	173,63	174,46	175,25	177,21	175,33	176,64
$t = 15$	175,50	171,26	173,03	175,96	176,27	176,31	179,18	179,74	177,48	178,24
$t = 16$	177,45	176,99	177,48	177,48	179,72	181,05	181,08	183,70	182,81	182,86
$t = 17$	177,45	176,99	177,48	177,48	179,72	181,05	181,08	183,70	182,81	182,86
$t = 18$	174,99	170,80	172,28	174,07	175,53	175,57	177,91	179,41	175,95	177,57
$t = 19$	173,17	170,57	171,91	171,95	175,16	175,21	175,91	178,33	175,79	177,36
$t = 20$	168,30	166,37	167,44	168,47	168,93	168,97	171,64	172,40	171,64	171,80
$t = 21$	168,30	166,37	167,44	168,47	168,93	168,97	171,64	172,40	171,64	171,80
$t = 22$	169,79	168,28	169,23	168,75	168,79	169,62	170,26	172,92	170,07	171,48
$t = 23$	159,63	158,55	159,83	158,61	161,41	162,16	162,67	163,44	160,52	161,15
$t = 24$	154,14	151,48	153,65	155,78	156,94	158,52	159,05	159,41	157,10	157,56

Fonte: Do autor.

Tabela A.2 – Preços esperados em cada período para as cotas da CSR, cota 11 a 20.

	$q = 11$	$q = 12$	$q = 13$	$q = 14$	$q = 15$	$q = 16$	$q = 17$	$q = 18$	$q = 19$	$q = 20$
$t = 1$	145,27	146,08	146,45	147,37	148,17	148,82	148,85	149,30	149,39	149,80
$t = 2$	141,09	141,60	142,75	142,77	143,97	144,67	144,67	145,05	144,94	145,11
$t = 3$	138,56	138,67	139,46	140,13	140,19	141,83	141,83	142,10	141,99	141,99
$t = 4$	131,59	131,67	132,26	132,31	132,69	134,99	134,99	135,01	133,75	133,75
$t = 5$	131,59	131,67	132,26	132,31	132,69	134,99	134,99	135,01	133,75	133,75
$t = 6$	138,56	138,67	139,46	140,13	140,19	141,83	141,83	142,10	141,99	141,99
$t = 7$	144,04	144,14	145,34	146,27	146,30	147,40	147,40	147,67	147,67	147,67
$t = 8$	144,70	145,57	145,94	146,88	146,91	148,15	148,22	148,21	148,21	148,57
$t = 9$	151,49	152,08	152,42	154,05	154,83	155,62	155,10	155,66	155,80	155,80
$t = 10$	159,62	160,61	161,25	163,19	163,40	164,94	163,36	163,84	164,44	164,45
$t = 11$	172,02	172,95	174,80	172,52	174,75	174,75	175,74	176,10	175,97	176,99
$t = 12$	174,37	174,81	175,02	176,17	177,13	177,05	177,30	179,31	177,97	178,42
$t = 13$	176,48	177,00	179,73	179,74	179,74	179,62	181,54	179,74	181,63	183,20
$t = 14$	176,92	179,84	180,39	180,40	180,81	180,40	180,40	180,53	183,00	183,83
$t = 15$	181,20	181,75	181,75	184,19	184,20	182,16	184,63	185,26	185,76	185,76
$t = 16$	183,25	185,74	186,11	186,11	186,65	186,87	187,34	187,43	190,21	190,41
$t = 17$	183,25	185,74	186,11	186,11	186,65	186,87	187,34	187,43	190,21	190,41
$t = 18$	180,57	181,23	181,23	181,25	183,65	181,63	181,63	183,97	185,13	185,14
$t = 19$	177,80	180,68	180,98	180,99	183,33	181,31	181,31	183,52	184,77	184,82
$t = 20$	174,02	175,16	175,38	176,97	177,58	176,23	176,24	178,27	178,27	178,75
$t = 21$	174,02	175,16	175,38	176,97	177,58	176,23	176,24	178,27	178,27	178,75
$t = 22$	171,67	174,46	175,92	176,43	177,25	177,00	177,00	176,27	178,36	178,36
$t = 23$	162,08	163,44	164,36	164,41	164,41	164,69	164,69	164,39	165,49	165,61
$t = 24$	158,53	159,89	161,55	163,71	164,13	163,03	163,59	163,59	164,73	164,85

Fonte: Do autor.