LVI SBPO SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
DE 04 ATÉ 07 NOVEMBRO 2024
FORTALEZA | CEARÁ

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

Wandry Rodrigues Faria, Benvindo Rodrigues Pereira Junior
Universidade de São Paulo
Av. Trab. São Carlense, 400 - São Carlos
{wandry,brpjunior}@usp.br

RESUMO

O aumento da penetração dos recursos energéticos distribuídos pode impactar os mercados de eletricidade de três formas: sistemas de distribuição agindo como produtores de energia; dificuldade na otimização do despacho devido à falta de controle sobre os recursos distribuídos; e introdução de agentes produtores de energia que não participam dos mercados existentes. Propõe-se nesta tese uma nova estrutura de compensação de mercados de eletricidade atacadistas e varejistas, bem como um modelo de otimização para realizar a compensação destes ambientes de comercialização, visando garantir a viabilidade do despacho, facilitar a integração de recursos distribuídos, explorar a flexibilidade dos sistemas de distribuição e garantir a lucratividade dos agentes. O problema de otimização é fundamentado em programação multinível e teoria dos jogos para lidar com conflitos de interesse entre agentes e desenvolver um framework que permite a inserção de novos agentes sem demandar alterações na estrutura do problema ou no método de solução.

PALAVRAS CHAVE. Mercados de Eletricidade, Planejamento de Despacho *Day-Ahead*, Otimização Multinível, Recursos Energéticos Distribuídos, Operação de Sistemas de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica.

Tópicos: ENG&PG - Energia, Óleo e Gás, PM - Programação Matemática.

1. Resumo da Tese

Dada a necessidade de **(1)** equilíbrio, em tempo real, ente produção e consumo de eletricidade, que são elementos fisicamente separados, em geral, por uma grande distância e de **(2)** 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.

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. 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.

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

https://proceedings.science/p/194153?lang=pt-br

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 mercado[1]. 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 maximizar seu lucro (ou minimizar seus custos operacionais), tendo em conta os efeitos de suas ações no preço de compensação 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.

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 comum 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 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. 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. 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 entres 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 se propõe a modelagem da interação entre *price-makers* (incluindo os OSDs) e operadores de mercados de eletricidade atacadistas e varejistas de curto prazo. A revisão da literatura ao longo dos primeiros anos do doutorado permitiu

[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.

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 individualmente os ambientes de mercado atacadista e 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 simultaneamente. Além disso, a consideração de múltiplos OSDs sob as formulações propostas nestas três abordagens passa, necessariamente, pela análise do equilíbrio de Nash. Neste contexto, as principais contribuições desta tese para o estado da arte são:

1. O desenvolvimento de um modelo binível modificando a relação hierárquica entre os agentes do mercado atacadista tradicionalmente representada nas formulações multiníveis encontradas na literatura nas quais um agente estratégico é representado no nível inferior e a compensação do mercado de eletricidade é modelada no nível inferior. Considerando o *framework* proposto, é possível adicionar inúmeros agentes participantes do mercado sem que seja necessário resolver um problema de equilíbrio de Nash, visto que o problema pode ser visto como um jogo de Stackelberg;
2. A proposição de um novo método de precificação necessário para valorar as transações de produtos energéticos entre agentes sob o *framework* descrito no item 1. Tradicionalmente, os preços da eletricidade são determinados por variáveis duais do problema de compensação do mercado, que geralmente se encontra no nível inferior do modelo binível, o que permite o acesso a tais valores. Porém, considerando o *framework* proposto no item 1, não é possível acessar diretamente as variáveis duais do problema de compensação visto que este é modelado no nível superior. Neste contexto, o método de precificação desenvolvido tem como objetivo mimetizar o comportamento das variáveis sombra que tradicionamente determinam o preço da eletricidade;
3. A expansão do modelo binível descrito no item 1 para um modelo trinível, no qual os ambientes de mercado atacadista e varejistas são modelados e compensados simultaneamente; e
4. A incorporação de múltiplos ambientes do mercado de eletricidade em uma única formulação, integrando a remuneração pela transação de créditos de carbono e outros produtos de eletricidade.

As contribuições supracitadas renderam diretamente 4 publicações, 3 em revistas científicas em 1 em congresso, cujos títulos também entitulam as seções seguintes nas quais são descritos o principais resultados e conclusões dos respectivos artigos.

2. 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

Este artigo apresenta duais contribuições principais para a literatura. A primeira é a proposição de um modelo binível para a compensação do mercado atacadista *day-ahead* no qual todos os agentes de mercado são considerados *price-maker*, no sentido de que as ações individuais de todos eles influenciam o preço de compensação do mercado, no entanto não existe nenhum agente de mercado estratégico. O operador do mercado atacadista é modelado como agente do nível superior de um jogo de Stackelberg e, portanto, deve definir os preços nodais da eletricidade. Dado que tais preços não podem ser obtidos através das variáveis duais, a segunda contribuição deste artigo é o desenvolvimento de um método eficaz de precificação para mimetizar o preço de compensação fornecido por variáveis duais. Uma ilustração dos agentes de mercado considerados, bem como suas funções objetivo e restrições, é apresentada na Figura 1. Devido às restrições de espaço, a formulação matemática completa é omitida deste documento. Porém, a formulação do método de precificação proposto é apresentado em (1)–(4). Cabe salientar que o modelo é resolvido através de um equivalente de nível único que, por sua vez, é uma instância de *Mixed-integer linear programming* (Programação Linear Inteiro-Mista) (MILP) para a qual convergência finita para a otimalidade é garantida.

Sendo que $\pi_{i,t,s}$ representa o preço nodal da energia, $MCP_{t,s}$ é o preço de compensação do mercado (que não leva em conta o congestionamento de linhas) e $CP_{i,t,s}$ representa a redução do preço

nodal devido a eventos de congestionamento. A equação (2) 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 (3) 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 (3)). 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 (1) e (3). Desta forma, o modelo proposto aplica o preço de fechamento de mercado como recompensa apenas para barras que não estão conectadas a linhas congestionadas.

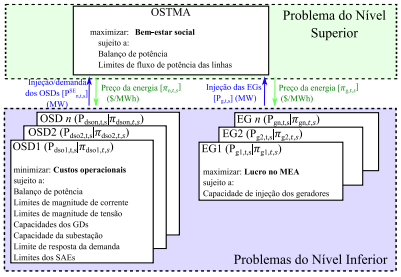


Figura 1: Ilustração do Modelo Binível para Compensação do Mercado Atacadista.

$$\pi_{i,t,s} = MCP_{t,s} - CP_{i,t,s} \quad \forall i \in N_T, t \in T, s \in S \tag{1}$$

$$w_{l,t,s} \leq \frac{(PF^{+}_{l,t,s} + PF^{-}_{l,t,s})}{\overline{PF_l}} + (1-u) \quad \forall l \in L_T, t \in T, s \in S \tag{2}$$

$$s_{i,t,s} \leq \sum_{l \in L_i} w_{l,t,s} \quad \forall i \in N_T, t = 1...H \tag{3}$$

$$0 \leq CP_{i,t,s} \leq s_{i,t,s} \cdot \overline{\pi} \quad \forall i \in N_T, t \in T, s \in S \tag{4}$$

A ilustração da validação do método de precificação é apresentada na Figura 2. Observe na Figura 2(a) que o preço de compensação na barra 3 é diferente do valor praticado na maior parte das barras em 6 períodos do horizonte considerado. Tal variação indica que $CP > 0$ para esta barra nestes momentos, o que deve ser possível apenas se houver congestionamento em linhas conectadas à barra 3. Assim, a verificação da Figura 2(b) permite concluir que a aplicação da penalização por congestionamento é justificada, visto que a linha 3–4 apresenta carregamento elevado (superior ao limiar de 98% definido neste trabalho). Por fim, uma comparação entre o método de precificação proposto, e os preços obtidos considerando um modelo de despacho centralizado e um modelo de despacho em que existe um agente estratégico (considerado como o OSD), é apresentada na Figura 2(c) onde é possível observar que o método de precificação proposto é capaz de mimetizar o preço obtido por um modelo centralizado, que garante o despacho mais econômico.

Os resultados reportados na Tabela 1 servem ao propósito de solidificar a afirmação de que o método proposto é capaz de gerar uma solução de despacho similar à obtida por uma formulação centralizada. Note que, quando método de precificação nodal (i.e., não é necessário que uma linha esteja congestionada para que $CP > 0$, ou ainda $u = 0$) é utilizado, os custos operacionais do Operador do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista (OSTMA) são menores, o que significa que o preço pago individualmente a cada agente de mercado é reduzido (o que pode ser verificado através dos valores das funções objetivos de cada agente do mercado). No entanto, o custo de produção é maior para o caso 2 que para o caso 3, o que significa que a geração de energia não se dá de forma econômica.

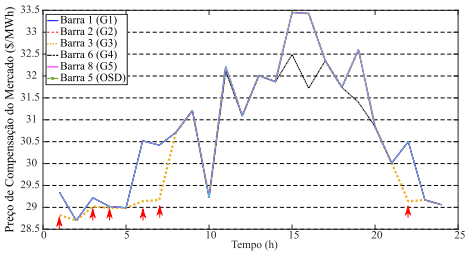
Tabela 1: Comparação das Funções Objetivos dos *Stakeholders* Obtidas para cada Estudo de Caso.

	OSTMA	OSD	G1	G2	G3	G4	CTP
Caso 1	0,00	15.489,53	5.612,90	23.315,62	40.891,28	14.530,89	99.840,19
Caso 2	84.436,25	19.270,28	-217,62	-1.647,63	-938,05	-813,06	100.090,17
Caso 3	92.199,90	14.026,99	-289,35	-2.006,09	-3.199,54	-886,82	99.845,10

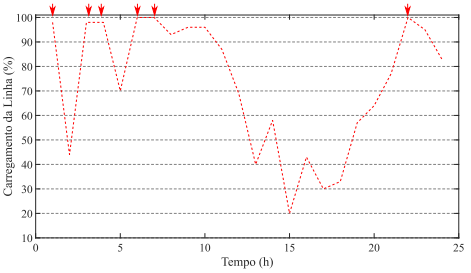
CTP: Custo total de produção; Caso 1: Formulação centralizada em os agentes de mercado não são considerados como tomadores de decisões; Caso 2: formulação binível em que os agentes de mercado são considerados e emprega o método de precificação nodal; Caso 3: formulação binível em que os agentes de mercado são considerados e emprega o método de precificação proposto.

Estudos relacionando os preços de compensação e o despacho dos elementos ativos são omitidos

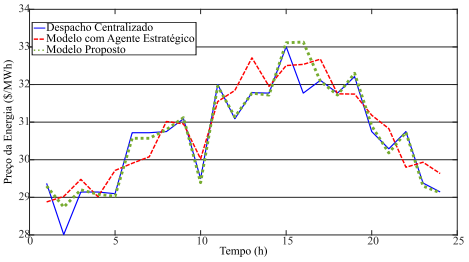
https://proceedings.science/p/194153?lang=pt-br



(a) Preços Nodais de Compensação do Mercado Atacadista.



(b) Carregamento da Linha 3–4.



(c) Comparação dos Preços de Compensação Obtidos por Diferentes Métodos de Precificação para a Barra 5.

Figura 2: Validação do Método de Precificação Proposto.

deste documento devido à limitação de espaço e visto que não foram observados resultados diferentes dos esperados. Por fim, as principais conclusões deste artigo 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 Mercado de Energia Atacadista (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 Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) e Resposta da Demanda (RD) no nível inferior pode contribuir para a redução do preço de compensação do MEA, sem necessariamente beneficiar o OSD. Cabe salientar, no entanto, que este é um modelo intermediário, visto que o objetivo da tese inclui a modelagem do Mercado de Energia Varejista (MEV), que não está no escopo deste artigo.

3. Trilevel Programming Model for the Coordination of Wholesale and Local Distribution Markets Considering GENCOs and Proactive Customers –Applied Energy, 2024

Neste artigo, propõe-se uma evolução direta do modelo apresentado no artigo anterior. Nesta nova formulação, o MEV foi incluído como um novo nível inferior da formulação, dando origem a uma instância de *Trilevel Programming* (Programação Trinível) (TLP), conforme ilustrado na Figura 3. A inclusão dos ambientes de mercado varejistas demanda o fornecimento de sinais de preço para os donos de REDs conectados aos SDEEs, os quais são de responsabilidade dos OSDs, conforme ilustrado na Figura 3. Neste sentido, a mesma estratégia de precificação utilizada para a formulação binível apresentada na seção anterior foi empregada neste *framework* trinível. A principal contribuição deste trabalho é a consideração dos dois ambientes de mercado simultâneamente e a possibilidade de inserção de novos agentes sem demandar a alteração do método de solução, visto que, como descrito em maiores detalhes no artigo, qualquer inclusão de agente de mercado não altera a estrutura de jogo de Stackelberg do *framework*. Além disso, é importante salientar que, assim como a formulação apresentada na seção anterior, esta proposta se presta primeiramente à maximização do bem-estar social, e não à maximização dos lucros de um agente específico, embora a obtenção de lucro seja garantida pelos problemas de otimização dos níveis inferiores.

A comparação das funções objetivos obtidas para cada agente considerando três modelos de

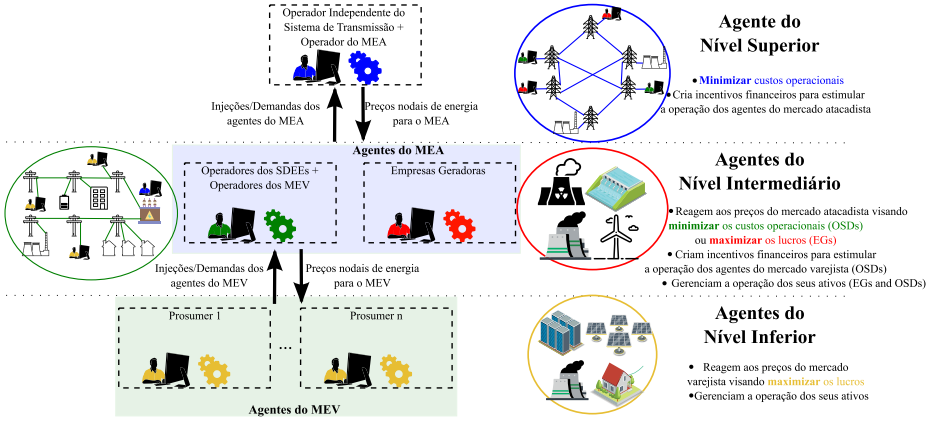


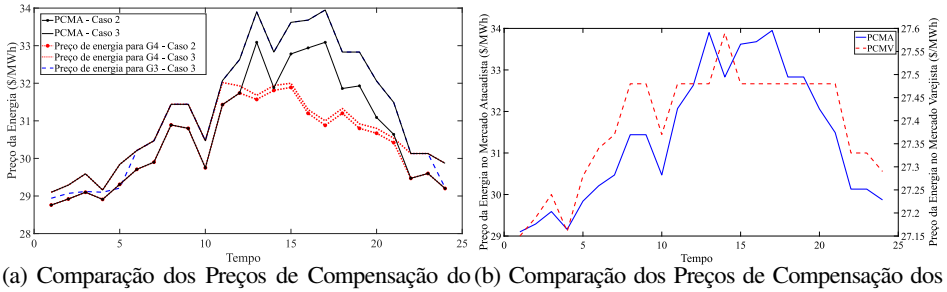
Figura 3: Ilustração do Modelo Trinível para Compensação dos Mercados Atacadista e Varejistas.

compensação do mercado é apresentada na Tabela 2, na qual é possível notar que a consideração do MEV aumenta os lucros da maior parte das unidades geradoras às custas da piora da função objetivo do OSD e do OSTMA. Tal cenário é fruto do aumento dos preços nodais de compensação, os quais são ilustrados na Figura 7. Note, na Figura 4(a) que a consideração do MEV causa o aumento do Preço de Compensação do Mercado Atacadista (PCMA). Observa-se ainda que, na Figura 4(b), que ilustra uma comparação entre o PCMA e o Preço de Compensação do Mercado Varejista (PCMV), os comportamentos dos preços de energia nos dois ambientes de mercado seguem são similares (embora apresentem magnitudes significativamente distintas).

Tabela 2: Comparação das Funções Objetivo dos *Stakeholders* Obtidas para cada Estudo de Caso.

	OSTMA	OSD	G1	G2	G3	G4	G5	GDs	AC
Caso 1	0,00	0,00	5.144,28	23.267,28	29.652,24	13.751,73	12.295,48	-	-
Caso 2	101.139,30	4.750,26	-204,16	-1.902,39	-2.088,51	-853,09	-1.035,95	-	-
Caso 3	103.182,00	5.107,21	-366,63	-2.527,71	-2.716,97	-1.018,56	-1.343,93	-297,54	-1,83

AC: Agregador de cargas; Caso 1: Modelo centralizado; Caso 2: Modelo binível no qual os REDs são controlados pelo OSD e não existe MEV; Caso 3: Modelo trinível no qual os REDs são agentes tomadores de decisões e existe MEV.



(a) Comparação dos Preços de Compensação do Mercado Atacadista para as Formulações Binível e Trinível.

(b) Comparação dos Preços de Compensação dos Mercados Atacadista e Varejista.

Figura 4: Ilustração dos Preços de Compensação dos Mercados de Eletricidade.

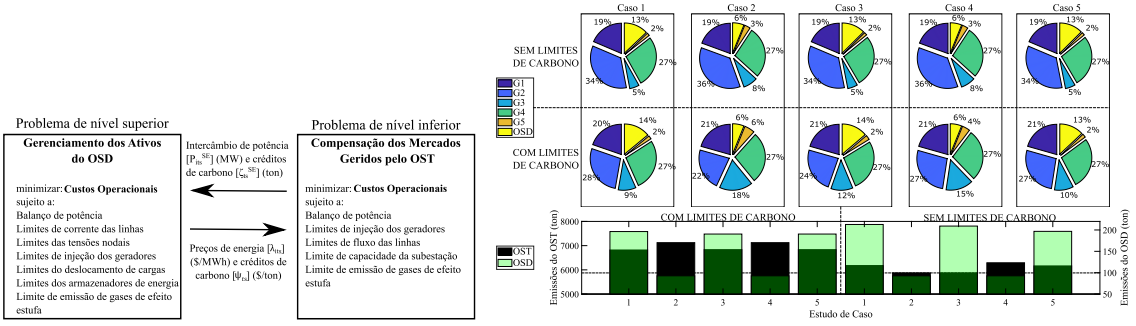
A principal conclusão deste artigo antagoniza, em certa medida, aquela obtida para a formulação binível, visto que, enquanto para a formulação binível a adição de flexibilidade operacional ao nível inferior causa a melhoria da função objetivo do nível superior, neste caso a inclusão de um novo ambiente de mercado causa a degradação da função objetivo dos níveis superiores. É importante salientar, no entanto, que este problema de otimização foi resolvido em sua forma não-linear. Portanto, não é possível atestar a otimalidade da solução encontrada; discussões neste sentido são apresentadas no artigo.

4. Optimal Management of Distribution-Connected Assets Operating under Carbon and Energy Day-Ahead Markets –Powertech, 2023

Apesar não ser o caso da matriz energética do Brasil, a produção de energia elétrica, em geral, está intimamente relacionada com a emissão de gases que contribuem para o efeito estufa. Neste sentido,

https://proceedings.science/p/194153?lang=pt-br

medidas de incentivo à transição energética para geradores menos poluentes se tornaram comum no cenário global. Dentre tais iniciativas, cabe destacar o modelo de créditos de carbono no qual a emissão de um agente não pode ultrapassar um limite pré-estabelecido. Neste contexto, surgiram ambientes de negociação de créditos de carbono nos quais agentes que não fazem uso dos créditos podem vendê-los a agentes cuja emissão ultrapassou o limite (ou cuja ultrapassagem é esperada). O *framework* proposto neste artigo tem como objetivo a maximização do lucro de um OSD, considerado um agente estratégico dos ambientes de Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (MECA) geridos pelo Operador do Sistema de Transmissão e dos Mercados de Energia e Créditos de Carbono Atacadistas (OSTMECA), conforme ilustrado na Figura 5(a). O OSD possui REDs cujos custos de produção são superiores àqueles dos geradores conectados ao sistema de transmissão; por outro lado, os REDs são as fontes menos poluentes dentre as consideradas. Assim, a participação dos agentes de mercado na matriz energética considerando a resolução do modelo ilustrado na Figura 5(a) em cinco estudos de caso é apresentada na Figura 5(b). Nota-se que a injeção dos geradores G1 e G2 é bastante afetada pela consideração de limites de créditos de carbono, visto que estas unidades apresentam custos de produção pequenos, porém são as fontes mais poluentes dentre as consideradas. Observa-se, ainda, que a participação do OSD na matriz energética não é muito afetada pela consideração dos limites de créditos de carbono, no entanto as emissões do OSD aumentam significativamente sempre que é possível transacionar créditos de carbono.



(a) (b)

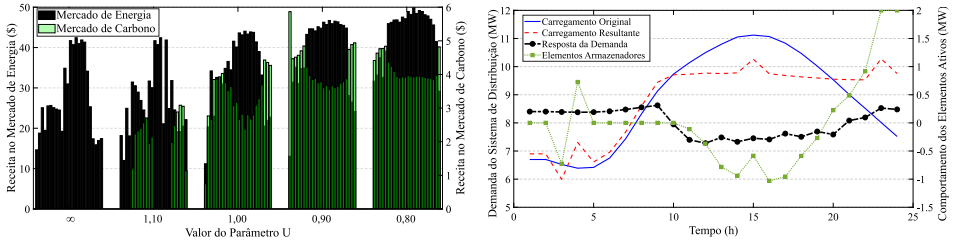
Caso 1: Modelo centralizado sem ambientes de mercado; Caso 2: Modelo binível impedindo intercâmbio de potência e de créditos de carbono entre distribuição e transmissão; Caso 3: Modelo binível considerando apenas o mercado de eletricidade e impedindo a transação de créditos de carbono; Caso 4: Modelo binível permitindo a transação de créditos de carbono e impedindo o intercâmbio de eletricidade; Caso 5: Modelo binível considerando o MECA.

Figura 5: Ilustração (a) do *Framework* Proposto e (b) da Participação dos Agentes do MECA na Matriz Energética.

Devido às limitações de espaço, os valores das funções objetivo obtidas para os cinco estudos de caso são omitidas deste documento, no entanto, é importante salientar que a transação de créditos de carbono maximiza os lucros do OSD. Tal conclusão também pode ser derivada a partir da análise da Figura 6. Note na Figura 6(a) que, conforme o valor do parâmetro U, que é inversamente proporcional à rigidez do limite de emissões de carbono, diminui, a receita do OSD no mercado de carbono aumenta. Além disso, vale ressaltar que a Figura 6(a) illustra as receitas horárias do OSD para cada valor do parâmetro U; portanto, é possível observar ainda que a receita proveniente do mercado de carbono tende a reduzir durante o horário de pico de carregamento, visto que nestas horas o limite de emissões é maior que ao longo do dia e, portanto, o sistema de transmissão demanda menos créditos de carbono no período. Por fim, é possível notar na Figura 6(b) a minimização do carregamento do OSD durante o horário de pico através do gerenciamento dos REDs para que seja possível exportar mais potência para o sistema de transmissão nestas horas, visto que o custo da eletricidade é maior durante este período.

As principais conclusões deste artigo são: (1) o aumento da rigidez dos limites de emissão de carbono pode beneficiar agentes com REDs menos poluentes e (2) o aumento da receita é dado

https://proceedings.science/p/194153?lang=pt-br



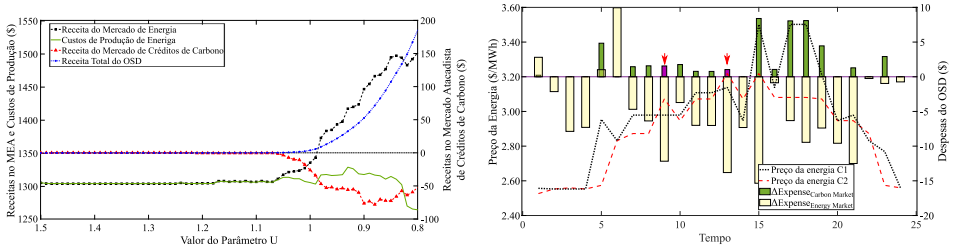
(a) (b)

Figura 6: Ilustração (a) das Fontes Horárias de Receita do OSD e (b) do Gerenciamento dos REDs do OSD.

simplesmente pela adição receita vinda da venda de créditos de carbono, visto que o preço da eletricidade é impactado pelo novo ambiente de mercado e potencializa a receita do OSD no MEA. Por fim, cabe mencionar que os resultados apresentados neste artigo foram obtidos a partir da solução de um equivalente de nível único do *framework* apresentado na Figura 5(a) em sua versão não-linear. Portanto, não é possível atestar a otimalidade das soluções apresentadas.

5. Distribution and Transmission Coordinated Dispatch Under Joint Electricity and Carbon Day-Ahead Markets –Sustainable Energy, Grids and Networks, 2024

Dada a não-linearidade da formulação apresentada na seção anterior, uma continuação natural é a linearização do conjunto de restrições não lineares apresentada neste artigo. Assim, manteve-se a formulação ilustrada na Figura 5(a) para que a comparação entre os dois modelos seja possível. Ao comparar os valores das funções objetivo obtidas para as formulações linear e não-linear, observou-se que a formulação linear apresenta uma redução de 102,96% dos custos operacionais do OSD enquanto aumenta o valor da função objetivo do OSTMECA em 0,5%. A melhoria da função objetivo era esperada visto que a nova formulação garante a otimalidade da solução; no entanto, as fontes de receita observadas para o OSD e ilustradas na Figura 7(a) diferem bastante da estratégia obtida pela a formulação não-linear. Note que, enquanto a formulação não-linear garantia o aumento das receitas do OSD através da venda de créditos de carbono, a formulação linear propõe uma estratégia de perda financeira no mercado de créditos de carbono, ilustrada na Figura 7(a). A análise de estudos de caso, apresentada no artigo, revelou que o OSD adota a estratégia de comprar de créditos de carbono mesmo quando não há necessidade. Ao fazê-lo, o OSD é capaz de induzir picos (em relação aos preços esperados caso o OSD não empregasse tal estratégia) no preço da energia, conforme ilustrado na Figura 7(b). Assim, apesar de aumentar as despesas no mercado de carbono, a receita adicional devido à venda de energia no mercado de eletricidade considerando o pico de preço induzido pelo OSD torna a estratégia lucrativa.



(a) Variação das Receitas com a Rigidez dos Limites de Emissão de Carbono.

(b) Preços de Compensação e Despesas Adicionais do OSD devido à Compra Indiscriminada de Créditos de Carbono.

C1: Modelo binível descrito na Figura 5(a); C2: Modelo binível descrito na Figura 5(a) permitindo a compra de créditos de carbono apenas quando existe a necessidade.

Figura 7: Representação das Receitas do OSD.

https://proceedings.science/p/194153?lang=pt-br