LIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional
João Pessoa - PB, 3 a 5 de novembro de 2021

Modelo PLIM para o Problema de Localização, Dimensionamento e Operação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes de Distribuição

Tales Moreira Tavares, Caio dos Santos e Christiano Lyra Filho
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP
Av. Albert Einstein, 400 - Barão Geraldo, Campinas - SP
tales95@yahoo.com.br, caiodos.santos@hotmail.com,
chrlyra@unicamp.br

RESUMO

Este trabalho propõe a aplicação de modelos de otimização combinatória para o problema de dimensionamento e alocação de sistemas de armazenamento de energia (SAE). A formulação do problema é feita originalmente por um modelo de programação não linear inteira; técnicas de linearização são também usadas para simplificar o modelo de otimização. A função objetivo busca a soma mínima dos custos de instalação dos SAEs e do custo de operação, considerando restrições operacionais da rede que servem de garantia para manutenção da qualidade da energia. Como solução é obtido a dimensão e local dos SAEs, assim como a indicação dos instantes em que é feito o armazenamento e aproveitamento da energia disponível. Os benefícios da metodologia desenvolvida são avaliados em redes da literatura com presença de geração solar fotovoltaica. Os estudos realizados indicam que as linearizações propostas permitiram ao modelo de otimização alcançar boa performance quando aplicado em redes teste.

PALAVRAS CHAVE. Sistemas de armazenamento de energia. Programação linear inteira mista. Sistema de distribuição.

EN&PG – PO na Área de Energia, Petróleo e Gás.

ABSTRACT

This work proposes a combinatorial optimization model for the sizing and location of energy storage systems (ESSs) problem. The problem is initially formulated as a non-linear programming model, which is simplified through linearization techniques. The model aims to minimize the installation and operation costs of the ESS, while taking account of the grid's operational restrictions. As a result, the model finds the size, location, and the charging and discharging behaviour of the ESSs. To test the methodology, the model was applied to test feeders with photovoltaic generation. The case studies show that the proposed linearizations allowed the model to achieved good performance when applied to test grids.

KEYWORDS. Energy storage system. Optimization. Mixed-integer linear programming. Power distribution system.

EN&OG – OR in Energy, Oil and Gas.

1. Introdução

Os avanços tecnológicos vêm transformando os sistemas elétricos de potência. Muitas redes de distribuição já contam com presença em larga escala de fontes renováveis de geração de energia elétrica e projetam os desafios da eletrificação do setor de transportes [Yong et al., 2015]. No mesmo caminho, os sistemas de armazenamento de energia (SAEs) vêm ganhando visibilidade como mais uma tecnologia a ser explorada pelos sistemas elétricos no futuro [Stenclik et al., 2017; Rudnick e Barroso, 2017; Ito et al., 2018; Venkataraman et al., 2018]. Essas mudanças trazem uma série de novos desafios que precisam ser considerados no planejamento da expansão das redes, como forma de evitar problemas que possam afetar os serviços de fornecimento de energia elétrica aos consumidores [Lightner e Widergren, 2010].

A inclusão de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição vem sendo explorada como facilitadora para os desafios das redes inteligentes [Das et al., 2018]. Por exemplo, a combinação de um SAE com fontes renováveis intermitentes podem promover um melhor aproveitamento dos recursos energéticos gerados, o que aumenta a confiabilidade de atendimento aos consumidores, aumenta a flexibilidade de operação e permite alcançar menores custos de manutenção [Levron e Shmilovitz, 2010]; Shafiq et al. [2019] e Ayres et al. [2010] mostram que também é possível utilizar baterias para reduzir as violações de tensão observadas após a introdução de geradores em circuitos primários e secundários.

Apesar do grande potencial de utilização de SAEs, a alocação e operação inadequada desses equipamentos pode degradar a qualidade de energia e confiabilidade da rede [Das et al., 2018]. Logo, é necessário o desenvolvimento de estratégias ótimas para alocar e operar os SAEs corretamente, de forma a garantir que os custos de investimentos de sua instalação sejam propriamente aproveitados. Na literatura, a abordagem deste problema é uma área com muita atividade de pesquisa, levando ao melhor uso das inovações incorporadas nos *solvers* de referência (por exemplo, Cplex^{TM} e Gurobi^{TM}) e ao desenvolvimento de metodologias apoiadas em metaheurísticas (por exemplo, algoritmo genético e busca tabu), como proposto em Nazaripouya et al. [2015]; Saini e Gidwani [2020]; Dewantara et al. [2020]; Wong et al. [2020].

O uso de SAEs como ferramenta de gestão energética requer a definição apropriada do local de instalação, sua capacidade e política de operação, levando em consideração as limitações físicas da rede. Sob essa perspectiva, este trabalho aborda o problema de localização e dimensionamento de baterias em redes de distribuição, considerando os custos de investimento para instalação da bateria e a operação da rede em um horizonte de operação pré-estabelecido. Como parte da metodologia, é proposto um modelo de programação não linear, sob o qual será aplicado técnicas de linearização. Essas abordagens de otimização são capazes de determinar a capacidade e localização das baterias em um circuito de distribuição; o modelo deve calcular simultaneamente a operação de carga e descarga dos SAEs, as perdas energéticas e a manutenção dos níveis de tensão adequados. Os benefícios da metodologia são avaliados em redes de teste da literatura [Kersting, 1991], considerando a presença de micro e minigeração[1].

As contribuições deste trabalho são: (*i*) o desenvolvimento de modelos de otimização para o problema de localização e dimensionamento de SAEs em redes de distribuição; (*ii*) a avaliação dos benefícios dos SAEs como alternativa de solução de problemas técnicos em redes com presença de geração distribuída e que haja violações de níveis de tensão; (*iii*) a comparação de diferentes alternativas de modelos para abordagem do problema.

A Seção 2 apresenta a formulação matemática do modelo de otimização não linear; a

[1] Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, micro e minigeração são categorias que classificam geradores com capacidade de até 5 MW. Disponível em: www.aneel.gov.br

Seção 3 apresenta as metodologias de linearizações aplicadas ao modelo; a Seção 4 mostra os experimentos e resultados obtidos para casos testes; a Seção 5 apresenta as considerações finais.

2. Formulação do Matemática

As estruturas do método descrito nesta seção tem inspiração no modelo proposto por Santos et al. [2020].

2.1. Função objetivo

A função objetivo em (1) minimiza a soma entre o custo das perdas de energia ao longo do horizonte de planejamento (C_p), fixo em 10 anos (τ = 3650), e o custo de investimento para instalação de um banco de baterias (C_s).

$$\min \left\{ \tau\, C_p \sum_{t\in T} \sum_{ij\in\Omega_l} R_{ij}\mathcal{I}_{ij,t} + \sum_{s\in S} \sum_{i\in\Omega_b} C_s h_{i,s} \right\} \tag{1}$$

em que o termo $R_{ij}\mathcal{I}_{ij,t}$ representa as perdas de energia por dissipação nos condutores da rede, em que $\mathcal{I}_{ij,t}$ é a corrente elétrica ao quadrado; os índices ij são as linhas do circuito; t indica a unidade de amostra de tempo; s é o índice que determina a dimensão da bateria; e $h_{i,s}$ é uma variável de decisão binária que indica a presença de uma bateria de dimensão s em um nó i.

2.2. Restrições de Fluxo de Carga

As restrições de fluxo de potência (2)-(7) formam a base de cálculo dos pontos de operação da rede de distribuição. As restrições (2)-(3) calculam o balanço de potência ativa e reativa em todos os nós do sistema, e as restrições em (4)-(5) calculam os níveis de tensão, respeitando os limites impostos por (6)-(7). Nestas restrições, as variáveis quadráticas de tensão e corrente, $\mathcal{V}_{i,t}$ e $\mathcal{I}_{ij,t}$, são simplificações comumente adotadas em outros trabalhos da literatura e auxiliam na construção de restrições lineares [Macedo et al., 2016].

$$P^g_{i,t} + P^{pv}_{i,t} + \sum_{ki\in\Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{ij\in\Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij}\mathcal{I}_{ij,t}) = P^d_{i,t}, \qquad \forall i \in \Omega_b, t \in T \tag{2}$$

$$Q^g_{i,t} + \sum_{ki\in\Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{ij\in\Omega_l} (Q_{ij,t} + X_{ij}\mathcal{I}_{ij,t}) = Q^d_{i,t}, \qquad \forall i \in \Omega_b, t \in T \tag{3}$$

$$\mathcal{V}_{i,t} - \mathcal{V}_{j,t} = \mathcal{I}_{ij,t}Z^2_{ij} + 2(P_{ij,t}R_{ij} + Q_{ij,t}X_{ij}), \qquad \forall ij \in \Omega_l, t \in T \tag{4}$$

$$\mathcal{I}_{ij,t}\mathcal{V}_{j,t} = P^2_{ij,t} + Q^2_{ij,t}, \qquad \forall j \in \Omega_b, ij \in \Omega_l, t \in T \tag{5}$$

$$\underline{V}^2 \leq \mathcal{V}_{i,t} \leq \overline{V}^2, \qquad \forall i \in \Omega_b, t \in T \tag{6}$$

$$0 \leq \mathcal{I}_{ij,t} \leq \overline{I}^2_{ij}, \qquad \forall ij \in \Omega_j, t \in T \tag{7}$$

As restrições (2)-(7) são compostas das seguintes variáveis, parâmetros e conjuntos: $P^g_{i,t}$ e $Q^g_{i,t}$ são, respectivamente, as potências ativa e reativa geradas na subestação no instante t; $P^{pv}_{i,t}$ é a potência ativa gerada por uma fonte solar fotovoltaica na barra i no instante t; $P_{ij,t}$ e $Q_{ij,t}$ representam os fluxos de potência ativa e reativa em uma linha ij no instante t; $P^d_{i,t}$ e $Q^d_{i,t}$ são os valores de demanda ativa e reativa na barra i no instante t; $\mathcal{I}_{ij,t}$ é a corrente quadrática que flui pela linha ij no instante t; R_{ij}, X_{ij} e Z_{ij} são os parâmetros elétricos dos condutores de uma linha ij; $\mathcal{V}_{i,t}$ é a tensão quadrática na barra i no instante t; $\underline{V}^2$ e $\overline{V}^2$ representam, respectivamente, os limites inferior e superior de tensão; $\overline{I}^2_{ij}$ é o limite máximo de corrente permitido no ramo ij; Ω_b é o conjunto de barras do sistema; Ω_l é o conjunto de ramos; T o conjunto de amostras de tempo consideradas.

2.3. Restrições das Baterias

Além das restrições de fluxo de carga, o modelo também deve incluir restrições relativas à operação (8)-(11) e instalação das baterias (12)-(13), levando em consideração a eficiência de carga/descarga (η_s) e a eficiência de armazenamento (δ_s).

$$P^g_{i,t} + P^{pv}_{i,t} + \sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij}\mathcal{I}_{ij,t}) + \sum_{s \in S} Pb^-_{i,s,t} = P^d_{i,t} + \sum_{s \in S} Pb^+_{i,s,t} \quad (8)$$

$$Pb^-_{i,s,t} \leq y_{i,s,t-1} \quad (9)$$

$$y_{i,s,t} = (1-\delta_s)y_{i,s,t-1} + \eta_s \Delta t (Pb^+_{i,s,t} - Pb^-_{i,s,t}) \quad (10)$$

$$\underline{y_{i,s}} h_{i,s} \leq y_{i,s,t} \leq \overline{y_{i,s}} h_{i,s} \quad (11)$$

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

A restrição (8) calcula o balanço de energia ativa, considerando a presença de baterias. A restrição (9) limita a quantidade de energia fornecida à rede pela bateria ao valor atual de energia armazenada, enquanto (10) calcula o valor de energia armazenada na bateria. A restrição (11) determina os limites de armazenamento de energia elétrica; $Pb^+_{i,s,t}$ e $Pb^-_{i,s,t}$ são, respectivamente, os valores de potência armazenada e entregue pela bateria de dimensão s no nó i e instante t, e $y_{i,s,t}$ é a energia armazenada disponível na bateria s no nó i e instante t.

Avaliar os benefícios dos métodos propostos parte da capacidade de localizar e dimensionar as baterias nas redes elétricas. Para isso, o modelo inclui restrições que estabelecem um limite numérico de novos SAEs. Neste sentido, a restrição (12) limita a instalação de no máximo uma bateria por nó da rede e (13) limita a instalação de no máximo N_{max} baterias em todo o sistema.

$$\sum_{s \in S} h_{i,s} \leq 1, \quad \forall i \in \Omega_b \quad (12)$$

$$\sum_{i \in \Omega_b} \sum_{s \in S} h_{i,s} \leq N_{max} \quad (13)$$

3. Linearizações

Estratégias de linearização são adotadas para lidar com os termos quadráticos de potência ativa e reativa presentes no modelo, assim com o produto $\mathcal{I}_{ij,t}\mathcal{V}_{j,t}$, todos presentes em (5). Os trabalhos de Alguacil et al. [2003], Zhang et al. [2012], Gonçalves [2013] e Macedo et al. [2016] apresentam a descrição de técnicas que permitem linearizar esses termos.

3.1. Linearização por partes

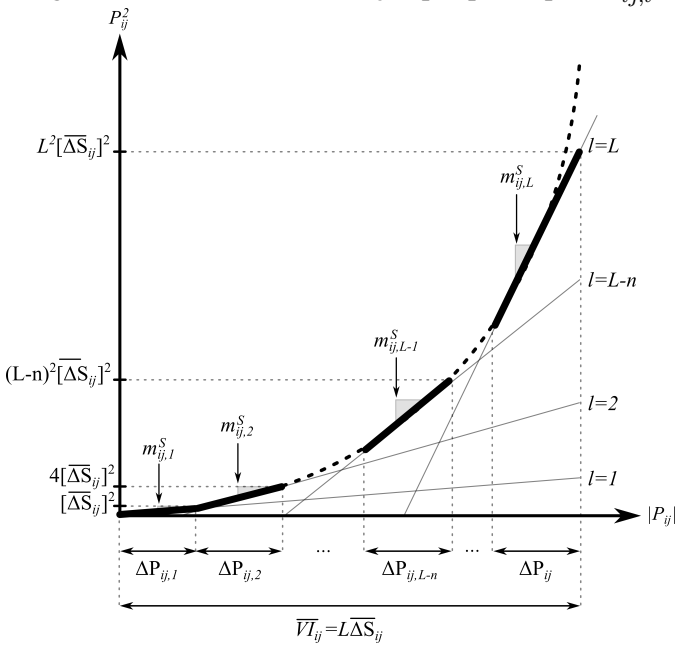
A linearização por partes tem demonstrado ser eficiente para lidar com os termos $P^2_{ij,t}$ e $Q^2_{ij,t}$, segundo Rebennack [2016].

Dada a função $P^2_{ij,t}$, deseja-se lineariza-la a partir de um conjunto de L aproximações lineares, em que (14) será o tamanho de cada passo de linearização e (15) define a inclinação da $l-$ésima aproximação de L. O mesmo se aplica para $Q^2_{ij,t}$. (Figura 1).

$$\overline{\Delta S}_{ij,t} = \frac{\overline{VI}_{ij,t}}{L}, \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (14)$$

$$m^S_{ij,t,l} = (2l-1)\overline{\Delta S}_{ij,t}, \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T, l = 1 \cdots L \quad (15)$$

Figura 1: Método de linearização por partes para $P^2_{ij,t}$.



Sendo a função de aproximação igual à soma das alturas dos triângulos retângulos ilustrados pela figura 1, a função de aproximação de $P^2_{ij,t}$ + $Q^2_{ij,t}$ pode ser reescrita pelo conjunto de restrições (16)–(23).

$$P^2_{ij,t} + Q^2_{ij,t} \approx \sum_{l=1}^{L} m^S_{ij,t,l}\Delta P_{ij,t,l} + \sum_{l=1}^{L} m^S_{ij,t,l}\Delta Q_{ij,t,l}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (16)$$

$$P^+_{ij,t} - P^-_{ij,t} = P_{ij,t}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (17)$$

$$P^+_{ij,t} + P^-_{ij,t} = \sum_{l=1}^{L} \Delta P_{ij,t,l}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (18)$$

$$Q^+_{ij,t} - Q^-_{ij,t} = Q_{ij,t}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (19)$$

$$Q^+_{ij,t} + Q^-_{ij,t} = \sum_{l=1}^{L} \Delta Q_{ij,t,l}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (20)$$

$$0 \leq \Delta P_{ij,t,l} \leq \overline{\Delta S}_{ij,t}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T,\ l = 1...L \quad (21)$$

$$0 \leq \Delta Q_{ij,t,l} \leq \overline{\Delta S}_{ij,t}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T,\ l = 1...L \quad (22)$$

$$P^+_{ij,t},\ P^-_{ij,t},\ Q^+_{ij,t},\ Q^-_{ij,t} \geq 0, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (23)$$

3.2. Aproximação de $\mathcal{V}_j$

O produto $\mathcal{V}_j\,\mathcal{I}_{ij,y,c}$ ainda se mantém não linear. Serão exploradas duas técnicas para lidar com este termo. A primeira é baseada em Macedo et al. [2016], que sugere o uso de um novo parâmetro v_j em (5) para aproximar a magnitude de tensão em um nó j que pertença ao conjunto de nós Ω_b, como descrito em (24).

$$\upsilon_{j,t}^2 \mathcal{I}_{ij,t} = \sum_{l=1}^{L} m_{ij,t,l}^S \Delta P_{ij,t,l} + \sum_{l=1}^{L} m_{ij,t,l}^S \Delta Q_{ij,t,l}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \tag{24}$$

O pseudocódigo resume a técnica de Macedo et al. [2016].

Algorithm 1 Aproximação do cálculo do fluxo de carga.

1: **Passo 1:** considera υ_j = 1 pu, $\forall\, j \in \Omega_b$
2: **Passo 2:** resolve o modelo de programação matemática
3: **Passo 3:** atualiza os valores de $\upsilon_j \rightarrow \upsilon_j = \sqrt{\mathcal{V}_j},\ \forall\, j \in \Omega_b$
4: **Passo 4:** resolve novamente o modelo com os valores υ_j atualizados.

A segunda técnica consiste em considerar, em (5), um valor de tensão constante e igual ao valor nominal. A nova aproximação é dada por (25).

$$V^{nom} \mathcal{I}_{ij,t} = \sum_{l=1}^{L} m_{ij,t,l}^S \Delta P_{ij,t,l} + \sum_{l=1}^{L} m_{ij,t,l}^S \Delta Q_{ij,t,l}, \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \tag{25}$$

3.3. Síntese dos modelos

Dadas as linearização apresentadas nessa seção, são sintetizados, a seguir, os três modelos considerados para comparação:

Modelo não-linear: não considera a técnica de linearização por partes, nem as aproximações de tensão. É definido pela função objetivo (1) e restrições (3)-(7), (8)-(11), (12)-(13).

Modelo linear 1: considera a técnica de linearização por partes, e a aproximação da magnitude de tensão proposta por [Macedo et al., 2016]. É definido pela função objetivo (1) e restrições (3)-(4),(6)-(7), (8)-(11), (12)-(13), (17)-(23), (24).

Modelo linear 2: considera a técnica de linearização por partes, e a aproximação da magnitude de tensão pelo valor nominal constante. É definido pela função objetivo (1) e restrições (3)-(4),(6)-(7), (8)-(11), (12)-(13), (17)-(23), (25).

4. Casos de Teste

Alguns cenários de teste foram criados para avaliar o desempenho dos modelos propostos. Os modelos de otimização foram implementações em linguagem de programação Python3.7, fazendo uso do *solver* Gurobi. Os cenários foram otimizados em um computador com processador Intel Core i7-3930k de $3,20$ GHz e memória RAM de $15,6$ GB.

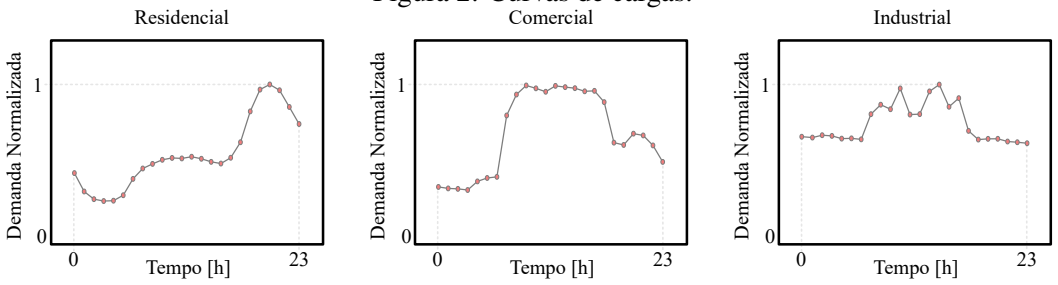
A avaliação da metodologia de otimização será feita com base em redes testes da literatura. Os parâmetros de cada rede como sua configuração, impedâncias das linhas e valores estáticos de carga foram obtidos de bancos de dados disponíveis on-line[2]. A Tabela 1 sintetiza as principais informações sobre as redes utilizadas, o número ID da rede corresponde com a quantidade de nós existentes nela.

Os valores de demanda da Tabela 1 são tomados como valores máximos. Para considerar a variação de carga ao longo de um dia, três curvas de cargas diferentes foram usadas, representando padrões típicos de consumo residencial, comercial e industrial, conforme Figura 2. Cada nó de

Tabela 1: Instâncias Utilizadas

ID da Rede	Número de Barras	Demanda Total [kW]	Nível de Tensão [kV]
rede15	15	28700	12.66
rede34	34	4636.50	11.00
rede51	51	2463	11.00
rede70	70	5385.4	11.00
rede85	85	2514.28	11.00
rede94	94	4797	15.00
rede118	118	22709.72	11.00
rede136	136	18313.87	13.80

Figura 2: Curvas de cargas.



carga da rede é associado a um dos três padrões de consumo, o qual deve ser escalado para que o valor máximo da curva coincida com o valor de demanda máxima do nó.

Os dados de geração PV considerados são referentes a uma usina fotovoltaica de 1MW de potência instalada, localização na região de Campinas. As curvas de geração diária foram agrupadas em conjuntos de alta, média e baixa geração, a partir dos quais foi definida uma curva média representativa de cada agrupamento. De forma semelhante, cada nó de geração é associado a uma curva de geração, que é escalada para coincidir com a potência instalada no nó.

A localização das gerações PV foi definida conforme Tabela 2. As colunas Conjunto de Barras e Conjunto de Potências Nominais mostra as respectivas posições e potências nominais das gerações consideradas.

Os testes consideram 5 modelos sintéticos de baterias, cujas características consideradas estão descritas na Tabela 3.

O modelo utiliza preço de energia variável ao longo do dia, com tarifas para horário de ponta, fora-ponta e intermediário. Os valores e os horários estão indicados na Tabela 4.

Cada uma das 8 redes teste foi otimizada para cada um dos 3 modelos de otimização desenvolvidos (Modelo não-linear, Modelo linear 1 e Modelo linear 2). Cada cenário foi otimizado 2 vezes, uma limitando o tempo de execução em 30 minutos e a outra limitando em 60 minutos. Os modelos lineares consideraram 50 aproximações na técnica de linearizações por partes.

A Tabela 5 mostra mais alguns parâmetros considerados nas execuções.

[2]Disponível em: , https:/www.feis.unesp.br/lapsee

Tabela 2: Geração PV considerada

ID da Rede	Conjunto de Barras	Conjunto de Potências Nominais [kW]
rede15	{13}	{1250}
rede34	{33}	{150}
rede51	{20, 42}	{250, 120}
rede70	{23, 68}	{350, 250}
rede85	{18, 69, 80}	{300, 240, 200}
rede94	{38, 59, 84}	{500, 350, 350}
rede118	{20, 66, 74}	{700, 500, 1000}
rede136	{45, 115, 135}	{200, 250, 300}

Tabela 3: Modelos de baterias

ID da Bateria (s)	Capacidade ($y_{i,s}$)	Perdas internas (δ_s)	Eficiência (η_s)	Custo[R$]
1	20	0.005	0.85	1800
2	50	0.005	0.85	4500
3	150	0.001	0.9	135000
4	400	0.001	0.9	360000
5	800	0.001	0.9	720000

4.1. Resultados

As Tabelas 6, 7 e 8 mostram os resultados obtidos para os três modelos, indicando o gap de otimalidade, o custo da função objetivo e a quantidade de baterias instaladas.

O primeiro conjunto de simulações, cujos resultados estão sintetizados na Tabela 6, indicam um baixo desempenho do Modelo não-linear para resolver o problema de alocação de baterias em sete das oito instâncias; apenas para a rede de 15 barras o gap ficou abaixo de 5%. Mesmo dobrando o tempo de 30 para 60 minutos, o modelo apresentou baixa evolução nos resultados.

Os Modelos lineares 1 e 2 tiveram performance muito próximas entre si, com um desempenho superior ao Modelo não-linear para todas as instâncias. Ambos mostraram bom desempenho para 6 das 8 instâncias de redes, atingindo um *gap* de 0% para as três menores redes em um intervalo menor que 30 minutos e eliminando o *gap* para as **rede70, rede118 e rede136** quando foi considerado 60 minutos. Nenhum dos dois modelos lineares teve desempenho satisfatório para as **rede85 e rede94**, que são redes menores que **rede70, rede118 e rede136**, indicando que o tamanho da rede não é o único fator que influencia na dificuldade do problema de otimização. Para as menores instâncias de rede, **rede15 e rede34**, os tempos de execução foram bem inferiores ao limite de 30 minutos, durando em média 12 segundos e 12 minutos respectivamente.

A Tabela 9 mostra a localização das baterias obtidas para cada cenário, considerando as execuções com limite de 60 minutos. Os resultados mostram que os três modelos optaram por não instalar baterias no sistema menor, **rede15**. Nas redes restantes, com exceção da **rede136** , os modelos preferiram, quando possível, instalar duas baterias de capacidade menor ao invés de uma única bateria de maior capacidade. A localização das baterias, em geral, são próximas dos geradores distribuídos, onde os níveis de tensão alcançam valores maiores e onde pode haver sobra de energia para armazenamento.

As operações das baterias seguiram, em geral, o padrão de carregamento durante as primeiras horas do dia e descarga durante o horário de ponta. Esse padrão é ilustrado nos gráficos

Tabela 4: Preços de energia

Momento	Intervalo de tempo	Custo (R$/kWh)
Fora-ponta	00:00 – 15:59/21:00 – 23:59	0.266
Intermediário	16:00 – 16:59/20:00 – 20:59	0.350
Ponta	17:00 – 19:59	0.443

Tabela 5: Parâmetros gerais de simulação

Parâmetro		Valor
Horizonte de planejamento		10 anos
Tensão mínima	$(\underline{V})$	0.95
Tensão máxima	$(\overline{V})$	1.05
Aproximações	(L)	50
Número máximo de baterias	(N_{max})	2

Tabela 6: Resultados obtidos com o Modelo não-linear.

ID da Rede	Gap (%)		Custo Total (MR$)		Planejamento de Novas Baterias	
	30 min	60 min	30 min	60 min	30 min	60 min
rede15	2.43	1.80	6.0258	6.0258	–	–
rede34	67.25	58.65	2.562	2.5465	2	2
rede51	62.39	61.09	1.3943	1.3901	2	2
rede70	60.15	59.53	3.3964	3.3964	2	2
rede85	41.33	41.07	3.0772	3.0758	2	2
rede94	72.31	72.27	2.8755	2.8755	2	2
rede118	61.27	61.27	15.246	15.246	2	2
rede136	78.78	77.25	3.3292	3.3236	2	2

Tabela 7: Resultados obtidos com o Modelo linear 1.

ID da Rede	Gap (%)		Custo Total (MR$)		Planejamento de Novas Baterias	
	30 min	60 min	30 min	60 min	30 min	60 min
rede15	0	0	5.588	5.588	–	–
rede34	0	0	1.849	1.849	2	2
rede51	0	0	1.033	1.033	2	2
rede70	1.88	0	2.530	2.530	2	2
rede85	33.55	32.21	2.303	2.300	2	2
rede94	44.59	43.34	2.130	2.130	2	2
rede118	3.48	0	10.425	10.411	2	2
rede136	7.17	0	2.521	2.509	1	1

da Figura 3, que mostra a operação da bateria alocada na barra 15 ou 16 da **rede51**, para os três modelos analisados. A linha em preto representa o estado de carregamento da bateria e a linha em

Tabela 8: Resultados obtidos com o Modelo linear 2.

ID da Rede	Gap (%)		Custo Total (MR$)		Planejamento de Novas Baterias	
	30 min	60 min	30 min	60 min	30 min	60 min
rede15	0	0	5.491	5.491	–	–
rede34	0	0	1.821	1.821	2	2
rede51	0	0	1.007	1.007	2	2
rede70	2.81	0	2.459	2.459	2	2
rede85	33.29	32.01	2.219	2.215	2	2
rede94	44.32	43.92	2.058	2.055	2	2
rede118	3.57	0	10.125	10.121	2	2
rede136	6.32	0	2.484	2.479	1	1

Tabela 9: Localização das baterias.

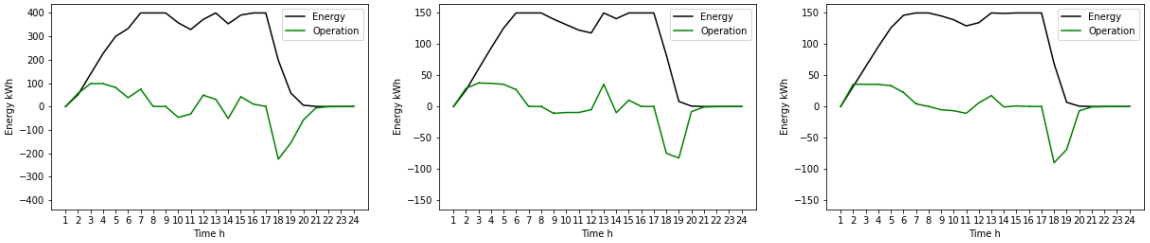
ID Rede	Modelo Não-linear		Modelo Linear 1		Modelo Linear 2	
	Local [barra]	Capacidade [kWh]	Local [barra]	Capacidade [kWh]	Local [barra]	Capacidade [kWh]
rede15	-	-	-	-	-	-
rede34	24	400	25	400	25	400
	25	400	26	400	26	400
rede51	15	400	16	150	15	150
	42	50	44	150	45	50
rede70	50	50	50	150	50	150
	67	400	67	400	67	400
rede85	51	150	52	400	48	400
	56	400	67	400	76	150
rede94	20	800	20	800	24	800
	28	400	25	800	84	400
rede118	26	400	74	800	74	800
	62	800	111	800	111	800
rede136	108	150	117	150	117	50
	118	150	-	-	-	-

verde, as operações de carga e descarga.

5. Discussões

O trabalho apresentou modelos para otimização do planejamento da localização e dimensionamento de baterias em redes de distribuição de energia elétrica. Partindo de uma formulação não-linear, foram adotadas técnicas de linearização que permitiram otimizar a localização e dimensionamento de múltiplos SAEs, juntamente com o planejamento de sua operação. Os modelos linearizados alcançaram bons resultados para várias das redes testadas, com reduções significativas no esforço computacional em relação ao modelo não-linear; este último não conseguiu eliminar o *gap* de otimalidade para as redes testadas.

Figura 3: Operação diária da bateria. Esquerda: barra 15 Modelo Não-linear. Centro: barra 15 Modelo Linear 1. Direita: barra 16 Modelo Linear 2.



Os resultados mostraram a capacidade dos modelos lineares propostos em lidar com o problema de alocar e dimensionar baterias, com os benefícios de reduzir as perdas técnicas e custos de instalação, levando em consideração os limites de violação de tensão. A metodologia foi avaliada em redes testes com até 136 barras, supondo-se que as baterias podem ser instaladas em qualquer uma das barras. Os resultados com essas redes são promissores; em problemas reais, o conjunto de barras onde as baterias podem ser instaladas é um subconjunto reduzido do número total de barras.

Agradecimentos. Os autores agradecem o apoio de bolsa de estudos da CAPES. Agradecem também o apoio do CNPq e da FAPESP (Proc. $2016/08645-9$).

Referências

Alguacil, N., Motto, A. L., e Conejo, A. J. (2003). Transmission expansion planning: a mixed-integer lp approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3):1070–1077. ISSN 0885-8950.

Ayres, H. M., Freitas, W., Almeida, M. C. D., e Silva, L. C. P. D. (2010). Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations. *IET Generation, Transmission Distribution*, 4(4):495–508. ISSN 1751-8687.

Das, C. K., Bass, O., Kothapalli, G., Mahmoud, T. S., e Habibi, D. (2018). Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:1205 – 1230.

Dewantara, M., Putranto, L. M., Irnawan, R., e Sarjiya (2020). Minimization of power losses through optimal placement and sizing from solar power and battery energy storage system in distribution system. In *2020 3rd International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems (ISRITI)*, p. 400–405.

Gonçalves, R. d. R. (2013). Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais.

Ito, H., Hanai, K., Saito, N., Kojima, T., Yoshiyama, S., e Fukui, S. (2018). Electricity system reform requirements: A novel implementation to grid management and control. *IEEE Power and Energy Magazine*, 16(2):46–56. ISSN 1540-7977.

Kersting, W. H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6 (3):975–985.

Levron, Y. e Shmilovitz, D. (2010). Optimal power management in fueled systems with finite storage capacity. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, 57(8):2221–2231. ISSN 1549-8328.

Lightner, E. M. e Widergren, S. E. (2010). An orderly transition to a transformed electricity system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1):3–10. ISSN 1949-3053.

Macedo, L. H., Montes, C. V., Franco, J. F., Rider, M. J., e Romero, R. (2016). Milp branch flow model for concurrent ac multistage transmission expansion and reactive power planning with security constraints. *IET Generation, Transmission Distribution*, 10(12):3023–3032. ISSN 1751-8687.

Nazaripouya, H., Wang, Y., Chu, P., Pota, H. R., e Gadh, R. (2015). Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation. In *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, p. 1–5.

Rebennack, S. (2016). Computing tight bounds via piecewise linear functions through the example of circle cutting problems. *Mathematical Methods of Operations Research*, 84(1):3–57.

Rudnick, H. e Barroso, L. (2017). Flexibility needed: Challenges for future energy storage systems. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(5):12–19. ISSN 1540-7977.

Saini, P. e Gidwani, L. (2020). Optimal siting and sizing of battery in varying pv generation by utilizing genetic algorithm in distribution system. In *2020 21st National Power Systems Conference (NPSC)*, p. 1–6.

Santos, C., Cavalheiro, E., Bartmeyer, P., e Lyra, C. (2020). A minlp model to optimize battery placement and operation in smart grids. In *2020 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, p. 1–5.

Shafiq, S., Khan, B., e Al-Awami, A. T. (2019). Optimal battery placement in distribution network using voltage sensitivity approach. In *2019 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, p. 1–4.

Stenclik, D., Denholm, P., e Chalamala, B. (2017). Maintaining balance: The increasing role of energy storage for renewable integration. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(6):31–39. ISSN 1540-7977.

Venkataraman, S., Ziesler, C., Johnson, P., e Kempen, S. V. (2018). Integrated wind, solar, and energy storage: Designing plants with a better generation profile and lower overall cost. *IEEE Power and Energy Magazine*, 16(3):74–83. ISSN 1540-7977.

Wong, L. A., Ramachandaramurthy, V. K., Walker, S. L., e Ekanayake, J. B. (2020). Optimal placement and sizing of battery energy storage system considering the duck curve phenomenon. *IEEE Access*, 8:197236–197248.

Yong, J. Y., Ramachandaramurthy, V. K., Tan, K. M., e Mithulananthan, N. (2015). A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49:365–385. ISSN 1364-0321.

Zhang, H., Vittal, V., Heydt, G. T., e Quintero, J. (2012). A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):1125–1133. ISSN 0885-8950.