

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR PARA O DIMENSIONAMENTO DE UMA ESTAÇÃO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS DE COMUNIDADES REMOTAS

Dayara Pereira Basso

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – FEIS, UNESP
Av. Prof. José Carlos Rossi, 1370, Ilha Solteira - SP, 15385-000
dayara.pereira@unesp.br

John Fredy Franco Baquero

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – FEIS, UNESP
Av. Prof. José Carlos Rossi, 1370, Ilha Solteira - SP, 15385-000
fredy.franco@unesp.br

RESUMO

Veículos elétricos (VEs) estão cada vez mais sendo adotados para realizar entrega de mercadorias, manutenções técnicas e visitas médicas; entretanto, seu emprego é escasso em comunidades remotas devido à autonomia limitada da bateria para percorrer grandes distâncias, sendo necessário constantes visitas às estações de recarga. Deste modo, é imprescindível que se definam estratégias de dimensionamento de estações de recarga de VEs que possam ser implantadas em comunidades remotas. Assim, este trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo de Programação Linear Inteira Mista para o dimensionamento de uma estação de recarga autônoma em comunidades remotas alimentada por energia renovável e baterias. O método foi testado em uma comunidade remota com 15 pontos, sendo 13 clientes, a estação de recarga e o depósito. Os resultados do teste realizado incluem a rota ótima do VE e o dimensionamento da estação de recarga, demonstrando um bom desempenho para encontrar a solução.

PALAVRAS CHAVE. Comunidades Remotas. Estação De Recarga de Veículos Elétricos. Modelo De Programação Linear Inteira Mista.

Tópicos:

PM – Programação Matemática
L&T – Logística e Transportes

ABSTRACT

Electric vehicles (EVs) are increasingly being adopted to deliver goods, technical maintenance and medical visits; however, its use is scarce in remote communities due to the limited autonomy of the battery to travel long distances, requiring constant visits to charging stations. Therefore, it is essential to define strategies for sizing EV charging stations that can be implemented in remote communities. Therefore, this work proposes the development of a Mixed Integer Linear Programming model for the design of an autonomous charging station in remote communities powered by renewable energy and batteries. The method was tested in a remote community with 15 nodes, including 13 clients, the charging station, and the warehouse. The results of the test performed include the optimal EV route and the sizing of the charging station, demonstrating good performance in finding the solution.

KEYWORDS. Charging Station of Electric Vehicles. Mixed Integer Linear Programming Model. Remote Communities.

Paper topics:

PM – Mathematical Programming
L&T – Logistics and Transport

A. Conjuntos

C	Conjunto de clientes
Q	Conjunto de estação de recarga
D	Conjunto de depósitos
H	Conjunto de horas do dia
N	Conjunto de pontos $\{C \cup D \cup Q\}$
S	Conjunto de cenários

B. Índices

h	Índice de hora
i	Índice de origem
j	Índice de destino
s	Índice do cenário

C. Parâmetros

α	Coeficiente de valor presente para o custo operacional do veículo elétrico
δ	Consumo de energia por distância
ϕ	Taxa de juros
λ	Penalização para o tempo de operação do veículo elétrico
η^c, η^d	Eficiência de carga e descarga das baterias
η^{CH}, η^{dE}	Eficiência de carga e descarga do veículo elétrico
π_s	Probabilidade de cada cenário s
$\bar{\tau}$	Tempo máximo de funcionamento do veículo elétrico
$\tau_{máx}^{CH}, \tau_{mín}^{CH}$	Tempo máximo e mínimo de carga do veículo elétrico
ω	Porcentagem da bateria no início e final do dia
c_b	Custo de instalação de uma unidade de bateria
c_d	Custo de viajar cada unidade de distância
c_p	Custo de instalação de uma unidade de painel fotovoltaico
d_{ij}	Distância entre os pontos i e j
$E^{BAT,nom}$	Energia nominal da bateria
F	Fator de forma
G_{hs}	Irradiação solar em h no cenário s
$h^{saída}$	Horário de saída do depósito
I^{sc}	Corrente de curto-circuito
I^{mppt}	Corrente no ponto de máxima potência
I_{hs}	Corrente na célula fotovoltaica em h no cenário s
K^i, K^v	Coeficiente de temperatura para corrente e tensão
n	Número de pontos
N^{oct}	Temperatura nominal de funcionamento do painel
N^{anos}	Número de anos de vida útil da bateria do veículo elétrico
N^{dias}	Número de dias úteis do ano
$P^{BAT,nom}$	Potência nominal de cada bateria
$\overline{P}^{carga}$	Potência máxima de carga do veículo elétrico
$\overline{P}_{hs}^{PV}$	Potência fotovoltaica máxima produzida pelos painéis em h no cenário s
SOC_0	Estado de carga inicial do veículo elétrico
SOC_{max}, SOC_{min}	Estado de carga máximo e mínimo do veículo elétrico
T^a	Temperatura ambiente
T_{hs}	Temperatura na célula fotovoltaica em h no cenário s
V_{hs}	Tensão na célula fotovoltaica em h no cenário s
v^{cte}	Velocidade constante do veículo elétrico
V^{oc}	Tensão de circuito aberto
V^{mppt}	Tensão no ponto de máxima potência

D. Variáveis

β_h	Variável binária que armazena o horário de chegada do veículo na estação de recarga
γ_{hs}	Variável binária para armazenar quantas horas o veículo recarregou
Δ_{ij}	Variável contínua para linearização do cálculo do estado de carga do veículo
τ_s^{CH}	Tempo de carga do veículo elétrico no cenário s
E_{hs}^{BAT}	Energia da bateria em h no cenário s
$P_{hs}^{BAT,c}$	Potência de carga da bateria em h no cenário s
$P_{hs}^{BAT,d}$	Potência de descarga da bateria em h no cenário s
P_{hs}^{carga}	Potência de carga do veículo elétrico no s
SOC_i	Estado de carga de saída do veículo elétrico de i
SOC_j^a	Estado de carga de chegada do veículo elétrico em j
t_{ij}^{aux}	Variável inteira auxiliar para armazenar o tempo de percurso entre ij
t_j^n	Tempo de chegada do VE em j
U_i	Variável inteira auxiliar para eliminar sub rotas
x_{ij}	Variável binária do estado do arco ij : 1 se é percorrido e 0 em caso contrário
y	Variável inteira do número de baterias para instalação
Z	Variável inteira do número de painéis para instalação

1. Introdução

As emissões de poluentes produzidas pelo setor de transporte representam cerca de 25% do valor total depositado na atmosfera e agravam significativamente a crise climática [Napoli et al., 2020; Rehman et al., 2022]. Visando mitigar estes impactos, os veículos elétricos (VEs) surgiram como alternativa aos veículos movidos a combustíveis fósseis e têm sido empregados tanto na mobilidade urbana quanto em empresas de transporte, principalmente devido aos seus benefícios econômicos e ambientais. Todavia, deve-se ressaltar que existem alguns desafios associados ao emprego dos VEs, como a autonomia da bateria, que pode ser insuficiente para atender clientes afastados dos centros de distribuição dos VEs e a necessidade constante de visitas às estações de recarga, dificultando a adoção desta alternativa mais limpa [Zhang et al., 2022].

Essas adversidades são ainda mais desafiadoras no contexto de comunidades remotas, que estão caracterizadas por um fornecimento de eletricidade instável e estão distantes de centros urbanos; consequentemente, o acesso à eletricidade para carregar as baterias dos VEs é incerto e a operação destes serviços é limitada nessas regiões. Em vista disso, uma maneira de sanar os desafios de atendimento destas regiões mais afastadas e promover o uso de veículos de forma sustentável é o aproveitamento de recursos naturais, tal como a energia solar, para carregar os VEs que atendem essa região [Aziz Baig et al., 2021]. Nesse contexto, é imprescindível que se definam estratégias de planejamento de estações de recarga possibilitando o emprego de VEs na realização de serviços em comunidades remotas [Shaaban et al., 2019; Wu et al., 2022].

Assim, alguns trabalhos vêm sendo desenvolvidos na área de planejamento e dimensionamento de estações de recarga para operar em modo autônomo, podendo ser conferido em Chae et al. [2020]; Shaaban et al. [2019]; Wang et al. [2020]; e Zainab [2023]. Geralmente são empregadas modelagens estocásticas para lidar com incertezas e o problema modelado com programação linear e não linear. Os métodos de solução variam entre meta-heurísticas e solvers comerciais. Muitos trabalhos da literatura têm sido desenvolvidos nesta linha, porém, sem dar enfoque a estações de recarga operando em modo autônomo para serem alocadas em comunidades remotas. Além disso, há uma lacuna em relação a métodos que determinem o dimensionamento da estação de recarga levando em consideração o problema de roteamento do VE.

Dessa forma, este trabalho propõe um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para dimensionar uma estação de recarga de VEs com geração fotovoltaica e baterias a ser alocada em uma comunidade remota, com a determinação da rota do veículo elétrico como parte da solução do problema. O modelo PLIM é desenvolvido na linguagem de programação AMPL e

resolvido com o *CPLEX*. O restante deste artigo é organizado da seguinte forma: a formulação matemática do modelo PLIM é apresentada na Seção 2, enquanto a Seção 3 exibe os resultados e discussões acerca do teste realizado e por fim a Seção 4, que conclui as discussões deste trabalho.

2. Formulação Matemática

Nesta seção, as expressões matemáticas utilizadas no modelo de PLIM implementado são apresentadas e discutidas. Primeiramente se apresenta a função objetivo e as variáveis de decisão que compõem o problema, em seguida são apresentadas as restrições operacionais do VE e o dimensionamento da estação de recarga, e por último, é explicado brevemente como a energia fotovoltaica foi caracterizada através de cenários de irradiação solar.

2.1. Função objetivo

A função objetivo de minimização é apresentada em (1). Esta função é composta por três termos, sendo o primeiro o custo de investimento e o segundo e terceiro termos o custo de operação. O primeiro termo contém a quantidade de baterias y e seu custo c_b , e a quantidade de painéis z seu custo c_p . O segundo termo da função objetivo está relacionado a operação do VE. Este termo é composto por um custo fixo associado ao uso do VE c_d (com motoristas e percurso de rota diária), o número de dias no ano a se percorrer esta rota, N^{dias} ; uma taxa para trazer este valor de custo operacional futuro a um valor presente representado por α (onde $\alpha = 1 - (1 + \phi)^{-N^{anos}}/\phi$, sendo N^{anos} a vida útil da bateria do VE e ϕ a taxa de juros) e a soma de quilômetros percorridos por dia, relacionado com variável binária de arcos ativos x_{ij} . O terceiro e último termo é definido para penalizar o tempo total de operação do VE, com um peso definido como λ , sendo esse fator multiplicado pela contribuição de cada cenário de irradiação s , uma vez que o tempo de recarga do VE, τ_s^{CH} , depende da energia fotovoltaica disponível.

$$\min \quad yc_b + zc_p + N^{dias}c_d\alpha \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} d_{ij}x_{ij} + \lambda \sum_{s \in S} \pi_s \left(\tau_s^{CH} + \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} \frac{d_{ij}x_{ij}}{v^{máx}} \right) \quad (1)$$

A seguir serão apresentadas as restrições que modelam o problema de estudo e as variáveis de decisão, como as de definição da rota, x_{ij} , do tempo de recarga τ_s^{CH} e da estação de recarga: do número de baterias y e de painéis z .

2.2. Restrições operacionais de veículos elétricos

O clássico problema de roteamento de VEs baseia-se no princípio de que um veículo deve servir um conjunto específico de clientes enquanto satisfaz as limitações da sua bateria. Portanto, um veículo deve visitar todos os clientes de um conjunto C e a estação de recarga apenas uma vez, conforme restringido pela equação (2), onde x_{ij} representa a variável binária do arco percorrido entre i e j , que tem valor 1 quando o arco está ativo e 0 caso contrário. As restrições (3) e (4) delimitam que o VE deve sair e retornar ao depósito, isto é, o ponto inicial e último da rota são ambos o depósito. As restrições (5) e (6) correspondem às restrições de conectividade e não duplicação dos arcos, respectivamente. Por fim, a expressão (7) garante que não há sub rotas, onde n é o número de nós existentes e U_i é uma variável inteira auxiliar. Estas restrições vêm do problema clássico de roteamento e foram baseadas do trabalho de Almouhanna et al. [2020].

$$\sum_{i \in N} x_{ij} = 1, \quad \forall j \in \{C \cup Q\} \quad (2)$$

$$\sum_{j \in \{C \cup Q\}} x_{ij} = 1, \quad \forall i \in D \quad (3)$$

$$\sum_{j \in \{C \cup Q\}} x_{ji} = 1, \quad \forall i \in D \quad (4)$$

$$\sum_{j \in N} x_{ij} - \sum_{j \in N} x_{ji} = 0, \quad \forall i \in N \quad (5)$$

$$x_{ij} + x_{ji} \leq 1, \quad \forall i, j \in N \quad (6)$$

$$U_i - U_j + (n - 1)x_{ij} \leq n - 2, \quad \forall i, j \in \{C \cup Q\} \quad (7)$$

O estado de carga das baterias dos VEs deve ser modelado para que seja suficiente para servir todos os clientes. Portanto, o estado de carga de partida do VE em i é definido como a variável SOC_i e o estado de carga de chegada a j como a variável SOC_j^a . A equação (8) define o estado de carga do VE ao sair do depósito como o estado de carga inicial, enquanto (9) e (10) garantem que as variáveis do estado de carga estão dentro dos limites máximo e mínimo. Para os clientes, o estado de carga de saída e chegada é o mesmo, pois não há carga ou descarga da bateria, conforme (11); porém, para a estação de recarga, o estado de carga de saída será igual ao estado de carga em que chegou à estação mais quanto foi carregado (12). A potência que vai determinar o quanto o VE foi carregado, P_{hs}^{carga} , vai depender de cada cenário s e deve ser menor ou igual a potência nominal de recarga do VE, $\bar{P}^{carga}$ pela quantidade de horas em que ficou na estação de recarga. A quantidade de horas que o VE carrega na estação é representado pela variável binária γ_{hs} , que tem valores igual a 1 na posição do índice h , em que representa a hora aproximada que está na estação, conforme (13).

$$SOC_i = SOC_0, \quad \forall i \in D \quad (8)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC_j \leq SOC_{\max}, \quad \forall j \in \{C \cup Q\} \quad (9)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC_j^a \leq SOC_{\max}, \quad \forall j \in N \quad (10)$$

$$SOC_j = SOC_j^a, \quad \forall j \in C \quad (11)$$

$$SOC_j = SOC_j^a + \sum_{h \in H} P_{hs}^{carga} \eta^{CH}, \quad \forall j \in Q, s \in S \quad (12)$$

$$P_{hs}^{carga} \leq \bar{P}^{carga} \gamma_{hs}, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (13)$$

O estado de carga de chegada do VE em j , SOC_j^a , é definido como o estado de carga de partida de i menos a carga despendida até atingir j (14). Porém, esta equação não é linear devido à multiplicação de uma variável binária (x_{ij}) por uma variável contínua (SOC_i). As expressões (15)–(17) correspondem à linearização de (14) e foram baseadas no trabalho de Cerna et al. [2019].

$$SOC_j^a = \sum_{i \in N} SOC_i x_{ij} - \sum_{i \in N} \frac{x_{ij} \delta d_{ij}}{\eta^{dE}}, \quad \forall j \in N \quad (14)$$

$$SOC_j^a = \sum_{i \in N} \Delta_{ij} - \sum_{i \in N} \frac{x_{ij} \delta d_{ij}}{\eta^{dE}}, \quad \forall j \in N \quad (15)$$

$$0 \leq \Delta_{ij} \leq SOC_{\max} x_{ij}, \quad \forall i, j \in N \quad (16)$$

$$0 \leq SOC_i - \Delta_{ij} \leq SOC_{\max} (1 - x_{ij}), \quad \forall i, j \in N \quad (17)$$

O tempo e horário de percurso do VE devem ser formulados para ser determinado a hora em que o veículo chega na estação e se terá energia fotovoltaica disponível. Dessa forma, de acordo com a restrição (18), assume-se um horário para saída do depósito. O horário de chegada em cada é acumulado conforme os clientes são visitados, então as equações (19) e (20) calculam o tempo de chegada em j , t_j^n , a partir do tempo de percurso entre o arco ij , t_{ij}^{aux} . A restrição (21) limita que o tempo de percurso entre o arco ij não deve ser maior que o tempo máximo de operação do VE, $\bar{\tau}$. Algo similar é definido em (22), no qual o horário de chegada ao nó mais o tempo de recarga do VE não deve ultrapassar $\bar{\tau}$. Além disso, o tempo de recarga do VE, τ_s^{CH} , não deve ultrapassar os limites mínimo e máximo (23).

$$t_i^n = h^{saída}, \quad \forall i \in D \quad (18)$$

$$t_j^n = \sum_{i \in N} t_{ij}^{aux}, \quad \forall j \in \{C \cup Q\} \quad (19)$$

$$0 \leq t_i^n + \frac{d_{ij}}{v_{\max}} x_{ij} - t_{ij}^{\text{aux}} \leq \bar{\tau}(1 - x_{ij}), \quad \forall i \in N, j \in \{C \cup Q\} \quad (20)$$

$$t_{ij}^{\text{aux}} \leq \bar{\tau} x_{ij}, \quad \forall i \in N, j \in \{C \cup Q\} \quad (21)$$

$$t_i^n + \tau_s^{\text{CH}} \leq \bar{\tau}, \quad \forall i \in N, j \in \{C \cup Q\} \quad (22)$$

$$\tau_{\min}^{\text{CH}} \leq \tau_s^{\text{CH}} \leq \tau_{\max}^{\text{CH}}, \quad \forall s \in S \quad (23)$$

Para relacionar o tempo de recarga do VE com a hora em que chega à estação de recarga as equações de (24)–(29) são formuladas. A variável binária β_h armazena na posição h a hora aproximada em que chega na estação de recarga, representada por (24). Dessa forma, como o horário de chegada na estação é apenas um, a equação (25) limita que a soma de β_h seja igual a 1. Outra variável binária γ_{hs} armazena quantas horas em que ficou carregando na estação de acordo com a hora aproximada em que chegou (β_h), logo, a restrição (26) obriga que γ_{hs} receba valor somente depois do horário de chegada do VE na estação. Assim, as horas de recarga são calculadas para um intervalo horário aproximado com as restrições (27) e (28); sendo que estas horas não devem ultrapassar o tempo máximo de recarga, conforme define (29).

$$\sum_{h \in H} h \beta_h \leq t_j^n + 1 \sum_{h \in H} h \beta_h + 1, \quad \forall j \in Q \quad (24)$$

$$\sum_{h \in H} \beta_h = 1 \quad (25)$$

$$\gamma_{hs} \leq \sum_{\substack{k \in H, \\ k \leq h}} \beta_k, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (26)$$

$$h \cdot \gamma_{hs} \leq t_j^n + \tau_s^{\text{CH}}, \quad \forall h \in H, s \in S, j \in Q \quad (27)$$

$$\sum_{h \in H} \gamma_{hs} \leq \tau_s^{\text{CH}} + 1 \leq \sum_{h \in H} \gamma_{hs} + 1, \quad \forall s \in S \quad (28)$$

$$\sum_{h \in H} \gamma_{hs} \leq \tau_{\max}^{\text{CH}}, \quad \forall s \in S \quad (29)$$

2.3. Restrições da estação de recarga

Enquanto as variáveis operacionais, como aquelas que modelam a potência e a energia das baterias e painéis, dependem dos cenários de irradiação solar, as variáveis de planejamento da estação de recarga são independentes dos cenários. As restrições (30) e (31) garantem que as potências de carga e descarga das baterias, $P_{hs}^{\text{BAT},d}$ e $P_{hs}^{\text{BAT},c}$, respectivamente, estão limitadas pelos pelo valor nominal $P^{\text{BAT},\text{nom}}$ e a variável de decisão de instalação da bateria y . A restrição (32) limita que as potências de carga e descarga das baterias seja limitado ao nominal durante o intervalo de hora h . A equação (33) impõe os limites de valor superior e inferior do estado de carga da bateria. Em (34) se calcula a energia das baterias E_{hs}^{BAT} para o estado inicial ($h = 1$) com base nas eficiências de carga e descarga η^c e η^d respectivamente, além de ser considerado um parâmetro ω que representa a porcentagem em que a bateria se encontra no início do dia e deve terminar o dia com a mesma porcentagem. Na restrição (35) este cálculo é feito para quando não se trata do estado inicial da bateria. Por fim, em (36), a restrição obriga que a energia da bateria no último horário do dia deve ser igual ao estado de energia em que começou o dia. Vale a pena notar que os intervalos de tempo h são definidos como uma hora.

$$0 \leq P_{hs}^{\text{BAT},d} \leq P^{\text{BAT},\text{nom}} y, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (30)$$

$$0 \leq P_{hs}^{\text{BAT},c} \leq P^{\text{BAT},\text{nom}} y, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (31)$$

$$P_{hs}^{\text{BAT},c} + P_{hs}^{\text{BAT},d} \leq \bar{P}^{\text{BAT},\text{nom}} y, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (32)$$

$$0 \leq E_{hs}^{BAT} \leq E^{BAT,nom} y, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (33)$$

$$E_{hs}^{BAT} - \omega E^{BAT,nom} y = \eta^c P_{hs}^{BAT,c} - \frac{P_{hs}^{BAT,d}}{\eta^d}, \quad \forall h \in H: h = 1, s \in S \quad (34)$$

$$E_{hs}^{BAT} - E_{h-1,s}^{BAT} = \eta^c P_{hs}^{BAT,c} - \frac{P_{hs}^{BAT,d}}{\eta_b^d}, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (35)$$

$$E_{hs}^{BAT} \geq \omega E^{BAT,nom} y, \quad \forall s \in S, h \in H: h = 24 \quad (36)$$

O balanço de potência da estação de recarga é apresentado em (37), onde o lado esquerdo inclui a energia disponível para consumo (geração), enquanto o lado direito representa o consumo de energia (demanda). A geração é definida pelo número de painéis a ser instalado z e a potência máxima que cada painel pode produzir, $\bar{P}_{hs}^{PV}$. A demanda é composta pela estação de recarga P_{hs}^{carga} e a carga da bateria $P_{hs}^{BAT,c}$. Por fim, uma restrição adicional de energia mínima necessária para a estação de recarga é apresentada em (38). Esta restrição define que a energia disponível no VE – o estado de carga inicial menos o mínimo – somado a energia disponível ao longo do dia na estação de recarga deve ser igual ou superior a energia que o veículo precisa para percorrer todos os clientes, a estação de recarga e retornar ao depósito.

$$z \bar{P}_{hs}^{PV} + P_{hs}^{BAT,d} \geq P_{hs}^{BAT,c} + P_{hs}^{carga}, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (37)$$

$$SOC_0 - SOC_{min} + \eta^{CH} \sum_{h \in H} (z \bar{P}_{hs}^{PV} + P_{hs}^{BAT,d} - P_{hs}^{BAT,c}) \geq \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} \frac{\delta}{\eta^{dE} d_{ij} x_{ij}}, \quad \forall s \in S \quad (38)$$

Por fim, o modelo PLIM resultante consiste em minimizar os custos de investimento e operação apresentados na equação (1) sujeito às restrições (2)–(13) e (15)–(38).

2.4. Geração fotovoltaica

Para obter os dados de geração fotovoltaica, ou seja, a potência elétrica máxima ($\bar{P}_{hs}^{PV}$) que os painéis fotovoltaicos devem fornecer, calcula-se a corrente I_{hs} e a tensão V_{hs} das células a partir de um perfil de irradiação solar horário, G_{hs} . Todos os parâmetros e variáveis obtidos através da irradiação solar são dependentes dos cenários, para que o modelo de planejamento seja corretamente dimensionado de acordo com a disponibilidade solar. A formulação matemática utilizada baseou-se no trabalho de Tabares et al. [2020].

A energia fotovoltaica é representada pelas equações (39)–(43), para cada um dos cenários de irradiação s . A equação (39) calcula o fator de forma F , com a tensão de potência máxima V^{mppt} , a corrente de potência máxima I^{mppt} , a tensão de circuito aberto V^{oc} e a corrente de curto-circuito I^{sc} , parâmetros definidos em função das características da célula fotovoltaica. A equação (40) calcula a temperatura na célula fotovoltaica T_{hs} em função da temperatura ambiente T^a , da temperatura nominal de operação da célula N^{oct} e da irradiação solar correspondente a cada cenário. A equação (41) modela a corrente fornecida pela célula fotovoltaica em função de sua temperatura e do coeficiente de temperatura para a corrente K^i . Da mesma forma, a tensão fornecida pela célula fotovoltaica, representada pela equação (42), é calculada em função de T_{hs} e do coeficiente de temperatura para a tensão K^v . Por fim, a equação (43) calcula a energia fotovoltaica em kW considerando o fator de forma e a corrente e tensão fornecidas pela célula.

$$F = \frac{V^{mppt} I^{mppt}}{V^{oc} I^{sc}} \quad (39)$$

$$T_{hs} = T^a + \frac{(N^{oct} - 20)}{0.8 G_{hs}}, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (40)$$

$$I_{hs} = G_{hs} [I^{sc} + K^i (T_{hs} - 25)], \quad \forall h \in H, s \in S \quad (41)$$

$$V_{hs} = V^{oc} + K^v T_{hs}, \quad \forall h \in H, s \in S \quad (42)$$

$$\overline{P}_{hs}^{PV} = \frac{FV_{hs} I_{hs}}{1000}, \forall h \in H, s \in S. \quad (43)$$

3. Resultados e Discussões

Nesta seção são apresentados os resultados do teste realizado em uma região do interior do estado de São Paulo que possui comunidades remotas, em que devem ser visitados 13 clientes; um depósito e uma estação de recarga, tendo em total 15 pontos, conforme ilustra a Figura 1. A Tabela 1 apresenta os parâmetros que foram adotados no modelo PLIM, os parâmetros técnicos dos painéis fotovoltaicos foram retirados do modelo exposto no site NeoSolar. O modelo foi implementado na linguagem de programação AMPL e resolvido usando o solver CPLEX em um computador com processador AMD Ryzen 7 5700 G. Os cenários adotados são correspondentes a alta, média e baixa irradiação solar e foram baseados no trabalho de Martinez et al. [2021].

Tabela 1. Parâmetros adotados no caso analisado.

δ	0,2 kWh/km	c_d	0,2 R\$/km	$\overline{P}_b^{BAT,c}$	5 kW
λ	1000 R\$/h	c_p	R\$ 500	$\overline{P}_b^{BAT,d}$	5 kW
ϕ	10%	$E^{BAT,nom}$	5 kWh	$\overline{P}^{carga}$	20 kW
π_s	0,33	I^{sc}	18,32 A	$SOC_{máx}$	60 kWh
$\eta^{dE}, \eta^{CH}, \eta^c, \eta^d$	95%	I^{mppt}	17,3 A	SOC_{min}	10 kWh
$\bar{\tau}$	18h	K^i, K^v	0,04; -0,25	T^a	25°C
τ_{min}^{CH}	0,2 h	N^{anos}	10 anos	v^{cte}	40 km/h
τ_{max}^{CH}	4 h	N^{dias}	252 dias	V^{mppt}	34,7 V
c_b	R\$ 8000	N^{oct}	44°C	V^{oc}	41,6 V

Figura 1. Distribuição geográfica da comunidade remota analisada.



Fonte: Google Maps.

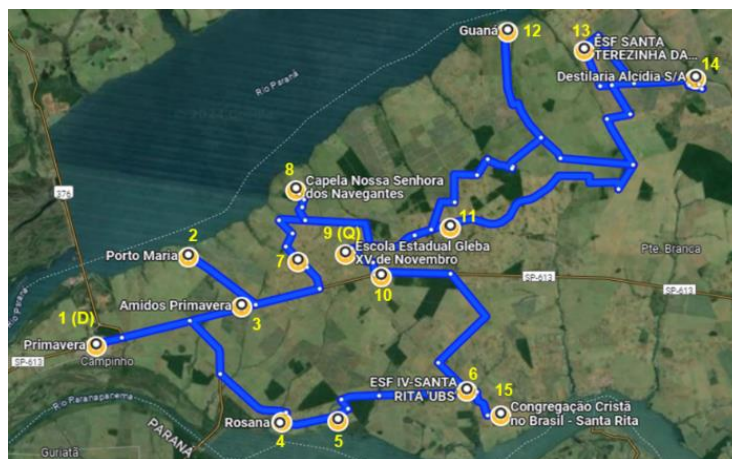
Com estes parâmetros foram realizados quatro testes para a região analisada, modificando a capacidade das baterias da estação d recarga de 25%, 50%, 75% e 100%, visando observar o impacto no tempo para encontrar a solução ótima. Assim, na Figura 2 é possível observar a rota encontrada pelo modelo e na Tabela 2 é exposta a ordem da rota e o dimensionamento da estação de recarga autônoma, com 45 painéis fotovoltaicos e 2 baterias. Para os quatro testes analisados, os valores da função objetivo e tempo de solução são expressos na Tabela 3, onde pode ser observado que para a configuração em que a bateria inicia o dia e deve finalizar com as capacidades de $\omega = 25, 50$ e 75% o valor da função objetivo é o mesmo, mudando apenas para o caso em que $\omega = 100\%$. Isso é devido ao dimensionamento nestes três primeiros casos serem iguais, e no último caso ser necessário uma unidade a mais de painel fotovoltaico (46 em comparação a 45 exposto na Tabela 2), tornando este caso o mais caro. Em relação ao tempo necessário para encontrar a solução ótima, o caso em que se encontrou a solução mais rápido foi com a capacidade

da bateria em 50%, em 2581 segundos (aproximadamente 43 minutos), e o que mais demandou tempo foi com 75%, onde foram necessários 5439 segundos (aproximadamente 90 minutos).

Tabela 2. Solução proposta pelo modelo.

Rota	1-3-2-7-8-11-13-14-12-9-10-6-15-5-4-1
Distância total percorrida	220 km
Número de painéis fotovoltaicos	45
Número de baterias	2

Figura 2. Rota encontrada pelo algoritmo.



Fonte: Google Maps.

Tabela 3. Valores da função objetivo e tempo de solução para os testes realizados.

Capacidade da bateria	Função objetivo (R\$)	Tempo (s)
$\omega = 25\%$	113978,27	3171
$\omega = 50\%$	113978,27	2581
$\omega = 75\%$	113978,27	5439
$\omega = 100\%$	114478,27	3286

O estado de carga do VE ao longo da rota é representado na Figura 3, onde pode ser observado que o VE sai do depósito com a bateria completa e retorna ao depósito com ela no mínimo, sendo que o ponto 9' representa o estado de carga em que chega na estação de recarga, carrega somente o necessário e sai com o estado de carga 9". Em relação ao tempo de recarga, o VE carrega na estação por volta de 1 hora nos cenários de alta e média irradiação e cerca de 3 horas no cenário de baixa irradiação, devido a disponibilidade fotovoltaica, conforme a Figura 4.

Em relação a estação de recarga, potência fotovoltaica disponível fornecida pelos painéis é apresentada na Figura 4, onde pode ser observado os perfis de irradiação adotados com mais clareza. Na Figura 5 são apresentadas as potências de recarga do VE nos casos de estudo, para os diferentes cenários de irradiação considerados. Na Figura 6 a energia da bateria ao longo do dia é ilustrada. O veículo chega na estação por volta das 12h e para os casos em que $\omega = 50, 75$ e 100% a energia da bateria é descarregada no cenário 3, em que a potência fotovoltaica disponível é menor, conforme a Figura 6 de (b) a (d). Para quando a bateria inicia o dia com 25% de capacidade, especialmente para o cenário 3, o veículo chega na estação às 12h e utiliza energia fotovoltaica para carregar durante 2 horas, e, na terceira hora, utiliza energia da bateria às 15h, depois da bateria também ter carregado até cerca de sua capacidade máxima ao longo do dia.

Figura 3. Estado de carga do VE ao longo da rota, kWh.

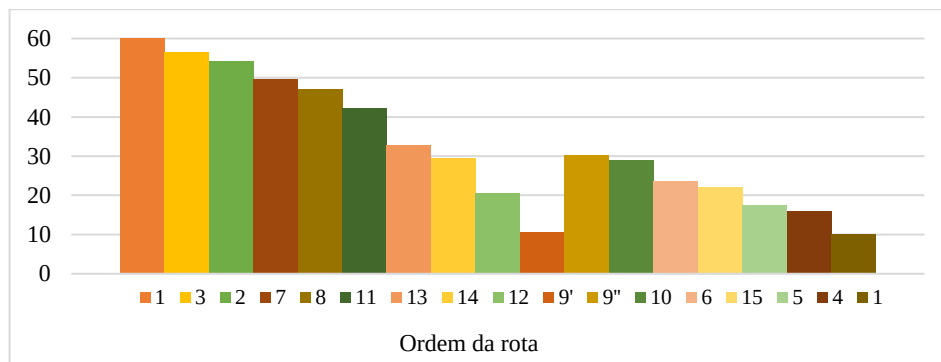


Figura 4. Potência fotovoltaica disponível, kW.

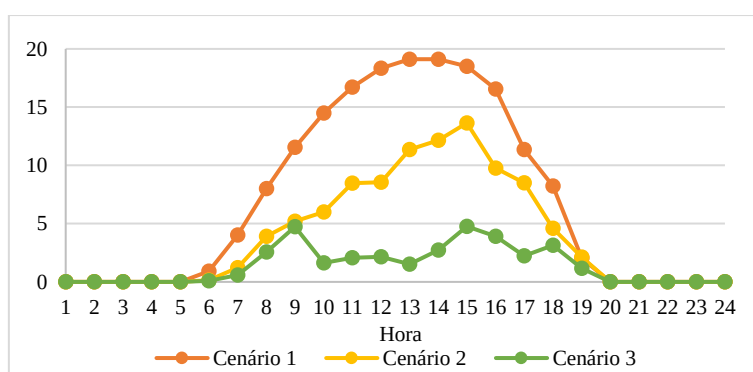


Figura 5. Potência de carga do VE, kW.

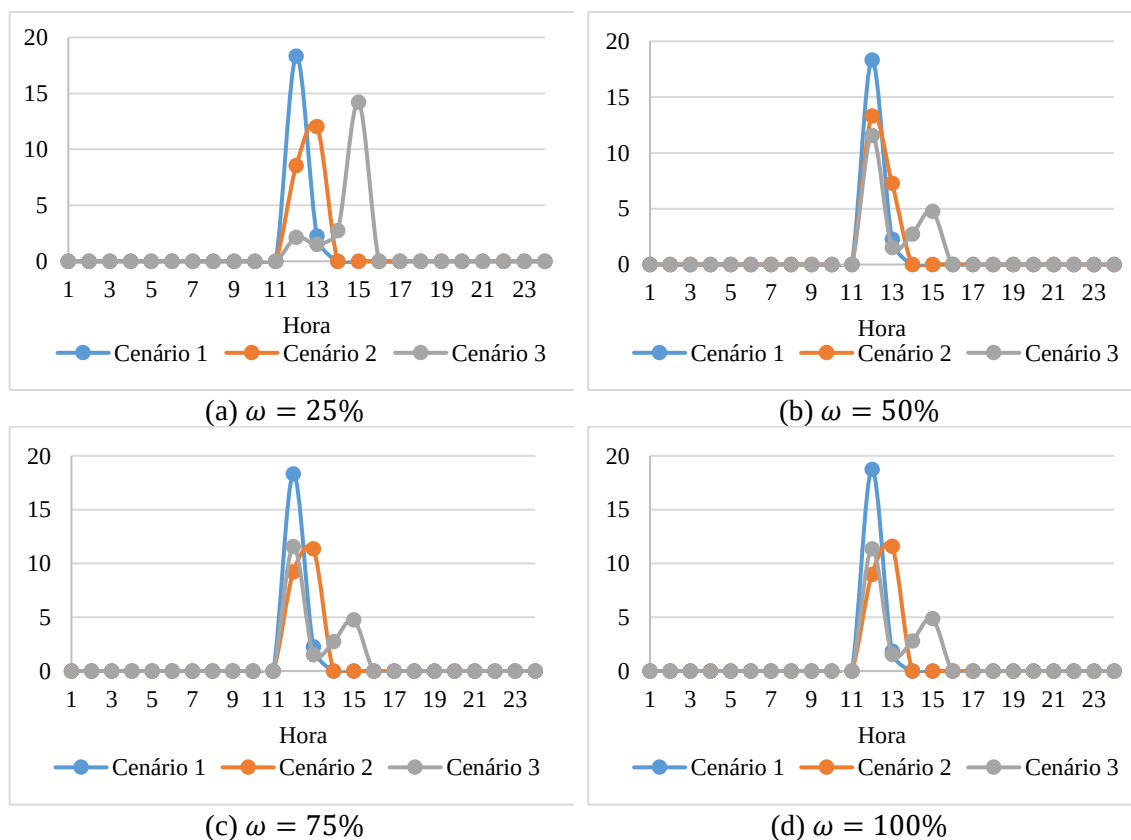
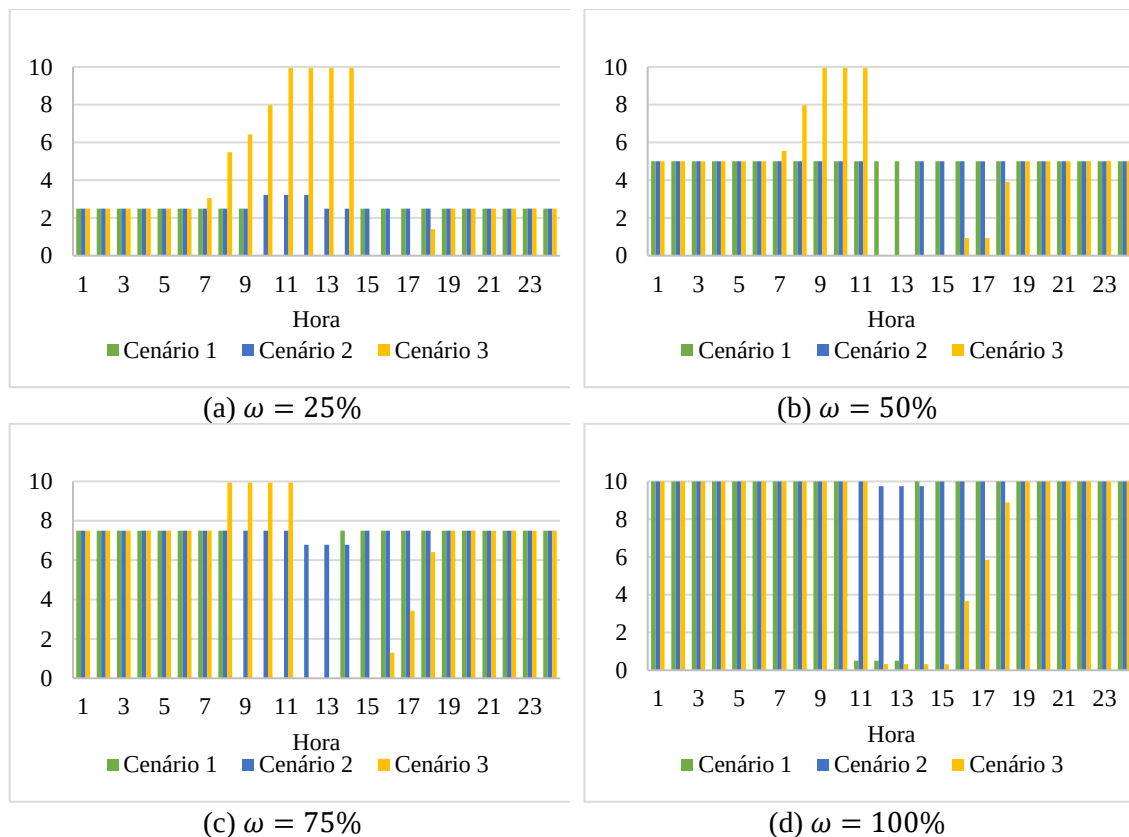


Figura 6. Energia das baterias, kWh.



4. Conclusões

Este trabalho desenvolveu um modelo de Programação Linear Inteira Mista para o dimensionamento de uma estação autônoma de recarga de veículos elétricos (VEs), que leva em consideração o roteamento do VE no dimensionamento, assim como o uso de energia solar fotovoltaica e baterias. O modelo foi testado em um caso composto por 13 clientes localizados em pequenas comunidades remotas do centro urbano, onde é alocado o depósito. O caso de estudo corrobora que o atendimento de serviços de entrega e visitas técnicas é escasso nessas comunidades, assim, o método oferece o atendimento dos clientes com VEs e a recarga durante a visita nas comunidades remotas. Os resultados mostraram que seriam necessários 45 painéis fotovoltaicos e 2 baterias, e o VE percorrendo uma distância de 220 km, atendendo todos os clientes e carregando na estação de recarga localizada em uma comunidade remota. Os testes analisados compararam valores para a capacidade da bateria iniciar e terminar o dia em 25, 50, 75 e 100%, e mostraram que a solução encontrada mais rápida foi para o caso de 50%, com cerca de 43 minutos de processamento para encontrar a solução ótima. Além disso, também se observa que o VE passa cerca de 1 hora para carregar o necessário para completar a rota nos cenários de alta e média incidência solar em comparação a 3 horas no cenário de baixa incidência solar. Por fim, o método proposto foi formulado de acordo com as restrições de problema de roteamento e de recarga, além da modelagem da operação das baterias com um bom desempenho e pouco esforço computacional para encontrar a solução ótima. Como trabalhos futuros espera-se investigar outras fontes de energia no dimensionamento da estação de recarga, adotar mais cenários de irradiação e adotar o comportamento estocástico em outros parâmetros de estudo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES código de financiamento 001, à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processos nº 2021/14389-3, nº 2023/02583-5 e nº 2022/03161-4 e ao CNPq, processo nº 409359/2021-1, pelo apoio à pesquisa.

Referências

- Almouhanna, A., Quintero-Araujo, C. L., Panadero, J., Juan, A. A., Khosravi, B., & Ouelhadj, D. (2020). The location routing problem using electric vehicles with constrained distance. *Computers & Operations Research*, 115, 104864. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2019.104864>
- Aziz Baig, M. J., Iqbal, M. T., Jamil, M., & Khan, J. (2021). Design and analysis of an isolated DC-microgrid for a remote community in Pakistan. *2021 IEEE 12th Annual Ubiquitous Computing, Electronics & Mobile Communication Conference (UEMCON)*, 0712–0716. <https://doi.org/10.1109/UEMCON53757.2021.9666665>
- Cerna, F. V., Pourakbari-Kasmaei, M., Contreras, J., & Gallego, L. A. (2019). Optimal selection of navigation modes of HEVs considering CO2 emissions reduction. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 68(3), 2196–2206. <https://doi.org/10.1109/TVT.2019.2894383>
- Chae, S. H., Kim, G. H., Choi, Y.-J., & Kim, E.-H. (2020). Design of isolated microgrid system considering controllable EV charging demand. *Sustainability*, 12(22), 9746.
- Martinez, N., Tabares, A., & Franco, J. F. (2021). Generation of alternative battery allocation proposals in distribution systems by the optimization of different economic metrics within a mathematical model. *Energies*, 14(6), 1726. <https://doi.org/10.3390/en14061726>
- Napoli, G., Polimeni, A., Micari, S., Andaloro, L., & Antonucci, V. (2020). Optimal allocation of electric vehicle charging stations in a highway network: Part 1. Methodology and test application. *Journal of Energy Storage*, 27, 101102. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101102>
- NeoSolar. (n.d.). *Placa Solar Fotovoltaica 460W Monocristalina*
- Rehman, W. ur, Bo, R., Mehdipourpicha, H., & Kimball, J. W. (2022). Sizing battery energy storage and PV system in an extreme fast charging station considering uncertainties and battery degradation. *Applied Energy*, 313, 118745. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118745>
- Shaaban, M. F., Mohamed, S., Ismail, M., Qaraqe, K. A., & Serpedin, E. (2019). Joint planning of smart EV charging stations and DGs in eco-friendly remote hybrid microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(5), 5819–5830. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2891900>
- Tabares, A., Martinez, N., Ginez, L., Resende, J. F., Brito, N., & Franco, J. F. (2020). Optimal capacity sizing for the integration of a battery and photovoltaic microgrid to supply auxiliary services in substations under a contingency. *Energies*, 13(22), 6037. <https://doi.org/10.3390/en13226037>
- Wang, Y., Kazemi, M., Nojavan, S., & Jermisittiparsert, K. (2020). Robust design of off-grid solar-powered charging station for hydrogen and electric vehicles via robust optimization approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(38), 18995–19006. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.098>
- Wu, Y., Wang, Z., Huangfu, Y., Ravey, A., Chrenko, D., & Gao, F. (2022). Hierarchical operation of electric vehicle charging station in smart grid integration applications — An overview. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 139, 108005. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108005>
- Zainab, F., Naz, K., Mehmood, K. K., Bukhari, S. B. A., Wadood, A., Khalid, H. A., & Park, H. (2023). An optimal joint planning of DGs and electric vehicle charging stations in grid-connected and islanded microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 17(7), 1623–1634. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12686>
- Zhang, L., Liu, Z., Yu, L., Fang, K., Yao, B., & Yu, B. (2022). Routing optimization of shared autonomous electric vehicles under uncertain travel time and uncertain service time. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, 157, 102548. <https://doi.org/10.1016/j.tre.2021.102548>