

## Ferramenta Computacional de Análise Integrada para Alocação de Estações de Recarga Públicas para Veículos Elétricos

José C. G. Andrade\*, Anderson D. Parreira\*\*, Bruno C. Souza\*, Bruno P. Cancian\*, Caio Santos\*,  
Walmir Freitas\* e Guilherme F. Rissi\*\*\*

\*Departamento de Sistemas e Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,  
Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 13083-970, Brasil, e-mail: jcga@unicamp.br  
\*\*Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (cpqd), Campinas-SP, 13086-902, Brasil.  
\*\*\* CPFL Energia, Campinas-SP, 13088-900, Brasil.

**Abstract:** Electric mobility is a trending topic and motivated, among other factors, by concerns about climate change. The worldwide fleet of electric vehicles (EVs) surpassed 16-million units, a 60% increase over 2020. To support this growth, a wide, robust, and sustainable charging infrastructure becomes necessary. One of the key elements to this future is the adequate deployment of charging stations (CSs) installed in places of public access. However, the planning of this infrastructure requires a balance between the capital cost (investment), the impacts on the electric grid (upgrades), and the loss of productivity by the population (longer travel times). Therefore, this paper details the development of a computational tool with integrated technic-economic holistic analyses of electric and transportation systems. By employing real-world databases, results from a case study covering the Campinas metropolitan region show that, while the capital cost increases with the number of CSs installed, the impacts on the transportation and electric grid are reduced. Consequently, the tool helps the interested CS stakeholder to identify a cost-effective solution according to his interest.

**Resumo:** A mobilidade elétrica é uma tendência mundial e motivada, entre outros fatores, pela preocupação com mudanças climáticas. A frota de veículos elétricos (VEs) superou 16 milhões de unidades, alta de 60% em relação a 2020. Para acomodar este crescimento, torna-se imperativo a criação de uma infraestrutura de recarga ampla, robusta e sustentável. Uma diretriz para este futuro é a adequada disponibilidade de estações de recarga, *i.e.*, eletropostos (EPs), instaladas em locais de acesso público. O planejamento de toda essa infraestrutura, no entanto, requer um equilíbrio entre os custos de capital (investimento), dos impactos na infraestrutura elétrica (atualizações) e da perda de produtividade da população (maiores tempos de viagem). Em resposta, este trabalho detalha o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que implementa uma metodologia de análise holística técnico-econômica integrada de sistemas elétricos e de transportes. Ao empregar bancos de dados reais, os resultados do estudo de caso cobrindo a região metropolitana de Campinas-SP indicam que enquanto o custo de capital cresce quanto mais EPs são instalados, os custos de impactos nas redes elétricas e de transportes são reduzidos. Portanto, a ferramenta auxilia o *stakeholder* no planejamento da infraestrutura de EPs a identificar uma solução de custo-benefício conforme seu interesse.

**Keywords:** Charging station; economic analysis; electric distribution system; electric vehicle; transportation system.

**Palavras-chaves:** Análise econômica; estação de recarga; sistema de distribuição de energia elétrica; sistema de transporte; veículo elétrico

### 1 INTRODUÇÃO

A mobilidade elétrica é uma tendência mundial, de natureza irreversível e com diversas motivações identificadas nos locais precursores de sua adoção. A participação de mercado da mobilidade elétrica está em crescente ascensão, sendo motivada, entre outros fatores, pela preocupação com mudanças climáticas e a volatilidade do preço dos combustíveis fósseis. Fabricantes de veículos automotivos já estão investindo em veículos movidos a eletricidade e, como consequência, a frota de veículos elétricos (VEs) superou 16 milhões de unidades em 2021, com alta de 60% em relação a

2020 para veículos híbridos *plug-in* (PHEV) e puramente elétricos (BEV) (IEA, 2022). A expectativa é de que este crescimento se acentue nas próximas décadas com os avanços tecnológicos, amparado pela redução de preços dos componentes, pela produção em maior escala e pelo papel que os incentivos e políticas governamentais tendem a exercer para consolidar o desenvolvimento da mobilidade elétrica.

Para acomodar o crescimento de VEs, torna-se necessária a criação de uma infraestrutura de recarga ampla, robusta e sustentável. Estações de recarga (também denominadas de eletropostos ou EPs) de VEs podem ser categorizadas pela

máxima potência fornecida e pela localização dos pontos de recarga existentes. Para potência, as categorias seguem as seguintes especificações: normal (até 20 kW) e rápido (acima de 20 kW) (IEA, 2022). Já para a localização, existem dois locais onde os EPs podem ser instalados: o primeiro representa locais privados (*e.g.*, domicílios) nos quais comumente utilizam-se pontos de recarga do tipo normal; o segundo compreende locais públicos (*e.g.*, estacionamentos, ruas, centros comerciais e parques), onde se utilizam pontos de recarga do tipo normal e rápido. EPs públicos podem ser instalados tendo um ou múltiplos pontos de recarga – todos conectados ao mesmo ponto de acoplamento à rede elétrica. Em 2021, a quantidade de EPs públicos superou a marca de 1,8 milhão, dos quais 600 mil (33%) são do tipo rápido (IEA, 2022). Uma das diretrizes para concepção deste futuro é o planejamento de EPs em locais públicos, procurando manter o equilíbrio entre os custos de capital (investimento), os impactos na infraestrutura elétrica e a perda de produtividade da população consequente dos maiores tempos em trânsito.

No tema de alocação e operação de EPs existem diversos estudos na literatura com os mais variados focos. Uma parcela destes têm investigado as interações existentes entre os sistemas elétricos e de transportes para alocação de EPs, utilizando simulações integradas. Entretanto, por ser um campo interdisciplinar de estudo, existem diversas metodologias sujeitas a diferentes combinações de objetivos, por exemplo: (i) minimização de perdas técnicas e consideração de fluxo diário de veículos (VELAMURI, 2022); (ii) minimização de perdas técnicas e desvios de tensão com fluxo de veículos variando no tempo (CELLI, 2018); (iii) minimização de perdas técnicas e desvios de tensão aliados à maximização do fluxo de veículos (MUTHUKANNAN, 2022); (iv) maximização da rentabilidade do EP (NEYESTANI, 2018); (v) minimização dos reforços de rede elétrica (MEJIA, 2022). Apesar da melhoria na modelagem e contabilização de diferentes impactos, estes estudos não são escalonáveis, sendo esta característica essencial na avaliação de cenários realísticos, *i.e.*, cenários com incertezas atreladas aos VEs e EPs. Consequentemente, há uma limitação destes métodos em estudos de casos reais, demandando simplificações que acarretam perda de precisão dos resultados.

Portanto, o objetivo deste artigo é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que implementa uma metodologia de análise holística para alocar e dimensionar EPs de forma eficiente em regiões metropolitanas considerando diversas camadas (*i.e.*, econômica, elétrica e transporte) e usando diferentes bases de dados e modelos computacionais. A ferramenta desenvolvida é uma evolução do trabalho descrito em (ANDRADE, 2020), com melhorias e contribuições que se destacam nos seguintes aspectos: (i) escalabilidade do método, possibilitando a simulação de áreas geográficas mais extensas; (ii) expansão do horizonte de análise de diário para semanal; (iii) expansão das métricas de análise elétrica para suporte de novos métodos de reforço de redes de distribuição; (iv) maior precisão dos custos considerados na análise econômica.

O artigo é organizado conforme descrito a seguir. Na seção 2 são apresentadas as metodologias de análise individual das

camadas de transportes (subseção 2.1), elétrica (subseção 2.2), e econômica (subseção 2.3) que compõe a metodologia de análise holística implementada na ferramenta computacional. Na seção 3, é apresentado o estudo de caso, enquanto os resultados de custos individuais e total são discutidos na seção 4. As conclusões baseadas nos resultados deste artigo são apresentadas na seção 5, juntamente com pontos a serem implementados futuramente na ferramenta computacional.

## 2 FERRAMENTA COMPUTACIONAL

A ferramenta computacional descrita neste artigo é um módulo de uma plataforma que suporta a experimentação e evolução das soluções relacionadas à recarga elétrica, permitindo, além do que será apresentado neste estudo, a avaliação de modelos de negócio nos cenários de *Living Labs* de projetos de P&D (infraestrutura de recarga composta por dezenas de EPs e VEs). Na Figura 1 são resumidos os diversos módulos que compõe a plataforma, sendo que o módulo denominado “Posição dos EPs (API)” corresponde a ferramenta computacional detalhada neste artigo.

Além da ferramenta computacional que promove a prospecção dos EPs, a plataforma possui os seguintes módulos: (i) *Charging Provider Operator* (CPO) para gestão da infraestrutura do EP; (ii) *eMobility Service Provider* (eMSP) para controle de usuários proprietários de VEs; (iii) *billing* para realização do faturamento e pagamento das recargas efetuadas; (iv) *manager* para controlar os processos das integrações entre os outros módulos; (v) *dojot* (ferramenta de *Internet of Things* – IoT) para integração entre os EPs, os VEs e a plataforma; (vi) de gestão de usuários e controle de acesso da plataforma; (vii) de gestão de DERs (*Distributed Energy Resources*). Devido à limitação de espaço, neste artigo são descritos os detalhes apenas da ferramenta computacional para alocação de EPs.

A ferramenta computacional de alocação de EPs proposta neste artigo é composta de metodologia de análise holística, a qual é esquematizada conforme a Figura 2 e subdividida em três etapas: (i) análise de impacto no sistema de transportes; (ii) análise de impacto no sistema elétrico; (iii) análise econômica. Descrevendo as etapas de forma sucinta, primeiro utiliza-se a análise de transportes para avaliar os locais candidatos e dimensionar os EPs; na sequência, avalia-se o impacto desta alocação no sistema elétrico; por fim, calcula-se os custos envolvidos na análise (*i.e.*, instalação, terrenos, reforços de rede elétrica e variação no tempo de viagem da população). O controle das análises é realizado com *scripts* em Python (ROSSUM, 2009). Nas subseções a seguir são fornecidos os detalhes da metodologia.

### 2.1 Análise do Sistema de Transportes

Esta subseção descreve o algoritmo desenvolvido para a simulação do fluxo de veículos no sistema de transportes e o modelo matemático para o cálculo do custo do impacto dos EPs nos tempos em trânsito da população. A estrutura do algoritmo proposto consiste em 4 estágios:

1. *Simulação de transportes sem VEs e EPs*, na qual é avaliada a situação dos tempos em trânsito dos veículos;

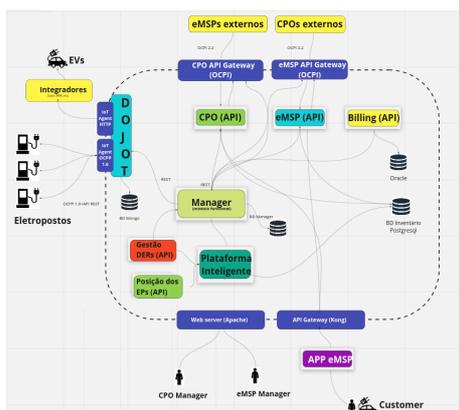


Figura 1. Módulos da plataforma de mobilidade elétrica.

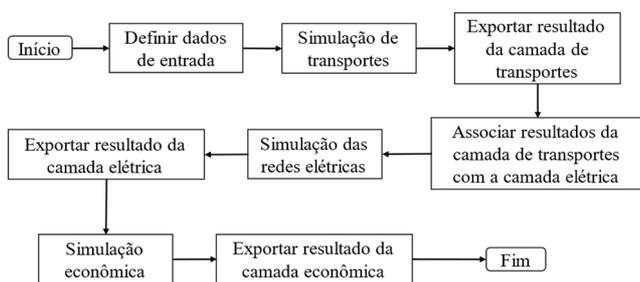


Figura 2. Esquemático simplificado do método de alocação de EPs.

2. Seleção dos locais de instalação de EPs, na qual o resultado das vias mais utilizadas na simulação de transportes anterior, *i.e.*, maiores fluxos totais de veículos, compõe a lista de locais candidatos;
3. Simulação de transportes com VEs e EPs, na qual é reavaliada a situação dos tempos em trânsito da população para a nova condição, *i.e.*, com VEs e EPs;
4. Cálculo do custo anual do impacto de EPs no tempo em trânsito, no qual os tempos em trânsito das simulações dos estágios 1 e 3 são comparados para estimar o custo para a governança pública.

### 2.1.1 Simulação do Sistema de Transportes e seleção dos locais de instalação de EPs

A simulação do sistema de transportes sem VEs é dividida em 3 partes: (i) criação de planos de viagens para veículos com dados do censo do IBGE (IBGE, 2010); (ii) simulação de transportes no MATSim (HORNI, 2016); (iii) exportação e análise dos resultados. Os planos criados com dados do IBGE representam as viagens a trabalho (rota residência-trabalho e vice-versa) e suas incertezas, nos quais se assume que o usuário do veículo trabalha entre 8 e 10 horas em dias úteis. A partir dos dados do IBGE é possível obter apenas locais de residência, sendo necessária outra forma de amostragem para locais de trabalho. Para isto, assume-se que as regiões de trabalho são os perímetros urbanos das cidades e a probabilidade de amostragem de um local de trabalho é proporcional ao PIB per capita da cidade. Após a criação dos planos, as informações são repassadas ao software MATSim para realizar as simulações de transportes. A simulação representa 5 dias, de segunda a sexta, sendo que os planos de viagens são repetidos em cada dia.

Para selecionar os locais de instalação para EPs, o método baseia-se nos trechos de via de maior fluxo total de veículos da simulação de transportes sem VEs e EPs, *i.e.*, maior número de veículos trafegando durante todo o período de simulação. Com o resultado da simulação, cria-se uma lista ordenada de trechos de vias em ordem decrescente por fluxo de veículos. A partir desta lista, seleciona-se o trecho disponível mais movimentado e, caso não seja o primeiro trecho avaliado, verifica-se a distância deste em relação aos demais trechos já selecionados. Se o trecho candidato não está a uma distância menor que a distância mínima (assumida como 1 km neste artigo) de nenhum outro trecho já salvo, este é considerado apto para receber um EP, sendo incluído na lista final de locais; caso contrário, o trecho é descartado. O processo continua até serem selecionados a quantidade de trechos pré-definida, *i.e.*, o número de locais de EPs.

A simulação de transportes com VEs e EPs, realizada após a simulação sem VEs e EPs, é composta por um primeiro processo de importação dos resultados da simulação sem a presença de VEs. A partir desta, os veículos convencionais são aleatoriamente transformados em elétricos até atingir a penetração pré-definida. Todos os VEs iniciam a simulação com 100% de estado de carga (SoC, do inglês *state of charge*) no primeiro dia, sendo este atualizado a cada trecho de via percorrido. Além disso, assume-se que a parada ocorre quando o SoC é inferior ao SoC crítico (SoC<sub>crit</sub>).

Calcula-se o SoC em cada trecho de viagem, para cada VE, com o propósito de identificar após qual trecho deve ser adicionada uma parada para recarregar o VE em um EP; adicionalmente, é importante determinar em qual EP cada VE irá recarregar. Com apenas um EP esta tarefa é simples, porém com 2 ou mais é necessário definir a regra: escolhe-se o EP de menor desvio, *i.e.*, o que possui a rota mais curta entre o local atual do VE e o destino após a recarga. Com a definição de todas as paradas para recarga, os dados são repassados ao MATSim para a simulação incluindo os VEs e EPs.

Os principais resultados a serem extraídos são: (i) o número de veículos que utilizam cada trecho da malha viária, sendo este resultado fundamental para determinar os locais de instalação de EPs; (ii) os tempos em trânsito dos veículos em cada simulação, os quais são utilizados para calcular o impacto dos EPs no sistema de transportes; (iii) os horários de chegada e duração de recarga dos VEs, que são utilizados para criar as curvas de uso dos EPs na simulação dos sistemas elétricos.

### 2.1.2 Modelagem de Custos

Ao final das simulações do sistema de transportes são exportados os resultados de todos os tempos em trânsito da população (casos sem e com EPs). O custo anual do impacto é obtido diretamente pelo cálculo da diferença do tempo em trânsito da população nas simulações com EPs e sem EPs e ponderado pelo custo do tempo em trânsito do VE por hora, conforme (1):

$$Custo_{ts\_anual} = TVV \cdot NS \cdot \sum_{w=1}^{N_{IBGE}} (T_{VE}^w - T_{NOVE}^w) \quad (1)$$

em que  $w$  é o índice de VE;  $TVV$  é o custo do tempo em

trânsito do veículo por hora;  $NS$  é o número de semanas no ano (aproximadamente 52);  $T_{VE}^w$  é o tempo em trânsito do veículo  $w$  na simulação com VEs;  $T_{NOVE}^w$  é o tempo em trânsito do veículo  $w$  na simulação sem VEs.

## 2.2 Análise Elétrica

Esta subseção descreve o algoritmo desenvolvido para a simulação do fluxo de potência dos circuitos elétricos, que inclui as funções de identificação de reforços por sobrecarga e transgressão de tensão de atendimento em unidades consumidoras (UCs) afetadas por impactos da alocação de EPs públicos. Também se descreve o modelo matemático que quantifica os custos de reforços necessários para a atualização das redes elétricas avaliadas.

### 2.2.1 Estrutura Geral do Algoritmo

Após a instalação dos EPs no circuito, é realizado o cálculo do fluxo de potência série-temporal através do software OpenDSS (EPRI, 2022) em ambiente Windows através do módulo DSS-Extensions (MEIRA, 2022). A solução do fluxo de potência é avaliada para detectar se há algum equipamento sobrecarregado, e, em caso afirmativo, a aplicação dos reforços por sobrecarga é realizada. Na sequência, um novo fluxo de potência é realizado para atualizar todos os valores de tensão e corrente do circuito.

Se existirem transgressões de tensão, ocorre a aplicação de reforços adicionais e um novo fluxo de potência é realizado para atualizar todos os valores de tensão e corrente do circuito. Esses reforços de tensão são adicionados até que todos os problemas de transgressão de tensão sejam solucionados ou o número máximo de iterações seja alcançado. Nota-se que, diferente do reforço por sobrecarga, o reforço por transgressão de tensão é realizado iterativamente. Vale também ressaltar que outros métodos de reforço, como reguladores de tensão, podem ser utilizados, porém, são mais complexos por necessitarem de parametrização do controle, e, portanto, não foram considerados neste artigo. Ao final do algoritmo, os resultados dos reforços realizados são exportados para cálculo do custo, no qual se considera apenas os equipamentos.

### 2.2.2 Reforço Motivado por Sobrecarga

Nesta subseção são mostrados os algoritmos para reforço de transformadores de distribuição e linhas de média tensão.

#### 2.2.2.1 Transformador de Distribuição

Para verificar a existência de sobrecarga são utilizadas duas métricas (CPFL ENERGIA, 2016b; IEEE, 2008; IEEE, 2012): carregamento médio ( $C1$ ) e carregamento máximo ( $C2$ ), que são calculados através de (2), respectivamente. A primeira métrica relaciona-se à capacidade de transferência de potência elétrica do equipamento, a qual deve respeitar o limite imposto por sua potência nominal,  $S_N$ . Para isto, calcula-se o carregamento médio ao longo de  $T$  instantes de tempo (período de simulação) para cada transformador indexado por  $TR$ . A segunda métrica relaciona-se à proteção contra curto-circuito, sendo 175% da potência nominal o valor recomendado pelo IEEE (IEEE, 2008) e 187,5% o valor adotado pela concessionária local (CPFL ENERGIA, 2016b); portanto, adotou-se 180% para os estudos deste artigo.

Caso algum equipamento apresente sobrecarga, são calculados os valores  $K1$  e  $K2$  através de (3), respectivamente. Com isto, determina-se a potência nominal do novo transformador, indicado pelo maior valor entre  $K1$  e  $K2$ , para evitar sobrecarga na presença de EPs. O processo é encerrado quando todos os transformadores existentes no circuito são avaliados.

$$C1 = \frac{\sum_{t=1}^T S_t^{TR}}{T \cdot S_N^{TR}}; \quad C2 = \frac{\max(S_1^{TR}, \dots, S_T^{TR})}{S_N^{TR}} \quad (2)$$

$$K1 = S_N^{TR} \cdot C1; \quad K2 = S_N^{TR} \cdot \frac{C2}{180\%} \quad (3)$$

#### 2.2.2.2 Linhas de Média Tensão (MT)

A avaliação de sobrecarga em linhas de MT é similar à de transformadores e utiliza duas métricas (CPFL ENERGIA, 2016a; IEC, 2015; QUIRÓS-TORTÓS, 2016): carregamento médio ( $C3$ ) e 95° percentil de carregamento ( $C4$ ), que são calculadas através de (4). A primeira métrica relaciona-se à capacidade de circulação de corrente, a qual deve respeitar o limite imposto pelo valor nominal  $I_N$  (ampacidade). A segunda métrica se relaciona ao risco do carregamento máximo, pois as linhas não têm proteção individual. Neste caso, adotou-se o 95° percentil para avaliar o carregamento. O valor limite deste percentil, segundo (QUIRÓS-TORTÓS, 2016), é de 100%, *i.e.*, aceita-se que 5% dos valores sejam maiores que a ampacidade da linha. Para cada linha, indexada por  $L$ , calcula-se o valor referente às duas métricas mencionadas.

Caso algum equipamento apresente sobrecarga, são calculados os valores  $K3$  e  $K4$  através de (5). Com isto, procura-se determinar a ampacidade nominal do novo trecho de linha, indicado pelo maior valor entre  $K3$  e  $K4$ , para evitar sobrecarga na presença de EPs. O processo é encerrado quando todas as linhas são avaliadas.

Vale ressaltar que o carregamento dos trechos de linhas de baixa tensão (BT) e ramais de serviço não são afetados pela instalação de EPs, pois estes são conectados à MT, através de transformador dedicado, ou junto ao secundário do transformador de distribuição existente.

$$C3 = \frac{\sum_{t=1}^T I_t^L}{T \cdot I_N^L}; \quad C4 = \frac{\text{percentil}95(I_1^L, \dots, I_T^L)}{I_N^L} \quad (4)$$

$$K3 = I_N^L \cdot C3; \quad K4 = I_N^L \cdot C4 \quad (5)$$

#### 2.2.3 Reforço Motivado por Transgressão de Tensão de Atendimento em UCs

Nesta seção são descritas funções de reforço de circuito elétrico motivado por transgressão de tensão de atendimento em UCs. A discussão é realizada individualmente para cada tipo de equipamento a ser reforçado, *i.e.*, linhas de MT, linhas de BT e ramais de serviço. É importante ressaltar que, independentemente do tipo de conexão do EP, pode-se reforçar trechos de linha a montante (entre subestação e EP) ou a jusante do EP (entre EP e UCs). Essa possibilidade existe, pois, usualmente, as linhas de BT são mais próximas às UCs e apresentam maior impedância que as linhas de MT, logo, esse reforço é mais eficiente para reduzir a queda de tensão.

Outro ponto relevante é que, diferentemente do reforço por sobrecarga, as funções utilizadas para mitigar as transgressões

de tensão são iterativas, pois há múltiplas combinações de soluções possíveis investigadas na literatura técnica (DENG, 2016; NAVARRO-ESPINOSA, 2016). Dentro de cada iteração são realizados os reforços de linhas de MT e de BT, nesta sequência, enquanto os reforços de ramais de serviço são realizados a cada 10 iterações devido às diferentes velocidades de substituições, e após os reforços de linhas de MT e de BT, como detalhado nas subseções a seguir.

### 2.2.3.1 Linhas de Média Tensão

A escolha do trecho de linha a ser substituído é baseada na maior variação de magnitude de tensão ( $\Delta V$ ) calculada entre os terminais do trecho. A queda de tensão resultante é o valor máximo do conjunto de fases. Este cálculo é realizado para todas as linhas de MT, e ao final, a linha com maior  $\Delta V$  é substituída por outra de mesma configuração, com maior ampacidade e, conseqüentemente, menor impedância.

Ressalta-se que a função de reforço de linha de MT realiza apenas uma substituição por iteração, pois cada substituição afeta múltiplos pontos do circuito e realizá-los simultaneamente pode resultar em reforços desnecessários. A vantagem deste tipo de reforço é justamente afetar muitas UCs com poucas substituições, porém, por se tratar de um reforço de MT, a alteração na magnitude da tensão não é tão significativa quanto em linhas de BT.

### 2.2.3.2 Linhas de Baixa Tensão

A função de reforço de linhas de BT, excluindo-se os ramais de serviço, realiza uma substituição em cada circuito secundário por iteração. A escolha do trecho de linha de BT a ser substituído em cada circuito secundário é baseada na maior queda de tensão ( $\Delta V$ ) calculada entre os terminais do trecho. A diferença entre esta função e a de reforço de MT é apenas a separação da busca por circuito secundário, sendo necessário avaliar todas as linhas de cada circuito de BT. Nesta função, cada substituição realizada afeta apenas as UCs daquele circuito secundário, e, por isso, é possível aproveitar a independência das trocas entre circuitos secundários para realizar um maior número de reforços por iteração.

### 2.2.3.3 Ramais de Serviço

A função de reforço de ramal de serviço realiza a substituição de todos os ramais de UCs com transgressão de tensão, pois cada troca afeta apenas a UC suprida pelo seu respectivo ramal. Para determinar quais ramais são substituídos, é verificada a existência de transgressão de tensão em cada UC através dos índices de duração relativa de transgressão precária e crítica de sub/sobretensão (ANEEL, 2021). O ramal é trocado por um de maior ampacidade (menor impedância) caso haja violação em qualquer um dos índices mencionados. O processo continua até avaliar todas as UCs.

A vantagem deste tipo de reforço é aproveitar a independência das trocas entre os ramais para realizar o máximo de reforços. Entretanto, esta função é realizada apenas uma vez a cada 10 iterações das funções anteriores. Esta restrição impede que os ramais atinjam a ampacidade máxima antes das demais linhas.

### 2.2.4 Modelagem de Custos

Ao final da simulação do circuito elétrico são exportados os

detalhes de todos os reforços realizados, e, a partir destas informações, é realizado o cálculo do custo do impacto da instalação dos EPs, conforme (6):

$$Custo_{reforço} = \sum_{i=0}^N (cc_i \cdot d_i) + \sum_{k=0}^M ct_k \quad (6)$$

em que  $i$  é o índice da linha;  $k$  é o índice do transformador;  $N$  é o total de trechos de linhas;  $M$  é o total de transformadores;  $cc_i$  é o custo da linha  $i$  em reais por metro;  $d_i$  é o comprimento da linha  $i$ , em metros;  $ct_k$  é o custo do transformador  $k$ , em reais.

## 2.3 Análise Econômica

Esta subseção descreve os métodos desenvolvidos para quantificar os custos relativos à instalação de EPs e aos respectivos terrenos, além de somar a estes os custos do reforço de rede elétrica e do impacto dos EPs nos tempos em trânsito da população.

### 2.3.1 Cálculo do Custo de Instalação dos EPs

O custo de instalação para cada EP é a soma do custo do transformador ( $custo_{trafo}$ ) com o custo definido pelo produto do número de pontos de recarga ( $num_{pontos}$ ) e o respectivo preço unitário ( $custo_{ponto}$ ). Este custo é calculado por (7).

$$custo_1(e) = custo_{trafo} + custo_{ponto} \cdot num_{pontos}(e) \quad (7)$$

A base deste método é o resultado da análise de transportes, a partir da qual é extraído o número de pontos de recarga necessários em cada EP (i.e.,  $num_{pontos}(e)$ , em que “ $e$ ” indica qual dos EPs está sendo analisado) para atender o número máximo de VEs carregando simultaneamente durante a simulação. É importante frisar que não é modelada uma fila no EP, portanto, para cada VE que chega ao EP, durante a simulação, assume-se existir um ponto de recarga disponível.

Com base no número de pontos de recarga, determina-se a potência total do EP e a potência nominal do transformador de conexão com a rede elétrica que atenda o EP sem sobrecarga e, por consequência, com base nestes dados, calcula-se o custo do EP. Caso a conexão seja no secundário de um transformador existente, é verificado se o transformador de distribuição é suficiente para atender o EP sem sobrecarga; caso contrário, este transformador é substituído por outro de potência nominal suficiente.

### 2.3.2 Cálculo do Custo de Terrenos

Este método também utiliza o resultado da simulação de transportes como ponto de partida, possibilitando identificar o número de pontos de recarga e a posição geográfica de cada EP. A partir de uma área mínima necessária, o número de pontos de recarga identificados (baseado no máximo número de VEs carregando simultaneamente) é utilizado para se obter a cidade de instalação, o que influencia no custo do metro quadrado ( $C_{m2}$ ). Diferente do custo de instalação, o custo total do terreno é composto de 2 parcelas: inicial e anual. Custo inicial refere-se aos terrenos comprados, assumindo que o desembolso do investidor seja o valor calculado através de (8), em que a área de cada ponto de recarga é 25 m<sup>2</sup>,  $area_{ponto}$

(obtidos a partir de documentos municipais, tais como código de trânsito, código de obras e leis).

$$custo_2(e) = C_{m2} \cdot area_{ponto} \cdot num_{pontos}(e) \quad (8)$$

O custo anual representa o imposto, *i.e.*, o IPTU, sendo este calculado como um percentual do valor venal ( $custo_2$ ), dado pela alíquota definida por cada cidade. Este processo de cálculo é repetido para todos os EPs prospectados.

### 2.3.3 Projeção de Custos Recorrentes

Custos recorrentes, *e.g.*, impacto no sistema de transporte e impostos de terreno, e os custos únicos (investimentos), *e.g.*, compra de pontos de recarga, transformadores e terreno, são somados através da projeção para um dado horizonte de tempo. Quando se deseja calcular o custo para um dado horizonte dos valores recorrentes, o método fornecerá o valor presente líquido (ROSS, 2015) (VPL) através de (9).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t} \quad (9)$$

Dado que  $r$  é o custo do capital (*i.e.*, taxa de desconto ou taxa de rendimento livre de risco) definido em 3% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2021);  $A_t$  é o fluxo de caixa no período  $t$ ;  $t$  é o enésimo período de tempo;  $n$  é o número de períodos  $t$ . A projeção é aplicada a todos os custos recorrentes: impostos de terreno e custo do impacto no sistema de transportes (também chamado de custo social associado ao tempo de transporte). Por fim, o custo de alocação de EPs é a soma de todas as parcelas de todos os EPs prospectados.

## 3 ESTUDO DE CASO

Neste artigo, a ferramenta computacional de alocação de EPs públicos é aplicada à Região Metropolitana de Campinas (RMC), conforme ilustrado na Figura 3. A frota de veículos é modelada com 8 mil agentes no MATSim, os quais representam aproximadamente 0,5% da frota atual de veículos (MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA, 2021) e garante nível de confiança estatística de 99% com margem de erro menor que 2% (FLEISS, 2003). O nível de penetração de VEs é de 25%, *i.e.*, considera-se que 25% dos veículos a combustão se tornam elétricos quando há EPs instalados.

A simulação é realizada através de *scripts* em Python (ROUSSUM, 2009), os quais gerenciam internamente o MATSim (HORNI, 2016) e o OpenDSS (EPRI, 2022). No final, os *scripts* computam os custos definidos na seção anterior e exportam os resultados para análise. As demais premissas de simulação são descritas abaixo:

- Os dados do sistema de transportes são extraídos do OpenStreetMaps (OPENSTREETMAPS, 2022);
- Utiliza-se o MATSim, versão 13, com duas iterações no laço principal para simulação de transportes;
- A autonomia dos VEs é de 352 km (média de 18 VEs comercialmente vendidos atualmente);
- A eficiência de conversão de energia é de 6,63 km/kWh (média de 18 VEs comercialmente vendidos atualmente);
- O estado de carga crítico ( $SoC_{crit}$ ) é de 40%;
- Cada ponto de recarga é modelado como potência

constante (SHUKLA, 2018), com 50 kW de potência nominal e 0,96 de fator de potência (ABB, 2022);

- Valores limites das métricas de sobrecarga de transformador: 100% para carregamento médio e 180% para carregamento máximo;
- Valores limites das métricas de sobrecarga de linhas: 100% para a corrente média e o 95º percentil da corrente.
- 10 iterações dos reforços de rede elétrica;
- Quantidade de locais para instalação de EPs: até 50;
- Custos: R\$ 150 mil por ponto de recarga (fornecedores); R\$ 35 por hora de viagem (BRITO, 2007); terreno comprado, com valor venal a depender da cidade;
- Horizonte de custos: 10 anos.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os primeiros resultados a serem avaliados são os custos individuais, ilustrados na Figura 4. Nota-se que, quanto menos locais para EPs são prospectados, maior é o custo do impacto no sistema de transportes (Figura 4.a. As razões deste comportamento são as distâncias maiores que os VEs precisam desviar suas rotas para irem recarregar no EP, e quanto maior é este desvio, maior o tempo em trânsito, e conseqüentemente, o custo associado. Por outro lado, quanto mais EPs são instalados, menor é este desvio, sendo que 50 EPs é a quantidade associada ao custo mínimo de transporte.

Nota-se que, quanto mais locais para EPs são prospectados, maior é o custo do reforço de rede (Figura 4.b), algo que é contraintuitivo ao avaliar que com mais locais a potência dos EPs é distribuída nos circuitos elétricos. Entretanto, quando poucos EPs são selecionados neste estudo de caso, os locais possuem maior capacidade de fornecimento de potência sem ocasionar transgressões de tensão nos consumidores ou sobrecarga em equipamentos. Ao selecionar mais locais, estes são de menor capacidade, e sofrem transgressões mesmo com menor potência requerida.

Nota-se que quanto mais EPs são prospectados, mais pontos de recarga são instalados (Figura 4.c) e maior o custo de instalação (vale lembrar que cada EP tem no mínimo um ponto de recarga). Um exemplo simples deste crescimento do número de EPs é considerar que existem dois VEs necessitando de recarga. Se há apenas um EP, um único ponto de recarga é suficiente desde que os VEs cheguem em horários distintos (não considerando fila ou espera). Com dois EPs, cada um destes precisa de um ponto de recarga, pois cada VE recarregará em um local distinto. O limite para este crescimento é quando existe um EP para cada VE, porém devido à similaridade entre as rotas de viagem, a saturação ocorre antes; na Figura 4.c nota-se que a taxa de crescimento do custo reduz quanto mais EPs são prospectados. Para o custo do terreno (Figura 4.d), há uma tendência de crescimento, devido a maior quantidade de pontos de recarga (análogo ao custo de instalação), porém ocorrem flutuações, pois o preço do metro quadrado depende do local de instalação.

É importante ressaltar que a ordem de grandeza dos custos é distinta neste estudo de caso: enquanto o custo do impacto no sistema de transporte (Figura 4.a) e custo de instalação

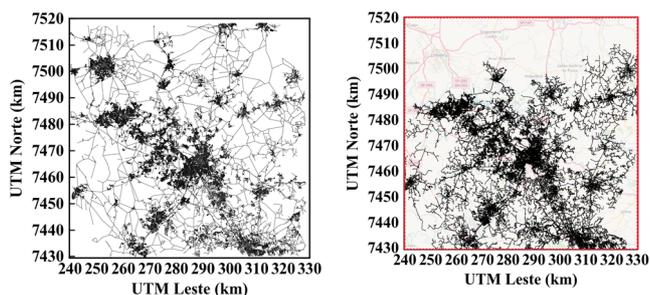
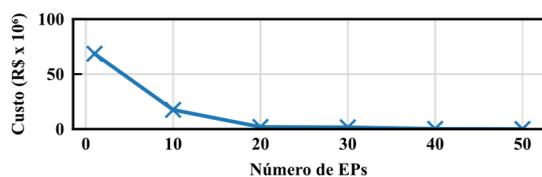
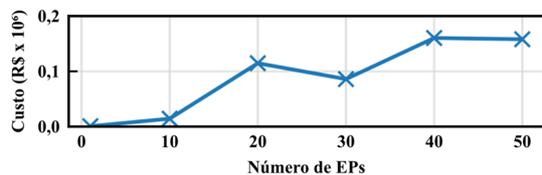


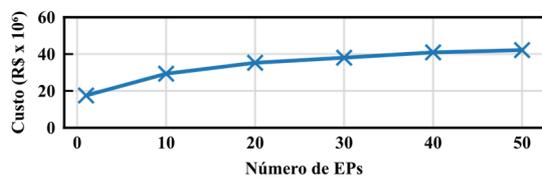
Figura 3. Sistemas de transportes (esquerda) e elétrico (direita) da RMC supridos por concessionárias do grupo CPFL Energia.



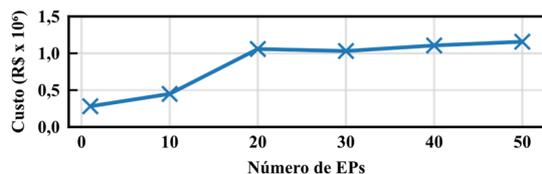
(a) Impacto no tempo de viagem (transporte)



(b) Reforço de rede elétrica



(c) Instalação



(d) Terreno

Figura 4. Custos individuais da alocação de EPs na RMC.

(Figura 4.c) são dezenas de milhões de reais, os custos de terreno (Figura 4.d) e reforço de rede elétrica (Figura 4.b) são centenas de milhares de reais. Portanto, o custo total, *i.e.*, a soma dos 4 tipos de custos, ilustrada na Figura 5, apresenta um custo mínimo, em 20 EPs, devido às influências maiores de custos do impacto nos transportes e custo de instalação, os quais apresentam tendências de custos opostas.

Além destes custos, a ferramenta computacional fornece, geograficamente, os locais de instalação dos EPs, como ilustrado na Figura 6. Nota-se que os locais sugeridos pela ferramenta estão ao longo das principais rodovias e estradas da RMC, pois apresentam os maiores volumes de veículos passantes. Vale ressaltar que há uma maior concentração na região noroeste de Campinas, devido a maior densidade populacional, mas os corredores que ligam

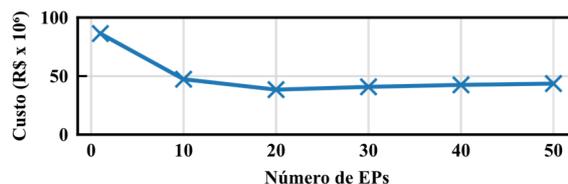


Figura 5. Custo total da alocação de EPs na RMC.



Figura 6. Tela da ferramenta computacional com a localização dos 50 EPs.

Campinas a Jundiá e Mogi-Mirim também têm presença de EPs. Ressalta-se que novos métodos de localização de EPs estão em desenvolvimento para proporcionar diferentes coberturas da região avaliada.

Outras informações também disponibilizadas pela ferramenta computacional são os custos individuais dos EPs junto ao mapa de calor (Figura 7), sendo possível notar locais com custo de reforços (“custo atualização”) nulos ou de até aproximadamente 14 mil reais; também é possível realizar esta análise para o custo de instalação (na Figura 7 este custo inclui o valor do terreno). Entretanto, o custo de transportes foi dividido igualmente entre os EPs, pois não foi desenvolvida uma formulação que permita a segregação até o momento.

## 5 CONCLUSÕES

O crescimento das vendas de VEs e instalação de EPs expõe a necessidade de desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na evolução sustentável da mobilidade elétrica em território nacional. Neste trabalho foi apresentada uma metodologia holística, a qual tem como objetivo alocar e dimensionar EPs públicos em regiões metropolitanas com base em informações de três camadas: elétrica, de transportes e econômica sob a perspectiva holística (*i.e.*, custo total). A aplicação da ferramenta na região metropolitana de Campinas mostrou a importância de se considerar todos os custos envolvidos no processo de alocação de EPs, sendo que existe um ponto de equilíbrio com custo total mínimo. Adicionalmente, através da ferramenta é possível visualizar as regiões mais recomendadas para instalação de EPs. Nas próximas etapas deste trabalho serão introduzidas: a modelagem de veículos comerciais, a seleção de EPs por região, a modelagem estocástica, dentre outros, de modo que se possa contribuir com o planejamento da mobilidade elétrica brasileira.

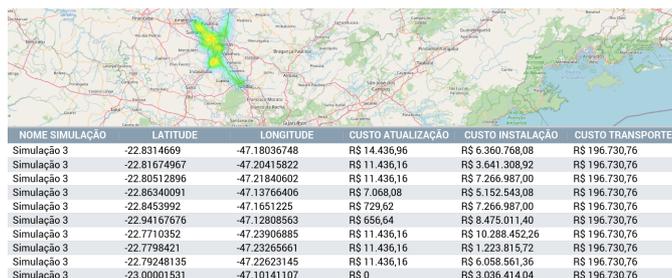


Figura 7. Tela da ferramenta computacional com o mapa de calor dos EPs em conjunto com o descritivo de custos dos 10 primeiros EPs sugeridos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da CPFL Energia através do programa de P&D ANEEL (Projeto PD-00063-3060/2019), bem como da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) através dos processos 2016/08645-9 e 2020/13578-4, e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) com o processo 422765/2021-0.

## REFERÊNCIAS

- ABB. Electric Vehicle Infrastructure: Terra 54 UL 50 kW DC fast charging station. 2022. Disponível em: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=4EVC800801-LFUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- ANDRADE, J. C. G.; MARÇAL, M. C.; CANCIAN, B. P.; FREITAS, W.; JUNIOR, E. L. Alocação de Eletropostos com Análise Integrada de Tráfego e Impactos Técnicos nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Congresso Brasileiro de Automática. Nov. 2020.
- ANEEL. PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 12. pp. 1-88, 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. Focus - Relatório de Mercado 24/09/2021: Projeção de longo prazo do IPCA 2024. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20210924.pdf>
- BRITO, A. N. Aplicação de um Procedimento Usando Preferência Declarada para a Estimativa do Valor do Tempo de Viagem de Motoristas em uma Escolha entre Rotas Rodoviárias Pedagiadas e Não Pedagiadas. Dissertação de Mestrado, USP-SP, 2007. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3138/tde-27062007-183816/pt-br.php>
- CELLI, G.; PILO, F.; MONNI, G.; SOMA, G. G. Optimal Multi-Objective Allocation of Fast Charging Stations. International Conference on Environment and Electrical Engineering. Jun. 2018.
- CPFL ENERGIA. GED 2912 – Proteção de Redes Aéreas de Distribuição -Sobrecorrente. Norma Técnica, pp. 1-98, 2016a. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2912.pdf>
- CPFL ENERGIA. GED 16628 – Proteção de Transformadores de Distribuição. Orientação Técnica, pp. 1-20, 2016b. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-16628.pdf>
- DENG, J.; SHI, J.; LIU, Y.; TANG, Y. Application of a hybrid energy storage system in the fast charging station of electric vehicles. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 4, pp. 1092-1097, Mar. 2016.
- EPRI. Distribution System Simulator – OpenDSS. 2022. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.
- FLEISS, J. L.; LEVIN, B.; PAIK, M. C. Statistical methods for rates and proportions. 3ª ed. 2003. Nova Iorque: John Wiley & Sons.
- HORNI, A.; NAGEL, K.; AXHAUSEN, K. W. The Multi-Agent Transport Simulation MATSim. Ubiquity Press. London, 2016.
- IBGE. Grade Estatística do Censo 2010. Disponível em: [ftp://geofp.ibge.gov.br/recortes\\_para\\_fins\\_estatisticos/grade\\_estatistica/censo\\_2010/](ftp://geofp.ibge.gov.br/recortes_para_fins_estatisticos/grade_estatistica/censo_2010/)
- IEA. Global EV Outlook 2022. França, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>.
- IEC. 60287 Electric cables – Calculation of the current rating. 2015.
- IEEE. C37.91 IEEE Guide for Protecting Power Transformers. 2008.
- IEEE. C57.91 IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. 2012.
- MEIRA, P.; KRISHNAMURTHY, D. DSS Extensions: multi-platform OpenDSS extensions. 2022. Disponível em: <https://dss-extensions.org/>
- MEJIA, M. A.; MACEDO, L. H.; MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; PADILHA-FELTRIN, A. Multistage Planning Model for Active Distribution Systems and Electric Vehicle Charging Stations Considering Voltage-Dependent Load Behavior. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 13, no. 2, pp. 1383-1397, March 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3125786.
- MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA. Frota de veículos – novembro 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2021>.
- MUTHUKANNAN, S.; KARTHIKAIKANNAN, D. Multiobjective Planning Strategy for the Placement of Electric-Vehicle Charging Stations Using Hybrid Optimization Algorithm. IEEE Access, vol. 10, pp. 48088-48101, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3168830.
- NAVARRO-ESPINOSA, A.; OCHOA, L. Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 3, pp. 2192-2203, Maio 2016.
- NEYESTANI, N.; DAMAVANDI, M. Y.; CHICCO, G.; CATALÃO, J. P. S. Effects of PEV Traffic Flows on the Operation of Parking Lots and Charging Stations. IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 9, no. 2, pp. 1521-1530, Mar. 2018.
- OPENSTREETMAPS. Dados de Mapas do OpenStreetMap. 2022. Disponível em: <https://www.openstreetmap.org>
- QUIRÓS-TORTÓS, J.; OCHOA, L.; ALNASER, S.; BUTLER, T. Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 31, no. 4, pp. 3028 – 3039, Jul. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2468062
- ROSS, S.; WESTERFIELD, R.; JAFFE, J.; LAMB R. Administração Financeira. 10ª Ed. New York: McGraw-Hill. 2015. pp. 136–170. ISBN: 9788580554328.
- ROSSUM, G.; DRAKE, F. L. Python 3 Reference Manual. Scotts Valley, CA, CreateSpace, 2009. Disponível em: <https://www.python.org/>
- SHUKLA, A.; VERMA, K.; KUMAR, R. Voltage-dependent modelling of fast charging electric vehicle load considering battery characteristics. IET Electrical Systems in Transportation, vol. 8, no. 4, pp. 221-230, 2018.
- VELAMURI, S.; CHERUKURI, S. H. C.; SUDABATTULA, S. K.; PRABHARAN, N.; HOSSAIN, E. Combined Approach for Power Loss Minimization in Distribution Networks in the Presence of Gridable Electric Vehicles and Dispersed Generation. IEEE Systems Journal, vol. 16, no. 2, pp. 3284-3295, Jun. 2022, doi: 10.1109/JSYST.2021.3123436.