

Análise de Estações de Recarga Rápida de Veículos Elétricos como Compensadores Dinâmicos de Reativos

Bruno P. Cancian*, José C. G. Andrade* e Walmir Freitas*

**Departamento de Sistemas e Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 13083-852, Brasil.
E-mails: b195136@dac.unicamp.br e {jcga, walmir}@unicamp.br*

Abstract: Due to the increasing number of electric vehicles (EVs) and the need for faster charging, EVs fast charging stations (FCSs) has been spreading throughout the electric grid and can cause technical impacts in the electric distribution system due to the power withdraw of up to 350 kW. With that in mind, this paper assesses the FCSs capacity to regulate voltage through local dynamic reactive power compensation. The impacts caused by the operation of FCSs as dynamic reactive power compensators (DRPCs) are studied in a real electric distribution grid with time-series power flow (OpenDSS) together with Python routines. Additionally, the Monte Carlo method is used to model the FCSs load curve and its locations stochastically. At the end of this work, it was found that the operation of FCSs as DRPCs can improve voltage profiles and the power factor at the substation, while reduce technical energy losses.

Resumo: Devido o número crescente de veículos elétricos e a necessidade por recargas em curto tempo, as estações de recarga rápida (ERRs) vêm se proliferando rapidamente e podem causar impactos técnicos no sistema de distribuição de energia elétrica devido as demandas de até 350 kW. Com isto em vista, este trabalho investiga a capacidade das ERRs de regular a tensão via compensação dinâmica de reativos localmente. Os efeitos, do ponto de vista da qualidade de energia, causados pela operação de ERRs como compensadores dinâmicos de reativos (CDRs) são estudados em uma rede de distribuição real através de fluxos de carga série-temporal (OpenDSS) associados a rotinas computacionais em Python. Adicionalmente, o método de Monte Carlo é utilizado para modelar as incertezas relacionadas ao perfil de uso das ERRs e de suas localizações. Ao final do estudo, constata-se que a operação das ERRs como CDRs é capaz de melhorar o perfil de tensão e o fator de potência na subestação, e de reduzir as perdas técnicas.

Keywords: charging station; electric distribution system; electric vehicle; Monte Carlo method; reactive power compensation.

Palavras-chaves: compensação de potência reativa; estação de recarga; método de Monte Carlo; sistema de distribuição de energia elétrica; veículo elétrico.

1. INTRODUÇÃO

No decorrer das últimas décadas, a necessidade de reduzir a emissão de CO₂ é destaque em âmbito global devido as consequências das mudanças climáticas. De todo CO₂ emitido, 25% provêm de veículos com motores à combustão interna (International Energy Agency (IEA), 2019). Tal cenário fez com que as grandes economias globais começassem a investir no desenvolvimento de veículos elétricos (VEs), sendo previsto que a frota de VEs representará cerca de 47% da frota total de veículos em 2050 (Morgan Staley, 2017). Devido ao crescimento anual da frota de VEs, uma demanda crescente por estações de recarga (ERs) públicas é gerada. Em 2020 existiam 1,3 milhões de ERs públicas no mundo, sendo esperado um aumento para 40 milhões até 2030 e 200 milhões até 2050 (International Energy Agency (IEA), 2021b).

Dada a demanda por potência destas ERs, principalmente das estações de recarga rápida (ERRs) que podem atingir 350 kW (Internacional Energy Agency (IEA), 2021a), a inserção crescente destes equipamentos em redes de distribuição pode causar problemas de qualidade de energia (Habib, et al., 2018).

Uma das formas de mitigar tais impactos é a utilização das ERs como compensadores dinâmicos de reativos (CDRs), suprimindo localmente a necessidade das cargas. Adicionalmente, a compensação de potência reativa não envolve as baterias dos VEs, logo a integridade dos veículos é preservada (Kisacikoglu, Ozpineci, & Tolbert, 2010).

A compensação de reativos pode ser feita tanto por um carregador *on-board* (internamente acoplado ao VE) quanto por um *off-board* (presente somente na ER). Contudo, carregadores *on-board* são móveis, logo prever suas localizações é uma tarefa mais complexa que requer conhecimento do padrão de mobilidade de cada veículo, além de apresentarem baixa potência nominal. Por outro lado, carregadores *off-board* são fixos e apresentam potência nominal elevada, principalmente as ERRs, o que os torna mais interessantes para aplicações de compensação de reativos (Kesler, Kisacikoglu, & Tolbert, 2014).

A maioria dos trabalhos desenvolvidos na literatura sobre a atuação de ERs como CDRs abordam, principalmente, os conversores CA-CC presentes nestas estruturas e suas formas de controle, dando pouca ênfase aos impactos gerados na rede

elétrica. Diversas estratégias de compensação de reativos são abordadas na literatura, como: (i) fator de potência constante; (ii) potência reativa (Q) dependente da tensão; (iii) potência reativa dependente da potência ativa (P); e (iv) plano P-Q (Zhao, Chang, Shao, & Spence, 2018). Na maioria dos estudos que envolvem a compensação de reativos por parte das ERs, utiliza-se o plano P-Q como forma de controle (Kisacikoglu, Ozpineci, & Tolbert, 2013; Buja, Bertoluzzo, & Fontana, 2017).

Em (Falahi, H.M. Chou, & Butler-Purry, 2013; Rana & Torsaeter, 2021), o problema de minimização de desvio de tensão é incorporado às simulações de fluxo de carga, sendo que o primeiro estudo abrange o problema de forma local, enquanto o último aborda o problema globalmente. Ambos os trabalhos consideram que a operação das ERs como CDRs não envolve as baterias dos VEs e não afeta a operação destas estruturas, exceto pelo pequeno consumo adicional de potência ativa utilizada para manutenção da tensão sobre o capacitor do *link* CC; contudo, ambos os trabalhos consideram este valor desprezível. Adicionalmente, os autores destes artigos consideram que as ERs podem realizar apenas operações G2V (do inglês, *Grid-to-Vehicle*) e de compensação de reativos, desta forma as ERs operam apenas no primeiro e quarto quadrante do plano P-Q. Aliado a isto, o montante de potência reativa disponível para operações como CDR depende da potência aparente nominal da ER e da potência ativa sendo consumida por esta estrutura em cada instante.

Com isto em vista, este trabalho investiga a capacidade das ERRs de regular a tensão de regime permanente via compensação dinâmica de reativos localmente. Os efeitos causados pela operação de ERRs como CDRs são estudados em uma rede de distribuição real através de fluxos de carga série-temporal resolvidos com o OpenDSS (EPRI, 2016) em conjunto com rotinas em Python através da biblioteca personalizada C-API (Meira & Krishnamurthy, 2021). Adicionalmente, o método de Monte Carlo é utilizado para modelar as incertezas relacionadas ao perfil de uso das ERRs e de suas localizações.

O artigo está organizado da seguinte forma: na Seção 2 são abordados os temas da localização, do modelo de carga, da modelagem como CDRs e da curva de carga das ERRs, além da metodologia de simulação, do circuito utilizado e das métricas analisadas; já na Seção 3 são mostrados os resultados obtidos e é exposta uma breve discussão; e na Seção 4 são resumidas as principais conclusões obtidas neste trabalho.

2. METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

Nesta seção, os problemas envolvendo a localização e o modelo de carga das ERRs são abordados, bem como o funcionamento destas estruturas como CDRs, suas curvas de carga, além da metodologia utilizada nas simulações. Adicionalmente, as métricas de qualidade de energia e o circuito empregado neste trabalho também são mostrados.

2.1. Localização das ERRs

O principal objetivo da realização da compensação de reativos por parte das ERRs é a regulação de tensão. Considerando o circuito simplificado exposto na Fig. 1, é possível inferir que

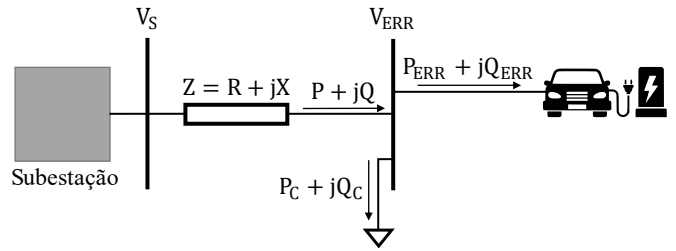


Fig. 1. Circuito simplificado de uma rede com ERR.

a queda de tensão (ΔV) na impedância equivalente é dada por (1).

$$\Delta V = V_S - V_{ERR} = Z \times I = (R + jX) \times \frac{(P - jQ)}{V_{ERR}^*} \quad (1)$$

Em que V_S é a tensão na barra da subestação; V_{ERR} é a tensão observada na barra da ERR; Z , R e X são a impedância, a resistência e a reatância equivalentes do sistema (entre subestação e ERR), respectivamente; enquanto I , P e Q são a corrente e as potências ativa e reativa que fluem da subestação até a barra em que a ERR está alocada, respectivamente.

Desenvolvendo (1) obtém-se (2).

$$\Delta V = \frac{(R \times P + Q \times X) + j(P \times X - RQ)}{V_{ERR}^*} \quad (2)$$

Ao considerar a abertura angular entre as barras desprezível, válido para sistemas de distribuição nos quais os trechos de linhas são curtos (poucos quilômetros), obtém-se (3).

$$\Delta V = \frac{R \times (P_{ERR} + P_C) + (Q_{ERR} + Q_C) \times X}{V_{ERR}} \quad (3)$$

Em que P_{ERR} e Q_{ERR} são as potências ativa e reativa consumidas pela ERR, respectivamente; e P_C e Q_C são as potências ativa e reativa consumidas pelas outras cargas da barra da ERR, respectivamente. Desta forma, caso a ERR injete potência reativa na rede ($Q_{ERR} < 0$), a queda de tensão no sistema é reduzida conforme pode ser visto em (3). Contudo, caso a ERR consuma potência reativa ($Q_{ERR} > 0$), a queda de tensão no sistema é agravada. Adicionalmente, ao observar (3) nota-se que a compensação de reativos como método de regulação de tensão depende do valor da reatância X , o que a torna menos efetiva para redes de baixa tensão (BT), as quais, tipicamente, apresentam baixa relação X/R . Desta forma, os estudos realizados neste trabalho são feitos considerando apenas redes de média tensão (MT) como potenciais pontos de alocação de ERRs.

2.2. Modelo de Carga das ERRs

Para o correto desenvolvimento dos trabalhos pretendidos neste artigo é necessário utilizar um modelo de carga condizente com o funcionamento real das ERRs. Em (Dharmakeerthi, Mithulananthan, & Saha, 2012) é desenvolvido um modelo de carga para estas estruturas conforme (4).

$$\frac{P}{P_0} = 0,9061 + 0,0939 \times \left(\frac{V}{V_0}\right)^{-3,715} \quad (4)$$

Em que P e P_o são a potência ativa instantânea e nominal, respectivamente, consumidas pela ERR; enquanto V e V_o são a tensão instantânea e nominal na ERR, respectivamente. Conquanto, considerando-se a resistência parasita do filtro de entrada desprezível, as ERRs passam a consumir potência ativa de forma constante, ou seja, a potência ativa consumida pela ERR independe da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC).

2.3. ERRs como CDRs

Neste trabalho, a compensação de reativos por parte das ERRs foi implementada localmente. Para tanto, cada ERR determina a quantidade de potência reativa a ser produzida baseada na tensão observada no PAC e na sua curva Volt-Var, a qual é inspirada na curva desenvolvida em (Zahedmanesh, Muttaqi, & Sutanto, 2021). A curva Volt-Var empregada em cada ERR está exposta na Fig. 2, na qual Q_{max} representa o valor máximo de potência reativa disponível e é calculada através de (5).

$$Q_{max} = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (5)$$

Em que P é a potência ativa consumida e S é a potência aparente nominal da ERR no instante t . A curva apresenta uma banda morta em torno de 1 pu (0,98 a 1,02 pu) e varia linearmente fora desta faixa até os limites extremos, 0,88 pu e 1,07 pu, a partir dos quais é injetado/consumido a máxima potência reativa disponível.

Nota-se também que para a compensação de reativos ser possível, considerando ERRs com apenas um ponto de recarga, é necessário que a estação de recarga seja capaz de operar com fator de potência inferior a 1, tanto capacitivo quanto indutivo, durante o fornecimento de potência ativa máxima, *i.e.*, estar sobredimensionada.

2.4. Curva de carga das ERRs

As curvas de utilização das ERRs foram construídas baseadas em dados de um posto de combustível real localizado em Campinas-SP extraídos através do Google Maps. Por simplicidade, é considerado que cada ponto de recarga está acoplado a um conversor CC-CA próprio.

A função densidade de probabilidade utilizada para a confecção da curva de carga de cada ERR é construída tomando como base as curvas de utilização diárias normalizadas de um posto de combustível durante uma semana, a qual é exposta na parte superior da Fig. 3. Visando reduzir o esforço computacional e o tempo de simulação, considera-se que os VEs só podem visitar as ERRs quando a utilização do posto de combustível é superior a 0,5 (linha vermelha), sendo que qualquer um destes horários tem a mesma probabilidade de receber um VE.

Aplicando este método de simplificação para todos os dias que compõe a semana e dividindo os horários pela soma de todos os valores, obteve-se a função densidade de probabilidade exposta na parte inferior da Fig. 3, a qual é utilizada para gerar as curvas de carga das ERRs. Adicionalmente, considera-se que cada VE permanece conectado à ERR por 30 minutos. Além disso, caso algum VE já esteja conectado a estação de

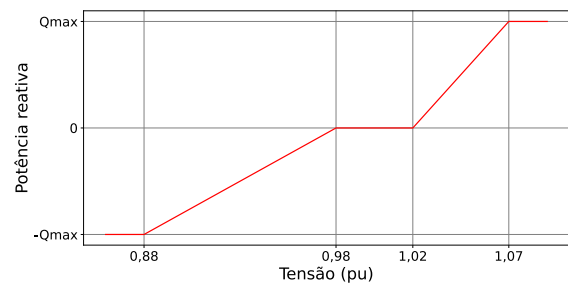


Fig. 2. Curva Volt-Var empregada nas ERRs.

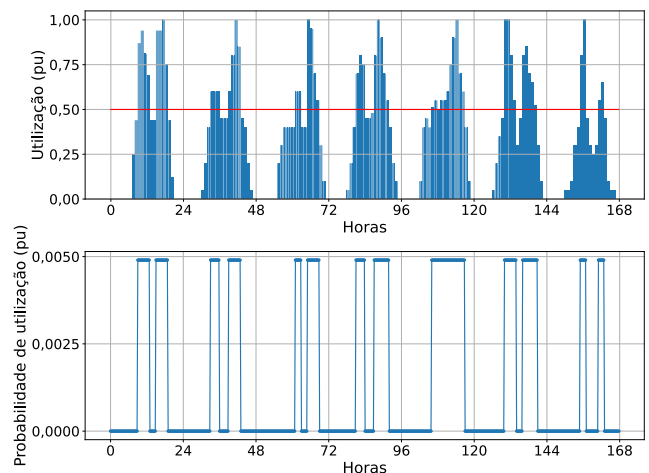


Fig. 3. Curva de utilização semanal normalizada de um posto de combustível e a respectiva função densidade de probabilidade.

recarga no momento de chegada de outro VE, realiza-se uma busca circular na curva de carga à procura do primeiro bloco de instantes em que nenhum VE está conectado a ERR. Os tempos de espera não são contabilizados e assume-se que não há desistências de recarga.

O instante de chegada de cada VE nas ERRs é determinado através de uma função de distribuição acumulada construída utilizando a função densidade de probabilidade localizada na parte inferior da Fig. 3.

2.5. Metodologia de simulação

O algoritmo desenvolvido para a realização das simulações, de forma geral, funciona conforme o fluxograma da Fig. 4. O processo é iniciado com a compilação do circuito, em seguida, monitores configurados para extrair tensão e corrente são conectados em todas as linhas de MT da rede. Um monitor configurado para extrair as potências ativa e reativa e um medidor de energia são conectados à subestação. Subsequentemente, o algoritmo se apodera do motor de cálculo do OpenDSS e resolve o fluxo de carga série-temporal com resolução de 15 minutos para um número total de 672 pontos (7 dias). Para a realização dos fluxos de carga série-temporal foi utilizado o OpenDSS (EPRI, 2016) em conjunto com rotinas em Python através da biblioteca personalizada C-API (Meira & Krishnamurthy, 2021). Posteriormente, o algoritmo extrai os dados armazenados nos monitores e no medidor de energia. Como as variações feitas no algoritmo englobam apenas informações referentes às ERRs, o caso base é simulado uma única vez.

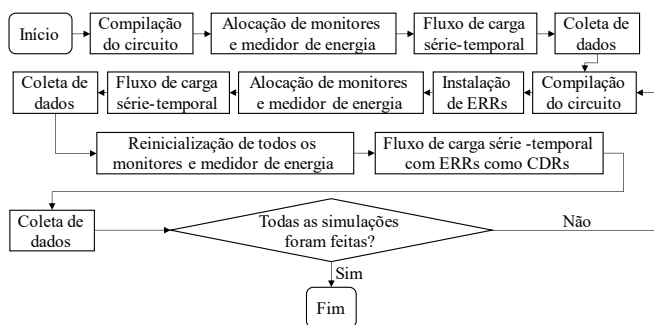


Fig. 4. Fluxograma do algoritmo de análise.

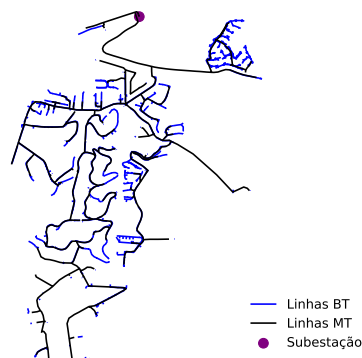


Fig. 5. Circuito real utilizado nas simulações.

Isto feito, inicia-se o processo de Monte Carlo, no qual o circuito é compilado novamente e as ERRs são instaladas na rede junto com monitores de potência em seus terminais. Nas simulações realizadas, as ERRs são tratadas como cargas de modelo de potência constante e são conectadas apenas às barras trifásicas pertencentes a redes de MT, ou seja, com tensão entre 1 kV e 69 kV, de maneira aleatória (seleção uniforme), sendo que cada ERR segue uma curva de carga gerada a partir da função densidade de probabilidade da Fig. 3.

Em seguida, o mesmo medidor e conjunto de monitores utilizados no caso base são instalados e o fluxo de carga série-temporal, com as mesmas configurações do caso base, é resolvido, sendo que os parâmetros estocados nos monitores e no medidor são extraídos.

Com isto feito, o medidor e todos os monitores presentes no circuito são reinicializados e é executada a solução do fluxo de carga série-temporal com as ERRs operando com compensação dinâmica de reativos. Este fluxo de carga série-temporal não é controlado integralmente no OpenDSS, ou seja, a execução de seus passos não se dá de forma automática e subsequente. Ao invés disso, a solução do fluxo de carga para um período de 15 minutos é executada através da biblioteca personalizada C-API (Meira & Krishnamurthy, 2021) e são utilizadas as informações dos monitores de potência e tensão que monitoram as ERRs para determinar o montante de potência reativa que será injetado/consumido por cada ERR de acordo com a curva Volt-Var exposta na Fig. 2. Por fim, os dados do medidor e dos monitores são extraídos. A descrição acima indica os passos realizados dentro de um cenário de Monte Carlo. O algoritmo continua até que o número pré-determinado de cenários tenha sido atingido (convergência do método de Monte Carlo).

2.6. Circuito

A rede elétrica utilizada neste trabalho, exposta na Fig. 5, pertence a cidade de Campinas-SP e apresenta 142 transformadores de distribuição, 1.841 cargas (unidades consumidoras), sendo composta por 32,08 km de linhas MT e 37,25 km de linhas BT.

2.7. Métricas

Quatro métricas são avaliadas neste trabalho:

1. *tensão de atendimento*, a qual é avaliada segundo as faixas de tensão expostas na Tabela 1 estabelecidas

Tabela 1. Faixas de tensão de leitura (TL) para redes MT e BT (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021).

Tensão de Atendimento	Faixa de TL (MT) (pu)	Faixa de TL (BT) (pu)
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05$	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93$	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05$	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

em (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021);

2. *limite térmico de linhas (carregamento)*, o qual é violado quando a corrente que flui pela linha é superior à sua ampacidade em pelo menos 5% do tempo analisado, segundo (ABNT, 1985);
3. *perdas técnicas*, as quais são avaliadas tanto em relação a seu montante absoluto quanto em valor percentual (razão pela energia injetada na subestação);
4. *fator de potência na subestação*, o qual deve estar entre 0,95 indutivo e 1, assumindo que a subestação é um ponto de fronteira com o sistema de transmissão (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a avaliação da efetividade da atuação das ERRs como CDRs, considerou-se tanto a estocasticidade do fluxo de VEs (curva de carga da ERR) quanto a variabilidade do local de alocação das ERRs, avaliando-se os impactos causados por estas estruturas no final do processo.

Para a realização dos estudos foram utilizadas ERRs com potência ativa nominal de 150 kW com inversor sobredimensionado em 5% (*i.e.*, 158 kVA). Duas situações diferentes de penetração (Pen) de ERRs são abordadas: 10% e 15% das barras MT trifásicas com ERRs (de um total de 803 barras). Em todos os casos analisados, considerou-se que cada ERR recebe a visita de 70 VEs por semana. Executando 200 simulações de Monte Carlo, obtém-se os resultados expostos na Fig. 6 e na Fig. 7 para violação de tensão precária e crítica, respectivamente.

Da Fig. 6 e da Fig. 7 nota-se que para penetração de 10% (Pen=10%), a inserção de ERRs não gera violação de tensão crítica e nem violação de tensão precária por um intervalo acima do valor tolerável (0,5% e 3%, respectivamente (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2021)).

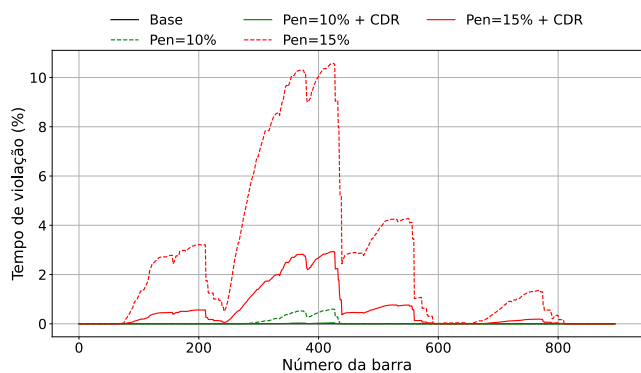


Fig. 6. Tempo de violação de tensão precária (%) nas barras MT do circuito.

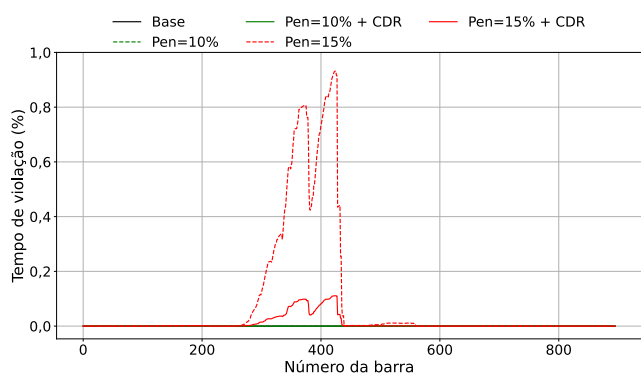


Fig. 7. Tempo de violação de tensão crítica (%) nas barras MT do circuito.

Para o caso com penetração de 15% (Pen=15%), nota-se um aumento considerável do tempo no qual as barras se encontram acima do limiar de tensão precária; contudo, a atuação das ERRs como CDRs é suficiente para manter o tempo de violação de todas as barras abaixo de 3%. O mesmo pode ser observado para tensão crítica, na qual o percentual de tempo em que as tensões nas barras com índices entre os intervalos [343, 379] e [388, 427] excedem o limiar de tensão crítica quando ERRs sem compensação de reativos são empregadas; porém, ao permitir que as ERRs realizem compensação de reativos, o tempo máximo em que tal violação ocorre é inferior a 0,2%.

Ao analisar os valores de perdas expostos na Fig. 8, observa-se que a atuação das ERRs como CDRs, em todos os níveis de penetração avaliados, é capaz de reduzir as perdas de energia ativa em relação ao caso em que as ERRs são empregadas realizando apenas recarga de VEs. Isto é consequência do fornecimento local de reativos para as demais cargas, o que reduz a corrente fornecida pela subestação, e, portanto, as perdas técnicas.

Da curva de carga coletada pelo monitor postado na barra da subestação, calcula-se os valores dos fatores de potência para cada situação simulada, sendo estes valores expostos na Fig. 9. Nota-se que em todos os casos o fator de potência sofre um aumento quando as ERRs são inseridas na rede (mais concentrado perto do unitário), o que ocorre devido ao consumo de potência ativa por parte destas estruturas sem a necessidade de consumo de potência reativa.

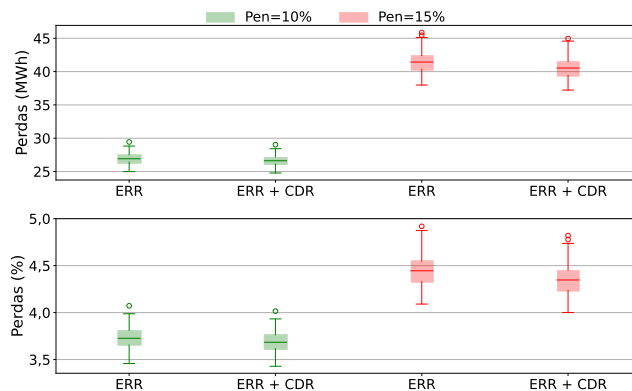


Fig. 8. Perdas totais e percentuais.

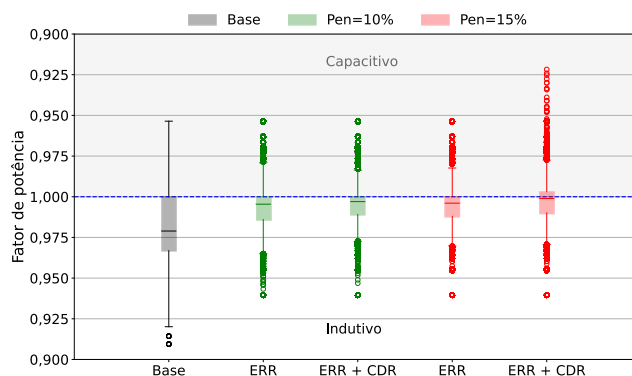


Fig. 9 Fator de potência na subestação.

Adicionalmente, quando as ERRs são habilitadas para atuar como CDRs, nota-se um leve aumento dos valores de fator de potência (mais visível através da mediana), o que se deve à redução de potência reativa requerida da rede devido ao suprimento local por parte das ERRs.

Além disso, contrastando os resultados obtidos para os cenários com penetração de 15%, nota-se que a atuação das ERRs como CDRs gerou um número maior de valores capacitivos de fator de potência, o que é consequência da atuação de um número maior de CDRs (mais potência reativa injetada na rede) em momentos em que o fator de potência do caso base já é capacitivo. Isto deve ser acompanhado com cuidado pela distribuidora local, para evitar reversão de potência reativa para o sistema de transmissão.

Aliado a isto, a atuação das ERRs como CDRs não gerou nenhum tipo de alteração significativa no nível de sobrecarga das linhas elétricas, como pode ser visto pela sobreposição das curvas de linhas contínuas (com CDR) e tracejadas (sem CDR) expostas na Fig. 10. Adicionalmente, desta mesma figura, nota-se que o aumento da penetração de ERRs eleva o percentual de tempo (mais de 2%) em que as linhas de índices até 100 permanecem sobrecarregadas. Isto ocorre devido ao aumento do número de ERRs, as quais elevam a potência ativa que flui pelas linhas, principalmente nas linhas mais próximas da subestação (números menores do eixo horizontal da Fig. 10) que acumulam a potência destinada ao restante do circuito. Entretanto, o uso de potência reativa praticamente não altera esta sobrecarga, dado que o sobredimensionamento do inversor é pequeno (5%).

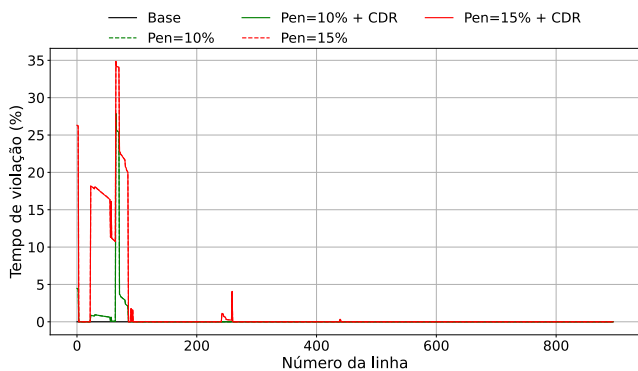


Fig. 10. Tempo em que a corrente é superior a ampacidade da linha (%) nas linhas MT do circuito.

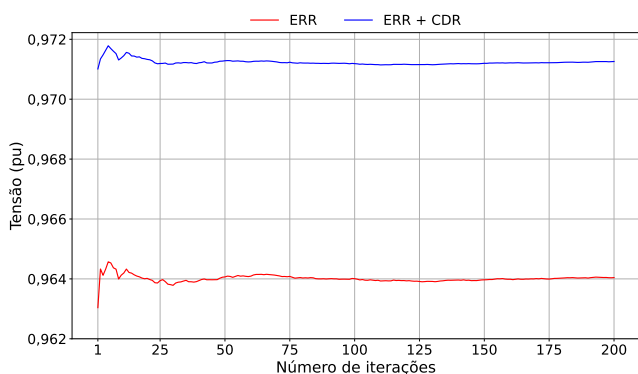


Fig. 11. Média do 5º percentil da tensão em todas as barras MT.

Por fim, para verificar a convergência do método de Monte Carlo e a validade dos resultados apresentados anteriormente, na Fig. 11 ilustra-se a média do 5º percentil da tensão em todas as barras analisadas (*i.e.*, calcula-se, para cada barra, o 5º percentil sobre a curva série-temporal de tensão e faz-se a média destes valores considerando todas as barras) para o cenário com ERRs com inversor sobredimensionado em 5% e instaladas em 10% de todas as barras MT em função do número de simulações realizadas.

Da Fig. 11 nota-se que a média do 5º percentil da tensão em todas as barras estabiliza para um número de simulações superior a 75, o que indica que o número de simulações executadas neste artigo (200) é suficiente para a obtenção de resultados estatisticamente confiáveis.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi desenvolvido um modelo para ERRs com capacidade de realização de compensação dinâmica de reativos de forma local para ser empregado em simulações de fluxo de carga série-temporal. Com este modelo foram realizados estudos estocásticos, considerando tanto a variabilidade da localização, quanto da curva de carga das ERRs, a qual é confeccionada a partir de uma função densidade de probabilidade baseada em dados extraídos do Google Maps. Esses estudos foram realizados em uma rede elétrica real, utilizando o OpenDSS como motor de cálculo de fluxo de carga série-temporal através de uma biblioteca personalizada C-API.

Ao simular a rede elétrica real na presença de ERRs com diferentes níveis de penetração de estações de recarga foi observado que estas estruturas conseguem melhorar de maneira significativa o perfil de tensão em todas as barras MT do circuito em que foram instaladas, além de reduzirem as perdas totais e percentuais do circuito, bem como elevar de maneira discreta o fator de potência observado na barra da subestação e sem alterar o nível de sobrecarga das linhas do circuito. Isto ocorre considerando que o inversor da ERR tem potência aparente nominal 5% superior ao montante de potência ativa requerida pelo VE durante a recarga.

Conquanto, no que se refere a confecção das curvas de carga das ERRs, a distância percorrida por cada VE e as características da bateria de cada veículo não foram consideradas. Desta forma, o tempo de recarga foi tratado como uma constante e não como uma variável estocástica, sendo tal tarefa delegada a estudos futuros.

Por fim, nos estudos desenvolvidos neste trabalho, as ERRs não foram submetidas a condições de sobretensão em momento algum; contudo, como tal situação faria as ERRs consumirem potência reativa, esta solução aumentaria as perdas do circuito, tornando-a uma medida menos eficiente que o caso apresentado neste artigo.

REFERÊNCIAS

- ABNT. (1985). *NBR5422: Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica*.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (2021). *PRODIST - Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica*.
- Buja, G., Bertoluzzo, M., & Fontana, C. (2017). Reactive Power Compensation Capabilities of V2G-Enabled Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32, 9447 - 9459.
- Dharmakeerthi, C. H., Mithulananthan, N., & Saha, T. K. (2012). Modeling and planning of EV fast charging station in power grid. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, CA, USA.
- EPRI. (2016). *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*.
- Falahi, M., H.M. Chou, M. E., & Butler-Purry, K. (2013). Potential Power Quality Benefits of Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4, 1016-1023.
- Habib, S., Khan, M. M., Abbas, F., Sang, L., Shahid, M. U., & Tang, H. (2018). A Comprehensive Study of Implemented International Standards, Technical Challenges, Impacts and Prospects for Electric Vehicles. *IEEE Access*, 6, 13866 - 13890.
- International Energy Agency (IEA). (2021a). *Global EV Outlook 2021*. International Energy Agency.
- International Energy Agency (IEA). (2019). *CO2 Emissions from Fuel Combustion*.
- International Energy Agency (IEA). (2021b). *Net Zero by 2050*. International Energy Agency.

- Kesler, M., Kisacikoglu, M. C., & Tolbert, L. M. (2014). Vehicle-to-Grid Reactive Power Operation Using Plug-In Electric Vehicle Bidirectional Offboard Charger. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *61*, 6778 - 6784.
- Kisacikoglu, M. C., Ozpineci, B., & Tolbert, L. M. (March de 2010). Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation. *2010 Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. Palm Springs.
- Kisacikoglu, M. C., Ozpineci, B., & Tolbert, L. M. (2013). EV/PHEV Bidirectional Charger Assessment for V2G Reactive Power Operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *28*, 5717 - 5727.
- Meira, P., & Krishnamurthy, D. (2021). *DSS Extensions: multi-platform OpenDSS extensions*. Acesso em 2021, disponível em <https://github.com/dss-extensions/>
- Morgan Staley. (2017). *Sustainability Compendium: MS View on Sustainability Topics*.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). (2019). *Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão*.
- Rana, R., & Torsaeter, B. N. (2021). Coordinated Voltage Support with Reactive Power from High-power Charging Stations for EVs. *2021 IEEE Madrid PowerTech*. Madrid, Spain.
- Zahedmanesh, A., Muttaqi, K. M., & Sutanto, D. (2021). Active and Reactive Power Control of PEV Fast Charging Stations Using a Consecutive Horizon-Based Energy Management Process. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, *17*, 6742 - 6753.
- Zhao, X., Chang, L., Shao, R., & Spence, K. (2018). Power system support functions provided by smart inverters—A review. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, *3*, 25 - 35.