

# Estudo Probabilístico da Capacidade de Hospedagem Combinada de Microgeradores Fotovoltaicos e Veículos Elétricos sob Controle Volt-VAR Local em Redes de Distribuição de Baixa Tensão<sup>\*</sup>

Fernando Duarte Brito<sup>\*</sup> Luiz Eduardo Sales e Silva<sup>\*\*</sup>  
João Paulo Abreu Vieira<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade do Federal do Pará, PA, (e-mail: fernandoduartebrito@gmail.com, jpavieira@ufpa.br)

<sup>\*\*</sup> Departamento de Eletricidade, Universidade Federal do Amazonas, AM (e-mail: eduardosales@ufam.edu.br)

---

**Abstract:** This paper presents a methodology for probabilistic assessment of the combined hosting capacity (HC) of photovoltaic (PV) microgenerators and electric vehicles (EV) in low-voltage (LV) distribution networks considering local Volt-VAR control of both PV inverters and EV charging. The proposed methodology is based on the Monte Carlo method considering uncertainties associated with PV generation and EV charging. The used stochastic variables are PV location, EV user behavior, residential load profile, PV rated capacity, and regulatory aspects. Tests and simulations have been performed in a real LV distribution network using Python and OpenDSS via DLL interface. The simulation results have been statistically analyzed by boxplots. The following operational variables have been monitored simultaneously: voltage magnitude, voltage unbalance, transformer loading. In addition, a complementary study on the real losses in the LV network is presented. Finally, the simulation results show that the local Volt-VAR control is effective to increase the combined HC of PV and EV charging in LV distribution networks.

**Resumo:** Este artigo apresenta uma metodologia para avaliação probabilística da capacidade de hospedagem (CH) combinada de microgeradores fotovoltaicos (FV) e veículos elétricos (VEs) em redes de distribuição de baixa tensão (BT) considerando o controle local Volt-VAR tanto de inversores fotovoltaicos quanto de carregamento de VEs. A metodologia proposta baseia-se no método de Monte Carlo considerando incertezas associadas à geração FV e ao carregamento de VEs. As variáveis estocásticas utilizadas são a localização do gerador FV, comportamento do usuário do VE, perfil de carga residencial, capacidade nominal do gerador FV e aspectos regulatórios. Testes e simulações foram realizados em uma rede de distribuição real de BT usando Python e OpenDSS via interface DLL. Os resultados da simulação foram analisados estatisticamente por meio de boxplots. As seguintes variáveis operacionais foram simultaneamente monitoradas: módulo da tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento do transformador. Além disso, um estudo complementar sobre as perdas técnicas na rede de BT é apresentado. Por fim, os resultados da simulação mostram que o controle local Volt-Var é eficaz para aumentar a CH combinada de microgeradores FV e VEs em redes de distribuição de BT.

*Keywords:* Electric vehicles; hosting capacity.; Monte Carlo method; photovoltaic generation; Volt-Var control.

*Palavras-chaves:* Capacidade de hospedagem; controle Volt-Var; geração fotovoltaica; método de Monte Carlo; veículos elétricos.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A pandemia da COVID-19 agravada em 2021 provocou consequências críticas à economia nacional. O descontrole da inflação e a desvalorização da moeda aceleraram os preços dos produtos comercializados e serviços prestados ao usuário final. Em destaque, o aumento do preço dos combustíveis fósseis e da tarifa de energia elétrica com o agravante da crise geração hídrica (ONS (2021); CNN (2022)) tem estimulado a procura por alternativas menos onerosas ao orçamento das famílias Brasileiras quanto aos custos com transporte e eletricidade.

Neste contexto, a aquisição de VE e instalação de microgeração fotovoltaica (MFV) em residências ou comércios de pequeno porte tem se intensificado. Em 2021, a frota nacional de VEs atingiu aproximadamente 84 mil unidades, crescimento de 54% em comparação ao ano de 2020 e com estimativa de 360 mil unidades nas ruas em 2026 (DENATRAN (2022)). A MFV, por sua vez, atingiu a marca de 400 mil unidades instaladas totalizando a capacidade instalada de 3.279,98 MW em 2021, aumento de 200% ao comparar-se com o ano de 2019 (ANEEL (2022)). Segundo (Europe (2021)), espera-se a potência instalada de MFV alcançar 8,15 GW em 2030.

O crescimento da aquisição destas tecnologias de baixo ou zero carbono por consumidores nacionais é irreversível. Entretanto, a conexão conjunta massiva de MFVs e VEs pode causar problemas técnicos às redes de distribuição de baixa tensão (RDBTs). Dentre eles, cita-se sobre-tensão, subtensão, desequilíbrio de tensão (DT) e carregamento dos condutores e transformadores (Silva and Vieira (2022)). Logo, mitigar ou reduzir esses impactos negativos a consumidores e concessionárias é relevante para consolidar este mercado em ampla expansão.

Na literatura, os principais métodos aplicados com foco na qualidade da tensão e carregamento térmico de ativos da concessionária em RDBTs são: tarifação dinâmica (Huang and Wu (2019); Chandra Mouli et al. (2019)), reforço de rede (Kazerooni et al. (2019); Pillai et al. (2013)), Sistemas de Armazenamento de Energia a Bateria (SAEB) (Mohamed et al. (2021); Mexis et al. (2021)), coordenação inteligente (Li et al. (2021); Su et al. (2020); Sun et al. (2021)) e o controle Volt- Watt (Zeraati et al. (2019); Reeves et al. (2013); Olivier et al. (2016)). Embora apresentem desempenho significativo no controle dos parâmetros elétricos demandados, estes métodos possuem custos elevados de implantação ou tendem a penalizar o consumidor financeiramente durante a sua operação. Nesta perspectiva de aproveitamento da infraestrutura da RDBT atual e a mínima adição de equipamentos, o controle Volt-VAr demonstra-se apropriado (Sun et al. (2019)). Similar ao controle Volt-Watt, o Volt- VAr é implementado no inversor de frequência do MFV e carregador do VE e sua operação em modo local não necessita de infraestrutura de comunicação.

A metodologia de controle Volt-VAr local é amplamente difundida porém, poucos trabalhos abordam sua aplicação em RDBTs sob a conexão conjunta de MFV e VE. Em (MansourLakouraj et al. (2021)), uma metodologia de

controle Volt-VAr local com distintas atuações temporais auxilia a otimização da operação de banco de capacitores. Neste, o controle de potência reativa do inversor do VE atua após o banco de capacitores e antes do controle do MFV. De forma similar, (Dutta et al. (2021)) aplica o controle Volt-VAr para minimizar a operação do *on-load tap changer* (OLTC) e caso necessário adicionar *distribution static synchronous compensator* (DSTATCOM). Em (Massucco et al. (2017)), otimiza-se os parâmetros das curvas de controle Volt-VAr das tecnologias visando minimizar as perdas técnicas (PTs) e as violações dos parâmetros regulatórios da rede elétrica e físicos dos equipamentos. (Rahman et al. (2021)) compara o controle Volt-VAr local à metodologias de controle coordenado, OLTC, regulador de tensão e banco de capacitores para o entendimento da dinâmica da operação das redes elétricas e a estimação global da informação a partir das medições locais dos controladores.

Neste artigo, o objetivo e aspecto inédito da pesquisa é a investigação probabilística da capacidade de hospedagem da conexão conjunta de MFV e VE sob controle Volt-VAr local em redes de distribuição de baixa tensão reais. A metodologia baseia-se na simulação de Monte Carlo (SMC) inserindo incertezas relacionadas a aspectos ambientais, regulatórios, operacionais, comportamento dos usuários dos VEs e das residências, e dimensionamento, conexão e localização das tecnologias nas redes elétricas. Os parâmetros analisados são os de magnitude da tensão, DT, carregamento do transformador e PT. A análise em uma RDBT real da cidade de Belém considera a irradiação solar de céu claro e compreende dois cenários principais aplicados quanto a conexão combinada de MFVs e VEs: sem controle Volt-VAr e inserção do controle Volt-VAr. Os resultados da implementação do controle Volt-VAr no inversor do MFV e carregador do VE demonstram-se satisfatórios ao avaliar a capacidade de hospedagem conjunta de MFV e VE.

O presente artigo encontra-se estruturado em cinco seções das quais, a primeira é composta por esta introdução. A Seção 2 apresenta a metodologia aplicada. Na Seção 3, a rede elétrica avaliada no estudo de caso e os cenários de experimento são descritos. Na sequência, a Seção 4 aborda a análise dos resultados. Por fim, a Seção 5 apresenta as principais conclusões acerca da pesquisa.

## 2. METODOLOGIA PROPOSTA

### 2.1 Descrição da Metodologia Proposta

O diagrama em blocos da metodologia proposta para a avaliação probabilística da capacidade de hospedagem combinada de MFV e VE sob controle Volt-VAr local em RDBT é apresentado na Figura 1. A proposta consiste em uma adaptação da metodologia de (Silva and Vieira (2022)).

Na primeira etapa, denominada por base de dados, os perfis de recarga das baterias dos VEs, o perfil de irradiação solar ilustrado, os perfis de carga das residências e os parâmetros da RDBT são disponibilizados. Os dados da modelagem referem-se ao equivalente da rede de média tensão na entrada do transformador de distribuição com os valores da capacidade de curto-circuito e/ou impedâncias

\* Reconhece-se o apoio financeiro da Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado do Amazonas (FAPEAM).

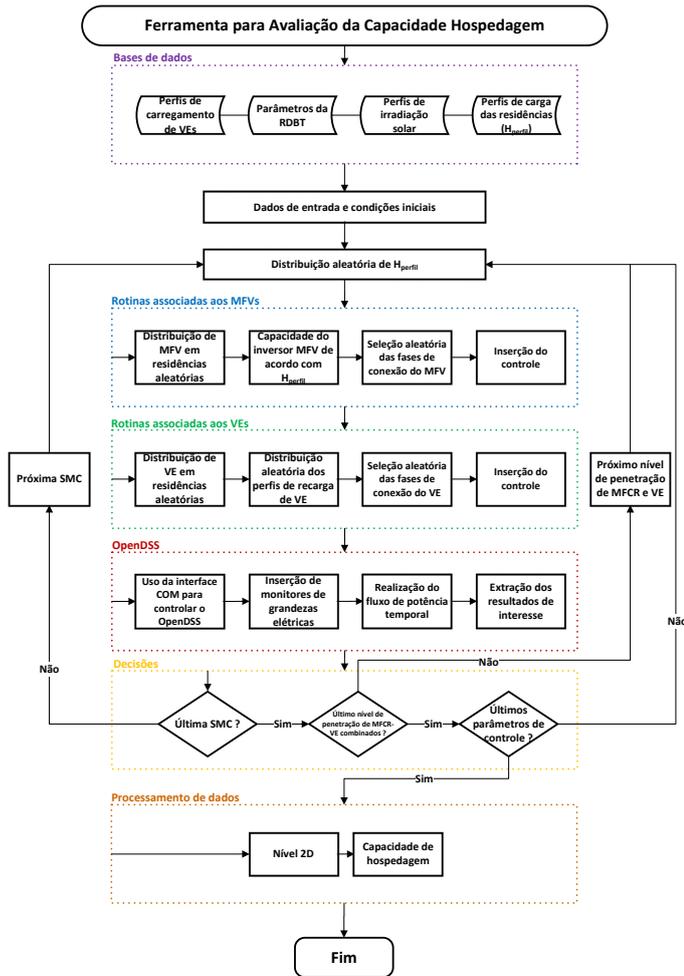


Figura 1. Fluxograma da metodologia proposta.

de sequência positiva e negativa; transformador de distribuição com seu tipo de conexão na entrada e saída, perdas nas operações a vazio e sob carga e a resistência e reatância dos enrolamentos do equipamento, geometria e parâmetros elétricos dos condutores. Neste, insere-se o carregamento máximo admissível; comprimento dos trechos do alimentador e suas respectivas barras de conexão; consumo individual das residências; potência e curvas de carga dos postes de iluminação pública conectados à RDBT.

As curvas de carga residenciais são criadas com base nos dados de Posse e Hábitos do Uso de Equipamentos de Energia Elétrica (de Minas e Energia do Brasil (2020)). Conforme (Silva and Vieira (2022)), cinco incertezas são utilizadas para a geração de 5.000 curvas estocásticas.

As incertezas são: eletrodoméstico, quantidade de conexões do mesmo ao dia, duração da conexão e instantes de tempo iniciais e finais da conexão. O algoritmo desenvolvido pelos autores seleciona de forma probabilística ou aleatória variáveis associadas ao tempo de uso de cada carga. Ao final, o perfil de consumo diário do usuário é composto pela soma de perfis individuais dos eletrodomésticos presentes na unidade consumidora. Na Figura 3 ilustra-se um exemplo de curva de carga residencial gerada.

Na Figura 3 nota-se um padrão típico nas cidades onde os moradores tendem a ficar fora durante o dia e à noite

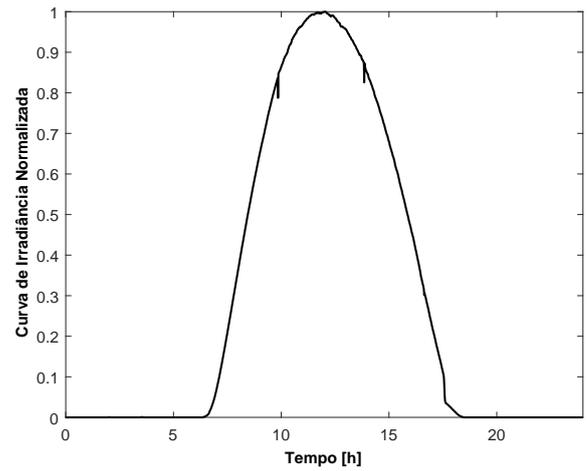


Figura 2. Curva de irradiação solar em dia de céu limpo.

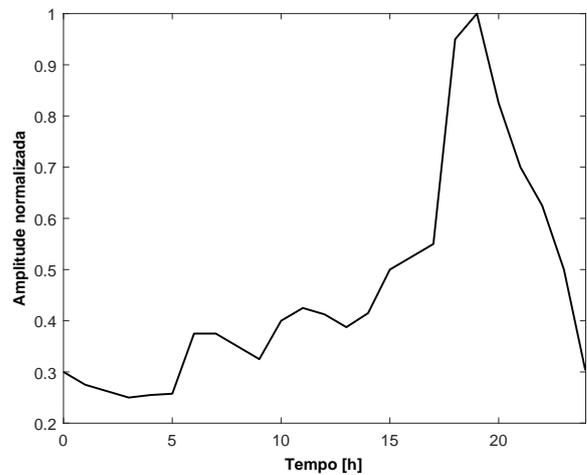


Figura 3. Exemplo de curva de carga residencial.

apresentar um consumo maior, com pico entre 18 h e 20 h.

Quanto às curvas de carga dos VEs, 2.500 unidades de recarga do tipo lenta são geradas com base no comportamento do usuário. Desta, listam-se 4 incertezas: número de recargas, tempo de conexão, estados de carga inicial e final da bateria do VE. A bateria com capacidade de 24 kWh é dividida em 12 estados de carga iguais (EV (2020)). A Figura 4 ilustra dois exemplos de curvas geradas para emular o comportamento do usuário sob recarga lenta.

Na Figura 4, o primeiro exemplo, na curva sólida, representa uma recarga com duas conexões no mesmo dia, sendo uma mais longa coincidindo com o horário de pico da demanda residencial e uma mais curta. O segundo exemplo, a curva com traço e ponto, ilustra uma recarga em período de tempo reduzido.

Finalizada a primeira etapa, os dados de entrada e condições iniciais são apresentados. Neste, define-se a quantidade de SMCs e o cenário de irradiação solar do experimento. O perfil ensolarado é escolhido por representar um cenário extremo para operação da MFV. Ao final, distribui-se as curvas de consumo residencial são distribuídas nas residências. Na segunda etapa, denominada por rotinas associadas aos MFVs, conforme o percentual de

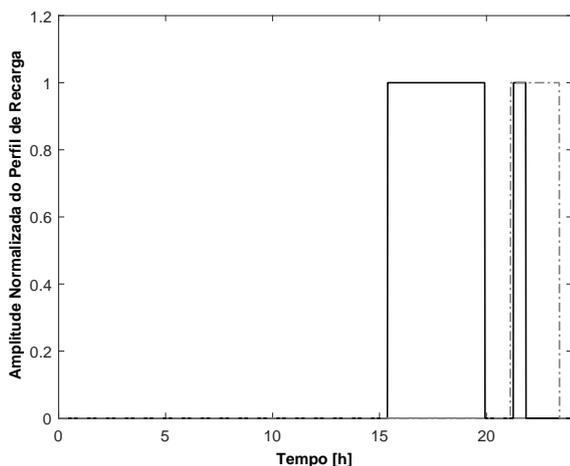


Figura 4. Exemplos de curva de carga de VE para modo lento.

residências da RDBT com MFV define-se aleatoriamente sem ponderação quais residências terão geração distribuída conectada. Cada residência  $j$  selecionada possui uma unidade de  $MFV_j$ , sem repetições conforme (1).

$$MFV_j = \{x \in N | 1 \leq x \leq R_{max}\} \quad (1)$$

Onde  $R_{max}$  é o número máximo de residências na rede elétrica avaliada. A seguir, o valor da capacidade do inversor instalado ( $MFV_{CI}$ ) nas residências selecionadas depende do perfil de carga da residência e é calculado conforme (2).

$$MFV_{CI}(Wp) = 1,25 \cdot \frac{L_{medio}}{HFS_{\beta}} \quad (2)$$

Onde o fator 1,25 é a margem de segurança aplicada em 25%.  $L_{medio}$  é o consumo médio mensal registrado ao longo de 12 meses e  $HFS_{\beta}$  é o menor valor médio mensal de irradiação solar fornecida na cidade. Em geral, os inversores possuem 95% de eficiência e uma ou duas fases de conexão consoante a capacidade instalada do sistema. Na sequência, seleciona-se aleatoriamente as fases de conexão do inversor. Por fim, integra-se o controlador Volt-VAr e os respectivos parâmetros associados à sua curva de operação.

Na terceira etapa, denominada por rotinas associadas aos VEs, conforme o percentual de residências da RDBT com VE define-se aleatoriamente sem ponderação quais residências terão VE conectado. Cada residência  $j$  selecionada possui uma unidade de  $VE_j$ , sem repetições conforme (3).

$$VE_j = \{x \in N | 1 \leq x \leq R_{max}\} \quad (3)$$

Na sequência, seleciona-se aleatoriamente os perfis de recarga de VE na base de dados de modo a suprir as residências selecionadas. A seguir, escolhe-se aleatoriamente as fases de conexão do carregador do VE. Por fim, os parâmetros do controlador Volt-VAr em conjunto a sua estrutura são inseridos.

A quarta etapa, denominada por OpenDSS, consiste na consolidação das últimas operações necessárias para reali-

zação das simulações. Inicialmente, os procedimentos realizados anteriormente no Python são efetivados no código principal do OpenDSS. A seguir, insere-se os monitores das grandezas de tensão e potência nos nós da rede elétrica, os medidores de energia e perdas elétricas inseridos visam prover os dados necessários para a análise e provisionamento dos impactos técnicos e a capacidade de hospedagem. Na sequência, o fluxo de potência *Quasi-Static Time-Series* (QSTS) com 144 pontos é executado. Por fim, os dados de nível e DT, carregamento do transformador, medidores de energia no transformador de distribuição e residências são extraídos.

Na quinta etapa, denominada por decisões, identifica-se a ocorrência da última SMC. Em caso negativo, os procedimentos anteriores a partir da distribuição das curvas de carga para as residências são repetidos. Em caso positivo, verifica-se a ocorrência do último nível de penetração de MFV e VE combinados. Caso seja falso, as SMCs para a próxima combinação são repetidas. Caso positivo, verifica-se a aplicação de todos os parâmetros na estratégia de controle. Se sim, pula-se para a próxima etapa do algoritmo. Se não, os procedimentos anteriores são repetidos até a finalização da implantação do último controle.

Na sexta etapa, denominada por processamento de dados, as grandezas elétricas e medições extraídas anteriormente são compiladas e tratadas para apresentação dos resultados. Inicialmente, apresenta-se os dados de nível de tensão, DT, carregamento do transformador e PT. Por fim, compila-se os dados para identificação da capacidade de hospedagem.

### 3. REDE ELÉTRICA E CENÁRIOS DE TESTE

#### 3.1 Sistema Teste

O circuito teste de baixa tensão utilizado neste trabalho é o CA 746, localizado na cidade de Belém do Pará. Este é selecionado por dispor de consumidores residenciais com recursos financeiros para adquirir em massa MFV e VE.

A RDBT é suprida pelo alimentador BI-05 da subestação da Centrais Elétricas do Pará (CELPA) do Benguí 69/13,8 kV 2x30 MVA. O CA 746 possui um transformador de distribuição abaixador 13,8 kV/220 V com capacidade de 75 kVA. Esta rede supre a carga de 26 residências, a guarita de segurança do condomínio e os postes de iluminação pública. O transformador de distribuição está localizado de modo a suprir dois ramos principais conforme ilustrado na Figura 5.

#### 3.2 Setup dos Experimentos

O estudo de caso é dividido em dois cenários:

- Cenário 01 - Trinta e seis níveis de penetração conjunta de MFV e VE são avaliados. Inicia-se sem a conexão dos dois elementos e a seguir varia-se o nível de penetração de 20% a 100%. O fator de potência do inversor do MFV e do carregador do VE é unitário.
- Cenário 02 - Neste, seguindo o mesmo padrão de exposição de dados, implementa-se o controle Volt-VAr no inversor do MFV e no carregador do VE. Para ambas tecnologias a mesma curva é utilizada,

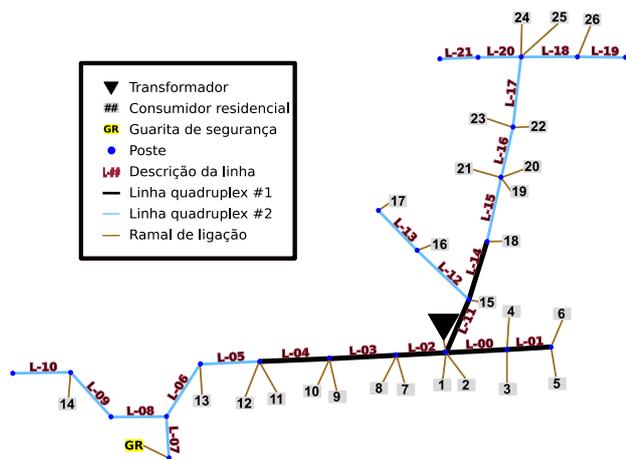


Figura 5. Diagrama unifilar do circuito CA 746.

apresentada na Figura 6. O controle Volt-VAr atua com limite de fator de potência em 0,8, conforme estabelecido pela norma IEEE 1547 para inversores comerciais.

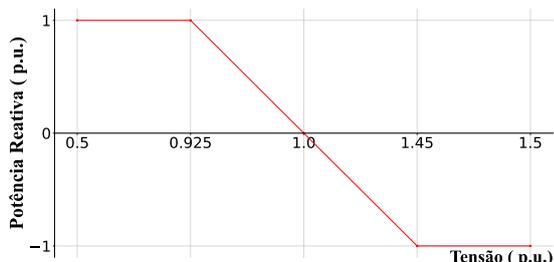


Figura 6. Curva Volt-VAr

Em cada cenário de teste são realizadas 2.000 SMCs. Os dados de saída consistem em 156.000 curvas de nível de tensão com resolução de 10 minutos cada uma. As curvas de DT totalizam 54.000 unidades e as de carregamento do transformador e PT 2.000. Em virtude da quantidade de dados, demonstram-se os resultados em gráfico de diagrama de caixa, devido sua capacidade de generalizar os dados.

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Cenário 1

A capacidade de hospedagem é definida mediante à inexistência de transgressão aos limites regulatórios de nível de tensão e DT e por último a sobrecarga do transformador.

A partir deste ponto os resultados são apresentados como percentuais de penetração na rede, organizados como MFV|VE. Os dados são acomodados em seis grupos, a primeira coluna apresenta os percentuais iguais, a segunda possui percentuais seguidos da rede com zero ocupação, a terceira com penetrações de 20%, a quarta com 40%, a quinta com 60% e a última com 80%.

#### a) Nível de Tensão

Na Figura 7, a ausência de VEs na RDBT torna a sobretensão ou valores elevados de tensão recorrente. Em

vista dos dados na segunda coluna, a presença de VEs e na ausência de MFV, subtensões tornam-se frequentes. Ao comparar-se o percentual de nível de penetração conjunto de 60|0 aos de 60|20, 60|40, 60|80 e 60|100, o nível de tensão passa de sobretensão a valores adequados. Ou seja, a conexão de VE mitigou a sobretensão gerada pela MFV. Inversamente, MFV reduz a subtensão, este efeito é identificado entre 0|100 a 60|100.

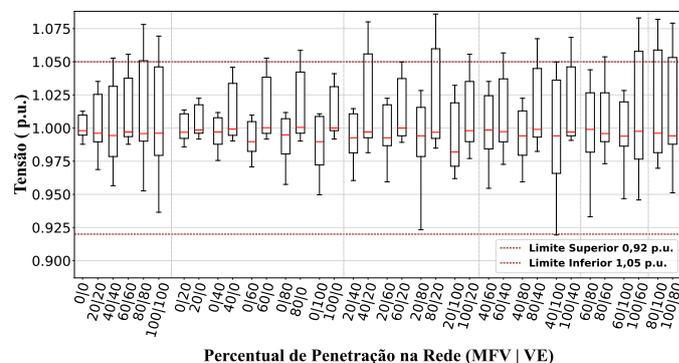


Figura 7. Nível de tensão na RDBT para distintos níveis de penetração de MFV e VE.

#### b) Carregamento do Transformador

De acordo com a Figura 8, os VEs possuem maior correlação com o carregamento do transformador ao comparar-se à conexão da MFV. Esta ocorrência é ratificada entre 0|20 e 0|100. Em contrapartida, em 0|100, 40|100 e 60|100 este impacto é gradativamente mitigado, no último *boxplot* os valores demonstram-se menores ao comparar-se aos valores iniciais.

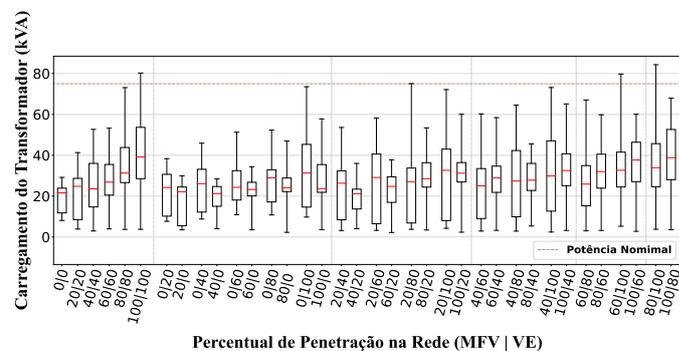


Figura 8. Carregamento do transformador para distintos níveis de penetração.

#### c) Desequilíbrio de Tensão

Na Figura 9, os resultados de DT ultrapassaram o limite regulatório. Ao comparar-se os percentuais de 20|100 e 100|20, suas medianas diferenciam-se ligeiramente, com limite sendo ultrapassado no caso de maior incidência de MVFs. Estes dados são fortemente concentrados nos respectivos *boxplots* até próximos dos percentuais de 80% e 100%, quando indicam maior tendência à extrapolação para ambas tecnologias.

#### d) Capacidade de Hospedagem

Ao avaliar a capacidade de hospedagem considerando os parâmetros de tensão e carregamento do transformador,

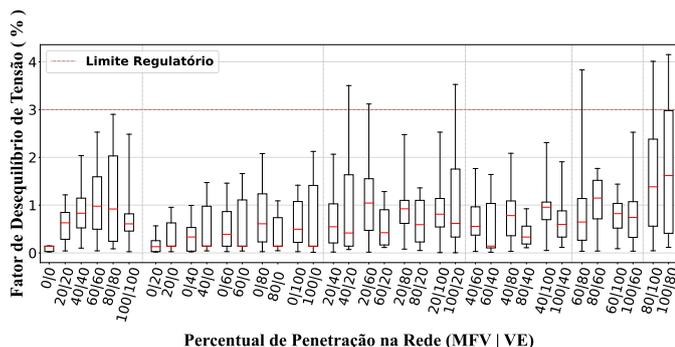


Figura 9. Desequilíbrio de tensão para distintos níveis de penetração.

20|20 é aproximadamente a capacidade de hospedagem ideal. Individualmente, 60% é a capacidade de MFVs, e 100% para VEs. Quando atuam juntos atingem percentuais de 20|100, 60|20 e 40|80.

#### 4.2 Cenário 2

O controle Volt-VAR é inserido no inversor da MFV e carregador do VE para identificar os seus efeitos na capacidade de hospedagem conjunta de MFV e VE. Complementarmente, identifica-se o comportamento das PT quando há conexão do referido controle.

##### a) Nível de Tensão

Ao comparar-se a Figura 10 e a Figura 7, valores máximos e tendências à sobretensão foram reduzidos. Contudo, os *boxplots* dispostos em 100|100, 0|100, 20|100 e 60|100 apresentam subtensão, valores mínimos ultrapassando o limite inferior de 0,92 p.u.

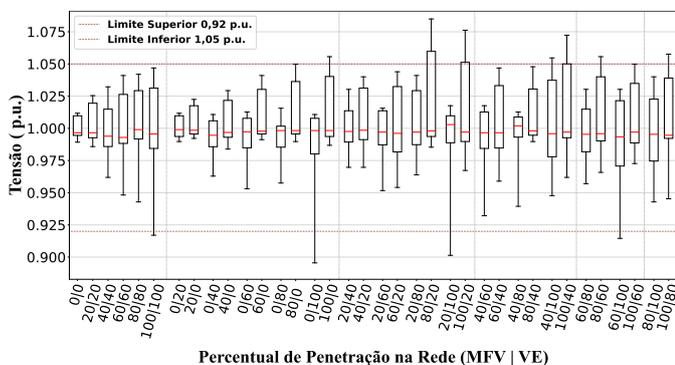


Figura 10. Nível de tensão na RDBT para distintos níveis de penetração de MFV e VE e controle Volt-VAR.

##### b) Carregamento do Transformador

As Figuras 8 e 11 demonstram valores máximos atenuados após a inserção do controle. Ao avaliar 80|100, 60|100, 20|80 e 100|100, comparando-os, havia antes extrapolação do limite de funcionamento, corrigido ao final. Contudo, os resultados indicam maior tendência à elevação. Na segunda coluna da Figura 11, nota-se pouca ação do controle, não havendo modificações significativas em ocupações abaixo de 80%.

##### c) Desequilíbrio de Tensão

A Figura 12 demonstra a ausência de resultados significativos quanto à mitigação do desequilíbrio de tensão ao

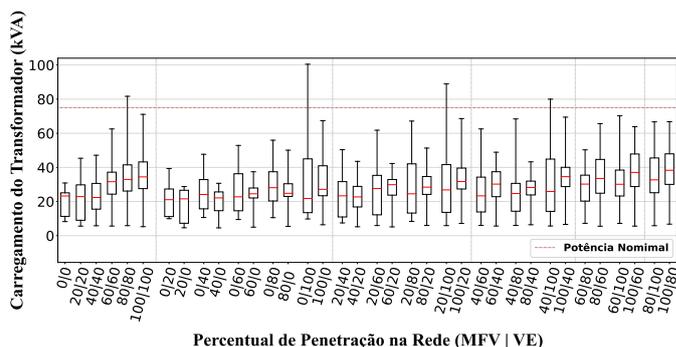


Figura 11. Carregamento do transformador para distintos níveis de penetração e controle Volt-VAR.

comparar-se com a Figura 9. Comparando 40|20, 20|60 e 60|80, o controle Volt-VAR foi eficiente para mitigar o DT. Entretanto, em 80|80, 100|100, 0|100 e 20|100 o desequilíbrio aumentou ultrapassando o limite regulatório, sendo os VEs preponderantes para este problema.

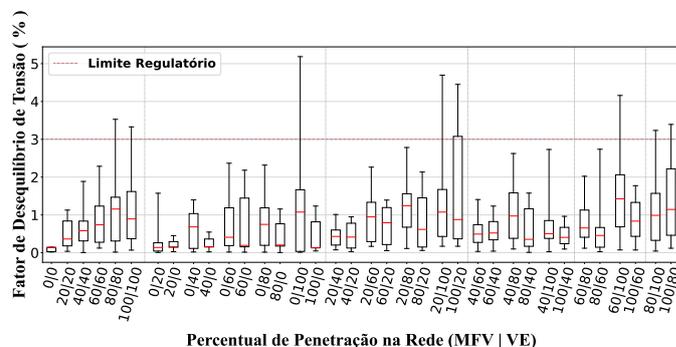


Figura 12. Desequilíbrio de tensão para distintos níveis de penetração e controle Volt-VAR.

##### d) Capacidade de Hospedagem

A conexão do controle Volt-VAR no inversor do MFV proporcionou a capacidade de hospedagem individual de MFV e VE, 60% e 80%, respectivamente. Ou seja, o VE possui maior limitação em uma operação individual quando compara-se ao cenário sem inserção dos controladores. Ao avaliar-se a capacidade hospedagem combinada de MFV-VE, os valores atingem 80|40 e 60|80, elevando a capacidade de hospedagem ao comparar-se com o cenário anterior.

#### 4.3 Perdas Técnicas

##### a) Cenário 1

Nesta análise, dois gráficos são inseridos, cada um retratando perspectivas diferentes de aumento da visualização. Na Figura 13, os *boxplots* nos percentuais de 80|0, 80|20, 100|20, 100|40, 100|60 e 100|80 indicam eventos de fluxo reverso de potência a montante dos pontos de conexão. As MFVs possuem efeito significativo para o aumento das perdas técnicas e os VEs para a redução quando há conexão conjunta.

Conforme a Figura 14, as conexões de VEs reduzem as PT quando os MFVs são conectados na RDBT. Em 60|0 as PT têm o valor da mediana próximo a 16,5%, e ao conectar 20% de VE a mediana reduz para aproximadamente

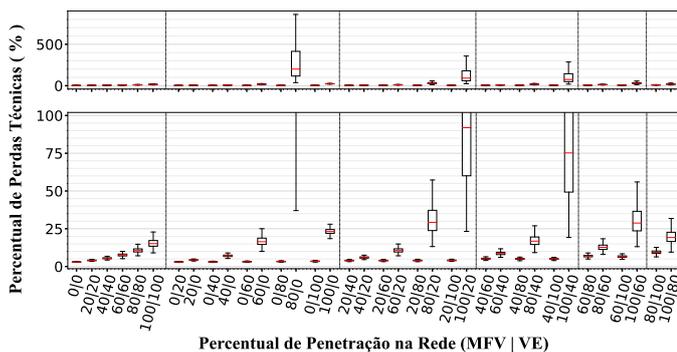


Figura 13. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.

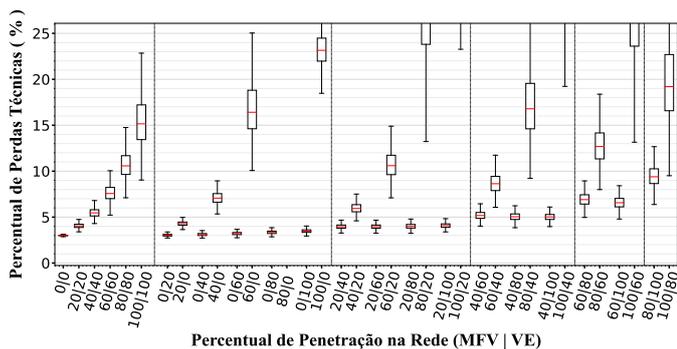


Figura 14. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.

10,5%, fato similar ocorre com o valor máximo. Resultados semelhantes são identificados em 60|40, 60|80 e 60|100, a mediana reduz para valores próximos a 6,5%.

*b) Cenário 2*

As Figuras 15 e 16 apresentam resultados similares aos anteriores. Comparando 60|60, 100|100, 60|0 e 0|100 entre as figuras identifica-se ligeira redução em medianas e máximos. A disposição dos resultados na segunda coluna corrobora com resultados anteriores, MVFs produzem mais perdas. Por suas vez, reduzidas quando em conjunto com VEs, efeito que pode ser identificado em 40|0 e 40|20, ou 60|0 e 60|20.

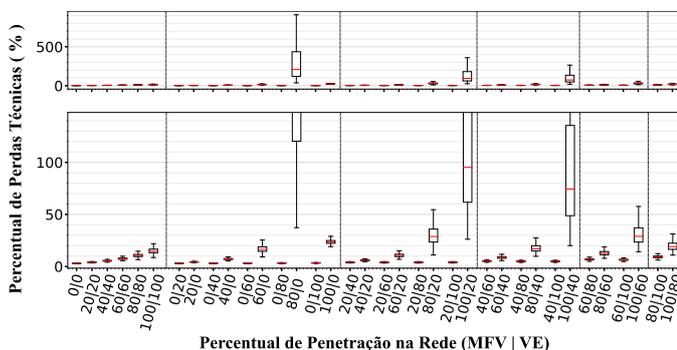


Figura 15. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVar.

*c) Análise Geral*

Comparando os resultados, não há reduções significativas nos *boxplots* na Figura 14 e Figura 16. Os controles Volt-Var mostraram-se atuantes com pequenas reduções para

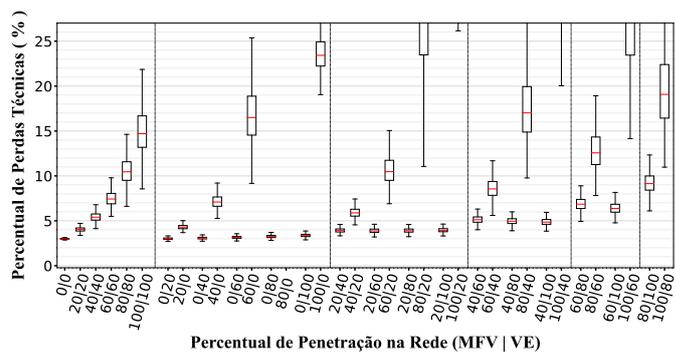


Figura 16. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVar.

níveis de penetração acima de 60%. Ratificados pelos resultados da Figura 17, em 20|80 e 20|100 onde as medianas foram reduzidas abaixo de 4%.

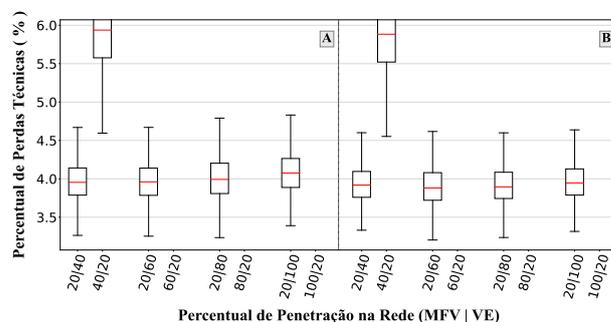


Figura 17. A - Perdas técnicas sem controle VoltVar, B - Perdas técnicas com controle VoltVar.

5. CONCLUSÃO

Nesta pesquisa, avalia-se os impactos técnicos de tensão e carregamento do transformador causados devido à conexão conjunta de MFV e VE sem e com a conexão do controle Volt-Var nos elementos. A identificação destes problemas é realizada pela implementação de uma metodologia probabilística com o uso da Simulação de Monte Carlo e auxílio dos *softwares* Python e OpenDSS. Dois cenários experimentais foram utilizados, no primeiro a rede é avaliada sem controle Volt-Var. Neste primeiro experimento identificou-se que a capacidade de hospedagem conjunta de MFV e VE é 20|100, 60|20 ou 40|80, e individualmente é 60% e 100%, respectivamente. No segundo cenário, o controle Volt-Var é inserido e a capacidade de hospedagem individual de MFV atingiu 60% e de VE 80%. E 80|40 e 60|80 para capacidade de hospedagem conjunta. Deste modo, a inserção do controle Volt-Var eleva o nível de penetração conjunto de MFV e VE. Os resultados apresentados nos dois cenários indicam PT elevadas. Em ambos, nota-se percentuais acima dos limites físicos do sistema. Em todos os percentuais, a inserção individual e gradativa de MFV e VE causou aumento nas PT. Entretanto, a conexão conjunta demonstra redução por ação de VEs. A partir da entrada de controles Volt-Var houveram ligeiras reduções nos *boxplots* resultantes. Sugere-se como proposta de continuidade a implementação de controles multinível e a análise de sensibilidade dos parâmetros da curva de controle Volt-Var.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL (2022). Aneel - dados de microgeração distribuída solar fotovoltaica. URL <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.
- Chandra Mouli, G.R., Kefayati, M., Baldick, R., and Bauer, P. (2019). Integrated pv charging of ev fleet based on energy prices, v2g, and offer of reserves. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2), 1313–1325. doi: 10.1109/TSG.2017.2763683.
- CNN (2022). Energia elétrica aumentou mais do que o dobro da inflação nos últimos anos. URL <https://www.cnnbrasil.com.br/business/energia-eletrica-aumentou-mais-do-que-o-dobro>.
- de Minas e Energia do Brasil, M. (2020). Programa nacional de conservação da energia elétrica. URL <http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2020/>.
- DENATRAN (2022). Estatística nacional de frota de veículos. URL <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2021>.
- Dutta, A., Ganguly, S., and Kumar, C. (2021). Coordinated volt/var control of pv and ev interfaced active distribution networks based on dual-stage model predictive control. *IEEE Systems Journal*, 1–10. doi: 10.1109/JSYST.2021.3110509.
- Europe, S.P. (2021). Global market outlook.
- EV (2020). **Electric Vehicle Database**. URL <https://ev-database.org/car/1019/Nissan-Leaf-24-kWh>.
- Huang, S. and Wu, Q. (2019). Dynamic tariff-subsidy method for pv and v2g congestion management in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(5), 5851–5860. doi:10.1109/TSG.2019.2892302.
- Kazerooni, A., De Carne, G., Eves, M., Yu, J., and Langwasser, M. (2019). Technical requirements and challenges for grid applications of smart transformers. In *PCIM Europe 2019; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management*, 1–5.
- Li, H., Azzouz, M.A., and Hamad, A.A. (2021). Cooperative voltage control in mv distribution networks with electric vehicle charging stations and photovoltaic dgs. *IEEE Systems Journal*, 15(2), 2989–3000.
- MansourLakouraj, M., Gautam, M., Livani, H., Benidris, M., and Fajri, P. (2021). Multi-timescale risk-constrained volt/var control of distribution grids with electric vehicles and solar inverters. In *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 01–06.
- Massucco, S., Pongiglione, P., Saviozzi, M., Silvestro, F., and Rahimi, S. (2017). Mixed-integer linear optimization algorithm for volt/var control on a distribution grid with renewable penetration. In *2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 255–261. doi:10.1109/ICCEP.2017.8004824.
- Mexis, I., Todeschini, G., Möller, F., and Meyer, J. (2021). Mitigation of voltage unbalance in rural low voltage networks using single-phase bess inverters. In *CIREN 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, volume 2021, 789–794. doi:10.1049/icp.2021.1998.
- Mohamed, A.A.R., Best, R.J., Liu, X., and Morrow, D.J. (2021). Understanding the impact of high penetration residential batteries with low carbon technologies on the low voltage networks. In *CIREN 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, volume 2021, 1827–1831. doi:10.1049/icp.2021.1954.
- Olivier, F., Aristidou, P., Ernst, D., and Van Cutsem, T. (2016). Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(2), 926–936. doi: 10.1109/TSG.2015.2410171.
- ONS (2021). Esclarecimentos sobre a avaliação das condições de atendimento ao sistema interligado nacional - 2021. URL <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/Nota-a-imprensa-Esclarecimentos-em-relacao.html>.
- Pillai, J.R., Huang, S., Bak-Jensen, B., Mahat, P., Thøgersen, P., and Møller, J. (2013). Integration of solar photovoltaics and electric vehicles in residential grids. In *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672215.
- Rahman, S., Ucer, E., and Kisacikoglu, M. (2021). Impact of high-level controller actions on local active end-nodes in a distribution grid. In *2021 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 1–5. doi:10.1109/ISGT49243.2021.9372273.
- Reeves, D., Nourbakhsh, G., Mokhtari, G., and Ghosh, A. (2013). A distributed control based coordination scheme of household pv systems for overvoltage prevention. In *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672774.
- Silva, L.E.S. and Vieira, J.P.A. (2022). Combined pv-pev hosting capacity analysis in low-voltage distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 206, 107829. doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107829>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622000591>.
- Su, J., Lie, T.T., and Zamora, R. (2020). Integration of electric vehicles in distribution network considering dynamic power imbalance issue. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(5), 5913–5923. doi:10.1109/TIA.2020.2990106.
- Sun, H., Guo, Q., Qi, J., Ajjarapu, V., Bravo, R., Chow, J., Li, Z., Moghe, R., Nasr-Azadani, E., Tamrakar, U., Taranto, G.N., Tonkoski, R., Valverde, G., Wu, Q., and Yang, G. (2019). Review of challenges and research opportunities for voltage control in smart grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(4), 2790–2801. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897948.
- Sun, X., Qiu, J., and Zhao, J. (2021). Real-time volt/var control in active distribution networks with data-driven partition method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(3), 2448–2461. doi:10.1109/TPWRS.2020.3037294.
- Zeraati, M., Hamedani Golshan, M.E., and Guerrero, J.M. (2019). A consensus-based cooperative control of pev battery and pv active power curtailment for voltage regulation in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1), 670–680. doi:10.1109/TSG.2017.2749623.