

## GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

### **AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM FOTOVOLTAICA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: UM ESTUDO DE CASO BRASILEIRO**

**BRUNO RANDAZZO BARONI(1); WADAED UTURBEY(2); SAMUEL PEREIRA DA ROCHA (3)**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO (1); UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS (2)**  
**COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (3)**

#### RESUMO

A capacidade de hospedagem fotovoltaica (FV) é definida como a capacidade total máxima de geração FV que uma rede de distribuição pode acomodar sem violar as restrições operacionais. Este artigo avalia os impactos da geração FV relacionados com sobrecorrente e sobretensão para estimar o limite de penetração da geração FV com e sem Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria (SAEB). Os resultados mostram que os alimentadores que não possuem regulador suportam até 100% de GD-FV com SAEB e 80% sem SAEB, enquanto que os alimentadores com regulador suportam até 80% com SAEB e 20% sem SAEB. A sobrecorrente não é uma grande problema.

#### PALAVRAS-CHAVE

Hospedagem de geração distribuída fotovoltaica, Impactos da geração distribuída fotovoltaica, Hospedagem de geração distribuída fotovoltaica com baterias.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

A capacidade de hospedagem fotovoltaica é definida como a capacidade total máxima de geração fotovoltaica (FV) que uma rede de distribuição pode acomodar sem violar as restrições operacionais, especialmente as restrições de tensão nas barras (Xu, et al. 2019). Vários fatores podem impactar a capacidade de hospedagem FV, como as características da rede de distribuição e limites definidos pelos operadores da rede (Ayres, et al. 2010) (Baran, et al. 2012), o que torna o estudo complexo e desafiador. A capacidade de hospedagem FV tornou-se uma preocupação para as concessionárias em cenários de alta penetração FV, em razão dos impactos da geração distribuída (GD), como sobretensão, desequilíbrio de tensão e carregamento de equipamentos (condutores e transformadores) (Torquato, et al. 2018).

Diferentes métodos têm sido propostos para mitigar o aumento da tensão causado pela alta penetração FV, destacando-se o reforço da rede, o gerenciamento da demanda e a injeção de energia reativa em função da potência ativa gerada ou da tensão local, isto é, os métodos Q(P) e Q(V) (Samadi, et al. 2014). Em redes de distribuição a relação X/R é elevada; tendo como resultado a necessidade de grandes montantes de potência reativa a serem absorvidos pelos inversores FV a fim de evitar sobretensões. Na prática, as instalações de GD são limitadas principalmente por restrições operacionais, como limites de ampacidade de condutores, elevação de tensão ou problemas de proteção. No Brasil, como trata-se de um tema ainda novo para as concessionárias, a metodologia utilizada para análise dos pedidos de acesso se baseia na permissão de acomodação dos acessantes na rede apenas se o mesmo não levar à violação de restrições no cenário de carga leve, tendo como consequência, em muitos casos, reforços de rede caros ou limitação da capacidade de GD naquele sistema estudado. Para contribuir com a metodologia atualmente utilizada pelas concessionárias, estudos para avaliar a capacidade de acomodação de GD na rede mostram-se necessários como solução para aumentar significativamente a quantidade de GD's na rede.

Em (Wu, Lin e Lin 2017) faz-se uma comparação abrangente da regulamentação em diferentes países. No entanto, o uso de estratégias padronizadas pode aumentar muito as cargas das subestações e as perdas do sistema (Samadi, et al. 2014). Em (Costa e Uturbey 2017), é proposta uma estratégia de controle na qual inversores fotovoltaicos mais próximos da subestação trabalham com fator de potência capacitivo e os sistemas fotovoltaicos distantes da subestação trabalham com fator de potência indutivo. Em (Baroni e Uturbey 2018) utiliza-se a matriz de sensibilidade para calcular a energia reativa necessária para regular a tensão em cenários com geração distribuída fotovoltaica (GD-FV). No Brasil, a norma (ABNT-16149 2013) recomenda que, para conectar sistemas fotovoltaicos às redes de

distribuição, os inversores devem ser capazes de seguir uma curva Q(P) padrão. Os inversores podem operar com fator de potência unitário apenas quando a potência nominal do sistema FV for igual ou menor que 3,5 kW. Se o sistema FV apresentar potência entre 3,5 kW e 6 kW, o inversor deve poder trabalhar na faixa de tolerância entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo. Para potência superior a 6 kW, haverá a possibilidade de o inversor trabalhar com fator de potência entre 0,9 indutivo e 0,9 capacitivo. Embora exista essa norma brasileira, o PRODIST não especifica a utilização de inversores que sigam as orientações descritas na norma (ABNT-16149 2013).

Nesse cenário, o uso de sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEB) para prevenção de sobretensão em condições de alta penetração também tem sido estudado. Embora as tecnologias de baterias tenham se desenvolvido nos últimos anos, a principal preocupação com a aplicação do SAEB ainda é o investimento inicial no sistema, sendo necessária uma estratégia para otimizar o tamanho das unidades centralizadas de armazenamento de energia no sistema de distribuição. Dessa forma, uma estratégia de dimensionamento para otimizar o tamanho das unidades de armazenamento de energia é a instalação do mesmo de forma distribuída na rede, ou seja, juntamente aos geradores fotovoltaicos.

Embora a localização e o tamanho da GD sejam decididos pelo proprietário da geração, de acordo com as condições climáticas do local, disponibilidade de terreno e outros critérios técnico-econômicos, estudos prévios de regiões mais atrativas e com maior nível de acomodação de geração podem influenciar diretamente na decisão da melhor localização da GD. Portanto, ferramentas adequadas para determinar a capacidade de hospedagem para diferentes características de alimentadores são muito úteis. Assim, este artigo avalia os impactos da GD-FV relacionados com sobrecorrente nas linhas e sobretensão nas barras de carga para estimar o limite de penetração da GD-FV. Estudos recentes mostram que esses são os principais impactos a serem considerados na avaliação do *hosting capacity* da rede (Xu, et al. 2019) (Mulenga, Bollen e Etherden 2020). Além disso, considerando que a sobretensão é considerada o principal limitador da GD-FV (Torquato, et al. 2018), estuda-se o efeito do armazenamento de energia com o objetivo de prevenir a sobretensão na condição de alta penetração fotovoltaica.

## 2.0 METODOLOGIA

Para a avaliação da capacidade de hospedagem propõe-se uma metodologia baseada em simulação de Monte Carlo; o fluxograma é apresentado no Algoritmo 1. São estudados 11 alimentadores típicos da distribuidora Cemig considerando a curva de carga diária típica de cada mês, operando em diversos cenários de fator de penetração de GD-FV. Para cada fator de penetração e para cada mês, é realizado um fluxo de carga probabilístico, implementado por meio da interação entre os programas OpenDSS (Dugan e McDermott 2011), que calcula o fluxo de carga, e o MATLAB (MATLAB 2019b), através da interface COM (*Component Object Model*). Os resultados de cada mês são agrupados fornecendo os impactos de sobretensões e sobrecorrentes anuais em função do fator de penetração para cada alimentador. Finalmente, os resultados obtidos são agrupados em dois grupos: os referentes a alimentadores com regulador de tensão e os sem regulador de tensão.

**Algoritmo 1:** Metodologia

---

```

1 Start;
2 Input:
3 Dados da rede
4 Curvas de carga típicas, industrial, comercial e industrial
5 Dados meteorológicos - INMET
6 for cada fator de penetração do
7   for cada mês do
8     for cada iteração do
9       Amostragem das curvas de carga
10      Amostragem da temperatura e da irradiação
11      Alocação dos sistemas FV nas barras
12      for cada hora do
13        Fluxo de carga no OpenDSS
14      end
15    end
16    Calcula índice de sobretensão e a sobrecorrente
17  end
18 end
19 Agrupamento os alimentadores

```

---

### 2.1 Fator de penetração

O fator de penetração ( $fp$ ) expressa a taxa de inserção de GD em uma rede elétrica. Há diversas definições para o fator de penetração. Em (Cohen e Callaway 2016), o  $fp$  é definido como a relação entre a potência total instalada de

GD e a potência de pico do alimentador. Outros trabalhos adotam uma definição para o  $fp$  adaptado à regulação do país, baseado na máxima potência FV permitida pelas agências reguladoras (Gray e Morsi 2017). Portanto, neste artigo considera-se o  $fp$  com base no percentual da energia gerada pela energia consumida. O fator de penetração é então definido de acordo com a Eq. (1), onde (EMC) é a Energia Média Anual Consumida, obtida pela integração da curva de carga típica dos consumidores sem GD-FV e (EMFV) é a Energia Média Anual Gerada pelos sistemas FV.

$$fp = \frac{EMFV}{EMC} \quad (1)$$

Considera-se que cada prossumidor dimensiona idealmente seu sistema FV de modo que seu consumo anual seja igual à energia gerada, tal definição é mais realista, já que os clientes no Brasil, na maioria das vezes, instalam GD-FV para compensar sua energia média anual indiferentemente da potência de pico do sistema FV. Distintos cenários são avaliados: o cenário-base  $fp=C_0$  sem geração e os cenários  $fp=C_j$  com níveis de penetração FV aumentando em passos de 10%.

## 2.2 Dados da rede

As redes elétricas não compartilham das mesmas características em todos os países e regiões. As redes de distribuição do Brasil e dos Estados Unidos são caracterizadas por ter longas linhas aéreas de MT, com pequenos transformadores MV/LV que conectam poucos consumidores. Por outro lado, as redes europeias incluem longas linhas aéreas de BT, com poucos transformadores que conectam muitos consumidores (Lucas, et al. 2016). Os sistemas de distribuição são compostos de milhares de alimentadores, o que torna a avaliação detalhada dos efeitos da GD desafiadora. Uma possível abordagem para solucionar o problema é estudar um conjunto representativo de alimentadores e então expandir suas características e comportamentos para o conjunto que eles representam, reduzindo a complexidade das análises (Rigoni, et al. 2016). Neste artigo utilizam-se 11 alimentadores reais e representativos da rede de 13,8 kV da distribuidora Cemig nas diferentes regiões, a fim de caracterizar os padrões de consumo e os aspectos climáticos da área de concessão da concessionária.

A representatividade dos tipos de alimentadores em toda a rede da distribuidora foi calculada pela empresa e considera a receita líquida, a quantidade de alimentadores e a quantidade de consumidores com seus respectivos pesos, conforme mostra a Tabela 1. As principais características dos alimentadores, como potência, representatividade dos alimentadores na rede da distribuidora, caso tenham *Step Voltage Regulator* (SVR), Redes Rurais/Urbanas e o número de Transformadores, são descritas na Tabela 1

Tabela 1: Características e representatividade dos alimentadores

Alim.	Receita Líquida [%]	Quant. de alimentadores [%]	Quant. de consumidores [%]	Representatividade [%]	Potência [MW]	Barras	SVR	Tipo	Número de transformadores
1	33,16	24,44	26,64	28,8	1,6	1990	Não	Metrópole	23
2	6,92	9,58	6,45	7,76	3,2	7297	Não	Urbano	90
3	6,89	7,34	8,43	7,35	3,0	11713	Não	Rural	90
4	4,8	5,82	4,78	5,15	1,8	4492	Sim	Urbano	54
5	6,88	7,33	8,42	7,35	0,9	2042	Não	Urbano	30
6	4,02	4,26	5,54	4,41	3,3	2218	Não	Urbano	58
7	4,8	5,82	4,78	5,15	3,6	6463	Não	Rural	154
8	6,91	9,57	6,44	7,75	2,08	2072	Sim	Rural	94
9	12,46	8,72	11,3	10,92	2,93	6536	Sim	Rural	142
10	4,02	4,26	5,54	4,41	2,0	10.560	Sim	Rural	246
11	9,16	12,85	11,66	10,95	4,27	2402	Sim	Urbano	30
Total	100	100	100	100	29,49	48.641			1011

## 2.3 Amostragem dos dados de entrada

Esta seção descreve aspectos da implementação do método de Monte Carlo.

### 2.3.1 Cargas

Os consumidores são modelados com curvas típicas de carga do ano de 2019. São utilizadas 1.641 curvas de carga de baixa tensão (BT) e 24 curvas de carga de média tensão (MT) distribuídas nos 11 alimentadores analisados, como ilustrado na Figura 1. As curvas de carga são horárias e consideram dia útil, sábado e domingo para cada mês; já a diferença entre as cargas mensais é dada por uma variação na amplitude das curvas de carga. A variabilidade da carga é considerada em um determinado tempo, por um determinado consumidor como uma variável aleatória que segue uma Função Distribuição Probabilidade (FDP) triangular simétrica, centrada no valor médio da carga (C) e com limite inferior em 0 e limite superior em 2C. A carga na rede e nos transformadores é dada pela composição das cargas individuais de cada consumidor. Todas as amostras, das curvas de carga dos consumidores de BT e MT, são independentes, o que representa uma situação mais realista do comportamento dos consumidores.

### 2.3.2 Dados meteorológicos

Os dados de irradiação solar e temperatura ambiente dos 11 locais dos alimentadores foram obtidos do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET 2020). O registro de dados analisado contém as informações, de três anos recentes, com intervalos de uma hora. Com base nos dados meteorológicos, constrói-se uma base de geração diária, obtendo-se, no caso de um mês de 30 dias, 90 dados diários de geração FV. A cada iteração, em cada mês, do método de simulação de Monte Carlo, os dados de geração FV de um dia são escolhidos aleatoriamente. É considerado que todos os clientes no mesmo local estão sujeitos à mesma irradiação solar e à mesma temperatura ambiente. Para calcular a potência FV de saída, é implementado o modelo de geração fotovoltaica desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) (Dobos 2014).

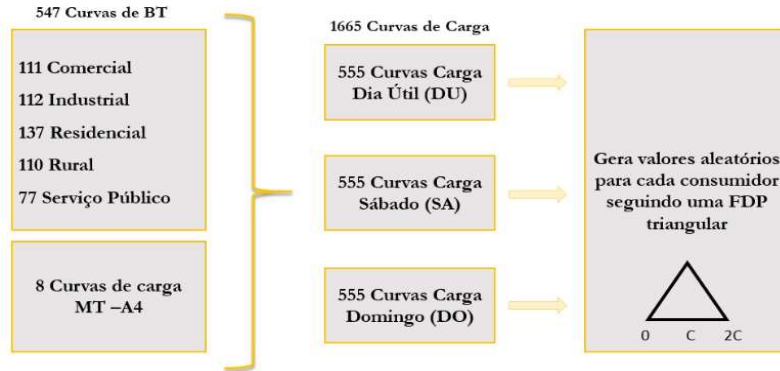


Figura 1: Curvas de baixa e média tensão utilizadas

### 2.3.3 Localização dos sistemas FV

Para cada fator de penetração ( $fp$ ), é determinada a energia média anual a ser gerada por todos os sistemas FV no alimentador ( $E_T$ ). Em seguida, os prossumidores que terão geração são escolhidos aleatoriamente partindo do pressuposto de que cada prossumidor instala um sistema FV que fornece energia para seu consumo médio anual. Cada consumidor sorteado tem sua energia anual média computada. O processo de alocação de GD-FV ocorre enquanto a soma da energia total dos consumidores sorteados for menor do que a  $E_T$ .

### 2.4 Dimensionamento das baterias

Considera-se que cada prossumidor tem o próprio SAEB, dimensionado de acordo com as curvas de carga e geração. Os consumidores que não possuem geração FV também não contam com SAEB. O dimensionamento de um SAEB com geração FV conectado à rede é geralmente feito calculando primeiro o sistema FV e, em seguida, otimizando a capacidade do SAEB (Koskela, et al. 2019). Um tamanho adequado do SAEB corresponderia aproximadamente à carga média do cliente durante os períodos de tarifa elevada. Teoricamente, se o tamanho do SAEB aumentar ainda mais, o aumento na economia anual de custos, que depende da capacidade do SAEB, começa a cair e o lucro a diminuir (Koskela, Rautiainen e Jarventausta 2019). Com tarifas volumétricas, o tamanho ideal do SAEB depende da diferença entre a potência de pico (potência máxima média horária) e o limite de potência aceitável (Koskela, et al. 2019).

A Figura 2 mostra as curvas relevantes no dimensionamento para um cliente típico residencial. A potência do SAEB ( $kW_{Rated}$ ) é dada pelo maior valor da Carga Líquida Média (CLM), ou seja, carga média menos a geração média, conforme a Eq. (2)

$$KW_{Rated_{SAEB}} = \max(|D1|, |D2|) \quad (2)$$

O Intervalo de Carregamento (IC) do SAEB é dado pelo período em que a carga líquida média é menor do que o negativo do valor médio da carga média, e o Intervalo de Descarga (ID) do SAEB é estabelecido pelo período em que a carga líquida média é maior do que o valor médio da carga média, conforme mostra a Figura 3. Dessa forma, em média, a bateria é projetada para absorver todo o excedente da demanda média do consumidor, que pode ser a demanda contratada, reduzindo picos de energia (geração e carga), além de propiciar o autoconsumo.

A energia do SAEB ( $kWh_{Rated}$ ) é dada pelo maior valor da energia no período de carga e no período de descarga, como mostra a Figura 3. Ou seja, a energia do SAEB é dada pelo maior valor A1 ou A2, conforme a Eq. (3).

$$KWh_{Rated_{SAEB}} = \max(|D1 \times IC|, |D2 \times ID|) = \max(|A1|, |A2|) \quad (3)$$

Consideram-se baterias de íon-lítio, que atualmente lideram o mercado (Killer, Farrokhseresht e Paterakis 2020). Suas perdas aumentam quando o estado de carga *State Of Charge* (SOC) é baixo ou muito alto (Tremblay, Dessaint e Dekkiche 2007). Por esse motivo, os limites de SOC da bateria foram definidos em 25–95%, o que resulta em uma reserva de 30%.

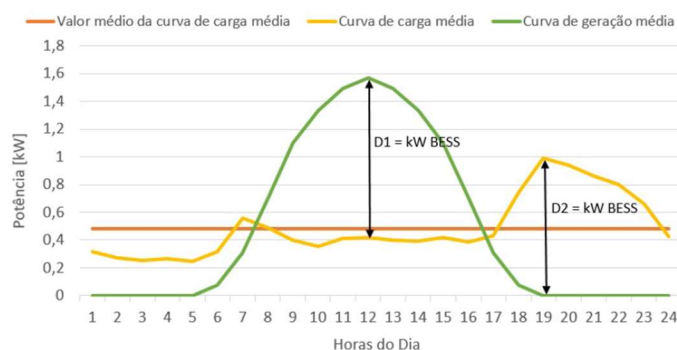


Figura 2: Curvas médias de carga e geração FV

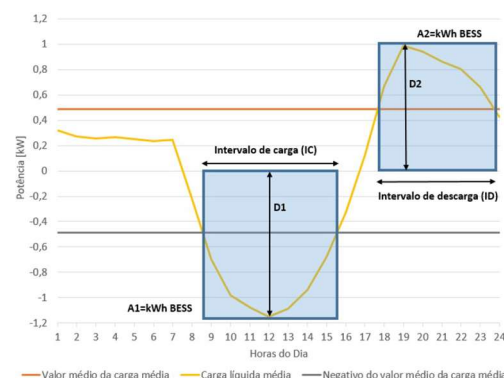


Figura 3: intervalo de carga e descarga da bateria

## 2.5 Índice de sobretensão

Para quantificar a sobretensão utiliza-se o índice de Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente ( $DRC_E$ ) (ANEEL 2018), que avalia a duração da sobretensão com base em medições. A Eq. (4) apresenta o índice, onde  $N_L$  é o número total de unidades de consumo e  $DRC_i$  é o índice para cada consumidor  $i$ . O máximo  $DRC_E$  permitido é de 0,5% para tensão crítica e de 3,0% para tensão precária. A Tabela 2 mostra os limites de tensão precária e crítica no Brasil, descritos no PRODIST (ANEEL 2018). Como pode ser visto, a diferença entre o limite superior de tensão crítica e a tensão precária é de apenas 1%. Assim, a fim de avaliar o limite máximo de penetração FV, sem que os limites operacionais sejam violados, este artigo adota uma postura conservadora e considera que sobretensões superiores a 5% da tensão nominal são críticas. A tensão na subestação foi fixada em 1,0 p.u. em todos os alimentadores.

Tabela 2: Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV	
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92 \text{ TN} \leq TL \leq 1,05 \text{ TN}$
Precária	$0,87 \text{ TN} \leq TL \leq 0,92$ ou $1,05 \text{ TN} \leq TL \leq 1,06 \text{ TN}$
Crítica	$TL < 0,87 \text{ TN}$ ou $TL > 1,06 \text{ TN}$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%] \quad (4)$$

A análise é conduzida para os dois grupos de alimentadores, com e sem regulador de tensão considerando a média do índice. O resultado é expresso em dois  $DRC_E$  coletivos (com e sem SVR) considerando a representatividade desses alimentadores na rede da distribuidora. As análises de sobrecorrentes são baseadas na capacidade do fio e os resultados dos alimentadores com e sem SVR são unificadas.

## 3 RESULTADOS

### 3.1 Capacidade de hospedagem de GD-FV considerando sobretensão sem SAEB

Para melhor visualização e entendimento do efeito da sobretensão nos alimentadores com geração FV, a Figura 4 mostra o boxplot das tensões em todas as barras do alimentador 1. As tensões podem chegar a 1,15 p.u. da tensão nominal ao meio dia em penetrações maiores que 70%. Em contrapartida, nos horários de alta demanda (10h - 19h), a tensão pode ficar abaixo de 0,9 p.u. A figura 5 diz respeito à tensão nas barras do alimentador 11, que tem regulador de tensão. Nesses alimentadores a sobretensão é um grande limitador da GD-FV. Analisando o perfil de tensão nas barras no cenário-base, é possível concluir que há sim a necessidade do SVR no alimentador 11, uma vez que, nos horários de maior carga (8h - 16h), a tensão pode atingir valores próximos a 0,80 p.u. Os SVR da distribuidora em estudo são ajustados para elevar a tensão ao longo do alimentador em 5%; consequentemente, a GD-FV causa sobretensões muito severas e chega a 25 ou 30%, como pode ser visto na figura 5. Os SVRs automáticos regulam a tensão de acordo com uma referência e também podem ser utilizados para abaixar a tensão quando a GD-FV motivar sobretensões (IEA 2014). No entanto, os reguladores responsáveis por esse controle de tensão são mais rápidos, visando atuar de forma eficiente nas variações intermitentes da GD-FV. Os reguladores da distribuidora em estudo

são automáticos e têm um *range* de 10% ( $\pm 5\%$ ), mas não são projetados para atuar em cenários com GD-FV, pois demoram de 1 a 2 minutos na regulação de cada *step*. Considerando que eles têm 16 *steps*, a atuação poderia levar de 15 a 30 minutos.

A Figura 6 mostra o índice  $DRC_E$  dos alimentadores que não possuem regulador de tensão, o alimentador rural 3 é o que possui maior sobretensão, violando o  $DRC_E$ , em penetrações acima de 70%. Na sequência o alimentador rural 7 possui violação do  $DRC_E$  em penetrações superiores a 80%. Já os alimentadores urbanos 1, 5 e 6 têm violação dos limites de sobretensão em penetrações acima de 90% e o alimentador urbano 2 suporta 100% de penetração FV sem exceder os limites operacionais de tensão. Analisando os alimentadores que possuem regulador de tensão, é possível observar na Figura 7 que em 10% de penetração FV não há violação dos  $DRC_E$  e em 20% de penetração FV o alimentador rural 10 e o alimentador urbano 4 atingem o limite permitido de sobretensão; na sequência, em 30% de penetração, todos os alimentadores com regulador possuem violação do índice  $DRC_E$ .

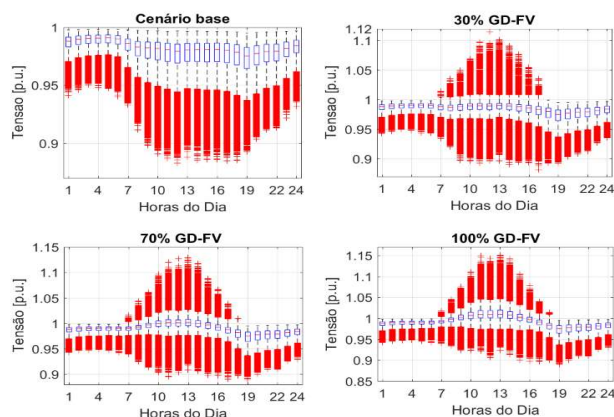


Figura 4: Boxplot da tensão nas barras do alimentador 1

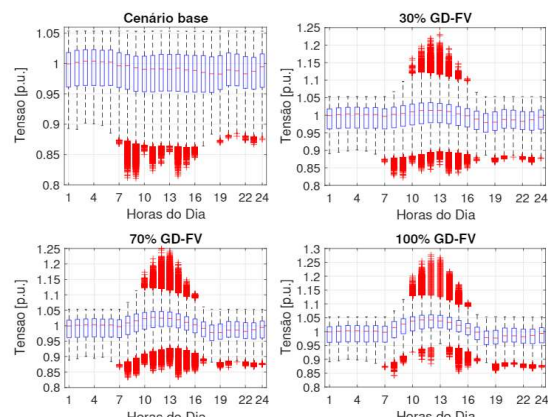


Figura 5: Boxplot da tensão nas barras do alimentador 11

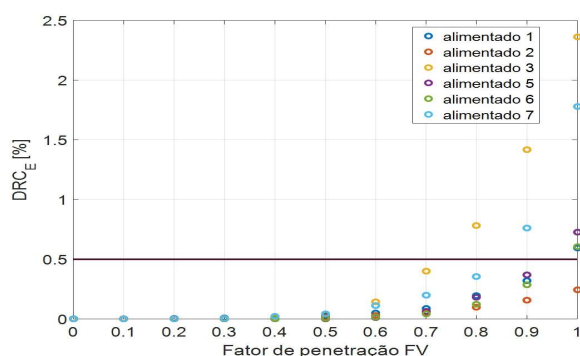


Figura 6:  $DRC_E$  dos alimentadores sem regulador de tensão

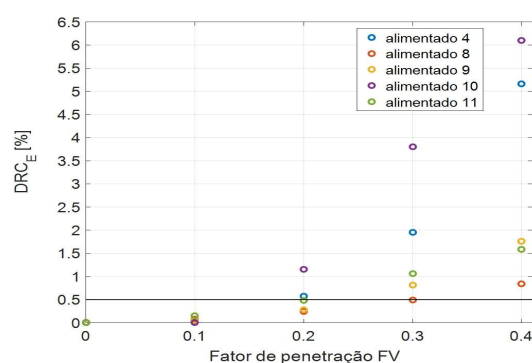


Figura 7:  $DRC_E$  dos alimentadores COM regulador de tensão

Os alimentadores possuem diferentes parâmetros da rede, perfil de carga e dados meteorológicos, o que faz necessário realizar o estudo da capacidade de hospedagem de forma individualizada, como ilustrado na Figura 6 e na Figura 7. No entanto, para estudos de planejamento do setor elétrico pode ser necessário agrupar os resultados. Assim, a Figura 8 (à esquerda) mostra a frequência de ocorrência de sobretensão para alimentadores que não possuem regulador de tensão e a Figura 8 (à direita) mostra o respectivo índice  $DRC_E$ . Analisando o conjunto dos alimentadores que não possuem regulador de tensão, considerando sua representatividade na rede, o  $DRC_E$  é violado em penetrações superiores a 80%. Por outro lado, os alimentadores que possuem regulador de tensão estão sujeitos a níveis mais altos de sobretensão, como pode ser observado na Figura 9 (à esquerda). O índice máximo  $DRC_E$ , aceitável pela regulamentação brasileira é atingido com uma penetração FV inferior a 20%, como mostrado na Figura 9 (à direita). A Figura 9 (direita) mostra os  $DRC_E$  para penetração de até 40% para melhor visualização da região de interesse. Não há sobretensão nas conexões de MT, cujo valor crítico estabelecido em (ANEEL 2018) é maior do que 1,05% da tensão nominal.



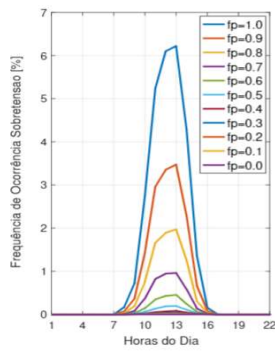


Figura 8: Limite de sobretensão - alimentadores SEM regulador de tensão

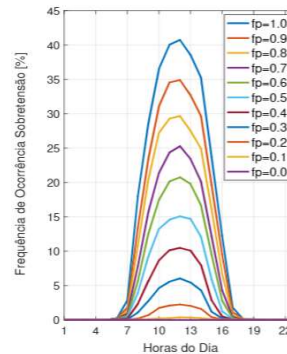
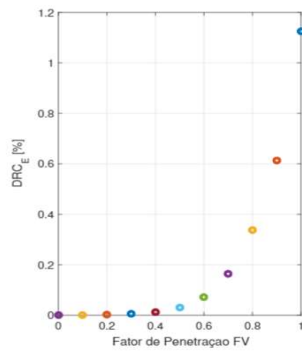
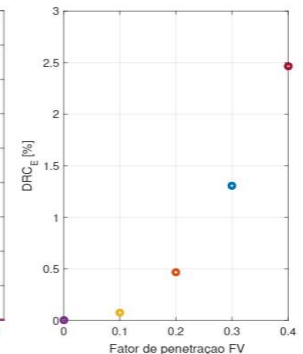


Figura 9: Limite de sobretensão - alimentadores COM regulador de tensão



### 3.2 Capacidade de hospedagem de GD-FV considerando sobretensão com SAEB

Para visualizar o efeito da GD-FV com SAEB no perfil de tensão dos alimentadores são mostradas na Figura 10 as tensões nas barras no alimentador 1. Como pode ser visto, praticamente não ocorrem sobretensões, apenas poucos valores superiores a 1,05 p.u., mesmo com 100% de penetração. Comparando com GD-FV sem SAEB, os valores de sobretensões podem chegar a 1,15 p.u., conforme a Figura 4.

A GD-FV com SAEB também reduz a sobretensão nos alimentadores que têm regulador de tensão. A Figura 11 mostra as tensões nas barras do alimentador 11, que possui SVR; como pode ser notado em altas penetrações (70-100%), ocorrem sobretensões de aproximadamente 1,15 p.u., valor bem menor quando comparado com GD-FV sem SAEB, que pode chegar a 1,3 p.u., como vemos na Figura 5. Essa redução das sobretensões implicam em maior valor da capacidade de hospedagem da rede. Como pode ser visto na Figura 12, os alimentadores que não possuem regulador de tensão, suportam 100% de penetração FV sem que haja violação do  $DRC_E$ . Nos alimentadores que possuem regulador e SAEB, o  $DRC_E$  é maior que 0,5% em penetrações FV maiores que 80% nos alimentadores 4, 9 e 10, conforme Figura 13. Essa redução das sobretensões implicam maior valor da capacidade de hospedagem da rede. Assim, considerando a representatividade na rede da distribuidora dos alimentadores com e sem SVR, os alimentadores que não possuem regulador de tensão suportam até 100% de GD-FV com SAEB, e aqueles com SVR, até 80%, como mostram a Figura 14 e a Figura 15, respectivamente.

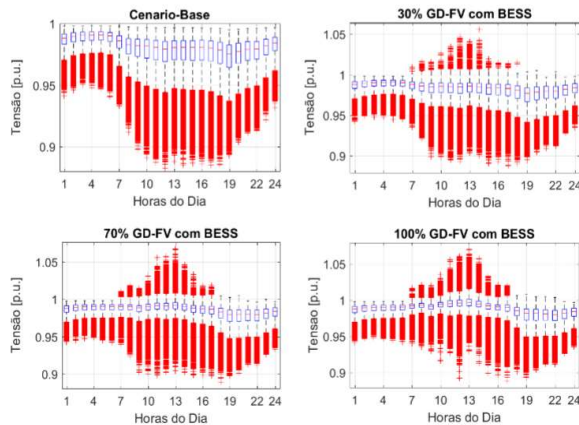


Figura 10: Boxplot da tensão nas barras do alimentador 1 com GD-FV e SAEB

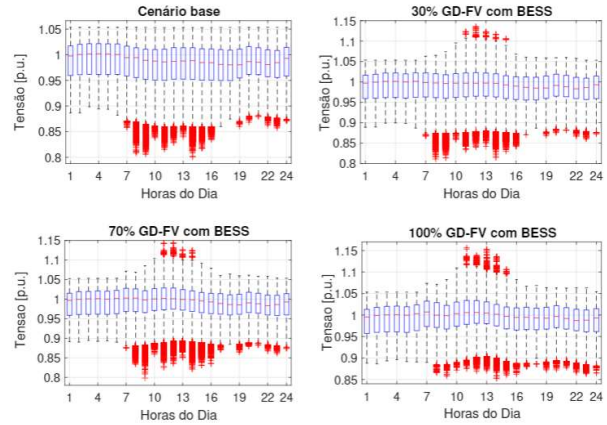


Figura 11: Boxplot da tensão nas barras do alimentador 11 com GD-FV e SAEB

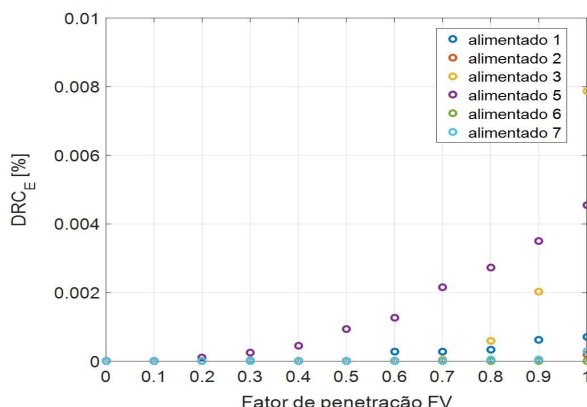


Figura 12: DRC<sub>E</sub> dos alimentadores SEM regulador de tensão e SAEB

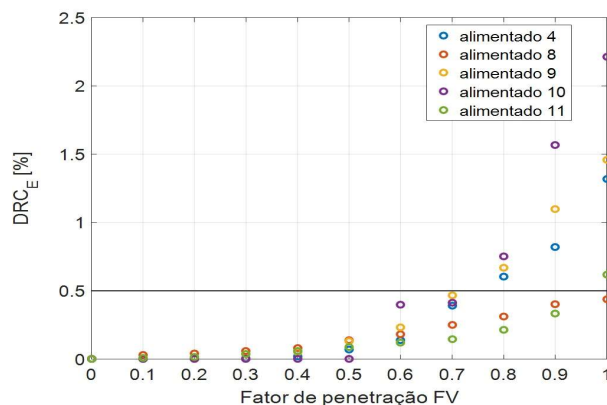


Figura 13: DRC<sub>E</sub> dos alimentadores COM regulador de tensão e SAEB

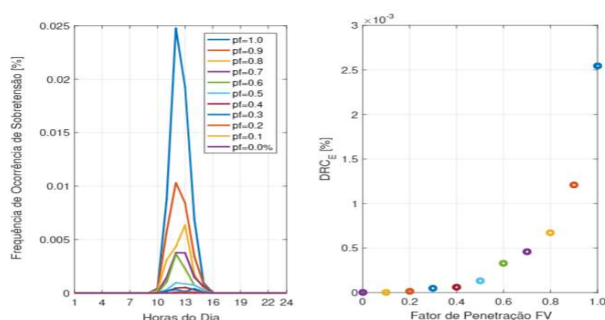


Figura 14: Limite de sobretensão com SAEB - alimentadores SEM regulador de tensão

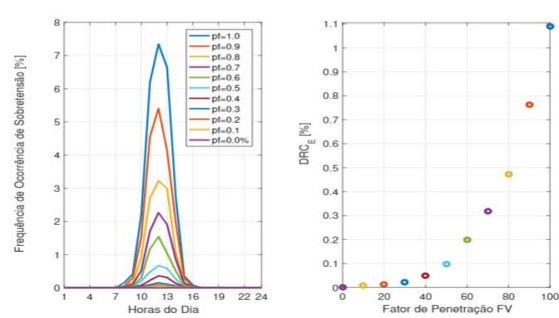


Figura 15: Limite de sobretensão com SAEB - alimentadores COM regulador de tensão

### 3.3 Capacidade de hospedagem de GD-FV considerando sobrecorrentes com e sem SAEB

O impacto de sobrecorrente é menos severo; como pode ser visto na Figura 16, há poucas violações com frequência de ocorrência de sobrecorrentes nas linhas de 0,075% em 100% de penetração sem SAEB ao meio-dia. Em penetrações FV inferiores a 70%, ao meio-dia, não há aumento da sobrecorrente que já existe às 19 horas. A frequência de ocorrência das sobrecorrentes reduz com o aumento da GD-FV com SAEB, como mostra a Figura 17. Os limites de sobrecorrente são baseados na capacidade do fio.

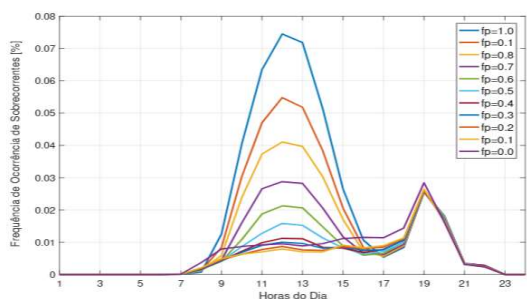


Figura 16: Sobrecorrente nos 11 alimentadores SEM GD-FV e SAEB

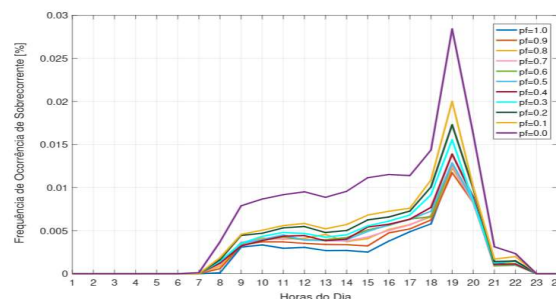


Figura 17: Sobrecorrente nos 11 alimentadores COM GD-FV e SAEB

## 4 CONCLUSÃO

Este artigo avaliou a capacidade de hospedagem fotovoltaica em 11 alimentadores reais de uma distribuidora brasileira considerando sistema de armazenamento de energia e sem ele. A abordagem proposta permitiu obter resultados mais realistas da rede de distribuição, levando em consideração diversas incertezas relacionadas com a localização e a geração dos dos sistemas FV e fator de penetração baseado na energia dos consumidores. Os resultados mostraram que os alimentadores que não possuem regulador de tensão nem possuem SAEB suportam um nível de penetração FV de 70%. A partir desse nível de penetração os alimentadores rurais começam a ter sobretensões acima do valor estabelecido pela regulação brasileira; já os alimentadores urbanos só têm violação



dos limites operacionais em penetrações FV superiores a 90%. Considerando esses mesmos alimentadores com armazenamento de energia não há problemas com sobretensões em nenhum alimentador. Considerando os alimentadores com regulador de tensão, em 20% de penetração FV houve violação dos limites de sobretensões nos alimentadores rurais e urbanos. Em penetrações superiores a 30% todos os alimentadores com regulador possuem sobretensões acima dos limites operacionais. Os resultados com SAEB mostraram que os alimentadores sem regulador de tensão não apresentam problemas de sobretensão e os alimentadores com regulador e SAEB começam a ter problemas com sobretensões em penetrações superiores a 80%.

## 5 REFERÊNCIAS

- ABNT-16149. “NBR 16149 Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.” *Norma Técnica*. 3 de 2013.
- ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Qualidade da Energia.” *PRODIST - Módulo 8*. 1 de 2018.
- Ayres, H. M., W. Freitas, M. C. D. Almeida, e L. C. P. D. Silva. “Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations.” *IET Generation, Transmission Distribution*, 2010: 495-508.
- Baran, M. E., H. Hooshyar, Z. Shen, e A. Huang. “Accommodating High PV Penetration on Distribution Feeders.” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012: 1039-1046.
- Baroni, Bruno, e Wadae Uturbey. “Máxima Penetração Fotovoltaica e Regulação de tensão em Sistemas de Distribuição Através da Análise de Sensibilidade.” *Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.
- Cohen, M.A., e D.S. Callaway. “Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations.” *Solar Energy*, 2016: 126 - 138.
- Costa, A. M. Gomes da, e W. Uturbey. “Voltage regulation strategies for distributed PV generation.” *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017: 1-6.
- Dobos, A. P. “PVWatts Version 5 Manual.” technical report, 2014.
- Dugan, R. C., e T. E. McDermott. “An open source platform for collaborating on smart grid research.” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011: 1-7.
- Gray, M.K., e W.G. Morsi. “On the role of prosumers owning rooftop solar photovoltaic in reducing the impact on transformer's aging due to plug-in electric vehicles charging.” *Electric Power Systems Research*, 2017: 563 - 572.
- IEA. “Transition from uni directional to bi directional distribution grids.” technical report, 2014.
- INMET. *Instituto Nacional de Meteorologia*. 2020. <https://www.inmet.gov.br>.
- Killer, Marvin, Mana Farrokhsersht, e Nikolaos G. Paterakis. “Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region.” *Applied Energy*, 2020: 114166.
- Koskela, J., K. Lummi, A. Mutanen, A. Rautiainen, e P. Järventausta. “Utilization of Electrical Energy Storage With Power-Based Distribution Tariffs in Households.” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019: 1693-1702.
- Koskela, Juha, Antti Rautiainen, e Pertti Järventausta. “Using electrical energy storage in residential buildings - Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization.” *Applied Energy*, 2019: 1175 - 1189.
- Linssen, Jochen, Peter Stenzel, e Johannes Fleer. “Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles.” *Applied Energy*, 2017: 2019 - 2025.
- Lucas, Alexandre, Giuseppe Pretico, Anna Mengolini, Gianluca Fulli, e Flavia Gangale. *Distribution system operators observatory*. technical report, Institute for Energy and Transport, 2016.
- MATLAB. “The MathWorks Inc.” *Version 9.7*. Natick, Massachusetts, 2019b.
- Mulenga, Enock, Math H.J. Bollen, e Nicholas Etherden. “A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids.” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020: 105445.
- Queiroz, Humberto, Rui Amaral Lopes, e João Martins. “Automated energy storage and curtailment system to mitigate distribution transformer aging due to high renewable energy penetration.” *Electric Power Systems Research*, 2020: 106199.
- Rigoni, V., L. F. Ochoa, G. Chicco, A. Navarro-Espinosa, e T. Gozel. “Representative residential LV feeders: A case study for the North West of England.” *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016: 1-1.
- Samadi, A., R. Eriksson, L. Söder, B. G. Rawn, e J. C. Boemer. “Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2014: 1454-1464.
- Torquato, R., D. Salles, C. Oriente Pereira, P. C. M. Meira, e W. Freitas. “A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2018: 1002-1012.
- Tremblay, O., L. Dessaint, e A. Dekkiche. “A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles.” *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2007: 284-289.
- Wu, Y., J. Lin, e H. Lin. “Standards and Guidelines for Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison.” *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2017: 3205-3216.
- Xu, X., J. Li, Z. Xu, J. Zhao, e C. S. Lai. “Enhancing photovoltaic hosting capacity - a stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks.” *Applied Energy* 238 (2019): 952 – 962.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Formação: Doutorado, mestrado e graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atuação: Atualmente é Professor Adjunto do Departamento de Engenharia de Controle e Automação (DECAT) da Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), membro permanente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Eletrônicos da Universidade Federal de Santa Catarina (PPGESE), membro colaborador do Programa de Pós-Graduação Profissional em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração (PROFICAM). Fundador do grupo de pesquisa Efeitos da Geração Distribuída (EGED) da UFOP credenciado pelo CNPq. Áreas de pesquisa: Geração Distribuída, Sistemas Elétricos de Potência e Regulação de Energia.

(2) WADAED UTURBEY

Engenheira eletricista pela Universidad de La República-Uruguai. Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica pela UFSC-Universidade Federal de Santa Catarina. Professora associada do Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG-Universidade Federal de Minas Gerais desde 2004. Pós-doutorado no Institut für Controlling und Unternehmensrechnung - Technische Universität Braunschweig-ICU-TUB, Alemanha (2019) na área de regulação dos operadores de transmissão de energia elétrica. Sua área de atuação em pesquisa inclui planejamento da operação de sistemas de energia elétrica, resposta da demanda, recursos energéticos distribuídos, mercados de energia elétrica, regulação do setor elétrico.

(3) SAMUEL PEREIRA DA ROCHA

Doutorado em andamento em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atua como professor de pós-graduação lato-sensu do Instituto de Educação Continuada - Puc Minas. Membro do Comitê de Estudos CE-C6 do Cigré, contribui em grupos de trabalho nacionais e internacionais sobre redes ativas de distribuição e recursos energéticos distribuídos. Funcionário da Cemig Distribuição, trabalha no planejamento da expansão do sistema elétrico de potência e executa estudos para o desenvolvimento e aplicação de modelos e métodos técnicos para a implantação e operação de novas subestações e redes de distribuição de energia.