

Avaliação de Desempenho de Tecnologias Emergentes para Controle de Tensão em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Microgeração Fotovoltaica

Andrey da Costa Lopes,* João Paulo Vieira,
Luiz Eduardo Sales e Silva, Camila Souza Alves,
Fábio Alexandre Martins Monteiro**

* *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém/PA, Brasil, (e-mail: andrey@unifap.br, jpavieira@ufpa.br, eduardosales@ufam.edu.br, alves.souza.camila@gmail.com).*

** *Universidade Estadual de Santa Cruz (UESC) - DCET, Ilhéus/BA, Brasil (e-mail: fammonteiro@uesc.br)*

Abstract: In the current scenario, the increasing penetration of micro photovoltaic distributed generation (MPVDG) in the low voltage distribution networks (LVDNs) has caused technical problems, such as reverse power flow, voltage fluctuation and overvoltage. The overvoltage issue occurs due to the high R/X ratios of the LVDN cables associated with of active power injection by MPVDG. Such problems, in turn, have generated financial losses for both utilities and residential consumers. In the technical literature, emerging technologies and equipment, such as smart inverters with advanced Volt-VAR and Volt-Watt functions and battery energy storage systems (BESS), rise as potential solutions to mitigate the mentioned problems. This article comparatively evaluates the performance of Volt-VAR and Volt-Watt control techniques and a residential BESS charge/discharge control, highlighting the potential and limitations of each technique. The simulations are performed in a real LVDN. Time-series power flow simulations evaluate the mitigation techniques.

Resumo: No cenário atual, a crescente penetração da Microgeração Distribuída Fotovoltaica (MGDFV) na Rede de Distribuição de Baixa Tensão (RDBT) tem proporcionado problemas técnicos, tais como fluxo de potência reverso, flutuação de tensão e sobretensão. Estes ocorrem devido às altas relações R/X dos cabos da RDBT associadas à injeção elevada de potência ativa pela MGDFV. Tais problemas, por sua vez, tem gerado prejuízos financeiros tanto para as concessionárias como para os consumidores residenciais. Na literatura técnica, tecnologias e equipamentos emergentes, tais como inversores inteligentes com as funções avançadas Volt-VAR e Volt-Watt e Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias (SAEB), surgem como soluções potenciais para mitigar os problemas mencionados. Esse artigo avalia de forma comparativa os desempenhos das técnicas de controle Volt-VAR, Volt-Watt e de um controle de carga/descarga de SAEB residencial, destacando as potencialidades e limitações de cada técnica. As simulações foram implementadas em uma RDBT real. Dentre as técnicas adotadas para mitigar o problema, os resultados mostraram um melhor desempenho para o uso de SAEB, enquanto que o uso de controle Volt/VAR apresentou um pior desempenho.

Keywords: battery energy storage system; photovoltaic microgeneration; Volt-VAR Control; Volt-Watt Control.

Palavras-chaves: sistemas de armazenamento de energia em baterias; microgeração fotovoltaica; Controle Volt-VAR; Controle Volt-Watt.

1. INTRODUÇÃO

A redução de impactos ambientais e econômicos da geração centralizada de energia elétrica e a busca pela independência dos combustíveis fósseis são temas constantemente debatidos no setor elétrico. Entidades públicas e privadas têm criado estratégias visando a exploração de fontes renováveis de energia e geração em menor escala por maior quantidade de produtores. Neste contexto, o crescimento da capacidade instalada de geração fotovoltaica nas matrizes elétricas de vários países do mundo é notoriamente evidenciada (Wang et al., 2018).

Em 2018, 36% da capacidade de geração adicionada no mundo foi de geração fotovoltaica, e deste percentual, 42,16% foi proveniente de microgeração distribuída (IEA, 2019). Este valor representa mais que o dobro da quantidade adicionada quando comparada ao uso do carvão e da eólica, respectivamente, segundo e terceiro colocados no *ranking*, respectivamente (IEA, 2019). Quanto à capacidade instalada, a China adicionou 45 GW, e a Índia e Estados Unidos 10,8 GW cada. Além deles, Japão, Austrália, Alemanha, México, Coreia do Sul, Turquia e Holanda se destacaram no ano de 2018 (IRENA, 2019).

Estima-se que no ano de 2050, a MGDFV no mundo representará 3,408 TW da quantidade total de energia elétrica produzida, aproximadamente 20% do total gerado (IRENA, 2019). Estes valores são considerados significativos no contexto global por elevar a participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica. Entretanto, a elevada penetração de MGDFV em redes de distribuição de baixa tensão provoca problemas, tais como: sobretensão, sobrecarga de condutores e transformadores (Ballanti and Ochoa, 2018). Deste modo, solucionar ou minimizar esses distúrbios significa melhorar a qualidade da operação da rede elétrica em benefício da concessionária e do consumidor.

Diferentes métodos têm sido propostos na literatura para mitigar o problema da sobretensão na rede devido à alta penetração de MGDFV, tais como: reforço de rede, uso de transformadores ativos, compensação de potência reativa (Controle Volt-Var) e redução de potência ativa (Controle Volt-Watt) por parte de inversores FV, assim, como o uso de SAEB (Hashemi and Østergaard, 2016). Atualmente, devido à significativa redução de custos, a alta inserção de MGDFV em escala residencial tem dado impulso ao uso de SAEB de escala residencial, juntamente com a queda gradual dos preços destes, uma vez que permite aos clientes suprir localmente a maior parte de suas necessidades de energia, reduzir suas emissões de carbono e dependência da rede de energia, ou seja, reduzir as importações da rede) (Procopiou et al., 2018). Com tais sistemas, os clientes poderão armazenar o excesso de geração fotovoltaica (ou seja, geração menos demanda) durante o dia e usá-lo mais tarde à noite, reduzindo as contas de eletricidade. Soluções comerciais com o uso de SAEB foram introduzidas no mercado tais como, Tesla, LG, ABB, SMA, entre outras. Tais tecnologias tem sido vistas como uma solução apropriada para substituir o método de redução de potência ativa (Controle Volt-Watt), uma vez que este não é um método favorável aos produtores pela perda de potência excedente gerada,

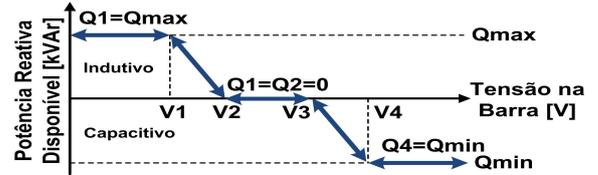


Figura 1. Exemplo de Controle Volt-Var Gonçalves (2018).

além disso, do uso de SAEB aumenta o autoconsumo de proprietários de MGDFV.

Diante do contexto prévio, o presente artigo tem como objetivo avaliar o desempenho dos controles Volt-Var e Volt-Watt dos inversores FV, assim como o uso de SAEB, para mitigar problemas de sobretensão e sobrecarga térmica na rede com alta penetração de MGDFV.

Com os resultados gerados pelas simulações dos cenários envolvendo as estratégias de controles previamente citadas, o presente trabalho terá como contribuição a avaliação das potencialidades do uso de controle por potência ativa na regulação de tensão em RDBT, destacando o SAEB de uso residencial como solução emergente, cuja aplicação vem crescendo constantemente. A seguir, cita-se como contribuição a modelagem de uma RDBT real Brasileira, importante para estudos futuros. Por fim, outra relevante contribuição é a análise dos parâmetros técnicos de nível de tensão e carregamento dos condutores e transformador de distribuição

2. SMART INVERTERS E CONTROLES VOLT-VAR E VOLT-WATT

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos típicos e instalados no passado recente em residências dispõem de inversores de frequência com o objetivo de alimentar a rede elétrica em operação unidirecional. Ou seja, convertem a energia em modo de corrente contínua dos módulos fotovoltaicos para alternada e desligam-se automaticamente ao detectar distúrbios na rede, tais como flutuação de tensão e frequência (Dugan, 2013).

A norma IEEE-1547, principal padrão seguido pelos fabricantes de inversores de frequência no mundo, na atualização de 2018, permitiu a implantação de funcionalidades avançadas de *software* para permitir melhor interação entre rede elétrica e geração fotovoltaica, com o intuito de incrementar sua resiliência, confiabilidade e segurança (FORCE, 2018). Atualmente, denominados por inversores inteligentes (do inglês, *smart inverters*), dentre as inovações ao comparar-se aos inversores tradicionais, cita-se as direcionadas para tensão, frequência, comunicação e controle. Desta forma, os inversores inteligentes tomam decisões autônomas para manter a operação da rede elétrica estável e confiável conforme o aumento do nível de penetração de geração distribuída (FORCE, 2018).

No contexto de controles aplicados a inversores inteligentes, destacam-se os tipos Volt-Var e Volt-Watt (Bouzguenda et al., 2011; Parajeles et al., 2017; Hashemi and Østergaard, 2017; Olivier et al., 2016). O primeiro controla a potência reativa do inversor consoante a medição de tensão local. A Figura 1 apresenta um exemplo de controle Volt-Var.

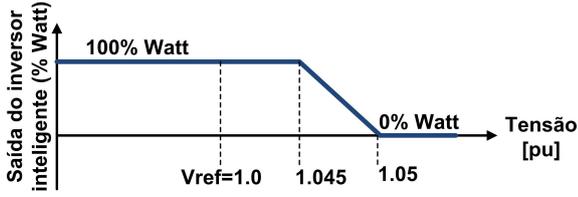


Figura 2. Exemplo de Controle Volt-Watt. Adaptado de Kashani et al. (2017)

Nota-se na Figura 1, caso a rede elétrica esteja operando a níveis de tensão abaixo dos valores pré-estabelecidos, o inversor opera com fator de potência capacitivo e injeta a capacidade máxima de reativos. Em operação nos níveis adequados de tensão, o inversor atua com fator de potência unitário. Sob tensão local acima dos valores limítrofes do inversor, o mesmo absorve sua capacidade máxima de potência reativa em virtude do fator de potência ser indutivo (Olivier et al., 2016).

O controle do tipo Volt-Watt, por sua vez, realiza a regulação de tensão local por intermédio do gerenciamento de potência ativa da saída do inversor inteligente. Em geral, esse tipo de aplicação torna-se interessante quando a demanda de carga da rede elétrica possui níveis aquém da geração fotovoltaica e quando a relação R/X dos cabos é elevada (Hashemi and Østergaard, 2017; Olivier et al., 2016; Kashani et al., 2017). A Figura 2 ilustra um exemplo de funcionamento desta estratégia.

Na Figura 2, o limite regulatório do nível de tensão da rede elétrica é 1.05 pu. Enquanto o nível de tensão medido localmente pelo inversor inteligente for menor ou igual a 1.045 pu, o mesmo fornece 100% da sua capacidade instalada. Ao ultrapassar este valor, a potência ativa na saída do inversor é reduzida gradativamente de modo a não ultrapassar o valor máximo regulado. Caso a tensão na rede elétrica reduza abaixo de 1.045 pu, o inversor retorna a operar com 100% da sua capacidade máxima. Os valores máximos e o limítrofe para o início do corte de potência ativa podem ser modificados de acordo com a legislação vigente da região de instalação do sistema de geração fotovoltaica.

3. ESQUEMA DE CONTROLE DO SAEB RESIDENCIAL

Atualmente, embora existam vários SAEB em escala residencial disponíveis no mercado, os detalhes exatos do controle de carga/descarga para esses dispositivos não são acessíveis. Os fabricantes fornecem apenas descrições gerais relacionadas aos princípios operacionais básicos de seus produtos. Assim, com base nos princípios operacionais mais comuns dos sistemas de armazenamento comercial, bem como nas informações encontradas na literatura (Petrou et al., 2018), este estudo pressupõe que os SAEB carreguem com base na geração fotovoltaica excedente (geração líquida P_{grid} positiva) e descarreguem quando a demanda P_d for maior que a geração P_g (geração líquida P_{grid} negativa). Tal estrutura de controle está descrita no Algoritmo 1 (Petrou, 2019):

Tal algoritmo faz alusão ao esquemático da Figura 3, onde, $P_d, P_g, E_s, P_s^{max}, \eta_+, \eta_-$, são potência demandada pela carga, potência gerada pelo painel FV, Energia do SAEB,

Algorithm 1 Controle SAEB residencial

- 1: Obtenha P_d, P_g, E_s
- 2: Faça $P_{grid} \leftarrow (P_d - P_g)$
- 3: **if** $P_{grid} \geq 0$ **then**
- 4: $P_s = -\min(P_{grid}, \frac{E_s \eta_-}{\Delta t}, P_s^{max})$
- 5: **else**
- 6: $P_s = \min(|P_{grid}|, \frac{E_s^{max} - E_s}{\eta_+ \Delta t}, P_s^{max})$
- 7: **end if**

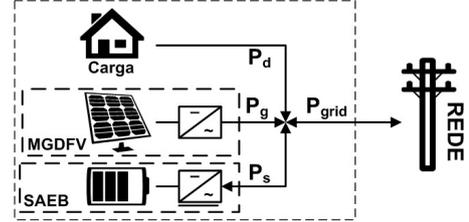


Figura 3. Diagrama dos elementos de controle da residência.

potência nominal do SAEB e eficiências de carga/descarga do SAEB, respectivamente.

O controle mede primeiro a demanda, a geração fotovoltaica e a energia armazenada no SAEB (linha 1 do algoritmo). Se a demanda excedente for positiva (linha 3 do algoritmo), o SAEB descarrega. A potência de descarga é definida pelo mínimo de três valores: a demanda excedente, a energia disponível (convertida para a quantidade de potência que pode ser entregue ao longo do passo de tempo Δt) e a potência nominal do SAEB (linha 4 do algoritmo). Se a demanda excedente for negativa (linha 5 do algoritmo), o SAEB carrega com uma potência de carga definida como o mínimo do valor absoluto da demanda excedente, energia máxima que pode ser armazenada ao longo do período de tempo Δt , e a potência nominal do SAEB (linha 6 do algoritmo). Além disso, a energia armazenada no SAEB para o próximo passo de tempo (E_s^{+1}) pode ser calculada usando a equação (1), onde todos os parâmetros são conforme definidos anteriormente.

$$E_s^{+1} = E_s + \begin{cases} \eta_+ P_s \Delta t, & \text{se } P_s \geq 0 \\ \frac{P_s}{\eta_-} \Delta t, & \text{se } P_s < 0 \end{cases} \quad (1)$$

4. DESCRIÇÃO DA REDE TESTE E DADOS DE ENTRADA

Esta seção apresenta os dados reais da Rede de Distribuição Urbana (RDU), as especificações do SAEB e os perfis de geração fotovoltaica usados nos estudos. O *software* OpenDSS (Dugan, 2012) foi utilizado na modelagem da rede, assim como os painéis fotovoltaicos e SAEB.

4.1 Rede de Distribuição Urbana

A RDBT utilizada nesse estudo representa um alimentador urbano de BT como parte de um conjunto residencial, modelado com parâmetros reais situado na cidade de Macapá/AP, norte do Brasil, atendendo um total de 84 unidades consumidoras. A topologia da rede em estudo é

ilustrada na Figura 4. Tal rede está conectada a um alimentador de MT através de um transformador de serviço de 13,6/0,22 kV $\Delta - Y_g$ (75 kVA).

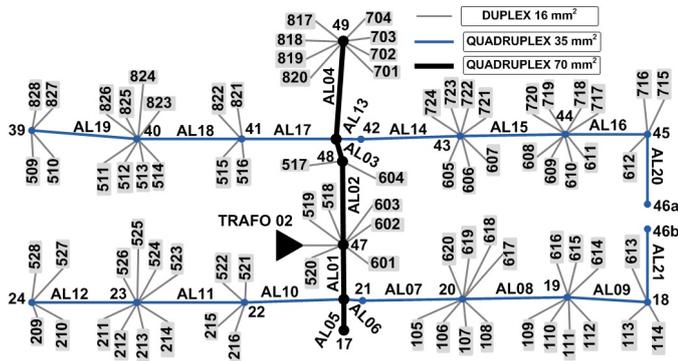


Figura 4. Diagrama unifilar da RDUBT.

O comprimento de cada trecho de linha dos alimentadores da rede são ilustrados na Tabela 1.

Tabela 1. Comprimento dos trechos nos alimentadores da rede.

linha	compr. [m]	linha	compr. [m]	linha	compr. [m]
AL01	19	AL08	38	AL14	35
AL02	30	AL09	28	AL15	38
AL03	8	AL10	33	AL16	28
AL04	32	AL11	38	AL17	33
AL06	6	AL12	38	AL18	38
AL07	36	AL13	6	AL19	38

4.2 Especificação técnica do SAEB

O SAEB utilizado no presente estudo é o Tesla Powerwall 2 (Motors, 2015). Sua capacidade de potência nominal é de 5 kW (carga ou descarga) e a capacidade de energia nominal é de 13 kWh. Para evitar danos às células, a profundidade máxima de descarga (DoD) é de 90%.

4.3 Dados da Curva de Irradiação Solar

Será utilizado no presente estudo uma única curva de irradiação para todos os sistemas fotovoltaicos com resolução de 1 minuto. Tal perfil foi gerado sinteticamente utilizando a ferramenta do *Center of Renewable Energy Systems Technology* (CREST) (Richardson and Thomson, 2010) da Universidade de Loughborough, para condição de céu claro.

4.4 Dados das Curvas de Carga Residenciais

As curvas de carga residencial sintéticas foram geradas por um simulador baseado em Monteiro et al. (2015). Este simulador foi adaptado ao contexto brasileiro, e os aparelhos foram considerados de acordo com o hábito de uso dos clientes. Na Figura 5 tem-se uma amostra de 84 curvas de carga geradas para um intervalo de 48h e resolução de 1 minuto.

É importante frisar que, para o presente estudo, envolvendo SAEB, a média da energia diária de todas as curvas de carga é 11.7522 kWh, com valor máximo de 15.2707 kWh e mínimo de 9.3286 kWh.

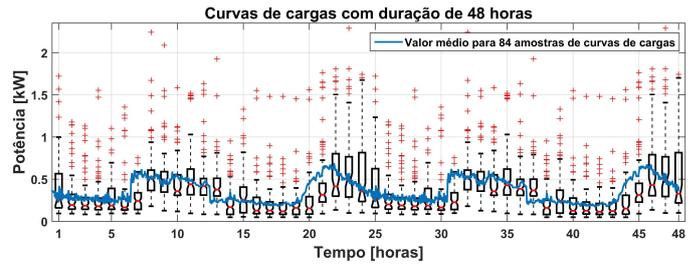


Figura 5. Curvas de Cargas - dados sintéticos.

5. ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso, foram considerados 4 cenários para a RDU:

- CENÁRIO 01 - Considera a RDU com MGDFV (caso base), levando em consideração uma unidade fotovoltaica para cada residência, com potência nominal de 2 kWp;
- CENÁRIO 02 - Considera a RDU com MGDFV e Controle Volt-Var ativado, nas mesmas condições do cenário 01;
- CENÁRIO 03 - Considera a RDU com MGDFV e Controle Volt-Watt ativado, nas mesmas condições do cenário 01;
- CENÁRIO 04 - Considera a RDU com MGDFV integrada com SAEB, nas mesmas condições do cenário 01.

6. RESULTADOS

A Figura 6 apresenta o comportamento das tensões na RDBT para todos os cenários simulados. No gráfico superior, tem-se a distribuição das variações de tensão por postes (nó/barras) na forma de *boxplot*. Em seguida, no gráfico inferior, tem-se o perfil de tensão ao longo do tempo de simulação para o poste que apresenta maior variação de tensão. Neste caso, o poste BTP45.

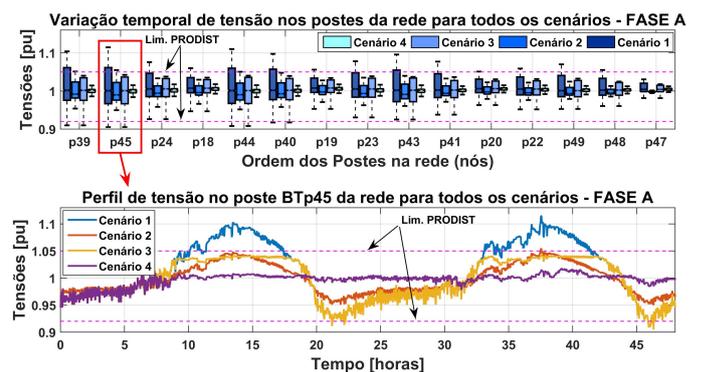


Figura 6. Perfis de tensões da rede com todos os cenários.

Para o cenário 01 (caso base), nota-se a existência de uma acentuada sobretensão nos intervalos de máxima irradiação solar, durante os dois dias de simulação, muito acima dos valores máximo definidos pelo módulo 8 de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (PRODIST, 2018). Também existem curtos intervalos de tempo com subtensão abaixo dos valores mínimos definidos pelo PRODIST. O cenário

02 (Controle Volt/VAr) mostra uma melhora no perfil de tensão. No entanto, existem sobretensões, apesar de ter melhorado consideravelmente o problema de sub-tensão. Quanto ao uso de Controle Volt/Watt (cenário 03), observa-se uma melhora significativa no problema de sobretensão, reduzindo o perfil para valores abaixo do limite superior imposto pelo PRODIST. No entanto, as melhorias se limitam ao intervalo de máxima irradiação solar, não solucionando o problema da sub-tensão.

Ao avaliar o perfil de tensão do cenário 04, houve uma melhora significativa em comparação com o cenário prévio. Nota-se que o perfil de tensão foi excursionado para valores bem afastados dos limites máximo e mínimo impostos pelo PRODIST, sanando os problemas de sobre e sub tensão.

Na Figura 7 tem-se o perfil de potências ativa, reativa e aparente na saída do transformador de distribuição que alimenta a RDUBT, para todos os cenários simulados.

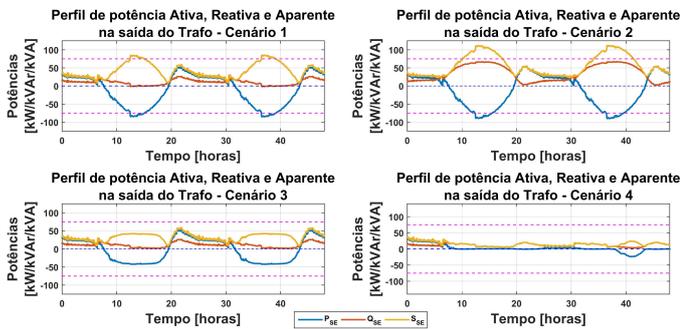


Figura 7. Perfil de potência ativa, reativa e aparente na saída do transformador de distribuição para todos os cenários.

Ao analisar o cenário 01, conforme a Figura 7, nota-se o intervalo de fluxo reverso coincidente com o período de máxima irradiação solar, sobretudo com a sobrecarga do transformador, o que replica nas sobretensões observadas na Figura 6, para o mesmo cenário.

O cenário 02 apresenta pior desempenho quanto às sobrecargas térmicas do transformador. Tal piora, deve-se ao excessivo fluxo de potência reativa no intervalo de atuação do controle Volt-VAr.

Considerando o cenário 03, notam-se melhorias nas sobrecargas térmicas do transformador, no entanto, tais melhorias se limitam ao intervalo de máxima irradiação solar, período de atuação do controle Volt-Watt, sendo indiferente nos outros intervalos.

Analisando o mesmo gráfico, para o cenário 04, houve uma redução significativa nos perfis de potências, mitigando tanto as sobrecargas por fluxo reverso como o valor máximo no período de ponta da demanda total.

Com intuito de observar o comportamento da sobrecarga térmica dos alimentadores da rede, tem-se o perfil de carregamento percentual para corrente nos alimentadores da rede, vide Figura 8, para todos os cenários simulados.

Semelhante aos gráficos da Figura 6, tem-se no gráfico superior, a distribuição das variações do carregamento dos cabos por trecho dos alimentadores na forma de *boxplot*, e no gráfico inferior, tem-se o perfil de carregamento ao longo do tempo de simulação para o trecho mais carregado

da rede. Neste caso, o trecho AL02, com seção de área do condutor de 70 mm².

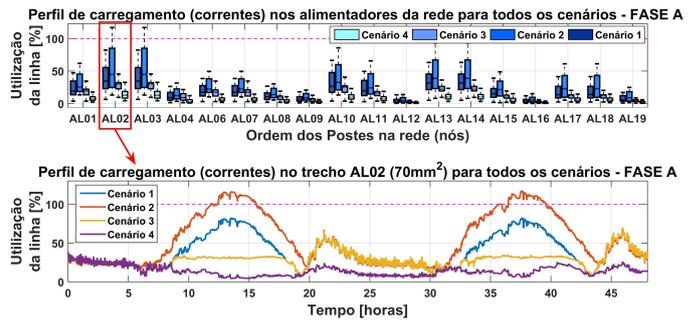


Figura 8. Perfis de correntes nos alimentadores da rede para todos os cenários.

Observando o gráfico superior da Figura 8, para o cenário 01, nota-se violações dos limites térmicos para os trechos AL02 e AL03 no tronco do alimentador da rede. Ao analisar o cenário 02 para o trecho AL02, no gráfico inferior da Figura 8, nota-se uma elevação do carregamento nos intervalos de atuação do controle Volt-VAr, como era de se esperar. A mitigação para estas violações podem ser observadas no mesmo perfil para os cenários 03 e 04, com melhor desempenho para o último cenário.

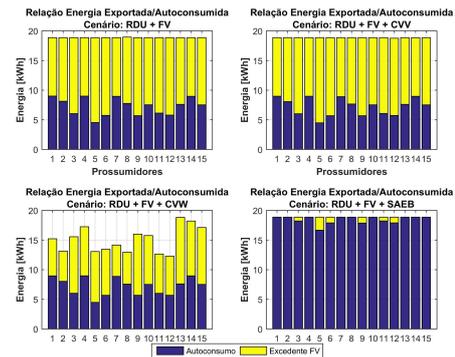


Figura 9. Balanço de energia para excedente FV e autoconsumo.

Por fim, os gráficos da Figura 9 mostram o balanço energético entre o excedente FV e a energia autoconsumida (Carga mais armazenamento) para cada residência no intervalo de produção FV. Para os cenários 01 e 02, os resultados são indiferentes, mostrando um patamar superior igual para todos, o que equivale ao total de energia produzida pelo sistema FV. Para o cenário 03, observa-se uma redução do excedente FV, devido à atuação do controle Volt-Watt, no entanto, o autoconsumo mantém-se indiferente. Ao analisar o cenário 04, nota-se um aumento acentuado do autoconsumo, decorrente da carga do SAEB, restando pouca energia FV excedente para somente 6 unidades prosumidoras.

7. CONCLUSÃO

O presente estudo apresentou os resultados de um conjunto de simulações no OpenDSS envolvendo a conexão massiva de MGDFV em uma RDU real, a fim de analisar e expor os impactos desta conexão na rede, assim como o uso de três técnicas mitigatórias dos impactos causados,

sendo os controles Volta-VAR, Volt-Watt e uso de SAEB. Sem o uso dessas técnicas mitigatórias, os resultados mostraram problemas de sobretensão muito acima dos limites estabelecidos pelo PRODIST, assim como sobrecarga térmica inerente ao excessivo fluxo reverso de potência ativa, provocados pelo excedente de geração fotovoltaica. Dos resultados analisados, é importante destacar as potencialidades e limitações de cada técnica, tanto para o lado do consumidor, como para o lado da concessionária. Para o lado do consumidor, o controle Volt-VAR apresenta como potencialidade uma maior exportação excedente FV, haja vista que, para o cenário brasileiro, o modelo de negócio vigente é o *net-metering*, onde a RDU atua como uma bateria virtual para o excedente FV. Para o controle por SAEB, como potencialidade, tem-se um maior autoconsumo. Como limitações, para o lado do consumidor, o controle Volt-Watt apresentou pior desempenho, pela combinação de baixo excedente FV e autoconsumo mínimo. Por fim, para o lado da concessionária, dentre as potencialidades de cada técnica, destaca-se o controle por SAEB, pois mitigou tanto as violações sobretensão e subtensão quanto as violações por sobrecarga térmica no transformador e nos cabos. Como limitações, destaca-se o controle Volt-VAR, com pior desempenho, para violações de tensão e para violações de sobrecarga térmica. Resultado este esperado por conta da alta relação R/X dos cabos da rede.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Pará (UFPA) pelo apoio disponibilizado no decorrer dos trabalhos, e o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Amazonas (FAPEAM).

REFERÊNCIAS

- Ballanti, A. and Ochoa, L.F. (2018). Voltage-led load management in whole distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 1544–1554.
- Bouzuenda, M., Gastli, A., Badi, A.H.A., and Salmi, T. (2011). Solar photovoltaic inverter requirements for smart grid applications. In *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East*, 1–5.
- Dugan, R. (2013). Advanced inverter controls for distributed resources. *IET Conference Proceedings*, 1221–1221(1). URL <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2013.1126>.
- Dugan, R.C. (2012). Reference guide: The open distribution system simulator (openss). *Electric Power Research Institute, Inc*, 7, 29.
- FORCE, I.P.I.T.S.T. (2018). Impact of iee 1547 standard on smart inverters.
- Gonçalves, B.C. (2018). Impactos do tipo de controle dos inversores da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição.
- Hashemi, S. and Østergaard, J. (2017). Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with pv. *IET Renewable Power Generation*, 11(2), 205–214.
- Hashemi, S. and Østergaard, J. (2016). Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with pv. *IET Renewable Power Generation*, 11(2), 205–214.
- IEA (2019). Iea pvps 2019. snapshot of global pv markets.
- IRENA (2019). Future of solar photovoltaic. deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects.
- Kashani, M.G., Mobarrez, M., and Bhattacharya, S. (2017). Smart inverter volt-watt control design in high pv penetrated distribution systems. In *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 4447–4452.
- Monteiro, F., Torquato, R., and Freitas, W. (2015). Plataforma para simulação de redes de distribuição residenciais. In *Anais do VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Grupo de Pesquisa Otimização e Supervisão de Sistemas Elétricos Industriais OSSEI. doi:10.20906/cps/sbse2016-0018. URL <https://doi.org/10.20906/cps/sbse2016-0018>.
- Motors, T. (2015). Powerwall; tesla home battery'. *Tesla Motors*.
- 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.
- Parajeles, M.J., Quirós-Tortós, J., and Valverde, G. (2017). Assessing the performance of smart inverters in large-scale distribution networks with pv systems. In *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6.
- Petrou, K. (2019). *Advanced management of residential battery energy storage in future distribution networks*. Ph.D. thesis, The University of Melbourne.
- Petrou, K., Ochoa, L.F., Procopiou, A.T., Theunissen, J., Bridge, J., Langstaff, T., and Lintern, K. (2018). Limitations of residential storage in pv-rich distribution networks: An australian case study. In *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5. IEEE.
- Procopiou, A.T., Petrou, K., Ochoa, L.F., Langstaff, T., and Theunissen, J. (2018). Adaptive decentralized control of residential storage in pv-rich mv-lv networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(3), 2378–2389.
- PRODIST, A. (2018). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, módulo 8 - qualidade da energia elétrica. Revisão 10.
- Richardson, I. and Thomson, M. (2010). Domestic electricity demand model—integrated domestic electricity demand and pv micro-generation model. *Loughborough University Institutional Repository*. URL <http://hdl.handle.net/2134/7773>.
- Wang, Y., Huang, Y., Wang, Y., Zeng, M., Li, F., Wang, Y., and Zhang, Y. (2018). Energy management of smart micro-grid with response loads and distributed generation considering demand response. *Journal of Cleaner Production*, 197, 1069 – 1083. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.271>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618319309>.